



MINISTERUL EDUCAȚIEI NAȚIONALE ȘI CERCETĂRII ȘTIINȚIFICE
UNIVERSITATEA PETROL – GAZE PLOIEȘTI
Facultatea de **Ingineria Petrolului și Gazelor**
Departamentul **Geologie Petrolieră și Inginerie de Zăcământ**
Școala Doctorală

TEZĂ DE DOCTORAT

**Contribuții la studiul condițiilor geologice și al factorilor de
hazard natural ale înmagazinărilor subterane de gaze**

Conducător științific,

Prof. univ. dr. ing. Nistor Iulian

Doctorand,

Ing. Vlășceanu Costin Viorel

PLOIEȘTI
2017

CUPRINS

Mulțumiri	6
Introducere	7
Capitolul I – Proprietățile fizice și termice ale gazelor naturale	9
1.1) Aspecte generale	9
1.1.1) Parametrii critici reduși și legea stărilor corespondente	10
1.2) Proprietățile fizice ale gazelor naturale	11
1.2.1) Noțiuni de teorie cinetică ale gazelor (legile gazelor perfecte)	11
a) Legea Boyle – Mariotte	11
b) Legea Gay – Lussac	13
c) Legea lui Charles	13
d) Ecuația de stare a gazelor perfecte	14
e) Legea lui Dalton	14
f) Legea lui Avogadro	14
g) Efectul Joule – Thomson	14
1.2.2) Presiunea gazelor	15
a) Presiunea absolută și relativă	16
b) Variația presiunii funcție de altitudine	16
1.2.3) Starea normală și starea standard	17
1.2.4) Densitatea gazelor	17
1.2.5) Vâscozitatea gazelor	18
1.2.6) Factorul de volum al gazelor	24
1.3) Proprietățile termice ale gazelor naturale	24
1.3.1) Temperatura	25
1.3.2) Conducția termică	27
1.3.3) Difuzia termică	30
1.3.4) Capacitatea și puterea calorifică a gazelor	30
Capitolul II – Stadiul actual privind înmagazinările subterane de gaze	33
2.1) Scurtă prezentare a proceselor de înmagazinare subterană a gazelor naturale din România și din lume	33
2.1.1) Terminologia utilizată la înmagazinarea subterană a gazelor naturale	37
a) Utilizarea terminologiei românești conform Codului Tehnic al gazelor naturale	37
b) Terminologie utilizată pe plan international	38

2.2) Condițiile realizării depozitelor de înmagazinare subterană a gazelor naturale	40
2.2.1) Caracterizarea zăcământului din punct de vedere geologic	41
2.2.2) Utilizarea sondelor la procesul de înmagazinare	44
2.2.3) Influența presiunii maxime de exploatare	45
2.2.4) Comportarea dinamică a rezervorului	45
2.2.5) Sisteme de monitorizare	46
2.2.6) Operațiile de adâncime și construcția depozitului subteran	46
2.2.7) Operațiile de injecție – extracție	46
2.3) Criterii de selecție ale zăcămintelor candidat utilizate la transformarea depozitelor naturale	47
a) Înmagazinarea subterană a gazelor naturale în zăcăminte depletate	51
b) Înmagazinarea subterană a gazelor naturale în acvifere	53
c) Înmagazinarea subterană a gazelor naturale în caverne saline	58
Capitolul III – Evidențierea factorilor de hazard natural cu privire la înmagazinările subterane de gaze	67
3.1) Comportarea formațiunilor de suprafață (scară regională)	67
3.1.1) Zgomotul	68
3.1.2) Alunecările de teren (constituția litologică de suprafață)	68
3.1.3) Acțiunea vânturilor	77
3.1.4) Cutremurele de pământ	78
3.1.5) Inundațiile	82
3.1.6) Factori antropici	84
a) Excavațiile miniere saline	84
b) Lucrări de suprafață	85
3.2) Factorii specifici depozitelor de înmagazinare subterană a gazelor naturale	85
3.2.1) Alunecările de teren	88
3.2.2) Gradul de etanșeitate al ecranului	88
3.2.3) Integritatea sondelor	89
3.2.4) Condiții de zăcământ	90
- Gradientii de presiune	90
- Gradientii presiunii de fracturare	93
- Gradientii de temperatură	95
Capitolul IV – Studiu de caz – Structura ZD (contribuții personale)	97
4.1) Cadrul geologic regional al Bazinului Transilvaniei	97
4.1.1) Istoricul cercetărilor din Bazinul Transilvaniei	98

4.1.2) <i>Stratigrafia depozitelor neogene din cuprinsul Bazinului Transilvaniei</i>	103
a) <i>Badenianul</i>	104
b) <i>Buglovianul</i>	106
c) <i>Sarmațianul</i>	107
d) <i>Pliocenul</i>	108
e) <i>Ponțianul</i>	110
f) <i>Dacianul</i>	111
4.1.3) <i>Evoluția geologică a Bazinului Transilvaniei</i>	112
4.1.4) <i>Tectonica generală a Bazinului Transilvaniei</i>	114
a) <i>Fundamentul cristalin al bazinului</i>	116
b) <i>Tectonica depozitelor prebadeniene</i>	118
c) <i>Tectonica depozitelor seriei badenian – pliocene</i>	118
4.1.5) <i>Formarea zăcămintelor de gaze din Bazinul Transilvaniei</i>	119
a) <i>Repartiția structurilor gazeifere în Bazinul Transilvaniei</i>	123
b) <i>Perspectivile de hidrocarburi ale depozitelor presenoniene din fundamental cristalin</i>	125
c) <i>Existența și perspectivele de hidrocarburi în depozitele prebadeniene</i>	126
4.2) Modelul geologic al structurii	127
4.2.1) <i>Geologia structurii analizate</i>	127
4.2.2) <i>Stratigrafia și litologia</i>	128
4.2.3) <i>Aranjamentul tectonic al structurii</i>	129
4.2.4) <i>Distribuția inițială a fluidelor</i>	130
4.3) Modelul fizic al structurii	131
4.3.1) <i>Evoluția proceselor petroliere desfășurate pe Structura ZD (istoricul exploatării, producția de fluide și presiunea de zăcământ)</i>	131
4.3.1.1) <i>Mecanismul natural de dislocuire pentru structura cercetată</i>	132
4.3.1.2) <i>Detalierea istoricului de producție pentru patru sonde intrate initial în exploatare</i>	135
4.3.2) <i>Comportarea și înregistrarea performanțelor în exploatare a depozitului de înmagazinare subterană a gazelor naturale (analiza hărților de izocumulative pe tipuri de sonde)</i>	135
4.4) Influența factorilor de hazard natural asupra procesului de înmagazinare subterană a gazelor naturale de pe Structura ZD	137
4.4.1) <i>Alunecările de teren</i>	137
a) <i>Date climatice asupra zonei studiate</i>	139

<i>b) Geomorfologia regiunii studiate</i>	140
<i>c) Date seismice asupra zonei studiate</i>	140
<i>d) Variația consistenței compactării</i>	141
<i>4.4.2) Integritatea sondelor</i>	141
<i>4.4.3) Condiții de zăcământ</i>	143
<i>a) Gradientii de presiune</i>	143
<i>b) Gradientii de fisurare</i>	143
<i>c) Gradientii de temperatură</i>	148
<i>4.4.4) Gradul de etanșeitate al ecranului</i>	148
<i>a) Analiza cimentărilor</i>	148
<i>b) Analiza perforaturilor</i>	149
<i>c) Analiza injecției</i>	149
<i>4.4.5) Studierea contaminării formațiunilor (modificarea proprietăților mediului poros)</i>	150
<i>4.4.6) Previziuni asupra posibilităților de ivire a unor evenimente</i>	153
Concluzii și contribuții personale	155
Lista figurilor	159
Lista tabelelor	162
Lista anexelor grafice	163
Bibliografie	164

Mulțumiri

Dedic această teză tuturor celor care de-a lungul anilor au contribuit la formarea mea umană, profesională și socială.

Îmi exprim recunoștința față de persoanele alături de care am avut o colaborare fructuoasă în realizarea tezei de doctorat.

Alese mulțumiri Domnului Profesor univ. dr. ing. Iulian Nistor, coordonatorul tezei, pentru încrederea, susținerea și încurajarea permanentă acordată pe tot parcursul studiilor doctorale, fără de care nu aș fi reușit. Mă bucur că între noi există o excelentă colaborare și sper să purtăm același sentiment de prietenie și în anii următori.

Domnului Conf. univ. dr. ing. Mihail Valentin Batistatu pentru sfaturile, disponibilitatea și răbdarea de care a dat dovadă de când lucrăm împreună.

În continuare, doresc să-mi exprim gratitudinea față de Doamna Conf. univ. dr. ing. Maria Stoicescu – Directorul Departamentului Geologie Petrolieră și Inginerie de Zăcământ din cadrul Universității Petrol – Gaze Ploiești, pentru sfaturile și sugestiile oferite.

În mod deosebit Agenției Naționale pentru Resurse Minerale a României și companiei S.N.G.N. ROMGAZ S.A. pentru contribuția în elaborarea prezentei lucrări.

De asemenea, mulțumesc familiei mele: mamei mele în mod deosebit, pentru ca mi-a dat viață, că mi-a insuflat principii și valori de care sunt mândru, astfel că datorită ei sunt omul de astăzi. Totodată, tatălui meu pentru sfaturile și susținerea necondiționată și îi promit că întotdeauna va fi mândru de mine.

Surorii mele îi mulțumesc pentru simplul motiv pentru că există și face parte din viața mea dar și pentru prietenia de care a dat și dă mereu dovadă.

Totodată, tuturor celor prezenți aici care mă cunosc, ma înclin în fața dumneavoastră și vă mulțumesc pentru răbdare.

*Cu deosebită considerație,
Drd. ing. Vlășceanu Costin Viorel*

Mai 2017

Introducere

Înmagazinarea subterană a gazelor naturale reprezintă o tehnologie eficientă ce se utilizează încă din anul 1915. Aceasta este folosită pentru reglarea livrării de gaze naturale dat fiind cererea fluctuantă de gaze.

Primul depozit subteran de gaze naturale din lume s-a realizat în anul 1915 și a fost experimentat cu succes într-un zăcământ depletat în *Walland County – Ontario Canada* unde, după recondiționarea sondelor s-au depozitat gaze naturale vara și s-au extras iarna următoare.

Prima înmagazinare subterană de gaze naturale modernă din România efectuată într-un zăcământ depletat s-a realizat în anul 1979 la Urziceni, aceasta având rolul de preluare și asigurare permanentă cu gaze naturale pe perioada rece a capitalei.

În țara noastră, consumul de gaze are caracter sezonier astfel că, există o perioadă rece (noiembrie – aprilie) când consumul de gaze este foarte ridicat și o perioadă caldă (mai – octombrie) când consumul de gaze este redus și producția de gaze crește ca urmare a cererii scăzute.

Teza de doctorat “*Contribuții la studiul condițiilor geologice și al factorilor de hazard natural ale înmagazinărilor subterane de gaze*” este structurată pe patru capitole, urmată de concluzii și contribuții personale, precum și un volum separat ce cuprinde 23 de anexe grafice.

Capitolul I este dedicat studiului proprietăților fizice și termice ale gazelor naturale.

În capitolul al II – lea sunt analizate terminologiile atât pe plan internațional cât și din acte normative românești privind înmagazinările subterane de gaze naturale. De asemenea sunt studiate condițiile necesare realizării unui depozit subteran de înmagazinare a gazelor naturale cât și principalele tipuri de zăcăminte ce pot fi convertite în depozite subterane. Tot în capitolul al II – lea sunt detaliate avantajele și dezavantajele ale acestor zăcăminte.

Capitolul al III – lea este destinat analizării principalilor factori de hazard natural atât în condiții de suprafață cât și în condiții de zăcământ.

Capitolul al IV – lea este reprezentat de studiul de caz – *Structura ZD*, structură care este analizată din punct de vedere geologic, fizic cât și din punct de vedere al factorilor de hazard natural. Principalele contribuții personale se pot sintetiza astfel:

- alegerea optimă a zăcămintelor utilizate ca depozite subterane de gaze. Autorul recomandă ca în cazul alegerii domurilor saline pentru depozitarea gazelor naturale, adâncimea domului să nu fie foarte mare (peste 1500 m), întrucât sarea fiind plastică are tendința să migreze prin curgere situație ce implică apariția a două cazuri: fie se poate produce obturarea

zăcământului situație în care nu-și mai păstrează forma inițială, fie se pot crea căi de migrație, caz în care zăcământul nu mai corespunde scopului pentru care a fost proiectat.

- analiza privind evidențierea factorilor de hazard natural atât la suprafață cât și în adâncime ale structurilor utilizate la procesele de înmagazinare subterană a gazelor naturale. Acești factori de hazard natural au fost identificați și analizați și pe studiul de caz cercetat.

- autorul propune un algoritm de calcul pentru determinarea istoricului de producție al depozitelor subterane de gaze naturale;

- în prezenta lucrare autorul propune realizarea a două hărți de injecție respectiv extracție, cu ajutorul cărora se delimitează în funcție de debit contribuția fiecărei sonde adusă la procesul de înmagazinare;

- având în vedere migrarea gazelor din complexul de înmagazinare Sarmațian III provocat de neetașeitățile coloanelor sondelor, autorul recomandă că nu mai este indicată continuarea înmagazinării pe acest complex. Un punct esențial abordat în prezenta lucrare este cel legat de neetașeitățile coloanelor sondelor (cimentări). Autorul propune două condiții de bază privind execuția sau refacerea unei cimentări dintr-o sondă, respectiv:

- atunci când se execută o cimentare de etanșare a sondelor trebuie obligatoriu făcută la sfârșitul ciclului de injecție, pentru că dacă aceasta se face la sfârșitul ciclului de extracție această etanșeitate se pierde conducând la fisurarea formațiunilor;

- în cazul refacerii cimentărilor coloanelor sondelor se folosesc paste de ciment cu greutate volumice mici și vâscozități mari. Pentru aceasta se poate măări raportul apă – ciment dar intervin inconveniente: durata mare de prizare, separări de apă și filtrări foarte mari iar rezistențele mecanice ale pietrei de ciment se reduc;

- de asemenea în prezenta lucrare se propune un algoritm privind calculul volumului de pori utilizați la înmagazinare;

- autorul calculează și reprezintă grafic gradientii de presiune și fisurare pentru depozitul subteran și stabilește valorile limită până la care se pot înmagazina gazele în formațiunile geologice și până la care acestea “rezistă” (nu se fisurează).

- autorul analizează și posibilitățile de ivire a unor evenimente în sonde. Unul dintre evenimente ce pot apare ca urmare a utilizării unui depozit subteran de înmagazinare a gazelor naturale este cel în care acesta comunică cu complexe aflate în curs de exploatare;

Încheierea unui acord cu Agenția Națională de Resurse Minerale cu privire la utilizarea unor date cu caracter general furnizate de concesionarul unui depozit subteran de înmagazinare a gazelor naturale, a impus respectarea următoarelor condiții conform (*Anexa text nr.1*), citez: ”nu se aprobă folosirea de date concrete, respectiv: zăcământul comercial, concesionarul, repere topografice, sondele și adâncimile reale”.

Capitolul I – Proprietățile fizice și termice ale gazelor naturale

1.1) Aspecte generale

Gazele naturale sunt definite ca hidrocarburi parafinice care în condiții normale de presiune (1,01325 bar) și temperatură (288,15 K la 15 °C) se găsesc în stare gazoasă. Gazele naturale conțin: gaze libere, gaze dizolvate din zăcămintele de țiței, gaze din capul de gaze al zăcămintelor de țiței și gaze provenite din extracția amestecurilor de gaze cu condensat.

Aceste substanțe naturale combustibile denumite și (*fluide omogene*) prezintă două proprietăți fizice caracteristice: *densitate* și *vâscozitate scăzută*. Acestea nu posedă un volum bine definit, dar ocupă în întregime volumul ce urmează a fi utilizat la procesul de înmagazinare. Gazele naturale sunt reprezentate de amestecuri de gaze hidrocarburi și nonhidrocarburi. Gazele hidrocarburi regăsite în gazele naturale sunt reprezentate în ordinea importanței lor de următoarele substanțe: metan, etan, propan, butan, pentan și mici cantități de hexan. Gazele nonhidrocarburi (*impuritățile*) cuprind următoarele substanțe: dioxid de carbon, hidrogen sulfurat și nu în ultimul rând azot.

Cunoașterea compoziției gazelor precum și a proprietăților fizico – chimice și termice pe de o parte, iar pe de altă parte înțelegerea diagramei de stare (pVT), prezintă o importanță distinctă în stabilirea soluțiilor tehnice privind proiectarea exploatarei și înmagazinării gazelor naturale. Dintre proprietățile fizice ale gazelor naturale pot fi considerate ca fiind de importanță deosebită următoarele:

- greutatea moleculară aparentă a gazelor (M_a);
- factorul de abatere de la legea gazelor perfecte (Z);
- greutatea specifică a gazelor (γ_g);
- densitatea gazelor (ρ_g);
- vâscozitatea gazelor (μ_g);
- factorul de volum al gazelor (b_g);
- volumul specific al gazelor (v);
- coeficientul izotermic de compresibilitate al gazelor (C_g);
- factorul de expansiune al gazelor (E_g);

Aceste proprietăți fizice ale gazelor se pot stabili fie direct (cu ajutorul analizelor de laborator) fie prin utilizarea relațiilor matematice. Valorile acestor proprietăți pot fi determinate cu ajutorul legilor gazelor.

Ipoteza potrivit căreia substanța gazoasă este alcătuită în toate fazele ei din particule

minuscule denumite molecule, este susținută de observațiile fizice și chimice. Moleculele unei anumite substanțe sunt identice, prezintă aceeași masă, structură, proprietăți mecanice și electrice. Modelul cel mai simplu de moleculă este reprezentat de o sferă rigidă (similar unei bile), apte să se deplaseze și ciocnească cu alte molecule/un perete, exercitând forțe de atracție/respingere asupra moleculelor învecinate. În acest caz coeziunea moleculelor este determinată de acțiunea unor forțe de natură electrică. Pentru gaze, distanța dintre molecule determină forțe de atracție foarte mici. Luând în considerare un caz ipotetic și anume faptul că singura proprietate a unei molecule de gaz ar fi forța de atracție dintre ea și celelalte moleculele învecinate, atunci toată substanța s-ar putea afla în stare lichidă/solidă.

1.1.1) Parametrii critici reduși și legea stărilor corespondente

Cei trei parametri esențiali (presiune, temperatură, compoziție) ai gazelor naturale influențează proprietățile fizice ale acestora. Se poate susține ipoteza potrivit căreia, pentru toate gazele există o ecuație general valabilă privind starea gazelor:

$$f(p, V, T) = 0 \quad (1.1)$$

unde: p, V, T – reprezintă parametri de bază (presiune, volum, temperatură).

Înlocuirea acestor parametri de bază (ce caracterizează o anumită stare a unui gaz) cu raportul dintre valorile absolute și critice ale acestora, conduce la obținerea unor parametrii reduși, astfel:

$$p_r = \frac{p_{abs}}{p_{cr}} \quad (1.2) \quad V_r = \frac{V_{abs}}{V_{cr}} \quad (1.3) \quad T_r = \frac{T_{abs}}{T_{cr}} \quad (1.4)$$

unde: p_r, V_r, T_r – reprezintă presiunea, volumul respectiv temperatura redusă;

$p_{abs}, V_{abs}, T_{abs}$ – reprezintă presiunea, volumul, respectiv temperatura absolută;

p_c, V_c, T_c – reprezintă presiunea, volumul, respectiv temperatura critică.

Funcție de parametrii reduși ecuația generală a stărilor componente se poate scrie:

$$f(p_r, T_r, V_r) = 0 \quad (1.5)$$

Această funcție este cunoscută sub denumirea de *legea stărilor corespondente*. Potrivit acestei legi, două gaze la care presiunea și temperatura reduse prezintă valori identice, trebuie să conțină același volum redus. Se poate aprecia faptul că, la aceeași presiune și temperatură reduse, diferite gaze trebuie să prezinte aceleași proprietăți fizice.

Din *legea stărilor corespondente* reiese faptul că izotermele, izobarele, izocorele și adiabatele exprimate în coordonate de presiune și temperatură reduse, [65] trebuie să fie aceleași pentru toate gazele, fapt confirmat și de experimente realizate. S-a stabilit că legea stărilor corespondente prezintă erori relativ mari chiar și pentru cele mai simple hidrocarburi, motiv pentru care această lege trebuie să fie considerată ca o lege aproximativă ce oferă rezultate suficient de bune numai pentru gazele ce au o compoziție chimică asemănătoare. Valorile

principalilor parametrilor critici ai substanțelor gazoase sunt redată în (tabelul 1.1).

Tabelul 1.1 – Parametrii critici ai principalelor substanțe [65]

Substanța	p_{crs} (bar)	V_{crs} (m ³)	T_{crs} (K)
Metan	45,99	0,006104	190,55
Etan	48,80	0,004926	305,83
Propan	42,50	0,004392	369,82
n-Butan	37,84	0,004533	425,14
i-Butan	36,48	–	408,13
n-Pentan	33,64	–	469,69
i-Pentan	33,81	–	460,39
n-Hexan	30,30	–	506,40
n-Heptan	27,40	–	539,20
n-Octan	24,90	–	568,40
Etenă	50,42	–	282,35
Propenă	46,01	–	364,85
Hidrogen	12,97	0,000837	33,20
Monoxid de carbon	34,94	0,003286	132,85
Heliu	2,27	0,014308	5,19
Azot	33,90	0,003193	126,20
Oxigen	50,43	0,002293	154,58
Dioxid de carbon	73,86	0,002138	304,20
Hidrogen sulfurat	89,40	0,002895	373,20
Apă	220,60	–	647,14
Metanol	80,92	–	512,64
Aer	37,69	0,00319	132,55

1.2) Proprietățile fizice ale gazelor naturale

Cunoașterea atât a proprietăților fizico – chimice pe de o parte, iar pe de altă parte a compoziției gazelor, reprezintă o deosebită importanță în procesele de transport, distribuție, înmagazinare și consum ale gazelor naturale.

În cazul proiectării zăcămintelor cât și al sistemului de transport și distribuție al gazelor naturale, pot fi considerate esențiale următoarele proprietăți fizice: densitatea, vâscozitatea, compresibilitatea, factorul de abatere al gazelor de la legea gazelor perfecte, umiditatea, căldura specifică. În cele ce urmează se vor prezenta atât legile cât și principalele proprietăți fizice ce guvernează gazele naturale.

1.2.1) Noțiuni de teorie cinetică ale gazelor (legile gazelor perfecte)

Sistemele gazoase în care materia se află într-o stare avansată de rarefiere poartă denumirea de *gaze perfecte*. Se definesc următoarele mărimi:

Starea normală fizică este definită de temperatura normală fizică ($T_N = 273,15$ K) și de presiunea normală fizică ($p = 101325$ Pa = 0,101325 MPa = 1,01325 bar).

Starea standard este definită de temperatura ($T = 288$ K) și de presiunea ($p = 101325$ Pa = 0,101325 MPa).

Gazele perfecte sunt definite prin câteva legi prezentate în continuare:

a) Legea Boyle – Mariotte

“În transformările izoterme, produsul dintre presiunea și volumul uneia și aceleași mase de gaz, păstrează o valoare constantă”:

$$pV = ct. \quad (1.6)$$

– Abaterile legii Boyle-Mariotte – potrivit acestei legi, în transformările izoterme, produsul “ pV ” al aceleiași mase de gaz, trebuie să mențină o valoare constantă independentă de presiunea “ p ” însă, gazele reale nu respectă această lege. Amplasând într-un sistem de coordonate rectangulare în abscisă presiunea “ p ” iar în ordonată produsul “ pV ” (fig. 1.1) pentru o temperatură dată, rezultă o dreaptă paralelă cu axa presiunilor ($pV=ct.$). Produsul “ pV ” variază invers proporțional cu creșterea presiunii, traversează punctul minim, crescând apoi liniar cu presiunea. Concomitent cu creșterea temperaturii, punctele de minim se deplasează de la dreapta la stânga.

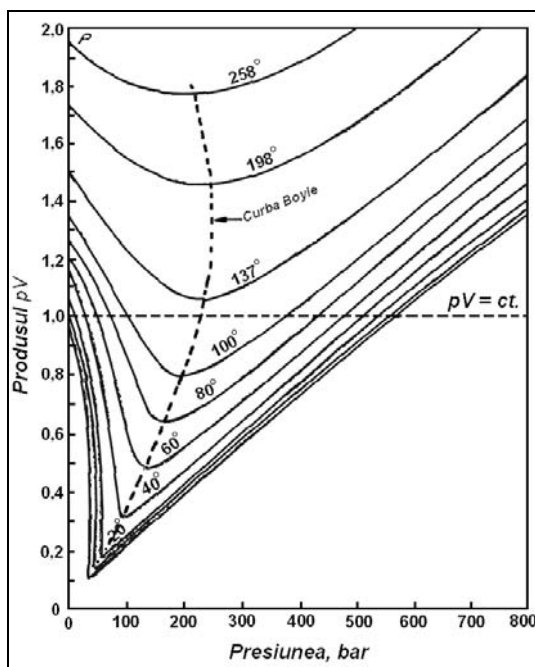


Fig. 1.1 – Diagrama produsului “ pV ” funcție de presiune [65]

Prin unirea punctelor de minim rezultă o curbă ce poartă denumirea de *curba lui Boyle*. Astfel, gazele aflate în orice punct de pe această curbă prezintă o comportare asemănătoare cu cea a gazelor perfecte. La presiuni inferioare presiunii de minim, produsul “ pV ” scade direct proporțional cu presiunea [66] iar panta curbei este negativă:

$$\frac{d(pV)}{dp} < 0 \quad (1.7)$$

În sectorul aflat la stânga *curbei lui Boyle*, gazele sunt mai compresibile decât o cere *legea Boyle – Mariotte*. La presiuni superioare presiunii de minim, panta este pozitivă “ $d(pV)/dp > 0$ ” iar produsul “ pV ” crește cu presiunea. În sectorul aflat în partea dreaptă a *curbei lui Boyle*, gazele sunt mai puțin compresibile decât o cere *legea Boyle – Mariotte*. Această comportare stabilește concluzia potrivit căreia, la presiuni mai mici decât presiunea de minim între moleculele unui gaz se exercită forțe de atracție în timp ce, la presiuni superioare presiunii de minim persistă forțele intermoleculare de repulsie.

b) Legea Gay – Lussac

“În transformările izobare, volumul unei mase gazoase variază cu temperatura sa”, astfel:

$$V = V_0(1 + \alpha \cdot t) \quad (1.8)$$

unde: V_0 – reprezintă volumul ocupat de gaz (în condiții normale);

T – temperatura ($^{\circ}\text{K}$);

$$\alpha - \text{coeficient de dilatare:} \quad \alpha = \frac{1}{273,15} \text{ grad}^{-1} \quad (1.9)$$

c) Legea lui Charles

“Transformările izocore sunt descrise de relația”: $p = p_0(1 + \beta \cdot t)$ (1.10)

unde: β – reprezintă coeficientul de creștere a presiunii (pentru toate gazele $\beta = \alpha$).

Abaterile legii Gay – Lussac și Charles [40] – conform acestora, toate gazele prezintă același coeficient de dilatare “ α ”, independent de temperatură și presiune și are expresia: $\alpha = 1/273,15 \text{ grad}^{-1}$. Coeficientul de creștere a presiunii gazelor este determinat cu ajutorul (fig.1.2), caracterizat de *legea lui Charles*, trebuie să fie independent de presiune și temperatură și egal cu coeficientul de dilatare “ α ”, conform relației:

$$\beta = \alpha = \frac{1}{273,15} \text{ grad}^{-1} = \text{ct.} \quad (1.11)$$

Având în vedere faptul că diferența dintre coeficienții “ α ” și “ β ” este apreciabilă pentru același gaz, aceștia variază invers proporțional cu presiunea motiv pentru care, coeficientul “ α ” scade iar “ β ” crește. Variațiile coeficienților “ α ” și “ β ” pornesc de la raportul: $1/273,15$.

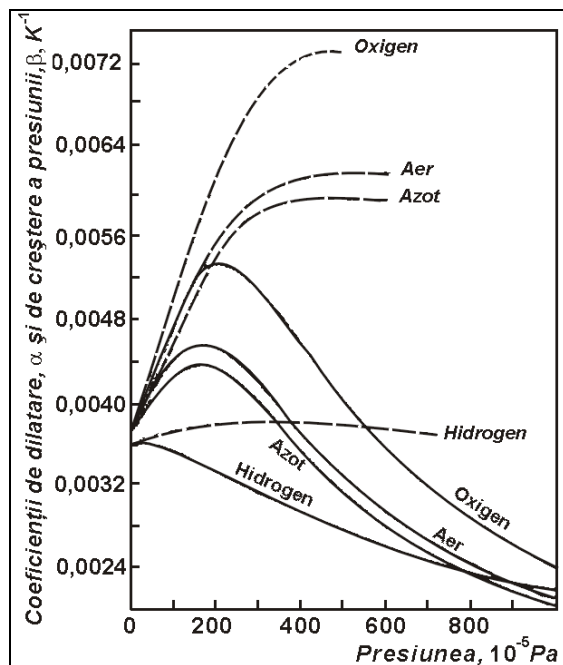


Fig. 1.2 – Graficul variației coeficienților “ α ” și “ β ” funcție de presiune [68]

La presiuni scăzute, curbele coeficientului de dilatare se intersectează cu expresia dreptei “ $\alpha = 1/273,15$ ” paralelă cu axa absciselor, iar gazele se dilată mai mult decât o cere *legea Gay – Lussac*. În schimb, la presiuni ridicate, gazele se dilată mai puțin decât o cere această lege.

d) Ecuația de stare a gazelor perfecte – este descrisă de relația de mai jos:

$$p \cdot V = \frac{p_0 \cdot V_0}{273,15} \cdot T \quad (1.12)$$

pentru un mol de gaz se poate scrie: $p \cdot V = R \cdot T$ (1.13)

unde: R – reprezintă constanta universală a gazelor perfecte ($R = 8314 \text{ J/Kmol.K}$);

Pentru o masă gazoasă formată din “ n ” moli se poate scrie: $p \cdot V = n \cdot R \cdot T$ (1.14)

e) Legea lui Dalton

“*Presiunea unui amestec de gaze este egală cu suma presiunilor parțiale ale gazelor componente*” [26].

Presiunea parțială reprezintă presiunea care ar putea fi exercitată de fiecare dintre gazele componente, dacă acestea ocupă întregul volumul al amestecului în aceleași condiții de temperatură.

$$p = \sum p_i \quad (1.15)$$

f) Legea lui Avogadro

“*Volume egale de gaze aflate în condiții identice de presiune și temperatură dețin același număr de molecule*” [9].

Numărul de molecule care se regăsește într-un mol de substanță este definit ca *numărul lui Avogadro*. Acesta are valoarea: $N_A = 6,023 \cdot 10^{23} \text{ molecule/mol}$.

g) Efectul Joule – Thomson

Din analiza *legii Gay – Lussac* se deduce faptul că destinderea în vid a unui gaz perfect nu este însoțită de nici un efect termic, iar energia internă a gazului nu depinde de volumul său. Fapt demonstrat că între moleculele gazului perfect nu se exercită forțe motiv pentru care nu posedă energie potențială, întreaga sa energie reducându-se la energia cinetică a moleculelor și atomilor din molecule. Însă, experimentele lui *Joule* și *Thomson* [22] au demonstrat faptul că la expansiunea în vid a gazelor reale se manifestă o variație importantă a temperaturii gazului (creștere/scădere) a acesteia. Între moleculele dense ale gazelor se exercită forțe de interacțiune iar gazului îi revine pe lângă energia cinetică a moleculelor și energie potențială de interacțiune moleculară. Acest fapt constituie una dintre principalele premise ce fundamentează teoria cinetico – moleculară a gazelor reale.

Efectul *Joule – Thomson* determină un argument cert despre existența forțelor intermoleculare însă, fenomenul prezintă și o deosebită importanță practică deoarece a deschis

perspectiva unui procedeu industrial de răcire și lichefiere al gazelor denumit *procedeu destinderii* (detența). Ecuația diferențială a efectului *Joule – Thomson* este:

$$dT = \frac{T \left(\frac{\partial V}{\partial T} \right)_{p=ct.} - V}{C_p} \cdot dp \quad (1.16)$$

unde: C_p – reprezintă capacitatea calorică a gazului la ($p = ct.$).

Gazele reale prezintă o diferență de temperatură “ ΔT ” ce depinde de semnul expresiei

$T \left(\frac{\partial V}{\partial T} \right)_{p=ct.} - V$, deoarece “ C_p ” este întotdeauna pozitivă. De aici se identifică două situații:

- dacă $\Delta T > 0$ după destinderea adiabatică a gazelor se produce o încălzire a acestora (eliberare de căldură).

- dacă $\Delta T < 0$ prin destindere se produce o scădere a temperaturii gazul răcindu-se (absorbție de căldură).

Există perechi de valori presiune – temperatură la care are loc inversiunea și pentru care efectul *Joule – Thomson* se anulează. Se pot defini următoarele aspecte:

- la temperaturi, presiuni și volume egale anumite gaze conțin un număr egal de molecule (*numărul lui Avogadro*). În condiții normale *numărul lui Avogadro* (N_A) are valoarea:

$$N_A = 6,02217 \cdot 10^{23} \text{ molecule/mol.};$$

- masa moleculară reprezintă masa egală cu masa unui mol și se exprimă cu relația:

$$M = N_A m \quad (1.17)$$

unde: m – reprezintă masa moleculară;

N_A – reprezintă numărul lui Avogadro.

- raportul dintre numărul de molecule dintr-o substanță și numărul lui Avogadro este definit ca *numărul de moli* (n);

- volumul molar (V_m), în condiții normale 1 mol de gaz perfect ocupă un $V_m = 22,414 \text{ m}^3$;

- *numărul lui Loschmidt*, diferite gaze în condiții de temperatură, presiune și volume egale, ocupă același număr de molecule pe unitate de volum: $L = 2,69 \cdot 10^{22} \text{ molecule/m}^3$;

- raportul dintre constanta universală a gazelor “ R ” și numărul lui Avogadro reprezintă *constantă lui Boltzman*, aceasta având valoarea: $k = 1,38 \cdot 10^{-23} \text{ J/K}$.

1.2.2) Presiunea gazelor

Presiunea reprezintă rezultatul unor lovituri succesive produse de ciocnirile moleculelor, astfel încât aceasta este egală cu variația impulsului de ciocnire raportat la suprafață [65] astfel:

$$p = \frac{2}{3} \frac{N_A}{V_m} \frac{m \cdot c^2}{2} \quad (1.18)$$

$$\text{unde: } c - \text{reprezintă viteza medie a moleculelor și are valoarea: } c = \sqrt{3RT} \quad (1.19)$$

R – reprezintă constanta universală a gazelor ($R = 8314 \text{ J/Kmol.K}$).

Ecuatia energiei cinetice medii per moleculă nu depinde de presiune, volum sau felul moleculei, ci numai de temperatură: $1/2 * mc^2 = 2/3 * kT$ (1.20)

Presiunea exercitată pe o suprafață „ S ” de către o forță „ F ” uniform repartizată este definită de raportul „ F/S ”. Se cunosc trei tipuri de bază ale presiunii definite de relațiile:

$$\text{- presiunea statică:} \quad p_{st} = \frac{F}{S} \quad (1.21)$$

$$\text{- presiunea dinamică:} \quad p_{din} = \frac{w^2}{2} \rho \quad (1.22)$$

$$\text{- presiunea hidrostatică:} \quad p_{hs} = \rho g(z_2 - z_1) \quad (1.23)$$

Unitatea de măsură în S.I. pentru măsurarea presiunii este Pascalul (Pa) sau Newton/metru pătrat (N/m^2). Pentru folosirea unității în S.I. (N/m^2) a presiunilor folosite în transportul gazelor, este necesar un număr mare de cifre pentru convertirea unităților de presiune deoarece unitatea (N/m^2) este o unitate mult prea mică ($1/98066 \text{ at./0,1 mm H}_2\text{O}$).

a) Presiunea absolută și relativă

În mod curent este necesară măsurarea diferenței dintre presiunea gazelor dintr-o conductă și presiunea aerului înconjurător la același nivel. Diferența dintre presiunea gazelor din conductă și cea atmosferică înconjurătoare poartă denumirea de *presiune relativă*. Presiunile măsurate cu ajutorul manometrului sunt presiuni relative.

În cazul calculului conductelor de transport ale gazelor naturale, trebuie să se țină cont de valoarea absolută a presiunii gazelor, astfel:

$$\text{presiunea absolută} = \text{presiunea relativă} + \text{presiunea atmosferică}.$$

b) Variația presiunii funcție de altitudine

În cazul unei incinte cu înălțimea „ h ”, ce conține gaze cu densitatea „ ρ ”, se determină presiunea superioară a incintei „ p' ”. Având în vedere și masa gazului, presiunea „ p ” la baza incintei se poate determina conform relației:

$$p = p' + \rho g h \quad (1.24)$$

$$\text{În funcție de aer se poate scrie ecuația:} \quad p_a = p'_a + \rho g h \quad (1.25)$$

unde:

„ p_a ” – reprezintă presiunea gazelor (aerului atmosferic) la partea inferioară a incintei;

„ p'_a ” – reprezintă presiunea gazelor (aerului atmosferic) la partea superioară a incintei;

„ ρ_a ” – reprezintă densitatea gazelor (aerului atmosferic).

Presiunea relativă la partea superioară și inferioară din interiorul incintei va fi:

$$p'_e = p - p'_a \quad (1.26) \quad p_e = p - p_a \quad (1.27)$$

$$\text{Integrând cele două ecuații:} \quad p - p_a = (p' - p'_a) + (\rho - \rho_a) g h \quad (1.28)$$

$$\text{De unde se poate scrie: } p_e' = p_e + (\rho_a - \rho) g h \quad (1.29)$$

Ecuția (1.29) conține unitatea de forță ascensională (în cazul unui gaz mai ușor decât aerul), arătând faptul că presiunea relativă a gazelor crește cu altitudinea. Această creștere depinde de densitatea gazelor. Pentru diferența de altitudine de 1 m, forța ascensională este dată de relația:

$$(\rho - \rho_a)g \quad (1.30)$$

1.2.3) Starea normală și starea standard

Prin definiție *starea normală* reprezintă starea fizică a unui corp caracterizată prin valori convenționale ale temperaturii și presiunii, denumite *temperatură* și *presiune normală*. Aceste stări se folosesc în tehnica transportului gazelor ca stări de referință.

În concordanță cu STAS 1665 – 81, starea normală fizică [52] notată cu indicele “N”, este caracterizată de temperatura normală fizică ($T_N = 273,15 \text{ }^\circ\text{K}$ la 0°C) și presiunea normală fizică ($p_N = 1,01325 \cdot 10^5 \text{ Pa} = 1,01325 \cdot 10^5 \text{ N/m}^2 = 1,01325 \text{ bar}$).

Prin definiție *starea standard* reprezintă starea fizică a unui corp caracterizată prin valori convenționale ale temperaturii și presiunii, denumite temperatură și presiune standard.

Conform *legii gazelor 351/2004*, starea standard, pentru care se folosește indicele “S”, este caracterizată de temperatura standard ($T_S = 288,15 \text{ K}$ la 15°C) și presiunea standard ($p_S = p_N = 1,01325 \text{ bar}$).

Se apreciază că la nivelul Uniunii Europene, temperatura de 15°C reprezintă media temperaturii anuale la care gazele circulă prin conductele de transport și distribuție.

Starea normală tehnică este caracterizată de temperatura normală tehnică ($T_n = 293,15 \text{ K}$ la 20°C) și presiunea normală tehnică ($p_n = 0,980665 \times 10^5 \text{ N/m}^2$).

1.2.4) Densitatea gazelor

Densitatea gazelor se definește ca raport dintre masa și volumul unei substanțe. În cazul gazelor aceasta poate fi calculată ca raport dintre masa moleculară și volumul molar, astfel:

$$\rho = \frac{M}{V_M} \quad (1.31)$$

unde: M – reprezintă masa moleculară a gazelor;

V_M – reprezintă volumul molar al gazelor.

Volumul molar (pentru orice gaz), la temperatura de 0°C și 760 mm col. Hg , prezintă aceeași valoare (ca urmare a legii lui Avogadro) astfel:

$$V_M = \frac{RT_0}{p_0} = 22,414 \text{ m}^3 / \text{Kmol} \quad (1.32)$$

$$p_0 = 1 \text{ bar} = 760 \text{ mm col Hg}; T_0 = 0^\circ\text{C} = 273,15 \text{ K}.$$

Densitatea gazelor reprezintă o funcție ce depinde de compoziția gazelor, presiune și temperatură. Atunci când se cunoaște compoziția gazelor, se poate calcula masa molară medie.

Cunoscând compoziția amestecului, densitatea se poate determina cu efuziometrul. În general se folosește o valoare adimensională (*densitate relativă față de aer*), ce este definită ca raport dintre densitatea gazului respectiv și densitatea aerului [34], în condiții normale de presiune și temperatură. Densitatea relativă a gazului se poate determina ajutorul relației:

$$\gamma = \frac{\rho_g}{\rho_{aer}} \quad (1.33)$$

unde: $\rho_{aer} = 1,293 \text{ Kg/m}^3$ (la p_0, T_0);

Funcție de compoziție se poate determina densitatea unui amestec gazos astfel:

$$\rho_{am} = \frac{m_{am}}{V_{am}} = \frac{\sum m_i}{\sum V_i} = \frac{\sum \rho_i \cdot V_i}{\sum V_i} = \frac{\sum \rho_i \frac{V_i}{V}}{\sum \frac{V_i}{V}} = \frac{\sum \rho_i \cdot y_{Vi}}{\sum y_{Vi}} = \frac{\sum \rho_i y_i}{\sum y_i} = \sum \rho_i \cdot y_i \quad (1.34)$$

unde: “ ρ_i ” reprezintă densitatea componentului “ i ” din amestec.

Principalele valori privind tipurile de substanță ale densităților atât în condiții normale cât și ale densităților relative față de aer sunt redate în (tabelul 1.2).

Tabelul 1.2 – Principali componenți gazoși funcție de masă molară, densitate și densitate relativă [34]

Substanță	Masa molară (g/mol)	Densitatea în condiții normale (kg/m ³)	Densitatea relativă față de aer în condiții normale
Metan (CH ₄)	16,043	0,7175	0,5549
Etan (C ₂ H ₆)	30,070	1,3550	1,0480
Propan (C ₃ H ₈)	44,097	2,0100	1,5540
n-Butan (n-C ₄ H ₁₀)	58,123	2,7090	2,0950
i-Butan (i-C ₄ H ₁₀)	58,123	2,7070	2,0940
n-Pentan (n-C ₅ H ₁₂)	72,150	3,5100	2,7100
i-Pentan (i-C ₅ H ₁₂)	72,150	3,4350	2,6600
n-Hexan (n-C ₆ H ₁₄)	86,177	4,3100	3,3300
n-Heptan (n-C ₇ H ₁₆)	100,20	5,3900	4,1700
n-Octan (n-C ₈ H ₁₈)	114,23	6,8700	5,3100
Etenă (C ₂ H ₄)	28,054	1,2610	0,9754
Propenă (C ₃ H ₆)	42,081	1,9100	1,4800
Hidrogen (H ₂)	2,016	0,0899	0,06952
Monoxid de carbon (CO)	28,010	1,2510	0,9672
Heliu (He)	4,003	0,17850	0,1380
Azot (N ₂)	28,013	1,2500	0,9671
Oxygen (O ₂)	31,999	1,4920	1,1050
Dioxid de carbon (CO ₂)	44,010	1,9770	1,5290
Hidrogen sulfurat (H ₂ S)	34,082	1,5360	1,1880
Apă (H ₂ O)	18,015	0,8640	0,6680
Metanol (CH ₃ OH)	32,042	1,8500	1,4300
Aer (A)	28,963	1,2929	1,0000

1.2.5) Vâscozitatea gazelor

Prin definiție *vâscozitatea gazelor* reprezintă o mărime fizică ce conduce procesele legate de curgerea fluidelor. Fluidele reale (lichide/gaze) prezintă această proprietate de a opune

rezistență la curgere, datorită producerii unor tensiuni interne (frecări) între stratele fluidelor ce se deplasează cu diferite viteze. Între aceste strate apare o forță care tinde să echilibreze vitezele lor de deplasare. Această forță ce apare la contactul dintre două strate adiacente a fost definită de Newton, fiind direct proporțională cu suprafața de contact “ S ” și este cu atât mai mare cu cât gradientul de viteză normal la suprafața dintre strate este mai mare și anume:

$$F = \mu \cdot S \cdot \frac{dv}{dt} \cdot \frac{\tau}{\Delta L} \quad (1.35)$$

unde: μ – reprezintă vâscozitatea dinamică ($1 \text{ cP} = 10^{-3} \text{ Ns/m}^2$);

S – reprezintă suprafața de contact dintre cele două strate;

dv/dt – reprezintă gradientul vitezei normale al celor două suprafețe;

τ – reprezintă timpul de contact;

ΔL – reprezintă distanța dintre cele două strate.

Funcție de natura gazului (compoziție), presiune și temperatură, vâscozitatea gazelor poate varia. Vâscozitatea variază invers proporțional cu conținutul în alcani, respectiv pe măsură ce conținutul în alcani superiori crește, vâscozitatea gazelor scade. Prin comparație gazele bogate prezintă vâscozitate mai mică decât cele sărace. Odată cu creșterea presiunii, vâscozitatea gazelor crește. Aceeași tendință se găsește și la creșterea temperaturii, motivul este acela potrivit căruia, odată cu creșterea temperaturii crește agitația moleculară ceea ce conduce la mărirea frecărilor interne. Determinarea vâscozității se poate face fie cu ajutorul [65]:

- *formulelor empirice*, în acest caz vâscozitatea unui gaz aflat la o temperatură “ T ”, cunoscând vâscozitatea lui la ($T_0 = 273,15 \text{ }^\circ\text{K}$) la temperatura normală, poate fi estimată cu ajutorul *relației lui Sutherland*:

$$\mu = \mu_0 \sqrt{\frac{T}{273,15}} \cdot \frac{1 + \frac{C}{273,15}}{1 + \frac{C}{T}} \quad (1.36)$$

unde: μ_0 – reprezintă vâscozitatea gazului la temperatura de $0 \text{ }^\circ\text{C}$;

C – reprezintă “*constantă lui Sutherland*”, conține valori tabelate pentru fiecare gaz;

$T = t + 273,15$ – reprezintă temperatura absolută la care se găsește sistemul.

Există însă o relație, cea a lui *Herning – Zipperer* ce determină consecințe acceptabile (cu erori de până la 2 %) chiar și la temperaturi înalte și anume:

$$\mu = \frac{\sum y_i \mu_i \sqrt{M_i T_{ci}}}{\sum (y_i \sqrt{M_i T_{ci}})} \quad (1.37)$$

unde: y_i – reprezintă fracția molară a componentului “ i ”;

M_i – reprezintă masa molară a componentului “ i ”;

T_{ci} – reprezintă temperatura critică a componentului “ i ”;

μ_i – reprezintă vâscozitatea dinamică a componentului “i” la 0 °C și presiune 1 bar.

- *nomogramelor*, aceasta reprezintă o metodă mult mai simplă pentru determinarea vâscozității cu ajutorul diagramei. Pentru determinarea vâscozității gazului în condiții date (p, T) se poate utiliza următoarea metodă:

Se determină vâscozitatea gazelor (μ_1) la presiunea de 1 bar și temperatura de zăcământ cu ajutorul nomogramei lui Carr, Kobayaschi și Burrows (fig.1.3). Cunoascând compoziția gazului, se determină masa moleculară medie, cu relația:

$$\bar{M} = \sum y_i M_i \quad (1.38)$$

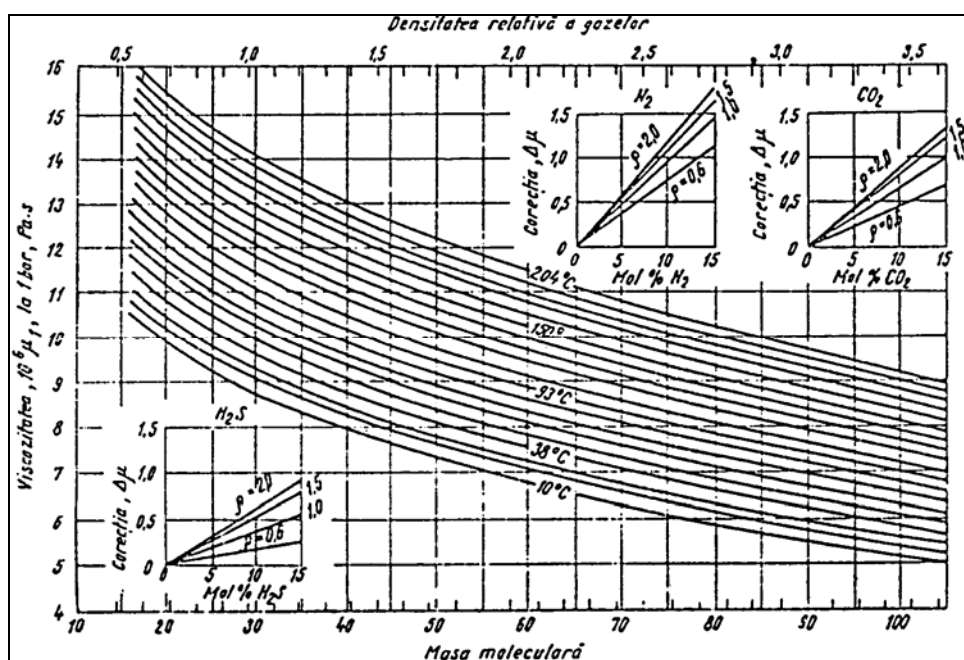


Fig.1.3 – Nomograma Carr, Kobayaschi și Burrows [34]

Dacă gazul conține impurități (H_2S , N_2 , CO_2), la vâscozitatea determinată se folosește o corecție de vâscozitate rezultată din (fig.1.3). Raportul vâscozităților “ μ_g/μ_1 ” se determină cu ajutorul diagramei (fig. 1.4) funcție de presiunea și temperatura pseudo – reduse respectiv:

$$P_{pr} = P / P_{pc} \quad (1.39)$$

$$T_{pr} = T / T_{pc} \quad (1.40)$$

unde: P_{pc} și T_{pc} – reprezintă presiunea respectiv temperatura pseudo – critice și pot fi calculate cu relațiile:

$$P_{pc} = \sum P_{Ci} y_{Ci} \quad (1.41)$$

$$T_{pc} = \sum T_{Ci} y_i \quad (1.42)$$

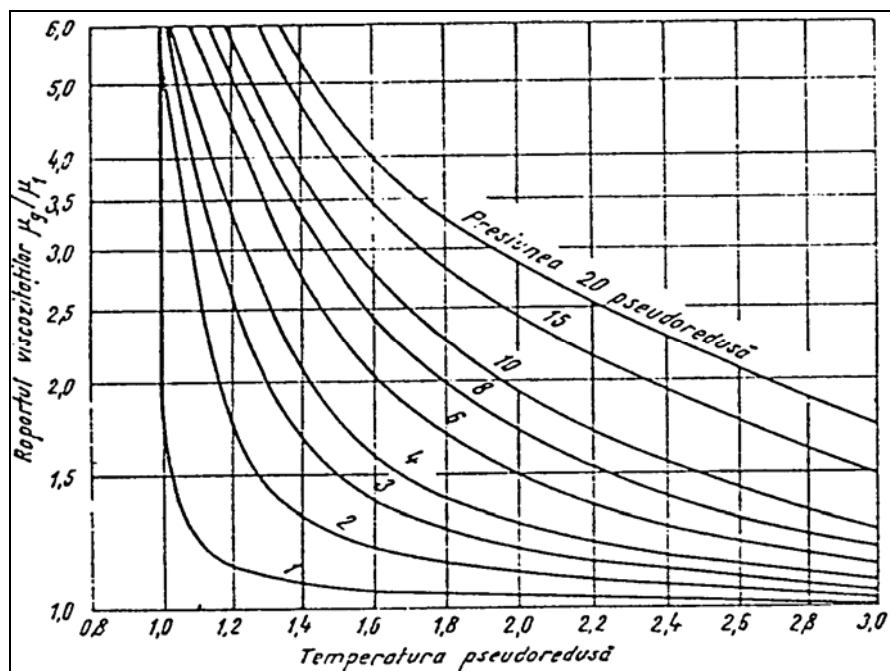


Fig.1.4 – Estimarea vâscozității gazelor în funcție de parametri pseudo – reduși [34]

Cunoscând compoziția amestecului (y_i), se poate determina densitatea relativă (fig.1.5).

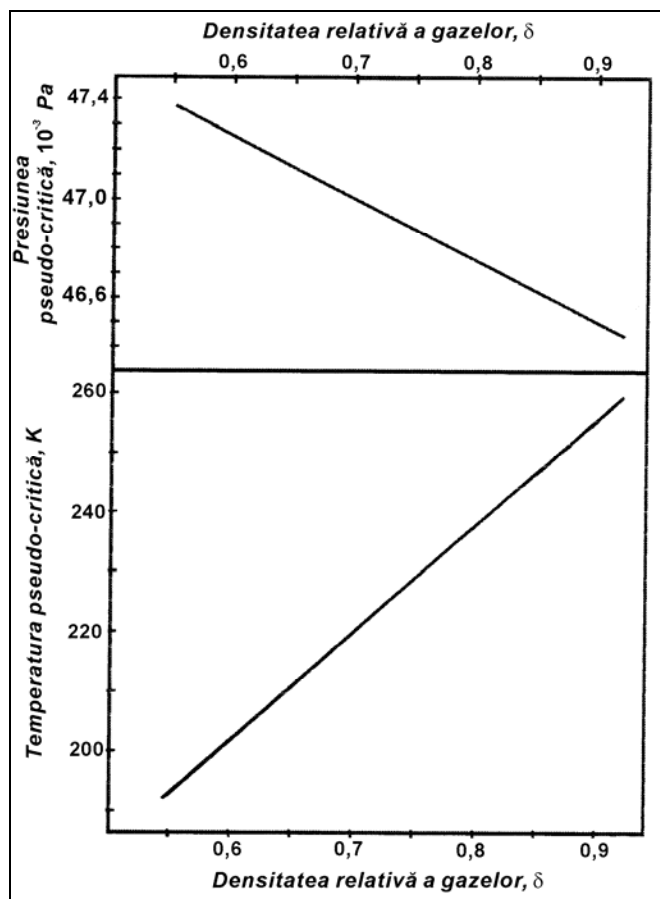


Fig.1.5 – Estimarea temperaturii și presiunii pseudo – critice când nu se cunoaște compoziția gazelor [47]

Valorile vâscozităților dinamice pentru principalele substanțe sunt redată în (tabelul 1.3).

Tabelul 1.3 – Vâscozitatea dinamică a principalelor gaze în condiții normale ($1,01325 \cdot 10^5$ Pa și 0°C) [47]

Substanța	Vâscozitatea dinamică ($10^{-6} \text{ N}\cdot\text{s/m}^2$)
Metan	10,35
Etan	8,55
Propan	7,50
n-Butan	6,80
i-Butan	6,90
n-Pentan	6,20
n-Hexan	5,90
n-Heptan	7,17 (100 °C)
Hidrogen	8,40
Monoxid de carbon	16,60
Helium	18,60
Azot	16,60
Oxygen	19,20
Dioxid de carbon	13,82
Hidrogen sulfurat	11,75
Aer	17,19

În cazul variației vâscozităților cu temperatura, pentru amestecurile de gaze naturale se poate folosi metoda Lee – Gonzales – Eakin, conform căreia:

$$\mu_g = 10^{-4} K e^{\left[x \left(\frac{\rho_g}{3,89} \right)^y \right]} \quad (1.43)$$

unde:

$$K = 0,715 \frac{(9,4 + 0,02 M_{\text{amestec}}) T^{1,5}}{209 + 19 M_{\text{amestec}} + 0,8 T} \quad (1.44); \quad x = 3,5 + \frac{1,232,5}{T} + 0,01 M_{\text{amestec}} \quad (1.45)$$

$$y = 2,4 - 0,2x \quad (1.46)$$

unde: ρ_g – reprezintă densitatea gazelor la presiunea ($p = \text{bar}$) și temperatura (T °K), în kg/m^3 , calculată cu ajutorul relației:

$$\rho_g = \frac{p M_{\text{amestec}}}{ZRT} \quad (1.47)$$

unde: M_{amestec} – reprezintă masa moleculară aparentă a amestecului de gaze.

Determinarea vâscozității gazelor naturale se poate realiza cu ajutorul relațiilor analitice pentru vâscozitatea “ μ_l ” a gazelor în starea normală și raportul vâscozităților “ μ/μ_l ”. În cazul gazelor ce prezintă impurități au fost aplicate unele corecții [57] (pentru gaze cu impurități – N_2 , CO_2 și H_2S). Calcularea valorii “ μ_l ” se realizează cu ajutorul relației:

$$\mu_l = [1,709 \cdot 10^{-8} - 2,001 \cdot 10^{-9} \cdot \delta] \cdot (1,8T - 459,67) + 8,188 \cdot 10^{-6} - 6,15 \cdot 10^{-6} \lg \delta \quad (1.48)$$

În cazul gazelor cu impurități, vâscozitatea corectată “ $\mu_{l\text{cor}}$ ” se calculează cu relația:

$$\mu_{l\text{cor}} = \mu_l + \sum_1^n \Delta\mu \quad (1.49)$$

unde: $\Delta\mu$ – reprezintă corecțiile pentru componenții nonhidrocarburi determinați cu relațiile (1.49) – (1.52):

$$\Delta\mu_{N_2} = y_{N_2} (8,48 \cdot 10^{-6} \lg \delta + 9,59 \cdot 10^{-6}) \quad (1.50)$$

$$\Delta\mu_{CO_2} = y_{CO_2} (9,08 \cdot 10^{-6} \lg \delta + 6,24 \cdot 10^{-6}) \quad (1.51)$$

$$\Delta\mu_{H_2S} = y_{H_2S} (8,49 \cdot 10^{-6} \lg \delta + 3,73 \cdot 10^{-6}) \quad (1.52)$$

Aceasta presupune cunoașterea compoziției gazului. În cazul în care compoziția gazului nu se cunoaște (y_i) se poate utiliza diagrama din (fig.1.6), de unde se pot citi valorile pentru presiunea și temperatura pseudo – critică, în funcție de densitatea relativă a gazului respectiv.

La curgerea fluidelor se poate utiliza vâscozitatea cinematică a gazelor, definită ca raport dintre vâscozitatea dinamică și densitate. Astfel:

$$\nu = \frac{M}{\rho} \quad (1.53)$$

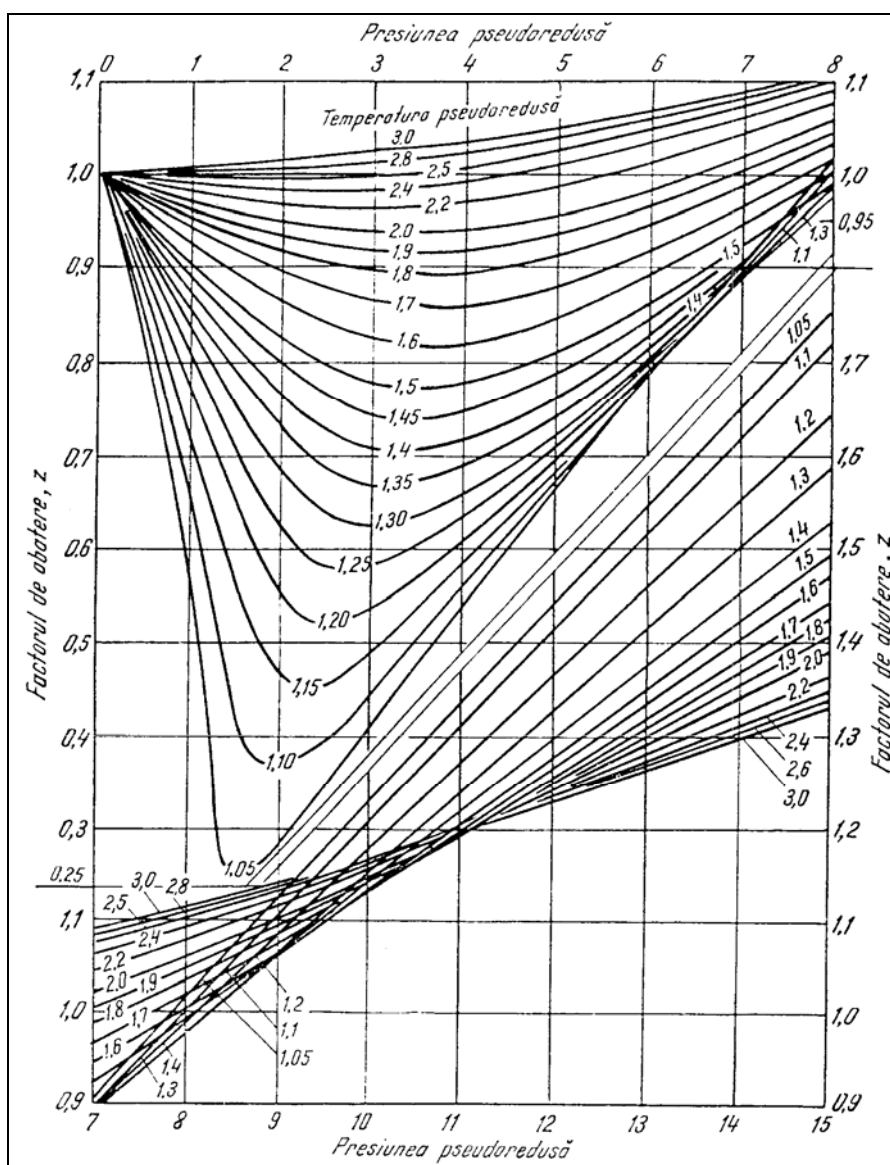


Fig.1.6 – Variația factorului de abatere "Z" funcție de presiunea și temperatura pseudo-reduse pentru metan[34]

Unitățile de măsură în S.I., pentru vâscozitatea dinamică, este „Pa.s”, iar pentru cea cinematică este „m²/s”. În aplicațiile practice se utilizează „Poise”(P) sau submultiplul său „centi Poise”(cP), ($1cP = 10^{-2}P = 10^{-3} Pa.s$). Pentru vâscozitatea dinamică „Stokes”(S), sau submultiplul său „centi Stocks”(cSt) ($1cSt = 10^{-2} St = 10^{-4} m^2/s$).

1.2.6) Factorul de volum al gazelor

Prin definiție *factorul de volum al gazelor* reprezintă raportul dintre volumul ocupat de o anumită cantitate de gaze în condiții de zăcământ și volumul ocupat de aceeași cantitate de gaze în condiții standard [47]:

$$b_g = \frac{V_g}{V_{g0}} \quad (1.54)$$

unde: V_g – reprezintă volumul ocupat de gaze în condiții de zăcământ;

V_{g0} – reprezintă volumul ocupat de gaze în condiții standard.

Factorul de volum al gazelor este adimensional și subunitar. Calculul lui „ b_g ” se face plecându-se de la ecuația de stare a gazelor reale valabilă pentru condiții de zăcământ, respectiv standard:

$$pV = ZRT \quad (1.55) \quad p_0V_0 = Z_0RT_0 \quad (1.56)$$

unde: p – reprezintă presiunea;

V – reprezintă volumul ocupat de gaze;

Z – reprezintă factorul de abatere al gazului real de la comportarea gazelor perfecte;

R – reprezintă constanta universală a gazelor ($R = 8314 J/Kmol.K$);

T – reprezintă temperatura.

Cunoscând factorul de abatere ($Z_0 = 1$) și făcând raportul ecuațiilor (1.55) și (1.56) rezultă:

$$b_g = \frac{V}{V_0} = Z \frac{T}{T_0} \frac{p_0}{p} \quad (1.57)$$

unde: Z – reprezintă factorul de abatere al gazului real de la comportarea gazelor perfecte. Acesta se poate determina cu ajutorul diagramei (fig.1.6), în funcție de presiunile și temperaturile pseudo – reduse. Conform *legii stărilor corespondente*, diagrama se cuvine ar fi valabilă pentru toate gazele, în realitate este valabilă doar pentru gazele cu proprietăți asemănătoare.

Aceasta presupune cunoașterea compoziției amestecului gazos. În cazul în care nu se dispune de analiza gazului respectiv dar se cunoaște densitatea relativă a gazului, se poate utiliza diagrama din (fig.1.6), determinând presiunile și temperaturile pseudo – critice.

1.3) Proprietățile termice ale gazelor naturale

Fluidele aflate într-o stare de echilibru dată prezintă o anumită energie ce poate fi găsită sub diverse forme respectiv: internă, mecanică sau nucleară. Mărimea acestor forme de energie poate de asemenea fi exprimată numai în raport cu o stare de referință. În concordanță cu legea

conservării energiei, fluidele ce nu se regăsesc în stare de echilibru se pot transforma dintr-o formă în alta sau pot fi transportate de la un sistem la altul.

Sistemele termodinamice cuprind un număr mare și totodată finit de particule, delimitat în spațiu de o suprafață reală de control. Tot ce există în afara sistemului și poate acționa asupra sa constituie mediul ambiant. De exemplu sistemele pot dispune de schimburi de energie cu mediul exterior. Sistemele care-și schimbă substanța cu mediul exterior se numesc *sisteme deschise*, iar cele care nu-și pot schimba substanța cu mediul exterior se numesc *sisteme închise*. Sistemul care nu poate avea schimb de energie cu mediul exterior se numește *sistem adiabatic*.

Starea unui sistem termodinamic este determinată de starea externă exprimată prin cantitatea de substanță (*masa sistemului*), volumul, viteza și înălțimea de poziție într-un anumit sistem de referință, precum și de starea internă. Starea internă a sistemului influențează valorile parametrilor de stare. Această stare este determinată pe de o parte de mărimile de stare: presiune, temperatură și volum masic, iar pe de altă parte de mărimile de stare calorice: energie internă, entalpia, entropia, energia liberă și entalpia liberă. Principalele proprietăți termice ce influențează gazele naturale sunt prezentate în cele ce urmează.

1.3.1) Temperatura – reprezintă parametrul de stare intern și intensiv. Din punct de vedere al parametrilor externi constanți, temperatura reprezintă o funcție de energie determinând în acest fel o măsură a acesteia.

Potrivit principiului zero al termodinamicii, temperatura unui sistem constituie o proprietate ce prezintă valori identice cu cele ale altor sisteme în momentul în care aceste sisteme interacționează între ele. Însă, temperatura reprezintă o măsură a gradului de încălzire și/sau răcire a unui sistem termodinamic. A fost determinat ca punct fix fundamental al apei *punctul triplu*, atribuindu-se prin definiție, temperatura de 273,15 °K.

Potrivit teoriei cinetico – moleculare a căldurii pentru gaze perfecte, temperatura absolută este direct proporțională cu pătratul vitezei medii a moleculelor, având ca factor de proporționalitate “ $R/3$ ” (R – constanta gazului) [34]. Principalele tipuri de temperatură întâlnite în studiul proprietăților termice ale gazelor naturale sunt prezentate în cele ce urmează.

Temperatura la care un component pur trece din fază lichidă în fază gazoasă (vapori) poartă denumirea de *temperatură de fierbere*. Orice component pur are propria temperatură care poate trece din faza lichidă în faza gazoasă. Aceasta este influențată de presiunea la care se află componentul respectiv. Punctul de rouă al vaporilor de apă din gazele naturale corespunde presiunii și temperaturii la care conținutul în vapori este egal cu umiditatea de saturație. În (*tabelul 1.4*) sunt redate temperaturile limită interfazice (*la $p=1,01325$ bar*) pentru principalele substanțe gazoase.

Tabelul 1.4 – Temperaturile limită interfaze ale principalelor substanțe gazoase [34]

Substanță	Punct de fierbere (temperatura de saturație), °C	Punctul de îngheț, °C	Coefficient de dilatare volumică
Metan	– 161,49	– 182,46	–
Etan	– 88,60	– 182,80	–
Propan	– 42,08	– 187,63	–
n-Butan	– 135	–	–
i-Butan	– 145	–	–
n-Pentan	36,07	– 129,73	0,00160
n-Hexan	68,74	– 95,32	0,00135
n-Heptan	98,42	– 90,58	0,00124
n-Octan	125,7	– 56,8	0,00114
Hidrogen	– 252,75	– 259,19	–
Monoxid de carbon	– 191,5	– 205,02	–
Heliu	– 268,93	– 270,97	–
Azot	– 195,81	– 210,0	–
Oxigen	– 182,96	– 218,79	–
Dioxid de carbon	–	– 56,48	–
Hidrogen sulfurat	– 60,27	– 85,48	–
Apă	100	0	0,00018

Temperatura la care un component pur trece din fază lichidă în fază solidă, poartă denumirea de *temperatură de solidificare*. Ca și în cazul anterior (cel al temperaturii de fierbere), orice component pur are de asemenea propria temperatură de solidificare ce depinde de presiunea la care se găsește componentul.

Temperatura la care un component pur trece din fază gazoasă direct în fază solidă se numește *temperatură de sublimare*. Și în acest caz fiecare component pur are propria temperatură de sublimare, iar această temperatură este influențată de presiunea la care se află componentul respectiv.

Temperatura de aprindere este în general mai scăzută în cazul arderii în oxigen/aer uscat decât în cazul arderii în oxigen/aer umed caz în care azotul (N) și vaporii de apă îngreunează contactul moleculelor de oxigen. Această temperatură este evidențiată de viteza cu care se dezvoltă flacăra în masa amestecului gaz – carburant, de compoziția și nu în ultimul rând de concentrația gazului combustibil din amestec. Fiecare gaz combustibil prezintă anumite limite gaz – aer ce produce aprinderea (tabelul 1.5).

Tabelul 1.5 – Temperaturile și limitele de aprindere pentru principalele substanțe combustibile [34]

Substanța	Temperatura de aprindere, °C la presiunea de $1,01325 \cdot 10^5$ Pa		Limitele de aprindere (% gaz în aer)	
	în aer	în oxigen uscat	inferioară	superioară
Metan	580	535	5,00	15,00
Etan	490	–	3,00	12,50
Propan	480	470	2,10	10,10
n-Butan	480	–	1,86	8,41
i-Butan	423	280	1,80	8,44
n-Pentan	327	–	1,40	7,80
Hidrogen	570	560	4,00	75,00
Monoxid de carbon	610	590	12,50	74,00

Limitele amestecurilor de gaze combustibile, se determină cu ajutorul relației lui *Le Châtelier*:

$$L_{am} = \left(\frac{y_1}{L_1} + \frac{y_2}{L_2} + \dots + \frac{y_n}{L_n} \right)^{-1} \quad (1.58)$$

unde: L_{am} – reprezintă limita (maximă/minimă) a amestecului de gaze combustibile;

$y_1 \dots y_n$ – reprezintă fracțiile molare/volumice ale componentelor;

$L_1 \dots L_n$ – reprezintă limitele de amestec (maximă/minimă) ale componentelor.

Având în vedere faptul că gazele naturale sunt substanțe naturale combustibile (se aprind și ard ușor), la presiunea atmosferică temperatura de aprindere este de circa 700 °C. Scăderea temperaturii de aprindere este invers proporțională cu creșterea presiunii în timp ce, la presiuni mai mari de 5 Mpa aprinderea nu se produce sub 450 °C. În cazul unui amestec ce conține 10 % metan în atmosferă, temperatura maximă a flăcării este de circa 1800 °C. Limita maximă de explozie a amestecului gaz – aer este de circa 15 % fiind funcție de modul de propagare al flăcării respectiv: - propagare verticală: 5 – 15 %;

- propagare orizontală: 5,5 – 14 %;

Prin simpla încălzire, aprinderea unui amestec gazos (combustibil) până la o temperatură stabilită, poartă denumirea de *temperatură de autoaprindere* (explozie termică). Această temperatură diferă în funcție de concentrația combustibilului [36].

1.3.2) Conducția termică reprezintă proprietatea materiei de a realiza un transfer de căldură care în cazul gazelor se realizează prin ciocniri succesive între molecule. Prin conducție se înțelege curentul de căldură din materie [47]. Conducția termică în cazul gazelor este influențată de temperatură.

Coeeficientul de conducție termică notat cu “ λ ” [36] este definit ca raport dintre densitatea fluxului termic și gradientul de temperatură. Valoarea acestui factor de proporționalitate este dată de ecuația:

$$\lambda = \frac{Q}{S \left| \frac{\partial T}{\partial n} \right|} \quad (1.59)$$

unde: Q – reprezintă cantitatea de căldură ce traversează unitatea de suprafață;

S – reprezintă aria suprafeței;

$\partial T / \partial n$ – reprezintă gradientul de temperatură.

Potrivit teoriei cinetico – moleculare a gazelor, folosind distribuția lui Maxwell, conductivitatea termică a unui gaz notată cu “ λ_g ” se poate exprima cu ajutorul relației:

$$\lambda_g = \frac{1}{3} \rho_g w l c_{vg} \quad (1.60)$$

Estimând același model ce aparține teoriei cinetico – moleculare, vâscozitatea dinamică a

gazului notată cu “ μ_g ” poate influența conductivitatea termică, ambele mărimi influențând proprietățile de transport din cadrul aceluiași mecanism de ciocniri moleculare, astfel:

$$\mu_g = \rho_g w l \quad (1.61)$$

iar expresia (1.60) se poate scrie astfel:

$$\lambda_g = \frac{1}{3} \mu_g c_{vg} \quad (1.62)$$

Față de măsurătorile experimentale, rezultatele obținute cu ajutorul acestei teorii sunt corecte dar apar abateri mari. În cazul moleculelor monoatomice sferice și rigide cu ajutorul distribuției lui Boltzmann pentru conductivitatea termică se poate scrie relația (1.63), iar în cazul gezelor poliatomice în conformitate cu datele experimentale se determină relația (1.64):

$$\lambda_g = \frac{5}{2} \mu_g c_{vg} \quad (1.63) \quad \lambda_g = \left(\frac{9}{4} - \frac{5}{4\gamma} \right) \mu_g c_{pg} \quad (1.64)$$

Raportul “ $\mu_g c_{pg} / \lambda_g$ ” este adimensional și reprezintă *numărul lui Prandtl*, relația (1.63) devine:

$$\frac{\lambda_g}{\mu_g c_{pg}} = \frac{1}{Pr} = \frac{9}{4} - \frac{5}{4\gamma} \quad (1.65)$$

Relația (1.65) determină concluzia potrivit căreia *numărul lui Prandtl* este dependent numai de exponentul adiabatic “ γ ”. Pentru gaze numărul lui Prandtl variază puțin funcție de temperatură și presiune, având valorile: - pentru gazele perfecte biatomice $Pr = 0,73$;
- pentru gazele perfecte poliatomice $Pr = 0,767$.

Pentru gaze monoatomice se poate scrie relația:

$$\frac{\lambda_g}{\mu_g c_{pg}} = \frac{1}{Pr} = \frac{5}{2} \cdot \frac{1}{\gamma} \quad (1.66)$$

În general, în cazul gazelor reale *numărul lui Prandtl* nu diferă mai mult de 10 % față de valorile corespunzătoare gazelor perfecte. Se poate determina dependența conductivității termice a gazelor funcție de temperatură “ $\lambda_{g,T}$ ”, cunoscând valoarea acestei mărimi la temperatura de referință ($T_N = 273,15 \text{ }^\circ\text{K}$), “ $\lambda_{g,N}$ ” astfel:

$$\lambda_{g,T} = \lambda_{g,N} \left(\frac{T}{T_N} \right)^{3/2} \quad (1.67)$$

O altă dependență dintre conductivitate și temperatură este *relația lui Sutherland*:

$$\lambda = \lambda_0 \frac{1 + \frac{C}{T_0}}{1 + \frac{C}{T}} \sqrt{\frac{T}{T_0}} \quad (1.68)$$

unde: C – reprezintă *coeficientul lui Sutherland*. Valorile acestuia pentru principalele substanțe gazoase sunt redată în (tabelul 1.6), astfel:

Tabelul 1.6 – Coeficientul Sutherland pentru gaze [36]

Substanța	C
Azot	113
Hidrogen	72
Metan	198
Oxigen	138
Vapori de apă	650

unde: T – reprezintă temperatura gazului;

T_0 – reprezintă temperatura de referință ($T_0 = 273,15 \text{ }^\circ\text{K}$);

λ_0 – reprezintă conductivitatea gazului în condiții de referință.

Valorile principalelor substanțe gazoase pentru conductivitate se găsesc în (tabelul 1.7).

Tabelul 1.7 – Conductivitatea principalelor substanțe gazoase în condiții de referință ($T = 273,15 \text{ }^\circ\text{K}$) [36]

Substanța	$\lambda_0, 10^3 \text{ W/(m}\cdot\text{K)}$
Azot	24,10
Hidrogen	16,60
Metan	30,60
Etan	18,40
i-Butan	13,84
n-Butan	13,49
Propan	15,12
n-Pentan	0,17
n-Hexan	0,138
n-Heptan	0,141
n-Octan	0,149
Oxigen	24,70
Aer	23,73
Vapori de apă	19,20

Având în vedere variația conductivității termice a gazelor naturale cu presiunea, întrucât crește densitatea în măsura în care scade drumul liber mediu efectiv al particulelor, produsul “ $\rho_g \lambda$ ” rămâne constant. Drept urmare, conductivitatea termică a gazelor este funcție de presiune în domeniul valorilor mici până la mari respectiv $p > 2,66 \text{ MPa}$.

Conductivitatea termică relativă “ $\lambda_{g,r}$ ” reprezintă raportul dintre conductivitatea “ λ_g ” (la o presiune “ p ” și o temperatură dată “ T ”) și conductivitatea termică “ $\lambda_{g,0}$ ” la o stare de referință, caracterizată prin presiunea “ p_0 ” și aceeași temperatură “ T ” respectiv:

$$\lambda_{g,r} = \frac{\lambda_g}{\lambda_{g,0}} \quad (1.69)$$

La $p > p_{cr}$ și $T > T_{cr}$, conductivitatea crește cu creșterea presiunii.

În cazul amestecurilor de gaze, conductivitatea amestecului “ λ_{am} ” se determină cu relația:

$$\lambda_{am} = \sum_{j=1}^n w_j \lambda_j \quad (1.70)$$

unde: λ_j – reprezintă conductivitatea componentelor din amestecul de gaze;

w_j – reprezintă fracțiile volumice ale gazelor componente ale amestecului.

Touloukian et. all. au propus, în locul ecuației (1.70), relația:

$$\lambda_{am} = \frac{1}{2} \left\{ \sum_{j=1}^n y_j \lambda_j + \left[\sum_{j=1}^n \frac{y_j}{\lambda_j} \right]^{-1} \right\} \quad (1.71)$$

În literatura de specialitate se recomandă o relație bazată pe media ponderată, respectiv:

$$\lambda_{am} = \sum_{j=1}^n y_j \lambda_j \quad (1.72)$$

În concluzie conducția termică reprezintă un proces de transfer termic specific corpurilor solide, dar fenomenul apare și în cazul gazelor și lichidelor, dar numai pentru strate foarte subțiri, în care nu apare procesul de convecție.

1.3.3) Difuzia termică

Difuzia termică este determinată de transportul căldurii prin mișcarea termică a atomilor și moleculelor gazoase, lichide și solide [16]. La apariția unei diferențe spațiale de concentrație a particulelor “ n ”, difuzia conduce la transport dirijat de masă. Aceasta este dependentă de următoarele proprietăți termice: conductivitatea termică, capacitatea calorică și densitatea.

Transferul termic prin difuzie este determinat de ecuația fundamentală:

$$\nabla^2 T = \frac{1}{\eta} \frac{\partial T}{\partial t} \quad (1.73)$$

unde: η – reprezintă coeficientul de difuzie termică și se poate determina cu relația:

$$\eta = \frac{\lambda}{\rho c_p} \quad (1.74)$$

Difuzia termică oferă informații cu privire la inerția termică a corpurilor, respectiv, cu cât difuzia termică este mai mare cu atât corpul se încălzește/se răcește mai repede.

1.3.4) Capacitatea și puterea calorică a gazelor

În condițiile în care se generează o cantitate de căldură „ ΔQ ”, asupra unui corp/sistem de corpuri, temperatura corpului crește de la „ T_1 ” la „ T_2 ”, atunci mărimea „ $\bar{C}$ ” este determinată de raportul:

$$\bar{C} = \frac{\Delta Q}{T_2 - T_1} = \frac{\Delta Q}{\Delta T} \quad (1.75)$$

unde: $\bar{C}$ – capacitatea calorică medie a sistemului în intervalul de temperatură „ ΔT ”.

Cantitatea de căldură necesară sistemului pentru creșterea temperaturii cu un grad reprezintă *capacitatea calorică*. Capacitatea calorică a unui gram de substanță se numește *căldură specifică*, în timp ce capacitatea calorică a unui mol de substanță se numește *capacitatea calorică moleculară*. Între cele două mărimi există relația:

$$C_M = M c \quad (1.76)$$

unde: M – reprezintă masa moleculară a gazului;

c – reprezintă căldura specifică.

Capacitatea calorică depinde de condițiile în care are loc încălzirea gazelor, precum și de procesul de încălzire [71]. Deși există o infinitate de condiții posibile privind această încălzire, s-au ales două cazuri reprezentative și anume:

- încălzirea la volum constant;
- încălzirea la presiune exterioară constantă.

Rezultă o capacitate calorică moleculară la volum constant definită cu ajutorul relației (1.77) și o capacitate calorică la presiune constantă determinată de relația (1.78):

$$C_V = \frac{(dQ)_{V=ct.}}{(dT)_{V=ct.}} = \frac{(\partial H)_{V=ct.}}{(\partial T)_{V=ct.}} \quad (1.77) \quad C_p = \frac{(dQ)_{p=ct.}}{(dT)_{p=ct.}} = \frac{(\partial H)_{p=ct.}}{(\partial T)_{p=ct.}} \quad (1.78)$$

unde: E – reprezintă energia internă totală;

$$H - \text{reprezintă entalpia sistemului:} \quad H = E + pV \quad (1.79)$$

Relația lui Mayer stabilește faptul că diferența dintre capacitatea calorică moleculară la presiune constantă și capacitatea calorică moleculară la volum constant este constantă și egală cu R (~ 2 cal.):

$$C_p - C_V = R \quad (1.80)$$

Această diferență mai poate fi exprimată astfel:

$$C_p - C_V = \frac{\alpha^2 V}{\beta} T \quad (1.81)$$

unde: α – reprezintă coeficientul de dilatare termică, la ($p=ct.$) și poate fi scris:

$$\alpha = \frac{1}{V} \left(\frac{\partial V}{\partial T} \right)_p \quad (1.82)$$

β – reprezintă coeficientul de compresibilitate și poate fi scris:

$$\beta = -\frac{1}{V} \left(\frac{\partial V}{\partial p} \right)_T \quad (1.83)$$

Un alt parametru determinat de căldura eliberată prin arderea unei substanțe combustibile se numește *putere calorică*. Aceasta are două mărimi: puterea calorică inferioară respectiv puterea calorică superioară.

Puterea calorică inferioară aflată sub presiunea constantă a unui gaz combustibil reprezintă cantitatea de căldură produsă prin arderea completă a unui m^3_N de gaz în următoarele condiții:

- gazul combustibil, aerul pentru combustie și gazele rezultate prin ardere să aibă aceeași temperatură și presiune;
- apa din gazul combustibil și apa produsă în timpul arderii se consideră în stare de vapori.

În (tabelul 1.8) sunt redate valorile puterii calorifice inferioare și superioare pentru principalele substanțe în condiții normale.

Tabelul 1.8 – Puterea calorică inferioară și superioară a unor substanțe (condiții normale) [71]

Substanța	Puterea calorică superioară, kcal/m ³	Puterea calorică inferioară, kcal/m ³
Metan	9,510	8,570
Etan	16,796	15,373
Propan	24,224	22,304
n-Butan	32,090	29,636
i-Butan	31,900	29,453
n-Pentan	40,436	37,416
n-Hexan	49,554	45,909
n-Heptan	61,750	57,269
n-Octan	75,148	69,740
Hidrogen	3,044	2,575
Hidrogen sulfurat	6,065	5,590

Puterea calorică superioară aflată sub presiunea constantă a unui gaz combustibil reprezintă cantitatea de căldură produsă prin arderea completă a unui m^3_N de gaz, în următoarele condiții:

- gazul combustibil, aerul pentru combustie și gazele rezultate prin ardere să aibă aceeași temperatură și presiune;
- apa din gazul combustibil și apa formată în timpul arderii în stare de vapori, se consideră, după ardere, în stare lichidă.

Capitolul II – Stadiul actual privind înmagazinările subterane de gaze

2.1) Scurtă prezentare a proceselor de înmagazinare subterană a gazelor naturale din România și din lume

Încă din anii '60 în România s-au făcut resimțite unele dificultăți cu privire la acoperirea vârfurilor de consum pe perioada sezonului rece în mai multe orașe din țară, centrele cu un pronunțat caracter de consum casnic s-au evidențiat orașele: București, Cluj, Sibiu.

Primele cercetări cu privire la procesele de înmagazinare subterană a gazelor naturale din România, s-au efectuat la inițiativa a doi specialiști de excepție: ing. Muș Orest și dr. ing. Svoronos Periclis din cadrul *Intreprinderii de Extracție a Gazului Metan Mediaș*.

În anul 1959 pe structura Boldești (având vârsta geologică *Pliocen superior*) s-a realizat primul experiment destinat alimentării cu gaze naturale a zonei București – Ploiești. Probele de receptivitate ale stratelor au funcționat intermitent datorită construcției inadecvate a sondelor de injecție, sondele manifestând emanații de gaze în spatele coloanelor.

În cadrul celui de-al doilea experiment s-a admis utilizarea unui zăcământ de gaze semiepuizat [58] (zăcământul de gaze de la Ilimbav, județul Sibiu). Cercetările au fost întinse pe o perioadă de circa 4 ani (1961 – 1964) astfel:

- cicluri de injecție (circa 200 zile/an), începând cu luna aprilie până în luna octombrie;
- realizarea programului de supraveghere și măsurare ale sondelor;
- cicluri de extracție (circa 150 zile/an) a gazelor pentru consum, începând din luna noiembrie până în luna aprilie;

Rezultatul cercetărilor a fost un succes, iar calculele realizate au determinat faptul că depozitul subteran analizat de la Ilimbav (județul Sibiu) poate servi în continuare pe termen lung la asigurarea unor cantități importante de gaze naturale pentru zona deficitară a Sibiului. Astfel, pe parcursul a circa 24 de ani (1962 – 1986) s-au înmagazinat în acest depozit circa 1,95 miliarde Nmc și au fost extrase circa 1,60 miliarde Nmc, diferența rezultată contribuind pe parcursul timpului la reabilitarea potențialului productiv al zăcământului cât și la menținerea sa activă în schema tehnologică de alimentare cu gaze a județului Sibiu.

Primul depozit subteran de gaze naturale din lume s-a realizat în anul 1915 și a fost experimentat cu succes într-un zăcământ depletat în *Walland County – Ontario Canada* unde, după recondiționarea sondelor s-au depozitat gazele naturale vara și s-au extras iarna următoare.

Prima înmagazinare subterană de gaze naturale modernă din România efectuată într-un zăcămintă depletat s-a realizat în anul 1979 la Urziceni, aceasta având rolul de preluare și asigurare permanentă cu gaze naturale pe perioada rece a capitalei.

Cel mai mare depozit subteran de gaze naturale din România ce intra în operare în anul 1983, era depozitul de gaze naturale de la Bilciurești. Din punct de vedere al rezervorului acesta prezenta următoarele caracteristici tehnice:

orizont de înmagazinare:

- nisip;
- adâncime – 2000 m;
- grosime – 15 m;
- permeabilitate – 400 mD;
- porozitate – 18 %;

presiune de operare:

- presiune maximă – 168 bar;
- presiune minimă – 55 bar;

volum de lucru:

- 1.250 mil. mc/ciclu.

Concomitent cu evidențierea declinului de producție cât și a dependenței de import, capacitatea de înmagazinare subterană a gazelor naturale la nivelul țării a crescut permanent, contribuind esențial la asigurarea continuității pieței gazelor naturale (fig.2.1).

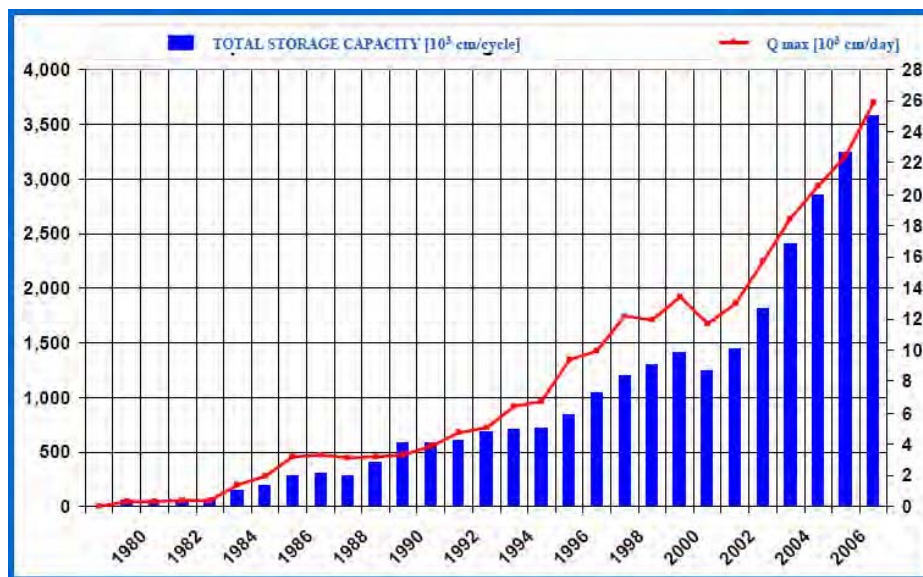


Fig. 2.1 – Evoluția capacităților de gaze înmagazinate în depozitele subterane din România dezvoltată în perioada 1980 – 2006 [37]

Înmagazinarea gazelor naturale în rezervoare (supra/subterane) este folosită ca o soluție eficientă, fiind utilă pentru asigurarea vârfurilor diurne de consum (mai ales a celor sezoniere). Pentru acoperirea vârfurilor diurne de consum (fig.2.2) se utilizează una dintre următoarele metode:

- înmagazinarea gazelor naturale în conductele magistrale – acest proces se realizează noaptea atunci când consumul de gaze este redus;
- înmagazinarea gazelor naturale în rezervoare metalice supraterane, în stare naturală (gazometre) sau în stare lichidă, rezervoare aflate în apropierea marilor consumatori;

- înmagazinarea gazelor naturale în distribuitoare inelare de înaltă presiune;
- interconectarea sistemelor de transport;
- folosirea stațiilor de comprimare a gazelor naturale intermediare.

Pentru acoperirea vârfurilor sezoniere privind consumul de gaze naturale se pot utiliza unul dintre cazurile:

- înmagazinarea subterană a gazelor naturale în zăcăminte depletate;
- înmagazinarea subterană a gazelor naturale în acvifere;
- înmagazinarea gazelor naturale lichefiate (GNL) sau a gazelor petroliere lichefiate (GPL) în depozite saline (*sâmburi salini*) sau în alte depozite etanșe (*mine, caverne în roci dure*).

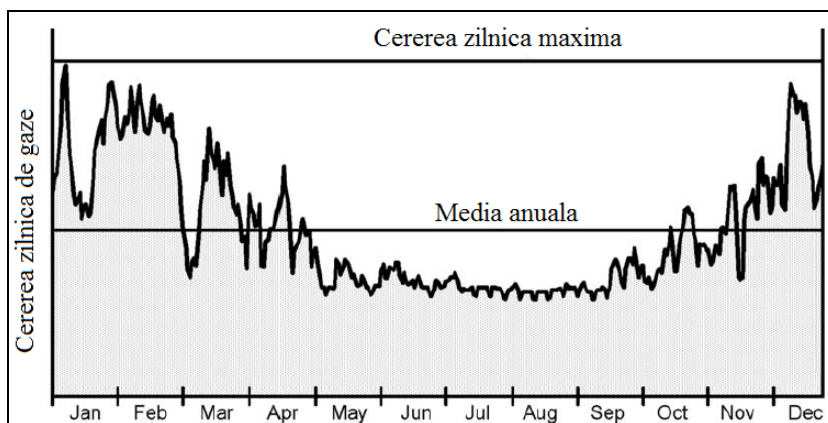


Fig.2.2 – Variația anuală reprezentată de cererea de gaze naturale [17]

Pe timpul verii atunci când capacitatea de transport a conductelor depășește cu mult cererea de consum, gazele naturale sunt depozitate, urmând a fi extrase cel mai adesea în perioada de iarnă atunci când, consumul de gaze crește foarte mult, sau în funcție de considerentele economice din perioada respectivă.

În prezent în România există numai depozite amenajate în zăcăminte depletate cu o capacitate totală de înmagazinare (inclusiv perna "zestrea" de gaze) de circa $4 \cdot 10^9 \text{ m}^3$ ce asigură un grad de siguranță de circa 17 % pentru consumatori, comparativ cu media Uniunii Europene ce deține valori de peste 25 %. Dintre aceste depozite subterane de gaze naturale amintim: Urziceni construit în anul 1978, Bilciurești – 1983, Bălăceanca – 1991, Sărmășel – 1996, Ghercești – 2000, Cetatea de Baltă – 2002, Nadeș). Din punct de vedere geologic aceste depozite se găsesc în:

- Bazinul Transilvaniei: Sărmășel, Cetatea de Baltă, Nadeș;
- Platforma Moesică: Bilciurești, Ghercești, Urziceni și Bălăceanca;

Cele șase capacități de depozitare ale gazelor naturale au presiuni de operare cuprinse între 10 și 150 bari. În funcție de capacitatea lor [14] activă la înmagazinare principalele depozite se clasifică astfel:

- Bilciurești, capacitatea activă: 1,31 mld.Stmc/ciclu;
- Urziceni, capacitatea activă: 0,36 mld.Stmc/ciclu;

- Bălăceanca, capacitatea activă: 0,05 mld.Stmc/ciclu;
- Sărmășel, capacitatea activă: 0,8 mld.Stmc/ciclu;
- Ghercești, capacitatea activă: 0,15 mld.Stmc/ciclu;
- Cetatea de Baltă, capacitatea activă: 0,1 mld.Stmc/ciclu;
- Nadeș – depozit subteran de înmagazinare a gazelor desființat.

Volumul de gaze extrase din depozite echivalează cu consumul mediu zilnic anual aferent unui număr de 60 de zile. Capacitatea totală activă la înmagazinare pentru depozite este de circa 4 mld. Stmc/ciclu, restul constituie perna/”zestreă” de gaze.

Pe termen mediu și lung strategia de dezvoltare a României reflectă necesitatea înmagazinării gazelor natural în zăcăminte depletate a circa $6 \cdot 10^9 \text{ m}^3$, volum ce echivalează cu producția anuală de gaze a țării noastre.

Pe plan internațional primele depozite s-au realizat în America de Nord, în prezent SUA ocupă primul loc în lume cu un număr de circa de 385 depozite, 38 % din consumul de gaze fiind destinat consumatorilor casnici, în timp ce în Canada consumul casnic ocupă circa 44 % din producția internă de gaze a țării. Situația actuală privind depozitele subterane de gaze naturale din lume, este prezentată în (tabelul 2.1) și (fig.2.3).

Tabel 2.1 [11]

Țara	Nr.depozite	Volumul total de gaz de lucru al depozitelor (10^6 mc)
SUA	385	100.846
Rusia	22	93.533
Ucraina	13	31.880
Germania	42	19.179
Italia	10	17.415
Canada	49	14.820
Franța	15	11.643
Olanda	3	5.000
Uzbekistan	3	4.600
Kazakhstan	3	4.203
Ungaria	5	3.610
Regatul Unit	4	3.267
Republica Cehă	8	2.891
Austria	4	2.820
Letonia	1	2.300
România	6	3.000
Slovacia	2	2.198
Spania	2	1.981
Polonia	6	1.556
Azerbaidjan	2	1.350
Australia	4	934
Danemarca	2	820
Belarus	2	750
China	1	600
Croatia	1	558
Belgia	1	550
Japonia	4	420
Bulgaria	1	500
Irlanda	1	210
Argentina	2	200

Armenia	1	110
Kyrgystan	1	60
Suedia	1	90
TOTAL	605	333.894

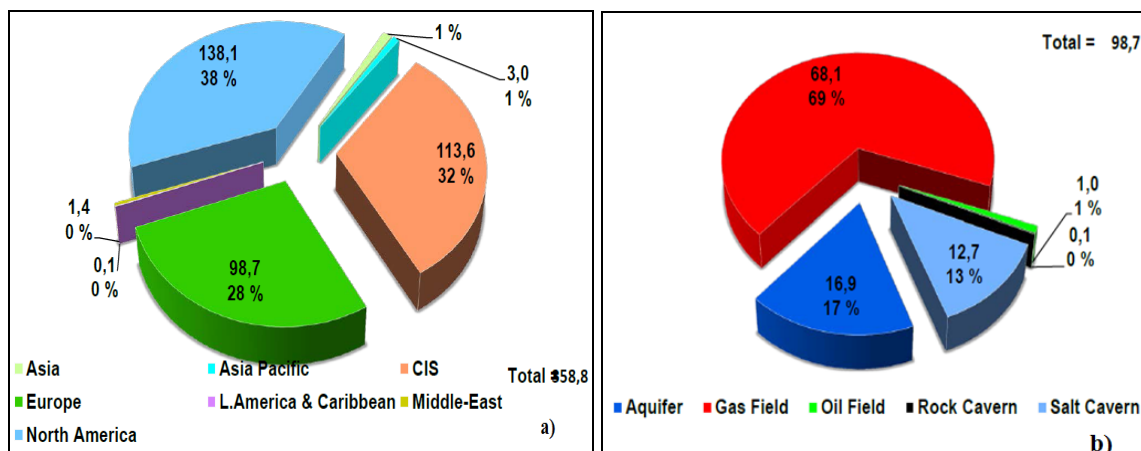


Fig.2.3 – Distribuția depozitelor subterane (a) respectiv a formațiunilor (b) în care se realizează înmagazinarea subterană a gazelor naturale în lume la nivelul anului 2015 [29]

2.1.1) Terminologie aplicată procesului de înmagazinare subterană al gazelor naturale

a) Utilizarea terminologiei românești conform Codului Tehnic al gazelor naturale

Potrivit terminologiei românești [35] se definesc următoarele:

Depozit subteran de înmagazinare al gazelor naturale – reprezintă spațiul din scoarța terestră ce prezintă calități naturale și/sau dobândite ca urmare a unor operațiuni petroliere/activități miniere ulterioare proprii, pentru injectarea, înmagazinarea și respectiv extragerea unor volume de gaze naturale, aflate în proprietatea statului român;

Înmagazinarea gazelor naturale – reprezintă un proces complex ce cuprinde ansamblul de activități și operațiuni desfășurate de titularul/operatorul licenței de înmagazinare, pentru/în legătură cu rezervarea capacității de înmagazinare în depozitele subterane și pentru injecția, depozitarea și extracția din aceste capacități a unor volume determinate de gaze naturale;

Autorizație/licență – reprezintă actul administrativ individual emis de către A.N.R.E. (Agenția Națională de Reglementare în Domeniul Energiei), acordat unei persoane fizice/juridice, în vederea exercitării dreptului și obligațiilor prevăzute în documentul oficial;

Acces la sistemul de înmagazinare – reprezintă dreptul unui operator economic din sectorul gazelor naturale sau al unui client de a utiliza sistemul de înmagazinare subterană;

Operatorul licenței de înmagazinare – este reprezentat printr-o persoană juridică, titulară a licenței de înmagazinare;

Capacitate – reprezintă fluxul maxim, exprimat în unitate de volum pe unitate de timp/în unitate de energie pe unitate de timp, la care utilizatorul rețelei are dreptul în conformitate cu prevederile contractuale;

Capacitate de înmagazinare efectivă – reprezintă volumul de gaze naturale, exprimat în metri cubi în condiții standard, ce poate fi înmagazinat într-un depozit subteran în condiții de siguranță, funcție de parametrii dinamici și statici ai zăcământului precum și de facilitățile de suprafață existente la momentul respectiv (în momentul inițierii ciclului de injecție);

Manevre de sistem – reprezintă totalitatea operațiunilor efectuate de operatorul de înmagazinare, pentru desfășurarea proceselor de injecție și/sau extracție asupra infrastructurii de suprafață și/sau subterane, în limitele programate prin regimurile tehnologice aferente acestor infrastructuri;

Stoc de gaze natural activ – reprezintă volumul de gaze naturale injectat și extras dintr-un depozit subteran, într-un ciclu complet de înmagazinare. Cantitatea de gaze (stocul activ) este direct proporțională cu capacitatea totală de înmagazinare;

Stoc de gaze inactiv (perna de gaze) – reprezintă volumul de gaze naturale existent/realizat la nivelul depozitului (rezervă existentă/constituită), fizic recuperabil, care asigură condițiile optime pentru menținerea caracteristicilor de curgere tehnico – economice ale acestuia;

Gaze curente – reprezintă volumul total de gaze injectat într-un depozit de înmagazinare (rezervor) peste volumul total de gaze tampon (“perna”). Acestea exercită în rezervor o presiune manometrică superioară presiunii la care a început înmagazinarea și determină volumul maxim disponibil pentru livrare în timpul unui ciclu complet de injecție – extracție;

Capacitate de livrare – reprezintă debitul de gaze al unui depozit subteran exprimat în Nm^3/zi , la un volum total de gaze cunoscut, înmagazinat în zăcământ la o presiune de rezervor cunoscută (de fund) și la o presiune de refulare la gura sondei dată;

Total înmagazinat – reprezintă volumul de gaze străine injectat în rezervorul de înmagazinare în timpul unei perioade date;

Total extras – volumul de gaze extras dintr-un rezervor într-o perioadă dată de timp.

b) Terminologie utilizată pe plan internațional – conform terminologiei internaționale se definesc următoarele [11]:

Depozit subteran de gaze în operare – facilitate de depozitare capabilă să înmagazineze și să extragă gaze;

Capacitate de depozitare – reprezintă abilitatea totală a unei facilități de depozitare pentru livrarea unui volum de gaz de lucru, debitului de injecție și extracție;

Inventariere – reprezintă totalul volumelor de gaze de lucru și a celor din pernele de gaze înmagazinate în depozitele subterane de gaze;

Volumul gazelor din pernă (CGV)/gazele de bază – reprezintă volumul de gaze dintr-un depozit necesar pentru scopurile managementului zăcământului și pentru menținerea unei

presiuni de înmagazinare minime adecvate pentru furnizarea de gaz de lucru la nivelurile de extracție cerute. De exemplu în caverne, volumul de gaze din pernă este necesar din motive de stabilitate. Volumul de gaze din pernă poate consta din volume de gaze recuperabile și nerecuperabile și volume de gaz injectat;

Volumul de gaz de lucru (WGV) – este volumul de gaze dintr-un depozit peste nivelul proiectat al volumului de gaze din pernă, care poate fi injectat/extras cu ajutorul facilităților de suprafață existente (sonde, linii de curgere, stații de comprimare, etc.) supuse limitelor legale și tehnice (presiuni, viteze, etc.). Volumul de gaz de lucru poate fi utilizat ciclic;

Debitul de extragere – reprezintă debitul de curgere la care gazele se pot extrase din depozite, cu ajutorul facilităților de suprafață și subterane;

Profilul de extracție – determină dependența dintre debitul de extracție și volumul extras de gaze de lucru. Timpul necesar (ore) cât și profilul de extracție necesar extragerii, sunt indicatori necesari pentru amplasarea unei facilități de depozitare subterană a gazelor. În general profilul de extracție constă dintr-o perioadă de debit constant, urmată de o perioadă de declin al debitelor;

Profilul de injecție – determină dependența dintre debitul de injecție și volumul de gaz de lucru extras. Profilul de injecție și timpul necesar injecției sunt indicatori pentru amplasarea unei facilități de depozitare subterană a gazelor. În general profilul de injecție are o perioadă de declin al debitului la apropierea de presiunea maximă de depozitare;

Apogeul (punctul maxim) al debitului de extracție – este debitul maxim de curgere ce poate fi furnizat pe baza facilităților instalate în subteran/la suprafață și al limitărilor tehnice. În general acest debit de curgere este atins atunci când în depozite se ajunge la volumul maxim de gaz de lucru, (presiunea maximă de depozitare admisibilă);

Debitul nominal de extracție – debitul de extracție reprezintă capacitatea de furnizare a facilităților de suprafață și subterane, valabile pentru o perioadă extinsă a extracției. Acest debit corespunde perioadei constante al profilului de extracție.

Debitul final de extracție – este debitul de extracție care poate fi realizat pe baza facilităților subterane și de suprafață instalate pe baza limitărilor tehnice atunci când zăcămintul de depozitare/caverna este închis față de volumul pernei de gaz;

Debitul de injecție – este debitul de curgere la care gazul poate fi injectat într-un depozit, pe baza facilităților de suprafață și subterane funcție de limitările tehnice;

Capacitatea anuală de ciclare – reprezintă numărul de cicluri în care volumul de gaz de lucru poate fi injectat/extras pe an;

Capacități de stocare nerealizate – sunt capacitățile adiționale de înmagazinare ce pot fi extinse într-un depozit de gaze subteran existent prin: creșterea pernei de gaze, creșterea

presiunii maxime de depozitare, scăderea presiunii minime de depozitare, facilități adiționale (sonde, stații de comprimare, etc.);

Capacitatea de reținere – abilitatea zăcământului/cavernei de depozitare de a rezista scurgerii/migrării fluidelor conținute în interior. Această capacitate este cunoscută ca integritatea unei facilități de înmagazinare.

Sondă de înmagazinare – sondă completată pentru injecție/extracție de gaze;

Sondă de observație (piezometrică) – sondă destinată monitorizării complexelor de depozitare subterane în ceea ce privesc presiunile, temperaturile, saturațiile, nivelul de fluid, etc.;

Sondă auxiliară – sondă destinată altor scopuri pentru care a fost proiectată (sonde de evacuare a apei);

Presiune inițială de zăcământ – condițiile de presiune inițială înregistrate într-o formațiune poroasă înaintea fiecărei modificări datorate operării asupra zăcământului (începerea producției/a injecției);

Presiune maximă admisibilă de depozitate – reprezintă presiunea maximă a unui complex/cavernă de depozitare, normală la o inventariere maximă a gazului în depozit. Această presiune trebuie să fie administrată în scopul asigurării integrității câmpului de înmagazinare. Presiunea maximă admisibilă este raportată la un nivel de referință pentru adâncime;

Presiune minimă de stocare – este presiunea minimă a complexului/cavernei de depozitare, atinsă în general la sfârșitul fazei de declin al profilului extracției;

Adâncimea maximă a nivelului acoperișului structurii/cavernei – reprezintă adâncimea minimă pe verticală de la suprafață în jos până la partea superioară a acoperișului formațiunii/cavernei de depozitare;

Acoperișul unui depozit poros – formațiune de etanșare destinată excesului de gaze din complexul poros utilizat la înmagazinare. Acoperișul previne migrarea țițeiului și gazelor în afara complexului de depozitare.

2.2) Condițiile realizării depozitelor de înmagazinare subterană a gazelor naturale

Principala funcție a unui depozit subteran de gaze este aceea de a regulariza livrare de gaze naturale în funcție de vârfurile consumului precum și de cererea sezonieră. Pe lângă aceasta, facilitățile de înmagazinare (de suprafață și de adâncime) pot asigura livrarea gazelor din rezervele de siguranță în cazul sistării în alimentarea normală, conducând la conservarea energiei utilizând gaze asociate care de altfel ar fi fost direcționate către faclă. Pentru aceasta, gazele naturale sunt înmagazinate/injectate în rezervoare subterane de țiței/gaze atunci când cererea pieței scade sub producția surselor de alimentare, gazele naturale fiind extrase din depozit pentru suplimentarea necesarului solicitat.

Din punct de vedere al rezervoarelor, sunt preferate ca depozite subterane de gaze naturale zăcămintele de țiței/gaze depletate [75], având în vedere volumul mare de informații privind proprietățile și comportarea rezervorului din faza de explorare din perioada de producție. Însă, este necesar analizarea zăcămintelor și din punct de vedere al factorilor de hazard natural.

În cazul zăcămintelor depletate, la construirea unui depozit subteran se folosesc sondele existente stabilind o legătură controlată între rezervor și suprafață. Sondele folosite pentru înmagazinarea/injecția respectiv extracția gazelor poartă denumirea de *sonde de exploatare*. În afară de aceste sonde mai sunt folosite și sonde de observație (*piezometrice*) special selectate. Sondele de exploatare sunt utilizate pentru injecția gazelor în porii rezervorului subteran, care initial a fost saturat cu hidrocarburi, permițând astfel formarea unei incinte ce cuprinde gaze naturale comprimate. Comprimarea este necesară în cazul proceselor de injecție și extracție.

Depozitele subterane de gaze pot fi exploatate ciclic, între presiunile maxime și minime de lucru corespunzătoare cu cantitatea de gaze recuperabilă [72]. Sub această presiune minimă de lucru este inevitabil ca un volum apreciabil de gaze (*gaze tampon*) va rămâne în rezervor. În urma analizării tuturor informațiilor se stabilește dacă zăcămintul respectiv (de țiței/gaze) corespunde din punct de vedere tehnic pentru a fi transformat în depozit subteran de gaze.

Orice zăcămint care acceptă gaze sub presiune la volum constant, gaze care apoi pot fi cedate în perioada consumului ridicat, poate fi transformat în depozit subteran de gaze naturale.

Vor fi prezentate în continuare principalele condiții necesare realizării unui depozit subteran de gaze naturale.

2.2.1) Caracterizarea zăcămintului din punct de vedere geologic

Analizarea unui zăcămint atât din punct de vedere geologic cât și din punct de vedere al facilităților de suprafață și de adâncime se face deținând toate informațiile și datele necesare. La transformarea unui zăcămint de hidrocarburi depletat se are în vedere următoarele aspecte (prezentate în ordinea importanței lor):

- identificarea și evaluarea integrității tuturor sondelor existente și abandonate;
- determinarea proprietăților de etanșare ale formațiunilor ce limitează zăcămintul;
- identificarea tipului de falie (daca există);
- evaluarea capacității de etanșare a faliilor de la limita zăcămintului;
- determinarea litologiei rezervorului;
- identificarea tipului de capcană;
- evaluarea tipului structural al rezervorului și a limitelor structurale;
- schițarea limitelor stratului/complexului de înmagazinare respectiv;
- evaluarea distribuției orizontale și verticale a porozităților, permeabilităților, saturațiilor
- determinarea contactelor gaze/apă, gaze/țiței, țiței/apă;

- determinarea resursei inițiale (rezerva geologică inițială);
- determinarea mecanismului de drenare (tip și capacitate);
- determinarea debitelor potențiale;

Analiza zăcămintului trebuie să țină cont în primul rând de modelul geologic (reprezentat prin diagrame geofizice de sondă, hărți structurale, hărți de resurse, secțiuni geologice transversale și longitudinale, distribuția inițială a fluidelor, reprezentarea izobatică a probelor de producție), menit să pună în evidență aranjamentul stratigrafic și structural al zăcămintului: partea superioară (acoperiș) respectiv partea inferioară (culcuș) a rezervorului. De asemenea se determină grosimea stratului de înmagazinare, faliile ce traversează structura în cauză (dacă există). Apoi se stabilesc contactele dintre fluide și nu în ultimul rând corelațiile stratigrafice. Urmează apoi analiza depozitului ales din punct de vedere al modelului fizic.

Recomandare!

Un punct esențial în proiectarea unui depozit subteran de înmagazinare a gaze naturale îl reprezintă identificarea oricărei situații de pierderi (prin scurgeri) provocate de neetanșeitarea sondelor (complexe/pachete geologice, coloane, cimentări slabe etc.) ducând la migrarea gazelor. Acesta este și motivul pentru care multe zăcăminte depletate convertite în depozite subterane de înmagazinare a gazelor naturale sunt abandonate.

De asemenea operatorul licenței de înmagazinare trebuie să analizeze proprietățile fizice și chimice inițiale ale hidrocarburilor și al oricărui tip de gaz înmagazinat (compoziție, masă moleculară, vâscozitate, comportare PVT). Pentru depozitele subterane de gaze naturale trebuie calculat volumul de pori disponibil în rocă utilizat la înmagazinare.

Un depozit subteran este astfel construit încât furnizează gaze atunci când consumurile nu mai pot fi acoperite de gazele extrase din zăcămintele aflate în exploatare. Unele depozite sunt proiectate în scopul furnizării de gaze unei piețe constante, altele răspund numai cerințelor de acoperire a unor vârfuri de consum. Acestea din urmă au în general capacități utile reduse, dar pot asigura debite zilnice mari. În general depozitele mature de înmagazinare depășesc vârsta de 20 – 30 de ani. Evaluarea performanțelor unui depozit, implică identificarea celor patru *attribute de performanță* [47]:

- capacitatea de înmagazinare a depozitului, este alcătuită din:
 - stocul inactiv/perna de gaze (*base gas*);
 - stocul activ/capacitatea utilă (*top gas*);
- identificarea tipului de capcană;
- capacitatea de livrare a depozitului exprimată prin debitul mediu pe ciclu;
- controlul fenomenelor de migrare a gazelor.

Din punct de vedere fizic și economic stocul inactiv este nerecuperabil, având ca scop menținerea presiunii zăcământului pentru extracția stocului activ.

Stocul activ este extras în scopul vânzării pe piață în timpul iernii, apoi este reumplut prin injecție, în timpul verii. În funcție de necesitățile de consum capacitatea utilă (stocul activ), variază de la sezon la sezon. Această capacitate se determină pe baza înregistrărilor permanente ale parametrilor de funcționare ai depozitului (presiuni, debite, etc).

Stocul inactiv/perna de gaze are două componente: recuperabilă respectiv nerecuperabilă.

Există două motive pentru care perna de gaze rămâne nerecuperabilă, astfel:

- orice depozit subteran este construit astfel încât va furniza un debit minim, acest lucru necesită ca în ultimele zile ale ciclului de extracție să existe o presiune minimă necesară pentru furnizarea acestui debit. În cazul în care procesul de extracție se prelungește, presiunea va scădea sub nivelul minim admis și pot apărea probleme la facilitățile de suprafață care au fost proiectate să funcționeze la anumiți parametri;

- continuarea extracției cu echipamentul proiectat să funcționeze la anumiți parametri, (sub nivelul minim de presiune), poate fi nerentabilă din punct de vedere economic. Însă, în cazul zăcămintelor cu împingere de apă, un volum important din perna de gaze va rămâne imobil și nerecuperat. La majoritatea zăcămintelor de gaze (aproximativ 10 % din gazele conținute) sunt considerate din punct de vedere fizic nerecuperabile la o presiune de suprafață numită presiune de abandonare. Recuperarea gazelor la o presiune mai mică decât presiunea de abandonare impune costuri majore și echipamente speciale.

Capacitate de livrare, măsurată în mil.Stm³/zi, depinde de presiunea inițială de la care se începe crearea stocului total în zăcământ și de caracteristicile rocii rezervor.

2.2.2) Utilizarea sondelor la procesul de înmagazinare

În cazul exploatării în condiții de siguranță a unui depozit subteran de înmagazinare a gazelor naturale amplasat într-un zăcământ depletat [20] sunt utilizate trei tipuri de sonde:

- sonde de exploatare, supuse injecției și extracției gazelor și în scopuri de control;
- sonde de observație (*piezometrice*) amplasate în orice strat deasupra rocii acoperiș;
- sonde de serviciu pentru reinjecția apei în zăcământ, (acolo unde este cazul).

Pentru asigurarea integrității sistemului se folosesc toate informațiile obținute pentru a evalua tipul capului de erupție, coloana, cimentul și schema de completare în toate condițiile de exploatare la toate sondele existente și abandonate care străpung și traversează stratul de înmagazinare sau roca acoperiș din imediata vecinătate. La fiecare sondă unde informațiile sunt insuficiente, trebuie executate carotaje geofizice precum și teste pentru verificarea capului de erupție, coloana și integritatea cimentării. Dacă starea unei sonde poate pune în pericol etanșeitatea depozitului, trebuie luate măsuri imediate de remediere (sondele în stare

necorespunzătoare trebuie identificate și abandonate). Pe cât posibil sondele trebuie concentrate pe grupuri de sonde în fascicul. Alegerea amplasamentului trebuie să se ia în considerare și orice influență asupra mediului înconjurător nedeșăvârșind limitele acceptate. Distanțele de siguranță până la punctele periculoase învecinate, trebuie să se țină cont de gazele aprinse la coș în condiții normale de exploatare și în condiții de avarie. Echiparea unei sonde conține:

- un ansamblu permanent de coloane de tubaj cimentate în spațiu inelar dintre coloană și formație. Ultima coloană de tubaj interioară cimentată trebuie să fie prevăzută cu legături etanșe la gaze conform standardelor în vigoare (ISO, API);

- liner din partea cea mai de jos a sondei, fără cimentare până la suprafață;

- instalație de control a nisipului în dreptul formațiunii de înmagazinare;

- o coloană de tubing de producție cu îmbinări etanșe la gaze, introdusă în interiorul coloanei de exploatare;

- un packer de fund ancorat în coloană situat deasupra formațiunii de înmagazinare și legat de tubingul de producție pentru a izola coloana cimentată față de fluid și de presiunea din interiorul tubingului de producție, astfel încât să formeze un sistem cu dublă etanșare;

- un ansamblu etanș packer – tubing care în mod ideal trebuie ancorat sau dacă acest lucru nu este fezabil (luând în considerare alternanța de sarcină cauzată de temperatură și fluctuațiile de presiune), poate fi folosit un ansamblu de etanșare mobil la packer;

- nipluri de fixare a dispozitivelor speciale (duze de fund, dopuri recuperabile) în anumite poziții în tubingul de producție;

- un ventil de siguranță subteran, controlat de la suprafață, în coloana de țevi de extracție a sondelor de exploatare și a sondelor care traversează strate purtătoare de gaze fiind în comunicație sub presiune cu depozitul;

- un cap de erupție cu cel puțin un *ventil master* de izolare (principal) și robinete pe brațe echipate cu elemente de acționare automată în caz de avarie.

Elementele componente ale sondei (capul de erupție, coloana de exploatare, linerul, programul de cimentare și tubingul) trebuie să răspundă la:

- integritatea rezervorului de înmagazinare;

- etanșeitate la gaze a instalațiilor de adâncime;

- presiunile și temperaturile din sondă privind exploatarea ciclică ale depozitului;

- compoziția gazului și a componentelor toxici și corozivi;

- protecția anticorozivă (fluide inhibitoare în spațiul inelar dintre coloană și tubing);

- protecția formațiunilor (formațiuni cu apă și țiței) ce au fost traversate de sondă;

- durata de viață programată a sondei;

- standarde și prescripții în vigoare (ISO, API).

Se verifică dacă elementele constituente ale sondei existente (capul de erupție, tubingul, linerul și coloana de exploatare) incluzând și sondele abandonate, îndeplinesc cerințele mai sus menționate. Perforarea și stimularea sondelor trebuie proiectate corespunzător și executate fără a influența negativ roca acoperiș, coloana de exploatare și integritatea cimentului.

2.2.3) Influența presiunii maxime de exploatare

Privitor la caracterizarea din punct de vedere geologic (litologic) a rocii acoperiș, situația structurală, capacitatea de etanșare a faliilor cât și starea tehnică a tuturor sondelor care traversează formațiunea de înmagazinare, trebuie determinată presiunea maximă de exploatare pentru a evita orice dislocare mecanică, trecerea gazelor prin roca acoperiș și împrăștieri laterale necontrolate ale gazelor [72]. În situațiile în care presiunea maximă de exploatare anticipată depășește presiunea inițială din rezervor, trebuie investigată detaliat și demonstrată existența și continuitatea unei rocii acoperiș etanșe la gaze. Se necesită o atenție deosebită la recuperarea carotelor din roca acoperiș în cazul testelor de etanșeitate. Caracterizarea rocii acoperiș trebuie să specifice:

- litologia;
- caracteristicile hidraulice și petrofizice, presiunea capilară limită și permeabilitatea;
- geometria în ceea ce privește structura, grosimea, întinderea laterală;
- discontinuitățile geologice ce pot afecta etanșarea la presiuni superioare ale rezervorului;
- gradientii de fracturare.

Presiunea de exploatare a rezervorului este limitată de cea mai mică valoare a presiunii dintre:

- presiunea de fracturare;
- presiunea la care gazele pot migra către suprafață, datorită integrității insuficiente;
- presiunea calculată rezultată din presiunea apei din roca acoperiș.

2.2.4) Comportarea dinamică a rezervorului

Trebuie analizate toate datele obținute de la testele de producție din sonde, presiuni și din istoricul de producție privind depozitul recomandat la transformarea în depozit de înmagazinare, pentru estimarea capacității de înmagazinare a rezervorului. Folosind proprietățile dinamice ale rezervorului se întocmește un studiu de bilanț material în care se simulează comportarea rezervorului. De asemenea trebuie evaluate comportarea presiunii și posibila migrare a hidrocarburilor, pentru aceasta din urmă se folosesc carotaje de cimentare (*acustic de viteză*) în care se identifică intervalele din coloana de ciment considerate neetanșe conducând la pierderea etanșeității. Ulterior descoperirii acestor intervale se vor lua măsuri urgente cu privire la izolarea acestor neetanșeități și chiar abandonarea sondelor respective.

2.2.5) Sisteme de monitorizare

Proiectarea sistemului de monitorizare trebuie să țină cont în primul rând de integritatea rezervorului de înmagazinare cât și de verificarea conservării gazelor din timpul exploatării. Proiectarea implică achiziția de date a presiunilor reprezentative a rezervorului și presiunilor din spațiile inelare, a cantității și calității gazelor injectate cât și a carotajelor geofizice de saturație.

De asemenea în sistemul de monitorizare al sondelor pot fi introduse sonde de observație (*piezometrice*). Sistemul de monitorizare potrivit se va alege pentru fiecare proiect. Acest sistem constă în monitorizarea volumelor de gaze injectate și/sau extrase, a presiunilor de înmagazinare precum și determinarea distribuției spațiale a fazei gazoase. Pentru controlul comportării depozitului aceste presiuni pot fi transformate în presiuni de adâncime. Este recomandată execuția testelor de presiune în scopul verificărilor presiunilor de înmagazinare și al conversiei presiunilor din capul de erupție.

Recomandare!

Disponând de datele de monitorizare este necesară verificarea rezervei depozitului cât și concepției de proiectare a acestuia (dacă este necesar se modifică modelul structural al rezervorului iar comportarea rezervorului adusă la zi). Pentru verificarea integrității sondelor, operatorul inspectează periodic presiunile din spațiul inelar al tuturor sondelor existente. Orice abatere trebuie înregistrată, evaluată și imediat remediată.

2.2.6) Operațiile de adâncime și construcția depozitului subteran

Cerințele de proiectare, construcție și monitorizare ale oricărui depozit propus pentru înmagazinare, trebuie să țină cont de totalitatea activităților din adâncime și din vecinătatea rezervorului (acvifere de apă dulce, activități miniere etc.). Operațiile la oricare depozit propus pentru înmagazinare și cele de la activitățile de adâncime din vecinătate, trebuie să fie compatibile între ele. Trebuie folosite toate informațiile existente și necesare pentru a evalua influența potențială a unei amenajări de înmagazinare asupra activităților de adâncime învecinate. Realizarea construcției unui depozit subteran de înmagazinare se face în conformitate cu parametrii de proiectare ai depozitului. Operațiile de adâncime (forajul și echiparea sondelor, inspecția, montajul și testarea întregului sistem) se realizează în conformitate cu standardele în vigoare (ISO, API). În timpul forajului trebuiesc luate toate măsurile necesare în scopul prevenirii riscului de erupție.

2.2.7) Operațiile de injecție – extracție

În timpul operației de injecție a gazelor trebuiesc respectate soluțiile de proiectare. În cadrul procesului de injecție se cuvine a minimiza eroziunea respectiv coroziunea coloanei și tubingului sondei neafectând siguranța instalațiilor de înmagazinare. Instalațiile de înmagazinare trebuie exploatate astfel încât să se țină cont de instrucțiunile scrise în procedurile de siguranță ce

urmează a fi îndeplinite de personalul calificat. De asemenea, personalul lucrător trebuie instruit corespunzător pentru îndeplinirea sarcinilor în deplină siguranță.

În cadrul operațiilor de injecție – extracție a gazelor, cantitățile de gaze sunt injectate ciclic astfel că există două cicluri: un *ciclu de extracție* (noiembrie – aprilie) atunci când gazele sunt extrase pentru satisfacerea necesarului de energie și consum al populației din zona respectivă și un *ciclu de injecție* (mai – octombrie) când gazele sunt injectate în zăcământ pentru acoperirea necesarului de consum din iarna următoare. Diferențele lunare rezultate sunt necesare pentru refacerea condițiilor de depozitare.

Mențiune!

O metodă experimentală privind înmagazinarea subterană a gazelor o reprezintă injecția tip multi ciclu. Aceasta constă în faptul că depozitul funcționează pe baza unor cicluri scurte (maxim o lună pentru fiecare ciclu), funcție de numărul și capacitatea de comprimare a facilităților de suprafață (compresoare), care pentru studiul de caz (Structura ZD) capacitatea maximă de comprimare a compresoarelor se situează în jurul valorii de 1 mil.Stmc/zi.

Ex: - ciclu injecție 1 noiembrie – 30 noiembrie; ciclu extracție 1 decembrie – 31 decembrie.

Înainte de demararea operațiilor de injecție tip multi ciclu, depozitul subteran trebuie obligatoriu golit (în cazul în care există cerere de gaze), întrucât există tarife speciale utilizate la înmagazinarea gazelor. În cadrul procesului de injecție se poate înmagazinarea surplusul de producție produs de celelalte complexe geologice.

2.3) Criterii de selecție ale zăcămintelor candidat utilizate la transformarea depozitelor naturale

Ca proces, depozitarea subterană a gazelor naturale combină eficient o alimentare constantă având cerere variabilă cu un avantaj economic. În (fig.2.4) este prezentată măsura în care capacitatea constantă a conductelor de transport este modelată între cererea scăzută din lunile de vară și cererea crescută a lunilor de iarnă atunci când, un mediu de depozitare este disponibil [72]. Pe timpul verii, atunci când capacitatea de transport a conductelor depășește cu mult cererea de consum, gazele naturale sunt depozitate urmând a fi extrase cel mai adesea în perioada de iarnă când consumul de gaze crește foarte mult, sau în funcție de considerentele economice din perioada respectivă.

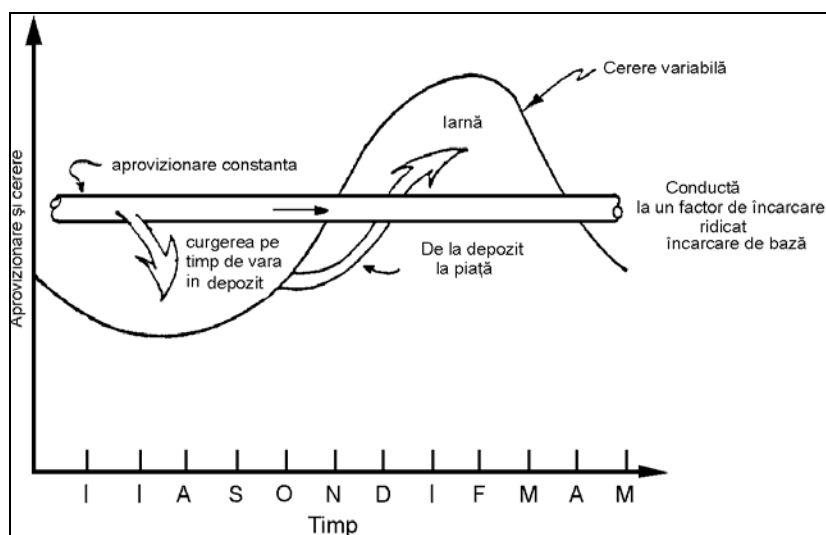


Fig.2.4 – Ilustrarea caracterului sezonier al consumului de gaze naturale [72]

Acoperirea vârfurilor sezoniere de consum se poate face prin înmagazinarea subterană a gazelor în depozite situate în apropierea marilor centre de consum. Depozitarea subterană a gazelor naturale se poate face în zăcăminte epuizate total/parțial, în acvifere, în rezervoare subterane criogenice sau în caverne formate în diapirele de sare. Depozitarea subterană a gazelor în rezervoare situate în jurul marilor centre de consum pare preferabilă atunci când sursele de gaze sunt amplasate la distanțe de ordinul sutelor de kilometri și atunci când condițiile tehnice ale structurilor permit realizarea unor capacități de producție la nivelul debitelor solicitate în anotimpul friguros. Pentru a putea fi utilizat ca rezervor subteran pentru înmagazinarea gazelor, zăcămintul trebuie să îndeplinească două condiții de bază [20]:

- să fie puternic consolidat, deoarece în procesul de înmagazinare (injecție) – exploatare (extracție) se lucrează cu căderi de presiune mult mai mari decât în cazul exploatării unui zăcămint de gaze propriu – zis;

- să fie etanș pentru a nu avea pierderi de gaze.

Pentru acoperirea vârfurilor sezoniere de consum, gazele naturale sunt înmagazinate în:

- zăcăminte de hidrocarburi depletate (total/parțial);
- acvifere;
- caverne saline;
- rezervoare/alte depozite etanșe (cavități saline, miniere) ale gazelor naturale lichefiate.

Pentru descoperirea unor noi metode de înmagazinare a gazelor naturale în ultimii ani s-au făcut cercetări privind crearea de noi depozite, respectiv:

- construirea unor noi depozite în caverne săpate în roci etanșe;
- înmagazinarea gazelor în caverne (saline sau miniere) refrigerate (-29°C);
- înmagazinarea gazelor naturale în rezervoare speciale sub formă de criohidrați.

Principalele caracteristici ale rezervoarelor pentru înmagazinare sunt:

- impermeabilitatea în capul stratului (capac/acoperiș) pentru oprirea pierderilor de gaze;
- porozitate și permeabilitate ridicată a formațiunilor;
- adâncime suficientă a formațiunilor pentru asigurarea unei presiuni de lucru;
- posibilitatea de control a apei;
- formațiuni puternic consolidate;
- prezența țiteiului liber (după exploatare) se folosește cu succes și se preferă formațiuni care nu au lichid;
- întindere și volum de gaze acceptabile ce nu necesită o zestre prea mare;
- posibilitatea pretării la fisurări hidraulice.

Prin definiție un *depozit subteran de înmagazinare al gazelor naturale* reprezintă un mediu poros – permeabil ce nu permite migrarea fluidelor pe verticală. Un element de care trebuie să se țină cont în construirea și exploatarea unui depozit subteran, îl reprezintă apa. Aceasta se poate afla total/parțial fie sub nisipul unde se află gazele depozitate fie în lateralul acestuia. În (fig.2.5) este prezentat un zăcământ transformat în depozit subteran de înmagazinare a gazelor naturale, respectiv o secțiune geologică transversală și o hartă structurală întocmită la cap complex. Pe secțiunea geologică se regăsește proiecția sondelor de pe harta structurală cât și existența unui *spill point* în partea estică a structurii.

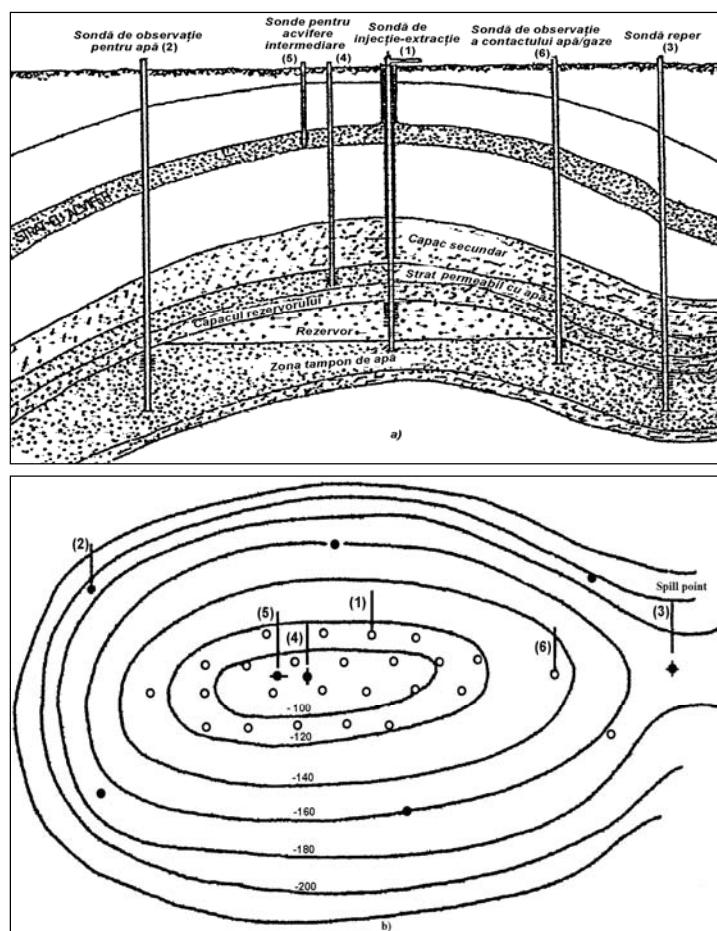


Fig. 2.5 – Model de zăcământ (rezervor) de depozitare subterană a gazelor [34]

a) Secțiune geologică; b) Hartă structurală la cap complex înmagazinare

Dintre toate categoriile de zăcămintele cele mai reprezentative pentru transformarea în depozite naturale de înmagazinare sunt cele depletate (*epuizate*). Prin calcul, pe baza datelor geologice și de producție corelate cu presiunile de zăcământ se determină mărimea zăcământului. În cazul alegerii unui astfel de zăcământ (depletat) trebuie avut în vedere faptul că volumul de gaze ce urmează a fi utilizat la procesul de înmagazinare prin transformarea sa în depozit, reprezintă între 80 până la 100 % din volumul inițial de gaze. Recuperarea acestui volum de gaze se va face în circa 120 de zile (timpul maxim de recuperare aferent unui ciclu complet de depozitare). Aceasta necesită mult mai multe sonde decât cele existente în procesul de producție și bineînțeles un sistem de facilități de colectare adecvat. Pentru ca un rezervor de gaze să corespundă scopului pentru care a fost ales trebuie să îndeplinească două condiții de bază:

- *gazul tampon*, se impune să asigure o “*presiune de bază*”, astfel încât întregul volum de gaze înmagazinat/total înmagazinat să fie distribuit consumatorilor în ciclul de extracție. Presiunea de bază trebuie să permită și exploatarea depozitului la sfârșitul ciclului de înmagazinare în regim optim de funcționare;

- *gazul curent*, se impune să asigure o “*presiune maximă*”, peste presiunea de bază, care să permită extracția în timp util (ciclu de extracție) a volumului de gaze injectat. Presiunea de bază se determină în funcție de: numărul de sonde care exploatează depozitul, capacitatea de comprimare, capacitatea rezervorului, capacitatea de livrare/extracția, capacitatea de injecție, eficiența economică.

Procesul de înmagazinare al gazelor naturale (în rezervoare supraterane/subterane), reprezintă un proces eficient ce combină furnizarea constantă de gaze naturale, prin intermediul facilităților de suprafață, cu cererile variabile ale pieții, care depind de vreme/considerente economice. Pe lângă funcția de acoperire a vârfurilor de consum, depozitele de gaze au și rolul strategic de a asigura furnizarea de gaze în cazuri de urgență (calamități, cutremure, etc). Pe timpul verii, atunci când capacitatea de transport a facilităților de suprafață depășește cu mult cererea de consum, gazele naturale sunt depozitate urmând a fi extrase în perioada de iarnă, când consumul de gaze crește. În (*fig.2.6*) sunt identificate tipurile de zăcămintele folosite la înmagazinare.

Vor fi prezentate în continuare principalele tipuri de zăcămintele folosite ca depozite subterane de înmagazinare ale gazelor naturale:

- a) înmagazinarea gazelor naturale în zăcămintele depletate;
- b) înmagazinarea gazelor naturale în acvifere;
- c) înmagazinarea gazelor naturale în caverne saline.

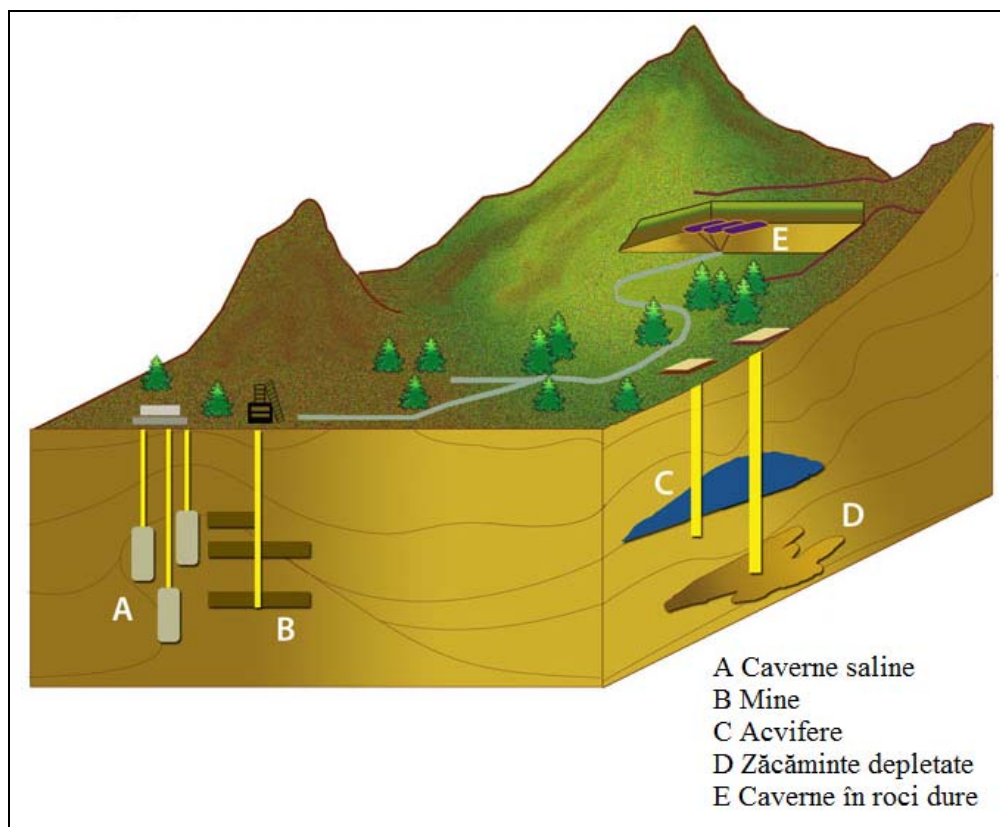


Fig.2.6 – Principale tipuri de zăcămintele utilizate la înmagazinările subterane de gaze naturale [18]

a) Înmagazinarea subterană a gazelor naturale în zăcămintele deplete

Utilizarea zăcămintelor de gaze deplete (fără acvifer activ) ca depozite subterane de înmagazinare a gazelor naturale, constituie cea mai bună soluție atât din punct de vedere tehnic (model geologic, model fizic al zăcămintului) cât și din punct de vedere economic deoarece cheltuielile privind cercetarea acestora nu mai sunt necesare.

Avantajul semnificativ privind folosirea unui zăcămint depletat ca depozit subteran, îl reprezintă existența sondelor (număr mare de sonde ce obțin debite zilnice mari) precum și a sistemului de facilități de suprafață. Înmagazinarea într-un zăcămint depletat de gaze nu va impune probleme suplimentare având în vedere că fluidul injectat în formațiune este asemănător structural celui existent prezentând compatibilitate deplină [50].

Față de cele menționate anterior, pentru transformarea unui zăcămint în depozit subteran de înmagazinare a gazelor, se vor parcurge în mod obligatoriu următoarele etape:

- centralizarea informațiilor privind modelul geologic și fizic al zăcămintului respectiv:
 - grosimea și suprafața rezervorului;
 - presiunea inițială de zăcămint;
 - producția raportată la presiunea de zăcămint;
 - temperatura de zăcămint;
 - compoziția gazelor;

- informații de la sonde (carotaje mecanice, diagrame, starea tehnică a sondelor).
- cercetarea sondelor actuale precum și evaluarea tehnică a acestora (integritatea coloanelor, aderența inelului de ciment);
- calcularea volumului rezervorului;
- stabilirea numărului de sonde, a facilităților de suprafață (conduite, compresoare etc.).

Pentru determinarea cantității maxime înmagazinate în rezervor se stabilește presiunea maximă și respectiv minimă de lucru a depozitului (fig.2.7). Presiunea maximă a rezervorului se determină pe baza informațiilor furnizate de ingineria de zăcământ, corelate cu condițiile de etanșeitate ale sondelor.

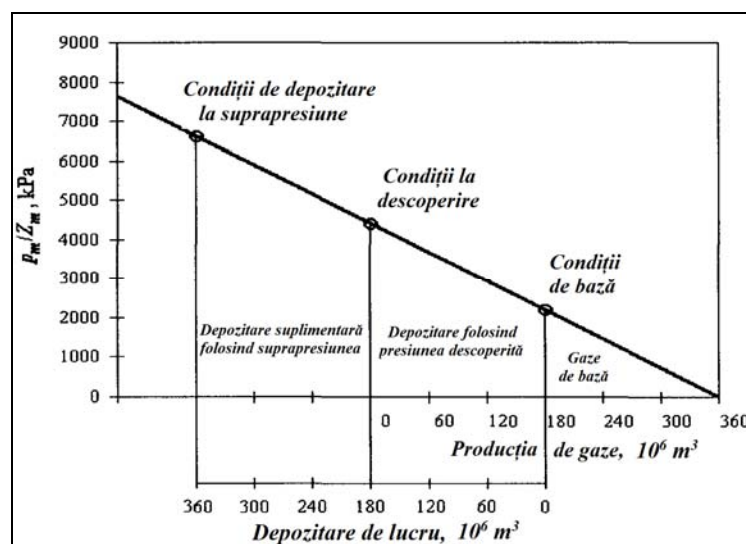


Fig.2.7 – Reprezentarea grafică a raportului (p/z) în funcție de cantitatea de gaze extrase [34]

În cazul sondelor vechi se realizează un control tehnic privind starea inelului de ciment cu ajutorul măsurătorilor cu ultrasunete respectiv etanșeitatea pe de o parte iar pe de altă parte aderența acestuia. În situația în care prin măsurarea grosimii peretelui coloanelor se observă o uzură pronunțată a acestora se va introduce un liner cimentat sau un liner cu packer cu fluid necoroziv în spațiul inelar.

Reprezentarea grafică dintre presiunea de zăcământ " p " și factorul de compresibilitate " z " în funcție de cantitatea de gaze extrasă, permite calcularea rezervei inițiale și determinarea cantității de gaze ce poate fi înmagazinată la o anumită presiune dacă frontiera depozitului este impermeabilă și permite acest lucru.

În cazul înmagazinării gazelor naturale în zăcăminte de petrol problema se reduce la identificarea unei cupole de gaze, care pe de o parte ajută la mărirea factorului de recuperare al petrolului, iar pe de altă parte constituie spațiu adecvat pentru înmagazinarea gazelor. În cazul înmagazinării gazelor în zăcăminte de petrol depletate, gazele injectate în zăcământ formează un cap secundar ce conduce la creșterea factorului final de recuperare a petrolului rămas în zăcământ.

În cazul zăcămintelor de țiței, injectarea gazelor în cupola acestora/crearea unei cupole secundare de gaze va avea în mod sigur efecte favorabile și asupra recuperării țițeiului. Va trebui totuși reconsiderat proiectul de exploatare al zăcămintului de țiței.

b) Înmagazinarea subterană a gazelor naturale în acvifere

Varianta înmagazinării gazelor în acvifere va trebui să evalueze mai multe caracteristici suplimentare înaintea cerințelor specifice. Aceasta se realizează folosind capacitatea naturală de receptivitate a stratului poros permeabil care inițial a fost inundat cu apă dulce/sărată. Procesul de înmagazinare subterană constă în antrenarea respectiv deplasarea apei din porțiunile superioare ale acviferului într-o zonă inferioară cu ajutorul gazelor injectate. Procesul de depozitare al gazelor naturale într-un acvifer, necesită ca presiunea de injecție să fie cu circa $1 - 2 \text{ Mpa}$ mai mare decât presiunea inițială a acviferului, iar debitul de injecție să depindă de comportarea formațiunilor utilizate la înmagazinare. Construcția unui depozit subteran de înmagazinare într-un zăcămint acvifer implică îndeplinirea a trei condiții de bază [47]:

- formațiunile utilizate la procesul de înmagazinare se impune să aibă o porozitate și o permeabilitate suficientă pentru a permite desfășurarea proceselor de injecție în condiții optime;
- rocile din acoperiș să prezinte un grad ridicat de impermeabilitate pentru a stopa migrarea gazelor către alte formațiuni (capcane);
- structura pe care se dorește realizarea procesului de înmagazinare trebuie să aibă forma de dom, dispunând de condiții de etanșare suficiente pentru a garanta capacitatea de înmagazinare necesară.

În multe cazuri acviferul rezervorului poate fi închis sau poate produce la presiuni relativ scăzute pentru perioade lungi de timp [20]. În (fig.2.8) este prezentată diagrama presiune – volum pentru zăcămintele depletate. Injecția pernei de gaze este efectuată la o rată astfel încât presiunea din acvifer este suficientă, iar frecarea nu va permite apei să se deplaseze. Ca rezultat curba presiune – volum depășește semnificativ curba de declin a presiunii. În (fig.2.8) se prezintă un domeniu al pernei de gaze, gazele fiind injectate în timpul sezonului cald (perioada aprilie – octombrie). Volumul de gaze injectat pe ciclu poate fi guvernat de disponibilitatea gazelor. Acesta poate fi de asemenea limitat pentru a împiedica scurgerea gazelor injectate. În multe cazuri, rezervorul este închis la sfârșitul primului ciclu de injecție când presiunea scade. Ca urmare a acestui fapt, restul gazelor din pernă cât și o mică parte din gazul de lucru sunt injectate în al doilea ciclu de injecție. În timpul iernii, gazul de lucru este extras. În acest timp, ciclurile de volum – presiune se mută la dreapta diagramei, apropiindu-se de curba declinului de presiune, atunci când apa tinde să se deplaseze. După câteva cicluri operațiunea va semăna cu (fig.2.9). Aceasta din urmă prezintă ciclul de funcționare pentru un acvifer.

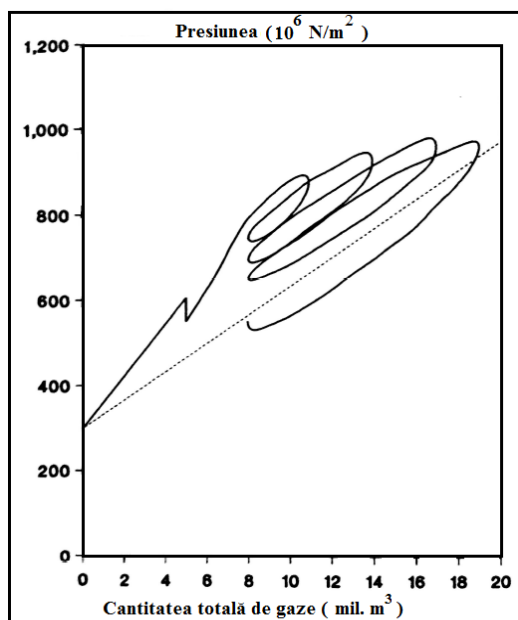


Fig.2.8 – Dezvoltarea unui rezervor în acvifer [20]

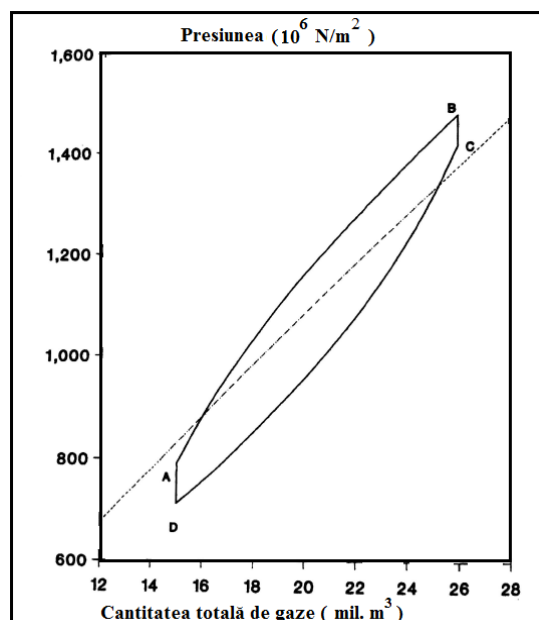


Fig.2.9 – Ciclul de injecție – extracție pentru un acvifer la volum constant [20]

Având transmisibilitate scăzută cât și volum mare de pori, circulația apei în depozitul subteran de înmagazinare conduce la apariția unei histereze “ p/z ” funcție de debit “ Q ” (fig.2.10).

În cazul în care rezervorul este închis hidrodynamic, din punct de vedere teoretic nu există histereză (fig.2.11). În practică există o mică histereză influențată de gradientul de presiune al rezervorului [50]. Deplasarea apei este influențată de două efecte, care se suprapun reciproc:

- schimbare presiunii în funcție de injecție respectiv producție din timpul ciclului de înmagazinare a gazelor naturale (proces de scurtă durată);
- presiunea medie de înmagazinare peste/sub presiunea inițială a acviferului (proces de lungă durată).

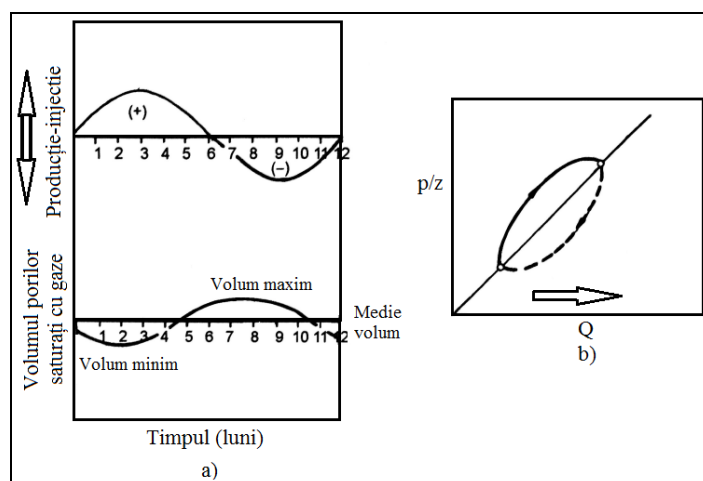


Fig.2.10 – Influența histerezei presiunii funcție de deplasarea apei [50]
a) volumul de pori saturați cu gaze funcție de timp; b) depozitare cu acvifer

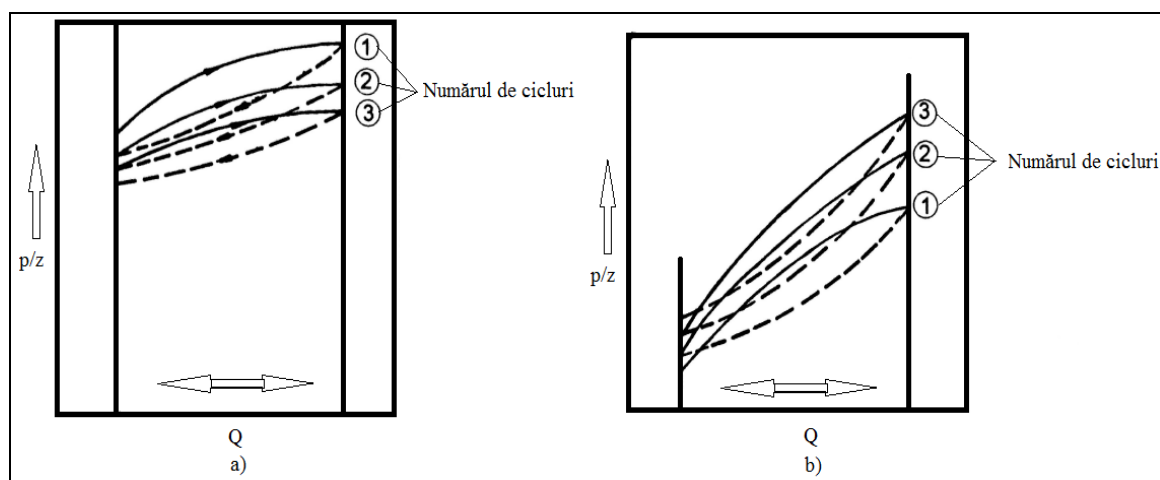


Fig.2.11 – Identificarea rezervorului [50]

a) Depozit în acvifer; b) Depozit în rezervor depletat având acvifer

În general la procesul de înmagazinarea subterană al gazelor naturale se folosesc formațiuni sedimentare, caz în care stratul impermeabil amplasat deasupra rezervorului este format din argile/marne. Aceste rezervoare pot fi formate din:

- calcare, dolomite (rezervoare carbonatice). Rezervoarele formate din roci carbonatice sunt folosite mai puțin decât cele grezoase întrucât acestea prezintă variații laterale dificile de facies și de permeabilitate, iar dimensiunea porilor variază și atrage după sine capcane ireversibile pentru o cantitate uneori importantă de gaze;

- nisip;

- gresii, în general formațiunile rezervor de tip gresii curate sunt intercalate cu gresii murdare argiloase/calcaroase precum și de bancuri de argilă.

În rezervoarele slab consolidate din timpul extracției pot fi antrenate de gaze și transportate la suprafață granule de nisip. Pentru a preveni antrenarea nisipului se folosesc filtre speciale și împachetări cu nisip. În acest caz există un debit maxim care odată depășit apare riscul distrugerii împachetării și implicit a filtrului. Nisipul poate fi monitorizat cu ajutorul următoarelor metode:

- producția de nisip poate fi controlată prin reducerea forțelor ce acționează asupra gazelor; reducerea ratei de producție sub valoarea critică a nisipului oferind perforaturi curate, creșterea densității perforării și deschiderea lungimii secțiunii;

- metode mecanice de control ale nisipului implică în principal utilizarea de ecrane pentru reținerea nisipurilor/pietrișurilor din formațiuni, plus ecrane pentru menținerea pe loc a particulelor. Această tehnică este cea mai răspândită în cazul nisipurilor neconsolidate. În general cele mai frecvente metode mecanice de control ale nisipului sunt: filtru împachetat în gaură liberă, filtru împachetat în interiorul coloanei. Metodele chimice (plastic/rășină de consolidare)

nu sunt larg răspândite. Este recomandată revizuirea stării tehnice a sondelor utilizate la procesul de înmagazinare.

Analiza modelului geologic al acviferului contribuie la extinderea zonei de gaze aflată în curs de exploatare, iar interpretarea datelor rezultate din sonde poate conduce la cunoașterea în detaliu a imaginii structural – tectonice a structurii analizate. Rocile constitutive ale acviferului se compune din particule de material solid cimentate cu ajutorul unui liant (ciment), iar prin interstiții se realizează curgerea fluidelor în zăcământ.

Pentru a caracteriza un zăcământ (rezervor) cele două proprietăți de bază ale rocilor (porozitate și permeabilitate) sunt insuficiente, motiv pentru care se cercetează proprietățile capilare dependente de: natura rocilor, natura fluidelor ce curg prin aceasta cât și locul unde s-au aflat fluidele de-a lungul timpului în rocile respective. Mecanismul dezlocuirii apei de către gaze într-un rezervor acvifer se estimează având în vedere caracteristicile rocilor: porozitate, permeabilitate și presiune capilară. Aceste informații necesare acestei caracterizări se obțin prin două metode: prima metodă (prin prelevare de carote mecanice), a doua metodă (cu ajutorul măsurărilor geofizice). Principalele criterii în realizarea/exploatarea depozitelor subterane sunt:

- estimarea performanțelor și pozițiilor de amplasare ale zăcământului analizat;
- caracterizarea și dimensionarea echipamentului de bază;
- estimarea calculului economic;
- dimensionarea instalațiilor complementare;
- evaluarea valorilor medii a caracteristicilor hidraulice: porozitatea, permeabilitatea bazate pe testele de interferență dintre sonde;
- sesizarea variației presiunii în sondele săpate în acvifer;
- realizarea studiilor pentru stabilirea distribuției saturației și limitelor zăcământului;

În cazul în care un acvifer prezintă aceleași proprietăți ale rezervorului în toate direcțiile, prin injecția gazelor în formațiune se produce o deplasare uniformă a apei formându-se interfața gaze – apă (*fig.2.12*). De menționat că presiunea de injecție trebuie să se situeze în intervalul $0,7 \div 1,5 \text{ Mpa}$ din presiunea inițială a acviferului.

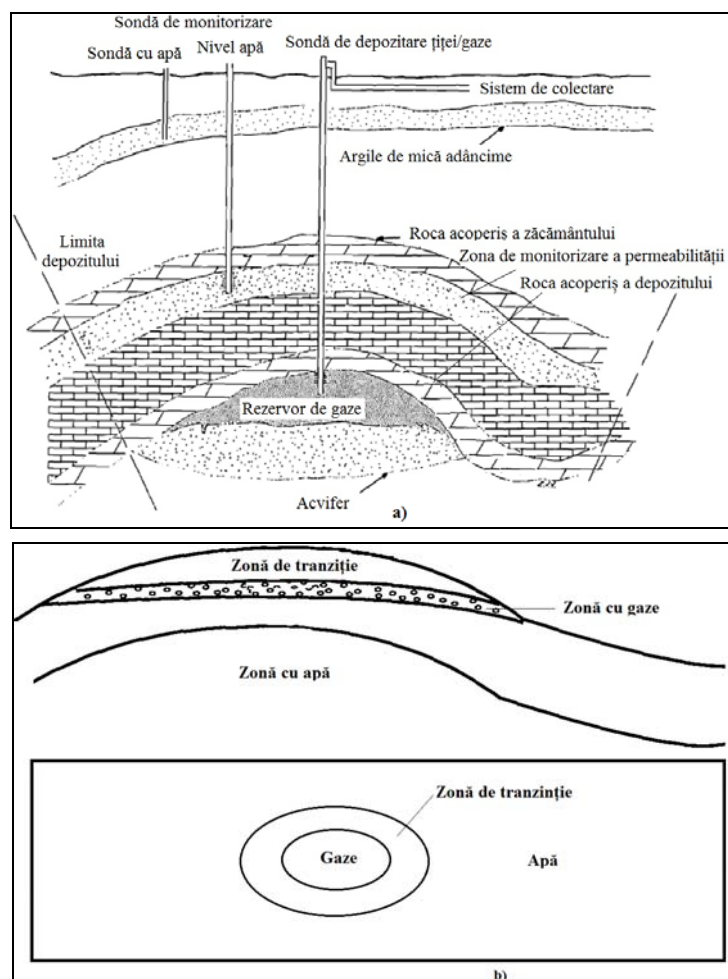


Fig.2.12 – Schema generală a unui depozit subteran de înmagazinare într-un zăcământ acvifer [34]
a) Secțiune geologică ce traversează depozitul subteran; b) Schema de dezlocuire a apei de către gaze

Se poate considera un spațiu poros saturat cu apă în care se experimentează dezlocuirea acesteia cu ajutorul gazelor naturale, în acest caz în cadrul procesului apar fenomene precum:

- primul drenaj – reprezintă operația de dezlocuire a unui fluid (apă) care a saturat inițial roca de către un alt fluid (gaze);

- drenajul propriu – zis – constă în operația de modificare a saturației gazelor în rocă;

- inhibarea – reprezintă operația inversă de dezlocuire a gazelor de către apă.

În procesul de dezlocuire a apei cu ajutorul gazelor se pot defini următoarele [47]:

- *presiunea de dezlocuire* – aceasta se bazează pe surplusul de presiune util pătrunderii gazelor în roca inițial saturată cu apă. Aceasta se determină în laborator;

- *presiunea de prag* reprezintă presiunea care permite gazelor să traverseze un eșantion de rocă saturat cu apă;

- *saturația în apă ireductibilă* – reprezintă apa care nu poate fi dezlocuită de către gaze fiind cuprinsă între 10 – 20 % (pentru roci cu permeabilitate mare) și poate atinge chiar 60 % (pentru roci puțin permeabile);

- gazele pierdute – sunt definite de saturația reziduală în gaze, cuprinsă între 15 și 30 %. Gazele finale nerecuperate prezintă o deosebită importanță (circa 30 – 60 % din stoc total).

Odată cu creșterea procentului de apă dintr-o sondă productivitatea acesteia se reduce. În cazul depozitelor de înmagazinare bine construite și consolidate, apa nu este prezentă (excepție fac sondele oprite din extracție cu ajutorul cărora au fost extrase importante cantități din stoc).

Atunci când presiunea sondei (din timpul extracției) crește semnificativ, poziția limitei gaze – apă se modifică datorită formării conurilor de apă existând posibilitatea ca sonda respectivă să producă cu aport de apă.

În concluzie înmagazinarea gazelor naturale în zăcăminte acvifere reprezintă un proces complex ce implică cunoașterea în detaliu a rezervoarelor destinate transformării acestora. De asemenea utilizarea acestor zăcăminte presupune analizare minuțioasă. Pe de o parte injecția gazelor în formațiune necesită presiuni mai ridicate pentru dislocuirea apei din pori, iar pe de altă parte din cauza dizolvării gazelor în apa de zăcământ vor apărea pierderi de gaze și nu în ultimul rând la extragerea gazelor vor crește cheltuielile de uscare ale acestora. Legat de umiditatea gazelor mai poate apare și problema criohidraților. În cazul înmagazinărilor subterane de gaze în acvifere se necesită investiții suplimentare funcție de:

- determinarea caracteristicilor geologice ale zăcământului;
- evidențierea și conturarea viitorului depozit;
- săparea sondelor de operare și monitorizare (*piezometrice*);
- realizarea sistemului facilităților de suprafață (conducte, stații de uscare, etc.).

În acest caz volumul investiției este mult mai mare decât cel al unui zăcământ depletat.

c) Înmagazinarea subterană a gazelor naturale în caverne saline

Utilizarea cavernelor saline (sub forma unor domuri) în cadrul procesului de înmagazinare subterană a gazelor naturale realizate prin dizolvarea sării, s-au dovedit a fi utile încă din secolul trecut. Primele cavități saline au fost realizate în anul 1961 în Marysville Southeastern statul Michigan – Statele Unite ale Americii [67]. La ora actuală există în lume circa 60 de depozite saline dintre care circa 30 se află pe teritoriul Statelor Unite ale Americii. În principal cavernele saline erau utilizate, pentru înmagazinarea produselor petroliere lichide, însă folosirea acestora pentru înmagazinarea gazelor naturale este relativ recentă apărând ca urmare a avantajelor oferite de aceste depozite:

- capacitate de livrare mare a gazului înmagazinat;
- procent mic de gaze folosite în cazul pernei (neoperate la presiune constantă);
- perioadă scurtă de reumplere a depozitului;
- posibilitatea recuperării complete a pernei de gaze;
- capacitatea mare de depozitare;

- disponibilitatea formațiunilor salifere ce permit realizarea acestor tipuri de depozite.

Elementele constitutive ale unei sonde utilizată la procesul de înmagazinare a gazelor naturale în caverne saline, sunt prezentate în (fig.2.13).

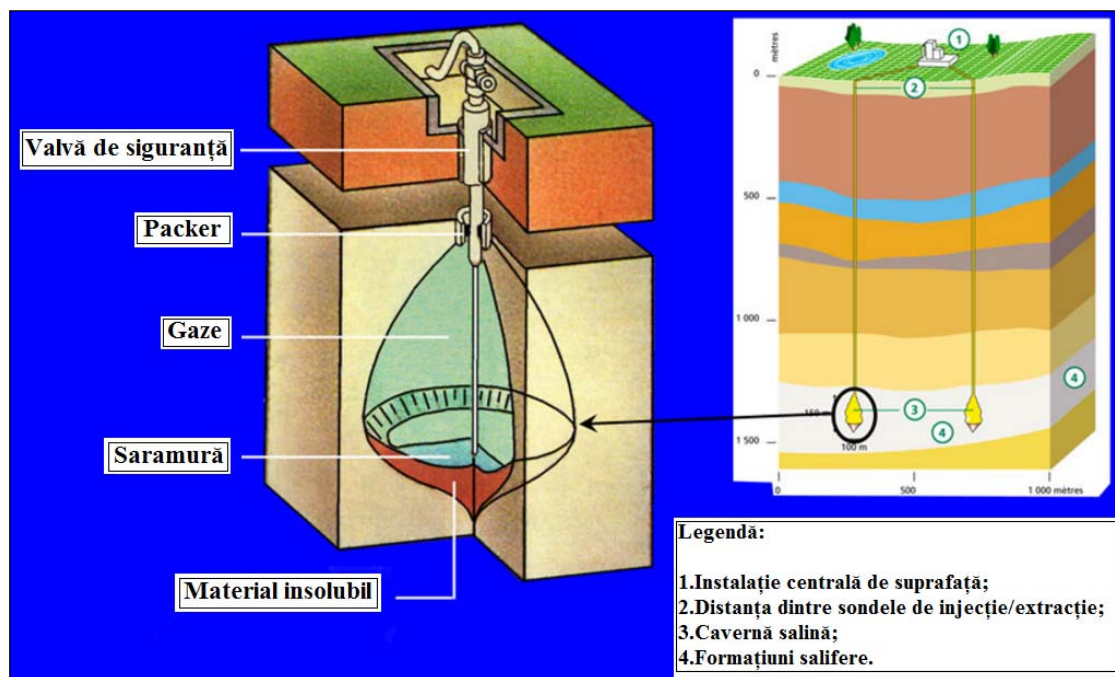


Fig.2.13 – Prezentarea construcției cavelor saline utilizând sonde de înmagazinare [31]

Respectarea acestor criterii sunt privite ca o soluție alternativă înmagazinărilor subterane de gaze în zăcămintele depletate. Tehnologia realizării unei cavități saline (fig.2.14) cuprinde următoarele etape:

- se injectează prin una/mai multe sonde (injecție/extracție) apă (dulce) cu rol de dizolvare a sării fie prin circulație directă/inversă (fig.2.15);
- saramura este extrasă prin una sau mai multe sonde funcție de construcția cavernei;
- în funcție de programul de construcție al sondelor, acestea pot fi echipate cu una sau două coloane de lucru mobile pe durata realizării cavernei;
- în cavitatea astfel creată se injectează gaze la presiunea corespunzătoare.

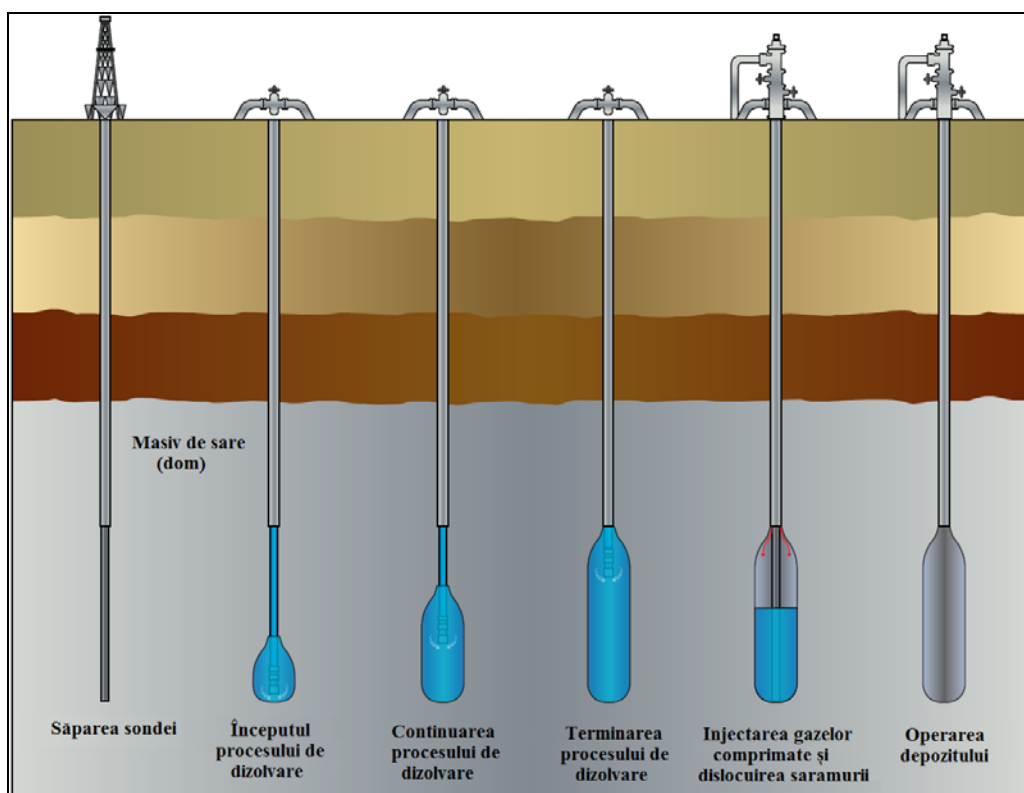
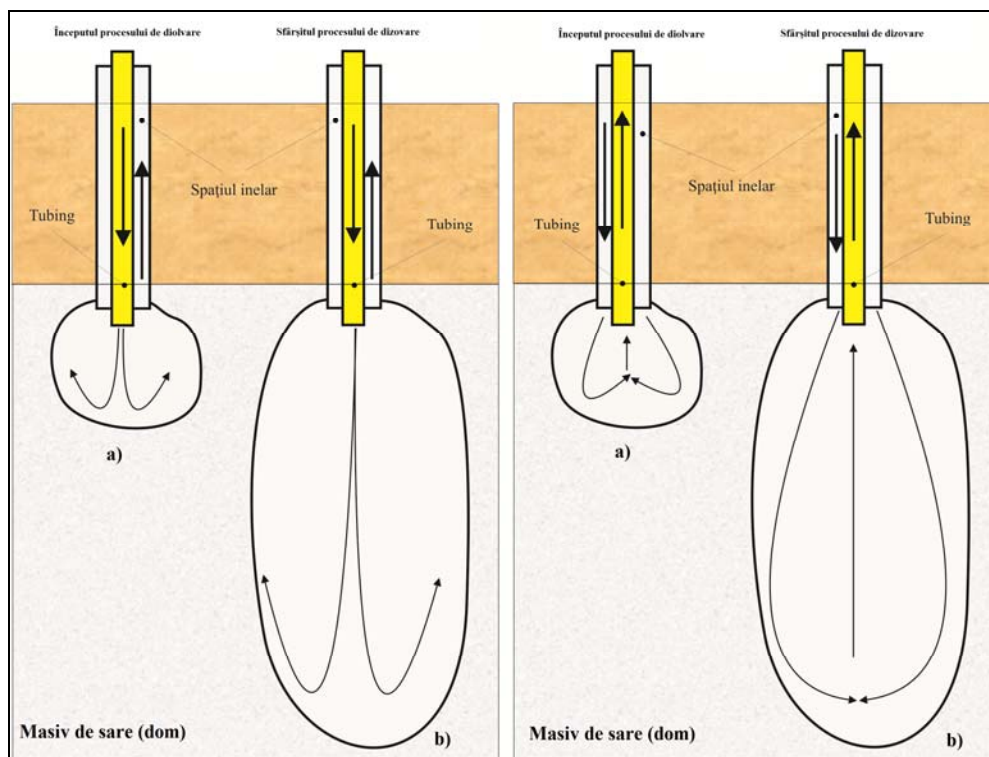


Fig.2.14 – Etapele privind construirea unei caverne saline [64]

Fig.2.15 – Prezentarea unei caverne saline [34]
a) metoda circulației directe; b) metoda circulației inverse

Pentru ca un masiv de sare (dom) să poată fi utilizat ca depozit subteran de înmagazinare a gazelor naturale, trebuie să îndeplinească patru condiții de bază, respectiv:

- culcușul domului să fie etanș;

- grosimea rocii saline să fie de minim 100 m;
- adâncimea rocii cuprinsă între 700 – 1400 m (optim 1000 – 1200 m);
- grosimea bancurilor insolubile să fie mai mică de 5 m.

Recomandare!

Înmagazinarea gazelor naturale în caverne saline se face studiind în detaliu zăcământul salifer ce urmează a fi folosit ca depozit de înmagazinare, atât din punct de vedere al formațiunilor înconjurătoare domului salin (grosime, etanșeitate) cât și din punct de vedere a adâncimilor acestuia.

Adâncimea domului salin nu poate fi foarte mare (peste 1500 m) întrucât la un moment dat sarea fiind plastică are tendința de migrare (prin curgere/fluaj) motiv pentru care se pot identifica două situații:

- *se produce fie obturarea zăcământul (situație în care acesta nu-și mai păstrează forma inițială);*
- *fie se creează căi de migrație (caz în care zăcământul nu mai corespunde scopului pentru care a fost proiectat).*

Prin procesele de dizolvare cu ajutorul apei injectate prin sondele special forate, se pot realiza goluri însemnate (caverne) de depozitare a gazelor naturale. Însă, folosirea acestor domuri ca depozite de înmagazinare implică o serie de probleme legate de stabilitatea structurilor respective și nu în ultimul rând de hazardurile produse. Apa sărată (saramura) rezultată prin aceste procese (de dizolvare) se deversează în mări, mine abandonate, se poate utiliza în industria chimică sau poate fi injectată în acvifere fiind improprie consumului casnic/industrial. Astfel cavitățile realizate prin dizolvare au volume cuprinse între 100.000 și 400.000 m³ iar capacitatea maximă de înmagazinare va fi proporțională cu adâncimea.

Experimentele au arătat că pentru dizolvarea unui metru cub de sare sunt necesari circa 8 – 10 metri cubi de apă dulce, în timp ce pentru producerea unui metru cub de sare se utilizează circa 8 – 9 metri cubi de saramură.

În construcția unor astfel de depozite saline trebuie avut în vedere trei aspecte importante:

- asigurarea stabilității mecanice a cavității;
- amplasarea la o distanță suficientă una de alta în scopul păstrării stabilității mecanice;
- durata procesului de dizolvare să se întindă pe câțiva ani (fig.2.16).

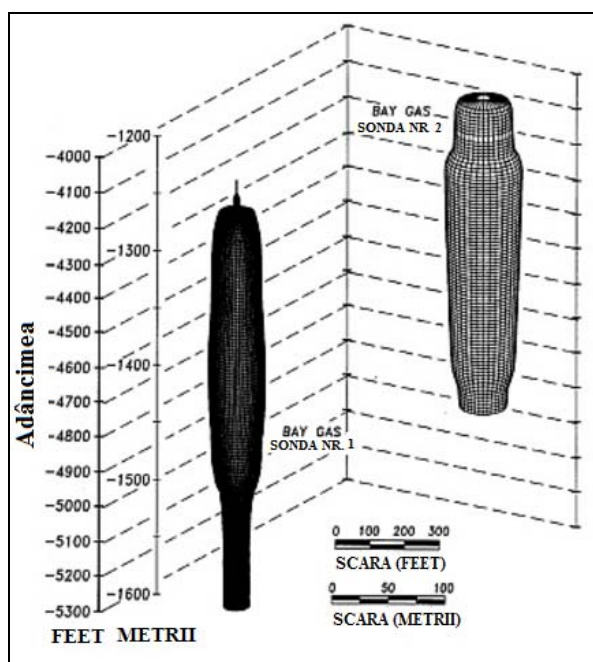


Fig.2.16 – Schița izometrică a două sonde utilizate la înmagazinare într-o cavernă salină (sonda 1 – existentă; sonda 2 – proiectată) [7]

Construirea unei caverne saline determină destabilizarea echilibrului natural geostatic al terenului având ca efect pierderea volumului cavității în timp ca urmare a fluajului sării, rezultat din comportamentul ductil al acesteia. Acest fapt conduce la un geohazard major în exploatarea unui astfel de tip de depozit, motiv pentru care în proiectarea unei caverne saline se ține cont și de studiul mecanicii rocilor sub aspectul comportării reologice pe de o parte iar pe de altă parte de problemele specifice termodinamice (amplitudinea și viteza ridicată de curgere a gazelor conduce la variații importante de presiune și temperatură).

Fluajul sării este influențat în primul rând de distribuția stresului având ca efect pierderea de volum a cavernei saline. Modificarea vitezei pierderii de volum depinde de:

- natura sării (proprietăți fizice: mărimea cristalelor, impurități);
- presiunea de lucru. Viteza pierderii de volum este direct proporțională cu diferența dintre presiunea geostatică, presiunea din interiorul cavității și cu adâncimea;
- dimensiunile cavernei (sferică, dublu conică, cilindrică).

În urma studiilor realizate s-a ajuns la concluzia potrivit căreia forma cilindrică implică cele mai mari pierderi de volum (fig.2.17).

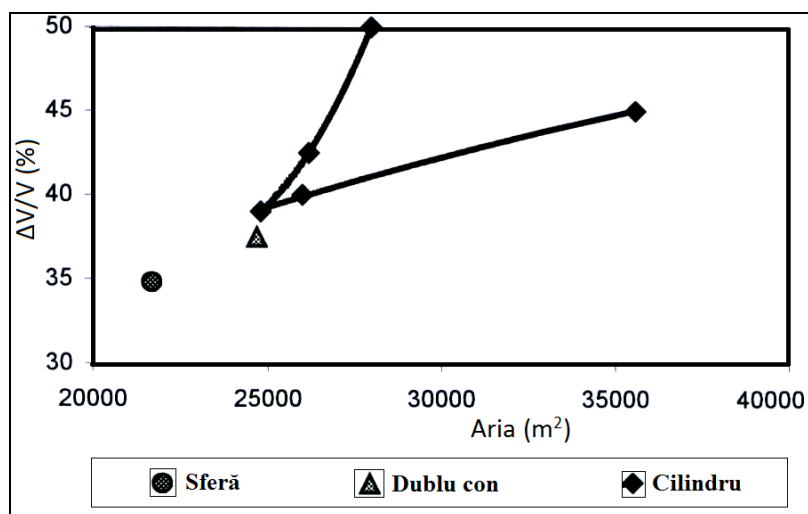


Fig.2.17– Schițarea pierderii de volum funcție de formele cavității saline [24]

Amplasarea a două cavități saline este invers proporțional cu distanța dintre acestea, respectiv fluajul crește cu circa 30 % atunci când distanța dintre două sonde scade de la 600 la 300 m. Pentru reducerea vitezei de deformare a cavernelor saline în timp, se poate folosi metoda de operare la presiune constantă, principiu operării fiind prezentat în (fig.2.18).

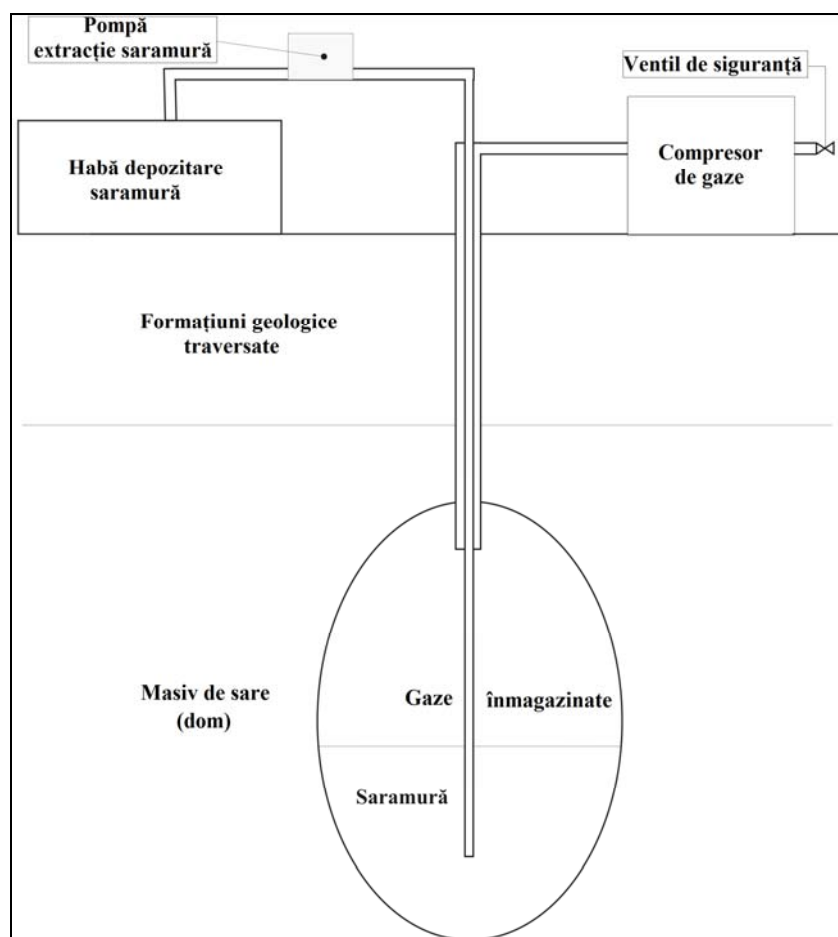


Fig.2.18 – Schițarea unei sonde utilizată la înmagazinare pentru o cavernă salină [47]

Evaporitele/rocile saline sunt minerale rezultate prin evaporarea apei de mare. Această categorie cuprinde mai mult de treizeci de minerale formate prin asocieri naturale din elementele chimice ce se regăsesc în apă: Ca^{2+} , Na^+ , Mg^{2+} , Br^- , K^- , Cl^- , SO_4^{2-} .

Concentrația cea mai mare în rocile saline o reprezintă sarea gemă (*halit*). Prin procesul de sedimentare grosimea rocilor saline poate depăși uneori 1000 m demonstrând faptul că acestea prezintă extindere mare pe verticală. Sarea gemă (*halitul*) este asociată cu roci insolubile (argilă, marne, anhidrite) ce sunt repartizate în bancuri/regiuni. Pentru optimizarea procesului de înmagazinare în cavitățile saline, se impune utilizarea unui model matematic pentru a prevedea evoluția volumului gazului liber din cavități, a presiunii și temperaturii medii.

Pentru rezolvarea ecuației de căldură (transfer termic prin conductă și teren) este necesară o bună cunoaștere a profilului geotermic (obținut prin termometrie) ce se realizează la câteva săptămâni după ce sonda a fost forată.

Ritmul de exploatare determinat de variația presiunii datorită debitului vehiculat ridicat cât și adâncimii mari implică multe probleme tehnice. Problemele caracteristice înmagazinării gazelor se identifică printr-o pierdere rapidă de presiune și temperatură în cavitate, accentuate de pierderea de temperatură prin pereții sondei creând astfel riscul apariției criohidraților. Existența gazelor umede este susținută de prezența saramurii reziduale în sacul cavității. Experimentele efectuate au demonstrat că un conținut în apă ($200 \div 400 \text{ mg/Nm}^3$) măsurat în capul sondei, este inferior celui măsurat în condițiile de fund a cavității ($500 \div 1500 \text{ mg/Nm}^3$).

La stabilirea costului total privind înmagazinările subterane în cavitățile saline se urmăresc următoarele etape:

- localizarea domului de sare prin gravimetrie și seismică;
- identificarea numărului de sonde de exploatare utilizabile;
- proiectarea instalațiilor pentru curățirea cavității privind colectarea apei (bazine etc.).

De asemenea o deosebită importantă o au instalațiile pentru mărirea capacității de înmagazinare.

În realizarea cavernelor saline se mai pot folosi ca agenți dizolvanți soluții acide. Un exemplu de realizare a unei cavități saline într-un masiv de calcar cu ajutorul soluțiilor acide este redat în (*fig.2.19*). Pentru modelul cu o singură sondă, realizarea cavernei (prin dizolvare cu acizi) se aseamănă cu modul de execuție al cavernelor saline (prin dizolvare cu apă), respectiv se injectează soluții acide prin coloana sondei și se extrage materialul rezultat în urma acestei dizolvări prin tubing. În cazul folosirii a două sau mai multe sonde procesul este identic ca în cazul folosirii unei singure sonde, însă datorită săpării sondelor la anumite distanțe între ele cavernele rezultate se unesc rezultând o cavernă mai mare (*fig.2.20*).

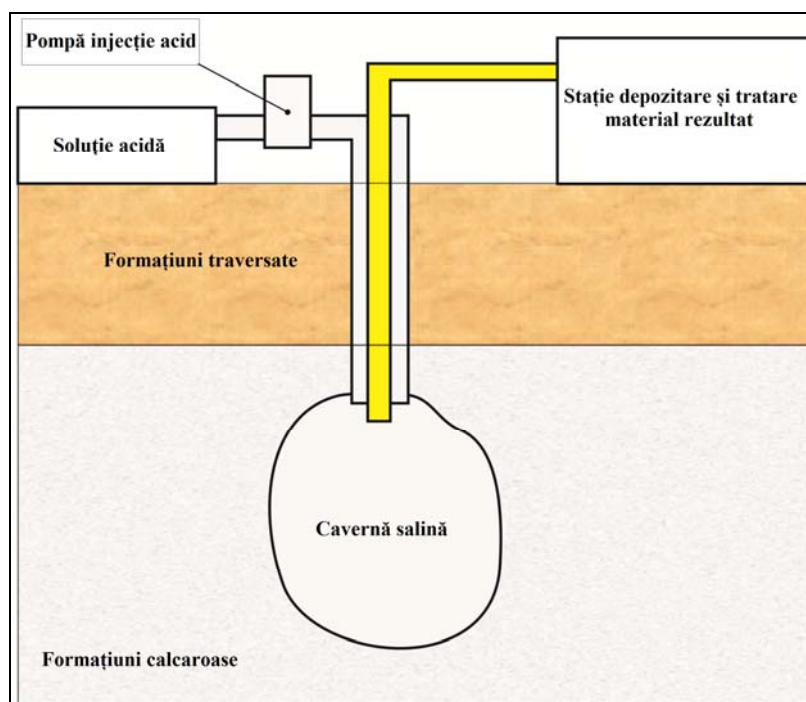


Fig.2.19 – Schița realizării unei cavități într-un masiv de calcar, folosind metoda de dizolvare cu acizi [17]

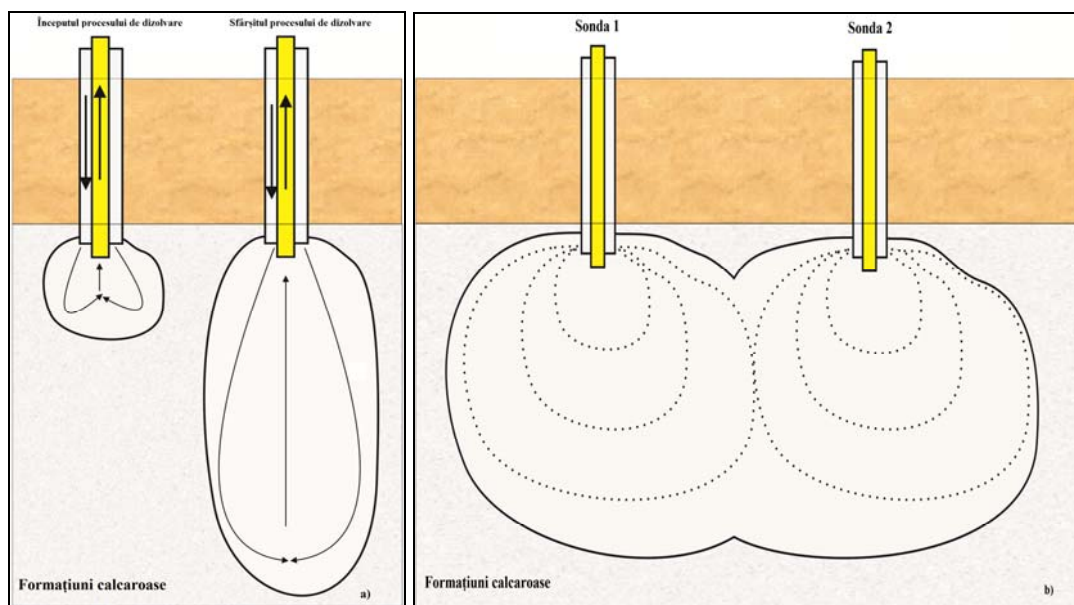


Fig.2.20 – Realizarea unei caverne saline în formațiuni calcaroase prin metoda circulației directe folosind: a) o sondă; b) două sonde [47]

O metodă modernă o reprezintă săparea a două sau mai multe sonde verticale iar între ele se sapă o sondă orizontală (una dintre sonde funcționând ca sondă de injecție iar cealaltă de extracție).

La stabilirea tipului de acid ce urmează a fi folosit la realizarea cavernei trebuie să se țină cont de următoarele aspecte:

- gradul de disponibilitate al acidului;
- prețul acidului;

- produsul de reacție al acidului cu roca (gradul de solubilitate în apă);
- utilizarea acidului pe scară largă.

În prezent în România nu s-au realizat depozite de înmagazinare subterană a gazelor naturale în caverne saline, ci numai în depozite depletate.

Principalele avantaje și dezavantaje ale metodelor de înmagazinare subterană a gazelor naturale sunt prezentate în (tabelul 2.2).

Tabelul 2.2 [47]

<i>Tehnologie de înmagazinare</i>	<i>Avantaje</i>	<i>Dezavantaje</i>
<i>Zăcămintele deplete de gaze/țiței</i>	- în cazul folosirii unui zăcământ cu porozitate și permeabilitate mare se pot obține debite zilnice mari. - aceste zăcămintele sunt depozite de mare capacitate putând prelua vârful de consum pe timp de iarnă sau în cazul aparițiilor unor avarii în rețea. - cheltuielile cu investițiile sunt mai mici față de alte tehnologii întrucât caracteristicile zăcământului, proprietățile rocii sunt cunoscute în condițiile existenței sondelor și a facilităților de suprafață. - cheltuielile de operare sunt mici. - procesul poate contribui la creșterea factorului de recuperare al țițeiului (în cazul utilizării unor zăcămintele deplete de țiței cu cupolă de gaze).	- necesitatea utilizării unor stocuri inactive ce reprezintă o imobilizare importantă de resurse. - posibilitatea apariției pierderilor de gaze. - durată îndelungată a construcției depozitului (câțiva ani).
<i>Acvifere</i>	- răspândire mare pe glob a acestor depozite. - aceste depozite au capacitate mare de înmagazinare putând prelua vârful de consum pe timp de iarnă sau în cazul aparițiilor unor avarii. - în cazul folosirii unor zăcămintele cu porozitate și permeabilitate mare se pot obține și în acest caz debite zilnice mari.	- necesitatea unor investiții suplimentare pentru determinarea caracteristicilor geologice ale zăcământului, punerea în evidență și conturarea acestuia, săparea sondelor de operare și monitorizare respectiv realizarea sistemului facilităților de suprafață. - pentru dezlucuirea apei se necesită presiuni de injecție mar. - necesitatea monitorizării procesului de injecție – extracție. - stocuri inactive mari de gaze (80 % din capacitatea totală).
<i>Cavități saline</i>	- obținerea unor debite mari în comparație cu cantitatea înmagazinată. - arie mare de acoperire a masivelor saline pe glob. - durata procesului de extracție este de ordinul săptămânilor fapt ce determină realizarea mai multor cicluri pe an. - cazul realizării mai multor cicluri pe an implică costuri de operare mai mici decât în cazul zăcămintelor deplete/acvifere.	- valoarea investiției este mult superioară comparativ cu un zăcământ depletat. - eliminarea cantităților de saramură realizată în urma excavării cavității saline creează probleme importante. - micșorarea volumului cavității datorită fenomenului de curgere (fluaj) a sării.

Capitolul III – Evidențierea factorilor de hazard natural cu privire la înmagazinările subterane de gaze

Datorită dezvoltării permanente a resurselor naturale (țigii și gaze), nevoia acută de transport a acestora (prin intermediul facilităților de adâncime/suprafață) cât și impactul factorilor de mediu au determinat inițierea unor studii privind geohazardurile onshore (pe uscat) cât și offshore (pe mare), fiind înregistrate studii de specialitate încă din anul 1984.

În ceea ce privește geohazardurile onshore (pe uscat) ce fac obiectul prezentei cercetări, factorii determinanți ai acestui tip de hazard natural sunt prezenți atât la suprafață (reprezenți de fenomenele/procese ce îi guvernează), cât și în adâncime (analizați prin prisma înmagazinărilor subterane de gaze naturale).

3.1) Comportarea formațiunilor de suprafață (scară regională)

Geohazardurile (riscurile geologice) se definesc ca fenomene geologice naturale ce reprezintă un risc pentru viața oamenilor, proprietăților cât și a infrastructurilor. Aceste fenomene de risc sunt înțelese ca procese naturale/induse antropice extreme care depășesc capacitatea imediată de contracarare și adaptare a societății umane.

Prin definiție *riscul natural* nu poate fi înțeles în afara relaționării factorului uman cu anumite evenimente pe care nu le poate controla, implicând totodată inițiativa și libertatea de decizie a ființei umane [2].

Ca factori favorizanți aceste geohazarduri includ: alunecări de teren, inundații ce provoacă surpări ale terenurilor, mișcări tectonice și acumulări de gaze, acțiunea vânturilor, iar în cazul geohazardurilor offshore (marine) se pot produce fenomene naturale precum *tsunami*. Însă, în anumite situații, geohazardurile pot fi induse de activitățile umane. Geohazardurile nu pot fi total prevenite, dar impactul acestora asupra oamenilor și a mediului înconjurător poate fi redus sau diminuat.

Un *geohazard* este reprezentat de o stare geologică care poate conduce pe scară largă la deteriorare/risc. Altfel spus geohazardurile sunt condițiile geologice propice mediului ce implică procese geologice pe termen lung sau scurt. Ele pot avea diverse dimensiuni uneori pot fi caracterizate de prezența unor adevărate dezastre naturale (ex: alunecări de teren de suprafață/submarine) ce afectează în mare măsură activitatea socio – economică.

După cum se știe activitățile umane precum forajul unor sonde în zone de suprapresiuni pot conduce la riscuri semnificative și prin urmare preocuparea pentru studii specifice de cercetare, prevenire și atenuare a geohazardurilor onshore și offshore sunt extrem de importante

și totodată necesare în înțelegerea precondițiilor, cauzelor și implicațiilor acestora. În alte situații (în special în regiunile montane), procesele naturale pot provoca evenimente cu caracter complex (de exemplu o avalanșă ce lovește un lac provocând o curgere masivă de sedimente sau crearea unei curgeri de noroi pe panta unui vulcan).

Menținerea investigațiilor multi – disciplinare în apariția și implicațiile geohazardurilor, în special al celor offshore (*pericole geologice în larg*) privind explorarea hidrocarburilor, conduce la studii de atenuare specifice și stabilirea unor mecanisme relevante de prevenire. La scară regională principalele categorii ale geohazardurilor onshore (*pe uscat*) la suprafață sunt:

- zgomotul;
- alunecările de teren;
- acțiunea vânturilor;
- seismicitate și cutremure de pământ;
- inundații;
- factori antropici.

3.1.1) Zgomotul face parte din categoria geohazardurilor de suprafață. Cele mai multe dintre facilitățile necesare depozitării subterane a gazelor naturale sunt amplasate în subteran. Operatorul depozitului subteran de înmagazinare monitorizează formarea acestor depozite cu ajutorul instalațiilor de suprafață (conducte, stații de uscare, comprimare etc.). Prin funcționarea lor îndelungată aceste stații de uscare/comprimare a gazelor naturale declanșează un geohazard important denumit *zgomot*. În anul 2013 Comisia Mondială de Reglementare a Energiei a stabilit normele nivelului de zgomot acceptabile în cazul acestor stații de uscare/comprimare a gazelor naturale (noi/modificate), fixând pragul de zgomot al nivelului mediu de 55 dB (decibeli) [33].

În România nu există un mecanism național reglementat privind nivelul de zgomot ale instalațiilor de înmagazinare a gazelor naturale, nivelul de zgomot din timpul funcționării unei instalații se regăsește în specificațiile tehnice ale acestora.

3.1.2) Alunecările de teren (constituția litologică de suprafață) pot fi definite ca fenomene geodinamice de modificare a reliefului cu caracter în general lent și periodic prin care se restabilește echilibrul natural al versanților și taluzelor. Atunci când aceste fenomene au loc pe neașteptate, în funcție de amploarea lor, alunecările de teren pot produce pagube materiale și umane importante (pierderi de vieți omenești).

Cunoașterea acestui tip de geohazard este determinată de necesitatea asigurării stabilității versanților, a lacurilor de acumulare, a traseelor de drumuri și căi ferate din zonele de deal și de munte, de creșterea siguranței în exploatare a carierelor, a exploatărilor din industria petrolieră, a iazurilor de decantare și a haldelor. Amplasarea lacurilor de acumulare modifică cu timpul starea de eforturi din versanți, ceea ce are drept urmare o creștere progresivă a deformațiilor care pot

duce la formarea unor alunecări, mai ales a terenurilor de sedimentare. Seismicitatea indusă contribuie și ea prin creșterea gradului de intensitate seismică a regiunii la formarea alunecărilor de teren.

Studiul alunecărilor de teren este necesar să depășească stadiul actual, determinat de problemele ridicate de una sau mai multe alunecări ce se produc la un moment dat și să intre într-o fază mai avansată de cunoaștere științifică având caracter organizat și planificat. O importanță deosebită o au două aspecte: un aspect este reprezentat de cartarea geologică de suprafață a acestor geohazarduri, iar cel de-al doilea aspect este legat de observațiile staționare necesare urmând a fi efectuate asupra acestor fenomene fizico – geologice. Cartarea acestor alunecări permite stabilirea legăturilor pe care aceste fenomene le au cu natura petrografică a rocilor cu structura geologică și cu tectonica regiunii analizate [5].

Având în vedere faptul că factorii declanșatori ai acestor procese sunt rezultatul simultan ai unor factori favorizanți (conform clasificării Unesco), în (fig.3.1) sunt redați acești factori precum și influența lor.

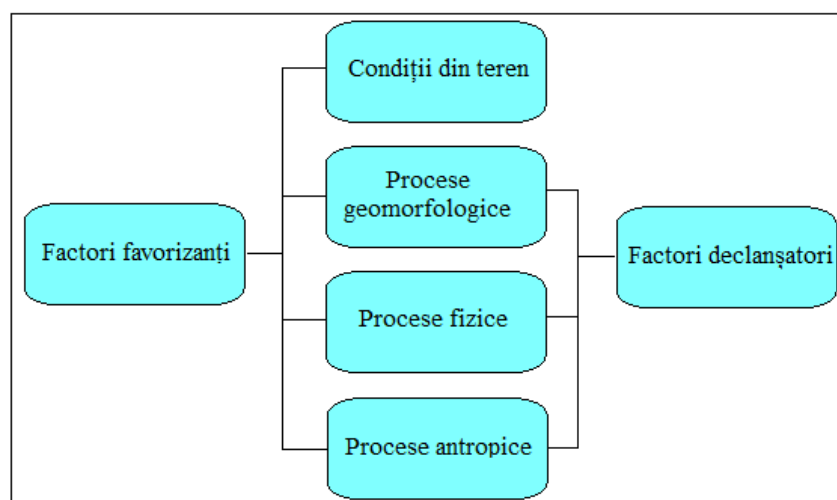


Fig.3.1 – Clasificarea Unesco privind influența factorilor cauzali [12]

Studierea alunecărilor de teren se va face admitând factorii care contribuie la influența coeficientului mediu de risc (K_m) cu ajutorul căruia se întocmesc hărțile de hazard privind alunecări de teren:

$$K_m = \sqrt{\frac{(K_a \times K_b) \times (K_c + K_d + K_e + K_f + K_g + K_h)}{6}} \quad (3.1)$$

unde: K_a , K_b , K_c , K_d , K_e , K_f , K_g , K_h – reprezintă factorii: litologic, geomorfologic, structural, hidrologic – climatic, hidrogeologic, seismic, silvic, antropic.

În ultimii ani, un număr semnificativ de țări au început să folosească pachete de programe GIS (*Sisteme Informatic Geografice*) pentru întocmirea hărților de risc privind alunecările de teren, datorită posibilității acestora de a utiliza o cantitate foarte mare de date topografice cât și

date caracteristice condițiilor geotehnice din zonele afectate de astfel de fenomene. Utilizarea hărților de risc privind alunecările de teren, sunt realizate într-un mediu GIS care să conțină date topografice (cu aplicații în geotehnică), acesta fiind un instrument ce creează informații spațiale noi, prin analiza celor existente în bazele de date, pentru a ajuta la luarea deciziilor referitoare la planificarea complexă a teritoriului, cu o eficiență tehnico – economică ridicată. În continuare se vor fi prezentate principalele aspecte ce favorizează aceste geohazarduri [69].

Aspecte litologice – în cazul proceselor geologice de suprafață tipurile litologice ce alcătuiesc scoarța terestră sunt împărțite în două mari categorii: *categoria rocilor de bază* și *categoria formațiunilor acoperitoare (depozite superficiale de grosimi mici)*. Categoria rocilor de bază conține toate rocile de vârstă precuaternară și anumite tipuri litologice cuaternare (depozite de tufuri calcaroase, travertin, conglomerate de terasă) consolidate și/sau cimentate. Aceste procese de dezagregare și alterare slăbesc treptat coeziunea rocilor reprezentând un factor determinant în declanșarea alunecărilor de teren.

Constituția litologică este determinată de existența unor roci plastice (*roci argiloase*) care în anumite condiții favorizează deplasarea maselor suprajacente prin hidratare (fig.3.2). Procesul prin care stratele argiloase ce formează cuvertura sedimentară sunt îmbibate cu apă (*fluide*) se numește *hidratare*.

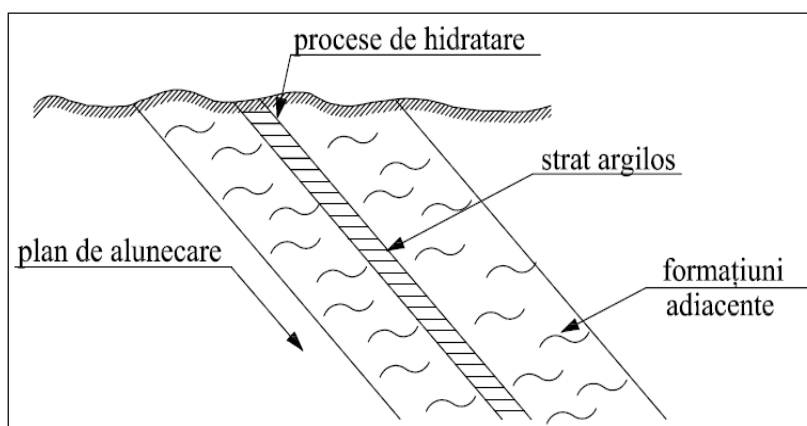


Fig.3.2 – Strat argilos hidratat în momentul alunecării pe plan de stratificație

Prin procesul de hidratare argilele își măresc volumul și implicit sunt antrenate prin procese de tip „sliding” pe planele pantelor de stratificație ale rocilor. Rocile odată îmbinate cu apă se comportă ca un „pat fluidizant” ce poate influența energia undelor seismice provocând cutremure de pământ (ex. cutremurul din 1977). Forma, respectiv înclinarea joasă a suprafeței terenului determină un rol important în stabilitatea masivelor, zăcămintelor etc. Declanșarea pierderii stabilității poate fi pusă pe seama creșterii efortului de tăiere în masiv (cauze naturale/antropice) datorită măririi pantelor taluzurilor/versanților. De asemenea prezența pe pantele versanților a unor văi torențiale tinere, favorizează apariția alunecărilor de teren.

Aspecte structural – tectonice – înclinarea stratelor reprezintă un factor favorizant privind apariția instabilității. Stratele care înclină în aceeași direcție cu înclinarea versantului (*alunecări consecvente*) prezintă un potențial de instabilitate mai ridicat față de cele care înclină în sens contrar pantei versantului (*alunecări insecvente*) sau a masivelor nestratificate (*alunecări asecvente*). Fenomenele tectonice (*faliile, pânzele de șariaj*) prezente în masivele rocilor pot influența producerea fenomenelor de instabilitate.

Aspecte hidrologice și climatice – factorul dominant responsabil pentru producerea alunecărilor de teren *onshore* (pe uscat) de suprafață este apa (*fig.3.3*). Lipsa/prezența acesteia trebuie studiată în contextul stării limită în care poate ajunge masivul pentru că, absența apei nu exclude posibilitatea apariției sale ulterioare.

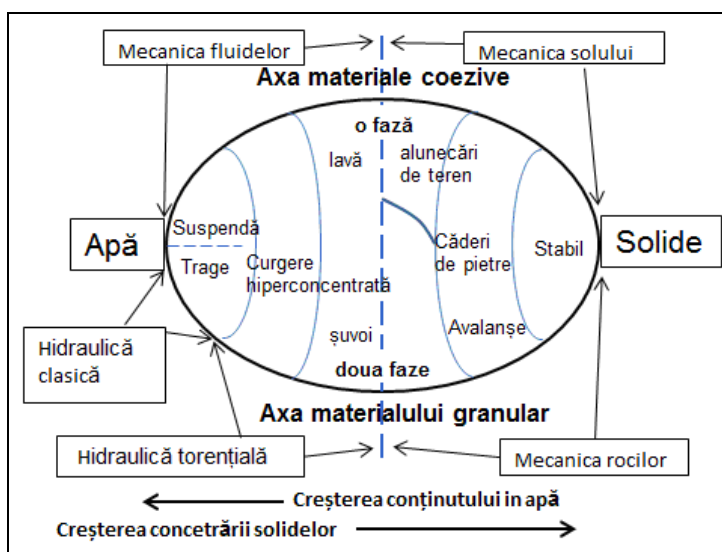


Fig.3.3 – Schița mișcărilor de masă formată din amestecuri solide și apă la diferite etape de amestecare [38]

Având în vedere efectul apei asupra rocilor, este necesar să se țină cont și de celelalte elemente constitutive (vegetația, relief caracteristic) care contribuie la stabilirea circuitului apei. Curgerile de suprafață pot declanșa alte consecințe privind alunecările de teren:

- puterea mare de curgere a apei curgătoare poate conduce la spălarea bazei versanților/taluzurilor (zonele muntoase și deluroase) precum și pierderea stabilității acestora;
- în urma acestor procese de curgere (cu energie mare) apa de suprafață poate conduce la ravenări respectiv eroziuni ale rocilor;
- datorită ploilor torențiale de scurtă durată (pe timp de vară) sau a topirii zăpezilor cât și a precipitațiilor îndelungate (pe timp de iarnă) se pot produce micșorări ale coeziunii rocilor urmând ca în final să se ajungă la pierderea stabilității acestora. Pierderea stabilității și implicit scăderea capacității portante ale rocilor se poate produce și datorită infiltrării apelor de suprafață în corpul terasamentelor de suprafață.

Aspecte hidrogeologice – stabilitatea versanților, a taluzurilor de debleu poate fi caracterizată de deplasarea apelor atât direct (*prin forța de filtrație*) cât și indirect (*în urma proceselor de antrenare hidrodinamică*) a rocilor necoezive ce intră în alcătuirea versanților. Atunci când nivelul apei din interfluvii crește se manifestă forțe de filtrație, apa fiind drenată către suprafața versanților. În urma acțiunilor acestor forțe, se produc de obicei alunecări de teren accentuate (ex: în timpul golirii rapide a lacurilor de acumulare datorită exfiltrațiilor din versanți). Procesele de alunecare se pot produce în urma antrenării hidrodinamice de către apă a rocilor (eroziune internă, refulare/rupere hidraulică). Alte consecințe provocate de prezența apei subterane în masivele de pământ care pot favoriza alunecările de teren sunt:

- apa subterană cu nivel liber cantonată între două straturi impermeabile ce acționează asupra stratului impermeabil superior prin subpresiune;
- apa subterană aflată sub presiune ce acționează asupra stratului impermeabil superior, în condiții de suprasarcină, prin suprapresiune (creșterea presiunii apei din pori);
- variația spontană a presiunii apei din pori (cazul nisipurilor fine, saturate, monogranulare) poate duce la lichefierea acestora.

Alunecările de teren pot fi atât de suprafață (*determinate de procese ce generează geohazarduri onshore*), cât și submarine (*influențate de procese ce generează geohazarduri offshore*) asemănătoare mișcărilor de masă de pe uscat (fig.3.4).

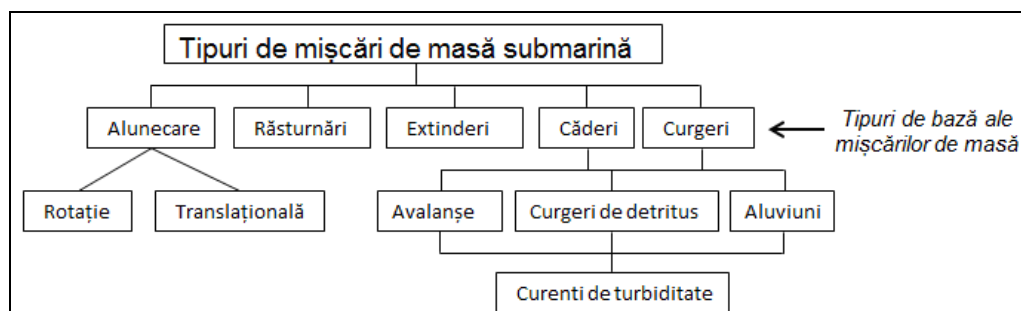


Fig.3.4 – Clasificarea mișcărilor de masă adaptată pe alunecările de teren onshore (pe uscat) (TC – 11), propusă de Societatea Internațională pentru Mecanica Solului și Inginerie Geotehnică [30]

În cazul alunecărilor de teren submarine, prelevarea de probe și efectuarea testelor în situ, nu sunt la fel de simple ca în cazul alunecărilor de teren de pe uscat, fiind mult mai costisitoare. Eșantionarea se face prin intermediul unor metode de carotaj mecanic: *Calypso* ce operează până la 60 de metri la bordul unui vas special amenajat (*Marion Dufresnes al II-lea, IFREMER*), *carotajul* se înregistrează până la 30 metri la bordul vasului (*Geoscience Atlantic, Canada*), *Lehigh* (până la 3 metri), *carote Kastin* (până la 3 metri), *caseta de carote* (0,6 m) precum și prelevarea probelor de suprafață (*Shipek, Van Veen*). Cea mai bună metodă de extras carote este “*carotiera tip piston*” (*long boxpiston coring, după Fugro*) ce are o penetrare limitată de dimensiunile carotierei.

Eforturile cercetărilor desfășurate sunt direcționate spre dezvoltarea unui echipament de foraj cu comandă de la distanță, numit “*Prod*”. Acest echipament de carotaj este proiectat astfel încât poate proba la 100 de metri sub fundul mării, în orice tip de rocă.

În cazul alunecărilor de teren submarine există două etape: o etapă de prealunecare urmată de alunecarea propriu zisă și o etapă de post alunecare. Alunecările de teren (de coastă) apar frecvent în timpul mareelor joase printr-un mecanism similar stării de declin rapid în zona din fața deltei (*delta fronts* – Mulder și colab., 1993).

Pentru a explica fluxurile de sedimente raportate de Schwab, Locato și colab. (1996), s-a invocat o pierdere semnificativă a rezistenței masei de roci în zona de declanșare a alunecării de teren ținând cont de rezistența foarte scăzută la forfecare remodelată, necesară pentru mobilitatea observată până la 400 km (*fig.3.5*).

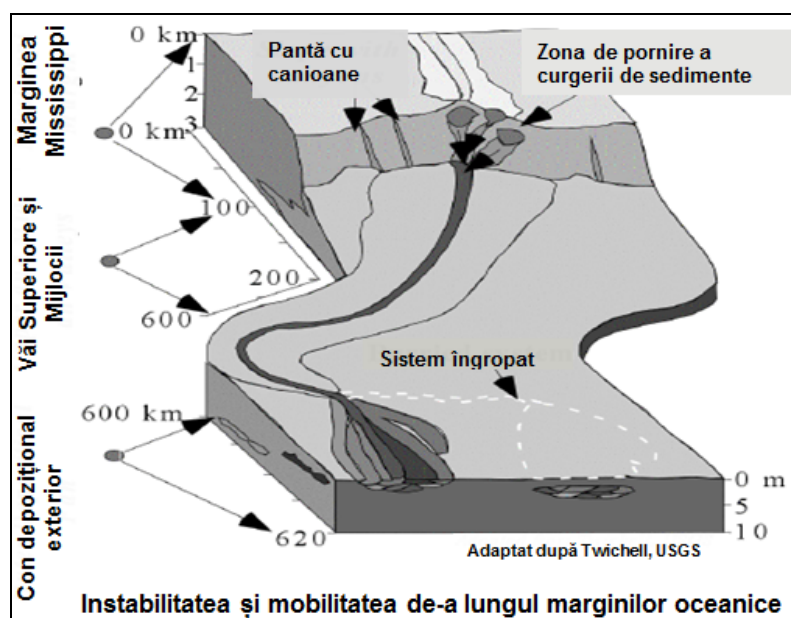


Fig.3.5 – Schița fluxului sedimentelor conului aluvionar din Golful Mexic [70]

Simultan cu generarea curgerii de noroi (sedimente) viteza de curgere a masei este funcție de materialul curgător rămânând în stare nedrenată, fenomen descris cel mai bine cu ajutorul mecanicii fluidelor.

Aspecte dinamice – se pot avea în vedere următoarele:

- destabilizarea masivului poate fi declanșată de diferite oscilații ale terenului provocate fie de fenomene naturale (cutremure de pământ) fie de fenomene antropice (explozii, vibrații);
- șocurile din terenuri (alcătuite din loessuri, nisipuri afânate) pot provoca deteriorarea legăturilor intergranulare și în final diminuarea coeziunii și a unghiului de frecare interioară;
- se pot produce deplasări granulare ale nisipurilor fine saturate ajungând până la lichefierea rapidă a acestora;
- vibrațiile pot conduce (în cazul argilelor senzitive) la apariția fenomenului de tixotropie.

Aspecte legate de vegetație – se pot identifica următoarele:

- stabilitatea taluzurilor este menținută de rădăcinile copacilor prin efecte mecanice contribuind la uscarea taluzurilor prin absorția unei părți din umiditatea solului;
- despădurirea taluzurilor distruge regimul umidității la suprafața straturilor.

Aspecte antropice – aceste aspecte sunt funcție de:

- suprasarcina amplasată pe marginea taluzurilor de rambleu asociată cu infiltrarea apelor de suprafață ce poate conduce la pierderea stabilității acestora;
- supraîncărcarea (în cazul terenului natural) poate conduce la creșterea efortului de tăiere și a presiunii apei din pori, elemente care produc slăbirea rezistenței. Cu cât este mai rapidă încărcarea cu atât crește riscul de producere a instabilității;
- realizarea excavațiilor sau a debleurilor.

Elementele constitutive ale unei alunecări de teren [56] produse în condiții de suprafață generând un geohazard onshore, sunt redată schematic în (fig.3.6).

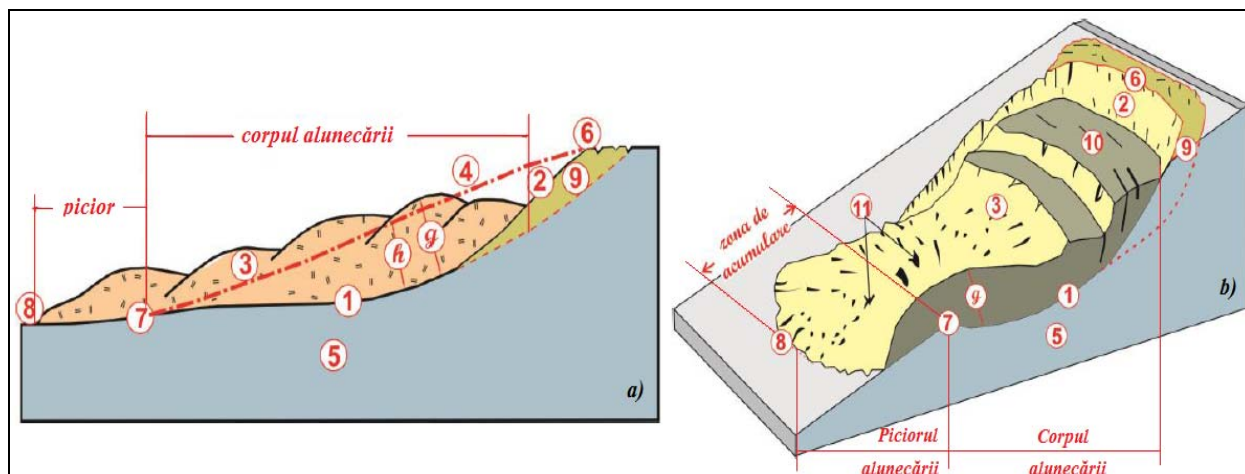


Fig.3.6 – Elementele constitutive ale unei alunecări de teren în condiții de suprafață [56]
a) secțiune longitudinală a alunecării; b) vedere în plan a alunecării

1) *suprafața de alunecare* – constituie suprafața ce desparte masa alunecătoare de terenul stabil. În condiții de suprafață privind pământurile naturale stratificate, suprafețele de alunecare pot avea diverse forme (plane, circulare, forme mai complicate). În cazul unei alunecări de teren ce se produce în masive de pământ relativ omogene și izotrope (*rambleuri*), suprafața de desprindere poate fi presupusă ca fiind circulară;

2) *fața de desprindere (treapta)* – reprezintă suprafața înclinată/verticală, concavă care mărginește limita superioară a alunecării prelungindu-se în adâncime cu suprafața de alunecare;

3) *terasa de alunecare (corpul alunecării)* – reprezintă partea centrală a alunecării ce acoperă suprafața de alunecare;

4) *suprafața terenului de alunecare*;

5) *terenul stabil* – formează zona ale cărei caracteristici geomecanice exclud posibilitatea alunecării;

6) *fruntea alunecării (coronamentul)* – reprezintă zona amplasată deasupra feței de desprindere principale (fiind slab afectată de alunecare);

7) *piciorul alunecării* – corespunde intersecției din aval a suprafeței de alunecare cu suprafața topografică inițială a terenului. Acesta este de regulă acoperit cu sedimente acumulate prin alunecare;

8) *baza alunecării* – reprezintă limita din aval a sedimentelor acumulate;

9) *teren cu potențial de instabilitate* – este zona ce urmează a fi antrenată în alunecare;

10) *terasa alunecării* – este zona materialului alunecător cuprins între cele două rupturi;

11) *fisuri și crevase* – sunt crăpături în masiv individualizate prin fante importante de diverse forme în funcție de solicitarea predominantă ce le-a produs. Se identifica trei tipuri: fisuri prin solicitare la întindere, fisuri prin solicitare la forfecare, fisuri prin solicitare la comprimare.

Dimensiunile unei alunecări de teren sunt definite de următoarele elemente:

- *lungimea totală a alunecării* – distanța dintre coronament și baza alunecării;
- *lungimea alunecării* – este intervalul dintre coronament și piciorul alunecării;
- *lățimea alunecării* – distanța dintre flancuri;
- *adâncimea alunecării (h)* – distanța dintre suprafața de alunecare și terenul inițial;
- *grosimea alunecării (g)* – spațiul dintre suprafața de alunecare și acumulatul superior.

Clasificarea alunecărilor de teren – principalul criteriu de clasificare privind alunecările de teren este determinat de caracterul mișcării (*tabel 3.1*) [69]. Alte criterii privind clasificarea acestor geohazarduri naturale sunt funcție de adâncimea alunecării, de viteza de deplasare și nu în ultimul rând de starea de activitate a alunecării.

După starea de activitate alunecările de teren se clasifică în:

- alunecări *active* – fenomene desfășurate în prezent;
- alunecări *stabilizate* (active în trecut);
- alunecări *inactive*, acestea pot fi:
 - latente;
 - abandonate (ex. baza unui râu care și-a schimbat cursul ulterior);
 - stabilizate (metode de consolidare);
 - vechi (active cu mii de ani în urmă dar ale căror urme se pot vedea);
- alunecări *reactive* – au devenit active după ce au fost inactive o perioadă.

După adâncimea suprafeței de alunecare, alunecările de teren conform (*tabel 3.1*) pot fi:

Tabel 3.1 [69]

Tipul alunecării	Adâncimea suprafeței de alunecare
superficială	$h < 1 \text{ m}$
de mică adâncime	$1 < h < 5 \text{ m}$
adâncă	$5 < h < 20 \text{ m}$
foarte adâncă	$h > 20 \text{ m}$

După viteza de deplasare a maselor alunecătoare (fig.3.7) alunecările de teren pot fi caracterizate conform (tabel nr.3.2):

Tabel 3.2 [69]

Tipul alunecării	Clasa	Viteza
extrem de lentă	1	$< 16 \text{ mm/an}$
foarte lentă	2	$1,6 \text{ m/an} \dots 16 \text{ mm/an}$
lentă	3	$13 \text{ m/lună} \dots 1,6 \text{ m/an}$
moderată	4	$1,8 \text{ m/oră} \dots 13 \text{ m/lună}$
rapidă	5	$3 \text{ m/min} \dots 0,03 \text{ m/min}$
foarte rapidă	6	$5 \text{ m/sec} \dots 0,05 \text{ m/sec}$
extrem de rapidă	8	$> 5 \text{ m/sec}$

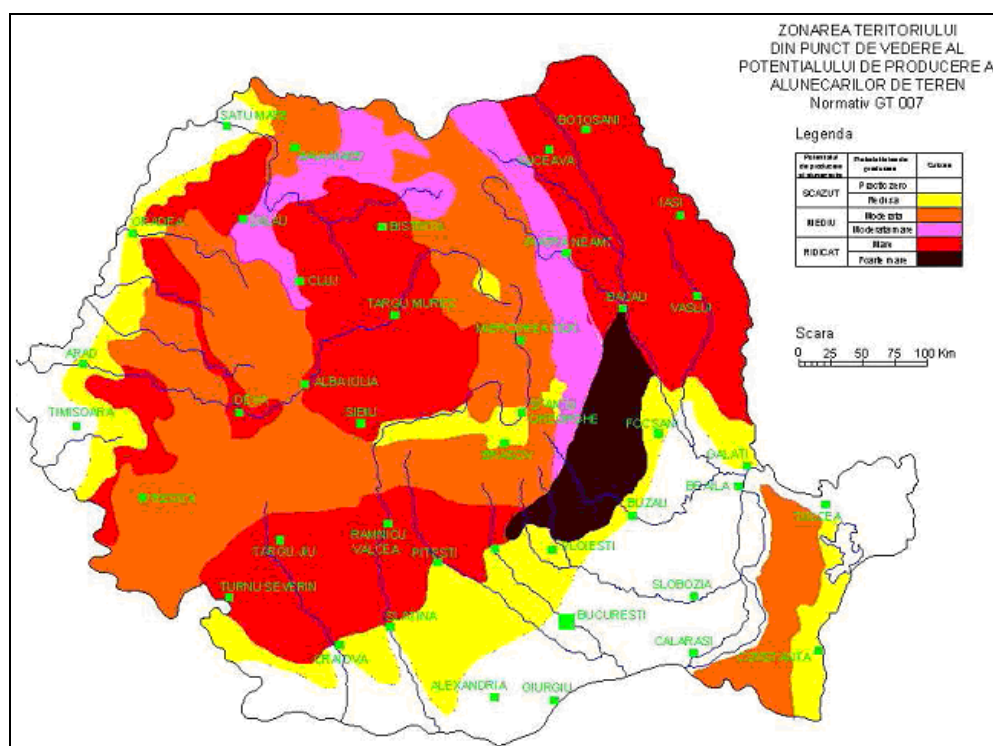


Fig.3.7 – Zonarea teritoriului României din punct de vedere al potențialului producerii alunecărilor de teren [48]

După caracterul mișcării alunecările de teren pot fi clasificate conform (tabel 3.3) astfel:

Tabel 3.3 [69]

Tipul alunecării	Tipul curgerii
- de rotație	- de noroi (mud flow);
- de translație	- de roci (debris flow);
	- lente (creep);

După direcția de avansare alunecările de teren propriu – zise (rotaționale/ de translație) pot fi (fig.3.8):

- *progresive* (detrusive) – reprezintă alunecările ce se formează la partea superioară a versanților, evoluând spre baza pantei în direcția în care se deplasează acumulatul;

- *retrusive* (delapsive) – reprezintă alunecările ce se formează de la baza versantului, evoluează pe acesta spre vârful pantei în direcție opusă față de direcția deplasării acumulatului.



Fig.3.8 – Exemplu de alunecare de teren funcție de direcția de avansare [15]

Alunecările de teren rotaționale se clasifică la rândul lor în [69]:

- *simple* – reprezintă alunecările de teren ce dețin o singură suprafață de alunecare concavă (argile moi) circulară.

- *multiple* – reprezintă alunecările de teren provocate initial de o alunecare simplă dezvoltându-se ulterior pe mai multe planuri.

- *succesive* – reprezintă alunecările de teren caracterizate de o serie de alunecări rotaționale de suprafață.

3.1.3) Acțiunea vânturilor – vânturile se regăsesc și ele printre hazardurile importante de suprafață și pot produce numeroase pagube materiale mai ales la viteze mari ale maselor de aer (fig.3.9).

Cele mai puternice vânturi se formează la contactul dintre masele de aer polar cu cele tropicale, influențate de contraste termice majore. Aceste hazarduri sunt resimțite mai ales în depresiunile ciclonale (*arii cu presiuni atmosferice scăzute*) ce se deplasează de la vest către est ocupând suprafețe întinse (sute de mii de kilometri pătrați).

Aceste hazarduri declanșează la rândul lor alte fenomene naturale (geohazarduri) precum furtunile. Furtuni declanșate în perioada verii prezintă un caracter local și se produc datorită

supraîncălzirii aerului atmosferic și ridicării acestuia în stratele superioare și reci ale atmosferei, acolo unde vaporii de apă condensează și generează ploii abundente.

Hazardurile legate de vânturi/furtuni sunt influențate de vânturile puternice, de căderile abundente de precipitații (sub formă de zăpadă din perioada iernii), de căderile de grindină, de fulgere. Acțiunea distructivă a vânturilor este asociată cu producerea vijeliilor și a furtunilor ce se soldează cu pagube materiale importante, agricole, rupturi de arbori (ex: fenomenul de tip tornadă din anul 2002 de la Făcăieni, județul Ialomița și Movilița din anul 2005) [79].

De cele mai multe ori vânturile vin însoțite de fenomene meteorologice precum tornadele care din motive obiective (regim eolian) dar și subiective (despăduriri, eliminarea barierelor de protecție) au dobândit caracter constant.

Tornadoele reprezintă perturbații atmosferice extrem de agresive, de mici dimensiuni, având un caracter turbionar, sub aspectul unei coloane înguste care se rotește circular cu viteze foarte mari, ce afectează viața socio – economică.

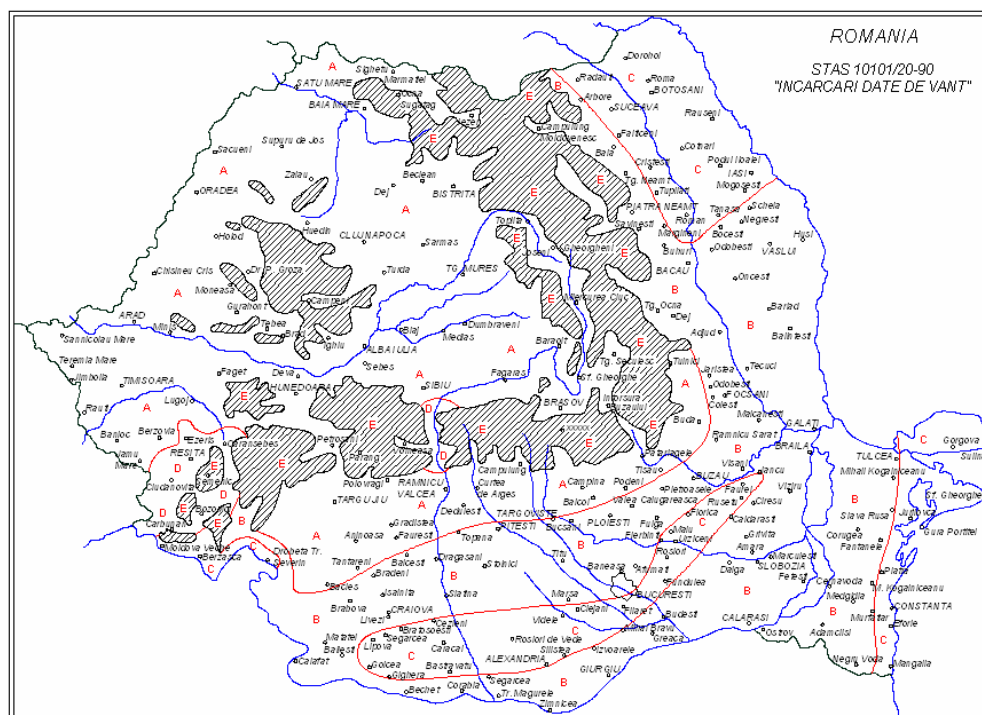


Fig.3.9 – Zonarea teritoriului României privind direcția vânturilor [61]

3.1.4) Cutremurele de pământ (fenomene distructive de origine geologică) reprezintă geohazardurile determinate de procese de fracturare brutală a rocilor din scoarța terestră datorită deplasării plăcilor tectonice, care generează mișcări vibratorii ale solului ce pot conduce la pagube umane (decese) și materiale.

Producerea acestor geohazarduri poate fi instantanee, fără nici o avertizare. În momentul deplasării terenului (plăcilor tectonice) se produce spaimă în rândul populației și senzații de panică. Producerea acestui tip de geohazard (dezastru natural) este cu atât mai traumatizant cu

cât manifestările sale sunt mai violente. Consecințele sale pot fi reduse considerabil atât din punct de vedere material cât și din punct de vedere al stresului printr-o pregătire adecvată a populației [79].

Originea și manifestările cutremurelor de pământ – deplasarea structurii interne a scoarței terestre are o compoziție complexă, putând fi decelată în:

- suprafața liberă (scoarța terestră);
- crusta continentală sau litosfera (0 – 70 Km);
- mantaua (70 – 2900 Km);
- nucleul interior – central (5000– 6370 Km).

Deplasarea continuă și lentă a continentelor conduce la modificări importante ale scoarței terestre în urma acumulărilor energetice în roci și declanșarea erupțiilor vulcanice generate de fracturi și prăbușiri în interiorul Litosferei. Aceste procese se produc ciclic în crusta terestră prin mișcări agresive și spontane înregistrate la suprafața terenului sub formă de cutremure.

Având în vedere sursa generatoare a acestor geohazarduri se pot lua în considerare următoarele ipoteze privind producerea lor:

- *cutremure vulcanice* – reprezintă geohazardurile datorate erupțiilor vulcanice (7 %);
- *cutremure tectonice* – reprezintă geohazardurile datorate manifestărilor structurale majore ale scoarței (90 %);
- *cutremure de origine cosmică* – reprezintă geohazardurile generate de căderile de meteoriți având dimensiuni mari (ex. în anul 1908 în Siberia un cutremurul de pământ a distrus o pădure de circa 2.200 km²);
- *cutremure produse de factorul antropic* – aceste geohazarduri sunt în strânsă legătură cu exploziile nucleare, amenajarea barajelor hidrotehnice, exploatarea petroliere etc. În apropierea acestora se constată o creștere a seismicității (*induse*) datorită presiunii foarte mari la care sunt supuse rocile.

Geohazardurile reprezentate de cutremurele de origine tectonică sunt cel mai frecvent întâlnite prin care energia eliberată se extinde pe zone întinse. Propagarea acestora este legată de dinamica și respectiv configurația plăcilor tectonice care alcătuiesc scoarța terestră. Deplasarea plăcilor tectonice se face diferențiat cu viteze cuprinse între 20 și 50 mm/an, mișcarea lor fiind influențată de curenții de convecție din manta. Contactul plăcilor tectonice este de 3 tipuri:

- *contact de tip rift* – este provocat atunci când plăcile tectonice au o mișcare divergentă formând văi de rift, prin care se produc erupțiile vulcanice, (ex: *riftul din partea centrală a Oceanului Atlantic*). Cutremurele rezultate în urma acestui contact nu sunt prea puternice afectează în cea mai mare parte fundul oceanelor unde sunt localizate văile de rift;

- *contact de tip coliziune* – se produce atunci când două plăci tectonice se apropie având o acțiune de încălecare una peste cealaltă (*proces de subducție*) în lungul unui plan înclinat. Majoritatea cutremurelor rezultate în urma acestui contact, se formează în zonele de subducție. Aproximativ două treimi din cutremurele de pe Terra se produc în lungul Cercului de Foc al Pacificului unde există și cei mai mulți vulcani activi. Aceste tipuri de cutremure se întâlnesc și în lungul lanțurilor munților tineri (*ex: Lanțul Alpino – Carpato – Hymalaian*);

- *contact transcurent* – acest tip de contact se produce atunci când plăcile tectonice se mișcă una față de cealaltă generând plane de falie (*ex: falia San Andreas în vestul S.U.A*);

Elementele constituente ale unui cutremur sunt:

- *focarul (hipocentru)* – reprezintă punctul în care se produce ruptura inițială (*fractura*);

- *epicentrul* – reprezintă punctul de la suprafața solului, amplasat pe verticala focarului.

Acesta este localizat prin coordonate geografice (*latitudine, longitudine*);

- *adâncimea focarului* – reprezintă distanța pe verticală dintre epicentru și focar.

Din punct de vedere al adâncimilor aceste geohazarduri se clasifică în:

- cutremure de suprafață (0 – 50 km);

- cutremure intermediare (50 – 250 km);

- cutremure de adâncime (>250 km);

- *magnitudinea* – reprezintă parametrul care stabilește cantitatea de energie eliberată de un cutremur (*măsurată în ergi*), elaborat în anul 1935 de S.F. Richter și se exprimă în grade. Se apreciază că nivelul maxim posibil al unui cutremur are magnitudinea de ($m = 9^\circ$). Un cutremur de două grade pe scara Richter nu este simțit de factorul uman, unul de cinci grade produce daune minore, unul de șapte grade este grav, în timp ce unul de opt grade este devastator;

- *intensitatea seismică* – în funcție de intensitate, cutremurele se clasifică în:

- *microseisme* – detectate doar de aparatura seismică;

- *macroseisme* – sesizate și de oameni (fenomene cu consecințe importante).

De la o zonă la alta, intensitatea cutremurelor variază și se manifestă diferit în funcție de natura petrografică a rocilor componente, nivelul apelor subterane, calitatea construcțiilor. De exemplu în rocile tari, compacte (nealterate) influența cutremurelor se simte mai slab decât în rocile moi (argile), mobile (alterate). De asemenea prezența apelor subterane determină ca intensitatea cutremurului să crească. Cutremurele de pământ se clasifică din punct de vedere al intensității cu ajutorul scărilor seismologice de evaluare. Din punct de vedere al scărilor utilizate se amintesc scările: - Rossi – Forel (1873);

- Mercalli – Cancani – Sponheuer;

- Medvedev – Karnik (MSK – 1964);

- Mercalli – modificată (MM – 1931);

- Scara Japoneză.

Cele mai utilizate scările sunt MM și MSK, fiecare având câte 12 unități.

Pe baza analizei hărții privind zonarea seismică a teritoriului României (fig.3.10), se pot identifica patru zone seismice importante [79]:

- *zona I* – această zonă are o extindere mai redusă, acoperind o populație de circa 2 milioane de locuitori având un grad de urbanizare de 48 %, în care se pot produce cutremure cu magnitudinea de maxim 9 grade pe scara Richter. Această zonă cuprinde zona Vrancei și împrejurimile acesteia.

- *zona II* – în cuprinsul acestei zone efectele cutremurelor cu epicentrul situat în zona Vrancea se întind pe circa 14 județe acoperind o populație de 10 milioane de locuitori având un grad de urbanizare de 60 %. Această zonă cuprinde o parte din Moldova și Muntenia și are o magnitudine pe scara Richter de 8 grade și o ciclicitate de 40 – 50 ani.

- *zona III* – această zonă cuprinde o parte din nordul Moldovei, Bazinul Transilvaniei, Oltenia, sudul Munteniei și Dobrogea extinzându-se pe circa 14 județe cu o populație de 6 milioane de locuitori având un grad de urbanizare de 48 % în care cutremurele ating o magnitudine de 7 grade pe scara Richter și o ciclicitate de 40 – 50 ani.

- *zona IV* – această zonă cuprinde circa 13 județe (*nordul Moldovei, Bazinul Transilvaniei*) înglobând o populație de circa 7 milioane de locuitori cu un grad de urbanizare de 52 % în care cutremurele ating o valoare de 6 grade pe scara Richter.

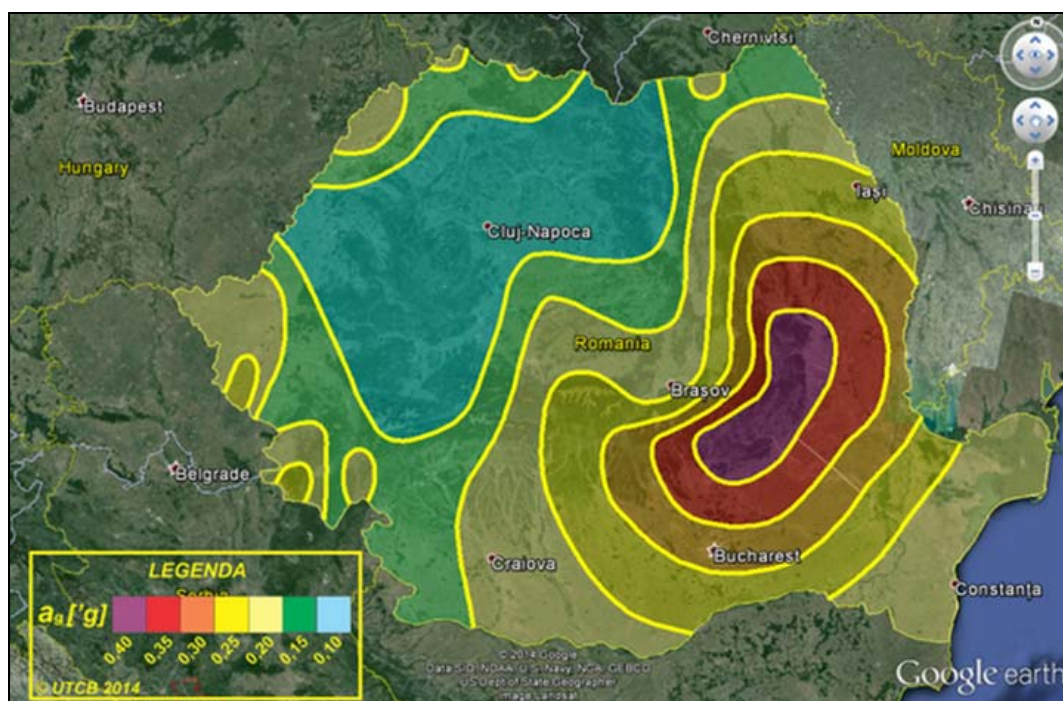


Fig.3.10 – Harta zonării seismice valori maxime ale accelerației terenului pentru proiectare (a_g) privind regiunile din România [19]

3.1.5) Inundațiile – reprezintă geohazardul cel mai și răspândit atât în lume cât și în țara noastră, ce înregistrează numeroase pierderi de vieți omenești și cu pagube materiale importante.

Prin definiție, *inundațiile* reprezintă procesul de acoperire al terenului cu apă în stagnare/în mișcare, care prin mărimea și durata sa, produce atât pagube materiale importante cât și victime umane ce distrug echilibrul activităților social – economice din zonele afectate.

În timpul viiturilor puternice, aluviunile transportate devin o amenințare pentru om, acoperind culturile, căile de comunicații și uneori așezările omenești. Cele mai mari inundații se găsesc în Asia de sud – est și sunt datorate ploilor abundente controlate de musoni. Țara cea mai afectată de inundații este Bangladesh-ul, ciclic circa 30 % din suprafață este acoperită de ape. Inundații de proporții au afectat puternic (în perioada 2005 – 2008) numeroase țări din Europa printre care și țara noastră. Caracteristicile principale ale unei inundații sunt: viteza de deplasare a viiturii, înălțimea viiturii, durata și frecvența acesteia. Tipurile de geohazard generator de situații de urgență sunt:

- inundații prin *revărsările ale cursurilor de apă* datorate creșterii debitelor/blocajelor produse aluviuni, ghețari și/sau scurgeri de pe versanți;
 - inundații *provocate de accidente* sau *avarii* ale construcțiilor hidrotehnice;
- Pericolul producerii inundațiilor datorită ploilor abundente/topirii zăpezilor se datorează:
- caracteristicilor cursurilor de apă;
 - amplasării unor importante obiective în zone inundabile;
 - insuficienței lucrărilor cu rol de apărare împotriva inundațiilor.

Astfel de geohazarduri se găsesc în bazinele hidrografice ale principalelor râurilor: Bârlad, Siret, Suceava, Moldova, Bistrița, Trotuș, Putna și Milcov, Râmnic, Buzău, Ialomița, Argeș și Dâmbovița, Teleorman și râul Vedea, Olt, Jiu, Cerna, Nera, Caraș, Timiș, Bega, Mureș, Criș, Barcău, Someș, Tisa și Vișeu, Arieș, Târnava. Riscul producerii unor inundații instantanee precum și a unor calamități de mari proporții pot apare ca urmare a unor posibile avarii ale unor lucrări hidrotehnice și nu numai. Acestea pot conduce la pierderi de vieți omenești și mari pagube materiale. Producerea inundațiilor este generată de cauze naturale și antropogene. Se vor prezenta în continuare cauzele care conduc la apariția acestor fenomene [79].

Cauze naturale:

- *ploile abundente* – sunt cele mai importante cauze ale producerii inundațiilor.

Propagarea viiturilor depinde de:

- intensitatea și cantitățile precipitațiilor căzute;
- cazul în care solul este deja înghețat/îmbibat cu apă iar întreaga cantitate de apă se scurge provocând inundații;
- ploile abundente, combinate cu topirea bruscă a zăpezilor, generează inundații extinse;

- formele de relief (în văile dintre munți apa se scurge cu viteză, determinând o extindere rapidă a inundațiilor și viiturilor).

Amploarea pagubelor materiale se accentuează odată cu transportul unor fragmente mari de rocă precum și a arborilor dezrădăcinați antrenați.

- *topirea spontană a zăpezii*;
- *ruperea neașteptată a barajelor din lungul văilor* formate din alunecări de teren;
- *cauze antropogene* – acțiunea umană poate influența foarte mult producerea inundațiilor prin:
 - *despăduriri* – acțiune umană ce favorizează scurgerea cu rapiditate a apei pe versanți. Transportul aluviunilor este puternic influențat de procesul de eroziune.
 - *lucrări de canalizare a albiei subdimensionate* precum și podurile cu deschidere prea mică – determinând o limitare a secțiunii de scurgere însoțite de apariția inundațiilor în amonte;
- *suprafețe acoperite de asfalt și de clădiri* – aceste acțiuni împiedică infiltrarea apei, mărin, în acest fel cantitatea de apă scursă;
- *distrugerea unor baraje hidroenergetice din diferite cauze.*
- *inundațiile rezultate din apa acumulată* (apa ce nu se poate scurge într-un ritm normal de-a lungul vechiului curs de apă – inundații fluviale datorate căderilor masive de precipitații și/sau deszăpeziri bruște);
- *inundațiile provocate de distrugerea digurilor maritime/fluviiale.*

Controlul generat de riscul inundațiilor datorate precipitațiilor este asigurat de:

- determinarea siguranței prin proiectare și execuție a construcțiilor din zonele predispușe la procesele de inundație;
- plantarea perdelelor de protecție cu rol de apărare împotriva inundațiilor și exploatarea acestora în concordanță cu cerințele apărării, interzicându-se tăierile “la ras”;
- înființarea unor plantații cu rol antierozional pe versanți în tandem cu lucrările de gospodărire a apelor, pentru prevenirea colmatării acestora și atenuarea scurgerii apelor pluviale;
- realizarea unor lucrări de colectare ale torenților și întreținerea corespunzătoare a acestora, în vederea stabilizării versanților;
- regularizarea cursurilor apelor curgătoare, prin:
 - crearea unor bazine pentru reținere și expansiune a creșterilor debitelor apelor;
 - construirea unor diguri și canale de protecție.
- controlul permanent al creșterii nivelului apei;
- anularea ștrangulării cursului apei în anumite puncte:
 - menținerea albiilor cursurilor de apă de pe raza localităților;

- realizarea unor canale ajutătoare privind evacuarea apei suplimentare;
- realizarea unor hărți de risc la inundații ale localităților;
- realizarea pregătirii pe linia apărării la inundații.

Măsurile preventive:

- întocmirea planului regional de apărare împotriva inundațiilor;
- organizarea periodică a exercițiilor și aplicațiile de protecție civilă și intervenții;
- stabilirea mijloacelor de alarmare în localități;
- întocmirea planurilor de evacuare;
- constituirea formațiilor de intervenție;

Stabilirea măsurilor de apărare împotriva inundațiilor:

- măsuri de avertizare, stabilite la stațiile hidrometrice și la posturile pluviometrice situate în amonte de obiectivele periclitare;
- măsuri de apărare, stabilite în apropierea obiectivelor.

3.1.6) Factori antropici pot fi provocați fie de:

a) Excavațiile miniere saline – acestea se pot executa fie:

- *în stare solidă* – reprezintă metoda de exploatare cea mai modernă utilizată în cazul salinelor din țara noastră (*metoda de exploatare cu camere mici și pilieri pătrați*). În cadrul acestei metode se face un front integral în jurul unor pilieri pătrați. În această variantă de exploatare se realizează o concentrare mare a producției concomitent cu introducerea unor utilaje de mare capacitate ajungând în final la reducerea prețului și o creștere a coeficientului de extracție. Extragerea sării se face frontal pe toată suprafața, cu pușcarea de găuri scurte și havarea unui fâgaș la 2 – 2,5 m la vatra camerei. Amplasarea camerelor și a pilierilor se face de obicei în rețea de 30 m (*ex: zăcămintul de sare de la Slănic Prahova*). Metoda are două subvariante: camere de exploatare cu tavan drept și camere de exploatare cu tavan boltit. Din punct de vedere ecologic trebuie avut în vedere stoparea infiltrațiilor majore prin: lucrări de impermeabilizare, lucrări de drenare a apelor pluviale, evacuarea la suprafață a apelor colectate din lucrările subterane;

- *prin dizolvare* – această metodă de exploatare constă în forarea unor sonde ce străbat atât stratele superioare cât și zăcămintul de sare pe o anumită adâncime, sau pot merge chiar până în culcușul acestuia. În ceea ce privește adâncimea găurilor de sondă acestea depind de situația geologică a zăcămintului precum și de metoda de dizolvare aplicată. În aceste găuri de sondă se introduce apă dulce ce provine fie din stratele subterane străbătute fie de la suprafață, printr-o coloană alcătuită din tuburi de oțel care poate fi fixă/mobilă (*coloană de exploatare*). Apa circulă în porțiunea situată în sare în mod ascendent/descendent, cu o anumită viteză și este extrasă sub forma de clorură de sodiu (*saramură*) mai mult sau mai puțin sărată printr-o altă

coloană (*coloană de extragere*). La începutul exploatării unei sonde de saramură, se introduce în zăcământul de sare o cantitate mai mare de apă decât cea corespunzătoare debitului în regim normal în scopul de a se lărgi cavitatea de la baza sondei la un diametru de 5 – 6 m. Dizolvarea sării se face lateral până când tavanul cavității saline ajunge la dimensiunea maximă stabilită, după care dizolvarea continuă vertical pe înălțimea proiectată în cazul cavităților de formă cilindrică. După atingerea dimensiunilor maxime ale golului de dizolvare sonda este părăsită rămânând goală sau fiind umplută cu saramură, apoi se pune în producție o altă sondă situată la o distanță de prima sondă. Între sonde este indicat să se păstreze stâlpi de siguranță cu o grosime suficientă pentru a se evita surpările terenurilor de la suprafață.

În ambele cazuri zona poate fi inundată. Având în vedere că apa are o acțiune distructivă asupra formațiunilor salifere (*proces de dizolvare*) aceasta poate produce dărâmarea formațiunilor superioare. Un exemplu concludent este cazul de la Ocnele Mari acolo unde datorită metodelor de exploatare a sondelor prin “baterie” (*unirea camerelor subterane prin dizolvare a sării*) a dus la formarea unor goluri subterane imense cu consecințe extreme într-un timp scurt. Efectele dezastruoase nu au întârziat să apară, motiv pentru care populația a fost evacuată din zona afectată de prăbușirile cavernelor pline cu clorură de sodiu (*saramură*) create.

b) Lucrările de suprafață – reprezentate prin lucrări de metrou, pasaje subterane, încărcări de sarcină la suprafață, acestea din urmă datorită sarcinii foarte mari, suprafața solului tinde să se încovoieze (cazuri mai puțin întâlnite). Și în acest caz geohazardurile pot apare ca urmare a acțiunilor umane asupra mediului înconjurător.

3.2) Factorii specifici depozitelor de înmagazinare subterană a gaze naturale

În timpul exploatării unui zăcământ de hidrocarburi (de la deschidere, punere în producție până la stadiul de epuizare și ulterior transformarea sa în depozit de înmagazinare a gazelor naturale întrucât acesta corespunde cerințelor tehnice), pot intervenii o serie de geohazarduri naturale cu consecințe negative asupra sistemului de comunicație strat – sondă, ca urmare a schimbărilor condițiilor naturale (de echilibru). Deteriorarea condițiilor optime de deplasare a fluidelor este guvernată de dezechilibrul sistemului din zona apropiată a găurii de sondă datorită constituirii unei bariere în calea curgerii libere a fluidelor din strat în sondă, motiv pentru care se realizează o reducere atât a afluxului de fluide din strat în sondă (pentru sondele de extracție) cât și a influxului de fluide injectate din sondă în strat (pentru sondele de injecție) [76].

Caracteristicile geologice și fizice ale zăcământului (compoziția mineralogică a rocilor colectoare, proprietățile fizice ale rocilor și fluidelor conținute), sunt determinate de gradul de blocare al curgerii fluidelor, modul de deschidere al stratelor (prin foraj), respectiv modul de punere în producție și exploatare al sondelor, iar la final transformarea sa în depozit subteran de înmagazinare. Efectul acestor rezistențe de curgere este determinat de pierderea parțială/totală a

capacității de producție a stratului/complexului productiv și aplicarea operațiilor specifice de intervenție în vederea reducerii deteriorărilor ivite cât și restabilirii condițiilor de curgere ale fluidelor din formațiunea respectivă. Drept urmare, pentru evitarea reducerii capacității de producție este necesară diminuarea rezistențelor suplimentare ce se opun deplasării libere a fluidelor (din zona limitrofă găurii de sondă), prin îndepărtarea cauzelor ce generează condiții de producere a contaminării acestei zone.

Principalele motive pentru care se ajunge la blocarea curgerii influentând capacitatea de producție a formațiunilor exploatate respectiv productivitatea sondelor sunt [13]:

- neuniformitatea colectorului;
- imperfecțiunea hidrodinamică;
- diminuarea permeabilității formațiunilor din jurul peretelui sondei datorită pătrunderii:
 - fluidelor utilizate în etapa pregătirii sondei pentru exploatare (fluide de foraj, de operare, de punere în producție, paste de ciment);
 - fluide utilizate în perioada de exploatare a sondei (apa, soluții alcaline, CO₂);
- înlocuirea condițiilor de zăcământ;
- folosirea metodelor de prevenire și combatere a viiturilor de nisip;

Cauzele apariției filtratului pătruns în strat în timpul forajului și punerii sondei în producție sunt:

- blocarea cu apă;
- blocarea cu bacterii;
- umflarea și dispersarea argilelor;
- depunerea crustelor;
- formarea emulsiilor;
- modificarea proprietăților rocii colectoare;
- formarea unei zone cu saturație mare în gaze.

Deseori cu ajutorul mecanismelor de deteriorare a curgerii fluidelor în zăcământ se declanșează consecințe negative importante, motiv pentru care fiecare operație efectuată într-o sondă (foraj, punere în producție, intervenții, stimulare etc.) reprezintă o sursă potențială de contaminare [25].

Prin prisma cercetărilor efectuate din ultimii ani privind recunoașterea factorilor cauzali și de întreținere ai contaminării, identificării și localizării acestora (filtre, perforaturi, interiorul formațiunii), perfecționarea tehnologiilor de tratare continuă, în scopul îndepărtării contaminării și stimulării curgerii prin stratul productiv.

În ceea ce privește contaminarea stratelor/complexelor productive, aceasta se realizează atât în timpul deschiderii, traversării și perforării lor cât și în timpul operațiilor de cimentare, având ca scop izolarea spațiului inelar perfect din punct de vedere hidrodinamic (dintre coloana

de exploatare și stratele/complexele traversate) cu un inel de ciment impermeabil, rezistent, dur. Evaluarea fluidului de foraj se face înaintea introducerii pastei de ciment. Deseori în timpul procesului sunt îndepărtate turtele de filtrare formate pe suprafața rocii înaintea plasării cimentului pentru o mai bună aderare a acestuia. În acest fel, protecția formațiunilor este mai mică, motiv pentru care se produce invazia particulelor și filtratului pastei de ciment ce implică degradarea (20 – 80 %) permeabilității mediului poros [1]. Atunci când sunt înregistrate presiuni diferențiale mari, invazia poate crește [46]. Permeabilitatea mediului poros crește direct proporțional cu viteza de filtrare, cu diferența de presiune dintre pastă și porii formațiunilor adiacente și cu factorul apă – solide. Aceasta se reduce cu gradul de măcinare al particulelor solide. Într-o primă fază de hidratare, viteza de filtrare crește proporțional cu temperatura întrucât vâscozitatea apei scade.

Viteza de filtrare a pastei de ciment (în prezența turtei de colmatare a fluidului de foraj) este scăzută, fiind influențată de grosimea permeabilității turtei, dar în zone decolmate (curățate de turtă) viteza de filtrare a pastelor de ciment curate este considerabilă, grație mobilității mari a apei libere. Apa filtrată diminuează permeabilitatea formațiunilor productive, prin adsorbția ei pe pereții porilor, prin hidratarea și umflarea particulelor argiloase existente în pori. La pierderea unei cantități de apă din pasta de ciment, presiunea din „porii” ei se reduce, înlesnind astfel formarea unor microcanale și migrarea gazelor din strate spre suprafață. Pasta de ciment devine vâscoasă în momentul în care filtrarea este rapidă iar presiunea din spațiul inelar și cea de pompă cresc conducând la fisurarea formațiunilor mai slabe. La cimentări sub presiune țevile de extracție se pot înțepenii în ciment.

În ceea ce privește diminuarea drastică a permeabilității stratelor productive cu pasta de ciment se identifică trei situații [13]:

- privitor la creșterea indicelui de pH al filtratului pastelor de ciment, aceasta este dăunătoare formațiunilor compuse din minerale argiloase. Ionii liberi de calciu și magneziu sunt înlocuiți rapid de argilele din zona adiacentă găurii de sondă. Din punct de vedere al capacității de dispersie filtratul se comportă ca un fluid stabilizat.

- filtratul laptelui de ciment ce intră în legătură directă cu apele de zăcământ (ce conțin concentrații mari de calciu) pot produce precipitarea carbonatului de calciu, oxidului de calciu;

- din punct de vedere al pastelor de ciment supradispersate, acestea prezintă o capacitate rapidă de depunere a particulelor de ciment în partea inferioară a coloanei de ciment și de separare a apei în partea superioară a coloanei. În acest caz are loc o invazie mare a apei libere, iar rezultatul blocării cu apă poate să fie semnificativ.

În comparație cu durata de foraj a intervalului productiv, timpul operației de cimentare este micșorat. În comparație cu distanța producerii invaziei filtratului fluidului de foraj, adâncimea maximă de pătrundere a filtratului pastei de ciment este extrem de redusă.

Pentru înlăturarea turtei de noroi și evitarea contaminării cimentului fluidului de foraj, la operațiile de cimentare se poate introduce un dop separator (mud – flush), care ajută la îmbunătățirea substanțială a calității cimentării sondei. Reușita de datorează pe de o parte asigurării umectabilității cu apă a pereților coloanei de exploatare, iar pe de altă parte evitării unor discontinuități în ciment printr-o completă înlăturare a fluidului de foraj.

În cele ce urmează sunt prezentați și discutați principalii factori (generând geohazarduri de adâncime) ce influențează depozitele de înmagazinare ale gazelor naturale.

3.2.1) Alunecări de teren

Față de cele menționate mai sus, prin prisma înmagazinărilor subterane de gaze naturale, acest geohazard important poate conduce la următoarele aspecte:

- în faza de foraj se pot produce:
 - dezechilibrul turlei instalației de foraj;
 - forfecarea/turtirea coloanei sondei;
 - deteriorarea inelului de ciment;
 - prinderea țevelor de extracție la cimentări sub presiune
- în faza de exploatare (injecție – extracție) se pot produce:
 - contaminarea stratelor/complexelor productive;
 - invazie mare a apei libere;
 - fisurarea formațiunilor mai slabe;
 - migrarea gazelor din strate spre suprafață.

Ultima situație este generată de imperfecțiunea etanșeității inelului de ciment și comunicarea stratelor.

Privitor la recomandările depozitelor de înmagazinare subterană a gazelor naturale din capitolul al doilea potrivit căroră, la apariția imperfecțiunii (accidentări) instalațiilor de înmagazinare sondele utilizate ce prezintă astfel de imperfecțiuni (fie datorate modului de utilizare a instalațiilor, a construcției inadecvate a depozitului de înmagazinare, sau a degradării acestora în timp), trebuie urgent remediate, iar în cazul în care nu se pot face remedieri se va ajunge indiscutabil la abandonarea sondei/zăcământului din pricina neetanșeității ce provoacă migrări ale gazelor naturale din formațiunile producătoare în alte formațiuni și chiar la suprafață.

3.2.2) Gradul de etanșeitate al ecranului – acesta poate fi raportat la existența unor geohazarduri discutate în (*subcapitolul 3.1*) cu privire la apariția unor cutremure/mișcări tectonice ce pot provoca imperfecțiuni ale sondelor. Ca și în cazul alunecărilor de teren (de

adâncime) aceste imperfecțiuni pot declanșa fisurări ale coloanelor, destabilizarea formațiunilor productive și implicit la migrarea gazelor naturale.

3.2.3) Integritatea sondelor – acest geohazard privind înmagazinările subterane de gaze naturale depinde de următorii factori:

- *Cimentari nereușite* – acestea determină comunicări ale pachetelor/complexelor geologice utilizate la procesul de înmagazinare. Din punct de vedere tehnic aceste cimentări în funcție de reușita lor se clasifică în: *bune*, *medii* și *slabe*. În (fig.3.11) se prezintă un fragment dintr-un carotaj de cimentare în care se observă două tipuri de cimentări: o cimentare bună respectiv o cimentare slabă. Acolo unde cimentarea nu a reușit gazele migrează, iar acest fapt atrage după sine geohazarduri cu implicații majore negative asupra mediului înconjurător atât în adâncime cât și la suprafață determinând contaminarea formațiunilor geologice pe toată lungimea traiectului sondei. Aceste gaze odată ajunse la suprafață pot influența negativ atât solul cât și a aerul atmosferic fiind nociv pentru organismul uman.

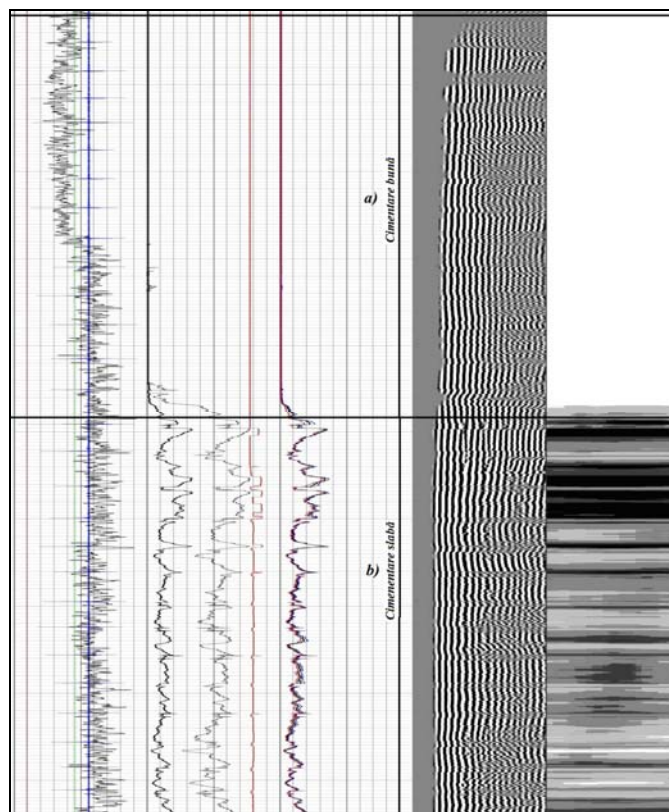


Fig.3.11 – Exemplu de cimentare dintr-o sondă de înmagazinare a gazelor naturale [21]
a) cimentare bună; b) cimentare slabă

- *Imperfecțiuni ale materialului tubular* – aceste “defecțiuni” pot fi descrise funcție de cauzele ce le provoacă, respectiv [60]:

- turtirea/păpușarea coloanei de burlane poate fi cauzată de: rezistența slabă a burlanelor cu grosime mică, rezistența materialului tubular, alunecările de teren, presiuni exterioare mari. În cazul sondelor forate cu noroi cu filtrație mare în rocile moi (argile, marne),

acestea se hidratează (se umflă) la contactul cu apa din noroi, conducând la presiuni exterioare mari. Astfel de accidentări se produc frecvent în formațiuni din baza Ponțianului acolo unde chiar și coloanele cu grosime de perete mare sunt turtite.

- scurgeri din coloană prin spărturi cauzate fie de frecările țevelor de extracție, fie de unele operații de perforare necorespunzătoare. Spargerea coloanelor se poate produce și în urma scăpărilor în sondă a unor instrumente (prăjini, țevi de extracție, burlane).

- smulgerea din filet a colonei de burlane poate fi pusă pe seama unei înșurubări neadecvate/greșite a coloanei la etanșare, a unui filet cu defect de fabricație, al unor strate compuse din roci neconsolidate (argile, marne) ce pot devia coloana până la smulgerea acesteia și nu în ultimul rând (în cazul zăcămintelor geotermale) a unor variații mari de temperatură.

- înfundarea coloanei de exploatare, în acest caz se pot produce evenimente ce țin de activitatea umană (scăparea unor instrumente de lucru cum ar fi țevi de extracție, pompe de extracție cu prăjini de pompare) care în cădere provoacă smulgerea din filet a țevelor de extracție și căderea lor împreună cu separatorul de gaze în talpa sondei.

- înfundarea spațiului inelar (dintre coloană și țevile de extracție) se poate produce prin blocarea cu parafină, săruri calcaroase, nisip.

Remedierea acestor defectiuni necesită realizarea unei serii de operații caracteristice:

- reparatii ale coloanei de exploatare;
- instrumentații ale țevelor de extracție, prăjini de pompare, scule, instrumente;
- resăpări parțiale de sondă.

3.2.4) Condiții de zăcământ – privitor la acestea, se vor discuta principalii gradienti ce influențează aceste geohazarduri.

- **Gradientii de presiune** – aceștia sunt necesari pe de o parte pentru o evaluare corectă a resurselor de hidrocarburi iar pe de altă parte sunt importanți în cazul forării în condiții optime de siguranță a sondelor de pe structurile analizate [3].

Studiind presiunile formațiunilor, acestea pot fi *normale* în cazul în care prezintă valori similare cu presiunile exercitate de coloana de fluid având înălțimea egală cu adâncimea de formație și *anormale* atunci când sunt diferențiate de acestea.

Presiunile anormale pot fi clasificate în: *subpresiuni* (mai mici decât cele normale), înregistrate frecvent în zăcămintele mature ca urmare a depletării zăcămintelor, *suprapresiuni* întâlnite mai ales pe structurile noi acolo unde apar ca urmare a unor cauze de natură geologică. Astfel că, pentru analiza cantitativă a formațiunilor geologice anormal presurizate trebuie cunoscute valorile presiunii hidrostatice, litostatice și presiunii de fracturare (*ex: turtirea coloanelor în Ponțianul de pe structura Băicoi*).

Având în vedere că regimurile presiunilor din formațiunile geologice sunt caracterizate de istoricul evoluției formațiunilor respective, din momentul depunerii sedimentului inițial până în prezent, se poate emite ipoteza potrivit căreia: “*regiunile caracterizate prin similitudinea valorilor au avut o evoluție unitară*”. Prin studiul gradientilor de presiune, în anumite condiții, în funcție de cauzele care au generat formarea unor pachete de roci suprapresurizate, se poate defini „*adâncimea de maximă de îngropare*” și sugera „*istoricul de îngropare*” al formațiunilor, elemente importante în modelarea evoluției bazinului. În practica curentă presiunile: *hidrostatică*, *litostatică*, de *fracturare* și de *formație*, reprezintă presiunile specifice raportate la creșterea adâncimii verticale cu 10 m [42].

Cauzele apariției suprapresiunilor sunt multiple, cele mai frecvent întâlnite sunt [3]:

- efectul încărcărilor sedimentare (subcompactare);
- stresul tectonic;
- creșterea volumului de fluid (diageneza argilelor);
- procesul de osmoză (în cazul acviferelor cu salinități diferite);
- generarea hidrocarburilor;
- efectul hidrostatic.

Gradientul presiunii formațiunilor este echivalent cu densitatea fluidului de foraj necesară pentru echilibrarea presiunii din porii formațiunilor denumită și *densitate echivalentă*. Aceasta reprezintă un gradient ce face referire la noroiul de foraj nefiind o proprietate a formațiunilor geologice. Apariția variațiilor privind valorile gradientilor de fisurare ai formațiunilor geologice poate fi corelată cu poziționarea temporară și intensitatea unor evenimente tectonice care au generat aceste variații. Privitor la regimul fluidelor interstițiale se pot face corelări referitoare la gradul de maturare al matricei organice, condițiile de migrare ale hidrocarburilor cât și condițiile de zăcământ ale acumulărilor de hidrocarburi exploatabile.

Un factor important îl reprezintă necesitatea cunoașterii valorilor gradientilor de presiune și fisurare ai formațiunilor ca parametri principali în realizarea unei tehnologii de foraj asigurând interceptarea și investigarea în condiții optime a formațiunilor geologice de adâncime. Principalii parametri fizici ai rocilor: *rezistivitate*, *viteza undelor elastice*, *densitate*, *porozitate* constituie o legătură importantă de variație normală cu adâncimea. În cazul zonelor cu presiuni anormale această evoluție normală suferă unele transformări. Abaterile acestei evoluții conturează zonele cu presiuni anormale (*fig.3.12*) în timp ce mărimea abaterii reprezintă o măsură a variației valorilor de presiune în raport cu cele normale.

Plecând de la această ipoteză, au fost determinați algoritmi de calcul ai valorilor presiunilor de formație din diagramele geofizice de sondă. Metodele de calcul se pot grupa în:

- metode ce utilizează adâncimi echivalente – acestea folosesc raportul dintre valoarea observată a parametrului și valoarea normală a acestuia (în dreptul stratelor cu presiuni anormale);

- metode ce utilizează raportul dintre valoarea sesizată a parametrului și valoarea normală a acestuia (în dreptul stratelor ce prezintă presiuni anormale).

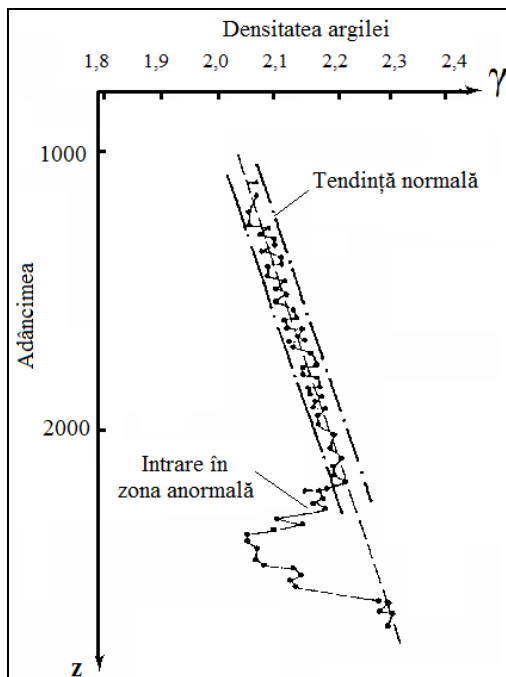


Fig. 3.12 – Variația densității argilelor în formațiuni cu presiuni anormale [42]

De precizat faptul că totalitatea metodelor se bazează pe citirea valorilor înregistrate în dreptul stratelor de argilă curată deoarece acestea prezintă cea mai eficientă variație a porozității rocii cu adâncimea. Cele mai folosite valori la determinarea presiunilor/gradienților de presiune ai formațiunilor geologice traversate de foraje sunt: cele de rezistivitate (carotaje electrice) și timpul de parcurs de unde elastice (carotaje acustice de viteză). În (tabelul 3.4) sunt redată principalele metode de estimare ale gradienților de presiune ai formațiunilor cu ajutorul diagramei geofizice de sondă precum și domeniul de referință.

Tabel 3.4 [3]

Nr. crt.	Metoda de calcul	Relația folosită	Observații
1	Adâncimi echivalente	$P_p = \gamma_n H + (\gamma_{lit} - \gamma_n)(H - H_E)$	De obicei se obțin valori mai mari decât cele reale.
2	Ben Eaton	$P_p = (P_{lit} - P_n) \left[\frac{(\rho_{arg})_{ob}}{(\rho_{arg})_n} \right]^{1.5}$ $P_p = (P_{lit} - P_n) \left[\frac{\Delta t_n}{\Delta t_{ob}} \right]^3$	Valori ceva mai mici decât în cazul anterior dar mai mari decât cele reale. Valabilitate limitată pentru structurile petrogazeifere din România.
3	Hottman (Shell)	$P_p = f \left(\frac{(\rho_{arg})_{ob}}{(\rho_{arg})_n} \right)$	„f” – funcție complexă greu de reprezentat pentru bazinele din România, specifică structurilor din Marea Nordului.
4	Factorul de argilă (Forster-Whallen)	$F_{arg} = \frac{\rho_{arg}}{\rho_{at}}$	Se plotează valorile „F _{arg} /H” și se aplică metoda adâncimii echivalente.

unde:

Δt_n – reprezintă valoarea timpului de parcurs al tendinței normale la adâncimea de calcul;

Δt_{ob} – reprezintă valoarea timpului de parcurs citită pe diagrame la adâncimea de calcul;

P_p – presiunea de formație; P_{lit} – presiunea litostatică; P_n – presiunea hidrostatică normală.

În cazul carotajului acustic de viteză, relația cea mai folosită până în prezent pentru determinarea gradientilor de presiune este *relația lui Ben Eaton*, relație cu ajutorul căreia în capitolul IV s-au calculat pentru *Structura ZD* gradientii de presiune și fisurare.

– **Gradientii presiunii de fracturare**

Stresul reprezintă rezultatul acțiunii lui asupra formațiunilor geologice. În literatura de specialitate sunt redate și explicitate cele trei tipuri de stresuri existente ce acționează asupra formațiunilor geologice. Acestea sunt schițate în (fig.3.13).

Direcția stresului celui mai scăzut dintr-o formațiune geologică poate fi estimat prin monitorizarea activității tectonice din zona respectivă. În anul 2002 Huffman a analizat stresurile diferențiale din zonele cu activitate tectonică intensă și a concluzionat faptul că aceste forțe pot produce variații importante ale stresului orizontal și implicit în gradientul de fracturare, având un impact semnificativ în estimarea presiunii formațiunilor.

Gradientii de fisurare ai formațiunilor geologice, reprezintă un aspect extrem de important în studiul și mai ales în lucrările de foraj și exploatare ale sondelor de pe structurile petrolifere în cauză. Ei reprezintă un element esențial atât în determinarea greutatea specifice ale fluidelor de foraj cât și pentru evaluarea corespunzătoare a presiunilor de injecție și fisurare hidraulică în timpul exploatării zăcămintelor. Valorile parametrilor gradientilor de fisurare ai formațiunilor geologice pot fi determinate fie în mod direct (prin *leak of test*), fie prin diferite metode de calcul ce au ca bază de plecare valorile gradientilor litostatici pentru zonele și intervalele cercetate. În funcție de tipul litologic al formațiunilor, aceste valori pot varia foarte mult. Așadar, în cazul în care se lucrează cu valori egale ale gradientului de presiune și aceeași adâncime de zăcămintă pentru o rocă cu plasticitate ridicată (marnă) gradientul de fisurare va fi cu mult mai mare decât în cazul unei roci cu comportament elastic (calcar compact) [3].

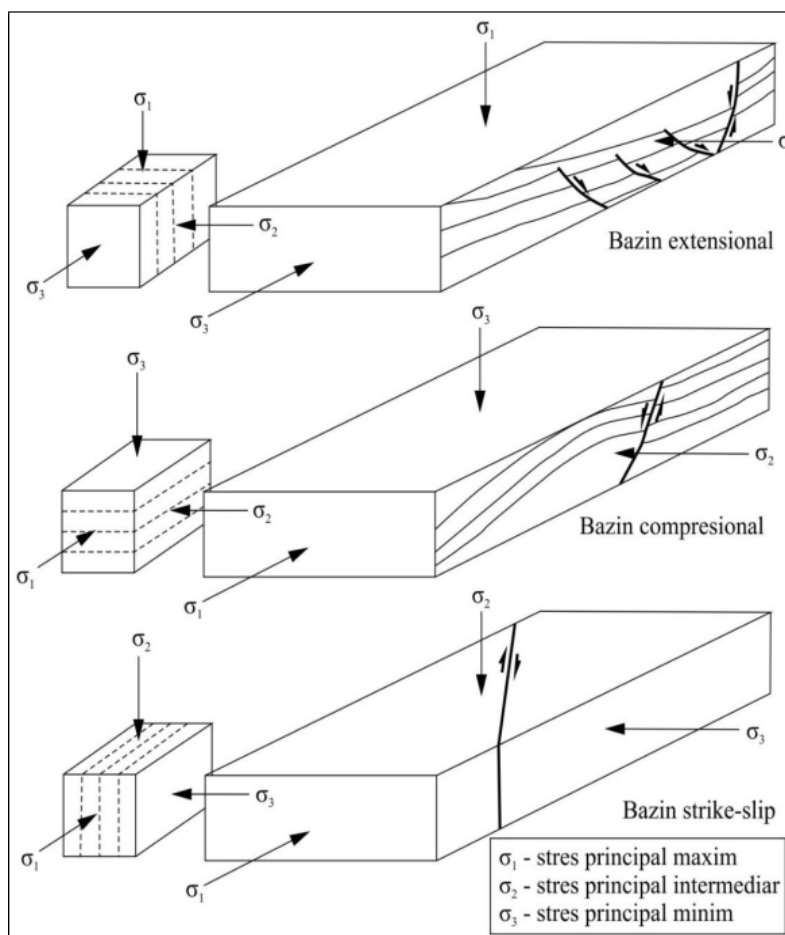


Fig.3.13 – Schița tipurilor de stres în diferite bazine și efectul lor asupra fracturării [27]

Pentru gradientii de fisurare se cunosc mai multe relații de calcul. Pentru fiecare relație, există însă un domeniu de aplicabilitate limitat la un anumit bazin de sedimentare. În (tabelul 3.5) sunt redată cele mai importante metode de calcul ale gradientilor de fisurare.

Tabel 3.5 [3]

Nr. crt.	Prezentarea metodei	Relația utilizată	Observații
1	Metoda Hubbert și Willis	$\frac{1}{3}\Gamma_{lit} + \frac{2}{3}\Gamma_p \leq \frac{1}{2}\Gamma_{fis} \leq \frac{1}{2}(\Gamma_{lit} + \Gamma_p)$	Valorile constantelor utilizate în calcul sunt funcție de domeniul de variație al raportului $(1/(1+v))$. Valorile raportului sunt redată tabelat în (anexa nr. 14).
2	Metoda Mathews și Kelly	$\Gamma_{fis} = \Gamma_p + K_i(\Gamma_{lit} - \Gamma_p)$	Constanta K_i reprezintă constanta coeficientului de solicitare al matricei ce depinde de adâncime.
3	Metoda Ben Eaton	$\Gamma_{fis} = \Gamma_p + \left(\frac{v}{1-v}\right)(\Gamma_{lit} - \Gamma_p)$	Dintre toate metodele aceasta este cea mai utilizată.
4	Metoda Anderson Ingram Zanier	$\Gamma_{fis} = \frac{2v}{1-v}\Gamma_{lit} + \alpha \frac{1-3v}{1-v}\Gamma_p$	Este o metodă relativ uzuală.
5	Metoda Tatu	$\Gamma_{fis} = \Gamma_p + K_1 \cdot K_2(\Gamma_{lit} - \Gamma_{lit})$	Valorile celor doi coeficienți au fost stabilite prin prelucrarea datelor din foraje executate pe diverse structuri petrolifere din România.

– *Gradientii de temperatură*

Rocile scoarței terestre înmagazinează o cantitate mare de căldură provenită din adâncime. Sursa acestei energii calorice o formează atât magma (care prin răcire degajă căldură) cât și dezintegrarea unor elemente radioactive. Se pot defini două elemente caracteristice: *treapta geotermică* și *gradientul geotermic*.

Se cunoaște faptul că temperatura variază direct proporțional cu creșterea adâncimii. Pentru România *treapta geotermică* variază de la 25 – 35 m pentru 1 grad.

În ceea ce privește *gradientul geotermic*, pe baza măsurătorilor de temperatură colectate de la diverse adâncimi s-a definit noțiunea de *gradient geotermic* care reprezintă raportul dintre diferența a două temperaturi măsurate între două puncte diferite situate pe aceeași verticală și aflate la o distanță stabilită. Asupra *gradientul geotermic* acționează următorii factori [52]:

- prezența unor mase vulvanice;
- prezența unor elemente metalice;
- conținutul în fluide al rocii.

În cazul folosirii temperaturilor la efectuarea de corecții pentru interpretarea investigațiilor geofizice de sondă este preferabil să se ia în calcul temperatura măsurată în timpul înregistrării diagramei deșii aceasta este de obicei cu câteva grade mai mică decât temperatura reală a formațiunii datorită răcirii induse a fluidului din sondă. Dacă nu sunt luați în considerare gradientii de temperatură anormali pot constitui factori (geohazarduri) ce pot deteriora sondele (producere de dilatații, pierderea etanșeității îmbinărilor, cimentări nereușite datorită temperaturilor ridicate).

Un alt factor importat îl constituie *efectul fluidelor de formație asupra materialului tubular* (ex: în cazul unor *țițeiuri sulfuroase* – *sulfur* are o acțiune corozivă asupra coloanelor sondelor).

Pentru evaluarea rezervoarelor și proceselor tehnologice aplicate zăcămintelor sunt recomandate măsurătorile de temperatură stabilizate din sondele de producție/corectarea valorilor obținute prin foraj cu efectul timpului și al fluidului de foraj [54].

Calculul temperaturii de formație de la o anumită adâncime, se poate face cu ajutorul relației:

$$T_f = (T_{max} - T_{min}) / (H_{max} - H_{ma}) H_f + T_{ma} \quad (3.2)$$

unde: T_f – reprezintă temperatura formației;

T_{max} – reprezintă temperatura maximă măsurată la talpa sondei;

H_{max} – reprezintă adâncimea maximă;

T_{ma} – reprezintă temperatura medie anuală (pentru România este circa 9,8 °C);

H_{ma} – reprezintă adâncimea la care temperatura devine constantă și egală cu T_{ma} .

Pentru o evaluare corectă din punct de vedere al gradientilor de temperatură, pentru formațiunile geologice din Romania se folosesc valorile fluxului termic ale temperaturilor la adâncimea de 3000 m.

Gradientii de temperatură și presiune observați în depozitele subterane de gaze naturale sunt redați schematic în (fig.3.14) [72]. (Fig.3.14) prezintă gradientii tipici de temperatură și presiune în strânsă legătură cu temperaturile și presiunile colectate din mediile din apropierea găurii de sondă. Curbele *C*, *D* și *E* reprezintă gradientii de curgere ai gazelor în sondă. În cazul unei căderi mici de presiune, curba *D* descrie curgerea gazelor prin țevile de extracție sau prin spațiul inelar. Linia *GD* reprezintă treapta regresiei de presiune până la un strat cu gresii reprezentând o talpă de sondă obturată, urmată de o curgere ascendentă prin țevi în cazul unei căderi de presiune cu coeficienți de frecare mici. Curba *B* reprezintă gradientul static al gazelor. Această figură descrie trei gradientii de temperatură respectiv:

- gradientul geotermal, *F*;
- gradientul pentru o curgere cu duză de fund, *I*;
- gradientul pentru o curgere prin țevi în cazul unei sonde, *H*.

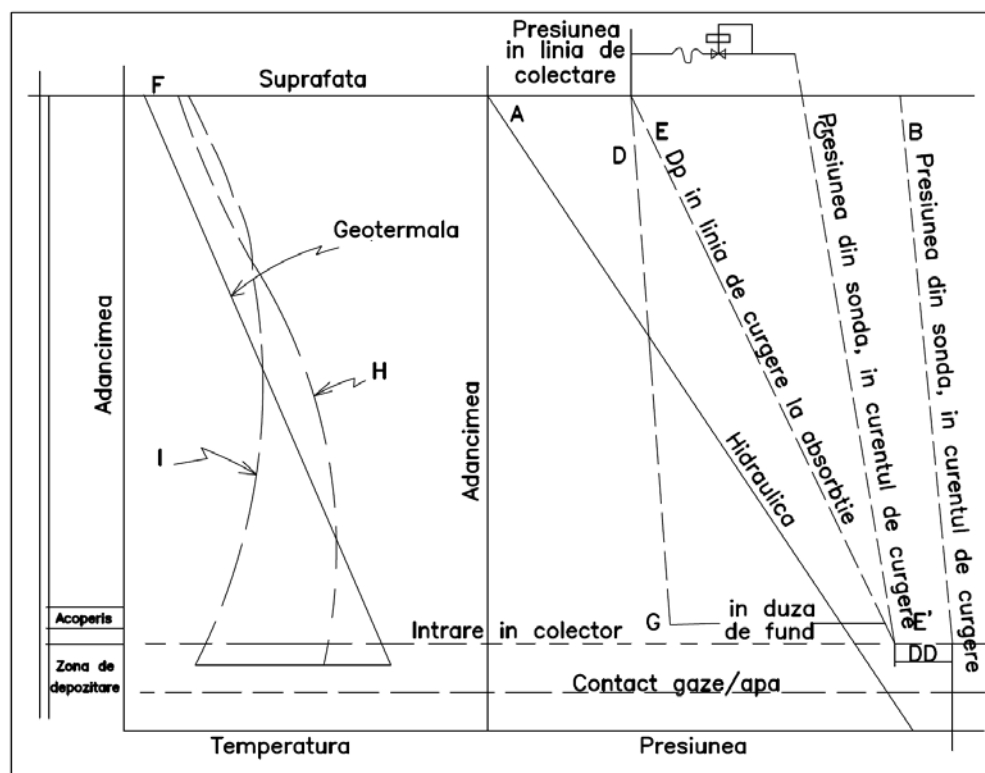


Fig.3.14 – Identificarea gradientilor de temperatură și presiune dintr-un depozit subteran de înmagazinare a gazelor naturale [72]

Capitolul IV – Studiu de caz de pe *Structura ZD* – Contribuții personale

Capitolul IV cuprinde un studiu de caz denumit generic *Structura ZD*, structură ce se presupune că este amplasată în zona central – vestică a Bazinului Transilvaniei și pe care se poate proiecta un depozit subteran de înmagazinare a gazelor naturale.

4.1) *Cadrul geologic regional al Bazinului Transilvaniei*

Bazinul Transilvaniei reprezintă unitatea structurală situată în centrul țării, constituită prin scufundarea unui relief cristalin – mezozoic, ce a început la sfârșitul perioadei cretacee și a continuat, cu întreruperi și neuniform până în Pliocen (*fig.4.1*). Acest bazin se caracterizează prin mișcări alternative de ridicare urmate de eroziune și scufundare, ce sunt influențate de o intensă sedimentare. Este un bazin intramuntos, înconjurat de lanțuri muntoase de diferite vârste și litologii: *Carpații Orientali*, *Carpații Meridionali*, *Munții Apuseni*. Este cunoscut de asemenea lanțul eruptiv de pe marginea estică a bazinului format dintr-o serie eruptivă reprezentată prin andezite și piroclastite, depuse în timpul Pliocenului.

În perioada evoluției sale, Bazinul Transilvaniei a acumulat sedimente erodate de pe blocurile lanțurilor muntoase. Litologia diferită a blocurilor acestora cât și mișcările de ridicare/coborâre pe care acestea le-au suferit, concomitent/alternativ, au contribuit considerabil la litologia depozitelor neozoice din întreg cuprinsul bazinului. Prin urmare, depozitele de aceeași vârstă din diferitele părți ale bazinului, diferă foarte mult între ele, ceea ce îngreunează determinarea și corelarea lor pe mari distanțe, în special pentru depozitele neogene care au un facies de molasă sărac în fosile.

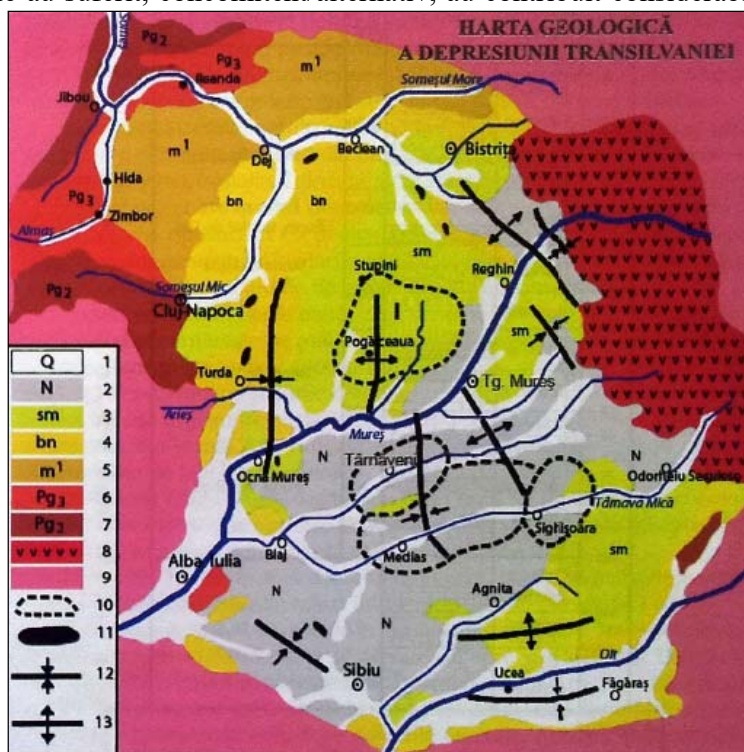


Fig.4.1 – *Schița geologică a Bazinului Transilvaniei* [43]

1.Cuaternar; 2.Pliocen; 3.Sarmatian; 4.Badenian; 5.Acvitanian – Burdigalian; 6.Oligocen; 7.Eocen; 8.vulcanite neogene; 9.fundamentul bazinului; 10.domuri gazeifere; 11.sare; 12. ax sinclinal; 13. ax anticlinal.

Depozitele adiacente blocurilor ramei muntoase, au fost influențate de mișcările independente ale acestora. Depozitele au fost supuse unor presiuni mari ce au produs fie cutarea lor (în unele sectoare marginale ale bazinului) fie ridicarea lor la zona de contact cu rama muntoasă sub forma unor monoclinuri. În cadrul bazinului prima structură gazeiferă descoperită a fost structura Sărmășel în anul 1909 odată cu descoperirea gazului metan. Datorită activității complexe de prospecțiune și exploatare au fost descoperite până în prezent peste 130 elemente structurale [54].

Conform imaginii de ansamblu cristalinul din fundamentul Bazinului Transilvaniei aparține mai multor cicluri de sedimentare (ca și acelea din unitățile carpatice) însă, spre deosebire de acestea din urmă, cristalinul din fundamentul depresunii nu a fost remobilizat în ciclul alpin, ci a suportat doar deformări rupturale. Acestea se reflectă într-un sistem de fracturi cu diverse orientări care au condus la compartimentarea fundamentului în mai multe blocuri ce au suferit mișcări diferențiale pe verticală formând structuri de tip graben/horst (fig.4.1).

De asemenea în cuprinsul Bazinului Transilvaniei apar frecvent formațiunile tufurilor și marnelor cu *Globigerine* (*Complexul tufului de Dej*), ce se dispune transgresiv peste *Formațiunea de Hida* având la bază un nivel de conglomerate care poate trece spre extremități la nisipuri, urmat de marne verzui, mai rar roșiatice, frecvent cu intercalații de tufuri; peste aceste tufuri este dispus *Orizontul tufului de Dej* marcat printr-o alternanță de tufuri dacitice și marne, iar cu totul local spre partea superioară se dezvoltă calcare tufitice.

Pentru caracterizarea structurilor gazeifere din Bazinul Transilvaniei este important studiul ultimului ciclu tectonic sedimentar (*Neogen*) de care sunt legate cele mai importante zăcămintele. Fundamentul bazinului neogen este constituit din sedimentarul predepozițional.

4.1.1) Istoricul cercetărilor din Bazinul Transilvaniei

După Tr. Ichim, primele lucrările geologice executate în Bazinul Transilvaniei pot fi împărțite în trei stadii: primul stadiu se referă la lucrările efectuate anterior descoperirii gazului metan (1909), ce de-al doilea stadiu este cuprins între anii 1909 și 1948 (până la naționalizarea subsolului), iar cel de-al treilea stadiu după anul 1948. În continuare vor fi prezentate lucrările de cercetare ce au stat la baza caracterizării Bazinului Transilvaniei [54]:

- *lucrări geologice* – se compun din trei stadii de cercetare:

Dintre primele lucrări geologice ale Bazinului Transilvaniei se amintește lucrarea de sinteză a geologilor Fr. Hauer și G. Stache, publicată la Viena în anul 1963. Din punct de vedere stratigrafic și tectonic, au fost separate și analizate pentru prima dată principalele unități structurale ale bazinului și ramei muntoase ce bordează acest bazin.

Privitor la stratigrafia Terțiarului, o prestigioasă lucrare aparține lui A. Koch din anul 1894. Autorul prezintă în lucrare sa stratigrafia depozitelor eocene și oligocene din partea de N – V a bazinului (a depozitelor neogene), ocupându-se și de rocile eruptive din Terțiar.

Între anii 1867 și 1871 Fr. Posepny publică o serie de lucrări cu privire la zăcămintele de sare din Bazinul Transilvaniei. În anul 1879, K. Paul și E. Tietze analizează în lucrarea lor imaginea tectonică din acea vreme a cadrului carpatic precum și a fundamentului cristalin al bazinului, iar V. Uhlig în 1903 prezintă pentru prima dată concepția de *pânze de șariaj* a Carpaților și încearcă să facă o legătură între Alpi și Carpați.

A. Koch și Ed. Suess au emis teoria potrivit căreia “*apele sărate s-au concentrat în zona centrală a bazinului, unde ar fi putut exista și zăcămintele de săruri de potasiu*”. Pe baza acestor considerații s-a forat o sondă la Sărmășel în vederea descoperirii unor eventuale zăcămintele de săruri de potasiu, dar cu această ocazie s-a identificat pentru prima dată existența unor zăcămintele de gaz metan.

Al doilea stadiu privind lucrările geologice este cuprins între anii 1909 și 1948. În anul 1909 a fost forată prima sondă la Sărmășel pentru identificarea sărurilor de potasiu, la adâncimea de 302 m, sonda a intrat în erupție având un debit pe liber de circa 900.000 m³/zi. După 27 de luni de erupție pe liber (în care presiunea la gura sondei închisă a fost de 28 atm.) sonda s-a închis. La trei luni după închiderea sondei, gazele au erupt din nou prin șase cratere, situate la o distanță cuprinsă între 70 și 320 m de sondă și s-a aprins. Ca urmare a acestui rezultat neașteptat, între anii 1911 și 1913 o echipă de geologi aflată sub conducerea lui H. Böckh au cercetat partea centrală a bazinului și au evidențiat prin cercetări geologice o serie de anticlinale și sinclinale. Au fost observate de-a lungul acestor zone anticlinale și câteva domuri iar prin foraje au fost descoperite domurile gazeifere de la Bazna, Deleni, Copșa Mică, Șincai și Zăul de Câmpie.

În general majoritatea sondelor erau oprite la primul orizont de gaze care făcea erupție și din această cauză nu s-a putut depăși adâncimea de 200 – 300 m.

După anul 1918 cercetările geologice de teren s-au intensificat atunci când s-a format un grup de cercetători conduși de L. Mrazec punându-se în evidență noi dumuri gazeifere. Cu ocazia *Congresului pentru avansarea geologiei Carpaților* din anul 1927, L. Mrazec și E. Jekelius au publicat în *Ghidul Excursiilor*, un studiu referitor la structura și zăcămintele de gaze ale Neogenului.

Din anul 1927 cercetările geologice au fost făcute de serviciile geologice ale celor două întreprinderi de gaz metan reprezentate prin geologii săi: A. Erni, A. Vancea și D. Ciupagea, care pe baza unor repere stratigrafice au reușit să analizeze tectonica de detaliu a numeroaselor domuri gazeifere.

În cadrul celui de-al treilea stadiu privind lucrările geologice desfășurat după anul 1948, s-au intensificat lucrările de prospecțiune și de exploatare, o deosebită atenție a fost concentrată asupra formațiunilor proterozoice ce apar la zi pe marginile bazinului și care au fost considerate că ar putea conține zăcămintele de hidrocarburi și în interiorul acestuia. Pentru cercetarea lor au fost executate atât lucrări de cartare, prospecțiuni geologice și geofizice cât și lucrări de foraj.

Încă din anul 1952 au fost executate cercetări geologice de detaliu în numeroase regiuni din cadrul bazinului, iar dintre geologii care au făcut cercetările menționez: Gr. Răileanu, Em. Saulea, T. Joja, D. Ciupagea, A. Vancea, C. Țigău, M. Bîrlogeanu, D. Lolici, I. Pătruț, Tr. Ichim.

În anul 1962 pe baza lucrărilor de cartare geologică a fost întocmită „*Harta geologică a Depresiunii Transilvaniei*”, scara 1: 200.000.

Fundamentul depresiunii este încadrat și dirijat de o serie de fracturi profunde cu origini diferite puse în evidență de prospecțiuni gravimetrice, magnetometrice și seismice.

- *lucrări gravimetrice* – acestea au început în cadrul bazinului încă din anul 1912 prin măsurători cu balanța de torsiune, de-a lungul unui profil pe Valea Mureșului identificându-se sinclinalele și anticlinalele cunoscute din cartări geologice.

Prospecțiunile gravimetrice propriu-zise au început în anul 1948 într-o serie de regiuni din cuprinsul bazinului, iar din anul 1960 s-au executat prospecțiuni gravimetrice de mare detaliu în N – E depresiunii pentru determinarea conturului zonelor gazeifere în exploatare sau în curs de exploatare.

Întregul teritoriu al bazinului a fost acoperit de prospecțiuni gravimetrice dintre care o suprafață de circa 2500 km² a fost cercetată cu o stație/km², 8800 km² din zona centrală cu o densitate de 2 stații/km², iar circa 4400 km² cu o densitate de 4 – 40 stații/km².

În anul 1962 a fost tipărită (și ulterior completată în anul 1967 de către Ministerul Petrolului), „*Harta gravimetrică Bouguer a Depresiunii Transilvaniei*”. Valorile gravimetrice ale hărții sunt ridicate în exterior și scăzute în interior motiv pentru care, depresiunea se manifestă gravimetric ca un minim de formă alungită N-S, evidențiind scufundarea masivelor cristaline și eruptive din fundamentul cristalin. Pe fondul acestuia se identifică câteva anomalii regionale care la rândul lor includ anomalii de mică amplitudine, de ordinul I și II ce prezintă caracter local cu orientări diferite.

Pentru eliminarea efectului fundamentului cristalin, au fost întocmite hărți cu derivata a doua a gravitației, iar din analiza acestor hărți rezultă faptul că majoritatea domurilor gazeifere se suprapun cu aproximație anomaliilor gravimetrice negative.

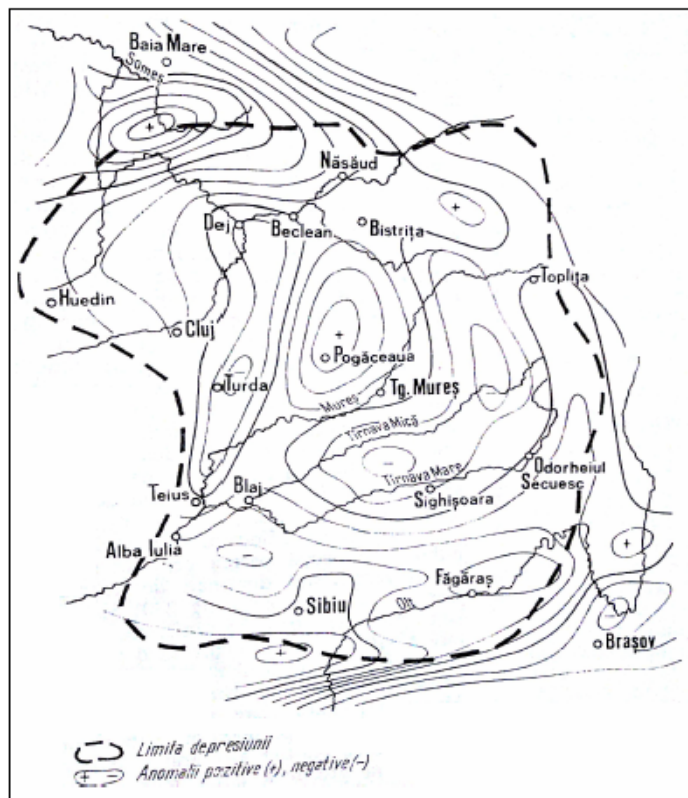
De menționat faptul că nu oricărei anomalii locale negative, conturate, îi corespunde un dom gazeifer.

I. Gavăț et al., apreciază că: „efectul de minim gravimetric al domurilor gazeifere se datorează diferenței de densitate determinată de prezența gazelor din bolta domurilor în contact cu apa de sinclinal” (fig.4.2).

Fig.4.2 – Harta anomaliilor gravimetrice regionale a Bazinului Transilvanei [23]

- lucrări magnetometrice – încă din anul 1936 Gh. Atanasiu a realizat măsurători magnetice pentru declinția „D” precum și componenta orizontală „H”, iar între anii 1951 și 1962 Șt. Airinei și P. Suciu au realizat de asemenea cercetări magnetometrice fără a întocmi o hartă magnetică de sinteză a datelor colectate.

În anul 1968 cu prilejul celui de-Al V-lea simpozion privind prospecțiunile geofizice și fizica scoarței globului din România, Tr. Cristescu și Al. Stefanciuc au întocmit și prezentat „Harta



aeromagnetice a teritoriului României” (scara 1:500.000). Rezultatele au arătat că măsurătorile magnetice terestre și aeriene au evidențiat o anomalie de maxim care cuprinde întreaga suprafață a bazinului și care a fost atribuită unei scoarțe intruzive de mari dimensiuni. Prospecțiunile magnetometrice s-au efectuat pe o suprafață de peste 8800 km² cu densitatea de o stație la 5 km² și peste 3000 km² cu densitatea de 1 stație la 1 km². Pe baza acestor măsurători s-au realizat hărți de anomalii “Z”.

- lucrări electrometrice – primele lucrări de electrometrie au fost realizate în anul 1933 pe aliniamentul structural Țelina – Criț – Bunești. Din anul 1962 s-au realizat prospecțiuni electrometrice (D. Ionescu, I. Stănculescu și I. Mihalache) în partea centrală și de sud a bazinului, utilizând metoda sondajelor electrice verticale (S.E.V.), a sondajelor electrice dipol (S.E.D.) și metoda curenților telurici, punându-se în evidență o serie de anomalii pozitive și negative. S-a observat că anomaliile pozitive corespund unor structuri domale (Sărmășel, Zăul de Câmpie, Ulieș, Laslău). Aceste anomalii au fost recunoscute ulterior prin realizarea unor prospecțiuni seismice precum și a unor lucrări de foraj. Anomaliile întâlnite se pot justifica prin

forma semiconvexă a orizontului de sare ceea ce conduce la ideea potrivit căreia, anomaliile electropozitive înainte de a fi explorate prin foraje trebuie verificate seismic.

- *lucrări seismometrice* – în cuprinsul Bazinului Transilvaniei, prospecțiunile seismice au început mai târziu decât în celelalte regiuni ale țării. În anul 1949 Ministerul Petrolului realizează primele lucrări de prospecțiune seismică în mod experimental (P. Davidescu și A. Stănciulescu) prin metoda undelor seismice de reflecție și seismosondaje în zone precum Sărmășel, Sânpaul și Bogata de Mureș.

Serviciul geologic a realizat o serie de lucrări de prospecțiune seismică de reflecție prin seismosondaje începând cu anul 1952 în multe regiuni din cuprinsul Bazinului Transilvaniei.

Între anii 1954 și 1956 Ministerul Petrolului realizează o rețea de profile seismice regionale de corelație continuă din Valea Oltului la sud până la Valea Someșului Mare la nord și de la Aiud la vest până la Reghin, Odorhei și Rupea la est. S-au evidențiat și urmărit două orizonturi de reflecție caracteristice: *I (corelat cu Tuful de Hădăreni)* și *II (corelat cu Tuful de Dej)*. Aceste două repere ca și datele rezultate din forajele executate, au stat la baza întocmirii hărților structurale la aceste două orizonturi reper.

Cu ajutorul primului reper stratigrafic s-a realizat o imagine structurală a depozitelor miocene superioare, iar cu ajutorul celui de-al doilea reper stratigrafic s-au obținut informații cu privire la relieful și structura depozitelor prebadeniene. Cele două repere au fost observate în partea centrală a Bazinului Transilvaniei.

Prospecțiunile seismice cu caracter regional de detaliu au acoperit peste 20.000 km² din cuprinsul Bazinului Transilvaniei cu o densitate ce a atins valori de circa 1,5 km².

Din anul 1964 au fost folosite stații de înregistrare magnetică și s-au folosit metode de lucru moderne care au dus la mărirea adâncimii de investigare cât și la creșterea volumului de lucrări și îmbunătățirea calității informațiilor. După cercetările seismice locale, s-au analizat zonele de interes în detaliu și semidetaliu (între Târnava Mare și Mureș). În cuprinsul cercetărilor s-au urmărit trei reflexii caracteristice: *Tuful de Hădăreni*, suprafața sării și *Tuful de Dej*.

Prin introducerea hărților izobatice la primele două repere, au fost puse în evidență structura depozitelor miocene precum și structura sării. Prin realizarea hărții a *Tufului de Dej* s-a obținut o imagine geologică de ansamblu privind transgresiunea badeniană, relieful și structura depozitelor prebadeniene redată prin reflexiile adânci de-a lungul numeroaselor profile seismice.

Între anii 1963 și 1966 echipele conduse de D. Talos, Șt. Ciobototariu și C. Popescu au întocmit 8 profile regionale traversând bazinul în toate direcțiile în vederea obținerii informațiilor privind fundamentul preneozoic. S-au realizat în această perioadă circa 10.000 km² de profile seismice de refracție ce prezintă caracter regional, în vederea cunoașterii structurii fundamentului. S-au analizat și pus în evidență două repere: *F₁* la intrarea în Mezozoic și *F₂* la

intrarea în fundamentul cristalin. Pe baza informațiilor obținute din seismica de reflecție și de refracție, prin geologia de suprafață, prin forajele realizate și prin informațiile din adâncime, s-a realizat o primă imagine a fundamentului cristalin – mezozoic al Bazinului Transilvaniei.

După anul 1990 companiile străine și românești de profil (*ex. Shell Oil*) au realizat în cuprinsul unor structuri, seismică de tip 3D îmbumătățind considerabil imaginea de ansamblu a depresiunii și a structurilor gazeifere. Se poate afirma că în cercetarea sedimentarului din acest bazin, prospecțiunile seismice s-au dovedit a fi o metodă de bază.

- *lucrări geochimice* – prospecțiunile geochimice pentru hidrocarburi (ce au avut caracter experimental), au fost realizate de M. Filipescu și V. Sambriș în regiunea Sighișoara și pe domurile Corunca și Filitelnic. Prin metoda cartării gazelor s-au conturat pe domurile cercetate anomalii ce acoperă parțial suprafețele productive cunoscute. Lucrările geochimice efectuate n-au avut rezultat pozitiv fie datorită terenului accidentat, a metodei folosite sau a variațiilor mari de litofacies. În anul 1962 s-a întocmit un studiu geologic complex denumit “*Perspectivile de țifei și gaze ale Depresiunii Transilvaniei*”, în care s-au analizat și prezentat toate lucrările de prospecțiune efectuate precum și rezultatele obținute, atât din punct de vedere științific cât și din punct de vedere practic. O a doua ediție a acestui studiu a apărut în anul 1968 unde au fost prezentate lucrările geologice efectuate în perioada 1962 – 1968. Pentru fundamentul cristalin al Bazinului Transilvaniei s-a adoptat o nouă concepție de *pânze de șariaj*.

În anul 1970 a apărut “*Geologia Depresiunii Transilvaniei*” ai căror autori sunt D. Ciupagea, M. Paucă și Tr. Ichim, o lucrare cu caracter monografic ce prezintă interes pentru toți cei care lucrează în domeniul cercetării, prospectării, exploatarei structurilor gazeifere.

4.1.2) Stratigrafia depozitelor neogene din cuprinsul Bazinului Transilvaniei

Totalitatea sedimentelor ce umplu Bazinul Transilvaniei formează depozitele neogene cu rol important în alcătuirea zăcămintelor de gaze naturale. Analizând modul său de formare găsim că pe bordura de nord și nord – vest, Neogenul este depus peste depozitele paleogene fiind transgresiv la vest peste marginea Munților Apuseni. La sud acoperă șisturile cristaline, la sud – est este depus peste Cretacicul Munților Perșani, iar la răsărit este acoperit de aglomerate andezitice ale eruptivului Călimani – Harghita.

Sedimentele neogene ce alcătuiesc Bazinului Transilvaniei sunt caracterizate printr-o uniformitate petrografică. Elemente precum: raritatea fosilelor, structura tectonică (*nesigură*) la care se mai adaugă alunecările de teren precum și surpările caracteristice zonei, fac posibile întărirea observațiilor. S-au realizat de asemenea cercetări de detaliu ce au pus în evidență sedimentele prin ridicări ale profilelor tuturor deschiderilor. Aceste metode au permis orizontări importante în complexele uniforme ale sedimentelor cu ajutorul cărora s-au identificat structurile

productive. Probele colectate au constituit o documentație științifică importantă ce au pus în evidență cuveta transilvană.

Având în vedere pe de o parte, faptul că Bazinul Transilvaniei reprezintă un bazin poliistoric care are mai multe cicluri tectono – sedimentar, iar pe de altă parte faptul că obiectivul cercetat al *structurii ZD* este reprezentat de *Sarmațian* (ultimul ciclu sedimentar), în continuare se va prezenta acest ultim ciclu (succesiunea stratigrafică de la Badenian la Dacian) [54].

a) Badenianul – după depunerea complexului badenian, în Bazinul Transilvaniei au avut loc fenomene tectonice ce au format erupții vulcanice agresive, a căror cenușă vulcanică depusă a condus la constituirea unui orizont de tuf dacitic cunoscut sub denumirea de *Tuful de Dej*. O transgresiune puternică a fost declanșată de fenomenele tectonice, care s-a întins înspre nord și nord – vest. *Tuful dacitic de Dej* (care se află în concordanță stratigrafică cu stratele badeniene), este puternic transgresiv și totodată discordant peste strate mai vechi în direcția vest – nord – vest și nord. Denumirea de *Tuf dacitic de Dej* i-a fost atribuită de către Poșepny în anul 1867, în legătură cu descrierea geologiei masivului de sare de la Ocna Dejului. A. Koch îl numește “*orizontul principal sau inferior de tuf dacitic*” și îl situează la baza *Stratelor de Câmpie* de vârstă Mediteranianului superior.

Tuful de Dej se întinde spre est pe la Reteag, Ilișua, Ciceu – Giurgești Hăghimaș, Căian, Diug, Piatra, traversează Someșul Mare între Mocod și Nimigea, de unde trece spre Cepari, Dumitra și la nord de Băile Slătinița înspre Prundul Bârgăului – Colibița. Spre vest *Tuful de Dej* se întinde în regiunea Dobâca, Chindea, Ciumăfaia, Ghiula, Măcicașul Lung.

Din punct de vedere litologic *Tuful de Dej* se prezintă sub formă gălbuie, grezos, grosier în bază, în general de culoare verzuie, amplasat în strate de diferite grosimi cu intercalații subțiri de marne.

În ceea ce privește succesiunea stratigrafică a *Tufului de Dej*, ea a fost mult discutată. A. Kock l-a amplasat la baza sării și afirmă că: “*între tuful principal și un complex de nisipuri grosiere de deasupra se află situată formațiunea sării*”. Orizontul de tuf dacitic este considerat ca un punct de plecare în determinarea vârstei sării. Hoffmann îl încadrează deasemenea în acoperișul sării. H. Böckh prezintă un profil litologic de la Vireag (*nord – est de Beclen*), în care tuful dacitic apare mai tânăr decât sarea. În acest profil tuful de sub care apare breția sării, reprezintă un nivel de tuf dacitic din seria tufurilor badeniene superioare *Tufului de Dej*. În prezent poziția stratigrafică a *Tufului de Dej* poate fi considerată pe deplin lămurită, orizontul de tuf dacitic fiind întâlnit în mod constant și la baza formațiunii cu sare în toate sondele de prospecțiune adâncă săpate în ultimii ani în cadrul Bazinului Transilvaniei.

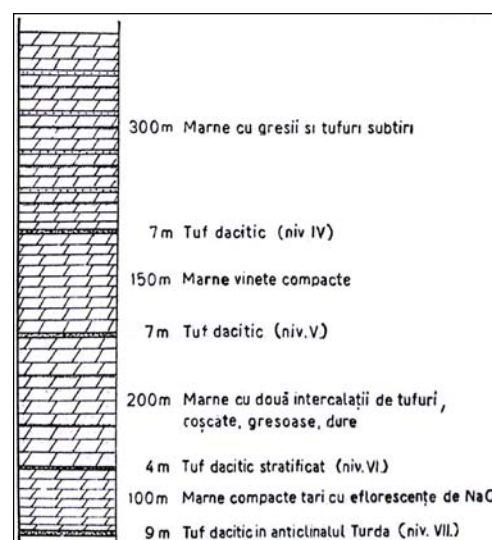
Partea superioară a *Tufului de Dej* este vizibilă la Nireșul Român, Chiuza, Nimigea și constă din strate subțiri de tufuri cu gresii foarte dure, cu intercalații de calcit și marne albe

calcaroase cu Globigerine, nisipuri și marne gipsoase. Din punct de vedere stratigrafic peste *Tuful de Dej* se află “formațiunea cu sare”. Masivele de sare ce apar în Bazinul Transilvaniei sunt legate de anticlinale diapire din zona intens cutată ce bordează cuveta transilvană cu excepția bordurii de vest. Zăcămintele de sare cunoscute apar pe marginile cuvetei la: Unguraș, Dej, Ciceu – Cristești – Băile Slătinița, Șieul Sfânt, Sărățeni, Pintic, Gurghiu, Brâncovenești, Sovata, Praid, Mercheașa, Jimbor, Mărtiniș, Ocna Sibiului, Ocnișoara, Ocna Mureș, Turda, Cojocna, Șicu. De asemenea sarea mai apare în masive aproape de suprafață în numeroase puncte în care prezența ei este semnalată de izvoare cu apă concentrată sărată.

Badenianul din regiunea de vest a bazinului (între Câmpia Turzii și Turda) – de la Câmpia Turzii spre vest (*pe malul stâng al Arieșului*) se află deschisă toată seria de strate, începând de la *Tuful de Ghiriș* până la masivul de sare de la Turda. În acest profil Badenianul debutează cu complexul gros de marne vineții compacte, cu rare intercalații de nisip, pachete de gresii și intercalații subțiri dacitice. Partea superioară a Badenianului se află la circa 800 m sub *Tuful de Ghiriș*. La baza complexului apare primul nivel de tuf dacitic badenian de circa 7 m grosime, alb compact, grezos în bază. Spre vest, apare un complex de marne badeniene ce prezintă intercalații de tufuri și foi de gresii. Acest complex prezintă grosimi de până la 150 m. În bază se află al doilea nivel de tuf badenian de circa 7 m grosime. În baza complexului de tuf dacitic (la nord de Oprișani) apare al treilea nivel de circa 4 m grosime, alcătuit din strate cu grosimi cuprinse între 3 și 15 cm. În continuitate de sedimentare urmează un alt complex de marne badeniene vineții negricioase, ce prezintă eflorescențe saline, vizibile pe grosimi de circa 100 m. De sub ele apare al patrulea nivel de tuf dacitic de circa 9 m grosime, care formează șarniera anticlinalului diapir de la Turda ce prezintă înclinări de până la 80 grade pe flancuri. Cele mai vechi depozite badeniene, situate în axul anticlinalului diapir sub nivelul IV de tuf dacitic, vizibile pe Pârâul Aluniș, constau dintr-o alternanță de marne cu strate de gresii, nisipuri și tufuri dacitice subțiri. Depozitele badeniene de un facies marno – nisipos ocupă în regiunea de vest a Bazinului Transilvaniei o suprafață întinsă (cuprinsă între Măhăceni și Războieni) (*fig.4.3*).

Se poate afirma că, depozitele ce prezintă un facies marno – argilos ale Badenianului sunt reprezentate în partea de vest a bazinului printr-o masă uniformă și monotonă de sedimente de grosime mare.

Fig.4.3– Profil litologic badenian [73]



b) Buglovianul – între etajele Badenian și Sarmațian se intercalează în cadrul Neogenului din Bazinul Transilvaniei așa numitul etaj Buglovian. Din punct de vedere litologic Buglovianul nu prezintă caracteristici deosebite față de Sarmațian. Se poate considera ca aparținând Buglovianului complexul de strate ce se află cuprins între *Tuful dacitic de Ghiriș* și prima apariție a genului *Spirialis subtarchanensis*, cu care începe Badenianul. Buglovianul este definit prin prezența următoarelor varietăți microfaunistice: *Elphidium reginum*, *Triloculina oblonga*, *Triloculina deformis*, *Triloculina laevigata*, *Quinquaoloculina laevigata*, *Rotalia becarii*.

La topul Buglovianului se observă în zona *Tufului de Ghiriș*, Gasteropode mărunte: *Anomalina grosserugosa*, *Triloculina deformis*.

În cuprinsul stratelor ce aparțin Buglovianului se dezvoltă la circa 250 m sub *Tuful de Ghiriș*, un alt nivel de tuf dacitic cunoscut sub denumirea de *Tuful de Hădăreni*. Acest tuf poate fi observat la suprafață pe malul stâng al Văii Arieșului la nord de localitatea Hădăreni. A fost întâlnit la adâncimea de 1097 – 1107 m la Șaroș. În carotă mecanică se prezintă ca un tuf fin, foarte compact, cu caracter bentonic.

Prospecțiunile seismice executate în Bazinul Transilvaniei în anul 1954 de către fosta societate Sovrompetrol, au pus evidențiat două reflecții caracteristice continue cu aceleași forme de înscriere pe care S. Buchman, N. Mihăilă și M. Buchman le-au denumit: *reflecția superioară* și *reflecția inferioară*. *Reflecția* caracteristică *superioară* a fost corelată cu profilele sondelor de exploatare (nr. 1 Copșa, nr.2 Brate, nr. 4 Mica) și s-a observat că ea se corelează cu profilul electric din profilele sondelor care corespund cu *Tuful dacitic de Hădăreni*, iar *reflecția* caracteristică *inferioară* mai profundă, a fost atribuită *Tufului de Dej* de la baza sării.

Datorită caracteristicilor sale litologice, electrice și seismice atât de expresive, *Tuful de Hădăreni* a fost considerat ca orizont reper pentru zona centrală a cuvetei. Cu ajutorul lui s-a corelat stratigrafic și tectonic domurile saline. Ca întindere Buglovianul ocupă o mare suprafață din regiunea Bazinului Transilvaniei.

- *Buglovianul în partea de nord – vest a bazinului – Tuful dacitic de Ghiriș* a fost identificat între localitățile Sava – Imbuz – Petea – Sucutard – Năsalu – Devecior și Ciochiș. De la Sucutard spre vest orizontul de tuf dacitic apare pe ambele creste de la sud la nord pe Valea Puinilor. Urmărind complexul de strate bugloviene ce se află situate sub *Tuful de Ghiriș* se poate observa la gura Văii Puinilor următoarea succesiune stratigrafică: 40 m marne cu nisipuri, 15 m nisipuri cu intercalații de marne, 25 m marne vineții stratificate, 25 m nisipuri cu intercalații de marnă, 10 m alternanță de marne cu nisipuri, 25 m marne vineții compacte.

- *Buglovianul în partea de vest a bazinului – Tuful de Ghiriș* apare la Viișoara și poate fi urmărit în partea sudică până în Dealul Fețelor (nord de Hădăreni). La sud de Viișoara se întâlnește (cu 4 m deasupra lui), marnele vineții de *Ervilia* sp. și *Syndesmia* sp. Urmărind stratele

bugloviene de sub *Tuful de Ghiriș* în partea vestică se observă un pachet de nisipuri de circa 40 m grosime, apoi un complex de marne cenușii cu strate de nisipuri și gresii curbicorticale de circa 200 m grosime, la baza căruia se află *Tuful de Hădăreni* vizibil la nord-est de Vișoara. Urmează în continuitate de sedimentare un alt complex de marne vineții, compacte cu rare fețe de stratificație și cu foi de gresii fine având grosime de circa 120 m.

c) Sarmațianul – din analiza privind cercetările geologice efectuate (după descoperirea gazului metan), H. Böckh et. al., au apreciat că primul strat gros de tuf dacitic este amplasat la baza Sarmațianului. În raportul său din anul 1913 H. Böckh îl numește *Tuf de Suat* (de la localitatea cu același nume), iar în anul 1914 L. Roth Telegd susținea că: “*Mediterraneanul superior începe cu un banc gros de tuf dacitic ce apare deschis în mai multe puncte la vest de localitatea Ghirișul de Câmpie*”.

În anul 1926 E. Jekelius în cercetările sale din regiunea Sărmășel asistat de A. Vancea, a considerat că acest banc de tuf dacitic reprezintă o limită între Sarmațian și Mediteraneanul superior și a introdus pentru prima dată în literatura de specialitate noțiunea de *Tuf de Ghiriș*. Din motive de cartare de la început acest tuf a fost considerat limită convențională litologică între Sarmațian și Mediteranean, acesta fiind ușor de recunoscut și de urmărit în teren.

Volhinianul și Basarabianului inferior le sunt atribuite depozitele care urmează deasupra *Tufului de Ghiriș* similare ca litologie celor bugloviene. Din diferite locuri (Turda – Aiud, Ocnișoara – Blaj, marginea sudică a dreptății) provine o faună cu: *Ervilia podolica*, *Mohrensternia inflata*, *Cardium plicatum*, *C. Obsoletum*, *Tapes gregarius*, *Modiola sarmatica*, *Cerithium disjunctum*, *Potamides mitrale*, *Buccinum duplicatum*, etc.

Sarmațianul apare la suprafață pe mare întindere în câmpia de la nord de Mureș în regiunea de confluență a Târnavelor, în partea de sud și sud – est a bazinului. Acesta indică variații mari de facies petrografic, iar în ceea ce privește conținutul faunistic se poate afirma că la interiorul cuvetei este complet lipsit de fosile, acestea fiind cunoscute mai ales în regiunea de sud – est și în aflorimentele de pe marginile bazinului. În general Sarmațianul este constituit din marne vineții – cenușii cu intercalații de nisipuri. Întâlnim nisipuri și gresii slab cimentate depășind 10 m grosime. Uneori nisipurile devin grosiere și alternează cu pachete însemnate de marne, formând complexe separate bine dezvoltate. În această succesiune stratigrafică uniformă de marne și nisipuri, apar intercalații dacitice a căror grosime variază de la câțiva milimetri la câțiva metri. Stratele de tuf dacitic sunt mai subțiri în partea superioară și mai grosiere în cea inferioară a Sarmațianului.

În general pachetele de nisipuri și marne nu pot servi la paralelizări pe mari întinderi, în schimb intercalațiile de tufuri dacitice dau posibilitatea de orientare, de paralelizare și de estimare a grosimii complexelor de strate sarmațiene în diferite puncte ale bazinului. Atât

marnele cât și nisipurile sarmațiene conțin numeroase resturi carbonizate de plante, pe alocuri se întâlnesc chiar intercalații subțiri de lignit negru, ceea ce denotă faptul că ele s-au depus în ape relativ puțin adânci.

În profilele sondelor săpate pe structuri cu acoperiș pliocen se remarcă că la partea superioară, Sarmațianul este reprezentat printr-un facies marnos pe câteva sute de metri (ex. Bogata de Mureș, Tăuni, Copșa Mică, Noul Săsesc).

În facies panonic Sarmato – Pliocenul s-a format după Basarabianul inferior, ca urmare a ridicării Carpaților Orientali însoțită de întreruperea legăturilor dintre bazinul panonic și cel extracarpatic. În cadrul procesului de sedimentare aceste evenimente se reflectă în acumularea unor depozite (cu grosimi de la 20 la 450 m) ce ocupă o arie orientată sud – vest/nord – est (între Mureș și Târnava). Grosimea cea mai mare a depozitelor este regăsită în largul depresiunii acolo unde acestea au format sedimente stratificate bazinale ce debutează prin prezența unor marne cenușii cu intercalații de argile și nisipuri și prin marnocalcare dolomitice cu intercalații de tuf andezitic denumit *Tuful de Bazna*. La topul suitei se trece la o alternanță de pachete de marne cenușii cu intercalații subțiri de nisipuri. Spre extremitățile depresiunii s-au depus faciesuri mai groasere reprezentate prin prundișuri și conglomerate la care se mai adaugă unele intercalații cineritice [43].

d) Pliocenul (*limita Miocen – Pliocen*) – între extremitățile Carpaților (între Sarmațian și Ponțian) se intercalează etajul Meoțian, dezvoltat pe grosimi de câteva sute de metri și care poate fi urmărit sub același facies. Absența acestui etaj din cadrul Bazinului Transilvaniei a determinat pe unii autori să ajungă la concluzia potrivit căreia, în cadrul acestui bazin ar fi existat o întrerupere de sedimentare și faptul că o parte din Sarmațian ar lipsi. După depunerea Sarmațianului, bazinul ar fi devenit uscat sau chiar cutat, erodat și numai după aceea s-ar fi depus în mod transgresiv depozite ponțiene.

Toți autorii au observat că în extremitatea vestică, sud – vestică, sud – estică și estică a Bazinului Transilvaniei, o transgresiune a depozitelor pliocene depusă peste Sarmațianul inferior (pe alocuri chiar peste depozite mai vechi). Nu s-a putut demonstra până în prezent existența vreunei discordanțe între cele două etaje geologice.

Absența Meoțianului a condus pe unii cercetători la presupunerea potrivit căreia, o parte a Sarmațianului superior poate corespunde etajului Meoțian ce s-ar fi putut depune sub un facies sarmațian. Cel dintâi cercetător care a determinat problema existenței Meoțianului în Bazinul Transilvaniei este M. D. Ilie. Acesta afirma că *“în Bazinul Transilvaniei există o continuitate de sedimentare de la Sarmațian la Pliocen ceea ce conduce la existența Meoțianului identificat în Neogenul extracarpatic. Invazia locală a Ponțianului în extremitatea estică a Munților Apuseni poate susține Ponțianul transgresiv după o fază de retragere a apelor din timpul Meoțianului”*.

După M. D. Ilie “*continuitatea de sedimentare din centrul bazinului demonstrează existența unor sedimente sincrone Meoțianului, fără ca acesta să fie reprezentat prin forme caracteristice depozitelor extracarpatică*”.

Limita dintre Miocen și Pliocen se constituie dintr-un complex de marne foioase cu fețe albe, conținând o intercalație de tuf dacitic (*Tuful de Bazna*). Această limită a fost identificată pentru prima dată de A. Erni în anul 1927 la Bazna. În succesiunea stratigrafică apare un strat subțire de circa 4,5 cm de tuf dacitic, cu aspect de cinerită de culoare cenușie, intercalat într-un complex de marne foioase cu fețe albe. În continuitate de sedimentare la circa 6 – 10 m mai jos, urmează complexul calcarelor dolomitice. Acest complex de strate, având intercalația *Tufului de Bazna* a fost întâlnit în mai multe puncte ale bazinului la Șaroș, Adămuș, Cetatea de Baltă, Sânmiclăuș, Oarba de Mureș, la vest și nord de Târgu Mureș, la Teleac.

Se întâlnesc deasupra complexului de strate cu *Tuful de Bazna*, intercalații subțiri submetrice de marne albe calcaroase, (tipic Pliocenului), ce nu apar în succesiunea litologică a Miocenului situată sub acest tuf.

Complexul marnelor foioase ce conțin *Tuful de Bazna* formează o limită litologică între Miocen și Pliocen. Având în vedere că această limită litologică are o răspândire mare în cuvetă, ea nu se întâlnește peste tot între cele două formațiuni din cuprinsul bazinului (ea nu apare la baza complexului Pliocen inferior în partea vestică, sud – vestică și sud – estică). În toate structurile cu acoperiș pliocen în care s-au traversat formațiunile geologice (carotaj mecanic) cum sunt: Tăuni, Copșa Mică, Botorca, Noul Săsesc, Nadeș, s-a observat o continuitate stratigrafică între Miocen și Pliocen ceea ce indică existența unor sedimente concomitente Meoțianului.

La extremitatea depresiunii s-au format faciesuri mai grosiere reprezentate prin nisipuri, prundișuri și conglomerate la care se adaugă intercalații de cinerite. Din baza seriei depozitelor de tip bazal din regiunea Târgu Mureș, V. Căta remarcă o asociație de *Ostracode* cu: *Lepthocythere praebaquana frequentis*, *Caspiocypris vulgaris*, *Cyprideis heterostigma sublitoralis* reprezentativă pentru Meoțian. Din topurile suitelor menționăm o asociație cu: *Amplocypris panonica*, *Caspiocypris candida*, *Candacna multipora*, *Bakunella dorssoarcuata*, *Pontoniella acuminata striata*, *Lineocypris trapezoidea*, reprezentativă pentru Pliocen. Se cunosc asociații de *Ostracode* și în partea sudică a depresiunii la sud – vest de Sibiu (*Erprtochypris abscissa*, *Liniocypris lunata* etc.). Din faciesul grosier de margine se remarcă o macrofaună cu: *Congerina banatica*, *C. Spathulata*, *C. Subglobosa*, *C. Partschi*, *C. Ornithopsis*, *Limnocardium desertum*, *Melanopsis vindobonensis* etc. De menționat faptul că în depozitele faciesului bazinal se întâlnesc foraminifere miocene și cretacice remaniate, iar frecvența acestora scade până la dispariție spre partea superioară a succesiunii, fapt ce dovedește că sedimentarea a

avut un caracter regresiv. Regresiunea a fost urmată de o transgresiune, dovedită de poziția transgresivă a faciesului grosier din zona marginală.

În opinia altor geologi (Emilia Saulea) se susține ideea conform căreia, în centrul depresiunii există continuitate de sedimentare de la Sarmațian la Meoțian, lacuna fiind existentă numai în zonele de margine (dat fiind caracterul regresiv al sedimentării post basarabiene). Ideea continuității de sedimentare între Sarmațian și faciesul panonic al Sarmato – Pliocenului pare mai aproape de realitate și capătă o tot mai largă acceptare. În Ponțian s-a ajuns la colmatarea lacului panonic, spațiul transilvan evoluând mai departe ca uscat [43].

e) Ponțianul – depozitele ponțiene din cuprindul Bazinului Transilvaniei, au fost împărțite pe baza unor criterii litologice în: *orizontul nisipurilor inferioare*, *orizontul marnelor medii* și *orizontul nisipurilor superioare*. Fiecare dintre aceste orizonturi conține numeroase intercalații de marne/nisipuri astfel că denumirea acestora este una generală. Această orizontare litologică a avut ca scop ușurarea urmăririi în teren a diferitelor complexe geologice, această orizontare neavând legătură cu orizontarea depozitelor pliocene din celelalte bazine intercarpatice.

Complexul nisipurilor inferioare ponțiene dezvoltat pe aliniamentul *Apold – Vulcan – Daia Săsească – Saschiz*, este transgresiv peste Sarmațian și ele corespund invaziei Ponțianului după fază de retragere a apelor la interiorul bazinului în timpul Pliocenului inferior.

Complexul marnelor medii este format din marne cenușii – vineții, calcaroase, mai mult sau mai puțin nisipoase. La top și bază aceste marne sunt gălbui – cafenii având intercalații de nisipuri ce nu depășesc 1 m grosime. Partea superioară este caracterizată prin prezența unor intercalații de marne albe calcaroase și local de prezența unor strate subțiri de tufuri andezitice.

În profilele sondelor Nadeș și Hama, marnele medii ponțiene au o grosime de până la 150 m fiind reprezentate prin marne calcaroase cu intercalații de nisipuri și calcare de apă dulce de culoare albă cu grosimi cuprinse între 1 și 5 m. Resturile organice din acest complex apar și în zona de centru ale bazinului, dar sunt mai bogate în zona mai îndepărtată centrului bazinului. Dintre formele întâlnite se menționează: *Congeria bonatica*, E. Hoern., *Paradacna syrmensis* R. Hoern., *Paradacna lenzi* R. Hoern., *Planorbis ponticus* Lor., *Ostracoda* sp.

După I. Bucur (pe aliniamentul stratigrafic *Saschiz – Lueta – Rupea*) „*depozitele pliocene se dezvoltă în trei orizonturi: nisipuri, marne și conglomerate*”. *Orizontul nisipos* urmează peste ultimul termen al Sarmațianului iar grosimea lui o estimează de circa 500 m. *Orizontul marnos* gros de circa 100 m este bogat în fosile: *Congeria banatica* Andr., *Ostracode* sp., *Helix*, *Planorbis* sp. *Orizontul conglomeratic* superior prezintă un pregnant caracter transgresiv depășind orizonturile inferioare pliocene.

După R. Ciocârdel (în partea de nord – est a bazinului) se află un complexul având o grosime de circa 150 m, cu *Helicide* și *Ostracode*, urmează un complex marnos nisipos în care se intercalează bancuri nisipoase cu pietrișuri mărunte cu faună bogată în *Congerii*, *Limnocardii*, *Paradacna*, *Valencienis*.

În extremitatea vestică a bazinului (între *Arieș* și *Mureș*) depozitele ponțiene sunt transgresive peste Sarmațian, Badenian și chiar peste formațiuni mai vechi.

Depozitele ponțiene de pe marginea muntoasă sunt reprezentate prin argile, marne, nisipuri cu concrețiuni grezoase, gresii, pietrișuri și conglomerate.

În ceea ce privește grosimea totală a depozitelor pliocene din bazinul transilvan, ea este variabilă, maximul de grosime apare de obicei în zonele sinclinale (de exemplu în sondele de prospecțiuni de la Brătei, Pliocenul a atins grosimea de 750 m, la Țigmandru 800 m, la Mica 460 m, la Gănești 400 m, iar la Hamba 730 m).

f) Dacianul – ultimul ciclu de sedimentare din cuprinsul Neogenului transilvănean este reprezentat de Dacian. Acesta se dezvoltă mai proeminent pe aliniamentul structural *Homorod – Rupea – Ungra – Crihalma*, acolo unde există depozite reprezentate de argile roșii cărămizii cu intercalații de calcit, argile roșii cenușii – negricioase, nisipuri pietrișuri și material vulcanic a căror vârstă a fost considerată de către primii cercetători ca fiind ponțiană.

În anul 1893 apariția de la Ungra a fost cercetată de Lörenthey, autor care amintește următoarele apariții de fosile: *Congeria croatica* Brus., *Congeria gnezdai* Brus., *Cardium*, *Vivipara vukotinovici* Frfld., *Hydrobia prisca* Neum., *Ostracode*.

După M. D. Ilie “în timpul Dacianului apele lacustre au sedimentat în Depresiunea Bârsei acoperind marginea răsăriteană a Perșanilor și pătrunzând prin actualul defileu al Oltului, au ajuns și în Bazinul Transilvaniei”. Depozitele daciene de la Racoșul de Jos, Mateiaș, Bogata, Hoghiz, Lupșa, Ungra, Crihalma, sunt dovezi clare despre existența Dacianului în Bazinul Transilvaniei.

Se constată în interiorul cuvetei transilvane o continuitate de sedimentare între Miocen și Pliocen. Datele obținute prin sondele amplasate pe structuri cu acoperiș pliocen (care traversează formațiunile cu ajutorul carotajului mecanic continuu), indică faptul că în partea vestică a bazinului la Tiur există o transgresiune a Ponțianului peste Buglovian. La sud – vest (pe aliniamentul structural Presaca – Păuca – Hamba), Pliocenul este de asemenea transgresiv peste Sarmațianul inferior.

Depozitele Pliocenului inferior s-au depus la interiorul cuvetei într-o fază de retragere a apelor, după care a urmat Ponțianul transgresiv pe extremitatea vestică, sud – estică, nord – estică. Limita micropaleontologică inferioară a Pliocenului inferior se situează la adâncimi variabile sub *Tuful de Bazna*.

Pliocenul inferior nisipos este transgresiv peste Sarmațian între Hendorf, Apold, Daia, Saschiz, el reprezentând o schimbare de facies (conglomerate în extremitatea de est, trece la nisipuri fine în direcția vest – sud – vest, se efilează și trece la un facies marnos spre interiorul cuvetei).

Profilele sondelor ce traversează zonele sinclinale, au demonstrat faptul că sedimentarea din timpul Ponțianului a avut un caracter ritmic și conține o alternanță de facies marnos cu un facies nisipos.

4.1.3) Evoluția geologică a Bazinului Transilvaniei – cea mai cunoscută perioadă din evoluția Bazinului Transilvaniei, este cea căreia îi corespunde Paleogenului și Miocenului inferior. În continuare voi evidenția principalele mișcări ce au caracterizat bazinul în cadrul evoluției sale [54].

Mișcări din fază laramică – caracteristice limitei *Cretacic – Paleogen*, prezintă o deosebită importanță în delimitarea suprafeței ce urma să formeze Bazinul Transilvaniei. În timpul acestei faze s-au produs numeroase fracturi care în prezent delimitează bazinul de rama muntoasă. Mișcările laramice au determinat începutul unei perioade caracterizate de ridicări lente a masivului apusean și tot în cadrul acestor mișcări s-a produs stabilirea limitelor ce bordează bazinul. Sesizăm în fundamentul cristalin lipsa depozitelor cretacice superioare de-a lungul a trei ridicări majore: *Vest Șic, Blaj – Pogăceaua, Ilimbav – Bențid – Gurghiu*, reprezentate prin fundamentul cristalin, posibil datorită eroziunii lor în timpul acestor mișcări.

Mișcări din fază pireneană – aceste mișcări au fost intense în timpul Paleogenului, în cadrul acestor mișcări a avut loc ridicarea unor suprafețe mari ale bazinului, de pe care apele s-au retras și peste care nu s-au mai depus depozitele oligocene în partea de sud – vest și sud – est a bazinului. În timpul acestor mișcări sectorul nord – vestic al bazinului (începând de la Turda și până la Munții Prelucii) a suportat o mișcare continuă (de scufundare), fapt ce a determinat acumularea depozitelor oligocene pe grosimi de peste 2000 m, cu faciesuri variate.

Mișcări din fază savică – acestea s-au produs la limita dintre Paleogen și Neogen evidențiindu-se printr-o exondare a întregului bazin (mai puțin în sectorul nord – estic) unde se află o continuitate de sedimentare din Oligocen până în Badenian, atunci când s-a depus seria flišoidă de Salva.

Mișcări din fază știrică – au avut loc în timpul Helvețianului și Badenianului având o influență definitorie asupra dezvoltării și configurației actuale a Bazinului Transilvaniei. În Bazinul Transilvaniei se deosebesc trei faze ale mișcărilor știrice:

- prima fază căreia îi corespund depozitele anterioare *Tufului de Dej*, atribuite Helvețianului și Burdigalianului din regiunea nord – estică a bazinului, falieri și flexuri, iar în zonele interne s-au format cute largi;

- în cadrul celei de-a doua faze au avut loc erupții ce au format *Tuful de Dej* ce acoperă întreg teritoriul bazinului prelungindu-se cu depunerea sării care, a avut loc în condițiile unei subsidențe lente. Astfel, Bazinul Transilvaniei s-a transformat într-un domeniu lagunar, ceea ce a dus la acumularea unor mari depozite salifere. Datorită intensificării mișcărilor de subsidență cât și presiunii exercitate de depozitele Miocenului superior și Pliocenului (care se acumulasă), sarea datorită plasticității a început să migreze și să se acumuleze în partea centrală a bazinului sub formă de „perne de sare” (*salt pillows*), iar pe marginile bazinului s-a acumulat sub formă de stâlpi de sare (*salt stocks*) influențând din punct de vedere structural aranjamentul stratelor din acoperiș.

Este posibil ca în timpul aglomerării sării sub influența bazinului, a tasărilor, a variațiilor de litofacies cât și a unor lacune intraformaționale locale, apexul masivului de sare să se fi modificat determinând dizarmonii intraformaționale la nivelul depozitelor bugloviane și sarmațiene (studiul de caz – *Structura ZD*);

- a treia fază a avut loc la sfârșitul Badenianului caracterizându-se printr-o mare și puternică scufundare, datorită căreia apele s-au adâncit mai mult iar condițiile lagunare de precipitare a sării au încetat, bazinul intrând în legătură directă cu Marea Paratethys.

Mișcări din fază moldavică – s-au produs la limita dintre Badenian și Sarmațian, prezentând o intensitate mai slabă de scurtă durată. În cadrul acestei faze s-a depus Buglovianul. Odată cu producerea acestor mișcări, blocul scufundat din regiunea de curbură a Carpaților Orientali (care a permis încă din timpul Badenianului comunicarea apelor din exterior cu cele din interiorul lanțului carpatic), s-a ridicat astfel că Munții Carpați au obținut aspectul actual de catenă neîntreruptă.

Mișcări din fază atică – s-au produs în cadrul Sarmațianului superior caracterizând dispariția mării sarmatice datorită fragmentării acesteia în bazine mai mici. Primele mișcări au avut loc încă din Sarmațianul mediu care, datorită retragerii timpurii ale apelor a dus la dezvoltarea incompletă a acestuia.

Mișcări din faza rodanică – aceste mișcări au început să se manifeste în a doua jumătate a Pliocenului determinând o nouă ridicare a regiunilor carpatice. S-a evidențiat sistemul de fracturi care a permis apariția erupțiilor din lanțul vulcanic est transilvănean. În timpul acestor mișcări s-au continuat ridicările rocilor miocene coroborat cu masivele de sare (*diapire*) din estul și vestul bazinului.

Mișcări din fază valahă – aceste mișcări au marcat efectele mișcărilor rodanice, așadar a avut loc o importantă ridicare a blocurilor componente ale ramei muntoase precum și o intensă activitate eruptivă. Posibil în Pliocenul inferior, teritoriul bazinului s-a ridicat pe întreaga lui suprafață devenind uscat.

4.1.4) *Tectonica generală a Bazinului Transilvaniei* – primele lucrări geologice asupra

Bazinului Transilvaniei au presupus că acesta reprezintă o regiune cu sedimentație liniștită, mai mult sau mai puțin orizontală, sau în formă de bazin și că numai în jurul ivirilor saline erau cunoscute strate mai cutate, atribuite în general masivelor de sare.

Cel dintâi cercetător care a observat unele cutări independente cu privire la masivele de sare de la Bădeni (*sud de Turda*) în anul 1896 a fost L. Roth.

După descoperirea gazului metan în anul 1909, L. Loczy a observat trei anticlinale majore în “câmpia” situată la nord de Mureș. O imagine de ansamblu privind tectonica depozitelor Bazinului Transilvaniei reinterpretată de Mutihac V. este redată în (fig.4.4).



Fig.4.4 – Fragment hartă tectonică a României, scara 1:75.000 [44]

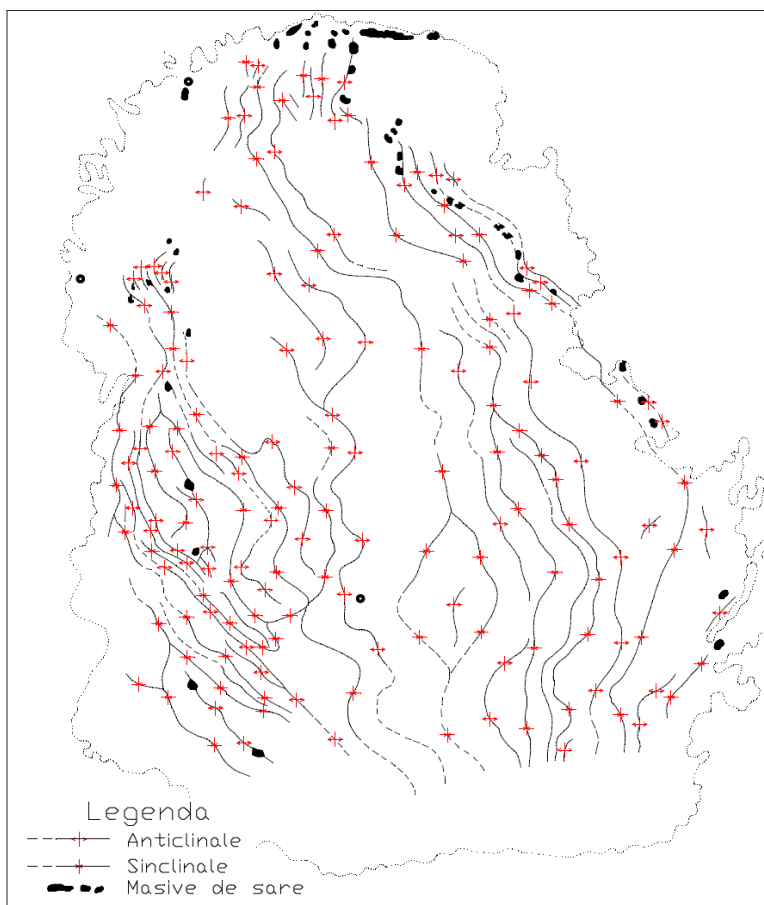
Între anii 1911 – 1912 o echipă de geologi aflați sub conducerea lui H. Böckh a cercetat întregul Bazin al Transilvaniei și au stabilit că depozitele neogene sunt cutate în anticlinale dirijate NV – SE aproximativ paralele unele cu altele. Au fost identificate o serie de 18 anticlinale, care în apropiere de extremitatea estică și vestică sunt mai îndesite și cu înclinări mari, iar la interior mai largi mai plate și mai distantate (*fig.4.5*).

Traseul lor urmează în general linia bordurii de vest a bazinului, constituită din roci mai vechi care merg mai mult sau mai puțin în paralel cu bordura muntoasă. Flancul de apus este ușor asimetric, ceea ce indică o împingere în această direcție. Anticlinalele intens dislocate au o structură similară cu cele de la exteriorul Carpatilor pe care L. Mrazec le-a numit „*cute diapire*”.

În partea de N și NV *cutele anticlinale* prezintă incurbări și între cutele majore ce formează cutele secundare.

Axul anticlinal prezintă undulații și pe direcția verticală și astfel se formează boltiri în formă de domuri/brăhianticlinale.

**Fig.4.5 – Schița anticlinalelor
Bazinului Transilvanei [10]
(prelucrată cu programul AutoCad)**



Aceste boltiri situate pe anticlinalele largi de la interiorul bazinului sunt bogate în gaze. Pe alocuri, flancurile anticlinalelor prezintă cute secundare/dislocări locale.

Anticlinalele saline din apropierea extremității bazinului au sâmbure format din strate mai vechi care sunt mult mai intens cutate decât stratele din acoperiș. Deseori acoperișul este străpuns de sare în cutele în care aceasta apare la suprafață. Masivele de sare formează o coroană ce bordează Bazinul Transilvaniei, acesta fiind un efect al cutării mult mai intense pe margini.

Analizele cercetărilor lui H. Böckh au condus la concluzia potrivit căreia, apariția acestor anticlinale este un fenomen tectonic general al Bazinului Transilvaniei. Aceasta se explică prin faptul că înclinarea stratelor este foarte mică, lucru la care au contribuit condițiile nefavorabile ale deschiderilor naturale și nu în ultimul rând alunecările de teren. Se mai poate adăuga raritatea fosilelor, uniformitatea litologică a sedimentelor, ceea ce face dificilă descifrarea tectonicii.

Față de cele prezentate, ciclul neogen poate fi considerat ca ultimul episod al unui bazin poliistoric de tip „*back arc*” și se impune a fi analizat ca un bazin cu o rată de sedimentare ridicată.

H.Böckh atribuie asimetria unor anticlinale împingerii bordurii sud – estice și unor alunecări de teren ale diverselor depozite. Subîmpingerea respectiv încălecare au avut legătură directă cu mișcările de alunecare ce au dat naștere fenomenelor de torsiune. Acestor mișcări li se

atribuie formarea domurilor și brahianticlinalelor de-a lungul cutelor. Ondulația cutelor se explică prin faptul că presiunile laterale sunt venite din direcțiile SV – NE și NV – SE.

Un proces interesant este faptul că în axul anticlinalelor din cadrul Bazinului Transilvaniei nu apar roci mai vechi decât sarea, motiv pentru care este foarte probabil că tectonica depozitelor de sub formațiunea cu sare să fie diferită de cea a stratelor neogene suprajacente. Cutarea acestor depozite poate fi analizată ca un fenomen petrecut numai în acoperișul sedimentar, iar în formațiunea cu sare să fi fost substratul de alunecare.

Tectonica Bazinului Transilvaniei redă relieful sării care este mult modificat în urma alunecărilor stratelor. Analizând grosimea sedimentelor neogene de deasupra sării, Böckh o apreciază la circa 2000 m a Panonianului și circa 700 – 800 m Sarmațianului.

Referitor la cutarea depozitelor neogene Böckh susține că aceasta a început după depunerea Mediteraneanului [73].

a) Fundamentul cristalin al bazinului – în evoluția Bazinului Transilvaniei un rol important l-a avut structura depozitelor sedimentare. Pentru cunoașterea acestora se impune stabilirea condițiilor de formare ale bazinului. În afară ipotezei conform căreia bazinul a luat naștere la sfârșitul perioadei cretace prin scufundarea unui relief cristalin – mezozoic (*ipoteză ce vine în acord cu majoritatea geologilor*), au mai fost elaborate și alte ipoteze.

În anul 1932 L. Mrazec a început să definească condițiile de formare ale bazinului (*sfârșitul Oligocenului sau chiar în Miocen*) și considera că: “*acesta este format în întregime din pânze de șariaj*”.

În anul 1942 I. Popescu Voitești apreciază că: “*fundamentul cristalin este format în totalitate din Pânza Transilvană și imediat sub aceasta se află Pânza Bucovinică*”. Deasemenea consideră că *Pânza Transilvană* formată în orogenul mezocretacic, este formată din șisturi cristaline de tip mezozonal din Paleozoic, Permian, Triasic, Liasic, Dogger și bucăți din Apțian.

În anul 1961 D. Preda considera că: “*fundamentul cristalin este format de Pânza Carpatică centrală (alcătuită din șisturi cristaline) în care este cuprins Paleozoicul prin Devonian, Carbonifer și Permian*”.

În anul 1962 I. Dumitrescu considera că: “*bazinul s-a format prin scufundarea unui masiv hercinic neregenerat, alcătuit din roci cristaline, peste care sunt depuse fragmente din Triasic, Juristic și Cretacic inferior*”. După I. Dumitrescu “*cuvertura paleogen – miocen inferioară este necutată și mulează ridicările fundamentului cristalin*”.

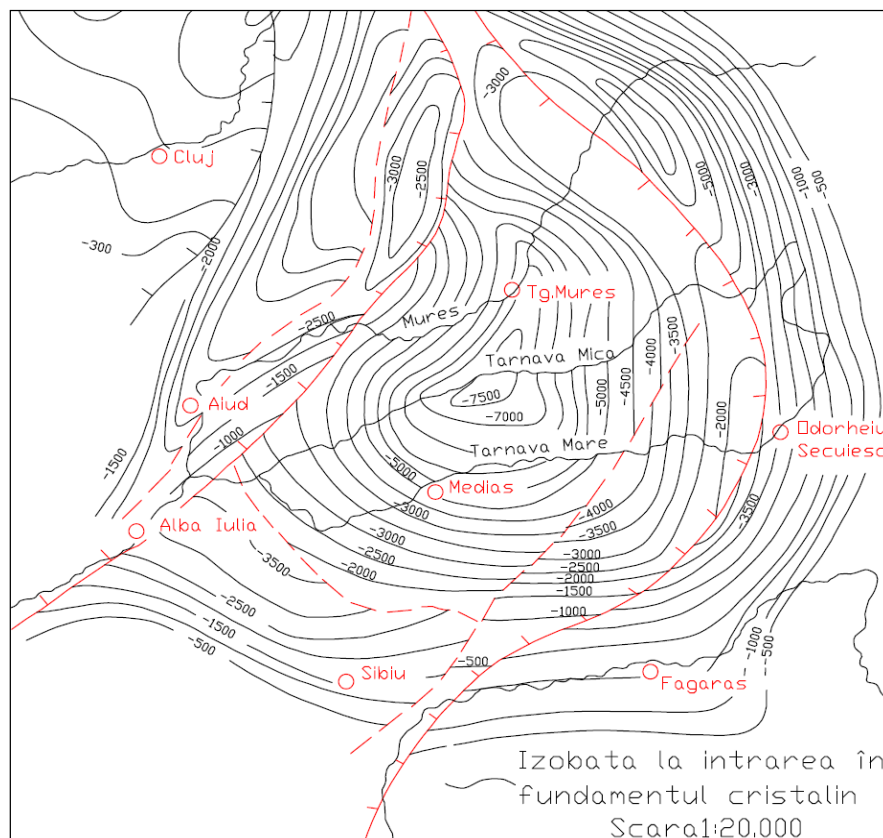
Din punct de vedere al adâncimilor care au atins fundamentul cristalin pot fi împărțite trei zone [54]:

- *zona marginală* cu cristalinul aflat la adâncimi cuprinse între 1000 și 2900 m;
- *zona centrală* cu cristalinul aflat la circa 3200 m adâncime;
- *zona depresionară* cu cristalinul apreciat a fi la adâncimea de 8000 m, amplasat

între celelalte două zone anterioare, ridicate.

Se apreciază că adâncimea la care a fost întâlnit cristalinul crește de la periferia bazinului către centrul său (fig. 4.6).

Din analizarea și interpretarea datelor obținute din prospecțiunile gravimetrice, seismice și a forajelor pe de o parte precum și din secțiunile geologice și a hărților structurale întocmite pe de altă parte, rezultă faptul că fundamentul cristalin este format din trei zone ridicate ce se succed de la nord – vest spre sud – est, încăleacă posibil peste cristalinul mezozoic din zonele depresionare din față.



**Fig.4.6 – Harta structurală a fundamentului cristalin, scara 1:20.000 [28]
(prelucrată cu programul AutoCad)**

Zona ridicată (*vest de Șic*) cu cristalinul aflat la adâncimea de circa 2000 m, încăleacă de-a lungul faliei *Turda – Șic – Dej – Beclean*, zona depresionară din față unde cristalinul este situat la adâncimea de circa 6000 m și acoperit pe o grosime de circa 2000 m de depozite mezozoice presenoniene.

Ridicarea *Blaj – Pogăceaua* încăleacă probabil peste cristalinul și Mezozoicul din zona depresionară din față *Alămor – Deleni – Reghin*, în care fundamentul cristalin este estimat la adâncimea de circa 8000 m.

O altă ridicare *Ilimbav – Bențid – Gurghiu*, cu cristalinul cuprins între 1000 și 3300 m, încăleacă peste Mezozoicul din zona depresionară din față (fig. 4.7).

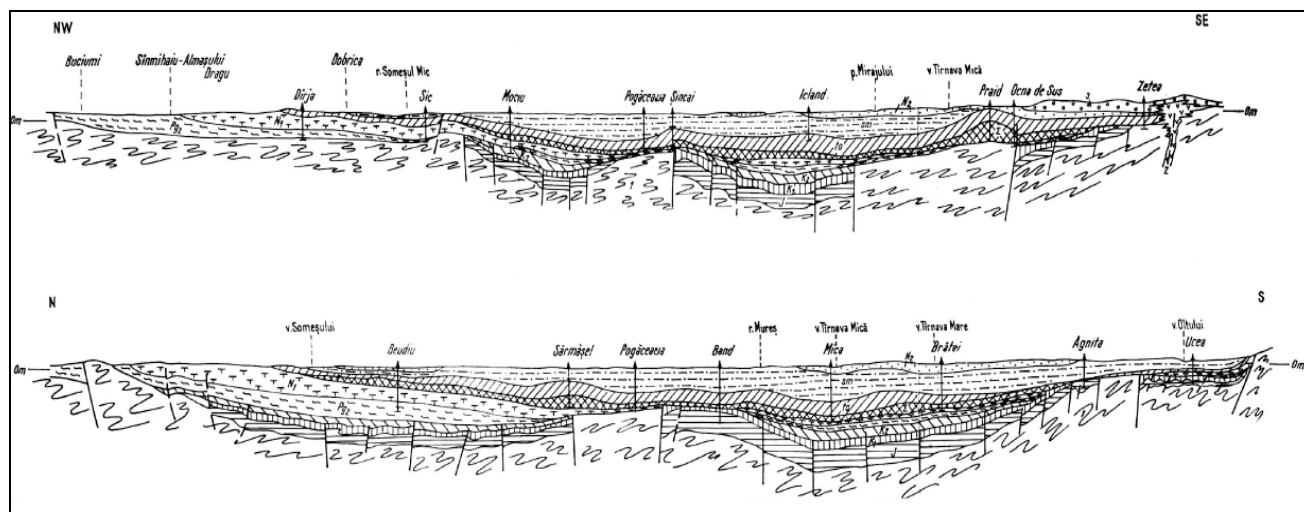


Fig.4.7 – Secțiuni geologice prin Depresiunea Transilvaniei [45]

Această ipoteză este diferită de celelalte ipoteze anterioare care apreciau existența pânzelor de șariaj de mare amploare (ex. pânzele din Carpații Orientali).

S-a avut în vedere faptul că după datele obținute din foraje, depozitele mezozoice din fundamentul cristalin nu sunt orizontale ele formând cute anticlinale largi (*Moreni, Botorca, Iedu, Bozed*) și sinclinale (*Șincai, Saschiz*).

Din analiza datelor de foraj privind adâncimile la care sondele au interceptat fundamentul cristalinul, s-au pus în evidență mai multe zone ridicate față de cristalin, ce traversează diferite formațiuni (Badenian, Miocen inferior, Oligocen, Eocen, Cretacic inferior) (tabel 4.1):

Tabel 4.1 [54]

Nr. crt.	Structura	Intrare cristalin			Adâncimea sondei (m)	Formațiunea din talpă
		m	m.s.n.m	Formațiunea		
1	Lăpuș	794	606	Eocen/cristalin	986	cristalin
2	Bistrița	3202	1713	Oligocen/cristalin	3209	cristalin
3	Lunca Bradului	1576	957	Helvețian/cristalin	1765	cristalin
4	Stânceni	1532	405	Miocen inf./cristalin	1627	cristalin
5	Dârja	1720	1339	Eocen/cristalin	1940	cristalin
6	Bădești	1724	1379	Eocen/cristalin	1829	cristalin
7	Lujerdiu	2220	1897	Eocen/cristalin	2460	cristalin
8	Șic Vest	1970	1519	Miocen inf./cristalin	2161	cristalin
9	Șic Est	1718	1405	Miocen inf./cristalin	1755	cristalin
10	Stupini	3295	2856	Miocen inf./cristalin	3557	cristalin
11	Gughiu	3246	2817	Eocen/cristalin	3327	cristalin
12	Pogăceaua	2480	2176	Eocen/cristalin	3006	cristalin
13	Ocna de Sus	2880	2328	Badenian/cristalin	2909	cristalin
14	Zetea	1716	990	Badenian/cristalin	1716	cristalin
15	Bențid	2370	1802	Badenian/cristalin	2512	cristalin
16	Aiud	2228	1897	Eocen/cristalin	2294	eruptiv
17	Grânari	2490	2228	Barremina/cristalin	3081	cristalin
18	Nucet	1871	1370	Eocen/cristalin	1874	cristalin
19	Ilimbav	996	471	Badenian/cristalin	1151	cristalin
20	Ilimbav Est	1355	737	Badenian/cristalin	1355	cristalin
21	Săsașuși	1470	861	Badenian/cristalin	1537	cristalin

b) Tectonica depozitelor prebadeniene – din complexul sedimentar depus peste fundamentul cristalin al Bazinului Transilvaniei (care în zonele de mare scufundare ating grosimi de peste 7000 m), jumătate aparțin formațiunilor mezozoice din fundament iar restul aparțin intervalului stratigrafic *Senonian – Pliocen*. Dacă se apreciază că tectonica fundamentului cristalin – mezozoic se caracterizează prin prezența unor cute solzi deversate de la vest către est (luând forma unor *pânze de șariaj*), tectonica depozitelor aparținând intervalului stratigrafic *Senonian – Pliocen* este diferită și a depins de transgresiunile senoniană, burdigaliană, badeniană și pliocenă, ce au avut loc după lungi perioade de sedimentare și eroziune. Astfel, din punct de vedere tectonic aceste formațiuni (*senonian – pliocene*) au fost împărțite în două categorii: *prebadeniene* și *postbadeniene*.

Cea mai remarcabilă transgresiune este cea *badeniană*, deoarece aceasta marchează un nou stil tectonic, determinat în cea mai mare măsură de orizontul cu sare din baza Miocenului inferior. Se consideră că până în prezent depozitele prebadeniene din interiorul Bazinului Transilvaniei formează cute anticlinale și sinclinale largi, unele având caracter regional (partea nord – vestică a bazinului peste cristalinul de la vest de Șic ce prezintă aspect de platformă continentală, urmează cuvertura depozitelor paleogene și miocene inferioare care umplu și mulează ondulațiile majore ale fundamentului cristalin, formând o serie de cute anticlinale și sinclinale cu direcție nord – sud paralele cu rama muntoasă) [54].

c) Tectonica depozitelor seriei badenian – pliocene – a fost pusă în evidență fie prin cartări geologice fie prin prospecțiuni seismice și foraje, informații importante fiind obținute cu ajutorul *Tufului de Dej* ce apare în majoritatea profilelor seismice dispus discordant peste un relief având eroziune prebadeniană cutată cu efilări de strate în zonele mai ridicate structural. Ca reper stratigrafic constant și bine pus în evidență, pe baza *Tufului de Dej* s-a întocmit o hartă structurală cu ajutorul căreia să fie redată imaginea reliefului de eroziune.

Din punct de vedere tectonic, în anul 1927 L. Mrazec și E. Jekelius au împărțit depozitele mio – pliocene din cadrul Bazinului Transilvaniei în trei mari zone și anume:

- *zona externă* a stratelor cu înclinări mici acoperite în cea mai mare parte din depozite prebadeniene (zonă puțin cunoscută);

- *zona cutelor diapire (cu sâmburi de sare)* ce bordează bazinul în partea de vest și est. Datorită reliefului dislocațiilor din fundament și plasticității sării aceste zone au orientări diferite;

- *zona centrală (cuveta bazinului)* mărginită la est și vest de zona cutelor diapire iar la nord și sud de ivirile orizontului cu sare de pe Valea Someșului respectiv Valea Oltului.

4.1.5) Formarea zăcămintele de gaze din Bazinul Transilvaniei – zăcămintele de gaze din cadrul Bazinului Transilvaniei sunt situate în zona centrală a bazinului (*cuveta*), unde au fost puse în evidență câteva domuri importante de gaze (*Fântânele, Sărmășel, Ulieș, Luduș, Deleni,*

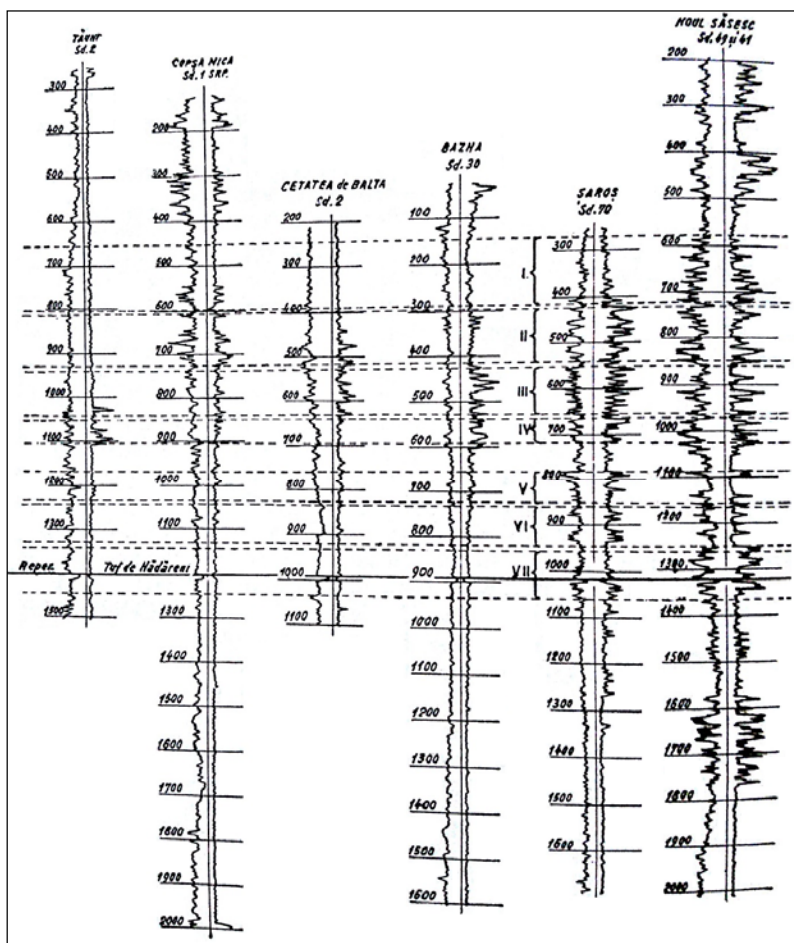
Cetatea de Baltă, Târgu Mureș, Nadeș, Copșa Mică), precum și unele anticlinale (Beudiu, Enciu, Grebeniș, Cucerdea).

Înclinările acestor forme structurale sunt mici de $1 - 9^\circ$. De exemplu pe domul *Puini* înclinările sunt de $1 - 4^\circ$, pe domul *Sărmășel* de $1 - 6^\circ$, pe domul *Luduș* de $2 - 4^\circ$. Există cazuri când înclinările stratelor au valori mari și variabile (ex: *brahianticinalul de la Sânger* înclinările au valori cuprinse între 8 și 45° , iar pe domul *Cetatea de Baltă* înclinările sunt de $1 - 5^\circ$).

Dacă se analizează productivitatea în gaze a depozitelor neogene repartizată pe etaje geologice se observă că în nordul cuvetei la *Sărmășel – Șincai* sunt productive toate cele trei etaje miocene: *Sarmațian*, *Buglovian* și *Badenian*. Ultimul complex productiv de la *Sărmășel* se află situat la circa 250 m deasupra formațiunii cu sare. Variația faciesurilor litologice dintre principalele domuri gazeifere este redată în (fig.4.8).

Condițiile de formare ale zăcămintelor de gaze cunoscute în “formațiunea cu gaze” sunt strâns legate de existența *rocilor mamă*, *rocilor magazin*, *rocilor protectoare* și a *capcanelor*.

Fig.4.8 – Variația faciesurilor litologice dintre domuri [73]



Rocile mamă sunt reprezentate prin argile, marne și marnocalcare ce aparțin *Badenianului*, *Buglovianului* și *Sarmațianului*, mai puțin *Panonianului*. De asemenea rocile mamă sunt reprezentate prin șisturi cu radiolari. În cazul acestor zăcămintele de gaze anumiți

geologi au considerat drept roci generatoare de hidrocarburi – *Stratele de Ileana Mare* din Oligocen.

L. Mrazec considera ca roci mamă a zăcămintelor de gaze argilele și marnele din limita inferioară a formațiunii cu gaze cât și stratele intercalate în complexele gazeifere. Ulterior acest lucru s-a confirmat prin caracterul primar al acestor zăcămintele de gaze. Considerentele susținute de L. Mrazec au fost:

- lipsa indicațiilor de hidrocarburi din formațiunile prebadeniene;
- absența șisturilor bituminoase oligocene din domurile gazeifere ale centrului bazinului;
- evoluția continuă și omogenă a păturii de sare de sub formațiunea cu gaze impermeabilă, ce reține migrarea gazelor în adâncime;
- demonstrarea caracterului de rocă mamă a marnelor badeniene și sarmațiene prin analize bituminologice;

Rocile magazin sunt reprezentate de nisipuri și nisipuri marnoase, marne nisipoase și gresii badeniene, bugloviene și sarmațiene și uneori local pliocene (panoniene). Rocile din "formațiunea cu gaze" cu porozități medii (20 %), permeabilități (0,1 – 1000 mD) și proprietăți fizice prezintă variații în funcție de adâncime, dat fiind faptul că gradul de compactizare este ridicat (ex: gresiile badeniene de la adâncimi mari 2800 – 3000 m prezintă debite slabe până în 10.000 m³/zi gaze).

Rocile protectoare din "formațiunea cu gaze" sunt reprezentate de intercalațiile impermeabile de argile și marne ce separă și protejează unitățile purtătoare de hidrocarburi. Caracterul impermeabil al acestor intercalații de pelite este reprezentat de faptul că marea majoritate a orizonturilor productive au limita gaze/apă diferită și formează unități hidrodinamice distincte.

Analizând tipul capcanelor (exceptând capcanele stratiform boltite) în cuprinsul bazinului mai întâlnim și capcane stratiforme ecranate litologic, delimitate litologic și de tip combinat înțelese în sens larg, excepție fac unele capcane de tip stratiform ecranate stratigrafic.

Ca și în zonele adiacente lor, structurile gazeifere sunt caracterizate de prezența unor ape de tip CaCl₂, MgCl₂, NaHCO₃. Mineralizația acestor ape variază între 30 și 95 g/l și este mai redusă pentru structurile petroliere din Subcarpați.

Orizonturile din adâncime cât și cele bine protejate conțin ape clorocalcice și cloromagneziene și pe măsură ce adâncimea se reduce apar ape mixte. Mineralizația apelor de zăcămintă cât și tipul lor determină gradul de închidere, de conservare al zăcămintelor și nu în ultimul rând perspectivele de a descoperii zăcămintele industriale de hidrocarburi. Apele fosile sunt caracterizate de prezența iodului și bromului.

În ceea ce privește compoziția gazelor, gazul metan este majoritar (99 %), 1 % fiind reprezentat de etan, propan, butan, bioxid de carbon, azot. De menționat faptul că butanul caracterizează numai orizonturile inferioare din Badenian.

Pe diverse structuri gazeifere s-au pus în evidență atât prezența cât și un procent ridicat de CO₂ care sunt în legătură directă cu erupțiile vulcanice și cu rețeaua de falii de pe marginea de est a bazinului.

Având în vedere presiunea de zăcământ a gazelor, aceasta crește cu adâncimea și are în general valoarea aproximativă a coloanelor hidrostatice corespunzătoare. În general presiunile zăcămintelor sunt normale, valorile gradientilor de presiune fiind cuprinse între 0,1 și 0,115 atm/m. S-au observat și gradientii de presiune anormali cu valori cuprinse între 0,12 și 0,285 atm/m la Păingeni, Corunca, Ulieș, Ernei, Dumbrăvioara.

Majoritatea gazelor analizate din Bazinul Transilvaniei fac parte din grupa I, au un conținut de hidrocarburi superioare sub 1 %, spre deosebire de exemplu de gazele de pe structurile Bențid și Tărcești care numai de la adâncimile de peste 1260 m fac parte din grupa a V-a de gaze, au un conținut de CO₂ de peste 50 %, iar gazele de la Praid fac parte din grupa a VI-a respectiv cu un conținut de N₂ de peste 50 %.

De precizat faptul că se constată un conținut scăzut de hidrocarburi superioare în gazele de pe structurile din partea nordică și sudică a Bazinului Transilvaniei (pentru cele din nord de: 0,07 – 0,19 %), (iar pentru cele din sud de: 0,04 – 0,14 %) fiind format din 4 – 6 omologi ai CH₄. În schimb gazele din structurile situate în partea centrală și de est a Bazinului Transilvaniei au un conținut mai ridicat în aceste hidrocarburi cuprins între 0,09 – 0,63 % pentru cele din partea centrală și de 0,1 – 0,99 % pentru cele din est. Cel mai înalt grad de puritate al hidrocarburilor îl găsim la gazele de pe structurile nordice și centrale ale Bazinului Transilvaniei, unde N₂ nu trece de 0,02 %, iar CO₂ sub 0,048 %. De menționat faptul că N₂ se află în procent mai mare în partea estică a bazinului unde ajunge la 57,1 %, CO₂ ajunge până la 89,3 %, datorită activității postvulcanice, în schimb CO₂ lipsește în sudul bazinului iar N₂ variază între 0,3 – 0,98 %.

Se poate menționa că gazele din zăcămintele de gaze se caracterizează printr-un conținut de metan care poate ajunge până la 98 – 99 %, de hidrocarburi superioare de circa 1 % și prezintă o valoare mare raportul dintre CH₄ și omologii săi.

Cu ajutorul prospecțiunilor geofizice, seismice în special și îndeosebi din interpretarea secțiunilor geologice întocmite pentru diverse structuri gazeifere pe baza informațiilor obținute din foraje efectuate pe o serie de domuri a fost traversat și *Orizontul sării din Badenian*, se poate evidenția legătura dintre structura acestui orizont și structura stratelor din cuvertura lui. Sarea a avut un efect tectonic major asupra stratelor din acoperiș pe care l-a boltit, mai accentuat în cele inferioare și mai puțin accentuat în cele superioare.

Local acest orizont al sării prezintă diverse îngroșări de formă, grosimi și orientări diferite, îngroșări ce au determinat boltirea depozitelor *mio – pliocene*, formând aceste domuri cât și anticlinale și brahianticlinale în partea centrală a Bazinului Transilvaniei. De menționat faptul că sarea ca efect al mișcărilor orogenice intermitente cât și al presiunii stratelor din acoperiș, fiind plastică a început să se deplaseze (*curgă*) din zona centrală a bazinului către extremitățile acestuia (*zone de mică rezistență*) unde cuvertura sedimentară este mai subțire și mai faliată. Odată început, acest fenomen s-a continuat până în Cuaternar. Efectul tectonic al sării descrește din Badenian până în Pliocen, ceea ce sugerează că deplasarea sării precum și fenomenul de formare al elementelor structurale din zona centrală fie ele reprezentate prin domuri în special anticlinale și brahianticlinale au avut un caracter de lungă durată de continuitate cu unele intensificări în fazele diastrofice. Deplasarea sării s-a făcut continuu sub greutatea și presiunea depozitelor din cuvertura sedimentară, respectiv procesul de formare al structurilor trebuie să fie în strânsă legătură cu continuitatea procesului de acumulare a depozitelor sedimentare.

Adâncimea maximă a orizontului sării (circa 4000 m) se află în zona anticlinalului de la nord de Dumbrăvioara. Orizontul sării din Badenian variază ca grosimi după cum reiese din datele obținute prin foraje cât și din profilele seismice. Acestea elemente descriu o gamă de cute diapire de la embrionare în centrul bazinului la cute cu sâmbure de sare de străpungere pe marginile acestuia. Sarea este mai groasă în apexul structurilor (*domurilor*) decât în zonele sinclinale înconjurătoare unde grosimea acesteia se reduce la jumătate. De exemplu sondele amplasate pe apexul structurii (*domului*) Sămășel au traversat sarea ce avea o grosime de circa 890 m, iar în zona sinclinală pe o grosime de circa 500 m [54].

Diapirismul pronunțat de pe marginile vestice și estice ale bazinului trebuie pus în legătură și cu sistemul de accidente tectonice mai vechi ce încadrează bazinul și care a fost reactivat în diferitele faze diastrofice. Aceste accidente tectonice au servit drept căi de-a lungul cărora sarea a putut străpunge mai ușor cuvertura sedimentară.

a) Repartiția structurilor gazeifere în Bazinul Transilvaniei – cunoșterea modului de repartizare al structurilor gazeifere, petrolifere și gazo – petrolifere este legată de legități fie de originea tectonică, stratigrafică sau litologică la scară regională. Aceste legități pot fi evidențiate atunci când numărul informațiilor este suficient.

O deosebită importanță practică o reprezintă problema repartiției structurilor geologice în care sunt cantonate zăcămintele de hidrocarburi, deoarece aceste legități care generează această repartiție într-un bazin și/sau depresiune, oferă posibilitatea unei mai bune orientări a lucrărilor de prospecțiuni și exploatării.

Problema principală într-un bazin cu zăcăminte de hidrocarburi se referă la distribuția zonelor de acumulare atât în plan orizontal cât și în plan vertical. Zonele de acumulare din planul orizontal sunt dispuse de regulă liniar, în culise, mai rar în evantai sau în semicerc, iar în plan vertical se ridică problema așa numitelor zonele de acumulare suprapuse.

În general atât în țara noastră cât și în alte țări, legitatea privind distribuția liniară și/sau liniară în culise, este cel mai des întâlnită, uneori zonele de acumulare prezentând și ramificații. Separat de acest mod de distribuție în Bazinul Transilvaniei repartizarea structurilor gazeifere s-a făcut de către Fr. C. Klapp care a repartizat domurile din cuprinsul Bazinului Transilvaniei în câteva clase și anume [73]:

- *domuri favorabile* (Sărmășel, Șincai, Zăul, Șaroș, Bazna, Cetatea de Baltă, Copșa Mică);
- *domuri nesigure* (Copand, Sânbenedic, Ghijasa de Sus);
- *domuri străpunse de sare* (Ocna Dejului, Ocna Mureș, Niraj, Șic, Cojocna, Turda, Ocna Sibiului, Sântandrei, Șanțul Morii, Sărățeni, Decea, Gurghiu, Sântimbre, Sovata, Praid);
- *boltiri străpunse de bazalt* (Rupea).

Cel care a împărțit dumurile cunoscute din Bazinul Transilvaniei după gradul de eroziune, a fost D. Ciupagea în anul 1935 astfel:

- *grupa domurilor de nord*;
- *grupa domurilor de sud*;
- *grupa domurilor din zona centrală a bazinului*.

O altă clasificare privind existența domurilor din cadrul Bazinului Transilvaniei (fig.4.9) a realizat-o în anul 1960 A. Vancea [73] după cum urmează:

- *grupul domurilor de nord* care cuprindea structurile (Sărmășel, Zăul de Câmpie, Șincai, Sânger, Vaidei Ogra și Puini);
- *grupul domurilor situate în zona centrală a Bazinului Transilvaniei* care cuprindea structurile (Șaroș, Bazna, Cetatea de Baltă);
- *grupul domurilor de joasă altitudine* care cuprindea structurile (Bogata de Mureș, Tăuni, Copșa Mică, Noul Săsesc, Nadeș, Filitelnic, Sângiorgiu de Pădure, Trei Sate, Ghinești);
- *grupul domurilor de est* din care făceau parte (Corunca, Dumbrăvioara, Miercurea Niraj, Teleac);
- *grupul domurilor de sud* cuprinzând următoarele structuri gazeifere (Dealul Frumos, Someșu Mic, Chedea Mare, Cristur, Bunești, Rodbav).

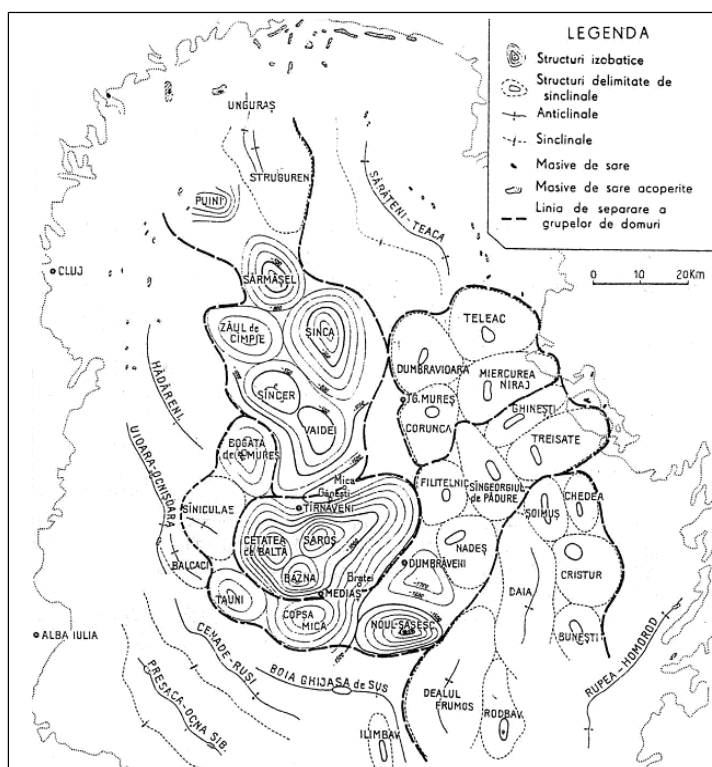


Fig.4.9 – Repartiția structurilor gazeifere din Bazinul Transilvaniei [73]

Analizând modul de distribuție al structurilor gazeifere din cadrul Bazinului Transilvaniei se remarcă că ele formează o serie de aliniamente (unele mai lungi altele mai scurte), separate între ele de sinclinale, astfel că se poate evidenția că distribuția structurilor gazeifere este strâns aleasă de o serie de aliniamente formate din structuri dispuse liniar în culise (*anexa nr.1*) [55] ce redă repartiția pe aliniamente a structurilor gazeifere din Bazinul Transilvaniei.

b) Perspectivele de hidrocarburi ale depozitelor presenoniene din fundamentul cristalin

Mezozoicul din fundamentul cristalin al Bazinului Transilvaniei, cu grosimi în unele zone ce depășește 3000 m conține roci – mamă de hidrocarburi, roci magazin și roci protectoare, precum și diferite tipuri de capcane. Rocile generatoare de hidrocarburi sunt reprezentate de argile și marne, cât și unele calcare și dolomite.

Triasicul ce apare pe marginile bazinului (în Munții Apuseni și Perșani) conține calcare negre bituminoase.

În cazul Jurasicului este posibil ca în cuvetă să fie reprezentat de un facies pelitic (Codlea și Anina).

Cretacicul inferior a fost interceptat prin câteva sondaje, unul dintre ele situat pe structura Grânari a traversat Barremianul și Albianul pe o grosime de circa 400 m și este caracterizat prin prezența unor marne negricioase, argile brun – roșcate, gresii și calcare cenușii.

Albianul a fost traversat de un sondaj situat pe structura Alămor având o grosime de circa 450 m, caracterizat de prezența unor marne și gresii cenușii.

Aptianul are o grosime de circa 360 m și este format din calcare.

Ținând cont de noua ipoteză potrivit căreia fundamentul cristalin din cadrul Bazinului Transilvaniei este alcătuit din cute solzi, acestea din urmă pot constitui capcane structurale.

Având în vedere că aceste depozite geologice în alte condiții structurale din țara noastră conțin zăcăminte de hidrocarburi și ținând cont și de faptul că marea cretacică inferioară era aceeași și în alte unități structurale vecine, este posibil ca formațiunile Cretacicului inferior să conțină zăcăminte de gaze [73].

c) Existența și perspectivele zăcămintelor de hidrocarburi în depozitele prebadeniene – aceste depozite s-au format în Senonian, Paleogen și Miocen inferior, iar informațiile au fost obținute prin câteva sondaje. Senonianul a fost interceptat în interiorul Bazinului Transilvaniei cu ajutorul forajelor la Puini, Mociu, Filitelnic și Alămor pe grosimi cuprinse între 700 și 1400 m fiind alcătuit din argile, marne negricioase și calcare.

În cazul Eocenului (*nordul bazinului*) acesta prezintă indicații de hidrocarburi. De exemplu în regiunea *Bârsa – Someș – Odorhei (nord de Jibou)* a fost descoperit țiței în argilele vârgate inferioare, țiței ce a făcut obiectul unor lucrări de explorare și cercetare.

Pe flancul sudic al cristalinului Preluca (*regiunea Vima Mare*) au fost executate cu caracter de explorare opt sondaje (*carotaj mecanic continuu*) de mică adâncime, iar carotele extrase au pus în evidență prezența unor calcare diaclazate, dolomite cavernoase și gresii ce erau îmbibate cu țiței. Numai în cazul unui singur sondaj s-au găsit gaze combinate cu apă sărată. Acest rezultat se datorează faptului că structurile din nordul bazinului sunt erodate, dar acest fapt nu exclude posibilitatea existenței unor eventuale zăcăminte între stratele inferioare.

Pe flancul sudic al cristalinului Preluca sondajele executate la Coaș au arătat indicații și manifestări de gaze și țiței în Oligocen, Eocen, Badenian și Sarmațian, dar probele de producție au arătat numai apă sărată. Oligocenul conține strate mamă (cum sunt de exemplu *Stratele de Ileana*), roci magazin (gresii) și roci protectoare (argile).

S-au descoperit indicații de țiței într-un sondaj la Telciu (Miocen inferior) de pe marginea de nord a bazinului. Gazele debitate au avut următoarea compoziție chimică: metan 93,84 – 97,20 %; azot 0,70 – 1,27 %; oxigen 0,01 – 0,02 %; etan 0,6 – 2,3 %; propan 0,6 – 1,8 %; izobutan 0,41 – 0,15 %; butan normal 0,10 – 0,84 %; bioxid de carbon 0,1 % [73].

În continuare se va analiza studiul de caz reprezentat de o structură pe care se poate proiecta un depozit subteran de înmagazinare a gazelor naturale denumită generic *Structura ZD*, cercetată prin prisma modelului geologic, fizic cât și din punct de vedere al geohazardurilor naturale. Aceasta se presupune că este poziționată în partea central – vestică a Bazinului Transilvaniei.

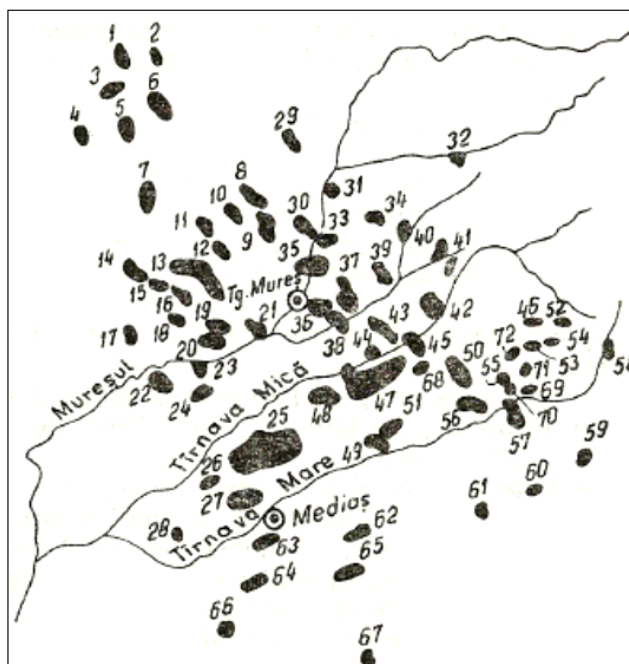
4.2) Modelul geologic al structurii analizate

4.2.1) Geologia structurii analizate

Din punct de vedere geologic, *Structura ZD* se presupune că este situată în unitatea tectonică majoră a Bazinului Transilvaniei și face parte din grupul structurilor aflate în partea central – vestică a acestuia (fig.4.10), structuri caracterizate prin substituirea progresivă a complexelor psamitice prin pelite și reducerea până la dispariție către Munții Apuseni a colectoarelor purtătoare de hidrocarburi.

Din punct de vedere morfologic, regiunea se caracterizează prin prezența unor culmi deluroase, orientate ENE – VSV cu înălțimi variind între 350 – 470 m, acoperite în mare parte cu păduri, fragmentate de mai multe pâraie și văi torențiale care deversează în râul Târnava Mică.

Fig.4.10 – Harta zăcămintelor gazeifere din Bazinul Transilvaniei [8]



1.Beiudiu; 2.Enciu; 3.Strugureni; 4.Puini; 5.Buza; 6.Fântânele; 7.Sărmășel; 8.Crăești – Ercea; 9.Bozed; 10.Sănmartin; 11.Ulieș; 12.Șincai; 13.Grebeniș; 14.Zăul de Câmpie; 15.Săulia; 16.Dobra; 17.Luduș; 18.Sânger; 19. Iclânzul; 20.Vaidei; 21.Săușa; 22.Bogata; 23.Lechința – Iernut; 24.Cucerdea; 25.Delenii-(Saroș); 26.Cetatea de Baltă; 27.Bazna; 28.Tăuni; 29.Lunca; 30.Păingenii; 31.Voivodeni; 32.Ibănești; 33.Dumbrăvioara; 34.Teleac; 35.Ernei; 36.Târgu Mureș; 37.Corunca; 38.Acățari; 39.Miercurea Nirajului; 40.Dămieni; 41.Măgherani; 42.Ghinești – Trei Sate; 43.Gălățeni; 44.Suveica; 45.Sângeorgiu de Pădure; 46.Cușmed; 47.Filitelnic; 48.Laslăul Mare; 49.Prod – Seleuș; 50.Șoimuș; 51.Nadeș; 52.Firtușu; 53.Tărcești; 54.Bențid; 55.Chedia; 56.Eliseni; 57.Cristuru; 58.Brădești; 59.Beia; 60.Bunești – Criș; 61. Daia – Telina; 62.Noul – Săsesc; 63.Copșa Mică; 64.Petiș; 65.Vârghiș; 66.Ruși; 67.Ilimbav; 68.Pipea; 69.Porumbeii Mici; 70.Chedia – Est; 71.Simionești; 72.Medișor.

Structura ZD a fost pusă în evidență încă din anul 1945 prin săparea unei prime sonde cu adâncimea de circa 200 m, urmată de săparea a încă cinci sonde de cercetare de mică adâncime, care au permis conturarea aproximativă a structurii la nivelul orizonturilor superioare.

Pentru cercetarea structurii în profunzime, în perioada 1947 – 1948 s-a executat o prospecțiune gravimetrică. În urma rezultatelor obținute au fost amplasate noile locații necesare conturării structurii și a unor sonde de exploatare.

Prin corelarea geologică a profilelor electrice (carotaje geologice) și a probele de producție executate, au fost puse în evidență complexe saturate cu gaze la nivelul formațiunilor: *Sarmațian* (alcătuit din patru complexe numerotate de sus în jos: I, II, III și IV) și *Buglovian* (alcătuit din trei complexe numerotate de sus în jos: V, VI și VII), ce urmează în continuitate de sedimentare complexului *Sarmațian* (anexa nr.2).

Obiectul prezentei cercetări îl reprezintă complexul *Sarmațianul III*, acesta fiind utilizat în scopul înmagazinării subterane a gazelor naturale, proces necesar pentru deservirea cu gaze a zonelor adiacente depozitului.

Obiectivul (complexul) *Sarmatian III* a fost introdus în exploatare încă din anul 1945 printr-o primă sondă, acesta fiind exploatată până în anul 2002, atunci când se presupune că au fost demarate lucrările de transformarea acestui complex productiv în depozitul de înmagazinare – extracție a gazelor naturale. Inițial, acesta a fost exploatat prin patru sonde, însă pe parcursul exploatărilor numărul sondelor săpate utilizate la procesul de înmagazinare a crescut ca urmare a cererii de gaze naturale.

4.2.2) Stratigrafia și litologia structurii

Sondele săpate pe *Structura ZD* au traversat depozite aparținând *Sarmațianului*, *Buglovianului* și *Badenianului*. Formațiunile sedimentare care află la zi, aparțin *Cuaternarului* (format din nisipuri grosiere, pietrișuri și argile nisipoase având un caracter pregnant aluvionar sau de terasă), *Pliocenului inferior* (constituit din nisipuri fine și marne nisipoase cu frecvente intercalații subțiri de calcare albe) și *Sarmațianului* (alcătuit din nisipuri grosiere, marne nisipoase compacte, cu intercalații subțiri de calcare și tufuri vulcanice). De asemenea au fost interceptate și depozite salifere identificate într-o singură sondă la adâncimea de circa 1950 m.

Sarmațianul cu o grosime cuprinsă între 700 – 800 m, este constituit la partea inferioară dintr-un facies predominant nisipos, în care stratele de nisip alternează cu strate subțiri de marne și marne nisipoase (anexele 5a-b). În partea superioară a *Sarmațianului* se observă existența unei alternanțe de strate subțiri de marne și nisipuri pe fondul unei creșteri al materialului pelitic. În stiva de strate aparținând *Sarmațianului*, există frecvente capcane saturate cu gaze, care au fost grupate în patru complexe marnoase numerotate de sus în jos de la I la IV (anexa nr.2).

Adâncimea redusă a complexului *Sarmațian I* precum și existența unor fenomene erozionale de mai mare amplitudine, au favorizat infiltrarea și migrarea gazelor către suprafață.

Buglovianul are o grosime maximă de aproximativ 700 m, este predominant marnos și se caracterizează prin existența unor strate intercalate de nisipuri și gresii precum și apariția a două strate de tufuri vulcanice (*Tuful de Ghiriș* și *Tuful de Hădăreni*) formațiuni discutate la începutul acestui capitol. În cadrul acestor formațiuni sunt puse în evidență acumulări industriale de gaze, care sunt grupate în trei complexe, numerotate în continuitate de sedimentare a Sarmațianului de la V – VII.

Badenianul superior a fost deschis pe o grosime de aproximativ 650 m, este constituit în principal din marne compacte cu intercalații subțiri de gresii și nisipuri în care nu au fost semnalate acumulări de hidrocarburi. La partea inferioară (la adâncimea de circa 1950 m) a fost interceptată formațiunea cu sare.

Din punct de vedere litologic formațiunile Sarmațianului sunt constituite din nisipuri cu conținut variabil de argilă discontinuu mai ales la nivelurile pachetelor inferioare sunt prezente în zone cimentate ce formează gresii de tip *grey – wacke*. Pachetele sunt separate de intercalații metrice posibil discontinue, de argilă.

4.2.3) Aranjamentul tectonic al structurii – aranjamentul structural regional este caracterizat de existența mai multor domuri și brahianticlinale. Originea acestor domuri și brahianticlinale este pusă de unii autori pe seama plasticității sării, care datorită presiunii litostatice, “*curge*” către centrele acestor structuri, boltindu-le.

După poziția lor (mai înaltă sau mai joasă a diverselor repere stratigrafice precum și după caracteristicile zăcămintelor de gaze conținute) domurile au fost grupate în câteva subunități (*fig.4.9*).

Hărțile structurale întocmite pe baza datelor obținute prin cartări de suprafață, lucrări geofizice și de foraj, pun în evidență existența unei structuri majore, având la nivelul Sarmațianului forma unui dom ușor alungit (*anexele nr.4a-f*). La nivelul Buglovianului se observă o tendință de trecere la un brahianticlinal alungit pe direcția NV – SE cu tendința de migrare a zonei de apex (*anexele nr.4e-f*). Se poate semna o tendință de migrare a poziției apexului în adâncime, situație definită în literatura de specialitate drept *dizarmonie intraformațională*. Comparativ cu celelate structuri din cadrul Bazinului Transilvaniei, la nivelul *Tufului de Hădăreni*, aceasta este tectonic mai ridicată cu circa 50 – 100 m. Formațiunile nu sunt afectate de dislocații.

De asemenea în cadrul structurii cercetare, utilizând diagramele geofizice pentru câteva sonde considerate reprezentative (după dezvoltarea complexului Sarmațian III), am întocmit o paralelizare a diagramele electrice (*anexa nr.3*) menită să redea variația pachetelor pe orizontală utilizate la procesul de înmagazinare subterană a gazelor naturale. Din (*anexa nr.3*) reiese faptul

că aceste pachete aparținând complexului Sarmațian III variază în adâncime ca urmare a modificării proprietăților fizico – chimice ale rezervorului.

4.2.4) Distribuția inițială a fluidelor

Ținând cont, atât de constituția litologică, de măsurătorile de presiune statice la talpa sondelor, de producțiile realizate cât și de corelarea diagramei geofizice de sondă folosite în construirea modelului geologic, putem considera că cele șase pachete (a – f) inițial au fost etanșe, însă pe parcursul exploatării au fost puse în comunicație prin modul de exploatare simultană și neselectivă a perforaturilor (fig.4.11).

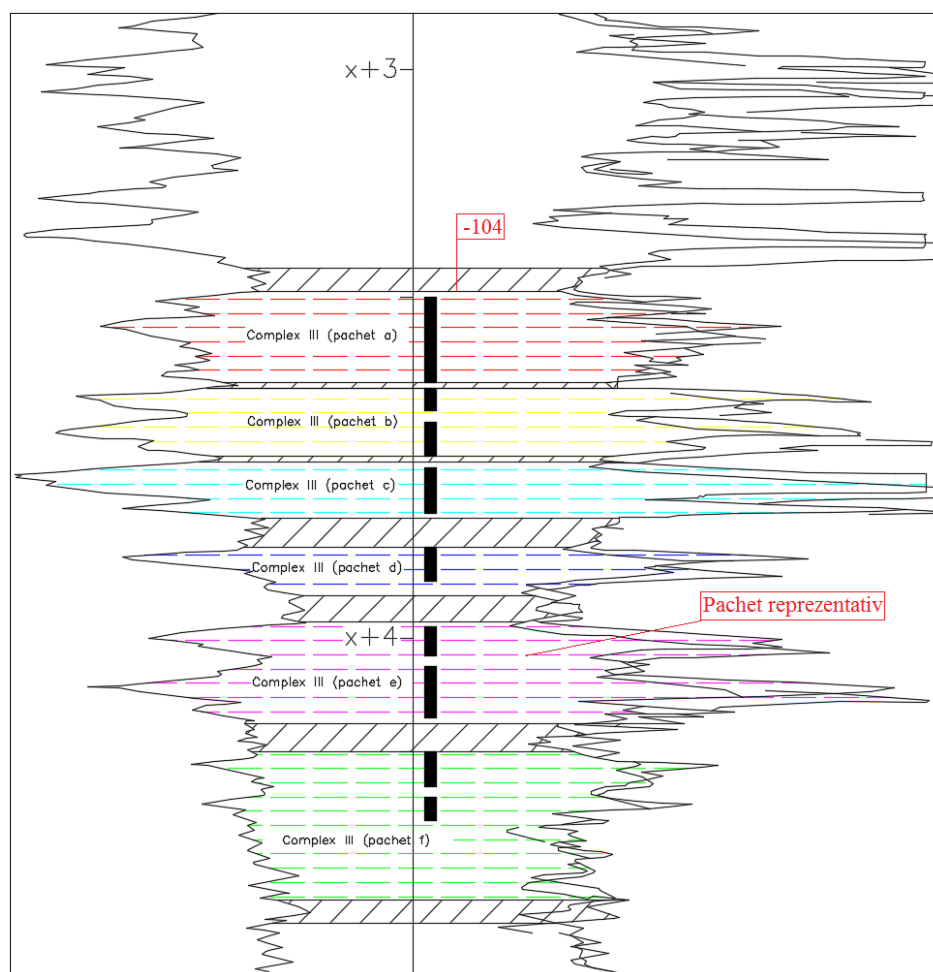


Fig.4.11 – Reprezentarea schematică a modului de calcul în stabilirea limitelor medii de saturație în gaze

Modul de calcul în determinarea limitelor medii de saturație în gaze s-a realizat astfel:

$$\text{Limita medie de saturație în gaze} = \text{intrare cap complex} + \text{grosimea pachet reprezentativ}$$

(ex: $104 \text{ m} + 25 \text{ m} = 129 \text{ m}$); (valori izobatice).

Din punct de vedere hidrografic, Structura ZD face parte din bazinul hidrografic al râului Târnava Mică (fig.4.12) având o suprafață totală de circa 2031 km². Altitudinal, se desfășoară între 1580 m (Muntele Saca) și 240 m (la confluența cu Târnava Mare), cu o altitudine medie de 534 m. Izvorăște din Pasul Bucin din Munții Gurghiului și are o lungime de 191 km. Are o

suprafață de recepție a bazinului de 2049 km² varsându-se în Râul Târnava. Râul Târnava Mică are ca afluenți pâraiele Corund, Solocma, Cușmedul, Vețca, Nadeș, Agrișteu, Cund, unele cu regim de scurgere temporară. Panta râului scade treptat de la valori de 13 ‰ (în Depresiunea Sovata – Praid) la 3-5 ‰ (în sectorul Dealuri Subcarpatice) și sub 1 ‰ (în zona de podiș). Din (fig.4.12) reiese faptul că structura în cauză aparține *rețele hidrografice de tip IV* având altitudini cuprinse între 200 și 300 m.

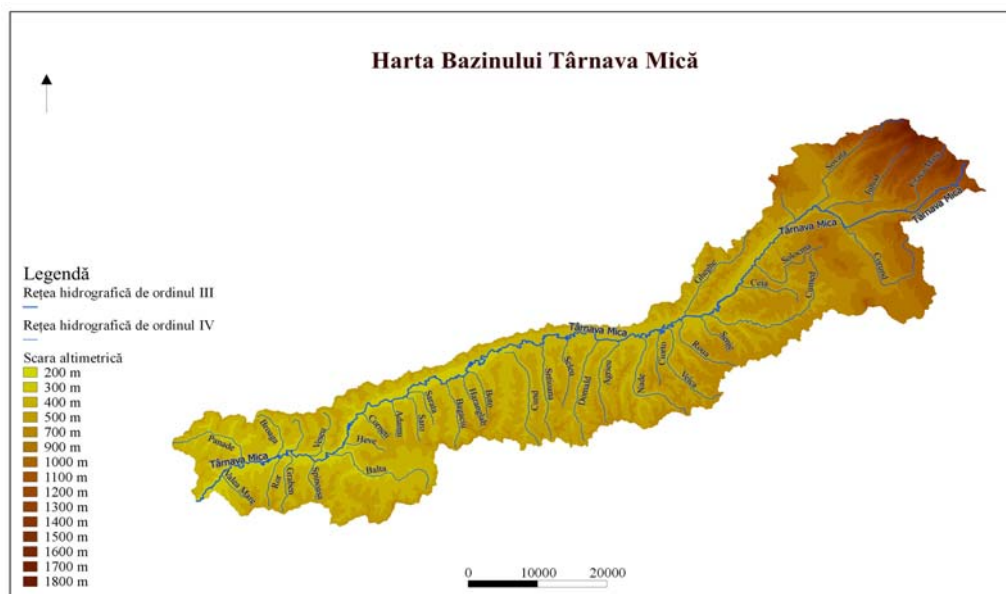


Fig.4.12 – Schița de ansamblu a bazinul hidrografic Târnava Mică [59]

4.3) Modelul fizic al structurii analizate

4.3.1) Evoluția proceselor petroliere desfășurate pe Structura ZD (istoriul exploatării, producția de fluide și presiunea de zăcământ)

După cum am afirmat în cadrul analizei modelului geologic, înmagazinarea gazelor naturale pe *Structura ZD*, se face în complexul geologic Sarmațian III. Acesta este subdivizat în șase pachete considerate inițial a fi unități hidro dinamice distincte, însă prin modul de exploatare a sondelor (*perforarea simultană și neselectivă a pachetelor*) acestea au format un singur obiectiv de exploatare.

Începută în anul 1947 (*prin sonda W6*), la care în perioada 1948 – 1964 s-au mai adăugat trei sonde (*W8, W20 și W23*), exploatarea gazelor din complexul Sarmațian III s-a desfășurat prin cele patru sonde enumerate mai sus până în anul 2002, atunci când complexul Sarmațian III se presupune că a fost transformat în depozit de înmagazinare a gazelor naturale. Ritmul de extracție a determinat scăderea presiunii de zăcământ până la circa 80 % din cea inițială. Valoarea factorului de recuperare a gazelor realizat la sfârșitul etapei de exploatare a gazelor din obiectivul de producție Sarmațian III este de 79 % și justifică concluzia potrivit căreia principalul mecanism de dislocuire în exploatare a fost destinderea elastică a gazelor la care spre

finalul exploatării se manifestă și o slabă avansare a apelor marginale. La finalul perioadei de exploatare a gazelor presiunea medie statică de zăcământ la abandonarea exploatării s-a situat în limitele 11 – 12 bar.

Din analiza datelor de producție se observă că cea mai mare diferență între presiunea statică măsurată și cea simulată (*model fără aport al acviferului*) a fost de – 12 % respectiv + 8 %, valori înregistrate în perioada 1985 – 2001, în rest valorile au fost sub ± 10 %.

Evoluția în timp a presiunilor statice de zăcământ (*valori simulate*) pentru cele patru sonde este redată în (*anexa nr.6*). Din analiza evoluției presiunilor statice de zăcământ se observă că în timpul procesului de exploatare desfășurat până în anul 1980 diferențele dintre presiunile măsurate în sonde nu au depășit 2 bar, ceea ce arată o bună continuitate și omogenitate a colectorului. Începând cu anul 1980, când presiunea statică de zăcământ era sub 20 bar, începe să-și facă simțită prezența un influx slab de apă din acvifer. Acesta se manifestă cu precădere la sondele aflate în apexul structurii.

Din analiza modelului geologic structural se observă faptul că sondele care au contribuția cea mai mare la procesul de înmagazinare – extracție sunt poziționate în zona de apex a structurii, în timp ce sondele aflate pe flancuri au o contribuție mai slabă (*fig.4.13*).

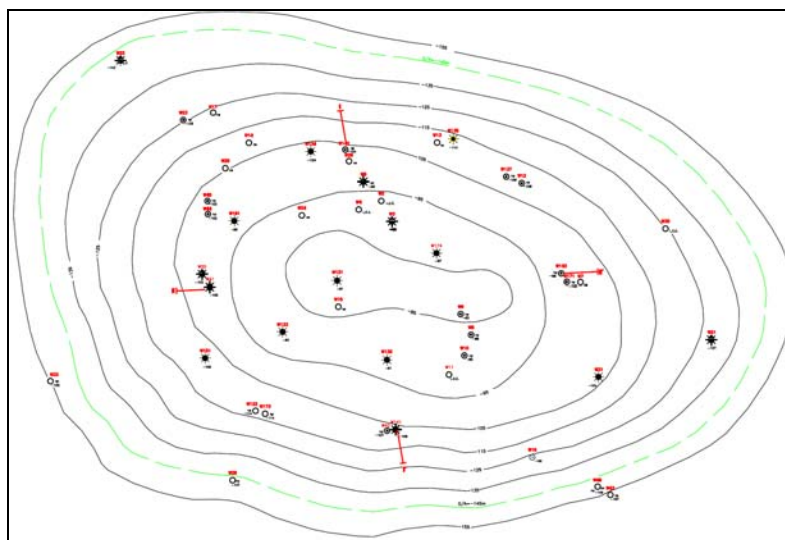


Fig.4.13 – Fragment hartă structurală – structură înmagazinare ZD

4.3.1.1) Mecanismul natural de dislocuire pentru structura cercetată

Pe baza datelor de producție (*fig.4.14*) mecanismele de dislocuire pot contribui la dislocuirea gazelor.

Pe baza evoluției presiunilor statice de zăcământ în funcție de cumulativul extras se apreciază că regimul de zăcământ este dat de destinderea elastică a gazelor, combinat cu o posibilă avansare lentă a apelor de zăcământ marginale (*fig.4.15a-d*). Estimarea limitelor g/a pentru fiecare pachet sunt redată în (*tabelul 4.2*).

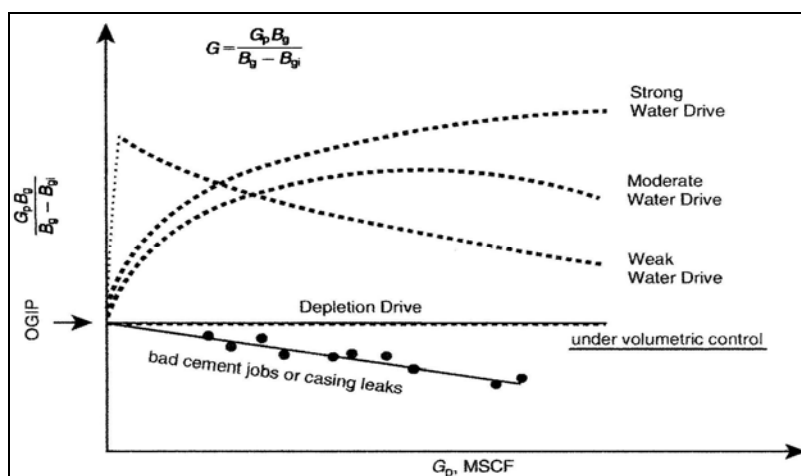


Fig. 4.14 – Determinarea mecanismului natural de dislocuire pe baza datelor de producție [65]

Tabel 4.2

Nr. pachet	Estimare contact gaze/apă
-	<i>m.s.n.m.</i>
a	între 110 - 115
b	între 115 - 120
c	între 130 - 135
d	între 150 - 155
e	între 180 - 190
f	între 220 - 235

m.s.n.m. – metrii sub nivelul mării

Avansarea apei este dată de destinderea acviferului ca urmare a scăderii presiunii în zona saturată cu gaze, proces reversibil odată cu presurizarea structurii.

Prezența apei în gaura de sondă se produce cu precădere la sfârșitul ciclurilor de extracție atunci când presiunile statice de zăcământ sunt mici. Din analiza etalonărilor efectuate privind ciclul de extracție cât și din analiza diagrafiilor geofizice, sondele care produc cu apă sunt:

- Sonda W8 – sonda antrenează apă din pachetul b.

- Sonda W31 – are deschise toate pachetele (a – f). Posibilele surse de apă ar fi avansarea acviferului la pachetele b și c lucru vizibil și pe (anexa nr. 12) în sonda W21, iar productiv ar fi numai pachetul a (lucru vizibil pe carotajul efectuat).

- Sonda W41 – are deschise pachetele a, b, c, d și e. Posibila sursă de apă ar fi avansarea acviferului la pachetul b, pe care de altfel l-a și inundat. De asemenea s-a efectuat un carotaj de producție. Acesta a arătat că principalul pachet productiv este a (circa 60 % din producția realizată), urmat de pachetul d (cu circa 30 %) și pachetul c (10 %).

- Sonda W132 – sonda are deschise pachetele a, b, c, d și e. Posibila sursă de apă ar fi avansarea acviferului la pachetul b și inundarea parțială a acestuia.

- Sonda W133 – sonda are deschise toate pachetele (a – f). Posibila sursă de apă ar fi avansarea acviferului la pachetul b și inundarea acestuia.

- Sonda W134 – sonda are deschise pachetele a , d , și e . Pachetele b și c neperforate sunt inundate ca urmare a avansării acviferului.

- Sonda W141 – sonda are deschise pachetele a , c , d , e și f . Pachetul b neperforat este inundat ca urmare a avansării acviferului, iar pachetele a și d sunt parțial inundate.

- Sonda W151 – sonda are deschise pachetele a , d , e și f . Pachetele b și c neperforate sunt inundate ca urmare a avansării acviferului, iar pachetele a , c și d sunt parțial inundate.

- Sonda W161 – sonda are deschise toate pachetele ($a - f$). În vederea determinării aportului de fluide produse din fiecare pachet deschis, s-a efectuat un carotaj de producție. Acesta a arătat că principalele pachete productive sunt a , b și c din care se extrage circa 85 % din producția realizată, în timp ce din pachetele d și e se regăsesc cantitățile de apă produse.

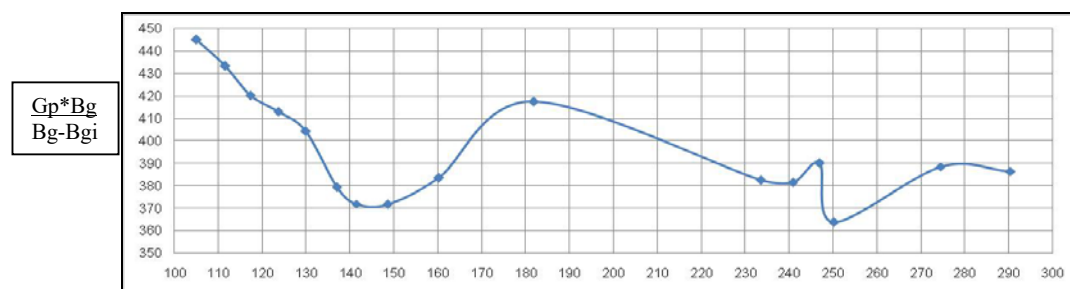


Fig. 4.15a – Simularea mecanismului de dislocuire pentru sonda W6

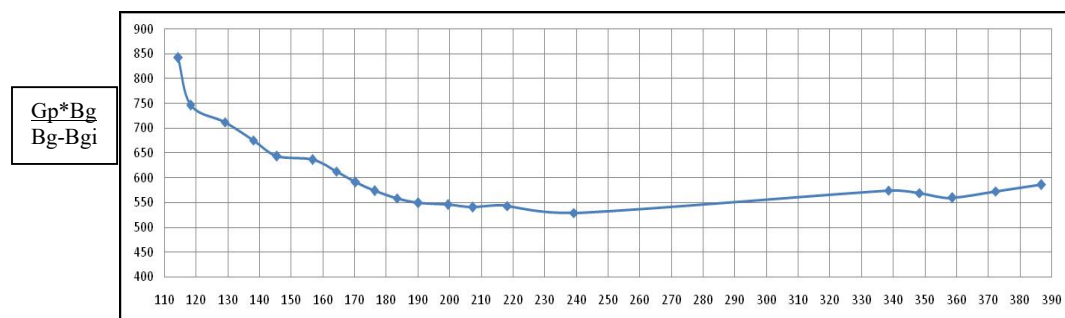


Fig. 4.15b – Simularea mecanismului de dislocuire pentru sonda W8

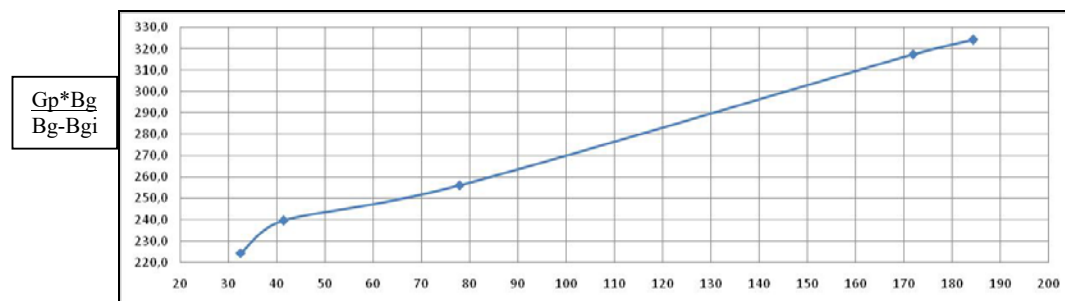


Fig. 4.15c – Simularea mecanismului de dislocuire pentru sonda W20

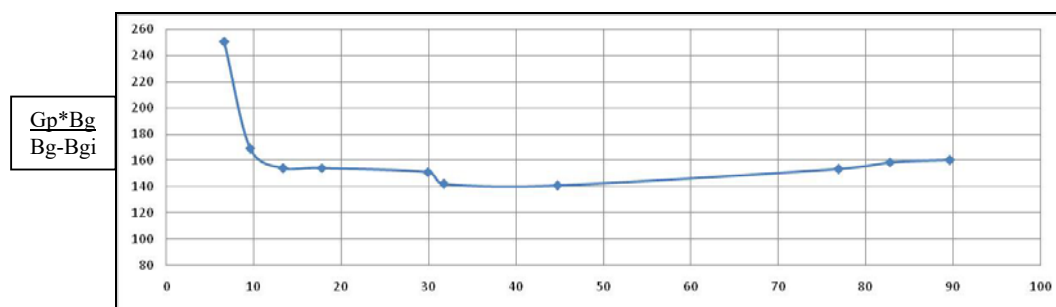


Fig.4.15d – Simularea mecanismului de dislocuire pentru sonda W23

Observație!

1. Menționez că analiza pachetelor complexului Sarmațian III privind inundabilitatea acestora s-a realizat pe baza unor diagrame geofizice de sondă.

4.3.1.2) Detalierea istoricului de producție pentru patru sonde intrate inițial în exploatare

Recomandare!

Analiza istoricului de producție se realizează în funcție de următorul algoritm:

- se pornește de la o sarcină lunară de producție impusă (S_p);
- se determină presiunea statică de zăcământ ($P_{szac.}$) cu ajutorul ecuației de bilanț material;
- se determină debitul cu ajutorul cercetărilor izocronale funcție de coeficienții de curgere din sonde A_z și B_z ;
- se determină presiunea dinamică de fund (P_{df}) cu ajutorul ecuației izocronale;
- se determină presiunea dinamică de suprafață (P_{ds}) cu ajutorul ecuației lui Schiltius;

În funcție de debitul lunar al sondelor, duzele acestora diferă de la o lună la alta, în cazul în care se dorește creșterea debitului se montează o duză mai mare, iar în cazul în care se dorește micșorarea debitului se utilizează o duză mai mică.

Pe baza algoritmului de mai sus, s-a realizat detalierea istoricului de producție al celor patru sonde intrate inițial în exploatare (anexa nr.7). De asemenea s-au simulat (cu ajutorul graficelor de comportare) evoluția în timp a cantităților de gaze pentru un bar cădere de presiune.

4.3.2) Comportarea și înregistrarea performanțelor în exploatare a depozitului de înmagazinare subterană a gazelor naturale (analiza hărților de izocumulative pe tipuri de sonde)

Analizând evoluția principalilor indicatori tehnici realizați la procesul de înmagazinare – extracție se observă că odată cu începerea procesului de înmagazinare, datorită intensificării ritmului de vehiculare al gazelor în depozit, probabil pe fondul unei transmisibilități reduse în mediul poros – permeabil, gazele nu difuzează în întreg volumul de pori, astfel încât nu se utilizează tot volumul de pori disponibil pentru înmagazinare (anexa nr.10).

În funcție de contribuția lor la procesul de înmagazinare – extracție, sondele au fost împărțite în trei tipuri (*anexa nr.8*):

- *tipul 1* – cu performanțe *bune* la înmagazinare, (*W6, W8, W131, W161, W174*);
- *tipul 2* – cu performanțe *medii* la înmagazinare, (*W41, W132, W133, W141, W151*);
- *tipul 3* – cu performanțe *slabe* la înmagazinare, (*W23, W31, W46, W134, W135, W136*).

În funcție de necesități, pe luni calendaristice, cantitățile de gaze extrase din depozit, prezintă următoarele valori medii: octombrie 5,8 %; noiembrie 17,5 %; decembrie 26,6 %; ianuarie 23,5 %; februarie 17,8 %; martie 8,6 %; aprilie 0,2 %.

Deasemenea în urma analizării istoricului de producție s-a dovedit faptul că din totalul sondelor săpate pe structură, numai cinci dintre acestea (*W6, W8, W131, W161, W174*) au contribuția cea mai mare la procesul de injecție – extracție. În (*anexa nr.9*) sunt prezentate două hărți de izocumulative la injecție respectiv extracție. Se poate observa că sondele care au contribuția cea mai mare la procesul de injecție – extracție sunt poziționate în zona de apex a structurii, în timp ce sondele aflate pe flancuri au o contribuție mai slabă.

Observație!

Menționez că realizarea acestor hărți s-a făcut în funcție de debitele sondelor (valori alese aleator).

Pentru harta de izocumulative la injecție s-au impus trei clase de debit:

- 0 – 50.000 mi.Stmc (zona marcată cu verde);
- 50.001 – 100.000 mil.Stmc (zona marcată cu albastru deschis);
- >100.001 mil.Stmc (zona marcată cu albastru închis);

iar pentru harta de izocumulative la extracție, sondele au fost împărțite tot în trei clase:

- 0 – 40.000 mil.Stmc (zona marcată cu verde);
- 40.001 – 50.000 mil.Stmc (zona marcată cu albastru deschis);
- > 50.001 mil.Stmc (zona marcată cu albastru închis).

Special pentru procesul de înmagazinare în perioada 2002 – 2003 se presupune că s-au săpat șase sonde (*W131, W132, W133, W134, W135 și W137*).

Injecția lunară maximă a fost înregistrată în iunie 2011 identificându-se debite maxime atinse de-a lungul procesului de înmagazinare. Cantitatea specifică de gaze injectate pentru o creștere cu un 1 bar presiune de pe structură este cuprinsă în limitele $6\div 15 \times 10^6 \text{ Stm}^3/\text{bar}$.

Presiunea statică maximă măsurată la sfârșitul ciclului de injecție a fost de circa 35 bar înregistrându-se în 2007, iar presiunea statică minimă a fost de circa 22 bar măsurată în 2002.

Mențiune!

După cum se cunoaște înmagazinarea gazelor trebuie să se realizeze în formațiuni etanșe din punct de vedere geologic iar integritatea sondelor utilizate și/sau care traversează

complexul unde se face înmagazinarea, trebuie să fie perfectă din punct de vedere tehnic. Din analiza tuturor datelor rezultă faptul că obiectivul Sarmațian III al structurii ZD nu întrunește condițiile tehnice necesare pentru a putea fi folosit ca depozit subteran de gaze naturale, întrucât calitatea necorespunzătoare a cimentării coloanelor ce traversează complexul Sarmațian III permite existența unui flux gazeifer între complexul Sarmațian III (anexa nr.13) și celelalte complexe adiacente (complexele superioare Sarmațian I și II și complexe inferioare Sarmațian IV, Buglovian V – VII).

Recomandare!

Propun renunțarea la obiectivul Sarmațian III folosit în prezent ca depozit de înmagazinarea a gazelor naturale și trecerea sa în exploatare.

Utilizând informațiile disponibile construirii modelului geologic, am calculat volumul total de pori al complexului Sarmațian III utilizați la procesul de înmagazinare a gazelor naturale.

În acest sens am folosit următorul algoritm:

- am suprapus totalitatea suprafețelor ale tuturor pachetelor complexului Sarmațian III, rezultând o suprafață maximă de saturare a volumelor de pori (anexa nr.10);

- am utilizat o serie de grosimi efectiv saturate cu hidrocarburi (însurate) al tuturor sondelor, citite de pe carotajele electrice (valori alese aleator);

- am calculat conform relației de mai jos, volumul total de pori utilizat la procesul de înmagazinare a gazelor naturale pe total complex Sarmațian III, rezultând din calcul valoarea de circa $22,5 \times 10^6$.

$$V_p = S \text{ (km}^2\text{)} \times h_{ef} \text{ (m)} \times m \text{ (\%)} \times S_g \text{ (\%)} = 2443,43 \times 8,95 \times 16,25 \times 63,4 = 22,53 \times 10^6$$

Menționez că valorile folosite sunt medii aritmetice pe întreg complexului Sarmațian III aparținând structurii analizate.

4.4) Influența factorilor de hazard natural asupra procesului de înmagazinare subterană a gazelor naturale de pe Structura ZD

În continuare se vor prezenta și analiza (de la suprafață în adâncime) principalii factori ce influențează hazardurile majore privind structura cercetată.

4.4.1) Alunecările de teren

Alunecările de teren – pot produce deteriorarea instalațiilor de foraj (cap/coloană).

După cum am menționat și în capitolul trei (subcapitolul 3.2.1), în faza de foraj se pot produce:

- dezechilibrul turlei instalației de foraj;

- forfecarea coloanei sondei;
- turtire coloanei sondei;
- deteriorarea inelului de ciment;

În cadrul lucrărilor de cercetare (de suprafață) efectuate în zona studiată (*Structura ZD*), am executat două sondaje geotehnice de mică adâncime, menite să redea condițiile de suprafață precum și geohazardurile ce pot influența structura analizată. Cercetările geotehnice efectuate au constat în observații de ansamblu și în executarea celor două sondaje geotehnice efectuate în zona studiată, sondaje a căror adâncime au ajuns până la 8 m adâncime cu ajutorul forezei mecanizate (*tip Cobra*).

La data efectuării acestor sondaje (*iunie 2016*) terenul avea un aspect stabil și nu era afectat de fenomene geodinamice active.

Sucesiunea litologică a celor două foraje este redată în cele ce urmează.

Forajul F₁ a interceptat următoarea coloană litologică:

- 0,00 – 0,30 m – sol vegetal;
- 0,30 – 1,00 m – praf cafeniu vârtos cu concrețiuni calcaroase și rădăcini de plante;
- 1,00 – 2,00 m – praf cafeniu vârtos cu concrețiuni calcaroase, intercalații roșcate;
- 2,00 – 3,00 m – praf cafeniu cenușiu vârtos cu intercalații roșcate;
- 3,00 – 4,00 m – argilă prăfoasă cafenie cenușie moale cu intercalații calcaroase;
- 4,00 – 8,00 m – praf argilos cenușiu vârtos.

Forajul F₂ a interceptat următoarea coloană litologică:

- 0,00 – 0,30 m – sol vegetal;
- 0,30 – 1,50 m – praf cafeniu vârtos cu concrețiuni calcaroase și rădăcini de plante;
- 1,50 – 3,00 m – praf cenușiu vârtos cu concrețiuni calcaroase și intercalații roșcate;
- 3,00 – 4,50 m – argilă prăfoasă cafenie cenușie vârtosă cu intercalații calcaroase;
- 4,50 – 8,00 m – praf argilos cenușiu vârtos.

La momentul efectuării forajelor geotehnice nu au fost întâlnite infiltrații de apă.

Caracteristicile geotehnice ale litologiei de mai sus sunt împărțite astfel:

- fracția de argilă – (0 – 40 %);
- fracția de praf – (49 – 85%);
- fracția de nisip – (10 – 30 %);
- umiditatea naturală a terenului (W) – (14,8 – 25,8 %);
- indicele de plasticitate (I_p) – (15 - 32);
- indicele de consistență (I_c) – (0,81 – 0,98);
- greutatea volumetrică (γ): - în stare naturală – (17,90 – 19,43 kN/m³);
- în stare uscată – (14,78 – 16,39 kN/m³);
- porozitatea (n) – (38 – 44 %);
- indicele de porozitate (e) – (0,61 – 0,78);
- gradul de umiditate (S_r) – (0,57 – 0,92);

- modulul de compresibilitate (M_{2-3}) al pământurilor analizate în forajul F₁ în intervalul 0,30 – 1,00 m este de 3125 kPa, iar pe intervalul 1,00 – 2,00 m este de 2702 kPa.

Modulul de compresibilitate caracterizează probele colectate de la diverse adâncimi și analizate ca fiind cu compresibilitate mare astfel:

- coeficientul de tasare specifică (e_p) rezultat la aceleași probe din forajul 1 este de 5,8 % respectiv 5,4 %;

- tasarea specifică la inundare (i_m^3) cuprinsă între 3,1 – 4,4 % pentru probele din intervalul 0,30 – 2,00 m arătând că probele sunt sensibile la umezire [62];

- umiditate optimă la compactare (W_{opt}) – 16,6 %;

- greutate volumică în stare uscată (Y_{dmax}) – 16,56 kN/m³;

- unghiul de frecare interioară (ϕ°) – (10,7 – 19,7°);

- coeziunea (c) – (23,4 – 36,8 kPa);

a) Date climatice asupra zonei studiate – clima zonei studiate este temperat – continentală cu următorii parametrii:

- temperatura medie anuală.....+ 8,7 °C;
- temperatura minimă absolută.....-32,3°C;
- temperatura maximă absolută.....+39,2°C.

Precipitațiile medii anuale au valoarea de 598,6 mm și reprezintă media valorilor înregistrate de-a lungul a 10 ani. În (fig.4.16) este prezentată diagrama precipitațiilor lunare pentru structura analizată.

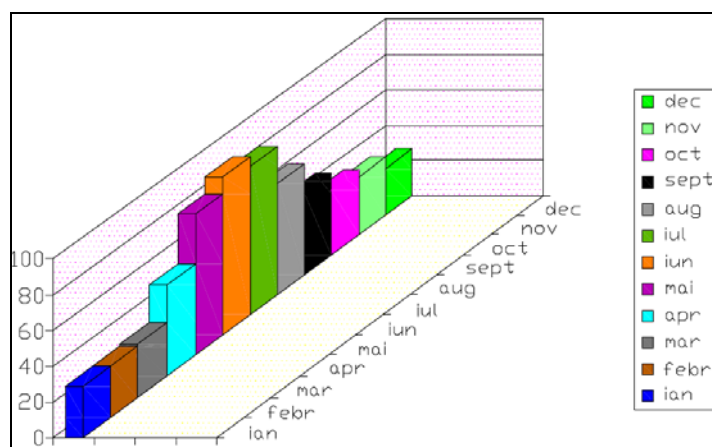


Fig.4.16 – Diagrama precipitațiilor lunare raportată la anul 2016

Repartiția precipitațiilor pe anotimpuri se poate prezenta astfel: iarna – 84 mm; primăvara – 161,5 mm; vara – 237,2 mm; toamna – 116 mm.

Sunt considerate „cu precipitații” toate zilele în care apa căzută sub formă de ploaie, lapoviță, grindină, ninsoare, a totalizat mai mult de 0,1 mm.

Un alt factor important al climei (geohazard) îl reprezintă determinarea mărimii și direcției vânturilor (fig.4.17). Astfel putem concluziona că direcția predominantă a vânturilor

este cea nord – vestică (8,8 %) și nord – estică (6,6 %). Calmul înregistrează valoarea procentuală de 64,3 % iar intensitatea medie a vânturilor are valoarea de 1,2 – 2,3 m/s.

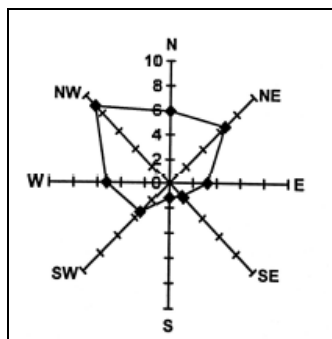


Fig.4.17 – Direcția predominantă a vânturilor

Adâncimea maximă de îngheț este de circa 90 cm [63], iar frecvența medie a zilelelor de îngheț cu $T < 0^{\circ}\text{C}$ este de 117,4 zile/an.

b) Geomorfologia regiunii studiate – regiunea în care este localizată zona cercetată, este o zonă deluroasă aparținând unității structurale Bazinul Transilvaniei. Din punct de vedere hidrografic structura studiată aparține râului Târnava Mică. O caracteristică a reliefului acestei zone rezultă din asimetria versanților și văilor. Povârnișurile abrupte ale acestora, corespunzătoare unei succesiuni de cueste, parazitare de materialul prăbușit sau alunecat pe pantă, sunt orientate către sud, indicând o slabă înălțare a sudului regiunii.

Altitudinile sunt cuprinse între 200 – 300 m uneori chiar 400 – 500 m în unele regiuni din apropierea zonei studiate.

Regiunea studiată aparține din punct de vedere structural Bazinului Transilvaniei (partea central – vestică) unde apar cel mai bine dezvoltate formațiunile neogene reprezentate prin depozite sarmațiene (Volhinian și Bassarabian inferior) și depozite panoniene. În partea central – vestică a bazinului aceste depozite sunt ondulate în bolte largi, sub formă de domuri ori brahianticlinale, separate prin sinclinale largi. Ele sunt dispuse fie în șiruri, fie complet izolate, în releu sau independente. În regiunea centrală domurile au fost grupate în câteva subunități după poziția mai înaltă sau mai joasă a diverselor repere stratigrafice precum și după caracteristicile zăcămintelor de gaze conținute [73].

Formațiunile de suprafață străbătute de forajele geotehnice executate în zonă sunt reprezentate de argile prăfoase, prafuri și nisipuri de vârstă panoniană.

Formațiunile de adâncime utilizate la înmagazinarea subterană a gazelor naturale pe intervalul corespunzător sunt detaliate în coloana litologică prezentată în (anexa nr.11).

c) Date seismice asupra zonei studiate

Conform [49] pentru structura studiată (zona central – vestică a Bazinului Transilvaniei) s-au determinat următorii parametri:

- accelerația terenului pentru proiectare privind zona de hazard seismic în care să găsește amplasamentul structurii este: $a_g = 0,15$ g;

- perioada de control (*de colț*) a spectrului de răspuns pentru componentele orizontale ale mișcării seismice: $T_c = 0,7$ s.

Având în vedere *Planul de amenajare teritorial național* [53], din legea cu același nume publicată în Monitorul Oficial al României [41], zona cercetată se încadrează astfel:

- cutremure de pământ – în zona de intensitate seismică 7_I pentru care intensitatea seismică este încadrată la clasa VII (exprimată în grade MSK), cu o perioadă medie de revenire de circa 60 ani;

- risc de inundații pe cursuri de apă dar și pe torenți (Târnava Mică și Adămuș);

- potențial cu grad scăzut de producere al alunecărilor de teren (Târnava Mică).

d) Variația consistenței compactării

Din coloana litologică prezentată în (*anexa nr.11*) pe intervalul de înmagazinare (x+5 – x+6 m) (*x100 m*) al unei sonde situate în apexul structurii se desprinde concluzia potrivit căreia formațiunile aparținând complexului Sarmașin III sunt compacte, fapt ce determină stabilitatea formațiunilor productive. De asemenea permeabilitățile rocilor sunt bune. Pe baza acestor considerente și a modelului geologic realizat, s-au întocmit două secțiuni geologice (*anexa nr. 12*) menite să redea variația consistenței compactării.

S-au folosit diagramele geofizice de sondă pentru sondele al căror traseu de secționare intersectează formațiunile respective și s-a determinat (citit) din curbele de PS sau GR grosimea pachetelor de nisip respectiv argilă. Din această anexă reiese faptul că deși structura analizată are forma de dom ușor alungit, aceasta se efilează către extremitățile ei, ceea ce face ca parametrii fizici ai structurii să varieze. Pe alocuri se găsesc și lentile de nisip traversate de sonde. Litologia este reprezentată printr-un litofacies de îndințare. De menționat faptul că pachetele *b* și *c* aparținând complexului Sarmașin III ale sondei *W21* sunt inundate, lucru vizibil pe secțiunea II – II'. De precizat faptul că rezervorul este “*curat*” în zona de apex a structurii.

4.4.2) Integritatea sondelor

Așa cum am arătat anterior, înmagazinarea subterană a gazelor naturale trebuie să se realizeze în formațiuni etanșe din punct de vedere geologic, iar integritatea sondelor utilizate și/sau care traversează complexul unde se face înmagazinarea, trebuie să fie perfectă din punct de vedere tehnic.

În realitate studiind structura cercetată (model geologic și fizic) rezultă faptul că obiectivul Sarmașin III utilizat la înmagazinarea gazelor naturale nu întrunește condițiile tehnice necesare pentru a putea fi folosit ca depozit subteran de înmagazinare, întrucât calitatea necorespunzătoare a cimentării coloanelor ce traversează complexul permite existența unui flux

gazeifer între acesta și celelalte complexe inferioare (Sarmațian IV, Buglovian V) și superioare (Sarmațian II și Sarmațian I). În (*anexa nr.13*) sunt analizate tipurile de cimentare pentru cinci sonde ce vizează complexul de înmagazinare Sarmațian III.

Cu ajutorul (*anexei nr.13*) am delimitat folosind carotajele acustice executate în sonde, intervalele de cimentare (pe pachete).

Observație!

Menționez că interpretarea intervalelor din sonde privind calitatea (tipul) cimentărilor, s-a făcut ținând cont de aspectul diagrafiilor (carotaje de cimentare).

Analiza pe pachete al celor cinci sonde, din cadrul complexului Sarmațian III utilizat la înmagazinarea subterană a gazelor naturale, privind calitatea cimentărilor se găsește în cele ce urmează.

Sonda W6

- pachetele *a, b, c, d* – prezintă o cimentare slabă cu canalizări;
- pachetele *e, f* – prezintă lipsă înregistrare carotaj acustic de cimentare;

Sonda W8

- pachetele *a, b, c, d* – prezintă coloană liberă;
- pachetele *e, f* – prezintă o cimentare slabă cu canalizări;

Sonda W31

- pachetele *a, d, e* – prezintă o cimentare bună;
- pachetele *b, c* – prezintă o cimentare slabă cu canalizări;
- pachetul *f* – prezintă coloană liberă.

Sonda W41

- pachetele *a, b, d, e* – prezintă o cimentare bună;
- pachetul *c* – prezintă coloană liberă;
- pachetul *f* – prezintă lipsă înregistrare carotaj acustic de cimentare.

Sonda W161

- pachetele *a, b, c, d, e* – prezintă o cimentare slabă cu canalizări;
- pachetul *f* – prezintă coloană liberă.

Intervalele cu cimentare slabă din sonde cât și coloanele libere influențează pierderi în timp a etanșeității și implicit migrarea gazelor naturale către complexe aflate în exploatare (superioare și inferioare) [78].

4.4.3) Condiții de zăcământ – sunt reprezentate de gradientii de presiune, fisurare și temperatură.

a) Gradientii de presiune

Pe baza măsurătorilor de presiune statică de suprafață precum și recalcularea în condiții de adâncime efectuate la începutul procesului de exploatare în sondele *W6* și *W8*, pentru complexul Sarmațian III a fost întocmită diagrama de variație a presiunii în funcție de adâncime. Cu ajutorul datelor din (tabelul 4.3) este redată această diagramă (fig.4.18). Se poate observa că presiunea prezintă o variație liniară cu adâncimea. Pe baza măsurătorilor de presiune și temperatură de zăcământ efectuate în sonde s-a trasat diagrama de variație a temperaturii în funcție de adâncime. Valorile medii ale gradientilor de presiune și temperatură sunt 0,102 bar/m respectiv 0,023 °C/m.

Tabel 4.3

Număr sondă	Pachete deschise	Presiunea inițială la gura sondei	Presiunea inițială recalculeată în condiții de talpă
-	<i>m</i>	<i>bara</i>	<i>bara</i>
<i>W5</i>	<i>d+e+f</i>	60,3	63,1
<i>W7</i>	<i>b+c+d+e+f</i>	59,5	62,2

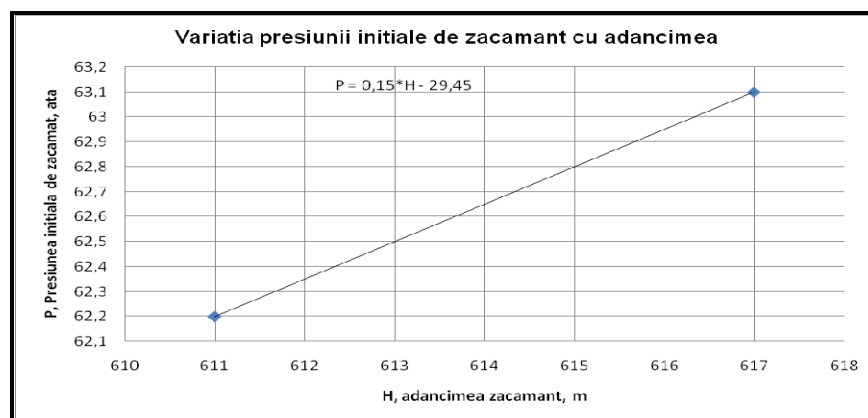


Fig.4.18 – Variația presiunii inițiale funcție de adâncime (gradientul de presiune = 1,02 bar /10 m)

b) Gradientii de fisurare – pentru Structura ZD am calculat gradientii de presiune și fisurare astfel:

Având în vedere că presiunea structurii este mică – 1,102 bar/10m, aceasta poate varia.

Deasemenea, am calculat gradientii presiunii de injecție atât pentru complexul Sarmațian III cât și pentru complexele superioare acestuia (Sarmațian II și Sarmațian I).

Complexul Sarmațian I

Presiunea complexului Sarmațian I – 20,52 bar

Adâncimea medie a complexului Sarmațian I – 216 m

$$\text{Gradientul presiunii de injecție} - \Gamma_{p.inj.} = \frac{P_{statica}}{adancime} = \frac{20,52}{216} = 0,91 \text{ bar} / m \quad (4.1)$$

Complexul Sarmațian II

Presiunea complexului Sarmațian II – 35,48 bar

Adâncimea medie a complexului Sarmațian II – 390 m

$$\text{Gradientul presiunii de injecție} - \Gamma_{p.inj.} = \frac{P_{statica}}{adancime} = \frac{35,48}{390} = 0,95 \text{ bar} / m \quad (4.2)$$

Complexul Sarmațian III

Presiunea complexului Sarmațian III – 56,88 bar

Adâncimea medie a complexului Sarmațian III – 558 m

$$\text{Gradientul presiunii de injecție} - \Gamma_{p.inj.} = \frac{P_{statica}}{adancime} = \frac{56,88}{558} = 1,02 \text{ bar} / m \quad (4.3)$$

Date de intrare:

Presiunea medie pe complexul Sarmațian III – pachetele (a – f) – 56,88 bar

Adâncimea medie pentru toate pachetele (Sarmațian III) – 558 m

- pentru injecție:

$$\text{- început injecție: } P_{zăcământ} = 11,6 \text{ bar; } \Gamma_{ini.inj} = \frac{11,6}{558} = 0,020 \text{ bar} / m \quad (4.4)$$

$$\text{- sfârșit injecție: } P_{zăcământ} = 20,1 \text{ bar; } \Gamma_{final.inj} = \frac{20,1}{558} = 0,036 \text{ bar} / m \quad (4.5)$$

- pentru extracție:

$$\text{- început extracție: } P_{zăcământ} = 20,1 \text{ bar; } \Gamma_{ini.inj} = \frac{20,1}{558} = 0,036 \text{ bar} / m \quad (4.6)$$

$$\text{- sfârșit extracție: } P_{zăcământ} = 17,07 \text{ bar; } \Gamma_{final.inj} = \frac{17,07}{558} = 0,030 \text{ bar} / m \quad (4.7)$$

Cu ajutorul relației (4.8) și al (anexei nr.14) [32] s-au calculat gradientii de fisurare pentru structura analizată:

$$\Gamma_{fis} = \Gamma_p + (\Gamma_{lit} - \Gamma_p) \cdot \frac{\nu}{1 - \nu} \quad (\text{Relația lui Ben Eaton}) \quad (4.8)$$

Metoda lui Ben Eaton reprezintă cea mai utilizată metodă de estimare a anomaliilor de presiune. Ea se bazează pe principiul potrivit căruia, schimbările valorilor gradientului litostatic influențează raportul dintre valorile parametrilor calculați și cei inițiali. Astfel, pe baza datelor de presiune (*date de intrare*) pentru complexul Sarmațian III ce cuprinde cele șase pachete numerotate de la (a – f), s-au calculat gradientii de fisurare. De altfel, *metoda lui Ben Eaton* este și cea mai utilizată metodă pentru geologia zăcămintelor de hidrocarburi din țara noastră.

Valoarea gradientului presiunii de fisurare rezultată din calcul prin *metoda lui Ben Eaton* corespunde principiului potrivit căruia, presiunea de fisurare nu poate fi mai mică decât presiunea inițială. Cu ajutorul (anexei nr.14) am citit atât valorile gradientului litostatic cât și valorile raportului „ $\nu/1 - \nu$ ” corespunzând unei adâncimi medii a complexului Sarmațian III de circa 558 m.

Ulterior s-au calculat valorile gradientilor de fisurare (inițiali și finali) ai complexului de înmagazinare subterană a gazelor naturale.

Gradientul de fisurare inițial ($\Gamma_{fis,inițial}$) – complex Sarmațian III

$$\Gamma_{fis} = \Gamma_p + (\Gamma_{lit} - \Gamma_p) \cdot \frac{V}{1-V} = 1,102 + (2,014 - 1,102) \cdot 0,517 = 1,573 \text{ bar} \approx 1,6 \text{ bar} / 10 \text{ m} \quad (4.9)$$

Gradientul de fisurare final ($\Gamma_{fis,final}$) – complex Sarmațian III

$$\Gamma_{fis} = \Gamma_p + (\Gamma_{lit} - \Gamma_p) \cdot \frac{V}{1-V} = 0,2 + (2,014 - 0,2) \cdot 0,517 = 1,2 \text{ bar} / 10 \text{ m} \quad (4.10)$$

Funcție de gradientul de fisurare final ($\Gamma_{fis,final} = 1,2 \text{ bar}/10 \text{ m}$) și de adâncimea medie a complexului Sarmațian III, se poate determina presiunea maximă până la care formațiunea se fisurează, după cum urmează:

$$\Gamma_{fis,final} = 1,2 * \text{adâncimea medie a complexului (558 m)} = 67 \text{ bar} \quad (4.11)$$

Valoarea corespunzătoare gradientului de fisurare final de 67 bar este funcție de adâncime și reprezintă valoarea maximă potrivit căreia formațiunea geologică “rezistă” (nu se fisurează).

Recomandare!

Nu este recomandat să se depășească această valoare la injecție, întrucât formațiunea geologică se fisurează.

Potrivit graficului gradientilor de presiune funcție de adâncime, complexe geologice superioare Sarmațian I și Sarmațian II au un grad de depletare relativ scăzut, prezentând valori ale gradientilor inițiali de presiune sub valoarea 1.

Având în vedere aspectul conform căruia, presiunea maximă reprezintă o condiție esențială în procesul de injecție al gazelor naturale, se identifică două situații:

- prima situație se referă la faptul că se poate injecta funcție de presiunea de injecție ($p_{inj.}$) rocile având un gradient de fisurare ($\Gamma_{fis,final} = 1,6 \text{ bar}/10 \text{ m}$);

- cea de-a doua situație se referă la faptul că se poate injecta funcție de presiunea de injecție ($p_{inj.}$) rezultând un gradient de fisurare final prin calcul;

Inițial rocile au avut un gradient de fisurare de ($\Gamma_{fis,final} = 1,6 \text{ bar}/10 \text{ m}$).

Practic nu acest gradient fisurează, ci fisurează formațiunea de deasupra complexului Sarmațian III (formațiuni ce acționează ca un ecran și care poate fi reprezentat de argile).

Nu se știe cu exactitate cât de mult influențează acest ecran, chiar dacă formațiunile geologice aparținând complexului analizat se fisurează, important este faptul că acest ecran nu s-a fisurat, iar când presiunea a ajuns la un minim s-a ajuns la un gradient de fisurare final de ($\Gamma_{fis,final} = 1,2 \text{ bar}/10 \text{ m}$). Dacă ecranul este reprezentat de o rocă impermeabilă această fisurare

este mai puțin influențată, dar în situația în care ecranul este reprezentat de o rocă permeabilă situația se schimbă întrucât se face resimțită influența fisurării asupra formațiunilor.

Acești gradienti de presune și fisurare sunt reprezentați grafic în funcție de adâncime (fig.4.19). Pentru fiecare complex productiv gazeifer Sarmațian I, Sarmațian II cât și pentru complexul de înmagazinare a gazelor naturale Sarmațian III la o presiune dată (*Sarmațian I* = 20,52 bar, *Sarmațian II* = 35,48 bar, *Sarmațian III* = 56,88 bar), rocile prezintă un comportament, în timp ce la modificarea presiunii inițiale se modifică și gradientul de fisurare atunci rocile prezintă o comportare diferită de cea inițială.

Relația de bază constă în faptul că:

Sarcina litostatică (S) este egală cu greutatea specifică (γ) înmulțită cu adâncimea (H) supra 10 (bar).

$$S = \gamma \cdot H / 10 \quad (4.12)$$

De asemenea, sarcina litostatică este egală cu presiunea din porii rocilor (P_p) plus efortul de compresiune vertical al scheletului mineral (σ):

$$S = P_p + \sigma \quad (4.13)$$

În condiții normale, presiunea rocilor din pori este egală cu înălțimea coloanei de fluid, restul fiind preluat de scheletul mineral al rocilor. Pe măsură ce presiunea din pori a rocilor scade, scheletul mineral trebuie să suporte o presiune mai mare.

În concluzie gradientul de fisurare reprezintă sarcina pe care o poate prelua roca.

Recomandare!

Având în vedere cele amintite mai sus, în condițiile actuale recomand ca injecția gazelor naturale de pe Structura ZD să se realizeze până la gradientul de fisurare de $\Gamma_{fis,final} = 1,2$ bar/10m. Depășind această valoare roca se va fisura.

Schematic, în (fig.4.20) este reprezentat complexul Sarmațian III și ecranul (argila) protector.

Mențiune!

Valorile de adâncime și presiune utilizate în calculul gradientilor privind structura cercetată sunt alese aleator.

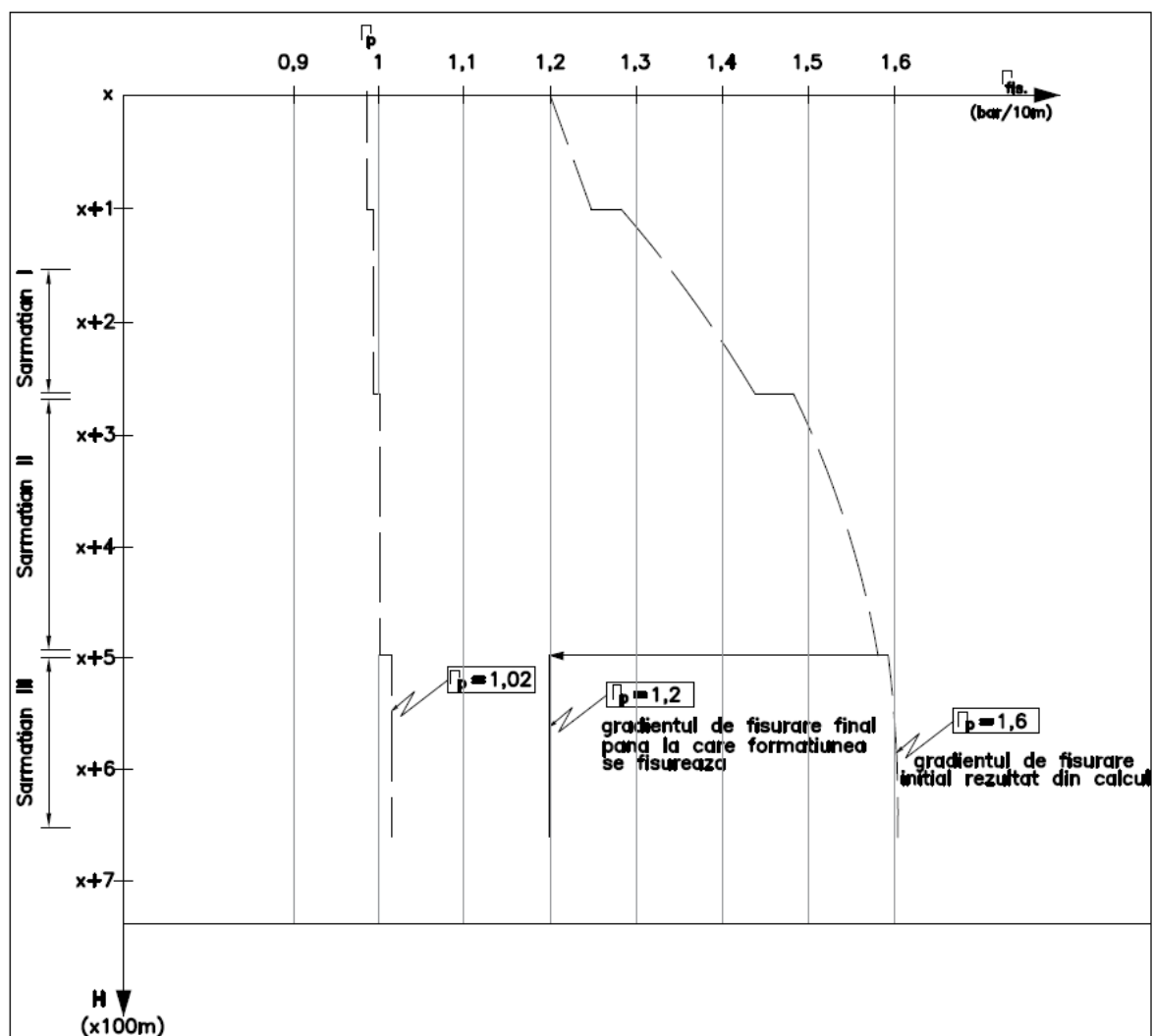


Fig.4.19 – Reprezentarea grafică a gradientilor de presiune și fisurare pentru complexul de înmagazinare a gazelor naturale Sarmațian III – Structura ZD (scara vert. 1:1000)

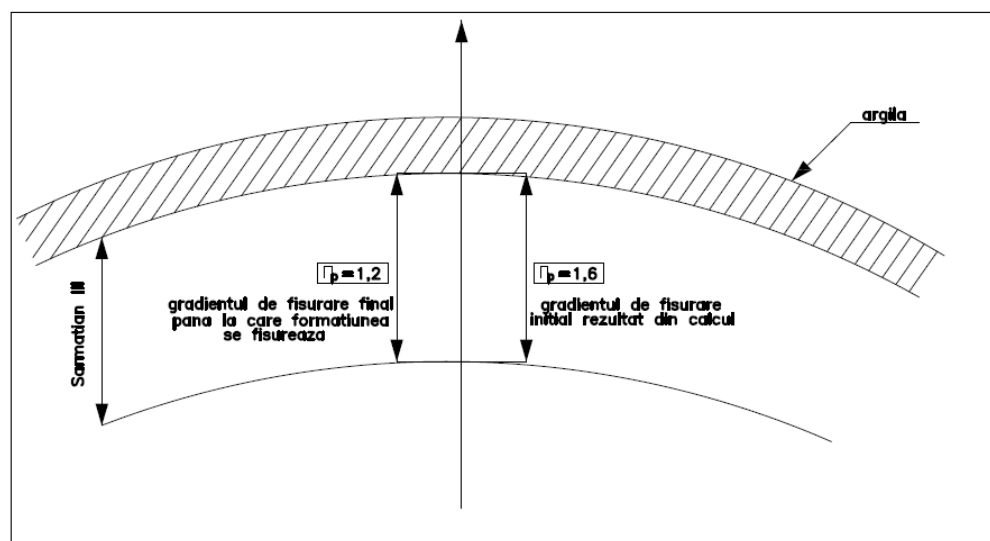


Fig.4.20 – Schița complexului Sarmațian III de înmagazinare a gazelor naturale – Structura ZD

c) **Gradientii de temperatură** – în (fig.4.21) este redată variația temperaturii la talpa sondelor cu adâncimea.

Valoarea gradientului geotermic determinat variază funcție de adâncime. Acesta pentru complexul Sarmațian III are valoarea de $2,3^{\circ}\text{C}/100\text{ m}$.

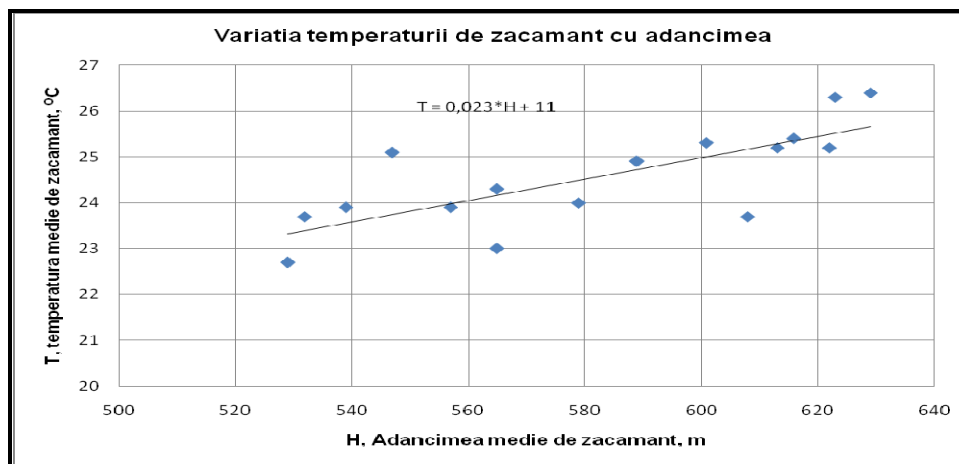


Fig.4.21 – Variația temperaturii funcție de adâncime (gradientul geotermic = $2,3^{\circ}\text{C}/100\text{ m}$)

4.4.4) Gradul de etanșeitate al ecranului

a) Analiza cimentărilor

Luând în calcul calitatea necorespunzătoare a cimentului coloanei sondelor în (anexa nr.13) sunt prezentate principalele sonde utilizate la procesul de înmagazinare a gazelor naturale, sonde în care s-au separat intervalele cu cimentare bună de intervalele cu cimentare medie/slabă. Circulația gazelor între complexele superioare Sarmațian I, II și inferioare Sarmațian IV și Buglovian V cu complexul Sarmațian III s-a făcut în principal prin spatele coloanelor sondelor în condițiile unor cimentări inefficiente.

Cu ocazia efectuării carotajului de producție la câteva sonde situate pe structura analizată (anexa nr.13) a fost investigată și starea cimentării coloanelor din sonde. Din analiza acestora a rezultat faptul că toate sondele investigate prezintă lipsă de aderență a cimentului pe intervale mari de adâncime.

Având în vedere că *Structura ZD* se află situată la adâncime mică (circa 200 – 300 m), acest aspect determină un gradient de fisurare mic care în anumite condiții se datorează anizotropiei rocilor de la suprafață [74]. În general datorită adâncimii reduse la cimentare greutatea specifică a oricărei paste de ciment folosită este mai mare decât gradientul de fisurare generând imperfecțiuni cum este cazul *structurii ZD*.

Recomandare!

Pentru o evaluare mai riguroasă privind cimentarea sondelor, propun investigarea foarte exactă a calității cimentărilor tuturor sondelor săpate de pe structura analizată.

Astfel conform imaginii structurale rezultate, complexul Sarmațian III comunică cu complexele superioare Sarmațian II și Sarmațian I, respectiv cu complexele inferioare Sarmațian IV și Buglovian V. Față de cele amintite se pot face următoarele recomandări:

Recomandari!

1. Atunci când se execută o cimentare de etanșare a sondelor trebuie obligatoriu făcută la sfârșitul ciclului de injecție, pentru că dacă aceasta cimentare de etanșare se face la sfârșitul ciclului de extracție această etanșeitate se pierde conducând la fisurarea formațiunilor.

2. În cazul refacerii cimentărilor sondelor se folosesc paste de ciment cu greutate volumice mici și vâscozități mari. Pentru aceasta se poate măări raportul apă – ciment dar intervin inconveniente: durată mare de prizare, separări de apă și filtrări foarte mari iar rezistențele mecanice ale pietrei de ciment se reduc.

b) Analiza perforaturilor

Aspecte privind adâncimea mică a structurii analizate, calitatea necorespunzătoare a cimentului colonelor sondelor (ceea ce implică hazarduri importante – migrări masive de gaze și respectiv pierderea acestora din depozit către alte complexe aflate în exploatare superioare Sarmațian II și Sarmațian I și inferioare Sarmațian IV și Buglovian V, contaminând formațiunile înconjurătoare), a determinat o analiză a perforaturilor complexului Sarmațian III. În (anexa nr.15) este readată reprezentarea izobatică a perforaturilor complexului Sarmațian III utilizat la înmagazinarea gazelor naturale.

Inițial, după săparea sondelor pe structură, acestea au fost perforate pe complexe de exploatare. Ulterior, începând cu anul 2002 complexul Sarmațian III se presupune că a fost amenajat și transformat în depozit subteran de înmagazinare a gazelor naturale, însă pe parcursul exploatării au fost puse în comunicație pachetele acestui complex (*perforări simultane și neselective*) (fig.4.11).

c) Analiza injecției

Având în vedere întocmirea hărților de izocumulative pe clase de debit (anexa nr.9) pentru structura cercetată, se pot face următoarele observații cu privire la factorii de hazard natural:

- *privitor la aspectul potrivit căruia structura cercetată reprezintă un anticlinal de tasare, în timp aceasta a suferit o compactare majoră ducând la îmbunătățirea curgerii (depletare avansată);*

- *interacțiunea complexului Sarmațian III utilizat la procesul de înmagazinare subterană a gazelor naturale cu celelalte complexe superioare (Sarmațian II și Sarmațian I) și inferioare (Sarmațian IV și Buglovian V), datorită cimentărilor necorespunzătoare a coloanelor sondelor, implică migrări masive ale gazelor naturale și implicit pierderi ale acestora, motiv pentru care*

aceste debite în procesul de migrație declanșează un geohazard major și totodată important respectiv deteriorarea formațiunilor geologice. Aceasta atrage după sine alte geohazarduri importante (alunecări de teren, inundații, neetanșeitarea formațiunilor, integritatea sondelor ce implică smulgeri, ruperi, spargeri ale coloanelor).

4.4.5) Studiarea contaminării formațiunilor (modificarea proprietăților mediului poros)

În ceea ce privește contaminarea formațiunilor trebuie înțeles mai întâi modul de comportare al sistemului apă – rocă (argilă) în diverse situații întâlnite la nivelul stratului productiv și pentru aceasta se caută mijloace de stabilizare a acestui sistem, astfel încât trebuie cunoscute principalele noțiuni de fizico – chimia argilelor în apă dulce/mineralizată (schimb ionic, hidratare, umflare, dispersie). De asemenea prezența apei poate influența calitatea (*chimismul*) rezervorului.

Fluidele și formațiunile geologice interacționează determinând *proces fizice* (fisurări, curgeri, opturări mecanice) și *proces chimice* (dizolvări, cimentări, etc).

În ceea ce privește formarea fisurilor formațiunilor geologice, se consideră că factorul tectonic reprezintă o cauză unică invocând argumente precum: gruparea fisurilor în sisteme cu orientare preferențială diferită, gruparea fisurilor în sisteme riguros paralele, cu tendința formării unor sisteme geometrice mai mult sau mai puțin regulate, înclinarea predominant verticală a fisurilor față de stratificația rocilor gazdă, legătura strânsă dintre orientarea fisurilor sau sistemelor principale de fisuri și direcția întinderii structurilor tectonice. Unele procese de diagenază (metasomatoza, recristalizarea), oferă indicii importante cu privire la descifrarea originii fisurilor. Într-adevăr, pentru ca aceste procese să fi fost posibile în sediment/în rocă (după litificare) trebuie să fi existat căi largi de circulație a soluțiilor, ori aceste căi nu puteau fi decât un început de fisurare în rocă încă neafectată tectonic. Aceste procese diagenetice constituie faza primară de fisurare în care fisurile erau inițial dispuse haotic, fără o orientare preferențială. Primele tensiuni tectonice, care au afectat roca, au imprimat fisurilor inițiale (primare) orientări preferențiale, după o anumită direcție, devenind tectonice. Unii cercetători au considerat faptul că “*fisurile s-au format în urma descărcărilor tensiunilor din roci, iar caracterul acestora ar fi dependent de natura (rezistența) rocii*”.

Nu se poate preciza întotdeauna caracterul forțelor care au contribuit la formarea fisurilor. Cea mai răspândită este ideea potrivit căreia, fisurarea este determinată de forțele tectonice verticale și tangențiale. Rocile fisurate prezintă uneori chiar la scară microscopică o anumită anizotropie, deoarece rezistivitatea lor electrică va fi o funcție a modului în care sunt orientate fisurile, căi facile pentru circulația curentului electric. În rocile anizotrope, rezistivitatea electrică măsurată pe direcție perpendiculară pe stratificație, este totdeauna mai mare decât rezistivitatea aceluiași roci măsurată de-a lungul stratificației. Colectorul fisurat prezintă

discontinuități fizice (fisuri, fracturi, vacuole și uneori caverne) de dimensiuni mult mai mari decât ale porilor și care au un caracter continuu într-o zonă mai mare sau mai mică a mediului.

Modelul litologic al unui colector fisurat, ca și în cazul celui granular, reprezintă distribuția spațială a tipurilor de roci colectoare (roci care pot ceda hidrocarburile) obținute din zăcământ în cazul colectoarelor fisurate (calcar, dolomit, gresie calcaroasă și calcar grezos). Roca colectoare trebuie considerată aceea a cărei permeabilitate depășește o valoare minimă, apreciată în funcție de fluidul de saturație și agentul de dezlocuire; de obicei se consideră o rocă fisurată drept rocă colectoare de hidrocarburi dacă permeabilitatea absolută a matricei depășește valoarea de 0,1 mD (*mili Darcy*) [51].

Un alt aspect important la nivelul porilor îl reprezintă blocarea cu apă a acestora. În formațiunile productive cu adâncimi și presiuni de strat mici, blocarea cu apă a sistemului poros al rocii din apropierea peretelui găurii de sondă se realizează ușor. Acestea sunt influențate de prezența porilor căptușiți cu argile (illite) a căror formă și suprafață mare crește posibilitatea de reținere a apei pe pereții porilor.

O blocare cu apă produsă prin creșterea saturației în apă în zona adiacentă găurii de sondă scade permeabilitatea efectivă a stratului productiv. Apa filtrată ce pătrunde în sistemul poros – permeabil al formațiunii cu adâncime și presiune mică (cum este cazul *structurii ZD* acolo unde marea majoritate a pachetelor complexului Sarmațian III utilizat la înmagazinarea gazelor naturale sunt inundate ca urmare a avansării apei), este foarte greu și incomplet eliminată la încercările de punere în producție, mai ales la raze mici ale canalelor de trecere (sub 0,02 cm) deoarece gradientii de presiune au valori insuficiente pentru procesul de eliminare a apei din porii rocilor [6], lucru discutat și în prezenta lucrare privind influența apei (*inundare*) asupra pachetelor din complexul Sarmațian III.

Un alt aspect privind influența hazardelor la nivelul stratelor productive este reprezentat de un tandemul de proprietăți fizico – chimice respectiv *umflarea și dispersia argilelor (blocarea cu apă)*. În general rocile colectoare conțin minerale argiloase între 1 – 10 %. În rocile consolidate (argile) se află de obicei un liant ce acoperă adesea pereții porilor, în timp ce în rocile neconsolidate sunt amplasate discret sau cu aglomerări de particule sub formă lenticulară.

Datorită gradului mare de dispersie, particulele de argilă ocupă spațiile rămase libere prin așezarea granulelor de rocă cu dimensiune mare. Umflarea și dispersia argilelor din stratul productiv reprezintă un fenomen important și complex ce apare la distrugerea echilibrului natural dintre argilă și apa de zăcământ prin pătrunderea în strat a apei dulci/cu mineralizație diferită de cea a apei de zăcământ. Acest fenomen conduce la diminuarea secțiunii de filtrare a spațiului poros cu implicații negative asupra porozității și permeabilității absolute a stratului productiv,

rezultând reducerea indicelui de receptivitate al său și scăderea indicelui de productivitate al sondelor.

Un alt fenomen nedorit este reprezentat de depunerea crustelor, acesta se formează datorită schimbării condițiilor fizico – chimice realizate în timpul operațiilor de foraj, punere în producție și exploatare. La scăderea temperaturii și diferenței de presiune dintre strat și gaura de sondă, există probabilitatea potrivit căreia sărurile să precipite și să se depună sub formă de cruste (datorită diferenței de sarcină electrică dintre germenii cristalini de sare și apa de zăcământ), provocând blocarea stratului productiv și fisurarea formațiunilor geologice. De asemenea, sărurile se mai pot forma și în situația în care are loc amestecarea apei de zăcământ cu o altă apă de mineralizație diferită, incompatibilă (ex: apa provenită din filtrele fluidului de foraj, pastei de ciment, fluidelor de tratare). Pentru a preveni condițiile formării acestor depuneri, trebuie cunoscute proprietățile termodinamice.

În funcție de compoziția lor chimico – mineralogică, aceste cruste pot fi dizolvate de diferiți solvenți. Cele mai cunoscute tipuri de cruste sunt cele de săruri (NaCl) însoțite în cantități mici de săruri de Ca, K, Mg, Ba, St (sub formă de sulfati, carbonați, bicarbonați, cloruri, ioduri, bromuri). Inițial componenții minerali dizolvați în apa de zăcământ se află în stare de echilibru termodinamic. Această stare se modifică odată cu punerea în producție a sondelor. În zona depresionară din jurul găurii de sondă se creează condiții pentru degajarea dioxidului de carbon, ceea ce face ca o parte din sărurile minerale dizolvate să se separe sub formă de cristale și să se depună în porii stratului, micșorând secțiunea de curgere prin canalele de trecere obturându-le complet [13].

Apa de zăcământ este resimțită în durata de viață (exploatare) a unui zăcământ fiind caracterizată prin gradul de mineralizație diferit la fiecare zăcământ.

De asemenea temperatura modifică considerabil proprietățile rocilor colectoare prin reducerea rezistenței mecanice a granulelor, ceea ce conduce la fisurarea și spargerea lor sub influența presiunii litostatice și contribuie la reordonarea lor într-o structură și textură mai compactă, ce nu este favorabilă curgerii. De asemenea, temperatura influențează procesele de dizolvare și depunere a sărurilor din apa de zăcământ discutate anterior, sprijinind cu ajutorul proceselor diagenetice modificarea porozității primare prin recimentări și reprecipitări ale mineralelor și sărurilor dizolvate în timpul circulației apei.

Temperatura are o influență majoră asupra proceselor fizico – chimice. Câmpul termic crește odată cu adâncimea. Temperatura ridicată mărește viteza reacțiilor chimice și a proceselor de descompunere rapidă a materiei organice și formarea diverselor substanțe (gaze) ce prezintă rol important în litogeneză. Pe de o parte la temperaturi ridicate ionii și atomii pot fi substituiți

ușor urmând ca rețelele cristaline să formeze serii izomorfe/soluții acide, iar pe de altă parte la temperaturi reduse se micșorează influența reacțiilor chimice.

Un alt factor important îl reprezintă presiunea. Aceasta are în general o influență contrară temperaturii. Presiunea litostatică este influențată de procesul de unire a particulelor minerale și de generare a fisurilor în rocile compacte. Prezența apei diminuează efectul presiunii litostatice prin contrapresiunea hidrostatică generată [39].

Față de cele menționate anterior, având în vedere obiectivul cercetat în (*anexa nr.16*) se află analiza carotelor mecanice privind depozitul de înmagazinare Sarmațian III al structurii X pentru patru sonde.

Probele colectate ale sondei W131, conțin un nisip marnos cenușiu calcaros. De asemenea conform (*anexei nr.16*) înclinarea stratelor este 0°. În schimb probele sondelor W134 și W135 conțin nisip marnos cenușiu dar care nu prezintă urme calcaroase. Înclinarea stratelor probelor sondei W134 este nedeterminată, iar în cazul sondei W135 înclinarea stratelor este de 1 – 2°.

Probele colectate ale sondei W137 sunt constituite pe de o parte dintr-un nisip cenușiu fin iar pe de altă parte dintr-o gresie cenușie. Acestea nu prezintă urme calcaroase, iar înclinarea stratelor este nedeterminată.

4.4.6) Previțiuni asupra posibilităților de ivire a unor evenimente

La începutul exploatării toate complexele au reprezentat unități hidrodinamice distincte, însă prin modul de exploatare (perforare simultană și neselectivă) gazele rezultate au migrat ca urmare a izolării neeficiente a coloanelor de exploatare ale sondelor ce a favorizat migrarea gazelor din depozitul de înmagazinare Sarmațian III în complexele adiacente inferioare (Buglovian V, Sarmațian IV) și superioare (Sarmațian II, Sarmațian I), motiv pentru care s-a ajuns la situația în care complexele considerate obiective de exploatare enumerate să constituie o singură unitate hidrodinamică împreună cu complexul de înmagazinare Sarmațian III.

Migrarea gazelor (ce determină comunicarea dintre complexe) din complexul Sarmațian III în complexele aflate în curs de exploatare (superioare și inferioare) se datorează următorilor factori importanți:

- necorelarea inventarului de gaze de la sfârșitul ciclurilor de injecție – extracție cu presiunile statice de zăcământ măsurate;
- creșterea presiunilor de zăcământ în sondele care exploatează complexele adiacente Sarmațianului III (Sarmațian I, Sarmațian II, Sarmațian IV, Buglovian V);
- simularea istoricului de producție și la nivelul complexelor Sarmațian I, Sarmațian II, Sarmațian IV și Buglovian V;
- simularea istoricului de producție la toate sondele aflate în exploatare la complexele

Sarmațian I, Sarmațian II, Sarmațian IV și Buglovian V;

- simularea istoricului de exploatare al depozitului. Aceasta arată o funcționare necorespunzătoare a acestuia. Valorile reale de presiune sunt cu până la 36 % mai mici decât cele care ar fi trebuit să fie înregistrate conform unui inventar scriptic de gaze (fig.4.22).

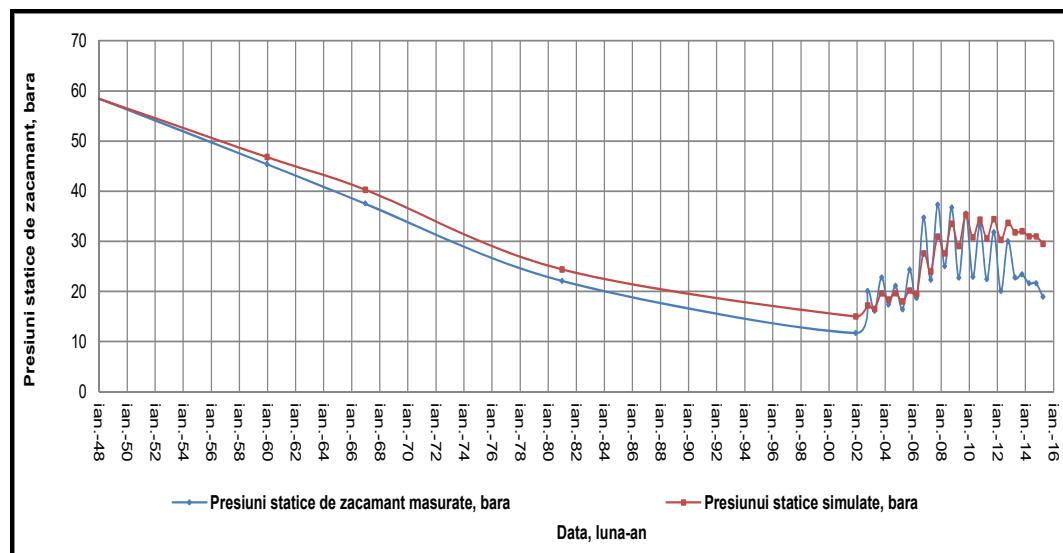


Fig.4.22 – Simularea grafică a istoricului cu ajutorul presiunilor

Unul dintre impedimentele aferente producției de gaze naturale și nu numai, este cel legat de acumularea în sonde a unor cantități însemnate de apă de zăcământ. Acumularea apei în zona inferioară a sondelor productive de gaze naturale, iar ulterior tendința lor ascensională, poate provoca dificultăți la înmagazinarea gazelor în complexul Sarmațian III și chiar în exploatare.

Principalele cauzele ale acumulării apei în sonde sunt legate de umiditate gazelor care crește în condițiile depletării zăcământului la temperatură constantă, neetanșeității inelului de ciment realizând astfel o comunicare pe verticală între acviferele complexelor și sondele de gaze și nu în ultimul rând datorită deschiderii exagerat de mari a unor obiective considerate producătoare de gaze naturale.

Existența unui volum considerabil de apă în sonde (atât la complexul utilizat la înmagazinarea gazelor naturale cât și la complexele aflate în curs de exploatare) este sesizabilă la suprafață prin apariția unei diferențe apreciabile între valorile de presiune corespunzătoare tubingului și coloanei.

Cantitățile de apă produsă se situează între 0 și circa 4200 l/zi/sondă (pe total structură).

Concluzii și contribuții personale

1. Cercetarea bibliografică extinsă asupra proprietăților gazelor naturale, a proceselor de înmagazinare subterană cât și studierea terminologiei (pe plan internațional și din acte normative românești).

2. Analizarea condițiilor necesare realizării depozitelor subterane de gaze naturale și alegerea optimă a zăcămintelor utilizate ca depozite subterane de înmagazinare a gazelor.

Autorul precizează faptul că, un punct esențial în proiectarea unui deposit subteran de înmagazinare îl reprezintă identificarea oricărei situații de pierderi (prin scurgeri) provocate de neetanșeitarea sondelor reprezentate prin (complexe/pachete geologice, coloane, cimentări slabe) ducând la migrarea gazelor. Acesta este și motivul pentru care multe zăcăminte depletate convertite în depozite subterane de înmagazinarea a gazelor naturale sunt abandonate.

3. În cazul analizei tipurilor de zăcămintele alese pentru a fi transformate în depozite naturale, o importanță deosebită o constituie domurile saline. Autorul recomandă ca în cazul domurilor saline adâncimea domului să nu fie foarte mare (peste 1500 m), întrucât sarea fiind plastică are tendința să migreze prin curgere situație ce implică apariția a două cazuri:

- se poate produce fie obturarea zăcămintului situație în care nu-și mai păstrează forma inițială;
- se pot crea căi de migrație, caz în care zăcămintul nu mai corespunde scopului pentru care a fost proiectat.

De asemenea autorul analizează avantajele și dezavantajele atât din punct de vedere geologic cât și din punct de vedere fizic ale principalelor tipuri de zăcămintele utilizate ca depozite de înmagazinare subterană a gazelor naturale și aduce o serie de contribuții și recomandări importante asupra procesului.

4. Analiza privind evidențierea factorilor de hazard natural atât la suprafață cât și în adâncime ale structurilor utilizate la procesele de înmagazinare subterană a gazelor naturale. Acești factori de hazard natural au fost identificați și analizați și pe studiul de caz cercetat.

5. Analizarea unui studiu de caz (denumit generic *Structura ZD*) pe care se poate proiecta un depozit de înmagazinare subterană a gazelor naturale. Aceasta este analizată atât din punct de vedere al modelului geologic (întocmirea hărților structurale, secțiuni geologice, paralelizarea diagramei geofizice de sondă, reprezentarea izobatică a perforaturilor), din punct de vedere al modelului fizic (studiind comportarea în exploatare a depozitului, tipurile și performanțele acestuia la înmagazinare) cât și din punct de vedere al geohazardurilor ce o influențează.

6. În cadrul studiului de caz cercetat, autorul realizează simulări ale evoluției în timp a presiunilor statice (anexa nr.6) cât și a unui ciclu de injecție – extracție, rezultatele obținute se regăsesc sub forma unor grafice de comportare (anexa nr.8).

7. Autorul propune un algoritm de calcul pentru determinarea istoricului de producție al depozitelor subterane de gaze naturale.

8. În prezenta lucrare autorul propune realizarea a două hărți de injecție respectiv extracție, cu ajutorul cărora se delimitează în funcție de debit contribuția fiecărei sonde adusă la procesul de înmagazinare, acestea fiind împărțite la rândul lor pe clase de debit. În acest fel sondele se pot împărții (după cum s-a realizat și în prezenta lucrare) în bune, medii și slabe.

9. Dat fiind faptul că studiul de caz cercetat (*Structura ZD*) prezintă neetanșeități ale complexului Sarmațian III, autorul recomandă faptul că nu mai este indicată continuarea înmagazinării pe acest complex.

10. În ceea ce privește volumul insuficient de pori utilizați la înmagazinare, autorul propune un algoritm privind calculul volumului de pori pentru fiecare complex utilizat la înmagazinare.

11. Se propune ca fiecare complex utilizat la înmagazinarea gazelor naturale să fie supus unei analize privind variația consistenței compactării. În urma acestei analize se poate preciza influența proprietăților fizice cât și gradul de avansare al apei.

12. Un punct esențial abordat în prezenta lucrare este cel legat de neetanșeitățile coloanelor sondelor (cimentări). Autorul propune recomandări privind condițiile în care trebuie executate aceste cimentări. Se propun două condiții de bază privind execuția sau refacerea unei cimentări dintr-o sondă, respectiv:

- atunci când se execută o cimentare de etanșare a sondelor trebuie obligatoriu făcută la sfârșitul ciclului de injecție, pentru că dacă aceasta cimentare de etanșare se face la sfârșitul ciclului de extracție această etanșeitate se pierde conducând la fisurarea formațiunilor.

- în cazul refacerii cimentărilor sondelor se folosesc paste de ciment cu greutate volumice mici și vâscozități mari. Pentru aceasta se poate măări raportul apă – ciment dar intervin inconveniente: durata mare de prizare, separări de apă și filtrări foarte mari iar rezistențele mecanice ale pietrei de ciment se reduc.

Așa cum s-a arătat anterior, înmagazinarea subterană a gazelor naturale trebuie să se realizeze în formațiuni etanșe din punct de vedere geologic, iar integritatea sondelor utilizate și/sau care traversează complexul unde se face înmagazinarea, trebuie să fie perfectă din punct de vedere tehnic. În realitate studiind *Structura ZD* (model geologic și fizic) rezultă faptul că obiectivul Sarmațian III nu întrunește condițiile tehnice necesare pentru a putea fi folosit ca depozit subteran de înmagazinare, întrucât calitatea necorespunzătoare a cimentării coloanelor ce

traversează complexul permite existența unui flux gazeifer între complexul Sarmațian III și celelalte complexe (inferioare Sarmațian IV, Buglovian V și superioare Sarmațian II și I).

13. Calcularea și reprezentarea grafică a gradientilor de presiune și fisurare pentru depozitul subteran de înmagazinare a gazelor naturale de pe *Structura ZD*. Pe baza rezultatelor s-au identificat valorile limită până la care gazele se pot înmagazina în formațiunile geologice și până la care acestea din urmă “*rezistă*” (nu se fisurează). Având în vedere aspectul potrivit căruia presiunea maximă reprezintă o condiție esențială în procesul de injecție al gazelor naturale, autorul identifică două situații:

- prima situație se referă la faptul că *se poate injecta funcție de presiunea de injecție (p_{inj}) rocile prezentând un gradient de fisurare ($\Gamma_{fis,final} = 1,6 \text{ bar}/10\text{m}$)*;
- cea de-a doua situație se referă la faptul că *se poate injecta funcție de presiunea de injecție (p_{inj}) rezultând un gradient de fisurare final prin calcul*;

14. Autorul propune o analiză riguroasă asupra perforaturilor sondelor. Reprezentarea grafică a perforaturilor privind studiului de caz *Structura ZD* este prezentată în (*anexa nr. 15*).

15. În ceea ce privește factorii de hazard natural asupra studiului de caz, autorul a analizat atât litologia de suprafață (executând două foraje geotehnice de mică adâncime) cât și influența acestor factori asupra procesului de înmagazinare la adâncime (cimentări neeficiente, migrări de gaze prin spatele coloanelor, contaminarea formațiunilor, inundabilitatea formațiunilor).

16. Autorul analizează și posibilitățile de ivire a unor evenimente în sonde. Unul dintre evenimente ce pot apare ca urmare a utilizării unui depozit subteran de înmagazinare a gazelor naturale este cel în care acesta comunică cu complexele aflate în exploatare, caz în care gazele migrează astfel că se formează o singură unitate hidrodinamică. La începutul exploatării toate complexele au reprezentat unități hidrodinamice distincte, însă prin modul de exploatare (perforare simultană și neselectivă) gazele rezultate au migrat ca urmare a izolării neeficiente a coloanelor de exploatare ale sondelor ce a favorizat migrarea gazelor din depozitul de înmagazinare Sarmațian III în complexele adiacente inferioare (Buglovian V, Sarmațian IV) și superioare (Sarmațian II, Sarmațian I), motiv pentru care s-a ajuns la situația în care complexele considerate obiective de exploatare enumerate să constituie o singură unitate hidrodinamică împreună cu complexul de înmagazinare Sarmațian III.

Migrarea gazelor (ce determină comunicarea dintre complexe) din complexul Sarmațian III în complexele aflate în curs de exploatare (superioare și inferioare) se datorează următorilor factori importanți:

- necorelarea inventarului de gaze de la sfârșitul ciclurilor de injecție – extracție cu presiunile statice de zăcământ măsurate;
- creșterea presiunilor de zăcământ în sondele care exploatează complexele adiacente

Sarmațianului III (Sarmațian I, Sarmațian II, Sarmațian IV, Buglovian V);

- simularea istoricului de producție și la nivelul complexelor Sarmațian I și II, Sarmațian IV și Buglovian V;

- simularea istoricului de producție la toate sondele aflate în exploatare la complexele Sarmațian I și II, Sarmațian IV și Buglovian V;

- simularea istoricului de exploatare al depozitului. Aceasta arată o funcționare necorespunzătoare a acestuia.

Recomandare!

În cazul în care se remediază totalitatea problemelor legate de etanșeitatea sondelor ce implică migrări masive de gaze, se poate experimenta (în cazul cererii mari de gaze) injecția tip multi ciclu (realizată în cicluri scurte) și funcție de rezultate metoda se poate implementa și la alte depozite subterane de gaze naturale.

Lista figurilor

Capitolul I

- 1.1 Diagrama produsului “ pV ” funcție de presiune;
- 1.2 Graficul variației coeficienților “ α ” și “ β ” funcție de presiune;
- 1.3 Nomograma Carr, Kobayaschi și Burrows;
- 1.4 Estimarea vâscozității gazelor în funcție de parametrii pseudo – reduși;
- 1.5 Estimarea temperaturii și presiunii pseudo – critice când nu se cunoaște compoziția gazelor;
- 1.6 Variația factorului de abatere “ Z ” funcție de presiunea și temperatura pseudo – reduse pentru metan.

Capitolul II

- 2.1 Evoluția capacităților de gaze înmagazinate în depozitele subterane din România dezvoltată în perioada 1980 – 2006;
- 2.2 Variația anuală reprezentată de cererea de gaze naturale;
- 2.3 Distribuția depozitelor subterane (a) respectiv a formațiunilor (b) în care se realizează înmagazinarea subterană a gazelor naturale în lume la nivelul anului 2015;
- 2.4 Ilustrarea caracterului sezonier al consumului de gaze naturale;
- 2.5 Modelul de zăcământ (rezervor) de depozitare subterană a gazelor: a) secțiune gologică; b) hartă structurală la cap complex înmagazinare;
- 2.6 Principalele tipuri de zăcăminte utilizate la înmagazinările subterane de gaze naturale;
- 2.7 Reprezentarea grafică a raportului (p/z) funcție de cantitatea de gaze extrase;
- 2.8 Dezvoltarea unui rezervor în acvifer;
- 2.9 Ciclul de injecție – extracție pentru un acvifer la volum constant;
- 2.10 Influența histerezei presiunii funcție de deplasarea apei: a) volum de pori saturați cu gaze funcție de timp; b) depozitare în acvifer;
- 2.11 Identificarea rezervorului: a) depozit în acvifer; b) depozit în rezervor depletat având acvifer;
- 2.12 Schema generală a unui depozit subteran de înmagazinare într-un zăcământ acvifer:
a) Secțiune geologică ce traversează depozitul subteran; b) schema de dezlucire a apei de către gaze;
- 2.13 Prezentarea construcției cavernelor saline utilizând sonde de înmagazinare;
- 2.14 Etapele privind construirea unei caverne saline;
- 2.15 Prezentarea unei caverne saline: a) metoda circulației directe; b) metoda circulației inverse;

- 2.16 Schița izometrică a două sonde utilizate la înmagazinare într-o cavernă salină (sonda 1 – sondă existentă; 2 – sondă proiectată);
- 2.17 Schițarea pierderii de volum funcție de formele cavității saline;
- 2.18 Schițarea unei sonde utilizată la înmagazinare pentru o cavernă salină;
- 2.19 Schița realizării unei caverne saline într-un masiv de calcar, folosind metoda de dizolvare cu acizi;
- 2.20 Realizarea unei caverne saline în formațiuni calcaroase prin metoda circulației directe folosind: a) o sondă; b) două sonde;

Capitolul III

- 3.1 Clasificarea *Unesco* privind influența factorilor cauzali;
- 3.2 Strat argilos hidratat în momentul alunecării pe planul de stratificație;
- 3.3 Schița mișcărilor de masă formată din amestecuri solide și apă la diferite etape de amestecare
- 3.4 Clasificarea mișcărilor de masă adaptată pe alunecările de teren onshore (pe uscat) (TC – 11), propusă de Societatea Internațională pentru Mecanica Solului și Inginerie Geotehnică;
- 3.5 Schița fluxului sedimentelor conului aluvionar din Golful Mexic;
- 3.6 Elementele constitutive ale unei alunecări de teren în condiții de suprafață: a) secțiune longitudinală a alunecării; b) vedere în plan a alunecării;
- 3.7 Zonarea teritoriului României din punct de vedere al potențialului producerii alunecărilor de teren;
- 3.8 Exemplu de alunecare de teren funcție de direcția de avansare;
- 3.9 Zonara teritoriului României privind direcția vânturilor;
- 3.10 Harta zonării sesimice, valori maxime ale accelerației terenului pentru proiectare (a_g) privind regiunile din România;
- 3.11 Exemplu de cimentare dintr-o sondă de înmagazinare a gazelor naturale: a) cimentare bună; b) cimentare slabă;
- 3.12 Variația densității argilelor în formațiuni cu presiuni anormale;
- 3.13 Schița tipurilor de stres în diferite bazine și efectul lor asupra fracturării;
- 3.14 Identificarea gradientilor de temperatură și presiune dintr-un depozit subteran de înmagazinare a gazelor naturale;

Capitolul IV

- 4.1 Schița geologică a Bazinului Transilvaniei (1.Cuaternar; 2.Pliocen; 3.Sarmațian; 4.Badenian; 5.Acvtanian – Burdigalian; 6.Oligocen; 7.Eocen; 8.vulcanite neogene; 9.fundamentul bazinului; 10.domuri gazeifere; 11.sare; 12.ax sinclinal; 13.ax anticlinal);

- 4.2 Harta anomaliilor gravimetrice regionale a Bazinului Transilvaniei;
- 4.3 Profil litologic badenian;
- 4.4 Fragment hartă tectonică a României, scara 1:75.000;
- 4.5 Schița anticlinalelor Bazinului Transilvaniei (prelucrată cu programul AutoCad);
- 4.6 Hartă structurală a fundamentului cristalin scara 1:20.000 (prelucrată cu programul AutoCad)
- 4.7 Secțiuni geologice prin Depresiunea Transilvaniei;
- 4.8 Variația faciesurilor litologice dintre domuri;
- 4.9 Repartiția structurilor gazeifere din Bazinul Transilvaniei;
- 4.10 Harta zăcămintelor gazeifere din Bazinul Transilvaniei;
- 4.11 Reprezentarea schematică a modului de calcul în stabilirea limitelor medii de saturație în gaze;
- 4.12 Schița de ansamblu a bazinului hidrografic Târnava Mică;
- 4.13 Fragment hartă structurală – structură înmagazinare ZD;
- 4.14 Determinarea mecanismului natural de dislocuire pe baza datelor de producție;
- 4.15a Simularea mecanismului de dislocuire pentru sonda W6;
- 4.15b Simularea mecanismului de dislocuire pentru sonda W8;
- 4.15c Simularea mecanismului de dislocuire pentru sonda W20;
- 4.15d Simularea mecanismului de dislocuire pentru sonda W23;
- 4.16 Diagrama precipitațiilor lunare raportată la anul 2016;
- 4.17 Direcția predominantă a vânturilor;
- 4.18 Variația presiunii inițiale funcție de adâncime (gradientul de presiune = 1,02 bar/10m);
- 4.19 Reprezentarea grafică a gradientilor de presiune și fisurare pentru complexul de înmagazinare a gazelor naturale Sarmațian III – Structura ZD (scara verticală 1:1000);
- 4.20 Schița complexului Sarmațian III de înmagazinare a gazelor naturale – Structura ZD;
- 4.21 Variația temperaturii funcție de adâncime (gradientul geotermic = 2,3 °C/100 m);
- 4.22 Simularea istoricului cu ajutorul presiunilor.

Lista tabelelor

Capitolul I

- 1.1 Parametrii critici ai principalelor substanțe;
- 1.2 Principalii componenți gazoși funcție de masa molară, densitate și densitate relativă;
- 1.3 Vâscozitatea dinamică a principalelor gaze în condiții normale (1,01325 Pa și 0° C);
- 1.4 Temperaturile limită interfazice ale principalelor substanțe gazoase;
- 1.5 Temperaturile și limitele de aprindere pentru principalele substanțe combustibile;
- 1.6 Coeficientul lui Sutherland pentru gaze;
- 1.7 Conductibilitatea principalelor substanțe gazoase în condiții de referință ($T = 273,15 \text{ }^{\circ}\text{K}$);
- 1.8 Puterea calorică inferioară și superioară a unor substanțe (condiții normale).

Capitolul II

- 2.1 Situația actuală privind depozitele subterane de gaze naturale din lume;
- 2.2 Avantaje și dezavantaje ale metodelor de înmagazinare subterană a gazelor naturale;

Capitolul III

- 3.1 Clasificarea alunecărilor de teren după adâncimea suprafeței de alunecare;
- 3.2 Clasificarea alunecărilor de teren după viteza de deplasare a maselor alunecătoare;
- 3.3 Clasificarea alunecărilor de teren după caracterul mișcării;
- 3.4 Principalele metode de estimare ale gradientilor de presiune ai formațiunilor;
- 3.5 Metode de calcul ale gradientilor de fisurare;

Capitolul IV

- 4.1 Situația privind adâncimile la care sondele au interceptat fundamental cristalin din Bazinul Transilvaniei;
- 4.2 Estimarea limitelor actuale gaze/apă pentru fiecare pachet;
- 4.3 Date privind construcția diagramei variației presiunii de zăcământ funcție de adâncime;

Lista anexelor

Anexe text

1. Anexa nr.1 – Acord A.N.R.M.

Anexe grafice

1. Anexa nr.1 – Repartiția aliniamentelor structurale gazeifere din Bazinul Transilvaniei;
2. Anexa nr.2 – Carotaj electric tip (scara 1:2000);
3. Anexa nr.3 – Paralelizare diagrame electrice (scara 1:2000);
- 4a. Anexa nr.4a – Hartă structurală cap pachet *a* (scara 1:10.000);
- 4b. Anexa nr.4b – Hartă structurală cap pachet *b* (scara 1:10.000);
- 4c. Anexa nr.4c – Hartă structurală cap pachet *c* (scara 1:10.000);
- 4d. Anexa nr.4d – Hartă structurală cap pachet *d* (scara 1:10.000);
- 4e. Anexa nr.4e – Hartă structurală cap pachet *e* (scara 1:10.000);
- 4f. Anexa nr.4f – Hartă structurală cap pachet *f* (scara 1:10.000);
- 5a. Anexa nr.5a – Secțiune geologică transversală I – I' (scara verticală 1:10.000, orizontală 1:5000);
- 5b. Anexa nr.5b - Secțiune geologică longitudinală II – II' (scara verticală 1:10.000, orizontală 1:5000);
6. Anexa nr.6 – Evoluția presiunilor statice de zăcământ pentru patru sonde de pe structura cercetată (valori simulate);
7. Anexa nr.7 – Detalierea istoricului de producție pentru patru sonde (valori simulate);
8. Anexa nr.8 – Simularea evoluției principalilor indicatori ai exploatarei realizați pe cicluri de extracție respectiv injecție;
9. Anexa nr.9 – Prezentarea hărților de izocumulative pentru injecție respectiv extracție;
10. Anexa nr.10 – Harta volumului de pori saturați cu gaze (scara 1:10.000);
11. Anexa nr.11 – Coloană litologică;
- 12a. Anexa nr.12a – Variația consistenței compactării pentru secțiunea geologică transversală I – I' (scara verticală 1:10.000, orizontală 1:5000);
- 12b. Anexa nr.12b - Variația consistenței compactării pentru secțiunea geologică longitudinală II – II' (scara verticală 1:10.000, orizontală 1:5000);
13. Anexa nr.13 – Evaluarea calității comentării coloanelor sondelor;
14. Anexa nr.14 – Gradientul presiunii litostatice în echivalent greutate specifică funcție de adâncime și coeficientul lui Poisson;
15. Anexa nr.15 – Reprezentarea izobatică a perforaturilor (scara 1:2000);
16. Anexa nr.16 – Analiza carotelor mecanice.

Bibliografie

1. **Aquilera R.** – *Horizontal Wells*, Gulf Publishing Company, Houston, Texas, 1991.
2. **Armaș I.** – *Risc și vulnerabilitate. Metode de evaluare în geomorfologie*, Editura Universității din București, București, 2006.
3. **Batistatu M. V.** – *Modelarea 3D (4D) a structurilor petrolifere*, Editura Universității Petrol – Gaze, Ploiești, 2013.
4. **Batistatu M. V.** – *Geologia zăcămintelor de hidrocarburi – suport de curs*, Editura Universității Petrol – Gaze, Ploiești, 2015.
5. **Băncilă I.** – *Geologie Inginerească – vol. II*, Editura Tehnică, București, 1981.
6. **Bătrâncă G. H., Cristescu M.** – *Tendențe actuale de stimulare a sondelor marine orizontale prin acidizare*, Buletin U.P.G., Ploiești, Vol.XLVII-L nr.2, 1995 – 1998.
7. **Bay Gas Storage Company** (https://www.netl.doe.gov/research/oil-and-gas/project-summaries/natural-gas-storage/STOR_C_41026Deformation).
8. **Beca C., Prodan D.** – *Geologia zăcămintelor de hidrocarburi*, editura Didactică și Pedagogică, București, 1983.
9. **Becker P., Schiel D.** – *The Avogadro constant*, International Journal of Mass Spectrometry – Volume 349 - 350, Published by Elsevier, March 2013, (<http://www.sciencedirect.com/science/article>).
10. **Böckh H.** – *Schița anticlinalelor Bazinului Transilvaniei*, scara 1:20.000, prelucrată cu programul AutoCad.
11. **Chairperson S. K.** – *Underground Storage of Gas (Report of Working Committee 2)*, Russia, June 2006. (http://bgc.bg/upload_files/file/UGS.pdf).
12. **Clasificarea UNESCO** privind influența factorilor cauzali privind alunecările de teren, (<http://www.chimiamediuului.ro/tag/sol/>).
13. **Cristescu M., Teodorescu C. C.** – *Stimularea productivității sondelor prin acidizare*, Editura Universității Petrol – Gaze, Ploiești, 2004
14. **Date publice** privind principalele depozite de înmagazinare subterană din România, (<https://www.romgaz.ro/ro/inmagazinare>).
15. **Exemplu de alunecare de teren** funcție de direcția de avansare, (<http://dreamgeek.ro/wp-content/uploads/2014/02/alunecare-de-teren.jpg>)
16. **Elperin T., Fominykh A.** – *Effect of Thermal diffusion on absorption during dissolution on short gas plugs*, International Journal of Heat and Mass Transfer, Volume 51, Issues 11 – 12, April 2008, (<http://www.sciencedirect.com/science/article>).

17. **Evans D. J, Chadwick R.A.** – *Underground Gas Storage – Worldwide Experience and Future Developement in the UK and Europe*, Published by The Geological Society, London UK, 2009.
18. **Energy Information Administration (EIA)** – principalele tipuri de zăcămintele utilizate la înmagazinările subterane de gaze, (<https://www.eia.gov/naturalgas/storage/basics/>).
19. **Enciclopedie în Inginerie Civilă** – Harta zonării seismice – valori maxime ale accelerației terenului pentru proiectare, (<http://www.encyclopedia.opg/articole/proiectare/resurse-utile/harti-de-zonare/harta-de-zonare-seismica-din-p100-1-2013.html>)
20. **Flanigan O.** – *Underground Gas Storage Facilities – Design and Implementation*, Publisher: Elsevier Science & Technology Books, June 1995.
21. **Fragment catoraj de cimentare dintr-o sondă de înmagazinare a gazelor naturale.**
22. **Gang A., Heong W., Yinghua L.** – *Effect of the Joule – Thomson of Pressure*, International Journal of Pressure Vessels and Piping Vol.139 – 140, Published by Elsevier, March – April 2016, (<http://www.sciencedirect.com/science/article>).
23. **Gavăț I., Airinei Șt., Socolescu M., Botezatu R., Stoenescu S., Vencov I.** – Extras din *Structura geologică profundă a teritoriului României după datele actuale geofizice gravimetrice și magnetometrice*, Editura Academiei, *Studiul cercetărilor geofizice I*, București, 1970.
24. **Grigoraș I. D.** – *Depozitarea hidrocarburilor*, Editura Universității Petrol – Gaze, Ploiești, 2002.
25. **Giger F.** – *L'interprète du forage horizontal pour l'exploitation de gisement d'hydrocarbures*, Revue de l'Institut Français du Pétrole, mai – iunie, 1983.
26. **Hernandez A.** – *Fundamental of Gas Lift Engineering – Chapter 1 – Gas Properties*, Fundamentals of Gas Lift Engineering – Well Design and Troubleshooting, Published by Elsevier, February 2016, (<http://www.sciencedirect.com/science/article>).
27. **Huffman A. R., Bowers L. G.** – *Pressure regimes in sedimentary basins and their prediction*, AAPG Memoir, nr 76, 2002.
28. **Ichim Tr.** – *Schița hărții structurale a fundamentului cristalin*, 1969, scara 1:20.000, prelucrată cu programul AutoCad.
29. **International Gas Union Conference** – Paris, iunie 2015, (<http://www.igu.org/events/wgc-2015>).
30. **International Society for Soil Mechanics and Geotechnical Engineering (ISSGE)** <http://www.issmge.org/>.
31. **Intragaz**, (http://www.intragaz.com/en/storage_types.html).

32. **Ionescu, Ioniță** – *Valorile gradientilor presiunilor litostatice funcție de adâncime*, 1980.
33. **Jellicoe M., Delgado M. S.** – *Quantifying the Effects of Underground Natural Gas Storage on Nearby Residents*, Departament of Agricultural Economics, Purdue University United States, June 2014.
34. **Katz D. L., Lee L. R.** – *Natural Gas Engineering – Production and Storage*, McGraw – Hill Publishing Company, Singapore, 1990.
35. **Legislație secundară elaborată de ANRE** – *Codul Tehnic în domeniul înmagazinărilor subterane de gaze naturale*.
36. **Loubar K., Rahmouni C., Core O., Tazerout M.** – *A combustionless determination method for combustion properties of natural gases*, Fuell, Volume 86, Issues 16, Published by Elsevier, March 2007, (<http://www.sciencedirect.com/science/article>).
37. **Mernier A.** – *The Role of Underground Gas Storage or Security of Supply and gas Markets*, Energy Charter Secretariat, Bruxelles, September 2010.
38. **Meunier** – *Schița mișcărilor de masă formată din amestecuri solide și apă la diferite etape de amestecare*, 1993.
39. **Minescu F.** – *Fizica zăcămintelor de hidrocarburi – vol.II*, Editura Universității Petrol – Gaze, Ploiești, 2004.
40. **Moeller T., Bailar J. C., Guss C. O., Kleinberg J., Castellion M. E.** – *The Gaseous State, Chemistry With Inorganic Qualitative Analysis*, Published by Elsevier, 1980, December 2012, (<http://www.sciencedirect.com/science/article>).
41. **Monitorul Oficial al României** – (<http://www.monitoruljuridic.ro/monitorul-oficial/726/2001-11-14/>).
42. **Mouchet J. P., Mitchell A.** – *Abnormal pressures while drilling*, Edition Technip, France, 1989.
43. **Mutihac V., Mutihac G.** – *Geologia României în Contextul Geostructural Central Est – European*, Editura Didactică și Pedagogică, București, 2010.
44. **Mutihac V.** – Extras din *Harta tectonică a României în cadrul structural general*, reinterpretare după *Harta tectonică a Europei*, scara 1:75.000.
45. **Mutihac V., Ionesi L.** – Extras din *Geologia României – Secțiuni geologice prin Depresiunea Transilvaniei*, Editura Tehnică, București, 1973.
46. **Nice S.** – *Logging Completing Extended – Reach and Horizontal Well*, World Oil, March 1991.
47. **Nistor I.** – *Înmagazinarea subterană a gazelor*, Editura Universității Petrol – Gaze Ploiești, 2011.

48. **Normativ GT 007** – *Zonarea teritoriului României din punct de vedere al potențialului de producere a alunecărilor de teren.*
49. **Normativ P100-1/2013** – *Cod de proiectare seismică partea I – Prevederi de proiectare pentru clădiri* (<http://constructii-proiect.ro/upload/normative/cc/P100-1-2013.pdf>).
50. **Papay J.** – *Development of Petroleum Reservoir – Theory and Practice*, Published by Akademiai Kiado Budapest, Hungary, 2003.
51. **Pârvu G., Negoită V., Călin P.** – *Petrolul în colectoare fisurate*, Editura Tehnică, București, 1978.
52. **Pușcoiu N.** – *Extracția gazelor naturale*, Editura Tehnică București 1986.
53. **Plan de amenajare al teritoriului național – Secțiunea a V-a – Zone de risc natural**, (http://www.cdep.ro/pls/legis/legis_pck.htm_act_text?id=30431).
54. **Prodan D.** – *Condițiile de formare a zăcămintelor de gaze naturale în Bazinul Transilvaniei cu privire specială asupra perimetrului Dej – Bistrița – Reghin – Apahida*, Raport Cercerate Teză de Doctorat nr.1, Universitatea Petrol – Gaze, Ploiești, 1981 – 1982.
55. **Prodan D.** – *Repartiția aliniamentelor structurale gazeifere din Bazinul Transilvaniei*, Ploiești, 1981.
56. **Pubs (USGS)**, (<http://pubs.usgs.gov/fs/2004/3072/fs-2004-3072.html>).
57. **Soare Al.** – *Investigarea Hidrodinamică a Zăcămintelor*, Editura Universității Petrol – Gaze, Ploiești, 2005.
58. **Ștefănescu D. P.** – *Înmagazinarea și comercializarea gazelor naturale*, Editura Universității Lucian Blaga, Sibiu, 2007.
59. **Schița de ansamblu a bazinului hidrografic Târnava Mică** (<https://tarnavamica.wordpress.com/harti-ale-raului-tarnava-mica/>).
60. **Scritube**, (<http://www.scritub.com/stiinta/arhitectura-constructii/Operatii-de-cimentare-la-sonde55666.php>)
61. **STAS 10101/20-90** – *Zonarea teritoriului României privind direcția vânturilor.*
62. **STAS 8942/1 – 89**, (<http://documents.tips/documents/stas-8942-1-89-teren-de-fundare-determinarea-compresibilitatii-pamanturilor.html>).
63. **STAS 6054 – 77** – *Zonarea României după adâncimea maximă de îngheț* (<http://documentslide.com/documents/stas-6054-77-adancimi-maxime-de-inghet-56244e1e34f87.html>).
64. **Tam International** – *Tam Underground Gas Storage*, Houston Texas, April, 2015, (www.tamintl.com).
65. **Tarek A.** – *Reservoir Engineering Handbook – Second Edition*, Gulf Professional Publishing, Houston Texas, 2001.

66. **Tarek A.** – *Natural Gas Properties, Equation of State and PVT Analysis* (Second Edition) Applications for Improves Reservoir Modeling, Published by Elsevier, March 2016, (<http://www.sciencedirect.com/science/article>).

67. **Tek M. R.** – *Underground Gas Storage Inventory and Deliverability*, Publishing Penn Well Houghton Mifflin Co.

68. **Thomas B.** – *Large deviation for outlying coordinates in β ensembles*, University of Toronto, Journal of Approximation Theory – vol.180, Published by Elsevier, Ontario Canada, December 2013, (<http://www.sciencedirect.com/science/article>).

69. **Transproiect** - *Raport Geotehnic com. Lapoș*, București, 2014.

70. **Twichell (USGS)** – *Schița fluxului sedimentelor din conul aluvionar* (Gulf of Mexico), (<http://pubs.usgs.gov/fs/seafloor-images/figures/fig2.html>).

71. **Ulbis P., Hoburg D.** – *Determination of the calorific value of natural gas by different method*, Thermochimica Acta, Volume 382, Issues 1 – 2, January 2002, (<http://www.sciencedirect.com/science/article>).

72. **Universitatea Petrol – Gaze Ploiești** – Contract de cercetare – *Cercetări privind posibilitățile de transformare a unor zăcăminte depletate în depozite de înmagazinare subterană a gazelor*, Ploiești, 2001.

73. **Vancea A.** – *Neogenul din Bazinul Transilvaniei*, Editura Academiei R.P.R., București, 1960.

74. **Vlășceanu C. V., Batistatu M. V.** – *Some aspects regarding hydrocarbon storage conditions on the Cetatea de Baltă structure*, sesiune comunicări – *Societatea Geologică a României* (SGR), Ploiești, 2013.

75. **Vlășceanu C. V.** – *Raport de Cercetare nr.1 – Selecția rezervoarelor naturale pentru constituirea depozitelor subterane de gaze naturale*, Universitatea Petrol – Gaze, Ploiești, 22.01.2016;

76. **Vlășceanu C. V.** – *Raport de Cercetare nr. 2 – Caracterizarea geologică a depozitelor subterane de gaze naturale și evidențierea factorilor de hazard natural*, Universitatea Petrol – Gaze, Ploiești, 08.06.2016;

77. **Vlășceanu C. V.** – *Raport de Cercetare nr. 3 – Studiu de caz de pe depozitul subteran de înmagazinare al gazelor naturale al structurii X privind factorii de hazard natural*, Universitatea Petrol – Gaze, Ploiești, 17.10.2016;

78. **Vlășceanu C. V., Nistor I.** – *Underground storage of natural gas study in Bălăceanca structure (case study)*, Buletinul Universității Petrol – Gaze, Ploiești, 2016.

79. **Water Pin** – *Studiu privind riscurile naturale*.

01-03-2017 12:02

FROM-ANRM DIR PETROL

+403170095

T-885 P.001/001 F-813



AGENȚIA NAȚIONALĂ PENTRU RESURSE MINERALE

CABINET PREȘEDINTE

S.N.G.N. ROMGAZ S.A.
MEDIAȘ

- 1. MAR. 2017

INTRARE/IESIRE
Nr. 6257

Nr. 2298, 01.03.2017

Către: S.N.G.N. Romgaz S.A.
Piața Constantin Moțaș, nr. 4, Mediaș, jud. Sibiu
Fax: 0269 846 901

În atenția: Domnului Marius Virgil METEA, Director General

CC: Universitatea Petrol-Gaze din Ploiești - Facultatea de Ingineria Petrolului și
Gazelor
Fax: 0244 575 847

În atenția: Domnului Prof. dr. ing. Iulian Nistor, Decan și Coordonator științific

Referitor: Acces date doctorand Viorel Vlăsceanu

Urmarea adresei S.N.G.N. Romgaz S.A. nr. 5946/27.02.2017, înregistrată la Agenția Națională pentru Resurse Minerale sub nr. 2198/27.02.2017, prin care se solicită acord de utilizare a datelor necesare pentru realizarea tezei de doctorat cu titlul: "Contribuții la studiul condițiilor geologice și a factorilor de hazard natural ale înmagazinărilor subterane de gaze naturale", de către doctorandul Viorel Vlăsceanu, anul III, Domeniul de Doctorat "Mine, Petrol și Gaze" în cadrul Universității Petrol-Gaze din Ploiești, vă aducem la cunoștință următoarele:

- Agenția Națională pentru Resurse Minerale, în calitate de Autoritate competentă, având în vedere și acordul dat de S.N.G.N. Romgaz S.A., în calitate de Titular al Acordului concesiune de înmagazinare subterană a gazelor în zăcămintul Sarmațian III al perimetrului Cetatea de Baltă, aprobat prin H.G. nr. 1050/2007, este de acord cu accesul domnului Viorel Vlăsceanu, la datele specificate în solicitare, strict din perimetrul menționat mai sus, necesare realizării tezei de doctorat menționate, în condițiile asumării de către acesta a responsabilității protecției datelor, precum și a avizării de către S.N.G.N. Romgaz S.A. a tuturor datelor incluse în lucrare, pentru conformitate;

- în acest sens, precizăm că accesul la date se va face în baza autorizației de acces temporar la date și informații, cât și al semnării angajamentului de confidențialitate de către solicitant, cu respectarea necondiționată și în totalitate a prevederilor legale în vigoare, respectiv a prevederilor Legii privind protecția datelor clasificate nr. 182/2002, Standardelor naționale de protecție a informațiilor clasificate în România aprobate prin H.G. nr. 585/2002, precum și H.G. nr. 781/2002 privind protecția informațiilor secrete de serviciu, responsabilitatea în cazul unei eventuale încălcări a prevederilor legale în vigoare revenind în întregime domnului Viorel Vlăsceanu;

- nu se aprobă folosirea de date concrete, respectiv: zăcămint comercial, concesionarul, repere topografice, date reale despre resurse și rezerve, sonde și adâncimi reale.

S.N.G.N. Romgaz S.A. își asumă întreaga responsabilitate în cazul unei eventuale încălcări a prevederilor legale.

PREȘEDINTE
Aurel GHEORGHE

