

INSTITUTUL DE GEOLOGIE ȘI GEOFIZICĂ
STUDII TEHNICE ȘI ECONOMICE

SERIA A

Prospecțiuni și explorări geologice

Nr. 10

GEOLOGIA ZĂCĂMINTELOR
DE HIDROCARBURI DIN ROMÂNIA

DE

DUMITRU PARASCHIV



BUCUREȘTI
1975
Institutul Geologic al României

**Responsabilitatea asupra conținutului lucrării
revine în exclusivitate autorului**



Institutul Geologic al României

INSTITUTUL DE GEOLOGIE ȘI GEOFIZICĂ
STUDII TEHNICE ȘI ECONOMICE

SERIA A

Prospecțiuni și explorări geologice

Nr. 10

GEOLOGIA ZĂCĂMINTELOR
DE HIDROCARBURI DIN ROMÂNIA

DE

DUMITRU PARASCHIV

BUCUREȘTI
1975



Institutul Geologic al României



Institutul Geologic al României

GEOLOGIA ZĂCĂMINTELOR DE HIDROCARBURI DIN ROMÂNIA

DE

DUMITRU PARASCHIV¹

Résumé

La géologie des gisements de hydrocarbures de Roumanie. Dans les à-peu-près 120 années d'existence de l'industrie extractive du pétrole de Roumanie, environ 300 structures productives ont été découvertes, chacune constituée de plusieurs gisements.

Les accumulations de pétrole et de gaz sont réparties dans toutes les unités structurales majeures à dépôts sédimentaires. Ainsi, dans le domaine carpatique on connaît des structures productives dans la dépression précarpatique, dans la dépression de la Transylvanie et dans la dépression pannonienne et dans son avant-pays ont été découvertes des gisements dans la plate-forme moldave, dans la plate-forme scythe et dans celle moesienne. Dans toutes les unités mentionnées, on trouve des accumulations de pétrole et de gaz, sauf la dépression de la Transylvanie, exclusivement gazéifère.

Les hydrocarbures sont localisées dans des formations géologiques d'âge différent, dès la partie supérieure altérée du soubassement métamorphisé (précambrien), ensuite du Dévonien, du Trias, du Dogger, du Malm-Crétacé inférieur, de l'Albien, de l'Eocène, de l'Oligocène, du Burdigalien-Hévetien, du Tortonien, du Sarmatien, du Méotien, du Pontien, du Dacien et enfin du Levantin.

La profondeur à laquelle sont situées les accumulations de pétrole et de gaz s'inscrit entre 80 et 4872 m, le gisement le plus profond étant placé dans le Dévonien de la plate-forme moesienne.

Les types de pièges sont, en général, très variés, à leur constitution participant de facteurs structuraux, stratigraphiques, paléogéomorphologiques et hydrogéologiques.

On peut expliquer les types de gisement et leur distribution par l'évolution géologique spécifique à chaque unité structurale majeure.

TABLA DE MATERII

	<u>Pag.</u>
Abstract	3
I. Introducere	5

¹ Ministerul Minelor, Petrolului și Geologiei, Str. Mendeleev nr. 36, București.



II. Privire generală asupra structurii geologice a României și unitățile structurale de interes pentru hidrocarburi	7
III. Dezvoltarea activității geologice pentru hidrocarburi din România	10
IV. Depresiunea precarpatică	31
1. Particularitățile stratigrafice și litologice ale sedimentarului mezozoic și neozoic	33
a) Zona flișului cretacic	34
b) Zona flișului paleogen	35
c) Zona neogenă	38
2. Caracterizarea generală a structurii	43
3. Evoluția geologică a depresiunii precarpatice	47
4. Condiții de geneză, acumulare și conservare a hidrocarburilor	51
5. Zăcămintele de hidrocarburi	57
a) Zona flișului paleogen	57
b) Subzona miocenă din Moldova	77
c) Subzona miopliocenă din Muntenia	80
d) Depresiunea getică	107
V. Platforma moldovenească	135
1. Particularitățile stratigrafice și litologice ale cuverturii sedimentare	136
2. Caracterizarea generală a structurii	137
3. Evoluția geologică a platformei moldovenești	139
4. Condiții de geneză, acumulare și conservare a hidrocarburilor	140
5. Zăcămintele de hidrocarburi	141
VI. Dobrogea de nord și depresiunea predobrogeană	148
1. Particularitățile stratigrafice și litologice ale cuverturii sedimentare	149
2. Caracterizarea generală a structurii	152
3. Evoluția geologică a promontoriului nord-dobrogean și a depresiunii predobrogeane	155
4. Condiții de geneză, acumulare și conservare a hidrocarburilor	156
5. Zăcămintele de hidrocarburi	157
VII. Platforma moesică	163
1. Particularitățile stratigrafice și litologice ale cuverturii sedimentare	166
2. Caracterizarea generală a structurii	173
3. Evoluția geologică a platformei moesice	181
4. Condiții de geneză, acumulare și conservare a hidrocarburilor	188
5. Zăcămintele de hidrocarburi	193
a) Devonianul	194
b) Triasicul	198
c) Doggerul	200
d) Cretacicul inferior	206
e) Albianul	217
f) Miocenul (Tortonianul și Sarmațianul)	222
g) Pliocenul	229
VIII. Depresiunea Transilvaniei	236
1. Particularitățile stratigrafice și litologice ale cuverturii sedimentare	238
2. Caracterizarea generală a structurii	243
3. Evoluția geologică a depresiunii Transilvaniei	248



4. Condiții de geneză, acumulare și conservare a hidrocarburilor	250
5. Zăcămintele de gaze	252
IX. Depresiunea pannonică	281
1. Particularitățile stratigrafice și litofaciale ale cuverturii sedimentare	282
2. Caracterizarea generală a structurii	285
3. Evoluția geologică a depresiunii pannonice	288
4. Condiții de geneză, acumulare și conservare a hidrocarburilor	290
5. Zăcămintele de hidrocarburi	292
X. Privire de ansamblu și concluzii asupra zăcămintelor și obiectivelor de interes pentru hidrocarburi din România	310
Bibliografie	328
A) Lucrări publicate	328
B) Lucrări nepublicate	338
Rezumat	347

I. INTRODUCERE

În anul 1961 a apărut „Geologia zăcămintelor de petrol și gaze din R.P.R.” a lui N. Grigoraș, una dintre extrem de puținele lucrări de acest fel publicate în țara noastră. Cum data de referință a cărții menționate este începutul anului 1959, înseamnă că de la redactarea ei și pînă în prezent s-au scurs aproape 16 ani, timp în care, pe teritoriul românesc, s-au efectuat cea 115000 km profil seismic, s-au săpat peste 8000 sonde de cercetare, însumînd aproximativ 15000000 m foraj; adîncimea maximă a sondelor a crescut de la 3200-3400 m la 6200 m, s-au dezvoltat zonele productive ale unităților structurale majore cunoscute anterior ca petroliere sau gazeifere și s-a dovedit prezența hidrocarburilor pe unități și în formațiuni noi, descoperindu-se mai mult de 300 structuri și orizonturi cu petrol sau gaze. În plus, tehnica execuției lucrărilor și a prelucrării rezultatelor, mai ales în domeniul geofizic, a evoluat substanțial, oferind posibilitatea descifrării multor probleme geologice, care pînă la acea dată n-a fost posibilă.

Deși „principiul legăturii organice dintre istoria dezvoltării geologice și formarea zăcămintelor de hidrocarburi a rămas valabil” (Grigoraș, 1961, pag. 4), imensele acumulări de ordin cantitativ au determinat modificări importante în concepția geologilor de petrol privind distribuția acumulărilor, condițiile de formare a zăcămintelor și a tipurilor de capcane, modalitatea cercetării acestor capcane și eficiența mijloacelor de investigare.

Toate elementele de cunoaștere și de gîndire, intervenite în decursul celor 16 ani de intensă activitate geologică marcați de importante rezultate practice, se cereau, încă mai demult, sintetizate, prelucrate și prezentate într-o concepție unitară, pentru a fi folosite de cei care lucrează nemijlocit sau au contingență cu activitatea de prospecțiune și explorare. Și aceasta cu atît mai mult, cu cît ritmul intens al activității din ultimele decenii n-a permis multora dintre geologi să studieze și să cunoască decît



zonele și problemele strict limitate de care s-au ocupat. Or, lărgirea orizontului, în primul rând cu realizările din propria țară, constituie un factor determinant al eficienței activității lor.

Mi-am asumat această copleșitoare sarcină, fiind convins de stringenta necesitate a unei astfel de lucrări și, în același timp, simțindu-mă moralmente obligat în fața celor aproximativ 700 de geologi și geofizicienii angrenați direct în activitatea respectivă, și a multor alora, îndreptățiti să fie informați, ținând seama de atribuțiile de conducere și de coordonare pe care le-am avut în ultimii 15 ani pe linia cercetărilor geologice pentru hidrocarburi.

Dificultatea misiunii mele derivă, în primul rând, din imensul volum de documentații, care s-au acumulat într-un număr atât de mare, încât la ora actuală a devenit aproape imposibilă parcurgerea și sintetizarea ei de către o singură persoană. În al doilea rând, pentru faptul că activitatea de prospecțiune și explorare s-a extins în suprafață și în adâncime, în toate bazinele de sedimentare de pe teritoriul țării, inclusiv platforma continentală a Mării Negre. Or, abordarea problemei zăcămintelor de hidrocarburi într-un cadru geologic atât de complex și variat presupune cunoașterea detaliată și înțelegerea perfectă a alcătuirii și evoluției geologice a fiecărei regiuni, ceea ce este, de asemenea, aproape imposibil pentru o singură persoană. În condițiile arătate este de înțeles că prezenta lucrare nu poate emite pretenția perfecțiunii și că autorul ei va fi recunoscător, tuturor aceluia care vor face discuții, vor veni cu sugestii sau cu completări.

În tratarea cadrului geologic propriu-zis au fost utilizate principalele lucrări de sinteză publicate și, mai ales, nepublicate, din care au fost selecționate concluziile de ordin stratigrafic, tectonic, ecologic etc., care privesc direct geologia petrolului, fără a mai prelua și fundamentarea paleontologică, petrografică, geochemică a acestor concluzii, dat fiind spațiul limitat afectat lucrării și în speranța că persoanele interesate vor putea beneficia și de aceste elemente, utilizând bibliografia din capitolul final al lucrării de față.

Referitor la problemele de geologia zăcămintelor, inițial, autorul a avut intenția să trateze numai structurile productive reprezentative, dar pe parcursul elaborării materialelor a reieșit că acest lucru înseamnă prea puțin și că geologii din industria de petrol au nevoie, mai curînd, de o monografie. Din motivele arătate, la care se adaugă monotonia sau diversitatea tipurilor de capcane și eterogenitatea documentației disponibile, în tratarea zăcămintelor din diversele unități, apare o oarecare neuniformitate.

Lucrarea de față, care a beneficiat de toate informațiile obținute pînă către sfîrșitul anului 1974, reprezintă în primul rând o sinteză. Dar ea conține și puncte de vedere personale, conturate în decursul celor 25 de ani de activitate proprie, în urma prelucrării și interpretării datelor de prospecțiune, explorare și exploatare a zăcămintelor. În această categorie se includ o serie de considerații asupra stratigrafiei și tectonicii unităților din Vorlandul Carpaților, depresiunii getice și depresiunilor interne, a evoluției bazinului moesic, a condițiilor de formare și distribuție a zăcă-



mintelor în aproape toate unitățile structurale majore dovedite productive, a tipurilor de capcană etc. Dar, cea mai mare parte a ideilor de bază, a progreselor teoretice și practice din ultimii 16 ani, constituie rezultatul muncii colective, a consultărilor și discuțiilor cu reprezentanții tuturor organismelor geologice. În astfel de analize și discuții, de regulă trimestriale, s-au ridicat probleme, s-au născut idei, s-a ajuns la rezolvări, care au fost apoi preluate, completate, adâncite, comentate și difuzate prin extrem de numeroasele memorii, proiecte, rapoarte și studii, de către persoanele sau organizațiile care au primit sarcini să întocmească astfel de documentații.

Față de cele prezentate mai înainte nu-mi rămâne decât să mulțumesc sutelor de „anonimi” geologi, geofizicieni și ingineri, din unitățile Direcției generale autonome a petrolului și gazelor, colaboratori indirecti la realizarea acestei lucrări, cercetătorilor și prospectorilor de la Institutul de Geologie și Geofizică, din alte organizații cu profil geologic și din învățământ care și-au dedicat întregul lor potențial de muncă, progresului științelor geologice și geofizice și, prin aceasta, dezvoltării industriei de petrol din România.

Un adânc sentiment de recunoștință exprim familiei și părinților mei care au manifestat toată înțelegerea față de munca încordată în care am fost angrenat de-a lungul anilor. Pe lângă întreaga afecțiune ce le-am oferit-o, aceștia ar fi meritat, din partea mea, mai multă preocupare.

II. PRIVIRE GENERALĂ ASUPRA STRUCTURII GEOLOGICE A ROMÂNIEI ȘI UNITĂȚILE STRUCTURALE DE INTERES PENTRU HIDROCARBURI

În alcătuirea geologică a teritoriului românesc, elementul structural cel mai important îl constituie lanțul muntos al Carpaților. În cuprinsul lui se separă, pe criterii geologice și geografice, Carpații Orientali, Carpații Meridionali și Munții Apuseni. În fața (la exteriorul) Carpaților se situează platforma moesică, Dobrogea de nord, depresiunea predobrogeană și platforma moldovenească. Între arcul muntos al Carpaților Orientali și Meridionali pe de o parte și unitățile Vorlandului pe de alta, se definește avânfosa carpatică. În spatele arcului muntos menționat, cele trei ramuri principale ale Carpaților românești închid depresiunea Transilvaniei. Dincolo de Munții Apuseni și Carpații Meridionali, în partea de W a țării, se conturează depresiunea panonică (pl. I).

Carpații Orientali se dezvoltă între frontiera de N a țării și valea Dâmboviței. În alcătuirea lor intră zona cristalino-mezozoică, mărginită spre exterior de zona flișului cretacic și zona flișului paleogen, iar către interior de zona transcarpatică. Zona cristalino-mezozoică apare sub forma a două insule: una nordică ce se urmărește din Maramureș pînă în valea Trotușului, iar cea de-a doua se identifică, în parte, cu munții Leaota. Celelalte două unități de la exterior, zona flișului cretacic și zona flișului paleogen se întîlnesc în tot lungul Carpaților Orientali și reprezintă etape succesive în formarea acestora. Unitatea transcarpa-



tică, incluzînd și depresiunea Maramureșului, se caracterizează prin prezența flișului paleogen care se prelungește și pe teritoriul Ungariei în grabenul Szolnok (Bleașu et al., 1967) și prin formațiuni vulcanice neogene (Oaș-Gutii; Călimani-Harghita). Acestea din urmă sînt reprezentate, în majoritate, prin lave andezitice și, subordonat, prin riolite, dacite și bazalte.

Dintre cele patru unități ale Carpaților Orientali, zona cristalino-mezozoică nu interesează activitatea geologică pentru hidrocarburi, în timp ce zonele de fliș, prin succesiunea depozitelor, aranjamentul straturilor și evoluția lor oferă condiții favorabile formării și conservării zăcămintelor de petrol și gaze.

Carpații Meridionali sînt delimitați la E de valea Dîmboviței, iar la SW de Dunăre. În alcătuirea lor intră șisturi cristaline și, pe alocuri, sedimente paleozoice nemetamorfozate ori slab metamorfozate, precum și depozite mezozoice. Formațiunile cristaline și depozitele paleozoice sînt străbătute, uneori, de roci eruptive, în special de granite și granodiorite. Carpații Meridionali se caracterizează printr-o structură în pinză. Autohtonul este format, în general, din șisturi de epizonă cu intruziuni granitice, acoperite de un sedimentar care urcă în scara stratigrafică pînă la Cretacicul superior. Formațiunile ce acoperă, tectonic, autohtonul, alcătuiesc „pînza getică” și sînt formate, în special, din șisturi cristaline, acoperite de depozite paleozoice și mezozoice și străbătute, uneori, de banatite. Nici Carpații Meridionali nu prezintă interes pentru hidrocarburi.

Munții Apuseni se situează la N de valea Mureșului. Ei sînt constituiți din șisturi cristaline, cu diferite grade de metamorfism și, local, din sedimente paleozoice, mezozoice și terțiare. Aceste formațiuni sînt străbătute de erupții de vîrstă diferită, începînd cu granitele, continuînd cu porfirele permene, diabazele (jurasic—cretacic-inferioare), banatitele (cretacic-superioare și paleogene) și terminînd cu diferitele roci efuzive, neogene.

Avanfosă carpatică, caracterizată prin depozite de molasă, halogene și de cărbuni, se dezvoltă între frontiera de N a țării și Dunăre. Sub molasa avanfosei, se întîlnesc, în flancul intern, șisturi cristaline și formațiuni paleozoice aparținînd fundamentului prealpin regenerat, precum și depozite mezozoice și paleogene sub facies de geosinclinal (Dumitrescu, Săndulescu, 1968); în fundamentul flancului extern molasa superioară se dispune direct peste formațiuni mezozoice și paleozoice de platformă. Delimitarea celor două zone (flancuri) este greu de făcut, mai ales la W de curbura Carpaților. În aceste condiții, numeroși geologi acceptă, în mod convențional, drept limită între ele, linia pericarpatică, prelungită spre SW cu falia Bibești-Tinosu. În fapt, fundamentul platformic se prelungește și dincolo de acest accident tectonic regional. Tot convențional, geologii din industria petrolieră consideră linia pericarpatică—Bibești-Tinosu, drept limita dintre Carpați și Vorlandul acestora, înglobînd la platformă și flancul cel mai extern al avanfosei.

Zona internă a avanfosei, cunoscută și sub denumirea de „zona neogenă” este alcătuită din trei subunități: subzona miocenă, care se



dezvoltă la N de Trotuș; subzona miopliocenă, localizată între Trotuș și Dîmbovița; depresiunea getică cuprinsă între Dîmbovița și Dunăre.

Întreaga suprafață a avanfosei carpatice prezintă interes deosebit pentru hidrocarburi.

În limbajul geologilor care lucrează în industria de petrol din România se utilizează termenul de „depresiunea precarpatică” în accepția dată de Grigoraș (1961). Potrivit acestui autor, depresiunea precarpatică reprezintă o depresiune premontană, formată în fața simburilor cristalino-mezozoici ai Carpaților și ar cuprinde zona flișului cretacic, zona flișului paleogen și zona neogenă. Formarea ei a început la sfârșitul Carboniferului. Termenul de „depresiune precarpatică” mai este folosit în URSS și R. P. Polonă, dar cu o altă semnificație. Noțiunea respectivă a fost combătută, cu argumente plauzibile, în literatura geologică românească (Dumitrescu, Săndulescu, 1968). Deși improprie, ea va fi utilizată în lucrarea de față, dat fiind adeziunea largă a geologilor petroliști și rădăcinile adînci în sursele de documentare primară.

Platforma moldovenească reprezintă prelungirea, pe teritoriul românesc, a platformei est-europene. În alcătuirea ei intră fundamentul precambrian metamorfozat și depozitele nemetamorfozate aparținînd Rifo-Cambro-Ordovicianului, Silurianului, Devonianului, Carboniferului, Jurassicului, Cretacicului, Eocenului și Neogenului. În timpul evoluției sale, platforma moldovenească a beneficiat, local, de perioade favorabile formării și acumulării hidrocarburilor.

Dobrogea de nord și depresiunea predobrogeană corespund unei regiuni cu o constituție geologică complexă, incluzînd ceea ce a mai fost definit ca „orogenul” și „promontoriul nord-dobrogean”, „depresiunea Birladului” și Delta Dunării. Zona sa axială, alcătuită din formațiuni metamorfozate, ce apar la zi în Dobrogea de N, se afundă spre W, N și E și se acoperă, progresiv, cu depozite neogene, cretace, jurasice, triasice, paleozoice și, probabil, precambriene. Dobrogea de nord este un vechi geosinclinal a cărui evoluție s-a încheiat în timpul mișcărilor chimerice (Bleașu et al., 1967), iar depresiunea predobrogeană reprezintă o avanfosă care a funcționat ca atare în timpul Triasicului terminal și al Jurassicului. Depresiunea predobrogeană ar corespunde „platformei scitice” (Bogdanoff et al., 1964), termen utilizat și în lucrarea de față. Orogenul nord-dobrogean (Dobrogea de nord) și depresiunea predobrogeană se dezvoltă între zona șisturilor verzi de care sînt separate prin falia Pecineaga-Camena și platforma moldovenească, delimitate în mod convențional, printr-un sistem de falii ce se succed pe linia S Bacău-Găiceana-Glăvănești-Birlad-Murgeni. Și această regiune prezintă interes pentru petrol și gaze.

Platforma moesică reprezintă unitatea structurală ce se dezvoltă între depresiunea precarpatică, Prebalcani și orogenul nord-dobrogean și care aparține numai în parte R. S. România. La NE ea este delimitată de falia Pecineaga-Camena. Platforma moesică, întocmai ca și platforma scitică, se prelungește și mai la E, pe sub apele Mării Negre, constituind o parte a șelfului continental românesc. În alcătuirea acestei platforme intră roci metamorfice și o succesiune de depozite aproape



completă, începînd cu Cambrianul și terminînd cu Cuaternarul. Sedi-mentarul respectiv se dispune peste un fundament eterogen, constituit, în partea de W, din șisturi cristaline, iar în partea de E, din șisturi verzi. Activitatea de prospecțiune și explorare desfășurată în ultimii 20 ani a demonstrat potențialul petrolier și gazeifer al regiunii dintre depresiunea precarpatică și Dunăre.

Depresiunea Transilvaniei, în forma cunoscută astăzi, s-a schițat în Miocen. Sedimentarul depresiunii se așterne peste un fundament de șisturi cristaline și depozite triasice, jurasice și cretacic-inferioare, cretacic-superioare, paleogene și miocen-inferioare. Depresiunea Transilvaniei se numără printre unitățile cu perspective de hidrocarburi.

Depresiunea pannonică se dezvoltă numai parțial, respectiv marginea ei estică, pe teritoriul R. S. România. Ea are aceeași vîrstă ca și depresiunea Transilvaniei. Fundamentul depresiunii pannonice este format din cristalinul scufundat al Munților Apuseni și al Carpaților Meridionali, acoperit, local, mai ales la N de Mureș, de formațiuni permotriasice, jurasice, cretacic-paleogene și miocen-inferioare. Și această depresiune a avut o evoluție favorabilă formării și păstrării zăcămintelor de petrol și gaze.

În afara unităților structurale majore menționate, există încă numeroase depresiuni intramontane, de dimensiuni mult mai mici, schițate în Terțiar și umplute cu depozite de grosimi diferite. Dintre acestea, merită amintite depresiunile Beiuș, Mureș, Caransebeș, Hațeg, Petroșani, Brezoi-Tițești, Comănești, Țara Birsei, Sf. Gheorghe, Ciucurilor etc.

Din scurta prezentare făcută mai înainte se desprinde constatarea că unitățile structurale majore de interes pentru petrol și gaze care se dezvoltă pe teritoriul României sînt: depresiunea precarpatică, platforma moldovenească, platforma scitică, platforma moesică, depresiunea Transilvaniei și depresiunea pannonică. Alcătuirea stratigrafică, aranjamentul structural al sedimentarului, evoluția geologică, condițiile formării acumularilor și descrierea zăcămintelor din cadrul fiecărei unități structurale menționate vor face obiectul capitolelor ce urmează.

III. DEZVOLTAREA ACTIVITĂȚII GEOLOGICE PENTRU HIDROCARBURI DIN ROMÂNIA

Criza de proporții mondiale, declanșată în anul 1973, a scos în evidență încă odată — dacă acest lucru mai era necesar, excepționala însemnătate pe care o au petrolul și gazele în economia modernă, atît sub aspectul energetic cît și din punctul de vedere al materiilor prime minerale. Și, cu toate eforturile care se depun pentru găsirea și punerea în valoare a unor resurse energetice noi, rezultatele obținute pînă în prezent în acest domeniu, ca și ritmul rapid al dezvoltării industriale lasă să se întrevadă că hidrocarburile vor mai avea încă mult timp o importanță de prim ordin, importanță care a depășit și se va revărsa în continuare și dincolo de limitele sferei economice, influențînd însăși viața politică internațională.



În condițiile acestea, nu apare deloc surprinzătoare masiva activitate ce s-a desfășurat și se desfășoară în toată lumea pentru asigurarea unor rezerve de petrol pe perioade mai îndelungate și, pe cât posibil, din resurse proprii fiecărei țări.

Existența și progresul unei industrii extractive petroliere presupune, înainte de toate, o activitate geologică menită să pună în evidență structuri și orizonturi purtătoare de hidrocarburi. S-ar putea spune că, în afara factorilor naturali care sînt determinanți, dimensiunile și importanța unei astfel de industrii extractive depind, în mare măsură, de concepția geologică, transpusă în orientarea lucrărilor de prospecțiune și explorare. În sprijinul acestei afirmații se pot aduce foarte multe dovezi, dar cel mai bun exemplu îl oferă industria petrolieră românească însăși, care, în decursul celor aproape 120 de ani de existență atestată de documente oficiale, trecînd prin momente extrem de grele, a reușit totuși să se situeze multă vreme pe primele locuri în ierarhia mondială și să renască de două ori din cenușa ultimelor războaie. În toată această perioadă, geologia românească a avut o contribuție remarcabilă, prin fundamentarea teoretică și practică a activității de prospecțiune și explorare, prin orientarea, intensificarea, urmărirea și adaptarea lucrărilor în funcție de situațiile concrete și de rezultatele obținute pe parcurs. Principalele aspecte ale acestei activități geologice și geofizice în domeniul hidrocarburilor vor fi prezentate, succint, în capitolul de față.

Anul 1857 este considerat începutul industriei extractive de petrol din România, deoarece atunci a fost înregistrată, în statisticile oficiale, prima producție de țigite și anume, 1977 barile. În ceea ce privește industria extractivă de gaze, ea a luat ființă în anul 1909, odată cu descoperirea primului zăcămint din Transilvania, cu sonda de la Sărmășel.

Începutul oficializat al industriei petroliere din țara noastră este marcat de un eveniment deosebit în consolidarea științei geologice, în general, și în dezvoltarea geologiei petrolului, în special, și anume, apariția în cîmpul acestei activități a celor dintîi geologi români: Gr. C o b î l - c e s c u și Gregoriu Ștefănescu. Ei au efectuat primele cercetări geologice din România, numai cu cîțiva ani înaintea înregistrării oficiale a producției de petrol. Lucrările lor exprimă intenția punerii bazei unei noi științe în țara noastră, ca și grija pentru promovarea unui nivel ridicat al metodei de lucru în activitatea geologică.

La timpul respectiv, sarcina principală o constituia descifrarea stratigrafiei diferitelor regiuni și întocmirea hărții geologice a țării. Înființarea catedrelor de geologie la universitățile din Iași și București în anii 1863 și respectiv 1864, și a „Biroului Geologic” în anul 1882, a contribuit în bună măsură la promovarea cercetărilor geologice. Desființarea acestui din urmă organism, șase ani mai tîrziu, a avut drept efect stagnarea, lîncezirea activității. În 1892, geologii români au fost grupați în „Serviciul apelor”, devenit apoi (1898) „Serviciul Minelor”, din cadrul Ministerului de Domenii, cu un „Laborator de Geologie” și cu un altul de chimie (G r i g o r a ș, 1961). Dat fiind personalul redus, „Laboratorul de Geologie”, condus de P o p o v i c i - H a ț e g, n-a putut face față problemelor ridicate de geologia zăcămintelor de petrol, fiind nevoit să apeleze la



specialiști din afara laboratorului, ca profesorii M r a z e c, T e i s s e y r e și alții. În cele din urmă, în anul 1903, a luat ființă „Comisia de petrol” care a funcționat pînă în anul 1906, cînd se constituie Institutul Geologic al României. Rodnica activitate a acestuia a inclus și domeniul cercetărilor pentru hidrocarburi. Pe măsura intensificării lucrărilor și dezvoltării industriei petroliere din țara noastră, au luat ființă servicii geologice și geofizice și în cadrul societăților cu profil extractiv.

Mergînd mai departe pe linia formelor de organizare pe care le-a îmbrăcat activitatea geologică din România, trebuie evidențiat faptul că după actul naționalizării (1948) toate mijloacele de cercetare a subsolului trec în mâinile statului. Astfel, organizațiile de prospecțiuni, anexe fostelor societăți de petrol cu capital străin, fuzionează cu Serviciul de prospecțiuni al Institutului Geologic.

În anul 1950 se înființează Comitetul Geologic, care preia, în condiții noi, succesiunea vechiului Institut Geologic și, odată cu aceasta, orientarea și coordonarea întregii activități geologice din România, precum și execuția unor lucrări de mare importanță sub aspectul perspectivei. Dat fiind volumul mare de lucrări, diversitatea și scopul lor, cercetarea științifică în domeniul geologiei petrolului de acum înainte va fi mult mai strîns legată de activitatea practică, respectiv de problemele prospecțiunii, explorării și exploatării zăcămintelor de hidrocarburi. Plecînd de la această concepție, în cadrul industriei extractive de petrol, organizată sub formă de minister, departament sau direcție generală, au luat ființă institute, laboratoare și întreprinderi specializate în cercetarea geologică și geofizică a regiunilor petrolifere. Printre acestea se numără Întreprinderea de Prospecțiuni Geologice și Geofizice pentru Hidrocarburi înființată în anul 1951, Întreprinderea de carotaj și perforări Ploiești, constituită aproximativ în aceeași perioadă, Întreprinderea de laboratoare geologice București, devenită apoi institut și, în cele din urmă — grup de laboratoare etc. În plus, în cadrul fiecărei schele de foraj sau extracție, trust, centrală sau la minister, funcționează organisme geologice care rezolvă, în anumite limite de competență, problemele ce le revin.

În sfîrșit, plecînd de la principiul necesității unei legături cît mai strînse a activității geologice cu producția, începînd cu anul 1971, organismul geologic central al României a fost integrat într-un minister cu profil extractiv, Ministerul Minelor, Petrolului și Geologiei, mai întîi ca Departament geologic, iar din anul 1973, ca Direcție generală geologică, păstrînd în continuare funcția de coordonator al activității geologice din toată țara, indiferent de ministerul sau organul central care o execută.

Dacă aspectele prezentate mai înainte constituie o încercare de redare foarte succintă a formelor organizatorice sub care s-a desfășurat activitatea geologică din România în decursul ultimilor 120 ani, o sinteză a rezultatelor obținute de la un moment dat înapoi este foarte greu de realizat. Aceasta, mai întîi pentru faptul că în răstimpul celor 120 ani și, mai ales, după anul 1900, s-a întocmit un volum enorm de documentații, în bună parte publicate, dar în cea mai mare măsură păstrată în arhiva fostului Comitet Geologic sau în cea a fostului Minister al Petrolului. Referitor la fondul de documentații din arhiva sectorului extractiv de



petrol, P r e d a (1957, pag. 436) făcea remarca că aici „se află un număr excepțional de studii, rapoarte, memorii, note etc., însoțite de profile și hărți ... de reală valoare, fiind deosebit de amănunțite, așa cum astfel de hărți nu se execută în altă parte, decît numai în industria de petrol”. La remarca făcută de prof. P r e d a este de adăugat faptul că de la data redactării lucrării sale (1957) acest fond de documentații s-a dublat. În al doilea rînd, realizarea unei sinteze este dificilă datorită complexității problemelor care se pun geologiei petrolului în prezent, complexitate care nu permite întotdeauna separarea lucrărilor de „pură” geologie, de cele care interesează geologia petrolului. Aceste fapte au îndreptățit pe prof. G r i g o r a ș (1961, pag. 20) să afirme că „istoria cercetărilor geologice pentru petrol se confundă, în mare parte, cu însăși dezvoltarea științelor geologice din România”.

Dificultățile schițării unei sinteze asupra activității geologice pentru hidrocarburi lasă loc totuși formulării unor constatări și abordării anumitor aspecte teoretice și practice privind cercetările întreprinse.

Ca și în alte țări ale lumii, cercetările s-au executat în două direcții principale : una se referă la studiile geologice întreprinse pe teren pentru recunoașterea regiunilor și formațiunilor de interes, stabilirea în detaliu a structurilor și a tuturor tipurilor de capcane cu acumulări de hidrocarburi ; cea de-a doua privește lucrările de laborator unde s-au efectuat analize paleontologice, petrografice, geochimice, hidrochimice etc., pe baza cărora s-au elaborat sinteze însoțite de hărți cu distribuția zăcămintelor și s-au emis ipoteze asupra originii hidrocarburilor și a condițiilor de formare a acumulărilor de petrol și gaze. Dacă problemele de stratigrafie, tectonică, de distribuția zăcămintelor etc. vor fi examinate mai detaliat în alte capitole, aici urmează să fie abordate cîteva aspecte privind evoluția concepțiilor asupra originii hidrocarburilor, condițiilor de formare a zăcămintelor, evoluției activității de prospecțiune geologică și geofizică, dezvoltării cercetărilor prin foraje și probe de producție, aspecte ale geologiei de șantier, principalele rezultate practice obținute și gradul actual de cunoaștere al unităților geologice potențiale din România. Pentru aceasta va fi nevoie să ne întoarcem la perioada primelor cifre oficiale din istoria industriei petrolului.

De fapt, exploatări de petrol au existat și în timpuri mai vechi decît anul 1857, ele fiind menționate în diferite documente istorice. Astfel, „Codex Bandinus” consemnează că în anul 1646, la Mosoare și Păcura, existau numeroase puțuri din care se extrăgea petrol, folosit de localnici, în special ca medicament (C o n s t a n t i n e s c u, P r o d r o m, 1957). Mai tîrziu, în „Descriptio Moldaviae”, D i m i t r i e C a n t e m i r relatează despre prezența unor izvoare fierbinți cu rășină minerală pe malul Tazlăului Sărat. Conte D e m i d o v scrie, în anul 1837, că numai la Păcureți se extrăgea, la acea vreme, cca 225 t petrol pe an. În anul 1840 s-a construit, la Lucăcești, prima distilărie de țigui, iar patru ani mai tîrziu a apărut cea de-a doua „găzărie”. Dacă în afara acestor consemnări precise se are în vedere și interpretarea conținutului altor hrisoave, se ajunge la concluzia că exploatări de petrol prin puțuri existau în Țările Românești încă din secolul al XVI-lea și, probabil, al XV-lea.



Descoperirea zăcămintelor de petrol se făcea de către țărani moșneni, după criteriile de la suprafață, ca izvoare de țiței, iviri de gaze inflamabile, fierbători, vulcani noroiși sau picle, nisipuri impregnate cu asfalt etc.

Realizarea distilărilor care au permis obținerea lampantului și a lubrefianților solicitați din ce în ce mai mult în țară și peste hotare a dat un imbold industriei noastre de petrol, începînd de prin anul 1855. Satisfacerea necesităților în continuă creștere a condus la intensificarea activității de „prospecțiune” și săpare de puțuri, de către aceiași țărani moșneni. În felul acesta s-au descoperit și introdus în exploatare zăcămintele de la Colibași, Băicoi, Matița, Apostolache, Sărata Monteoru, Lucăcești, Zemeș-Tazlău, Solonț, Tescani, Cîmpeni etc. (P r e d a, 1957). Concomitent, s-au construit noi rafinării la Tîrgoviște, Ploiești, Monteoru, Buzău, Buhuși, Moinești. Trebuie menționat că importanțele descoperiri făcute pînă atunci constituie opera modeștilor țărani puțari. Acești „primi prospectori ai zăcămintelor de țiței, pionierii frumoasei industrii de petrol de astăzi, mai ales că majoritatea marilor noastre șantiere producătoare de țiței s-au dezvoltat pe cîmpurile de puțuri săpate de ei, au fost adevărați politehnicieni prin lucrările pricepute și variate pe care le-au executat...” (P r e d a, 1957, pag. 437).

Existența unor exploatare de petrol în România a atras atenția cercurilor interesate de peste hotare, în felul acesta explicîndu-se, parțial, vizita unor geologi străini cum ar fi C o q n a n d (1867), C a p e l l i n i, F u c h s și S a r a s i n (1873), T i e t z e, P a u l și O l z e w s k i, de la care ne-au rămas note și articole cuprinzînd date sumare despre situația geologică și bogăția zăcămintelor de petrol din România.

Trecînd peste aceste note descriptive, aproape toate lucrările de sinteză elaborate pînă în prezent admit că perioada cercetării științifice, activitatea de concepție privind originea hidrocarburilor și condițiile de formare a zăcămintelor de petrol și gaze din țara noastră începe, de fapt, cu G r. C o b î l c e s c u.

Neobosit cercetător de teren, C o b î l c e s c u a cutreierat zona flișului și întreaga regiune subcarpatică, începînd din Moldova pînă în Oltenia, mai puțin sectorul dintre Dîmbovița și Olt. Rezultatele atentelor sale observații le-a prezentat cu ocazia discursului de recepție de la Academia Română (1887) și ele pot fi sintetizate în felul următor: petrolul provine din hidrocarburi degajate din adîncime, în timpul erupțiilor vulcanice; erupțiile care au dat naștere petrolului din Moldova s-au produs în Miocen, iar cele din Muntenia și Oltenia, în Pliocenul superior; petrolul se găsește în România în formațiunile oligocenă, saliferă și pliocenă; formațiunile purtătoare de hidrocarburi sînt încrețite și formează anticlinale, despicate de crăpături adînci; toate încrețiturile zonei petroliere sînt paralele crestei Carpaților; petrolul este cantonat în axele anticlinalelor, unde este adeseori întovărășit de masive de sare. Exceptînd ipoteza minerală a originii hidrocarburilor, astăzi perimată, contribuția lui C o b î l c e s c u la înfiriparea geologiei zăcămintelor de petrol a avut o deosebită importanță, datorită exactității datelor sale asupra răspîndirii acumulațiilor.



După o scurtă perioadă de acalmie (1887-1900), cercetările privind zăcămintele de petrol din România au fost reluate metodic și pe o bază mai largă, în preajma datei înființării Institutului Geologic. Această reluare se datorește apariției în câmpul cercetărilor geologice, a lui M r a z e c . „Timp de 40 de ani, până în anul 1930, când el a fost pensionat de la direcția Institutului geologic... știința geologică a petrolului românesc se identifică cu ființa acestui savant... nu numai în problemele legate de petrolul din România, ci în general, de știința geologică a acestui mineral...” (P r e d a, 1957, pag. 439). Dat fiind complexitatea cadrului geologic al regiunilor de interes pentru hidrocarburi, M r a z e c și-a asociat câțiva colaboratori renumiți, cum ar fi M u r g o c i pentru Oltenia, T e i s s e y r e pentru Muntenia și S. A t a n a s i u pentru Moldova. Activitatea desfășurată de M r a z e c și colaboratorii apropiați s-a canalizat în două direcții: una privește studiile de teren, urmărind descifrarea stratigrafiei și tectonicii zonelor de perspectivă și a diferitelor tipuri de zăcăminte, iar cealaltă se referă la lucrările de sinteză, în care sînt prezentate concepțiile lui asupra problemelor legate de geologia petrolului, atît sub aspectul originii cît și cel al punerii în loc a zăcămintelor. Numărul lucrărilor prezentate de M r a z e c referitoare la țiteiul și acumulările din România este destul de mare. Dintre acestea merită menționate lucrările elaborate cu ocazia Congresului internațional de petrol din 1907 și prelegerile asupra zăcămintelor de petrol ținute la Sorbona (1921) și Praga (1931), care oglindesc problemele ce și le-a pus, rezolvările acestora și concepțiile autorului în domeniul geologiei hidrocarburilor.

Referitor la originea petrolului și gazelor, M r a z e c a fost primul geolog român care a susținut cu hotărîre teoria organică a acestora. După el, formarea hidrocarburilor se datorește unui proces de bituminizare a substanței organice, care constă din îmbogățirea ei în carbon și hidrogen, cu eliminarea oxigenului. Rocile în care se realizează bituminizarea sînt argiloase, silicioase ori calcaroase și constituie rocile-mamă. M r a z e c este deci acela care a stabilit în România generalitatea fenomenului de bituminizare în natură.

Altă problemă căreia M r a z e c i s-a dedicat este aceea a apelor de zăcămint, adică a apelor care însoțesc petrolul în zăcăminte. După acest savant nu există acumulare de hidrocarburi importantă și nedegradată fără ca ea să nu fie însoțită de ape sărate. Ca urmare, între hidrocarburi și apele sărate trebuie să existe o legătură de cauzalitate. Apele de zăcămint sînt „ape veterice” sau „ape fosile”, captate prin scufundarea „geosinclinalelor” în care s-au depus sedimentele. Analizînd aceste fluide, M r a z e c ajunge la concluzia că ele au întotdeauna o mineralizare mai mare decît a apelor marine sau lagunare. Bromul din apele respective indică originea lor marină, iar iodul, care lipsește în mediul acvatic, provine din viețuitoarele mării, fapt care pledează în favoarea originii organice a petrolului.

Referitor la originea petrolului românesc, M r a z e c este de părere că el s-a format în perioada de regresivitate care a urmat ridicării flișului carpatic și care a durat din Eocen pînă în Miocen. După marele savant român, zăcămintele din flișul paleogen, localizate în Eocen și în Oligocen, sînt primare, adică se găsesc în aceeași formațiune cu rocile-mamă. O situație



similară o au acumulările din Miocenul inferior, deoarece petrolul a fost generat de formațiunea saliferă. Hidrocarburile cantonate în rezervoare de vîrstă mai recentă, adică sarmațiană și pliocenă provin, prin migrație verticală, din rocile-mamă ale Saliferului și Paleogenului.

Cea mai importantă contribuție a lui M r a z e c în domeniul geologiei petrolului o constituie descoperirea, definirea și explicarea mecanismului de formare a cutelor diapire. Împreună cu T e i s s e y r e, el a demonstrat că masivele de sare de la Băicoi și Țintea și rocile care le însoțesc apar între stratele rupte, mai tinere, ale Pliocenului. După M r a z e c cutele diapire sau cutele cu sîmbure de străpungere constau din ridicări pînă la verticală ale stratelor de sare. Formarea cutelor diapire se datorește mișcărilor plicative și ea a avut loc după depunerea ultimei formațiuni străbătute, probabil în post-Levantinel inferior.

Prin activitatea, rezultatele obținute și concepțiile sale, M r a z e c se situează pe primul loc în seria de geologi români care au contribuit la dezvoltarea industriei de petrol și care au creat o adevărată școală, capabilă să ducă mai departe ideile și rezultatele obținute de el.

Un colaborator prețios al lui M r a z e c a fost M u r g o c i. Deși adept al originii anorganice a petrolului, el a avut un mare merit în realizarea lucrărilor de sinteză asupra Olteniei care demonstrează un deosebit spirit de cercetător. După aproape jumătate de secol de la elaborarea acestei sinteze, cercetările din Oltenia, fiind reluate și intensificate, au dus la obținerea unor rezultate economice favorabile și la confirmarea multor idei de natură structurală, aparținînd marelui savant.

După M r a z e c, geologia românească a fost dominată de figura prof. M a c o v e i, și el adept hotărît al originii organice a petrolului. De fapt, de la M r a z e c încoace, discuțiile asupra originii hidrocarburilor au încetat, dat fiind că aproape toți geologii care au lucrat în România și-au însușit această ipoteză.

În privința provenienței petrolului din Carpați, M a c o v e i ajunge la concluzia că principala rocă-mamă o constituie șisturile disodilice ale Oligocenului. Caractere de rocă-mamă prezintă și șisturile negre cretacice din zona flișului, însă lipsa rezervoarelor, a stratelor de protecție și a condițiilor structurale favorabile n-a făcut posibilă formarea unor acumulări exploatabile pe seama acestor șisturi. Reputatul geolog mai are meritul de a fi definit caracterele rocilor-mamă de petrol, pe care le clasifică după litofacies.

În opoziție cu M r a z e c, prof. M a c o v e i consideră că apele de zăcămint nu reprezintă fluidele fosilizate ale fostelor bazine de sedimentare, ci apa de constituție a organismelor planctonice care au furnizat materia primă organică, necesară procesului de bituminizare. Ea a fost eliberată prin descompunerea substanței organice.

Bun cunoscător al zăcămintelor din România, M a c o v e i a contribuit la completarea celei de-a doua ediții a monografiei petrolului a lui E n g l e r și H o e f e r. La Congresul mondial al Petrolului de la Paris a prezentat un studiu privind „Starea actuală a cîmpurilor petrolifere românești” (1937), iar un an mai tîrziu, publică lucrarea „Zăcămintele de



petrol", care include considerații cu privire la originea petrolului, condițiile de formare a zăcămintelor, distribuția acumulărilor etc.

Un cercetător remarcabil în problemele legate de geologia zăcămintelor de hidrocarburi a fost I. A t a n a s i u. El pune în discuție pentru prima dată problema rocilor generatoare de petrol mai vechi decât cele cretacice, considerînd ca eventuale roci-mamă șisturile liasice din Banat și presupunînd existența unor șisturi bituminoase în Ordovicianul platformei moldovenești (șisturile de Năslavcea). I. A t a n a s i u stăruie, de asemenea, în extinderea activității de prospecțiune pentru petrol și dincolo de domeniul carpatic, către E, în partea de N a platformei moldovenești, unde „existența țiteiului este probabilă” (după G r i g o r a ș, 1961, pag. 27). Referitor la depresiunea Transilvaniei, eminentul geolog crede că gazele din zăcămintele cunoscute aici s-ar fi putut filtra din zăcămintele de petrol generate de șisturile bituminoase oligocene (stratele de Ileanda Mare). Tot ca o contribuție de seamă la dezvoltarea geologiei petrolului, trebuie menționat studiul structurii geologice a regiunilor de interes din Muntenia, în care diapirismului i se acordă un rol important în formarea acumulărilor de hidrocarburi.

Mai întii adept al originii profunde și apoi acceptînd ideea lui M r a z e c că fenomenul bituminizării este general în sedimente de orice vîrstă în anumite condiții de salinitate, P o p e s c u - V o i t e ș t i susține că toate depozitele petrolifere neogene din România, inclusiv Dacianul, conțin roci-mamă. Altă ipoteză formulată de P o p e s c u - V o i t e ș t i, legată întrucîtva de ideea originii profunde a hidrocarburilor, este aceea că petrolul românesc constituie un produs al transformării sub influența presiunii și a temperaturii, a substanței organice prinsă în formațiunile depuse în ariile geosinclinale. Deși această ipoteză a fost combătută în totalitatea ei (P r e d a, 1957), cercetările din ultimul timp efectuate peste hotare (K l e m m e, 1972) și în țara noastră (P a r a s c h i v, C r i s t i a n, 1974 B) par să indice că gradientii de temperatură măriți, dar nu prohibitivi, au favorizat acumularea hidrocarburilor, sub forma unor zăcăminte mari. În prodigioasa activitate de geolog a lui P o p e s c u - V o i t e ș t i, un loc de seamă l-au ocupat problemele legate de formațiunile salifere și, implicit, cele ale zăcămintelor de hidrocarburi.

Una dintre cele mai autorizate, competente și îndrăznețe figuri de geologi de petrol din țara noastră, a fost D. P r e d a. El se declară un adept hotărît al autohtoniei petrolului, în toate formațiunile în care acesta se găsește, cu condiția ca în timpul depunerii lor să fi existat un mediu salin. De asemenea, într-o anumită etapă a activității sale, D. P r e d a a susținut cercetarea pentru hidrocarburi a teritoriilor care fac parte din Vorlandul Carpaților Românești.

Dar lista geologilor români cu contribuții remarcabile la dezvoltarea științei despre geneza hidrocarburilor și formarea zăcămintelor este deosebit de mare, ea incluzînd, în primul rînd pe H. G r o z e s c u, D. Ș t e f ă n e s c u, G h. M u r g e a n u, M. F i l i p e s c u, N. O n c e s c u, I. B ă n c i l ă, I. G a v ă t, A. V a n c e a, D. C i u p a g e a, N. G r i g o r a ș, I. P ă t r u ț etc.



Dintre geologii străini, K r a u s (1923) este acela care a pus pentru prima dată problema autohtoniei petrolului din Dacian și Meotian, idee susținută apoi, cu argumente temeinice, de către H l a u s c h e k (1950). El constată că zăcămintele din Dacian conțin petrol naftenic, pe când cele din Meotian, Sarmațian și Helvețian au petrol parafinos. De aici rezultă că petrolurile respective provin din surse diferite. Constatarea lui H l a u s c h e k este în concordanță cu rezultatele cercetărilor întreprinse în URSS, SUA, Austria etc., unde s-a constatat că în formațiunile de vîrstă mai recentă și cu adîncimi mai mici predomină hidrocarburile naftenice, iar pe măsura creșterii adîncimii, adică în formațiuni mai vechi, predomină hidrocarburile parafinoase.

Originea petrolului, formarea zăcămintelor, probleme de tectonică ale zonei flișului, de paleontologia depozitelor pliocene etc., au mai fost abordate, cu competență, în diferitele lucrări ale lui K r e j c i - G r a f (1929-1936) și R e n z (1938 B).

Aspectele prezentate mai înainte constituie o sinteză a evoluției principalelor idei, aparținînd celor mai autorizați exponenți ai geologiei din România, referitoare la originea hidrocarburilor și la condițiile de formare a zăcămintelor. Dacă ar fi să se rezume stadiul gîndirii în domeniile respective, la nivelul anilor 1948-1950, s-ar putea spune următoarele: teoria organică a petrolului, susținută de M r a z e c, s-a impus și a fost acceptată, practic, fără rezerve, de toți geologii români; în privința rocilor generatoare de petrol, exista unanimitate pentru includerea la această categorie a șisturilor disodilice oligocene, a șisturilor negre cretacice și chiar a șisturilor bituminoase acvitanian-burdigaliene; cîștigase ceva teren ideea că noțiunea de rocă-mamă trebuie extinsă la un număr mai mare de formațiuni, cum ar fi șisturile ordovicene, șisturile bituminoase liasice, argelele eocene, pelitele miocene și chiar cele ale Pliocenului; concepția anticlinală asupra capcanelor domina cu autoritate și devenise exclusivă; modul de formare a structurilor cutate și, în special, a celor diapire, așa cum a fost prezentat și explicat de M r a z e c, s-a impus, practic, fără rețineri; zonele de perspectivă pentru hidrocarburi erau circumscrise zonei flișului și zonei neogene a Carpaților, precum și depresiunii Transilvaniei; începuse să se audă voci timide care sugerau depășirea limitelor orogenului carpatic, în acest scop efectuîndu-se unele lucrări de prospecțiune geofizică și foraje în unitățile Vorlandului.

Naționalizarea industriei de petrol din România a constituit un eveniment de o excepțională importanță sub aspectul orientării, organizării și intensificării activității geologice pentru petrol și gaze. Cel mai mare beneficiu pe care l-a adus acest act a fost concentrarea într-o singură mîină, într-o singură organizație, a întregii industrii. Faptul respectiv a dat posibilitatea unei depline informări (documentări) și construirea unei viziuni de ansamblu, unitare, asupra activității.

În primii ani de la naționalizare și după aceea chiar, un accent deosebit s-a pus pe elaborarea unor studii și rapoarte de sinteză, care să permită inventarul principalelor probleme geologice și liniile directe ale activității viitoare. De asemenea, s-au creat condiții pentru intensificarea și diversificarea lucrărilor geologice și geofizice, atît în șantier cît și în



laboratoare, inclusiv asigurarea unei dotări corespunzătoare. Principalele rezultate ale acestei activități, sub aspectul originii petrolului și condițiilor de formare a zăcămintelor ar putea fi sintetizate în felul următor :

Referitor la originea petrolului nu s-au întreprins studii speciale, activitatea desfășurându-se în concepția originii organice a hidrocarburilor.

Dat fiind extinderea cîmpului de activitate în toate unitățile geologice ale orogenului carpatic și ale Vorlandului acestora, s-a simțit necesitatea unor preocupări susținute pe linia stabilirii criteriilor de diagnosticare a rocilor sursă de hidrocarburi, în vederea identificării formațiunilor cu astfel de însușiri. Numeroasele studii întreprinse de-a lungul a cca 20 ani de S. Anton, V. C e r c h e z sau de colectivele conduse de aceștia (1955, 1964, 1966, 1967, 1973 etc.) au arătat că, utilizînd indicii geochimici, petrografici, biostratigrafici etc., pot fi considerate ca formațiuni posibil generatoare de hidrocarburi, depozitele Triasicului mediu, ale Doggerului, Albianului, Tortonian-Sarmațianului și Pliocenului din platforma moesică, a șisturilor negre cretacice, faciesul argilos al Eocenului, șisturile disodilice oligocene, șisturile și argilele miocene, pelitele meoțiene, ponțiene și daciene din depresiunea precarpatică, pelitele miocene și pliocene din depresiunea panonică etc. Nu se exclud nici alte formațiuni generatoare, ca de exemplu pelitele Carboniferului, calcarele și dolomitele devoniene, șisturile cu graptoliți ale Silurianului și Ordovicianului etc., formațiuni care n-au făcut obiectul unor analize și studii speciale, dar care prezintă indicii petrografice, chimice și fizice care îndreptățesc astfel de aprecieri. Este de menționat că în diagnosticarea rocilor generatoare, studiile efectuate în ultimii ani au făcut apel, așa cum s-a amintit și se va vedea și în capitolele următoare, la un complex de criterii, cum sînt cele geochimice, petrografice, biostratigrafice, ecologice etc. Identificarea unui număr mare de formațiuni generatoare de hidrocarburi confirmă ipotezele emise de M r a z e c și susținute de P o p e s c u-V o i t e ș t i, P r e d a ș.a., referitoare la generalizarea fenomenului de bituminizare, deci de posibilă prezență a rocilor-mamă în toate depozitele care s-au format „de cînd există sedimentarea și viața pe pămînt” (P r e d a, 1957, pag. 440). Aceste concluzii sînt în concordanță și cu rezultatele obținute în alte țări ale lumii (H e d b e r g, 1967), ele constituind un puternic argument în sprijinul autohtoniei zăcămintelor.

Cele mai mari progrese din ultimii 30 de ani s-au realizat în domeniul concepției structurale sau, mai curînd, a tipurilor de capcane. Pe măsura extinderii lucrărilor de prospecțiune și explorare dincolo de subzona mio-pliocenă cu cîte diapire, problemele structurale s-au diversificat și complicat.

Rămînînd în sfera cutelor diapire, este de reținut că activitatea desfășurată în țara noastră de la data apariției lucrărilor elaborate de M r a z e c, M a c o v e i, P o p e s c u-V o i t e ș t i, O l t e a n u (1951), P o p e s c u (1951) etc., s-au acumulat numeroase informații, care, împreună cu celelalte mai vechi, se cereau reexaminare prin prisma concepțiilor noi despre diapirism (T r u s h e i m, 1960; H a l b o u t y, 1967). Pe această linie se înscriu preocupările lui O l t e a n u (1965) și ale simpozionului cu o astfel de tematică din anul 1973 (P a r a s c h i v, 1973; P o p e s c u, 1973; P ă t r u ț et al., 1973; D i c e a, I o n e s c u, 1973 etc.). Reexaminarea acestei probleme a confirmat, încă odată, temeinicia



concluziilor la care ajunsese M r a z e c cu 50-60 ani în urmă. S-ar mai putea adăuga și alte constatări. În primul rînd, cutele diapire s-au format pe ambele flancuri ale avanfosei, atît pe cel intern, cu fundament carpatic, cît și pe cel extern, cu fundament de platformă. Dat fiind această distribuție, amorsarea deplasării sării n-au mai constituit-o numai mișcările plicative, ci și tectonica disjunctivă. Mișcările de cutare au jucat însă un rol important în evoluția acestor diapire. Mișcarea sării s-a realizat continuu, pe măsura îngroșării cuverturii sedimentare și deci a creșterii presiunii și temperaturii. Pe fondul mișcărilor continue se pot desprinde însă două momente de intensitate sporită, unul corespunzînd fazei atice, iar cel de-al doilea, fazei valahice de cutări. Acolo unde cuvertura de depozite a fost prea groasă, compactă și neafectată de accidente tectonice importante (mai ales în zona cu fundament de platformă), sarea n-a putut străpunge depozitele mai recente și a rămas prinsă în diferite capcane.

Cu ocazia unor lucrări de cartare geologică efectuate pe marginea de NE a depresiunii Transilvaniei, P ă t r u ț (1958) a observat că între depozitele post-helvețiene și între cele pre-tortoniene există o neconcordanță structurală. Prospekțiunile seismice și forajele efectuate ulterior au dovedit că depozitele post-helvețiene au o tectonică proprie, de tip domal, iar pe marginile de E și de W chiar diapir, generată de mișcarea sării tortoniene. Structura halocinetică a depozitelor post-helvețiene diferă substanțial de cea a depozitelor mai vechi.

Cîteva profile seismice efectuate în anul 1974 pe văile Prahova și Provița, ca și unele date anterioare par să sugereze, cel puțin în jumătatea internă cu fundament carpatic a subzonei miopliocene, o importantă discordanță structurală, în sensul că anticlinalele diapire se suprapun, cel puțin în parte, unor sinclinale de Paleogen și invers. Această observație mai trebuie verificată și cu alte profile, iar în cazul cînd ea se confirmă, situația ar fi similară cu cea din Germania (T r u s h e i m, 1960) sau cu cea din depresiunea Transilvaniei, cu deosebirea că în Subcarpați sarea inferioară fiind de vîrstă burdigaliană, discordanța trebuie să se plaseze la limita cu Paleogenul. O altă deosebire ar consta în faptul că în subzona miopliocenă, amorsarea deplasării sării a fost provocată de mișcările plicative și disjunctive, fiind vorba deci de o halotectonică, pe cînd mișcarea sării din Transilvania este pusă, în principal, pe seama paleoreliefului acoperit de halite și de greutatea cuverturii sedimentare, ceea ce înseamnă că fenomenul se încadrează la halocineză.

Surprinzătoarea dizarmonie care pare să se confirme în zona miopliocenă s-ar putea explica prin depunerea depozitelor de molasă cu sare în sinclinalele de Paleogen, care prin alunecare către centrul cuvetelor au format anticlinale diapire în pline sectoare coborîte ale substratului formațiunilor miocene.

Rămînînd în continuare în domeniul structurilor anticlinale, merită să fie reținută constatarea prilejuită de creșterea continuă a adîncimii de investigare a sedimentarului, fie prin mijloace geofizice, fie prin foraje. Este vorba de o migrare pe verticală a structurilor, fapt observat atît în zona neogenă de la exteriorul Carpaților, dar mai ales, în depresiunea Transilvaniei. În această din urmă unitate, astfel de migrații sau dizarmo-



nii se constată în Tortonian, Buglovian și Sarmațian și s-au produs în mai multe etape. Fenomenul a fost explicat (C i u p a g e a et al., 1970) prin existența unor lacune intraformaționale și prin tasări diferențiale, dar această neconcordanță s-ar putea datora, mai curînd, deplasării sării (criptodiapirismului) în momente și cu intensități diferite, în diversele sectoare ale structurii, în decursul evoluției ei.

Înainte de a părăsi domeniul carpatic, se cuvine să mai fie menționată intensificarea explorării zonei flișului, datele de sondă confirmînd structura în pînze și solzi a acesteia. Cea mai importantă pînză este reprezentată prin unitatea medio-marginală (B ă n c i l ă, 1958), a cărei amplitudine (distanța dintre fruntea și rădăcina ei) poate atinge 35 km. Unitatea medio-marginală acoperă și protejează cea mai mare parte a unității externe, în cadrul căreia au fost întrunite condițiile optime de geneză și acumulare a hidrocarburilor. La rîndul său, acest paraautohton (unitatea externă) este alcătuit din cute și solzi, elemente structurale foarte complicate, dar purtătoare de petrol.

Abordînd și intensificînd cercetarea unităților din Vorlandul Carpaților, concepția anticlinală a structurilor de interes pentru hidrocarburi, pînă atunci practic exclusivă, a început să piardă din autoritate. Treptat, în practica cercetărilor s-a impus ideea monoclinelor faliatate. Dar, pe măsura creșterii adîncimii de investigare s-a constatat existența mai multor etaje tectonice suprapuse, astfel încît cu aceleași foraje, pe verticală au fost întîlnite atît monocline faliatate, cît și structuri de tip anticlinal. O parte dintre acestea din urmă sînt structuri de tasare. Astfel de cazuri apar destul de frecvent în platforma moesică și în depresiunea pannonică. În sectoarele unde depozitele depresiunii precarpatice (inclusiv depresiunea getică) încăleacă peste unitățile Vorlandului, structurile cutate se suprapun celor monoclinale.

Perfecționarea metodelor de investigare geofizică și densitatea mare a forajelor a permis punerea în evidență a unor reliefuli vechi, îngropate, care au controlat distribuția hidrocarburilor. Este vorba de toată gama de capcane paleogeomorifice (M a r t i n, 1966), întîlnite în platforma moesică, platforma scitică, depresiunea getică și în depresiunea pannonică. Pe lîngă alte cazuri, în această categorie se încadrează atît suprafața alterată a fundamentului metamorfozat, cu bune proprietăți de rezervor în depresiunea pannonică și, probabil, în promontoriul nord-dobrogean, precum și zonele alterate asociate cu carst din Cretacicul inferior al platformei moesice.

Variațiile de facies, prezente în aproape toate formațiunile potențiale, cu repercusiuni asupra proprietăților de rezervor ale rocilor, au constituit probleme dificile ale activității de prospecțiune și explorare din ultimii ani. Aceasta pentru faptul că, capcanele litologice, la care se includ și zonele de dolomitizare secundară, nu pot fi determinate, în prezent, decît prin foraje, care sînt foarte costisitoare.

Complexitatea geologică a țării noastre oferă numeroase exemple de realizare a unor capcane prin contribuția mai multor factori, cum sînt cei structurali, stratigrafici, paleogeografici, hidrogeologici etc. Ca urmare,



pe măsura creșterii gradului de cunoaștere, geologia românească a fost și este confruntată cu cercetarea capcanelor „obscure și subtile” (L e v o r s e n, 1966) și combinate, prezente în toate formațiunile și unitățile explorate.

Din cele de mai sus s-ar putea trage concluzia că, existența hidrocarburilor fiind dovedită în toate bazinele sedimentare ale României, preocupările principale din ultimii ani s-au canalizat asupra determinării și studierii capcanelor. Dar, cu timpul s-a constatat că numai studiul capcanei nu este suficient pentru descoperirea unor zăcăminte noi, chiar și în regiunile dovedite petrolifere și că distribuția acumulărilor de hidrocarburi nu ține seama întotdeauna de cadrul structural, așa cum apare el astăzi. Ca urmare, s-a ajuns la conceptul modern al formării zăcămintelor, în sensul studierii aspectelor multiple ale condițiilor de acumulare, odată cu analizarea posibilităților de distrugere prin migrație, de formare a unor zăcăminte secundare în fazele care au urmat mișcărilor tectonice (G a v ă t, 1964 ; P a r a s c h i v, 1972). În felul acesta a apărut necesitatea întocmirii studiilor complexe cu capitole dezvoltate de paleogeografie a bazinelor, în vederea aprecierii zonelor optime de acumulare în principalele momente ale evoluției lor. Astfel de lucrări, realizate pe formațiuni sau la dimensiunile întregului sedimentar, se actualizează periodic, pe măsura adâncirii gradului de cunoaștere.

Evoluția concepțiilor geologice despre originea și condițiile de formare a zăcămintelor de hidrocarburi, așa cum a fost ea prezentată mai înainte, n-ar fi fost posibilă fără progresele tehnice realizate în domeniul metodelor de prospecțiune și explorare, care constituie instrumentele necesare verificării acestor concepții. De aceea, se impune o scurtă retrospectivă și asupra metodelor amintite.

Introducerea metodelor de prospecțiune în țara noastră s-a făcut treptat, în ordinea construirii aparaturii și a perfecționărilor tehnice și tehnologice. Atunci când numărul unor astfel de metode a crescut, ele au fost utilizate în funcție de gradul de cunoaștere și de specificul fiecărei regiuni, adică de condițiile geologice și de acces concrete. După cel de-al doilea război mondial, în activitatea geologică din România au fost utilizate toate metodele cunoscute, în ordinea rațională și de regulă combinat, deși unele dintre ele, cum a fost prospecțiunea seismică, s-au bucurat de prioritate.

Cartarea geologică s-a aplicat cu succes în zonele de dezvoltare a formațiunilor sedimentare din Carpați, inclusiv zona neogenă, în depresiunea Transilvaniei, pe marginea de W a depresiunii panonice, în Maramureș și pretutindeni acolo unde aflurează formațiuni sedimentare mai vechi decît Cuaternarul. Numeroase hărți, la diferite scări, inclusiv șase foi la scara 1 : 500000 au apărut în cadrul Institutului Geologic, încă înaintea anului 1944. Celelalte șase foi au fost editate după înființarea Comitetului Geologic și, tot acum, a început tipărirea sistematică a hărților care alcătuiesc atlasul geologic al țării. Intensificarea lucrărilor de cercetare după naționalizare a impus cartarea de detaliu, într-o concepție geologică unitară, a întregului sedimentar pre-cuaternar. Acțiunea aceasta, începută în 1951, a durat mai bine de 10 ani, când au fost acoperite, treptat, toate zonele cu sedimentar terțiar și mezozoic. Lucrările respective, care au



ținut seama de toate studiile anterioare, au permis întocmirea hărților la scara 1 : 20000 și 1 : 25 000 și, pe baza acestora, sinteze la 1 : 100000 și 1 : 500000. Cu ajutorul cartării a fost evidențiată cea mai mare parte a structurilor posibil petrolifere din zona flișului și din zona neogenă, din depresiunea Maramureșului și, parțial, din depresiunea Transilvaniei. În același timp, hărțile geologice au folosit la aprecierea perspectivelor de hidrocarburi și la fundamentarea lucrărilor de prospecțiune geofizică și de explorare. Pe măsura progreselor făcute în domeniul celorlalte metode și criterii, începînd cu paleontologia și terminînd cu forajul adînc, hărțile întocmite au fost verificate, corectate și completate cu elemente noi de cunoaștere.

În ultimii 15 ani, în țara noastră s-au efectuat și prospecțiuni geomorfologice pentru hidrocarburi, care s-au dovedit destul de eficiente, chiar în zonele acoperite cu depozite piemontane recente (P a r a s c h i v, 1965). Acestea au contribuit la punerea în evidență a unor zăcăminte de petrol în depresiunea getică.

Odată cu creșterea adîncimii de investigare și cu amplificarea lucrărilor în zonele acoperite cu depozite cuaternare, aportul observațiilor de la suprafață a scăzut, sarcinile acestora fiind preluate, parțial, de către prospecțiunile geofizice și de forajul de cercetare.

Lucrările de gravimetrie au acoperit întreaga suprafață a țării la densitatea de 1-4 stații pe kmp. Inițial ele s-au efectuat cu balanța de torsiune, în zona colinară a Munteniei și Olteniei, în cîteva sectoare din Transilvania și din depresiunea panonică, sub conducerea lui I. G a v ă t. Rezultatele geologice obținute în urma măsurărilor cu balanța de torsiune s-au dovedit satisfăcătoare în cercetarea formațiunilor pliocene și a anticlinalelor diapire. După anul 1936, balanța de torsiune a fost înlocuită cu gravimetre statice, de tipurile Thyssen, Truman, Carter, Graf-Askania, Sterneck-Askania, Orden etc. Pe baza măsurărilor gravimetrice s-au întocmit hărți ale anomaliei Bouguer și reziduale, care au contribuit la descifrarea structurii geologice majore, la delimitarea marilor unități structurale și chiar la evidențierea unor ridicări și anticlinale importante. Ele au servit, de asemenea, la proiectarea lucrărilor din etapa următoare, cum ar fi rețeaua de profile seismice și chiar amplasarea unor foraje de referință.

Utilizînd măsurătorile gravimetrice de detaliu, s-au obținut cîteva rezultate interesante, legate de încercările determinării directe a limitei apă-gaze, în cazul mai multor zăcăminte din depresiunea Transilvaniei (T ă n ă s e s c u, 1971).

Prospecțiunile magnetometrice s-au executat pe tot teritoriul țării, de asemenea, cu o densitate de 1-4 stații pe kmp. Acest tip de lucrări a fost introdus în România în anul 1927, în scopul cercetărilor pentru mine-reuri feroase. Extinse și în domeniul hidrocarburilor, în Banat, Oltenia, Muntenia și Moldova, prospecțiunile magnetometrice s-au efectuat, într-o primă etapă, cu variometrul magnetic vertical, în stații situate la distanțe de 0,5-2,5 km (Ș t e f ă n e s c u, 1957). Harta variației componente verticale, întocmită pe baza măsurărilor efectuate, a servit, ca și gravimetria,



la descifrarea structurii majore a țării și, chiar, la identificarea unor alinamente tectonice de interes pentru petrol și gaze.

Electrometria s-a efectuat, într-o rețea de semidetaliu, pe cca 50 % din suprafața de perspectivă a țării. Această metodă a fost introdusă de unele societăți străine, în execuția firmei Schlumberger, pentru descifrarea condițiilor structurale ale sedimentarului pliocen din Muntenia și Oltenia. Atît înainte cît și după război, cînd prospecțiunile electrometrice au fost extinse în platforma moesică, Transilvania și Banat, s-a utilizat, cu precădere, procedeul S.E.V. (sondaje electrice verticale). Adîncimea de investigare a ajuns pînă la 1000 m, iar interpretarea datelor a beneficiat de măsurătorile de rezistivitate, efectuate pe carote sau cu ajutorul geofizicii de sondă. Cele mai bune rezultate au fost obținute în zona mio-pliocenă a Carpaților Orientali, unde depozitele ponțiene, prezentînd rezistivități reduse, au permis cartarea unor elemente structurale, ca zone de minim. Aceeasi eficiență a avut-o electrometria și în depresiunea Transilvaniei. Aici, existența sării a constituit un orizont de referință puternic rezistiv și ușor de urmărit prin metoda emițătorilor încrușișți și a curenților telurici. Anomaliile electrometrice corespunzînd, în general, acumulărilor neuniforme ale sării, au fost apoi cercetate cu metoda seismică, în felul acesta punîndu-se în evidență sau verificîndu-se importante structuri domale.

Principala și cea mai eficientă metodă geofizică, utilizată în România, a fost seismometria care a acoperit 90 % din suprafața de perspectivă pentru hidrocarburi a țării, cu o densitate de 0,1-1,5 km profil pe kmp.

Prospecțiunea seismică a fost aplicată de vechile societăți petrolifere, mai întîi ca seismică de refracție, în zona cutelor cu sîmburi de sare. Ulterior, ea a fost extinsă și înlocuită, aproape total (1935), cu seismică de reflexie. Înainte de anul 1944 s-a utilizat, aproape în exclusivitate, procedeul seismo-sondajelor în cîteva sectoare din Muntenia, Oltenia și Moldova. După actul naționalizării, activitatea seismică a cunoscut o dezvoltare impresionantă, atît sub aspectul volumului de lucrări cît și al tehnologiei de lucru. Accentul s-a pus pe seismică de reflexie cu profilare continuă. Acolo unde condițiile geologice și morfologice au cerut-o, lucrările de corelație continuă au fost combinate, completate sau înlocuite cu seismo-sondaje simple, ori cu seismo-sondaje spațiale de masă (SSMM). Pe alocuri, profilele seismice de reflexie au fost dublate de lucrări de refracție, cu ajutorul cărora s-a putut determina grosimea sedimentarului sau principalele contraste litologice, corespunzînd, în general, limitelor unor cicluri litofaciale.

În perioada 1948-1960, cercetările s-au efectuat cu stații seismice oscilografice, iar ca tehnologie de teren s-au utilizat centrale singulare sau receptori singulari. În următorii 10 ani (1961-1970) lucrările s-au executat mai ales cu stații seismice analogice și s-a folosit o tehnologie mai avansată, respectiv surse multiple centrale și receptori multipli. În sfîrșit, din anul 1970 s-a introdus tehnica numerică de înregistrare și prelucrare a datelor. Totodată s-a perfecționat tehnologia de lucru în teren, utilizîndu-se acoperirea multiplă necentrală. Îmbunătățirea tehnicii și tehnologiei în succesiunea arătată a condus la reluarea prospecțiunilor



pe anumite zone și la repetarea a numeroase profile, ceea ce a permis obținerea de informații suplimentare și de calitate superioară.

Deși suprafața de perspectivă a țării a fost acoperită cu prospecțiuni seismice în proporție de 90 %, problemele geologice în zonele cercetate n-au fost complet elucidate. Este cazul descifrării structurii formațiunilor miocen-inferioare și paleogene din depresiunea getică, a depozitelor de aceeași vîrstă din subzona miopliocenă a Carpaților Orientali, pre-Neogenului din depresiunea Transilvaniei și platforma scitică, Triasicului și Paleozoicului din platforma moesică. Aceste obiective, nesatisfăcător rezolvate, se situează în zonele cu tectonică complicată și cu acces dificil, precum și la mare adîncime.

Teritoriul țării a mai fost acoperit, în parte, cu lucrări radiometrice și geochimice, de pe urma cărora s-au obținut rezultate insuficient de concludente.

Gama metodelor de prospecțiune a inclus și forajul structural de mică adîncime (core drill), care s-a dovedit destul de util în bazinul Comănești, în subzonele miocenă și miopliocenă, în jumătatea nordică a depresiunii getice, inclusiv Subcarpații Olteniei, în depresiunea Transilvaniei, depresiunea panonică, platforma moesică, platforma scitică și în platforma moldovenească. Aceste foraje au contribuit la rezolvarea unor probleme stratigrafice și chiar la descoperirea citorva zăcăminte de petrol și gaze.

Rămînînd în domeniul geofizicii și, legat de ea, în continuare, în domeniul geologiei de șantier este de menționat că, în preajma anului 1930, în țara noastră a fost introdus carotajul electric, utilizat în investigarea sondajelor (Ștefănescu, 1957). Acesta reprezintă o formă particulară a prospecțiunii electrice, adaptată condițiilor din găurile de sondă și menită să permită identificarea, pe baza unor parametri electrice, a straturilor traversate cu foraje. Rapiditatea, precizia de lucru și costul redus al carotajului electric a făcut ca el să fie răspîdit și generalizat în toate șantierele. Pe măsura perfecționării aparatului și a tehnologiei de lucru, după anul 1950 au fost aplicate metode electrice noi, începînd cu BKZ, inclusiv varianta românească DRR și terminînd cu carotajul inductiv. Totodată s-au introdus și generalizat metodele radioactive și cele geochimice de investigare a găurilor de sondă. Întrucît metodele geofizice și geochimice au înlocuit, în cea mai mare parte, carotajul mecanic, s-a organizat, este adevărat încă suficient, prelucrarea și interpretarea calitativă și cantitativă a informațiilor geofizice. În prezent, se depun eforturi pentru ca astfel de probleme să se soluționeze cu ajutorul calculatoarelor electronice.

După primul război mondial apar preocupări legate de geologia de șantier (Gavăț, 1972 B), preocupări concretizate prin întocmirea de interpretări structurale și secțiuni. Lipsind diagramele electrice și, uneori, carotajul mecanic, în elaborarea unor astfel de interpretări se utilizau repere convenționale și litologice, stabilite pe baza indicațiilor sondorilor. În anii 1921-1925 se consemnează primele hărți cu izobate și secțiuni, care însoțesc un studiu despre cîmpul petrolifer Buzenari (Filipeșcu, 1925). Astfel de practici se continuă, mai ales în cadrul inspectoratelor



de control ale statului, pentru principalele zăcăminte de la Gura Ocniței, Moreni, Băicoi etc. (G a v ă t, 1972 B). Schemele structurale și secțiunile geologice, pentru realizarea cărora începuse să fie incluse, treptat, și repere geofizice, s-au generalizat și au devenit o obligație curentă, fiind utilizate la proiectarea de noi sonde și la urmărirea exploatării.

Cercetarea condițiilor fizico-geologice ale zăcămintelor din România constituie o altă latură a activității careia i s-au dedicat specialiștii români. Astfel, în anul 1912, I. T ă n ă s e s c u face măsurători de temperatură în sonde, pentru a studia cîmpul geotermic, în legătură cu structura formațiunilor și prezența petrolului în zăcăminte. În continuare, astfel de preocupări au evoluat mult, pînă la cercetarea periodică și organizată a sondelor sub aspectul măsurătorilor de presiune, de temperatură, al analizelor de petrol și gaze, atît în condiții de suprafață cît și în condiții de zăcămint, al analizelor de ape. Un accent deosebit s-a pus, în anii de după al doilea război mondial, pe prelucrarea și interpretarea datelor respective, în vederea dirijării proceselor de exploatare rațională a zăcămintelor și a mării factorului final de recuperare a petrolului.

Revenind la imensa și variata activitate de prospecțiuni geologice și geofizice, trebuie arătat că ea n-a constituit un scop în sine, ci a urmărit pregătirea de suprafețe și obiective care să fie apoi cercetate cu lucrări mai dificile și mult mai costisitoare, respectiv cu foraje.

Începuturile forajului din România se identifică cu realizarea puțurilor de mină de către țărani autohtoni. Activitatea de foraj s-a dezvoltat apoi pe măsura progreselor făcute în domeniul construcției instalațiilor și a tehnologiilor de lucru, precum și în funcție de rezultatele economice obținute și de interesele organismelor cu profil extractiv. În același timp, perfecționările de ordin tehnic au permis scurtarea substanțială a perioadei de timp necesare săpării sondelor, realizarea unor adîncimi din ce în ce mai mari și, de regulă, scăderea costului acestor lucrări.

În țara noastră, după o îndelungată „epocă” a puțurilor de mină, în 1862 a fost introdus forajul cu sonde, primele lucrări de acest fel realizîndu-se la Mosoare (C o n s t a n t i n e s c u, 1957). Pînă în anul 1928, cînd și-a făcut apariția forajul rotativ, sondele se săpau după diferite procedee, dintre care cel mai frecvent era sistemul canadian, apoi cel pensilvanian și, mai tîrziu, sistemul hidraulic. Revoluționarea activității de foraj s-a produs însă în preajma anului 1930, cînd a fost introdus carotajul electric. Dar intensificarea activității, o adevărată explozie sub aspectul volumului și ritmului, a avut loc ulterior naționalizării industriei cînd, potrivit datelor din tabelul următor, ponderea metrajului de cercetare a crescut în mod impresionant.

Această dezvoltare a activității s-a putut realiza, mai întîi, prin reluarea și intensificarea lucrărilor în perimetrele petroliere cunoscute, după care forajul de explorare s-a extins destul de repede asupra întregii subzone miopliocene din Muntenia, a subzonei miocene și a flișului din Moldova, precum și în toată depresiunea Transilvaniei. Tot în anii imediat următori naționalizării, cercetările cu sonde adînci au început și pe alte unități structurale majore, în primul rînd în depresiunea getică, apoi în platforma moesică, depresiunea Maramureșului, platforma moldove-



nească, promontoriul nord-dobrogean și depresiunea predobrogeană — inclusiv Delta Dunării și în depresiunea panonică.

Intensificarea activității, mai pronunțată și mai timpurie la petrol, s-a făcut simțită și la gaze, dar cu un decalaj de aproximativ un deceniu, adică începînd din anul 1959 (fig. 1). Creșterea volumului de foraj la gaze

TABELUL 1

Dinamica forajului pentru hidrocarburi în România

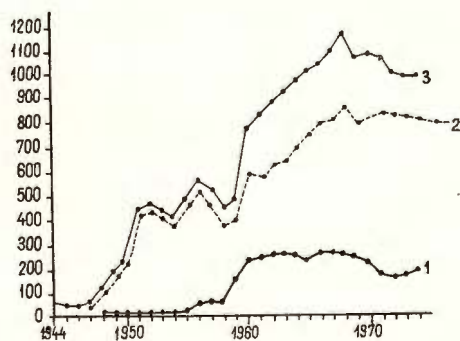
Anul	Total foraj (mii m)	Exploatare		Cercetare	
		(mii m)	%	(mii m)	%
1918	85	80	94	5	6
1936	395	371	94	24	6
1941	253	227	88	26	12
1950	657	367	56	290	44
1955	870	365	42	505	58
1968	1654	497	31	1157	62
1973	1707	713	40	994	60

s-a realizat, atît pe seama săpării unui număr sporit de sonde în depresiunea Transilvaniei, cît, mai ales, prin extinderea cercetării pe unele zone și structuri exclusiv gazeifere de la exteriorul Carpaților, mai precis în platforma moldovenească, platforma moesică, depresiunea getică și, într-o măsură mai redusă, în subzona miopliocenă.

Dezvoltarea forajului de cercetare s-a concretizat prin săparea în ultimii 31 ani a cca 14000 sonde de prospecțiune și explorare, însumînd

Fig. 1. — Dinamica forajului de cercetare în perioada 1944-1974. Pe ordonată, volumul de foraj în mii m; 1, metraj cercetare pentru gaze; 2, metraj cercetare pentru petrol; 3, total metraj cercetare (petrol + gaze).

Evolution of the research drilling within the period 1944-1974. On the ordinate, the drilling volume in thousands m; 1, research metric length for gases; 2, research metric length for oil; 3, research metric length total (oil + gases).



aproape 20 000 000 m. Aceste foraje, la care se adaugă cele săpate înainte de anul 1944, au permis realizarea unui avansat grad de cunoaștere a tuturor suprafețelor cu perspective de hidrocarburi, pînă la adîncimea de 3200-3500 m. Ca urmare a restrîngerii zonelor necercetate în limitele de adîncime menționate, s-a impus investigarea sedimentarului de sub



3500-4000 m. În acest scop s-au întocmit programe speciale, pe baza cărora, în ultimii 10 ani, s-au cercetat sistematic obiectivele respective. Până la sfârșitul anului 1974 au terminat forajul un număr de peste 75 sonde cu caracter de prospecțiune și explorare, mai adânci de 4000 m. Recordul de adâncime în țara noastră îl deține sonda 922 Ghergheasa, cu 6204 m, dar recent a început forajul sonda 8001 Cobia care urmează să sape până la 8000-8500 m profunzime.

Sondele de mare profunzime au contribuit la obținerea unor informații prețioase privitoare la condițiile geologice ale formațiunilor cu adâncimi până la 6000 m, la aprecierea perspectivelor de petrol și gaze ale acestora, precum și la punerea în evidență a unor zăcăminte de hidrocarburi.

Creșterea continuă a volumului de lucrări geologice și geofizice s-a făcut cu prețul unor eforturi materiale și financiare deosebite. Dacă în anii imediat următori celui de-al doilea război mondial nivelul investițiilor în cercetările pentru hidrocarburi era inferior cifrei de 100 milioane lei/an, în cincinalul 1971-1975, aceste investiții au depășit 2000 milioane lei/an, ceea ce reprezintă cca 60 % din fondurile alocate activității geologice pe întreaga țară.

Complexul de lucrări geologice, geofizice și de foraj, efectuat în răstimpul de cca 120 ani, a furnizat un volum imens de informații, permițând, așa cum se va vedea în capitolele următoare, realizarea unor progrese excepționale în cunoașterea stratigrafiei, a aranjamentului straturilor și în evoluția geologică a teritoriului țării. Totodată, s-a descoperit prezența hidrocarburilor pe toate unitățile structurale majore cu sedimentar. Astfel, după descoperirea, încă din timpuri istorice, a petrolului din flișul și din subzona miocenă a Carpaților Orientali, precum și a petrolului din subzona miopliocenă a Munteniei de E, în anul 1909 s-a descoperit primul zăcămint de gaze, cu sonda nr. 2 de la Sărmășel. Mult mai târziu, în anul 1950, a intrat în producție prima sondă cu petrol din depresiunea getică, la Șuța Seacă. Aproximativ în același timp s-a descoperit petrol în Maramureș. Șase ani mai târziu (1956) s-a pus în evidență primul zăcămint de petrol din platforma moesică, în Sarmațianul de la Ciurești. Peste doi ani, în 1958, a fost consemnată descoperirea primei acumulări din promontoriul nord-dobrogean, la Independența. În perioada 1961-1963 s-au raportat primele debite industriale de gaze în platforma moldovenească, la Roman-Secueni și în depresiunea Birladului (platforma scitică), la Adjud. Aproximativ în același timp (1963) s-a descoperit zăcămintul Teremia din depresiunea panonică.

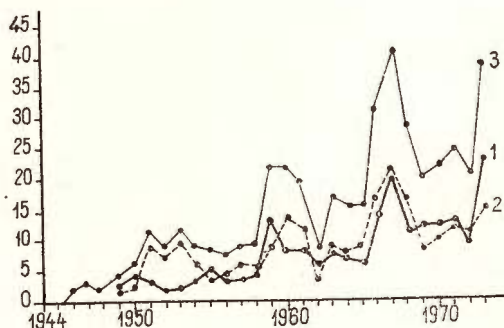
De la începutul industriei de petrol din România s-au pus în evidență cca 300 structuri productive, dintre care 170 cu petrol, uneori și cu gaze, iar restul de cca 130, cu gaze libere. Majoritatea acestor structuri cuprind mai multe unități hidro dinamice, constând din blocuri tectonice, lentile sau orizonturi productive, independente. Până în anul 1941 se descoperiseră numai 30 structuri cu petrol și gaze, dintre care 16 se aflau în județul Prahova, trei în județul Dâmbovița, trei în județul Bacău (I o n e s c u, I v ă n e s c u, 1957) și opt în Transilvania. Majoritatea structurilor petrolifere, existente în anul 1941, fuseseră puse în evidență de către



puțarii autohtoni. Înseamnă că cele mai multe elemente structurale și orizonturi cu hidrocarburi, respectiv cea 230 cu petrol și cea 210 cu gaze, s-au descoperit în anii 1944-1974. Numărul zăcămintelor noi (structuri, blocuri, orizonturi independente) a crescut continuu din 1946 pînă în 1973, cele mai multe acumulări evidențindu-se în anul 1967 (fig. 2).

Fig. 2. — Dinamica descoperirilor de zăcăminte în perioada 1944-1974. Pe ordonată, numărul zăcămintelor noi; 1, zăcăminte noi de gaze; 2, zăcăminte noi de petrol; 3, total zăcăminte noi (petrol + gaze).

Evolution of the deposits discoveries within the period 1944-1974. On the ordinate, number of the new deposits; 1, new gas deposits; 2, new oil deposits; 3, new deposits total (oil and gases).



Pînă la al doilea război mondial au fost dovedite productive formațiunile Pliocenului, cu toți termenii lui (Levantin, Dacian, Ponțian și Meoțian), Sarmatianului, Helvețianului și Oligocenului. După anul 1944, lista formațiunilor purtătoare de hidrocarburi a fost completată cu Tortonianul² din Transilvania, platforma moesică, depresiunea predobrogeană, platforma moldovenească și, posibil, din zona neogenă și depresiunea pannonică; cu Burdigalianul din zona neogenă; Eocenul din Carpații Orientali și, posibil, depresiunea getică; Cretacicul superior, Albianul, Neocomianul, Doggerul³, Triasicul și Devonianul din platforma moesică (posibil și Cretacicul din depresiunea pannonică?); partea superioară alterată a fundamentului metamorfozat din depresiunea pannonică. În toate formațiunile și pe toate unitățile structurale majore s-a întilnit atît petrol cît și gaze, mai puțin în depresiunea Transilvaniei care este exclusiv gazeiferă.

Extinderea cercetărilor în suprafață, dar mai ales în profunzime, a condus la descoperirea unor zăcăminte la adîncimi din ce în ce mai mari. În această privință, recordul este deținut de către Devonianul cu petrol de la Bibești (NW Craiova), care s-a dovedit productiv la adîncimea de 4872 m.

Zăcămintele descoperite și valorificarea lor a permis dezvoltarea extracției, de la cca 280 t în anul 1857 la cca 14,4 milioane t în 1974, la petrol și de la 0,5 miliarde mc în 1944 la cca 26 miliarde mc în anul 1974, la gaze. În evoluția producției de petrol se pot distinge două prin-

² Numeroși geologi preferă termenul de „Badenian” în locul Tortonianului.

³ „Doggerul” este utilizat în sensul de Jurassic mediu (J₂), iar prin Malm se înțelege Jurassicul superior (J₃).



LEGENDA FIGURILOR ȘI A PLANȘELOR DIN TEXT

1 Pl = Pliocen	24 C = Cretacic	47 Dev = Devonian
2 L = Levantin	25 Se = Senonian	48 Si = Silurian
3 D = Dacian	26 T = Turonian	49 Ord = Ordovician
4 P = Pontian	27 Cen = Cenomanian	50 Ca = Cambrian
5 M = Meoțian	28 Alb = Albian	51 Fund = Fundament
6 Mi = Miocen	29 Apt = Aptian	52 Cr = Cristalin
7 Sa = Sarmatian	30 Ne = Neocomian	53 Er = Eruptiv
8 Bg = Buglovia	31 Bar = Barremian	54 Ar = Aglomerate vulcanice
9 To = Tortonian	32 Ht = Hauterivian	55 Cgl = Conglomerate
10 He = Helvetian	33 Vl = Valanginian	56 = Interval marnos
11 Bd = Burdigalian	34 Be = Beriasian	57 = Lacună stratigrafică
12 Aq = Acvitanian	35 J = Jurassic	58 = Ecran litologic sau stratigrafic
13 Σ = Sare	36 Mn = Malm (J ₃)	59 - - - = Falie
14 Pg = Paleogen	37 Dg = Dogger (J ₂)	60 = Linie de încălecare
15 Ol = Oligocen	38 Ls = Liasic (J ₁)	61 = Flanc răsturnat
16 Tr = Tranziție	39 Mez = Mezozoic	62 1450 = Izobată
17 SK = Suprakliwa	40 Tr = Triasic	63 = Forme negative de paleorelief
18 K(K.I, K.II, K.III) = Kliwa	41 T ₃ = Triasic sup.	64 = Direcția secțiunii geologice
19 D.i = Disodile inferioare	42 T ₂ = Triasic mediu	65 • = Sondă forată
20 MA = Mamă albe	43 T ₁ = Triasic inf.	66 = Sondă cu gaze
21 GL = Gresia de Lucăcești	44 Pz = Paleozoic	67 A = Apă
22 Eo = Eocen	45 Pm = Permian	68 P = Petrol
23 Pc = Paleocen	46 Cb = Carbonifer	69 G = Gaze

Fig. 3. — Legend of figures and plates.

1, Pliocene; 2, Levantine; 3, Dacian; 4, Pontian; 5, Meotian; 6, Miocene; 7, Sarmatian; 8, Buglovia; 9, Tortonian; 10, Helvetian; 11, Burdigalian; 12, Acvitanian; 13, salt; 14, Paleogene; 15, Oligocene; 16, transition; 17, Superkliwa; 18, Kliwa; 19, inferior disodile; 20, white marls; 21, Lucăcești sandstone; 22, Eocene; 23, Paleocene; 24, Cretaceous; 25, Senonian; 26, Turonian; 27, Cenomanian; 28, Albian; 29, Aptian; 30, Neocomian; 31, Barremian; 32, Hauterivian; 33, Valanginian; 34, Beriasian; 35, Jurassic; 36, Malm (J₃); 37, Dogger (J₂); 38, Liasic (J₁); 39, Mesozoic; 40, Triassic; 41, Upper Triassic; 42, Middle Triassic; 43, Lower Triassic; 44, Paleozoic; 45, Permian; 46, Carboniferous; 47, Devonian; 48, Silurian; 49, Ordovician; 50, Cambrian; 51, basement; 52, crystalline; 53, eruptive; 54, volcanic agglomerates; 55, conglomerates; 56, marly interval; 57, stratigraphic lacuna; 58, lithologic or stratigraphic shield; 59, fault; 60, overthrust line; 61, overturned limb; 62, isobath; 63, negative forms of paleorelief; 64, direction of the geological section; 65, drilled sonde; 66, gas sonde; 67, water; 68, oil; 69, gases.



cipale etape, separate de anii celui de-al doilea război mondial și, parțial determinate de politica egoistă a vechilor societăți. O etapă începe cu anul 1857, când producția a fost de 280 t/an și culminează cu anul 1936 când se extrag cca 8,8 milioane t; ultimii 30 de ani ai acestei etape corespund și cu epoca de glorie a concepțiilor geologice despre petrol, în România; cea de-a doua etapă se referă la perioada 1944-1974, când nivelul extracției crește de la 3,5 la 14,4 milioane t/an. Aceasta ar corespunde epocii progresului tehnic, al intensificării activității geologice, sub toate aspectele ei, corespunde dăruirii totale a colectivelor de geologi și geofizicieni români care, preluând integral conducerea lucrărilor, le-au orientat pe baza concepțiilor proprii. Aceste realizări, însă, n-ar fi fost posibile fără zestrea teoretică și practică lăsată de celebrii înaintași. Nivelele de producție menționate constituie expresia concretă, cifrică, a contribuției cercetărilor geologice și geofizice la dezvoltarea industriei de petrol din România.

IV. DEPRESIUNEA PRECARPATICĂ

Așa cum a fost definită de Grigoraș (1961), depresiunea precarpatică reprezintă un segment din orogenul alpin care se dezvoltă pe teritoriul R. S. România, între simburile cristalino-mezozoic al Carpaților și platformele din față. În această accepție, depresiunea precarpatică include atât flișul Carpaților Orientali cât și zona neogenă.

Limita internă a depresiunii este reprezentată, în Carpații Orientali, de o linie de încălecare (linia centrală), de-a lungul căreia formațiunile flișului cretacic se afundă, tectonic, sub cele cristalino-mezozoice de la W. În dreptul Carpaților Meridionali contactul devine normal, formațiunile depresiunii acoperind, transgresiv, marginea zonei cristalino-mezozoice. Limita externă a depresiunii se consideră linia pericarpatică (în Moldova), continuată spre W cu falia Bibești-Tinosu. De-a lungul acesteia, formațiunile cutate ale avanfosei carpatice încăleacă peste cele cvasiorizontale, de la exterior. Așa cum s-a mai arătat, această delimitare are caracter convențional ținând seama că falia pericarpatică se plasează în zona externă a avanfosei, cu fundament de platformă. Tot convențională este și limita stabilită la valea Dimboviței, între zona cutelor diapire și depresiunea getică.

Descifrarea alcătuirii și evoluției geologice a depresiunii precarpatică în scopul cunoașterii potențialului său de substanțe minerale utile, îndeosebi a celui de petrol și gaze, a constituit o preocupare deosebită încă de la sfârșitul secolului trecut. Această preocupare și-a găsit expresia în realizarea unui important volum de lucrări geologice-geofizice și de studii. Inițial, au fost utilizate cercetările geologice și forajele de mică adâncime (core drill), conjugate ulterior, pe măsura perfecționării tehnicii, cu prospecțiuni gravimetrice, magnetometrice, electrometrice, seismice, geochemice și cu foraje pînă la adîncimi de 6000 m. Exprimat cantitativ,



gradul de cercetare al acestei unități structural-faciale majore se prezintă în felul următor :

Prin lucrări de cartare geologică s-a acoperit întreaga suprafață a depresiunii. Începînd cu anul 1950 au fost executate, atît în zona flișului cît și în zona neogenă, cartări cu caracter de detaliu și ultradetaaliu, ale căror rezultate au fost materializate prin hărți geologice la sc. 1 : 25000, 1 : 20000 și 1 : 10000. Frecvența observațiilor a fost, în medie, de 25-35 puncte/kmp. Cartarea geologică a furnizat informații prețioase referitoare la succesiunea stratigrafică, variațiile litofaciale, evoluția geologică din zona flișului și din zona neogenă și la punerea în evidență a unor structuri, ce s-au dovedit apoi, în parte, productive.

Lucrări gravimetrice s-au efectuat pe tot cuprinsul regiunii. În sectorul Carpaților Orientali al depresiunii, densitatea a fost de 1-2 puncte/kmp, iar în depresiunea getică de 1 punct/5 kmp. Pe o suprafață de 15% a acesteia din urmă s-au realizat 3 puncte/kmp.

Prospecțiunile magnetometrice au acoperit întreaga depresiune pre-carpatică, ajungîndu-se la o densitate mai mare la E de rîul Dîmbovița (1-2 puncte/kmp) și ceva mai mică (1 punct/10 kmp) în depresiunea getică.

Gravimetria și magnetometria au fost utilizate ca metode premergătoare prospecțiunilor seismice, electrometrice și a forajului structural, rezultatele metodelor respective constituind un cadru calitativ. Unele încercări de a folosi gravimetria ca metodă directă, în zona miopliocenă, au dus la obținerea unor date neconcludente.

Prospecțiuni electrice s-au efectuat pe cca 50% din suprafața depresiunii aplicîndu-se, în special, metoda sondajelor electrice verticale. La W de rîul Dîmbovița, frecvența acestora a fost de un sondaj la 7 kmp, iar adîncimea medie de investigare, de cca 1000 m. Scopul prospecțiunilor electrice l-a constituit descifrarea condițiilor geologice din zona cutelor subcarpatice. Rezultatele acestei activități au fost verificate prin lucrări seismice și foraje.

Prospecțiunile seismice au acoperit aproape întreaga depresiune getică și cca 59% din teritoriul depresiunii care se dezvoltă la E de Dîmbovița. Zona flișului și zona miocenă din Moldova au beneficiat într-o măsură mai redusă de aceste lucrări, dat fiind condițiile seismo-geologice dificile și stilul tectonic deosebit de complicat, ceea ce a condus la rezultate mai puțin concludente. Dintre procedeele folosite în această din urmă parte a depresiunii, mai adecvată condițiilor seismo-geologice specifice, s-a dovedit metoda seismo-sondajelor spațiale de masă, prin care s-a efectuat cca 65% din totalul lucrărilor seismice. În zona miopliocenă din Muntenia și în depresiunea getică s-a utilizat, cu precădere, metoda de corelare continuă și, numai într-o măsură redusă, procedeul recepției dirijate reglabile a undelor reflectate. Prospecțiunile seismice au constituit metoda de bază cu ajutorul căroră au fost puse în evidență majoritatea structurilor din zona neogenă a Olteniei și Munteniei.

Cu caracter experimental s-au executat, pe cîteva suprafețe restrînse, prospecțiuni geochimice, dar rezultatele obținute n-au fost concludente.



Pînă în prezent au fost săpate peste 5500 foraje de cercetare, din care cca 3500 în depresiunea din fața Carpaților Orientali. Cîteva dintre aceste sonde au atins adîncimea de 6000 m.

Complexul lucrărilor de cercetare, efectuat de-a lungul celor aproape 120 ani de activitate, a asigurat creșterea progresivă a gradului de cunoaștere ajungîndu-se, pentru treapta de adîncime 0-3500 m. la un stadiu avansat atît în ceea ce privește condițiile geologice-structurale cît și potențialul de petrol și gaze. Pentru formațiunile geologice situate la adîncimi mai mari de 3500 m, precum și pentru o bună parte a zonei flișului, gradul de cunoaștere este mai redus.

1. PARTICULARITĂȚILE STRATIGRAFICE ȘI LITOLOGICE ALE SEDIMENTARULUI MEZOZOIC ȘI NEOZOIC

Edificiul Carpaților Orientali și al Carpaților Meridionali, care descriind un imens arc de cerc, străbat teritoriul României, începînd de la frontiera cu URSS, la N, pînă la frontiera cu R.S.F. Iugoslavia la S, sînt constituiți dintr-un nucleu de șisturi cristaline (acoperit de sedimentar), mărginit de o cuvertură de depozite aparținînd Mezozoicului și Terțiarului. În cele ce urmează se vor face referiri numai la sedimentarul care se dezvoltă la exteriorul nucleului de șisturi cristaline.

Cele mai vechi formațiuni sedimentare care apar la zi (triasice și jurasice) se dispun direct peste cristalinul central și se integrează în fundament (Băncilă, 1958). Ca urmare a deplasării progresive a axului geosinclinal către teritoriile Vorlandului, sedimentarul mezozoic și terțiar se caracterizează, în general, printr-o succesiune spre mai nou, de la interior către exterior, astfel că în apropierea nucleului cristalino-mezozoic predomină roci de vîrstă cretacică, mai la exterior, depozite paleogene și, în zonele cele mai îndepărtate, predomină formațiuni neogene. Corespunzător, au rezultat trei zone principale și anume, zona flișului cretacic, zona flișului paleogen și zona neogenă. Acestea se suprapun, în linii mari, unor importante unități structurale.

Într-o lucrare de sinteză privind Carpații Orientali, Băncilă (1958) grupează depozitele flișului cretacic și paleogen în cinci unități structurale: unitatea vest-internă, unitatea est-internă, unitatea de Audia (șisturile negre), unitatea medio-marginală și unitatea externă. Această zonare și nomenclatură, adoptată de geologii din industria de petrol înainte de anul 1960, nu este nici singura și, poate, nici cea mai actualizată. În decursul istoriei cercetării Carpaților Orientali au fost elaborate numeroase lucrări în concepții structurale diferite și cu o variată terminologie. Sinteza acestor lucrări se reflectă, în primul rînd, în harta geologică și în harta tectonică a României, potrivit cărora (Dumitrescu et al., 1962) depozitele flișului cretacic și ale flișului paleogen se grupează, de asemenea, în cinci unități structurale, mai mult sau mai puțin echivalente unităților lui Băncilă și anume: unitatea de Ceahlău, unitatea flișului curbicortical, unitatea șisturilor negre, unitatea de Tarcău și unitatea marginală.



Zonalitatea formațiunilor, așa cum a fost schițată mai înainte, se urmărește de la frontiera de N a țării pînă la valea Dîmboviței. La W de aceasta, depozitele neogene depășesc cele două zone mai interne, ajungînd să ia contact direct cu nucleul cristalino-mezozoic al Carpaților Meridionali. În afara extinderii formațiunilor de avanfosă pînă pe rama cristalinelui, sectorul de la W de riul Dîmbovița al depresiunii precarpatice se caracterizează printr-o evoluție geologică și printr-o tectonică de ansamblu puțin diferită, fapt care justifică pînă la un anumit punct, separarea ei ca unitate aparte.

a) **Zona flișului cretacic** se urmărește între valea Sucevei și valea Dîmboviței, incluzînd depozite a căror vîrstă este cuprinsă între Valangian și Senonian. Această succesiune stratigrafică pare să fie întreruptă, în partea internă, de cîteva lacune stratigrafice la nivelul Albianului superior și în Turonian-Senonian.

Cea mai internă unitate a flișului cretacic este unitatea vest-internă, care se dispune peste un fundament carpatic și are în alcătuirea sa stratigrafică depozite groase de fliș, cu episoade de gresii masive și conglomerate, corespunzînd stratelor de Sinaia, stratelor de Comarnic-Bistra și stratelor de Zăganu. La capătul de S al unității se adaugă depozite aparținînd ciclului vraconian-eocen.

La exteriorul unității menționate, a fost separată unitatea est-internă, la alcătuirea căreia participă depozitele cretacice (începînd cu Barremianul), paleogene și miocene (sinclinalul Breaza). După Băncilă (1958), caracteristica unității est-interne o constituie depozitele cretacice, în cadrul cărora se pot separa seria curbicortală, gresia de Cotumba-Tătaru, cu trecere la seria de Dumbăvioara, marne și marnocalcare vraconian-cenomaniene, strate cu inocerami, cu trecere la marnocalcare roșii (strate de Gura Beliei) senoniene. Paleogenul este dezvoltat în faciesul de Șotriile, marno-argilos cu intercalații de gresie.

Unitatea medio-internă urmează la exteriorul precedentei și este alcătuită din depozite cretacice, în faciesul șisturilor negre, caracterizată prin prezența pelitelor argiloase de culoare închisă, cu caracter bituminos. Vîrsta șisturilor negre începe cu Barremianul și se încheie cu Albianul superior, în alcătuirea lor distingîndu-se trei orizonturi: un orizont bazal cu sferosiderite, un orizont șistos-grezos și altul, superior, grezos-glaucocitic. Peste ultimul, se cunoaște un orizont de argile roșii cu tufite și, uneori, radiolari. În general, șisturile negre sînt lipsite de roci-rezervor. Deasupra lor, însă, la N de Bistrița și la S de Covasna, se dezvoltă un orizont arenitic, respectiv gresia de Prisaca-Siriu (Băncilă, 1958), de vîrstă cretacic-superioară—eocen-inferioară, care, local, poate cumula grosimi de 600-700 m.

După cum arată datele de cartare și de foraj, șisturile negre nu caracterizează numai flișul cretacic, ci ele sînt prezente și în zona flișului paleogen. Ținînd seama de caracterul bituminos al șisturilor negre și deci de posibilitatea ca acestea să constituie roci generatoare de hidrocarburi, definirea poziției lor stratigrafice și structurale are implicații teoretice



asupra perspectivelor de hidrocarburi ale diferitelor unități din zona flișului.

În ansamblul ei, zona flișului cretacic este alcătuită din depozite intens tectonizate și, în cea mai mare parte, expuse la zi, erodate. Drept urmare, această zonă este considerată ca lipsită, în general, de perspectiva găsirii unor acumulări exploatabile de hidrocarburi.

b) **Zona flișului paleogen** este alcătuită, la suprafață, din depozite aparținând Cretacului, Paleogenului, Miocenului și, cu totul local, Pliocenului. Ponderea cea mai mare o au, însă, formațiunile paleogene. Depozitele cretacice și, îndeosebi, cele paleogene prezintă variații de facies care, asociate cu raporturile tectonice regionale, au determinat separarea acestei zone în două unități tectonice: unitatea medio-marginală și unitatea externă (Băncilă, 1968).

Unitatea medio-marginală, situată la exteriorul unității medio-interne (Audia), cuprinde, în principal, depozite cretacice și paleogene. Începând de la valea Buzăului spre SW, depozitele respective se afundă, treptat, sub formațiuni mai noi, miocene și pliocene. Către exterior, unitatea medio-marginală ia contact cu unitatea externă sau cu zona neogenă. Sub aspectul alcătuirii stratigrafice și chiar al celei structurale, unitatea medio-marginală a fost divizată (Băncilă, 1958) în două subunități: subunitatea mediană și subunitatea marginală.

Subunitatea mediană ocupă partea vestică a flișului medio-marginal, fiind încălecată de unitatea Audia. Ea este constituită din depozite cretacice, paleogene și miocene.

Cretacicul comportă două secvențe principale de depozite: o secvență inferioară, dezvoltată în faciesul șisturilor negre (Barremian-Aptian superior?) cu o grosime de 200-250 m și o secvență superioară, de vîrstă vraconian-senoniană, formată din argile vărgate, marnocalcare, calcare și grezo-calcare, totalizînd cca 1500 m.

Eocenul este reprezentat prin seria gresiei de Tarcău, cu grosimi de 1000-2000 m, urmată de argile șistoase cu gresii (stratele de Podu Secu-stratele de Plopu).

Oligocenul ocupă zonele depresionare și este alcătuit din gresii (de Fusaru), marnocalcare și dintr-un orizont superior (stratele de Vinețișu), reprezentat prin marne și gresii. Toată această succesiune însumează 1200-1500 m grosime. La W de valea Buzăului, Oligocenul suferă variații litofaciale, trecînd în faciesul mixt, al stratelor de Pucioasa.

Miocenul este prezent în sinclinalul Slănic, unde cuprinde o succesiune continuă de strate, de la Burdigalian la Sarmatian.

Subunitatea marginală, situată la exteriorul precedentei este alcătuită tot din depozite cretacice, paleogene și miocene.

În linii mari, secvența senoniană este similară celei din subunitatea mediană, formațiunile ante-senoniene lipsind.

Eocenul îmbracă un facies intermediar, caracterizat prin prezența gresiilor de tip Tarcău și al calcarelor grezoase cu intercalații de marne. Mai la exterior, dar în aceeași subunitate, Eocenul devine din ce în ce mai



calcaros, remarcându-se printr-un orizont inferior calcaros-grezos (300-400 m) și un orizont superior, marno-argilos (150-200 m).

Oligocenul se prezintă în două faciesuri, și anume, faciesul bituminos de Kliwa și faciesul de Pucioasa. În faciesul de Kliwa se individualizează, de jos în sus, următorii termeni: gresia de Lucăcești⁴ (20-30 m), orizontul menilitelor inferioare și al marnelor bituminoase (30-60 m), orizontul șisturilor disodilice (50-100 m), orizontul inferior al gresiei de Kliwa (200-250 m) cu intercalații de șisturi disodilice, orizontul straterelor de Podu Morii (50-200 m), orizontul superior al gresiei de Kliwa (150-500 m) și menilitele superioare (10-12 m). Faciesul de Pucioasa este prezent la W de riul Prahova, în următoarea succesiune: strate de Pucioasa inferioare (50 m), șisturi disodilice inferioare (40-150 m), strate de Pucioasa superioare (1100 m) cu intercalații grezoase de Fusaru, stratele de Vinețișu-Izvoarele (70-300 m) și disodilele superioare (100-200 m).

Miocenul formează mai multe sinclinale în SW unității medio-marginale, acolo unde ea se afundă sub depozite mai noi. Este vorba, în primul rând, de sinclinalele Slănic și Drajna. El constă din Burdigalian, Helvețian și Tortonian cu sare, peste care se dispun, uneori, formațiuni pliocene, post-tectonice. În afara acestora, trebuie menționate depozitele miocene și meoțiene din bazinul intramontan al Comăneștilor, reprezentate prin Sarmațian, cu o grosime de 400-600 m, care se dispun discordant peste Paleogenul pînzei medio-marginale și al unității externe. În alcătuirea Sarmațianului intră un orizont bazal, conglomeratic și un orizont superior, marno-grezos, cu cărbuni și hidrocarburi (migrate din Paleogen).

Unitatea externă a flișului paleogen se dezvoltă sub încălcarea pînzei medio-marginale și apare la zi, practic, numai în ferestrele ori semiferestrele tectonice Putna-Straja, Dumesnic, Mitocul lui Bălan, Bistrița-Piatra Neamț, Oituz-Slănic și Putna-Vrancea. La alcătuirea acestei unități iau parte depozite cretacice, paleogene și miocene.

Cretacicul inferior este reprezentat prin șisturile negre ale straterelor de Streiu, iar Cretacicul superior, prin stratele de Tisaru, echivalentul argilelor vârgate din unitatea de Audia și prin stratele de Lepșa (250 m).

Eocenul îmbracă două faciesuri: unul extern sau faciesul de Cașin, în care se disting marnocalcare bituminoase cu intercalații de gresii (700 m), marne calcaroase (100 m) și marne cu intercalații de gresii (strate de Bisericiani = 300 m); cel de-al doilea, intern, faciesul de Greșu, cuprinde marnocalcare bituminoase cu gresii și conglomerate, marne calcaroase și grezoase și alternanțe de gresii calcaroase, argile, calcare și conglomerate (strate de Greșu, cca 350 m și strate de Bisericiani).

Oligocenul prezintă aproximativ aceeași succesiune ca și în subunitatea marginală și anume: gresia de Lucăcești (0-30 m), orizontul menilitelor inferioare și al marnelor bituminoase (40-80 m), șisturile disodilice (80 m), gresia de Kliwa (120-260 m), orizontul disodilelor și menilitelor superioare (150 m) și orizontul de tranziție (stratele de Gura Șoimului = 80-140 m), reprezentate printr-o alternanță de marne, șisturi disodilice, menilite și conglomerate. Este de menționat că depozitele oligocene

⁴ Numeroși geologi încadrează gresia de Lucăcești la Eocen.



au o distribuție neuniformă, ele putînd să lipsească, total sau parțial, datorită eroziunii, ca de exemplu în semiferestrele Bistrița, Putna-Vrancea, sau în zonele Măgura-Cașin, Băile Slănic-Nineaș, Ciunget, Muntele Uture.

Miocenul este constituit dintr-o serie bazală, constînd din conglomerate și dintr-o secvență superioară, alcătuită din gresii și marne (strate de Hirja).

Sintetizînd cele referitoare la zona flișului paleogen, care prezintă un interes practic sporit față de flișul cretacic, se cuvin subliniate următoarele elemente :

Depozitele cretacice, dar mai ales cele paleogene, comportă variații laterale de facies.

Cretacicul se caracterizează prin două secvențe principale de depozite : o secvență inferioară, dezvoltată în faciesul șisturilor negre, posibil roci generatoare, dar lipsite de rezervoare importante ; ea se întîlnește sub diferite denumiri în unitățile de Audia, medio-marginală și externă ; o secvență superioară în care Cretacicul superior, prin orizontul argilelor vîrgate (Vraconian) este prezent în unitățile de Audia, marginală și externă, în aceasta din urmă, sub denumirea de strate de Tisaru ; echivalențe stratigrafice, cu oarecare variații litologice, se pot stabili și în restul Cretacicului superior.

Eocenul în faciesul gresiei de Tarcău, predominant arenitic, cu proprietăți de roci-rezervor, trece în mod gradat spre exterior, la faciesuri mai pelitice și mai calcaroase. Astfel, în subunitatea marginală secvența gresiilor masive scade, trecînd gradat la o alcătuire ritmică grezo-argiloasă, iar mai spre E, la intercalații grezo-calcaroase și calcaroase. În același sens se produce și reducerea progresivă a grosimii Eocenului, de la 2500 m în zona de dezvoltare a faciesului gresiei de Tarcău, la 700-1000 m în subunitatea marginală.

Oligocenul, principala formațiune de interes pentru hidrocarburi îmbracă două faciesuri principale : în subunitatea mediană — faciesul de Fusaru care trece în subunitatea marginală și apoi în cea externă, la faciesul de Kliwa. Aceste diferențieri de facies se realizează însă pe seama unui fond general comun, cu caracter bituminos, favorabil genezei hidrocarburilor. Din punct de vedere litologic, fondul comun este exprimat prin existența lutitelor și silicolitelor bituminoase (șisturi argiloase disodice, marne și menilite).

Faciesul gresiei de Fusaru se caracterizează prin prezența pachetelor groase, metrice și suprametrice (gresiile de Fusaru), asemănătoare gresiilor de Tarcău. Între pachetele de gresii se intercalează secvențe ritmice de argile și marne grezoase, uneori negricioase-bituminoase. În jumătatea nordică a zonei flișului paleogen habitusul acestor secvențe se aseamănă cu cel al stratelor de Krosno ; din partea mediană a flișului paleogen către SW, unde ritmurile devin mai dese și rocile capătă o granulometrie mai fină, aceste secvențe sînt cunoscute sub denumirea de strate de Pucioasa, exceptînd un pachet din treimea superioară a Oligocenului, stratele de Vinețișu, care păstrează caracterele stratelor de Krosno.



Faciesul gresiei de Kliwa are ca trăsătură esențială răspîndirea largă, în coloana litologică, a materialului arenitic cuarțos. Principalul mod de prezentare a acestui material îl constituie bancurile metrice și supra-metriche de gresii de Kliwa, care apar chiar din baza succesiunii, sub primul nivel de menilite, formînd orizontul gresiei de Lucăcești. În pînză, gresiile masive alcătuiesc două orizonturi, separate prin stratele de Podu Morii, care reprezintă un pachet de fliș marno-calcaros, parțial sincron și asemănător litologic cu stratele de Vinețișu. Grosimea Oligocenului scade treptat, de la 1300 m în zona de dezvoltare a faciesului de Tarcău din subunitatea mediană, la 800 m în subunitatea marginală și în unitatea externă. Așa cum s-a mai arătat, în această ultimă unitate au loc variații de grosime și în sens transversal datorită eroziunii (?). Reducerea grosimii în sens transversal se produce, în principal, pe seama pachetelor de gresii care, în cuprinsul unității externe, suferă și o substituie parțială prin conglomerate și microconglomerate cu elemente de sisturi verzi.

c) **Zona neogenă** corespunde celui mai coborît sector al depresiunii, întinzîndu-se în tot lungul lanțului carpatic. Între valea Sucevei și bazinul văii Buzăului, formațiunile care constituie zona neogenă vin în contact tectonic cu unitatea externă sau medio-marginală a flișului paleogen. În continuare, spre SW, marginea flișului paleogen se afundă normal, sub Neogen, iar la W de Dîmbovița, așa cum s-a mai arătat, formațiunile zonei neogene depășesc complet și unitățile flișului cretacic, ajungînd să se dispună, transgresiv, peste nucleul cristalino-mezozoic al Carpaților Meridionali.

Zona neogenă, corespunzînd numai parțial avanfosei și anume sectorului care se dezvoltă între lanțul muntos și falia pericarpatică, respectiv, Bibești-Tinosu, se caracterizează, în sectorul intern, printr-un substrat carpatic, iar în sectorul extern prin substrat de platformă. Aceasta înseamnă că sub cuvertura neogenă pot fi întîlnite formațiuni care intră în alcătuirea unuia dintre cele două domenii.

După caracteristicile stratigrafice și structurale, zona neogenă poate fi divizată în trei subzone și anume:

s u b z o n a m i o c e n ă, cuprinsă între valea Sucevei și bazinul văii Troțușului;

s u b z o n a m i o p l i o c e n ă, între valea Troțușului și valea Dîmboviței; în cadrul acesteia, sectorul cuprins între valea Buzăului și valea Prahovei este cunoscut și sub numele de „zona cutelor diapire”;

d e p r e s i u n e a g e t i c ă, situată între valea Dîmboviței și Dunăre.

Cele mai vechi formațiuni ale succesiunii sedimentare, cunoscute în zona neogenă, aparțin Cretacului. Tot în această subzonă s-au obținut și informațiile cele mai multe cu privire la depozitele paleogene, pe de o parte și datorită faptului că ele aflorază pe marginea nordică, iar pe de altă parte că pe o serie de structuri mai sudice, acestea au putut fi traversate în limitele adîncimilor curente de cercetare, prin foraje.



Cunoștințele asupra depozitelor cretacee din depresiunea getică provin din studiul aflorimentelor de pe marginea de N și din câteva foraje care le-au întilnit în interiorul acesteia. Făcînd abstracție de Cretacicul inferior, caracteristic unității vest-interne, semnalat la sondele săpate la Stîlpeni și, posibil, la Băiculești, în restul depresiunii de la W de Dîmbovița, Cretacicul pare să aparțină, în întregime, pinzei getice. În alcătuirea lui intră un complex bazal, conglomeratic, întilnit pe ramă și un complex superior, constituit din alternanțe de marne și gresii cu o grosime totală de 2000 m. În complexul superior, la Govora, s-au semnalat indicații de gaze.

Eocenul este, comparativ, mai bine cercetat tot în depresiunea getică. Pe marginile acesteia el este alcătuit, predominant, din conglomerate și, numai local, din calcare organogene. În interiorul depresiunii acesta se menține integral psefitic la W de Amaradia (Țicleni, Cîlnic), în timp ce la E de riul respectiv se compune dintr-un complex bazal conglomeratic și dintr-un complex superior în facies de fliș (faciesul de Șotriile) cu nivele de gresie. În afara depresiunii getice, se consideră că Eocenul se supune tendințelor de variație facială constatate în zona flișului paleogen.

Potrivit datelor de cunoaștere disponibile pînă în prezent, Oligocenul pare să se prezinte în zona neogenă sub două faciesuri, dintre care unul reprezintă continuarea spre exterior a faciesului de Kliwa, iar celălalt este comparabil, într-o oarecare măsură, cu faciesul stratelor de Pucioasa. Primul este cunoscut în subzonele miocenă și miopliocenă, iar celălalt caracterizează, în special, depresiunea getică. Între cele două faciesuri pare să se producă o trecere gradată în extremitatea vestică a subzonei miopliocene.

Oligocenul în faciesul de Kliwa este mai bine reprezentat în văile Buzăului și Prahovei, unde el se afundă, normal, sub Neogen, formînd rama nordică a zonei neogene. În acest sector, caracterele litologice și succesiunea Oligocenului se mențin, așa cum au fost descrise mai înainte. Spre N, în zona miocenă (Tescani) se constată o succesiune asemănătoare celei din unitatea externă a flișului paleogen, cu deosebirea că frecvența și grosimea gresiilor de Kliwa sînt diminuate datorită intervenției masive a conglomeratelor cu elemente de șisturi verzi. Concomitent, se reduce și grosimea totală a formațiunii pînă la 500 m. În depresiunea getică, Oligocenul este alcătuit din secvențe ritmice de tipul stratelor de Pucioasa, în care se intercalează complexe grezoase (Vilcele, Boțești), comparabile cu gresiile de Fusaru și, uneori, chiar conglomerate. Această alcătuire de bază prezintă variații mari, secvențele arenitice și cele pelitice substituindu-se reciproc, lateral, longitudinal și pe verticală. Grosimea medie a Oligocenului din această parte a zonei neogene este de 1100-1250 m.

Forajele de mare adîncime, efectuate în ultimii ani, n-au mai întilnit depozite paleogene la S de linia structurilor Moreni-Șuța Seacă-Slătioarele-Țicleni, ci numai formațiuni de vîrstă miocen-inferioară care se dispun peste diferiți termeni ai sedimentarului platformei moesice. Aceasta înseamnă că limita externă a bazinului de sedimentare se situa, în timpul Paleogenului, mult mai la N de linia Bibești-Tîncu (echivalentul liniei pericarpitice).



Miocenul este reprezentat prin toate subetajele sale și se întâlnește de-a lungul zonei neogene.

Acvitanianul pare să se dezvolte în continuitate cu Oligocenul încheind, de fapt, ciclul de sedimentare al Paleogenului. Depozitele sale îmbracă, în parte, un facies lagunar. Grosimea Acvitanianului este greu de stabilit datorită solicitărilor tectonice, ulterioare depunerii, care au dus la aglomerarea unor volume mari de depozite pe anumite sectoare. În general, se admite că grosimea normală medie nu depășește 500 m.

Burdigalianul dispus, în general transgresiv, peste Acvitanian sau peste formațiuni mai vechi, reprezintă primul termen al molasei din depresiunea precarpatică. El este constituit, aproape în totalitate, din conglomerate, a căror grosime ajunge la 700-800 m. În subzona miocenă din Moldova conglomeratele se caracterizează prin predominanța elementelor de șisturi verzi. Nuanțele locale ale faciesului conglomeratic sînt exprimate în mai multe denumiri, ca de exemplu conglomeratele de Pleșu-Petrică, de Brebu, Fedeleșoiu, Loviștea etc. În ultimul timp s-au inclus la Burdigalian și depozitele lagunare cu gipsuri, brecii gipsifere, brecii sedimentare cu sare și, subordonat, argile, atribuite altădată Acvitanianului și cunoscute și sub denumirea de „formațiunea sării”.

Helvețianul, întîlnit în toată zona neogenă, constă dintr-o serie marno-nisipoasă, cu grosimi pînă la 2000 m. În succesiunea sa se disting, regional, două subdiviziuni: o serie inferioară, predominant nisipoasă-grezoasă, cu intercalații de marne roșii și o serie superioară, predominant marnoasă, de culoare cenușie-închisă, cu gipsuri și cu intercalații de nisipuri, gresii și conglomerate, la partea superioară. În depresiunea getică, depunerile arenitice terminale constituie un complex distinct la partea superioară a Helvețianului. Datorită marilor variații litofaciale limita între cele două complexe nu apare tranșantă și nu se situează întotdeauna la același nivel stratigrafic. În Muntenia de E și în Moldova, seria inferioară este cunoscută sub denumirea de „orizontul roșu”, iar seria superioară, de „orizontul cenușiu”. Dacă, pe marginea internă a depresiunii, Helvețianul trece la un facies mai grosier, conglomeratic, în cealaltă extremitate, adică pe marginea externă la N de falia Bibești-Tinosu, rația de psamite se reduce, depozitele respective devenind, predominant, pelitice, cu secvențe grezo-argiloase din ce în ce mai rare. Din datele acelorași foraje adînci reiese că bazinul de sedimentare helvețian-burdigalian nu s-a extins mai la exterior de actuala linie pericarpatică.

Tortonianul este formațiunea care încheie ciclul marin al molasei carpatice. În alcătuirea sa au fost separați, de jos în sus, patru termeni litostatigrafici (fig. 4): orizontul tufurilor și al marnelor tufacee cu globigerine format, în principal, din cinerite dacitice verzui cu intercalații de marne și gresii tufacee, care însumează grosimi de 10-150 m (Govora); în regiunea de curbură a Carpaților, gresiile intercalate în orizontul tufurilor, predominant calcaroase, alcătuiesc „gresiile de Răchitașu”; orizontul brecei sării remaniază o varietate mare de roci carpatice și extracarpatică, cu care se asociază a doua generație de masive de sare; grosimea orizontului brecei variază de la cîțiva metri pînă la 600-700 m, sarea avînd caracter lenticular; orizontul șisturilor cu radiolari (pînă la 150 m grosime), alcătuit



din argile șistoase bituminoase, asemănătoare din punct de vedere petrografic și, într-o anumită măsură, geochimic, cu șisturile disodilice din Oligocen; orizontul marnelor cu *Spirialis*, alcătuit din marnă cu intercalații subțiri de gresii sau tufuri, ajunge la grosimi de 150-200 m. Acest orizont

Era	Perioada	Epoca	Etaj (Subetaj)	Grosime m	Litologie	Facies	Acumul. de hidrocarb. petrol. gaze		
TERTIAR	OUATERNAR			50-100	Conglomerate pietrușuri nisipuri și marnă	Continental			
	PLIOCEN	Levănțin		1000-2500	Nisipuri, argile, marnă intercalații carbuni	Lacustru	• ☀		
		Dacian		100-500	Nisipuri, marnă și carbuni în bază	Lacustru	• ☀		
		Ponțian		200-1200	Marnă în vest, marnă și nisipuri în nord și est	Salmastru și intercalații de apă dulce	• ☀		
		Meotian		50-700	Gresii nisipuri și marnă	Salmastru cu interc. apă dulce	• ☀		
		SARMATIAN	kersonian		200	Gresii, calcare	Salmastru	•	
			Bessarebian		200	Gresii, nisipuri și marnă	Salmastru		
			Volhinian			Marnă, nisipuri	Salmastru	•	
			Buglovia		100	Marnă	Marin Salmastru		
		MIOCEN	TORTONIAN			150	Marnă nisipoasă cu <i>Spirialis</i>	Marin	
						250	Sisturi cu <i>Radiolari</i>		
	super. infer.				600	Breccia sării cumasive de sare	Lagunar		
					40-100	Tufuri cu <i>Globigerine</i>	Marin		
	HELVETIAN		super. infer.		1700	Marnă, gipsuri, gresii	Marin Lagunar		
					500	Conglomerate, gresii roșii și marnă	Marin Lagunar	•	
	Burdigalian				500	Conglomerate, marnă și nisipuri	Marin Lagunar		
	PALEOGEN	EOCEN OLILOCEN	Aquitanian		100	Marnă, breccie, sare gipsuri	Lagunar		
			super.			20-50	Menilite superioare și disodile	Marin euxinic	
						500	Gresie de <i>Kiwa sup.</i>	Marin	•
			mediu			200-250	<i>Str. Padul Marii</i>	Marin	
						500-700	Gresie de <i>Kiwa inf.</i>	Marin	•
			infer.			120-200	Sisturi disodilice	Marin euxinic	
				20-40	Menilite inferioare	Marin euxinic			
super.				200	Gresii și marnă	Marin			

Fig. 4. — Coloana stratigrafică din subzona miopliocenă (după E. Hristescu și G. h. Olteanu).

Stratigraphic column in the Miopliocene subzone (according to E. Hristescu and G. h. Olteanu).



ar fi echivalent stratelor de Tarhan și, eventual, al stratelor de Ciocrac din Caucaz (S a u l e a, 1967).

Bugloviaan-Sarmațianul constituie o succesiune de sedimente salmastre, cu grosimi ce pot depăși 2000 m. Bugloviaanul este reprezentat prin depozite al căror conținut paleontologic marchează trecerea de la fauna marină la cea salmastră. Argilele și marnele cu intercalații de gresii sînt bogate în pirită și însumează cca 100 m grosime. Depozitele sarmațiene propriu-zise sînt transgresive, discontinuitatea apărînd mai pronunțată pe cîteva anticlinale din depresiunea getică, unde depozitele respective se așază, uneori, peste Eocen. Volhianianul constă din marne cu *Ervilia*, intercalații de gresii și trovanți. Bessarabianul este format din șisturi disodiliforme bituminoase, gresii calcaroase, marnocalcare și cinerite; uneori (valea Otăsău-valea Oltului) se remarcă prezența conglomeratelor și a gresiilor. Chersonianul conține, în bază, un pachet de nisipuri, gresii și conglomerate, iar la partea superioară, marne și șisturi disodiliforme. Pe unele structuri din interiorul depresiunii, Sarmațianul este predominant pelitic (Cîlnic, Urdari, Strehaia etc.), în timp ce pe altele apare nisipos (Bălteni, Țicleni, Bustuchini etc.).

Pliocenul, reprezentat prin toate subetajele sale, se urmărește în lungul Carpaților Orientali și Meridionali, începînd de la valea Trotușului pînă la Dunăre. El formează termenul final, depus în facies de apă dulce, al molasei din depresiunea precarpatică. În ansamblu, Pliocenul constituie o succesiune de depozite pelitice și psamitice, în care se recunosc roci generatoare, rezervoare și protectoare.

Meoțianul se dispune, transgresiv, peste formațiuni mai vechi exceptînd Muntenia de E și Oltenia de NW, unde urmează Sarmațianului, în continuitate de sedimentare. Meoțianul se compune dintr-o alternanță de nisipuri cu gresii, în care ponderea revine marnelor. Arenitele predomină la partea inferioară a profilului. Grosimea sa variază în limite foarte largi, de la absența totală pe unele structuri din depresiunea getică, la 1000-1500 m în sectorul de curbură al Carpaților (fig. 5).

Ponțianul este, de regulă, în raporturi de continuitate față de Meoțian și, prin caracterul său predominant pelitic, constituie un ecran protector pentru zăcămintele localizate în rezervoare de vîrstă mai veche. Local, conține intercalații de nisipuri, mai frecvente către sectorul de curbură a Carpaților și calcare lumașelice pe marginea internă a bazinului de sedimentare. Grosimea Ponțianului crește în paralel cu cea a Meoțianului, de la 120 m în partea centrală a depresiunii getice (Pitești), la 400 m (Bălteni) și chiar 1200 m în sectorul estic al subzonei miopliocene.

Dacianul este format dintr-o alternanță de nisipuri, nisipuri marnoase și marne nisipoase fosilifere, cu secvențe de gresii și pietrișuri cu stratificație încrucișată. La partea superioară se găsesc intercalații de lignit, asociate cu argile cărbunoase. Fauna indică o nouă îndulcire a apelor. Grosimea totală a Dacianului variază în limite largi, de la 500 m la 100 m, aria cu grosimi mai mari corespunzînd sectorului estic al subzonei miopliocene.



Levantinul reprezintă ultimul subetaj al Pliocenului. Alcătuirea sa este predominant arenitică, cu nisipuri și gresii care trec către partea superioară la pietrișuri și conglomerate. Arenitele sînt separate de intercalații marnoase care constituie, în același timp și ecrane de protecție pentru unele acumulări de hidrocarburi.

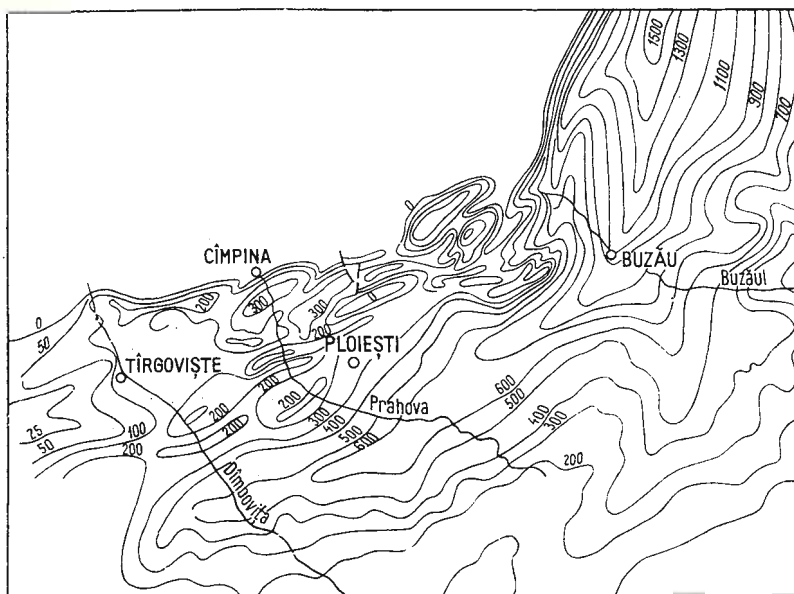


Fig. 5. — Izopahitele Meoțianului în subzona miopliocenă (după V. A g h e o r g h i e s i i și M. P i r v u).

Meotian isopachytes in the Miopliocene subzone (according to V. A g h e o r g h i e s i i and M. P i r v u).

Sedimentarul depresiunii precarpatică se încheie cu un orizont de nisipuri, gresii și pietrișuri (pietrișurile de Cindești) de vîrstă pleistocenă

2. CARACTERIZAREA GENERALĂ A STRUCTURII

Edificiul tectonic al formațiunilor din depresiunea precarpatică este rezultatul unui proces intens și îndelungat de diastrofism, produs în orogeneza alpină.

Din punct de vedere structogenetic, umplutura sedimentară se repartizează etajelor structurale mediu și superior al cutărilor alpine. Etajul mediu cuprinde formațiunile de fliș cretacic și paleogen, intrate succesiv în procesul de orogeneză în timpul fazelor austriacă, laramică și savică, iar etajul superior înglobează seriile de molasă din avanfosă, cutate în fazele postparoxismale (pentru formațiunile flișului), de la cea stirică la cea valahă, inclusiv.



Sub regimul solicitărilor tangențiale, marginea externă a depresiunii încalcă peste unitățile din Vorland, de-a lungul unui complex accident ruptural major care, așa cum s-a mai spus, în Moldova este cunoscut sub denumirea de linia pericarpatică, iar la W de meridianul orașului Buzău, de linia Bibești-Tinosu. Acest accident a fost activ pînă în faza attică, separînd formațiunile mai vechi decît Sarmațianul superior din partea internă a avansei de cele din partea externă, depuse peste termenii mai vechi ai platformelor din față. Amploarea încălecării, dovedită prin foraje atinge 10 km, dar prospecțiunile seismice sugerează că ea ar putea fi mai mare.

Pe fondul evolutiv schițat mai înainte, sensul și intensitatea solicitărilor tectonice n-au fost uniforme pe întregul teritoriu al depresiunii, prezentînd deosebiri pronunțate în cele două sectoare de la E și W de riul Dîmbovița.

În sectorul dintre valea Sucevei și valea Dîmboviței, mișcările tangențiale au avut un caracter mult mai intens, datorită, probabil, împingerii mai active a Vorlandului. Ca urmare a rezultat un edificiu structural complicat, caracterizat prin raporturi de încălecare succesivă spre exterior. Asemenea raporturi au loc atît între formațiunile celor trei zone de sedimentare, cît și în cuprinsul zonelor flișului cretacic și paleogen. În succesiunea lor spre E, potrivit sintezei întocmită de Băncilă (1958), aceste unități sînt în număr de șase, denumirea lor, menționată și în subcapitolul de stratigrafie, fiind următoarea: unitatea vest-internă = unitatea de Ceahlău (Dumitrescu et al., 1962); unitatea est-internă = unitatea flișului curbicortical; unitatea medio-internă (Audia) = unitatea șisturilor negre; unitatea medio-marginală = unitatea gresiei de Tarcău; unitatea externă = unitatea marginală și unitatea pericarpatică = avansosa carpatică (parțial).

Primele trei unități se dezvoltă în zona flișului cretacic, următoarele două în cea a flișului paleogen, iar ultima corespunde zonei neogene dintre văile Sucevei și Buzăului. Aceste unități sînt delimitate de accidente (linii) tectonice importante, cu caracter regional. Astfel, unitatea centrală ia contact cu zona flișului cretacic de-a lungul liniei centrale; cele două unități interne sînt separate de linia Lutu Roșu; unitatea est-internă este delimitată, la exterior, de linia est-internă; unitatea medio-internă — de linia Audia; pînza medio-marginală, de linia marginală, iar unitatea externă, de linia externă.

Liniile de încălecare menționate, de-a lungul cărora unitățile flișului s-au deplasat către E, reprezintă plane cu înclinări pronunțate (30° - 50°) și cu tendința de reducere rapidă în profunzime, astfel încît amploarea încălecării nu depășește, de regulă, 10-12 km. Excepție face unitatea medio-marginală, cea mai importantă pînză de șariaj din Carpați a cărei amploare, verificată prin foraje, depășește 35 km (pl. II). La această unitate care se identifică cu pînza de Tarcău (Dumitrescu et al., 1962) au fost înglobate diferite pînze, cunoscute în literatură sub denumirea: pînza de Tazlău, pînzele marginale și pînza de Putna. În sens longitudinal, încălecările din interiorul depresiunii se atenuază treptat spre S și SW, în unele cazuri pînă la dispariție. Așa se întîmplă cu contactul dintre



flișul paleogen și zona neogenă, care își pierde caracterul tectonic la W de bazinul văii Buzăului. Alte linii tectonice, însă, se prelungesc și dincolo de valea Dimboviței, pe sub cuvertura neogenă. De exemplu, linia Lutu Roșu a fost urmărită pe la S de Stâlpeni și nu este exclus ca ea să ajungă pînă la defileul Dunării, unde stratele de Sinaia încăleacă peste Cretacicul superior (Codarcea, 1940).

Mai înainte s-a arătat că, din tot ansamblul de unități tectonice ale flișului carpatic, cele mai importante, sub aspect economic, sînt unitatea externă și pînza medio-marginală. Prima, constituind un paraautohton (?), sprijinit pe unitatea pericarpatică, prezintă condiții optime de geneză și acumulare a hidrocarburilor. Cea de-a doua, o pînză de amploare deosebită, oferă protecția acumulărilor de hidrocarburi din paraautohton.

Tectonica de detaliu a formațiunilor din zonele flișului se caracterizează prin solzi, cute faliatate și, prin cute normale, dirijate paralel cu lanțul carpatic. În zona flișului cretacic, predomină cutede faliatate care se asociază, uneori, cu cute normale largi, de obicei sinclinale, formate din depozite conglomeratice, puțin competente. Zona flișului paleogen se caracterizează prin dezvoltarea cutelor falii, cu flancul extern laminat, alcătuit, în ansamblu, o structură în solzi și prin cute normale (pl. II).

În cuprinsul zonei neogene se disting trei sectoare cu stiluri tectonice diferite, corespunzînd subzonelor de sedimentare miocenă, miopliocenă și, respectiv, depresiunii getice. Subzona miocenă îmbracă, în general, un stil de cute-solzi, puternic redresate, asemănător celui din zona flișului paleogen. În subzona miopliocenă tectonica formațiunilor neogene are un caracter deosebit, imprimat de procesele halotectonice. Aici sarea străpunge, uneori, întreaga cuvertură de depozite miocene și pliocene, dînd naștere la cute diapire, unele cu sîmburii de sare ajunși la zi. Deși cutede diapire, în diferitele lor forme de evoluție, sînt prezente atît pe flancul intern cu fundament carpatic cît și pe cel extern cu fundament de platformă, se consideră că declanșarea deplasării maselor de sare se datorește mișcărilor tangențiale și oscilatorii ale scoarței (Atanasiu, 1948; Gavăț, 1964 etc.).

Cutede diapire se eșalonează de la N la S, pe mai multe aliniamente principale, reflectînd stadii diferite de străpungere, și anume: diapirele revărsate, corespunzînd structurilor Ocița, Vîlcănești, Măgurele, Apostolache etc., situate pe marginea internă a depresiunii; diapirele exagerate Tîntea, Moreni, Gura Ociței etc., care se dezvoltă în sectorul median al zonei miopliocene; diapirele atenuate Bucșani, Aricești, Ploiești, Ceptura-Urtași etc.; criptodiapirele Mărgineni, Mănești-Vlădeni.

În cadrul primelor două categorii de diapire, halitele pot străpunge complet cuvertura pliocenă, formînd masive de sare la zi; pe aliniamentul diapirelor atenuate sarea, în ascensiunea ei, a ajuns pînă la nivelul Meoșianului sau Poștănelului, iar pe aliniamentul cel mai extern, aglomerarea halitelor a provocat doar deformarea Pliocenului din acoperiș.

Cu cîteva excepții, cele mai importante structuri din zona miopliocenă se dispun pe două eșaloane principale: unul este reprezentat prin aliniamentul Surani-Copăceni-Vîlcănești-Cimpina-Ocița-Valea Reșca-Doi-



cești-Șotînga, care se situează pe marginea internă a avanfosei, la contactul cu flîșul paleogen și se caracterizează (în cea mai mare parte) prin diapire revărsate, cu flancul sudic mai coborît și încălecat de flancul nordic; cel de-al doilea este alcătuit din anticlinalele Țintea-Băicoi-Florești-Moreni-Gura Ocniței-Răzvad-Tîrgoviște, toate constituind diapire exagerate, cu sîmburi de sare la zi și cu flancuri asimetrice. Profilele seismice efectuate în anul 1974 pe văile Prahova și Provița, ca și o serie de date de foraj mai vechi, par să indice că sinclinalele determinate la N și la S de aliniamentul diapir median (Țintea-Tîrgoviște) apar numai la nivelul Neogenului și că ele se suprapun unor anticlinale de Paleogen (fig. 6, 7). Dizarmonii de felul acesta au fost semnalate și în depresiunea Transilvaniei, la baza sării tortoniene. Elementele de observație de ultim moment sugerează că tectonogeneza Neogenului din zona miopliocenă este de natură predominant halocinetică și nu halotectonică, așa cum se considerase cu un an mai înainte (Pătruș et al., 1973). Variațiile de grosime și de litofacies duc la concluzia că, în ansamblul lor, elementele structurale respective s-au format și au evoluat în același timp cu sedimentarea, cel puțin în Pliocen (Krejci-Graf, 1933; Stille, 1953). Existența unor sinclinale cu impregnări de hidrocarburi, însă, ca cele de la Drăgăești, Aninoasa și Matîța ridică probleme de interpretare sub aspectul punerii în loc a zăcămintelor și a evoluției regiunii, interpretare care mai necesită date suplimentare și un studiu special.

Un alt fapt care trebuie reținut este acela că diapirismul zonei miopliocene se stinge treptat către S, adică înspre limita cu platforma. În același sens se reduce și amplitudinea structurilor neogene.

Elementele plicative sînt afectate de numeroase falii, unele orientate în sens longitudinal, altele transversal, care au implicații în distribuția fluidelor. Se pare însă că, principalele structuri se aliniază unor accidente tectonice cu caracter regional, de-a lungul cărora, fluxul termic ar fi putut să aibă intensități mai mari în trecut, în felul acesta influențînd favorabil atît plasticitatea și ascensiunea sării, cît și factorii care condiționează geneza și acumularea hidrocarburilor.

Spre deosebire de Carpații Orientali, unde aria de sedimentare s-a deplasat, progresiv, spre exterior, în depresiunea getică s-a produs, după faza laramică, o scufundare a zonelor interne, permițînd bazinului de sedimentare să se extindă și spre interior, pînă la nucleul cristalino-mezozoic. Fazele postlaramice au avut ca efect cutarea cuverturii sedimentare și schițarea unor aliniamente paralele sistemului carpatic. Un mic număr de structuri pozitive, funcționînd ca adevărate cordiliere (Stilpeni-Ciofrîngeni-Govora, Pitești-Glîmbocelu) au rămas exondate perioade mai îndelungate sau mai scurte de timp, cînd denudația a îndepărtat o parte din cuvertura sedimentară. Ca urmare, succesiunea stratigrafică prezintă discontinuități de durată și amploare diferită. Lacunele cele mai mari se întîlnesc în zonele de apex ale structurilor pozitive, în timp ce pe flancul lor se observă o tendință de completare a profilului stratigrafic. Cea mai mare parte a structurilor, însă, au rămas aproape permanent acoperite de ape, prezentînd o succesiune stratigrafică miopliocenă aproape continuă.



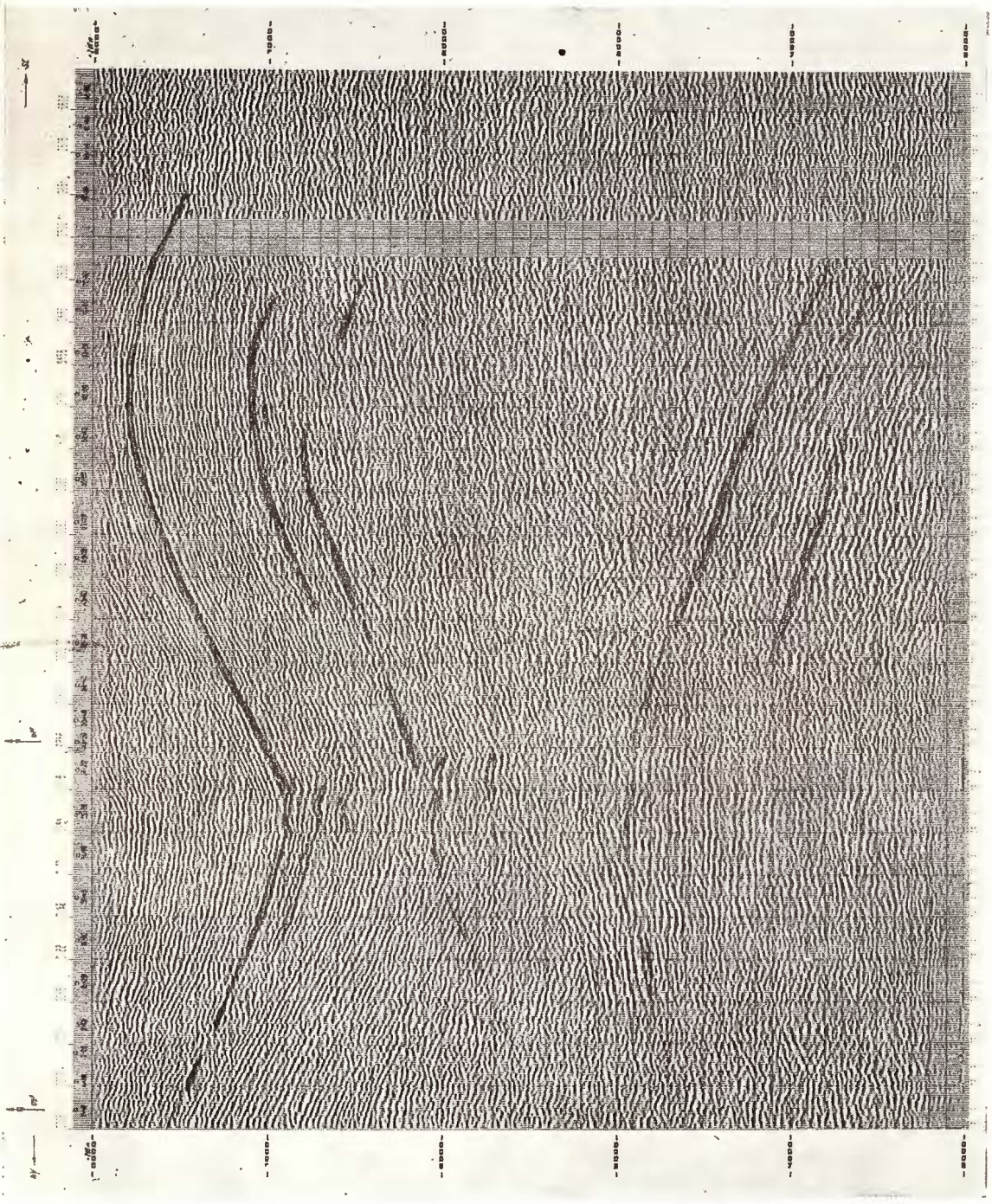


Fig. 6. — Profil seismic pe valea Prahovei, in subzona miopliocenă. Seismic profile along the Prahova valley, in the Miopliocene subzone.



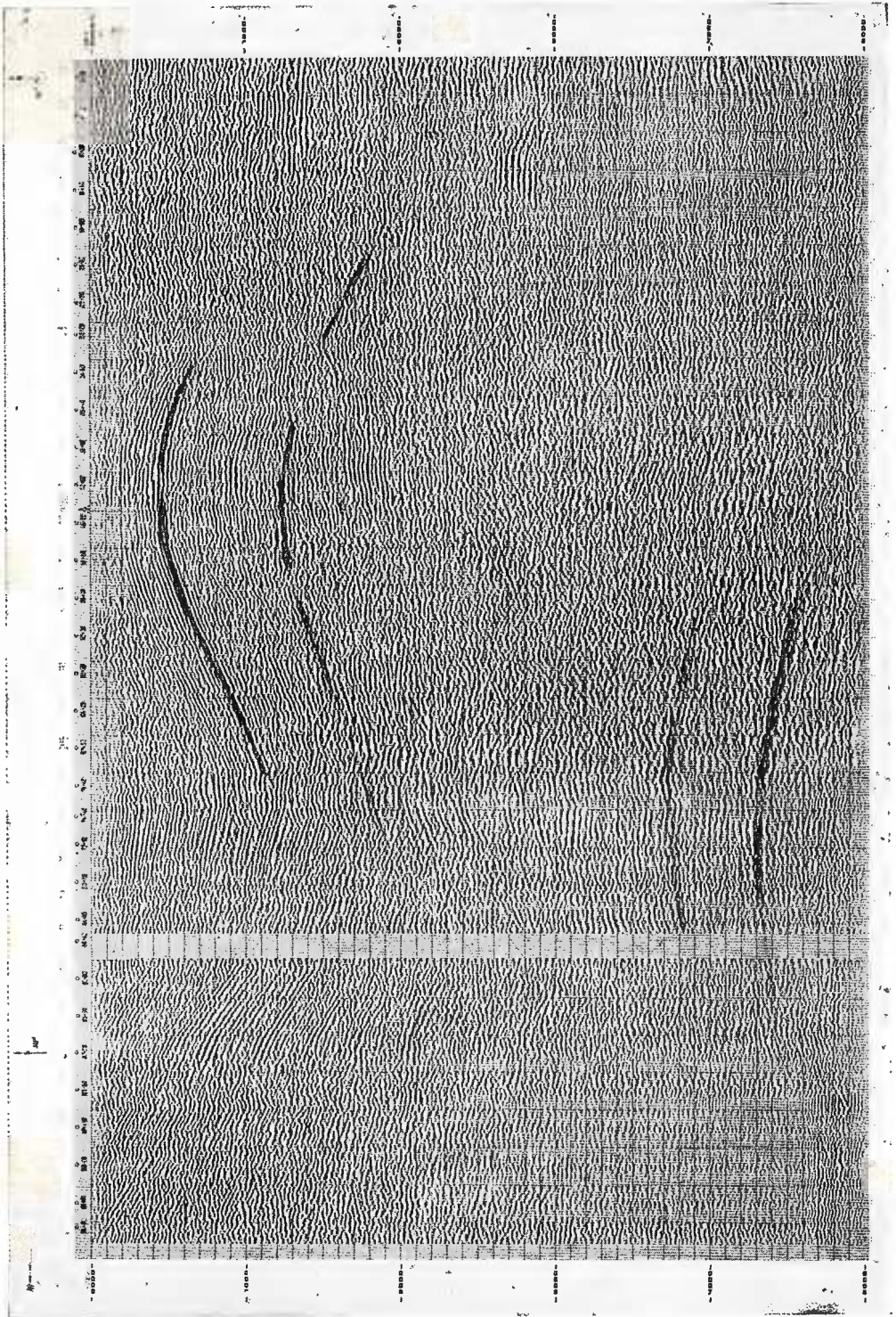


Fig. 7. — Profil seismic pe valea Proviței, în subzona miococenă. Seismic profile along the Provița valley, in the Miocene subzone.



În raport cu fazele principale de diastrofism, în aranjamentul tectonic al formațiunilor cretacee și terțiare din depresiunea getică par să se distingă două etaje structurale. Un etaj inferior, cuprinzând succesiunea de la Eocen la Tortonian, cutată în fazele savică și stirică, în timpul cărora s-au format aliniamentele structurale majore ale depresiunii getice; un etaj superior, de vîrstă attică și valahică, corespunzînd ciclului sarmatopliocen. Depozitele acestuia se dispun transgresiv peste formațiunile miocene, paleogene și chiar cretacee, mulînd, în general, structurile mai vechi. Și în depresiunea getică trebuie subliniat rolul tectonicii disjunctive, în evoluția de detaliu a structurilor și în distribuția fluidelor.

Ca și în zona miopliocenă, principalele aliniamente structurale ale depresiunii getice se întîlnesc în partea nordică și mediană a acesteia, ele fiind alcătuite din anticlinalele : Stîlpeni-Băiculești-Ciofrîngeni-Govora-Slătioru; Șuța Seacă-Glîmbocelu-Pitești-Slătioarele; Bustuchini-Socu-Țicleni-Bîlteni.

3. EVOLUȚIA GEOLOGICĂ A DEPRESIUNII PRECARPATICE

În mai multe dintre lucrările sale, G r i g o r a ș (1956, 1957, 1961) a insistat asupra caracterului unitar al depresiunii precarpatice și asupra vîrstei acesteia, considerînd că ea s-a format în Carbonifer, către sfîrșitul orogenezei hercinice. Dacă asupra vîrstei depresiunii precarpatice au fost formulate critici (D u m i t r e ș c u, S ă n d u l e ș c u, 1968), evoluția relativ unitară a acesteia, cel puțin în anumite perioade ale Mezozoicului și Terțiarului, merită să fie reținută.

În decursul îndelungatei istorii a depresiunii precarpatice aceasta a constituit o arie de intensă acumulare, în cadrul căreia s-a format o succesiune de depozite aproape continuă, cel puțin din Cretacicul inferior și pînă în Pliocen. Grosimea acestui sedimentar, predominant terigen, după unele aprecieri făcute pe baza studiului cutremurelor de pămînt, ar ajunge la 30 km în regiunea Focșani (G r i g o r a ș, 1961). Din punct de vedere genetic, depozitele cretacee și terțiare, mai bine cunoscute, se încadrează la formațiunea de fliș (Cretacicul inferior-Paleogen) și la cea de molasă (Neogenul).

După cum s-a mai arătat, depresiunea precarpatică s-a dezvoltat, evoluînd de la interior către exterior. Pe măsura ridicării flancului intern al depresiunii, apele invadau mereu unitățile din Vorland, iar zona de maximă adîncime se deplasa și ea continuu spre exterior. Ca urmare, depozitele care alcătuiesc depresiunea prezintă, după cum s-a mai spus, o dispoziție zonală, fiind, în general, din ce în ce mai tinere către exterior.

Se pare că sectorul NE al depresiunii precarpatice a fost mult timp delimitat la exterior de zona cutată a șisturilor verzi. Acest fapt ar explica, în parte, dimensiunile domeniului respectiv și anume, mai îngust și mai adînc în fața Carpaților Orientali, mai larg și mai puțin adînc în fața Carpaților Meridionali.

Aranjamentul structural al stratelor și, în bună măsură, variația litologică a acestora sînt rezultatul mișcărilor care au afectat zona depresiunii



precarpatice și regiunile înconjurătoare. Pe fondul unor continue mișcări de subsidență, cu rare faze de ridicare regională sau locală a fundului bazinului, umplutura sedimentară a depresiunii a fost supusă unor mișcări tangențiale foarte puternice. Pe de altă parte, în Cretacic și Paleogen au avut loc mișcări verticale cu caracter ritmic, trădate de secvențele litologice repetate ale faciesului de fliș. Această ritmicitate ar putea fi explicată, însă și cu ajutorul curenților de turbiditate.

În configurația depresiunii precarpatică, de-a lungul evoluției ei, au existat părți mai ridicate și mai coborâte, care au controlat sedimentarea unor formațiuni geologice. În această ordine de idei este de menționat existența unor periodice cordiliere. Fragmentarea bazinului s-a accentuat mai ales în urma fazelor savică și stirică. Lipsa cărbunilor și a evaporitelor în Cretacic și Paleogen justifică să se considere că sedimentarea a avut loc într-o mare deschisă. Din contră, variațiile mari de grosime și de facies, prezența cărbunilor, a anhidritelor și a sării, a depozitelor de molasă în general, în Neogen, sînt semne ale fragmentării și lichidării bazinului.

Formarea de cordiliere, bariere și praguri a influențat faciesul unor depozite cretacice și terțiare. Din acest punct de vedere sînt de reținut secvențele de șisturi disodilice, menilitice și marne bituminoase din Oligocen, și alte secvențe similare prezente în Acvitanian, Tortonian și Sarmatian care, prin caracterele lor petrografice și geochemice, sugerează medii euxinice de depunere, în mări închise, lipsite de circulația curenților. Tot în această ordine de idei este de reținut că la sfîrșitul ciclului paleogen și al celui miocen, respectiv în Burdigalian și în Tortonian, emersiunea teritoriului depresiunii a început în zonele de cordiliere, creste și praguri, fapt care a condus la fragmentarea bazinului și crearea de lagune în care s-au depus evaporitele. Lagunele ocupau, de regulă zonele sinclinale și erau separate de anticlinalele în formare.

Dacă mișcările oscilatorii au influențat grosimea și faciesul formațiunilor sedimentare din depresiune, trebuie subliniat însă că factorul principal care a determinat aranjamentul stratelor și care dă regiunii respective o notă caracteristică, îl constituie mișcările plicative. Ele s-au produs în mai multe faze ale orogenezei alpine. Desigur, mișcările plicative n-au avut aceeași intensitate în timp și în spațiu. În general vorbind, în fazele austriacă și laramică, mișcările orogenice au fost mai puternice în depresiunea getică, după care intensitatea lor a scăzut continuu. În Carpații Orientali și în avanfosa acestora, însă, mișcările plicative au culminat în fazele savică și stirică. Succesiunea fazelor de cutare și efectul lor au fost sintetizate și prezentate în mai multe lucrări, printre care cele ale lui Stille (1953), Grigoraș (1961), Dumitrescu, Săndulescu (1968) etc.

Potrivit unei lucrări relativ recente (Dumitrescu, Săndulescu, 1968) în cuprinsul depresiunii precarpatică s-au resimțit mișcările ciclului alpin, corespunzînd fazelor austriacă veche, austriacă (mezocretacică), subhercinică, laramică, stirică veche, stirică nouă, moldavă, attică și valahică. Principalele mișcări care au determinat formarea structurii actuale a Carpaților, ar putea fi grupate în două perioade : una corespunde Cretacicului mediu și superior, care a generat dacidele (internidele) și



poate fi numită perioada paroxismală dacidică (internidică); cealaltă, corespunde Miocenului inferior și mediu, când s-au format moldavidele (externidele) și poate fi numită perioada paroxismală moldavidică (externidică).

Faza austriacă veche (sfârșitul Aptianului) se face simțită în Carpații Meridionali și în zona cristalino-mezozoică a Carpaților Orientali.

Faza austriacă sau mezocretacică (între Albian și Cenomanian) a determinat șariajul masivului cristalin central al Maramureșului peste zona flișului.

Faza laramică (sfârșitul Cretacicului) desăvârșește structura majoră a dacidelor. În această fază s-a produs încălecarea pînzei de Ceahlău (vest-internă) și a pînzei getice, sub care se găsesc și depozite senoniene.

Faza savică s-a manifestat în Oligocenul superior-Acvitanian prin mișcări care au determinat instalarea faciesului lagunar-salifer al Burdigalianului. După această fază domeniul carpatic s-a extins către exterior, prin avanfosa sa, la S de linia Băicoi-Moreni-Șuța Seacă-Slătioarele-Pitești-Ticleni.

În faza stirică veche (Burdigalian-Helvețian) s-a produs încălecarea unității est-interne (flișul curbicortical) și a unității de Audia (sisturile negre).

Mișcărilor din faza stirică nouă (sfârșitul Helvețianului și chiar intra-tortoniană) au dus la formarea importante pînze de Tarcău (medio-marginală) și a celei marginale (externe). Acum se instalează faciesul bituminos-salifer al Helvețianului superior-Tortonianului.

După perioada corespunzătoare moldavidelor (faza stirică nouă) se formează marile depresiuni (Transilvaniei, panonică) care iau parte la structura sistemului carpatic (Dumitrescu, Săndulescu, 1968).

Faza moldavă (Stille, 1953) sau attică (intrasarmatiană) duce la raporturile tectonice de-a lungul liniei pericarpatică și a echivalentului acesteia spre W, falia Bibești-Tinosu.

Faza valahă, localizată în Pleistocen, este responsabilă de cutarea pietrișurilor de Cindești, la înălțarea zonei pericarpatică și la colmatarea lacului pliocen. Pentru teritoriul R. S. România aceasta a constituit o fază diastrofică foarte importantă, dar cu un predominant caracter oscilatoriu pozitiv.

Fazele diastrofice pot fi urmărite cu precădere în zonele marginale ale depresiunii unde ele s-au concretizat mai bine prin înaintări sau retrageri succesive ale apelor marine.

În evoluția depresiunii precarpatică, mai ales sub aspect structural, un rol deosebit l-a avut sarea de vîrstă burdigaliană și tortoniană și aceasta nu numai în subzona miopliocenă dintre Buzău și Dîmbovița (denumită și „zona cutelor diapire”), ci și în celelalte subzone. Astfel, în unitatea externă a flișului paleogen, sarea burdigaliană pare să fi îndeplinit funcția de glisant în formarea cutelor-solzi de aici. La W de Dîmbovița forajele au pus în evidență cîte diapire ajunse în diferite stadii de evoluție, la Șuța Seacă, Dragomirești, Slătioarele-Pitești etc.



La nivelul cunoștințelor acumulate pînă în anul 1973 (Pătruț et al., 1973), pe fondul unei evoluții sinsedimentare a sării miocen-inferioare s-au distins două faze principale : una în Miocen și alta în Pliocen. În Miocen, acolo unde a fost suficient de groasă, sarea s-a deplasat și s-a acumulat sub influența forțelor arhimedice și în context cu forțele tectonice, formînd masive, în lungul cutelor și faliiilor majore, moștenite din faza savică. Aceste cutoe au fost în bună parte erodate și, apoi, acoperite, discordant, de depozite pliocene. Surplusul de greutate, însă, corespunzător acestor depozite, n-a fost în măsură să reactiveze curgerea sării, fapt dovedit de masivele salifere fosile, mai ales în zona cu substrat platformic. La sfîrșitul Pliocenului, cutoele vechi din substratul carpatic au fost mobilizate în cutările valahice, împreună cu sarea care, sub acțiunea forțelor tangențiale, a străpuns depozitele pliocene de-a lungul liniilor vechi de falieri sau a funcționat ca lubrefiant în lungul unor linii de încălecare.

În ciclul evolutiv al sării tortoniene s-ar putea distinge, de asemenea, două faze, una în Miocenul superior iar cea de-a doua în Pliocen. Această evoluție este, însă, într-o legătură mai strînsă cu regimul tectonic al substratului. Astfel, în regiunea cu substrat carpatic dintre Dîmbovița și Prahova, sarea și acoperișul ei sedimentar au rămas pe fundul vechilor sinclinale de Miocen inferior, fiind acoperite, ulterior, transgresiv, de Pliocen și prinse în capcane. La E de valea Teleajenului, unde s-a acumulat în grosimi mai mari, sarea a fost implicată în cutările valahice și anume expulzată pînă la suprafață sau folosită ca lubrefiant în lungul unor linii mai vechi de falie. În cealaltă regiune a avanfosei, cu substrat platformic, sarea și depozitele miocen-superioare din acoperiș s-au acumulat cu grosimi mai mari, astfel că în virtutea forțelor arhimedice au putut avea loc mișcări și acumulări sub formă de masive în lungul unor linii structurale mai vechi. Masivele au fost ușor afectate de eroziune în Sarmățianul superior și apoi acoperite transgresiv de depozite pliocene care, prin surplusul de greutate, realizat cu precădere în zonele vechi sinclinale, a facilitat curgerea în continuare a sării și creșterea masivelor anterior formate, cel puțin în timpul Pliocenului inferior.

Acumularea depozitelor din acoperiș avînd un caracter aproape continuu, deplasarea sării și formarea structurilor diapire a înregistrat același curs, cu unele intensificări în fazele de diastrofism (Stille, 1953). Ca urmare, depozitele miocene și pliocene au fost influențate sub aspectul grosimii și faciesului, de mișcarea sării. De regulă, pe flancuri succesiunea stratigrafică este mai completă și grosimea sedimentarului mai mare, în timp ce în zonele de apex se constată lipsa anumitor termeni stratigrafici sau depunerea condensată a altora (ex. Moreni, Șuța Seacă etc.).

Poziția predominant și continuu mai ridicată a cutelor cu simburile de sare a constituit centre de chemare pentru hidrocarburile care se formau în zonele adiacente, mai coborîte.

În concepția mai nouă, care pare să fie susținută și de datele seismice foarte recente, sarea, ca și întreaga molasă miocenă din zona cu fundament carpatic, s-a acumulat, mai ales, în sinclinoriile formate de depozitele paleogene. Pe măsura înălțării vechilor anticlinale, ca urmare a



mişcărilor plicative, molasa cu sare a alunecat și s-a aglomerat pe fundul sinclinalelor, unde a format cute diapire. Această ipoteză mai trebuie însă fundamentată cu noi date de genul celor obținute în anul 1974.

4. CONDIȚII DE GENEZĂ, ACUMULARE ȘI CONSERVARE A HIDROCARBURILOR

În decursul istoriei geologice a depresiunii precarpatice s-a depus o cuvertură groasă de depozite, predominant terigenă, constând din argile, marne, nisipuri, gresii, conglomerate și secvențe de calcare. În cadrul acestei puternice cuverturi sedimentare se recunosc roci cu proprietăți de rezervor, formațiuni compacte, protectoare și roci pelitice, posibil generatoare de hidrocarburi. Activitatea geologică și industrială desfășurată în răstimpul de aproape 120 ani a demonstrat deja potențialul petrogazeifer al depozitelor paleogene și neogene, prin evidențierea și punerea în valoare a numeroase zăcăminte exploatabile. Ca urmare, preocupările geologice din ultima vreme au fost dirijate mai mult în direcția stabilirii condițiilor de capcană și mai puțin asupra aspectului teoretic al rocilor generatoare.

În privința rezervoarelor, de prim interes apar formațiunile paleogene, miocene și pliocene care se dezvoltă în zona flișului paleogen și în zona neogenă, adică acolo unde ele sînt asociate cu roci protectoare.

Cercetările efectuate cu cîțiva ani în urmă (A g h e o r g h i e s i i et al., 1966 B), în scopul determinării potențialului petroligen al diferitelor formațiuni de interes din depresiunea precarpatică, au stabilit că intercalațiile grezoase din seria șisturilor negre (presupuse roci generatoare), nu pot fi luate în considerare ca roci-rezervor dat fiind porozitatea lor de maximum 3,8% și permeabilitatea de 0-2,45 mD.

Eocenul unității medio-marginale, dezvoltat în faciesul de Tarcău, prezintă bancuri de gresie masivă cu porozități medii de 12% și permeabilități de 24 mD. Local (la Ursei) valorile parametrilor fizici cresc pînă la 20% și, respectiv, 215 mD. Pe măsură ce se merge spre exteriorul unității însă, adică în sensul substituirii treptate a gresiilor cu calcare și marnocalcare, calitățile de rezervor ale Eocenului de Tarcău se deteriorează.

Unul dintre principalele obiective cu roci-rezervor îl constituie Oligocenul, atît în faciesul de Fusaru, cît, mai ales, în faciesul de Kliwa. În această perioadă aporturile arenitice puternice care au dus la formarea secvențelor de gresii (uneori masive) cu proprietăți colectoare au alternat tot timpul formării depozitelor oligocene cu condițiile de facies bituminos. În faciesul de Krosno-Fusaru gresiile au prezentat porozități de 2%-17,6%, în schimb permeabilitățile nu depășesc, de regulă, 1 mD. Local, capacitatea de cedare poate fi asigurată, totuși, prin permeabilitatea fisurală. În faciesul gresiei de Kliwa se cunosc trei termeni principali cu strate de gresie și microconglomerate: orizontul gresiei de Lucăcești, orizontul gresiei de Kliwa și orizontul de tranziție. În anumite sectoare, se întîlnesc secvențe psamitice, destul de frecvente și groase și în ceilalți termeni, care se dezvoltă, în general, în facies predominant pelitic: orizontul marnelor albe, orizontul menilitelor și disodilelor inferioare și orizontul menilitelor și diso-



dilelor superioare (complexul suprakliwa, în baza acestora din urmă). În unitatea medio-marginală, rezervoarele Oligocenului de Kliwa au porozități de 10%-12% și permeabilități de 2-60 mD. La Boțești, în depresiunea getică, s-au întâlnit valori mult mai mari, de 30% și, respectiv 215 mD. Oligocenul din unitatea externă prezintă, frecvent, porozități medii de 14% și permeabilități de 1-100 mD. În zona de curbură a Carpaților valorile parametrilor fizici sînt mai mici, pentru ca acestea să crească substanțial în zona pintenului de Văleni-Buștenari, la 30% porozitate și la 1300 mD permeabilitate.

Burdigalian-Helvetianul se numără, de asemenea, printre obiectivele cu dezvoltare pronunțată a rocilor granulare cu proprietăți de rezervor, în toată depresiunea precarpatică. În linii cu totul generale se poate spune că parametrii fizici ai rezervoarelor burdigalian-helvetiene se caracterizează prin valori reduse în Moldova și în partea de E a Munteniei și prin valori din ce în ce mai mari către W, pînă la Țicleni, în Oltenia. Astfel, microconglomeratele burdigaliene au porozități de 6,3%-22,5%, în timp ce gresiile și nisipurile Helvetianului bazal înregistrează variații, în sensul arătat, cuprinse între 5% și 30% pentru porozitate și între 0 și 2600 mD pentru permeabilitate.

În bazinul Comăneștilor și la S de Trotuș, pînă la Dunăre, se întîlnesc roci-rezervor cu proprietăți fizice bune și în Bulgovian-Sarmațian. Grosimea efectivă a gresiilor și a nisipurilor buglovian-sarmațiene variază în limite largi, de la 2-3 m la 105 m, în funcție de condițiile de depunere și de intensitatea denudației pre-meoțiene. Proprietățile fizice, respectiv porozitatea și permeabilitatea, par să se amelioreze de la E către W, fapt exprimat de următoarele valori extreme, 10%-30%, și, în mod corespunzător, 16-668 mD.

Meoțianul ocupă un loc principal în rîndul formațiunilor cu roci-rezervor, începînd de la curbură Carpaților și pînă la Dunăre. În partea de E a subzonei miopliocene (Berca), grosimea totală a Meoțianului ajunge la cca 700 m (fig. 8, 9). Aici se includ nisipuri și gresii grupate în două complexe care totalizează 27 strate. Mergînd spre W, Meoțianul își reduce continuu grosimile, astfel că la Boldești el mai cumulează 300-400 m, iar nisipurile sînt grupate în trei complexe, denumite M I, M int. și M II. Aceeași grosime și grupare de rezervoare se întîlnește și la Moreni-Gura Ocnitei, unde M III corespunde, de fapt, complexului M II de la Băicoi. De la meridianul Ochiuri-Răzvad către W, grosimea Meoțianului se reduce din nou, progresiv, astfel că în zona de maximă elevație a anticlinoriului Pitești-Slătioarele, acest subetaj nu se mai întîlnește. El a fost semnalat, însă, pe flancurile acestui anticlinoriu. Mai la W, pînă în Oltenia, Meoțianul se dezvoltă iarăși pînă la 400 m grosime. Rezervoarele acestui subetaj prezintă porozități de 8%-40% și permeabilități de 2-3500 mD.

Ponțianul conține unele intercalații psamitice, mai ales în sectorul de curbură a Carpaților, unde s-a dovedit productiv, întocmai ca și la W de Dîmbovița, pe structurile Vața și Slătioarele.

Dacianul oferă numeroase strate de gresii și nisipuri, cele din bază beneficiind și de condiții mai bune de protecție. În zona lui de maxim interes (Moreni), rezervoarele daciene au fost grupate în complexe Drăder,



Moreni, grupul II și grupul I (fig. 10). Porozitatea nisipurilor din Dacian este mult mai mare decât a formațiunilor vechi și anume de 20%-40%, iar permeabilitatea este cuprinsă între 0,1 și 412 mD.

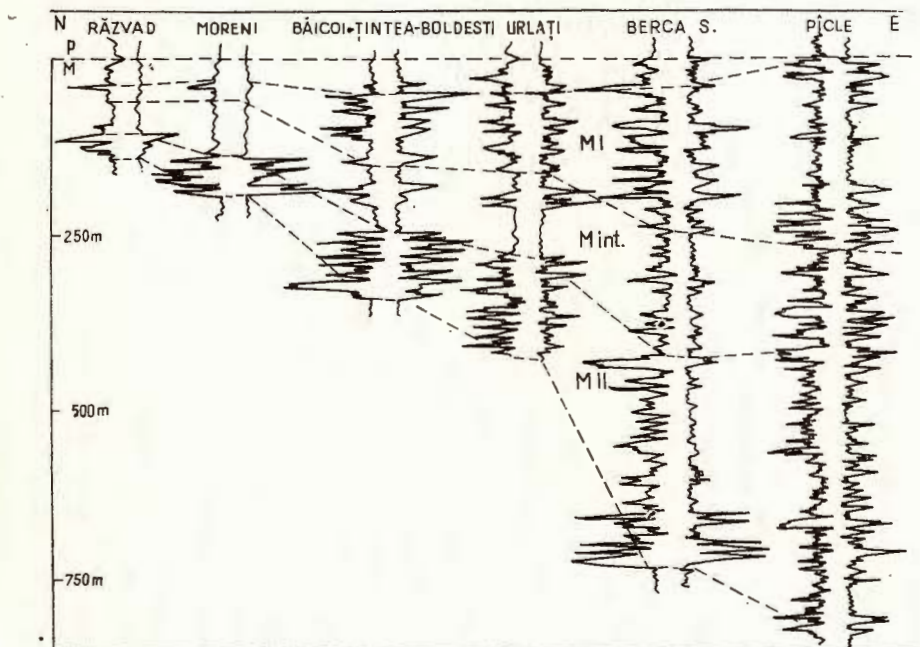


Fig. 8. — Corelarea pe direcția E-W a diagramei electrice, în dreptul Meoțianului, din subzona miopliocenă.

Correlation on the E-W direction of the electric diagraph, belonging to the Meotian interval in the Miopliocene subzone.

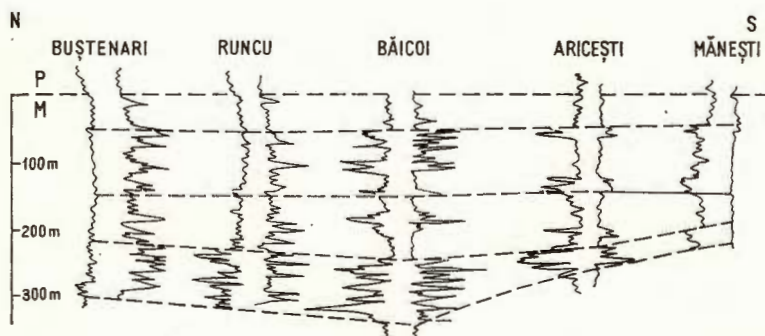


Fig. 9. — Corelarea pe direcția N-S a diagramei electrice, în dreptul Meoțianului din subzona miopliocenă.

Correlation on the N-S direction of the electric diagraph, belonging to the Meotian interval in the Miopliocene subzone.



Levantinul se remarcă, de asemenea, prin numeroase secvențe nisipoase care nu sînt protejate, însă, de cuverturi impermeabile, decît numai local.

Rezervoarele eocene, oligocene, miocene și pliocene sînt încadrate de orizonturi alcătuite din roci compacte care pot constitui ecrane protectoare. Astfel, gresiile eocene au ca acoperiș protector stratele de Plopu, iar

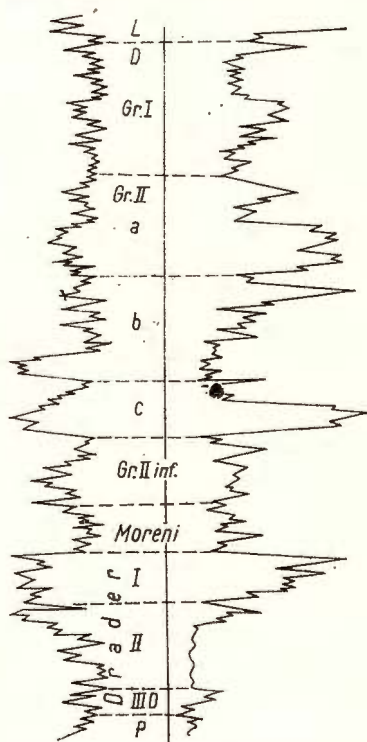


Fig. 10. — Profilul reprezentativ al Dacianului din subzona miopliocenă.

Representative profile of the Dacian in the Miopliocene subzone.

orizontul gresiei de Lucăcești este acoperit de orizontul marnelor albe bituinoase și al menilitelor inferioare ; orizontul gresiei de Kliwa și complexul suprakliwa au drept cuvertură de protecție orizontul menilitelor și al disodidelor superioare ; orizontul de tranziție este acoperit de către sarea și pelitele Miocenului inferior sau, direct, de către depozitele pînzei medio-marginale. Microconglomeratele burdigaliene, gresiile stratelor de Tescani și, local, cele din seria de Cimpeni sînt încadrate de orizonturile pelitice ale formațiunilor respective și urmate de seria cenușie a Helvețianului, predominant pelitică. În lipsa acesteia din urmă, ecranul protector poate fi format de către evaporitele tortoniene sau, direct, de către marnele meoțiene și ponțiene. Ecrane cu dezvoltări locale sau regionale se întîlnesc și în Sarmatian. Rezervoarele din baza Pliocenului sînt întotdeauna protejate de seria marnoasă a Meoțianului și de către Ponțianul aproape, exclusiv, pelitic. În Dacian, funcția de cuvertură impermeabilă este realizată de către

numeroasele complexe marno-argiloase, numai că, așa cum s-a mai arătat, acestea sînt etanșe doar pe porțiuni restrînse, situație întîlnită și în Levantin.

În privința rocilor sursă de hidrocarburi, ar trebui reținute, în ordinea vechimii, șisturile negre și stratele de Streiu. Nu sînt excluse formațiuni generatoare și mai vechi, dar în contextul stratigrafic și structural al zonei flișului paleogen și al zonei neogene, extinderea sferei de discuție ar căpăta un caracter pur teoretic. Potrivit studiilor efectuate în ultimii ani (A g h e o r g h i e s i i et al., 1968 B), șisturile negre se caracterizează printr-un conținut de carbon organic de 0,67%-3,12%, în medie 1,7%, prin sulf total pînă la 1%, puterea reducătoare Trask de 1% și printr-un conținut în hidrocarburi de 74,9-572 ppm. Nu aceleași însușiri le au intercalațiile pelitice din seria grezoasă de Tarcău, unde carbonul organic nu depășește 0,24%, iar conținutul de substanță organică solubilă variază între 0,03%-0,19%. Este interesant de semnalat că nici stratele de Krosno-Fusaru și nici cele de Bisericiani nu se remarcă prin indici geochimici mai buni.

Aproape toți geologii români și străini, care au venit în contact cu problemele petroliere ale depresiunii precarpatice, sînt de părere că orizonturile pelitice ale Oligocenului în faciesul gresiei de Kliwa, respectiv marnelile albe bituminoase, menilitele și disodilele inferioare și superioare, constituie roci generatoare de petrol. Aceste premise au fost întărite de către rezultatele analizelor geochimice efectuate ulterior și care sînt redată în tabelul 2.

Acvitanianul a fost considerat, în perioada de început a cercetărilor geologice, drept principala formațiune generatoare de petrol din zona neogenă. Studiile de detaliu întreprinse ulterior au arătat însă că datorită volumului redus de roci bituminoase, Acvitanianul nu poate avea decît o contribuție secundară la formarea zăcămintelor de hidrocarburi.

Pelitele helvețiene din seria superioară cenușie pot fi incluse în rîndul rocilor-mamă. Ele conțin carbon organic în proporție de 0,06%-0,65%, puterea reducătoare Trask este de 0,35%, conținutul în substanță organică solubilă de 0,37%. Se remarcă prezența nichelului și a vanadiului. În afara acestor pelite trebuie luat în considerare orizontul șisturilor cu radiolari din Tortonian, format din argile șistoase, bituminoase, asemănătoare, din punct de vedere petrografic și geochimic, șisturilor disodilice din Oligocen.

Problema originii hidrocarburilor din Pliocen, îndelung discutată, pare să fi fost elucidată prin analizele și studiile complexe întreprinse în ultimii ani (A n t o n, 1973), potrivit cărora, petrolul și gazele din Meoțian, Ponțian și Dacian se găsesc în formațiunile care le-au generat. La concluzii similare s-a ajuns și pentru Neogenul din Banat (A n t o n et al., 1970 B). Principalii indici geochimici ai Meoțianului, Ponțianului și Dacianului figurează în tabelul 2.

Apele asociate petrolului și gazelor, semnalate în foraje, au caracteristici diferite, în funcție de formațiunea geologică, de adîncime și de evoluția paleogeografică a regiunii respective. Ca urmare, în depresiunea precarpatică se întîlnesc tot felul de ape, începînd cu cele care indică un regim hidrodynamic stabilizat (cloro-calcice, cloro-magneziene) și terminînd cu apele de infiltrație (sulfato-sodice și bicarbonato-sodice).



TABELUL 2

Rezultatele analizelor geochimice efectuate pe roci pliocene și oligocene (după S. Anton)

Formațiunea	Caracterul litologic	Carbon organic	Bitumen A ¹	Bitumen C ¹	Asfaltene ¹	Hidrocarburi ¹	Nehidrocarburi ¹	Total S din sulfatați	Total Fe / FeO ¹	CRo ²	CRM ²	Trask	pH
Dacian	Marne argiloase	0.09-0.30	0.01-0.06	0.01-0.05	6-10	30-42	45-54	$\frac{0.01-0.06}{0.01-0.06}$	$\frac{4-5.5}{1-4.5}$	0.49-6.49	2.50-2.60	0.25-0.70	8.6
	Marne	0.50-0.98	0.02-0.14	0.01-0.05	8-27	20-65	26-73	$\frac{0.04-0.12}{0.04-0.18}$	$\frac{4.65-6.3}{1.2-2.3}$	0.28-1.77	1.19-3.61	0.30-0.92	8.4-8.5
Pontian	Argile marnoase	0.45-0.74	0.03-0.46	0.01-0.02	16-26	36-60	33-59	$\frac{0.01-0.08}{0.01-0.08}$	$\frac{4.3-5.6}{1.9-2.3}$	0.39-3.18	1.69-3.18	0.69-0.97	8.5
	Microgresii calcareoase	0.29-0.39	0.02-0.03	0.02-0.03	10-15	25-32	46-59	$\frac{0.04-0.06}{0.02-0.04}$	$\frac{4.1-4.9}{2-2.5}$	1.7-2.9	3-3.4	0.40-0.50	8.6
Meotian	Marne	0.35-0.50	0.05-0.08	0.02-0.04	10-15	45-61	25-50	$\frac{0.07-0.10}{0.06-0.08}$	$\frac{2.5-3.2}{1.3-1.5}$	1.30-4.5	2.8-5.3	0.30-1.40	8.6
	Marne argiloase	0.31-0.95	0.02-0.06	0.01-0.04	4-30	30-37	53-67	$\frac{0.02-0.07}{0.01-0.06}$	$\frac{6.34-8.56}{2.5-3.7}$	1.72-2.48	0.72-1.26	0.18-0.56	8.7-8.8
	Marne și microgresii marnoase	0.34-1.04	0.03-0.05	0.01-0.02	25-26	28-74	23-65	$\frac{0.07-0.14}{0.01-0.09}$	$\frac{4.4-7.4}{1.8-2.6}$	1.86-3.60	1.35-2.68	0.75-1.21	8.7-9.8
	Microgresii marnoase	0.25-1.4	0.06-0.08	0.01-0.02	6-27	53-68	37-45	$\frac{0.08-0.12}{0.04-0.06}$	$\frac{1.68-3.79}{1.2-1.6}$	1.12-3.12	2.40-4.08	0.40-0.67	8.3-8.6
Oligocen	Argilite	0.36-2.50	0.03-1.98	0.01-0.50	12.3-48.0	32.2-62.8	33.8-64.9	$\frac{0.06-5.73}{0.01-0.74}$	$\frac{2.91-8.96}{0.2-3}$	1.15-18.62	0.65-11.80	0.39-4	2.7-9.7
	Argilite, calcareoase și dolomitice	0.15-7.65	0.02-0.75	0.02-0.37	10.9-42.5	31.9-60.08	37.9-63.8	$\frac{0.08-4.60}{0-0.85}$	$\frac{1.6-5.8}{0.03-0.7}$	0.38-12.88	0.25-14.70	1.5-3.5	7.1-9.7
	Microgresii și litoase	0.10-2.25	0.01-0.23	0.01-0.06	3.5-38.6	30.0-64.0	35.0-67.5	$\frac{0.02-2.18}{0-0.19}$	$\frac{0.91-6.10}{0.02-0.8}$	0.52-11.20	0.11-12.96	1-4.8	4.5-9.2

¹ în procente² în miligrame oxid/100 g rocă

În zona flișului paleogen predomină apele de tip cloro-calcic cu mineralizare de 25-180 g/l. În apropierea semiferestrelor sau în Sarmațianul bazinului Comănești au fost semnalate și ape bicarbonato-sodice.

În subzona miocenă, unde zăcămintele sînt bine protejate, se recunosc numai ape cloro-calcice, a căror salinitate este de 50-230 g/l.

Subzona miopliocenă, intens fragmentată tectonic și supusă eroziunii, conține toate tipurile de apă, mai ales în jumătatea nordică (internă) a acesteia. Cele mai frecvente sînt apele de tip cloro-calcic. Mineralizațiile variază între 5-200 g/l în Dacian, 70-115 g/l în Pontian, 9-350 g/l în Meoțian, 31-242 g/l în Sarmațian, 130-300 g/l în Helvețian.

În depresiunea getică se întîlnesc, de asemenea, toate tipurile de ape, dar cele bicarbonato-sodice și sulfato-sodice au pondere mult mai redusă, comparativ cu subzona miopliocenă.

5. ZĂCĂMINTELE DE HIDROCARBURI

În depresiunea precarpatică au fost descoperite zăcăminte de petrol și gaze în zona flișului paleogen și în zona neogenă.

Cu excepția a patru acumulări de importanță foarte redusă, zăcămintele zonei flișului paleogen sînt grupate în regiunea Tazlău-Moinești-Slănic, delimitată la N de valea Tazlăului Mare iar la S de valea Cașinului. Structurile productive de aici se întîlnesc în unitatea externă, în unitatea medio-marginală și în bazinul Comăneștilor.

În ceea ce privește zona neogenă, criteriile de ordin geologic și geografic, permit separarea ei în trei subzone și anume: subzona miocenă din Moldova, subzona miopliocenă din Muntenia, delimitată de riurile Rîmnicul Sărat și Dîmbovița și depresiunea getică, între Dîmbovița și Dunăre.

a) **În zona flișului paleogen**, cele mai importante zăcăminte de hidrocarburi aparțin unității externe, probabil un paraautohton. În această unitate se consideră ca principale roci sursă, marnele albe bituminoase, diso-dilele și menilitele oligocene. Rezervoarele sînt reprezentate prin gresia de Lucăcești, gresia de Kliwa, orizontul de tranziție și, numai într-o măsură redusă, prin orizonturile marnelor albe bituminoase, menilitelor inferioare și superioare. Structurile productive îmbracă forma de cute normale și cute-solzi, orientate N-S și dispuse paralel. Aceste cute se încalcă, succesiv de la W către E. Pinza medio-marginală, acolo unde nu a fost erodată, constituie o cuvertură de protecție foarte bună pentru acumulările din Oligocenul unității externe.

Potrivit geologilor care lucrează în regiunea Moinești, zăcămintele dintre semiferestrele Bistriței și Slănic-Oituz, se înșiră de-a lungul a șase aliniamente majore: I Geamăna; II Gropile lui Zaharache, Chilizii W, Tașbuga; III Toporu-Chilizii-Cilioaia W; IV Zemeș-Cilioaia, Moinești W; V Arșița, Foale-Tazlău-Moinești, Văsiești; VI Tazlăul Mare, Mihoc, Cucueți, Solonț-Moinești oraș, Văsiești.

Structurile productive amintite, situate între semiferestrele Bistrița la N și Oituz-Slănic la S, s-ar mai putea grupa, după modul de aglomerare



a lor în jurul zonelor de ridicare majoră, în două subzone de acumulare (Ichim et al., 1964 B). O subzonă corespunzând marginii de S a semifereștrei Bistriței unde, sub pînza marginală, s-au descoperit zăcămintele Geamăna, Gropile lui Zaharache, Chilii W, Tașbuga, Toporu, Arșița, Zemeș,

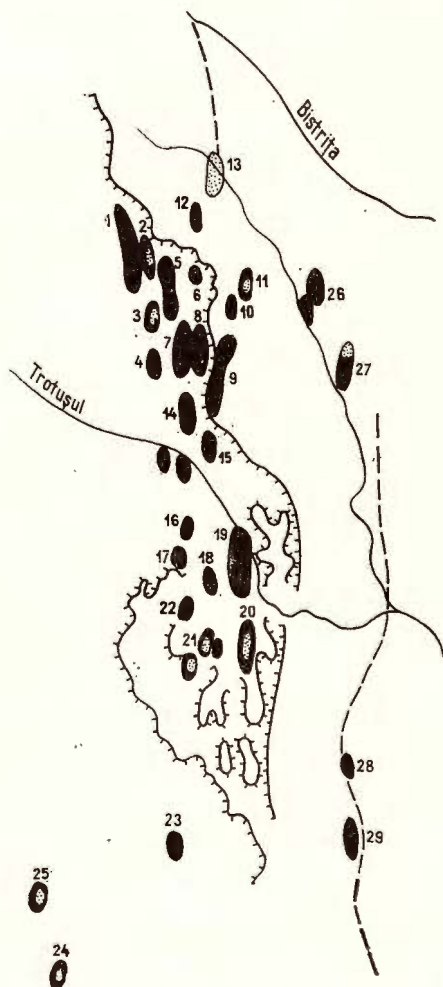


Fig. 11. — Distribuția zăcămintelor de hidrocarburi în zona flișului paleogen și în subzona miocenă din Moldova.

Distribution of hydrocarbon deposits in the Paleogene flysch zone and in the Miocene subzone in Moldavia.

1, Geamăna; 2, Gropile lui Zaharache; 3, Chilii W; 4, Tașbuga; 5, Toporu-Chilii, 6, Arșița; 7, Zemeș-Cilioaia; 8, Foale-Moinești; 9, Uture-Moinești oraș; 10, Cucueți; 11, Mihoc; 12, Frumoasa; 13, Tazlăul Mare; 14, Comănești; 15, Văsiești; 16, Dărmănești W; 17, Doftenița; 18, Păcurița; 19, Doftana-Bogata; 20, Slănic-Ferăstrău; 21, Cerdac; 22, Slănic-Băi; 23, Lepșa; 24, Ghelînța; 25, Ojdula; 26, Cîmpeni; 27, Tescani; 28, Cașin; 29, Cîmpuri.

Foale-Moinești, Moinești-Solonț, Cucueți, Mihoc, Frumoasa și Tazlăul Mare. Cealaltă subzonă se situează pe marginea nordică a semifereștrei Oituz-Slănic și include acumulările Slănic-Băi, Cerdac, Slănic-Ferăstrău, Doftana-Balota, Păcurița și Doftenița (fig. 11). Între aceste zone de ridicare se schițează bazinul sarmațian al Comăneștilor care se suprapune atît paraautohtonului cît și unității medio-marginale. În cadrul bazinului respectiv produc petrol elementele structurale Comănești, Văsiești și Dărmă-



nești W. La S de semifereastră Slănic-Oituz se cunoaște acumularea de la Lepșa. Mai la W de subzonele productive menționate, tot în unitatea externă, au fost puse în evidență zăcămintele cu petrol și gaze, la Ghelinta și Ojdula.

În regiunea petroliferă din Moldova se cunosc acumulări modeste de hidrocarburi și în unitatea medio-marginală din dreptul structurilor Zemeș, Geamăna, Comănești, Văsiești, Păcurița și Doftena-Bogata. Acestea sînt înmagazinate în gresiile de Tarcău ale Eocenului, în gresia de Lucăcești (Podei) și în gresiile oligocene de Kliwa (la Doftena-Bogata).

Zăcămintele de petrol și gaze se cunosc pe cîteva structuri și în Eocenul și Oligocenul zonei flișului din Muntenia, la Cătiașu, Posești, Virfuri-Vișinești, Cosminele etc. Lucrările efectuate pînă în prezent duc la concluzia că ele sînt de valoare foarte mică.

Obiectivele de interes din unitatea externă, pînă sau din Miocenul bazinului Comănești pot fi, uneori, găsite productive în cadrul aceluiași element structural și formînd zăcămintele comune. De aceea, se consideră indicat ca trecerea în revistă a zăcămintelor de petrol și gaze să se facă plecînd de la structurile productive, cu atît mai mult cu cît cca 90 % din volumul hidrocarburilor se găsesc în Oligocenul unității externe.

S t r u c t u r a G e a m ă n a reprezintă cel mai nordic cîmp petrolifer din zona Tazlău-Slănic a flișului paleogen din Moldova. Numeroasele sonde săpate aici, după ce au traversat pînza medio-marginală, au intrat în Miocenul, Oligocenul și apoi în Eocenul unității externe. Eocenul inferior îmbracă faciesul stratelor de Doamna, iar Eocenul superior pe cel al stratelor de Bisericiani. Oligocenul se dezvoltă în succesiunea normală, fiind constituit (de jos în sus) din orizonturile : gresia de Lucăcești, menilitele inferioare și marnele albe bituminoase, disodilele inferioare, gresia de Kliwa, disodilele și menilitele superioare și stratele de Gura Șoimului (orizontul de tranziție). Miocenul este reprezentat prin formațiunea cu sare.

Elementul structural Geamăna are forma unei cute-solzi, orientată N-S și deversată spre E. În același timp, această cută este afectată de numeroase falii transversale și longitudinale care o împart în peste 40 blocuri tectonice (fig. 12).

Rezervoarele saturate cu hidrocarburi constau din gresii, aparținînd orizontului de Kliwa, orizontului de tranziție (inclusiv termenul „suprakliwa”), și Eocenului din pînză, acesta din urmă, la contactul cu complexele productive ale Oligocenului. Capcanele sînt de tip structural și combinat (stratigrafic-structural), iar zăcămintele pot fi masive, stratiforme și ecranate tectonic.

Grosimea gresiilor efectiv saturate variază între 1,3 și 85,9 m. Porozitatea medie a diferitelor orizonturi grezoase este de 14 %-25 %, permeabilitatea (inclusiv cea fisurală) de cca 25 mD, presiunea inițială de 77 atm., iar presiunea de saturație de 67 atm. Greutatea specifică a petrolului este de 0,830 kgf/dmc, în orizontul de tranziție.

S t r u c t u r a G r o p i l e l u i Z a h a r a c h e, situată imediat la S de semifereastră Bistriței, este încadrată la W de solzul Geamăna iar la S de anticlinalul Toporu. Existența acestei structuri, ca și a celorlalte cute și cute-solzi cu hidrocarburi, a fost stabilită cu ajutorul forajelor de



adîncime, plecîndu-se de la stilul tectonic, frecvența și direcția elementelor plicative constatate în semiferestre, unde unitatea externă apare la zi.

Sucesiunea stratigrafică sub pînza medio-marginală, cu mici variații de facies și de grosime, este comună structurilor din unitatea externă și anume : orizontul gresiei de Lucăcești, în grosime de 25-30 m ; orizontul marnelor albe și al menilitelor inferioare (20-80 m), cu intercalații de diso-

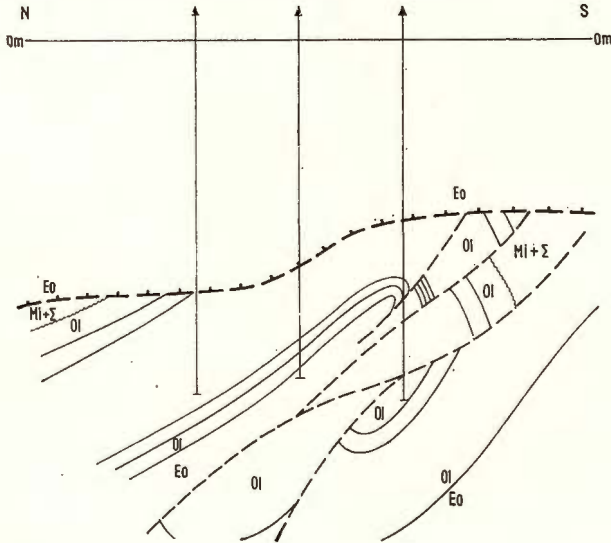


Fig. 12. — Secțiune geologică prin structura Geamăna S-Zemeș W (după I. Matei). Geological section through the Geamăna S-Zemeș W structure (according to I. Matei).

dile și gresii silicioase dure ; orizontul disodilelor inferioare cu grosimi de 30-100 m ; orizontul gresiei de Kliwa, gros de 210-350 m și alcătuit dintr-o alternanță de gresii silicioase albe sau albe-ruginii și șisturi disodilice ; orizontul disodilelor și menilitelor superioare (60-80 m) cu intercalații de gresii ; orizontul de tranziție, constituit din microconglomerate, gresii calcaroase, silicioase (tip Kliwa), argile și disodile. Acest orizont are grosimi variabile din cauza șariajului (rabotajului) unității externe, sau, eventual, eroziunii ⁵.

Structura Gropile lui Zaharache se prezintă sub forma unui anticlinal asimetric, orientat N-S și deversat spre E. Flancul vestic al acestui anticlinal este încălecat de solzul Geamăna. Structura Gropile lui Zaharache este afectată de numeroase falii transversale și longitudinale. Dintre faliile cu direcție N-S merită menționată aceea din flancul estic, de-a lungul căreia zona de apex încăleacă sinclinalul din față (estic), precum și falia care separă zona axială de restul flancului vestic.

Acumulările de hidrocarburi sînt localizate în orizontul de tranziție, orizontul disodilelor superioare și în orizontul gresiei de Kliwa, în zona estică. Pe flancul vestic produce „seria dură” și „seria grezoasă”, echivalente

⁵ Lipsa prin eroziune ne-a fost sugerată, verbal, de M. Săndulescu.

probabile ale seriei de tranziție. În orizontul gresiei de Kliwa din zona estică (blocul E₃) s-au pus în evidență acumulări de gaze libere. În rest, obiectivele de interes produc petrol cu gaze, de la adâncimi diferite de la bloc la bloc.

Parametrii principali ai rocilor cu proprietăți de rezervor se caracterizează prin următoarele valori medii: porozitate 6%-13%, permeabilitate 0,1-18,4 mD, saturația în apă interstițială 35%-40%. Valorile minime de porozitate și permeabilitate sînt specifice seriei dure, iar cele maxime, gresiei de Kliwa. Gradientul de presiune inițială a zăcămintului este de 8,3 atm./100 m, iar gradientul de temperatură de 2,7°C/100 m. La realizarea capcanelor din zonă au contribuit factorii structurali și litologici (variația de porozitate și de permeabilitate).

Anticlinalul Chilii W face parte din același aliniament structural cu solzul Gropile lui Zaharache, dar este localizat la S de acesta. Zăcămintul a fost descoperit în anul 1970, iar lucrările de explorare se găsesc în faza finală.

În succesiunea stratigrafică se remarcă reducerea grosimii, pînă la dispariția totală, a orizontului de tranziție și chiar a gresiei de Kliwa în partea de S a cufei, ca urmare, probabil, a eroziunii premergătoare punerii în loc a pînzei medio-marginale.

Structura reprezintă un anticlinal asimetric, cu vergență estică, care, de-a lungul unei falii longitudinale, încalcă cuta din față (Toporu). Transversal a fost semnalată prezența a cel puțin patru falii care împart structura în blocuri.

Sondele săpate la Chilii W au indicat acumulări de hidrocarburi în gresia de Lucăcești, marnel albe, gresia de Kliwa și în orizontul de tranziție, acolo unde acești din urmă doi termeni sînt prezenți. Potrivit comportării în exploatare, se pare că cele patru orizonturi productive alcătuiesc două unități hidrodinamice distincte, una corespunzînd gresiei de Lucăcești și marnelor albe, cealaltă gresiilor de Kliwa și orizontului de tranziție. Rezervoarele aparținînd unității hidrodinamice inferioare conțin petrol și gaze dizolvate, iar cele din unitatea hidrodinamică superioară, petrol cu cap primar de gaze. Capcanele sînt de tip structural și, numai într-o măsură redusă, combinat (structural-stratigrafic).

Grosimea efectiv saturată a diferitelor orizonturi productive variază între 7,4 și 77,7 m. Porozitatea medie este de 14,2%, mai puțin orizontul de tranziție care are 10%. Saturația în apă interstițială ajunge la 40% în orizontul de tranziție, reducîndu-se la celelalte complexe pînă la 35%. Factorul micșorării de volum este de 1,12, greutatea specifică a petrolului de 0,872 kgf/dmc, iar presiunea inițială de 100 atm.

Structura Tașbuga se dezvoltă la S de anticlinalul Chilii W, în cadrul aceluiași aliniament, care începe cu Gropile lui Zaharache.

În succesiunea stratigrafică a unității externe de aici se constată lipsa, uneori totală, a Oligocenului astfel că, datorită, probabil, eroziunii premergătoare formării pînzei medio-marginale, Eocenul acesteia din urmă ia contact direct cu Eocenul paraautohtonului.

Stilul tectonic al structurii este în general comparabil cu al celorlalte cîte din regiune, cu deosebirea că aici gradul de complicație se accentuează.



La un moment dat, în sectorul nordic de la Taşbuga par să se suprapună trei cute-solzi (fig. 13).

Pînă în prezent s-au identificat acumulări de petrol în orizontul gresiei de Kliwa și în orizontul de tranziție, aceste două obiective constituind, după cîte se pare, unități hidrodinamice separate. Zona este în curs de cercetare.

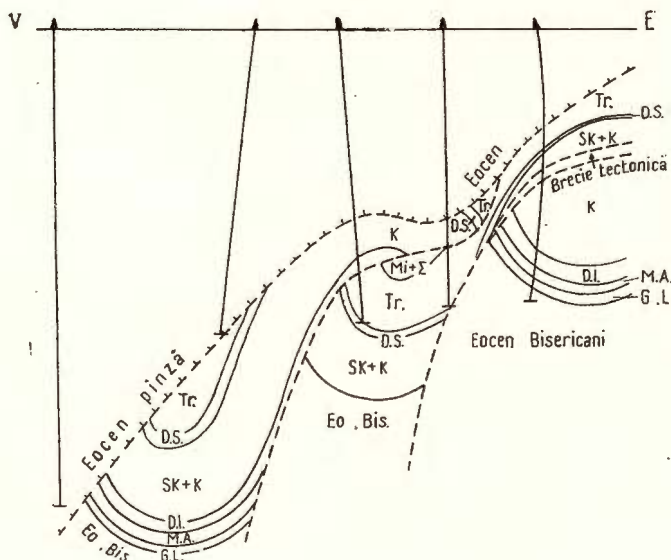


Fig. 13. — Secțiune geologică prin structura Taşbuga (după P. Albu).

Geological section through the Taşbuga structure (according to P. Albu).

Anticlinălul Toporu-Chilii apare la zi în semifereastră Bistriței și se continuă la S de aceasta, pe sub încălecare unității medio-marginale.

Oligocenul unității externe, corespunzând structurii Toporu-Chilii, mult împins spre E, este cuprins între suprafața de încălecare a pînzei medio-marginale și suprafața de-a lungul căreia acest solz încalce peste structura estică (Zemeș). Ca urmare, în diferite sectoare ale structurii, dezvoltarea orizonturilor Oligocenului este neuniformă, lipsind, în general, termenii inferiori (gresia de Lucăcești, marnele albe și disodilele inferioare) și parțial sau total, orizontul de tranziție. De asemenea, imaginea structurală a zonei apare destul de complicată, uneori imposibil de redat.

În regiune au fost puse în evidență, începînd cu anul 1952, acumulări de hidrocarburi în orizontul de tranziție și, local în acoperișul menilitelor superioare. Parametrii fizici submediocri ai rezervorului se reflectă în comportarea slabă a sondelor (debite de petrol foarte mici). La aceasta se adaugă discontinuitatea zonei productive.

Structura productivă Arșița se dezvoltă imediat la S de aceeași semifereastră a Bistriței și se continuă, mai departe, pe sub pînza medio-marginală, cu zona productivă Foale-Tazlău.



Depozitele oligocene se prezintă sub forma unei cute asimetrice, orientate NNW-SSE, cu flancul vestic în coborîre puternică și prins sub încălcarea structurii Toporu-Chilii, iar cu flancul estic faliat. Cuta respectivă este afectată de mai multe falii longitudinale și transversale.

Probele de producție efectuate la mai multe sonde au indicat existența acumulărilor de hidrocarburi în orizontul gresiei de Kliwa și în orizontul de tranziție, inclusiv termenul suprakliwa. Acesta din urmă conține petrol cu cap primar de gaze, iar primul, petrol cu gaze dizolvate. Capcanele sînt de tip structural.

Grosimea rezervoarelor este cuprinsă între 11 și 50 m, porozitatea medie între 13 %-15 %, saturația în apă interstițială 35 %-40 %, factorul micșorării de volum 1,1, iar densitatea petrolului de 0,886 kgf/dmc. Structura se află în exploatare.

Structura Zemeș-Cilioaia E a atras atenția prin ivirile naturale de petrol, încă din secolul trecut. Exploatarea petrolului prin sonde a început aici în anul 1905, obiectul activității constituindu-l Oligocenul „autohton”. Începînd cu anul 1959 în partea central-vestică a cîmpului petrolifer Zemeș s-au efectuat o serie de adiționări ale orizontului de tranziție și apoi a Oligocenului de deasupra brechiei tectonice, determinîndu-se un nou solz productiv. În felul acesta, sub pînza medio-marginală s-au definit doi solzi productivi, unul inferior corespunzînd structurii Zemeș, altul superior reprezentînd cuta-solz Cilioaia E (fig. 14).

În alcătuirea solzului Zemeș intră, de jos în sus, orizontul menilitelor inferioare și al marnelor albe (100 m), denumit și k_4 ; orizontul gresiei de Kliwa, diferențiat în complexe k_1 , k_2 și k_3 , caracterizat prin accentuate variații litologice și de grosime; orizontul menilitelor superioare cu frecvente intercalații de gresie la partea inferioară și orizontul de tranziție. Urmează solzul Cilioaia E care începe cu un complex predominant grezos (cca 200 m grosime), denumit orizontul oligocen II. Împinse peste Oligocenul II, se situează depozitele Eocenului I, predominant pelitice și orizontul oligocen I, constituit tot din bancuri de gresii de Kliwa separate de intercalații disodilice compacte (fig. 15). La rîndul lui, solzul Cilioaia E este acoperit de pînza medio-marginală.

Cei doi solzi sînt afectați de falii longitudinale și transversale, care împart în mai multe blocuri tectonice.

În solzul Zemeș, hidrocarburile fluide s-au acumulat în orizontuli de Kliwa și în orizontul de tranziție, iar în solzul Cilioaia, zăcămintele se găsesc în Oligocenul II și Oligocenul I.

Parametrii medii ai zăcămintelor prezintă următoarele valori: porozitatea medie efectivă 14 %, saturația în apă interstițială 35 %, greutatea specifică a petrolului 0,873 (Zemeș)-0,865 (Cilioaia) kgf/dmc, factorul micșorării de volum 1,05, rația de soluție la presiunea de saturație 50,5 Nmc/mc. Orizontul gresiei de Kliwa de la Zemeș se exploatează cu injecție de apă, iar celelalte obiective produc în regim de gaze dizolvate.

Structura Foale-Tazlău-Moinești constituie unul dintre vechile șantiere petrolifere ale Moldovei. Primele foraje pentru petrol au fost realizate aici încă din anul 1912. Ulterior s-au executat pros-



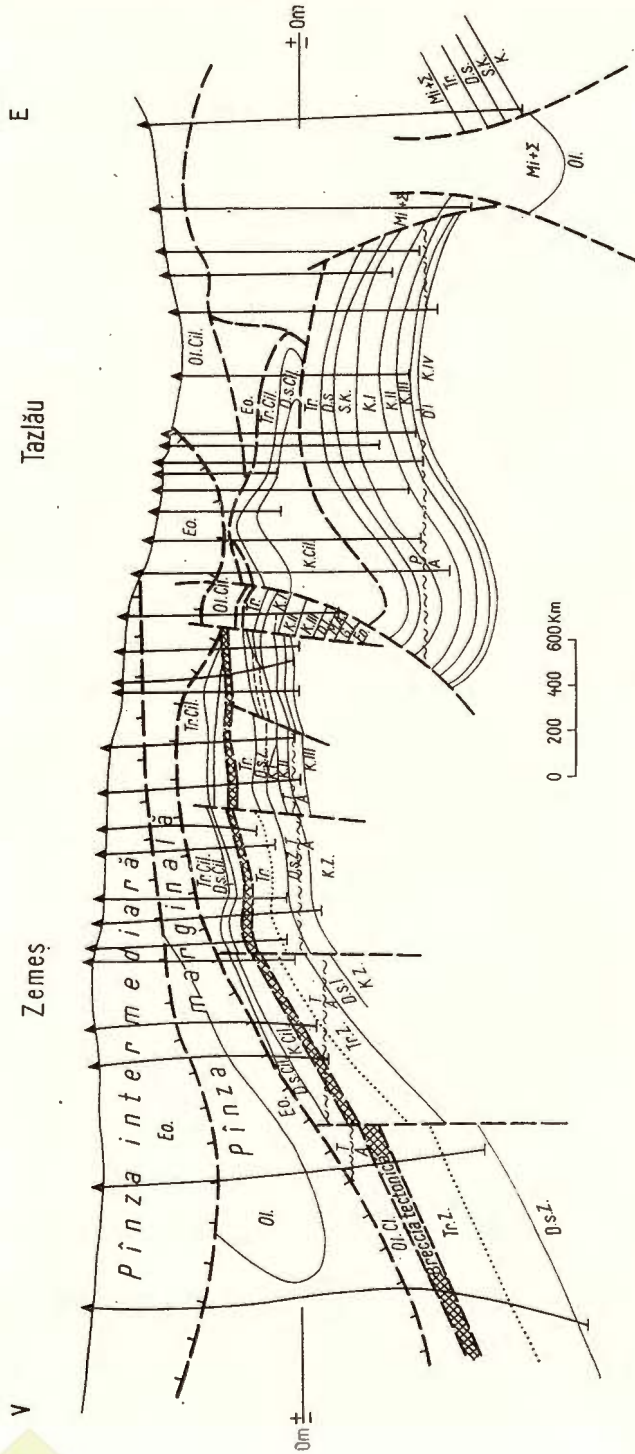


Fig. 14. — Secțiune geologică prin structurile Zemeș-Cilioaia și Taziău (după G.h. Giurgiu et al.).
Geological section through the Zemeș-Cilioaia and Taziău structures (according to G.h. Giurgiu et al.).



pecțiuni geofizice, în scopul precizării structurii prin metodele magnetometrică, gravimetrică și seismică.

Sucesiunea stratigrafică de la Foale nu pune probleme deosebite comparativ cu profilul clasic al Oligocenului din unitatea externă. Structura reprezintă o cută-solz (fig. 16) în lungime de 12 km și cu lățime de 2 km.

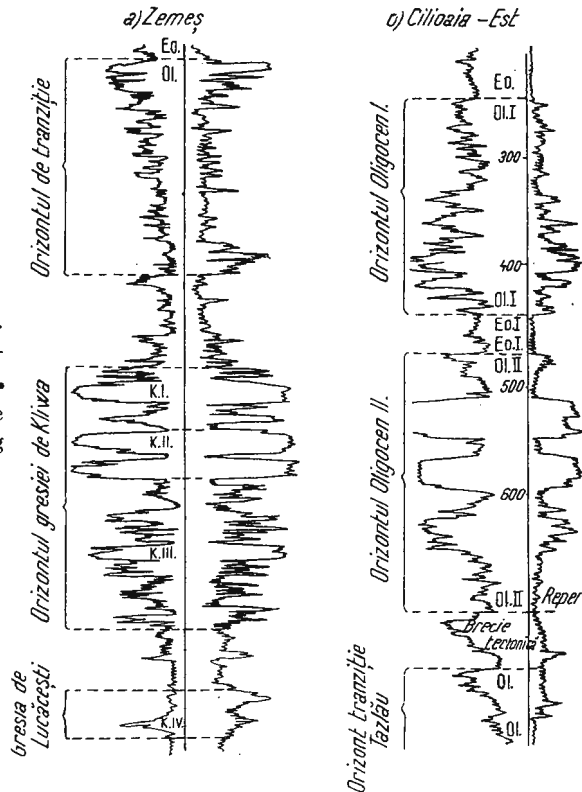


Fig. 15. — Structura Zemeș-Cilioaia. Profilul tip al Oligocenului și Eocenului (după Gh. Giurgiu et al.). Zemeș-Cilioaia structure. Oligocene and Eocene type profiles (according to Gh. Giurgiu et al.).

Aceasta are direcția N-S și este deversată spre E. Structura Foale-Tazlău-Moinești este separată de cutele vecine prin falii longitudinale. Înclinările variază în limite destul de mari, de la 10° pe flancul vestic, la cca 45° pe cel estic. În afara faliilor longitudinale sînt prezente numeroase falii transversale, unele cu caracter etanș.

Hidrocarburile fluide sînt localizate în gresia de Lucăcești, în menilițele inferioare și marnele albe (k_4), în orizontul gresiilor de Kliwa cu cele trei complexe ale sale k_1 , k_2 , k_3 , în complexul suprakliwa și în orizontul de tranziție. Exceptînd complexul IV de la Foale și Tazlău, contactul apă-petrol are aceeași valoare izobatică. În zonele cu intercalații de disodile, mai bine dezvoltate în grosime și pe orizontală (zona Pietrosu), acumularea respectivă s-a comportat ca un zăcămint stratificat, ceea ce subliniază variația litofacială în toate sensurile.

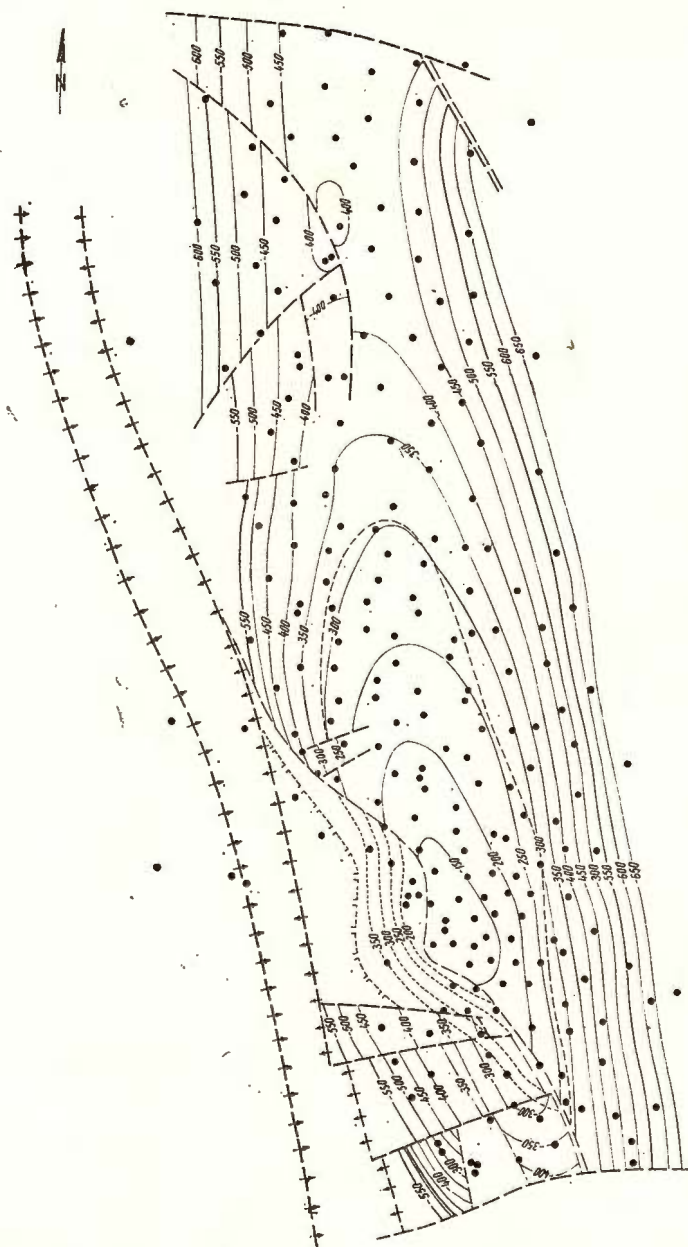


Fig. 16. — Structura Foale-Moinești. Harta structurală la capul gresiei de Kliwa (după Tr. Mocuța et al.).

Foale-Moinești structure. Structural map at the top of Kliwa sandstone (according to Tr. Mocuța et al.).

Porozitatea medie a rezervoarelor este de 14%-15%, permeabilitatea de 21,6 mD, saturația în apă interstițială de 35%, presiunea de zăcămint de 93-132 atm. Apele de zăcămint sînt de tip cloro-calcic și au concentrații de 14-128 g/l. Gradientul geotermic este de 2,1°C/100 m.

Regimul zăcămintelor și metodele de exploatare a acestora sînt diferite. Unele orizonturi și blocuri continuă să producă în regim de gaze dizol-

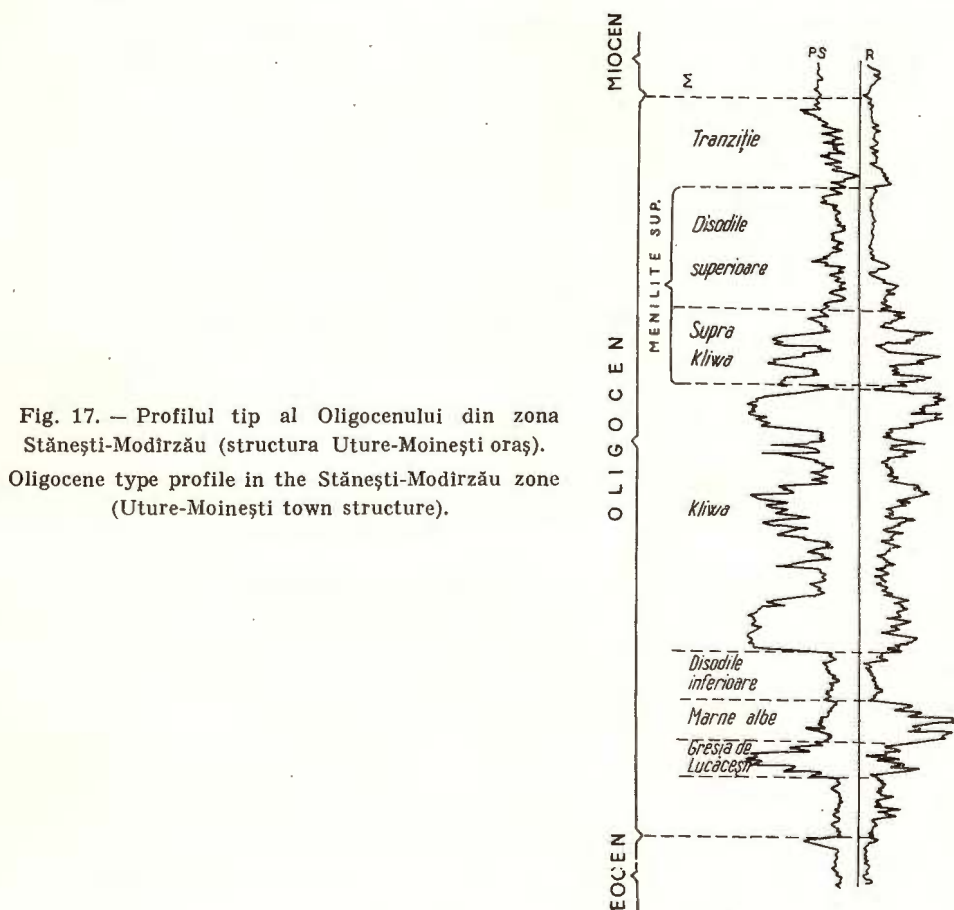


Fig. 17. — Profilul tip al Oligocenului din zona Stănești-Modirzău (structura Uture-Moinești oraș). Oligocene type profiles in the Stănești-Modirzău zone (Uture-Moinești town structure).

vate, altele au reacționat favorabil atunci cînd s-au aplicat procesele de injecție de apă sau de gaze.

Structura Uture-Moinești oraș face parte dintr-un aliniament regional, care începe din semifereastra Bistriței cu anticlinalul Tazlăul Mare și continuă la S pînă dincolo de Văsiești. În același sens, aliniamentul respectiv se afundă continuu după o serie de accidente tectonice. Elementul structural Uture-Moinești a fost prospectat prin lucrări de cartare geologică, gravimetrie, magnetometrie și seismometrie.

Oligocenul autohton prezintă importante variații litofaciale și de grosime, atât la nivelul gresiei de Kliwa cât și la orizontul de tranziție. Succesiunea stratigrafică nu diferă de cea cunoscută în regiune (fig. 17), aici

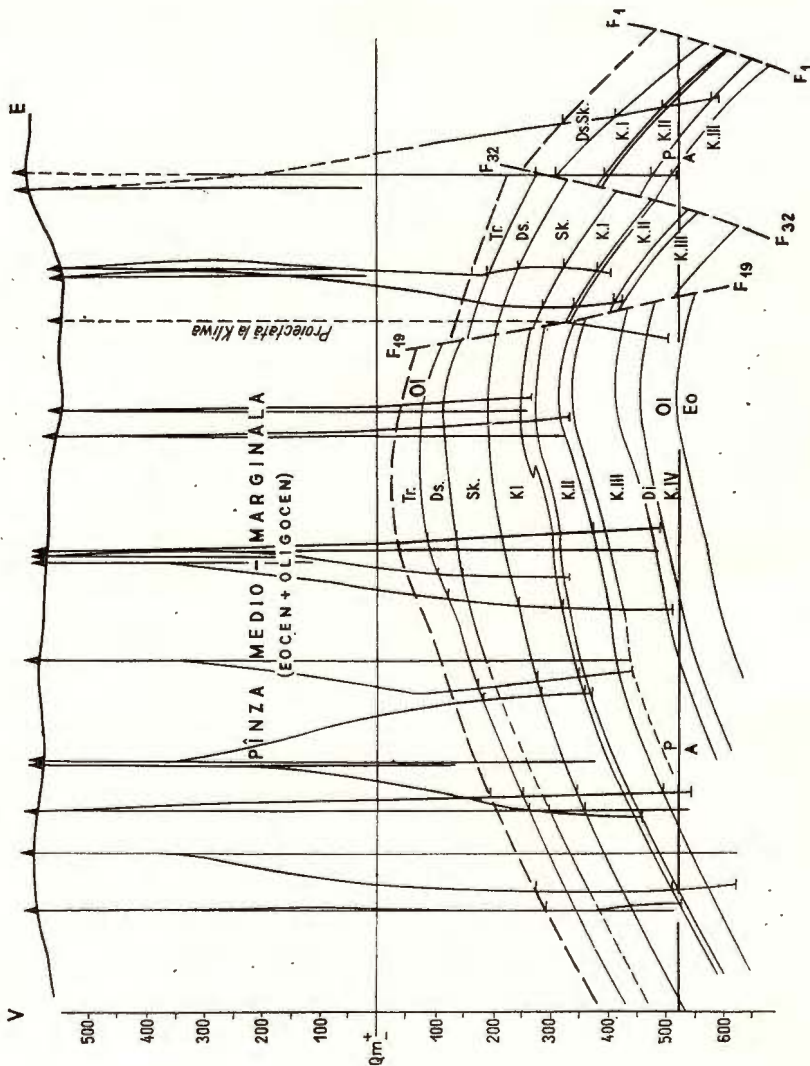


Fig. 18. — Secțiune geologică pe structura Utire-Moinești oraș (după C. Moise).
Geological section on the Utire-Moinești town structure (according to C. Moise).

intervenind doar unele diferențe de grosime. Astfel, gresia de Lucăcești se reduce la 10-20 m grosime, marnele albe la 60-80 m, orizontul disodilelor inferioare variază între 20 și 70 m. Gresia de Kliwa se prezintă sub forma unor bancuri cu grosimi de 1-10 m, totalizând 110-250 m. Orizontul supra-kliwa, care se dezvoltă pe seama disodilelor superioare, în baza acestora, variază între 30 și 80 m. La rîndul lor, disodilele superioare ating maximum

130 m. Orizontul de tranziție, care în unele zone lipsește, poate ajunge pe alocuri, la 50 m.

Structura Uture-Moinești oraș reprezintă un anticlinal (fig. 18) orientat N-S, paralel cu solzul Foale-Tazlău-Moinești, de care este separat printr-un accident tectonic longitudinal. În regiune au fost identificate șapte falii transversale mai importante, care fragmentează structura și determină căderea sa de la N la S.

În sectorul Uture-Moinești oraș produc petrol și gaze asociate, gresia de Kliwa și orizontul de tranziție. Contactele apă-petrol și gaze-petrol diferă de la o zonă la alta și chiar în cadrul aceleiași zone.

Grosimea efectiv saturată a rezervoarelor variază între 9,1 și 61,8 m, porozitatea medie este de cca 15%, saturația în apă interstițială de 38%, factorul micșorării de volum de 1,12-1,26, greutatea specifică a petrolului 0,84-0,88 kgf/dmc, presiunea inițială 85-210 atm., iar treapta geotermică de 24 m °C (Stănești)-43,4 m°C (la Moinești). Zăcămintele se află într-o fază de exploatare înaintată.

Zăcămintul Cucueți se situează în extinderea nordică a structurii Uture-Moinești oraș și se suprapune unei culminații pozitive a aceluiași aliniament major. Ca urmare, succesiunea stratigrafică și aspectele litofaciale sînt relativ similare. Structura, însă, pare să fie alcătuită din două ondulații paralele, separate de o falie longitudinală.

Hidrocarburile sînt localizate în orizontul de tranziție, dovedit cu petrol, pentru prima dată, în anul 1955. Protecția zăcămintului este asigurată printr-un dop de asfalt, format acolo unde orizontul de tranziție apare la zi. Exploatarea acumulării de la Cucueți s-a realizat prin două sonde.

Rezervorul are o grosime medie saturată cu hidrocarburi de 13 m. Porozitatea este de 15%, saturația în apă interstițială de 38%, factorul micșorării de volum de 1,12, iar greutatea specifică a petrolului de 0,84 kgf/dmc. Capcana este de tip paleogeomorfic.

Structura Mihoc reprezintă o culminație în cadrul aliniamentului major Tazlăul Mare-Mihoc-Uture-Moinești oraș. Această structură, situîndu-se în zona în care unitatea externă apare la zi, a fost cercetată prin lucrări de cartare geologică, prospecțiuni geofizice și prin foraje. Prima sondă cu rezultat s-a săpat în anul 1956.

Oligocenul unității externe este alcătuit din aceeași termeni cunoscuți din prezentarea structurilor anterioare. La Mihoc se remarcă, însă, o reducere a grosimii gresiei de Kliwa, datorită, fie îngroșării complexului disodilelor inferioare spre NE, fie dezvoltării orizontului menilitelor superioare către S. De asemenea, Miocenul care constituie cuvertura de protecție a rezervoarelor din Oligocen este alcătuit din argile și marne compacte, intercalații de gresie și brechie cu sare, în bază.

Structura îmbracă forma unui anticlinal, ușor deversat către E și cu flancul extern (estic) căzut de-a lungul unui important accident tectonic. Acest anticlinal este afectat de falii transversale, care-l împart în șase blocuri. Faliile nu sînt etanșe.

Sondele săpate pînă în prezent au indicat existența unui zăcămint de petrol cu cap primar de gaze în orizontul gresiei de Kliwa și a unui zăcămint



de gaze libere în orizontul de tranziție. Zăcămintul localizat în gresia de Kliwa corespunde unei capcane stratigrafice, dat fiind faptul că acesta se închide în partea de N, odată cu reducerea grosimii și chiar dispariția totală a rezervorului.

Pentru orizontul gresiei de Kliwa, mai bine cercetat, grosimea efectivă este de 24,6 m, porozitatea de 18%, saturația în apă interstițială de 30%, factorul micșorării de volum 1,09, iar greutatea specifică a petrolului, de 0,861 kgf/dmc.

Anticlinalul Frumoasa, împreună cu structurile Mihoc și Tazlăul Mare, se localizează în semifereastră Bistriței, acolo unde depozitele unității externe apar la zi. Regiunea a făcut, mai întâi, obiectul unor lucrări de cartare geologică, după care cercetarea a fost completată cu prospecțiuni geofizice și foraje. Primele sonde au fost săpate în anul 1964, pînă în prezent executîndu-se 35 foraje.

În succesiunea stratigrafică se constată că complexul suprakliwa nu este separat de orizontul gresiei de Kliwa, formînd împreună un singur termen litostratigrafic. De asemenea, numărul și frecvența intercalațiilor de gresie în complexul suprakliwa se reduc comparativ cu structurile mai sudice. Grosimea orizontului de tranziție variază între 0 și 50 m.

Structura Frumoasa este un anticlinal asimetric. Ca și la Mihoc, flancul estic se afundă de-a lungul unui accident longitudinal. Partea vestică, inclusiv zona de apex a anticlinalului Frumoasa, este acoperită, tectonic, de solzul Doamna. La S de apariția la suprafață, structura Frumoasa înregistrează o scufundare continuă, după care dispăre sub Paleogenul solzului Doamna. Mai multe falii longitudinale împart anticlinalul în blocuri tectonice.

La Frumoasa se cunosc acumulări de petrol în complexul suprakliwa și în orizontul de tranziție, care par să fie separate hidrodynamic. Capcanele sînt de tip structural, iar zăcămintele stratiforme, boltite. Porozitatea medie a rezervoarelor este de cca 15%, saturația în apă interstițială de 33%, factorul micșorării de volum 1,135, iar greutatea specifică a petrolului de 0,870 kgf/dmc. Presiunea zăcămintelor pare a fi egală cu cea hidrostatică, iar treapta geotermică este de aproape 40 m/°C.

Anticlinalul Tazlăul Mare se încadrează în zona flișului paleogen, la contactul cu zona miocenă. Structura a fost pusă în evidență cu ajutorul cartării geologice. Lucrările geofizice, puține la număr, au avut caracter experimental.

În ceea ce privește stratigrafia regiunii sînt de reținut două aspecte mai importante: pe de o parte, o oarecare reducere a grosimii termenilor Oligocenului aparținînd unității externe, concomitent cu o mărire a ponderii psamitelor, iar pe de altă parte accentuarea caracterului conglomeratic și microconglomeratic, cu elemente de șisturi verzi, a orizontului de tranziție.

Cuta de la Tazlăul Mare se prezintă sub forma unui brahianticlinal, larg boltit, cu cele două flancuri secționate de falii longitudinale. Faliile transversale care-l afectează nu par a fi etanșe.

Probele de producție efectuate la sondele săpate au arătat prezența gazelor libere în toate cele șase orizonturi ale Oligocenului, respectiv în gresia de Lucăcești, menilitele inferioare și marnele albe, disodilele inferi-



oare, gresia de Kliwa, disodilele superioare și orizontul de tranziție. Ca urmare a analizelor făcute, anticlinalul Tazlăul Mare se consideră o structură exclusiv gazeiferă, conținând gaze bogate. Compoziția gazelor este următoarea : metan 93,26%, etan 3,81%, propan 1,76%, izobutan 0,29%, butan 0,59% și mentan 0,29%. Conținutul mediu de gazolină este de cca 14 t/10⁶ Nmc gaze.

Structura Comănești corespunde, de fapt, flancului vestic al bazinului post-tectonic Comănești și anume, cuvetei Leorda-Văsiești-Dărmănești. În acest sector bazinul Comănești este alcătuit din depozite sarmațiene și meoțiene care se dispun, discordant, peste un relief de paleogen.

Formațiunile paleogene, aparținând unității medio-marginale, sînt reprezentate prin Eocen și Oligocen. În ceea ce privește Eocenul, acesta poate fi separat în două orizonturi : în bază, orizontul gresiei de Tarcău (cca 600 m) este alcătuit din gresii micaferoase cu ciment argilos, gresii sistoase, cărbunoase separate de intercalații argiloase roșii și vișinii ; la partea superioară, orizontul stratelor de Podu Secu-Plopu, gros de 120-140 m, predominant argilos. La rîndul lui, Oligocenul este incomplet dezvoltat, datorită eroziunii pre-sarmațiene care a îndepărtat total sau parțial termenii superiori ai acestuia. Gresia de Lucăcești are aici o grosime de cca 40 m, orizontul marnelor albe bituminoase și al menilitelor inferioare totalizează 100 m, șisturile disodilice inferioare, cu sporadice intercalații de gresii, au maximum 40 m, iar orizontul gresiei de Kliwa este constituit din mai multe suborizonturi psamitice, separate de intercalații subțiri disodilice. Ultimii doi termeni se întîlnesc numai în partea nord-estică a zonei. Sarmațianul însumează, împreună cu Meoțianul, maximum 800 m și se caracterizează printr-o sedimentație torențială. Din această cauză au loc mari variații litofaciale, ceea ce face aproape imposibilă paralelizarea diferitelor orizonturi din cadrul sectorului respectiv.

Din punct de vedere structural, Paleogenul se caracterizează printr-o tectonică plicativă specifică pinzei medio-marginale asociată cu numeroase falii longitudinale și transversale. Sarmațianul îmbracă un relief preexistent, formînd ușoare structuri de tasare. Se pare că o parte dintre faliile fundamentului paleogen se regăsesc și în cuvertura sarmato-meoțiană a bazinului post-tectonic. În ansamblu, depozitele sarmațiene înclină către E, înspre centrul depresiunii intramontane Comănești.

Structura Comănești este alcătuită din trei sectoare de acumulare, unde produc petrol : orizontul grezos în facies de Tarcău al Eocenului, orizontul gresiei de Lucăcești din Oligocen și mai multe complexe nisipoase-grezoase ale Sarmațianului. Aceste acumulări sînt localizate în capcane combinate, la alcătuirea cărora participă factori de ordin structural, stratigrafic și paleogeografic. Zăcămintele din Eocen au caracter masiv, iar cele din Oligocen și Sarmațian, predominant stratiform. Se consideră că petrolul înmagazinat în Sarmațian a migrat din Paleogenul flișului.

Valorile parametrilor zăcămintelor de la Comănești sînt, în medie, următoarele : porozitatea 10%, saturația în apă interstițială 35%, factorul micșorării de volum 1,08-1,117, greutatea specifică a petrolului 0,859 (Eocen)-0,849 (Oligocen și Sarmațian).



Structura Văsiești este localizată, de asemenea, în bazinul post-tectonic Comănești, dar la E de precedentele zone de acumulare. Situația geologică este într-o oarecare măsură similară celei prezentate imediat mai înainte. Din Neogenul bazinului Comănești, sondele au intrat și au traversat pinza medio-marginală, după care au întâlnit unitatea externă cu succesiunea stratigrafică ce o caracterizează.

Din punct de vedere tectonic, se constată o neconcordanță între elementele structurale ale celor trei unități suprapuse. Astfel, la nivelul unității externe, Oligocenul este implicat în două anticlinale orientate N-S, separate printr-o falie longitudinală. În unitatea medio-marginală, Eocenul schițează o ușoară cută care nu se suprapune nici unuia dintre cele două elemente plicative ale autohtonului. Neogenul, dispus discordant peste un relief accidentat, descrie un larg sinclinal. Dispoziția stratelor este complicată și de prezența a numeroase falii de amplitudini și orientări diferite.

Sondele săpate pînă în prezent au pus în evidență acumulări de petrol în cele două anticlinale ale unității externe, la nivelul orizontului gresiei de Kliwa (și suprakliwa) și a orizontului de tranziție, precum și în Eocenul pinzei medio-marginale, în două complexe grezoase. Capcanele sînt de tip structural, iar zăcămintele stratiforme boltite.

Valorile medii ale principalilor parametri de zăcămint sînt :

	Oligocen	Eocen
Porozitatea efectivă (%)	13-15	10,9
Saturația în apă interstițială (%)	35-40	35
Factorul micșorării de volum	1,278	1,278
Greutatea specifică a petrolului (kgf/dmc)	0,878	0,887

Activitatea de explorare a structurii continuă.

Structura Dărmănești W, situată la N și, probabil, pe același aliniament cu solzul Doftenița, a fost cercetată cu mai multe sonde. Una dintre acestea (sonda 15), după ce a traversat pinza medio-marginală, a intrat în Oligocenul unității externe la 2210 m. La probele de producție, orizontul de tranziție s-a dovedit productiv, cu debite de petrol destul de modeste (2,5 t/zi). Eforturile depuse în continuare nu s-au concretizat cu noi rezultate favorabile pe această structură.

Structura Doftenița este cunoscută în semifereastră Slănic-Oituz. Ea se continuă spre N, pe sub depozitele unității medio-marginale, unde orizontul gresiei de Kliwa a Oligocenului unității externe a avut petrol în două sonde. Structura este, de fapt, o cută-solz, cu vergență estică și foarte frământată din punct de vedere tectonic. Acest fapt face aproape imposibilă stabilirea unor repere de corelare. Parametrii zăcămintului au următoarele valori medii: porozitatea 11%, saturația în apă interstițială 32%, factorul micșorării de volum 1,05%, greutatea specifică a petrolului 0,87 kgf/dmc.

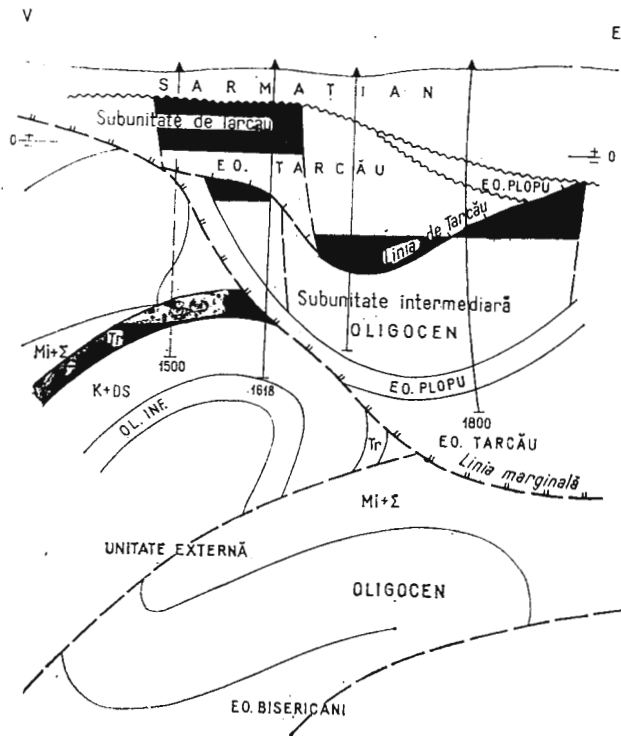
Structura Păcurița se dezvoltă în extremitatea sudică a depresiunii Comănești, al cărui fundament este constituit, aici, din formațiunile paleogene ale pinzei medio-marginale și, parțial, în partea sud-vestică, din Paleogenul unității externe.



Sondele săpate la Păcurița au găsit o situație geologică foarte complicată. Sub Sarmațianul bazinului Comănești s-a întâlnit subunitatea de Tarcău, apoi subunitatea intermediară, ambele constituind componente ale pinzei medio-marginale și, în final, unitatea externă (fig. 19).

Pe ansamblul structural de la Păcurița au fost identificate acumulări de petrol, atât în unitatea externă cât și în cele două subunități ale pinzei

Fig. 19. — Secțiune geologică prin structura Păcurița (după D. Caminschi).
Geological section through the Păcurița structure (according to D. Caminschi).



medio-marginale. În unitatea externă a fost dovedită existența petrolului în orizontul de tranziție, la adâncimea de 1296-1316 m. În subunitatea intermediară s-au obținut hidrocarburi din Eocen și Oligocen. Aici, Oligocenul este reprezentat numai prin partea bazală a gresiei de Kliwa și prin orizonturile inferioare. Ceilalți termeni superiori au fost rabotați (?) de subunitatea de Tarcău. În această din urmă subunitate hidrocarburile sînt localizate în gresiile eocene de tip Tarcău. Cercetarea regiunii, îngreuiată de complicațiile geologice și dificultățile de acces, va continua.

Structura Doftana-Bogata, determinată cu ajutorul forajului de adîncime, a fost dovedită productivă în anul 1954. În afara Sarmațianului depresiunii Comănești, sondele săpate la Bogata au traversat depozitele pinzei medio-marginale și, parțial, pe cele ale unității externe.

În unitatea externă, succesiunea stratigrafică apare normală. Gresia de Lucăcești are o grosime medie de 25 m; menilitele inferioare și marnele

albe, împreună cu intercalațiile de gresii, însumează 50 m ; șisturile disodilice inferioare nu depășesc 55 m grosime ; gresia de Kliwa (200-250 m) prezintă mari variații litofaciale și de grosime ; disodilele superioare (50-60 m) conțin numeroase intercalații de gresie saturate cu petrol ; orizontul de tranziție nu se întâlnește pe toată zona, fiind probabil erodat.

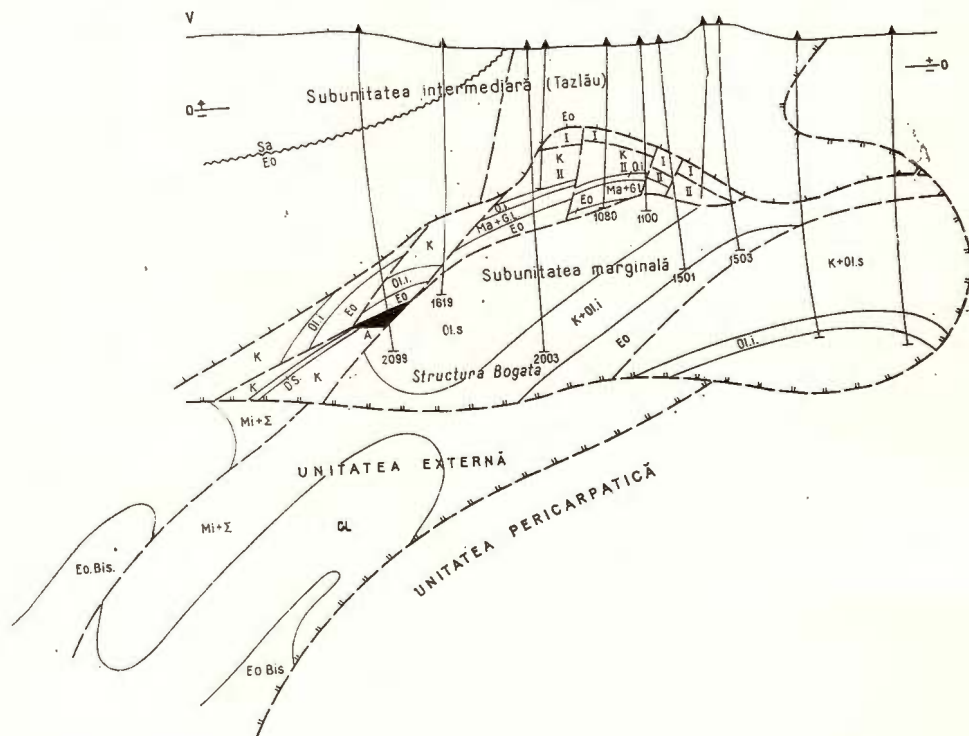


Fig. 20. — Secțiune geologică prin structura Dofteana-Bogata (după D. C a m i n s c h i).
Geological section through the Dofteana-Bogata structure (according to D.
C a m i n s c h i).

Zona Dofteana-Bogata se remarcă prin existența unor cute-solzi cu vergență estică, care se încalcă, succesiv, de la W spre E. Dintre acestea, cea mai importantă este structura Dofteana. Ea are un flanc vestic normal, bine dezvoltat, cu înclinări de 25°-30°. Flancul estic, asociat cu o falie longitudinală, este relativ redus și cu înclinări destul de mari (fig. 20). El încalcă spre E flancul normal al solzului Bogata. Structura în solzi este complicată de prezența a numeroase falii.

Până în prezent au fost puse în evidență zăcăminte de petrol în următoarele obiective : a) Oligocenul unității externe, atât la Dofteana cât și la Bogata, prin gresia de Lucăcești, căreia i se adaugă, uneori, menilitele inferioare și marnele albe, orizontul gresiei de Kliwa, complexul suprakliwa,



și orizontul de tranziție; este de reținut dezvoltarea neuniformă a Oligocenului pe ambele structuri; b) Eocenul și Oligocenul din pînză, care au, de asemenea, o dezvoltare neuniformă și, în același timp, o importanță industrială relativ redusă.

Parametrii medii ai zăcămintului sînt: porozitatea 16%, permeabilitatea 50 mD, saturația în apă interstițială 35%, factorul micșorării de volum 1,05-1,1, greutatea specifică a petrolului 0,87-0,90 kgf/dmc, presiunea de zăcămint cu cea 30% mai mare decît cea hidrostatică, iar gradientul geotermic de 2,6°C/100 m.

Structura Slănic-Ferăstrău este localizată la S de solzii Doftena-Bogata. Oligocenul unității externe de aici are un profil și o dezvoltare obișnuită. Structura reprezintă un anticlinal asimetric, cu flancul vestic normal, iar flancul estic afectat de o falie longitudinală. Alte accidente, transversale, împart cuta anticlinală în mai multe blocuri. Acumulările de hidrocarburi sînt localizate în orizontul gresiei de Kliwa, în complexul suprakliwa și în orizontul de tranziție. Ele constau din petrol cu cap primar de gaze și sînt de tip masiv și stratiform.

Parametrii fizici ai zăcămintului au următoarele valori medii: porozitatea efectivă 12%, permeabilitatea 34,2 mD, greutatea specifică a petrolului 0,816-0,845 kgf/dmc, presiunea de zăcămint inițială 60,6-96,5 atm.

Zona Cerdac se compune din trei cute-solzi, orientate N-S și denumite Cerdac W, Cerdac centru și Cerdac E. Oligocenul unității externe, obiectivul de interes aici, se prezintă în succesiunea normală. Structurile, afectate de falii longitudinale și transversale, sînt împărțite în mai multe blocuri tectonice. Sondele săpate pînă în prezent au pus în evidență acumulări de hidrocarburi în orizontul de tranziție pe toate cele trei anticlinale, în timp ce orizontul gresiei de Kliwa și complexul suprakliwa produc numai pe structurile Cerdac W și Cerdac E. În zonă sînt acumulări de petrol cu cap primar de gaze.

Structura Slănic-Băi se situează în imediata apropiere a marginii semiferestrei Slănic-Oituz, unde în trecut au fost consemnate exploatări rudimentare de petrol. Cuta-solz Slănic-Băi este compartimentată în mai multe blocuri tectonice, dintre care două s-au dovedit productive cu petrol la nivelul orizontului de tranziție. Zăcămintul, foarte modest, este valorificat cu două sonde. Singurul parametru sigur determinat aici îl constituie densitatea petrolului, care este de 0,875 kgf/dmc.

Structura Lepșa este situată la S de semifereastra Slănic-Oituz. Ea îmbracă forma unei cute-solz, orientată N-S și fragmentată în mai multe blocuri tectonice. Dintre cele 11 sonde săpate în regiune, trei au avut debite slabe de hidrocarburi din complexul suprakliwa și din orizontul de tranziție. Din suprakliwa, la sonda nr. 1 (1000-1062 m) s-au obținut 3 mc/zi petrol cu 10% apă. La orizontul de tranziție, sondele nr. 2 (990-1020 m) și nr. 6 (1550-1563 m) au avut 2 mc/zi petrol cu ceva gaze, respectiv debite variabile de apă sărată cu cca 50% petrol. Această comportare slabă se explică prin permeabilitatea extrem de redusă a rezervoarelor, fapt ce caracterizează, în general, Oligocenul unității externe de la curbura Carpaților Orientali. Porozitatea medie a fost estimată la 12%, saturația



în apă interstițială la 38%, factorul micșorării de volum la 1,1, iar greutatea specifică a petrolului este de 0,856 kgf/dmc. Cercetarea structurii va continua.

Așa cum s-a arătat mai înainte, unitatea externă se dezvoltă spre W, pe sub pînza medio-marginală, pe cca 35 km distanță față de fruntea acesteia din urmă. Faptul a fost dovedit cu sondele săpate la Ghelința și Ojdula care, la această depărtare, pe lângă existența unității externe, a pus în evidență două acumulări de hidrocarburi la Ghelința și Ojdula.

Structura Ghelința se află mult la W de semifereastră Putna-Vrancea și pare să reprezinte o cută-solz, orientată pe direcția N-S. Prima sondă cu rezultat favorabil s-a săpat, aici, în anul 1973. Aceasta a intrat din pînza medio-marginală în Oligocenul unității externe la adîncimea de 2046 m, și l-a traversat în întregime, pînă la 3276 m (1230 m grosime). Orizonturile inferioare ale Oligocenului n-au debitat la probele de producție, în schimb din orizontul de tranziție s-au obținut 3 mc/zi petrol, după o serie de tratamente și torpilări, la 2200 m adîncime. Retrasă la intervalul 2106-2138 m, sonda a produs 6 mc/zi petrol. Următoarele două probe de producție efectuate, succesiv, la 2050-2090 m și 1958-1982 m au indicat prezența gazelor (60000 mc/zi) și a condensatului (8 mc/zi), fără CO₂. Explorarea structurii continuă.

Structura Ojdula, aparținînd celui mai vestic aliniament structural verificat în unitatea externă, se află la o distanță de peste 25 km W de marginea pînzei medio-marginale. Acesta este elementul de bază pe seama căruia s-a apreciat că amplasarea încălecării ultimei unități menționate peste parautohtonul ei (unitatea externă) ar putea să fie de ordinul a cca 35 km, dacă nu mai mult.

Primele sonde (nr. 914 și 100) săpate la Ojdula, au traversat pînza medio-marginală, întîlnind Oligocenul unității externe la adîncimi de 2000-2104 m. Sonda nr. 914 a avut, din orizontul de tranziție, gaze, la două intervale: 2400-2430 m, 54000 mc/zi gaze și apă sărată cu 23 g/l; 2200-2230 m, 53000 mc/zi gaz metan cu 41% CO₂. Presiunile au fost de 102 atm. Sonda nr. 100, din intervalul 2230-2503, aparținînd orizontului de tranziție, a debitat 4000 mc/zi gaze mixte, cu 60,8% CO₂. Programul de cercetare prevede săparea unor sonde noi, la W de Ojdula, în vederea stabilirii extinderii unității externe pe sub pînza medio-marginală.

În zona flișului din Muntenia se cunosc mai multe indicații de petrol și gaze, dintre care cele mai consistente au fost semnalate la Cățiașu, Posești, Virfuri-Vișinești și Cosminele.

Structura Cățiașu reprezintă zona periclinală a unui anticlinal paleogen, aparținînd pîntenului de Homorîciu. La zi apar depozite eocene în faciesul gresiei de Tarcău, acoperite, mai la S, de Oligocenul dezvoltat în faciesul de Fusaru și de Pucioasa. Ivirile de petrol la suprafață au determinat săparea a două sonde adînci, din care una (sonda nr. 56) a avut, din gresia de Tarcău, la adîncimea de 1622-1700 m, petrol. Inițial, debitul a fost de 4 t/zi, dar acesta a scăzut repede la 1 t/zi și, cu toate încercările de ameliorarea producției, comportarea sondei n-a putut fi îmbunătățită. Greutatea specifică a petrolului este de 0,86 kgf/dmc.



Structura Posești constituie un monoclin faliat, determinat în depozitele pliocene ale sinclinalului Drajna. Zăcămintul este cantonat în complexul bazal al Meoșianului, alcătuit din trei strate subțiri de nisipuri. Acesta s-a dovedit productiv numai pe flancul sudic al sinclinalului Drajna. Ecranul este reprezentat printr-o falie longitudinală, orientată NE-SW. Lateral, spre E și W, acumularea este delimitată, de asemenea, de falii, de data aceasta cu caracter transversal. Grosimea medie a rezervoarelor este de 10 m, porozitatea de 27%, saturația în apă interstițială de 30%, factorul micșorării de volum 1,04, iar greutatea specifică a petrolului de 0,875-0,898. Explorarea s-a terminat, iar structura se află în exploatare.

Structura Stîrmini-Vișinești aparține unității medio-marginale, la alcătuirea ei luînd parte Oligocenul (care aflorează), Eocenul și Cretacicul. Această structură reprezintă o cută orientată E-W și este afectată de falii longitudinale și transversale. Citeva sonde șăpate pe marele anticlinal Stîrmini-Vișinești au pus în evidență acumulări de petrol și de gaze cu condensat în gresiile de Tarcău ale Eocenului. La probele de producție, odată cu hidrocarburile, s-a obținut, adesea, și apă sărată. Comportarea sondelor nu este suficient de concludentă. Cele mai bune debite au fost semnalate la sonda nr. 8 Virfuri, care din intervalul 1220-1244 a produs 10 t/zi petrol cu 16% impurități. Presiunea de zăcămint foarte mare (203,6 atm.) sugerează existența unor acumulări de dimensiuni reduse, ecranate litologic sau tectonic.

Structura Cosminele se înscrie pe prelungirea vestică a pîntenului de Văleni și se prezintă sub forma unui anticlinal cu flancurile faliat. În axul acestui anticlinal apare Oligocenul în faciesul de Kliwa, flancat de Miocenul inferior. La Cosminele se cunosc acumulări mici de gaze în Eocen și de petrol în Oligocen și în Helvețian. Structura mai necesită cercetări prin foraje.

În aceeași zonă a flîșului paleogen din Muntenia, forajele de cercetare geologică au indicat prezența și a altor acumulări de hidrocarburi, caracterizate prin dimensiuni mici, debite foarte reduse sau prin condiții geologice și tehnice deosebit de complicate. Este cazul structurilor Izvoarele (pîntenul de Homoriciu), cu gaze în Eocen, Vulcana-Pucioasa, de asemenea, cu gaze în Eocen etc.

b) **Subzona miocenă din Moldova**, situată la N de valea Putnei, cuprinde patru structuri cu petrol, dintre care numai două (Cîmpeni și Tescani) fac obiectul unor exploatare. În cea mai mare parte a acestei regiuni aflorează Miocenul inferior, din cadrul căruia se impun a fi reținute două orizonturi ce se dezvoltă la S de valea Neamțului: unul inferior, predominant grezos și nisipos cu intercalații de marne roșii, denumit „orizontul roșu” al Saliferului sau „strate de Tescani”, depuse în continuitate peste conglomeratele burdigaliene, altul superior, predominant marnos, de culoare cenușie, cunoscut sub numele de „orizontul cenușiu al Saliferului” sau „stratele de Cîmpeni”. În alcătuirea subzonei miocene mai intră Tortonianul și, la S de Petricica, Sarmațianul.



În ansamblu, sectorul cuprins între valea Moldovei și valea Rîmnicului Sărat se caracterizează printr-o structură de solzi, cu vergență estică,

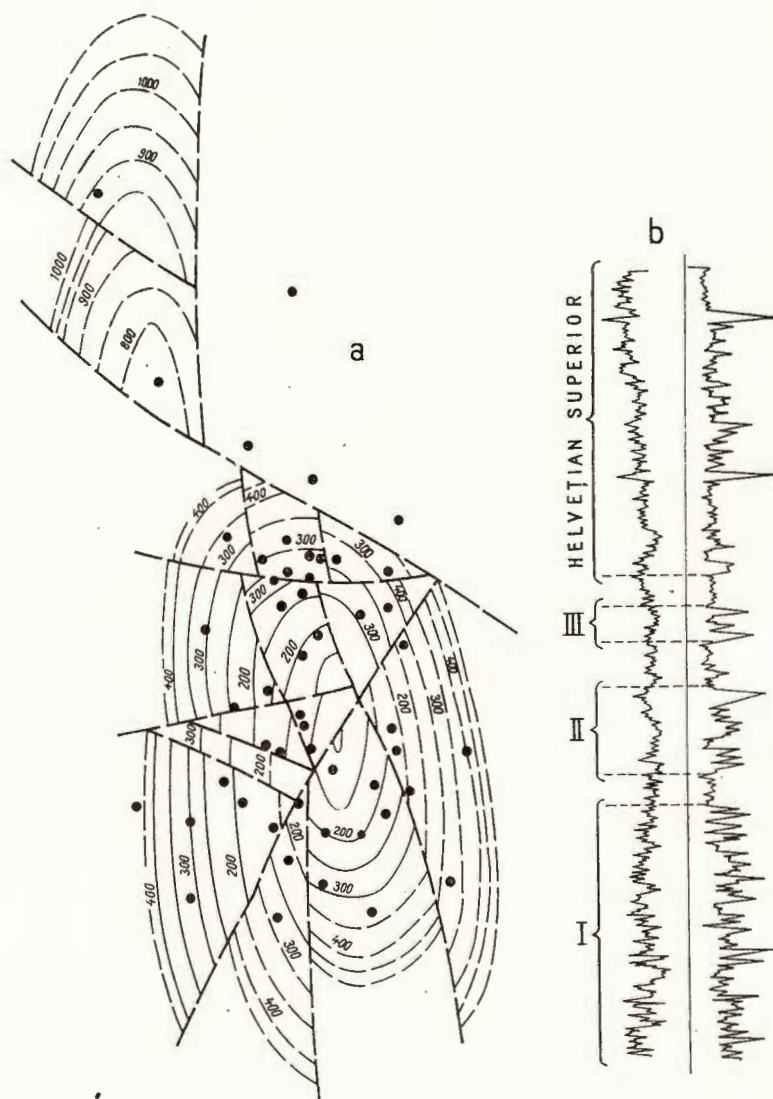


Fig. 21. — Structura Cîmpeni : a, schemă structurală la un reper din Helvețian ; b, profilul tip al Helvețian-Burdigalianului (după D. C a m i n s c h i).

Cîmpeni structure : a, structural scheme at a guide mark in the Helvetian ; b, representative Helvetian-Burdigalian profile (according to D. C a m i n s c h i).

delimitat la exterior, dar numai la N de Trotuș, de o linie anticlinală majoră, Pleșu-Petricica.

Zăcămintele de petrol sînt localizate în stratele de Tescani (parțial de vîrstă burdigaliană) și mai puțin în stratele de Cîmpeni, în Tortonian și Sarmatian, la adîncimi de 200-900 m. Pe structura Tescani au fost identificate acumulări industriale de hidrocarburi și în Oligocenul zonei miocene, dezvoltat într-un facies similar celui cunoscut în unitatea externă (faciesul gresiei de Kliwa).

Cîmpul petrolifer Cîmpeni se situează în mijlocul zonei miocene și în alcătuirea lui intră două cute anticlinale: Cîmpeni și Cîmpeni W. Exploatarea structurii principale (Cîmpeni) a început în anul 1903. Structura Cîmpeni W a fost descoperită în ultimii 10 ani. Elementul structural principal are forma unui anticlinal normal, afectat de falii, în parte etanșe (fig. 21). Petrolul se găsește în Miocenul inferior, divizat în mai multe complexe și pachete grezoase și mano-grezoase, a căror individualitate nu se poate urmări pe distanțe mari. Adîncimea acestor strate productive variază între 200 și 900 m. Debitele foarte mici (1-4 t/zi) cu care produc sondele se explică prin permeabilitatea redusă a stratelor. Acumulările de la Cîmpeni sînt cantonate în capcane combinate, create de factorii structurali și stratigrafici (litologici). Parametrii zăcămintului au următoarele valori medii: porozitatea 14%, saturația în apă interstițială 40%, presiunea inițială de zăcămint 50 atm., greutatea specifică a petrolului 0,815-0,837 kgf/dmc.

Structura Tescani se localizează la SE de Cîmpeni și constituie un șantier productiv de valoare analogă. Aici există două obiective de interes pentru hidrocarburi: unul corespunde Miocenului inferior (stratele de Tescani) cu condiții geologice și cu comportare apropiate zăcămintelor de la Cîmpeni; celălalt aparține Oligocenului, mai precis orizontului de Kliwa.

Sondele săpate la Tescani au deschis o secțiune groasă de aproape 3400 m, alcătuită din Oligocen și Miocen. Oligocenul n-a putut fi traversat în întregime, ci numai pînă la nivelul marnelor albe, deasupra cărora urmează disodilele și menilitele inferioare, orizontul gresiei de Kliwa (cca 400 m) și orizontul menilitelor și al disodilelor superioare. Se remarcă frecvența conglomeratelor verzi chiar și în masa disodilelor.

La nivelul Oligocenului, structura îmbracă forma unei cute anticlinale, cu flancul estic faliat și compartimentată în blocuri tectonice, adesea puternic deversate.

Dacă acumulările din Miocenul inferior fac obiectul unor exploatări încă din anul 1908, zăcămintul oligocen este abia în curs de explorare. După unii geologi (Albu, 1974 B), Oligocenul conține petrol cu cap primar de gaze. Nu este exclus, însă, ca în final să se ajungă la concluzia existenței unui zăcămint de gaze cu condensat.

Structura Cașin reprezintă un anticlinal orientat N-S, al cărui ax este încadrat de două falii longitudinale. Această structură aparține unității pericarpatică și se situează în imediata apropiere a faliei Cașin-Bisoca. Petrolul este localizat în gresiile tortoniene, iar exploatarea lui a început din timpuri foarte vechi, cu ajutorul puțurilor. În ultimii ani s-au



mai săpat aici cinci sonde. Două dintre ele, aparținând unor blocuri diferite, au avut debite foarte mici de petrol, din Tortonian. Complicațiile tectonice, variația litofacială, caracterul discontinuu al acumularilor și comportarea nesatisfăcătoare a sondelor situează această acumulare, cel puțin pentru moment, în rindul zăcămintelor neexploatabile.

Structura Cîmpuri-Vizantea aparține, de asemenea, unității pericarpatică. Aici, depozitele tortoniene și sarmațiene se prezintă sub forma unei cuvete care în flancul vestic ia, de regulă, contact tectonic cu Miocenul inferior, iar în flancul estic se sprijină pe falia Cașin-Bisoca. În detaliu, această cuvetă este ușor recutată sub forma unor anticlinale și sinclinale strimte, cu axul faliat. Au fost semnalate și numeroase falii transversale. Pe unul dintre anticlinalele evidențiate cu ajutorul cartării s-a pus în evidență existența petrolului în baza Sarmațianului. Debite de 5-6 t/zi petrol s-au obținut, prin pistonaj, dintr-o singură sondă (nr. 8). Celelalte 12 sonde care s-au mai săpat pe această structură n-au avut hidrocarburi, decît sub formă de urme. Petrolul obținut la Cîmpuri este ușor, respectiv 0,809 kgf/dmc.

În afara structurilor productive prezentate mai înainte, în zona flișului și în subzona miocenă din Moldova se mai cunosc numeroase indicații de petrol și gaze în diferite alte puncte legate, în special, de aflorimentele formațiunilor de interes pentru hidrocarburi. Acolo unde aceste indicații au fost mai abundente, ele au făcut obiectul unor exploatări rudimentare, încă din secolele trecute. Dat fiind gradul actual de cunoaștere și concepțiile geologice moderne asupra perspectivelor de petrol și gaze pe care le are depresiunea precarpatică, indicațiile de la suprafață și vechile exploatări și-au pierdut caracterul lor determinant și deci nu mai apare oportun să fie prezentate într-o astfel de lucrare.

c) **Subzona miopliocenă din Muntenia** este cuprinsă între valea Rîmnicului Sărat și valea Dimboviței. Caracteristica acestei regiuni o constituie caracterul diapir al majorității structurilor care se dispun pe cel puțin cinci aliniamente principale, paralele, în general, lanțului carpatic. Așa cum s-a mai arătat, diapirismul se manifestă diferit, în funcție de apropierea sau depărtarea de zona flișului paleogen și de fundamentul pe care s-au format cutele respective.

Subzona miopliocenă constituie una dintre cele mai prolifiche regiuni de acumulare din România, în care s-au descoperit numeroase zăcăminte de hidrocarburi, localizate în Oligocen, Burdigalian-Helvețian, Sarmațian, Meoțian, Pontian, Dacian și Levantin.

Trecînd peste cîteva zăcăminte cantonate în Oligocen, se constată că hidrocarburile din Burdigalian-Helvețian se găsesc în capcane paleogeomorfe, pe flancurile unor anticlinale majore (Teiș, Moreni, Runcu-Buștenari), sub planul de discordanță al transgresiunii meoțiene. Ca urmare, s-a emis ideea că petrolul găsit în aceste formațiuni provine din Meoțian.

Acumulările din Sarmațian sînt localizate în Bessarabianul mediu (Boldești, Țintea) sau în Volhinian-Buglovian (Aricești-Mărgineni), de asemenea, în capcane paleogeomorfe, structurale, stratigrafice sau com-



binat. În general, ele sînt considerate că reprezintă zăcăminte primare (Hristescu, Olteanu, 1973).

Meoțianul conține zăcămintele cele mai importante de hidrocarburi din subzona miopliocenă și, potrivit studiilor din ultimii ani (Anton, 1973), ele se găsesc în formațiunea care le-a generat. Pe marginea nordică, mai ridicată, a regiunii se întîlnesc, practic, numai acumulări de petrol, iar pe măsură ce se merge spre S crește ponderea gazelor, ceea ce reprezintă o confirmare a teoriei lui Gussow (1954).

Ponțianul, în general pelitic, conține, totuși, acumulări de petrol și mai ales de gaze (Bărbuncești), în partea de E a subzonei miopliocene, acolo unde el prezintă intercalații de nisipuri. Se consideră (Hristescu, Olteanu, 1973) că pelitele Ponțianului reprezintă roca sursă atît pentru zăcămintele proprii cît și pentru o parte din cele din Meoțian și Dacian.

Dacianul, cea de-a doua formațiune productivă importantă (după Meoțian) a zonei miopliocene, conține atît zăcăminte de petrol cît și zăcăminte de gaze libere, generate de pelitele aceleiași formațiuni și, probabil, de cele ale Ponțianului.

Levantinul s-a dovedit productiv, cu petrol, la Moreni și, cu gaze, la Boldești.

Multe dintre acumulările din Burdigalian-Helvetian formează zăcămintele comune cu cele din Meoțian, iar majoritatea zonelor productive ale formațiunilor de interes se suprapun, în cadrul aceluiași elemente structurale. Din aceste motive se consideră indicat ca prezentarea zăcămintelor din subzona miopliocenă să se facă pe structuri și nu pe formațiuni productive. Această prezentare va începe cu structurile celui mai nordic eșalon, care se dezvoltă în apropierea contactului cu flișul paleogen. Majoritatea acestor structuri sînt diapire revărsate, caracterizate printr-un flanc nordic slab și prin unul sudic mai coborît, abrupt, afectat de falii și încălecat. Acest eșalon structural începe de la Surani-Cărbunecști, continuă pe la Vilcănești, Cîmpina, Ocița, pînă la Șoținga (fig. 22).

Structura Surani-Cărbunecști se află pe bordura nord-vestică a cuvetei Calvini, la contactul cu pîntenul de Văleni. Zăcămintele de petrol din această zonă au fost descoperite în anul 1960, cu ajutorul forajului structural de mică adîncime.

Sondele săpate la Surani-Cărbunecști au deschis o succesiune de strate, de la Oligocen pînă la Pliocen. Oligocenul, traversat numai parțial, se compune din : gresia de Kliwa inferioară (385 m), constituită dintr-o alternanță de nisipuri și argile ; stratele de Podu Morii (510 m), formate dintr-o serie pelitică inferioară, dintr-un complex de gresii de Kliwa, urmat de o serie de argile și marne ; Kliwa superioară, cu o grosime medie de 390 m, constituită din bancuri masive de gresie de Kliwa, cu rare intercalații de argile și dintr-o alternanță de argile și nisipuri subțiri ; suprakliwa (220 m), divizată în 12 complexe și care constă dintr-o alternanță de nisipuri și argile.

Helvetianul este prezent pe flancul nordic și în zona axială a structurii Cărbunecști-Bisceni. El este predominant marnos și cu intercalații de gresie, totul cumulînd o grosime de 748 m, maximum.



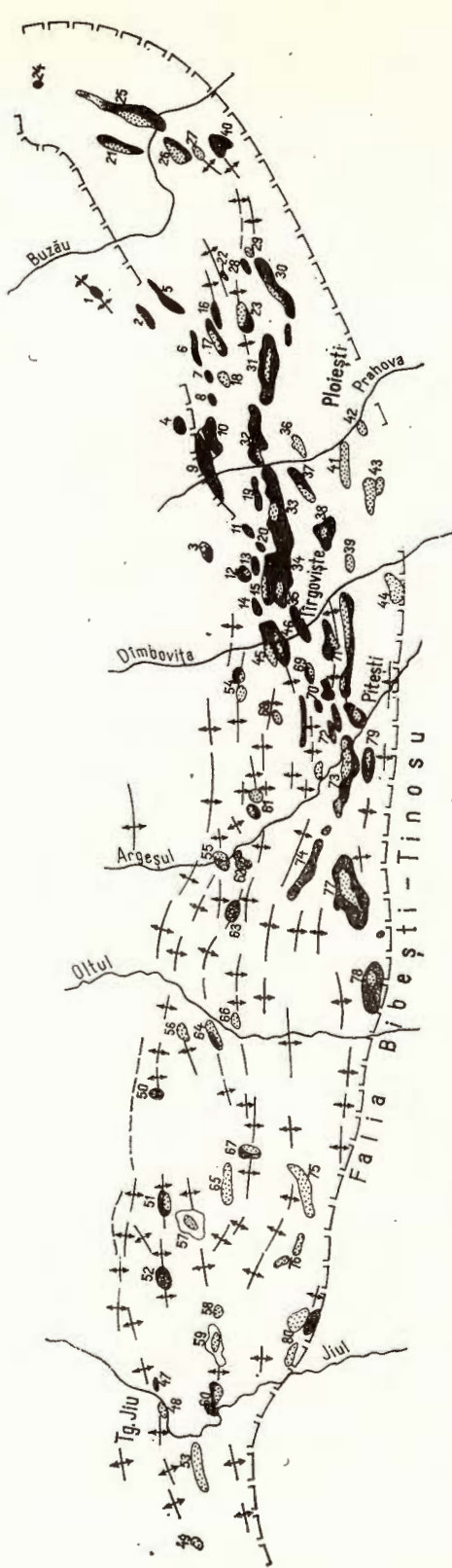


Fig. 22. — Distribuția zăcămintelor de petrol și gaze din zona flișului paleogen a Munteniei, din subzona mioclenă și din depresiunea getică. Distribution of the oil and gas deposits in the Paleogene flysch zone of Muntentia, in the Miocene subzone and the Getic depression.

a, Flișul paleogen din Muntenia (Paleogene flysch of Muntentia): 1, Cătășu; 2, Posești; 3, Vrful-Vișinești; 4, Cosminele; b, Zona miopliocenă (Miopliocene zone): 5, Surani-Cărbunești; 6, Copăceni-Opăriți; 7, Scăioși; 8, Vlăcănești; 9, Buștenari-Runcu; 10, Cimpina-Gura Drăgănești; 11, Colibași; 12, Glodeni; 13, Valea Reșca; 14, Șofinga; 15, Aninoasa; 16, Matiaș-Podenii Noi; 17, Păcureți; 18, Măgurele; 19, Siliștea; 20, Ochuri; 21, Plopeasa; 22, Apostolache; 23, Podenii Vechi; 24, Bisoca; 25, Arbănași-Berca; 26, Bărbuncești; 27, Grăjdana; 28, Tătaru; 29, Malu Roșu; 30, Ceptura-Urilați; 31, Boldești; 32, Băicol-Tintea; 33, Moreni-Gura Ocnitei; 34, Gura Ocnitei W-Răzvad; 35, Teiș-Viforita; 36, Aricești; 37, Mărgineni; 38, Bucșani; 39, Brătești; 40, Sărata-Monteoru; 41, Mănești-Vlădeni; 42, Frasin-Brazi; 43, Finta-Gheboia; 44, Gura Șuții; 45, Drăgăești; 46, Dragomirești; c, Depresiunea getică (Getic depression): 47, Tg. Jiu; 48, Tămăești; 49, Bala; 50, Folești; 51, Alunu; 52, Colibași; 53, Strîmba-Rogojeu; 54, Bofești; 55, Vilcele; 56, Căzănești; 57, Bustuchini; 58, Socu; 59, Ticleni; 60, Bifteni; 61, Colibași; 62, Merișani; 63, Săpunari; 64, Băbeni; 65, Grădiște; 66, Galicea; 67, Românești; 68, Dobrești; 69, Ludești; 70, Bogați-Priboieni; 71, Șuța Seacă-Leordeni; 72, Glimbocele; 73, Călmăști-Oarja; 74, Slătioarele; 75, Zătreni; 76, Hurezani-Piscu-Stejarului; 77, Vața; 78, Otești; 79, Siliștea-Cireșu; 80, Bibești-Sărdănești.

Meoțianul (125-300 m) se compune din nisipuri neconsolidate și intercalații de marne.

Din punct de vedere tectonic, zona Surani este constituită dintr-o cută la nivelul Oligocenului (Bisceni-Cărbunești-Aricești), din sinclinalul pliocen de la Surani și dintr-o cută diapiră mioplocenă, de asemenea, la Surani.

La Surani-Cărbunești s-au găsit acumulări de petrol în Oligocen, Helvețian și Meoțian. Acest cîmp petrolifer se remarcă printr-o mare compartimentare a suprafețelor saturate cu petrol și printr-o variație a extinderii suprafețelor productive. La nivelul Meoțianului, capcanele sînt de tip structural și stratigrafic, în Helvețian sînt capcane structurale, iar în Oligocen, din nou capcane structurale și stratigrafice.

Parametrii zăcămintului au următoarele valori medii: porozitate 27%-29%, permeabilitate 100-300 mD, saturație în apă interstițială 22%-30%, factorul micșorării de volum 1,05-1,08, greutatea specifică a petrolului 0,830-0,900 kgf/dmc. Presiunea de zăcămint este inferioară celei hidrostactice, iar treapta geotermică, de 32 m/°C, se apropie de media pe țară.

Structura Copăceni-Opăriți-Predeal-Sărari a fost introdusă în exploatare încă din anul 1905 (Copăceni) și cîmpul substanțial extins, după anul 1962. Și această structură se situează la contactul cu flișul paleogen (pintenul de Văleni). Principalul element structural de aici îl constituie cuta-falie Copăceni, orientată NE-SW, în care Meoțianul flancului sudic este prins sub încălecare Oligocenului din flancul nordic, de fapt Oligocenul pintenului de Văleni; mai la E, se conturează anticlinalul faliat de la Opăriți, unde Oligocenul este acoperit, transgresiv, de Helvețian; în extremitatea estică se remarcă o cută-falie la Predeal-Sărari.

Acumulările de hidrocarburi au fost descoperite după cum urmează: la Copăceni, în Oligocenul flancului nordic și în Oligocenul și Meoțianul flancului sudic încălecat; la Opăriți, în orizonturile Kliwa inferioară, Podul Morii și în Kliwa superioară; la Predeal-Sărari în Kliwa superioară și în Podul Morii. Rezervoarele sînt saturate cu petrol, iar la Opăriți se constată și cap primar de gaze, în Oligocen. Parametrii fizici variază după cum urmează: porozitatea 19,6%-35%, permeabilitatea 7,7-181 mD, saturația în apă interstițială 33,6%, factorul micșorării de volum 1,142, iar greutatea specifică a petrolului 0,825-0,843 kgf/dmc. Capcanele sînt de tip structural. Zăcămintele produc în regim de gaze dizolvate, iar în sectoarele vechi, în regim gravitațional.

Structura Scăioși îmbracă forma unei cute-falii, situată la S de linia majoră de încălecare Copăceni-Predeal-Sărari. Acumulările de petrol sînt localizate în Meoțianul flancului sudic, ecranat de falia longitudinală Scăioși. Zona productivă a fost exploatată cu patru sonde, al căror debit inițial de 15-28 t/zi a scăzut, în timp de trei-patru luni, la numai 3-6 t/zi. În prezent activitatea de exploatare este suspendată în această zonă, din cauza productivității foarte slabe a sondelor.

Zona structurală Vîlcănești pare să reprezinte continuarea spre E a disocăției majore Runcu S, de-a lungul căreia, Miocenul cu sare încăleacă peste Pliocenul din sinclinalul sudic. Aici s-a obținut producție de petrol din Dacian, la două sonde și, din Pontian, la o singură sondă.



Stratele productive din Dacian s-au inundat cu apă în proporție de 30-60%, într-o perioadă de numai 2-3 luni de zile. În prezent exploatarea structurii este sistată, datorită creșterii procentajului de impurități.

Cîmpul petrolifer Buștenari-Runcu se situează, de asemenea, în zona de încălecare a Oligocenului pintenului de Văleni peste depozitele miocene. Pliocenul, transgresiv, acoperă în cea mai mare parte și maschează această încălecare. În zona respectivă există, de fapt, două structuri: Buștenari — la N și Runcu — la S, ambele reprezentînd anticlinale asimetrice, afectate de falii. În dreptul anticlinalului Runcu s-au constatat străpungeri ale sîmburelui de sare burdigaliană, astfel încît cîta respectivă poate fi încadrată în rîndul structurilor diapire.

În acest cîmp petrolifer, situat la E de orașul Cîmpina, produc petrol: orizontul superior al gresiei de Kliwa (gresie de Buștenari) numai pe flancurile nordice ale structurilor Buștenari și Runcu, gresiile și nisipurile din jumătatea inferioară a Helvețianului pe flancul sudic de la Buștenari și pe flancul nordic de la Runcu și orizonturile meoțiene M I, M int. și M II de pe ambele structuri, dar în special pe anticlinalul Runcu.

Exploatarea regiunii este consemnată încă din anul 1857 și se pare că a început cu formațiunile oligocene, urmată de cele meoțiene (1882) și helvețiene (1921). Principalii parametri ai zăcămintelor de petrol ar putea fi sintetizați astfel:

Grosime (m)	Meoțian	Helvețian	Oligocen
	5-29	7,6-22	4-37
Porozitate (mD)	25,8	23	25
Saturație apă (%)	27	30	27
Factor de volum	1,40-1,262	1,110-1,120	1,056-1,10
Greutatea specifică a petrolului (kgf/dmc)	0,830-0,833	0,820	0,865-0,870

În ultimii 15 ani s-au făcut experiențe de injecție cu apă la Meoțian. Rezultatele obținute sînt promițătoare, dar extinderea procedurii respectiv a fost limitată din cauza stării tehnice necorespunzătoare (coloane necimentate) a sondelor vechi.

Capcanele sînt de tip structural, paleogeomorfic și combinat. Zăcămintele pot fi încadrate la tipurile stratiform și masiv. Ele produc în regim de gaze dizolvate și gravitațional.

Structura Cîmpina-Drăgăneasa se localizează, aproximativ, în continuarea vestică a anticlinalului Buștenari, în zona faliei Vrăjitoarea. Cercetarea regiunii a început cu mai bine de 100 ani în urmă, primele acumulări fiind descoperite în anul 1860, iar exploatarea industriei datînd din 1896.

Structura reprezintă un anticlinal faliat, cu o succesiune stratigrafică diferită pe cele două flancuri, mai completă pe flancul sudic (fig. 23).

La Cîmpina-Drăgăneasa se cunosc acumulări de petrol în Meoțian, Helvețian și Oligocen. Parametrii, regimul zăcămintelor, ca și tipurile de capcane sînt, practic, similare celor de la Runcu-Buștenari.

La N de Gura Drăgănesii se dezvoltă, la nivelul formațiunilor pliocene, un monoclin faliat. În depozitele meoțiene ale acestui monoclin, la



Virful Drăgănesii, se cunoaște o mică acumulare de petrol, cercetată și exploatată încă din secolul trecut.

Structura Colibași-Ocnița se află în continuarea spre W a liniei de încălecare a depozitelor miocene peste cele pliocene, așa cum este ea cunoscută la Cimpina-Drăgăneasa. Acumulările de petrol sînt prezente în depozitele meoțiene, care acoperă, transgresiv, Helvețianul. Exploatarea structurii a început în anul 1835, cu Meoțianul de mică adîncime din flancul nordic (M I și M II). În anul 1951 a intrat în exploatare și Meo-

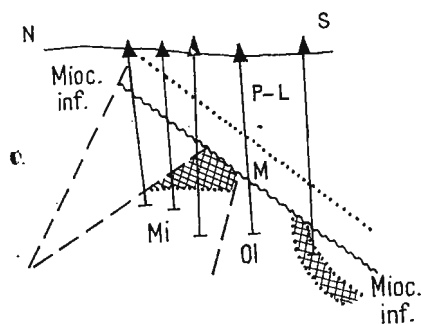


Fig. 23. — Structura diapirică de la Cimpina (după N. Grigoraș).

Diapir structure of Cimpina (according to N. Grigoraș).

țianul flancului sudic scufundat (M int. și M II). În imediata apropiere a liniei de încălecare s-au obținut cantități reduse de petrol și din Helvețian. Parametrii medii ai zăcămintelor au următoarele valori: porozitate 23%, saturație în apă interstițială 40%, factorul micșorării de volum 1,05-1,22; greutatea specifică a petrolului 0,830-0,840 kgf/dmc.

În sectorul Ocnița, anticlinalul pare a fi afectat de o falie transversală care decroșează axul acesteia spre N, în continuarea celui cunoscut mai la W, la valea Reșca (Grigoraș, 1961).

Structura Glodeni ocupă o poziție mai nordică decât aliniamentul Cimpina-Colibași și reprezintă o cută faliată, cu flancul sudic încălecat de cel nordic. Zona de apex, mult ridicată, a fost erodată pînă la nivelul Burdigalianului. De interes petrolier apare Meoțianul din flancul sudic, protejat de marnele pontiene. Exploatarea structurii a început prin puțuri, în anul 1903. A urmat apoi săparea de sonde, al căror debit inițial a fost de cca 30 t/zi. Energia de zăcămint se datorește expansiunii gazelor din soluție și, local (blocurile C și D), probabil, destinderii capului de gaze.

Structura valea Reșca-Doicești-Șotînga reprezintă continuarea vestică a liniei Cimpina-Colibași, afectată de numeroase falii transversale care conturează trei ridicări (blocuri), decroșate continuu spre S, pe măsura apropierii de riul Dînbovița. Zăcămintele de hidrocarburi sînt cantonate în Meoțian, la adîncimi de 500-1000 m. Grosimea straturilor productiv este de 1,5-7 m, porozitatea de 15-30%, saturația în apă interstițială de 30-40%, iar greutatea specifică a petrolului de 0,860 kgf/dmc. Capcanele sînt de tip structural.



Structura Aninoasa îmbracă forma unui sinclinal, cuprins între anticlinalul valea Reșca-Doicești-Șotînga, la N și zona ridicată Teiș-Râzvad-Gura Ocnitei, la S (fig. 24). În cadrul acestui sinclinal, în care Meoțianul se dispune, transgresiv, direct peste Oligocenul de Pucioasa, Pliocenul schițează o ușoară boltire. Acumulări de petrol cu cap primar de gaze au fost evidențiate în orizonturile M I, M int. și M III. În sectorul nordic al structurii a fost semnalată existența unui volum redus de hidro-

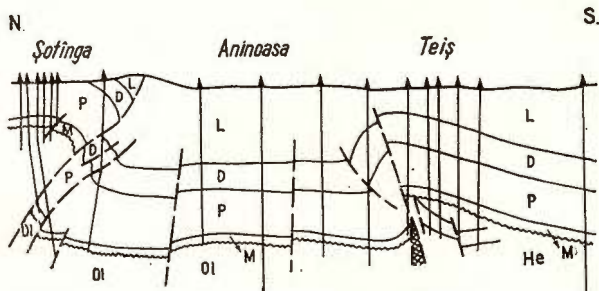


Fig. 24. — Secțiune geologică prin structura Aninoasa (după N. Grigoraș).

Geological section through the Aninoasa structure (according to N. Grigoraș).

carburi și într-un complex nisipos paleogen, la contactul cu Meoțianul, sub planul de discordanță. Dintre orizonturile productive, M III prezintă cele mai importante variații litologice. Adâncimea stratelor cu petrol este de 1600-1800 m, iar principalii parametri ai zăcămintelor au următoarele valori: grosimea efectivă a nisipurilor saturate cu hidrocarburi 1,5-6,5 m, porozitate 30%, permeabilitate 115,4-1853 mD, saturația în apă interstițială 20%-30%, presiunea inițială de zăcămint 168,5-191,5 atm., presiunea de saturație 119-128 atm., temperatura de fund 51°-63°.

Ca tip de capcană, zăcămintul Aninoasa amintește de sinclinalele productive de la Drăgăești și Matița sau de zăcămintul Griffithsville din Virginia (SUA) de W (L a n d e s, 1959). Explicarea acestui tip de acumulare necesită un studiu special.

La S de aliniamentul structural productiv, care se dezvoltă la contactul cu zona flișului paleogen între Surani-Cărbunești și Șotînga, se conturează o altă linie structurală, din care fac parte anticlinale sau blocurile Apostolache, Matița-Podenii Noi, Păcureți, Măgurele și, în mod convențional, Siliștea. Spre deosebire de aliniamentele de la N și de la S, această linie structurală se caracterizează prin acumulări de hidrocarburi cu dimensiuni și de valoare redusă.

Structura Apostolache reprezintă o cută-falie, cu sîmbure de sare în profunzime. Obiectivul de interes îl constituie Meoțianul din flancul sudic, prins sub încălecarea Miocenului flancului nordic. Acesta a fost exploatat prin puțuri încă din anul 1910. După primul război mondial activitatea de cercetare a fost reluată cu sonde amplasate de-a lungul liniei de falie. Rezervele de petrol foarte reduse, identificate în patru blocuri tectonice, la adîncimi de 180-450 m, au făcut obiectul exploatării pînă în anul 1963, cînd șantierul a fost închis.



Structura Matia-Podenii Noi reprezintă, în ansamblu, un sinclinal tectonizat, ce se ridică și se îngustează de la W către E. Acest sinclinal este mărginit la N de falia Scăioși, iar la S de accidentul Coadă Malului-Valea Dulce (fig. 25). Formațiunea productivă principală este Ponțianul, iar în subsidiar, Meoțianul. Dat fiind tectonica foarte complicată a regiunii și variațiile litologice accentuate, acumulările de petrol, ceva mai substanțiale pe flancul nordic de la Matia al sinclinalului respectiv, au un

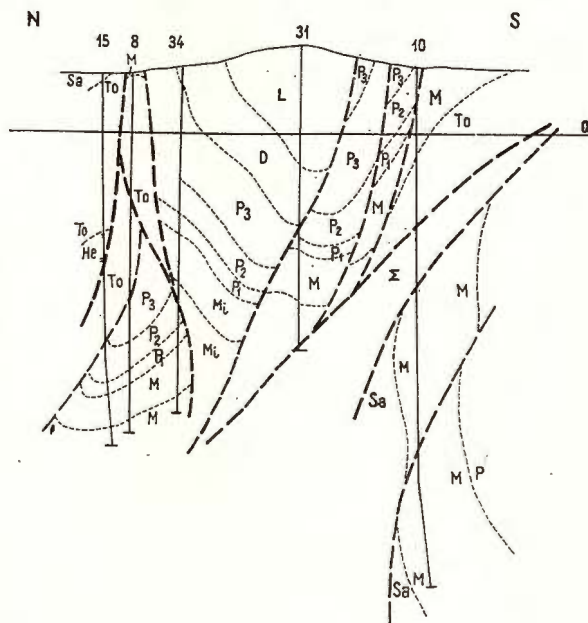


Fig. 25. — Secțiune geologică prin structura Matia-Podenii Noi (după D. Culcer).

Geological section through the Matia-Podenii Noi structure (according to D. Culcer).

caracter discontinuu. Debitul obținut variază între 1 și 15 t/tzi de fiecare sondă, cu tendința de scădere rapidă. Capcanele sînt de tip combinat, la care factorii structurali, stratigrafici și paleogeografici (dopuri de asfalt) au contribuit în proporții diferite. În regiune, atît la Matia cît și la Podenii Noi, se cunosc nisipuri asfaltoase la zi, în unele sectoare în care aflorează Meoțianul și Dacianul.

Structura Păcureți-Măgurele se situează în prelungirea vestică a liniei de încălecare care începe de la Tega, continuă pe la Apostolache, apoi la Podenii Noi, N Păcureți și Măgurele. Culminația axială se întîlnește la Păcureți, unde în apexul anticlinalului aflorează Sarmatianul. La W de Păcureți, înspre Măgurele, axul anticlinalului se afundă continuu, după o serie de falii transversale, astfel că această cută este acoperită aproape complet de solzul alcătuit din Tortonianul cu sare și din Sarmatian.

Acumulările de hidrocarburi se găsesc în Meoțian, Ponțian și Dacian, la adîncimi de 100-2300 m. În ultimul timp s-a descoperit un nou sector productiv la Măgurele, unde nisipurile petrolifere ponțiene și meoțiene pot depăși adîncimea de 2500 m.



Din punct de vedere geologic (structural) și al condițiilor de acumulare, pe această structură se individualizează două sectoare : unul la Păcureți, cu ambele flancuri faliat și cu impregnații de petrol în Meoțian, Ponțian și Dacian, atît la N, dar mai ales la S de axul cutei ; celălalt la Măgurele, cu hidrocarburi în Meoțianul, Ponțianul și, ocazional, Dacianul de sub încălecare depozitelor miocene. În Meoțian, în ambele sectoare, s-a evidențiat și existența capului primar de gaze.

Sub aspectul comportării și al condițiilor de exploatare, sînt de remarcat dificultățile cauzate de viiturile de nisip, de viscozitatea mare a petrolului (punct de congelare 42°C) la Măgurele și de declinul exagerat al sondelor de la Păcureți. În ceea ce privește noul sector productiv de la Măgurele, acesta se caracterizează prin debite zilnice mîi constante, care, inițial, sînt de cca 30 t/sondă.

Principali parametri ai zăcămintelor sînt :

	Dacian	Ponțian	Meoțian
Grosime strat productiv (m)	7-9	7-17	3-6,4
Porozitate (%)	27	20	27
Saturația în apă interstițială (%)	30	40	30-35
Factor micșorare volum	1,20	1,10	1,14-1,17
Greutatea specifică a petrolului (kgf/dmc)	0,860	0,830	0,820-0,860

Structura Siliștea este un anticlinal criptodiapir, orientat E-W și afectat de patru falii transversale. Zăcămintul de petrol, localizat în complexul M I (Meoțian), este exploatat din anul 1907. Grosimea medie a stratului productiv nu depășește 6,5 m, porozitatea este de cca 28 %, saturația în apă interstițială de 35 %, iar greutatea specifică de 0,840 kgf/dmc. Capcana este de tip structural, iar zăcămintul stratiform.

Anticlinalul Ochiuri, cu simburile de sare la zi, prezintă o prelungire estică, prin care pare să se realizeze legătura cu aliniamentul major, dar mai extern, Moreni-Gura Ocniței. Către W, masivul de sare de la Ochiuri se continuă, probabil, cu o altă structură, Gorgota, a cărei direcție și poziție se apropie de cea a sinclinalului productiv, Aninoasa.

La Ochiuri, Meoțianul se dispune, transgresiv, peste Helvețian, peste sare — probabil de vîrstă miocen-inferioară sau, direct, peste Oligocen.

Formațiunile productive sînt reprezentate prin Helvețian, Meoțian, Dacian și Levantin. Urme de petrol s-au semnalat și în Oligocen, deșu în faciesul de Pucioasa. Helvețianul a avut producție modestă de petrol la SW și SE de masivul de sare. Capcana este de tip paleogeomorfic (capete de strate sub discordanță), iar energia de zăcămint se datorește gazelor din soluție și împingerii apei de sinclinal. Meoțianul, în grosime de cca 130 m, conține trei orizonturi de nisipuri : M I, M int. și M III, productive la E și la S de masivul de sare. M II, întîlnit pe alte structuri, aici îmbracă un facies marnos. Din Dacian, a cărui grosime este de cca 200 m, produc complexe (de jos în sus) Drader, Moreni și grupul II, atît pe flancul nordic cît și pe cel sudic. Levantinul conține petrol numai în orizontul bazal (grupul I), pe flancul nordic al anticlinalului.



Cel de-al treilea aliniament tectonic ar putea fi constituit din structurile Plopeasa-Podenii Vechi.

Cîmpul productiv Plopeasa corespunde unui monoclin al depozitelor pliocene, secționat de către o falie NE-SW, presupusă (Grișora ș, 1961) că ar reprezenta capătul sudic al faliei pericarpatică. Hidrocarburile sînt localizate în mai multe orizonturi grezo-nisipoase, aparținînd Meoțianului și Ponțianului. În compartimentul estic al structurii se cunosc acumulări de petrol și gaze asociate numai în Meoțian, în timp ce compartimentul vestic conține rezerve mici de gaze libere în Meoțian și Ponțian.

Structura Podenii Vechi se prezintă sub forma unui anticlinal orientat E-W, în lungime de cca 6 km și cu o lățime de 2 km. Înclinarea stratelor este de 5° - 15° . Sondele săpate aici, pînă la adîncimea de 5917 m, au deschis o succesiune aproape continuă de strate, începînd cu Levantinul și terminînd cu Helvețianul, care n-a fost traversat în întregime, deși s-a săpat în depozitele respective 2800 m.

Dintre formațiunile deschise de sonde, s-au dovedit productive numai acele de vîrstă meoțiană și ponțiană. Astfel, acumulări de petrol s-au întîlnit în complexe M II — stratele *a*, *b* și *c* și M I — stratele *c* și *d*; cap primar de gaze a fost determinat la nivelul orizonturilor *d* și *e* din M I și „Meoțian gaz”; gaze libere se găsesc în M I, orizonturile *a* și *b*, „Meoțian gaz” I, II, III și în Ponțian, orizonturile *a* și *b*. Rezervoarele au porozități de 25%, saturație în apă de 35%, iar greutatea specifică a petrolului de 0,850 kgf/dmc.

Cel de-al patrulea aliniament structural include, în linii mari, anticlinalele Bisoca, Arbănași-Berca, Bărbuncești, Grăjdana și Tătaru.

Anticlinalele Bisoca constituie o cută diapiară cu sîmbure de sare la suprafață. În alcătuirea structurii intră Meoțianul, constituit dintr-o alternanță de marne, gresii și nisipuri, Sarmațianul, reprezentat predominant prin marne cu intercalații subțiri și gresii și nisipuri marnoase, precum și alte formațiuni mai vechi.

Dintre cele nouă sonde săpate pînă în anul 1969, două au avut petrol din Sarmațian, iar cea de-a treia (sonda 3), apă sărată cu urme de petrol din Meoțian. O comportare mai bună s-a consemnat la sonda 11 care, din intervalul 1303-1308 (Sarmațian), a avut, pe duză de 2,5 mm, 17 t/zi petrol curat, rație de gaze 97 mc/mc. Densitatea petrolului, la $+15^{\circ}\text{C}$, este de 0,822 kgf/dmc. Din același strat, dar într-o poziție structurală mai ridicată (433-440 m), la sonda 12 s-au raportat 8 t/zi petrol.

Dificultățile de acces și rezultatele modeste obținute au făcut ca lucrările pe structură să fie temporizate.

Structura Berca-Arbănași este o cută anticlinală foarte tectonizată, care se desfășoară pe o lungime de cca 30 km. Sistemul de falii longitudinale are un caracter ezitant, ceea ce face ca raporturile dintre cele două flancuri să se inverseze de la un capăt la altul al structurii. Astfel, la Arbănași, flancul estic mai ridicat, încalcă peste cel vestic, în timp ce la Berca, flancul estic apare mai ridicat și schițează o ușoară tendință de încălecare a celui vestic. De altfel, în axul anticlinalului din sectorul Berca,



Sarmațianul apare la suprafață. La rîndu' lor, cele două flancuri sînt fragmentate de falii transversale, în bună parte etanșe.

Existența a numeroase falii și apariția la zi sau poziția ridicată a Meoțianului saturat cu hidrocarburi a dus la deteriorarea parțială și locală a condițiilor de protecție a zăcămintelor, fapt ilustrat de prezența a numeroși vulcani noroioși la Picle și Berca S.

Lucrările de cartare și sondele săpate, care au atins adîncimea maximă de 3331,5 m, au pus în evidență o succesiune de strate, începînd cu Levantinul și terminînd cu Sarmațianul. Aici, în sectorul de curbură a depresiunii precarpatică, depozitele sarmato-pleiocene se îngroașă foarte mult și, în plus, devin mai arenacee. De exemplu, Meoțianul, care în zona clasică de la Moreni-Boldești prezintă 3-4 orizonturi psamitice, la Berca-Arbănași conține 27 strate de nisip, aparținînd M I (stratele 1-18) și M II (stratele 19-27).

Acumulările de hidrocarburi sînt localizate în nisipurile meoțiene. Numărul nisipurilor productive diferă de la bloc la bloc. Natura fluidelor și distribuția acestora, în cuprinsul structurii, este următoarea: Arbănași flanc estic: petrol; Beciu flanc estic: petrol; Beciu flanc vestic: petrol; Picle flanc estic: petrol, cap primar de gaze, gaze libere; Picle flanc vestic: petrol, cap primar de gaze, gaze libere; Berca flanc estic: petrol, cap primar de gaze, gaze libere.

Față de cele arătate rezultă că pe structura Berca-Arbănași, flancul estic este productiv în toate sectoarele, pe cînd flancul vestic are hidrocarburi numai la Picle și Beciu. Exploatarea acestora a început în anul 1894, la Arbănași și continuă și astăzi.

Principalii parametri ai zăcămintelor sînt: grosimea efectivă a fiecărui nisip 1,2-112,2 m, porozitatea 24%, saturația în apă interstițială 34%, greutatea specifică a petrolului 0,850 kgf/dmc. Regimul zăcămintelor este mixt, energia datorîndu-se gazelor din soluție, împingerii capului de gaze, local (Berca S), împingerii apei de sinclinal și gravitației.

Structura Bărbuncești conține acumulări de petrol, gaze asociate și gaze libere, puse în evidență în anul 1963. Această zonă productivă corespunde unui detaliu structural pe flancul estic al anticlinalului Lapoș (fig. 26), complicat de numeroase falii longitudinale și transversale, în parte cu caracter etanș.

Sondele de cercetare săpate pînă în prezent, la adîncimi de maximum 3700-3800 m, au deschis întreaga stivă de depozite a căror vîrstă începe cu Levantinul și se încheie cu Helvețianul. Dintre formațiunile care prezintă orizonturi cu proprietăți de rezervor, s-au dovedit productive doar Meoțianul și Ponțianul. Rezervoarele din Meoțian au fost grupate în șapte complexe (M_7-M_1), iar cele din Ponțian în trei complexe (P_3-P_1). La rîndul lor, aceste complexe se compun din mai multe orizonturi. Primele patru complexe din baza Meoțianului (M_7-M_4) conțin petrol și gaze asociate (inclusiv cap primar de gaze), iar celelalte trei complexe superioare, meoțiene, plus Ponțianul, sînt saturate cu gaze libere. Grosimea fiecărui orizont productiv cu petrol variază între 1,09 și 22,74 m, porozitatea este de 24%, saturația în apă interstițială de 26%, iar greutatea specifică a petrolului de 0,861. Capcanele sînt de tip structural și litologic.



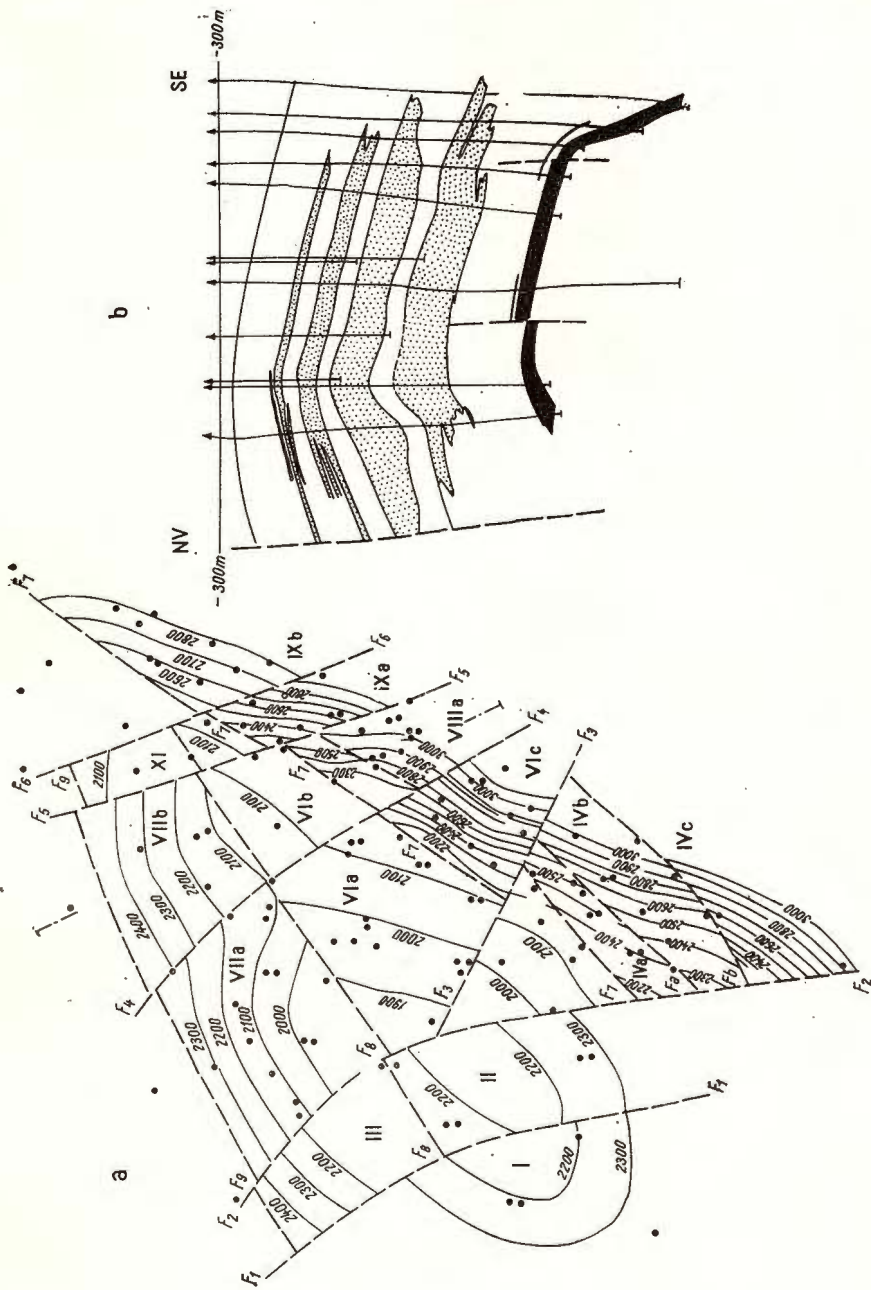


Fig. 26. — Structura Bărbuncești.
 a, harta structurală la reperul M_7 ; b, secțiune geologică transversală (după M. Rucăreanu).
 Bărbuncești structure.
 a, structural map at the marker M_7 ; b, geological cross section (according to M. Rucăreanu).

Structura Grăjdana constituie, probabil, o undulație pe fundul sinclinalului major care se conturează între ridicările Lapoș la N și Monteoru la S. Citeva sonde săpate pe această structură adîncă au pus în evidență acumulări modeste de petrol în trei complexe din Meoțian, echivalente orizonturilor M_7 , M_6 și M_5 de la Bărbuncești, și gaze libere în Meoțian (complexele 2, 3 și local 7) și în Dacian. Debitele inițiale, în general mici (10-15 t/zi), au înregistrat un declin pronunțat, astfel că după 2-6 luni de producere ele au scăzut la 0,5-2 t/zi. Această comportare se datorește atât variației litologice a stratelor productive cît și fragmentării accentuate a structurii.

Zona petroliferă Tătara corespunde periclinului vestic, mai afundat, al anticlinalului cu același nume, în axul căruia aflorează Meoțianul. Petrolul este înmagazinat în nisipurile meoțiene, protejate de marnele Ponțianului. Primele sonde, săpate în perioada 1925-1935 au avut debite inițiale de 10-15 t/zi. Ultimele foraje efectuate aici în anii 1963-1966, pînă la adîncimea de 700 m, au pornit cu 2-4 t/zi petrol, pentru ca într-o perioadă relativ scurtă de timp producția să scadă la 1,5 t/zi. Condițiile de protecție imperfecte ale acestui zăcămint se reflectă în greutatea specifică mare (0,894 kgf/dmc) a petrolului. Capcana este de tip structural.

La S și W de Tătara se întîlnesc două anticlinale foarte importante, Ceptura-Urlați și Boldești, a căror încadrare în aliniamente cu caracter regional este mai greu de făcut.

Structura Ceptura-Urlați-Chițorani, cu extinderea estică de la Malu Roșu, reprezintă un anticlinal asimetric, în lungime de cca 20 km și orientat pe direcția NE-SW. În partea de E a anticlinalului apare la zi Ponțianul, în timp ce spre W structura se afundă pînă la Chițorani. Flancul sudic al structurii este mult căzut, de-a lungul unei falii direcționale. În afara acesteia, anticlinalul mai este afectat și de alte accidente longitudinale și transversale, care-l împart în numeroase blocuri tectonice.

Formațiunea principală productivă este Meoțianul, gros de 350-400 m și alcătuit din marne cu intercalații de nisipuri. Rezervoarele de interes de pe structura Ceptura-Urlați au fost grupate în complexele M I, M int. și M II. Între limita P/M și complexul M I se mai întîlnesc intercalații de nisipuri care, în poziție structurală ridicată conțin, uneori, hidrocarburi. În afara Meoțianului, s-au mai semnalat urme de petrol și acumulări industriale de gaze în Ponțian, acestea din urmă situîndu-se în extremitatea estică a structurii, cunoscută sub denumirea de „Malu Roșu”. Tot în sectorul nord-estic al anticlinalului s-au obținut debite modeste de petrol și gaze libere din Sarmațian. Rezultă deci că Sarmațianul este saturat cu petrol, gaze asociate și cu gaze libere; Meoțianul, de asemenea, cu petrol, gaze asociate (inclusiv cap primar de gaze) și gaze libere, iar Ponțianul este saturat numai cu gaze libere.

Capcanele de la Malu Roșu-Ceptura-Urlați-Chițorani sînt de tip structural și, parțial, combinat, respectiv litologic și paleogeomorfic. Zăcămintele sînt stratiforme și produc în regim de gaze dizolvate ori sub influența destinderii capului de gaze.



Anticlinalul Boldești, orientat pe direcția E-W, are o lungime de 12 km și o lățime de aproximativ 2,5 km. Zona axială a structurii este afectată de două falii longitudinale cu căderi opuse. Flancul nordic al anticlinalului este scufundat de-a lungul uneia dintre cele două falii amintite.

Sondele săpate la Boldești, dintre care cea mai adâncă a realizat 4865 m, au deschis Pliocenul și Sarmațianul, în întregime și Helvețianul numai parțial. Explorarea anticlinalului și punerea în evidență a zăcămintelor a avut loc în etape. Prima etapă a început în anul 1923, când s-au descoperit acumulările de gaze din Dacian. Cea de-a doua etapă s-a încheiat în anul 1928 când sonda cu gaze la Dacian (1 RA) s-a adâncit pînă în Meoțian, descoperindu-se gaze cu condensat la nivelul orizontului M I. Ultima etapă a început în anul 1950 și este marcată de punerea în evidență a zăcămintului de petrol din Sarmațian.

Sarmațianul este reprezentat prin Volhinian și Bessarabian și constă din marne cu intercalații de nisipuri, gresii oolitice și conglomerate. Pe flancul sudic, acolo unde profilul Sarmațianului se completează, apar și calcare. Orizonturile psamitice sarmațiene au fost grupate în cinci pachete, din care s-au dovedit productive numai complexele I și III, ușor discordante, fapt care sugerează o dizarmonie intraformațională.

Meoțianul are grosimi de cca 400 și este format din marne cu intercalații de nisipuri, grupate în complexele M II, M int., M I și complexul „gaz”, compus din pachetele gaz I, gaz II și gaz III.

Ponțianul, aproape exclusiv marnos, formează acoperișul protector al zăcămintelor din Meoțian.

Dacianul are grosimi de 250-300 m și este format din nisipuri, marne, argile și intercalații de cărbuni. Nisipurile de interes au fost grupate în 10 pachete (D₁-D₁₀). Acestea sînt saturate cu gaze în sectoarele mai ridicate ale structurii. Pachetul bazal (D₁) corespunde termenului Drăder de pe alte zone productive.

Levantinul se compune din nisipuri cu intercalații de marne și argile. Nisipurile pot fi separate în mai multe pachete. Dintre acestea, pachetele L₁-L₁₅ conțin gaze în zona de apex a anticlinalului.

Rezumînd, Sarmațianul conține acumulări de petrol, Meoțianul are petrol cu cap primar de gaze, iar Dacianul și Levantinul se caracterizează prin zăcăminte exclusiv gazeifere.

Principali parametri ai zăcămintelor pot fi sintetizați astfel:

Formațiunea	Grosimea fiecărui nisip (m)	Porozitatea (%)	Saturație apă interstițială (%)	Greutate specifică petrol (kgf/dmc)
Sarmațian	3-20	18-21	27-29	0,840
M II	9,5-22,9	21	25	0,840
M int.	3,8-7	20	31	0,840
M I	5,3-15	23	28	0,840
M gaz	2,8-5,1	23	28	0,840
Dacian	2,4-15,1	25	30	—
Levantin	2,4-7,1	25	30	—



Capcanele de la Boldești sînt structurale și combinate, respectiv stratigrafice și paleogeomorifice (cele din Sarmațian). Zăcămintele sînt stratiforme. Energia de zăcămint se datorește expansiunii gazelor din soluție și împingerii gazelor din capul primar. La Sarmațian s-a aplicat, cu succes, injecție extraconturală de apă.

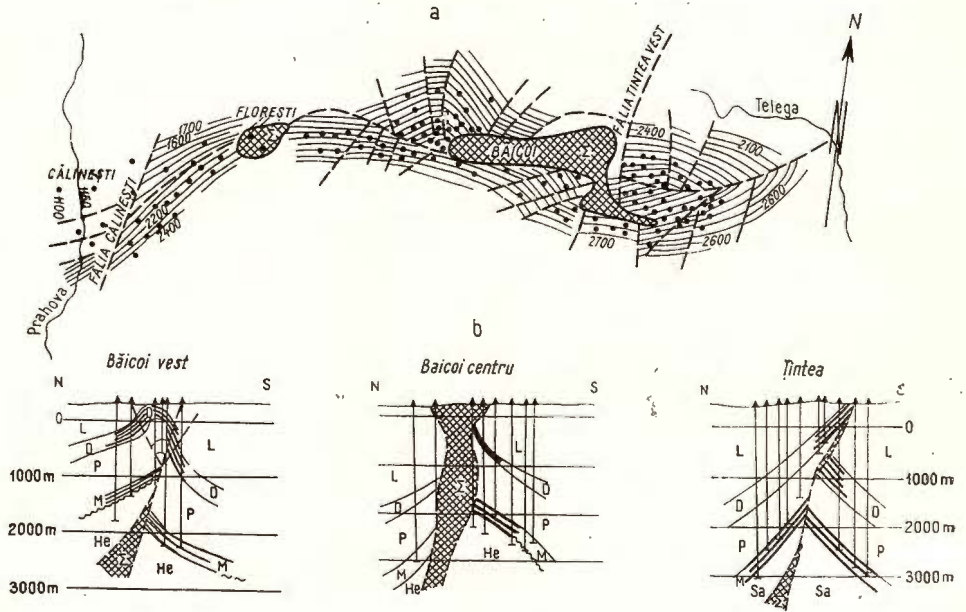


Fig. 27. — Structura Țintea-Băicoi.

a, schema structurală la intrarea în Meotian; b, variația formei masivului de sare și a poziției stratelor productive (după G. h. Olteanu).

Țintea-Băicoi structure.

a, structural scheme at the top of the Meotian; b, variation of the salt massif form and of the position of the productive strata (according to G. h. Olteanu).

La NW de anticlinalul Boldești începe aliniamentul structural principal al zonei miopliocene, format din cutele diapire clasice de la Țintea-Băicoi, Filipești-Moreni-Gura Ocniței-Răzvad și Viforîta-Teiș. Acestea au acumulat cel mai mare volum de rezerve din depresiunea precarpatică, astfel încît ele pot fi încadrate în categoria zăcămintelor „gigant” (Paraschiv, Olteanu, 1970).

Structura Țintea-Băicoi-Florești-Călinești reprezintă o cută diapiră cu masivul de sare la suprafață. Apariția sării la zi este asociată cu un complex de falii axiale, de-a lungul cărora halitele au reușit să migreze, iar cele două flancuri au înregistrat mișcări verticale diferite, astfel încît compartimentul nordic a putut încăleca peste cel sudic mai coborît. Masivele de sare diapiră îmbracă forme destul de variate în cuprinsul structurii (fig. 27), aceasta datorîndu-se condițiilor



geologice specifice fiecărui sector în parte. Anticlinalul este afectat de numeroase falii.

În alcătuirea anticlinalului Băicoi intră, în mod sigur, formațiuni aparținând Pliocenului, Sarmațianului, Helvețianului și Acvitanianului. Se presupune și existența Paleogenului, deși sonda 6009 pînă la adîncimea de cca 6000 m n-a ieșit din Miocen. Între Pliocen și Miocen se remarcă existența unei importante lacune stratigrafice, asociată cu discordanța unghiulară. Această lacună nu se întîlnește numai la Băicoi, ci este caracteristică aproape întregii depresiuni precarpatice.

Pe anticlinalul Băicoi-Țintea s-au dovedit productive, începînd cu anul 1862, o serie de obiective aparținînd Dacianului, Meoțianului și Sarmațianului. În extremitatea vestică a structurii s-au semnalat indicații de petrol și în Helvețian.

Sarmațianul a avut oarecare producție pe flancul sudic, la E de „Băicoi — sare”. Meoțianul, prin complexele M II, M int., M I și M gaz, este saturat cu hidrocarburi pe ambele flancuri. Dacianul, prin Drăder și, numai local (Țintea) și prin orizonturile superioare, produce pe ambele flancuri la Țintea, pe flancul sudic la Băicoi — sare (compartimentul central) și pe flancul nordic la Băicoi. Aceste obiective conțin acumulări de petrol. Local, zonele saturate cu petrol din Meoțian sînt însoțite de cap primar de gaze. De asemenea, în sectorul Florești-Călinești, Meoțianul (M I și M II) are zăcăminte de gaze libere.

Capcanele de la Băicoi-Țintea sînt de tip structural și paleogeomorfic (Sarmațianul), iar zăcămintele, stratiforme. Energia zăcămintelor este furnizată de expansiunea gazelor asociate și, izolat, de împingerea apei de sinclinal. Local, se aplică cu succes, metode de recuperare secundară.

Structura Gura Ocniței E-Moreni-Piscuri-Filipești reprezintă sectorul central al aliniamentului diapir Țintea-Băicoi-Moreni-Răzvad-Tîrgoviște, sector care se dezvoltă pe o lungime de cca 18 km, între falia Călinești la E și falia Valea Morții la W. Acest anticlinal este cea mai tipică cută diapiră (fig. 28) și conține cele mai importante zăcăminte de petrol din România. Sîmburele de sare apare la zi pe o distanță de 6 km, între Gura Ocniței și Piscuri.

Cele dintii puțuri de mînă pe structură au fost săpate la Moreni S, în perioada 1890-1898, pentru exploatarea Levantinului și Dacianului. Cu toate acestea, prima producție de petrol a structurii și anume 544 t se consemnează în anul 1898, probabil din Levantin. La începutul secolului al XX se sapă primele sonde, cu adîncimi de cca 200 m, ceea ce a permis punerea în evidență a zăcămintelor din Dacian, în 1904. Zece ani mai tîrziu (1914) a intrat în exploatare Meoțianul de pe flancul nordic, unde acesta se găsește la o adîncime mai mică. În anii 1927-1929 se deschid stratele productive ale Meoțianului de pe flancul sudic. Lucrările care au urmat au mai indicat prezența petrolului în Helvețian, la Gura Ocniței (1942) și în Oligocenul de sub sarea burdigaliană, la Moreni (1966).

Numeroasele foraje efectuate pe structură, în limitele adîncimii de 4500 m, au pus în evidență o succesiune de depozite mai mult sau mai puțin completă, constînd din Levantin, Dacian, Ponțian, Meoțian, Helvețian, Burdigalianul cu sare și partea superioară a Oligocenului.



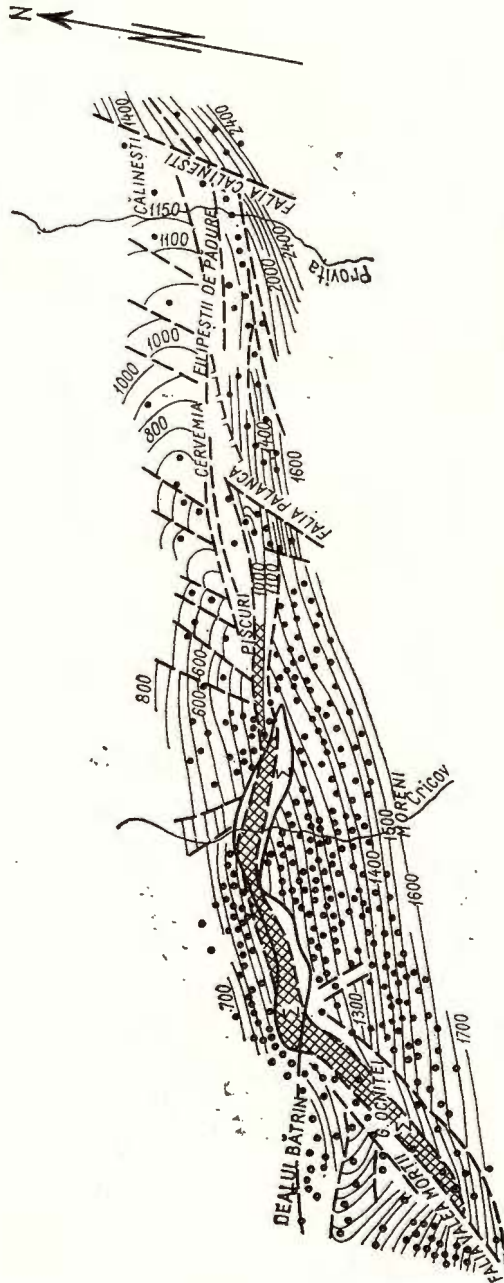


Fig. 28. — Harta structurală a anticlinului i Gura Ocnitei-Moreni-Filipești, la intrarea în Meoșian (după G. h. Oiteanu).
Structural map of the Gura Ocnitei-Moreni-Filipești anticline, at the top of the Meotian (according to G. h. Oiteanu).

Oligocenul, depus în facies de fliș este predominant argilos (faciesul de Pucioasa) la Gura Ocniței, unde a fost întâlnit sub Meoțian și, argilos cu intercalații de gresii silicioase, la Moreni. În cuprinsul structurii, Oligocenul n-a fost traversat în întregime.

Acvitanian-Burdigalianul se cunoaște în zona Moreni, fiind alcătuit din anhidrite grezoase și marne slab nisipoase în bază și din sare grăunțoasă cu elemente de argilă și marnă cenușie în jumătatea superioară. Formațiunea saliferă burdigaliană este responsabilă de diapirismul structurii Moreni.

Helvețianul urmează, probabil, în continuitate de sedimentare Acvitanian-Burdigalianului și este acoperit, discordant, de Meoțian. Helvețianul, a cărui grosime este destul de variabilă, constă din orizontul roșu inferior, format dintr-o alternanță de gresii calcaroase și nisipuri cu intercalații de marne, frecvent de culoare roșie-brună, a căror înclinare poate ajunge la 60°-78°.

Meoțianul se dispune transgresiv și discordant peste Helvețian iar local, peste Oligocen. El este alcătuit din marne și nisipuri, acestea din urmă fiind grupate în complexe M III, M int., M II și M I. Complexul M III de la Moreni și Gura Ocniței corespunde complexului M II de la Băicoi și Boldești, iar complexe M I și M II de la Moreni constituie un echivalent al grupului M I de la Băicoi-Țintea (fig. 29). Mai trebuie arătat că între Meoțianul de pe flancul sudic și cel de pe flancul nordic există diferențieri litologice și de grosime, în cadrul aceluiași structurii. Din punct de vedere stratigrafic termenul bazal al Meoțianului (M III) corespunde orizontului mediu al Meoțianului, dezvoltat în facies de apă salmastră cu faună mezohalină pînă la polihalină, cu *Dosinia meotica*, *Ervilia minuta*, *Rotalia beccarii*. Grosimea Meoțianului se reduce de la cca 300 m în sectorul estic la cca 150 m în extremitatea vestică a structurii. Reduceri de grosime se constată, de asemenea, dinspre flanc către zona de apex, ceea ce sugerează formarea sinsedimentară a structurii respective.

Ponțianul, exclusiv marnos, urmează în continuitate de sedimentare Meoțianului și are grosimi de cca 500 m la W și de cca 800 m în sectorul estic.

Dacianul este format din nisipuri și gresii cu intercalații de marne și argile. Frecvența și grosimea nisipurilor este mai mare în partea inferioară a profilului, unde apar și intercalații de lignit. Grosimea Dacianului variază în același sens ca și ceilalți termeni ai Pliocenului, înregistrîndu-se cca 300 m la Gura Ocniței și 350-400 m la Călinești, iar în zona de apex, numai 200 m. Nisipurile și gresiile de interes au fost grupate în mai multe complexe, denumite de jos în sus: Drăder, Moreni, Dacian intermediar, Gros și Dacian superior (fig. 11).

Levantinul este format dintr-un orizont inferior, marno-argilos cu *Helix* și *Planorbis* și dintr-un orizont superior, format din nisipuri slab consolidate, pietrișuri și intercalații de argilă. În apropierea masivului de sare Levantinul cumulează 200 m grosime, în timp ce pe flancuri acesta ajunge la 500-600 m.

Cuta diapiră Moreni este afectată de numeroase accidente tectonice, cele mai importante fiind sistemul de falii axiale și falia Valea Morții, de-a lungul cărora sarea a putut fi ejectată. Tot de-a lungul sistemului axial de falii s-a produs coborîrea flancului sudic și încălecarearea lui de către cel nordic. În afară de faliile Valea Morții și Călinești, care delimitează structura la W și E, printre numeroase alte accidente transversale, mai trebuie menționată falia Palanca, dintre sectorul Filipești cu Dacian nepro-

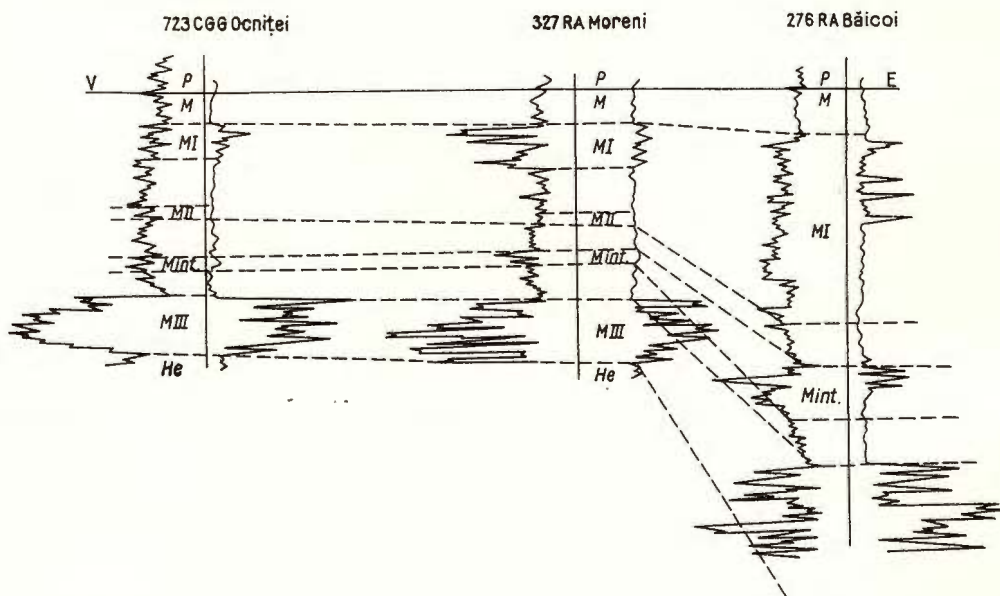


Fig. 29. — Paralelizarea termenilor stratigrafici ai Meotianului de pe structurile Țintea-Băicoi și Gura Ocnitei-Moreni-Filipești (după G h. O l t e a n u).

Parallelization of the stratigraphic terms of the Meotian of the Țintea-Băicoi and Gura Ocnitei-Moreni-Filipești structures (according to G h. O l t e a n u).

ductiv și sectorul Moreni, unde complexele nisipoase ale Dacianului sînt saturate cu petrol.

Sarea, care apare la zi, are un contur neregulat, dezvoltîndu-se în lățime pe distanțe de 3000-1000 m. La Filipești și Bana masivul de sare înclină spre N, iar la Moreni și Gura Ocnitei are poziție verticală. Forma masivului de sare este, de asemenea, variabilă în cuprinsul structurii (fig. 30).



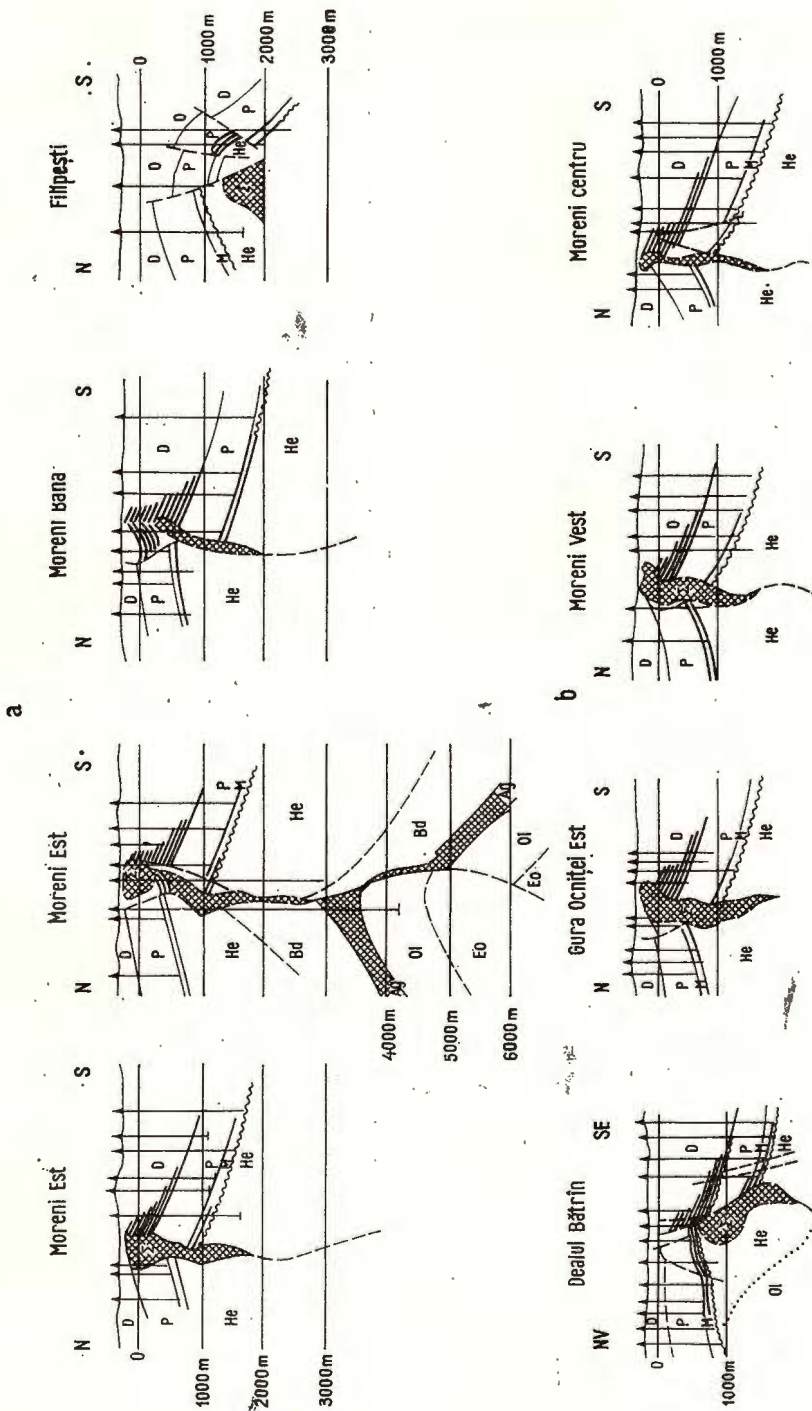


Fig. 30. — Variația formei masivului de sare și a poziției straturilor productive pe structura Gura Ocniței-Moreni-Filipești (după G.h. OltEANU).
 Variation of the salt massif form and of the position of the producing strata on the Gura Ocniței-Moreni-Filipești structure (according to G.h. OltEANU).



Formațiunile productive la Gura Ocnitei E-Moreni-Piscuri-Filipești sînt Helvețianul, Meoțianul, Dacianul și Levantinul.

Indicații de petrol au fost semnalate și în Oligocenul de la Moreni (cca 1800 l petrol cu greutatea specifică de 0,850 kgf/dmc și apă sărată).

Helvețianul conține petrol la Gura Ocnitei, Moreni și la Filipești. Suprafețele productive au o extindere redusă, iar petrolul este acumulat în capetele de strate care vin în contact, pe suprafața de discordanță, cu Meoțianul.

Meoțianul este productiv pe toată structura, atît pe flancul sudic cît și pe cel nordic. De altfel, rezervoarele meoțiene au furnizat 49,5% din producția structurii, același procentaj pe care l-a atins și Dacianul.

Dacianul conține hidrocarburi pe toată structura, mai puțin sectorul Florești. Dintre complexe de interes ale Dacianului, cel mai important este Drăderul, restul termenilor remarcîndu-se prin suprafețe productive restrînse. Exploatarea Dacianului întîmpină unele dificultăți din cauza viiturilor de nisip.

Levantinul conține petrol pe flancul sudic de la Moreni, în apropierea masivului de sare, la adîncimi de 200-350 m. Datorită petrolului foarte viscos, exploatarea acestui zăcămint n-a putut fi făcută, decît în ultimii ani, cu ajutorul injecției ciclice de abur.

Toate formațiunile productive conțin petrol și gaze asociate, inclusiv cap primar de gaze (local) în Meoțian și chiar în Dacian (Piscuri). Ori-zonturi exclusiv gazeifere (gaze libere) au fost găsite în Dacianul de la Bana.

Principali parametri fizici ai zăcămintelor variază după cum urmează :

	Meoțian	Dacian	Levantin
Porozitate (%)	25-30	31-33	29,5-31
Saturația în apă interstițială (%)	20-25	19-50	20-29
Factor micșorare volum	1,18-1,26	1,04-1,21	1,00-1,08
Greutatea specifică a petrolului (kgf/dmc)	0,84	0,88	0,88-0,95

În legătură cu acești parametri este de reținut faptul că Meoțianul conține petrol exclusiv parafinos (C), în timp ce Dacianul se caracterizează prin petrol neparafinos (A) și semiparafinos (B). Numai în extrem de puține sonde izolate, situate în apropierea sării de la Bana și Gura Ocnitei, Dacianul are și petrol parafinos, ceea ce sugerează că acesta provine, prin migrație, din Meoțian. Faptul constituie un argument în favoarea susținerii sursei diferite a petrolurilor din Dacian și Meoțian, ceea ce înseamnă că hidrocarburi se găsesc în formațiunile care le-a generat. În sprijinul aceleiași concepții este de adăugat că gazele asociate din Dacian au CO₂ în proporție de 10%-30%, iar cele din Meoțian, maximum 1%.

Mineralizația apelor crește în raport cu adîncimea și, în general, dinspre sinclinal către masivul de sare. Astfel, Meoțianul se caracterizează prin concentrații de 150-200 g/l, în timp ce apele din Dacian au 20-50 g/l. Toate apele aparțin tipului cloro-calcic. Zăcămintele au produs în regim elastic și prin expansiunea gazelor din soluție. Capcanele sînt de tip structural și paleogeomorfic (Helvețian), iar zăcămintele, stratiforme.



Structura Răzvad-Gura Ocniței W reprezintă un segment al anticlinalului diapir major (Țintea-Tîrgoviște), cuprins între falia Valea Morții la E și falia Mahalaua la W (fig. 31). Situația geologică din acest sector este oarecum similară cu cea de la Gura Ocniței E-Moreni. Două elemente diferite rețin atenția, totuși. Aici, în zona de apex, Pliocenul se dispune direct peste Oligocenul în facies de Pucioasa care, la rîndul lui, se îmbracă periclinal și pe flancuri cu depozite helvețiene.

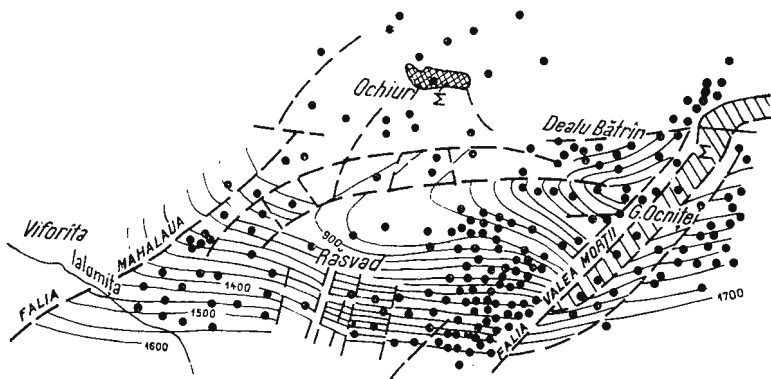


Fig. 31. — Harta structurală a anticlinalului Răzvad-Gura Ocniței W (după G. h. O l t e a n u).

Structural map of the Răzvad-Gura Ocniței W anticline (according to G. h. O l t e a n u).

La N de culminația Răzvad-Gura Ocniței W se schițează o boltire secundară, cunoscută sub numele de „Dealul Bătrîn”, în axul căreia aflurează Dacianul. Această structură secundară face legătura între diapirul de la Ochiuri și culminația Răzvad-Gura Ocniței W.

Principala formațiune productivă pe această structură o constituie Meoțianul (M III, M int. și M I). În zona de apex este saturat cu petrol și Drăderul. Pe flancuri și în sectoarele periclinal se adaugă capetele de strate helvețiene, saturate cu hidrocarburi la contactul cu Meoțianul, de-a lungul suprafeței de discordanță.

Zona Teiș-Viforita constituie extremitatea vestică a anticlinalului major Țintea-Tîrgoviște, ce se dezvoltă la W de falia Mahalaua. La N și W zona Teiș-Viforita este delimitată de falia Teiș. Zona Teiș-Viforita se suprapune unui anticlinal diapir cu flancul nordic căzut (incorporat la structura Aninoasa) și cu cel sudic ridicat ce se prelungește la S de falia Teiș sub forma unui monoclin.

La alcătuirea regiunii iau parte sarea burdigaliană, Helvețianul și Pliocenul. Formațiunile productive sînt localizate în capetele de strate ale acestuia, la contactul cu Helvețianul. Între stratele helvețiene, ca și între acestea și Meoțianul de deasupra, există comunicație hidrodinamică. Limita apă-petrol este tabulară, ceea ce justifică încadrarea acumulărilor respective în rîndul zăcămintelor masive. Meoțianul, alcătuit din com-



plexele M III, M int. și M I, este productiv pe toată zona. De fapt, în blocurile central și estic este saturat cu hidrocarburi numai M I. Inițial, Meoțianul a avut și cap primar de gaze. Dacianul înmagazinează mici rezerve de gaze în zona de apex a structurii. Dintre toate aceste acumulări, mai importante sînt cele din Helvețian. Principalii parametri ai zăcămintului helvețian sînt : porozitatea 22%, saturația inițială în petrol 35%, factorul micșorării de volum 1,21, greutatea specifică a petrolului 0,845 kgf/dmc. Capcanele sînt de tip structural și paleogeomorfic.

La S de structurile prezentate mai înainte sînt cunoscute o serie de cute, de dimensiuni mult mai mici și cu un diapirism atenuat (criptodiapirism). Acestea nu mai au o dispoziție regulată, deci nu se mai aliniază ușor eșaloane structurale cu caracter regional. Potrivit studiilor întreprinse în ultimul timp (Pătruț et al., 1973) se pare că acestea se suprapun unui fundament de platformă, în timp ce precedentele (mai puțin, probabil, cele situate la E de valea Buzăului) aparțin compartimentului intern al depresiei, cu fundament carpatic. O primă grupă de structuri sudice include brahianticlinalele Aricești, Mărgineni, Bucșani și Brătești.

Structura Aricești reprezintă un brahianticlin al faliat, cu un compartiment estic mai coborît. Pe lângă Pliocen, în alcătuirea regiunii mai intră Sarmațianul și Tortonianul. Sondele săpate aici au pus în evidență zăcămintele de hidrocarburi în Sarmațian, Meoțian, Dacian și Levantin. Sarmațianul, cu acumulări modeste, a fost găsit productiv cu petrol în două sonde. Meoțianul, în grosime de cca 250 m, se caracterizează prin patru complexe de nisipuri : M III și M int. cu petrol și gaze asociate (inclusiv cap primar de gaze), M II cu petrol, gaze asociate și gaze libere și M I, saturat cu gaze libere. Dacianul a avut gaze libere în patru complexe (G VIII-G V), iar Levantinul a arătat producții de gaze prin patru pachete de nisipuri, denumite G IV-G I). Capcanele de la Aricești sînt de tip structural, iar zăcămintele stratiforme.

Anticlin alul Mărgineni, orientat ENE-WSW, are lungime de 8 km și este afectat de falii. Una dintre acestea, cu caracter longitudinal, separă compartimentul nordic mai coborît de restul structurii, mai ridicată. Sondele săpate la Mărgineni în limitele adîncimii de 6000 m au pus în evidență o succesiune de strate aproape completă care începe, la zi, cu Levantinul și se termină, în adîncime, cu sarea burdigaliană.

La Mărgineni se cunosc acumulări de hidrocarburi încă din anul 1935, în Sarmațianul compartimentului central, în Meoțianul (M III, M int., M II și M I) din zona centrală și vestică și în Dacian (Drăder și Dacian nedivizat). Sarmațianul, M III, M int. și M II conțin petrol (M III a avut și cap primar de gaze), iar M I și Dacianul se caracterizează prin gaze libere. În ultimii ani s-au obținut indicații de petrol (maximum 700 l/zi, prin pistonaj) din Helvețian, la adîncimi de 4220-4700 m, în sonda 913. La realizarea capcanelor de la Mărgineni au contribuit factorii structurali și paleogeografici (în Sarmațian).

Brahianticlin alul Bucșani se situează la S de Gura Ociței. El reprezintă o cută criptodiapiră, similară celei de la Aricești, divizată de numeroase falii, dintre care, cea mai importantă afectează flancul sudic. Sîmburele de sare, interceptat sub Pliocen, străpunge, par-



țial și Meoțianul în zona axială a structurii. În alcătuirea anticlinalului pe lângă sarea tortoniană, a cărei vîrstă este atribuită fără argumente convingătoare, iau parte Sarmațianul și Pliocenul. Complexele M II și M int., cunoscute pe alte structuri, sînt aici înlocuite prin marne.

Zăcămintele de hidrocarburi sînt cunoscute în Meoțian și Dacian. Exploatarea acestora a început din anul 1934 și, respectiv, 1942. Urme de petrol asfaltizat s-au întîlnit și în Tortonian (G r i g o r a ș, 1961). Meoțianul prezintă două complexe nisipoase : M III și M I. La rîndul său, complexul M III a fost separat în doi termeni M III a și M III b, ultimul fiind prezent numai în partea vestică a anticlinalului. Pachetul bazal, M III b este saturat cu petrol, iar pachetul de deasupra, M III a are gaze libere. Nisipurile complexului M I sînt saturate cu petrol. Dacianul are petrol, gaze asociate (inclusiv cap primar de gaze) și gaze libere în Drăder și în seria de nisipuri nedivizate.

Principalele caracteristici ale zăcămintelor de la Bucșani ar putea fi sintetizate astfel :

	M III	M I	Dacian
Grosime (m)	3,5-13	4,3-5,3	3-25
Porozitate (%)	20	20	25-37
Saturație în apă interstițială (%)	22	40	25-30
Factor micșorare volum	1,37	1,37	1,06
Greutatea specifică a petrolului (kgf/dmc)	0,83	0,83	0,84

Zăcămintele din Meoțian produc în regim hidrodynamic activ, iar celelalte în regim mixt. Capcanele sînt de tip structural și stratigrafic.

D o m u l B r ă t e ș t i a fost explorat pînă la adîncimea de 5591 m, întîlnindu-se următoarea succesiune stratigrafică : Pliocen, Sarmațian, Tortonian (fără sare), Helvețian-Burdigalian, sare, Cretacic superior (de platformă).

Pe această structură se cunosc numai acumulări mici de gaze în Dacian, divizat în două complexe : „a” și „b”. Zăcămintele respective sînt în curs de exploatare.

Cele mai sudice structuri productive situate în preajma sau pe contactul dintre depresiune și platformă sînt : Sărata-Monteoru, Mănești-Vlădeni, Brazi-Frasin, Finta-Gheboia și Gura Șuții.

S t r u c t u r a S ă r a t a - M o n t e o r u reprezintă un anticlinal localizat în zona de contact dintre depresiunea precarpatică și platforma moesică. Este bine exprimat în morfologie și ca atare a fost erodat, în sectorul cel mai ridicat, pînă la nivelul Sarmațianului. Depozitele care alcătuiesc această structură, respectiv Helvețianul, Tortonianul, Sarmațianul și Pliocenul sînt puternic tectonizate, consecință a poziției lor în zona de contact.

La Sărata-Monteoru s-au evidențiat acumulări de petrol și gaze libere, de importanță redusă, în Sarmațian și Meoțian. Exploatarea zăcămintului de petrol din Meoțian a început prin puțuri, încă din anul 1845. În anul 1925 s-a trecut la exploatarea prin galerii, în interiorul cărora s-au săpat sonde orizontale sau verticale cu adîncimi de cca 150 m și la



distanțe pînă la 20 m. Acest sistem de exploatare s-a putut aplica datorită faptului că zăcămintul este degazeificat, iar stratele acvifere au debite reduse. În ultimii ani exploatarea prin galerii a fost sistată, iar mina a devenit muzeu. De asemenea, în anii din urmă (1958-1963) cercetarea structurii fiind reluată, s-au pus în evidență acumulări de petrol și gaze libere în Sarmațian.

D o m u l M ă n e ș t i - V l ă d e n i a fost pus în evidență cu ajutorul prospecțiunilor geofizice și apoi confirmat prin foraje, în anul 1937, cînd s-a descoperit existența gazelor. Ulterior, s-a constatat că structura este exclusiv gazeiferă, hidrocarburile fiind acumulate în Meoțian și în Dacian. Principala formațiune productivă este Dacianul, ale cărui gaze conțin metan în proporție de 97,6%-98,6%.

Z o n a s t r u c t u r a l ă B r a z i - F r a s i n se compune din două ușoare boltiri anticlinale, separate de falii și fragmente în mai multe blocuri. Din totalul de 20 sonde săpate în această regiune, numai șase s-au dovedit productive cu gaze: cinci la Brazi și una la Frasin. Formațiunile gazeifere sînt: Meoțianul, numai la Brazi și Dacianul, atît la Brazi cît și la Frasin. După 26 zile de exploatare, sonda de la Frasin s-a inundat cu apă, astfel că acumularea respectivă nu și-a putut demonstra valoarea economică.

S t r u c t u r a F i n t a - G h e b o a i a aparține marginii externe a depresiunii precarpatică. Sondele săpate aici au deschis toată suita de depozite de la Levantin pînă la Helvețian. Structura se compune din două culminații: una nordică, la Gheboiaia, alta sudică, la Finta. Potrivit interpretării realizate la limita Dacian-Ponțian, culminația Gheboiaia apare cu cca 80 m mai ridicată decît culminația Finta.

Structura este exclusiv gazeiferă, hidrocarburile fiind localizate în Meoțian și Dacian. Local, la contactul cu Meoțianul, este productiv și Sarmațianul. Nisipurile de interes din baza Dacianului au fost divizate în trei pachete (*a*, *b* și *c*). Capcanele sînt de tip structural și paleogeomorfic. Zăcămintele, complet conturate, au fost introduse în exploatare.

S t r u c t u r a G u r a Ș u ț i i se află imediat la W de riul Dimbovița, însă, din punct de vedere geologic și al condițiilor de acumulare, este evident că ea trebuie încadrată în aceeași unitate cu elementele structurale de la Finta-Gheboiaia și Frasin-Brazi. Succesiunea stratigrafică de aici este similară cu cea de la Finta, sondele deschizînd depozite de vîrstă cuprinsă între Levantin și Helvețian. Structura îmbracă forma unui brahianticlinal, orientat NE-SW și afectat de două falii transversale.

Ca aproape toate structurile de pe marginea sudică, afundată, a depresiunii precarpatică, brahianticlinalul Gura Șuții este exclusiv gazeifer. Principala formațiune productivă o constituie Meoțianul. Local, la contactul cu Meoțianul, au fost semnalate gaze și în Sarmațian. Parametrii fizici ai zăcămintului prezintă următoarele valori medii: porozitate 25%, saturație inițială în apă interstițială 22%, permeabilitate efectivă 225 mD. Conținutul în metan al gazelor este de 96%-99%. Regimul zăcămintelor se află sub influența factorului hidrodinamic activ. Capcana din Meoțian este de tip structural, iar cea din Sarmațian — combinat, respec-



tiv paleogeomorfic-stratigrafic (variație litologică și de permeabilitate) — structural.

Valea Dîmboviței traversează două structuri productive, Drăgăești și Dragomirești, aparținînd unor aliniamente diferite, dar care se dezvoltă, atît în zona miopliocenă cît și în depresiunea getică. Poziția geografică și particularitățile lor geologice constituie un argument care pledează în favoarea unei depresiuni precarpatică unitare.

Structura Drăgăești a fost pusă în evidență cu ajutorul observațiilor geomorfologice (Paraschiv, 1965) și confirmată, apoi, de prospecțiunile seismice și de foraje. La zi apar Cuaternarul și Levantinul, iar forajele au ajuns, în adîncime, pînă în Oligocen care, în zona centrală, suportă, direct, Meoțianul. Structura reprezintă un sinclinal faliat și deosebit de complicat, cu tendință de ridicare către N, respectiv înspre anticlinalul Botești. Falia centrală F_1 , prin caracterul său ezitant, creează astfel de raporturi între diferitele compartimente încît lasă impresia că în regiune este vorba cînd de o cută faliată, cînd de un sinclinal (fig. 32). Înclinarea stratelor este de ordinul a 5° - 7° .

Formațiunea de interes o constituie Meoțianul, prin cele patru nisipuri (de sus în jos) *a*, *b*, *c* și *d* care sînt, de cele mai multe ori, separate hidrodynamic. Unele dintre aceste nisipuri au dezvoltări locale, datorită variațiilor litologice. Nisipul *d* conține petrol, iar nisipurile *a*, *b* și *c* au petrol cu cap primar de gaze. Nisipul *a* conține și acumulări de gaze libere. Grosimea acestor rezervoare nisipoase-grezoase este de 2,79-9,37 m, porozitatea de 22%-27%, saturația în apă interstițială de 20%-30%, factorul micșorării de volum 1,21, iar greutatea specifică a petrolului de 0,857 kgf/dmc. Presiunea inițială a zăcămintelor a fost de 140-170 atm., iar temperatura de fund 53° - 67° C. Salinitatea apelor este de 115 g/l, acestea făcînd parte din categoria apelor cloro-calcice. În timpul exploatării s-au ivit unele dificultăți generate de viiturile de nisip și de blocajul stratelor cu fluide de foraj. Capcanele sînt de tip structural și stratigrafic, iar zăcămintele, stratiforme.

Este de reținut că șantierul petrolifer de la Drăgăești corespunde unui sinclinal productiv, care se înscrie pe același aliniament major în care cutele sinclinale conțin zăcăminte de petrol și gaze, la Aninoasa și Matîța-Valea Dulce.

Structura Dragomirești pare să continue spre W aliniamentului Teiș-Viforîta-Moreni. Ea reprezintă o cută cripto-diapiră orientată NE-SW, cu flancul nord-vestic mai ridicat și ușor deversat peste cel sud-estic. În alcătuirea structurii intră depozite oligocene, acvitanian-burdigaliene (cu sare) și pliocene.

La Dragomirești au fost descoperite hidrocarburi în Helvețian (capete de strate) și în Meoțian, alcătuit din complexele M III, M int. și M I. Helvețianul și complexul M III, productive pe flancul sudic, conțin petrol; M int. are petrol cu cap primar de gaze și gaze libere, pe flancul nordic; M I este exclusiv gazeifer, de asemenea, pe flancul nordic. La realizarea capcanelor au contribuit factorii structurali și paleogeografici (Helvețianul). Zăcămintele sînt de tip stratiform.



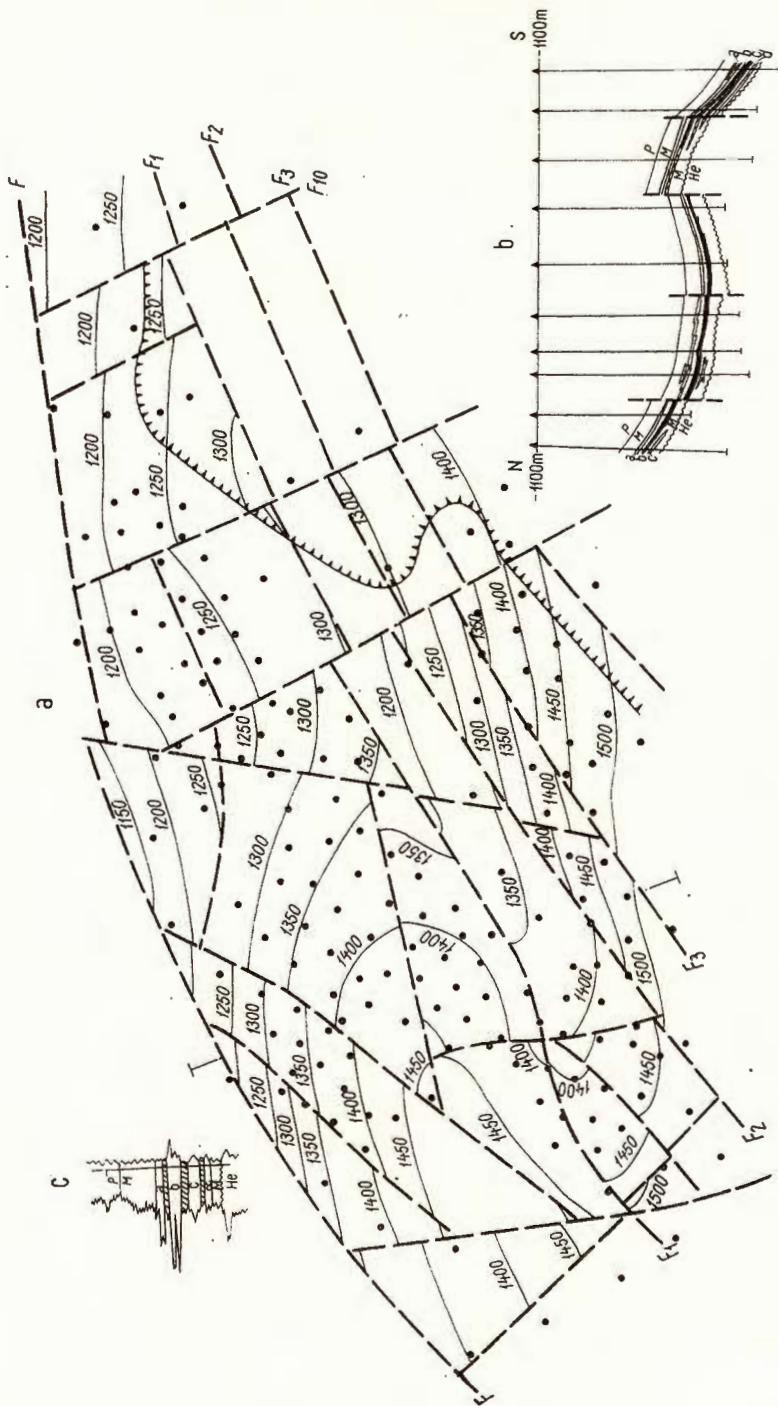


Fig. 32. — Structura Drăgăești.

a, harta structurată la intrarea în Meotian în Meotian; b, secțiune geologică transversală; c, profilul tip al Meotianului (după G. h. Olteanu).
Drăgăești structure.

a, structural map at the top of the Meotian; b, geological cross section; c, Meotian type profile (according to G. h. Olteanu).

d) **Depresiunea getică** constituie segmentul de W al depresiunii precarpatice, cuprins între Dimbovița și Dunăre. Deși parte integrantă a acestei unități structural-faciale, depresiunea getică prezintă, totuși, unele particularități stratigrafice, structurale și condiții de formare a zăcămintelor de hidrocarburi, care justifică prezentarea structurilor productive într-un subcapitol separat de cel al zonei miopliocene.

Mai întâi se cuvine să fie reținut faptul că Miocenul, mai puțin afectat de eroziune decât în regiunea de la E de Dimbovița, se întâlnește, în serie mai completă, are o răspândire mai largă și intră în componența majorității structurilor. Ca urmare, frecvența, dimensiunile și ponderea acumulărilor de hidrocarburi din Miocenul depresiunii getice depășește, substanțial, pe cele ale zonei miopliocene.

În al doilea rând, este de observat că diapirismul, caracteristic regiunii dintre Dimbovița și Buzău, a avut un rol neesențial în tectogeneza sectorului situat la W de valea Dimboviței. Într-adevăr, aici se întâlnesc cîte diapire, practic, numai în partea de SE a depresiunii getice, pe aliniamentele Șuța Seacă-Slătioarele (Pitești) și Dragomirești. Consecința acestui fapt constă în caracterul mai calm, mai puțin fragmentat, al anticlinalelor de interes.

În linii mari, structurile se dispun în eșaloane, paralele direcției Carpaților, dar aceste aliniamente nu mai sînt atît de perfecte, clare, ca acelea din zona miopliocenă (fig. 22).

La E de Dimbovița se desprinde clar o zonalitate a distribuției hidrocarburilor, în sensul că în sectorul nordic, mai ridicat, se află numai zăcăminte de petrol, mai la S sînt zăcăminte de petrol cu cap primar de gaze, iar pe marginea sudică, afundată, se găsesc numai zăcăminte de gaze. O astfel de distribuție constituie confirmarea principiului lui G u s - s o w (1954). În depresiunea getică această regularitate nu se mai păstrează atît de evidentă, numeroase structuri cu gaze fiind prezente și pe bordura de N, ridicată, a regiunii. În general, segmentul dintre Dimbovița și Dunăre se caracterizează printr-o pondere mai mare a acumulărilor de gaze (este mai gazeifer) decît porțiunea dintre Dimbovița și Buzău. S-ar putea spune chiar că frecvența și importanța zăcămintelor de gaze scade continuu în limitele depresiunii precarpatice, începînd de la Dunăre către frontiera de N a țării.

Anticlinalele productive ale depresiunii getice se dispun pe aproximativ opt aliniamente structurale. Cel mai nordic, cu zăcăminte foarte mici, predominant gazeifere, se compune din structurile Tg. Jiu, Tămășești și Bala.

Anticlinalelul Tg. Jiu (Iași), situat imediat la S de orașul Tg. Jiu, reprezintă o structură-bloc, în sensul că ea este încadrată de toate cele patru părți de falii cu amplitudini diferite. Sondele săpate aici au deschis întreaga succesiune de depozite care începe cu Cuaternarul și se termină cu Helvețian-Burdigalianul. Acumulări de hidrocarburi s-au întîlnit în Helvețian și în Sarmațian. Helvețianul are petrol în orizontul inferior, conglomeratic și gaze libere în orizontul grezos. Sarmațianul conține petrol cu cap primar de gaze. Zăcămintele de la Tg. Jiu sînt de importanță redusă.



Zona gazeiferă Tămășești se află la W de blocul Tg. Jiu, dar pe același aliniament structural. În alcătuirea acestui sector intră depozite de vîrstă oligocenă, helvețiană, sarmațiană și pliocenă. La nivelul Meoțianului structura apare sub forma unui hemianticlinal vestic, secționat (închis) către E de către o falie. Mai jos, în Miocen apar complicații tectonice, care pot îmbrăca forma unor ușoare încălecări ale Oligocenului peste Helvețian. La Tămășești se cunosc acumulări mici de gaze în Meoțianul superior, puse în evidență prin cinci sonde.

Structura Bala constituie, probabil, continuarea spre W a anticlinalului Văianu. Pe fondul unui monoclin NW-SE, la Bala apare o ușoară ondulație, orientată NE-SW, ondulație încadrată de falii. O sondă săpată aici pînă în Senonian (2300 m) a avut gaze din Tortonian, în jurul adîncimilor de 1100-1160 m. Debitul și presiunile au variat în funcție de duze și anume 17000-27000 mc/zi cu 40-70 atm. Cercetarea zonei continuă.

La SE de cele trei zone productive prezentate mai înainte se profilează un alt aliniament structural, alcătuit din anticlinalele Folești, Alunu, Colibași și Strimba. După unii geologi, cutele Colibași și Alunu ar face parte din același eșalon cu structura Tg. Jiu-Tămășești. Anticlinalele celui de-al doilea aliniament sînt ceva mai dezvoltate și conțin zăcăminte mai mari, în majoritate petrolifere.

Anticlinalul Folești reprezintă un detaliu structural al anticlinoriului Măgura Slătiorului-Govora-Ocnele Mari. La nivelul Oligocenului, structura Folești apare sub forma unui brahianticlinal cu apexul în valea Bistriței, de unde se afundă, periclinal, spre E și W. Acest element structural este afectat de falii longitudinale și transversale, care-l împart în mai multe blocuri. La suprafață, în zona cea mai ridicată, aflorează Helvețianul acoperit, pe flancuri, de Tortonian, Sarmațian și Meoțian. În adîncime, sondele au deschis secțiunea completă a Helvețianului, Acvitanian-Burdigalianului cu sare, Oligocenului și partea superioară a Eocenului.

La Folești au fost puse în evidență hidrocarburi fluide cu gaze asociate, în Oligocen. Porozitatea medie a rezervorului este de cca 20%, permeabilitatea efectivă 10 mD, saturația în apă interstițială 50%, factorul micșorării de volum 1,400, greutatea specifică a petrolului 0,862 kgf/dmc, presiunea inițială de zăcămint 250 atm., iar gradientul geotermic de 3°/100 m. Zăcămintul produce cu debite mici din cauza permeabilității reduse a rezervoarelor.

Structura Alunu reprezintă un anticlinal faliat ce se dezvoltă la W de valea Oltețului. Aici s-au descoperit acumulări de hidrocarburi în Helvețian și Meoțian. Helvețianul conține petrol, cap primar de gaze și orizonturi de gaze libere. Meoțianul are numai gaze libere. Zăcămintul de petrol se caracterizează prin debite mici de fluid, cu rație mare de gaze.

Structura Colibași este un anticlinal orientat ENE-WSW, în ridicare continuă de la W către E (cca 700 m). Acest anticlinal este fragmentat în blocuri de foarte multe falii (fig. 33) al căror pas variază între 30 și 300 m. Sondele săpate la Colibași au deschis depozite aparținînd Pliocenului, Sarmațianului, Helvețianului și Oligocenului. Helvețianul, formațiunea de prim interes, este alcătuit la partea inferioară dintr-o



serie conglomeratică, ce include probabil și Burdigalianul, urmată de o serie nisipoasă, divizată în nouă complexe (cărora se adaugă cel de-al X-lea, reprezentat prin conglomerate). Discordant, peste Helvețian se dispune Sarmațianul, predominant marnos, cu intercalații de nisipuri. Urmează,

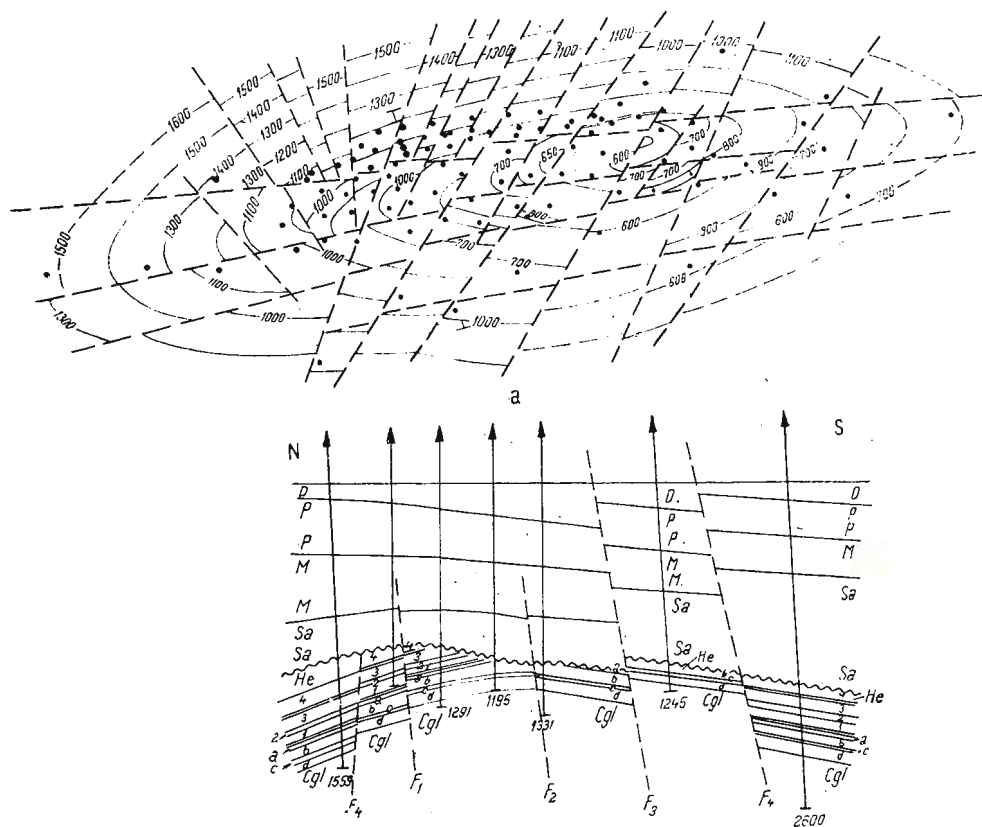


Fig. 33. — Structura Colibași (Gorj).

a, harta structurală la un reper din Helvețian; b, secțiune geologică transversală (după V. Brînzan).

Colibași structure (Gorj district).

a, structural map at a Helvețian guide mark; b, geological cross section (according to V. Brînzan).

probabil, în continuitate de sedimentare, Meoțianul și ceilalți termeni ai Pliocenului.

Lucrările de cercetare și exploatare au pus în evidență, la Colibași, zăcăminte de petrol și gaze libere în Helvețian și în Sarmațian și numai gaze libere în Meoțian. Capcanele sînt de tip structural și combinat, respectiv stratigrafice (litologice) și paleogeomorfe (în Helvețian).



Structura Strimba-Rogojelu a fost pusă în evidență cu ajutorul prospecțiunilor seismice, în anul 1962. Ulterior, forajele structurale de mică adâncime și sondele adânci au confirmat existența unui anticlinal afectat de falii longitudinale și transversale (fig. 34). Aceste

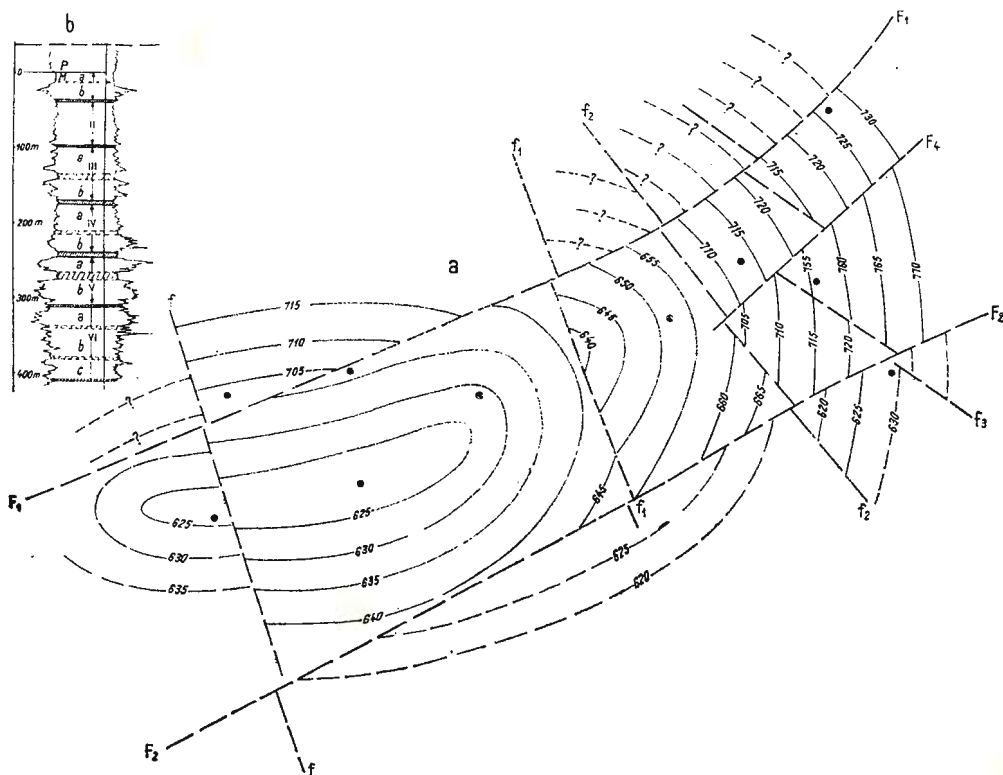


Fig. 34. — Structura Strimba-Rogojelu.

a, harta structurală la complexul III din Meoțian ; b, profilul tip al Meoțianului (după C. Săvulescu).

Strimba-Rogojelu structure.

a, structural map at the complex III of the Meotian ; b, Meotian type profile (according to C. Săvulescu).

sonde au investigat structura pînă la nivelul Sarmațianului, care suportă, discordant, Meoțianul și ceilalți termeni ai Pliocenului. Meoțianul, formațiunea cu gaze, conține o serie de nisipuri separate de intercalații marnoase. Nisipurile respective s-au dovedit productive și au fost grupate în 6 complexe, unele dintre ele compunîndu-se din 2-3 strate. Porozitatea efectivă a rezervoarelor este de 14%-22 %, saturația în apă interstițială 25 %-46 %, presiunile inițiale 80-114 atm., temperatura de zăcămint 39°-52°C. Structura este complet conturată și pregătită pentru a fi introdusă în exploatare.



Următorul aliniament structural productiv, localizat la S de precedentul, ar putea fi constituit din structurile Boțești, Vilcele și Căzânești. Această încadrare structurală apare la un moment dat convențională, atîta timp cît relațiile dintre structura Boțești și Vilcele mai comportă unele discuții.

Structura Boțești, la nivelul Oligocenului, constituie un brahianticlinal afectat de falii longitudinale și transversale. Succesiunea stratigrafică, determinată prin foraje, începe cu Pliocenul, continuă cu Sarmățianul, Tortonianul și Helvețianul, care, pe alocuri, pot lipsi datorită eroziunii și se termină cu Oligocenul în faciesul de Pucioasa. Orizonturi saturate cu hidrocarburi au fost puse în evidență în baza Oligocenului, într-o singură sondă și, în Meoțian, pe flancul nordic, în extremitatea estică a structurii. Din Oligocen s-au consemnat cca 30000 mc/zi gaze, pe duză de 4,5 mm, presiunea de fund (statică) 217 atm. Din Meoțian s-au obținut, de asemenea, gaze prin mai multe foraje, ceea ce a determinat să se considere că aici este vorba de un zăcămint de gaze libere. În ultimul timp, la una din sondele săpate pe flanc (87) s-au semnalat și hidrocarburi fluide. Activitatea de cercetare viitoare urmează să stabilească valoarea acumulărilor de petrol. Capcanele sînt de tip structural și, local, stratigrafic (în Meoțian).

Zona Vilcele reprezintă un anticlinal de Paleogen, acoperit de depozite helvețiene, local tortoniene și sarmățiene, precum și de formațiuni pliocene, toate mulînd și împrumutînd, în linii mari, forma structurală a Oligocenului. Ca urmare a fazei de cutări savice, anticlinalul Vilcele a fost exondat și supus eroziunii. Printre formele de relief generate atunci, este de menționat o vale transversală, în partea de S a structurii, adîncă de cca 700 m, care a fost colmatată apoi cu depozite helvețiene (fig. 35, 36, 37). Acestea, împreună cu formațiunile mai noi, de deasupra, au suferit tasări în raport cu grosimea lor și deci cu adîncimea văii, schițînd un sinclinal pe flancul anticlinalului de paleogen. În afara acestor complicații, elementul structural Vilcele este afectat de numeroase falii, orientate longitudinal și transversal (fig. 38).

La Vilcele s-au găsit hidrocarburi în Oligocen și Helvețian. Principalele obiective productive din Oligocen sînt complexele petrolifere A și B. În cîteva sonde s-au obținut debite industriale de petrol și din unele orizonturi inferioare complexului B. În Helvețian conțin hidrocarburi complexele (de sus în jos) H_1 , H_2 și H_3 . Complexele H_3 și H_2 au gaze cu o bandă îngustă de petrol, în timp ce complexul H_1 are numai gaze libere.

Principalii parametri ai zăcămintelor de la Vilcele sînt :

	Helvețian	Oligocen
Porozitate (%)	17-27	24,4-25,6
Permeabilitate (mD)	14,5-225	510
Saturație în apă interstițială (%)	30-40	18,5-26,4
Factorul micșorării de volum	1,33-1,34	1,29
Greutatea specifică a petrolului (kgf/dmc)	0,805-0,840	0,875
Gradient de presiune (atm./100)	10	15
Treapta geotermică (m/°C)	33	33



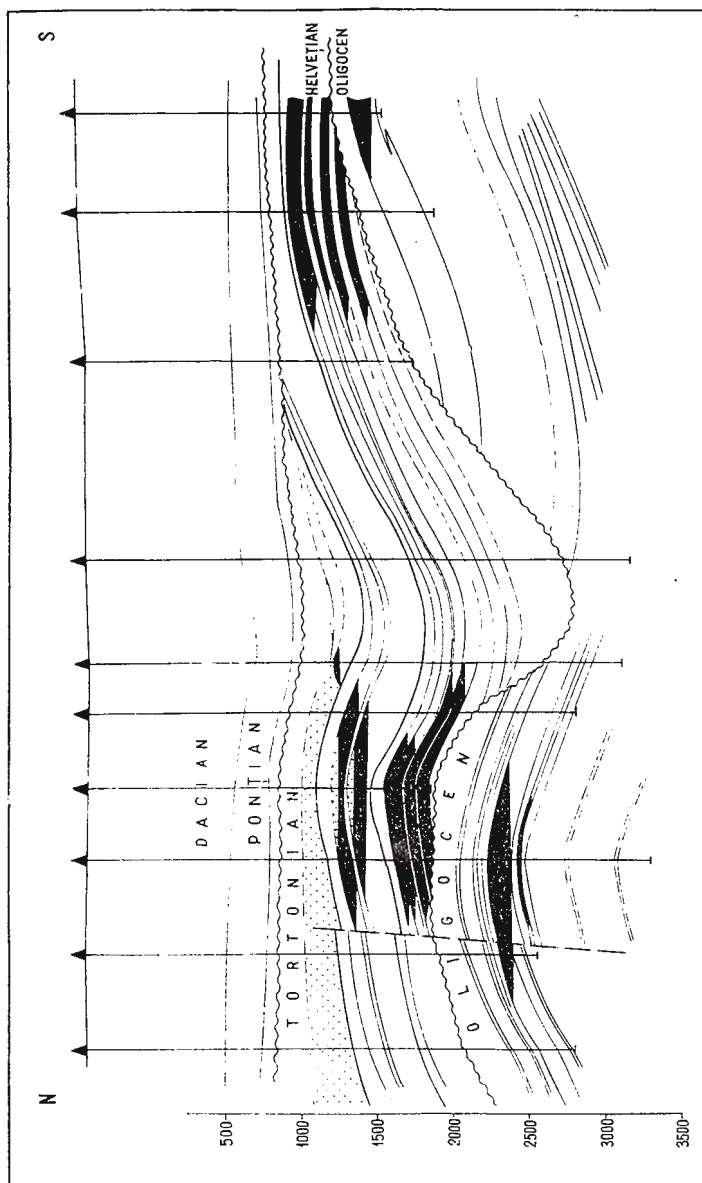


Fig. 35. — Secțiune geologică transversală prin structura Vrancei, indicind paleorelieful pre-helvetian (după G. h. Popa).

Geological cross section through the Vrancea structure indicating the pre-Helvetian paleorelief (according to G. h. Popa).

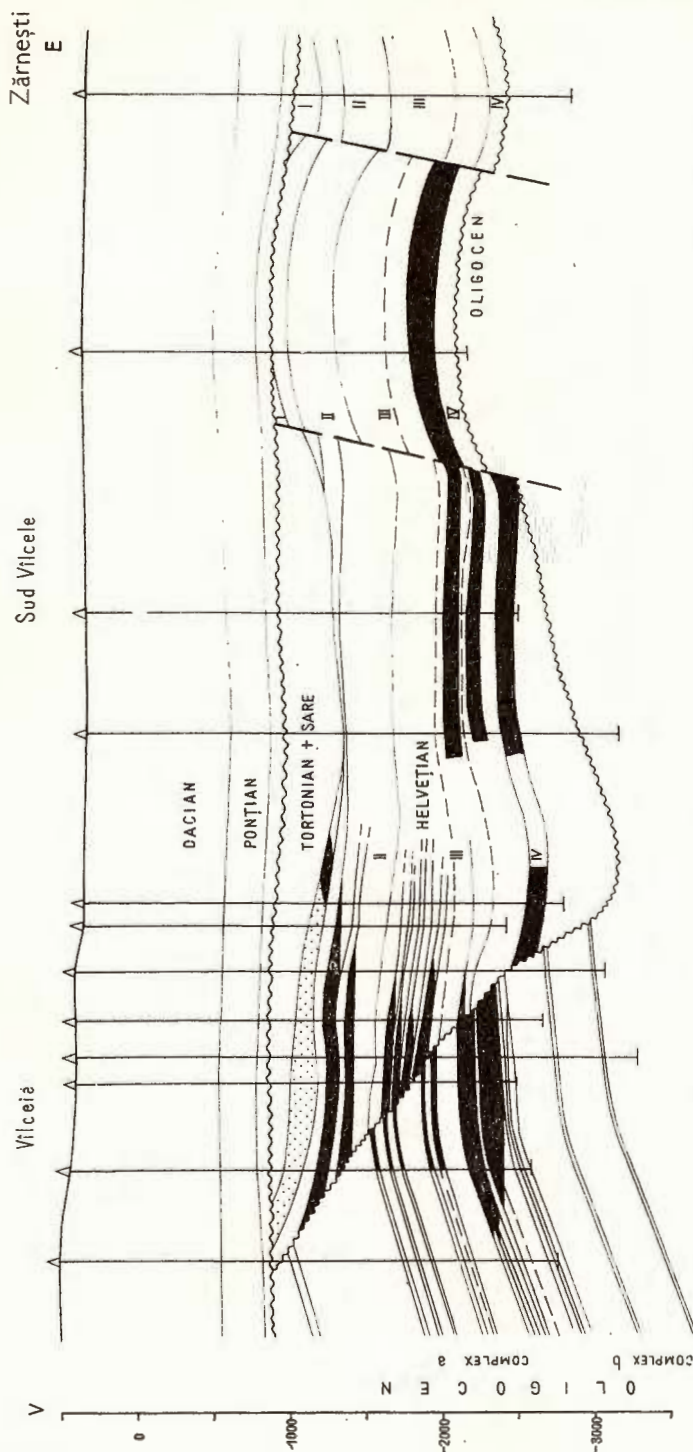


Fig. 36. — Secțiune geologică longitudinală prin structura Vâlcele, indicând paleorelieful pre-helvetian (după G. h. P o p a).
Longitudinal geological section through the Vâlcele, indicating the pre-Helvetian paleorelief (according to G. h. P o p a).

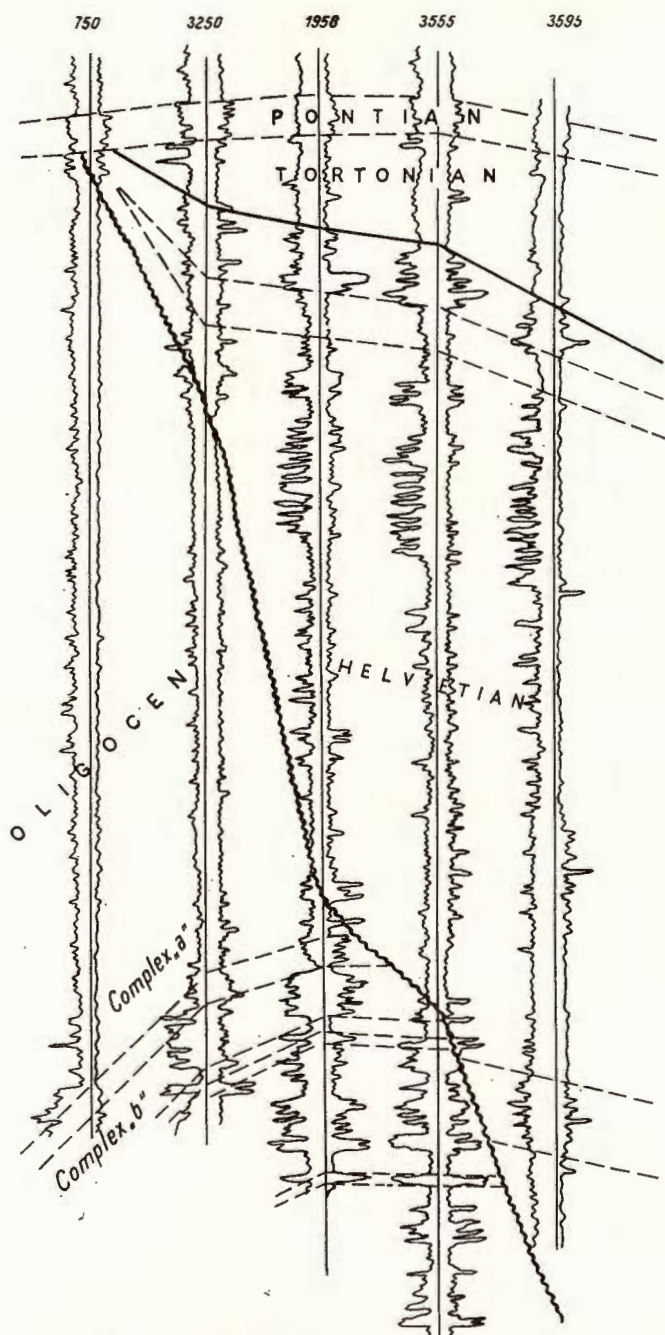


Fig. 37. — Structura Vilcele. Paleorelif rezultat din paralelizarea diagramei electrice (după G. h. Popa).

Vilcele structure. Paleorelif resulting from the correlation of the electric diagrams (according to G. h. Popa).



În Helvețian, care se dezvoltă pe grosimi mai mari, porozitățile, permeabilitățile și saturația în hidrocarburi scad în raport cu adîncimea. Greutatea specifică a petrolului, în schimb, scade invers proporțional cu adîncimea, pînă cînd, în complexul superior, se întîlnesc numai gaze. Apele de zăcămint sînt de tip cloro-calcic.

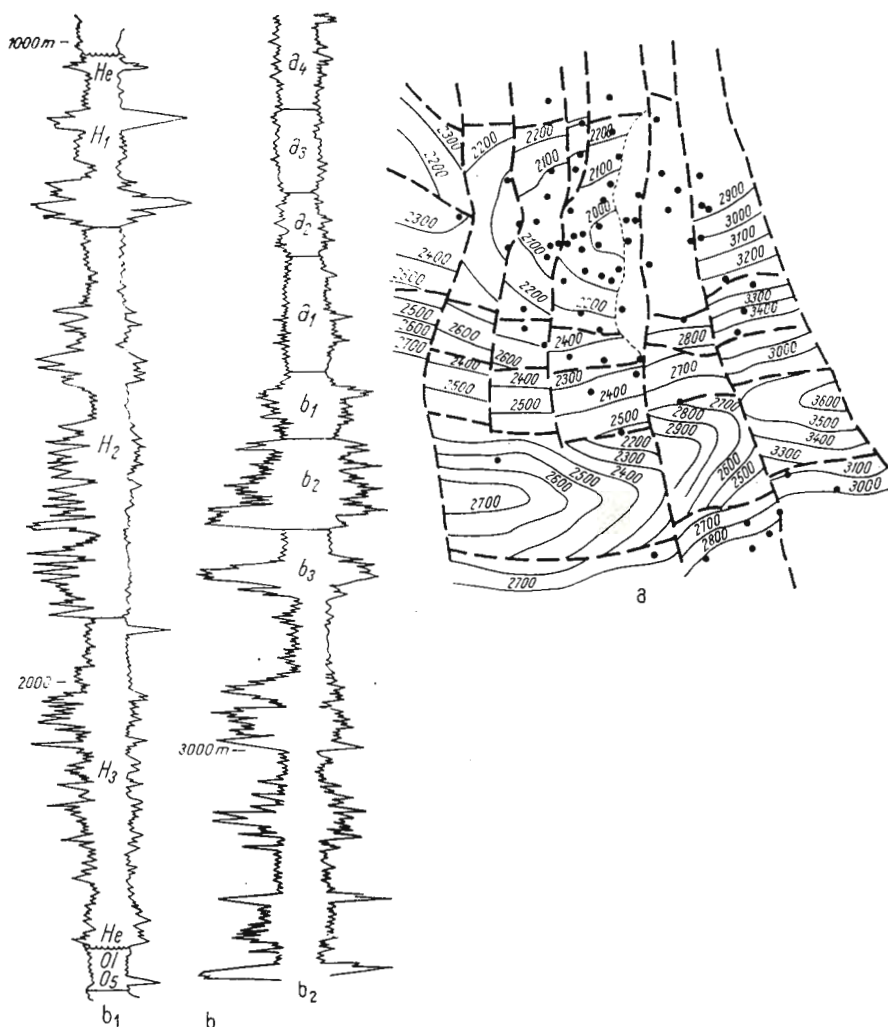


Fig. 38. — Structura Vilcele (Argeș).

a, harta structurală la un reper din Oligocen ; b, profilul tip al Helvețianului (b_1) și Oligocenului (b_2) (după I. Moldovan).

Vilcele structure (Argeș).

a, structural map at an Oligocene guide mark ; b, Helvetian (b_1) and Oligocene (b_2) type profiles (according to I. Moldovan).



Zona Căzănești constituie un detaliu structural (monoclin faliat) pe flancul sudic al anticlinalului Govora-Ocenele Mari. Aici s-au săpat trei sonde de mică adâncime care au avut gaze în nivelele grezoase ale Tortonianului superior. Debitele însă au manifestat tendința de scădere, dovedind caracterul neeconomic al acumulării.

În continuarea vestică a acestor structuri se dezvoltă alt eșalon, alcătuit din cele mai importante anticlinale productive ale depresiunii getice de la W de Olt, respectiv structurile Bustuchini, Socu, Țicleni și Bîlteni.

Anticlinalul Bustuchini a fost pus în evidență cu ajutorul prospecțiunilor seismice. Numeroasele sonde săpate în limitele adâncimii de 4500 m au arătat că în alcătuirea cutei respective intră Pliocenul, Sarmațianul, Helvețian-Burdigalianul și Oligocenul, ultimul în faciesul de Pucioasa. Acesta din urmă n-a fost deschis în întregime ci numai pe o secțiune de 1115 m. Burdigalianul este alcătuit dintr-o alternanță de gresii cu microconglomerate și argile, rocile psamitice fiind grupate în nouă pachete (B_1 - B_9). Helvețianul, gros de 1500-2000 m, conține 12 complexe grezoase și parțial microconglomeratice, notate H tranziție, H_1 - H_{12} (fig. 39). În axul structurii o parte din secvența helvețiană lipsește datorită lacunelor intraformaționale, care sugerează mișcări sinsedimentare pozitive ale anticlinalului respectiv. Sarmațianul este format din marne, gresii și nisipuri, acestea din urmă fiind grupate în patru complexe (Sa VIII-Sa V). Complexul inferior (VIII) este reprezentat prin nisipuri grosiere; următorii doi termeni (VII, VI) sînt formați din nisipuri cu intercalații de marne, iar ultimul complex (V) constă din marne grezoase cu intercalații de nisipuri și gresii.

Anticlinalul Bustuchini este o cută asimetrică, orientată E-W și afectată de foarte multe falii longitudinale și transversale care-l împart în numeroase blocuri tectonice. Amplitudinea faliilor este de 300-450 m, ceea ce face ca ele să fie, de regulă, etanșe. Înclinarea stratelor variază între 2° și 4° în Pliocen, 5° și 7° în Sarmațian și 15° - 25° în Helvețian-Burdigalian.

Hidrocarburile sînt localizate în Burdigalian, Helvețian și Sarmațian. Burdigalianul acumulează petrol, gaze asociate și gaze libere. Complexele XI și X din Helvețian au petrol și gaze asociate. Rezervoarele corespunzînd termenilor IX-V sînt saturate cu petrol, gaze asociate și cu gaze libere. Helvețianul IV-I are numai gaze libere. În Sarmațian, atît la Bustuchini cît și în blocul vestic de la Licurici, sînt tot gaze libere.

Parametrii medii ai zăcămintelor sînt următorii:

	Burdigalian	Helvețian	Sarmațian
Porozitate (%)	14	15-23	23-25
Saturație în apă interstițială (%)	41	41	41
Factorul micșorării de volum	1,530	1,530	—
Greutatea specifică a petrolului (kgf/dmc)	0,870	0,807-0,840	—
Gradient de presiune (atm./10 m)	1,17	1,17	1,17
Treapta geotermică (m/°C)	33	27-32	25



Capcanele sînt de tip structural, stratigrafic (litologic) și paleogeomorfic. Zăcămintele sînt stratiforme sau masive (H X, H XI).

Anticlinalul Socu se situează pe valea Gilortului, între structurile Țicleni și Licurici. Deși sondele săpate aici au ajuns pînă în Helvețian, ele n-au găsit hidrocarburi decît în Meoțian, care este exclusiv gazeifer. Meoțianul constă din marne nisipoase. La partea superioară a

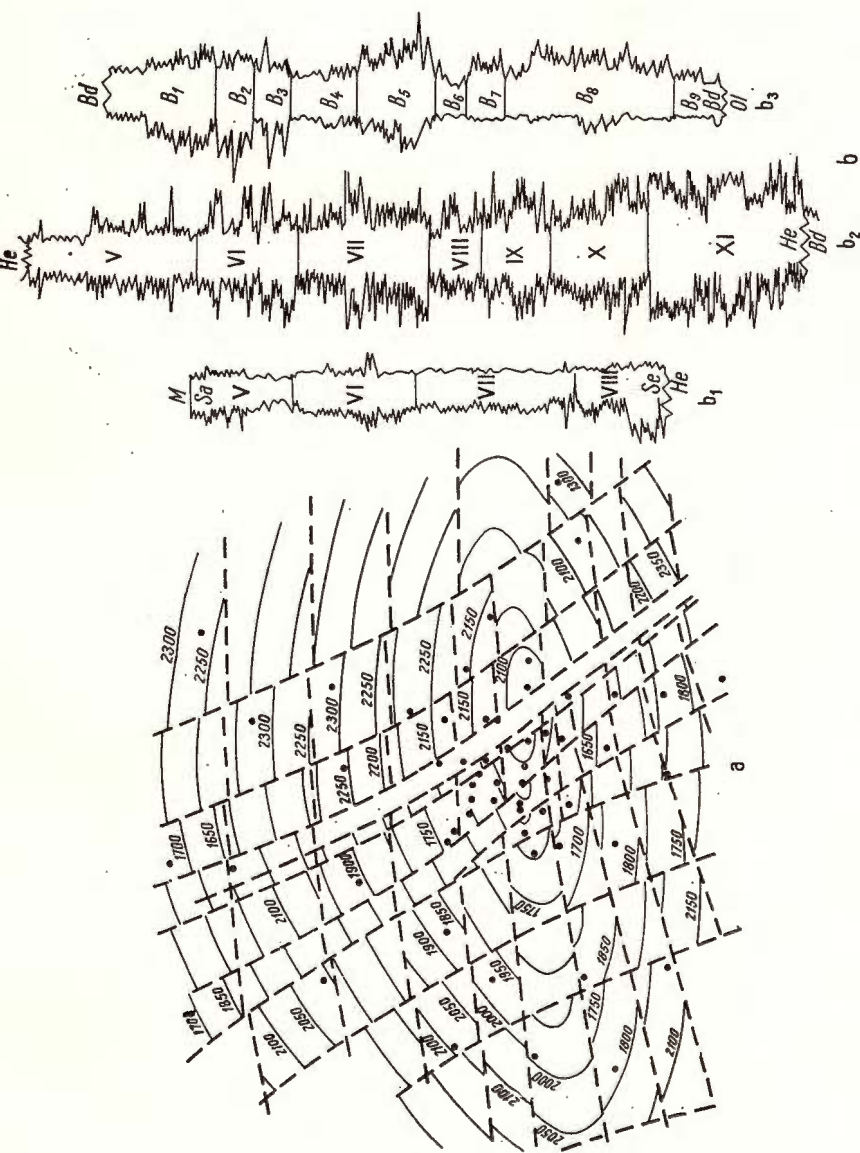


Fig. 39. — Anticlinalul Bustuchini.
 a, harta structurală la un reper din Helvețian; b, profilul tip al Sarmațianului (b_1), Helvețianului (b_2) și Burdigalianului (b_3) (după V. Brinza n).
 Bustuchini anticline.
 a, structural map at a Helvetian guide mark; b, Sarmațian (b_1), Helvetian (b_2) and Burdigalian (b_3) type profiles (according to V. Brinza n).

acestora se intercalează un strat de nisip, gros de 4-6 m, denumit M I, iar în baza seriei de marne nisipoase se dezvoltă un complex de nisipuri de 60-70 m grosime, alcătuit M II. Seria predominant pelitică dintre ele formează M int. Gaze au fost găsite în toți acești trei termeni, dar sub aspectul potențialului, cel mai important rămâne M II.

Anticlinalul Țicleni a fost pus în evidență prin lucrări de cartare, în anul 1910 și, confirmat, cu ajutorul seismometriei. El se desfășoară pe o lungime de 9 km și pe o lățime de 3 km. Sondele săpate pe această structură pînă la adîncimea de 6000 m au deschis Pliocenul, Sarmațianul, Helvețian-Burdigalianul, Paleogenul (în mare parte conglomeratic) și o serie flișoidă, cretacică-superioară. Dintre toate formațiunile traversate, de interes pentru hidrocarburi s-au dovedit Helvețianul, Sarmațianul și Meoțianul.

Helvețianul are o grosime de peste 1600 m și include opt complexe grezo-nisipoase (H I-H VIII), a căror alcătuire litologică și grosime variază în cadrul structurii. La rîndul lui, fiecare complex se compune din mai multe nisipuri. Complexul superior H I, alcătuit din patru strate (H I, 1, 2, 3, 4), este în raporturi de discordanță cu complexul H II. În apexul structurii, stratele 2, 3 și 4 ale complexului H I lipsesc, ceea ce înseamnă că el se dispune transgresiv peste termenii mai vechi.

Sarmațianul se compune din marne bituminoase cu intercalații de calcare și din nisipuri care predomină în segmentul median al profilului. Către apexul structurii grosimea Sarmațianului se reduce. Sarmațianul este încadrat de două discordanțe.

Meoțianul ajunge pînă la 335 m grosime, componîndu-se dintr-o secvență inferioară marno-nisipoasă și din alta superioară, marnoasă.

Anticlinalul Țicleni este afectat de numeroase falii, dispuse oarecum radial (fig. 40), care-l împart în blocuri, majoritatea separate hidrodynamic.

Hidrocarburile sînt distribuite după cum urmează: în Helvețian se găsește petrol, complexe H V, H IV și H III conținînd și cap primar de gaze; Sarmațianul, prin complexe Sa V, VI, VII și Sa inferior, produce petrol, cel mai important obiectiv fiind Sa VIII; Meoțianul inferior are petrol, iar M III, M II, M int. și M I conțin gaze libere.

Parametrii zăcămintelor prezintă următoarele valori:

	Helvețian	Sarmațian	Meoțian
Porozitate (%)	7-7,34	24,2-33	18,4-35
Permeabilitate (mD)	0-4700	0-697	5,2-2454
Saturație în apă interstițială (%)	8,7-46	22,2-24,5	32,5
Factor micșorare volum	1,57-1,24	1,27-1,32	1,25
Greutatea specifică a petrolului (kgf/dmc)	0,84-0,89	0,84	0,85
Rație gaze/petrol (Nmc/mc)	147-220	100-125	90
Gradient de presiune (atm./10 m)	0,64-0,92	—	—
Treapta geotermică (m/°C)	33	33	33

Apele de zăcămint au mineralizații de 55-250 g/l, în Helvețian și de 6-172 g/l, în Sarmațian. Conținutul în iod ajunge pînă la 26 mg/l. Apele sînt de tip cloro-calcic.



Zăcămintele produc în regim mixt. Unele orizonturi se caracterizează prin regim hidrodinamic activ, fapt care a permis realizarea unor factori de recuperare de cca 60 % (Sa VIII).

Capcanele se repartizează la tipul structural și combinat, respectiv stratigrafice și paleogeomorifice. Zăcămintele sînt stratiforme.

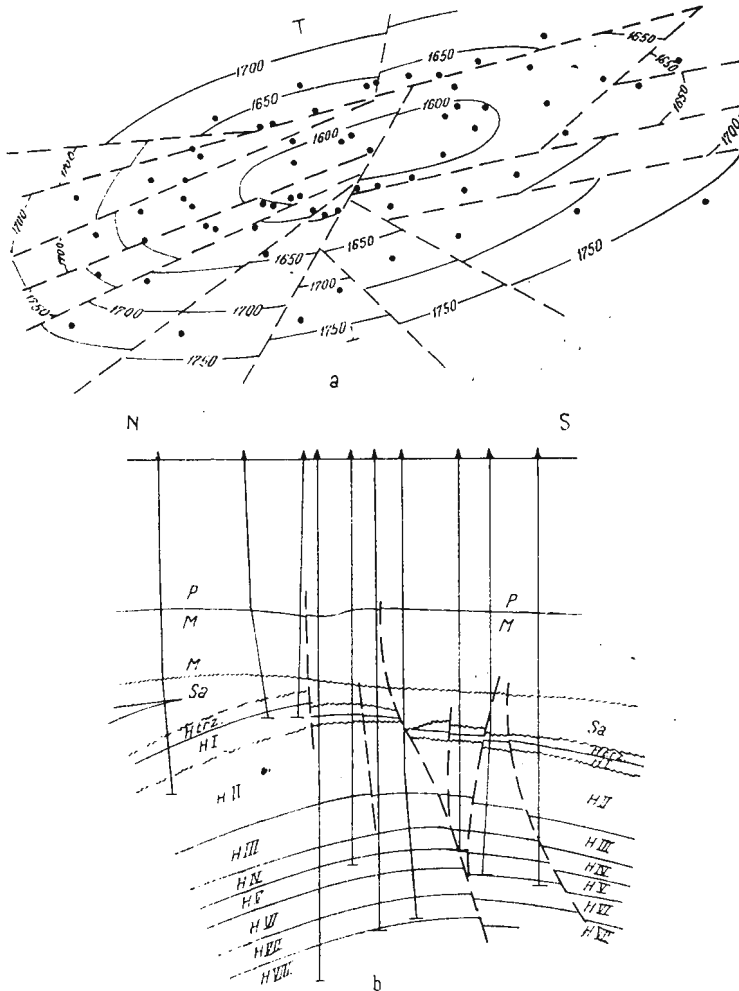


Fig. 40. — Anticlinalul Țicleni.

a, harta structurală la reperul H III; b, secțiune geologică transversală (după R. Ioachimciuc et al.).

Țicleni anticline.

a, structural map at the guide mark H III; b, geological cross section (according to R. Ioachimciuc et al.).



Anticlinalul Bîlteni este prima structură productivă din Oltenia. El se separă de anticlinalul Țicleni printr-o șa. Succesiunea stratigrafică și stilul tectonic sînt, practic, asemănătoare cu cele ale structurii vecine. La Bîlteni s-au dovedit productive următoarele formațiuni: Helvețianul (local) cu petrol, Sarmațianul cu petrol și cap primar de gaze, Meoțianul inferior cu petrol și gaze libere și Meoțianul superior cu gaze libere. Tipurile de capcane și de zăcămint sînt aproape similare celor de la Țicleni.

În partea de E a depresiunii getice se profilează un important aliniament structural, format din anticlinalele Colibași (Argeș), Merișani, Săpunari, Băbeni, Grădiștea, cu zăcăminte, în general modeste, localizate mai mult în Helvețian.

Structura Colibași, determinată cu ajutorul prospecțiunii seismice, reprezintă, la nivelul Helvețianului, un brahianticlin al fragmentat în mai multe blocuri. Sondele săpate la Colibași au străpuns depozite pliocene, sarmațiene (?), helvețiene și oligocene. Meoțianul lipsește în zona axială, dezvoltîndu-se mai mult pe flancul sudic. Dintre formațiunile deschise s-au dovedit cu hidrocarburi Helvețianul și Ponțianul. Rezervoarele helvețiene se caracterizează printr-o bandă îngustă de petrol cu cap primar de gaze sau prin gaze cu condensat. Nisipurile ponțiene au numai gaze. Rezultatele relativ slabe (scăderea presiunilor într-un timp foarte scurt la sonda 11), complicațiile tectonice și stratigrafice au determinat o temporizare a cercetării pe anticlinalul Colibași.

Structura Merișani-Drăganu a fost determinată cu ajutorul prospecțiunilor geofizice. Studiul atent al reliefului arată că terasele Argeșului sînt deformate în dreptul acestui anticlinal (Paraschiv, 1969) ceea ce dovedește că procesul de formare a cutelor din regiunea respectivă a continuat pînă în zilele noastre.

Depozitele care intră în alcătuirea anticlinalului Merișani aparțin Pliocenului, Helvețian-Burdigalianului, Oligocenului și Eocenului. Structura reprezintă un anticlinal, afectat de numeroase falii. Hidrocarburi au fost întîlnite în Oligocen (orizonturile *a* și *b*) și în Helvețian (mai multe orizonturi). Separarea complexelor productive din Helvețian este destul de dificilă din cauza celor două nivele de eroziune care-l încadrează și, mai ales, datorită variațiilor litologice. Scăderea într-un timp scurt a presiunilor și debitelor, ca și comportarea inegală în producție a sondelor constituie caracteristici ale șantierului Merișani-Drăganu. Capcanele sînt de tip structural și combinat (în special litologic), iar zăcămintele, stratiforme.

Structura Săpunari, la nivelul Oligocenului, are forma unui brahianticlin al, orientat NW-SE și compartimentat în trei blocuri tectonice. În apexul structurii, Pliocenul se dispune direct peste Oligocen, în timp ce pe flancuri Paleogenul este acoperit de depozite burdigalian-helvețiene. În afară de Pliocen și Miocen, sondele de la Săpunari au mai deschis, integral, Oligocenul și, parțial, Eocenul. Acumulări de hidrocarburi au fost puse în evidență în Eocen și în Oligocen. Eocenul conține gaze libere, iar diferitele orizonturi și blocuri din Oligocen sînt saturate cu petrol, gaze asociate și gaze libere. În timpul producerii de probă, sondele au avut



aceeași comportare ca și în câmpul Colibași, respectiv scăderea într-un timp foarte scurt a presiunilor și debitelor.

Anticlinalul Băbeni pare să reprezinte continuarea spre W, după o șa structurală, a anticlinalului Lăunele. În alcătuirea anticli-

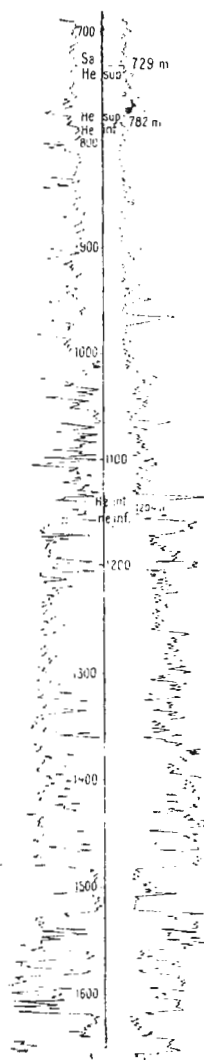


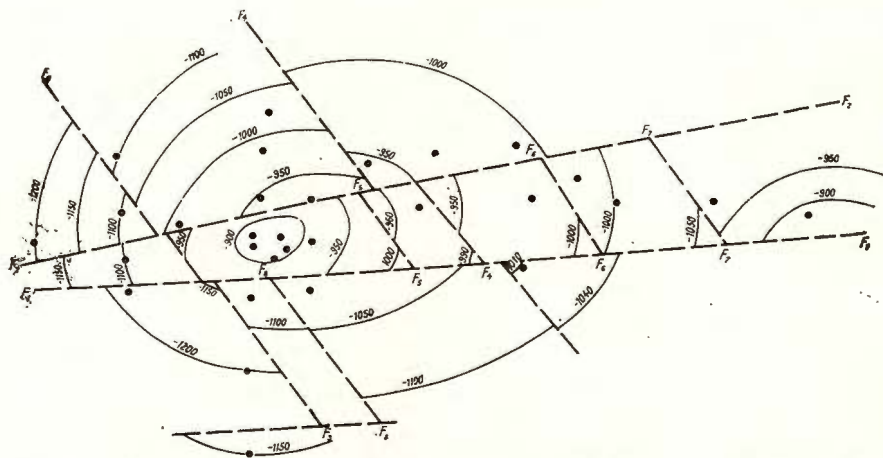
Fig. 41. — Profilul tip al Helvețianului de la Băbeni.

Type profile of the Helvetian of Băbeni.

nalului intră depozite pliocene, sarmațiene, helvețian-burdigaliene și eocene. Paleogenul a fost traversat numai parțial. În legătură cu formațiunile geologice întâlnite la Băbeni este de menționat că Helvețianul se compune din două unități litostratigrafice principale: una inferioară, predominant grezoasă cu elemente microconglomeratice și cu intercalații de



pelite, adesea de culoare brună-șocolatie; alta superioară, predominant cenușie. Trecerea de la o serie la alta se realizează gradat, sub aspect litologic, ceea ce a determinat pe geologii care au lucrat în șantierul respectiv să vorbească despre un Helvețian intermediar (fig. 41). Mai trebuie reținută,



[Fig. 42. — Anticlinul Grădiștea. Hartă structurală la un reper din Sarmatian (după I.C.P.P.G. Cimpina).

Grădiștea anticline. Structural map at a Sarmatian guide mark (according to I.C.P.P.G. Cimpina).

de asemenea, neomogenitatea condițiilor geologice de-a lungul structurii, generate de variațiile litologice, de reliefurile fosilizate și de tectonica destul de complicată. Ca structură, zona Băbeni constituie un anticlinal, fragmentat în foarte multe blocuri adesea separate hidrodynamic.

Acumulările de hidrocarburi sînt localizate în Helvețian. Helvețianul inferior (bazal) și intermediar conține petrol și cap primar de gaze. Helvețianul superior, dezvoltat mai mult în zona periclinalului estic al structurii, este saturat numai cu gaze. Capcanele se încadrează la tipurile structural și combinat (stratigrafic-litologic și paleogeomorfic), iar zăcămintele sînt stratiforme și parțial (în Helvețianul bazal) masive.

Structura Grădiștea are forma unui dom orientat aproximativ E-W. Domul este afectat de două falii longitudinale și alte cîteva accidente tectonice transversale (fig. 42) care delimitează blocuri, individualizate sub aspectul distribuției fluidelor, caracteristicilor fizico-productive și al dimensiunilor zăcămintelor. Structura conține gaze libere, acumulate în Sarmatian. Nisipurile productive au fost grupate în șase complexe, notate de sus în jos, Sa I-Sa VI. Adîncimea stratelor cu gaze variază între 192 și 1570 m. Capcanele sînt de tip structural și combinat.

Imediat la sud de linia Băbeni-Grădiștea se schițează un alt eșalon structural, cu acumulări aproape exclusiv gazeifere și de importanță redusă. Este vorba de structura Galicea-Românești, unde formațiunea de prim interes este reprezentată prin Helvețian.



La Galicea s-au găsit gaze în două sectoare. În partea estică a structurii au produs segmentul inferior, nisipos și cel intermediar al Helvețianului, la sondele 24 și 54. Forajele efectuate în vederea extinderii acestor rezultate s-au dovedit sterile, din cauza tectonicii foarte complicate a regiunii. În partea de W a structurii a produs gaze numai segmentul intermediar al Helvețianului. Tot pe structura Galicea au mai fost semnlate gaze în Pontian, la patru sonde, cărora se adaugă forajul de la Roești.

La Românești-Roșiile a fost determinat un brahianticlin al cu flancuri abrupte și străpuns, central, de un simbur de Oligocen. Orizonturile grezoase productive aparțin Helvețianului și, într-o singură sondă, Sarmațianului. În Helvețian s-au separat trei complexe productive, numerotate de sus în jos, I, II și IV. Complexul IV are petrol și gaze libere, complexul II numai petrol, iar complexul I numai gaze libere. Porozitatea rezervoarelor este de 12%-29,9%, iar permeabilitatea de 343-1625 mD. Gradientul de presiune ajunge la 11,2 atm./100 m, iar treapta geotermică la 25,4 m/°C.

La S de structurile prezentate mai înainte se desfășoară unul dintre cele mai proeminente aliniamente structurale din jumătatea estică a depresiunii getice, în cadrul cărora au fost puse în evidență importante zăcăminte de petrol. Este vorba de structurile Șuța Seacă, Glîmbocelu, Călinești-Oarja și Moșoaia, care ar avea un echivalent vestic în anticlinalele gazeifere Zătreni și Hurezani-Piscul Stejarului. Între acest mare anticlinoriu și cel de la Boțești-Vilcele au mai fost identificate câteva elemente structurale locale, unele dintre ele dovedindu-se productive, așa cum este cazul cîmpurilor petrolifere și gazeifere de la Dobrești, Ludești și Bogați-Priboieni.

Structura Dobrești reprezintă o ușoară boltire domală pe fundul sinclinalului major care separă marile ridicări de la Șuța Seacă-Glîmbocelu și Boțești. Pe acest dom s-au săpat mai multe sonde care au arătat că Pliocenul se dispune peste diferiți termeni ca Oligocenul, Helvețianul sau Sarmațianul, datorită denudației care a afectat regiunea în pre-Meoțian. La Dobrești s-a dovedit existența gazelor libere în Meotian, alcătuit din marne și intercalații de nisipuri. Exploatarea structurii este în curs.

Anticlinala Ludești continuă spre W aliniamentul Teiș-Viforîta-Dragomirești. El este afectat de mai multe accidente tectonice, cel mai important fiind falia Ludești care delimitează spre S zona productivă a structurii. Culminația Ludești a funcționat ca o zonă ridicată în timpul Miocenului, astfel că aici Pliocenul se dispune direct peste Oligocen. Formațiunea de interes o constituie Meoțianul, prin cele două nisipuri „a” și „b”. Meoțianul „b” (bazal) conține petrol și cap primar de gaze, iar Meoțianul „a” se caracterizează prin acumulări de petrol, cap primar de gaze și gaze libere. Principalii parametri ai zăcămintelor de petrol sînt: grosime efectivă 1,5-2,5 m, porozitate 28%, saturație în apă interstițială 20%, factorul micșorării de volum 1,12, greutatea specifică a petrolului 0,850 kgf/dmc.

Zona productivă Bogați se suprapune unui detaliu structural de pe flancul nordic al anticlinoriului Slătioarele-Pitești-Golești.



Într-una din alternativele de interpretare structurală, zona Bogați se continuă spre E cu zăcămintul de la Strimbu, încadrat de majoritatea geologilor la structura Șuța Seacă-Stratonești. Ca și la Dobrești, Pliocenul se dispune transgresiv și discordant peste diferiți termeni și anume peste Sarmățian, Helvețian sau Oligocen. La nivelul Meoțianului, structura Bogați are forma unui anticlinal, orientat E-W și este fragmentat în mai multe blocuri tectonice. Judecând după distribuția formațiunilor miocene și paleogene, structura Bogați apare ca o apofiză a ridicării Slătioarele-Golești, apofiză orientată NE-SW.

Acumulări de hidrocarburi au fost puse în evidență în gresiile și nisipurile helvețiene și meoțiene. Formațiunea productivă principală este Meoțianul, alcătuită din marne cu intercalații de nisipuri. Variația litologică care se constată în Meoțian face ca intercalațiile de nisipuri să aibă, adesea, caracter lenticular. Helvețianul este productiv cu petrol la Bogați S, iar Meoțianul cu acumulări de petrol și, probabil, cap primar de gaze, produce la Bogați N-Priboieni. Capcanele din Meoțian sînt de tip combinat și anume, structural-stratigrafic (litologic), în timp ce capcanele din Helvețian sînt, predominant, paleogeomorifice. Petrolul este produs datorită expansiunii gazelor ieșite din soluție. Exploatarea zăcămintului din Meoțian s-a făcut cu dificultăți, provocate de viiturile de nisip.

Structura Șuța Seacă reprezintă segmentul estic al anticlinoriului care se dezvoltă între Dîmbovița și valea Vedea, trecînd prin dreptul localităților Lucieni (pe Dîmbovița), Cobia, Stratonești, Glimbocelu, Topoloveni, Golești, Moșoaia, Slătioarele. În accepția geologilor care au lucrat în regiunea respectivă, structura Șuța se extinde spre W pînă la falia Glimbocelu, iar de aici spre SW, prin Gura Foi și Leordeni, pînă la riul Argeș.

Forajele efectuate pe structura Șuța Seacă au deschis Neogenul și Paleogenul. Acesta din urmă este reprezentat prin Eocen, în facies de Șotriile și prin Oligocen, dezvoltat în faciesul stratelor de Pucioasa. Depozitele paleogene, întîlnite în zona de apex și pe flancul nordic al structurii, n-au fost traversate în întregime, ci numai pe o grosime de maximum 216 m. Acvitanian-Burdigalianul constă din conglomerate și gresii grosiere, în grosime de 900 m, precum și din argile cu sare. Depozitele salifere întîlnite, în poziție anormală (diapiră) pe flancul sudic, au fost atribuite, inițial, Tortonianului. Ulterior, una dintre sondele săpate pe flancul nordic, la Cobia, a interceptat și traversat întreaga serie saliferă care se dispune peste Oligocen și suportă seria roșie helvețian-burdigaliană (fig. 43). Helvețian-Burdigalianul este alcătuit dintr-o serie grezoasă-nisipoasă de culoare predominant roșie, la partea inferioară și dintr-o serie marnoasă cu intercalații de nisip, de culoare predominant cenușie, la partea superioară. Acești doi termeni litofaciali, și în special ultimul, se găsesc numai pe flancuri, unde au fost cruțați cu denudație. Tortonianul, probabil concordant peste Helvețian, se întîlnește, de asemenea, pe flancuri și este compus din toți cei patru termeni: marnele cu globigerine, breția sării, șisturile cu radiolari și marnele cu *Spirialis*. Sarmățianul urmează, uneori în continuitate de sedimentare, Tortonianului, alături se dispune discordant peste diferiți termeni ai Miocenului sau peste Oligocen. Sarmățianul inferior este



predominant marnos, Sarmatianul mediu are caracter nisipos, iar Sarmatianul superior se compune din marne și nisipuri. Ca și celelalte formațiuni miocene, Sarmatianul are o răspândire sporadică din cauza denudației pre-pliocene. El se întâlnește pe flăncuri, pe periclina și în zonele cu paleorelief negativ. Meotianul se dispune discordant peste depozitele de vîrstă

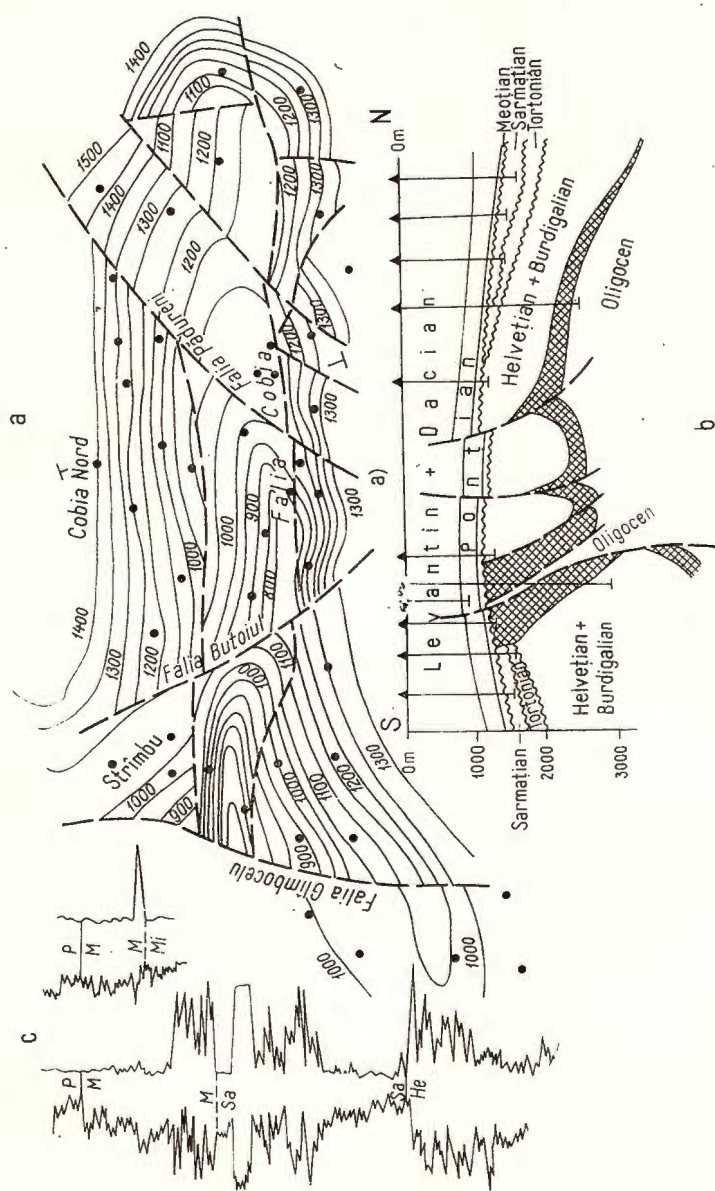


Fig. 43. — Structura Șuța Seacă.

a, harta structurală la intrarea în Meotian; b, secțiune geologică transversală; c, profilul tip al Meotianului, Sarmatianului și Helvețianului.

Șuța Seacă structure.

a, structural map at the top of the Meotian; b, geological cross section; c, Meotian, Sarmatian and Helvețian type profiles.

diferită. El este alcătuit din marne cu intercalații de nisipuri și gresii. În bază se individualizează, de regulă, un orizont de psamite, denumit în jumătatea estică a structurii, M III. Acesta este echivalentul stratigrafic al M II de la E de Dimbovița, iar seria marnoasă de deasupra ar fi sincronă cu orizonturile M II, M int. și M I de la Moreni-Gura Ocniței. Stratul bazal nisipos-grezos al Meoțianului se întâlnește și în partea vestică a anticlinalului, dar acesta este heterocron, reprezentând un facies al transgresiunii care s-a produs progresiv de la E către W. Ca atare, grosimea Meoțianului, de cca 145 m în sectoarele Șuța și Cobia, scade până la 20-30 m la Leordeni. În zona de apex și pe flancul nordic, complexul grezos-nisipos bazal lipsește, iar pe flancul sudic el prezintă variații litologice și de grosime, astfel că la W de meridianul orașului Găești aceste psamite au o dezvoltare lenticulară. Pe alocuri apar lentile de gresii și în partea superioară a Meoțianului. Ponișianul este exclusiv marnos, iar Dacianul și Levantinul apar sub forma unei succesiuni de nisipuri, marne și intercalații de cărbune.

Din punct de vedere tectonic, structura Șuța Seacă este o cută diapiră, faliată longitudinal (falia Cobia) și transversal. Falia Cobia, de fapt un complex de accidente tectonice, de-a lungul căreia zona centrală și flancul nordic, mai ridicate, încăleacă ușor peste flancul sudic, a înlesnit migrația sării din adâncime până la nivelul Meoțianului. Dintre accidentele transversale, cu implicații faciale, structurale și în distribuția fluidelor, merită să fie menționate faliile Pădureni, Butoiu și Glimbocelu (fig. 43). În ansamblu, la nivelul formațiunilor paleogene, miocene și pliocen-inferioare, structura se ridică continuu de la E către W. O altă caracteristică a acestui mare anticlinal este aceea că spre extremități, la E (Lucieni) și la W (Leordeni) el se ramifică în boltiri de-al doilea ordin. Înclinările stradelor cresc în raport cu adâncimea. Astfel, Pliocenul are 4° - 22° , Sarmațianul 5° - 68° , Helvețian-Burdigalianul 30° - 80° . Potrivit prospecțiunilor seismice, anticlinalul Șuța Seacă se identifică și la adâncimi mai mari, atât în depozitele depresiunii getice, cât și în cele atribuite platformei moesice. Ca urmare, aici (în sectorul Cobia N) s-a proiectat și a început lucrările o sondă de 8000-8500 m adâncime.

Pe structura Șuța Seacă au fost puse în evidență zăcăminte de petrol în Meoțian, Sarmațian și Helvețian. Meoțianul este productiv pe tot flancul sudic și, numai local (Pădureni, Lucieni), pe flancul nordic și pe periclinul estic. El conține petrol, rareori cu cap primar de gaze și, numai într-un singur caz, gaze libere. Sarmațianul a fost găsit cu petrol și cu un foarte redus cap primar de gaze la Cobia N și pe periclinul estic, la Lucieni. Helvețianul produce numai pe flancul nordic, la Cobia N și la Strimbu. Cu o singură excepție (un bloc tectonic la Strimbu) Helvețianul conține numai acumulări de petrol.

Capcanele de pe structura Șuța Seacă sînt de tip structural și combinat (stratigrafic și paleogeomorfic), iar zăcămintele stratiforme și, uneori (în Helvețian), masive.



Principalii parametri ai zăcămintelor se caracterizează prin următoarele valori:

	Meoțian	Sarmațian	Helvețian
Porozitate (%)	23-30	25	26
Permeabilitate (mD)	230	480	—
Saturație în apă interstițială (%)	21-25	16	30
Factor micșorare volum	1,13-1,20	1,16-1,26	1,24
Greutatea specifică a petrolului (kgf/dmc)	0,840-0,900	0,840	0,840
Rație gaze/petrol (Nm ³ /mc)	147-220	100-125	90
Gradientul de presiune (atm./100 m)	8,4-9,8	9,9-10,9	—
Treapta geotermică (m/°C)	23-38,8	33	—

În legătură cu parametrii menționați trebuie reținut faptul că Meoțianul, la E de falia Glimbocelu, are petrol parafinos cu greutatea specifică de 0,840 kgf/dmc, iar la W de acest accident tectonic apare petrolul asfaltos (A), cu densitatea de 0,900 kgf/dmc. Mai mult, la Câteasca (Leordeni), nisipurile superioare ale Meoțianului au petrol de tip A, iar nisipurile bazale se caracterizează prin petrol de tip C. Rezumând, Meoțianul conține petrol de tip C, care trece la W de falia Glimbocelu în petrol tip A, iar Sarmațianul și Helvețianul au petroluri semiparafinoase (tip B).

Treapta geotermică este de 33-38,8 m/°C pe toată structura. Pe ramificația Budișteni-Leordeni, însă, la W de falia Glimbocelu, acolo unde se schimbă și calitatea petrolului, treapta geotermică se reduce foarte mult, la 23 m/°C. Această reducere ar putea fi pusă, fie pe seama unui flux termic diferit al blocului de la W de falia Glimbocelu, fie poziției mai sudice a acestui compartiment, deci mai aproape de dislocația Bibești-Tinosu, caracterizată prin temperaturi ridicate.

Regimul zăcămintelor este diferit. Majoritatea acumularilor își datorează energia ieșirii gazelor din soluție, dar s-au constatat și regimuri mixte. Sectorul Leordeni se caracterizează printr-un regim hidrodinamic foarte activ. În Meoțianul de la Șuța Seacă, Cobia și Gîrleni și în Sarmațianul de la Cobia N s-a aplicat, cu succes, injecția de apă. Zăcămintele se află în faza finală de exploatare.

Structura Glimbocelu reprezintă continuarea, la W de falia cu același nume, a anticlinalului Șuța Seacă. Se pare că falia Glimbocelu produce o oarecare decroșare a celor două segmente de structură. Spre W, anticlinalul Glimbocelu este delimitat de falia Topoloveni. Sondele săpate aici au întilnit Pliocenul, Helvețianul și Oligocenul. În ceea ce privește depozitele helvețiene, ele apar, în mod discontinuu, pe flancuri și în zonele de paleorelief negativ, astfel că pe cea mai mare parte a structurii, Meoțianul se dispune direct peste Oligocen. La rîndul său, Meoțianul este alcătuit dintr-un strat de nisip, acoperit, uneori, de un pachet de marne. În această alcătuire litofacială este cunoscut Meoțianul în zona axială și pe flancul nordic. Către S, însă, el se dezvoltă în grosime de la 6-10 m, pînă la 60-80 m și, odată cu aceasta, se mărește și numărul de strate nisipoase. Astfel, potrivit studiilor geologice de sinteză întocmite, în zona de dezvoltare maximă (Topoloveni), Meoțianul cuprinde patru complexe nisi-



poase-grezoase de interes, unul dintre ele (complexul 4) fiind alcătuit din două strate (*a* și *b*). Hidrocarburile sînt localizate în Meoțian și în peticele izolate de Helvețian și constau din acumulări de petrol, mai rar cap primar de gaze și gaze libere. Meoțianul, productiv în special pe flancul sudic, se caracterizează printr-un regim hidrodinamic foarte activ. Capcanele din Meoțian sînt structurale și stratigrafice, iar cele din Helvețian, paleogeomorifice. Zăcămintele pot fi încadrate la tipurile stratiforme și masive (în Helvețian).

Zona productivă Călinești-Oarja a fost pusă în evidență în anul 1967 și corespunde flancului sudic al anticlinoriului Pitești-Golești. Această zonă este delimitată la E de falia Topoloveni, iar la W de un complex de falii în sectorul Hîntești, care o separă de cîmpul productiv Moșoaia.

Anticlinoriul Slătioarele-Pitești-Golești reprezintă o ridicare de Paleogen care se afundă spre S și se acoperă, progresiv, cu depozite din ce în ce mai groase, aparținînd Helvețianului, Tortonianului și Sarmațianului. Îngroșări asociate cu apariții de strate nisipoase noi se constată și în Meoțian, unde au fost separate patru complexe de interes (*a*, *b*, *c* și *d*). Așadar, cîmpul productiv de la Călinești-Oarja, care se întinde spre W pînă la Albota, corespunde tocmai acestei zone de flanc, de-a lungul căruia au loc îngroșări și eflări de strate, variații litologice, atît pe direcția structurii cît și în sens transversal. Distribuția, grosimile și litofaciesul formațiunilor miocene și meoțiene sugerează că ridicarea în discuție a început să se stingă și să-și piardă personalitatea treptat, imediat după faza savică, pînă în Pontian.

În zona Călinești-Oarja, stratele au o dispoziție monoclinală, corespunzătoare flancului anticlinoriului. Acest monoclin este secționat de numeroase falii longitudinale și transversale, care-l fragmentează în mai multe blocuri, în bună parte separate hidrodinamic.

Principala formațiune productivă pe structură este Meoțianul și anume complexele (de sus în jos) *a*, *b*, *c* și *d*. Termenul „*a*”, urmat de „*b*”, avansează cel mai mult către apexul structurii, în timp ce stratele „*c*” și „*d*”, din partea inferioară a Meoțianului, se întîlnesc în poziții de flanc, distribuția lor fiind controlată și de paleorelieful pre-meoțian. Cu totul izolat au fost găsite impregnații cu hidrocarburi, la contactul cu Meoțianul, în capete de strate aparținînd Miocenului. Din Meoțian, cele mai importante obiective productive cu petrol sînt orizonturile „*b*” și „*c*”. Pachetul „*a*” inferior este predominant gazeifer, iar termenul „*a*” superior și „*d*” n-au dovedit un potențial industrial de hidrocarburi (fig. 44).

Principalii parametri ai zăcămintului prezintă următoarele valori medii: porozitate 24 %, saturație în apă interstițială 25 %, factorul micșorării de volum 1,144, greutatea specifică a petrolului 0,873 kgf/dmc.

Structura Slătioarele constituie segmentul cel mai vestic al anticlinoriului care începe la rîul Dimbovița și sfîrșește în apropierea văii Vedea. La suprafață, regiunea este acoperită de depozite levantine și daciene. În zona axială apare la zi un masiv de sare diapiră (burdigaliană). Potrivit datelor de foraj, în alcătuirea structurii intră depozite pliocene, sarmațiene, helvețian-burdigaliene și paleogene. În zona de apex, sub Pliocen, a fost întîlnit Eocenul, într-un facies asemănător celui de



Șotrile și Oligocenul de tip Pucioasa. Pe flancuri, Paleogenul se îmbracă normal sau prin intermediul unor accidente tectonice cu depozite aparținând Helvețian-Burdigalianului, și anume orizontului „roșu” nisipogrezos și Sarmațianului, care apare în sectorul sudic și în periclinul vestic, unde este alcătuit din marne și nisipuri neconsolidate. Meoțianul se compune din marne și nisipuri care se efilează și dispar, atît înspre zona axială

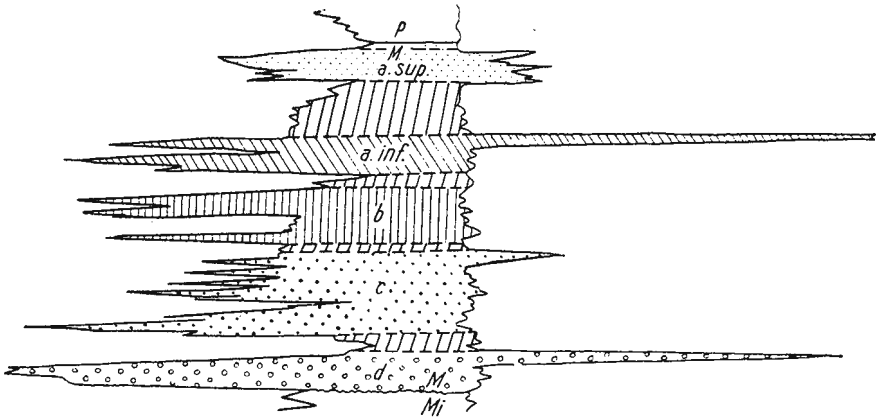


Fig. 44. — Profilul tip al Meoțianului de pe structura Călinești-Oarja.
Meotian type profile on the Călinești-Oarja structure.

cît și înspre extremitățile flancului sudic. Ponțianul, marnos aproape în totalitate, prezintă un strat de nisip în baza profilului. Dacianul și Levantinul formează o stivă de nisipuri și pietrișuri cu intercalații de marne și strate subțiri carbunoase.

Așa cum rezultă din datele de foraj, Paleogenul și Miocenul inferior din apexul structurii încalecă Helvețianul din flancul sudic, mai coborît. Sarmațianul și mai ales Pliocenul acoperă, transgresiv, toată această structură complexă. În același timp, anticlinalul Slătioarele este afectat de falii longitudinale și transversale, cu implicații în distribuția fluidelor.

Acumulări de hidrocarburi se găsesc, mai întii, în Helvețian, de regulă, la contactul cu Meoțianul sau în câteva nivele grezoase izolate. Cele mai bune rezultate (petrol) la Helvețian au fost obținute în jumătatea estică a flancului sudic, la Moșoia și la Hințești. Sarmațianul produce petrol în jumătatea vestică a structurii, în blocurile II, III și IV. Meoțianul reprezintă obiectivul cel mai important de la Slătioarele, avînd petrol pe flancul sudic, în blocurile II și III. În cea mai mare parte a blocului II exploatarea se face cu injecție de apă, iar în blocul III se produce în regim de gaze dizolvate. Ponțianul oferă acumulări modeste de petrol, de asemenea, pe flancul sudic, dar în sectorul estic al acestuia, acolo unde în baza lui apare un strat de nisipuri marnoase.

Viscozitatea mare a petrolului și caracterul mobil (neconsolidat) al nisipurilor meoțiene și sarmațiene au provocat dificultăți deosebite în activitatea de extracție, în special în partea vestică a structurii. Capcanele

sînt de tip structural și combinat (stratigrafic, inclusiv litologic și paleo-geomorfic).

Structura gazeiferă Zătreni se dezvoltă de o parte și de alta a văii Oltețului. În ciuda unor indicații seismice și de foraj, este greu de spus dacă anticlinalul Zătreni reprezintă sau nu o continuare spre W a aliniamentului Șuța-Glîmboceleu-Slătioarele, cu atît mai mult cu cît în succesiunea stratigrafică, stilul tectonic, natura și tipul acumulărilor există diferențe între aceste elemente structurale.

Sondele săpate aici, în limitele adîncimii de 4500 m, au deschis formațiuni de vîrstă pliocenă, sarmațiană, tortoniană (fără sare) și helvețiană. La nivelul Meoțianului și Sarmațianului, structura se prezintă sub forma unui brahianticlinal, cu flancuri aproximativ simetrice și orientate NE-SW. Faliile longitudinale și transversale, determinate pînă în prezent, împart acest anticlinal în 11 blocuri tectonice.

Principala formațiune productivă la Zătreni-Tetoiu este Sarmațianul, prin complexele II și III. Cu totul local (o sondă) se obțin gaze și din Meoțian. Accentuata neuniformitate litologică, asociată cu variația porozității și permeabilității rezervoarelor, se reflectă în comportarea diferită a sondelor și în scăderea presiunilor și debitelor de gaze într-o perioadă de timp relativ scurtă. Capcanele sînt de natură structurală și stratigrafică (litologică).

Structura Hurezani-Piscu Stejarului pare să reprezinte continuarea spre W a aceleiași aliniament tectonic care începe cu anticlinalul Zătreni-Tetoiu. Această structură a fost pusă în evidență cu ajutorul prospecțiunilor seismice și se compune din două culminații: una la Hurezani, iar cealaltă la Piscu Stejarului. Sondele săpate în regiune, pînă la maximum 3171 m adîncime, au străbătut Pliocenul, și, parțial, Sarmațianul. Ultimul subetaj menționat, deschis pe o grosime de maximum 1550 m, se compune din marne și nisipuri, stratele cu proprietăți de rezervor fiind grupate în 5 complexe, numerotate (de sus în jos) Sa V-Sa IX. Meoțianul, cu grosimi de 650-800 m, prezintă patru complexe de nisipuri (M I-M IV) din care trei produc gaze. Ponțianul este format din marne și marne nisipoase, iar Dacianul și Levantinul constau din nisipuri, microconglomerate și gresii cu intercalații de marne și cărbune.

Structura constituie o ușoară boltire anticlinală, cu două culminații: una la Piscu Stejarului iar alta la Hurezani. Anticlinalul este secționat de falii longitudinale și transversale, în parte etanșe (fig. 45).

La Hurezani-Piscu Stejarului s-au descoperit numai acumulări de gaze libere care sînt localizate în complexele V-IX din Sarmațian și în orizonturile I, III și IV din Meoțian. Debitelor obținute la fiecare obiectiv în parte sau la mai multe obiective, încercate împreună, variază între 10 000 și 175 000 mc/zi. Distribuția acumulărilor este uniformă pe toată structura, numărul stratelor gazeifere variînd de la bloc la bloc tectonic. Zăcămintele de la Hurezani-Piscu Stejarului urmează să fie introduse în exploatare într-un viitor apropiat.

Din dreptul anticlinalului Slătioarele-Pitești se desprinde și se profilează o nouă linie structurală, formată din undulațiile Vața, Otești și Drăganu-Călina. Această linie structurală, cu direcția ei divergentă,



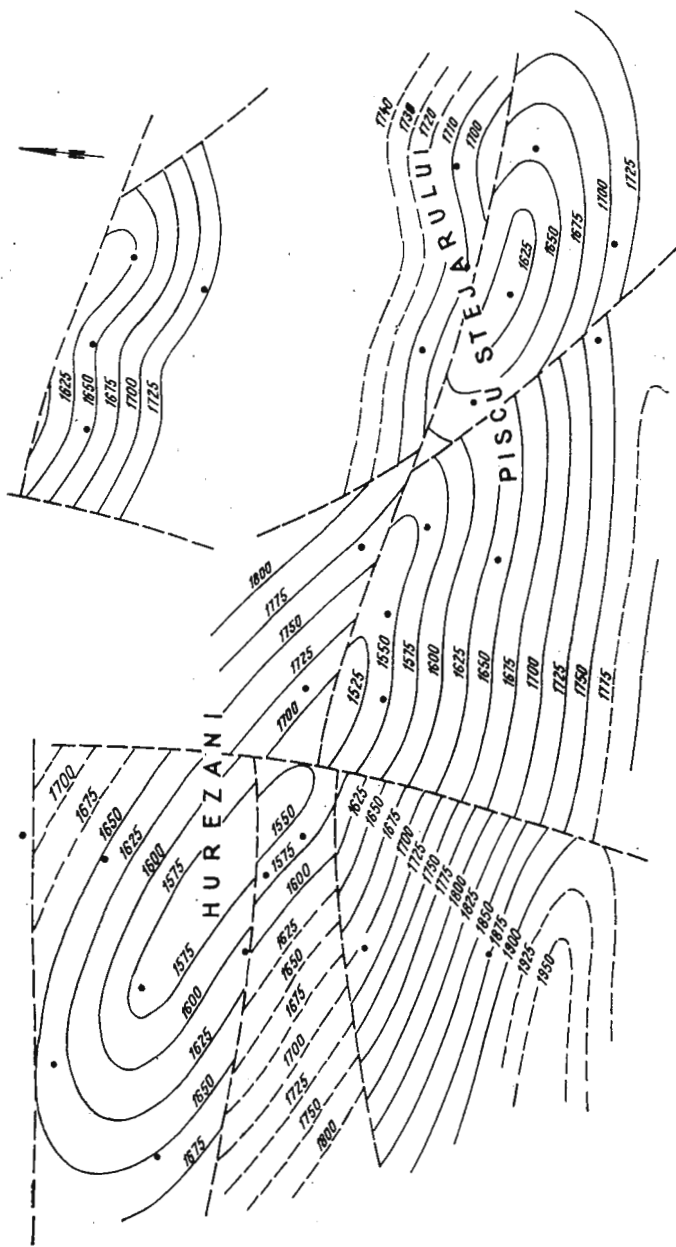


Fig. 45. — Structura Hurezani-Piscu Stejarului. Izobate la nivelul Sa VII (după V. Brinzan).
Hurezani-Piscu Stejarului structure. Isobates at the level Sa VII (according to V. Brinzan).

aproape perpendiculară față de anticlinoriul Slătioarele-Pitești-Glimbocelu și cu stilul ei tectonic mult mai calm, sugerează că ea se suprapune unui fundament de platformă. De altfel, sondele de la Spineni (4605 m) și Mitrofani (6021 m) săpate în zona acestui eșalon de structuri, din Miocenul inferior al depresiunii precarpatice au intrat în Sarmațianul și Mezozoicul platformei moesice. În aceste condiții ar fi posibil ca anticlinoriul Slătioarele-Pitești-Glimbocelu-Șuța Seacă, întocmai ca și aliniamentul Băicoi-Moreni-Tirgoviște să reprezinte cele mai sudice cute cu fundament carpatic.

Structura Vața a fost pusă în evidență printr-un complex de lucrări geofizice, constind din gravimetrie, magnetometrie, electro-metrie și seismică și efectuate, începind cu anul 1936, până în anul 1954. Primele rezultate favorabile (hidrocarburi) pe această structură au apărut în anul 1953.

Sondele care s-au săpat aici au deschis Pliocenul, Sarmațianul și, parțial, Helvețianul. Acesta din urmă, traversat pe o grosime de peste 1000 m, este alcătuit, predominant, din pelite și prezintă înclinări mari (30° - 50°). În zona de apex, Helvețianul suportă direct Meoțianul. La rîndul lui, Sarmațianul, s-a mai păstrat pe flancuri, în zonele periclinale sau în șeile structurale. În baza acestui subetaj predomină marnele, în timp ce către partea lui superioară s-a întilnit o alternanță de gresii, nisipuri și marne. Meoțianul se dispune transgresiv și discordant peste Sarmațian sau Helvețian. În zona axială a anticlinalului și pe flancul sudic, acesta se dezvoltă pînă la 115 m. Litologic, subetajul respectiv este alcătuit dintr-o alternanță de marne și nisipuri, ultimele fiind grupate în șase complexe numerotate, în ordinea depunerii, de la 1 la 6. Nisipurile 2, 3, 4 și 5 se adaugă, succesiv, pe flancul sudic și în zonele periclinale. Aceasta înseamnă că pe fondul unor mișcări oscilatorii ritmice, anticlinalul Vața a păstrat o poziție predominant ridicată în Pliocenul inferior și că în Meoțian există lacune intraformaționale, cele mai importante localizîndu-se la capul pachetului 2 și la baza pachetului 4. Pentru a completa imaginea stratigrafică a Meoțianului este util de consemnat variația litologică accentuată care se constată în sens longitudinal și transversal, pe acest flanc din ce în ce mai subsident către S, unde o parte din nisipurile de interes au un caracter lenticular. Pontianul îmbracă un litofacies marnos. Doar în zona axială și pe flancul sudic apare în baza lui un strat de nisipuri marnoase, saturate cu gaze. Dacianul și Levantinul se dezvoltă în faciesul caracteristic depresiunii precarpatice.

Structura Vața constituie un brahianticlinal, în lungime de 18 km și cu o lățime de maximum 8 km. Înclinările determinate au valori de 3° - 5° în Pliocen și de 15° - 50° în Miocen. Numeroase accidente longitudinale și transversale împart structura în blocuri tectonice (fig. 46), în care distribuția fluidelor este diferită.

La Vața s-au întilnit hidrocarburi în cele șase complexe nisipoase meoțiene și în Pontian. M_1 (în baza Meoțianului) conține petrol cu cap primar de gaze; M_2 este productiv cu petrol și cap primar de gaze; M_3 este productiv cu petrol într-un singur bloc tectonic (K); M_3 , cu excepția blocului K, unde are și cap primar de gaze, este saturat numai cu petrol; M_4



conține petrol, iar M_5 și M_6 au gaze libere. Se cuvine o precizare în legătură cu complexul M_5 , care a debitat petrol cu rație mare de gaze la sonda 831, iar la sonda 830 au fost consemnate 0,2 t/zi petrol. Zonele saturate cu

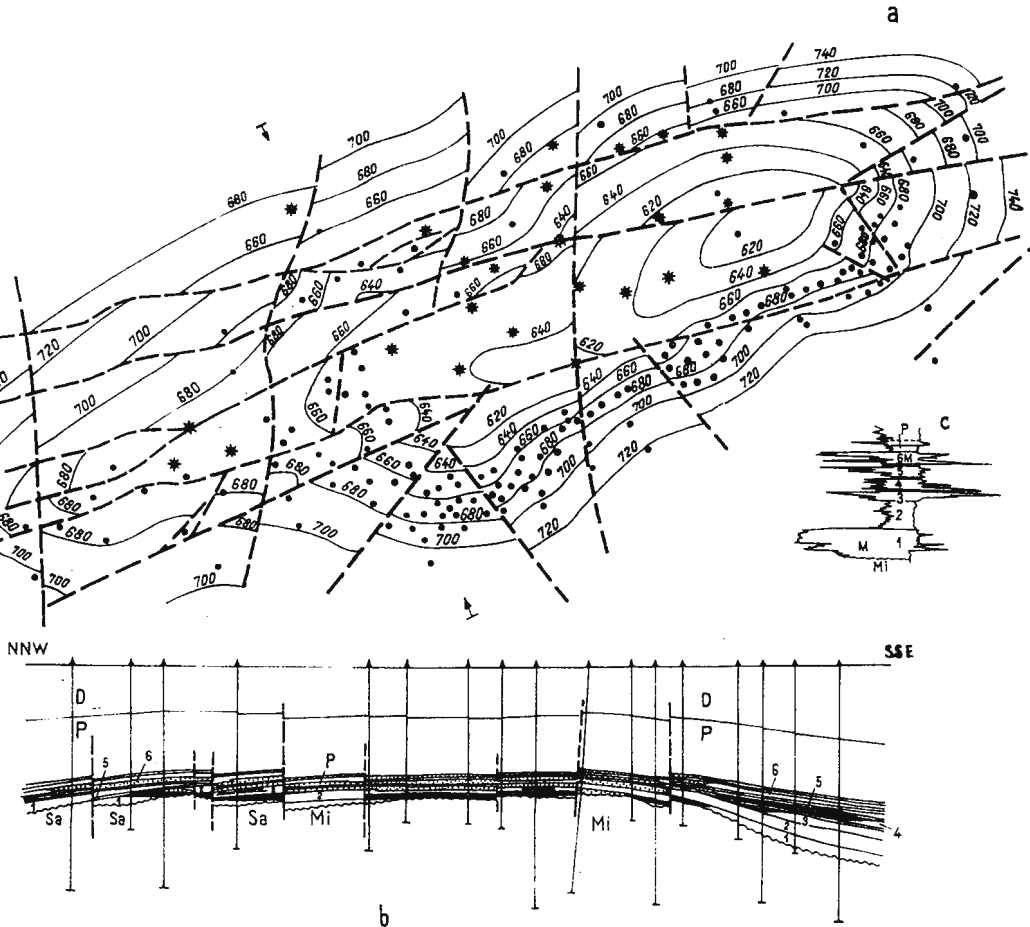


Fig. 46. — Structura Vața.

a, harta structurală la intrarea în Meoțian; b, secțiune geologică transversală; c, profilul tip al Meoțianului (după L. Cristea et al.).

Vața structure.

a, structural map at the top of the Meotian; b, geological cross section; c, Meotian type profile (according to L. Cristea et al.).

petrol se localizează, în marea lor majoritate, pe flancul sudic și în zonele periclinale. Pontianul este exclusiv gazeifer.

În condițiile arătate mai înainte reiese că la Vața capcanele sînt de tip structural (nisipurile M_1 și M_6) și combinat (stratigrafic-litologic), iar zăcămintele, stratiforme. Principalii parametri ai acumulărilor de pe



structura Vața prezintă următoarele valori medii : porozitatea 26%-31%, permeabilitatea efectivă 200-2000 mD, saturația în apă interstițială 17%-30%, factorul micșorării de volum 1,07, greutatea specifică a petrolului 0,925 kgf/dmc, rația de soluție 24,5 Nmc/mc. Complexul M_1 se caracterizează prin împingerea apei marginale și destinderea capului de gaze, iar celelalte complexe își datoresc energia, în general, ieșirii gazelor din soluție.

Structura Otești reprezintă o boltire largă, în cadrul căreia Pliocenul are înclinări de cca 2°. Alcătuirea stratigrafică a regiunii este oarecum similară celei de pe anticlinalul Vața. Doar Meoțianul se caracterizează prin creșterea ponderii nisipurilor care pot deveni, la un moment dat, masive. Ca și în sectorul vestic al structurii Vața, nisipurile meoțiene nu sînt consolidate, din această cauză rezultînd mari dificultăți în procesul de extracție. Acumulările de hidrocarburi de la Otești sînt localizate în nisipurile din partea superioară a Meoțianului, în apropierea limitei cu Ponțianul. Acestea au fost separate în două complexe, numerotate de sus în jos, M_1 și M_2 . La rîndul lui, complexul M_1 este divizat de către intercalații de marne, uneori etanșe, în trei strate, denumite $M_{1a\text{ sup.}}$, M_{1a} și M_{1b} . Acești termeni nu au o dezvoltare continuă, ci trec lateral în marne sau gresii compacte. Totuși, o prezență mai constantă pare să aibă stratul M_{1a} . Structura este fragmentată de trei falii, din care numai una (f_3) pare să aibă implicații în distribuția fluidelor.

Sub aspectul saturației cu hidrocarburi, stratul $M_{1a\text{ sup.}}$ are petrol, stratele M_{1a} și M_{1b} conțin petrol cu cap primar de gaze, iar complexul M_2 prezintă, numai local, o acumulare neimportantă de gaze libere. Datorită gradului redus de cimentare, nisipurile au permeabilități foarte mari, care variază între cîțiva mD pînă la 5D, în schimb, viscozitatea petrolului, în condiții de zăcămint, este de cca 180 cP. Zăcămintul produce în regim de gaze dizolvate, cu excepția unui sector (zona I), unde s-a făcut simțită și destinderea capului primar de gaze.

La W de Otești, pe structura Drăganu-Călina, au fost puse în evidență, prin două sonde, gaze libere în Sarmațian. Importanța acestor acumulări este atît de redusă, încît se consideră că în prezent ele nu pot justifica o activitate economică.

La N de Otești, pe o boltire destul de mică, situată în apropierea localității Dienci, au fost semnalate gaze în Meoțian, la o singură sondă, din nisipuri echivalente complexului M_2 de la Otești. Lucrările de foraj efectuate ulterior au arătat că gazele de la Dienci au o valoare cu totul neînsemnată.

Structura Siliștea-Cireșu constituie o ușoară boltă anticlinală, situată la SE de zona productivă Călinești-Oarja, în apropierea contactului dintre depresiune și platformă. Stilul tectonic al regiunii, succesiunea stratigrafică și, mai ales, alcătuirea litologică a Meoțianului amintesc de structura Vața. Formațiunea de interes o constituie, de asemenea, Meoțianul în cadrul căruia au fost separate șase complexe (a-f). Dintre acestea, termenii „d”, „e” și „f” conțin petrol cu cap primar de gaze, constituind un zăcămint masiv, cu limită apă-petrol tabulară. Complexele „a” și „e”, iar local „d” și „e” au gaze libere, constituind zăcăminte de tip stratiform.



Zăcămintul Bibești-Sărdănești, situat, de asemenea, în apropierea contactului depresiunii cu platforma moesică, reprezintă o extindere spre N a importantei zone productive de la Bibești-Bulbuceni, unde s-au dovedit de interes mai multe obiective suprapuse, constând din Devonianul și Triasicul platformei, Sarmațianul și Meoțianul depresiunii. În acest sector mai nordic, de la Bibești-Sărdănești, unde alcătuirea geologică și tectonica Neogenului este identică cu cea care se va prezenta la structura Bibești-Bulbuceni din platforma moesică, s-au obținut gaze libere din Sarmațian și Meoțian, care după conturarea acumulărilor, au fost introduse în exploatare. Spre deosebire de sectorul Bibești-Bulbuceni, la Bibești-Sărdănești, s-au cercetat și s-au pus în valoare numai gazele localizate în partea superioară a Sarmațianului.

În afara structurilor și zonelor prezentate mai înainte, în depresiunea getică au mai fost semnificate indicații de petrol și gaze, în cantități foarte reduse, ori asociate cu ape sărate, pe numeroase anticlinale și în formațiuni diferite, începând cu Cretacicul superior și terminând cu Ponișianul. Semnificația acestor indicații a fost clarificată în cea mai mare parte, rămânând totuși destule zone unde cercetarea va trebui reluată.

V. PLATFORMA MOLDOVENEASCĂ

Prin platforma moldovenească se înțelege prelungirea vestică, pe teritoriul românesc, a platformei est-europene. Dat fiind evoluția geologică post-cambriană comună, condițiile de geneză, acumulare și conservare asemănătoare a hidrocarburilor, în tratarea platformei moldovenești s-a inclus și zona cu fundament de șisturi verzi ce se dezvoltă în fața Carpaților Orientali, la N de Trotuș. Către S, se consideră drept limită, convențională, linia S Bacău-Găiceana-Glăvănești-Birlad-Murgeni, marcată de un sistem de falii, deși fundamentul și formațiunile specifice platformei moldovenești se continuă și la S de această linie, constituind flancul extern al depresiunii predobrogene.

Teritoriul platformei moldovenești a făcut obiectul unor cartări de recunoaștere, de semidetaliu și de detaliu, încă din anul 1862, pe tot cuprinsul zonelor cu deschideri naturale.

Lucrări de prospecțiune gravimetrică au acoperit întreaga suprafață, realizându-se o rețea de cercetare cu densitate de 1 punct la 5 kmp. Pe un perimetru de cca 1800 kmp densitatea este mai mare decât 1 punct/kmp.

Prospecțiunile magnetometrice s-au efectuat pe toată platforma cu o densitate medie de 1 punct pe 5 kmp. Pe 70 % din suprafață, densitatea a fost de 1 punct pe kmp.

Electrometria, prin metoda sondajelor electrice verticale, a acoperit, la un grad de semidetaliu (1 punct pe 6 kmp), cca 5000 kmp.

Prospecțiuni seismice s-au efectuat pe aproape 11 000 kmp, corespondând zonelor de interes pentru hidrocarburi. Pe cca 7350 kmp densitatea profilelor a fost de 0,1 km profil pe kmp, iar pe cca 3600 kmp s-a efectuat 1,06 km profil pe kmp.



Regiunea situată la E de valea Siretului a fost investigată cu numeroase foraje structurale de mică adâncime (core drill). De asemenea, s-au efectuat cca 500 foraje de cercetare adânci, pînă la maximum 4513 m.

1. PARTICULARITĂȚILE STRATIGRAFICE ȘI LITOLOGICE ALE CUVERTURII SEDIMENTARE

În concepția adoptată în prezenta lucrare, fundamentul platformei moldovenești aparține la două mari domenii. Unul situat la E de linia Rădăuți-Pășcani-Adjud, reprezentat prin roci metamorfozate precambriene, respectiv paragneise, gnaise oculare, micașturi granatifere, granite (Todireni); un domeniu vestic cu șisturi verzi, întilnit la Bacău, Roman și Bodești, care se prelungește și pe sub unitățile Carpaților Orientali. Între aceste două domenii sînt de presupus raporturi tectonice, șisturile verzi încălecînd, probabil, peste fundamentul metamorfozat și o parte din sedimentarul vechi al platformei est-europene. Această presupusă linie de încălecare corespunzînd, în general, văii Siretului, este marcată într-o zonă de puternic gradient pe harta gravimetrică și de micșorarea continuă a treptei geotermice (de la 30 m/°C la 21 m/°C) în sondele cîmpului gazeifer Roman-Secueni, pe măsura depărtării de regiunea pericarpatică în direcția E, pînă în valea menționată.

Cuvertura sedimentară a regiunii dintre Prut și falia pericarpatică, diferă, întrucîtva, ca succesiune și grosime, în funcție de fundamentul pe care se dispune. În domeniul estic, sedimentarul începe cu depozite detritice reprezentînd Precambrianul terminal, Cambrianul inferior și Ordovicianul superior, în schimb pe zona cu șisturi verzi cel mai vechi termen dovedit este Silurianul.

Succesiunea depozitelor pre-siluriene este alcătuită din șisturi argiloase-negricioase și gresii cenușii sau roșietice, parțial argiloase, dure, care cumulează o grosime de 500-600 m (la Iași). Studiile paleontologice recente (I l i e s c u , 1974 ; P a t r u l i u s , I o r d a n , 1974) dovedesc vîrsta mai veche decît Ordovicianul superior a celei mai mari părți a acestor depozite, în cadrul cărora trebuie remarcată prezența unor șisturi bituminoase.

Silurianul, reprezentat sigur prin Wenlockian și Ludlovian, variază ca grosime între 0 m și 1230 m (la Rădăuți) și este alcătuit din calcare, gresii calcaroase și argiloase, gresii cuarțitice și șisturi argiloase dure. Dacă în partea de E a platformei, Silurianul îmbracă un facies mai ales calcaros, în partea Moldovei el devine mai argilos, bituminos, și conține graptoliți (P a r a s c h i v , M u ț i u , 1973). Local, ciclul de sedimentare din Silurian se continuă pînă în Eodevonian, reprezentat prin depuneri subcontinentale, de tip Old Red Sandstone.

Pe marginea vestică (Tg. Neamț, Bodești, Bacău, Roman) și sudică (Crasna) a fost întilnit Devonianul mediu, alcătuit din gresii roșcate și cenușii sau din calcare, cu grosimi de peste 200 m.

Carboniferul este prezent pe aceleași zone de afundare ale platformei în fața depresiunii precarpatică. El constă din gresii cuarțitice și marno-argiloase și din nisipuri calcaroase. În zona Roman-Bacău, microfauna



determinată are afinități cu cea a faciesului de Culm (Balteș et al., 1969 B).

Mezozoicul începe cu marnocalcare, calcare, gresii calcaroase și gresii silicioase, jurasic-medii; continuă cu marnocalcare, conglomerate breccioase cărămizii, argile și marne compacte, vișinii, cu elemente de anhidrit, jurasic-superioare; calcare marnoase, marne cretoase cu concrețiuni de silex, calcare și marnocalcare glauconitice-cretace, reprezentând Cenomanianul. Acesta acoperă ca o placă aproape întreaga platformă. Local, se întâlnește și Cretacicul inferior (Balteș et al., 1969 B) sau Turonian-Senonianul. Depozitele jurasice au fost semnalate numai pe marginile de W și de S ale unității respective.

Eocenul stă transgresiv peste Cretacic și s-a păstrat, în general, sub formă de petice.

Tortonianul se dispune direct peste Eocen, Cretacic și, uneori, chiar peste Paleozoic. El apare la zi în malul Prutului, dar a fost întâlnit în foraje pe aproape toată platforma, cu grosimi de 0-400 m. Din punct de vedere litofacial, Tortonianul îmbracă mai multe faciesuri. În NE Moldovei este alcătuit, predominant, din calcare recifale cu *Lithothamnium* și, local, cu gipsuri. La S de Ștefănești, în lungul văii Prutului, pe o lățime de 20-30 km Tortonianul este alcătuit din marnocalcare, gresii și nisipuri. În restul platformei acest termen stratigrafic este format dintr-un complex de anhidrite și tufuri, încadrat, pe măsură ce se îngroașă spre W de un complex supraanhidritic — predominant marnos (marnele cu *Spiralis*) și de un complex infraanhidritic — constituit dintr-o alternanță de gresii, nisipuri, marne și chiar calcare. Acest din urmă complex, cercetat în detaliu, întrucât prezintă interes pentru hidrocarburi, a fost împărțit, în zona lui de maximă dezvoltare, în mai multe orizonturi (infra C, C, B, A, A₁ și A₂). Termenii respectivi nu au o răspândire uniformă, limitele lor reflectând jocul liniei de țarm. Cea mai mare extindere pare să o aibă orizontul C.

Bugloviaanul este alcătuit din gresii marnoase, marne și calcare cavernoase fosilifere. Sarmațianul, în care au fost separate subetajele Volhinian, Kersonian și Bessarabian apar succesiv în ordinea vechimii, de la N la S, putând cumula, pe marginile afundate ale platformei, grosimi de cea 3000 m. În general, Sarmațianul este alcătuit dintr-o serie inferioară, predominant marnoasă, cu intercalații de nisipuri și dintr-o secvență superioară nisipoasă-grezoasă care se așterne, uneori, discordant peste prima. Secvența superioară nisipoasă-grezoasă aflorează și nu prezintă interes pentru hidrocarburi.

Meoțianul aflorează la N de orașul Birlad, în timp ce mai la S a fost identificat prin foraje sub depozitele levantine și daciene.

Din succesiunea prezentată mai înainte, de interes pentru hidrocarburi s-au dovedit depozitele tortoniene și sarmațiene.

2. CARACTERIZAREA GENERALĂ A STRUCTURII

În ansamblul ei, platforma moldovenească reprezintă un vast monoclin care coboară, în trepte, către W și S, în fața celor două depresiuni (precarpatică și predobrogeană). Căderea în trepte se realizează de-a



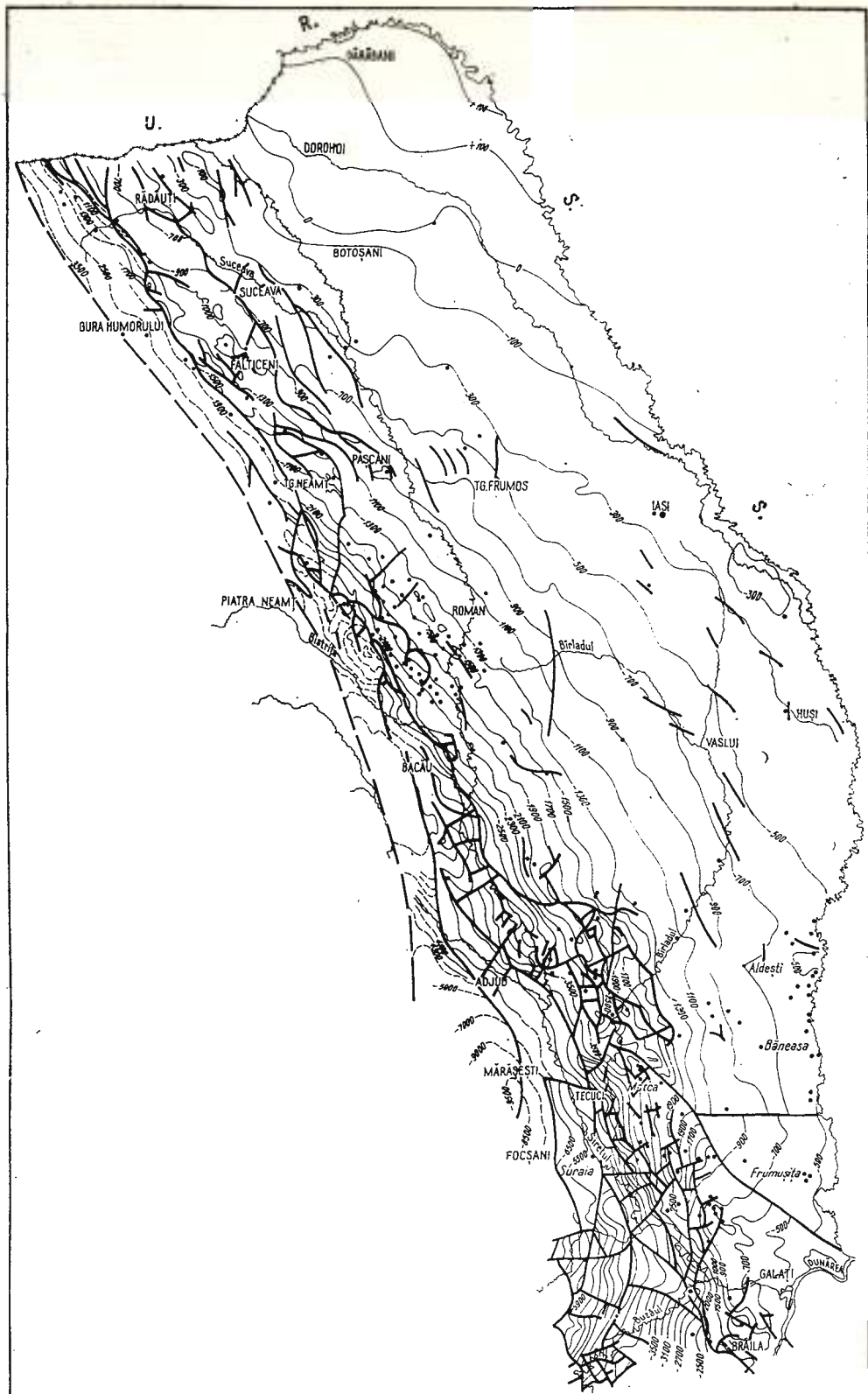


Fig. 47. — Harta structurală a platformei moldovenești, a promontoriului nord-dobrogean și a depresiunii Birladului, la un reper din baza Tortonianului (după I.C.P.P.G.).
 Structural map of the Moldavian platform, North-Dobruja promontory and of the Birlad depression at a guide mark from the Tortonian bottom (according to I.C.P.P.G.).

lungul unor accidente tectonice regionale (fig. 47) al căror pas (săritură) variază între 20 și 1200 m.

Pe fondul general de cădere către W și S se constată o serie de elemente structurale de forma unor ușoare boltiri, hemianticlinale și hemisincinale, promotorii etc., mai frecvente în Neogen decât în Mezozoic. În bună parte ele ar trebui să reprezinte structuri de tasare, generate de paleoreliefurile îngropate. De asemenea, în cadrul treptelor platformei se disting falii secundare, cu orientări diferite, care delimitează numeroase blocuri tectonice.

În partea de W, depozitele de platformă iau contact, la nivelul Neogenului, cu diferite unități ale Carpaților Orientali, de-a lungul liniei pericarpatică. Depozitele de platformă se continuă însă și dincolo de această linie de încălecare, putând fi urmărite cu ajutorul prospecțiunilor seismice și prin foraje, pe o adâncime de 5-15 km (pl. II). De asemenea, limita de S, către depresiunea predobrogeană, a fost stabilită convențional, de-a lungul unei linii care ar trece prin localitățile S Bacău-Găiceana-Glăvănești-Bîrlad-Murgeni, linie marcată și de o zonă de puternic gradient pe harta gravimetrică.

3. EVOLUȚIA GEOLOGICĂ A PLATFORMEI MOLDOVENEȘTI

Evoluția unitară a teritoriului platformei moldovenești, așa cum a fost ea definită în lucrarea de față, a început după orogeneza baicaliană, când au avut loc mișcări oscilatorii, a căror amplitudine și sens au putut să difere pe cuprinsul ei, dat fiind structura în blocuri ce o caracterizează.

Din Cambrian și pînă în prezent, platforma moldovenească a funcționat ca uscat, în lungi și repetate perioade de timp, dovadă succesiunea incompletă și grosimea relativ redusă a depozitelor care acoperă fundamentul. Atunci când a devenit fund de mare, adâncimea apelor a fost destul de mică.

Se pare că în Silurian, marginea de W a platformei a funcționat ca zonă ridicată, excepție făcînd regiunea Rădăuți care constituie flancul sudic al depresiunii Lwow-ului.

Începînd din Devonian (după mișcările caledoniene) și pînă în Sarmatian (faza attică), marginile de W și de S au înregistrat mișcări verticale negative mai pronunțate, fapt care se reflectă în depunerea unor termeni stratigrafici suplimentari (Devonian, Carbonifer, Jurassic, Eocen) și în grosimi mai mari (în special Neogenul). Acest fenomen ar putea fi pus în legătură cu schițarea zonelor depresionare adiacente (depresiunile precarpatică și predobrogeană) și cu migrarea lor către exterior.

Numeroasele și îndelungatele etape de gliptogeneză au condus la îndepărtarea parțială a cuverturii sedimentare și n-a constituit un cadru prea favorabil formării și conservării zăcămintelor de hidrocarburi. De aceea, sub aspectul evoluției geologice (și acest fapt a fost confirmat de rezultatele obținute), marginile mai afundate ale platformei au întrunit



condiții ceva mai bune, ele reprezentând zone mai active de sedimentare, schimbări de facies, mișcări oscilatorii de amplitudine sporită, ceea ce a permis crearea unor condiții variate de capcană.

4. CONDIȚII DE GENEZĂ, ACUMULARE ȘI CONSERVARE A HIDROCARBURILOR

Cu tot regimul tectonic relativ calm, care caracterizează platforma moldovenească, în succesiunea stratigrafică a cuverturii ei sedimentare se constată totuși o alternanță de roci ce pot îndeplini funcția de rezervoare, ecrane protectoare și surse de hidrocarburi.

În ceea ce privește rocile-rezervor, cu dezvoltare regională sau locală, ele se întâlnesc începând din Vendian și pînă în Sarmațian. Din această categorie fac parte gresiile și cuarțitele vendiene, cambriene și ordoviciene, protejate, fie de intercalațiile de șisturi argiloase proprii seriei respective, fie din argilele și marnocalcarele siluriene. Gresiile și cuarțitele cambro-ordoviciene sînt destul de diagenizate și compacte, de aceea, ameliorarea proprietăților de roci-rezervor depind de gradul de fisurație, care este destul de variabil. Gresiile devoniene și intercalațiile psamitice din Carbo-nifer sînt de luat în considerație, dar numai pe zone foarte restrinse, în raport cu aria lor de distribuție și cu precarele condiții de protecție. Aceeași importanță locală ar putea-o avea depozitele carbonatate și nivelele de gresii aparținînd Jurasicului și Cretacicului. Tortonianul, prin gresiile din complexul infraanhidritic, dispuse discordant peste diferiți termeni ai Eocenului, Cretacicului, Jurasicului și Paleozoicului, constituie unul din principalele rezervoare ale platformei. Acestea prezintă porozități de 2,7%-14 % și permeabilități de 0,15-50 mD. Deși nu au o extindere atît de regională ca rezervoarele tortoniene, în aceeași măsură se poate conta pe gresiile și nisipurile localizate în seria bazală, predominant pelitică, a Sarmațianului. Ele prezintă porozități de 2%-20% și permeabilități de 0-100 mD, caracterizîndu-se prin dezvoltări lenticulare.

În lipsa studiilor speciale asupra rocilor posibil generatoare de hidrocarburi, în schițarea unor considerații de acest gen s-a apelat la alcătuirea petrografică, caracterul bituminos și la culoarea depozitelor sedimentare. Plecînd de la astfel de criterii, ar putea fi încadrate în rîndul rocilor posibil generatoare, intercalațiile de șisturi argiloase vendiene și cambriene, argilele și marnocalcarele siluriene, intercalațiile argiloase și marnocalcaroase din seria infraanhidritică, precum și seria marnoasă supraanhidritică tortoniană, argilele, marnele și marnele grezoase sarmațiene. La rîndul lor, acești termeni litologici, prin caracterul pelitic și compact pe care-l au, pot constitui și ecrane protectoare.

Potențialul acvifer al rezervoarelor din platforma moldovenească n-a putut fi verificat și studiat decît printr-o măsură redusă. Succesiunea depozitelor vendiene, cambriene și ordoviciene se caracterizează prin ape cu regim hidrodinamic, stabilizat, de tip CaCl_2 și cu mineralizații care ajung la 105 g/l. Uneori, ele conțin iod pînă la 4,2 g/l și brom pînă la 210 mg/l. În Cretacic se întâlnesc, de regulă, ape hidrocarbonato-sodice, și sulfato-sodice, cu mineralizații reduse, de 8-28 g/l. În Tortonian și Sar-



mațian, apele variază, uneori, pe distanțe mici, de la sulfato-sodice și bicarbonato-sodice, la cloro-magneziene și cloro-calcice. Mineralizația și ea variabilă, prezintă, în medie, valori de 35-77 g/l, dar poate ajunge pînă la 110 g/l. În general, mineralizațiile descresc de jos în sus, adică în același sens în care se realizează trecerea de la apele cloro-calcice și cloro-magneziene la cele bicarbonato-sodice. Se remarcă existența, în proporții variabile, a iodului (19-29 mg/l), bromului (10-34 mg/l) și amoniului (50-120 mg/l). Acizii naftenici au fost sesizați numai sub formă de urme.

5. ZĂCĂMINTELE DE HIDROCARBURI

În platforma moldovenească s-au descoperit pînă în prezent hidrocarburi numai în Tortonian și Sarmațian. Aceste acumulări se situează pe marginea vestică, afundată, prinsă uneori sub încălecarea unităților depresiunii precarpatice. Acumulările din Tortonian sînt localizate, de regulă, în capcane structurale de tip monoclin faliat. Cele din Sarmațian sînt în capcane combinate, cu un pronunțat caracter litologic (lenticular). Exceptînd zona productivă de la Roman-Secueni (Sarmațian), cu o dezvoltare discontinuă dar întinsă pe o suprafață apreciabilă, celelalte acumulări sînt de dimensiune și valoare mică pînă la foarte mică.

La nivelul Tortonianului se cunosc acumulări de hidrocarburi la Frasin-Gura Humorului, Mălini și Cuejdii. Sarmațianul, exclusiv gazeifer, este productiv în zonele Valea Seacă, Roman-Secueni și Bacău (fig. 48).

Zona Frasin-Gura Humorului aparține unei trepte afundate a platformei moldovenești, acoperită de depozitele dispuse în pînză de șariaj ale molasei miocen-inferioare și ale flișului paleogen. Structura reprezintă un monoclin, cu căderea stratelor spre W, afectat de trei falii și compartimentat în trei blocuri (fig. 49). Această structură a putut fi evidențiată cu ajutorul lucrărilor seismice, orizontul de anhidrite constituind un reper caracteristic. Apoi imaginea structurală a fost precizată cu forajele de adîncime.

Din molasa miocen-inferioară, cutată și șariată, sondele de la Frasin-Gura Humorului au intrat în Tortonianul platformei, gros de 150-180 m care, la rîndul lui, se dispune peste Cretacicul superior (probabil Campanian). Tortonianul începe cu complexul detritic infraanhidritic (cca 130 m grosime), alcătuit din gresii, care au fost grupate în trei orizonturi (A, B și C). Acestea sînt separate de intercalații marnoase cu grosimi de 8-10 m. Complexul detritic inferior este protejat de orizontul anhidritic a cărui grosime variază între 14 și 25 m. Anhidritele sînt urmate de complexul marnelor cu *Spiralis* ce încheie secțiunea depozitelor de platformă.

Hidrocarburile s-au acumulat în orizonturile A și B, termenul C fiind saturat cu apă. Adîncimea orizonturilor productive este cuprinsă între aproximativ 3400 și 3760 m. Rezultatele probelor de producție sugerează că orizonturile A și B constituie unități hidrodinamice separate. La una din sonde (915) stratul A a debitat 34 mc/zi hidrocarburi fluide și 89000 mc/zi gaze, iar stratul B, 33 mc/zi hidrocarburi fluide și 135000 mc/zi gaze. La alte două sonde rezultatele au fost mai slabe.



Grosimea efectiv saturată a rezervoarelor este de 8-20 m, porozitatea de 12%-14%, iar permeabilitatea de 0,15-0,83 mD. Este probabil, înșă, că curgerea fluidelor către gaura de sondă să se datoreze permeabilității

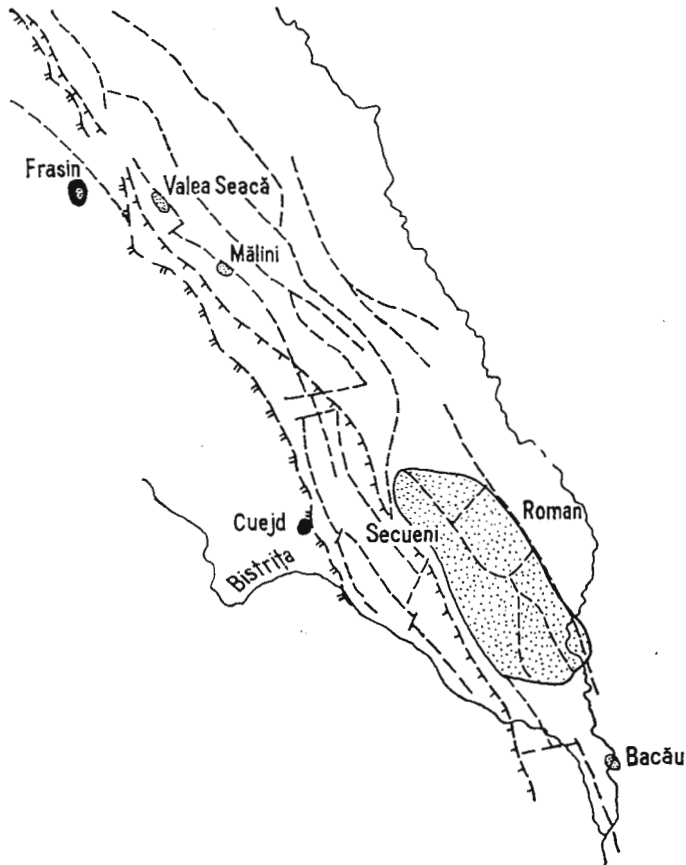


Fig. 48. — Distribuția zăcămintelor de hidrocarburi din platforma moldovenească.
Distribution of the hydrocarbon deposits of the Moldavian platform.

fisurale. Densitatea hidrocarburilor lichide, inclusiv condensatul, variază între 0,775 și 0,800. Presiunea zăcămintului (cca 315 atm.) este inferioară presiunii exercitate de coloana hidrostatică. Urmează ca cercetările viitoare să stabilească dacă acumularea de la Frasin-Gura Humorului reprezintă un zăcămint de petrol cu cap primar de gaze sau un zăcămint de gaze cu condensat. Explorarea regiunii continuă.

Structura Mălini se situează, de asemenea, pe marginea vestică a platformei moldovenești, dar pe o treaptă mai ridicată a acesteia, la exterior de linia pericarpatică. Ea îmbracă forma unui pinten structural

faliat, care se schițează pe fondul general de coborîre în fața Carpaților. Această structură a fost pusă în evidență cu ajutorul prospecțiunilor seismice.

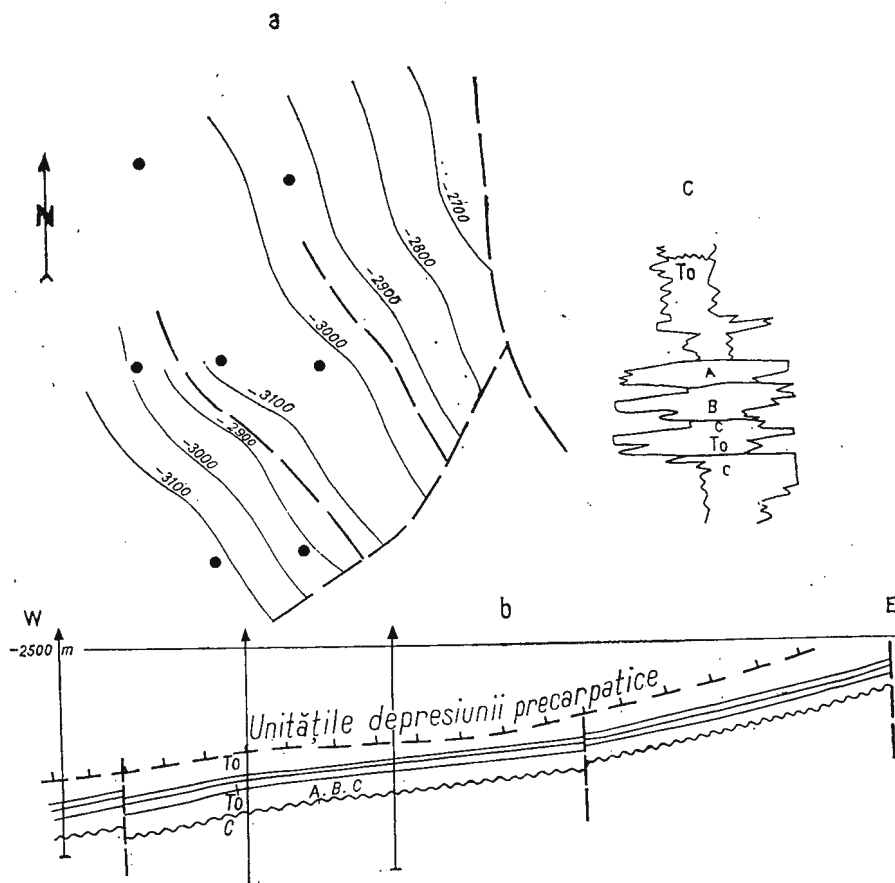


Fig. 49. — Zona Frasin-Gura Humorului.

a, harta structurală la un reper din Tortonian; b, secțiune geologică transversală;
c, profilul tip al Tortonianului (după C. Paraschiv).

Frasin-Gura Humorului zone.

a, structural map at a Tortonian guide mark; b, geological cross section; c, Tortonian type profile (according to C. Paraschiv).

Sucesiunea stratigrafică este identică cu cea cunoscută în aproape toată platforma și anume, peste Cretacic se dispune Tortonianul, care la rândul său suportă Buglovianul și Sarmațianul. Tortonianul este alcătuit din toți cei trei termeni ai săi, respectiv complexul infraanhidritic cu orizonturile A, B și C, anhidritele și complexul supraanhidritic al marnelor cu *Spirialis* (fig. 50).



Hidrocarburile sînt localizate în orizonturile A și B, care constituie capcane structurale de tip monoclin faliat.

Singura sondă cu rezultate (115 Mălini) a avut, din orizontul A (2163-2172 m), 140000 mc/zi gaze cu 0,65 mc/zi condensat, iar din orizontul

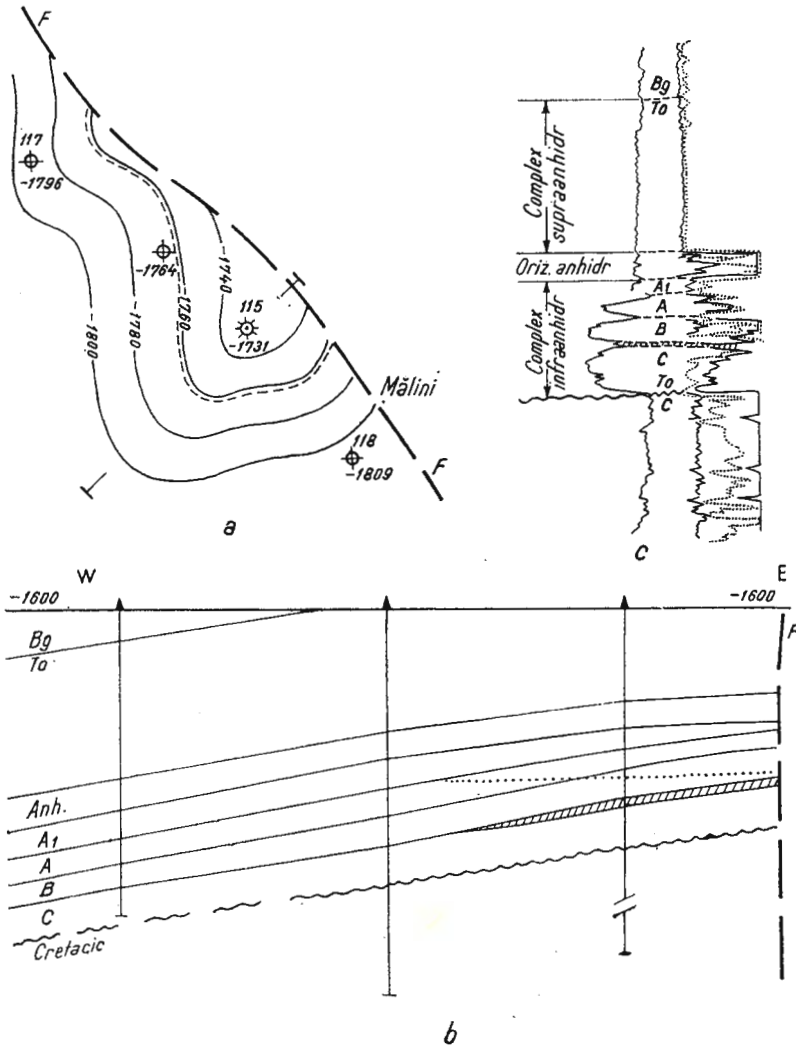


Fig. 50. — Structura Mălini.

a, harta structurală la un reper din Tortonian ; b, secțiune geologică transversală ; c, profilul tip al Tortonianului (după C. Paraschiv).

Mălini structure.

a, structural map at a Tortonian guide mark ; b, geological cross section ; c, Tortonian type profile (according to C. Paraschiv).



B (2177-2190 m), 104000 mc/zi gaze cu 4 mc/zi condensat și 12 mc/zi apă sărată. Greutatea specifică a condensatului este de 0,777 kgf/dmc. Alte trei sonde săpate în extindere n-au mai avut hidrocarburi.

Structura Cuedjiu, din apropierea orașului Piatra Neamț, corespunde unei trepte coborâte a platformei, încălecată de molasa miocenă și flișul paleogen. În cadrul acestei trepte, afectate de falii secundare, se conturează fragmente ale unui hemianticlinal la nivelul depozitelor miocene ale Vorlandului.

Într-o primă sondă săpată la Cuedjiu (4504) s-au semnalat, din complexul infraanhidritic, indicații de petrol. La proba de producție efectuată în gaura netubată, avînd deschis complexul anhidritic și, probabil o parte din orizontul A (adîncimea 4479-4519 m), s-au obținut, în total, cca 4000 l apă sărată cu 43% petrol. Structura este în curs de cercetare.

Dintre zăcămintele localizate în Sarmațian, cel mai nordic aparține structurii Valea Seacă. Aceasta reprezintă un monoclin cu căderea stratelor înspre W, faliat de accidentul major Păltinoasa-Mălini. Înclinarea depozitelor sarmațiene este de cca 4°.

Acumulările de gaze sînt localizate în baza seriei predominant pelitice a Sarmațianului, separată în cinci orizonturi (A-E), din care numai orizontul B, prin complexe I, II, III și IV s-au dovedit productive. Adîncimea stratelor cu gaze variază între 1420 și 1586 m s. n. m. Se pare că fiecare complex reprezintă o unitate hidrodynamică separată. Capcanele sînt de tip structural (monoclin faliat) și combinat (litologic-structural).

Rezervorul este constituit din gresii calcaroase și marne grezoase, cu porozități medii de 20%, permeabilități de 0,3-81,6 mD, iar saturația în apă interstițială, de 40%. Debitelile de gaze obținute pe sondă au fost de 18000-71000 mc/zi. Acestea conțin metan în proporție de 95,6-98,9%. Presiunea inițială de zăcămint este de 200-210 atm., iar gradientul geotermic de 2,9°C/100 m.

Zona gazeiferă Roman-Secueni, cea mai importantă din Moldova, reprezintă, din punct de vedere structural, un monoclin cu căderea stratelor către WSW, în fața depresiunii precarpatice. În regiunea de interes, monoclinul este afectat de trei falii longitudinale principale, care îl împart în tot atâtea trepte (fig. 51). În cadrul acestor trepte se desprind, la nivelul Sarmațianului și Tortonianului, numeroase detalii structurale, constînd din ușoare boltiri anticlinale și sinclinale, hemianticlinale, reprezentînd probabil, structuri de tasare, precum și o serie de blocuri tectonice de dimensiuni de forme diferite. Pasul (amplitudinea) faliilor este de maximum 175 m. Detaliile structurale menționate au o influență relativ limitată asupra distribuției hidrocarburilor deoarece, în formarea acestui întins, dar discontinuu cîmp gazeifer, se recunoaște mai curînd contribuția factorului litologic decît participarea factorilor de ordin structural.

Sondele săpate în zona Roman-Secueni au deschis o succesiune de depozite sedimentare aparținînd Devonianului, Carboniferului, Juristicului, Cretacicului, Eocenului, Tortonianului, Buglovianului și Sarmațianului. Așa cum o arată sondele 102 Bacău și 5001 Bodești, această succesiune se

dispune peste seria șisturilor verzui, puternic cutată și alcătuită din argilite microgrezoase și microgresii cenușii-verzui, care conțin o paleocenoză cu *Protosphaeridium* (Balteș et al., 1969 B).

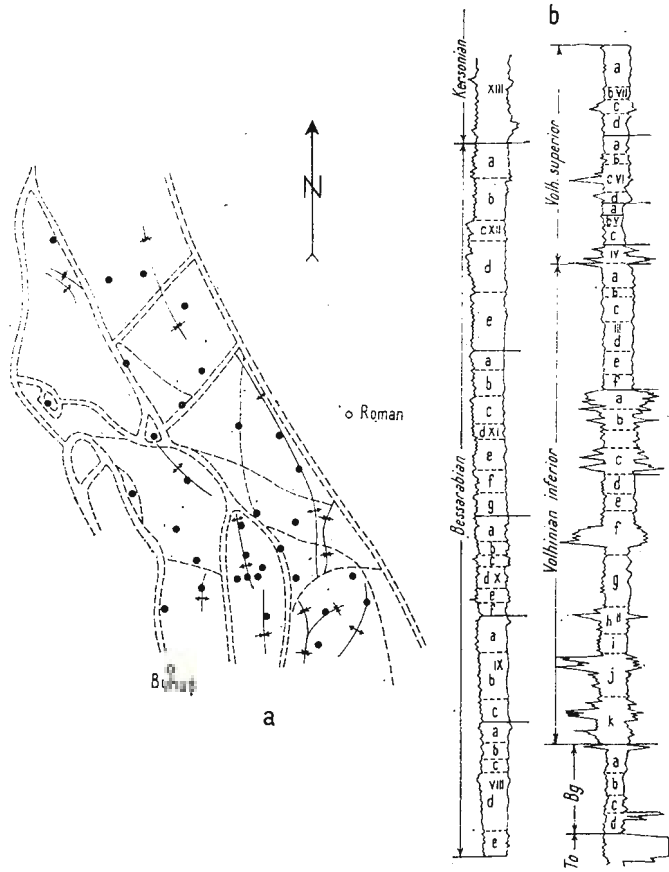


Fig. 51. — Zona productivă Roman-Secueni.

a, schiță structurală la nivelul Sarmațianului ; b, profilul tip al Sarmațianului și Buglovianului (după T. Perescu).

Roman-Secueni producing zone.

a, structural sketch at the Sarmatian level ; b, Sarmatian and Buglovian type profiles (according to T. Perescu).

Formațiunea cu gaze aparține Buglovianului și Sarmațianului. Buglovianul are o grosime de cca 165 m și începe cu anhidrite (10-15 m grosime) urmate de marne, marne nisipoase și bancuri de nisipuri. Aici au fost separate patru strate (*a*, *b*, *c*, *d*) cu calități de rezervor, care alcătuiesc complexul I.

Sarmațianul se aşază discordant peste Buglovian, completându-se şi îngroşându-se continuu spre W. Grosimea lui maximă este de 2950 m. Această stivă de depozite care constă din marne, argile şi gresii calcaroase, se caracterizează printr-o accentuată variaţie litologică. Ca urmare, stratele de gresii şi nisipuri au, în majoritatea lor, o dezvoltare lenticulară, uneori neputându-se urmări pe distanţe mai mari de 200-300 m. În general, se constată o creştere a ponderii psamitelor de la E către W, ceea ce sugerează că agenţii care transportau materialul detritic terigen îşi aveau obişia în domeniul carpatic. Stratele cu proprietăţi de rezervor au fost grupate în 12 complexe (II-XIII), fiecare la rândul său fiind divizat în mai mulţi termeni (*a-g*). Complexele II-VII aparţin Volhinianului, VIII-XII Bessarabianului şi complexul XIII, Kersonianului. Acesta din urmă stă discordant peste Bessarabian. Trebuie menţionat că unităţile litostratigrafice (complexele) de la Roman-Secueni, deşi sînt numerotate la fel cu cele din depresiunea predobrogeană, ele nu sînt echivalente.

Capcanele identificate în regiune sînt de tip combinat (litologic şi structural). Zona productivă de la Roman se prezintă, în ansamblul ei, ca o masă enormă de pelite (probabil roci sursă de gaze) care conţin o multitudine de corpuri lenticulare cu proprietăţi rezervor. Carotele extrase au arătat că rezervoarele respective constau, de regulă, din filme şi strate centimetrice de gresii, nisipuri şi marne nisipoase. În această situaţie, debitele de gaze şi comportarea în timp a sondelor au variat în limite foarte largi. Grosimea efectivă a corpurilor lenticulare este de 0,8-15 m fiecare, porozitatea medie de 20% în nisipuri şi de 10% în marnele nisipoase, permeabilitatea de 0,1-160 mD, saturaţia medie în gaze a fost apreciată la 60% în nisipuri şi la 10% în marnele nisipoase. Gazele sînt sărace, conţinînd 0,6-8,6 t condensat la 1000000 mc gaze şi, numai în mod excepţional, 39,8 t/1000000 mc.

Presiunea iniţială a stratelor productive variază cu adîncimea, între 101 şi 284 atm. Gradientul de presiune este de 11,0 atm./100 m, fapt explicabil prin caracterul lenticular al rezervoarelor. Treapta geotermică diferă de la bloc la bloc, observîndu-se o scădere a ei (deci o creştere a temperaturii) în direcţia estică, pe măsura apropierii de falia majoră (falia Siretului), de la 27 m/°C la 21 m/°C.

Printre particularităţile cîmpului gazeifer de la Roman-Secueni merită să fie reţinute neconcordanţa dintre indicaţiile diagramei geofizice de sondă şi rezultatul probelor de producţie, consecinţă a variaţiei lito-faciale, precum şi scăderea accentuată, într-un interval scurt de timp, a debitelor de gaze şi a presiunilor.

Zăcămintele de la Bacău este situat imediat la E de oraşul cu acelaşi nume. Structura, pusă în evidenţă de prospecţiunea seismică, reprezintă un „nas structural” faliat, ce se conturează pe fondul monoclinal al platformei. Pasul faliilor nu depăşeşte 60 m.

Rezervoarele cu gaze sînt localizate în partea inferioară a seriei predominant pelitice din baza Sarmațianului, care a fost împărţită în cinci orizonturi, numerotate, în ordinea depunerii, A-E. La rândul lor, acestea se compun din mai multe complexe cu gresii calcaroase şi marne grezoase cu dezvoltări lenticulare. În urma probelor de producţie s-au



dovedit gazeifere, practic, numai corpurile lenticulare aparținând orizonturilor B și C și anume, complexe I, II, III și IV, la adâncimi cuprinse între 1820 și 2045 m s.n.m. Porozitatea medie efectivă este de aproximativ 20%, permeabilitatea de 7 mD, iar saturația în apă interstițială, de 30%.

Debitele de gaze obținute pe fiecare sondă variază între 43 000 și 100 000 mc/zi. Acestea sînt gaze sărace, caracterizate printr-un conținut de metan de 95,6-98,9%. Au fost semnalate și cantități reduse de condensat. Presiunea de zăcămint variază între 187 și 237 atm. Gradientul geotermic crește pînă la 3,8°C/100 m, fapt explicabil prin poziția zăcămintului în imediata apropiere a liniei Siretului.

În afara zăcămintelor menționate s-au mai obținut indicații de gaze, în cantități neindustriale, și în alte zone ale platformei moldovenești, inclusiv cele de la Iași, Hirău, Pașcani etc., sugerînd că Sarmațianul dispune de un potențial generator, dar, în același timp, este lipsit de rezervoare cu dezvoltări capabile de acumulări valorificabile.

VI. DOBROGEA DE NORD ȘI DEPRESIUNEA PREDOBROGEANĂ

Dobrogea de nord și depresiunea predobrogeană corespund teritoriului cuprins între masivul șisturilor verzi, delimitat către NE de falia Pecineaga-Camena și marginea platformei est-europene. În această regiune se recunosc ceea ce, în accepții mai vechi, a fost definit ca „Dobrogea de nord”, „promontoriul nord-dobrogean” și „depresiunea predobrogeană”. Din ultima subunitate menționată, aparțin R. S. România numai cele două sectoare extreme, depresiunea Bîrladului și Delta Dunării, în timp ce partea intermediară, depresiunea Bolgradului, se află pe teritoriul Uniunii Sovietice.

În fond, Dobrogea de nord, cu prelungirea acesteia spre NW pe sub depozitele neogene și mezozoice, promontoriul nord-dobrogean, reprezintă un vechi geosinclinal (orogenul nord-dobrogean). Consolidarea definitivă a Dobrogei de nord a avut loc în timpul mișcărilor chimerece. Depresiunea predobrogeană nu este altceva decît avanfosa geosinclinalului Dobrogei de nord, care s-a schițat în timpul Triasicului terminal și a funcționat ca atare și în Jurassic (B l e a h u et al., 1973).

Pînă în jurul anului 1957, gradul de cunoaștere al regiunii a fost foarte redus, el sprijinindu-se doar pe cartări geologice, asociate cu lucrări gravimetrice și magnetometrice cu caracter regional și pe foraje structurale de mică adîncime. Scopul urmărit a fost acela de a evidenția trăsăturile majore ale structurii, raporturile cu unitățile geologice vecine și faciesurile sub care se dezvoltă Neogenul. După descoperirea zăcămintelor de petrol, în Sarmațianul de la Văleni (URSS) și în Pliocenul de la Independența, cercetarea geologică a fost intensificată. S-a îndesit rețeaua de prospecțiuni gravimetrice și magnetice, s-au folosit, pe scară mai largă, cercetările seismice și s-a extins forajul cu sonde la adîncimi mai mari. În continuare, activitatea a fost concentrată, cu precădere, pe promontoriul nord-dobrogean. În depresiunea predobrogeană ritmul a fost mai



lent, impus de dificultățile de acces (relief accidentat sau mediu deltaic) și de obținerea unor informații seismice insuficiente și nesatisfăcătoare. Aceasta a făcut ca Delta Dunării să fie atacată cu prospecțiuni gravimetrice și magnetometrice în anul 1962, cu cercetări seismice în 1966, iar cu foraje, în anul 1968. În felul arătat, s-a ajuns ca în prezent platforma scitică să fie cercetată prin cartări geologice, prospecțiuni geofizice și foraje, după cum urmează :

Cartarea geologică s-a executat pe tot cuprinsul regiunii. Din cauza numărului redus de deschideri naturale, cu ajutorul cartării nu s-a putut obține decât o imagine parțială asupra succesiunii de sedimente și aranjamentului stratelor.

Prospecțiunile gravimetrice au acoperit 10% din suprafață, cu o densitate de două puncte pe kmp. Harta gravimetrică (anomalia Bouguer) evidențiază o anomalie regională pozitivă ce se suprapune orogenului Dobrogei de nord. Curbele izogame manifestă tendința de descreștere de la S spre N, sugerând existența unui promontoriu în adâncime.

Prospecțiunile magnetice s-au executat pe întreg teritoriul, cu densitatea de 1 punct pe kmp. Harta anomală ΔZ pune în evidență o anomalie pozitivă în Moldova de S, de fapt o prelungire a celei din Dobrogea de nord. În interiorul acestei anomalii regionale se observă anomalii magnetice locale, dispuse, în general, pe direcția N-S.

Prospecțiunile electrice, executate prin metoda sondajelor electrice verticale (S.E.V.) s-au efectuat pe cca 55% din suprafață. În jumătatea sudică ele au o densitate de 1 stație pe 6 kmp. Contrastele de conductivitate, respectiv reperatele electrice obținute, au semnificații diferite. În zona promontoriului nord-dobrogean ele corespund suprafeței fundamentului, pe flancurile de W și de E ale acestuia, reperul corespunde orizontului calcaros din baza Sarmatianului, iar în regiunea Birladului contrastul reflectă suprafața orizontului de anhidrite tortoniene.

Lucrări seismice s-au efectuat pe întreaga suprafață, cu densitatea de 0,5 km pe kmp. Informațiile obținute au permis precizarea structurii de detaliu a regiunii pînă la adâncimea de 2500-3000 m. Sub această adâncime materialul nu este întotdeauna satisfăcător calitativ și cantitativ.

Pînă în prezent pe promontoriul nord-dobrogean și în depresiunea predobrogeană s-au săpat cca 380 sonde de cercetare, cea mai adîncă realizînd 4956 m.

1. PARTICULARITĂȚILE STRATIGRAFICE ȘI LITOLOGICE ALE CUVERTURII SEDIMENTARE

Fundamentul și cuvertura sedimentară veche a regiunii în discuție țin de două domenii distincte. Unul, cel intern, corespunzînd orogenului nord-dobrogean, se caracterizează printr-un etaj structural inferior, baicalian și mai vechi, care cuprinde roci metamorfice de mezo- și epizonă străbătute de roci eruptive și printr-un etaj structural superior, alcătuit din formațiuni cambro-ordovicene (?), siluriene, devoniene și carbonifere, intens cutate, parțial metamorfozate (Paleozoicul inferior) și stră-



punse, de asemenea, de roci eruptive. Zona cea mai ridicată a orogenului pare să se situeze la N de Dunăre, între Prut și Siret, unde, sub sedimentar neozoic au fost întâlnite numai formațiuni din fundamentul vechi metamorfic. Celălalt domeniu, corespunzând flancului extern al avanfosei orogenului nord-dobrogean, se identifică cu marginea sud-vestică, din ce în ce mai afundată, a platformei est-europene, caracterizată printr-un fundament arcean, metamorfozat, acoperit de depozite precambrian-superioare și paleozoice cvasiorizontale. Cuvertura sedimentară unitară a teritoriului dintre zona șisturilor verzi și platforma est-europeană ar trebui să înceapă cu formațiunile depuse după mișcările chimerice, care marchează debutul evoluției cratonice a Dobrogei de N.

Potrivit datelor sondelor săpate, atât pe teritoriul românesc cât și pe cel al Uniunii Sovietice, cuvertura sedimentară a regiunii, în zona ei cea mai coborâtă (depresiunea predobrogeană), cumulează grosimi de 7000-10000 m.

Precambrianul terminal (Vendianul sau seria de Val dai), cunoscut în URSS, pe marginea sudică, afundată, a platformei est-europene, este format din depozite marine de apă puțin adâncă și include argile, aleurite și gresii de culoare cenușie.

Paleozoicul inferior (Cambro-Silurianul), întâlnit, de asemenea, pe marginea afundată a platformei, conține argilite, gresii cuarțitice și, mai rar, aleurite sericiteice (300 m), calcare, uneori organogene, asociate cu dolomite, argilite și anhidrite.

Devonianul mediu, prezent la Crasna și Bîrlad, constă din gresii de culoare roșie și calcare cu intercalații de argilite. Forajele efectuate la E de Prut au pus în evidență o serie argiloasă cu intercalații de calcare argiloase și gresii, de vîrstă silurian-superioară (?) — geddiniană, cu o grosime de cca 1000 m, denumită „formațiunea de Iargorin”. Tot aici, s-a atribuit Devonianului, în succesiune aproape completă, o suită de depozite predominant lagunare și subcontinentale, care cumulează cca 1900 m grosime.

Prezența Carboniferului pe teritoriul românesc al platformei scitice este discutabilă. S-a atribuit Dinanțianului (Barbu et al., 1969 B) un pachet de dolomite cenușii și calcare diagenizate brune-gălbui, în grosime de cca 400 m, întâlnite cu forajul 17 Huruești. Se presupune, de asemenea, existența Carboniferului inferior în Delta Dunării, la sonda 11 Rosetti care, sub erupțiile permo-triasice a deschis un pachet de calcare cenușii, similare celor de la Tulcea, descrise de Mirăuț (1966). La E de Prut, pe teritoriul sovietic, depozitele carbonifere cunosc o îngroșare continuă, putînd să includă la un moment dat, Dinanțianul și Namurianul.

În ceea ce privește orogenul Dobrogei de nord, peste un fundament mezometamorfic (Orliga) succesiunea stratigrafică pare să înceapă cu vulcanitele seriei de Megina, metamorfozate în faciesul amfibolitelor cu epidot și al șisturilor verzi. Formațiunea respectivă a fost întâlnită în foraje și la N de Dunăre, pe interfluviul Prut-Siret. Vîrsta ei ar putea fi cambriană (Mirăuț, 1966). Urmează, concordant, o serie sedimentogenă filito-cuarțitică (formațiunea de Boclucea), metamorfozată în faciesul



șisturilor verzi. În continuitate de sedimentare se întâlnesc cuarțite grafitoase, calcare negre și șisturi filitice, ușor metamorfozate, care conțin faună de vîrstă siluriană. Acestea suportă, concordant, calcare cu intercalații de cuarțite, apoi cuarțite, șisturi ardeziene și calcare fosilifere, aparținînd Eodevonianului. Urmează depozite flișoide mezodevoniene asociate cu silicolite (Colinele Mahmudiei). Succesiunea paleozoică se încheie cu formațiunea de Carapelit, atribuită, fără argumente paleontologice certe, Carboniferului inferior. Aceasta este încadrată de două serii de roci intrusive, în principal granite. Forajele efectuate la N de Dunăre, pe interfluviul Prut-Siret, au întîlnit microconglomerate, gresii și argile roșcate și violacee care amintesc de formațiunea de Carapelit.

Revenind la flancul extern al depresiunii predobrogene, este de semnalat, în Delta Dunării, existența unei serii detritice subcontinentale, formată din gresii și aleurite cu intercalații de conglomerate, calcare și roci efuzive la partea inferioară. Depozitele respective au o culoare predominant roșcată și se consideră că reprezintă Triasicul inferior, eventual și Permianul. În zona orogenului nord-dobrogean, Triasicul inferior ca și restul formațiunilor triasice îmbracă un facies marin alcătuit din conglomerate și șisturi argiloase. Triasicul mediu și superior pare să fie prezent numai în Dobrogea de N și în Delta Dunării și reprezentat prin depozite caracteristice în bună parte de tip alpin. Triasicul mediu (300-700 m grosime) este constituit din calcare fosilifere și dolomite, iar Triasicul superior (450 m grosime), dintr-o alternanță de strate subțiri de calcare, marnocalcare, gresii și argilite.

Jurasicul mediu (Bajocian-Batonian), dezvoltat în facies detritic, cuprinde argilite negre sau cenușii-închise cu concrețiuni sideritice, aleurite și gresii. Pe marginea de S a Deltei Dunării, la sonda 12 Maliuc, s-au întîlnit o serie de calcare cenușii-negriceoase, cu grosimi de peste 1000 m care, potrivit conținutului palinologic, reprezintă Doggerul. Aceasta înseamnă că pe cuprinsul platformei scitice, Jurasicul mediu prezintă importante variații litofaciale.

Jurasicul superior are o grosime de pînă la 1300 m și este alcătuit din calcare organogene, calcarenite, calcare recifale, calcare pseudoolitice și dolomite. Uneori, această serie carbonatată include și Neocomianul, Barremianul și Aptianul inferior. Deasupra se întîlnește o serie detritică vîrgată, cu gipsuri în bază. În Delta Dunării, depozitele terigene cu gipsuri ar putea să înceapă mai devreme, chiar din Neocomian, iar mai la NE, în Uniunea Sovietică, astfel de formațiuni coboară pînă în Kimmeridgian.

În faza austriacă se pare că toată regiunea dintre zona șisturilor verzi și platforma est-europeană s-a înălțat, devenind uscat, dar după o oarecare perioadă de timp s-a afundat din nou, ceea ce a permis reluarea sedimentării. Albianul a fost sigur identificat într-o singură sondă, unde este alcătuit din calcare și marnocalcare. Ceilalți termeni ai Cretacicului superior cumulează o grosime redusă și cuprind gresii calcaroase glauconitice, marne, marnocalcare și calcare cretoase. Cretacicul superior a fost semnalat pe flancul extern al depresiunii Bîrladului. Tot aici, se discută despre existența Eocenului, însă diverse secvențe de gresii subțiri, glauconitice,



cu numuliți sînt legate de aria de distribuție a Tortonianului și au fost atribuite, provizoriu, Miocenului.

Tortonianul se întîlnește în partea de N a depresiunii Bîrladului, în alcătuirea lui intrînd aceiași termeni litostratigrafici, respectiv un complex de anhidrite, încadrat de două complexe detritice, ca și în platforma moldovenească. La E de rîul Bîrlad și la S de acest oraș, Tortonianul mai este reprezentat doar printr-un orizont de gresii, care, după ce mai spre S trece în calcare, nu mai poate fi urmărit.

Sarmațianul se prezintă în condiții similare celor cunoscute pe marginea de W a platformei moldovenești, cu deosebirea că ponderea psamitelor crește continuu spre S, iar grosimile depășesc 3500 m în zona de legătură dintre depresiunea predobrogeană și depresiunea Bîrladului. Înspre E, deci de la Siret către Prut și înspre S, respectiv de la Bîrlad către Galați, grosimea Sarmațianului se reduce pînă la 400-500 m.

Pliocenul, reprezentat sigur prin Meoțian, Dacian și Levantin, este predominant psamitic. În baza profilului Pliocenului, intercalațiile pelitice sînt mai frecvente și mai groase, capabile să protejeze acumulări de hidrocarburi.

2. CARACTERIZAREA GENERALĂ A STRUCTURII

În Dobrogea de N, formațiunile paleozoice și triasice, împreună cu depozitele jurasic-inferioare, flișoide, sînt intens cutate. Cele paleozoice au fost chiar, parțial, metamorfozate. Ele sînt grupate în două zone, reprezentînd etape în evoluția geosinclinalului și anume, într-o zonă vestică, internă (zona Măcin) cu formațiuni predominant paleozoice și altă zonă, estică, externă (Tulcea) cu depozite de vîrstă predominant triasică. Și mai la exterior, forajele au arătat existența celei de-a treia zone (depresiunea predobrogeană), unde se dezvoltă cu precădere formațiunile jurasice, cutate în flancul intern al depresiunii. Aceste cute, în care sînt implicate și formațiuni mai vechi, se sting treptat spre exterior, pînă stratele devin cvasiorizontale pe flancul opus avanfosei predobrogene, corespunzător marginii afundate a platformei est-europene (pl. IV). Raporturile dintre cele trei zone par a fi tectonice, unitățile interne încăleciînd peste cele externe, de-a lungul a două importante accidente, falia Luncavița-Consul și falia Sf. Gheorghe.

Înspre E-SE orogenul nord-dobrogean se afundă, fiind acoperit, mai întîi de petice de depozite jurasice, apoi de Cretacicul bazinului Babadag. În partea opusă, interfluviul Prut-Siret s-a menținut ridicat o perioadă mai îndelungată de timp. Ca urmare, între Galați și Cudalbi, din Pliocen ori Sarmațian, se intră direct în formațiunile metamorfozate atribuite Cambrianului. Treptat, către NW și W soclul cristalin începe să se afunde, acoperindu-se, la început cu strate de Carapelit (?), apoi cu depozite devoniene și, în sfîrșit, cu formațiuni triasice și jurasice. Înspre limita cu platforma moldovenească, sub acoperirea neogenă, creasta îngropată a Dobrogei de N suportă și termeni ai Cretacicului (fig. 52). Din cele arătate mai înainte se desprinde concluzia că Dobrogea de nord prezintă o



zonă de maximă ridicare între Măcin și Cudalbi (ar putea fi numită „culminația Galaților”), care se afundă și se acoperă treptat, spre SE, NW, W și N cu depozite din ce în ce mai recente și din ce în ce mai puțin cutate spre periferie (pl. IV). Mult mai la exterior, depozitele paleo-

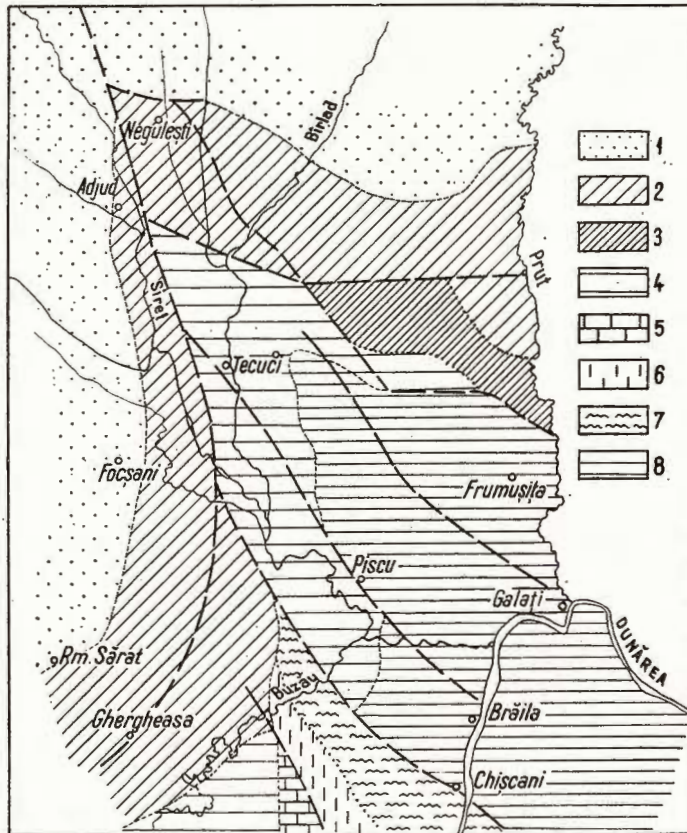


Fig. 52. — Distribuția formațiunilor pre-neogene pe promontoriul nord-dobrogean și depresiunea Birladului.

1, Cretacic ; 2, Juristic ; 3, Triasic ; 4, Carbonifer ; 5, Devonian ; 6, Silurian ; 7, șisturi verzi ; 8, fundament metamorfozat (după C. B a r b u et al.).

Distribution of pre-Neogene formations on the North-Dobruđa promontory and the Birlad depression.

1, Cretaceous ; 2, Jurassic ; 3, Triassic ; 4, Carboniferous ; 5, Devonian ; 6, Silurian ; 7, greenschists ; 8, metamorphosed basement (according to C. B a r b u et al.).

zoice și mezozoice urcă din nou, în flancul platformei est-europene, schi-
țînd între aceasta și ridicarea (culminația) Galaților o zonă coborîtă, cu o
succesiune de depozite mai completă, cunoscută, încă de la M u r g o c i.
sub denumirea de depresiunea predobrogeană. Segmentul nordic al acestei



unități, denumit și „depresiunea Birladului”, cu axul pe linia Adjud-Rogojești, se înalță către Prut și coboară în fața depresiunii precarpatice (fig. 53). Celălalt segment, corespunzător Deltei Dunării, cu axul aproximativ pe linia brațului Sulina, manifestă tendința de afundare către E, deci înspre platforma continentală a Mării Negre.

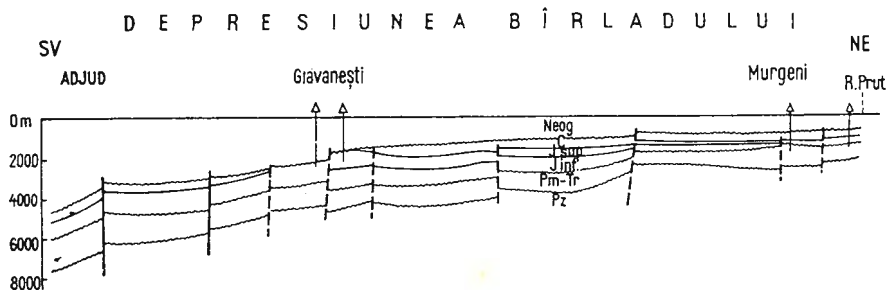


Fig. 53. — Secțiune geologică longitudinală prin depresiunea Birladului.
Longitudinal geological section through the Birlad depression.

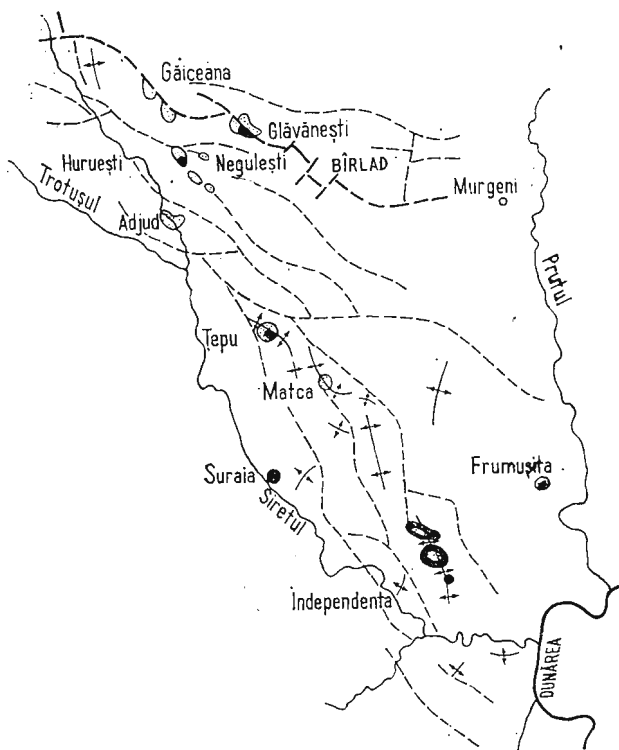


Fig. 54. — Distribuția zăcămintelor de hidrocarburi din promontoriul nord-dobrogean și din depresiunea Birladului.
Distribution of the hydrocarbon deposits in the North-Dobruja promontory and the Birlad depression.

Pe fondul domal schițat mai înainte se remarcă numeroase elemente structurale de ordinul II și III, constând din cute-solzi, cute anticlinale și sinclinale, reliefuri îngropate, structuri de tasare, falii și blocuri tectonice. Elementele structurale plicative apar mai pregnant în Dobrogea de nord, acolo unde aflorează Paleozoicul și Triasicul. De asemenea, ele mai pot fi sesizate cu ușurință pe flancul intern al depresiunii predobrogene. Paleoreliefurile și structurile de tasare sînt foarte evidente în baza Neogenului, pe interfluviul Prut-Siret (fig. 47), sugerînd o orientare preferențială nordică, nord-vestică și vestică, adică înspre depresiunea Focșanilor și prelungirea ei către Adjud, a vechii rețele hidrografice. Aceste paleoreliefuri se reflectă în sedimentarul neogen sub formă de promontorii, pinteni, „nasuri structurale”, hemianticlinale și domuri. Faliile, cu orientare și amplitudine diferită se întîlnesc în toată regiunea, mai frecvente însă pe promontoriul nord-dobrogean și pe marginea externă a depresiunii predobrogene. În orientarea lor s-ar putea desprinde două tendințe: una NW-SE, ce caracterizează orogenul și promontoriul nord-dobrogean (chiar și Dobrogea centrală), trădînd direcția structurilor de ordinul II și III al acestora, cea de-a doua, E-W, sau ESE-WNW, proprii regiunii nordice a platformei scitice, după care, platforma moldovenească coboară în trepte în fața depresiunii predobrogene (fig. 54). Unul dintre aceste accidente, de fapt un sistem de falii pe linia S Bacău-Găiceana-Glăvănești-Birlad-Murgeni, a fost considerat, în mod convențional, limita dintre platforma moldovenească și platforma scitică. Între cele două tendințe principale se constată și direcții intermediare, mai ales în depresiunea Birladului.

3. EVOLUȚIA GEOLOGICĂ A PROMONTORIULUI NORD-DOBROGEAN ȘI A DEPRESIUNII PREDOBROGENE

Principalele trăsături privind evoluția geologică a teritoriului dintre platforma moesică și platforma est-europeană au fost schițate în înseși considerațiile de ordin stratigrafic și tectonic.

Cea mai mare parte a acestui teritoriu a funcționat, pînă în timpul mișcărilor chimerice, ca geosinclinal, a cărei arie a migrat continuu dinspre zona șisturilor verzi către exterior, în detrimentul platformei est-europene. În timpul Jurasicului inferior, fosa principală de sedimentare s-a deplasat în domeniul actualei depresiuni predobrogene. Consolidarea vechiului geosinclinal s-a făcut în etape, prima la sfîrșitul orogenezei hercinice, cea de-a doua în faza chimerică nouă.

După cratonizarea domeniului nord-dobrogean (în faza chimerică nouă sau poate chiar austriacă timpurie), acesta a rămas exondat și supus denudației, cu unele intermitențe, pînă la Tortonian. În avanfosa predobrogeană și în extremitățile de NW și SE, mai afundate, ale vechiului orogen, sedimentarea a continuat aproape tot timpul Jurasicului și Cretacicului inferior. Exceptînd Doggerul, predominant detritic-terigen, acest ciclu include depozite carbonatate. Zona de maximă subsidență migrînd în timp spre exterior, depozitele jurasice au o grosime mai mare către interiorul depresiunii, iar cele cretacic-inferioare către exteriorul ei. Faptul acesta apare foarte clar în Delta Dunării, unde Doggerul de la Maliuc,



în facies calcaros (ceea ce sugerează posibilitatea ca Doggerul să treacă la un facies carbonat în zona de maximă subsidență), cumulează cca 1000 m grosime. Ciclul jurasic mediu-cretacic inferior se încheie cu depozite lagunare. Local, în depresiunea Bîrladului și în bazinul Babadagului, sedimentarea, de data aceasta predominant detritică, a fost reluată în Cretacicul superior și sistată în faza subhercinică sau laramică. Exceptînd scurta și locala revenire a mării în Eocen, între fazele laramică și stirică nouă, întreaga suprafață a platformei scitice a funcționat ca uscat. Trep-tat, marginile vechii ridicări au început să coboare, permițînd Tortonia-nului, Sarmațianului și Pliocenului să le invadeze progresiv și să le acopere cu termeni din ce în ce mai noi, către sectorul Cudalbi-Măcin. Numai în Pontian s-a produs o regresivitate de proporții, soldată cu o lacună regională. Umplerea bazinului și ridicarea regiunii s-a produs în Levantin și în Pleistocen, o parte din suprafața respectivă (Delta Dunării) fiind încă în curs de colmatare.

În toată istoria geologică atît de îndelungată și de complexă a masivului nord-dobrogean, pe marginile acestuia s-a depus o stivă de sedimentare din ce în ce mai groasă spre exterior, caracterizată printr-o variație de faciesuri, prin efilări sau îngroșări de strate, prin discordanțe stratigrafice și prin denivelări de ordin structural.

4. CONDIȚII DE GENEZĂ, ACUMULARE ȘI CONSERVARE A HIDROCARBURILOR

Sucesiunea stratigrafică destul de variată, structura eterogenă și evoluția complexă a orogenului nord-dobrogean și a depresiunii predobrogene se regăsesc într-un ansamblu de condiții care numai local au fost favorabile genezei, acumulării și conservării hidrocarburilor.

În ceea ce privește rocile cu proprietăți de rezervor, ele sînt prezente în special în Mezozoic și Neozoic. Gresile, calcarele și dolomitele paleozoice din zona externă a platformei scitice se întîlnesc la adîncimi prea mari și au suferit un îndelungat proces de diageneză, care le-a redus porozitatea și permeabilitatea. Ele ar mai putea conta ca rezervoare potențiale doar în zonele intens fisurate.

Din Mezozoic, se impun, ca rezervoare, în primul rînd, gresiile, calcarele și dolomitele triasice. În platforma moesică aceste formațiuni și-au demonstrat capacitatea petroliferă pînă la adîncimi de 3500-3800 m. Un interes egal trebuie acordat gresiilor Jurasicului mediu, calcarelor și dolomitelor din Malm și Cretacicul inferior, de asemenea, productive în platforma moesică.

Neogenul oferă rezervoare la nivelul Tortonianului bazal, în partea de N a regiunii, unde are porozități de 10%-14% și permeabilități pînă la 70 mD. Sarmațianul prezintă gresii și nisipuri pe tot profilul, dar acestea sînt protejate numai în seria bazală, unde pelitele au pondere mai mare. Porozitățile pot atinge aici, 20%, iar permeabilitățile, 150 mD. O situație similară o prezintă și Pliocenul bazal, mai ales în sudul regiunii, unde el acoperă direct fundamentul de șisturi cristaline.

Problema rocilor sursă n-a făcut obiectul unor studii speciale. Ea se pune mai puțin pentru Paleozoicul cutat și parțial anchimetamorfozat



al orogenului nord-dobrogean. Din acest punct de vedere, interesul ar începe cu seria de Iargorin din flancul extern al depresiunii predobrogene, în alcătuirea căreia intră importante secvențe pelitice. Seria lagunară devoniană și Carboniferul marnocalcaros, prin comparație cu situația din platforma moesică, pot fi încadrate în rîndul formațiunilor generatoare de hidrocarburi. De altfel, la E de Prut, aceste depozite au un pronunțat caracter bituminos și conțin pînă la 4,25% carbon organic. În unele sonde de pe teritoriul URSS s-au semnalat chiar indicații de hidrocarburi.

Din Mezozoic ar putea fi reținută seria pelitică a Jurasicului mediu și calcarele argiloase din Malm. Carotele extrase la unele sonde din URSS au prezentat bitumene A (0,01-0,04%) pe fisurile și în cavernele calcarelor kimmeridgiene și bitumene singenetice (0,03-2,1%) în depozitele terigene ale Doggerului.

Din Neozoic, rolul de roci generatoare ar putea fi îndeplinit de secvențele pelitice din Tortonian, Sarmațian și Pliocen, formațiuni care s-au dovedit, de altfel, productive.

Seriile și secvențele pelitice sau calcaroase compacte, menționate mai înainte, constituie, în același timp și ecrane protectoare pentru rocile rezervoare din Paleozoic, Mezozoic și Neogen.

Apele de adincime semnalate în foraje prezintă caracteristici diferite, în funcție de complexul stratigrafic și de etapele de evoluție a regiunilor acoperite de sedimentar.

Complexul vendian și cambro-ordovician, include ape cu regim hidrodynamic stabilizat, de tip cloro-calcic și cu mineralizații de 105 g/l. A fost semnalată prezența iodului și a bromului. Permo-Triasicul inferior din URSS se caracterizează prin ape cloro-calcice și cloro-magneziene cu mineralizații de 40-90 g/l, pH = 5,5-8,6 și concentrații mari de iod (24 mg/l) și brom (187 mg/l). Triasicul mediu și superior din Delta Dunării prezintă ape cloro-calcice și cloro-magneziene, cu mineralizații mici (3-10 g/l), pH = 6,8-7,7, conținut în iod și brom foarte redus (10 mg/l și, respectiv 5 mg/l). Cretacicul inferior are ape de tip cloro-calcic, a căror mineralizații ajung pînă la 55 g/t. Conținutul în iod și brom este scăzut, iar acizii naftenici lipsesc. În Tortonian și, mai ales, în Sarmațian s-au semnalat ape de toate tipurile, cloro-calcice, cloro-magneziene, hidrocarbonato-sodice și sulfato-sodice. Mineralizația variază de la cîteva g/l pînă la 110 g/l (media 35-77 g/l), descrescînd de jos în sus. Proportia de iod, brom și amoniu variază în proporții de 19-29 mg/l, 10-34 mg/l și, respectiv, 50-120 mg/l. Acizii naftenici lipsesc aproape cu desăvîrșire.

5. ZĂCĂMINTELE DE HIDROCARBURI

În regiune se cunosc acumulări industriale sau neindustriale de hidrocarburi numai în Tortonian, Sarmațian și în Pliocen. Indicații de gaze, la tester, în timpul forajului s-au semnalat și în Jurasicul din Delta Dunării, la sondele 5 Obretin (Malm) și 9 Stipoc (Dogger), pe care însă probele de producție nu le-a mai confirmat.

Harta distribuției zăcămintelor din promontoriul nord-dobrogean și depresiunea Birladului (fig. 54) permite trei principale constatări și anume :



majoritatea acumulărilor sînt localizate în Sarmațian, Tortonianul fiind productiv numai la Țepu și Matea (indicații au mai fost și la Putredeni), iar Pliocenul la Independența și Frumușița; regiunea dintre Siret și Prut constituie o regiune predominant gazeiferă, debite industriale de petrol obținindu-se doar la Independența, Suraia, Țepu, Huruești și Glăvănești, pe ultimele două structuri, numai din cite un singur bloc tectonic; în rest structurile conțin zăcăminte mici și foarte mici, adesea neexploatabile.

În partea de N, la contactul cu platforma moldovenească, se situează structura productivă Glăvănești, poate cea mai importantă din regiune. Ea a fost pusă în evidență prin lucrările seismice efectuate în anul 1959, precedate de prospecțiuni gravimetrice.

Sondele săpate la Glăvănești și pe structurile vecine au deschis o importantă succesiune de depozite, cele mai vechi aparținînd Jurasicului. Acesta n-a fost traversat decît pe o grosime de 589 m și este format din marno-argile, marne grezoase, gresii și nisipuri. Urmează Cretacicul inferior (Hauterivian-Aptian), alcătuit din calcare microgranulare, calcare organogene, calcare dolomitice și, mai rar, dolomite, în grosime de cca 800 m. Pe alocuri au fost semnalate gresii glauconitice cu nummuliți (10-70 m), a căror vîrstă este discutabilă, după unii geologi reprezentînd Eocenul, după alții Tortonianul cu elemente faunistice remaniate. Tortonianul (76 m) este prezent cu cei trei termeni ai săi, respectiv complexul infraanhidritic grezo-calcaros, complexul anhidritic și complexul marnos superior cu nodule de anhidrit. Buglovianul, predominant pelitic, are grosimi de 55-77 m. Sarmațianul se dispune discordant peste Buglovian. În baza lui s-au identificat Volhinianul, constituit din nisipuri cu intercalații de marne; Bessarabianul, încadrat de două lacune stratigrafice, este alcătuit din marne, marne nisipoase, gresii calcaroase și nisipuri, care se laminează, în parte, către apexul structurii; Chersonianul, predominant marnos în jumătatea inferioară, devine nisipos-grezos la partea superioară. Seria stratigrafică este încheiată de către Pliocen (Meoțian, Dacian și Levantin) format din gresii, nisipuri și marne.

În partea de N a regiunii în discuție, corespunzînd depresiunii Birladului, stratele cu proprietăți de rezervor din Buglovian și Sarmațian au fost grupate în 9 complexe, numerotate I-VIII (cu cifra IV, respectiv IV și IV' au fost notate două complexe) în ordinea depunerii (fig. 55). Complexul Sa I corespunde Buglovianului, complexul Sa II (cu 9 pachete, numerotate *a-i*) Volhinianului, termenii Sa III, IV și IV' Bessarabianului, iar termenii Sa V-Sa VIII Chersonianului (S v o r o n o s et al., 1971 B). La Glăvănești, sondele deschise în apexul structurii au găsit numai complexe III-VIII, ceilalți doi termeni adăugîndu-se pe flancuri și, mai ales, către SW.

Structura Glăvănești are forma unui dom, ușor alungit pe direcția E-W și afectat de falii care o împart în cinci blocuri tectonice (fig. 56). Unele dintre aceste falii sînt etanșe, astfel că ele controlează distribuția fluidelor. Structura Glăvănești, însăși, se situează în apropierea accidentului regional Corbeasca-Glăvănești-Putredeni.

Rezervoarele saturate cu hidrocarburi corespund complexelor III-VIII. Ele conțin gaze libere, mai puțin pachetele *b* și *c* din complexul III,



cu petrol și cap primar de gaze. Stratele cu gaze libere au fost întâlnite la adâncimi de 892-1405 m s.n.m., iar petrolul se găsește la 1400-1448 m s.n.m. Capcanele sînt de tip combinat, la realizarea lor contribuind factorii structural, litologic și stratigrafic.

Parametrii fizici ai zăcămintului se caracterizează prin porozități de 15%-28%, permeabilități de 0,22-35 mD, saturația în apă interstițială de 30%-40%, factorul micșorării de volum, de 1,19. Presiunile inițiale sînt cuprinse între 105 și 162 atm., ceea ce înseamnă 10,3 atm./100 m. Treapta geotermică este de 38 m/°C.

Petrolul produs are greutatea specifică de 0,808 kgf/dmc, fiind de tip C. Viscositatea medie nu depășește 1,12°E. Presiunea de saturație este de 134 atm., iar rația de soluție 43 Nmc/mc. Presiunea diferențială este cuprinsă între 2,88 și 42 atm. Debitul de gaze a variat între 18000 și 100000 mc/zi pe sondă. Acestea sînt gaze bogate, conținînd 90% metan, 3%-10% etan, 1%-6% propan. Cantitatea de gazolină este de 84-505 g/Nmc.

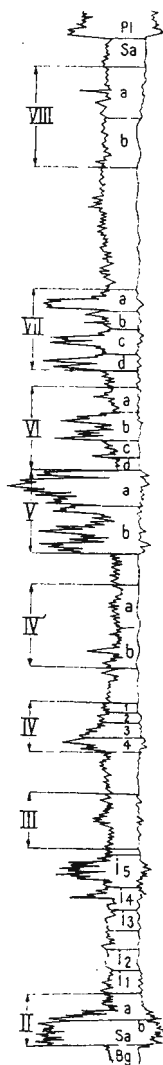
Apele de zăcămint, de tip cloro-calcic, au mineralizații de 63,4-73,6 g/l.

Înainte de a părăsi zona Glăvănești trebuie menționată prezența gazelor, asociate cu apă sărată în Tortonianul de la Putredeni.

La W și SW de structura Glăvănești au mai fost puse în evidență acumulări mici de gaze pe cîteva elemente structurale, reprezentate prin ușoare boltiri anticlinale sau hemianticlinale și blocuri tectonice. Aceste elemente structurale productive se înșiră, de regulă, de-a lungul unor falii cu caracter regional. Astfel, la W de falia Găiceana-Glăvănești se situează hemianticlinul faliat Găiceana, cu gaze și condensat în complexele II și S intermediar (II-III). Pe un aliniament mai sudic, care merge de la Podul Turcului către Corbeasca, se află blocul Negulești, cu gaze la Sa IV, Sa IV', Sa V și Sa VI și cu petrol la Sa intermediar din

Fig. 55. — Profilul tip al Sarmatianului din depresiunea Bîrladului (după P. Svoronos et al.).

Sarmatian type profile of the Bîrlad depression (according to P. Svoronos et al.).



blocul III. În sfîrșit, la SW de falia Jugani-Lespezi se situează zăcămintul gazeifer de la Adjud-Homocea, unde au produs Sa V, Sa VI și Sa VII.

Toate elementele structurale menționate se caracterizează prin aceeași succesiune stratigrafică a seriei sedimentare și printr-un profil lito-



facial al Sarmatianului, comun. În general, stratele poroase și permeabile suferă mari variații litologice pe spații restrinse, ceea ce conferă un caracter predominant lenticular capcanelor respective.

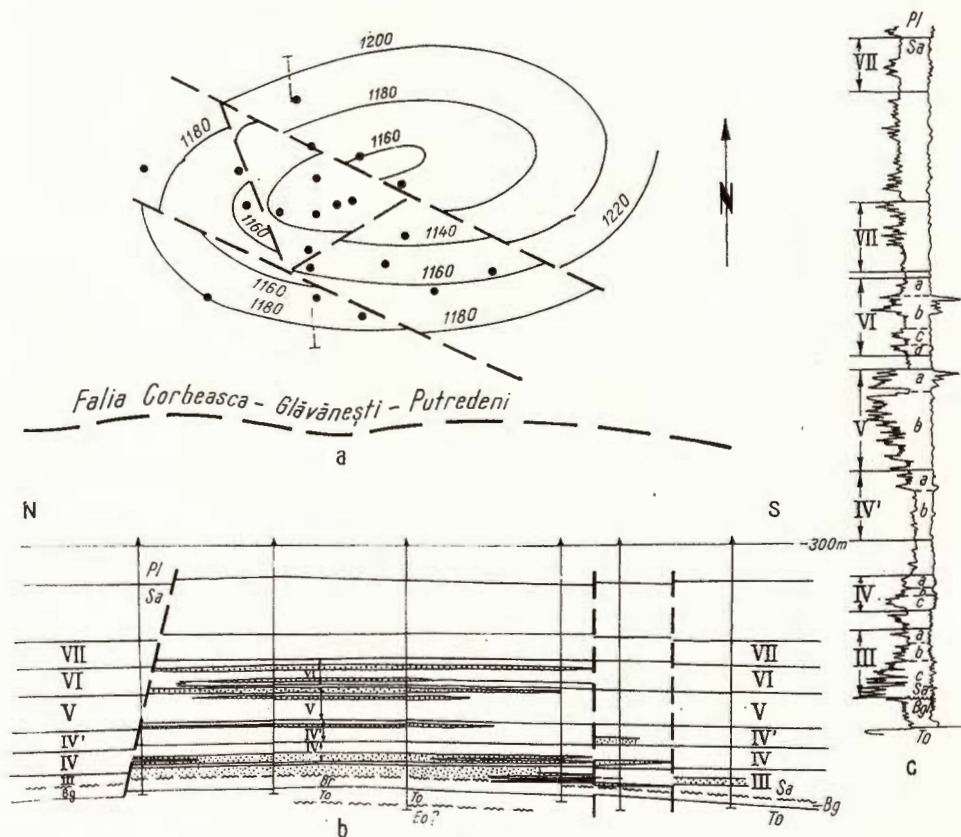


Fig. 56. — Structura Glăvănești.

a, harta structurală la un reper din Sarmatian ; b, secțiune geologică transversală ; c, profilul tip al Sarmatianului (după E. Bîrșan și V. Dumitru).

Glăvănești structure.

a, structural map at a Sarmatian guide mark ; b, geological cross section ; c, Sarmatian type profile (according to E. Bîrșan and V. Dumitru).

În condițiile arătate, parametrii fizici ai zăcămintelor variază în limite foarte largi. Astfel, porozitatea medie este de 7% (în nisipurile marnoase)-26% ; permeabilitatea de 0,1-212 mD, saturația în apă interstitală 28%-43%, factorul micșorării de volum la presiunea de saturație, 1,190.

Gazele conțin metan în proporție de 93%-97%, etan 1,77%-3,47%, propan 0,73%-1,67% etc. Cantitatea de gazolină a fost de 12-60 g/Nmc.



Petrolul de la Huruești are greutatea specifică 0,850 kgf/dmc. Presiunile inițiale au variat între 100-240 atm., la adâncimi de 1000-2300 m, ceea ce echivalează cu un gradient de 10,2 atm./100 m. Treapta geotermică ajunge pînă la 27 m/°C.

Apele de zăcămint sînt de tip cloro-calcic, trecînd, pe măsura reducerii adîncimii formațiunilor, la ape bicarbonato-sodice și sulfato-sodice. Mineralizația variază între 24 și 76 g/l. S-a remarcat prezența iodului, bromului și a acizilor naftenici.

Cîmpurile gazeifere menționate pun cîteva probleme tehnico-geologice și anume, discontinuitatea acumulărilor datorită variațiilor litologice și scăderile de debit și de presiune într-o perioadă de timp relativ scurtă, blocarea stratelor cu fluide de foraj în timpul deschiderii lor etc.

În ultimii doi ani au fost puse în evidență două structuri noi gazeifere, una la Țepu, cealaltă la Matca, ambele plasîndu-se în zona centrală, afundată, a promontoriului nord-dobrogean.

Structura Țepu reprezintă un pînten, un „nas structural”, cu căderea stratelor spre N, afectat spre S de o falie transversală, care constituie ecranul rezervoarelor din Tortonian și Sarmațian.

Sucesiunea stratigrafică este similară celei indicate cu ocazia prezentării structurii Glăvănești, cu deosebire că Tortonianul se reduce la un singur orizont, predominant calcaros. Cu oarecare dificultate, pot fi parțial recunoscute și cele nouă complexe grezo-nisipoase din Sarmațian.

Gazele sînt localizate în Tortonian și Sarmațian. Tortonianul, productiv în sonda 117 (2277-2300 m), a debitat 35000-58000 mc/zi. În Sarmațian s-au dovedit gazeifere patru intervale (1494-2269 m), echivalente, probabil, complexelor II, intermediar, IV și VI. Debitetele au variat, în funcție de intervalul încercat și de duză, între 3200 și 81700 mc/zi. Caracterul industrial al acumulărilor a fost verificat cu trei sonde. În ultimul timp, pe structura Țepu, s-au obținut și debite industriale de petrol din Tortonian, la sonda 119, rezultat care sugerează existența unor benzi de petrol în jurul suprafețelor dovedite gazeifere. Cercetarea continuă.

Zăcămintul Matca corespunde unei culminații structurale în zona creastă afundată a promontoriului nord-dobrogean. Pînă la 1 XI 1974, aici terminase forajul o singură sondă, alte două fiind în foraj. Sonda 114 a avut, din Tortonian, 4500-92000 mc/zi gaze, la adîncimi de 2194-2195 m și din Sarmațian (probabil complexul II), 37000-71000 mc/zi, la adîncimi de 2156-2181 m. Din Sarmațian s-au obținut și 720-1200 l/zi condensat. Structura este în curs de cercetare.

Mai la S, pe flancul sud-vestic al promontoriului nord-dobrogean, către depresiunea Focșani, o sondă săpată la Surăia (3952) a avut petrol din Sarmațian, la trei strate cu adîncimea de 4066-4167 m. Inițial sonda a produs 13-5,3 mc/zi petrol și 7000-4000 mc/zi gaze. Sonda fiind exploatată, cu intermitență, prin pistonaj, o perioadă mai îndelungată de timp, debitul a manifestat tendința de scădere pînă la 4 t/zi.

Structura reprezintă un monoclin faliat, stratele avînd tendința de ridicare, efilare și trunchiere (în bază) către E.

Cel mai important cîmp petrolifer din spațiul Siret-Prut este cel de la Independența. Structura corespunde zonei de

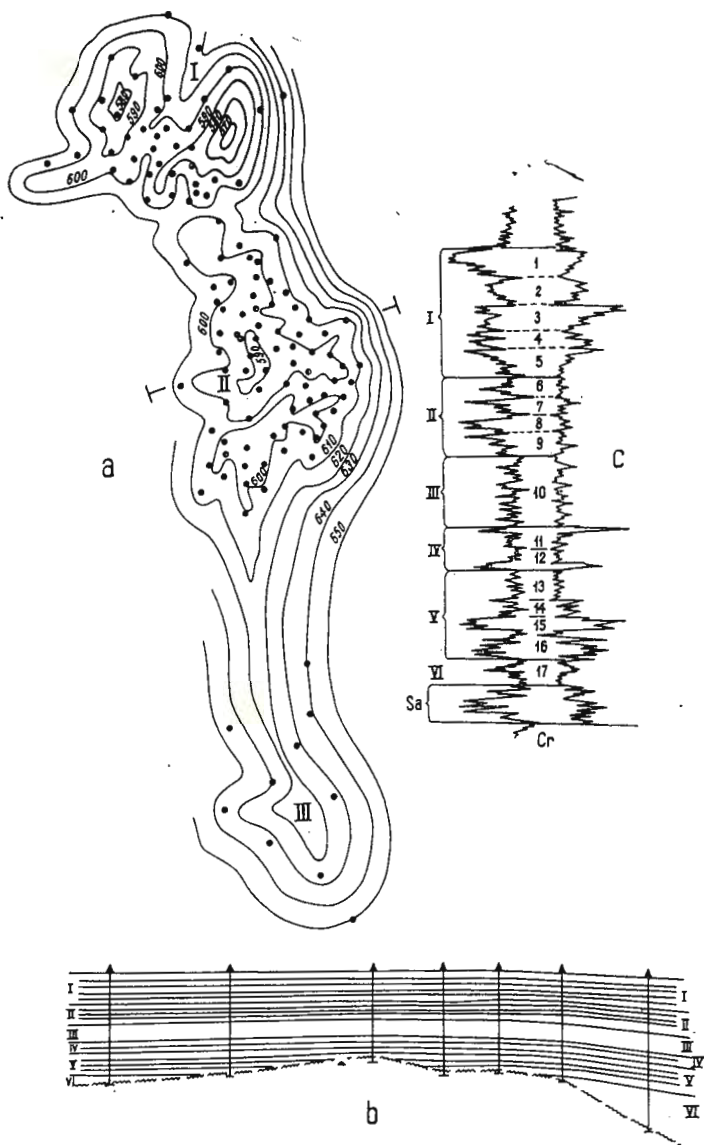


Fig. 57. — Cimpul petrolifer Independența.

a, harta structurală la nisipul 11 (Pliocen); b, secțiune geologică transversală; c, profilul tip al Pliocenului și Sarmatianului (după G. h. S t a n c u).

Independența oil field.

a, structural map at pay sand 11 (Pliocene); b, geological cross section; c, Pliocene and Sarmatian type profiles (according to G. h. S t a n c u).

creastă a promontoriului nord-dobrogean, al cărui fundament schițează trei culminații morfostructurale. Depozitele neogene îmbracă aceste culminații și, prin tasare, le împrumută forma, exprimată în structuri domale, din ce în ce mai estompate cu cât stratele sînt mai noi.

Fundamentul de șisturi cristaline este acoperit, direct, de Pliocen, local și de Sarmațian. Pliocenul este constituit dintr-o succesiune de nisipuri și marne. Depozitele psamitice, de interes, ale Pliocenului, au fost grupate în 17 strate care, la rîndul lor, constituie 6 complexe, notate de sus în jos, I-VI. O parte din orizonturile bazale se trunchiază în zona de apex a domurilor. Stratele 2, 3, 4, din Pliocen conțin gaze libere, stratele 5, 11, 12, 13, 14, 15 și 17 au petrol, gaze asociate și gaze libere, iar stratele 10 și 16 sînt saturate cu petrol și gaze asociate. Cu totul local este saturat cu hidrocarburi și Sarmațianul. Adîncimea stratelor productive este cuprinsă între 450 și 650 m.

Cele trei domuri, afectate, probabil și de falii, au fost numerotate, de la N la S, I, II și III (fig. 57). Dintre acestea, mai productiv este domul II, iar interesul cel mai scăzut îl prezintă domul III. Capcanele sînt de diferite tipuri: structurale, stratigrafice (litologice), paleogeomorifice și combinate.

Rezervoarele au grosimi efective de 1,5-9,7 m fiecare, porozitatea medie este destul de mare (30%), permeabilitatea de 600-800 mD, saturația în apă interstițială de 20%, iar factorul micșorării de volum, de 1,05.

Zăcămintul conține petrol degradat, avînd greutatea specifică de 0,93 kgf/dmc. Rația de soluție este de 15 N mc/mc. Presiunea inițială a zăcămintelor a fost de 43-74 atm., iar presiunea de saturație de 35-55 atm. Treapta geotermică (33 m/°C) este apropiată mediei pe țară.

Rezervoarele sînt alcătuite, în general, din nisipuri neconsolidate. De aceea, orice dezechilibru în zăcămint provoacă deplasarea nisipului în gaura de sondă. O altă dificultate este cauzată de spargerea izolației naturale (formate de intervalele marnoase subțiri) de către apele din orizonturile adiacente, în cazul scăderii presiunilor din stratele cu petrol. Faptul provoacă inundarea zăcămintelor.

În extremitatea estică a țării, la *Frumușița*, s-au săpat mai multe sonde care au avut indicații de petrol și de gaze din Sarmațian și Pliocen, în condiții structurale oarecum similare celor de la Independența. Rezultate mai bune au fost semnalate la sonda 3707 din Sarmațian (adîncime 565-574 m), unde s-au obținut 6000-7000 l petrol și 16-16000 l apă sărată, în 10 ore, prin pistonare. În rest, Sarmațianul n-a avut decît urme de petrol și gaze. Meoțianul a debitat, la sonda 3702 (adîncime 224-252 m), gaze, cca 11600 mc/zi, pe duza Ø 8 mm, presiunea 10/16 atm. Forajele care s-au efectuat ulterior în extindere n-au mai avut decît urme de hidrocarburi, atestînd caracterul local, neindustrial, al acumulărilor din Pliocen și Sarmațian.

VII. PLATFORMA MOESICĂ

Sub denumirea de „platforma moesică” se definește unitatea geologică ce se întinde de o parte și de alta a cursului inferior al Dunării, măr-



ginită la N de depresiunea precarpatică iar la S de Prebalcani, iar la NE de orogenul nord-dobrogean.

Către N, limita platformei s-a stabilit, convențional, pe linia Bibești-Tinosu, un echivalent al faliei pericarpatică. De-a lungul ei, formațiunile cutate ale depresiunii încalcă depozitele cvasiorizontale sarmațian-inferioare și mai vechi ale platformei. De fapt Mezozoicul și Paleozoicul platformei moesice se continuă spre N și dincolo de falia Bibești-Tinosu, unde suportă depozitele mai noi ale avanfosei.

Înspre W și S, delimitarea se face pe falia nord-prebalcanică, linie structurală care-și pierde claritatea la E de riul Iantra.

La NE, platforma moesică a fost extinsă până la falia Pecineaga-Camena, care o separă de orogenul nord-dobrogean. Această delimitare apare justificată de faptul că ulterior orogenezei baicaliene, pe teritoriul situat la SW de linia Pecineaga-Camena s-a instalat un bazin de sedimentare unitar („domeniul moesic”), a cărui individualitate și evoluție poate fi urmărită din Cambrian și până la sfârșitul Cretacicului.

Către E, platforma moesică se continuă și sub apele Mării Negre, pe o distanță care n-a putut fi controlată încă cu rigurozitate.

Cunoașterea geologică a suprafeței delimitate mai înainte a fost asigurată, într-o primă etapă, prin lucrările de cartare geologică, acolo unde a fost posibil, prin prospecțiuni gravimetrice, magnetice și electrice cu caracter de recunoaștere și prin două foraje. După anul 1951, când a fost descoperit zăcămintul de petrol de la Tulenovo, din Bulgaria, a început o activitate geofizică intensă, prin utilizarea combinată a metodelor de prospecțiune gravimetrică, magnetometrică și seismică, în asociație cu forajele de mică și medie adâncime.

Punerea în evidență a primei acumulări de petrol pe teritoriul României, la Ciurești, în anul 1956, a condus la intensificarea cercetării, în special prin metode seismice și prin foraje.

Cartări geologice la scara 1 : 20000 și 1 : 100000 s-au executat în tot sectorul dobrogean al platformei și, sporadic, în Cîmpia Română.

Prospecțiunile gravimetrice au acoperit aproape întreaga suprafață, mai puțin platforma continentală a Mării Negre, cu densitatea de 1-4 puncte/kmp. Din analiza hărții Bouguer rezultă două zone cu regimuri gravimetrice distincte (B a r b u et al., 1966 B) : o zonă nordică și alta sudică. În zona nordică, distribuția izogalelor este mai liniștită, cu valori ce descresc continuu de la S către N și cu orientarea generală E-W până la meridianul orașului Urziceni și NE-SW, la E de acesta. În ansamblu, curbele izogale din zona respectivă conturează flancul sudic și sud-estic al anomaliei de maxim ce se situează în avanfosa Carpaților. Zona sudică se caracterizează printr-un regim gravimetric puternic perturbant, prin anomalii de mare intensitate.

Măsurătorile magnetice s-au efectuat pe toată suprafața platformei moesice, inclusiv zona acvatorială, cu o rețea de 1 punct la 5 kmp, până la 1,2 puncte pe kmp. Harta anomaliei magnetice se caracterizează printr-un contur foarte neregulat al izodinamelor, care descriu un câmp puternic perturbat de prezența a numeroase anomalii locale, cu amplitudini și orientări diferite. Acestea pot fi grupate în două zone, separate de izodina-



ma zero, care urmărește, aproximativ, cursul văii Ialomița (Barbu et al., 1966 B). În zona estică, curbele izodiname au valori ridicate, conturând un câmp de anomalii a căror intensitate depășește 300 γ , ajungând chiar la peste 600 γ la Palazu Mare. Zona vestică este dominată de valorile coborâte ale izodinamelor. Unele perturbații mai importante se remarcă în regiunea delimitată de văile Jiului și Dâmboviței.

Prin prospecțiuni electrice s-a cercetat numai o parte din suprafața platformei moesice, realizându-se densitatea de 1 punct la 6 kmp. În cercetările efectuate s-a utilizat în special, metoda sondajelor electrice verticale. Rezultatele obținute au permis să se individualizeze, în sedimentarul investigat, trei pachete rezistive distincte (Barbu et al., 1966 B): unul superficial, cu rezistivități cuprinse între 15 și 70 Ω m, fapt explicat prin variațiile mari de litofacies; un pachet caracterizat prin valori mici (3-10 Ω m) care corespund formațiunilor conductibile de vîrstă pliocenă; un pachet inferior, cu rezistivități de ordinul sutelor și chiar al miilor de Ω m, care corespunde formațiunilor carbonatate mezozoice. Hărțile de izoohme arată pe de o parte o scădere a valorilor rezistivității de la S către N, în sensul afundării plăcii de calcare mezozoice, iar pe de altă parte, sugerează că anomaliile de maxim electric corespund cu zonele de ridicare, în timp ce anomaliile de minim se identifică cu zonele de afundare.

În afara metodelor clasice de prospecțiune s-au mai executat cercetări radiometrice și emanometrice. Rezultatele obținute nu s-au dovedit concludente, dat fiind faptul că anomaliile radiometrice, determinate de variațiile radiației gamma naturale și de cantitatea de radon din sol, nu sînt legate atît de prezența acumulărilor de hidrocarburi în profunzime ci, mai curînd de diversitatea litologică a stratului superficial. Totodată, se cuvine să fie menționat importantul volum de prospecțiuni geochimice, efectuat, în special, pe zonele caracterizate prin grosimi reduse de sedimentar. Deși majoritatea anomaliilor geochimice corespund unor discontinuități seismice provocate de falii, indicațiile acestei metode nu pot fi considerate concludente, dat fiind faptul că în urma verificării lor prin foraje s-a constatat că ele nu se suprapun unor zăcăminte industriale de hidrocarburi, decît în mică măsură și numai atunci cînd sînt susținute de date seismice certe.

Metoda de bază utilizată în prospectarea formațiunilor de interes s-a dovedit seismica de reflecție. Astfel de lucrări au fost efectuate pe toată suprafața platformei, mai puțin Dobrogea, la grad de semidetaliu și detaliu, respectiv cu o rețea de cea 1,35 km profil pe kmp. Pînă în anul 1961, prospecțiunile au fost executate cu tehnica oscilografică. Între 1961-1972 s-au utilizat stații analogice, iar din anul 1973 s-a introdus tehnica numerică (digitală). În numeroase cazuri, profilele efectuate cu metoda și tehnica nouă de înregistrare și de prelucrare vor oferi informații suplimentare.

Descoperirea, an de an, a unor zăcăminte noi de petrol și gaze a determinat intensificarea forajului de cercetare, astfel că în decursul ultimilor 18 ani, în platforma moesică s-au săpat cca 4 000 sonde de referință, prospecțiune și explorare, cea mai adîncă (922 Ghergheasa) atingînd 6204 m. Acestoră se adaugă, cel puțin tot atîtea sonde de exploatare.



Informațiile rezultate din complexul de lucrări geofizice, geochemice și de foraj au fost analizate și studiate, iar apoi sintetizate în numeroase rapoarte și studii cu caracter științific și aplicativ.

În prezent, s-a ajuns la un grad de cunoaștere geologică foarte avansat a formațiunilor neozoice și mezozoice, în limitele adâncimii de 3 500 m. Mai jos de această adâncime, prospecțiunea seismică, atât cea de reflecție, cât și cea de refracție, a oferit în general, informații puține, dispersate și contradictorii. Ca urmare, aranjamentul structural al depozitelor permotriasice de pe marginea nordică a platformei, ca și structura intimă a formațiunilor paleozoice este prea puțin cunoscută.

1. PARTICULARITĂȚILE STRATIGRAFICE ȘI LITOLOGICE ALE CUVERTURII SEDIMENTARE

Fundamentul platformei moesice este cunoscut în două regiuni distincte. Prima corespunde Dobrogei centrale și prelungirii acesteia spre NW, pe sub formațiunile mai tinere ale Cîmpiei Române. Aici fundamentul este reprezentat prin seria șisturilor verzi și prin formațiunile metamorfozate de Palazu și de Cocoșu. Cea de-a doua regiune se situează în partea de W a Cîmpiei Române, evidențiată prin sondele 1 și 4511 Optași, 3317 Opopelu și 100 Balș, care au pus în evidență șisturi cristaline de mezozonă. În anumite sectoare ale ridicării Balș-Optași, aceste șisturi cristaline sînt străbătute de corpuri magmatice granitice-gabbroice.

Șisturile cristaline întîlnite pe ridicarea Balș-Optași sînt, probabil, mai vechi decît șisturile verzi a căror vîrstă absolută este de 542-596 mil. ani (G i u ș c ă et al., 1967).

Peste fundamentul eterogen, de vîrstă baicaliană și mai veche, se dispune o succesiune de depozite foarte groasă, rezultatul a patru cicluri majore de sedimentare: cambrian (?) - carbonifer superior, permian-triasic, liasic superior-senonian (pe alocuri și eocen) și neogen. La rîndul ei, această suită de depozite poate fi separată în mai multe cicluri litofaciale, fiecare prezentînd condiții diferite sub aspectul genezei, acumulării și conservării zăcămintelor de petrol și gaze.

Cuvertura sedimentară a platformei moesice începe cu un ciclu litofacial detritic (ciclul detritic inferior), care durează din Cambrian (?) pînă în Eifelian. În baza ei se individualizează o serie predominant psamitică, groasă de 800-900 m și alcătuită din gresii și cuarțite arcoziene, la partea inferioară, urmată de ortocuarțite și apoi de gresii, din ce în ce mai argiloase. În sectorul de E al platformei, seria grezoasă-cuarțitică se dispune discordant peste șisturile verzi, în timp ce în jumătatea vestică, raporturile acestei serii cu fundamentul metamorfozat nu se cunosc deoarece ea n-a fost traversată în întregime.

Succesiunea stratigrafică se continuă cu o serie de depozite predominant pelitice, ce poate cumula grosimi de cca 2 000 m. Seria respectivă este alcătuită din argile, argilite, șisturi argiloase și calcaroase, bancuri de calcare și intercalații de gresii calcaroase și marne, din ce în ce mai frecvente și mai groase către partea terminală a acestei serii.



Ciclul detritic paleozoic se încheie cu un episod predominant grezos, în grosime de maximum 215 m. Acest episod este reprezentat prin gresii cuarțitice cu intercalații de microconglomerate cuarțitice, pietrișuri mărunte, gresii silicioase-argiloase, argile grezoase, argilite, calcare și dolomite. Culoarea predominant roșie și conținutul paleontologic al formațiunii grezoase pledează pentru vârsta eifeliană a acesteia și amintesc de faciesul de Old Red Sandstone.

Trecerea de la o unitate litofacială la alta, în cadrul ciclului detritic inferior pare să se realizeze treptat, problema unor lacune punându-se în interiorul celor trei serii terigene.

Din complexul ortocuarțitic al seriei grezoase bazale a fost determinată o asociație palinoprotistologică puțin evoluată și rău conservată care, în alte bazine sedimentare, caracterizează Cambrianul și chiar partea superioară a Precambrianului (P a r a s c h i v , B e j u , 1973). De asemenea, în secvențe pelitice intercalate în jumătatea superioară a aceleiași serii s-au găsit forme de acritarce, indicând Ordovicianul inferior. O vîrstă aproximativ similară o are și partea bazală a seriei pelitice de deasupra, ținînd seama de formele de graptoliți (M u r g e a n u , S p a s o v , 1968) și de acritarce pe care le conține la Bordei Verde. În carotele recuperate dintr-un nivel stratigrafic superior, la sondele 1052 Țîndărei și 523 Bordei Verde, reprezentate prin marne argiloase și argile tufacee, s-au identificat acritarce și chitinozoare specifice Caradocianului mediu-Ashgilianului. Cum la sonda 523 Bordei Verde Ordovicianul superior se dispune direct peste seria grezoasă-cuarțitică este de admis, cel puțin local, o lacună de sedimentare în Ordovicianul mediu, fapt susținut și de prezența unor orizonturi de tufuri în Caradocian. Fauna de graptoliți, de brahiopode și microfauna determinată în partea de E a platformei, în Dobrogea și în sectorul Balș-Optași, sugerează că seria pelitică, include în jumătatea ei superioară Wenlockianul, Ludlovianul și Eodevonianul. Exceptînd unele indicii microflore incerte, nu s-au găsit elemente care să susțină existența Landoverianului. De asemenea, evoluția microflorei, elementele microfaciale (prezența unor conglomerate) și variația înclinării stratelor pledează în favoarea unei întreruperi de sedimentare, la limita dintre Silurian și Devonian, cel puțin pe zonele de ridicare.

Față de cele arătate mai înainte este de reținut că ciclul detritic terigen inferior, alcătuit din două serii predominant psamitice, separate de o serie pelitică, începe din Cambrian (?) și durează pînă în Eifelian. În acest important interval de timp, procesul de sedimentare a fost întrerupt, cel puțin local, în Cambrian, în Ordovicianul mediu, în timpul Landoverianului și la sfîrșitul Silurianului. Aceste lacune s-ar sincroniza cu fazele de mișcări sarda, taconica și ardenica.

Al doilea ciclu litofacial corespunde puternicului grup de calcare și dolomite, a căror depunere a început în Givetian și a durat pînă la sfîrșitul Viseanului, iar pe alocuri pînă în Namurian. Ca și grupul detritic inferior, grupul carbonatat-evaporitic prezintă grosimi variabile, lipsind complet pe vechile zone de ridicare (ridicarea Bordei Verde, Balș-Optași și Strehaiia-Vidin) și îngroșîndu-se, pînă la 2000-2200 m, în sectoarele coborîte Periș-Urziceni, Roșiori-Alexandria și Lom-Craiova.



Ciclul carbonatat începe cu un complex de dolomite și calcare organogene, în grosime de 0-250 m. Acesta se dispune, probabil, în continuitate de sedimentare peste formațiunea grezoasă devoniană, dovadă trecerea gradată de la gresii la dolomite. Dat fiind caracterul lui de tranziție de la mediul subcontinental la cel marin-lagunar, acest complex se remarcă printr-o mare varietate litologică, incluzând dolomite, calcare dolomitice, calcare organogene, gresii, argile și anhidrite. Diferitele varietăți de calcare, puternic bituminoase, sînt constituite dintr-o masă de calcit granosulfuros, care dă culoare neagră depozitelor specifice mediilor anaerobe. Conținutului micropaleontologic, microfaunistic și palinoprotistologic indică vîrsta givetiană a complexului de dolomite și calcare organogene.

Urîcînd în seria stratigrafică, urmează complexul dolomitic, a cărui grosime variază de la cîtiva metri pînă la 1000 m (Călărași). În alcătuirea acestei unități litostratigrafice intră aproape numai dolomite și calcare dolomitice. Calcarele propriu-zise au pondere foarte redusă, ele întîlnindu-se mai mult către partea superioară a profilului. Întocmai ca și în complexul precedent, aici sînt prezente și produsele evaporitice, fie umplînd diaclazele rocilor, fie sub formă de agregate de gips și anhidrit și, numai rareori, ca intercalații subțiri. Frecvența elementelor de anhidrit se reduce către partea superioară a complexului, ele fiind substituite treptat prin calcit în colmatajul fisurilor rocilor. În afara fisurilor, parțial colmate, complexul dolomitic se mai caracterizează prin prezența vacuolelor și cavernelor.

Dintre toate varietățile de dolomite, cele mai răspîndite sînt dolomitele bituminoase. În secțiuni subțiri, acestea apar formate dintr-o masă fundamentală alcătuită din cristale euhedrale și subhedrale de dolomit. Romboedrii de dolomit îmbracă, adesea, structuri zonare, marcate prin pulberi argiloase și substanță bituminoasă. Sub formă de dispersii se întîlnesc și impregnații de magnetit și pirită granulară. Caracterul primar al majorității dolomitelor este sugerat de parageneza cu evaporite și confirmat de analizele microscopice. Fauna, macrofauna și microfauna determinată în partea inferioară a complexului dolomitic indică vîrsta frasniană. În ceea ce privește partea terminală a complexului, lipsită de elemente paleontologice concludente, ea a fost atribuită Fammenianului.

Grupul carbonatat-evaporitic se termină cu formațiunea calcaroasă carboniferă, a cărei grosime poate atinge 1200 m (la Călărași). În alcătuirea acestei formațiuni intră o multitudine de varietăți litologice, cum ar fi calcarele subnoduloase, calcarele compacte, calcarele silicifiate, calcarele organogene, calcarele grezoase, calcarenitele, calcarele dolomitice, dolomitele, dolomitele argiloase, argilele și chiar intercalațiile subțiri de gresii și conglomerate. Dolomitele și calcarele dolomitice au o pondere redusă și o distribuție neregulată, legată, probabil, de originea secundară a lor (procese de dolomitizare secundară). Frecvența mai mare a dolomitelor către partea superioară a formațiunii ar putea fi atribuită unor reveniri, pe alocuri, la condițiile mediului lagunar de la sfîrșitul Dinanțianului.

Analizele microfaciale, macrofauna, microfauna și microflora determinate arată că formațiunea calcaroasă s-a depus într-un mediu curat marin în timpul Viseanului. În estul platformei se pare că depunerea acestei formațiuni a început mai devreme, din Tournaisian (fapt susținut de pre-



zența conodontului *Siphonodella isosticha* Cooper, la Călărași) și s-a prelungit mai târziu, pînă în Namurian, așa cum sugerează profilul de la Periș. În condițiile arătate nu se exclude posibilitatea unei lacune stratigrafice aproape generale în platforma moesică corespunzînd Tournaisianului și chiar Viseanului inferior. De altfel, o astfel de situație a și fost dovedită în Dobrogea, de o parte și de alta a frontierei româno-bulgare, la Balș, Dobreni și, recent, la Peretu, unde Viseanul superior se dispune peste diverși termeni ai Devonianului.

În linii mari, odată cu faza sudetică se încheie depunerea grupului carbonat-evaporitic al Paleozoicului și începe cel de-al doilea grup detritic-terigen (grupul detritic mediu), care, cu excepția episodului marin din Triasicul mediu, durează pînă la finele Doggerului.

În baza grupului detritic mediu se individualizează formațiunea detritică carboniferă reprezentată, în cea mai mare parte, prin depozite terigene, asociate uneori, cu cărbuni. Ca și în cazurile anterioare, grosimea formațiunii detritice carbonifere variază de la cîțiva metri pînă la 565 m, valoarea maximă înregistrîndu-se în zona depresionară Roșiori-Alexandria (la Vlașin și Peretu). La alcătuirea acestei serii iau parte argile, argilite sistoase, marne, marnocalcare, calcare organogene, dolomite, gresii silicioase, grauwacke și subgrauwacke, tufite, cărbuni etc. Dintre tipurile litologice menționate predomină marnele și argilele. Gresii și calcarele au grosimi reduse și dezvoltări lenticulare. Abundența plantelor incarbonizate și a cărbunilor, ca și cimentul de natură evaporitică a unor nivele de gresii, atestă influența covârșitoare a mediului continental și trădează caracterul paralic sau lagunar al sedimentării în diferitele sectoare ale platformei.

Potrivit elementelor microfaunistice și mai ales microfloristice, formațiunea detritică carboniferă s-a depus în timpul Namurianului, în anumite sectoare începînd chiar din Visean și s-a prelungit, pe alocuri (SE București, N Craiova), pînă în Westphalian și începutul Stephanianului (la Brădești). În jumătatea vestică a platformei seria detritică se dispune pe diverși termeni ai Viseanului, în timp ce la E de București, între aceasta și formațiunea calcaroasă subjacentă pare să existe continuitate de sedimentare.

Faza asturică marchează ridicarea în masă a întregii platforme moesice, și, deci, o nouă etapă de gliptogeneză. Sedimentarea este reluată în Permo-Triasic, cînd se depun trei mari unități litostratigrafice: seria roșie inferioară, seria carbonată și seria roșie superioară, toate acestea amintind de Triasicul de tip german.

Seria roșie inferioară, ca și cea superioară, îmbracă un facies continental și este constituită din conglomerate, microconglomerate, gresii, argile și roci eruptive. Acestea din urmă se prezintă sub forma unor curgeri, uneori suprapuse, de porfire cuarțifere, diabaze și melafire care încep din baza seriei roșii inferioare și țin pînă deasupra dolomitelor și calcarelor Triasicului mediu. Seria roșie inferioară este lipsită de fosile. Pe baza unor considerente de ordin regional (corelarea cu Permo-Triasicul din Prebalcani), se apreciază că depunerea acestei serii începe, probabil, din Permian și se continuă în tot Triasicul inferior. Depozitele seriei roșii inferioare se dispun, discordant, peste diverși termeni ai Paleozoicului, constituind um-



plutura reliefului și a formelor structurale preexistente. Din această cauză, grosimea lui este foarte variabilă, de la câțiva metri pînă la mai bine de 2600 m (la Lița).

Seria carbonată de deasupra se compune din calcare și marnocalcare, calcare aleuritice, calcare organogene, calcarenite, dolomite secundare, argile și marne dolomitice, anhidrite și sare, uneori, în alternanță cu roci vulcanogene. Halitele au fost semnalate numai local, în sudul platformei, la Putinei, Chiriacu și Studina. Uneori calcarele conțin substanță organică dispersată în rocă. Macrofosilele determinate, respectiv *Cruracula* sp., *Coenothyris* (?) sp., *Worthenia* sp. și poleno-sporii identificați, cuprind specii semnalate în intervalul Anisian-Ladinian. Cu alte cuvinte, seria carbonată evaporică aparține Triasicului mediu. Relațiile ei cu seria continentală subjacentă nu sînt suficient de clare. Potrivit unor informații provenite de la sondele săpate în regiunea Craiova, calcarele Triasicului mediu s-ar dispune, transgresiv, peste diferiți termeni ai seriei roșii inferioare și, posibil, peste formațiuni mai vechi.

Seria roșie superioară este constituită din argile, marne, gresii și nisipuri grupate, în zona de dezvoltare completă (Băilești), în trei complexe. Complexele inferior și mediu, caracterizate printr-o pondere mai mare a psamitelor, conțin asociații microfloristice similare celor descrise în Carnianul alpin și Keuperul inferior german. Termenul superior, predominant pelitic, conține characee, asociate cu ostracode, care indică vîrsta triasic-superioară (K e u p e r).

Seria roșie superioară încheie cel de-al doilea ciclu de sedimentare major (Permo-Triasic). Acum, la sfîrșitul Triasicului, sectorul românesc al platformei moesice se înalță, devenind uscat în totalitatea lui. A urmat o nouă etapă de denudație foarte activă, cînd o parte din depozitele pre-jurasice și mai ales cele aparținînd seriei roșii superioare, au fost îndepărtate. Ținînd seama că formațiunile permo-triasice s-au depus peste un relief pre-existent și că, apoi, ele au fost afectate de denudația pre-jurasică, aria de distribuție, grosimea și raporturile lor cu termenii adiacenți sînt diferite.

Odată cu Doggerul, iar pe alocuri încă din Toarcian, procesul de sedimentare se reia printr-o serie terigenă marină. Depunerea acestei serii, care marchează începutul celui de-al treilea ciclu major de sedimentare din platforma moesică și, în același timp, ultimul termen litostratigrafic al grupului detritic mediu, durează pînă la Callovian. Ea este reprezentată prin nisipuri, gresii silicioase, marne și argile de culoare cenușie-negricioasă, cu posidonii.

Seria terigenă marină jurasică este prezentă pe cea mai mare parte a platformei moesice, lipsind, totuși în extremitățile vestică și estică, mai ridicate, ale acesteia. Ca urmare, seria detritică a Jurasicului suferă variații mari de grosime. Valorile maxime (300-420 m) se întîlnesc între valea Jiului și valea Oltului, unde are o alcătuire tipică: un complex inferior grezosipos și altul superior, marnos (B a r b u et al., 1966 B).

Complexul inferior este constituit din gresii și nisipuri predominant silicioase, pe alocuri și calcaroase, argiloase, marmoase, cărbunoase, bituminose și chiar cărbunoase (Spineni). Sînt prezente, de asemenea, nivele de calcare organogene și oolitice, nivele de siderite și conglomerate. Com-



plexul superior constă din marne și argile, adesea bituminoase, argile feruginoase, calcare marnoase și marnocalcare.

În sectorul central al platformei, unde seria terigenă marină înregistrează grosimea maximă, elementele paleontologice disponibile indică, așa cum s-a mai spus, vîrsta toarcian-calloviană. Pe măsură ce se merge către extremitățile de W și, mai ales, de E ale platformei, grosimea seriei se reduce pe seama termenilor bazali, astfel că relieful preexistent este acoperit de strate din ce în ce mai noi.

Cu Oxfordianul condițiile geologice se modifică, astfel că sedimentația terigenă este înlocuită din nou cu cea carbonată, situație care va dura, cu mici excepții, pînă la sfîrșitul Cretacicului. În acest interval de timp se depun formațiunile celui de-al patrulea ciclu litofacial, respectiv grupul carbonat superior.

În evoluția post-doggeriană a sectorului românesc al platformei moesice se distinge o primă etapă care corespunde Malmului și Cretacicului inferior, cînd s-au depus calcare, uneori organogene, marnocalcare și dolomite, în grosime de 300-1400 m. Atît analizele microfatale cît și elementele paleontologice (calpionele) indică o continuitate de sedimentare între Jurasic și Cretacic.

În partea de vest a platformei, Malmul și Cretacicul inferior îmbracă un facies pelagic. Acesta trece treptat, către E, la un facies neritic și chiar lagunar. Mai mult, în partea de E a platformei, Tithonicul și Barremian-Aptianul par să lipsească. Ca urmare, în Malm-Cretacicul inferior au loc unele diferențieri litologice. Astfel în zona faciesului pelagic se întîlnesc calcare microgranulare (pelitomorfe), calcare marnoase, marnocalcare și marne. Zona faciesului neritic se caracterizează prin calcare pure, calcare organogene (recifale ?) și dolomite de culoare albă, albă-gălbuie și, destul de rar, albă-cenușie. Mai la E (Jugureanu-Bordei Verde) este de semnalat prezența argilelor, marnelor, gresilor de culoare cenușie, verzuie, roșcată și chiar a anhidritelor.

În Aptian, platforma moesică s-a înălțat, în ansamblului ei, ceea ce a determinat exondarea teritoriului respectiv. Procesul de sedimentare se reia în Albian. Depozitele acestuia marchează începutul unui nou subciclu. Transgresiunea marină s-a extins progresiv spre W, începînd din Dobrogea, ajungînd să cuprindă partea de W a platformei abia în Albianul superior și chiar în Cénomaniian. Ținînd seama de caracterul transgresiv și de evoluția teritoriului de la N de Dunăre, Albianul se prezintă sub fațesuri diferite. Astfel, la W de meridianul orașului Roșiori, Albianul se caracterizează prin marne și marnocalcare cenușii-verzui. Între meridianele orașelor Roșiori și Urziceni predomină gresiile marnoase și calcaroase, calcarele grezoase. La E și SE de Urziceni se întîlnesc calcare, marne, gresii și nisipuri glauconitice, iar în Dobrogea — și conglomerate.

Procesul de depunere, reluat în Albian, continuă fără întrerupere pînă la sfîrșitul Senonianului, interval în care se acumulează 300-800 m de depozite. Acestea au, în general, un caracter marno-calcaros, cu puternice orienturi de calcare pure. Senonianul se caracterizează și prin prezența calcarelor cretoase.



La sfârșitul Cretacicului, platforma se ridică din nou, teritoriul moesic rămânând în domeniul subaerian pînă în Tortonian-Sarmațian. În sudul Olteniei, în Dobrogea de S și în regiunea situată la S de Urziceni-Slobozia, apele mării au revenit, pentru un scurt timp, în Eocenul mediu, cînd s-au depus calcare, marnocalcare, argile și gresii în grosime de 20-250 m.

Cu Eocenul mediu se încheie cel de-al treilea ciclu major de sedimentare din platforma moesică și, în același timp, al patrulea grup litofacial.

Sucesiunea de sedimente continuă cu cel de-al cincilea și ultimul grup litofacial, respectiv grupul detritic superior (neogen), efect al ciclului de sedimentare Tortonian-Cuaternar. În acest interval de timp s-a depus o succesiune de depozite, aproape exclusiv terigenă, constînd din nisipuri, gresii, argile, marne, marnocalcare și mai rar calcare. Aceste formațiuni însumează cîtiva metri în sectorul dunărean și în Dobrogea, îngroșîndu-se pînă la cca 6000 m pe marginea sud-estică a platformei. În ansamblu, creșterea grosimii se realizează atît pe direcția N-S, în sensul afundării platformei în fața depresiunii precarpatice, cît și pe direcția W-E, către marea zonă de subsidență din fața curburii Carpaților. În cadrul acestei succesiuni au fost sesizate discontinuități la limita dintre Tortonian și Sarmațian, în Sarmațian, la contactul dintre Sarmațian și Pliocen și este foarte posibil ca numărul fazelor de întrerupere a sedimentării, chiar numai de proporții limitate, să fie mai mare.

Depozitele tortoniene, predominant marine, sînt reprezentate prin calcare, gresii calcaroase, intercalații de anhidrite și, pe alocuri, prin conglomerate. Aceste formațiuni se întîlnesc pe marginea de N a platformei, în Dobrogea și în unele sectoare caracterizate printr-un paleorelief negativ (Titu-Videle-Glavacioc-Moara Săracă). Fauna și microflora recoltată caracterizează Tortonianul superior (orizontul marnelor cu *Spirialis*). Datele obținute în ultimii ani la N de Craiova par să indice că, cel puțin în această regiune, Tortonianul s-a depus în serie completă. Sarmațianul este reprezentat prin toți termenii săi, cea mai mare extensiune înregistrînd-o Besarabianul. Litologic, Sarmațianul este predominant pelitic, dar marnelor și marnelor nisipoase li se asociază intercalații de nisipuri și gresii, a căror frecvență și arie de dezvoltare depind, în parte, de formele reliefului preexistent. Așa este cazul zonei intermediare a platformei, începînd din dreptul meridianului orașului Costești și pînă în dreptul localității Făurei, unde, în baza Sarmațianului se dezvoltă un orizont de gresii și nisipuri, în grosime de 5-50 m. Către S, deci înspre zona mai ridicată a platformei, acest orizont schimbă de facies, trecînd în calcare grezoase și calcare. Mai la N (zona afundată a platformei) și W, el n-a mai fost întîlnit. De asemenea, în cadrul complexelor marnoase ale Sarmațianului, Meoțianului și chiar ale Pontianului, apar numeroase intercalații de nisipuri, în majoritate cu dezvoltare lenticulară.

Meoțianul, a cărui arie de răspîndire este mai redusă decît cea a Sarmațianului, prezintă, în linii mari, o alcătuire litologică similară. Se remarcă, însă, faptul că în extremitățile de E și W ale bazinului, crește frecvența și grosimea intercalațiilor de gresii și nisipuri, în timp ce în partea centrală predomină faciesul marnos.



Ponțianul depășește aria de depunere a Meoțianului, dispunându-se, uneori, direct peste Sarmățian sau peste Cretacic. Acest subetaj are caracter predominant marnos. În sectorul Craiova-Slatina-Drăgășani, la partea superioară a profilului Ponțianului apare un orizont de nisipuri cu grosimi de 20-30 m. De asemenea la E de linia Buzău-Călărași, pe măsura afundării și îngroșării spre N, el devine din ce în ce mai nisipos, astfel că la Ghergheasa-Balta Albă, pelitele și psamitele au o pondere aproape egală.

Secvența terminală a grupului detritic superior, de vîrstă dacian-cuaternară, este constituită, predominant, din nisipuri și gresii, cărora li se asociază marne, argile și intercalații carbunoase, totalizînd grosimi de 200-1500 m.

La sfîrșitul Pliocenului și în Cuaternar bazinul dacic a fost complet colmatat iar teritoriul corespunzînd platformei moesice a devenit uscat.

Sintetizînd cele de mai sus se poate conchide că învelișul sedimentar al platformei moesice cuprinde formațiuni a căror vîrstă începe cu Cambrianul și se termină cu Cuaternarul. El se repartizează la patru cicluri majore de sedimentare și anume : cambrian-carbonifer, permo-triasic, jurasic-cretacic (pe alocuri și eocen) și tortonian-cuaternar.

Din punct de vedere litologic, criteriu important sub aspectul acumulărilor de hidrocarburi, cuvertura sedimentară poate fi divizată în cinci cicluri sau grupuri litofaciale. Dintre acestea, trei sînt predominant detritice-terigene, separate, la rîndul lor, de două grupuri predominant carbonatate. Între ciclurile sedimentare, care reflectă, în general, evoluția bazinului și unitățile litostratigrafice care exprimă, de regulă, relațiile dintre bazin și regiunile înconjurătoare, nu există o corespondență deplină. Astfel, din punct de vedere cronologic, cele cinci mari unități (grupuri) litostratigrafice pot fi încadrate astfel : grupul detritic inferior : Cambrian (?) - Eifelian ; grupul carbonatat inferior : Gîvețian-Visean (pe alocuri și Namurian) ; grupul detritic mediu : Namurian-Calloviaian ; grupul carbonatat superior : Oxfordian-Senonian (pe alocuri și Eocen mediu) ; grupul detritic superior : Tortonian-Cuaternar.

2. CARACTERIZAREA GENERALĂ A STRUCTURII

Încadrată de orogenul carpato-balcanic, platforma moesică a reacționat de o manieră proprie la toate mișcările care s-au produs în depresiunile învecinate. Aceasta înseamnă că formațiunile geologice care intră în constituția platformei au fost afectate și deformate în raport cu vechimea lor.

Fundamentul regiunii, eterogen ca vîrstă și alcătuire petrografică prezintă, în detaliu, o structură complicată. În ansamblu, însă, fundamentul este implicat în cîteva zone majore de ridicare și afundare, care par să se fi individualizat încă din orogeneza baicaliană, cînd s-au consolidat și ultimele catene de șisturi verzi din Dobrogea centrală. Dispoziția structurală a fundamentului și tendințele lui de mișcare în continuare au avut un rol determinant în distribuția faciesurilor și tectonica formațiunilor sedimentare.



Cutările caledoniene, hercinice și alpine, care au urmat, au exercitat asupra platformei moesice o influență nesemnificativă sub aspect plicativ, dar foarte importantă sub aspect disjunctiv. Aceste mișcări au avut efecte diferențiate în spațiu și în timp, în funcție de mobilitatea sau rigiditatea diverselor compartimente ale fundamentului.

Mișcările de ansamblu ale fundamentului bazinului moesic și al regiunilor înconjurătoare se reflectă, atât în variațiile pe verticală ale faciesurilor, dar mai ales ele sînt marcate de o serie de lacune, care permit separarea ciclurilor și subciclurilor de sedimentare. Pe anumite zone, în special cele de ridicare, depozitele formate în timpul acestor cicluri prezintă și planuri structurale ușor diferite care, pînă la un punct, ar justifica tratarea aranjamentului stratelor pe etaje structurale.

În platforma moesică sînt cunoscute următoarele zone majore de ridicare: Strehaia-Vidin, Leu-Balș-Optași, nord-bulgară și central-dobrogeană. Ca forme negative de dimensiuni mari, se remarcă depresiunile Lom-Craiova, Roșiori-Alexandria, Călărași-Belciugatele și Focșani. Aceste elemente structurale de ordinul I, existente la nivelul fundamentului, au avut multă vreme un caracter activ, încît ele s-au transmis, regăsindu-se cu amplitudini din ce în ce mai atenuate, pînă în Jurassic-Cretacicul inferior. Mai mult, Dobrogea centrală n-a putut fi acoperită complet de ape, rămînd pînă astăzi o zonă emersă (fig. 58).

Ridicarea Strehaia-Vidin este situată în extremitatea vestică a platformei, unde prezența și conturul ei la nivelul fundamentului este sugerată de o anomalie de maxim gravimetric de mare intensitate. După datele seismice și de foraj, fundamentul se situează la 4500-5000 m adîncime. Acesta este acoperit de depozite cambro-ordovicene, cărora li se adaugă, pe flancuri, întreaga secvență paleozoică, pînă la Carboniferul superior și Permo-Triasic. Ridicarea Strehaia-Vidin se prezintă sub forma unei boltiri brahianticinale, orientate NE-SW. Această ridicare ar trebui să reprezinte un segment, curbat, al unui aliniament paralel Carpaților, care se continuă, probabil, pe sub depresiunea precarpatică, în direcția E-W. Flancurile și periclinale ridicării sînt ramificate în pîteni ce se afundă pe direcții diferite către zonele depresionare adiacente.

Ridicarea Leu-Balș-Optași, localizată în partea central-vestică a platformei, este exprimată, la nivelul fundamentului, printr-o anomalie gravimetrică și magnetometrică pozitivă. Această ridicare reprezintă un adevărat masiv, în axul căruia apar fundamentul cristalin (Balș, Cucuț, Optași) și depozite aparținînd Paleozoicului inferior, acoperite direct de Jurassic sau Permo-Triasic (fig. 58). Direcția masivului este, la început E-W, după care se curbează spre S, fapt care sugerează prelungirea lui, în afundare, pe teritoriul bulgar, în direcția structurii pozitive Ghighen. În partea opusă, după ce înregistrează, de asemenea, o tendință de afundare la E de Optași, masivul respectiv pare să se bifurce. O ramificație continuă orientarea E-W, spre Periș, iar cealaltă se dirijează spre SE, pe la Vlașin, către ridicarea nord-bulgară. În afara mișcărilor de ansamblu pe care le-a înregistrat platforma moesică, masivul Leu-Balș-Optași a suferit mișcări proprii, în special în zona axială, marcate de numeroase lacune în timpul Paleozoicului mediu-inferior, Triasicului și Jurassicului. Ținînd seama de poziția sa marginală, la



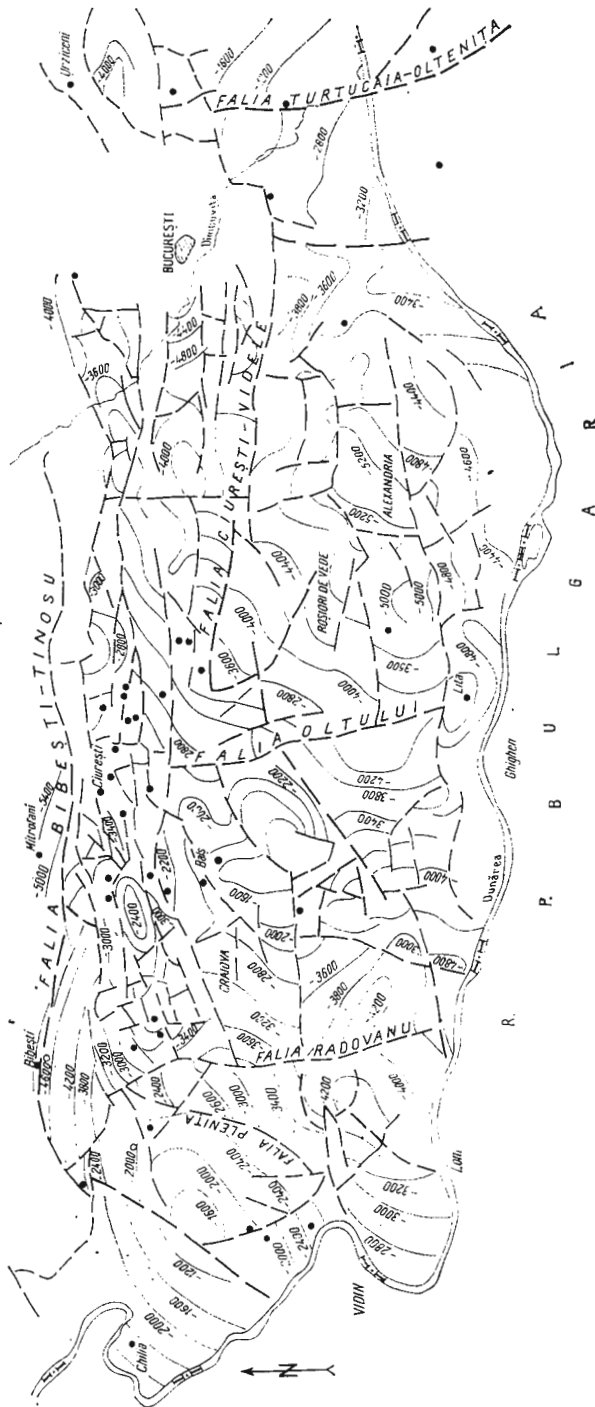


Fig. 58. — Harta morfostructurală a platformei moesice de la W de București, la intrarea în depozitele pre-permiene.
Morphostructural map of the Moesian platform west of Bucharest, at the top of the pre-Permian deposits.

limita cu depresiunea precarpatică, ridicarea Balș-Optași a resimțit, este drept într-o măsură redusă, și efectul mișcărilor plicative. Așa se explică faptul că în cadrul boltirii largi pe care o schițează cuvertura sedimentară la toate nivelele, mai puțin Neogenul, se recunosc și câteva anticlinale și hemianticlinale, intens faliat. Cea mai mare parte a elementelor structurale de ordinul II și III din regiune sînt, de fapt, niște blocuri care lasă impresia unor fragmente („cioburi”) de structuri anticlinale. Tot ca o consecință a vecinătății sale cu depresiunea precarpatică, de care se delimitează prin fracturi de adîncime, ridicarea Leu-Balș-Optași a constituit teatrul unor fenomene magmatice repetate, care s-au prelungit pînă după Triasicul mediu (pl. V).

Ridicarea nord-bulgară este situată în partea de SE a platformei. De fapt, la N de Dunăre se întîlnește numai prelungirea pe teritoriul românesc a unei ridicări cu apexul în sectorul localității Vetrino (Bulgaria). În zona centrală a acestei ridicări, cele mai vechi depozite care apar sub cuvertura mezozoică sînt de vîrstă eodevoniană. Se estimează că fundamentul se întîlnește aici la adîncimi de 2500-3000 m. În ansamblu, la nivelul Paleozoicului și Mezozoicului, ridicarea se manifestă sub forma unei largi boltiri. După o serie de exondări și afundări alternative, zona de apex a ridicării nord-bulgare a intrat în regim subaerian, începînd cu Cretacicul inferior.

Ridicarea Dobrogei centrale, situată în partea de SE a platformei moesice, este delimitată de două linii de fractură profunde, orientate NW-SE, și anume, falia Pecineaga-Camena în NE și Capidava-Ovidiu în SE. În alcătuirea acestui masiv intră sisturi verzi rifeo-cambriene ce aparțin fundamentului, acoperite, local, de formațiuni neojurasice și depozite detritice aptiene. În afundare spre NW, cuvertura sedimentară include și formațiuni paleozoice, mezozoice și neogene.

Zonele majore de coborîre din platforma moesică, exprimate, fie sub formă de depresiuni alungite, fie sub formă de culoare depresionare, se caracterizează prin mișcări predominant negative care au favorizat acumularea și conservarea unor succesiuni de depozite mai groase și mai complete. Aceste zone coborîte sînt instalate pe forme cu caracter negativ din structura fundamentului și, cu unele mici discontinuități și modificări, și-au păstrat caracterul structural major din Paleozoic, pînă în Cretacic și chiar Neogen.

Depresiunea Lom-Craiova este localizată în partea de S a platformei moesice și separă ridicarea Strehala-Vidin de masivul Leu-Balș-Optași, inclusiv prelungirea acestuia spre Ghighen. Către N ea îmbracă forma unui culoar care face legătura cu depresiunea precarpatică. În zona centrală, adîncimea fundamentului poate atinge 10000 m. După succesiunea și grosimea sedimentelor se pare că depresiunea Lom-Craiova a suferit mișcări subsidente continue, începînd din Paleozoic și pînă în Neogen, dar ceva mai pronunțate în Mezozoic (în special pe teritoriul bulgar).

Depresiunea Roșiori-Alexandria se localizează în partea central-sudică a platformei, separînd ridicarea nord-bulgară, inclusiv ramificația vestică a acesteia, Maslarevo-Totleben-Ghigen, de masivul Leu-Balș-Optași. În ansamblu, depresiunea Roșiori-Alexandria a reprezentat o zonă dominant



subsidentă în Paleozoic și Triasic. De altfel, numai seria roșie inferioară (Permo-Triasicul inferior) cumulează aici cca 2600 m grosime. Acest sector de coborîre al platformei trimite cîteva ramificații, care fac legătura cu depresiunile Lom-Craiova și Urziceni-Călărași.

Depresiunea Urziceni-Călărași, larg deschisă către avanfosa carpatică, separă masivul Dobrogei centrale, pe de o parte, de ridicările Leu-Balș-Optași și nord-bulgară, pe de altă parte. Ea se conturează la nivelul depozitelor paleozoice și, într-o măsură mai redusă, în Neogen. În sprijinul afirmației de mai sus poate fi citat cazul sondei 904 Urziceni, care la adîncimea de 6001 m, a rămas cu talpa în Eodevonian.

Depresiunea Focșani se localizează în nord-estul platformei moesice și este strîns legată de depresiunea precarpatică. Ea reprezintă cea mai activă zonă de acumulare, mai ales în Neogen. Potrivit măsurătorilor geofizice, verificate parțial de foraje, grosimea sedimentarului atinge aici cca 18 km, din care peste 6 km aparțin Sarmatianului, Pliocenului și Cuaternarului. Nu este exclus ca această depresiune să se fi schițat, în partea ei vestică, încă din Paleozoic. Oricum, caracterul ei subsident activ se menține și astăzi, fapt care se reflectă bine în distribuția și orientarea rețelei hidrografice din Cimpia Română.

În afara zonelor majore de coborîre amintite, se cuvine să mai fie reținut faptul că partea cea mai de sud a Dobrogei românești se situează în prelungirea nord-vestică a depresiunii Varna, caracterizată prin prezența și dezvoltarea apreciabilă a formațiunilor paleogene. Dacă în zona ei de maximă afundare este prezent și Oligocenul, pe teritoriul românesc, atît în Dobrogea cît și la S-E de București se întîlnește numai Eocenul.

Așa cum s-a mai arătat, elementele structurale majore de ordinul I caracterizează aranjamentul stratelor de vîrstă paleozoică, triasică și, într-o măsură mai redusă, jurasică și cretacică (fig. 58). La nivelul Neogenului, însă, imaginea structurală este complet diferită, în sensul că, în ansamblu, depozitele tortoniene și sarmato-pliocene se îngroașă, înclină și se afundă de la S către N (fig. 59). Faptul nu necesită explicații, ținînd seama că în timpul Sarmatianului și Pliocenului, cea mai mare parte a platformei moesice constituie flancul extern (platformic) al avanfosei carpatice. Această cădere către N se realizează în trepte, de-a lungul unor linii de falie, în general paralele sistemului carpatic. Desigur că pe acest fond major de monoclin faliat, intervin numeroase detalii structurale generate de varietatea și energia paleoreliefurilor, de grosimea și natura sedimentelor, de densitatea și amploarea accidentelor tectonice și, într-o măsură foarte redusă (pe marginea nordică), de mișcările plicative.

Dacă se compară aranjamentul stratelor în două momente, îndepărtate unul de altul, respectiv la sfîrșitul Carboniferului (fig. 58) și la sfîrșitul Neogenului (fig. 59) se obțin două imagini structurale de ansamblu, substanțial diferite. Astfel, în Paleozoic, partea de N a platformei constituie zona cea mai ridicată, dominînd sectorul sudic dunărean cu 2000-4000 m (fig. 58). Aceasta înseamnă că formațiunile paleozoice se afundau de la N către S. În Neogen, însă, situația s-a inversat, marginea de N a platformei a coborît continuu ca urmare a deplasării spre exterior a avanfosei Carpaților, astfel că sedimentarul ultimului ciclu se afundă de la S către N. Acea-

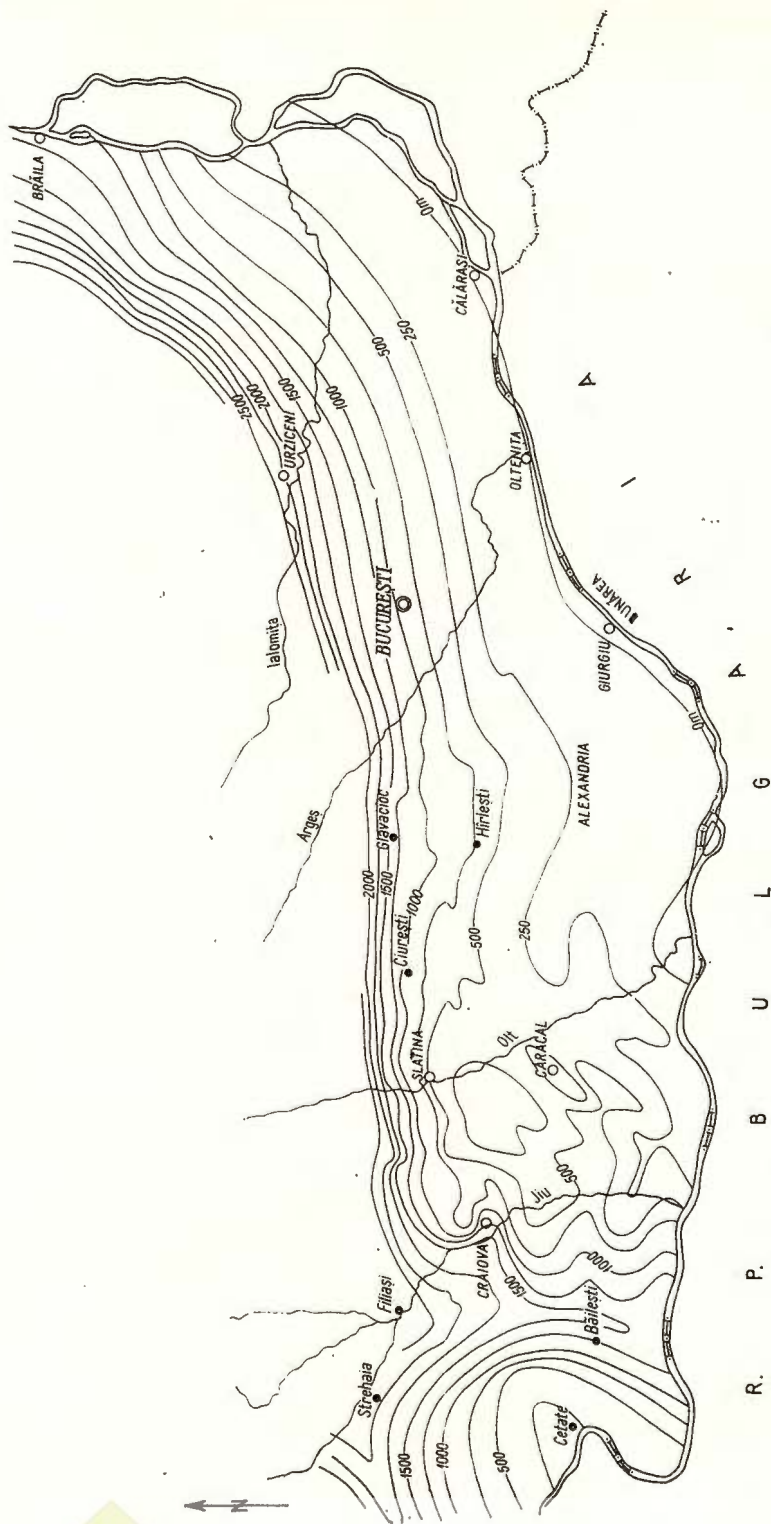


Fig. 59. — Harta morfostructurală a platformei moesice la un reper din baza Neogenului.
 Morphostructural map of the Moesian platform at a guide mark of the Neogene bottom.



stă situație este valabilă pentru regiunea situată la W de linia Urziceni-Călărași. La E de aceasta, însă, ca urmare a poziției permanente ridicate a Dobrogei centrale, toată succesiunea de strate se afundă către periferiile horstului respectiv (fig. 60).

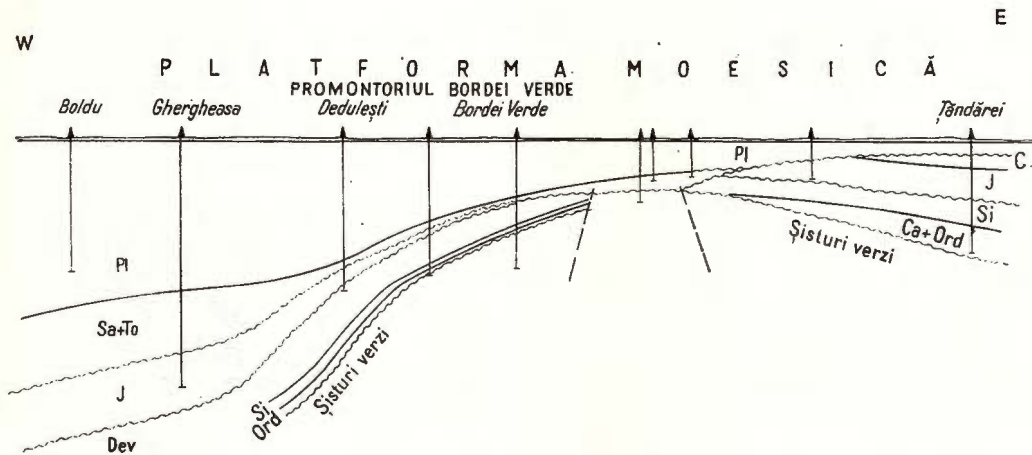


Fig. 60. — Secțiune geologică longitudinală în regiunea Bordei Verde (după I. Pătruț).
Longitudinal geological section in the Bordei Verde region (according to I. Pătruț).

Configurația structurală a Paleozoicului, imprimată de trăsăturile majore ale fundamentului, a ajuns să fie estompată treptat, în primul rând în Triasic și, într-o măsură din ce în ce mai mică în Jurassic, Cretacic și chiar în Neogen. O schimbare radicală în evoluția platformei, care a determinat o nouă configurație a aranjamentului stratelor, a intervenit în Miocen, când platforma a devenit un imens monoclin.

Față de cele arătate s-ar impune concluzia că în evoluția platformei moesice, două au fost momentele principale care au determinat trăsăturile majore ale structurii sedimentarului. Acestea corespund mișcărilor baicaliene și mișcărilor stirice.

În ceea ce privește aranjamentul structural de detaliu, comun întregii succesiuni de depozite, stilul dominant este cel casant, imprimat de o impresionantă rețea de falii, la prima vedere distribuită în mod haotic. Din acest păienjenis se pot distinge, totuși, două direcții dominante: una E-W, care cuprinde faliile cele mai importante din platformă, cu extindere regională și care afectează întregul sedimentar, pînă în Pliocen inclusiv, și alta, orientată oarecum perpendicular pe prima, cuprinzînd falii de mai mică importanță, cu o dezvoltare adesea locală.

Prima categorie de falii, de-a lungul cărora platforma cade în trepte spre N, păstrează un paralelism cu unitățile sistemului carpatic. Acest paralelism merge pînă acolo încît ele reproduc perfect pînă și curbura de W a Carpaților, ca și cînd în originea și vîrsta lor există elemente comune. Ținînd seama că de-a lungul unor astfel de accidente s-au produs fenomene magmatice repetate, unele mai vechi decît Carboniferul, altele mai noi,



este de presupus că faliile respective (E-W) reprezintă, în parte, dislocații profunde și că vârsta lor trebuie împinsă în Paleozoicul inferior și chiar în Precambrian. În aceste condiții trebuie admis că accidentele E-W au fost reactivate în diferite faze de diastrofism, când sistemul de falii s-a și amplificat.

Începînd de la N la S, primul accident tectonic ce se cuvine menționat este falia Bibești-Tinosu, echivalentul liniei pericarpatiche, după care depozitele cutate ale depresiunii încăleacă peste cele cvasiorizontale ale platformei. Termenul cel mai nou, prins sub planul de încălecare, îl constituie baza Sarmațianului mediu.

Printre accidentele tectonice care se dezvoltă la SE de linia Bibești-Tinosu, și care controlează distribuția acumulărilor de hidrocarburi, merită să fie menționate, începînd de la E către W, următoarele: Balta Albă-Roșioru, Opișenești-Făurei-Bărăitaru, Lișcoteanca-Colelia N-Urziceni-Moara Vlășiei-Corbii Mari-Dumbrăveni-Străjești-Craiova. La W de Moara Vlășiei, acest ultim accident, de-a lungul căruiua flancul nordic este căzut și încălecat de compartimentul sudic, trimite o ramificație prin Periș-Serdanu-Vultureanca-Scornicești-Oporelu. Pe măsură ce se merge spre NW apar falii importante și la N de această ramificație, ca de exemplu aliniamentul N Gliganu-Tătulești-Căzănești-Făurei, talonat mai la N de falia Ușurei-Fili-ași-Strehaia. În dreptul localității Colelia și la S de aceasta, se schițează un nou accident, care continuă spre W pe la Afumați-Bolintinu din Deal-Glavacioc. În partea de E a platformei ar mai putea fi citată falia Mircea cel Bătrîn (Colelia S), iar la SW de aceasta, aliniamentul regional Ileana-Belciugatele-Grădinari-Cartojani-Miroși-Ciurești-S Slatina. Și mai la S, apar faliile Fundeni-Novaci-Șopîrlești-Hirlești-Mozăceni, Bălăria-Videle-Ciolănești etc. Continuitatea faliilor menționate și raporturile dintre ele n-au fost verificate în toate cazurile, astfel că traseele indicate mai înainte comportă încă discuții pe anumite sectoare.

Majoritatea faliilor longitudinale (E-W), a căror săritură (pas) și lungime variază foarte mult, constituie, împreună cu boltirile de tasare, variațiile litologice și truncherile (bizotașele) stratigrafice, ecrane în fața hidrocarburilor care au migrat, lateral, dinspre zonele mai coborîte (dinspre N).

În rîndul accidentelor importante orientate N-S, figurează faliile Dirvari și Plenița care par să încadreze ridicarea Strehaia-Vidin; falia Radovanu ce se suprapune, în bună măsură, axul depresiunii Lom-Craiova; falia Oltului, cu un pas de 600-800 m la Slatina. Aceasta pare să delimiteze spre W depresiunea Roșiori-Alexandria. Mai la E se remarcă falia Oltenița-Turtucaia ce separă două blocuri importante a căror diferență de nivel, în dreptul formațiunilor paleozoice, depășește 2000 m. În sfîrșit, în lista accidentelor tectonice transversale se mai cuvin citate sistemul de falii Belciugatele și linia Capidava-Ovidiu, cu prelungirea ei nordică, ambele încadrînd depresiunea Urziceni-Călărași, precum și importanta falie Pecineaga-Cameña, care separă platforma moesiică de orogenul nord-dobrogean.

Numeroasele și repetatele faze de mișcări oscilatorii din istoria geologică a platformei au avut drept consecință, pe lîngă reactivarea unor acci-



dente tectonice vechi și crearea altora noi, fisurarea rocilor compacte, cum sînt calcarele, dolomitele, gresiile dure.

3. EVOLUȚIA GEOLOGICĂ A PLATFORMEI MOESICE

După orogeneza baicaliană cînd s-au consolidat ultimele catene de sisturi verzi, regiunea cuprinsă între depresiunea precarpatică și Prebalcani a constituit amplasamentul unui bazin de sedimentare unitar, așa-zisul „basin moesic”, a cărui individualitate s-a menținut, cu mici excepții, pînă la sfîrșitul Cretacicului. Principalele evenimente survenite în decursul acestei îndelungate istorii geologice sînt reflectate în succesiunea stratigrafică, în natura litologică a depozitelor, în resturile de viețuitoare pe care acestea le conțin și în aranjamentul stratelor.

Așa cum s-a mai arătat, orogeneza baicaliană și mișcările mai vechi au condus la desăvîrșirea liniilor mari structurale și a tectonicii de detaliu a fundamentului platformei. Aceste linii structurale majore au continuat să fie active, cel puțin pînă în Jurassic, influențînd litofaciesurile, succesiunea, grosimea și aranjamentul stratelor. Se înțelege că în timpul emersiunii baicaliene, fundamentul a fost supus denudației, ceea ce a dus la crearea unui relief foarte variat și energic, adaptat structurii și naturii rocilor.

Primul ciclu de sedimentare începe cu depozite grosiere (diferite tipuri de gresie, microconglomerate și chiar conglomerate), depuse într-un mediu marin. Aceasta presupune mișcări pozitive importante în regiunile învecinate, eroziune puternică și transport pe distanțe relativ mici. Treptat și ritmic, se realizează un echilibru între bazin și uscatul înconjurător, fapt sugerat, la început, de secvențele pelitice din cadrul seriei grezoase-cuarțitice și apoi de regimul de sedimentare stabil, reflectat de importanta stivă de argile și argilite cu intercalații de calcare și gresii murdare. În același timp se produce și o adîncire a bazinului, asociată cu formarea unor numeroase praguri submarine, ceea ce a condus la instalarea, mai ales în Silurian, a unui mediu de sedimentare stagnant, de tip euxinic. Studiile efectuate în scopul definirii condițiilor de sedimentare au stabilit că în Silurian valoarea pH era de 6,2-7,8, iar limita $eH = 0$, se situa, fie deasupra sedimentarului, fie că corespundea cu suprafața lui, ceea ce caracterizează faciesul reductiv. În astfel de mediu s-au acumulat argilite și argilite grezoase bogate în hidrotroilit și pirită și care însumează, în anumite sectoare, pînă la 1500 m grosime. Situația descrisă mai înainte a caracterizat intervalul stratigrafic Ordovician-Eodevonian. În aceeași perioadă au avut loc în anumite sectoare înălțări ale fundului bazinului, însoțite de erupții. Așa se explică lacunele stratigrafice la nivelul Ordovicianului mediu, Llandoveryanului și la limita dintre Silurian și Devonian, precum și prezența cineritelor, imediat deasupra discordanței stratigrafice din Ordovician.

În Eodevonian apar primele semne ale deteriorării echilibrului stabil anterior. În seria de argile, argilite și sisturi argilitice apar din ce în ce mai multe secvențe grezoase, pentru ca în final să se ajungă la depunerea formațiunii grezoase, reprezentînd ultimul termen al grupului detritic inferior. În alcătuirea acestei formațiuni predomină elementele clastice grosiere, psamitele și psefitele. Ele sînt formate în cea mai mare parte din



granule de cuarț inechidimensionale și slab rulate. Culoarea predominant cenușie oferă totuși și nuanțe brune-roșcate și violacee, datorită impregnațiilor limonitice. Înlocuirea relativ progresivă a fracțiunii argiloase cu elemente psamitice și, pe alocuri, psefitice, presupune o ridicare în masă a regiunii, atît în porțiunea acoperită de ape, dar mai ales în sectoarele emerse. Energia reliefului s-a accentuat foarte mult, ceea ce a dus la o recrudescență a eroziunii. Printre elementele paleontologice identificate figurează resturi de agnote și placodermi, alături de plante psilophyitale (*Hyeria*, *Aneurophyton*), care definesc mediul în timpul depunerii formațiunii grezoase. Acesta poate fi caracterizat ca subcontinental, cu ape îndulcite, de tip Old Red Sandstone. Clima se presupune că a fost caldă și secetoasă. În felul acesta se explică precipitarea gipsurilor și anhidritelor, care se întîlnesc atît sub formă de bancuri groase, cît și participînd la alcătuirea cimentului unor gresii. Faciesul geochemic a suferit schimbări radicale. Condițiile geochemice euxinice au fost înlocuite cu cele specifice mediului subcontinental, puternic oxidant, impropriu generării hidrocarburilor.

Perioada depunerii formațiunii grezoase corespunde unei faze diastrofice importante în evoluția platformei moesice (faza danubiană), deoarece mișcările verticale cu caracter regional au fost însoțite de formarea sau reactivarea a numeroase linii de dislocație. Acest eveniment a avut drept urmare divizarea bazinului moesic în numeroase blocuri tectonice, ceea ce a imprimat sedimentării ulterioare un caracter oarecum eterogen.

Givețianul și Neodevonianul constituie o altă perioadă importantă în evoluția platformei. Acum se acumulează depozitele predominant lagunare ale formațiunii dolomito-evaporitice. Caracteristica esențială a acestor depozite este absența aproape totală a materialului detritic, procesul precipitației chimice luînd locul sedimentării terigene. Sistarea completă a aportului de material terigen de pe uscat presupune, fie o peneplenizare ideală a acestuia sau, mai curînd, mișcări verticale negative în tot domeniul moesic, dar mai ales în sectoarele emerse, mișcări care au urmat fazei danubiene și care au inaugurat un nou ciclu litofacial. Fragmentarea bazinului moesic în lagune și brațe de mare au favorizat formarea unui mediu în general stagnant, izolant. În același timp sulfatul din materia organică supus acțiunii bacteriologice a intrat în combinații sulfuroase, rezultînd sulfuri de fier (pirită, hidrotroilit) și hidrogen sulfurat. S-a format deci un mediu foarte acid, impropriu vieții aerobe. Așa se explică, pe de o parte, caracterul bituminos al dolomitelor, iar pe de altă parte raritatea și chiar lipsa macro- și microfosilelor.

Condițiile mediului stagnant, izolant încep să se atenueze treptat către sfîrșitul Neodevonianului, pentru ca în Dinanțian să aibă loc depuneri de calcare într-o mare larg deschisă. Nu este exclus ca această schimbare de mediu, sincronă fazei bretone, să fi avut loc în urma unei noi exondări a bazinului moesic. De altfel, pe teritoriul românesc al platformei, Fammenianul n-a putut fi identificat, iar Tournaisianul conține elemente paleontologice certe numai la Călărași, unde seria carbonatată paleozoică prezintă dezvoltarea ei maximă. Aceste elemente, la care se adaugă și altele (Paraschiv, 1974), vin în sprijinul admiterii unei lacune de sedimentare la limita dintre Devonian și Carbonifer.



Dinanțianul este alcătuit din calcare curat marine, cu numeroase orizonturi de calcare organogene și cu câteva secvențe detritice. Dolomite primare mai apar sporadic, în special către partea superioară a seriei calcaroase, semn al începutului destrămării bazinului dinanțian. Dolomitele secundare sînt prezente, dar au o distribuție neregulată. Clima în timpul Dinanțianului a înregistrat o ușoară răcire față de Devonian, dar a devenit ceva mai umedă, dovadă abundența resturilor de plante în secvențele terigene ale formațiunii calcaroase. Odată cu începutul fazei calcaroase, caracterul euxinic reducător se atenuază. Spre deosebire de dolomitele devoniene, calcarele dinanțiene nu mai au miros de sulf în spărtură proaspătă. Limita $eH = 0$ corespunde cu suprafața sedimentelor acumulate, iar valoarea pH crește la peste 7,5.

La sfîrșitul Dinanțianului, fundul bazinului moesic se ridică din nou, porțiuni ale acestuia corespunzătoare extremităților de E și de W ale platformei, ajungînd să fie exondate. Ca și în domeniile de geosinclinal, faza sudetică constituie începutul destrămării bazinului dinanțian. Totodată, aceasta marchează schimbarea caracterului depozitelor, procesul de precipitație chimică fiind înlocuit cu sedimentarea terigenă. Acum se încheie ciclul carbonatat inferior (paleozoic) și începe ciclul detritic mediu. Mișcările sudetice au reactivat și amplificat sistemul danubian de falii. Mișcarea blocurilor tectonice de sens și intensitate diferită a condus la divizarea bazinului într-o serie de golfuri și bazine mai mici mărginite de blocuri emerse. Între golfuri și bazine se menține o intercomunicație. În același timp, existau legături cu marele bazin mesogean, dovadă fauna marină și, mai ales, prezența fusulinidelor în mai multe sonde de pe marginea nordică a platformei. Sedimentația are un caracter torențial iar secvența de depozite namurian-westphaliene, predominant pelitică, se caracterizează prin prezența cărbunilor și marnelor cărbunoase. Aceștia au o frecvență mai mare în sudul platformei, unde caracterul sedimentării este mai continental (culoarea predominant roșie a depozitelor, ceva mai multe elemente evaporitice în cimentul gresilor). Silezianul din sectorul nordic, în schimb, are caracter mai marin.

Mișcările pozitive, creșterea ponderii uscatului, fragmentarea bazinului și climatul umed au constituit factorii care au contribuit la colmatarea golfurilor și micilor bazine în Namurian și Westphalian. În felul acesta, în faza asturică întreaga suprafață a platformei moesice a devenit uscat, după care a urmat un intens proces de denudație. De fapt, unele sectoare corespunzînd ridicărilor Strehaiia, Leu-Bals-Optași și prelungirea Dobrogei centrale s-au înălțat mai devreme. Aici acțiunea denudației a fost mai puternică, ea reușind să îndepărteze o bună parte din depozitele paleozoice și să ajungă, uneori, pînă la fundament. În sudul platformei moesice și în depresiunea Lom-Craiova, unde intensitatea mișcărilor pozitive a fost mai redusă, depozitele Silezianului și cuvertura acestora s-au păstrat în cea mai mare parte.

Sedimentația a fost reluată în Permo-Triasic, mai întîi pe zonele afundate și, apoi, pe cele ridicate din N, exceptînd sectoarele Chiliz-Strehaiia, Iancu Jianu-Făurești și promontoriul Bordei Verde care s-au menținut exondate pînă în Jurassic.



Din cele prezentate mai înainte se impune constatarea că în timpul Paleozoicului și Triasicului, marginea de N și NW a platformei, prin „masivele” Strehăia-Vidin și Leu-Balș-Optași a păstrat tot timpul o poziție mai ridicată, fapt care rezultă din grosimea mai redusă a sedimentarului și printr-un număr mai mare de discordanțe stratigrafice. La aceasta se adaugă un gradient geotermic sporit, care pe alocuri (Mitrofani, Videle etc.) ajunge la $4-5^{\circ}/100$ m. Elementele menționate au transformat marginea nordică a platformei într-o zonă de apel pentru hidrocarburile generate pe flancuri și în zonele de depresionare. O poziție similară a avut-o și Dobrogea centrală dar, din nefericire, apexul ei a rămas tot timpul exondat, astfel încât aici n-au putut fi asigurate, la nivelul Paleozoicului și Mezozoicului, condiții de capcane și în primul rând, condiții de protecție.

Seria inferioară, corespunzând ca vîrstă Permianului (probabil Permianul superior) și Buntsandstein-ului, prin natura litologică, stratificația încrucișată, colorația depozitelor, trădează un mediu de depunere continental și subcontinental, puternic oxidant. Ca atare, interesul pentru această serie se limitează la aspectul rocilor ca rezervoare.

Evoluția subcontinentală a bazinului moesic este întreruptă pentru scurt timp, în Triasicul mediu, cînd apele mării se instalează în partea centrală a platformei. Spre deosebire de seria roșie inferioară, transgresiunea mezotriasică ajunge să acopere cea mai mare parte a ridicării Leu-Balș-Optași.

Către sfîrșitul Mezotriasicului bazinul se fărâmițează din nou într-o serie de lagune, în care se depun anhidrite și, local, în sudul platformei, halite. Merită să fie reținut faptul că evaporitele formează, este drept, fără prea multă continuitate, acoperișul orizontului de dolomite și calcare care prezintă calități de roci generatoare și de rezervoare. Treptat, regimul subcontinental se reinstalează în Triasicul superior. Seria roșie superioară are o arie de răspîndire mai redusă decît cea a calcarelor și dolomitelor mezotriasice și chiar decît a seriei roșii inferioare.

Deși se dispune de un volum important de informații, este greu să se facă precizări asupra relațiilor dintre cele trei unități litostratigrafice ale Triasicului și, mai ales, despre continuitatea depunerii seriilor subcontinentale. Ceea ce se poate afirma în momentul de față este faptul că, pe zonele de ridicare, seria carbonatată depășește seria roșie inferioară, dispunîndu-se peste diferiți termeni ai Paleozoicului. De asemenea, informațiile provenite de la Brădești (N Craiova) sugerează că după Triasicul mediu, seria carbonatată și seria roșie inferioară au fost supuse unui puternic proces de denudație și că depozitele Triasicului superior (?) vin să colmateze paleovăile și să fosilizeze, în general, vechiul relief (P o p a, P a r a s c h e v, 1974).

La sfîrșitul Triasicului, teritoriul situat la N de Dunăre s-a înălțat în bloc devenind uscat și fiind supus denudației aproape tot timpul Liasicului. Procesul de modelare subaeriană a fost atît de intens încît pînă la începutul Doggerului teritoriul moesic a ajuns în stadiu de peneplenă.

În Liasicul superior-Dogger, platforma se afundă din nou, permițînd mării să se instaleze, mai întîi în zona central-sudică și, apoi, să avanseze continuu către extremitățile de W și de E ale domeniului moesic. Ori-



zontului grezos bazal îi urmează seria de argile și marne cenușii-negriceoase. În depozitele pelitice liasic-superioare—doggeriene au fost identificate argile carbunoase sau bituminoase, uneori adevărate sapropelite, ceea ce indică condiții favorabile de acumulare și transformare în bitumeni a materiei organice.

Cu Doggerul se încheie cel de-al doilea ciclu litofacial detritic. Acum se realizează din nou un echilibru perfect între bazin și uscatul înconjurător, echilibru sugerat de reducerea și chiar sistarea aportului de material terigen.

În Malm începe al doilea ciclu litofacial carbonatat. Tot acum au loc importante mișcări de ansamblu ale platformei, în sensul că procesul de subsidență se deplasează înspre partea de W, unde Malmul și Cretacicul inferior îmbracă un facies pelagic, care trece, progresiv, către E, la un facies neritic-recifal, iar apoi în depuneri cu caracter lagunar și subcontinental. Judecând în ansamblu și făcând abstracție de numeroase elemente relativ importante, s-ar putea spune că în Jurasicul superior, în Cretacicul inferior și chiar în Albian, sectorul de W al platformei a beneficiat de condiții mai bune sub aspectul genezei hidrocarburilor, iar jumătatea estică a constituit un teren favorabil formării rocilor-rezervor, inclusiv depunerea de calcare recifale (faciesul urgonian).

La sfârșitul Apțianului are loc înălțarea și exondarea, cel puțin parțială, a platformei moesice, urmată de o scurtă etapă de eroziune. Fenomenul apare mai pregnant în sectorul estic și în Dobrogea. Urmează transgresiunea albiană, care începe din Dobrogea și se continuă, progresiv, spre N și W. Platforma moesică rămâne imersă pînă la sfârșitul Cretacicului cînd, sub influența mișcărilor laramice, s-a înălțat în bloc. O scurtă perioadă de imersiune a sectoarelor limitrofe depresiunilor Lomului și Varnei s-a produs în Paleogen. De altfel, în depresiunea Lomului se pune problema persistenței, fără întreruperi, a bazinului de sedimentare pînă în Eocen. Acest element vine să sublinieze caracterul activ al formelor structurale majore schițate încă din orogeneza baicaliană, poate și mai înainte, și care au persistat, probabil cu unele intermitențe, pînă în Paleogen.

Platforma moesică evoluează ca uscat aproape tot timpul Paleogenului și Miocenului inferior. Dirijată de intensitatea diferită a mișcărilor pozitive, de natură predominant calcarasă a rocilor în jumătatea vestică și de gama lor variată în cea de E, denudația a dat naștere unui relief foarte energetic care îmbracă o diversitate de forme începînd cu cele tipice de eroziune, continuînd cu formele carstice, și terminînd cu suprafețele de abraziune. Printre formele de eroziune se remarcă cîteva văi principale, cum sînt Paleojiul, Paleorangeșul și Paleoialomița, tributare bazinului subcarpatic și care, la un moment dat, pare să fi drenat tot uscatul dintre Carpați și Balcani, inclusiv pe aceștia din urmă. Sensul de curgere a fluviilor de la S către N este susținut de absența unor bazine marine sau lacustre în Oligocen (exceptînd depresiunea Varina-Camecia) și Miocenul inferior la S de Dunăre, precum și de adîncirea progresivă a văilor, cum este cazul cu Paleojiul (fig. 61) și Paleorangeșul (fig. 62) pe măsură ce se apropie de depresiunea precarpatică. Aceste elemente, care la prima vedere



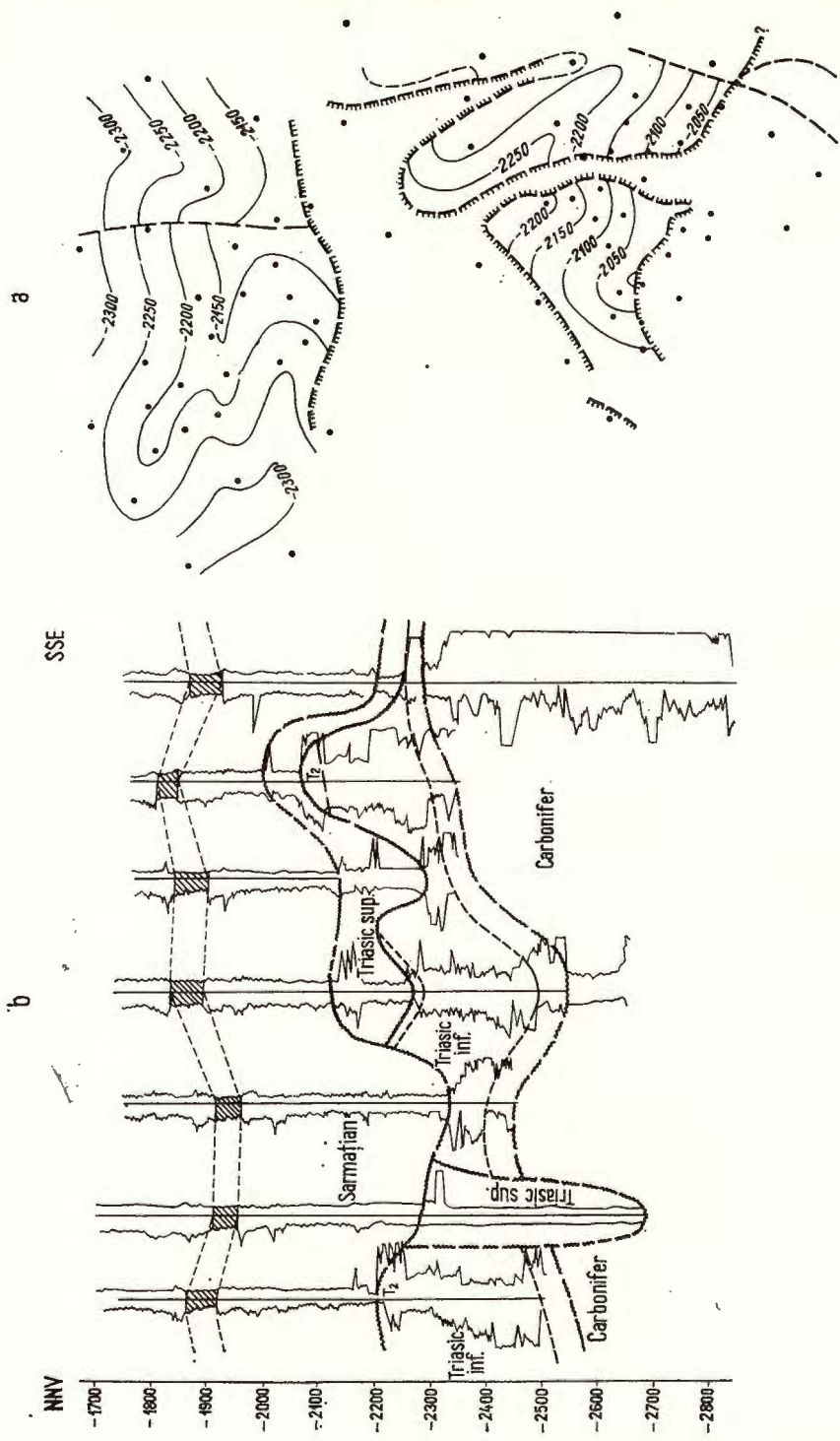


Fig. 61. — Paleoreliefturi (Paleojuil) în regiunea Brădești.
 a, harta structurală și vechile văi colmate; b, suprapuneri de paleoreliefturi rezultate din paralelizarea diagramei electrice (după G. h. P. o p a).
 Paleorelief (Paleojuil) in the Brădești region.
 a, structural map and the old filled valleys; b, superpositions of paleoreliefs resulting from the correlation of the electric logs (according to G. h. P. o p a).



au o semnificație pur paleogeografică, prezintă, totuși, un interes geologic deosebit. Mai întâi, pentru faptul că ele dau o idee asupra momentului când s-a produs importanta mișcare de basculare a platformei, mai precis când aceasta a început să se plece de la S către N în fața depresiunii pre-carpatică. Ținând seama de aceste date și de evoluția geosinclinalului carpatic, momentul respectiv ar corespunde fazei savice, când s-a schițat

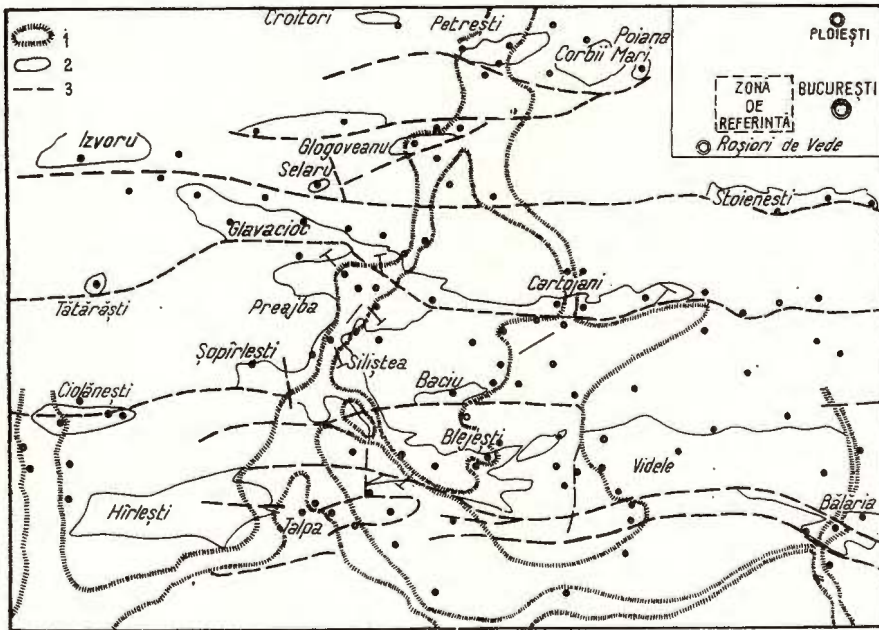


Fig. 62. — Paleovăi (Paleoargeșul) la W de București.

1, paleovăi ; 2, zone productive ; 3, falii (după I. B u c u r).

Paleovalleys (Paleoargeș) west of Bucharest.

1, paleovalleys ; 2, producing zones ; 3, faults (according to I. B u c u r).

avanfosa miocenă. În al doilea rând, pentru că aceste vechi fluvii ar fi putut genera paleodelte, formațiuni de interes pentru hidrocarburi. La cele de mai sus trebuie adăugat că în vestul platformei, paleovăile miocene s-au adâncit atât de mult, încât au secționat întregul sedimentar mezozoic, ajungând pînă la nivelul Paleozoicului. În astfel de cazuri (Brădești), aceste văi au intersectat, și parțial s-au suprapus unor relieuri și mai vechi (fig. 61), triasice (P o p a, P a r a s c h i v, 1974).

Procesul de afundare a platformei moesice în fața depresiunii pre-carpatică, început încă din faza savică, s-a accentuat către sfîrșitul Mioценului. Această coborîre nu este uniformă, unghiul de scufundare crescînd la N și NW de o linie care ar trece prin localitățile Craiova, Slatina, București, Urziceni, S Ianca. Teritoriul de la exteriorul acestei linii a fost



încadrat la platforma propriu-zisă, iar cel care se situează între linia respectivă și depresiunea precarpatică, constituie „zona intermediară limitrofă” (Grigoraș, 1961).

Ultimul capitol al evoluției platformei moesice începe cu Tortonianul, când apele acestuia invadează marginea de N a Vorlandului și înaintează, transgresiv, mai întâi pe vechile paleovăi și pe alte forme negative de relief. În Sarmațian, întregul spațiu situat la N de Dunăre ajunge să constituie flancul extern al avanfosei Carpaților. Cu unele variații ritmice ale liniei de țarm, bazinul de sedimentare se menține pînă la sfîrșitul Pliocenu-lui, iar pe alocuri, într-o formă lacustră, pînă în Cuaternar.

4. CONDIȚII DE GENEZĂ, ACUMULARE ȘI CONSERVARE A HIDROCARBURILOR

Îndelungata și destul de complexa evoluție a platformei moesice a favorizat acumularea unei importante secvențe de depozite, constituită, alternativ, din roci cu proprietăți de rezervor, din roci impermeabile și din roci posibile generatoare de hidrocarburi. Desigur că acum după ce potențialul petrolier al platformei a fost dovedit, o discuție asupra rocilor generatoare are importanță mai mult teoretică. Pe de altă parte, a insista asupra condițiilor de capcană, înseamnă o anticipare a unor aspecte ce vor fi prezentate în capitolul referitor la zăcămintele de hidrocarburi. Ca urmare, în cele ce urmează se vor trece succint în revistă, principalele formațiuni care interesează sub aspectul rocilor-rezervor și al sursei de hidrocarburi. În același timp, se vor prezenta cîteva date de natură hidrogeologică.

În ordinea depunerii, primul obiectiv cu proprietăți de rezervor îl constituie seria grezoasă-cuarțitică, care poate cumula o grosime de 700 m. Vechimea ei mare include riscul unei diagenoze avansate, cu efect negativ asupra porozității și permeabilității. Aceste gresii trebuie luate în considerare, cel puțin cu titlul de rezervoare fisurate. Ele sînt bine protejate de cuvertura pelitică formată de argilele, argilitele și șisturile cu graptoliți din Ordovician și Silurian.

Următorul termen îl constituie formațiunea grezoasă devoniană, mai precis Eifelianul în faciesul de Old Red Sandstone. Încercate la Rîmești, aceste gresii și-au dovedit capacitatea de rezervor, debitînd apă sărată.

Dolomitele givețiene și neodevoniene, atît ca urmare a porozității primare (cca 10%) cît și a sistemului de fisuri și caverne pe care le conțin, reprezintă rezervoare certe, verificate în special la N de Craiova. În cadrul seriei dolomitice există orizonturi de calcare compacte, cu rolul de protector.

Formațiunea calcaroasă carboniferă (dinanțiană) se remarcă prin nivele de calcare fisurate și cavernoase și prin dolomite, toate cu dezvoltare locală. Această formațiune este protejată de seria detritică sileziană.

Permo-Triasicul, prin toți cei trei termeni litostratigrafici ai săi, conține roci cu proprietăți de rezervor. Aceste calități au fost dovedite în



numeroase zone unde formațiunile respective sînt productive. Din studiile cu caracter regional (Barbu et al., 1970 B) rezultă că nivelele de gresii și nisipuri ale seriei roșii inferioare au porozități de 1-39,8% și permeabilități de 0-199 mD; calcarele și dolomitele Triasicului mediu, 0-15,3% și, respectiv, 0-56 mD (fără a lua în considerare permeabilitatea fisurală); gresiile seriei roșii inferioare, 0-23% și 0-650 mD. Diversele intercalații de argile, calcare compacte și anhidrite permo-triasice pot constitui ecrane protectoare.

Colectoare bune, alcătuite din gresii și nisipuri, predominant silicioase, se întîlnesc în Dogger. Aici, porozitatea variază între 15 și 24%, iar permeabilitatea între 40 și 700 mD. Complexul de argile cu posidonii, de deasupra, constituie protectorul și sursa de hidrocarburi, în același timp. Local, pot prezenta calități mediocre de colector calcarele și dolomitele Malmului. Ameliorarea permeabilității depinde de gradul de diageneză a rocilor respective.

Cretacicul inferior, definit în activitatea curentă ca „Neocomian” conține nivele de dolomite și calcare poroase, dar mai ales o gamă de roci carbonatate fisurate și cavernoase, cu porozități de 13-25% și permeabilități de 0,3-200 mD.

Albianul în partea centrală a platformei, unde se produce schimbarea de la faciesul marnos și marno-calcaros (V) la cel calcaros și nisipos (E), prin intermediul unei zone de gresii și calcare grezoase, oferă rezervoare cu porozități de 4-25% și permeabilități de 0-100 mD. Aceste rezervoare sînt acoperite de marnocalcarele Cretacicului superior.

În Tortonian și Sarmațian se cunosc, în general, rezervoare de tip granular (nisipuri, gresii, calcare grezoase) și, local, rezervoare fisurate (calcare, gresii compacte). Porozitățile ajung pînă la 30% iar permeabilitățile variază între 0 și 3500 mD. Protecția rezervoarelor respective este asigurată de seria marno-argiloasă din Sarmațian, Meoțian și Ponțian.

Meoțianul și Ponțianul conțin intercalații de gresii și nisipuri, protejate de orizonturi marnoase și marno-nisipoase. Valorile porozității variază între 12 și 30%, iar permeabilitatea ajunge la 1200 mD.

Nisipuri, gresii și microconglomerate sînt foarte frecvente în Dacian și Levantin, dar acestea beneficiază numai local de condiții de protecție. De aceea, ele sînt invadate aproape în totalitate de ape dulci.

Pe lista rocilor generatoare ar putea fi incluse: seria argilitică-șistoasă cu graptoliți ordovician-siluriană, formațiunea dolomito-evaporitică devoniană, seria carbonatată a Triasicului mediu, complexul marno-argilos cu posidonii din Dogger, marnele și marnocalcarele albiene și, în general, cele ale Cretacicului superior, orizonturile pelitice din Tortonian, Sarmațian, Meoțian și chiar Dacian.

În ceea ce privește formațiunile paleozoice, se precizează că ele n-au făcut obiectul unor studii geochimice speciale, încadrarea lor la rocile generatoare bazîndu-se pe criterii mineralogo-petrografice, culoare și bituminozitate. Pentru obiectivele din Triasicul mediu, Dogger și Albian



s-au întreprins cercetări (A n t o n, M a s t a c a n, 1966 B), stabilindu-se indici geochimici, a căror valoare este redată în tabelul următor :

	Triasic	Dogger	Albian
Carbon organic	0,01 -0,84	0,33-0,41	0,05 -0,90
Capacitate reducătoare minerală	0,14 -24,7	1,5 -6,33	0,10-1,96
Capacitate reducătoare organică	0,11 -3,88	0,33-3,41	0,05-0,90
Capacitate reducătoare totală	0,60 -24,7	1,88-11,60	0,23 -4,26
Sulf piritic	0,01 -8,0	?	0,1 -1,4
Bitumen A	0,002-0,18	0,12-0,47	0,006-0,3
Bitumen C	0,002-0,23	0,04-0,30	?

Cu ocazia aceluiași cercetări s-a constatat prezența nichelului și vanadiului în bitumenele A și C, fapt care susține caracterele de roci generatoare ale eșantioanelor analizate.

Referitor la Sarmațianul și Pliocenul din platforma moesică, pînă în prezent nu s-a întocmit un studiu geochimic de sinteză, dar astfel de lucrări există pentru Pliocenul subcarpatic al Munteniei (A n t o n, 1973), care s-a depus în același bazin de sedimentare și în condiții, parțial asemănătoare. Așa cum s-a arătat într-unul din capitolele anterioare, în finalul studiilor întreprinse, A n t o n (1973) ajunge la concluzia că petrolul și gazele din depozitele pliocene sînt autohtone, transformarea materiei organice în hidrocarburi fiind determinată, în principal, de temperatura și adîncimea de îngropare a sedimentelor.

Activitatea intensă desfășurată în ultimele două decenii pe cuprinsul platformei moesice se reflectă și în importantul volum de analize hidrochimice, sintetizate în mai multe lucrări, dintre care cea mai importantă aparține cercetătorilor P a l a d e și T r i f u l e s c u (1968 B). Potrivit analizelor și sintezelor întreprinse, pe teritoriul cuprins între falia Bibești-Tinosu și Dunăre, s-a constatat prezența aceluiași patru tipuri genetice de ape, întîlnite și în celelalte unități structurale majore : sulfato-sodice (NaSO_4), bicarbonato-sodice (NaHCO_3), cloro-magneziene (MgCl_2) și cloro-calcice (CaCl_2).

Aproape toate formațiunile de interes, în care s-au determinat ape de zăcămint, de tip CaCl_2 și MgCl_2 , sînt slab mineralizate, concentrația în săruri nedepășind, frecvent, 20 g/l. Aceasta se datorește pe de o parte evoluției geologice a platformei moesice, caracterizată prin numeroase faze de emersiune și gliptogeneză și a procesului de transformare chimică a fluidelor. În același timp, mineralizațiile scăzute ar putea fi puse pe seama concentrației în săruri, inițial reduse, ale apelor marine încorporate în sedimente.

Dintre cele patru tipuri stabilite, numai apele cloro-calcice și cloro-magneziene se identifică cu apele de zăcămint, asociate sau neasociate acumulărilor de hidrocarburi. Acestea, se adaugă apele bicarbonato-sodice, care atunci cînd sînt asociate zăcămintelor de petrol și gaze, în constituția lor au microcomponenți direcți cum sînt acizii naftenici, fenolii și hidrogenul sulfurat.

După conținutul chimic s-au separat (P a l a d e, T r i f u l e s c u, 1968 B) mai multe unități hidrogeologice pe verticală și anume : paleozoică,



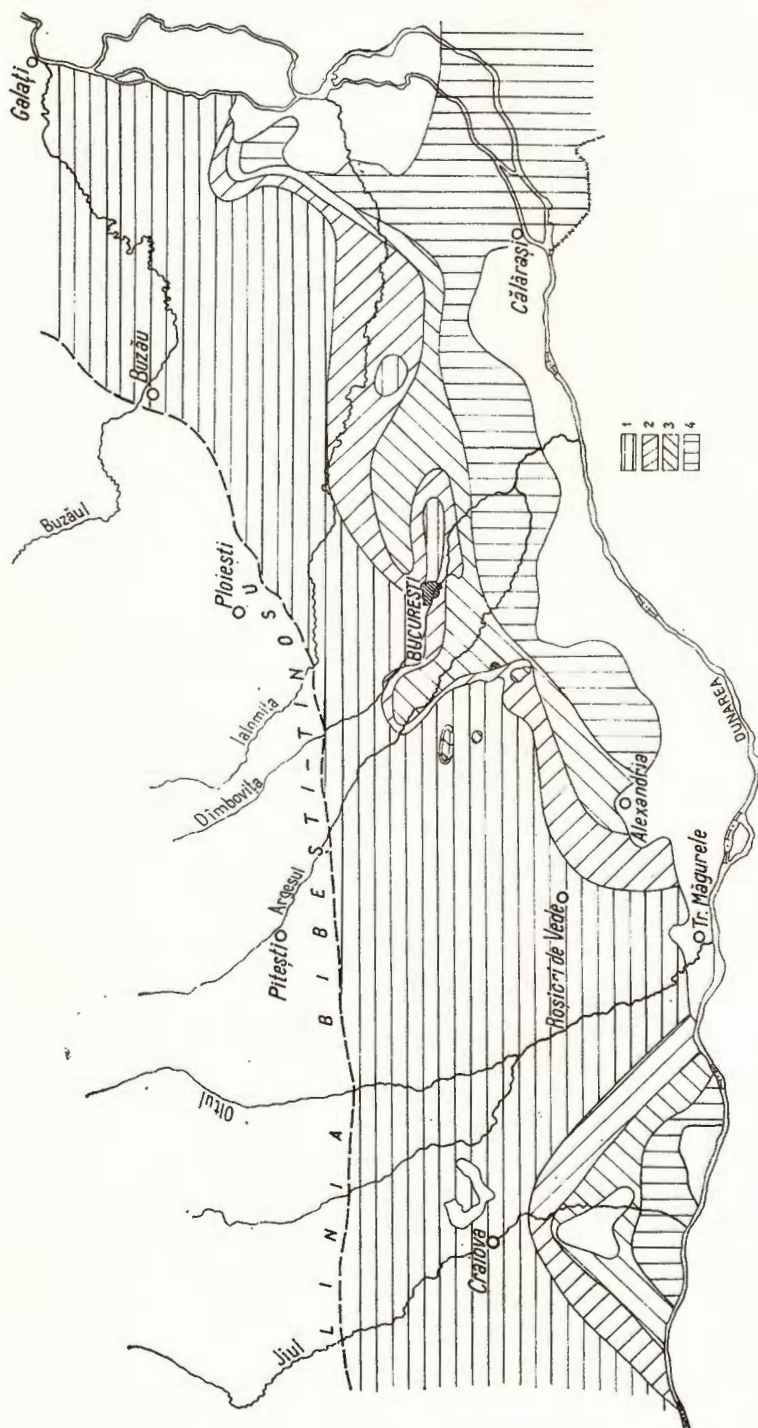


Fig. 63. — Harta repartiției tipurilor de ape din Sarmatianul platformei moesice (după Gh. Palade și C. Trifulescu).

1, zone cu ape de tip CaCl_2 ; 2, zone cu ape de tip MgCl_2 ; 3, zone cu ape de tip NaHCO_3 ; 4, zone cu ape de tip NaSO_4 .

Map of the distribution of water types in the Moesian platform Sarmatian (according to Gh. Palade and C. Trifulescu).
1, zones with waters of the type CaCl_2 ; 2, zones with waters of the type MgCl_2 ; 3, zones with waters of the type NaHCO_3 ; 4, zones with waters of the type NaSO_4 .

triasică, jurasic-neocomiană, albiană, cretacic-superioară — sarmațiană și pliocen-inferioară (meoțian-ponțiană). Fiecare dintre aceste unități prezintă mineralizații diferite, dar nu în raport cu adâncimea, ci în funcție de alcătuirea litofacială și de evoluția geologică a platformei. Astfel, Paleozoicul (6-40 g/l) și Jurasic-Neocomianul (5-150 g/l) se caracterizează prin mineralizații mai mici comparativ cu Triasicul (5-166 g/l). La rândul lui, Triasicul mediu, predominant carbonatat, conține ape a căror concentrație depășește numai în mod excepțional 100 g/l, în timp ce salinitatea apelor din seriile cvasicontinentale adiacente (Triasicul inferior și Triasicul superior) se păstrează în limitele a 122-166 g/l. Albianul prezintă apele cele mai puțin mineralizate din platformă. Comparativ cu Cretacicul superior-Sarmațianul (fig. 63, 64) fluidele din Meoțian au o concentrație în săruri mai scăzută (9-40, rar 100 g/l).

În cadrul fiecărei unități hidrogeologice se remarcă o dispoziție zonală a celor patru tipuri genetice, ceea ce indică sensul evolutiv al apelor, determinat de direcția de curgere, de deplasare, a fluidelor în limitele principalelor formațiuni geologice de interes. O primă concluzie care se desprinde din hărțile de zonare hidrogeologică este aceea că partea de E a platformei moesice (la E de râul Ialomița) a păstrat tot timpul Paleozoicului, Mezozoicului și Neozoicului o poziție mai ridicată, astfel încât aici n-au fost asigurate condiții de închidere, de protecție a fluidelor acumulate în sedimente. Ca urmare, la E de râul Ialomița se întâlnesc practic numai ape de tip NaSO_4 și NaHCO_3 . A doua concluzie este că zona contaminată cu ape vadoase (NaSO_4 și NaHCO_3) din estul platformei s-a extins treptat spre W, de-a lungul Dunării, începând cu depozitele jurasice, continuând cu cele neocomiene, albiene și sfârșind cu cele sarmațiene și meoțiene, astfel încât s-a produs o deplasare, o rotire, a direcției de curgere și a sensului evoluției apelor. Această direcție a fost în timpul Triasicului de la W la E, către zona mediană, în Jurasic și Cretacicul inferior de la E la W, iar, începând cu formațiunile post-neocomiene, din ce în ce mai pregnant, de la S spre N. Deteriorarea condițiilor de protecție și contaminarea fluidelor de zăcămint cu ape vadoase în sudul platformei a început din Paleogen și s-a accentuat în Sarmato-Pliocen când, unitatea respectivă, afundându-se în fața depresiunii, a rămas exondată și supusă eroziunii în zona Dunării și la S de aceasta, ceea ce a permis infiltrarea apelor de suprafață.

Apele de tip cloro-calcic, cloro-magnezian și, mai rar, apele bicarbonato-sodice conțin în foarte multe zone, atât microcomponenți indirecti ca brom, iod, amoniu, bor, cit și microcomponenți direcți, respectiv acizi naftenici, fenolii și hidrogenul sulfurat.

5. ZĂCĂMINTELE DE HIDROCARBURI

Pînă către sfârșitul anului 1974, pe cuprinsul platformei moesice s-au descoperit zăcăminte exploatabile de petrol și gaze în formațiunea dolo-mito-evaporitică a Devonianului, în toate cele trei unități litostratigrafice permo-triasice, în Dogger, Cretacicul inferior, Albian, Senonian, Tortonian-



Sarmațian, Meoțian, Ponțian și în Dacian. În majoritatea structurilor productive s-au întâlnit zăcăminte suprapuse, aparținând unor orizonturi sau formațiuni de vîrstă diferită. În scopul obținerii unei imagini unitare și a stabilirii legităților de amplasare, prezentarea acumularilor se va face pe principalele formațiuni productive, urmînd ca în cadrul fiecărui obiectiv (formațiune) să fie examinată structura reprezentativă. Cu această ocazie se vor trece în revistă și celelalte obiective productive suprapuse din zonă.

a) **Devonianul**, mai precis formațiunea dolomito-evaporitică, conține petrol și gaze asociate pe structura Bibești-Bulbuceni, situată pe marginea nordică a platformei moesice, la contactul cu depresiunea getică. Depozitele acesteia din urmă, care încăleacă peste platformă (fig. 66), au o structură simplă, cel puțin la nivelul Sarmațianului și Plioceneului. De exemplu structura Sarmațianului (fig. 67) îmbracă forma unor boltiri orientate E-W și afectate de falii transversale și longitudinale. Deși insuficient de bine precizată, la nivelul Paleozoicului, structura Bibești se prezintă ca un anticlinal alungit, dirijat NW-SE și cu flancul sudic faliat. Alte șase accidente tectonice afectează anticlinalul respectiv în sens longitudinal.

Regiunea a fost prospectată seismic în perioada 1962-1973, mai întîi prin metoda SSMM și apoi cu lucrări de corelație continuă. Calitatea materialului seismic este slabă, la aceasta contribuind și dificultățile de acces care nu permit aplicarea unei metodologii adecvate.

Sondele săpate pe structura Bibești, pînă la adîncimea de 5104 m, au rămas cu talpa în Devonian, întîlnind următoarea succesiune stratigrafică: Neodevonian și probabil Givețian = cca 400 m, seria roșie inferioară = 180-240 m, seria carbonatată triasică = 160-180 m, Jurassic superior = 80-150 m. Peste acestea se dispun formațiunile depresiunii, alcătuite din Tortonianul (?) cu sare, în bază = 100-130 m, Sarmațianul = 2400-2600 m și Pliocenul = 1400-1500 m.

Trei dintre sondele săpate au găsit petrol în seria dolomitică devoniană. Debitele au fost de 20-60 t/zi petrol cu foarte multe gaze (RGT 380-943 mc/t). Adîncimea maximă pînă la care s-a găsit petrol este de 4872 m. Dolomitele devoniene au porozități medii de 10%, fiind afectate, în același timp, de fisuri și caverne. Grosimea formațiunii productive este variabilă, depinzînd de planul de eroziune peste care se dispune Permo-Triasicul. Saturația medie în apă interstițială a rezervorului este de cca 40%, iar factorul micșorării de volum, 2,2. Petrolul este de tip C (parafinos), densitatea 0,855 kgf/dm³. Atît petrolul, cît și gazele conțin H₂S. În gazele asociate s-au înregistrat 7,6%-12,4% H₂S. Presiunea zăcămintului este foarte apropiată de cea hidrostatică (490 atm.).

În afara Devonianului, la Bibești-Bulbuceni s-au mai obținut petrol și gaze din Triasic (complexele A₁ și A₂), din Sarmațian (complexele Sa X, Sa IX, Sa VIII și Sa V) și din Meoțian. Acesta din urmă conține numai gaze.

Triasicul a furnizat debite foarte mici de petrol și anume 7-23 t/zi, numai din complexul A₂. Din cauza permeabilității foarte mici, complexul A₁ n-a debitat, deși carotele prezintă impregnări. Grosimea celor două complexe este de cca 90 m fiecare. Porozitatea are valori de 3,5%-8,5%



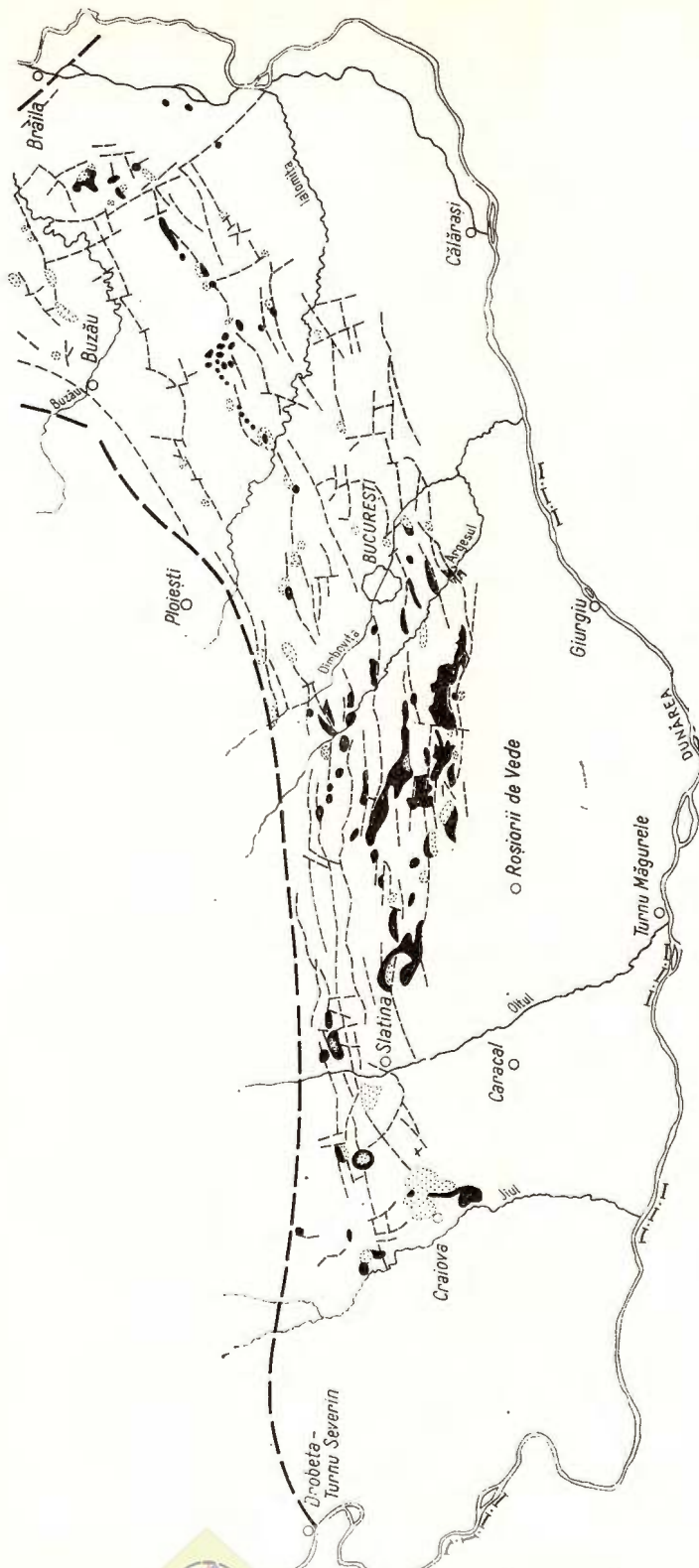


Fig. 65. — Harta distribuției zăcămintelor de hidrocarburi din platforma moesică.
 Map of the distribution of hydrocarbon deposits of the Moesian platform.



la A_1 și de 9,3 %-17,1 % la A_2 . Permeabilitatea ajunge la maximum 1,5 mD la A_1 și variază între 0 și 308 mD la A_2 . Petrolul este de tip A_2 , densitatea 0,821-0,865 și conține H_2S .

Sarmațianul are petrol în complexul X, pachetele e, f, g, h și i ; gaze asociate în complexul X, pachetele a, b, c și d și în complexul IX inferior;

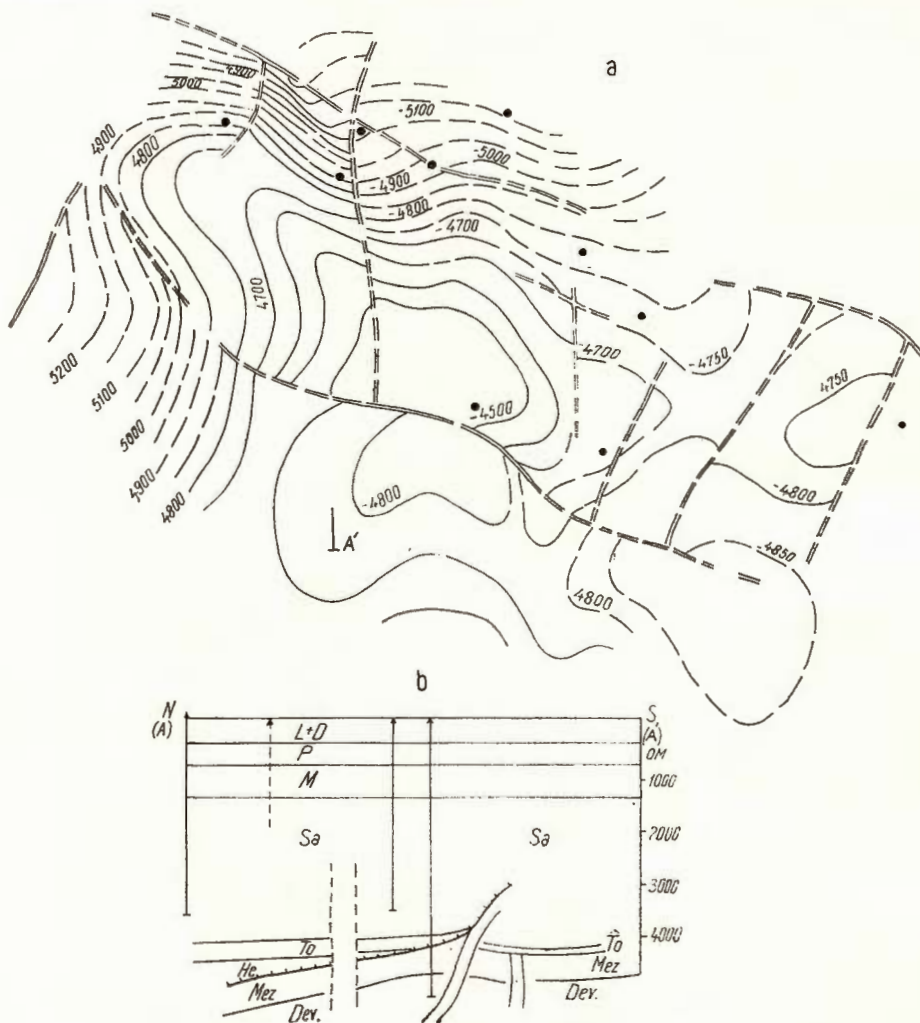


Fig. 66. — Structura Bibești-Bulbuceni.

a, imagine structurală la intrarea în Paleozoic; b, secțiune geologică transversală (după I. Moțaș et al.).

Bibești-Bulbuceni structure.

a, structural image at the top of the Paleozoic; b, geological cross section (according to I. Moțaș et al.).



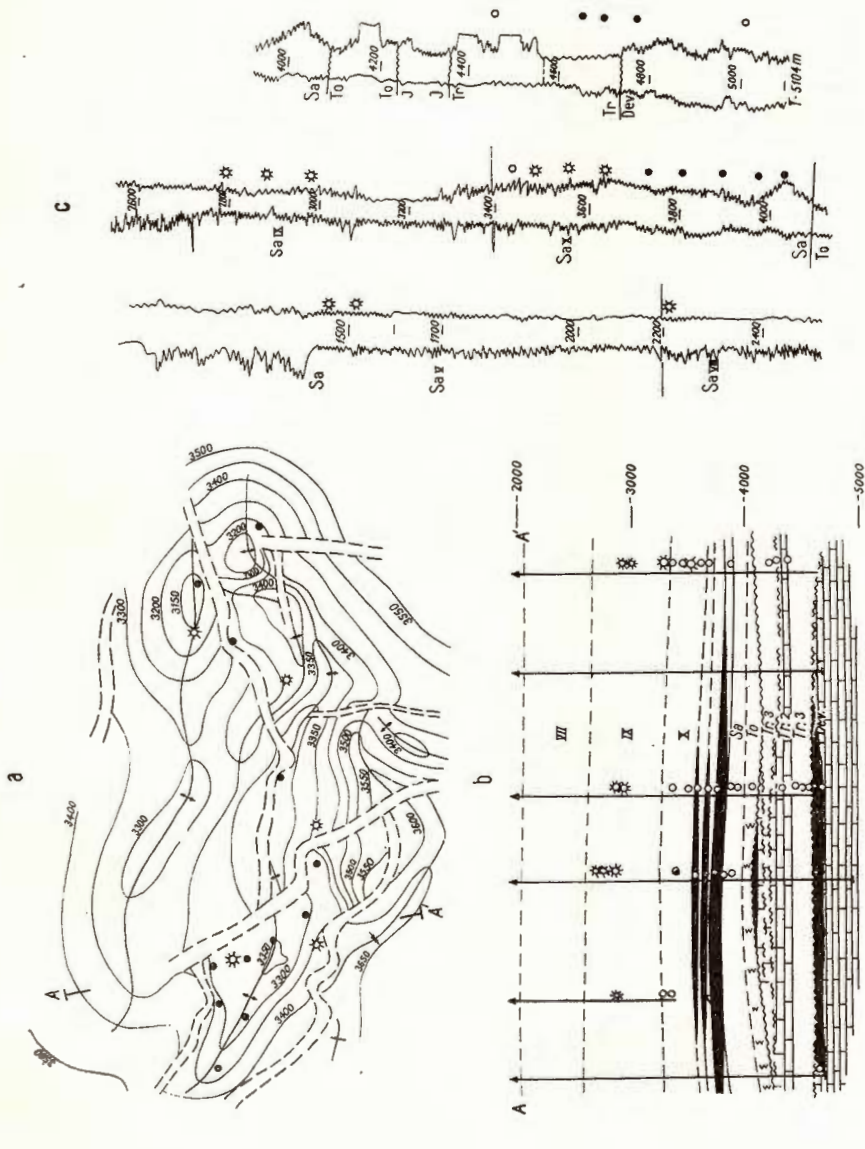


Fig. 67. — Structura Bibești-Bulbuceni.
 a, schemă structurală la un reper din Sarmatian (Sa X); b, secțiune geologică cu distribuția acumulărilor de hidrocarburi; c, profilul tip al Miocenului, Jurasicului, Triasicului și Devonianului (după D. Pribu).

Bibești-Bulbuceni structure.
 a, structural scheme at a Sarmatian guide mark (Sa X); b, geological section with the distribution of the hydrocarbon accumulations; c, Miocene, Jurassic and Devonian type profiles (according to D. Pribu).

gaze libere în complexul IX superior, VIII și V. Debitul de hidrocarburi lichide au fost de 2,7-29 t/zi petrol cu RGT de 300-7150 mc/t, iar debitul de gaze asociate și libere a variat între 23000 mc și 141000 mc/zi. Grosimea complexelor productive este diferită și anume de 24-130 m fiecare. Porozitatea este cuprinsă între 2,3% și 24%, saturația în apă, 35%-53%,

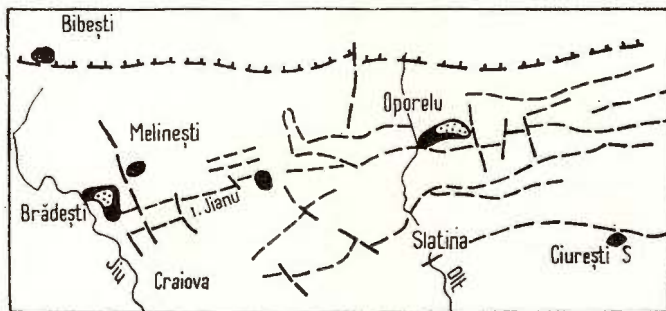


Fig. 68. — Harta distribuției zăcămintelor de hidrocarburi din Triasicul platformei moesice.

Map of the distribution of hydrocarbon deposits of the Moesian platform Triassic.

densitatea petrolului 0,859-0,807 kgf/dm². Apele de zăcămint sunt de tip CaCl₂, mineralizația variind între 102-175 g/l.

Meoțianul, exclusiv gazeifer, se caracterizează prin porozități de 18%, permeabilități de 5-100 mD și saturație în apă interstițială, în medie, de 40%.

În legătură cu distribuția petrolului și gazelor pe verticală, examinarea rezultatelor probelor de producție duce la constatarea că pe măsură ce se merge către partea superioară a profilului saturat cu hidrocarburi, ponderea petrolului scade, astfel că în Meoțian și în cea mai mare parte a Sarmațianului se întâlnesc numai hidrocarburi gazoase.

b) **Triasicul** s-a dovedit productiv pe șase structuri, localizate pe marginea de NW a platformei moesice. De la E la W aceste structuri sînt: Ciurești S, Oporelu, Iancu Jianu, Melinești, Brădești și Bibești. Excepțind zona Bibești, celelalte cinci structuri se situează în zona ridicării Leu-Balș-Optași (fig. 68).

Cel mai important zăcămint din Triasic este localizat pe structura de la Brădești (N Craiova), unde produc toți termenii Triasicului, respectiv T₁, T₂ și T₃.

Regiunea este acoperită de Levantin și de depozite de terasă. Lucrările de prospecțiune au început cu gravimetria și magnetometria, urmate, în perioada 1969-1970, de măsurători seismice. Pe fondul general de coborîre către N a platformei, prospecțiunile seismice au indicat un promontoriu cu același sens de afundare, orientat N-S și secționat, în extremitatea sudică, de o falie.

Sondele săpate la Brădești au deschis o succesiune de depozite pînă la Devonian inclusiv, peste care se așterne, probabil, Viseanul superior. Urmează, după o altă întrerupere de sedimentare, Silezianul (fără Stephanian) apoi, discordant, Triasicul. La rîndul lor, depozitele triasice suportă



direct Sarmațianul, datorită eroziunii miocene, opera unei paleovăi („Paleojiul) cu obârșia în Prebalcani și cu debușul în bazinul miocen, precarpatic (fig. 61). Sarmațianul este urmat de Pliocen.

După descoperirea zăcămintului în anul 1970 și continuarea cercetării s-a constatat că structura de adâncime a sectorului respectiv este mult mai complicată decât o arată imaginea seismică și că dirijarea exploatării pune probleme deosebite. Interpretând întregul material disponibil s-a ajuns la concluzia că Triasicul mulează structura Paleozoicului și deci el este implicat în două boltiri anticlinale de tasare, orientate NW-SE. După depunerea Triasicului mediu, regiunea s-a înălțat, fiind supusă denudației. Cu această ocazie, apele curgătoare au îndepărtat parțial sau total, de pe o porțiune însemnată a regiunii, depozitele triasice, ajungând, pe alocuri, pînă la Paleozoic (fig. 61). Ulterior, probabil în Triasicul superior, relieful negativ a fost colmatat cu depozite predominant pelitice, constituind în felul acesta bariere litologice în cadrul ariei de răspîndire a seriei roșii inferioare și a seriei carbonatate triasice cu proprietăți de rezervor. În Neogen, o nouă generație de văi (aici s-ar putea vorbi despre o moștenire a direcției albiei riurilor) s-a adîncit, atît în zona vechilor albiu, cît și lateral, îndepărtînd parțial depozitele triasice. Transgresiunea sarmațiană, care a urmat, a umplut și aceste văi cu depozite pelitice, formînd alte bariere impermeabile.

Odată cu afundarea spre N a marginii platformei, în Sarmațian sau mai tîrziu, vechiul echilibru hidrodynamic s-a stricat, ceea ce a determinat o redistribuire a hidrocarburilor acumulate anterior. În felul acesta, petrolul și gazele migrînd lateral dinspre N au impregnat gresiile Triasicului inferior, dolomitele Triasicului mediu și orizontul cu breccii și calcare din Triasicul superior, toate situate între canalele colmatate cu depuneri impermeabile. Zăcămintul s-a format, evident, în timpul Sarmațianului sau după aceea, deoarece marno-argilele volhiniene formează cuvertura de protecție a acumulărilor de la Brădești.

Așa cum reiese din figura 69, capcanele din Triasic sînt de tip structural, stratigrafic și paleogeomorfic. Cei trei termeni ai Triasicului sînt saturați cu hidrocarburi, la adîncimi de 2200-2500 m. Grosimea impregnată cu petrol și gaze a fiecărui termen este cuprinsă între 8,7 m și 43 m. Porozitatea variază de la 2,7 % la 28 %, iar permeabilitatea între 0,1 și 1581 mD. În funcție de apropierea sau depărtarea față de limitele zăcămintului de petrol, saturație în apă interstițială poate fi de 18,2 % pînă la 49 %. Factorul micșorării de volum este mai mare la T_1 (1,240) și mai mic la T_3 (1,888). Seria roșie inferioară conține petrol mai greu (0,86 kg/dm³), comparativ cu dolomitele Mezo-Triasicului (0,82). Față de presiunea inițială a zăcămintului, care ajunge la 210-245 kgf/dm², presiunea de saturație variază între 29 și 45 Nmc/mc. Viscositatea petrolului este de numai 0,1-0,21 cP. Apele asociate sînt de tip cloro-calcic, prezentînd mineralizații de 50-70 g/l. Treapta geotermică se înscrie în limita valorilor normale (33,6 m/°C).

Trecînd peste Triasicul de la Bibești, despre care s-au făcut referiri mai înainte, se impun cîteva cuvinte privitoare la structura Melinești. Aceasta se află în apropierea structurii Brădești și pare să reprezinte, de asemenea, un mic promontoriu faliat. Zăcămintul de dimensiuni



foarte mici este valorificat cu trei sonde. Una dintre acestea (97) a avut o comportare mai bună, debitând 60 t/zi petrol cu 60 % impurități și 3500 mc gaze, de la adâncimi de 2824-2834 m. Petrolul este de tip B (semiparafinos) avînd densitatea 0,759 kg/dmc și viscozitatea de 1,12 cP. Apele asociate au mineralizații de 87 g/l.

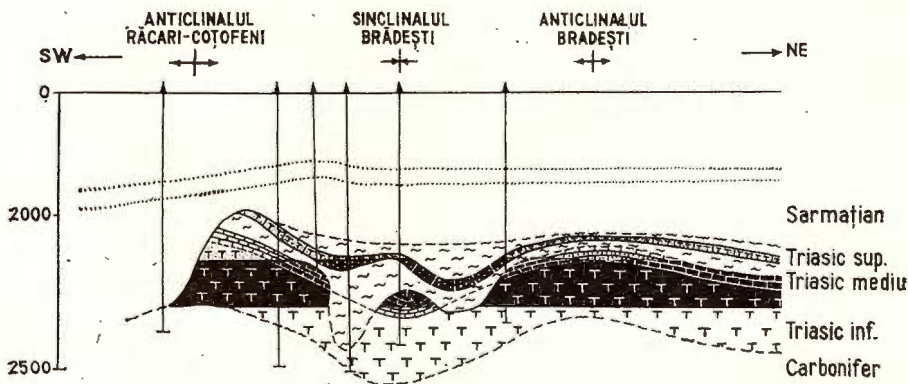


Fig. 69. — Secțiune geologică în regiunea Brădești, indicînd distribuția hidrocarburilor în funcție de paleoreliefurile fosile (după G h . P o p a).

Geological section in the Brădești region indicating the hydrocarbon distribution depending on the fossil paleoreliefs (according to G h . P o p a).

Structura Oporelu produce petrol și gaze din dolomitele triasice, local și din gresile seriei roșii inferioare. Au fost conturate hidrocarburi și în Dogger, dar principalul obiectiv îl constituie Triasicul. Structura se prezintă sub forma unei boltiri anticlinale (fig. 70), orientată WSW-ENE și afectată de falii transversale și longitudinale care o compartimentează în mai multe blocuri tectonice. Adîncimea Triasicului productiv este de cca 3250-3370 m. Debitul inițial obținut la sondele săpate au fost de 20-80 t/zi petrol cu o rație de soluție variînd între 200 și 1000 Nmc/mc. Petrolul este parafinos (tip C), cu densitatea de 0,810 kg/dmc și cu viscozitatea de 1,7 cP, la temperatura de 20°. Apele de zăcămint au mineralizații de 21 g/l. Zăcămintul prezentînd cap primar de gaze, regimul de exploatare este determinat de expansiunea gazelor din soluție și de avansarea gazelor din cupolă. În prezent, se întreprind cercetări în scopul stabilirii naturii zăcămintului Oporelu, respectiv dacă acesta este un zăcămint de petrol cu cap de gaze sau, mai curînd, un zăcămint de gaze cu condensat.

Productivitatea Triasicului (superior) de pe structurile Iancu Jianu și Ciurești este strîns legată de zăcămintele localizate în Dogger, cu care formează un tot hidrodinamic. De altfel pe fiecare dintre aceste structuri Triasicul n-a avut petrol sau gaze decît în 2-15 sonde, față de 18-120 cîte produc din Dogger.

c) Doggerul s-a dovedit productiv pe 10 elemente structurale, grupate toate pe marginea de NW a platformei moesice, în zona ridicării



Leu-Balș-Optași. Începînd de la W către E, aceste elemente structurale sînt : Simnic, Ghercești, Malu Mare, Iancu Jianu, Făurești, Oporelu, Spineni, Ciurești N, Ciurești S și Tufeni (fig. 71). Suprafața de interes a Doggerului este delimitată către W și E de însăși aria de răspîndire a acestor

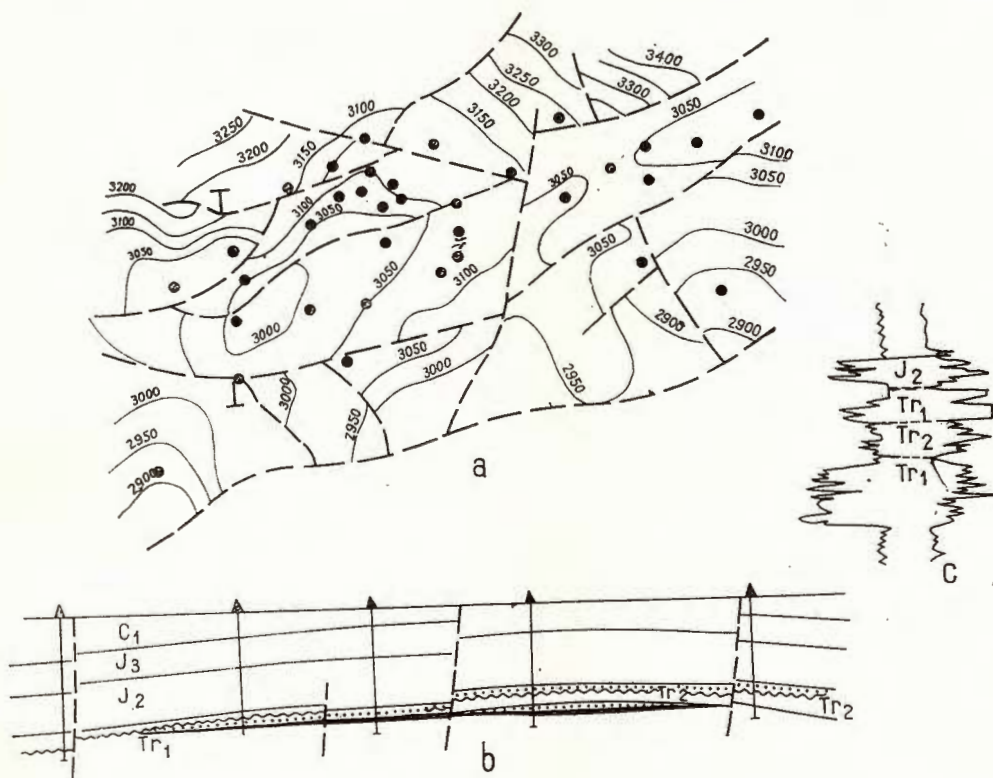


Fig. 70. — Structura Oporelu.

a, harta structurală la nivelul Triasicului ; b, secțiune geologică transversală ; c, profilul tip al Jurasicului mediu și al Triasicului (după I.C.P.P.G. Cîmpina).

Oporelu structure.

a, structural map at the Triassic level ; b, geological cross section ; c, Middle Jurassic and Triassic type profiles (according to I.C.P.P.G. Cîmpina).

formațiuni, în totalitatea lor, sau numai a anumitor termeni. Astfel, la W de orașul Craiova, de-a lungul unei linii care urmărește, pînă la un moment dat, valea Jiului, depozitele Doggerului nu se mai întîlnesc, fie datorită nedepunerii, fie denudației. În partea de E, limita suprafeței de perspectivă este marcată de dispariția orizontului de marne și argile cu posidonii, care în zonele productive constituie cuvertura protectoare și, posibil, sursa de hidrocarburi pentru orizontul grezos subjacent.



În sectorul delimitat de văile Jiului și Oltului, orizontul bazal, productiv, poate fi separat în două pachete de gresii, denumite D_1 și D_2 . La E de riul Olt, argila despărțitoare dintre cei doi termeni grezoși se reduce în grosime sau dispăre complet, orizontul bazal devenind mai omogen.

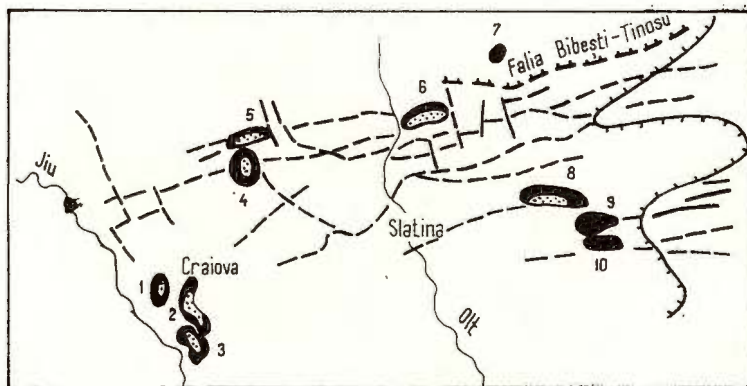


Fig. 71. — Distribuția zăcămintelor de hidrocarburi în Jurasicul mediu (Dogger) din platforma moesică.

Distribution of the hydrocarbon distribution in the Middle Jurassic (Dogger) of the Moesian platform.

- 1, Simnic; 2, Ghercești; 3, Malu Mare; 4, Iancu Jianu; 5, Făurești; 6, Oprelu; 7, Spineni; 8, Ciurești N; 9, Ciurești S; 10, Tufeni; a, limite de dispariție a argilelor protectoare. (disappearance boundary of the protecting clays).

Dintre structurile productive, cea mai reprezentativă este aceea de la Iancu Jianu, situată la cca 20 km NNW de orașul Balș. Elementul structural, ca atare, a fost evidențiat și conturat cu ajutorul prospecțiunilor seismice, precedate de măsurători gravimetrice și magnetometrice.

Structura Iancu Jianu îmbracă forma unui dom (fig. 72) puternic afectat de falii, orientate NW-SE sau SW-NE, care o împart în 79 blocuri. Pasul faliilor variază între 10 și 500 m, influențând în multe cazuri distribuția hidrocarburilor. Înclinarea stratelor nu depășește, în general, 5° .

Numeroase foraje efectuate la Iancu Jianu, începând cu anul 1957, au deschis o succesiune de strate de vîrstă ordoviciană, siluriană, triasică (în special pe flancuri), jurasică, cretacică, sarmațiană și pliocenă.

Descoperite în anul 1957, zăcămintele de la Iancu Jianu au fost puse în producție trei ani mai târziu. Hidrocarburile sînt înmagazinate în gresiile Doggerului I și II, aceste două rezervoare fiind separate, hidrodinamic, ca urmare a unei intercalații de argile groase de 8-10 m. La rîndul său, complexul grezos este protejat de orizontul argilo-marnos, care aici are o grosime de 180-300 m.

Rezervoarele Doggerului sînt alcătuite din gresii silicioase, fine pînă la grosiere. În baza pachetului D II au fost semnalate și microconglome-



rate. Grosimea efectivă a rezervoarelor este de 10-40 m la D II și de 8-18 m la D I. Porozitatea medie prezintă valori ceva mai mici la pachetul inferior (17,4 %) și mai mari la pachetul superior (20,5 %). O parte a spațiului poros este umplut cu calcit, dar porozitatea și, mai ales, permeabilitatea gresiilor

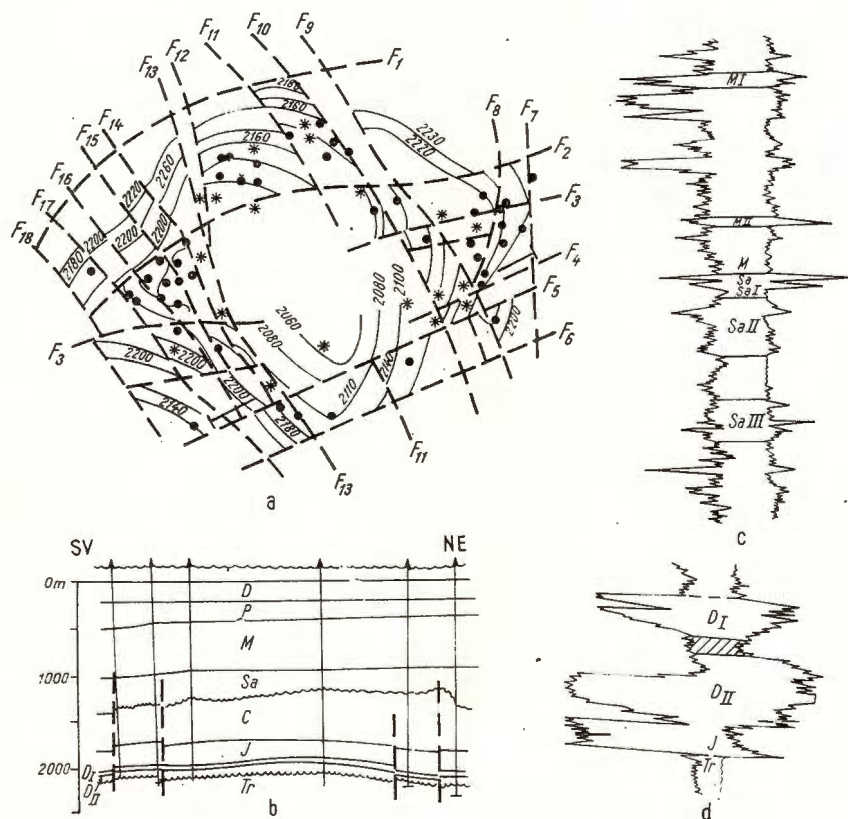


Fig. 72. — Structura Iancu Jianu.

a, harta structurală la nivelul Doggerului; b, secțiune geologică transversală; c, profilul tip al Sarmațianului; d, profilul tip al Doggerului (după I.C.P.P.G. Cimpina).

Iancu Jianu structure.

a, structural map at the Dogger level; b, geological cross section; c, Sarmațian type profile; d, Dogger type profile (according to I.C.P.P.G. Cimpina).

s-a ameliorat datorită fisurării rocilor, fapt demonstrat și prin pierderile de fluid în strat, în timpul forajului sondelor. În aceste condiții, permeabilitatea variază în limite foarte mari, media situându-se în jurul valorilor de 240 mD la D II și de 140 mD la D I. Saturația în apă interstițială prezintă valori medii de 29 % și, respectiv, 25 %. Petrolul este de tip C (parafinos), având densitatea de 0,830 kg/dmc la 1 atm. și 20°C și viscozitatea dinamică



de 0,6 cP. Rația de soluție, la presiunea de saturație este de 140 Nmc/mc. Densitatea condensatului este de 0,72-0,79 kg/dmc.

Doggerul de pe structura Iancu Jianu conține zăcăminte de petrol, gaze și condensat. Cea mai mare parte a domului constituie un cap imens de gaze, cu condensat, mărginit de benzi de petrol. Importanța acestora din urmă variază de la bloc la bloc. Așa cum s-a mai arătat, în două sectoare ale structurii capetele de strate ale Keuperului, venind în contact (discordant) cu Doggerul, au fost impregnate cu petrol sau gaze. Este de reținut, de asemenea, că structura Iancu Jianu mai conține și acumulări, independente, de gaze libere în Sarmațian și Meoțian.

Revenind la cele două pachete ale Doggerului, saturate cu hidrocarburi la adâncimile de 2200-2400 m, este de reținut faptul că ele prezintă limite apă/hidrocarburi diferite. De altfel, limita respectivă variază de la bloc tectonic la bloc tectonic. Înclinările mici ale stratelor determină, adesea, o suprapunere a secțiunilor saturate cu gaze, petrol și apă.

Debitele inițiale de petrol și condensat au fost de 6-240 t/zi sondă, această variație datorându-se, în principal, poziției sondelor în cadrul zăcămintelor, respectiv apropierii sau depărtării față de zonele saturate cu apă ori gaze.

Presiunea medie a zăcămintelor se situează în jurul valorii de 225 atm., reprezentând un gradient de 9,5 atm./100 m. Treapta geotermică este de 22,2 m°C. Regimul zăcămintelor localizate în cele două rezervoare este diferit. Pachetul bazal (D II) își datorește energia, împingerii apei marginale și a capului primar de gaze, cu predominarea primei surse de energie; pachetul superior (D I) se caracterizează prin destinderea capului primar de gaze și a expansiunii gazelor din soluție.

Forma domală a structurii Iancu Jianu se menține, este drept, mult mai atenuată și la nivelul Neogenului. Aici, s-au identificat acumulări de gaze libere în trei orizonturi din Sarmațian, numerotate de jos în sus S III, S II și S I și în două orizonturi din Meoțian, care au fost denumite M II și M I (fig. 72). Aceste rezervoare sînt alcătuite din gresii și nisipuri, predominant calcaroase, gresii și nisipuri marnoase. Grosimea fiecărui strat de nisip variază între 1,5 și 7 m. Porozitatea medie este de 22% în Sarmațian și de 24% în Meoțian. Saturația în apă interstițială prezintă o medie de 35%, atît la Sarmațian cît și la Meoțian. Gazele libere conțin metan, în proporție de 99,78%. În Sarmațian, ca și în Dogger, apele sînt de tip cloro-calcic. Mineralizația lor variază între 60 și 150 g/l. Meoțianul conține ape de tip CO_3HNa , cu mineralizații de 2,84-104 g/l.

În cadrul Doggerului, capcanele de la Iancu Jianu sînt de tip structural, ca și cele din Sarmațian și Meoțian. Judecînd lucrurile la o scară mai mare, orizonturile productive din Neogen ar putea fi încadrate la capcanele combinate, în care factorul litologic are o importantă contribuție. În sfîrșit, acumulările din Triasic sînt tipic paleogeomorfe.

Imediat la N de Iancu Jianu se află structura Făurești, unde Doggerul este saturat cu petrol și gaze. Dat fiind unele variații în succesiunea stratigrafică și grosimea Cretacicului, stilul tectonic și forma pe care o îmbracă structura, constituie un subiect controversat. Se pare că aici este vorba, mai curînd, de un horst ce se schițează pe flancul nordic al



ridicării Leu-Balș-Optași și mai puțin de o boltire anticlinală cu flancul nordic nefaliat.

Forajele efectuate la Făurești au avut petrol sau gaze din pachetul D I. Pachetul bazal nu este productiv decât în două sonde. Structura se caracterizează prin prezența unui cap primar de gaze cu benzi de petrol pe flancul nordic și pe periclina. Până în prezent n-a fost dovedită existența hidrocarburilor fluide pe flancul sudic. Activitatea de explorare se apropie de faza finală.

În preajma orașului Craiova se grupează trei structuri productive și anume Sîmnic, Ghercești și Malu Mare, unde Doggerul s-a dovedit saturat cu petrol și gaze. Formațiunea productivă, alcătuită din aceiași doi termeni D II și D I, are totuși o dezvoltare mult mai redusă în grosime și prezintă calități de rezervor mai modeste decât Doggerul de la Iancu Jianu. Zăcămintele au caractere comune, respectiv acumulări primare de gaze în zonele de apex și benzi foarte înguste de petrol. În anumite sectoare și blocuri n-au mai fost întâlnite secțiuni saturate cu petrol. Existența unui număr mare de falii, adesea etanșe, variațiile de porozitate și permeabilitate care pot îmbrăca, uneori, forma din bariere, ca și evoluția paleogeografică (paleovăi miocene pînă la nivelul formațiunii productive) au determinat ca aceste zăcăminte să aibă o comportare submediocră.

Către partea superioară a secvenței sedimentare, cele trei structuri definesc, în ansamblu, o ridicare majoră, zona Craiova, unde au fost puse în evidență acumulări de gaze libere în Pontian, la adîncimi ce nu depășesc, în general, 400 m.

Pe structura Oprelu, despre care s-au mai făcut referiri cu ocazia prezentării formațiunilor productive din Triasic, Doggerul conține gaze. Cîteva sonde produc și hidrocarburi fluide, dar caracterul acestora (petrol sau condensat) n-a fost încă stabilit. Rezervorul este unitar, nemaiputîndu-se separa cele două pachete, evidente la W de Olt. Deși în contact cu Triasicul productiv, Doggerul constituie o unitate hidrodinamică diferită. Variațiile de cimentare ale stratului, permeabilitatea redusă și complicațiile tectonice cu caracter disjunctiv au determinat comportări neuniforme și chiar contradictorii ale diferitelor compartimente din cadrul structurii.

Structura Spineni și-a dovedit potențialul de hidrocarburi la Dogger printr-un singur foraj, care la adîncimea de 4605 m a rămas în partea superioară a orizontului grezos. Inițial, această sondă (4 Spineni) a debitat, în condiții tehnice imperfecte, 15-28 mc/zi petrol cu 10000-30000 mc/zi gaze. Pe măsura prelungirii duratei exploatații, debitul de hidrocarburi fluide a scăzut pînă la 1,5 t/zi. S-a redus, de asemenea, și cantitatea de gaze, în schimb, au apărut din ce în ce mai multe impurități. În urma completării cercetării regiunii cu noi lucrări seismice și cu foraje de adîncime, s-a ajuns la concluzia că sonda 4 se plasează pe flancul nordic al unei structuri destul de mari, dar complicată tectonic.

În sfîrșit, ultimele trei structuri productive se grupează în jurul localităților Ciurești (pe valea Vedei) și Tufeni, de unde și denumirea lor de Ciurești N, Ciurești S și Tufeni. Structurile respective îmbracă forma unor anticlinale, alungite mai mult sau mai puțin pe direcția E-W



și afectate, longitudinal și transversal, de numeroase falii. Orizontul productiv se prezintă unitar, fără intercalații impermeabile importante. Toate cele trei structuri conțin acumulări de petrol, mai puțin elementul structural Ciurești N, unde s-a identificat și un cap primar de gaze. Valorificarea zăcămintelor de aici se află într-un stadiu avansat, la exploatarea economică a șantierelor respective contribuind și reușita procesului de injecție de apă, inițiat cu ani în urmă.

Din cele prezentate mai înainte se desprinde constatarea că zăcămintele localizate în Dogger se caracterizează prin predominanța hidrocarburilor gazoase, excepție făcând cele trei structuri din zona Ciurești. Forma structurală care predomină este cea anticlinală, domală.

d) **Cretacicul inferior** s-a dovedit productiv pe 24 elemente structurale. Spre deosebire de Paleozoic, Triasic și Dogger, ale căror zone de interes sînt legate de ridicarea Leu-Balș-Optași și de flancurile ei, zăcămintele Cretacicului inferior, ca și cele din Albian, sînt prezente în partea centrală și de E a platformei, adică acolo unde condițiile geologice au favorizat depunerea unor formațiuni cu proprietăți de rezervor. O parte dintre aceste proprietăți au caracter primar, altele se datoresc diagenzei suferite de rocile respective, ca de exemplu dolomitizarea, carstificarea, fisurarea etc. Mai trebuie reținut că numeroase acumulări sînt proprii Cretacicului inferior, iar altele reprezintă impregnări de contact, de-a lungul unor suprafețe de discordanță. În această din urmă situație, hidrocarburile provin din formațiunile mai noi și, în special, din Neogen.

Cretacicul inferior este constituit, aproape în exclusivitate, din roci carbonatate ce se caracterizează prin predominanța rezervoarelor fisurate, cavernoase. De aici și forma masivă a zăcămintelor de hidrocarburi. Cazuri de zăcămintele stratiforme nu lipsesc, dar acestea nu au nici frecvență deosebită și nici importanță prea mare. Față de situația arătată, selecția și prezentarea zăcămintelor din Cretacicul inferior pe criteriul stratigrafic sau petrografic este dificilă și nu întotdeauna indicată.

Dintre zăcămintele localizate în Cretacicul inferior, cel mai important și mai reprezentativ este cel de la **Corbii Mari-Petrești**, situat la cca 40 km W de orașul București.

Regiunea este acoperită de depozite cuaternare, orizontale, de aceea prospecțiunea a fost efectuată cu metode seismice. Acestea au confirmat stilul tectonic de ansamblu, respectiv existența unui monoclin, afectat de o importantă falie longitudinală, denumită falia Petrești-Corbii Mari-Poiana. Falia respectivă, care la un moment dat se dedublează, delimitează către S un bloc tectonic alcătuit, la nivelul Cretacicului și Sarmațianului, din trei ușoare boltiri, denumite de la W la E, Petrești, Corbii Mari și, respectiv, Poiana. Către N blocul major este delimitat de un alt accident tectonic, falia Obislav (fig. 74).

Numeroasele foraje efectuate în această regiune au arătat că în succesiunea stratigrafică intră depozite aparținînd Cretacicului inferior, acoperite discordant de Sarmațian, care, la rîndul său, suportă Pliocenul și Cuaternul.



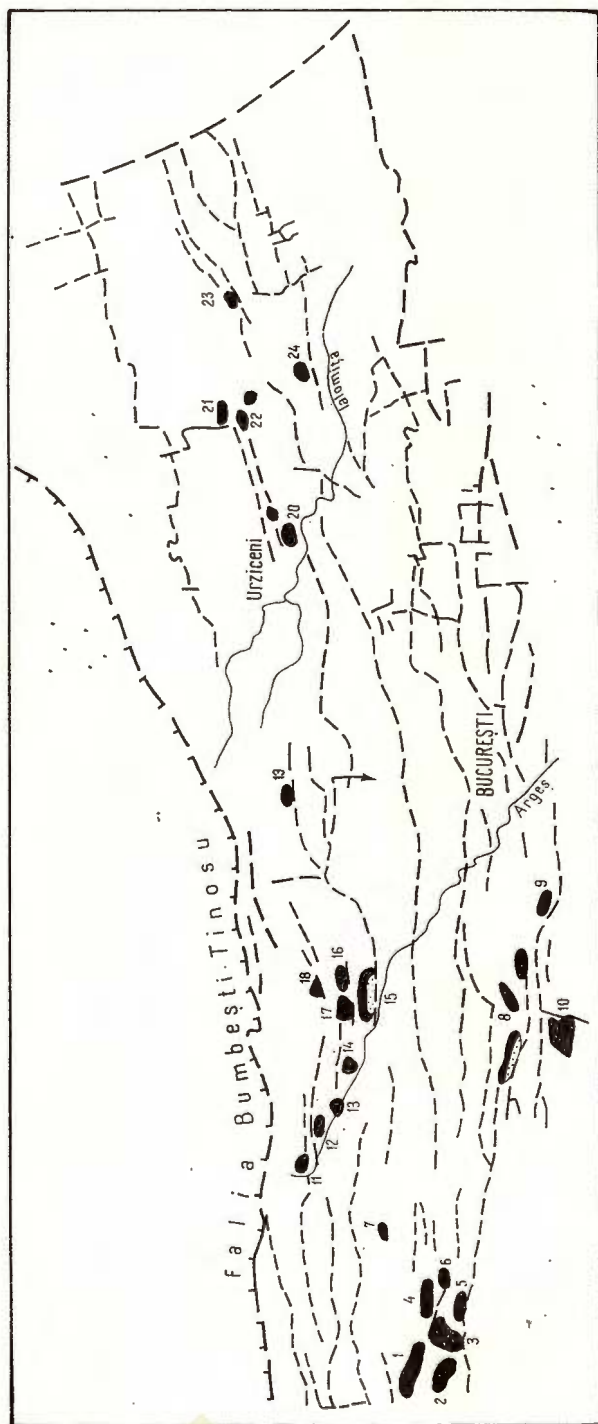


Fig. 73. — Distribuția zăcămintelor de hidrocarburi din Cretaciul inferior al platformei moesice.

Distribution of the hydrocarbon deposits in the Moesian platform Lower Cretaceous.

1, Ciurești N; 2, Bacea; 3, Ciurești S; 4, Bîrla-Căldăraru; 5, Tufeni; 6, Surdulești; 7, Gliganu; 8, Videle-Blejești; 9, Bălăria; 10, Talpa; 11, Dumbrava N; 12, Vultureanca; 13, Drăghineasa; 14, Broșteni; 15, Petrești-Corbii Mari; 16, Serdanu; 17, Brîncoveanu; 18, Titlu; 19, Periş; 20, Urziceni; 21, Lipănești; 22, Brăgăreasa; 23, Padina; 24, Colelia N.

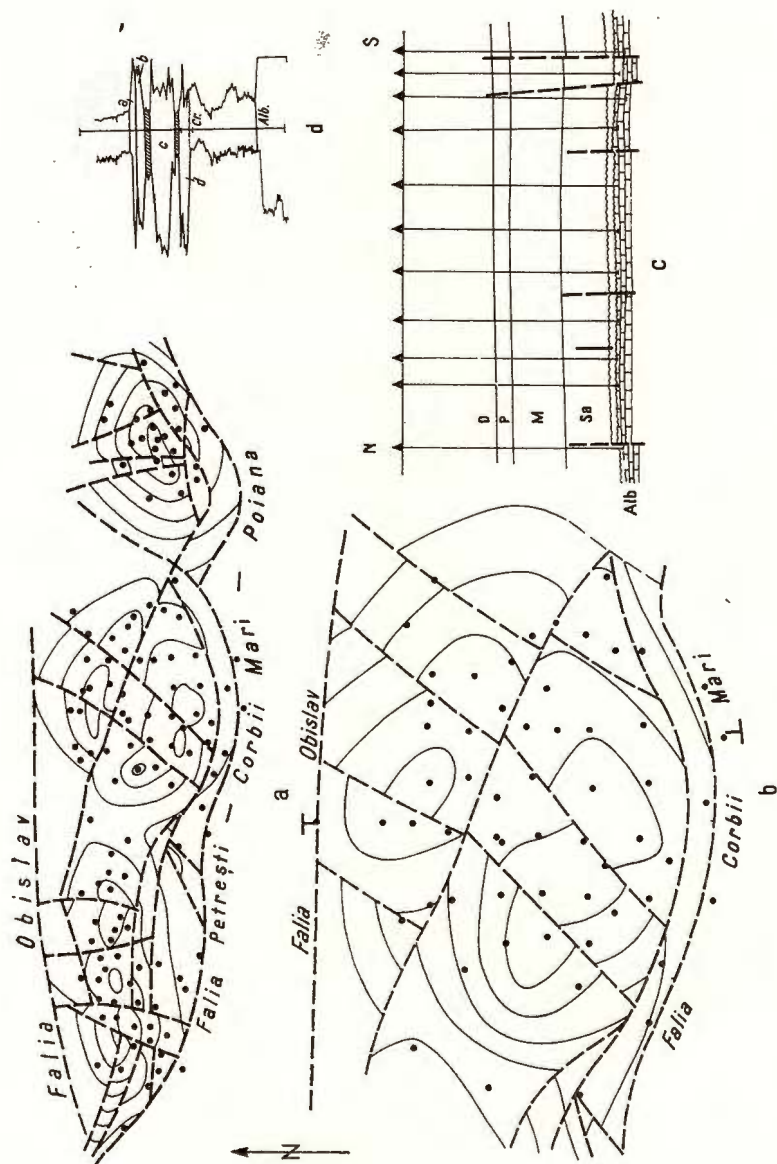


Fig. 74. — Zona Petrești-Corbii Mari-Poiana.

a, schema structurală la nivelul Sarmatianului; b, schema structurală a sectorului Corbii Mari la un reper din Cretacic; c, secțiune geologică transversală; d, profilul tip al Sarmatianului bazal și al Albianului (după I.C.P.P.G. Cimpina).

Petrești-Corbii Mari-Poiana zone.

a, structural scheme at the Sarmatian level; b, structural scheme of the Corbii Mari sector at a Cretaceous guide mark; c, geological cross section; d, basal Sarmatian and Albian type profiles (according to I.C.P.P.G. Cimpina).

Secțiunea de interes pentru hidrocarburi a Cretacicului inferior este alcătuită din calcare criptocristaline fisurate și vacuolare, alternanță de roci dure și mai puțin dure care pare lipsită de proprietăți colectoare, calcare organogene intens diagenizate cu fisuri, vacuole și caverne, toate acestea, împreună, avînd matricea saturată cu petrol și, în sfîrșit, la partea superioară, pe o grosime de 3-5 m, gresie glauconitică verde, posibil impregnată cu hidrocarburi, acolo unde gradul de cimentare al ei este mai redus.

Sarmațianul 3, care se dispune discordant peste Cretacic, este constituit dintr-o alternanță de calcare, gresii, gresii marnoase și marne. În sectoarele mai coborîte ale regiunii, secvențele grezoase cu proprietăți de rezervor sînt în număr de cinci, denumite de sus în jos *a*, *b*, *c*, *d*, și *e*. Pachetele *a*, *b* și *c* se întîlnesc pe toată structura, iar termenii *d* și *e* sînt prezenți numai în dreptul formelor negative ale reliefului pre-neogen.

Acumulările de hidrocarburi sînt localizate în Cretacicul inferior de la Corbii Mari și, numai în cîteva sonde, în cel de la Petrești și Poiana. Sarmațianul produce petrol și gaze, de asemenea, pe toate cele trei culmi-nații, cel mai important compartiment cu petrol, fiind culminația Petrești.

Grosimea saturată cu petrol variază în funcție de formele reliefului pre-neogen, de poziția pe structură, de variația litofacială și de intensitatea procesului de diageneză. Porozitatea medie a rezervorului cretacic este de cca 10 %. Permeabilitatea ajunge pînă la 6000 mD în fisuri și caverne, reducîndu-se la 9 mD în matrice. Saturația în apă interstițială de cca 30 %. În Cretacic s-au obținut debite zilnice de 3-250 t/sondă petrol, a cărui densitate este de 0,887 și viscozitatea de 5,5 cP. El este subsaturat cu gaze. În această ordine de idei apare interesant de arătat că, în timp ce presiunea inițială de zăcămint a indicat valori de 203-205 atm., presiunea de saturație este de numai 8-15 atm., iar rația de soluție de 1,1-9,5 Nmc/mc. Zăcămintul localizat în Cretacic se caracterizează printr-un regim hidrodinamic foarte activ. Eficacitatea acestui regim este demonstrată de faptul că în timpul celor șapte ani de exploatare, cînd s-au extras cca 4,5 mil. t petrol, presiunea de zăcămint a scăzut doar cu 8 atm. (I o a c h i m e i u c et al., 1972 B).

Sarmațianul din regiunea Petrești-Corbii Mari-Poiana reproduce configurația Cretacicului, formînd structuri de tasare. La Corbii Mari, în rezervoarele sarmațiene s-a acumulat un important cap primar de gaze, mărginit de benzi înguste de petrol. Porozitatea medie a rezervoarelor de tip granular ajunge la aproape 25 %, iar permeabilitatea este de 500-600 mD. Saturația în apă interstițială are valori de 28 %-29 %. Presiunea inițială este de 190 atm., aceeași valoare avînd-o presiunea de saturație. La Poiana, însă, petrolul este subsaturat cu gaze, presiunea de saturație coborînd la 27 atm. Rația de soluție la Corbii Mari este de 109 Nmc/mc, iar la Poiana, de 9 Nmc/mc. Petrolul din Sarmațian diferă de cel din Cretacic, în sensul că este mai ușor (densitatea de 0,832 față de 0,837), saturat cu gaze (rația de soluție 109 Nmc/mc față de 1,1 Nmc/mc) și are o viscozitate mai mică, respectiv 0,79 cP față de 5,5 cP la Cretacic. Acest fapt sugerează surse diferite ale hidrocarburilor din cele două formațiuni și ecrane protectoare etanșe. Numai izolat (la o sondă), în preajma unei falii, s-a semnalat petrol

greu (de Cretacic) în Sarmațian, ceea ce presupune intercomunicația locală între Miocen și Cretacic.

În zona central-nordică a platformei, la W și N de linia structurală Petrești-Corbii Mari-Poiana au mai fost puse în evidență câteva acumulări

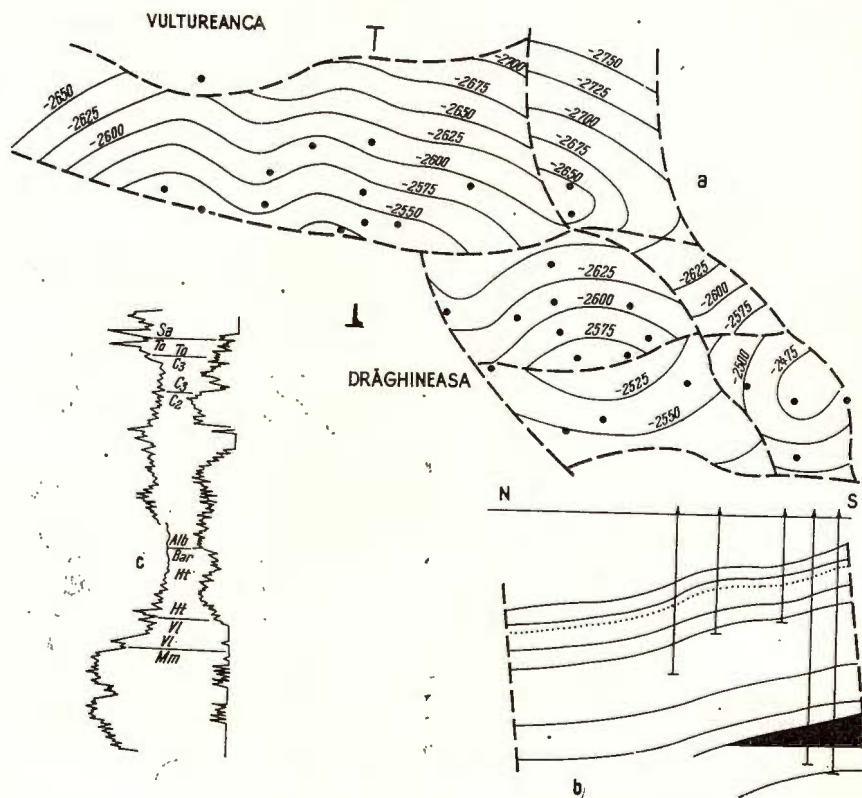


Fig. 75. — Zona structurală Vultureanca-Drăghineasa.

a, harta structurală la nivelul Cretacicului; b, secțiune geologică transversală; c, profilul tip al Malm-Cretacicului (după A. H e r e s c u).

Vultureanca-Drăghineasa structural zone.

a, structural map at the Cretaceous level; b, geological cross section; c, Malm-Cretaceous type profile (according to A. H e r e s c u).

de importanță minoră. Zăcămintele situate la NW de Petrești și anume Gliganu, Dumbrava N, Vultureanca, Drăghineasa și Broșteni, corespund unor capcane structurale de tip monoclin faliat. Dintre acestea, mai bine cercetate și de o oarecare importanță economică sînt zăcămintele Vultureanca și Drăghineasa. Rezervorul este constituit din calcare microcristaline și calcare ușor marnoase fisurate și vacuolare. Vîrsta acestora este cretacic-inferioară și jurasic-superioară. Secțiunea saturată cu hidrocarburi variază în funcție de apropierea sau depărtarea



de falia ecran. Calcarele microcristaline au porozități medii de 9% și permeabilități mai mici de 1 mD. Deplasarea petrolului către gaura de sondă se realizează pe seama sistemului fisural, unde permeabilitatea depășește 3000 mD. Presiunea inițială a zăcămintelor este apropiată celei hidrostactice (cca 240 atm.). Sondele produc cu debite medii de 16 t/zi petrol, cu cca 1500 Nmc/mc rație de gaze. Petrolul are densitatea de 0,850 kg/dm³ și viscozitatea de 0,7 cP. Energia zăcămintului se datorește expansiunii gazelor din soluție. Apele asociate sînt de tip CaCl₂ și MgCl₂, prezentînd mineralizații de 73-129 g/l (fig. 75).

Acumularea de la Broșteni are o importanță nesemnificativă, iar zăcămintul Gliganu, recent descoperit, este în curs de explorare. Structura Broșteni conține și gaze la Sarmatian.

Zăcămintele situate la N și E de Petrești-Corbii Mari-Poiana corespund unor forme structurale cvasidomale, închise către S (în ridicare) de falii etanșe. În cele mai multe cazuri, distribuția hidrocarburilor pe aceste structuri nu concordă perfect cu imaginea tectonică, fapt ce sugerează că ele sînt controlate, mai curînd, de facies. Ținînd seama de dispersarea acumulărilor, de forma oarecum circulară pe care acestea o îmbracă și de prezența unor orizonturi de calcare organogene, autorul lucrării de față a emis, la un moment dat, părerea că zăcămintele respective ar putea să-și datorească existența unor corpuri recifale. Analizele paleontologice și microfatale n-au putut verifica pînă în prezent această ipoteză, care n-a fost încă abandonată.

Zăcămintul Serdanu este cantonat în rezervoarele barre-mian-apțiene, alcătuite din calcare microcristaline, fisurate, vacuolare și din dolomite. Acestea au fost împărțite în două pachete și anume pachetul II, inferior, gros de cca 180 m și pachetul I, superior, cu grosimi de 40-50 m. Cele două pachete productive sînt separate de un orizont de calcare marnoase (fig. 76). Porozitatea medie a calcarelor microcristaline este de 4%-9%, iar acolo unde ele sînt diagenizate, porozitatea ajunge la 12%. Afluxul de fluid se realizează, în special, prin sistemul fisural și cavernos, trădat încă din faza de foraj prin pierderile de fluid la puț. Sondele produc, în medie, 30 mc/zi petrol cu 25-30% impurități. Petrolul are densitatea de 0,848 kgf/dmc, la temperatura de 15° și la 1 atm. Cele două pachete productive, care pare să constituie un zăcămint comun, se caracterizează printr-un regim hidrodinamic activ. Apele asociate sînt de tip MgCl₂ și CaCl₂, slab mineralizate (1,7-10 g/l) și, în general, de culoare negricioasă.

Zăcămintul Brîncoveanu a fost descoperit în anul 1968. Rezervorul, de vîrstă cretacio-inferioară — albiană, a fost împărțit în patru subdiviziuni (Herescu et al., 1972B). De sus în jos, acestea sînt: gresiile albiene; pachetul calcaros I, gros de 20-35 m și format din calcare grezoase, dure, fisurate; pachetul calcaros intermediar (10-30 m), reprezentat prin marnocalcare și calcare dure, slab fisurate; pachetul calcaros II, constituit din calcare și dolomite, puternic fisurate, fapt confirmat și de pierderile de noroi din timpul forajului. Acești patru termeni sînt protejați de marnele și marnocalcarele Cretacicului superior. Porozitatea variază între 6,5% în calcare, 12% în dolomite și 15% în gresiile albiene. În aceeași măsură variază și permeabilitatea care este cuprinsă între 0 și cîteva mii de mD.



Saturația în apă interstițială este de 30 %-40 %. Petrolul produs are densitatea de 0,830 kg/dmc la temperatura de 20° și viscozitatea de 1,9 cP. Zăcămintul se caracterizează printr-un regim de apă activă. Apele de

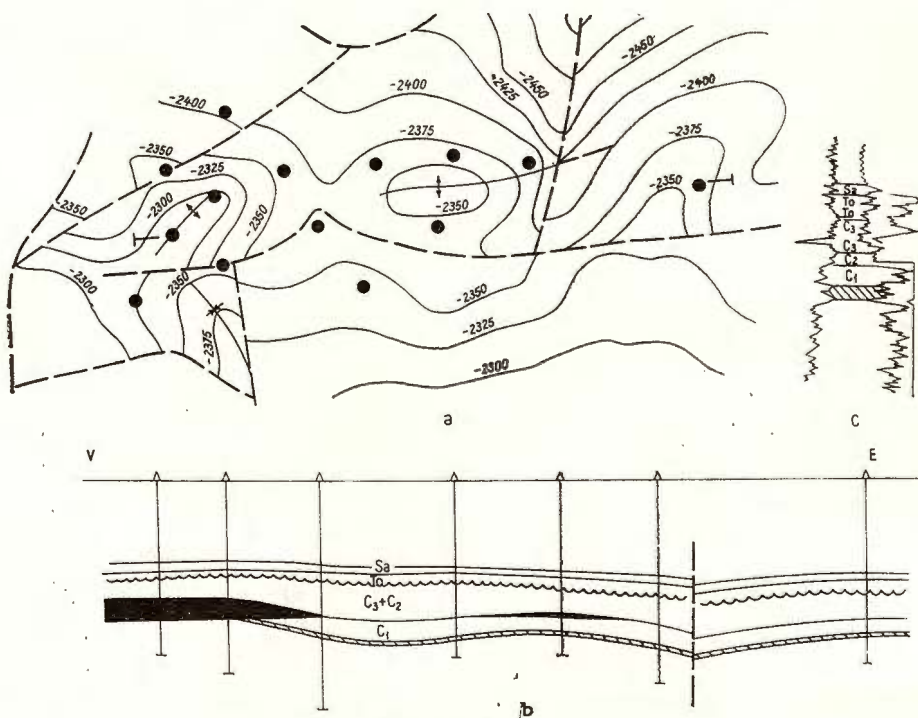


Fig. 76. — Structura Serdanu.

a, harta structurală la un reper din Cretacic ; b, secțiune geologică longitudinală ; c, profilul tip al Sarmațianului bazal și Cretacicului (după A. H e r e s c u).

Serdanu structure.

a, structural map at a Cretaceous guide mark ; b, longitudinal geological section ; c, basal Sarmațian and Cretaceous type profile (according to A. H e r e s c u).

zăcămint sînt de tip $MgCl_2$ și $CaCl_2$, cu concentrații în săruri de 3-3,7 g/l. În aceste ape a fost semnalată și prezența acizilor naftenici (fig. 77).

Pe structura N Serdanu se cunoaște o singură sondă productivă, iar la P e r i ș, cele trei sonde cu petrol din Cretacicul inferior au avut o comportare mai puțin decît modestă.

În sectorul Ciurești au fost evidențiate șase structuri cu petrol în Cretacicul inferior. Local, la alcătuirea rezervorului participă și calcarele Malmului superior. Cele șase elemente structurale, în parte amintite și cu ocazia prezentării zăcămintelor din Dogger, se dispun pe două aliniamente. Pe aliniamentul nordic sînt elementele structurale de la Ciurești N și Birla-Căldăraru, iar pe aliniamentul sudic, structurile Bacea, Ciurești S, Tufeni și Surdulești (fig. 78).



Acest grup de structuri au fost puse în evidență cu ajutorul prospecțiunilor seismice, încă din anii 1953-1955, mai întâi la nivelul Neogenului, apoi la Dogger și, în final, la Cretacic. De altfel, aici s-a amplasat prima

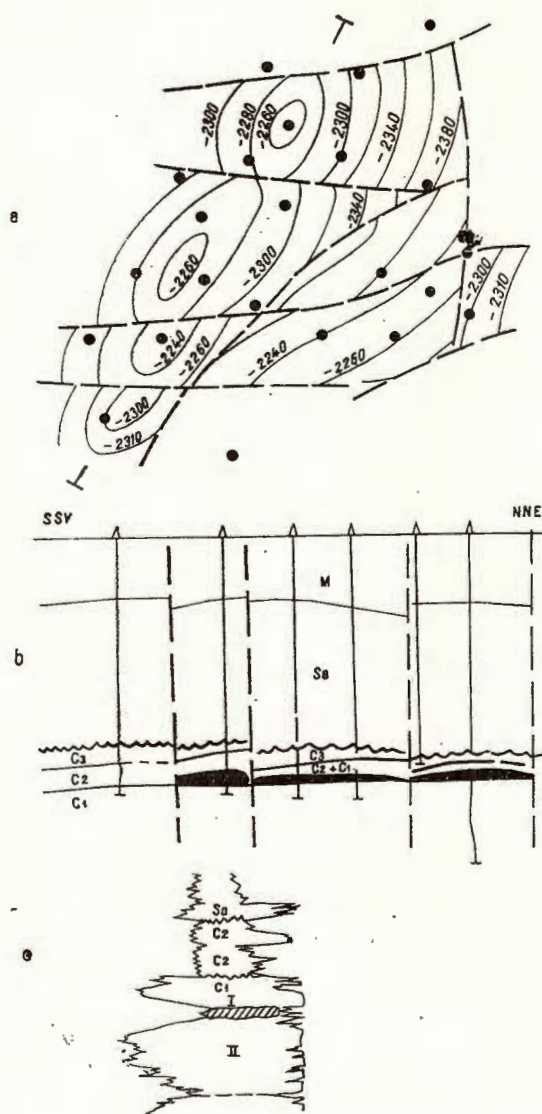


Fig. 77. — Structura Brincoveanu.
a, harta structurală la nivelul Cretacicului; b, secțiune geologică transversală; c, profilul tip al Sarmatianului bazal și al Cretacicului (după I.C.P.P.G.).

Brincoveanu structure.
a, structural map at the Cretaceous level; b, geological cross section; c, basal Sarmatian and Cretaceous type profiles (according to I.C.P.P.G.).

sondă (nr. 105) cu producție de petrol și gaze din sectorul românesc al platformei moesice.

La nivelul Neocomianului, structura majoră se prezintă sub forma unui monoclin afectat de falii longitudinale, după care se produce căderea



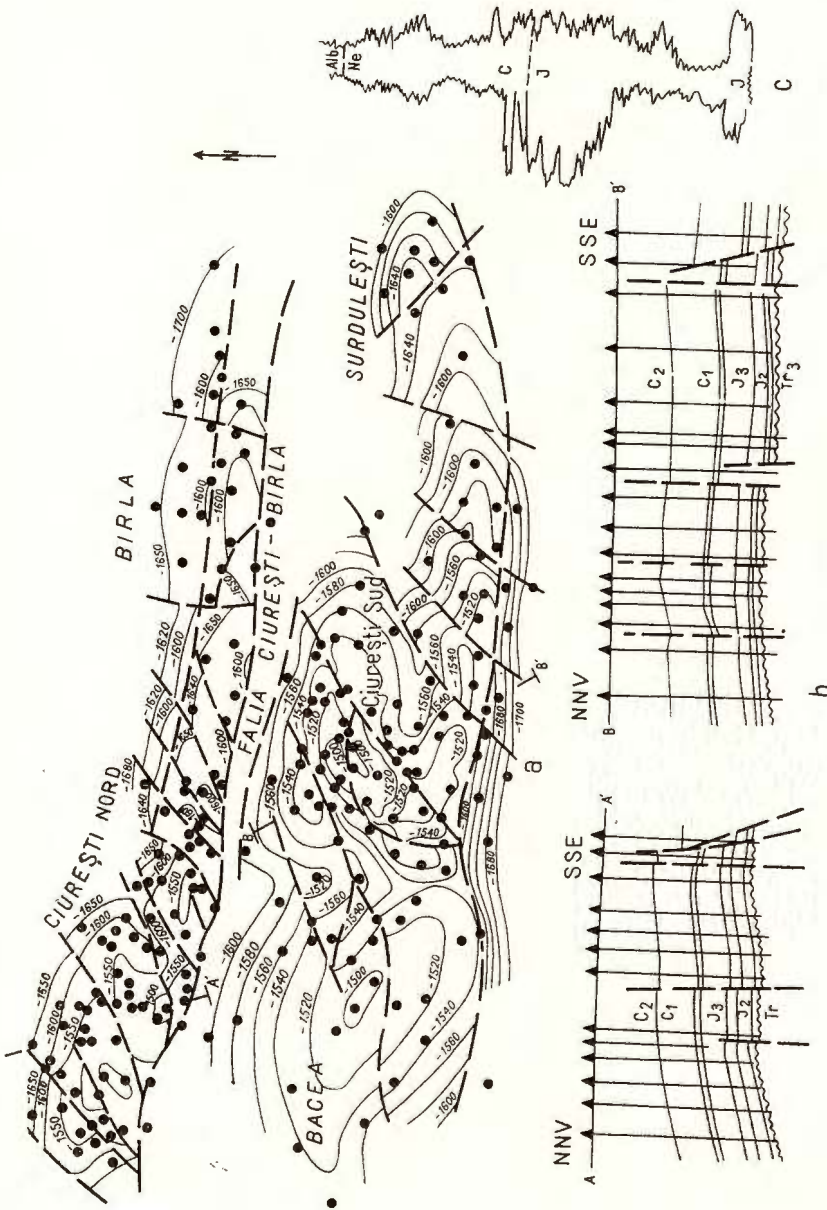


Fig. 78. — Sectorul productiv Ciurești.
 a, harta structurală la un reper din Cretacic inferior; b, secțiuni geologice transversale; c, profilul tip al Cretacicului inferior și al Jurasicului (după I.C.P.P.G. și D. P a r a s c h i v).

Ciurești producing sector.
 a, structural map at a Lower Cretaceous guide mark; b, geological cross sections; c, Lower Cretaceous and Jurassic type profiles (according to I.C.P.P.G. and D. P a r a s c h i v).

în trepte spre N, a întregului sedimentar cretacic și neogen. Pe fondul monoclinului faliat se schițează ușoare boltiri, orientate, în aceeași direcție, E-W. Înclinarea stratelor nu depășește 8°.

Formațiunile malm-cretacice au fost împărțite în cinci orizonturi, numerotate de jos în sus: C₁, aparținând Tithon-Berriasianului și C₂, C₃, C₄, C₅, valanginian-barremiene (fig. 78). Dintre acestea sînt productive complexe C₁ și C₂, orizontul C₃ conținînd petrol numai sporadic. Orizontul C₁ este format din calcare dure fisurate și calcare cretoase (la partea superioară), totalizînd 100-160 m grosime. Complexul C₂, gros de 16-26 m se compune, de jos în sus, din calcare microcristaline dure, calcare cretoase și calcare marnoase. Complexul C₃ este reprezentat prin calcare microcristaline, slab marnoase cu fisuri verticale. Grosimea lui este de 18-24 m. Cele trei complexe sînt separate de intercalații de marnocalcare și protejate de calcarele și marnocalcarele compacte ale Barremianului, Apțianului și Cretacicului superior. Rezervoarele din zona Ciurești au porozități pînă la 20 % și permeabilități de 0,04-1 mD, pînă la 2000 mD, în fisuri. Sistemul fisural este incomparabil mai dezvoltat în apropierea faliilor, unde și comportarea sondelor este mai bună. Dat fiind caracterul fisurat al rezervorului, teoretic ar trebui ca toate cele trei complexe să formeze o singură unitate hidrodynamică. În fapt, însă, nu s-a putut urmări o singură limită apă/petrol, complexe respective caracterizîndu-se prin regimuri de zăcămint diferite. Zăcămint C₁ se remarcă printr-un regim hidrodynamic activ, în timp ce complexe C₂ și C₃ își datoresc energia destinderii elastice a fluidelor conținute în zăcămint. Presiunea inițială s-a situat în jurul valorii de 155 atm., ceva mai mică decît presiunea coloanei hidrostatice. Debitul de petrol au fost foarte variabile și anume de 4-250 t/zi pe fiecare sondă. Petrolul este de tip C, cu densitatea de 0,820 kg/dmc, asemănător petrolului din Doggerul acelorași structuri. De aceea, s-a emis părerea că hidrocarburele au fost generate, în regiune, de seria marno-argiloasă a Doggerului.

În partea central-sudică a platformei, se grupează un număr de cinci zăcămint aparținînd structurilor *Videle-Blejești*, *Bălăria* și *Talpa*. Pe toate aceste structuri, în afara Cretacicului mai este productiv și Sarmatianul (pe alocuri se adaugă și Meoșianul cu gaze). Dintre acumularile menționate, mai important este zăcămintul de la Blejești, localizat în Barremian-Apțian.

Structura a fost pusă în evidență cu ajutorul prospecțiunilor seismice, precedate de cercetări gravimetrice și magnetometrice. Atît datele seismice cît și cele de foraj au stabilit că aici structura se prezintă sub forma unui monoclin faliat, ecranul constituindu-l accidentul major Blejești-Videle-Bălăria (fig. 79) al cărui pas este de 60-120 m. Formațiunea productivă este constituită din calcare micro-și mezocristaline, parțial marnoase, fisurate și vacuolare, în care au avut loc pierderi masive de fluide de foraj. Porozitatea variază între 0,75 și 7 %, iar permeabilitatea între 0 și 3500 mD. Saturația în apă interstițială pare să fie de cca 50 %. Presiunea inițială de zăcămint depășește ușor pe cea a coloanei hidrostatice, gradientul fiind de 10,8 atm./100 m. De asemenea și gradientul de temperatură prezintă o valoare ridicată (4°-5°/100 m). Factorul micșorării de volum este de 1,02, iar rația de soluție la presiunea de saturație, de 0,27 Nmc/mc, ceea ce în-



seamnă că petrolul este subsaturat cu gaze. Debitul au variat în limite foarte mari, însă media pe sondă este de 40 mc/zi petrol cu 40 % impurități. Petrolul se aseamănă cu cel din Sarmațian, fiind de tip A_3 (uleios), cu

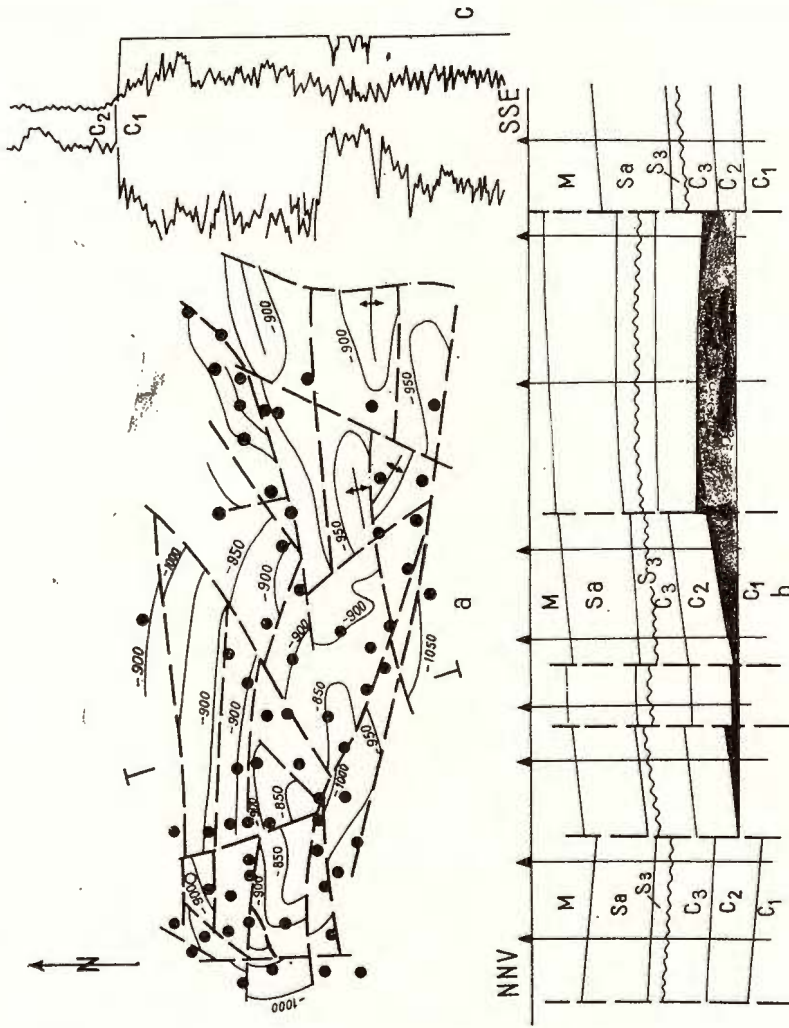


Fig. 79. — Zăcămintul Blejești.
 a, harta structurală la un reper din Cretacului inferior ; b, secțiune geologică transversală ; c, profilul
 tip al Cretacului inferior (după A. H e r e s c u).
 Blejești oilfield.
 a, structural map at a Lower Cretaceous guide mark ; b, geological cross section ; c, Lower Cretaceous
 type profile (according to A. H e r e s c u).

densitatea de 0,94 kg/dmc. Zăcămintul este masiv. Regimul zăcămintului se caracterizează prin împingerea apei de fund. Apele de tip $CaCl_2$ și $MgCl_2$, cu mineralizații de 5 g/l.

Zăcămintele cretaceice de la Videle și Bălăria au o importanță redusă și nu se deosebesc, sub aspect geologic, de cel prezentat anterior. O valoare mai mare pare să aibă zăcămintul de la Talpa care se află în stadiu de

explorare. Ca urmare, stilul structurii ca și condițiile de zăcămint nu sînt încă suficient de bine precizate.

De valoare redusă și, aproximativ, de același gen, sînt zăcămintele din partea de E a platformei moesice, localizate în Cretacicul inferior al structurii Urziceni, Brăgăreasa, Padina și Colelia S. Trebuie menționat însă că la Padina și Colelia, principalul obiectiv productiv îl constituie gresiile glauconitice albiene. La Urziceni, sectoarele cu rezultate favorabile în Cretacic sînt discontinue și au o comportare foarte modestă, ca urmare a constituției și a variației gradului de fisurare a calcarelor cretaceice. În ceea ce privește structura Lipănești, ea se află în stadiul explorării, astfel încît stilul tectonic și condițiile de zăcămint n-au fost încă precizate. Se constată, însă, că falia Lipănești, considerată inițial ca un important ecran, nu controlează nici distribuția hidrocarburilor și nu a avut urmări nici asupra diagenizei rocilor carbonatate. Productivitatea sondelor pare să depindă de aria de răspîndire a unui orizont de calcarenite și de gradul de fisurare al rocilor. Discontinuitatea zonelor saturate cu hidrocarburi sugerează că acestea sînt controlate de factorul litologic.

e) **Albianul** este cunoscut productiv în două sectoare ale platformei moesice, unul în partea centrală, iar altul în partea de E. Cel mai important este sectorul central, acolo unde se realizează o trecere de la faciesul marnocalcaros vestic la faciesul calcaros și parțial nisipos estic, prin intermediul unor gresii marnoase, gresii calcaroase și calcare grezoase. În acest sector, Albianul se remarcă prin acumulări proprii fiind productiv pe următoarele 11 structuri: Vultureanca, Drăghineasa-Vișina, Glogoveanu, Dumbrăveni, Ștefan cel Mare, Glavacioc, Hirlești, Ciolănești, Kalinderu, Rica și Bîrla (fig. 80). Mai puțin important s-a dovedit sectorul estic unde se cunosc două structuri productive, respectiv Padina și Jugureanu. Hidrocarburi din Albianul acestor două structuri par să fie în legătură cu acumulările din Neogen.

Prima structură în care Albianul din platforma moesică s-a dovedit purtător de hidrocarburi (1958) este cea de la **H i r l e ș t i**, pusă în evidență de prospecțiunile seismice. Aici, secțiunea de interes a Albianului a fost divizată în trei complexe, numerotate, de sus în jos, A_1 , A_2 și A_3 . Rezervorul este constituit din calcarenite, gresii calcaroase, calcare grezoase, calcare pseudoolitice, calcare marnoase, intercalații de gresii marnoase și marne grezoase, toate afectate, în măsură mai mare sau mai mică, de fisuri. Aceste complexe sînt separate de orizonturi marnoase și marnocalcare, groase de 20-60 m. Cel mai important obiectiv al Albianului este complexul A_1 cu o grosime de maximum 25 m. Către W complexul A_1 trece în marne, iar înspre E el se efilează. Acumulări reduse au mai fost identificate în pachetul A_2 , în timp ce termenul A_3 a prezentat indicații de petrol și gaze numai în trei sonde. Porozitatea medie a rezervorului este de cca 14%. Porii fini rețin o cantitate importantă de apă (interstițială), care se ridică la 50 % din volumul lor. Presiunea inițială, de 108 atm., este ușor mai mică decît cea hidrostatică. Debitul inițial al sondelor a fost de 4-6 t/zi petrol cu 60 % impurități și 60 Nmc/mc rație gaze. În decursul exploatării debitul



pe sondă a scăzut la 1-2 t/zi petrol, impuritățile au ajuns la 80 %, iar rația de gaze a crescut la 3500-4000 Nmc/mc. Creșterea procentului de apă se datorează prezenței sistemului de fisuri și presiunii diferențiale mari. Petrolul este de tip A_3 , cu densitatea de 0,900 și viscozitatea, în condiții de zăcămint, de 14 cP. Se remarcă și prezența sulfului în cantități mai mici

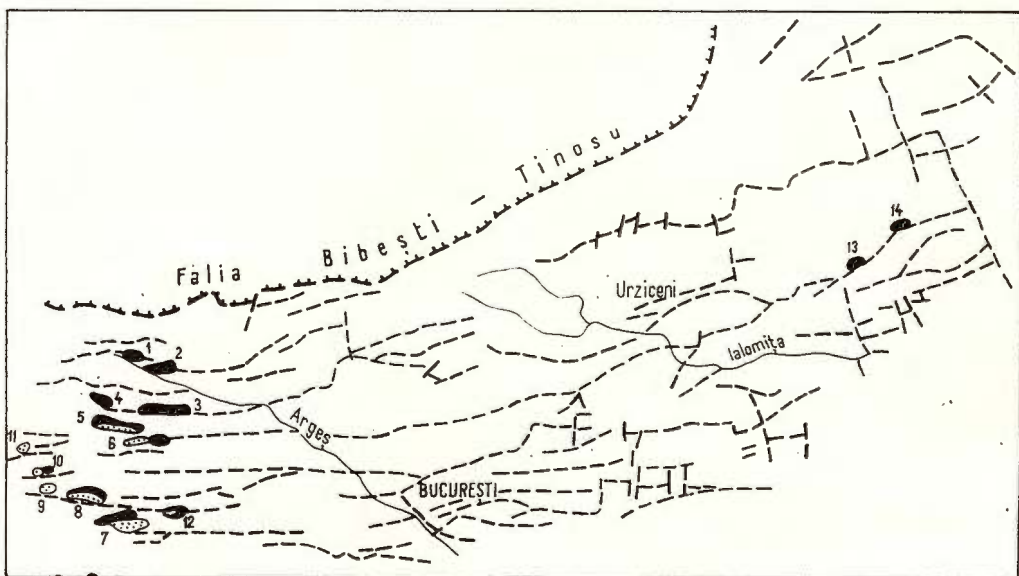


Fig. 80. — Distribuția zăcămintelor de hidrocarburi localizate în Albianul din platforma moesică.

Distribution of hydrocarbon deposits entrapped in the Moesian platform Albian.

1, Vultureanca; 2, Drăghineasa-Vișina; 3, Glogoveanu; 4, Dumbrăveni; 5, Ștefan cel Mare; 6, Glavacioc; 7, Hîrlești; 8, Ciolănești, 9, Kalinderu; 10, Rîca; 11, Bîrla; 12, Hîrlești; 13, Padina; 14, Jurgureanu.

de 0,5 %. Gazele asociate conțin 98-99,5 % metan și 0,49-3,8 g/mc gazolină. Apele de zăcămint sînt de tip $CaCl_2$, cu mineralizație de 25-45 g/l și cu un conținut în iod de 5-26 % (Vasilescu et al., 1966 B).

Caracteristic acestui zăcămint este faptul că, încă de la început, sondele produc cu rații mari de gaze și cu procente ridicate de impurități. În scopul măririi debitului de petrol și al reducerii procentului de impurități s-au făcut experiențe cu sonde înclinate. Una dintre ele a realizat în strat 59° , în ideea de a traversa perpendicular rețeaua de fisuri a Albianului. Rezultatul n-a fost suficient de concludent.

O situație oarecum similară se întîlnește și la Ciolănești, Kalinderu și Șopîrlești. La Ciolănești, complexele A_1 și A_2 conțin ceva mai multe gresii decît la Hîrlești. Pe structura Șopîrlești, cele trei complexe: A_1 , A_2 și A_3 nu se mai pot separa. Toate zăcămintele amintite, la care se



adaugă Hirlești, Rîca și Bîrla, reprezintă capcane de tip combinat, la alcătuirea cărora participă atât factorii structurali, cît și cei stratigrafici (litologici).

Pe structura Glavacioc, Albianul se întîlnește în aceeași alcătuire litofacială ca și la Hirlești. Complexul A_3 se compune din gresii mar-

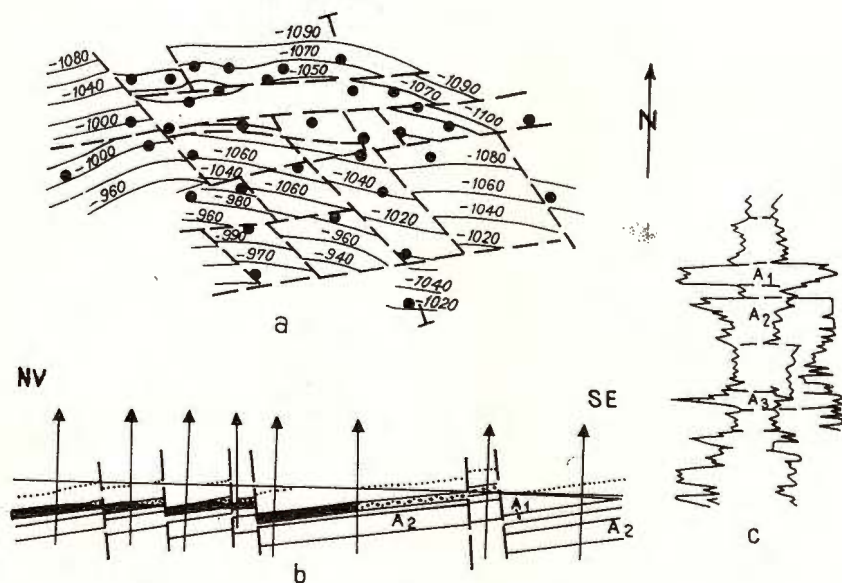


Fig. 81. — Zona productivă Hirlești.

a, harta structurală la un reper din Albian ; b, secțiune geologică transversală ; c, profilul tip al Albianului (după I.C.P.P.G. Cîmpina).

Hirlești producing zone.

a, structural map at an Albian guide mark ; b, geological cross section ; c, Albian type profile (according to I.C.P.P.G. Cîmpina).

noase cu bobul fin. Termenul A_2 , principalul obiectiv din regiune, este constituit din calcare grezoase, calcarenite, calcare pseudoolitice cu intercalații de marne calcaroase și grezoase. În ceea ce privește complexul A_1 , acesta se efilează pînă la dispariție.

Structura reprezintă un monoclin faliat, ușor boltit (fig. 82), orientată E-W, cu înclinări ale stratelor de 3° - 5° înspre N. Dispoziția monoclinală este complicată de o serie de falii longitudinale și transversale, care o împart în mai multe blocuri tectonice. Zăcămintul se caracterizează printr-un cap primar de gaze, mai dezvoltat în partea de W a regiunii, talonat de o bandă de petrol. Presiunea de zăcămint este mai redusă decît echivalentul coloanei hidrostatice (cca 140 atm., la 1520 m), iar treapta geotermică este ceva mai mare decît cea normală ($27\text{ m}^{\circ}\text{C}$). Sondele au produs, inițial, 7-15 t/zi petrol, cu impurități de 10-30 % și cu rație de gaze de cca 1000



Nmc/mc. Petrolul are densitatea de 0,880 kgf/dmc și viscozitatea de 1,5 cP. Gazele asociate (capul de gaze), cu 97,4 % metan și 5,6 g/mc gazolină, pot fi încadrate la gazele sărace. Rația de soluție, la presiunea de saturație este de cca 50 Nmc/mc. Apele de zăcămint sînt de tip cloro-calcic.

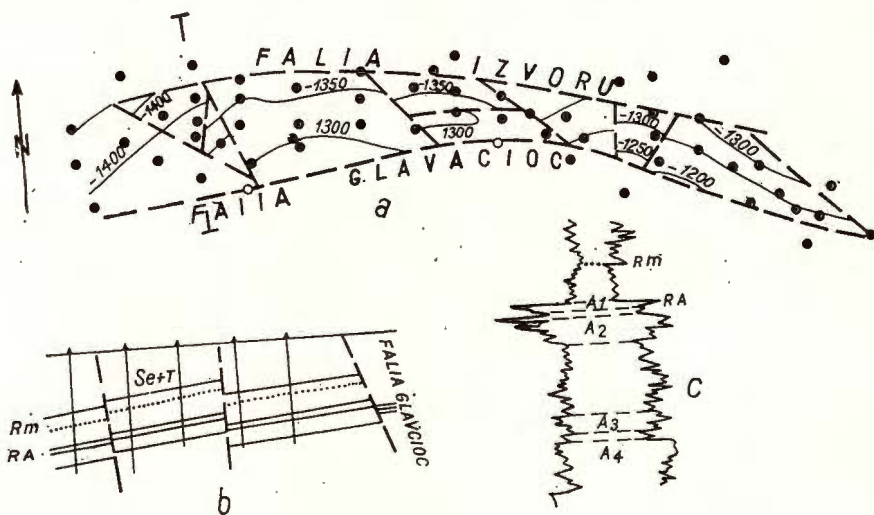


Fig. 82. — Structura Glavacioc.

a, harta structurală la un reper din Albian ; b, secțiune geologică transversală ; c, profilul tip al Albianului (după I. B u c u r).

Glavacioc structure.

a, structural map at an Albian guide mark ; b, geological cross section ; c, Albian type profile (according to I. B u c u r).

Pe structura Ștefan cel Mare se recunoaște aceeași alcătuire litologică a Albianului, format din complexele A_1 , A_2 și A_3 , cu deosebirea că în partea superioară a etajului apar ceva mai multe nisipuri și că complexele A_1 și A_2 formează o singură unitate hidrodinamică. Structura productivă cuprinde două trepte. Una mai ridicată, Izvoru, alta mai coborâtă (nordică) Ștefan cel Mare. Zăcămintul se compune dintr-un cap de gaze important, mărginit de benzi înguste de petrol. Presiunea de zăcămint este, practic, egală cu presiunea hidrostatică, iar treapta geotermică ajunge pînă la 27 m°C. Petrolul, de tip semiparafinos, B, are densitatea de 0,875 kgf/dmc. Gazele asociate sînt bogate, conținînd 85-96 % metan, respectiv 18,3-60 g gazolină/mc. Apele de zăcămint sînt de tip cloro-calcic, cu mineralizații de 30-70 g/l. Zăcămintul se caracterizează prin debite reduse de petrol.

Cîmpul Glogoveanu se aseamănă, întrucîtva, cu structurile productive menționate anterior, iar zonele petrolifere de la Vultureanca și Drăghineasa au fost prezentate sub aspect structural, cu ocazia examinării zăcămintelor aparținînd Cretacului inferior.



În sectorul de E al platformei, Albianul conține hidrocarburi pe două structuri: Jugureanu și Padina.

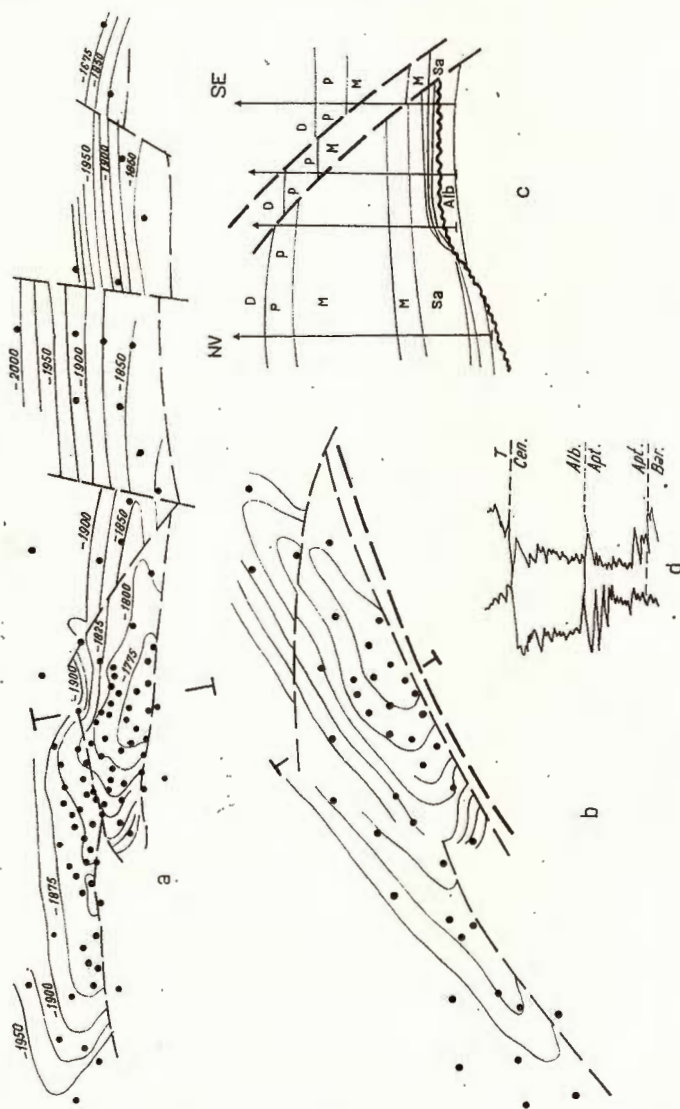


Fig. 83. — Structura Jugureanu.
a, harta structurală la nivelul Sarmatianului; b, harta structurală la nivelul Albianului; c, secțiune geologică transversală; d, profilul tip al Albianului (după I.C.P.P.G.).

Jugureanu structure.

a, structural map at the Sarmatian level; b, structural map at the Albian level; c, geological cross section; d, Albian type profile (according to I.C.P.P.G. Climpina).

Pe structura Jugureanu (fig. 83), Albianul productiv este reprezentat printr-un pachet (C) de nisipuri calcaroase, glauconitice, cu intercalații de marne, în grosime de 60-110 m. Acestea sînt acoperite de marnele senoniene. Pe alocuri, depozitele sarmațiene stau direct peste Albian, datorită eroziunii neogene. Porozitatea pachetului C este de 29%,



permeabilitatea de 130 mD și saturația în apă interstițială de 29%. Debitul mediu pe sondă este de 5-28 t/zi petrol, cu rație de gaze de 50-220 Nmc/mc. Petrolul este de tip B (semiparafinos), avînd densitatea de 0,85 kgf/dmc la temperatura de 20°C și 1 atm., și factorul micșorării de volum de 1,216. Apele de zăcămint sînt de tip cloro-calcic.

Zăcămintul de la Padina este de același tip cu cel de la Jugureanu. Pe structură s-au săpat mai multe sonde, dintre care numai două produc petrol cu debite de 6,5 t/zi și cu impurități de 17-31%. Petrolul este semiparafinos, dar ceva mai vîscos decît cel de la Jugureanu (0,89 kgf/dmc densitate și 9,5 cP viscozitate). Presiunea zăcămintului la 1950 m este de 195 atm. În schimb, treapta geotermică este foarte mare (cca 47 m/°C). Apele asociate sînt de tip cloro-calcic. Energia zăcămintului este asigurată, în special, de gazele dizolvate. În procesul de exploatare au fost semnalate dificultăți, provocate de viiturile de nisip.

f) **Miocenul (Tortonianul și Sarmațianul)** conține acumulări de hidrocarburi pe 38 structuri, situate în partea centrală și de E a platformei moesice (fig. 84). La W de riul Olt se cunosc numai două structuri cu gaze, ceea ce înseamnă că ridicarea Leu-Bals-Optași n-a mai întrunit condiții optime de acumulare, încă de la începutul Cretacicului.

Cele mai multe și mai importante zăcăminte au fost puse în evidență în zona centrală a platformei moesice, unde Sarmațianul bazal, local, și Tortonianul superior, dispunîndu-se discordant peste un relief cretacic, se dezvoltă în facies nisipos-grezos, constituind rezervoare excepționale, cu grosimi ce pot atinge 120 m. Aceste rezervoare sînt bine protejate de seria marnoasă a Sarmațianului. Este posibil ca la condițiile favorabile de genază a hidrocarburilor și de formare a zăcămintelor să fi contribuit și gradientul de temperatură, aici mai ridicat, ajungînd la Videle-Blejești pînă la 5°C/100 m. La E de riul Argeș, grosimea nisipurilor bazale se reduce, fie datorită trecerii laterale la calcare sau marne, fie datorită nedepunerii termenilor stratigrafici respectivi. Pe alocuri, în special pe marginea de N, în seria marnoasă a Sarmațianului, se întîlnesc secvențe nisipoase și grezoase „murdare”, de valoare lenticulară sau locală, saturate de regulă, cu gaze.

Structura Videle-Blejești, împreună cu extinderea estică a acesteia — Brăila, situată la cca 45 km SW de București, este reprezentativă pentru Tortonian-Sarmațian și, în același timp, cea mai importantă din platforma moesică.

Regiunea este acoperită de depozite cuaternare horizontale, astfel că tectonica de adîncime n-a putut fi sesizată decît prin metode geofizice. Inițial s-au efectuat cercetări gravimetrice și magnetometrice, urmate de prospecțiuni seismice. În același timp, s-au săpat și foraje structurale de mică adîncime. Lucrările respective, împreună cu numeroasele sonde de medie adîncime, au arătat același stil tectonic, comun întregii platforme, la nivelul Neogenului și anume, un monoclin cu cădere în trepte către N, de-a lungul unor accidente orientate E-W. Aici, accidentul și, în același timp ecranul principal, îl constituie falia Blejești-Clejani-Bălăria. În afara aces-



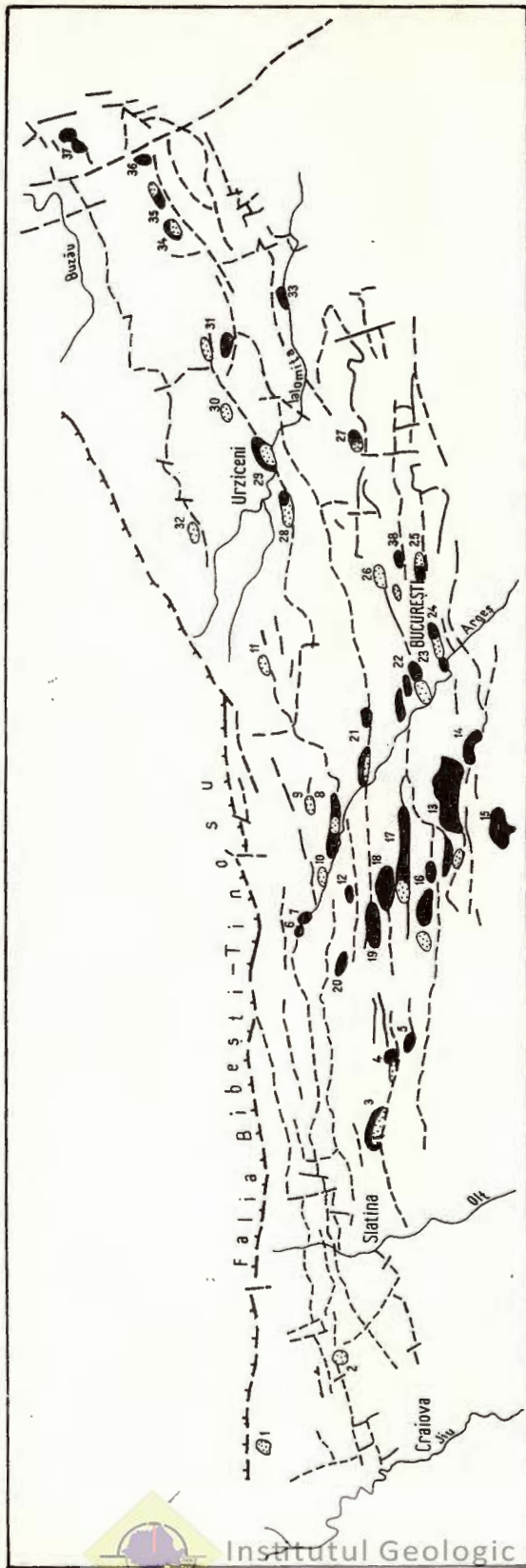
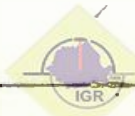


Fig. 84. — Distribuția zăcămintelor din Miocenul (Sa + To) platformei moesice.

Distribution of the deposits of the Moesian platform Miocene (Sa + To).

- 1, Vrteju; 2, Iancu Jianu; 3, Ciurești N; 4, Birla-Căldăraru; 5, Surdulești; 6, Vultureanca; 7, Drăghineasa; 8, Petrești-Gorbii Mari; 9, Brincoveanu; 10, Glavacioc; 11, Periș; 12, Glogoveanu; 13, Videle-Blejești; 14, Bălăria; 15, Talpa; 16, Șopirlești-Bacea; 17, Cartojani; 18, Preamba; 19, Glavacioc; 20, Izvoru-Ștefan cel Mare; 21, Stoenești; 22, Grădinar; 23, Bragadiru; 24, Novaci; 25, Bălăceanca; 26, Cozieni; 27, Ileana; 28, Fierbinți; 29, Urziceni; 30, Gîrbovi; 31, Brăgăreasa; 32, Bărăitaru; 33, Colelia S; 34, Jugureanu; 35, Padina; 36, Filiu; 37, Oprîșenești; 38, Cățelu.



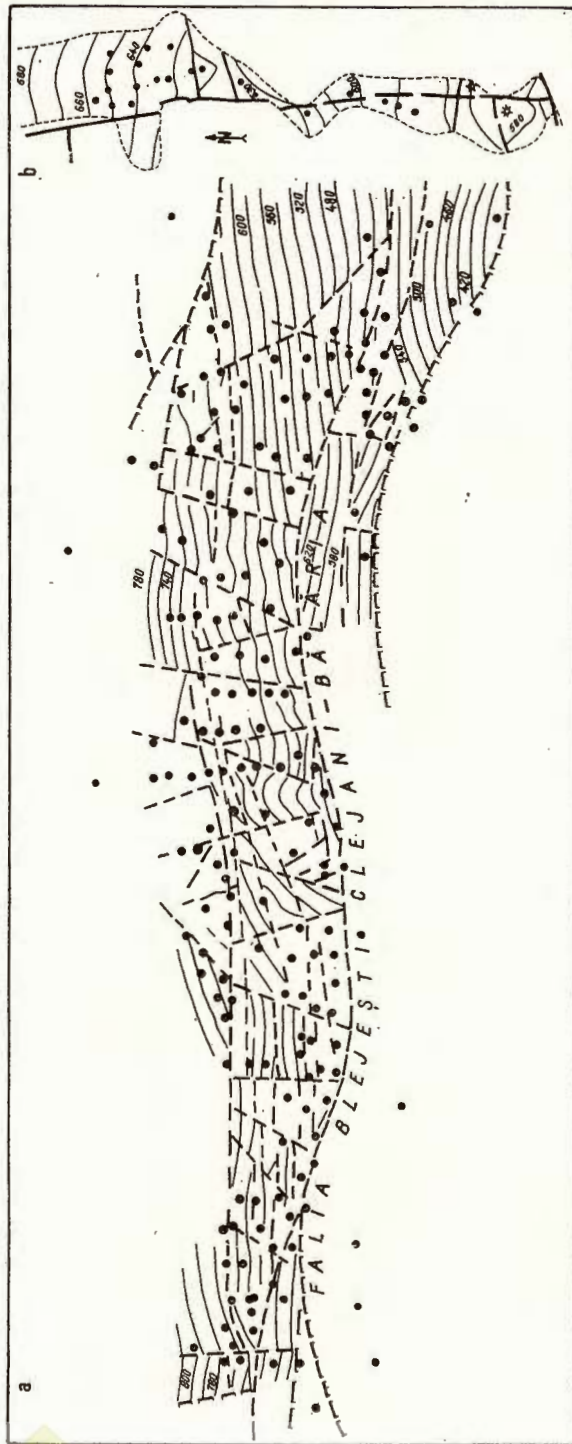


Fig. 85. — Structura Videle-Blejești.

a, harta structurală la un reper din baza Sarmatianului; b, paleovale umplută cu depozite Sa_2 (după A. Bociu și E. Manole).

Videle-Blejești structure.

a, structural map at a guide mark of the Sarmatian basis; b, paleovalley filled with deposits Sa_2 (according to A. Bociu and E. Manole).

teia, au mai fost identificate și alte numeroase accidente tectonice, paralele sau perpendiculare față de primul, cu implicații diferite în distribuția acumulărilor de hidrocarburi (fig. 85). Ansamblul structural schițat se desfășoară pe o lungime de cca 20 km și pe o lățime de 7 km.

Forajele cele mai adânci de pe structura Videle au ajuns pînă la nivelul Triasicului, pe care nu l-au deschis decît pe o grosime de 100 m. El este constituit din calcare și dolomite. Discordant, urmează Jurassicul mediu și superior ale căror depozite cumulează 700 m. Doggerul este alcătuit din gresii silicioase (100 m), iar Malmul din depozite carbonatate. Cretacicul are o dezvoltare redusă și anume, 300 m grosime, din care cca 200 m revin Cretacicului inferior — reprezentat prin calcare microcristaline, calcare organogene și calcare cretoase, iar cca 100 m rămîn Cretacicului superior (Cenomanian, Turonian, Senonian), format din calcare criptocristaline, calcare cretoase, marnocalcare și marne. După importanta lacună corespunzînd Paleogenului și Miocenului inferior, cînd s-a format un relief destul de variat, s-a depus Sarmațianul. În zona formelor negative de relief, noul ciclu a început încă din Tortonianul superior. Depozitele acestuia din urmă, împreună cu cele ale Sarmațianului, pot fi separate în două unități litostatigrafice: un complex inferior predominant grezos-nisipos, aparținînd Sarmațianului bazal și pe alocuri Tortonianului superior și un complex superior, predominant pelitic. Grosimea și numărul termenilor complexului bazal variază în funcție de formele reliefului preexistent. Astfel, Sa₃, primul termen care fosilizează paleorelieful, are o distribuție neuniformă. Grosimea lui variază de la cca 80 m W pînă la 5-6 m în E. Sarmațianul s₃ a fost divizat în patru pachete de strate, numerotate de sus în jos, Sa₃ a, b, c și d. Dintre acestea, numai primele trei prezintă interes pentru hidrocarburi. Stratul „a” se întîlnește în toată regiunea, iar stratul „b”, prezent în sectorul vestic al structurii, se reduce pînă la dispariție în estul ei. Stratele „c” și „d” sînt prezente, în general, pe amplasamentele paleovăilor și ale dolinelor. Între stratele a + b, principalul obiectiv productiv al structurii și stratul c, intervine un pachet de marne, gros de 2-12 m, suficient pentru a permite o izolație hidrodinamică.

Același paleorelief a imprimat și caracterul sedimentării, în general vechile văi fiind marcate de depozite mai psamitice, care îmbracă forma unor benzi sau „șireturi”, cum este cazul Sa₂, din partea centrală a structurii, unde are grosimi de 50-60 m (fig. 85). Sarmațianul este acoperit de Pliocen și Cuaternar, care însumează 600-650 m grosime. Meoțianul îmbracă un facies predominant marnos cu intercalații de nisipuri, Ponțianul este pelitic, exclusiv, iar Dacianul, Levantinul și Cuaternarul constituie o secvență de gresii, microconglomerate, marne, argile și intercalații de cărbuni.

Primele indicații de hidrocarburi pe structura Videle s-au obținut în a doua jumătate a anului 1959. De atunci și pînă în prezent au fost săpate peste 500 sonde care au pus în evidență mai mulți termeni productivi, situați între cca 450 și 750 m adîncime. Acești termeni, reprezentînd, adesea, unități hidrodinamice aparte, sînt:

Cretacicul inferior, zăcăminte de petrol cu debite de 40 mc/zi pe sondă;



Sarmațianul₃ c, zăcăminte de petrol cu debite de 15-20 mc/zi pe sondă;

Sarmațianul₃ a+b, zăcăminte de petrol cu debite de 0,4-202 mc/zi pe sondă;

Sarmațianul₂, zăcăminte de petrol cu cap de gaze, debite 10-35 mc/zi pe sondă;

Sarmațianul₁ (lenticular), zăcăminte de petrol cu debite de 14-47 t/zi pe sondă;

Meoțianul, zăcăminte de gaze, cu debite de 22000-60000 mc/zi.

Grosimea efectiv saturată cu hidrocarburi a rezervoarelor, natural, variază în limite foarte largi. Porozitatea medie a Sarmațianului, ca și a Meoțianului, este de cca 30%, iar permeabilitatea de 0-3000 mD. Saturația în apă interstițială, mai mare la Cretacicul inferior (51,6%) se reduce la Sarmațian (18%-23%). Gradientul de presiune este de 10-10,3 atm./100 m în Cretacicul inferior și în Sa₃ c și de 9,5-9,8 atm./100 m în Sa₂, Sa₁ și Meoțian. Presiunea de saturație nu depășește, de regulă, 10 atm. Petrolul este subsaturat cu gaze (rația 0,3-6,3 Nmc/mc). În general, petrolul structurii Videle este greu și viscos. În apropierea limitei gaze/petrol, densitatea înregistrează valori minime, de 0,925 kgf/dmc și viscozitatea de 10 cP. Către limita apă/țiței, valorile cresc pînă la 1,043 kgf/dmc și, respectiv, 33 cP. Densitatea medie a petrolului, pe structură, este de 0,940 kg/dmc. Viscozitatea, însă, crește din zona centrală a structurii unde este de 10-33 cP, către extremitățile de E și de W, unde ajunge la 85 cP și chiar 101 cP. De fapt, viscozitatea mare a petrolului constituie caracteristica principală a zăcămintului de la Videle. Viscozitatea apei, în condiții de zăcămint este de 0,5-0,7 cP. Regimul zăcămintelor se află sub influența elastică a sistemului rocă-fluide. La nivelul Cretacicului și a Sa₃ c se resimte influența apei active. Apele asociate sînt de tip CaCl₂ și MgCl₂, conținînd săruri dizolvate în proporție de 1,2-6 g/l. Structura Videle se remarcă prin temperaturi mari, care se traduc prin cel mai ridicat gradient geotermic din platforma moesică, respectiv 22 m/°C în Cretacic și Sarmațian și 18 m/°C în Meoțian.

În afara viscozității mari a petrolului, exploatarea zăcămintelor este îngreuiată de mobilitatea nisipurilor sarmațiene, fapt rezolvat, în bună măsură, cu ajutorul filtrelor. Pe lângă injecția de apă, care se aplică la cîteva obiective, pe structură se experimentează, în prezent, injecția ciclică de abur și combustia subterană.

Dat fiind ridicarea constatată la nivelul Cretacicului inferior, sugerată de adîncimile și grosimea redusă a acestuia (sedimentare condensată?), este posibil ca zona Videle să corespundă unei vechi structuri petrolifere, din care hidrocarburile au migrat, în bună parte, în Neogen.

Structura Cartojani este una dintre elementele structurale importante care se dezvoltă la N de Videle. Succesiunea stratigrafică, stilul tectonic și evoluția geologică ale celor două structuri, se aseamănă. Ecranul



principal al hidrocarburilor îl formează falia Cartojani, cu un pas de 60-120 m și, în general, paralelă faliei Blejești-Clejani-Bălăria. În afara acesteia, mai apar o serie de falii, perpendiculare pe prima, în parte etanșe, care fragmentează structura în blocuri tectonice. În șantierul Cartojani se individualizează trei complexe productive, independente și anume: Sarmațianul₃, Sarmațianul₁, ambele cu petrol și cap primar de gaze și Meoțianul, cu gaze libere. Porozitatea efectivă, medie, a rezervoarelor este de aproximativ 25%, iar permeabilitatea absolută, în Sa₃, de 400-1000 mD. Saturația în apă interstițială se situează în jurul valorii de 25%. Presiunea inițială este de 100 atm. la Sa₃, 95 atm. la Sa₁ și 92 atm. la Meoțian, valori numai de foarte puțin mai mici decât presiunea exercitată de coloana hidrostatică. Presiunea de saturație trebuie să fi fost aproximativ egală cu cea inițială, de zăcămint. Rația de soluție s-a estimat la 24,8 Nmc/mc. Factorul micșorării de volum al petrolului este de 1,08. În condițiile standard, petrolul are densitatea de 0,900 kgf/dmc. Pachetele *a*, *b* și *c* din cadrul Sa₃ au petrol tip C, în timp ce pachetul bazal, *d*, pare să conțină petrol de tip B. Viscositatea petrolului este de 5 cP, iar cea a apei de 0,48 cP. Apele de zăcămint sînt de tip CaCl₂, cu mineralizații 10-60 g/l la Sa₃, 22-32 g/l la Sa₁ și de 25 g/l la Meoțian. Zăcămintul din Sa₃ se exploatează cu injecție de apă. La nivelul Meoțianului, exclusiv gazeifer, se pare că apa marginală este activă.

Către W, structura Cartojani se continuă cu zona productivă de la P r e a j b a , unde distribuția formațiunilor productive a fost influențată de paleorelief, în aceeași măsură ca și în sectorul Videle. Mai la W, printr-un sistem de falii și paleovăi, zona petroliferă se prelungește pînă la Glavacioc.

Pe o treaptă imediat nordică a fost pus în evidență zăcămintul Stoenești. Ca și în cazul structurilor anterioare, termenul de interes pentru hidrocarburi îl constituie orizontul bazal al Sarmațianului (Sa₃), care a fost divizat în patru pachete, denumite *a*, *b*, *c* și *d*. Pachetele *d* și *c* au caracter predominant marnos. Capcanele sînt de tip stratigrafic și conțin petrol și gaze între izobatele de -1288 și -1313 m. Porozitatea rezervoarelor variază de la 10% la 27%. Permeabilitatea medie este de cca 500 mD. Saturația în apă interstițială prezintă valori de 30%. Presiunea inițială de zăcămint are valori apropiate celei hidrostatice. Petrolul se caracterizează printr-o greutate specifică de 0,840. Regimul zăcămintului este determinat de împingerea apei marginale și de destinderea gazelor din capul primar de gaze. Gradientul de temperatură se menține ridicat și anume, aproape 4°C/100 m. Apele de zăcămint sînt de tip CaCl₂, avînd mineralizații scăzute (4-10 g/l).

Structurile productive situate la N și W de Stoenești (fig. 84) au fost prezentate în capitolele anterioare.

La E de riul Argeș, au fost puse în evidență numeroase acumulări, de valoare modestă, cu benzi înguste de petrol, cu cap primar de gaze dezvoltat sau exclusiv gazeifere. Dintre acestea, mai importantă este structura Novaci-Dumitra, unde Sa₃ și Sa₂ conțin petrol cu cap primar



de gaze, iar Meoțianul este exclusiv gazeifer. Principalii parametri de zăcă-
mînt sînt următorii :

	Sa_3	Sa_2	Meoțian
Porozitate efectivă (%)	21,2	25,0	25,0
Saturație în apă interstițială (%)	35	35	35
Presiune inițială (atm.)	50-56	52-55	47
Presiune de saturație (atm.)	47	47	—
Densitatea petrolului (kgf/dmc)	0,92	0,92	—
Temperatura de zăcămînt (°C)	27-29	27-29	26

Se remarcă prezența aceluiași tip de petrol greu, care caracterizează zăcămintele cu adîncimi mici din sectorul sudic al platformei. Pe de altă parte, treapta geotermică mare (cca 33 m°C) contrastează cu situația de la Videle și, în general, cu cea de la W de riul Argeș.

La E de Novaci-Dumitrana, pe același eșalon structural, s-a identificat zăcămîntul de la Bălăceanca. Aici, Sa_3 conține petrol cu cap primar de gaze, iar Meoțianul are gaze libere. Variațiile litologice accentuate ale rezervoarelor se reflectă în parametrii fizici ai zăcămîntului. De exemplu, porozitatea prezintă valori de 7,2-34% în Sa_3 și de 35% în Meoțian, iar permeabilitatea paralelă cu stratul, 0,8-35,8 mD.

Pe o treaptă mai nordică s-au găsit hidrocarburi în sectoarele Ileana, Cozieni, Grădinari și Bragadiru. Dintre acestea, mai interesantă este structura Ileana. Hidrocarburile s-au acumulat aici, în depozitele grezo-calcaroase tortonian-sarmațiene, în gresiile și nisipurile Sarmațianului mediu și în nisipurile Meoțianului superior. Sarmațianul bazal, împreună cu Tortonianul conțin petrol cu multă apă sărată (85%-95%), iar Sarmațianul mediu și Meoțianul superior au debitat 23000-44600 mc gaze/zi. Structura mai necesită lucrări de explorare.

Un alt aliniament important, situat la N de precedentul, începe de la Brăgăreasa, se continuă spre W pe la Gîrbovi, Urziceni, Moara Vlăsiei și se prelungește, după o serie de complicații, pînă la W de Stoenеști (fig. 84). Caracteristic acestui aliniament este faptul că accidentul principal (și în același timp ecranul) este reprezentat printr-o falie normală, adesea dedublată sau triplată, cu planul mult înclinat de la N către S, de-a lungul căreia, compartimentul sudic este mai ridicat. Dat fiind că de la intrarea în Pontian și pînă la baza Neogenului planul faliei se deplasează spre S cu 800-1200 m, zonele productive ale Sarmațianului se situează, practic, numai sub planul acestei falii. Stilul tectonic respectiv este comun zonelor productive de la Brăgăreasa, Gîrbovi, Urziceni și, chiar, Moara Vlăsiei. Dintre aceste zone, mai tipică este aceea de la Urziceni.

Structura Urziceni reprezintă un monoclin, ecranat spre S de falia Urziceni-Tg. Fierbinți. Pe această structură s-au dovedit de interes: Cretacicul inferior, cu petrol; Sarmațianul, avînd un cap primar de gaze cu o foarte îngustă bandă de petrol; Meoțianul, exclusiv gazeifer. Rezervorul din Sarmațian este alcătuit din nisipuri și gresii calcaroase, cu bobul fin, în grosime de 5-15 m. Meoțianul prezintă rezervoare la partea sa superioară, imediat sub limita cu Pontianul. Acest orizont a fost împărțit



în cinci complexe (1-5). Gaze s-au mai obținut și dintr-un orizont inferior al Meoțianului, separat în 4 complexe (6-8), dintre care, termenul denumit „6” este cel mai important.

Sarmațianul se caracterizează prin porozități medii de 24%, permeabilități de 60 mD și prin saturație în apă interstițială de 35%. Petrolul este de tip A3, cu greutatea specifică de 0,900-0,920. Presiunea inițială este mult inferioară celei hidrostatice (160 atm. la 2200 m), iar treapta geotermică înregistrează printre cele mai mari valori din țară (65-70 m/°C). Gazele libere din Meoțian și cele asociate din Sarmațian sînt, în general, sărace, conținînd 96-99% metan.

Dintre structurile vecine este de menționat aceea de la T g . F i e r b i n ț i (Moara Vlăsiei), unde Dacianul a produs, în trei sonde, debite mici de gaze, cu presiuni de 4-37 atm., la adîncimi de 800-900 m.

În extremitatea estică a platformei moesice s-a găsit petrol și gaze pe structurile Padina, Jugureanu și Oprișenești. Structura de la Jugureanu merită un plus de atenție.

Pusă în evidență cu ajutorul prospecțiunilor seismice, s t r u c t u r a J u g u r e a n u reprezintă un monoclin faliat, cu căderea spre NW. Într-o anumită variantă de interpretare s-ar putea admite că în sectorul central al ei se schițează o ușoară boltire, de asemenea faliată. Lucrările de foraj au indicat acumulări de petrol cu cap primar de gaze în Albian, Senonian și în Sarmațianul bazal și zăcăminte de gaze libere în Albian și în Meoțian. Rezervorul albian este alcătuit din nisipuri fine, glauconitice și intercalații de marne, cu grosimi ce pot atinge maximum 105 m. Sarmațianul se compune din calcare cretoase, microgranulare, și intercalații de gresii fine, cu grosimi de 0-60 m, în funcție de relieful pre-neogen. Sarmațianul conține hidrocarburi în gresii calcaroase și calcare cretoase, care pot cumula 50 m grosime. Porozitatea medie a rezervorului este de cca 29% la Albian și de 24% la Senonian și Sarmațian. Saturația în apă interstițială a Sarmațianului și Senonianului prezintă valori de 32%, iar a Albianului de 29%. Factorul micșorării de volum este de 1,216. Petrolul are greutatea specifică de 0,850 kgf/dmc. Gradientul de presiune nu depășește pe cel al coloanei hidrostatice, iar treapta geotermică ajunge la 36,4 m/°C.

În a doua jumătate a anului 1974 a fost pusă în evidență a c u m u l a r e a de la F i l i u , localizată în calcarele grezoase sarmațiene. Structura se încadrează pe marginea vestică a promontoriului Bordei Verde și reprezintă un monoclin faliat, cu căderea stratelor spre NW (fig. 86). Stratul productiv are adîncimi de 1300-1350 m și, la prima sondă cu rezultat, a debitat cca 20 t/zi petrol.

g) Pliocenul a fost găsit cu hidrocarburi pe 33 elemente structurale, diseminate pe toată suprafața platformei moesice. Majoritatea, însă, se grupează în sectorul estic, unde crește atît grosimea cît și numărul formațiunilor de interes.

Obiectivele productive sînt localizate în Meoțian, Ponțian și Dacian. Meoțianul, în general pelitic (exceptînd sectorul de NE al platformei), prezintă și cîteva orizonturi nisipoase, mai ales la E de rîul Argeș, locali-



zate în partea sa superioară, la limita cu ecranul marnos al Pontianului și în jumătatea sa inferioară. Sporadic, în special pe marginea de N a platformei, apar intercalații de nisipuri cu dezvoltări locale (lentile) pe tot profilul Meoțianului, constituind capcane litologice. Astfel de intercalații și cu un areal din ce în ce mai mare, au fost semnalate pe promontoriul Bordei Verde. Cel mai constant orizont de nisipuri, se situează la limita dintre

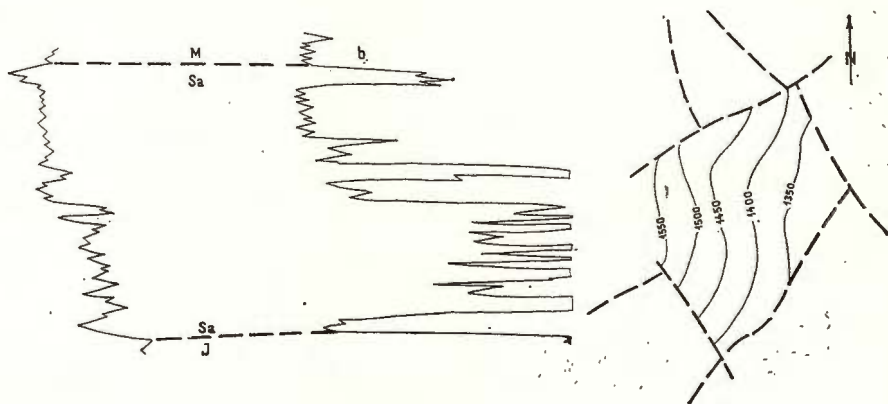


Fig. 86. — Structura Filii.

a, harta structurală la nivelul Sarmatianului ; b, profilul tip al Sarmatianului.
Filiu structure.

a, structural map at the Sarmatian level ; b, Sarmatian type profile.

Meoțian și Pontian, el putînd fi urmărit spre W, pînă la Videle și chiar pînă la Ciurești. Pontianul conține rezervoare numai în extremitățile platformei. Mai importante și din ce în ce mai numeroase sînt rezervoarele care apar în profilul Pontianului, la NE de riul Buzău, unde acest etaj ajunge la grosimi de peste 600 m față de 20-50 m în vestul platformei. De asemenea, la W de riul Vedea (încă de la Spineni), în cadrul secvenței marnoase a Pontianului se dezvoltă un orizont de nisipuri, care ajunge să fie productiv cu gaze în regiunea Craiova. În sfîrșit, în jumătatea estică a platformei, unele orizonturi de nisipuri și gresii din baza Dacianului, beneficiind, cu totul local (Moara Vlăsiei, extremitatea nord-vestică a promontoriului Bordei Verde), de condiții de protecție, conțin acumulări modeste de gaze.

O importantă remarcă legată de Pliocenul platformei moesice este aceea că el conține aproape numai gaze. Rareori, și aceasta numai pe promontoriul Bordei Verde, rezervoarele Meoțianului sînt saturate și cu hidrocarburi fluide.

De prim interes pentru Meoțian trebuie considerată structura Oprișenești, situată la cca 60 km SW de orașul Brăila, într-o regiune acoperită de formațiuni cuaternare, orizontale. Revine meritul prospecțiunii seismice de a fi pus în evidență o astfel de structură, reprezentînd un monoclin faliat, cu căderea spre NW. Funcția de ecran este realizată de un sistem culisat de falii, interceptat de cîteva alte accidente tectonice



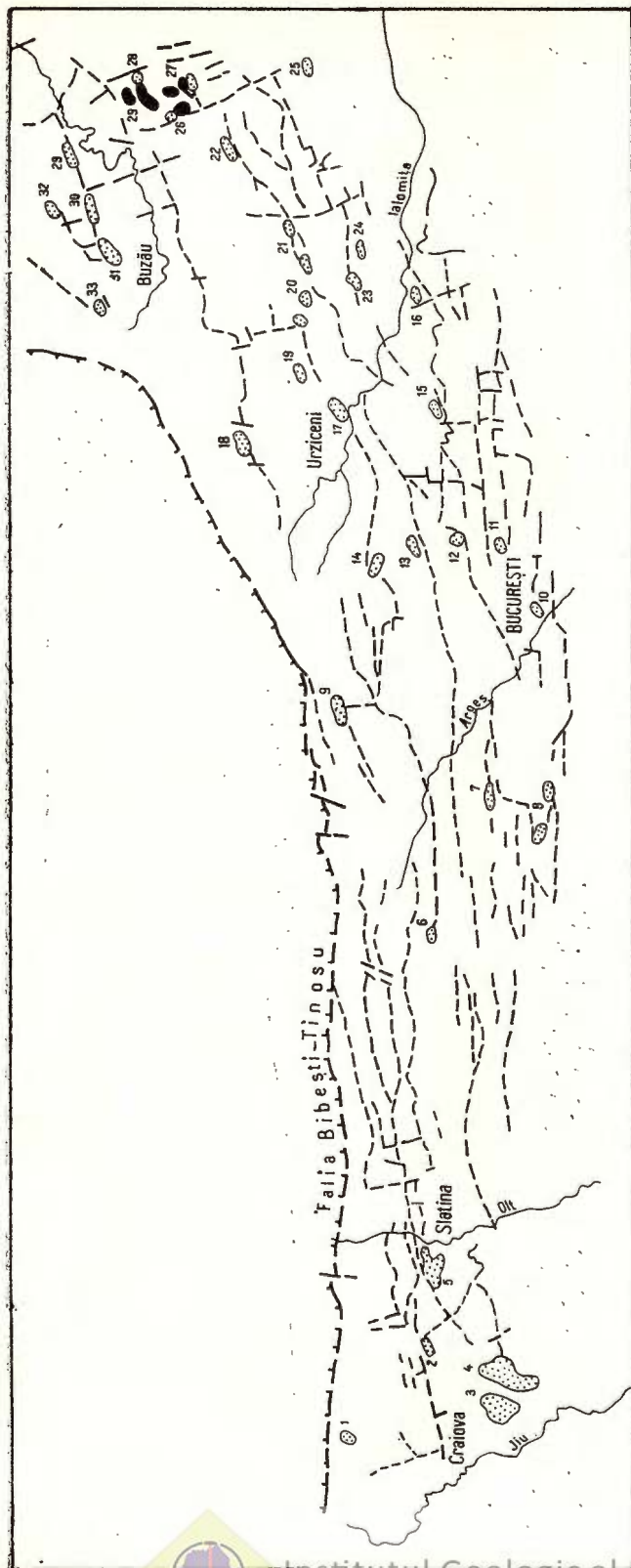


Fig. 87. — Distribuția zăcămintelor de hidrocarburi localizate în Pliocenul platformei moesice.

Distribution of the hydrocarbon deposits entraped in the Moesian platform Pliocene.

Virteju ; 2, Iancu Jianu ; 3, Simnic ; 4, Ghercești ; 5, Strătejești ; 6, Tărtășești ; 7, Cartojani ; 8, Videle ; 9, Bîlcuiești ; 10, Novaci ; 11, Popești ; 12, Cozieni ; 13, Pasărea ; 14, Moara Vlăștei ; 15, Ileana ; 16, Orezu ; 17, Urziceni ; 18, Sinaia ; 19, Gîrbovi ; 20, Brăgăreasa ; 21, Padina ; 22, Jugureanu ; 23, Cotelea S ; 24, Amara ; 25, Victoria ; 26, Perişoru ; 27, Bordei Verde ; 28, Oprîşenești ; 29, Balta Albă ; 30, Ghergheasa ; 31, Roştoru ; 32, Boldu ; 33, Bobocu.

cu caracter transversal. Faliile ecran par să constituie prelungirea spre E a accidentului major Tg. Fierbinți-Urziceni. O parte dintre accidentele tectonice de la Opișenești sînt etanșe. Înclinarea stratelor este destul de mică (3° - 4°).

Sondele săpate în regiune au arătat că fundamentul de șisturi verzi, în afundarea lui continuă spre NW și S, se îmbracă, progresiv, cu formațiuni aparținînd Cambro-Ordovicianului, Silurianului, Devonianului și Carboniferului inferior. Acestea sînt acoperite, transgresiv și discordant, de Malm și apoi de Cretacicul inferior. Succesiunea menționată, valabilă pentru ansamblul promontoriului, prezintă numeroase excepții, consecința jocului liniei de țărîm de jur împrejurul horstului dobrogean și a repetatelor etape de gliptogeneză. Peste un relief care afectează termeni diferiți, începînd cu șisturile verzi și terminînd cu Cretacicul inferior, se dispune Sarmațianul. Pe marginea horstului, Sarmațianul a fost urmat de o nouă și scurtă perioadă de ridicare, după care s-a produs ingresiunea meoțiană sugerată de avansarea unor termeni ai acestuia, din ce în ce mai noi, pe măsură ce se merge de la W către E. Concomitent, pe marginea ridicată a porțiunii imerse a avut loc o depunere condensată și cu caracter predominant psamitic a diferitelor orizonturi meoțiene. Apropierea țărîmului este trădată de urmele de curenți și valuri. În condițiile arătate a rezultat, pe de o parte o importantă variație de litofacies, iar pe de alta, o îngroșare a sedimentarului meoțian în direcția W și NW. Această evoluție se reflectă în realizarea unor importante capcane stratigrafice și litologice. O situație, oarecum similară, se întîlnește și în Pontian. Dacianul, Levantinul și Cuaternarul, în faciesul cunoscut pe întreaga platformă, completează succesiunea stratigrafică a regiunii.

Pe structura Opișenești au fost puse în evidență acumulări de hidrocarburi în Cretacicul inferior, Sarmațian și în Meoțian, care totalizează 24 unități hidrodinamice.

Meoțianul, alcătuit dintr-o alternanță de nisipuri fine, gresii oolitice, gresii fine calcaroase și marne, a fost separat în șapte complexe, notate de sus în jos I-VII. Complexele VII și VI formează umplutura vechiului relief și nu se întîlnesc pe toată structura (fig. 88). La Opișenești, pe treapta Plopu, transgresiunea meoțiană a început mai devreme, fapt sugerat de adăugarea de noi termeni în bază. Cretacicul inferior, Sarmațianul și Meoțianul VII, VI și V conțin petrol și gaze asociate. Complexele V, IV, III, II și I sînt saturate cu gaze libere. Adîncimea medie a formațiunilor productive variază între 1620 m la M VII, 1580 m la M VI și 1370 m la M I.

Capcanele de la Opișenești sînt, în cea mai mare parte (16), de tip combinat. Numai patru dintre ele se datoresc factorilor pur stratigrafici și șapte, factorilor pur structurali.

Grosimea rezervoarelor este foarte diferită. În Meoțian, fiecare complex are grosimi efective cuprinse între 2 și 12,5 m, iar Sarmațianul totalizează 38 m. Porozitatea medie variază între 25% și 30,2%, permeabilitatea între 57 și 3224 mD, factorul micșorării de volum 1,119-1,200. Greutatea specifică a petrolului este de 0,900 la temperatura de 15°. Presiunea inițială de zăcămint a variat de la complex la complex, în funcție de adin-



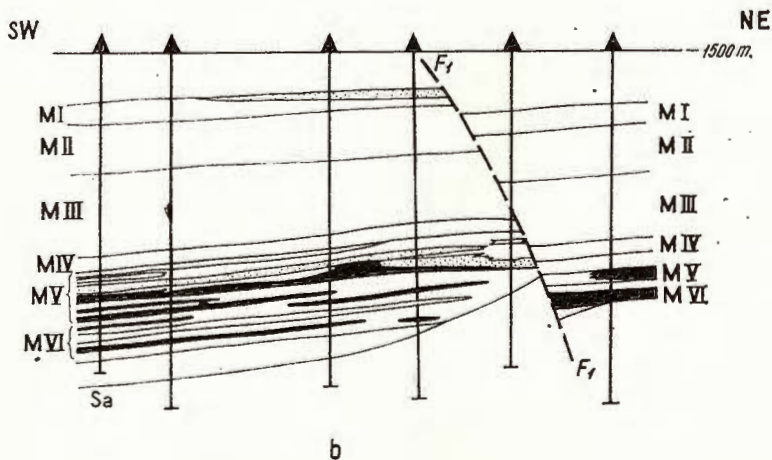
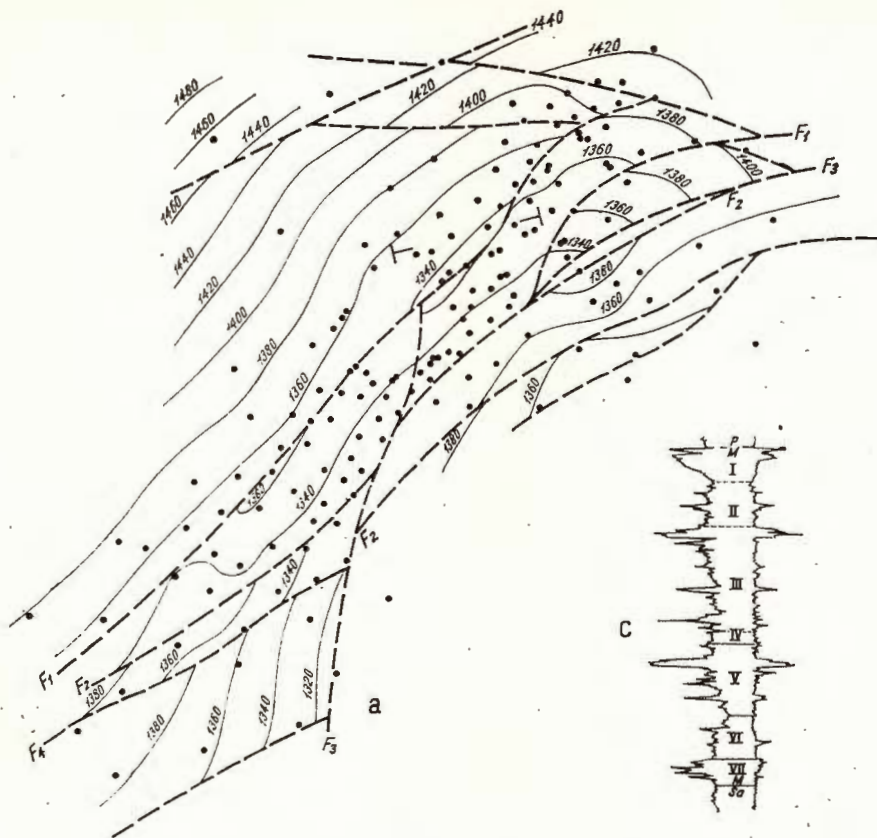


Fig. 88. — Structura Opișenești.

a, harta structurală la limita P/M; b, secțiune geologică transversală; c, profilul tip al Meotianului (după I.C.P.P.G. Climpina).

Opișenești structure.

a, structural map at the limit P/M; b, geological cross section; c, Meotian type profile (according to I.C.P.P.G. Climpina).



cime, între 166 și 142 atm., fiind egală cu cea hidrostatică. Presiunile diferențiale înregistrate (0-13,46 atm.) reflectă variațiile de permeabilitate. Rația de soluție a fost de 47 Nmc/mc în Meoțian și de 43 Nmc/mc în Sarmațian + Cretacic. Zăcămintele se remarcă prin temperaturi ridicate, treapta geotermică fiind de cca 26 m/°C. Meoțianul produce în regim de destindere elastică a gazelor, iar Sarmațianul și Cretacicul, care formează zăcămintele comune de tip masiv, se caracterizează prin apă activă. În prezent, unele obiective din Meoțian se exploatează cu menținerea presiunii prin injecție de apă.

Printre zăcămintele de gaze localizate în Meoțian ar putea fi citat cel de la S i n a i a . Aici, structura are forma de hemianticlinal ce se afundă în direcția NW. În sectorul său cel mai ridicat, hemianticlinalul este trunchiat de două falii importante, care constituie, în același timp și ecrane.

Meoțianul, format dintr-o succesiune de marne și nisipuri, a fost separat în 9 complexe. Dintre acestea, s-au dovedit gazeifere nisipurile situate la partea superioară a Meoțianului superior. Debitul obținut este de 30000 până la 80000 mc/zi gaze de fiecare orizont încercat. Presiunile de zăcămintă sunt apropiate celei exercitate de coloana hidrostatică.

Ponțianul a fost găsit productiv pe grupul de structuri Balta Albă, Ghergheasa, Roșioru, Boldu și Bobocu, din fața curbării Carpaților și pe elementele structurale Sîmnic și Ghercești de lângă Craiova.

Grupul structural din partea estică a platformei moesice ar putea fi caracterizat de către d o m u l G h e r g h e a s a , situat într-o zonă acoperită de depozite recente. Structura, determinată seismic, reprezintă un brahianticlinal cu flancurile ușor asimetrice și cu înclinări de 1°30'-3°30'. Este de observat că, spre deosebire de elementele structurale discutate anterior și care reprezintă monocline faliatate, structura Ghergheasa, împreună cu celelalte patru, îmbracă forma de brahianticinale, efect al mișcărilor plicative care s-au produs pe flancul intern al avantfosei Carpaților. Din acest punct de vedere, structurile Ghergheasa, Balta Albă, Roșioru, Boldu și Bobocu realizează trecerea către culele depresiunii precarpatice.

Sondele săpate aici, începând cu anul 1960, au atins adâncimea maximă de 6204 m (sonda 922), rămânând cu talpa în Malm. Jurasicul, alcătuit din calcare, are o grosime mai mare de 920 m. Peste Jurasic se dispune, direct, Sarmațianul (2152 m), apoi Meoțianul (658 m), Ponțianul (600 m), Dacianul, Levantinul și Cuaternarul (1878, laolaltă).

Ponțianul alcătuit dintr-o succesiune de marne, marne nisipoase și nisipuri, a fost separat în mai multe complexe, din care cinci conțin gaze. În cadrul acestor complexe s-au putut individualiza 17 orizonturi de nisipuri cu gaze, fiecare dintre ele constituind, probabil, unități hidro dinamice separate. În cazul acesta, adâncimile orizonturilor productive sînt foarte diferite, cel mai coborît obiectiv situîndu-se la izobata de 2345 m, iar cel mai ridicat la 1892 m sub nivelul mării. Majoritatea capcanelor sînt de tip structural. Se recunosc și capcane de tip combinat (structural și litologic), ca de exemplu termenii P II 3, P III 1, P IV 4, P V 1, 3, 4, 5 (fig. 89).

Rezervoarele sînt constituite din nisipuri marnoase cu bobul fin, în general neconsolidate și cu intercalații de marne. Grosimea efectivă a fiecăruia dintre ele este de 1-14 m. Ceilalți parametri fizici sînt : porozitatea



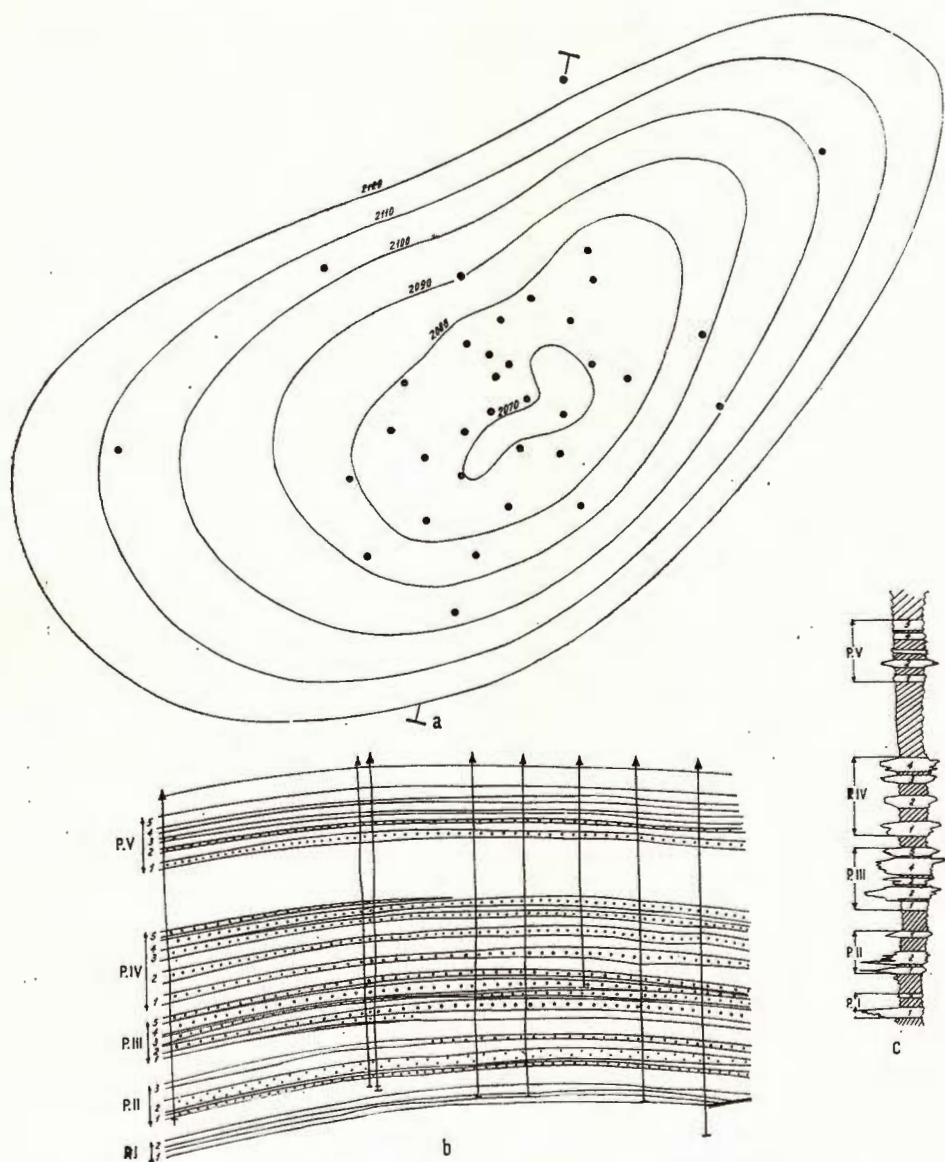


Fig. 89. — Domul Ghergheasa.

a, harta structurală la un reper din Pontian ; b, secțiune geologică transversală ; c, profilul tip al Pontianului (după E. Bîrșan și L. Cristea).

Ghergheasa dome.

a, structural map at a Pontian guide mark ; b, geological cross section ; c, Pontian type profile (according to E. Bîrșan and L. Cristea).



17-24%, permeabilitatea 17-120 mD, saturația în apă interstițială 32%-42%. Presiunile variază între 202 și 252 atm., ceea ce reprezintă un gradient de 10,5 atm./100 m. Dat fiind variațiile însemnate de permeabilitate, s-au înregistrat presiuni diferențiale de 4-40 atm. Regimul zăcămintelor se caracterizează prin destinderea elastică a gazelor. Gazele libere conțin 99,1-99,7% metan. Apele asociate sînt slab mineralizate (maximum 6 g/l), ceea ce provoacă dificultăți la interpretarea diagramei geofizice de sondă. Aceste ape se încadrează la tipul CaCl_2 . Treapta geotermică este de ordinul a 44 m/°C.

Dificultatea majoră întîmpinată în procesul de exploatare o constituie migrarea nisipului din formație, însoțită de viituri de apă din strat.

Zona din jurul orașului Craiova, la nivelul Pontianului, se prezintă sub forma a cinci boltiri: *Sîmnic*, *Urechești*, *Cîrcea*, *Malu Mare* și *Ghercești*. Dintre acestea, structura Malu Mare nu este productivă, iar boltirile Urechești și Cîrcea au o importanță mai redusă. Amplitudinea structurilor ajunge pînă la 100 m. Regiunea este afectată de falii, mai numeroase în partea ei nordică. Aceste falii nu sînt etanșe pentru rezervorul din Pontian.

Complexul nisipos pontian se întîlnește la adîncimi de 230-350 m și este constituit din nisipuri, cu rare și subțiri intercalații de gresii și marne. Grosimea efectivă a nisipurilor variază între 2 și 30 m. Porozitatea medie este de cca 34%, permeabilitatea de cca 230 mD, iar saturația în apă interstițială, rezultată din corelarea cu permeabilitatea medie, este de cca 25%.

Gazele sînt sărace, conținînd 97,85% metan, 0,04% etan, 0,01% propan, iar restul reprezentînd bioxid de carbon și azot.

Faliile nefiind etanșe, între toate cele patru domuri productive există comunicare, cîmpul gazeifer comportîndu-se ca un tot hidrodynamic.

În ceea ce privește Dacianul, așa cum s-a mai arătat, el a avut cantități neînsemnate de gaze, cu presiuni mici, în trei sonde de la Moara Vlăsiei. Urme de gaze au mai fost semnalate în Dacian și pe promontoriul Bordei Verde, între aliniamentul Oprișenești-Plopu și linia structurală Balta Albă-Ghergheasa-Roșioru.

În realitate, datorită dificultăților în interpretarea diagramei geofizice a găurilor de sondă în condițiile mediilor nemineralizate ori slab mineralizate, Dacianul n-a fost cercetat sistematic, deși există perspectiva descoperirii unor acumulări reduse și locale, în jumătatea estică și pe marginea nordică a platformei moesice. Șansele limitate sînt determinate de caracterul lenticular al orizonturilor pelitice și deci, de lipsa unor ecrane protectoare pe suprafețe apreciabile.

VIII. DEPRESIUNEA TRANSILVANIEI

Depresiunea Transilvaniei reprezintă o depresiune internă, încadrată de cele trei mari ramuri ale Carpaților Românești — Carpații Orientali, Carpații Meridionali și Munții Apuseni și care, în forma ei actuală s-a schițat în urma mișcărilor stirice.



Descoperirea, în anul 1909, a unor zăcăminte industriale de gaze a determinat intensificarea cercetării depresiunii Transilvaniei, printr-un complex de lucrări, constând din cartări geologice, prospecțiuni geofizice și foraje, care au reușit să acopere, practic, întreaga suprafață a acestei unități.

Cartările geologice s-au efectuat pe toată suprafața depresiunii, din care 95% din observații au avut caracter de detaliu, ceea ce a permis realizarea de hărți geologice la scara 1 : 25000.

Prospecțiunile gravimetrice au acoperit întregul teritoriu al depresiunii Transilvaniei. Din acesta, o suprafață de cca 25000 kmp a fost cercetată cu 1 stație pe kmp, 8800 kmp (zona centrală), cu o densitate de 2 stații pe kmp, iar cca 4000 kmp cu o densitate de 4-40 stații pe kmp.

Harta gravimetrică Bouguer, realizată pe baza acestor măsurători arată că, în ansamblul ei, depresiunea Transilvaniei se manifestă ca o zonă de minim față de cele trei ramuri ale Carpaților. Pe fondul minimului gravimetric se desprind câteva anomalii regionale, iar în cadrul acestora, se conturează anomalii locale, de ordinul II și III, orientate în mod diferit. Din hărțile derivate la II-a se constată că majoritatea domurilor gazeifere corespund, cu aproximație, unor anomalii gravimetrice negative. Potrivit opiniei prof. I. G a v ă t , efectul de minim gravimetric al domurilor gazeifere se datorește diferenței de densitate provocată de prezența hidrocarburilor în cupola structurilor pozitive în contrast cu apa de sinclinal.

În ultimii ani s-au executat, de asemenea, în mod experimental, măsurători gravimetrice de mare detaliu pentru determinarea conturului zonelor gazeifere pe mai multe structuri productive sau în curs de cercetare.

Prospecțiuni magnetometrice s-au executat, pe o suprafață de cca 8800 kmp cu densitatea de 1 stație la 5 kmp și pe 3000 kmp, cu o desime de 1 stație pe kmp. Rezultatele acestor măsurători au fost utilizate la realizarea unor hărți de izoanomalie ΔZ . Potrivit hărții aeromagnetice a țării, întocmită în anul 1968 la scara 1 : 500000, depresiunea Transilvaniei apare ca o anomalie de maxim, pusă pe seama „unei scoarțe intrusivă de mari dimensiuni” (C i u p a g e a et al., 1970).

Prospecțiuni electrometrice s-au efectuat în partea centrală și de S a depresiunii, prin metodele sondajelor electrice verticale (S.E.V.) a sondajelor electrice dipol (S.E.V.) și a curenților telurici. Prin astfel de lucrări s-a urmărit identificarea unui orizont rezistiv la nivelul sării, obținându-se numeroase anomalii pozitive și negative. Multe dintre anomaliile pozitive corespund structurilor domale, dar sînt și cazuri cînd acestea din urmă se caracterizează prin anomalii negative. Dat fiind situația arătată s-a ivit necesitatea verificării prin lucrări seismice și cu foraje a anomaliilor electrice locale, pentru a stabili semnificația lor structurală. Oricum, prospecțiunea electrică s-a dovedit eficientă în depresiunea Transilvaniei, ea contribuind la descoperirea mai multor structuri gazeifere importante.

În mod experimental și cu rezultate neconcludente, s-au întreprins cercetări radiometrice, în câteva puncte din Transilvania.

Prospecțiunile seismice cu caracter regional, de semidetaliu ori detaliu, au acoperit mai bine de 20000 kmp cu o densitate care, în zonele de prim interes, ajunge la 1,5 kmp. În realizarea lucrărilor, ponderea a avut-o



metoda corelării continue a undelor reflectate, iar acolo unde au lipsit repere seismice ori terenul greu accesibil n-a permis înregistrări pe profile, s-au efectuat seismo-sondaje. De asemenea, în vederea cunoașterii structurii fundamentului, în perioada 1963-1966 s-au executat cca 10000 kmp profil seismic de refracție cu caracter regional. Prospectiunile seismice s-au dovedit a fi metoda de bază în cercetarea structurii sedimentarului bazinului, mai ales după anul 1963, când eficiența acestora a crescut ca urmare a utilizării aparatului cu înregistrare magnetică.

Cercetarea depresiunii Transilvaniei a fost completată cu foraje geologice, efectuându-se pînă în prezent cca 1100 sonde de referință, structurale și explorare, care totalizează cca 2 200 000 m. Dintre acestea, peste 60 au traversat sarea tortoniană, investigînd formațiuni mai vechi. Adîncimea maximă realizată este de 4533 m, la Filitelnic și de 4505 m la Band, puncte situate în zona centrală a bazinului.

1. PARTICULARITĂȚILE STRATIGRAFICE ȘI LITOGRAFICE ALE CUVERTURII SEDIMENTARE

Depresiunea Transilvaniei s-a dezvoltat pe un soclu, alcătuit din șisturi cristaline cu ofiolite și acoperit, local, de depozite permo-triasice, jurasice, cretacic-inferioare și superioare, paleogene și miocen-inferioare. Peste toată această succesiune, care constituie fundamentul, se dispun depozitele depresiunii propriu-zise, a căror vîrstă începe cu Tortonianul și se termină cu Pliocenul. În zonele de maximă afundare a bazinului Transilvaniei, sedimentarul poate depăși 6000 m grosime, din care mai bine de 3800 m revin depozitelor de vîrstă post-helvețiană.

Aproape întreaga succesiune de sedimente aparținînd fundamentului și depresiunii propriu-zise apare la zi pe marginile acesteia și este cunoscută din numeroasele studii și rapoarte rămase nepublicate, precum și dintr-o serie de lucrări publicate, inclusiv sintezele realizate, de V a n c e a (1960), G r i g o r a ș (1961), C i u p a g e a et al. (1970) etc.

Fundamentul cristalin descrie o serie de zone ridicate și zone deprimare care se succed de la NW la SE. El este constituit din șisturi sericito-cloritoase, cuarțite, micașisturi și, mai rar, intercalații de calcare metamorfizate. În zona de la Pogăceaua, gradul de metamorfism crește, fundamentul fiind alcătuit din paragnaise cu muscovit și biotit, micașisturi cuarțitice, amfibolite, calcare cristaline (C i u p a g e a et al., 1970).

Peste cristalin se aștern, discordant și discontinuu, depozite permo-triasice, jurasice și cretacic-inferioare, care pot cumula maximum 3000 m. Cele mai vechi sedimente aparțin Permianului, întîlnit pe marginea de E, la Ibănești, unde sînt reprezentate prin conglomerate cu elemente de șisturi cristaline și din șisturi cuarțitice, sericitoase, cloritoase, de tip Verrucano. Vîrsta acestora a fost atribuită Permianului inferior prin comparație cu conglomeratele din Munții Apuseni.

Triasicul a fost identificat numai în cîteva sonde. În SE depresiunii, la Mercheașa-Jibert, el este alcătuit dintr-o alternanță de marne roșii, argile cenușii și verzui cu diabaze și din gabbrouri, cu intercalații de jaspuri,



calcare și șisturi argiloase (la partea inferioară). La Agnita-Ghijasa, unde fundamentul este mai ridicat, Triasicul începe cu conglomeratele roșcate, urmate de marnocalcare, calcare și dolomite ce se pot paraleliza cu Triasicul domeniului de Codru (C i u p a g e a et al., 1970).

Jurasicul, întilnit cu forajul de la Band, este reprezentat, se pare, nu mai prin Dogger și Malm și constă din calcare gălbui, compacte, asemănătoare celor care aflătoarează la W de Turda.

Cretacicul inferior, cunoscut în unitățile structurale din jur, a fost identificat și în depresiunea Transilvaniei la Grinari, Band, Șalcău și Alămor. La Grinari, în sudul depresiunii, s-a întilnit o succesiune de marne cenușii și negricioase, argile brune-roșcate cu intercalații de gresii și conglomerate ce conține microfaună specifică Barremian-Apțianului. Peste această serie urmează calcare cenușii cu rare intercalații de marne negricioase și marne grezoase, probabil albiene. În forajul de la Band, Barremian-Apțianul continuă seria calcaroasă a Jurasicului. Calcările cretaceice au putut fi separate datorită conținutului lor microfaunistic (orbitoline). La Șalcău, pe flancul nordic al ridicării Cenade-Agnita, a fost identificat Apțianul, constituit, de asemenea, din calcare cu orbitoline. În ceea ce privește zona Alămor, una dintre sondele săpate aici a deschis, sub Cretacicul superior, depozite albiene, pe o grosime de cca 450 m, alcătuite din gresii cenușii, conglomerate cu elemente de șisturi cristaline și marne compacte negricioase.

Cretacicul superior (Senonian și, local, Cenomanian) apare la zi pe marginea cadrului muntos, la SW de Cluj, la S de Sebeș și la SE de Făgăraș, unde este alcătuit din marne, gresii și conglomerate (Senonianul este dezvoltat în faciesul de Gosau). În interiorul depresiunii, Cretacicul superior care poate cumula o grosime de cca 100 m, a fost întilnit la Bunești-Gherla, Puini, Mociu, Filitelnic, Alămor etc. și este dezvoltat în facies de fliș, mai puțin zona Alămor unde îmbracă tot facies de Gosau.

Paleogenul se dispune transgresiv peste Cretacicul superior sau chiar peste fundamentul cristalin. El este bine dezvoltat și aflătoarează pe marginile de N, W și S ale depresiunii, remarcându-se prin mari variații de facies. În centrul acestuia, însă, după datele de foraj, Paleogenul lipsește sau este incomplet dezvoltat. Depozitele respective s-au atribuit Paleocenului, Eocenului și Oligocenului. Paleocenul n-a putut fi urmărit decât pe zone limitate și, din lipsă de elemente paleontologice, el a fost inclus de majoritatea cercetătorilor la Eocen și tratat împreună cu Ypresianul.

Eocenul însumează pînă la 2000 m grosime. Pe marginea de N și NW a bazinului, care a constituit obiectul unor repetate și importante cercetări, Eocen-Paleocenul apare format din două serii marine, în alternanță cu tot atîtea serii continentale (vărgate).

Seria argilelor vărgate, inferioară (R ă i l e a n u, S a u l e a, 1956), întilnită în partea de NW a bazinului, are caractere variate. În bază se întilnesc soluri lateritice de maximum 8 m grosime, formate pe seama rocilor eruptive (andezite și dacite). Acestea sînt acoperite de argile roșii cu pietrișuri. În regiunea Jibou, seria continentală inferioară a fost divizată în trei orizonturi: orizontul roșu inferior, de cca 1000 m grosime; orizontul calcarelor de apă dulce (sau calcarul de Rona) de 400 m; ori-



zontul vărgat, de aproximativ 400 m. În regiunea Cluj, seria argilelor vărgate inferioară mai păstrează o grosime de numai 150 m, datorită dispariției orizontului calcaros și, probabil, al celui inferior. Vîrsta seriei continentale inferioare a constituit obiect de discuții, ea fiind atribuită cînd Danianului, cînd Eocenului, iar în ultimul timp, Danianului-Lutețianului inferior (G r i g o r a ș, 1961), sau numai Ypresian-Lutețianului superior în regiunea Cluj.

Seria marină inferioară (R ă i l e a n u, S a u l e a, 1956) cuprinde, în regiunile Jibou și Cluj, următoarele orizonturi: orizontul gipsurilor inferioare și al marnocalcarelor cu *Anomya*, gros de 30-70 m; bancul de calcare cu *Numulites perforatus* (1-3 m); orizontul argilelor cenușii, de 30-100 m; orizontul calcarului grosier inferior (6-12 m), care trece lateral în gresii.

Seria argilelor vărgate superioare, cumulînd cca 60 m grosime, este alcătuită din argile roșii, vinete sau verzui și nisipuri subțiri.

Seria marină superioară, groasă de aproximativ 100 m, se compune din următorii termeni: stratele de Cluj, reprezentate prin calcare cu intercalații lenticulare de gips, la partea inferioară; marnele cu *Numulites fabiani* (10 m); marnele cu briozoare (30-50 m). În regiunea Jibou și mai la N, seria marină superioară devine predominant calcaroasă, incluzînd și calcare de origine recifală.

În interiorul depresiunii, Eocenul a fost întîlnit în jumătatea nordică a acesteia, la Pogăceaua, Miheș, Lujerdiu, Brădești, Dirja și Vima. Aici, el este alcătuit, începînd din bază, din marne vărgate cu conglomerate poligene, marne cenușii, argile roșcate cu intercalații de gresii și calcare, însumînd 300-750 m grosime (C i u p a g e a et al., 1970). În jumătatea sudică, sondele de la Aiud, Copșa Mică, Cenade, Șeica, Ruși, Șaclău, Daia Sibiului, Nucet și Mercheașa au întîlnit argile roșietice (în bază) și calcare grezoase cu numuliți și panopei, cu grosimi de 100-870 m.

Oligocenul aflorează pe rama de N și NW a depresiunii, precum și în cîteva puncte din sectoarele de SW și SE. Depozitele respective se remarcă prin variații mari de facies, mai accentuate chiar decît cele din Eocen.

În aflorimentele din regiunea Cluj au fost separate (R ă i l e a n u, S a u l e a, 1956), următoarele unități litostratigrafice:

a) Strate de Mera (cca 20 m), formate dintr-o alternanță de marne și argile, nisipuri, gresii calcaroase și calcare grosiere, bogat fosilifere. Mai la N, spre Jibou, stratele de Mera au fost divizate în două orizonturi: orizontul de Curtuiuș (în bază) și orizontul de Ciocmani;

b) Strate de Tic, constituite, de asemenea, dintr-o alternanță de argile roșii, cenușii sau verzui, nisipuri, gresii și cărbuni, cumulînd 200 m grosime; în regiunea Jibou, echivalentul stratelor de Tic îl constituie stratele de Ileanda Mare, caracterizate prin prezența, în interiorul lor, a unui pachet de marne gălbui, bituminoase, dispuse în plăci, care amintesc sisturile disodilice din Carpații Orientali.

c) Strate de valea Almașului (150 m), alcătuite din gresii conglomeratice (în bază), calcare lumașelice, nisipuri și argile roșii-vișinii cu intercalații de nisip. Complexele litologice ale stratelor de Almaș, așa cum au fost



separate în regiunea Cluj, nu se mai pot recunoaște la Jibou. Aici, se remarcă două orizonturi grezoase, separate de unul argilos. Mai la E, faciesul grezos invadează integral stratele de valea Almașului.

La E de regiunea Jibou, faciesul Oligocenului se apropie de cel al Miocenului, fiind alcătuit dintr-o alternanță de marne și argile marnoase cu gresii calcaroase, uneori curbicorticeale. Pe măsură ce se merge către NE, deci înspre munții Bîrgăului și cei ai Lăpușului, Oligocenul devine din ce în ce mai flișoid și, odată cu aceasta, se îngroașă.

În interiorul depresiunii Transilvaniei, sondele săpate la S de linia Turda-Deda n-au găsit Oligocenul. La N de această linie există date certe referitoare la prezența depozitelor oligocene doar într-un singur foraj, situat în apropiere de orașul Bistrița. Aici s-au întilnit formațiuni în facies de fliș, groase de cca 700 m, stînd direct peste fundamentul de șisturi cristaline. Nu se exclude posibilitatea ca aria Oligocenului să se extindă mai mult în partea de N a depresiunii, în zonele coborîte, unde sondele n-au reușit să străbată întreaga succesiune miocenă.

Acvitanianul aparține ciclului de sedimentare paleogen. El este reprezentat prin ceea ce altădată a fost separat ca „strate de Sînmihai”, incluse acum la partea superioară a stratelor de valea Almașului.

Burdigalianul marchează începutul ciclului de sedimentare miocen, mai puțin în partea de NE a Transilvaniei (Ileanda-Lăpuș), unde Miocenul inferior este în continuitate de sedimentare cu Paleogenul, îmbrăcînd același facies, predominant pelitic. Pe marginea de N a depresiunii, Burdigalianul este reprezentat prin stratele de Coruș în bază și stratele de Chechiș la partea superioară, ambele unități litostratigrafice cumulînd 200-500 m grosime. Stratele de Coruș sînt constituite din nisipuri cu intercalații slabe de argile, gresii și conglomerate. Stratele de Chechiș sînt reprezentate prin argile marnoase. Pe rama de S, în apropiere de Sibiu, Burdigalianul constînd din brecii, marne și nisipuri, se dispune direct, fie peste cristalinul munților Făgăraș, fie peste Eocenul calcaros de tip Porcești. În interior, depozitele burdigaliene, reprezentate prin conglomerate roșcate, marne și gresii cenușii au fost întilnite mai mult pe marginile depresiunii, în sondele de la Bunești-Gherla, Dirja, Lujerdiu, Sic, Puini, Mociu, Stupini, Ucea etc. Lipsa ori slaba dezvoltare a Burdigalianului în partea centrală a depresiunii Transilvaniei pare să se datoreze eroziunii pre-tortoniene. Este de reținut că microfauna depozitelor deschise de sonde indică prezența Burdigalianului inferior, în timp ce existența Burdigalianului superior n-a fost confirmată.

Helvețianul (cca 1000 m) ocupă mari suprafețe pe marginile de N și SW ale bazinului și este inclus în unitățile comprehensive ale stratelor de Hida și de Salva. Litologic, Helvețianul este constituit din marno-argile cu intercalații de nisipuri, gresii și mai rar conglomerate și pietrișuri, de culoare cenușie-roșiatică. În regiunea Năsăud această alternanță ritmică de sedimentare constituie o serie groasă care poate atinge 4000 m, denumită stratele de Salva și care cuprinde depozite de la Oligocenul terminal pînă la Tortonian. În interiorul depresiunii, Helvețianul a fost recunoscut în numeroase sonde și constă dintr-un complex marno-argilos cu intercalații de nisipuri, gresii și pietrișuri de culoare cenușie-roșiatică, conținînd micro-

faună similară celei din stratele de Hida. În partea centrală a bazinului Transilvaniei, Helvețianul, întocmai ca și Burdigalianul, se întâlnește sporadic, fapt care se datorește denudației pre-tortoniene.

Cuvertura sedimentară aparținând depresiunii propriu-zise poate fi separată în două cicluri de sedimentare : tortonian-sarmațian și pliocen.

Tortonianul (1000-2000 m) constituie primul termen al unui nou ciclu de sedimentare, depozitele respective dispunându-se, transgresiv. Succesiunea depozitelor tortoniene este destul de asemănătoare celei din Subcarpați, constând din următoarele unități litostratigrafice : orizontul cu tufuri (în bază) dacitice (de Dej, de Perșani), a căror grosime poate atinge câteva sute de m ; uneori orizontul de tufuri începe cu conglomerate care pot fi substituite, local, cu gresii și argile marnoase cu globigerine ; orizontul cu sare (0-1800 m), cu largă dar discontinuă răspândire în bazin ; sarea se prezintă sub formă de îngrămădiri post-sedimentare, care au generat structuri domale și diapire (prin halocineză) ; orizontul șisturilor cu radiolari, gros de cca 10 m ; orizontul marnelor cu *Spirialis* (200 m).

Aceeași succesiune a fost întâlnită, atât pe margini, cât și în interiorul depresiunii. Începând din zona centrală a bazinului, în succesiunea litostratigrafică a Tortonianului se întâlnesc din ce în ce mai multe secvențe psamitice către E, datorită aportului intens de sedimente provenite din denudarea Carpaților Orientali care sufereau în acel timp mișcări de ridicare (Ciupagea et al., 1970). În partea de W a Transilvaniei, Tortonianul se dezvoltă local în faciesul calcarelor de Leitha sau în facies detritic, reprezentat prin pietrișuri și conglomerate.

Bugloviaanul cuprinde stratele ce se dezvoltă, de regulă, în continuitate de sedimentare cu Tortonianul, între tuful de Ghiriș și tuful dacitic de Borșa-Turda-Iclod. În general, el este alcătuit din marne cu intercalații de gresii, nisipuri și tufuri dacitice. Tuful de Hădăreni, împreună cu echivalentul lui, tuful de Gădălin, precum și tuful de Ghiriș, apar numai în partea de W a bazinului. În interiorul depresiunii, Bugloviaanul a fost recunoscut în toate sondele săpate, cu aceeași alcătuire litologică și cu grosimi de maximum 800 m. Pe ansamblul bazinului se observă totuși, unele diferențieri litologice, în sensul că în partea de W faciesul este, practic, exclusiv marnos. Se trece apoi, treptat, spre centru, la un facies marno-nisipos și, din nou spre E, la depuneri predominant marnoase. Zona cu ponderea cea mai mare în acumulări psamitice corespunde aliniamentului Dej-Făgăraș.

Sarmațianul (900-1700 m) ocupă cea mai mare parte din suprafața depresiunii și se găsește, aproape întotdeauna, în raporturi de continuitate cu Bugloviaanul, de care se separă în zona centrală și în cea vestică a bazinului, prin tuful de Ghiriș. Sarmațianul este reprezentat printr-o alternanță de marne și nisipuri cu intercalații de gresii, tufuri și calcare. Calcarele se întâlnesc în partea superioară a Sarmațianului, în preajma limitei cu Pliocenul. Și nisipurile sînt mai frecvente la partea superioară a Sarmațianului, unde formează bancuri de 10-60 m. Secțiunea bazală a Sarmațianului este predominant marnoasă. În zonele marginale ale depresiunii, în Sarmațian se intercalează nivele de conglomerate



sau gresii conglomeratice concreționare. De asemenea, în profilul stratigrafic al Sarmațianului se constată prezența unor tufuri vulcanice (tuf de Sărmășel, de Șincai, de Rîciu, de Zăul, de Urca etc.) cu dezvoltări mai mult sau mai puțin regionale. Grosimea depozitelor crește de la exterior către interiorul ei, cele mai mari valori înregistrându-se între Tîrnave. Limita superioară a Sarmațianului se situează la nivelul zonei cu *Elphidium craespinae*.

Prospecțiunile seismice și forajele de cercetare efectuate în ultimii ani au arătat mai multe dizarmonii în seria de sedimente aparținând Miocenului mediu și superior. Pînă în prezent nu se dispune de elemente paleontologice suficiente pentru a stabili cu certitudine nivelele stratigrafice la care se produc dizarmoniile respective, problema fiind în studiu. Pe unele domuri din estul Transilvaniei se pare că aceste dizarmonii marchează limitele dintre Pliocen și Sarmațian, Sarmațian și Buglovian și Buglovian-Tortonian.

Pliocenul (150-800 m), dispus discordant peste diferiți termeni stratigrafici, este alcătuit din marne, nisipuri, gresii, mai rar calcare dolomitice și calcare albe. Pe alocuri sînt prezente intercalații de conglomerate. În general, se constată că în baza Pliocenului predomină marnele, între care se include și tuful de Bazna, iar la partea superioară, nisipurile. Se constată importante variații litologice și pe orizontală, în sensul că în partea de W a depresiunii Pliocenul îmbracă, în general, un facies marnos, care trece apoi, la o alternanță de marne cu nisipuri în zona centrală, îmbogățindu-se tot mai mult în nisipuri pe rama de E. Potrivit studiilor întreprinse în ultima vreme (C i u p a g e a et al., 1970) se pare că depozitele pliocene din depresiunea Transilvaniei aparțin Pontianului și, pe alocuri, Meoțianului superior. Între sfîrșitul Bessarabianului și Meoțianului superior, teritoriul depresiunii Transilvaniei pare să fi fost exondat.

Cuaternarul este reprezentat prin depozite, predominant, fluviale.

2. CARACTERIZAREA GENERALĂ A STRUCTURII

Așa cum s-a mai arătat, depresiunea Transilvaniei s-a schițat, în forma ei actuală, în urma mișcărilor stîrice (sfîrșitul Helvețianului) prin scufundarea unui teritoriu format din șisturi cristaline și din depozite sedimentare aparținînd Permianului, Triasicului, Jurasicului, Cretacicului, Paleogenului și Miocenului inferior. Formațiunile aparținînd fundamentului depresiunii au fost afectate de mișcări tangențiale și oscilatorii din ce în ce mai numeroase, în raport cu vîrsta acestora. În urma repetatelor faze diastrofice, din care cele mai importante par să fi fost mișcările hercinee, fazele austriacă, laramică și stirică, a rezultat o structură complexă și neuniformă pe verticală.

Potrivit unei sinteze relativ recente (C i u p a g e a et al., 1970) în fundamentul depresiunii Transilvaniei se disting trei zone majore de ridicare: zona vest Sic, zona Blaj, Pogăceaua și zona Ilimbav-Bentid-Gurghiu. Aceste mari ridicări sînt separate de zone coborîte (fig. 90), definite drept zonele depresionare Teiuș-Beclean, Alămor-Deleni-Reghin



și Ucea-Odorhei-Deda. Dacă pe zonele ridicate sedimentarul nu depășește, uneori, grosimea de 200 m, în zonele de afundare acestea ajung pînă la 6000-7000 m.

Potrivit aceleiași sinteze (Ciupagea et al., 1970) elementele structurale corespunzătoare fundamentului metamorfozat din depresi-

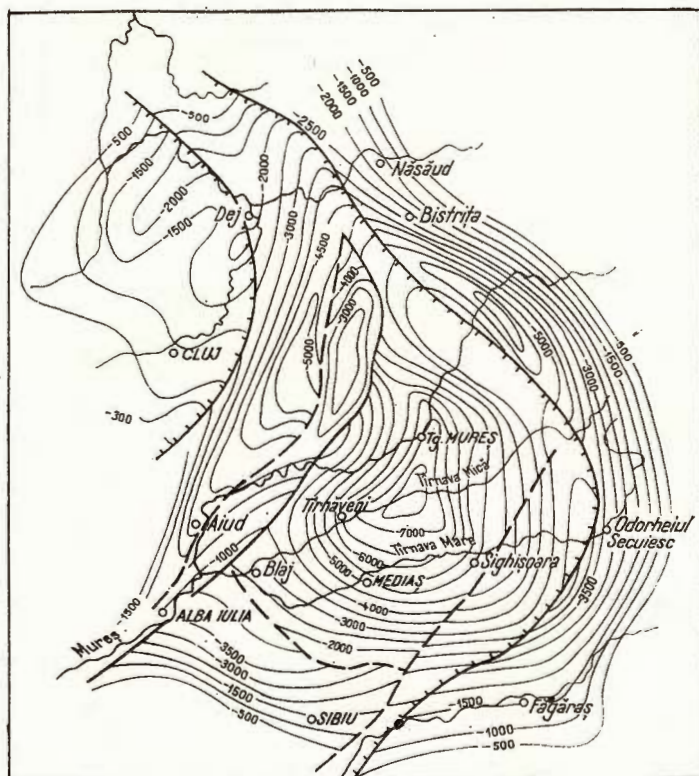


Fig. 90. — Harta structurală a depresiunii Transilvaniei, la intrarea în fundamentul cristalin (după Tr. Ichim).

Structural map of the Transylvanian depression at the surface of the crystalline basement (according to Tr. Ichim).

unea Transilvaniei sînt reprezentate prin pinze de șariaj similare celor dovedite în Carpații Orientali și în Munții Apuseni. Concepția tectonică menționată, care nu este însă și singura, necesită verificări în continuare. Ceea ce poate fi considerat ca cert este existența acestor mari zone de ridicare și de coborîre care, la rîndul lor, sînt formate din numeroase și complicate elemente plicative, afectate de falii cu semnificație și importanță diferită.

Se impune să fie, de asemenea, reținut faptul că în aranjamentul structural al formațiunilor pre-tortoniene se identifică numeroase ele-



mente comune Carpaților Orientali, Carpaților Meridionali și Munților Apuseni, în parte cunoscute la zi și care se prelungesc pe sub cuvertura depresiunii.

Din complicata și insuficient descifrata structură a depozitelor pre-tortoniene se poate desprinde, totuși, că Paleogenul și Miocenul inferior formează cute normale, largi, unele cu extindere regională, afectate de falii. Caracteristic acestor formațiuni care alcătuiesc un subetaj structural aparte, sînt zonele largi de efilare a stratelor care se constată pe flancurile ridicărilor fundamentului de șisturi cristaline și de depozite mezozoice, și în primul rînd pe flancurile de NW și de SE ale ridicării Pogăceaua. Înclinările stratelor determinate în sonde variază în limite foarte mari, respectiv de la 1° la 85°.

Cuvertura sedimentară a depresiunii corespunzînd Tortonianului, Buglovianului, Sarmațianului și Pliocenului se repartizează la trei zone, cu dispunere concentrică (pl. VI).

a) Zona monoclinală externă, evidentă pe marginile de N, W și S, unde stratele înclină ușor către interiorul bazinului; în ceea ce privește marginea de E, aceasta nu este încă bine cunoscută, deși în ultimii ani, aici, s-au pus în evidență cîteva domuri gazeifere;

b) Zona cutelor diapire, situată mai spre interior, intens cutată și jalonată de aparițiile de sare pe liniile Dej-Beclean-Ideciul-Sovata-Praid-Corund-Lueta-Mercheașa-Ocna Sibiului-Ocna Mureșului; de fapt zona cutelor diapire încadrază depresiunea numai în partea ei de E și W. Manifestările și aparițiile orizonturilor cu sare și ale tufului de Dej, la N, în valea Someșului și la S, în valea Oltului, reprezintă aflorimente normale ale stratelor care se ridică continuu pe bordură; masivele de sare cu caracter diapir afectează, uneori, și Pliocenul, ceea ce demonstrează vîrsta recentă a mișcărilor sării;

c) Zona de domuri și brahianticlinale, situată în partea centrală a bazinului. Elementele structurale de aici se înscriu pe suprafețe mari, în cadrul cărora stratele prezintă înclinări de 1°-15°. Sinclinalele, de forme și dimensiuni variabile, înconjoară din toate părțile structurile pozitive. Cu foarte mici excepții, anticlinalele și sinclinalele zonei centrale nu sînt afectate de falii. Orientarea structurilor este destul de diferită, cu greu putîndu-se separa o zonă la N de Mureș cu direcții preferențiale NW-SE, alta între Mureș și Hirtibaci cu orientări E-W și o a treia între Hirtibaci și Olt, cu structuri N-S (fig. 91).

Între structura depozitelor post-helvețiene și a celor pre-tortoniene există o neconcordanță aproape totală, ceea ce constituie un argument în sprijinul ideii că în aranjamentul stratelor aparținînd ultimului etaj structural un rol hotărîtor l-a avut mișcarea sării care, datorită plasticității ei deosebite s-a deplasat și s-a aglomerat, favorizînd diapirismul sub toate formele. Concordanța structurală dintre suprafața sării și depozitele din acoperiș constituie o dovadă în plus a relațiilor de cauzalitate dintre ele. Efectul tectonic al sării descrește progresiv din Tortonian pînă în Pliocen, ceea ce sugerează că deplasarea sării și procesul de formare a cutelor au avut un caracter de durată, de continuitate, cu unele intensificări în fazele diastrofice. Durata formării structurilor trebuie corelată



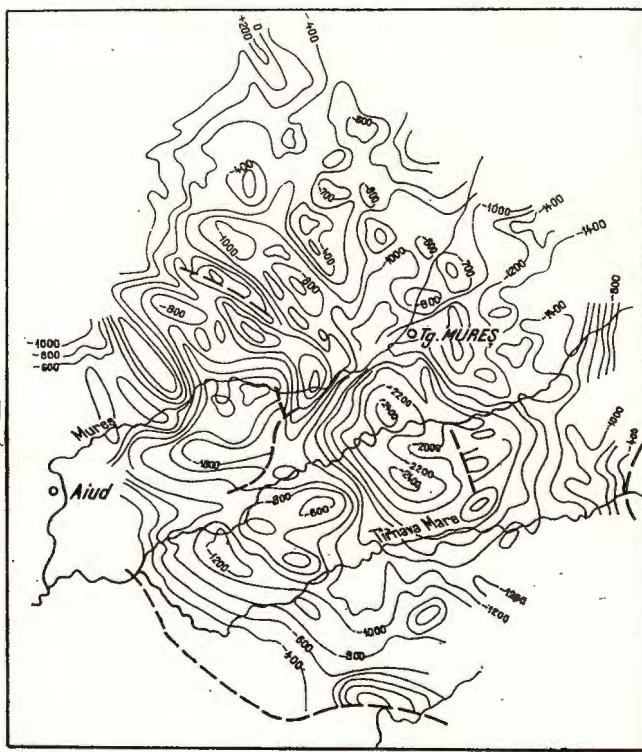


Fig. 91. — Harta structurală a depresiunii Transilvănienii, la un reper din Buglovia (după Tr. Ichi m).
Structural map of the Transylvanian depression at a Buglovia guide mark (according to Tr. Ichi m).

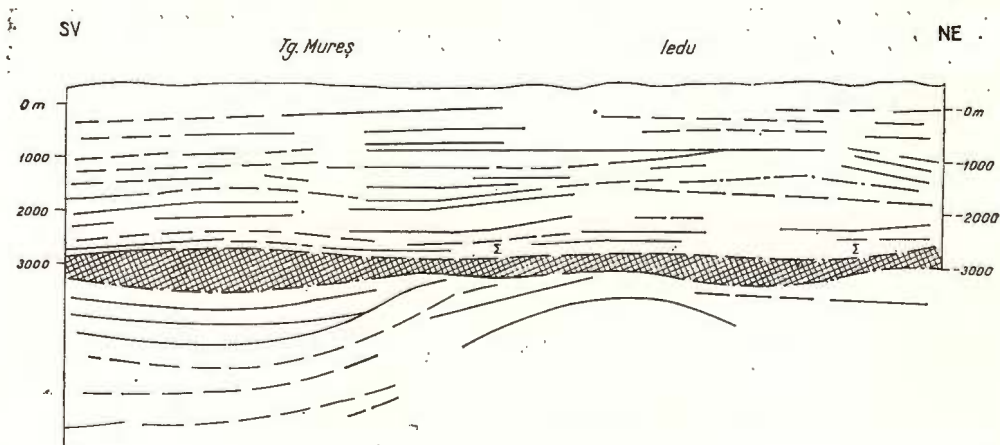


Fig. 92. — Profil seismic în depresiunea Transilvănienii, la S de Tg. Mureș.
Seismic profile in the Transylvanian depression S of Tg. Mureș.



cu continuitatea procesului de acumulare a depozitelor din cuvertură, sub greutatea și presiunea cărora sarea s-a deplasat aproape în permanență.

Sarea din depresiunea Transilvaniei descrie o gamă întreagă de cute diapire. În centrul bazinului predomină structurile embrionare, crip-

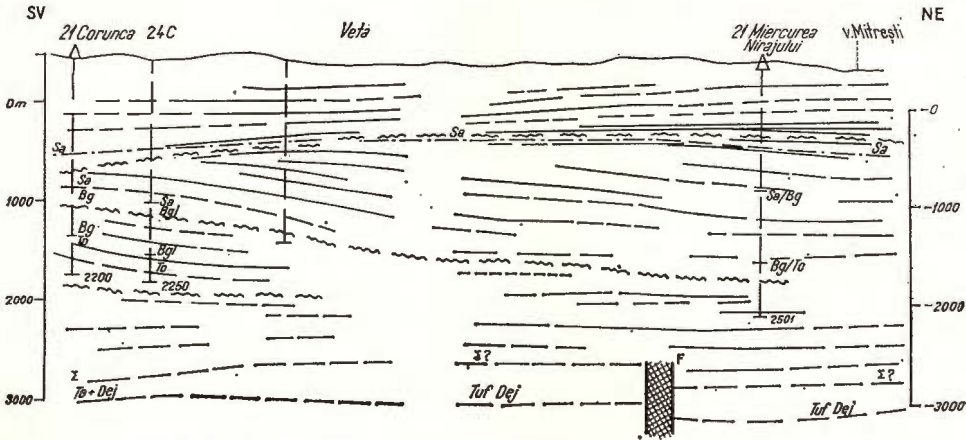


Fig. 93. — Profil seismic în depresiunea Transilvaniei, la SE de Tg. Mureș, indicând dizarmonii intraformaționale.

Seismic profile in the Transylvanian depression SE of Tg. Mureș indicating the intraformational unconformities.

todiapire, în timp ce înspre bordură se întâlnesc cute cu simburii de străpungere la zi. Acest fapt, la care se adaugă grosimea, în general mai redusă a halitelor în centrul cuvelei, sugerează o deplasare a sării, în masă, dinspre zona cea mai adâncă (centrală) către margini. Diapirismul pronunțat pe marginile de E și de W ale depresiunii trebuie pus în legătură cu sistemul de accidente tectonice mai vechi, care încadrează această mare unitate structurală, și care a fost reactivat în diversele faze diastrofice. Accidentele respective au servit ca ecrane, de-a lungul cărora apoi sarea a putut străpunge mai ușor cuvertura sedimentară. Dar, așa cum o dovedesc datele de geotermie, zona acestor falii de profunzime se caracterizează prin manifestări mofetice și printr-un flux termic mult mai pronunțat decât centrul bazinului. În astfel de condiții, gradientul geotermic mărit de aici a determinat, probabil, o plasticitate sporită a sării și deci un diapirism „exagerat”.

În cadrul subetajului structural superior au fost sesizate dizarmonii structurale pe aproape toată suprafața depresiunii, dar mai ales în partea de E a acesteia (fig. 93). Dizarmoniile respective fac ca apexul structurilor să nu se suprapună pe verticală, determinând o migrație a lui (ex. Filitelnic, Corunca, Nadeș etc.). După unii autori (Ciupagea et al., 1970), dizarmoniile se datoresc mai multor cauze și anume: reliefului accidentat al fundamentului cristalino-mezozoic; discordanțelor formațiunilor care



umplu depresiunea (Senonian-Pliocen); grosimii variabile a stratului de sare și diferențierii diapirismului acesteia; schimbării de facies; slabei înclinări a stratelor etc.

Dat fiind faptul că aproape toți geologii care au studiat depresiunea Transilvaniei sînt de acord că domurile reprezintă efectul mișcărilor sării, se consideră că principala cauză a dizarmoniilor o constituie diferențierile în intensitatea deplasării și acumulării sării, corelate cu fazele diastrofice.

3. EVOLUȚIA GEOLOGICĂ A DEPRESIUNII TRANSILVANIEI

Din îndelungata evoluție premergătoare formării depresiunii Transilvaniei, mai bine cunoscută și mai interesantă sub aspectul perspectivei de hidrocarburi, este perioada corespunzătoare Paleogenului și Mioценului inferior.

La sfîrșitul Cretacicului o parte din teritoriul corespunzător actualei depresiuni a Transilvaniei s-a scufundat. Au rămas neacoperite de ape o serie de insule și creste ce se identifică, pînă la un anumit punct, cu cele trei ridicări ale fundamentului și anume: vest Sic, Pogăceaua și Ilimbav-Odorhei-Gurghiu. Marea instalată în bazinul Transilvaniei comunica pe la N și NW cu apele paleogene din depresiunea pannonică și cu cele din depresiunea Maramureșului.

În Eocen sedimentarea pare să fi avut loc pe aceleași arii ca și în Cretacic. Mișcările oscilatorii care au afectat în mod ritmic fundul bazinului, cel puțin în partea de N, au determinat avansarea și retragerea apelor mării în cîteva etape, fapt reflectat de existența a două serii de depozite marine, separate de tot atîtea serii continentale.

La sfîrșitul Eocenului teritoriul Transilvaniei se înalță devenind uscat, cu excepția părții de N și a două sectoare restrinse în SE și SW, unde sedimentarea continuă, rezultînd depozite oligocene destul de variate ca facies, de la cel epicontinental în NW, la formațiuni flișoide în NE.

Faza savică se face simțită prin exondarea întregului teritoriu, mai puțin zona de NE, vecină munților Bîrgăului. Acolo se constată continuitate de sedimentare din Oligocen pînă în Tortonian, cînd s-a depus seria flișoidă de Salva. În Miocenul inferior se pare că sedimentarea marină și, pe alocuri subcontinentală, se reia pe o bună parte a teritoriului Transilvaniei. Numeroasele secvențe psamitice și pefitice aparținînd stratelor de Coruș, Chechiș și Hida sugerează, pe de o parte, mișcări negative, subsidente, în unele sectoare ale Transilvaniei, iar pe de altă parte, înălțarea regiunilor învecinate.

În faza stirică nouă se produce din nou înălțarea în masă a teritoriului, mai accentuată în partea centrală a depresiunii. Tot acum se produce reactivarea accidentelor tectonice marginale, reactivare însoțită de coborîrea fundului bazinului, de invazia mării tortoniene și de puternice manifestări efuzive. Ca urmare, se depune tuful de Dej care acoperă aproape întreaga suprafață a depresiunii. În continuare, bazinul Transilvaniei se transformă într-un imens domeniu lagunar, ceea ce a dus la acumularea unor importante depozite salifere. Se pare că, inițial, sarea



n-a acoperit bazinul ca o cuvertură continuă, ci s-a acumulat sub formă de lentile mari, cu grosimi variabile.

Pe măsura continuării și intensificării mișcării de subsidență, sub presiunea sedimentelor tortoniene, buglovian-sarmațiene și pliocene care se acumulau, sarea, datorită plasticității ei, a început să se deplaseze și

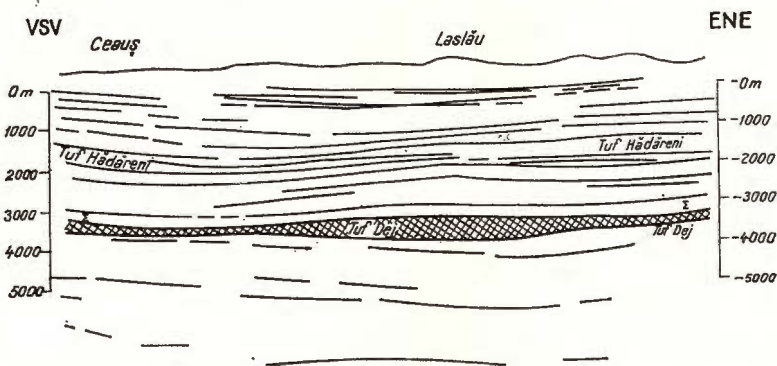


Fig. 94. — Profil seismic în partea centrală a depresiunii Transilvanei, indicând dizarmonii intraformaționale.

Seismic profile in the central part of the Transylvanian depression indicating intraformational unconformities.

să se acumuleze sub formă de „perne de sare” (salt pillows), iar pe margini sub formă de pereți sau „stâlpi de sare” (salt walls or salt stocks), influențând aranjamentul stratelor din acoperiș. Formarea structurilor halocinetice, care, în majoritatea lor, nu au un echivalent în formațiunile pre-tortoniene, a constituit un proces de lungă durată, corelat cu procesul de sedimentare din bazin, dovadă că efectul tectonic al sării se stinge treptat din Tortonian către Pliocen. Este posibil însă, ca deplasarea și îngrămădirea sării, asociată cu deformarea stratelor de deasupra, să fi înregistrat intensități mai mari în timpul principalelor faze diastrofice. În ceea ce privește poziția și orientarea îngrămădirilor de sare s-ar putea ca ele să fi fost determinate de relieful preexistent și de o serie de accidente tectonice mai vechi, reactivate și transmise cuverturii sedimentare post-helvețiene, odată cu un flux termic mai pronunțat, așa cum o sugerează apele termale din pre-Tortonianul de la Filitelnic și Bratei. Probabil că în timpul îngrămădirii ei, sub influența mișcărilor de ansamblu a bazinului, a tasărilor, a variațiilor litologice și a eventualelor lacune intraformaționale locale, apexul masivelor de sare îngropate s-a modificat, determinând dizarmonii la nivelul formațiunilor buglovian-sarmațiene (fig. 94).

În tot timpul Buglovianului și Sarmațianului, domurile în curs de formare au păstrat o poziție în general mai ridicată decât zonele învecinate și au funcționat ca „centre de chemare” pentru hidrocarburile ce se formau în sinclinalele adiacente.



Procesul de subsidență a bazinului Transilvaniei a durat cu intermitență pînă în Pliocen, concomitent cu înălțarea Carpaților. Aceste mișcări compensatorii au întreținut active fracturile adînci care mărginesc depresiunea. De-a lungul lor s-au produs erupții vulcanice în mai multe etape, reflectate în numărul mare de tufuri intercalate în sedimentarul post-helvețian. Se pare însă, că dintre toate regiunile vecine, Carpații Orientali au suferit mișcările pozitive cele mai pronunțate, în felul acesta ei furnizînd cea mai mare parte a materialului detritic care s-a depus în bazin. În sprijinul acestei afirmații se poate cita variația litologică, pe ansamblul bazinului, la nivelul formațiunilor Tortonianului și chiar ale Buglovian-Sarmațianului, termeni care devin tot mai grezoși și chiar microconglomeratici de la W către E. Anumite serii grezoase întîlnite pe marginea estică a bazinului se pot urmări pînă la W de centrul cuvetei, unde trec treptat în pelite.

În Pliocen, probabil la sfîrșitul Ponțianului (C i u p a g e a et al., 1970), teritoriul depresiunii Transilvaniei s-a înălțat pe întreaga suprafață, devenind uscat.

4. CONDIȚII DE GENEZĂ ACUMULARE ȘI CONSERVARE A [HIDROCARBURILOR

Cartările geologice și forajele de cercetare au pus în evidență, în depresiunea Transilvaniei o succesiune stratigrafică ce poate atinge grosimi de 6000-7000 m, constînd dintr-o alternanță de argile, marne, gresii, nisipuri, mai puțin calcare și conglomerate. O bună parte din această alternanță de strate oferă condiții favorabile genezei, acumulării și conservării hidrocarburilor. O altă parte, însă, ca de exemplu sedimentarul pre-senonian, care ține de fundamentul depresiunii, oferă prea puține perspective, deoarece, el a fost exondat și erodat o perioadă îndelungată de timp și, în plus, pare să prezinte o tectonică foarte complicată.

În ceea ce privește rocile-rezervor, acestea sînt prezentate în toate formațiunile terțiare, începînd cu Eocenul și terminînd cu Pliocenul. În mod special, trebuie subliniate microconglomeratele, gresiile și calcarele eocene, care în numeroase sonde au debitat apă sărată, dovedind în felul acesta capacitatea lor de înmagazinare și cedare. Oligocenul ar putea fi luat în considerare datorită gresiilor și nisipurilor ce le includ stratele de Tic, stratele de valea Almașului, iar mai spre E, secvențe psamitice din stratele de Salva. Burdigalianul și Helvețianul au o importantă extindere în cadrul depresiunii și includ numeroase orizonturi sau intercalații de nisipuri, gresii și microconglomerate. Capacitatea lor de rezervor a fost verificată prin probe de producție (cu ape sărate), în mai multe sonde. Cele mai importante roci cu proprietăți de rezervor se cunosc în Miocenul superior, unde gresiile și nisipurile tortoniene, bugloviene și sarmațiene prezintă porozități medii de 20% și permeabilități de 0,1-1000 mD, producînd gaze pe numeroase structuri. Proprietățile fizice ale acestor rezervoare se deteriorează în raport cu adîncimea, datorită compactizării rocilor. Astfel, gresiile tortoniene situate la adîncimi mai mari de 2800-3000 m oferă debite foarte slabe (pînă la 10000 mc/zi gaze) ori nu debitează, chiar



în urma unor tratamente speciale. De asemenea, frecvența, grosimea și proprietățile fizice ale rezervoarelor din Miocenul superior se reduc, pe ansamblul bazinului, de la E către W și NW, fapt care a fost, în detaliu, ilustrat într-o lucrare anterioară (V a n c e a, 1960). Rezervoare bune se întâlnesc și în Pliocen, dar acestea beneficiază numai local de condiții de protecție.

Rocile protectoare se găsesc, de asemenea, în toată seria stratigrafică a depresiunii. În această categorie pot fi încadrate argilele, marnele, marnocalcarele și gipsurile eocene, aparținând celor două serii marine. Oligocenul, prin intercalațiile de marne, argile și șisturi bituminoase (în stratele de Ileanda) întrunește condiții de protecție. În Miocenul inferior, orizonturi impermeabile sînt prezente în stratele de Chechiș și, local, în stratele de Hida, toate acestea numai în măsura în care au fost cruțate de eroziunea pre-tortoniană. Sarea și seria argiloasă din baza Tortonianului constituie o cuvertură de protecție pentru Miocenul inferior și Paleogenul din întreaga zonă centrală a depresiunii Transilvaniei. Acestora, se adaugă aproape toate orizonturile și intercalațiile pelitice care separă complexele de gresii și nisipuri din Tortonian, Buglovian, Sarmațian și, uneori din baza Pliocenului. Dovada caracterului impermeabil al acestor intercalații de pelite o constituie faptul că marea majoritate a complexelor de nisipuri și gresii productive au limite apă-gaze diferite, constituind deci, unități hidro dinamice aparte. La N de Tirnava Mare și mai ales la N de Mureș, acolo unde formațiunea cu gaze a fost și este supusă eroziunii, o parte din orizonturile pelitice protectoare au fost îndepărtate, iar zăcămintele degazeificate.

Aceleași roci pelitice, reprezentate prin argile, marne și marnocalcare, amintite la condițiile de protecție, sînt considerate ca fiind posibile roci generatoare de hidrocarburi. Dintre acestea, se detașează șisturile bituminoase din stratele de Ileanda, șisturile cu radiolari și, în general, toate pachetele marnoase aparținînd Tortonianului, Buglovianului și Sarmațianului. Deși formațiunile respective n-au făcut obiectul unor studii geochimice speciale, rezultatele cercetărilor întreprinse asupra unor depozite de vîrstă similară din Subcarpați și depresiunea panonică (A n t o n et al., 1970 B; A n t o n, 1973) îndreptățesc astfel de considerații. De altfel, alternanța repetată și pe grosimi apreciabile de roci posibil generatoare de hidrocarburi și de roci-rezervor, cărora se adaugă factorii structurali și de protecție favorabili, explică prolificitatea depresiunii Transilvaniei.

Domurile productive și zonele adiacente lor se caracterizează prin prezența apelor de tip CaCl_2 , MgCl_2 și NaHCO_3 . Mineralizația acestora este mai redusă decît a celor din Subcarpați, ea variînd de regulă, între 30 și 95 g/l. Stratele de adîncime și cele bine protejate conțin ape clorocalcice și cloro-magneziene. Pe măsura reducerii adîncimii apar ape mixte sau numai ape vadoase. Desigur că tipul apelor și mineralizația acestora indică gradul de închidere, de conservare, a zăcămintelor și, implicit, perspectivele de a găsi acumulări industriale. Apele fosile de zăcămint se caracterizează prin prezența iodului și a bromului, care sînt utilizate în unele stațiuni balneare.



5. ZĂCĂMINTELE DE GAZE

Emanății de hidrocarburi se cunosc de foarte multă vreme în depresiunea Transilvaniei, dar primul zăcămint industrial de gaze a fost descoperit, în mod întâmplător, abia în anul 1909, prin sonda 2 Sărmășel. Aceasta, ca și sonda 1 Sărmaș, care se săpase imediat anterior, a fost proiectată

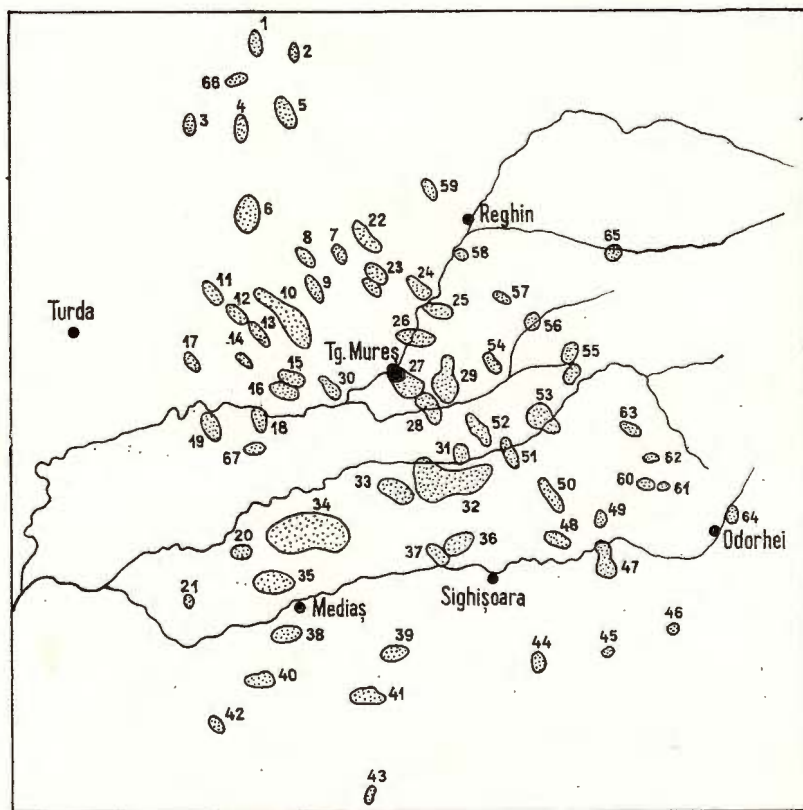


Fig. 95. — Harta distribuției zăcămintelor de gaze din depresiunea Transilvaniei.

Map of the distribution of gas deposits in the Transylvanian depression.

- 1, Beudiu ; 2, Enciu ; 3, Puini ; 4, Buza, 5, Fintnele ; 6, Sărmășel ; 7, Sinmartin ; 8, Ulieș ; 9, Șincai ; 10, Grebeniș ; 11, Zăul ; 12, Săulia ; 13, Dobra ; 14, Singer ; 15, Iclânzell ; 16, Vaideni ; 17, Luduș ; 18, Lechința-Iernut ; 19, Bogata ; 20, Cetatea de Baltă ; 21, Tăureni ; 22, Crăești-Ercea ; 23, Bozed ; 24, Păingeni ; 25, Dumbrăvioara ; 26, Ernei ; 27, Tg. Mureș ; 28, Acățari ; 29, Corunca ; 30, Săușa ; 31, Suveica ; 32, Filitelnic ; 33, Laslău Mare ; 34, Delenii ; 35, Bazna ; 36, Nadeș ; 37, Prod-Seleuș ; 38, Copșa Mică ; 39, Noul Săsesc ; 40, Petiș ; 41, Birghiș ; 42, Ruși ; 43, Ilimbav ; 44, Daia-Țelina ; 45, Bunești-Criș ; 46, Beia ; 47, Cristuru ; 48, Eliseni ; 49, Chedia ; 50, Șoimuș ; 51, Singeorgiu de Pădure ; 52, Gălățeni ; 53, Ghinești-Trei Sate ; 54, Miercurea Nirajului ; 55, Măgherani ; 56, Dămieni ; 57, Feleac ; 58, Voivodeni ; 59, Lunca ; 60, Tărcești ; 61, Bențid ; 62, Firtușu ; 63, Cușmed ; 64, Brădești ; 65, Ibănești ; 66, Strugureni ; 67, Cucurdea.



pentru explorarea sărurilor de potasiu, presupuse în formațiunea saliferă tortoniană. Sonda 2 Sărmășel a început forajul în noiembrie 1908 și la adâncimea de 302 m, realizată în anul următor, a întâlnit un orizont de gaze cu presiuni mari și cu debit în liber de 864000 mc/zi. Această importantă descoperire a stimulat cercetările geologice care, în perioada următoare și mai ales după anul 1949, s-au desfășurat cu o intensitate deosebită.

Pînă în prezent, au fost descoperite în depresiunea Transilvaniei 67 cîmpuri gazeifere, din care 13 înainte de anul 1948, iar celelalte 54 structuri, după anul 1948. Dinamica descoperirilor este redată în figura 2. Gazele naturale din cuprinsul acestor structuri sînt localizate în depozitele tortoniene, bugloviene, sarmațiene și, foarte rar, în cele pliocene, care laolaltă, constituie așa-zisa „formațiune cu gaze”.

Numărul și dimensiunile orizonturilor gazeifere variază de la o structură la alta, în funcție de grosimea sedimentarului de vîrstă miocen-superioară, de litofacies și de evoluția geologică, din care geneza elementelor structurale și denudația post-ponțiană joacă un rol important. Ținînd seama de aceste condiții și criterii, domurile gazeifere din depresiunea Transilvaniei ar putea fi repartizate în cinci grupuri :

grupul central, alcătuit din domuri largi, în care formațiunea cu gaze poate atinge 3000 m grosime, cu foarte multe orizonturi productive și, în general protejate de depozite pliocene ; printre acestea se numără structurile : Crăești-Ercea, Bozed, Păingeni, Dumbrăvioara, Ernei, Tg. Mureș, Acățari, Corunca, Săușa, Suveica, Filitelnic, Laslăul Mare, Deleni (Saroș), Bazna, Nadeș, Prod-Seleuș ;

grupul nordic, unde formațiunea cu gaze apărînd la zi, a fost erodată din ce în ce mai mult, pînă la îndepărtarea ei totală în apropierea Someșului ; în același sens se reduce și numărul orizonturilor productive ; din grupul acesta fac parte structurile : Beudiu, Enciu, Puini, Buza, Strugureni, Fîntinele, Sărmășel, Sinmartin de Cîmpie, Ulieș, Șincai, Grebeniș, Zăul de Cîmpie, Șaulia, Dobra, Singer, Iclănzul, Vaidei, Luduș ;

grupul vestic, alcătuit din domurile Lechința-Iernut, Cucerdea, Bogata, Cetatea de Baltă și Tăuni, se caracterizează prin substituirea progresivă a complexelor psamitice prin pelite și reducerea pînă la dispariție, către Munții Apuseni, a orizonturilor rezervoare ;

grupul sudic, reprezentat prin structurile Copșa Mică, Noul Săsesc, Petiș, Bîrghiș, Ruși și Ilimbav, unde halocineza pierde mereu din importanță către Carpații Meridionali, nemaiputîndu-se vorbi, la un moment dat, de anticlinale diapire, ci de anticlinale faliatate (Ruși) sau de structuri de tasare (Ilimbav) ; aceasta face ca și importanța acumulărilor să scadă continuu înspre S ;

grupul estic, caracterizat prin reducerea dimensiunilor structurilor, creșterea gradului de complicație tectonică a acestora ajungînd pînă la forma de diapire exagerate și faliatate, frecvența mai mare a dizarmoniilor în cadrul formațiunii cu gaze, deteriorarea condițiilor de protecție prin creșterea ponderii psamitelor și invadarea parțială a rezervoarelor cu CO₂. Din această grupă fac parte structurile gazeifere : Daia-Țelina, Bunești-Criț, Beia, Cristur, Eliseni, Chedia, Șoimuș, Singeorgiu de Pădure, Gălățeni, Ghinești-Trei Sate, Miercurea Nirajului, Măgherani, Dămieni, Teleac,



Voivodeni, Lunca, Tărcești, Bențid, Firtușu, Cușmed, Brădești și Ibănești.

a) Grupul nordic, așa cum s-a mai arătat, cuprinde un număr de 18 domuri gazeifere.

Structura Beudiu ocupă poziția cea mai nordică în cadrul depresiunii Transilvaniei. Ea reprezintă un anticlinal orientat N-S, în axul

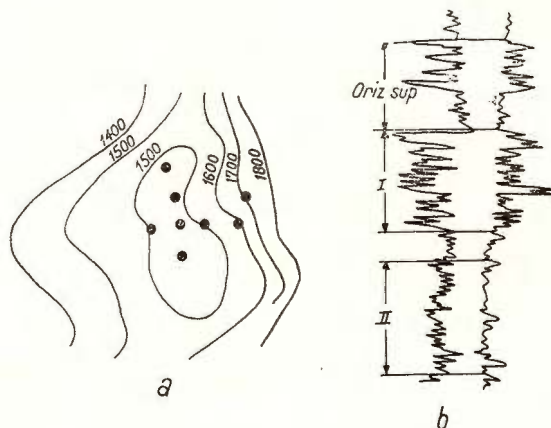


Fig. 96. — Structura Puini.
a, imaginea structurală la nivelul Miocenului inferior; b, profilul tip al Buglovianului și Tortonianului.

Puini structure.
a, structural image at the Lower Miocene level; b, Buglovian and Tortonian type profile.

căruia aflorează Buglovianul. Din cele șase sonde săpate pe acest element structural, numai una (sonda nr. 3) a avut gaze din Buglovian (?), la adâncimea de 612-630 m. Inițial, sonda a debitat cca 19000 mc/zi gaze, cu 1680-4320 l apă sărată (38 g/l). După un timp oarecare, presiunea a scăzut de la 41 atm. la 13 atm. cu sonda închisă, iar apoi aceasta n-a mai pornit din cauza viiturilor de apă.

Anticlinalul Enciu a fost pus în evidență în urma cartărilor geologice și a forajelor structurale de mică adâncime, efectuate în regiune. În axul structurii aflorează Sarmațianul inferior. Sonda nr. 3, săpată aici, a deschis întreaga succesiune de depozite până la sare (1305 m) și a întâlnit în Buglovian, la adâncimea de 402-448 m, un orizont de nisipuri purtător de gaze. Debitul măsurat a fost de 29000 mc/zi, iar presiunea de 39-41 atm. Lucrările de explorare vor continua.

Structura Puini a fost pusă în evidență prin cartări de suprafață și apoi controlată cu ajutorul prospecțiunilor seismice. În regiune apare la zi Sarmațianul inferior.

Sonda centrală, nr. 6, a deschis o succesiune de strate, care începe cu Senonianul, continuă cu Burdigalian-Helvețianul, Tortonianul, Buglovianul și se termină cu o nesemnificativă secțiune de Sarmațian inferior.

Structura se prezintă sub formă de dom alungit în direcția N-S, dar axul migrează în adâncime spre W din cauza diferitelor dizarmonii. Stratele au înclinări de 1°-4°.

Cele zece sonde săpate au determinat trei orizonturi gazeifere, fiecare orizont fiind constituit dintr-o grupare arbitrară de strate. Orizon-



tul superficial (adâncime de cca 470 m) și partea superioară a orizontului I (564-798 m) aparțin Buglovianului, iar jumătatea inferioară a orizontului I și orizontul II (816-920 m) sînt de vîrstă tortoniană (fig. 96). Grosimea efectivă a complexelor productive variază între 11 și 25 m, fiecare, porozitatea între 10% și 23%, iar saturația în apă interstițială între 35% și 45%.

Debitele de gaze obținute au fost de 3500-55000 mc/zi/sondă, cantități mai mici de gaze semnalîndu-se la orizontul II (inferior). Gradientul de presiune este de 0,94-1,03, remarcîndu-se o creștere în raport cu adîncimea. Gazele sînt constituite din metan — 99,46%, etan — 0,09%, propan — 0,02%. Densitatea acestora este de 0,556 kgf/dmc. Apele asociate sînt de tip cloro-calcic, cu mineralizații de 62-91 g/l.

Anticlinalul Buză se află într-o zonă în care aflorează Sarmațianul. Determinarea structurii s-a făcut pe baza lucrărilor de cartare și a forajelor structurale de mică adîncime. În urma manifestărilor de gaze semnalate la un foraj structural, s-au săpat două sonde adînci. Dintre acestea, sonda nr. 3 a avut indicații de gaze în Tortonian și în Buglovian. Debite ceva mai mari, de pînă la 11200 mc/zi, cu 1500-2000 l apă sărată, s-au obținut la mai multe strate din Tortonian, situate între 802 m și 1252 m. Cercetarea structurii a fost temporar întreruptă.

Anticlinalul Strugureni a fost pus în evidență prin lucrări de cercetare geologică complexă în zona cutei anticlinale majore Fîntînele-Beudiu. În axul structurii aflorează Sarmațianul inferior. Din cele două sonde săpate, 1 și 2, ultima a deschis întreaga succesiune de depozite pînă la sare (1324 m) și a întîlnit în Tortonian patru orizonturi gazeifere cu debite cuprinse între 9600-92000 mc/zi, presiunea fiind de 17-60 atm. Lucrările de explorare vor continua.

Structura Fîntînele constituie un dom de formă ovală, cu axul orientat NW-SE. Înclinarea stratelor nu depășește 6°. La zi apare Sarmațianul, iar sondele săpate aici, începînd cu anul 1968, au deschis întreaga succesiune de strate, pînă sub sare. Buglovianul și Tortonianul prezintă numeroase complexe nisipoase, dintre care 11 sînt gazeifere. Trei complexe (II, II—III, III) aparțin Buglovianului, iar opt (IV—X, inclusiv intervalul V—VI) Tortonianului. Structura se află în curs de cercetare.

Domul Sărmășel constituie primul cîmp de gaze descoperit în depresiunea Transilvaniei. El se află într-o regiune cu aflorimente de Sarmațian și a fost pus în evidență prin cartări geologice.

Pe structură s-au săpat mai multe sonde, cea mai adîncă realizînd adîncimea de 2974 m. Succesiunea stratigrafică și limitele geologice sînt următoarele: Sarmațian-Buglovian 336 m (deci grosimea Sarmațianului neerodat este de 336 m), Buglovian-Tortonian 1100 m, formațiunea cu sare 2067-2961 m. La această ultimă adîncime s-a interceptat tuful de Dej. Este de reținut că sarea cumulează aici aproape 900 m.

Domul are forma ovală, ușor alungită pe direcția N-S. Înclinarea stratelor variază între 1°30' și 6°.

La Sărmășel se cunosc 15 orizonturi productive: patru (I—IV) în Sarmațian, șapte (V—XI) în Buglovian și patru (XII—XV) în Tortonian.



Rezervoarele constau din nisipuri și marne nisipoase. Porozitatea medie a nisipurilor este de 21,6% iar a marnelor nisipoase de 16,2%.

Gazele sînt alcătuite din metan în proporție de 98,94%-99,63%, în timp ce etanul participă cu o pondere de 0,27%-0,78%. Puterea calorică la 15° și 760 mm Hg este de 8056-8970 kcal/mc. Apele de zăcămint sînt de tip cloro-calcic.

Domul Sînmartinu de Cîmpie are formă alungită pe direcția NW-SE și este de dimensiuni relativ mici. Sondele săpate au deschis formațiunile sarmațiene, bugloviene și tortoniene, alcătuite dintr-o succesiune de marne, marne nisipoase și nisipuri. Rocile cu proprietăți de rezervor au fost grupate în 11 complexe (I—XI) la care se adaugă și orizonturi de nisipuri marnoase intermediare. Pînă în prezent au fost dovedite gazeifere 10 complexe și orizonturi intermediare, din care două în Sarmațian și opt în Tortonian. Debitele obținute variază între 3300 și 145000 mc/zi gaze. Structura mai necesită lucrări de conturare.

Structura Ulieș se prezintă sub forma a două culminații domale orientate NW-SE și denumite Ulieș W și Ulieș E. Structura a fost determinată prin prospecțiuni geofizice. Sondele săpate pînă acum au traversat Sarmațianul, Buglovianul și Tortonianul pînă la sare, punînd în evidență 20 complexe productive (superficial, I—X și orizonturi intermediare) la Ulieș W și 10 complexe (superficial, I—X) la Ulieș E. Adîncimea medie a stratelor productive este cuprinsă între 247 m și 1642 m. Grosimea efectivă a fiecărui obiectiv este de 1,7-105,22 m, porozitatea de 12%-20%, iar saturația în apă interstițială de 35%-50%. Structura este complet conturată.

Domul Șincai constituie unul dintre cele mai vechi cîmpuri gazeifere ale depresiunii Transilvaniei. Evidențiat cu ajutorul cartărilor geologice, primele sonde săpate în anii 1911-1912 pînă la adîncimea de 365 m au dus la descoperirea unor acumulări de gaze pe această structură. În regiune apar la zi depozite sarmațiene și numai într-un sector restrîns se întîlnesc și formațiuni pliocene.

Pliocenul este reprezentat prin nisipuri și marne calcaroase, în parte cu aspect foios. Sarmațianul, alcătuit dintr-o succesiune de gresii, nisipuri și marne, are o grosime de cca 650 m și conține cinci nivele de tuf dacitic (tufurile de Ercea, Rîciu, Balda, Sărmășel și Șincai). Buglovianul (cca 640 m) este predominant marnos. El conține șase complexe nisipoase cu intercalații subțiri de tufuri. Tortonianul (cca 950 m) se caracterizează, de asemenea, prin predominanța marnelor în care se identifică trei complexe nisipoase. Sub sarea tortoniană, sonda de la Pogăceaua, amplasată în perimetrul domului Șincai, a întîlnit Eocenul, care se dispune direct peste fundamentul de șisturi cristaline.

Structura Șincai reprezintă un dom ușor alungit în direcția NW-SE și cu flancul NE ceva mai abrupt. Înclinarea stratelor este de 4°-7°, mai rar 10° și chiar 20°. Structura se reflectă perfect în formele de relief.

Domul Șincai conține 11 complexe productive : unul (I) în Sarmațian, trei (II—IV) în Buglovian și șapte (V—XI) în Tortonian. O parte dintre aceste complexe aparținînd Sarmațianului și Buglovianului au dezvoltări neregulate ca extîndere și grosime, uneori îmbrăcînd formă lenticulară.



„Nisipurile de Șincai” (Sarmațian) ca și complexul III se remarcă prin prezența conglomeratelor și a stratificației încrucișate, elemente care sugerează lacune temporare, intraformaționale. De altfel și apexul structurii este decalat pe verticală, datorită dizarmoniilor din Miocenul superior. În această situație, capcanele sînt de tip structural și litologic.

Nisipurile productive au porozități efective de 9,38%-20,79% și permeabilități de 0,5 pînă la 638,4 mD. Gazele conțin 99,5% CH₄ și 0,5% N₂. Greutatea specifică (kg/m³) la 0° este de 0,556. Puterea calorifică nu diferă substanțial de cea determinată pe structurile vecine, respectiv 8121-8984 kcal/mc.

Anticlinala Grebeniș, sesizat de către prospecțiunile electrometrice și confirmat de măsurătorile seismice, este orientat NW-SE și are o formă asimetrică, în sensul că flancul SW este abrupt, iar cel NE prelung.

La Grebeniș a fost deschisă întreaga formațiune cu gaze, pînă la sare, care este constituită dintr-o alternanță de marne, nisipuri marnoase și nisipuri. Cea mai mare parte a orizonturilor cu proprietăți de rezervor se întîlnește pe toată structura. Sînt însă și obiective cu dezvoltare lenticulară. În aceste condiții, capcanele fac parte din tipurile structural și litologic.

Pe anticlinalul Grebeniș sînt productive 19 complexe, orizonturi intermediare și grupuri de lentile, aparținînd Sarmațianului (4), Buglovianului (4) și Tortonianului (11). Porozitatea acestor strate este de 21%-9%, iar permeabilitățile medii de 70-14 mD, valorile descrescînd în adîncime.

Structura este practic conturată și parțial introdusă în exploatare.

Brahianticlinala Zăul de Cîmpie se situează într-o zonă unde aflorează Sarmațianul. Structura a fost pusă în evidență prin lucrări de cartare.

Sarmațianul este erodat în zona de apex pe o grosime de cca 800 m. În rest coloana stratigrafică este aproape similară cu cea de la Șincai, mai puțin variațiile litologice ale complexelor sarmațiene și tortoniene. Sarmațianul are grosimi de cca 350 m, Buglovianul de aproximativ 500 m, iar Tortonianul de cca 2100 m, inclusiv sarea (790 m).

Structura reprezintă un brahianticlinala dirijat NW-SE, ușor asimetric, cu flancul vestic mai abrupt. Înclinarea stratelor variază între 14° și 22°.

Structura Zăul conține un complex productiv în Sarmațian, șapte complexe în Buglovian și trei în Tortonian. Porozitatea medie a nisipurilor este de 16,7%-22,5%, a gresilor de 6%-15,3% și a marmelor nisipoase de maximum 16,7%. Permeabilitățile sînt de 1,7-74,8 mD. Gazele conțin 99,4% metan și 0,6% etan. Puterea lor calorifică este de 8056-8970 kcal/mc.

De fapt elementul structural Zăul de Cîmpie se dezvoltă mai mult spre SE, incluzînd și culminațiile Săulia și Dobra, cu variații de facies și comportări inegale ale sondelor în timpul probelor de producție. Pe aceste două culminații au fost semnalate gaze în cîteva complexe din Buglovian și Tortonian.

Brahianticlinala Singer se situează în Cimpia Transilvaniei, unde formațiunea cu gaze a fost parțial îndepărtată. Evidențierea structurii s-a făcut cu ajutorul cartării geologice. Prima sondă

săpată în anul 1949, pe baza hărților de suprafață, a dovedit existența gazelor pe acest element structural.

În zona brahianticinalului Singer aflorează Sarmațianul inferior. Buglovianul are o grosime de 370-400 m și este alcătuit dintr-o alternanță de marne și gresii. Tortonianul apare constituit, aproape exclusiv, din marne.

Brahianticinalul Singer este orientat NW-SE. Stratele prezintă înclinări neobișnuit de mari (8° - 45°) față de celelalte domuri, ceea ce sugerează că structura este afectată de o falie longitudinală.

Forajele de cercetare au indicat existența gazelor în patru complexe nisipoase, cu adâncimi mai mici de 450 m, aparținând Buglovianului.

Cîmpul gazeifer Iclănzul, descoperit în anul 1968, corespunde unui anticlinal orientat NW-SE, în cadrul căruia stratele au înclinări de 3° - 8° . Sondele săpate aici au deschis formațiunea cu gaze pînă la sare, punînd în evidență 16 obiective productive, care aparțin Sarmațianului, Buglovianului și Tortonianului. O parte dintre aceste obiective prezintă variații litologice și bariere de permeabilitate. Diferitele strate de nisipuri și marne nisipoase cu dezvoltări regionale sau locale au fost grupate în 10 complexe.

Domul Vaidei este situat imediat la S de structura Iclănzul. La nivelul orizontului VIII acest dom are o formă eliptică, orientat NW-SE. În adîncime, la orizontul IX, apexul structurii se deplasează către W. Sarmațianul apare la zi și nu este productiv. În Buglovian și Tortonian au fost puse în evidență nouă obiective cu gaze, grupate în șase complexe (VI-XI). Activitatea de explorare continuă.

Domul Luduș are forma perfect ovală, iar stratele prezintă înclinări de 2° - 4° . Forajele efectuate pe această structură au întilnit nisipuri numai în Sarmațian. Marne slab nisipoase cu proprietăți de rezervor se dezvoltă și în partea cu totul superioară a Buglovianului. Complexele productive sînt în număr de opt: (II-VIII și o zonă marno-nisipoasă între obiectivele VII și VIII). Adîncimea stratelor cu gaze nu depășește 860 m. Grosimea efectivă medie este cuprinsă între 2,10 și 9,62 m, porozitatea între 10,5%-18,24%, saturația în apă interstițială 17%-23%, presiunea de zăcămint 27-71 atm., iar temperatura între 18-35°. Structura este complet conturată și introdusă în exploatare.

b) Grupul vestic se compune din cinci structuri gazeifere:

Structura Lechința-Iernut este alcătuită, foarte probabil, din două culminații: una la Lechința, cea de-a doua la Iernut.

Pe această din urmă culminație sonda 2 a avut debite de gaze, la cinci orizonturi din Buglovian și la unul din Sarmațian. Debitul maxim s-a înregistrat pe intervalul 722-798 m și anume 18500-35900 mc/zi gaze, la restul stratelor obținîndu-se în general 5000-6000 mc/zi și chiar cantități mai mici. Comportări apropiate au avut și sondele de la Lechința (1, 12), la cîteva orizonturi din Buglovian și Tortonian. Cercetarea structurii Lechința-Iernut continuă.

Structura Cucerdea, situată la SE de zăcămintul Lechința-Iernut, a fost pusă în evidență prin lucrări seismice în anul 1966. Ea



reprezintă un anticlinal orientat aproximativ N-S, cu flancul NE probabil faliat. Într-una din sondele săpate aici (sonda 2), s-au semnalat gaze, care pe intervalul 1158-1180 m au fost de 13800 m³/zi și 300 l apă sărată, iar din intervalul 1130-1092 m, 7000 mc/zi.

Structura Bogata de Mureș a fost descoperită prin cartări geologice și cu ajutorul prospecțiunilor seismice. În apexul domului este deschis Sarmațianul iar pe flancuri se mai păstrează și Pliocenul. În zonă sînt emanații de gaze la zi.

Sondele săpate în regiune, pînă la sare, au arătat că Sarmațianul (cca 1050 m) prezintă cîteva complexe de nisipuri și marne nisipoase. Bugloviaanul (cca 250 m) și Tortonianul (aproape 900 m grosime) îmbracă un facies exclusiv marno-argilos.

Domul este asimetric, alungit pe direcția NW-SE, cu flancurile de NE și SW mai abrupte. Stratele prezintă înclinări de 1°30'-40°. Închiderea spre NW a structurii, destul de neînsemnată la nivelul Sarmațianului superior, se accentuează în adîncime. Este de remarcat, de asemenea, o deplasare a axului structurii de la W către E la orizonturile din ce în ce mai vechi (fig. 97).

La Bogata de Mureș se cunosc șapte complexe productive (I—VII), localizate numai în Sarmațian. Nisipurile și marnele nisipoase care alcătuiesc rezervorul prezintă porozități de 14%-20,7%, valorile fiind mai mici pentru stratele inferioare și pentru marnele nisipoase. Intercalațiile de gresii marnoase au porozități de 4,8%-13,2%. Permeabilitatea variază între 0 și 544 mD. Saturația în apă interstițială este de 30%. Datorită variației mari de permeabilitate la orizonturile inferioare, presiunea nu se redistribuie uniform pe tot zăcămintul, formîndu-se zone de depresionare locale (ex. complexul VII). Zonele saturate cu gaze ale orizonturilor superioare par să fie deplasate (împinse) către NNW (fig. 97).

În compoziția gazelor intră metanul în proporție de 98,97%-99,54% și etanul, în procent de 0,55-1,03%. Densitatea gazelor este de 0,557, iar puterea calorifică de 8080-8990. Apele de zăcămint sînt de tip clorocalcic. Concentrația în săruri este de 82,9-91,5 g/l. În complexele II, III, IV, VIII este activ și factorul hidrodynamic.

Domul Cetatea de Baltă se găsește într-o zonă cu Pliocen și Sarmațian la zi. Exprimată în morfologie, structura a fost identificată prin cartări geologice în anul 1946 și apoi verificată cu foraje.

Sarmațianul este deschis prin eroziune în partea centrală a domului. Pe flancuri se adaugă Pliocenul. Intrarea în tuful de Ghiriș, respectiv limita Sarmațian-Bugloviaan, a fost întilnită la cca 720 m. Majoritatea sondelor săpate au rămas cu talpa în Bugloviaan, dat fiind faptul că partea bazală a acestui termen, ca și Tortonianul, cunoscut din forajul nr. 30 și din sondele de la Saroș și Bazna, se dezvoltă în facies marno-argilos.

Domul prezintă formă alungită, pe direcția E-W. Stratele au înclinări frecvente de 1°30'-5°, mai rar 7° și chiar 15°.

La Cetatea de Baltă sînt productive 7 complexe, localizate în Sarmațian (I—IV) și Bugloviaan (V—VII). Orizonturile cu gresii și nisipuri nu au o dezvoltare uniformă, iar în unele cazuri ele îmbracă forma unor corpuri lenticulare. Rezervoarele sînt reprezentate prin nisipuri și marne



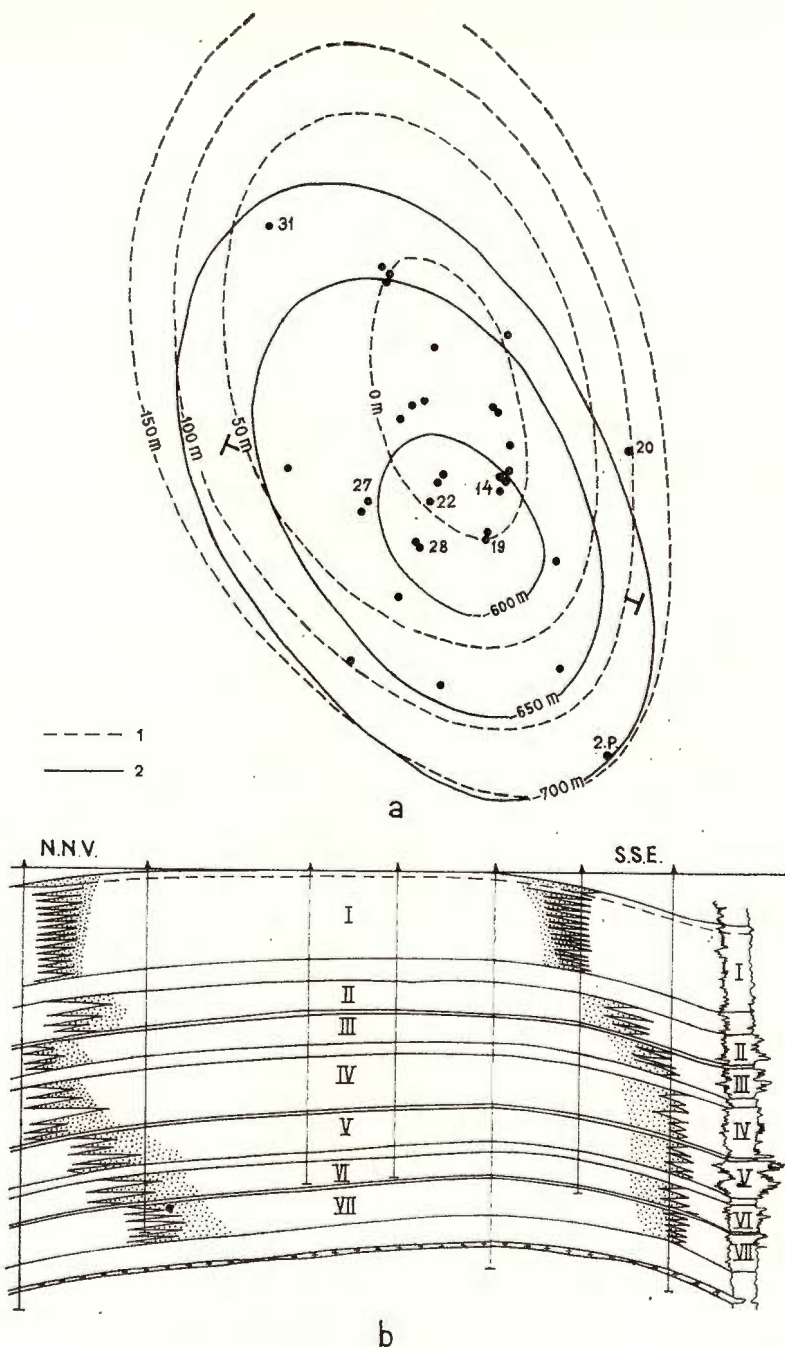


Fig. 97. — Domul Bogata de Mureș.

a, harta structurală la nivelul complexului I (1) și la nivelul complexului VII (2) (după P. Zvonos et al.).

Bogata de Mureș dome.

a, structural map at the level of complex I (1) and complex VII (2) (according to P. Zvonos et al.).



nisipoase. Primele au porozități de 23,4%-27,6%, iar ultimele, de 19,4%-22,5%. Permeabilitatea variază între 3,8-85,5 mD.

Gazele sînt alcătuite din metan (98,8%-99,5%) și etan (0,5%-1,2%). Puterea calorică este de 8056-8979 kcal/mc. Apele de zăcămint sînt de tip cloro-calcic și au mineralizații de 30-33 g/l. Energia zăcămintelor o constituie destinderea elastică a gazelor, iar la cele patru complexe inferioare este activ și factorul hidrodynamic.

Domul Tăuni a fost pus în evidență prin cartări geologice, în anul 1940. Prima sondă cu rezultat pozitiv s-a săpat în anul 1949.

La zi apare Pliocenul (300 m), care pare să includă și Meoțianul, cu o grosime de 247 m (Vancea, 1960). Sarmațianul (cca 900 m), cu excepția a două intercalații de nisipuri, este alcătuit numai din marne și marne grezoase. Buglovianul și Tortonianul constau din marne compacte. Sarea are, aici, o grosime de 222 m.

Domul Tăuni este de formă ovală, alungită pe direcția WNW-ESE. Înclinările stratelor de $0^{\circ}45'-5^{\circ}$ fac ca la suprafață structura să fie greu sesizabilă.

Dat fiind substituirea accentuată a psamitelor sarmațiene și bugloviene cu pelite în această parte de W a depresiunii Transilvaniei, rocile-rezervor cu gaze sînt reprezentate prin orizonturi de nisipuri marnoase și marne nisipoase meoțiene, situate la adîncimi de cca 300 m-1000 m.

Lucrările din ultimul timp au permis o reconsiderare a formei și dimensiunilor structurii și, în același timp, o relansare a activității, ca urmare a punerii în evidență a unor orizonturi gazeifere noi.

c) Grupul central cuprinde, pînă în prezent, 16 structuri gazeifere :

Structura Crăiești - Ercea îmbracă o formă anticlinală, orientată pe direcția NW-SE. Stratele prezintă înclinări de 4° - 12° . Anticlinala respectiv a fost pus în evidență în anul 1965 cu ajutorul prospecțiilor seismice.

Sondele săpate pe structură au arătat că formațiunea cu gaze este constituită dintr-o succesiune de marne și nisipuri, grupate în mai multe complexe, dintre care 12 sînt productive: unul (I) în Sarmațian, trei (II-IV) în Buglovian și opt (V-XII) în Tortonian. Grosimea efectiv saturată a fiecăruia dintre aceste complexe este cuprinsă între 17 și 62 m, porozitatea medie între 14% și 18%, saturația în apă interstițială 35%-40%, presiunea de zăcămint 51-217 atm.

Cercetarea este terminată și structura introdusă în exploatare.

Cîmpul gazeifer Bozed corespunde la două culminații evidențiate, de asemenea, cu ajutorul prospecțiilor seismice.

Buglovianul și Tortonianul prezintă două (I, II) și, respectiv zece (III-X) complexe și orizonturi intermediare cu gaze. Unele dintre acestea nu se dezvoltă pe toată structura, dat fiind variațiile litologice pe care le suferă. Ca urmare, capcanele de la Bozed sînt de tip structural și litologic. Grosimea efectiv saturată a fiecăruia dintre cele 12 obiective cu gaze este de 4,47-42 m, porozitatea medie de 17%, saturația în apă de 35%, iar presiunea de zăcămint de 124-260 atm. Cercetarea geologică este practic terminată, iar structura se află în exploatare.



Domul Păingeni corespunde, la suprafață, unde aflorează Pliocenul și Sarmațianul superior, unui sinclinal, orientat perpendicular pe direcția structurii de adâncime. Pentru formațiunile mai vechi, sarmațian-inferioare, bugloviene și tortoniene, acest sinclinal migrează progresiv spre SE, formînd o șa structurală care separă domurile Păingeni și Dumbrăvioara. Pentru adâncime, domul gazeifer Păingeni prezintă o formă alungită pe direcția NW-SE, flancurile avînd înclinări de 5° - 6° .

Formațiunea cu gaze a fost traversată pînă la adâncimea de 2666 m și conține numeroase orizonturi cu proprietăți de rezervor, separate de intercalații pelitice. Sondele săpate au pus în evidență cinci orizonturi productive, din care unul (I) aparține Sarmațianului, trei (II-IV) Buglovianului și ultimul (V) Tortonianului. În plus, apare o lentilă de nisipuri între orizonturile II și III. Gazele conțin metan în proporție de 99,45%-99,88%, etan 0,10%-0,20% și propan (numai la orizontul III) de 0,12%. Cercetarea geologică a domului este încheiată.

Structura Dumbrăvioara, situată la NE de Tg. Mureș, este traversată de riul Mureș. La zi apar depozite sarmațiene. Evidențierea ei se datorește prospecțiunilor seismice.

Pe structura Dumbrăvioara s-au săpat mai multe sonde, dintre care, prima și cea mai adîncă a realizat 2501 m, întîlnind următoarea succesiune stratigrafică: Cuaternar + Sarmațian = 412 m, Buglovian = 840 m și Tortonian = 1250 m. Prin corelare cu structurile vecine, sarea tortoniană ar putea fi întîlnită la cca 2550 m. Tortonianul, incomplet deschis, este alcătuit din marne compacte în alternanță cu gresii parțial compacte și slab fisurate sau gresii permeabile. În cuprinsul acestuia au fost delimitate patru complexe gazeifere, numerotate (de jos în sus) X-VII. În cadrul complexelor respective o parte din gresii trec în nisipuri, iar o parte din marne, în marne nisipoase. Buglovianul este reprezentat prin nisipuri marnoase, în alternanță cu gresii, nisipuri și tufuri. Și aici se individualizează trei complexe cu dezvoltare lenticulară, numerotate VI-IV. Sarmațianul este format din nisipuri, marne nisipoase, marne și tufuri subțiri. Rocile cu proprietăți de rezervor au fost grupate în trei complexe gazeifere: III-I. Cuaternarul constă din nisipuri, gresii și argile, mai rar pietrișuri.

Din punct de vedere tectonic, structura Dumbrăvioara constituie un brahianticlinal, orientat NW-SE, cu înclinări de 3° - 5° , mai rar 10° . În zona axială depozitele sarmațiene sînt erodate pe o secțiune de cca 250 m. Și aici, ca și pe elementele structurale anterioare, apexul domului suferă deplasări în adâncime datorită dizarmoniilor.

Complexele productive au în general un caracter nisipos-marnos. Principalii parametri fizici ai acestora sînt, în medie, următorii: porozitatea efectivă 16%-20%, permeabilitate absolută 20-50 mD, saturație în apă interstițială 35%-45%.

Analiza gazelor a evidențiat cca 99% metan și cantități foarte mici de etan și propan.

Structura Ernei, situată imediat la S de Dumbrăvioara, prezintă o situație geologică asemănătoare, dar condiții de acumulare mai bune, reflectate în numărul sporit de obiective productive și anume 16,



dintre care cinci (I—V) în Sarmatian, cinci (V—VI ; VI—IX) în Buglovian și șase (IX—X ; X—XIV) în Tortonian. Structura fiind conturată, se află în prezent în exploatare.

Domul Tîrgu Mureș, determinat cu ajutorul prospecțiunilor seismice, este în curs de explorare. Aproximativ o treime din suprafața acestui dom corespunde la zi, orașului Tg. Mureș (fig. 98).

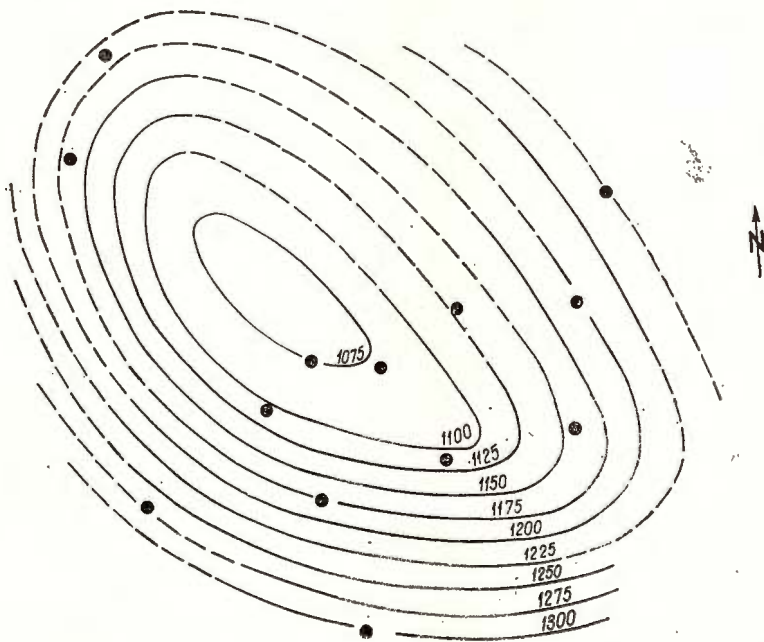


Fig. 98. — Domul Tg. Mureș. Imaginea structurală la nivelul complexului VI din baza Sarmatianului (după M. Bîrlogeanu).

Tg. Mureș dome. Structural image at the level of complex VI in the Sarmatian basis (according to M. Bîrlogeanu).

Sondele săpate pînă în prezent au traversat formațiunea cu gaze constînd din 14 complexe productive : șase în Sarmatian, patru în Buglovian și patru în Tortonian. Unele rezultate contradictorii obținute la probele de producție s-ar datora blocajului stratelor cu fluide de foraj și, probabil, variațiilor litologice și de permeabilitate.

Structura Acățari, de asemenea în explorare, este situată la SE de domul Tg. Mureș și ar putea să reprezinte o prelungire a acestuia din urmă. Probele de producție efectuate la cele cîteva sonde săpate la Acățari au arătat prezența gazelor în Tortonian (patru complexe) și în Buglovian (un complex).

Structura Corunca este acoperită de depozite pliocene, numai în apexul ei apărînd și Sarmatianul (?), asociat cu ape sărate și



iviri de gaze la zi. Această structură, formată din două culminații, a fost pusă în evidență cu ajutorul prospecțiunilor seismice. Condițiile geologice și de zăcămint sint apropiate celor de pe structura Dumbrăvioara. La Corunca se cunosc 14 complexe productive: patru (I—IV) în Sarmațian, cinci (V—IX) în Buglovian și cinci (X—XIV) în Tortonian.

Brahianticlinalele Săușa a fost pus în evidență cu ajutorul prospecțiunilor seismice, în anul 1965. Sondele săpate aici au deschis întreaga formațiune cu gaze, pînă la sare, în cadrul căreia apar mai multe orizonturi de nisipuri, gresii și marne grezo-nisipoase. Șapte complexe de acest fel (III—IX) și trei orizonturi intermediare (III—IV, V—VI și VIII—IX) s-au dovedit gazeifere. Deasupra sării, pe o secțiune de cea 700 m, Tortonianul este exclusiv marnos și deci lipsit de acumulări de hidrocarburi. Porozitatea medie a obiectivelor productive este de 16%-21%, saturația în apă interstițială de 35%-40%, presiunea inițială de zăcămint 68,5-189 atm., iar temperatura de strat, 37°-60°C.

Structura Suceia, încă insuficient precizată, se situează la N de marele dom Filitelnic. Din cele trei sonde săpate în această zonă, două au avut indicații de gaze, mai consistente în două orizonturi aparținînd Buglovianului și Tortonianului. Lucrările de cercetare vor continua.

Structura Filitelnic se situează la S de Tg. Mureș, într-o regiune cu formațiuni pliocene la zi. Ea a fost pusă în evidență prin lucrări de cartare și apoi detaliată cu ajutorul prospecțiunilor seismice.

La Filitelnic s-au săpat numeroase sonde de cercetare și de exploatare, cea mai adîncă realizînd 4533 m. Succesiunea stratigrafică este următoarea: Senonian cca 700 m, Eocen cca 30 m și Tortonian 1350 m (din care sarea 230 m), Buglovian 600 m, Sarmațian 1300 m, Pliocen 550 m. Tortonianul, Buglovianul și Sarmațianul sint constituite dintr-o succesiune de marno-argile și nisipuri care au fost grupate în 23 complexe.

La nivelul Sarmațianului, structura Filitelnic reprezintă un brahianticlinale orientat ENE-WSW, cu două culminații (fig. 99a). Din cauza dizarmoniei stratelor, în Buglovian și Tortonian se schițează trei culminații structurale, una dintre ele corespunzînd domului Laslău. Orientarea generală a structurii rămîne aceeași și anume E-W. Înclinarea stratelor este foarte mică (1°-4° în Pliocen și 2°-6° în Miocen).

În urma probelor de producție efectuate au fost evidențiate și conturate 23 complexe și orizonturi intermediare productive, localizate după cum urmează: Sarmațian (12 complexe) A, B, B—I, I, II, III, III—IV, IV, V, V—VI, VI, VII; Buglovian (cinci complexe) — VIII, IX, X, XI, XII; Tortonian (șase complexe) — XIII, XIII—XIV, XIV, XV, XVI și XVII. Adîncimea acestor strate productive este cuprinsă între 600 și 3200 m.

Domul Laslău se conturează ca structură pozitivă numai de la nivelul Sarmațianului în jos (fig. 94), unde apare ca un component (culminație) al anticlinalului major Filitelnic.

Probele de producție efectuate la sondele săpate au indicat prezența gazelor la orizonturile VIIIb, IXa, IXb, X, XIa, XIb, XIIa, XIIb, XIIIa, XIIIb, XIV, XV și XVI. Adîncimea medie a acestor obiective este cuprinsă între 2022 m și 3119 m. Grosimea fiecărui complex variază între 20 și



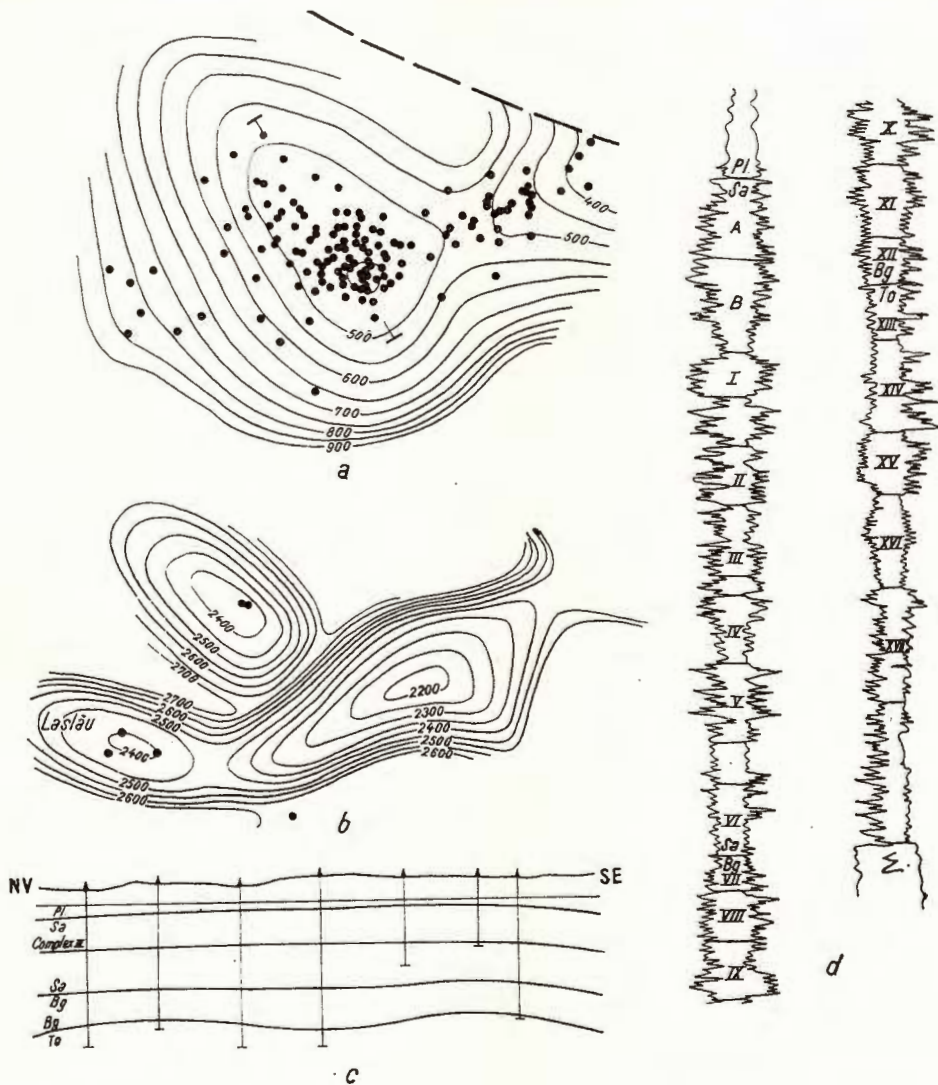


Fig. 99. — Structura Filitelnic.

a, imaginea structurală la un reper din baza Sarmațianului; b, imaginea structurală la un reper din Tortonian; c, secțiune geologică în zona centrală a structurii; d, profilul tip al Sarmațianului, Buglovianului și Tortonianului (după M. Bîrlögeanu).

Filitelnic structure.

a, structural image at a guide mark of the Sarmatian basis; b, structural image at a Tortonian guide mark; c, geological section in the structure central zone; d, Sarmatian, Buglovian and Tortonian type profile (according to M. Bîrlögeanu).



75 m. Presiunile de zăcămint sînt de 228-334 atm., deci ceva mai mari decît presiunea hidrostatică. Temperatura înregistrată indică valori de 53°-78°, echivalînd cu treapta geotermică de 40 m. Gazele conțin 99,22%-99,54% metan, 0,09%-0,12% etan și 0,01-0,04% propan. Apele de zăcămint sînt de tipul cloro-calcic.

Domul Delenii (Saroș) este situat la cca 12 km N de Mediaș, într-o regiune unde aflorează Sarmațianul, acoperit pe flancuri de Pliocen. Această structură, pusă în evidență prin lucrări de suprafață încă din anul 1924, constituie unul din cîmpurile gazeifere vechi ale depresiunii Transilvaniei (fig. 100).

Profilul stratigrafic al structurii nu diferă față de succesiunea întilnită la Filitelnic. Sarmațianul are grosimi de cca 750 m, Bugloviaanul de cca 750 m și Tortonianul postsalifer de peste 550 m. Spre deosebire de domurile mai estice (Filitelnic, Corunca etc.) Tortonianul îmbracă un facies aproape exclusiv marnos. Același caracter îl prezintă și baza Bugloviaanului. Abia pe flancul de E al structurii (la Hărănglab) încep să se dezvolte cîteva secvențe de nisipuri marnoase în partea inferioară a Bugloviaanului și în partea superioară a Tortonianului (complexele gazeifere X, XI și XII), constituind capcane litologice clasice, explorate și puse în valoare în ultimii ani.

Structura are formă eliptică, alungită pe direcția E-W. Înclinarea stratelor, determinată cu ajutorul forajelor, este de 2°-4°.

Domul Delenii conține 13 complexe productive; primele șase (I-VI) aparțin Sarmațianului, alte șase (VII-XI, plus intermediar IX-X) Bugloviaanului și un complex (XII) Tortonianului. Capcanele sînt de tip structural și mixt. Cele mai multe sînt controlate de structura domală, nefaliată.

Proprietățile fizice ale rezervoarelor variază în limite foarte largi. De exemplu, porozitatea este de 2,5%-34,7%, iar permeabilitatea de 0,8-702 mD, frecvența valorilor mai mici crescînd cu adîncimea.

Gazele conțin metan în proporție de 99,25%-99,5%, iar restul pînă la 100% etan și azot. Puterea calorică este de 8056-8970 kcal/mc. Apele de zăcămint sînt de tip cloro-calcic, cu mineralizații de cca 50 g/l. Potrivit ultimelor studii de exploatare (Rusu, Dumitru, 1972 B), la nici unul dintre cele 13 obiective productive nu s-a constatat influența activă a factorului hidrodinamic.

Domul Bazna se află la cca 7 km NE de Mediaș, într-o regiune acoperită cu depozite pliocene, exceptînd apexul domului unde apare la zi Sarmațianul.

Structura a fost pusă în evidență prin cartări de suprafață, în perimetrul ei fiind cunoscute emanații de gaze la zi și iviri de ape sărate iodurate, cu proprietăți curative.

Numeroase sonde care s-au săpat pe acest dom au arătat o succesiune normală de strate. Pliocenul are grosimi de cîteva metri în zona de apex, îngroșîndu-se pînă la 600 m, către sinclinale. În partea bazală a Meoțianului se întilnește tuful de Bazna, un cinerit andezitic cenușiu, de numai 4,5 cm grosime, intercalat într-un pachet de marne șistoase cu fețe albe. Sarmația-



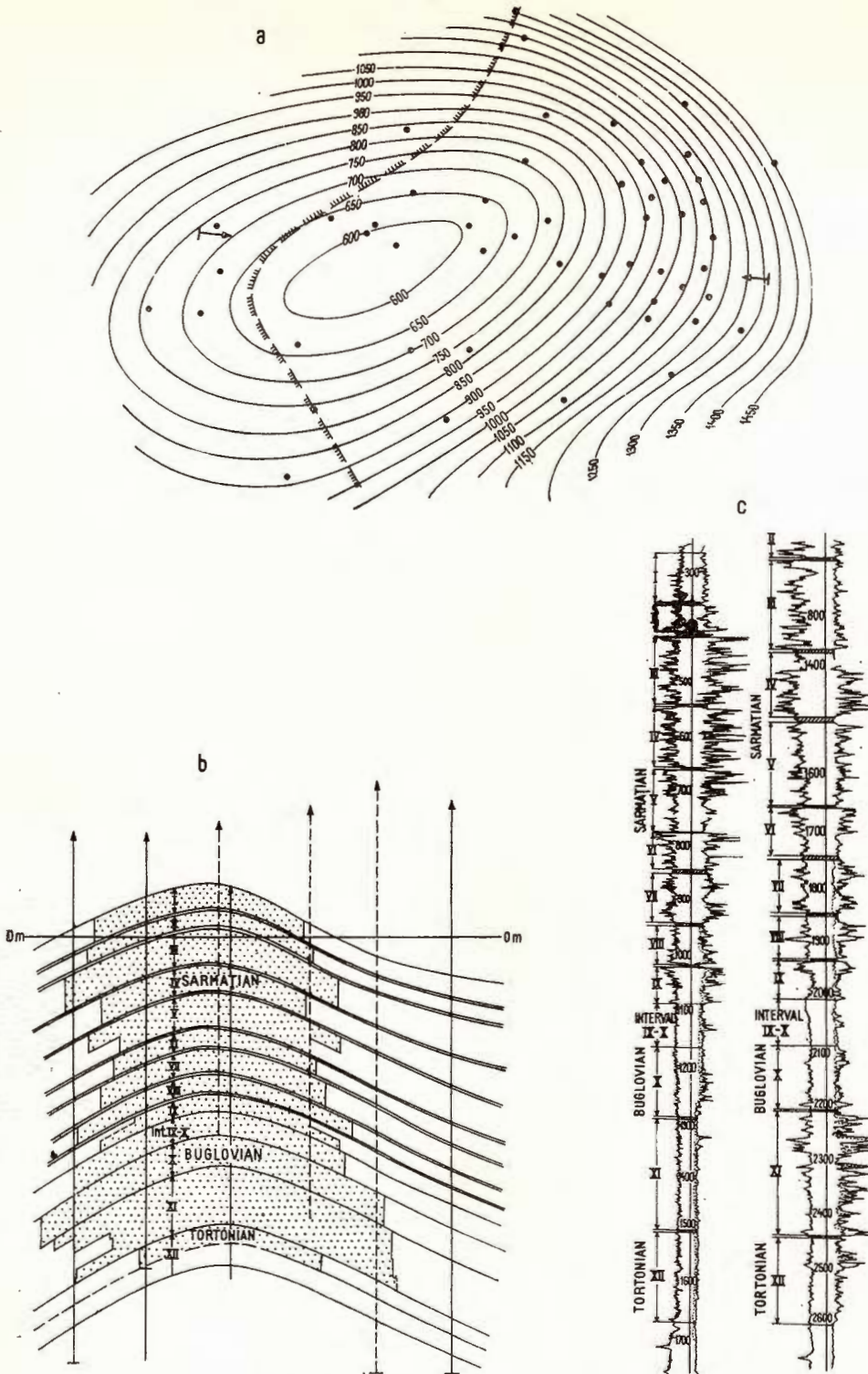


Fig. 100. — Domul Delenii.

a, harta structurală la nivelul tufului de Hădăreni (e. 1, ecranul litologic al complexului IX); b, secțiune geologică indicând distribuția acumulărilor de gaze; c, profilul tip al Sarmata-nului, Buglovianului și Tortonianului (după D. Rusu și V. Dumitru).

Delenii dome.

a, structural map at the level of the Hădăreni tuff (e. 1, lithologic screen of the complex IX); b, geological section indicating the distribution of the gas accumulations; c, Sarmatian, Buglovian and Tortonian type profile (according to D. Rusu and V. Dumitru).

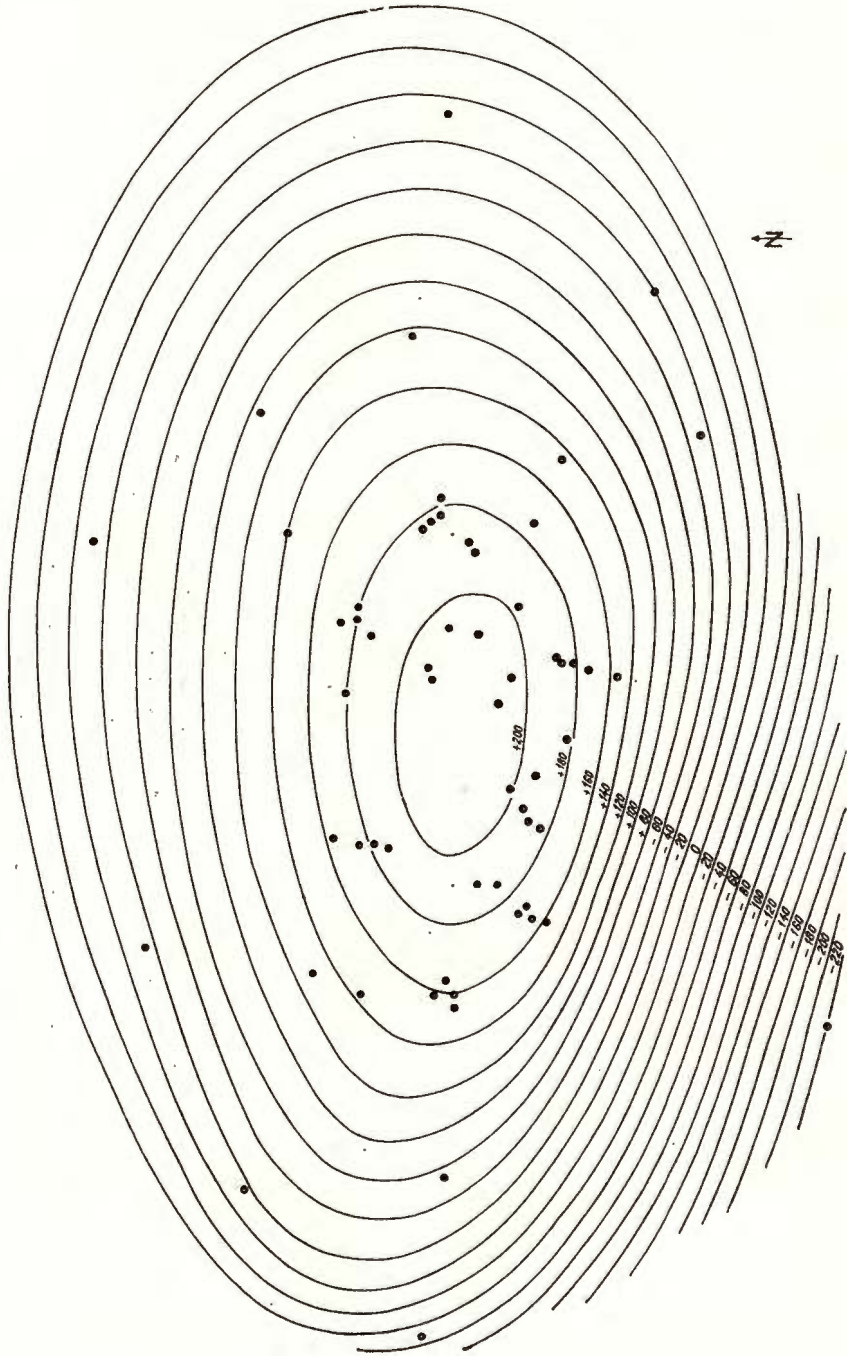


Fig. 101. — Domul Bazna. Imagine structurală la intrarea în complexul II din Sarmatișan (după M. Birlogeanu).
Bazna dome, Structural image at the top of the complex II in the Sarmatian (according to M. Birlogeanu).

nul are grosimi de cca 700 m, iar Buglovianul de 600-650 m. Atit baza Buglovianului, cit și Tortonianul se prezintă în facies marno-argilos.

Structura are formă ovală orientată E-W (fig. 101). Înclinarea stratelor este de 2° - 4° în Sarmațian și din ce în ce mai mare în Buglovian și Tortonian. Din cauza dizarmoniilor intraformaționale, apexul domului este decalat în adîncime către S iar forma structurii devine puțin asimetrică.

În cuprinsul domului Bazna se cunosc nouă complexe gazeifere și anume, șase în Sarmațian (II—VII) și două (VIII + ZM) în Buglovian. Acestea li se adaugă trei orizonturi cu debite neindustriale. Capcanele sînt de tip structural (boltit).

Rezervoarele au porozități de 4,7%-26% și permeabilități de 1,3-228 mD, valorile fiind ceva mai mici în Buglovian datorită creșterii ponderii fracțiunilor litice.

Gazele sînt alcătuite din metan (99,16%) și etan (0,84%) și au puterea calorică apropiată de cea indicată la structura Delenii. Apa de zăcămint este de tip cloro-calcic, mineralizația depășind ușor 50 g/l. Exceptînd complexele II și III, în celelalte zăcămint este activă apa de sinclinal.

Domul Nadeș este situat în partea centrală a cuvetei Transilvaniei, acoperită de depozite pliocene. Structura a fost pusă în evidență prin lucrări de cartare geologică. Pe baza acestor indicații, în anii 1930-1931 s-a amplasat și săpat prima sondă de cercetare care a dovedit prezența gazelor aici.

Sucesiunea stratigrafică nu diferă de cea întilnită în mod frecvent în bazin. Sub Pliocen (cca 600 m), care se pare că include și Meoțianul (Grigoraș, 1961), a fost întilnit Sarmațianul (cca 900 m), Buglovianul (480 m) și Tortonianul. Spre deosebire de structura Delenii și Bazna, aici Tortonianul și baza Buglovianului conțin intercalații de gresii și nisipuri.

Structura reprezintă un dom ușor alungit pe direcția NE-SW, cu flancul SE mai abrupt. Înclinarea stratelor este de 3° - 7° . Din cauza acelorași dizarmonii, apexul de adîncime al domului se deplasează cu cca 2 km spre W față de cel de la suprafață.

Gazul metan din domul Nadeș se află acumulat în nisipuri fine și marne nisipoase, grupate în 22 complexe gazeifere: 15 în Sarmațian, patru în Buglovian și trei în Tortonian. Rezervoarele au porozități medii efective de 16,8%-30% și permeabilități de 39,2-1356 mD, observîndu-se aceeași diminuare a valorilor în raport cu adîncimea.

Gazele conțin 96,5%-99,6% metan și 0,4%-4% N_2 . Puterea calorică este de 8072-8988 kcal/mc. Apele au mineralizații de 74,6-143 g/l și sînt de tip cloro-calcic și cloro-magneziene.

Zona Prod-Seleuș se situează în prelungirea sud-vestică a domului Nadeș, reprezentînd, probabil, o continuare a acestuia. Aici, au fost puse în evidență acumulări industriale de gaze în Sarmațian, Buglovian și în partea superioară a Tortonianului.



d) Grupul sudic este constituit din șase structuri gazeifere, fără a lua în considerare zona Alămor, cu acumulări neindustriale de hidrocarburi.

Domul Copșa Mică se află într-o regiune de dezvoltare la zi a depozitelor pliocene. Această structură a fost determinată pe bază de cartare geologică în anul 1928. Cinci ani mai târziu s-a săpat sonda de explorare nr. 5, care în timpul forajului, la adâncimea de 764 m, a erupt pe liber, apoi gazele s-au aprins. Erupția liberă a durat, cu intermitență, pînă în anul 1944.

Sucesiunea stratigrafică stabilită prin sonde este următoarea în zona de apex: pe primii 190 m de la suprafață se dezvoltă Pliocenul, continuînd încă 43 m sub tuful de Bazna; Sarmațianul are o grosime de aproape 800 m și cuprinde șapte complexe de nisipuri; Buglovianul întîlnit pe intervalul 980-1750 m se caracterizează printr-un facies marnos; Tortonianul a fost identificat între 1750 m și 2320 m, inclusiv formațiunea cu sare (1999-2320 m); la rîndul său Tortonianul se dispune peste Eocen care constă din calcare cu numuliți și cu amphistegine, gresii, argile cenușii, nisip, pietriș de culoare roșie, din nou calcare, breccii calcaroase și marne roșcate.

Structura are formă eliptică, cu axa mare orientată NW-SE. La nivelul tufului de Bazna și al orizonturilor de adîncime V și VI, apexul domului apare decalat spre SW cu 750 m față de apexul de la suprafață. Înclinarea stratelor este de 2°-3°.

Pe domul Copșa Mică sînt productive nouă complexe (I-IX) de nisipuri, nisipuri marnoase și marne nisipoase, aparținînd Sarmațianului și Buglovianului. Fiînd situată în partea de W a depresiunii Transilvaniei, Tortonianul nu prezintă roci-rezervor, deoarece psamitele care se dezvoltă spre E, aici au fost substituite prin marne. La nivelul complexelor II și III, de unde există mai multe analize de carote, porozitățile efective sînt de 20,6%-34,2%, iar permeabilitățile de 1,5-952 mD. Conținutul în CO₂Ca al psamitelor variază între 5,6%-29,3%, valorile mai mari caracterizînd orizonturile de marne nisipoase.

Gazele conțin 99,2%-99,5% metan și 0,5%-0,8% etan. Densitatea acestora este de 0,556 kgf/dmc, iar puterea calorifică de 8090-8990 kcal/mc. Apele asociate sînt de tip mixt, respectiv cloro-calcic, cloro-magneziene și bicarbonato-sodice, ultimele indicînd, pentru unele orizonturi, o imperfectă închidere a zăcămintelor.

Capcanele sînt structurale, boltite și nefaliate. Energia zăcămintelor se datorește extinderii elastice a gazelor, asociată cu împingerea apei de sinclinal. Aceasta din urmă nu se manifestă și la nivelul orizontului V.

Domul Nou Săsesc este acoperit în întregime de depozite pliocene, a căror grosime este de 100-200 m în partea centrală și de peste 600 m pe flancuri. Structura a fost identificată cu ajutorul cartărilor geologice. Primele sonde cu gaze s-au săpat în anii 1939-1940.

Sub depozitele pliocene, care se pare că includ în bază și Meoțianul pe o grosime de cca 100 m (Vancea, 1960), în sonda nr. 1 a fost întîlnit Sarmațianul pe intervalul 250-1082 m, format dintr-o succesiune de marne și nisipuri cu 17 intercalații subțiri de tufuri dacitice. Buglovianul (1082-1850 m), în poziție mai estică decît Copșa Mică, conține intercalații



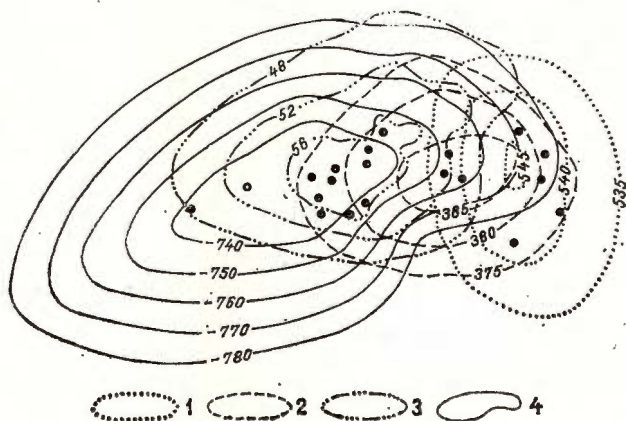
de nisipuri și marne nisipoase. Tortonianul a fost deschis pe o secțiune de cca 800 m. El este constituit din marno-argile, iar în partea bazală, pe cca 250 m, din sare, care însă n-a fost traversată în întregime.

La suprafață, domul are forma ovală, orientat N-S. Pe măsură ce se merge în adâncime structura se alungește pe direcția E-W, odată cu deplasa-rea axului. Astfel, la nivelul tufului de Hădăreni structura are o formă

Fig. 102. — Imaginea structură-
rală a domului Noul Săsesc.
1, la nivelul tufului Ighiș; 2, la
limita Pl/Sa; 3, la orizontul I;
4, la tuful de Hădăreni (după
A. Vancea).

Structural image of the Noul
Săsesc dome.

1, at the level of the Ighiș tuf;
2, at the limit Pl/Sa; 3, at the
horizon I; 4, at the Hădăreni
tuf (according to A. Vancea).



brahianticlinală, cu apexul deplasat la 2 km W de cel pe care-l formează formațiunile de la suprafață (fig. 102). Înclinarea stratelor pliocene este de cca 1°, aceasta ajungând la 2°-4° în adâncime.

În cuprinsul structurii Noul Săsesc au fost identificate 15 complexe productive (I—XV), opt (I—VIII) aparținând Sarmațianului și șapte (IX—XV) Bugloviului. Porozitatea rezervoarelor este cuprinsă între 6,5% (în gresii) și 35,8%, iar permeabilitatea între 1,6 și 699,6 mD.

Compoziția gazelor constă din metan, în proporție de 97,8% și 99,5% și etan, 0,5%-2%. La scurgerea separatoarelor se acumulează și puțin condensat, care provine din ultimele două strate productive. Densitatea gazelor este de 0,556 kgf/dmc. Puterea calorică a gazelor variază între 8023-8979 kcal/mc. Mineralizația apelor asociate crește în raport cu adâncimea.

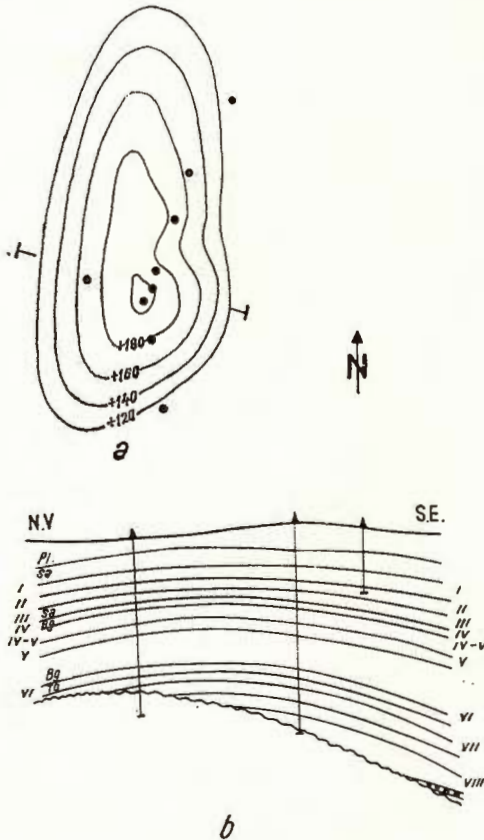
Structura Petiș, de formă domală, este situată la SW de cîmpul gazeifer Copșa Mică. O primă sondă săpată aici a avut gaze din Sarmațian și Bugloviului, cu debite maxime de 174000 mc și presiuni de 75/82 atm. (în Sarmațian). Cercetarea zonei continuă.

Anticlinăla Birghiș, orientat E-W și precizat cu ajutorul prospecțiunilor seismice, a fost cercetat cu o sondă de 2158 m adâncime. Efectuînd încercări de strate, sonda a debitat 25000 mc/zi gaze, din Sarmațian, la adâncimea de 563-660 m. Explorarea structurii continuă.

Structura Ruși reprezintă un anticlinal faliat axial, orientat NW-SE. Stratele au înclinări de 10°-40°. În cuprinsul său, formațiunea gazeiferă prezintă mai multe orizonturi de nisipuri și gresii care sînt însă inundate. Gaze s-au obținut din două complexe (I, III) de marne



nisipoase. Structura fiind complicată, rezervoarele cu caracter pelitic pronunțat și debitele slabe de gaze situează acest cîmp printre acumulările de importanță foarte redusă.



La W de structura Ruși, la Alămor, una dintre cele patru sonde săpate pînă în prezent (sonda nr. 2) a debitat gaze cu viituri de apă sărată la adîncimea de 598-610 m. Stratul respectiv aparține Sarmațian-Bugloviianului și este reprezentat prin marne nisipoase care trec, lateral, în marne. Se consideră că acumularea nu are valoare economică.

Fig. 103. — Structura Ilimbav. a, imagine structurală la nivelul Bugloviianului; b, secțiune geologică transversală (după M. Bîrlögeanu).
Ilimbav structure. a, structural image at the Bugloviian level; b, geological cross section (according to M. Bîrlögeanu).

Structura Ilimbav constituie cel mai sudic cîmp gazeifer din depresiunea Transilvaniei. În axul său sînt deschise depozitele Sarmațianului superior. Flancurile sînt îmbrăcate cu formațiuni pliocene, a căror grosime poate atinge 500 m. Structura a fost evidențiată prin cartare geologică în anul 1934 și a intrat în exploatare 16 ani mai tîrziu.

Sarmațianul are o grosime de cca 450 m și include trei complexe (I—III) de nisipuri cenușii-albicioase cu intercalații de marne. Bugloviianul (cca 450 m) se caracterizează prin intercalații de nisipuri cu grosimi de maximum 3 m, la partea superioară. Aceste nisipuri au fost grupate în două complexe (IV și V). Partea inferioară a Bugloviianului este exclusiv marnoasă. Tortonianul se compune din marne cu intercalații de nisipuri și sare. Din Tortonian, la adîncimea de 996 m, una dintre sonde a intrat în fundamentul cristalin, alcătuit din șisturi clorito-sericitoase.

Structura reprezintă o cută slabă, asimetrică (fig. 103), orientată N-S.



Dintre cele opt complexe de nisipuri s-au dovedit gazeifere numai primele patru, aparținând Sarmațianului (I—III) și Buglovianului (IV). Grosimea cumulată a complexelor productive este de 230 m. Porozitățile orizonturilor inferioare variază între 28% și 32%, iar saturația în apă interstițială prezintă valori de 22%. Debitetele potențiale, în liber, au fost de 1 500 000 mc/zi la orizonturile I + II, de 935 000 mc/zi la orizontul III și de 600 000 mc/zi la orizontul IV. Inițial s-au înregistrat presiuni de 25,2 (orizonturile I + II) — 44 atm. (orizontul IV). Temperatura de zăcămint este cuprinsă între 19° și 24°C.

Începînd din anul 1961, structura Ilimbav funcționează ca rezervor natural subteran, înmagazinînd gaze în lunile călduroase și evacuînd-le în timpul iernii.

e) Grupul estic se compune din 22 structuri gazeifere.

Structura Daia-Țelina a fost pusă în evidență prin lucrări de cartare geologică încă din anii 1929-1931. Se pare însă că axul anticlinalului de adîncime nu corespunde celui de suprafață, astfel că condițiile structurale ale obiectivelor de interes nu sînt încă suficient de clare.

La Daia-Țelina și în împrejurimi, s-au săpat mai multe sonde dintre care una a interceptat sarea. Probele de producție efectuate în gaură tubată au indicat prezența gazelor, în cantități industriale, în mai multe orizonturi aparținînd Sarmațianului, Buglovianului și Tortonianului. Exploatarea regiunii continuă.

Structura Bunești-Criș se situează pe marginea de SE a bazinului, unde aflorează depozitele sarmațiene. Cercetarea structurii s-a realizat prin cartări geologice efectuate în mai multe etape, foraje crăelius, prospecțiuni electrometrice și seismice.

Jumătatea superioară a Sarmațianului care aflorează este constituită din marne, nisipuri și conglomerate, cu intercalații de tufuri dacitice. Partea inferioară a acestui subetaj și Buglovianul conțin numeroase complexe nisipoase și grezoase, separate de intercalații marnoase. Nisipurile superioare au ape dulci, ceea ce înseamnă că ele sînt neprotejate și deci iau contact cu apele vadoase. Nisipurile inferioare, în schimb, au apă sărată cu mineralizații de 84-108,8 g/l. Tortonianul, deschis pînă la sare (2420 m), este alcătuit dintr-o succesiune de marno-argile și nisipuri.

Domul Bunești are, la suprafață, o formă ovală, cu axa longitudinală orientată NW-SE. Flancul de S, și deci închiderea structurii în acest sector, este mai puțin evident. Înclinarea stratelor este destul de variabilă. La suprafață au fost înregistrate valori de 4°-17°, iar în sonde înclinări de 15°-32°, asociate uneori cu oglinzi de fricțiune. În ceea ce privește imaginea structurală, de adîncime, aceasta nu apare încă suficient de clară. Elementele menționate, împreună cu poziția marginală a structurii, sugerează existența unor falii care afectează depozitele Tortonianului superior și, eventual, o tectonică plicativă mai pronunțată.

La Bunești-Criș s-au săpat, începînd cu anii 1934-1937, cinci sonde. Într-o primă sondă s-a semnalat erupția de gaze și apă sărată din Tortonianul superior și indicații de hidrocarburi în Sarmațian, pe intervalul 270-



298 m. În anul 1972 s-a forat sonda nr. 5 care, din același Tortonian superior (1484-1492 m) a debitat gaze umede, și anume: 57200 mc/zi cu presiuni de 140 atm. Lucrările de explorare vor continua.

Brahianticlinalul Beia, identificat cu ajutorul prospecțiunilor seismice, are direcția NE-SW și pare să fie afectat de o falie în zona periclinală nordică.

Cele patru sonde săpate pînă în prezent au deschis integral formațiunea cu gaze, aici de vîrstă bugloviană și tortoniană. Deasupra sării, întilnită între 1537 m (sonda nr. 1) și 1660 m (sonda nr. 2), se dezvoltă o succesiune de marne și marne nisipoase, nisipuri și gresii. Dintre stratele cu proprietăți de rezervor aparținînd Tortonianului, au avut gaze cu debite cuprinse între 65000 și 100000 mc/zi, șapte orizonturi. Structura este în curs de cercetare.

Structura Cristur a fost cercetată, mai întii, prin cartări geologice, dat fiind faptul că la zi apare Sarmațianul, iar apoi, cu foraje crăelius și lucrări seismice. Cartările geologice sugerează existența unui brahianticlinal, alungit pe direcția NW-SE. La adîncime, seismica a arătat că structura se deplasează cca 1,5 km spre W și că „brahianticlinalul” se compune din două culminații sub formă de domuri: culminația nordică a fost denumită Cristur-Filiași, iar cea sudică, Feleag. Stratele au înclinări variabile, de 5° pînă la 25°. Aceasta nu reflectă numai o tectonică mai complicată pe măsura apropierii cutelor diapire, ci și o sedimentație torențială a anumitor nivele stratigrafice.

Sarmațianul se reduce la o grosime de numai 250 m, restul de 500 m fiind erodați. El conține, împreună cu Buglovianul (950 m) și Tortonianul (deschis pînă la sare), mai multe complexe nisipoase, parțial grezoase și marno-nisipoase, separate de argile și marne. Lucrările de foraj și probe de producție au evidențiat 10 complexe gazeifere, din care nouă (I—VIII, plus orizontul intermediar II—III) în Tortonian și unul în Buglovian. Cercetarea geologică a structurii este practic încheiată, urmînd ca pentru anumite obiective geologice să se stabilească comportarea și potențialul productiv, pe o perioadă de timp mai îndelungată.

Apele sărate de pe această structură sînt utilizate în scop balnear-terapeutic, la stațiunea din Cristuru Secuesc.

Domul Eliseni, alcătuit probabil din două culminații, este ușor alungit pe direcția E-W. Structura a fost evidențiată de către prospecțiunile seismice.

La Eliseni s-au săpat 11 sonde, la diferite adîncimi. Una dintre ele (sonda nr. 1) a traversat integral Tortonianul, înțelegîndu-se prin aceasta și formațiunea cu sare. Dintre numeroasele orizonturi de nisipuri, gresii și marne nisipoase, la probele de producție au avut debite industriale de gaze șapte complexe. Un complex (I) se situează în Sarmațian, patru complexe (II, II—III, III și IV) în Buglovian, iar celelalte două (V și VI) în Tortonian. Debite neexploatabile de gaze s-au semnalat și în orizontul intermediar I—II. Caracteristicile acestei structuri sînt variațiile litologice foarte accentuate, care afectează orizonturile cu proprietăți de rezervor. Ca un mare, o parte dintre termenii productivi prezintă porozități, permeabilități, debite și chiar conținuturi în fluide, diferite. Față de situația menționată, la



Eliseni se poate vorbi de capcane combinate, la realizarea cărora au contribuit factorii structurali și litologici.

Domul Chedia este o structură de dimensiuni reduse, pusă în evidență prin cartări geologice și verificată cu ajutorul prospecțiunilor seismice. La suprafață aflorează Pliocenul, care îmbracă un facies ceva mai marnos decât cel cunoscut în împrejurimi.

Sondele săpate pe această structură au traversat Sarmațianul (cca 800 m), Buglovianul (360 m) și Tortonianul (până la sare, cu sonda nr. 5). Boltirea Chedia este ușor alungită pe direcția E-W. Stratele au înclinări de 3°-9°. Lucrările de exploatare au permis, începând cu anul 1963, descoperirea mai multor orizonturi cu gaze, din care unul aparține Sarmațianului, iar patru Buglovian-Tortonianului. Unele foraje de explorare vor mai fi necesare pentru conturarea acumulărilor de hidrocarburi evidențiate până în prezent.

Anticlinalul Șoimuș a fost determinat prin lucrări de cartare în anul 1955. Cu excepția zonei de apex unde aflorează Sarmațianul superior, la suprafață apar depozite pliocene.

Sondele săpate aici au indicat prezența gazelor în 12 complexe de nisipuri și gresii. Un complex (A) se situează în Sarmațian, două (I + interv. I-II) în Buglovian și nouă (II-X), în Tortonian. Grosimea fiecărui strat productiv variază între 3 și 25 m, porozitatea medie între 13% și 15%, saturația în apă interstițială 35%-40%, presiunea 145-254 atm., iar temperatura 50°-82°.

Domul Singeorgiu de Pădure este acoperit în întregime de depozite pliocene. El a fost pus în evidență cu ajutorul lucrărilor de cartare geologică și apoi detaliat, în adâncime, prin prospecțiuni seismice.

Sub Pliocen s-a întilnit Sarmațianul, în general nisipos, format din psamite cu bobul grosier. Buglovianul și Tortonianul, care urmează în adâncime, constau din marne în alternanță cu complexe groase de nisipuri, parțial cimentate, și chiar din conglomerate pe o grosime de cca 350 m (în Tortonian), ceea ce indică apropierea sursei de alimentare cu material detritic.

Domul Singeorgiu de Pădure are o formă ovală, dirijată NW-SE. Din cauza aceluși dizarmonii intraformaționale, axul structurii migrează în adâncime către W. Înclinările stratelor sînt cuprinse între 1° și 5°.

În toată seria miopliocenă au fost separate 15 complexe de nisipuri, din care produc nouă : patru (I-IV) în Pliocenul inferior și cinci (V-IX) în Sarmațian. În cadrul orizontului I, porozitatea variază între 7,94% și 28,8%, iar permeabilitatea între 31,5 și 777,8 mD. Conținutul în CO₂ Ca al nisipurilor și nisipurilor marnoase din complexul I este de 7,9%-12,2%.

Gazele, constituite din metan (99,2%) și azot (0,8%), au densitatea de 0,557 kgf/dmc și puterea calorifică de 8039-8951 kcal/mc. Apele sînt de tip cloro-calcic, cu concentrații de 61,6-92,5 g/l. Din conglomeratele tortoniene s-au obținut ape sărate cu temperaturi ridicate (Vancea, 1960).

Anticlinalul Gălățeni se situează într-o regiune de dezvoltare la zi a depozitelor pliocene. Evidențierea acestei structuri a fost posibilă cu ajutorul prospecțiunilor seismice. Anticlinalul este orientat pe



direcția NW-SE, întocmai ca și cîmpul gazeifer Singeorgiu de Pădure. Structura nu este conformă pe verticală, datorită a cel puțin trei nivele de dizarmonie, corespunzînd limitelor dintre Pliocen și Sarmațian, Sarmațian și Buglovian și, respectiv, Buglovian și Tortonian.

La Gălățeni s-au săpat cinci sonde de explorare, cu adîncimea maximă de 3000 m, fără să se reușească interceptarea sării tortoniene. Probele de producție au arătat prezența gazelor în Tortonian și Buglovian, spre deosebire de anticlinalul vecin, Singeorgiu de Pădure, cu o poziție structurală mai coborîtă, unde hidrocarburile sînt localizate numai în Sarmațian. Cele mai bune rezultate s-au obținut la sonda nr. 12 și anume, trei orizonturi cu gaze în Tortonian și alte trei în Buglovian. Problemele privind stabilirea detaliilor structurale și extinderea acumulărilor urmează să fie elucidate prin lucrările programate.

Structura Ghinești-Trei Sate se situează la E de anticlinalul Singeorgiu de Pădure, în aceeași regiune acoperită cu depozite pliocene. Structura a fost semnalată, mai întîi, de către lucrările de cartare și, apoi, controlată cu prospecțiuni seismice. Din cauza accesului greu, prospectarea geofizică a structurii nu s-a putut realiza în condiții optime, astfel încît stabilirea imaginii tectonice necesită încă cercetări. Potrivit datelor seismice și de foraj disponibile se pare că nu există o concordanță structurală pe verticală din cauza aceluiași dizarmonii verificate pe alte anticlinale din grupul estic. Dacă la nivelul Sarmațianului structura este orientată NW-SE, la un reper din Tortonian anticlinalul Ghinești-Trei Sate pare să se dirijeze pe direcția N-S, constituind o continuare a elementului structural Măgherani.

Succesiunea stratigrafică este similară celei de la Singeorgiu de Pădure. Din punct de vedere litologic, însă, se constată o variație și mai accentuată, ceea ce îngreuiază corelarea profilelor sondelor săpate în acest sector.

La Ghinești-Trei Sate s-au săpat mai multe sonde de cercetare, care au indicat prezența gazelor în Tortonian, Buglovian și Sarmațian. Din Tortonian s-au obținut, în general, debite modeste, de regulă sub 10000 mc/zi și, numai în mod excepțional 74000 mc/zi. Buglovianul și Sarmațianul au avut comportări mai bune, debitele zilnice ajungînd pînă la 175000 mc. În regiune vor continua lucrările de explorare.

Domul Miercurea Nirajului a fost pus în evidență prin lucrări de cartare. După săparea mai multor sonde de cercetare și descoperirea gazelor pe structură, s-a ivit necesitatea completării lucrărilor de prospecțiune cu măsurători seismice (fig. 93).

Sondele săpate la Miercurea Nirajului au deschis o secțiune de 2501 m, care se aseamănă din punct de vedere litostratigrafic cu profilul de la Singeorgiu de Pădure. Pe porțiunea traversată cu foraje au fost identificate șapte complexe nisipoase, din care s-au dovedit productive numai primele trei, situate în Sarmațian. Un al patrulea, aparținînd Buglovianului, are o comportare foarte slabă. Aceste strate produc și cu apă sărată. Gazele se compun din metan (99,4%) și etan (0,6%). Apele au concentrații în NaCl de 77,16 g/l și sînt de tip cloro-calcic.



Structura Măgherani constituie un dom orientat N-S și format din două culminații. La suprafață aflorează Pliocenul, iar sondele săpate aici au deschis Sarmațianul, Buglovianul și Tortonianul pînă la adîncimea de 2703 m (sonda nr. 5). Rezervoarele din Sarmațian și Buglovian sînt saturate cu ape, în timp ce Tortonianul, la sonda nr. 5, a avut gaze din două orizonturi situate la adîncimi de 2317-2478 m.

Structura Dămieni, cu o formă încă neclară, a fost semnalată de către prospecțiunile seismice. Raporturile acestei structuri cu domurile de la N, Teleac și Chiheru nu sînt încă pe deplin precizate. Și aici, ca și în sectoarele vecine, se pare că nu există o concordanță tectonică în adîncime. Mai mult, situația de la Dămieni pare a fi complicată de prezența unei falii. Din cinci sonde săpate la Dămieni, pînă la adîncimea de 3200 m (Tortonian) trei au evidențiat existența gazelor în Sarmațian (1284-1312 m), în Buglovian (1640-1650 m) și în Tortonian (220-2600 m). Lucrările vor continua.

Structura Teleac este situată într-o regiune în care Sarmațianul apare la zi, acoperit, periclinal, de Pliocen. Această structură a fost evidențiată prin lucrări de cartare și detaliată cu profile seismice.

Sarmațianul are o grosime de cca 1200 m. La partea superioară, pînă la 300 m, el este constituit din marne, iar în rest din nisipuri cu foarte puține intercalații de marne protectoare. Buglovianul (cca 600 m) este predominant nisipos. Tortonianul, pe primii 450 m constă din pelite, pentru ca înspre baza acestuia să apară și orizonturi psamitice.

Structura Teleac are forma unui dom alungit în direcția NW-SE. Stratele de la suprafață prezintă înclinări de 3°-9°.

În perioada 1940-1944 s-au săpat două sonde, din care una (sonda nr. 2) a avut debite slabe de gaze, pe intervalul 97-148 m. Cea de-a doua, deși a realizat 780 m adîncime și a efectuat 17 probe de producție, n-a avut rezultate economice pozitive. În ultimii ani cercetările au fost reluate pe structură. Cu această ocazie s-au obținut debite industriale de gaze la două orizonturi din Buglovian (sonda nr. 5). Explorarea secțiunii Tortonianului de sub seria marnoasă terminală, productivă la Măgherani, a rămas fără consecințe economice favorabile.

Structura Voivodeni este situată la cca 6 km SW de orașul Reghin. Ea a fost pusă în evidență de prospecțiunile seismice efectuate în anii 1968-1969 și apare sub forma unui dom alungit NW-SE. Sectorul nordic al domului prezintă încă neclarități sub aspectul imaginii tectonice. Trei sonde săpate aici (1, 2 și 11) au avut gaze, din Sarmațian și Tortonian. Rezervoarele bugloviene sînt saturate cu apă.

Brahianticlinalul Lunca a fost descoperit și apoi detaliat în mai multe etape, cu ajutorul prospecțiunilor seismice. Potrivit unor tentative de interpretare, schițate recent, dar care sînt susceptibile de modificări, brahianticlinalul are o formă simetrică și este orientat WNW-ESE (fig. 104). Pînă în prezent s-au săpat la Lunca șase sonde, care au deschis formațiunea cu gaze pînă la sare. Ultima dintre acestea (sonda nr. 6) a avut gaze din trei orizonturi tortoniene, situate la adîncimi de 894-1048 m. Debitele obținute sînt de 10860-61640 mc/zi. Gazele conțin 98,9-99,02% metan. Lucrările de explorare vor continua.



Structura Tărcești, determinată prin cartări geologice și prospecțiuni seismice, ar putea să facă parte, împreună cu domul Bențid, din același anticlinal major, orientat E-W. În această concepție tectonică, probabil că între cele două culminații componente intervine o falie separatoare. Trei dintre sondele săpate la Tărcești au avut gaze mixte în Tortonian și Buglovian. La prima sondă (nr. 1), pe intervalul 296-1268 m se constată modificări ale raportului dintre CO_2 și hidrocarburi în același sens ca și la Bențid. De exemplu, pe intervalul din bază (1200-1268 m), conțin-

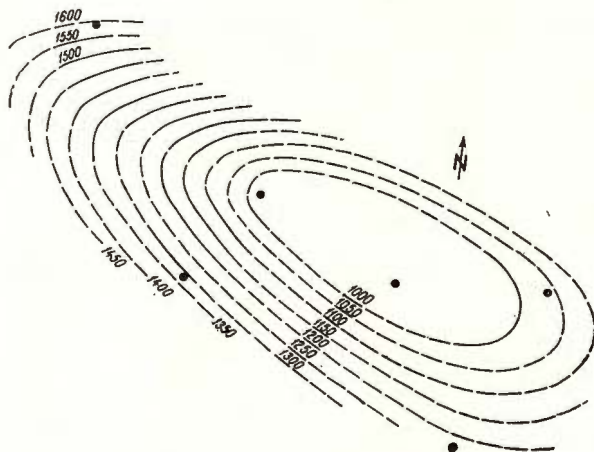


Fig. 104. — Harta structurală a domului Lunca, la un reper din Tortonian (după M. Bîrlögeanu).

Structural map of the Lunca dome at a Tortonian guide mark (according to M. Bîrlögeanu).

tul în CO_2 a fost de 85,2%, el scăzînd continuu pînă la 1,1% pe intervalul superior (296-344 m). În mod corespunzător (în compensație) se produce o creștere a procentajului de metan și azot. Ceilalți componenți ca etanul și propanul se mențin ca pondere. Variațiile litofaciale mari, care se produc aici, influențează parametri fizici ai rezervoarelor, comportarea sondelor în producție și chiar stabilirea unor imagini structurale la diferite nivele stratigrafice.

Structura Bențid se află la E de linia cutelor diapire, într-o regiune acoperită de depozite pliocene, dintre care o parte sînt aglomerate andezitice și curgeri de lavă. Evidențierea elementului structural respectiv constituie o contribuție a prospecțiunii seismice efectuate în anul 1962.

Pliocenul este reprezentat dintr-o alternanță de marne, nisipuri și conglomerate, gresii, nisipuri și marne foioase. Tortonianul are, la partea superioară, un complex de marne care se dispune pe formațiunea cu sare; urmează apoi orizontul de tufuri și, în sfîrșit, conglomeratele bazale (tortoniene). Pe această structură, Tortonianul se dispune direct peste fundamentul metamorfozat, format din șisturi sericito-cloritoase, șisturi negre grafitoase și din cuarțite.

Structura Bențid reprezintă un brahianticlinal (fig. 105), care se schițează pe fondul unui monoclin, de fapt bordura de E a depresiunii Transilvaniei.



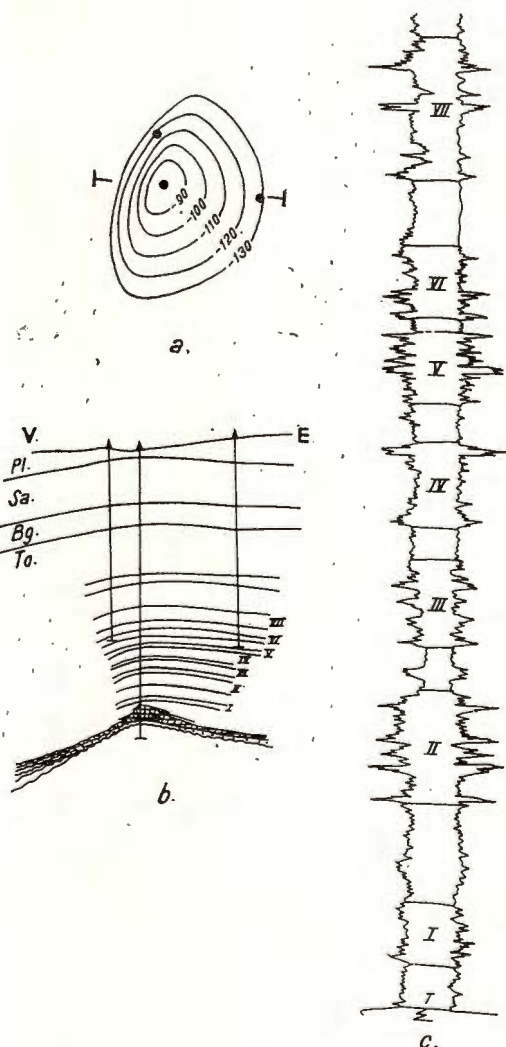
Sondele săpate la Bențid au pus în evidență gaze mixte în cristalin, Tortonian și Buglovian. Din partea superioară alterată a fundamentului de șisturi cristaline, la adâncimi de 2512-2373 m s-au semnalat debite de 216000 mc/zi.

Fig. 105. — Structura Bențid.

a, imagine structurală la limita Burdigalian/Tortonian ; b, secțiune geologică prin zona centrală a structurii ; c, profilul tip al Buglovianului și Tortonianului (după IFLGS).

Bențid structure.

a, structural image at the Burdigalian/Tortonian boundary ; b, geological section through the central zone of the structure ; c, Buglovian and Tortonian type profiles (according to IFLGS).



Grosimea aparentă a fiecărui rezervor cu gaze variază între 16 m și 45,5 m. Porozitatea cristalinului alterat este de cca 10% și a rezervoarelor din sedimentar, de 11%. Saturația în apă interstițială nu depășește 20% în cristalin și cca 50% în sedimentar.

Gazele libere obținute din scoarța alterată a fundamentului conțin 89,3% CO₂, 6,3% CH₄ și 4,4% N. În complexele productive ale Tortonia-



nului, conținutul în CO_2 variază între 77,6% și 57,6%, cel de CH_4 între 42,6% și 11%, iar N între 4% și 4,4%. În general, ponderea bioxidului de carbon crește în raport cu adâncimea, iar cea a metanului este mai mare către complexele superioare. Prezența CO_2 în cantități atât de mari arată că structura se situează în zona aureolei mofetice ce se conturează în lungul cutelor diapire. Presiunea medie a acumulărilor de gaze este de cca 190 atm., iar temperatura de zăcămint de cca 75°C.

Anticlinalul Firtușu reprezintă, de fapt, un detaliu structural pe flancul nordic al structurii Bențid. Prima sondă săpată aici a deschis Pliocenul, Sarmațianul, Buglovianul și, parțial, Tortonianul (pe 756 m). Intercalațiile de nisipuri din Tortonian (pe șase intervale) și din Buglovian (un interval) sînt saturate cu gaze, constînd din CO_2 în proporție de 68,7%-98,9%, CH_4 0,8-14,2% și alți componenți. Spre deosebire de structura Bențid, conținutul de CO_2 scade în adîncime, de la 98,9% în Buglovian (1246-1342 m) la 68,7%-70% în Tortonian (1918-2002 m). Sarmațianul, foarte nisipos, conține ape sărate, iar Pliocenul, ape dulci. Explorarea anticlinalului, al cărui ax se deplasează în adîncime spre E, continuă.

Anticlinalul Cușmed, orientat NW-SE, a fost determinat cu ajutorul prospecțiunilor seismice. Acesta se află în faza inițială de explorare. O primă sondă săpată aici a deschis Sarmațianul, Buglovianul și o parte din Tortonian (pe 1100 m grosime). La probele de producție s-au obținut, din secțiunea inferioară a Buglovianului și din Sarmațian, gaze mixte, metan, azot (22,3%-31,8%) și bioxid de carbon (27,8%), acesta din urmă fiind prezent numai în baza Buglovianului.

Structura Brădești, situată la SE de Bențid și la cca 6 km NE de Odorheiu Secuiesc, a fost evidențiată prin lucrări de cartare geologică și foraj structural de mică adîncime. Ea reprezintă un anticlinal îngust cu flancurile simetrice, orientat NW-SE. Într-una din sondele săpate aici (sonda nr. 2) s-au semnalat debite industriale de gaze (21200-60800 mc/zi) din partea inferioară a Buglovianului (1170-1290 m). Este de reținut că gazele sînt constituite, în proporție de 99%, din etan, CO_2 lipsind.

Zona Ibănești, traversată de apa Gurghiului, face parte din sincliniul care se dezvoltă la E de linia cutelor diapire, pînă pe rama Carpaților Orientali. În această zonă, acoperită de aglomerate vulcanice, s-a săpat, în condiții structurale neclare, o sondă (4911) pînă la adîncimea de 3028 m. Forajul respectiv a traversat Pliocenul, Sarmațianul, Buglovianul și o bună parte din Tortonian, fără a intercepta sarea. Secțiunea deschisă se caracterizează printr-o succesiune de marmo-argile, nisipuri și gresii. Numeroase orizonturi psamitice au făcut obiectul unor probe de producție, dar numai la unul singur (1590-1594 m) s-au semnalat gaze, al căror debit, în funcție de duze, a variat între 22600 și 28000 mc/zi, cu presiuni în coloană de 110-135 atm. Condițiile grele de lucru pentru prospecțiunile seismice în zona aglomeratelor vulcanice au determinat o aminare a cercetării. Se întrevide însă, ca lucrările să fie reluate într-un viitor apropiat.



IX. DEPRESIUNEA PANNONICĂ

Această unitate structurală reprezintă o depresiune internă, încadrată de munții Alpi la W, munții Tatra la N, Munții Apuseni și ai Banatului la E și de munții Dinarici la S. Pe teritoriul României, depresiunea panonică este reprezentată numai prin marginea ei estică care se sprijină pe Munții Apuseni și Meridionali Banatului, formînd o serie de golfuri ce se închid spre E.

Cunoașterea depresiunii panonice a fost asigurată prin cartări geologice, prospecțiuni geofizice și geochimice și prin foraje. Cartări geologice de detaliu s-au efectuat pe tot cuprinsul zonelor cu deschideri naturale din apropierea masivelor muntoase.

Prin lucrări de prospecțiune gravimetrică s-a cercetat 80% din cuprinsul unității respective cu o densitate de 1 punct pe kmp. În regiunea Oradea-Borș, pe o suprafață de 3830 kmp, densitatea a fost de 1,1 stații/kmp.

Prospecțiunile magnetometrice au acoperit 90% din suprafața depresiunii cu densitatea de 1 punct/10 kmp. În cadrul regiunii cercetate, pe 5% din suprafață lucrările au fost mai dense, și anume 1 punct/kmp.

Lucrări de prospecțiuni electrometrice s-au efectuat în regiunea Arad-Timișoara, pe o suprafață de cca 2000 kmp, cu o densitate de 0,18 km profil/kmp și în regiunea Oradea-Salonta, pe o suprafață de 1675 kmp, cu densitatea de 0,32 km profil/kmp.

Prospecțiuni seismice de reflexie și refracție au început să se execute încă din anul 1942. Lucrările seismice de refracție (KMPV) cu caracter regional, urmărind evoluția suprafeței fundamentului s-au efectuat pe aproape toată depresiunea. Prospecțiunile seismice de reflexie au acoperit cca 75% din suprafață, la un grad de semidetaliu și de detaliu. Densitatea diferă, în funcție de perspectivele, complicațiile seismo-geologice ale regiunilor cercetate și de calitatea informațiilor obținute. În bazinele Lugoj și Zarand s-au efectuat prospecțiuni seismice numai la scară regională. Aceste lucrări, în totalitatea lor, au permis descifrarea structurii cuverturii sedimentare.

Cercetări geochimice s-au efectuat în sectorul nordic al depresiunii panonice, corespunzînd împrejurimilor orașului Zalău precum și în Banat. Ca și în cazul altor unități structurale majore din România, rezultatele prospecțiunilor geochimice nu s-au dovedit convingătoare.

Începînd cu anul 1950 s-au executat foraje structurale de mică adîncime (core drill), mai ales pe bordura estică, unde sedimentarul are o grosime redusă și pe cîteva zone de ridicare mai vestice. Forajele respective au contribuit la rezolvarea unor probleme stratigrafice, structurale și chiar la punerea în evidență a unor acumulări de hidrocarburi.

Activitatea de cercetare cu foraje adînci a urmărit, inițial, prospectarea cărbunilor în bazinul Oaș. Ulterior, s-a pus problema cercetărilor pentru hidrocarburi și, mai recent, a valorificării apelor termale. Creșterea și diversificarea interesului pentru depresiunea panonică a determinat o înviorare a activității de foraj, în special după anul 1945. În felul acesta s-a ajuns ca în ultimele trei decenii să se foreze cca 550 sonde de prospecțiune și explorare, cea mai adîncă (la Girișu de Criș) realizînd 3894 m.



Ansamblul de lucrări executate au asigurat un grad avansat de cunoaștere a depresiunii pannonice, în ce privește succesiunea stratigrafică, variațiile litofaciale, aranjamentul stratelor și evoluția geologică. Pentru bazinele (golfurile) intramontane, gradul de cunoaștere a structurii de adâncime este mai redus.

1. PARTICULARITĂȚILE STRATIGRAFICE ȘI LITOFACIALE ALE CUVERTURII SEDIMENTARE

Datele geologice disponibile duc la constatarea că succesiunea stratigrafică a sedimentarului din sectorul românesc al depresiunii pannonice nu este aceeași pretutindeni. Astfel, în sectorul sudic, fundamentul cristalin, străpuns pe alocuri de mase eruptive, este acoperit, direct, de depozite miocene și pliocene. Numai izolat, sub Miocen, se întâlnesc depozite cretacic-superioare și eocene. În sectorul central, delimitat de prelungirea spre W a cristalinului munților Plopiș și a zonei Iceland-Salonta, cuvertura sedimentară se completează cu formațiuni paleozoice (?) și mezozoice, reprezentând continuarea autohtonului de Bihor și a sistemului pînzelor de Codru. Acestea le urmează Miocenul și Pliocenul. În sfârșit, sectorul nordic, situat dincolo de prelungirea munților Plopiș, se caracterizează prin prezența depozitelor cretacice și paleogene în facies de fliș, acoperite de Miocenul mediu-superior și de Pliocen.

Fundamentul metamorfozat al depresiunii, ce se poate vedea la zi în câteva aflorimente de pe rama estică și din interiorul bazinului, este format din șisturi cristaline de mezo- și epizonă. Acesta coboară în trepte către W, formînd o serie de creste îngropate în sedimentarul neogen și mai vechi. În interiorul depresiunii, fundamentul a fost întîlnit de numeroase sonde care au indicat filite, cuarțite, micașisturi cloritice, șisturi sericito-cloritoase, șisturi amfibolice, gnaise, precum și roci magmatice, cum sînt granitele, granodioritele, dioritele, metagabbrourele, diabazele și melafirele.

Paleozoicul, reprezentat prin formațiuni permiane, apare în aflorimente pe ramă. După unii autori (I c h i m et al., 1966, 1971) astfel de depozite au fost întîlnite și în interiorul depresiunii, prin câteva sonde, la Borș, Oradea, Toboliu și Turnu. Ținînd seama de lipsa argumentelor paleontologice și similitudinea litofacială a depozitelor respective cu cea a secvențelor atribuite Triasicului, problema existenței Permianului aici rămîne să mai fie verificată.

Triasicul, cunoscut în serie completă în aflorimente, a fost identificat și în câteva sonde din compartimentele nordic (Mihai Bravu) și central (Borș, Oradea, Toboliu). La Mihai Bravu, unde are o grosime de 360 m, este predominant conglomeratic și se dispune direct peste cristalin. În zona centrală, Triasicul este alcătuit din conglomerate, care trec, în sus, la gresii, argile și șisturi argiloase cu diaclaze de anhidrit și gips, urmate de dolomite și calcare, parțial negre, bituminoase.

Jurasicul, prezent pe rama de E și în mai multe sonde de la Oradea, Toboliu și Sinandrei, urmează Triasicului după o lacună de sedimentare. El este constituit din calcare cenușii-negricioase, compacte, și calcare dolomitice (I c h i m et al., 1971 B).



Cretacicul a fost întâlnit în toate cele trei compartimente, dar mai bine dezvoltat s-a dovedit a fi în sectoarele central și nordic. El se caracterizează prin importante variații de facies. În sectorul central, la Borș, Oradea și Biharea, Cretacicul inferior este reprezentat prin calcare recifale, masive, de culoare cenușie, în grosime de 300 m, a căror vîrstă barremiană a fost stabilită pe bază de microfaună. Peste ele urmează, de asemenea, depozite calcaroase, în grosime de 600 m, atribuite, pe criterii litofaciale, Aptianului. În compartimentul nordic, sondele de la Baia Mare, Carei, Pișcolț, Chișlaz, Abrămuț au indicat, pe alocuri, alternanțe de șisturi marno-argiloase negre, gresii glauconitice, conglomerate și calcare cu orbitoline, aparținînd Aptianului superior-Albianului.

Începînd cu Cretacicul superior, aria de sedimentare se extinde, incluzînd și compartimentul sudic al depresiunii panonice. Rămînînd în continuare în sectorul nordic este de reținut că aici Cretacicul superior îmbracă un facies detritic flișoid reprezentat prin gresii calcaroase, marne argiloase cu intercalații subțiri de gresii cenușii și cu vine de calcit. Toată această serie flișoidă senoniană cumulează cca 900 m. În compartimentul sudic, Cretacicul superior, identificat sub formă de petice, este constituit, în zona Dudești-Cărpiniș, din argile cenușii, marne cu treceri (înspre E) la gresii și intercalații de conglomerate în bază. Cretacicul superior de la S de Mureș poate totaliza 900 m grosime. Ocupînd în general zonele mai coborîte ale depresiunii, aceste depozite par a fi totuși în relații de discordanță cu formațiunile adiacente.

În faza laramică, depresiunea panonică se înalță și rămîne exondată o perioadă îndelungată de timp, exceptînd cîteva zone limitate, unde sedimentarea a fost reluată în Eocen. Din aceste zone face parte și extremitatea nordică a depresiunii, inclusiv Maramureșul. Aici, sondele de la Nisipeni, Carei și Pișcolț au arătat că Eocenul, în grosime de cca 1000 m, se dezvoltă în facies de fliș, constînd dintr-o alternanță de gresii cenușii cu diaclaze de calcit și marno-argile. În bazinul Chioarului, în schimb, se întîlnește un facies litoral conglomeratic-calcaros. La S de Mureș, Eocenul se remarcă prin aceeași dezvoltare restrînsă, ocupînd sectoarele coborîte. El este reprezentat prin brezii calcaroase, conglomerate, gresii conglomeratice și șisturi argiloase negre, însumînd o grosime de cca 300 m.

Burdigalian-Helvețianul se cunoaște la zi și în regiunea Jibou-Zalău, în bazinul Almașului, în regiunea Mehadia, iar în interiorul depresiunii, doar în cîteva sonde săpate pe structurile Mădăraș, Ardud, precum și la S de Mureș. În acest din urmă compartiment, la Foeni-Ciavoș, de exemplu, s-au întîlnit gresii, microconglomerate și intercalații de marne de culoare roșatică. Pe structurile Moravița și Șipet-Șoșdea au fost semnalate argile, nisipuri și intercalații de gresii și pietriș, de asemenea, de culoare roșie. Grosimea lor cumulează cca 250 m. Potrivit conținutului microfaunistic și paralelizărilor cu depozite asemănătoare din Iugoslavia, aceste formațiuni din Banat au fost atribuite Helvețianului.

Tortonianul, primul termen al cuverturii depresiunii, se dispune transgresiv peste depozite de vîrstă diferită. El a fost recunoscut, mai întîi, pe marginea bazinului și în jurul masivelor cristaline din interiorul acestuia (Heghișa, Măgura Șimleului), unde este reprezentat prin marne,



gresii tufacee și calcare de Leitha. Mai în interiorul bazinului, Tortonianul a fost semnalat de către foraje pe numeroase structuri. Astfel, în compartimentul nordic, sondele de la Tăuți, Măgherauș, Coaș, Mădăraș, Cherechiu-Secueni, Ciocaia, Abrămuț, Borș etc. au traversat o alternanță de nisipuri și gresii cu marne, cărora se adaugă, uneori, calcare cu *Lithothamnium* și intercalații de tufuri și argile tufacee, însumând maximum 600 m grosime. În Banat, Tortonianul a fost întâlnit prin sondele Moravița, Secueni, Foeni-Ceavoș, Șandra, Satchinez, Calacea, Cherestur etc., cu dezvoltări diferite de la o zonă la alta. În general, acolo unde stă direct peste fundamentul metamorfozat, Tortonianul începe printr-un orizont conglomeratic, urmat de altul, predominant pelitic. Ambele orizonturi conțin o asociație microfaunistică specifică zonei cu *Sphaeroidina bulloides*, ce caracterizează Tortonianul superior.

Sarmațianul, întocmai ca și Tortonianul, aflurează pe rama bazinului, în jurul masivelor Heghișa, Măgura Șimleului și în axul anticlinalului Tăuți-Măgherauș. În foraje, Sarmațianul a fost recunoscut pe structurile Mădăraș, Borș, Arad-Felnac, Șipet-Șoșdea, Șandra, Cherestur etc. În general, el este constituit dintr-o alternanță de nisipuri, gresii și marne și chiar marnocalcare către partea inferioară. Rareori apar intercalații de microconglomerate. În sectoarele mai coborâte, unde a fost în bună parte cruțat de eroziunea pre-pliocenă, grosimile Sarmațianului sînt de 20-700 m. Conținutul microfaunistic indică cert prezența Volhinianului și Bessarabianului. Kersonianul n-a fost dovedit paleontologic și se pare că el corespunde unei lacune de sedimentare. În ceea ce privește raporturile Sarmațianului cu Tortonianul, acestea nu apar suficient de clare. Comunitatea litofacială, care, însă, nu poate fi generalizată, sugerează, în anumite zone, continuitate între cei doi termeni ai Miocenului mediu-superior.

Pliocenul acoperă întreaga suprafață a depresiunii panonice marcînd o nouă fază de transgresiune. Din punct de vedere litofacial, depozitele pliocene pot fi grupate în două unități mari: una inferioară, predominant pelitică, cu intercalații de gresii și nisipuri; cea de-a doua predominant psamitică, formată din nisipuri, gresii, cu intercalații de marne și argile. Toate aceste depozite pot atinge 2900 m, grosimea lor variînd în funcție de apropierea sau depărtarea de rama muntoasă și de poziția pe anumite ridicări ale fundamentului în cuprinsul depresiunii.

Datele de foraj obținute pînă în prezent arată că această secvență terminală a sedimentarului din sectorul românesc al depresiunii panonice reprezintă un echivalent al Pontianului extracarpatic, poate și termeni mai tineri, ai Pliocenului. Local, la Pișcolț, Chislaz etc., există argumente paleontologice în favoarea existenței și a unui echivalent panonic al Meoțianului superior extracarpatic, care se dispune, transgresiv, peste Bessarabian (I c h i m et al., 1971 B). În lumina acestor elemente, geologii din industria de petrol consideră că termenul de „Pannonian” s. s. nu poate fi deocamdată argumentat și aplicat în sectorul estic (românesc) al depresiunii panonice. Trebuie arătat însă că există și o altă părere potrivit căreia, în această regiune se poate vorbi despre existența Pannonianului s. s., întrucît baza depozitelor care alcătuiesc ultimul subciclu de sedimentare



aparține Bessarabianului superior cu *Congerina ornithopsis*. Această specie, ce caracterizează zona A a Pannonianului, a mai fost întâlnită în Bessarabianul superior din Oltenia (Marinescu, 1972).

În afara depresiunii Transilvaniei și a depresiunii panonice, numeroși geologi mai disting o zonă depresionară cu perspective de hidrocarburi pe teritoriul românesc, și anume depresiunea Maramureșului⁶. Aceasta ocupă partea centrală a unității structurale denumite „zona flișului transcarpatic”, între zona cristalino-mezozoică a Carpaților Orientali și lanțul eruptiv Oaș-Gutii. Zona depresionară respectivă se continuă spre W, pe teritoriul R.S.S. Ucraina.

Pornind de la concepția că depresiunile interne s-au format la sfârșitul Cretacicului, cea mai mare parte a geologilor din industria de petrol încadrează zona depresionară a Maramureșului la depresiunea panonică.

Cunoașterea geologică a depresiunii panonice s-a realizat prin: cartări geologice de detaliu, scara 1 : 20000, efectuate în zone cu deschideri naturale (cca 50% din suprafața depresiunii); prospecțiuni gravimetrice cu densitatea de un punct pe 4 kmp, iar pe 20% din suprafață, cu densitatea de 3 puncte/kmp; foraje de cercetare geologică (33 sonde) cu adâncimea maximă de 2400 m.

Lucrările efectuate au arătat că în alcătuirea depresiunii Maramureșului intră depozite jurasic-superioare (sub formă de klippe, jalonând linii de încălecare spre S), albiene, cretacic-superioare, paleogene și neogene.

Depozitele albiene acoperă formațiunile jurasice în partea centrală ori stau direct pe fundamentul cristalin, la S. Cretacicul superior este reprezentat prin gresii, conglomerate și marne roșii pe marginile depresiunii și numai prin marne în partea lui centrală. Eocenul comportă conglomerate, calcare și marne în părțile marginale, depozite tipice de fliș în partea centrală. Oligocenul cuprinde, în bază, secvențe de depozite bituminoase, iar către partea superioară un fliș grezos, puternic dezvoltat. Ambele categorii de depozite oligocene trec spre S la faciesurile de platformă din NW depresiunii Transilvaniei (respectiv stratele de Ileana Mare și stratele de Buzaș). Depozitele flișului oligocen sînt urmate de o puternică formațiune de molasă grezoasă, aparținînd Miocenului inferior (stratele de Salva). Tortonianul, cu tufuri dacitice și sare, acoperă transgresiv structurile generate spre sfârșitul Miocenului inferior, cu inversiune în sectorul central al depresiunii. Depozite terigene (nisipuri, gresii, marne), precum și piroclastite, reprezentînd Sarmatianul și Pliocenul, completează restul succesiunii care poate atinge în această zonă depresionară 5000 m grosime.

2. CARACTERIZAREA GENERALĂ A STRUCTURII

Sucesiunea stratigrafică întâlnită în depresiunea panonică ar putea fi separată, din punct de vedere al aranjamentului stratelor, în două etaje structurale: unul inferior intens cutat și metamorfozat, corespunzînd

⁶ Caracterizarea geologică a depresiunii Maramureșului a fost făcută ținînd seamă de sugestiile lui D. Patruș, cărui autorul îi mulțumește și pe această cale.



fundamentului, și altul superior, reprezentat prin cuvertura sedimentară, parțial cutată, care mulează, în general, elementele morfostructurale ale soclului. La rîndul ei, cuvertura sedimentară pre-tortoniană ar putea fi grupată în mai multe subetaje structurale, ultimul, post-helvețian, fiind propriu depresiunii, iar celelalte aparținînd fundamentului acesteia.

Privind lucrurile la o scară cu totul regională, fundamentul metamorfozat coboară de la E înspre W, deci către axul depresiunii. Pe fondul acestui monoclin se remarcă o serie de pinteni sau promontorii, adevărate masive muntoase îngropate, care se desprind din Munții Apuseni sau din Carpații Meridionali ai Banatului și se afundă, de regulă, în trepte, de la E către W. Această configurație a fundamentului conturează o serie de ridicări și zone de depresiune, foarte evidente, într-un profil pe direcția N-S (pl. VII). Este posibil ca morfologia etajului structural inferior să exprime trăsăturile structurale majore ale fundamentului, generate în cursul fazelor de diastrofism cretace, dar moștenite din structura preexistentă a soclului precambrian-paleozoic, și s-au transmis, constituind elemente active, pînă în Neogen (ex. ridicările Calacea-Șandra, Teremia-Cherestur, Turnu etc.).

Orogenul carpatic fiind teatrul a repetate și intense mișcări diastrofice în Paleozoic și Mezozoic, acestea s-au resimțit în depresiunea panonică la nivelul fundamentului rigid, atît prin mișcări oscilatorii cît și prin mișcări tangențiale, care au determinat generarea, reactivarea și amplificarea unui sistem complicat de accidente tectonice, precum și generarea (în Turonian) a pînzelor de Codru și Biharea. De fapt, configurația fundamentului și rețeaua de falii care-l fărîmițează într-o sumedenie de blocuri sînt elemente principale ce și-au pus amprenta în evoluția depresiunii panonice, controlînd sedimentarea și determinînd aranjamentul stratelor din cuvertură.

Harta cu izobate realizată la baza Neogenului sau la intrarea în fundament (fig. 106) și profilul regional întocmit pe direcția N-S (pl. VII) vin să confirme stilul tectonic casant și al sedimentarului depresiunii panonice. Din aceste „cioburi” pot fi reconstituite, totuși, cîteva elemente morfostructurale majore. Astfel, începînd de la N, este de remarcat existența unei zone de depresiune, cu maximum de scufundare în apropierea localităților Carei și Marghita, unde fundamentul coboară pînă la izobata de 3000-3400 m. Aceasta ar fi depresiunea Carei care, la rîndul ei, este fragmentată în bazine mai mici (Chioarului, Silvaniei), separate de creste, cum sînt cele de la Mădărași, Supuru și altele.

La S, depresiunea Carei este închisă de ridicarea Mihai Bravu, care se situează în prelungirea vestică a munților Plopiș.

Între munții Plopiș și ridicarea Inand-Salonta se schițează o nouă zonă depresionară, aceea de la Biharea, unde fundamentul coboară pînă la 5400 m sub nivelul mării, ceea ce reprezintă grosimea maximă de sedimentar din sectorul românesc al unității respective. Depresiunea Biharea se orientează spre E, către bazinul Borodului. Grosimea sedimentarului se reduce din nou pe pîntenul Mihai Bravu, de fapt prelungirea vestică a masivului Pădurea Craiului.



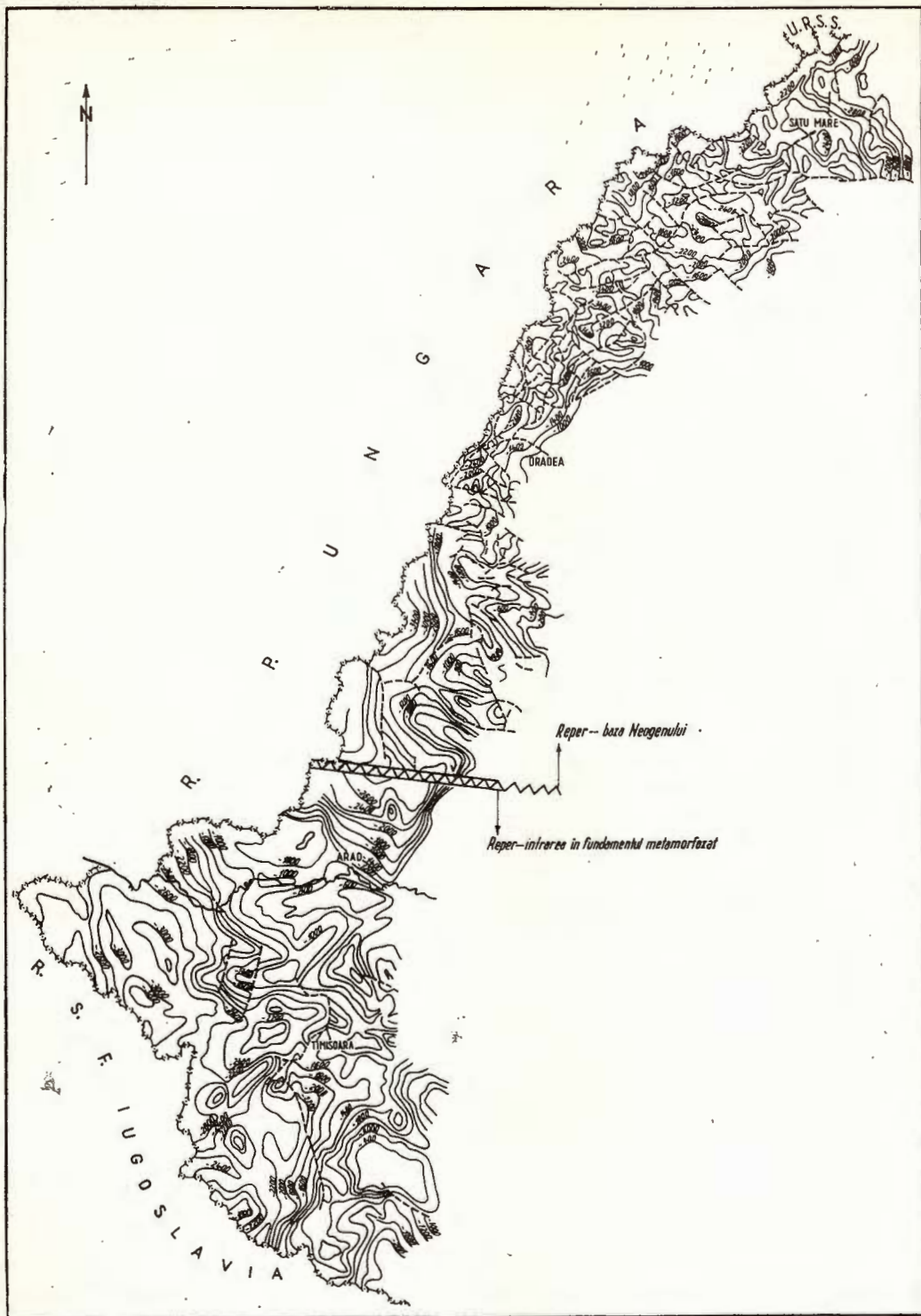


Fig. 106. — Harta structurală a depresiunii panonice la baza Neogenului (la N de Mureș) și la intrarea în fundament (în partea sudică).

Structural map of the Pannonian depression at the basis of the Neogene (N of Mureș) and at the top of the basement (at southern part).



La S de ridicarea Inand-Salonta și pină în creasta de la Arad-Turnu se evidențiază depresiunea Zarand-Socodor, cu o grosime de sedimentar de 3000-3200 m. Această zonă coborită este divizată în două bazine mici, de către masivul îngropat de la Chișinău Criș, orientat ESE-WNW.

Ultima zonă importantă de ridicare este aceea de la Seceani-Calacea-Satchinez care pare să reprezinte o ramificație îngropată a munților Poiana Ruscă. Aici, de la Seceani la Șandra, pe o distanță de cca 25 km, soclul cristalin se afundă cu 1150 m. Între masivele Arad-Turnu și Seceani-Șandra se conturează grabenul de la Variaș cu adâncimi maxime de 3200 m. Ultimul masiv muntos menționat delimitează spre N o altă zonă de coborîre a fundamentului, cu adâncimi de maximum 2800 m. Centrul geografic al acestei depresiuni, care nu corespunde însă cu zona cea mai coborită, este marcat de cursul râului Timiș. Spre SW, depresiunea Timișului se încheie pe curbura Carpaților Banatului.

Pentru a epuiza lista morfostructurilor majore apare necesar să fie menționată creasta Teremia-Cherestur, care vine din Iugoslavia, de la Kikinda-Mokrin și se continuă pe teritoriul românesc pe la W de orașul Sinicolaul Mare, trecind apoi, în Ungaria, la Ferencsalas-Szeged. Ridicarea Kikinda-Teremia-Szeged este mărginită la E de grabenul Sinicolaul Mare (—3000 m) iar la W de marea groapă de la Makkö, ce se dezvoltă pe teritoriul R.S.F. Iugoslavia și a R.P. Ungaria.

La rîndul lor, masivele îngropate au un relief propriu, de ordinul II și III, constind din culminații și șei fărîmițate în blocuri tectonice. Toate aceste detalii, inclusiv accidentele tectonice, se reflectă în dispoziția cuverturii sedimentare noi, care formează structuri de tasare.

Față de cele prezentate mai înainte se înțelege că înclinarea stratelor terțiare și mezozoice este destul de variată. În compartimentele central și nordic, cu formațiuni paleozoice și mezozoice, implicate, probabil, în structuri plicative ori cu depozite cretacic-superioare și paleogene depuse în facies de fliș, înclinările pot ajunge pînă la 90°. Cuvertura miocenă se caracterizează prin valori de 4°-30°, iar Pliocenul cu înclinări de 1°-10°.

3. EVOLUȚIA GEOLOGICĂ A DEPRESIUNII PANNONICE

Ca și depresiunea Transilvaniei, depresiunea pannonică s-a definitivat, în forma cunoscută astăzi, în Tortonian. Porțiuni ale acesteia, însă, au funcționat ca bazine de sedimentare, dependente de cele ale geosinclinalului carpatic și mai înainte de Tortonian, încă din Paleozoicul superior.

O hartă a distribuției formațiunilor mai vechi decît Miocenul (I c h i m et al., 1966 B) duce la constatarea că, sub aspectul evoluției pre-neogene, teritoriul depresiunii pannonice ar putea fi separat în două domenii: unul situat la N de pragul Inand-Salonta, cu un sedimentar mezozoic și paleogen destul de dezvoltat și variat, care trădează prezența și persistența unui regim de geosinclinal; altul sudic, cuprinzînd jumătatea meridională a Crișanei și Banatul, cu un sedimentar pre-miocen redus, limitat la Cretacicul superior și Paleogen. Acest ultim compartiment a funcționat ca un scut rigid, trădat și de caracterul epicontinental al depozitelor pe care le suportă.



Revenind la domeniul nordic, destul de fragmentat și neomogen, acesta a funcționat în parte ca bazin de sedimentare începând din Permo-Triasic și pînă la sfîrșitul Cretacicului, pe alocuri chiar și în Paleogen, amin-tind intrucitva de evoluția zonei flișului transcarpatic și Munților Apuseni de N. Se pare însă că aici procesul de sedimentare a fost totuși întrerupt în mai multe momente, corespunzînd fazelor kimmerică veche și nouă, austriacă și laramică.

Perioada care a urmat fazei pre-Gosau corespunde unei coborîri de ansamblu a depresiunii panonice, dînd posibilitate mării senoniene să invadeze zone apreciabile, aparținînd ambelor domenii. În faza laramică, marginea de E a depresiunii, ce se dezvoltă pe teritoriul României, s-a înălțat în bloc, întreaga suprafață fiind supusă denudației. Între faza laramică și faza stirică nouă, teritoriul situat la W de Munții Apuseni și de Meridionalii Banatului a înregistrat, în mod alternativ, mișcări verticale de sens contrar, sugerate de prezența sporadică a formațiunilor eocene și miocen-inferioare. Ariile de depunere ale acestora se suprapun, în general, zonelor depresionare schițate de fundament, care au funcționat ca golfuri sau brațe de mare. Excepție de la evoluția schițată anterior face depresiunea Maramureșului, unde bazinul de sedimentare a persistat și în tot timpul Paleogenului.

Repetatele și, în bună parte, îndelungatele perioade de exondare a teritoriului depresiunii panonice, cînd intensitatea mișcărilor a variat nu numai în timp ci și în spațiu, dat fiind structura ei în blocuri tectonice, a determinat formarea mai multor generații de paleoreliefuri destul de variate și energice. În general, formele majore de relief corespund configurației fundamentului, ele transmițîndu-se în diferite etape ale evoluției. Acolo unde șisturile cristaline au venit în contact cu agenții subaerieni, ele au fost supuse alterației și transformate în veritabile rezervoare, pe grosimi care pot ajunge pînă la 150 m. Bineînțeles că procesul de alterație n-a fost uniform ci a variat în funcție de natura rocii, de durata expunerii și de gradul de tectonizare (fisurare) a zonelor respective.

În Tortonian (faza stirică nouă), cea mai mare parte a depresiunii panonice se afundă, permițînd apelor mării să pătrundă mai întii pe zonele coborîte și apoi în sectoarele caracterizate prin relief moderat. Ridicările majore și alte forme pozitive locale n-au putut fi acoperite decît în Pliocen, timp în care ele au funcționat ca insule. Mai mult, unele dintre aceste ridicări (Măgura Șimleului, Măgura Bicului etc.) au rămas exondate pînă în Levantin și după aceea.

O nouă înălțare a marginii de E a depresiunii panonice se produce către sfîrșitul Sarmațianului, înălțare sugerată de lipsa Kersonianului și a Meoțianului, aproape în totalitatea lui. Natural, exondarea a fost însoțită de denudație, rezultînd o nouă generație de forme de relief. Către sfîrșitul Meoțianului teritoriul panonic se afundă iarăși, intrînd în domeniul subacvatic în întregime, cu excepția cîtorva insule. La sfîrșitul Pliocenului, pe alocuri pînă în Pleistocen, bazinul panonic a fost complet colmatat, devenind uscat.

Repetatele faze de sedimentogeneză și gliptogeneză, jocul pe verticală în sensuri și de intensități diferite, existența mai multor generații de relie-

furi au determinat o anumită succesiune stratigrafică cu importante discontinuități locale, variație de facies și de grosime, structuri de tasare. Această evoluție, în general favorabilă genezei și acumularii zăcămintelor de hidrocarburi oferă, în același timp și o mare gamă de tipuri de capcane.

4. CONDIȚII DE GENEZĂ, ACUMULARE ȘI CONSERVARE A HIDROCARBURILOR

Așa cum rezultă din prezentarea succintă a capitoului de stratigrafie, pe marginea de E a depresiunii există mai mulți termeni litostratigrafici cu proprietăți de roci-rezervor. Aceștia sînt reprezentați prin partea superioară a fundamentului fisurat și alterat, conglomeratele și gresiile triasice, nisipurile și gresiile Cretacicului superior, gresiile paleogene, psefitele și psamitele helvețiene și tortoniene, gresiile din baza Pliocenului și lentilele psamitice din cadrul Pontianului etc. Dar nu toate aceste rezervoare interesează în egală măsură.

Partea superioară alterată și fisurată a fundamentului a fost dovedită productivă la Șandra, Satchinez, Variaș, Turnu și Cherestur și are porozități de 5%-16% și permeabilități de 0-130 mD.

Gresiile oligocene din Maramureș au petrol pe structura Săcel din Maramureș, dar se caracterizează prin permeabilități foarte mici.

Conglomeratele și gresiile helvețiene și tortoniene, productive la Calacea, Satchinez, Șandra, Variaș, Cherestur, Abrămuț, Borș etc., au porozități de 8%-27% și permeabilități de 5-300 mD.

Gresiile și nisipurile din baza Pliocenului și din cadrul seriei marnoase a Pontianului, cu hidrocarburi la Calacea, Satchinez, Teremia, Turnu, Suplacu de Barcău etc., se caracterizează prin porozități de 15%-27% și prin permeabilități de 1-640 mD.

În ceea ce privește condițiile de protecție se constată că singura cuvertură pelitică cu dezvoltare regională o constituie seria marno-argiloasă din baza Pliocenului. Aceasta poate proteja atît rezervoarele proprii Meoțianului și Pontianului cît și pe cele mai vechi, cu care vine în contact pe suprafața discordantă. Secvențele pelitice sau carbonatate compacte și impermeabile se mai întîlnesc și la nivelul Miocenului, Paleogenului și Mezozoicului, dar acestea au dezvoltări locale, aria lor de răspîndire limitată datorîndu-se fie depunerii, fie eroziunii.

Ținînd seama de criteriile petrografice, de caracterul bituminos, de culoare și de rezultatul unor analize speciale, se consideră ca posibile roci generatoare mai multe secvențe de depozite a căror vîrstă începe cu Triasicul și se termină cu Pliocenul.

În Triasic, sondele de la Livada, Toboliu, Borș și Oradea au indicat prezența unor calcare negre bituminoase și marno-argile de culoare cenușie. Cretacicul superior din compartimentele nordic și central, al depresiunii (Chișlaz, Borș) se caracterizează prin secvențe ale faciesului pelitic de culoare neagră. Oligocenul din Maramureș include sisturi disodilice bituminoase, similare celor din Carpații Orientali care sînt considerate roci sursă. Importante secvențe pelitice de culoare cenușie-închisă intră în alcătuirea Tortonianului, mai ales în compartimentele nordic și central. În sfîrșit,



cele mai importante și mai răspândite posibile roci sursă sînt incluse în seria predominant pelitică din baza Pliocenului. Aceste depozite, împreună cu rocile pelitice miocene de pe structurile Calacea, Satchinez, Șandra, Turnu, Teremia, Chereștur, Sîntana și Sinmihai au făcut obiectul unor studii speciale (Anton et al., 1970 B).

Studiul sedimentologic, efectuat cu ajutorul analizelor mineralogice-petrografice și geochimice, a arătat existența mediului reducător, caracterizat prin marnele cu fier bivalent (pirită, siderit, leptoclorit, glauconit) care a favorizat, în fazele de sedimentogeneză și diageneză a depozitelor miocene și pliocene, transformarea materiei organice în hidrocarburi. Studiul geochimic al materiei organice a dovedit, prin analiza conținutului de carbon organic (0,05-1,81%), de extract de hidrocarburi și prin rapoartele Philippi, prezența rocilor generatoare de hidrocarburi, reprezentate prin marnele miocene și prin marnele și calcarele marnoase pliocene. În general, depozitele pliocene s-au dovedit mai bogate în substanță organică decît cele miocene. Analizele geochimice efectuate pe extracte de materie organică solubilă din carote și pe petroluri au dus la concluzia că evoluția raportului extract/carbon organic și hidrocarburi/carbon organic se produce în funcție de distanța față de fundamentul metamorfozat, adică sub acțiunea termică intensă și determinantă. Toate petrolurile sînt asemănătoare în compoziția lor detaliată. Extractele de roci conțin hidrocarburi saturate, de compoziție absolut identică între ele și cu cele ale petrolurilor, de unde concluzia originii comune a materiei organice. Stadiul de evoluție a compoziției hidrocarburilor reziduale din extractele de roci sugerează că în procesul de migrare complexă, în care aromaticele ușoare și saturatele grele sînt reținute preferențial de către roci, hidrocarburile saturate ușoare au putut migra (lateral). Toate rezultatele obținute duc la concluzia că zăcămintele de petrol din depozitele miocene și pliocene ale depresiunii panonice (la S de Mureș) sînt autohtone, aflîndu-se în formațiunile care au generat (Anton et al., 1970 B).

În depresiunea panonică au fost determinate toate cele patru tipuri de ape și anume: CaCl_2 , ape de zăcămint; MgCl_2 , ape mixte; NaHCO_3 și Na_2SO_4 , ape de origine continentală.

Zona fisurată și alterată a fundamentului conține ape de tip CaCl_2 , MgCl_2 și NaHCO_3 , cu mineralizații cuprinse între 0,5 și 35 g/l. În general, pe marginea de E a bazinului, cu o cuvertură sedimentară mai redusă, alcătuită din depozite de țărniș, permeabile, fundamentul conține ape vadoase, de tip NaHCO_3 , fără microcomponenti direcți pentru ape asociate zăcămintelor de hidrocarburi. Mai spre W, pe măsura reducerii infiltrației și circulației apelor vadoase, se întîlnesc și indicații de acizi naftenici și fenoli. Tipul de ape MgCl_2 are o răspîndire foarte limitată. Apele de zăcămint (CaCl_2) sînt prezente în Banatul de SW și în partea de NW (Foeni, Pișcolț, Otomani) a depresiunii.

Permo-Triasicul și Jurasicul se caracterizează prin ape neasociate acumularilor de hidrocarburi. În Cretacic și Paleogen s-au identificat toate cele patru tipuri, unele dintre ele avînd microcomponenti direcți (acizi naftenici, fenoli).



Miocenul conține ape cu mineralizații de 5-38 g/l. Apele prezente aici sînt de tipul CaCl_2 , MgCl_2 și NaHCO_3 . În distribuția acestora se observă o zonalitate în sensul genetic, de la E către W, în apropierea bordurii conturîndu-se, bineînțeles, zona cu ape vadoase. O parte din apele de tip NaHCO_3 , ca și celelalte tipuri mai evolute, au în componența lor acizi naftenici și fenoli.

În Pliocen sînt ape cu mineralizații sub 20 g/l. Numai local (Cărpiniș) ele ajung la 53 g/l. Dintre cele patru tipuri, apele Na_2SO_4 au fost întîlnite numai la Suplacu de Barcău, unde infiltrațiile cu SO_4 au dus la degradarea zăcămintului de hidrocarburi. În rest, zonalitatea semnalată în cadrul Miocenului se constată, în linii mari și în Pliocen. Este de remarcat că marea zonă de acumulare Calacea-Șandra-Variaș se înscrie în perimetrul apelor de tip NaHCO_3 , cu indici direcți pentru ape asociate acumulărilor de petrol și gaze.

5. ZĂCĂMINTELE DE HIDROCARBURI

Depresiunea pannonică și-a dovedit potențialul petrolifer prin descoperirea mai multor zăcăminte, localizate în partea superioară, fisurată-alterată, a fundamentului metamorfozat, în Cretacic, Oligocen, Miocen și Pliocen. Pe majoritatea structurilor productive s-au întîlnit zăcăminte suprapuse, dar avînd, de multe ori, origine comună și fiind în intercomunicație. Ca atare, prezentarea acumulărilor în cele ce urmează, pe structuri petrolifere și gazeifere și nu pe formațiuni geologice, apare cea mai indicată.

Examinînd harta distribuției zăcămintelor de hidrocarburi (fig. 107) se ajunge la concluzia că acestea se grupează în două regiuni: una, și cea mai importantă, corespunde părții de S a depresiunii panonice (Banatului), cealaltă se situează la N de pragul Inand-Salonta, incluzînd și Maramureșul.

În regiunea sudică, unde hidrocarburile sînt localizate în scoarța alterată a fundamentului metamorfozat, în Miocen și în Pliocen, acumulările principale se suprapun crestei Calacea-Satchinez-Șandra-Variaș, situată la cca 45 km NE de orașul Timișoara.

Această ridicare a fost cercetată, începînd cu anul 1941, mai întîi prin metode gravimetrice și magnetometrice, apoi prin prospecțiuni seismice și electrometrice și, în final, cu foraje de adîncime.

Numeroase sonde de cercetare și exploatare au traversat întreaga cuvertură sedimentară, interceptînd fundamentul de șisturi cristaline. Acesta este alcătuit din roci sedimentare metamorfizate, constînd din filite, cuarțite, micașturi, șisturi sericito-cloritoase și amfibolice, gnaise și din roci magmatice reprezentate prin granite, granodiorite, diorite, metagabbrouri, diabaze și melafire.

Fundamentul este acoperit de termeni diferiți ai sedimentarului neogen. În anumite sectoare au fost întîlnite conglomerate și gresii cu grosimi de pînă la 150 m, urmate de marne compacte. Vîrsta acestor două complexe diferă, aparținînd, în cîteva sectoare Helvețianului, iar în altele, Tortonianului. Pe flancul vestic de la Șandra, la limita dintre Tortonian și



Sarmațian, se dezvoltă un orizont de gresii calcaroase și nisipuri de 15-45 m grosime.

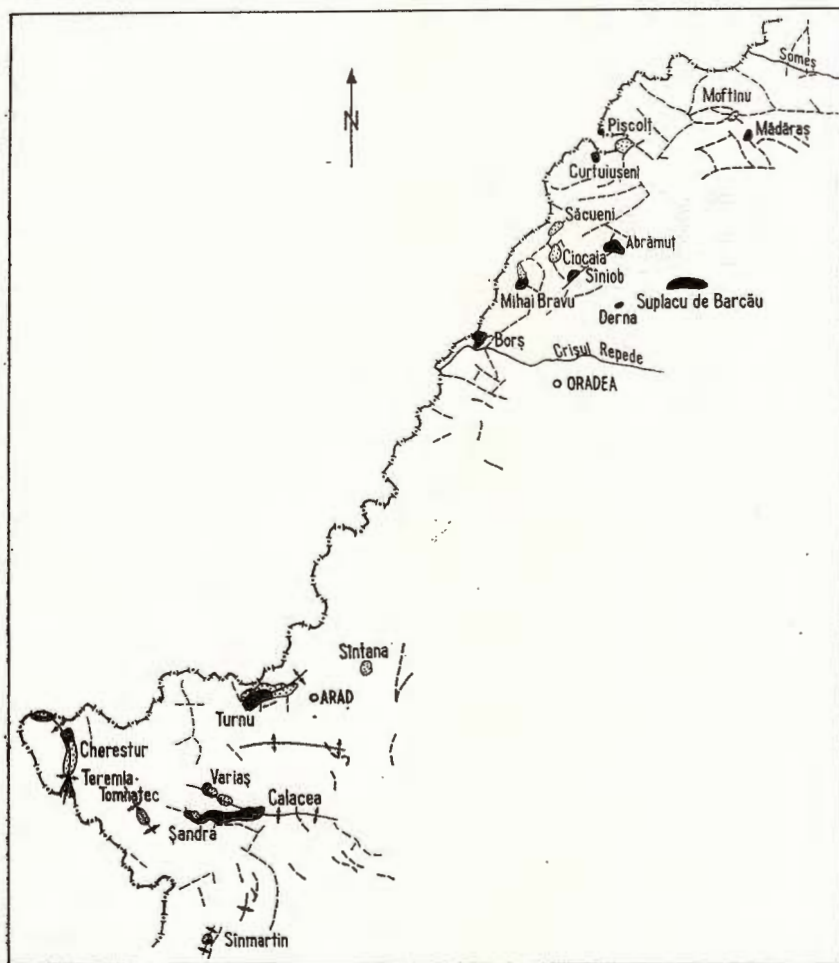


Fig. 107. — Harta distribuției zăcămintelor de hidrocarburi din depresiunea panonică.

Map of the distribution of hydrocarbon deposits in the Pannonian depression.

Sarmațianul se compune dintr-o succesiune de gresii și nisipuri, neuniform distribuite datorită îndepărtării lor parțiale de către denudația pre-pliocenă.

Pliocenul, care urmează Sarmațianului, poate avea grosimi de 20 până la 2000 m. El începe cu termeni diferiți de-a lungul crestei îngropate, sugerind că ultima și cea mai importantă transgresiune a început dinspre W (Șandra), adică din sectorul mai afundat, continuând să acopere, progre-



siv, tot masivul, pînă cînd a depășit sectorul ridicat de la Seceani. În baza Pliocenului se întîlnește de regulă, un complex grezo-nisipos ori marno-calcaros, uneori ușor heterocron, reprezentînd un litofacies al transgresiunii post-miocene, în care s-au găsit elemente paleontologice specifice Meoțianului superior. Succesiunea continuă cu un complex predominant marnos în cadrul căruia, în periclinul vestic, mai coborît, de la Șandra, se dezvoltă două orizonturi cu gresii și nisipuri, avînd grosimi de cca 150 m fiecare. Către E, grosimea acestor orizonturi descrește foarte repede, pînă dispar complet. Și mai la E, adică în sectoarele Satchinez și Calacea, nu mai apar decît nisipuri lenticulare, la nivele stratigrafice diferite. La partea superioară a Pliocenului se dezvoltă o serie predominant psamitică, constînd din nisipuri și gresii, cu intercalații de microconglomerate și argile. Suita sedimentară se încheie cu Cuaternarul, alcătuit dintr-o alternanță de nisipuri, argile și conglomerate, din depozite de terasă și din aluviuni.

Structura se suprapune unui masiv muntos îngropat, care se afundă de la E înspre W (fig. 108), schițînd, pe acest fond de coborîre, trei culminații, la Calacea (cea mai ridicată), Satchinez și Șandra. Din dreptul localității Calacea se desprinde o apofiză orientată spre WNW, către Variaș. Creasta de sisturi cristaline este acoperită de sedimentarul neogen, care o mulează, împrumutîndu-i configurația de ansamblu. În detaliu, masivul și cuvertura sedimentară sînt afectate de falii, în parte etanșe, care împart ridicarea în mai multe blocuri.

Primele indicații de hidrocarburi pe ridicarea Calacea-Satchinez-Șandra au fost semnalate în anul 1968. Sondele care s-au săpat ulterior, au arătat că acumulările de petrol și gaze se plasează la nivelul părții superioare a fundamentului pentru structurile Satchinez, Șandra și Variaș, în Miocen, pe toate cele patru structuri și în Pliocen, la Calacea și Satchinez. În bună parte, blocurile tectonice constituie unități hidro dinamice separate, astfel că pe structurile Calacea și Satchinez au fost definite un număr de 32 zăcăminte.

Adîncimea stratelor productive crește în același sens cu afundarea structurii majore. Astfel, la Calacea, adîncimea orizonturilor petrolifere și gazeifere corespunde izobatelor de 763-1096 m, la Satchinez de 1220-1670 m, la Variaș, de 1862-1958 m, iar la Șandra, de 1960-2120 m.

Deși culminația Calacea se situează în prezent în poziția cea mai ridicată, este de remarcat că partea superioară a fundamentului, aici, nu este productivă. Faptul se explică prin inversiunea structurală care s-a produs după Sarmațian în cadrul masivului respectiv. În Miocen, culminația Calacea ocupă o poziție mai coborîtă decît cea de la Șandra, dovadă existența unor depozite helvețiene și tortoniene groase pe această ultimă structură. În plus, la Calacea fundamentul rămînd protejat, acesta n-a mai fost supus alterației, astfel că el nu prezintă proprietăți de rezervor (fig. 109).

Fundamentul se înscrie în rîndul capcanelor combinate, la realizarea cărora au contribuit factorii structurali și paleogeografici. Aceste rezervoare conțin petrol, iar în unele blocuri și cap primar de gaze. Zăcămintele sînt de tip masiv, constituind adesea aceleași unități hidro dinamice cu Miocenul sau Pliocenul care-l acoperă. Debitetele inițiale de petrol au fost



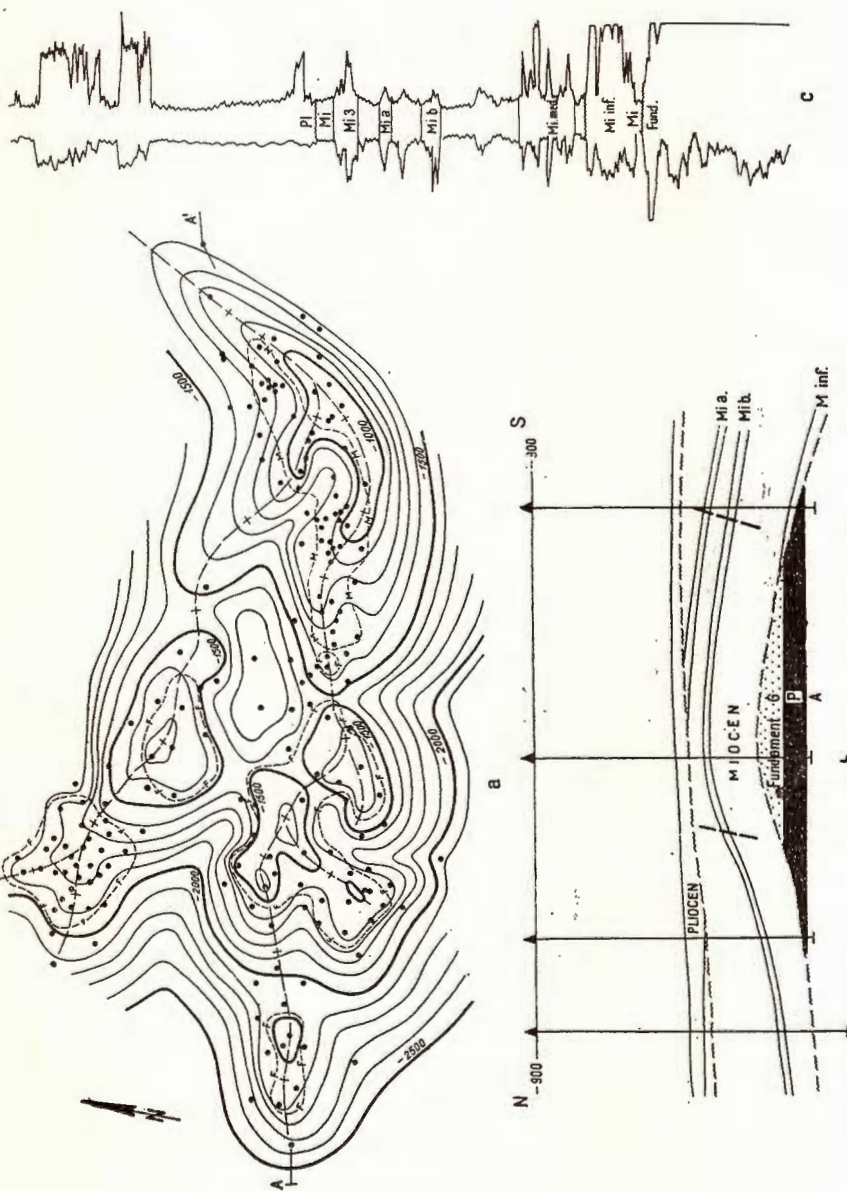


Fig. 108. — Ridicarea Calacea-Satchinez-Șandra-Variaș.
 a, imaginea morfostructurală la suprafața fundamentului metamorfozat; b, secțiune geologică transversală în zona Satchinez; c, profilul tip al Pliocenului inferior, Miocenului și al fundamentului alterat (după Tr. Ichim și D. Paraschiv).

Calacea-Satchinez-Șandra-Variaș uplift.
 a, morphostructural image at the surface of the metamorphosed basement; b, geological cross section in the Satchinez zone; c, Lower Pliocene, Miocene and altered basement type profiles (according to Tr. Ichim and D. Paraschiv).

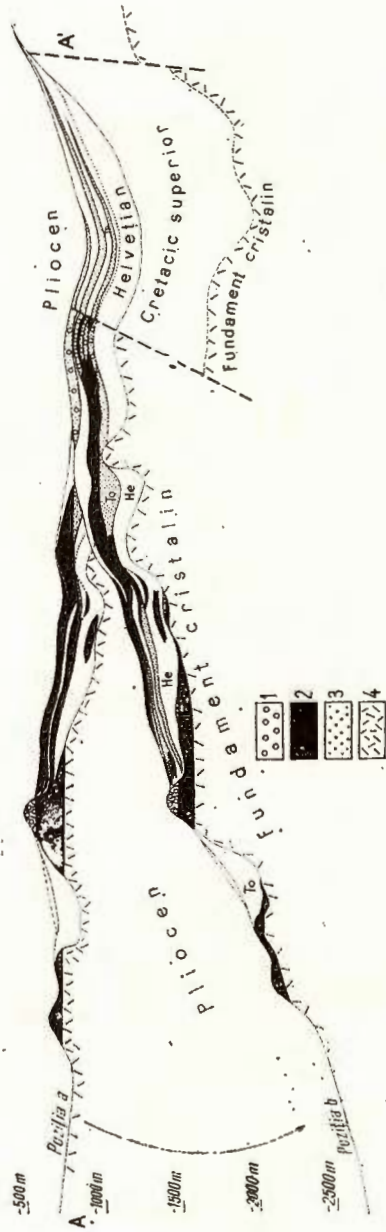


Fig. 109. — Secțiune geologică de-a lungul ridicării Șandra-Satchinez-Calacea. Poziția a, masivul la sfârșitul Miocenului; poziția b, masivul la sfârșitul Pliocenului.

1, acumulări de gaze; 2, acumulări de petrol; 3, gresii și nisipuri acvifere; 4, fundamentul cristalin (după G. h. P o p a).
 Geological section along the Șandra-Satchinez-Calacea uplift. Position a, the massif at the end of the Miocene; position b, the massif at the end of the Pliocene.

1, gas deposits; 2, oil deposits; 3, sandstones and aquiferous sands; 4, crystalline basement (according to G. h. P o p a).

de 7-50 t/zi de fiecare sondă. Rezervorul prezintă grosimi efective de 10-105 m, mai mari acolo unde el corespunde rocilor granitice care sînt fisurate pînă la adîncimi mai mari. Porozitatea medie este de 16%, permeabilitatea de 3-130 mD, saturația în apă interstițială de cca 42%.

Miocenul se remarcă, de asemenea, prin capcane combinate, dar ceva mai complexe. Aici se recunoaște influența factorilor structurali, stratigrafici și paleogeografici. Miocenul conține acumulări de petrol, uneori cu cap primar de gaze (la Calacea). Debitul inițial de petrol au fost de 13-51 t/zi. Zăcămintele sînt independente sau comune cu cele din fundament sau Pannonian. Principalii parametri ai rezervorului sînt următorii: grosimea 2-81,7 m, porozitatea 18%-27%, permeabilitatea 5-300 mD, saturația în apă interstițială 25%-47%.

În Pliocen predomină capcanele structurale, dar nu lipsesc nici cele combinate, realizate cu contribuția factorilor stratigrafici și paleogeografici. Aici sînt prezente acumulări de petrol, iar la Satchinez și cap primar de gaze. Rezervoarele Pliocenului au grosimi efective de 2,5-14 m, porozități de 23%-25%, permeabilități de 5-640 mD, saturația în apă interstițială de 24%-32%.

Petrolul produs pe toate structurile este de tip C (parafinos), cu densitatea de 0,79-0,81 kgf/dm³. Se observă o slabă scădere a greutății specifice către partea superioară a secțiunii saturate cu petrol. Viscositatea este sub 1 cP. Rația gaze/petrol variază între 57 și 168 Nm³/mc. Presiunile inițiale de zăcămintă au indicat valori de 99-235 atm., ceva mai mari decît presiunea hidrostatică, gradientul fiind de 10,5-10,9 atm./100 m. Treapta geotermică este de 24 m/°C, ajungînd, la Șandra S, pînă la 19 m/°C.

Apele asociate ale fundamentului sînt de tip CaCl₂ și MgCl₂, cu concentrații de 4-19 g/l. Acestora se adaugă, uneori, mai ales în Miocen, ape continentale de tip vados (HCO₃). În Pliocen predomină apele de tip NaCO₃, cu mineralizații de 7-26 g/l. Apele din Pliocen și Miocen mai conțin fenoli, amoniu (de la urme pînă la 90 mg/l) și brom (pînă la 11,25 mg/l), elemente care indică existența acumulărilor de hidrocarburi.

Regimul zăcămintelor este variat. Acumulările de petrol fără cap primar de gaze își datoresc energia expansiunii gazelor din soluție. Fundamentul și în general rezervoarele de tip fisurat se caracterizează prin împingerea apei. Zăcămintele cu cap de gaze au un regim combinat: gaze dizolvate — destinderea capului de gaze. În prezent, în anumite sectoare, se efectuează injecție de apă în strat.

Structura Turnu, situată la cca 18 km W de orașul Arad, se suprapune unei creste de fundament cristalin care continuă spre W munții Poiana Ruscă și se prelungește pînă în Ungaria. În afundarea sa spre W, această creastă îngropată schițează cîteva culminații, separate de șei structurale. Formele pozitive, cum sînt cele de la Turnu (R.S. România), Battonya, Veg, Totkomlos și Puszatföldvar (R. P. Ungaria) sînt favorabile, de regulă, acumulării hidrocarburilor.

Regiunea Turnu-Arad a fost cercetată cu metode gravimetrice, magnetice, electrometrice, seismice, geochimice și cu foraje structurale de mică adîncime (core drill). Prima sondă adîncă s-a săpat aici în anul 1964.



Sucesiunea stratigrafică și evoluția structurii nu diferă substanțial de cea a ridicării Seceani-Calacea-Șandra. Fundamentul cristalin, întâlnit cu mai multe sonde este alcătuit din șisturi sericito-cloritoase, cuarțito-cloritoase și din granite. Pe flancuri, sau în zonele cu relief negativ, fundamentul este acoperit de Sarmățian, reprezentat prin pietrișuri și con-

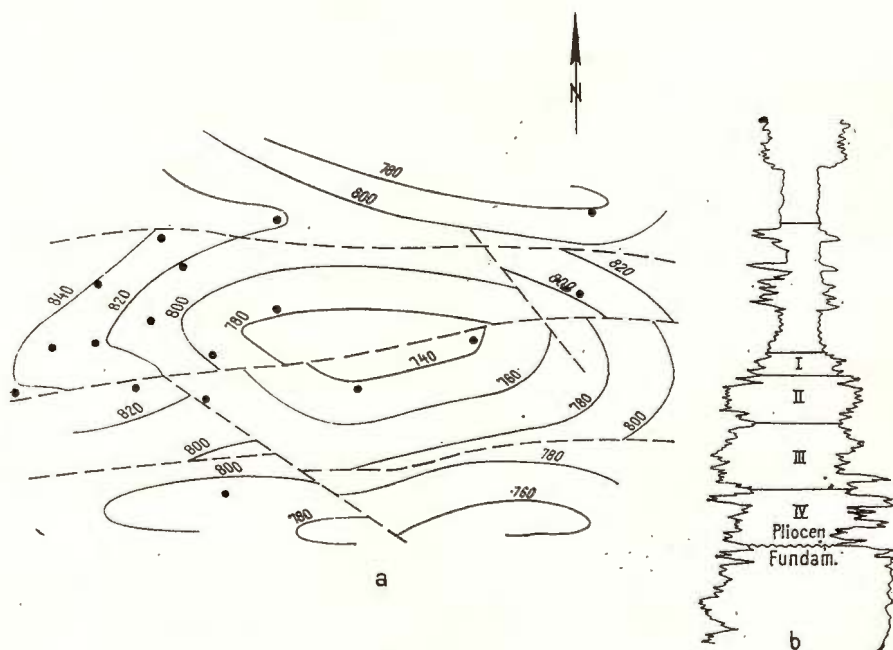


Fig. 110. — Structura Turnu.

a, imaginea structurală la un reper din baza Pliocenului ; b, profilul tip al Pliocenului bazal (după Tr. Orfescu).

Turnu structure.

a, structural image at a guide mark of the Pliocene basis ; b, basal Pliocene type profile (according to Tr. Orfescu).

glomerate în bază, urmate de marnocalcare (sonda 24). Pliocenul se dispune, pe cea mai mare parte a structurii, direct peste fundament și are aceeași alcătuire ca la Calacea-Satchinez-Șandra. Partea bazală, care conține intercalații de gresii și nisipuri, a fost separată în patru complexe (I—IV). În sfârșit, seria sedimentară se încheie cu Cuaternarul, care acoperă întreaga regiune.

Structura Turnu apare sub forma unei ridicări mari, compusă din trei creste, orientate E-W. Acestea sînt separate de două sinclinale înguste și faliat (fig. 110). La rîndul lor crestele componente ale structurii Turnu sînt afectate de falii transversale, al căror pas (săritură) ajunge pînă la

100 m. Multe dintre aceste falii par să controleze distribuția fluidelor pe structură.

Forajele efectuate pînă în prezent au pus în evidență acumulări de hidrocarburi în partea superioară, alterată, a fundamentului și în primele trei complexe (I-III) din seria bazală a Pliocenului.

Fundamentul conține petrol în blocul B, la adîncimi de 878-889 m sub nivelul mării și gaze în blocul C₁, între 810 și 817 m. Debitul obținut a fost de maximum 12 mc/zi petrol și de 35600 mc/zi gaze de fiecare sondă. Grosimea efectivă a secțiunii saturate cu hidrocarburi este de 6-8,5 m, porozitatea medie de 20%, iar saturația în apă interstițială de cca 50%.

În cadrul Pliocenului, complexul III a avut maximum 10 mc/zi petrol cu 30% impurități, de la adîncimi de 856-865 m s.n.m; complexul II, în funcție de blocul tectonic, este saturat cu petrol (818-846 m s.n.m). Complexul I, productiv între izobatele de 826 și 830 m, conține numai gaze libere. Grosimea efectivă a rezervoarelor din Pliocen variază între 3 și 6 m de fiecare complex, porozitatea între 3,8% și 38,1%, permeabilitatea între 0 și 517 mD, iar saturația în apă interstițială între 22,6% și 53,5%.

Petrolul este de tip C, parafinos, cu greutatea specifică de 0,814 kgf/dmc, și cu viscozitatea de 1,9°E. Gazele conțin 54%-65% metan și 30,8%-43% bioxid de carbon. Apele de zăcămint au mineralizații de 8-14,8 g/l. Se remarcă, de asemenea, prezența iodului, în cantități de 0-5,08 g/l.

Presiunea inițială a fost de 97 atm. la fundament și de 89-94 atm. în Pliocen. Complexele I și II din Pliocen se caracterizează prin presiuni mici (gradient 7,5 atm./100 m) în timp ce complexul III și fundamentul prezintă presiuni superioare coloanei hidrostatice, dovadă că sondele produc apă de zăcămint, în erupție. Treapta geotermică este de cca 19 m/°C.

Fundamentul alterat poate fi încadrat la capcanele combinate și în rîndul zăcămintelor masive. Complexele III și IV, care nu ajung să acopere toată structura, constituie capcane stratigrafice, iar complexele I și II capcane structurale, local și litologice.

Acumulările de hidrocarburi de la Turnu n-au fost complet conturate, mai ales către W, unde se continuă probabil cu zăcămintele de la Battonya, dat fiind comportarea lor submediocră, respectiv debite inițiale mici care scad la sub 1 t/zi petrol, într-un interval de timp foarte scurt.

Zona productivă Teremia-Cherestur se suprapune celei de-a treia mari ridicări din Banat, ridicare ce se urmărește începînd de la Kikinda (Iugoslavia), trece pe teritoriul românesc și apoi se continuă în Ungaria, pînă la NW de orașul Szeged. De-a lungul ei se remarcă o serie de elemente structurale pozitive și negative de ordinul II, multe dintre ele, cum sînt cele de la Kikinda, Mokrin-Teremia, Cherestur-Ferenczallas, Algyö, întrunind condiții favorabile de hidrocarburi.

Creasta Teremia-Cherestur este încadrată la E de zona coborîtă Sînicolau Mare, iar la W de marea groapă de la Makkö, poate cea mai adîncă din întreaga depresiune panonică, unde Pliocenul și Miocenul superior cumulează o grosime mai mare de 5500 m. De fapt această mare groapă a constituit zona principală de alimentare cu hidrocarburi a crestei respective, dovadă că în fața ei se situează zăcămintul Algyö, cel mai



important din depresiunea panonică, iar rezervoarele ce se dispun pe flancul vestic al crestei Kikinda-Teremia-Szeged sînt saturate cu hidrocarburi și mai productive față de cele din flancul estic, care numai local conțin acumulări de valoare modestă.

Ridicarea Teremia-Cherestur a fost cercetată cu lucrări gravimetrice, magnetometrice, seismice și prin foraje, cele mai eficiente dovedindu-se prospecțiunile seismice.

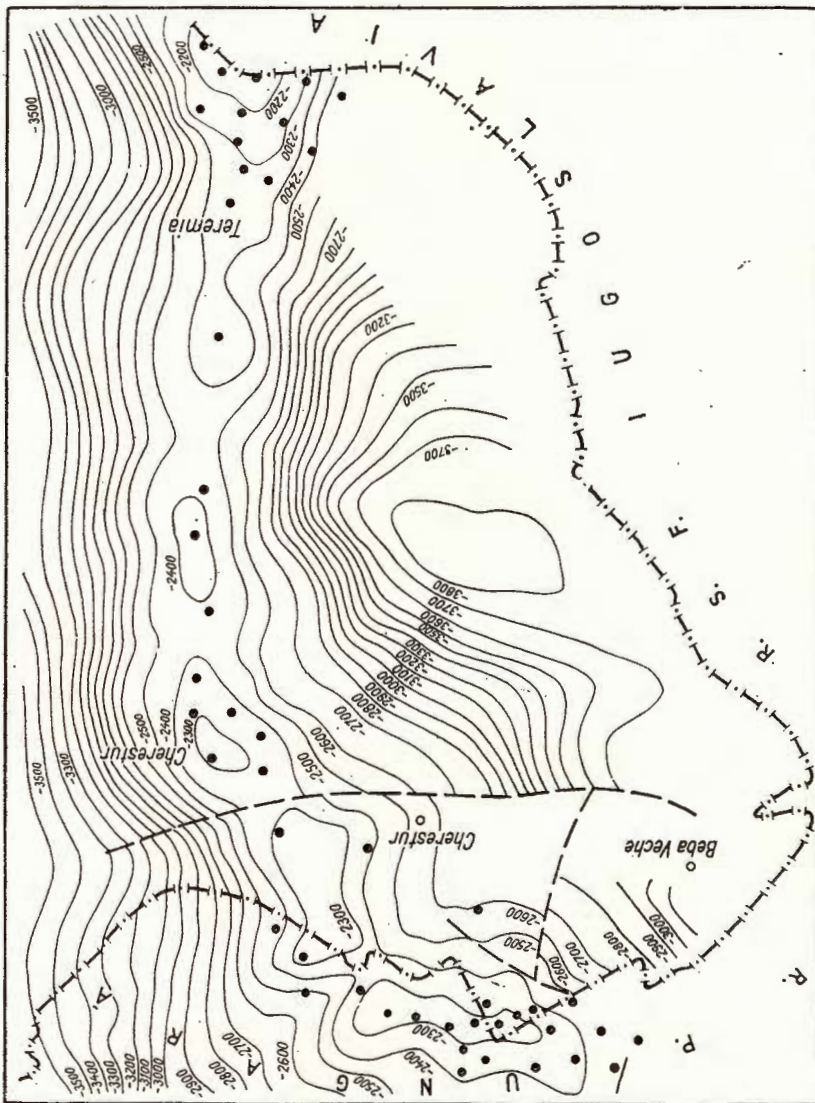


Fig. 111. — Imaginea morfostructurală la intrarea în fundamentul metamorfozat al masivului îngropat Teremia-Cherestur (după Tr. Ichim și M. Popa).
Morphostructural image at the surface of the metamorphosed basement of the Teremia-Cherestur buried massif (according to Tr. Ichim and M. Popa).

Complexul de lucrări efectuat a pus în evidență, de-a lungul ridicării majore, cîteva culminații structurale la Teremia, Cherestur S, Cherestur centru și Cherestur N-Ferenczallas (fig. 111), cu hidrocarburi, în partea superioară, alterată, a fundamentului, în Miocen și în baza Pliocenului. Astfel, în zona Teremia, care reprezintă periclinalul nordic al culminației Mokrin din Iugoslavia, este productivă numai baza Pliocenului. Mai la S, pe teritoriul Iugoslaviei, mai conțin hidrocarburi fundamentul și Miocenul. La Cherestur S, sondele 3 și 8 au avut gaze în fundament și, respectiv, în Pliocen. Pe culminația Cherestur centru, s-a dovedit productiv cu petrol (două sonde) și gaze (două sonde) numai Pliocenul. În sectorul Cherestur N-Ferenczallas din fundament s-au obținut gaze (o sondă), iar din Pliocen, petrol (două sonde) și gaze (o sondă). Ultimele trei culminații sînt în curs de cercetare.

Dintre zonele productive de pe teritoriul României, mai bine cunoscută, avînd cercetarea geologică încheiată, este aceea de la Teremia. Succesiunea stratigrafică și stilul tectonic de la Teremia sînt, în linii mari, asemănătoare zonelor de ridicare prezentate anterior. Ceea ce apare mai pregnant aici decît în alte părți este evoluția crestei de șisturi cristaline și anume afundarea ei continuă, începută în Miocenul superior și terminată în Pontian. Această evoluție este reflectată de diverșii termeni ai Neogenului, care se depășesc aproape cu regularitate unii pe alții, pe flancurile ridicării, pînă cînd reușesc să acopere și zona de apex a structurii, în Pontian.

Seria bazală a Pliocenului, de interes pentru petrol și gaze, a fost împărțită în șase pachete, denumite, de jos în sus : *a*, *b*, *c*, *d*, *e* și *f*. Pachetul *a*, discordant pe formațiunile sedimentare mai vechi, este cunoscut numai pe flancul vestic și pe periclinalul nordic, avînd grosimi de 1-40 m. Pachetul *b* este principalul obiectiv de la Teremia. Gresile acestuia, cunoscute pe flancul estic, trec în marnă pe flancul opus. Complexul *d* se ecranează în zona de ax, iar termenul *e*, la Teremia, face corp comun cu complexul *f*.

Imaginea structurală întocmită la un reper din Pliocenul bazal (fig. 112) redă cît se poate de clar caracterul periclinal al zonei Teremia. Acest periclin este însă destul de fragmentat în blocuri, în parte separate hidrodinamic. Înclinarea stratelor nu depășește, de regulă, 5°.

Toate aceste șase pachete sînt saturate cu hidrocarburi, după cum urmează : termenii *a* și *b* conțin petrol și gaze asociate ; termenul *c* conține numai gaze, dar comunică cu pachetele *a* și *b* ; termenii *d* și *e* conțin de asemenea petrol și gaze asociate iar pachetul *f*, numai gaze, dar și acesta pare să fie în comunicație cu rezervoarele *d* și *e*. În situația arătată, cele șase pachete de interes ar putea fi grupate în două unități hidrodinamice : una inferioară, alcătuită din pachetele *a*, *b*, și *c*, iar alta superioară, compusă din termenii *d*, *e* și *f*. În unele blocuri pachetele *a*+*b* și *d*+*e* conțin petrol cu gaze asociate, debitele inițiale fiind de 3-42 t/zi petrol ; în alte blocuri însă, termenii respectivi conțin numai gaze. Secțiunea saturată cu hidrocarburi se află la adîncimi diferite, în funcție de obiectivul productiv și de bloc. Unitatea hidrodinamică inferioară (nisipurile *a*+*b*+*c*) s-a dovedit saturată cu hidrocarburi între izobatele 2010 și 2231 m, iar unitatea hidrodinamică superioară (nisipurile *d*+*e*+*f*), între 1823 și 2091 m (s.n.m.).



asociate conțin metan în proporție de 81%-91% și bioxid de carbon de 0,6-2,0%.

Presiunile inițiale de zăcămint (210-219 atm.) au fost apropiate presiunii hidrostatice. Treapta geotermică este de cca 25 m/°C.

În afara celor trei mari ridicări prezentate mai înainte, în regiunea sudică (Banat) a depresiunii panonice, se mai cunosc indicații de gaze pe structurile Sînmartin, Tomnatec și Sîntana.

Structura Sînmartin, situată în partea centrală a zonei depresionare a Timișului, are forma de dom alungit, cu flancul estic faliat. Pliocenul bazal de pe această structură s-a dovedit gazeifer, cu debite de cca 80000 mc/zi, la adâncimea de 1378-1398 m.

Structura Tomnatec îmbracă forma unui anticlinal asimetric, orientat NW-SE. Două dintre sondele săpate aici au indicat prezența gazelor industriale în rezervoarele grezoase nisipoase ale Pliocenului bazal, care ar echivala cu pachetul *f* de la Teremia.

Zona Sîntana reprezintă o apofiză nordică a ridicării Arad-Turnu, care se prelungește și se afundă pînă aproape de axul depresiunii Zarand-Socodor. Singura sondă săpată pe această structură pînă la 1 VII 1974 a avut, din partea superioară alterată a fundamentului, bioxid de carbon, în proporție de 94%, debitul zilnic fiind de cca 50000 mc la 2114-2147 m adâncime.

În regiunea nordică a depresiunii panonice se cunosc și se exploatează, încă de multă vreme, zăcămintele de asfalt de la **Derna-Tătaruș**, localizate în nisipurile pliocene care aflorază în apropierea capătului vestic al insulei de cristal din munții Plopiș. Cercetările efectuate în extinderea aparițiilor de asfalt au dus la descoperirea zăcămintului Suplacu de Barcău, pînă în prezent cel mai important din partea nordică a depresiunii.

Structura Suplacu de Barcău a fost pusă în evidență prin lucrări de cartare și prin foraj de mică adâncime (core drill). Ea reprezintă un monoclin cu căderea spre NNW, afectat de un accident tectonic longitudinal, E-W (fig. 113). Stratele au înclinări mici, de 3°-4°. Această structură, închisă spre S de falia Barcău, constituie, de fapt, o treaptă a cristalinelui Plopișului, care în afundarea lui nord-vestică se acoperă cu depozite neogene.

Sedimentarul constă din depozite pliocene și, cu totul local, sarmatiene. În bază, peste cristalin, se dispune un orizont de pietrișuri și nisipuri a cărui grosime depinzînd de forma reliefului preexistent, poate atinge 140 m. Urmează un orizont predominant pelitic, format din argile și marne cu intercalații de nisipuri fine și, către partea superioară, strate de lignit. Seria sedimentară se termină printr-un orizont format din nisipuri cu structură încrucișată și din intercalații de marne și argile.

Rezervorul, situat la adâncimea de 80-450 m, este reprezentat prin orizontul bazal de pietrișuri și nisipuri, protejat de orizontul intermediar, predominant pelitic. Porozitatea medie a nisipurilor este de cca 28%, permeabilitatea de 0,3-3,12 mD, iar saturația în apă interstițială de 18%.

Acumularea de la Suplacu de Barcău constă numai din petrol, lipsit de cap de gaze. Petrolul, în bună parte oxidat, este de tip A (asfaltos), cu greutatea specifică de 0,960 kgf/dmc și cu viscozitatea de 1900-3100 cP.



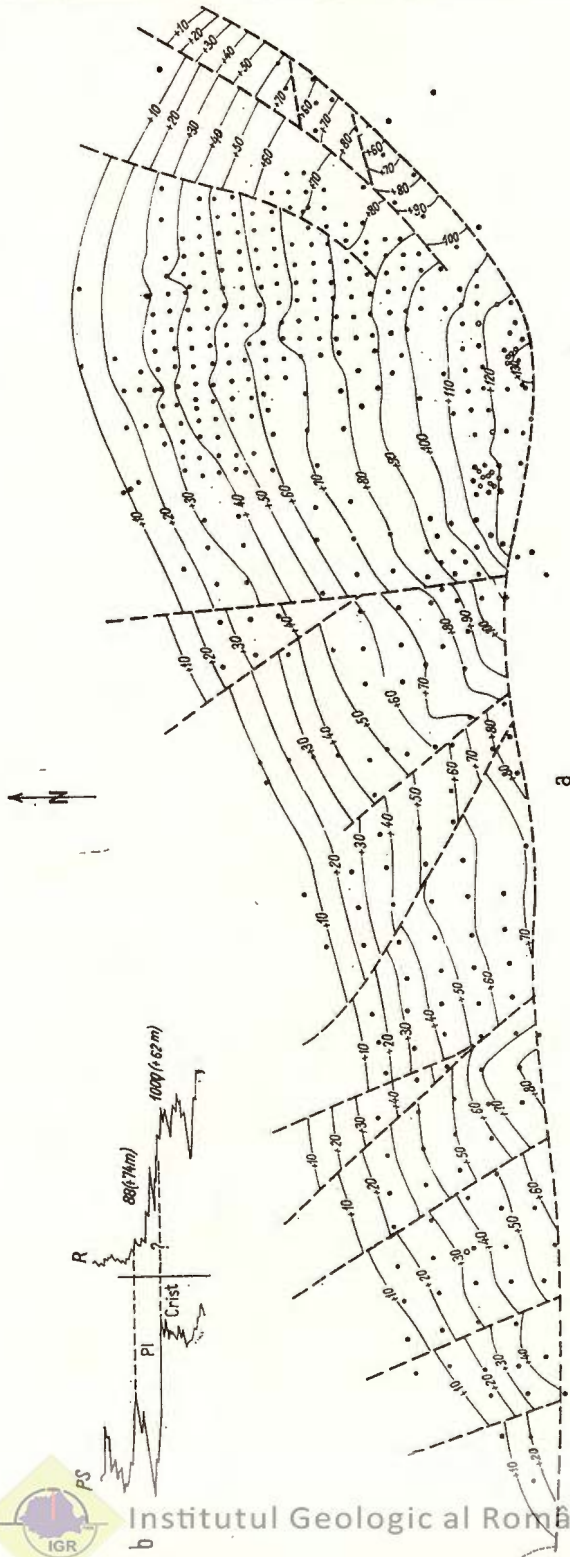


Fig. 113. — Structura Suplacu de Barcău.

a, harta structurală la baza Pliocenului ; b, profilul tip al Pliocenului bazal (după I.C.P.P.G. Cîmpina).

Suplacu de Barcău structure.

a, structural map at the Pliocene bottom ; b, basal Pliocene type profile (according to I.C.P.P.G. Cîmpina).

Din cauza acestei viscozități mari, zăcămintul n-a putut fi exploatat industrial decât prin aplicarea, cu succes, a combustiei subterane și a injecției ciclice de abur.

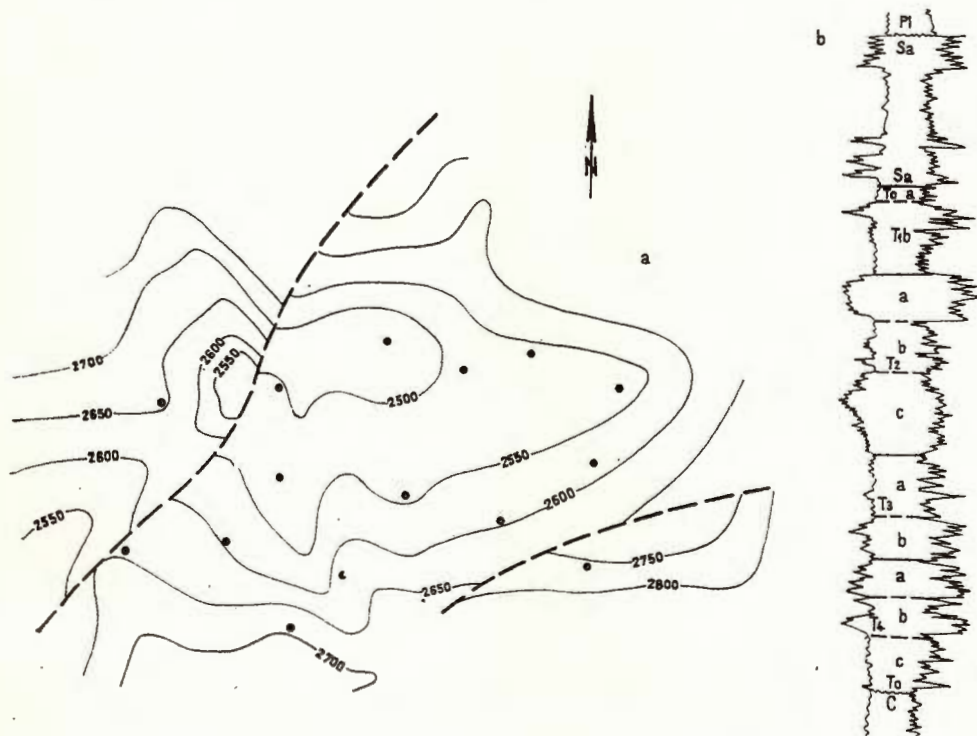


Fig. 114. — Structura Abrămuș.

a, harta structurală la un reper din Tortonian ; b, profilul tip al Sarmatianului și Tortonianului (după I. B u c u r).

Abrămuș structure.

a, structural map at a Tortonian guide mark ; b, Sarmatian and Tortonian type profiles (according to I. B u c u r).

La W de zăcămintul Suplacu de Barcău, mergînd în sensul coborîrii fundamentului și îngroșării cuverturii sedimentare, au fost puse în evidență două structuri, una la Abrămuș, cealaltă la Siniob.

Structura Abrămuș a putut fi sesizată cu ajutorul prospecțiilor seismice și, apoi, descifrată prin foraje de adîncime. Ea apare sub forma unei boltiri, orientate E-W (fig. 114). Extremitățile periclinale par să fie afectate de falii. Amplitudinea (închiderea) boltirii este de maximum 200 m.

Cele mai adînci sonde săpate în regiunea Abrămuș au rămas cu talpa în Cretacic. Acestea suportă Tortonianul (cca 500 m), alcătuit din depozite

predominant grezoase, cu intercalații de argile și tufuri. Peste Tortonian urmează Pliocenul, format dintr-o serie inferioară marnoasă cu bancuri de gresii și nisipuri și dintr-o serie superioară predominant psamitică. Nu este exclus ca seria miocenă să cuprindă, pe o grosime de 200-240 m și Sarmațianul inferior, reprezentat printr-o succesiune de marne și gresii.

Formațiunea productivă o constituie Tortonianul prin orizonturile sale de gresii marnoase, iar cuvertura protectoare, seria marno-grezoasă a Sarmațianului (?) și a Pliocenului bazal. Tortonianul cu gresii a fost separat în patru complexe, notate de sus în jos T_1 - T_4 , fiecare complex la rândul lui compunându-se din două sau trei pachete (a , b și uneori, c). Hidrocarburi sunt localizate în complexele T_2 (c), T_3 ($a+b$) și T_4 (a și b), la adâncimi de 2600-2700 m. Cel mai important termen productiv pare să fie pachetul T_3b , urmat de T_3a și T_4a . Datele disponibile pînă în prezent sugerează că pachetele de gresii sînt separate hidrodynamic.

Capcana este de tip structural, cu puternice influențe litologice, dat fiind importante variații de permeabilitate a rezervoarelor tortoniene.

Zăcămintul Abrămuș se caracterizează prin debite de petrol, relativ reduse, cu rații mari de gaze. Aceste debite, ca și presiunile, scad într-o perioadă de timp relativ scurtă. Producția inițială de hidrocarburi fluide pe sondă a fost de 1-40 mc/zi, cu rații de gaze de 500-10000 Nmc/mc. Ca urmare a acestei comportări, în prezent se întreprind cercetări pentru a stabili dacă la Abrămuș este vorba despre un zăcămint de petrol cu gaze sau despre un zăcămint de gaze cu condensat.

Structura Siniob se află la S de Abrămuș și aparține, probabil, unui compartiment tectonic major comun. Prospekțiunile seismice și forajele de cercetare au pus în evidență aici un monoclin, cu căderea spre NW, compartimentat de două falii longitudinale în trei blocuri-trepte. Succesiunea stratigrafică și formațiunea productivă sînt aceleași ca la Abrămuș. Debite foarte slabe de petrol (1-8 mc/zi) și gaze, obținute la adâncimi de 2228-2330 m reflectă proprietățile submedice ale rocilor-rezervor. Comportarea zăcămintului și potențialul petrolifer scăzut nu încurajează continuarea cercetărilor în regiune.

Structura Ciocăia se află la W de elementele structurale Abrămuș și Siniob. Punerea ei în evidență s-a făcut cu ajutorul prospecțiunilor seismice și a forajelor adinci.

O parte dintre sondele săpate la Ciocăia au ajuns pînă la fundamentul cristalin care este acoperit de Miocen. Într-una din sonde a fost întilnit și Cretacicul (500 m), format din gresii, argile și marnocalcare negricioase. Miocenul, reprezentat prin Tortonian și Sarmațian, constă din conglomerate, gresii și intercalații de marne și marnocalcare care însumează 120-360 m grosime. Local, bancurile de gresii și conglomerate au fost grupate în 5 complexe, numerotate de sus în jos, I-V. Pliocenul are aceeași alcătuire ca în toată depresiunea panonică și anume o serie inferioară predominant pelitică și alta superioară, predominant grezo-nisipoasă.

Structura Ciocăia reprezintă un ansamblu de patru blocuri tectonice, din care cele din sectorul SE sînt mai coborîte, iar cele din NW mai ridicate cu cca 300 m.



Hidrocarburile sînt localizate în partea superioară a fundamentului cristalin (gaze), în Miocen (hidrocarburi lichide și gazoase) și în intercalațiile grezoase din partea inferioară a Pliocenului (hidrocarburi lichide și gazoase). Debitul de hidrocarburi lichide a fost de 5,7-14 mc/zi cu rație de gaze de 1500-3000 Nmc/mc, în Miocen (adîncimi 2640-2830 m), și de 0,7-1,5 mc/zi cu 30000-450000 mc gaze (bioxid de carbon), în Pliocen. Unul dintre orizonturile superioare ale Pliocenului (1710-1728 m) a debitat 60000 mc/zi, CO₂ pur (99 %). Acumularea din Miocen pare a fi un zăcămint de gaze cu condensat, fapt care urmează să mai fie verificat. Prezența bioxidului de carbon în Pliocen este legată, probabil, de o fractură de adîncime care afectează regiunea.

Imediat la W de Ciocăia se schițează o linie structurală destul de complicată, dar insuficient cunoscută, de-a lungul căreia se aliniază zăcămintele Borș, Mihai Bravu, Secueni, Pișcolț, Moftinu și Mădăraș.

Zona structurală de la Borș (W Oradea) constituie un ansamblu de cel puțin trei blocuri, puse în evidență de forajele adînci, în urma indicațiilor prospecțiunilor seismice.

La alcătuirea geologică iau parte fundamentul de șisturi cristaline, Triasicul, Cretacicul inferior și Senonianul, Miocenul (Tortonian și Sarmatian) și Pliocenul.

Acumulări de hidrocarburi au fost întîlnite în Tortonian care, din punct de vedere litofacial, se compune din două orizonturi: unul inferior, grezos, cu intercalații de microconglomerate, marnocalcare și marne și altul superior, marnos. În cadrul orizontului inferior au fost separate patru complexe, numerotate de sus în jos, I-IV.

Indicații de petrol s-au obținut în trei blocuri din toate cele patru complexe, de la adîncimi de 2500-2900 m. Debitele sînt însă mici, variind între cîteva sute de litri pe zi, pînă la 20 mc/zi și scad într-o perioadă de timp foarte scurtă. În prezent, nici una dintre cele cca 20 sonde săpate nu au debite mai mari de 3 t/zi. Această comportare a sondelor se datorește permeabilității extrem de reduse, în general sub 2 mD.

Structura Mihai Bravu corespunde flancului unei ridicări, cu apexul în zona de frontieră româno-maghiară, care cade în trepte către E, de-a lungul unor falii orientate NE-SW. Se pare că faliile care compartimentează periclinul Mihai Bravu sînt etanșe.

Fundamentul, interceptat de sonde, este acoperit, fie de depozite triasice, fie de cele miocene și uneori chiar de către Pliocen.

Formațiunea productivă este reprezentată prin Miocen. Aceasta constă din conglomerate și microconglomerate cu ciment argilos, din marnocalcare și argile grezoase. Cu excepția a două sonde (1021 și 4038) unde a fost identificat și Tortonianul, depozitele miocene de la Mihai Bravu aparțin numai Sarmatianului și au grosimi de 90-720 m. Rocile-rezervor de interes se grupează în două complexe, corespunzînd pături bazale și celei terminale a Miocenului. Din aceste complexe, cu adîncimi de 1970-2080 m, la sonda 4013 s-au obținut 3,5-8 mc hidrocarburi lichide și cca 22000 mc gaze. Cea de-a doua sondă (603) a avut 12,5 mc/zi petrol cu 30 %-40 % impurități. Cercetarea zonei continuă.



La N de Mihai Bravu și în apropierea zăcămintului Ciocăia se află structura Săcueni, care îmbracă forma unui dom, ce se continuă spre W, pe teritoriul R.P. Ungaria.

În dreptul acestei structuri fundamentul este acoperit direct de Miocen (Tortonian și Sarmățian), constituit din tufuri, conglomerate și gresii și

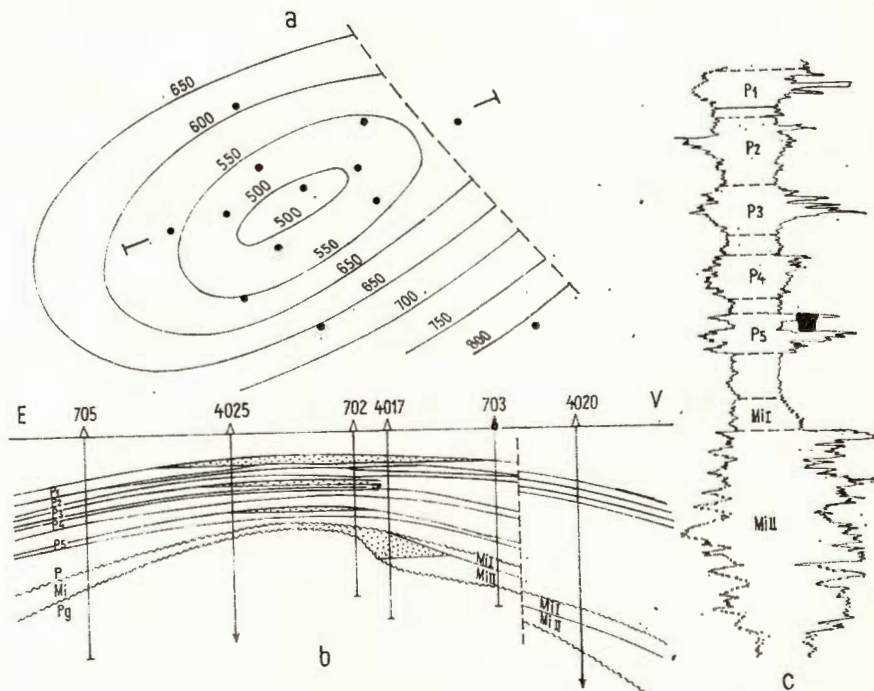


Fig. 115. — Structura Pișcolț.

a, imagine structurală la un nivel din baza Pliocenului ; b, secțiune geologică în zona centrală a structurii ; c, profilul tip al Pliocenului bazal și Miocenului (după L. P o n t a).

Pișcolț structure.

a, structural image at a level of the Pliocene basis ; b, geological section in the central zone of the structure ; c, basal Pliocene and Miocene type profile (according to L. P o n t a).

apoi, de Pliocen. În cadrul seriei din baza Pliocenului, predominant pelitice, se individualizează două complexe nisipoase (I și II), separabile în câte două și trei pachete, care conțin gaze pe structură. Complexul II (inferior), cu adâncimi de 1725-1760 m, a avut debite de 1100-3300 mc gaze și 600-900 l condensat/zi, iar complexul I (superior), 55000-88000 mc gaze și 14500 l condensat/zi. Cercetarea structurii continuă.

Structura Pișcolț îmbracă forma unui dom, determinat seismic și confirmat de foraje adânci (fig. 115). Acesta este faliat în zona periclinală estică. Înclinările stratelor sînt de 2°-5° în Pliocen și cresc pînă la 60° în Eocen.



Sondele săpate în regiune au interceptat fundamentul de șisturi cristaline, acoperit de depozite cretacee, apoi de cele eocene. Miocenul (Tortonianul și Sarmațianul), care urmează, se compune din tufuri dacitice, gresii, nisipuri și marne. Partea inferioară a Pliocenului apare mai nisipoasă decât la structurile anterioare.

Structura este productivă cu gaze la nivelul Miocenului (complexul II) și a Pliocenului bazal (pachetele P_1 , P_3 , P_4 și P_5). Dat fiind variația de facies în Miocen și în Pliocen, pe lângă capcanele structurale sînt prezente și tipuri combinate.

Rezervoarele au grosimi de cca 55 m în Miocen și de 4-9,5 m (fiecare termen productiv) în Pliocen. Porozitatea este de 25 %-27 %, iar saturația în apă interstițială de 65 %-69 %. Gradientul de presiune ajunge pînă la 11,4 atm./100 m, iar treapta geotermică la 19-22 m/°C. Cele cinci rezervoare saturate cu gaze par să constituie unități hidro dinamice separate.

La W de domul menționat mai sus, pe mica structură Curtuiuşeni, care ar putea să reprezinte un bloc în cadrul periclinului vestic al boltirii Pişcolţ, s-a obținut 4,5 mc/zi petrol cu 10 % impurități și cca 20 000 mc/zi gaze din Miocen, la adîncimea de 1383-1393 m. Ținînd seama de informațiile de ordin seismic și de prezența impurităților din sonda 780 se consideră că acumularea respectivă are o valoare redusă.

Structura Mădăraş a fost evidențiată de prospecțiunile seismice și de forajele de mică adîncime (core drill). Ea se situează pe prelungirea vestică, în afundare, a cristalinului Bîcului, care se încarcă cu depozite miocene și pliocene. În afundarea sa, suprafața fundamentului prezintă o serie de detalii structurale, inclusiv compartimente delimitate de falii, care se reflectă și în cuvertura sedimentară. Formele pozitive ale reliefului fundamentului sînt acoperite, de regulă, direct de Pliocen. În sectoarele periclinale coborite, se adaugă mai întii Sarmațianul și apoi Tortonianul. Acesta din urmă poate atinge grosimi de 260 m, fiind constituit din gresii marnoase, calcare microgrezoase, argile și tufuri. Unul dintre bancurile de gresie tortoniană, gros de 10-15 m, a avut petrol în două sonde la Mădăraş. Sarmațianul constă din gresii marnoase, argile și calcare grezoase, cumulînd maximum 235 m. Un pachet de gresii a produs și el gaze, în sonda 219. Pliocenul se dezvoltă în forma sa clasică.

Sonda 9 Mădăraş a pornit cu 29 t/zi petrol și, după ce a produs 273 t, debitul a scăzut la 1 t/zi, dovedind că rezervorul are permeabilități mici. Sarmațianul, cu gaze, a avut 12 000-23 000 mc/zi, debitul și presiunile înregistrînd continuu scăderi. Se consideră că acumulările au valoare cu totul locală.

La W de Mădăraş, pe același fond de coborîre a crestei Bîcului, se individualizează un bloc tectonic mai ridicat, în preajma localității Mofinu. O sondă săpată aici a debitat 17 000 mc/zi gaze, din seria bazală a Pliocenului, la adîncimea de 773-778 m. Ulterior s-au mai săpat trei sonde, care n-au avut indicații de hidrocarburi, situîndu-se în condiții structurale diferite. Aceasta dovedește un accentuat grad de tectonizare a regiunii.



Trecînd în depresiunea Maramureşului, se cuvine menţionat, în primul rînd, anticlinalul Săcel, explorat pentru petrol, încă din anul 1880.

Potrivit datelor de cartare, anticlinalul se dirijează WNW-ESE, are o lungime de cca 9 km şi este afectat, în partea de E, de către o falie transversală. Stratele prezintă înclinări de 20°-60°. În lumina datelor de foraj, la nivelul Oligocenului anticlinalul are o formă asimetrică şi este compartimentat de mai multe falii longitudinale şi transversale.

În cadrul structurii Săcel s-a pus în evidenţă un zăcămint de petrol cu cap primar de gaze, localizat în gresiile de Borşa, oligocene. Acestea au fost separate în două complexe (I şi II), cu grosimi aparente de 120 şi respectiv 70 m. Grosimea medie efectivă a rezervorului este de cca 25 m.

Debitul iniţial al sondelor săpate a variat între 1 şi 10 t/zi petrol. Din cauza permeabilităţii foarte mici, producţia zilnică a scăzut într-un interval scurt de timp. Lucrările au fost suspendate în regiune pentru o perioadă nedeterminată.

Tot în depresiunea Maramureşului s-au mai obţinut, din aceleaşi gresii oligocene, gaze cu indicaţii de petrol (pînă la 1 t/zi) de pe structura Sălişte şi debite slabe de petrol din anticlinalul Ieud.

X. PRIVIRE DE ANSAMBLU ŞI CONCLUZII ASUPRA ZĂCĂMINTELOR ŞI OBIECTIVELOR DE INTERES PENTRU HIDROCARBURI DIN ROMÂNIA

România este cunoscută ca ţară producătoare de petrol încă de la mijlocul secolului trecut. Frecvenţa ivirilor naturale de hidrocarburi şi valoarea economică a primelor exploatari au stimulat cercetarea, din ce în ce mai sistematică şi mai complexă, a obiectivelor cu perspective. Începute din jurul ivirilor naturale de petrol şi gaze, mai numeroase în depresiunea precarpatică de la E de Dimboviţa, aceste cercetări s-au extins ulterior asupra întregului teritoriu acoperit cu sedimentar, inclusiv în Delta Dunării şi pe platforma continentală a Mării Negre.

În decursul celor aproape 120 de ani de activitate, atestată de documentele oficiale, s-a efectuat un volum important de lucrări de prospecţiune şi explorare, constînd din cartări geologice, prospecţiuni gravimetrice, magnetometrice (inclusiv aero), electrometrice, seismice, geo-chimice şi din foraje cu adîncimi pînă la 6200 m. Aceste lucrări au fost completate cu analize şi studii de laborator care, împreună, au permis realizarea unui important grad de cunoaştere a obiectivelor cercetate. Stadiul în care s-a ajuns cu cercetările la sfîrşitul anului 1974 conduce la constatarea că, dintre toate unităţile structurale majore, definite în limitele teritoriului ţării, şi-au dovedit potenţialul de hidrocarburi depresiunea precarpatică, depresiunea Transilvaniei, depresiunea pannonică, platforma moldovenească, promontoriul nord-dobrogean, depresiunea predobrogeană şi platforma moesică (pl. I). Primele trei aparţin domeniului carpatic, iar ultimele patru constituie Vorlandul acestuia. Platforma moesică şi platforma scitică se prelungesc şi în sectorul acvatorial al Mării



Negre, în curs de cercetare. Zona cristalino-mezozoică a Carpaților Orientali, lanțul vulcanic neogen Harghita-Călimani-Oaş, Carpații Meridionali și Munții Apuseni, toate unități componente ale domeniului carpatic, fiind alcătuite din șisturi cristaline, roci eruptive sau din formațiuni nemetamorfizate, dar intens tectonizate și expuse la zi, nu beneficiază de condiții geologice favorabile existenței acumulărilor de petrol și gaze.

Unitățile structurale majore cu perspective de hidrocarburi corespund integral sau parțial unor bazine petrolifere și gazeifere de tip platformă, premontan și intramontan (Brod, 1953; Beca, Vișoșki, 1968). Astfel, o parte din formațiunile de interes ale platformei moesice și ale platformei moldovenești s-ar putea încadra la bazinele de platformă; altă parte a acestor depozite (Neogenul), împreună cu obiectivele din depresiunea precarpatică, aparțin unor bazine petroliere premontane (precarpatice); în sfârșit, depresiunea Transilvaniei și depresiunea pannonică, ambele depresiuni interne, pot fi echivalate, sub aspectul condițiilor de formare a zăcămintelor de hidrocarburi, cu bazinele intramontane.

Gruparea unităților structurale pe tipurile de bazine menționate, are în vedere evoluția, forma și vârsta lor, grosimea sedimentarului, succesiunea stratigrafică, caracterele litofaciale, aspectele structurale, forma și dimensiunile capcanelor etc. De exemplu, bazinele de tip platformă din România cuprind depozite predominant epicontinentale cu perspective de hidrocarburi, a căror vîrstă începe cu Cambrianul sau chiar cu Precambrianul. Bazinele premontane s-au format la sfîrșitul orogenezei hercinice, probabil în Permo-Triasic. Formațiunile mai vechi decît Permo-Triasicul sînt afectate, în majoritate, de metamorfism. În sfîrșit, bazinele interne s-au schițat în faza stirică nouă (Dumitrescu, Săndulescu, 1968), sedimentarul pre-tortonian fiind în bună parte erodat sau puternic tectonizat.

În funcție de vîrsta, dar mai ales de evoluția geologică, bazinele sedimentare de pe teritoriul României au acumulat depozite de grosimi variabile. Cele mai active procese de subsidență s-au înregistrat în depresiunea precarpatică, unde sedimentarul cutat al acesteia și al platformei peste care se dispune poate depăși 15-20 km. Depozite foarte groase (3-18 km) se întîlnesc și pe marginile platformelor (depresiunea Focșanilor), corespunzînd flancurilor externe ale avanfosei. Dat fiind vîrsta lor mai recentă și procesul de subsidență moderat, depresiunile interne se caracterizează prin acumulări de sedimente nu prea groase. Sedimentarul cu succesiunea cea mai incompletă și cu grosimea cea mai redusă se întîlnește pe unitățile de platformă și, mai ales, în platforma moldovenească care, în decursul evoluției ei, a avut o poziție mai mult emersă decît submersă. În ceea ce privește platforma moesică, încadrată în geosinclinalul carpato-balcanic și de cel al Dobrogei de N, ea a funcționat multă vreme ca masiv intern sau, poate, mai bine zis, ca „platformă mobilă” (Răileanu et al., 1968), acumulînd o stivă foarte groasă de depozite și în succesiune destul de completă, începînd din Cambrian și pînă în Cuaternar.



Bazinele de tip premontan sînt umplute cu succesiuni ritmice de depozite, în alcătuirea cărora predomină formațiuni de fliș și de molasă. Unitățile Vorlandului, în schimb, se remarcă prin mari cicluri (grupuri) lito-faciale, care se mențin neschimbate pe sute sau chiar mii de metri. Acestea sînt separate de lacune de durată relativ lungă, cele mai importante producîndu-se în platforma moldovenească. În toate unitățile structurale se constată variații litofaciale, mai evidente pe marginile bazinelor și mai frecvente în depresiunea precarpatică.

În Vorlandul Carpaților și în depresiunile interne, rolul principal în aranjamentul structural al stratelor l-au jucat mișcările disjunctive. În depresiunea precarpatică, unde se întîlnește întreaga gamă de forme plicative, începînd cu cutele normale și terminînd cu structura în pînze și solzi, s-au manifestat cu preponderență mișcările tangențiale. În regiunea dintre zona șisturilor verzi și platforma moldovenească s-ar putea vorbi despre o trecere gradată de la elementele plicative din zona centrală a unității, specifice formațiunilor pre-jurasice, la dispoziția monoclinală, deranjată de falii, către marginile acesteia. De asemenea, în aranjamentul formațiunilor din toate regiunile cu perspective de hidrocarburi, un rol apreciabil l-au avut procesele de tasare, depozitele sedimentare împrumutînd forma paleoreliefurilor pe care le acoperă. Aceste fenomene apar mai evidente pe unitățile care au evoluat în regim de cratogen și mai șterse, aproape ne semnificative, în depresiunea precarpatică. În afara celor trei factori menționați, trebuie adăugate importantele efecte halotectonice ale sării burdigaliene și tortoniene în zona miopliocenă și în unitatea externă a flișului Carpaților Orientali și, respectiv, ale halocinezei (în accepția Trushheim, 1960: Halbouty, 1967 etc.) în depresiunea Transilvaniei.

Rezultatele economice obținute în România și în alte regiuni ale lumii (Hedberg, 1967), ca și studiile speciale întreprinse asupra unor formațiuni explorate, au lărgit în mod considerabil sfera obiectivelor cu perspective de petrol și gaze. Aceste rezultate au dus la concluzia că pe teritoriul românesc au existat condiții favorabile generării, acumulării și conservării hidrocarburilor, nu numai în Tertiari ci și în Mezozoic și Paleozoic. Acesta din urmă interesează, practic, numai în unitățile de la exteriorul Carpaților. De asemenea, Mezozoicul care, local, prezintă perspective modeste și în depresiunea precarpatică și, eventual, în depresiunile interne. Zonele de interes ale Paleogenului și Miocenului inferior se localizează numai în domeniul carpatic, iar Miocenul superior și Pliocenul a beneficiat de condiții favorabile pe toate unitățile structurale majore din România.

În categoria formațiunilor cu proprietăți de rezervor au fost incluse atît rocile poroase, predominant granulare, cum sînt conglomeratele, gresiile, nisipurile, marnele nisipoase, calcarenitele, calcarele poroase și dolomitele primare, cît și rocile compacte, diagenizate, ca de exemplu șisturile cristaline și eruptivul, alterate, gresiile dure fisurate, calcarele compacte diaclazate, alterate sau carstificate, dolomitele secundare etc. Cele mai vechi formațiuni cu proprietăți de rezervor corespund scoarței superioare alterate a fundamentului metamorfozat care și-a dovedit capacitatea de înmagazinare și de cedare în depresiunea pannonică, în depre-



siunea Transilvaniei și chiar în promontoriul nord-dobrogean. Seria grezo-cuarțitică cambro-ordoviciană din unitățile Vorlandului Carpaților poate oferi, local, condiții favorabile de înmagazinare. Dat fiind diagenезa avansată, în sensul colmatării diaclazelor și porilor cu silice sau calcit, calitățile lor de rezervor depind de gradul de fisurare recentă, așa cum este cazul cu zonele de ridicare ale platformei moesice de la Bordei Verde și Craiova-Balș-Optași. Într-o măsură mai mare pot fi avute în vedere gresiile Devonianului mediu, de tip Old Red Sandstone, verificate în platforma moesică, interceptate în platforma moldovenească și presupuse în platforma scitică. Tot în platforma moesică s-au identificat roci-rezervor în Givețian și în Neodevonian, reprezentate prin dolomite primare, productive la Bibești. Carboniferul oferă condiții de acumulare în calcarele poroase și în dolomitele secundare dinanțiene din platforma moesică și, posibil, din platforma scitică și platforma moldovenească, precum și în bancurile de gresie sileziană (platforma moesică).

Așa cum s-a mai menționat, începând cu Permo-Triasicul, în afara unităților din Vorland, condiții favorabile acumulării apar, pe zone foarte restrânse și în depresiunea pannonică. În ceea ce privește depresiunea precarpatică, aici fundamentul pre-triasic se estimează să fie întilnit la adâncimi atât de mari, încît se presupune că procesul de compactizare a redus la maximum porozitatea și permeabilitatea acestor formațiuni, care ar putea să fie afectate și de un metamorfism incipient. În Vorlandul Carpaților este dovedit că Triasicul inferior și superior prezintă rezervoare potențiale de tip granular, parțial fisurate, iar Triasicul mediu se caracterizează prin colectoare carbonatate (dolomite și calcare fisurate). Toate acestea conțin acumulări industriale de hidrocarburi în platforma moesică și merită urmărite cu atenție și în platforma scitică, unde ele au fost întilnite, în mai multe sonde, mai ales în Delta Dunării. Jurasicul, prin gresiile poroase, parțial fisurate ale Doggerului, interesează, de asemenea, în platforma moesică, unde s-au dovedit productive pe mai multe structuri, precum și în platforma scitică. Pe aceleași unități și, izolat, în depresiunile interne, Cretacicul inferior și Malmul oferă colectoare predominant carbonatate. Ele sînt saturate cu hidrocarburi în platforma moesică. Productivitatea rezervoarelor carbonatate depinde de gradul de diagenезă, adesea asociat cu fazele de gliptogenезă. Albianul și restul Cretacicului superior, cu roci granulare și carbonatate, produc hidrocarburi în platforma moesică, debite neeconomice fiind semnalate și în gresia de Cotumba din Carpații Orientali.

Paleogenul este prea puțin reprezentat în provinciile Vorlandului, de aceea, împreună cu Miocenul inferior constituie obiective de prim interes numai în depresiunea precarpatică, în Maramureș și, într-o măsură mult mai redusă, în depresiunea Transilvaniei. Cele mai importante rezervoare saturate cu hidrocarburi se cunosc în Carpații Orientali, în faciesul gresiei de Tarcău (Eocen) și în faciesul gresiei de Kliwa (Oligocen), precum și în Paleogenul din depresiunea getică. Miocenul inferior, mai precis Burdigalian-Helvețianul și-a demonstrat capacitatea de înmagazinare și de cedare în depresiunea precarpatică și continuă să fie cercetat în depresiunea Transilvaniei.



Tortonianul și Sarmațianul prezintă rezervoare de tip granular, dovedite productive pe toate cele șapte unități structurale majore de interes pentru hidrocarburi. Local (platforma moesică) s-au identificat și colec-toare carbonatate poroase, dar mai ales fisurate (cavernoase).

Pliocenul, prezent, de asemenea, atât în unitățile carpatice cât și pe cuprinsul platformelor din față, se caracterizează prin numeroase secvențe de nisipuri și gresii cu excelente porozități și permeabilități, începând din Meoțian și pînă în Levantin. O remarcă pentru Ponțian care îmbracă un facies predominant pelitic.

Calitățile de rezervor, respectiv porozitatea și permeabilitatea rocilor aparținînd formațiunilor enumerate mai sus, variază în limite extrem de largi. Această variație se datorește, în principal, naturii litologice, constituției mineralogice, evoluției bazinului și factorilor tectonici, care pot interveni cu foarte multe și, adesea, imprevizibile influențe locale. Trecînd peste acești factori importanți, merită subliniat faptul că proprietățile de rezervor mai depind de adîncimea și de vîrsta formațiunilor de interes.

În general, porozitatea și permeabilitatea se deteriorează în raport cu creșterea adîncimii și a vechimii depozitelor, ca urmare a procesului de compactizare și a transformărilor chimice. Astfel, porozitatea primară a stratelor situate între 500 și 2000 m prezintă cele mai frecvente valori medii de 20%-33%, fie că este vorba de Dacianul de la Moreni (31%-33%), Meoțianul de pe aceeași structură (25%-30%) și de la Șuța Seacă (23%-30%), de Sarmațianul de la Țicleni (24,2%-33%), de Helvețianul de la Cobia N (26%) și de la Țicleni (maximum 34%), fie că se fac referiri la Albianul de la Jugureanu (29%) sau la Triasicul de la Brădești (maximum 28%). În mod corespunzător, rezervoarele respective se caracterizează prin permeabilități de ordinul zecilor, pînă la 3000-4000 mD. Aceleași formațiuni, întîlnite la adîncimi de 4000-4500 m, au porozități și mai ales permeabilități foarte mici, așa cum rezultă din tabelul următor (după Paraschiv, Popescu, 1973 B):

Formațiunea	Adîncimea (m)	Porozitatea (%)	Permeabili- tatea (mD)
Sarmațian — Bibești	4043-4120	1,1-15,3	0-15,7
Helvețian — Mărgineni	4024-4288	0,2-11,4	0,1-1,1
Triasic — Bibești	4386-4478	0,2-18,8	0-1,3

Datorită permeabilității foarte reduse, multe strate impregnate cu petrol, conform indicațiilor carotelor mecanice, n-au debitat la probele de producție.

Cît privește influența vîrstei rocii asupra proprietăților sale fizice s-a constatat, la nivelul formațiunilor mezozoice și mai ales paleozoice, că porii și fisurile gresiilor, calcarelor și ale dolomitelor sînt în mare parte umplute cu silice, calcit sau anhidrit, ceea ce reduce în mod corespunzător capacitatea lor de înmagazinare și cedare a fluidelor.

În foarte multe cazuri, formațiunile alcătuite din roci poroase și permeabile sînt acoperite de strate compacte, protectoare. Unele dintre formațiunile ecran au dezvoltări regionale, depășind cadrul unei unități



structurale majore, ca de exemplu seria șisturilor cu graptoliți din Paleozoicul inferior, importante secvențe pelitice din Tortonian și Sarmațian, Meoțianul superior și Ponțianul predominant marno-argiloase etc. Strate protectoare cu dezvoltări mai limitate se întîlnesc însă în aproape toate formațiunile paleozoice, mezozoice și terțiare, frecvența lor crescînd în bazinele domeniului carpatic.

Rezultatele economice obținute în ultimii 30 de ani, analizele geochimice efectuate și evoluția în lume a concepțiilor despre rocile sursă de hidrocarburi, pledează în favoarea admiterii condițiilor favorabile generării petrolului și gazelor în diferite momente ale evoluției teritoriului românesc, începînd din Paleozoicul inferior și pînă la finele Pliocenului. Astfel de condiții prielnice se presupun în timpul Ordovicianului, Silurianului și Eodevonianului, cînd s-a depus seria sistoasă-argiloasă, cu graptoliți, întîlnită în platforma moesică și în platforma moldovenească. Indicațiile pozitive în carotele extrase din sonda forată la Capu Dealului, vin în sprijinul acestei supoziții. Mediu oxido-reducător pare să fi existat și în timpul depunerii seriei dolomito-evaporitice givethian-neodevoniene, în care s-au descoperit și acumulări industriale de hidrocarburi. Condiții similare, atestate de zăcămintele puse în evidență, sînt admise și pentru seria carbonatată-evaporitică a Triasicului mediu din platforma moesică și, eventual, din platforma scitică. Marno-argilele cu posidonii din Dogger sînt acceptate ca roci generatoare, dat fiind indicii geochimici favorabili și existența mai multor zăcăminte de petrol în gresiile subjacente. Rezultatele analizelor geochimice și zăcămintele cunoscute astăzi în Malm-Cretacicul din platforma moesică pledează pentru includerea în rîndul formațiunilor sursă, a Albianului. Faciesul bituminos caracterizează și seria șisturilor negre cretacice din Carpații Orientali. Cele mai tipice caractere de roci bituminose, asociate cu indicii geochimici favorabili și, mai ales, cu prezența a numeroase zăcăminte de petrol și gaze, le oferă Oligocenul depresiunii precarpatice. Se are în vedere, în primul rînd, secvențele bituminose ale faciesului de Kliwa, dar și importanta masă de pelite aparținînd Oligocenului de Pucioasa și a faciesurilor de tranziție. Trecînd peste faciesul evaporitic al Aevitavian-Burdigalianului, supra-estimat în trecut sub aspectul contribuției la generarea petrolului și gazelor din depresiunea precarpatică, numeroși geologi consideră că hidrocarburile înmagazinate în Helvețian-Burdigalian se găsesc în formațiunile care le-au generat și, în consecință, se acordă importanță genetică secvențelor pelitice din seria respectivă. Punerea în evidență, în ultimii ani, a numeroase zăcăminte în depresiunea Transilvaniei, depresiunea pannonică, depresiunea precarpatică, platforma moesică, depresiunea Birladului și în platforma moldovenească, ca și analizele geochimice din depresiunea pannonică, duc la concluzia că faciesul pelitic al Tortonianului, asociat adesea cu evaporite și cu roci de origine vulcanică, a fost deosebit de prolific. Un oarecare credit, fără însă a fi susținut de criteriile geochimice, se acordă și pelitelor sarmațiene.

Îndelungata controversă asupra originii hidrocarburilor din Pliocen pare să fi luat sfîrșit în urma analizelor și studiilor efectuate în depresiunea precarpatică și în depresiunea pannonică. Rezultatele cercetărilor



respective (Anton et al., 1970 B; Anton, 1973) au dus la concluzia că pelitele pliocene (meoțiene, poņiene și daciene) prezintă indici geo-chimici care justifică încadrarea lor în rîndul rocilor sursă.

Dezvoltarea cercetărilor în suprafață și în adîncime, descoperirea unor zăcăminte noi de hidrocarburi, poziția stratigrafică a acestora, coroborată cu rezultatele analizelor geochimice, au tins să consolideze concepția autohtoniei zăcămintelor de petrol și gaze din România, lăsînd totuși deschisă și posibilitatea ca anumite acumulări, puține la număr și de valoare redusă, să se fi format prin migrația pe verticală a hidrocarburilor.

Variata gamă de posibile roci sursă, privity sub aspectul litofaciesurilor și al vîrstei, impun o reconsiderare, o adaptare a concepției despre mediul de depunere a formațiunilor respective și a condițiilor de formare a zăcămintelor. Astfel, posibilele roci-mamă pot îmbrăca atît litofacies argilo-grezos (cu variațiile lui), cît și litofacies carbonatat sau evaporitic. Mineralizația apelor în care s-a depus materia organică este variabilă, conținutul fiind de cîteva g (Dacian) pînă la 300 g/l (Triasic, Acvitanian-Burdigalian și Tortonian). Multe posibile roci generatoare de hidrocarburi conțin și cărbune (Carboniferul, Liasicul, Doggerul, Pliocenul). De asemenea, o serie de roci sursă, ca Devonianul mediu și superior, Triasicul mediu-superior, Oligocenul, Acvitanian-Burdigalianul și Tortonianul, sînt asociate cu formațiuni evaporitice, dar se pare că semnificația majoră a halitelor și a anhidritelor este aceea că indică bazine închise (Hedberg, 1967). Mai trebuie reținut că unele roci sursă, cum ar fi Ordovicianul, Silurianul, Silezianul (?), Triasicul, Oligocenul, Tortonianul, Sarmațianul și Pliocenul, din diferitele unități structurale majore, conțin și roci de origine vulcanică (lave, tufuri, aglomerate). Asemenea cazuri mai sînt semnalate în Neogenul din Japonia, Sumatra, Argentina etc. (Hedberg, 1967).

În altă ordine de idei se impune constatarea că, în general, există o corelație directă între volumul sedimentarului și cel al hidrocarburilor generate. Sînt necesari, însă, coeficienți de corecție, determinați, în special de evoluția bazinelor și de ritmul de sedimentare. Din acest punct de vedere, se admite, teoretic, necesitatea unui ritm rapid de depunere, în vederea încorporării materiei organice și evitării contactului cu mediul aerob. Se pare, însă, că ritmul de sedimentare prea rapid, cum este cazul celui care a avut loc în depresiunea Focșanilor în timpul Neogenului, n-a fost destul de favorabil generării hidrocarburilor, deoarece el n-a permis maturizarea materiei organice din sedimente.

În cadrul celor șapte unități structurale majore s-au întîlnit toate tipurile de capcane și anume: structurale, stratigrafice, paleogeomorifice, hidrogeologice și combinate.

Cele mai numeroase și mai importante capcane sînt de tipul structural. În depresiunea precarpatică și în depresiunea Transilvaniei predomină structurile cutate, cu toată diversitatea de forme a acestora. Elementele plicative cele mai simple, domurile, sînt specifice depresiunii Transilvaniei și marginii externe a depresiunii precarpatică din Muntenia și Oltenia, iar cele mai complicate, respectiv cutele-solzi și șariajul de diferitele porțiuni, caracterizează flișul Carpaților Orientali și, într-o măsură



mălt mai redusă, subzona miocenă. Atit în depresiunea Transilvaniei cit și în subzona miopliocenă și flišul (ca glisant) paleogen, în formarea capcanelor structurale, un rol important, poate chiar determinant, l-a avut mișcarea sării burdigaliene și tortoniene. În unitățile Vorlandului și, într-o proporție destul de redusă, în depresiunea pannonică, tectonica disjunctivă este aceea care a imprimat caracterul structural al capcanelor.

Capcanele stratigrafice, realizate pe seama variației condițiilor de acumulare și anume apariției sau efilării unor strate, neuniformitatea litofacială (inclusiv depunerile recifale) exprimată prin variația valorilor de porozitate și permeabilitate, sînt prezente în toate regiunile petrolifere. Frecvența lor crește pe marginea bazinelor de sedimentare, delimitate de masivele carpatice și în interiorul acestor bazine unde au persistat creste, cordilieri, reliefuri pozitive emerse și submerse (depresiunea pannonică, platforma moesică, platforma scitică).

Capcanele paleogeomorifice, termen utilizat în accepția lui M a r t i n (1966), mai puțin depozitele recifale care ar trebui incluse în rîndul capcanelor stratigrafice, au fost identificate în toate regiunile de interes și, în primul rînd, în unitățile Vorlandului. Tot atit de frecvent apar și în depresiunea pannonică, unde numeroase creste ale fundamentului s-au menținut exodate pînă în Pliocen, unele chiar pînă în Cuaternar. Numărul mare, importanța economică, varietatea formelor pe care le îmbracă, intuirea lor și metodică specială necesară cercetării și evidențierii, justifică gruparea acestora într-o categorie (tip) de capcane aparte.

Teoretic, capcanele hidrogeologice ar putea exista în toate bazinele petrolifere din România. Pînă în prezent însă ele au fost sesizate în depresiunea Transilvaniei.

Dar pe teritoriul României nu s-au identificat numai forme simple de zăcăminte, ci pe fondul unor structuri monoclinale sau cutate, capabile să permită separarea gravitațională a fluidelor, s-a creat o foarte largă gamă de capcane, la realizarea lor contribuind și ceilalți factori, respectiv factorii stratigrafici, paleogeografici și litologici. Acestea sînt „capcanele combinate” (L e v o r s e n, 1967) prezentate în toate regiunile.

După forma pe care o îmbracă, zăcămintele de hidrocarburi din România sînt stratiforme, masive și neregulate (G a v ă t, 1964). Cea mai mare răspîndire o au acumulările stratiforme, prezente pe toate unitățile de interes, dar mai cu seamă în cele aparținînd domeniului carpatic. Zăcămintele masive constituie, de regulă, o caracteristică a rezervoarelor fisurate. Este cazul zonei alterate a fundamentului metamorfozat din depresiunea pannonică, a formațiunilor carbonatate malm-cretacice din platforma moesică, local a gresiilor faciesului de Kliwa, a gresiilor burdigalian-helvețiene din zona neogenă care vin în contact, pe planul de discordanță, cu rezervoarele saturate cu petrol ale Pliocenului etc. Zăcămintele neregulate corespund dezvoltărilor lenticulare ale stratelor poroase și a unor capcane paleogeomorifice. Astfel de lentile se găsesc în toate unitățile și formațiunile cu perspective. Deși numeroase, ele au totuși o pondere redusă sub aspectul volumului de hidrocarburi ce-l conțin, comparativ cu zăcămintele stratiforme și masive.



În decursul celor 120 ani de activitate, pe teritoriul României s-au descoperit peste 300 structuri productive cu petrol și (sau) gaze. Cu toate că sedimentarul cu perspective de hidrocarburi n-a fost uniform și în întregime explorat, din examinarea distribuției acumulărilor descoperite se pot schița, însă, unele concluzii.

Cele mai numeroase elemente structurale cu petrol și gaze se întâlnesc în depresiunea precarpatică (110), urmată de marginea nordică a platformei moesice (86) și de depresiunea Transilvaniei (67). Cele mai puține acumulări s-au descoperit în platforma moldovenească (6) și în spațiul dintre platforma moesică și platforma moldovenească (10). Adăugând la numărul structurilor productive și dimensiunile zăcămintelor, pare să se confirme principiul potrivit căruia volumul rezervelor de hidrocarburi generate se corelează cu volumul sedimentarului. De fapt, această corelație se observă nu numai din analiza ansamblului teritoriului României ci și la scara fiecărui bazin, ca de exemplu Transilvania, depresiunea getică, platforma moesică, platforma moldovenească etc.

Toate structurile productive din Transilvania, din depresiunea pannonică, platforma moldovenească, promontoriul nord-dobrogean și depresiunea Birladului, cea 75 % din structurile petrolifere ale depresiunii precarpatică și aproximativ 50 % din cele ale platformei moesice sînt legate, genetic, de formațiunile neogene, între care Tortonianul, Meoțianul și Dacianul au pondere mai importantă. Admițînd că cea mai mare parte a hidrocarburilor se găsesc în formațiunile care le-au generat, deci acordînd un rol nesemnificativ migrației pe verticală a petrolului și gazelor, se conturează concluzia că cele mai prolifiche obiective aparțin Neogenului. La o astfel de constatare se ajunge, însă, cu oarecare rețineri, generate de două categorii de fapte: una se referă la insuficiența cercetare și deci, la nepunerea în evidență a tuturor acumulărilor pe măsură ce formațiunile au adîncimile mai mari și sînt de vîrstă mai veche; cealaltă are în vedere evoluția fiecărei unități geologice și deci posibilitatea ca numeroase acumulări să fi fost distruse în timpul emersiunilor temporare și al deteriorării condițiilor de protecție, tot în raport cu vîrsta obiectivelor productive.

În aceeași ordine de idei, adică în privința repartiției stratigrafice a hidrocarburilor sînt de reținut datele statistice ale lui P e r o d o n t (1966) potrivit cărora, pe glob, Terțiarul conține 38% din rezerve și 50 % din zăcămintele de hidrocarburi, Mezozoicul, 52,7% și, respectiv, 19,5 %, iar Paleozoicul 9% din rezerve și 30,5% din zăcămintele. Trebuie precizat însă, că teritoriul românesc se caracterizează printr-o deosebită dezvoltare a depozitelor terțiare.

Toate cele șase unități structurale majore conțin acumulări de petrol și gaze, mai puțin depresiunea Transilvaniei, exclusiv gazeiferă. Concluzia este valabilă dacă se au în vedere depozitele post-salifere ale acestei din urmă unități. Și în extracarpați Sarmato-Pliocenul este predominant gazeifer, dar numai în sectoarele interne ale bazinului de sedimentare, puternic subsidente. De aceea, caracterul exclusiv gazeifer al post-Helvețianului din depresiunea Transilvaniei ar putea fi pus și pe seama evoluției acestei regiuni, caracterizată printr-o anumită rată de subsidență în raport cu ritmul de maturare a materiei organice. Mergînd mai departe cu astfel de



supoziții, în zona de curbură a Carpaților Orientali (depresiunea Focșanilor), unde procesul de subsidență a fost și mai pronunțat, se pare că transformarea materiei organice în hidrocarburi n-a mai putut avea loc, decît într-o măsură nesemnificativă. De aici presupunerea că zonele cu mișcări de subsidență foarte accentuate n-au fost prea favorabile formării hidrocarburilor în general și al celor fluide, în special.

În unitățile extracarpatiche, acolo unde se cunosc atît structuri cu petrol cît și elemente structurale cu gaze, se confirmă cu destulă exactitate, principiul lui G u s s o w (1954). Mai precis, în zonele cele mai coborîte ale bazinelor petrolifere și gazeifere, se întîlnesc, practic, numai acumulări de gaze. Pe măsură ce se merge către marginile ridicate ale bazinelor crește continuu ponderea zăcămintelor de petrol. În sfîrșit, zonele de maximă elevație ale unităților dovedite productive se caracterizează prin structuri acvifere. Această distribuție apare foarte evidentă în avanfosa Carpaților, la nivelul formațiunilor neogene, unde nu s-au produs redistribuiri de proporții.

Urmărind în continuare raportul dintre hidrocarburile lichide și cele gazoase în sectoarele productive situate de-a lungul depresiunii precarpatiche, se constată că ponderea gazelor crește continuu de la N către S și W. Astfel, dacă în zona flișului paleogen și în subzona miocenă din Moldova există o singură structură gazeiferă (Tazlău) și numai cîteva acumulări de petrol cu cap primar de gaze, în subzona miopliocenă a Munteniei, numărul structurilor și al orizonturilor exclusiv gazeifere crește substanțial spre W. Zăcămintele de acest fel se situează la exteriorul principalului aliniament diapir Băicoi-Moreni-Tîrgoviște. În sfîrșit, în fața Carpaților Meridionali, frecvența zăcămintelor de gaze libere se mărește și mai mult, ele invadînd întreaga depresiune getică pînă în apropierea ramei nordice.

Variația raportului dintre petrol și gaze, în sensul amintit, nu poate fi explicată numai cu ajutorul teoriei lui G u s s o w și, în căutarea unor argumente suplimentare, merită făcute două constatări. În primul rînd, acumulările de gaze sînt asociate structurilor mai puțin tectonizate, mai calme, care au putut asigura condiții de conservare. Și, într-adevăr, cea mai liniștită structură, un clasic brahianticlinal, din zona flișului paleogen este cea de la Tazlăul Mare. În subzona miopliocenă astfel de elemente structurale sînt mai frecvente pe marginea externă, cu fundament de platformă, a avanfosei. Același stil calm caracterizează și cutele depresiunii getice. O dovadă suplimentară că structurile complicate, inclusiv cutele diapire exagerate, n-au fost favorabile acumulării și conservării hidrocarburilor gazoase, o constituie absența totală a zăcămintelor de gaze pe marginile depresiunii Transilvaniei, corespunzătoare anticlinalelor cu sîmburi de sare la zi. Mai mult, dimensiunile și importanța acumulărilor de gaze din Transilvania scad spre exterior, pe măsura creșterii gradului de complicație tectonică a structurilor (și a reducerii grosimii sedimentarului neogen). În al doilea rînd, ponderea hidrocarburilor gazoase pare să fie mai mare în formațiunile de vîrstă mai recentă, în special în cele sarmato-pliocene, foarte răspîndite la W de riul Buzău. Este încă greu de spus dacă această pondere reflectă potențialul generator al rocilor respective sau, mai curînd, condițiile de protecție, dat fiind evoluția mai îndelungată și



mai complicată a formațiunilor pre-sarmațiene. Prezența unor zăcăminte de gaze libere în Helvețianul (Colibași-Argeș, Vilcele, Băbeni, Galicea, Bustuchini etc.) și chiar în Paleogenul (Botești, Merișani, Săpunari etc.) depresiunii getice, ar constitui un argument în favoarea celei de-a doua alternative și anume că formațiunile mai tinere conțin un număr sporit de zăcăminte cu gaze, dat fiind condițiile de conservare mai bune de care au beneficiat.

Alt factor care pare să influențeze raportul dintre hidrocarburile lichide și gazoase îl constituie adâncimea straturilor productive. În țara noastră faptul apare ceva mai evident în platforma moesică. Aici, Doggerul de la Ciurești, cu adâncimi de 1800-2200 m conține petrol local și cap primar de gaze. De asemenea, Triasicul de la Brădești cu adâncimi de 2200-2500 m. Aceleași formațiuni, la adâncimi mai mari (2800-3400 m), cum este cazul structurilor Făurești (Dogger) și Oprelu (Dogger și Triasic) se caracterizează prin acumulări de gaze cu benzi înguste de petrol sau prin zăcăminte de gaze cu condensat. O situație încă insuficient de clară a fost consemnată în cazul Tortonianului din platforma moldovenească care la adâncimi mai mari de 3000 m (Frasin-Gura Humorului) are petrol, gaze cu condensat și a Oligocenului de la Tescani (2800-3300 m), unde s-au întâlnit gaze. Este dificil de precizat în ce măsură această distribuție reflectă influența factorilor fizici (temperatură, presiune) asupra naturii hidrocarburilor sau dacă ea (distribuția) nu se aliniază principiului lui G u s s o w. În alte bazine petrolifere din lume, creșterea ponderii gazelor și a condensatului în raport cu adâncimea a fost demonstrată. În țara noastră se dispune de elemente prea puține pentru a insista în discutarea unei astfel de probleme. Ceea ce se poate spune cu certitudine pînă în prezent este că, zăcămintul de la Bibești, cu cea mai mare adâncime din România (4872 m), conține petrol cu gaze dizolvate.

Sub aspect geometric, în distribuția structurilor productive se desprind două tendințe. În depresiunea precarpatică și în cele patru unități ale Vorlandului frapează dispoziția liniară, de regulă paralelă, a elementelor structurale cu petrol și gaze (pl. VIII). Aliniamentele structurale din flișul Carpaților Orientali și din zona neogenă corespund unor cute regionale, fragmentate, în lungul lor, de șei și falii. Eșaloanele structurale din unitățile Vorlandului reprezintă, în special, falii, de cele mai multe ori paralele elementelor plicative carpatice. De-a lungul multora dintre aceste falii, marginile platformelor cad în trepte, în fața depresiunii precarpatică. Paralelismul celor două categorii de aliniamente (plicative și disjunctive) sugerează relații și interdependențe în evoluția unităților carpatice și a Vorlandului lor. De altfel, însăși avanfosa Carpaților, în care este localizată imensa majoritate a zăcămintelor descoperite, constituie la nivelul Neogenului un element comun, dat fiind faptul că ea se dispune cu un flanc (intern) pe fundament carpatic și cu celălalt (extern) pe fundament de platformă. O situație diferită, respectiv o distribuție mai mult sau mai puțin haotică a structurilor productive se constată în cadrul depresiunilor interne. Această „dezordine” în orientarea structurilor reflectă, în mare parte, paleorelieful pe care-l fosilizează formațiunile de interes. În depre-



siunea panonică, vechile reliefuli au contribuit la realizarea structurilor de tasare iar în depresiunea Transilvaniei ele par să fi influențat aglomerarea sării tortoniene care a dat naștere domurilor respective. În această din urmă depresiune internă se constată însă și unele regularități în orientarea domurilor cu sare, dar astfel de situații nu pot fi generalizate.

Examinarea în detaliu a hărților cu răspîndirea acumularilor de hidrocarburi, mai ales în platforma moesică și în depresiunea panonică, duce la concluzia că în cadrul anumitor formațiuni, zonele de acumulare preferențială nu țin seama de trăsăturile geologice majore actuale, ci se aliniază configurației generale a bazinului, existente în timpul depunerii termenilor stratigrafici respectivi. De exemplu, zăcămintele din Triasic și Dogger, situate pe marginea nordică, actualmente afundată, a platformei moesice, se grupează în jurul vechii ridicări Craiova-Balș-Optași. Începînd cu Cretacicul această ridicare și-a pierdut personalitatea, astfel că, în continuare sectorul estic, mai înălțat, al domeniului moesic a polarizat în jurul lui acumularile din Malm-Cretacicul inferior și din Albian. În sfîrșit, în Neogen, marginea nordică a platformei moesice și sectoarele de W ale celorlalte unități ale Vorlandului acoperite de avanfosa Carpaților, au întrunit condițiile optime de formare a zăcămintelor. Puternicele mișcări de subsidență înregistrate de flancul extern (epiplatformic) al avanfosei au stricat vechiul echilibru hidrogeologic, determinînd o redistribuire a hidrocarburilor generate și acumulate anterior. Astfel, în cadrul zonelor de aglomerare preferențiale anterioare o bună parte dintre hidrocarburi s-au deplasat către noile sectoare mai ridicate. Este posibil însă ca alte acumulări să fi rămas „sigilate” în vechile capcane (acestea ar fi capcane epigenetice), indiferent de configurația structurală actuală. Un astfel de caz a fost surprins la Șandra, în Banat. Situația prezentată, subliniază necesitatea cunoașterii evoluției bazinului de sedimentare în vederea stabilirii atît a zonelor de perspectivă cît și a condițiilor structurale de detaliu, favorabile.

Constatările formulate mai înainte ridică o problemă importantă și anume aceea a punerii în loc a zăcămintelor de hidrocarburi. Ținînd seama de vîrsta foarte diferită a formațiunilor productive și acceptînd ideea autohtoniei petrolului și a gazelor, se impune necesitatea admiterii mai multor momente în formarea zăcămintelor din România.

Așa cum s-a mai arătat, cele mai vechi rezervoare saturate cu hidrocarburi sînt de vîrstă devoniană, triasică și jurasică medie și au fost întîlnite în platforma moesică. Existența lor fiind legată de vechea ridicare Craiova-Balș-Optași se poate admite că zăcămintele respective s-au pus în loc în pre-Cretacic. Împingerea vîrstei unora dintre ele mai devreme nu apare justificată deoarece Devonianul productiv la Bibești este acoperit, transgresiv, de către Triasic, de asemenea impregnat cu petrol. La rîndul lui, Triasicul pare să suporte, direct, depozitele Malmului. În plus, mai multe acumulări localizate în Triasic, alcătuiesc zăcămintele comune cu cele din Dogger (Ciurești, Oporelu, Iancu Jianu?). Zăcămintele din Cretacicul inferior și cele din Albian, grupate în jumătatea de E a platformei, sînt de multe ori independente față de cele sarmato-pliocene și ca atare ele s-au format, probabil în timpul Cretacicului superior.

Zăcămintele din zona flișului paleogen sînt mai noi decît faza stirică cînd s-a pus în loc unitatea medio-marginală care protejează aceste zăcăminte. În ceea ce privește majoritatea acumulărilor din avanfosa Carpaților (inclusiv marginile afundate ale Vorlandului) ele par să se fi format progresiv, începînd din faza stirică, pînă la Levantin pe măsura intensificării procesului de subsidență și a migrării axului acestei zone. Acum au avut loc și redistribuiri ale acumulărilor mai vechi, în special, pe flancul extern (epiplatformic) al avanfosei. Dovada unor astfel de redistribuiri o constituie zăcămintul de la Brădești, localizat în Triasic și protejat de pelitele sarmațiene. O vîrstă similară par să aibă și cea mai mare parte a acumulărilor din depresiunile interne.

Analiza aceleiași hărți a distribuției zăcămintelor de hidrocarburi duce la constatarea că, deși prezente în toate cele șapte unități structurale majore, acumulările de petrol și gaze nu se repartizează uniform pe suprafața bazinelor ci se grupează în cîteva zone preferențiale. Condițiile care au favorizat astfel de aglomerări sînt oarecum diferite.

În cadrul depresiunii precarpatice o primă zonă de acumulare preferențială se localizează în zona flișului paleogen de la Moinești. Factorii favorabili principali de aici constau în: existența faciesului de Kliwa, alcătuit din gresii cu excelente calități de rezervor, în alternanță cu roci pelitice, posibil roci generatoare; prezența pinzei medio-marginale care îndeplinește rolul unei cuverturi de protecție; existența a două zone de ridicare, exprimate prin apariția la zi a unității externe în semiferestrele Bistriței și Oituz-Slănic, în jurul cărora se grupează zăcămintele de petrol și gaze. Alt grup de zăcăminte, de altfel cel mai important din România, se situează în zona neogenă și corespunde, în linii mari, cutelor diapire (zona Ploiești-Tîrgoviște-Pitești). Factorii care au favorizat aceste acumulări atît de importante sînt: o succesiune de depozite terțiare cu numeroase secvențe de nisipuri, gresii, marne și argile, ultimele prezentînd indici geochimici caracteristici rocilor generatoare; o structură cutată, reprezentată prin anticlinale și sinclinale foarte bine individualizate și cu amplitudini apreciabile; diapirismul a imprimat regiunii o evoluție favorabilă sub aspectul structogenezei și a condițiilor de acumulare și de protecție a zăcămintelor, în sensul că anticlinalele diapire s-au format progresiv au păstrat poziții permanente ridicate și au constituit zone de apel pentru hidrocarburi generate în sectoarele vecine; sarea diapiră a îndeplinit rol de ecran protector, nefavorizînd migrația pe verticală a petrolului și gazelor (Walters, 1940; Landes, 1959). A treia zonă preferențială de acumulare se situează în Oltenia și corespunde alinamentului principal Bustuchini-Socu-Țicleni-Bîlteni, un echivalent (de dimensiuni mai reduse) al importantului eșalon Băicoi-Moreni-Tîrgoviște-Pitești. Factorii favorabili sînt aceiași, mai puțin diapirismul, compensat în parte, printr-o dezvoltare apreciabilă a depozitelor sarmațiene și helvețiene.

În platforma moesică se conturează, de asemenea, trei zone de acumulare preferențială. În partea de W a acestei unități corespunzînd ridicării Craiova-Balș-Optași se grupează zăcămintele localizate, în special, în Paleozoic, Triasic și Jurassic. Cea mai importantă zonă de acumulare



din Vorlandul Carpaților se situează însă la W de București. Prin poziția simetrică față de axul avanfosei și prin importanța ei, această zonă constituie o replică a platformei la zăcămintele „gigant” de la Băicoi-Moreni-Tîrgoviște. La W de București, în partea mediană a platformei moesice, produce Cretacicul, Tortonianul, Sarmațianul și Meoțianul, ponderea deținând-o Sarmațianul și Cretacicul. Aglomerarea de hidrocarburi de aici a fost determinată de evoluția favorabilă a faciesurilor Cretacicului inferior, și Sarmațianului, precum și de prezența depozitelor tortoniene, în bună parte cu proprietăți de rezervor. Existența unor falii etanșe a asigurat ecrane impermeabile hidrocarburilor acumulate în fața lor. Zăcămintul Videle, cel mai important din platforma moesică, se suprapune unei anomalii pozitive de temperatură, unde gradientul geotermic depășește $5^{\circ}\text{C}/100\text{ m}$. A treia zonă preferențială de acumulare se situează în partea de E a platformei. Factorii favorabili constau în existența unei zone ridicate, promontoriul Bordei Verde, în fața unei zone coborâte, depresiunea Movila Miresii, o prelungire a depresiunii Focșanilor. Numeroasele efilări de strate, variații de facies și falii pe fondul unei ridicări continue spre E, a constituit cadrul propice formării zăcămintelor de petrol și gaze de la Oprișenești, Bordei Verde, Lișcoteanca și Jugureanu.

În promontoriul nord-dobrogean și depresiunea Birladului este greu să se vorbească încă despre concentrări de hidrocarburi pe anumite zone. Cu toate acestea, elementele de ordin geologic regional și rezultatele obținute par să contureze o primă zonă corespunzătoare marginii nordice, ridicate, de la contactul cu platforma moldovenească, precum și o a doua, ce se suprapune crestei longitudinale a promontoriului, marcată de zăcămintele de la Independența, Matca și Țepu. Factorul favorabil principal din aceste două sectoare, îl constituie condițiile structurale locale.

În platforma moldovenească se remarcă un întins dar discontinuu câmp gazeifer în sectorul Roman-Bacău, caracterizat prin prezența a numeroase lentile de nisipuri și gresii în masa de argile sarmațiene, pe fondul unui monoclin regional. Ca și sectorul Videle, câmpul gazeifer Roman-Bacău corespunde unei anomalii geotermice pozitive, ce se conturează în jurul „faliei Siretului” care separă cele două zone cu fundament diferit: unul precambrian, metamorfozat, la E, de altul format din sisturi verzi, la W. În ceea ce privește suprafața cu perspective a Tortonianului, aceasta este determinată de îngroșarea seriei pelitice, probabil generatoare de hidrocarburi, pe marginea vestică, asociată cu elemente structurale disjunctive și cu structuri de tasare.

În depresiunea Transilvaniei, partea centrală a acesteia este cea mai prolifică. Ea se caracterizează printr-o secțiune groasă de sedimentar neogen, printr-o proporție apricape egală de pelite și psamite, prin dcaturi calme, de dimensiuni mari și de amplitudini apreciabile. Dimensiunile și valoarea acumulărilor se reduce progresiv către margini, datorită schimbărilor litofaciale, a complicării structurilor și a evoluției mai puțin favorabile (lacune intraformaționale). În extremitățile de S și de E, unde formațiunea cu gaze îmbracă un facies de țărniș, grosier, nisipurile și conglomeratele sînt spălate de ape, în timp ce unele intercalații de marne nisipoase conțin gaze.



În depresiunea panonică cele mai importante zăcăminte se suprapun crestei îngropate Calacea-Satchinez-Șandra-Variaș. Regiunea respectivă s-a menținut predominant ridicată pînă în Pliocen, determinînd acumularea în Neogen a unor depozite cu bune proprietăți de rezervor și constituind centru de apel pentru hidrocarburile generate în zonele adiacente. Și această zonă de acumulare preferențială se caracterizează printr-un gradient geotermic ridicat. În restul depresiunii panonice nu s-au putut forma zăcăminte importante din cauza rezervoarelor cu proprietăți fizice sub-mediocre.

Indiferent de regiune, în plan stratigrafic, cea mai mare parte a zăcămintelor se grupează în preajma lacunelor de sedimentare. Sînt foarte elocvente cazurile acumulărilor, localizate în fundamentul alterat al depresiunii panonice și depresiunii Transilvaniei, în Triasic, Dogger, a multor zăcăminte din Cretacicul inferior, a celor din Helvețian-Burdigalianul depresiunii precarpatice, a Miocenului depresiunii panonice, a Tortonianului din toate unitățile Vorlandului, din cea mai mare parte a Sarmatianului, din Meoțianul bazal și formațiunile adiacente. Această concentrare se explică prin frecvența mai mare a rocilor-rezervor în preajma discordanțelor stratigrafice și prin posibilitatea migrației hidrocarburilor de-a lungul discontinuităților respective.

Analizele fizice și chimice ale hidrocarburilor lichide și gazoase, deși efectuate în timp, cu tehnici, metode și după criterii diferite, arată totuși că în compoziția petrolurilor și a gazelor intervin diferențieri. O primă constatare care se desprinde este aceea că stratele cu adîncimi mici sau cele care afloră, indiferent de vîrstă, conțin în general petrol greu (ex. Levantinul de la Moreni, Pliocenul de la Matîța-Podenii Noi, Pliocenul de la Suplacu de Barcău etc.). Pe măsură ce crește adîncimea zăcămintelor, în condițiile unei protecții perfecte, petrolul devine mai ușor. În al doilea rînd se constată că hidrocarburile fluide din Dacian sînt, predominant, asfaltoase. Coborînd în scara stratigrafică, în Meoțian și Miocen, conținutul în parafină crește (C a s i m i r , 1934), petrolurile devenind, în bună parte, parafinice (H l a u s c h e k , 1950 ; W a l t e r s , 1960 ; C r e a n g ă et al., 1962 ; G r i g o r a ș , P e t r i ș o r , 1963). Aceleași analize arată că între petrolurile asfaltoase din Dacian și cele parafinice din Meoțian, nu există tipuri intermediare, ceea ce constituie un indiciu al sursei lor diferite (H l a u s c h e k , 1950). În al treilea rînd este de reținut că petrolul din formațiunile miocene care vin în contact cu Pliocenul productiv de-a lungul liniei de discordanță este de același tip cu petrolul din Meoțian, fapt care sugerează originea comună. În detaliu, însă, examinînd fiecare bazin petrolifer sau formațiune productivă se constată adesea existența unor tipuri diferite de petrol în cadrul aceluiași zăcămint, orizont sau strat. În legătură cu aceste variații și în compoziția chimică a hidrocarburilor merită semnalată prezența sulfurii în zăcămintele de la Oprelu și Bibești, localizate în Triasic + Dogger și, respectiv în Devonian. Factorul comun al celor două zăcăminte este că ele se află la adîncimi mai mari de 3000 m.

În petroluri, ca și în rocile care alcătuiesc formațiunile productive sau în depozitele presupuse generatoare de hidrocarburi, s-au semnalat



constituenți metalici, cei mai frecvenți fiind vanadiul și nichelul. Aceștia provin, probabil, din roca sursă, ca metal organic (L a n d e s, 1959).

Gazele asociate sau libere pot conține, în proporții diferite, două sau mai multe componente din seria hidrocarburilor. Gazele cele mai sărace au fost întâlnite în depresiunea Transilvaniei, unde CH_4 depășește, uneori, 99%. Gazele bogate sînt, de regulă, asociate zăcămintelor de petrol. În afara hidrocarburilor, în compoziția gazelor din numeroase zăcăminte, s-au semnalat și alte elemente, ca azotul și, mai ales, bioxidul de carbon. Acesta din urmă este foarte frecvent în gazele asociate din Dacian, ajungînd pînă la 30% (C r e a n g ă et al., 1962). În ultimul timp, CO_2 a mai fost întâlnit în fundamentul, Tortonianul și în Buglovianul de pe marginea de E a depresiunii Transilvaniei, în proporții care depășesc 80%, precum și în fundamentul și Pliocenul depresiunii panonice. La Ciociaia, conținutul în CO_2 ajunge la 99%. CO_2 semnalat pe structurile din depresiunea panonică și depresiunea Transilvaniei este de origine internă, migrat pe liniile de fractură.

Apele asociate zăcămintelor de petrol și gaze sînt foarte eterogene, gradul lor de transformare chimică reflectînd, în bună parte, asigurarea sau deteriorarea condițiilor de conservare a acumulărilor de hidrocarburi. Potrivit studiilor întreprinse de P a l a d e și T r i f u l e s c u (1969) formațiunile de interes de pe toate cele șapte unități structurale majore, conțin ape care pot fi grupate în patru tipuri genetice: sulfato-sodice (NaSO_4), bicarbonato-sodice (NaHCO_3), cloro-magneziene (MgCl_2) și cloro-calcice (CaCl_2). Primele două tipuri reprezintă ape vadoase, de circulație, cu mineralizații reduse și au fost identificate, în special, pe marginile bazinelor de sedimentare, unde formațiunile de interes apar la zi, ori sînt lipsite de condiții de protecție. Ultimele două tipuri caracterizează apele de zăcămint, închise, cu mineralizații crescute, care variază între cîteva g/l, pînă la 300 g/l. Apele asociate zăcămintelor de petrol și gaze au frecvent în constituția lor microcomponenți direcți, cum sînt acizii naftenici, fenolii și hidrogenul sulfurat, precum și microcomponenți indirecti ca bromul, iodul, amoniul, borul.

Presiunile de zăcămint sînt, în general, egale presiunilor exercitate de coloana hidrostatică. Valori mai mici apar destul de rar, ele caracterizînd rezervoarele cu permeabilități mari și cu dezvoltări regionale din unitățile Vorlandului. Valori superioare presiunilor hidrostactice apar foarte frecvent în avansata Carpaților și, mai puțin în celelalte unități. Presiuni anormale se întîlnesc în formațiunile care prezintă accentuate variații litofaciale și în zone complicate tectonic. Este cazul Helvețianului cenușiu, Oligocenului în facies de Pucioasa, Cretacicului din depresiunea precarpatică. Cel mai mare gradient de presiune (20 atm./100 m) s-a semnalat în Triasicul și în Paleozoicul platformei moesice, de la contactul cu depresiunea getică (pe falia Bibești-Tinosu).

Gradientul de temperatură se înscrie în valorile medii de $3^\circ\text{C}/100$ m. Există însă și variații. Zonele cele mai „fierbinți” corespund depresiunii panonice, marginii de N a platformei moesice, zonei Videle, sectorului Roman-Bacău, unde gradientul poate depăși $4^\circ\text{--}5^\circ/100$ m. Excepționînd temperaturile ridicate din depresiunea panonică, puse pe seama reducerii grosimii crustei



terestre (apropierea suprafeței Mohorovicic), în celelalte regiuni gradientul geotermic se explică prin existența unor falii profunde de-a lungul cărora fluxul termic are intensități sporite. Este de observat însă că treapta geotermică variază pe verticala aceluiași punct și nu întotdeauna în raport cu adâncimea. Ca urmare, explicarea gradientului de temperatură și a fluxului termic, în general, trebuie să fie mai complexă. Dar pe cuprinsul teritoriului țării noastre sînt și zone „reci”, cu gradient de $2^{\circ}\text{C}/100\text{ m}$, corespunzînd zonei cu fundament de șisturi verzi și a altor sectoare ale depresiunii precarpatice, cu sedimentar gros.

Plecînd de la analiza distribuției gradientului geotermic se constată că cele mai mari zăcăminte de hidrocarburi din platforma moldovenească (Roman-Bacău), platforma moesică (Videle), depresiunea pannonică (Calacea-Șandra-Variaș) se suprapun unor zone „fierbinți”. De aceea nu se exclude posibilitatea ca temperatura mărită, fără a atinge valori prohibitive, să fi constituit un factor pozitiv în generarea, migrarea și acumularea, prin îmbunătățirea proprietăților de înmagazinare a hidrocarburilor. Acest punct de vedere a mai fost exprimat în literatura de specialitate (K l e m e , 1972). S-a emis, de asemenea, ipoteza că gradientul geotermic mărit ar fi putut contribui la realizarea diapirismului exagerat din zona miopliocenă (P a r a s c h i v , 1973) și din depresiunea Transilvaniei.

Lucrările geologice și de exploatare întreprinse în cei aproape 120 ani de activitate, atestată de documente oficiale, au asigurat cercetarea, la grad de detaliu și de semidetaliu, a celor șapte unități structurale majore și a tuturor formațiunilor de interes din cadrul lor, pînă la adâncimea de 3200-3500 m. Aceasta a permis descoperirea zăcămintelor principale și cea mai mare parte a acumulărilor mici și foarte mici, formate pe treapta de adîncime respectivă. O cunoaștere mai redusă s-a realizat, în limitele aceluiași adîncimi, în zonele cu tectonică foarte complicată, corespunzînd flișului paleogen și zonei miocene din Carpații Orientali. De asemenea, se consideră cercetate regional sau în semidetaliu, obiectivele aflate în profunzime, dincolo de 3200-3500 m, pe unitățile în care sedimentarul prezintă astfel de grosimi. Dat fiind această situație, se pune următoarea întrebare firească : încotro se îndreaptă geologia petrolului din România ?

Un prim obiectiv îl constituie explorarea în detaliu a formațiunilor cu adîncimi de 3200-3500 m, în cadrul cărora o pondere importantă o au capcanele „obscure și subtile” (L e v o r s e n , 1966). În al doilea rînd se va continua explorarea obiectivelor cu adîncimi mai mari de 3200-3500 m. Eforturi deosebite se vor face în direcția prospectării și explorării eficiente a formațiunilor de tectonică foarte complicată din flișul Carpaților Orientali și din zona neogenă. În curînd va începe cercetarea cu foraje a platformei continentale a Mării Negre. Concomitent se vor întreprinde studii de inventariere și, eventual, de valorificare a șisturilor și nisipurilor bituminose. Geologia de șantier se va alătura eforturilor întreprinse în direcția măririi factorului final de recuperare a zăcămintelor în exploatare. Acestea sînt principalele direcții ale activității viitoare.



În ceea ce privește mijloacele și metodele rezolvării problemelor geologice de viitor, accentul se va pune pe perfecționarea execuției, prelucrării și interpretării rezultatelor prospecțiunilor geofizice și, în special, al celor seismice, pe diversificarea și adâncirea analizelor de laborator, pe studierea și sintetizarea tuturor datelor disponibile, care să permită o îmbunătățire a proiectării lucrărilor de cercetare. Dar dintre toate mijloacele și metodele preconizate, cea mai eficientă și mai de preț rămîne gîndirea geologică, care nu poate fi substituită nici prin ritmul execuției și nici prin perfecționarea metodelor de investigare. Deci eforturile maxime trebuie dirijate în direcția formării unei astfel de gîndiri.

Primit la redacție: noiembrie 1974 .



BIBLIOGRAFIE

A) Lucrări publicate

- Airinei Șt. (1955) Cercetări magnetometrice în Dobrogea, Moldova de sud și estul Cîmpiei române (Geologia regiunii în lumina magnetismului terestru). *Bul. Șt. Acad. R.P.R. biol. agron. geol. geogr.* VII/1, București.
- Visarion M. (1966) Prospection magnétométrique de Na, K, Mg, dans les subcarpates de Roumanie. *Rev. roum. géol. géoph. géogr. serie géoph.* X/1, pag. 63—88, Bucurest.
- Alimănișteanu C. (1907) Données statistiques sur l'industrie du pétrole. *Congr. intern. pétrole*, pag. 267—294, Bucurest.
- Anton S. (1973) Condițiile de geneză a hidrocarburilor din Pliocenul subcarpatic al Munteniei. *Rev. Petrol și Gaze*, 9, pag. 543—549, București.
- Cerchez V. (1967) Recherches sur l'identification des roches mère d'hydrocarbures. *Rev. Inst. Français Pétrole*, 22/12, pag. 1818—1828, Paris.
- Atanasiu I. (1932) Quelques observations sur le diapirisme. *Bul. Soc. Rom. Geol.* I, pag. 96—105, Bucurest.
- (1940) Contribution a la géologie des pays moldaves. *An. Inst. Géol.* XX, pag. 17—67, Bucurest.
- (1940) Privire generală asupra geologiei Dobrogei. *Lucr. soc. geogr. D. Cantemir*, III, 89 pag. Iași.
- (1948) Zăcămintele de țiței din România. *Rev. tehn. A. G. I. R.* 3, pag. 111—125, București.
- (1958) Orogénese et sédimentation dans les Carpathes Orientales. *An. Com. Géol.* XXIV—XXV, pag. 13—27, Bucurest.
- Mrazec L. (1927) L'anticlinal diapir Moreni-Gura Ocniței. *Guide excursions*, pag. 179—193, Bucurest.
- Atanasiu S. (1907) Esquisse géologique des régions pétrolifères du District de Bacău. *Congr. intern. pétrole*, Bucurest.
- Balteș N., Beju D. (1963) Contribuții la cunoașterea stratigrafiei depozitelor forate în platforma moesică. *Asoc. Geol. Carp.-Balc. Congr.* V, II, III/1, pag. 49—63, București.
- Barbu C., Ali Mehmed B., Paraschiv C. (1970) Le Paléozoïque de l'avant pays des Carpathes Orientales de la R.S.R. *Carp.-Balk. Geol. Assoc. Congr.* IX, II, pag. 243—250, Budapest.
- Dăneț T. (1970) Asupra fundamentului platformei moesice din zona Balș-Optași. *Rev. Petrol și Gaze*, 7, pag. 301—396. București.
- Vasilescu E. (1967) Tectonique de subsassment prémesozoïque de la Plateforme moesique (territoire roumaine). *Asoc. Géol. Carp.-Balc. Congr.* VIII, I, pag. 35—40, Belgrad.
- Barton D. (1937) Evolution of Gulf Coast crude oil. *B. A. A. P. G.* 21/7, Tulsa.
- Băncilă I. (1958) Geologia Carpaților Orientali, 367 pag. București.
- Beca C. (1955) Geologia șantierelor petrolifere. 427 pag. București.



- (1957) Clasificarea zăcămintelor de țiței și gaze. *Man. ing. petrolist*, 41, pag. 11—32, București.
- Visoțki I. (1968) Geologia zăcămintelor de petrol și gaze. 638 pag. București.
- Beju D. (1971) Stadiul actual al cercetărilor palinologice referitoare la Antecretacicul din România. *Progr. in palinolog. rom.* pag. 143—153, București.
- (1972) Zonare și corelare a Paleozoicului din Platforma moesică pe baza asociațiilor palino-protistologice. *Rev. Petrol și Gaze*, 12, pag. 714—722, București.
- Bleahu M., Patrulius D., Rădulescu D., Saulea Emilia, Savu H. (1967) Harta geologică a R.S.R. (text). 27 pag. București.
- Bogdanoff A., Muratov M., Schatsky N. (1964) Tectonique de l'Europe. Notice explicative pour la carte tectonique internationale de l'Europe au 1 : 2.500.000. 360 pag. Moscou.
- Botetz G. (1914) Sur la structure géologique du gisement de pétrole de Copăceni (District de Prahova). *Bull. sect. scient. Acad. Roum.* II, pag. 225—228. Bucarest.
- (1915) Sur la tectonique de la partie orientale de la region Moreni. *Bull. sect. scient. Acad. Roum.* III, pag. 300—307, Bucarest.
- (1916) Nouvelles données sur la structure de la partie occidentale de l'anticlinal de Băicoi. *Bull. sect. scient. Acad. Roum.* IV, pag. 220—225, Bucarest.
- (1922) Cercetări geologice făcute în regiunile petrolifere : 1) Copăceni, 2) Sărata, 3) Cep-tura, 4) Șotînga-Doicești, 5) Glodeni, 6) Țîntea, 7) Moreni. *Rap. activit. Inst. geol. in 1913*, pag. 15—20, București.
- Botetzatu R. (1959) Anomalia gravității în regiunea cuprinsă între rîurile Olt și Dimbovița. *St. tehn. econ.* D/3, pag. 79—92, București.
- Visarion M., Lăzărescu V. (1970) Contribution géophysique a l'étude des massifs de sel en Roumanie. *Rev. roum. géol. géoph. géogr. série géoph.* 14/1, pag. 119—145, Bucarest.
- Brod I. (1953) Geologia zăcămintelor de țiței și gaze (traducere din l. rusă). Ed. tehnică, 426 pag. București.
- Burcea C., Cornea I., Țugui Gr., Ionescu E., Trîmbițaș M., Georgescu St., Leafu I., Tomescu L., Brașoveanu A., Chișcan M., Leafu F., Mihăilă S., Șipoș V. (1965) Contribuții seismice la crearea unei imagini tectonice asupra marginii nordice a Platformei moesice, între Olt și Buzău. *Stud. cerc. geol. geof. geogr. seria geof.* III/1, pag. 129—140, București.
- Cornea I., Țugui Gr., Tomescu L., Ionescu E., Trîmbițaș M., Leafu I., Dumitrescu V., Brașoveanu A., Șipoș V., Leafu F., Mărășescu M., Cazan M. (1966) Contribuții ale prospecțiunii seismice de reflectie la crearea unei imagini tectonice în zona centrală a platformei moesice. *Stud. cerc. geol. geof. geogr. seria geof.* IV/2, pag. 347—353, București.
- Cantunari Șt. (1941) Sur le sable blanc oligocène de Văleni de Munte (Dép. de Prahova). *C. R. Sc. XXVI*, pag. 86—88, Bucarest.
- Casimir E. (1934) Composition au point de vue industrial et propriété générale des pétroles bruts de Roumanie. *An. Inst. Géol.* XVI, pag. 879—833, Bucarest.
- Căpraru C., Olteanu Gh. (1968) Date noi privind mecanismul formării zăcămintelor de hidrocarburi din zona cutelor diapire din România. *Rev. Petrol și Gaze*, 6, București.
- Ciocârdel R. (1952) Geologia regiunii Gornetul Cuib-Matița-Apostolache și considerații generale asupra rocilor mamă ale petrolului din Subcarpați. *D. S. Inst. Geol.* XXXVI, pag. 87—146, București.



- Stoica C. (1957) Geologia zăcămintelor de țiței și gaze. *Man. ing. petrolist*, 41/III, pag. 33—80, București.
- Ciupagea D. (1935) Studii geologice privind terenurile gazeifere din Transilvania. *Bul. sect. scient. Acad. Roum.* București.
- Airinei Șt., Stoenescu Sc., Popescu M., Popescu C., Taloș D. (1969) Nouveaux éléments d'interprétation géologique des résultats géophysiques dans la partie Sud-Ouest de la Depression de Transilvanie. *Rev. roum. géol. géoph. géogr. serie géoph.* 13/1, pag. 87—103, Bucarest.
- Paucă M., Ichim Tr. (1970) Geologia Depresiunii Transilvaniei. Ed. Acad. R.S.R. 256 pag. București.
- Cobilcescu Gr. (1827) Despre originea și zăcămintele petrolului în general și în particular în Carpați. Discurs de recepție la Academia Română, 112 pag. București.
- Codârcea Al. (1940) Vues nouvelles sur la tectonique du Banat Meridional et du Plateau de Mehedinți. *An. Inst. Geol.* pag. 1—75, București.
- Coquand H. (1867) Sur les gites de pétrole de la Valachie et de la Moldavie et sur l'âge des terrains qui le continent. *Bul. Soc. Géol. Fr.* pag. 505—570, Paris.
- Costea I., Balteș N. (1962) Corelări stratigrafice pe baza microfosilelor. Ed. tehnică, 263 pag. București.
- Creangă I., Dumitrescu F., Negrescu V., Caraiani V., Neacșu P., Rădulescu S. (1962) Les pétroles bruts Roumains dans la classification „Carpatica”. *Rev. chimie*, 7/1, pag. 111—125, Bucarest.
- Cristian M., Dogaru L., Mocuța St. (1971) Considerațiuni asupra regimului termic al sondelor de mare adâncime din R.S.R. *Rev. Petrol și Gaze*, 9, pag. 522—527, București.
- Dicea O., Ionescu N. (1968) Stadiul actual al rezolvării problemelor geologice, prin metodele geofizice, în zonele de interes petrolifer din R.S.R. *Rev. Petrol și Gaze*, 8, București.
- Popescu I. (1973) Eficiența metodelor geofizice în cercetarea structurilor diapire din avanfosa Carpaților din România. *Rev. Petrol și Gaze*, pag. 570—577, București.
- Dumitrescu I., Săndulescu M., Lăzărescu V., Mirăuță O., Pauliuc S., Georgescu G. (1962) Memoire à la carte tectonique de la Roumanie. *An. Com. Géol.* 32, pag. 5—52, Bucarest.
- Săndulescu M. (1968) Problèmes structuraux fondamentaux des Carpates Roumaines et leur avant-pays. *An. Inst. Geol.* XXXVI, 195—218, București.
- Engler C. (1910) Die trage der Enstebung des petroleum S.C.R. *3-ème Congr. intern. pétrole*, I, 36 pag. Bucarest.
- Filimon S. (1967) Contributions à la connaissance de la microfaune triasique de la Plateforme moesique. *Assoc. Géol. Carp.- Balc. Congr. VIII*, I, pag. 519—521, Belgrad.
- Filipescu D. (1925) Contribuții la studiul zăcămintelor de petrol din România: regiunea Buștenari (Buștenarii Vechi; Telega-Călineț; Bordeni; Runcu; Chiciura-Gropi). *An. Min. Rom.* VIII/14, pag. 531—582, București.
- (1945) Contributions a l'étude des gisements de pétrole de Roumanie: région Buștenari. *An. Min. Roum.* 14 pag. 531—584, Bucarest.
- Filipescu M. (1935) Cercetări geologice între Valea Teleajenului și Valea Doftanei, jud. Prahova. *Ref. Bul. Lab. Min. gen. al. Univ. București*, I, 165 pag. București.
- (1955) Vederi noi asupra tectonicii flișului Carpaților Orientali. *Rev. Univ. Parhon și Polit. București (Șt. nat.)*, 6—7, pag. 241—261, București.
- Drăghindă I., Mutihac V. (1952) Contribuții la orientarea și stabilirea vârstei sisturilor negre. *Com. Acad. R. P. R.* II/9—10, pag. 591—596, București.
- Flandrin J., Chapelle J. (1961) Le pétrole. 532 pag. Paris.



- Fuchs E., Sarasin E. (1873) Notes sur les sources de pétrole de Cimpina (Valachie). *Archives scienc.* pag. 76—94. Gêneve.
- Gavăț I. (1931) Studiul interpretării rezultatelor gravimetrice din regiunea Filipeștii de Pădure-Măgureni-Novăcești-Florești-Băicoi. *D. S. Inst. Geol.* XVIII, pag. 104—117, București.
- (1935) Recherches gravimétriques dans la region de Moreni-Haimanale-Filipești de Tîrg-Ditești. *C. R. Inst. Géol. Roum.* XX, Bucarest.
- (1939) Sur les anomalies du gradient horizontal de „G” aux confins de la plaine roumaine au point de vue de la perspective de pétrol. *Moniteur du pétrole roum.* 35, pag. 1—14, Bucarest.
- (1964) Geologia petrolului și a gazelor naturale. 303 pag. București.
- Botezatu R., Visarion M. (1973) Interpretarea geologică a prospecțiunilor geofizice. Ed. Acad. R.S.R. București.
- Giuşcă D., Ianovici V., Soroiu S., Lemne M., Tănăsescu A., Ionciță M. (1967) Asupra vrstei absolute a formațiunilor cristaline din Vorlandul orogenului carpatic. *Stud. cerc. geol. geof. geogr. seria geol.* XII/2, pag. 287—296, București.
- Grigoraș N. (1955) Studiul comparativ al faciesurilor Paleogenului dintre Putna și Buzău. *An. Com. Geol.* XXVIII, pag. 89—96, București.
- (1956) Rocii bituminoase în formațiunile geologice din R.P.R. *An. Univ. Parhón (Șt. nat.)*, 9, pag. 195—204, București.
- (1957) Géologie des gisements de pétrole et de gaz en Roumanie. *Congr. intern. géol. XX^{ème} ses.* pag. 167—204. Mexico.
- (1957) Rolul depresiunilor premontane în formarea rocilor bituminoase din R. P. R. *An. Univ. Parhón (Șt. nat.)*, 13, pag. 181—188, București.
- (1961) Geologia zăcămintelor de petrol și gaze din România. Ed. tehnică, 233 pag. București.
- Pătruț I., Popescu M. (1963) Contribuții la cunoașterea evoluției geologice a Platformei moesice de pe teritoriul R.P.R. *Asoc. geol. Carp.-Balc. Congr.* V, IV, pag. 115—131, București.
- Petrișor I. (1963) Considerațiuni privind legile de răspîndire a zăcămintelor de petrol și gaze din R.P.R. *Com. Acad. R.P.R. secția 4, geol. ec.* V, pag. 124—138, București.
- Petrișor I., Hristescu E., Suluțiu U. (1963) Contribution to the knowledge about distributions laws regarding oil and gas field, in the Precarpathian Depression of the Roumanian People's Republic. Oil and gas petrochem in the R.P.R. pag. 53—61, Bucharest.
- Gussow W. (1954) Differential entrapment of oil and gas : a fundamental principle. *B.A.A.P.G.* 38/5, pag. 816—853, Tulsa.
- Halbouty T. (1967) Salt domes. Gulf region Unites States and Mexic. *Gulf Publishing*, 425 pag. Huston.
- Harms J. (1966) Stratigraphic traps in a valley fill, Western Nebraska. *B.A.A.P.G.* 50/10, pag. 2119—2149, Tulsa.
- Hedberg H. (1964) Geologic aspects of origin of petroleum. *B.A.A.P. G.* 48/11, pag. 1755—1803, Tulsa.
- (1967) Geologic controls on petroleum genesis. *World. petrol. congr. (VII)*, 2, pag. 3—11, Mexico,
- Hlauschek H. (1950) Roumanian crude oil. *B.A.A.P.G.* 34/4, pag. 755—781, Tulsa.
- Hristescu E. (1944) Contribution a la connaissance du Paleogène superieur de la Dépression Gétique. *C.R. Sc. Inst. Geol. Roum.* XXVII, pag. 105—110, Bucarest.
- Olteanu Gh. (1973) Rolul diapirisimului în formarea și distribuția hidrocarburilor din zona miopliocenă. *Rev. Petrol și Gaze*, 9, pag. 550—558, București.



- Ianovici V., Giușcă D., Mutihac V., Mirăuță O., Chiriac M. (1961) Privire generală asupra geologiei Dobrogei. *Asoc. Geol. Carp.-Balc. Congr. V, Ghidul excursiilor*, 92 pag. București.
- Ilieșcu V. (1974) Rezultate preliminare în studiul palinoprotohistologic al depozitelor presiluriene din fundamentul Podișului Moldovenesc. *D. S. Inst. Geol. LX/3*, pag. 225–234, București.
- Iofceev I. (1965) Osnovi gheologii i poleznie iskopoemii territorie N.R. Bolgarii. 223 pag. Sofia.
- Baluhovski H. (1961) Polezni iscopoenii na N. R. Bilgaria neft i gaz. 118 pag. Sofia.
- Ionescu-Argetoiaia I. (1918) Pliocenul din Oltenia. *An. Inst. Geol. VIII*, pag. 261–350, București.
- Iorgulescu T., Niculescu N., Peneș M. (1962) Vîrsta unor masive de sare din R.P.R. 120 pag. București.
- Iver R. (1967) Composition of kerogen — clue to its rol in the origin of petroleum. *World petrol. congr. (VII), 2*, pag. 25–36, Mexico.
- Jeanrenaud P. (1953) Asupra geologiei Podișului Moldovenesc din partea de nord a jud. Vaslui și Fălciu. *D. S. Inst. Geol. XXXVIII*, pag. 23–34, București.
- Joja T. (1957) Contribuțiuni la cunoașterea tectonicii flîșului extern dintre Suceava și Putna. *Lucr. Inst. petrol și gaze, III/2*, pag. 9–18, București.
- Klemme H. (1972) Heat influences size of oil giants. *O. G. J. 70/29*, pag. 136–144; 70/30, pag. 76–78.
- Kosighin I. (1962) Tectonică generală (traducere din limba rusă). Ed. tehnică, București.
- Kraus M. (1923) Oil deposits and the tectonics of vertical pressure, *Petrol Technol.* 38, London.
- Krejci-Graf K. (1929) Die rumänische Erdöllagerstätten, *Schriften aus dem Gebiet der Bernstoff Geologie, Heft I*, Verlag V, Ferd. Enke, 140 pag. Stuttgart.
- (1930) Geochemie der Erdöllagerstätten, erläutert an dem Rumänischem vorkommen. *Abh. z. prakt. geol. u Berg Wirtschaftstehre, herausg. v. Hale*.
- (1933) Zur Entstehung und Migration der Erdöl. *Intern. Zeitsch. f. Bohrtechnik, Erdölbergbau u Geol. IX/17*, 18, pag. 1–15, IX, 71.
- Wetzel W. (1936) Die gesteine der rumänischen Erdöl. gebiete. *Arch. f. Lagerstättenforsch*, 62.
- Landes K. (1959) Petroleum geology (second edition). 443 pag. John Wiley and Sons, Inc., New York.
- Levorsen A. (1966) The obscure and subtle traps. *B.A.A.P.G. 50/10*, pag. 2058–2067, Tulsa.
- (1967) Geology of petroleum (second edition). W. H. Freeman and Co., 724 pag. San Francisco.
- Măcarovici N. (1955) Cercetări geologice în Sarmațianul Podișului Moldovenesc. *An. Com. Geol. XXVIII*, pag. 221–250, București.
- Jeanrenaud P. (1958) Révue générale du Néogène du Plateforme de la Moldavie. *An. Univ. Iași, II/IV*, Iași.
- Măcovei Gh. (1924) Cîteva considerațiuni asupra înrudirilor dintre petrol și roci bituminoase. *D. S. Inst. Geol. XII*, pag. 28, București.
- (1912) L'origine du Pétrole des Carpates Orientales et ses roches-mères. *Bul. Soc. Rom. Geol. I*, pag. 270–285, Bucarest.
- (1937) L'état actuel des champs pétrolifères roumains. *Congr. intern. pétrole*, Paris.
- (1938) Geologia stratigrafică. Ed. tehnică, 536 pag. București.



- **Preda D.** (1937) Sur la structure géologique et les recherches minières du bassin de Tro-
tuș. *Bul. Soc. Rom. Geol.* III, București.
- **Ștefănescu D.** (1935) Les gisements de pétrole de Roumanie. Les Carpates et l'avant
pays. III, pag. 31—90, Warszawa.
- Mahel M.** (1974) Tectonics of the Carpathian-Balkan regions. 453 pag. Bratislava.
- Marinescu Fl.** (1972) Două faune cu congerii din Miocenul terminal al bazinului dacic.
D. S. Inst. Geol. LVIII/3, pag. 69—92, București.
- Martin R.** (1966) Paleogeomorphology and its application to exploration for oil and gas
(with exemples from Western Canada). *B.A.A.P.G.* 50/10, pag. 2277—2311, Tulsa.
- Mirăuță O.** (1966) Devonianul și Triasicul din zona colinelor Mahmudia (Dobrogea de nord).
D. S. Inst. Geol. LII/2, pag. 115—133, București.
- Mircea C.** (1910) Remarques sur l'origine et la manière d'être du pétrole dans la terre resultant
des travaux exécutés à Moreni. *C. R. III-ème congr. intern. pétrole*, pag. 179—186, Bucarest.
- Mircink M.** (1950) Geologia petrolului (traducere din limba rusă), 664 pag. București.
- Motaș C.** (1957) Dezvoltarea exploatării gazelor naturale în România. *Rev. Petrol și Gaze*,
9—10, pag. 477—482, București.
- Motaș I.** (1952) Asupra stratigrafiei Mio-Pliocenului dintre valea Ialomiței și valea Dimboviței,
la nord de Tirgoviște. *D. S. Inst. Geol.* XXXVI, pag. 140—145, București.
- (1953) Contribuții la studiul geologic al Maramureșului. *D. S. Inst. Geol.*, XL, pag. 87—98,
București.
- Mrazec L.** (1907) Cutele cu simbre de străpungere. *Bul. Soc. Șt.* XVI, pag. 6—8, București.
- (1907) Despre formarea zăcămintelor de petrol din România. Discurs de recepție, la Aca-
demia Română. *Monit. Petrol. Rom.* VIII, pag. 413—515, București.
- (1923) Despre compoziția apelor fosile de zăcămnt din formațiunile de petrol și originea
iodului lor. *D. S. Inst. Geol.* VI, București.
- (1924) Le pétrole, conditions géologiques et géophysiques. *An. de Geogr.* XXXIII, pag.
42—67, Bucarest.
- (1926) Les plis diapires et le diapirisme en general. *C. R. Sc.* VI, pag. 215—255, Bucarest.
- (1931) Aperçu sur les caractères des gisements de pétrole de la Roumanie. *Publ. Fac. Sci-
enc. Charles*, 118 pag. Prague.
- (1937) Sur les gisements de gas naturels de la cuvette transilvaine. Les Carpates et l'a-
vant pays. III, pag. 21—24, Bucarest.
- **Atanasiu I.** (1927) L'anticlinal diapir Moreni-Gura Ocnitei. *Guide excurs.* pag. 171—
— 193, Bucarest.
- **Jekelius E.** (1927) Aperçu sur la structure du Bassin Neogène de Transylvanie et
sur les gisements de gas. *Guide excurs.* Bucarest.
- **Teisseyre W.** (1907) Esquisse tectonique de la Roumanie. *Congr. intern. pétrole*, pag.
32—59, Bucarest.
- Murgeanu G., Patrulius D.** (1960) Les formations mésozoïques des Carpates Roumaines
et leur Avant Pays. *An. Inst. Geol. Publici Hungarici*, XLIX/1, pag. 177—185, Budapeste.
- **Spasov Hr.** (1968) Les Graptolites du forage Bordei Verde (Roumanie). *Bulg. Acad.
of Scien. Com. of Geol. Bul. of Geol. Inst. Series Paleont.* K. H. VII, pag. 229—239. Sofia.
- Murgoci G.** (1907) La Plaine roumaine et la Balta du Danube. *Congr. intern. pétrole*, 5, pag.
223—240, Bucarest.
- (1908) Terțiarul din Oltenia. *An. Inst. Geol.* I, București.
- (1910) Das Faciès und die tektonik der Tertiaries vom Oltenia in Bezug an die Petroleum
lagerstätten. *C. R. III-eme Congr. intern. pétrole*, II, pag. 409—414, Bucarest.



- (1921) Date noi referitoare la zăcămintele petrolului. *An. Min. Rom.* IV, pag. 944—959, București.
- (1926) Despre originea anorganică a petrolului. *D. S. Inst. Geol.* IX, București.
- M u t i h a c V. (1972) Probleme de nomenclatură și delimitare privind unitățile din Vorlandul Carpaților românești. *Stud. cerc. geol. geof. geogr. seria geol.* XVII/1, pag. 151—159, București.
- N e g o i ț ă V. (1970) Étude sur la distribution des températures en Roumanie. *Rev. roum. géol. géoph. géogr. série géoph.* XIV/1, pag. 25—30, Bucarest.
- N i c o r i c i E. (1972) Stratigrafia Neogenului din sudul bazinului Șimleu. Ed. Acad. R.S.R. 159 pag. București.
- O l t e a n u F. I. (1951) Observații asupra „brecciei sării” cu masive de sare din regiunea mio-pliocenă dintre riul Teleajen și Țirul Bălăneasa (cu privire specială pentru regiunea Pictrari-Buzău). *D. S. Inst. Geol.* XXXVII, pag. 128, București.
- (1974) Cadrul de depunere a Miocenului extracarpatic din România cu considerații generale asupra formării și acumulării hidrocarburilor. *Rev. Mine, Petrol și Gaze*, 8, pag. 383—390, București.
- P o p e s c u M., I o r g u l e s c u T. (1957) Contribuții la cunoașterea stratigrafiei Neogenului din Oltenia și din Muntenia. *Stud. cerc. explor. exploat. prelucr. țigăului*, pag. 11—49, București.
- O l t e a n u G. H. (1965) Salt rising mechanism in the precarpathian area of the Ploiești region. *Carp.-Balc. Geol. Assoc. Congr. VII, I*, pag. 157—163, Sofia.
- O n c e s c u N. (1947) Structura geologică a regiunii dintre Mizil și Tirgoviște, cu privire specială asupra cărbunilor din Dacian. *St. tehn. econ.* A/3, 63 pag. București.
- (1965) Geologia României. Ed. a III-a, Ed. tehnică, 534 psg., București.
- G r i g o r a ș N. (1957) Zona din fața Carpaților în lumina rezultatelor forajelor de explorare sovietice și române. *Natura*, IX/6, pag. 12—20, București.
- P a r a s c h i v D. (1964) Din realizările cercetărilor geologice pentru hidrocarburi. *Rev. Petrol și Gaze*, 8, București.
- (1964) Évolution paleogéographique du Piemont de l'Argeș au cours du Pliocène. *Rév. roum. géol. géoph. géogr. série géogr.* 8, Bucarest.
- (1965) Piemontul Cindești. Cercetări pentru verificarea posibilităților de aplicare a metodei geomorfologice în cercetarea zăcămintelor de hidrocarburi. *St. tehn. econ.* H/2, 177 pag. București.
- (1965) Study on the neotectonics of the Cindești Piedmont and the practical importance of the obtained results. *Rev. roum. géol. géoph. géogr. série géogr.* 9/2 Bucharest.
- (1966) Sur l'évolution paléomorphologique de la Plaine Roumaine. *Rev. roum. géol. géoph. géogr. série géogr.* 10/1, Bucarest.
- (1969) Dezvoltarea activității geologice privind gazele naturale în România. 60 ani de la începuturile ind. de gaze în România, pag. 1—14, Mediaș.
- (1972) Le Paléozoïque de Roumanie a la lumière des données de forage. *XXIV-ème Congr. intern. géol.* 6, pag. 331—342, Montreal.
- (1972) Sur la distribution des gisements d'hydrocarbures dans l'avant pays des Carpates roumaines. *XXIV-ème Congr. intern. géol.* 5, pag. 104, Montreal.
- (1973) The Șuța Seacă oilfield. *Carp.-Balc. Geol. Assoc. (IXth Congr.)*, IV, pag. 231—239, Budapest.
- (1974) Contribuția cercetărilor geologice și geofizice la dezvoltarea industriei extractive de petrol și gaze din România. *Rev. Mine, Petrol și Gaze*, 8, pag. 372—378, București.



- (1974) Industria extractivă în cei 30 ani de la eliberarea patriei. Activitatea geologică. *Rev. Minelor*, 6, pag. 257—260, București.
- (1974) Studiul stratigrafic al Devonianului și Carboniferului din Platforma moesică, la W de riul Argeș. *St. tehn. econ.* J/12, 165 pag. București.
- Beju D. (1973) Contribuții la cunoașterea stratigrafiei Cambro-Ordovicianului din Platforma moesică. *Rev. Petrol și Gaze*, 8, pag. 465—471, București.
- Cristian M. (1973) Asupra particularităților regimului geotermic din nord-estul Depresiunii panonice. *Rev. Petrol și Gaze*, 1, București.
- Mușiu R. (1973) Asupra Silurianului din nordul Moldovei. *Rev. Petrol și Gaze*, 1, București.
- Nicolie D., Marinovici I., Molnar M. (1973) La structure Mokrin-Teremia. *Assoc. Géol. Carp.-Balc. Congr. IX*, Budapest.
- Olteanu Gh. (1970) Oilfields in mio-pliocene zone of Eastern Carpathians (District of Ploești). *Geology of giant petroleum fields*, pag. 399—427, Tulsa.
- Olteanu Gh., Sirbu C., Pauliuc S. (1973) Structura Moreni-Băicoi, cuta diapiră productivă reprezentativă în zona miopliocenă. *Rev. Petrol și Gaze*, 9, pag. 559—569, București.
- Patrulus D., Jordan M., Mirăuță Elena (1967) Devonian of Romania. *Intern. symp. on the Devonian System*, I, pag. 127—134, Calgary.
- Jordan Magdalena (1974) Asupra prezenței Pogonophorului sabellilites cambraensis Ian. și a algei Vendotaenia antiqua Gmil. în depozitele detritice presiluriene din Podișul Moldovenesc. *D. S. Inst. Geol. LX/4*, București.
- Paucă M. (1952) Cercetări geologice în Saliferul de la curbura Carpaților. *D. S. Inst. Geol. XXXVI*, pag. 70—74, București.
- Pătruț I. (1958) Géologie de la région de Beclean (Depart. de Someș). *C. R. Sc. XXXI—XXXVI*, pag. 173—175, Bucarest.
- (1959) Géologie et tectonique de la région Văleni de Munte-Cosminele-Buștenari. *An. Com. Geol. XXVI—XXVII*, pag. 203—228, București.
- Molnar M., Grigorescu Al., Rădescu M., Cristodulo T. (1963) Depresiunea predobrogeană și poziția ei în cadrul structural al teritoriului R.P.R. *Asoc. Geol. Carp.—Balc. Congr. V*, IV, pag. 213—217, București.
- Paraschiv D. (1967) Contributions to the study of the Pre-Tortonian in the Transylvanian Depression. *Carp.-Balc. Geol. Assoc. Congr. VIII*, pag. 427—432, Belgrade.
- Paraschiv D., Molnar M. (1965) La Plate-forme Moldave et sa position dans le cadre structural de la R. P. R. *Assoc. Géol. Carp.-Balc. Congr. VII*, I, pag. 323—328, Sofia.
- Paraschiv D., Dicea O. (1973) Considerațiuni asupra modului de formare a structurilor diapire din România. *Rev. Petrol și Gaze*, 9, pag. 533—542, București.
- Popescu M., Teodorescu C., Molnar M. (1961) Contribuții la cunoașterea geologică a Platformei moesice. *Rev. Petrol și Gaze*, 11, pag. 181—195, București.
- Popescu M., Teodorescu C., Petrișor I., Anton Gh. (1963) Potențial mezozoic oil deposits in the Roumanian People's Republic. *VIth World Petrol. Congr.* I/34, pag. 141—153, Frankfurt.
- Petrescu C. (1931) Contribuțiuni la studiul apelor sărate din formațiunile de petrol. *An. Inst. Geol. XIV*, București.
- Perodont A. (1966) Géologie du pétrole. Ed. Pres. Universit. de France. 440 pag. Paris.
- Philippi G. (1965) On the depth, time and mechanism of petroleum generation. *Geoch. Cosm. Acta*, 29/9.



- Popescu Gr. (1951) Observațiuni asupra „brecciei sării” și a unor masive de sare din zona paleogenă-miocenă a jud. Prahova. *D. S. Inst. Geol.* XXXVII, pag. 3—13, București.
- (1952) Zona flișului paleogen între valea Buzăului și valea Vărbilăului. *D. S. Inst. Geol.* XXXVI, pag. 145—161, București.
- Popescu M., Pătruț I., Paraschiv D., Molnar M. (1965) Present stage of geological knowledge of the Moesian Platform, Romania. *Carp.-Balc. Geol. Assoc. Congr. VII*, I, pag. 33—37, Sofia.
- Pătruț I., Paraschiv D. (1967) Stadiul actual de cunoaștere al Platformei moesice de pe teritoriul României. *Rev. Petrol și Gaze*, 1, pag. 6—15, București.
- Popescu-Voitești I. (1918) Cîteva generalități asupra condițiilor de zăcămint și punerea în loc a zăcămintelor de petrol. *An. Min. Rom.* I, 12 pag. București.
- (1921) Considerațiuni scurte asupra petrolului din punct de vedere geologic. *Monit. Petrol. Rom.* XX, pag. 17—52, București.
- (1922) Considerations sur la géologie de gisements de pétrole des régions carpatiques roumaines. *XIII-ème Congr. intern. géol.* pag. 1401—1406, Bruxelles.
- (1924) Rapports géologiques entre les gisements de sel et ceux de pétrole. *Soc. Géol. Fr.* 4/XXI, pag. 48—57, Paris.
- (1935 a) Evoluția geologico-paleogeografică a pămîntului românesc. *Univ. Cluj, Muz. Min.-Geol.* V/2, 211 pag.
- (1935 b) L'état actuel des connaissances géologiques sur le probleme de la genèse du pétrole des régions carpatiques roumaines. *Les Carpates et l'avant pays*, III, 91—116, Warszawa.
- (1943 a) Petrolul românesc, 125 pag. București.
- (1943 b) Sarea regiunilor carpatice românești. *Fund. Reg. Lit. Artă*, 74 pag. București.
- Popovici-Hatzeg V., Mrazec L., Teisseyre W. (1892) Asupra prezenței petrolului în Cretacic. *Bul. Soc. Șt.* XI, București.
- Pošepny F. (1871) Studien aus dem Salinargebiet Siebenburgens. *K. K. Geol. Reich. Jahrb.* 21/1, pag. 123—158.
- Preda D. (1957) Dezvoltarea geologiei petrolului în România. *Rev. Petrol și Gaze*, 9—10, pag. 435—447, București.
- Pustowka A. (1935) Moreni. *Les Carpates et l'avant pays*. 3, pag. 131—148, Warszawa.
- Raaf de J. (1953) The Worlds oilfields. The Eastern hemisphere. Romania. *The science of petrol*, VI, pag. 9—17. Oxford. Univ. Press, London.
- Răileanu Gr., Patrulius D., Bleahu M., Mirăuță O. (1964) Le Carbonifere des Carpates Roumaine et de l'avant pays carpatique. *C. R. V-ème Congr. Intern. Stratigr. Géol. Carbon*, I, 721—729, Paris.
- Patrulius D., Bleahu M., Năstăseanu S. (1968) Aspects fondamentaux de la géologie du Mésozoïque de Roumanie. *An. Inst. Geol.* XXXVI, pag. 85—115, Bucarest.
- Patrulius D., Mirăuță O., Bleahu M. (1968) Etat actuel des connaissances sur le Paléozoïque de Roumanie. *An. Inst. Geol.* XXXVI, pag. 63—84, Bucarest.
- Saulea Emilia (1956) Paleogenul din regiunea Cluj și Jibou. (N. V. Bazinului Transilvaniei). *An. Com. Geol.* XXIX, pag. 271—308, București.
- Răvaș Gh. (1955) Din istoria petrolului românesc, 184 pag. București.
- Rittenhouse G. (1971) Stratigraphic-trap classification. *B.A.A.P.G.* pag. 14—27, Tulsa.
- Sandru D., Stănescu V. (1972) Contribuții la studiul evoluției catagenetice a petrolului din Meoțianul avanfosei carpatice interne. *Rev. Petrol și Gaze*, 9, pag. 22-28, București.



- Saulea Emilia (1956) Contribuții la stratigrafia Miocenului din subcarpații Munteniei. *An. Com. Geol.* XXIX, pag. 114—132, București.
- (1967) Geologia istorică. Ed. didactică și pedagogică, 838 pag. București.
- Silverman S. (1965) Migration and segregation of oil and gas. *Fluids in subsurface environments.* B.A.A.P.G. 4, pag. 53—65, Tulsa.
- Spasov Hr. (1971) Litostratigrafka podealba i korelatia na Devonskite sedimenti v Miziiskata placia. *Spis. na Btlg. gheol. drug.* pag. 221—230, Sofia.
- Stănescu V. (1970) Problemele formării petrolului în avanfosa carpatică internă după exemplul unor structuri diapire. *Rev. Petrol și Gaze*, 11, București.
- Stille H. (1953) Der Geotektonische Werdegang der Karpaten. *Beiheft Geol. H. S.* (traducere în l. română), 114 pag. Hanover.
- Stoica C. (1956) Bazinul Comănești (Bacău). *An. Univ. Parhon. (Șt. nat.)* 9, pag. 165—193, București.
- Ștefănescu D. (1938) Le gisement pétrolifère Bucșani. *Monit. Pétrole Roum.* 7, pag. 517—522, Bucarest.
- (1940) Observations sur une note de M. R. Walters. *C. R. Sc.* XXIV, pag. 15—17, Bucarest.
- (1941) Aperçu sur la situation des chantiers pétrolifères de Roumanie. *C. R. Sc.* XXVI, pag. 16—29, Bucarest.
- Ștefănescu S. (1957) Evoluția prospecțiunilor geofizice pe teritoriul R.P.R. *Bul. Șt. Acad. R.P.R. secția geol.-geogr.* II/1, pag. 75—86, București.
- Tănăsescu P. (1971) Conturarea zăcămintelor de gaze prin metoda gravimetrică. *Rev. Petrol și Gaze* (volum special pentru cel de-al VIII-lea Congr. mondial al petrolului), pag. 14—16, București.
- Trask P., Patnode H. (1942) Source beds of petroleum. *B.A.A.P.G.* pag. 41—45, Tulsa.
- Trushheim F. (1960) Mechanism of salt migration in Northern Germany. *B.A.A.P.G.* 44, pag. 1519—1540, Tulsa.
- Vancea A. (1938) Résultats obtenus dans l'étude géologique de la formation à gaz de la cuvette transilvaine. *An. Inst. Geol.* XIX, pag. 29—38, Bucarest.
- (1960) Neogenul din Depresiunea Transilvaniei. Ed. Acad. R.P.R. 260 pag. București.
- Vencov I., Stoianescu Sc., Esca Al. (1955) Cercetări gravimetrice în Oltenia și Muntenia. *Bul. Șt. Acad. R.P.R. secția biol. agron. geol. geogr.* VII, pag. 177—189, București.
- Venkatachala B., Beju D. (1961) Asupra prezenței Devonianului în fundamentul zonei Călărași. *Rev. Petrol și Gaze*, 11, pag. 494—495, București.
- Visarion M. (1961) Contribuția prospecțiunilor gravimetrice la determinarea structurilor cu sare și săruri de potasiu din depozitele neogene ale Carpaților Orientali. *Stud. cerc. geol.* VI/3, pag. 581—599, București.
- Lăzărescu V., Ștefănescu R. (1968) Lignés tectoniques majeures jallonnées par des anomalies gravimétriques sur le territoire de la Roumanie (I. Carpatés Orientales). *Rev. roum. géol. géoph. géogr. série géoph.* 12/2, pag. 125—134, Bucarest.
- Vișoțki I. (1959) Istoria dezvoltării părții sudice a regiunii cutate a Carpaților Orientali. *An. Univ. Parhon. (Șt. nat.)*, 21, pag. 125—131, București.
- Walter S. (1959) Thrust faults and ruptured folds in Romanian oilfields. *B.A.A.P.G.* 43/2, pag. 455—471, Tulsa.
- Walters R. (1940) La présence du pétrole dans le Dacien du Gura Ocnîței Est et la question de l'origine de pétrole en Roumanie. *C. R. Sc.* XXIV, pag. 10—17, Bucarest.
- (1946) Oilfields of Carpathian region. *B.A.A.P.G.* 30/3, pag. 319—336, Tulsa.
- (1948) New approach in study of origin of oil. *B.A.A.P.G.* 32/9, pag. 1821, 1822, Tulsa.



- (1960 a) Surani, Romania, anticline with two erosion depleted, noncontemporaneous oil reservoir. *B.A.A.P.G.* 44/10, pag. 1638—1850, Tulsa.
 - (1960 b) Relation of oil occurrence at Surani, Romania, to origin and migration of oil. *B.A.A.P.G.* 44/10, pag. 1704—1705, Tulsa.
- Weeks L. (1952) Factors of sedimentary basin development that control oil occurrence. *B.A.A.P.G.* 35/11, pag. 2071—2124, Tulsa.

B) Lucrări nepublicate

- Agheorghiesii V., Marinescu I., Suler V. (1966) Studiul geologic complex al Depresiunii din fața Carpaților Orientali (regiunea valea Oituzului-valea Dîmboviței). Perspective de hidrocarburi și proiectarea de noi lucrări geologice. 145 pag. Arh. M.M.P.G. București.
- Albu P. (1970) Analiza exploatării și calculul rezervelor de hidrocarburi în sectorul Cucuței. 10 pag. Arh. M.M.P.G. București.
- (1973) Documentație cu calculul rezervelor de petrol și gaze din orizonturile gresiei de Lucăcești, marnelor albe, gresiei de Kliwa și tranziție din cadrul structurii Chilli W, jud. Bacău, la data de 1. I 1973. 48 pag. Arh. M.M.P.G. București.
 - (1974) Documentație cu calculul rezervelor de petrol și gaze asociate din Miocenul (Burdigalian) și Oligocenul din cadrul structurii Tescani, jud. Bacău, la data de 1. I 1973, 13 pag. Arh. M.M.P.G., București.
 - Dumitru V. (1970) Documentație privind calculul rezervelor pentru structurile cu rezerve de categoria C₁ și C₂ și actualizarea rezervelor de pe structura Mihoc. 20 pag. Arh. M.M.P.G. București.
- Anton S. (1955) Calitatea țițeiului din R.P.R. din structuri și formațiuni productive. Arh. M.M.P.G. București.
- Cerchez V., Mastacan Gh., Teodorescu L., Vasilescu F., Suchverschi E., Bercea C. (1964) Studiul petrografic și geochimic al depozitelor cretacice superioare din platforma moesică, cu privire specială asupra rocilor generatoare de hidrocarburi. 24 pag. Arh. M.M.P.G. București.
 - Cerchez V., Mastacan Gh. (1966) Cercetări metodologice de laborator pe roci, țițeiuri și gaze pentru cunoașterea genezei și migrației hidrocarburilor în R. P. România. Arh. M.M.P.G., București.
 - Cerchez V., Mastacan Gh., Pirvu Gh., Voiculescu C., Vasilescu F., Suchverschi E., Bercea L., Teodorescu L., Enescu D., Negoită Fl., Popescu E., Balteș N., Beju D., Ichim Tr. (1970) Cercetări metodologice de laborator pe roci, țițeiuri și gaze, pentru cunoașterea genezei și migrația hidrocarburilor în teritoriul R.S.R. Pliocenul din depresiunea pannonică. 44 pag. Arh. M.M.P.G. București.
- Apostol V. (1974) Studiu geologic privind documentația și calculul rezervelor de hidrocarburi din Oligocenul structurii Merișani-Drăganu, jud. Argeș, pentru data de 1.I.1973, 24 pag, Arh. M.M.P.G. București.
- Arsenescu D., Boldea I., Brătianu R. (1969) Zăcămintul de țiței de la Surani-Cărbunești-Bisceni, 35 pag. Arh. M.M.P.G. București.
- Balteș N., Năstăseanu N., Moțaș L., Costea I., Comșa D., Negoită Fl., Leu M., Beju D., Gherman C. (1969) Studiul paleontologic al depozitelor pre-



- neogene din Vorlandul Carpaților Orientali, între V. Buzăului și granița de N a țării, 154 pag. Arh. M.M.P.G. București.
- B a n d a c I.** (1973) Studii geologice privind calculul rezervelor de gaz metan din structura Laslău, la data de 1 I 1973. 23 pag. Arh. M.M.P.G. Mediaș.
- B a r b u C., Dăneț T., Beju D., Năstăseanu N., Palade Gh., Negoită V.** (1972) Studiul geologic privind perspectivele petrolifere ale Paleozoicului din Bazinul moesic. 78 pag. Arh. M.M.P.G. București.
- **Herescu A., Oprea O., Dicescu S., Dăneț T., Leu M., Vasilescu F., Teodorescu L., Suehverschii E., Beju D., Filimon S., Cheșcă G., Stoicescu A., Trîmbițaș M.** (1970) Studiul geologic complex al Triasicului din Platforma moesică. 129 pag. Arh. M.M.P.G. București.
 - **Paraschiv C., Doicin T., Beju D., Balteș N., Comșa D., Moțaș L., Filimon S., Palade Gh.** (1970) Studiul geologic complex al depozitelor preterțiare din depresiunea predobrogeană în zona de uscat și în zona de platformă continentală a Mării Negre, în vederea stabilirii perspectivelor de hidrocarburi. 104 pag. Arh. M.M.P.G. București.
 - **Paraschiv C., Doicin T., Paris S.** (1968) Studiul geologic complex al Vorlandului carpatic între paralela localității Buzău și granița de N a țării. 93 pag. Arh. M.M.P.G. București.
 - **Vasilescu E., Herescu A., Doicin T., Paraschiv C., Oprea O., Dicescu S., Dumitrescu Gh.** (1966) Studiul geologic complex al Platformei moesice, perspectivele de hidrocarburi și propuneri de noi lucrări. 137 pag. Arh. M.M.P.G. București.
- B i r s a n E., Cristea L., Dumitru I.** (1971) Proiect de exploatare a zăcămintelor de gaze din Meoțianul și Sarmațianul de la Ūrziceni. 54 pag. Arh. M.M.P.G. Cîmpina.
- **Cristea L.** (1972) Analiza exploatării zăcămintelor de gaze din Ponțianul de la Ghergheasa. 38 pag. Arh. M.M.P.G. București.
 - **Cristian M., Palada Tr.** (1970) Reestimarea rezervelor de hidrocarburi și analiza posibilităților de intensificare a extracției și măriri a factorului final de recuperare a zăcămintelor de la Gropile lui Zaharache. 39 pag. Arh. M.M.P.G. Cîmpina.
 - **Dumitru V.** (1971) Proiect de punere în exploatare (schemă preliminară) a zăcămintelor de hidrocarburi de la Glăvănești. 58 pag. Arh. M.M.P.G. Cîmpina.
 - **Lupan M.** (1973) Zăcămintele de gaze din Dacianul de pe structura Finta-Gheboiaia. 25 pag. Arh. M.M.P.G. Cîmpina.
 - **Mocuța Tr.** (1973) Zăcămintele de gaze de pe structurile Bacău, Mălini și Valea Seacă. 24 pag. Arh. M.M.P.G. Cîmpina.
- B r i n z a n V.** (1969) Analiza datelor geologo-fizice și a comportării în exploatare a zăcămintelor de țitei și gaze de pe structura Colibași în vederea reestimării rezervelor și stabilirii de noi măsuri pentru intensificarea extracției și pentru mărirea factorului final de recuperare. 50 pag. Arh. M.M.P.G. București.
- (1973) Zăcămintele de gaze libere din Sarmațianul și Meoțianul de pe structura Hurezani-Piscu Stejarului. 40 pag. Arh. M.M.P.G. Cîmpina.
 - (1973) Zăcămintele de țitei și gaze din Helvețianul și Sarmațianul de pe structura Bus-tuchini. 36 pag. Arh. M.M.P.G. Cîmpina.
- B u r l a c u A., D a u d S., Palade Gh., Dicescu S., Cheșcă G., Negoită F., Gheorghe A., Dicea M., Lupan M.** (1974) Studiul geologic complex al Neogenului din zona de contact a platformei moesice cu depresiunea getică, între valea Oltului și valea Motrului. 30 pag. Arh. M.M.P.G. București.



- Caminschi D. (1973) Documentație cu actualizarea rezervelor de petrol și gaze asociate din Helvețianul structurilor Cîmpeni W și Cîmpeni (jud. Bacău), la data de 1 I 1973. 10 pag. Arh. M.M.P.G. București.
- (1973) Documentație cu calculul rezervelor de petrol și gaze dizolvate din Eocenul, Oligocenul și Sarmatianul structurii Comănești (jud. Bacău), la data de 1 I 1973. 36 pag. Arh. M.M.P.G. București.
- Cheșcă G., Rădulescu I. (1969) Schița tectonică la suprafața calcarelor paleozoice din sectorul vestic al Platformei moesice. 10 pag. Arh. M.M.P.G. București.
- Chindea O., Olteanu I., Hențea I. (1973) Documentație cu calculul rezervelor de gaze din cuprinsul structurii Tazlăul Mare, jud. Neamț, la 1 I 1973. 17 pag. Arh. M.M.P.G. Mediaș.
- Svoronos P., Möckesch W., Hugell A. (1973) Documentație cu calculul rezervelor de gaze libere din cuprinsul structurii Dobra, jud. Mureș, la data de 1 I 1973. 15. pag. Arh. M.M.P.G. Mediaș.
- Cindea E. (1973) Documentație cu calculul rezervelor de gaze libere din cadrul structurii Bozed, jud. Mureș, la data de 1 I 1973. 17 pag. Arh. M.M.P.G. Mediaș.
- Lolic D. (1971) Studiul geologic privind calculul rezervelor de gaz metan din structura Soimuș, la 1 I 1971. 37 pag. Arh. M.M.P.G. Mediaș.
- Circoană A., Cristea L., Langa F., Dumitru V. (1970) Studiu privind analiza zăcămintelor de hidrocarburi de pe structura Țintea-Băicoi-Florești-Călinești sud, în vederea reestimării rezervelor și stabilirea de noi măsuri pentru creșterea producției și mărirea factorului final de recuperare. 306 pag. Arh. M.M.P.G. Cîmpina.
- Constantinescu N., Moldovan I., Trancă A., Stănculescu C., Vrînceanu C., Davidoiu E., Nicolescu A. (1970) Documentație geologică și situația rezervelor de țiței și gaze pentru zăcămintul oligocen de pe structura Folești, per. 1. I 1970. 20 pag. Arh. M.M.P.G. București.
- Moldovan I., Nicolescu A., Davidoiu E., Vrînceanu C., Nicolescu F. (1970) Documentație geologică și situația rezervelor de țiței și gaze de categoria C₁ și C₂ pentru zăcămintele din depresiunea din fața Carpaților Meridionali și marginea de N a platformei moesice, din sectorul de activitate a G.I.F.E.T. Pitești, pentru data de 1 I 1970. 9 pag. Arh. M.M.P.G. București.
- Costea I. (1968) Studiul micropaleontologic al Cretacului inferior din regiunea centrală a platformei moesice. Teză de doctorat, 123 pag. Biblioteca fac. de biologie-geogr. Iași.
- Crăciunescu St. (1973) Documentație privind actualizarea rezervelor de petrol și gaze din Sarmatianul și Meoțianul structurii Aricești, jud. Prahova, la data de 1 I 1973. 3 pag. Arh. M.M.P.G. București.
- (1973) Documentație privind actualizarea rezervelor de petrol și gaze pe structura Urlați-Ceptura-V. Orlei-Chițorani, jud. Prahova, la data de 1 I 1973, 4 pag. Arh. M.M.P.G. București.
- Cristea L., Arsenescu D., Lăcea N. (1972) Cercetarea posibilităților de îmbunătățire a exploatații zăcămintelor de țiței și gaze din Meoțianul și Ponțianul de la Vața. 48 pag. Arh. M.M.P.G. Cîmpina.
- Giuclea V. (1972) Zăcămintele meoțian și sarmatian de la Opișenești-Plopu. 45 pag. Arh. M.M.P.G. Cîmpina.
- Culcer D. (1973) Structura Matița-Valea Dulce, jud. Prahova. Actualizarea rezervelor de hidrocarburi pentru 1 I 1973. 14 pag. Arh. M.M.P.G. București.
- Chiruță V. (1970) Structura Vilcănești. Studiul geologic și calculul rezervelor de țiței și gaze la 1 I 1970. 16 pag. Arh. M.M.P.G. București.



- Demetrescu D. (1973) Notă explicativă referitoare la rezervele de țiței și gaze de pe structura Scăioși. 2 pag. Arh. M.M.P.G. București.
- Enache V., Lăceș N. (1972) Analiza exploatării de pe structurile Oțești și Poboru și măsuri pentru îmbunătățirea exploatării. 74 pag. Arh. M.M.P.G. Cîmpina.
- Vrînceanu C. (1973) Raport geologic privind actualizarea rezervelor de țiței și gaze asociate pentru zăcămintele ponțian, meoțian, sarmațian și helvețian de pe structura Slătioarele, la 1 I 1973. 4 pag. Arh. M.M.P.G. București.
- Gagea M. (1970) Studiu geologic privind calculul rezervelor de gaze din Meoțianul de la Tămășești, la 1 I 1970. 13 pag. Arh. M.M.P.G. Mediaș.
- (1970) Studiul geologic privind calculul rezervelor de gaz metan, din Dacianul de la Vlădeni, la 1 I 1969. 27 pag. Arh. M.M.P.G. Mediaș.
- (1971) Studiu geologic privind calculul rezervelor de gaze libere din Neogenul de la Iancu Jianu, la 1 I 1970. 8 pag. Arh. M.M.P.G. București.
- Gavăț I. (1972) Istoricul cercetării științifice în probleme de geologie a petrolului și gazelor naturale din România. 18 pag. manuscris.
- Stănculescu A. (1954) Sinteza și interpretarea datelor geofizice din Muntenia și Oltenia. 56 pag. Arh. M.M.P.G. București.
- Giuclea V. (1973) Zăcămintele de hidrocarburi fluide de pe structura Șandra sud. 22 pag. Arh. M.M.P.G. Cîmpina.
- Bîrsan E. (1973) Analiza exploatării zăcămintului meoțian de la Gura Suții. 32 pag. Arh. M.M.P.G. Cîmpina.
- Cristea L. (1973) Zăcămintele de la Calacea-Satchinez. 51 pag. Arh. M.M.P.G. Cîmpina.
- Dumitru V., Bîrsan E. (1973) Zăcămintul meoțian de la Drăgăești. 34 pag. Arh. M.M.P.G. Cîmpina.
- Ștefănescu O. (1974) Exploatarea zăcămintelor Variaș est + vest : Fundament + Miocen. 33 pag. Arh. M.M.P.G. Cîmpina.
- Giurgiu Gh., Albu P. (1969) Studiul privind calculul rezervelor de petrol și gaze la 1 VIII 1969 și exploatarea zăcămintelor de la Mihoc-Oligocen. 37 pag. Arh. M.M.P.G. București.
- Dumitru V., Slavov L. (1970) Cercetarea comportării în exploatarea zăcămintelor de pe structura Cilioaia E-Zemeș, în vederea reestimării rezervelor și stabilirii de noi măsuri pentru intensificarea extracției și mărirea factorului final de recuperare. 31 pag. Arh. M.M.P.G. Cîmpina.
- Gliga I. (1973) Documentație cu calculul rezervelor de gaze libere din cadrul structurii Săușa, jud. Mureș, la data de 1 I 1973. 16 pag. Arh. M.M.P.G. București.
- Grigoraș N. (1955) Prim proiect pentru săparea unor sonde cu caracter de referință în Cîmpia Română. 16 pag. Arh. M.M.P.G. București.
- Hereșcu A. (1962) Perspectivele de petrol și gaze ale formațiunilor permo-triasice. 56 pag. Arh. M.M.P.G. București.
- Oprea O., Costea I., Balteș N., Comșa D., Moțaș L., Palade Gh. (1972) Studiul geologic complex al Malm-Cretacicului inferior din zona centrală a Platformei moesice, 2 vol. 184 pag. Arh. M.M.P.G. București.
- Hortopan A., Dimă A., Enciu A. (1969) Studiul eficienței lucrărilor geologice executate în Platforma moesică, în perioada 1951—1967. 180 pag. Arh. M.M.P.G. București.
- Ichim Tr., Agheorghiesii V., Cristodulo D., Dicescu S. (1964) Stabilirea legilor formării și repartizarea în plan stratigrafic și tectonic a zăcămintelor și zonelor



- de acumulare de țiței și gaze pe unități structurale majore din R.P.R. B — studiul zonelor de acumulare. 149 pag. Arh. M.M.P.G. București.
- Popa M., Bosoancă G., Serbana O. (1966) Studiul geologic complex al depresiunii panonice, perspectivele de țiței și gaze și propuneri de noi lucrări geologice. 206 pag. Arh. M.M.P.G. București.
 - Zaharescu P., Popa M., Bosoancă G., Serbana O., Palade Gh., Trifulescu C. (1970) Studiul geologic complex al depresiunii panonice. 176 pag. Arh. M.M.P.G. București.
- Ioachimciuc R. (1971) Exploatarea zăcămintelor de hidrocarburi din complexele Dogger I + II de la Iancu Jianu. 28 pag. Arh. M.M.P.G. Cimpina.
- Langa Fl., Brinzan V. (1970) Analiza zăcămintelor de hidrocarburi de la Țicleni, în vederea reestimării rezervelor de țiței și gaze (exclusiv Sa VIII). 112 pag. Arh. M.M.P.G. Cimpina.
 - Nadler A. (1972) Zăcămintele sarmatian și albian de la Petrești-Corbii Mari-Poiana. 72 pag. Arh. M.M.P.G. București.
- Ionescu N., Belu M., Drăghicescu A., Solomon D., Turculeț L., Stoicescu A., Cepoiu A. (1972) Studiul privind executarea de lucrări seismice pentru descifrarea structurii Paleozoicului de pe marginea nordică a bazinului moesic. 9 pag. Arh. M.M.P.G. București.
- Lacea N. (1970) Cercetarea comportării în exploatare a zăcămintelor de pe structura Șuța Seacă-Leordeni, zonele Cobia S, Gîrleni-Stratonești, Leordeni, Cobia N, în vederea reestimării rezervelor și stabilirea de măsuri pentru mărirea factorului final de recuperare. 2 vol. 122 pag. Arh. M.M.P.G. Cimpina.
- Frăsineanu V., Stoica M. (1973) Cercetări pentru punerea în valoare și îmbunătățirea exploatării zăcămintelor de țiței și gaze din Helvețianul de la Băbeni-Tătărani. 61 pag. Arh. M.M.P.G. Cimpina.
- Lolici D. (1973) Documentație cu calculul rezervelor de gaze libere din cuprinsul structurii Grebeniș, jud. Mureș, la data de 1 I 1973. 32 pag. Arh. M.M.P.G. Mediaș.
- Bandac I., Alexandrescu M. (1973) Documentație cu calculul rezervelor de gaze libere din Sa., Bg. și To. din cadrul structurii zonei Filitelnic, jud. Mureș, la data de 1 I 1973: 66 pag. Arh. M.M.P.G. Mediaș.
 - Olteanu I. (1966) Raport geologic cu calculul rezervelor de gaz metan din structura Păingeni, la data de 1 V 1966. 2 vol. 68 pag. Arh. M.M.P.G. Mediaș.
- Marinescu I., Albu E., Metz R., Palade Gh., Suler V., Trifulescu C. (1971) Studiul geologic complex al depozitelor sarmato-pliocene din Depresiunea din fața Carpaților Orientali, dintre valea Buzăului și valea Dimboviței. 193 pag. Arh. M.M.P.G. București.
- Matei I. (1973) Documentație cu calculul rezervelor de petrol și gaze din Oligocenul și Eocenul zonei Geamăna, jud. Bacău, la data de 1 I 1973. 31 pag. Arh. M.M.P.G. București.
- (1973) Documentație cu calculul rezervelor de petrol și gaze asociate din Oligocenul structurii Slănic Ferăstrău (jud. Bacău) la data de 1 I 1973. 5 pag. Arh. M.M.P.G. București.
 - (1974) Documentație cu calculul rezervelor de petrol și gaze asociate din Oligocenul zonei Cerdac (jud. Bacău), la data de 1 I 1974. 7 pag. Arh. M.M.P.G. București.
 - (1974) Documentație cu calculul rezervelor de petrol și gaze dizolvate din orizonturile tranziție și superkliwa, din cadrul structurii Frumoasa, jud. Bacău, la data de 1 I 1973. 23 pag. Arh. M.M.P.G. București.



- (1974) Documentație cu calculul rezervelor de petrol și gaze dizolvate din Oligocenul și Eocenul zonei Văsiești (jud. Bacău), la data de 1 I 1974. 13 pag. Arh. M.M.P.G. București.
- Mocuța St. (1970) Cercetarea dezvoltării exploatării zăcămintelor de hidrocarburi fluide din zona Călinești-Oarja-Bradul-Albota. 24 pag. Arh. M.M.P.G. Cîmpina.
- Palada T., Dumitru I. (1969) Zăcămintul oligocen de la Foale-Tazlău-Lucăcești-Moinești. 67 pag. Arh. M.M.P.G. Cîmpina.
- Moise C. (1970) Cercetarea comportării în exploatare a zăcămintelor de pe structura Utire-Moinești Oraș în vederea reestimării rezervelor de țiței și gaze și stabilirea de noi măsuri pentru intensificarea extracției și mărirea factorilor finali de recuperare. 39 pag. Arh. M.M.P.G. Cîmpina.
- Motaș C., Daud S., Negoită Fl., Leu M., Palade Gh. (1973) Studiul geologic de detaliu al structurii Bibești-Bulbuceni. 32 pag. Arh. M.M.P.G. București.
- Munteanu A., Radu Fl. (1973) Documentație cu calculul rezervelor de gaze libere din structura Zătreni-Tetoiu, jud. Vilcea, la data de 1 I 1973. 28 pag. Arh. M.M.P.G. Mediaș.
- Radu Fl., Olteanu I. (1973) Documentație cu calculul rezervelor de gaze libere din Sarmațianul structurii Grădiște, jud. Vilcea, la data de 1 I 1973. 20 pag. Arh. M.M.P.G. București.
- Nadler A., Ioachimciuc R., Nadler H. (1971) Analiza stadiului actual al informațiilor existente și măsuri pentru dezvoltarea exploatării zăcămintelor din Triasicul de la Brădești. 43 pag. Arh. M.M.P.G. Cîmpina.
- Nedelcu P., Ursac M., Liciu I. (1974) Documentație cu calculul rezervelor de petrol și gaze asociate din cadrul structurii Arșița (jud. Bacău), la data de 1 I 1974. 24 pag. Arh. M.M.P.G. București.
- Negoită Fl., Stănescu A., Dima D., Popescu E., Moroșanu A., Leu M. (1964) Studiul complex al Neogenului din Platforma moesică și Platforma moldovenească. 117 pag. Arh. M.M.P.G. București.
- Niculescu A., Moldovan I. (1973) Documentație cu calculul rezervelor de țiței, gaze asociate și gaze libere din Meoțianul de pe structura Siliștea-Cireșu, jud. Argeș, la data de 1 I 1973. 10 pag. Arh. M.M.P.G. București.
- Olteanu Gh., Culcer D., Sîrbu C. (1970) Documentație informativă privind situația rezervelor de categoria C_1 și C_2 aparținând unor structuri din raza de activitate a G.I.F.E.T. Ploiești, la 1 I 1970. 42 pag. Arh. M.M.P.G. București.
- Orfescu Tr. (1968) Românești. Raport geologic asupra rezultatelor lucrărilor de cercetare efectuate pînă la data de 15 X 1968. 43 pag. Arh. M.M.P.G. București.
- Rouădedeal M. (1966) Raport preliminar privind rezultatele lucrărilor geologice de cercetare executate pe structura Turnu, la 1 X 1966. 67 pag. Arh. M.M.P.G. București.
- Palade Gh., Trifulescu C. (1968) Studiul hidrogeologic al apelor de zăcămint din Platforma moesică. 127 pag. Arh. M.M.P.G. București.
- Paraschiv D., Cristian M. (1974) Cu privire la particularitățile regimului geotermic din SE depresiei panonice. 10 pag. Arh. M.M.P.G. București.
- Popa Gh. (1974) Tipuri de capcane combinate și subtile. Zăcămintele de hidrocarburi de la Calacea-Satchinez-Șandra. 14 pag. Arh. M.M.P.G. București.
- Popescu M. (1973) Aspects géologiques du forage très profond en Roumanie. *Assoc. Geol. Carp.-Balc. Congr. X*, Conference, Bratislava.



- Păcurariu G.h.** (1970) Studiul geologic privind calculul rezervelor de gaz metan din structura Luduș, la 1 I 1970. 30 pag. Arh. M.M.P.G. Mediaș.
- (1973) Documentație cu calculul rezervelor de gaze libere din Sa., Bg. și To. din cadrul structurii Crăiești-Ercea, jud. Mureș, la data de 1 I 1973. 20 pag. Arh. M.M.P.G. Mediaș.
- Pătruț I., Barbu C., Paraschiv C.** (1970) Studiul geologic complex al platformei continentale a Mării Negre, în limitele teritoriului R.S.R. 34 pag. Arh. M.M.P.G. București.
- **Barbu C., Marinescu I., Moțaș C., Ichim T.** (1969) Studii și cercetări privind dezvoltarea forajului geologic la mare adâncime, pentru descoperirea unor noi zăcăminte de hidrocarburi. 93 pag. Arh. M.M.P.G. București.
- Ponta L.** (1973) Documentație cu calculul rezervelor de gaze libere din Pannonianul și Mioценul din cadrul structurii Pișcolț, jud. Satu Mare, la data de 1 I 1973. 23 pag. Arh. M.M.P.G. București.
- Popa G.h., Paraschiv D.** (1974) Tipuri de capcane combinate și subtile. Câmpul petrolifer Brădești. 11 pag. Arh. M.M.P.G. București.
- Pribu D.** (1973) Geologia zăcămintelor și calculul rezervelor de petrol și gaze Devonian, Triasic și Neogen, din cadrul structurii Bibești-Bulbuceni, jud. Gorj, la data de 1 I 1973. 36 pag. Arh. M.M.P.G. București.
- Pușcariu A.** (1970) Studiu geologic privind rezervele de hidrocarburi din cuprinsul structurii Copăceni-Opăriți-Predeal Sărari, la 1 I 1970. 18 pag. Arh. M.M.P.G. București.
- Renz H.** (1938) Zur Geologie der Ostkarpathen zwischen Oituz und Bistrița Tal. 48 pag. Arh. M.M.P.G. Cîmpina.
- Rucăreanu M.** (1973) Documentație privind actualizarea rezervelor de petrol și gaze asociate din Meoțianul structurii Bărbuncești, la 1 I 1973. 3 pag. Arh. M.M.P.G. București.
- (1973) Documentație privind actualizarea rezervelor de petrol și gaze din Meoțianul și Dacianul structurii Bucșani, la 1 I 1973. 9 pag. Arh. M.M.P.G. București.
 - (1973) Documentație privind actualizarea rezervelor de petrol și gaze din Meoțianul, Helvețianul și Oligocenul structurii Cîmpina-Drăgăneasa, la data de 1 I 1973. 9 pag. Arh. M.M.P.G. București.
 - (1973) Documentație privind actualizarea rezervelor de petrol și gaze din Meoțianul structurii Colibași, la 1 I 1973. 3 pag. Arh. M.M.P.G. București.
 - (1973) Documentație privind actualizarea rezervelor de petrol și gaze din Meoțianul și Dacianul structurii Gura Ocnitei-Moreni-Piscuri-Filipești, la 1 I 1973. 12 pag. Arh. M.M.P.G. București.
 - (1973) Documentație privind actualizarea rezervelor de petrol și gaze din Meoțianul, Helvețianul și Oligocenul structurii Runcu-Buștenari. 13 pag. Arh. M.M.P.G. București.
 - **Popescu G.r.** (1973) Documentație privind actualizarea rezervelor de petrol și gaze din Meoțianul structurii Șotînga-Doicești-V. Reșca, jud. Dîmbovița, la data de 1 I 1973. 4 pag. Arh. M.M.P.G. București.
 - **Rusu D., Bucur I., Bociu A., Manole E.** (1973) Zăcămintele de la Videle-Vadu Lat (Sarmațian + Albian, țiglei și gaze). 130 pag. Arh. M.M.P.G. Cîmpina.
 - **Dumitru V.** (1972) Zăcămintele gazeifere sarmațiene, bugloviene și tortoniene de la Deleni-Hărănglab. 65 pag. Arh. M.M.P.G. Cîmpina.
- Săvulescu C.** (1971) Studiu geologic privind calculul rezervelor zăcămintelor de gaze de la Strimba-Rogojelu. 21 pag. Arh. M.M.P.G. București.



- Simion I. (1973) Documentație privind actualizarea rezervelor de petrol și gaze de pe structura Băicoi, pentru 1 I 1973. 18 pag. Arh. M.M.P.G. București.
- (1973) Documentație privind actualizarea rezervelor de țiței și gaze de pe structura Boldești, pentru 1 I 1973. 10 pag. Arh. M.M.P.G. București.
 - (1973) Documentație privind actualizarea rezervelor de țiței și gaze de pe structura Dragomirești, jud. Dîmbovița pentru 1 I 1973. 5 pag. Arh. M.M.P.G. București.
 - (1973) Documentație privind actualizarea rezervelor de țiței și gaze de pe structura Păcureți-Măgurele, pentru 1 I 1973. 6 pag. Arh. M.M.P.G. București.
 - (1973) Documentație privind actualizarea rezervelor de țiței și gaze de pe structura Podenii Vechi, pentru 1 I 1973. 8 pag. Arh. M.M.P.G. București.
 - (1973) Documentație privind actualizarea rezervelor de țiței și gaze de pe structura Sărata-Monteoru, pentru 1 I 1973. 3 pag. Arh. M.M.P.G. București.
- Stancu Gh. (1973) Documentație cu calculul rezervelor de petrol și gaze din zăcămintele pliocene și sarmațiene, din cadrul structurii Independența, jud. Galați, la data de 1 I 1973. 8 pag. Arh. M.M.P.G. București.
- Stănculescu C., Grigoraș N., Herescu A., Dicescu S., Dumitrescu Gh., Vasilescu E. (1961) Studiul geologic complex al Platformei moesice. 89 pag. Arh. M.M.P.G. București.
- Svoronos P. (1970) Zăcămintele din zona Roman. 42 pag. Arh. M.M.P.G. Mediaș.
- Langa Fl., Dobre A., Oprea N., Dumitru I., Iliescu A. (1971) Proiect de punere în exploatare (schemă preliminară) a zăcămintelor de gaze din Depresiunea Birladului (Huruești, Găiceana, Homocea). 70 pag. Arh. M.M.P.G. Mediaș.
 - Olteanu I., Radu Fl., Munteanu A., Blaga E. (1972) Studiu tehnico-economic privind exploatarea zăcămintelor de gaz metan din structura Bogata de Mureș. 38 pag. Arh. M.M.P.G. Mediaș.
- Șepțilici N., Paris S., Negoită Fl., Balteș N., Gherman C., Rôsa A., Pîrvu Gh., Arden I., Rodina V., Brașoveanu A., Rădulescu I., Bönig H., Trîmbițaș M., Palade Gh. (1972) Studiul geologic complex al Neogenului din partea de nord a Platformei moesice (Buzău-Ploiești). 92 pag. Arh. M.M.P.G. București.
- Șuluțiu U., Moldovan I., Ichim Tr., Dicescu S. (1963) Stabilirea legilor formării și repartizării în plan stratigrafic și tectonic a zăcămintelor și zonelor de acumulări de țiței și gaze pe unități structurale majore din R.P.R. A. Studiul zăcămintelor caracteristice din zonele de acumulări. 176 pag. Arh. M.M.P.G. București.
- Ungureanu L., Cristea V., Chirică E. (1970) Actualizarea studiului geologic de omologarea rezervelor la zăcămintul Bibești-Sărdănești. 46 pag. Arh. M.M.P.G. Mediaș.
- Vasilescu E., Barbu C., Herescu A., Doicin T. (1966) Studiul geologic complex al Platformei moesice. 135 pag. Arh. M.M.P.G. București.
- Oprea O., Dicescu S., Anton S., Pîrvu G., Leu M., Negrea E. (1968) Studiul geologic complex al Albianului din Platforma moesică. 68 pag. Arh. M.M.P.G. București.
- Vernescu Al., Costa-Foru Al., Nadler H. (1970) Cercetarea comportării în exploatare a zăcămintelor de țiței și gaze de pe structura Sîmnic-Ghercești-Cîrcea-Malu Mare, în vederea reestimării rezervelor și stabilirii de noi măsuri pentru intensificarea extracției și măririi factorilor finali de recuperare. 78 pag. Arh. M.M.P.G. Cimpina.
- Costa-Foru Al., Nadler H., Nadler A. (1970) Cercetarea comportării în exploatare a zăcămintelor structurii Bilteni în vederea reestimării rezervelor și stabilirii



- de noi măsuri pentru intensificarea extracției și mărirea factorului final de recuperare. 111 pag. Arh. M.M.P.G. Cimpina.
- N a d l e r H. (1971) Cercetarea dezvoltării exploatării zăcămintelor de țiței și gaze din Panonianul structurii Mokrin-Teremia. 36 pag. Arh. M.M.P.G. Cimpina.
 - N a d l e r H. (1972) Intensificarea ritmului de extracție la zăcămintele de țiței și gaze din Sarmațianul și Meoțianul de la Cartojani. 41 pag. Arh. M.M.P.G. Cimpina.
- V r i n c e a n u C. (1973) Raport geologic privind actualizarea rezervelor de țiței, gaze asociate și gaze libere pentru zăcămintele Meoțian și Helvețian de pe structura Glimbocel-Topoloveni. 10 pag. Arh. M.M.P.G. București.



GEOLOGY OF THE ROMANIAN HYDROCARBON DEPOSITS

(Summary)

Romania is known as an oil producer since the middle of the last century. The frequency of the hydrocarbon natural occurrences as well as the economical value of the first workings have stimulated a more and more systematic and complex research of the prospective formations and areas. These researches began around the natural occurrences of oil and gas — more numerous within the pre-Carpathian depression, east of the Dimbovița river — and were subsequently extended on the whole territory covered by sedimentary rocks, including the Danube Delta and the Black Sea's offshore.

The degree of knowledge achieved so far allows the statement that the Carpathian chain constitutes the major structural element within the geological frame of the Romanian territory. Relying on the geological and geographical criteria, one may separate within this area the East and South Carpathians and the Apuseni Mountains. In front of the Carpathians, there are located the platform zones, the Moldavian platform, the Dobrudjan depression, North Dobrudja and the Moesian platform, respectively. The pre-Carpathian depression is defined between the East and South Carpathians, on the one hand, and the Vorland units, on the other hand. Behind the mountainous chain, the three main branches of the Romanian Carpathians confined the Transylvanian depression. Beyond the Apuseni Mountains and the South Carpathians, in the western part of the country, the Pannonian depression is defined (Plate I).

The East Carpathians range between the northern boundary of the country and the Dimbovița valley. They comprise the crystalline-Mesozoic zone bounded, to its external side, by the flysch and Neogene zones and, to the internal side, by the Transcarpathian zone. The first one — the crystalline-Mesozoic zone — appears as two islands: a northern one, from Maramureș to the Trotuș valley, and the second one which is partly identified with the Leaota Mts. From the geological viewpoint, this zone corresponds to the Carpathian axis and represents, in time, the embryonic folds in the formation process of the Carpathians. The other two external subunits — the flysch and Neogene zones — range along the East Carpathians and represent successive stages in their formation. The facies of sedimentary rocks made up of the last two zones shows unitary conditions of sedimentary and geological evolution. Depending on the position of their crystalline basement, they correspond to a large depression which represents what has been separated as the pre-Carpathian depression (G r i g o r a ș, 1961).

Among the four subzones of the East Carpathians, the crystalline-Mesozoic zone does not interest the geological activity as regards the hydrocarbons, while the flysch zones — which have a silica and nappe texture — and the Neogene zone — by the succession of the deposits, the strata arrangement and their evolution — offer conditions favourable for the formation and preservation of oil and gas deposits.



The South Carpathians are defined to E by the Dimbovița valley and to SW by the Danube. They are composed of crystalline schists and, in places, of non-metamorphosed or weak metamorphosed Paleozoic sediments, as well as Mesozoic deposits. The crystalline formations and the Paleozoic deposits are sometimes pierced by eruptive rocks, especially granites and granodiorites. The South Carpathians are characterized by a nappe texture. The Autochthon is generally made up of epizone schists with granitic intrusions, covered by sedimentary rocks which reach, on the stratigraphic scale, the Upper Cretaceous. The formations, which tectonically cover the Autochthon, form the „Getic nappe” and they mainly consist of mesozone and catozone crystalline schists sometimes pierced by banatites and covered by Paleozoic and Mesozoic deposits. The South Carpathians present no interest for hydrocarbons, either.

The Apuseni Mountains are located north of the Mureș valley. They are formed of crystalline schists with different degrees of metamorphism and of Mesozoic and Tertiary sediments, locally. These formations are pierced by eruptions of various ages beginning with granites, going on with Permian porphyries, diabases (Jurassic-Lower Cretaceous), banatites (Upper Cretaceous and Paleogene) and ending with various Neogene, effusive rocks.

The pre-Carpathian depression is generally identified with the troughs and foredeep of the East and South Carpathians. As it was said before, it includes the external flysch zones and the Neogene zone, the latter comprising three subunits: the Miocene subzone, the Miopliocene subzone and the Getic depression (west of the Dimbovița valley). Its formation seems to begin since the Carboniferous (?) and lasted till the end of the Pliocene.

The Moldavian platform represents the extension, on the Romanian territory, of the East-European platform. Its composition is constituted of the metamorphosed Precambrian basement and the non-metamorphosed deposits belonging to the Vendian, Cambrian, Ordovician, Silurian, Devonian, Carboniferous, Jurassic, Cretaceous, Eocene and Neogene. During its evolution, the Moldavian platform locally profited by periods favorable for the formation and accumulation of hydrocarbons.

North Dobrudja and the pre-Dobrudjan depression correspond to a region with a complex, geological structure including what has been defined as the „Dobrudjan promontory”, the „Birlad depression” and the Danube Delta. Its axial zone, formed of metamorphosed formations occurring in West Dobrudja, dips towards W, N and E and is covered progressively by Neogene, Cretaceous, Jurassic, Triassic, Paleozoic and, probably, Precambrian deposits. The folded Paleozoic, Triassic and Jurassic deposits in the central zone of this unit pass to its exterior to a quasihorizontal, platform arrangement. North Dobrudja is an old geosyncline which ended its evolutive cycle during the Kimmeric movements, after which it passed to a cratogene regime. These units are delimited by the Moldavian platform conventionally by a system of faults which succeed to the S Bacău-Găiceana-Glăvănești-Birlad-Murgeni line and the Moesian platform by the Pecineaga-Camena fault. The North Dobrudja promontory and the pre-Dobrudjan depression constitute regions of interest as regards the oil and gas too.

The Moesian platform represents the structural unit which develops between the pre-Carpathian depression, North Dobrudja orogene and pre-Balkans and belongs only partly to Romania. To WE it is delimited by the Pecineaga-Camena fault. The Moesian platform, as North Dobrudja, is extended eastwards under the waters of the Black Sea, constituting a part of the Romanian offshore. This platform is formed of an almost complete succession of deposits beginning with the Cambrian and ending with the Quaternary. The respective sedimentary succession lies over a heterogeneous basement made up, in the western part, of crystalline schists and, in the eastern part, of greenschists. The prospecting and exploitation activity carried on in the last 20 years has demonstrated the oil and gas potential of this region comprised between the pre-Carpathian depression and the Danube.



The Transylvanian depression, in its actual shape, was formed during the new Styric movements (end of the Helvetian). The sedimentary rocks of the depression overlie a basement of crystalline schists and some patches of Permo-Triassic, Jurassic, Cretaceous, Paleogene and Lower Miocene deposits. The Transylvanian depression is considered a hydrocarbon perspective unit.

The Pannonian depression is only partly developed, its eastern margin respectively, on the territory of Romania. It has the same age as the Transylvanian depression. The basement of the Pannonian depression is formed of the prolonged crystalline of the Apuseni Mountains and South Carpathians locally covered, especially N of the Mureş, by Permo-Triassic, Jurassic, Cretaceous, Paleogene and Lower Miocene formations. This depression had an evolution favourable for the formation and preservation of oil and gas deposits.

Besides the before mentioned major structural units, there are still numerous intramountainous depressions, of smaller sizes, formed during the Tertiary and made up of deposits of different thicknesses. Among them it is noteworthy to mention the Borod, Beiuş, Mureş, Caransebeş, Haţeg, Petroşani, Brezoi-Titeşti, Comăneşti, Țara Birsei, Sf. Gheorghe and Ciucuri-or depressions.

During 120 years of activity, certified by official documents, there was carried out an important bulk of prospecting and exploitation works consisting of geological mapping, gravimetric, magnetometric (aero inclusively), electrometric, seismic, geochemical prospectings and of drillings till 6,200 m deep. These works were completed by laboratory analyses and studies permitting the carrying out of a detailed degree of knowledge of the investigated objectives. The researches carried out till the end of 1974 lead to the conclusion that among the major structural units defined within the boundaries of the country's territory, the pre-Carpathian, Transylvanian, Pannonian depressions, the Moldavian platform, the pre-Dobrudjan, North-Dobrudjan and the Moesian platform have proved their hydrocarbon potentiality (Plate I).

The major structural units of hydrocarbon perspectives correspond totally or partly to oil and gas basins of premountainous and platform types (Brod, 1953; Beca, Vişcovăki, 1968). Thus, a part of the formations of the Moesian and Moldavian platforms could be located within the platform basins; another part of these deposits (the Neogene) as well as the objectives of the pre-Carpathian and pre-Dobrudjan depression belong to some premountainous basins (pre-Carpathian); at last, the Transylvanian and Pannonian depressions represent hydrocarbon-bearing intramountainous basins.

The classification of the structural units according to the mentioned basin types considers their evolution, form and age, the sedimentation thickness, the stratigraphic succession, the lithological characters, the structural aspects, the form and sizes of the traps, etc. For instance, the basins of the platform type from Romania comprise prevalent epicontinental deposits with hydrocarbon perspectives whose age begins with the Cambrian and even the Precambrian. The premountainous basins formed during the Hercynian orogenesis, probably during the Permo-Triassic. Most of the formations older than the Permo-Triassic ones are affected by metamorphism. At last, the internal basins were outlined at the end of the Helvetian, the pre-Tortonian sedimentary rocks being almost eroded or strongly tectonized.

Depending on age and, especially, on the geological evolution, the sedimentary basin of the Romanian territory accumulated deposits of variable thickness. The most active subsidence processes were registered within the pre-Carpathian depression, where the folded sedimentation can exceed 15–20 km. Very thick deposits (3–18 km) are also found on the margins of the platforms, corresponding to the external flanks of the foredeeps. Due to their more recent age and moderate subsidence process, the internal depressions are characterized by less important sedimentary accumulations. The sedimentary rocks with a most complete succession and the



less developed thickness is found on the platform units, especially the Moldavian platform which, during its evolution, had a position of emersion than of submersion. As regards the Moesian platform lying between the Carpathian and the Baikalian geosyncline and that of North Dobrudja it worked for a long time as an internal massive or better called as a „mobile platform” (Răileanu et al., 1968) accumulating a very thick sequence of deposits in a rather complete succession, beginning with the Cambrian till the Quaternary.

The basins of premountainous type are made up of rhythmical successions of deposits in whose composition formations of flysch and molasse predominate. The Vorland units are marked by developed lithofacial cycles (groups) which have been maintained unchanged for hundred or even thousand meters. These are separated by gaps of relative long standing, the most important one taking place within the Moldavian platform. In all the structural units, one may find lithofacial variants, more evident on the margins of the basins and more frequent within the pre-Carpathian depression.

In the platform units as well as in the internal depressions the main part, as regards the structural arrangement of the strata, was played by the disjunctive movements. In the pre-Carpathian depression where one may find the whole range of plicative forms, from the normal folds to the slice and nappe texture, the tangential movements preponderated (Plate II). In North-Dobrudja and the pre-Dobrudjan depression one can say about gradual transition from the plicative elements of the central zone of the unit, specific to the pre-Jurassic formations, to the monoclinical disposition disturbed by faults towards its margins. In the structogenesis of the formations of all the regions with hydrocarbon perspectives, the falling processes played an important part, the sedimentary deposits imitating the paleorelief form whom they cover. These phenomena occur more evidently on the units evolved during cratogene conditions and later, almost non-significant, in the pre-Carpathian depression. Besides the three mentioned factors, we must specify the major halotectonic effects of the Burdigalian and the Tortonian salt in the Miopliocene zone and the external unit of the East Carpathian flysch and of halokinesis (according to Trushëim, 1960; Halbouțy, 1967, etc.) in the Transylvanian depression.

The economic data obtained in Romania and in other regions of the world (Hedberg, 1967), as well as the special researches carried out on some investigated formations have considerably enlarged the field of the objectives with gas and oil perspectives. These results have led to the conclusion that on the Romanian territory there are favourable conditions for hydrocarbons generation, accumulation and preservation not only during the Tertiary but also during the Mesozoic and Paleozoic. The last one is of a practical interest only for the units laying in front of the Carpathians. It is also the case of the Mesozoic which locally presents minor perspectives in the pre-Carpathian depression and the internal depression, as well. The zones of interest of the Paleocene and Lower Miocene are located only within the Carpathian domain, while the Upper Miocene and the Pliocene had favourable conditions for all major structures of Romania.

Within the category of formations with reservoir rock properties there were included both the porous, mainly granular rocks, such as conglomerates, sandstones, sands, sandy marls calcarenites, porous limestones and primary dolomites, and the diagenized, compact rocks, as the altered crystalline schists and eruptive, fissurated hard sandstones, diaclosed altered, carstified or compact limestones, secondary dolomites, etc. The oldest formations having reservoir qualities correspond to the upper altered crust of the metamorphosed basement which proved the capacity of storing and yielding hydrocarbons or water in the Pannonian depression, Transylvanian depression, and even the North Dobrudja promontory. The Cambrian-Ordovician quartz series belonging to the Carpathian Vorland can locally offer favourable conditions of storage. Due to the advanced diagenesis, in the sense of silting the diaclosed and the siliceous or calcite



pores, their reservoir qualities depend on the range of recent crack, as in the case of the high zones of the Moesian platform from Bordei Verde and Craiova-Balș-Optași. One must take into account to a great extent the Middle Devonian limestones of Old Red Sandstone type, verified in the Moesian platform, intercepted in the Moldavian platform and presumed in the pre-Dobrudjan depression. Also, in the Moesian platform there were identified reservoir rocks in the Givetian and Neodevonian, represented by primary dolomites, productive at Bibești. The Carboniferous offers accumulation conditions in the Dinantian porous limestones and secondary dolomites from the Moesian platform, and probably from the pre-Dobrodjan depression and the Moldavian platform, as well as within the Silezian sandstones (Moesian platform).

As it was mentioned before, beginning with the Permo-Triassic, besides the platform units, conditions favourable for accumulation occur in very limited zones and in the internal depression. As regards the pre-Carpathian depression, here the pre-Triassic basement is estimated to be found at a depth so high as it is presumed that the compaction process reduced to the maximum the porosity and permeability of these formations which could be affected by an incipient metamorphism, too. A proved fact is that the Lower and Upper Triassic present potential reservoirs of granular type, partly fissured, while the Middle Triassic is characterized by carbonaceous reservoir (dolomites and fissured limestones). All these contain hydrocarbon industrial accumulation in the Moesian platform and they are worth following in the pre-Dobrudjan depression where they were found in several wells, especially in the Danube Delta. The Jurassic, by the Dogger porous sandstones, partly fissured, also interests in the Moesian platform where they proved to be productive on several structures, as well as in the pre-Dobrodjan depression. The productivity of the carbonaceous reservoir depends on the diagenesis (alteration) degree, often associated with the gliptogenesis phases. The Albian and the Upper Cretaceous with granular and carbonaceous, sometimes chalky, rocks produce hydrocarbons in the Moesian platform, non-economic productions being also recorded in the East Carpathians (Cotumba sandstone).

The Paleogene is less represented in the Vorland provinces. That is why it constitutes, together with the Lower Miocene, objectives of a great interest only in the pre-Carpathian depression, in Maramureș and, to a smaller extent, in the Transylvanian depression. The most important reservoirs saturated with hydrocarbons are known in the East Carpathians, within the Tarcău (Eocene) and Kliwa (Oligocene) sandstone facies, as well as within the Paleogene of the Getic depression. The Lower Miocene, more precisely the arenaceous Burdigalian-Helvetian demonstrated the storing and yielding capacity the pre-Carpathian depression and continues to be researched in the Transylvanian depression.

The Tortonian and Sarmatian present reservoirs of granular type proved to be productive on all the seven major structural units of interest for hydrocarbons. Locally (Moesian platform) there have been also identified porous carbonated collectors, especially fissured (cavernous) ones.

The Pliocene, present in the Carpathian and the platform units, is characterized by numerous sequences of sands and sandstones with excellent porosity and permeability, beginning with the Meotian and till the Levantin, excepting the Pontian which has a mainly pelitic facies.

The reservoir qualities, the porosity and permeability of the rocks pertaining to the above mentioned formations respectively, vary between very large limits. This variation is mainly due to the lithologic nature, mineralogic composition, basin evolution and tectonic factors which can often intervene with many local unpredictable influences. It is worth mentioning the fact that the reservoir qualities depend on the depth and age of the formations of interest.



Generally, the porosity and permeability deteriorate according to the depth increasing and the deposit oldness as a result of the compaction processes and chemical transformations. Thus, the primary porosity of the strata located between 500–2,000 m represents the most frequent average values of 20–30% either it is the Dacian of Moreni (31–33%), Meotian of the same structure (25–30%) and of Șuța Seacă (23–30%), Sarmatian of Țicleni (24,2–33%), Helvetian of Cobia N (26%) and Țicleni (maximum 34%) or Albian of Jugureanu (29%) and Triassic of Bădești (maximum 28%). Accordingly, the respective reservoirs are characterized by permeabilities of the tens order to 3,000–4,000 mD. The same formations found at 4,000–4,500 m in depth have very small porosities and especially permeabilities, as it results from the following table (according to Paraschev, Popescu, 1973 B):

Formation	Depth (m)	Porosity (%)	Permeability (mD)
Sarmatian—Bibeuști	4043-4120	1.1-15.3	0-15.7
Helvetian—Mărgineni	4024-4288	0.2-11.4	0.1-1.1
Triassic—Bibeuști	4386-4478	0.2-18.8	0-1.3

Due to the reduced permeabilities, many oil impregnated strata (according to the core indications) did not discharge at the production tests.

As regards the influence of the rock age on its physical qualities, it was found that at the level of the Mesozoic and especially Paleozoic formations the pores and fissures of sandstones, limestones and dolomites are to a great extent filled up with silicas, calcites, anhydrites, a fact which reduces accordingly their capacity of fluid storage and yielding.

In many cases, the formations made up of porous and permeable rocks are covered by compact, protective strata. Some of the sealing formations have regional development, exceeding the frame of a major structural unit, such as the schist graptolite series from the Lower Paleozoic, the major pelitic sequences of the Tortonian and Sarmatian, Upper Meotian and Pontian are mainly marly-argillaceous. The protective strata with more limited development are found in almost all the Paleozoic, Mesozoic and Tertiary formations, their frequency increasing within the basins of the Carpathian domain.

The economic results obtained in the last 30 years, the geochemical analyses carried out and the evolution of the world conception on the hydrocarbon source plead in favour of admitting the favourable conditions for hydrocarbon generation in different moments of the Romanian territory evolution, beginning with the Lower Paleozoic till the end of the Pliocene. Such favourable conditions are supposed during the Ordovician, Silurian and Eo Devonian when the schistous-argillaceous series with graptoliths was deposited and which was found in the Moesian and Moldavian platforms. The positive indications in the drilling cores from the Capu Dealului well are in favour of this supposition. The oxide-reducing environment seems to have been present during the deposition of the Givetian-Neodevonian dolomite-evaporitic series, wherein there were also found out hydrocarbon industrial accumulations. Similar conditions certified by the pointed out deposits are also admitted for the carbonaceous-evaporitic series of the Middle Triassic of the Moesian platform, and, eventually, of the pre-Dobrudjan depression. Marly-clays with posidonies from the Dogger are admitted as source rocks due to the favourable geochemical values and the existence of several oil deposition in the underlining sandstones. The results of the geochemical analyses and the deposits known so far in the Malm-Cretaceous of the Moesian platform plead for the including of the Albian within the source formations. The bituminous facies also characterize the series of the black Cretaceous schists of the East Carpathians. The most typical bituminous rocks associated with the presence of numerous oil and gas deposits are affected to the pre-Carpathian, Transylvanian and Maramureș depressions by the Oligocene. Firstly, it



is taken into account the bituminous sequences of the Kliwa facies as well as the pelitic mass pertaining to the Oligocene of Pucioasa and of the transition facies. Overpassing the evaporitic facies of the Activitanian-Burdigalian, superestimated in the past as oil and gas sources in the pre-Carpathian depression, numerous geologists consider that the hydrocarbons stored in the Helvetian-Burdigalian formations are found within the rocks which has generated them and consequently it is attached genetical importance to the pelitic sequences of the respective series. The making evident, during the last years, of numerous deposits in the Transylvanian, Pannonian, pre-Carpathian depression, the Moesian platform, North Dobrudja, pre-Dobrudjan depression and the Moldavian platform, as well as the geochemical analyses of the Pannonian depression allow the statement that the Tortonian pelitic facies, often associated with evaporites and rocks of volcanic origin was very prolific. Some importance, without geochemical arguments, is given to the Sarmatian pelites as source rocks.

The long controversy on the hydrocarbon origin from the Pliocene seems to come to an end as a result of the analyses and researches carried out in the pre-Carpathian and Pannonian depressions. The results of the respective studies (Anton et al. 1970 B; Anton, 1973) led to the conclusion that the Pliocene pelites (Meotian, Pontian and Dacian) present geochemical values which justify their location within the source rocks.

The development of the researches in surface and depth, the discovery of new hydrocarbon deposits, their stratigraphic position, corroborated with the results of the geochemical analyses, aimed at the consolidation of the conception of autochthonous oil and gas deposits of Romania, unprecluding the possibility that certain accumulations, very few and of a reduced value, could have been formed by the vertical migration of hydrocarbons.

The various range of possible source rocks, regarded under the lithofacies and age aspects, impose a reconsideration, an adoption of the conception on the environment of deposition of the respective rocks and of the forming conditions of the deposits. Thus, the possible source rocks can cover both gritty-argillaceous lithofacies (with its variations) and the carbonaceous or evaporitic lithofacies. The waters mineralization wherein the organic substance deposited is variable, the content being from some grams (Dacian) to 300 g/l (Triassic, Acvitanian-Burdigalian and Tortonian). Many possible hydrocarbon source rocks contain coal (Carboniferous, Liassic, Dogger, Pliocene), too. Also, a series of source rocks, as those from the Middle and Upper Devonian, the Middle-Upper Triassic, Oligocene, Acvitanian-Burdigalian and the Tortonian, are associated with evaporitic formations but it seems that the major significance of the salt and anhydrite rocks is that they indicate closed basins (Hedberg, 1967). It is also noteworthy the fact that some source rocks, as the Ordovician, Silurian, Silizian (?), Triassic, Oligocene, Tortonian, Sarmatian and Pliocene of different major structural units also contain rocks of volcanic origin (lavas, tuffs, agglomerates). Such cases are also signaled out in the Neogene of Japan, Sumatra, Argentina, etc. (Hedberg, 1967).

From another point of view, it must be taken into account that, generally, there is a direct correlation between the volume of the sedimentary rocks and that of the generated hydrocarbons. Correction coefficients, especially determined by the basin evolution and the sedimentation rhythm are required. From this viewpoint, it is theoretically admitted the necessity of a more rapid rhythm of deposition with a view to incorporating the organic substance and avoiding the contact with the aerob medium. However, it seems that the very rapid rhythm of deposition, as it is the case of the Focșani depression during the Neogene, was not favourable enough for the hydrocarbons generation as it did not allow the maturation of the organic substance from sediments.



Within the seven major structural units there have been found all kinds of traps, such as : structural, stratigraphical, paleogeomorphical, hydrogeological and combined.

The most frequent and important traps are of structural types. In the pre-Carpathian and Transylvanian depressions there predominate the folded structures with all the various forms. The most simple plicative elements, the domes, characterize the Transylvanian depression and the external margin of the pre-Carpathian depression in Muntenia and Oltenia and, the most complicate ones, the scale folds and the overthrust of different sizes, characterize the East Carpathian flysch and, to a smaller extent, the Miocene subzone. Both in the Transylvanian depression and in the Miopliocene subzone and the Paleogene flysch, the moving of the Burdigalian and Tortonian salt played an important, even a decisive part in the formation of the structural traps. In the Vorland units and, to a smaller extent, in the Pannonian depression, it is the disjunctive tectonics that gave the structural character to the traps.

The stratigraphical traps, carried out on the variation of the accumulation conditions, that is the appearance or disappearance of some strata, lithological non-uniformity (the reef deposition inclusively) influencing the variation of the porosity and permeability values, are present in all petroliferous regions. Their frequency increases on the margin of the sedimentary basins, delimited by the Carpathian massifs, as well in their interior where crowns, cordilleras, emersed and submersed positive reliefs (Pannonian depression, Moesian platform, North Dobrudja) persisted.

The paleogeomorphical traps, a term used according to Martin (1966), less the reef deposits which should be included within the stratigraphic traps, have been identified in all the regions of interest and, firstly, in the Vorland units. They occur with the frequency in the Pannonian depression, where numerous uplifts of the basement continued to be exondated till the Pliocene and some of them even till the Quaternary. The great number, the economic importance, the variety of forms they undertake, their intuition as well as the special method necessary for research and pointing out, justifies their classification in a category (type) of special traps.

Theoretically, the hydrogeological traps could exist in all petroliferous basins of Romania. They have been found so far only in the Transylvanian depression.

On the territory of Romania there have been identified not only simple forms of deposits (traps), but also a quite large range of traps which occurred on the monoclinical or folded structures capable to allow the gravitational separation of fluids; the other factors, stratigraphical, paleogeographical and lithological, contributed as well. These are „combined traps” (Levorsen, 1967) and are present in all the regions.

According to their form, the Romanian hydrocarbon deposits are stratiform, massive and irregular (Gavăț, 1964). The stratiform accumulations are the most widespread, being present in all the units of interest and especially in those belonging to the Carpathian domain. The massive deposits constitute a characteristic of the fissured reservoirs. It is the case of the altered zone of the metamorphosed basement of the Pannonian depression, the Malm-Cretaceous carbonate formations of the Moesian platform, locally, of the Kliwa facies sandstones, the Burdigalian-Helvetian sandstones of the Neogene zone which come into contact, in the unconformity plane, with the oil-bearing Pliocene reservoirs, etc. The irregular deposits correspond to the lenticular developments of the porous strata and of some paleogeomorphological traps. Such lenses are found in all the units and formations with perspectives. Although they are numerous, they have a less importance according to the aspect of the hydrocarbon volume they contain, comparatively with the stratiform and massive deposits.

During the 120 years of activity, over 300 productive oil (or) gas structures have been discovered on the territory of Romania (Plate VIII). Although the sedimentary formations (with



hydrocarbon perspectives were not uniform and entirely explored, some conclusions can be drawn from the examination of the distribution.

The most numerous structural elements with oil and gas are found in the pre-Carpathian depression (110) as well as in the northern margin of the Moesian platform (86) and the Transylvanian depression (67). The fewest accumulations have been discovered in the Moldavian platform (6), North Dobrudja and pre-Dobrudjan depression (10). The number of the producing structures and the deposit sizes seems to ascertain the principle according to which the volume of reservoirs of generated hydrocarbons is related to the volume of non-metamorphosed sedimentary rocks. As a matter of fact, this correlation is noticed not only in the analysis of the whole territory of Romania but also at the scale of each basin, such as Transylvania, the Getic depression the Moesian platform, the Moldavian platform, etc.

All producing structures of Transylvania, the Pannonian depression, Moldavian platform, North Dobrudja and pre-Dobrudjan depression, about 75 % of the oil structures of the pre-Carpathian depression and approximately 50 % of those of the Moesian platform are genetically connected with the Neogene formations, among which the Tortonian, the Neotian and the Dacian are the most important ones. Granting that most of hydrocarbons are found within the formations which have generated them, therefore conferring an insignificant part to the vertical migration of oil and gas, the conclusion that the most prolific objectives belong to the Neogene is outlined. However, there are certain doubts generated by two kinds of facts: the one refers to the insufficient research and, therefore, not pointing out all accumulations as the depths are higher and of an older age; the second one considers the evolution of each geological unit, that is the possibility that numerous accumulations would have been destroyed during the temporal emersions and the deterioration of the protection conditions depending on the age of the producing objectives.

Following the stratigraphical distribution of hydrocarbons one may remember *Perdon't's* statistical data (1966) according to which, in the world, the Tertiary contains 38 % of reserves and 58 % of the hydrocarbon deposits, the Mesozoic 52.7 % and 19.5 % respectively, and the Paleozoic 9 % of reserves and 30.5 % of the deposits. It must be specified that the Romanian territory is characterized by a particular development of the Tertiary deposits.

All the seven major structural units contain oil and gas accumulations, except the Transylvanian depression which is exclusively gas-bearing. This conclusion is valid if the postsaliferous deposits of the last unit are considered. In the extra-Carpathians, the Sarmatian-Pliocene is mainly gas-bearing but only within strong subsident sectors of the sedimentation basin. Therefore, the exclusive gassy character of the post-Helvetian of the Transylvanian depression could be related to the evolution of this region, characterized by a certain subsidence rate depending on the maturing rhythm of the organic substance. Going on with these suppositions in the belt zone of the East Carpathians (Focșani depression), where the subsidence process has been more marked, it seems that the transformation of the organic substance into hydrocarbons has taken place only to an insignificant extent. Hence, the supposition that the zones with strong subsidence movements were not too favourable for the formation of hydrocarbons, generally, and of the fluid ones, specially.

In the extra-Carpathian units, where the oil-bearing structures as well as the structural elements with gas are known, *Gussow's* principle (1954) is accurately confirmed. To be more precise, in the deepest zones of the oil and gas basins only gas accumulations are practically found. The frequency of the oil deposits increases as we go towards the elevated margins of the basins. Finally, the maximum elevation zones of the units proved to be producing are characte-



rized by aquiferous structures. This distribution occurs very obviously in the Carpathian foredeep at the level of the Neogene formations where redistribution of proportions have not taken place.

Following on the ratio between the liquid hydrocarbons and gassy ones in the producing sectors located along the pre-Carpathian depression, one may notice that the gas importance increases continually from N towards S and W. Thus, while in the Paleogene flysch zone and in the Miocene subzone of Moldavia there is a single gas-bearing structure (Tazlău) and only few oil accumulations with primary gas cap, in the Miopliocene subzone of Wallachia, the number of the structures and of the exclusively gas-bearing horizons increases substantially towards W. Such deposits are located outside the main diapir trend — Băicoi — Moreni — Tîrgoviște. Finally, in front of the South Carpathians, the frequency of free gas deposits increases so that they cover the entire Getic depression nearby the northern margin.

The variation of the oil and gas ratios, as it has been mentioned before, cannot be explained only relying on Gussov's theory. That is why, in searching the further arguments, two ascertainations are worth mentioning. First of all, the gas accumulations are associated with the less tectonized structures which can provide preservation conditions. Actually, the calmest structure, a classical brachianticline, in the Paleogene flysch zone, is that of Tazlăul Mare. In the Miopliocene zone, such structural elements occur more frequently along the outer margin, with a platform basement, of the foredeep. The same calm style characterizes the Getic depression folds, as well. A further proof indicating that the complicated structures, the exaggerated diapir folds inclusively, have not been favourable for the accumulation and preservation of gas-bearing hydrocarbons is given by the total lack of gas deposits along the Transylvanian depression margins, corresponding to the anticlines with salt cores. Moreover, the sizes and importance of the gas accumulations in Transylvania decrease towards the exterior as the degree of tectonic complication increases and the thickness of the Neogene sedimentary rocks diminishes. Secondly, the importance of gas-bearing hydrocarbons seems to be higher in the recent formations, especially the Sarmatian-Pliocene ones which prevail west of the Buzău river. So far, it is hard to say if the increase of importance shows the generating potential of the respective rocks or the imperfection of the protection conditions due to more complicated and longer evolution of the pre-Sarmatian formations. The presence of some pure gas deposits in the Helvetian (Colibași-Argeș, Vilcele-Băbeni, Galicea, Bustuchini, etc.) and even in the Paleogene (Botești, Morîșani, Săpunari, etc.) of the Getic depression, would constitute an argument in favour of the second alternative, namely that the younger formations contain an increased number of gas-bearing deposits due to better preservation conditions.

The depth of the pay beds constitutes another factor which seems to influence the ratio between the liquid and gassy hydrocarbons. In Romania this fact occurs more evidently in the Moesian platform. Here, the Dogger of Ciurești, with depths of 1800—1220 m, and the Triassic of Brădești, with depths of 2200—2500 m, contain oil and, locally, primary gas cap. The same formations, but in a deeper position (2800-3400 m), such as the Făurești (Dogger) and Oporelu (Dogger and Triassic) structures, are characterized by gas accumulations and a narrow belt of oil or by gas deposit with condensate. An unclear situation was noticed so far in the Tortonian of the Moldavian platform which, at depths more than 3000 m (Frasin-Gura Humorului), has oil, gas with condensate as well as the Oligocene of Tescani (2800—3300 m) where gas was found. It is difficult to specify to what extent this distribution shows the influence of physical factors (temperature, pressure) on the nature of hydrocarbons or whether it does not line to Gussov's principle. In other petroliferous basins of the world, the increase of the gas importance and of the condensate depending on the depth have been proved. In Romania, there are very few elements to insist on discussing such matters. What is certain so far is that the deposit of Bibești, the deepest one in Romania (4872 m), contains oil with dissolved gas.



Geometrically, there are two tendencies in the distribution of producing structure. In the pre-Carpathian depression as well as in the four units of Vorland the linear disposition, usually parallel, of the structural elements with oil and gas is obvious (Plate VIII). The structural alignments of the East Carpathians flysch as well as those in the Neogene zone correspond to some regional folds, divided into fragments of saddles and faults along them. The structural feature of the Vorland units are represented especially by faults more often than not parallel to the Carpathian rumbled elements. Along many of these faults, the margins of the platforms present a fall in steps in front of the pre-Carpathian depression. The parallelism of the two categories of alignments (rumbled and disjunctive) suggests relations and independence in the evolution of the Carpathian units and their Vorland. Otherwise, it is the Carpathian foredeep, wherein most of the discovered deposits are located, that constitutes a common transition element due to the fact that it has one flank (internal) on Carpathian basement and the outer one (external) on platform basement. A different situation, a more or less chaotical distribution of the producing structures respectively, is noticed within the inner depressions. The „disorder” in the striking of the structures mainly points to the paleorelief fossilized by the formations of interest. In the Pannonian depression, the older reliefs contributed to the carrying out of compaction formations, while in the Transylvanian depression they seem to have influenced the agglomeration of the Tortonian salt which gave rise to the respective domes. In the latter one may notice some regularities as regards the striking of the salt-bearing dome, but, however, such situations cannot be generalized.

The detailed examination of the maps with the distribution of hydrocarbon accumulations, especially in the Moesian platform and the Pannonian depression leads to the conclusion that within certain formations, the zones of preferential accumulation do not consider the present major geological features; they are connected with the general configuration of the basin, existent during the deposition of the respective stratigraphical terms. For instance, the Triassic and Dogger deposits, located on the northern margin — now sunk — of the Moesian platform, are grouped around the old uplift, Craiova-Balș-Optași. Starting with the Cretaceous, this old uplift lost its importance so that, in extension, the eastern, higher sector of the Moesian domain polarized around it the accumulations of the Malm-Lower Cretaceous. Finally, during the Neogene, the northern margin of the Moesian platform as well as the western sectors of the other platforms, integrated within the Carpathian foredeep, met the best conditions of the formation of the deposits. The strong subsidence movements recorded on the external flank (epiplatformic) of the foredeep broke the older hydrogeological equilibrium determining a redistribution of the hydrocarbons generated and accumulated previously. Thus, with the previous zones of preferential agglomeration a great part of hydrocarbons shifted towards the newer, higher sectors. It is possible that other accumulations might have been “sealed” in the old traps (these would be epigenetic traps), no matter the present structural configuration. A similar case was found at Șandra, in Banat. The presented situation points out the necessity to know the evolution of the sedimentation basin with a view to establishing both the perspective zones and the favourable structural conditions of detail.

The above mentioned findings bring forward for discussion an important problem, namely that of the entrapment of hydrocarbon deposits. Considering the quite different age of the productive formations and accepting the idea of oil and gas autochthony, the necessity to admit several moments in the formation of the deposits in Romania is imposed. The oldest reservoirs saturated with hydrocarbons are of Devonian, Triassic and Middle Jurassic age and they have been found in the Moesian platform. As their existence is connected with the old uplift — Craiova—Balș—Optași — one may admit that the respective deposits were entrapped during the pre-Cretaceous. The assigning of an earlier age to them is not justified as the producing Devonian at Bibești is transgressively covered by the Triassic and



it is impregnated with oil. The Triassic seems to support directly the Malm deposits. Moreover, several accumulations, located in the Triassic, form deposits common with those of the Dogger (Ciurești, Oporelu, Iancu Jianu?). The deposits of the Lower Cretaceous, grouped in the eastern half of the platform, are more often independent from the Sarmatian-Pliocene ones and, therefore, they probably formed during the Upper Cretaceous.

The deposits of the Paleogene flysch zone are later than the new styric phase, when the median-marginal unit, which protect these deposits, has been entrapped. As regards most of the accumulations of the Carpathian foredeep (the sunk margins of the Vorland being included), they seem to have been formed progressively from the last styric phase to the Levantin as the subsidence process and the migration of the axis of this zone became more intensified. It is this time that the redistribution of other accumulation, mainly on the external flank (epiplatformic) of the foredeep, has taken place. The proof of such redistributions is constituted by the Brădești deposit located in the Triassic and protected by Sarmatian pelites. Most of the accumulations of the internal depressions seem to have a similar age.

The analysis of the same map of the hydrocarbon deposits distribution leads to the conclusion that although the oil and gas accumulations are present in all seven major structural units they are not uniformly distributed on the surface of the basins but grouped in some preferential zones. The conditions which favoured such agglomerations are rather different.

Within the pre-Carpathian depression a first zone of preferential accumulation is located in the Paleogene flysch zone of Moinești. The main favourable factors consist in: the existence of the Kliwa facies made up of sandstones with fine reservoir qualities alternating with pelitic zones, possible source rocks; the presence of median-marginal nappe as protection cover; the existence of two uplifted zones represented by the Bistrița and Oituz-Slănic semispheres around which oil and gas deposits are grouped. Another group of deposits, as a matter of fact the most important one in Romania, is located in the Neogene zone and generally corresponds to the diapir folds (Ploiești-Tîrgoviște-Pitești zone). The factors which has influenced these important accumulations are as follows: a succession of Tertiary deposits with numerous sand, sandstone, marl and shale sequences, the latter presenting geochemical values characteristic of the source rocks; a folded structure represented by anticlines and synclines, very well individualized, having appreciable amplitudes; the diapirism imprinted a favourable evolution to the region as regards the structogenesis and the conditions of accumulation and protection of the deposits in the sense that the diapir anticlines or those formed progressively kept permanently high positions and constituted calling zones for hydrocarbons generated in the neighbouring sectors; diapir salt plays the part of a protecting screen unfavouring the vertical migration of oil and gas (Walters, 1940; Landes, 1959). The third preferential area of accumulation is located in Oltenia and corresponds to the Bustuchini-Socu-Ticleni-Bilteni main trend, a tantamount (of smaller sizes) of the Băicoi-Moreni-Tîrgoviște-Pitești trend. The favourable factors are the same, except the diapirism which is partly compensated by a considerable development of the Sarmatian and Helvetian deposits.

In the Moesian platform, three zones of preferential accumulation are outlined, as well. In the western part of this unit, corresponding to the Craiova-Bals-Optași uplift, deposits mainly located in the Paleozoic, Triassic and Jurassic, are grouped. The major accumulation zone of the Carpathian Vorland is situated W of Bucharest. By its symmetrical position as compared to the axis of the foredeep as well as by its importance, this zone constitutes a retort of the platform to the „giant” deposits of Băicoi-Moreni-Tîrgoviște. W of Bucharest, in the median part of the Moesian platform, the Cretaceous, Tortonian, Sarmatian and Meotian produce the main pay horizons belonging to the Sarmatian and Cretaceous. The bulk of hydrocarbons was determined by the favourable evolution of the Lower Cretaceous and



Sarmatian facies, as well as by the presence of the Tortonian deposits having reservoir properties. The existence of tight faults ensured impervious screens to the hydrocarbons accumulated in front of them. The Videle oil field, the major one in the Moesian platform, superposes positive anomalies of temperature where the geothermal gradient exceeds $5^{\circ}\text{C}/100\text{ m}$. The third preferential zone of accumulation is located in the eastern part of the platform. The favourable factors consists in the existence of a high zone, the Bordei Verde promontory, in front of a low zone, the Movila Miresii depression, an extension of the Focșani depression. Numerous pinchings out of the seams, variations of facies and faults against, a background of a continuous uplift towards E constituted the favourable framework for the formation of the Opișenești, Bordei Verde, Lișcoteanca and Jugureanu oil and gas deposits.

In the North Dobruđa promontory and pre-Dobruđan depression, it is very difficult to say about hydrocarbon concentrations on certain zones. Nevertheless, the regional geological elements and the results obtained seem to outline a zone corresponding to the northern, high margin, at the contact with the Moldavian platform, and another one corresponding to this longitudinal crest of the promontory marked by the Independența, Matca, Teșu deposits. The major favourable factor of these two sectors is constituted by the local structural conditions.

In the Moldavian platform one may notice a vast gas-bearing field in the Roman-Bacău sector characterized by the presence of numerous lenses of sands and sandstones within the mass of Sarmatian clays, against a background of a regional monocline. Just like the Videle sector, the Roman-Bacău gas-bearing field corresponds to a positive geothermal anomaly outlined around the "Șiret fault" which separates the two zones with a different basement: a Precambrian, metamorphosed one, eastwards, and another one made up of greenschists, westwards. As regards the perspective surface of the Tortonian, it is determined by the thickening of the pelitic series, probably hydrocarbon generator, on the western margin, associated with disjunctive structural elements and paleogeomorphic structures.

In the Transylvanian depression, the central part is the most prolific one. It is characterized by a thick section of Neogene sedimentary rocks, an almost equal proportion of pelites and psamites, calm domes of large sizes and appreciable amplitudes. The sizes and value of the accumulations is progressively reduced towards the margins due to the lithofacial changes, the complication of the structures and the less favourable evolution (intrafacial gaps). In the S and E outermost parts, where the gas formation passes into a coarse shore line facies, the sands and conglomerates are washed by water, while some intercalations of sandy marls contain gas.

In the Pannonian depression, the major deposits overlap the Calacea-Satchinez-Sandra-Varias buried crest. The respective region continued to be lifted during the Paleogene and Lower Miocene determining during the Neogene the accumulation of some deposits with good reservoir properties and constituting the calling center for the hydrocarbons generated in the adjacent zones. This preferential zone of accumulation is characterized by a high geothermal gradient. In the rest of the Pannonian depression no important deposits could be formed because of the reservoirs with submediocre physical properties.

No matter the region is, stratigraphically most of the deposits are grouped nearby the sedimentary gap. Very eloquent are the cases of the accumulation located in the altered basement of the Pannonian and Transylvanian depression during the Triassic and Dogger, of many deposits of the Lower Cretaceous of those of the Helvetian-Burdigalian of the pre-Carpathian depression, of the Miocene of the Pannonian depression, of the Tortonian of all Vorland units, of the greatest part of the Sarmatian, the basal Meotian and the adjacent formations. This concentration is explained by the greater frequency of the reservoir rocks nearby the strati-



graphical unconformities as well as by the possibility of hydrocarbon migration along the respective discontinuities.

The physical and chemical analyses of liquid and gassy hydrocarbons, although carried out in time using different technics, methods and criteria, indicate that in the composition of oils and gases several differentiations are noticed. Firstly, the strata with smaller depths and those which outcrop, no matter their age is, generally contain heavy oil (e. g. the Levantine of Moreni, the Pliocene of Matița-Podenii Noi, the Pliocene of Suplacu de Barcău, etc.). As the depth of the deposits increases under the conditions of a perfect protection, the oil becomes lighter. Secondly, it is noticed that the fluid hydrocarbons of the Dacian are mainly asphaltous. Decreasing on the stratigraphical scale, during the Meotian and the Miocene, the paraffine content increases (C a s i m i r, 1934) and the fluid hydrocarbons become, to a great extent, paraffinic ones (H l a n s c h e k, 1950; W a l t e r s, 1960; C r e a n g ă et al., 1962; G r i g o r a ș, P e t r i ș o r, 1963). The same analyses show that there are no intermediary types between the asphaltic oils of the Dacian and the paraffinic ones of the Meotian, this fact pointing to their different origin (H l a n s c h e k, 1950). Thirdly, the oil of the Miocene formations contacting with the producing Pliocene along the unconformable surface is of the same type with the oil of the Meotian, this fact suggesting their common origin. At a detailed examination of each oil basin or productive formation, one may notice very frequently the existence of different types of oil within the same deposit, horizon or strata. Related to these variations in the chemical composition of hydrocarbon, it is worth mentioning the presence of sulphur within the Oporelu and Bibești oil fields, located in the Triassic, Dogger and the Devonian respectively. The common factor of the two deposits is that they are found at over 3,000 m in depth.

Metallic components, the most frequent ones being vanadium and nickel, are to be found within the oils as well as the rocks constituting the producing formations or deposits supposed to be hydrocarbon generators. They probably originate in the source rock as an organic metal (L a n d e s, 1959).

Associated or free gases may contain, in different proportions, two or more components of the hydrocarbon series. The poorest gases have been found in the Transylvanian depression wherein CH_4 exceeds, in places, 99%. The rich gases usually are associated with the oil deposits. Besides hydrocarbons, in the gas composition of numerous deposits, other elements such as nitrogen and especially carbon dioxide have been pointed to, as well. The latter occurs very frequently within the Dacian associated gases reaching 30% (C r e a n g ă et al., 1962). Recently, CO_2 has been also found in the basement, the Tortonian and the Buglovia of the eastern margin of the Transylvanian depression, in proportions exceeding 80% as well as in the basement and the Pliocene or the Pannonian depression. At Ciocăia, CO_2 content reaches 99%. CO_2 found on the structures of the Pannonian and Transylvanian depressions is of internal origin, migrated on the fracture lines.

The waters associated with oil and gas deposits are very heterogenous, their degree of chemical transformation mainly indicating the ensuring or the deterioration of the preservation conditions of the hydrocarbon accumulations. According to the studies carried out by P a l a d e and T r i f u l e s c u (1969 B) the formations of interest of all seven major structural units contain waters which can be classified into four genetic types: sulpho-sodic (NaSO_4), bicarbonate-sodic (NaHCO_3), chloro-magnesian (MgCl_2) and chloro-calcic (CaCl_2). The first types represent vadose water of circulation with reduced mineralizations and they have been mainly identified on the margins of the sedimentary basins where the formations of interest outcrop or are deprived of protection conditions. The last two types characterize the enclosed, deposit waters with intergrown mineralizations which varies from some g/l to 300 g/l.



The waters associated with the oil and gas deposits contain very frequently direct micro-components, such as naphthenic acids, phenols, hydrogen sulphates, as well as indirect micro-components such as bromine, iodine, ammonium, boron.

The deposit pressures generally are equal to the pressures of the hydrostatic column. Lower values occur rarely, characterizing the reservoirs with high permeabilities and with regional developments in the Vorland units. Values superior to the hydrostatic pressures very frequently appear in the Carpathian foredeep and less in the other units. Abnormal values are found in the formations having marked lithofacial variations and in complicated tectonic ones. It is the case of the grey Helvetian, the Oligocene in the Pucioasa facies, the Cretaceous of the pre-Carpathian depression. The highest pressure gradient (20 atm/100 m) has been recorded in the Triassic and the Paleozoic of the Moesian platform, at the contact with the Getic depression (on the Bibești-Tinosu fault).

The temperature gradient joins the average values of 3°C/100 m; however, there are certain variations. The „hottest” zones correspond to the Pannonian depression, the northern margin of the Moesian platform, the Videle zone, the Roman-Bacău sector where the gradient may exceed 4°-5°C/100 m. Excepting the high temperatures of the Pannonian depression, attributed to the reduced thickness of the terrestrial crust (the nearness of the Mohorovicic surface), in the other regions the geothermal gradient is explained by the existence of some profound faults along which the heat flow has increased intensities. It is to be noticed that the geothermal stage varies on the same point vertical, not always depending on the depth. As a result, the explanation of the temperature gradient and of the heat flow generally has to be more complex. On the territory of our country there are also „cold” zones with a gradient of 2°C/100 m, corresponding to the zone with a greenschist basement as well as to other areas of the pre-Carpathian depression, with thick sedimentary rocks.

Starting from the analysis of the geothermal gradient distribution one may notice that the greater hydrocarbon deposits of the Moldavian platform (Roman-Bacău), the Moesian platform (Videle) and the Pannonian depression (Calacea-Șandra-Variaș) correspond to some „hot” zones. That is why it is not out of question that the increased temperature, without reaching prohibitive values, to have constituted a positive factor in the generation, migration and accumulation (the improvement of the reservoir properties) of hydrocarbons. This point of view have been stated in the relevant literature (K l e m m e, 1972). The hypothesis that the increased geothermal gradient could have contributed to the carrying out of the exaggerated diapirism of the Miopliocene zone and of the Transylvanian depression has been also stated (P a r a s c h i v, 1973).

The geological and exploitation works carried out during the last 120 years, certified by official papers, has ensured the research, in details and semidetails, of the seven major structural units as well as of all formations of interest within them, up to the depth of 3200-3500 m. This allowed the discovery of the main deposits and of the great part of the small and very small accumulations formed on the respective stage of depth. A limited knowledge was achieved, within the limits of the same depths, in the zones with a quite complicated tectonics, corresponding to the Paleogene flysch and to the Miocene zone of the East Carpathians. The objectives situated to the depth, above 3200-3500 m, in the units where the sedimentary rocks has such thickness, are also researched regionally or in semidetails. This situation being given, a natural question is put forward: where does the petroleum geology of Romania make for?

A first objective is constituted by the detailed research of the formations having depths of 3200-3500 m, among which the „obscure and subtle” traps (L e v o r s e n, 1966) are of a great importance. Secondly, the investigation of the objectives with depths exceeding 3200-



3500 m will be carried out. Special efforts will be made regarding the prospecting and efficient investigation of the formations with a quite complicated tectonics of the East Carpathians flysch and the Neogene zone. The drilling of the continental platform of the Black Sea will be started soon. Simultaneously, studies of valuation of schists and bituminous sands will be carried out. The reservoir engineering geology will join the efforts with regard to the increase of the final recovery factor of the deposits which are being partly exploited. These are the main directions of the future activity.

As regards the means and methods of solving the future geological matters, the stress will be laid on the improvement of carrying out, processing and interpretation of the results of the geophysical prospectings and especially the seismic ones, the improvement of the complex log investigation, the diversification and examination of laboratory analyses, the study and synthesis of all available data which lead to an improvement of the designing of the research works. Among all these means and methods, the most efficient and valuable one is the geological thought which cannot be substituted either by the carry out rhythm or by the improvement of the investigation methods. Therefore, the maximum efforts have to be directed to the improvement of such thought.

EXPLANATION OF THE PLATES

Plate I

The geological map of Romania (after the map 1 : 500,000).

1, alluvia ; 2, dunes, sands ; 3, Pleistocene ; 4, Pliocene ; 5, Sarmatian ; 6, Mediterranean ; 7, Aquitanian ; 8, Paleogene ; 9, Upper and Middle Cretaceous ; 10, Lower Cretaceous ; 11, Jurassic-Triassic ; 12, Permo-Carboniferous ; 13, Devonian-Silurian ; 14, crystalline schists ; 15, intrusive eruptive ; 16, Tertiary effusive eruptive (1) ; old effusive eruptive (2).

Plate II

Geological sections within the pre-Carpathian depression (according to I.C.P.P.G.)

1, the flysch zone of the East Carpathians from Moldavia ; 2, the flysch zone and the diapir fold zone from Muntenia ; 3, the Getic depression.

Plate III

The structural map of the Getic depression at a guide mark in the Pliocene bottom (according to I.C.P.P.G.).

Plate IV

Geological sections in North Dobrudja and pre-Dobrudja depression (according to I.C.P.P.G.).

4, North-Dobrudja promontory = Birlad depression ; 5, North-Dobrudja promontory = Foşani depression ; 6, North Dobrudja = the Danube Delta.



Plate V

Geological section (7) within the Moesian platform.

Plate VI

Geological section within the Transylvania depression (according to I.C.P.P.G.).
8, section towards SW-NE; 9, section towards N-S.

Plate VII

Geological section (10) within the Pannonian depression (according to I.C.P.P.G.).

Plate VIII

The distribution map of the hydrocarbon deposits from Romania.

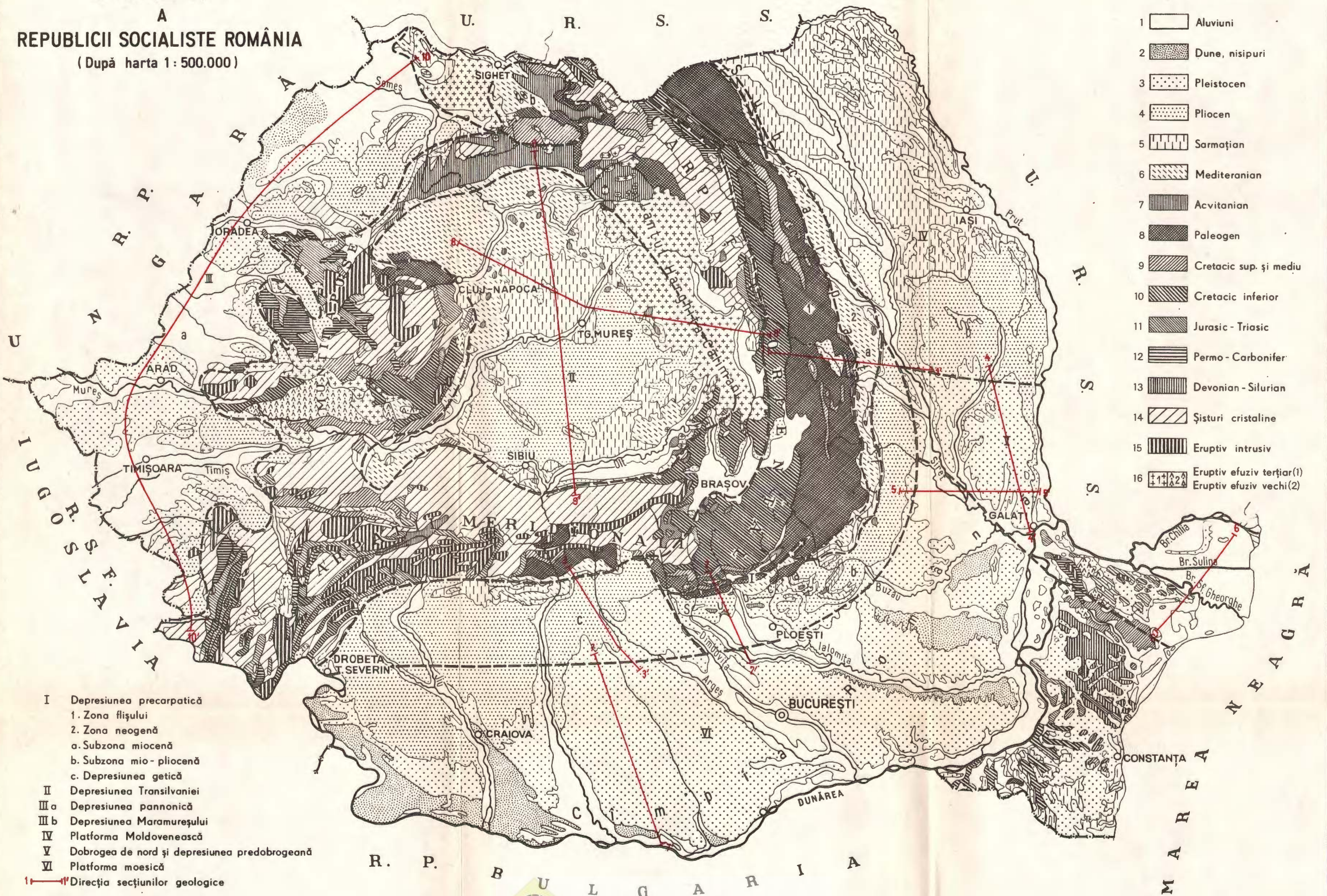
I, pre-Carpathian depression; II, Moldavian platform; III, North-Dobrudja and the pre-Dobrudjan depression; IV, Moesian platform; V, Transylvania depression; VI, Pannonian depression; 1, oil producing structures; 2, gas producing structures.



HARTA GEOLOGICĂ A REPUBLICII SOCIALISTE ROMÂNIA (După harta 1:500.000)

LEGENDA

- 1 Aluviuni
- 2 Dune, nisipuri
- 3 Pleistocen
- 4 Pliocen
- 5 Sarmatian
- 6 Mediteranean
- 7 Acvitanian
- 8 Paleogen
- 9 Cretacic sup. și mediu
- 10 Cretacic inferior
- 11 Jurassic - Triasic
- 12 Permo - Carbonifer
- 13 Devonian - Silurian
- 14 Șisturi cristaline
- 15 Eruptiv intrusiv
- 16 Eruptiv efuziv terțiar(1)
Eruptiv efuziv vechi(2)



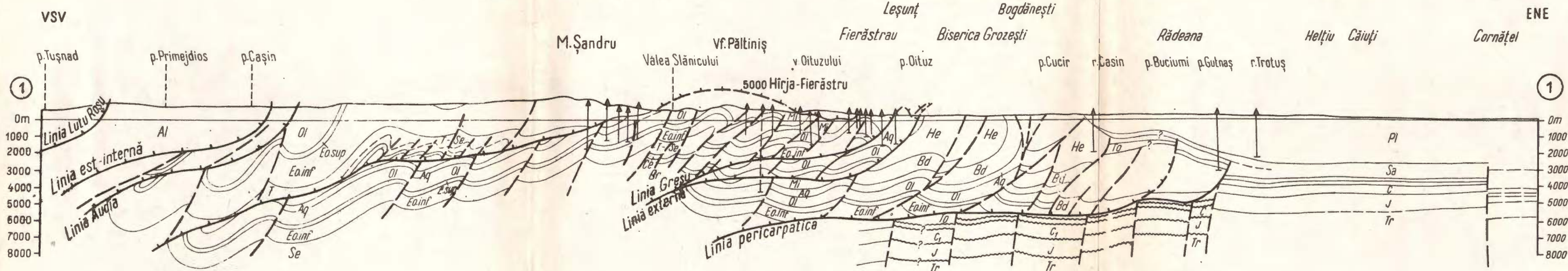
- I Depresiunea precarpatică
 - 1. Zona flișului
 - 2. Zona neogenă
 - a. Subzona miocenă
 - b. Subzona mio-pliocenă
 - c. Depresiunea getică
- II Depresiunea Transilvaniei
- III a Depresiunea pannonică
- III b Depresiunea Maramureșului
- IV Platforma Moldovenească
- V Dobrogea de nord și depresiunea predobrogeană
- VI Platforma moesică

1-2-3-4-5-6-7-8-9-10-11-12-13-14-15-16 Direcția secțiunilor geologice

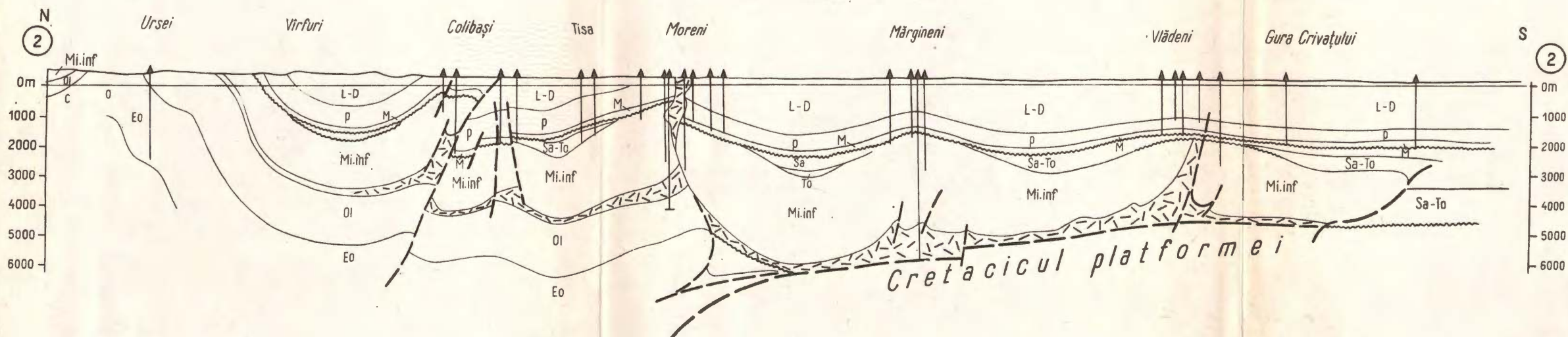
SECȚIUNI GEOLOGICE ÎN DEPRESIUNEA PRECARPATICĂ

(DUPĂ I.C.P.P.G.)

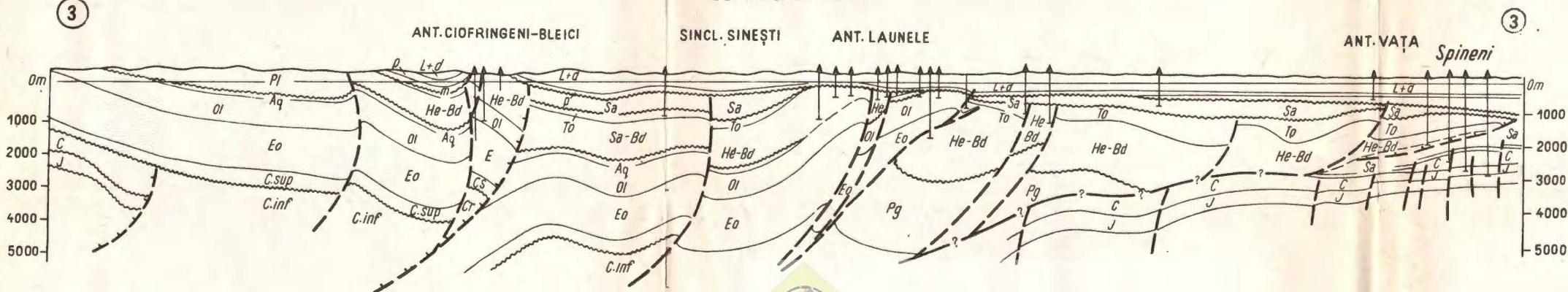
ZONA FLIȘULUI CARPAȚILOR ORIENTALI DIN MOLDOVA



ZONA FLIȘULUI ȘI ZONA CUTELOR DIAPIRE DIN MUNTENIA

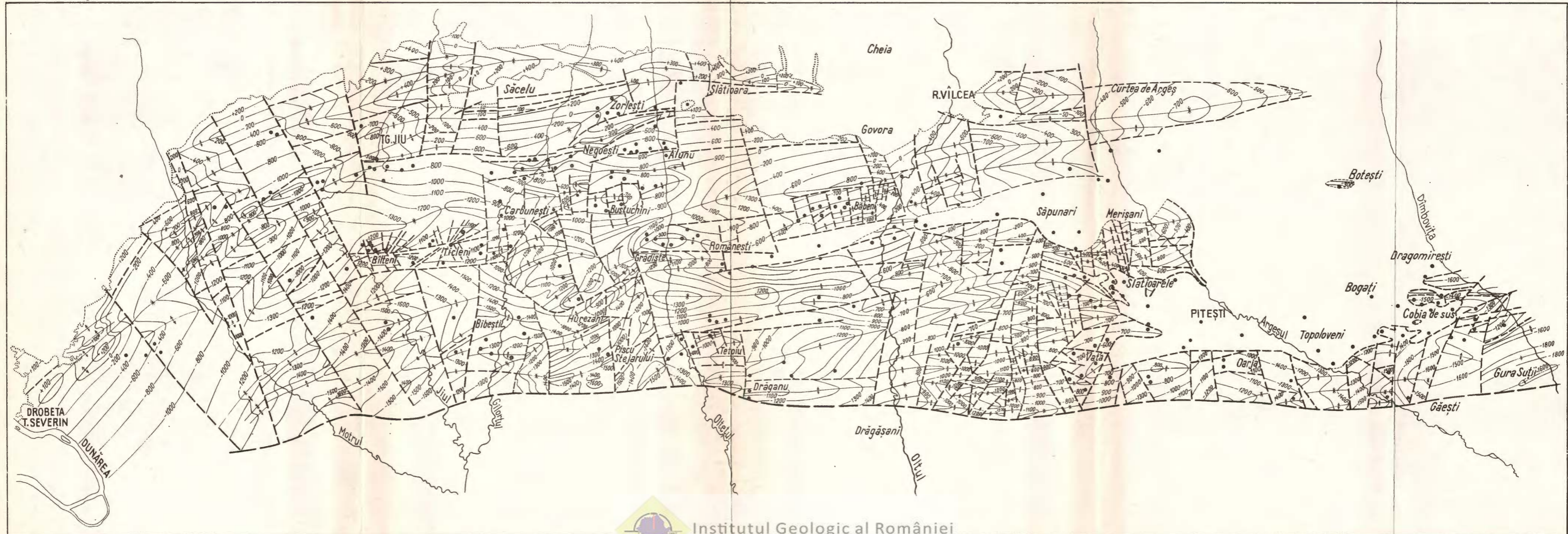


DEPRESIUNEA GETICĂ



Institutul Geologic al României

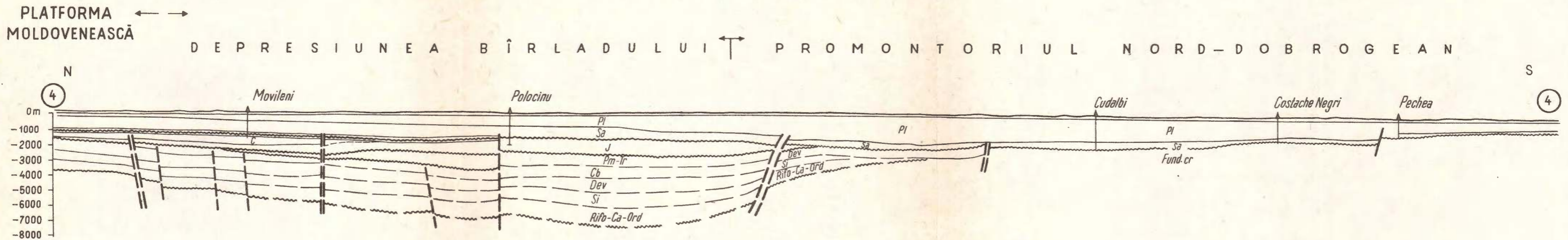
HARTA STRUCTURALĂ A DEPRESIUNII GETICE LA UN REPER DIN BAZA PLIOCENULUI
(DUPĂ I.C.P.P.G.)



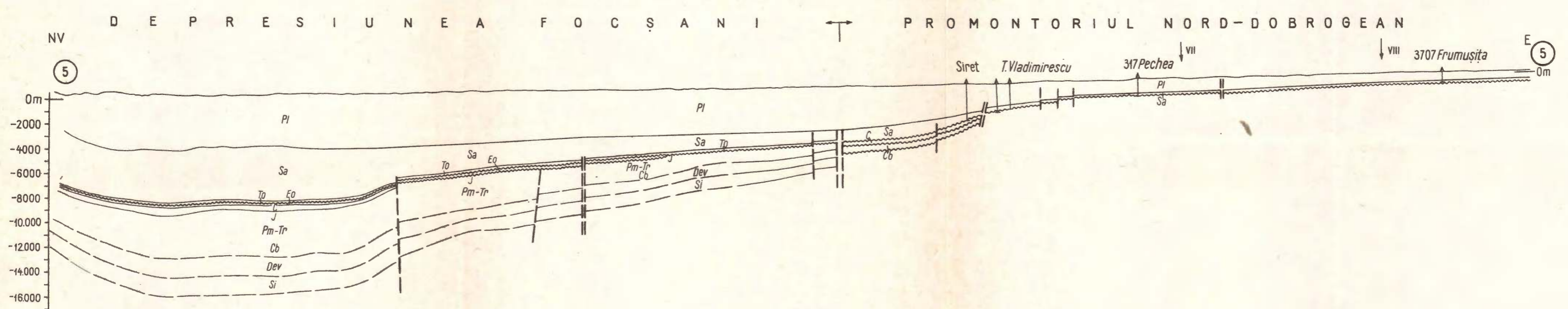
SECȚIUNI GEOLOGICE ÎN DOBROGEA DE NORD ȘI DEPRESIUNEA PREDOBOGHEANĂ

(DUPĂ I.C.P.P.G.)

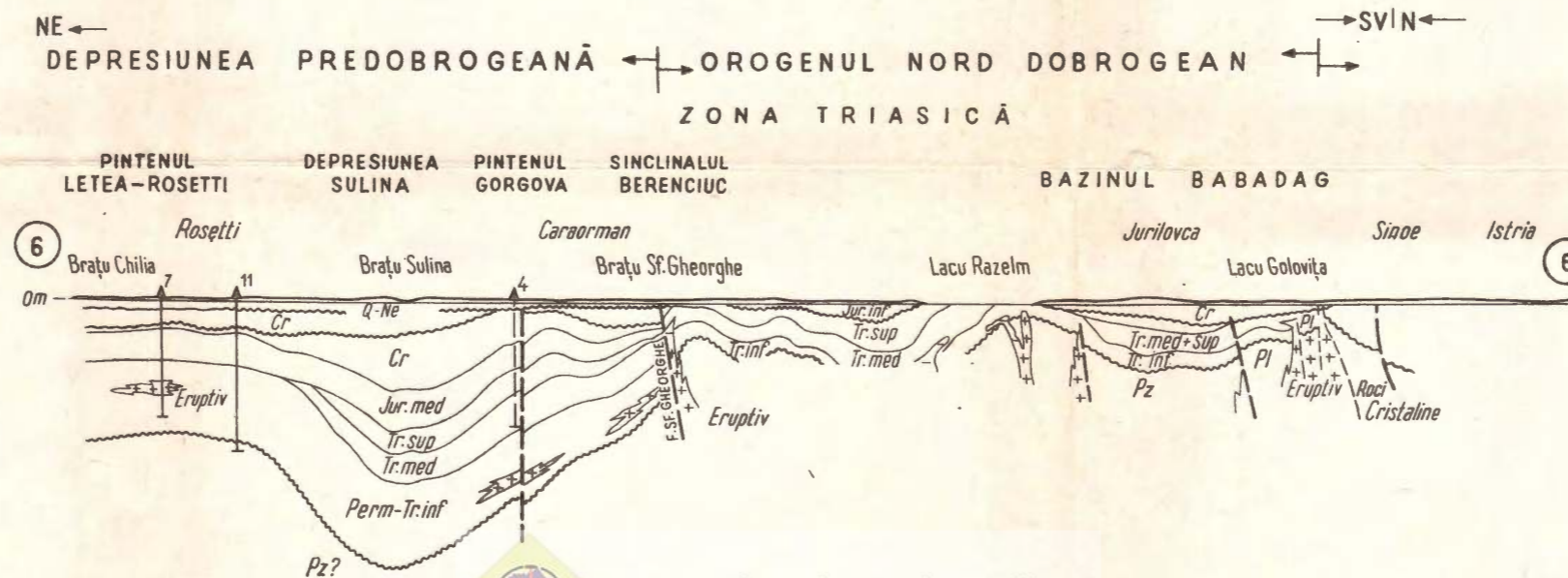
4. PROMONTORIUL NORD-DOBROGEAN - DEPRESIUNEA BÎRLADULUI



5. PROMONTORIUL NORD-DOBROGEAN - DEPRESIUNEA FOCȘANILOR



6. DOBROGEA DE NORD - DELTA DUNĂRII

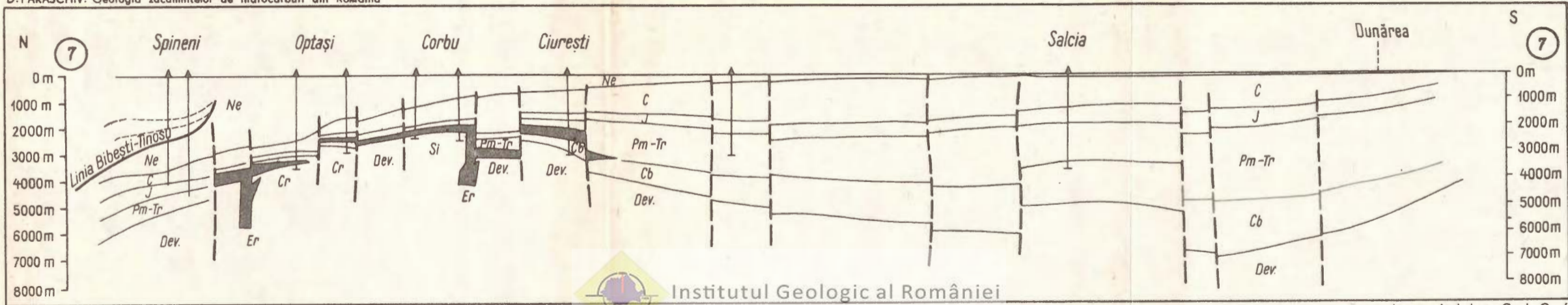


Institutul Geologic al României

SECȚIUNE GEOLOGICĂ ÎN PLATFORMA MOESICĂ

D. PARASCHIV. Geologia zăcămintelor de hidrocarburi din România

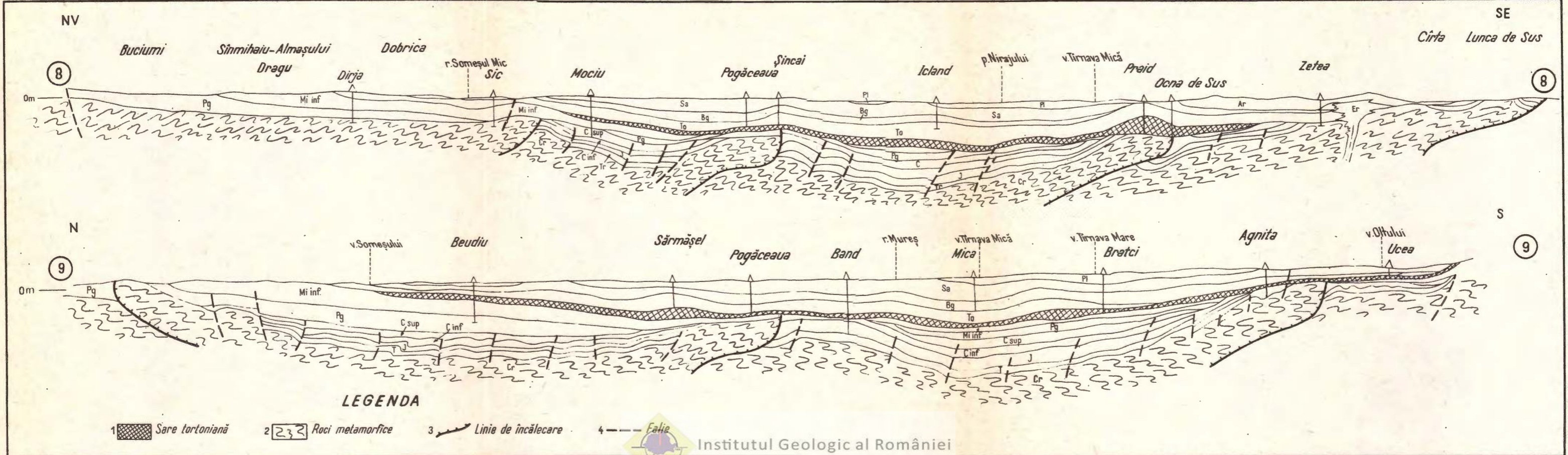
PL. V



Institutul Geologic al României

SECȚIUNI GEOLOGICE ÎN DEPRESIUNEA TRANSILVÂNIEI

(DUPĂ I.C.P.P.G.)



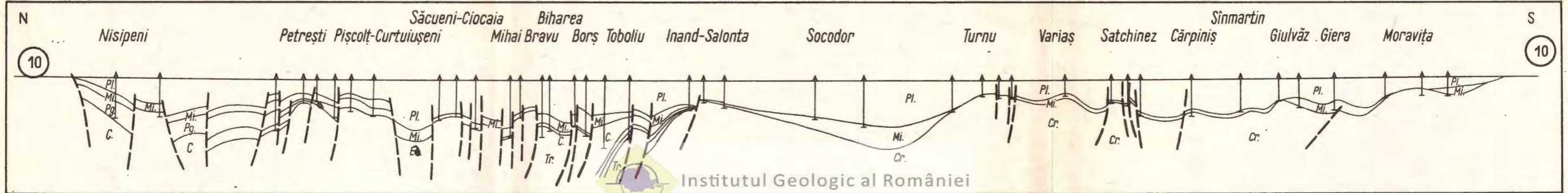
Institutul Geologic al României

SECȚIUNE GEOLOGICĂ ÎN DEPRESIUNEA PANNONICĂ

(DUPĂ I.C.P.P.G.)

D. PARASCHIV. Geologia zăcămintelor de hidrocarburi din România

PL. VII

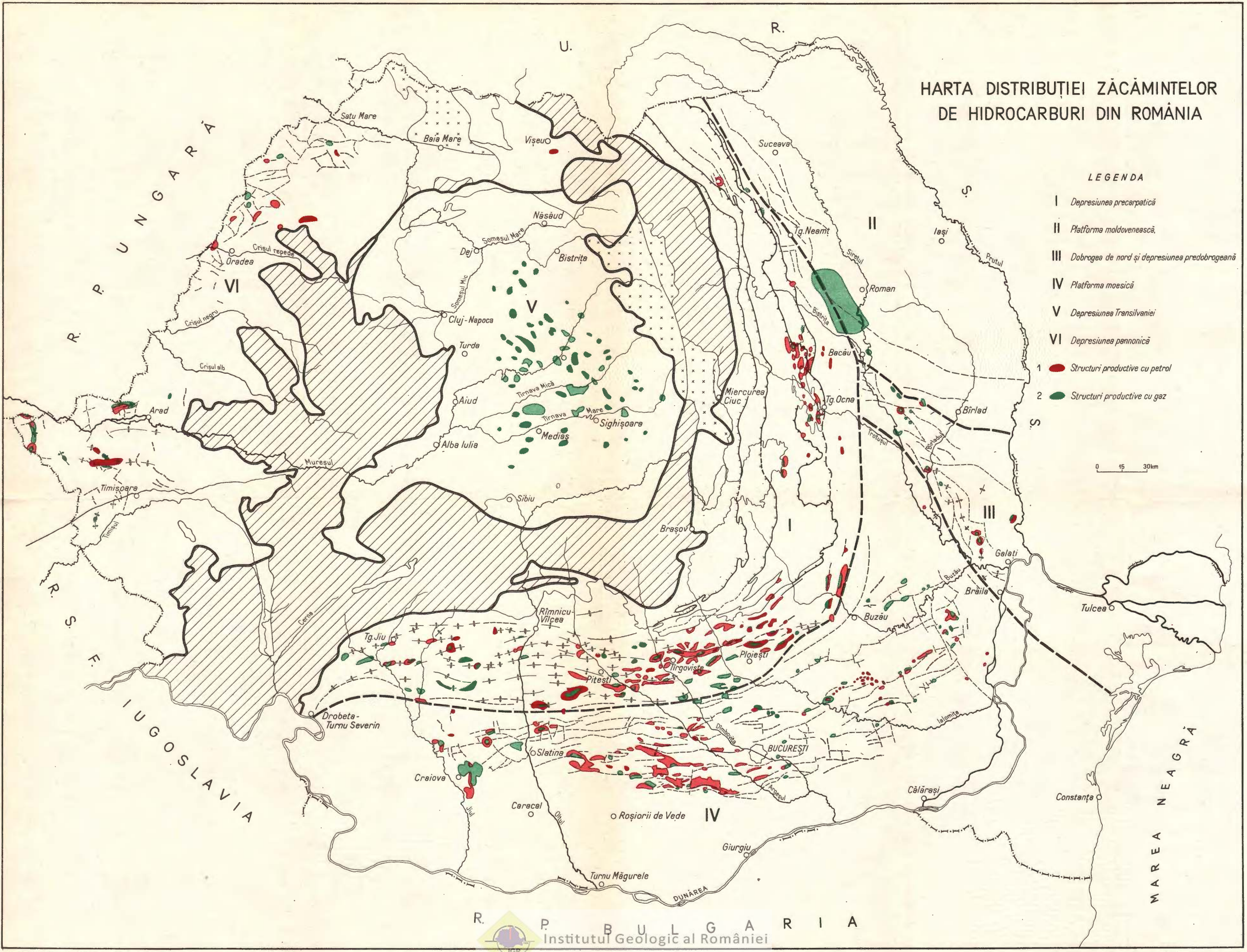
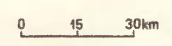


Institutul Geologic al României

HARTA DISTRIBUȚIEI ZĂCĂMINTELOR DE HIDROCARBURI DIN ROMÂNIA

LEGENDA

- I Depresiunea precarpatică
 - II Platforma moldovenească
 - III Dobrogea de nord și depresiunea predobrogeană
 - IV Platforma moesică
 - V Depresiunea Transilvaniei
 - VI Depresiunea panonică
- 1  Structuri productive cu petrol
 - 2  Structuri productive cu gaz



1008

1009

1010

1011

1012

1013

1014

1015

1016

1017

1018



Tehnoredactor: PETRA CUCIUREANU
Traducători: MARIA BORCOS, ADRIANA NĂSTASE, ANGELA
MIRICIOIU
Ilustrația: V. NIȚU

*Dat la cules: februarie 1975. Bun de tipar: aprilie 1975. Tiraaj:
900 ex. Hârtie scris IA 70×100/56 g. Coli de tipar: 22³/₄.
Comanda: 2121. Pentru biblioteci indicele de clasificare: 55(053).*

Întreprinderea poligrafică „Informația”. Str. Brezolanu nr. 23–25,
București–România



Institutul Geologic al României



Institutul Geologic al României