



MINISTERUL EDUCAȚIEI ȘI CERCETĂRII
UNIVERSITATEA PETROL-GAZE DIN PLOIESTI

B-dul. București nr. 39, 100680 Ploiești - România
www.upg-ploiesti.ro
Telefon +40 244 573 171 Fax +40 244 575 847



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

REZUMATUL TEZEI DE DOCTORAT

***CONTRIBUȚII PRIVIND ÎMBUNĂȚĂȚIREA SISTEMELOR ȘI
PROCESELOR DE DIRIJARE ȘI MĂSURARE A SONDELOR***

CONDUCĂTOR ȘTIINȚIFIC,
Prof. univ. dr. ing. Lazăr AVRAM

AUTOR,
Ing. Robert-Valentin DINU

Ploiești 2020



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

REZUMATUL TEZEI DE DOCTORAT

**CONTRIBUȚII PRIVIND ÎMBUNĂȚĂȚIREA SISTEMELOR ȘI
PROCESELOR DE DIRIJARE ȘI MĂSURARE A SONDELOR**

**WAYS OF IMPROVING THE SYSTEMS AND PROCESSES OF
DIRECTIONAL DRILLING AND WELL MEASUREMENTS**

CONDUCĂTOR ȘTIINȚIFIC,

Prof. univ. dr. ing. Lazăr AVRAM

AUTOR,

Ing. Robert-Valentin DINU

Nr. Decizie 413 din 25.05.2020

Comisia de doctorat:

Președinte	Conf.univ.dr.ing. Ion PANĂ	de la	Universitatea Petrol-Gaze din Ploiești
Conducător științific	Prof.univ.dr.ing. Lazăr AVRAM	de la	Universitatea Petrol-Gaze din Ploiești
Referent oficial	Conf.univ.dr.ing. Maria PETRE	de la	Universitatea Petrol-Gaze din Ploiești
Referent oficial	Prof.univ.dr.ing. Sorin RADU	de la	Universitatea din Petroșani
Referent oficial	Prof.univ.dr.ing. Valentin PETRESCU	de la	Universitatea Lucian Blaga din Sibiu

Ploiești 2020

**TITLUL LUCRĂRII DE DOCTORAT:
CONTRIBUȚII PRIVIND ÎMBUNĂTĂȚIREA SISTEMELOR ȘI
PROCESELOR DE DIRIJARE ȘI MĂSURARE A SONDELOR**

REZUMATUL TEZEI DE DOCTORAT

În această teză de doctorat prezint probleme specifice sondelor deviate de la verticală ca pe o necesitate viitoare de optimizare a proceselor de mărire a capacității de producție a sondelor de petrol și gaze. De asemenea, o parte semnificativă a lucrării este compusă descrierea unor tehnologii de deviere a sondelor prin urmărirea permanentă a parametrilor regimului de foraj și a celor de măsurare a deviației sondei în timp real, cu ajutorul echipamentelor moderne aplicate la ora actuală de marile companii multinaționale - MWD (measurement while drilling), LWD (logging while drilling), RSS (rotary steerable system) și prin utilizarea surselor radioactive în vederea determinării în timpul forajului a unor proprietăți fizico-chimice ale rocilor traversate de sapa de foraj.

Am prezentat probleme legate de devierea sondelor în foraj și anume cauzele devierii sondelor și comportarea ansamblului de fund. Totodată, am discutat despre controlul devierii sondelor prin diverse modalități și am realizat o aplicație despre comportarea garniturii de foraj în sondele deviate. În cadrul acestei aplicații, am calculat apăsarea maximă pe sapă admisibilă în cazul unei sonde săpate direcțional. Am calculat jocul radial prăjini-sondă și momentele de inerție ale prăjinilor utilizate, iar plecând de la formula *Paslay - Dowson*, schimbând anumiți parametri și adaptând-o la cazul de față, am reușit să calculăm apăsarea maximă pe sapă în funcție de unghiul de înclinare al sondei, folosind în simulare două tipuri diferite de prăjini de foraj. La sfârșitul aplicației, am comparat valorile maxime admisibile de apăsare pentru mai multe unghiuri de înclinare și am realizat două grafice în care am sintetizat evoluția apăsării maxime pe sapă în funcție de profilul și înclinarea sondei.

În cadrul acestei lucrări am realizat un studiu de caz prin care am comparat datele de extracție și producție a șase sonde verticale săpate în trecut pe structura Bilciurești cu traiectul simulat al unei sonde orizontale săpate la aproximativ aceeași adâncime pe aceeași structură.

Am comparat a două sisteme de extracție (o sondă orizontală cu șase sonde verticale) prin trei simulări: sistemul de extracție cu sonde verticale, sistemul de extracție cu o sondă orizontală (coloana de 7 in, tubingul de 5,5 in, extracție prin tubing), respectiv sistemul de extracție cu o sondă orizontală (coloana de 7,625 in, tubing de 5,5 in, extracție prin tubing și coloană). În acest context s-au reprezentat și vitezele de eroziune ale gazului, comparativ cu viteza de curgere a acestuia. S-a constatat că, în toate situațiile, viteza de eroziune admisibilă este mai mare decât viteza de curgere a gazului, excepție făcând situația în care nu se folosește duză de extracție. Am stabilit că viteza gazului crește odată cu diametrul duzei, dar se menține sub 10 m/s (10,25 m/s la duza de 30 mm) și este sub viteza de eroziune. Dacă nu se folosește duza de reglare, debitul crește excesiv, iar viteza depășește limita de eroziune. La o duză de 30 mm s-a obținut un debit de extracție 1068,57 mSmc/zi (extracție doar prin tubing), comparabil cu debitul celor șase sonde verticale (1087,18 mSmc/zi).

În ultima parte a tezei de doctorat am efectuat un studiu legat de modalitățile de estimare a uzurii pompelor de noroi, pompe care au un rol esențial în activitatea de dirijare și înregistrare a valorilor parametrilor formațiunii în timpul forajului.

Relația dată de Edwards J.K., Jeremy K., etc. și îmbunătățită de autor, ne-a arătat că înălțimea de ridicare a supapei este proporțională cu debitul de lichid care trece prin supapă. Cu alte cuvinte, este necesară atât cunoașterea turației pompei, cât și dimensionarea corespunzătoare a arcului supapei pentru a obține înălțimea maximă. Totodată, degradarea provocată de eroziune se bazează pe mărimea, forma și viteza de impact a particulelor.

Astfel, am realizat un studiu original privind eroziunea supapelor la pompele de noroi. S-a constatat că eroziunea este invers proporțională cu diametrul particulelor (particulele mai mari au viteze de impact mai mici), iar materialul este eliminat în cantități mai mici. Totodată, creșterea debitului masic de detritus accentuează semnificativ fenomenul de eroziune.

¹ mSmc/zi - mii de standard metri cubi pe zi.

PHD THESIS SUMMARY

In this PhD thesis, I present problems specific to wells deviated from vertical as a future necessity to optimize processes to increase the production capacity of oil and gas wells. Also, a significant part of the thesis is composed by the description of some technologies of deviation of the wells by permanently tracking the parameters of the drilling regime and those of measuring deviation of the well in real time, with the help of modern equipment applied at the present time by the big multinational companies – MWD (measurement while drilling), LWD (logging while drilling), RSS (rotary steerable system) and by using radioactive sources to determine while drilling some physico-chemical properties of the rocks crossed by the drilling bit.

We have presented problems related to the directional drilling of the wells, namely the causes of the directional drilling and the behavior of the bottom hole assembly. At the same time, we discussed about the control of the deflection of the wells in various ways and we made an application about the behavior of the bottom hole assembly in the deviated wells. We calculated the radial drill pipes-borehole play and the moments of inertia of the drill pipes used, and starting from the Paslay-Dowson formula, changing certain parameters and adapting it to the present case, we managed to calculate the maximum weight on bit according to the inclination angle of the well, using in simulation two different types of drill pipes. At the end of the application, we compared the maximum permissible values of weight on bit for several angles of inclination and we made two graphs in which we summarized the evolution of the maximum weight on bit according to the profile and the inclination of the well.

In this project, we conducted a case study comparing the extraction and production data of six vertical wells drilled in the past on the Bilciurești structure with the simulated path of a horizontal well drilled at approximately the same depth on the same structure.

We compared two extraction systems (one horizontal well with six vertical wells) through three simulations: the vertical well extraction system, the horizontal well extraction system (7" casing, 5,5" tubing, extraction through tubing), respectively the horizontal well extraction system (7,625" casing, 5,5" tubing, extraction through tubing and casing). In this context, the erosion velocities of gas were compared to its flow velocities. It has been found that, in all situations, the allowable erosion rate is higher

than the gas flow rate, except in the case where no extraction nozzle is used. We have established that the gas velocity increases with the diameter of the nozzle, but it remains below 10 m/s (10,25 m/s at the nozzle of 30 mm) and is below the erosion rate. If no adjustment nozzle is used, the flow rate increases excessively and the speed exceeds the erosion limit. At a 30 mm nozzle, an extraction flow rate of 1068,57 mSmc/day (extraction only through tubing) was obtained, comparable to the flow rate of the six vertical wells (1087,8 mSmc/day).

In the last part of the PhD thesis we conducted a study related to the ways of estimating the wear of the mud pumps, pumps that have an essential role in the activity of directional drilling and also by recording the values of the formation parameters while drilling.

The relationship given by Edwards J.K. and Jeremy K., and improved by the author, it showed that the lifting height of the valve is proportional to the flow of fluid passing through the valve. In other words, it is necessary to know both the pump speed and the proper size of the valve spring to achieve the maximum height. At the same time, the erosion degradation is based on the particle size, shape and velocity of impact.

Thus, we conducted an original study on the erosion of the valves from the mud pumps. It was found that the erosion is inversely proportional to the diameter of the particles (the larger particles have lower impact velocities) and the material is removed in smaller quantities. At the same time, the increase of the mass flow rate of debris significantly accentuates the erosion phenomenon.

1. ASPECTE SPECIFICE CU PRIVIRE LA SONDELE DEVIATE

Premise

Motivele forării sondelor deviate de la verticală sunt dintre cele mai diverse.

- Prima aplicație a forajului dirijat a constituit-o, probabil, *resăparea unei sonde*. Când o sondă este blocată la o anumită adâncime (prăjini prinse ori scăpate, burlane turtite) și se apreciază că operațiile de degajare vor fi îndelungate și costisitoare, este preferabil să se abandoneze porțiunea blocată și să se resape sonda în continuare pe alături.

- *Sonde de salvare*. La unele sonde scăpate de sub control, care erup liber, nu se poate interveni la gura lor pentru a le capta: erupții foarte violente, echipamentul de la gura sondelor complet deteriorat, coloana pe care acesta este montat spartă, erupții prin spatele coloanelor, sonde în largul mării. În asemenea situații se forează una sau mai multe sonde de salvare în jurul celei scăpate, astfel încât s-o intercepteze ori să ajungă cât mai aproape de aceasta.

- *Ocolirea unor obstacole geologice*. Unele zăcăminte de petrol se află în vecinătatea unor domuri de sare și parțial chiar sub ele. Cum traversarea sării ridică anumite probleme (noroaie sărate corozive, ocnirea găurii de sondă, tendință de strângere a pereților), o soluție mai convenabilă poate fi ocolirea sării cu sonde dirijate [3].

- *Condiții speciale de suprafață*. Deasupra unor zăcăminte de petrol sau gaze se găsesc localități, zone rezidențiale, industriale ori portuare, parcuri ori stațiuni de odihnă, rezervații naturale, plantații, zone cu interdicții militare sau ecologice. Exploatarea acestor zăcăminte nu este posibilă decât prin sonde forate dirijat din perimetre accesibile. Unele zăcăminte se află sub lacuri, delte, mlaștini, golfuri marine, țărmuri ș.a.. Exploatarea lor prin sonde verticale necesită construcții hidrotehnice costisitoare, adeseori chiar imposibile. În astfel de situații, este oportun să se foreze dirijat de pe terenuri ferme sau de pe insule artificiale care pot suporta instalațiile de foraj și anexele lor, precum și utilitățile de extracție.

- *Sonde forate în grup*. Forajul mai multor sonde de pe aceeași locație sau platformă constituie cea mai importantă aplicație în domeniul dirijării. Sistemul s-a răspândit îndeosebi la exploatarea zăcămintelor de petrol și gaze submarine, de sub

platformele continentale. Cu una sau două instalații montate pe aceeași platformă, fixă sau mobilă, uneori pe două platforme vecine, se forează în direcții diferite câteva zeci de sonde dirijate.

- *Sonde orizontale.* Sonde integral orizontale se forează doar din puțuri sau din galerii miniere pentru cercetări geologice, în interes geotehnic, dar și pentru exploatarea petrolului. La exploatarea prin sonde orizontale se diminuează efectul de formare a conurilor de apă sau de gaze, se îmbunătățește drenajul gravitațional în general [3].

- *Reintrări.* Dacă o sondă este inundată, deteriorată sau epuizată (zona din jurul ei este depletată) se poate abandona porțiunea ei inferioară și, de la o anumită adâncime, ea se dirijează prin resăpare în altă direcție. Se spune că sonda reintră în stratul productiv într-o zonă nedrenată. Costul operației poate fi mai redus decât cel al unei sonde noi, forate de la suprafață. Resăparea se inițiază prin frezarea unei ferestre în coloana de burlane.

- *Sonde multilaterale.* Acestea sunt sonde cu două sau mai multe ramificații laterale forate dintr-o gaură principală. Ramificațiile sunt niște drenaje care permit să se extindă zona de exploatare fără a săpa sonde noi. Sondele multilaterale pot constitui o alternativă mai economică și mai rapidă la procedeul de îndesire. Ele pot fi echipate cu investiții mai mici.

- *Aplicații aferente unor foraje speciale, altele decât cele petroliere.* O primă aplicație privește montarea unor conducte de petrol sau gaze sau pentru conducte edilitare (apă, gaze, canalizare, telecomunicații), unde este nevoie adeseori să se traverseze râuri, șosele, străzi, căi ferate, piste de beton. Sau, pentru consolidarea și impermeabilizarea rocilor din jurul unor construcții civile sau industriale (tunele, baraje, blocuri de locuințe sau administrative, lucrări de artă) se forează cu instalații ușoare zeci de sonde înclinate prin care se injectează pastă de ciment, silicat de sodiu, diverse mortare, rășini ș.a. Există și unele proiecte de exploatare a gazului metan din zăcămintele de cărbune bogate în metan, de exploatare a energiei geotermale din roci cu temperaturi ridicate. În ambele situații sunt oportune și sonde orizontale [3].

2. DEVIEREA SONDELOR ÎN FORAJ

2.1 Cauzele devierii sondelor

2.1.1. Direcția de înaintare a sapei

Sapa și garnitura de prăjini de foraj sunt ghidate pe gaura pe care o forează și ar fi de așteptat ca sondele să își mențină direcția neschimbată. Cu toate acestea, ele deviază, mai mult sau mai puțin, de la direcția inițială, de regulă verticală.

Sunt foarte mulți factori implicați în procesul de schimbare a direcției unei sonde în timpul forajului. Ei ar fi determinați de:

- tipul și construcția sapei;
- alcătuirea și rigiditatea ansamblului de fund al garniturii de foraj (diametrul exterior, greutatea unitară și lungimea prăjinilor grele, numărul, tipul, locul de amplasare și jocul stabilizatorilor, geometria și rigiditatea motorului submersibil, atunci când există);
- traiectoria și forma găurii de sondă (înclinarea, azimutul, curbura și sensul curburii în zona respectivă, diametrul sondei, prezența ocnilor, rigiditatea pereților);
- caracteristicile mecanice ale rocilor dislocate;
- parametrii de lucru (turația și apăsarea pe sapa, momentul de torsiune, densitatea noroiului, coeficienții de frecare dintre elementele ansamblului și pereții găurii de sondă) [3].

În ciuda numărului mare de factori implicați, pot fi individualizate trei cauze care provoacă devierea unei sonde:

- apariția unei forțe laterale care împinge sapa într-o parte, perpendicular pe axa sondei; altfel spus, direcția rezultantei forțelor cu care sapa acționează asupra rocii face un unghi diferit de zero cu axa sondei;
- dezaxarea sapei față de axa sondei, dezaxare provocată de comportarea prăjinilor grele aflate deasupra sapei sau de un dispozitiv de deviere;
- anizotropia rocilor din punctul de vedere al forabilității.

2.1.2. Comportarea ansamblului de fund

Forța laterală, ca mărime și sens, cu care sapa acționează asupra rocii și unghiului format de axa sapei cu cea a sondei pot fi cunoscute – dacă se face abstracție de efectul factorilor geologici – studiind comportarea ansamblului aflat deasupra sapei în timpul forajului. Se estimează că numai primii 50 – 250 m din acest ansamblu – alcătuit din prăjini grele, stabilizatori, sisteme MWD sau LWD, geală, accelerator, eventual motor de fund sau sistem RSS, amortizor de șocuri, prăjini intermediare – determină cei doi parametri și direcția de înaintare a sapei.

Ansamblul de deasupra sapei poate fi considerat ca o bară, adeseori cu secțiunea și rigiditatea variabile, a cărei formă spațială este determinată de diametrul, înclinarea și curbura sondei, diametrul, greutatea unitară, rigiditatea și jocul radial al prăjinilor (și ale celorlalte echipamente), prezența punctelor de sprijin impuse de stabilizatori, geometria motorului de fund, atunci când există, apăsarea pe sapă și turație, mărimea frecărilor, densitatea noroiului, rigiditatea rocilor din pereți, etc.

a. Ansambluri fără stabilizatori. Într-o sondă verticală, atunci când apăsarea pe sapă are valori reduse, prăjinile grele își păstrează poziția rectilinie verticală, dacă nu intervin alți factori, ca de exemplu forțele centrifuge create prin rotirea garniturii. Când apăsarea depășește forța critică de flambaj, ceea ce se întâmplă în mod curent, și prăjinile grele nu sunt stabilizate (centrate), ele își pierd forma rectilinie de echilibru. Ca efect, sapa este ușor înclinată și rezultanta forțelor cu care ea acționează asupra tălpii nu mai este verticală, ceea ce crează o tendință de deviere verticală (fig. 2.1).

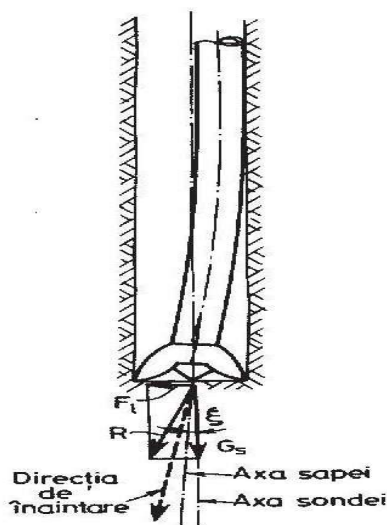


Fig. 2.1. Flambajul prăjinilor grele într-o sondă verticală [3]

b. Ansambluri cu un stabilizator. Stabilizatorii montați de-a lungul ansamblului de fund modifică semnificativ comportarea lui. Numărul și poziția lor, dar și jocul radial față de pereții sondei joacă un rol important în ceea ce privește tendința de creștere, de menținere ori de scădere a înclinării unei sonde. Stabilizatorii modifică și efectul celorlalți factori, cum este apăsarea pe sapă, înclinarea sondei, jocul prăjini-sondă (fig. 2.2).

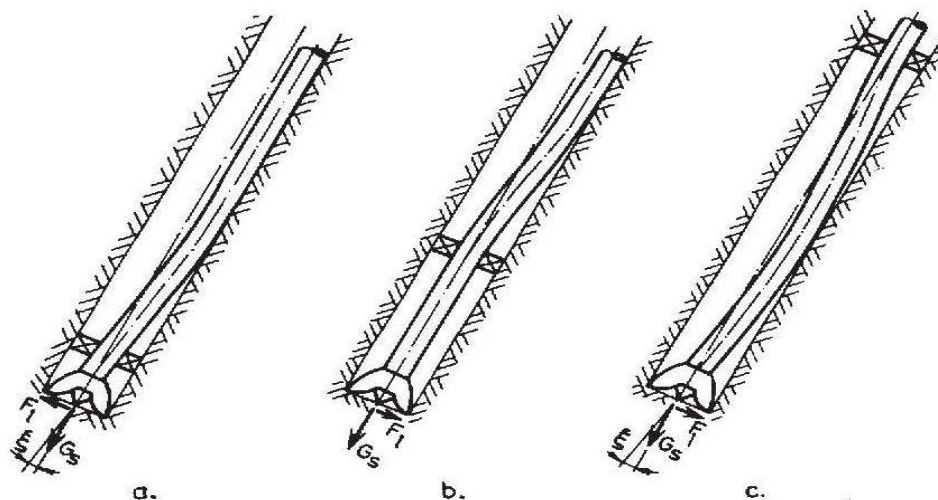


Fig. 2.2. Comportarea ansamblului de fund este influențată de poziția stabilizatorului față de sapă :
 a – cu rol de articulație; b – centrează sapa; c – maximizează efectul de pendul [3]

În cazul unui singur stabilizator, locul de plasare are un rol hotărâtor asupra comportării ansamblului. Dacă stabilizatorul este montat lângă sapă (fig. 2.2.a) și are diametrul apropiat de cel al sondei, el joacă rolul unei articulații: tendința de deviere este maximă pentru că forța laterală, îndreptată în sus, are o valoare semnificativă, iar unghiul de dezaxare, deși redus, contribuie și el la creșterea înclinării. Pe măsură ce stabilizatorul se îndepărtează de sapă, atât forța laterală ascendentă, cât și unghiul de dezaxare se micșorează. Ele pot chiar să își schimbe sensul: sonda tinde să-și reducă înclinarea. Această tendință este mai accentuată decât în absența stabilizatorului deoarece scade unghiul de dezaxare sapă-sondă. Figura 2.2.b surprinde situația în care unghiul de dezaxare este nul, iar forța laterală este orientată în jos ca urmare a efectului de pendul creat de prăjinile aflate sub stabilizator. Efectul este maxim atunci când prăjinile aproape ating pereții (fig. 2.2.c), deși unghiul de dezaxare capătă din nou valori pozitive. Dacă stabilizatorul este plasat prea sus și prăjinile se sprijină pe pereții sondei sub el, unghiul de dezaxare rămâne practic constant.

Cele două situații extreme sunt utilizate în mod practic – prima, cu stabilizatorul la sapă pentru creșterea înclinării, iar a doua, cu stabilizatorul amplasat suficient de sus, ca o metodă – numită tehnica pendulului – pentru reducerea înclinării sondelor.

c. Ansambluri cu doi stabilizatori (fig. 2.3). Comportarea acestor ansambluri este determinată în cea mai mare măsură de poziția celor doi stabilizatori. Apăsarea axială are un efect destul de redus.

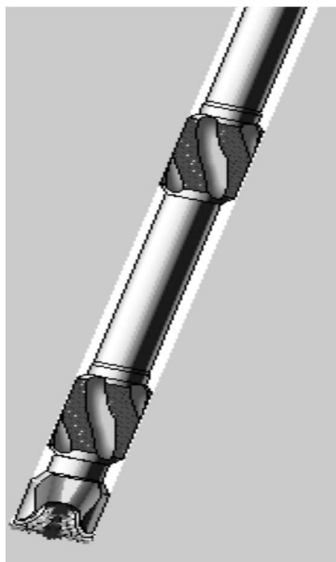


Fig. 2.3. Ansamblu cu doi stabilizatori [6]

3. MĂSURAREA DE VIAȚIEI ȘI APLICAREA TEHNOLOGIEI MWD

Tehnologia MWD este un sistem performant care permite atât înregistrarea parametrilor de foraj și de geologie în timpul forajului în timp real, cât și memorarea acestora. Datele înregistrate cu acest sistem sunt legate de poziționarea garniturii de foraj (înclinare, direcția găurii (azimutul) și adâncimea măsurată), respectiv date despre valorile gamma ale formațiunii parcurse, presiune sau temperatură.

A. Înregistrarea datelor în timp real se face prin stocarea informației din gaura de sondă cu ajutorul senzorilor componente ai MWD-ului, codificarea informației într-un format binar și transmisia datelor prin diverse metode către suprafață.

Informațiile sunt decodate la suprafață sunt transformate în valori și asociate cu o dată de adâncime și cu o valoare de timp pentru a putea fi interpretate pe *log*-uri.

Chiar dacă procesul pare a fi unul simplu, în realitate această este destul de complex și necesită ca acest ciclu de evenimente să aibă loc fără vreo problemă pentru ca datele primite de la echipamentul MWD să aibă acuratețe.

Transmiterea datelor în timp real prin sistemul MWD din gaura de sondă către suprafață se poate face prin trei metode de telemetrie:

1. Prin pulsații de noroi pozitive.
2. Prin pulsații de noroi negative.
3. Prin câmp electromagnetic.

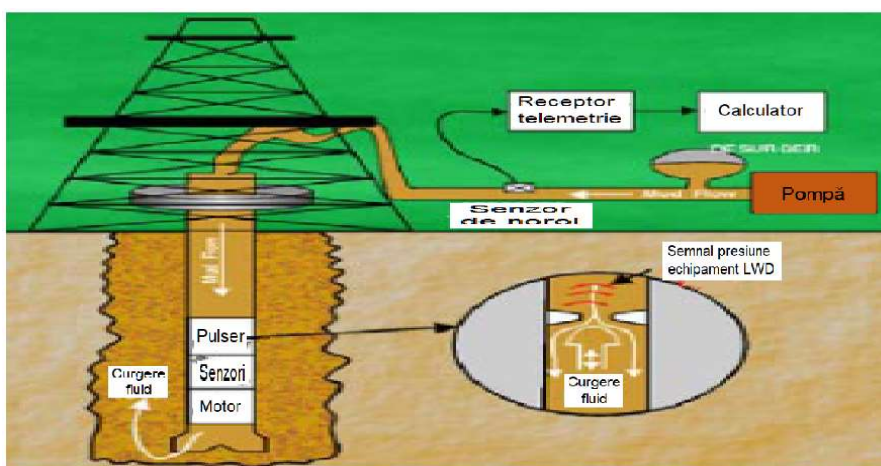


Fig. 3.1. Transmiterea datelor de la sistemul MWD către suprafață prin pulsații de noroi [4]

Transmiterea datelor prin pulsații de noroi este cea mai simplă și mai eficientă metodă. Aceasta folosește o cale incompresibilă (coloana de noroi din garnitura de foraj) pentru a transmite pulsațiile de presiune create de un pulser, componentă a ansamblului MWD.

1. Transmiterea datelor prin pulsații de noroi pozitive folosește o valvă hidrolică ce restricționează curgerea fluidului de foraj printr-un orificiu aflat în pulser. Această restricționare creează o creștere de presiune sub forma unui puls pozitiv (val de presiune) care trece prin interiorul garniturii de foraj și ajunge la suprafață, unde este detectat de un senzor de presiune montat cel mai adesea pe încărcător (fig. 3.2) [4].

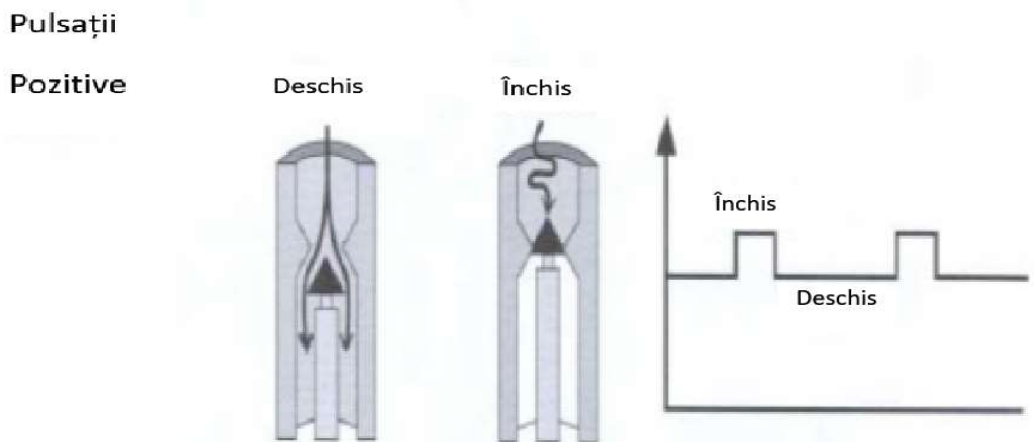


Fig. 3.2. Crearea pulsațiilor de noroi prin metoda pulsațiilor pozitive [4]

2. Transmiterea datelor prin pulsații de noroi negative (figura 3.3) [4] folosește o valvă hidrolică ce evacuează periodic fluidul de foraj din interiorul garniturii în spațiul inelar. Rezultă astfel o scădere a presiunii și crearea unui puls negativ care trece prin interiorul garniturii de foraj și ajunge la suprafață, unde este detectat de senzorul de presiune [4].

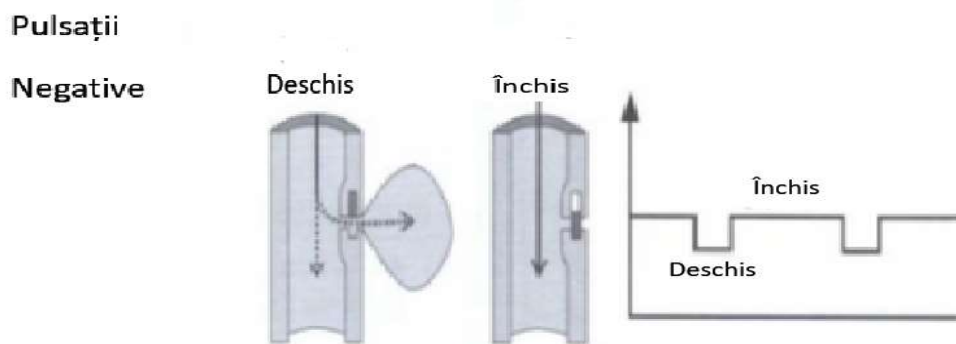


Fig. 3.3. Crearea pulsațiilor de noroi prin metoda pulsațiilor negative [4]

3. Transmiterea datelor prin câmp electromagnetic (fig. 3.4) [4] presupune utilizarea unui sistem format dintr-o antenă de emisie atașată la sistemul MWD, o antenă de la suprafață și un transmițător-receptor aflat de asemenea la suprafață. În comparație cu primele două metode, comunicarea în acest caz se face bidirecțional.

Antena de emisie transmite un curent în formațiune. Astfel se formează un câmp electromagnetic, câmp ce se propagă prin formațiune. Datele sunt transmise prin modulația curentului și decodate la suprafață cu ajutorul echipamentului de suprafață într-un calculator. Propagarea undelor electromagnetice de-a lungul garniturii de foraj este intensificată de efectul electric conductiv al garniturii de foraj [4].

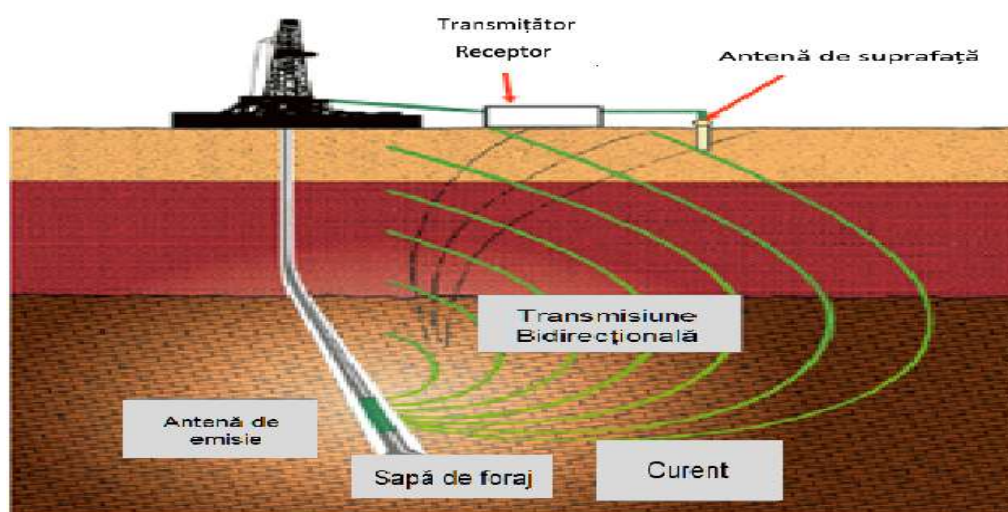


Fig. 3.4. Transmiterea datelor de la sistemul MWD către suprafață prin câmp electromagnetic [4]

B. Înregistrarea datelor în memorie. Fiecare componentă electronică a ansamblului MWD sau LWD este construită având o capacitate de stocare a datelor în memorie. Memoria echipamentului variază în funcție de configurația folosită și de versiunea softului utilizat (*firmware version*).

În timpul forajului, fiecare dată înregistrată este sincronizată cu o valoare de timp, respectiv una de adâncime. Astfel, datele sunt înregistrate în memorie la o perioada de timp presetată la programarea echipamentului înainte de a fi introdus în gaura de sondă, iar la finalul secțiunii, când echipamentul ajunge la suprafață, este descărcată memoria și sunt încărcate datele pe loguri.

4. MĂSURĂTORI ȘI INTERPRETĂRI

4.1. Înregistrarea punctelor de deviație

Un punct de deviație constă într-o valoare a înclinării găurii de sondă, o valoare a azimutului găurii de sondă, respectiv distanța măsurată de la suprafață până la adâncimea la care se calculează deviația. Calculul înclinării și al azimutului este realizat de echipamentul MWD, în timp ce calculul adâncimii se face fie cu ajutorul senzorilor de adâncime montați în cele mai multe cazuri pe capul mort și la toba granicului, fie cu ajutorul unui geolograf.

Ca definiție, înclinarea (unghiul de înclinare) este unghiul de care gaura de sondă variază față de o linie verticală. Azimutul (unghiul de orientare) reprezintă unghiul dintre componenta orizontală a găurii de sondă și o referință a nordului cunoscută (nordul geografic sau grid nord) (fig. 4.1) [4].

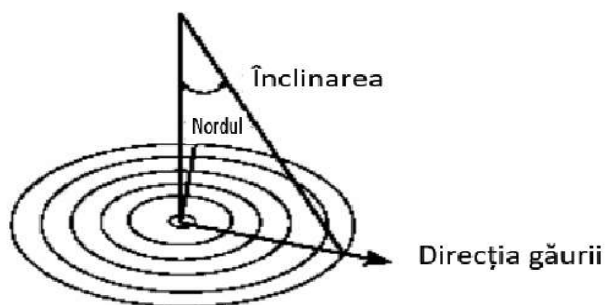


Fig. 4.1. Măsurarea înclinării și azimutului [4]

Înregistrarea punctelor de deviație de către echipamentul MWD se face cu ajutorul accelerometrilor și al magnetometrilor aflați în CDS (*Cleaver Deviation Sonde*), care este o componentă a ansamblului MWD. Accelerometrii sunt cei care calculează valorile de înclinare, iar magnetometrii sunt cei care calculează valorile de azimut.

4.2. Măsurarea valorilor *gamma* ale formațiunii

Dispozitivele de măsurarea a radiațiilor gamma naturale sunt detectori „pasivi” ai radiațiilor gamma din formațiune.

Cei mai comuni trei izotopi de emisie gamma găsiți în crusta Pământului sunt Potasiu 40, Thorium 232 și Uranium 238, iar aceștia sunt determinați cu ajutorul detectorilor de scintalație.

Valori ridicate de gamma măsurate indică o concentrație mare de material radioactiv. Potasiu și Thorium sunt asociate argilelor.

Înregistrările gamma ajută la determinarea matricei, dar nu și la conținutul de fluid al matricei (procentaj de țiței, gaz, apă).

În general, valorile mari de gamma indică prezența argilelor, în timp ce valorile reduse indică roci precum gresie, nisip, calcar, dolomite, gips, etc.

Valorile foarte mari, care depășesc valorile argilelor sunt destul de rare și ar indica prezența unor roci de origine vulcanică.

Aplicațiile senzorilor gamma

a. Determinarea litologiei și a grosimii formațiunii

Valorile ridicate de gamma indică în cele mai multe cazuri prezența argilelor, în timp ce valorile reduse pot indica prezența rocilor rezervor (fig. 4.2) [5].

Diferența dintre valorile înregistrate ajută la determinarea grosimilor formațiunilor.

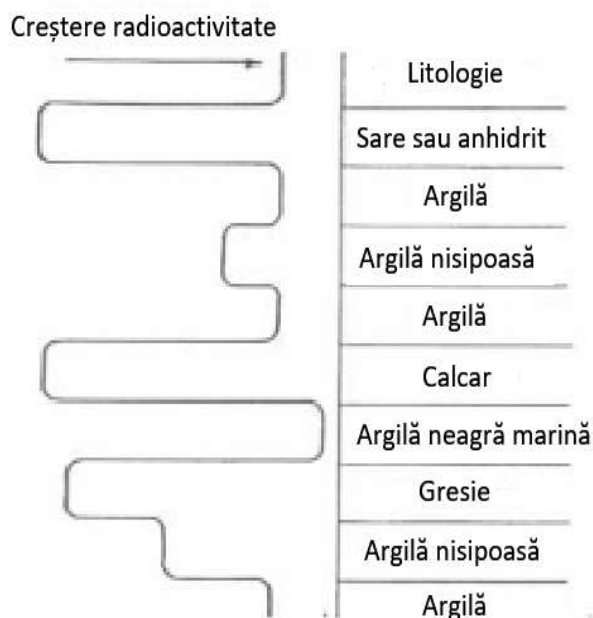


Fig. 4.2. Exemplu în care valorile gamma variază în funcție de formațiunea întâlnită [5]

b. Corelări stratigrafice (fig. 4.3) [5]

Valorile gamma înregistrate pe anumite intervale de adâncime din cadrul mai multor sonde aflate în apropiere unele de altele duc la determinarea structurii geologice ale acelei zone și la realizarea corelărilor stratigrafice.

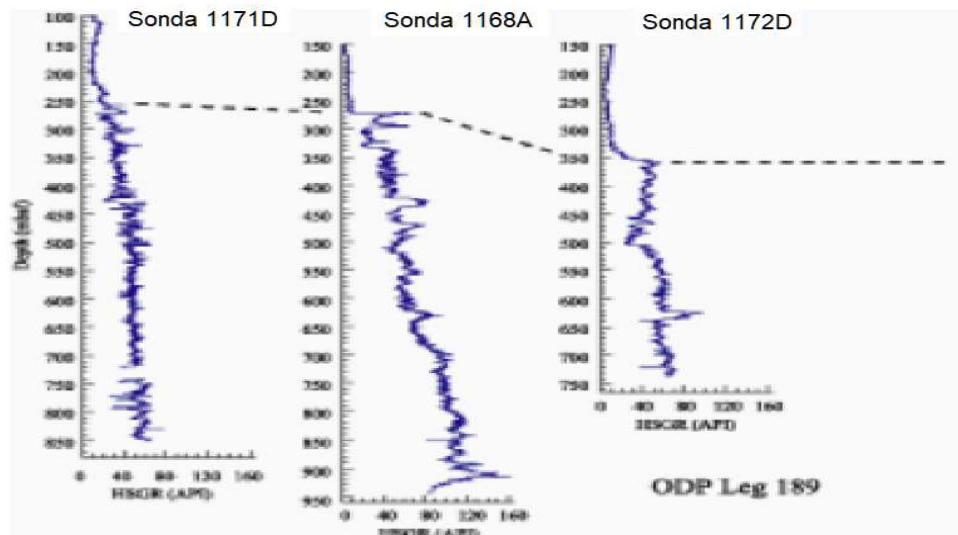


Fig. 4.3. Exemplu de corelare stratigrafică [5]

c. Estimarea volumului de argilă din formațiune (fig. 4.4) [5].

Se iau ca reper pe grafic linia corespunzătoare valorii formațiunii argiloase, respectiv linia din dreptul valorii formațiunii considerate ca fiind cu procentaj 0% de argilă (linia „curată”).

Se folosește pentru a determina procentajul de argilă din formațiunea înregistrată, pornind de la formula:

$$\text{Volum argila (\%)} = \frac{GR \text{ înregistrat} - GR \text{ „curată”}}{GR \text{ zonă argile} - GR \text{ „curată”}} \cdot 100 \quad (4.1)$$

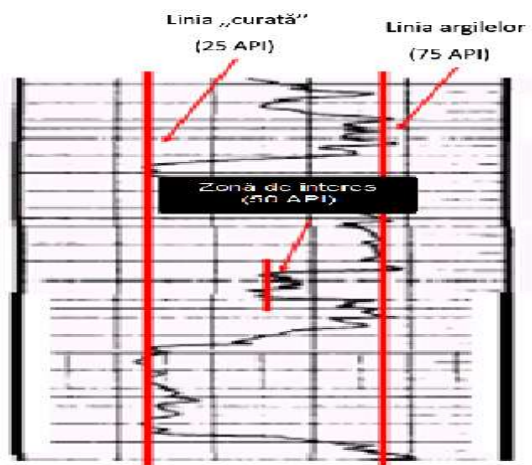


Fig. 4.4. Estimarea volumului de argilă din formațiune [5]

Exemplu de calcul al procentajului argilă din formațiune conform figurii 4.4:

$$\text{Volum argila (\%)} = \frac{50-25}{75-25} \cdot 100 = 50 \quad (4.2)$$

Așadar, volumul de argilă calculat în punctul de interes este de 50%.

4.3. Măsurarea presiunilor din gaura de sondă

Senzorul de presiune oferă informații legate de hidraulica găurii de foraj și de proprietățile fluidului de foraj care duc la evitarea anumitor probleme care pot apărea în timpul forajului și optimizează întregul proces.

Pentru a evita erupția sondei sau fracturarea formațiunii, presiunea de lucru din gaura de sondă trebuie să fie mai mare decât presiunea din porii formațiunii, respectiv mai mică decât presiunea de fracturare a formațiunii.

Senzorii de presiune din echipamentele MWD și LWD măsoară presiunea din spațiul inelar și presiunea din gaura de sondă.

Presiunea din spațiul inelar este dată de presiunea hidrostatică a coloanei de fluid la care se adaugă căderile de presiune din spațiul inelar, de la senzor la suprafață.

Presiunea găurii de sondă este calculată de senzor ca fiind presiunea hidrostatică a coloanei de fluid, plus căderile de presiune din interiorul garniturii de la senzor la sapă, căderile de presiune ale sapei și căderile de presiune din spațiul inelar de la sapă la suprafață.

Diferența dintre cele două presiuni poate fi un indicator cu privire la funcționalitatea motorului și a sapei de foraj și poate ajuta la observarea unor eventuale probleme precum blocarea motorului sau a sapei sau evacuarea slabă a detritusului din gaura de foraj.

De asemenea, pe baza calcului presiunii din spațiul inelar se poate calcula densitatea echivalentă de circulație (ECD) [4].

$$\text{ECD} = \text{densitatea medie a coloanei de fluid} + \text{căderile de presiune din spațiul inelar} \quad (4.3)$$

5. APLICAREA TEHNOLOGIEI LWD

Tehnologia LWD este un sistem care permite atât înregistrarea datelor de adâncime din gaura de sondă în timp real, cât și memorarea acestora. În comparație cu sistemul MWD, tehnologia LWD are aceleași principii de funcționare, principii prezentate în capitolul anterior.

Fiind un echipament mai nou, acesta aduce posibilitatea de a cunoaște pe lângă datele care se pot înregistra cu sistemul MWD (date legate de poziționarea sapei (înclinare, direcția găurii (azimutul) și adâncimea măsurată), valorile gamma ale formațiunii, presiune sau temperatură) date legate de rezistivitățile formațiunii, densitatea și porozitatea formațiunii, efectul fotoelectric și vibrațiile din gaura de sondă în timpul forajului.

În continuare voi prezenta câteva detalii și caracteristici de lucru ale senzorilor componenți ai echipamentului LWD.

5.1. Măsurarea rezistivităților formațiunii

Senzorul de rezistivitate electromagnetică răspunde de modul în care radiofrecvența se propagă prin formațiune. Propagarea radiofrecvenței depinde de următoarele proprietăți fizice ale materiei prin care unda electromagnetică se propagă:

- conductivitatea electrică – abilitatea unui material de a conduce curentul electric;
- permitivitatea dielectrică – capacitatea unui material de a reține încărcătura electrică;
- permeabilitatea magnetică – abilitatea unui material de a deveni magnetizat [5].

Senzorul de rezistivitate electromagnetică măsoară:

1. Schimbarea de fază – diferența de timp a sosirii unei unde de radiofrecvență între doi receptori;
2. Atenuarea – diferența de intensitate a unei unde de radiofrecvență la fiecare dintre receptori.

Acești doi parametri sunt folosiți pentru calculul valorilor de rezistivitate ale formațiunii.

Undele electromagnetice se pot propaga în orice mediu. Astfel, senzorul de rezistivitate electromagnetică poate fi folosit în orice tip de fluid, dar cel mai bun randament îl prezintă în noroaiele cu rezistivitate ridicată.

Salinitatea din fluidul de foraj sau din apa din formațiune, temperatura și porozitatea formațiunii influențează cel mai mult măsurarea rezistivității.

Aplicațiile senzorilor de rezistivitate

a. Determinarea zonelor cu conținut ridicat de hidrocarbon (fig. 5.1) [5].

În general, valorile ridicate de rezistivitate, mult peste limita argilelor indică prezența hidrocarburilor în formațiune. De asemenea, valorile reduse de rezistivitate indică prezența apei sărate.

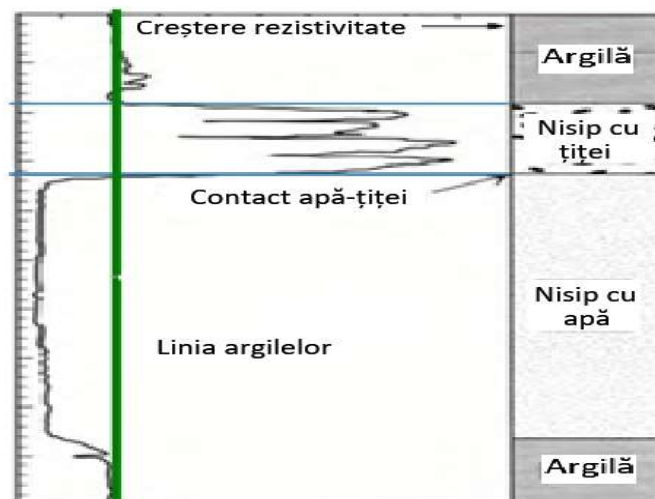


Fig. 5.1. Estimarea zonelor cu conținut ridicat de hidrocarbon [5]

b. Determinarea migrării hidrocarburilor din formațiune.

Remăsurarea unui interval săpat după o anumită perioadă de timp și compararea valorilor de rezistivitate cu cele inițiale pot indica diferențe de permeabilitate ale formațiunii.

c. Determinarea adâncimii șifului și a probelor de carotă.

Șiul se setează în formațiuni dure, precum argilele. Astfel, curbele de rezistivitate pot determina adâncimea de plasare șifului, ca în figura 5.2 [5].

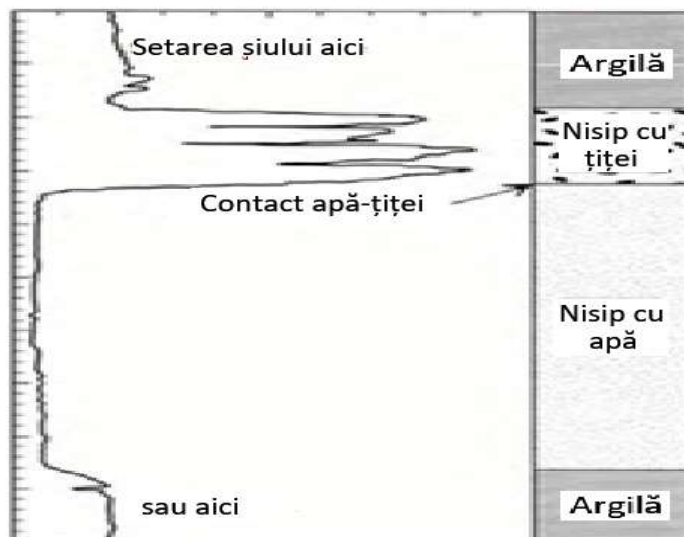


Fig. 5.2. Determinarea adâncimii șulului [5]

d. Geosteering

Prin termenul de *geosteering* se înțelege controlul traiectului unei sonde în foraj, în funcție de rezultatele curbelor înregistrate cu ajutorul echipamentului LWD. Acest control se face, în general, în zona de rezervor și este necesar ca echipamentul LWD să conțină anumiți senzori azimutali pentru a cunoaște orientarea echipamentului de-a lungul formațiunii.

Curbele înregistrate, în funcție de care dirijează traiectul sondei, conțin în majoritatea cazurilor date legate de rezistivitate formațiunii, de valorile *gamma ray* din formațiune, respectiv date legate de porozitatea și densitatea formațiunii.

În figura 5.3 este prezentată o orientare a sondei în funcție de datele înregistrate de echipamentul LWD [5].

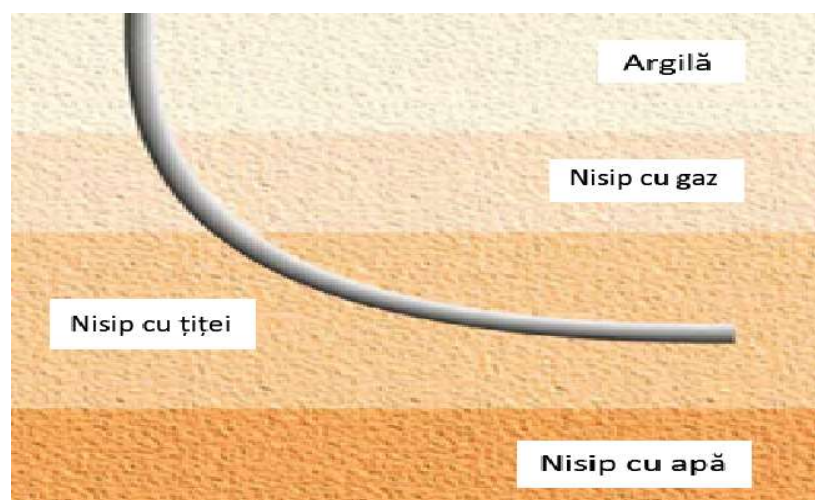


Fig. 5.3. Orientarea sondei în funcție de datele înregistrate de echipamentul LWD [5]

Senzorii folosiți pentru *geosteering* sunt următorii:

- senzorul gamma – ajută la diferențierea rocii rezervor de argilă;
- senzorul de rezistivitate – ajută la diferențierea zonei cu hidrocarburi de zona cu apă sărată;
- senzorii de densitate și porozitate – ajută la diferențierea zonelor cu gaz de cele cu țiței.

5.2. Măsurarea porozității formațiunii

Măsurarea porozității formațiunii în timpul forajului se realizează cu ajutorul senzorului neutronic de porozitate [5]. Acest sensor are ca obiectiv principal măsurarea porozității totale a formațiunii prin măsurarea efectului pe care matricea și fluidul din pori îl au asupra neutronilor emiși de sensor.

Pentru a emite neutroni în formațiune se folosește o sursă radioactivă Am²⁴¹Be. Această sursă se introduce în garnitura de foraj la suprafață, înainte de începerea forajului.

În teorie, hidrogenul întâlnit în formațiune este conținut în moleculele de apă și de țiței. La rândul lor, apa și țițeiul se găsesc în porii formațiunii. Astfel, conținutul de hidrogen este proporțional cu porozitatea.

Interpretarea curbelor aferente datelor de porozitate

În zona de rezervor cu hidrocarburi și apă, curbele de porozitate și de densitate se vor suprapune dacă toate corecțiile de mediu au fost aplicate corespunzător. Astfel, este necesar ca în această zonă valorile de porozitate măsurate să prezinte acuratețea cea mai ridicată.

Apa și țițeiul au conținut aproximativ similar de hidrogen, astfel este dificil de determinat contactul apă-țiței. Este nevoie de o corelare cu senzorul de rezistivitate pentru a delimita zona de apă de zona de hidrocarburi (fig. 5.4) [5].

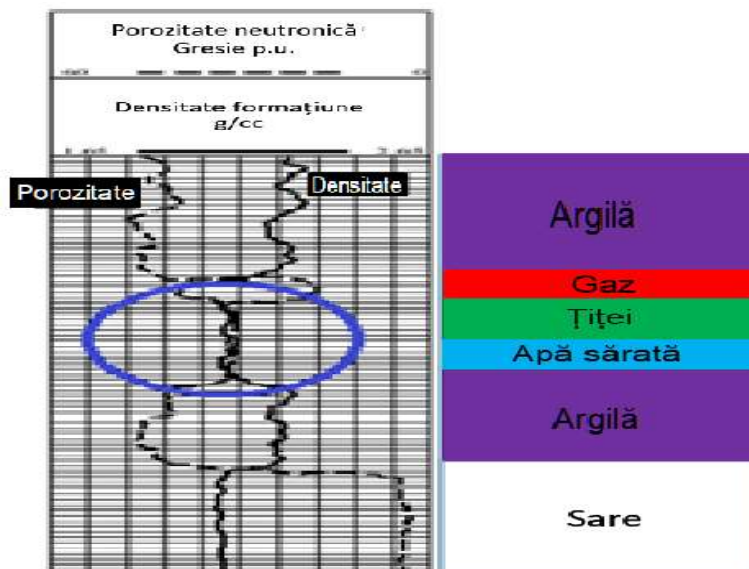


Fig. 5.4. Zonă predominantă cu hidrocarburi și apă [5]

Prin urmare, senzorul neutronic de măsurare a porozității trebuie să prezinte cea mai mare acuratețe în zona de rezervor. Pentru aceasta trebuie luate în calcul toate corecțiile caracteristice acestei formațiuni.

Dacă toate corecțiile au fost corect considerate, în zona cu hidrocarburi fluide, curba de porozitate trebuie să se suprapună cu cea de densitate a formațiunii, ca în figura 5.5 [5].

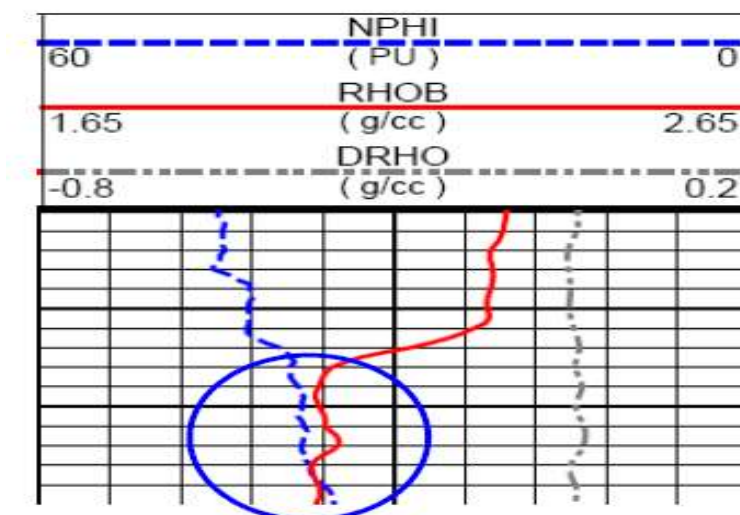


Fig. 5.5. Suprapunerea curbelor (de porozitate și densitate) în zona de hidrocarburi [5]

De asemenea, în zona cu gaze, curbele de porozitate și de densitate a formațiunii se vor intersecta în cerc (fig. 5.6) [5].

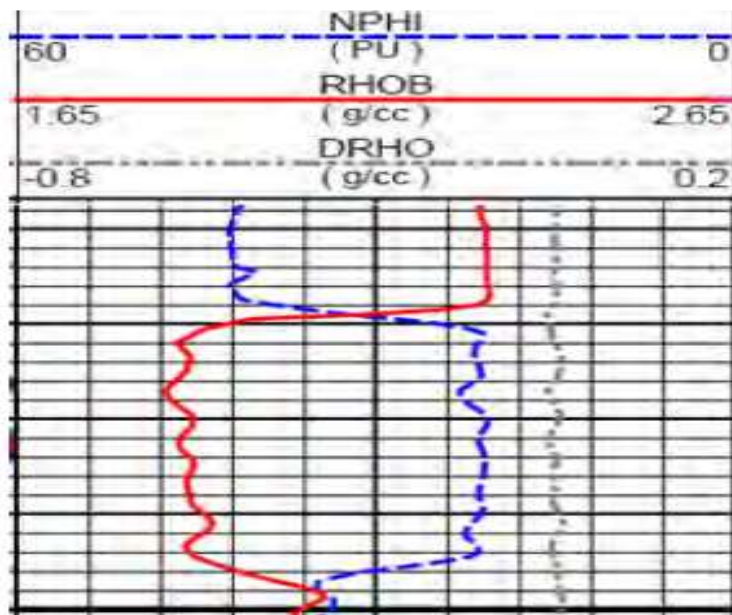


Fig. 5.6. Curbele de porozitate și densitate: cazul zonei cu gaze [5]

5.3. Măsurarea densității formațiunii

Senzorul azimutal de densitate are rolul de a măsura densitatea totală a formațiunii (prin densitate totală se înțelege densitatea formațiunii care include matricea și fluidele din pori).

Majoritatea echipamentelor LWD, existente astăzi pe piață, permit și măsurarea efectului fotoelectric cu ajutorul acestui senzor azimutal de densitate [5].

Ca și în cazul senzorului de măsurare a porozității formațiunii, principiul de lucru al acestui senzor se bazează pe utilizarea unei surse radioactive ($Cs137$) care se introduce în garnitura de foraj la suprafață înainte de începerea forajului.

În timpul forajului, această sursă emite radiații gamma care sunt trimise în formațiune. Senzorul folosește anumiți detectori scintilativi care măsoară numărul și energia radiațiilor gamma care se întorc în garnitură din formațiune.

În comparație cu senzorul de porozitate, măsurătorile densității formațiunii prezintă o acuratețe mult mai ridicată, deoarece sunt mai directe și nu implică un număr mare de corecții.

Densitatea și porozitatea formațiunii sunt înregistrate împreună la scări compatibile. Prin scări compatibile, se consideră că densitatea și porozitatea sunt invers proporționale (fig. 5.7). De asemenea, aceste scări sunt calculate în funcție de

anumite corecții legate de litologie și de fluidele din pori. Dacă aceste corecții sunt valide, iar măsurătorile sunt corecte, în zona de rezervor cu țiței și apă aceste curbe se vor suprapune, fapt prezentat în subcapitolul precedent.

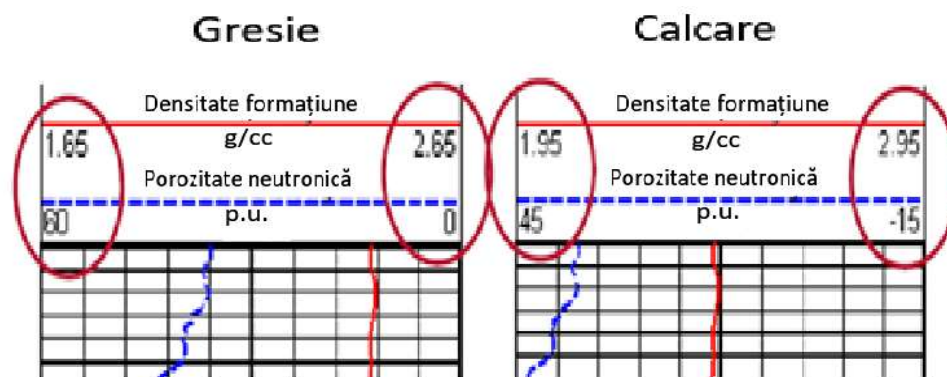


Fig. 5.7. Scările standard folosite pentru matricile gresie (stânga) și calcar (dreapta) [5]

În zona de rezervor unde avem apă și țiței, senzorul de densitate va citi valori reale de densitate a formațiunii. Senzorul de porozitate va citi valori care vor fi corectate de corecțiile de mediu. Dacă toate aceste corecții sunt corect alese și setate, atunci, în această zonă, curba de porozitate a formațiunii împreună cu cea de densitate a formațiunii se vor suprapune, ca în imaginea din figura 5.8 [5].

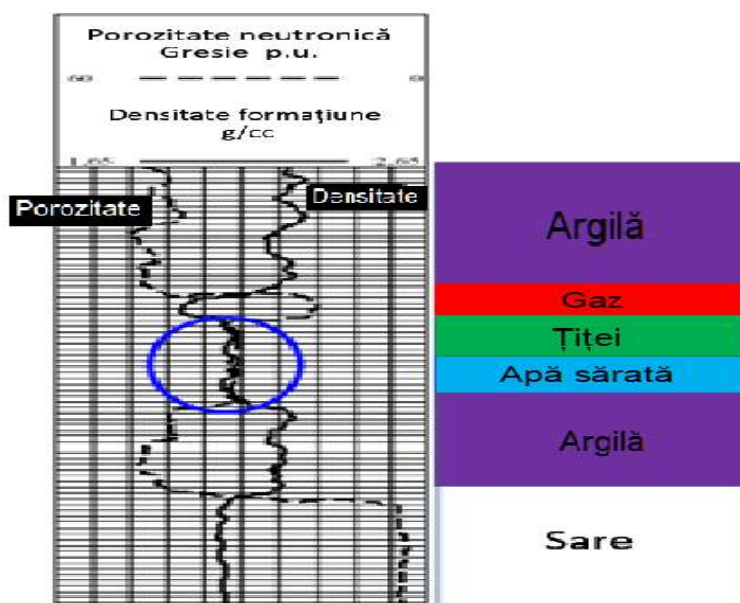


Fig. 5.8. Suprapunerea curbelor de porozitate și densitate [5]

5.4. Interpretarea formațiunii în urma corelării curbelor de gamma, rezistivitate, porozitate și densitate a formațiunii

În cele ce urmează sunt prezentate câteva exemple de *loguri* înregistrate în timpul forajului cu cei patru senzori, dar și interpretarea acestor curbe (figurile 5.9-5.10) [5].

Exemplul 1.

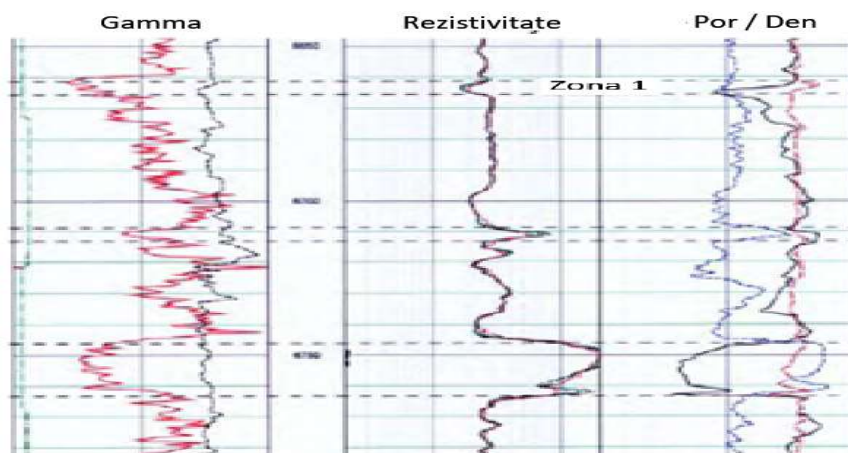


Fig. 5.9. Log de înregistrare (exemplul 1) [5]

În zona 1, se observă o scădere a rezistivității, care indică fie o scădere a rezistivității fluidelor din pori, fie o creștere a porozității. Densitatea formațiunii scade, iar porozitatea formațiunii crește, ambele indicând o creștere a porozității.

Radiațiile gamma scad brusc de la linia argilelor. Astfel, pe baza acestor interpretări ne aflăm într-o zonă poroasă cu apă.

Exemplul 2.

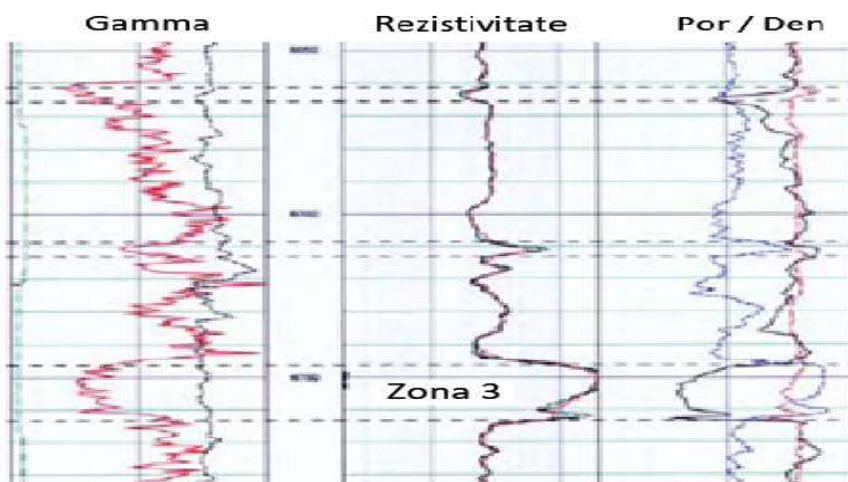


Fig. 5.10. Log de înregistrare (exemplul 2) [5]

În zona 3, se observă o creștere a rezistivității, indicând fie o creștere a rezistivității în fluidelor din pori, fie o scădere a porozității.

Densitatea formațiunii scade indicând o creștere a porozității. De asemenea, se observă că și porozitatea formațiunii crește, iar cele două curbe se intersectează în cerc, specific zonelor gazoase din rezervor.

Radiațiile gamma scad brusc de la linia argilelor. Astfel, pe baza acestor interpretări ne aflăm într-o zonă poroasă cu gaze.

6. CONTROLUL DEVIERII SONDELOR

Controlul devierii presupune înlăturarea sau anihilarea cauzelor care o provoacă. Cauzele geologice, naturale, nu pot fi evitate, dar efectele lor pot fi contracarate, diminuate sau chiar folosite, cu metode tehnologice adecvate. Și, de regulă, tocmai cauzele naturale joacă rolul principal în devierea nedorită a sondelor.

Uneori, controlul urmărește readucerea sondei deviate în limite acceptabile.

În ambele situații, trebuie evitate schimbările severe de direcție: intensitățile de deviere trebuie menținute sub 0,3-0,4% / 10m. Metodele de control a devierii sondelor, folosite separat sau combinat, sunt:

- micșorarea apăsării pe sapă;
- folosirea unor mijloace de dirijare;
- utilizarea ansamblurilor de prăjini grele stabilizate;
- folosirea unor sisteme specializate [3].

6.1. Micșorarea apăsării pe sapă

Aceasta este cea mai comodă metodă de control a devierii sondelor pentru ansambluri nestabilizate, dar nu și cea mai indicată. Prin reducerea apăsării axiale se micșorează atât forța laterală care provoacă devierea, cât și unghiul de dezaxare sapă-sondă. În sondele deja deviate, prin reducerea apăsării axiale se accentuează efectul de frezare pe peretele inferior al găurii de sondă. Ca rezultat, se intensifică ritmul de revenire al sondei spre verticală. Fenomenul se accentuează dacă se mărește turația.

Metoda nu este indicată deoarece se micșorează viteza de foraj și în stratele cu tendință severă de deviere se dovedește adesea inefficientă. Ea se aplică uneori în combinație cu tehnica pendulului pentru a reduce înclinarea unei sonde [3].

6.2. Folosirea unor mijloace de dirijare

Când o sondă a deviat prea mult de la direcția verticală și acest lucru este deranjant, ea poate fi readusă pe un traseu apropiat de cel inițial folosind un mijloc de dirijare: un motor dezaxat, un sistem RSS (*rotary steerable system*) sau chiar o pană de deviere atunci când primele două cazuri nu sunt aplicabile.

Metoda se aplică uneori în roci tari, atunci când tehnica pendulului nu dă rezultate și atunci când trebuie modificat azimutul sondei. Pentru a obține viteze de foraj ridicate, adeseori ansamblul de fund conține și un motor ușor dezaxat, chiar pe intervalele verticale, iar garnitura se rotește cu o turație moderată. Dacă măsurătorile, cu sisteme MWD ori cu instrumente introduse prin cablu, indică o deviere prea mare, motorul se orientează, se forează un timp fără rotirea garniturii și sonda se readuce pe direcția verticală.

La forajul combinat rotary - motor, cu o reducere flexibilă deasupra motorului, se poate folosi efectul forțelor centrifuge create prin rotirea garniturii și a rotorului motorului pentru a preveni tendința de deviere a unei sonde [3].

Forajul cu motoare submersibile este cea mai eficientă și mai întâlnită metodă de dirijare a unei găuri de sondă folosită în zilele noastre. Acestea conțin în interior un rotor (fig. 6.1) și un stator (fig. 6.2). În timpul forajului, fluidul de foraj curge prin interiorul statorului și astfel învârt rotorul datorită debitului de fluid, ca în figura 6.3. Astfel, puterea hidraulică dată de debit este transformată în putere mecanică, putere ce învârt rotorul și, implicit, sapa de foraj.



Fig. 6.1. Rotor [6]



Fig. 6.2. Stator [6]

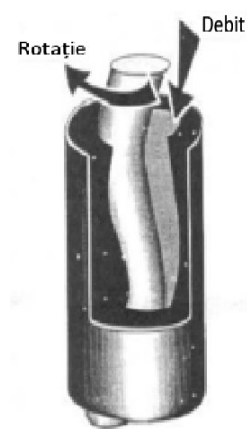


Fig. 6.3. Stator și rotor [6]

Statorul și rotorul sunt amplasate în secțiunea de putere a motorului. De asemenea, un rol important în construcția motorului îl are și numărul de etaje (un etaj reprezintă lungimea unei rotiri elicoidale complete a rotorului în interiorul statorului). Astfel, cu cât motorul are mai multe etaje, cu atât acesta poate oferi o presiune diferențială mai ridicată.

Ca o comparație între forajul cu motor de fund și forajul cu ansambluri convenționale despre care am vorbit în capitolul trecut, forajul cu motor de fund este mult mai eficient, în primul rând, din punct de vedere al vitezelor de avansare. De asemenea, controlul traiectului unei sonde este mult mai sigur prin folosirea motoarelor de fund. Folosirea unor ansambluri convenționale implică un cost mai redus.

Motoarele de foraj sunt fabricate într-o gama variată, adaptabilă în funcție de tipul de foraj, de traiectul sondei, de parametrii de foraj necesari sau de formațiunile întâlnite în timpul forajului [3].

În ultimii ani, motoarele de foraj au început să fie înlocuite cu un nou echipament care permite dirijarea unei sonde către traiectul dorit doar prin rotație, numit RSS (*rotary steerable system*). În acest caz, nu mai este necesară orientarea motorului pe direcția dorită și nici săparea sondelor pe anumite porțiuni fără rotație. Aceasta este cea mai nouă și mai eficientă metodă, dar și cea mai scumpă (fig. 6.4) [6].

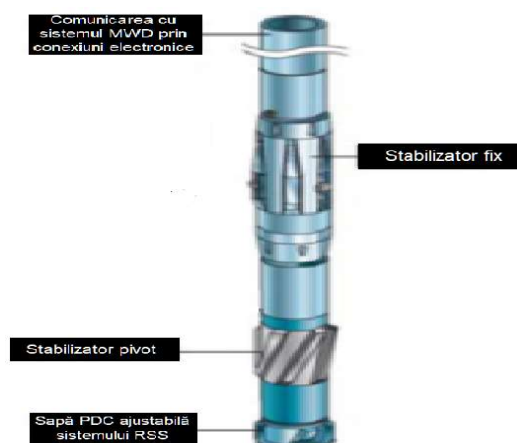


Fig. 6.4. Prezentarea unui sistem RSS [6]

RSS-ul este format dintr-un stabilizator pivot la în partea de jos, care centrează axa sapei cu axa găurii de sondă. La partea superioară există un mecanism numit *bias unit*, care rămâne fix și care se dezaxează, permițând astfel controlul traiectului găurii de sondă. Comenzile de dezaxare sau de orientare se dau de la suprafață, din calculator și se transmit prin pulsații negative de noroi către echipamentul de fund. La suprafață există o unitate de comandă cu o valvă care, atunci când se efectuează comanda către RSS, creează pulsații negative cu ajutorul acelei valve și aruncă noroiul din încărcător direct în habe.

Această metodă are ca rezultat o calitate mult mai bună a găurii de foraj, având curburi mai line și pereții mai bine consolidați, comparație prezentată în figura 6.5 [6].



Fig 6.5. Comparație între două găuri de foraj, prima săpată cu motor de fund, iar cea de-a doua cu sistem RSS [6]

Principalele avantaje ale forajului cu sistem RSS:

- se reduc șansele de curbare a ansamblului de foraj (nu se mai sapă fără rotire);
- se reduc șansele de lipire a garniturii (nu se mai sapă fără rotire);
- se reduc torsiunile și frecările;
- permite forajul sondelor orizontale cu drene foarte lungi;
- control îmbunătățit asupra traiectului găurii de sondă;
- forajul se realizează în timp mai scurt (se sapă doar rotational) [5].

O altă metodă de control al unui traiect de sondă este forajul cu jet de fluid. Aceasta este o metodă ieftină, dar se folosește din ce în ce mai puțin deoarece este destul de nesigură ca rezultate. De obicei se folosește o sapă cu role cu trei sau patru duze, una din duze fiind mult mai mare decât celelalte (fig 6.6) [6]. Se lucrează cu un debit ridicat și astfel o mare cantitate din acel fluid va curge prin duza mare, astfel că jetul va spăla formațiunea în acea zonă.

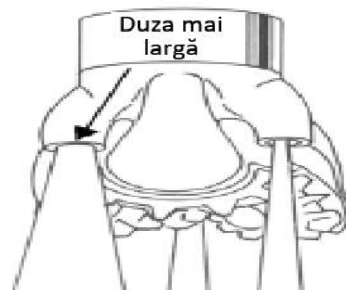


Fig.6.6. Sapă cu role folosită la forajul cu jet [6]

6.3. Ansambluri de prăjini grele stabilizate

Alcătuirea adecvată a ansamblurilor de prăjini grele, în concordanță cu înclinarea și diametrul sondei, condițiile geologice și scopul urmărit, constituie cea mai utilizată și mai comodă metodă de control a devierii sondelor. Ea permite să se realizeze găuri de sondă relativ netede și să se folosească apăsări pe sapă suficient de mari.

Un ansamblu de fund stabilizat este alcătuit din prăjini grele cu rigiditatea sporită și un număr de stabilizatori amplasați de-a lungul lui. Devierea sondelor este prevenită dacă efectele celor trei cauze (forța laterală, dezaxarea sapei, forța de formațiune) se anihilează reciproc. Când tendința de deviere naturală lipsește este suficient să se minimizeze forța laterală și unghiul de dezaxare sapă-sondă. Pentru scăderea înclinării, dimpotrivă, se urmărește crearea unei forțe dirijate spre peretele inferior al găurii de sondă care să depășească efectul dezaxării și pe cel al anizotropiei rocilor.

7. COMPORTAREA GARNITURII DE FORAJ ÎN SONDELE DEVIATE

În timpul forajului, capătul inferior al garniturii se află în compresiune și o parte dintre prăjini pot flamba. Fenomenul se întâlnește nu numai în sonde verticale, dar și în cele înclinate sau orizontale. Flambajul creează numeroase probleme: cresc forțele de frecare și momentele de rotație ca urmare a presiunilor mari de contact cu pereții sondei, ajungându-se până la înțepenirea garniturii și imposibilitatea transmiterii apăsării pe sapă, se produc tensiunile de încovoiere periculoase, se accentuează uzura coloanelor de burlane, se îngreunează controlul direcției găurii de sondă. Flambajul este periculos mai ales atunci când garnitura se rotește.

Se întâlnesc două tipuri de flambaj, determinate de înclinarea sondei, mărimea forței de compresiune, prezența momentului de torsiune și a rotației, mărimea frecărilor ș.a. În sonde verticale, după pierderea stabilității, garnitura de prăjini ia o formă elicoidală. În sonde înclinate și în cele orizontale, prăjinile flambează inițial sinusoidal, într-un singur plan, apoi, după o tranziție instabilă, ele iau o formă elicoidală [3].

Aplicație

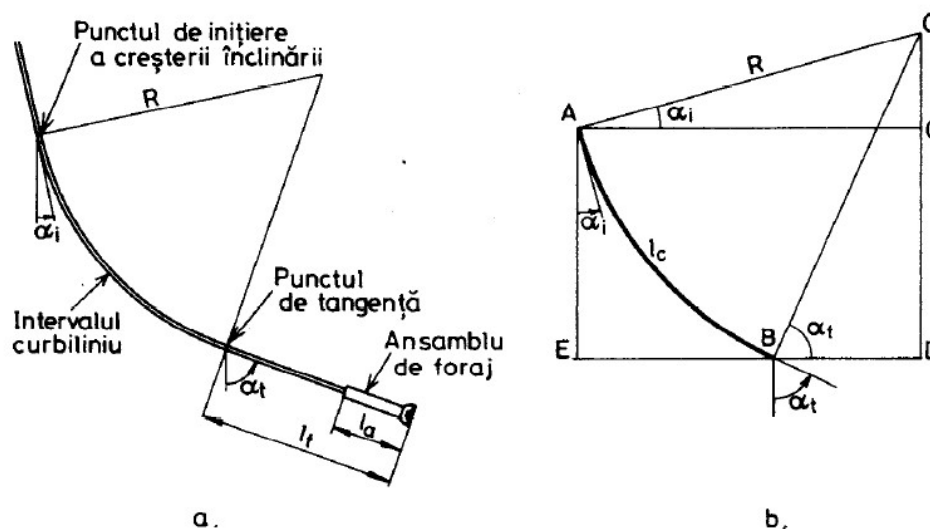


Fig. 7.1. Schema garniturii într-o sondă cu înclinări mari [3]

Să se determine apăsarea maximă pe sapă la talpa sondei cu profilul din figura 7.1, în următoarele condiții:

- intervalul curbiliniu cu intensitatea de deviere de $1,5^\circ / 10\text{m}$ este inițiat de la verticală, iar porțiunea finală, tangentă, are lungimea de 600m și înclinarea de 80° .

- ansamblul de dirijare aflat deasupra sapei are lungimea de 33 m și greutatea de 4500 kg.

- diametrul sapei este de 8 1/2" (215,90 mm).

- densitatea fluidului de foraj este de 1100 kg/m^3 ;

- prăjinile aflate deasupra ansamblului de dirijare au diametrul de 5 in, grosimea de 9,19 mm și masa unitară în fluid de $32,62 \text{ kg/m}$ (oțel G-105); în a doua variantă, prăjinile sunt tot de 5 in, dar au pereții groși de 25,4 mm și masa unitară de $73,96 \text{ kg/m}$.

Jocul radial prăjini-sondă:

$$j_r = \frac{0,2159 - ,127}{2} = 0,04445 \text{ m.}$$

Factorul de flotabilitate:

$$f = 1 - \frac{1100}{7850} = 0,8598.$$

Momentele de inerție ale celor două tipuri de prăjini:

$$I_1 = \frac{\pi}{64} \cdot (0,127^4 - 0,1086^4) = 5,9419 \cdot 10^{-6} \text{ m}^4$$

$$I_2 = \frac{\pi}{64} \cdot (0,127^4 - 0,0762^4) = 11,1148 \cdot 10^{-6} \text{ m}^4$$

Pentru prăjinile obișnuite se ia $F_{cr}=0$.

$$G_s = 2 \cdot \sqrt{\frac{2,06 \cdot 10^{11} \cdot 5,9419 \cdot 10^{-6} \cdot 0,8598 \cdot 32,62 \cdot 9,81 \cdot \sin 80}{0,04445}} + 0,8598 \cdot 4500 \cdot 9,81 \cdot \cos 80 = 179350,22 \cong 179 \text{ KN.}$$

$$G_s = 0,8598 \cdot 32,62 \cdot 9,81 \cdot \frac{180 \cdot 10 \cdot \sin 80}{\pi \cdot 1,5} + 0,8598 \cdot 9,81 \cdot [(600 - 33) \cdot 32,62 + 4500] \cdot \cos 80 = 137181,99 \cong 137 \text{ KN.}$$

Valoarea minimă este de 137kN. La apăsări mai mari, prăjinile pot flamba deasupra punctului de inițiere a devierii.

Pentru prăjinile cu pereți groși, cu aceleași formule:

$$G_s = 2 \cdot \sqrt{\frac{2,06 \cdot 10^{11} \cdot 11,1148 \cdot 10^{-6} \cdot 0,8598 \cdot 73,96 \cdot 9,81 \cdot \sin 80}{0,04445}} + 0,8598 \cdot 4500$$

$$\cdot 9,81 \cdot \cos 80 = 362381,54 \cong 362 \text{ KN}$$

$$G_s = 0,8598 \cdot 73,96 \cdot 9,81 \cdot \frac{180 \cdot 10 \cdot \sin 80}{\pi \cdot 1,5} + 0,8598 \cdot 9,81 \cdot [(600 - 33) \cdot 73,96$$

$$+ 4500] \cdot \cos 80 = 302682,70 \cong 302 \text{ KN}$$

Valoarea minimă, 302 kN, este mai mare decât cea posibilă în prăjini obișnuite, de 137 kN.

În ambele cazuri, dacă apăsarea pe sapă este mai mică decât cea calculată, prăjinile aflate deasupra punctului de inițiere a devierii sunt întinse.

Tabelul 7.1. Valori maxime ale apăsării pe sapă pentru:

$D_p=5$ in (127mm), $d_{ip}=108,62$ mm, $q_p=32,62$ kg/m, $D_s=8$ 1/2" (215,90mm)

α , grade	0	20	30	45	60	80	90
G _s , kN	37,99	137,51	156	172,25	181	137,18	105,10

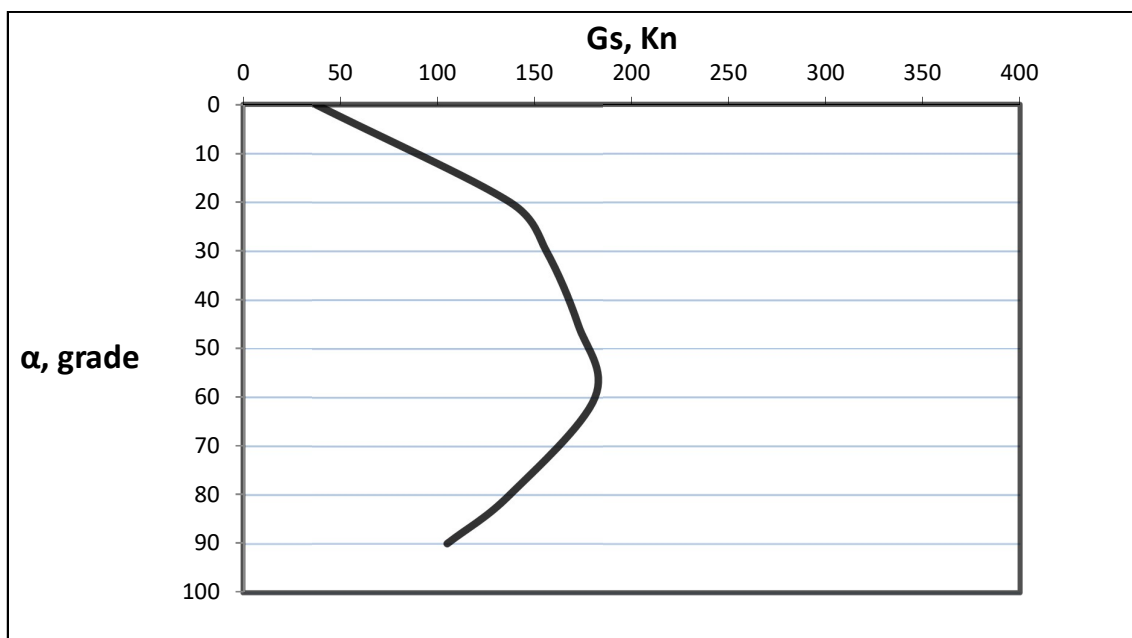


Fig. 7.1. Variația $G_s = f(\alpha)$ (conform tabelului 7.1)

Tabelul 7.2. Valori maxime ale apăsării pe sapă pentru:

$D_p=5$ in (127mm), $d_{ip}=76,2$ mm, $q_p=73,96$ kg/m, $D_s=8\ 1/2''$ (215,90mm)

α , grade	0	20	30	45	60	80	90
G_s , kN	37,99	245,37	286,42	328,34	352,62	302,68	238,27

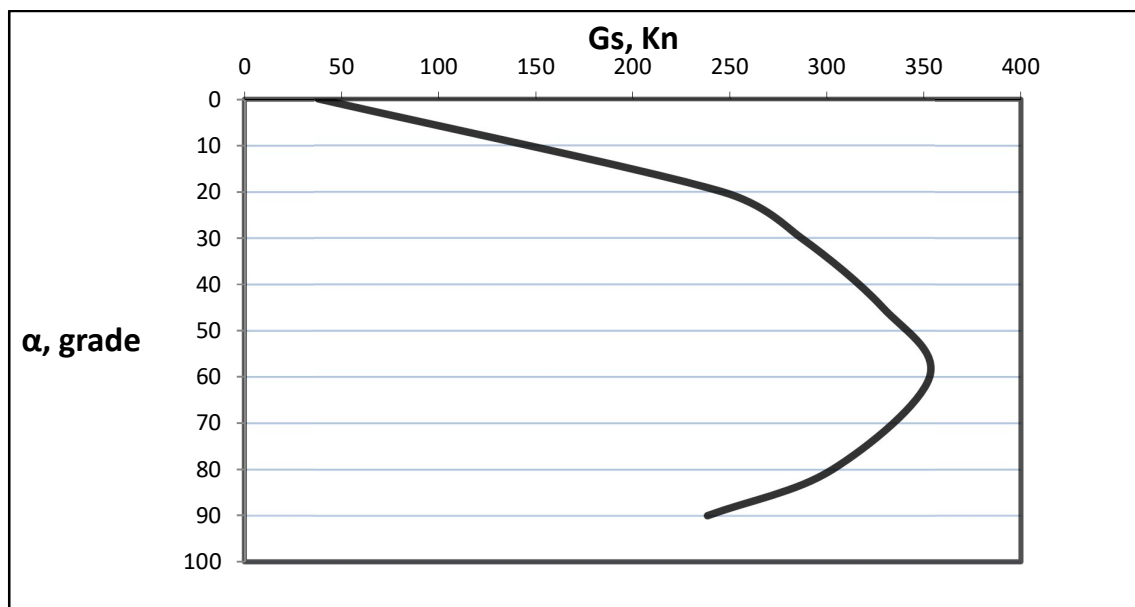


Fig. 7.2. Variația $G_s = f(\alpha)$ (conform tabelului 7.2)

În concluzie, observăm că cu cât înclinarea sondei crește și se apropie de 60-65 grade, cu atât este permisă și o apăsare mai ridicată asupra sapei de foraj și a garniturii.

La înclinări ridicate, de peste 70 de grade, din cauza forțelor care apar la nivelul garniturii de foraj, apăsarea maximă permisă începe să scadă proporțional cu valoarea adâncimii.

Un rol esențial în calculul apăsării maxime îl au, de asemenea, tipul și dimensiunile prăjinilor de foraj, lungimea ansamblului de dirijare, diametrul sapei și a ansamblului de foraj, traiectul sondei sau densitatea fluidelor de foraj folosite.

8. STUDIU DE CAZ: COMPARAȚIE ÎNTRE EXTRAȚIA PRIN SONDE VERTICALE ȘI CEA PRIN SONDE ORIZONTALE – DEPOZITUL BILCIUREȘTI

În acest capitol am simulat traiectul unei sonde orizontale săpate pe structura Bilciurești. De asemenea, am adăugat datele legate de geometrie și de producție a șase sonde verticale săpate în anii trecuți pe aceeași structură.

În prima parte sunt prezentate caracteristicile geometrice ale sondei orizontale. Totodată, s-au obținut anumite rezultate în urma simulărilor, date legate de presiune, viteza gazului și debitul de gaz obținut pe zi la sonda orizontală, prin folosirea mai multor duze de diverse dimensiuni.

S-a luat în calcul extracția doar prin tubing (cazul a) sau extracția prin tubing și coloană (cazul b). De asemenea, pentru fiecare simulare s-a comparat viteza gazului din sondă cu viteza maximă de eroziune admisă.

În partea a doua întâlnim modelul cu 6 sonde verticale, la fiecare sondă fiind prezentate date legate de geometria sondei și date ale rezervorului, dar și simulări de presiune, viteză a gazului și debite obținute la extracția prin tubing. Ultima parte este formată din comparațiile dintre aceste cazuri și din concluzii.

8.1. Prezentarea modelului cu o sondă orizontală

Imaginea modelului cu o sondă orizontală și a sistemului de extracție este prezentată în figura 8.1.

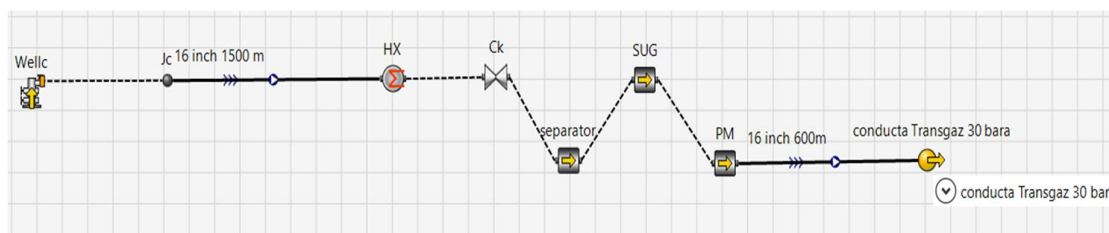
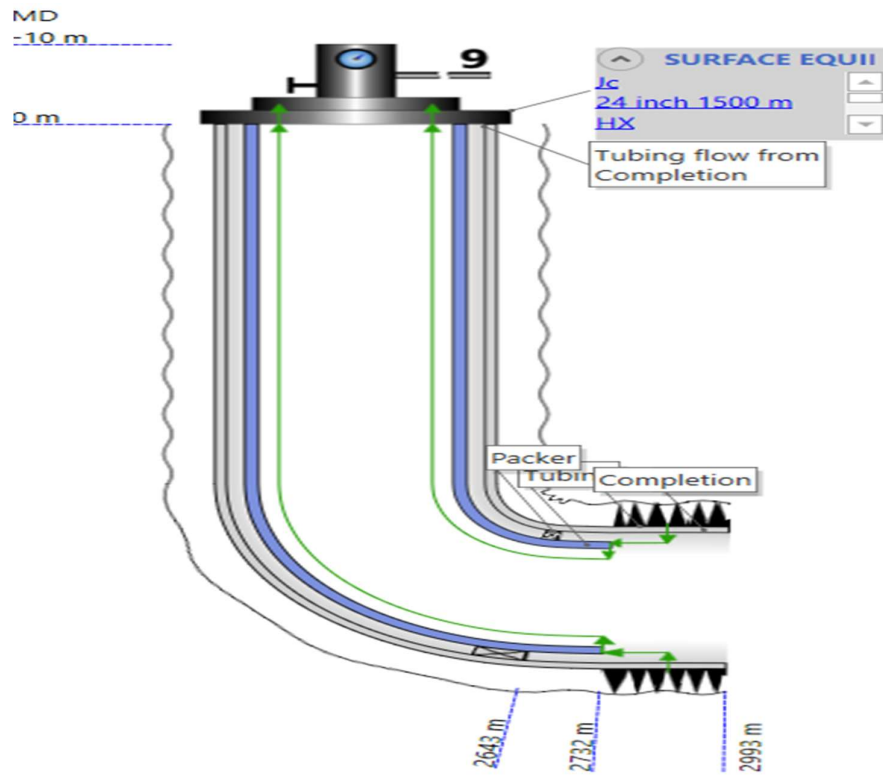
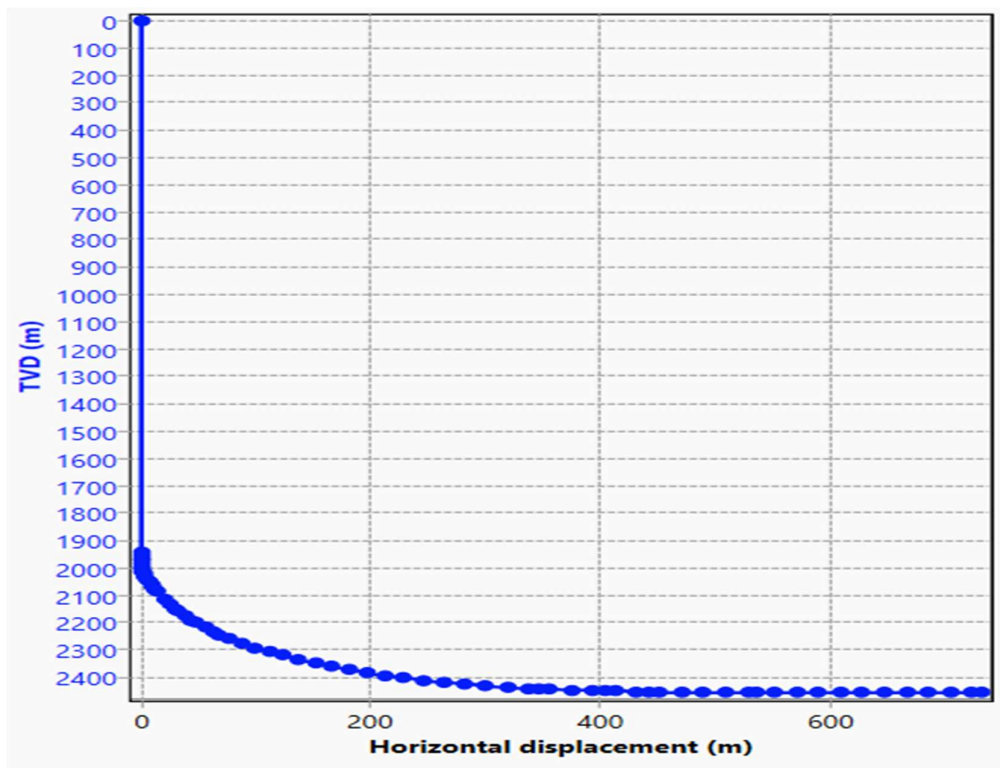


Fig. 8.1. Imaginea modelului cu o sondă orizontală

Căderile de presiune considerate pe echipamente sunt: încălzitor 0,1 bar (încălzire gaz 20 K); separator 0,1 bar; SUG 0,3 bar; panoul de măsură 0,1 bar; presiunea la conductele de transport 30 bara. Caracteristicile geometrice ale sondei sunt date în figura 8.2.



A



B

Fig. 8.2. Forma geometrică a sondei: a. secțiunea verticală prin sondă; b. graficul deviației [51]

Elementele geometrice ale modelului

Tubingul și coloana

În tabele 8.1- 8.3 sunt prezentate principalele caracteristici ale tubingului, respectiv coloanei [51].

Tabelul 8.1. Tubingul și coloana

Section type	Name	From MD	To MD	ID	Wall thickness	Roughness	
		m	m	m	m	m	
1	Casing	0	2993	0.1616964	0.0080518	2.54E-05	...

Name	To MD	ID	Wall thickness	Roughness	
	m	m	m	m	
1	Tubing	2732	0.1213612	0.0091694	2.54E-05

Tabelul 8.2. Coloană

	De, in	Di, in	s, mm	m, kg/m	Ra, mm	mat.
API	7	6,366	0,0080518	34,22777	2,54E-05	C75

Tabelul 8.3. Tubing

	De, in	Di, in	s, mm	m, kg/m	Ra, mm	mat.
DrillPipe	5,5	4,778	0,0091694	32,59079	2,54E-05	E75

În tabelul 8.4 sunt prezentate caracteristicile principale ale rezervorului [51]

Tabelul 8.4. Caracteristicile rezervorului

Reservoir	Fluid model
Reservoir pressure:	1.25E+07 Pa a
Reservoir temperature:	313.15 K
IPR basis:	<input type="radio"/> Liquid <input checked="" type="radio"/> Gas
Productivity index:	3.79112E-07 mSm3/(d.KPa2.m)

Cum s-a determinat IP la sonda orizontală?

- Se cunosc datele celor 6 sonde verticale din tabelul 8.5.
- S-a estimat media deschiderii sondelor verticale 16,33 m.
- S-a făcut media indicilor de productivitate ai sondelor verticale 6,19E-06 mSmc/zi/kPa**2.

IP la sonda orizontală : S-a împărțit indicele mediu de productivitate al sondelor verticale la deschiderea medie a sondelor verticale $3,7917E-07$ mSmc/(zi kPa² m).

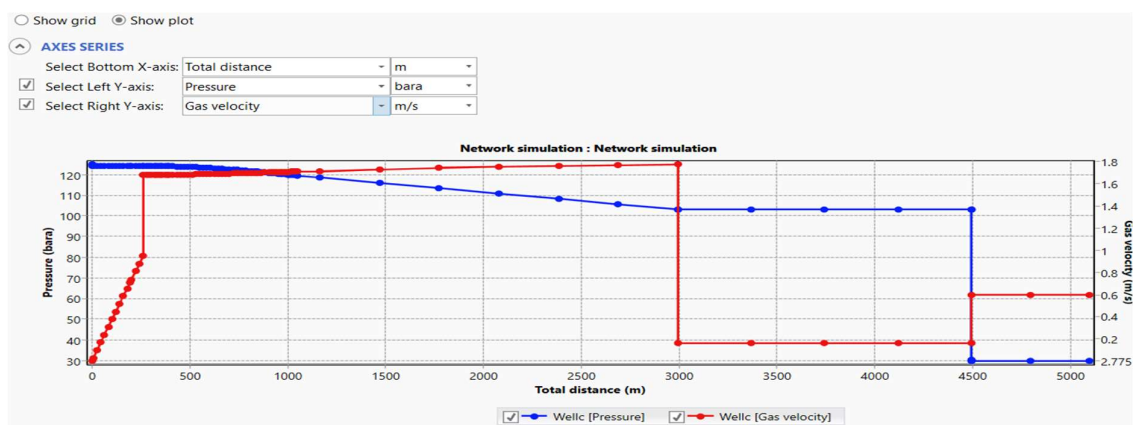
Tabelul 8.5. Caracteristicile sondelor verticale depozitul Bilciurești.

Nr. sondă	pz, bara	pf, bara	Q, mSmc/zi	IP, mSmc/zi/kPa**2	perforaturi, m	duze,mm
17	125	117,05	278,674	14,48E-6	29	16,5
105	125	106,69	158,206	3,72E-6	12	12
145	125	113,90	71,516	2,69E-6	8	7.5
149	125	107,57	227,009	5,60E-6	8	15,1
169	125	100,55	90,94	1,97E-6	11	8,9
171	125	107,32	260,828	8,67E-6	30	16,3
		TOTAL	1087,18			
			Media	6,19E-6	16,33	12,716
			IP sond, Oriz,	3,792E-7	mSmc/(zi kPa ² m)	

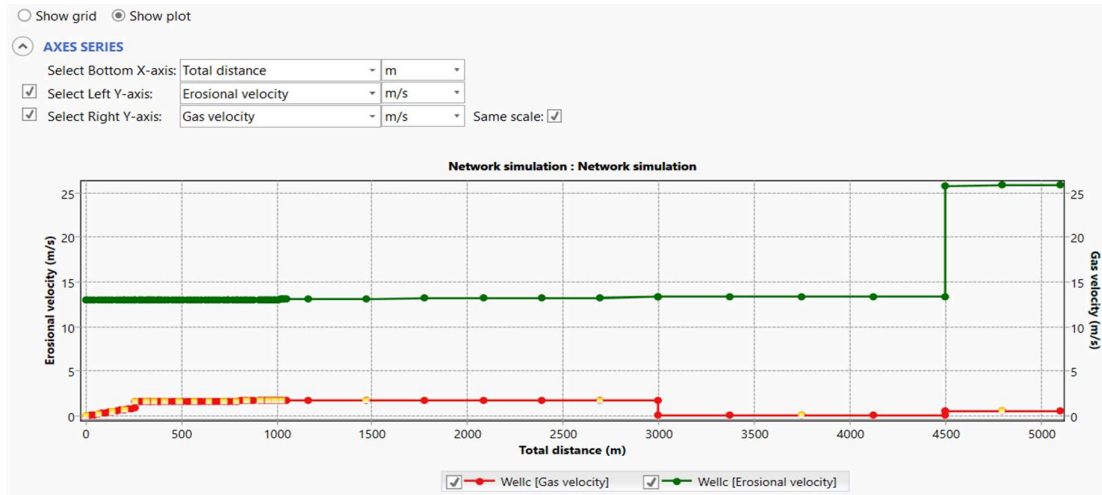
Datele din Tabelul 8.5 sunt corespunzătoare documentației primite de la Romgaz în anul 2013. **Deschiderea sondei orizontale 261 m, fluid – metan 100 %.**

Simulări efectuate pentru Cazul 1.a, coloana de 7 in , tubing de 5,5 in, extracție numai prin tubing

1.1. Este vorba de sistemul prezentat în figura 8.1, cu duza de 12,7 mm (s-a făcut o media duzelor la sondele verticale). Viteza gazului este sub limita impusă de 10 m/s (fig. 8.3,a). Debitul de gaz obținut 219,61 mSmc/zi. Viteza gazului este sub limita de eroziune (fig. 8.3,b). Peste viteza de eroziune se distruge materialul conductei și, mai ales, se degradează stratul deșus de la interior, care mărește rezistența la coroziune.



A



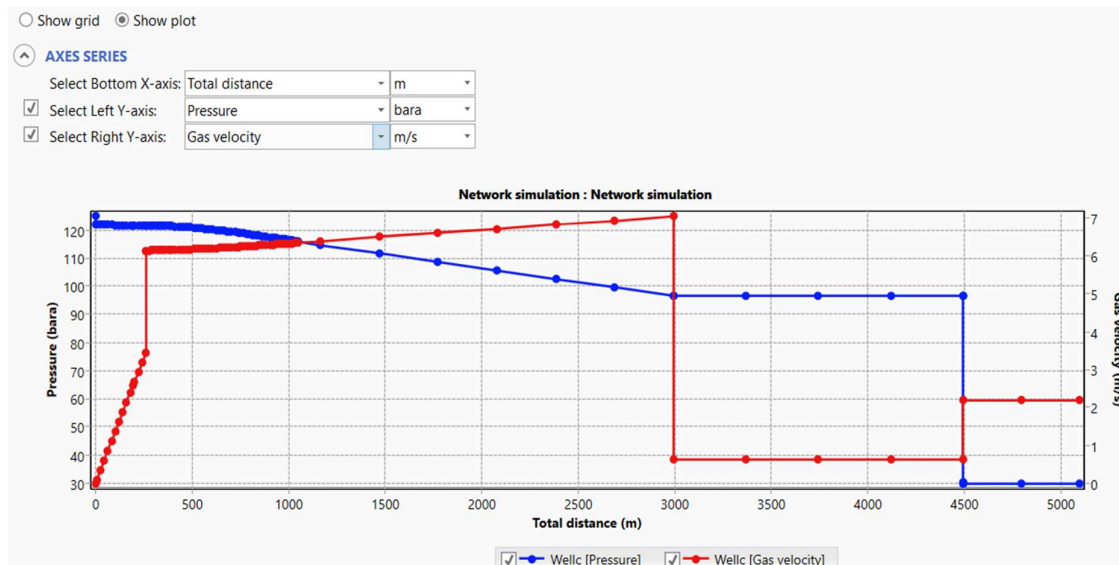
B

Name	Type	Pressure (out) Pa a	Temperatur... K	ST liquid rate sm ³ /s	ST Oil rate sm ³ /s	ST Water rate sm ³ /s	ST Gas rate 1E3 sm ³ /d
1 Ck	Choke	3050066	279.6922	0	0	0	219.6132
2 Completion	Completion	1.241107E+...	313.9679	0	0	0	219.6132
3 PM	Generic equipment	3000066	279.6922	0	0	0	219.6132
4 separator	Generic equipment	3040066	279.6922	0	0	0	219.6132
5 SUG	Generic equipment	3010066	279.6922	0	0	0	219.6132
6 HX	Heat exchanger	1.031527E+...	309.1594	0	0	0	219.6132
7 conducta Transgaz 30...	Sink	2999978	281.4605	0	0	0	219.6132
8 Wellc	Well	1.030544E+...	289.3964	0	0	0	219.6132

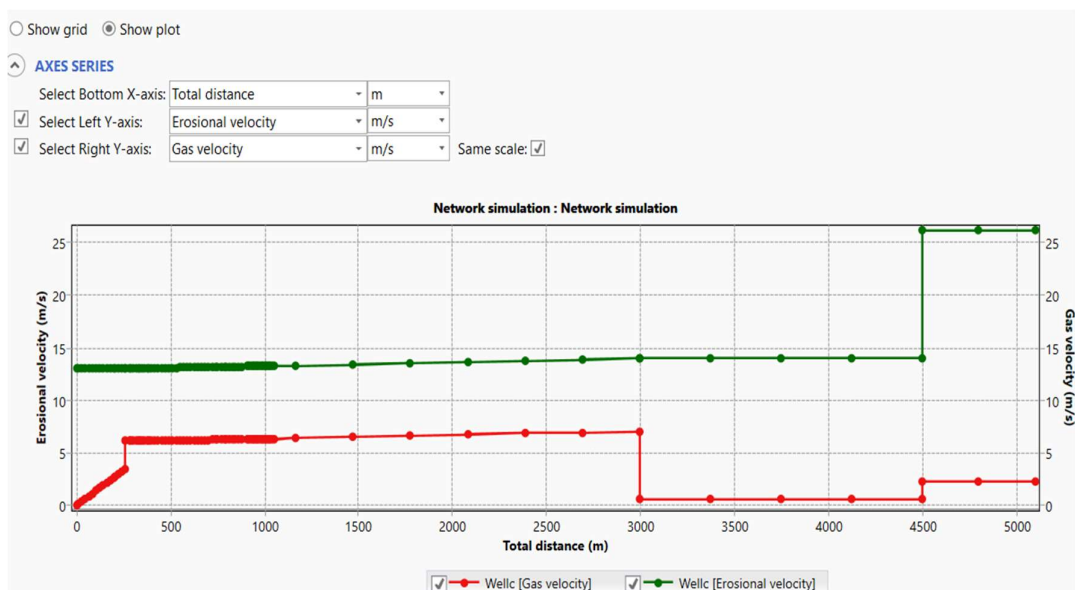
C

Fig. 8.3. Variația parametrilor gazului traseul corespunzător sondei orizontale: a. distribuția vitezei și a presiunii gazului; b. distribuția vitezei și a vitezei de eroziune a gazului – duza 12,7mm; c. debitul sondei [51].

1.2. Este vorba de sistemul prezentat în figura 8.1, cu duza de 25 mm.



A



B

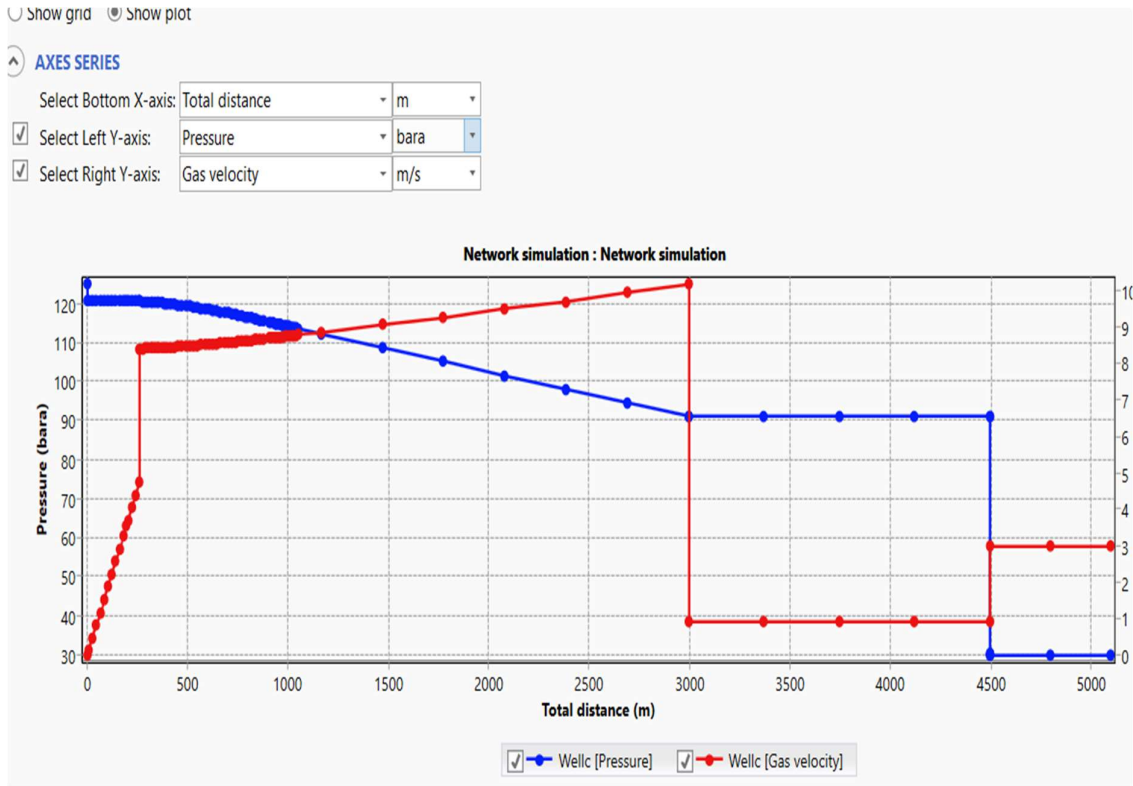
Name	Type	Pressure (out)	Temperatur...	ST liquid rate	ST Oil rate	ST Water rate	ST Gas rate
		Pa a	K	sm ³ /s	sm ³ /s	sm ³ /s	1E3 sm ³ /d
1 Ck	Choke	3050998	287.0204	0	0	0	787.9285
2 Completion	Completion	1.217479E+...	313.3412	0	0	0	787.9285
3 PM	Generic equipment	3000998	287.0204	0	0	0	787.9285
4 separator	Generic equipment	3040998	287.0204	0	0	0	787.9285
5 SUG	Generic equipment	3010998	287.0204	0	0	0	787.9285
6 HX	Heat exchanger	9673349	313.2913	0	0	0	787.9285
7 conducta Transgaz 30...	Sink	2999978	287.1153	0	0	0	787.9285
8 Wellc	Well	9665645	293.8982	0	0	0	787.9285

C

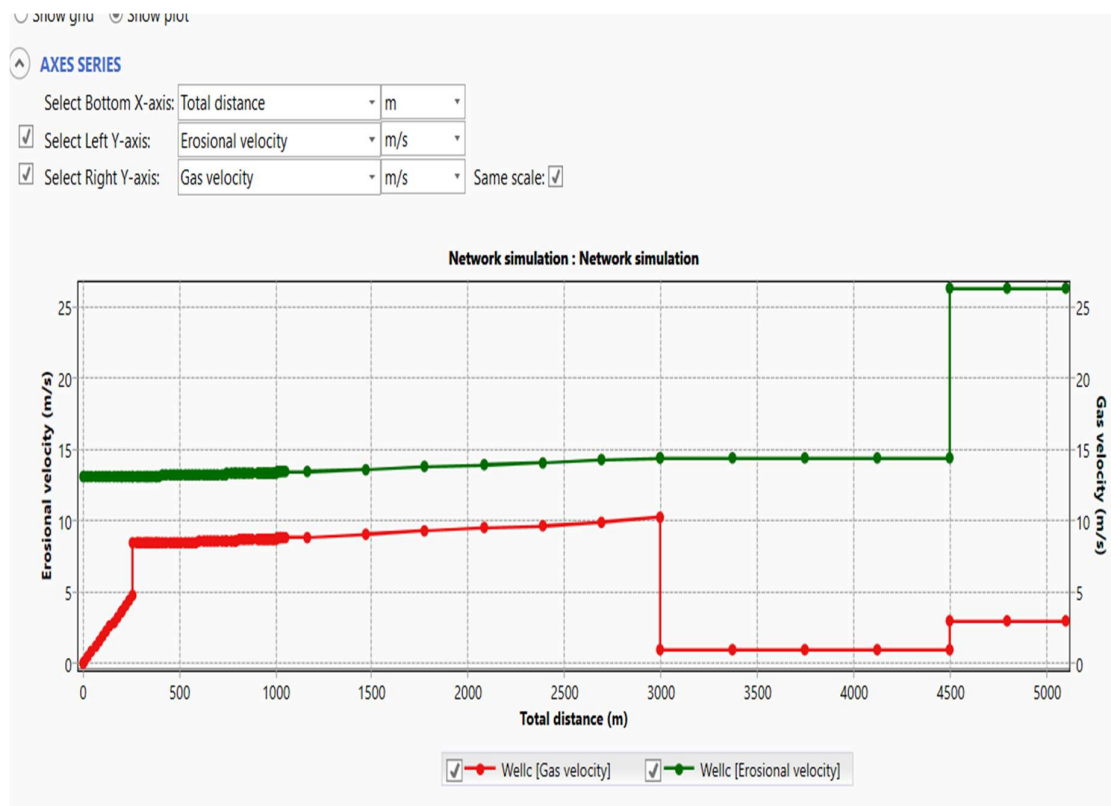
Fig. 8.4. Variația parametrilor gazului traseul corespunzător sondei orizontale: a. distribuția vitezei și a presiunii gazului; b. distribuția vitezei și a vitezei de eroziune a gazului-duza 25 mm; c. debitul sondei [51].

Viteza gazului este sub limita impusă de 10 m/s, figura 8.4,a. Se atinge valoarea maximă de 7 m/s la ieșirea din tubing. Debitul de gaz obținut 787,92 mSmc/zi. Viteza gazului este sub limita de eroziune figura 8.4,b.

1.3. Pe sistemul prezentat în figura 8.1 cu duza de 30 mm:



A



B

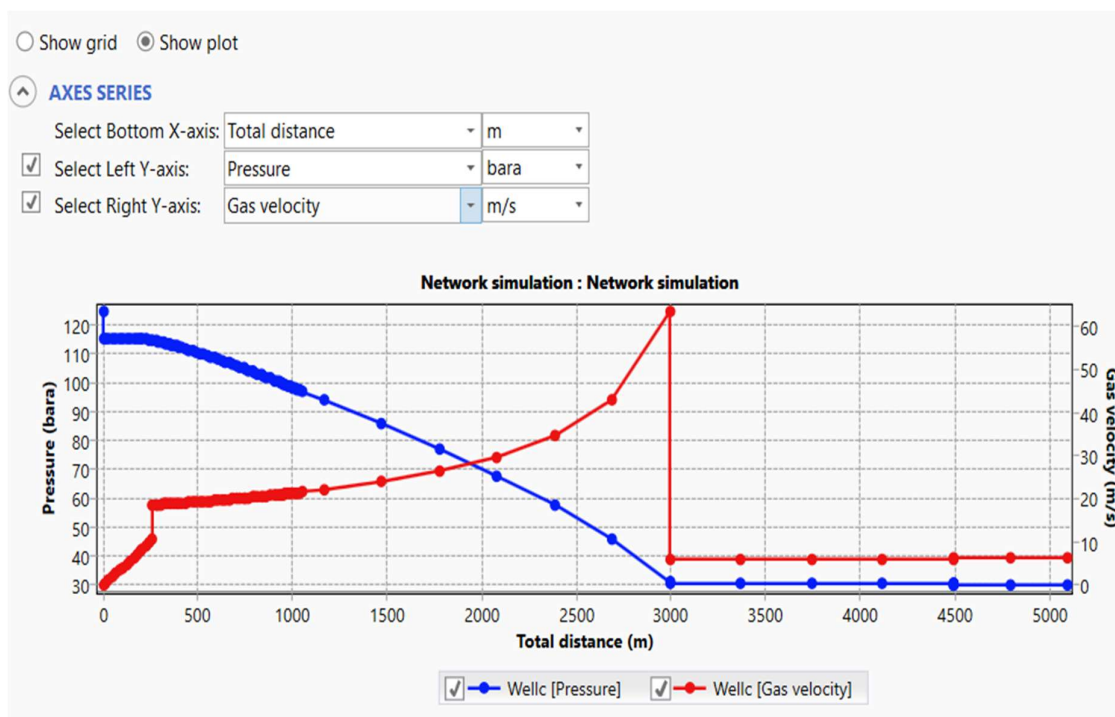
	Name	Type	Pressure (out)	Temperatur...	ST liquid rate	ST Oil rate	ST Water rate	ST Gas rate
			Pa a	K	sm ³ /s	sm ³ /s	sm ³ /s	1E3 sm ³ /d
1	Ck	Choke	3051838	288.6179	0	0	0	1068.574
2	Completion	Completion	1.205533E+...	313.0201	0	0	0	1068.574
3	PM	Generic equipment	3001837	288.6179	0	0	0	1068.574
4	separator	Generic equipment	3041837	288.6179	0	0	0	1068.574
5	SUG	Generic equipment	3011838	288.6179	0	0	0	1068.574
6	HX	Heat exchanger	9118024	312.8979	0	0	0	1068.574
7	conducta Transgaz 30...	Sink	2999978	288.6131	0	0	0	1068.574
8	Wellc	Well	9112500	293.313	0	0	0	1068.574

C

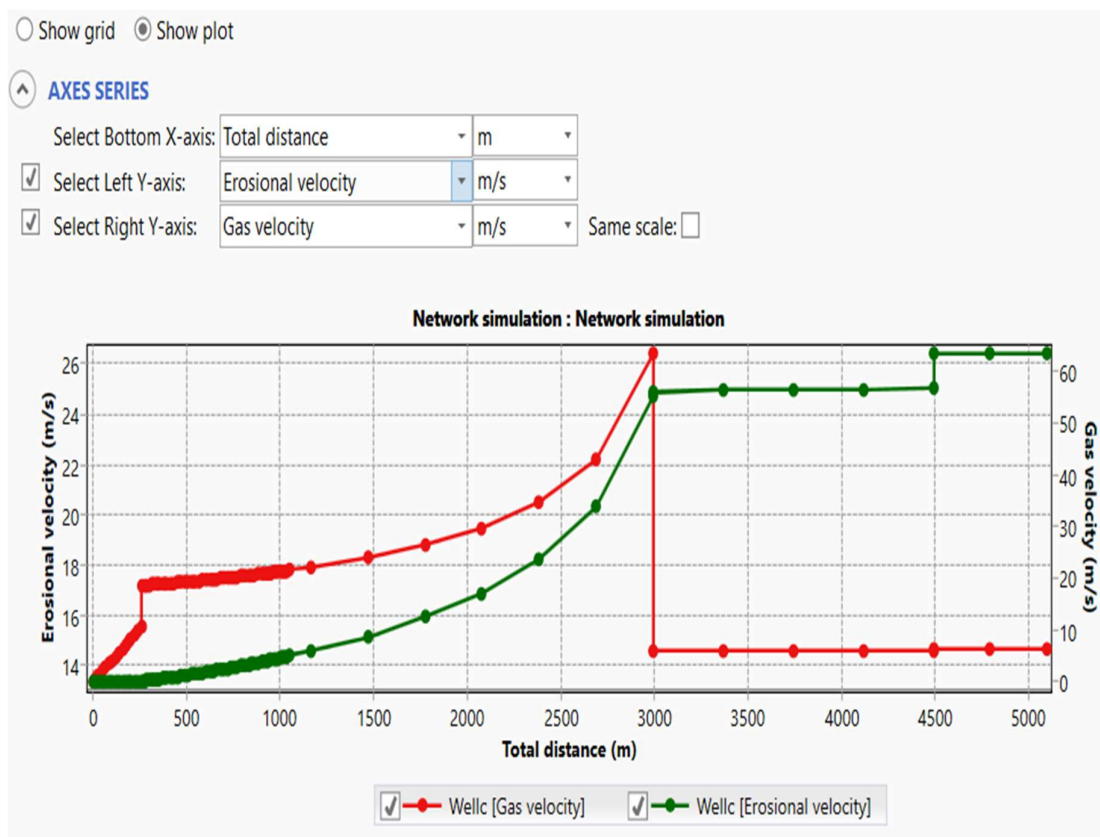
Fig. 8.5. Variația parametrilor gazului traseul corespunzător sondei orizontale: a. distribuția vitezei și a presiunii gazului; b. distribuția vitezei și a vitezei de eroziune a gazului. (duza de 30 mm); c. debitul sondei [51].

Viteza gazului este peste limita impusă de 10 m/s la ieșirea din tubing, unde atinge valoarea de 10,25 m/s. În rest vitezele sunt sub această limită. Debitul de gaz obținut 1068,57 mSmc/zi. Viteza gazului este sub limita de eroziune figura 8.5,b.

1.4. Pe sistemul prezentat în figura 8.1, fără duza:



A



B

Name	Type	Pressure (out)	Temperatur...	ST liquid rate	ST Oil rate	ST Water rate	ST Gas rate
		Pa a	K	sm ³ /s	sm ³ /s	sm ³ /s	1E3 sm ³ /d
1	Completion	1.151751E+...	311.5635	0	0	0	2278.94
2	PM	3007537	290.6834	0	0	0	2278.94
3	separator	3047537	290.6834	0	0	0	2278.94
4	SUG	3017538	290.6834	0	0	0	2278.94
5	HX	3057537	290.6834	0	0	0	2278.94
6	conducta Transgaz 30...	2999978	290.6026	0	0	0	2278.885
7	Wellc	3106900	270.055	0	0	0	2278.94

C

Fig. 8.6. Variația parametrilor gazului traseul corespunzător sondei orizontale: a. distribuția vitezei și a presiunii gazului; b. distribuția vitezei și a vitezei de eroziune a gazului- fără duză; c. debitul sondei [51].

Viteza gazului este peste limita impusă de 10 m/s, se atinge valoarea de 65 m/s pe tubing. Debitul de gaz obținut 2278,94 mSmc/zi. Viteza de eroziune este sub valoarea vitezei gazului. Cu alte cuvinte, tubingul nu este adecvat debitului mare de gaz obținut prin sonda orizontală.

Cazul 1.b coloana de 7,625 in, tubing de 5,5 in extracție prin tubing și coloană

Căderile de presiune considerate pe echipamente la fel ca în cazul 1.a.

Caracteristicile geometrice ale sondei sunt date în figura 8.2, cu excepția coloanei care este de 7,625 in.

Tabelul 8.6. Tubingul și coloana

Section type	Name	From MD	To MD	ID	Wall thickness	Roughness
1 Casing	Casing	0	2993	0.161925	0.015875	2.54E-05

Name	To MD	ID	Wall thickness	Roughness
1 Tubing	2732	0.1213612	0.0091694	2.54E-05

Tabelul 8.7. Coloană

	De, in	Di, in	s, mm	m, kg/m	Ra, mm	mat.
API	7,625	6,375	15,875	70,09252	2,54E-05	C75

Tabelul 8.8. Tubing

	De, in	Di, in	s, mm	m, kg/m	Ra, mm	mat.
DrillPipe	5,5	4,778	0,0091694	32,59079	2,54E-05	E75

Tabelul 8.9. Caracteristicile rezervorului

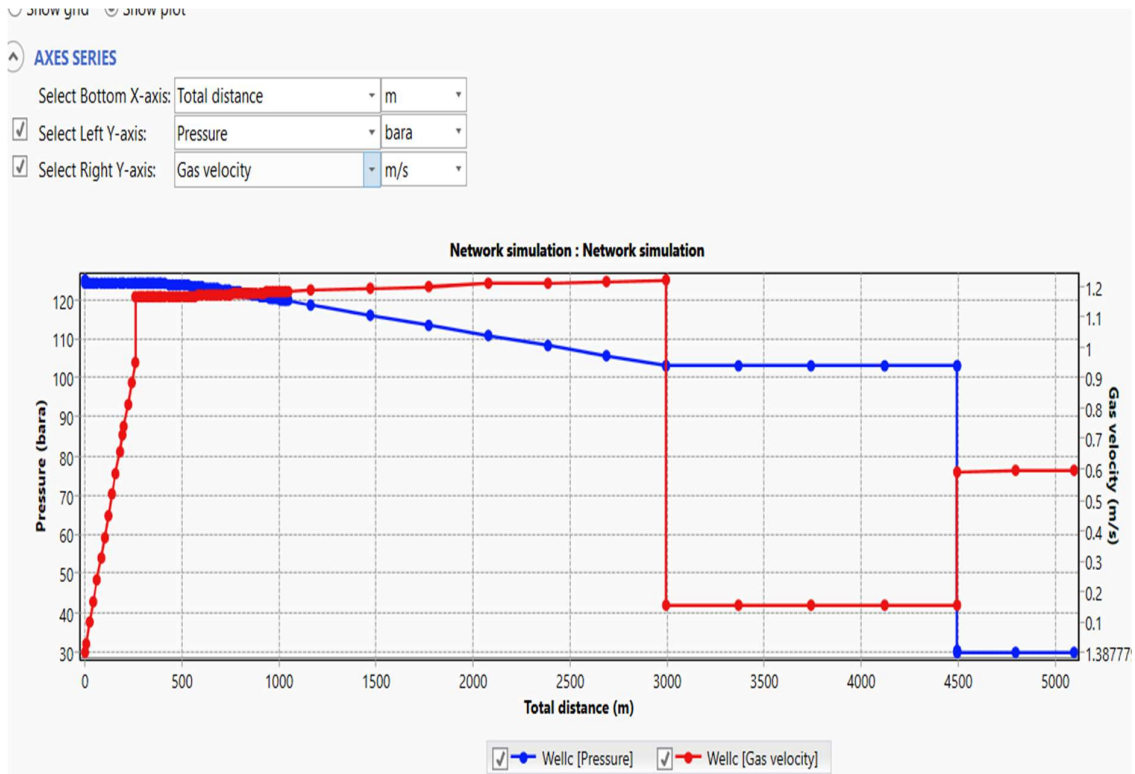
Reservoir	Fluid model
Reservoir pressure:	1.25E+07 Pa a
Reservoir temperature:	313.15 K
IPR basis:	<input type="radio"/> Liquid <input checked="" type="radio"/> Gas
Productivity index:	3.79112E-07 msm3/(d.KPa2.m)

Cum s-a determinat IP la sonda orizontală? La fel ca în cazul 1.a.

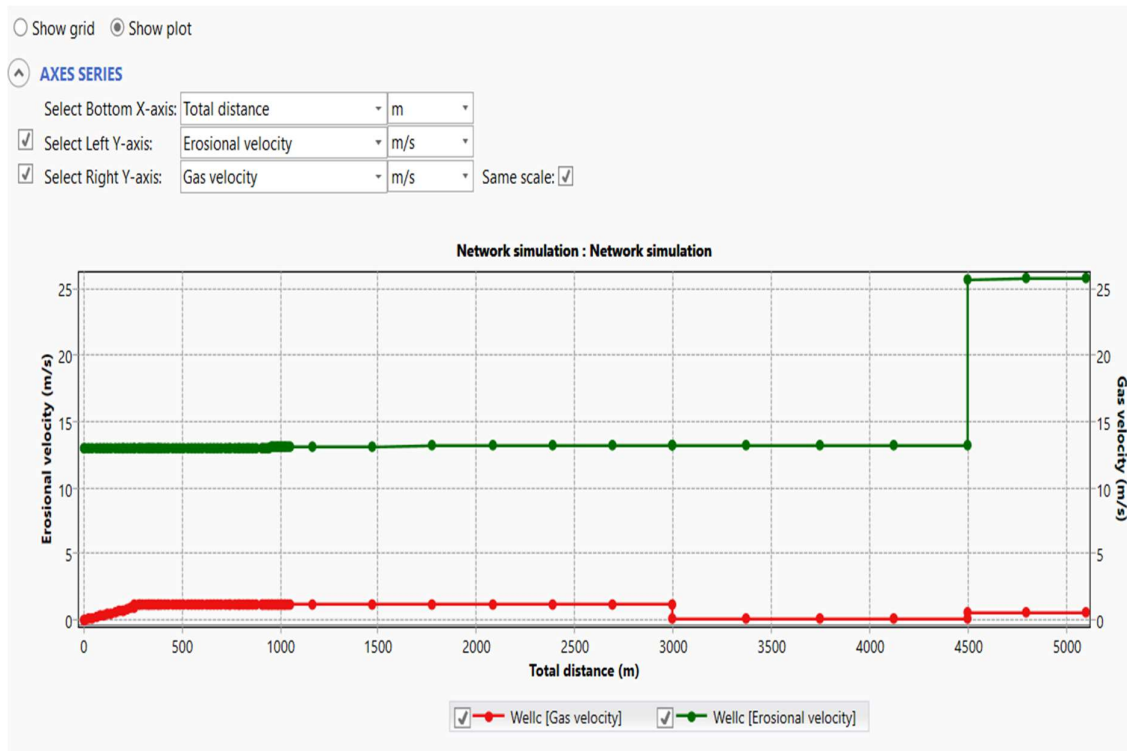
Deschiderea sondei orizontale 261 m

Fluid – metan 100 %

1.1 Pe sistemul prezentat în figura 8.1 cu duza de 12,7 mm.



A



B

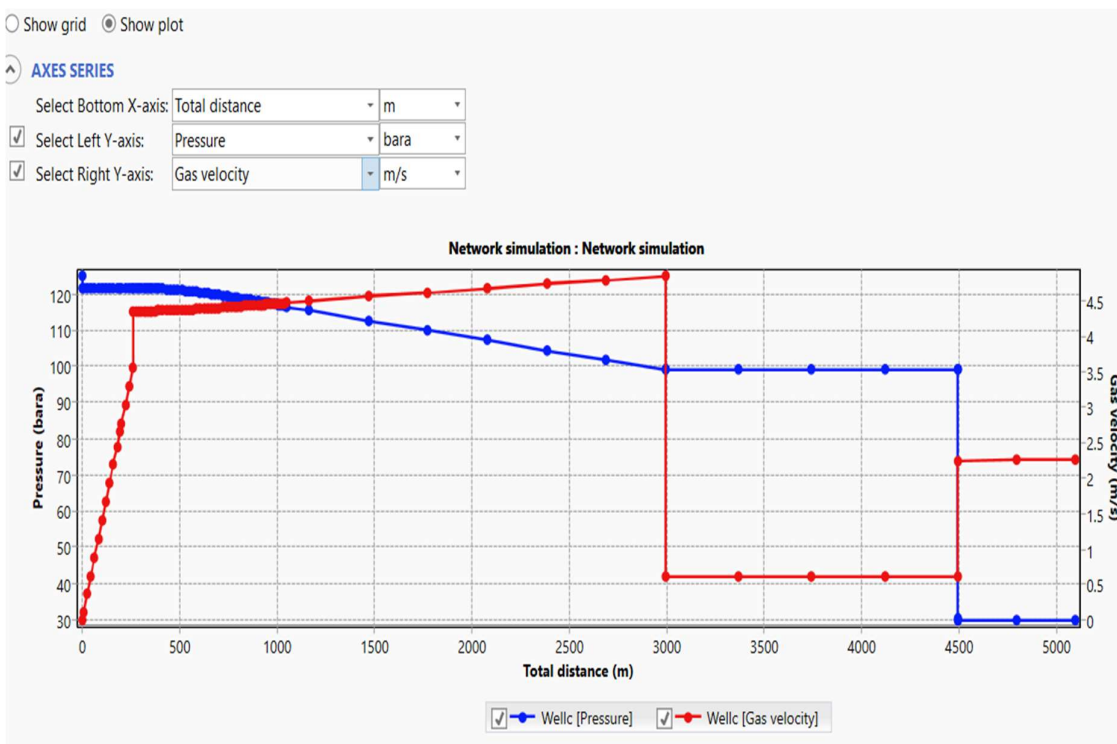
	Name	Type	Pressure (out)	Temperatur...	ST liquid rate	ST Oil rate	ST Water rate	ST Gas rate
			Pa a	K	sm ³ /s	sm ³ /s	sm ³ /s	1E3 sm ³ /d
1	Ck	Choke	3050067	278.7377	0	0	0	220.3145
2	Completion	Completion	1.241078E+...	313.9712	0	0	0	220.3145
3	PM	Generic equipment	3000067	278.7377	0	0	0	220.3145
4	separator	Generic equipment	3040067	278.7377	0	0	0	220.3145
5	SUG	Generic equipment	3010067	278.7377	0	0	0	220.3145
6	HX	Heat exchanger	1.032777E+...	308.411	0	0	0	220.3145
7	conducta Transgaz 30...	Sink	2999978	280.6865	0	0	0	220.3145
8	Wellc	Well	1.031787E+...	288.2488	0	0	0	220.3145

C

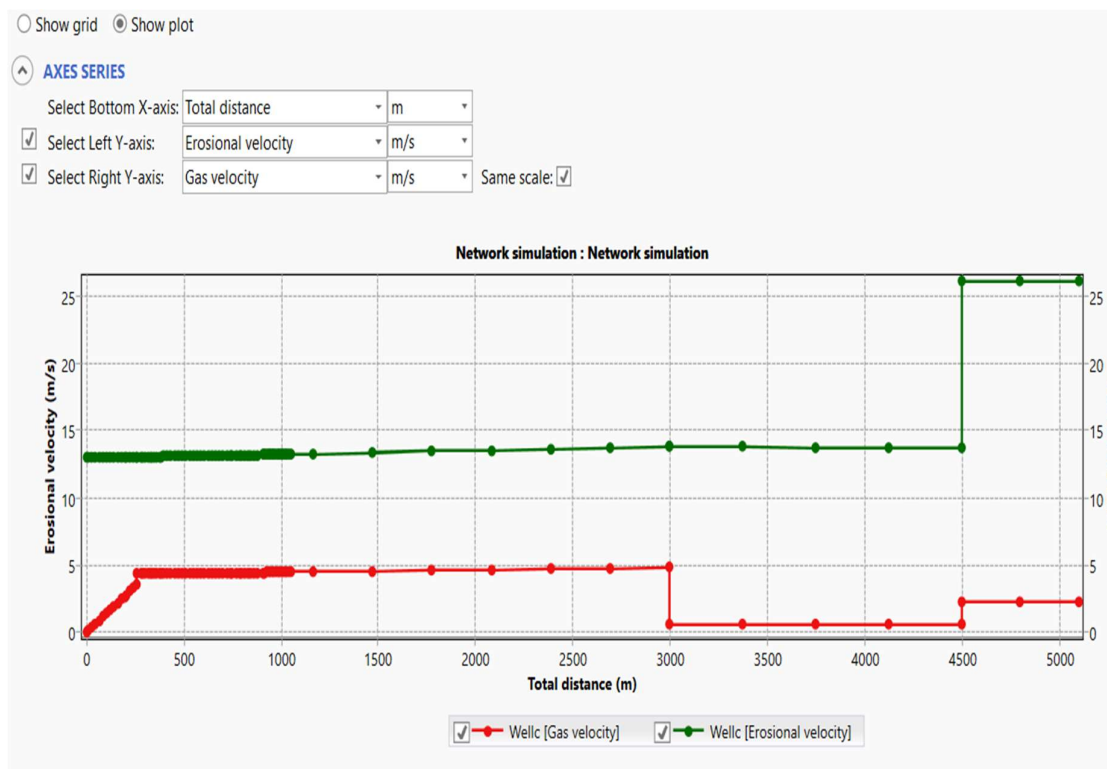
Fig. 8.7. Variația parametrilor gazului traseul corespunzător sondei orizontale: a. distribuția vitezei și a presiunii gazului; b. distribuția vitezei și a vitezei de eroziune a gazului- duza 12,7 mm [51].

Viteza gazului este sub limita impusă de 10 m/s. Debitul de gaz obținut 220,31 mSmc/zi. Viteza de eroziune este peste valoarea vitezei de curgere a gazului, figura 8.7,b.

1.2 Pe sistemul prezentat în figura 8.1 cu duza de 25 mm.



A



B

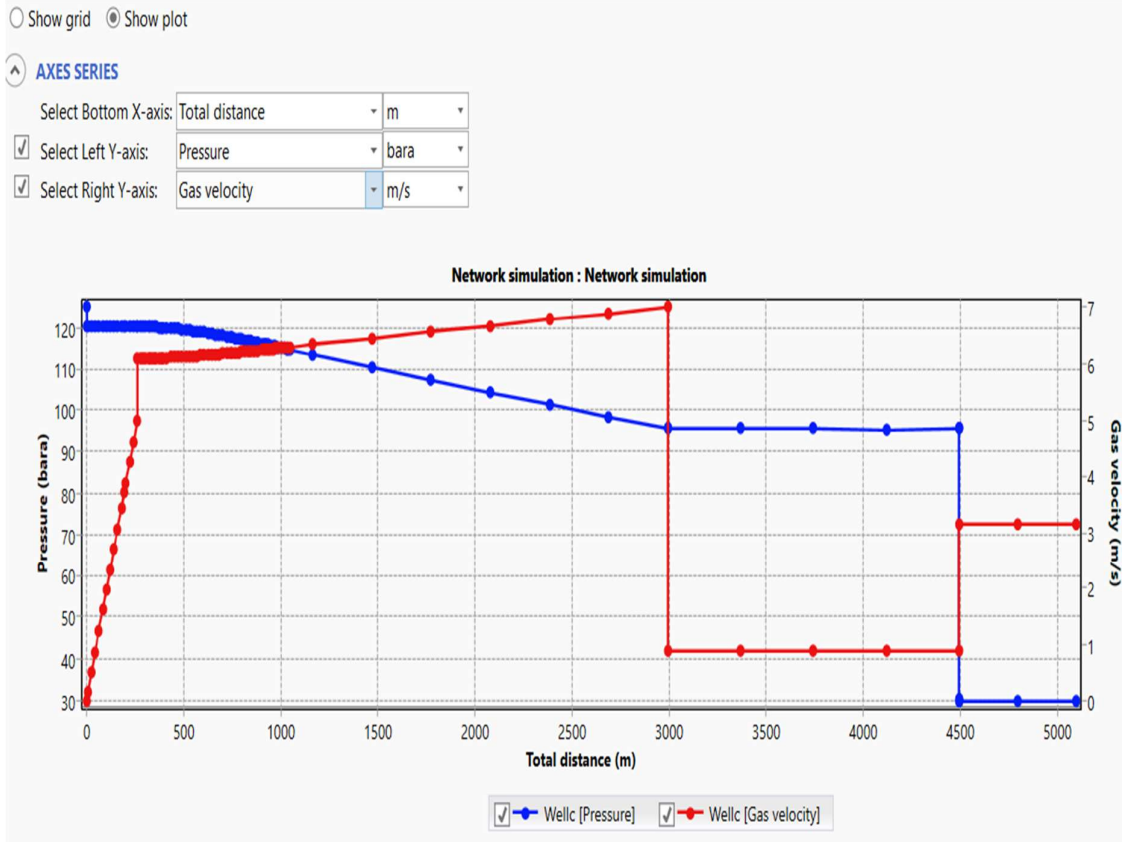
	Name	Type	Pressure (out)	Temperatur...	ST liquid rate	ST Oil rate	ST Water rate	ST Gas rate
			Pa a	K	sm ³ /s	sm ³ /s	sm ³ /s	1E3 sm ³ /d
1	Ck	Choke	3051047	285.9326	0	0	0	809.0681
2	Completion	Completion	1.216588E+...	313.323	0	0	0	809.0681
3	PM	Generic equipment	3001047	285.9326	0	0	0	809.0681
4	separator	Generic equipment	3041047	285.9326	0	0	0	809.0681
5	SUG	Generic equipment	3011047	285.9326	0	0	0	809.0681
6	HX	Heat exchanger	9921038	313.1249	0	0	0	809.0681
7	conducta Transgaz 30...	Sink	2999978	286.0871	0	0	0	809.0681
8	Wellc	Well	9912477	293.6864	0	0	0	809.0681

C

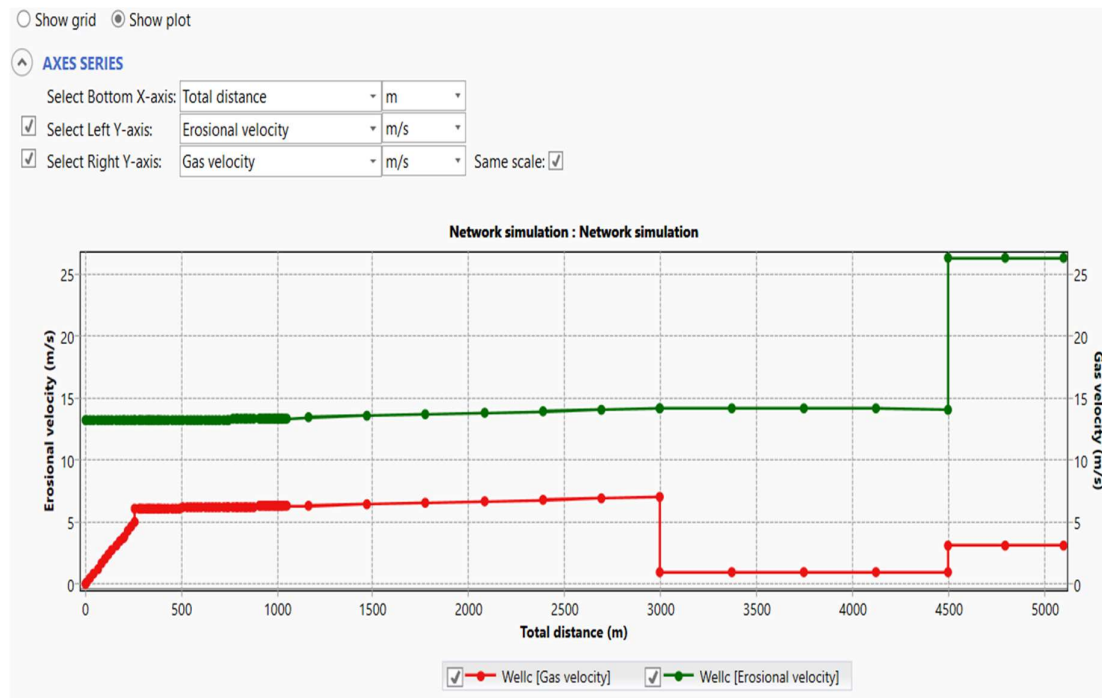
Fig. 8.8. Variația parametrilor gazului traseul corespunzător sondei orizontale: a. distribuția vitezei și a presiunii gazului; b. distribuția vitezei și a vitezei de eroziune a gazului-duza 25 mm [51].

Viteza gazului este sub limita impusă de 10 m/s, figura 8.8,a. Debitul de gaz obținut 809,06 mSmc/zi. Viteza de eroziune este peste valoarea vitezei de curgere a gazului, figura 8.8,b.

1.3. Pe sistemul din figura 8.1 cu duza de 30 mm.



A



B

	Name	Type	Pressure (out)	Temperatur...	ST liquid rate	ST Oil rate	ST Water rate	ST Gas rate
			Pa a	K	sm ³ /s	sm ³ /s	sm ³ /s	1E3 sm ³ /d
1	Ck	Choke	3052014	287.7476	0	0	0	1121.415
2	Completion	Completion	1.203267E+...	312.9654	0	0	0	1121.415
3	PM	Generic equipment	3002014	287.7476	0	0	0	1121.415
4	separator	Generic equipment	3042014	287.7476	0	0	0	1121.415
5	SUG	Generic equipment	3012014	287.7476	0	0	0	1121.415
6	HX	Heat exchanger	9570868	313.5907	0	0	0	1121.415
7	conducta Transgaz 30...	Sink	2999978	287.778	0	0	0	1121.415
8	Wellc	Well	9563727	294.0417	0	0	0	1121.415

C

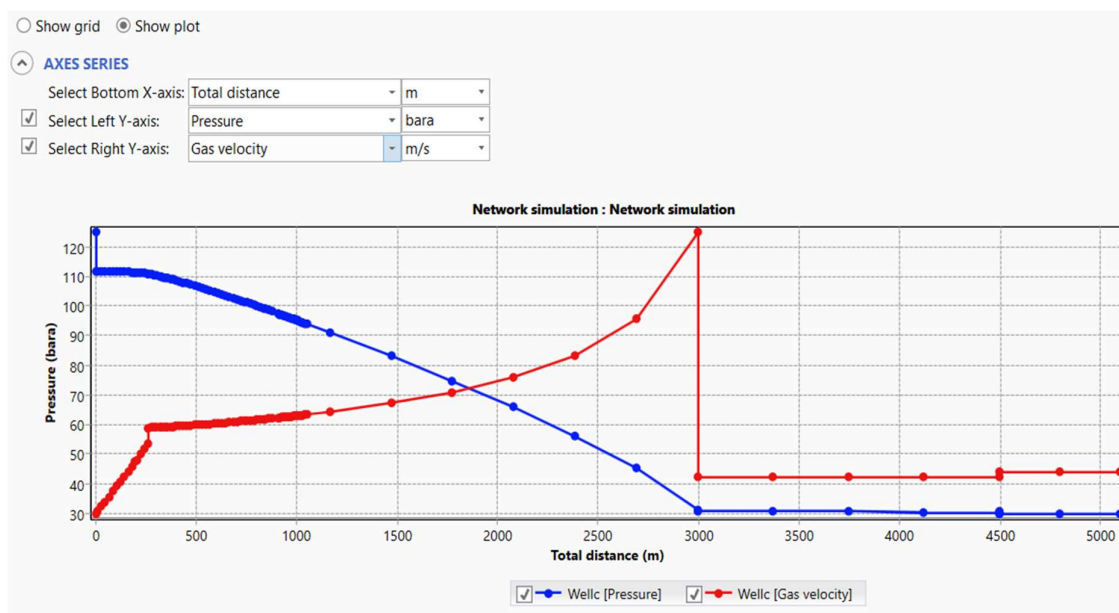
Fig. 8.9. Variația parametrilor gazului traseul corespunzător sondei orizontale: a. distribuția vitezei și a presiunii gazului; b. distribuția vitezei și a vitezei de eroziune a gazului-duza de 30 mm; debitul sondei [51].

Viteza gazului este sub limita impusă de 10 m/s, figura 8.9,a. Debitul de gaz obținut 1121,41 mSmc/zi. Viteza de eroziune este peste valoarea vitezei de curgere a gazului, figura 8.9,b.

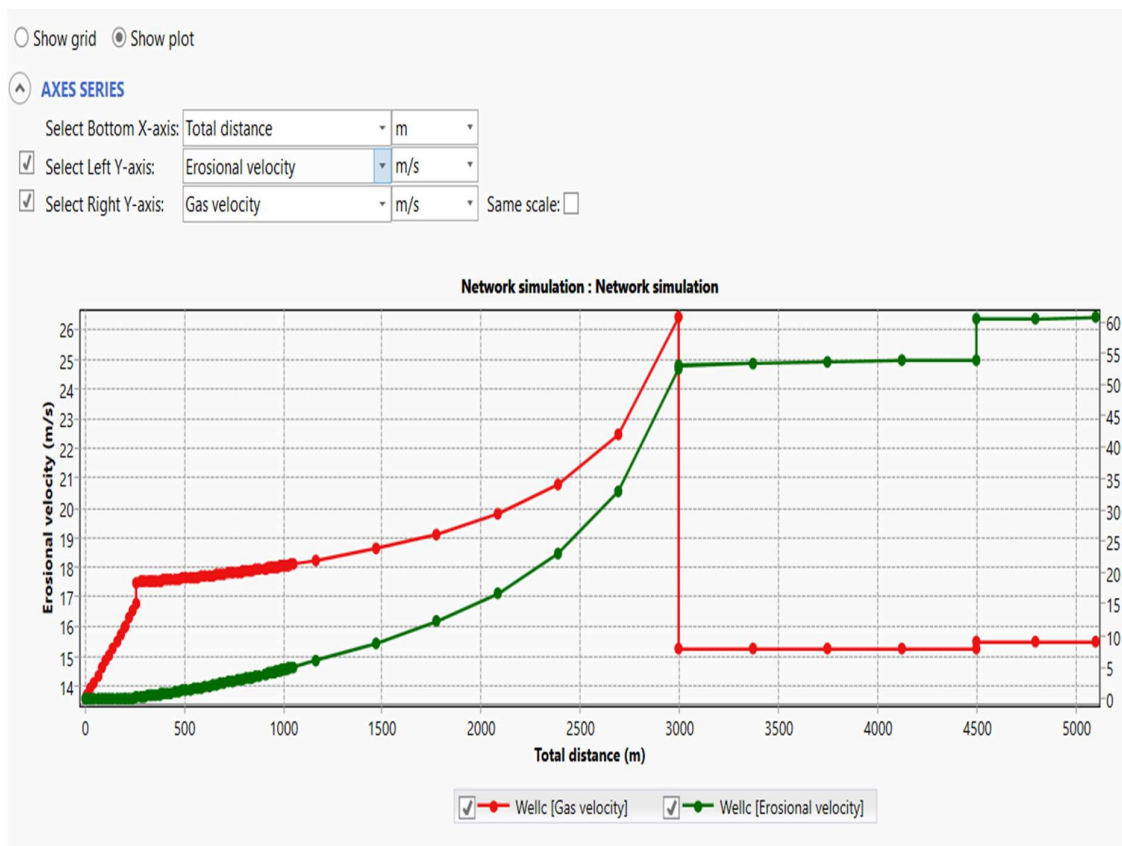
1.4. Pe sistemul prezentat în figura 8.1 fără duză.

Aria tubingului 11561 mm².

Aria spațiului inelar 9020 mm².



A



B

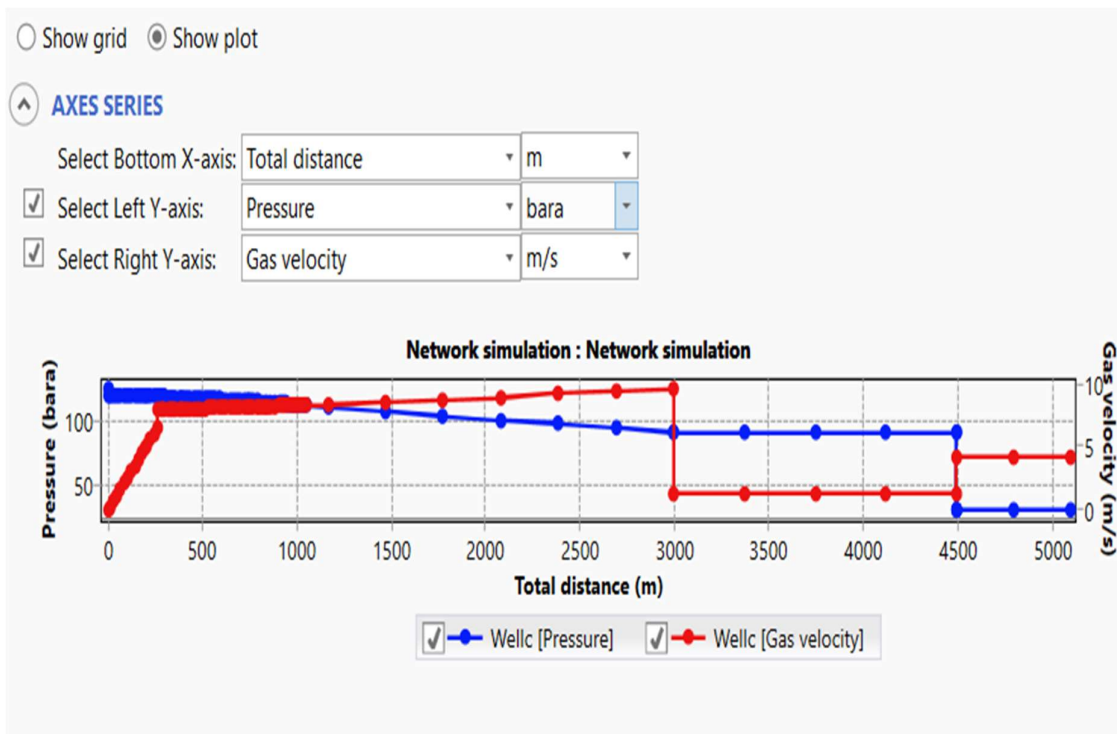
Name	Type	Pressure (out) Pa a	Temperatur... K	ST liquid rate sm ³ /s	ST Oil rate sm ³ /s	ST Water rate sm ³ /s	ST Gas rate 1E3 sm ³ /d
1 Completion	Completion	1.109206E+...	310.3947	0	0	0	3178.842
2 PM	Generic equipment	3013746	290.5892	0	0	0	3178.842
3 separator	Generic equipment	3053745	290.5892	0	0	0	3178.842
4 SUG	Generic equipment	3023746	290.5892	0	0	0	3178.842
5 HX	Heat exchanger	3063746	290.5892	0	0	0	3178.842
6 conducta Transgaz 30...	Sink	2999978	290.4839	0	0	0	3178.599
7 Wellc	Well	3123471	270.2943	0	0	0	3178.842

C

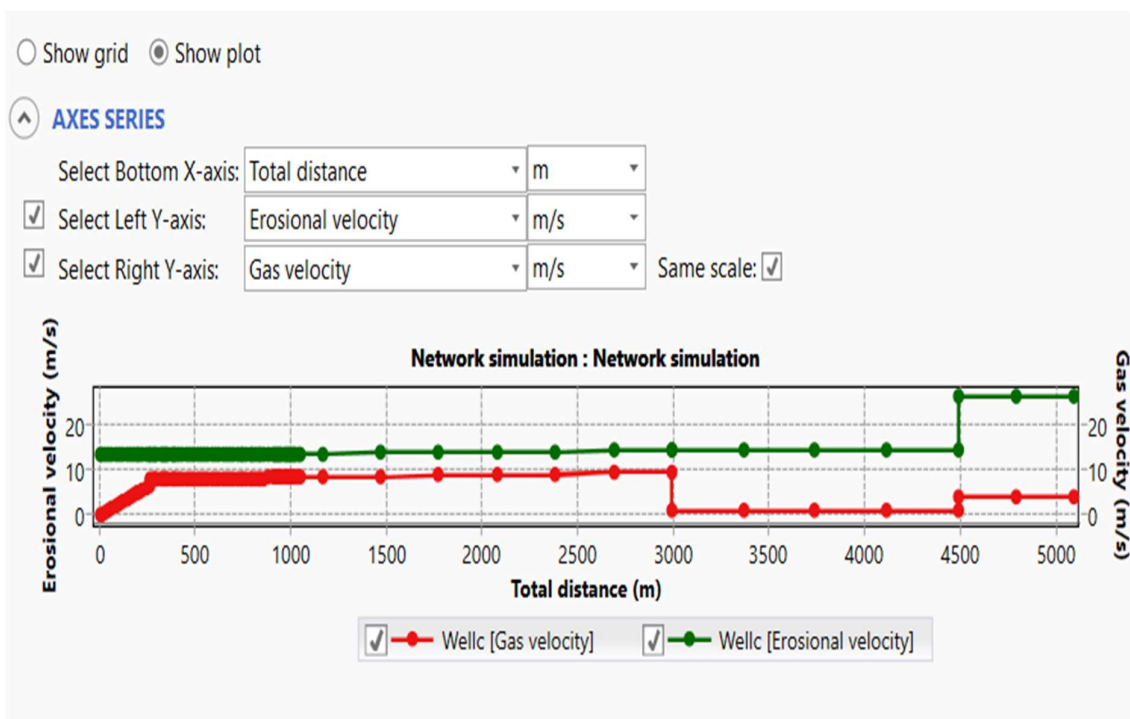
Fig. 8.10. Variația parametrilor gazului traseul corespunzător sondei orizontale: a. distribuția vitezei și a presiunii gazului; b. distribuția vitezei și a vitezei de eroziune a gazului-fără duză; c. debitul sondei [51].

Viteza gazului este peste limita impusă de 10 m/s, se atinge valoarea de 60,94 m/s pe tubing. Debitul de gaz obținut 3178,84 mSmc/zi. Viteza de eroziune este sub valoarea vitezei gazului.

1.5. Pe sistemul din figura 8.1 cu duza de 35 mm.



A



B

	Name	Type	Pressure (out)	Temperatur...	ST liquid rate	ST Oil rate	ST Water rate	ST Gas rate
			Pa a	K	sm ³ /s	sm ³ /s	sm ³ /s	1E3 sm ³ /d
1	Ck	Choke	3053364	288.9873	0	0	0	1450.195
2	Completion	Completion	1.188988E+...	312.5819	0	0	0	1450.195
3	PM	Generic equipment	3003364	288.9873	0	0	0	1450.195
4	separator	Generic equipment	3043364	288.9873	0	0	0	1450.195
5	SUG	Generic equipment	3013365	288.9873	0	0	0	1450.195
6	HX	Heat exchanger	9096872	313.1369	0	0	0	1450.195
7	conducta Transgaz 30...	Sink	2999978	288.962	0	0	0	1450.195
8	Wellc	Well	9091888	293.4656	0	0	0	1450.195

C

Fig. 8.11. Variația parametrilor gazului traseul corespunzător sondei orizontale: a. distribuția vitezei și a presiunii gazului; b. distribuția vitezei și a vitezei de eroziune a gazului-duză de 35mm; c. debitul sondei [51].

Viteza gazului este sub limita impusă de 10 m/s, figura 8.11,a. Debitul de gaz obținut 1450,19 mSmc/zi. Viteza de eroziune este peste valoarea vitezei de curgere a gazului, figura 8.11,b.

8.2. Prezentarea modelului cu șase sonde verticale

Caracteristicile sondelor verticale sunt date în tabelul 8.5. Imaginea modelului cu 6 sonde verticale este dată în figura 8.12.

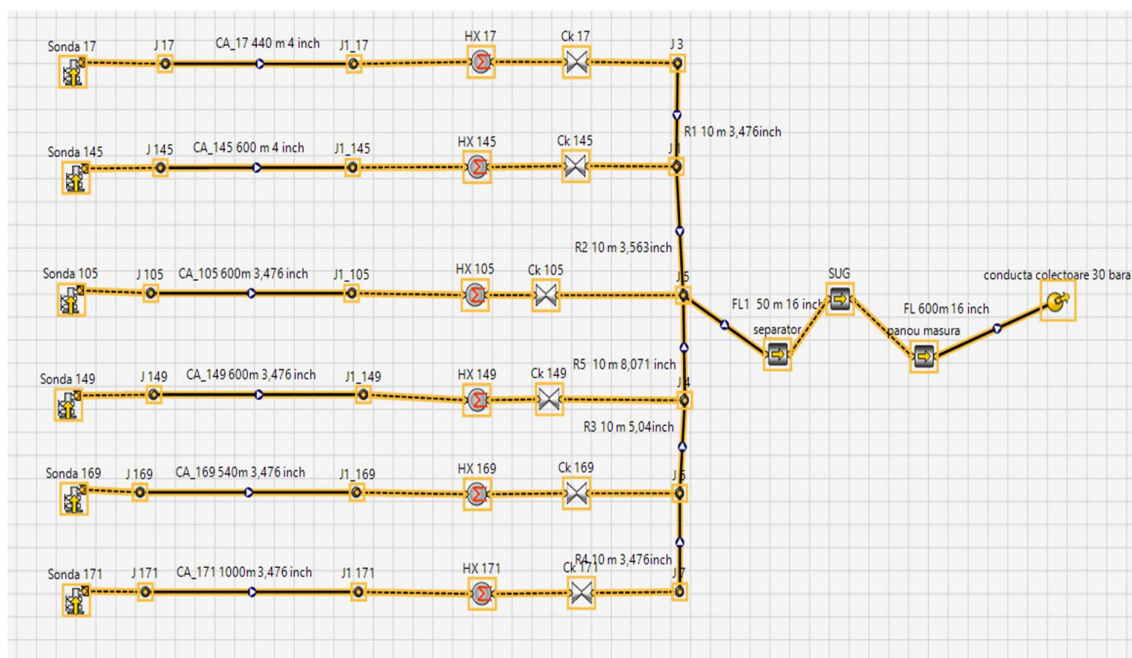


Fig. 8.12. Imaginea modelului cu 6 sonde verticale.

Căderile de presiune considerate pe echipamente: încălzitor 0,1 bar (încălzire gaz 20 K); separator 0,1 bar; SUG 0,3 bar; panoul de măsură 0,1 bar; presiunea la conductele de transport 30 bara.

Caracteristicile geometrice ale sondelor verticale și parametrii rezervorului sunt date în figurile 8.13-8.18.

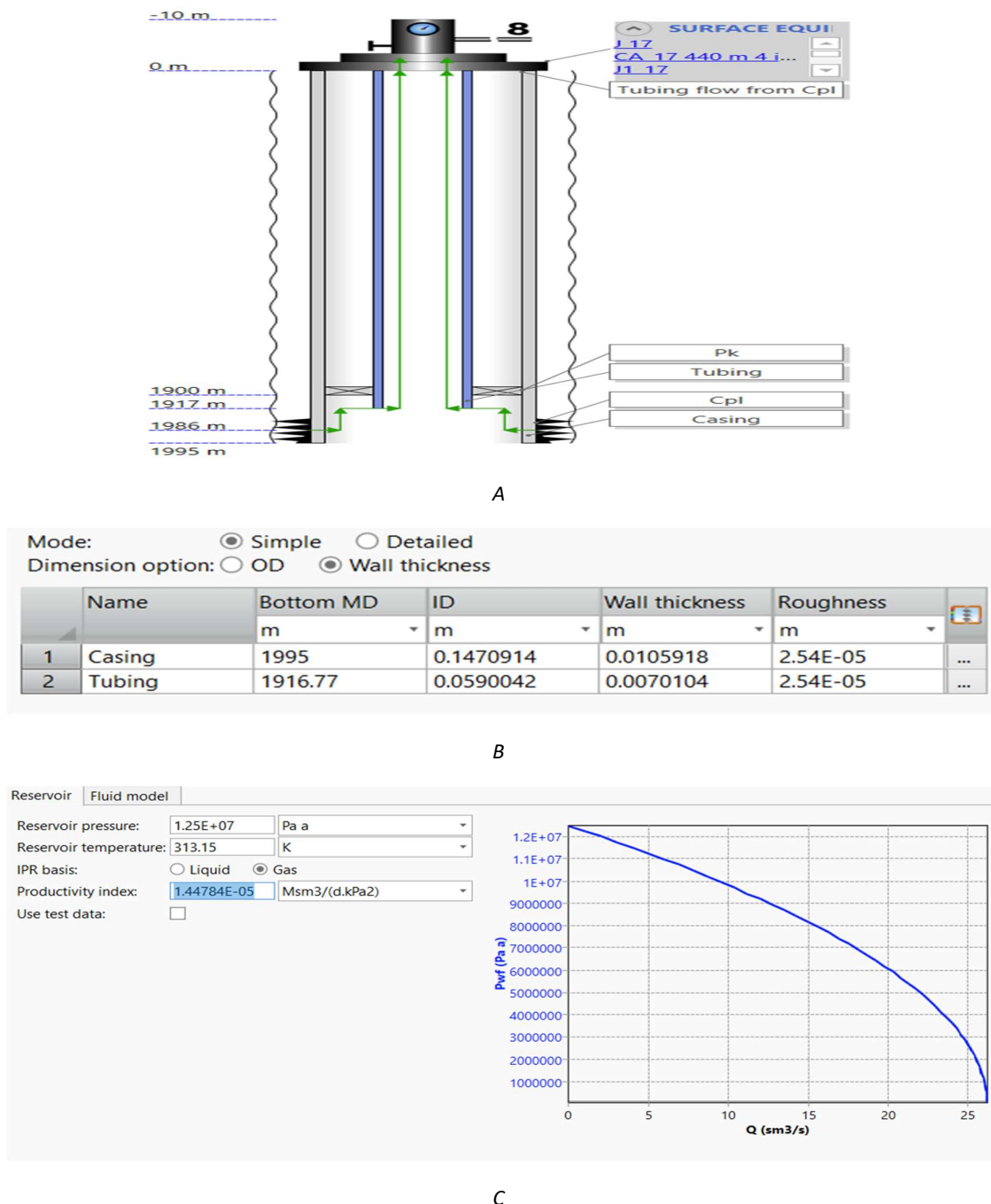
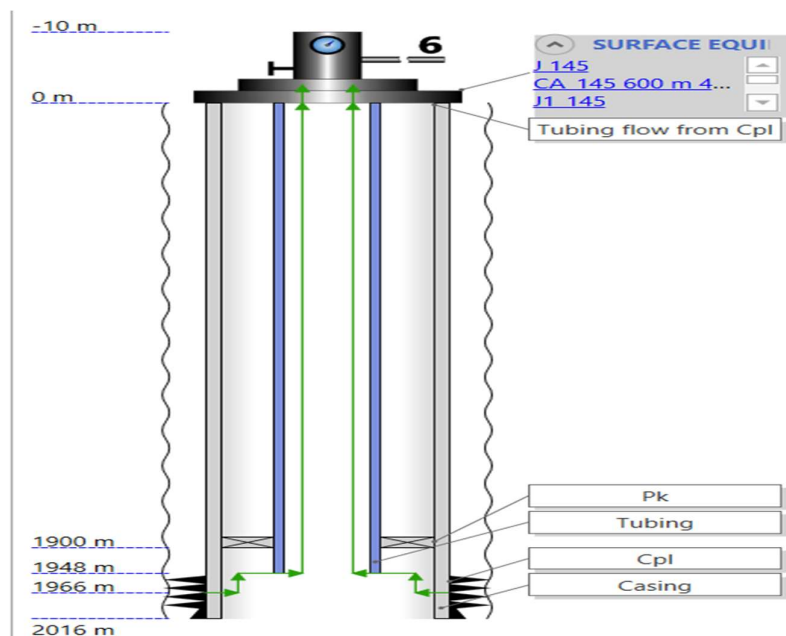


Fig. 8.13. Forma geometrică a sondei 17: a. secțiune verticală prin sondă; b. elementele geometrice ale coloanei și ale tubingului; c. datele rezervorului [51].

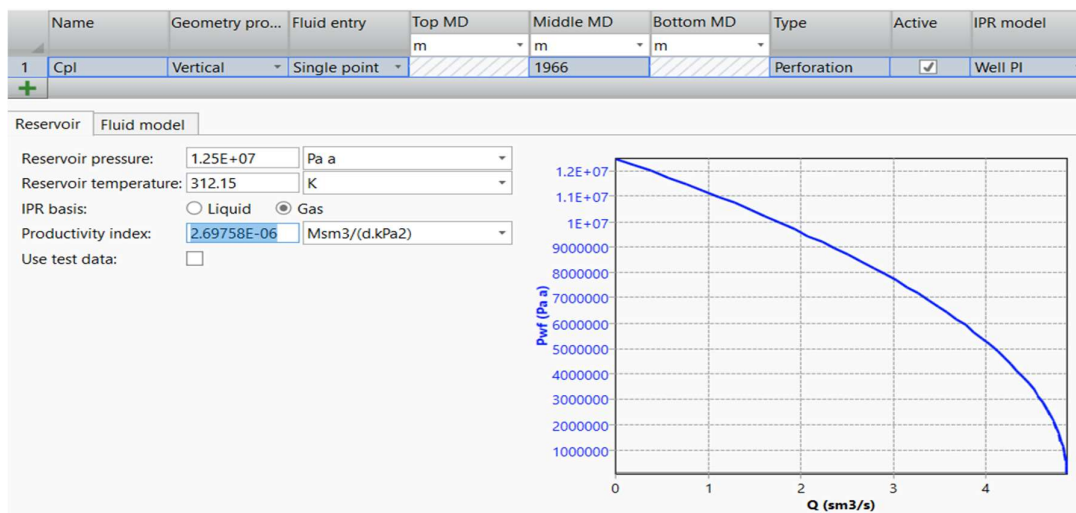


A

Mode: Simple Detailed
 Dimension option: OD Wall thickness

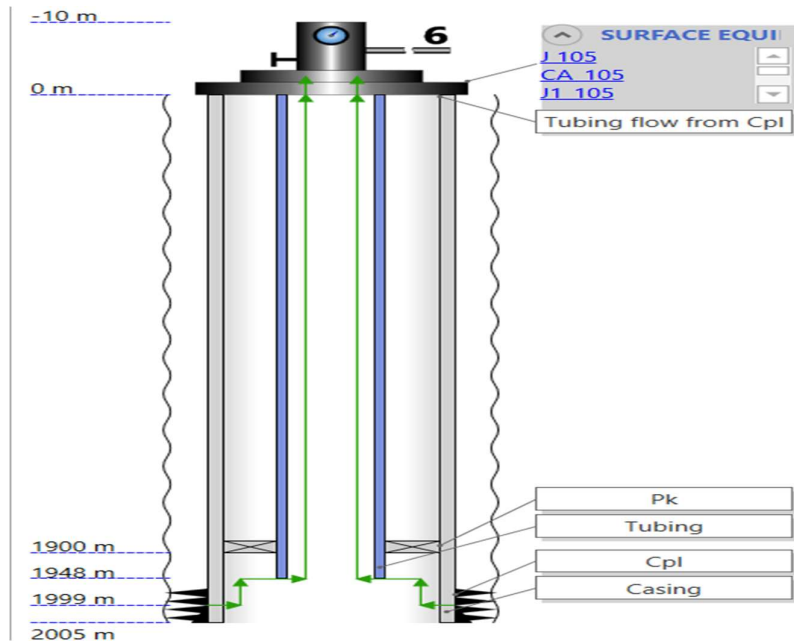
	Name	Bottom MD m	ID m	Wall thickness m	Roughness m	
1	Casing	2016	0.1470914	0.0105918	2.54E-05	...
2	Tubing	1947.8	0.0590042	0.0070104	2.54E-05	...

B



C

Fig. 8.14. Forma geometrică a sondei 145: a. secțiune verticală prin sondă; b. elementele geometrice ale coloanei și ale tubingului; c. datele rezervorului [51].

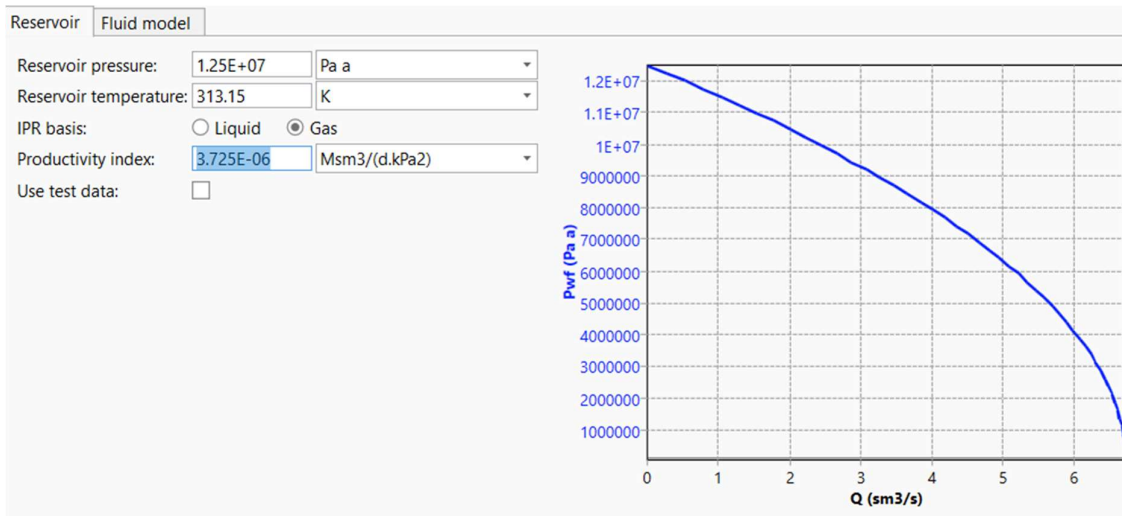


A

Mode: Simple Detailed
 Dimension option: OD Wall thickness

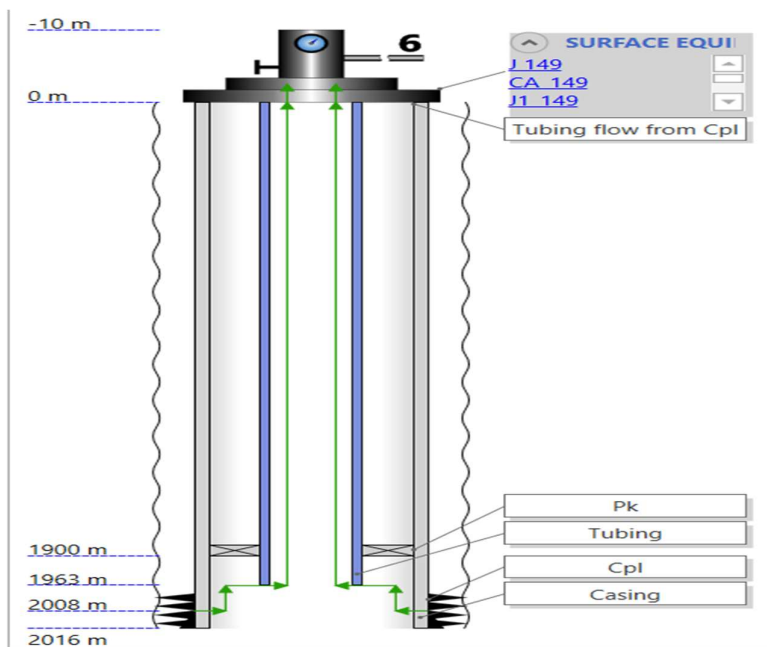
	Name	Bottom MD m	ID m	Wall thickness m	Roughness m	
1	Casing	2005	0.1470914	0.0105918	2.54E-05	...
2	Tubing	1947.8	0.0590042	0.0070104	2.54E-05	...

B



C

Fig. 8.15. Forma geometrică a sondei 105: a. secțiune verticală prin sondă; b. elementele geometrice ale coloanei și ale tubingului; c. datele rezervorului [51].

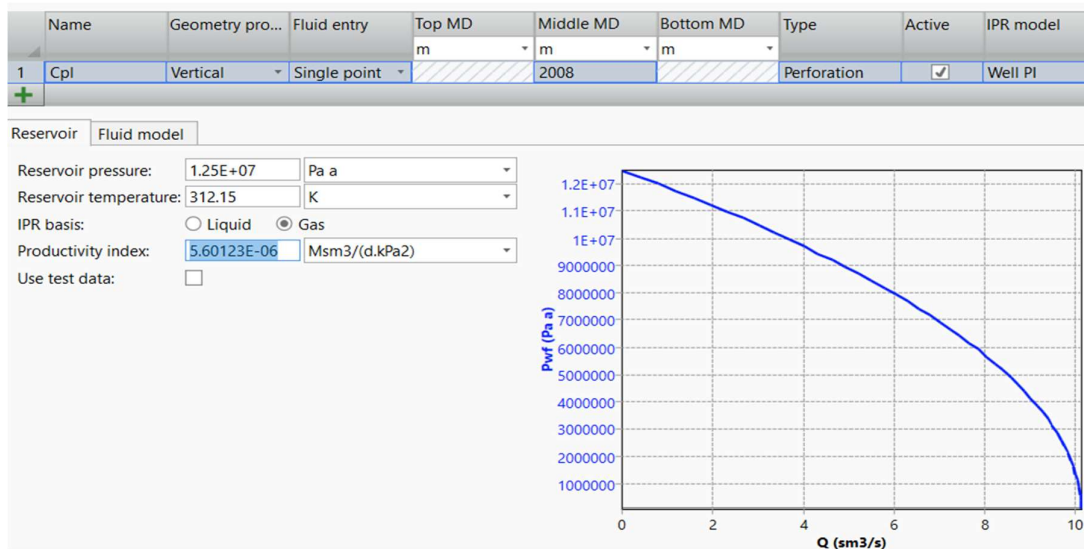


A

Mode: Simple Detailed
 Dimension option: OD Wall thickness

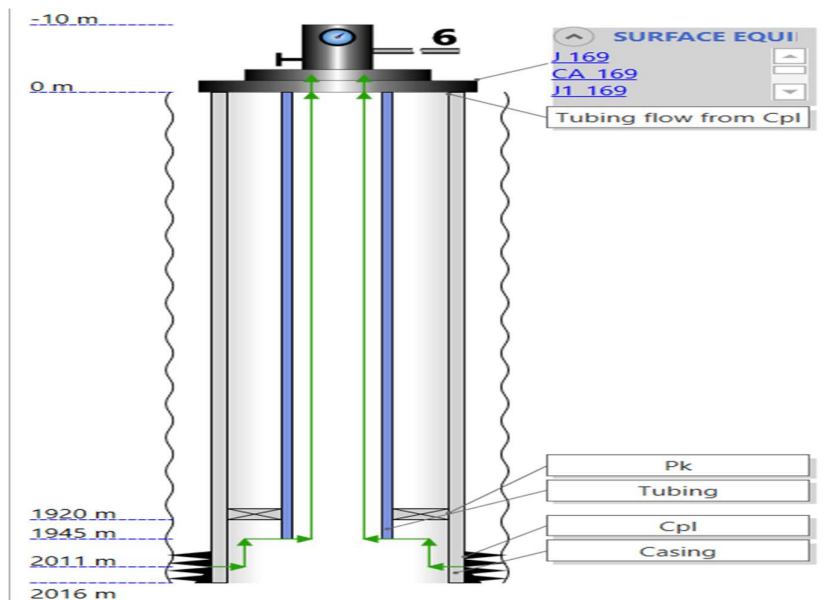
	Name	Bottom MD m	ID m	Wall thickness m	Roughness m	
1	Casing	2016	0.1470914	0.0105918	2.54E-05	...
2	Tubing	1963	0.0590042	0.0070104	2.54E-05	...

B



C

Fig. 8.16. Forma geometrică a sondei 149: a. secțiune verticală prin sondă; b. elementele geometrice ale coloanei și ale tubingului; c. datele rezervorului [51].

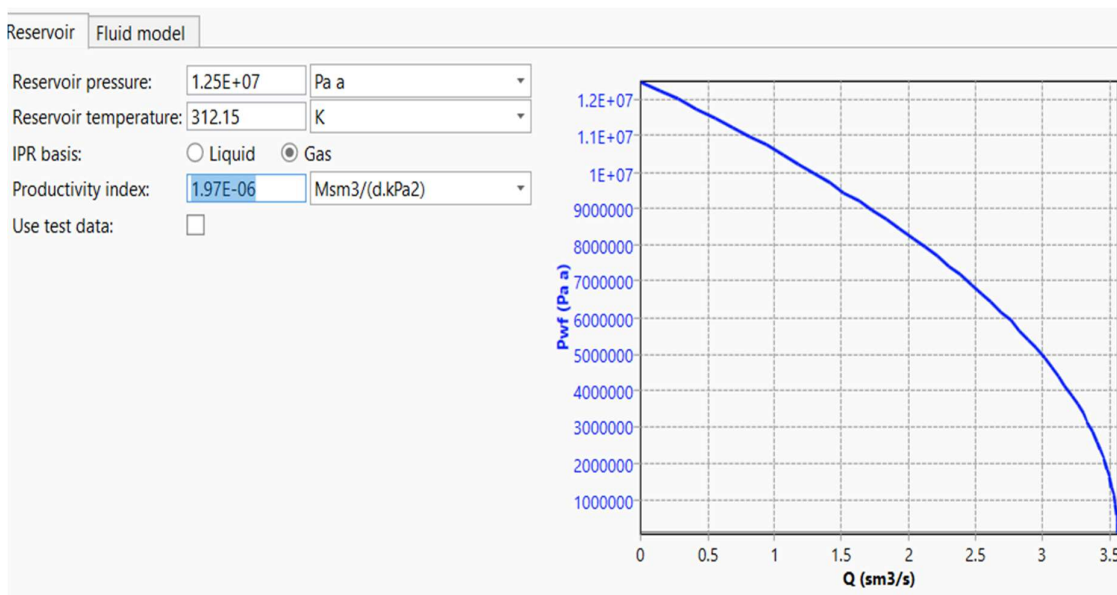


A

Mode: Simple Detailed
 Dimension option: OD Wall thickness

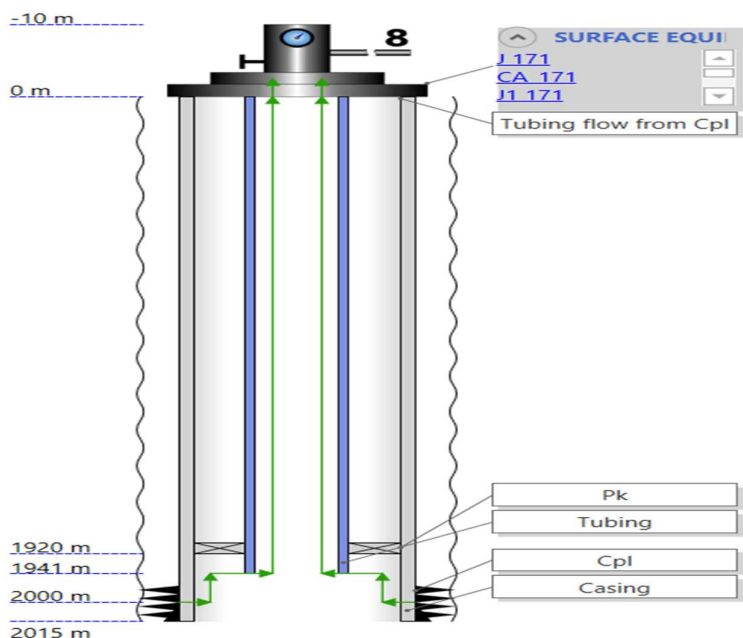
	Name	Bottom MD m	ID m	Wall thickness m	Roughness m	
1	Casing	2016	0.1470914	0.0105918	2.54E-05	...
2	Tubing	1944.89	0.0590042	0.0070104	2.54E-05	...

B



C

Fig. 8.17. Forma geometrică a sondei 169: a. secțiune verticală prin sondă; b. elementele geometrice ale coloanei și ale tubingului; c. datele rezervorului [51].

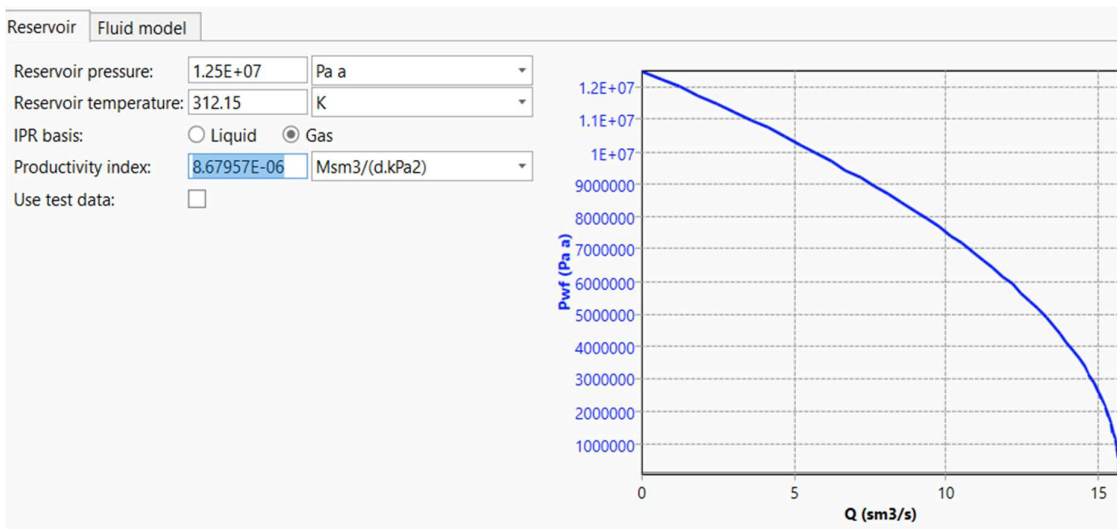


A

Mode: Simple Detailed
 Dimension option: OD Wall thickness

	Name	Bottom MD m	ID m	Wall thickness m	Roughness m	
1	Casing	2015	0.1470914	0.0105918	2.54E-05	...
2	Tubing	1940.55	0.0590042	0.0070104	2.54E-05	...

B

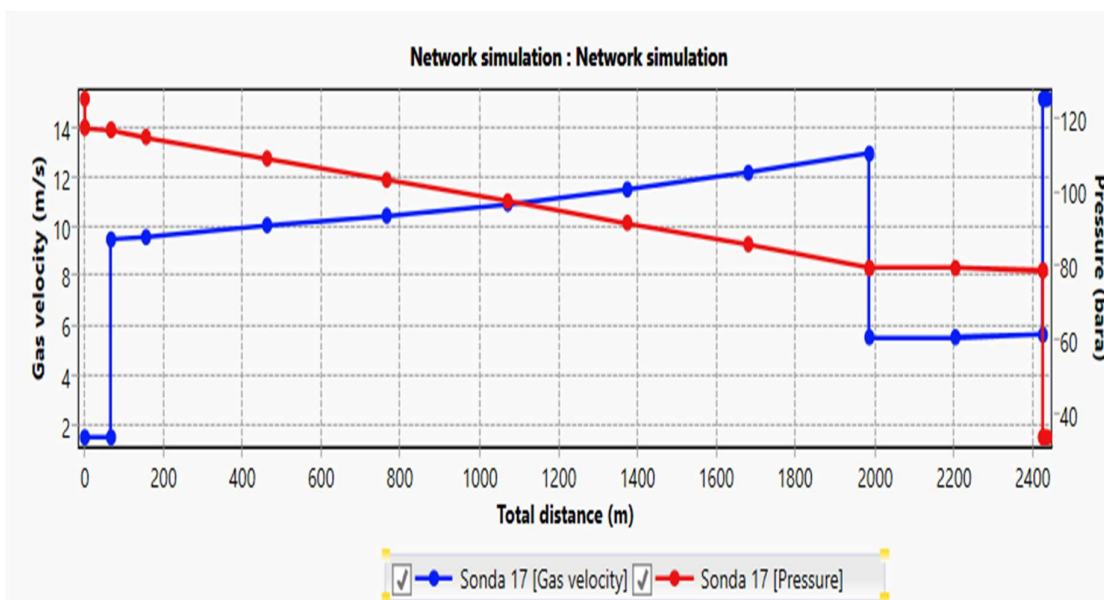


C

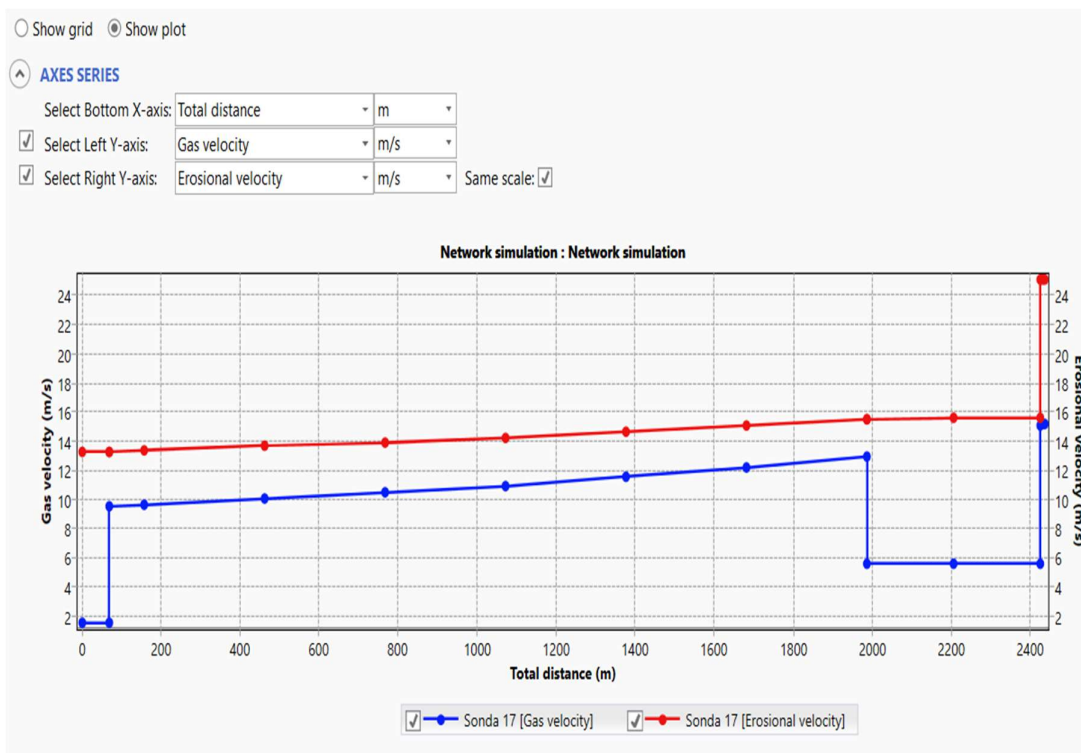
Fig. 8.18. Forma geometrică a sondei 171: a. secțiune verticală prin sondă; b. elementele geometrice ale coloanei și ale tubingului; c. datele rezervorului [51].

Fluid – metan 100 %. *Simulări efectuate, extracție numai prin tubing.*

1.1. Pe sistemul prezentat în figura 8.12.

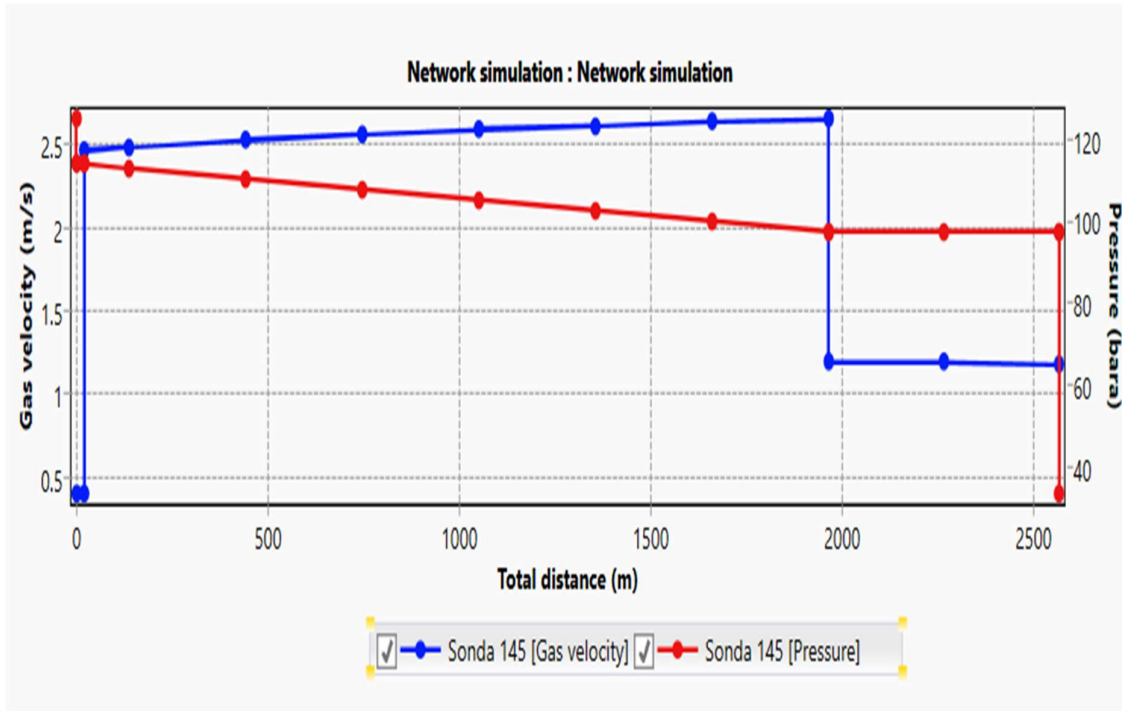


A

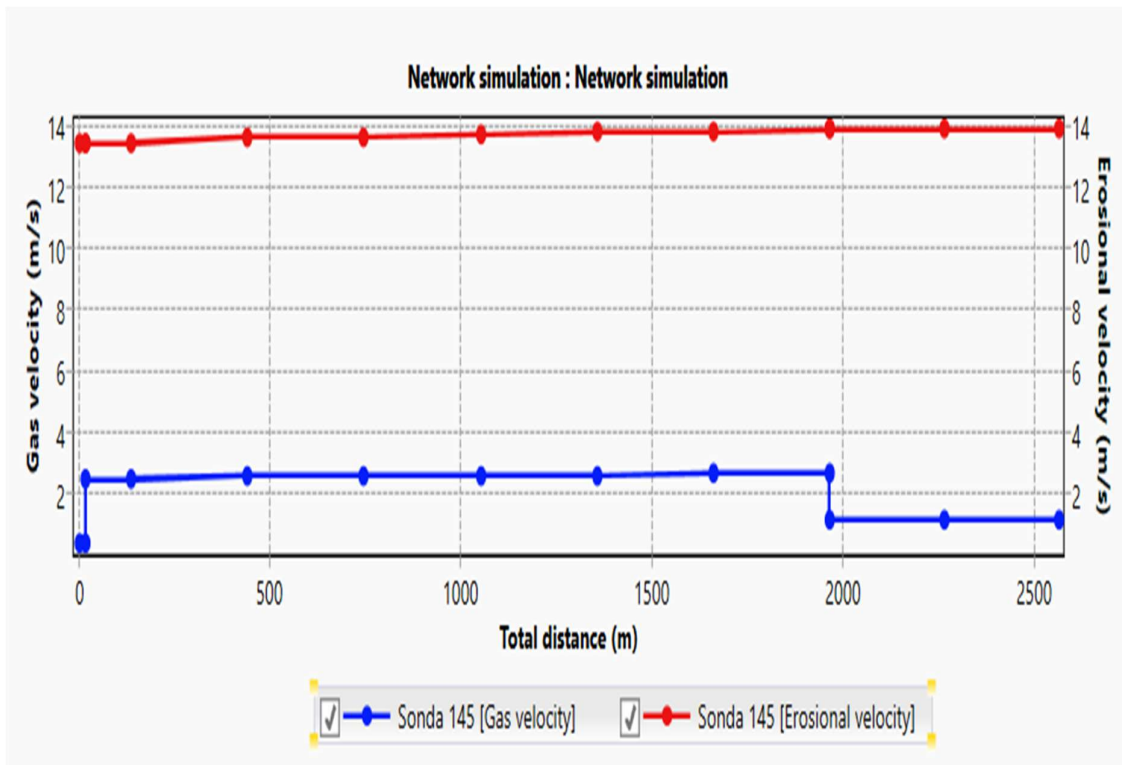


B

Fig. 8.19. Mărimile caracteristice la sonda 17: a. variația vitezei și a presiunii gazului de-a lungul traseului străbătut de gazul extras din depozit; b. variația vitezei și a vitezei de eroziune a gazului, de-a lungul traseului străbătut de gazul extras din depozit [51].

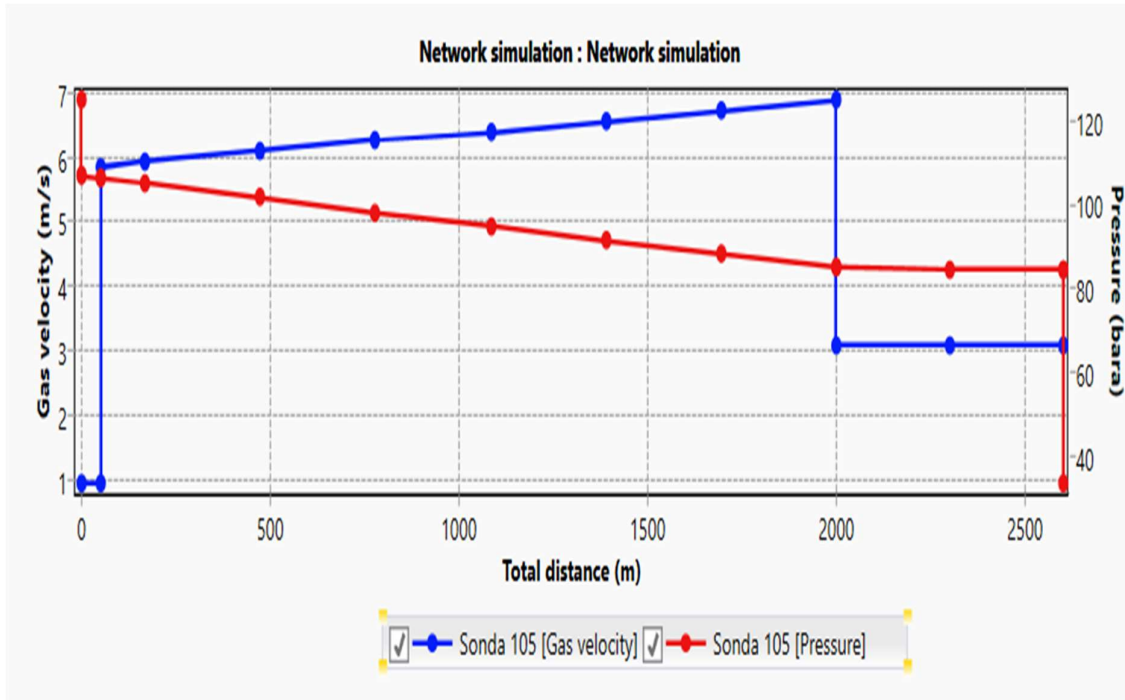


A

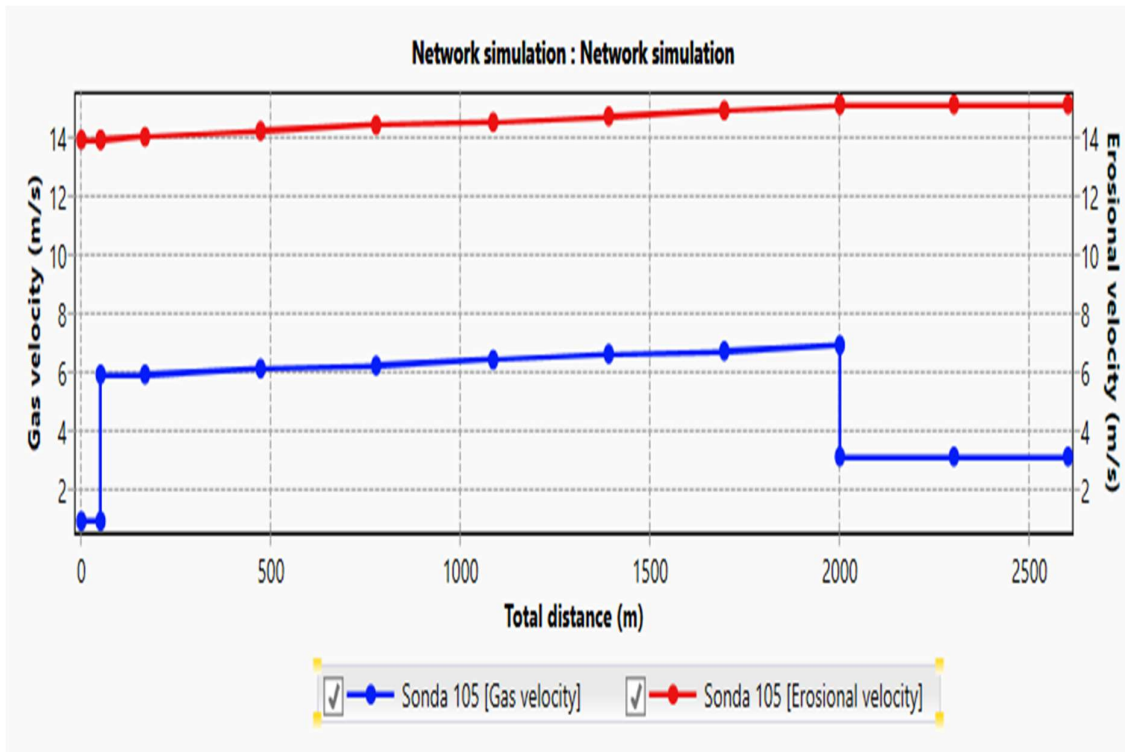


B

Fig. 8.20. Mărimile caracteristice la sonda 145: a. variația vitezei și a presiunii gazului de-a lungul traseului străbătut de gazul extras din depozit; b. variația vitezei și a vitezei de eroziune a gazului, de-a lungul traseului străbătut de gazul extras din depozit [51].

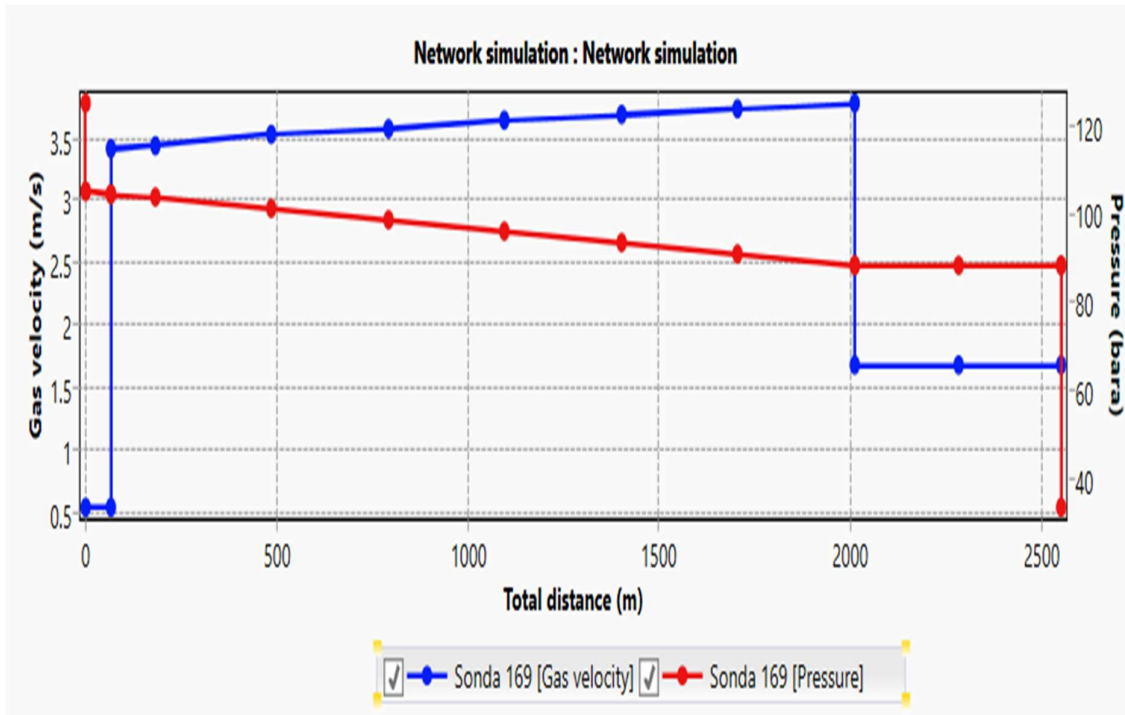


A

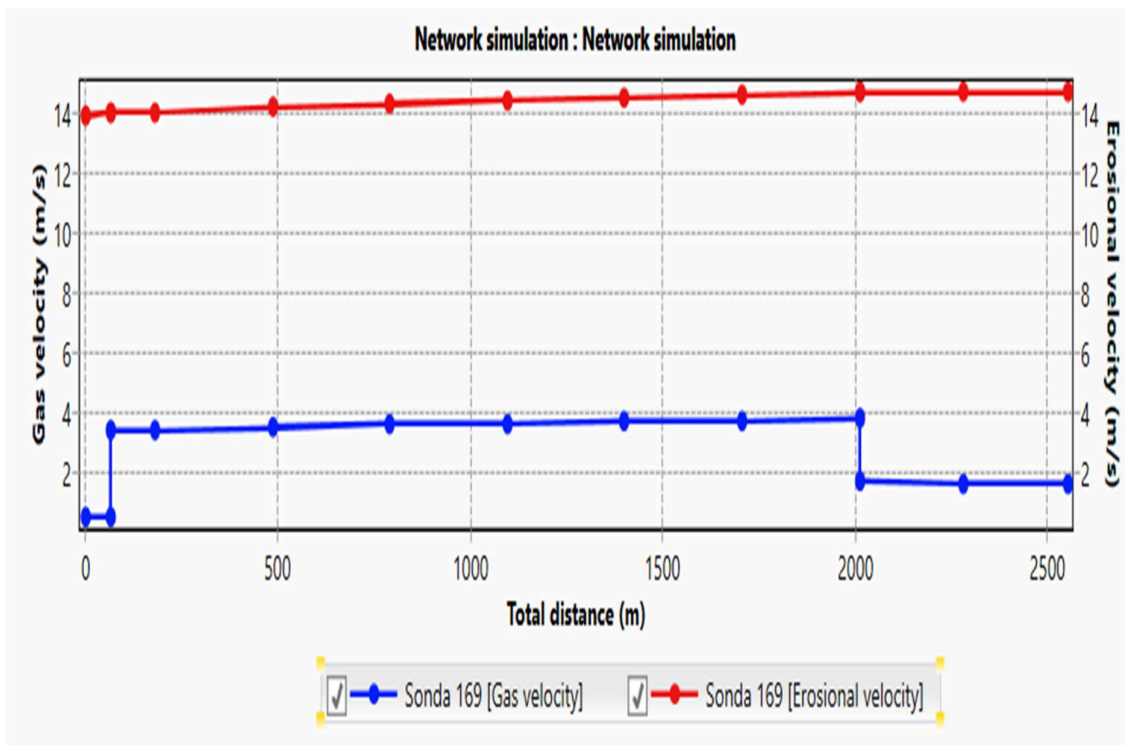


B

Fig. 8.21. Mărimile caracteristice la sonda 105: a. variația vitezei și a presiunii gazului de-a lungul traseului străbătut de gazul extras din depozit; b. variația vitezei și a vitezei de eroziune a gazului, de-a lungul traseului străbătut de gazul extras din depozit [51].

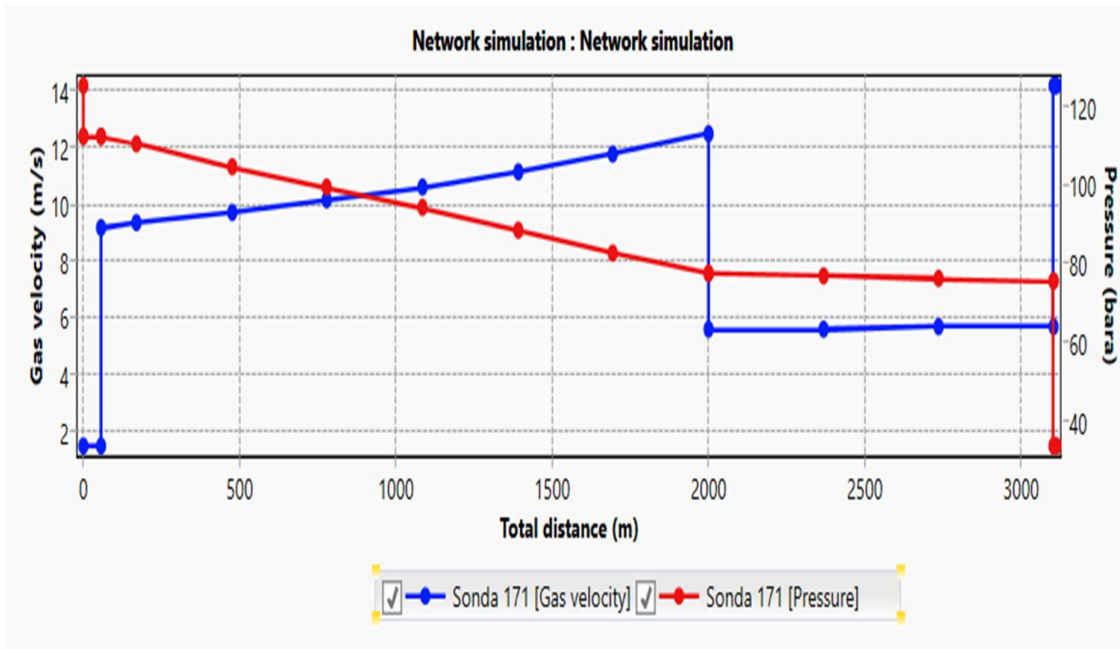


A

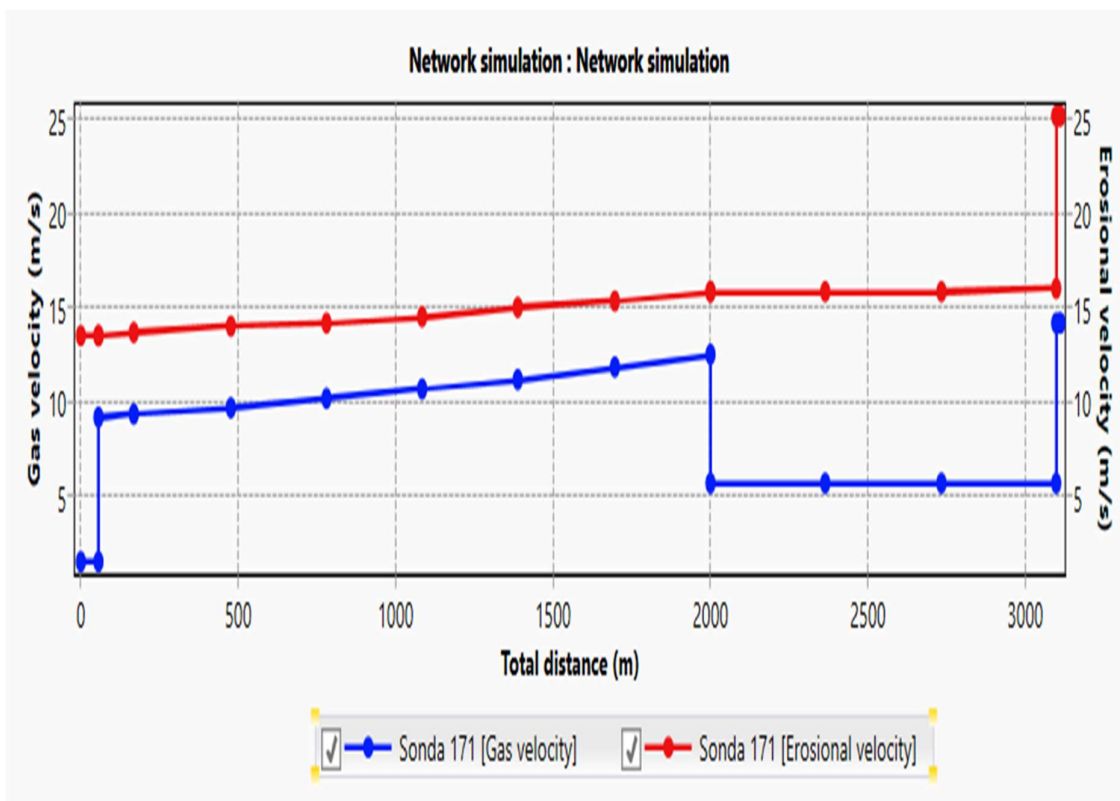


B

Fig. 8.22. Mărimile caracteristice la sonda 169: a. variația vitezei și a presiunii gazului de-a lungul traseului străbătut de gazul extras din depozit; b. variația vitezei și a vitezei de eroziune a gazului, de-a lungul traseului străbătut de gazul extras din depozit [51].

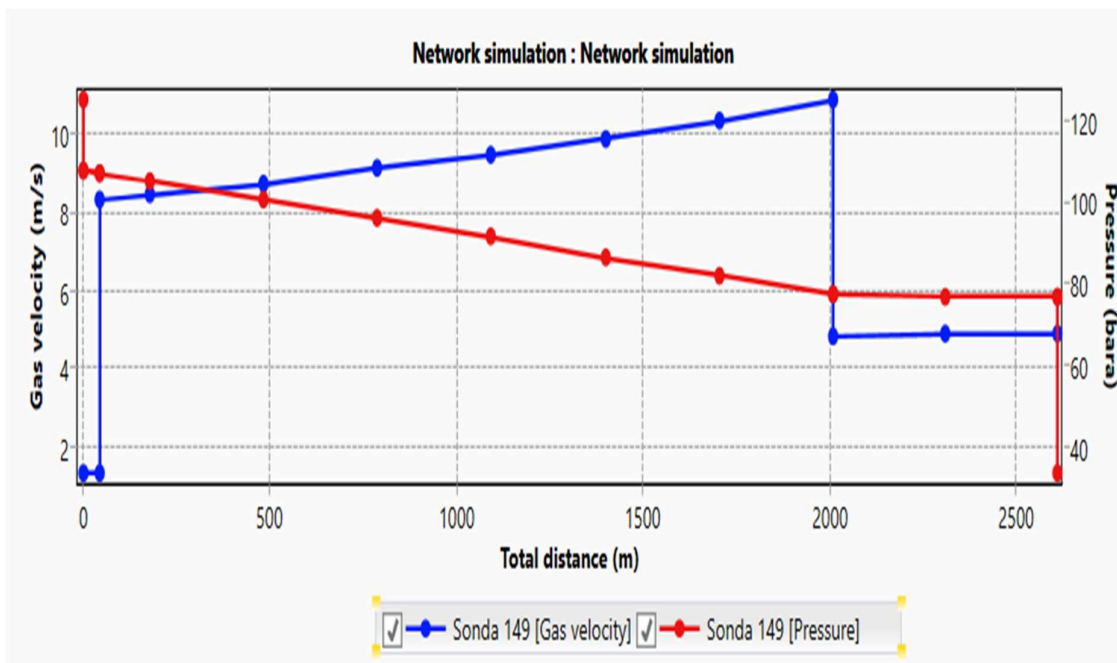


A

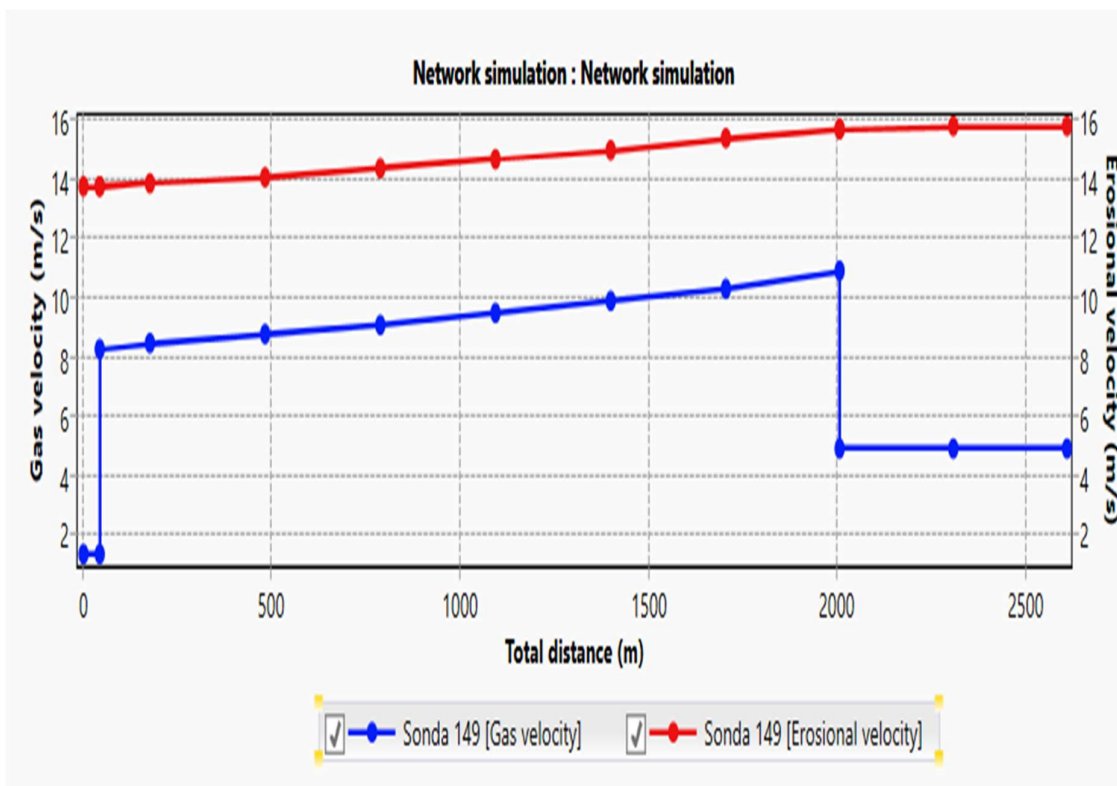


B

Fig. 8.23. Mărimile caracteristice la sonda 171: a. variația vitezei și a presiunii gazului de-a lungul traseului străbătut de gazul extras din depozit; b. variația vitezei și a vitezei de eroziune a gazului, de-a lungul traseului străbătut de gazul extras din depozit [51].



A



B

Fig. 8.24. Mărimile caracteristice la sonda 149: a. variația vitezei și a presiunii gazului de-a lungul traseului străbătut de gazul extras din depozit; b. variația vitezei și a vitezei de eroziune a gazului, de-a lungul traseului străbătut de gazul extras din depozit [51].

Viteza gazului este sub limita impusă de 10 m/s la 3 sonde (figurile 8.20, 8.21 și 8.22) (a). Viteza gazului depășește 10 m/s la sonda 17 pe tubing (se atinge viteza de 12.5 m/s) (fig. 8.19,a), la sonda 171 pe tubing (se atinge viteza de 12.5 m/s) (fig. 8.23,a), respectiv la sonda 149 pe tubing (se atinge viteza de 11 m/s) (fig. 8.24,a).

În figurile 8.19-8.24 (b) s-au reprezentat vitezele de eroziune ale gazului comparativ cu viteza de curgere a gazului. Se observă că în toate situațiile viteza de eroziune admisibilă este mai mare decât viteza de curgere a gazului.

Totodată, în figura 8.5 (debitul 1068,57 mSmc/zi), la o sondă orizontală cu duza de 30 mm, debitul este echivalent cu modelul cu 6 sonde verticale. Viteza gazului este sub limita de eroziune.

Debitul de gaz obținut cu cele 6 sonde verticale este de 1087,18 mSmc/zi. Un extras din tabelul de rezultate este prezentat în figura 8.25.

Name	Type	Branch	Pressure (out) Pa a	Temperatur... K	ST liquid rate sm3/s	ST Oil rate sm3/s	ST Water rate sm3/s	ST Gas rate 1E3 sm3/d
9	Cpl	Completion	Sonda 17	1.170501E+...	311.0172	0	0	278.6747
10	Cpl	Completion	Sonda 149	1.075762E+...	307.3098	0	0	227.0095
11	Cpl	Completion	Sonda 169	1.049238E+...	306.4932	0	0	90.94493
12	Cpl	Completion	Sonda 105	1.066691E+...	308.0695	0	0	158.2067
13	panou masura	Generic equipment		3001926	291.6963	0	0	1087.181
14	separator	Generic equipment		3311924	291.6963	0	0	1087.181
15	SUG	Generic equipment		3011927	291.6963	0	0	1087.181
16	HX 105	Heat exchanger		8452363	312.6334	0	0	158.2067
17	HX 145	Heat exchanger		9715744	311.7785	0	0	71.51668
18	HX 149	Heat exchanger		7640808	310.2969	0	0	227.0095
19	HX 169	Heat exchanger		8806312	311.9598	0	0	90.94493
20	HX 17	Heat exchanger		7857614	310.8575	0	0	278.6747
21	HX 171	Heat exchanger		7521692	309.4044	0	0	260.8288
22	J 1	Junction		3327400	291.1832	0	0	350.1913
23	J 4	Junction		3321417	291.9415	0	0	578.7833
24	J 5	Junction		3321277	291.7099	0	0	1087.181
25	J 6	Junction		3322386	291.5288	0	0	351.7738
26	conducta colectoare 3...	Sink		2999978	291.5567	0	0	1087.181
27	Sonda 105	Well		8475575	292.9997	0	0	158.2067
28	Sonda 145	Well		9711760	292.216	0	0	71.51668
29	Sonda 149	Well		7705266	290.6671	0	0	227.0095
30	Sonda 169	Well		8805960	292.3114	0	0	90.94493
31	Sonda 17	Well		7928782	291.2336	0	0	278.6747
32	Sonda 171	Well		7691173	290.1951	0	0	260.8288

Fig. 8.25. Un extras din tabelul de rezultate pentru cazul simulării cu șase sonde verticale [51].

Concluzii parțiale

- În document sunt comparate două sisteme de extracție: cu o sondă orizontală (fig. 8.1), respectiv cu 6 sonde verticale (fig. 8.12).
- Se efectuează trei simulări:

- Nr. 1-a, pentru sistemul de extracție cu **o sondă orizontală**: coloana de 7 in, tubing de 5,5 in, extracție numai prin tubing, figurile 8.3-8.6 (datele de producție pag. 41, modelul sondei în figura 8.2); simularea se face *cu o duză de 12,7 mm; cu o duză de 25 mm; cu o duză de 30 mm; fără duză de reglare*.

- Nr. 1-b, pentru sistemul de extracție **cu o sondă orizontală**: coloana de 7,625 in, tubing de 5,5 in, extracție prin tubing și coloană, figurile 8.7-8.11 (datele de producție pag. 41, modelul sondei în figura 8.2); simularea se face *cu duză de 12,7 mm; cu o duză de 25 mm; cu o duză de 30 mm; fără duză de reglare; și cu o duză de 35 mm*.

- Nr. 2, pentru sistemul de extracție **cu sonde verticale**, figurile 8.19-8.24 (datele de producție din Tabelul 8.5, modelul sondelor în figurile 8.13-8.18, schema completă figura 8.12).

- Referitor la sondele verticale, **în cazul Nr. 2**, viteza gazului este sub limita impusă de 10 m/s, la 3 sonde, figurile 8.20, 8.21 și 8.22 (a). Viteza gazului depășește 10 m/s la sonda 17 pe tubing (se atinge viteza de 12.5 m/s) (fig. 8.19,a), la sonda 171 pe tubing (se atinge viteza de 12.5 m/s) (fig. 8.23,a), respectiv la sonda 149 pe tubing (se atinge viteza de 11 m/s) (fig. 8.24,a).

- În figurile 8.19-8.24 (b) s-au reprezentat și vitezele de eroziune ale gazului, comparativ cu viteza de curgere a gazului. Se observă că, în toate situațiile, viteza de eroziune admisibilă este mai mare decât viteza de curgere a gazului.

- Debitul de gaz obținut pentru modelul cu 6 sonde verticale (figurile 8.13-8.18) și schema de ansamblu din figura 8.12, este de **1087,18 mSmc/zi**¹.

- Referitor la sonda orizontală, cazul 1-a, se constată că, odată cu creșterea diametrului duzei, debitul extras crește: 12,7 mm (219,61 mSmc/zi); 25 mm (787,92 mSmc/zi); 30 mm (1068,57 mSmc/zi); fără duză (2278,94 mSmc/zi).

- Viteza gazului crește odată cu diametrul duzei, dar se menține sub 10 m/s (10,25 la duza de 30 mm) și este sub viteza de eroziune. Dacă nu se folosește duza de reglare debitul devine foarte mare 2278,94 mSmc/zi și viteza depășește limita de eroziune (fig. 8.6,b).

- La o duză de 30 mm avem un debit de extracție **1068,57 mSmc/zi comparabil cu debitul celor 6 sonde verticale 1087,18 mSmc/zi**.

¹ mSmc/zi mii de standard metri cubi pe zi.

- O soluție de reducere a vitezei de curgere la extracție o constituie utilizarea, în paralel, a tubingului și a coloanei, cazul 1-b.

- Referitor la sonda orizontală, cazul 1-b, se constată că odată cu creșterea diametrului duzei, debitul extras crește: 12,7 mm (220,31 mSmc/zi); 25 mm (809,06 mSmc/zi); 30 mm (1121,41 mSmc/zi); fără duză (3178,84 mSmc/zi).

- Vitezele scad în cazul 1-b comparativ cu cazul 1-a: 12,7 mm (maxim 1,2 m/s față de 1,8 m/s); 25 mm (maxim 4,8 m/s față de 7,1 m/s); 30 mm (maxim 7 m/s față de 10,25 m/s); fără duză (maxim 61 m/s față de 65 m/s), dar trebuie să observăm că în ultimele două situații debitele au crescut semnificativ față de cazul 1-a.

- Utilizând sistemul de extracție cu tubingul și coloana în paralel (1-b) putem mări, în continuare, duza la 35 mm obținând din nou un caz cu vitezele sub limita impusă de 10 m/s, figura 8.12,a, debitul fiind **1450,19 mSmc/zi, adică de 1,33 debitul de extracție cu 6 pompe verticale (1087,18 mSmc/zi).**

9. MODALITĂȚI DE ESTIMARE A UZURII SUPAPELOR POMPEI DE NOROI

9.1. Rezumat

După cum am precizat și în cadrul capitolelor anterioare, transmiterea datelor în timpul forajului prin pulsații de noroi – cea mai folosită metodă de comunicare între echipamentul de dirijare din gaura de foraj și echipamentul de suprafață – este condiționată de funcționarea pompelor de noroi în timpul forajului și de eliminarea zgomotelor exterioare din semnalul transmis de către echipamentul M/LWD la suprafață.

O funcționare fără probleme a pompelor de noroi, un randament ridicat al acestora și o uzură cât mai scăzută duc la o înregistrare mai bună a parametrilor obținuți cu ajutorul echipamentului de fund și la un control mai bun al parametrilor de foraj (presiuni, vibrații, torsiuni, rotații, etc.). Astfel, se salvează timpuri importante și se reduc sume importante de bani.

Utilizarea metodei elementului finit pentru analiza modelelor de curgere a fluidelor a devenit o metodă comună de analiză, prin dezvoltarea unor programe avansate: Ansys, Caeplex, Comsol Multiphysics, Conself, Nastran, NX 8 CAE, Solidworks Flow Simulation. Utilizarea acestor programe permite modelări cu un grad mare de precizie a sistemelor reale, capabile să capteze asimetriile construcției și să genereze o distribuție a vitezelor în acord cu acestea. Pe baza materialelor definite pentru elementele utilizate în modelele supapelor și a relațiilor de calcul acceptate în program, valoarea eroziunii poate fi estimată pe un anumit interval de timp. De asemenea, este posibil să se studieze curgerea fluidelor în care sunt introduse particule abrazive (detritusul în cazul pompelor de noroi) de anumite mărimi sau amestecuri de particule de mărimi diferite. Acest capitol prezintă utilizarea acestor posibilități în proiectarea supapei pompei de noroi.

9.2. Introducere

Problema eroziunii la supapele pompei de noroi este cunoscută din numeroase studii, incluzând: metode de calcul analitice, metoda elementelor finite, metode de creștere a durității suprafeței pentru reducerea uzurii, metode experimentale de analiză a coroziunii. Construcția pompelor cu piston utilizate în activitatea de foraj este prezentată în [14,27,31,33,35] și este însoțită de relațiile de dimensionare. Metodele de analiză analitică, care includ studiul dinamicii elementelor mobile ale supapei au fost utilizate în lucrări ca [7,8,21,22,24].

9.3. Efectuarea studiului. Rezultate

Modelul utilizat pentru studiu este realizat într-un program de modelare tridimensional. Se recomandă respectarea cât mai fidelă a elementelor implicate pentru a surprinde adevărata evoluție a distribuției vitezei (fig. 9.1).

Condițiile la limită introduse sunt: debitul volumic al lichidului la capacul 1 (*capacul* este o zonă de intrare sau de ieșire a domeniului analizat, construită în program); presiunea statică la capacul 2, figura 9.2. În figurile 9.3 și 9.4 se reprezintă distribuția vitezei în două secțiuni longitudinale perpendiculare prin camera de supapă. Reprezentarea corespunde debitului $Q = A_1 \omega r \cdot \sin(\omega \cdot t) = 0,02 \frac{m^3}{s}$, $t = 0,0625s$; la care avem o înălțime de ridicare a supapei de $L = 10,6 \text{ mm}$. O comparația a vitezelor la $0,02 \text{ m}^3/s$ ($L=10,6 \text{ mm}$) și $0,0283 \text{ m}^3/s$ (debitul maxim), ($L_{90} = 15 \text{ mm}$) este arătată în figura 9.5.

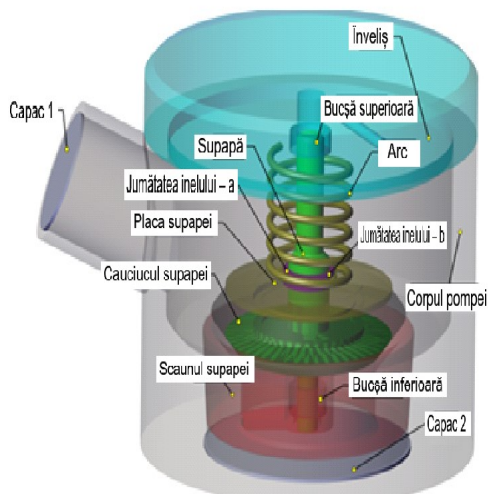


Fig. 9.1. Vederea tridimensională a supapei pompei [52].

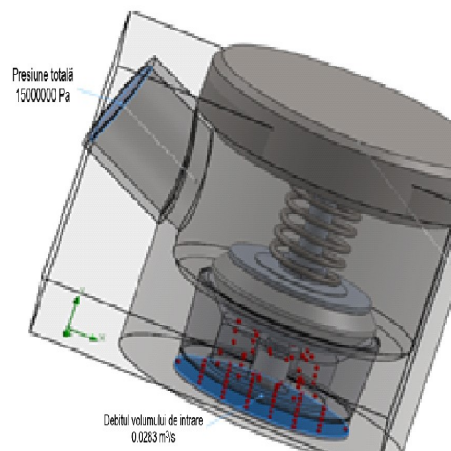


Fig. 9.2. Delimitarea volumului de calcul a modelului de curgere și condițiile la limită [52].

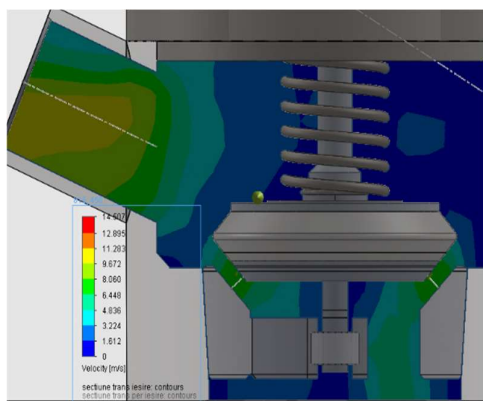


Fig. 9.3. Distribuția de viteze secțiunea longitudinală (a) $Q=0,020 \text{ m}^3/\text{s}$, $L=10,6 \text{ mm}$ [52].

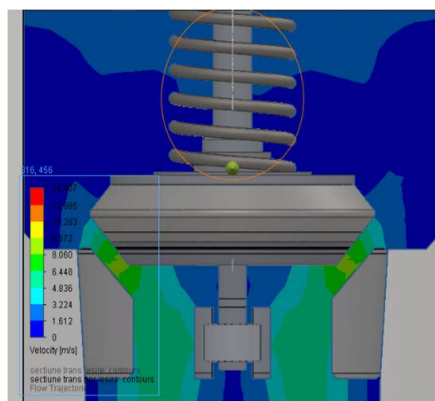
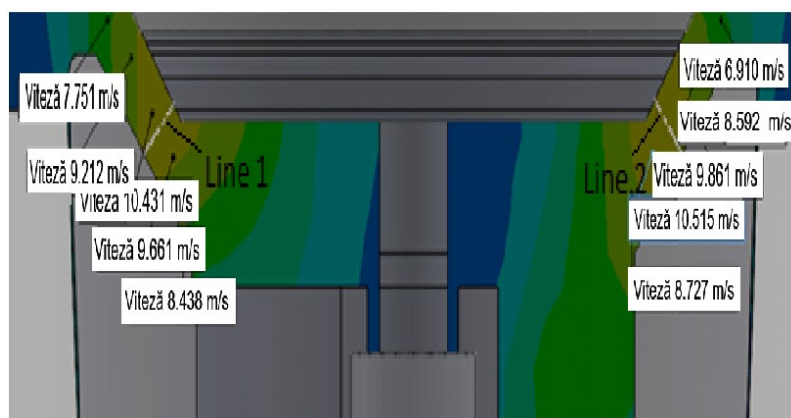
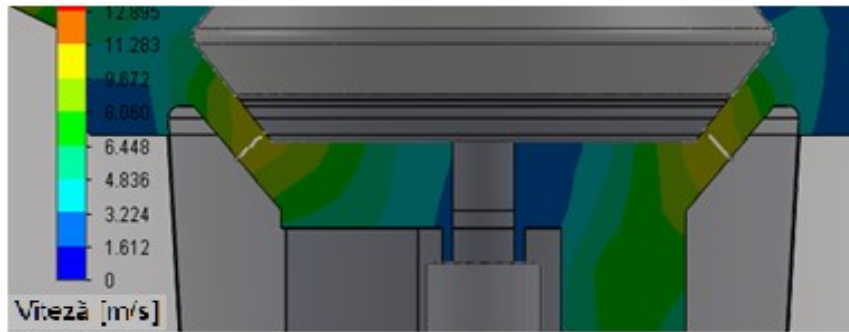


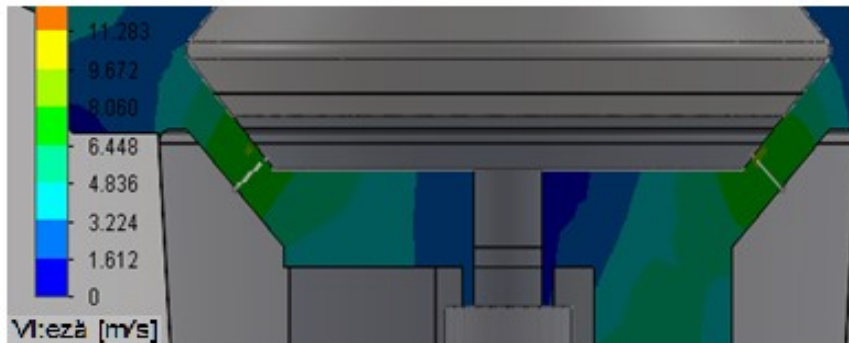
Fig. 9.4. Distribuția de viteze secțiunea longitudinală (b) $Q=0,020 \text{ m}^3/\text{s}$, $L=10,6 \text{ mm}$ [52].



A

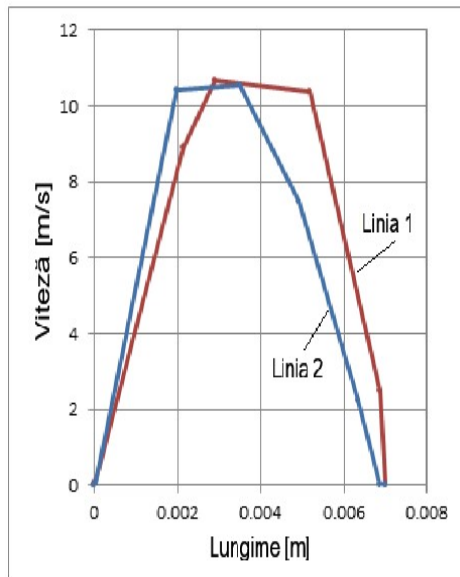


B

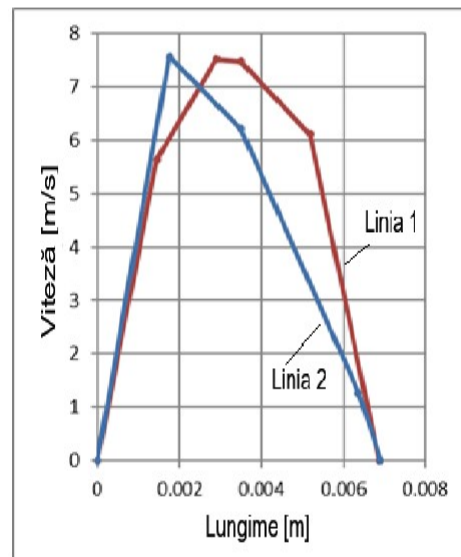


C

Fig. 9.5. Distribuția de viteze secțiunea longitudinală: a. vitezele în punctele selectate, $Q=0,0283 \text{ m}^3/\text{s}$; $L=15 \text{ mm}$; b. vitezele în secțiunea longitudinală (a), $Q=0,0283 \text{ m}^3/\text{s}$; $L=15 \text{ mm}$; c. vitezele în secțiunea longitudinală (b), $Q=0,0283 \text{ m}^3/\text{s}$; $L=15 \text{ mm}$ [52].



A



B

Fig. 9.6. Distribuția de viteză, în secțiunea longitudinală pe liniile 1 & 2 (fig. 9.6,a): a. $Q=0,0283 \text{ m}^3/\text{s}$; $L=15 \text{ mm}$; b. $Q=0,02 \text{ m}^3/\text{s}$; $L=10,6 \text{ mm}$ [52].

Viteza lichidului crește odată cu debitul. Viteza este inegală în secțiunea de curgere, fiind aproape zero la pereții canalului (fig. 9.6). Unii autori confundă viteza de curgere cu viteza de impact a particulelor care generează eroziunea [11]. Pentru a efectua un studiu de eroziune, un studiu de particule este definit după studiul de curgere (fig. 9.7, a). În acesta sunt introduse condițiile pe pereții supuși la eroziune (fig. 9.7, b) și tipul de studiu: eroziune sau depunere (fig. 9.7, c). Particulele solide au o dimensiune de bază (diametrul sferei în care pot fi incluse) și un coeficient de formă. În același timp, mai multe dimensiuni de particule pot fi introduse la viteze și temperaturi inițiale diferite (fig. 9.7, d). În tabelul 9.1 sunt prezentate câteva rezultate ale simulării numerice a procesului de eroziune. Programul oferă viteza și direcția de impact a particulelor. De asemenea, poate fi evaluată masa materialului eliminat de pe o suprafață la un moment dat. Suprafața discului supapei a fost împărțită în trei zone: partea inferioară, centrală și partea superioară. O eroziune importantă apare pe suprafața de jos, celelalte două suprafețe având valori neglijabile ale parametrilor care constituie un indicator de eroziune. S-a constatat că la același diametru de particule de 1 mm, rata de eroziune masică crește odată cu debitul masic al particulelor de detritus $2,25e-8 \frac{kg}{s \cdot m^2}$ (debitul masic de $0,1 \frac{kg}{s}$) la $1,12e-7 \frac{kg}{s \cdot m^2}$ (debitul masic de $0,5 \frac{kg}{s}$) și $2,25e-7 \frac{kg}{s \cdot m^2}$ (debitul masic de $1 \frac{kg}{s}$). Stratul de cauciuc eliminat prin eroziune (valori medii într-un an de funcționare în aceleași condiții) crește de la $0,28 \frac{mm}{an}$ (pentru un debit masic de $0,1 \frac{kg}{s}$) la $2,84 \frac{mm}{an}$ (pentru un debit masic de $1 \frac{kg}{s}$). Valorile medii nu sunt cel mai important indicator, deoarece neuniformitatea vitezei de impact a particulelor face ca fenomenul de eroziune să fie accentuat pe anumite zone și astfel există o lipsă de etanșare a discului de supapă. Fenomenul de eroziune odată amorsat, se dezvoltă rapid în aceste zone. Astfel, creșterea zonei de eroziune maximă are valori începând de la $22,95 \frac{mm}{an}$ (debitul masic de $0,1 \frac{kg}{s}$) la $229,5 \frac{mm}{an}$ (debitul masic $1 \frac{kg}{s}$).

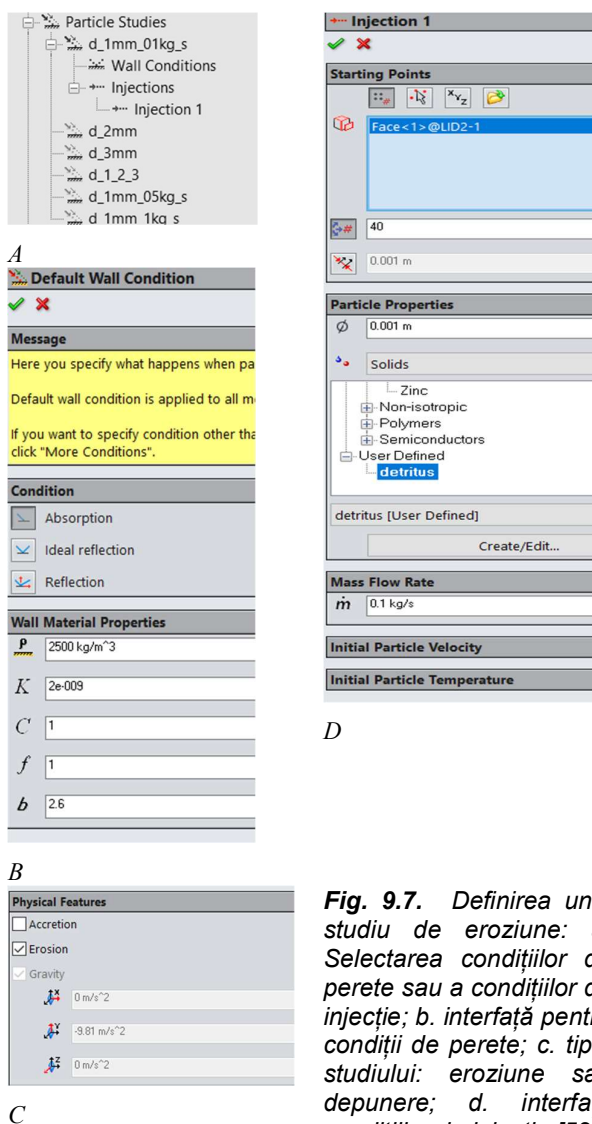


Fig. 9.7. Definierea unui studiu de eroziune: a. Selectarea condițiilor de perete sau a condițiilor de injecție; b. interfață pentru condiții de perete; c. tipul studiului: eroziune sau depunere; d. interfața condițiilor de injecție [52].

Creșterea diametrului particulelor abrazive până la 2 mm reduce eroziunea, deoarece viteza acestor particule (detritus) este mai mică. La fel se întâmplă la un diametru de particule de 3 mm. În aceste cazuri, grosimea medie a stratului eliminat este $0,11 \frac{mm}{an}$ (debitul masic de $0,1 \frac{kg}{s}$) comparat cu $0,28 \frac{mm}{an}$ (debitul masic de $0,1 \frac{kg}{s}$) pentru un diametru al particulelor de 1 mm. Pentru un amestec de particule de 1, 2 și 3 mm, care curg cu același debit de masă de $0,3 \frac{kg}{s}$, grosimea medie a stratului eliminat este $0,50 \frac{mm}{an}$. Creșterea se datorează mai mult valorii debitului masic de $0,3 \frac{kg}{s}$ decât dimensiunii particulelor. Pentru suprafețele medii și superioare ale inelului de cauciuc, valoarea medie a stratului îndepărtat este de $0,018 \frac{mm}{an}$, iar pentru scaunul

supapei are valori mai mici de $0,0004 \frac{mm}{an}$, care nu sunt prezentate în tabelul 9.1.

9.4. Concluzii parțiale

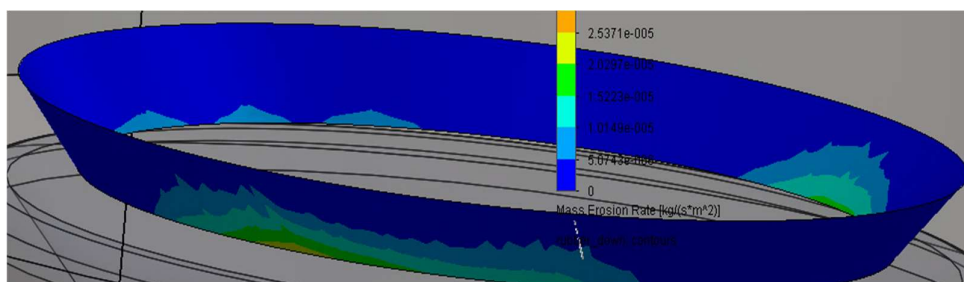
Este necesară cunoașterea turației pompei și dimensionarea corespunzătoare a arcului supapei pentru a obține înălțimea maximă. Acest lucru evită șocul închiderii discului supapei. Degradarea provocată de eroziune se bazează pe mărimea, forma și viteza de impact a particulelor. Valoarea debitului de fluid (care influențează viteza de

impact a particulelor) crește pe măsură ce crește înălțimea de ridicare a supapei, fig. 9.5.

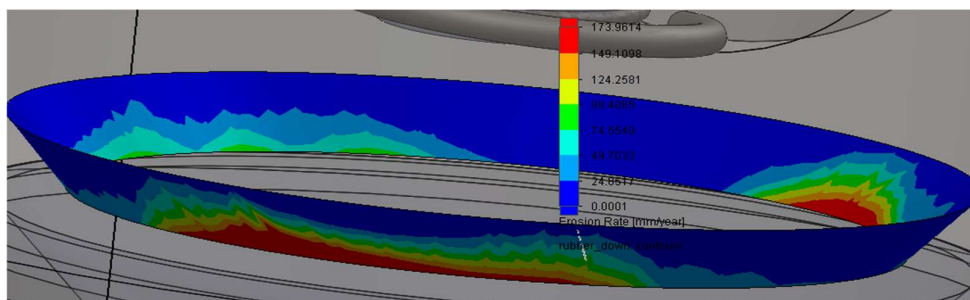
Viteza este inegală de-a lungul canalului de curgere, fig. 9.6.

Tabelul 9.1. Rezultate simulare, $Q = 0,0283 \text{ m}^3/\text{s}$, $L=15 \text{ mm}$ [52].

Suprafața	Debitul masic de particule kg/s	Diametrul particulelor mm	Valoarea eroziunii masice, [kg/(s*m ²)]		
<i>Cauciuc suprafața inferioară</i>	0,1	1	Minimă	Maximă	Medie
			8,4644e-011	1,8200e-006	2,2536e-008
			Eroziunea anuală, [mm/an]		
			0,0011	22,9577	0,2843
Suprafața	Debitul masic de particule kg/s	Diametrul particulelor mm	Valoarea eroziunii masice, [kg/(s*m ²)]		
			Minimă	Maximă	Medie
<i>Cauciuc suprafața inferioară</i>	0,5	1	4,2322e-010	9,0998e-006	1,1268e-007
			Eroziunea anuală, [mm/an]		
			0,0053	114,7884	1,4214
Suprafața	Debitul masic de particule kg/s	Diametrul particulelor mm	Valoarea eroziunii masice, [kg/(s*m ²)]		
			Minimă	Maximă	Medie
<i>Cauciuc suprafața inferioară</i>	1	1	8,4644e-010	1,8200e-005	2,2536e-007
			Eroziunea anuală, [mm/an]		
			0,0107	229,5769	2,8427
Suprafața	Debitul masic de particule kg/s	Diametrul particulelor mm	Valoarea eroziunii masice, [kg/(s*m ²)]		
			Minimă	Maximă	Medie
<i>Cauciuc suprafața inferioară</i>	0,1	2	1,9192e-010	4,5049e-007	8,6734e-009
			Eroziunea anuală, [mm/an]		
			0,0024	5,6827	0,1094
Suprafața	Debitul masic de particule kg/s	Diametrul particulelor mm	Valoarea eroziunii masice, [kg/(s*m ²)]		
			Minimă	Maximă	Medie
<i>Cauciuc suprafața inferioară</i>	0,1	3	1,9423e-010	4,5438e-007	8,7435e-009
			Eroziunea anuală, [mm/an]		
			0,0025	5,7317	0,1103
Suprafața	Debitul masic de particule kg/s	Diametrul particulelor mm	Valoarea eroziunii masice, [kg/(s*m ²)]		
			Minimă	Maximă	Medie
<i>Cauciuc suprafața inferioară</i>	0,1+0,1+0,1	1+2+3	4,7079e-010	2,4673e-006	3,9952e-008
			Eroziunea anuală, [mm/an]		
			0.0059	31.1233	0.5040
Suprafața	Debitul masic de particule kg/s	Diametrul particulelor mm	Valoarea eroziunii masice, [kg/(s*m ²)]		
			Minimă	Maximă	Medie
<i>Cauciuc suprafața centrală și superioară</i>	0,1	1	1,4122e-013	4,6739e-009	1,4407e-010
			Eroziunea anuală, [mm/an]		
			1,7813e-006	0,0590	0,0018

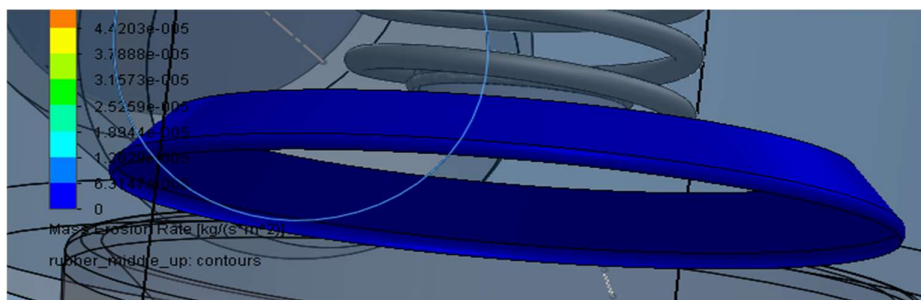


A

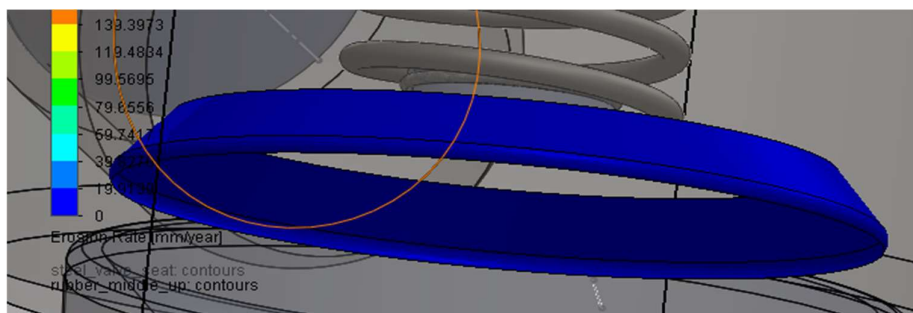


B

Fig. 9.8. Inel din cauciuc - partea inferioară: a. Distribuția ratei de eroziune masică, în $[\text{kg}/(\text{s}\cdot\text{m}^2)]$ b. Distribuția vitezei de eroziune, în $[\text{mm}/\text{an}]$ - diametrul particulelor 1 mm, debitul de masă 1 kg/s; $Q=0,0283 \text{ m}^3/\text{s}$; $L=15 \text{ mm}$ [52].

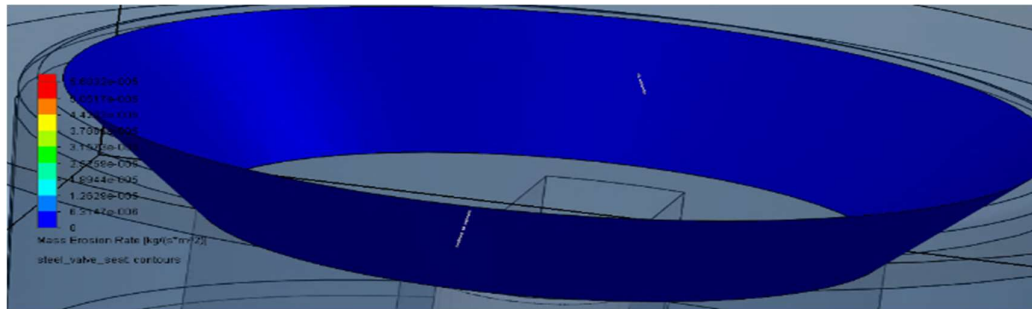


A

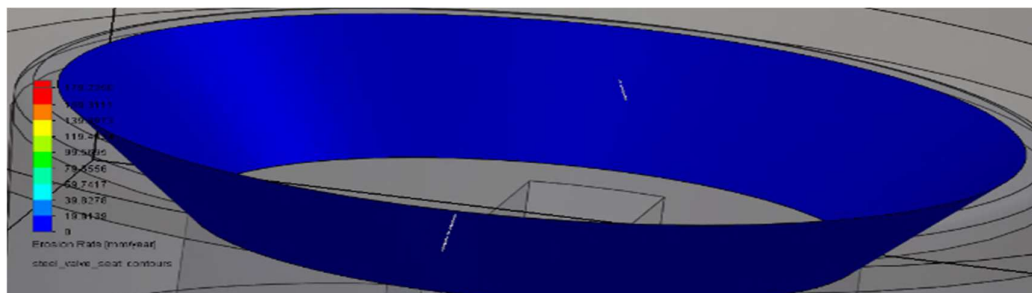


B

Fig. 9.9. Inel de cauciuc - partea mijlocie și superioară: a. Distribuția ratei eroziunii masică, în $[\text{kg}/(\text{s}\cdot\text{m}^2)]$; b. Distribuția vitezei de eroziune, în $[\text{mm}/\text{an}]$ - diametrul particulelor 1 mm, debitul de masă 1 kg/s; $Q = 0,0283 \text{ m}^3/\text{s}$; $L=15 \text{ mm}$ [52].



A



B

Fig. 9.10. Scaun de supapă din oțel: a. Distribuția ratei eroziunii masice, în $[kg/(s \cdot m^2)]$; b. Distribuția vitezei de eroziune, în $[mm/an]$ - diametrul particulelor 1 mm, debitul masic 1 kg/s. $Q = 0,0283 m^3/s$; $L=15 mm$ [52].

Eroziunea este invers proporțională cu diametrul particulelor; particulele mai mari au viteze de impact mai mici, iar materialul este eliminat mai puțin (tabelul 9.1). Creșterea debitului masic de detritus accentuează fenomenul de eroziune (tabelul 9.1). Părțile centrală (mijlocie) și superioară ale inelului de cauciuc au degradare nesemnificativă (fig. 9.9). Scaunul supapei are de asemenea o degradare nesemnificativă (fig. 9.10). Forma canalului de curgere provoacă o eroziune neuniformă (fig. 9.8). Ghidarea discului supapei influențează această distribuție.

9.5. Nomenclatură

- \dot{m}_p – debitul masic al particulelor care cad pe o suprafață, kg/s
 A_1 – aria secțiunii transversal a pistonului, m^2
 A_2 – aria discului supapei, m^2
 A_{face} – aria zonei pe care cad particulele, m^2
 E_1 – eroziunea, kg/s
 E_2 – rata de eroziune, $\frac{kg}{s \cdot m^2}$
 G_d – greutatea discului supapei, N
 L_{90} – înălțimea maximă de ridicare a discului supapei, m
 N_p – numărul de particule de diferite dimensiuni care sunt incluse în fluxul de fluid, –
 V_1 – viteza de impact a particulelor (detritus), m/s
 d_1 – diametrul discului pistonului, m
 d_2 – diametrul discului supapei, m
 k_1 – constantă de sistem, $\frac{kg}{\left(\frac{m}{s}\right)^{n1}}$
 n_s – numărul de spire la arc, –
 u_p – viteza de impact locală, m/s
 $A, B, W, X, Y, Z, \varphi$ – coeficienții empirici
 $C(d_p)$ – funcție de diametral particulei
 CFD – Computational Fluid Dynamics
 D – diametral arcului, m
 FEM – Finite Element Method
 G – modulul de elasticitate transversal, Pa
 K – coeficient de scară, –
 L – înălțimea de ridicare a discului supapei, m
 N – viteza arborelui cotit, rpm
 R – forța din arc, N
 d – diametral spirei, m
 e – eroziunea specifică pe suprafață, (kg/s)/ (kg/s)
 $f(\alpha)$ – este funcția de uzură fără dimensiuni care descrie efectul unghiului de impact asupra vitezei de uzură, –
 n – este coeficientul legii vitezei de impact care variază de obicei între 2 și 3 pentru materialele ductile, –
 α – unghiul de impact local, °
 θ – unghiul dintre suprafața scaunului de supapă și axa supapei, °
 μ – coeficientul de debit al supapei, –
 ρ – densitatea medie, $\frac{kg}{m^3}$
 ω – viteză unghiulară a manivelei, $\frac{rad}{s}$.

10. CONCLUZII ȘI CONTRIBUȚII PERSONALE

Concluziile studiilor și cercetărilor efectuate, precum și contribuțiile personale ale autorului se referă la următoarele aspecte de bază:

1. Prezentarea în mod original de punere în evidență a unor particularități legate de înțelegerea, însușirea și implementarea conceptului de optimizare a forajului sondelor dirjate atât prin prisma analizei cauzelor devierii sondelor, comportării ansamblului de fund, deplasării laterale a sapelor ș.a., cât și a unor aplicații specifice privitoare la modalitățile de estimare a uzurii pompelor de noroi, pompe care au un rol esențial în activitatea de dirijare și înregistrare a valorilor parametrilor formațiunii în timpul forajului.

2. Se analizează dificultățile de foraj ale sondelor, în general, a celor deviate, în special, prin acele efecte semnificative care pot să conducă la reducerea timpilor de execuție, creșterea calității și, nu în ultimul rând, la reducerea costurilor.

3. Analiza, într-o manieră originală, a comportării ansamblului de fund BHA; se specifică, între altele, că direcția sondei se menține constantă dacă forța laterală este nulă (ori sapa nu are capacitate de frezare laterală), respectiv dacă axa sapei coincide cu axa sondei și dacă rocile sunt izotrope (sau dacă efectul cumulativ al celor trei cauze este nul).

4. Examinarea, într-un tot unitar, a cauzelor devierii sondelor, ansamblului de fund BHA, a deplasării laterale a sondelor și a corelațiilor posibile între fenomenul de deplasare laterală și caracteristicile constructive ale sapelor de tip PDC.

5. Realizarea unui set de măsurători și interpretări originale privitoare la înregistrarea punctelor de deviație, măsurarea valorilor *gamma* ale formațiunii și la măsurarea presiunilor din gaura de sondă.

6. Aplicarea tehnologiei LWD, în contextul în care vorbim de un sistem modern care permite atât înregistrarea datelor de adâncime din gaura de sondă în timp real, cât și memorarea acestora (pe lângă datele care se pot înregistra cu ajutorul sistemului MWD, acestea oferă informații suplimentare privitoare la rezistivitățile formațiunii, densitatea și porozitatea formațiunii, efectul fotoelectric ș.a.).

7. Sunt prezentate câteva exemple elocvente de loguri înregistrate în timpul forajului cu patru senzori, precum și interpretarea respectivelor curbe.

8. Prezentarea, într-o manieră explicită și unitară a metodelor de control a devierii sondelor: micșorarea apăsării pe sapă, folosirea unor mijloace de dirijare, utilizarea ansamblurilor de prăjini grele stabilizate, folosirea unor sisteme specializate. Considerăm că alcătuirea adecvată a ansamblurilor de prăjini grele, în concordanță cu înclinarea și diametrul sondei, condițiile geologice și scopul urmărit, constituie cea mai utilizată și mai comodă metodă de control a devierii sondelor.

9. Este de acum binecunoscut faptul că flambarea garniturii de foraj creează numeroase probleme: cresc forțele de frecare și momentele de rotație ca urmare a presiunilor mari de contact cu pereții sondei, se produc tensiuni de încovoiere periculoase, se accentuează uzura coloanelor de burlane, se îngreunează controlul direcției găurii de sondă ș.a. În acest context am dezvoltat câteva soluții eficiente privind comportarea garniturii de foraj în sondele deviate.

10. Realizarea unui studiu de caz original privind comparația între extracția cu sonde verticale și cea cu o sonde orizontale (depozitul de la Bilciurești).

11. Compararea a două sisteme de extracție (o sondă orizontală cu șase sonde verticale) prin trei simulări: (1) sistemul de extracție cu sonde verticale; (2) sistemul de extracție cu o sondă orizontală (coloana de 7 in, tubingul de 5,5 in, extracție prin tubing); (3) sistemul de extracție cu o sondă orizontală (coloana de 7,625 in, tubing de 5,5 in, extracție prin tubing și coloană). În acest context s-au reprezentat și vitezele de eroziune ale gazului, comparativ cu viteza de curgere a acestuia. S-a constatat că, în toate situațiile, viteza de eroziune admisibilă este mai mare decât viteza de curgere a gazului, excepție făcând situația în care nu se folosește duză de extracție.

12. Am stabilit că viteza gazului crește odată cu diametrul duzei, dar se menține sub 10 m/s (10,25 m/s la duza de 30mm) și este sub viteza de eroziune. Dacă nu se folosește duza de reglare, debitul crește excesiv, iar viteza depășește limita de eroziune. La o duză de 30mm s-a obținut un debit de extracție 1068,57 mSmc/zi (extracție doar prin tubing), comparabil cu debitul celor șase sonde verticale (1087,18 mSmc/zi).

13. Dezvoltarea unor soluții viitoare privind creșterea debitului: (1) dacă nu avem duză de reglare debitul crește foarte mult (2278,94 mSmc/zi), dar (atenție!) viteze vor depăși limitele de eroziune; (2) utilizarea, în paralel, a tubingului și a coloanei, cu consecințe favorabile asupra debitului de extracție ș.a.

14. Utilizându-se sistemul de extracție cu tubingul și coloana în paralel, se poate mări, în continuare, duza la 35mm, obținându-se 1450,19 mSmc/zi, adică aproape o dată și jumătate debitul de extracție obținut cu șase sonde verticale.

15. Stabilirea unor modalități originale de estimare a uzurii supapelor aferente pompelor de noroi. O funcționare fără probleme a pompelor de noroi, un randament ridicat al acestora și o uzură cât mai scăzută duc la o înregistrare mai bună a parametrilor obținuți cu ajutorul echipamentului de fund (rezistivități, valori *gamma ray*, densități sau porozități ale formațiunii etc.) și la un control mai bun al parametrilor de foraj (presiuni, vibrații, torsiuni, rotații, etc.) reducându-se, astfel, timpul de lucru și sume importante de bani.

16. Relația dată de Edwards J.K., Jeremy K., etc. și îmbunătățită de autor, ne-a arătat că înălțimea de ridicare a supapei este proporțională cu debitul de lichid care trece prin supapă. Cu alte cuvinte, este necesară atât cunoașterea turației pompei, cât și dimensionarea corespunzătoare a arcului supapei pentru a obține înălțimea maximă. Totodată, degradarea provocată de eroziune se bazează pe mărimea, forma și viteza de impact a particulelor.

17. Realizarea unui studiu original privind eroziunea supapelor de la pompele de noroi. S-a constatat, astfel, că eroziunea este invers proporțională cu diametrul particulelor (particulele mai mari au viteze de impact mai mici), iar materialul este eliminat în cantități mai mici. Totodată, creșterea debitului masiv de detritus accentuează semnificativ fenomenul de eroziune.

18. Cuantificarea, la nivel calitativ, a unor aspecte specifice eroziunii supapelor. Astfel, am constatat că părțile centrală (mijlocie) și superioară ale inelului de cauciuc, ca și scaunul supapei au o degradare nesemnificativă. Forma canalului de curgere provoacă o eroziune neuniformă, iar ghidarea discului supapei influențează semnificativ această distribuție.

¹ mSmc/zi mii de standard metri cubi pe zi.

11. BIBLIOGRAFIE SELECTIVĂ

1. Avram, L.: *Foraj Dirijat*, Editura Cartfil, 1999.
2. Dinu, F.: *Extracția și Prelucrarea Gazelor Naturale*, Editura Universității Petrol-Gaze din Ploiești, ISBN 978-973-719-517-3, 2013.
3. Macovei, N.: *Foraj Dirijat*, Editura Universității Petrol-Gaze din Ploiești, 2003.
4. * * * * * - *Measurement While Drilling*, Weatherford International, 2012.
5. * * * * * - *Logging While Drilling*, Weatherford International, 2013.
6. * * * * * - *Directional Drilling*, Weatherford International, 2014.
7. Able S.D. *Reciprocating pump acceleration head*, in: Proceedings of ASME FEDSM01-2001 ASME Fluids Engineering Division Summer Meeting, New Orleans, USA, 2001, p. 1-7.
8. Amirante R., Del Vescovo G., Lippolis A. *Evaluation of the flow forces on an open center directional control valve by means of a computational fluid dynamic analysis*, Energy Convers. Manag. 47 (13-14) (2006) p. 1748-1760.
9. Ana I. *Drilling Fluids and Cements*, I.C.P.P.G., Câmpina. 1986.
10. Băltărețu Iancu M., Ulmanu V., Hadăr A. *A Comparative Study of Hard facing Technologies Applied for Increasing the Wear Resistance of Mud Pump Valves*, in Proceedings of Balkantrib'14 8th International Conference on Tribology, 2014, p. 225-233.
11. Băltărețu Iancu M., Ulmanu V., Pupăzescu A., Hadăr A. *Flow Velocity as a Factor of Erosive Wear Of Mud Pump Valves*, U.P.B. Sci. Bull., Series D, Vol. 78, Iss. 3, p. 119-130, 2016.
12. Bi H., Hu D., Li Z., et al. *Monitoring uniform corrosion of storage tank bottom steel by acoustic emission technique*, Int. J. Electrochem. Sci. 2015; 10: 6946–6958.
13. Cengel Y., Cimbala J. *Fluid Mechanics: Fundamentals and Applications*, third ed., McGraw-Hill, New York, USA, 2013.
14. Costin I. *Utilaj petrolier – Elemente de calcul* (Oilfield Equipment – Calculation Elements), Ed. D. P., București, 1986.
15. Du G., Jin S., Zhang C., et al. *A study on acoustic emission technology for tank bottom corrosion inspection*, Anti-Corros. Method M 2010; 57: p. 275–279.
16. Edwards J. K, Jeremy K., McLaury B.S., Brenton S., Shirazi S.A., Siamack A. *Supplementing a CFD Code with Erosion Prediction Capabilities*. In Proceedings of ASME FEDSM'98: ASME 1998 Fluids Engineering Division Summer Meeting, Washington DC, June 1998, p. 95
17. Fansen K., Ruheng C. *A combined method for triplex pump fault diagnosis based on wavelet transform, fuzzy logic and neuro-network*, Mech. Syst. Signal Process. 18 (2004) p. 161-168.
18. Finnie I. *Erosion of Surfaces by Solid Particles*. Wear, 3:87-103, 1960, p. 107.
19. Han C., Liu Y., et al. *Studying on failure mechanism of pump valve of triplex plunger pump based on CFD*, China Petrol. Mach. 39 (2) (2001) p. 9-11.

20. Haugen K., Kvernfold O., Ronald A., Sandberg R. *Sand Erosion of Wear-resistant Materials: Erosion in Choke Valves*. Wear, 186-187:179-188, 1995, p. 138
21. Henshaw T. *Power pump valve dynamics-a study of the velocity and pressure distribution in outward-flow bevel face and flat-face power pump valves*, in: Proceedings of 25th International, Magnolia Texas, 2009, p. 23-32.
22. Hou Y., et al. *The research on motion characteristic of triplex single function reciprocating pump driven by linear motors*, J. SW Petrol. Univ. 31 (5) (2009) p. 163-166.
23. Ianuș G. *Machine parts* (Organe de mașini). Publishing house Politehniun, Iași, 2010.
24. Johnston D.N. *Numerical modelling of reciprocating pumps with self-acting valves*, Proceedings of the Institution of Mechanical Engineers, Part I, J. Syst. Control Eng. 205 (1991) p. 87-96.
25. Li W. *Computational Fluid Dynamics*, Huazhong University of Science and Technology Press, Wuhan, 2004.
26. Lian Z., et al. *Study on the fluid flow rule of five-cylinder plunger pump hydraulic end*, Petroleum (2017), <https://doi.org/10.1016/j.petlm.2017.11.001>.
27. Lyons W., Plisga G. *Standard Handbook of Petroleum & Natural Gas Engineering*, Gulf Professional Publishing, Second edition, Houston, USA, 2011.
28. Maharam A. R. *Erosion prediction of bypass seat in oil well auto-fill equipment using CFD approach*, Journal of Advanced Research in Fluid Mechanics and Thermal Sciences 34, Issue 1 (2017) p. 9-18.
29. McLaury B. S., Wang J., Shirazi S. A., Shadley J. R., Rybicki E. F. *Solid Particle Erosion in Long Radius Elbows and Straight Pipes*, SPE Paper 38842, PE Annual Technical Conference and Exhibition, II Production Operations and Engineering/General, San Antonio, Texas, October 1997, p. 235.
30. Menter P. *Protecting Pumps against Abrasive Wear*, Sulzer Technical Reviews, vol. 1, 2001, p. 22-25.
31. Milton R. W. *Multi-purpose mud pump*, World Pumps 412 (1) (2001) p.7-9.
32. Nokleberg L., Sontvedt T. *Erosion of Oil and Gas Industry Choke Valves Using Computational Fluid Dynamics and Experiment*. *International Journal of Heat and Fluid Flow*, 19:636-643, 1998, p. 263.
33. Otgon M.C., Rusu T., Rusu A.T., Safirescu C. O. *Inventory of Processes and Raw Materials Used in the Processing of Drilling Mud Resulted from Natural Gas Extraction, in the Ogra Waste Deposit*, ProEnvironment 7(2014) 132 – 136, <http://journals.usamvcluj.ro/index.php/promediu>.
34. Pei J., Zhang S., Qi M., et al. *A new method for fault diagnosis of fluid end in drilling pump*, Acta Pet. Sin. 30 (4) (2009), p. 617-620.
35. Rudolf J.J., Heidrick T.R., Fleck B.A., Rajan V.S.V. *Optimum design parameters for reciprocating pumps used in natural gas wells*, J. Energy Resour. Technol. 127 (2005) p. 285-292.
36. Salama M. M., Venkatesh E. S. *Evaluation of api rp14e erosional velocity limitations for offshore gas wells*, In OTC Conference, pages 371-376. Houston, May 1983, p. 314.

37. Shouceng D., Junfeng P., Yu W. and Baolin L. *Research on fault diagnosis of mud pump fluid end based on acoustic emission*, Advances in Mechanical Engineering 2017, Vol. 9(6) 1–10 DOI: 10.1177/1687814017711393 journals.sagepub.com/home/ade.
38. Sim H., Ramli R., Saifizul A.A., et al. *Empirical investigation of acoustic emission signals for valve failure identification by using statistical method*, Measurement 2014; 58: p. 165–174.
39. Singh P.J., Madavan N.K. *Complete analysis and simulation of reciprocating pumps including system piping*, in: Proceedings of the Fourth International Pump Symposium, Texas, USA, 1987, p. 55-74.
40. Stuart K.H. *Thermal conductivity of sands*, Geotechnique, July 2012, DOI:10.1680/geot.11., p. 43.
41. Tarim A. *Slurry Erosion Behavior of Oil and Gas Pipeline Steels*. Thesis for the degree of Master of Applied Science, Dalhousie University Halifax, Nova Scotia, April 2016.
42. Venel A., Manic N., Popovic V., Mrdak M. *Possibility of the Abrasive Wear Resistance Determination with Scratch Tester*, Tribol. Lett, vol. 37, issue 3, 2010, p. 591-604.
43. Wang F. *Analysis for Computational Fluid Dynamics*, Tsinghua University Press, Beijing, 2004.
44. Wang Y. *Finite element model of erosive wear on ductile and brittle materials*, Wear p. 5-6 (265) (2008) p. 871-878.
45. Wang Y., Xue C., Jia X., et al. *Fault diagnosis of reciprocating compressor valve with the method integrating acoustic emission signal and simulated valve motion*, Mech. Syst. Signal Pr. 2015; 56–57: p. 197–212.
46. Xu C., Liu J., Chen G., et al. *Application of EMD and WVD to feature extraction from vibration signal of reciprocating pump valves*, J. China Univ. Petrol 2010; 34: p. 99–103.
47. Yang G., et al. *Compute and analysis of the flow field in the play of the drilling pump valve based on the simulation by FLUENT*, Oil Field Equip. 37 (3) (2008) p. 41-44.
48. Yang Q., et al. *Resisting wear property research of the material of new type fracturing pump valve*, J. Southwest Pet. Inst. 32 (6) (2001) p. 73-76.
49. Zhang Z., et al. *Study on fault diagnosis technology for fluid end of drilling pump*, J. SW Petrol. Univ. 37 (5) (2015) p. 168-172.
50. Zhong G., Zhang Y., et al. *A fault diagnosis method based indicator diagram for reciprocating pump hydraulic end*, Mach. Des. Res. 31 (5) (2015) p. 172-176.
51. Date și simulări obținute cu ajutorul softului „LMS Amesim”.
52. Date și simulări obținute cu ajutorul softului „Solidworks Flow Simulation 2018”.
53. Paul-Octavian Dinu, Ștefan Pelin, **Robert-Valentin Dinu**, *Study of Thermodynamic of Hydrocarbon Systems*, Buletinul Universității Petrol-Gaze din Ploiești, seria tehnică, Vol. LXX, nr. 2/2018, ISSN (Online) 2247-8574, ISSN-L 1224-8495, pag.57-62.
54. Ștefan Pelin, **Robert-Valentin DINU**, Paul-Octavian Dinu, *Determination of Critical Point in Hydrocarbon Systems*, Buletinul Universității Petrol-Gaze din Ploiești, seria tehnică, Vol. LXX, nr. 2/2018, ISSN (Online) 2247-8574, ISSN-L 1224-8495, pag.72-82.
55. Ion Pană, Florinel Dinu, **Robert-Valentin DINU**, *Modalities for Estimating the wear of the Mud Pump Valves*, Buletinul Universității Petrol-Gaze din Ploiești, seria tehnică, Vol. LXX, nr. 3/2018, ISSN (Online) 2247-8574, ISSN-L 1224-8495, pag.70-81.