



MINISTERUL EDUCAȚIEI
UNIVERSITATEA PETROL-GAZE DIN PLOIEȘTI

B-dul. București nr. 39, 100680, Ploiești, România, www.upg-ploiesti.ro

Telefon +40 244 573 171

Fax +40 244 575 847



INSTITUȚIA ORGANIZATOARE DE STUDII UNIVERSITARE DE
DOCTORAT UNIVERSITATEA PETROL-GAZE DIN PLOIEȘTI
DOMENIUL FUNDAMENTAL – ȘTIINȚE INGINEREȘTI
DOMENIUL DE DOCTORAT – MINE, PETROL ȘI GAZE

TEZĂ DE DOCTORAT

CONTRIBUȚII LA STUDIUL FENOMENELOR
HIDRO ȘI TERMODINAMICE SPECIFICE
CURGERII BIFAZICE DIN CÂMPURILE
DE EXPLOATARE A ZĂCĂMINTELOR DE GAZE

Autor: DAMAȘCAN (DAMAȘCAN-ARMEGIOIU) ALEXANDRA-CĂTĂLINA

Conducător științific: Prof.univ.habil.dr.ing. Mihai Adrian ALBULESCU

Ploiești 2024



MINISTERUL EDUCAȚIEI
UNIVERSITATEA PETROL-GAZE DIN PLOIEȘTI

B-dul. București nr. 39, 100680, Ploiești, România, www.upg-ploiesti.ro

Telefon +40 244 573 171

Fax +40 244 575 847



INSTITUȚIA ORGANIZATOARE DE STUDII UNIVERSITARE DE
DOCTORAT UNIVERSITATEA PETROL-GAZE DIN PLOIEȘTI
DOMENIUL FUNDAMENTAL – ȘTIINȚE INGINEREȘTI
DOMENIUL DE DOCTORAT – MINE, PETROL ȘI GAZE

TEZĂ DE DOCTORAT

CONTRIBUȚII LA STUDIUL FENOMENELOR
HIDRO ȘI TERMODINAMICE SPECIFICE
CURGERII BIFAZICE DIN CÂMPURILE DE
EXPLOATARE A ZĂCĂMINTELOR DE GAZE

Contributions to the Study of Hydrodynamic and
Thermodynamic Phenomena to the Two-Phase Flow
Within the Gas Exploitations

Autor: DAMAȘCAN (DAMAȘCAN-ARMEGIOIU) ALEXANDRA-CĂTĂLINA

Conducător științific: Prof.univ.habil.dr.ing. Mihai Adrian ALBULESCU

Nr. Decizie 351 din 08.04.2024

Comisia de doctorat:

Președinte	Conf.univ.dr.ing. Cristian EPARU	de la	Universitatea Petrol-Gaze din Ploiești
Conducător științific	Prof.univ.habil.dr.ing. Mihai Adrian ALBULESCU	de la	Universitatea Petrol-Gaze din Ploiești
Referent oficial	Prof.univ.dr.ing. Sorin Mihai RADU	de la	Universitatea din Petroșani
Referent oficial	Prof.univ.habil.dr.ing. Roland Iosif MORARU	de la	Universitatea din Petroșani
Referent oficial	Prof.univ.dr.ing. Lazăr AVRAM	de la	Universitatea Petrol-Gaze din Ploiești

Ploiești 2024

REZUMAT

Această lucrare are rolul de a analiza fenomenele de transfer de impuls din zăcămintele de gaze naturale, asociate cu condensat, din vestul României.

Prin conținutul ei și prin analizele efectuate în prezenta teza de doctorat, sunt descrise fenomenele hidrodinamice, specifice acestui tip de exploatare petrolieră, aducând în literatura de specialitate, concepte și modele noi privind curgerea bifazică în țevile de extracție, aferente zăcămintelor cuprinse în acest tip de capcane geologice (zona Satu Mare-Oradea).

În primul capitol am studiat curgerea prin conducte verticale a fluidelor petroliere, observând că, în marea majoritate a cazurilor, în conductele de transport, montate pentru extracția gazelor și fluidelor asociate are loc o curgere eterogenă, formată dintr-o fază gazoasă și una sau mai multe faze lichide (nemiscibile sau parțial miscibile).

Deoarece proprietățile fizice ale fracțiilor extrase se modifică pe perioada ascensiunii acestora și diferă între ele, atât în etapa de extracție, cât și în faza de transport, prelucrare primară și depozitare, nu se pot aplica (în studiul mișcării) legile curgerii omogene (ecuațiile acestea nu introduc în calcul transformările de stare ale fluidelor).

De asemenea, în condiții reale de ascensiune a fluidelor petroliere prin conducte, vitezele de curgere a componentelor (a fazelor) nu sunt egale.

Gazele și vaporii, având o greutate specifică mai mică decât a lichidelor, au o tendință de a se dizolva (a se strecura) mai ușor în lichidele petroliere.

Ulterior și chiar în timpul acestui proces, gazele ies din soluție, cu o viteză mai mare decât particulele de țiței, apă și sedimente.

Deci, faza gazoasă are o mișcare relativă, atât față de pereții sondei, cât și față de lichidele petroliere componente, în mod curent această fază (gazoasă) alunecând sau strecurându-se printre particulele componente ale fazei lichide.

Printre factorii cei mai importanți care caracterizează curgerea unui amestec de gaze, vapori și lichide în țevile verticale în această lucrare am analizat:

- a. Viteza relativă de deplasare între cele două faze (lichid și gaz),
- b. Pierderile de energie rezultate dintre frecări,
- c. Structura amestecului fazelor (gazoasă sau lichidă).

Totodată am efectuat analize privind curgerea fluidelor bifazice prin conducte și țevi de extracție, confirmând structura amestecului de fluide petroliere în timpul ascensiunii prin țevile verticale și anume:

- a. Structură de tip bule dispersate (Bubble).** Curgerea este caracterizată prin rații foarte mici gaz-lichid și în acest caz bulele de gaz se ridică în partea superioară a fluidului.
- b. Structură de tip bule alungite (Slug).** Acest tip de curgere apare odată cu creșterea

rațiilor gaz-lichid și atunci bulele de gaz se măresc formând dopuri.

- c. **Structură de forma curgerea stratificată (Stratified)**, unde gazele și lichidele formează strate separate, iar dopurile de gaze se unesc la partea superioară a conductei.
- d. **Structură tip curgerea în valuri (Wave)**, caracterizată prin rațiile mari de gaze, care apoi determină apariția unor valuri în lichid.
- e. **Structură dop (Plug)**. La rații și mai mari de gaze se constată că valurile ating partea superioară a conductei, fixând între ele dopurile de gaze de mari dimensiuni (zeci de metri);
- f. **Structură de tipul ceață inelară (Mist)**. Este caracterizată prin rații extreme de gaz-lichid. În acest caz curgerea lichidului se realizează ca o formă de ceață dispersată în fluxul de gaze.

Pentru analiza curgerii fluidelor petroliere prin conductele verticale, am analizat de asemenea ascensiunea fazei lichide, căderea de presiune în țevile de extracție, precum și metodele de calcul a acestora creând un soft în Matchad care să calculeze pierderea de presiune la curgerea fluidelor prin conducte și țevi de extracție.

Astfel, am reușit să obțin o imagine clară a celei mai bune tehnici de calcul în cazul zăcământului ales de mine pentru analiză, datele culese de mine fiind comparate cu cele obținute prin calcul.

Pentru sondele studiate de mine, am determinat statistic:

- a. Valoarea maximă a datelor culese și calculate,
- b. Valoarea minimă a datelor culese și calculate,
- c. Valoarea medie a datelor culese și calculate (E_{ci} reprezintă valoarea datelor culese din sondă și n este numărul de date culese),
- d. Deviația standard.

Din analiza statistică a datelor obținute în urma studierii a 5 sonde de pe un zăcământ de gaze cu condensat și calculul pierderii de presiune cu tehnicile de calcul existente, putem deduce următoarele concluzii:

- a. Cea mai bună metodă de calcul este cea oferită de Begs și Brill,
- b. Erorile cele mai mari le dă metoda Krilov,
- c. Analiza coeficientului de corelație a metodei Begs și Brill, ne indică posibilitatea de a integra datele culese în relațiile matematice cu o eroare de maximum 0,1 %,

Totodată am creat, pentru prima oară în literatura de specialitate, un model numeric bazat pe inteligență artificială cu rolul de a:

- a. Crea ecuațiile de determinare a limitelor zonelor de curgere,
- b. Determinarea parametrilor de curgere (de alunecare a fazei lichide și a fazei solide față de curgerea bifazică) x și y ,
- c. Determinarea tipului curgerii cu ajutorul corelațiilor lui Baker,
- d. Determinarea erorii relative și a abaterii absolute a datelor obținute față de datele reale.

În capitolul al II-lea am analizat zăcămintele de fluide petroliere din zona Oradea-Satu Mare, care sunt rezultatul activității vulcanice ale munților Oaș-Gutâi-Țibleș și sunt de asemenea caracterizate prin gradienti crescuți de căldură și cu adâncimi relativ reduse.

Amplasarea acestora în bazinul Panonnic, cu o evoluție, complexă, generată de prezența mai multor episoade geologice, atât compressive cât și extensive, fac ca prezența hidrocarburilor să fie legată de ultimul ciclu de evoluție Neogen și anume de evoluția sistemului petrolifer Pannonic-Miocen (Badenian-Ponțian).

Acumulările de hidrocarburi sau format în capcane geologice complexe fiind amestecuri de kerogen de tipul II și III (condensat și gaze naturale).

Rezervoarele au permeabilități cuprinse între 5 și 120 mD (fundamentul cristalin), 10-250 mD (rezervoarele detritice), 10-350 mD (rezervoarele fluvial-deltaic), 5-30 mD (rezervoarele carbonatice), acumulările de petrol și gaze asociate formându-se prin migrația laterală ascendentă pe distanțe reduse (lucru favorizat de proprietățile slabe ale colectorului, care nu a permis segregarea pe verticală a hidrocarburilor).

Geneza hidrocarburilor a început în miocenul superior și continuă și în prezent, datorită existenței unui gradient geotermic ridicat al zonei (între 4,7 și 7 grade Celsius/100 m analizele efectuate pe carotele extrase determinând următoarele aspecte:

- a. Zăcămintele de gaze cu condensat sunt tributare activității vulcanice din zonă, ceea care a creat un gradient termic ridicat și deci formarea acestor zăcăminte,
- b. Învelișul sedimentar Neozoic-Cuaternar este constituit din ciclurile sedimentare eocen, miocen-inferior și meoțian-cuaternar cu aport de material vulcanic.
- c. Existența capcanelor geologice a impus și formarea de zăcăminte de dimensiuni reduse cu presiuni mari și o calitate sporită a produselor extrase (se pot separa ușor).

Capitolul al III-lea începe cu analiza obținerii debitelor optime, de producție, prin tehnica nodală, obținând următoarele concluzii în urma simulărilor efectuate pe softul creat în acest scop:

- a. În cazul trasării curbelor variației debitului stratului productiv funcție de presiunea de fund, se obțin relații polinomiale de ordinul 6 cu eroarea cuprinsă între 0,4 și 0,1 % (R^2 fiind cuprins între 0,9999 și 0,9996),
- b. În cazul trasării curbelor de variație a debitului extras funcție de presiunea din capul de erupție am obținut ecuații de gradul al treilea cu o eroare cuprinsă între 0 și 0,5 %.
- c. Trecerea de la comportarea liniară la comportarea curbilinie (polinomială) este dată de prezența condensatului și a apei în fluxul transportat,
- d. Din analiza erorii ecuațiilor liniare față de prezența apei și a condensatului putem observa următoarele:
 - Prezența condensatului în șitul sondei duce la creșterea erorii relației de calcul liniar (sonda X5),
 - Prezența apei în șitul sondei duce la creșterea erorii relației de calcul liniar (sonda X2),

- Prezența apei și a condensatului în cantități mari duce la erori mari ale ambelor relații (atât la șeful sondei cât și la suprafață).
- La sondele cu debit de gaze mare, eroarea relației este relativ redusă, deci se poate accepta variația liniară,

Totodată am analizat și curgerea fluidelor petroliere prin conductele orizontale de evacuare a fluidelor petroliere utilizând metoda Beggs and Brill, care a dus la calcularea variației căderii de presiune, într-o conductă, funcție de debitul transportat.

Am înlocuit diametrele țevelor pentru a observa variația căderii de presiune și pentru a afla care sunt valorile debitelor optim și de asemeni am determinat ecuațiile polinomiale de variație a presiunii funcție de debit.

În urma analizei efectuate am concluzionat următoarele:

- a. Sondele X1, X2, X4 și X5 au diametre optime ale conductelor de transport,
- b. Sonda X3 are un diametru mult prea redus în comparație cu producția transportată dacă am înlocui cu un diametru mai mare,
- c. Putem observa că alegerea unui diametru mai mare pentru sondele X1, X2 și X4 ar duce la creșteri ale debitului de maximum 8,6 și minimum 2 %, dar și la o creștere a presiunii de fund și deci a influențării grosimii de perete,
- d. Pentru a afla punctele de intersecție dintre presiunea optimă de refulare din sondă și presiunea de fund precum și a debitului optim al sondei, am creat ecuații polinomiale de ordinul 6 pentru ecuația variației presiunii de fund funcție de debit și ecuații polinomiale de ordinul 3 și 4 pentru variația presiunii de la capul de erupție funcție de debitul vehiculat.
- e. Erorile ecuațiilor polinomiale sunt foarte mici (de ordinul 0,04 %),

Având în vedere că la zăcămintele de gaze cu condensat, ca urmare a scăderii presiunii de zăcământ (p_c) sub valoarea de început de condensare, după o perioadă de exploatare în sonde are loc fenomenul de separare a condensatului.

Astfel mișcarea fluidelor petroliere se transformă într-o mișcare bifazică și tocmai de aceea am efectuat și un studiu privind influența permeabilității zonei deteriorate (adiacente) asupra productivității stratului sondelor analizate.

Rezultatele simulării ne-au oferit posibilitățile de a crea ecuații numerice care să poate determina debitele de fluide petroliere în cazul creșterii permeabilității zonelor deteriorate, aplicarea lor ducând la următoarele concluzii:

- a. Creșterea permeabilității la 100 mD aduce creșteri semnificative ale debitelor doar pentru sondele X2 și X1,
- b. Sonda X3 are o zona deteriorată puternic contaminată și orice proces de creștere a debitului aduce variații nesemnificative ale debitului,
- c. Pentru a afla punctele de intersecție dintre presiunea optimă de refulare din sondă și a permeabilității zonei deteriorate a sondei, am creat ecuații polinomiale de ordinul 6 pentru ecuația variației permeabilității zonei deteriorate funcție de debit și ecuații

polinomiale de ordinul 3 și 4 pentru variația presiunii de la capul de erupție funcție de debitul vehiculat.

- d. Erorile ecuațiilor polinomiale sunt foarte mici (de ordinul 0,04 %),

Ulterior am analizat și *Influența densității de perforare asupra debitului de extracție din sondele de gaze cu condensat*.

Rezultatele simulării ne-au oferit posibilitatea, de asemenea, de a crea ecuații numerice care să poate determina debitele de fluide petroliere în cazul modificării densității de perforare, rezultatele obținute oferind următoarele concluzii:

- a. Creșterea densității de perforare la SPM 16 nu aduce creșteri spectaculoase a debitelor,
- b. Doar sonda X2 este influențată de această modificare, dar trebuie corelat cu creșterile investiționale necesare efectuării acestor operații,
- c. Sonda X3 are o zonă deteriorată puternic contaminată și orice proces de creștere a debitului aduce variații ne semnificative ale debitului,
- d. Pentru a afla punctele de intersecție dintre presiunea optimă de refulare din sondă și a densității de perforare a stratelor productive a sondei, am creat ecuații polinomiale de ordinul 6 pentru ecuația variației perforaturilor funcție de debit și ecuații polinomiale de ordinul 3 și 4 pentru variația presiunii de la capul de erupție funcție de debitul vehiculat.
- e. Erorile ecuațiilor polinomiale sunt foarte mici (de ordinul 0,04 %),

Una din problemele modelărilor straturilor productive de fluide petroliere o constituie și evoluția scăderii presiunilor de zăcământ și influența acestora asupra debitelor extrase.

Tocmai de aceea utilizând analiza nodală (softul creat în acest scop fiind denumit SimZ) și ecuațiile de curgere a fluidelor petroliere prin conducte verticale (metoda Beggs and Brill) în capitolul 4 am analizat fiecare sondă și evoluția acesteia în cazul modificării presiunilor stratului productiv.

În urma analizei efectului presiunii de zăcământ asupra debitelor de fluide petroliere, am putut constata, ca urmare a utilizării ecuațiilor de curgere prin conducte și a ecuațiile de curgere prin stratul productiv, următoarele:

- a. La prima sondă se constată o descreșterea spectaculoasă a debitului sondei în timp. Se poate aprecia că după fiecare 5 ani presiunea scade cu 5 bar iar debitul cu circa 25 procente.
- b. La sonda X2 se observă descreșterea spectaculoasă a debitului sondei. Se poate aprecia că după fiecare 10 ani presiunea scade cu 10 bar iar debitul cu circa 20 procente.
- c. La sonda X3 constatăm o descreșterea semnificativă a debitului sondei odată cu scăderea în timp a presiunii de zăcământ, după fiecare 5 ani presiunea scade cu 5 bar iar debitul cu circa 14 procente.

- d. În cazul sondei X4 constatăm o scădere bruscă a debitului, corelată cu scăderea presiunii destul de redusă, ceea ce se explică prin o permeabilitate destul de mare,
- e. În cazul sondei X5 constatăm că la actualul debit, zăcămintul va fi epuizat în maxim 10 ani.

Dacă în fiecare an am considerat că presiunea din zăcămint scade cu 1 atmosferă (un an=un bar), evoluția zăcămintului (ca urmare a simulărilor realizate prin softurile create în cadrul acestei teze de doctorat) este următoarea:

- a. La sonda X1 depletarea este foarte rapidă, în 10 ani presiunea se înjumătățește,
- b. La sonda X2 depletarea este lentă, în 30 ani presiunea se înjumătățește,
- c. La sonda X3 depletarea este rapidă, în 20 ani presiunea se înjumătățește,
- d. La sonda X4 depletarea este foarte rapidă, în 10 ani presiunea se înjumătățește,
- e. La sonda X5 depletarea este foarte rapidă, în 10 ani presiunea este un sfert.

De asemenea, am calculat faptul că producția zăcămintului va scădea în 10 ani cu 61,56 %.

Dacă aceste prognoze se vor adevăra (mai ales în ceea ce privesc zonele de extracție pe care sunt amplasate sondele X1, X4 și X5), trebuie analizate în vederea măririi debitelor actuale de amestec bifazic metodele care se pretează și sunt agreeate economic.

În concluzie prin softurile create în cadrul acestei teze de doctorat am analizat influența echipamentelor și a caracteristicilor zăcămintului de gaze cu condensat.

Influența diametrului conductei de amestec

- a. la sonda X1 Diametrul actual al conductei de evacuare a amestecului bifazic extras de sondă este optim, cel inferior nu are capacitatea de transport iar cel superior poate transporta un debit cu 8.6 % care nu ar justifica efortul financiar necesar;
- b. pentru sonda X2 diametrul actual al conductei de evacuare a amestecului bifazic extras de sondă este optim, cel inferior nu are capacitatea de transport iar cel superior poate transporta un debit cu 2 % care nu ar justifica efortul financiar necesar;
- c. la sonda X3 diametrul actual al conductei de evacuare a amestecului bifazic extras de sondă este de 2 inch și este prea redus. Capacitatea de evacuare a conductei cu diametrul D2=3 in este cu 27 % mai mare, ceea ce ar justifica efortul financiar necesar schimbării;
- d. Pentru sonda X4 diametrul actual al conductei de evacuare a amestecului bifazic extras de sondă este de 3 inch și este optim pentru exploatare. Capacitatea de evacuare a conductei cu diametrul de 4 inch este doar cu 4 % mai mare, ceea ce nu justifica schimbarea;
- e. Diametrul actual de evacuare a amestecului bifazic extras de sonda X5 este optim. Capacitățile de evacuare ale celorlalte conducte sunt inferioare, ceea ce nu justifica schimbarea;

Influența permeabilității zonei deteriorate adiacente

- a. la sonda X1 permeabilitatea actuală a zonei deteriorate adiacente sondei este de 10 mD. O creștere a acesteia până la valoarea de 50 mD ar conduce la o mărire a debitului sondei cu 43.8 %, soluție care ar putea fi justificată financiar. Creșterea permeabilității zonei adiacente de la 50 mD la 100 mD ar conduce la o mărire a debitului sondei doar cu încă 12% care nu s-ar justifica financiar.
- b. Permeabilitatea actuală a zonei deteriorate adiacente sondei X2 este de 10 mD. O creștere a acesteia la valoarea de 50 mD ar conduce la o mărire a debitului sondei cu 176 %, soluție foarte tentantă.
- c. Permeabilitatea actuală a zonei deteriorate adiacente sondei X3 este de 25 mD. O creștere a acesteia până la valoarea de 50 mD ar conduce la o mărire a debitului sondei doar cu 16 %, soluție care ar trebui justificată financiar. Creșterea permeabilității zonei adiacente de la 50 mD la 100 mD ar conduce la o mărire a debitului sondei doar cu încă 10% care nu s-ar justifica financiar.
- d. Permeabilitatea actuală a zonei deteriorate adiacente sondei X4 este de 16 mD. O creștere a acesteia până la valoarea de 80 mD ar conduce la o mărire a debitului sondei doar cu 6 %, soluție care nu poate fi luată în considerație;
- e. Permeabilitatea actuală a zonei deteriorate adiacente sondei X5 este de 41 mD. O creștere a acesteia până la valoarea de 80 mD ar conduce la o mărire a debitului sondei cu 36 %, soluție care poate fi luată în considerație pe baza unui calcul tehnico-economic;

Influența densității de perforare.

- a. pentru sonda X1 care are o densitatea de perforare a sondei de SPM 11, o creștere a acesteia până la SPM 16 ar conduce la o mărire a debitului sondei cu 8.22 % și numai un calcul tehnico-economic ar putea hotărî fezabilitatea soluției.
- b. Densitatea de perforare a sondei X2 este de SPM 11 și o creștere a acesteia până la SPM 16 ar conduce la o mărire a debitului sondei cu 22.2 % - valoare tentantă- dar numai un calcul tehnico-economic ar putea hotărî fezabilitatea soluției.
- c. Densitatea de perforare a sondei X3 este de SPM 11. O creștere a acesteia până la SPM 16 ar conduce la o mărire a debitului sondei cu 7.3 % și numai un calcul tehnico-economic ar putea hotărî fezabilitatea soluției.
- d. Densitatea de perforare a sondei X4 este de SPM 11. O creștere a acesteia până la SPM 16 ar conduce la o mărire a debitului sondei cu 7 % și numai un calcul tehnico-economic ar putea hotărî fezabilitatea soluției.

- e. Densitatea de perforare a sondei X5 este de SPM 11. O creștere a acesteia până la SPM 16 ar conduce la o mărire a debitului sondei cu 11 % și numai un calcul tehnico-economic ar putea hotărî fezabilitatea soluției.

Proгноza privind presiunea zăcământului sondei

- a. zăcământul aferent sondei X1 are o depletare foarte rapidă, în doar 10 ani presiunea se va înjumătății.
- b. zăcământul aferent sondei X2 are o depletare lentă și în 30 de ani presiunea se va înjumătății.
- c. zăcământul aferent sondei X3 are o depletare rapidă a zăcământului. În 20 ani presiunea se va înjumătății.
- d. zăcământul aferent sondei X4 are o depletare foarte rapidă. În doar 10 ani presiunea se va înjumătății.
- e. zăcământul aferent sondei X4 are o depletare foarte rapidă. În doar 10 ani presiunea va fi la un sfert din presiunea inițială.

Concluzii parțiale privind îmbunătățirea calității de exploatare a sondelor analizate

În urma simulărilor efectuate putem concluziona următoarele:

- a. Pentru sonda X1 o operație de stimulare care ar mări permeabilitatea zonei adiacente a sondei de la 10 mD la 50 mD, ar duce la creșterea debitului cu peste 40%.
- b. Pentru sonda X2 o operație de stimulare care ar mări permeabilitatea zonei adiacente a sondei de la 10 mD la 50 mD ar duce la creșterea debitului cu peste 100%.
- c. Analiza sondei X3 confirmă că diametrul conductei de evacuare a producției sondei este prea mic. De asemeni o operație de stimulare care ar mări permeabilitatea zonei adiacente a sondei de la 10 mD la 50 mD ar duce la creșterea debitului cu doar 16 %, ceea ce nu este fezabil economic.
- d. Analiza sondei X4 confirmă un diametru al conductei de transport fluide petroliere prea mic. De asemenea, o creștere a permeabilității sondei de la 10 mD la 50 mD ar duce la o creștere a debitului cu doar 6 %.
- e. Pentru sonda X5 o creștere a permeabilității sondei de la 10 mD la 50 mD ar duce la o creștere a debitului cu 36 %, ceea ce face ca această operație să fie fezabil economic.

Predicția exploatării sondelor de gaze cu condensat și mai ales a fenomenelor care apar în timpul producției de gaze este o etapă greu de realizat (din cauza multiplelor fenomene ce trebuie modelate).

Tocmai de aceea, pe baza Analizei Nodale (considerând că nodul sondei este capul de erupție al acesteia) și pornind de la modelele teoretice din literatura de specialitate (citate în Bibliografie), am reușit să creez diagrame **inflow** și **outflow**, precum și ecuații de simulare care să ofere cele mai bune date privind comportarea stratului productiv și a debitelor optime de extracție.

Pentru acest studiu am creat programele de simulare cu denumirea :

1. Programul **SIM A** care simulează situația **actuală** a producției sondei.
2. Programul **SIM C** care simulează influența diametrului **conduței** (liniei) de amestec asupra producției sondei.
3. Programul **SIM P** care simulează influența **permeabilității** zonei deteriorate adiacente sondei asupra producției acesteia.

Modelarea productivității sondelor funcție de debitul optim de transport este o etapă absolut necesară în evaluarea calității exploatarii straturilor productive și mai ales a cantității optime de fluide petroliere preluate spre condiționare și comercializare.

Ecuațiile de simulare pentru variația debitului de extracție și de transport (în Nm³/zi) funcție de presiunea de operare sunt redată mai jos:

- a. Ecuația debitului de transport (în Nm³/zi) funcție de presiunea de transport pe conducta de operare ($R^2 = 0,9999$):

$$Y = 1E-28x^6 - 4E-23x^5 + 4E-18x^4 - 2E-13x^3 + 5E-09x^2 - 0,0001x + 34,179$$

- b. Ecuația debitului de extracție (de producție a stratului) (în Nm³/zi) funcție de presiunea stratului productiv ($R^2 = 1$):

$$y = -1E-15x^3 + 5E-10x^2 + 7E-06x + 14,974$$

Punctul de intersecție a reprezentării grafice a ecuațiilor de mai sus ne dă valoarea optimă a debitului de operare a sondei analizate.

De asemenea, am analizat influența diametrul liniei de amestec, asupra debitului de fluid în cazul variației rației lichid-gaz

Simulările procesului de evacuare a producției sondei cu diverse rații lichid-gaze naturale (RLG), pe o linie de amestec de diametre diferite au pus în evidență următoarele aspecte:

- a. Un diametrul de 52,5 mm al liniei de amestec este potrivit pentru sondă în condițiile date de funcționare, dar creșterea rației gaz-lichid nu conduce la creșterea debitului sondei, ci din contră la micșorarea acestuia, chiar dacă rațiile de lichid cresc.
- b. Dacă avem un diametru de 73 mm al liniei de amestec debitul simulat fiind mai apropiat de cel de exploatare. De asemenea, că creșterea rației gaz-lichid nu conduce la creșterea debitului sondei, ci din contră la micșorarea acestuia.

- c. Diametrul de 100 mm asigură transportul unei cantități mai mari de fluide petroliere, dar la rații mari ale amestecului gaz lichid, debitele de gaz sunt reduse.

Simulările procesului de evacuare a producției sondei cu diverse rații RLG, pe o linie de amestec de diametre diferite au pus în evidență următoarele aspecte:

- a. În cazul unei rații de lichid/gaz de $10 \text{ m}^3(\text{l})/\text{MMm}^3(\text{g})$ se constată că un diametru de 3 inch duce la o creștere de 100% a debitului, apoi debitul scade cu creșterea conductei de amestec,
- b. Pentru o rație de lichid de $25 \text{ m}^3(\text{l})/\text{MMm}^3(\text{g})$ putem afirma că la modificarea diametrului conductei nu crește atât de mult debitul de fluide petroliere,
- c. Și în cazul unei rații de lichid/gaz de $50 \text{ m}^3(\text{l})/\text{MMm}^3(\text{g})$ constatăm de asemenea că debitul de fluid crește cu schimbarea diametrului conductei, cel de 4 inch asigurând o creștere de peste 150 %,
- d. La creșterea rației de lichid la $100 \text{ m}^3(\text{l})/\text{MMm}^3(\text{g})$, debitul de fluide petroliere crește aproape identic cu cel dat de rația de lichid de $50 \text{ m}^3(\text{l})/\text{MMm}^3(\text{g})$.

Totodată analizând punctele de intersecție a liniei care simulează curgerea fluidelor petroliere prin conducta de evacuare (cu un diametru de 52,5 mm) cu liniile de curgere a fluidelor petroliere prin roci cu permeabilitate de 15 mD, 50 mD, 100 mD și 200 mD, pentru diferite fracții de lichid-gaz natural (10, 25, 50 și 100 $\text{m}(\text{l})/\text{MMm}^3(\text{g})$), am reușit să determin următoarele concluzii:

- a. se observă creșterea sensibilă a debitului sondei de gaze cu creșterea permeabilității zonei adiacente deteriorate,
- b. La rații mai mari de $50 \text{ m}(\text{l})/\text{MMm}^3(\text{g})$ curgerea în cazul permeabilităților zonelor deteriorate adiacente mărite, nu de mai realizează și deci diametrul ales nu este capabil să evacueze debitul de amestec bifazic rezultat în urma operației de creștere a permeabilității zonei adiacente deteriorate peste 50 mD.

Având în vedere faptul că un diametru de 52,5 mm nu este în mare parte util pentru evacuarea debitelor de fluide petroliere, am mărit diametrul conductei de evacuare la valoarea de 73 mm (lungimea de simulare a rămas aceeași și anume de 7000 ml).

- a. Se observă creșteri semnificative ale debitului sondei de gaze G1 cu creșterea permeabilității zonei adiacente sondei deteriorate. Chiar la valoarea de 50 mD a permeabilității zonei adiacente deteriorate se realizează o creștere de 28 % a debitului sondei, cea ce trebuie luat în considerație, în cazul unei fracții de lichid-gaz natural de $10 \text{ m}^3(\text{l})/\text{MMm}^3(\text{g})$,
- b. Și în condițiile unei rații gaz-lichid aproape dublate creșterile preconizate de debit au rămas la aproape același nivel. Se observă și în acest caz o creșterea spectaculoasă a debitului sondei G1 cu creșterea permeabilității zonei adiacente deteriorate.

- c. Evident că se poate apela la această soluție de creștere a permeabilității zonei adiacente deteriorate în acest caz.

În finalul evaluării sondei noastre de gaze am creat un soft de simulare pentru evacuarea debitelor de fluide petroliere la valoarea de 102 mm a conductei de transport (lungimea de simulare a rămas aceeași și anume de 7000 ml).

- a. Se observă creșteri semnificative ale debitului sondei de gaze G1 cu creșterea permeabilității zonei adiacente sondei deteriorate. Chiar la valoarea de 50 mD a permeabilității zonei adiacente deteriorate se realizează o creștere de 32 % a debitului sondei, cea ce trebuie luat în considerație, în cazul unei fracții de lichid-gaz natural de $10 \text{ m}^3(\text{l})/\text{MMm}^3(\text{g})$,
- b. Și în condițiile unei rații gaz-lichid aproape dublate creșterile preconizate de debit au rămas la aproape același nivel. Se observă și în acest caz o creșterea spectaculoasă a debitului sondei G1 cu creșterea permeabilității zonei adiacente deteriorate,
- c. Evident că se poate apela la această soluție de creștere a permeabilității zonei adiacente deteriorate în acest caz,
- d. La valoarea de 100 mD a permeabilității zonei adiacente se realizează o creștere de peste 60 % a debitului sondei,

În condițiile rației gaz-lichid de $50 \text{ m}^3(\text{l})/\text{MMm}^3(\text{g})$ creșterile de debit ca efect al măririi permeabilității zonei adiacente sondei sunt spectaculoase.

Chiar la valoarea de 50 mD a permeabilității zonei adiacente se realizează o creștere de peste 60 % a debitului sondei.

Contribuții personale

Consider că principalele contribuții științifice pe care teza le aduce domeniului studiat sunt următoarele:

A. Referitor la aspectele teoretice implicate în rezolvarea problematicii tezei:

- 1. *Efectuarea unei analize aprofundate a stadiului actual al problematicii fenomenelor ce însoțesc transportul prin conductele de amestec ale fluidelor bifazice.*

Această analiză a fost făcută pe baza unei ample documentări și a unei selecții riguroase a bibliografiei de specialitate studiate.

De asemenea, a contat și activitatea proprie desfășurată în ultimii ani în acest domeniu în care sunt implicată.

Totodată, problemele legate de aspectele hidrodinamice care însoțesc mișcarea fluidelor prin conductele de amestec din exploatarea zăcămintelor de gaze au fost prezentate într-o

manieră științifică coerentă.

- 2. *Realizarea unei prezentări sintetice a principalelor metode de calcul al gradientilor de presiune în cazul transportului bifazic.*

Această prezentare a avut la bază o analiză sintetică a corelațiilor dintre parametrii specifici procesului de transport care modelează mișcarea fluidelor bifazice prin conducte.

- 3. *Alegerea parametrilor importanți care influențează procesele hidrodinamice ce însoțesc mișcarea amestecurilor bifazice în conducte.*

Acești parametri vor sta la baza elaborării programelor de calcul ce permit simulările comportamentelor hidrodinamice ale sondelor ce vor constitui obiectele de studiu în teză.

- 4. *Conceperea unor simulări ale proceselor de transport bifazic prin conducte în diverse condiții impuse, punând în evidență influențele parametrilor specifici.*

Studiul de exploatare s-a făcut pe baza simulărilor procesului de transport bifazic în care s-a urmărit realizarea diagramelor **inflow** și **outflow** conform Analizei Nodale, considerând că nodul sondei este capul de erupție al acesteia. Simulările au fost realizate cu programe de simulare inspirate din literatura de specialitate

În acest scop au fost elaborate, mai întâi, 5 programe de simulare: a situației **actuale** a producției sondelor, a influenței diametrului **conductei** (liniei) de amestec asupra producției sondei, a influenței **permeabilității** zonei deteriorate adiacente sondei asupra producției acesteia, a influenței **densității** de perforare a sondei asupra producției, precum și a influenței scăderii presiunii de **zăcământ** asupra producției.

Cu ajutorul acestor programe, au fost elaborate simulări complexe referitoare la studiile specifice impuse de cerințe.

Astfel, în teza de doctorat au fost întocmite un număr de 20 **programe specializate**.

Acestea au modelat pentru studiul exploatării celor 5 sonde de pe structura X:

- evacuarea producției celor 5 sonde prin cele 3 variante de conducte de amestec
- influența celor 4 variante de permeabilitate a zonei adiacente sondei asupra producției,
- influența celor 4 densității de perforare a sondei asupra producției acesteia,
- influența presiunii de zăcământ a sondei asupra evoluției producției acesteia.

Pentru studiul de exploatare intensivă al sonde G1

În acest scop au fost elaborate, mai întâi, 3 programe de simulare:

- a situației **actuale** a producției sondei,
- a influenței diametrului **conductei** (liniei) de amestec asupra producției sondei,
- a influenței **permeabilității** zonei deteriorate adiacente asupra producției acesteia.

Cu ajutorul acestora au fost concepute următoarele simulări:

- 3 simulări referitoare la influența **diametrului** asupra producției sondei în cele 4 variante de

- rații lichid-gaz, producție evacuată prin cele 3 variante de conductă de amestec;
- 4 simulări referitoare la influența **rației lichid-gaz** asupra exploatării sondei în cele 4 variante de rații lichid-gaz, producția este evacuată prin cele 3 variante de conductă de amestec;
 - 12 simulări referitoare la influența **permeabilității** zonei deteriorate adiacente sondei asupra producției acesteia. Avem următoarele simulări:
 - 4 simulări: producția sondei cu rațiile R1, R2, R3, R4, în funcție de permeabilitatea K a zonei deteriorate adiacente este evacuată pe conducta cu diametrul D1
 - 4 simulări: producția sondei cu rațiile R1, R2, R3, R4, în funcție de permeabilitatea K a zonei deteriorate adiacente este evacuată pe conducta cu diametrul D2
 - 4 simulări: producția sondei cu rațiile R1, R2, R3, R4, în funcție de permeabilitatea K a zonei deteriorate adiacente este evacuată pe conducta cu diametrul D3
- 5. *Prezentarea sugestivă a rezultatelor simulărilor, prin tabele și grafice, a parametrilor calculați - presiune și debit - în lungul vederea unui studiu comparativ.*

Direcții de cercetare viitoare

Consider că în acest domeniu, cercetarea ar trebui să fie canalizată în continuare pe următoarele direcții:

- 1. *Asimilarea programelor moderne din literatura de specialitate pentru simulări ale curgerilor fluidelor bifazice în câmpurile de exploatare atât a zăcămintelor de gaze cât și a celor de petrol.*
- 2. *Elaborarea unor programe noi, mai simple (deci specifice-pe procese), care să permită realizarea unor simulări rapide și eficiente.*
- 3. *Crearea unor programe noi, care să asigure predicția extracției din zăcămintele de gaze cu condensat.*
- 4. *Crearea unor programe noi, care să asigure predicția extracției din zăcămintele de gaze cu condensat.*
- 5. *Analiza geologică a formării zăcămintelor de gaze cu condensat*

ABSTRACT

This work analyzes the momentum transfer phenomena from natural gas deposits associated with condensate in western Romania.

Through its content and the analyses carried out in this doctoral thesis, the hydrodynamic phenomena specific to this type of oil exploitation are described, bringing to the specialized literature new concepts and models regarding the biphasic flow in the extraction pipes related to the deposits included in this type of geological traps (Satu Mare-Oradea area).

In the first chapter, we studied the flow through vertical pipelines of petroleum fluids, noting that, in the vast majority of cases, transport pipelines installed for the extraction of gases and associated fluids have a heterogeneous flow consisting of a gaseous phase and one or more liquid phases (immiscible or partially miscible).

Since the physical properties of the extracted fractions change during their ascent and differ from each other, both in the extraction stage and in the transportation, primary processing, and storage phase, the laws of homogeneous flow cannot be applied (in the study of movement) (these equations do not take into account fluid state transformations).

Also, in real conditions of petroleum fluids rising through pipelines, the flow velocities of the components (phases) are not equal.

Gases and vapors, having a lower specific gravity than liquids, tend to dissolve (seep) more easily in petroleum liquids.

Later, and even during this process, gases come out of the solution faster than crude oil, water, and sediment particles.

So, the gas phase has relative motion, both to the wellbore walls and to the component petroleum liquids, with this (gas) phase currently sliding or seeping through the component particles of the liquid phase.

Among the most important factors that characterize the flow of a mixture of gases, vapors, and liquids in vertical pipes in this paper, we analyzed:

- a. The relative movement speed between the two phases (liquid and gas),
- b. Energy losses resulting from friction,
- c. The Structure of the mixture of phases (gaseous or liquid).

At the same time, we performed analyses on the flow of two-phase fluids through pipelines and extraction pipes, confirming the Structure of the mixture of petroleum fluids during the ascent through the vertical pipes, namely:

- a. Dispersed bubble structure (Bubble). Minimal gas-liquid ratios characterize the flow; in this case, gas bubbles rise to the top of the fluid.
- b. Elongated bubble structure (Slug). This type of flow occurs when the gas-liquid ratios increase, and then the gas bubbles enlarge, forming plugs.

c. Structure in stratified flow (Stratified), where gases and liquids form separate layers, and gas plugs join at the top of the pipe.

d. Wave-type Structure, characterized by high gas ratios, causes waves to appear in the liquid.

e. Plug Structure (Plow). At even higher gas ratios, it is found that the waves reach the upper part of the pipeline, fixing the large gas plugs (tens of meters) between them;

f. Ring-fog type structure (Mist). Extreme gas-liquid ratios characterize it. In this case, the liquid flow is realized as mist dispersed in the gas flow.

For the analysis of the flow of petroleum fluids through vertical pipelines, we also analyzed the rise of the liquid phase, the pressure drop in the extraction pipes, and their calculation methods by creating software in Matchad to calculate the pressure loss when the fluids flow through pipes and extraction pipes.

Thus, I was able to obtain a clear picture of the best calculation technique for the deposit

I chose for analysis, comparing the data collected by me with those obtained by calculation.

For the probes studied by me, I determined statistically:

- a. The maximum amount of data collected and calculated,
- b. The minimum amount of data collected and calculated,
- c. The average value of data collected and calculated (E_{ci} represents the value of data collected from the probe, and n is the number of data collected),
- d. Standard deviation.

From the statistical analysis of the data obtained from the study of 5 wells on a gas field with condensate and the calculation of the pressure loss with the existing calculation techniques, we can deduce the following conclusions:

- a. The best calculation method is that given by Begs and Brill,
- b. The most significant errors are given by the Krîlov method,
- c. The analysis of the correlation coefficient of the Begs and Brill method indicates the possibility of integrating the collected data into mathematical relationships with a maximum error of 0.1%,

At the same time, we created, for the first time in specialized literature, a numerical model based on artificial intelligence with the role of:

- Create the equations to determine the boundaries of the flow zones,
- Determination of the flow parameters (of liquid phase and solid phase versus two-phase flow) x and y ,
- Determining flow type using Baker's correlations,
- Determination of the relative error and the absolute deviation of the obtained data from the actual data.

In the second chapter, we analyzed the deposits of petroleum fluids in the Oradea-Satu Mare area.

These deposits result from the volcanic activity of the Oaş-Gutâi-Țibleș mountains and are also characterized by increased heat gradients and relatively shallow depths.

Their location in the Pannonian basin, with a complex evolution generated by the presence of several geological episodes, both compressive and extensive, makes the presence of hydrocarbons linked to the last Neogene evolution cycle, namely to the evolution of the Pannonian-Miocene petroleum system (Badenian-Pontian).

Hydrocarbon accumulations are formed in complex geological traps, being mixtures of type II and III kerogen (condensate and natural gas).

The reservoirs have permeabilities between 5 and 120 mD (crystalline bedrock), 10-250 mD (detrital reservoirs), 10-350 mD (fluvial-deltaic reservoirs), 5-30 mD (carbonate reservoirs), the associated oil and gas accumulations forming -se through upward lateral migration over short distances (favored by the weak properties of the collector, which did not allow the vertical segregation of hydrocarbons).

The genesis of hydrocarbons began in the Upper Miocene and continues today; due to the existence of a high geothermal gradient in the area (between 4.7 and 7 degrees Celsius/100 m, the analyses carried out on the extracted cores determining the following aspects:

- a. The gas deposits with condensate are due to the volcanic activity in the area, which created a high thermal gradient and, therefore, the formation of these deposits,
- b. The Neozoic-Quaternary sedimentary cover consists of the Eocene, Miocene-Lower, and Meotian-Quaternary sedimentary cycles, with volcanic material contributing.
- c. The existence of geological traps also required the formation of small deposits with high pressures, which increased the quality of the extracted products (they can be separated easily).

Chapter III begins with the analysis of obtaining optimal production flows through the nodal technique, obtaining the following conclusions following the simulations performed on the software created for this purpose:

- a. In the case of plotting the curves of the flow variation of the productive layer as a function of bottom pressure, polynomial relationships of the sixth order are obtained with the error between 0.4 and 0.1% (R^2 being between 0.9999 and 0.9996),
- b. When plotting the variation curves of the extracted flow as a function of the pressure in the eruption head, we obtained equations of the third degree with an error between 0 and 0.5%.
- c. The transition from linear behavior to curvilinear behavior (polynomial) is given by the presence of condensate and water in the transported flow,
- d. From the analysis of the error of the linear equations against the presence of water and condensate, we can observe the following:

The presence of condensate in the probe line leads to an increase in the error of the linear calculation relationship (probe X5),

The presence of water in the probe line leads to an increase in the error of the linear calculation relationship (probe X2),

The presence of water and condensate in large quantities leads to significant errors in both relationships (both at the wellbore and the surface).

In wells with high gas flow, the relationship error is relatively low so that linear variation can be accepted,

At the same time, we also analyzed the flow of petroleum fluids through horizontal pipelines for discharge using the Beggs and Brill method, which led to the calculation of the pressure drop variation in a pipeline depending on the transported flow rate.

We replaced the diameters of the pipes to observe the variation of the pressure drop and to find the optimal flow rates.

We also determined the polynomial equations of the pressure variation as a function of the flow rate.

Following the analysis, we concluded the following:

a. Probes X1, X2, X4 and X5 have optimal transport pipe diameters,
b. Probe X3 has a much too small diameter compared to the transported production. If we were to replace it with a larger diameter,

c. We can see that the choice of a larger diameter for the probes X1, X2, and X4 would lead to increases in the flow of a maximum of 8.6 and a minimum of 2%, but also to an increase in the bottom pressure and therefore the influence of the wall thickness,

d. To find the intersection points between the optimal wellbore discharge pressure and bottom hole pressure and the optimal wellbore flow rate, we created polynomial equations of order 6 for the bottom pressure variation equation as a function of flow and polynomial equations of order 3 and 4 for the pressure variation at the eruption head depending on the flow rate.

e. The errors of the polynomial equations are minimal (of the order of 0.04%),

Given that in gas deposits with condensate, the phenomenon of condensate separation occurs after a period of exploitation in the wells as a result of the drop of the deposit pressure (pc) below the initial condensation value.

Thus, the movement of petroleum fluids turns into a biphasic movement, and that is why we also conducted a study on the influence of the permeability of the damaged (adjacent) zone on the productivity of the layer of the analyzed wells.

The results of the simulation gave us the possibility to create numerical equations that can determine the flow rates of petroleum fluids in case of increased permeability of damaged areas, their application leading to the following conclusions:

a. Increasing permeability to 100 mD brings significant increases in flow rates only for probes X2 and X1,

b. Probe X3 has a heavily contaminated damaged area, and any process of increasing the flow brings insignificant variations in the flow,

c. To find the intersection points between the optimal wellbore discharge pressure and the permeability of the well's damaged zone, we created polynomial equations of the sixth order

for the variation of the permeability of the damaged zone as a function of flow rate and polynomial equations of the third and fourth order for the variation of the pressure from the eruption head depending on the flow rate.

d. The errors of the polynomial equations are minimal (of the order of 0.04%),

Later, we also analyzed the influence of the perforation density on the extraction flow rate from gas wells with condensate.

The results of the simulation also allowed us to create numerical equations that can determine the flow rates of petroleum fluids in case of changes in the drilling density; the obtained results provided the following conclusions:

a. Increasing the perforation density at SPM 16 does not bring spectacular increases in flow rates,

b. Only the X2 probe is affected by this change, but it must be correlated with the investment increases necessary to carry out these operations,

c. Probe X3 has a heavily contaminated damaged area, and any process of increasing the flow brings insignificant variations in the flow,

d. To find the intersection points between the optimal wellbore injection pressure and the perforation density of the well's productive layers, we created polynomial equations of the sixth order for the variation equation of perforations as a function of flow and polynomial equations of the third and fourth order for the variation of the pressure from the eruption head depending on the flow rate.

e. The errors of the polynomial equations are minimal (of the order of 0.04%),

One of the problems of modeling the productive layers of petroleum fluids is the evolution of the drop in reservoir pressures and their influence on the extracted flows.

That is precisely why, in Chapter 4, using the nodal analysis (the software created for this purpose is called SimZ) and the equations of the flow of petroleum fluids through vertical pipes (the Beggs and Brill method), we analyzed each well and its evolution in case of changes in the pressures of the productive layer.

Following the analysis of the effect of the reservoir pressure on the flow rates of petroleum fluids, we were able to determine, as a result of the use of the equations of flow through pipes and the equations of flow through the productive layer, the following:

a. At the first well, a spectacular decrease in the flow rate is observed over time. It can be appreciated that after every five years, the pressure drops by 5 bar and the flow by about 25 percent.

b. The X2 probe's spectacular decrease in flow rate can be observed. It can be appreciated that after every ten years, the pressure drops by 10 bar and the flow by about 20 percent.

c. At well X3, we note a significant decrease in the well's flow rate with the drop in reservoir pressure over time; after every 5 years, the pressure drops by 5 bar and the flow rate by about 14 percent.

d. In the case of well X4, we find a sudden drop in flow rate correlated with a reasonably low-pressure drop, which is explained by relatively high permeability,

e. In the case of the X5 well, we find that at the current rate, the deposit will be exhausted in a maximum of 10 years.

If every year we consider that the pressure in the reservoir drops by 1 atmosphere (one year=one bar), the evolution of the reservoir (as a result of the simulations made by the software created in this doctoral thesis) is as follows:

a. At probe X1, the depletion is very fast; in 10 years, the pressure is halved; b. At probe X2, the depletion is slow; in 30 years, the pressure is halved;

c. At probe X3, the depletion is fast; in 20 years, the pressure is halved,

d. At probe X4, the depletion is very fast; in 10 years, the pressure is halved,

e. At probe X5, the depletion is very fast; in 10 years, the pressure is a quarter.

We also calculated that the deposit production will decrease in 10 years by 61.56%.

If these forecasts come true (especially about the extraction areas where the X1, X4, and X5 probes are located), the methods that lend themselves and are economically acceptable must be analyzed to increase the biphasic mixture's current flows.

In conclusion, through the software created in this doctoral thesis, we analyzed the influence of the equipment and the characteristics of the gas deposit with condensate.

Influence of the mixing pipe diameter

a. at well X1 The current diameter of the discharge pipe of the biphasic mixture extracted from the well is optimal; the lower one has no transport capacity, and the upper one can carry a flow rate of 8.6%, which would not justify the necessary financial effort,

b. for well X2, the current diameter of the discharge pipe of the biphasic mixture extracted by the well is optimal; the lower one has no transport capacity, and the upper one can carry a flow of 2%, which would not justify the necessary financial effort;

c. At well X3, the current diameter of the two-phase mixture exhaust pipe drawn by the well is 2 inches, which is too small. The discharge capacity of the pipe with a diameter of D2=3 in is 27% higher, which would justify the financial effort required for the change;

d. For the X4 well, the current diameter of the two-phase mixture drawn from the well is 3 inches and is optimal for operation. The discharge capacity of the 4-inch diameter pipe is only 4% higher, which does not justify the change;

e. The current discharge diameter of the biphasic mixture extracted by the X5 probe is optimal. The discharge capacities of the other pipes are inferior, which does not justify the change;

Influence of the permeability of the adjacent damaged zone

Also, analyzing the intersection points of the line simulating the flow of petroleum fluids through the exhaust pipe (with a diameter of 52.5 mm) with the lines of flow of petroleum fluids through rocks with the permeability of 15 mD, 50 mD, 100 mD, and 200 mD, for different liquid-natural gas fractions (10, 25, 50 and 100 m(l)/MMm³(g)), I was able to determine the following conclusions:

a. a significant increase in the flow rate of the gas well is observed as the permeability of the adjacent damaged area increases,

b. At rates higher than 50 m(l)/MMm³(g), the flow is no longer achieved in the case of increased permeabilities of adjacent damaged areas, and therefore, the chosen diameter is not able to evacuate the two-phase mixture flow resulting from the operation of increasing the permeability of the adjacent damaged area above 50 mD.

Considering that a diameter of 52.5 mm is mostly unsuitable for exhausting petroleum fluid flows, we increased the diameter of the exhaust pipe to 73 mm (the simulation length remained the same at 7000 ml).

a. Significant increases in the flow rate of gas well G1 are observed as the permeability of the area adjacent to the damaged well increases. Even at the value of 50 mD of the permeability of the adjacent damaged area, a 28% increase in the flow rate of the well is achieved, which must be taken into account in the case of a liquid-natural gas fraction of 10 m³(l)/MMm³(g),

b. And under an almost doubled gas-liquid ratio, the expected flow increases remained almost the same. In this case, a spectacular increase in the flow rate of the G1 probe is observed as the permeability of the adjacent damaged area increases.

c. Obviously, this solution can increase the permeability of the adjacent damaged area in this case.

At the end of our gas well evaluation, we created simulation software to discharge petroleum fluid flows at 102 mm of the transport pipe (the simulation length remained the same at 7000 ml).

a. Significant increases in the flow rate of gas well G1 are observed as the permeability of the area adjacent to the damaged well increases. Even at the value of 50 mD of the permeability of the adjacent damaged area, a 32% increase in the flow rate of the well is achieved, which must be taken into account in the case of a liquid-natural gas fraction of 10 m³(l)/MMm³(g),

b. And under an almost doubled gas-liquid ratio, the expected flow increases remained almost the same. In this case, too, a spectacular increase in the flow rate of the G1 probe is observed with the increase in the permeability of the adjacent damaged area,

c. Obviously, this solution can be used to increase the permeability of the adjacent damaged area in this case,

d. At the value of 100 mD of the permeability of the adjacent zone, an increase of more than 60% of the flow rate of the well is achieved,

Under the gas-liquid ratio of $50\text{m}^3(\text{l})/\text{MMm}^3(\text{g})$, the flow increases due to the spectacularly increased permeability of the area adjacent to the well.

Even at the value of 50 mD of the permeability of the adjacent zone, the well's flow rate increases by more than 60 %.

Personal contributions

I believe that the main scientific contributions that the thesis brings to the studied field are the following:

A. Regarding the theoretical aspects involved in solving the thesis problem:

1. Carrying out an in-depth analysis of the current state of the problem of the phenomena that accompany the transport through mixing pipelines of biphasic fluids.

This analysis was based on extensive documentation and a rigorous selection of the specialized Bibliography studied.

Also, the activity I have carried out in recent years in this field, which I am involved in, was important.

At the same time, the problems related to the hydrodynamic aspects accompanying the movement of fluids through the mixing pipes in the exploitation of gas fields were presented coherently.

2. Making a synthetic presentation of the primary methods for calculating pressure gradients in the case of biphasic transport.

This presentation was based on a synthetic analysis of the correlations between the parameters specific to the transport process that models the movement of two-phase fluids through pipelines.

3. The choice of essential parameters that influence the hydrodynamic processes accompanying biphasic mixtures' movement in pipes.

These parameters will form the basis of the development of the calculation programs that allow the simulations of the hydrodynamic behaviors of the wells that will constitute the objects of study in the thesis.

4. Designing simulations of biphasic transport processes through pipelines under various imposed conditions, highlighting the influences of specific parameters.

The exploitation study was made based on the simulations of the biphasic transport process in which it was aimed to create the inflow and outflow diagrams according to the Nodal Analysis, considering that the well node is its eruption head. The simulations were carried out using simulation programs inspired by the specialized literature.

For this purpose, five simulation programs were developed first: one for the current situation of well production, one for the influence of the diameter of the mixing pipe (line) on well production, one for the influence of the permeability of the damaged area adjacent to the well on its production, one for the influence of the density of well perforation on production, and one for the influence of reservoir pressure drop on production.

With the help of these programs, complex simulations related to the specific studies imposed by the requirements were developed.

Thus, several 20 specialized programs were drawn up in the doctoral thesis.

They modeled for the exploitation study of the five wells on structure X:

- evacuation of the production of the five wells through the three variants of mixing pipes
- the influence of the four permeability variants of the area adjacent to the well on production,
- the influence of the four drilling densities of the well on its production,
- the influence of the well's reservoir pressure on its production evolution.

For the intensive exploitation study of the G1 well

For this purpose, three simulation programs were first developed:

- the current situation of sound production,
- the influence of the diameter of the mixing pipe (line) on the production of the well,
- of the influence of the permeability of the adjacent damaged area on its production.

With their help, the following simulations were designed:

- three simulations regarding the influence of the diameter on the production of the well in the four variants of liquid-gas rations, production evacuated through the three variants of the mixing pipe;

In four simulations regarding the influence of the liquid-gas ration on the exploitation of the well in the four variants of liquid-gas rations, the production is evacuated through the three variants of the mixing pipe;

- 12 simulations regarding the influence of the permeability of the damaged area adjacent to the well on its production. We have the following simulations:
- Four simulations: The production of the well with the rations R1, R2, R3, and R4, depending on the permeability K of the adjacent damaged zone, is discharged on the pipe with the diameter D1

- Four simulations: The production of the well with the ratios R1, R2, R3, and R4, depending on the permeability K of the adjacent damaged zone, is discharged on the pipe with the diameter D2
- Four simulations: The production of the well with the ratios R1, R2, R3, and R4, depending on the permeability K of the adjacent damaged zone, is discharged on the pipe with the diameter D3

5. The suggestive presentation of the results of the simulations, through tables and graphs, of the calculated parameters - pressure and flow - along the view of a comparative study.

a. At probe X1, the current permeability of the damaged area adjacent to the probe is ten mD. Increasing it to 50 mD would increase the well's flow by 43.8 %, a solution that could be financially justified. Increasing the permeability of the adjacent zone from 50 mD to 100 mD would increase the well's flow rate by only another 12%, which would not be financially justified.

b. The damaged zone adjacent to well X2 has a current permeability of 10 mD. An increase to 50 mD would increase the well's flow rate by 176%, a very tempting solution.

c. The damaged zone adjacent to well X3 has a current permeability of 25 mD. Increasing it to 50 mD would increase the well's flow by only 16%, a solution that should be financially justified. Increasing the permeability of the adjacent zone from 50 mD to 100 mD would increase the well's flow rate by only another 10%, which would not be financially justified.

d. The current permeability of the damaged zone adjacent to well X4 is 16 mD. An increase of it up to the value of 80 mD would lead to an increase of the flow of the well by only 6%, a solution that cannot be taken into consideration;

e. The current permeability of the damaged zone adjacent to well X5 is 41 mD. An increase of it up to the value of 80 mD would lead to an increase of the flow of the well by 36%, a solution that can be taken into consideration based on a technical-economic calculation;

Influence of perforation density.

a. for the X1 well that has a wellbore perforation density of SPM 11, an increase of it up to SPM 16 would lead to an increase in the flow rate of the well by 8.22%, and only a technical-economic calculation could decide the feasibility of the solution.

b. The X2 well's perforation density is SPM 11, and increasing it to SPM 16 would increase the well's flow rate by 22.2%—a tempting value—but only a technical-economic calculation could decide the feasibility of the solution.

c. The X3 well's perforation density is SPM 11. An increase to SPM 16 would increase the well's flow rate by 7.3%, and only a technical-economic calculation could decide the feasibility of the solution.

d. The X4 well's perforation density is SPM 11. Increasing it to SPM 16 would increase the well's flow rate by 7%, and only a technical-economic calculation could decide the feasibility of the solution.

e. The X5 well's perforation density is SPM 11. Increasing it to SPM 16 would increase the well's flow rate by 11%, and only a technical-economic calculation could decide the feasibility of the solution.

Prognosis of wellbore pressure

a. the deposit related to the X1 well has a speedy depletion; in just 10 years, the pressure will be halved.

b. the reservoir related to well X2 has a slow depletion, and in 30 years, the pressure will be halved.

c. the deposit related to well X3 has a rapid depletion of the deposit. In 20 years, the pressure will be halved.

d. the reservoir related to the X4 well has a very rapid depletion. In just ten years, the pressure will be halved.

e., the deposit related to well X4 has a very rapid depletion. In just ten years, the pressure will be a quarter of the original.

Partial conclusions regarding the improvement of the exploitation quality of the analyzed wells

Following the simulations, we can conclude the following:

a. For well X1, a stimulation operation that increases the permeability of the adjacent area of the well from 10 mD to 50 mD would increase the flow rate by more than 40%.

b. For well X2, a boost operation would increase the permeability of the adjacent area from 10 mD to 50 mD, increasing the flow rate by over 100%.

c. Analysis of well X3 confirms that the diameter of the well's production exhaust pipe is too small. Also, a stimulation operation that would increase the permeability of the adjacent area of the well from 10 mD to 50 mD would increase the flow by only 16%, which is not economically feasible.

d. Analysis of the X4 well confirms that the diameter of the oil fluid transport pipe is too small. Also, an increase in well permeability from 10 mD to 50 mD would result in a flow rate increase of only 6%.

e. For probe X5, increasing the probe permeability from 10 mD to 50 mD would result in a 36% increase in throughput, making this operation economically feasible.

Predicting the exploitation of gas wells with condensate and especially the phenomena that occur during gas production is a difficult stage to achieve (due to the multiple phenomena that must be modeled).

That is precisely why, based on the nodal analysis (considering that the well node is its eruption head), I managed to create inflow and outflow diagrams and simulation equations that provide the best data on the behavior of the productive layer and the optimal extraction rates.

Starting from the theoretical models from the specialized literature (cited in the Bibliography),

I created inflow and outflow diagrams and simulation equations that provide the best data on the behavior of the productive layer and the optimal extraction rates.

For this study, we created the simulation programs named:

1. SIM: A program that simulates the current well production situation.
2. SIM C program that simulates the influence of mixing pipe (line) diameter on well production.
3. The SIM P program simulates the influence of the permeability of the damaged zone adjacent to the well on its production.

Modeling the productivity of the wells according to the optimal transport flow rate is a necessary stage in evaluating the quality of the exploitation of the productive layers and especially of the optimal amount of petroleum fluids taken for conditioning and marketing.

The simulation equations for the variation of extraction and transport flow (in Nm³ /day) as a function of operating pressure are given below:

a. Transport flow equation (in Nm³ /day) depending on the transport pressure on the operating pipe ($R^2 = 0.9999$):

$$Y = 1E-28x^6 - 4E-23x^5 + 4E-18x^4 - 2E-13x^3 + 5E-09x^2 - 0.0001x + 34.179$$

b. The equation of the extraction flow rate (of production of the layer) (in Nm³ /day) depending on the pressure of the productive layer ($R^2 = 1$):

$$y = -1E-15x^3 + 5E-10x^2 + 7E-06x + 14.974$$

The point of intersection of the graphical representation of the above equations gives us the optimal value of the operating flow rate of the analyzed well.

We also analyzed the influence of the diameter of the mixing line on the fluid flow in the case of the variation of the liquid-gas ratio.

The simulations of the well production evacuation process with various liquid-natural gas (RLG) ratios on a mixing line of different diameters highlighted the following aspects:

- a. A mixing line diameter of 52.5 mm is suitable for the well under the given operating conditions. However, increasing the gas-liquid ratio does not increase the well's flow rate, but it decreases, even if the liquid ratios increase.

b. If the mixing line has a diameter of 73 mm, the simulated flow is closer to the operating one. Also, increasing the gas-liquid ration does not increase the well's flow rate; on the contrary, it decreases.

c. The diameter of 100 mm ensures the transport of a more significant amount of petroleum fluids, but at high ratios of the gas-liquid mixture, the gas flows are reduced.

The simulations of the well production evacuation process with various RLG ratios on a mixing line of different diameters highlighted the following aspects:

a. For a liquid/gas ratio of $10 \text{ m}^3(\text{l})/\text{MMm}^3(\text{g})$, it is found that a 3-inch diameter results in a 100% increase in flow, then the flow decreases with increasing mixing pipe,

b. For a liquid ratio of $25 \text{ m}^3(\text{l})/\text{MMm}^3(\text{g})$, we can say that changing the diameter of the pipe does not increase the flow of petroleum fluids that much,

c. And in the case of a liquid/gas ratio of $50 \text{ m}^3(\text{l})/\text{MMm}^3(\text{g})$, we also find that the fluid flow rate increases with the change in pipe diameter, the 4 inches providing an increase of over 150%,

d. When increasing the liquid ration to $100 \text{ m}^3(\text{l})/\text{MMm}^3(\text{g})$, the flow of petroleum fluids increases almost identically to that given by the liquid ration of $50 \text{ m}^3(\text{l})/\text{MMm}^3(\text{g})$.

Future research directions

I believe that in this field, research should continue to be channeled in the following directions:

1. Assimilation of modern programs from specialized literature for simulations of biphasic fluid flows in the exploitation fields of both gas and oil deposits.

2. The development of new, more straightforward programs (therefore process-specific) allows the realization of fast and efficient simulations.

3. Creating new programs will ensure the prediction of extraction from gas deposits with condensate.

4. Creation of new programs to ensure the prediction of extraction from gas deposits with condensate.

5. Geological analysis of the formation of gas deposits with condensate.

BIBLIOGRAFIE/BIBLIOGRAPY

1. Shannak, B.A. Frictional pressure drop of gas liquid two-phase flow in pipes. *Nuclear Eng. Des.* **2008**, *238*, 3277–3284.
2. Jiang, J.Z., Zhang, W.M., Wang, Z.M., Research progress in pressure-drop theories of gas-liquid two-phase pipe flow, In *Proceedings of the China International Oil & Gas Pipeline Conferences (CIPC 2011)*, Langfang, China, 5 September, **2011**.
3. Xu, Y., Fang, X.D., Su, X.H., Zhou, Z.R., Chen, W.W. ,Evaluation of frictional pressure drop correlations for two-phase flow in pipes, *Nuclear Eng. Des.* **2012**, *253*, 86–97.
4. Mittal, G.S., Zhang, J. Friction factor prediction for Newtonian and non-Newtonian fluids in pipe flows using neural networks, *Int. J. Food Eng.* **2007**, *3*, 1–18.
5. Oliveira, J.L.G., Passos, J.C., Verschaeren, R., Van der Geld, C., Mass flow rate measurements in gas-liquid flows by means of a venturi or orifice plate coupled to a void fraction sensor, *Exp. Therm. Fluid Sci.* **2009**, *33*, 253–260
6. Saeb, M.B., Philip, D.M., David, C.C., Ali, J. , Modeling friction factor in pipeline flow using a GMDH-type neural network. *Cogent Eng.*, **2015**, *2*.
7. Bilgil, A., Altun, H., Investigation of flow resistance in smooth open channels using artificial neural networks, *Flow Meas. Instrum.* **2008**, *19*, 404–408.
8. Shayya, W.H., Sablani, S.S., Campo, A., Explicit calculation of the friction factor for non-Newtonian fluids using artificial neural networks, *Dev. Chem. Eng. Miner. Process.* **2005**, *13*, 5–20.
9. Griffith, P., Two-Phase Flow in Pipes, In *Special Summer Program*; Massachusetts Institute of Technology: Cambridge, MA, USA, **1962**.
10. Raxendell, P.B. , The Calculation of Pressure Gradients in High-Rate Flowing Wells, *J. Pet. Technol.* **1961**, *13*, 1023.
11. Fancher, G.H., Brown, K.E., Prediction of Pressure Gradients for Multiphase Flow in Tubing, *Soc. Pet. Eng. J.* **1963**, *3*, 59.
12. <https://www.sciencedirect.com/topics/engineering/fanning-equation>, accessed 1.11.2023.
13. <https://www.e-education.psu.edu/png301/node/683> , accessed 1.11.2023.
14. Poettmann, F.H., Carpenter, P.G., The Multiphase Flow of Gas, Oil and Water through Vertical Flow Strings with Application to the Design of Gas-Lift Installations, In *Proceedings of the Drilling and Production Practice*, New York, NY, USA, 1 January **1952**; Volume 52, p. 257.
15. Tek, M.R. , Multiphase Flow of Water, Oil and Natural Gas Through Vertical Flow Strings, *J. Pet. Technol.* **1961**, *13*, 1029.
16. Shaban, H., Tavoularis, S., Identification of flow regime in vertical upward air–water pipe flow using differential pressure signals and elastic maps. *Int. J. Multiph. Flow* **2014**, *61*, 62–72.

17. Daev, Z.A., Kairakbaev, A.K., Measurement of the Flow Rate of Liquids and Gases by Means of Variable Pressure Drop Flow Meters with Flow Straighteners, *Meas. Tech.* **2017**, 59, 1170–1174.
18. Cai, B., Guo, D.X., Jing, F.W., Study on gas-liquid two-phase flow patterns and pressure drop in a helical channel with complex section, In *Proceedings of the 23rd International Compressor Engineering Conference*, West Lafayette, IN, USA, 11–14 July **2016**.
19. Vazquez, M., Beggs, H.D. , Correlations for Fluid Physical Property Prediction, *J. Pet. Technol.* **1980**, 32, 968–970.
20. Hasan, A.R. , Kabir, C.S. , *Two-Phase Flow in Vertical and Inclined Annuli*. International Journal of Multiphase Flow. 18, 279-293, **1992**.
21. Vohra, I.R., Robinson, J.R. Brill, J.P. , *Evaluation of Three New Methods for Predicting Pressure Losses in Vertical Oil Well Tubing*. Journal of Petroleum Technology, **1974**, 26, 829-832.
22. Schwitzerlett, M., Ogrosky, H., Topaloglu, I., *A long-wave model for film flow inside a tube with slip*. Journal of Fluid Mechanics, **2023**, 974, A22. doi:10.1017/jfm.2023.800.
23. Zhang, J.F., Luo, X.B., Liu, Y.X., Zhao, C.M., Cu, Y.C., Li, Q.Z., *Research on overall encryption adjustment technology of offshore oil field*, **2011**, Eng. Sci. 13, 5, 34–40.
24. Duns, H., Jr. Ros, N. , Vertical Flow of Gas and Liquid Mixtures in Wells. In *Proceedings of the 6th World Petroleum Congress*, Frankfurt am Main, Germany, 19–26 June ; p. 451.
25. Friedel, L., *Improved friction pressure drop correlation for horizontal and vertical twophase flow*, *European Two-Phase Flow Group Meeting*, Ispra, Italy, 1979.
26. Azzopardi, B. J. , Whalley, P.B. , *The effect of flow patterns on two-phase flow in a T junction*, Int. J. Multiphase Flow, **1982**, 8, 491.
27. Aziz, K., Govier, G., Fogarasi, M., Pressure Drop in Wells Producing Oil and Gas. *J. Can. Pet. Technol.* **1972**, 11, 38.
28. Orkiszewski, J., Predicting Two-Phase Pressure Drops in Vertical Pipe, *J. Pet. Tech.* (Jun.), **1967**, 829-838.
29. Espanol, J. H., Holmes, C. S., Brown, K. E., A Comparison of Existing Multiphase Flow Methods for the Calculation of Pressure Drop in *Vertical Wells*, SPE 2553 presented at the 44th Annual Fall Meeting of the Society of Petroleum Engineers of AIME, Denver, CO (Sept. 28-Oct. 1,) **1969**.
30. Lawson, J.D. , Brill, J.P., A Statistical Evaluation of Methods Used to Predict Pressure Losses for Multiphase flow in Vertical Oilwell Tubing, *J. Pet. Tech.* Aug. , **1974**, 903-914.
31. Hagedorn, A.R., Brown, K.E., The Effect of Liquid Viscosity in Vertical Two-Phase Flow. *J. Pet. Technol.* **1964**, 16, 203.
32. Brown, G.O. The history of the Darcy-Weisbach equation for pipe flow resistance. *Environment*. Available

online: <https://ascelibrary.org/doi/abs/10.1061/40650> (accessed on 17 September 2023).

33. Hagedorn, A.R., Brown, K.E., Experimental Study of Pressure Gradients Occurring during Continuous Two-Phase Flow in Small Diameter Vertical Conduit. *J. Pet. Technol.* **1965**, *17*, 475–484.
34. Beggs, D.H., Brill, J.P., A study of two-phase flow in inclined pipes. *J. Pet. Technol.* **1973**, *25*, 607–617.
35. Gilbert, W.E. , Flowing and Gas-Lift Well Performance, *Drill. and Prod. Prac.*, API, **1954**, 126-43.
36. Nind, T.E.W, Principles of Oil Well Production, **1964**, McGraw-Hill Book Company.
37. Brown, E K., Lea F. J., *Nodal Systems Analysis of Oil and Gas Wells*, Journal of Petroleum Technology, **1985**, October.
38. Damascan, A., Albulescu, M., Stoianovici, D., The use of nodal analysis in two-phase transport from exploitations of gas fields, *Conferences 75 Years of Energy and Performance in Education and Research, Renewable Versus Fossil Fuels*. Global Energy Perspectives, Ploiesti 9.11., **2023**,
39. Damascan, A. Albulescu, M., Chis, T., The Mathematical Modeling of the Flow Variation of Natural Gas Extraction Wells Depending on the Diameter of the Mixing Pipe, *Engineering and Technology Journal*, Vol.7, Issue 9, **2023**, pp. 1477-1482, <http://everant.org/index.php/etj/article/view/701>,
40. Damaşcan, A. C., Albulescu, M., Stoianovici, D, The Influence of the Perforation Density and Damaged Zone Permeability on a Gas Well Production, 2022, http://jpgt.upg-ploiesti.ro/wp-content/uploads/2022/12/07_Articol-jurnal-UPG-nr-2_2022_RJPGT_art_Damascan_etal.pdf
41. Eparu, Cr. , Stoica, D., Damascan, A, Simescu, B., Radulescu, R., Albulescu, M, Analysis of flow dynamics in a biphasic transmission network, *Conferences 75 Years of Energy and Performance in Education and Research 2023 Renewable Versus Fossil Fuels. Global Energy Perspectives*, Ploiesti 9.11., **2023**,
42. Simescu, B., Albulescu, M, Damascan, A, Prundurel, A., Underbalance well completion in mature gas fields, part of production rehabilitation concept, *Conferences 75 Years of Energy and Performance in Education and Research 2023 Renewable Versus Fossil Fuels. Global Energy Perspectives*, Ploiesti 9.11., **2023**,
43. Sablani, S.S., Shayya, W.H., Neural network based non-iterative calculation of the friction factor for power law fluids, *J. Food Eng.* **2003**, *57*, 327–335.
44. <https://www.sciencedirect.com/topics/engineering/friedel-correlation>, accessed 1.11.2023.
45. Baker, O., Multiphase Flow in Pipe Lines, *Oil and Gas Journal*, Nov. **1958**, *10*, 59, 156,
46. Özger, M., Yildirim, G. , *Determining turbulent flow friction coefficient using adaptive neuro-fuzzy computing techniques*. *Adv. Eng. Softw.* **2009**, *40*, 281–287.

47. Fadare, D.A., Ofidhe, U.I. ,Artificial neural network model for prediction of friction factor in pipe flow. *J. Appl. Sci.* **2009**, *5*, 662–670.
48. Yuhong, Z.,Wenxin, H., Application of artificial neural network to predict the friction factor of open channel flow. *Commun. Nonlinear Sci. Numer. Simul.* **2009**, *14*, 2373–2378.
49. Yazdi, M., Bardi, A. Estimation of friction factor in pipe flow using artificial neural networks, *Can. J. Autom. Control Intell. Syst.* **2011**, *2*, 52–56.
50. Tarnu, L.I., Chis, T., Stoianovici D. , Mohammad R.S., Big data in oil and gas industry, A new project base learning technique for students, *International Journal of Education and Information Technologies*, Volume 17, 2023, DOI: 10.46300/9109,**2023**,17.14
51. Damaşcan, A. C., Albulescu, M., Stoianovici, D., Bârsan, D., Artificial intelligence simulation of multiphase fluid flow through extraction pipes , *Romanian Journal of Petroleum & Gas Technology* VOL. IV (LXXV), No. 2/**2023** pp. 201-210, http://jpgt.upg-ploiesti.ro/wp-content/uploads/2023/12/20_RJPGT-damascan-2-2023-en.pdf.
52. Batistatu, M.V. Particularitati ale sistemul petrolifer al Bazinului Panonian, *EMERG* 4, pp. 201-211, **2016**.
53. Radulescu, R., Stoianovici, D., Chis, T., Radioactive elements detected in crude oil from volcanic areas, *Nafta-Gaz* nr.12, **2023**, pp.755-763, <https://doi.org/10.18668/NG.2023.12.01> .
54. Petrache, S., Chis, T., Sterpu, A.E., Săpunaru, O.V., Radioactive Elements Detected in Abandoned Oil Tank Farms. *Processes*, 10(2): 374, **2022**. DOI: 10.3390/pr10020374.
55. Prodan, D., Beca, C., *Geologia zăcămintelor de petrol și gaze și inginerie de șantier*, Editura Didactică și Pedagogică, București, **1983**.
56. Grigoraș, N. *Geologia zăcămintelor de petrol și gaze din RPR*, Editura Tehnică, București, **1961**.
57. Beca, C, Vsocki, I., *Geologia zacamintelor de petrol si gaze*, Editura Tehnică, București, **1968**,
58. Nguyen, T.C., Pande, S., Bui, D., Al-Safran, E., Nguyen, H.V., Pressure dependent permeability: Unconventional approach on well performance. *J. Pet. Sci. Eng.* **2020**, *193*, 107358.
59. Manshad, A.K., Dastgerdi, M.E., Ali, J.A., Mafakheri, N., Keshavarz, A., Iglauer, S., Mohammadi, A.H., Economic and productivity evaluation of different horizontal drilling scenarios: Middle East oil fields as case study. *J. Pet. Explor. Prod. Technol.* **2019**, *9*, 2449–2460.
60. Clegg, J.D. *Operations Petroleum Engineering, Production Operations Engineering*; Society of Petroleum Engineers: Richardson, TX, USA, 2007; Volume IV, ISBN 978-1-55563-118-5.
61. Kolawole, O., Gamadi, T.D., Bullard, D. Artificial lift system applications in tight formations: The state of knowledge. *SPE Prod. Oper.* **2020**, *35*, 422–434.

62. Cirilo, R., Air-water Flow Through Electric Submersible Pumps; Artificial Lift Projects Research Report; University of Tulsa: Tulsa, OK, USA, **1998**.
63. Duran, J., Prado, M., ESP Stages air-water two-phase performance-modeling and experimental data. *SPE J.* **2003**, *13*, 196105718.
64. Jansen van Rensburg, N., Usage of artificial intelligence to reduce operational disruptions of ESPs by implementing predictive maintenance, In *Proceedings of the Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference*, Abu Dhabi, United Arab Emirates, 12–15 November **2018**.
65. Oyewole, P., Application of real-time ESP data processing and interpretation in Permian basin “brownfield” operation. In *Proceedings of the International Petroleum Technology Conference*, Doha, Qatar, 21–23 November **2005**.
66. Awaid, A., Al-Muqbali, H., Al-Bimani, A., Al-Yazeedi, Z., Al-Sukaity, H., Al-Harthy, K., Baillie, A., ESP well surveillance using pattern recognition analysis, oil wells, Petroleum Development Oman. In *Proceedings of the International Petroleum Technology Conference*, Doha, Qatar, 19–22 January **2014**.
67. Al-sadah, H., Khamseen, M.A., Al-ghamdi, A., Fardan, A., Aramco, S., Proactive utilization of ESP performance monitoring to enhance productivity. In *Proceedings of the SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference*, Manama, Bahrain, 18–21 March **2019**.
68. Agrawal, N., Chapman, T., Baid, R., Singh, R.K., Shrivastava, S., Kushwaha, , M.K. ESP performance monitoring and diagnostics for production optimization in polymer flooding: A case study of Mangala field. In *Proceedings of the SPE Oil and Gas India Conference and Exhibition*, Mumbai, India, 9–11 April .
69. Blasius, H., Das Ähnlichkeitsgesetz bei Reibungsvorgängen in Flüssigkeiten, Mitteilung 131 über Forschungsarbeiten auf dem Gebiete des Ingenieurwesens; *Springer*: Berlin, Germany, **1913**.
70. Colebrook, C.F., Turbulent flow in pipes, with particular reference to the transition region between the smooth and rough pipe laws. *J. Inst. Civ. Eng.* **1939**, *11*, 133–156.
71. Lee, A.L., Gonzalez, M.H., Eakin, B.E., The Viscosity of Natural Gases. *J. Pet. Technol.* **1966**, *18*, 997–1000.
72. Standing, M.B., Katz, D.L., Density of natural gases. *Trans. AIME* **1942**, *146*, 140–149.
73. Sloan, E., Khoury, F., Kobayashi, R. , Measurement and interpretation of the water content of a methane-propane mixture in the gaseous state in equilibrium with hydrate. *Ind. Eng. Chem. Fundam.* **1982**, *21*, 391–395.
74. Mahesh, J. V. , Jyotirmay, B., A modified Chisholm's interaction factor for air-water two-phase flow through a horizontal pipe. *Multiphase Science and Technology*, **2013**, *25*, 1, 57-78.
75. Baxendell, P.B. , Thomas, R. The Calculation of Pressure Gradients in High-Rate Flowing Wells. *Journal of Petroleum Technology*, **1961**, *13*.

76. Moradi B., Ayoub M., Awang M., Modification of Ramey's model for carbon dioxide injection in the vicinity of critical point. *Journal of CO₂ Utilization*, **2016**, Volume 16, Pages 218-224.
77. Multiphase Flow Pressure Gradient, http://multifasico.usuarios.rdc.puc-rio.br/MF-Brill_Multiphase-Flow-Wells.pdf, accessed 1.2.2024
78. https://www.researchgate.net/publication/285674567_Modeling_of_Two-Phase_Flow_and_Slug_Flow_Characteristics_in_HorizontalInclined_Pipelines_using_CFD, accessed 1.2.2024.
79. Oranje, L., Handling two-phase condensate flow in offshore pipeline systems *Oil and Gas J.*, **1983**, 81, 128.
80. Buell, J. R., Soliman, H., Mand Sims, G.E. Two-phase pressure drop and phase separation at a horizontal tee junction *Int. J. Multiphase Flow*, **1994**, 20, 819.
81. El-Shaboury, A.M.F., Soliman, H.M., Sims, G.E., Two-Phase flow in a horizontal equalsided impacting tee junction *Int. J. Multiphase Flow*, **2007**, 33, 411.
82. Mohamed, M.A., Soliman, H.M. Sims, G.E., Experimental investigation of two-phase flow splitting in an equal-sided impacting tee junction with inclined outlets *Exp. Thermal and Fluid Science*, **35**, 1193, **2011**.
83. Ali, J.K., McGauley, P.J., Wilson, C.J., , The effects of high velocity flow and PVT changes near the wellbore on condensate well performance. SPE 38923, *Proc. of SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, Texas, 1997, oct., pp. 823–838.
84. Al-Kharusi, S.B., Relative permeability of gas–condensate near wellbore, and gas–condensate–water in bulk of reservoir. PhD thesis, Heriot-Watt University, Jan., **2000**.
85. App, J.F., Mohanty, M., Gas and condensate relative permeability at near critical conditions: capillary and Reynolds number dependence. *J. Petrol. Sci. Engng.* **2002**, 36 (1), 111–126.
86. Asar, H., Handy, L.L., Influence of interfacial tension on gas/oil relative permeability in a gas–condensate system. SPE 11740, *SPERE* Feb., 3 (1), **1988**, 264–275.
87. Elazhary, A.M., Soliman H.M., Two-phase flow in a horizontal mini-size impacting junction with a rectangular cross-section, *Int. J. Multiphase Flow*, **2012**, 42, 104.
88. Collier, J.G. , Thome J.R., Convective boiling and condensation, Oxford: Clarendon Press, 1994,.
89. Whalley, P. B. , Boiling, condensation and gas–liquid flow, Oxford: Clarendon Press, 1987.
90. Saba, N., Lahey, R.T., The analysis of phase separation phenomena in branching conduits, *Int. J. Multiphase Flow*, 1984, 10, 1.
91. Pușcoiu, N., Extracția gazelor, *Editura Tehnică*, 1986, pp. 83-90.