

1. Proprietățile rocilor colectoare

1.1. Porozitatea

Porozitatea este proprietatea rocii de a prezenta spații libere numite pori sau fisuri. Deci, porozitatea măsoară capacitatea rocii de a înmagazina fluide. În probleme de proiectarea exploatării se operează cu două tipuri de porozitate, astfel:

- O *porozitate efectivă*, definită ca raport între volumul de pori (V_p) și volumul brut al sistemului rocă--pori (V_b):

$$m = \frac{V_p}{V_b} \quad (1.1)$$

- O *porozitate dinamică*, utilizată în problemele de dislocuire a țiteiului de către alt fluid, care se poate calcula cu relația:

$$m = m \cdot \delta \quad (1.2)$$

unde: δ este un coeficient al utilizării spațiului de pori, care ia în considerație faptul că, în condiții reale de zăcământ, agentul de dislocuire nu spală" complet țiteiul din spațiul poros

Porozitatea este o funcție de loc și timp. Astfel la adâncimi mari, rocile colectoare au porozități mai reduse decât ale rocilor situate la adâncimi mai mici. Rocile mai "bătrâne" (geologic) au porozități mai mici decât ale rocilor mai "tinere".

Porozitatea este o funcție de natura rocilor. Astfel, pentru rocile sedimentare putem defini o *porozitate granulară* (porii dintre particulele de nisip). Această porozitate mai este denumită și *porozitate primară*, deoarece s-a format concomitent cu roca. În cazul rocilor de precipitare fizico-chimică (rocile carbonatice), se definește o *porozitate fisurală* (de fisuri) care mai este denumită și *porozitate secundară*, deoarece a luat naștere după geneza rocii, în urma unor mișcări orogenice. Fisurile pot apărea și în rocile sedimentare, caz în care vom avea ambele tipuri de porozitate în același colector.

Porozitatea rocilor sedimentare variază între limite extrem de largi: de la câteva procente până la 45-50%. Pentru rocile colectoare de țitei, porozitatea predominantă este între 20 și 30%, iar pentru rocile colectoare de gaze, între 5 și 15%. Porozitatea fisurală nu depășește, în general, 2%.

După dimensiunea lor, fisurile pot fi microfisuri sau macrofisuri.

Porozitatea efectivă are o variație exponențială cu presiunea, mai exact cu variația presiunii. Astfel, porozitatea efectivă la un moment t al exploatării poate fi calculată cu ecuația:

$$m = m_o \exp[(p - p_o)\beta_p] \quad (1.3)$$

unde: m_o este porozitatea efectivă a colectorului, la presiunea inițială:

p - presiunea de referință;

p_o - presiunea inițială de zăcământ.

β_p - coeficientul de compresibilitate a porilor.

Dezvoltându-se în serie Taylor funcția exponențială din ecuația 2.11 și reținându-se doar primii doi termeni ai dezvoltării, se obține ecuație aproximativă, după cum urmează:

$$m = m_o [1 + (p - p_o)\beta_p] \quad (1.4)$$

Influența temperaturii asupra porozității este mal greu de modelat. Având în vedere că procesele de exploatare sunt, în marea lor majoritate izoterme, această influență poate fi neglijată. De altfel, în proiectarea exploatării, nici influența presiunii asupra porozității nu este luată în considerație.

Cunoașterea porozității efective este necesară în calculele de evaluare a resurselor de hidrocarburi, la stabilirea capacității energetice a zăcământului. la alegerea metodei de intensificare sau îmbunătățire a recuperării etc.

Porozitatea se poate determina prin metode fizice (măsurători pe carote în laborator) și

prin metode geofizice (din curbele de rezistivitate).

Valoarea medie a porozității pe zăcământ se poate determina pe cale statistică, dacă se dispune de un volum mare de măsurători. Dacă stratul productiv poate fi separat pe grosimea lui în mai multe pachete atunci porozitatea medie trebuie calculată ca medie ponderată cu grosimea pachetelor în felul următor:

$$m_{med} = \frac{\sum_{i=1}^n \bar{m}_i h_i}{\sum_{i=1}^n h_i} \quad (1.5)$$

unde \bar{m}_i este porozitatea medie pe pachetul cu grosimea medie \bar{h}_i .

În cazul unor colectoare cu grad mare de neuniformitate este necesară construirea hărților cu izoporoziții. În această situație porozitatea medie pe zăcământ se va calcula cu relația:

$$m_{med} = \frac{\sum_{i=1}^n \bar{m}_i A_i}{\sum_{i=1}^n A_i} \quad (1.6)$$

unde \bar{m}_i reprezintă porozitatea calculată ca medie aritmetică între două izolinii vecine în timp ce A_i este aria suprafeței cuprinsă între cele două izolinii măsurată pe hartă.

1.2. Saturația în fluide

În porii rocii colectoare pot fi prezente următoarele fluide: apă, țitei și gaze. Prin urmare, se poate vorbi de o saturație în apă, o saturație în țitei și o saturație în gaze. Numeric, *saturația se exprimă ca raport între volumul de fluid din pori și volumul respectiv de pori și poate lua valori între 0 și 1, respectiv între 0% și 100%*. Într-un anumit volum de pori pot coexista toate cele trei fluide menționate, dar suma saturațiilor va fi întotdeauna 1, respectiv 100%. Astfel, dacă analizăm cazul general al unui zăcământ de țitei având o cupolă de gaze și un acvifer adiacent, distribuția saturațiilor este următoarea: o saturație în apă ireductibilă și una în gaze în cupola de gaze; o saturație în apă ireductibilă, țitei și gaze în zona productivă și o saturație în apă în acviferul adiacent. În acvifer, porii rocii sunt saturați în întregime cu apă ($S_a = 1$). Saturația în apă ireductibilă, pentru un anumit zăcământ, rămâne invariabilă în procesul de exploatare. De asemenea, saturația în gazele din cupolă rămâne invariabilă. Modificări ale saturațiilor apar doar în zona productivă, când presiunea de zăcământ este mai mică decât presiunea de saturație.

Deci, în zona productivă saturația în fluide este o funcție de timp. Astfel, în momentul inițial al exploatării, vom avea următoarea distribuție a saturațiilor:

$$S_{t0} + S_{ai} = 1 \quad (1.7)$$

În timpul exploatării, datorită fenomenului de ieșire a gazelor din soluție, această distribuție a saturațiilor se va modifica în felul următor:

$$S_t + S_g + S_{ai} = 1 \quad (1.8)$$

În cazul pătrunderii apei din acvifer în zona productivă sau în cazul unor procese de dislocuire a țiteiului de către apă, saturația în apă depășește valoarea saturației în apă ireductibilă. În problemele de dislocuire se mai operează și cu noțiunea de saturație în țitei remanent (S_{tr}), care reprezintă valoarea minimă la care poate fi redusă saturația în țitei prin procesul de exploatare.

Cunoașterea saturațiilor în fluide este importantă la evaluarea resurselor și a rezervelor de hidrocarburi și la prevederea comportării zăcămintelor în exploatare. Determinarea saturațiilor se poate realiza cu ajutorul metodelor fizice (determinări în laborator, pe carote mecanice), prin metode geofizice (din curbele de rezistivitate) sau prin calcule (pe baza ecuațiilor de bilanț, folosindu-se datele de producție).

Având în vedere că suma saturațiilor este 1, nu este necesară determinarea saturațiilor pentru fiecare fluid în parte. De regulă, se determină saturația în apă ireductibilă și pe baza acesteia, se determină indirect și celelalte saturații.

Saturația în apă ireductibilă ia valori cuprinse într-un domeniu foarte larg, în funcție de compoziția chimico-mineralogică a rocilor colectoare, de structura porilor, de capacitatea de udare a rocilor etc. Cel mai adesea, saturația în apă ireductibilă variază între 15% și 30%. În cazul fisurilor, forțele moleculare superficiale (cele care rețin apa ireductibilă) sunt mici, astfel că saturația în apă ireductibilă are valori foarte reduse (în cazul microfisurilor) sau poate fi chiar zero (în cazul macrofisurilor). În calculele de rezerve, pentru colectoarele fisurate se ia $S_a = 0,9\%$.

Valoarea medie a saturației în apă ireductibilă se poate calcula cu niște relații similare cu cele folosite în cazul porozității, astfel:

$$(S_{ai})_{med} = \frac{\sum_{i=1}^n (\bar{S}_{ai})_j \bar{h}_j}{\sum_{i=1}^n \bar{h}_j} \quad (1.9)$$

unde $(\bar{S}_{ai})_j$ este saturația în apă ireductibilă medie pe pachetul cu grosimea medie \bar{h}_j sau:

$$(S_{ai})_{med} = \frac{\sum_{i=1}^n (\bar{S}_{ai})_j A_j}{\sum_{i=1}^n A_j} \quad (1.10)$$

Relația (1.10) se utilizează în cazul colectoarelor cu grad ridicat de neuniformitate după saturație, caz în care trebuie să se construiască harta cu izosaturații. Deci $(\bar{S}_{ai})_j$ este saturația medie dintre două izolinii vecine, iar A_j este aria suprafeței dintre cele două izolinii.

1.3. Permeabilitatea

Permeabilitatea poate fi definită în general, ca proprietatea unui mediu de a permite curgerea fluidelor prin el. În proiectarea exploatării se operează cu toate cele trei categorii de permeabilitate cunoscute: absolută, efectivă (sau de fază) și relativă.

Permeabilitatea absolută a unui colector reprezintă permeabilitatea măsurată față de o fază când porii rocii sunt saturați numai cu fluidul respectiv.

Permeabilitatea efectivă este permeabilitatea măsurată față de o anumită fază când în porii rocii sunt prezente două sau mai multe faze (fluide). Din acest motiv i se mai spune și permeabilitate de fază. Aceasta este întotdeauna mai mică decât permeabilitatea absolută. De subliniat că prezența în porii rocii a altui fluid, chiar la saturația la care acesta nu se deplasează, determină reducerea permeabilității colectorului față de fluidul de referință. Se poate vorbi astfel, de o permeabilitate efectivă față de apă, o permeabilitate efectivă față de țitei și o permeabilitate efectivă față de gaze.

Permeabilitatea absolută, respectiv cea efectivă, se exprimă, în S.I., în m, iar în unități mixte (practice) se exprimă în Darcy ($1 D = 10^{-12} m^2$).

Permeabilitatea relativă se exprimă ca raport între permeabilitatea efectivă și cea

absolută, pentru același zăcământ. Se poate vorbi, de asemenea, de o permeabilitate relativă față de apă, o permeabilitate relativă față de țiței și o permeabilitate relativă față de gaze. Permeabilitatea relativă este o mărime adimensională și ia valori între 0 și 1. Când mai multe fluide curg simultan prin același colector, suma permeabilităților relative față de acestea este totdeauna mai mică decât 1. Utilizarea permeabilităților relative este de preferat, pentru simplificarea calculului.

Permeabilitatea efectivă și cea relativă variază în funcție de saturația în fluide. Pentru calculele de prevedere este necesară cunoașterea acestei dependențe. Folosindu-se carote și fluide din zăcământul real, se pot obține curbele permeabilitate relativă-saturație (fig. 1.1), prin determinări experimentale de laborator. În lipsa acestor determinări, se poate apela la datele din literatura de specialitate.

În procesele de exploatare pot apărea diverse situații în ce privește curgerea fluidelor în zăcământ:

a) curgerea bifazică a țițeiului și a gazelor, când $p < p_s$ sau în procesele de dislocuire a țițeiului cu gaze;

a) curgerea bifazică a țițeiului și a apei în procesele de dislocuire a țițeiului de către apă;

c) curgerea trifazică a țițeiului, gazelor și apei, situație mai rar întâlnită;

d) curgerea monofazică (omogenă) a țițeiului când $p > p_s$;

e) curgerea monofazică (omogenă) a apei în acvifer.

Reamintim că p reprezintă presiunea de zăcământ, iar p_s este presiunea de saturație a țițeiului din zăcământul respectiv. Pentru fiecare din aceste situații, se găsește în literatura de specialitate o serie de modele empirice care permit calculul permeabilităților relative. Se vor reține în continuare numai două dintre aceste modele.

Pentru curgerea bifazică țiței-gaze, respectiv apă-țiței, se poate utiliza, cu bune rezultate, modelul lui Wyllie.

În cazul curgerii eterogene trifazice țiței-apă-gaze se poate utiliza modelul Stone care propune pentru permeabilitatea relativă față de țiței următoarea relație:

$$K_{rt} = (K_{ra} + K_{rg}) \cdot (K_{rtg} + K_{rg}) - (K_{ra} + K_{rg}) \quad (1.11)$$

unde: K_{ra} este permeabilitatea relativă față de țiței estimată pentru curgerea bifazică țiței-apă;

K_{rtg} - permeabilitatea relativă față de țiței estimată pentru curgerea bifazică țiței-gaze;

K_{ra} și K_{rg} - permeabilitatea relativă față de apă, respectiv permeabilitatea relativă față de gaze, estimate pentru curgerea bifazică țiței-apă, respectiv țiței-gaze.

Se consideră că permeabilitatea relativă față de apă nu este dependentă de saturația în gaze, iar permeabilitatea relativă față de gaze nu depinde de saturația în apă.

Permeabilitatea este o funcție de loc și timp. Astfel colectoarele mai vechi și situate la adâncimi mai mari au permeabilități mai reduse comparativ cu cele aflate la adâncimi mai mici și mai tinere pe scara timpului geologic.

Permeabilitatea este influențată de variația de presiune după o lege exponențială de forma:

$$k = k_o \exp[(p - p_o) a_k] \quad (1.12)$$

unde: k_o este permeabilitatea inițială a colectorului;

p_o - presiunea inițială de zăcământ;

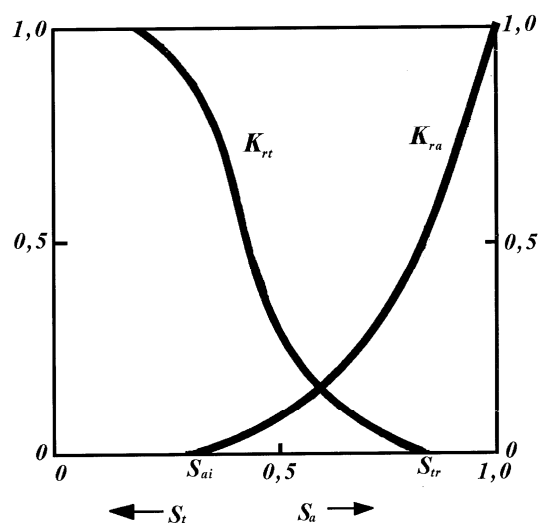


Fig. 1.1. Diagrama permeabilități relative - saturație

p - presiunea de zăcământ, la momentul considerat:

a_k coeficient de variație a permeabilității.

Dacă se dezvoltă în serie Taylor ecuația 1.12 și se rețin primii doi termeni se obține:

$$k = k_o [1 + (p - p_o) a_k] \quad (1.13)$$

Temperatura influențează în mod cent permeabilitatea, mai ales în cazul aplicării metodelor termice de recuperare, dar mecanismele care provoacă modificarea permeabilității nu sunt pe deplin elucidate. Nu sunt elucidate, de asemenea, aspectele legate de permeabilitatea colectoarelor fisurate.

Alcătuirea structurală a mediului solid poate avea o influență considerabilă asupra permeabilității. Astfel, dacă într-un colector având în compoziția sa un procent ridicat de minerale argiloase (în special montmorillonite) se injectează fluide polare, are loc fenomenul de umflare a mineralelor argiloase având drept consecință reducerea drastică a permeabilității. De remarcat că acest fenomen este ireversibil în condiții de zăcământ.

În general, *rocile prezintă anizotropie în ce privește permeabilitatea*, adică permeabilitatea prezintă valori diferite pe diverse direcții în zăcământ. Astfel, se poate defini o permeabilitate paralelă cu direcția de sedimentare (stratificare) numită adesea permeabilitate orizontală și o permeabilitate perpendiculară pe direcția de stratificare numită și permeabilitate verticală.

În cele mai multe cazuri, valorile celor două permeabilități diferă sensibil. Cum curgerea fluidelor în zăcământ este spațială (volumică), în ecuațiile de mișcare se va utiliza o valoare medie pe zăcământ, între cele două permeabilități, astfel:

$$k_{med} = \frac{k_{med}^{||} + k_{med}^{\perp}}{2} \quad (1.14)$$

unde: $k_{med}^{||}$ și k_{med}^{\perp} reprezintă permeabilitatea medie paralelă, respectiv perpendiculară, calculate cu relațiile:

$$k_{med}^{||} = \frac{\sum_{i=1}^n \bar{k}_i^{||} h_j}{\sum_{i=1}^n h_j} \quad (1.15)$$

unde: $\bar{k}_i^{||}$ este permeabilitatea medie paralelă pe pachetul de grosime medie h_j .

$$k_{med}^{\perp} = \frac{\sum_{i=1}^n \bar{k}_i^{\perp} h_j}{\sum_{i=1}^n \frac{h_j}{\bar{k}_i^{\perp}}} \quad (1.16)$$

Relațiile (1.15) și (1.16) se utilizează în cazul în care se realizează ponderarea cu grosimea pachetelor stratului productiv. Când colectorul este puternic neuniforme se construiesc hărți cu izoperme, iar permeabilitățile medii se evaluează ca medii ponderate cu ariile dintre izoperme:

$$K_{med}^{||} = \frac{\sum_{i=1}^n \bar{K}_i^{||} \cdot A_i}{\sum_{i=1}^n A_i} \quad (1.17)$$

$$K_{med}^{\perp} = \frac{\sum_{i=1}^n \bar{K}_i^{\perp} \cdot A_i}{\sum_{i=1}^n \frac{A_i}{\bar{K}_i^{\perp}}} \quad (1.18)$$

unde \bar{K}_i reprezintă valoarea medie aritmetică dintre două izoperme vecine, iar A_i este aria

dintre cele două izoperme.

Pentru estimarea permeabilității colectorului în jurul unei sonde de extracție se poate apela la datele cercetării sondei prin metoda restabilirii presiunii în sondă. În cazul în care presiunea de zăcământ este superioară presiunii de saturație, curgerea în zăcământ este omogenă. Dacă se admite ipoteza că afluxul fluidului din strat în sondă încetează chiar în momentul în care se închide ventilul de la capul de erupție, restabilirea presiunii în sondă are loc după legea:

$$\Delta p = -\frac{\mu_t q_t}{4\pi K h} \cdot \ln t + \frac{\mu_t q_t}{4\pi K h} \cdot \ln t \frac{2,25 \chi_p}{r_{rs}^2} \quad (1.19)$$

unde: Δp este diferența dintre presiunea statică și cea dinamică (căderea de presiune);

μ_t - viscozitatea dinamică a țigului;

q_t - debitul cu care a produs sonda înainte de închidere, debit considerat constant;

K - permeabilitatea absolută a colectorului în vecinătatea sondei cercetate;

t - timpul măsurat din momentul închiderii sondei;

h_t - grosimea efectivă a stratului în sondă;

χ_p - piezoconductibilitatea sistemului rocă - fluide (viteza de deplasare a undei depresionare), în zona productivă;

r_{rs} - raza redusă a sondei.

Dacă în relația 2.29 notăm:

$$A = \frac{\mu_t q_t}{4\pi K h} \quad (1.20) \quad \text{și}$$

$$B = A \cdot \ln \frac{2,25 \cdot \varpi_p}{r_{rs}^2} \quad (1.21)$$

aceasta devine:

$$\Delta p = A \cdot \ln t + B \quad (1.22)$$

Se poate lesne observa că relația 1.22 este ecuația unei familii de drepte, având panta A și ordonata la origine B .

Datele de cercetare a sondelor ne pun la dispoziție căderile de presiune Δp , la diverse momente de timp t . Se reprezintă grafic $\Delta p = f(\ln t)$ și se trasează o dreaptă, luându-se în considerație numai ultimele puncte de pe grafic (fig. 1.2). Se citesc, de pe graficul astfel construit panta A și ordonata la origine B . Cunoscându-se grosimea efectivă a stratului în sondă și viscozitatea dinamică a țigului, se poate calcula permeabilitatea utilizându-se ecuația 1.20. Cu ajutorul ecuației 1.21 se calculează raza redusă a sondei, mărime ce caracterizează imperfecțiunea sondei.

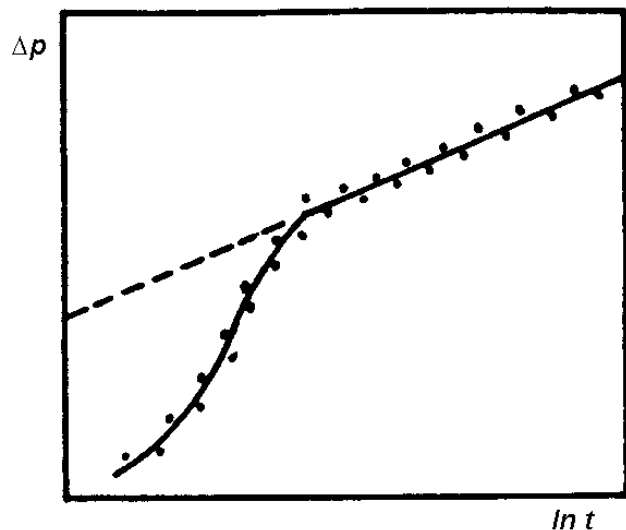


Fig. 1.2. Curba de restabilire a presiunii in sondă

2. Proprietățile țigurilor

2.1. Solubilitatea gazelor în țig. Rația de soluție

Solubilitatea gazelor în țig este influențată de presiune, temperatură, natura țigului

solvent și a gazului solut. Solubilitatea crește cu creșterea presiunii și scade cu creșterea temperaturii. În ce privește natura celor două faze, solubilitatea este cu atât mai bună cu cât natura țigiei și a gazelor sunt mai apropiate. Solubilitatea se exprimă cu ajutorul rației de soluție, definită ca fiind cantitatea de gaze, în m^3_N/m^3 , dizolvată într-un metru cub de țigie, în condiții de zăcământ. Variația rației de soluție cu presiunea se determină în autoclavă, la temperatura de zăcământ. Valoarea rației de soluție, la o anumită presiune, depinde de tipul de expansiune (în contact sau diferențială).

Deasupra presiunii de saturație, rația de soluție este constantă (fig. 2.1, a). Valoarea rației de soluție are o mare influență: de fapt ea determină celelalte proprietăți ale țigiei.

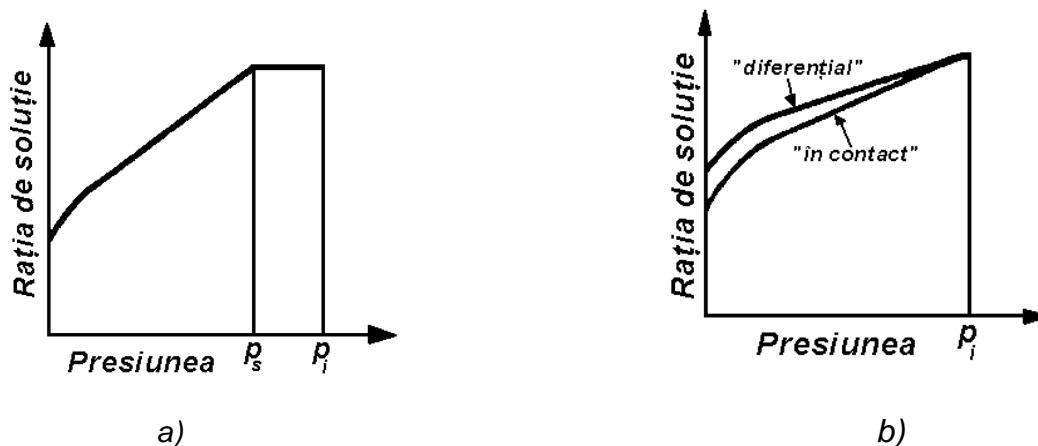


Fig. 2.1. Variația rației de soluție cu presiunea
a - țigie nesaturat; b - țigie saturat

2. 2. Factorii de volum ai țigiei

Factorul de volum monofazic al țigiei - b_t se definește ca fiind raportul dintre volumul ocupat de o anumită cantitate de țigie în condiții de zăcământ (deci, cu gaze în soluție) și volumul ocupat de aceeași cantitate de țigie în condiții standard (fără gaze în soluție). Deci:

$$b_t = \frac{V_{tz}}{V_{ts}} \quad (2.1)$$

Având în vedere că numitorul este pentru un caz dat constant, variația lui cu presiunea va fi identică cu cea a lui V_{tz} (fig. 2.3). Factorul de volum al țigiei este adimensional, supraunitar, valoarea lui depinzând de mărimea rației de soluție, în sensul că un țigie cu rație de soluție mare va avea și un factor de volum mare. Pentru un țigie nesaturat ($p_o > p_s$), în domeniul $p_o - p_s$ datorită reducerii presiunii se produce destinderea elastică a țigiei; acesta își mărește volumul ca orice lichid, deci și b_t crește (fig. 2.2). La presiunea de saturație (p_s) începe ieșirea gazelor din soluție, ponderea acestui fenomen fiind cu mult mai mare decât a destinderii elastice a fazei lichide. Din acest motiv, volumul țigiei, deci și valoarea lui b_t , scade cu reducerea presiunii, în domeniul presiunilor mai mici decât p_s . Aceeași comportare este valabilă și pentru țigie saturate.

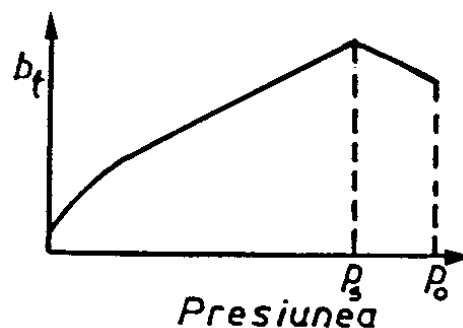


Fig. 2.2. Variația factorului de volum al țigiei cu presiunea

Factorul de volum bifazic - u se definește ca fiind raportul între volumul ocupat în zăcămint de țiteiul cu gaze în soluție (V_t) și de volumul gazelor libere ieșite din țitei (V_g) și volumul ocupat de aceeași cantitate de țitei în condiții standard (V_{ts}). Deci:

$$u = \frac{V_t + V_g}{V_{ts}} \quad (2.2)$$

Putem vorbi de factorul de volum bifazic numai sub presiunea de saturație. La o anumită presiune p (fig. 2.3), segmentul AC reprezintă volumul ocupat de gazele libere (ieșite din soluție), iar BC este volumul ocupat de țiteiul lichid.

Conform relației 2.2, u va fi proporțional cu segmentul AC . Factorii de volum fiind dependenți de rația de soluție și valorile lor vor depinde de modul de expansiune.

Factorul de volum bifazic se estimează cu relația:

$$u = b_t + (r_0 - r) \cdot b_g \quad (2.3)$$

unde: r_0 este rația de soluție inițială (la p_0), r este rația de soluție la presiunea de referință, iar b_g este factorul de volum al gazelor la aceeași presiune p .

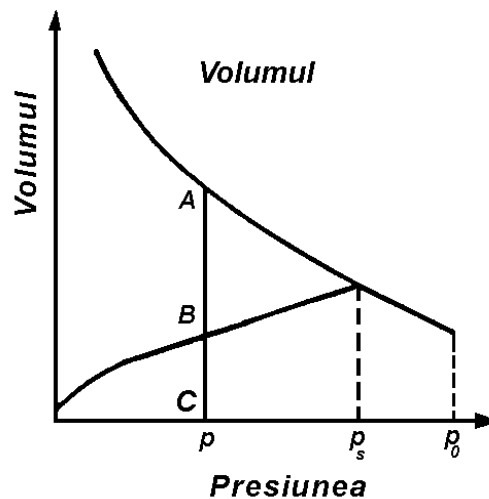


Fig. 2.3. Variația volumului total al sistemului țitei-gaze libere, cu presiunea

2.3 Elasticitatea țiteiului

Elasticitatea țiteiului are sens numai pentru țiteiurile nesaturate, deoarece sub presiunea de saturație apar gazele libere în sistem și, după cum s-a văzut în paragraful anterior, volumul fazei lichide se reduce. Elasticitatea se exprimă numeric prin intermediul coeficientului de compresibilitate al țiteiului, β_t . Dacă se acceptă că factorul de volum al țiteiului b_t , are o variație liniară pe intervalul $p_0 - p_s$, coeficientul de compresibilitate al țiteiului se poate calcula cu relația:

$$\beta_t = \frac{b_{ts} - b_{t0}}{b_{ts}(p_0 - p_s)} \quad (2.4)$$

unde: b_{ts} și b_{t0} sunt factorii de volum ai țiteiului la presiunea de saturație p_s , respectiv la presiunea inițială, p_0 . Coeficientul de compresibilitate al țiteiului variază între limite foarte largi: de la $7 \times 10^{-10} Pa^{-1}$ la $140 \times 10^{-10} Pa^{-1}$.

2.4. Viscositatea dinamică a țiteiului

Viscositatea dinamică a țiteiului scade cu creșterea temperaturii (fig. 2.4). Variația viscosității țiteiului cu presiunea este redată în figura 2.20. Între p_0 și p_s , viscositatea țiteiului se reduce cu scăderea presiunii (fig. 2.5), ca pentru orice lichid. Sub presiunea de saturație, viscositatea crește cu reducerea presiunii, fenomen datorat ieșirii gazelor din soluție. Viscositatea țiteiului mai este influențată, în mare măsură, de alcătuirea sa structurală. Acest aspect nu va fi abordat în capitolul de față, problematica fiind deosebit de complexă. Viscositatea dinamică se exprimă în $Pa \cdot s$ (în S.I.), dar se mai utilizează și exprimarea în cP (în sistemul mixt), fiind mai expresivă.

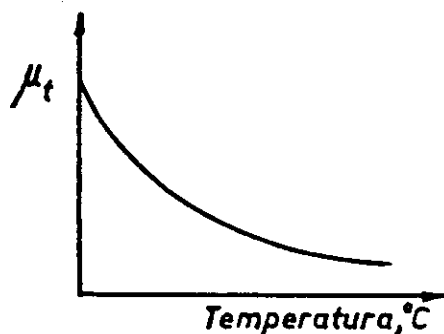


Fig. 2.4. Variația viscozității țiteiului cu temperatura

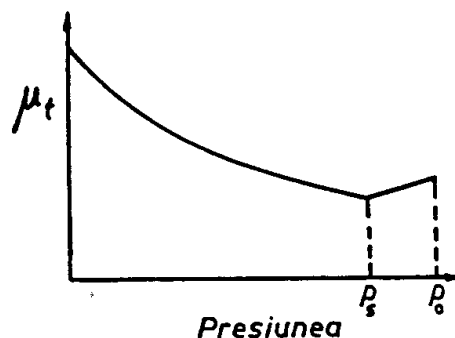


Fig. 2.5. Variația viscozității țiteiului cu presiunea

2.5. Proprietățile gazelor

2.5.1. Factorul de volum al gazelor b_g , se definește ca fiind raportul între volumul ocupat de o anumită cantitate de gaze în condiții de zăcământ și volumul ocupat de aceeași cantitate de gaze în condiții standard. Este adimensional și subunitar. Calculul lui b_g se face plecându-se de la ecuația de stare a gazelor reale scrisă pentru condiții de zăcământ, respectiv pentru condiții standard:

$$p_z V_z = Z_z R T_z \quad (2.5)$$

$$p_s V_s = Z_s R T_s \quad (2.6)$$

unde: p este presiunea;
 V - volumul ocupat de gaze;
 Z - factorul de abatere de la legea gazelor perfecte;
 R - constanta universală a gazelor;
 T - temperatura.

Indicii z și s se referă la condiții de zăcământ, respectiv standard.

Ținându-se cont de definiția dată mai sus și că $Z = 1$, făcându-se raportul ecuațiilor 2.5 și 2.6 se obține:

$$b_g = Z \cdot \frac{T_z \cdot p_s}{T_s \cdot p_z} \quad (2.7)$$

Z se estimează în funcție de presiunile pseudoreduse și de temperatura pseudoredușă, definite ca:

$$p_{pr} = \frac{p}{p_c} \quad (2.8)$$

$$T_{pr} = \frac{T}{T_{pc}} \quad (2.9)$$

unde: p și T sunt presiunea de referință, respectiv temperatura de zăcământ, iar p_{pc} și T_{pc} sunt presiunea și temperatura pseudocritice. Acestea din urmă se calculează cu relațiile:

$$p_{pc} = \sum_{i=1}^n p_{ci} \cdot y_i \quad (2.10)$$

$$T_{pc} = \sum_{i=1}^n T_{ci} \cdot y_i \quad (2.11)$$

unde: p_{ci} și T_{ci} sunt presiunile critice, respectiv temperaturile critice ale componentilor i (metan,

etan, propan etc.), iar y_i este fracția molară a componentului i . Aceasta presupune cunoașterea compoziției amestecului gazos. În cazul în care nu se dispune de analiza gazului respectiv, dar se cunoaște densitatea relativă a gazelor (simply de determinat), se poate utiliza o diagramă din care se determină direct presiunile și temperaturile pseudocritice.

2.5.2. Viscositatea dinamică a gazelor crește cu creșterea temperaturii, datorită creșterii agitației moleculare (intensificării frecărilor interne). De asemenea, viscositatea crește cu creșterea presiunii. Natura gazelor influențează viscositatea, în sensul că prezența unor componente mai grei, precum și a unor gaze considerate "impurități" (H_2S , CO_2 , N_2) conduce la creșterea viscozității gazelor. Viscositatea dinamică a gazelor poate fi estimată în modul următor: din diagrama din figura 2.6 se determină viscositatea dinamică a gazelor μ_1 , la presiunea de 1 bar și temperatura de zăcământ, în funcție de masa moleculară medie, dacă se cunoaște compoziția gazelor. Masa moleculara medie se calculează cu relația:

$$\bar{M} = \sum_{i=1}^n M_i \cdot y_i \quad (2.12)$$

unde: M_i este masa moleculară a componentului i , y_i fiind fracția molară a acestuia.

Dacă nu se cunoaște compoziția gazelor, se utilizează densitatea relativă a gazelor. Dacă gazele conțin „impurități”, la valoarea viscozității μ_1 citită în diagrama din figura 2.6, se adaugă corecția de viscositate $\Delta\mu$, determinată din diagramele auxiliare. În continuare, se citește din diagrama din figura 2.7 raportul μ_g/μ_1 , de unde rezultă mărimea viscozității dinamice a gazelor în condiții de zăcământ.

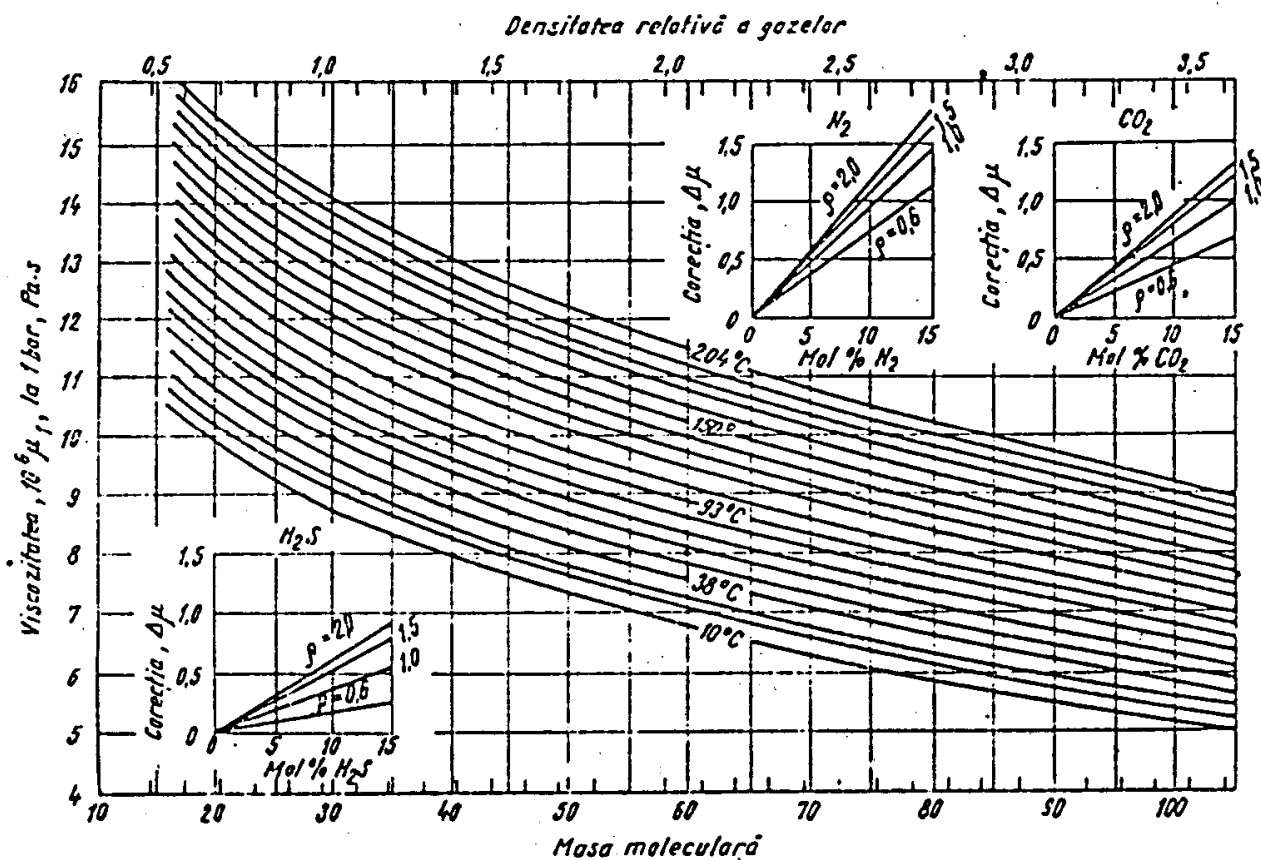


Fig. 2.6 Estimarea viscozității dinamice a gazelor, la presiunea atmosferică și temperatura de zăcământ.

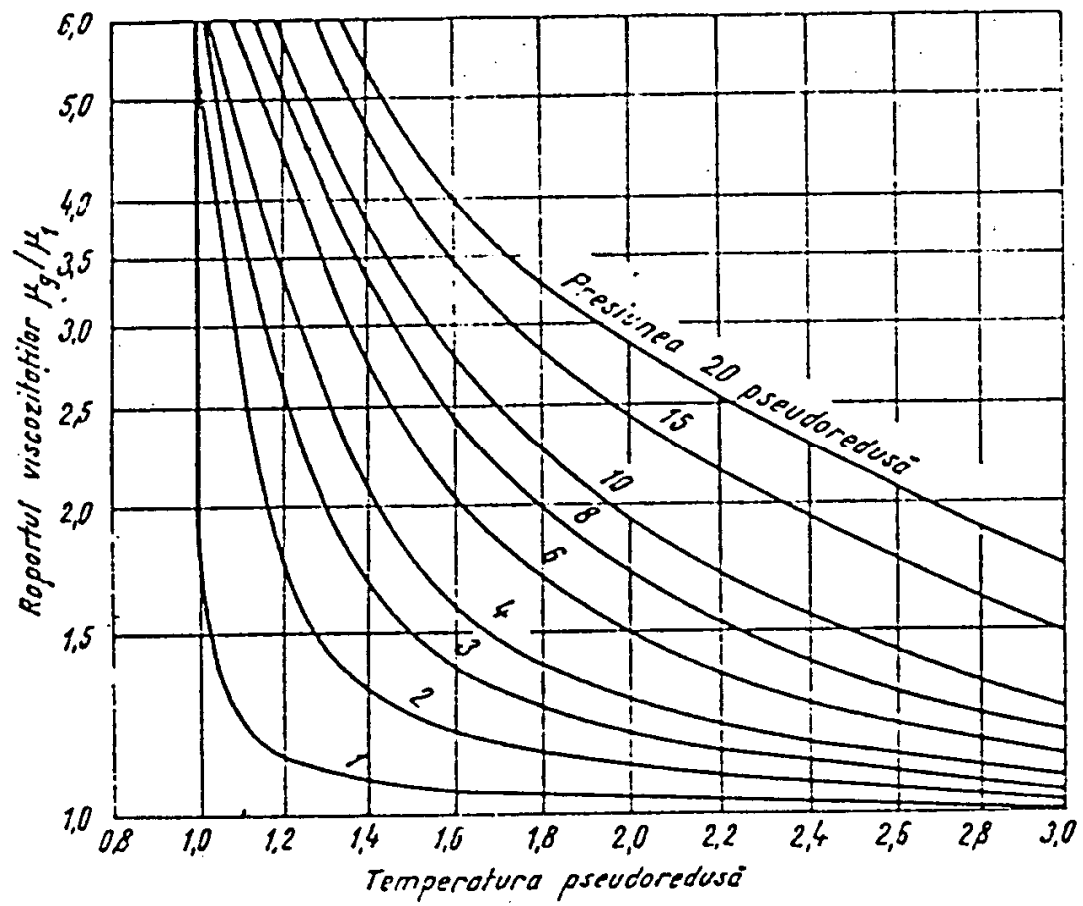


Fig. 2.7. Estimarea viscozității dinamice a gazelor în funcție de parametri pseudo-reduși.

3. Proprietățile apelor de zăcământ

3.1. Solubilitatea gazelor în apa de zăcământ

Solubilitatea gazelor în apa de zăcământ este mult mai redusă decât în țigăi, dar nu este de neglijat. Aceasta crește cu creșterea presiunii. Cu creșterea temperaturii, solubilitatea gazelor în apă scade, dar la presiuni mari (peste 100 bar), dincolo de temperatura de circa 70°C solubilitatea crește din nou. Solubilitatea gazelor este mai mică în apa mineralizată decât în cea distilată. Solubilitatea gazelor în apa mineralizată de zăcământ se calculează cu relația:

$$G' = G \left(1 - \frac{X \cdot Y}{10000} \right) \quad (3.1)$$

unde: G este solubilitatea gazelor (rația de soluție) în apa distilată, în m^3_N/m^3 ;

X - mineralizația (salinitatea) apei, în meq/l, determinată prin analize de laborator;

Y - corecția salinității cu temperatura.

3.2. Viscositatea dinamică a apei de zăcământ

Viscositatea dinamică a apei de zăcământ este un parametru sensibil în special, la variația structurii. Ea scade cu creșterea temperaturii și crește cu creșterea concentrației în săruri.

Legea de variație a viscozității în funcție de concentrația în electroliți este de forma:

$$\mu_a = \mu_{a0} \left(1 + A\sqrt{C} + B\sqrt{C} \right) \quad (3.2)$$

unde: μ_{a0} este viscositatea dinamică apei pure;

C - concentrația electrolitului;

A și B - constante caracteristice solutului.

Pentru majoritatea problemelor legate de practica exploatării zăcămintelor de hidrocarburi fluide se consideră că viscositatea apei mineralizate nu ar depinde de presiune. În condiții de zăcământ, în lipsa unor date corespunzătoare, se consideră că ridicarea viscozității datorită mineralizării este compensată de dizolvarea gazelor.

Fig. 2.30. Variația viscozității dinamice a apei cu temperatura și salinitatea

3.3. Elasticitatea apei de zăcământ

Ca urmare a structurii sale, ar trebui ca apa să fie mult mai compresibilă (elastică) decât alte lichide, dar nu este tocmai așa.

Compresibilitatea apei este influențată de presiune, de temperatură, de concentrația în electroliți (mineralizație) și de prezența gazelor în soluție. Compresibilitatea apei prezintă un minim (punct critic) în jurul temperaturii de 50°C. Efectul adăugării de electroliți asupra compresibilității este mic, dar important. Solubilizarea gazelor în apă exercită o influență mai mare asupra compresibilității. Coeficientul de compresibilitate al apei mineralizate de zăcământ cu gaze în soluție se poate calcula cu relația:

$$\beta'_a = \beta_a (1 + 0,05 \cdot G') \quad (3.3)$$

unde β_a este coeficientul de compresibilitate al apei distilate fără gaze în soluție, iar G' este

solubilitatea gazelor (rația de soluție) în apa mineralizată de zăcământ. Din ecuația 3.3 se poate observa că apa cu gaze în soluție este mai compresibilă decât apa fără gaze în soluție.

4. Evaluarea resurselor și a rezervelor zăcămintelor de hidrocarburi fluide

4.1. Clasificarea resurselor și a rezervelor

Prin *resursă geologică de hidrocarburi* al unei unități hidrodinamice se înțelege cantitatea de hidrocarburi fluide din acumulările naturale descoperite și nedescoperite, prognozate pe structuri neevidențiate (presupuse pe baza unor considerente geostatistice), ce ar putea fi descoperite în cadrul unităților structurale majore. Resursele geologice depind în exclusivitate de factori naturali, geologici, fizici și fizico-chimici specifici acumulării; volumul zonei productive, natura și proprietățile sistemului rocă colectoare-fluide, presiunea inițială și temperatura de zăcământ. Prin *rezervă* se înțelege partea din resursa geologică despre care se consideră că poate fi extrasă din zăcământ până la sfârșitul vieții unui zăcământ, printr-o variantă de exploatare sau printr-o succesiune de variante de exploatare, în condiții tehnico-economice corespunzătoare, folosindu-se tehnologii curente.

După gradul de cunoaștere realizat, rezervele se clasifică în trei categorii:

"dovedite", *"probabile"* și *"posibile"*.

Rezervele **"dovedite"**, sunt rezervele zăcămintelor aflate în curs de exploatare, cât și ale celor al căror stadiu de investigare permite realizarea proiectului de exploatare. Aceste rezerve se împart la rândul lor, în *"dovedite dezvoltate"* și *"dovedite nedezvoltate"*. La acestea se admite o probabilitate de 90% ($\pm 10\%$).

În categoria rezervelor *"dovedite dezvoltate"* intră cantitățile de hidrocarburi extrase și cele estimate că se pot obține ca urmare a tehnologiilor de extracție aplicate la data de referință, inclusiv cele care conduc la obținerea de rezerve secundare.

În categoria rezervelor *"dovedite nedezvoltate"* intră cantitățile de hidrocarburi estimate că se pot obține ca urmare a tehnologiilor de extracție proiectate la data de referință, inclusiv cele care conduc la obținerea de rezerve secundare.

În categoria rezervelor *"probabile"* intră rezervele al căror grad de cunoaștere nu întrunește condițiile clasificării lor ca rezerve *"dovedite"*, dar care se apreciază că se vor putea extrage în viitor în condițiile tehnice cunoscute și economice estimate. Acestea pot proveni fie din extinderea rezervelor *"dovedite"* din cadrul aceluiași zăcământ, fie din cele situate în zone nou descoperite, cu zăcăminte insuficient conturate, pentru care s-au obținut date privind prezența hidrocarburilor cu caracter comercial, prin probe de producție realizate în cel puțin o sondă. Tot în această categorie mai pot fi incluse cantitățile de hidrocarburi ce ar rezulta ca aport suplimentar al sondelor de completare sau înlocuire de gabarit de exploatare, neproiectate, dar posibil de realizat, precum și cele ce ar putea rezulta prin aplicarea unor metode de recuperare secundară. Se admite, la evaluarea acestor rezerve, o probabilitate de 50% ($\pm 50\%$).

Rezervele **"posibile"** sunt cele considerate că se vor putea extrage din resurse geologice evaluate pe structuri descoperite prin prospecțiuni seismice, pe care a fost pusă în evidență prezența colectoarelor în cel puțin o sondă și există indicații asupra prezenței hidrocarburilor (din diagrame geofizice), precum și cele în extinderea rezervelor **"probabile"** din cadrul unor structuri insuficient conturate. La acestea se admite o probabilitate de 20% ($\pm 80\%$).

După sursa de energie care determină mecanismul de dislocuire din zăcământ, rezervele de țitei se clasifică în:

- a) *rezerve primare* obținute prin energia naturală a zăcământului;
- b) *rezerve secundare* obținute în urma complementării energiei de zăcământ (injecție de apă sau gaze, metode termice, injecție de fluide miscibile, injecție de soluții alcaline etc.).

Rezervele de condensat obținute suplimentar, ca efect al reinjecției gazelor sărace, se clasifică în grupa rezervelor secundare.

Este de menționat caracterul dinamic al rezervelor. Astfel, pe baza datelor acumulate,

rezervele pot promova de la categorii inferioare (unde gradul de cunoaștere este mai redus) la cele superioare (unde gradul de cunoaștere este mai avansat). De asemenea, pe măsura perfecționării tehnologiilor de extracție, prin îmbunătățirea metodelor de recuperare, rezervele pot crește. Pe de altă parte, dacă sunt aplicate metode și tehnologii de recuperare neadecvate zăcămintelor respective, care conduc, spre exemplu, la blocarea fizico-chimică a colectorului, rezervele pot, dimpotrivă, să scadă față de cele estimate.

4.2. Metode de evaluare a resurselor zăcămintelor de țiței

4.2.1. Metoda volumetrică

Resursa geologică de țiței, în condiții de zăcământ poate fi calculată cu relația:

$$N_z = V_p \cdot S_{t0} \quad (4.1)$$

unde: V_p este volumul de pori ai zonei productive, iar S_{t0} este saturația medie în țiței, în momentul inițial al exploatării.

Volumul de pori se calculează cu relația:

$$V_p = V_b \cdot m \quad (4.2)$$

unde: V_b este volumul brut al zonei productive, iar m este porozitatea efectivă medie în zona productivă. La rândul sau, volumul brut este:

$$V_b = A_p \cdot h \quad (4.3)$$

unde: V_b este aria zonei productive, iar h este grosimea medie efectivă în zona productivă.

În momentul inițial, în zona productivă, vor exista în porii rocii numai țiței și apă ireductibilă, indiferent de forma de manifestare a energiei de zăcământ. De aceea, saturația în țiței S_{t0} va fi:

$$S_{t0} = 1 - S_{ai} \quad (4.4)$$

unde: S_{ai} este saturația medie în apă ireductibilă în zona productivă.

În mod uzual, rezervele se exprimă în condiții standard. Pentru aceasta, se raportează rezervele calculate pentru condiții de zăcământ la factorul de volum al țițeiului, considerat la presiunea inițială p_0 (b_{t0}). Ținând cont de relațiile 4.1 și 4.4, resursa geologică de țiței în condiții standard este dată de relația:

$$N = A_p \cdot h \cdot m \cdot (1 - S_{ai}) \cdot \frac{1}{b_{t0}} \quad (4.5)$$

Se poate estima, de asemenea, resursa geologică de gaze din zona productivă, ținându-se seama de faptul că gazele se află, în momentul inițial, dizolvate în totalitate în țiței:

$$M = N \cdot r_0 \quad (4.6)$$

în care: r_0 este rația de soluție la presiunea inițială de zăcământ.

Evaluarea cât mai exactă a resurselor este în funcție de corectitudinea estimării parametrilor implicați în relația 4.5.

În cazul zăcămintelor cu forme geometrice regulate, cu grosimi uniforme ale stratului, precum și cu porozități și saturații în apă ireductibilă, de asemenea uniforme, evaluarea resurselor de țiței pe baza relației 4.5 nu ridică probleme deosebite. Alta este situația zăcămintelor care prezintă forme geometrice neregulate și grade ridicate de neuniformitate în ce privește grosimea efectivă, porozitatea și saturația.

4.2.2. Ecuația de bilanț material

Să considerăm cazul general, al unui zăcământ care lucrează sub acțiunea energiei mixte,

adică un zăcământ care are o cupolă de gaze și un acvifer activ. Bilanțul material este definit în modul următor: volumul de gaze aflat la momentul inițial în zăcământ este egal cu volumul de gaze extras, plus volumul de gaze rămas în zăcământ, toate aceste volume fiind exprimate în condiții standard (de suprafață).

Volumul inițial de gaze este compus din volumul de gaze (libere) din cupolă (G) și din gazele dizolvate în țiței (Nr_0). De menționat că, la momentul zero al exploatării, în zona productivă nu sunt gaze libere.

Volumul de gaze extras la un moment t_n al exploatării (când presiunea de zăcământ a scăzut de la p_0 la p_n) este ΔM .

Volumul de gaze rămas în zăcământ la același moment t_n are următoarele componente: a) gazele din cupolă; b) gazele dizolvate în țițeiul rămas în zăcământ; c) gazele libere (ieșite din soluție) aflate în zona productivă.

a. Se fac ipotezele: nu se extrag gaze din cupolă și nu trec gaze din zona productivă în cupolă. Datorită existenței unui gradient de presiune dinspre cupolă către zona productivă, gazele din cupolă se destind și o parte din ele invadează un anumit volum de pori din zona productivă. Deci, în momentul t_n cantitatea de gaze din cupolă va fi mai mică decât în momentul inițial. Pe de altă parte, volumul de pori ocupat de gazele din cupolă este, în condiții de zăcământ, egal cu cel de la momentul inițial (Gb_{g0}). Astfel, volumul de gaze din cupolă, în condiții standard va fi: $G \cdot b_{g0} / b_{gn}$.

b. Dacă notăm cu ΔN_n cumulativul de țiței extras, atunci în zăcământ mai rămâne $N - \Delta N_n$. Pentru a afla cantitatea de gaze dizolvate, se multiplică cu rația de soluție corespunzătoare presiunii p_n . Deci, rezultă: $(N - \Delta N_n) \cdot r_n$.

c. O parte din gazele ieșite din soluție sunt extrase și o regăsim în ΔM , altă parte rămâne în zăcământ ca gaze libere (în zona productivă). Cum s-a văzut mai sus, tot în zona productivă vom întâlni și o parte din gazele cupolei. Gazele libere din zona productivă vor ocupa: volumul de pori "disponibilizat" în urma extragerii cumulativului de țiței ΔN_n și volumul de pori disponibilizat în urma „contractiei” țițeiului rămas în zăcământ $N - \Delta N_n$.

Exprimate în condiții de zăcământ, aceste volume sunt:

$$\Delta N_n b_{t0} + (N - \Delta N_n)(b_{t0} - b_{tn})$$

Pe de altă parte, datorită destinderii elastice a acviferului, în zona saturată cu țiței va pătrunde un volum de apă W_n , care va ocupa o parte din volumele de pori menționate mai sus, parte ce trebuie scăzută. Astfel, volumul de gaze libere din zona productivă, în condiții de suprafață, va fi:

$$\frac{\Delta N_n b_{t0} + (N - \Delta N_n)(b_{t0} - b_{tn}) - W_n}{b_{gn}}$$

Sintetizând cele comentate mai sus într-o formulă unică, obținem așa-numita *ecuație de bilanț material pentru faza gaze*:

$$Nr_0 + G = \Delta M_n - \frac{Gb_{g0}}{b_{gn}} + (N - \Delta N_n)r_n + \frac{\Delta N_n b_{t0} + (N - \Delta N_n)(b_{t0} - b_{tn}) - W_n}{b_{gn}} \quad (4.8)$$

Se notează cu n raportul dintre volumul ocupat de gazele din cupolă și volumul ocupat de țiței, la momentul inițial: $n = Gb_{g0} / Nb_{t0}$. De regulă, parametrul n se determină cu destulă exactitate, în faza de delimitare a zăcământului. Se notează, de asemenea, $r_p = \Delta M / \Delta N$, care reprezintă rația instantanee gaze-țiței. Introducând aceste notații în ecuația 4.8 se obține:

$$N \cdot r_0 + \frac{n \cdot N \cdot b_{t0}}{b_{g0}} = \Delta N_n \cdot r_{pn} + \frac{n \cdot N \cdot b_{t0}}{b_{gn}} + (N - \Delta N_n) \cdot r_n + \frac{\Delta N_n \cdot b_{t0} + (N - \Delta N_n)(b_{t0} - b_{tn}) - W_n}{b_{gn}} \quad (4.9)$$

Separăm în membrul stâng termenii ce-l conțin pe N , grupăm termenii în raport cu N , ΔN și W și obținem:

$$N \left[\left(\frac{b_{tn}}{b_{gn}} - r_n \right) - \left(\frac{b_{t0}}{b_{g0}} - r_0 \right) + n \cdot b_{t0} \left(\frac{1}{b_{g0}} - \frac{1}{b_{gn}} \right) \right] = \Delta N_n \left[\left(\frac{b_{tn}}{b_{gn}} - r_n \right) + r_p \right] - \frac{W_n}{b_{gn}} \quad (4.10)$$

Din relația 4.10 se poate obține formula resursei inițiale de țiței:

$$N = \frac{\Delta N \left[\left(\frac{b_t}{b_g} - r \right) + r_p \right] - \frac{W}{b_g}}{\left(\frac{b_t}{b_g} - r \right) - \left(\frac{b_{t0}}{b_{g0}} - r_0 \right) + n b_{t0} \left(\frac{1}{b_{g0}} - \frac{1}{b_g} \right)} \quad (4.11)$$

Utilizarea ecuației 4.11 presupune cunoașterea presiunii de zăcământ, a cumulativului de țiței extras extras. Dacă s-a extras și o anumită cantitate de apă din zăcământ (w), aceasta se va scădea în ecuația de bilanț, ($W-w$).

Relația 4.11 poate fi particularizată astfel:

- pentru regimul de acționare al gazelor ($W = 0$):

$$N = \frac{\Delta N \left[\left(\frac{b_t}{b_g} - r \right) + r_p \right]}{\left(\frac{b_t}{b_g} - r \right) - \left(\frac{b_{t0}}{b_{g0}} - r_0 \right) + n b_{t0} \left(\frac{1}{b_{g0}} - \frac{1}{b_g} \right)} \quad (4.12)$$

- pentru regimul de împingere parțială al apelor marginale ($G = 0$):

$$N = \frac{\Delta N \left[\left(\frac{b_t}{b_g} - r \right) + r_p \right] - \frac{W}{b_g}}{\left(\frac{b_t}{b_g} - r \right) - \left(\frac{b_{t0}}{b_{g0}} - r_0 \right)} \quad (4.13)$$

- pentru regimul de gaze dizolvate ($W=0$; $G=0$):

$$N = \frac{\Delta N \left[\left(\frac{b_t}{b_g} - r \right) + r_p \right]}{\left(\frac{b_t}{b_g} - r \right) - \left(\frac{b_{t0}}{b_{g0}} - r_0 \right)} \quad (4.14)$$

4.2.3. Metoda declinului de producție

În viața unui zăcământ de țiței se disting 4 etape:

1) creșterea treptată a debitului de țiței pe seama creșterii numărului de sonde puse în producție;

2) menținerea unei producții maxime cvasi-constante;

3) un declin accentuat al debitului pe zăcământ;

4) un declin atenuat al producției.

Primele trei etape sunt destul de scurte în raport cu durată totală de exploatare a

zăcământului. Declinul de producție apare mai devreme sau mai târziu în funcție de forma de manifestare a energiei de zăcământ. Se definește un *declin de producție efectiv*, reprezentând variația (scăderea) debitului între două momente, raportată la debitul existent la începutul intervalului:

$$D_e = \frac{Q_{t,j-1} - Q_{t,j}}{Q_{t,j-1}} \quad (4.15)$$

Declinul nonimal de producție se definește ca raportul dintre variația în timp a debitului și debitul însuși:

$$D = -\frac{dQ_t}{Q_t} = -\frac{d}{dt}(\ln Q_t) \quad (4.16)$$

Variația cu timpul (sau cu producția cumulativă) a debitului de țiței se numește *curbă de declin* (fig. 4.1). Din curba de declin nu se poate citi însă, declinul de producție. S-a constatat, din datele de șantier că, în majoritatea cazurilor, inversul declinului este o dreaptă:

$$\frac{1}{D} = a + b \cdot t \quad (4.17)$$

unde: a este panta drepte, iar b este ordonata la origine.

Cel mai frecvent, în practică se întâlnesc trei tipuri de declin, prezentate în continuare.

a. Declinul constant sau exponențial are loc pentru $b = 0$. Deci:

$$\frac{1}{D} = a \quad (4.18)$$

Înlocuind panta a dată de relația 4.18 în 4.16, integrând între limitele 0 și t , respectiv Q_{t0} și Q_t se obține:

$$\int_{Q_{t0}}^{Q_t} \frac{dQ_t}{Q_t} = -\int_0^t \frac{dt}{a} \quad (4.19)$$

Rezolvarea integralelor dă:

$$\ln \frac{Q_t}{Q_{t0}} = -\frac{t}{a} = -D \cdot t \quad (4.20)$$

Debitul de țiței la momentul t al exploatării, va fi:

$$Q_t = Q_{t0} \cdot e^{-Dt} \quad (4.21)$$

Dacă se dezvoltă funcția exponențială e^{-Dt} în serie Taylor și se rețin doar primii doi termeni, se obține:

$$Q_t = Q_{t0}(1 - D \cdot t) \quad (4.22)$$

unde: Q_{t0} este debitul total de țiței la începutul perioadei de declin.

Cumulativul de țiței extras (rezerva) poate fi calculat plecându-se de la relația:

$$\Delta N = \int_0^t Q_t dt \quad (4.23)$$

Se introduce 4.21 în 4.23 și se rezolva integrala, rezultând:

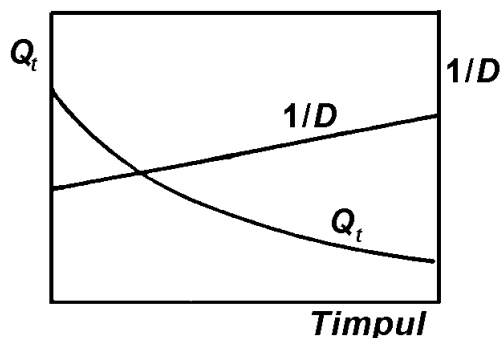


Fig 4.1. Curbă declinului de producție

$$\Delta N = -Q_{t0} \frac{1}{D} (e^{-Dt} - 1) \quad (4.24)$$

Înlocuim funcția exponențială e^{-Dt} din ecuația 4.21 și se obține:

$$\Delta N = -\frac{Q_{t0}}{D} \left(\frac{Q_t}{Q_{t0}} - 1 \right) = \frac{Q_{t0} - Q_t}{D} = a(Q_{t0} - Q_t) \quad (4.25)$$

Notându-se cu Q_{tab} debitul limită până la care mai este rentabilă exploatarea (debitul de abandonare), se poate calcula timpul de abandonare a exploatării, plecându-se de la ecuația 4.20:

$$t_{ab} = \frac{1}{D} \cdot \ln \frac{Q_{t0}}{Q_{tab}} \quad (4.26)$$

b. Declinul de producție armonic are loc pentru $b = 1$. Relația 4.17 devine:

$$D = \frac{1}{a + t} \quad (4.27)$$

Înlocuirea lui D în ecuația 4.16 ne permite, procedând ca și în cazul precedent, stabilirea legii de variație a debitului de țiței, astfel:

$$Q_t = Q_{t0} \frac{a}{a + t} \quad (4.28)$$

sau, ținând cont de 4.27:

$$Q_t = Q_{t0} a D \quad (4.29)$$

Producția cumulativă:

$$\Delta N = a \cdot Q_{t0} \ln \frac{a + t}{a} \quad (4.30)$$

sau:

$$\Delta N = a \cdot Q_{t0} \ln \frac{Q_{t0}}{Q_t} \quad (4.31)$$

Timpul de abandonare:

$$t_{ab} = a \left(\frac{Q_{t0}}{Q_{tab}} - 1 \right) \quad (4.32)$$

c. Declinul hiperbolic are loc pentru $0 < b < 1$. Introducem D din relația 4.17 în 4.16:

$$\int_{Q_{t0}}^{Q_t} \frac{dQ_t}{Q_t} = \int_0^t \frac{dt}{a + bt} \quad (4.33)$$

Rezolvarea integralelor ne dă:

$$\ln \frac{Q_t}{Q_{t0}} = -\frac{1}{b} \cdot \ln \frac{a + bt}{a} \quad (4.34)$$

de unde rezultă legea de variație a debitului de țiței în timp:

$$Q_t = Q_{t0} \left(1 + \frac{b}{a} \cdot t \right)^{-\frac{1}{b}} \quad (4.35)$$

Cumulativul de țiței va fi:

$$\Delta Nn = Q_{t_0} \cdot \frac{a}{b-1} \left[\left(1 + \frac{b}{a} \cdot t \right)^{\frac{b-1}{b}} - 1 \right] \quad (4.36)$$

$$\Delta N = Q_{t_0}^b \cdot \frac{a}{1-b} (Q_{t_0}^{1-b} - Q_t^{1-b}) \quad (4.37)$$

Plecându-se de la relația 4.34, se obține timpul de abandonare:

$$t_{ab} = \frac{a}{b} \left[\left(\frac{Q_{tab}}{Q_{t_0}} \right)^{-b} - 1 \right] \quad (4.38)$$

Aplicarea metodei declinului de producție se realizează în două etape:

- 1) în prima etapă se determină tipul de declin, pe baza datelor istoricului de producție;
- 2) în cea de-a doua etapă, utilizându-se relațiile corespunzătoare tipului de declin respectiv, se realizează prevederea comportării în exploatare a zăcământului în continuare, în ipoteza că nu se schimbă condițiile de exploatare.

5. Forme de energie și regimuri de exploatare pentru zăcămintele de țiței

Energia există în mod obiectiv în natură. Există astfel, energie elastică, energie gravitațională, energia de manifestare a gazelor etc. Formele de energie pot coexista într-un zăcământ, însă, de regulă, o anumită formă de energie este predominantă. Regimurile de exploatare sunt creația inginerilor de zăcământ, dar sunt determinate direct de formele de manifestare a energiei de zăcământ.

5.1. Forma elastică a energiei de zăcământ

Zăcămintele de țiței ocupă, pe diagrama de stare, domeniul situat la stânga izotermei punctului critic (fig. 5.1). Dacă presiunea de zăcământ este superioară presiunii de saturație (punctul A_0), țițeiul este nesaturat, curgerea în zona productivă fiind omogena. În această situație, forma de energie predominantă în zăcământ este cea elastică. Mecanismul care provoacă deplasarea țițeiului din mediul poros către tălpile sondelor de extracție este următorul: datorita gradientilor de presiune strat-sonde, roca se destinde mărirându-se volumul, în timp ce volumul de pori se reduce (volumul brut rămâne invariabil); pe de altă parte, lichidele din pori (apa și țițeiul) se destind și ele, mărirându-și volumul. Deci, efectele se însumează.

Capacitatea elastică a zăcămintelor de țiței poate fi exprimată ca sumă a capacităților elastice (a zonei productive și a acviferului adiacent):

$$E_{el.z} = E_{el.p} + E_{el.aq} \quad (5.1)$$

Capacitatea elastică a zonei productive poate fi exprimată printr-o ecuație funcțională de forma:

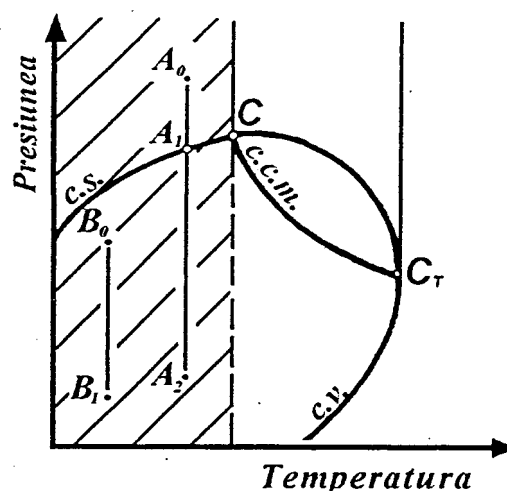


Fig. 5.1. Domeniul zăcămintelor de țiței pe diagrama de stare

$$E_{el.p} = f(V_p, m_p, \beta_p^*, \Delta p_{el}) \quad (5.2)$$

unde: V_p este volumul brut al zonei productive;

m_p – porozitatea efectivă medie a zonei productive;

β_p^* – coeficientul complex de compresibilitate al zonei productive;

Δp_{el} – rezerva elastică de presiune; $\Delta p_{el} = p_0 - p_s$.

Capacitatea elastică a acviferului adiacent poate fi exprimată printr-o ecuație similară:

$$E_{el.aq} = f(V_{aq}, m_{aq}, \beta_{aq}^*, \Delta p_{el}) \quad (5.3)$$

Semnificațiile parametrilor din ecuația 5.3 sunt aceleași ca pentru ecuația precedentă, fiind vorba despre parametrii specifici acviferului. De data aceasta, $\Delta p_{el} = p_0 - p_{final}$, deoarece nu mai putem vorbi despre o presiune de saturație în acvifer ci, după cum se va vedea și mai târziu, acviferele se manifestă elastic până în faza finală a exploatării.

În ce privește regimul de exploatare, pot apărea două situații:

a) dacă acviferul are o capacitate elastică deosebit de însemnată, regimul de exploatare derivat va fi *regimul elastic*;

b) dacă acviferul finit are o capacitate elastică redusă, dar este alimentat printr-un afloriment, atunci regimul care este generat este un *regim rigid*. Regimul rigid poate fi generat și atunci când, pentru a se menține presiunea de zăcământ deasupra presiunii de saturație, se efectuează o injecție de apă (intracontural sau extracontural). Tot regimul rigid se generează în cazul exploatării zăcămintelor depletate când, pentru creșterea factorului de recuperare se injectează apă sau soluții apoase.

5.2. Forma mixtă a energiei de zăcământ

Fie un zăcământ aflat, la momentul inițial, în punctul B_0 (fig. 5.1). Să analizăm cazul mai general al unui zăcământ având o cupolă de gaze, o zona saturată cu țiței (zona productivă) și un acvifer adiacent activ (fig. 5.2). În această situație există mai multe forțe care promovează curgerea țițeiului spre sondele de extracție, și anume: destinderea acviferului adiacent, destinderea cupolei de gaze și destinderea gazelor ieșite din soluție (gazele libere din zona productivă). Acest din urmă fenomen este denumit impropriu „ieșirea gazelor din soluție”. Cele trei forțe menționate au toate o pondere însemnată și de aici rezultă caracterul mixt al energiei de zăcământ. Regimul de exploatare derivat va fi așadar, regimul mixt.

Din cazul general derivă alte trei cazuri particulare:

a. Dacă lipsește cupola de gaze, forțele care acționează în sistem se reduc la două:

destinderea elastică a acviferului și ieșirea gazelor din soluție. Este cazul zăcămintelor de țiței la care presiunea inițială de zăcământ este egală cu cea de saturație sau, în orice caz, foarte apropiată. În această situație ajung și zăcămintele care inițial s-au aflat în punctul A_0 (deci au lucrat în regim elastic) și în procesul de exploatare au trecut în punctul A_1 (fig. 5.1).

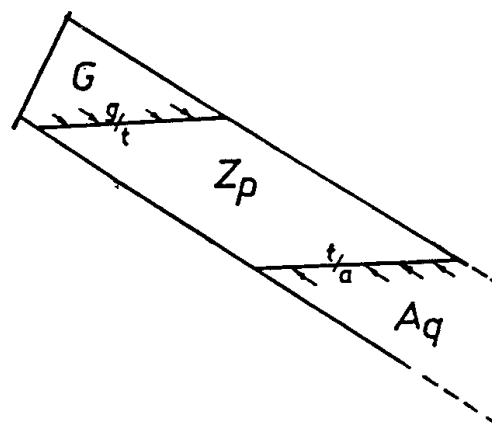


Fig. 5.2. Schița unui zăcământ de țiței cu cupolă de gaze și acvifer activ

Regimul de exploatare derivat este *regimul împingerii parțiale a apelor marginale* numit așa pentru faptul că acviferul nu are o capacitate elastică suficient de mare pentru a

menține presiunea de zăcământ peste cea de saturație.

b. Dacă lipsește acviferul sau capacitatea lui elastică este nesemnificativă, dar există o cupolă de gaze, forțele care acționează în sistem sunt asociate cu destinderea gazelor: destinderea cupolei de gaze și ieșirea gazelor din soluție. Cupola de gaze poate exista de la început (cupolă primară) sau se poate forma ulterior (cupolă secundară). Regimul de exploatare se numește *regimul acționării gazelor*.

c. Dacă lipsesc și cupola de gaze și acviferul (sau acesta din urmă este inactiv), atunci singura forță care lucrează în sistem este ieșirea gazelor din soluție. Este situația zăcămintelor la care presiunea de zăcământ este apropiată de presiunea de saturație. Regimul de exploatare poartă denumirea de *regim de gaze dizolvate*.