



MINISTERUL EDUCAȚIEI NAȚIONALE

UNIVERSITATEA PETROL-GAZE DIN PLOIEȘTI

Facultatea de Ingineria Petrolului și Gazelor

Domeniul de doctorat: Mine, Petrol și Gaze

Rezumatul tezei de Doctorat

**Contribuții la îmbunătățirea proceselor de exploatare a
zăcămintelor de gaze și gaze cu condensat**

**(Contributions to the improvement of exploitation processes of gas and gas
condensate reservoirs)**

Conducător științific:

Prof. univ.dr.ing. Iulian NISTOR

Doctorand:

Ing. Alejandro OSORIO POZO

Ploiești - România

Noiembrie 2017

Cuprinsul Tezei

Capitolul 1 – Introducere	01
1.1. Abordarea problemei.....	02
1.2. Obiectivele tezei de doctorat.....	03
1.3. Prezentarea tezei de doctorat.....	03
Capitolul 2 – Stadiul actual al cercetărilor privind la îmbunătățirea proceselor de exploatare a zăcămintelor de gaze și gaze cu condensat	05
2.1. Principii, definiții și diagrame de bază.....	05
2.2. Clasificarea zăcămintelor de gaze.....	07
2.2.1. Zăcăminte de gaze cu condensat cu comportare retrogradă.....	08
2.2.2. Zăcăminte de gaze cu condensat de lângă punctul critic.....	10
2.2.3. Zăcăminte de gaze umede (bogate).....	11
2.2.4. Zăcăminte de gaze uscate (sarace).....	13
2.3. Mecanisme energetice și regimuri de exploatare.....	14
2.4. Evaluarea rezervelor de zăcăminte de gaze.....	15
2.4.1. Metoda volumetrică.....	16
2.4.2. Metoda declinului presiunii.....	17
2.4.3. Metoda bilanțului material.....	19
2.5. Construcția și amplasarea sondelor de gaze.....	24
2.6. Exploatarea zăcămintelor de gaze cu condensat în curgere omogenă.....	27
2.7. Formarea condensatului într-un zăcămint De gaze și efectele sale.....	31
2.8. Blocajul datorat condensatului.....	34
2.9. Tehnici de evitare sau reducere a efectului de producție de condensat.....	38
2.9.1. Presurizarea statică și inhibitori.....	39
2.9.2. Reinjecția de gaze uscate.....	41
2.9.3. Injecția de gaze bogate.....	42
2.9.4. Injecția de solvenți.....	42
2.9.5. Injecția mutual de solvenți.....	43
2.9.6. Combustie internă.....	43
2.9.7. Injecția / deplasarea apei.....	43
2.9.8. Injecția de azot.....	44
2.9.9. Stimularea hidraulică și cu soluție acidă.....	45
2.9.10. Injecția ciclică.....	45
2.11. Presiunea de condensare a zăcămintelor de gaz cu condensat.....	46
2.12. Afectări în formațiune datorită Blocajului cu condensat.....	47
2.12.1. Acumularea de condensat (condensate buildup).....	48
2.13. Liquid loading – rata critică de gaz.....	49
2.14. Saturația critică a condensatului.....	50
2.15. Comportamentul fluxului zăcămintelelor de gaz–condensat.....	51
2.15.1. Cele trei regiuni de flux.....	52
2.15.2. Coexistența celor trei regiuni de flux.....	54
2.15.3. Calculul productivității sondei de gaz prin metoda de Pseudo-presiunea pentru două faze.....	55
2.15.4. Scaderea totală a presiunii datorată blocajului condensării ca o funcție de pseudopresiune.....	58
Capitolul 3 – Investigație experimentală și rezultate	61
3.1. Modificarea corelației fevang și whitson.....	70
3.2. Evaluarea integralului pentru pseudopresine.....	65
3.3. Algoritmul pentru evaluarea pseudopresiune.....	66

3.4. Noi corelații pentru predicția punctului de fierbere al fracțiunii C_{7+}	68
3.5. Noi corelații pentru predicția presiunii critice și a temperaturii critice a fracțiunii c_{7+}	73
Capitolul 4 – Concluzii, propuneri și contribuții personale.....	82
Anexa A.....	84
Anexa B.....	85
Anexa C.....	87
Anexa D.....	89
Anexa E.....	92
Anexa F.....	99
Nomenclatura.....	100
Bibliografia.....	101

ABSTRACT

Contributions to the improvement of exploitation processes of gas and gas condensate reservoirs

The objective of this work was to develop a methodology to increase the productivity of gas-condensate reservoirs. Gas condensate reservoirs reduce their production due to the dropout of liquid close to the wellbore. The liquid dropout blocks the flow of gas to the well and lowers the overall energy output by a very substantial degree. The interaction between the condensate phase and rock relative permeability results in a composition change of the reservoir fluid, as heavier components separate into the dropped-out liquid while the flowing gas phase becomes lighter in composition.

For gas condensate well producing with a bottom hole pressure below the dew point pressure develop three regions in the reservoir. Region 1 has constant flowing composition (Constant GOR). In region 1 gas and liquid are flowing simultaneously. Most of the flow resistance that complicates the well deliverability interpretations comes from reduced gas mobility in region 1. The region 2 is a zone of condensate accumulation and the condensate remains stationary (without mobility). In the region 2 the composition of the flowing mixture changes constantly. Region 3 is the outer region where the reservoir pressure is greater than the dew point pressure and only gas is present.

The present research made use of experimental measurements of gas-condensate flow and properties of C_{7+} fractions like molecular weight, critical properties, boiling point and specific gravity,

CAPITOLUL 1

INTRODUCERE

Zăcămintele de gaz condensat au primit o importanță zilnică mai mare în unele țări. Zăcămintele de gaz condensat au un comportament complex datorită existenței unui sistem de două faze care curg. În timpul exploatării unui zăcământ de gaz, temperatura din formațiunea rămâne constantă, totuși presiunea scade. Atunci când într-un zăcământ de gaz condensat presiunea scade izoterm–sub punctul de condensare, vaporii de gaz încep să condenseze (condensarea retrogradă) și se formează un inel de condensat în jurul sondei de producție. Acest proces creează zone concentrice cu saturații lichide diferite în jurul sondei. Raza acestui inel de condensat se mărește pe măsură ce presiunea continuă să scadă și împiedică progresiv debitul de gaze; afectând capacitatea de producție a gazelor, provocând pierderea componentelor grele la suprafață, condensarea poate opri producția sondei.

În timpul exploatării unui zăcământ de gaz condensat există unele dificultăți, cum ar fi:

1. Reducerea productivității sondei;
2. Acumularea de lichid în jurul sondei;
3. Acumularea de lichid în jurul sondei care blochează producția gazelor;
4. Dispersia gazului condensat în zonele invadate de apă;
5. Invazia prematură a gazului injectat în sonde de producție și reducerea cantității de gaz pentru vânzări.

1.4. ABORDAREA PROBLEMEI

În această cercetare a fost studiată problema de producție a unei sonde asociată cu efectul de blocare datorat condensului. În prezenta investigație se studiază cum a fost afectată productivitatea sondei ca urmare a blocării zonei înconjurătoare din cauza condensului și în particular cum a fost afectat comportamentul fluxului în interiorul zăcământului, deși în acest domeniu s-au efectuat mai multe investigații, dar există încă multe aspecte importante și nerezolvate. În mod specific, această lucrare abordează următoarele aspecte:

a) Variația compoziției.

Obiectivul acestei lucrări este de a investiga modul în care compoziția fracțiilor grele variază în jurul sondei și în funcție de timp în timpul exploatarei și cum viteza schimbărilor compoziției influențează proprietățile termodinamice ale fluidului. Trebuie remarcat faptul că existența unor modificări compoziționale a fost observată în literatură destul de rar, care indică importanța acestui fenomen și care nu a fost pe deplin recunoscută.

b) Creșterea dinamică a saturației condensatului.

Datorită variației compoziției și a constrângerilor relative de permeabilitate, acumularea de saturație a condensatului este un proces dinamic și variază în funcție de timp, de loc (distanța până la sonda de extracție) și comportamentul fazei. În această lucrare se efectuează o căutare extensivă de bibliografie despre modul în care lichidul se acumulează și se distribuie într-o sondă.

c) Schemele de producție

Diferitele strategii de producție pot influența compoziția atât pentru fazele care curg, cât și pentru cele statice (cantitatea de condensat rămas în zăcământ). Schema de producție poate influența productivitatea sondei și, prin urmare, recuperarea finală a gazului și lichidului din zăcământ și productivitatea sondei. În acest studiu au fost efectuate cercetări. Pentru a stabili producția optimă de gaze și recuperarea condensatului în timpul exploatarei unui zăcământ de gaz condensat.

1.5. OBIECTIVELE TEZEI DE DOCTORAT

În această cercetare se efectuează de asemenea, o analiză comparativă a diferitelor tehnologii și procese de exploatare existente în literatura de specialitate și utilizate în prezent. Printr-o cercetare bibliografică amanunțită și de asemenea, a datelor obținute de la diferite companii, caut o alternativă tehnică modernă, aplicabilă pentru exploatarea zăcămintelor de gaz condensat.

Am luat în vedere să stabilesc o serie de modele matematice în vederea interpretării cât mai exactă a proceselor și fenomenelor privind comportamentul termodinamic al hidrocarburilor, în timpul operațiilor de injecție a unor fluidelor specifice în zăcământ.

1.6. PREZENTAREA TEZEI DE DOCTORAT

Capitolul 1 prezintă o scurtă introducere despre probleme în timpul exploatarei unui zăcământ de gaz condensat, importanța acestor tipuri de zăcăminte; abordarea problemei; importanța realizării de studii care să optimizeze exploatarea acestor zăcăminte.

Capitolul 2 prezintă o revizuire a literaturii referitoare la principiile de bază, definițiile și diagramele de fază. În acest capitol este prezentată o analiză a efectului de blocare a condensului în jurul sondei și a deteriorării asociate a productivității gazului și recuperarea condensului. Capitolul 2 include avantajele și limitările tehnicilor existente.

În capitolul 3 se rezumă rezultatele acestei lucrări. Corelația lui Fevang și Whitson a fost modificată pentru a evalua producția unui zăcământ de gaz condensat și pentru a compensa efectul non-Darcy. S-a analizat variația compozițională a fluidului din zăcământ, în special compoziția componentei grele, în jurul sondei. Parametrii cheie care influențează comportamentul compozițional au fost studiați. Modelele teoretice oferă instrumente pentru a înțelege mai bine variația momentană a compoziției în zăcământ. Modelele teoretice oferă instrumente pentru a înțelege mai bine variația momentană a compoziției în zăcământ.

În capitolul 4 concluziile sunt detaliate și anumite recomandări sunt făcute, este oferită și o perspectivă asupra posibilelor cercetări viitoare în studiul experimental pentru debitul de gaz cu condensat.

Cuvinte cheie: zăcămant de gaze cu condensat, comportare dinamică a rezervorului, efectul non-Darcy

CAPITOLUL 2

STADIUL ACTUAL AL CERCETĂRILOR PRIVIND LA ÎMBUNĂTĂȚIREA PROCESELOR DE EXPLOATARE A ZĂCĂMINTELOR DE GAZE SI GAZE CU CONDENSAT

Comportamentul fluxului unui sistem de gaz cu condensat depinde atât de învelișul fazei fluidului, cât și de condițiile zăcământului (cum ar fi presiunea, temperatura, proprietăți ale rocilor, etc). Datorită variației compoziției și restricțiilor datorate permeabilității relative, creșterea cantității de condens în jurul sondei este un proces dinamic și variază în funcție de timp și distanța până la sonda de extracție și cu comportamentul fazelor. În acest capitol, sunt explorate câteva concepte cheie despre comportamentul fluxului unui sistem de gaz cu condensat și se definesc problemele potențiale pentru acest studiu. Cercetările anterioare despre aceste aspecte au fost revizuite.

2.1. PRINCIPII, DEFINIȚII ȘI DIAGrame DE BAZĂ

Pentru a realiza clasificarea zăcămintelor de hidrocarburi sunt necesare cunoașterea proceselor de dezlocuire termodinamică a fazelor existente în zăcământ și a forțelor care contribuie la producerea acestui mecanism. Conform diagramei de stare, zăcămintele pot fi clasificate convențional în două categorii, funcție de presiunea inițială p_{iz} și temperatura T_z din zăcământ, astfel:

- *zăcăminte de țitei* – dacă temperatura de zăcământ T_z este mai mică decât temperatura critică T_{cr} a hidrocarburilor fluide din zăcământ;
- *zăcăminte de gaze* – dacă temperatura de zăcământ T_z este mai mare decât temperatura critică T_{cr} a hidrocarburilor fluide.

Sistemele de hidrocarburi găsite în zăcămintele de petrol sunt cunoscute pentru că prezintă un comportament multifazic într-o gamă largă de presiuni și temperaturi. Cele mai importante faze care apar în rezervoarele de petrol sunt:

- a. Faza lichidă: tiței sau condensate
 - b. Faza gazelor: gaze naturale
-
- Gazul umed: se consideră că un gaz natural este umed dacă are un conținut semnificativ de benzină naturală determinat prin teste standard.
 - Sour gas: Gazul natural care conține hidrogen sulfurat este cunoscut sub numele de gaz acid.
 - Sweet gas: Gazul natural care nu conține hidrogen sulfurat

Diagrama de fază a unui amestec este determinată de compoziția sa. Condiția în care există aceste faze este o chestiune de importanță practică considerabilă. Determinarea experimentală sau matematică a acestor condiții este în mod convenabil exprimată în diferite tipuri de diagrame, denumite în mod obișnuit diagrame de fază.

Pentru a înțelege diagramele P-T, este necesar să identificăm și să definim următoarele concepte:

- *Cricodentherm*: este definită ca temperatura maximă peste care lichidul nu poate fi format indiferent de presiune. Presiunea corespunzătoare este numită presiunea cricodentherm.
- *Cricodenbar*: cricodenbar este presiunea maximă peste care nu se poate forma nici un gaz indiferent de temperatură. Temperatura corespunzătoare se numește temperatura cricodenbar.
- *Punctul critic*: punctul critic pentru un amestec multicomponent se referă la o stare de presiune și temperatură la care toate proprietățile intensive ale gazelor și fazelor lichide sunt egale. În punctul critic, presiunea și temperatura corespunzătoare se numesc presiunea critică și temperatura critică a amestecului.

2.2. CLASIFICAREA ZĂCĂMINTELOR DE GAZE

În general, dacă temperatura de zăcământ se situează deasupra temperaturii critice a sistemului de hidrocarburi, zăcământul respectiv este considerat ca un zăcământ de gaze naturale. Zăcămintele pot fi clasificate în patru subgrupe:

- *Zăcămintele de gaze cu condensat cu comportare retrogradă*;

- Zăcăminte de gaze cu condensat de lângă punctul critic;
- Zăcăminte de gaze umede (bogate);
- Zăcăminte de gaze uscate (sărace).

2.2.1. Zăcăminte de gaze cu condensat cu comportare retrogradă

Dacă temperatura de zăcământ T_z se află între temperatura critică T_{cr} și punctul T_{ct} ce reprezintă cricondentermul fluidelor din zăcământ, zăcământul se consideră a fi un zăcământ de gaz–condensat retrograd. Această categorie de zăcământ de gaze este unică ca tip de acumulare de hidrocarburi, deoarece comportarea termodinamică specială a fluidelor din zăcământ reprezintă factorul de control al dezvoltării și epuizării proceselor din zăcământ. În diagrama de stare presiune–temperatură din figura 2.1, s-a reprezentat prin punctul 1 un zăcământ de gaze cu condensat cu comportare retrogradă, pentru condițiile inițiale considerate.

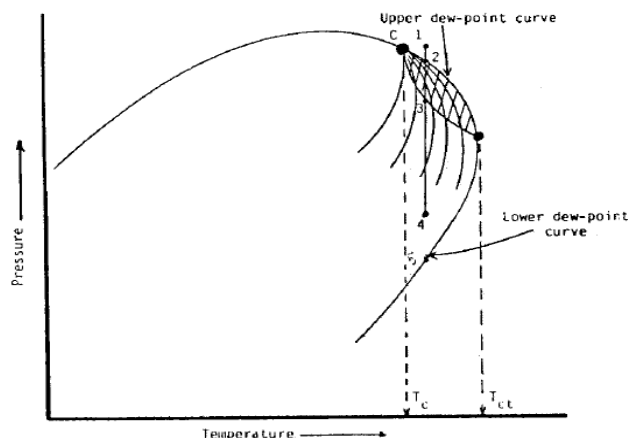


Fig.2.1. Diagrama de stare pentru un zăcământ de gaz cu condensat cu comportare retrogradă [26,27]

Deoarece presiunea de zăcământ este situată deasupra punctului de condensare superior, sistemul de hidrocarburi se prezintă într-o singură fază în zăcământ, respectiv faza vapori. În timpul exploatării, când presiunea scade izoterm de la presiunea inițială (punctul 1) la presiunea de condensare superioară (punctul 2), vaporii de gaz încep să condenseze. Continuând să scadă presiunea, în loc de expansiune, la gaze, sau vaporizare, la lichide, așa cum ne așteptam, amestecurile de hidrocarburi tind să condenseze.

Procesul de condensare retrogradă continuă să se desfășoare prin scăderea presiunii până când lichidul se depune sub formă de picături, atingând maximum în punctul 3. Pentru a ajunge în punctul 4, trebuie să se traverseze din nou curbele de condensare, ceea ce înseamnă că tot lichidul astfel format să se vaporizeze, deoarece sistemul se află în stare de vapori în punctul de condensare inferior.

Caracteristicile fizice care definesc această categorie de gaze cu condensat sunt:

- Rația gaze-lichid cuprinsă între 1425 și 12500 $\text{m}^3_{\text{N}}/\text{m}^3$. În general, rația gaze-lichid pentru un sistem de gaze cu condensat crește în timp, datorită depunerii picăturilor de lichid formate din componenții grei ai sistemului;
- Densitatea specifică a condensatului nu depășește valoarea de $740 \text{ kg}/\text{m}^3$;
- Lichidul este în general incolor sau ușor colorat, în condițiile de depozitare la rezervor.

2.2.2. Zăcămintele de gaze cu condensat de lângă punctul critic

Dacă temperatura de zăcământ este apropiată de temperatura critică, conform figurii 2.2, amestecurile de hidrocarburi sunt numite gaze cu condensat provenite de lângă punctul critic. Comportamentul acestei categorii de gaze naturale este descris de scăderea izotermă a presiunii, după cum este arătată de linia verticală 1-3 din figura 2.2.

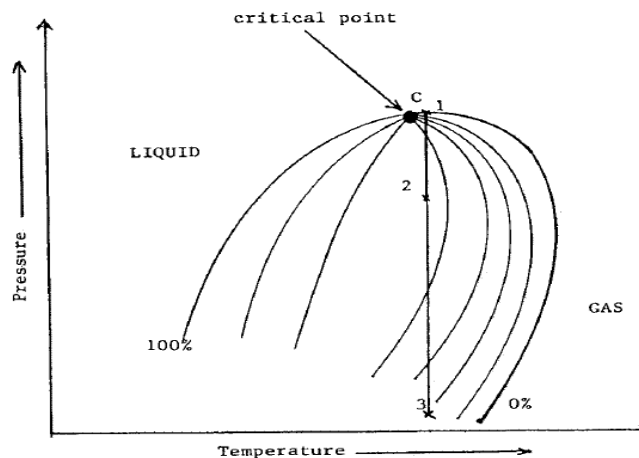


Fig.2.2. Diagrama de stare pentru un zăcământ de gaz cu condensat situat lângă punctul critic. [26,27]

Deoarece toate liniile calitative converg în punctul critic, își face apariția foarte rapid faza lichidă sub punctul de condensare ca rezultat al reducerii presiunii. Această comportare poate fi justificată de faptul că o mulțime de linii calitative de egal titlu sunt traversate foarte

rapid de izotermă prin scăderea presiunii, din punctul în care lichidul încetează să se mai formeze și începe să se volatilizeze din nou, astfel că zăcămintul trece din zona de comportare retrogradă într-o zonă de vaporizare normală. Datorită fenomenului de condensare din zăcămint, are loc o creștere a rației gaze-lichid. Exploatarea rațională a zăcămintelor care conțin gaze cu condensat se face menținând presiunea de zăcămint peste presiunea de început a vaporizării, deoarece condensatul poate să nu curgă spre sonde și să rămână imobil.

2.2.3. Zăcăminte de gaze umede (bogate)

Zăcămintele de gaze umede, denumite și bogate, sunt prezente atunci când temperatura de zăcămint se situează deasupra punctului cricondenterm al sistemului de hidrocarburi, așa cum rezultă din diagrama prezentată în figura 2.3.

Deoarece temperatura de zăcămint depășește temperatura cricondentermă a sistemului de hidrocarburi, fluidele din zăcămint rămân tot timpul în zona fazei de vapori, zăcămintele fiind depletate izotermic, ca în cazul când ne situăm de-a lungul verticalei A-B. În timpul exploatării, la suprafață, presiunea și temperatura gazelor vor scădea.

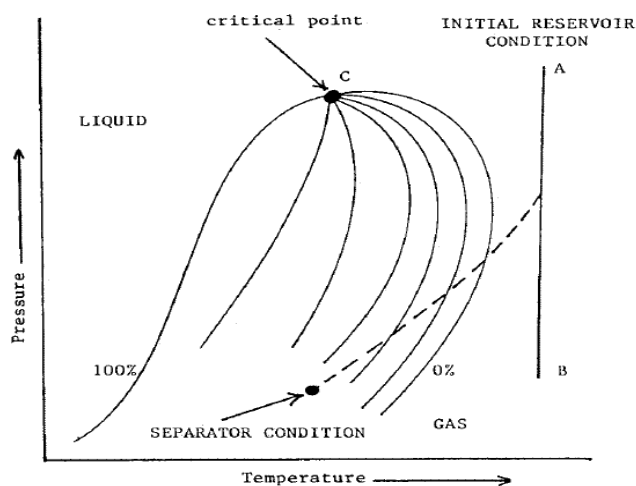


Fig.2.3. Diagrama de stare pentru un zăcămint de gaze umede^[26,27].

Dacă gazele exploatare provin din zona de comportare bifazică, atunci faza lichidă va condensa separat de gaze, proces ce va avea loc în separatorul bifazic de la suprafață. Aceste sisteme conțin o anumită fracție de componenți grei, care generează lichidul din separator. Frația importantă de propan și butan face ca din acest lichid să se separe gazul lichefiat.

Gazele umede sunt caracterizate prin următoarele proprietăți:

- Rația gaze-țiței este cuprinsă între 10700 și 17810 $\text{m}^3_{\text{N}}/\text{m}^3$;
- Densitatea specifică a lichidului măsurată la rezervorul de lichid este $780 \text{ kg}/\text{m}^3$;
- Lichidul este incolor.
- Compoziția gazelor umede (bogate) se caracterizează printr-un conținut de 50 și 80 % metan, restul componenți $\text{C}_2 \dots \text{C}_6$.

2.2.4. Zăcăminte de gaze uscate (sărace).

În acest caz sistemul de hidrocarburi se află sub formă de vapori (gaze), atât în condiții de zăcământ cât și în cele de suprafață, temperatura de zăcământ fiind mult superioară punctului cricondenterm. Singurul lichid asociat cu gazele aflate în zăcămintele de gaze uscate este apa. Prin destindere, din aceste sisteme nu rezultă lichid nici în zăcământ nici în separator. Diagrama de stare a zăcămintelor de gaze uscate este prezentată în figura 2.4.

Din punct de vedere al compoziției gazele uscate (sărace) conțin printre 85 și 99 % (molar) metan, în rest componenți $\text{C}_2 \dots \text{C}_6$. Datorită preponderenței unui singur component (metanul), domeniul (p , T) de existență a celor două faze este relativ îngust, iar presiunea critică a sistemului este mică, apropiată de cea a metanului.

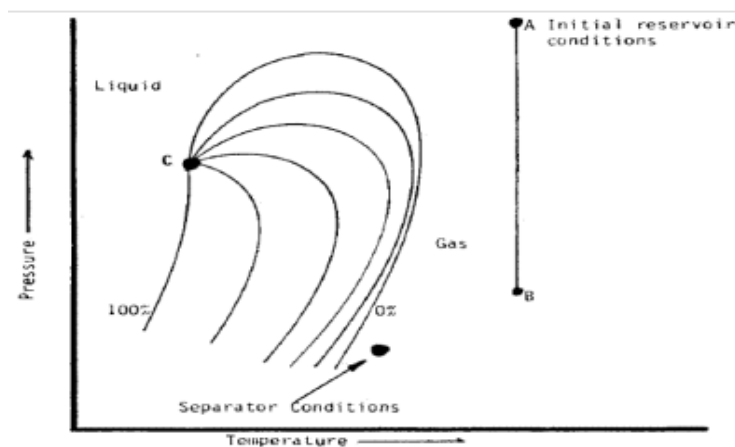


Fig.2.4. Diagrama de stare pentru un zăcământ de gaze uscat ^[26,27].

În mod normal, un sistem de hidrocarburi care are rația gaze-lichid mai mare de 17810 $\text{m}^3_{\text{N}}/\text{m}^3$, este considerat a fi un gaz uscat sau sărac.

2.3. FORMAREA CONDENSATULUI ÎNTR-UN ZĂCĂMÂNT DE GAZE ȘI EFECTELE SALE

În condiții inițiale de zăcământ, gazul condensat este un fluid monofazic. Este compus în principal din metan și alte hidrocarburi ușoare, dar conține, de asemenea, și hidrocarburi grele, numite “fracții grele” sau compuși grei. În orice caz, în anumite condiții de temperatură și presiune, condensatul este separat în două faze, una gazoasă și una lichidă; lichidul este cunoscut sub numele de gaz condensat retrograd. O scădere continuă în presiune va crește volumul fazei lichide până la un maxim, apoi volumul de lichid va scădea.

În timpul fazei de producție, temperatura formațiunii nu se schimbă, însă presiunea (factorul dominant din zăcământ) scade. Când presiunea dintr-un zăcământ de gaz-condensat scade până la un anumit punct, numit presiune de saturație sau presiunea punctului de rouă, faza lichidă, bogată în fracții grele, iese din soluție. Faza gazoasă e ușor epuizată de fracții grele. Volumul de condensat generat depinde de conținutul în compuși grei. Inițial, condensul lichid este imobil datorita forțelor capilare ce acționează pe fluid, această cădere de presiune odată formată va avea tendința să blocheze lichidul în pori sau în spațiile dintre pori. Totuși, după ceva timp, saturația în lichid crește și faza gazoasă devine mai săracă în fracții grele, în drumul dintre formațiune și gaura sondei.

Chiar și pentru gazele-condensate cu separare de lichide substanțială, mobilitatea condensului (raportul dintre permeabilitate relativă și vâscozitate) rămâne nesemnificativă departe de gaura sondei. Ca și o consecință, condensul care se formează în majoritatea zăcământului este pierdut în timpul producției, în cazul în care nu se implementează un proces de “Gaz cycling” (reciclare gaz). Efectul scăderii mobilității este de obicei neglijabil.

Cea mai mare cădere de presiune are loc în zona sondelor de producție, asta înseamnă că lângă acestea situația este diferită. Odată ce presiunea dinamică de fund scade sub punctul de rouă, se formează efectul de “con de chiuvetă” în jurul găurii sondei. Pe măsură ce gazul este produs lichidul se separă. După o scurtă perioadă tranzitorie, destul lichid se acumulează și mobilitatea acestuia devine importantă. Lichidul și gazul concurează pentru căile de curgere, în funcție de relația permeabilităților relative ale formațiunii. Blocajul cu condensat este

rezultatul scăderii mobilității în jurul găurii sondei după scăderea presiunii sub punctul de rouă, deci lichidul apare în sondă ca schimbare a presiunii; la un moment dat lichidul va restricționa producția. Odată ce fluidele de zăcământ pătrund în gaura sondei, condițiile de temperatură și presiune se pot schimba. Condensatul lichid poate fi produs în gaura sondei, dar lichidul se poate bloca datorită schimbării condițiilor. Dacă gazul nu are suficientă energie să producă lichidul la suprafață, apar încărcările cu lichid sau acumularea de lichid în gaura sondei, deoarece faza lichidă este mai densă decât cea gazoasă cu care circulă. Procentul de lichid acumulat în sondă va duce eventual la restricționarea totală a producției. În cazul acesta, tehnologii de extracție precum “gaz lift” sau pompaj de adâncime vor fi necesare.

Cunoașterea și determinarea proprietăților fluidelor de zăcământ sunt un aspect important și necesar pentru orice zăcământ, dar ocupă un rol vital în zăcămintele de gaz-condensat. Cunoașterea gazului-condensat are un rol major în estimarea potențialului de vânzări a gazelor și lichidului, cantitățile de gaz și lichid necesare pentru dimensionarea facilităților de suprafață. Cantitatea de lichid rămasă în zăcământ contribuie, de asemenea, ca un important aspect economic de luat în considerare. Aceste considerații plus altele, cum ar fi necesitatea unui sistem de artificial lift sau tehnologii de stimulare, se bazează pe prelevarea de mostre de fluid cât mai precise.

Productivitatea sondelor în zăcăminte cu un conținut mediu-ridicat de gaz-condensat au un declin rapid, după ce presiunea dinamică de fund trece sub cea a punctului de rouă (presiunea de saturație). Declinul continuă până când în tot zăcământul are loc acest fenomen, apoi productivitatea față de faza gazoasă începe să crească. Modelările compoziționale arată că saturația în condens crește în jurul sondelor la valori de 68%, scăzând permeabilitatea față de gaz și implicit productivitatea față de gaz. În orice caz, după ce presiunea din întreg zăcământul trece sub valoarea presiunii de saturație, separarea lichidului apare oriunde. Blocarea cu gaz-condensat scade pe măsură ce mobilitatea față de gaz din imediata apropiere a găurii sondei crește.

Presiunea din zăcământ sub punctul de rouă are două efecte principale, ambele negative:

- Producția de gaz și condensat scade datorită apariției unui blocaj cu condensat în zona din imediata apropiere a găurii sondei;
- Gazul produs conține mai puține fracții grele, cele mai valoroase, datorită condensării în zăcământ, unde condensatul are insuficientă mobilitate să curgă spre gaura de sondă;

2.4. BLOCAJUL DATORAT CONDENSATULUI

Nu toate zăcămintele de gaz cu condensat sunt condiționate de limitarea presiunii pentru a elimina blocajul din jurul găurii sondei, cu toate că la acestea se vor intalni blocaje cu gaz-condensat. Gradul în care separarea condensului devine o problemă de productivitate depinde de diferența de presiune apărută în zăcământ, de la conturul de alimentare până la punctul de control, la suprafață.

Dacă căderea de presiune este considerabilă, căderea adițională datorită blocării cu condensat poate fi foarte importantă pentru productivitatea sondei. Aceste condiții apar, de obicei, în formațiuni cu capacitate de curgere „kh” mică, produsul dintre permeabilitate și grosimea stratului. Pe de altă parte, dacă o mică parte din totalul căderii de presiune apare într-un zăcământ cu o capacitate de curgere „kh” mare, atunci adăugarea unei căderi suplimentare datorită blocajului cu condens va avea cel mai probabil un impact mic asupra productivității sondei. Ca o instrucțiune generală, blocajul cu gaz–condensat va dubla căderea de presiune într-un zăcământ, pentru aceeași producție (debit).

Conceptual, curgerea în zăcămintele de gaz condensat poate fi împărțită în trei regiuni, chiar dacă în unele situații nu sunt prezente toate trei. Două regiuni de curgere pot fi întâlnite în jurul găurii sondei atunci când presiunea de fund este sub punctul de rouă al fluidului. Cea de-a treia regiune de curgere, departe de sonde, există doar atunci când presiunea de zăcământ este deasupra punctului de rouă.

Cea de-a treia regiune include majoritatea zăcământului ce se află departe de sondele de producție. Din moment ce aici presiunea este peste presiunea de rouă, există doar o singură fază de hidrocarburi prezentă care curge, gazul. Limita interioară a acestei zone apare atunci când presiunea este egală cu presiunea de saturație a zăcământului inițial de gaz. Limita nu este staționară, se deplasează spre conturul de alimentare pe măsură ce hidrocarburile sunt

produse prin sondă și presiunea scade, într-un final dispare când presiunea de la conturul de alimentare scade sub punctul de rouă.

În regiunea a doua, regiunea cu acumulare de condensat, lichidul se separă din faza gazoasă, dar saturația sa rămâne destul de mică încât să fie imobil; aici încă suntem în curgerea monofazică pentru gaz. Volumul de lichid care se separă este determinat de caracteristicile de fază, descrise de diagrama PVT. Saturația în lichid crește și faza gazoasă devine mai săracă în curgerea spre gaura sondei. Limita interioară a acestei regiuni este de obicei aproape de saturația critică în lichid pentru curgere, care este saturația reziduală în țiței.

În zona întâi, în jurul găurii sondei, ambele faze curg, atât gazoasă cât și lichidă. Saturația condensatului este mai mare aici decât saturația critică a acestuia. Dimensiunea acestei regiuni variază de la mărimi de zeci de metri pentru condensatul mai sărac, până la sute de metri pentru condensatul mai bogat. Mărimea este proporțională cu volumul de gaz drenat și cu volumul de lichid separat, se extinde mai departe de gaura sondei în zăcămintele cu permeabilitate mai mare decât media, din moment ce un volum mai mare de gaz curge prin aceste straturi. Chiar și în zăcămintele ce conțin gaze mai sărace, cu o separare mai slabă de lichid, blocajul cu gaz condensat poate fi important, deoarece forțele capilare pot reține condensatul, care în timp, să genereze o saturație foarte mare.

Blocajul cu condensat în jurul găurii sondei controlează productivitatea sondei. Raportul de curgere gaz/condensat este constant și condiția PVT este considerată o regiune de expansiune cu compoziție constantă. Această condiție simplifică relația dintre permeabilitățile relative pentru țiței și gaz, făcând ca raportul să fie o funcție a proprietăților PVT. Totuși, efecte suplimentare ale permeabilității relative au loc în zona din jurul găurii sondei, datorită vitezei de curgere a gazului, prin urmare forța datorită vâscozității este extremă. Raportul vâscozitate/forțe capilare este numit „număr capilar”. Condițiile cu un gradient de presiune cauzat de o viteză ridicată sau tensiune interfacială scăzută au numere capilare mari, indicând faptul că forțele datorate vâscozității sunt dominante și permeabilitatea relativă pentru gaz este mai mare decât pentru valori la debite mai mici.

La viteze de curgere în jurul găurii sondei mai mari, efectul inerției, sau Forchheimer, scade permeabilitatea relativă pentru gaz. Baza acestui efect este frecarea datorită inerției pe

măsură ce fluidul accelerează prin găturile dintre pori, și încetinește după ce pătrund în pori. Rezultatul este o permeabilitate aparentă mai scăzută decât cea estimată de legea lui Darcy. Efectul este de obicei numit „curgerea non-Darcy”.

Efectele celor două viteze mari au un impact de ansamblu pozitiv, reducând impactul datorită blocajului cu condensat. Testele de laborator asupra carotelor sunt necesare pentru măsurarea efectelor inerției și a numerelor capilare asupra permeabilității relative.

Chiar dacă primul indiciu pentru blocaj cu condens este de obicei scăderea productivității, prezența sa este determinată cu ajutorul unui test de presiune tranzitorie. O cercetare la închidere poate fi interpretat astfel încât să arate distribuția în lichid înainte și după închiderea sondei. Efectul imediat în testele tranzitorii reflectă condițiile din imediata zonă a găurii sondei. Blocajul cu gaz condensat este indicat prin prezența unei căderi de presiune bruște în jurul găurii sondei. Cu perioade de test cât mai mari, răspunsul este dominat de permeabilitatea față de gaz din zona îndepărtată a găurii sondei. Permeabilitatea poate fi determinată de pe derivata curbei presiunii, pe un grafic log-log al pseudopresiunii și a timpului de închidere. Dacă testul continuă destul de mult, proprietățile de curgere cele mai îndepărtate pot fi determinate.

2.5. TEHNICI DE EVITARE SAU REDUCERE A EFECTULUI DE PRODUCTIE DE CONDENSAT

Productia de condensate este o situatie greu de combatut din cauza faptului ca este o proprietate termodinamica a zacamintelor de gaze aflate sub presiunea de saturatie. Atat timp cat temperatura si compozitia gazului raman constant, productia la o presiune mai mica decat presiunea de saturatie va avea ca rezultat productie de condensat

O practica folosita este mentinerea presiunii combinata cu caderi de presiune si debite astfel incat in jurul gaurii de sonda sa fie pastrata presiunea peste cea de saturatie. Potrivit literaturii de specialitate, acesta practica este nerealizabila in majoritatea situatiilor. Potrivit corelarii Bennion, Thomas and Schulmeister, chiar si debite scazute care sa asigure o productie economica fac ca presiunea sa scada sub presiunea de saturatie in jurul gaurii de sonda.

Caderile de presiune poate fi redusă în majoritatea cazurilor prin creșterea suprafeței de producție în zona perforaturilor, echipări de sonda de tip gaură liberă, sonde orizontale și în unele cazuri, stimulări hidraulice pentru creșterea zonei de producție, scăderea caderii de presiune și efectul de skin.

Așa cum am menționat mai sus, în unele cazuri, în anumite situații, o anumită cantitate de distrugere a condensului este inevitabilă. Acest lucru este valabil în cazul operațiilor cu cicluri de gaz, în general, deși cea mai mare parte a zăcămintului este menținută la o anumită presiune deasupra valorii punctului de rouă. În zona adiacentă găurii de sonda este adesea supusă la caderi de presiune, care conduc la localizarea caderii condensatului. În zăcămintele de bună calitate, unde valoarea saturației mobile critice este scăzută, această scădere poate să nu afecteze în mod semnificativ debitele (cel puțin în timp ce presiunea zăcămintului este ridicată), iar producția primară convențională poate fi opțiunea economică și tehnică de alegere. În multe cazuri, tratamentele periodice pentru încercarea de a îndepărta o parte din lichidele condensate captate în jurul găurii de sonda sunt adesea folosite pentru a încerca să crească ratele de producție.

Există o serie de tehnici potențiale care au fost sugerate sau utilizate în acest scop cu diferite grade de succes. Unele dintre aceste metode sunt: repressurizarea statică, reinjectarea gazului uscat, injectia de gaze bogate, injectia de solvent, injectia mutuală de solvent, combustie internă, injectia de apă, injectia de nitrogen, stimularea hidraulică, stimulare cu soluție acidă, injectia ciclică.

2.5.1. Presurizarea statică și inhibitori

Această tehnică se bazează pe ipoteza reversibilității termodinamice. Teoretic, dacă producția din sonda este oprită și dacă presiunea rezervorului în cea mai mare parte este încă suficient de mare încât, în timp, presiunea din regiunea epuzată din jurul găurii de sonda este marită peste presiunea inițială a punctului de rouă, lichidele condensate care sunt prinse în sistem de pori ar trebui să fie revaporizate în fază gazoasă.

Conform literaturii, din păcate, această tehnică se bucură de un succes limitat real în mediile poroase, datorită domeniului interfacial limitat, procesul de revaporizare este extrem

de limitat la transferul de masa (difuzie motivata) si prin urmare, foarte lent. De asemenea, deoarece un astfel de volum limitat de gaz este in contact cu un anumit volum de condens in spatiul porilor (condensul care este prins, fiind precipitat dintr-un volum mare de gaz care a trecut prin spatiul porilor in comparatie cu volumul mic care se afla in contact cu aceasta sub expunere statica), aceasta limiteaza inca o data cantitatea de revaporizare care poate sa apara.

Intr-o maniera similara, inhibitatea statica (efectele de capilaritate care "rasucesc" condensul prins in zacamant) sunt eficiente numai daca zacamantul prezinta tendinte puternice de umectare pe ulei. Daca rezervorul este neutru sau umed pe apa, nu va exista afinitate de inhibitare spontana pentru a muta saturatia blocata in afara regiunii apropiate. Deoarece mai multe rezervoare de gaz nu contin initial o saturatie a hidrocarburilor lichide, in mod implicit, in multe cazuri, acestea sunt umede in apa in natura si prin urmare, acest lucru denatureaza impreganrea ca mijloc de desprindere a lichidelor de condens, condensate retrograd in gaura de sonda.

Conform literaturii de specialitate, pentru unele situatii in zacamante, daca presiunea este scazuta suficient, condensul incepe sa se revaporizeze din nou. In unele cazuri, este posibil ca la presiuni foarte scazute si temperaturi ridicate, sa treaca complet din regiunea cu doua faze. Practic, inca o data, aceasta metoda este limitata in aplicare. In majoritatea cazurilor, presiunea la care incepe revarsarea substantiala este cu mult sub presiunea abandonului economic al zacamantului. Chiar daca acest lucru nu este cazul, procesul de revaporizare tinde sa fie extrem de lent si transferul de masa este dominat atunci cand apare intr-o situatie statica in medii poroase.

2.5.2. Reinjectarea de gaze uscate

Injectarea de gaze uscate in formatie, pentru a mentine presiunea zacamantului deasupra punctului de roua, deplaseaza lent fraciunile grele care sunt inca in solutie cu gazul zacamantului. Gazul este injectat in rezervor dupa ce a fost separat de condens. Gazul injectat poate proveni de asemenea dintr-o sursa externa. Gazul uscat este miscibil cu condensul de gaze.

Injectarea gazului uscat este un proces eficient deoarece există o deplasare miscibilă prin vaporizarea condensului retrograd prin contacte multiple cu gazul uscat. Gazul uscat determină evaporarea componentelor ușoare și medii ale condensului retrograd în apropierea sondelor de injecție. Componentele grele îmbogățesc gazul uscat.

Această tehnică necesită, în general, o presiune relativ ridicată pentru a avea succes. Injectarea gazului uscat este efectuată în general folosind metan uscat și utilizează miscibilitatea la vaporizare la presiune înaltă pentru a extrage condensul prins prin regiunea de injecție din jurul gaurii de sondă.

Deoarece injecția are loc și se introduce un fluid nou prin sistemul porilor, transferul de masă conectiv și constant este de asemenea posibil. Prin urmare, efecte rapide de transfer de masă și de vaporizare sunt prezentate.

Presiunea necesară este în mare măsură dependentă de compoziția condensului prins și de proprietățile specifice de temperatură și gaze. Presiuni mai mari decât de obicei în regiunea de 30-40 MPa, sunt necesare pentru vaporizarea amestecului cu metan.

2.5.3. Injecția de gaze bogate

În multe situații ale zăcămintelor, este prezentă o presiune insuficientă pentru a genera miscibilitatea de vaporizare cu injecția de gaz slab sau azot. În aceste cazuri, extracția/deplasarea miscibilă similară a condensului poate fi efectuată prin utilizarea unor gaze de injecție cu greutate moleculară mai mare, cum ar fi etanul sau propanul, care au presiuni de miscibilitate mult mai mici cu condensatul prins, această metodă fiind eficientă, dar foarte costisitoare.

2.5.4. Injecția de solvenți

Acest procedeu constă în injecția de solvenți de hidrocarburi în fază lichidă (în general toluen, xilen sau distilat) în formare. Deși această metodă este adesea eficientă pentru îndepărtarea depunerilor de parafină care pot fi asociate cu producția de condens, ca metodă de îndepărtare a condensatului prins, metoda este în mod normal ineficientă deoarece se înlocuiește pur și simplu o fază de hidrocarbura miscibilă cu alta. În multe cazuri, tensiunea interfacială dintre gazul de rezervor și solventul organic, cum ar fi xilen, este de fapt mai mare

decat cea dintre condensul captat si gazul de rezervor, ceea ce poate duce efectiv la o crestere a saturatiei fazei de hidrocarbura prinsa.

2.5.5. Injectia mutual de solventi

Aceasta include injectarea de alcooli cu masa moleculara ridicata, cum ar fi butanol, alti solventi si surfactanti. Obiectivul este acela de a reduce tensiunea interfaciala a condensului de gaz. Ceea ce usureaza recuperarea condensului prins. Multi alcooli au probleme cu fluidul si emulsia de condensate si trebuie efectuate teste de compatibilitate. Adesea, cu numerosi agenti de acest tip, reducerea efectiva a tensiunii interfaciale a gaze-titei este relativ usoara, iar efectul general de stimulare poate fi marginal. Tensiunea interfaciala si de screening ar trebui sa fie efectuate inainte de executie pentru a determina eficacitatea oricarui agent de acest tip pentru eliminarea condensului.

2.5.6. Combustie interna

Tehnica care incearca sa utilizeze injectia de aer pentru a aprinde si misca saturatia condensatului prin in afara zonei imediate a gauri de sonda. Cele mai multe condensate sunt volatile in natura si se aprind spontan la temperaturi ale rezervoarelor de peste 120 °C.

Aceasta metoda include temperaturi ridicate ale talpi gauri de sonda si degradarea cimentului, propagarea efectiva, preocuparile legate de coroziune si explozivitate se refera a faptul ca intregul oxigen nu este consumat prin reactii de ardere si oxidare cu titeiul brut in zacamant.

2.5.7. Injectarea / deplasarea apei

In multe situatii de zacamante, injectia de apa este utilizata pentru a mentine presiunea. Apa injectata poate mobiliza o parte din saturatia condensatului prin in matricea zacamantului, permitand recuperarea unei portiuni din aceasta resursa blocata. Mobilitatea condensului de apa/gaz este favorabila datorita mobilitatii ridicate a gazului, acest lucru permite obtinerea unor randamente volumetrice ridicate de maturare. Experienta practica indica faptul ca valoarea saturatiei condensului prin trebuie sa fie foarte ridicata pentru ca aceasta sa fie practica, totusi eficienta deplasarii gazului de apa este scazuta, atingand valori de numai 50%

2.5.8. Injectia de azot

Injectarea de azot este o procedura care este utilizata in Mexic si Statele Unite ale Americi si conform literaturii revizuite sa dovedit a fi un proces economic.

Cel mai mare dezavantaj al injectarii de azot este ca exista un moment in care gazul este contaminat cu azot si este necesar sa se faca o investitie suplimentara pentru a separa hidrocarburile de azot. La o presiune mai mare decat presiunea punctului de roua, injectarea de azot este la fel de eficienta ca si gazul uscat, deoarece este miscibila deplasarea, totusi sub presiunea punctului de roua, deplasarea este nemiscibila si recuperarea lichidului este substantial mai mica decat in cazul de deplasare miscibila.

Unii autori, cum ar fi Renner, au constatat ca diferenta dintre recuperarea lichidului dintre deplasarea miscibila si nemiscibila este de 30%, iar aceasta diferenta creste odata cu cresterea componentelor grele din condens, astfel incat, in conformitate cu cele mentionate mai sus, presiunea trebuie mentinuta deasupra punctului de roua pentru a maximiza recuperarea lichidului.

Conform studiilor lui Moses si Wilson si PDVSA, se poate observa ca contaminarea gazului cu azot maresta presiunea punctului de roua. Presiuni in general mai mare, de obicei de 40-50 MPa, sunt necesare pentru amestecarea in vaporizarea cu azot pur.

2.5.9. Stimularea hidraulica si cu solutie acida

Operatorii lucrează, de asemenea, pentru a depăși probele care apar în blocurile de condens. Fracturarea hidraulică este o tehnologie utilizată cel mai frecvent în domeniul sticării și acidizării este o tehnologie utilizată în carbonatul de carbonat. Ambele tehnici maresc suprafata de contact in formatie. Productia poate fi imbunatatita prin scaderea presiunii de formare. Pneu anumite campuri de condensare a gazelor, o scădere a presiunii înseamnă că producția (intro singura fază) deasupra debitului de presiune poate fi prelungită

2.5.10. Injecția ciclică

Uneori cunoscută sub numele de injecție intermitentă, folosește gaz uscat pentru a evapora condensatul acumulat în jurul sondei și apoi produce. Acest lucru poate aduce beneficii cum ar fi creșterea productivității pe termen scurt, totuși blocajul revine atunci când

producția începe din nou și presiunea formării scade sub punctul de condensare al amestecului de gaze prezent la acel moment.

2.6. COMPORTAMENTUL FLUXULUI ZĂCĂMINTELELOR DE GAZ-CONDENSAT.

Pentru a analiza comportamentul fluxului unui sistem de gaze cu condensat, trebuie mai întâi să înțelegem diferența dintre valorile proprietăților statice și dinamice. Valorile statice sunt pentru proprietățile fluidului in situ definite într-o anumită locație a zăcământului la un moment dat, în timp ce valorile dinamice sunt asociate cu proprietățile fluidelor care curg. În simulările de zăcământ, valorile statice se vor referi la valorile de proprietate ale unui bloc de rețea dat la un moment dat, Prin urmare, compozițiile probelor de suprafață nu vor fi aceleași ca și compoziția globală din zăcământ, deși ele pot indica modificările variațiilor de proprietăți ale fluxului din zăcământ.

2.6.1. Cele trei regiuni de flux

Fevang (1995) a identificat trei regiuni de curgere legate de comportamentul căderii de presiune a fluxului în zăcăminte de gaze-condensate, dar în unele situații nu toate cele trei sunt prezente. Figura 2.5 prezintă distribuția de saturație a condensului în jurul sondei pentru simularea căderii de presiune.

– *Regiunea 1: Regiunea în care gazul și condensatul curg simultan.*

Regiunea 1 este cea mai apropiată de sondă. Saturația țiteiului din regiunea 1 este mai mare decât saturația critică și condensatul și gazul curg simultan la viteze diferite. Raportul de curgere gaz/condensat (GOR) este constantă pe toată regiunea 1. Compoziția gazului care pătrunde în regiunea 1 are aceeași compoziție ca cea produsă de sondă. În schimb, dacă cunoaștem GOR produs în sondă, atunci cunoaștem compoziția care curge în regiunea 1. Punctul de roua a GOR-ului produs de sondă este egal cu presiunea în limita exterioară a regiunii 1 (începutul regiunii 2). Această regiune este principala sursă de pierdere productivității sondelor de gaz-condensat. Permeabilitatea relativă a gazelor este redusă drastic în această regiune datorită acumulării condensului. Permeabilitatea relativă a gazului este o

funcție a distribuției de saturație lichidă. Bogăția fluxului de curgere și proprietățile PVT ale gazului va determina cantitatea de saturație a lichidului în regiunea 1. Diferența în Raportul de curgere gaz/condensat relația între gazul care intră în regiunea 1 și gazul care iese din regiunea 1 crește cu timpul. Pentru condiții de stare staționară, saturația condensatului în regiunea 1 este determinată (în funcție de rază) în mod specific pentru a se asigura că tot lichidul care condensează în regiunea 1 are suficientă mobilitate pentru a curge fără nicio acumulare netă.

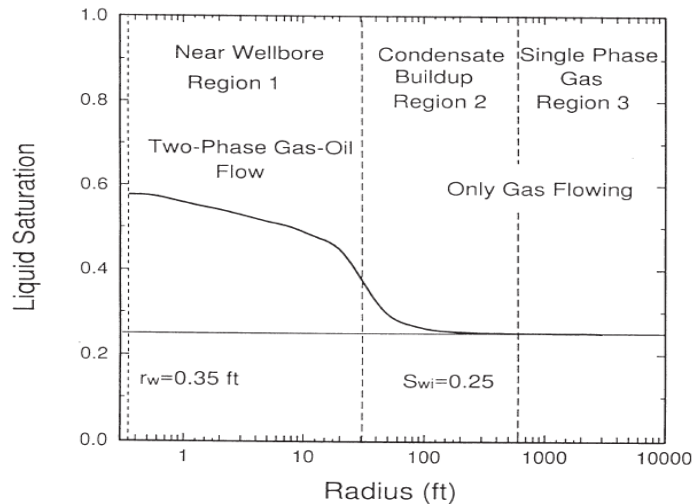


Fig.2.5. Cele trei regiuni de flux.^[32]

- **Regiunea 2:** Regiunea unde condensatul se acumulează și gazul curge (saturația condensatului este mai mică decât saturația critică).

Regiunea 2 (în cazul în care există) definește o zonă de acumulare a condensatului. Numai gazul curge în această regiune deoarece mobilitatea condensului este foarte mică și saturația sa este sub saturația critică. Acumularea condensatului apare deoarece presiunea scade sub presiunea punctului de condensare. Atunci când gazul din regiunea 3 intră în regiunea 2, primele picături de lichid condensează. Astfel, presiunea punctului de condensare al gazului original din rezervor este la limita dintre regiunea 2 și regiunea 3. Mărimea regiunii 2 este cea mai mare în primele momente imediat după ce presiunea zăcămintului scade sub punctul de condensare. Dimensiunea scade în timp, deoarece regiunea 1 se extinde. Whitson și Torp (1983) au arătat că saturația condensatului în timpul căderii de presiune ar putea fi determinată prin un CVD-test (corectată pentru saturația inițială a apei). Gazul din regiunea 2 va conține o

cantitate mai mică de hidrocarburi grele. Astfel, gazul care iese din regiunea 2 va fi mai sărac în conținut de hidrocarburi grele decât gazul care intră în această regiunea 2.

- **Regiunea 3:** Regiunea care conține o singură fază (gaz).

Regiunea 3 există întotdeauna într-un zăcământ de gaz-condensat dacă Presiunea rezervorului este mai mare decât punctul de condensare al gazului original. Tratamentul standard al fluxului de gaze monofazate este utilizat pentru a cuantifica contribuția regiunii 3 la capacitatea de livrare a gazelor. Compoziția este constantă în regiunea 3 și este egală cu gazul inițial de zăcământ.

2.6.2. Calculul productivității sondei de gaz prin metoda de Pseudo-presiunea pentru două faze

Buna capacitate de livrare este o problemă importantă în prognozarea performanțelor multor zăcăminte de gaz condensat. Acumulările de condensate în jurul sondei pot cauza o reducere semnificativă a productivității sondei, chiar și în cazul fluidelor foarte slabe. În general, debitul de sondă este afectat de două surse de cădere de presiune datorită condensării și acumulării condensului.

Calculul productivității unei sonde de gaz condensat au fost o problemă de lungă durată fără o soluție simplă. Atunci când presiunea de fund scade sub punctul de condensare, o regiune cu o saturație ridicată a condensatului se acumulează în jurul sondei de producție și aceasta conduce adesea la o reducere a permeabilității efective a gazelor și la o pierdere a capacității de producție. Extinderea inelului de condensat depinde de proprietățile PVT, permeabilitatea absolută a rocii și de permeabilitățile relative, precum și de condițiile de producție din sondă.

În conformitate cu literatura, Fevang și Whitson (1995) au propus cea mai eficientă metodă pentru calcularea capacității de furnizare a zăcămintelor de gaz condensate folosind funcții de pseudopresiune și un model cu trei regiuni. Modelul lui Fevang și Whitson pentru abilitatea de livrare a sondei este calculat cu o formă modificată a pseudopresiunii a lui

Evinger și Muskat. Acești autori recomandă propriile modele pentru rază, fracturarea verticală, și sondele orizontale.

Ecuția ratei stării pseudo staționară pentru o sondă de gaz condensat de orice formă (radial, fracturare verticală sau orizontală) propusă de Fevang și Whitson are următoarea formă:

$$q_g = C \left(\frac{RT_{sc}}{p_{sc}} \right) f_g \cdot \int_{p_{wf}}^{p_R} \left(\frac{\rho_o k_{ro}}{M_o \mu_o} + \frac{\rho_g k_{rg}}{M_g \mu_g} \right) dp \quad (1)$$

În termeni de black-oil PVT

$$q_g = C \cdot \int_{p_{wf}}^{p_R} \left(\frac{k_{ro}}{B_o \mu_o} R_s + \frac{k_{rg}}{B_g d \mu_g} \right) dp \quad (2)$$

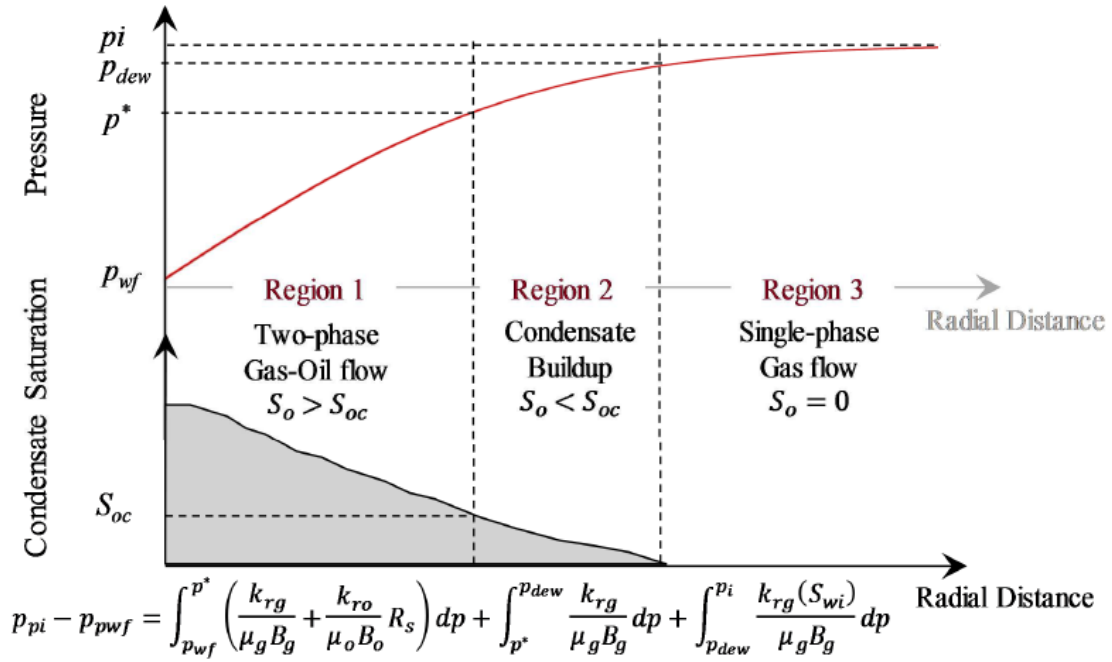
Unde

$$C = \frac{2\pi a_1 kh}{\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - 0.75 + s} \quad (3)$$

Unde $a_1 = 1/(2 \cdot \pi \cdot 141.2)$ pentru unități de câmp și $a_1 = 1.0$ pentru SI. Constanta C include proprietăți de bază ale rezervorului, cum ar fi permeabilitate, k ; grosime, h ; rază de drenaj, r_e ; raza sondei, r_w ; și alte constante. Permeabilitățile relative k_{rg} și k_{ro} sunt definite relativ de permeabilitate absolută, nu relativ la permeabilitatea la saturația ireductibilă a apei. Skin, s , este un factor compozit care include efectele fluxului neideal, cum ar fi pierderile, stimularea, geometria drenajului și penetrarea parțială. Rația producției gaz/țiței (GOR), proprietățile PVT și permeabilitățile relative ale gazului/țițeiului sunt necesare pentru a calcula integrala pseudopresiunii și rata de producție a gazului. Pentru a evalua integrala pseudopresiunii, zona din jurul sondei este împărțită în trei regiuni înainte de a fi menționată în acest capitol.

2.15.4. Scaderea totală a presiunii datorată blocajului condensării ca o funcție de pseudopresiune

Fevang și Whitson recomandă împărțirea integralei în trei părți, presupunerea existenței a trei regiuni diferite în jurul sondei. Integrala ar trebui evaluată de la presiunea de fund până la presiunea inițială a rezervorului. Schema celor trei regiuni este ilustrată în fig 2.6.

Fig.2.6. Schema celor trei regiuni.^[12]

Căderea totală a presiunii $\Delta P_p = p_R - p_{pwf}$ are următoarea formă

$$\Delta P_p = \Delta P_{Region I} + \Delta P_{Region II} + \Delta P_{Region III} \quad (4)$$

Total ΔP_p

$$\int_{p_{wf}}^{p_R} \left(\frac{\rho_o k_{ro}}{M_o \mu_o} + \frac{\rho_g k_{rg}}{M_g \mu_g} \right) dp = \quad (5)$$

$\Delta P_{Region I}$

$$\int_{p_{wf}}^{p^*} \left(\frac{k_{rg}}{B_g \mu_g} + \frac{k_{ro}}{B_o \mu_o} R_s \right) dp \quad (6)$$

$\Delta P_{Region II}$

$$\int_{p^*}^{p_d} \left(\frac{k_{rg}}{B_g \mu_g} \right) dp \quad (7)$$

$\Delta P_{Region III}$

$$k_{rg}(S_{wi}) \int_{p_d}^{p_R} \left(\frac{1}{B_g \mu_g} \right) dp \quad (8)$$

CAPITOLUL 3

INVESTIGAȚIE EXPERIMENTALĂ ȘI REZULTATE

În acest capitol, corelarea dintre Fevang și Whitson pentru producerea gazului condensat a fost modificată pentru a prezice producția sondei și să compenseze efectul Non Darcy. Modificarea a fost făcută introducând coeficientul de curgere Non-Darcy și aplicând principiul de bază pătratic la corelația lui Fevang și Whitson.

În acest capitol un nou set de relații este propus pentru a calcula temperatura punctului de fierbere, presiunea critică și temperatura critică a fracțiunilor petroliere de C_{7+} . Relațiile sunt funcții ale greutății moleculare și ale greutății specifice. Pentru temperatura punctului de fierbere un studiu comparativ este dezvoltat împotriva corelațiilor de curgere: Riazi-Daubert, Whitson și Soreide pentru 565 de probe de titei luate din regiuni și surse de literatură diferite.

Totuși, pentru noile corelații pentru calcularea presiunii critice și temperaturii critice un studiu comparativ este efectuat împotriva corelațiilor de curgere: Riazi-Daubert, Mathews-Roland-Katz, Kessler-Lee, Cavett, Winn-Sim-Daubert, Watansiri-Owen-Starling și Magoulas-Tassios pentru 534 de probe de țitei

Totalitatea informațiilor colectate din diferite surse și materiale de specialitate a fost pusă în slujba acestui studiu. Aceste seturi de date, care au constituit baza acestui studiu, au fost stocate ca un depozit de informații. Fiecare set de date include punctul de fierbere, greutatea moleculară, greutatea specifică, temperatura critică și presiunea critică a fracțiunii C_{7+} .

3.1. MODIFICAREA CORELAȚIA FEVANG ȘI WHITSON

Conform cu literatura de specialitate, corelația lui Fevang și Whitson pentru a descrie comportamentul unui sistem de gaze cu două faze este strict aplicată la sondele verticale și nu compensează efectul Non-darcy (care este un parametru important în fluxul de gaze naturale).

Pentru zăcămintele cu permeabilitate foarte scăzută în medii mature, este suficient să presupunem că gazul respectă legea lui Darcy, dar pentru sondele nou forate, cu permeabilitate

moderată până la mare, de la 1 la 100 md corelația lui Fevang și Whitson ar fi modificată pentru a determina în mod eficient productivitatea unei sonde

În această lucrare, productivitatea unei sonde se calculează utilizând o formă modificată a metodei de pseudopresiune. Raportul de curgere gaz/condensat produs de sondă este necesar pentru a calcula pseudopresiunea, împreună cu proprietățile PVT și presiunea de condensare și compoziția gazului inițial din zăcămint în fază gazoasă și permeabilitățile relative ale gazelor-țiței.

Corelația lui Fevang și Whitson are următoarea formă:

$$q_g = C \left(\frac{RT_{sc}}{p_{sc}} \right) f_g \cdot \Delta P_p \quad (9)$$

Coeficientul de curgere Non-Darcy este dat de:

$$s' = s + D \cdot q_g \quad (10)$$

$$D = \frac{2.715 \cdot 10^{-15} \cdot \beta \cdot k \cdot M_{gc} \cdot P_{sc}}{h \cdot \mu_g \cdot r_w \cdot T_{sc}} \quad (11)$$

Introducand ecuațiile 03, 10 și 11 în ecuația 09 și rezolvand pentru unitățile de teren unde $p_{sc}=14.7 \text{ psia}$ and $T_{sc}= 520^\circ R.$, se obține:

$$q_g = \frac{2.688 \cdot k \cdot h}{\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - 0.75 + s + Dq_g} \cdot f_g \cdot \int_{p_{wf}}^{p_R} \left(\frac{\rho_o k_{ro}}{M_o \mu_o} + \frac{\rho_g k_{rg}}{M_g \mu_g} \right) dp \quad (12)$$

Unde q_g este in termeni quadratic

$$\Delta P_p = Aq_g + Bq_g^2 \quad (13)$$

$$\left[\frac{\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - 0.75 + s}{2.688 \cdot k \cdot h \cdot f_g} \right] \cdot q_g + \left(\frac{D}{2.688 \cdot k \cdot h \cdot f_g} \right) \cdot q_g^2 = \int_{p_{wf}}^{p_R} \left(\frac{\rho_o k_{ro}}{M_o \mu_o} + \frac{\rho_g k_{rg}}{M_g \mu_g} \right) dp \quad (14)$$

Termenul q_g^2 poate fi eliminat, iar relația rezultantă pentru această lucrare poate fi scrisă în termeni de pseudopresiune:

$$q_g = \frac{[0.75 - s - \ln(\frac{r_e}{r_w})] \pm \sqrt{[\ln(\frac{r_e}{r_w}) - 0.75 + s]^2 - 10.752 \cdot k \cdot h \cdot D \cdot f_g \cdot \int_{p_{wf}}^{p_R} (\frac{\lambda_o}{M_o} + \frac{\lambda_g}{M_g}) dp}}{2 \cdot D} \quad (15)$$

Unde

$$\frac{\rho_o k_{ro}}{M_o \mu_o} = \frac{\lambda_o}{M_o} \quad (16)$$

$$\frac{\rho_g k_{rg}}{M_g \mu_g} = \frac{\lambda_g}{M_g} \quad (17)$$

Pentru sistemele multifazice, Evans și Civan au descoperit că coeficientul poate fi estimată utilizând corelația pentru sistemele monofazate prin înlocuirea permeabilității rocilor cu permeabilitatea efectivă. Coeficientul β pentru sistemele multifazice este:

$$\beta = \frac{1.485 \cdot 10^9}{\phi \cdot (k \cdot k_r)^{1.021}} \quad (18)$$

Greutatea moleculară a condensatului poate fi calculată prin:

$$M_o = \frac{44.29 \cdot \gamma_o}{1.03 - \gamma_o} \quad (19)$$

Solubilitatea gazului în scf/STB

$$R_s = \frac{B_o \cdot \rho_o - 62.4 \cdot \gamma_o}{0.0136 \cdot \gamma_g} \quad (20)$$

GOR, R_p în scf/STB

$$R_p = R_s + \frac{q_g}{q_o} \quad (21)$$

fracția molară a gazului la suprafață

$$f_g = \frac{R_p}{R_p + \frac{132800 \cdot \gamma_o}{M_o}} \quad (22)$$

Unde:

$$\gamma_w = \frac{R_s \cdot \gamma_g + 4584 \cdot \gamma_o}{R_s + 132800 \cdot \left(\frac{\gamma_o}{M_o}\right)} \quad (23)$$

Raportul condensate/gaz in STB/scf

$$r_s = \frac{(\gamma_w - \gamma_g) \cdot 10^6}{\gamma_o \left(4584 - \gamma_w \cdot \frac{132800}{M_o}\right)} \quad (24)$$

or

$$r_s = \frac{(\gamma_w - \gamma_g) \cdot 10^6}{4584 \cdot \gamma_o - 2998.42 \cdot \gamma_w \cdot (1.03 - \gamma_o)} \quad (25)$$

3.2. EVALUAREA INTEGRALULUI PENTRU PSEUDOPRESINE.

Căderea totală a presiunii are următoarea formă:

$$\int_{p_{wf}}^{p_R} \left(\frac{\rho_o k_{ro}}{M_o \mu_o} + \frac{\rho_g k_{rg}}{M_g \mu_g} \right) dp = \int_{p_{wf}}^{p^*} \left(\frac{k_{rg}}{B_g \mu_g} + \frac{k_{ro}}{B_o \mu_o} R_s \right) dp + \int_{p^*}^{p_d} \left(\frac{k_{rg}}{B_{gd} \mu_g} \right) dp + k_{rg} (S_{wi}) \int_{p_d}^{p_R} \left(\frac{1}{B_g \mu_g} \right) dp \quad (26)$$

Integrala în ecuația 88 trebuie să fie evaluată în mod numeric pentru fiecare interval de presiune; în această secțiune este prezentată o metodologie simplă pentru rezolvarea pseudo-presiunii în două faze.

Pentru a atinge acest scop, a fost efectuată o cercetare amplă în literatura de specialitate și au fost obținute și compilate diferite ecuații.

Cea mai dificilă parte a acestei investigații a fost găsirea ecuațiilor pentru a calcula permeabilitățile relative în funcție de presiune, forțele capilare și vitează în regiunea 1.

3.3. ALGORITMUL PENTRU EVALUAREA PSEUDOPRESIUNE

- 1) Având rația de gaz-țiței R_p putem determina presiunea p^* : la limita exterioară a regiunii 1 (începutul regiunii 2) dacă definim r_s ca raportul dintre condensat și gaz, putem stabili presiunea p^* când $r_s = 1 / R_p$.

- 2) Cu p^* vom determina R_p , R_s și r_s cu ajutorul ecuațiilor 20, 212 și 24.
- 3) Acum, este necesar să se calculeze permeabilitate relative ca funcție de presiune pentru a se calcula integrale în regiunea 1. Dacă raportul gaz/condensat R_p este cunoscut, raportul k_{rg}/k_{ro} în regiunea 1 poate fi calculat ca o funcție a presiunii cu următoarea ecuație.

$$\frac{k_{rg}}{k_{ro}}(p) = \left(\frac{R_p - R_s}{1 - r_s R_p} \right) \cdot \left(\frac{\mu_g \cdot B_g}{\mu_o \cdot B_o} \right) \quad (27)$$

- 4) Calculăm viteza lui darcy pentru gazele

$$U_g = \frac{V}{A} \quad (28)$$

- 5) viteza porilor

$$V_{pg} = \frac{U_g}{\phi \cdot (1 - S_{wi})} \quad (29)$$

- 6) Pentru a introduce efecte de capilare în raportul de permeabilitate trebuie să calculăm numărul capilar, după cum urmează

$$N_{cg} = \frac{V_{pg} \cdot \mu_g}{\sigma_{go}} \quad (30)$$

- 7) Factor de imiscibilitate

$$f_I = \frac{1}{(\alpha \cdot N_{cg})^n + 1} \quad (31)$$

Unde $n = 0.65$.

- 8) Permeabilitate miscibilă pentru gaze

$$k_{rgM} = k_{rg}^0 \cdot \frac{1}{1 + \left(\frac{k_{rg}}{k_{ro}} \right)^{-1}} \quad (32)$$

- 9) permeabilitatea relativă a gazului la saturația apei ireductibilă

$$k_{rg}^0 = 1.31 - 2.62 \cdot S_{wi} - 1.1 \cdot S_{wi}^2 \quad (33)$$

- 10) saturația normală a titeiului

$$S_o^* = \left(\frac{S_w - S_{wi}}{1 - S_{wi}} \right) \quad (34)$$

11) 1 - Saturația titeului rezidual

$$S_m = 1 - S_{or} \quad (35)$$

12) permeabilitate nemiscibilă petru condensat

$$k_{roI} = (S_o^*)^{\left(\frac{3\lambda+2}{\lambda}\right)} \quad (36)$$

13) permeabilitate nemiscibilă pentru gaze

$$k_{rgI} = k_{rg}^0 \left[\frac{S_m - S_w}{S_m - S_{wi}} \right]^2 \cdot \left[1 - (S_o^*)^{\left(\frac{\lambda+2}{\lambda}\right)} \right] \quad (37)$$

14) permeabilitate în funcție de presiune și numărul capilar

$$k_{rg}(p, Nc) = f_I \cdot k_{rgI} + (1 - f_I) \cdot k_{rgM} \quad (38)$$

15) Permeabilitățile pentru integral în regiunea 2 pot fi calculate pe baza unui test CVD.

$$S_o(p) = (1 - S_w)V_{ro} \quad (39)$$

$$V_{ro} = \frac{V_o(p)}{V_d} \quad (49)$$

16) Pentru a calcula integrale în regiunea 3, valorile $\left(\frac{1}{B_{gd} \mu_g}\right)$ sunt calculate pentru câteva valori ale presiunii de la p_d (presiunea de condensare) pana la p_R (presiunea dinzăcământ), după aceea integrala în regiunea 3 e calculată în mod numeric (suprafața de sub curbă) pentru fiecare valoare a presiunii. Integrala este evaluată prin metoda trapezoidală.

Qg real vs Qg estimat

Crt	Pwf psia	Qg(real) MMSCF/Day	Cond. Flow (real) STB/Day	Cond. Grav. API	GOR PCN/BN	Qg(estimat) MMSCF/Day
1	6260	23.5522405	2856.23787	36.3534886	8245.89603	25.9074646
2	6280	22.7217389	2775.45347	36.7651428	8186.67623	27.2660867
3	6300	21.9077552	2696.70811	37.158792	8123.88822	24.0985307
4	6320	21.1099465	2619.81094	37.5263626	8057.81297	27.4429305
5	6340	20.32797	2544.57112	37.860928	7988.76081	16.262376
6	6360	19.5614828	2470.7978	38.1567078	7917.07149	17.6053346
7	6380	18.8101421	2398.30015	38.4090685	7843.11426	24.4531848
8	6400	18.0736051	2326.88732	38.6145231	7767.28848	19.8809656
9	6420	17.3515288	2256.36847	38.7707311	7690.02453	19.0866817
10	6440	16.6435705	2186.55274	38.8764986	7611.78554	18.5076504
11	6460	15.9493873	2117.2493	38.9317784	7533.07006	19.8569872
12	6480	15.2686364	2048.2673	38.9376698	7454.41591	17.1008727
13	6500	14.6009748	1979.41591	38.8964186	7376.40572	17.959199
14	6520	13.9460598	1910.50426	38.8114174	7299.6748	15.619587
15	6540	13.3035485	1841.34153	38.6872053	7224.92179	15.2405452
16	6560	12.6730981	1771.73686	38.5294678	7152.92343	14.1938699
17	6580	12.0543657	1701.49942	38.3450372	7084.55471	13.2598023
18	6600	11.4470085	1630.43835	38.1418924	7020.81649	14.3087606
19	6620	10.8506836	1558.36282	37.9291588	6962.87374	14.4314091
20	6640	10.2650481	1485.08198	37.7171083	6912.10873	11.2915529
21	6660	9.68975932	1410.40499	37.5171596	6870.19644	10.6587352
22	6680	9.12447428	1334.14099	37.3418777	6839.21289	11.6793271
23	6700	8.56885018	1256.09916	37.2049745	6821.79437	11.5679477
24	6720	8.02254416	1176.08864	37.1213084	6821.37714	12.8360707
25	6740	7.48521338	1093.91859	37.1068841	6842.56896	8.98225606
26	6760	6.95651499	1009.39816	37.1788533	6891.74523	9.39129524
27	6780	6.43610615	922.336523	37.355514	6978.04541	8.36693799
28	6800	5.92364399	832.542819	37.6563109	7115.12232	6.21982619
29	6820	5.41878569	739.826209	38.1018353	7324.40352	6.50254283

3.4. NOI CORELAȚII PENTRU PREDICȚIA PUNCTULUI DE FIERBERE AL FRAȚIUNII C₇₊

În această lucrare sunt propuse noi relații pentru a calcula punctul de fierbere a fracțiunii C₇₊ a fluidelor petroliere. Relațiile propuse sunt o funcție a greutatei moleculare și a gravității specifice.

În această secțiune, rezultatele analizelor statistice ale tuturor eșantioanelor au fost folosite fără a se exclude sau a se elimina vreo informație. În *tabel 3.1* apar intervalele principalului parametru folosit pentru a implementa noi corelații pentru predicția punctului de fierbere al fracțiunii C_{7+}

Tabelul 3.1. Ramele și parametrii statistici corespunzători utilizați pentru construirea modelului în acest studiu

Parametru	Minim	Medie	Maxim	Deviația standard
punctul de fierbere fracțiunii C_{7+} (K)	282.65	465.11	849.48	108.31
Masa moleculară	70.14	159.54	580.00	89.11
greutatea specifică	0.6000	0.8100	1.3500	0.1111

Ecuțiile propuse pentru punctul de fierbere au două niveluri diferite ale greutateii moleculare; așadar, dacă se dau greutatea specifică (γ) și greutatea moleculară (M) ale fracțiunii C_{7+} , atunci punctul de fierbere (T_B) va fi estimat după cum urmează:

Cand $M < 380$

$$\ln(T_B) = 4.3919 \cdot (M \cdot \gamma)^{0.06996} \quad (41)$$

Și dacă $M > 380$

$$\ln(T_B) = 3.587 \cdot [\ln(M \cdot \gamma)]^{0.3431} \quad (42)$$

pentru domeniul gaze cu condensate recomandă utilizarea ecuației 41, cu ecuația 41 putem calcula proprietățile critice (Temperatura critică presiunea critică) cu modelele prezentate în literatura de specialitate. după determinarea presiunii critice și a temperaturii critice putem calcula presiunea și temperatura pseudo-critice amestcului de acord cu $p_{pc} = \sum y_i \cdot p_{ci}$ și $T_{pc} = \sum y_i \cdot T_{ci}$

Performanța și acuratețea noului model de predicție a punctului de fierbere al fracțiunii C_{7+} este comparat cu corelații deja existente. Tabelele 3.2 și 3.3 raportează exactitatea diferitelor metode de predicție a punctului de fierbere al fracțiunii C_{7+} .

Tabelul 3.2. Rezultatele analizelor statistice ale noilor corelații pentru punctul de fierbere al fracțiunii C_{7+} când $M < 380$

Model	APE	AAPE	RMSE	R^2
Riazi-Daubert	- 0.0071	0.0193	0.0276	0.9774
Whitson	- 0.0062	0.0174	0.0268	0.9764
Soreide	- 0.0219	0.0289	0.0413	0.9764
Acest studiu (Ec.103)	- 0.0089	0.0191	0.0275	0.9764

Este observabil din tabelul 3.2 că noile corelații au o bună precizie generală pentru predicția punctului de fierbere al fracțiunilor grele ale căror greutate moleculară este mai mică de 380. Rezultatele indică o bună concordanță între modelele propuse în acest studiu cu modelele prezentate în literatura de specialitate și corelațiile preluate din materialele de specialitate. În orice caz, din tabelul 3.3 reiese că atunci când greutatea moleculară este mai mare de 380, noile corelații au cea mai bună precizie generală în predicția punctului de fierbere al fracțiunii C_{7+} .

Tabelul 3.3. Rezultatele analizelor statistice ale noilor corelații pentru punctul de fierbere al fracțiunii C_{7+} când $M > 380$

Model	APE	AAPE	RMSE	R^2
Riazi-Daubert	0.0084	0.0134	0.0168	0.9137
Whitson	- 0.0634	0.0634	0.0684	- 0.1530
Soreide	0.0129	0.0364	0.0375	0.6609
Acest studiu (Ec.104)	0.0029	0.0071	0.0087	0.9850

3.5. NOI CORELAȚII PENTRU PREDICȚIA PRESIUNII CRITICE ȘI A TEMPERATURII CRITICE A FRAȚIUNII C_{7+}

În această lucrare au fost propuse anumite corelații empirice pentru a prezice temperatura critică și presiunea critică a fracțiunilor C_{7+} . Rezultatele analizelor statistice ale tuturor eșantioanelor au fost folosite fără a se exclude sau a se elimina vreo informație. În tabel 3.4 apar intervalele principalului parametru folosit pentru a implementa noi corelații.

Tabelul 3.4. Ranges and their corresponding statistical parameters used for constructing the model in this study

Parametru	Minim	Medie	Maximu	Deviația standard
Punctul de fierbere al C ₇₊ (K)	282.648	465.112	849.48	108.308
Masa moleculară al C ₇₊	70.135	159.537	580	89.109
Greutatea specifică al C ₇₊	0.5960	0.8150	1.3490	0.111
Presiunea critică al C ₇₊ (Bar)	4.480	25.832	49.244	7.799
Temperatura critică al C ₇₊ (K)	433.778	655.048	996	109.295

Dacă se dau greutatea specifică (γ) și masa molară (M) ale fracțiunilor C₇₊, atunci temperatura critică și presiunea critică se estimează după cum urmează:

$$\varepsilon = \ln\left(\frac{M}{\gamma^2 + \gamma}\right) \quad (43)$$

$$\ln(P_c) = -0.135 \cdot \varepsilon^2 + 0.2506 \cdot \varepsilon + 4.9033 \quad (44)$$

$$T_c = 188.9093 \cdot M^{0.2584} \cdot \gamma^{0.6494} \cdot \exp(0.0007 \cdot M + 0.1075 \cdot \gamma - 0.0009 \cdot M \cdot \gamma) \quad (45)$$

Pentru aceste corelații empirice T_c se va măsura în *Kelvin*, iar p_c în *Bar*.

Performanța și acuratețea noilor modele pentru prezicerea temperaturii critice și a presiunii critice a fracțiunii C₇₊ sunt comparate cu corelațiile deja existente preluate din sursele de specialitate.

Tabelele 3.5 și 3.6 raportează precizia diferitelor metode pentru predicția temperaturii critice și a presiunii critice a fracțiunii C₇₊.

Tabelul 3.5. Analiza statistică a noii corelații pentru predicția temperaturii critice a fracțiunii C₇₊

Model	Parametrii de corelație	APE	AAPE	RMSE	R ²
Mathews, Roland and Katz	M, γ	0.03354	0.03862	0.05633	0.8309
Kessler and Lee	T _b , M	0.00663	0.01213	0.01749	0.9865
Cavett	T _b , °API	0.00661	0.01219	0.01685	0.9890
Riazi and Daubert (E.09)	M, γ	-0.00184	0.01773	0.02525	0.9707
Riazi and Daubert (E.13)	M, γ	0.00114	0.02030	0.02832	0.9624
Riazi and Daubert (E.11)	T _b , γ	0.00774	0.01273	0.02067	0.9775
Winn and Sim-Daubert	T _b , γ	0.01086	0.01405	0.01883	0.9861
Watansiri, Owen and Starling	T _b , γ , V _c	0.00171	0.01419	0.02061	0.9800
Magoulas and Tassios	M, γ	0.01222	0.02378	0.03424	0.9469
Acest studiu (Ec.107)	M, γ	0.00546	0.01643	0.02352	0.9750

Este notabil din tabelul 3.5 că noua corelație pentru predicția temperaturii critice (Ecuația 45) prezintă o precizie generală bună atunci când greutatea moleculară se află în intervalul 70 – 580. Rezultatele indică o bună concordanță a modelului propus în acest studiu cu corelațiile preluate din materialele de specialitate. Totuși, se poate observa că noul model propus pentru estimarea temperaturii critice prezintă un mai bun grad de acuratețe atunci când parametrii de corelație sunt reprezentați de greutatea specifică și greutatea moleculară a fracțiunii C₇₊.

Tabelul 3.6. Analiza statistică a noii corelații pentru predicția presiunii critice a fracțiunii C₇₊

Model	Parametrii de corelație	APE	AAPE	RMSE	R ²
Mathews, Roland and Katz	M, γ	0.00222	0.06298	0.12073	0.9359
Kessler and Lee	T _b , M	-0.01898	0.06327	0.10531	0.9033
Cavett	T _b , °API	-0.04415	0.07349	0.11221	0.8871
Riazi and Daubert (E.08)	M, γ	0.03073	0.05260	0.08385	0.9408
Riazi and Daubert (E.12)	M, γ	-0.00202	0.07316	0.15521	0.8771
Riazi and Daubert (E.14)	T _b , γ	-0.09925	0.13474	0.511826	-0.7285
Winn and Sim-Daubert	T _b , γ	-0.03854	0.06776	0.11381	0.8992
Watansiri, Owen and Starling	T _b , γ , V _c	0.04196	0.06144	0.10319	0.9442
Magoulas and Tassios	M, γ	-0.04756	0.07965	0.11859	0.7896
Acest studiu (Ec.106)	M, γ	-0.00386	0.04060	0.08385	0.9501

Din tabelul 3.6 reiese că modelul propus în această lucrare pentru predicția presiunii critice a fracțiunilor C_{7+} (ecuația 44) are cea mai bună acuratețe atunci când greutatea moleculară se află în intervalul 70 – 580.

După cum se poate observa în acest studiu în tabel 3.5 ca ecuațiile E.13 și E.15 estimează temperatura critică T_c a fracțiunilor C_{7+} cu o bună precizie pentru intervalul C_5 – C_{20} și se află în concordanță cu ceea ce a fost anunțat de către Riazi și Daubert. Totuși, se poate observa în tabel 3.6 ca ecuațiile E.12 și E.14 estimează presiunea critică p_c cu o abatere mai mare, iar conform autorilor motivul acestei medii de eroare ridicată îl constituie valorile scăzute ale p_c în cazul numărului mare de atomi de Carbon.

534 de valori au fost folosite pentru a valida modelul propus în acest studiu. Aceste 534 de măsurători au generat o comparație între valorile observate și cele prezise:

- Analiza noilor corelații pentru determinarea temperaturii critice, respectiv a presiunii critice pentru fracția C_{7+} arată că măsurătorile se potrivesc în linie dreaptă.

CAPITOLUL 4

CONCLUZII, PROPUNERI ȘI CONTRIBUȚII PERSONALE

Pe baza studiului prezentat în acest eseu, se pot detașa următoarele concluzii:

- Metoda modificată a lui Fevang și Wihtson a fost testată cu succes pentru o sondă radială și verticală (Anexa F). Este recomandabil ca prezenta metodă să fie investigată în continuare utilizând mai multe date de teren pentru a verifica acuratețea și limitele acesteia. Pentru moment, metodologia recomandată în această lucrare pentru a rezolva integrale din regiunile 1, 2 și 3 este practică și mai ușor de rezolvat.

Rezultatele corelațiilor propuse pentru calculul punctului de fierbere, a temperaturii critice și a presiunii critice ale fracțiunilor C_{7+} indică o bună concordanță cu corelațiile preluate din literatura de specialitate, respectiv cu informațiile raportate de către API Technical Book Petroleum Refining.

Noile modele de calcul ale punctului de fierbere, ale temperaturii critice și a presiunii critice ale fracțiunilor C_{7+} sunt concludente în intervalul 70.14-580 pentru greutatea moleculară și 0.600-1.350 pentru greutatea specifică. Abordarea propusă oferă estimări rezonabile ale punctului de fierbere ale fracțiunii C_{7+} utilizând proprietăți fizice.

- Cele mai comune corelații pentru caracterizarea fracțiunilor de petrol nedefinite, care au fost prezentate în literatura de specialitate și au câștigat o largă acceptare în industria petrolieră, sunt revizuite
- S-a conceput un set de modele de regresie pentru prezicerea punctului de fierbere al fracției C_{7+} . Singurii parametri de intrare necesari sunt greutatea specifică și greutatea moleculară.
- Un aspect important al modelelor adecvate constă în faptul că acestea repetă cu precizie seturile de date originale eliminând în același timp discrepanțele. Acest lucru face ca utilizarea lor să fie consecventă și favorabilă pentru simularea rezervoarelor.

- În acest studiu, s-au folosit mai multe corelații pentru a estima proprietățile critice (temperatura și presiunea) ale fracțiunilor C_{7+} . Fiecare corelație a condus la valori diferite ale acestor proprietăți critice.
- Fracțiunile C_{7+} au efecte puternice asupra proprietăților fizice și comportamentului de fază ale fluidelor petroliere, astfel că selectarea valorilor corespunzătoare pentru parametri menționați mai sus este foarte importantă deoarece modificări ușoare în acești parametri pot provoca variații semnificative în rezultatele prognozate.
- O problemă tipică în ceea ce privește utilizarea unui EOS este dificultatea de a descrie fracțiunile C_{7+} . Aceste fracțiuni afectează în mod semnificativ predicțiile EOS, așa cum a fost raportat în literatura de specialitate. De obicei, sunt disponibile numai cantități limitate de informație referitoare la C_{7+} pentru a descrie fracțiunile C_{7+} .
- Conform literaturii de specialitate și a acestui studiu, corelațiile cele mai satisfăcătoare se bazează pe determinarea greutateii specifice și fie a punctului mediu de fierbere sau a vâscozității. Aceste determinări permit predicția celorlalte proprietăți cu o aproximare echitabilă pentru utilizarea în probleme de inginerie.

NOMENCLATURE

APE – Average percent relative error.
 AAPE – Average absolute relative percent error.
 RMSE – Root mean square error.
 °API – American petroleum institute gravity.
 R_p – Gas Oil Ratio (GOR).
 $M_{C_{7+}}$ – Molecular weight of C_{7+} fraction.
 $\gamma_{C_{7+}}$ – Specific gravity of C_{7+} fraction.
 P_d – Dew point pressure
 T_R – Reservoir temperature
 k_{rol} = immiscible relative permeability to oil
 k_{rgl} = immiscible relative permeability to gas
 k_{rg}^o = gas relative permeability at irreducible water saturation
 S_o^* = normalized oil saturation
 λ = pore size distribution index
 $S_{m=1}$ – residual oil saturation
 S_w = water saturation
 S_{wi} = irreducible water saturation

X_{C_1} – Molar fraction of methane
 X_{C_2} – Molar fraction of ethane
 X_{C_3} – Molar fraction of propane
 $X_{C_{4s}}$ – Molar fraction of butanes
 $X_{C_{5s}}$ – Molar fraction of pentanes
 $X_{C_{6s}}$ – Molar fraction of hexanes
 $X_{C_{7+}}$ – Molar fraction of heptanes plus
 X_{N_2} – Molar fraction of nitrogen
 X_{CO_2} – Molar fraction of carbon dioxide
 X_{H_2S} – Molar fraction of hydrogen sulfide

BIBLIOGRAPHY

1. Adetiloye B.: *Determination of the Dew-Point Pressure (Dpp) for a gas Condensate Fluid by genetic Algorithm (Ga)*; SPE No.167620-STU; 30 September/02 October; USA 2013.
2. Ahmed, T.: *Reservoir Engineering Handbook*; Gulf Professional Publishing; ISBN 0-88415-770-9; USA 2000;
3. Ahmed, T.: *Hydrocarbon phase behavior, contributions in petroleum geology and engineering*; Vol. 7; 1989; GPP
4. Ahmed, T.: *Equation of state and PVT Analysis, applications for improved reservoir Modeling*; 2007; GPP
5. Ahmed, T., Evans, J., Kwan, R., Vivian, T.: *Wellbore Liquid Blockage in Gas-Condensate Reservoirs*; SPE No. 51050; 09 – 11 November; USA 1998
6. Al-Anazi, H.A., Solares, J.R., Al-Faifi, M.G.: *The Impact of Condensate Blockage and Completion Fluids on Gas Productivity in Gas Condensate Reservoirs*; SPE No. 93210; 05 – 07 April; Indonesia 2005;
7. Al-Dhamen, M. & Al-Marhoun, M.: *New correlations for dew-point pressure for gas condensate*; SPE No.155410; 14-16 March; Dhahran 2011.
8. Bahadori A.: *Fluid phase behavior for conventional and unconventional oil and gas reservoirs*; 2017; GPP
9. Bakhtiari Nia, N. and Movagharnjad, K.: *Prediction of heptanes plus molecular weight variation in hydrocarbon reservoirs*; Fluid Phase Equilibria Vol. 262 (2007) pp.174-179;
10. Barker, J.W.: *Experience with simulation of condensate banking effects in various Gas/Condensate reservoirs*; IPTC No. 10382; 21-23 November; Qatar 2005;
11. Beggs, H. D.: *Gas Production Operations*; OGCI Publications; ISBN 0-930972-06-6; USA, 1984;
12. Behmanesh, H., hamdi, H., and Clarkson, C.R.: *Production data analysis of gas condensate reservoirs using two-phase viscosity and two-phase compressibility*; journal of natural gas science and engineering; (2017)
13. Bennion, D.B., Thomas, F.B., Schulmeister, B.: *Retrograde Condensate Dropout Phenomena in Rich Gas Reservoirs-Impact on Recoverable reserves, Permeability, diagnosis and simulation techniques*; Journal of Canadian petroleum technology; 12-14 June 2001; Vol 40, No. 12; Calgary.
14. Blom, S.M.P., and Hagoort, J.: *How to include the capillary number in gas condensate relative permeability functions?*; SPE No. 49268; 27-30 september; USA 1998;
15. Bonyadi, M., Rahimpour, M.R., and Esmaeilzadeh, F.: *A new technique for calculation of gas condensate well productivity by using pseudopressure method*; Journal of natural gas science and engineering Vol. 4 (2012) pp. 35-43.
16. Bozorgzadeh, M. & Gringarten, A. C.: *New Estimate for the Radius of a Condensate Bank from Well Test Data Using Dry Gas Pseudo-Pressure*; SPE No. 89904; 26-29 September; USA 2004.
17. Changjun, L., Yang, P., Jingya, D., Lei, C.: *Prediction of the dew point pressure for gas condensate using a modified Peng-Robinson equation of state and Four-coefficient molar distribution function*; Journal of Natural Gas Science and Engineering; 21 September 2015; Vol 27; pag. 967-978

18. Cho, S.J., Civan, F. & Starling, K.E.: *A correlation to predict Maximum Condensation For Retrograde Condensation Fluids and its use in pressure-Depletion Calculations*; SPE No.14268: 22-25 September; USA 1985;
19. Craft, B. C. & Hawkins, M.: *Applied Petroleum Reservoir Engineering*; Prentice Hall Publications; ISBN 0-13-039884-5; USA 1991;
20. Cretu, I., Ionescu, M. & Stoicescu, M.: *Hidraulica Zacamintelor de Hidrocarburi, aplicatii numerice in recuperarea primara*; Editura Tehnica Bucuresti; ISBN 973-31-0490-6; Romania 1993;
21. Cretu, I., Ionescu, M. & Grigoras, I.D.: *Hidraulica Zacamintelor de Hidrocarburi, aplicatii numerice in recuperarea secundara sau tertiara a petrolului*; Editura Tehnica Bucuresti; ISBN 973-31-0788-3; Romania 1996;
22. Dake, L.P.: *Fundamentals of Reservoir Engineering*, Elsevier; ISBN 0-444-41830-X, Netherlands 1978;
23. Danesh, A.: *PVT and Phase Behavior of Petroleum Reservoir Fluids*; Elsevier. 1998.
24. Daubert, T. E. and Danner, R.P.: *API Technical data book-Petroleum Refining*; American Petroleum Institute, 6th ed; 1997.
25. Dinu, F.: *Contribuții la perfecționarea proceselor tehnologice de exploatare a zăcămintelor de gaze cu condensat*, Teză de Doctorat, Universitatea Petrol-Gaze din Ploiești, 1998.
26. Dinu, F.: *Extracția Gazelor Naturale*, Editura Universității din Ploiești, Romania 2000;
27. Dinu, F.: *Extracția și Prelucrarea Gazelor Naturale*, Editura Universității Petrol-Gaze din Ploiești, ISBN 978-973-719-517-3; Romania 2013;
28. Dinu, F.: *Bazele Simulării Numerice în Extracția Petrolului*, Editura Universității Petrol-Gaze din Ploiești, ISBN 978-973-719-519-3, Romania 2013;
29. Fan, L., Harris, B.W., et al.: *Understanding gas condensate reservoirs*; *Chevron Oil Field Review*; 2005
30. Fattah, K. A.: Gas Oil ratio correlation (Rs) for gas condensate using genetic programming; *J petrol explor prod technol* 4(2014) pp. 291-299;
31. Fetkovich, M.J.: *The isochronal Testing of oil wells*; SPE Paper No. 4529; 30 September; Dallas, Tex., 1973;
32. Fevang, O. & Whitson, C.H.: *Modeling Gas-Condensate Well Deliverability*; SPE No. 30714; 22 – 25 October; USA 1995;
33. Folsta K.C.B.M., Camargo, G.M., and Espósito, R.O.: *Gas Condensate characterization from chromatogram areas and retention times*; *Fluid Phase Equilibria* Vol. 292 (2010) pp. 87-95.
34. Gerami, S., Sadeghi, A., and Masihi, M.: *New technique for calculation of well deliverability in gas condensate reservoir*; SPE No. 130139; 24-26 January; Bahrain 2010
35. Gharhri, P., Jamiolahmady, M. & Sohrabi, M.: *Gas condensate flow around Deviated and Horizontal wells*; SPE No. 143577; 23 – 26; Austria 2011;
36. Gonduin, M., Iffly, R., Housson, J.: *An attempt to predict the time dependence of well deliverability in gas condensate fields*; SPE No. 1478; 02 – 05 October; USA 1966;
37. Guehria, F.M.: *Inflow performance relationships for gas condensates*; SPE 6315; 01 – 04 October; USA 2000

38. Ho, C., and Webb, S.: *Gas Transport in Porous Media*; Springer; ISBN-13978-1-4020-3962-1; The Netherlands 2006;
39. Humoud, A.A & Al-Marhound, M.A.: *A new Correlation for gas-condensate Dewpoint pressure prediction*; SPE 68230; 17-20 March; Bahrain 2001;
40. Hussam, M. Shokir, E. & Sayyouh, M.H.: *Prediction of the PVT data using Neural Network Computing Theory*; SPE No. 85650; 4-6 august; Abuja 2003;
41. Isehunwa., O.S. and Falade., G.K.: *Improved Characterization of Heptanes-Plus Fractions of Light Crudes*; SPE No. 111918; 6-8 August; Nigeria 2007
42. Jamialahmadi, M., Zangeneh, H., and Hosseini, S.S.: *A generalized set of correlations for plus fraction characterization*; Pet.Sci. Vol. 9 (2012) pp. 370-378.
43. Jamiolahmady, M., Danesh, A., & Sohrabi, M.: *Gas Condensate Flow in perforated regions*; SPE No. 94072; 13-16 June; Spain 2005;
44. Jamiolahmady, M., Sohrabi, M., and Ireland, S.: *A generalized correlation for predicting gas condensate relative permeability at near wellbore conditions*; Journal of petroleum science and engineering 66 (2009) pp.99-110
45. Jokhio, S.A., Baladi, S., and Tunio, A.H.: *Estimating pseudopressure function without relative permeability $[k_r(S_w)]$ for two and three phase gas condensate systems*; SPE No. 77900; 8-10 October: Australia 2002;
46. Kamari, A., Sattari, M., Mohammadi, A.H., Ramjugernath, D.: *Rapid method for the estimation of dew point pressures in gas condensate reservoirs*; Journal of the Taiwan Institute of Chemical Engineers; 28 November; Vol. 60; pag. 258-266. Taiwan 2015;
47. Kameshwar, S. and Whitson, C.H.: *Gas condensate pseudopressure in layered reservoirs*; SPE No. 117930-PA; 3-6 November: UAE 2008;
48. Lee, J. & Wattenbarger, R.A.: *Gas Reservoir Engineering*; SPE Textbook Series Vol. 5; ISBN 1-55563-073-1; USA 1996;
49. Malachowski, A.A, Yanosik, J.L. & Saldana, M.A.: *Simulation of well productivity losses due to near well condensate accumulation in field scale simulations*; SPE No. 30715; 22 – 25 October; Dallas, Tex., 1995;
50. Marcu, M.: *Extractia Petrolului: Aplicatii Numerice in Eruptia Naturala si Eruptia Artificiala*; Editura Universitatii din Ploiesti, ISBN 973-719-030-0; Romania 2005;
51. Marcu, M & Marcu, I.G.: *Cercetarea Sondelor*; Editura Universitatii din Ploiesti, ISBN 978-973-719-651-4; Romania 2016;
52. Marrhoo., and Hosein., R.: *A model for extending the heptanes plus fraction for Trinidad gas condensates*; SPE No.169945-MS; 09-11 June: Trinidad 2014.
53. McCain, W.D.: *The properties of petroleum fluids*; PennWell Publishing Company; ISBN 0-87814-335-1; USA 1990;
54. Minescu, F.: *Fizica Zacamintelor de hidrocarburi*; Editura Universitatii din Ploiesti; ISBN 973-96142-2-1; Romania 2004;

55. Mott, R.: *Engineering Calculations of gas condensate well productivity*; SPE No. 77551; 29 – September to 02 October; USA 2002;
56. Mott, R., Cable, A., and Spearing, M.: A new method of measuring relative permeabilities for calculating gas condensate well deliverability; SPE No.56484; 3-6 October; USA 1999;
57. Muñoz, O.F., Escobar, F.H., and Cantillo, J.H.: *Capillarity and rapid flow effects on gas condensate well tests*; Ciencia tecnología y futuro Vol. 3 No.2 (2006) pp. 73-82
58. Nia N.B., and Movagharnejad, K.: *Prediction of heptanes plus fraction molecular weight variation in hydrocarbon reservoirs*; Fluid Phase Equilibria Vol. 262 (2007) pp. 174-179;
59. Nistor, I.: *Proiectarea exploatarii zacamintelor de hidrocarburi fluide*; Editura Tehnica Bucuresti; ISBN 973-31-1249-6; Romania, 1998;
60. Nnadozie, O.: *A new Analytical Method for predicting dew point pressure for gas condensate reservoirs*; SPE No. 162985; 6-8 august; Abuja. 2012;
61. Olaberinjo, A.F., Oyewola, M.O., Adeyanju, O.A., Alli, O.A.: *KPIM of Gas/Condensate Productivity: Prediction of Condensate/Gas Ratio (CGR) Using Reservoir Volumetric Balance*; SPE No. 104307; 11-13 October; USA 2006;
62. Organick, E.I. & Golding, B.H.: *Prediction of saturation pressures for condensate-gas and volatile-oil mixtures*; SPE No. 140-G; 3-5 October; USA1952;
63. Panfilova I & Panfilov M.: *Representation of Gas-Condensate wells in numerical reservoir simulations*; SPE No. 38022; 08 – 11 June; USA 1997.
64. Parcalabescu, D.I.: *Proiectarea exploatarii zacamintelor de hidrocarburi fluide*; Editura didactica si pedagogica , Bucuresti; Romania, 1983;
65. Paredes, J.E. & Perez, R.: *Correlation to predict and validate the maximum retrograde condensation in gas condensate reservoirs*; SPE 158494; 8-10 October; USA 2012;
66. Paris de Ferrer, M.: *Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos*; Ediciones Astro Data S.A; ISBN 978-980-12-3048-9; Venezuela 2009;
67. Perez Carrillo, E. R., Zapata Arango, J.F., and Santos Santos, N.: *A new method for the experimental determination of three-phase relative permeabilities*; Ciencia, tecnología y Futuro Vol.3 No.4 (2008) pp. 23-43;
68. Potsch, K.T. & Braeuer, L.: *A novel graphical Method for determining Dewpoint pressure of gas Condensates*; SPE 36919; 22-24 October; Italy 1996.
69. Puscoiu, N.: *Extractia gazelor naturale aplicatii de calcul*; Editura tehnica Romania 1989; ISBN 973-31-0064-1
70. Sadeghi, A. and Masihi, M.: *New technique for calculation of well deliverability in gas condensate reservoirs*; journal of natural gas science and engineering No. 2 (2010) pp. 29-35;
71. Seteyebot, I., et. alt.: *Modelling the effect of composition change during condensate dropout in a horizontal gas well*; International journal of applied Research; Vol.12, No. 2 (2017) pp. 179-189;

72. Qasem, F., Gharbi, R., Baroon, B.: *IPR in Naturally Fractured Gas Condensate Reservoirs*; SPE No. 1692286-MS; 21 – 23 May; Venezuela 2014;
73. Raghavan R & Jones J.R.: *Depletion performance of gas-Condensate reservoirs*; SPE No. 36352; August 1996.
74. Perry, R.H.: *Chemical Engineers' Handbook*, 7th ed. McGraw Hill; USA 1997.
75. Puscoi, N.: *Extractia Gazelor Naturale, Aplicatii de calcul*; Editura Tehnica Bucuresti; ISBN 973-31-0064-1; Romania 1989;
76. Reid, R.C., Prausnitz, J.M., and Poling, B.E.: *Properties of Gases and Liquids*, 4th ed. McGraw Hill; USA 1987.
77. Riazi, M.R.: *A Continuous Model for C₇₊ Fraction Characterization of Petroleum Fluids*; Ind. Eng. Chem. Res Vol. 36 (1997) pp. 4299-4307.
78. Riazi, M.R., and Al-Sahhaf, T.A.: *Physical properties of Heavy Petroleum Fractions and Crude Oils*; Fluid Phase Equilibria Vol. 117 (1996) pp. 217-224.
79. Riazi, M.R., and Daubert. T.E.: *Characterization parameters for petroleum fractions*. Industrial and Engineering Chemistry Research Vol. 26 (1987) pp. 755-759.
80. Rojas, G.: *Ingenieria de Yacimientos de Gas Condensado*; Ediciones del Departamento del Petróleo de la Universidad de Oriente; Venezuela 2003;
81. Schou K, Christensen P.L Azeem J.: *phase Behavior of petroleum reservoir fluids*; 2th ed; CRC Press; 2015
82. Sigmund, P.M., Dranchuk, P.M., Morrow, N.R., Purvis, R.A.: *Retrograde Condensation in Porous Media*; SPE No. 3476; 03 - 06 October; USA 1971;
83. Shokir, El-M.: *Dewpoint Pressure Model For Gas Condensate Reservoirs Based on Genetic Programming*; SPE No. 114454; 16-19 June; Canada 2008;
84. Shokrollahi, A. & Arabloo, M.: *Evolving an accurate model based on machine learning approach for prediction of dew-point pressure in gas condensate reservoirs*; chemical engineering research and design; 13-august; Vol. 92 pp. 891-902; Iran 2013
85. Sinayu, C. and Gumrah, F.: *Heptane Plus in gas Condensates-Genetic Algorithms as an optimization Tool*; Paper PETSOC-2004-141; 8-10 June; Canada 2004.
86. Sognesand, S.: *Long-Term Testing of Vertically Fractured gas Condensate Wells*; SPE No. 21704; 07-09 April; USA 1991.
87. Takeda, T., Fujinaga, Y. & Fujita, K.: *Fluid Behaviors around a Well in gas-Condensate Reservoirs*; SPE No. 38062; 14-16 April; Malaysia 1997.
88. Whitson, H.C.: *Characterizing Hydrocarbon Plus Fractions*; SPE No.12233-PA; August 1983;
89. Whitson, H.C.: *Effect of C₇₊ properties on equation of state predictions*. SPE No. 011200; December 1984
90. Whitson, C.H., and Torp, S.B.: *Evaluating Constant-Volume Depletion Data*; Journal of Petroleum Technology (1983) pp. 610-620.
91. Whitson, H.C., and Kuntadi A.: *Khuff gas condensate development*; IPTC No. 10692; 21-23November; Qatar 2005;

92. Whitson, H.C., Fevang, O., and Saevareid, A.: *Gas condensate relative permeability for well calculations*; SPE No. 56476; 3-6 October; USA 1999;
93. Xingli Xie, Kai Luo, et al.: *New and Rigorous Equation for Modeling Gas Condensate Well Deliverability Including an Experimental Study of Revaporization of Retrograde Condensate*; SPE No. 68171; 17–20 March; Bahrain, 2001.
94. Goran, N., and Ionescu, G.F.: *Cresterea Recupoerarii petrolului*; Editura Universitatii din Ploiesti; Romania 2003; ISBN 973-7965-20-5
95. Boogar., A.S and Masihi, M.: New techbique for calculation of well deliverability in gas condensate reservoirs; journal of natural gas science and engineering Vol.2 (2010) pp. 20-35