

**MINISTERUL EDUCAȚIEI NAȚIONALE
UNIVERSITATEA PETROL-GAZE DIN PLOIEȘTI
FACULTATEA DE INGINERIA PETROLULUI ȘI GAZELOR**

REZUMATUL TEZEI DE DOCTORAT

**CERCETĂRI PRIVIND PERFORMANȚA
TEHNOLOGIILOR DE DESCHIDERE A
STRATELOR PRODUCTIVE**

Conducător de doctorat

Prof. univ. dr. ing. Mihai Pascu Coloja

Doctorand

Ing. Georgeta Savu (Stoianovici)

**PLOIEȘTI
2017**

Cuprins

	Pag. Teza	Pag. Rezumat
Abstract		3
Introducere	4	7
CAPITOLUL 1 SISTEME DE DESCHIDERE A STRATELOR PRODUCTIVE	6	9
1.1 Istoricul operațiilor de perforare	6	9
1.2 Stadiul actual al cunoașterii în domeniul realizării perforaturilor în gaura de sondă	10	10
CAPITOLUL 2 CONSIDERAȚII TEORETICE PRIVIND CURGEREA PRIN PERFORATURI	25	13
2.1 Curgerea fluidelor prin medii poroase	25	13
2.2 Corelațiile curgerii în gaura de sondă	34	16
CAPITOLUL 3 INTERACȚIUNEA PERFORATURI-STRAT PRODUCTIV	50	18
3.1 Parametrii perforaturii	50	18
3.2 Influența geometriei perforaturii asupra indicelui de productivitate	54	20
3.3 Profilul presiunii în timpul operațiilor de perforare	62	25
3.4 Determinarea factorului de sondă (skin) indus de perforaturi și influența acestuia asupra productivității sondei	68	27
CAPITOLUL 4 OPTIMIZAREA PROCESULUI DE EXTRACȚIE A UNOR SONDE EXPLOATATE ÎN ERUPȚIE NATURALĂ DE PE STRUCTURA RUNCU-MISLEA-BUȘTENARI ÎN FUNCȚIE DE MODUL DE PERFORARE UTILIZÂND ANALIZA NODALĂ	98	32
4.1 Utilizarea analizei nodale în stabilirea performanțelor sondelor de producție	98	32
4.2 Optimizarea procesului de extracție a unor sonde exploatare în erupție naturală de pe structura Runcu-Mislea-Buștenari în funcție de modul de perforare utilizând analiza nodală	104	38
CAPITOLUL 5 STUDIU DE CAZ PRIVIND INFLUENȚA TIPULUI DE PERFORARE ASUPRA PRODUCTIVITĂȚII SONDELOR	145	50
CAPITOLUL 6 CONCLUZII	150	52
BIBLIOGRAFIE	160	59

ABSTRACT

Operația de perforare este un element principal în procesul de completare a unei sonde. Aceasta implică crearea unui canal de comunicare între sondă și stratul productiv care să permită curgerea fluidului din zăcământ în sondă, cel mai adesea cu ajutorul energiei detonate de încărcături explozive. Această energie conduce la o scădere a permeabilității în zona din jurul tunelului de perforare datorată sfărâmării particulelor mari de rocă, cunoscută ca zonă de invazie sau crustă de perforare.

Majoritatea sondelor de țigă și gaze sunt tubate și cimentate. Aceste canale care străbat perețele coloanei de exploatare, inelul de ciment și o porțiune din stratul productiv pot fi radiale sau radial elicoidale și sunt o consecință a acțiunii unui explozibil foarte puternic într-un spațiu închis (în sondă se află fie gaze, fie apă, fie fluid de foraj).

Parametrii precum: permeabilitatea din zona ce înconjoară tunelul de perforare, lungimea și diametrul perforaturii, unghiul dintre perforaturi și profilul presiunii în timpul perforării joacă un rol determinant în obținerea unei perforări optime.

Lucrarea de față este concentrată pe studierea principalelor aspecte pe care le implică operația de perforare și elaborarea unei soluții de optimizare a producției prin analiza unor scenarii de realizare a perforaturilor, în cazul a patru sonde existente pe structura Runcu-Mislea-Buștenari.

Cercetarea realizată în cadrul tezei de doctorat poate fi sintetizată astfel:

- prezentarea stadiului actual în domeniul realizării perforaturilor în gaura de sondă;
- prezentarea aspectelor teoretice privind curgerea în sonde perforate;
- studiul interacțiunii perforaturi-strat productiv din punct de vedere al parametrilor perforaturilor și al presiunii din timpul perforării;
- studiu de optimizare a procesului de extracție a unor sonde exploatare în erupție naturală de pe structura Runcu-Mislea-Buștenari, în funcție de modul de perforare, utilizând analiza nodală;
- studiu de caz privind influența tipului de perforare asupra productivității sondelor.

Toate metodele de perforare au ca scop obținerea unor tuneluri de perforare curate, fără reziduuri de perforare prin care să se obțină un debit de curgere maxim. Din cauza caracteristicilor variate ale sondelor, alegerea tehnologiilor corespunzătoare împreună cu echipamentele adecvate este o adevărată provocare. Metoda optimă de perforare este cea care contribuie cel mai mult la creșterea productivității sondei, fără afectarea mediului înconjurător.

Analiza nodală este o metodă de optimizare a producției unei sonde în care diferitele componente ale sistemului de producție sunt combinate în scopul de a estima valoarea producției și

de a optimiza aceste componente. Analiza nodală permite evaluarea performanțelor producției, determinarea relației dintre debit și căderea de presiune în componentele sistemului, permițând determinarea debitului de țiței sau gaz dintr-o sondă în funcție de geometria perforaturilor. Optimizarea producției presupune analiza rezultatelor obținute și alegerea geometriei perforaturilor care conduce la obținerea debitului maxim.

În cadrul tezei de doctorat cu titlul: "Cercetări privind performanța tehnologiilor de deschidere a stratelor productive" se propune studierea factorilor care influențează performanța perforaturilor și elaborarea de soluții pentru optimizarea acestor performanțe, pe baza datelor reale din producție și utilizând programe informatice de specialitate, în scopul creșterii productivității sondelor.

Această lucrare prezintă o analiză cuprinzătoare a fenomenelor care intervin în procesul de perforare. De asemenea, este realizată o analiză a modului în care parametrii perforaturilor influențează productivitatea unei sonde precum și o metodă de optimizare a producției în funcție de acești parametri.

Cuvinte cheie: perforare, sondă, analiză nodală, optimizare, debit, presiune, productivitatea sondei, parametrii perforaturilor.

RESEARCHES REGARDING THE PERFORMANCE OF TECHNIQUES USED FOR PRODUCTIVE FORMATIONS OPENING

ABSTRACT

Perforating is a key element in the process of well completion. This involves creating a path between the well and the reservoir, allowing the fluid inflow into the well, mostly using energy detonation by shaped charges. This energy leads to a decrease in permeability around the perforation tunnel (invasion zone or crushed zone).

Most of the oil and gas wells are cased and cemented. These tunnels penetrating the casing, cement and part of the productive layer can be radial or radial-helical and they are a result of the action of a very powerful explosive in a closed space (there are gases, water or drilling fluid in the well).

Parameters such crushed zone permeability, perforation diameter and length, angle between two adjacent perforatures and the pressure profile during perforation have an important role in achieving an optimum perforation.

This study is focused on studying the most important issues involved by the perforation operation and on developing a solution for the oil production optimization by analysing some perforating scenarios, in case of four wells on the Runcu-Mislea-Buștenari structure.

The research work carried out within the doctoral thesis is structured as follows:

- Presenting the current wells perforation state-of-art;
- Presenting the theoretical aspects involved by flowing in perforated wells;
- Study of perforation – productive layer interaction from the point of view of perforating parameters and pressure during perforation operation;
- Study for the oil extraction optimization in case of some wells on the Runcu-Mislea-Buștenari structure, according to perforating geometry and using Nodal Analysis;
- Case study regarding the influence of perforation type on the wells productivity.

All the perforating methods aim to obtain clean perforating tunnels, free of debris, with maximum flow into the well. Due to variation in wells characteristics, selecting appropriate techniques and equipment is a really challenge. The optimal perforation method is the one that contributes most to well productivity increasing without environment impairment.

Nodal analysis is a technique for optimizing the oil and gas production system where multiple interacting components of the system are combined in order to estimate the production and to optimize these components. The Nodal Analysis allows to evaluate the performance of a completions of production, calculating the relation of the flow of production and the pressure drop that will happen in all his components, allowing to determine the flow of oil or gas that can produce a well bearing in mind the geometry of the perforation and increasing the rate of production to a low cost. Production optimization involves the analysis of the obtained results and choosing the perforation geometry that leads to the maximum fluid flow.

This paper called: "Researches regarding the performance of techniques used for productive formations opening" proposes a comprehensive study of the factors influencing the perforations performance and solutions for these performances optimization based on actual dates and using specialized software, in order to increase wells productivity.

This paper presents an extensive analysis of the phenomena that occur in the perforation process. It is also made an analysis of how perforations parameters influence the oil well productivity and it is established a method for production optimization according to these parameters.

Keywords: perforation, well, Nodal Analysis, optimization, oil flow, pressure, well productivity, perforations parameters.

Introducere

Lucrarea de față este concentrată pe studierea tuturor aspectelor pe care le implică operația de perforare și elaborarea unei soluții de optimizare a producției prin analiza unor scenarii de realizare a perforaturilor în cazul a patru sonde existente pe structura Runcu-Mislea-Buștenari.

Cercetarea realizată în cadrul tezei de doctorat poate fi sintetizată astfel:

- prezentarea stadiului actual în domeniul realizării perforaturilor în gaura de sondă;
- prezentarea aspectelor teoretice privind curgerea în sonde perforate;
- studiul interacțiunii perforaturi-strat productiv din punct de vedere al parametrilor perforaturilor și al presiunii din timpul perforării;
- studiu de optimizare a procesului de extracție a unor sonde exploatate în erupție naturală de pe structura Runcu-Mislea-Buștenari, în funcție de modul de perforare, utilizând analiza nodală
- studiu de caz privind influența tipului de perforare asupra productivității sondelor (sistem clasic de perforare vs. Sistemul MaxPerf)

În **capitolul 1** este prezentat istoricul operațiilor de perforare, începând cu anul 1865 când este consemnată prima operație de perforare. Ulterior, tehnologiile de perforare au evoluat, continuând cu perforarea mecanică a sondelor (cu ajutorul unui cuțit care realiza o gaură în coloana sondei printr-o mișcare de rotație a lamei). A urmat perforarea cu gloanțe obișnuite sau explozive, prin acțiunea dirijată a unui exploziv brizant (jet fuzibil), prin metode abrazive, de obicei soluție apoasă cu nisip, pompată la presiuni mari și ținută spre coloana sondei; prin metode speciale: electrice, mecanice, cu laser, cu acid etc.

Tot legat de istoricul operațiilor de perforare este prezentat calendarul realizărilor în domeniul soluțiilor de perforare, după apariția sistemului TCP (tubing conveyed system).

Un subcapitol aparține și reprezintă o prezentare a stadiului actual al cunoașterii în domeniul realizării perforaturilor în gaura de sondă, în cadrul căruia sunt prezentate metodele de perforare existente și echipamentele de perforare. Sunt descrise tehnologiile de perforare cu glonț, cu încărcătură explozivă și abrazive, cu avantajele și dezavantajele fiecărei metode. De asemenea, este prezentat echipamentul de perforare, fiind descrise principalele componente: mijlocul de transport al încărcăturii, încărcătura explozivă, fitilul și detonatorul.

Tot în cadrul primului capitol sunt prezentate metodele de introducere a echipamentelor de perforare în sondă:

- perforatoare lansate cu cablul direct în coloană ;

- perforatoare lansate cu cablul prin tubing ;
- perforatoare introduse cu tubingul;
- perforatoare introduse cu tubing înfășurat pe tobă;
- perforatoare autopropulsate.

Capitolul al doilea prezintă considerații teoretice privind curgerea prin perforaturi. Acest capitol este structurat în două subcapitole:

- curgerea fluidelor prin medii porose, cu prezentarea proprietăților fizice ale mediilor poroase și ecuațiile fundamentale ale mișcării fluidelor prin medii poroase: ecuațiile de stare, ecuația de continuitate, ecuația lui Darcy.
- corelațiile curgerii în gaura de sondă (metode de estimare a căderii de presiune în sondă).

Corelațiile/modelele curgerii se pot clasifica în trei categorii:

a) Modelul curgerii omogene (Homogeneous flow model)

Primele metode de stabilire a unor corelații au tratat problema curgerii multifazice asemenea curgerii unui amestec omogen de gaz și lichid. Acest model presupune că amestecul multifazic se comportă mai mult ca un fluid monofazic omogen, cu valori ale proprietăților care reprezintă o medie (de greutate, volumetrică etc.) a fazelor constituente. Din cauza modelului fizic defectuos adoptat, aceste corelații au o precizie de calcul foarte scăzută.

b) Modelul curgerii separate sau alunecării (Separated flow or slip model)

Acest model ține seama de efectul de alunecare care apare deoarece cele două faze (gaz și lichid) au viteze diferite datorită flotabilității. În special, acesta este cazul curgerii la viteze mici. presupune împărțirea artificială a fazelor cu viteze inegale (alunecare).

c) Modelul regimului de curgere (Flow pattern approach)

În aceasta abordare se încearcă să se definească o corelație a curgerii pentru fiecare regim de curgere, împreună cu delimitarea regimurilor de curgere. Deși, în principiu, această tehnică se dorește a fi cea mai riguroasă dintre toate, dificultatea de a identifica fiecare regim de curgere conduce la hărți diferite ale regimurilor de curgere și, de aici, la corelații diferite.

În lucrare au fost prezentate corelațiile cele mai des utilizate în industria petrolieră: Corelația Duns & Ros (1963), Corelația Orkiszewski (1967), Corelația Hagedorn și Brown (1965), Corelația Beggs și Brill (1975).

În **capitolul al treilea** sunt prezentate principalele aspecte legate de interacțiunea perforaturii-strat productiv:

- parametrii perforaturii: lungimea, diametrul, densitatea și unghiul de defazaj;
- influența geometriei perforaturii asupra indicelui de productivitate al unei sonde de țitei, respectiv de gaze, în funcție de anizotropia mediului poros și dacă zona deteriorată din jurul găurii de sondă este depășită sau nu. A fost prezentată influența lungimii și densității

perforaturilor asupra indicelui de productivitate, a unghiului de defazare, a diametrului perforaturii, în cazul sondelor de țitei, respectiv de gaze.

- presiunea în timpul operațiilor de perforare.

Tot în acest capitol a fost studiat factorul de sondă (skin) indus de perforaturi și influența acestuia asupra productivității sondei. A fost realizat un studiu bibliografic pe un număr de lucrări de specialitate pe baza cărora s-au prezentat diferite metode de determinare a factorului skin total și a diferitelor componente ale acestuia, dat fiind că valoarea combinată a acestora în cazul existenței lor simultane a fost formulată diferit de către autori.

Capitolul 4 prezintă o metodă de optimizare a procesului de extracție în funcție de modul de perforare, utilizând analiza nodală. Au fost analizate patru sonde exploatare în erupție naturală, de pe structura Runcu - Mislea - Buștenari.

În **capitolul 5** este realizat un studiu de caz privind influența tipului de perforare asupra productivității sondelor. A fost realizată o comparație între debitul și presiunea unei sonde în cazul în care deschiderea stratelor productive s-a realizat utilizând puști de perforare (metoda clasică) și în cazul în care deschiderea stratelor productive s-a realizat utilizând sistemul MaxPerf, în cazul sondei A.

CAPITOLUL 1

SISTEME DE DESCHIDERE A STRATELOR PRODUCTIVE

1.1 Istoricul operațiilor de perforare

Progresele înregistrate de tehnologiile de perforare reflectă nevoile în continuă schimbare ale industriei de petrol și gaze. La începutul exploatării țiteiului, sondele constau în simple găuri, de mică adâncime, care nu necesitau coloane metalice. Cu timpul, adâncimea sondelor a crescut iar zăcămintele au devenit din ce în ce mai complexe.

Anul 1865 marchează începutul operațiilor de perforare, când perforarea se realiza prin lansarea unor „torpile” umplute cu praf de pușcă, mai apoi cu nitroglicerina, până la adâncimea dorită și detonarea. Perforarea mecanică a coloanelor sondelor a început în anul 1910, odată cu brevetarea de către J.C.Swan a primului perforator mecanic. Acesta consta dintr-un singur cuțit care, printr-o mișcare de rotație a lamei, realiza o gaură în coloana sondei. Metoda nu era însă foarte eficientă.

De-a lungul anilor au fost dezvoltate diferite sisteme de perforare, pentru o gamă largă de aplicații. În anul 1948, McCullough Perforating Company a început să dezvolte sistemul TCP (tubing conveyed perforating), însă fără succes. În anul 1970, firma Vann Tool Co., a dezvoltat primul sistem TCP, realizând și prima perforare la subechilibru în anii '70. Anii '80 au adus

perforarea la supraechilibru, realizată prin eliberarea bruscă a presiunii dezvoltate de arderea rapidă a unui gaz propulsor, metodă care a întâmpinat unele probleme operaționale și de siguranță. În anul 1993 a fost realizată prima perforare la supraechilibru extrem inițiată de Oryx Energy Company.

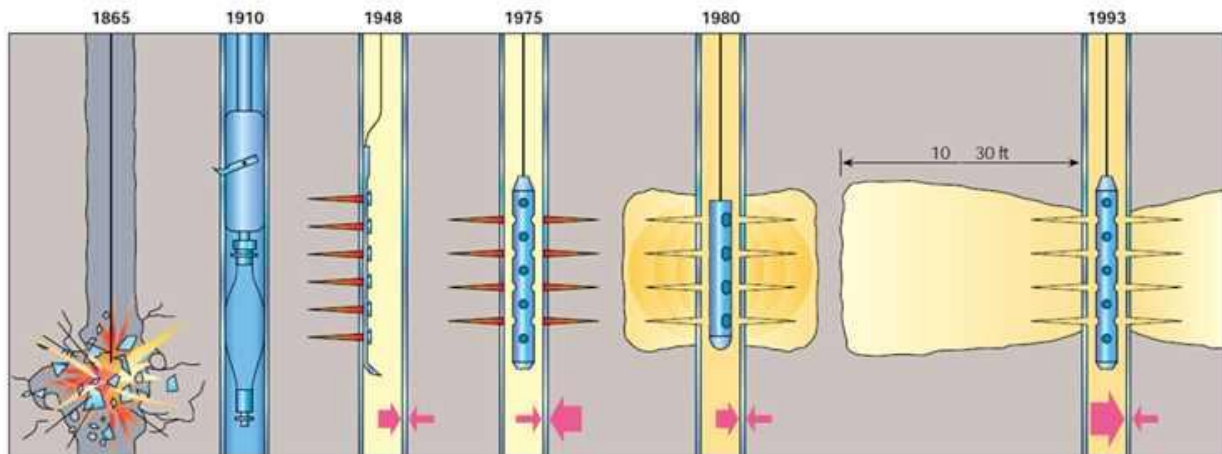


Fig.1.1 Dezvoltarea tehnologiilor de perforare în domeniul petrolier [4]

Astăzi se utilizează ansambluri de perforare sofisticate, cu o anumită configurație a unor încărcături explozive speciale, precum și instrumente care verifică sau corelează adâncimea corectă a perforaturii.

Indiferent de dimensiunea acestora sau modul de introducere în sondă, instrumentele de perforare sunt destinate să creeze o cale predefinită de curgere, pe intervalul corect al găurii de sondă.

1.2 Stadiul actual al cunoașterii în domeniul realizării perforaturilor în gaura de sondă

1.2.1 Metode de perforare

Perforarea coloanei unei sonde se realizează prin următoarele metode:

- metoda perforării cu gloanțe:
 - a) obișnuite;
 - b) explozive.
- prin acțiunea dirijată a unui exploziv brizant (jet fuzibil);
- prin metode abrazive, de obicei soluție apoasă cu nisip, pompată la presiuni mari și țintită spre coloana sondei;
- metode speciale: electrice, mecanice, cu laser, cu acid etc.

1.2.2 Echipamentul de perforare

Principalul obiectiv al unei puști de perforare este de a realiza o cale de comunicare eficientă între gaura de sondă și zăcămintul de hidrocarburi. Pentru aceasta, pușca de perforare “perforează”

o rețea de perforaturi prin coloană, stratul de ciment și formațiunea productivă. Construcția perforatoarelor este determinată de diametrul țevelor prin care se introduc, modul de introducere în sondă, sistemul de acționare, schema de perforare etc.

Puștile de perforare sunt de diferite dimensiuni, astfel încât să poată fi utilizate pentru orice diametru al găurii de sondă. Majoritatea puștilor de perforare realizează găuri cu diametre între 0.23 - 0.72 in (5,84 – 18,28 mm). De obicei, adâncimile de pătrundere sunt între 6 - 48 in (15,25-121,92 cm). Cele mai multe puști de perforare realizează între 4-12 shots per ft (13-39 împușcături/m).

Puștile de perforare lucrează la diferite domenii de presiune și temperatură.

Cel mai important aspect în alegerea unui perforator este alegerea unui sistem de pușcă care să îndeplinească cerințele impuse de realizarea perforaturii.

În general, o pușcă de perforare (fig. 1.2) are patru componente:

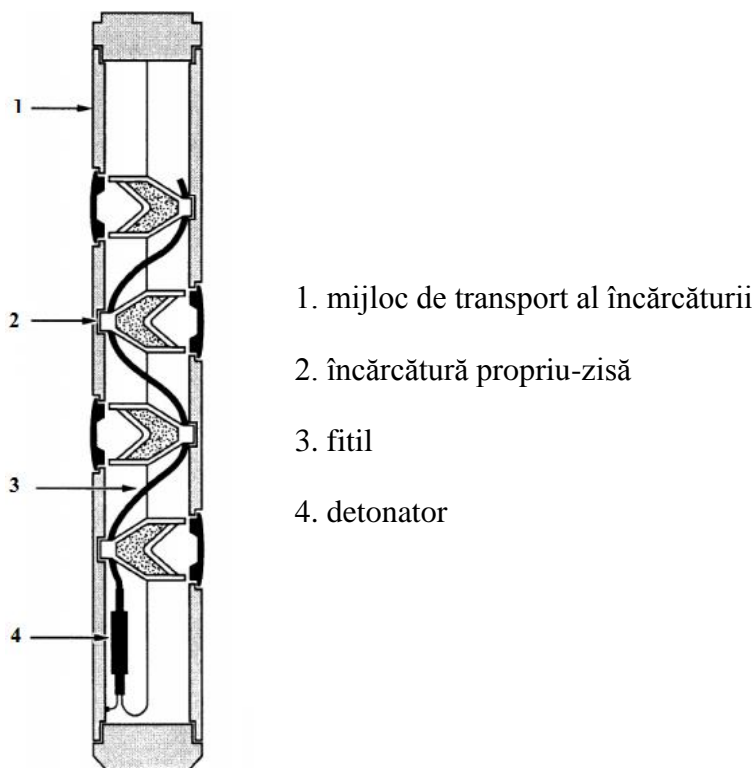


Fig. 1.2 Pușcă de perforare[41]

1.2.3 Metode de introducere a echipamentelor de perforare în sondă

În sondele verticale sau cu înclinări mici, unde perforatoarele pot coborî sub greutatea proprie, eventual și a unui lest, operația de perforare se realizează cu echipamentul lansat cu cablu. La înclinări mari (peste 40-60°) sau chiar mai puțin, atunci când pereții sondei prezintă neregularități (praguri, gâtui, schimbări bruște de direcție), sculele introduse cu cablul nu mai coboară sub greutatea proprie din cauza frecării cu pereții. În acest caz, acestea trebuie împinse sau transportate în sondă cu mijloace independente.

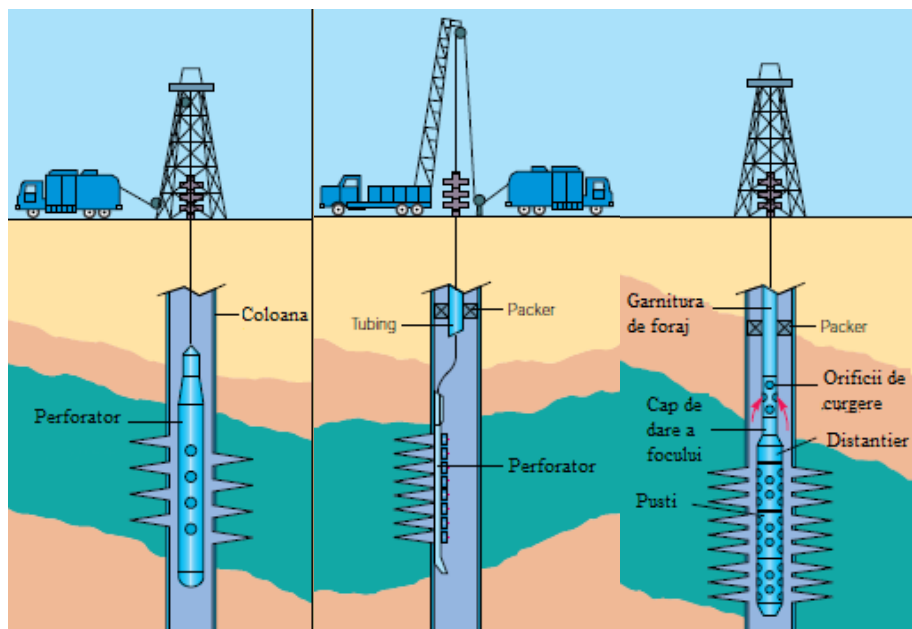


Fig.1.3 Metode de introducere a echipamentelor de perforare

a) cu cablu prin coloană; b) cu cablu prin tubing; c) cu tubingul [12]

Din punct de vedere al introducerii echipamentelor de perforare în sondă se evidențiază [26]:

- perforatoare lansate cu cablul direct în coloană (Fig. 1.4-a);
- perforatoare lansate cu cablul prin tubing (Fig. 1.4-b);
- perforatoare introduse cu tubingul (Fig.1.4-c);
- perforatoare introduse cu tubing înfășurat pe tobă;
- perforatoare autopropulsate.

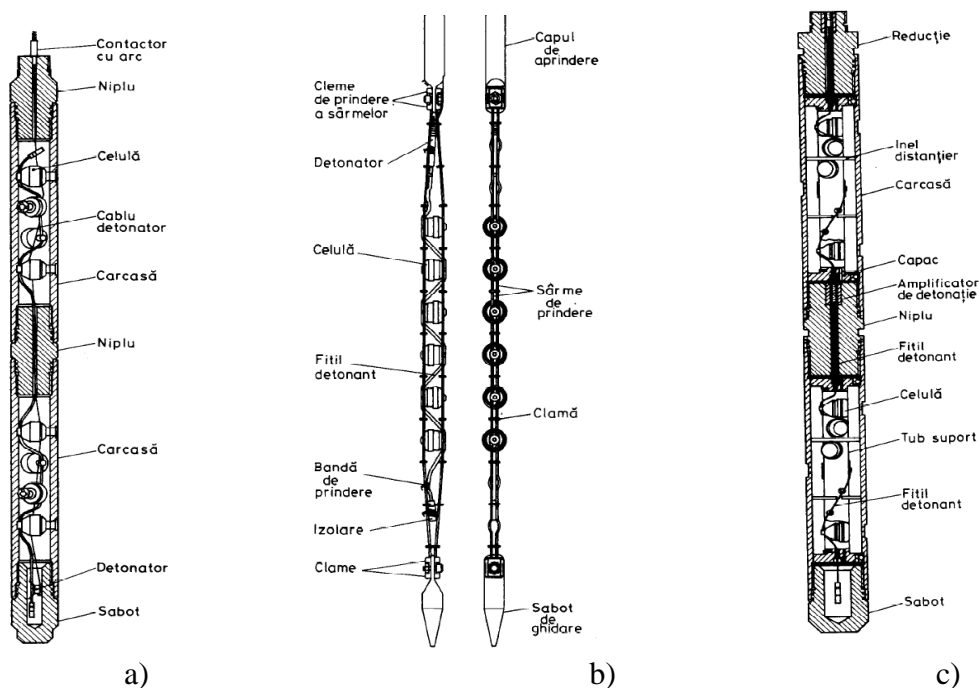


Fig. 1.4 Tipuri de perforatoare: a- Perforatoare introduse în coloană cu cablu;

b- Perforatoare introduse cu cablu prin tubing; c- Perforatoare introduse cu tubingul [26]

Perforatoarele introduse în coloană cu cablu (Fig.1.4-a) au o carcasă re folosibilă cu orificii în dreptul celulelor explozive montate în interior. Celulele, dispuse după diferite scheme, de obicei elicoidal, sunt unite de un fitil detonant. Detonatorul se află în capătul inferior al perforatorului și poate fi activat printr-un fir electric. Orificiile din carcasă sunt astupate cu niște dopuri perforabile. În altă variantă, celulele sunt introduse într-o carcasă subțire, care este perforată în timpul operației și nu mai este utilizabilă.

Perforatoarele introduse cu cablu prin tubing (Fig.1.4-b) au dimensiuni transversale mai mici decât cele precedente. Celulele pot fi legate sub forma unui lanț cu două sau patru sârme, pot fi prinse pe o bandă, dreaptă ori spirală, sau pe o bară de oțel, pot fi unite între ele cu niște elemente de legătură. Există și perforatoare cu carcasă recuperabilă. Celulele sunt fabricate din materiale care se distrug ușor (aluminiu, sticlă, materiale ceramice). După perforare se recuperează doar capul de aprindere și leștul.

Introducerea perforatoarelor cu tubingul (Fig. 1.4-c) este un procedeu folosit pe scară largă, atât în sondele înclinate sau orizontale, cât și în cele verticale, cu sau fără packer. Procedeu oferă posibilitatea aplicării pe strat – după perforare- a unei presiuni mai mari sau mai mici decât cea din porii sau fisurile acestuia. De obicei, se folosesc perforatoare încapsulate, utilizabile și cu cablu. Celulele sunt fixate pe un tub suport, după diverse scheme, tub care se introduce împreună cu fitilul detonant într-o carcasă, cu peretele subțire în dreptul celulelor. Prin intermediul unor nipluri filetate se pot alcătui ansambluri suficient de lungi. Fitilul detonant trece prin interiorul niplurilor în care se află și niște amplificatoare de detonație. În momentul operației, carcasa este perforată și nu mai este folosibilă.

CAPITOLUL 2

CONSIDERAȚII TEORETICE PRIVIND CURGEREA PRIN PERFORATURI

2.1 Curgerea fluidelor prin medii poroase

2.1.1 Formarea zăcămintelor de hidrocarburi

Pentru ca țițeiul să se formeze și apoi acesta să fie recuperat, trebuie îndeplinite mai multe condiții. În primul rând, trebuie să existe un material de natură organică îngropat la mare adâncime în pământ, astfel încât acesta să fie expus la temperaturi ridicate. În al doilea rând, trebuie să existe o rocă colectoare care să conțină suficiente spații goale (pori) sau fisuri, care să permită reținerea țițeiului. De asemenea, trebuie să existe o rocă impermeabilă care să creeze o frontieră ce delimitează zăcămintul, împiedicând migrarea țițeiului.

Materialul organic din roca sursă (roca mamă) este transformat în țiței la temperaturi între 65-150°C. Aceste temperaturi se ating la adâncimi între 2000-5500 m. La adâncimi mai mari,

temperatura depășește 150°C iar materialul organic este transformat în gaz natural sau grafit. Alți factori importanți în formarea țițeiului sunt presiunea și timpul. La adâncimi mici și temperaturi mai scăzute, timpul de formare a țițeiului poate fi de câteva milioane de ani.

După formarea țițeiului, acesta este împins în sus datorită presiunii. Sub acțiunea presiunii țițeiului, roca sursă se poate fisura permițând țițeiului să migreze. Rocile care permit atât stocarea cât și deplasarea țițeiului se numesc roci colectoare. Rocile colectoare sunt, în principal, sedimentare (compuse din granule de nisip de diferite dimensiuni) sau carbonatice (calcare și dolomite). Calcările sunt în special acumulări realizate pe fundul oceanelor din resturi de scoici marine. Calcările pot absorbi magneziu din apă și pot înlocui unele molecule de calciu cu magneziu, rezultând cristale de dolomite.

Migrarea țițeiului către suprafața pământului trebuie împiedicată prin existența unor roci impermeabile care, în plus, trebuie să formeze o “capcană” ce permite menținerea acumulării de țiței. În general, aceste frontiere impermeabile sunt reprezentate de marne sau argile. Forma, tipul și poziția capcanelor sunt determinate de particularități structurale, stratigrafice și hidrodinamice și determină schema de amplasare a sondelor de extracție a țițeiului.

2.1.2 Proprietățile fizice ale mediilor poroase

Principalele proprietăți fizice ale mediilor poroase sunt: porozitatea, permeabilitatea, compresibilitatea și aria specifică.

2.1.3 Ecuatiile fundamentale ale mișcării fluidelor prin medii poroase [37]

2.1.3.1 Ecuatia de stare

Ecuatia de stare este de natură termodinamică și leagă între ele presiunea, masa specifică și temperatura fluidului. Forma generală a acestei ecuații este:

$$f(p, \rho, T) = 0 \quad (2.1)$$

și poartă numele de ecuația de stare sau ecuația caracteristică a fluidului. Astfel, pentru lichide, dacă presupunem că sunt incompresibile iar temperatura este constantă, relația devine:

$$\rho = \text{const} \quad (2.2)$$

În anumite cazuri când este necesar să se țină seama de compresibilitatea lichidelor, se obține următoarea relație:

$$\rho = \rho_0 e^{\beta(p-p_0)} \quad (2.3)$$

În general, β are valori foarte mici, astfel că ecuația (2.13) poate fi aproximată prin relația liniară:

$$\rho = \rho_0 [1 + \beta(p - p_0)] \quad (2.4)$$

Pentru gazele ideale, ecuația de stare are forma:

$$\rho = \frac{M}{RT} p \quad (2.5)$$

în care R este constanta universală a gazelor și M masa molară.

Toate formele ecuației de stare pentru diverse categorii de fluide pot fi combinate într-o lege generală de forma:

$$\rho = \rho_0 \left(\frac{p}{p_0} \right)^n e^{\beta(p-p_0)} \quad (2.6)$$

2.1.3.2 Ecuația de continuitate

Exprimând principiul conservării materiei, ecuația de continuitate se obține scriind egalitatea dintre înmagazinarea de masă într-un volum de fluid și variația în timp a masei specifice multiplicată cu elemental de volum considerat.

Dacă viteza de mișcare a fluidului printr-un element infinitesimal de mediu poros, de formă dreptunghiulară, are valoarea ρv în centrul acestuia, atunci înmagazinările de masă pe cele trei direcții vor fi:

$$\left[\rho v_x - \frac{\partial(\rho v_x)}{\partial x} \frac{dx}{2} \right] dxy dz dt - \left[\rho v_x - \frac{\partial(\rho v_x)}{\partial x} \frac{dx}{2} \right] dxy dz dt = -\frac{\partial(\rho v_x)}{\partial x} dxy dz dt \quad (2.7)$$

Analog se scriu relațiile după direcțiile Oy și Oz .

Egalând suma înmagazinărilor pe cele trei direcții cu variația masei specifice în timp, din elementul de volum considerat, se ajunge după simplificare la relația:

$$\nabla(\rho \vec{v}) + \frac{\partial}{\partial t}(m\rho) = 0 \quad (2.8)$$

Pentru mișcări staționare, ecuația de continuitate are forma:

$$\nabla(\rho \vec{v}) = 0 \quad (2.9)$$

2.1.3.3 Ecuația lui Darcy

Conform experimentului realizat de *Darcy*,

$$Q \sim A \frac{h_L}{L} \quad (2.10)$$

unde

- Q – debitul volumic;
- A – aria secțiunii transversale a mediului poros;
- h_L – pierderile de sarcină între cele două secțiuni;

$$h_L = \left(\frac{p_1}{\rho g} + z_1 \right) - \left(\frac{p_2}{\rho g} + z_2 \right) = H_1 - H_2 = \Delta H \quad (2.11)$$

Relația (2.32) conduce la concluzia că pierderile de sarcină nu depind de înclinarea tubului de curent, iar diferența de sarcină existentă între două puncte se consumă în întregime pentru învingerea frecărilor.

Introducând coeficientul de proporționalitate K (coeficientul de filtrare), relația (2.10) devine:

$$Q = K A \frac{h_L}{L} \quad (2.12)$$

sau

$$v = \frac{Q}{A} = K \frac{\Delta H}{L} = K J \quad (2.13)$$

unde panta liniei energetice, J este egală cu panta geometrică în cazul mișcărilor permanente.

Ținând seama de relația dintre coeficientul de filtrare și coeficientul de permeabilitate absolută la presiune foarte mică și anume:

$$K = k \frac{\rho g}{\mu} \quad (2.14)$$

ecuația vitezei (2.13) devine:

$$v = \frac{k \rho g}{\mu} \frac{\Delta H}{L} \quad (2.15)$$

sau

$$v = \frac{k}{\mu} \frac{dp}{dL} = \frac{k}{\mu} \frac{p_1 - p_2}{L} \quad (2.16)$$

cu p_1 și p_2 presiuni reduse la același plan de referință.

2.2 Corelațiile curgerii în gaura de sondă

Curgerea multifazică prin țevi este procesul curgerii simultane a două sau mai multe faze. În sondele de țitei sau gaze, curgerea multifazică constă, de obicei, în țitei, gaz și apă. Estimarea căderii de presiune în sondele verticale este foarte importantă pentru proiectarea modului de completare a sondei, optimizarea producției și echipamentele de suprafață.

Căderea de presiune totală, de la talpa sondei până la suprafață, are trei componente :

- Cădere de presiune hidrostatică ;
- Cădere de presiune prin frecare ;
- Cădere de presiune datorată accelerației.

Corelațiile/modelele curgerii se pot clasifica în trei categorii:

a) Modelul curgerii omogene (Homogeneous flow model) -acest model presupune că amestecul multifazic se comportă mai mult ca un fluid monofazic omogen, cu valori ale proprietăților care reprezintă o medie (de greutate, volumetrică etc.) a fazelor constituente. Astfel, modelul presupune implicit că nu există nicio diferență de viteză între faze. În această categorie se înscrie activitatea de pionierat a lui Poettmann și Carpenter, precum și modificările ulterioare realizate de către Baxendell și Thomas, Tek, Fancher și Brown, și Hagedorn și Brown. Fiecare modificare a corelației Poettmann-Carpenter a îmbunătățit aplicabilitatea acesteia dar, în același timp, aceste studii au condus la concluzia că ipotezele pe care s-a bazat lucrarea originală sunt foarte limitate. Mai mult, în acest model nu sunt tratate corespunzător efectele rației gaz-lichid, debitului total, vâscozității fluidului precum și diametrului tubingului.

b) Modelul curgerii separate sau alunecării (Separated flow or slip model) -acest model ține seama de efectul de alunecare care apare deoarece cele două faze (gaz și lichid) au viteze diferite datorită flotabilității. În special, acesta este cazul curgerii la viteze mici. Modelul presupune împărțirea artificială a fazelor cu viteze inegale (alunecare). Astfel, trebuie cunoscute viteza de alunecare sau fracția fiecărei faze in-situ, precum și interacțiunile de frecare între faze cu pereții sondei precum și între fazele însele.

În 1965, Hagedorn și Brown au dezvoltat o corelație care necesită estimarea unei fracții medii efective de gaze libere. Această corelație este aplicată pe scară largă în industrie, în ciuda originii sale empirice.

Au fost dezvoltate numeroase corelații utilizând modelul alunecării, pentru curgerea multifazică orizontală. De asemenea, pe acest model se bazează activitatea de pionierat a lui Lockhart și Martinelli.

c) Modelul regimului de curgere (Flow pattern approach)

În aceasta abordare se încearcă să se definească o corelație a curgerii pentru fiecare regim de curgere, împreună cu delimitarea regimurilor de curgere. Deși, în principiu, această tehnică se dorește a fi cea mai riguroasă dintre toate, dificultatea de a identifica fiecare regim de curgere conduce la hărți diferite ale regimurilor de curgere și, de aici, la corelații diferite. O hartă a regimurilor de curgere se realizează pe baza vitezelor superficiale ale gazului și lichidului și în funcție de diametrul tubingului.

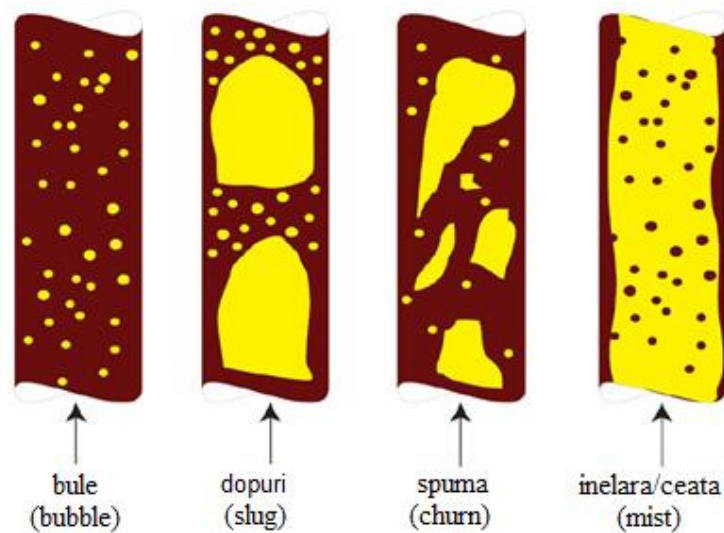


Fig.2.1 Tipuri de regimuri de curgere în sondă verticală [8]

În activitatea de pionierat a lui Ros, respectiv Duns & Ros, s-a realizat utilizarea unei hărți a regimurilor de curgere, cu viteze adimensionale ale gazului și lichidului. Alte hărți ale regimurilor de curgere publicate la începutul anilor '60 sunt cele ale lui Griffith și Wallis, și Gover et al., care au fost utilizate ulterior de către alți autori pentru dezvoltarea corelațiilor pentru căderea de presiune.

Orkiszewski [1967] a propus un model în care tranziția de la curgerea cu bule la curgerea cu dopuri se realizează conform criteriului lui Griffith și Wallis, în timp ce tranziția de la curgerea cu dopuri la spumă și de la spumă la curgere inelară urmează criteriul lui Duns și Ros. Metoda Orkiszewski s-a dovedit a fi corelația cu cea mai mare acuratețe utilizată în industria petrolieră.

În anii '70, în literatura de specialitate au mai apărut alte patru corelații:

- modelul mecanistic al lui Aziz et al. bazat pe harta regimului de curgere Gover-Aziz;
- corelația Beggs and Brill, bazată pe date extinse de laborator și pe propria hartă a regimurilor de curgere dezvoltată pentru curgerea orizontală;
- Chierici et al., care au modificat predicția privind fracția liberă în timpul curgerii gloanțe;
- Gould et al., care au modificat predicția privind fracția liberă în timpul curgerii bule.

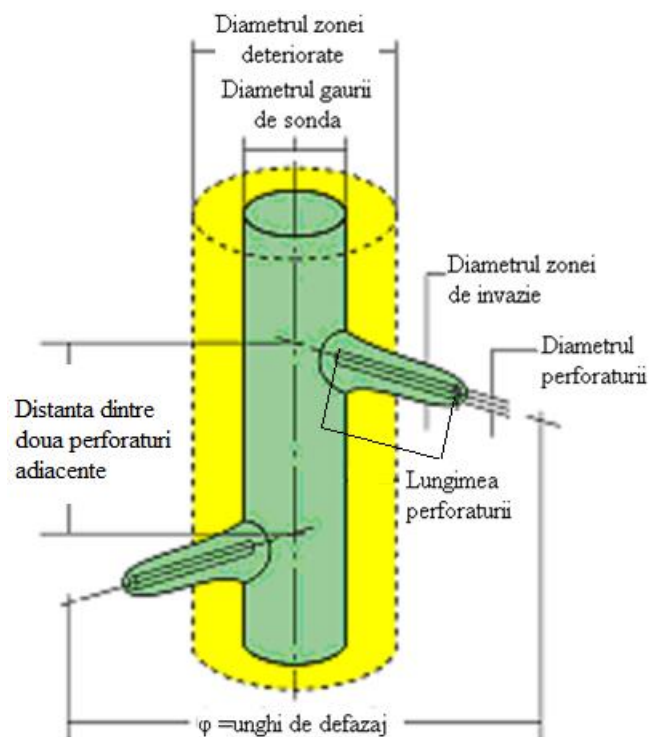
CAPITOLUL 3

INTERACȚIUNEA PERFORATURI - STRAT PRODUCTIV

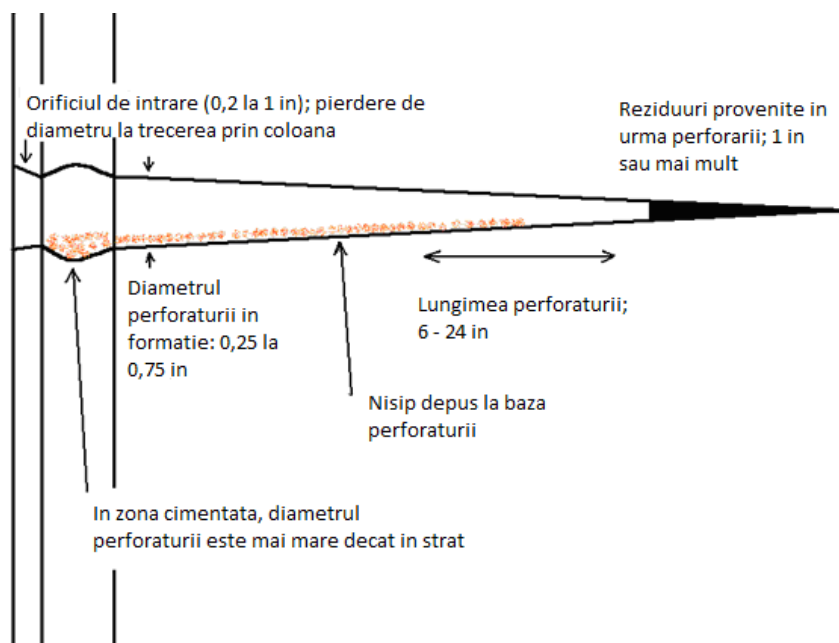
3.1 Parametrii perforaturii

Parametrii perforaturii au un impact semnificativ asupra căderii de presiune la curgerea fluidelor din strat în gaura de sondă și, deci, asupra producției. Optimizarea acestor parametri reprezintă aspectul cel mai important pentru realizarea unei productivități sporite.

Parametrii perforaturii sunt : lungimea, diametrul, densitatea, unghiul de defazaj (unghiul dintre găuri) (fig. 3.1).



a)



b)

Fig. 3.1 Structura unei perforații: a) în spațiu; b) în plan [22]

3.2 Influența geometriei perforării asupra indicelui de productivitate

3.2.1 Influența geometriei perforării asupra indicelui de productivitate al unei sonde de țiței [32]

Parametrii care influențează indicele de productivitate al sondei sunt: densitatea perforaturilor, lungimea tunelului de perforare, gradul de deteriorare din jurul găurii de sondă, eterogenitatea zăcământului, gradul de compactare din jurul perforaturii, diametrul perforaturii, raza găurii de sondă, permeabilitatea zăcământului etc. Studiile efectuate indică faptul că acești parametri influențează în mod diferit productivitatea sondei. În tabelul 3.1 este prezentată o cuantificare a importanței parametrilor perforaturilor și a gradului de deteriorare din strat, pentru cazul în care zona deteriorată este penetrată integral sau nu (cu cât numărul este mai mic, cu atât parametrul este mai important).

Tabelul 3.1 *Cuantificarea importanței parametrilor perforaturilor și a gradului de deteriorare [32]*

Parametrul	Zăcământ de țiței		Zăcământ de gaze	
	*	**	*	**
Lungimea perforaturii	2	2	2	7
Densitatea perforaturilor	3	1	3	1
Diametrul perforaturilor	8	8	4	2
Unghiul de defazare	6	6	8	10
Grosimea stratului compactat	5	3	5	9
Lungimea zonei deteriorate	7	5	10	12
Anizotropia formațiunii	4	4	7	4
Permeabilitatea	0	0	12	8
Raza găurii de sondă	10	10	6	5
Căderea de presiune realizată	0	0	9	6

* Zonă deteriorată penetrată parțial

** Zonă deteriorată penetrată integral

3.2.1.1. Influența lungimii și densității perforaturilor asupra productivității unei sonde de țiței

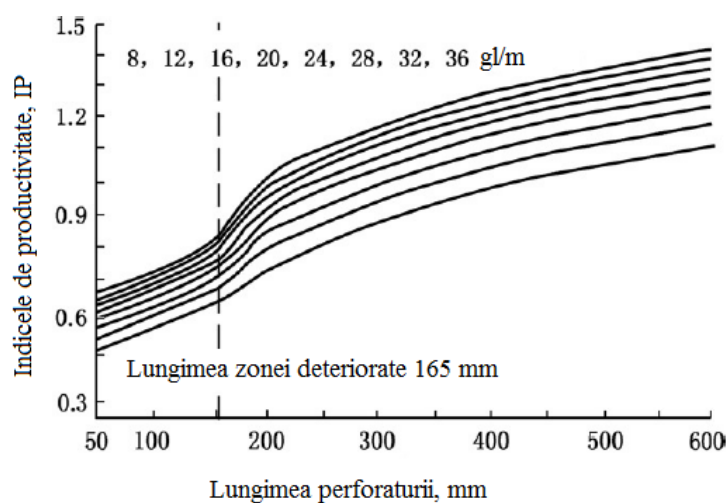


Fig. 3.2 *Influența lungimii și densității perforaturilor asupra productivității unei sonde de țiței*

Indicele de productivitate al unei sonde de țitei crește odată cu creșterea lungimii perforaturii, respectiv cu creșterea densității perforaturilor, după cum este prezentat în fig.3.2. Se observă că indicele de productivitate prezintă o creștere evidentă după ce perforaturile depășesc zona deteriorată din jurul găurii de sondă. Astfel, se recomandă controlarea pe cât posibil cu tehnicile existente a lungimii zonei deteriorate.

În ceea ce privește prezența anizotropiei mediului poros, studiile efectuate indică faptul că dacă anizotropia este nesemnificativă ($0,5 \leq k_v/k_h \leq 1$), lungimea perforaturii este mai importantă decât densitatea dacă zona deteriorată nu este penetrată integral, în timp ce densitatea perforaturilor este mai importantă decât lungimea, dacă zona deteriorată este depășită (Fig. 3.3).

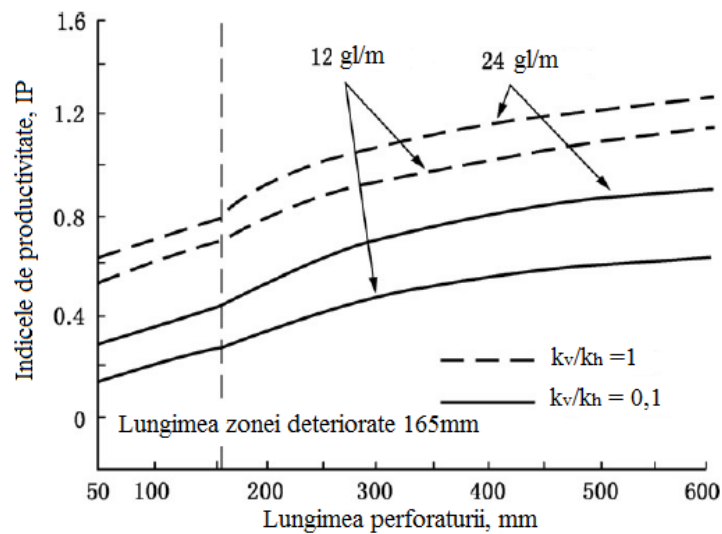


Fig. 3.3 Influența lungimii și densității perforaturilor asupra productivității unei sonde de țitei în prezența anizotropiei mediului poros

În cazul în care anizotropia este semnificativă ($k_v/k_h < 0,5$), este evidentă eficiența unei densități mai mari a perforaturilor, deci poate fi utilizată o densitate mai mare indiferent dacă zona deteriorată este penetrată sau nu integral.

3.2.1.2. Influența unghiului de defazare asupra productivității unei sonde de țitei

Există o legătură între anizotropie și unghiul de defazare (fig. 3.4). În cazul în care anizotropia este nesemnificativă ($0,7 \leq k_v/k_h \leq 1$), cel mai mare indice de productivitate se obține pentru un unghi de defazare de 90° iar cel mai mic indice de productivitate se obține pentru 0° . Indicele de productivitate scade de la valoarea corespunzătoare unui unghi de defazare de 90° în ordine pentru unghiuri de defazare de 120° , 60° , 45° și 180° .

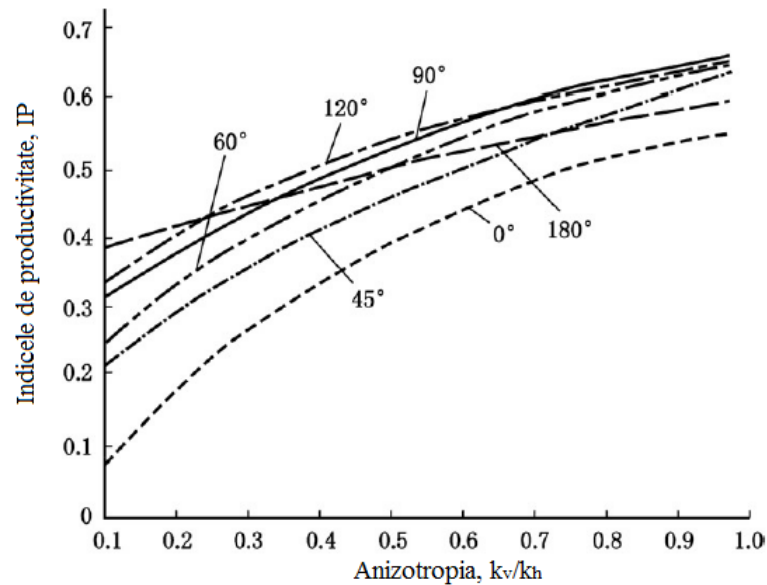


Fig. 3.4 Influența unghiului de defazare asupra productivității unei sonde de țitei

Dacă anizotropia este medie ($0,3 < k_v/k_h < 0,7$), cel mai mare indice de productivitate se obține pentru un unghi de defazare de 120° iar cel mai mic indice de productivitate se obține, de asemenea, pentru 0° . În cazul în care anizotropia este semnificativă ($k_v/k_h < 0,2$), indicele de productivitate scade pe măsură ce unghiul de defazare se modifică de la 180° la 0° , trecând prin valorile de 120° , 90° , 60° și 45° .

3.2.1.3. Influența diametrului perforaturii asupra productivității unei sonde de țitei

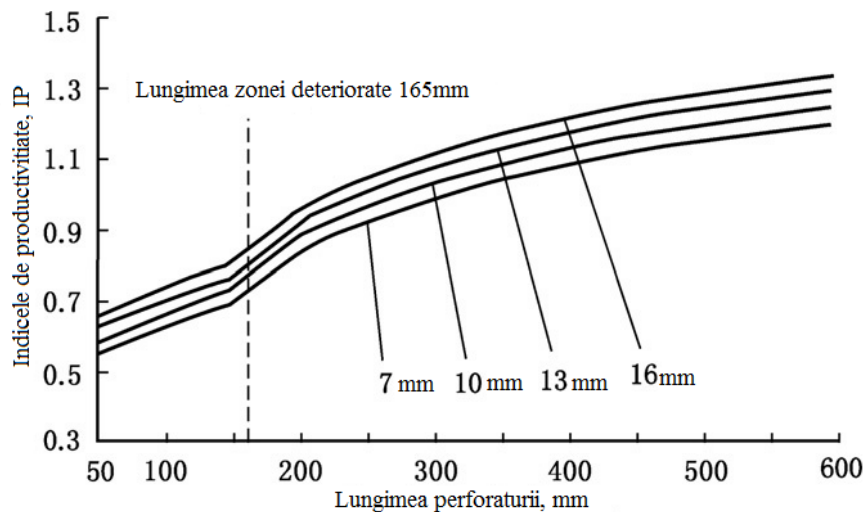


Fig. 3.5 Influența diametrului perforaturii asupra productivității unei sonde de țitei

Fig. 3.5 prezintă influența diametrului perforaturii asupra indicelui de productivitate al unei sonde de țitei. Diametrul perforaturii nu este un parametru semnificativ pentru productivitatea unei sonde de țitei, după cum este indicat și în tab. 3.1.

3.2.2. Influența geometriei perforaturii asupra indicelui de productivitate al unei sonde de gaze [32]

În fig. 3.6 este prezentat modul în care permeabilitatea zăcământului influențează indicele de productivitate. Se observă că, odată cu creșterea permeabilității zăcământului de gaz, efectul de turbulență devine evident, indicele de productivitate scade iar influența lungimii perforaturii este redusă.

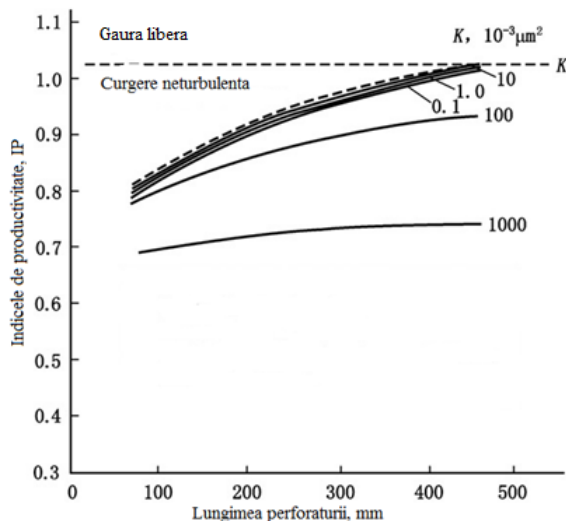


Fig. 3.6 Influența permeabilității zăcământului asupra productivității unei sonde de gaze

3.2.2.1 Influența lungimii și densității perforaturilor asupra indicelui de productivitate al unei sonde de gaze

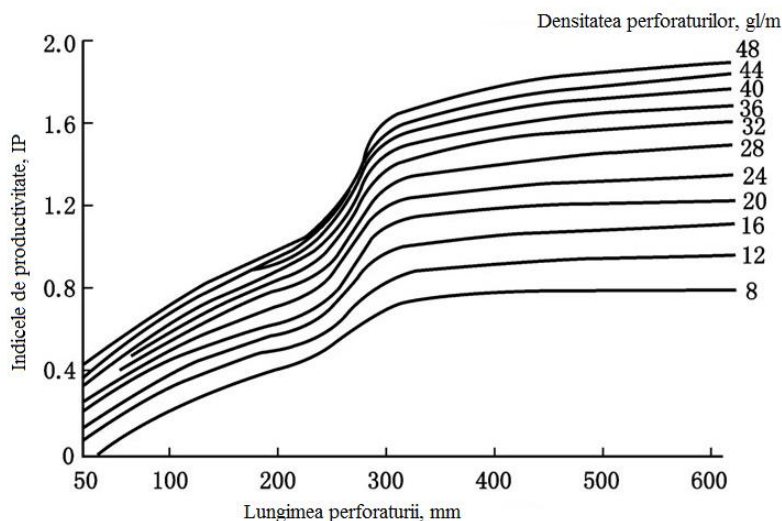


Fig. 3.7 Influența lungimii și densității perforaturilor asupra productivității unei sonde de gaze

Efectul lungimii și densității perforaturilor asupra productivității unei sonde de gaze este indicat în fig. 3.7. Se observă că efectul lungimii perforaturilor asupra indicelui de productivitate este evident atunci când zona deteriorată din jurul găurii de sondă nu a fost străpunsă și nu este important atunci când zona deteriorată a fost străpunsă, mai ales la densități mici. Efectul creșterii

densității perforaturilor este evident indiferent dacă zona deteriorată a fost străpunsă sau nu. Comparativ cu sondele de țitei, eficiența creșterii densității perforaturilor este mai mare.

3.2.2.2 Influența diametrului perforaturilor asupra indicelui de productivitate al unei sonde de gaze

În fig.3.8 este prezentată influența diametrului perforaturilor asupra productivității unei sonde de gaze. Aceasta influență este evidentă, în special după ce zona deteriorată a fost penetrată. Se poate observa că efectul diametrului perforaturilor este diferit față de cazul sondelor de țitei.

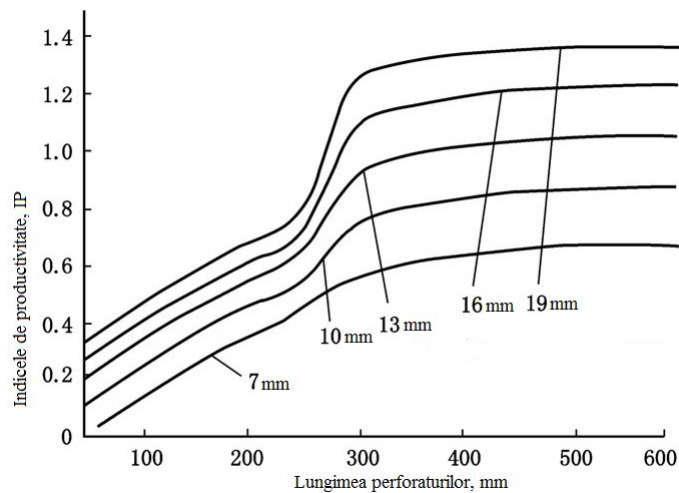


Fig. 3.8 Influența diametrului perforaturilor asupra productivității unei sonde de gaze

3.2.2.3 Influența unghiului de defazare a perforaturilor asupra indicelui de productivitate al unei sonde de gaze

Influența unghiului de defazare asupra indicelui de productivitate depinde de anizotropia zăcământului, de declinul de presiune și dacă zona deteriorată din jurul găurii de sondă este străpunsă sau nu.

Tabelul 3.2 Relația dintre unghiul de defazare și indicele de productivitate [32]

Nr. crt.	k_v/k_h	Zona det. străpunsă	α	IP	α	IP	α	IP	α	IP	α	IP
1	1	Nu	180°	0,953	120°	0,807	90°	0,725	60°	0,637	0°	0,433
2		Da	180°	1,415	120°	1,401	90°	1,336	60°	1,232	0°	0,907
3	0,525	Nu	180°	0,686	120°	0,622	90°	0,599	60°	0,564	0°	0,420
4		Da	120°	1,175	90°	1,164	60°	1,115	180°	1,080	0°	0,898
5	0,1	Nu	120°	0,463	90°	0,459	180°	0,454	60°	0,449	0°	0,410
6		Da	90°	1,007	60°	1,006	120°	0,970	0°	0,887	180°	0,777
7	0,01	Nu	90°	0,425	60°	0,423	120°	0,422	0°	0,400	180°	0,397
8		Da	60°	0,974	90°	0,965	120°	0,917	0°	0,875	180°	0,704

Tabelul 3.2 indică relația dintre unghiul de defazare și indicele de productivitate obținute pentru următoarele caracteristici: căderea de presiune 5MPa, diametrul perforaturii 13mm,

densitatea 20gl/m, lungimea perforaturii 300mm, lungimea zonei deteriorate 250mm, gradul de deteriorare 0,5, înălțimea zonei compactate 12mm, gradul de compactare 0,2.

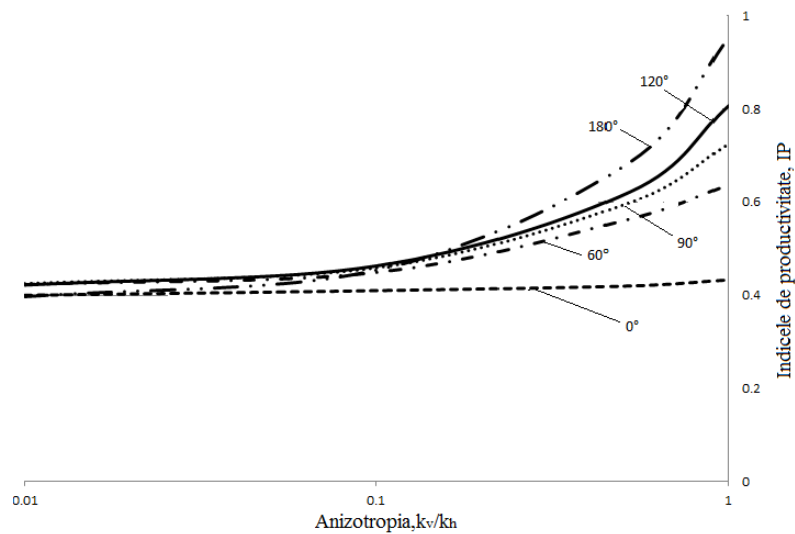


Fig.3.9 *Influența unghiului de defazare asupra productivității unei sonde de gaze, zona deteriorată nestrăpunsă*

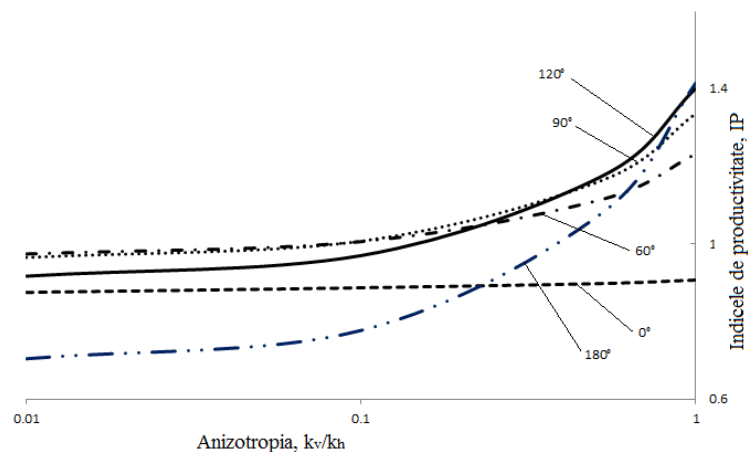


Fig.3.10 *Influența unghiului de defazare asupra productivității unei sonde de gaze, zona deteriorată străpunsă*

Figurile 3.9 și 3.10 prezintă influența unghiului de defazare asupra productivității unei sonde de gaze, zona deteriorată nestrăpunsă respectiv străpunsă, în funcție și de anizotropia zăcământului.

3.3 Profilul presiunii în timpul operațiilor de perforare

3.3.1 Tipuri de perforare în funcție de presiune

De-o parte și de alta a coloanei de exploatare și a zonei cimentate există două valori ale presiunii care joacă un rol esențial în evoluția viitoare a formațiunii productive. Stabilirea unei bune corelații între acestea atât în timpul forajului cât și în timpul operației de perforare poate influența într-o măsură apreciabilă efectul forțelor capilare și a altor fenomene specifice curgerii fluidelor prin medii poros permeabile.

În funcție de relația dintre presiunea în sondă și presiunea din zăcământ în timpul perforării, operațiile de perforare se pot realiza în condiții de subechilibru (underbalance) sau de supraechilibru (overbalance) (fig. 3.11).

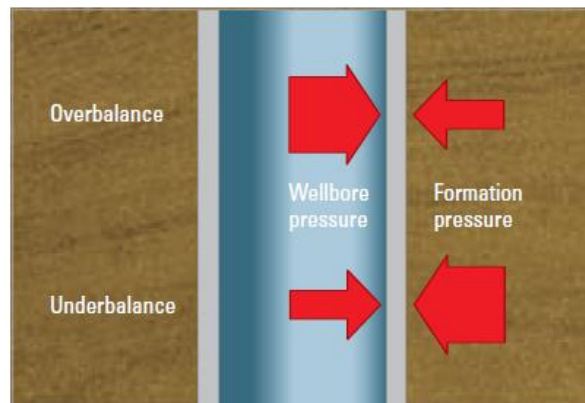


Fig. 3.11 Diferența de presiune între sondă și formațiunea productivă [6]

Perforarea la subechilibru (underbalanced perforating) înseamnă că, în timpul perforării, presiunea în sondă este mai mică decât presiunea din zăcământ. Perforarea la subechilibru presupune pătrunderea fluidelor din zăcământ cu viteză mare (datorită diferenței de presiune), care spală tunelul de perforare determinând deplasarea reziduurilor, astfel obținându-se perforaturi curate și un grad mic de deteriorare al acestora. La perforarea ideală la subechilibru, reziduurile de perforare și zona compactată din jurul tunelului de perforare sunt eliminate imediat după curgere (fig. 3.12).

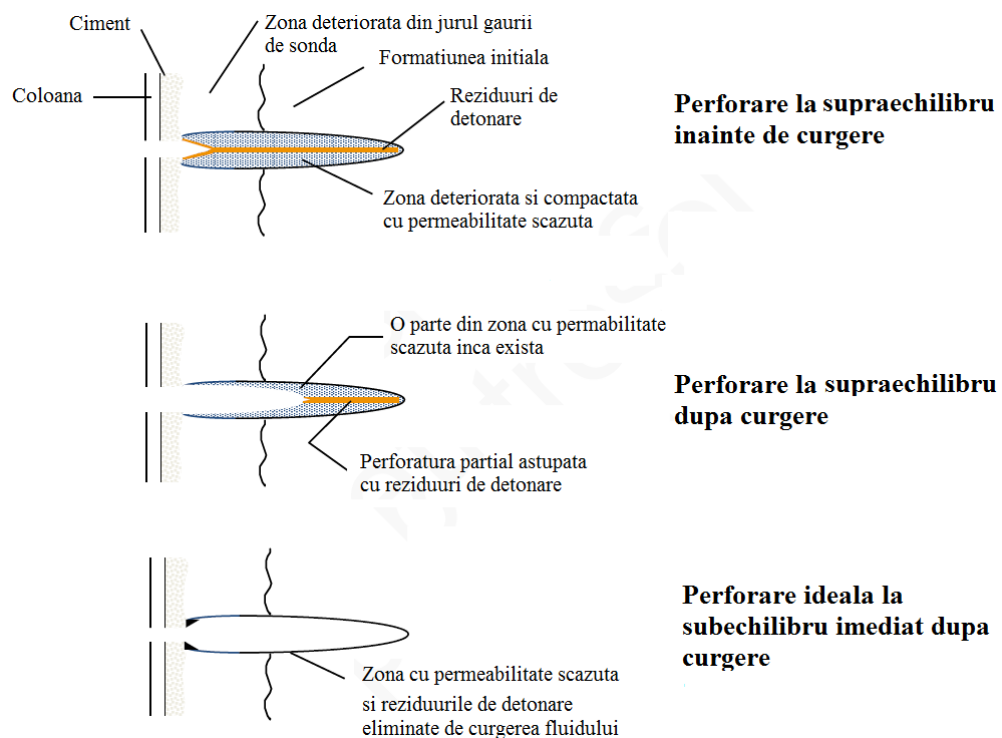


Fig. 3.12 Perforare la supraechilibru și la subechilibru

Perforarea la supraechilibru se realizează atunci când presiunea în zăcământ este mai mică decât presiunea în sondă. În fig.3.12 este reprezentată o perforare la supraechilibru după începerea curgerii, unde se observă că zona compactată din jurul tunelului de perforare se menține și tunelul de perforare este parțial blocat cu reziduuri de perforare.

Presiunea la subechilibru se poate determina utilizând următoarele metode:

- *Metoda empirică a lui W.T. Bell*
- *Metoda empirică a firmei American Core*
- *Metoda empirică a firmei Conoco*
- *Metoda empirică a lui Behrmann*
- *Metoda teoretică a lui Tariq*

3.4 Determinarea factorului de sondă (skin) indus de perforaturi și influența acestuia asupra productivității sondei

3.4.1 Determinarea factorului de sondă (skin) indus de perforaturi

Ecuția lui Darcy pentru calculul căderii de presiune se aplică în cazul curgerii laminare a unui fluid monofazic omogen, izotrop, incompresibil, printr-un modiu poros izotrop. Roca și proprietățile fluidului în vecinătatea sondei determină abaterea de la ipotezele Legii lui Darcy. Acest lucru determină o cădere de presiune suplimentară în vecinătatea găurii de sondă, reprezentată de termenul adimensional cunoscut ca skin (factor de sondă). Skin este o mărime adimensională utilizată pentru a evalua eficiența producției unei sonde, comparând condițiile reale cu condițiile teoretice sau ideale. Conceptul de skin (Van Everdingen and Hurst, 1949) a fost introdus inițial pentru a ține seama de căderea suplimentară de presiune datorată factorilor mecanici.

În prezent, acest concept este interpretat în sens larg, pentru a ține seama din punct de vedere matematic de toate abaterile debitului și presiunii de la curgerea radială perfectă printr-o gaură de sondă de rază r_s .

Factorul skin (factor de sondă) total sau efectiv, S , ține seama de efectul deteriorării din jurul găurii de sondă (S_{perf} , S_{det} , S_{inv}), de devierea sondei (S_{dev}), de penetrarea parțială a stratului productiv (S_{part}) și de împachetarea cu nisip (S_{nisip}). Astfel, factorul skin total poate fi exprimat astfel :

$$S = S_{perf} + S_{det} + S_{inv} + S_{part} + S_{dev} + S_{nisip} \quad (3.1)$$

Căderea suplimentară de presiune determinată de perforaturile ideale se exprimă ca skin datorat perforaturilor, S_{perf} . Valoarea numerică a acestuia depinde de parametrii perforaturii: densitate, lungime, diametru, unghi de defazare, precum și de anizotropia formațiunii și de diametrul găurii de sondă și nu depinde de modificarea proprietăților zonei din jurul perforaturilor. Valoarea S_{perf} poate fi pozitivă sau negativă.

3.4.2 Model de calcul pentru factorul skin în sondă în funcție de parametrii perforaturilor

3.4.2.1 Perforaturi cilindrice

În acest caz, tunelul de perforare este asimilat unui cilindru. Pentru simplificare, s-a considerat că permeabilitatea orizontală este egală cu permeabilitatea verticală.

Se consideră mișcarea fluidelor în jurul găurii de sondă ca fiind mișcare radial plană (fig.3.13).

Semnificația mărimilor fizice din fig. 3.13 este următoarea:

r_s - raza sondei

r_c - raza conturului de alimentare

p_s - presiunea în sondă

p_c - presiunea pe conturul de alimentare

h - grosimea stratului productiv

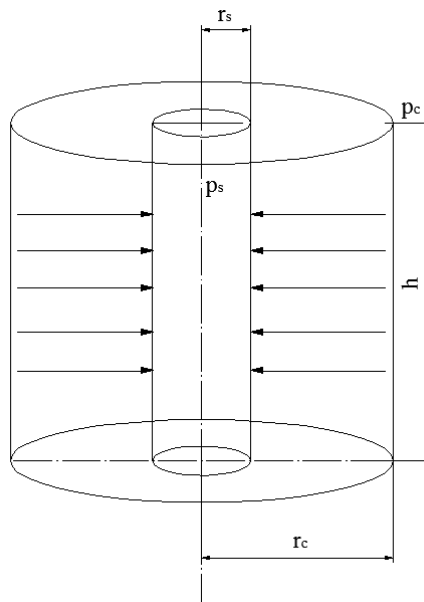


Fig.3.13 Mișcare radială plană în jurul găurii de sondă

Viteza radială este dată de legea lui Darcy

$$v = \frac{k}{\mu} \frac{dp}{dr} \quad (3.2)$$

Iar debitul este dat de relația:

$$Q = vA \quad (3.3)$$

unde A este aria de curgere:

$$A = 2\pi r_s h \quad (3.4)$$

Rezultă că debitul se poate scrie:

$$Q = \frac{k}{\mu} 2\pi r_s h \frac{dp}{dr} \quad (3.5)$$

Ținând seama de condițiile la limită:

$$\begin{aligned} p &= p_c \text{ la } r = r_c \text{ și} \\ p &= p_s \text{ la } r = r_s \end{aligned} \quad (3.6)$$

și integrând, rezultă ecuația debitului în sondă:

$$Q = \frac{2\pi kh(p_c - p_s)}{\mu \left(\ln \frac{r_c}{r_s} + S \right)} \quad (3.7)$$

unde S reprezintă factorul skin datorat modificării permeabilității stratului productiv în zona imediat învecinată sondei.

Asimilând curgerea printr-o perforatură cilindrică cu o curgere radial plană (fig.3.14), analog calculelor de mai sus se poate determina debitul printr-o perforatură.

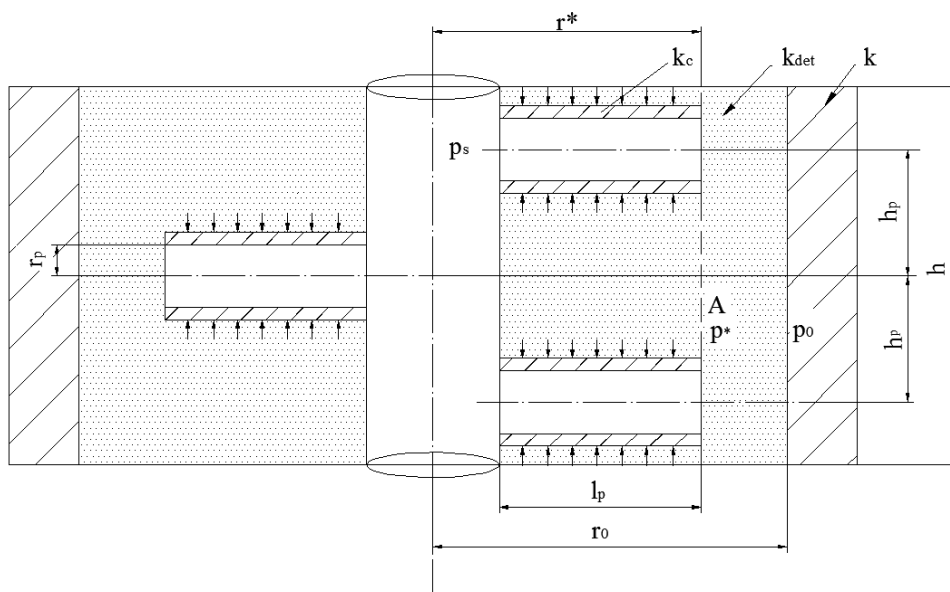


Fig. 3.14 Curgerea prin perforaturi cilindrice

r_p – raza perforaturii

l_p – lungimea perforaturii

h_p – distanța dintre două perforaturi adiacente

A – planul vertical determinat de capătul perforaturilor

p^* – presiunea în strat la nivelul planului A

r_0 – raza zonei deteriorate din jurul găurii de sondă

p_0 – presiunea la capătul zonei deteriorate

k_c – permeabilitatea crustei din jurul perforaturii

k_{det} – permeabilitatea zonei deteriorate din jurul găurii de sondă

k – permeabilitatea inițială

Cu notațiile din fig. 3.14 se poate scrie expresia debitului în planul A la capătul perforaturilor:

$$Q = \frac{2\pi h(p_c - p^*)}{\mu \left[\frac{1}{k_{det}} \ln \frac{r_o}{r^*} + \frac{1}{k} \ln \frac{r_c}{r_o} \right]} = \frac{2\pi kh(p_c - p^*)}{\mu [S_b + \ln \frac{r_c}{r^*}]} \quad (3.8)$$

unde S_b este factorul skin datorat blocajului determinat de zona deteriorată din jurul găurii de sondă. Iar debitul printr-o perforatură are expresia:

$$q = \frac{2\pi l_p(p^* - p_s)}{\mu \left[\frac{1}{k_c} \ln \frac{r_{cr}}{r_p} + \frac{1}{k_{det}} \ln \frac{h_p/2}{r_{cru}} \right]} = \frac{2\pi k_{det} l_p(p^* - p_s)}{\mu [S_{perf} + \ln \frac{h_p/2}{r_p}]} = \frac{Q}{n_{gl}} \quad (3.9)$$

unde n_{gl} reprezintă numărul de gloanțe (perforaturi).

Pentru expresia debitului printr-o perforatură, din cauza lungimii l_p relativ mici, s-a considerat că presiunea din strat în jurul perforaturii este constantă și egală cu p^* .

Din relațiile (3.5) și (3.6) se poate scrie:

$$p_c - p^* = \frac{Q\mu}{2\pi kh} \left[S_b + \ln \frac{r_c}{r^*} \right] \quad (3.10)$$

$$p^* - p_s = \frac{Q\mu}{n_{gl} 2\pi l_p k_{det}} \left[S_{perf} + \ln \frac{h_p/2}{r_p} \right] \quad (3.11)$$

unde S_{perf} este factorul de skin determinat de zona de invazie din jurul perforaturii (crusta de perforare).

Adunând relațiile de mai sus se obține:

$$p_c - p_s = \frac{Q\mu}{2\pi} \left\{ \frac{1}{kh} \left[S_b + \ln \frac{r_c}{r^*} \right] + \frac{1}{n_{gl} l_p k_{det}} \left[S_{perf} + \ln \frac{h_p/2}{r_p} \right] \right\} \quad (3.12)$$

Înlocuind debitul Q în sondă cu cel dat de relația (3.55) și simplificând, se obține factorul skin în sondă în funcție de parametrii perforaturii:

$$S = \ln \frac{r_s}{l_p} + S_b + \frac{kh}{n_{gl} l_p k_{det}} \left[S_{perf} + \ln \frac{h_p/2}{r_p} \right] \quad (3.13)$$

3.4.2.2 Perforaturi semisferice

În acest caz, tunelul de perforare este asimilat unei semisfere – caz întâlnit atunci când raza și lungimea unei perforaturi sunt aproximativ egale.

Mișcarea radial sferică se întâlnește atunci când sonda pătrunde în stratul productiv pe o adâncime foarte mică, practic neglijabilă în raport cu grosimea acestuia (fig. 3.15). Asimilând curgerea printr-o perforatură cu o curgere radial sferică, se poate determina debitul printr-o perforatură, q .

Viteza radială este dată de relația (3.50) iar debitul este dat de relația (3.51), unde aria de curgere este aria unei semisfere:

$$A = 2\pi r^2 \quad (3.14)$$

Rezultă că debitul se poate scrie:

$$q = 2\pi r^2 |v| \quad (3.15)$$

Ținând seama de condițiile la limită (3.54) și integrând, de obține expresia debitului printr-o perforatură:

$$q = \frac{2\pi k_{det}(p^* - p_s)}{\mu \left(\frac{1}{r_p} - \frac{1}{h_p/2} \right)} = \frac{Q}{n_{gl}} \quad (3.16)$$

unde Q este debitul în sondă.

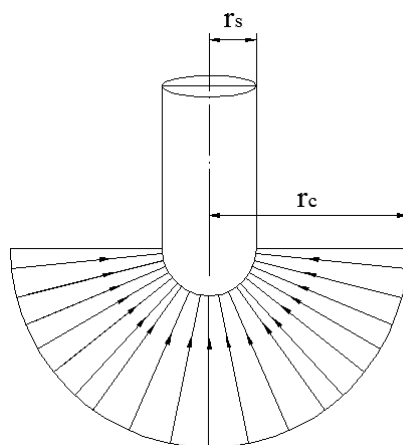


Fig. 3.15 Mișcare radial sferică în jurul găurii de sondă

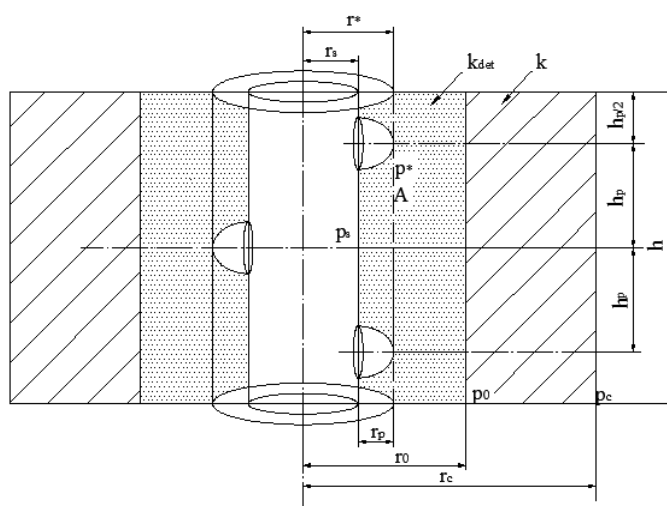


Fig. 3.16 Curgerea prin perforaturi semisferice

Semnificația mărimilor fizice din fig. 3.16 este aceeași de la fig. 3.14.

Debitul în planul A la capătul perforaturilor este dat de relația (3.8).

Din relațiile (3.8) și (3.16) se poate scrie:

$$p_c - p^* = \frac{Q\mu}{2\pi kh} \left[S_b + \ln \frac{r_c}{r^*} \right] \quad (3.17)$$

$$p^* - p_s = \frac{Q\mu}{n_{gl} 2\pi k_{det}} \left(\frac{1}{r_p} - \frac{1}{h_p/2} \right) \quad (3.18)$$

Adunând relațiile de mai sus, înlocuind debitul Q în sondă cu cel dat de relația (3.7) și simplificând, se obține factorul skin în sondă în funcție de parametrii perforaturii:

$$S = \frac{kh}{k_{det} n_{gl}} \left(\frac{1}{r_p} - \frac{1}{h_p/2} \right) + \ln \frac{r_s}{r^*} \quad (3.19)$$

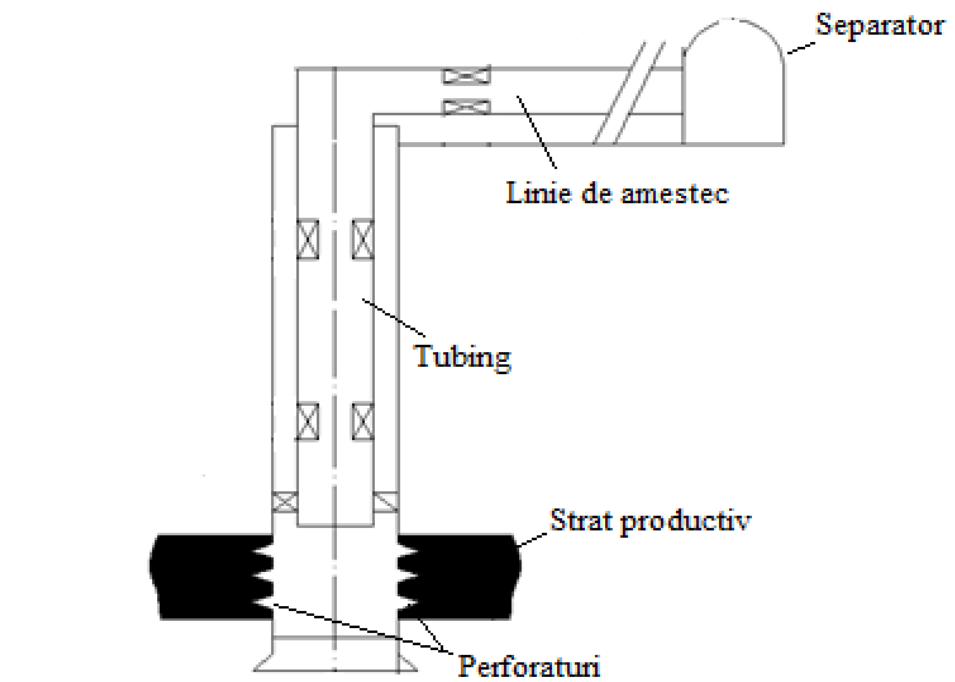
CAPITOLUL 4

OPTIMIZAREA PROCESULUI DE EXTRAȚIE A UNOR SONDE EXPLOATATE ÎN ERUPȚIE NATURALĂ DE PE STRUCTURA RUNCU- MISLEA-BUȘTENARI ÎN FUNCȚIE DE MODUL DE PERFORARE UTILIZÂND ANALIZA NODALĂ

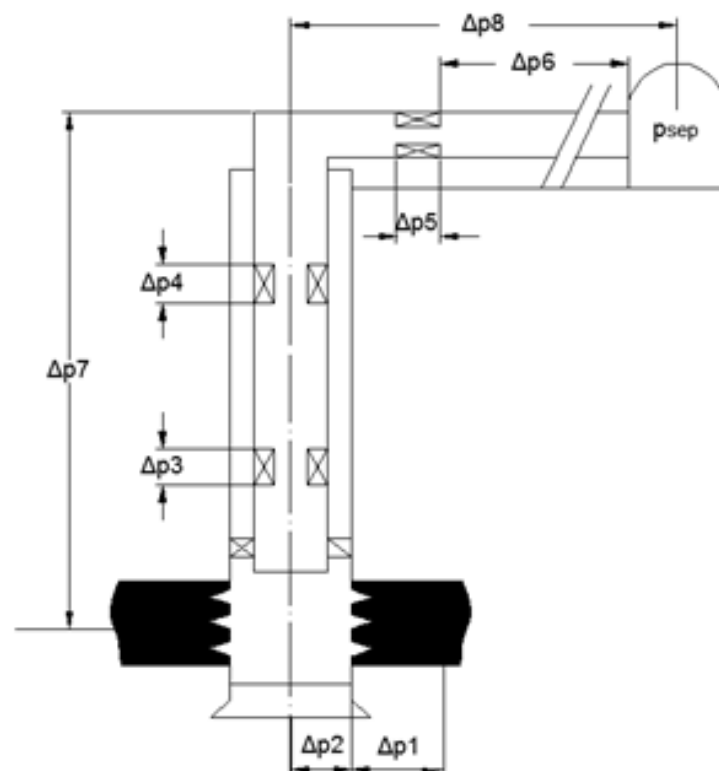
4.1 Utilizarea analizei nodale în stabilirea performanțelor sondelor de producție

Analiza sistemelor se aplică de mulți ani pentru a analiza performanța sistemelor compuse din componente care interacționează între ele. Circuitele electrice, rețelele complexe de conducte, sistemele de pompe centrifugale, toate sunt analizate utilizând această metodă. Cel care a introdus această abordare în industria de țitei și gaze a fost W.E. Gilbert (1954) iar T.E.W. Nind (1964) și K.E. Brown (1978) au popularizat acest concept cunoscut sub numele de Analiză Nodală (Nodal AnalysisTM). Obiectivul acestui sistem este de a combina diferitele componente ale sistemului de producție pentru o anumită sondă în scopul de a estima valoarea producției și de a optimiza aceste componente.

În figura 4.1 este prezentat schematic un sistem de producție complex, ce ilustrează componentele în care apar pierderi de presiune, precum și pierderile de presiune corespunzătoare.



a)



b)

Fig. 4.1. Structura unei sonde în Analiza Nodală (a) și pierderile de presiune corespunzătoare (b)

Pierderile de presiune într-o sondă sunt următoarele:

Δp_1 – pierderea de presiune prin mediul poros;

Δp_2 – pierderea de presiune datorată modului de completare a sondei;

Δp_3 – pierderea de presiune prin duza de fund;

Δp_4 – pierderea de presiune prin valva de siguranță;

Δp_5 – pierderea de presiune prin duza de suprafață;

Δp_6 – pierderea de presiune a fluidului prin linia de amestec;

Δp_7 – pierderea totală de presiune prin tubing;

Δp_8 – pierderea totală de presiune prin linia de amestec.

În cazul unei sonde de producție, analiza nodală constă în alegerea unui punct sau nod în sondă și împărțirea sistemului față de acest punct. În figura 4.2 este prezentată dispunerea în sondă a celor mai utilizate noduri.

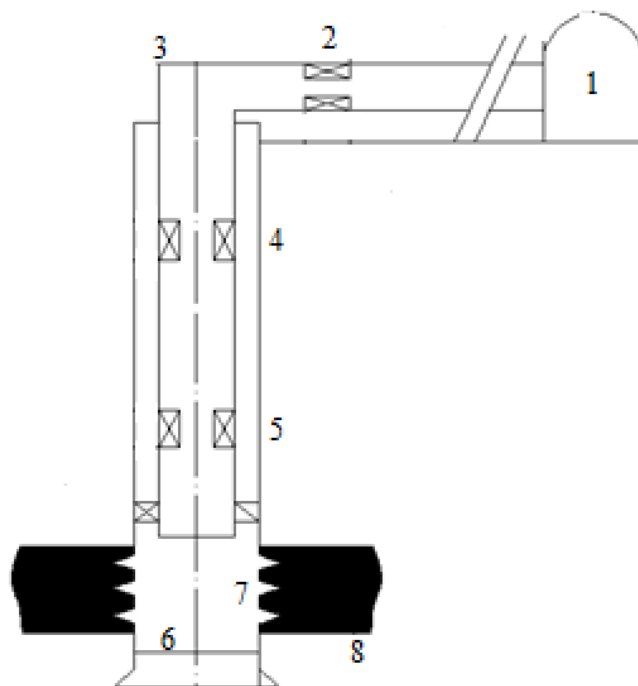


Fig. 4.2 Dispunerea nodurilor într-o sondă în Analiza Nodală

1-separator; 2-duza de suprafață; 3- capul sondei; 4-supapa de siguranță; 5- restricție în tubing;

6-baza sondei; 7-perforaturi; 8-zăcământ

Toate componentele din amonte de nod (upstream) formează secțiunea de intrare în nod (inflow), în timp ce secțiunea de ieșire din nod (outflow) este alcătuită din toate componentele aflate în aval de nod (downstream).

Pentru fiecare componentă a sistemului trebuie să existe relația dintre debit și căderea de presiune. Debitul prin sistem poate fi determinat odată ce sunt satisfăcute următoarele condiții:

1. Debitul în nod este egal cu debitul în afara nodului;
2. Într-un nod poate exista o singură presiune.

Pe durata exploatării unei sonde, există întotdeauna două presiuni care rămân constante (nu depind de debit). Una dintre aceste presiuni este presiunea medie a zăcământului, p_c , cealaltă este presiunea la ieșirea din sistem. De obicei, presiunea la ieșirea din sistem este presiunea la separator, p_{sep} . Dacă la suprafață este montată o duză pentru reglarea presiunii, presiunea constantă de la ieșirea din sistem poate fi considerată presiunea la capul sondei, p (wellhead pressure). După alegerea nodului, se calculează presiunea în nod din ambele direcții, începând de la presiunile constante:

La intrare în nod:

$$p_c - \Delta p' = p_{nod} \quad (4.1)$$

La ieșire din nod:

$$p_{sep} + \Delta p'' = p_{nod} \quad (4.2)$$

unde $\Delta p'$ este suma căderilor de presiune în componentele upstream

$\Delta p''$ este suma căderilor de presiune în componentele downstream

Căderea de presiune în oricare dintre componente, Δp , variază în funcție de debit. Reprezentând grafic presiunea în nod în funcție de debit vor rezulta două curbe. Intersecția acestora furnizează condițiile ce satisfac cerințele 1 și 2 de mai sus. Procedura este ilustrată în Fig. 4.3.

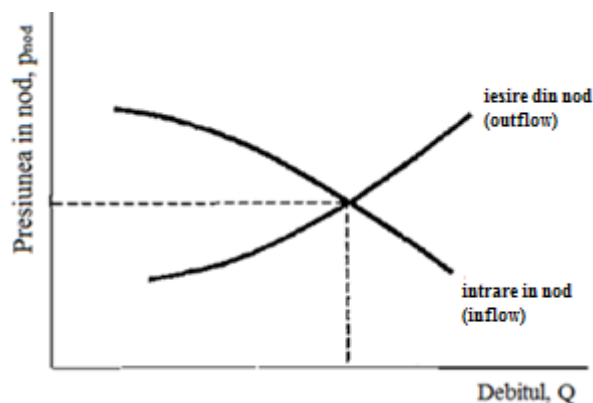


Fig. 4.3 Presiunea în nod în funcție de debit

Efectul modificărilor în oricare dintre componente poate fi analizat recalculând presiunea în nod în funcție de debit, utilizând noile caracteristici ale componentei care a fost modificată. Dacă modificarea s-a realizat în cazul unei componente a sistemului aflate deasupra nodului, curba outflow va rămâne nemodificată, și invers. Indiferent care dintre curbe se modifică, punctul de intersecție al acestora se deplasează și va exista o nouă presiune în nod și un nou debit. De asemenea, curbele vor fi diferite și în cazul în care se modifică una dintre presiunile considerate fixe, cazul epuizării zăcămintelor sau modificării condițiilor de la separator. Această metodă poate fi ilustrată considerând un sistem simplu de producție indicat în Fig. 4.1a) și alegând ca nod capul sondei.

La intrare în nod:

$$p_c - \Delta p_3 - \Delta p_4 - \Delta p_7 = p \quad (4.3)$$

La ieșire din nod:

$$p_{sep} + \Delta p_8 = p \quad (4.4)$$

Efectul modificării dimensiunii tubingului asupra debitului este ilustrat în fig. 4.4 iar efectul modificării diametrului liniei de amestec este ilustrat în fig. 4.5.

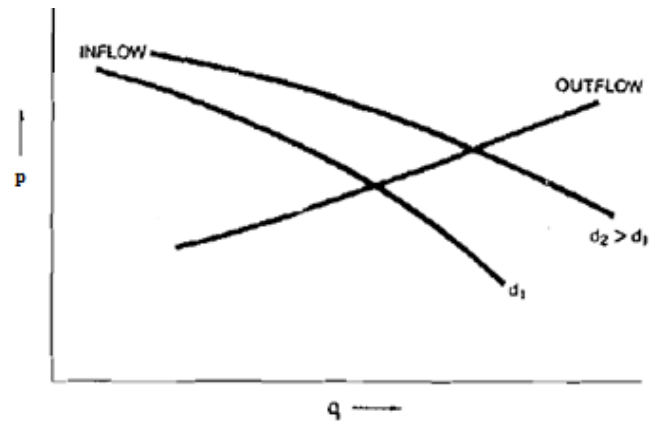


Fig. 4.4 *Influența modificării diametrului tubingului asupra debitului*

Efectul unei creșteri rezonabile a dimensiunii tubingului este creșterea presiunii în nod sau în capul sondei, deoarece căderea de presiune în tubing va fi mai mică. Acest lucru determină deplasarea curbei inflow în sus și a intersecției curbelor către dreapta (Fig. 4.4).

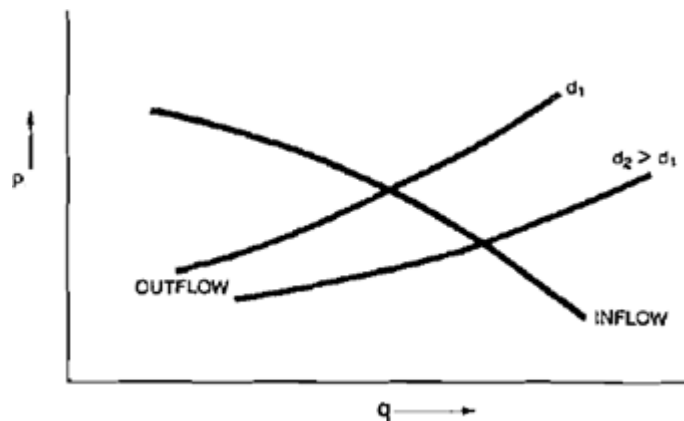


Fig. 4.5 *Influența modificării diametrului liniei de amestec asupra debitului*

Creșterea diametrului liniei de amestec va conduce la micșorarea căderii de presiune, deplasând curba outflow în jos și intersecția către dreapta (Fig. 4.5).

În acest mod poate fi analizat efectul modificării oricărei componente a sistemului. De asemenea, poate fi determinat efectul declinului zăcămintului sau al modificării presiunii la separator.

O metodă frecventă de analiză nodală este alegerea nodului la baza sondei (punctul 6 din Fig. 4.2). Alegând nodul în acest punct, sonda este împărțită într-o componentă dominată de zăcământ și o componentă dominată de sistemul de extracție (piping system). Expresiile presiunilor pentru sistemul simplu de producție reprezentat în fig.4.1 a) vor deveni:

La intrare în nod:

$$p_c - \Delta p_1 - \Delta p_2 = p_f \quad (4.5)$$

La ieșire din nod:

$$p_{sep} + \Delta p_8 + \Delta p_7 = p_f \quad (4.6)$$

unde p_f este presiunea la talpa sondei (bottomhole pressure)

În acest caz, efectul modificării dimensiunii tubingului asupra sistemului de producție total este ilustrat în fig. 4.6.

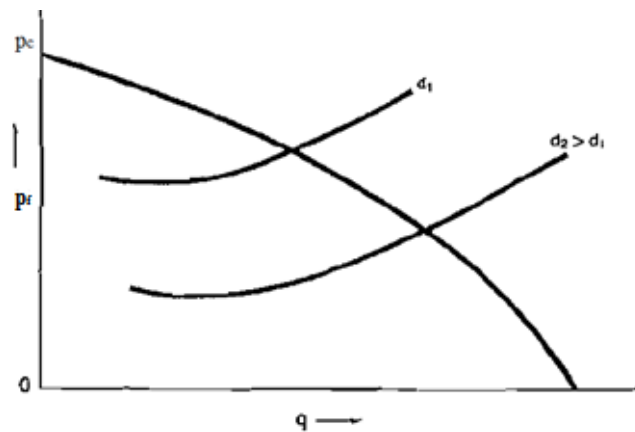


Fig. 4.6 *Influența modificării diametrului tubingului asupra debitului*

Un sistem de producție poate fi optimizat prin alegerea combinației de caracteristici ale unei componente care va oferi debitul maxim la prețul cel mai scăzut. Deși căderea de presiune totală $p_c - p_{sep}$ poate fi constantă la un moment dat pentru întregul sistem, capacitatea de producție a sistemului depinde de locul unde apar căderile de presiune.

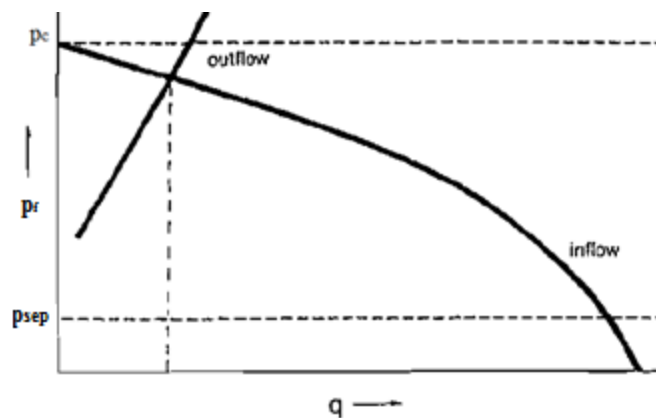


Fig. 4.7 *Efectul subdimensionării tubingului*

În fig.4.7 este ilustrat cazul unui sistem în care dimensiunea tubingului este prea mică. Astfel, chiar dacă zăcămintul poate produce o cantitate mare de fluid, dacă apare o cădere de presiune prea mare în tubing, performanța sondei are de suferit. În acest caz, nici îmbunătățirea performanțelor zăcămintului prin operații de stimulare nu are niciun efect, decât cu instalarea unui tubing cu diametru mai mare.

Un alt caz în care performanța sondei este influențată de presiunea de sub nod este ilustrat în fig. 4.8. În acest caz, căderea de presiune excesivă poate fi datorată deteriorării formațiunii sau perforaturilor necorespunzătoare.

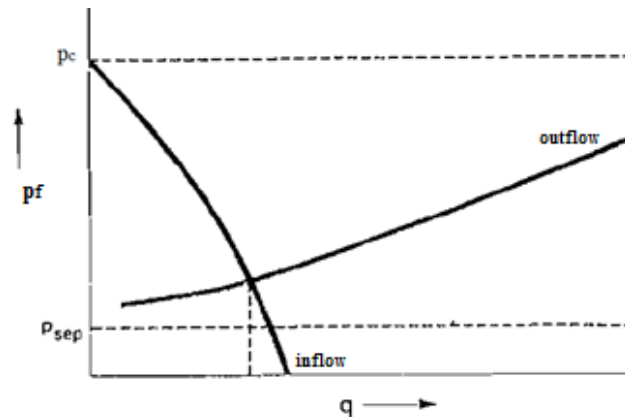


Fig. 4.8 Cădere de presiune excesivă la fundul sondei

Utilizând Analiza Nodală în cazul unei sonde perforate se poate optimiza producția prin optimizarea parametrilor perforării (densitatea perforaturilor, diametrul perforaturii, lungimea perforaturii și unghiul de defazare).

4.2 Optimizarea procesului de extracție a unor sonde exploatate în erupție naturală de pe structura Runcu-Mislea-Buștenari în funcție de modul de perforare, utilizând analiza nodală

Aplicațiile s-au realizat folosind simulatorul Well PERFORMance Analysis, în cazul a patru sonde de pe structura Runcu-Mislea-Buștenari, pentru care se cunosc condițiile de exploatare și caracteristicile tehnice. De asemenea, se cunosc proprietățile fluidelor care intervin în proces.

Date de intrare:

Tipul fluidului: țiței

Tipul sondei: de producție

Poziția nodului: capul sondei

Corelațiile utilizate:

- pentru gaura de sondă: Hagedorn & Brown pentru țiței (1963)
- pentru linia de amestec: Beggs & Brill (1973)
- pentru curgerea tip bule: Griffith & Wallis (1961)
- pentru calculul transferului de căldură/temperatură: modelul unificat Alvez et al (1992)
- pentru indicele de productivitate: Jones et al (1976)

Tabelul 4.1 *Proprietățile fluidului*

	Sonda A	Sonda B	Sonda C	Sonda D
Densitatea țiteiului, g/cm ³	0,83	0,83	0,83	0,83
Greutatea specifică a gazului	0,65	0,65	0,65	0,65
Impurități, %	10	10	18	30
Densitatea apei, g/cm ³	1,070	1,070	1,070	1,070
Rația gaz-țitei, m ³ _N /m ³	203	528	172	388
Temperatura la separator, °C	10	10	10	10
Presiunea la separator, bar	8	16	8	16

Tabelul 4.2 *Caracteristicile zăcământului*

	Sonda A	Sonda B	Sonda C	Sonda D
Presiunea, bar	185	185	185	185
Temperatura, °C	60	60	60	60
Permeabilitatea medie, mD	3,5	4	2,2	4,2
Grosimea stratului productiv, m	91	20	32	104
Intervalul perforat, m	21	10	14	16
Factorul skin	12	6	5	5
Raza de influență a sondei, m	280	235	280	235

Tabelul 4.3 *Date constructive și de producție ale sondelor*

	Sonda A	Sonda B	Sonda C	Sonda D
Raza sondei, mm	70	70	70	70
Diametrul exterior al coloanei, mm (in)	139,7 (5 ½)	139,7 (5 ½)	139,7 (5 ½)	139,7 (5 ½)
Diametrul interior al coloanei, mm (in)	127,31 (5)	127,31 (5)	127,31 (5)	127,31 (5)
Adâncimea coloanei, m	2410	2300	2300	2200
Adâncimea tubingului, m	2280	2050	2100	2000
Diametrul exterior al tubingului, mm (in)	73,03 (2 7/8)	73,03 (2 7/8)	73,03 (2 7/8)	73,03 (2 7/8)
Diametrul interior al tubingului, mm	59	59	59	59
Cap perforări, m	2306	2180	2230	2044
Debit, m ³ /zi	24,2	13,7	22,9	22,7

Tabelul 4.4 *Date referitoare la modul de completare*

	Sonda A	Sonda B	Sonda C	Sonda D
Intervalul perforat, m	21	10	14	16
Densitatea perforaturilor, gl/m (spf)	19,7 (6)	13,1 (4)	19,7 (6)	26,2 (8)
Diametrul perforaturilor, mm (in)	12,7 (0.5)	10,16 (0.4)	12,7 (0.5)	15,24 (0.6)
Lungimea unei perforaturi, mm (in)	152,4 (6)	152,4 (6)	203,2 (8)	203,2 (8)
Raportul kc/kz* (carota)	0.7	0.7	0,7	0.7
Permeabilitatea zonei deteriorate	0.5	0.7	1	0.5
Raza zonei deteriorate	800	760	900	840
Unghi de defazaj al perforaturilor	60°	90°	60°	120°
Factorul skin datorat perforaturilor	-0,246	0,386	-0,604	-0,692

Tabelul 4.5 Caracteristicile liniei de amestec

	Sonda A	Sonda B	Sonda C	Sonda D
Lungimea, m	1230	3370	800	1500
Diametru interior linie amestec, mm (in)	66,65 (2 ⁵ / ₈)	66,65 (2 ⁵ / ₈)	52,5 (2)	66,65 (2 ⁵ / ₈)
Diametru interior duză, mm	3,50	3,50	3,50	3,50
Căldura specifică a gazului, kJ/kgK	2,26	2,26	2,26	2,26

4.2.1 Influența geometriei perforaturii asupra datelor de producție ale sondelor

Caracteristicile geometrice ale perforaturilor care influențează datele de producție ale unei sonde sunt: unghiul de defazaj, diametrul, lungimea și densitatea perforaturilor.

4.2.1.1 Influența unghiului de defazaj asupra datelor de producție ale sondelor

Defazajul reprezintă distribuția radială a încărcăturilor explozive în jurul axei puștii de perforare. Altfel spus, defazajul reprezintă orientarea perforaturilor sau unghiul dintre găuri în plan orizontal. Cele mai des utilizate unghiuri de defazare sunt 0°(360°), 180°, 120°, 90°, 60° și 45°.

Sonda A

Tabelul 4.6 Factorul skin datorat perforaturilor pentru diferite unghiuri de defazare

L _p (mm)	r _{perf} (mm)	h (mm)	k _h (mD)	k _v (mD)	k _c (mD)	r _{inv} (mm)	φ	S _H	S _v	S _s	S _{inv}	S _{perf}
152,4	6,35	50,76	0,5	0,5	0,35	6	60	-0,949	0,605	0,003	0,095	-0,246
152,4	6,35	50,76	0,5	0,5	0,35	6	0 360	0,608	0,088	0,371	0,095	1,163
152,4	6,35	50,76	0,5	0,5	0,35	6	180	-0,463	0,237	0,108	0,095	-0,022
152,4	6,35	50,76	0,5	0,5	0,35	6	120	-0,722	0,428	0,035	0,095	-0,164
152,4	6,35	50,76	0,5	0,5	0,35	6	90	-0,836	0,493	0,013	0,095	-0,234
152,4	6,35	50,76	0,5	0,5	0,35	6	45	-1,005	0,730	0,001	0,095	-0,180

Tabelul 4.7 Date de calcul: debitul, Q (m³/zi) și presiunea în nod, p (bar)

φ=60°		φ=0° (360°)		φ=180°		φ=120°		φ=90°		φ=45°			
INFLOW												OUTFLOW	
Q	p	Q	p	Q	p	Q	p	Q	p	Q	p	Q	p
0	9.43	0	9.43	0	9.43	0	9.43	0	9.43	0	9.43	0.1	8
1.8	10.52	1.6	9.86	1.8	10.28	1.8	10.34	1.8	10.36	1.8	10.34	0.7	8.01
3.6	15.83	3.2	14.9	3.5	15.49	3.5	15.56	3.6	15.6	3.5	15.57	1	8.02
5.3	20.05	4.9	19.37	5.2	19.8	5.3	19.86	5.3	19.88	5.3	19.86	1.4	8.03
7.1	20.19	6.5	19.34	7	19.75	7	19.8	7.8	19.83	7.1	19.81	1.9	8.03
8.8	24.3	8.1	21.38	8.7	23.58	8.8	23.57	8.8	23.58	8.8	23.58	2.4	8.05
10.6	23.98	9.7	22.27	10.4	23.15	10.5	23.15	10.6	23.15	10.5	23.15	3.2	8.06
12.3	25	11.3	24.37	12.2	24.1	12.3	24.07	12.3	24.06	12.3	24.07	4.2	8.07
14.1	24.99	12.9	22.98	13.9	24	14	23.94	14.4	23.91	14	23.94	5.9	8.1

15.8	24.12	14.5	23.01	15.6	23.03	15.7	22.95	15.8	22.91	15.7	22.94	10.7	8.18
17.5	23.38	16	21.45	17.3	22.22	17.4	22.12	17.5	22.06	17.5	22.1	15.8	8.27
19.3	22.59	17.6	20.75	19	21.39	19.1	21.25	19.2	21.18	19.2	21.23	21.7	8.62
21	18.08	19.2	18.05	20.7	16.84	20.9	16.68	21	16.6	20.9	16.66	27.6	8.9
22.7	13.33	20.8	13.41	22.3	11.87	22.6	11.66	22.7	11.56	22.6	11.64	33.6	9.22
24.4	8.27	22.3	7.82	24	5.65	24.3	5.4	24.4	5.28	24.3	5.37	39.5	9.54
26.1	2.34	23.9	1.78	25.3	1.01	25.4	1.01	25.5	1.01	25.5	1.01		
26.5	1.01	24.1	1.01										

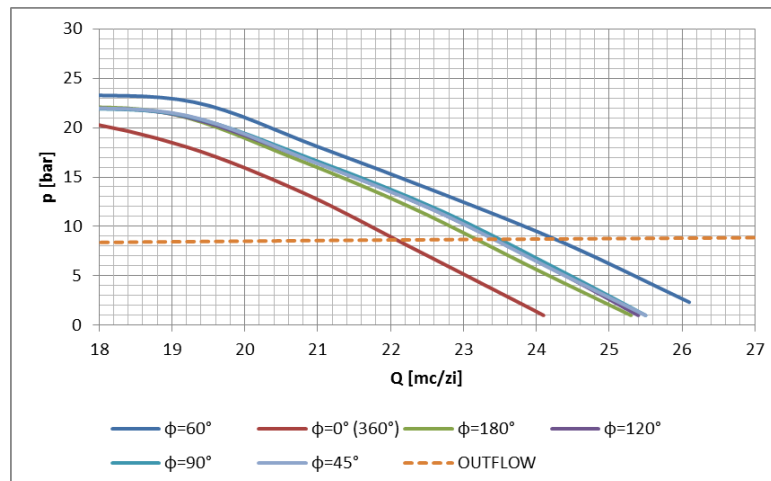


Fig. 4.9 Variația debitului în funcție de presiune pentru diferite unghiuri de defazare, sonda A

Tabelul 4.8 Valorile în nod pentru sonda A

Unghi, grade	60	0 (360)	180	120	90	45
Debit, mc/zi	24.2	22.1	23.2	23.4	23.4	23.4
Presiune, bar	8.74	8.64	8.69	8.7	8.7	8.7

În ceea ce privește influența modificării unghiului de defazaj al perforaturilor asupra performanțelor sondei, pentru toate cele patru sonde analizate, se constată următoarele:

- la defazajul de 0° (360°) se înregistrează cea mai mică valoare a debitului și a presiunii;
- factorul skin datorat zonei de invazie nu se modifică la modificarea unghiului de defazaj al perforaturilor;
- variație mică a debitului în funcție de unghiul de defazaj;
- variație mică a presiunii în funcție de unghiul de defazaj.

4.2.1.2 Influența diametrului perforaturilor asupra datelor de producție ale sondelor

În general, diametrul perforaturilor variază între 0,25- 0,75 in (3,175 – 19,05 mm) [22]. Pentru analiză s-au considerat diametre de 0.25, 0.4, 0.5, 0.6 și 0.75 in (6.35, 10.16, 12.70, 15.24 și 19.05 mm).

Sonda A

Tabelul 4.9 Factorul skin datorat perforaturilor pentru diferite diametre

L_p (mm)	r_{perf} (mm)	h (mm)	k_h (mD)	k_v (mD)	k_c (mD)	r_{inv} (mm)	φ	S_H	S_v	S_s	S_{inv}	S_{perf}
152,4	3,17	50,76	0,5	0,5	0,35	6	60	-0,949	0,888	0,003	0,151	0,094
152,4	5,08	50,76	0,5	0,5	0,35	6	60	-0,949	0,691	0,003	0,111	-0,143
152,4	6,35	50,76	0,5	0,5	0,35	6	60	-0,949	0,604	0,003	0,095	-0,246
152,4	7,62	50,76	0,5	0,5	0,35	6	60	-0,949	0,538	0,003	0,083	-0,324
152,4	9,52	50,76	0,5	0,5	0,35	6	60	-0,949	0,462	0,003	0,069	-0,412

Tabelul 4.10 Date de calcul : debitul, Q (m^3/zi) și presiunea în nod, p (bar)

D=6.35mm		D=10.16mm		D=12.7mm		D=15.24mm		D=19.05mm			
INFLOW										OUTFLOW	
Q	p	Q	p	Q	p	Q	p	Q	p	Q	p
0	9.43	0	9.43	0	9.43	0	9.43	0	9.43	0.1	8
1.7	10.05	1.7	10.27	1.8	10.52	1.8	10.44	1.6	10.37	0.7	8.01
3.4	15.16	3.5	15.47	3.6	15.83	3.6	15.71	3.3	15.69	1	8.02
5	19.57	5.2	19.79	5.3	20.05	5.4	20.07	4.9	18.43	1.4	8.03
6.7	19.54	7	19.74	7.1	20.19	7.2	19.91	6.6	20.71	1.9	8.04
8.3	21.5	8.7	23.58	8.8	24.3	9	23.59	8.2	20.96	2.5	8.05
10	23.19	10.4	23.16	10.6	23.98	10.7	23.14	9.8	22.27	3.2	8.06
11.6	24.26	12.1	24.12	12.3	25	12.5	24.01	11.4	24.46	4.3	8.07
13.3	22.87	13.8	24.02	14.1	24.99	14.3	23.82	13	23.14	6	8.1
14.9	23.44	15.5	23.07	15.8	24.12	16	22.78	14.6	24.51	10.9	8.18
16.5	22.75	17.2	22.27	17.5	23.38	17.8	21.89	16.2	22.57	16.1	8.29
18.2	21.1	18.9	21.44	19.3	22.59	19.5	20.96	17.8	22.06	22.1	8.64
19.8	17.58	20.6	16.89	21	18.08	21.3	16.34	19.4	21.54	28.1	8.93
21.4	12.82	22.3	11.94	22.7	13.33	23	11.22	21	17.39	34.2	9.25
23	6.93	24	5.74	24.4	8.27	24.7	4.9	22.6	12.96	40.2	9.58
24.6	1.01	25.2	1.01	26.1	2.34	25.8	1.01	24.2	7.52		

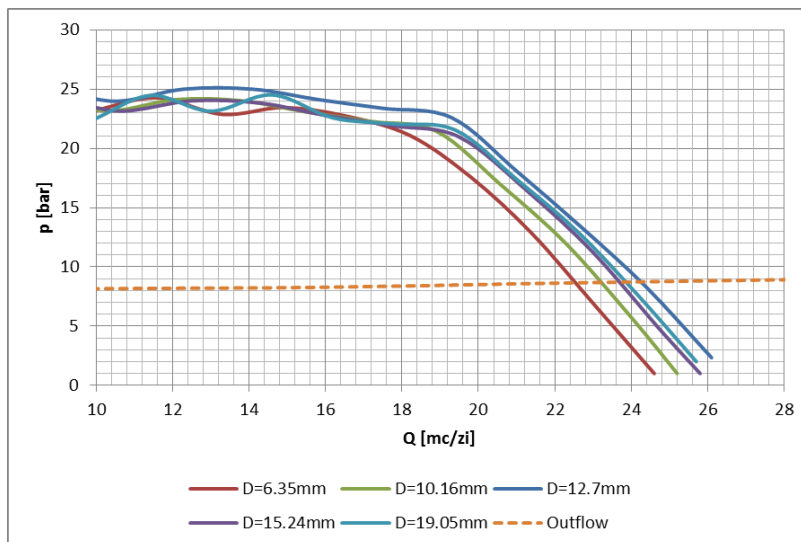


Fig. 4.10 Variația debitului în funcție de presiune pentru diferite diametre, sonda A

Tabelul 4.11 Valorile în nod pentru sonda A

Diametru, mm	6.35	10.16	12.7	15.24	19.05
Debit, mc/zi	22.5	23.2	24.2	23.7	23.8
Presiune, bar	8.66	8.69	8.74	8.72	8.72

În ceea ce privește influența modificării diametrului perforării asupra performanțelor sondei, pentru toate cele patru sonde analizate, se constată următoarele:

- debitul sondei crește odată cu creșterea diametrului perforării;
- presiunea crește odată cu creșterea diametrului perforării;
- factorul skin orizontal și factorul skin datorat efectului de sondă nu se modifică la modificarea diametrului perforării;
- factorul skin total scade odată cu creșterea diametrului perforării;
- variație mică a debitului la modificarea diametrului perforării;
- variație mică a presiunii la modificarea diametrului perforării.

4.2.1.3 Influența lungimii perforaturilor asupra datelor de producție ale sondelor

În general, lungimea perforaturilor este de 6-24 inch (152,4 - 600mm) [67] și chiar mai mare, în funcție de încărcătura explozivă, proprietățile coloanei, rezistența formațiunii, presiunile de zăcământ etc. Pentru analiză s-au considerat lungimi ale perforaturilor de 152.4, 250, 375, 500 și 600 mm.

Sonda ATabelul 4.12 *Factorul skin datorat perforaturilor pentru diferite lungimi*

L_p (mm)	r_{perf} (mm)	h (mm)	k_h (mD)	k_v (mD)	k_c (mD)	r_{inv} (mm)	φ	S_H	S_v	S_s	S_{inv}	S_{perf}
152,4	6,35	50,76	0,5	0,5	0,35	6	60	-0,949	0,604	0,003	0,095	-0,246
250	6,35	50,76	0,5	0,5	0,35	6	60	-1,312	0,402	0,002	0,058	-0,850
375	6,35	50,76	0,5	0,5	0,35	6	60	-1,642	0,289	0,001	0,039	-1,314
500	6,35	50,76	0,5	0,5	0,35	6	60	-1,890	0,229	0,001	0,029	-1,632
600	6,35	50,76	0,5	0,5	0,35	6	60	-2,051	0,196	0,001	0,024	-1,830

Tabelul 4.13 *Date de calcul : debitul, Q (m^3/zi) și presiunea în nod, p (bar)*

L=152.4 mm		L=250 mm		L=375 mm		L=500 mm		L=600 mm			
INFLOW										OUTFLOW	
Q	p	Q	p	Q	p	Q	p	Q	p	Q	p
0	9.43	0	9.43	0	9.43	0	9.43	0	9.43	0.1	8
1.8	10.52	1.8	10.66	1.8	10.95	1.9	11.14	1.9	11.25	0.8	8.01
3.6	15.83	3.5	16.08	3.7	16.47	3.8	16.73	3.9	16.89	1.2	8.02
5.3	20.05	5.3	18.76	5.5	20.96	5.7	21.17	5.8	21.29	1.6	8.03
7.1	20.19	7	20.85	7.3	21.13	7.6	21.33	7.7	21.45	2.1	8.04
8.8	24.3	8.7	22.85	9.2	24.98	9.4	25.21	9.6	25.27	2.8	8.05
10.6	23.98	10.5	24.03	11	24.87	11.3	24.92	11.5	24.83	3.6	8.06
12.3	25	12.2	26.04	12.8	25.85	13.2	25.82	13.4	25.81	4.8	8.08
14.1	24.99	13.9	24.74	14.6	25.83	15	25.73	15.3	25.69	6.7	8.11
15.8	24.12	15.6	24.77	16.4	24.98	16.9	24.81	17.2	24.72	12.1	8.19
17.5	23.38	17.3	23.27	18.2	24.28	18.7	24.02	19	25.17	18	8.4
19.3	22.59	19	23.29	20	23.53	20.5	23.19	20.9	23.01	24.7	8.76
21	18.08	20.7	20.02	21.7	19.24	22.4	18.87	22.8	18.66	31.5	9.11
22.7	13.33	22.4	15.66	23.5	14.77	24.2	14.32	24.6	14.08	38.2	9.47
24.4	8.27	24.1	10.75	25.3	9.51	26	8.85	26.5	8.46	45	9.86
26.1	2.34	25.7	4.82	27	3.61	27.8	2.95	28.3	2.59		
26.5	1.01	26.8	1.01	27.8	1.01	28.4	1.01	28.8	1.01		

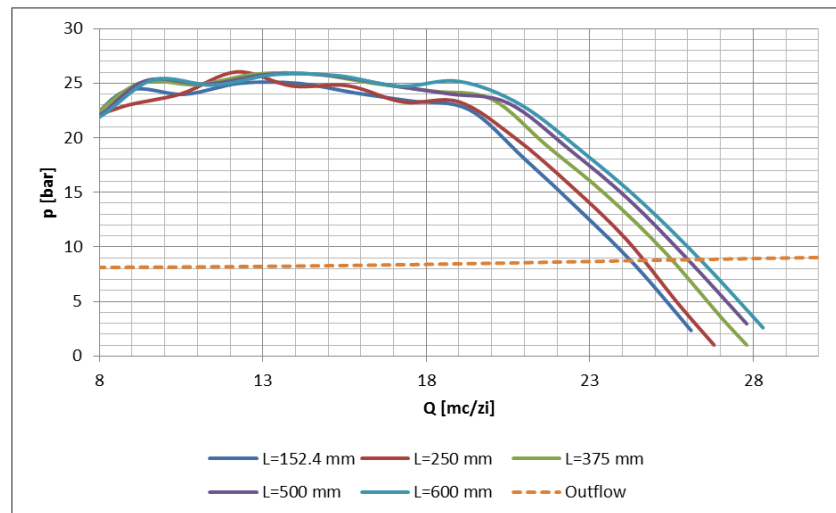


Fig. 4.11 Variația debitului în funcție de presiune pentru diferite lungimi, sonda A

Tabelul 4.14 Valorile în nod pentru sonda A

Lungime, mm	152.4	250	375	500	600
Debit, mc/zi	24.2	24.6	25.5	26	26.3
Presiune, bar	8.73	8.76	8.8	8.83	8.84

În ceea ce privește influența modificării lungimii perforaturii asupra performanțelor sondei, pentru toate cele patru sonde analizate, se constată următoarele:

- debitul sondei crește odată cu creșterea lungimii perforaturilor;
- presiunea crește odată cu creșterea lungimii perforaturilor;
- variație mică a presiunii în funcție de lungimea perforaturii;
- toate componentele factorului skin variază la modificarea lungimii perforaturii;
- factorul skin total scade odată cu creșterea lungimii perforaturii.

4.2.1.4 Influența densității perforaturilor asupra datelor de producție ale sondelor

Densitatea reprezintă numărul de perforaturi realizate de către pușcă pe unitatea de lungime. De obicei, densitatea depinde de cerințele de producție și de caracteristicile zăcămintului și variază între 4-12 spf (13-39 gl/m). Capacitatea maximă a unei puști este de 16-27 spf (52 - 88gl/m). Pentru analiză s-au considerat densități de 13, 20, 30, 40 și 66 gl/m (4, 6, 9, 12, 20 spf).

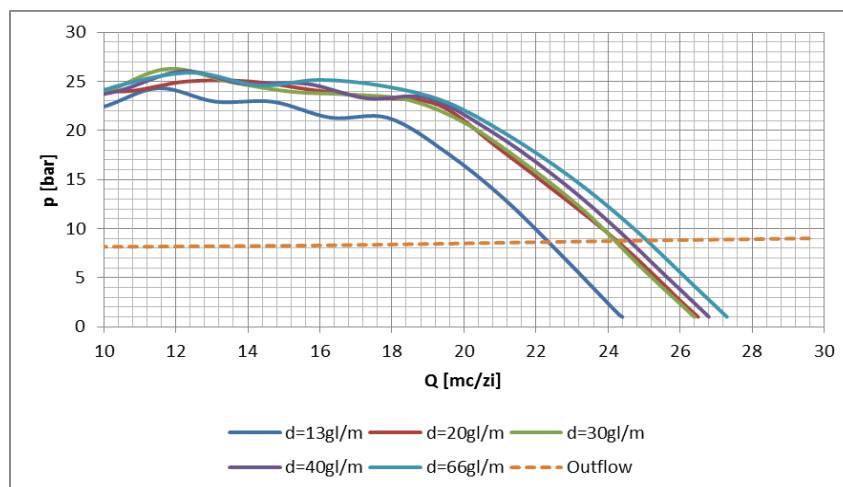
Sonda A

Tabelul 4.15 Factorul skin datorat perforaturilor pentru diferite densități

L_p (mm)	r_{perf} (mm)	h (mm)	k_h (mD)	k_v (mD)	k_c (mD)	r_{inv} (mm)	φ	S_H	S_v	S_s	S_{inv}	S_{perf}
152,4	6,35	76,34	0,5	0,5	0,35	6	60	-0,949	1,046	0,003	0,143	0,243
152,4	6,35	50,76	0,5	0,5	0,35	6	60	-0,949	0,604	0,003	0,095	-0,246
152,4	6,35	33,90	0,5	0,5	0,35	6	60	-0,949	0,321	0,003	0,063	-0,561
152,4	6,35	25,38	0,5	0,5	0,35	6	60	-0,949	0,188	0,003	0,047	-0,710
152,4	6,35	15,24	0,5	0,5	0,35	6	60	-0,949	0,058	0,003	0,028	-0,860

Tabelul 4.16 *Date de calcul : debitul, Q (m^3/zi) și presiunea în nod, p (bar)*

d=13gl/m		d=20gl/m		d=30gl/m		d=40gl/m		d=66gl/m			
INFLOW										OUTFLOW	
Q	p	Q	p	Q	p	Q	p	Q	p	Q	p
0	9.43	0	9.43	0	9.43	0	9.43	0	9.43	0.1	8
1.7	9.98	1.8	10.52	1.7	10.52	1.8	10.65	1.8	10.81	0.7	8.01
3.3	15.07	3.6	15.83	3.4	15.88	3.5	16.07	3.6	16.28	1.1	8.02
5	19.51	5.3	20.05	5.1	18.58	5.2	18.75	5.4	20.81	1.5	8.03
6.6	19.48	7.1	20.19	6.8	20.74	7	20.84	7.2	20.98	2	8.04
8.2	21.48	8.8	24.3	8.5	20.93	8.7	22.84	9	22.9	2.6	8.05
9.9	22.33	10.6	23.98	10.2	24.09	10.4	24.03	10.7	24.85	3.4	8.06
11.5	24.31	12.3	25	11.8	26.29	12.2	26.04	12.5	25.89	4.5	8.08
13.1	22.94	14.1	24.99	13.5	24.96	13.9	24.74	14.3	24.59	6.4	8.11
14.7	22.92	15.8	24.12	15.2	23.95	15.6	24.78	16	25.15	11.5	8.18
16.3	21.31	17.5	23.38	16.8	23.67	17.3	23.28	17.8	24.51	17	8.34
17.9	21.28	19.3	22.59	18.5	23.08	19	23.31	19.5	22.91	23.4	8.7
19.5	17.79	21	18.08	20.1	20.61	20.7	20.04	21.2	19.58	29.7	9.01
21.1	13.09	22.7	13.33	21.8	16.33	22.4	15.68	23	15.16	36.1	9.36
22.7	7.32	24.4	8.27	23.4	11.62	24	10.78	24.7	10.06	42.5	9.71
24.3	1.26	26.1	2.34	25	5.78	25.7	4.85	26.4	4.15		
24.4	1.01	26.5	1.01	26.4	1.01	26.8	1.01	27.3	1.01		

Fig. 4.12 *Variația debitului în funcție de presiune pentru diferite densități, sonda A*Tabelul 4.17 *Valorile în nod pentru sonda A*

Densitate, gl/m	13	20	30	40	66
Debit, mc/zi	22.4	24.2	24.2	24.6	25.1
Presiune, bar	8.64	8.74	8.74	8.76	8.78

În ceea ce privește influența modificării densității perforaturilor asupra performanțelor sondelor, pentru toate cele patru sonde analizate, se constată următoarele:

- debitul sondei crește odată cu creșterea densității perforaturilor;

- presiunea în nod crește odată cu creșterea densității perforaturilor;
- factorul skin orizontal și factorul skin datorat efectului de sondă nu se modifică la modificarea densității perforaturilor;
- factorul skin total scade odată cu creșterea densității perforaturilor;
- variație mică a debitului la modificarea densității perforaturilor;
- variație mică a presiunii la modificarea densității perforaturilor.

4.2.1.5 Influența diametrului și lungimii perforaturilor asupra datelor de producție ale sondelor

Analiza constă în simularea unor cazuri de perforare în care diametrul perforaturii este mare și lungimea mică, respectiv diametrul este mic și lungimea perforaturilor este mare.

S-au analizat următoarele cazuri:

Tabelul 4.18 Diametre/lungimi de perforaturi

Cazul	Diametru, in (mm)	Lungimea, in(mm)
1	0.75 (19,05)	6 (152,40)
2	0.60 (15,24)	8 (203,20)
3	0.35 (8,89)	20 (508,00)
4	0.25 (6,35)	24 (609,60)

Sonda A

Tabelul 4.19 Factorul skin datorat perforaturilor pentru diferite diametre/lungimi

L_p (mm)	r_{perf} (mm)	h (mm)	k_h (mD)	k_v (mD)	k_c (mD)	r_{inv} (mm)	φ	S_H	S_v	S_s	S_{inv}	S_{perf}
152,4	9,5	0,05	0,5	0,5	0,35	6	60	-0,948	0,462	0,003	0,069	-0,414
203,2	7,62	0,05	0,5	0,5	0,35	6	60	-1,154	0,420	0,002	0,062	-0,670
508	4,44	0,05	0,5	0,5	0,35	6	60	-1,904	0,295	0,0007	0,036	-1,571
609,6	3,17	0,05	0,5	0,5	0,35	6	60	-2,066	0,321	0,0006	0,037	-1,706

Tabelul 4.20 Date de calcul : debitul, Q (m^3/zi) și presiunea în nod, p (bar)

Cazul 1		Cazul 2		Cazul 3		Cazul 4			
INFLOW								OUTFLOW	
Q [mc/zi]	p [bar]	Q [mc/zi]	p [bar]	Q [mc/zi]	p [bar]	Q [mc/zi]	p [bar]	Q [mc/zi]	p [bar]
0	9.43	0	9.43	0	9.43	0	9.43	0.1	8
1.7	10.41	1.7	10.56	1.9	11.08	1.9	11.14	0.8	8.01
3.3	15.74	3.4	15.94	3.8	16.65	3.8	16.73	1.1	8.02
5	18.46	5.1	18.63	5.6	21.1	5.7	21.17	1.6	8.03
6.6	20.7	6.9	20.77	7.5	21.26	7.6	21.33	2.1	8.04
8.3	20.94	8.6	22.83	9.4	25.19	9.4	25.21	2.7	8.05
9.9	22.21	10.2	24.06	11.2	24.9	11.3	24.92	3.5	8.06
11.5	24.36	11.9	26.22	13	25.82	13.2	25.82	4.7	8.08
13.2	24.88	13.6	24.88	14.9	25.76	15	25.74	6.6	8.11
14.8	24.34	15.3	24.98	16.7	24.86	16.9	24.81	12	8.19

16.4	24.16	17	23.53	18.5	24.1	18.7	24.02	17.7	8.37
18	23.15	18.6	22.91	20.4	23.29	20.5	23.19	24.4	8.74
19.6	21.27	20.3	20.42	22.2	18.98	22.4	18.87	31	9.08
21.2	17.09	22	16.11	24	14.46	24.2	14.32	37.7	9.44
22.8	12.58	23.6	11.33	25.8	9.05	26	8.85	44.3	9.82
26	1.47	26.5	1.01	28.2	1.01	28.4	1.01		

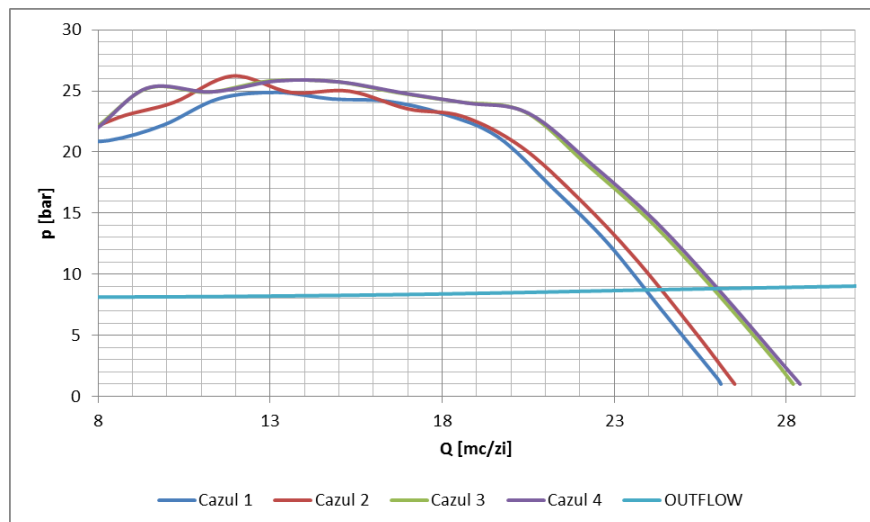


Fig. 4.13 Variația debitului în funcție de presiune pentru diferite diametre/lungimi, sonda A

Tabelul 4.21 Valorile în nod pentru sonda A

	Cazul 1	Cazul 2	Cazul 3	Cazul 4
Debit, mc/zi	23.9	24.3	25.9	26
Presiune, bar	8.72	8.74	8.82	8.83

În ceea ce privește cazurile analizate, se constată următoarele:

- cel mai mare debit se înregistrează în cazul nr. 4 - diametru 0.25in (6,35mm) și lungime 24in (609,60mm);
- cea mai mare presiune în nod se înregistrează în cazul nr. 4 - diametru 0.25in (6,35mm) și lungime 24in (609,60mm);
- cel mai mic debit se înregistrează în cazul nr. 1 - diametru 0.75in (19,05mm) și lungime 6 in (152,40mm);
- cea mai mică presiune se înregistrează în cazul nr. 1 - diametru 0.75in (19,05mm) și lungime 6 in (152,40mm);
- toate componentele factorului skin total se modifică;
- factorul skin total are valori negative în toate cazurile analizate.

4.2.2 Optimizarea producției sondelor în funcție de modul de perforare

Analiza Nodală abordează sistemul de producție total ca pe un grup de componente care cuprinde: zăcământul, modul de completare a sondei (gravel-pack, perforaturi, gaură liberă), restricțiile prin gaura de sondă, linia de amestec către separator. Această metodă poate fi utilizată pentru a studia efectul oricărei componente asupra performanței sondelor de producție.

Optimizarea producției presupune alegerea geometriei perforaturilor care conduce la obținerea debitului maxim. În cele ce urmează sunt prezentate valorile în nod obținute prin calcule utilizând Analiza Nodală, precum și reprezentarea grafică a acestora.

Sonda A

Tabelul 4.22 Valorile totale în nod pentru sonda A

modificarea unghiului de defazaj			modificarea diametrului			modificarea lungimii			modificarea densității			diferite diametre/lungimi		
Φ [°]	Q [m ³ /zi]	P [bar]	D [mm]	Q [m ³ /zi]	P [bar]	L [mm]	Q [m ³ /zi]	P [bar]	n [gl/m]	Q [m ³ /zi]	P [bar]	cazul	Q [m ³ /zi]	P [bar]
60	24.2	8.74	6	22.5	8.66	152.4	24.2	8.73	13	22.4	8.64	1	23.9	8.72
0 (360)	22.1	8.64	10	23.2	8.69	250	24.6	8.76	20	24.2	8.74	2	24.3	8.74
180	23.2	8.69	12.7	24.2	8.74	375	25.5	8.80	30	24.2	8.74	3	25.9	8.82
120	23.4	8.7	16	23.7	8.72	500	26	8.83	40	24.6	8.76	4	26	8.83
90	23.4	8.7	20	23.8	8.72	600	26.3	8.84	66	25.1	8.78			
45	23.4	8.7												

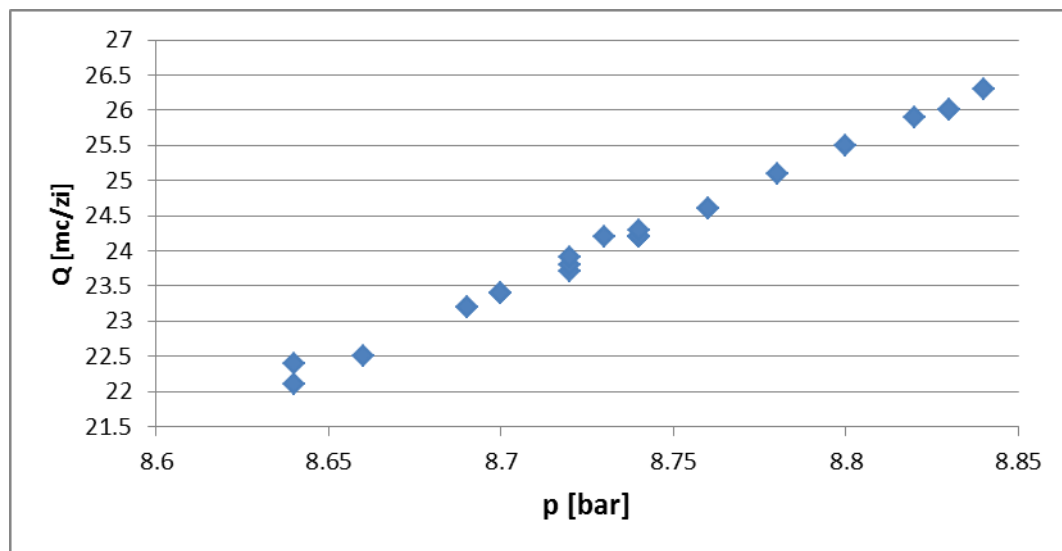


Fig. 4.14 Debitul în funcție de presiunea în nod, sonda A

Din datele analizate se observă faptul că cele mai mari debite obținute pentru sonda A sunt următoarele:

Tabelul 4.23 Valorile maxime ale debitului, respectiv presiunii, pentru sonda A

Geometria perforaturilor				Valori în nod	
Unghi de defazaj grade	Diametru mm	Lungime mm	Densitate gl/m	Debit mc/zi	Presiune bar
60	10,16	600	20	26,3	8,84
60	10,16	500	20	26	8,83
60	6,35	609,60	20	26	8,83
60	8,89	508	20	25,9	8,82
60	10,16	375	20	25,5	8,80
60	10,16	152,4	66	24,6	8,76
60	10,16	152,4	40	24,6	8,76

CAPITOLUL 5

STUDIU DE CAZ PRIVIND INFLUENȚA TIPULUI DE PERFORARE ASUPRA PRODUCTIVITĂȚII SONDELOR

5.1 Sistemul de perforare MaxPerf

Sistemul de perforare MaxPERF poate fi utilizat în sonde noi sau deja existente pentru a face perforaturi radiale multiple cu până la 72 in (1,82m) lungime de la peretele sondei. Acesta realizează găuri cu diametru de 1in în coloană iar diametrul tunelului în formațiune este de 0.7in, acest lucru fiind posibil fără deteriorarea zonei din apropierea găurii de sondă.

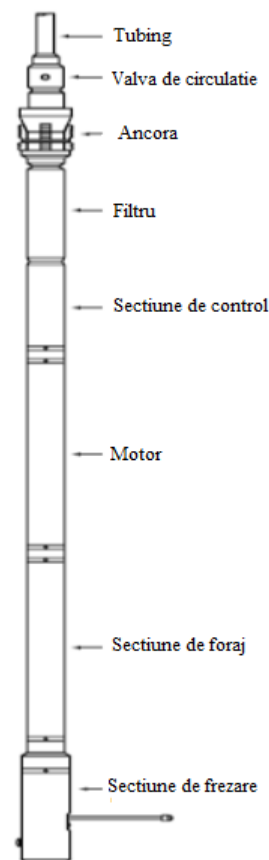


Fig. 5.1 Componenta sistemului MaxPerf

MaxPERF este alcătuit din patru componente principale : secțiunea de control, motorul, secțiunea de foraj și freza, precum și din accesorii (ancora, filtru, valvă de circulație) (fig. 5.1).

5.2 Deschiderea stratelor productive utilizând sistemul MaxPERF –studiu de caz

În acest capitol se va realiza o comparație între deschiderea stratelor productive utilizând puști de perforare (metoda clasică) și deschiderea stratelor productive utilizând sistemul MaxPerf, în cazul sondei A ale cărei caracteristici sunt prezentate în cap.4. Datele referitoare la modul de completare a sondei care se modifică în cele două cazuri sunt prezentate în Tab. 5.1.

Tabelul 5.1 *Date de completare pentru sonda A*

Date de completare	Perforare obișnuită	Sistem MaxPerf
Densitatea perforaturilor, gl/m (spf)	19,7 (6)	8 (2.4)
Diametrul perforaturilor, mm (in)	12,7 (0.5)	17,78 (0.7)
Lungimea unei perforaturi, mm (in)	152,4 (6)	1270 (50)
Raportul kc/kz	0,7	1
Unghi de defazaj al perforaturilor	60°	180°
Factorul skin datorat perforaturilor	0.094	-2,111

Calculul au fost realizate folosind simulatorul Well PERFORMance și utilizând Analiza Nodală, alegând ca nod capul sondei.

Tabelul 5.2 *Date de calcul : debitul, Q (m^3/zi) și presiunea în nod, p (bar)*

INFLOW Perf normala		INFLOW MaxPerf		OUTFLOW Perf normala		OUTFLOW MaxPerf	
Q	p	Q	p	Q	p	Q	p
0	9.43	0	9.43	0.1	8	0.1	8
1.8	10.37	2	11.47	0.7	8.01	0.8	8.01
3.6	15.6	4	17.17	1	8.02	1.2	8.02
5.3	19.89	6	21.52	1.4	8.03	1.6	8.03
7.1	19.83	8	23.38	1.9	8.03	2.2	8.04
8.8	23.58	9.9	25.34	2.4	8.05	2.8	8.05
10.6	23.15	11.9	24.87	3.2	8.06	3.7	8.06
12.3	24.06	13.8	25.75	4.2	8.07	4.9	8.08
14.1	23.91	15.8	26.72	5.9	8.1	6.9	8.12
15.8	22.9	17.7	26.2	10.7	8.18	12.5	8.18
17.5	22.05	19.7	25.31	15.8	8.27	18.5	8.42
19.3	21.17	21.6	22.58	21.7	8.62	25.4	8.79
21	16.59	23.5	18.18	27.6	8.9	32.3	9.15
22.7	11.54	25.4	13.47	33.6	9.22	39.2	9.53
24.4	5.26	27.3	7.55	39.5	9.54	46.1	9.93
25.5	1.01	29.2	1.7				

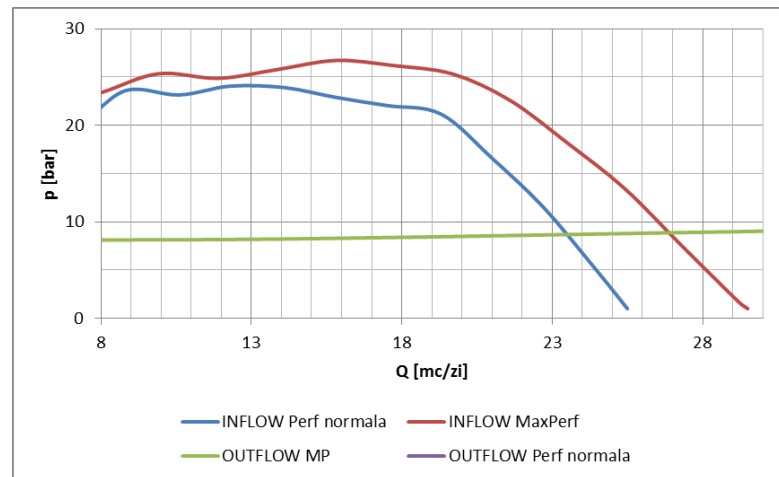


Fig. 5.2 *Variația debitului în funcție de presiune în nod, perforare normală vs. Sistemul MaxPerf*

Din tabelul 5.2 se observă că valorile curbelor outflow sunt foarte apropiate și deci, în reprezentarea grafică, curbele coincid.

Tabelul 5.3 *Valorile în nod, perforare normală vs. Sistemul MaxPerf*

	Perforare obișnuită	Sistemul MaxPerf
Debit, mc/zi	23,4	26,9
Presiune, bar	8,7	8,87

Rezultatele obținute în urma simulării reflectă eficiența metodei de perforare MaxPerf. Astfel, s-a obținut o creștere a debitului de aprox.15%, creșterea corespunzătoare a presiunii fiind de aprox. 2%.

Având în vedere importanța valorificării resurselor existente de petrol și gaze este de așteptat să se dezvolte noi tehnologii și echipamente de perforare care să conducă la creșterea productivității sondelor; în ultimă instanță, aceasta înseamnă costuri scăzute și creșterea profitului firmelor care operează în domeniu.

CAPITOLUL 6

CONCLUZIILE TEZEI DE DOCTORAT

6.1 Concluzii generale

Operația de perforare este un element principal în procesul de completare a unei sonde. Aceasta implică crearea unui canal de comunicare între sondă și stratul productiv, care să permită curgerea fluidului din zăcământ în sondă. Majoritatea sondelor de țitei și gaze sunt tubate și cimentate. În timpul perforării este creat acest canal de comunicare, cel mai adesea cu ajutorul energiei detonate de încărcături explozive. Această metodă determină și o reducere a permeabilității în zona care înconjoară tunelul de perforare rezultat, cunoscută ca zonă de invazie sau crustă de

perforare. Parametrii precum permeabilitatea zonei de invazie, lungimea și diametrul tunelului de perforare, unghiul dintre perforaturi și profilul presiunii din sondă și din strat în timpul perforării joacă un rol determinant în obținerea unei perforări optime.

Lucrarea de față este concentrată pe studierea tuturor aspectelor pe care le implică operația de perforare și elaborarea unei soluții de optimizare a producției prin analiza unor scenarii de realizare a perforaturilor în cazul a patru sonde existente pe structura Runcu-Mislea-Buștenari.

Concluziile în urma cercetărilor realizate în prezenta teză de doctorat sunt următoarele:

- toate operațiile de perforare a sondelor au același obiectiv: realizarea de perforaturi curate care să producă debitul maxim către gaura de sondă. Din cauza caracteristicilor diferite ale sondelor, constituie o adevărată provocare alegerea tehnologiei de perforare (cu glonț, cu încărcătură explozivă, abrazive), a echipamentului de perforare, a modului de introducere a echipamentului de perforare în gaura de sondă.
- în sondele de țiței sau gaze, curgerea este multifazică și constă, de obicei, în țiței, gaz și apă. Estimarea căderii de presiune în sondele verticale este foarte importantă pentru proiectarea modului de completare a sondei, optimizarea producției și alegerea echipamentelor de suprafață. Cu toate că au fost propuse numeroase corelații și modele pentru determinarea căderii de presiune în sondele verticale, eficiența acestora este încă pusă în discuție. În prezent, nu există o corelație sau un model care, singur, să poată estima cu precizie căderea de presiune, deoarece există un domeniu foarte larg de condiții de funcționare ale sondelor care pot fi întâlnite în întreaga lume.
- parametrii care influențează indicele de productivitate al sondei sunt: densitatea perforaturilor, lungimea tunelului de perforare, gradul de deteriorare din jurul găurii de sondă, eterogenitatea zăcământului, gradul de compactare din jurul perforaturii, diametrul perforaturii, raza găurii de sondă, permeabilitatea zăcământului etc. Acești parametri influențează în mod diferit productivitatea sondei și au efecte diferite pentru zăcăminte de țiței față de zăcăminte de gaze. De asemenea, influența parametrilor perforaturii este diferită în funcție de anizotropia mediului poros.
- indicele de productivitate al unei sonde de țiței crește odată cu creșterea lungimii și a densității perforaturii și prezintă o creștere evidentă după ce perforaturile depășesc zona deteriorată din jurul găurii de sondă;
- în ceea ce privește prezența anizotropiei mediului poros, dacă anizotropia este nesemnificativă ($0,5 \leq k_v/k_h \leq 1$), lungimea perforaturii este mai importantă decât densitatea dacă zona deteriorată nu este penetrată integral, în timp ce densitatea perforaturilor este mai importantă decât lungimea, dacă zona deteriorată este depășită; în cazul în care anizotropia

este semnificativă ($k_v/k_h < 0,5$), poate fi utilizată o densitate mai mare a perforaturilor indiferent dacă zona deteriorată este depășită sau nu;

- există o legătură între anizotropie și unghiul de defazare. În cazul în care anizotropia este ne semnificativă ($0,7 \leq k_v/k_h \leq 1$), cel mai mare indice de productivitate se obține pentru un unghi de defazare de 90° iar cel mai mic indice de productivitate se obține pentru un unghi de 0° . Dacă anizotropia este medie ($0,3 < k_v/k_h < 0,7$), cel mai mare indice de productivitate se obține pentru un unghi de defazare de 120° iar cel mai mic indice de productivitate se obține, de asemenea, pentru 0° . În cazul în care anizotropia este semnificativă ($k_v/k_h < 0,2$), indicele de productivitate scade pe măsură ce unghiul de defazare se modifică de la 180° la 0° , trecând prin valorile de 120° , 90° , 60° și 45° .
- diametrul perforaturii nu este un parametru semnificativ pentru indicele de productivitate al unei sonde de țitei;
- în cazul unei sonde de gaze, permeabilitatea zăcământului influențează indicele de productivitate. Odată cu creșterea permeabilității zăcământului de gaz, efectul de turbulență devine evident, indicele de productivitate scade iar influența lungimii perforaturii este redusă.
- efectul lungimii perforaturilor asupra indicelui de productivitate este evident atunci când zona deteriorată din jurul găurii de sondă nu a fost străpunsă și nu este important atunci când zona deteriorată a fost străpunsă, mai ales la densități mici. Efectul creșterii densității perforaturilor este evident indiferent dacă zona deteriorată a fost străpunsă sau nu. Comparativ cu sondele de țitei, eficiența creșterii densității perforaturilor este mai mare.
- influența diametrului perforaturilor asupra productivității unei sonde de gaze este evidentă, în special după ce zona deteriorată a fost penetrată. Efectul diametrului perforaturilor este diferit față de cazul sondelor de țitei.
- influența unghiului de defazare asupra indicelui de productivitate al unei sonde de gaze depinde de anizotropia zăcământului, de declinul de presiune și dacă zona deteriorată din jurul găurii de sondă este străpunsă sau nu.
- în funcție de relația dintre presiunea în sondă și presiunea din zăcământ în timpul perforării, operațiile de perforare se pot realiza în condiții de subechilibru sau de supraechilibru. Aceste metode au anumite limitări date de proprietățile zăcământului, tehnologia de perforare și de valoarea presiunii de perforare. Astfel, perforarea la subechilibru nu se poate realiza în zăcăminte cu permeabilitate scăzută iar în zăcăminte slab consolidate producția de nisip este posibil să nu poată fi evitată. Perforarea la supraechilibru convențională presupune un grad ridicat de risc și este o metodă rar utilizată în prezent din cauza efectului fluidului din sondă asupra perforaturilor. Perforarea la supraechilibru extrem este o metodă cu ajutorul căreia

pot fi evitate problemele întâlnite în cazul perforării la subechilibru, dar are totuși anumite limitări cum ar fi: lungimea fisurilor înainte de schimbarea direcției către planul de minimă rezistență, numărul acestora, cât timp rămân deschise etc. De asemenea, metoda ridică probleme de siguranță și de logistică.

- metodele de determinare a valorilor presiunilor de perforare sunt:
 - o empirice, care se bazează pe date provenite de la un număr mare de sonde perforate și țin seama numai de permeabilitatea zăcământului;
 - o teoretice, care țin seama de dimensiunile perforaturii, proprietățile fizice ale țiteiului, zona compactată și permeabilitatea zăcământului.
- în prezent, conceptul de skin (factor de sondă) este interpretat în sens larg, pentru a ține seama din punct de vedere matematic de toate abaterile debitului și presiunii de la curgerea radială perfectă printr-o gaură de sondă. Factorul skin total sau efectiv ține seama de efectul deteriorării din jurul găurii de sondă, de devierea sondei, de penetrarea parțială a stratului productiv și de împachetarea cu nisip. Un factor skin pozitiv înseamnă un blocaj parțial al porilor în vecinătatea găurii de sondă, în timp ce un factor skin negativ înseamnă că există o zonă cu permeabilitate mărită în jurul găurii de sondă.
- analiza nodală este o metodă de optimizare a producției unei sonde în care diferitele componente ale sistemului de producție sunt combinate în scopul de a estima valoarea producției și de a optimiza aceste componente. Optimizarea producției presupune analiza rezultatelor obținute și alegerea geometriei perforaturilor care conduce la obținerea debitului maxim.

6.2 Contribuții originale

În cadrul cercetărilor realizate în prezenta teză de doctorat s-au adus o serie de contribuții proprii prezentate în continuare:

- evidențierea pe baza studiului bibliografic a principalelor aspecte privind curgerea prin perforaturi în gaura de sondă;
- realizarea unui studiu comparativ al metodelor folosite până în prezent pentru determinarea presiunii de perforare la subechilibru și supraechilibru;
- prezentarea modului de calcul al factorului de sondă (skin) indus de perforaturi și influența acestuia asupra productivității sondei;
- elaborarea unei metode originale de determinare a factorului skin în sondă în funcție de parametrii perforaturilor, pentru două situații posibile:
 - lungimea perforaturii mai mare decât diametrul, caz în care tunelul de perforare este asimilat unui cilindru. S-a considerat mișcarea fluidelor în jurul găurii de sondă ca fiind mișcare

radial plană și s-a determinat debitul în sondă. Asimilând curgerea printr-o perforatură cilindrică cu o curgere radial plană, se poate determina debitul în sonda în funcție de numărul de perforaturi (tuneluri), raza perforaturii, lungimea perforaturii și distanța dintre două perforaturi adiacente.

- raza și lungimea unei perforaturi sunt aproximativ egale, caz în care tunelul de perforare este asimilat unei semisfere. Acest caz este similar cazului în care sonda pătrunde în stratul productiv pe o adâncime foarte mică, practic neglijabilă în raport cu grosimea acestuia. Asimilând curgerea printr-o perforatură cu o curgere radial sferică, se poate determina debitul în sondă, în funcție de numărul de perforaturi, raza perforaturii, lungimea perforaturii și distanța dintre două perforaturi adiacente.

- utilizarea analizei nodale în cazul unor sonde perforate, în scopul optimizării producției prin modificarea parametrilor perforării. Aplicațiile s-au realizat folosind simulatorul Well PERFORMance Analysis, în cazul a patru sonde de pe structura Runcu-Mislea-Buștenari, pentru care se cunosc condițiile de exploatare și caracteristicile tehnice. De asemenea, se cunosc proprietățile fluidelor care intervin în proces.

Pentru cele patru sonde considerate a fost analizată influența caracteristicilor geometrice ale perforaturilor asupra datelor de producție, și anume: influența unghiului de defazaj, diametrului, lungimii și densității perforaturilor.

Corelațiile utilizate:

- pentru gaura de sondă: Hagedorn & Brown pentru țitei (1963)
- pentru linia de amestec: Beggs & Brill (1973)
- pentru curgerea tip bule: Griffith & Wallis (1961)
- pentru calculul transferului de căldură/temperatură: modelul unificat Alvez et al (1992)
- pentru indicii de productivitate: Jones et al (1976)

Procedura de lucru este următoarea:

- se consideră patru sonde de pe structura Runcu-Mislea-Buștenari, notate A,B,C,D, pentru care se cunosc datele de producție;
- se alege ca nod capul sondei (wellhead);
- se introduc datele de intrare în simulatorul Well PERFORMance Analysis: proprietățile fluidelor, caracteristicile zăcămintului, datele constructive și de producție ale sondelor, datele referitoare la modul de completare a sondelor, caracteristicile liniei de amestec;
- se calibrează programul pentru fiecare sondă astfel încât în nod să rezulte debitul cunoscut (mc/zi);
- se calculează factorul skin datorat perforaturilor pentru fiecare caz în parte;

- se trasează curbele $Q = f(p_{\text{nod}})$ în cazul modificării geometriei perforaturilor: unghi de defazare, diametru, lungime, densitate.
- se interpretează rezultatele.

a) Influența unghiului de defazaj asupra datelor de producție ale sondelor

A fost realizată o simulare a producției celor patru sonde, pentru cele mai des utilizate unghiuri de defazare: $0^\circ(360^\circ)$, 180° , 120° , 90° , 60° și 45° . În ceea ce privește influența modificării unghiului de defazaj al perforaturilor asupra performanțelor sondei, pentru toate cele patru sonde analizate, se constată următoarele:

- la defazajul de $0^\circ (360^\circ)$ se înregistrează cea mai mică valoare a debitului;
- factorul skin datorat zonei de invazie nu se modifică la modificarea unghiului de defazaj al perforaturilor;
- variație mică a debitului în funcție de unghiul de defazaj;
- variație mică a presiunii în funcție de unghiul de defazaj;
- valorile debitelor și presiunilor înregistrate pentru unghiuri de defazaj de 90° , 60° și 45° sunt practic egale.

b) Influența diametrului perforaturilor asupra datelor de producție ale sondelor

A fost realizată o simulare a producției celor patru sonde, pentru diametre de 0.25, 0.4, 0.5, 0.6 și 0.75 in (6.35, 10.16, 12.70, 15.24 și 19.05 mm). În ceea ce privește influența modificării diametrului perforaturii asupra performanțelor sondei, pentru toate cele patru sonde analizate, se constată următoarele:

- debitul sondei crește odată cu creșterea diametrului perforaturilor;
- presiunea crește odată cu creșterea diametrului perforaturilor;
- factorul skin orizontal și factorul skin datorat efectului de sondă nu se modifică la modificarea diametrului perforaturilor;
- factorul skin total scade odată cu creșterea diametrului perforaturilor;
- variație mică a debitului la modificarea diametrului perforaturilor;
- variație mică a presiunii la modificarea diametrului perforaturilor.

c) Influența lungimii perforaturilor asupra datelor de producție ale sondelor

Pentru analiză s-au considerat lungimi ale perforaturilor de 152.4, 250, 375, 500 și 600 mm. În ceea ce privește influența modificării lungimii perforaturii asupra performanțelor sondei, pentru toate cele patru sonde analizate, se constată următoarele:

- debitul sondei crește odată cu creșterea lungimii perforaturilor;
- presiunea crește odată cu creșterea lungimii perforaturilor;
- toate componentele factorului skin variază la modificarea lungimii perforaturilor;

- factorul skin total scade odată cu creșterea lungimii perforaturilor.

d) Influența densității perforaturilor asupra datelor de producție ale sondelor

Pentru analiză s-au considerat densități ale perforaturilor de 13, 20, 30, 40 și 66 gl/m (4, 6, 9, 12, 20 spf). În ceea ce privește influența modificării densității perforaturilor asupra performanțelor sondelor, pentru toate cele patru sonde analizate, se constată următoarele:

- debitul sondei crește odată cu creșterea densității perforaturilor;
- presiunea în nod crește odată cu creșterea densității perforaturilor;
- factorul skin orizontal și factorul skin datorat efectului de sondă nu se modifică la modificarea densității perforaturilor;
- factorul skin total scade odată cu creșterea densității perforaturilor;
- variație mică a debitului la modificarea densității perforaturilor;
- variație mică a presiunii la modificarea densității perforaturilor.

e) Influența diametrului și lungimii perforaturilor asupra datelor de producție ale sondelor

Analiza constă în simularea unor cazuri de perforare în care diametrul perforaturii este mare și lungimea mică, respectiv diametrul este mic și lungimea perforaturilor este mare. S-au analizat următoarele cazuri:

Cazul	1	2	3	4
Diametru, in (mm)	0.75 (19,05)	0.60 (15,24)	0.35 (8,89)	0.25 (6,35)
Lungimea, in(mm)	6 (152,40)	8 (203,20)	20 (508,00)	24 (609,60)

În ceea ce privește cazurile analizate, se constată următoarele:

- cel mai mare debit se înregistrează în cazul nr. 4 (diametru 0.25in (6,35mm) și lungime 24in (609,60mm);
- cea mai mare presiune în nod se înregistrează în cazul nr. 4 (diametru 0.25in (6,35mm) și lungime 24in (609,60mm);
- cel mai mic debit se înregistrează în cazul nr. 1 (diametru 0.75in (19,05mm) și lungime 6 in (152,40mm);
- cea mai mică presiune se înregistrează în cazul nr. 1 (diametru 0.75in (19,05mm) și lungime 6 in (152,40mm);
- toate componentele factorului skin total se modifică;
- factorul skin total are valori negative în toate cazurile analizate;

Optimizarea producției presupune analiza rezultatelor obținute și alegerea geometriei perforaturilor care conduce la obținerea debitului maxim.

În urma analizei a rezultat configurația perforaturilor pentru sondele considerate, pentru care se obține cel mai mare debit.

- studiu de caz privind influența tipului de perforare asupra productivității sondelor. A fost realizată o comparație între debitul și presiunea unei sonde în cazul în care deschiderea stratelor productive s-a realizat utilizând puști de perforare (metoda clasică) și în cazul în care deschiderea stratelor productive s-a realizat utilizând sistemul MaxPerf, în cazul sondei A. Rezultatele obținute în urma studiului scot în evidență eficiența metodei de perforare MaxPerf. Astfel, s-a obținut o creștere a debitului de aprox.15% la o creștere a presiunii este de aprox. 2%.

6.3 Direcții noi de cercetare

Domeniul de cercetare în domeniul perforaturilor în gaura de sondă, în care se încrie și prezenta teză de doctorat, este deosebit de vast și complex.

Toate operațiile de perforare au același obiectiv: realizarea de perforaturi curate, fără reziduuri de perforare, care să permită debitul maxim de fluid în sondă. Perforarea optimă este cea care realizează productivitatea maximă a sondei în condiții de stabilitate. Din cauza caracteristicilor diferite ale sondelor și stratelor productive, acest deziderat este o adevărată provocare.

Pornind de la aspectele studiate în prezenta lucrare, direcțiile noi de cercetare pot fi îndreptate spre următoarele domenii:

- modelarea curgerii non-Darcy; acesta este un domeniu de cercetare nou și în dezvoltare și sunt de așteptat cercetări care să conducă la noi ecuații și modele cât mai exacte pentru simularea curgerii în zăcământ;
- realizarea de perforaturi orientate pe direcția în care rezistența formațiunii este scăzută;
- metode de predicție a stabilității tunelului de perforare;
- metode de prevenire și control al producției de nisip în urma perforării;
- deoarece există un domeniu foarte larg de condiții de funcționare ale sondelor care pot fi întâlnite în întreaga lume, este de așteptat să apară noi corelații ale curgerii în gaura de sondă care să estimeze cu mai mare precizie căderea de presiune în sondă.

BIBLIOGRAFIE (extras)

1. Bakker, E., Veeken, K., Behrmann, L.A., Milton, P., Stirton, G., Salsman, A., Walton, I., Stutz, L. Underdown, D.: "The New Dynamics of Underbalanced Perforating", oilfield Review 15, no. 4, 2003/2004, 54-67
2. Beggs, H.D., Brill, J.P., "A Study of Two-Phase Flow in Inclined Pipes," Journal of Petroleum Technology, Vol. 25, No. 5, May 1973, 607-617
3. Beggs, H. D.: "Production Optimization using Nodal Analysis", OGCI and Petroskills Publications, Tulsa, Oklahoma, 2003
4. Behrmann, L.A.: "Quo vadis, Extreme overbalance", Oilfield Review, no.8, 1996

5. Behrmann, L.A.: "Underbalance Criteria for Minimum Perforation Damage", SPE Drilling and Completions 11, no.3, 1996, 173-177
6. Behrmann, L., C. K. Khong: "The search for perfect perforations", Middle East and Asia Reservoir Review, No. 7, 2006: 52-66
7. Bell, W.T.: "Perforating Techniques for Maximizing Well Productivity", paper SPE-10033, presented at the International Petroleum Exhibition and Technical Symposium, Beijing, China, 17-24 March 1982
8. Bellarby, J.: „Well completion design”, First edition, 2009, Elsevier B.V.
9. Brown, K.E., James, F.L. : “Nodal Systems Analysis of Oil and Gas Wells”, JPT. Vol. 37, October 1985
10. Bruyere, F., Clark, D., Stirton, G., Kusumadjaja, A., Manalu D., Sobirin, M., Martin, A., Robertson, D., Stenhouse, A.: "New Practices to Enhance Perforating Results", Oilfield Review, 2006, 18- 35
11. Crawford, H.R.: "Underbalanced Perforating Design", the 64-th SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas, USA, October 8-11, 1989
12. Cosad, C: "Choosing a Perforation Strategy", Oilfield Review 4, no. 4. October 1992: 54-69
13. Cristescu, M.: „Stimularea productivității sondelor. Aplicații”, Editura Universității Petrol – Gaze din Ploiești, 2007
14. Dmour, H.D.: "Optimization of Well Production System by NODAL Analysis Technique", Petroleum Science and Technology, Volume 31, Issue 11, June 2013, pp: 1109-1122
15. Dogulu, Y.S.: "Modeling of Well Productivity in Perforated Completions," paper SPE 51048 presented at the 1998 SPE Eastern Regional Meeting, Pittsburgh, Pennsylvania, 9–11 November
16. Economides, M.J., Boney, C.: Reservoir stimulation in petroleum production. In: Economides, M.J., Nolte, K.G., (eds.) Reservoir Stimulation, 3rd ed. Wiley, New York (2000)
17. Firoozabadi, A., Katz, D.L.: "An Analysis of High Velocity Gas Flow Through Porous Media", JPT, February 1979
18. Hagedorn, A. R. Brown, K. E.: „Experimental Study of Pressure Gradients Occurring During Continuous Two-Phase Flow in Small Diameter Vertical Conduits”, Journal of Petroleum Technology, April 1965, 475-484.
19. Harris, M.H.: "The Effect of Perforating on Well Productivity," JPT (1966) 518; *Trans.*, AIME, 237
20. Ionescu, E.M. : "Hidraulică subterană", Editura UPG Ploiești, 2005, 12-21
21. Kabir, A.H., Salmachi, A.: "An Improved Method for Total Mechanical Skin Calculation for Perforated Completions", SPE Annual Conference and Exhibition, Amsterdam, 8-11 June 2009
22. King, G.E.: "Perforating Basics", http://gekengineering.com/Downloads/Free_Downloads/Perforating_Basics.pdf

23. Locke, S.: "An Advanced Method for Predicting the Productivity Ratio of a Perforated Well", JPT, December 1981
24. Lyons, W.C.: "Working guide to petroleum and natural gas production engineering", Gulf Publishing, 2010, 121-166
25. Macovei, N. „Forajul dirijat”, Editura Universității Petrol-Gaze din Ploiești, 2003.
26. McLeod, H.O.J.: "The Effect of Perforating Conditions on Well Performance", Journal of Petroleum Technology 35 (1), 1983, 31–3927 82.
27. Odeh, A.S.: "An Equation for Calculating Skin Factor Due to Restricted Flow Entry", Journal of Petroleum Technology, June 1980, 964-965
28. Orkiszewski, J.: "Predicting Two-Phase Pressure Drops in Vertical Pipe", Journal of Petroleum Technology, June 1967, 829-838.
29. Papatzacos, P.: "Approximate Partial-Penetration Pseudoskin for Infinite-Conductivity Wells", 1987, SPE Reservoir Engineering, Vol 2 (2): 227–234
30. Popescu, C. , Coloja, M.P. „Extracția țițeiului și gazelor asociate”, Ed. Tehnică, 1993
31. Pucknell, J.K., Behrmann, L.A.: „An Investigation of the Damaged Zone Created by Perforating”, paper SPE 22811 presented at the 66th SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, Texas, USA, October 6-9, 1991
32. Ramey, H. J., Jr.: "Well bore Heat Transmission", *Jour. Pet.Tech.* (April, 1962)
33. Renpu, W: "Advanced Well Completion Engineering", Gulf Professional Publishing 2011
34. Soare, Al. : "Investigarea hidrodinamică a zăcămintelor", Editura UPG, 2005
35. **Stoianovici, G.**, Stoianovici, D., Nicolescu, C.: "Phasing Skin Factor Analysis for Oil Wells Completions", Petroleum - Gas University of Ploiesti Bulletin, Technical Series, 2014, Vol. 66 Issue 2, p31-37
36. **Stoianovici, G.**, Stoianovici, D., Nicolescu, C.: "Effect of Sand Control Techniques on Oil Well Performance", Petroleum - Gas University of Ploiesti Bulletin, Technical Series, 2014, Vol. 67 Issue 4/2015
37. Stoicescu, M., Stoianovici D.: "Teste hidrodinamice în sonde", Editura UPG Ploiești, 2010
38. Tariq, S.M.: "Evaluation of Flow Characteristics of Perforations Including Nonlinear Effects With the Finite Element Method," *SPEPE* (May 1987) 104;
39. Tariq, S.M.: "New Generalized Criteria for Determining the Level of Underbalance for Obtaining Clean Perforations, Paper SPE 20636, presented at the 1990 SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, Louisiana (September 23–26).
40. Tariq, S.M., Ichara, M.J., Ayestaran, L.: "Performance of Perforated Completions in the Presence of Anisotropy, Laminations, or Natural Fractures," *SPEPE* (November 1989), 376.
41. *** Casing perforation overview, Brad Hansen, Devon Energy