

Dr.ing. IONEL AUREL

**EXTRACTIA ȚITEIULUI
CU GAZE ASOCIATE
PRIN POMPAJ**

LETRAS
Scrie. Publică.

IONEL, AUREL

Extracția țigeliului cu gaze asociate prin pompaj / dr. ing. Aurel Ionel. - Snagov : Letras, 2019

Conținut bibliografic

ISBN eBook PDF 9786068935799

Întreaga responsabilitate pentru conținutul acestei cărți aparține autorului.

Copyright 2019, Ionel Aurel. Această carte este protejată de legea dreptului de autor.

Carte distribuită de www.piatadecarte.net

email: office@piatadecarte.com.ro

Comenzi la tel. 021 367 5228 // 0787 708 844

Pentru solicitări de publicare vă puteți adresa editurii, pe mail:

edituraletras@piatadecarte.com.ro

Editura Letras / www.lettras.ro

Cuprins

PREFAȚA	5
CAPITOLUL 1 MEDIUL DE LUCRU A POMPELOR DE ADÂNCIME.....	7
1.1. Amestec gaze-țiței.....	7
1.2. Condițiile de lucru a pompelor de adâncime	9
1.3. Prezența gazelor în fluidul pompat.....	10
CAPITOLUL 2 FLUXUL BIFAZIC.....	15
2.1. Fluxul multifazic	15
2.2. Sistemul de producție a petrolului	16
2.3. Rolul inginerului de producție.....	19
2.4. Istoricul general al fluxului multifazic în țevi	29
2.4.1 Perioada empirică (1950-75).....	20
2.4.2 Ani de dezvoltare (1970-85).....	20
2.4.3 Perioada modelării (1980-prezent).....	21
2.5. Direcția viitoare a tehnologiei multifazice	25
2.6. Noțiuni din fluxul bifazic	29
2.7. Frația gaz	31
2.8. Modele analitice ale fracției gaz.....	36
2.9. Modele empirice ale fracției gaz	38
CAPITOLUL 3 MODELE DE FLUX.....	40
3.1. Determinarea modelului de flux.....	43
3.2. Flux de bule dispersate	44
3.3. Modelul flux-drift.....	45
3.4. Conceptul modelului flux-drift.....	50
3.5. Efectul distribuțiilor neuniforme ale fluxului.....	52
3.6. Forțele care acționează asupra bulelor.....	57
CAPITOLUL 4 FLUXUL ÎN SPAȚIUL INELAR.....	63
4.1.Revedere literaturii	64
4.2. Metodologie experimentală	66
4.3. Modelul fluxului monofazic	72

4.4. Modelul fluxului bifazic - modelul drift-flux.....	73
4.5. Tranziția de la Bule-la-Dopuri în spațiu inelar	76
4.6. Tranziție la bule dispersate în spațiu inelar	78
4.7. Predicția privind comportamentul fluxului.....	79
CAPITOLUL 5 MODELUL POMPĂRII BIFAZICE	81
5.1. Revederea literaturii	82
5.2. Randamentul volumetric și factorii de influență	85
5.3. Randament volumetric bifazic.....	90
5.4. Teoria pompajului bifazic.....	92
5.5. Instalație pentru simularea pompajului bifazic.....	102
5.6. Determinarea randamentului volumetric bifazic	108
5.7. Influențe asupra randamentului volumetric bifazic	113
5.8. Posibilități de creștere a randamentului volumetric bifazic.....	117
5.9. Blocarea pompelor cu gaze.....	131
5.10. Randamentul bifazic al pompelor cu cavități progresive.....	138
5.11. Funcționarea periodică a sondelor blocate cu gaze	145
CAPITOLUL 6 SEPARATOARE DE ADÂNCIME PENTRU GAZE	156
6.1. Principii de funcționare a separatoarelor de gaze	156
6.2. Cinematica mișcării fluidelor în separator.....	159
6.3. Separarea naturală a gazelor în spațiul inelar	170
6.3.1. Revedere literatură.....	171
6.3.2. Dezvoltarea modelului.....	173
6.3.3. Procedura de modelare	176
6.3.4. Efectele factorilor de influență	185
6.4. Fluxul în contracurent în spațiul inelar	190
6.4.1 Modelului fluxului slug (dopuri) contracurent	191
6.5. Tipuri și modele de separatoare de gaze.....	198
6.6. Cercetări asupra eficienței separatoarelor de gaze	224
6.7. Idei privind folosirea separatoarelor de gaze.....	234
6.8. Eficiența separatorului de gaze în optimizarea pompajului.....	239
REFERINȚE BLIOGRAFICE.....	249
Despre autor.....	256

PREFAȚĂ

Valorificarea zăcămintelor de petrol, în condiții de eficiență, se realizează prin folosirea unor tehnici și tehnologii de extracție perfecționate generate de cercetarea științifică actuală.

Perfecționarea tehnologiilor de extracție presupune în primul rând cunoașterea aprofundată a proceselor și fenomenelor ce se produc în procesul de extracție de către personalul operator din industria de petrol. Domeniul extracției prin pompaj de adâncime prezintă o importanță deosebită în procesul de valorificare a zăcămintelor de petrol, avînd în vedere extinderea acestui sistem de extracție, cît și cantitățile de țiței ce se extrag prin sondele care funcționează în pompaj de adâncime.

Prezența gazelor în fluidul extras din sonde cu pompe de adâncime, produce efecte deosebit de importante în funcționarea acestora, micșorînd randamentul volumeric, crescînd consumul de energde și în consecință creșterea cheltuelilor de extracție.

Lucrarea de față abordează problema pompajului de adâncime, ținînd seamă ca sistemul de hidrocarburi existent în zăcămînt ajunge în pompă în stare trifazică, lichid, gaz și solid, iar fenomenele ce se produc în procesul de pompare, datorită prezenței fazei gaz, influențează eficiența pompei..

Se prezintă în mod unitar considerațiile teoretice și practice la nivel mondial în domeniul extracției țițeiului dar și din domenii unde se produc fenomene similare, cît și cercetări originale ce fundamentează prevenirea și combaterea efectelor negative în pompajul bifazic din sondele de petrol.

Primul capitol prezintă condițiile în care lucrează pompele de adâncime, subliniind ca prezența gazelor este un factor cu multiple efecte asupra funcționării pompei.

Al doilea capitol cuprinde etapele dezvoltării teoriei curgerilor multifazice prin țevi verticale cât și direcția viitoare a tehnologiei multifazice, noțiuni definitorii ale fluxului bifazic prin țevi verticale existent în sistemul producției de petrol și de asemenea modele de determinare a fracției gaz din fluxul care ajunge în pompă.

Capitolul al treilea și al patrulea prezintă modelele de flux prin țevi verticale și prin spațiul inelar dintre țevi, modelul de flux-drift, forțele care acționează asupra bulelor de gaz și efectele distribuirii neuniforme a acestora în flux cât și predicția comportamentului fluxului.

Capitolul cinci fundamentează propunerea unui nou model a pompajului bifazic, definindu-se randamentul volumetric bifazic, influența și căile de creștere a acestuia, validate prin rezultatele cercetărilor experimentale efectuate într-o instalație de simulare a pompajului bifazic.

Ultimul capitol cuprinde principiile de funcționare și folosirea diverselor tipuri și modele de separatoare de adâncime pentru gaze

În textul lucrării notațiile sânt cele din referințele bibliografice respective și explicate la locul apariției.

Lucrarea se adresează cercetătorilor, proiectanților și specialiștilor din șantierul de petrol, fiind un îndreptar în dezvoltarea modelului și practicii pompajului, în scopul creșterii eficienței acestuia.

Autorul

Capitolul 1

MEDIU DE LUCRU AL POMPELOR DE ADÂNCIME

1.1. Amestecul gaze-țiței pompat

Pentru valorificarea petrolului existent într-un zăcământ, este necesară construcția sondelor și asigurarea condițiilor de curgere în sistemul strat-sondă-rezervor.

Extracția petrolului din zăcământ se realizează avînd îndeplinite următoarele condiții:

1. Existența între zăcământ și sonde a unor presiuni diferențiale capabile să asigure extracția prin sonde a unor debite de petrol suficiente pentru realizarea unei eficiențe economice.
2. Prezența unor fluide, apă sau gaze, în cadrul recuperării primare, secundare sau terțiare, care să ia locul petrolului în roca colectoare.

Presiunile diferențiale între zonele din jurul sondelor și acestea au ca rezultat acțiunea unor forțe de împingere a petrolului din zăcământ spre sonde, ca forme de manifestare a energiei de zăcământ.

Dacă energia de zăcământ asigură împingererea petrolului prin sonde pînă la punctul de colectare de la suprafață, sondele produc prin erupție naturală și sînt echipate cu țevi de extracție și cap de erupție prin care sistemul petrol-gaze-apă-particule solide se deplasează pe conducta de amestec la punctul de colectare, unde are loc separarea petrolului de gaze, apă și eventuale particule solide.

Dacă energia de zăcământ poate ridica petrolul în sonde doar pînă la o anumită cotă, care este inferioară cotei de suprafață a sondei, atunci este necesar suplimentarea energiei cu cea necesară ridicării petrolului de la acea cotă pîna la cota parcului de colectare. Aceasta se realizează fie prin sistemul erupției artificiale, fie prin pompaj de adîncime.

Petrolul de zăcământ este un sistem de compuși constituiți în principal din combinații ale carbonului cu hidrogenul, cunoscute sub numele de

hidrocarburi. Aceste hidrocarburi prezente în petrol sînt formate din molecule ce conțin un singur atom de carbon, metanul, pînă la acelea formate din molecule de dimensiuni foarte mari care conțin sute de atomi de carbon.

Marea varietate a hidrocarburilor ce compun petrolul din zăcămînt determină și o largă distribuție a valorilor proprietăților fizico-chimice ale acestuia, cum ar fi solubilitatea gazelor, volumul specific, vîscozitatea, căldura specifică. Solubilitatea gazelor este proprietatea petrolului care determină, pe parcursul mișcării acestuia din zăcămînt pînă la rezervor, existența fazelor, gaz și lichid, deci a unui lichid bifazic. Cantitatea de gaze solvite în țiței și, respectiv, cantitatea de gaze ieșită din țiței sînt dependente de parametrii de stare ai sistemului de hidrocarburi: presiune, temperatură și volum.

Punctul de vaporizare al unui sistem este acea stare caracterizată prin prezența unei cantități apreciabile de fază lichidă aflată în echilibru cu o cantitate infime de fază gazoasă. Presiunea din punctul de vaporizare se numește presiune de fierbere sau presiune de saturație. Pe întreg parcursul pe care îl face petrolul, sistemul de hidrocarburi, din zăcămînt pînă la rezervor presiunea variază continuu, astfel că proprietățile sistemului de hidrocarburi se modifică permanent. De asemenea, temperatura și volumul sistemului de hidrocarburi nu rămîn constante de-a lungul drumului pe care-l parcurge din zăcămînt pînă la rezervor.

Modificarea permanentă a parametrilor de stare ai sistemului de hidrocarburi determină componenții acestuia să existe sub diferite stări de agregare, lichid, gaz sau solid, ce influențează hotărîtor mișcarea din zăcămînt pînă la rezervor.

Unele din aceste fenomene sînt:

- ieșirea gazelor din lichid;
- solvirea gazelor în lichid;
- depunerea unor substanțe solide (parafine);
- micșorarea sau creșterea vîscozității lichidului;
- micșorarea sau creșterea tensiunii interfaciale;

- creșterea sau scăderea stabilității emulsiilor apă-țiței.

Ieșirea gazelor din lichid este fenomenul al cărui efect este de importanța majoră pentru condițiile curgerii petrolului din strat pîna la rezervorul de suprafață. Efectul ieșirii gazelor din lichid este apariția fazei gaz care împreună cu faza lichidă constituie fluidul bifazic. Comportarea acestuia este total diferită de cea a fluidului monofazic, în cazul proceselor de curgere în strat, comprimare în pompe de adîncime, curgerea ascensională, curgerea și separarea în instalațiile de suprafață, procese ce se desfășoară pe traseul strat-rezervor de suprafață.

1.2. Condițiile de funcționare a pompelor de adîncime

Fluidul care ajunge la aspirația pompelor de adîncime este compus din:

- faza lichidă;
- faza gazoasă;
- faza solidă.

Faza lichidă conține țiței în amestec cu apa de zăcământ de cele mai multe ori sub forma de emulsie tip apă în ulei dar și ulei în apă. Vîscozitatea emulsiei este mai mare decît cea individuală a componentelor, valoarea ei depinzînd de concentrația componentelor, temperatura, existența emulgatorilor naturali etc.

Creșterea vîscozității fluidului aspirat de pompă îngreunează funcționarea acesteia prin crearea unor rezistențe hidraulice mai mari la aspirație. În aceste cazuri sînt necesare măsuri suplimentare, cum ar fi creșterea submergenței dinamice sau folosirea unor supape de tip special pentru a fi asigurată funcționarea normală a pompelor de adîncime.

Țițeiul conținut în faza lichidă este un sistem de hidrocarburi care în diferite condiții de presiune și temperatură, în afara de faza lichidă poate exista și în faza gazoasă sau solidă. Compușii solizi (parafine, cerezine, asfaltene, rășini) se depun în condițiile unor adîncimi mai mici pe echipamentul de adîncime, îngreunînd de asemenea funcționarea pompelor de adîncime. În aceste cazuri, pentru asigurarea funcționării normale a pompelor,

este necesară luarea unor măsuri ce includ metode chimice, termice sau mecanice care asigură menținerea în suspensie sau îndepărtarea depunerilor solide.

Faza gaz este compusă din fracțiile ușoare ale hidrocarburilor care la presiunea și temperatura existentă la aspirația pompelor sînt sub stare gazoasă. De asemenea faza gaz mai conține, în funcție de mecanismul de dezlocuire existent în zăcămînt și de proprietățile fizico-chimice ale sistemului de hidrocarburi, și alte gaze cum sînt: bioxid de carbon, oxigen, azot, oxid de carbon, hidrogen sulfurat s.a. Aceste gaze, cît și apa de zăcămînt prezentă în faza lichidă, au caracter coroziv asupra echipamentului și pompei de adîncime, micșorîndu-le durata de funcționare sau chiar scoțîndu-le din funcție. În aceste cazuri este necesară folosirea unor materiale anticorozive la construcția pompelor de adîncime sau folosirea unor substanțe chimice care diminuează acțiunea corozivă a fluidului.

Faza solidă din fluidul care ajunge la aspirația pompei cuprinde particule din mediul solid al zăcămîntului, antrenate de fluidul în mișcare (nisip, marne etc.) sau compuși chimici rezultați ca urmare a modificării parametrilor de stare cum sînt clorura de sodiu, carbonatul de calciu, carbonatul de magneziu, sulfatul de calciu etc. Aceste particule solide conținute în fluid ajung la pompă acționînd prin abraziune asupra pistonului, cilindrului și supapelor micșorîndu-le durata de funcționare sau, de foarte multe ori, gripînd cuplul piston-cămăși, scoțînd astfel pompa din funcțiune.

Toate aceste acțiuni asupra pompei de adîncime duc la micșorarea randamentului volumetric al acesteia și, implicit, la consum energetic mărit.

1.3. Prezența gazelor în fluidul pompat

Sondele produc în mod normal un amestec de gaze și lichide, indiferent dacă acestea sunt clasificate ca sonde de petrol sau sonde de gaze. Acest flux multifazic este semnificativ mai complex decât fluxul monofazat. Cu toate acestea, tehnologia care prezice comportamentul în flux multifazic s-a îmbunătățit spectaculos în ultimul deceniu. Acum este posibilă selectarea dimensiunilor tubingului, precizarea căderii de presiune și calculul debitelor în sonde cu precizie acceptabilă în inginerie.

Fluidele care intră în sondă din rezervor pot varia de la un țiței

subsaturat până la un gaz monofazat. Apa liberă poate însoți fluidele ca urmare a conținutului de apă, a inundării cu apă sau a producerii de apă interstițială. Alternativ, o saturație liberă în gaz într-un rezervor de gaz poate duce la introducerea unui amestec de gaze lichid în sondă. Condensarea retrogradă poate duce la condensarea lichidelor de hidrocarburi într-un rezervor de condensat de gaz, astfel încât un amestec gazos lichid să intre din nou în gaura de sondă. Chiar și atunci când fluxul de gaze sau lichid monofazat există în apropierea găurii de sondă, fluxul multifazic poate să apară în majoritatea sondelor. Acesta este rezultatul ieșirii gazului din țigeti sau al condensării gazului prin reducerea presiunii și temperaturii fluidelor ce curg în sondă.

Deși multe dintre sondele forate pe uscat tind să fie aproape verticale, sondele forate offshore și în alte medii ostile, cum ar fi în Arctica, sunt în mod normal direcționate sau deviate. Unghiurile de înclinare poate varia de la verticală în apropierea suprafeței până la orizontală în apropierea zonei productive. Debitul de gaz, țigeti și apă variază foarte mult. Diametrele conductelor poate fi de 1 in până la 9 in. Fluxul, de asemenea, poate să apară în spațiul inelar al coloanei. Adâncimile pot varia de la câteva sute de picioare la mai mult de 20.000 de picioare. Presiunile pot fi de la câteva atmosfere până la 1400at. Temperaturile pot fi peste 400°F sau apropiate de punctul de îngheț al apei. Vâscozitățile de țigeti în găurile de sondă poate fi de 1 cP până la 10.000 cP.

Fluidele care intră în gaura de sondă curg adesea printr-o regiune complicată de completare a sondelor constând din perforații, fracturi, pachete de pietriș și alte astfel de elemente. Efectul acestei regiuni trebuie să fie inclus în cuplarea sondei la rezervor (zăcământ) prin procedurile de relație de performanță a influxului (IPR). Cele mai multe sonde conțin un anumit tip de dispozitiv de control-sondă care necesită o curgere printr-o restricție a fluidelor produse. Acest lucru poate varia de la o ștrangulare de fund până la o supapa de siguranță subacvatică sau un dispozitiv de comandă de dimensiuni variabile. Sondele pot fi produse prin mecanisme de ridicare artificială care implică o pompă submersibilă sau o injecție de gaz. Valorile largi ale variabilelor fluxului întâlnite în producerea sondelor au făcut mult mai dificilă dezvoltarea metodelor de predicție. Tehnicile care funcționează în sondele de condensat a gazului nu funcționează neapărat în sondele de petrol. Ipotezele valabile pentru unele sonde sunt total nevalide pentru celelalte.

Fluidul care curge din strat spre gaura de sondă cît și în coloana de exploatare conține gaze care ajung la aspirația pompei de adîncime sub diferite forme

- a) gaze dizolvate în țiței;
- b) gaze libere.

a) în funcție de caracteristicile fizico-chimice ale sistemului de hidrocarburi, cît și de valorile parametrilor de stare ai acestuia, gazele pot fi dizolvate în țiței. Cînd sistemul se află la o presiune mai mare decît presiunea de saturație, toată cantitatea de gaze este dizolvată în țiței, acesta fiind saturat cu gaze. Sub acesta formă gazele ajung în pompă. Dacă în interiorul pompei parametrii de stare ai sistemului de hidrocarburi nu se modifică astfel încît gazele să iasă din soluție (de exemplu presiunea nu scade sub cea de saturație), atunci gazele dizolvate în țiței au o influență neglijabilă asupra eficienței pompei.

b) Cînd parametrii de stare au anumite valori care permit ieșirea gazelor din soluție, de exemplu presiunea scade sub presiunea de saturație, atunci apare faza gaz pe lîngă faza lichidă și astfel fluidul care ajunge la aspirația pompei este un fluid bifazic.

În funcție de viteza de mișcare relativă a bulelor de gaz în raport cu cea a lichidului cît și de proprietățile fizico-chimice ale amestecului (tensiunea interfacială, vîscozitatea gazelor și a lichidului), fluidul bifazic care ajunge la aspirația pompei se poate găsi sub mai multe structuri ale amestecului, determinat de regimul de curgere:

1. Bule de gaze în masa lichidului. Faza lichidă fiind faza continuă, bulele de gaz sînt dispersate în faza lichidă;
2. Dopuri mici de gaze în masa lichidului;
3. Spuma. Cantitatea de gaze este destul de mare fata de cantitatea de lichid;
4. Dopuri de lichid alternînd cu dopuri de gaz;
5. Ceață. Faza continuă fiind faza gazoasă, lichidul este dispersat în particule mici în faza gazoasă.

Daca la sondele în erupție artificială sau naturală gazele au un rol

primordial în energia de ascensiune, în schimb la sondele în pompaj de adâncime au o influență negativă asupra procesului de ridicare a fluidului la suprafață datorită micșorării eficienței pompei de adâncime. Amestecul gaze-lichid ajunge la aspirația pompei sub una din formele de structură arătate. Măsurile care trebuie luate pentru menținerea eficienței pompei în aceste condiții trebuie să țină seamă de structura sub care ajunge amestecul la aspirația pompei.

De cele mai multe ori amestecul gaze-lichid ajunge la aspirația pompei sub forma de bule în masa lichidului sau spumă, celelalte structuri fiind caracteristice sistemelor de extracție prin erupție artificială sau naturală.

Spuma apare de obicei la suprafața nivelului dinamic al sondelor în pompaj de adâncime. Pentru evitarea prezenței spumei la aspirația pompei se coboară aceasta sub limita de formare a spumei.

Prezența însă a structurii sub forma bulelor de gaz, dispersate în masa lichidului la aspirația pompei duce la apariția unor fenomene destul de complexe în funcționarea acesteia. Ajungând în pompă, gazele ocupă o parte din volumul cilindrului, micșorând astfel cantitatea de lichid care pătrunde în pompă, iar pe de altă parte compresibilitatea mare a gazelor în raport cu cea a lichidului face ca refularea din pompă să se facă mai tirziu, când deja pistonul a parcurs o parte din cursa sa. Toate aceste fenomene duc la micșorarea eficienței volumetrice a pompei.

Alcătuirea unui model matematic care să descrie aceste fenomene ce însoțesc prezența gazelor în fluidul pompat nu-i deloc ușoară. Problema se complică și mai mult când modelul matematic propus trebuie să țină seamă și de alte fenomene ce însoțesc prezența gazelor în pompă, cum ar fi:

1. La sfârșitul cursei ascendente a pistonului în cilindrul pompei, faza gaz, componentă a amestecului gaze-lichid, se găsește sub forma unei acumulări la partea superioară dar și sub forma de bule în masa lichidului.
2. Gazele ieșite din soluție rămân sub formă de bule mici de gaz dispersate în toată masa lichidului. Cantitatea de gaze ieșită din

soluție depinde de diferența între presiunea de saturație și presiunea din cilindrul pompei dar și de densitatea țițeiului, vâscozitatea țițeiului, viteza de mișcare a pistonului.

3. Amestecul gaze-țiței nu atinge echilibrul fizic în timpul cursei ascendente, dar nici în timpul cursei descendente, avînd loc astfel fenomenul de histereza a intrării și ieșirii gazelor din țiței (histereza solubilității).
4. Viteza de plutire a bulelor de gaz în cilindrul pompei nu este nulă. Apare fenomenul de ridicare și acumulare a acestora la partea superioară a cilindrului. Această viteză depinde de structura amestecului, vâscozitatea lichidului, rația gaze-țiței.
5. Turbulența curgerii amestecului gaze-țiței îngreunează separarea. Regimul laminar de curgere asigură o separare mai bună a gazelor.
6. Structura amestecului gaze-țiței, regimul de curgere determină caracterul modificării presiunii în cilindrul pompei, deci atingerea presiunii de refulare, respectiv momentul deschiderii supapei de refulare și, prin aceasta, eficiența pompei.

Toate aceste fenomene care însoțesc procesul de pompaj a fluidelor bifazice determină caracterul dificil al acestei probleme cunoscută în extracția țițeiului prin pompaj de adîncime ca una din cele mai spinoase. Prevenirea pătrunderii gazelor în pompă de adîncime se adaugă acestei probleme.

Dezvoltarea teoriei separării gazelor înainte de intrarea în pompa a determinat multiple metode de separare, respectiv multiple construcții anexate pompelor de adîncime numite în general *separatoare de gaze* cu rol de prevenirea intrării gazelor în pompă.

Totalitatea acestor fenomene legate de pompajul bifazic au fost studiate de mulți cercetători rezultând concluzii menite să îmbunătățească funcționarea pompelor și, în principal, eficiența volumetrică a acestora.

Capitolul 2

FLUX BIFAZIC

2.1. Fluxul multifazic

Fluxul multifazic este domeniul mecanicii fluidelor care tratează fluxul simultan a două sau mai multe faze nemiscibile ale materiei (gaz, lichid sau solid). Deși acest fenomen poate apărea în multe aplicații industriale, aici ne concentrăm asupra aplicării fluxurilor multifazate în sistemele de producție a petrolului și a gazelor, în special a sondelor.

În sonde, pe măsură ce presiunea scade în tubing din cauza fluxului de fluid și a reducerii presiunii hidrostatice, gazul dizolvat în țitei iese din soluție, formând un flux gaz/lichid în două faze. În plus față de fazele de petrol și gaze, sunt produse apa și solide (cum ar fi nisipul), care determină un flux multifazic în tubing, ceea ce complică în continuare comportamentul și caracteristicile fluxului. Mai mult, pe măsură ce temperatura scade în sondă, solidele dizolvate pot precipita, adăugând o fază solidă în flux, care poate fi depus în interior sau transportat de-a lungul tubingului sondei. În cazul sondelor în gaz-lift se injectează gaze în tubing, determinând curgerea în două faze. Producția sondelor orizontale prezintă un flux multifazic complex, multiplicat cu o geometrie complexă de influx de fluid, făcând astfel fluxul multifazic și mai greu de cuantificat.

Proiectarea sistemelor de inginerie și abilitatea de a prezice performanța acestora depind atât de disponibilitatea datelor experimentale, cât și de datele modelelor matematice experimentale concepute care pot fi folosite pentru a descrie modelele proceselor fizice cu un grad de precizie necesar. Este esențial ca diversele caracteristici și fizica fluxului în două faze să fie modelate și formulate pe o bază rațională și susținute de experimente științifice detaliate. Este bine stabilit în mecanica continuă că modelul conceptual pentru fluxul monofazat este formulat în termenii ecuației de câmp care descriu legile de conservare a masei, impulsului, energiei, etc. Aceste ecuații de domeniu sunt apoi completate cu ecuații constitutive de potrivire pentru starea termodinamică, stres, transfer de energie, reacțiile chimice, etc.

Prin urmare, este de așteptat ca modelele conceptuale pentru mai multe etape ale fluxului multifazic ar trebui să fie, de asemenea, formulate în termeni de domeniu și relații constitutive. Cu toate acestea, derivarea unor astfel de ecuații pentru mai multe etape ale fluxului multifazic (bifazic) este considerabil mai complicat decât pentru fluxul monofazat.

Natura complexă a fluxului de două faze în mai multe etape provine de la existența de interfețe multiple, deformabile și în mișcare și care sunt însoțitoare de discontinuități semnificative ale proprietăților de fluid și câmp cu flux complicat în apropierea interfeței. Concentrându-se pe structura interfacială și de transfer, se observă că multe dintre sistemele cu două faze au o structură geometrică comună. Este de reamintit că fluxul monofazat poate fi clasificat în funcție de structura lui de curgere în flux laminar, tranzitoriu și turbulent. În schimb, în două faze fluxul poate fi clasificat în funcție de structura interfeței în mai multe grupuri majore care pot fi numite regimuri de flux sau modele cum ar fi curgere separată, flux tranzitoriu sau mixt și flux dispersat. Se poate aștepta ca multe sisteme de curgere în două faze ar trebui să prezinte un anumit grad fizic similaritate atunci când regimurile de curgere sunt identice. Cu toate acestea, în general, conceptul de regimuri de flux în două faze este definit pe baza unei analize macroscopice, volumul sau lungimea scalei fiind adesea comparabilă cu scara de lungime a sistemului. Acest lucru implică faptul că conceptul de regimuri de flux în două faze și regim dependent necesită introducerea unei scări de lungime mare și limitări asociate. Prin urmare, modelele dependente de regim pot duce la o analiză care nu se poate adresa fizicii mecanice și fenomenelor care se situează sub scara de lungime de referință^[1].

2.2 Sistemul de producție a petrolului

Sistemul de producție a petrolului este alcătuit din două părți principale și anume, sistemul rocii poros/permeabil (rezervor) și sistemul de conducte. Rezervorul este locul în care sunt stocate hidrocarburile, iar sistemul de conducte este mijlocul de a transporta fluidele din rezervor către o unitate de procesare.

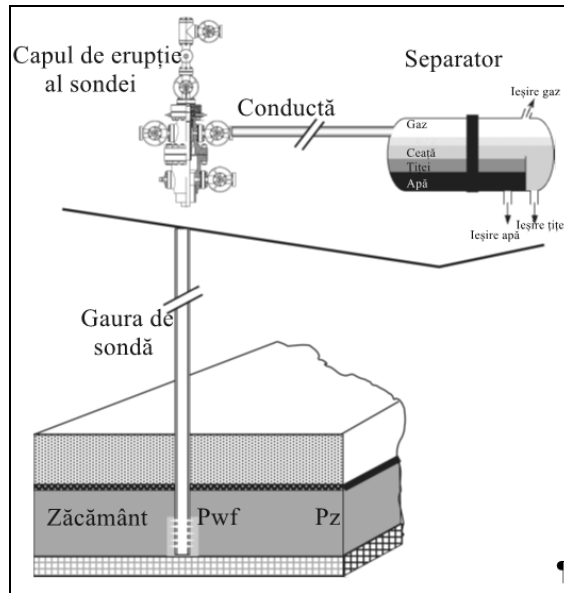


Fig.2.1 Sistemul de producție țiței

Figura 2.1 prezintă o schemă a sistemului de producție cu următoarele componente primare:

- Rezervor: rocă poroasă și permeabilă conține hidrocarburi;
- Sonda: țeavă verticală, deviată sau orizontală conectează rezervorul la suprafață;
- Capul de erupție al sondei: combinație de robineți și duze ce controlează fluxul;
- Conductă: țeavă orizontală și ușor înclinată transportă fluidele rezervoarelor;
- Separator: recipient care separă fluidele zăcământului.

Componentele secundare, cum ar fi un pachet de pietriș, o supapă de siguranță subterană și altele, pot uneori să existe. Conductele de transport (nerepresentate în figura 2.1) sunt conducte cu diametru mare pentru a transporta fluide cu o fază sau cu două faze, prelucrate în instalația de stocare, către o destinație finală, cum ar fi o instalație de prelucrare chimică sau o

instalație de export. Această lucrare acoperă fluxul multifazic în sistemul de producție - și anume numai în sondă.

În sistemul de producție, fluidele care intră în gaura de sondă din zăcământ pot varia de la un țiței subsaturat până la un gaz monofazat. Apa liberă poate însoți lichidele ca urmare a conținutului de apă, a producerii de apă interstițială sau condensarea apei în sondă. Alternativ, poate rezulta o saturație a gazului liber într-un rezervor de țiței într-un amestec de gaz/lichid care intră în sondă. Condensarea retrogradă poate duce la condensarea lichidelor de hidrocarburi într-un rezervor de gaz/condens, astfel încât un amestec gaz/lichid să intre din nou în gaura de sondă. Chiar și în cazul gazului monofazat sau a fluxul de lichid existent în apropierea fundului sondei, fluxul multifazic poate să apară de-a lungul găurilor de sondă. Acest lucru se datorează ieșirii gazului din țiței sau condensarea gazului odată cu reducerea presiunii și a temperaturii, pe măsură ce fluidele curg în sondă.

Deși multe dintre sondele forate pe uscat tind să fie aproape verticale, tendințele actuale sunt în ceea ce privește forajul suport și sondele orizontale. Sondele forate offshore și în alte medii ostile, cum ar fi Arctica sunt în mod normal direcționale sau deviate. Unghiurile de înclinare pot varia de la verticală în apropierea suprafeței până la orizontală, în apropierea zonei de producție. Debitele de gaz, țiței și apă variază foarte mult. Diametrul tubingului poate fi de la 0.0254 m (1 in.) la 0.2286 m (9 inch). De asemenea, fluxul poate să apară într-un coloană de sondă/tubing. Adâncimea poate varia de la câteva sute de metri până la mai mult de 6.000 m (\approx 20.000 ft). Presiunile pot fi de la câteva sute kPa la 150 MPa (\approx 22.000 psia). Temperaturile pot fi mai mari de 200° C (\approx 400° F) sau se pot apropia de punctul de îngheț al apei. Vâscozitățile țițeiului în sondă pot fi mai mici de 0,001 Pa.s (1 cp) sau mai mari de 10 Pa.s (10.000 cp).

Fluidele care pătrund în gaura de sondă curg deseori printr-o regiune complicată de completare-sondă, constând din perforații, fracturi și pachete de petriș. Efectul acestei regiuni trebuie să fie inclus în cuplarea sondei la rezervor prin procedurile cu relația de performanță a influxului (IPR). Cele mai multe sonde conțin un anumit tip de dispozitiv de control a sondei care obligă fluide produse să curgă printr-o restricție. Acest lucru poate varia de la o duză de fund până la o comandă de la distanță, funcție de presiunea de

suprafață. Sondele pot fi produse prin mecanisme de ridicare artificială care implică o pompă submersibilă sau o injecție de gaz.

Variațiile largi ale variabilelor de flux întâlnite în producerea sondelor au făcut mult mai dificilă dezvoltarea metodelor de predicție. Tehnicile care funcționează pentru sondele de gaz/condens nu funcționează neapărat pentru sondele de petrol. Ipotezele valabile pentru unele sonde sunt total nevalide pentru celelalte.

2.3. Rolul inginerului de producție

În general, rolul unui inginer de producție în industria petrolieră este dublu: proiectarea în condiții de siguranță și economice a unui nou sistem de producție; și/sau, să opereze și să optimizeze unul existent. În ambele cazuri, obiectivul final al inginerului de producție este maximizarea profitului prin optimizarea debitului într-un mediu sigur. Pentru a atinge acest obiectiv, trebuie să se determine a priori o predicție precisă a comportamentului fluxului și a caracteristicilor de-a lungul sistemului de producție. Cei trei parametri principali de comportare pe care inginerul de producție trebuie să-i prezică de-a lungul sistemului de producție de care depind cele mai multe aspecte de proiectare și de funcționare sunt:

- Model de curgere;
- Gradient de presiune;
- Volumul lichidului.

Predicția parametrilor fluxului de mai sus, cuplată atât cu înțelegerea corectă a comportamentului fluxului, cât și cu ingineria și sensul tehnic, poate conduce la un debit optim, un profit economic maxim și o funcționare sigură. Dacă de exemplu, un inginer de producție trebuie să proiecteze o conductă pentru două faze pentru a transporta 50 milioane Sm³/zi de gaz cu anumite sarcini lichide de la o platformă offshore la o instalație de procesare pe uscat la o presiune de sosire de 7 MPa. Proiectul ar trebui să ia în considerare următoarele criterii:

- Livrarea a 50 milioane Sm³/zi de gaz la presiunea de sosire de 7 MPa;

- Costul minim de capital (CAPEX), costul minim de operare (OPEX) și valoarea netă actualizată netă (NPV);

- Operațiune sigură pentru mediu.

Inginerul de producție a calculat următorii parametri de-a lungul conductei:

- Model de curgere;
- Gradient de presiune;
- Volumul lichidului.

Aceste calcule au fost efectuate pentru trei diametre diferite ale conductelor pentru a ajuta la selectarea dimensiunii optime a conductei, după care, trebuie efectuată o analiză economică pentru a selecta designul cel mai rentabil, care reduce CAPEX și OPEX.

2.4. Istoricul general al fluxului multifazic în țevi

Multe dintre conceptele utilizate astăzi pentru analiza fluxurilor și gazliftului în sonde au fost dezvoltate de Gilbert (1954). El a împărțit sistemul de producție în trei categorii distincte: performanța influxului din rezervor, performanța de ridicare verticală în sondă și performanța duzei sau ștrangulărilor. Au fost prezentate tehnici grafice pentru cuplarea acestor categorii împreună pentru a permite analizarea problemelor individuale. Este interesant de observat că aceeași procedură este urmată astăzi și sub numele de analiză a sistemelor de producție sau analiză NODAL™. Cu toate acestea, metodele de descriere a performanțelor fiecărei categorii au fost mult îmbunătățite. Gilbert a prezentat, de asemenea, o descriere clară a comportamentului fluxului instabil sau a "poziției" care poate exista într-o sondă și cum să minimalizeze sau să elimine fenomenul. Conceptele recomandate de Gilbert au fost extinse și clarificate de Nind (1964).

Istoricul încercărilor de a îmbunătăți predicția performanței de ridicare pe verticală în sonde a fost deosebit de interesant. Brill și Arirachakaran (1992) au divizat această istorie în trei perioade parțial suprapuse.

2.4.1 Perioada empirică (1950-75).

Majoritatea cercetărilor timpurii au folosit date despre fluxul bi-fazat

obținute din instalațiile de testare de laborator, câțiva cercetători folosindu-se și de date din teren. Fluidele au fost tratate ca amestecuri omogene. Cu toate acestea, fazele gazelor și lichidelor au putut să circule la viteze diferite, cu efecte de alunecare constatate prin corelații empirice. Au fost utilizate hărți empirice de modelare a fluxului, cum ar fi cele dezvoltate de Baker (1954), Ros (1961) și Beggs and Brill (1973), adesea bazate pe grupuri fără dimensiuni. Ecuțiile gradientului de presiune stabilizat au fost dezvoltate pe baza conservării impulsurilor și bilanțurilor de masă aplicate amestecurilor omogene. Pierderile de presiune s-au bazat pe ecuațiile de curgere monofazate, rezultând o utilizare extinsă a numerelor Reynolds ale amestecurilor, ca în corelația fluxului în două faze Beggs și Brill (1973). În general, perioada empirică a condus la o colecție de corelații empirice în care acuratețea era limitată prin lipsa de includere a mecanismelor fizice de bază. Chiar și atunci când aceste mecanisme au fost parțial incluse, cercetarea lor a fost mult împiedicată de lipsa de instrumente de măsură suficiente și de sisteme de achiziție de date în timp real.

2.4.2 Ani de dezvoltare (1970-85).

Corelațiile empirice pentru estimarea gradientului de presiune, împreună cu introducerea computerului personal (PC) la începutul anilor 1980, au îmbunătățit în mod dramatic instrumentele practice disponibile pentru inginerii de petrol. Procedurile de conectare a sondelor la rezervoare prin tehnici simple de IPR au fost abundente. Sa născut adevăratul concept al analizei NODAL™ sau a sistemului de producție (Brown 1980). Din nefericire, a fost recunoscut repede că există multe probleme cu metodele disponibile. Hărțile modelelor de flux empirice au fost inadecvate. Tranzițiile modelului de flux, considerate anterior ca fiind dependente în cea mai mare parte de debite (sau de vitezele superficiale), s-au dovedit a fi foarte sensibile la alți parametri, în special la unghiul de înclinare. Corelațiile empirice pentru fiecare model de flux au fost la fel de inadecvate. Presupunerea unui amestec omogen a fost simplificată. A devenit clar că, indiferent cât de multe date au fost colectate în laboratoarele de încercări sau în instalațiile de teren atent verificate, precizia predicțiilor nu s-ar putea îmbunătăți fără introducerea unor mecanisme fizice fundamentale. Din fericire, progresele înregistrate în acest domeniu au fost deja făcute de alte industrii, în special industria nucleară, cu câțiva ani înainte. Deși fluidele utilizate pentru aceste studii (abur/apă) au fost banale în comparație cu cele întâlnite în industria petrolieră, metodele utilizate

pentru formularea ecuațiilor de conservare au fost mult mai avansate. Prin urmare, în anii 1970 sa observat o tendință în industria petrolieră de a adopta unele mecanisme fizice de bază deja în uz în industria nucleară. Două lucrări clasice care se ocupă cu fluxul multifazic în țevi orizontale de către Dukler și Hubbard (1975) și Taitel și Dukler (1976) arată clar că modelele mecanistice pentru anticiparea fluxului de dopuri și a modelului de flux au devenit deja disponibile^[1].

2.4.3 Perioada modelării (1980-prezent).

Provocările industriei petroliere în anii 1980 au necesitat o înțelegere mult mai bună a tehnologiei fluxului multifazic, începând cu perioada de modelare. Cercetătorii au recunoscut că o mai bună înțelegere a fluxului multifazic în țevi necesită o abordare combinată experimentală și teoretică. Au fost construite facilități sofisticate de testare care utilizează noi instrumente pentru măsurarea variabilelor importante și hardware și software de achiziție de date de mare viteză bazate pe PC. Acest progres a fost transformat în modele mecaniciste îmbunătățite pentru a descrie mai bine fenomenele fizice care apar.

O îmbunătățire importantă a modelelor mecaniciste staționare au fost lucrările de predicție a tranzițiilor modelului de flux pentru toate unghiurile de înclinare de către Taitel și Dukler (1976), Taitel și colab. (1980), Barnea și colab. (1982a, 1982b și 1985) și Barnea (1986, 1987). Acestea au deschis ușa pentru proiectarea modelelor îmbunătățite pentru fiecare dintre modelele de flux și legarea diferitelor modele împreună prin criterii de tranziție a fluxului unificat. Mecanismele combinate sau "cuprinzătoare" au fost publicate de Ozon et al. (1987), Hasan și Kabir (1988), Xiao și colab. (1990), Ansari și colab. (1994) și Chokshi (1994). Încercările lor de a evalua modelele cu date de teren confirmă faptul că abordarea de modelării este mai exactă decât corelațiile empirice. În plus, acum este posibilă continuarea îmbunătățirii acestor modele mecaniciste, deoarece cercetarea experimentală este efectuată asupra mecanismelor de bază ale fluxului multifazic.

În același timp, s-au desfășurat cercetări experimentale îmbunătățite, eforturile extinzându-se și în dezvoltarea unor metode teoretice îmbunătățite. Abordarea de modele cu două fluide, pionierat în industria nucleară, a fost adoptată pentru elaborarea codurilor tranzitorii pentru aplicarea la problemele industriei petroliere de către Taitel et al. (1980), Black și colab. (1990),

Bendiksen și colab. (1991) și Pauchon și colab. (1993). Această abordare implică scrierea unor ecuații separate pentru fiecare fază care descrie conservarea masei, impulsului și energiei, rezultând o problemă de șase ecuații care trebuiesc rezolvate simultan folosind tehnici de simulare numerică. Corelațiile empirice și relațiile simplificate de închidere au fost totuși necesare pentru anumiți parametri. Corelațiile au fost îmbunătățite ca rezultat al cercetării experimentale care s-au desfășurat. Codurile tranzitorii rezultate sunt capabile să simuleze o varietate de aplicații dependente de timp, cum ar fi debitele de intrare/ieșire ale conductelor sau schimbările de presiune, curățirea conductelor, pornirea/oprirea și influența mediului.

O îmbunătățire recentă în dezvoltarea metodei mecaniciste staționare este modelarea "unificată" a fluxurilor multifazice din conducte (Zhang și colab., 2003b). Modelarea unificată este o nouă abordare în care predicțiile atât a tranziției modelului de flux, cât și a comportamentului fluxului sunt încorporate într-un singur model bazat pe dinamica dopurilor. Această modelare, care acoperă întregul interval de unghi de înclinare (-90° până la $+90^\circ$ față de orizontală), elimină discontinuitatea predicției de tranziție a modelului de flux. În plus, abordarea unificată de modelare tinde să fie realistă în ipoteza că fluxul „dopuri” (slug) este modelul de flux predominant care există într-o conductă, un model din care se dezvoltă alte modele de flux. S-a constatat că aceasta este o abordare eficientă și de succes pentru modelarea fluxului multifazic.

Astfel, stadiul actual al tehnicii în fluxul multifazic în țevi este apariția atât a simulatoarelor tranzitorii cu două fluide, cât și a modelelor mecaniciste staționare care descriu mai exact fenomenele fizice care apar. Simulatoarele tranzitorii au capacitatea de a analiza probleme complexe în funcție de timp, dar de multe ori suferă de probleme de convergență. Tehnologia îmbunătățită implică, de asemenea, un cost suplimentar. Ambele, simulatoare tranzitorii și modele mecanice sunt complexe și necesită instruire specializată pentru înțelegere și utilizare. Interpretarea rezultatelor este mai bine realizată de către inginerii cu experiență specializată, care sunt pe deplin conștienți de orice ipoteze sau limitări simplificatoare care au fost incluse în evoluții.

2.5. Direcția viitoare a tehnologiei multifazice.

Ce evoluții tehnologice va avea producția multifazică în viitor? Răspunsul la această întrebare este strâns legat de viitoarele provocări cu care

se confruntă industria petrolieră din amonte.

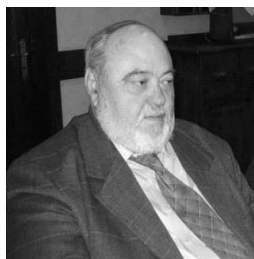
Dat fiind că rezervoarele de petrol existente se maturează, producția de apă interstițială și injectată impune provocări de reologie, hidrodinamică și de asigurare a fluxului, cum ar fi emulsii complexe, hidrodinamica trifazată și coroziunea. Aceste provocări sunt amplificate în continuare atunci când este considerată producția altor fluide injectate utilizate în dezluciri chimice, termice și miscibile.

În plus, o cantitate suficientă de energie (presiune) pentru a transporta debitele necesare de hidrocarburi din rezervoare către instalațiile de procesare este o problemă majoră în rezervoarele mature. Utilizarea metodelor de ridicare artificială, cum ar fi pompele submersibile electrice și ridicarea cu gaze, precum și utilizarea pompelor de suprafață multifazice pot introduce probleme de asigurare a fluxului, cum ar fi crearea de emulsii strânse în sondele producătoare de apă sau depunere solidă organică/anorganică rezultată din încălzirea și compresia de fluide.

Societățile mari de petrol și companiile mari de petrol independente și-au vândut majoritatea zăcămintelor onshore cu venituri reduse către companii petroliere mai mici, independente. Majoritatea se concentrează acum pe explorarea și dezvoltarea rezervoarelor mai profitabile. Multe dintre aceste descoperiri se regăsesc în regiunile de adâncime din Golful Mexic și zone din lume, cum ar fi Brazilia și Africa de Vest. Alte zone vizate sunt rezervoarele cu petrol greu pe uscat și în larg, cu rezerve potențiale mari. Toate aceste zone vizate prezintă provocări tehnice serioase. De exemplu, pentru a dezvolta în mod economic câmpurile offshore la distanță, în mod economic, o abordare eficientă din punct de vedere al costurilor implică adesea curgerea sondelor într-o platformă existentă prin fluxuri lungi multifazice (Oliemans 1994). În aceste fluxuri, probleme de asigurare, cum ar fi formarea depunerilor solide organice/anorganice (hidrații, parafina, asfaltene), fluxul rece cu vâscozitate ridicată, eroziunea/coroziunea, domeniul dopuri și conducta evacuare/platformă/ reiser devin importante.

Producția și transportul de petrol greu pe uscat introduc, de asemenea, mai multe probleme de asigurare a fluxului legate de natura fluidelor produse și de tehnicile de recuperare utilizate pentru a extrage petrolul din rezervoare. Fluxul de țițeiuri cu vâscozitate foarte mare poate afecta livrarea economică a sondelor ca o consecință a caracteristicilor de flux complexe și prost înțelese și predicții inexacte utilizând modelele existente de curgere în două faze

Despre autor



Dr. ing. IONEL AUREL s-a născut la 20 februarie 1942 în localitatea Răzvad, jud. Dâmbovița, Romania A absolvit facultatea „Forajul Sondelor și Exploatarea Zăcămintelor de Petrol și Gaze” de la IPG București în anul 1965. A obținut titlul de doctor inginer cu lucrarea „Cercetări cu privire la influența gazelor asupra instalațiilor de pompaj de adâncime cu prăjini la sondele de extracție a petrolului” la IPG-Ploiești în 1982 pentru specialitatea „Exploatarea zăcămintelor de țiței și gaze”. A desfășurat o activitate practică de producție, execuție, conducere și coordonare a exploatării zăcămintelor de țiței și gaze în România, în perioada 1965-2004. De asemenea în acest timp a efectuat cercetări, aplicații, studii în domeniile transport-extracție gaze; energetica extracției țițeiului și gazelor, tehnologia prelucrării gazelor, tehnologia extracției țițeiului, management zăcăminte-metodologii de calcul a rezervelor de petrol și gaze, softuri pentru computer pentru urmărirea exploatării zăcămintelor de petrol și gaze.

A publicat peste 25 lucrări științifice în revistele de specialitate, a susținut peste 10 comunicări științifice la diverse simpozioane pe probleme de petrol și gaze, autor a 19 brevete de invenție în domeniul exploatării zăcămintelor de petrol și gaze, autor și coautor, peste 50 studii de evaluare a resurselor geologice, rezervelor de petrol și creștere a factorului de recuperare, autor a trei cărți de specialitate „Pompajul bifazic din sondele de petrol”-1995, „Efectele gazelor în pompajul de adâncime din sondele de petrol”-2003, „Recuperarea termică a petrolului din zăcăminte”-coautor-2017.

Este membru SPE (Society of Petroleum Engineers)

Principalele problematice care fac obiectul preocupărilor sale actuale în domeniul cercetării științifice, sunt:

- ✓ Modele pentru predicția proceselor secundare de recuperare a țițeiului din zăcăminte;
- ✓ Creșterea eficienței pompajului de adâncime din sonde.