

UNIVERSITATEA PETROL – GAZE DIN PLOIEȘTI
FACULTATEA DE INGINERIA PETROLULUI ȘI GAZELOR
Domeniul de doctorat: Mine, Petrol și Gaze

REZUMATUL
TEZEI DE DOCTORAT

**Cercetări privind optimizarea regimului de funcționare al
unor sonde de petrol**

Conducător științific,
Prof. univ. dr. ing. Mihai-Coloja PASCU

Doctorand,
Ing. Belaid Ahmed

Ploiești - 2016

CUPRINS

Abstract	pag.6
1. Introducere	pag.8
2. Curbele de comportare ale stratului respectiv curbele de comportare ale echipamentului	pag.10
2.1. Curbele de comportare ale stratului	pag.10
2.1.2. Metodele de determinare ale curbelor de comportare ale stratului	pag.10
2.1.2.1. Corelații empirice	pag.10
2.1.4. Influența completării sondei asupra productivității acesteia	pag.11
2.1.4.1. Completarea <i>open-hole</i>	pag.12
2.1.4.2. Sonde cu coloana tubată, cimentată și perforată	pag.12
2.1.4.3. Sonde tubate și cu filtru împachetat cu pietriș	pag.13
3. Ascensiunea fluidelor prin țevile de extracție	pag.15
3.1. Principiul curgerii multifazice	pag.15
3.1.1. Definiția variabilor primare folosite în analiză curgerii multifazice	pag.15
3.2. Metodele de determinare a gradientului de presiune	pag.17
3.2.1. Corelația empirică Mukherjee și Brill	pag.17
3.2.2. Modelul mecancist Kaya, Sarica și Brill	pag.18
3.4. Variația vitezelor superficiale ale fazelor lichidă și gazoasă de-a lungul tubingului	pag.18
3.4.2. Metodologia de determinare variației vitezelor superficiale ale lichidului și gazului de-a lungul tubingului	pag.18
3.4.3. Determinarea regimurilor de curgere prin folosirea modelul lui Kaya	pag.19
4. Alegerea sistemului de liftare artificială	pag.19
4.2. Analiza comparativă a sistemelor de liftare artificială	pag.19
4.3. Alegerea metodei de liftare artificială pe bază criteriului economic	pag.20
5. Pompajul Centrifugal	pag.21
5.1. Generalități	pag.21
5.3. Probleme de operare întâlnite la sondele echipate cu ESP	pag.21
5.3.1. Defecțiuni ale pompei ESP	pag.21
5.3.1.1. Efectul gazelor libere	pag.21
5.3.1.2. Efectul pătrunderii nisipului în pompă	pag.22
5.3.2. Defecțiuni ale cablului electric	pag.22
5.3.2.1. Probleme electrice datorita invaziei de apă	pag.22
5.3.2.2. Probleme de coroziune	pag.22
5.3.3. Defecțiuni ale motorului electric	pag.22
5.3.3.1. Invazia de apă	pag.22
5.3.3.2. Efectul temperaturii asupra motorului electric	pag.22
6. Optimizarea regimurilor de funcționare ale sondelor echipate cu ESP prin folosirea analizei nodale	pag.23
6.1. Studiul parametrilor de funcționare ai sistemului de producție utilizând	

analiza nodală	pag.23
6.1.1. Realizarea practică a analizei nodale	pag.24
6.2. Analiza performanțelor sondelor echipate cu ESP și prevederea performanțelor acestora în viitor cu ajutorul analizei nodale	pag.24
6.2.1. Studiu de sensibilitate a parametriilor de operare ai zăcămintului și ai sondelor echipate cu ESP	pag.24
6.2.2. Studiu de sensibilitate a parametriilor de operare ai sondelor echipate cu ESP și influența completării sondei	pag.28
7. Concluzii și contribuții personale	pag.33
Bibliografie selectivă	pag.40

CUPRINSUL TEZEI DE DOCTORAT

1. Introducere	pag.1
2. Curbele de comportare ale stratului respectiv curbele de comportare ale echipamentului	pag.4
2.4. Curbele de comportare ale stratului	pag.4
2.4.1. Principii generale	pag.4
2.4.2. Metodele de determinare ale curbelor de comportare ale stratului	pag.4
2.4.2.1. Corelații empirice	pag.5
2.4.2.2. Corelații analitice	pag.10
2.4.3. Curbele de prevedere ale comportării stratului	pag.11
2.4.4. Influența completării sondei asupra productivității acesteia	pag.12
2.4.4.1. Completarea <i>open-hole</i>	pag.14
2.4.4.2. Sonde cu coloana tubată, cimentată și perforată	pag.15
2.4.4.3. Sonde tubate și cu filtru împachetat cu pietriș	pag.16
2.5. Curbele de comportare ale echipamentului	pag.23
2.5.1. Principii generale	pag.23
2.5.2. Trasarea curbei de comportarea a echipamentului	pag.24
3. Ascensiunea fluidelor prin țevile de extracție	pag.27
3.4. Principiul curgerii multifazice	pag.27
3.4.1. Definiția variabilor primare folosite în analiză curgerii multifazice	pag.27
3.5. Metodele de determinare a gradientului de presiune	pag.28
3.5.1. Corelația empirică Mukherjee și Brill	pag.29
3.5.2. Modelul mecancist Kaya, Sarica și Brill	pag.35
3.6. Clasificare metodelor de determinarea gradientului de presiune	pag.41
3.7. Variația vitezelor superficiale ale fazelor lichidă și gazoasă de-a lungul tubingului	pag.42
3.7.1. Principii generale	pag.42
3.7.2. Metodologia de determinare variației vitezelor superficiale ale lichidului și gazului de-a lungul tubingului	pag.43
3.7.3. Determinarea regimurilor de curgere prin folosirea modelul lui Kaya	pag.46
3.7.4. Comparația între corelațiile empirice de determinare gradientului de presiune	pag.47
4. Alegerea sistemului de liftare artificială	pag.49
4.4. Sistemele de liftare artificială	pag.49
4.4.1. Pompajul cu prăjini	pag.49
4.4.2. Erupția artificială sau Gaz-lift	pag.52
4.4.3. Pompaj hidraulic	pag.54
4.4.4. Pompaj elicoidal (PCP)	pag.57
4.4.5. Pompajul plunger lift	pag.60
4.5. Analiza comparativă a sistemelor de liftare artificială	pag.62
4.6. Alegerea metodei de liftare artificială pe bază criteriului economic	pag.68

5. Pompajul Centrifugal	pag.75
5.4. Generalități	pag.75
5.5. Componentele instalației ESP	pag.75
5.6. Probleme de operare întâlnite la sondele echipate cu ESP	pag.82
5.6.1. Defecțiuni ale pompei ESP	pag.82
5.6.1.1. Efectul gazelor libere	pag.82
5.6.1.2. Efectul pătrunderii nisipului în pompă	pag.86
5.6.1.3. Efectul vâscozității asupra pompelor	pag.87
5.6.1.4. Probleme cu axul pompei	pag.88
5.6.2. Defecțiuni ale cablului electric	pag.88
5.6.2.1. Probleme electrice datorita invaziei de apă	pag.88
5.6.2.2. Probleme de coroziune	pag.89
5.6.3. Defecțiuni ale motorului electric	pag.90
5.6.3.1. Invazia de apă	pag.90
5.6.3.2. Efectul temperaturii asupra motorului electric	pag.91
5.6.3.3. Probleme de coroziune	pag.92
5.7. Avantajele și dezavantajele pompajului centrifugal	pag.92
6. Optimizarea regimurilor de funcționare ale sondelor echipate cu ESP prin folosirea analizei nodale	pag.94
6.4. Studiul parametrilor de funcționare ai sistemului de producție utilizând analiza nodală	pag.95
6.4.1. Realizarea practică a analizei nodale	pag.95
6.5. Analiza performanțelor sondelor echipate cu ESP și prevederea performanțelor acestora în viitor cu ajutorul analizei nodale	pag.97
6.5.1. Studiu de sensibilitate a parametrilor de operare ai zăcămintului și ai sondelor echipate cu ESP	pag.98
6.5.2. Studiu de sensibilitate a parametrilor de operare ai sondelor echipate cu ESP și influența completării sondei	pag.110
6.6. Scheme logice folosite în cazul patru sonde cu privire la analiza performanței acestora	pag.132
6.7. Analiza comparativă a scenariilor de lucru pe bază criteriului economic	pag.144
7. Concluzii și contribuții personale	pag.147
Bibliografie	pag.155
Anexa 1	pag.162

Cercetări privind optimizarea regimului de funcționare al unor sonde de petrol

ABSTRACT

Sistemul ESP este cunoscut ca un sistem cu capacitate foarte mare de extragere a fluidelor din sonde. Astfel, estimarea performanței acestui sistem în viitor a devenit foarte importantă din motive economice, din cauza problemelor legate de parametrii din zăcământ sau a problemelor legate de sistem în sine, precum scăderea debitului actual, variația impurităților, a puterii de acționare a pompei, a vitezei de rotație a pompei, etc. În cadrul lucrării se face un studiu de analiză privind influența unor parametri de zăcământ, ai echipamentului și a completării sondelor asupra performanțelor sondelor echipate cu ESP și prevederea performanței acestora în viitor folosind analiza nodală, combinând teoriile practice cu softuri specializate în simularea acestui gen de operații.

Sistemul ESP a fost întotdeauna asociat cu producția volumelor mari de lichide, dispunând de o gamă foarte mare de debite, ajungând și până la 20000 m³/zi și o eficiență de 50 %, dar acest sistem de liftare artificială dispune și de o serie de dezavantaje care pot afecta sistemul, cum ar fi gazele libere care pot forma un dop de gaze, ceea ce duce la blocarea pompei, sensibilitate mare la acumularea de parafină, producție de nisip, afectat de coroziune și necesită tratamente speciale de prevenire și, cel mai important, temperatura motorului care are impact asupra capacității pompei unde aceasta nu trebuie să depășească 150 °C.

Sistemul ESP se bucură de o atenție mare din partea companiilor petroliere. Prin urmare, optimizarea regimului de funcționare al sondelor echipate cu ESP conduce la obținerea unor profituri foarte mari în scurt timp.

În general, optimizarea sondelor folosind analiza nodală solicită folosirea unei corelații sau unui model mecanicist de determinare a gradientului de presiune pentru a putea ajunge la rezultate satisfăcătoare. Metodele de determinare a gradientului de presiune sunt numeroase și fiecare metodă are algoritmi de calcul diferit față de cealaltă. Prin urmare, este important să se aleagă metoda potrivită, care trebuie să aibă cele mai apropiate valori de presiuni dinamice calculate din algoritmul lor de presiunile dinamice măsurate în sondele respective.

Curbele de comportare a stratului (IPR) și respectiv curbele de comportare ale echipamentului (OPR) sunt necesare pentru evaluarea capacității productive a unei sonde, calcule de analiza nodală, și stau la baza optimizării regimului de funcționare al sondelor de extracție a petrolului pe baza corelației de funcționare strat-sondă. Realizarea practică a analizei nodale se face cu ajutorul celor două curbe (IPR și OPR), astfel, după ce se stabilesc componentele sistemului de producție și se alege nodul, se determină curbele de comportare ale celor două componente. Comportarea componentei din amonte de nod este caracterizată de curbele IPR și comportarea componentei din aval de nod este caracterizată de curbele de comportare ale echipamentului OPR. Intersecția între cele două curbe estimează punctul de continuitate necesar și indică de fapt coordonatele punctului de funcționare al sondei (debitul și presiunea dinamică), acesta fiind unic.

Research on the Optimization of the Operation Regime of certain Oil Wells

ABSTRACT

The ESP System is known to have a high capacity regarding the extraction of fluids from wells. Thus, predicting this systems' performance in the future has become very important for economic reasons, due to problems related to reservoir parameters or problems of the system itself, such as decreasing the actual flow rate, the water-cut variation, pump power variation, pump velocity variation...etc. In this thesis, we have undertaken an analysis study on the influence of certain reservoir parameters, of the equipment and of the well completion on ESP wells. Also, this study contains predictions regarding the performance of these ESP wells in the future, obtained by using nodal analysis, combining practical theories with specialized software to simulate this type of operations.

The ESP system has always been associated with the production of large amounts of liquid, featuring a huge range of flow rates reaching up to 20,000 m³/d and an efficiency of 50%, but this system also has a number of disadvantages that may affect its operation mode, such as free gas which may lead to gas blocking of the pump, high sensitivity to the accumulated paraffin, sand production, it may be affected by corrosion and may require many special preventative treatments, and most importantly, the motor temperature which has impact on the capacity of the pump - where it must not exceed 150 °C.

The ESP system rejoices great attention from oil companies. Therefore, the optimization of ESP wells leads to obtaining very high profits in a short time.

Usually, optimizing oil wells using nodal analysis requires the use of an empirical correlation or a mechanistic model for determining the pressure gradient in order to reach satisfactory results. Pressure gradient determination methods are numerous, and each method's algorithm is different from the other. Therefore, it is important to choose the right method, where the bottom hole flowing pressure value calculated within the algorithm should be close to the bottom hole flowing pressure measured in the respective well.

Inflow performance relationship curves (IPR) and outflow performance relationship curves (OPR) are needed for the assessment of the well's production capacity, nodal analysis calculations and they are the basis for the optimization of oil wells, in terms of the working correlation between layer and well. The practical implementation of nodal analysis is performed using both curves (IPR and OPR). Thus, after having determined the components of the production system and the position of the node was chosen, then the relationship curves between the two components are being determined, too. The upstream node component behavior is characterized by IPR and the downstream node behavior is characterized by OPR; the intersection between the two curves predicts the necessary continuity point and, actually, it indicates the coordinates of the operating point of the well (rate and bottom hole pressure), which is singular.

1. Introducere

Exploatarea zăcămintelor de hidrocarburi prin sonde este considerat unul din domeniile cele mai importante ale industriei extractive, aceste sonde potând fi găsite aproape peste tot în lumea (39% din statele membre ale organizației Națiunilor Unite produc hidrocarburi). Unele sonde produc natural datorită presiunii mari a zăcământului care pot livra hidrocarburile la suprafața, altele pot produce cantitățile suficiente dorite de operatori datorită viața productivă lungă. Prin urmare, sonda necesită o operație de liftare artificială. Sistemele de liftare artificială sunt numeroase cum ar fi pompajul centrifugal sau ESP, Gaz-lift, pompajul hidraulic, pompajul cu prăjini și altele.

Scopul final al eforturile petrecute în modelarea unui câmp petroliere este să se creeze o strategie pentru dezvoltarea, administrarea și operarea adecvată a acestui câmp de la începerea producției prin erupție naturală până la fază finală care poate fi instalarea unui sistem de liftarea artificială sau alte operații. Pentru unele câmpuri petroliere, optimizarea regimurile de funcționare al sondelor este un factor major în strategiile de operare. Aceste strategii cuprind marirea debitului cât mai posibil și reducerea costurile de operare.

Lucrarea de față are următoarea structură: 7 capitole inclusiv introducerea, concluzii și contribuții personale, bibliografia precum și o anexă la finalul lucrării.

Capitolul 2 este dedicat unui studiu bibliografic referitor la metodele de determinare a curbelor de comportare ale stratului, respectiv curbelor de comportare ale echipamentului disponibile în literatura de specialitate. Principalul avantaj al metodelor de determinare a curbelor de comportare ale stratului este prezentarea teoretică a calculelor care reprezintă grafic relația între debit și presiune în cazul curgerilor omogene, combinate sau etoregene. În cadrul lucrării sunt prezentate o serie de metode de determinare a curbelor de comportare ale stratului (Vogel, Fetkovich, Klins-Majcher, Wiggins, Sukarno-Wisnograho, Fattah et al., Del Castillo și Petrobras).

De asemenea s-a făcut un studiu legat de influența completării sondei asupra productivității acesteia. Acest studiu are la bază diferite proceduri de calcul depinzând de tipul completării pentru determinarea factorului skin sau eficiența fluxului.

Capitolul 3 tratează problema ascensiunii fluidelor prin tubing. Acest fenomen se poate produce atât în cazul erupției naturale, cât și în cazul liftării artificiale a fluidelor. În timpul ascensiunii fluidelor prin tubing curgerea poate fi monofazică, bifazică (trifazică) sau combinată (monofazică și bi/trifazică) în funcție de presiune acestora de-a lungul tubingului.

În subcapitol 3.4 a fost efectuat un studiu privind variația vitezelor superficiale ale fazelor lichidă și gazoasă de-a lungul tubingului. Acest studiu a aratat importanța vitezelor superficiale ale fazelor lichidă și gazoasă în determinarea regimurilor de curgere. În această lucrare s-a făcut o cercetare prin care s-a putut stabili regimul de curgere de-a lungul tubingului fara folosirea delimitărilor de curgere propuse de autorii metodelor de determinare gradientului de presiune. Prin urmare, se pun valorile vitezelor superficiale ale fazelor corespunzătoare elevație în diagrama lui Kaya rezultând regimul de curgere de-a lungul tubingului sau pe o porțiune a acestuia.

Capitolul 4 modelează procesul de alegere al sistemelor de liftarea artificiala. Acest proces de alegere și aplicare a unui sistem de liftare artificială este un proces complex. Acesta necesită atenție și o bună cunoaștere de către inginerul de extracție sau operator, a potențialului sondei, precum și a condițiilor geografice și de mediu care pot genera probleme imperative.

Metoda "venitului net actualizat" (VNA) folosită de Lea și Nickens este o metodă bună în alegerea metodelor de liftare artificială care ține seama de criteriul economic. Din punct de vedere economic, această metodă depinde de costurile aferente metodelor de liftare artificială pe toată durata de funcționare. Aceste costuri depind de prețul barilului de țiței, de costurile de mentenanță, de inflație și de profitul anticipat obținut pe baza producției petrolului și a gazului, etc. În această lucrare a fost folosită metoda (VNA) pentru alegerea metodei de liftare artificială, iar rezultatele obținute au confirmat afirmațiile autorilor Lea și Nickens.

Capitolul 5 extinde analiza sistemelor de liftare artificială și discută mai detaliat despre sistemul ESP. Sistemul ESP este cunoscut că cel mai eficient sistem de liftare artificială la sonde cu debite mari (eficiența de 50%), pentru această, sistemul ESP are parte de o atenția mare de către companiile petroliere. Lasând la o parte eficiența mare de liftare artificială, acest sistem este expus la multe probleme de operare care pot micșora eficiența liftării lichidelor la suprafața și deteriorarea funcționării sistemului.

Aceste probleme de operare cum ar fi efectul gazelor libere asupra pompei, efectul pătrunderii nisipului în pompa, probleme electrice datorită invazia apei și probleme de coroziune i-au incurajat pe cercetătorii să înventeze metode noi ajută la eliminarea acestor probleme de operare.

În capitolul 6 sunt efectuate unor studii fundamentale privind optimizarea regimului de funcționare al unor sonde echipate cu ESP prin folosirea analizei nodale. Obiectivul analizei nodale este de a combina diferite componente ale sistemului de producție într-o sondă să se estimeze debitul de curgere și să se optimizeze componentele acestui sistem de producție. Realizarea practică a analizei nodale impune stabilirea componetelor sistemului de producție și alegerea nodului, pe urmă se determină curbele de comportare ale celor două componente. De exemplu, dacă nodul s-a ales la nivelul perforaturilor, comportarea componetei din amonte de nod (zăcământul) este caracterizată de curbele de comportare ale stratului, iar curbele de comportarea ale echipamentului este caracterizată de comportarea componetei din aval de nod (tubing, conductă de amestec și separator).

Studiile fundamentale efectuate se bazează pe analiza influenței unor parametrii de zăcământ, ai echipamentului și ai completării sondelor asupra performanțelor sondei și prevedere performanței acestora în viitor. Rezultatele studiilor au dezvăluit limitele funcționării sondelor în pompaj centrifugal. Funcționarea sondelor echipate cu ESP depinde de presiunea de zăcământ, numărul de etaje, puterea, viteza de rotație, presiunea în capul de pompare, diametrul tubingului.

Cuvinte Cheie: Optimizarea sondelor, Pompe electrice submersibile, Analiza nodală, Venit net actualizat, Vitezele superficiale ale fazelor lichidă și gazoasă.

2. Curbele de comportare ale stratului respectiv curbele de comportare ale echipamentului

2.1. Curbele de comportare ale stratului

2.1.2. Metodele de determinare ale curbelor de comportare a stratului

Cele mai cunoscute corelații empirice sunt Vogel, Fetkovich, Klins și Majcher și Wiggins [50], [85]. Cele mai cunoscute corelații analitice sunt Wiggins 1991 [50], Wiggins et al. [123] și Castillo [130]. Aceste corelații au devenit cunoscute și foarte folosite în domeniu de petrol și gaze din motiv din care ele s-au concentrat mai mult în cercetările privind curgerea eterogenă.

2.1.2.1. Corelațiile empirice

Metoda Fattah et al.

Cercetorii au dezvoltat un model bazat de date actuale din aproape 50 de zăcăminte care aveau diferite valori ale permeabilității relative precum și diferite valori ale proprietăților PVT. În urma prelucrării datelor în vederea definirii curbei adimensionale de comportare a stratului, autorii propun pentru aceasta, următoarea ecuație:

$$\frac{Q_t}{Q_{t \max}} = 1 - \frac{\ln(\alpha \cdot p_d + 1)}{\ln(\alpha \cdot p_c + 1)} \quad (2.13)$$

în care parametrul α reprezintă mobilitatea țiteiului. $\alpha = \left[\frac{K_{rt}}{\mu_t b_t} \right]_{p_c}$

Trasarea curbei de comportare a stratului prin metoda Fattah et al.

Procedeeul de lucru presupune următoarele etape:

1. Dacă $p_c \leq 110$ bar, α va fi calculată conform relația (2.14):

$$\alpha = \frac{1}{-0.981 \cdot p_c + -152,585}$$

Dacă $p_c \geq 110$ bar, α va fi calculată conform relația (2.15):

$$\alpha = -0.0043065 + 4.98E - 06 \cdot p_c + -2.41E - 09 \cdot p_c^2 + 5.69E - 13 \cdot p_c^3 + -6.48E - 17 \cdot p_c^4 + 2.85E - 21 \cdot p_c^5$$

2. Se calculează $Q_{t \max}$ din ecuația (2.13) la orice punct de testare dorit:

$$Q_{t \max} = Q_{t (test)} \cdot \left[1 - \frac{\ln(\alpha \cdot p_{d (test)} + 1)}{\ln(\alpha \cdot p_c + 1)} \right]$$

3. Dând diferite valori presiunii dinamice de fund rezultă valorile corespunzătoare debitului Q_t :

$$Q_t = Q_{t \max} \cdot \left[1 - \frac{\ln(\alpha \cdot p_d + 1)}{\ln(\alpha \cdot p_c + 1)} \right]$$

4. Pentru IPR în viitor, se calculează α_v prin folosirea valoarea p_{cv} din relațiile (2.14) și (2.15).
5. Se folosește ecuație lui Fetkovich pentru calculul de $Q_{t \max}$ în viitor:

$$Q_{t \max v} = Q_{t \max p} \cdot \left[\frac{p_{cv}}{p_{cp}} \right]^3$$

6. Se trasează curba de comportarea IPR în viitor prin folosirea ecuației (2.13).

Validarea metodei Fattah et al.

De la etalonarea unei sonde au rezultat următoarele date:

- Presiunea statică, $p_c = 100$ bar,
- Presiunea dinamică, $p_d = 80$ bar,
- Debitul de țiței al sondei, $Q = 240$ m³/zi.

Se procedează conform proceduriile menționate mai sus precum și realizarea unei comparații între această metodă și metodele Vogel și Fetokovich. În urmă determinării a rezultat că metoda Fattah et. al este validă pentru a fi folosită în domeniul petrolului cu scopul trasării curbelor IPR (fig. 2.2).

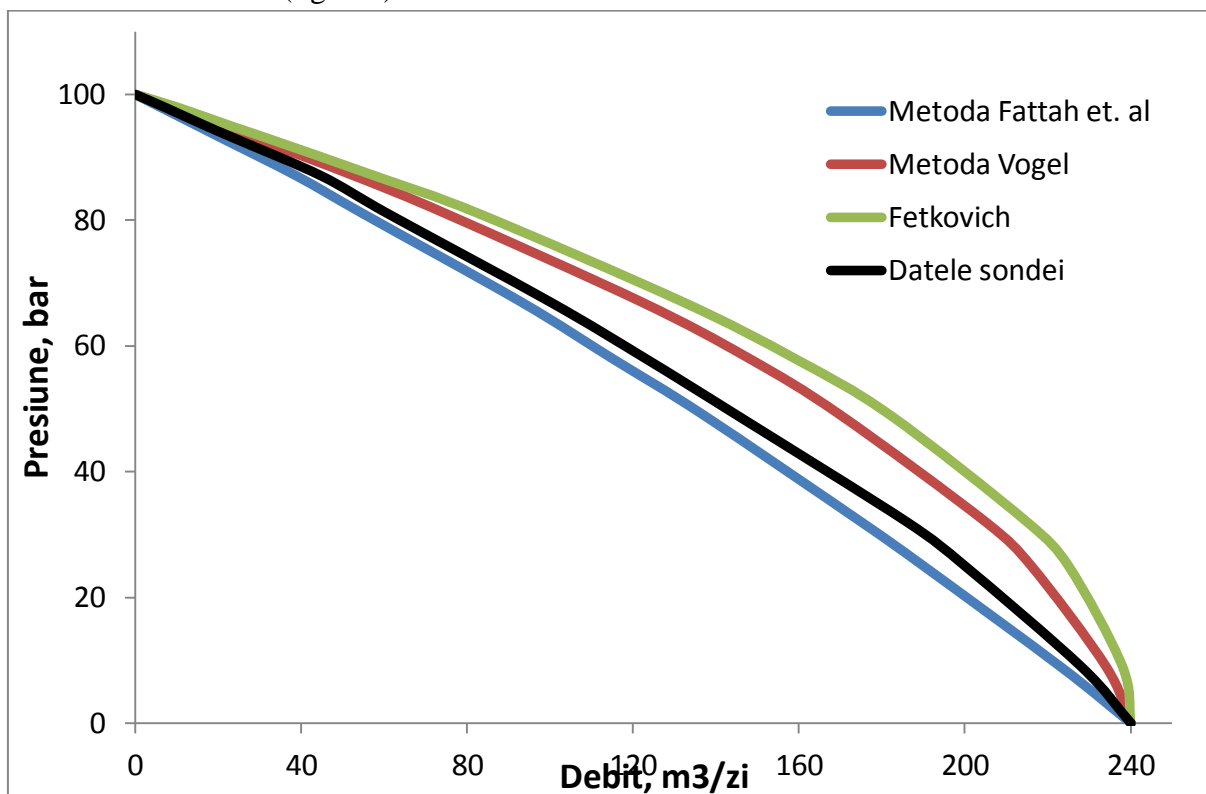


Fig. 2.2. Validarea metodei Fattah et. al.

2.1.4. Influența completării sondei asupra productivității acesteia

În multe cazuri, curgerea în sondă este controlată mai mult prin eficiența completării decât prin caracteristicile efective ale zăcământului. Acest aspect s-a discutat pe scurt anterior, când curbele de comportare a stratului au fost modificate pentru a include factorul skin sau eficiența fluxului. Practic, există trei tipuri de completare a sondelor completarea *open-hole*, completarea cu perforaturi și completarea gravel-pack.

Pentru a calcula scăderea adițională a presiunii generată de completare, ecuațiile lui Darcy se pot modifica pentru a include eficiența completării pentru orice tip de completare.

Ecuțiile pentru curgerea de țitei și gaze au fost prezentate mai devreme și sunt după cum urmează:

$$Q_t = \frac{7.082 \cdot 10^{-3} \cdot k \cdot h \cdot \Delta p}{\mu_t \cdot b_t \cdot \left[\ln \left(\frac{r_d}{r_s} - 0.75 + s \right) \right]} \quad (2.32)$$

$$Q_g = \frac{703 \cdot 10^{-6} \cdot k \cdot h \cdot \Delta p}{\mu_g \cdot \bar{Z} T \cdot \left[\ln \left(\frac{r_d}{r_s} - 0.75 + s \right) \right]} \quad (2.33)$$

unde s este factorul skin;

k - permeabilitatea stratului;

μ_t, μ_g - vâscozitatea țiteiului, respectiv vâscozitatea gazului;

h - grosimea de perete;

Δp - căderea de presiune în strat;

b_t - factorul de volume;

r_d, r_s - raza de drenaj, respectiv raza sondei;

Z - factorul de abatere al gazelor;

T - temperatura în condiții standard.

Ecuțiile (2.32) și (2.33) se pot scrie diferit că:

$$\Delta p = A \cdot Q_t + B \cdot Q_t^2 \quad (2.34)$$

$$\Delta p^2 = A \cdot Q_g + B \cdot Q_g^2 \quad (2.35)$$

unde A este coeficientul laminar și B este coeficientul de turbulență. Acești coeficienți se pot scrie ca și compoziți ai mai multor termeni care depind de caracteristicile de completare.

$$A = A_R + A_p + A_G \quad (2.36)$$

$$B = B_R + B_p + B_G \quad (2.37)$$

Unde A_R reprezintă componenta laminară a zăcământului;

A_p - componenta laminară de perforare;

A_G - componenta laminară de împachetare cu pietriș ,

B_R - componenta de zăcământ turbulentă,

B_p - componenta de perforare turbulentă,

B_G - componenta turbulentă de împachetare cu pietriș.

2.1.4.1. Completarea *open-hole*

Factorul skin propriu-zis pentru sondele verticale s_v se poate calcula din:

$$s_v = \left(\frac{k}{k_c} - 1 \right) \cdot \ln \left(\frac{r_a}{r_s} \right) \quad (2.45)$$

unde k_c reprezintă permeabilitatea zonei contaminate din jurul găurii de sondă;

r_a - raza zonei contaminate din jurul găurii de sondă.

2.1.4.2. Sonde cu coloana tubată, cimentată și perforată

Factorul pseudo-skin s_d generat de zona contaminată în jurul perforaturii se poate calcula astfel:

$$s_d = \frac{h}{L_p \cdot n} \cdot \left(\ln \frac{r_d}{r_p} \right) \cdot \left(\frac{k}{k_d} - \frac{k}{k_c} \right) \quad (2.53)$$

în care: h reprezintă grosimea stratului productiv;

L_p - lungimea perforaturii;

n - numărul de perforaturi;

k_d - permeabilitatea zonei compacte;

r_p, r_d - raza perforaturii, respectiv raza zonei compacte.

În cazul în care sonda este echipată cu liner șlițuit, s_p este dat de relația:

$$s_p = \frac{2}{m} \cdot \ln \left(\sin \frac{\pi}{2} \cdot f_c \right) \quad (2.54)$$

în care: m reprezintă numărul de șiruri verticale de șlițuri;

f_c - fracția din aria coloanei reprezentată de aria șlițurilor.

Factorul skin total este dat din relația:

$$s = s_p + s_d \quad (2.55)$$

2.1.4.3. Sonde tubate și cu filtru împachetat cu pietriș (*gravel-pack*)

Factorul pseudo-skin datorită prezenței filtrului împachetat cu pietriș în gaura de sonda verticală sau înclinată se determină cu relația următoare:

$$s_f = \frac{k_h}{k_b} \cdot \ln \frac{r_s}{r_b} \quad (2.63)$$

în care: r_b reprezintă raza interioară a filtrului;

k_b - permeabilitatea zonei împachetate cu pietriș;

k_h - permeabilitatea stratului în plan orizontal;

Factorul skin total este dat din relația:

$$s = s_d + s_p + s_f \quad (2.64)$$

În cele ce urmează se prezintă determinarea factorului skin în cazul unor sonde cu diferite scenarii de lucru folosind metoda Beggs [20]. Beggs a prezentat ecuațiile de calcul doar pentru sondele de țitei, dar ecuații similare au fost prezentate de McLeod înainte lui Beggs doar pentru sondele de gaze. În cazul de față sondele produc doar țitei. Se consideră două sonde cu completări diferite (Prima sondă este completată *open-hole*, A doua sondă va fie completată cu perforaturi și apoi se echipează cu *gravel-pack*). Datele sondelor necesare pentru această determinare vor fi prezentate. De asemenea, vor fi considerate mai multe valori ale permeabilității zonei contaminate din jurul găurii de sonde (k_c) și ale razei zonei contaminate din jurul găurii de sonde pentru diferite scenarii de lucru (r_a).

► Primul caz: se considera sonda 01 (*open-hole*) cu următoarele date:

- Grosimea stratului productiv, $h = 30$ m;
- Permeabilitatea stratului, $k = 80$ mD;
- Raza sondei, $r_s = 0,1$ m;
- Intervalul deschis este de 15 m;
- Unghiul de deviere al sondei, $\theta = 0^\circ$.

Se mai consideră, diferite valori ale permeabilității zonei contaminate din jurul găurii de sonde, $k_{c1} = 8$ mD (10%), $k_{c2} = 16$ mD (20%), $k_{c3} = 24$ mD (30%), $k_{c4} = 32$ mD (40%) și $k_{c5} = 40$ mD (50%), și ale razei zonei contaminate din jurul găurii de sonde, $r_{a1} = 2000$ mm, $r_{a2} = 1000$ mm, $r_{a3} = 500$ mm și $r_{a4} = 250$ mm. Factorul skin (s_v) este calculat conform relația (2.45), se mai calculează factorul skin datorită devierii sondei (s_{dev}) și în final factorul skin total (s). Rezultatele calculelor sunt prezentate în tabelele 2.2a - 2.2d.

Tabelul 2.2a rezultatele calcului pentru sonda 01 (*open-hole*) cu raza de 2000 mm.

$r_{a1} = 2000$ mm				
k_c , (%)	k_c , mD	s_v	s_{dev}	s
10	8	61.79	4.889	66.68
20	16	29.61		34.50
30	24	18.88		23.77
40	32	13.52		18.41
50	40	10.3		15.19

Tabelul 2.2b rezultatele calcului pentru sonda 01 (*open-hole*) cu raza de 1000 mm.

$r_{a2} = 1000$ mm				
k_c , (%)	k_c , mD	s_v	s_{dev}	s
10	8	45.15	4.889	50.04
20	16	21.63		26.52
30	24	13.8		18.69
40	32	9.877		14.77
50	40	7.525		12.41

Tabelul 2.2c rezultatele calcului pentru sonda 01 (*open-hole*) cu raza de 500 mm.

$r_{a1} = 2000$ mm				
k_c , (%)	k_c , mD	s_v	s_{dev}	s
10	8	28.51	4.889	33.40
20	16	13.66		18.55
30	24	8.713		13.60
40	32	6.238		11.127
50	40	4.752		9.641

Tabelul 2.2d rezultatele calcului pentru sonda 01 (*open-hole*) cu raza de 250 mm.

$r_{a2} = 1000$ mm				
k_c , (%)	k_c , mD	s_v	s_{dev}	s
10	8	11.88	4.889	16.77
20	16	5.692		10.58
30	24	3.63		8.519
40	32	2.6		7.489
50	40	1.98		6.869

S-a încercat găsirea unei relații polinomiale de ordinul patru (între factorul skin și variația permeabilității zonei contaminate din jurul găurii sondei) de formă următoare:

$$y = A \cdot x^4 - B \cdot x^3 + C \cdot x^2 - D \cdot x + E \quad (2.65)$$

unde y este factorul skin,

x - permeabilitatea zonei contaminate din jurul găurii sondei,

A, B, C, D, E – coeficienți studiați în cazul nostru.

Din relațiile polinomiale în figura 2.5 se observă că valorile coeficienților A, B și E sunt aproximativ constante, singurii coeficienți care variază mai mult sunt coeficienții C și D

care registrează o creștere valorii o dată cu creșterea valorilor corespunzătoare creșterea lunigimii perforaturi.

Future work: Se propune testarea ecuației pentru mai multe cazuri cu mai multe date de la mai multe sonde pentru găsirea unor valori generale ale coeficienților.

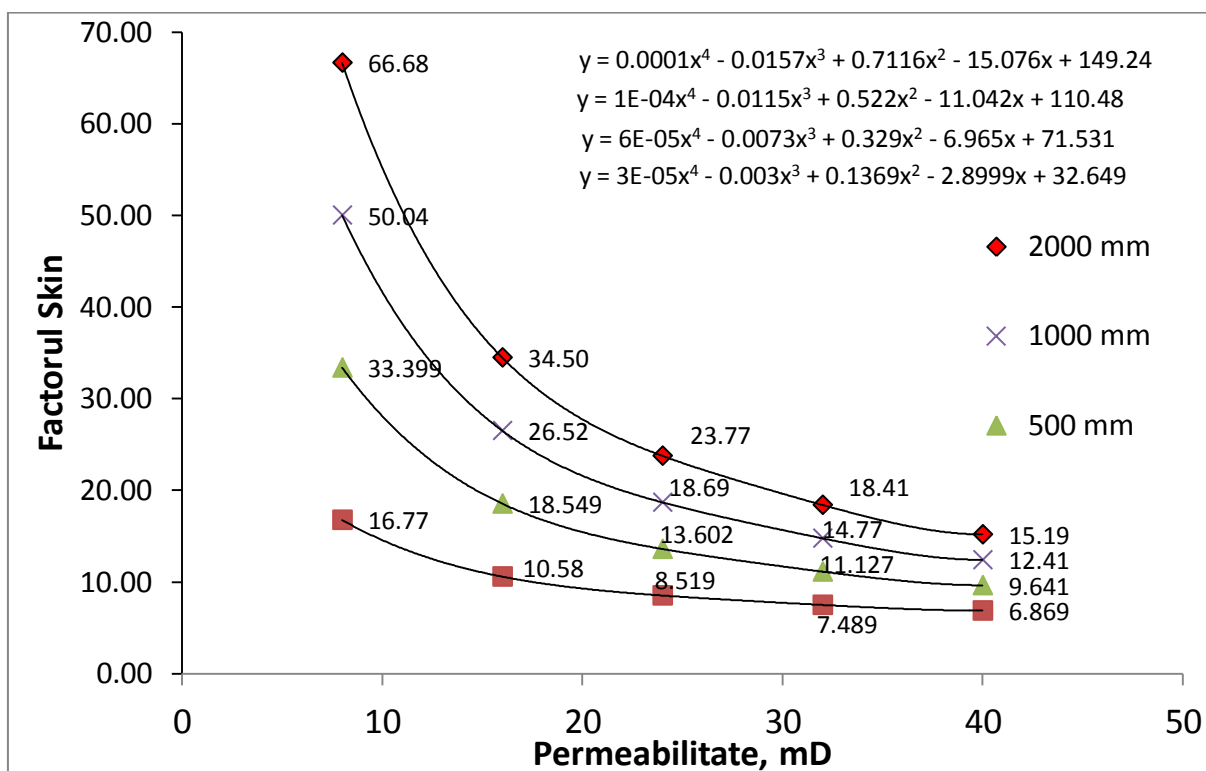


Fig. 2.3. Variația factorului skin în funcție de permeabilitatea zonei contaminate din jurul găurii sondei în cazul sondei completată *open-hole* cu diferite r_a .

3. Ascensiunea fluidelor prin țevile de extracție

3.1. Principiul curgerii multifazice

Curgerea multifazică este o curgere complexă și greu de modelat decât curgerea monofazică care poate fi caracterizată prin regim de curgere laminar sau regim de curgere turbulent. Curgerea multifazică trebuie să considere cantitatea fazelor, regimurile de curgere, tensiunea interfacială între faze și diferența de viteză între faze. Tipic vitezele fazelor sunt diferite numai în cazul turbulenței mare, curgerea cu bule dispersate și curgerea inelară unde fluidul este considerat omogen. Dacă nu există alunecare între faze, amestecul de (gaz - lichid) va curge la viteza medie a amestecului v_m dar în cazul în care există alunecare între faze, lichidul va curge la viteză mai mică față de viteza medie a amestecului în timp ce gazul va curge la o viteză mai mare.

3.1.1. Definiția variabilor primare folosite în analiză curgerii multifazice

Fracție de lichid ε_l , este definită ca fracție volumetrică a lichidului în conductă

$$\varepsilon_l = \frac{\text{Volumul de lichid}}{\text{Volumul de conductă}} \quad (3.1)$$

Această este concentrația reală a lichidului în aconductă în condiție în care există alunecare între faze. Condiția în care nu există alunecare între faze, fracția de lichid este definită prin λ_l (*no-slip liquid holdup*) astfel:

$$\lambda_l = \frac{Q_l}{Q_l + Q_g} \quad (3.2)$$

În schimb

$$\varepsilon_g = 1 - \varepsilon_l \quad (3.3)$$

$$\lambda_g = 1 - \lambda_l \quad (3.4)$$

Densitatea medie a amestecului lichid-gaz este dată de relația:

► Există alunecare $\bar{\rho}_m = \rho_l \cdot \varepsilon_l + \rho_g \cdot (1 - \varepsilon_l) \quad (3.5)$

► Nu există alunecare $\bar{\rho}_m = \rho_l \cdot \lambda_l + \rho_g \cdot (1 - \lambda_l) \quad (3.6)$

Este similar și pentru viscozitatea medie a amestecului lichid-gaz:

► Există alunecare $\bar{\mu}_m = \mu_l \cdot \varepsilon_l + \mu_g \cdot (1 - \varepsilon_l) \quad (3.7)$

► Nu există alunecare $\bar{\mu}_m = \mu_l \cdot \lambda_l + \mu_g \cdot (1 - \lambda_l) \quad (3.8)$

Viteza superficială este definită ca viteza fluidului prin țevă, și este raportul dintre debitul volumetric al unei fazei și aria secțiunii transversale a țevilor.

$$v_{sl} = \frac{Q_l}{86400 \cdot A_t} \cdot \left(\frac{b_t + b_a \cdot R_a}{1 + R_a} \right) \quad (3.9)$$

$$v_{sg} = Q_l \cdot \frac{\left(\frac{RGL - r_s}{1 + R_a} \right) \cdot \frac{p_0}{\bar{p}} \cdot \frac{\bar{T}}{T_0} \cdot \bar{Z}}{86400 \cdot A_t} \quad (3.10)$$

Viteza medie a amestecului este calculată prin însumarea celor două viteze superficiale, cea a lichidului și cea a gazului:

$$v_m = v_{sl} + v_{sg} \quad (3.11)$$

Cu ajutorul vitezelor superficiale ale amestecului de gaz - lichid și fracției de lichid se pot calcula vitezele reale ale fazelor lichidă și gazoasă:

$$v_l = \frac{v_{sl}}{\varepsilon_l} \quad (3.12)$$

$$v_g = \frac{v_{sg}}{1 - \varepsilon_l} \quad (3.13)$$

Viteza de alunecare (*Slip velocity*) este definită ca diferență între vitezele reale ale fazelor lichidă și gazoasă:

$$v_s = v_g - v_l \quad (3.14)$$

Cele mai multe dintre corelațiile empirice sunt dezvoltate pentru sistemele binare. În producție de hidrocarburi, cele două faze care sunt mereu luate în considerare sunt țitei și gaz. Dacă este de considerat mai mult decât o fază lichida de exemplu țitei și apă, atunci parametrii lichidului sunt calculate astfel:

$$\rho_l = \frac{\rho_t + \rho_a \cdot R_a}{1 + R_a} \quad (3.15)$$

$$\mu_l = \frac{\mu_t + \mu_a \cdot R_a}{1 + R_a} \quad (3.16)$$

$$\sigma_l = \frac{\sigma_t + \sigma_a \cdot R_a}{1 + R_a} \quad (3.17)$$

3.2. Metodele de determinare a gradientului de presiune

Metodele folosite pentru determinarea gradientului de presiune pot fi clasificate ca corelații empirice și modele mecaniciste.

Corelațiile empirice au fost clasificate după Mukherjee și Brill [31] sub 3 categorii:

Categoria A unde corelațiile nu considera alunecarea între faze și regimurile de curgere. Densitatea amestecului este calculată pe baza de rația gaz-lichid RGL unde autorii au asumat ca gazul și lichidul curg împreună la aceeași viteză. Corelațiile empirice care fac parte din această categorie sunt: Poettmann și Carpenter, Baxendell și Thomas și Francher și Brown.

Categoria B unde alunecarea între faze este considerată dar regimurile de curgere nu sunt. Frație de lichid și factorul de frecare sunt important de determinat pentru că fazele gaz-lichid curg la viteze diferite. Corelațiile empirice care fac parte din această categorie sunt: Hagedorn and Brown, Gray și Ashteirn.

Categoria C unde sunt considerate alunecarea între faze și regimurile de curgere. În această categorie împreună cu determinarea fracție de lichid și factorul de frecare, metodele trebuie predicta ce tip de curgere există de-a lungul țevilor de extracție. Corelațiile empirice care fac parte din această categorie sunt: Duns and Ros, Orkiszewski, Aziz et al., Chierici et al. Beggs and Brill și Mukherjee and Brill.

Majoritatea modelelor mecaniciste care prezic comportarea curgerii bifazice în țevi numai pentru un mecanism separat, grosimea fazei și viteza de ridicare a bulei de gaz în coloana de lichid. Cu toate sunt modele mecaniciste care prezic comportarea curgerii doar pentru un singur regim de curgere. Cele mai cunoscute modele mecaniciste care la rândul lor descriu toate regimurile de curgere sunt modelul lui Ansari [13], Modelul Hasan and Kabir [61], Modelul lui Kaya et al. [67] (care va fi prezentat mai jos) și programele comerciale LEDA [117], OLGA și TACITE.

3.2.1. Corelația empirică Mukherjee și Brill

Mukherjee și Brill [31] au hotărât că de-a lungul țevilor de extracție se pot stabili patru regimuri de curgere, curgerea de bule, curgerea de dopuri, curgerea inelară și curgerea netedă.

Tabelul 3.1. *Relațiile de calcul pentru determinarea gradientului total de presiune în funcție de regimul de curgere.*

Regimul de curgere		Total gradientul de presiune
Curgere Bule		$\frac{\Delta p}{\Delta h} = \frac{\lambda \cdot \overline{\rho}_m \cdot v_m^2}{2d_i} + \overline{\rho}_m \cdot g \cdot \sin \theta$
Curgere Dopuri		$\frac{\Delta p}{\Delta h} = \frac{\lambda \cdot \overline{\rho}_m \cdot v_m^2}{2d_i} + \overline{\rho}_m \cdot g \cdot \sin \theta$
Curgere Inelară		$\frac{\Delta p}{\Delta h} = \frac{\lambda \cdot \overline{\rho}_m \cdot v_m^2}{2d_i} + \overline{\rho}_m \cdot g \cdot \sin \theta$
Curgere Netedă	Diametre mari	$\frac{\Delta p}{\Delta h} = -(\tau_{wL} \cdot P_L + \tau_{wG} \cdot P_G) - (\rho_l \cdot A_L + \rho_g \cdot A_G) \cdot g \cdot \sin \theta$
	Diametre mici	$\frac{\Delta p}{\Delta h} = -\tau_{wG} \cdot \frac{P_G}{A_G} - \rho_g \cdot g \cdot \sin \theta$

3.2.2. Modelul mecanicist Kaya, Sarica și Brill

Acest model a fost dezvoltat pentru determinarea modelului de curgere și caracteristicile ei în sondele verticale și cele deviate. Acest model include cinci regimuri de curgere, curgerea cu bule, curgerea cu bule dispersate, curgere dopuri, curgere spumă și curgerea inelară, precum și zonele de tranziție propuse de Barnea [18] sau Taitel [115] pentru curgere cu bule dispersate, Ansari [13] pentru curgere inelară și Tengedal [67] pentru curgere spumă și curgere bule.

3.4. Variația vitezelor superficiale ale fazelor lichidă și gazoasă de-a lungul tubingului

3.4.2. Metodologia de determinare variației vitezelor superficiale ale lichidului și gazului de-a lungul tubingului

În acest subcapitol s-a realizat o analiză de comportare a vitezelor superficiale de-a lungul tubingului ale două sonde (*off-shore*) considerate (Sonda 1 și Sonda 2). Aceasta comportarea va fie analizată de la media perforaturilor până la punctul de deviere (*kick-off*) și de la punctul de deviere până la capul de erupție. Figura 3.6 prezintă schemă generală a ambelor sonde.

Pentru determinarea variația vitezelor superficiale pentru sondele considerate, este necesară folosirea o corelația empirică sau un model mecanicist de determinarea gradientului de presiune adecvate datelor sondelor. Conform datelor măsurate, metoda Hagedorn-Brown (HB) este cea mai convenabilă metodă pentru sonda 1 respectiv metoda Orkiszewski (ORK) pentru sonda 2. Prin urmare, gradientul de presiune din metodele respective va fie folosit

pentru determinarea elevației care corespunde vitezelor superficiale ale fazelor lichidă și gazoasă.

3.4.3. Determinarea regimurilor de curgere prin folosirea diagramei lui Kaya

În curgerea multi-fazică, determinarea regimurilor de curgere este foarte importantă. Corelațiile empirice și modelele mecaniciste pot stabili regimurile de curgere prin delimitările propuse de autori, dar prin folosirea diagramei lui Kaya (fig.3.3), a devenit foarte ușor de stabilit tipul curgerii de-a lungul tubingului, doar punând valorile vitezelor superficiale ale fazelor - corespunzătoare elevației, în acest model, rezultând tipul de curgere de-a lungul tubingului. Figura (3.11) pentru sonda 1 ne arată că la media perforaturilor fluidul există în zona de tranziție (*bule-dopuri*), pe urmă trece la regimul de curgere (*dopuri*) când crește viteza superficială a gazului din ce în ce mai mult. Figura (3.12) pentru sonda 2 prezintă cazul unde avem doar regimul de curgere (*dopuri*) de-a lungul tubingului. Aceste consecințe au fost confirmate de calcule manuale și de software de specialitate.

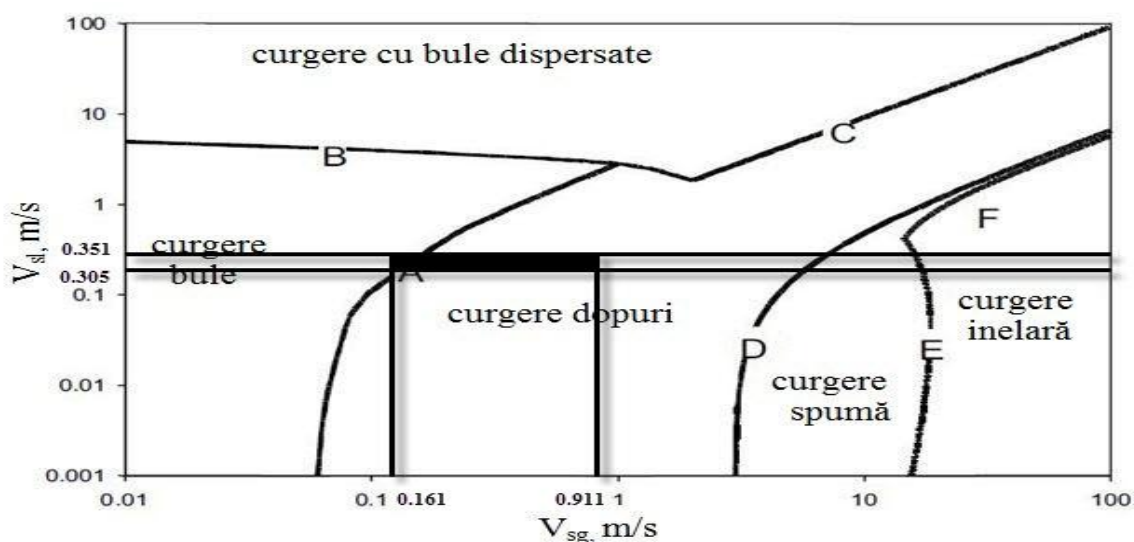


Fig.3.11. Regimul de curgere sonda 1.

4. Alegerea sistemului de liftare artificială

4.2. Analiza comparativă a sistemelor de liftare artificială

Pentru exploatarea la potențial maxim a unui zăcământ de țiței sau de gaz, este necesar să se aleagă cea mai economică metodă de liftare artificială posibilă. De-a lungul timpului metodele de alegere a sistemelor de liftare artificială pentru un zăcământ au variat foarte mult, fiecare companie alegându-și metoda potrivită prin luarea în considerare a unor criterii care includ:

- ▶ Adâncimea sondei, flexibilitatea, suprafața de instalare, țițeiul greu, impuritățile și alte probleme de operare;
- ▶ Determinarea metodelor după liste de avantaje și dezavantaje;
- ▶ Folosirea de software-uri noi să permită alegerea metodei potrivite;

- Folosirea criteriului economic pentru alegerea sistemelor de liftare (capitalul inițial, costurile de operare, etc.).

4.3. Alegerea metodei de liftare artificială pe bază criteriului economic

Metoda care va fi folosită este metoda Venitului Net Actualizat (VNA), această metodă folosită de Lea și Nickens [76] depinde de costurile aferente metodele de liftare artificială pe toată durata de funcționare. Aceste costuri depind de prețul barilului, de costuri de mentenanță, de inflație și de profitul anticipat la producția petrolului și a gazului, etc.

Pentru aplicarea metodei (VNA), operatorul trebuie să cunoască avantajele și dezavantajele sistemelor de liftare artificială și să estimeze foarte bine costurile asociate pentru fiecare sistem, inclusiv echipamentele suplimentare (adică costuri adiționale) care pot fi necesare.

Rezultatele calculelor sunt prezentate în tabelele 4.2 și 4.3. În lucrarea lor Lea și Nickens au ajuns la concluzia că sondele cu debite mici au costuri de operare mari (14-26%). Acest lucru s-a observat și în cazul sondei cu debit mic analizate în lucrarea de față. Din tabelul 4.2, se observa că în acest caz costurile de operare sunt mari și variază între (30-62%). Așadar reducerea costurilor de operare poate fi un factor semnificativ în alegerea metodei optime de liftare artificială în cazul sondelor cu debite mici. La sondele cu debite mari sau medii, costurile de operare sunt mici în comparație cu profitul realizat din producția sondei. Lea și Nickens au prezentat un exemplu cu o sondă care avea un debit mare (17000 bbl/zi) și au aplicat metoda (VNA) în cazul a trei sisteme de liftare artificială ESP, pompaj hidraulic cu jet și Gaz-lift (pompajul cu prăjini a fost exclus). Rezultatele lor și rezultatele din tabelul 4.3 au confirmat că aceste costurile de operare pentru sondele cu debite mari sau medii nu reprezintă un factor important în alegerea metodei optime de liftare artificială. Costurile au variat între (1,6-2%) conform Lea și Nickens și între (4-6%) conform rezultatelor din tabelul 4.3.

Pentru alegerea metodei optime de liftare artificială, trebuie luate în considerare criteriile menționate în tabelul 4.1. Prin urmare, în urma analizei efectuate la cele două sonde a rezultat că:

- Pentru sonda 1 (debit mic) s-a ales sistemul „pompajul cu prăjini” aceasta fiind metoda optima din punct de vedere economic (tab. 4.2) și conform celorlalte criterii din tabelul 4.4.

- Pentru sonda 2 (debit mare) s-a ales sistemul „ESP” aceasta fiind metoda optima din punct de vedere economic (tab. 4.3) și conform celorlalte criterii din tabelul 4.5.

Tabelul 4.2. Rezultatele calculului efectuate cu metoda VNA pentru sonda 1 (debit mic).

Metoda	P _b , \$	VNA \$, mil.	Cost \$, mil.	Cost/VNA
ESP	50	2,24	0,78	35%
Gaz lift	50	1,8	0,8	44%
Pompaj cu prăjini	50	2,24	0,67	30%
Pompaj hidraulic	50	2,11	1,3	62%

Tabelul 4.3. Rezultatele calculului efectuate cu metoda VNA pentru sonda 2 (debit mare).

Metoda	P _b , \$	VNA \$, mil.	Cost \$, mil.	Cost/VNA
ESP	50	58,30	2,4	4%
Gaz lift	50	55,60	3,43	6%
Pompaj hidraulic	50	53,30	2,9	5%

5. Pompajul Centrifugal

5.1. Generalități

Pompele centrifuge submersibile (*electric submersible pumps, ESP*) au fost aplicate prima dată în extracția țițeiului în anul 1928. În prezent, sistemul ESP este al doilea cel mai folosit sistem de liftare artificială în întreaga lume (este folosit masiv în Rusia și în număr semnificativ de sonde în SUA). Cele mai folosite pompe centrifuge sunt cele de tip Schlumberger-REDA (ruskii electrodivigatel Arutinova, după numele inventatorului de origine rusă Serghei Arutinov, care a propus sistemul încă din anul 1916), Centrillift proiectate de Baker Hughes, ALNAS (Rusia) și alte tipuri fabricate de Weatherford precum și Wood Group ESP - GE. Aceste pompe sunt construite pentru o gamă foarte mare de debite de la 25 m³/zi până la 20000 m³/zi, în funcție de diametrul coloanei în care se introduc [113]. Ele se folosesc în special pentru extragerea unor debite mari de lichid, dar uneori nu este recomandat folosirea acestui sistem la sonde cu debite mai mici deoarece costurile de mentenanță sunt foarte ridicate în plus consumul de energie este numai prin puterea electrică care la rândul ei va costa foarte mulți bani dacă se folosesc generatoare în plus cresc costurile consumului de energie cu creșterea puterii.

ESP-urile pot fi instalate în sonde verticale, orizontale și la extracția țițeiului din sonde deviate. Capacitatea de liftare în cazul pompelor submersibile variază depinzând de debitele de gaze produse de sondă, debitele mici reprezentând o capacitate excelentă. Temperatura motorului are impact asupra capacității pompei, limita motorului ajungând la temperaturi de până la 150 °C. Temperatura maximă la care rezistă un motor obișnuit este de 70 - 80 °C, dar se construiesc și pompe (din materiale speciale) care rezistă până la 150 °C.

Eficiența este bună (50%) la sonde cu debite mari de lichide (>150 m³/zi) dar la debite mai mici de 150 m³/zi, eficiența scade semnificativ la < 40%. ESP-urile au flexibilitate foarte mică pentru viteze fixe. Pentru a face sistemul ESP flexibil trebuie instalat un motor cu putere mai mare decât este nevoie.

5.3. Probleme de operare întâlnite la sondele echipate cu ESP

5.3.1. Defecțiuni ale pompei ESP

5.3.1.1. Efectul gazelor libere

Prezența gazelor libere în ESP este în general o problemă foarte serioasă, această prezență putând duce la deterioarea performanței pompelor. Gradul de deterioare depinde de cantitatea de gaze libere intrate în pompă, de la cantități mici până la cantități mai mari unde se formează un dop de gaze (*gas locking*) care duce la pierderea de presiune în pompă. Primul semn de formarea dopului de gaze este atunci când va avea loc un fenomen numit "regim pulsatoriu (*surging*)" în pompă. Regimul pulsatoriu sau instabilitatea presiunii este cunoscut prin fluctuația ciclică a presiunii în pompă.

5.3.1.2.Efectul pătrunderii nisipului în pompă

Este cunoscut faptul că la majoritatea sondelor petroliere se produce într-o anumită măsură și nisip. Controlul producerii de nisip este complex și de cele mai multe ori este o chestiune costisitoare. Producerea de abraziuni sau nisip în fluidele din zăcământ prezintă anumite tendințe care ies în evidență. Cercetările și experiența pe teren indică faptul că procentul de nisip crește când crește și debitul, dar procentul de nisip nu poate scădea atunci când debitul scade [45].

5.3.2. Defecțiuni ale cablului electric

5.3.2.1.Probleme electrice datorita invaziei de apă

Una dintre problemele principale este invazia de apă (*water invasion*): de vreme ce electro-motorul face parte dintre componentele sistemului, cu siguranță electricitatea va provoca mari probleme sistemului sau angajaților care îl utilizează. Cablul electric alimentează motorul cu electricitate, așadar este nevoie de o izolație foarte bună pentru a evita asemenea probleme.

5.3.2.2.Probleme de coroziune

La începuturi, principala problemă era legată de cabluri electrice plasate în medii cu coroziune ridicată. Abu Dhabi Oil Company Ltd. (ADOC) și un producător de cabluri au făcut eforturi mari pentru a aduce îmbunătățiri părților problematice legate de cabluri [112]. Pe baza rezultatelor obținute în urma cercetărilor efectuate pe cabluri, în cele din urmă ei au folosit un tip de cablu plat cu trei conductori izolați cu terpolimer etilenă-propilenă (EPDM), acoperiți cu un înveliș pe bază de aliaj de plumb și cu bandă rezistentă la produse petroliere, suprapusă cu armătură din bandă de oțel galvanizat.

5.3.3. Defecțiuni ale motorului electric

5.3.3.1.Invazia de apă

Problemele la nivelul motorului apar de obicei din cauză că apa din zăcământ inundă motorul. S-a considerat că o protecție este cea mai importantă componentă care poate rezolva această problemă, de vreme ce are rolul de a etanșa axul rotativ al pompei pentru a împiedica apa să intre în motor. În plus, protecția are două alte funcții importante: oferă un rulment axial care să suporte încărcarea axială a pompei, și o zonă de răcire suplimentară și de stocare pentru uleiul de motor, atunci când se dilată la căldură.

5.3.3.2.Efectul temperaturii asupra motorului electric

Principalele defecțiuni ale motorului se datorează supra-încălzirii care are loc atunci când viteza fluidului prin motor este prea mică pentru a elimina căldura din motor. Viteza minimă recomandată a fluidului variază între 0,12-0,30 m/s [120]. De asemeni, în cazul sondelor cu vâscozitate mare, ar putea exista probleme de supra-încălzire a motorului, pentru că acest tip de sonde au nevoie de o putere mare pentru lifting.

6. Optimizarea regimurilor de funcționare ale sondelor echipate cu ESP prin folosirea analizei nodale

6.1. Studiul parametrilor de funcționare ai sistemului de producție utilizând analiza nodală

Analiza nodală poate fi folosită la analiză multor probleme întâlnite la exploatarea sondelor. Această metodă poate fi aplicată la sondele care curg natural sau la sondele echipate cu un sistem de liftare artificială. Sondele de injecție pot fi analizate prin această metodă doar dacă se modifică expresiile de *inflow* și *outflow*. Beggs [20] a discutat detaliat despre aplicațiile posibile ale analizei nodale care includ:

1. Selectarea diametrul tubingului;
2. Selectarea completării sondelor;
3. Alegerea sistemului de liftare artificială;
4. Evaluarea performanțelor stimulării sondelor;
5. Prevede efectul de depletare.

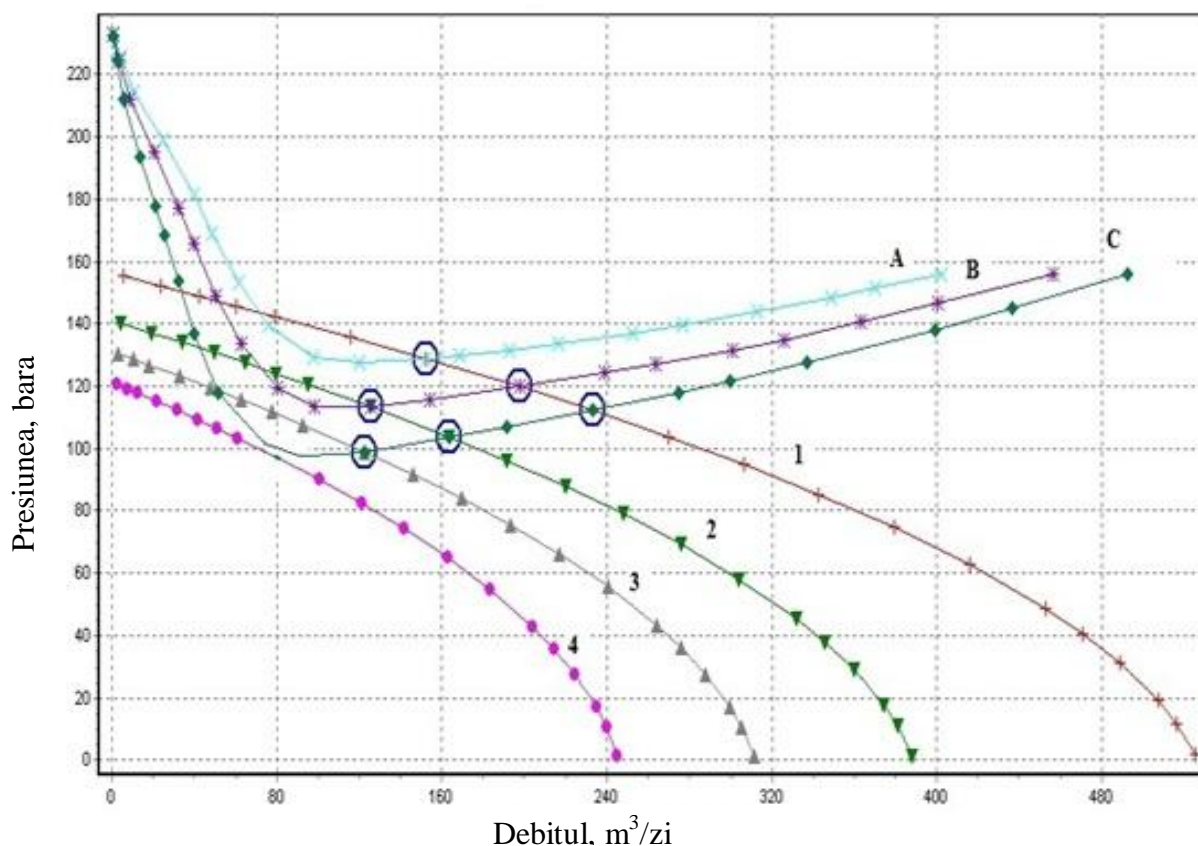


Fig.6.2. Curbele de comportare a stratului, și ale echipamentului în cazul analizei nodale.

6.1.1. Realizarea practică a analizei nodale

Se consideră o sondă în erupție naturală. După stabilirea componentelor sistemului de producție și alegerea nodului se determină curbele de comportare ale celor două componente. În cazul de față nodul s-a ales la nivelul perforaturilor. Prin urmare comportarea componentei din amonte de nod (zăcămintul) este caracterizată de curbele IPR. Comportarea componentei din aval de nod (tubing, conductă de amestec și separator) este caracterizată de curbele de comportare ale echipamentului OPR.

Cele două tipuri de curbe obținute (IPR și OPR) sunt reprezentate grafic pe aceeași diagramă (fig. 6.2). Intersecție între cele două curbe prevede punctul de continuitate necesar și indică de fapt coordonatele punctului de funcționare al sondei (debitul și presiunea dinamică), această fiind unic.

6.2. Analiza performanțelor sondelor echipate cu ESP și prevederea performanțelor acestora în viitor cu ajutorul analizei nodale

6.2.1. Studiu de sensibilitate a parametrilor de operare ai zăcămintului și ai sondelor

Se face un studiu de analiză privind influența unor parametri de zăcămint și ai echipamentului asupra performanțelor sondei și prevederea performanței acestora în viitor folosând analizei nodale pentru ambele sonde (M01 și M13).

➤ Sonda M01

În cazul sondei M01, s-a făcut o variație presiunii statice și un număr de parametri ai pompei și ai zăcămintului. Scenariile considerate sunt prezentate mai jos:

▶ Analiza nodală la nivelul pompei considerând variația presiunii statice de la 118 - 138 bar și:

- Diferite procente de impurități cu valori cuprinse între 7 - 35 %, (Fig.6.4.),
- Variație a presiunii în capul de pompare între 6 - 10 bar, (Fig.6.5),
- Variație a puterii cu valori cuprinse între 7 - 37 kw, (Fig.6.6),

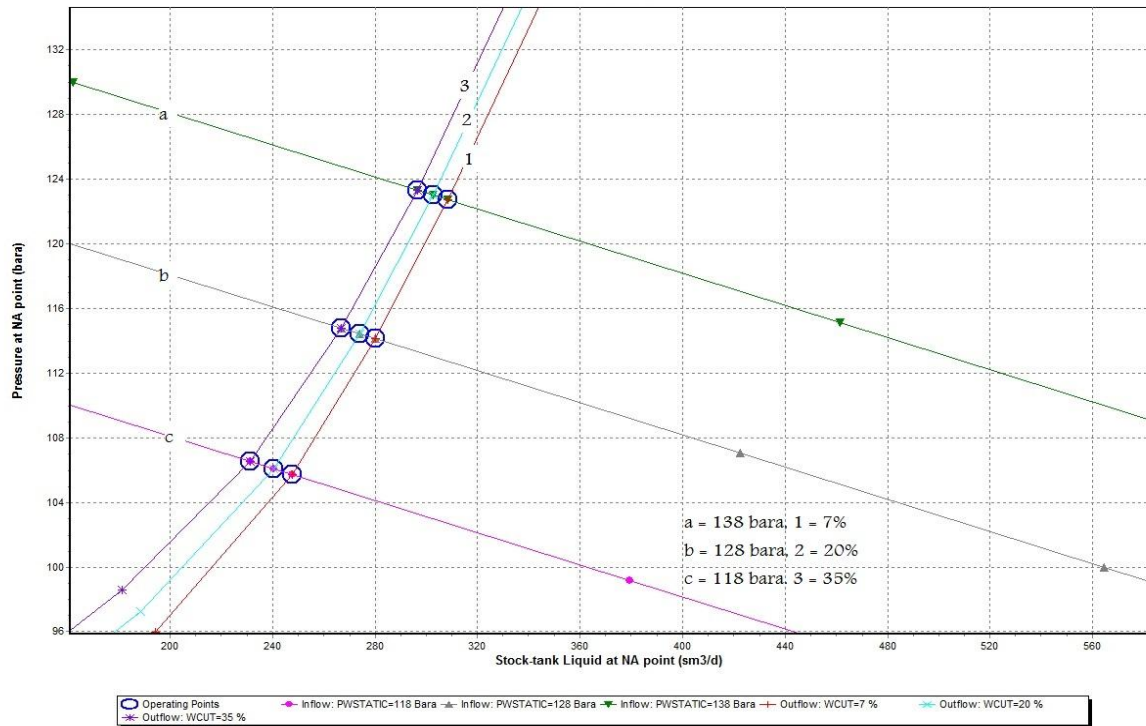


Fig.6.4. Analiza nodală la nivelul pompei considerând variația presiunii statice de la 118 - 138 bar și diferite procente de impurități cu valori cuprinse între 7 - 35 %.

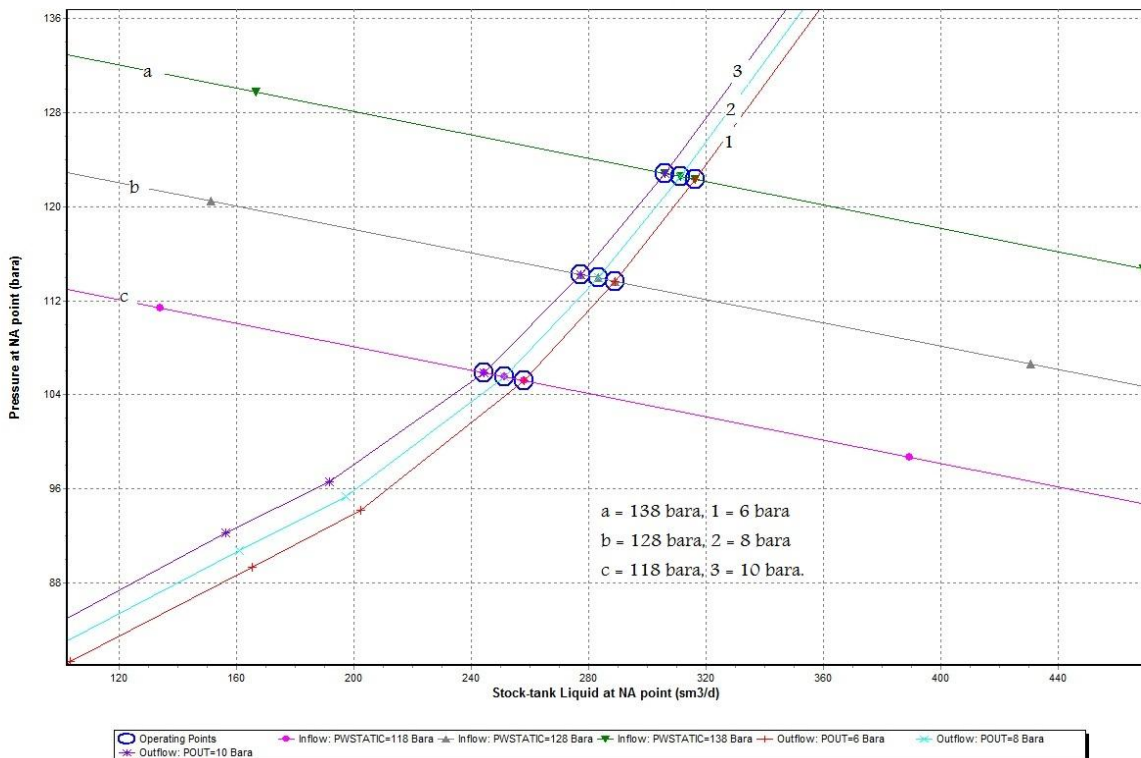


Fig.6.5. Analiza nodală la nivelul pompei considerând variația presiunii statice de la 118 - 138 bar și o variație a presiunii în capul de pompare între 6 - 10 bar.

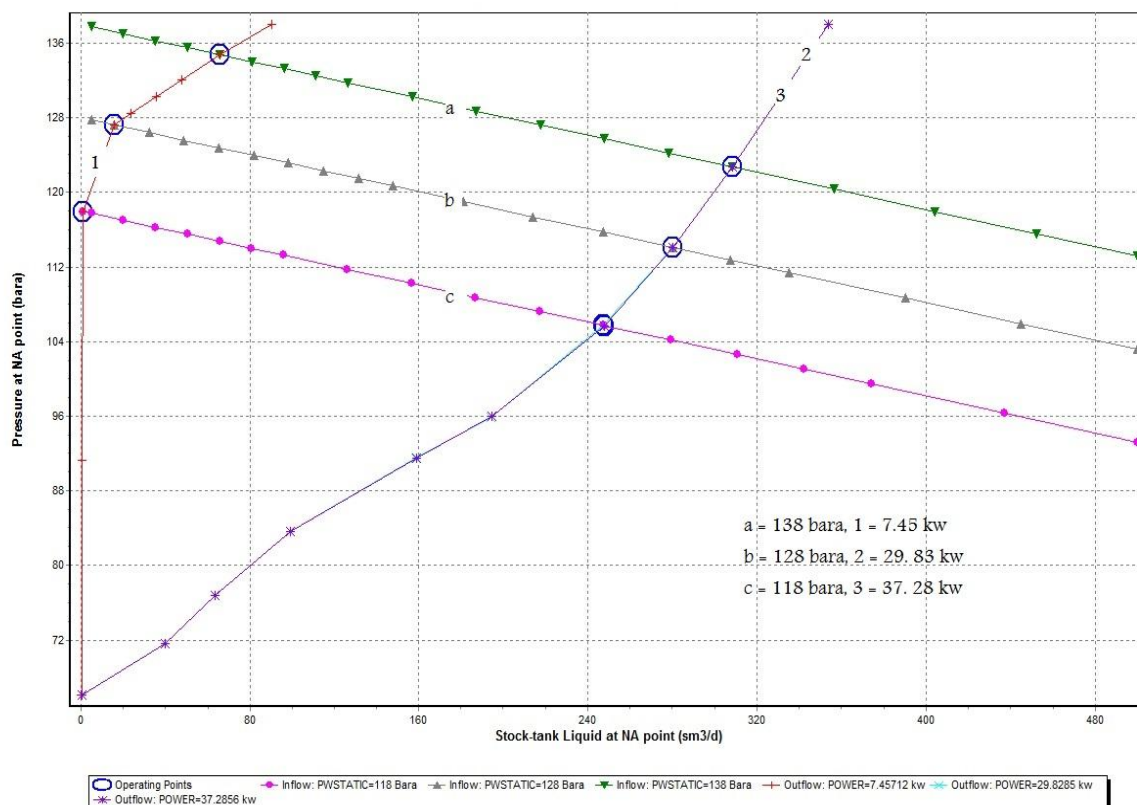


Fig.6.6. Analiza nodală la nivelul pompei considerând variația presiunii statice de la 118 - 138 bar și o variație a puterii cu valori cuprinse între 7 - 37 kw.

➤ Sondă M13

▶ Analiza nodală la nivelul pompei considerând variația indicelui de productivitate de la 3 - 9 m³/zi·bar și:

- Dimensiuni diferite ale diametrului interior de tubing de 2 in, 3 ½ in și 4 in, (Fig.6.13),
- Variație a vitezei cu valori cuprinse între 2216 - 3500 rot/min, (Fig.6.14),
- Variație a numărul de etaje necesar asigurării înălțimii de pompare cu valori cuprinse între 115 - 155 etaje, (Fig.6.15).

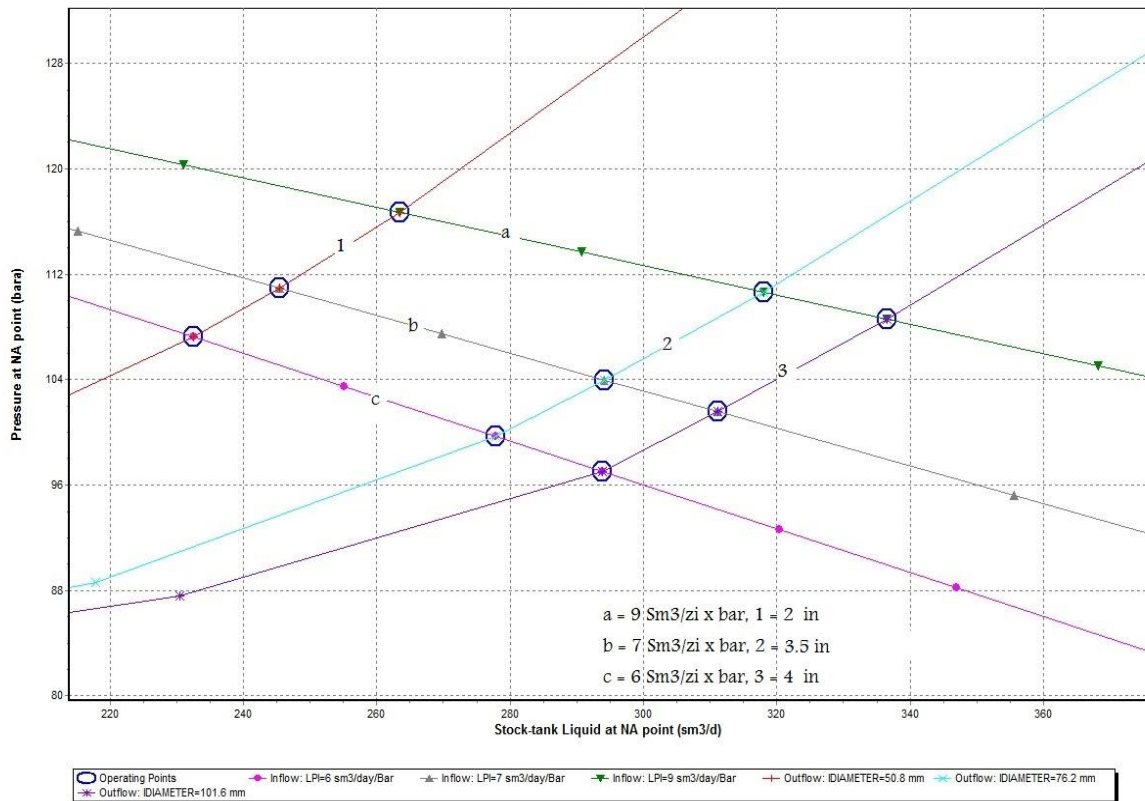


Fig.6.13. Analiza nodală la nivelul pompei considerând variația indicelui de productivitate de la 3 - 9 m³/zi·bar și dimensiuni diferite ale diameului interior de tubing de 2 in, 3 ½ in și 4 in.

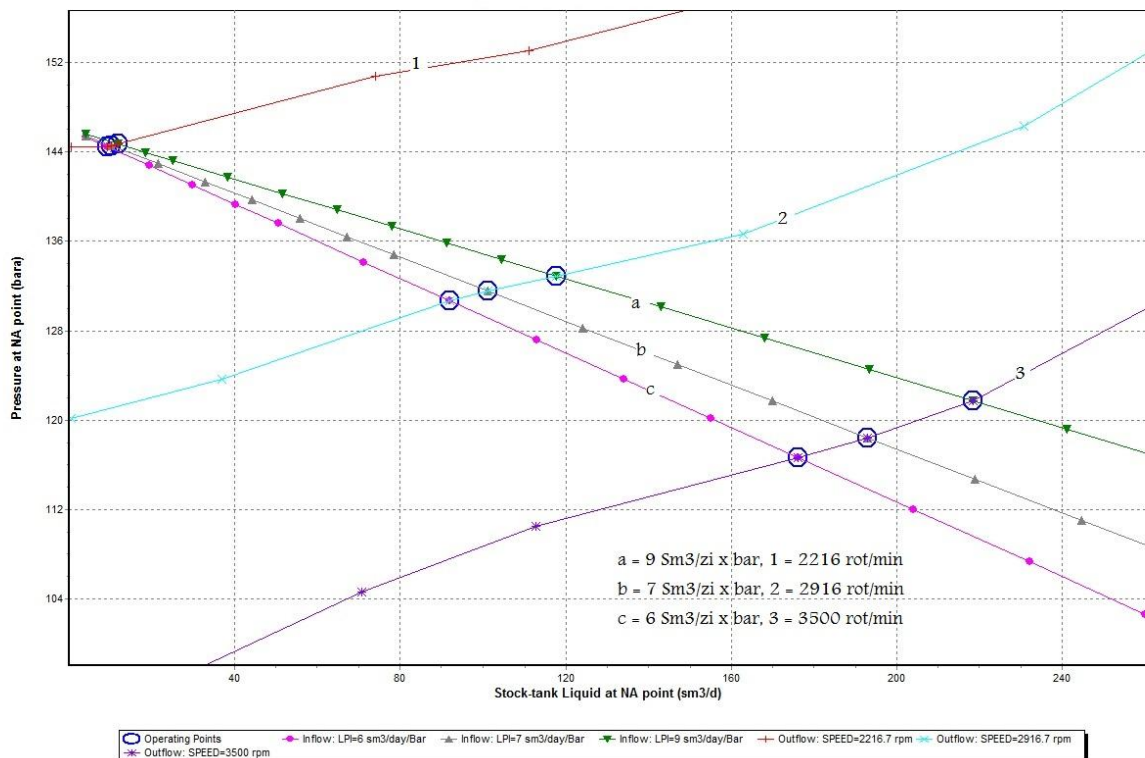


Fig.6.14. Analiza nodală la nivelul pompei considerând variația indicelui de productivitate de la 3 - 9 m³/zi·bar și o variație a vitezei cu valori cuprinse între 2216 - 3500 rot/min.

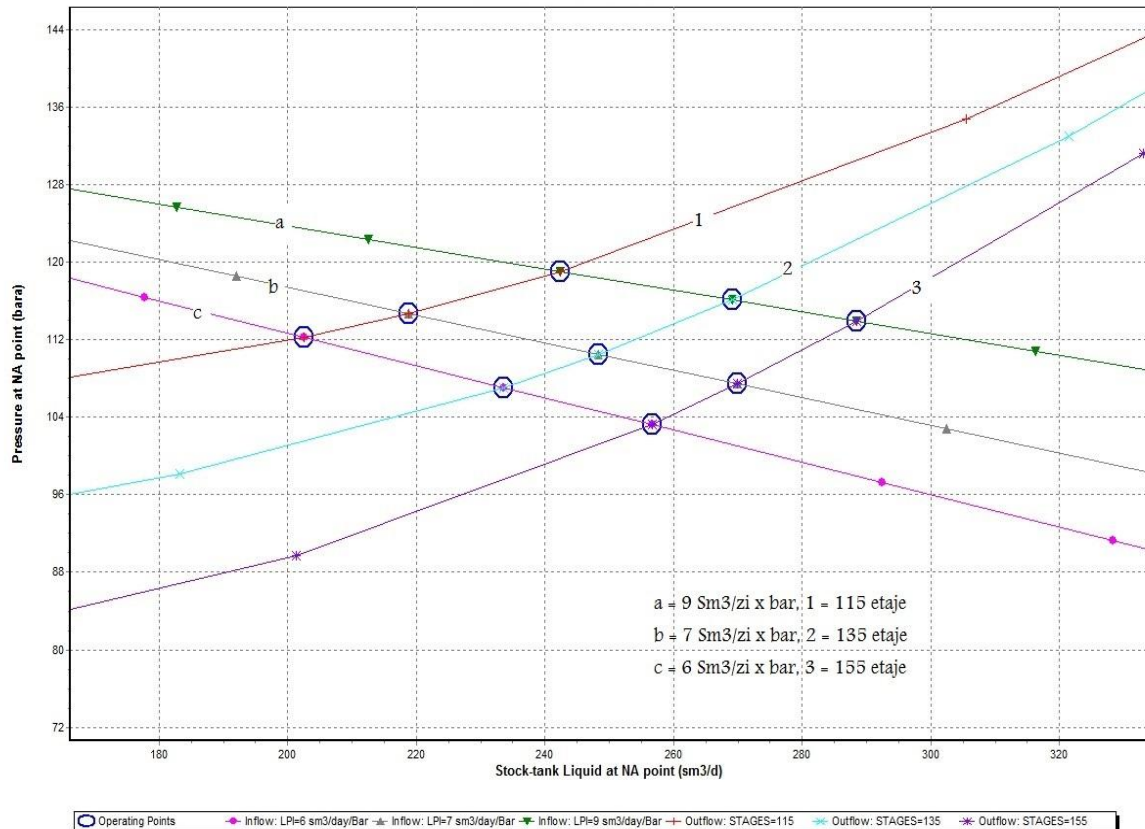


Fig.6.15. Analiza nodală la nivelul pompei considerând variația indicelui de productivitate de la 3 - 9 m³/zi·bar și o variație numărul de etaje cu valori cuprinse între 115 - 155 etaje.

6.2.2. Studiul de sensibilitate al parametrilor de operare a sondelor echipate cu ESP și influența parametrilor completării sondelor

Se consideră anumite scenarii de lucru pentru cele două sonde (M16 și M12), în cazul sondelor M16 și M12 s-a făcut o analiză a unor parametri ai pompei (numărul de etaje și viteza de lucru), și ai completării sondelor (permeabilitatea în zona contaminată, lungimea perforaturii, numărul de perforaturi, unghiul de defazaj). S-a făcut și o analiză legată de efectul modificării diametrului conductei de amestec precum și presiunea la separator. Scenariile considerate sunt prezentate mai jos:

➤ SONDA M16

▶ Analiza nodală la nivelul perforaturii considerând variația numărului de etaje cu valori cuprinse între 50 - 130 de etaje și:

- Variația permeabilității în zona contaminată între 10% - 50% (22 - 128) mD. (Fig.6.16);
- Variația lungimii diferite de perforaturi 6 in, 12 in și 18 in. (Fig.6.17);
- Variația diferitelor numere de perforaturi 6,5 perf. /m, 13 perf./m și 20 perf./m. (Fig.6.18);

➤ Variația unghiurilor de defazaj între 0° - 180°. (Fig.6.19).

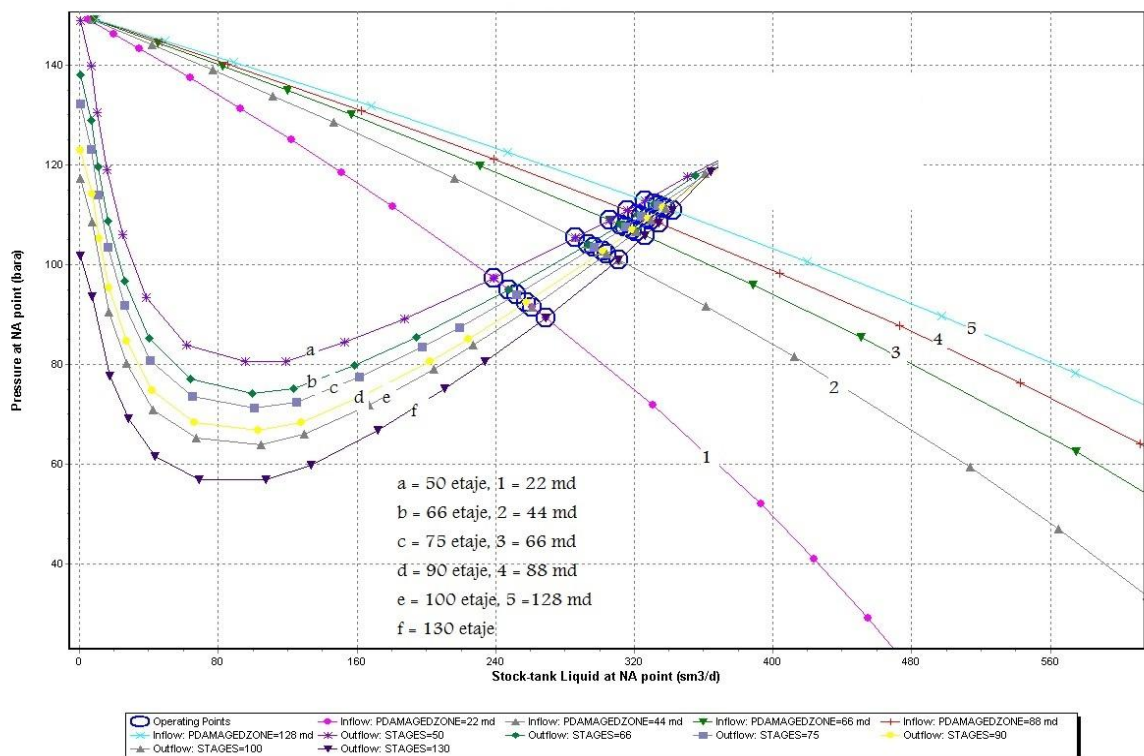


Fig.6.16. Analiza nodală la nivelul perforaturii considerând variația permeabilității în zona contaminată între 22 - 128 mD și variația numărului de etaje cu valori cuprinse între 50 - 130 de etaje.

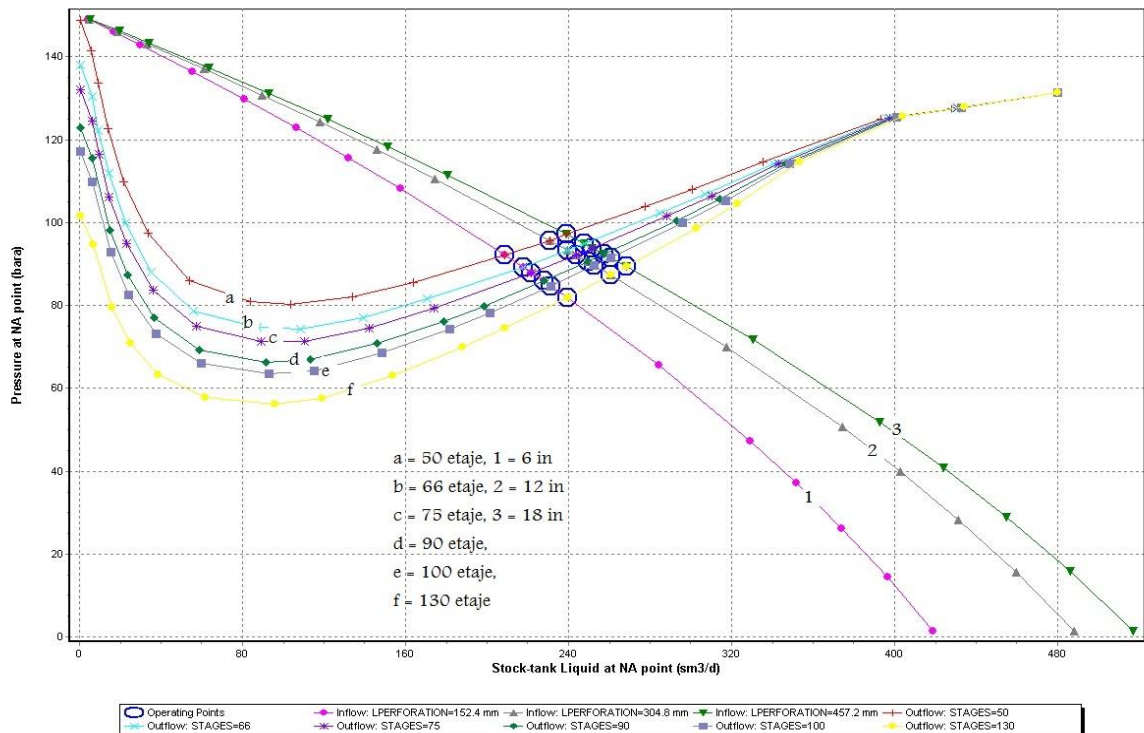


Fig.6.17. Analiza nodală la nivelul perforaturii considerând variația lungimii diferite de perforaturi 6 in, 12 in și 18 in și variația numărului de etaje cu valori cuprinse între 50 - 130 de etaje.

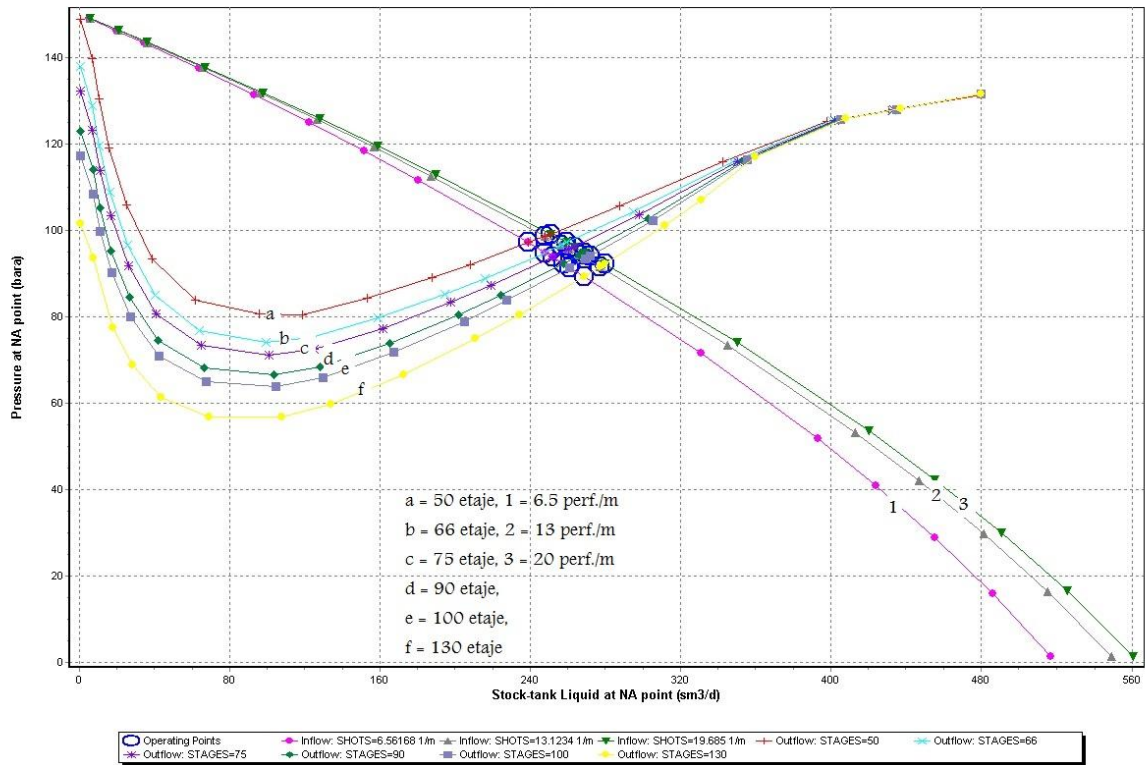


Fig.6.18. Analiza nodală la nivelul perforaturii considerând variația diferitelor numere de perforaturi 6,5 perf./m, 13 perf./m și 20 perf./m și variația numărului de etaje cu valori cuprinse între 50 - 130 de etaje.

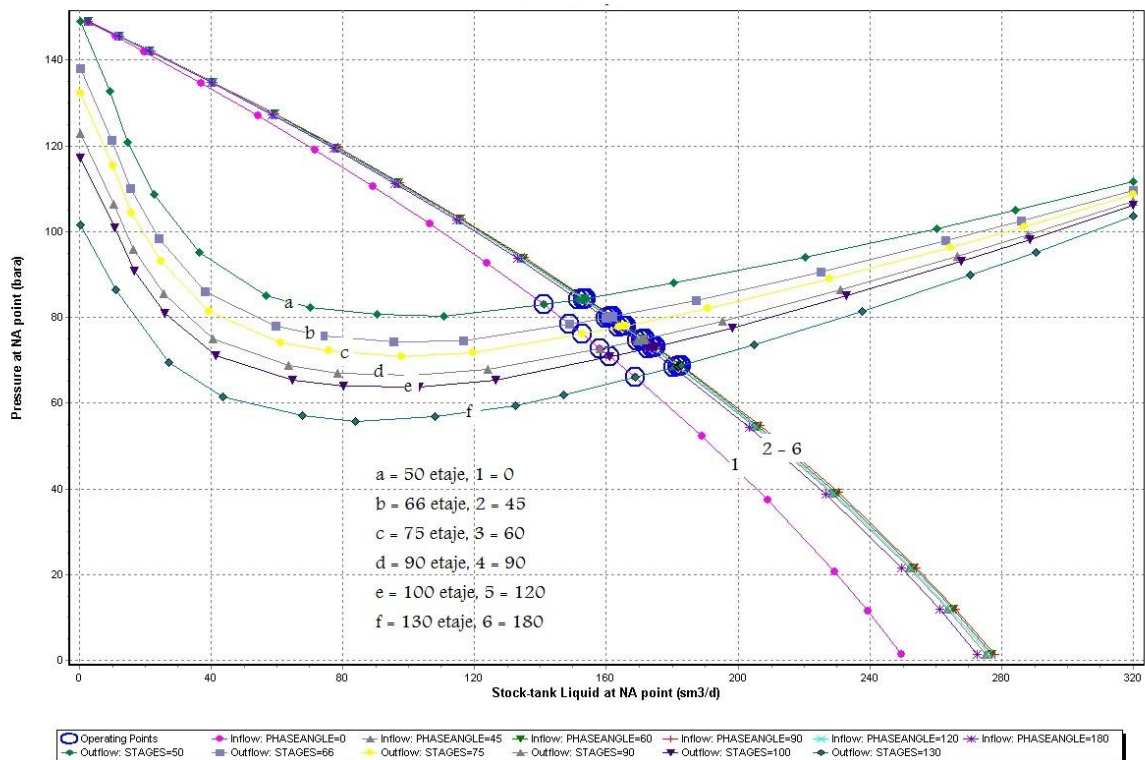


Fig.6.19. Analiza nodală la nivelul perforaturii considerând variația unghiurilor de fazaj între 0° - 180° și variația numărului de etaje cu valori cuprinse între 50 - 130 de etaje.

SONDA M12

► Analiza nodală la nivelul perforaturii considerând variația vitezei cu valori cuprinse între 2916,7 - 4666,7 rot/min și:

- Variația permeabilității în zona contaminată între 10% - 50% (8 - 40) mD. (Fig. 6.36);
- Variația lungimii diferite de perforaturi 6 in, 12 in și 18 in. (Fig. 6.37);
- Variația diferitelor numere de perforaturi de 13 perf./m, 20 perf./m și 26 perf./m. (Fig. 6.38);
- Variația unghiurilor de defazaj între 0° - 180°. (Fig. 6.39).

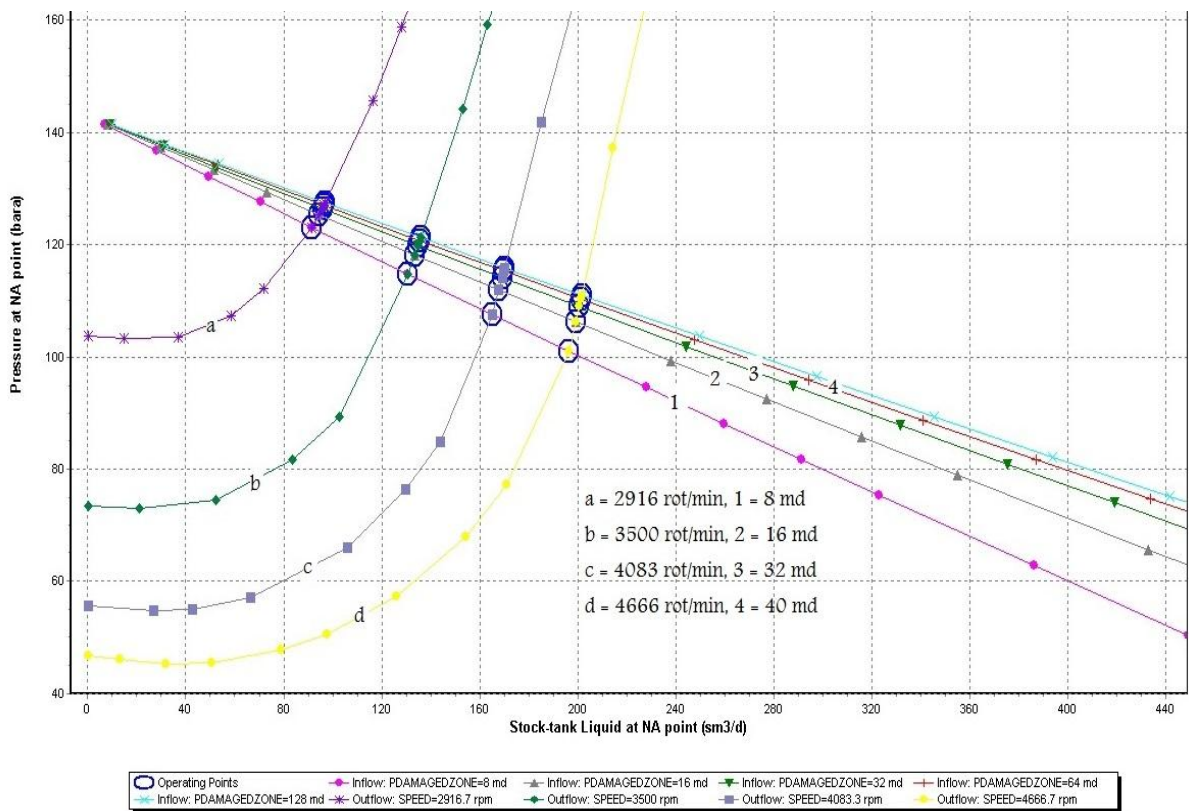


Fig. 6.36. Analiza nodală la nivelul perforaturii considerând variația permeabilității în zona contaminată între (8 - 40) mD și variația vitezei cu valori cuprinse între 2916,7 - 4666,7 rot/min.

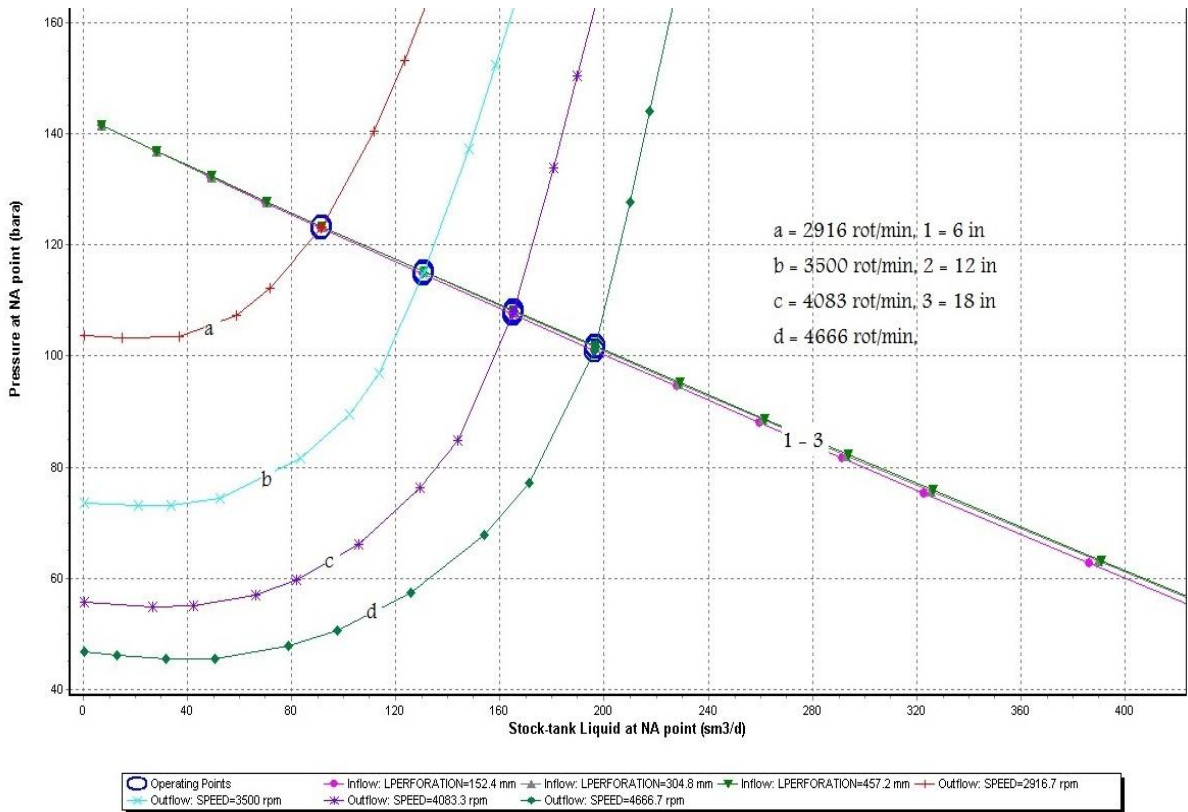


Fig. 6.37. Analiza nodală la nivelul perforaturii considerând variația lungimii diferite de perforaturi 6 in, 12 in și 18 in și variația vitezei cu valori cuprinse între 2916,7 - 4666,7 rot/min.

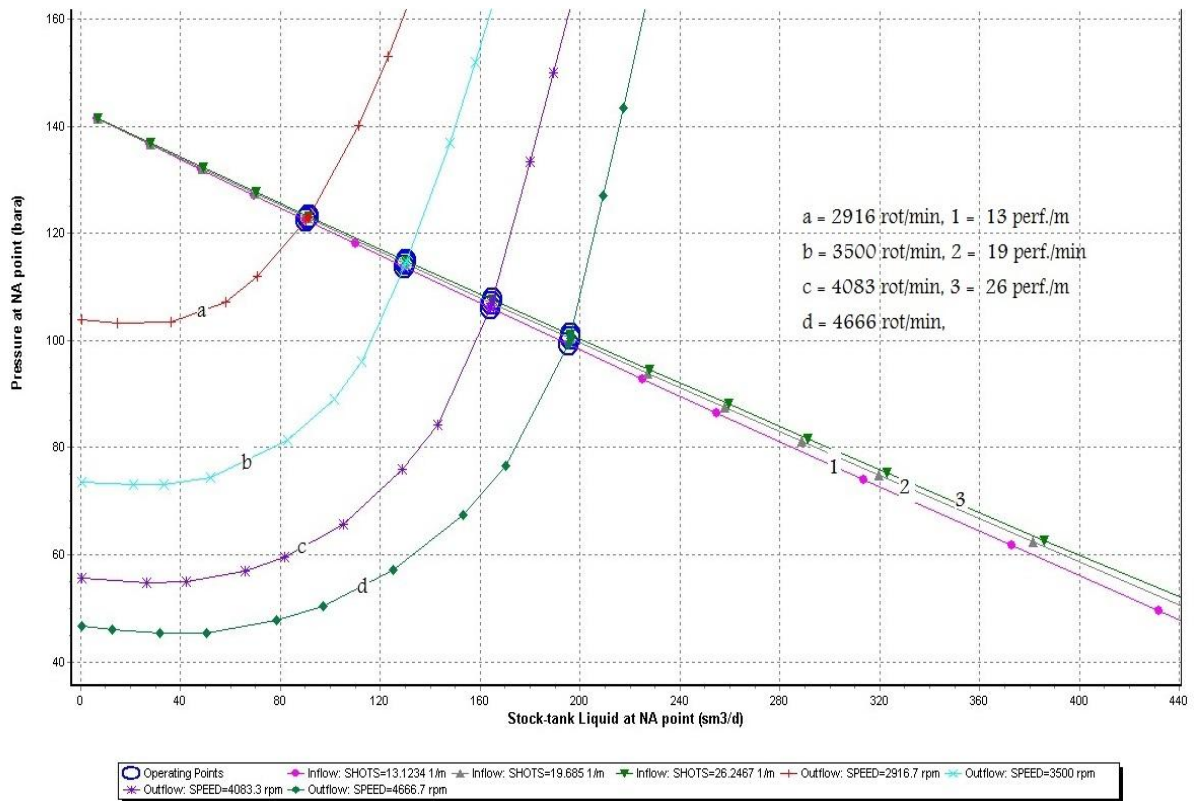


Fig. 6.38. Analiza nodală la nivelul perforaturii considerând variația diferitelor numere de perforaturi de 13 perf./m, 20 perf./m și 26 perf./m și variația vitezei cu valori cuprinse între 2916,7 - 4666,7 rot/min.

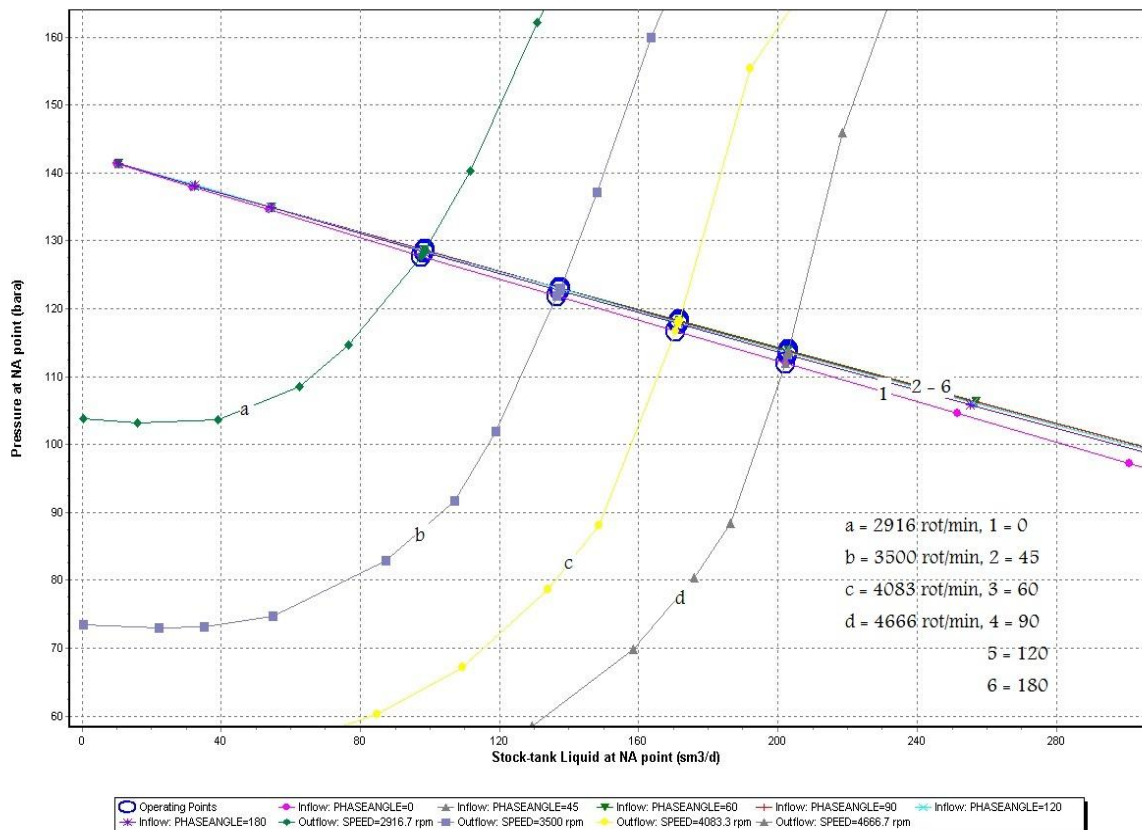


Fig. 6.39. Analiza nodală la nivelul perforaturii considerând variația unghiurilor de defazaj între 0° - 180° și variația vitezei cu valori cuprinse între 2916,7 - 4666,7 rot/min.

7. Concluzii și contribuții originale

Creșterea continuă a necesarului de petrol a condus la o intensificarea lucrărilor geologice și geofizice pentru descoperirea de noi zăcăminte, iar, pe altă parte, la implementarea în șantier a unor noi tehnologii pentru extracția țițeiului prin sonde din zăcăminte aflate în exploatare. Aceste necesități de petrol au condus țările în curs de dezvoltare bogate în resurse petroliere să folosească metode și tehnici de exploatarea intensivă și rapide a multor zăcăminte de petrol pentru obținerea profituri mari în scurt timp.

Sistemul ESP oferă posibilitatea extragerii rapide a cantității mari de petrol fiind cel mai eficient sistem de liftare artificială, deoarece pompele centrifugale sunt despozitive dinamice care folosesc energie cinetică să mărească presiunea lichidului. Ele dau rezultate bune în legătură cu pomparea apei și altor fluide incompresibile, care au viscozități (mici - medii).

Sistemul ESP a fost întotdeauna asociat cu producția volumelor mari de lichide, dispunând de o gamă foarte mare de debite ajungând și până la 20000 m³/zi și o eficiență de 50 %, dar acest sistem de liftare artificială dispune și de o serie de dezavantaje care pot afecta sistemul cum ar fi gazele libere care pot forma un dop de gaze ceea ce duce la blocarea pompei, sensibilitate mare la acumularea de parafină, producție de nisip, afectat de coroziune și necesită tratamente speciale de prevenire și cel mai important temperatura motorului care are impact asupra capacității pompei unde aceasta nu trebuie să depășească 150 °C.

în cadrul acestei lucrări se desprind următoarele concluzii:

1. După o prezentare scurtă a istoricului de utilizare și data introducerii sistemelor de liftare artificială în domeniul petrolier, s-a prezentat și modul de funcționare al sistemelor de liftare artificială urmând apoi prezentarea avantajelor și dezavantajelor pe care le posedă fiecare sistem în parte.
2. Procesul de alegere și aplicare a unui sistem de liftare artificială este un proces complex. Acesta necesită atenție și o bună cunoaștere de către inginerul de extracție sau operator, a potențialului sondei, precum și a condițiilor geografice și de mediu care pot genera probleme imperative. De asemenea, factorii precum: locația și suprafața de instalare, adâncimea, debitul estimat, proprietățile zăcămintului și ale fluidelor produse, flexibilitatea, eficiența și alți factori trebuie să fie luați în considerare. În afară de factorii menționați mai sus, se impune ca alegerea sistemului de liftare artificială să satisfacă și criteriile economice.
3. Metoda Venitului Net Actualizat permite alegerea metodei de liftare artificială corespunzătoare din punct de vedere economic. De asemenea, prin utilizarea acestei metode se pot identifica modul de maximizare a profitului obținut din producția sondei pe o anumită perioadă de timp sau chiar pe toată durata de funcționare a sondei.
4. Pompele ESP sunt despozitive dinamice care folosesc energie cinetică să mărească presiunea lichidului. Ele se folosesc în special pentru extragerea unor debite mari de lichid ajungând la debit de 20000 m³/zi. Ocazional, pompele ESP sunt folosite la sonde cu debite mai mici dar în acest caz va scădea eficiența semnificativ la mai puțin de 40% la debite mai mici de 150 m³/zi.
5. Sistemul de liftare artificială ESP poate fi instalat în sonde verticale, orizontale precum și la extracția țiteiului din sonde deviate; adâncimea sondei nerezintă un obstacol sub orice circumstanță. În general flexibilitatea sistemului ESP este mică, dar dacă se instalează un motor cu putere mai mare decât este nevoie, acest sistem va deveni flexibil.
6. Sistemul ESP este luat în considerare printre alte sisteme de liftare artificială pentru sondele *off-shore*, deoarece acest sistem nu este afectat de adâncime și necesită o suprafață medie de instalare mică și ușor de amenajat pe o platformă. În zonele urbane, acest sistem este ideal deoarece părțile zgomotoase fac parte din echipamentul de fund.
7. Prezența gazelor libere în fluidul aspirat de pompă poate duce la deteriorarea performanței pompei. Gradul de deteriorare depinde de cantitatea de gaze libere intrate în pompă, de la cantități mici până la cantități mai mari unde se formează un dop de gaze care duce la pierderea de presiune în pompă. Această problemă serioasă poate fi evitată prin punerea în aplicare a următoarelor tehnici:
 - Plasarea pompelor ESP sub perforaturile sondei, în acest fel fluidul va curge descendent de la perforaturi până la orificiul de intrare a pompei. Fază gazoasă este separată de cea lichidă în tubing datorită impactului separării gravitaționale.
 - Dacă nu este eficientă primă tehnică atunci se echipează sondă cu echipamente de fund, speciale pentru separarea gazelor.
 - Modificarea geometriei rotorului (axial sau radial).

8. Pătrunderea nisipului în pompă ESP poate scurtă dramatic ciclul de viață operațional al acestora, ca urmare a trei tipuri de uzură care pot apărea. Uzura radială, uzura rulmenților axiali și uzura datorată erodării
9. Sistemul ESP se folosește adesea pentru a produce țițeiuri grele sau emulsii cu vâscozitate mare. Lichidele mai vâscoase contribuie la creșterea pierderilor de presiune pe etajele pompei centrifugale, ceea ce generează o scădere a performanței. Odată cu scăderea eficienței, apare și o reducere a debitului și a înălțimii de pompare.
10. Calitatea performanței cablului electric este afectată de mai multe variabile, precum: procesele de fabricație și controlul acestor procese, manipularea și depozitarea de la sondă, structura de bază a cablului și materialele utilizate pentru construirea acesteia. Din acest motiv, materialele care îmbunătățesc performanța într-un mediu umed, cu activitate electrică, trebuie selectate cu atenție. Totuși, invazia apei în sistem și coroziunea rămân principale probleme.
11. De vreme ce electro-motorul face parte dintre componentele sistemului și cablul electric alimentează motorul cu electricitate, cu siguranță electricitatea va provoca mari probleme sistemului sau angajaților care îl utilizează. Așadar este nevoie de o izolație foarte bună a cablului electric pentru a evita asemenea probleme.
12. Problemele cu cablurile electrice datorate coroziunii probabil vor fi legate de capătul cablului. S-au făcut multe eforturi pentru a aduce îmbunătățiri părților problematice legate de cabluri.
13. Defecțiunile principale întâlnite la motoarele ESP sunt cauzate de supra-încălzirea acestuia care are loc atunci când:
 - Viteză de rotație este mare.
 - Temperatura de zăcământ este mare și viteza fluidului la exteriorul motorului este prea mică pentru a asigura răcirea motorului.
 - În cazul vehiculării fluidelor cu vâscozitate mare.
14. Învazia apei la rândul ei cauzează probleme de operare a motorului ESP. Așadar firmele petroliere consideră că o etanșare a axului rotativ al pompei conduce la rezolvarea acestei probleme.
15. Defecțiunile motorului cauzate de coroziune sunt rare, însă coroziunea poate provoca defecțiuni grave ale motorului prin găurirea carcasei motorului. Un studiu condus de *The Petroleum Development Oman* a demonstrat că amplasarea electrozilor de zinc sub motorul ESP s-a dovedit eficientă în limitarea coroziunii carcasei motorului.
16. Problemele care apar din cauza blocării axului în pompă sunt cauzate, în principal, de aderența crustelor. Odată ce se acumulează asfaltene în interiorul pompei, este foarte posibil ca axul să se blocheze.
17. Ținând seama de cele expuse mai sus, rezultă că sistemul ESP are următoarele avantaje și dezavantaje:
 - Poate fi instalat în sondele deviate și în sondele orizontale.
 - Nu necesită o suprafață mare de instalare, în cazul sondelor *off-shore* este o metodă favorabilă.
 - Părțile zgomotoase fac parte din echipamentul de fund, acest lucru favorizează sistemul ESP la zonele urbane.
 - În general este utilizat pentru sonde cu debite foarte mari.
 - Funcționează și în condițiile impurităților mari.

- Sistemul ESP poate lucra doar cu cantități mici de nisip și este foarte sensibil la acumularea de parafină.
- Sistemul ESP este afectat de coroziune și necesită tratamente speciale de prevenire.
- Necesită separatoare speciale de gaze atunci când procentul de gaze depășește 60%.
- Necesită o coloană de exploatare de diametru mai mare de 4½ in.
- Costuri mari de mentenanță, de consum de energie și de workover.

Contribuții originale

În cadrul lucrării s-a efectuat o operație de optimizare al unor sonde de petrol echipate cu ESP prin folosirea analizei nodale considerând mai multe scenarii de lucru prezentate mai jos:

Sonda M01

► Analiza nodală la nivelul pompei considerând variația presiunii statice de la 118 - 138 bar și:

- Diferite procente de impurități cu valori cuprinse între 7 - 35 %,
- Variație a presiunii în capul de pompare între 6 - 10 bar,
- Variație a puterii cu valori cuprinse între 7 - 37 kw,
- Dimensiuni diferite ale diametrului interior de tubing de 2 in, 3 1/2 in și 4 in,
- Variație a vitezei cu valori cuprinse între 2333 - 3500 rot/min,
- Variație numărul de etaje cu valori cuprinse între 120 - 160 etaje.

Sonda M13

► Analiza nodală la nivelul pompei considerând variația indicelui de productivitate de la 3 - 9 m³/zi·bar și:

- Diferite procente de impurități cu valori cuprinse între 23 - 83 %,
- Variație a presiunii în capul de pompare între 6 - 9 bar,
- Variație a puterii cu valori cuprinse între 7 - 33 kw,
- Dimensiuni diferite ale diametrului interior de tubing de 2 in, 3 1/2 in și 4 in,
- Variație a vitezei cu valori cuprinse între 2216 - 3500 rot/min,
- Variație a numărul de etaje necesar asigurării înălțimii de pompare cu valori cuprinse între 115 - 155 etaje.

Sonda M16

► Analiza nodală la nivelul perforaturii considerând variația numărului de etaje cu valori cuprinse între 50 - 130 de etaje, variația vitezei cu valori cuprinse între 2916,7 - 4666,7 rot/min, variația presiunii la separator între 2 - 4,5 bar și dimensiuni diferite ale diametrului conductei de amestec de (2 in, 3 in, 3½, 4 in, 5 in și 6 in) și:

- Variația permeabilității în zona contaminată între 10% - 50% (22 - 128) mD,
- Variația lungimii diferite de perforaturi 6 in, 12 in și 18 in,
- Variația diferitelor numere de perforaturi 6,5 perf./m, 13 perf./m și 20 perf./m,
- Variația unghiurilor de defazaj între 0° - 180°.

Sonda M12

► Analiza nodală la nivelul perforaturii considerând variația numărului de etaje cu valori cuprinse între 120 - 160 de etaje, variația vitezei cu valori cuprinse între 2916,7 - 4666,7 rot/min, variația presiunii la separator între 2 - 4,5 bar și dimensiuni diferite ale diametrului conductei de amestec de (2 in, 3 in, 3½, 4 in, 5 in și 6 in) și:

- Variația permeabilității în zona contaminată între 10% - 50% (8 - 40) mD,
- Variația lungimii diferite de perforaturi 6 in, 12 in și 18 in,
- Variația diferitelor numere de perforaturi 13 perf./m, 20 perf./m și 26 perf./m,
- Variația unghiurilor de defazaj între 0° - 180°.

Din analiza rezultatelor simulărilor au rezultat următoarele concluzii:

1. Cu ajutorul analizei nodale se pot determina condițiile în care o sondă poate funcționa.
2. Realizarea practică a analizei nodale impune stabilirea componentelor sistemului de producție și alegerea nodului, pe urmă se determină curbele de comportare ale celor două componente. Curba IPR va caracteriza comportarea componentei din amonte de nod dar curba OPR va caracteriza comportarea componentei din aval de nod.
3. Prin folosirea analizei nodale se poate analiza performanțelor sondelor echipate cu ESP și prevedea performanțelor acestora în viitor.
4. Funcționarea sondei echipate cu ESP este limitată, ea depinde în mod semnificativ de presiunea de zăcământ, numărul de etaje și viteza de rotație. Impuritățile, presiunea în capul de pompare, diametrul tubingului și puterea afectează nesemnificativ producția sondei uneori nu se observă efectul asupra producția sondei.
5. S-au considerat multe scenarii de lucru cu variația permeabilității în zona ccontaminată de unde a rezultat că o permeabilitate relativ mai mare în zonă contaminată nu înregistrează o creștere remarcabilă.
6. S-au considerat multe scenarii de lucru cu variația numerelor de etaje, diametrul rubingului și presiune la capul de pompare. Se observă o creștere a debitului sondelor în cazurile: măririi numărului de etaje, creșterea diametrul tubingului și scaderii presiunii în capul de pompare. În cazul numarului de etaje marirea acestora conduce la coborârea punctului de funcționare la presiuni mai mici. În cazul creșterii diametrul tubingului crește și debitul ca urmare a scăderii presiunii din țevi determinată de scăderea gradientului frecărilor. Pe de o altă parte cu cât se reduce contra presiunea pe strat se determină o creșterea a debitului sondei.
7. S-a considerat un scenariu de lucru cu variația impurităților și a rezultat că în condițiile creșterii impurităților, debitul sondei scade ca urmare a creșterii densității fluidelor produse.

8. S-a considerat un scenariu de lucru cu variația vitezei de rotație. Mărirea vitezei de rotație conduce la creșterea debitului sondei dar în același timp și la creșterea cheltuielilor de operare datorită creșterii consumului de energie. Pe de altă parte viteză de rotație mare poate duce la supra-încalzirea motorului, deoarece temperatura joacă un rol cheie în funcționarea motorului. În acest caz, viteză de rotație trebuie controlată bine sau se introduce un motor rezistent la temperaturi mari.
9. S-a realizat schema logica care conține algoritmul de calcul. Această schemă logică poate fi integrată într-un program de calcul folosit în cazul optimizării sondelor echipate cu ESP.
10. În schemele logice folosite în cazul celor patru sonde considerate în vederea analizei performanței acestora, s-a reprezentat procedură de calcul a fiecărei sonde aparte pentru înțelegerea mai ușoară. Procedură de calcul ilustrată prin schemele logice include:
 - ❖ Datele de intrare care au fost împărțite în două părți. Prima parte legată de datele de intrare ale zăcămintului (presiunea statică, Temperatura de zăcământ, Indicele de productivitate, Debitul, API, Împurități, RGȚ, Viscositate și Densitate). A doua parte este legată de datele de intrare ale sondei (Diametrul coloanei de exploatare, Diametrul tubingului, Diametrul țevilor de extracție, presiune din capul de pompare, Intervalul perforat, Media perforaturii). Prin urmare, se va calculă (Presiunea dinamică, Rația de soluție, Factorul de volum al lichidului, și al gazului), apoi folosind o metodă de determinare ale curbelor de comportare a stratului pentru construirea curbelor IPR.
 - ❖ Alegerea tipul pompei (după eficiență) pentru fiecare sondă conform calculelor parametrii pompei corespunzătoare datelor de intrare a pompei (Debitul estimat fi extras, Presiunea din capul de pompare, Presiunea statică, Impurități, RGȚ, Înălțimea de fixarea a pompei, Diametrul coloanei, Viscositatea).
 - ❖ Parametrii pompei trebuie fie calculați înclud (Numărul de etaje, Eficiența pompei, Puterea necesară, Presiunea de aspirare, Presiunea de refulare, Înălțimea de pompare pe un etaj, Densitatea lichidului, Eficiență separatorului de gaze).
 - ❖ Se stabilește debitul și presiunea dinamică prin efectuarea unor variații între parametrii de operare ai sondei echipate cu ESP, ai zăcămintelui, precum și ai completării sondelor.
11. S-a realizat o analiză comparativă folosind criteriile economice a scenariilor de lucru cu scopul de a confirma rezultatele studiilor de sensivitate cu privire la optimizarea regimului de funcționare al sondelor folosite în această lucrare. Cu ajutorul metodei Venit Net Actualizat s-a efectuat această analiză și s-a observat că în cazul majoritate scenariile considerate se obține profit net adecvat, excepție o face cazul sondei M13 cu viteză de rotație 2216 rot/min.
12. În lucrare este prezentată procedura de determinare a factorului skin folosind metoda Beggs pentru câteva sonde cu diferite completări (*open-hole*, cu perforaturi și perforată cu *gravel-pack*). De asemenea, s-a reprezentat grafic variația factorului skin total în funcție de permeabilitatea zonei contaminate din jurul găurii sondei în diferite scenarii de completare. De asemenea, s-a încercat găsirea unei relații între factorul skin și permeabilitatea din zona contaminată și lungimea perforaturilor rezultând o

- funcție polinomială de ordinul patru. S-a observat că în cazul scenariului de completare a sondei cu perforaturi și *gravel-pack* coeficienții polinomului au o variație destul de mică, unii fiind chiar identici pentru toate cele trei valori ale lungimii perforaturii. Se recomandă ca *future work* testarea ecuației pentru mai multe cazuri cu mai multe date de la mai multe sonde pentru găsirea unor valori generale ale coeficienților.
13. S-a elaborat un studiu bibliografic pe un număr de lucrări de specialitate pe baza căruia s-a realizat o analiză teoretică a două metode noi de stabilirea a gradientului de presiune (metodă Mukherjee și Brill și metodă Kaya, Sarica și Brill). De asemenea, pentru fiecare metodă s-au prezentat modul de determinare a regimurilor de curgere și zonelor de tranziție. De asemenea, s-au prezentat și condițiile de aplicare ale celor mai utilizate metode de determinare a gradientului de presiune. Trebuie menționat că nu s-a elaborat până în prezent o metodă general valabilă pentru determinare gradientului de presiune. Prin urmare, este foarte importantă alegerea unei teorii de curgere adecvată pentru proiectarea unui anumit sistem de extracție și pentru prevederea producției precum și viabilității sistemului de extracție.
 14. Elaborarea unui studiu privind variația vitezelor superficiale ale fazelor lichidă și gazoasă de-a lungul tubingului în urmă căruia au rezultat următoarele observații:
 - ❖ Viteza superficială a lichidului scade cu cât se apropie fluidul de capul de pompare. Spre deosebire de aceasta viteza superficială a gazului crește pe măsura ce fluidul ajunge la suprafață. Aceste fenomene se produc datorită scăderii presiunii din tubing care determină ieșirea gazelor din soluție din ce în ce mai mult. Prin urmare factorul de volum b_t scade și rația de soluție r_s la rândul ei scade.
 - ❖ Pe baza vitezelor superficiale ale fazelor lichidă și gazoasă s-a determinat regimul de curgere al fluidelor prin țevile de extracție pentru cele două sonde utilizând diagramei lui Kaya rezultând regimul de tranziție bule-dopuri și regimul dopuri.
 - ❖ Prin folosirea diagramei lui Kaya a devenit foarte ușor de stabilit tipul curgerii de-a lungul tubingului fără a fi necesar calculul limitelor regimurilor de curgere propuse de alți autori. S-au marcat direct valorile vitezelor superficiale ale fazelor corespunzătoare elevației pe diagramă și s-a determinat tipul de curgere de-a lungul tubingului.
 - ❖ Variația vitezelor superficiale ale fazelor lichidă și gazoasă prezintă ușoare diferențe în cazul utilizării diferite teorii de ascensiune.
 - ❖ Vitezele superficiale ale fazelor lichidă și gazoasă pot fi folosite pentru realizarea unei analize comparative între corelațiile empirice de determinare a gradientului de presiune. În urmă cercetării, s-a ajuns la concluzia că modul de determinare a fracției de lichid ε_l reprezintă diferența majoră între corelațiile respective. Autorii corelațiilor au folosit diferite formule de calcul pentru stabilirea fracției de lichid.
 15. S-a elaborat un studiu pentru determinarea influenței completării sondei în cazul sondelor echipate cu ESP și s-a concluzionat că completarea sondelor are un rol neînsemnat în operație de optimizare sondelor echipate cu acest sistem de liftare artificială. Lungimilor diferite de perforaturi nu afectează semnificativ producția

- sondei. Diferitelor numere de perforaturi și unghiurilor de defazaj la rândul lor depinde de presiune de zăcămint (în cazurile noastre presiunile de zăcămint sunt mari).
16. S-a efectuat un studiu teoretic pe bază căruia s-au stabilit realizat un numar de criterii care pot fi considerate importante pentru descrierea performanțelor sistemelor de liftare artificială. Aceste criterii includ adâncimea sondei, durata de funcționare, flexibilitatea, suprafața de instalație a sondei, liftarea mai multor cantități de țiteiuri grele, procentul de impurități precum și unor problemele de operare cum ar fi cantitate de nisip care pătrunde în sistem, acumularea parafinei, coroziune, temperatură de zăcământ, efectul gazelor libere, mulțimea tratamentelor aplicate și sursele de energie.
 17. S-a elaborat o analiză economică cu privire la alegerea metodelor de liftare artificială pe bază criteriului economic folosind metodă Venitului Net Actualizat propusă de Lea și Nickens. S-a realizat un algoritm de calcul pentru determinarea venitului net actualizat cu ajutorul căruia s-au prelucrat datele din două sonde. Rezultatele analizelor economice au dus la următoarele concluzii:
 - ❖ Sondele cu debite mici au costuri de operare mari. În acest caz, reducerea costurilor de operare poate fi un factor semnificativ în alegerea metodei optime de liftare artificială.
 - ❖ Sondele cu debite mari sau medii, au costuri de operare mici în comparație cu profitul realizat din producția sondei., În acest caz, costurilor de operare nu reprezintă un factor important în alegerea metodei optime de liftare artificială.
 18. De-a lungul utilizării acestui sistem de liftare artificială, firmele care îl folosesc s-au confruntat cu o serie de probleme de operare ce au apărut în timpul funcționării acesui sistem. Pentru a veni în sprijinul acestora este prezentat în lucrare un studiu al problemelor de operare ce pot apare în funcționare, exemplificându-se simptomele și cauzele posibile apariției acestor precum și unele tehnici dezvoltate pentru reducerea sau eliminarea problemelor întâlnite la sondele echipate cu ESP. Prin urmare, probleme de operare studiate în această lucrare sunt considerate cele mai importante în timpul funcționării sistemului ESP, acestea fiind:
 - ❖ Defecțiuni ale pompei ESP.
 - ❖ Defecțiuni ale cablului electric.
 - ❖ Defecțiuni ale motorului electric.

BIBLIOGRAFIE SELECTIVĂ

1. Ansari, A.,M., Sylvester N.,D., and Sarica, C., and J.P. Brill, *A Comprehensive Mechanistic Model for Upward Two-Phase Flow in Wellbores*, SPE A. T. C. and E., September, Louisiana, 1990.
2. Bannwart, A., Sassim, N., A., Estevam, V., Biazussi, J., Monte Verde, W., *gas and Viscous Effects on the ESPs Performance*, SPE Artificial Lift C. - Americas, May, Colombia, 2013.
3. Barnea, D., *A Unified Model for Predicting Flow-Pattern Transition for the Whole Range of Pipe inclinations*, Int. J. Multiphase Flow, 1987, 13, No. 1.
4. Beggs, H., D., *Production optimization Using Nodal Analysis*, Tulsa, Oklahoma, 2003.
5. **Belaid, A.**, *Optimizarea regimului de funcționarea al unor sonde in pompaj centrifugal*, Raport de cercetare, Universitate Petrol și Gaze din Ploiești, 2014.

6. **Belaid, A.**, *Studiul comparativ al sistemelor de liftare artificiala de sonde de petrol*, Raport de cercetare, Universitate Petrol și Gaze din Ploiești, 2015.
7. **Belaid, A.**, Coloja, M., P., Marcu, M., *Liquid and Gas Superficial Velocities Variation throughout the Tubing*, Indian Journal of Applied Research, Vol. 5, Issue 8, August, 2015.
8. **Belaid, A.**, *ESP Wells' Performance Analysis and Prediction on their Future Performance by Using the Nodal Analysis*, Buletinul UPG, Vol LXVII • No. 4/2015.
9. **Belaid, A.**, Marcu, M., Coloja, M., P., *Selection of Artificial Lift Methods Based on Economic Criteria*, Mining Revue, Vol. 22 • No.1/2016.
10. Bieker, H., P., Slupphaug, O., Johansen, T., A., *Real Time Production Optimization of Offshore Oil and Gas Production Systems*, Intelligent Energy C. and E., April, The Netherlands, 2006.
11. Brill, J., P., and H., Mukherjee, *Multiphase flow in wells*, Texas, 1999.
12. Brown, K., E., Mach, J., Proano, E., *A Nodal Approach for Applying Systems Analysis to the Flowing and Artificial Lift Oil or Gas Well*, SPE, Texas, 1979.
13. Brown, K., E., Beggs, H., D., *The Technology of Artificial Lift Methods*, Vol. 1, Tulsa, Oklahoma, PennWell books, 1977.
14. Brown, K., E., *The Technology of Artificial Lift Methods*, Vol. 4, Tulsa, Oklahoma, PennWell books, 1984.
15. Brown, K., E., *Overview of Artificial Lift Systems*, JPT, Vol. 34, October, 1982.
16. Bucaram, S.M., Patterson, J.C., *Managing Artificial Lift*, JPT, Vol. 46, April, 1994.
17. Coloja, M.P., Note de curs, Masterat Extracția petrolului, Sisteme de extracție a petrolului, 2011.
18. Dawhaniuk, V., W., *ESP Performance in Sand-Laden Fluids in the Bellshill Lake Field*, Journal of Canadian Petroleum Technology, Vol. 31, 1992.
19. Fattah, K., A., Elias, M., El-Banbi, H., A., El-Tayeb, E., A., *New Inflow Performance Relationship for solution-gas drive oil reservoirs*, Journal of Petroleum Science and Engineering, July, 2014.
20. Gray, T., P., *Maximizing Productivity Using High Angle Electric Submersible Pump Tangents*, SPE Production and Operations Symposium, March, Oklahoma City, 2015.
21. Hasan, A., R., Kabir, C., S., *Prediction Multiphase Flow Behavior in a Deviated Well*, SPE Production Engineering, November, 1988.
22. Jiang, Z., Zreik, B., *ESP Operation Optimization and Performance Review*, SPE Gulf Coast Section ESP Workshop, Texas, April, 2007.
23. Kaya, A., S., Sarica, C., Brill, J., P., *Mechanistic modeling of Two-Phase Flow in deviated Wells*, SPE A. T. C. and E., 1999.
24. Lea, J., F., Henry V. Nickens, *Selection of Artificial Lift*, SPE Mid-Continent Operations Symposium, 28-31 March, Oklahoma, 1999.
25. Lee, H., K., *Computer Modeling and Optimization for Submersible Pump lifted wells*, International Meeting on Petroleum Engineering, November, China, 1988.
26. Lopez, J., E., Morales, G., e., J., *ESP Optimization in an Extra Heavy Oil Field Case Study in Colombian Llanos Basin*, SPE Heavy Oil Conference-Canada, June, Calgary, Canada, 2014.
27. Mach, J., Proano, E., Brown, K., E., *A Nodal Approach for Applying Systems Analysis to the Flowing and Artificial Lift Oil or Gas Well*, SPE, 1979.

28. Marcu, M., Note de curs, Masterat extracția petrolului, Optimizarea sistemelor de extracție, 2011.
29. Miwa, M., Yamada, Y., Kobayashi, O., *ESP Performance in Mubarratz Field*, Abu Dhabi International P. E. and C., October, UAE, 2000.
30. Mohammed, R., A., Lloyd, R., H., *A New Nodal Analysis Technique Helps Improve Well Completion And Economic Performance Of Matured Oil Fields*, SPE P.O.S., April, Oklahoma 2009.
31. Mohammad Sohrab Hossain, *Production Optimization and Forecasting*, PMRE Department, BUET, April, 2008.
32. Moricca, G., Al-Mutawa, S., A., Anthony, E., Saputelli, L., Kain, J., Saleem, E., *Digital Oilfield Technologies Enhance Production in ESP Wells*, SPE Kuwait Oil and Gas Show and Conference, October, Kuwait, 2013.
33. Pessoa, R., Prado, M., *Experimental Investigation of Two-Phase Flow Performance of Electrical Submersible Pump Stages*, SPE A. T. C. and E., Sep.-Oct., Louisiana, 2001.
34. Pessoa, R. , Prado, M., *Two-Phase Flow Performance for Electrical Submersible Pump Stages*, SPE Production and Facilities, 2003.
35. Popescu, C., Coloja, M.,P. (*Extracție țiteiului și a gazelor asociate*), Vol. I & Vol. II, Editura Tehnică, București, 1993.
36. Rachapudi, R., V., Haider, B., Y., Al-Mutairi, T., Deyain, K., W., Al-Yahya, M., Shakeel, A., Qureshey, K., R., Harith, M., *Live Well Models a Tool for Production Optimization*, SPE Middle East Intelligent Energy C. and E., October, Bahrain, 2013.
37. Ratcliff, D., Cetkovic, I., Gomez, C., *Bringing ESP Optimization to the Digital Oil Field Rockies Field (USA) Case Studies*, SPE Middle East Intelligent Energy C. and E., October, Bahrain, 2013.
38. Ratcliff, D., Gomez, C., Cetkovic, I., Madogwe, O., *Maximizing Oil Production and Increasing ESP Run Life in a Brownfield Using Real-Time ESP Monitoring and Optimization Software: Rockies Field*, SPE A. T. C. & E., September - October, Louisiana, 2013.
39. Samieh, A., Kamel, I., Metwally, A., *Intelligent Production Application ESP-Gas Lift Hybrid System (Electro-Gas)*, SPE M.E. Artificial Lift C. & E., November, Bahrain, 2014.
40. Shimokata, N., Yamada, Y., *Troubles Problems and Improvement of ESP*, Abu Dhabi I. P. E. and C., November, UAE, 2010.
41. Sikes, M., A., Adams, D., L., Qi, L., *H₂S Challenges Presented to ESP Systems*, SPE M. E. Oil and Gas S. and C., September, Bahrain, 2011.
42. Taheri, A., Hooshmandkoochi, A., *Optimum Selection of Artificial-lift System for Iranian Heavy-Oil Fields*, SPE W. R./AAPG P. S./GSA C. S. J. M., May, Anchorage, Alaska, 2006.
43. Taitel, Y., Barnea, D., and Dukler, A.E. *Modeling Flow Pattern Transition for Steady-State Upward Gas-Liquid flow in Vertical Tubes*, AIChE J. (1980) 26, No. 3, 345.
44. Takacs, G., *Ways to Obtain Optimum Power Efficiency of Artificial Lift Installations*, SPE Oil and Gas India C. & E., January, India, 2010.
45. Thomas, J., D., Kris, M., B., Ronny H., Emile L., *LEDA: The Next Multiphase Flow Performance simulator*, 12th I. C. M. P. T., Spain, May 2005.
46. Upchurch, E., R., *Analyzing Electric Submersible Pump Failures in the East Wilmington field of California*, SPE A. T. C. and E., September, Louisiana, 1990.
47. Vachon, G., Bussear, T., *Production Optimization in ESP Completions with Intelligent Well Technology*, SPE Asia Pacific Oil and Gas C. and E., April, Indonesia, 2005.

48. Vachon, G., Furui, K., *Production Optimization in ESP Completions with Intelligent Well Technology by Using Downhole Chokes to Optimize ESP Performance*, SPE Production & Operations, 2005.
49. Wiggins, M., L., Russel, J., L., Jennings, J., W., *Analytical Inflow Performance Relationships for Three-Phase Flow*, Production Operations Symposium, Oklahoma City, March, 1993.
50. Wilson, B., L., Mack, J., Foster, D., *Operating Electrical Submersible Pumps Below the Perforations*, SPE Production and Facilities, May, 1998.
51. Yanil Del Castillo Maravi, *New Inflow Performance Relationships for gas condensate reservoirs*, A Thesis Submitted to the Office of Graduate Studies of Texas A&M University, August 2003.