



MINISTERUL EDUCAȚIEI, CERCETĂRII, TINERETULUI ȘI SPORTULUI
UNIVERSITATEA PETROL – GAZE DIN PLOIEȘTI
FACULTATEA INGINERIA PETROLULUI ȘI GAZELOR



TEZĂ DE DOCTORAT

Rezumat

**CONTRIBUȚII PRIVIND OPTIMIZAREA ȘI
MONITORIZAREA SISTEMULUI DE ÎNMAGAZINARE
A GAZELOR NATURALE PRIN FORAJE DIRIJATE ȘI
SISTEME ELECTRONICE PERFORMANTE**

Conducător științific:

Prof. univ. dr. ing. MIHAI GHEORGHIȚOIU

Doctorand:

Ing. SORIN ALEXANDRU AVRAM

PLOIEȘTI – 2017

CUPRINS

1. INTRODUCERE.....	4
2. CONDIȚII PREALABILE DINAINTEA ÎNMAGAZINĂRII.....	7
2.1. Separatoare de gaze.....	7
2.2. Încălzitoare de gaze.....	7
2.3. Măsurarea debitului de gaze.....	8
2.4. Măsurarea umidității gazelor.....	11
2.5. Procedee de uscare a gazelor.....	12
2.6. Curățarea gazelor de hidrogen sulfurat și dioxid de carbon.....	18
2.7. Studiu de caz: asupra unor defecțiuni majore ale stației de uscare.....	18
3. PROCESUL TEHNOLOGIC DE ÎNMAGAZINARE.....	23
3.1. Rezervoare executate în sâmburi de sare.....	24
3.2. Înmagazinarea subterană a gazelor naturale.....	24
3.3. Sonde de exploatare.....	26
3.4. Istoricul relației presiune – volum.....	27
3.5. Studiu de caz: elemente de mecanica rocilor și etanșeitarea rezervorului.....	30
4. OPTIMIZAREA FORAJELOR DIRIJATE ȘI ORIZONTALE UTILIZATE LA EXPLOATAREA DEPOZITELOR SUBTERANE DE GAZE.....	38
4.1. Generalități.....	38
4.2. Tehnologii inteligente de forare a sondelor aferente depozitelor de înmagazinare subterană a gazelor naturale.....	41
4.3. Monitorizarea traseului găurii de sondă.....	57
4.4. Studiu de caz: profilul sondelor pentru injecție-extracție.....	60
5. ELEMENTE DE OPTIMIZARE A STAȚIILOR DE COMPRESOARE (CU REFERIRE SPECIALĂ LA STAȚIA URZICENI).....	68
5.1. Descrierea activității din cadrul depozitului X (Urziceni).....	68
5.2. Descrierea procesului și modul de operare al grupurilor 1, 2 și 3	72
5.3. Sistemul de monitorizare control și comandă al stațiilor de comprimare gaze naturale.....	73
5.4. Instalație de control și reglare pentru compresoare de gaze.....	75

5.5. Studiu de eficientizare energetică a stației de compresoare gaze.....	77
6. IDENTIFICAREA SI EVALUAREA PERICOLELOR MAJORE LA DEPOZITUL DE INMAGAZINARE URZICENI.....	87
6.1. Generalități.....	87
6.2. Acțiuni și măsuri ce se întreprind pe durata situațiilor de urgență.....	90
6.3. Identificarea pericolelor în urma desfășurării proceselor tehnologice.....	91
6.4. Prezentarea analizei pericolelor și a evaluărilor de risc.....	94
6.5. Estimarea riscului.....	95
6.6. Studiu de caz.....	97
7. CONCLUZII ȘI CONTRIBUȚII ORIGINALE	112

Bibliografie

1. INTRODUCERE

Înmagazinarea subterană a gazelor naturale reprezintă singurul procedeu eficient care asigură acoperirea cererilor fluctuante ale pieței atunci când se are în vedere existența unei conducte de livrare constantă și permanentă a gazelor. În acest context, siguranța și continuitatea în furnizarea gazelor este un obiectiv strategic.

Pentru înmagazinarea subterană, gazele naturale sunt injectate în rezervoare subterane de țiței și gaze atunci când cererea pieței scade sub producția surselor de alimentare și sunt extrase din depozit, pentru a suplimenta livrarea la nivelul solicitat, atunci când cererea depășește acea producție. Cu alte cuvinte, funcția principală a unui depozit subteran de gaze este aceea de a regulariza livrarea pentru variațiile de consum și cererea sezonieră. În afară de aceasta, instalațiile de înmagazinare pot asigura furnizarea de gaze de la rezervele de siguranță în cazul unor întreruperi în alimentarea normală și pot ajuta la conservarea energiei utilizându-se gaze asociate care, altminteri, ar trebui trimise la faclă.

Zăcămintele de țiței și gaze sunt preferate ca depozite subterane pentru cantități însemnate de gaze, în măsura în care capacitatea de conservare a acestor rezervoare este demonstrată de existența acumulărilor de hidrocarburi. Pentru a construi un astfel de depozit sunt forate sonde de exploatare – de injecție și extracție – care stabilesc o legătură controlată între rezervor și suprafață. În plus, față de sondele de exploatare se pot folosi și sonde de observație (piezometrice).

Gazele naturale sunt astfel injectate în porii rezervorului subteran, care era inițial saturat cu hidrocarburi, permițându-se totodată formarea unei incinte conținând gaze naturale comprimate. Depozitul poate fi exploatat ciclic, între presiunile maxime și minime de lucru, corespunzător cu cantitatea de gaze recuperabilă (de lucru).

Pentru instalațiile specifice depozitului subteran (de exemplu: sonde, instalații de suprafață, etc.) trebuie aplicate standardele existente în vigoare. Instalațiile de înmagazinare trebuie proiectate astfel încât să asigure continuitatea conservării pe termen lung a produselor înmagazinate. Aceasta implică, între altele:

- cunoștințe prelabile adecvate despre formațiunea geologică în care urmează să se formeze depozitul, respectiv despre litologia, stratigrafia și tectonica rocilor din culcuș și din acoperiș;
- culegerea tuturor informațiilor de bază necesare pentru precizarea parametrilor limită de construcție și exploatare;
- demonstrarea capacității pentru a asigura conservarea pe termen lung a produselor înmagazinate prin intermediul integrității sale mecanice și hidraulice.

Instalația de înmagazinare trebuie proiectată, construită și exploatată, astfel încât să preîntâmpine orice influență inacceptabilă care ar putea s-o exercite asupra mediului înconjurător subteran. Aceasta presupune că au fost identificate formațiunile înconjurătoare, că au fost determinate caracteristicile lor importante și că sunt protejate corespunzător. Totodată, ea nu trebuie să prezinte vreun risc pentru siguranța exploatării și a personalului.

Suplimentar față de prescripțiile de siguranță uzuale și cerințele aplicabile la toate instalațiile industriale compatibile, trebuie luate măsuri corespunzătoare pentru reducerea riscului și consecințele exploziei și a pierderilor prin scurgeri.

Pentru a verifica dacă cerințele de mai sus sunt îndeplinite, trebuie implementate sisteme de monitorizare și vizualizare împreună cu procedurile specifice.

În contextul realizării acestor obiective, în condiții de siguranță deplină și cu costuri minime, se înscrie și lucrarea de față. Totodată, problema investițiilor, cea a colaborării internaționale, strategii de colaborare în proiecte de reabilitare și înmagazinarea subterană, siguranță și continuitate în furnizarea gazelor naturale, fără a pierde din vedere problema mediului ambiant sunt tot atâtea aspecte de care societatea actuală este preocupată.

Ca urmare a declinului accentuat și a creșterii posibilităților de transport prin conducte, dezvoltarea de noi depozite de înmagazinare în apropierea marilor consumatori va continua, așadar, să fie o prioritate.

Elementele principale legate de realizarea unui depozit de gaze naturale sunt, așadar: un zăcământ propriu-zis cu caracteristici potrivite pentru înmagazinare; un număr de sonde conectate la un sistem de conducte; o stație de compresoare și de uscarea a gazelor; o stație principală care să asigure atât alimentarea în vederea injecției, cât și furnizarea gazelor la consumatori. La aceste elemente principale se mai adaugă: încălzitoarele individuale pentru sonde; sondele de observație; separatoarele individuale sau colective; sistemul de colectare a apei reziduale; aparatele de măsură și reglatoarele de presiune; sistemul pentru injecția metanolului.

Noile depozite sunt programate a fi realizate în zăcăminte semidepletate, amplasate strategic față de zonele deficitare, cu surse de gaze care asigură, în special, acoperirea consumului în zonele cu fluctuații zilnice și orare. Amplasarea acestor noi depozite se va face în urma unei analize a capacității de transport a Societății Naționale de Transport Gaze și a unor studii de fezabilitate și fezabilitate a unor zăcăminte depletate, situate cât mai aproape de marii consumatori și de zonele cu variații mari de consum sezoniere, zilnice și /sau orare.

Lucrarea cuprinde, în primul rând, câteva aspecte generale privind punerea în evidență a unor particularități legate de condițiile prealabile dinaintea înmagazinării: separatoare și încălzitoare de gaze, măsurarea debitului și a umidității gazelor, procedee de uscarea a gazelor, curățarea gazelor de hidrogen

sulfurat și dioxid de carbon etc. În același timp, aceste elemente sunt integrate într-un sistem mai larg ce cuprinde elemente inedite privitoare la mecanica rocilor aferente sistemului. Scopul este, desigur, acela al creșterii performanțelor capacităților de înmagazinare în condiții de siguranță și cu eficiență sporită pe întreaga durată de viață, pornindu-se de la rezervoarele subterane, înmagazinarea propriu-zisă a gazelor naturale, sondele de exploatare, istoricul relației presiune-volum și elementele-cheie legate de mecanica rocilor aferente acestor depozite.

În ceea ce privește optimizarea forajelor dirijate și orizontale utilizate la exploatarea depozitelor subterane de gaze, se pleacă de la premisa că un element esențial al problematicii este acela al alegerii tehnologiilor de forare și monitorizare a traseului găurii de sondă. Tehnologiile inteligente de săpare și completare ale sondelor și ale infrastructurii de suprafață aferentă acestora au fost adoptate și aplicate ca un produs firesc al dezvoltării și diversificării depozitelor pentru gestionarea proceselor de injecție și extracție, respectiv optimizarea și eficientizarea operațională la nivelul noilor cerințe de consum.

Dincolo de vitezele de avansare (ROP – *rate of penetration*), în industria de profil se utilizează informații și de la sistemele pentru optimizarea forajului. E vorba, în principiu, de senzori optimizați și simulări care integrează datele din sondă obținute în timp real și care sunt folosiți alături de dispozitivele de limitare a cuplului și de sistemele de foraj inteligente.

O atenție deosebită este acordată și dezvoltării unor soluții originale privitoare la optimizarea stațiilor de compresoare care deservește procesul de înmagazinare subterană a gazelor după descrierea activităților din cadrul depozitului și a procesului de operare specific. Este vorba, între altele, de analiza sistemului de monitorizare, control și comandă al stațiilor de comprimare, respectiv a instalației de control și reglare pentru compresoarele de gaze, respectiv de realizare a unui studiu original cu privire la eficientizarea energetică a unei stații de compresoare-gaze.

În același context trebuie privită și problema identificării și evaluării pericolelor majore de la depozitul de înmagazinare X prin: acțiuni și măsuri ce se întreprind pe durata situațiilor de urgență; identificarea pericolelor în urma desfășurării proceselor tehnologice; prezentarea analizei pericolelor și a evaluărilor de risc; estimarea riscului etc.

Cert lucru! Conceptul de management integrat al proiectelor privitor la optimizarea procesului de înmagazinare a gazelor naturale în depozite subterane va trebui promovat și generalizat pentru toate activitățile care concură la exploatarea câmpurilor de gaze naturale și a depozitelor de înmagazinare subterană în vederea creșterii siguranței și securității instalațiilor și proceselor de operare, cu consecințe directe în reducerea eforturilor investiționale și a costurilor de operare.

2.

CONDIȚII PREALABILE DINAINTEA ÎNMAGAZINĂRII

În cadrul acestui capitol am trecut în revistă elementele de bază care definesc sistemul complex al aducerii gazelor extrase din zăcământ în condiții normale de înmagazinare a lor în depozitele subterane: separatoare de gaze, încălzitoare de gaze, măsurarea debitului de gaze, măsurarea umidității gazelor, procedee de uscare a gazelor, curățarea gazelor de hidrogenul sulfurat și dioxidul de carbon etc.

2.1. Separatoare de gaze

Separatoarele de gaze sunt recipiente metalici în care se separă faza gazoasă de una sau două faze lichide, precum și de faza solidă (impurități mecanice). Separarea se face sub acțiunea gravitației, sub acțiunea forțelor centrifuge sau sub o acțiune combinată a gravitației și a forțelor centrifuge.

După numărul de faze separate, separatoarele pot fi bifazice sau trifazice. Stabilirea numărului de separatoare la o sondă sau un grup de sonde se face pe baza unui calcul hidrodinamic.

2.2. Încălzitoare de gaze

Pentru a menține temperatura gazelor la o valoare mai mare decât temperatura de formare a criohidraților, în unele cazuri este necesară încălzirea gazelor, în special după trecerea acestora prin duze.

Pentru încălzirea gazelor se folosesc, cu precădere, următoarele tipuri de încălzitoare: indirecte cu baie de apă, indirecte de tip generator de abur și încălzitorul de tip gaz metan [54]. Acesta din urmă se utilizează din ce în ce mai mult în ultima vreme, ca urmare a avantajelor nete față de primele: siguranță în funcționare, urmărire facilă în funcționare, randamente sporite etc.

2.3. Măsurarea debitului de gaze

În industria extractivă de gaze se utilizează, cel mai adesea, debitmetre și manometre diferențiale. Principiul de măsurare rezultă din relația care se poate stabili între debitul de gaze scurs prin conductă și căderea de presiune realizată la curgerea gazului printr-o diafragmă (fig. 2.2).

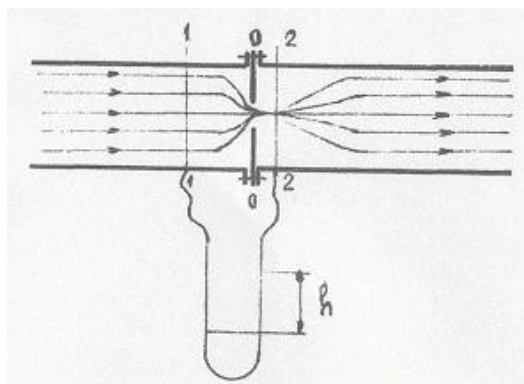


Fig. 2.2. Curgerea gazului printr-o diafragmă [23, 25, 89, 90].

În acest sens, se pleacă de la ecuația lui Bernoulli, scrisă pentru secțiunile 1 și 2 (fig. 2.1):

$$\frac{w_1^2}{2} + \frac{p_1}{\rho} = \frac{w_2^2}{2} + \frac{p_2}{\rho} + \xi \frac{w_2^2}{2}, \quad (2.1)$$

în care:

- w_1, w_2 reprezintă vitezele gazului în secțiunile 1 și 2;
- p_1, p_2 – presiunile în secțiunea de intrare 1, respectiv de ieșire 2;
- ρ - densitatea gazului;
- ξ - coeficient de pierdere locală de sarcină.

În urma prelucrării relației 2.1 se ajunge la expresia debitului în condiții normale scrisă sub forma:

$$q_0 = C \sqrt{h (h_1 + B)}, \quad (2.2)$$

în care: C este un parametru care poate fi calculat în prealabil pentru condițiile de livrare a gazelor, în funcție de densitatea gazelor, diametrul duzelor, temperatură, factorul de neidealitate al gazelor Z etc. [23, 25, 59, 62];

- h – înălțimea aferentă diferenței de presiune ($p_1 - p_2$);
- h_1 – înălțimea aferentă presiunii de intrare p_1 ;
- B – deschiderea duzei în aval.

Prin prelucrări succesive, valoarea debitului de gaze în condiții normale q_0 poate fi obținută direct în $\text{Nm}^3/24\text{h}$, iar presiunile aferente lui h și h_1 se introduc direct în bar.

2.4. Măsurarea umidității gazelor

Umiditatea gazelor naturale reprezintă cantitatea de apă conținută de masa gazului. Determinarea cantității de apă din gaze se realizează prin metode directe sau indirecte.

Metodele directe constau în măsurarea cantității de apă conținută în volume cunoscute de gaze prin metode chimice sau fizico-chimice (adsorbție și absorbție).

Metodele chimice se bazează pe detectarea și determinarea cantitativă a produșilor reacțiilor chimice ale unor substanțe cu apa conținută în volume sau mase determinate de gaze. Aceste metode prezintă dezavantajul că nu pot fi aplicate decât în condiții de laborator.

Metodele bazate pe adsorbție constau în trecerea unor volume determinate de gaze prin tuburi de sticlă ce conțin un adsorbant (silicagel, clorură de calciu etc.), urmată de determinarea creșterii în greutate a tuburilor cu adsorbant prin cântărire. Aceste metode au o precizie nesatisfăcătoare în cazul gazelor cu umidități mici, ca urmare a faptului că reținerea apei prin adsorbție nu este totală.

Metodele bazate pe absorbție permit determinarea cantității de apă din gaze după ce aceasta a fost reținută într-o substanță absorbantă fie printr-un procedeu colorimetric, fie prin cântărire, în funcție de natura absorbantului folosit. Schema de principiu a aparatului utilizat pentru determinarea umidității gazelor prin absorbție este prezentat în figura 2.6 (în partea dreaptă este prezentat un higrometru portabil folosit în prezent pentru măsurători) [10, 42, 70].

2.5. Procedee de uscare a gazelor

Prin uscarea gazelor se urmărește eliminarea totală a apei condensate, respectiv eliminarea parțială a apei în stare de vapori, în așa fel încât pentru orice valoare a presiunilor și temperaturilor din rețeaua de vehiculare a gazelor să nu mai fie posibilă condensarea apei.

Eliminarea apei din gaze se face prin adsorbție, absorbție și comprimare-răcire. În condițiile de schelă se utilizează, cel mai adesea, uscarea prin adsorbție și cea prin absorbție.

2.7. Studiu de caz: asupra unor defecțiuni majore ale stației de uscare

Este vorba de un studiu de caz referitor la pericolele care pot să apară la o stație de uscare în urma nerespectării normelor tehnice. Pe o perioadă de zece luni, stația de uscare X a funcționat cu debitul peste capacitatea maximă admisă, așa cum se poate observa în graficul de mai jos (fig. 2.12) [70].

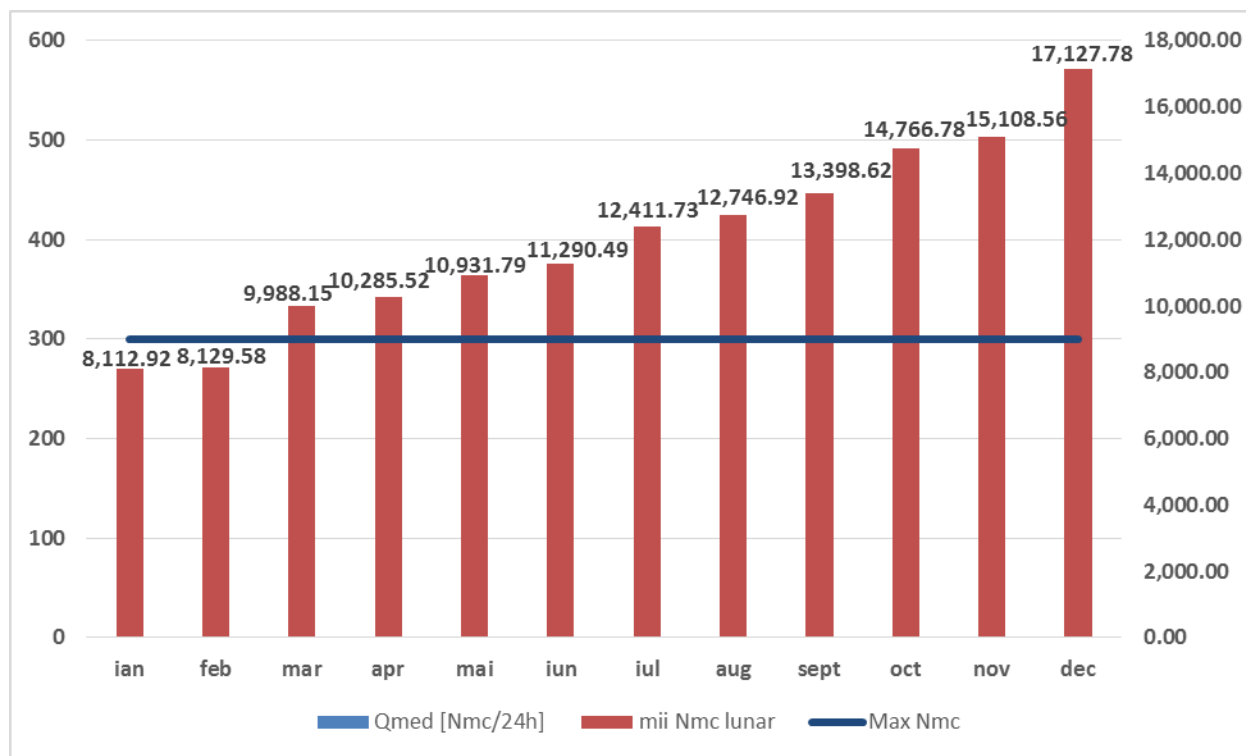


Fig. 2.12. Tabel cu debite și cantități extrase în anul 2015 din stația de uscare X [70]

Rezultatele negative nu au întârziat să apară. Stația nu a mai funcționat în parametri normali și instalația s-a oprit. În urma inspecției tehnice, s-a constatat că motorul electric de la ventilatorul VA 301, care asigură aerul de combustie pentru arzătorul cu flacără pilot, este ars, la fel și motorul electric de la pompa de circulare TEG, iar releul termic de comandă din dulapul de automatizare este defect. Piesele defecte au fost achiziționate și montate în instalație, stația pornindu-se ulterior.

La un interval de două zile, stația de uscare a fost oprită din nou. În camera de ardere s-a găsit glicol, iar la coș stația scotea fum negru. S-a demontat camera de ardere și schimbătorul de caldură și s-au transportat în baza prestatorului de servicii pentru constatare. S-a constatat fisura plăcii frontale și linerele defecte (etanșări tubulatură schimbător de căldură). Piesele au fost reparate și montate în instalație, iar stația a fost pusă în funcțiune după 5 zile de la data opririi.

După 4 zile de funcționare a avut loc o explozie pe circuitul arzător – coș de evacuare. În urma acestui eveniment, s-a constatat că membrana de armare a regulatorului cuțit de pe circuitul alimentare gaze combustibile este spartă, iar sistemul de protecție anti-pluvial al coșului de ardere este deteriorat.

S-au remediat toate defecțiunile și s-a spălat coloana absorber în ambele sensuri. În urma pornirii stației s-a constatat că la un debit mai mare de 20% din capacitatea maximă, circuitul glicolului nu se realizează complet, stația funcționând defectuos.

Toate aceste defecțiuni au produs pierderi mari pentru societate. Din considerentele de mai sus, am propus următoarele măsuri:

- re tehnologizarea liniei de separare montată în amonte de instalație;
- mărirea debitului de gaze prin adăugarea unui al doilea absorber în paralel cu cel existent, sau limitarea debitului de gaze la valoarea maximă admisă;
- instalarea unei linii suplimentare de separare a impurităților din TEG în instalație.

3.

PROCESUL TEHNOLOGIC DE ÎNMAGAZINARE

Așa cum am mai amintit, principalele elemente care compun un depozit subteran de gaze sunt: rezervorul subteran propriu-zis; sondele de injecție, injecție-extracție și de observație; instalațiile de suprafață: stații de compresoare, conducte de injecție și extracție, grupuri de sonde, stația de uscare a gazelor extrase, instalația pentru recuperarea energiei, conductele de legătură dintre instalații etc.

În sinteză, procesul tehnologic de înmagazinare, prin prisma aspectului funcțional al elementelor amintite, ar putea fi caracterizat astfel:

(1) Instalațiile de suprafață ale unui depozit de înmagazinare asigură măsurarea și comprimarea gazelor din rețeaua de transport, injectarea lor în depozitul subteran, extracția din depozitul subteran, respectiv purificarea și măsurarea gazelor în vederea livrării lor în sistemul de transport. Stația de compresoare comprimă gazele ce urmează a fi depozitate de la o presiune de aspirație p_a (existentă în sistemul de transport), până la o presiune de refulare p_r (maximă admisă de structura unde se înmagazinează gazele).

(2) Conductele de injecție asigură transportul gazelor de la stația de compresoare la structura de înmagazinare.

(3) Grupurile de sonde sunt dotate cu instalații care asigură dirijarea și măsurarea tehnologică a gazelor la sondele de injecție, precum și colectarea, măsurarea și condiționarea gazelor în procesul de extracție. Aceste instalații tehnologice aferente grupurilor de sonde sunt, în mod frecvent, comune ambelor procese de injecție și extracție. Ele asigură cuantificarea debitelor de gaze injectate și extrase *per total*, precum și individual pe fiecare sondă.

(4) Stația de uscare asigură, așa cum am mai amintit, eliminarea apei din gaze în vederea introducerii acestora în sistemul de transport, cu respectarea condițiilor impuse de standardele în vigoare. Această stație este racordată la traseul de ieșire a gazelor din depozite și poate fi unică, pentru întreg depozitul, sau montată separat, câte una la fiecare grup de sonde.

(5) Instalația de recuperare a energiei folosește căderea de presiune (de la presiunea de exploatare a depozitului, la presiunea de transport).

(6) Rezervorul subteran în care se face depozitarea gazelor conține un mediu poros-permeabil, solid cu un acoperiș (capac) format din roci impermeabile care împiedică migrarea fluidelor din depozit pe verticală, capabil să livreze atât debitul zilnic cât și cantitatea totală de gaze pe timpul friguros, fără a avea o presiune de comprimare prea ridicată.

3.1. Rezervoare executate în sămburi de sare

În figura 3.1 este prezentată schema unui rezervor subteran executat în sare.

Realizarea acestor depozite se face prin sonde amplasate la adâncimi indicate de investigațiile geofizice, prin circulație cu apă dulce. Pentru aceasta sondele sunt echipate cu două garnituri de lucru concentrice. Dizolvarea sării prin circulație cu apă dulce se realizează prin două metode:

- prin circulație directă, când apa dulce se injectează prin garnitura de lucru cu diametrul cel mai mic, evacuarea saramurii realizându-se prin spațiul inelar dintre cele două garnituri de lucru;
- prin circulație inversă, când apa dulce se pompează prin spațiul inelar dintre cele două garnituri de lucru, iar saramura rezultată se evacuează prin garnitura cu diametrul cel mai mic.

3.2. Înmagazinarea subterană a gazelor în stare naturală

În acest caz, depozitarea subterană se poate face în zăcăminte de gaze epuizate total sau parțial, în acvifere sau în rezervoare subterane criogenice sau în caverne formate în sămburi de sare.

Înmagazinarea gazelor în zăcăminte epuizate energetic reprezintă una dintre variantele care s-au impus din punct de vedere economic, cu condiția ca fondul de sonde existent să poată fi folosit, iar rezervorul să fie perfect etanș pentru a asigura conservarea volumului de gaze injectat. De asemenea, este preferabil ca porozitatea și permeabilitatea să fie cât mai mari, iar adâncimea relativ redusă, astfel încât presiunea de injecție să fie cât mai mică.

3.3. Sonde de exploatare

Pentru exploatarea unui depozit de înmagazinare a gazelor naturale în rezervoare depletate se folosesc trei tipuri de sonde:

- sonde de exploatare, destinate injecției și extracției gazului înmagazinat;
- sonde de observație și control săpate în rezervorul de înmagazinare sau în alte straturi de deasupra acestuia;
- sonde de serviciu (*service*) pentru reinjecția apei în rezervoare subterane (dacă este cazul).

3.4. Istoricul relației presiune-volum

Scurgerea gazelor din depozit poate fi observată în cazul studierii istoricului variației cuplului presiune-volum al rezervorului. Pentru aceasta trebuie bine înțeles tipul ciclului. Injecția și extracția gazelor dintr-un zăcământ cauzează modificarea presiunii din rezervor.

Când ciclurile de injecție și extracție sunt identice de la an la an și nu apar pierderi, istoricul presiune-volum trebuie să fie identic în fiecare an. Totuși, ciclurile de injecție-extracție nu sunt niciodată identice doi ani la rând, dar pot exista puncte de comparație pe parcursul ciclului.

Linia punctată din figura 3.3 reprezintă curba de declin a presiunii care a fost modificată. Dacă acest rezervor ar fi utilizat ca depozit, gazul curent ar fi reprezentat pe linia continuă din figură. Ciclul de injecție este reprezentat de porțiunea *AB* și se realizează în lunile de vară (în acest timp rezervorul trebuie să fie umplut la întreaga capacitate).

3.5. Studiu de caz: elemente de mecanica rocilor și etanșitatea rezervorului

Studiul de caz prezentat în acest subcapitol se referă la depozitul de înmagazinare subterană de la *Urziceni*. Concret, pentru depozitul *Urziceni* s-a propus pentru presiunea finală de injecție, valoarea de 130 bar. Utilizarea în practică a acestei presiuni necesită, între altele, verificarea, în prealabil, dacă rezistența mecanică și etanșitatea depozitului sunt afectate de creșterea presiunii, precum și eventualele consecințe. În acest scop se impune realizarea următoarelor etape:

1) Evaluarea stării de tensiune din capac corespunzătoare noului regim de operare și exploatare a depozitului.

2) Determinarea, pe probe de rocă, recoltate prin carotaj mecanic din capacul depozitului, a testelor de laborator necesare pentru evaluarea rezistenței mecanice și a etanșității acestuia.

În acest scop se vor determina: limita de rupere și/sau curgere a rocii; constantele de material (coeficientul *Poisson*, modulul lui *Young*); permeabilitatea rocii pentru starea de tensiune din capac corespunzătoare valorilor extreme ale presiunii de lucru (maximă, de 130 bari și minimă, de 50 bari).

3) Analiza rezultatelor obținute la punctele 1 și 2, precum și elaborarea unui punct de vedere privind eventuale riscuri, restricții și recomandări pentru realizarea în siguranță a obiectivului propus.

Scopul urmărit este acela de a verifica dacă rezistența mecanică și etanșitatea capacului se păstrează la parametrii actuali și pentru condițiile în care

depozitul va opera la presiunea inițială de zăcământ, iar presiunea de lucru se va situa între valorile extreme: valoarea maximă $p_{max} = 130$ bar și valoarea minimă $p_{min} = 50$ bar.

Stările de tensiune din capac și din depozit corespunzătoare noului regim de presiune

Valorile tensiunilor din capac și din depozit sunt necesare pentru a fi comparate cu limitele de rupere și/sau curgere plastică ale rocilor componente. În urma acestor comparații se pot anticipa riscul și condițiile de apariție a unor deformații periculoase, care afectează rezistența mecanică și etanșeitățile capacului și, implicit, a depozitului.

Rocile care alcătuiesc capacul și depozitul sunt poroase. Aceste roci sunt supuse la forțe externe (greutatea stratelor de deasupra, presiunea din sondă, eventuale forțe tectonice), dar și la forțe interne: forțe de frecare internă și forța presiunii din pori. În consecință, stările de tensiune trebuie evaluate în valori *efective* (reale) care depind de tensiunile *aparente*, distribuția și geometria porilor – cuantificată prin coeficientul de arie al porilor (a), presiunea din pori (p_p) și coeficientul de frecare internă al rocii – notat cu f . La rândul lor, tensiunile aparente sunt dependente de adâncime – notată cu H , greutatea specifică totală a rocii (γ), coeficientul de confinare (ξ_o) și presiunea din sondă (p_s).

În general, pentru valorile tensiunilor din imediata vecinătate a sondei (din *zona secundară*), numite și *tensiuni secundare*, se folosesc formule de calcul diferite de cele ale *tensiunilor primare* – situate în afara zonei secundare (denumită *zona primară*), iar *tensiunile efective* se calculează diferit de la o categorie de roci la alta, în funcție de particularitățile ei referitoare la tipul discontinuităților, coeziune, permeabilitate, parametrii frecării interne și caracteristicile hidrodinamice ale fluidelor care o saturează [19 - 21].

Din datele disponibile – unele furnizate de societatea Romgaz, iar altele obținute de autor prin teste de laborator la Universitatea Petrol-Gaze din Ploiești, respectiv prin prelucrarea valorilor măsurate, s-au constatat următoarele:

1) Nu există măsurători și nici indicii pentru prezența forțelor tectonice și, în consecință, acestea se neglijează. Tensiunile aparente primare se consideră a fi cauzate /generate doar de câmpul gravitațional terestru.

2) Se consideră că intercalația M5-M4 (capacul depozitului) este un strat continuu pe toată suprafața – activă și inactivă a depozitului, iar adâncimea și grosimea acestuia prezintă valori egale sau apropiate de cele existente în sonda nr. 332 *Urziceni*.

3) Roca din capac se încadrează în categoria celor plastic ecruisabile, poroase, impermeabile, slab coezive și cu coeziunea sensibilă la variația conținutului de apă (a umidității).

4) Roca din depozit – pentru care nu au fost furnizate probe – a fost considerată acoperitor ca fiind necoezivă (poate prezenta intercalații nisipoase) și evident, poroasă, saturată cu gaze, permeabilă și plastică. Corespunzător acestei descrieri, din punct de vedere mecanic, s-a considerat că această rocă prezintă valori nule pentru coeziune, limita de plasticitate, limita de rupere și moduli de deformare, însă poate prezenta frecare internă, iar unghiul de frecare internă poate fi mai mare decât al rocii din capac.

Modelele folosite aici pentru calculul tensiunilor efective – cunoscute în literatura de specialitate, sunt cele corespunzătoare tipului de rocă, situației și zonei din care face parte [71, 72]. Valorile parametrilor implicați în modelele tensiunilor necesare – folosite la calculul acestora, sunt următoarele:

- adâncimea: 1208 m (limita de adâncime dintre capac și depozit în sonda nr. 332 *Urziceni*, din care s-a extras proba de rocă folosită pentru testele de laborator);
- coeficientul de confinare: 0,82;
- coeficientul de arie al porilor: 0,51;
- unghiul de frecare internă: 25°;
- coeziunea: 167,7 kPa.

Rezultatele testelor de laborator

Au fost realizate următoarele teste de laborator:

- limita de rupere și /sau curgere plastică, precum și constantele de material (coeficientul *Poisson*, modulul lui *Young*) ale rocii;
- permeabilitatea rocii pentru starea de tensiune din capac corespunzătoare valorilor extreme (maximă, de 130 bar și minimă, de 50 bar) ale presiunii de lucru.

Proba de rocă necesară acestor teste a fost prelevată, prin carotaj mecanic, din sonda nr. 332 *Urziceni*, din capacul depozitului și din intervalul de adâncime 1208 – 1208,5 m. Carota mecanică furnizată a avut diametrul inițial de circa 60 mm, iar lungimea însumată a fragmentelor componente a fost de 0,85 m.

Testele de laborator realizate sunt:

1. Testul de permeabilitate;
2. Testele mecanice (limita de rupere și/ sau curgere plastică și constantele de material ale rocii);
3. Alte teste impuse/solicitate de evaluarea stărilor de tensiune și a stărilor limită din capac și din depozit.

Scopul *testului de permeabilitate* a fost acela de a verifica dacă etanșeitarea actuală a capacului este afectată de creșterea presiunii de lucru, la valoarea de 130 bar, programată pentru viitorul regim de operare al depozitului. Valoarea măsurată pentru permeabilitate în urma acestui test a fost de 0,1307 mD.

Compoziția litologică a rocii din capac se situează în categoria celor cu evidente trăsături plastice. În acest scop a fost realizat un test de compresiune care a evidențiat prezența deformațiilor plastice (instantanee și ireversibile) chiar de la începutul încărcării, dar și a unui modul de ecrusare cu valoare nenulă și variabilă (deformații plastice neliniare). În consecință, *limita de plasticitate* a rocii este nulă (lipsește domeniul deformațiilor reversibile), iar prezența unui modul de ecrusare nenul impune determinarea limitei de rupere.

Limita de rupere a fost determinată prin forfecare directă în condiții de compresiune controlată, perpendiculară pe planul de forfecare impus. Pentru tensiunea normală de compresiune au fost aplicate, succesiv, valorile: 100, 200 și 300 kPa. Valorile măsurate pentru rezistența la rupere prin forfecare au fost: 214,1, 267,6 și, respectiv, 310,9 kPa.

Din interdependența dintre rezistența la rupere prin forfecare și tensiunea normală de compresiune au fost stabilite valorile pentru coeziune de 167,7 kPa, respectiv pentru unghiul de frecare internă de 25°.

Interdependența liniară dintre rezistența la rupere prin forfecare și tensiunea normală de compresiune confirmă că roca respectă criteriul de rupere *Mohr – Coulomb*. Curba limită de rupere a rocii, în planul tensiunilor normale și tangențiale din planul de rupere, are forma liniară cu panta dată de unghiul Φ și cu ordonata la origine dată de coeziune. Rezultatele de mai sus permit a calcula rezistența la rupere prin forfecare a matricei și coeficientul de arie al porilor. Valoarea coeficientului a este utilă pentru calculul tensiunilor efective din capacul depozitului, iar unghiul de frecare internă Φ – pentru coeficientul de frecare internă al rocii f ($f = \text{tg } \Phi$).

Pentru roca din capac s-a mai măsurat *coeficientul de contracție (deformație) transversală* – numit și coeficientul *Poisson*, și *modulul de deformație liniară*, cunoscut și sub denumirea de modulul lui *Young*. Ambele valori au fost măsurate simultan, pe o aceeași epruvetă cu diametrul de 60 mm. Valorile masurate au fost următoarele:

- coeficientul *Poisson*: 0,45055, iar
- modulul lui *Young*: $436 \cdot 10^2$ MPa.

Coeficientul *Poisson* este necesar pentru a evalua coeficientul de confinare pentru zona primară, iar acesta din urmă este necesar, la rândul lui, pentru a calcula tensiunile primare aparente.

Odată cu testul de permeabilitate au mai fost măsurate *porozitatea* și *densitatea* matricei din rocă. Valorile acestora sunt următoarele:

- porozitatea: 4,3% (0,043);
- densitatea matricei: 2,2 g/cm³ sau 2200 kg/m³.

La data testului de forfecare au mai fost determinate *umiditatea naturală* a rocii și permeabilitatea față de apă. Valorile obținute au fost următoarele:

- umiditatea naturală: 16,6%;

- permeabilitatea: $8,97 \cdot 10^{-6}$ cm/s.

Analiza rezultatelor obținute

Rezistența mecanică a capacului și a depozitului

Rezistența mecanică a rocilor din capac și depozit nu este afectată atâta timp cât stările lor de tensiune se situează sub stările limită de rupere. Pentru a verifica poziția unei stări de tensiune, dintre cele calculate pentru capac sau depozit, față de frontiera de rupere a rocii, s-a folosit criteriul de rupere *Mohr – Coulomb*. În acest scop a fost calculat indicatorul **DPR** (abrevierea de la „diferența pantei de rupere”). Valorile *pozitive* ale parametrului DPR corespund stărilor de tensiune aflate sub limita de rupere și care nu prezintă niciun pericol, iar valorile *negative* indică stări de tensiune superioare limitei de rupere.

Analizând valorile indicatorului DPR, am constatat următoarele:

1. Rezistențele mecanice ale capacului și depozitului din zona primară nu sunt afectate de tensiunile apărute la presiunile de lucru situate în intervalul [50 - 130] bar și nici de valori mai mari cum ar fi $p_{max} = 150$ bar sau valori mai mici cum ar fi $p_{min} = 30$ bar. Singurele excepții apar în cazul depozitului pentru presiunea de 130 bar dacă $\gamma < 1600$ daN/m³ și pentru presiunea de 150 bar dacă $\gamma < 1800$ daN/m³.

2. Rezistența mecanică a capacului în zona secundară, din imediata vecinătate a sondelor, nu este afectată de tensiunile apărute la presiunile de lucru situate în intervalul [50 - 130] bar, dar asta numai dacă greutatea specifică totală a rocii (valoarea medie ponderată cu grosimea straturilor situate în intervalul de adancime $H \in [0; 1208]$ m) se află sub valoarea $\gamma = 2000$ daN/m³; în caz contrar trebuie majorată limita inferioară a presiunii de lucru p_{min} . De exemplu, pentru $\gamma \in [2000; 2200]$ daN/m³ se recomandă $p_{min} = 70$ bar.

O evaluare mai corectă pentru p_{min} – care să nu prezinte risc de rupere a capacului în zona secundară –, se poate face doar după cunoașterea mai precisă a greutateii specifice γ , iar acest lucru este posibil printr-un carotaj de densitate realizat în una sau câteva sonde reprezentative din perimetrul de lucru al depozitului.

3. Referitor la zona secundară a depozitului, rezultatele obținute indică prezența stărilor de rupere pentru toate valorile analizate ale presiunii și ale greutateii specifice γ . Acest lucru nu afectează rezistența mecanică și etanșitatea capacului, dar creează condiții favorabile de existență a afuxului de impurități de solide – fenomen confirmat probabil de datele de producție actuale și anterioare.

Evident că acest fenomen de antrenare și deplasare – din strat în sondă, a particulelor de rocă – este prezent doar în etapa de extracție. De asemenea, rezultatele confirmă că metodele ce pot combate afluxul de impurități de solide în

aceste situatii sunt altele decât cele mecanice (utilizarea filtrelor, creșterea coeziunii și consolidarea rocii prin tratamente chimice și/sau controlul parametrilor de curgere a gazelor în zona secundară). Dintre metodele mecanice poate fi totuși încercată aceea în care unele sonde sunt folosite doar pentru injecție, iar altele doar pentru extracție.

Etanșeitarea capacului

Litologia și caracteristicile fizice ale rocii ce constituie capacul depozitului o încadrează în categoria celor plastic ecruisabile, slab coezive, cu coeziunea sensibilă la umiditate (coeziunea variază cu conținutul de apă). Rezultatele testelor de mai sus confirmă această constatare. Asemenea roci au rezistența mecanică scăzută și, din acest motiv, în timpul proceselor de carotaj mecanic, extragere din sondă, manipulare și transport, se pot fractura și fragmenta în mai multe bucăți, iar în matricea lor solidă pot apare microfisuri și fisuri vizibile cu ochiul liber.

Prezența unor fisuri vizibile, atât pe suprafața exterioară a carotei inițiale – provenită de la sonda 332 *Urziceni* –, cât și pe cea a epruvetelor confecționate, anticipează posibilitatea ca valorile măsurate pentru permeabilitate – în testul de mai sus, să fie mai mari decât cele reale, corespunzătoare condițiilor *in situ*. Din acest motiv, pentru evaluarea sensului de evoluție a permeabilității și etanșeității capacului se consideră suficient a analiza sensul de variație al tensiunilor *in situ*. În literatura de specialitate [19-21] există multe rezultate experimentale care confirmă scăderea permeabilității odată cu creșterea solicitării la compresiune, în general, și la compresiune triaxială, în special. Prin urmare, dacă evaluările din capac confirmă o creștere a compresiunii odată cu creșterea presiunii de lucru din depozit, atunci există certitudinea că permeabilitatea capacului va fi mai mică decât cea actuală și, în consecință, etanșeitarea nu este afectată.

Certitudinea rezultatelor

În ceea ce privește certitudinea rezultatelor prezentate este necesar să fie luate în considerare următoarele aspecte:

1. Valorile măsurate în condiții de laborator nu oferă o precizie la fel de bună ca a celor măsurate în condiții *in situ*. În cazul de față valorile măsurate în laborator pentru coeficientul Poisson, coeziune și permeabilitate trebuie acceptate cu un anumit grad de incertitudine.

2. Mare parte dintre mărimile calculate aici folosesc valori corespunzătoare sondei 332 *Urziceni* și care, e posibil, să nu fie aceleași pentru întreaga suprafață a depozitului. De exemplu, capacul a fost considerat ca având peste tot aceleași caracteristici fizico-mecanice cu cele cunoscute din sonda 332 *Urziceni*, iar pentru adâncime și grosime s-au neglijat eventualele abateri de la valorile acesteia.

3. La evaluarea tensiunilor s-au neglijat forțele tectonice pentru că elementele acestora – ca mărimi vectoriale – sunt necunoscute.

4. Din lipsa datelor necesare nu s-a analizat efectul faliilor ce traversează depozitul asupra rezistenței și etanșeității capacului în condițiile de creștere a presiunii de operare. Se recomandă ca acest aspect să fie clarificat printr-un studiu dedicat în exclusivitate acestei probleme și care, eventual, să abordeze și subiectul riscurilor de canalizare a gazelor.

Concluzii parțiale

Rezultatele obținute pentru regimul de operare al depozitului la presiuni de lucru situate între valoarea minimă de 30 bar și cea maximă de 150 bar conduc la următoarele concluzii parțiale:

1. Rezistențele mecanice ale capacului și depozitului din zona primară nu sunt afectate de tensiunile apărute la presiunile de lucru situate în intervalul [50; 130] bar și nici de valori mai mari cum ar fi $p_{max} = 150$ bar sau valori mai mici cum ar fi $p_{min} = 30$ bar. Singurele excepții apar în cazul depozitului pentru presiunea de 130 bar dacă $\gamma < 1600$ daN/m³ și pentru presiunea de 150 bar în condițiile în care valoarea $\gamma < 1800$ daN/m³.

2. Rezistența mecanică a capacului în zona secundară, din imediata vecinătate a sondelor, nu este afectată de tensiunile apărute la presiunile de lucru situate în intervalul [50; 130] bar, dar asta numai dacă greutatea specifică totală a rocii (valoarea medie ponderată cu grosimea straturilor situate în intervalul de adâncime $H \in [0; 1208]$ m) se află sub valoarea $\gamma = 2000$ daN/m³; în caz contrar, trebuie majorată limita inferioară a presiunii de lucru p_{min} . De exemplu, pentru cazul $\gamma \in [2000; 2200]$ daN/m³ se recomandă $p_{min} = 70$ bar.

O evaluare mai corectă pentru p_{min} – care să nu prezinte risc de rupere a capacului în zona secundară, se poate face doar după cunoașterea mai precisă a greutateii specifice γ , iar acest lucru este posibil printr-un carotaj de densitate realizat în una sau câteva sonde reprezentative din perimetrul de lucru al depozitului.

3. Referitor la zona secundară a depozitului, rezultatele obținute indică prezența stărilor de rupere pentru toate valorile analizate ale presiunii și ale greutateii specifice γ . Acest lucru nu afectează rezistența mecanică și etanșeitățile capacului, dar creează condiții favorabile de existență a afuxului de impurități solide – fenomen confirmat probabil de datele de producție actuale și anterioare. Evident că acest fenomen de antrenare și deplasare – din strat în sondă, a particulelor de rocă – este prezent doar în etapa de extracție. De asemenea, rezultatele confirmă că metodele ce pot combate aflusul de impurități solide în aceste situații, sunt altele decât cele mecanice (utilizarea filtrelor, creșterea coeziunii și consolidarea rocii prin tratamente chimice și/ sau controlul

parametrilor de curgere a gazelor în zona secundară). Dintre metodele mecanice poate fi totuși încercată aceea în care unele sonde sunt folosite doar pentru injecție și altele doar pentru extracție.

4. Referitor la sensul în care se poate modifica etanșeitarea capacului pe durata noului regim de operare al depozitului, cu valori mai mari pentru presiunea de lucru, este suficientă analiza sensului de evoluție al stărilor de tensiune din roca acestuia. Se constată aici că, odată cu creșterea presiunii de lucru, are loc o creștere a solicitării de compresiune triaxială, ceea ce conduce la o scădere a permeabilității și – corespunzător –, la o ameliorare a etanșeității. Prin urmare, trecerea la valori mai mari ale presiunii de lucru nu afectează etanșeitarea capacului față de nivelul la care s-a situat până în prezent.

4.

OPTIMIZAREA FORAJELOR DIRIJATE ȘI ORIZONTALE UTILIZATE LA EXPLOATAREA DEPOZITELOR SUBTERANE DE GAZE

4.1. Generalități

Tehnologia forajului a realizat progrese deosebite în ultimele decenii mai ales și pentru dezvoltarea capacităților de înmagazinare a gazelor naturale în vederea echilibrării balanței dintre surse și consum, ca și pentru creșterea siguranței și continuității în furnizare.

Primele sonde cu înclinări mari, unele chiar cu extensii orizontale, au fost forate în anii 1950 – 1969 în fosta URSS (Azerbaidjan, Bașchiria, Ucraina Subcarpatică, Siberia Occidentală), în vederea creșterii debitelor de petrol. Majoritatea lor aveau adâncimi și deplasări mici, și nu erau tubate în dreptul stratului productiv. Dar adevărata dezvoltare a sondelor cu deplasări mari (Canada, Alaska, Venezuela, Indonezia, Siberia Occidentală, California, sudul Angliei etc.) a început după 1980. S-a ajuns, astfel, ca în jurul anului 2000, ponderea acestora să depășească 7 % din totalul sondelor forate în lume [42].

În România, sonde dirijate și orizontale a realizat cu precădere SC Foraj Sonde Tg. Mureș. Astfel, numai în perioada 2008 – 2012, întreprinderea a realizat un număr de 34 de astfel de sonde:

- Sondele 531, 576, 580, 581 și 594 Boldesti, dirijate cu program anticolidiune și deviate pe intervalul 1700 m – 2100 m cu 15° până la 25° , au avut următorul program comun de tubare: coloana de ancoraj de $13 \frac{5}{8}$ in (500 ... 600 m), coloana intermediară de $9 \frac{5}{8}$ in (1800 ... 2100) m și coloana de exploatare de 7 in (2 500...3 200 m).

- Sondele 254, 255, 256, 261, 262, 263, 264, 290 Colibași, dirijate cu program anticoliziune și deviate pe intervalul 1000 m – 1800 m cu 20° până la 25°: 13 5/8 in (500 m); 9 5/8 in (1 500 ... 2 200 m); 7 in (2000 ... 2700 m).
- Sondele 582 și 594 Chițorani, deviate de la adâncimea de 1500 m cu 25°: 13 5/8 in (400 ... 500 m); 9 5/8 in (2000 ... 2200 m); 7 in (2400...2500 m).
- Sonda 16 Cloasterf, deviată de la 900 m la 1500 m cu 35 grade, cu revenire la verticala de la 1900 m: 13 5/8 in (50 m); 9 5/8 in (800 m); 5 1/2 in (2700 m).
- Sonda 363 bis Țintea, deviată de la 2300 m până la 2450 m, cu 18 grade, cu menținerea deviației până la adâncimea finală: 13 5/8 in (500 m); 9 5/8 in (2800 m); 7 in (3050 m).
- Sonda 7 bis Nadeș – sondă de salvare, deviată de la 90 m, cu 16 grade la 420 m, cu revenire la verticală de la 630 m: 13 5/8 in (50 m); 9 5/8 in (200 m); 5 1/2 in (1050 m).
- Sondele 960 și 961 Runcu, dirijate de la suprafață cu program anticoliziune și deviate de la 1600 ... 1700 m, cu până la 45 grade la 2000 ... 2100 m: 9 5/8 in (600 m); 7 in (1900 ... 2100 m); 4 1/2 in (lainer) la 2400 ... 2500 m.
- Sonda 600 Caragiale, deviată de la 2070 m, cu 20 grade la 2270 m, cu menținerea deviației până la talpă: 13 5/8 in (300 m); 9 5/8 in (1900 m); 7 in (2500 m).
- Sonda 11 Porumbeni, deviată de la 860 m, cu 20 grade la 1060 m, cu revenire la verticală de la 1950 m: 13 5/8 in (300 m); 9 5/8 in (800 m); 7 in (2100 m).
- Sonda 20 Ghindari, deviată de la 750 m, cu 23 grade la 1033 m, cu revenire la verticală de la 2000 m: 13 5/8 in (200 m); 9 5/8 in (1400 m); 7 in (2750 m).
- Sondele 2011, 2013, 2014 Țicleni, cu program de anticoliziune de la suprafață și deviate de la aproximativ 1200 m cu 18 ... 25 grade, cu menținerea deviației până la talpă: 13 5/8 in (500 m); 9 5/8 in (1800 m); 7 in (2500 m).
- Sondele 655, 656, 684, 690 Oprișenești, dirijate de la suprafață cu program de anticoliziune, cu deviere de la 500 m cu 18 ... 25 grade până la 800 m, și menținerea deviației până la talpă: 9 5/8 in (300 m); 7 in (1700 m).
- Sonda 727 Sare Băicoi, deviată de la 2150 m, cu 18 grade până la 2227 m, cu menținerea deviației până la talpă: 13 5/8 in (430 m); 9 5/8 in (2000 m); 7 in (2500 m).
- Sonda 327 Câmpina, deviată de la 700 m, cu 15 grade la 900 m și menținerea deviației până la talpă: 9 5/8 in (300 m); 7 in (1700 m).
- Sonda 2781 Ciurești Sud, cu început de deviere de la 1700 m, cu atingere de 90 grade la 2050 m și menținere pe orizontală până la talpă: 13 5/8 in (270 m); 9 5/8 in (1270 m); 7 in (2700 m).
- Sonda 1127 Surdulești, cu început de deviere de la 1350 m, cu 90 grade la 1800 m și menținerea pe orizontală până la talpă: 9 5/8 in (600 m); 7 in (1665 m); gaură liberă de la 1715 m.

Procesul continuu și riguros de monitorizare și control în activitatea de proiectare și săpare a sondelor a devenit o preocupare de importanță capitală pentru

majoritatea companiilor de profil din lume. Elementele cheie care trebuie monitorizate, controlate și ajustate ori adaptate în timp real în procesul de realizare al sondelor sunt:

- afluxul fluidelor de foraj în timpul forajului, cimentării coloanelor ori în timpul testelor de producție, completare și echipare a sondelor;
- asigurarea echilibrului strat-sondă pentru condițiile dinamice cele mai severe care pot apărea la pornirea și în timpul circulației, la manevra materialului tubular, în timpul rotirii garniturii de foraj, ori în cazul diverselor combinații ale acestor elemente (circulație și rotire, circulație și manevră etc.);
- implementarea, în cadrul managementului schimbării MOC (*management of change*), a unor proceduri care să acopere întreg ciclul de viață al unei sonde, pe de o parte, și elementele de bază pentru subsistemele cheie ale instalației de foraj și ale personalului aferent, pe de altă parte.

Principali factori de risc care pot genera afluxuri din stratele traversate în gaura de sondă sunt:

- diferențe semnificative între presiunea din pori și presiunea din sondă;
- anomalii de presiune din porii rocilor traversate;
- permeabilitatea mare a diferitelor zone saturate cu fluide, care poate favoriza afluxul mai puternic al acestora în gaura de sondă, cu consecințe negative în producerea de manifestări eruptive;
- depășirea gradientului de fisurare, cu consecințe nedorite în ceea ce privește posibilele pierderi de fluide în strat care pot genera, indirect, manifestări eruptive etc.

Sondele direcționale și orizontale au fost analizate la nivel mondial și au demonstrat performanțe nete față de sondele clasice verticale (de exemplu, debitele obținute au fost de până la 3 – 4 ori mai mari). Pentru zăcămintele de gaze depletate s-au realizat de pe o locație, cu un număr minim de locații, sondele necesare (verticale, direcționale, orizontale) convertirii în depozit de înmagazinare subterană. Prin abordarea acestui concept s-a optimizat numărul de sonde de injecție și de extracție și s-au compactizat facilitățile de suprafață aferente acestora.

În cazul zăcămintelor cu probleme de natură geologică (strate înclinate cu multiple fracturi, blocuri, lentile, multiple unități hidro-gazo-dinamice pe orizontală și verticală etc.), cu probleme de acces (zone de alunecări de teren, păduri, lacuri, zone populate etc.) s-au săpat sonde direcționale pentru drenarea tuturor zonelor de interes de pe o singură locație sau mai multe, în funcție de situațiile specifice, concrete [37, 88].

Începând cu ultimul deceniu al secolului XX, tehnologia forajului s-a ameliorat semnificativ, realizându-se cu succes foraje *multilaterale* dintr-o sondă verticală, respectiv multiple găuri orizontale la diferite adâncimi, sau la aceeași adâncime, cu traiecte extinse pentru optimizarea gabaritelor de exploatare a diferitelor unități hidrodinamice.

Scopul sistemului multilateral îl constituie mărirea producției din zăcământ cu o creștere minimă a costurilor de foraj și echipare. Această cerință poate fi îndeplinită în două moduri:

a. Sonda multilaterală poate fi construită cu toate găurile pentru producție localizate într-o singură formațiune productivă. Acest lucru permite un sistem optimizat de drenaj, o expunere mai mare prin facturare și o probabilitate scăzută de formare de conuri de apă sau gaze datorate scăderii nivelului apei (secțiunii transversale).

b. Sonda multilaterală poate fi echipată cu găurile de sondă pentru producție localizate în formațiuni productive diferite. Acest lucru permite producerea din formațiuni marginale care altfel nu ar putea fi echipate în mod economic.

În majoritatea cazurilor, construirea unei sonde multilaterale va costa mai mult decât o singură gaură verticală sau orizontală. Beneficiile economice vor deriva în principal din producție și din rezervele crescute. Pentru a asigura aceste beneficii, cunoașterea și înțelegerea pe deplin a proprietatilor fizico-chimice, mecanice și hidro-gazo-dinamice ale zăcământului sunt de o importanță vitală. De asemenea, este deosebit de importantă utilizarea acestor cunoștințe pentru proiectarea de echipări multilaterale pornindu-se de la zăcământ.

4.2. Tehnologii inteligente de forare a sondelor aferente depozitelor de înmagazinare subterană a gazelor naturale

Generic, termenul de „sondă inteligentă” semnifică un anumit grad de monitorizare, directă sau de la distanță, prin instalarea unor echipamente capabile să înregistreze, să transmită și să analizeze principalii parametri de proces.

Cu toate acestea, la ora actuală, tehnologia forajului utilizată pentru realizarea sondelor de explorare și dezvoltare, în general, pentru exploatarea rezervelor de gaze naturale și a sondelor pentru operarea depozitelor de înmagazinare subterană a gazelor naturale, în particular, se confruntă din punct de vedere tehnologic cu anumite limitări care determină o creștere a incertitudinilor și a riscurilor. Aspectele de natură hidraulică și mecanică ilustrează aceste limite ale tehnologiilor de foraj în săparea sondelor în condiții de siguranță și cu costuri minime ca urmare a unor *ferestre* de lucru foarte mici (*margin limits*) între presiunile de fracturare și presiunea din porii diferitelor formații, corelate cu necunoașterea în timp real și cu acuratețea parametrilor de fund (din zona de talpă). În același timp, există anumite limitări privitoare la controlul automat și măsurarea cât mai corectă a tuturor parametrilor de foraj pentru menținerea în zona foarte îngustă a presiunii de lucru generată de densitatea fluidului.

Din punct de vedere mecanic, ca urmare a adâncimilor tot mai mari ale sondelor corelate cu presiunile, temperaturile și mediile cu agresivitate tot mai ridicată, echipamentele, aparatele, sculele și dispozitivele utilizate în tehnologia de

săpare a sondelor sunt proiectate și construite pentru a face față limitelor superioare de siguranță, de rezistență mecanică și chimică impuse.

O înțelegere mai bună a mecanicii proceselor de foraj, de dislocare a rocilor prin măsurarea cu acuratețe a parametrilor regimului de foraj de la talpa sondei și cu o viteză mai mare poate să conducă la prevenirea vibrațiilor, reducerea încălzirii ansamblului de fund prin frecări, uzura prematură a dispozitivelor de dislocare (sapelor) și a materialului tubular și, în final, la prevenirea accidentelor tehnice și a complicațiilor.

Managementul forării sondelor și controlul riguros al presiunilor aferente unor tehnologii de foraj poate să prevină sau să reducă pierderile de circulație, fracturarea formațiunilor traversate, lipirile garniturilor de pereții găurilor de sondă ca urmare a diferenței de presiune (fluid – pori) și poate gestiona în timp real (mai strâns) aspectele de comportare, stările de lucru statică – dinamică și starea de tranzit dintre acestea.

Pentru conducerea optimă și pentru adăugarea unor noi performanțe tehnologiei de săpare a sondei, volumul impresionant de informații care trebuie colectate în gaura de sondă reclamă modelarea în timp real, respectiv dotarea cu sisteme electronice de înregistrare, colectare și prelucrare a varii parametri. Succesul forajului, în special la sondele adânci și foarte adânci, poate fi condus prin controlul parametrilor hidraulici în intervalul unor limite foarte precise.

Obiectivul pe termen lung al sistemului „sondă inteligentă” îl reprezintă realizarea și completarea sondelor cu capabilitate avansată de autocontrol programat prin comandă locală și de la distanță, ca și optimizarea parametrilor dați.

Două tehnologii deosebite aplicate în cazul forajului la subechilibru (*underbalanced drilling – UBD*) și gestionarea presiunii în timpul forajului (*managed-pressure drilling – MPD*) au dezvoltat soluții specifice care vizează, în special, aspectele hidraulice de foraj [38, 55, 58, 63]. Cele mai comune tipuri de foraje la subechilibru sunt: forajul cu aer uscat, cu ceață, cu spumă, cu spumă stabilă, prin aerlift, prin noroaie aerate etc. [48]

Tehnologia forajului la subechilibru *UBD* impune utilizarea unei presiuni a fluidului de lucru în timpul traversării formațiunilor sub valoarea presiunii acestora, asigurându-se astfel condiții mai bune pentru a se preveni pătrunderea și, respectiv, blocajul unor formațiuni productive depletate cu permeabilități bune, în zona de contact limitrofă găurii de sondă prin invazie de filtrat și chiar de fluid.

În cazul *MPD* – Managementul Presiunii în timpul Forajului – , inginerul de foraj urmărește, în permanență, ca valoarea presiunii din gaura de sondă să fie ușor deasupra sau chiar la nivelul presiunii din porii formațiunilor traversate (*pore pressure*) pe toata durata traversării formațiunii geologice.

Sistemul de foraj cu circulație continuă (*CCS*), experimentat cu succes ca prototip de către șase mari companii din Europa, constituie o provocare pentru gestionarea forajului la traversarea unor formațiuni cu probleme tehnice. Biroul

interguvernamental al schimbării climatice (IPCC) estimează că potențialul economic al CCS ar putea fi între 10% și 55% din efortul de atenuare al carbonului până în anul 2100 [44].

Sistemul cuprinde, ca element principal, o cameră de presiune care permite conectarea bucaților de prăjini de foraj și etanșarea de fiecare dată a acesteia în timpul forajului și asigură circulația fluidului de foraj prin cameră cu redirectionare prin *top drive* după înșurubare.

Sistemul de foraj sub formă de fantă

Sistemul este conceput pentru tăierea cu ajutorul unui cablu abraziv a unor fante cu suprafețe mari în formația productivă cu deschiderea de 25 - 75 mm având legătură directă cu gaura de sondă (fig. 4.4).

Spre deosebire de sistemul de fracturi provocate artificial, fantele tăiate cu cablu abraziv pot avea amplasamente și orientări precise și o geometrie cunoscută în zonele de interes relevând și o conductibilitate mărită. Pot fi realizate fante multiple constituite în rețele matriceale. În cazul ruperilor de cabluri acestea pot fi înlocuite.

Ca material de susținere a pereților fantei se utilizează nisipul obișnuit. Fantele pot fi realizate în configurație J necesitând o singură gaură de sondă sau în configurație U necesitând un traseu de gaură cu formă de U cu ajutorul tubingului flexibil sau două găuri de sondă direcționale care trebuie să se întâlnească undeva în formația productivă (fig. 4.4). Pentru roci dure se plachează cablul cu diamante industriale.

Forajul în sistem închis (*Closed Loop Drilling System*)

Forajul în sistem închis reprezintă, în esență, un sistem adaptiv care permite un control mult mai precis al presiunilor din sondă – în special în spațiul inelar – pe baza utilizării unor proceduri punctuale cu ajutorul echipamentelor specifice de la suprafață și din sondă (fig. 4.5).

Această metodă de foraj este în fapt chiar o chintesență a metodelor de foraj la subechilibru, pe care le-a perfecționat din punctul de vedere al controlului fluidelor la suprafață. Spre deosebire de metodele precedente, la care procedurile de lucru depind de tipul de fluid de foraj folosit, aceasta se bazează exclusiv pe sistemul de la suprafață, prin care se asigură controlul, separarea și recondiționarea fluidului în vederea refolosirii, indiferent de tipul acestuia.

Sistemul de suprafață folosit la primirea și circularea fluidelor ieșite din sondă este închis, de obicei presurizat, și asigură, pe lângă creșterea siguranței personalului, și rezolvarea problemelor de mediu iminente în decursul operațiilor de foraj clasic. Este vorba de o instalație de prevenire a erupțiilor completată cu

elemente de etanșare în timpul forajului – dispozitiv de circulație rotativ sau prevenitor rotativ, o conductă de evacuare (derivație) pe care sunt plasate dispozitive de prelevare a probelor, un manifold de control cu duze reglabile, un ansamblu de separatoare gaz-lichid, lichid-lichid, lichid-solid închise și presurizate, conducte de evacuare a gazelor spre coșurile de ardere, rezervoare de stocare și tratare a hidrocarburilor, a apei, a detritusului și a fluidului de foraj.

În cadrul acestei metode, fluidele din sondă sunt dirijate obligatoriu prin *manifoldul de control*. Pentru că prin el vor fi vehiculate fluide la debite foarte mari, dimensiunile componentelor (conduțe, valve, coturi etc.) sunt mai mari decât la manifoldul de presiune al instalației de prevenire. Acest manifold asigură controlul trecerii fluidelor în ansamblul de separare în sistem închis.

Ansamblul de separatoare este format dintr-un separator principal unde se produce în cea mai mare parte separarea a patru faze (petrol, fluid pe bază de apă sau apă, gaze din strat sau injectate și detritus) (fig. 4.7). Întrucât acest separator lucrează într-o gamă largă de presiuni (până la 35 bar), este de așteptat ca o parte din gaze să rămână în fazele lichide, fiind necesară folosirea unor degazeificatoare suplimentare.

Totodată, capacitatea separatorului trebuie să fie suficient de mare pentru a asigura un timp optim fluidelor pentru separare. Deși separatoarele noi dispun de dispozitive etanșizate de evacuare a detritusului în condiții de presurizare, ca pompele cu șurub, fără a întrerupe lucrul la sondă, este recomandabil ca volumul lor să permită depozitarea detritusului format la realizarea întregului interval de sondă. De fapt, la dimensionarea lor se ia în calcul un volum de trei ori mai mare decât volumul intervalului săpat, pentru a ține cont de condițiile în care se depune detritusul și de posibilitatea creșterii volumului detritusului argilos.

Din punct de vedere constructiv există două tipuri de separatoare: verticale, eficiente în separarea fluidelor lichide, și orizontale – eficiente în separarea fluidelor gazoase. Este bine ca ambele tipuri să facă parte din ansamblul de separare, să lucreze în tandem. Oricum, capacitatea lor trebuie să fie de ordinul a câtorva zeci de metri cubi – se folosesc în prezent separatoare de 60 - 70 m³ care permit vehicularea unui debit de gaze de un milion de metri cubi pe zi. În figura 4.8 este schematizat un separator în sistem închis.

Reel Well Drilling Method

Este o metodă care se folosește mai ales pentru realizarea sondelor ERW sau cu intervale orizontale foarte lungi și se deosebește de precedentele atât prin tipul garniturii de foraj, cât și prin modul de realizare a circulației fluidului în sondă [4, 32, 66]. Garnitura de foraj este formată din două tuburi coaxiale care facilitează circulația fluidului de foraj către sapă prin spațiul inelar dintre cele două tuburi, iar returnul fluidului încărcat cu detritus prin tubul interior (figurile fig. 4.9 și 4.10).

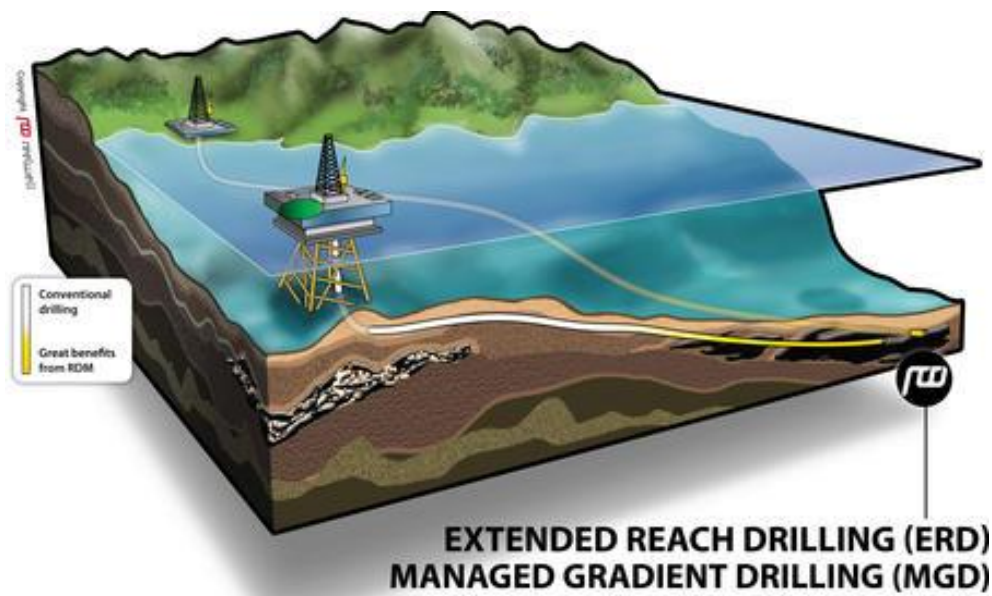


Fig. 4.9. Imagine de ansamblu asupra forajului ERW [32]

Circulația este dirijată de la suprafață prin intermediul camerei de presiune dotată cu pompe, robinete, fittinguri, debitmetre, manometre ș.a., conectate la un tablou de comandă. Cele două tuburi coaxiale sunt izolate electric unul față de celălalt, formând împreună un conductor electric care alimentează dispozitivele de orientare și investigare plasate în ansamblul de fund.

]

Sisteme noi de dirijare cu masa rotativă

Sistemele de dirijare cu masa rotativă RSS (*rotary steerable systems*), primesc la ora actuală un nou *design* pentru a ținti *doglegs*-uri cu rază mică de curbura (intensitate mare), durabilitate în rezervoarele cu temperaturi înalte și direcționare autonomă [81].

În vreme ce operatorii caută rezerve de hidrocarburi în zone cu presiuni și temperaturi tot mai mari, cu profile ale sondelor având *dogleg*-ul cu intensitate crescută, costul operațiilor de foraj a continuat să crească. Pentru a inversa această tendință în ceea ce privește prețul, companiile de servicii pentru industria petrolieră lucrează pentru proiectarea și construcția unor sisteme de dirijare cu masa rotativă RSS tot mai performante.

Companiile oferă acum echipamente RSS care pot crește intensitatea *dogleg* până la $0,16^\circ / \text{ft}$, pot tolera temperaturi de până la 1°C și care se pot dirija mai ușor către țintă. Aceasta a fost permisă de elemente precum schimbări de proiectare ce permit mai multă flexibilitate, utilizarea elementelor electronice din ceramică și

simplificarea algoritmului de control pentru orientarea automată a sapei. Companiile realizează, de asemenea, faptul că doar scăderea costurilor este insuficientă pentru a readuce forajul în zona costurilor abordabile. În aceeași măsură trebuie ajutați și operatorii în ceea ce privește creșterea factorului de recuperare.

“Un echipament precum RSS poate contribui la o poziționare a sondei mai bună, astfel încât productivitatea sondei să crească. Se va obține o gaură de sondă mai ”netedă”, ceea ce va face ca introducerea echipamentelor pentru operațiunile ulterioare să fie mai facilă, reducându-se timpul general și costurile.” spunea Directorul General al 2TD Drilling, companie a Nabord Drilling Solutions. 2TD a dezvoltat *Orient Express* RSS cu $0,15^\circ$ /ft în vreme ce Weatherford a dezvoltat *Revolution* $16^\circ/100$ ft (fig. 4.11) [33].

Ambele sunt destinate, pentru moment, pietei Nord Americane pentru operațiuni *onshore*, urmând o extindere în *offshore* și în afara zonei menționate deîndată ce soluția se va dovedi viabilă.

Orient Express are senzori de măsurare a direcției și înclinării poziționați la 1,95 m în spatele sapei. Algoritmul de control din cadrul echipamentului permite ajustarea poziției acestuia atunci când datele de la senzorii de înclinare/azimut deviază de la valorile urmărite.

4.3. Monitorizarea traseului găurii de sondă

Sistemele actuale permit să se achiziționeze și alte informații din zona sapei, în afara celor direcționale, referitoare la caracteristicile formațiunilor traversate, parametrii regimului de foraj, temperatura și presiunea din sondă. Informațiile culese sunt transmise la suprafață imediat, ceea ce oferă posibilitatea controlului permanent asupra traseului sondei și a proceselor de la talpa acesteia. Traseul planificat al sondei poate fi modificat în funcție de informațiile geologice primite. Aceste măsurători sunt cunoscute sub sigla MWD (*Measurements While Drilling* – măsurători în timpul forajului). Pentru carotajele efectuate în timpul forajului se folosește sigla LWD (*Logging While Drilling*) [28, 41, 42].

4.5. Studiu de caz: profilul sondelor pentru injecție-extracție

Sonde cu profil în J și în pantă

Datele de proiectare sunt: adâncimea verticală H , deplasarea orizontală a ținte A și azimutul acesteia ω_T . În plus, trebuie impusă una dintre următoarele mărimi: adâncime de inițiere a devierii h_1 , intensitatea de deviere pe intervalul curbiliniu I , și unghiul maxim de înclinare a sondei α_T .

Se cer celelalte două mărimi și traiectoria sondei în planul vertical cu azimutul ω_T .

Profilul sondei, înclinarea și deplasarea orizontală sunt prezentate în tabelul 4.1, iar în figura 4.16 – proiecția verticală a sondei proiectate.

Tabelul 4.1. **Profilul sondei în J**

Lungimea forată, m	Înclinarea, grade	Deplasarea orizontală, m	Adâncimea pe verticală, m
0	0	0	0
0	0	0	0
200	0	0	200
300	4,6	3,96	298,77
400	9,2	15,84	396,9
500	13,8	35,55	493,77
600	18,4	62,96	588,75
700	23	97,9	681,22
800	27,6	140,15	770,59
900	32,2	189,4	856,29
924,4	33,32	206,96	900

Aplicația 4.2. O sondă cu adâncimea pe verticală 900 m se dirijează de la 200 m pentru a atinge o țintă deplasată lateral cu 212 m, după un profil în pantă (fig. 4.17). Să se calculeze traiectoria sondei în acest caz.

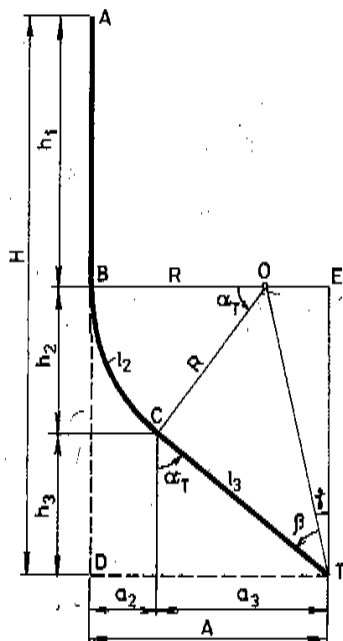


Fig. 4.17. Sondă cu profil în pantă [4, 28]

Considerăm o valoare standardizată: $0,5^\circ/10$ m. Raza de curbură a intervalului curbiliniu:

$$R = \frac{180}{\pi} \cdot \frac{10}{i} = \frac{180}{\pi} \cdot \frac{10}{0,5} = 1146 \text{ m}.$$

Pentru unghiul de înclinare se are în vedere relația cunoscută: $\alpha_T = \gamma + \beta$, iar pentru estimarea unghiurilor γ și β se au în vedere relațiile (cf. fig. 4.17):

$$\operatorname{tg} \alpha = \frac{OE}{ET} = \frac{A - R}{H - h_1} = \frac{212 - 1143}{900 - 200} = -1,33,$$

$$\gamma = \operatorname{arctg}(-1,33) = 53,06,$$

$$\sin \beta = \frac{OC}{OT} = \frac{OC}{OT} \cdot \sin \gamma = \frac{R}{A - R} \sin \gamma,$$

$$\sin \beta = \frac{1146}{212 - 1146} \cdot \sin(-53,06) = 0,98,$$

$$\beta = \operatorname{arcsin}(0,98) = 78,52,$$

$$\alpha_T = 78,52 - 53,06 = 25,46^\circ$$

Adâncimea pe porțiunea nedeviată este $h_1 = 200$ m, iar adâncimea porțiunii de creștere a înclinării $h_2 = R \sin \alpha_T = 1146 \cdot \sin(25,46) = 492,6$ m.

Adâncimea porțiunii cu înclinare:

$$h_3 = 900 - 200 - 492,6 = 207,4 \text{ m}.$$

Lungimea intervalelor forate:

$$l_1 = h_1 = 200 \text{ m},$$

$$l_2 = \frac{\pi R \cdot \alpha_T}{180} = \frac{\pi \cdot 1146 \cdot 25,46}{180} = 509,2 \text{ m},$$

$$l_3 = \frac{H - h_1 - R \sin \alpha_T}{\cos \alpha_T} = \frac{900 - 200 - 1146 \cdot \sin 25,46}{\cos 25,46} = 229,66 \text{ m},$$

$$l_T = h_1 + \frac{\pi R \cdot \alpha_T}{180} + \frac{H - h_1 - R \sin \alpha_T}{\cos \alpha_T} = 200 + 509,2 + 229,66 = 938,86 \text{ m}.$$

Deplasările orizontale față de gura sondei:

$$a_1 = 0 \text{ m,}$$

$$a_2 = R(1 - \cos \alpha_T) = 1146(1 - \cos 25,46) = 112,3 \text{ m,}$$

$$a_3 = A - a_2 = 212 - 112,3 = 99,7 \text{ m}$$

$$\alpha_T = A = a_2 + (l_T - h_1 - l_2) \sin \alpha_T = 112,3 + (938,86 - 200 - 509,2) \sin 25,46 = 211,03 \text{ m.}$$

Lungimea forată, înclinarea și deplasarea orizontală și adâncimea verticală sunt prezentate în tabelul 4.2, iar în figura 4.18 – proiecția verticală a sondei proiectate.

Tabelul 4.2. **Rezultatele aplicației 4.2**

Lungimea forată, m	Înclinarea, grade	Deplasarea orizontală, m	Adâncimea pe verticală, m
0	0	0	0
100	0	0	0
200	0	0	200
300	5	4,36	299,89
400	10	17,41	399,00
500	15	39,05	496,60
600	20	69,12	591,95
709,2	25,46	112,3	692,64
800	25,46	151,33	774,64
900	25,46	194,32	864,87
938,86	25,46	211,03	900

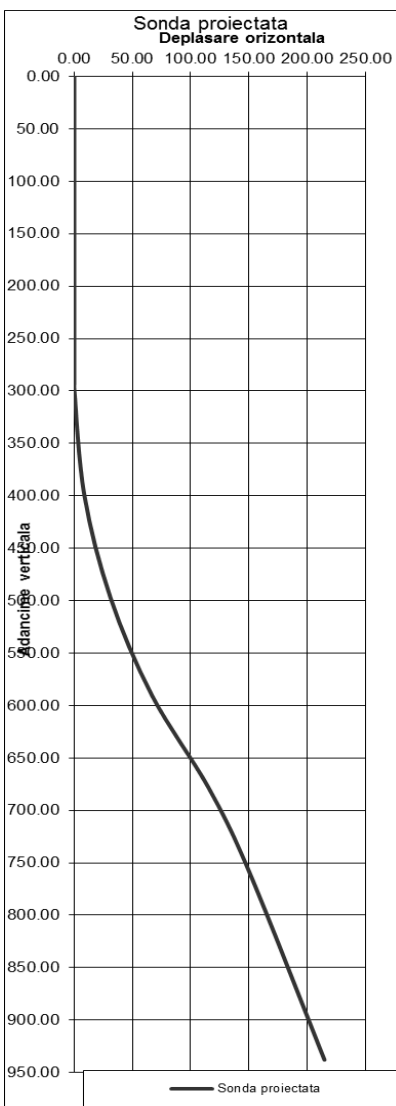


Fig. 4.18. Profilul sondei proiectate

5.

ELEMENTE DE OPTIMIZARE A STAȚIILOR DE COMPRESOARE (CU REFERIRE SPECIALĂ LA STAȚIA URZICENI)

5.1. Descrierea activității din cadrul depozitului X (Urziceni)

În *faza de exploatare*, gazele naturale extrase prin intermediul sondelor, sunt transportate prin conductele de aducție, până la încălzitoarele de gaz metan de tipul II x 210 bar, unde are loc încălzirea gazelor, urmată de reducerea presiunii și separarea de impuritățile lichide, în separatoarele verticale.

Măsurarea cantității de gaze extrase se realizează cu ajutorul panourilor de măsură ultrasonice de tip INSTROMET cu posibilitate de măsură pe total grup și pe fiecare sondă.

Fluxurile de gaze din cele trei grupuri de sonde ale depozitului Urziceni se reunesc într-o conductă colectoare pentru a fi trecute prin stația de uscare cu trietilenglicol, unde are loc deshidratarea lor (uscarea). Ca amplasament acesta se află în incinta *Modulului I - Urziceni*.

5.2. Descrierea procesului și modul de operare al grupurilor 1, 2 și 3

Sondele de pe structura Urziceni prezintă o funcționalitate dublă de înmagazinare gaze prin injecție, în stratul cu rol de depozit și de extracție a acestora.

În figura 5.3 este prezentată schema de flux tehnologic a unui depozit de înmagazinare subterană a gazelor naturale.

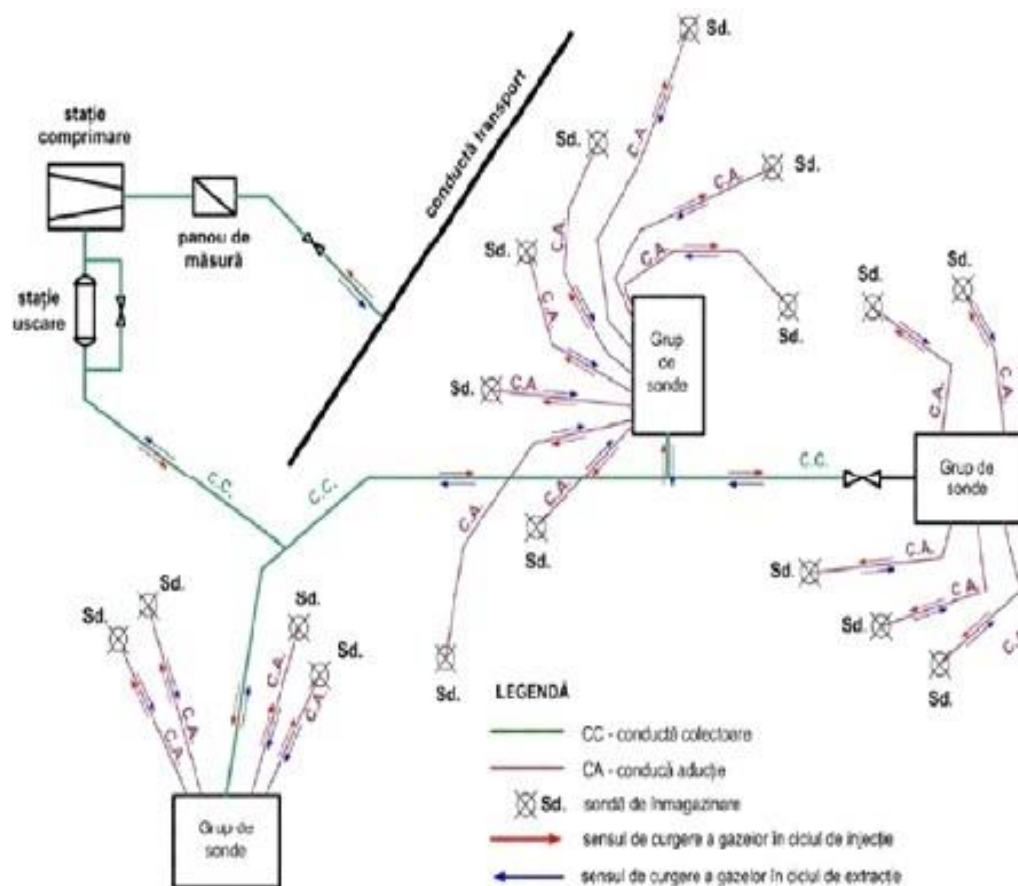


Fig. 5.3. Schema tehnologică a unui depozit de înmagazinare subterană [69]

În perioada caldă a anului (primăvara, vara, toamna), gazele sunt injectate în zăcământ. Operația de injecție este procesul invers extracției și se realizează cu aceeași instalație tehnologică (sonda).

5.3. Sistemul de monitorizare, control și comandă al stațiilor de comprimare a gazelor naturale

Una din cele mai importante lucrări elaborate și implementate în ultima perioadă este sistemul de monitorizare, control și comandă al stației de comprimare a gazelor naturale cu motocompresoare, sistem ce are rolul de a centraliza, monitoriza și controla toate informațiile provenite dintr-o stație de comprimare cu agregate acționate cu motor termic, care utilizează gazul metan ca și combustibil. Parametrii funcționali ai agregatelor de comprimare, valorile parametrilor din instalația tehnologică și semnalele de avertizare și alarmare provenite de la sistemele de detecție incendiu și atmosferă explozivă în hala mașinilor, sunt de asemenea monitorizate, putând fi, la rândul lor, memorate și transmise prin rețea către un dispecerat aflat la distanță.

Sistemul este alcătuit din două componente principale independente, respectiv una destinată controlului procesului de comprimare, iar a doua asigurării securității la incendiu și/sau explozie a stației.

5.4. Instalația de control și reglare pentru compresoarele de gaze

Sistemul este format din două componente principale, prima fiind cea care asigură controlul local și este amplasată în zona cu pericol de explozie, componentă ce oferă informații prin intermediul unui panou pentru monitorizare și vizualizare cu o interfață tridimensională a agregatului și a claviaturii de gaze, iar a doua constă în controlul de la distanță, asigurat, de asemenea, de un tablou cu logică programată ce asigură controlul și comanda întregii stații de comprimare, oferind posibilitatea de a se monitoriza și controla atât parametrii tehnologici generali ai stației cât și cei ai fiecărei mașini în parte (fig. 5.7).

5.5. Studiu de eficientizare energetică a stației de compresoare-gaze

Compresoarele de gaze sunt acționate cu motoare sincrone de 810 kW la tensiunea de 6 kV, fiecare motor fiind alimentat direct din corpul de conexiuni de 6 kV printr-o celulă de linie, cu plecare în cablu subteran. Din cauza numărului

mare de cabluri de 6kV – cu izolație de hârtie – pozate în pământ în același pat, și din cauza vechimii mari a acestora, un defect pe cablu afectează și cablurile din vecinătate, conducând și la întreruperea altor compresoare.

Serviciile interne ale stației de compresoare gaze se realizează prin două transformatoare de 1000 kVA, 6/0,4 kV.

5.5.1. Determinarea pierderilor de energie electrică în transformatoare

În cazul nostru este vorba de două transformatoare având raportul de 6/0,4 kV, $S_n = 1000$ kVA, $I_n = 96,3$ A (MT), $i_n=1442$ A (jt), $P_o = 2,5$ kW, $P_k = 8,5$ kW, $u_k=6$ %, $I_o=1,7$ %, produse de *Electroputere*.

Pierderile de putere activă într-un transformator se determină cu ajutorul relației

$$\Delta P_T = \Delta P_0 + \beta^2 \cdot \Delta P_{SC} + \Delta P_S \quad (5.1)$$

în care:

ΔP_T reprezintă pierderea totală de putere activă în transformator;

ΔP_0 – pierderea totală de putere activă în transformator, la funcționarea în gol;

ΔP_{SC} – pierderea totală de putere activă în transformator, la funcționarea în scurtcircuit;

ΔP_S – pierderea de putere activă suplimentară ce apare în cazul transformatoarelor cu răcire forțată – ceea ce nu este cazul în exemplul de față, răcirea fiind naturală;

β – coeficientul de sarcină al transformatorului:

$$\beta = k_f \cdot (I_m / I_n); \quad (5.2)$$

I_m – intensitatea medie a curentului ce străbate transformatorul;

I_n – intensitatea nominală a curentului, la medie tensiune, a transformatorului;

$k_f = I_{mp} / I_m$ – coeficient de formă, reprezentând variația în timp a curentului din linie;

I_{mp} – valoarea medie pătratică a curentului măsurat la capătul liniei de alimentare:

$$I_{mp} = \frac{\sum_{i=1}^n I_i^2}{n} \quad (5.3)$$

În cazul acestui studiu nu se pot colecta date despre curentul mediu care circulă pe partea de MT a Trafo I și II de S.I. Drept urmare, se va face următoarea

aproximație: se consideră proporțională energia absorbită de Trafo S.I. cu numărul de compresoare în funcțiune.

Din numărul total de 19 compresoare se consideră necesar a funcționa numai 8 compresoare, ~ 42 % coeficient, care se va aplica curentului nominal al trafo pe partea de MT (6kV):

$$I_n = 96,3 \text{ A} \cdot 0,42 \Rightarrow I_{\text{mediu}} = 40,44 \text{ A.}$$

Valorile calculate (foarte simplist) în acest caz vor fi:

$$I_{\text{mp}} = \sqrt{0,00163} = 0,040 \text{ kA,}$$

$$I_m = 0,040 \text{ kA.}$$

Ca urmare $k_f = I_{\text{mp}}/I_m = 0,04/0,04 = 1,$

$$\beta = k_f \cdot (I_m/I_n) = 1 \cdot (0,040/0,096) = 0,41,$$

$$\Delta P_T = \Delta P_0 + \beta^2 \cdot \Delta P_{SC} + \Delta P_S = 2,5 + (0,41)^2 \cdot 8,5 = 2 \cdot 502 \text{ kW.}$$

Pierderile de energie activă în transformatoare se calculează cu ajutorul relației cunoscute:

$$\Delta E_a = \Delta P_0 \cdot t_t + \beta^2 \cdot \Delta P_{SC} \cdot t_f + \Delta P_S, \quad (5.4)$$

în care:

t_t este timpul total de conectare;

t_f – timpul de funcționare în sarcină.

Se va aproxima timpul de conectare cu timpul de funcționare în sarcină, astfel că

$$\Delta E_{a \text{ orar}} = \Delta P_0 \cdot t_t + \beta^2 \cdot \Delta P_{SC} \cdot t_f + \Delta P_S = 2,5 + 0,41^2 \cdot 8,5 = 3,92 \text{ kWh,}$$

deci energia activă pierdută într-un trafo anual este $365 \cdot 24 \cdot 3,92 = 34339,2 \text{ kWh.}$

În figura 5.8 sunt prezentate caracteristicile electrice ale transformatoarelor de la *Electroputere*.

Caracteristicile electrice ale transformatoarelor din stație

Puterea (kVA)	Tensiunea (kV)	Uk (%)	Po (kW)	Pk (kW)	Grupa de conexiuni	Material înfășurător	Greutatea totală (kg)	Dimensiunile totale (LxH)(mm)
1000	6/0.4	6	1.75	11	Dyn5	Cu	3450	2000x1370x2050
1000	6/0.525	6	1.75	11.9	Yyn0	Al	3210	2040x1410x2170
1000	11/0.433	4.75	1.2	7.5	Dyn11	Cu	4700	1850x1500x2400
1000	10.6/0.4	6	1.5	11	Dyn5	Cu	4380	2070x1400x2440
1000	20/0.66	5.5	1.8	10	Yyn0	Al	3625	1740x1530x2140
1600	10/0.4	6	2.8	18	Dyn11	Al	5050	2150x1700x2420
1600	6/0.66	6	2.2	18	Yyn0	Al-Cu	5615	2175x1560x2400
1600	10/0.4	6	2.2	15	Dyn5	Cu	4855	2200x1620x2300
1600	11/0.42	6	2.4	17	Dyn11	Cu	5550	2220x1720x2400

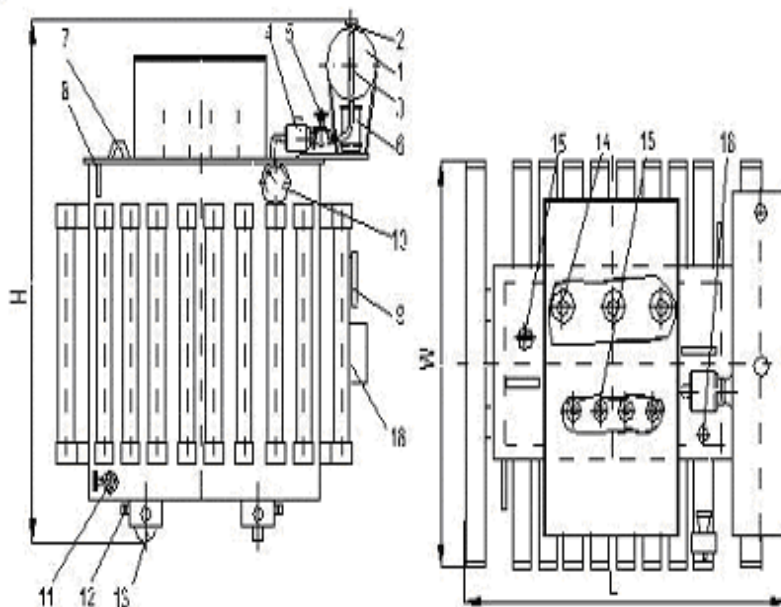


Fig. 5.8. Caracteristicile transformatoarelor de la Electroputere:

1 – Conservator pentru ulei; 2 – Bușon pentru umplerea cu ulei; 3 – Indicator magnetic pentru nivelul uleiului; 4 – Releu Buchholz; 5 – Robinet de conectare (racord); 6 – Filtru de aer deshidratant cu silicagel; 7 – Ureche de ridicare a părții decuvabile; 8 – Ureche de ridicare; 9 – Etichetă; 10 – Termometru cu cadran; 11 – Robinet pentru golirea uleiului; 12 – Cărucior; 13 – Bornă de punere la masă; 14 – Izolator IT cu cutie de protective; 15 – Izolator JT cu cutie de protecție; 16 – Comutator de reglaj; 17 – Cutie de cablaj; 18 – Teacă pentru termometru.

Note:

1. Valorile pentru pierderile la mersul în gol, respectiv în scurtcircuit sunt luate din agenda electricianului (de exemplu, *Electroputere* pune la dispoziție transformatoare cu caracteristici îmbunătățite).

2. Cercetările în specialitate au arătat că pentru a obține o eficiență energetică trebuie avut în vedere faptul că eliminarea unei surse de pierderi duce, în mod automat, la reducerea consumului de energie, urmărind în același timp ca stațiile de compresoare să asigure, printr-o utilizare redusă a energiei, gazul în parametri necesari atât din punctul de vedere al cantității și presiunii, cât și prin prisma calității.

5.5.2. Determinarea pierderilor de energie electrică în motoarele electrice

În cazul de față este vorba despre 19 motoare electrice sincrone de tip ME-2-1900/310-16 cu următoarele caracteristici: $P_n = 810$ kW, $n = 375$ rot/min, $U_n = 6000$ V, frecvența 50 Hz, $I_n = 92$ A, $\cos \varphi = 0,95$, $\eta = 0,94\%$, conexiune stator – Y, tensiunea de excitație la sarcina nominală: 63,5V, curent de excitație la sarcina nominală: 150 A, excitație în gol $U = 39,2$ V, $I = 92,5$ A, izolație clasa B, $I_p = 4,95 I_n$, Forțarea excitației la 90 V – 2 minute, Masa: Stator – 4147 kg, Rotor – 4849 kg (Total 12354 kg), rezistența statorului la 70 °C – 0,616 Ω / o înfășurare.

Curentul mediu absorbit este dat de relația [15-18]:

$$I_{\text{med}} = \frac{\sqrt{(\sum E_{ik})^2 + E_{ri}^2}}{\sqrt{3} \cdot U \cdot t} \quad (5.5)$$

Ecuatia de bilanț și calculul componentelor acestuia

Principalele pierderi sunt:

- electrice în linia de alimentare ΔE_L ;
- electrice în înfășurările motorului ΔE_{inf} ;
- în circuitul magnetic și pierderi mecanice $\Delta E_{\text{Fe}} + \Delta E_{\text{mec}}$.

Ecuatia de bilanț este:

$$E_i = E_U + \sum \Delta E = E_U + \Delta E_L + \Delta E_{\text{inf}} + \Delta E_{\text{Fe}} + \Delta E_{\text{mec}}, [\text{kWh}] \quad (5.6)$$

S-au măsurat următoarele elemente:

- Energia activă consumată pentru o perioadă de timp – 1507500 kWh;
- Energia reactivă consumată pentru aceeași perioadă de timp: 461100 kVARh.

Cu aceste valori se calculează $\cos \varphi_{\text{mediu}}$ care este 0,9562, $\sin \varphi_{\text{mediu}}$ care este 0,292498, respectiv rezistența conductorului se va determina cu ajutorul relației []

$$R = (\rho \cdot l) / S. \quad (5.7)$$

Pierderile electrice în linia de alimentare [15-18]

$$\Delta E_L = 3 \cdot k_f^2 \cdot I_{\text{med}}^2 \cdot R_L \cdot t_f \cdot 10^{-3} \quad (5.8)$$

Pierderile electrice în înfășurări [15-18]

$$\Delta E_{\text{inf}} = 3 \cdot k_f^2 \cdot I_{\text{med}}^2 \cdot R_e \cdot t_f \cdot 10^{-3}. \quad (5.9)$$

Dat fiind faptul că avem un motor sincron, pierderile electrice în fier și pierderile mecanice se stabilesc împreună []:

$$\Delta E_{\text{Fe}} + \Delta E_{\text{mec}} = (P_0 - 3I_0^2 \cdot R_e) \cdot t_f \cdot 10^{-3} \quad (5.10)$$

relații în care:

P_0 este puterea de mers în gol a motorului cuplat cu utilajul antrenat [kW];

I_0 – curentul absorbit de motor la funcționarea în gol cu utilajul cuplat, dar fără sarcină.

Astfel:

$$I_0 = 0,18 \cdot 100/5 = 3,6 \text{ A măsurat}$$

Iar

$$P_0 = 1,73 \cdot U \cdot I_0 \cdot \cos \varphi = 1,73 \cdot 6000 \cdot 3,6 \cdot 0,9 \cdot 10^{-3} = 33,631 \text{ kW}.$$

Determinarea energiei utile

Energia intrată în sistem:

$$E_u = E_i - (\Delta E_L + \Delta E_{\text{inf}} + \Delta E_{\text{Fe}} + \Delta E_{\text{mec}}). \quad (5.11)$$

Randamentul energetic global

$$\eta_g = E_u / E_i \cdot 100. \quad (5.12)$$

Randamentul motorului la sarcina medie, respectiv randamentul motorului la putere nominală nu se pot determina pentru că nu se poate determina pierderea în fier pentru motorul sincron.

În tabelele 5.1 și 5.2 sunt prezentate rezultatele experimentale pentru cele trei compresoare pentru care s-au făcut citiri orare, sub formă de tabel (EXCEL).

Tabelul 5.1. Energia activă consumată în 24 ore la Compressorul 2

Ora	23	24	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Curent	54	54	54	54	54	54	54	54	53	53	53	53	53	53
Energie activă consumată	532,5	532	532	532	532	532,49	532	532	522,63	523	523	523	523	522,6
Energie reactivă consumată	162,6	163	163	163	163	162,55	163	163	159,54	160	160	160	160	159,5

Observații:

- 1) Energia activă medie consumată orar: 522,6 kWh;
- 2) Energia reactivă medie consumată orar: 159,5 kvar;
- 3) Lungimea cablului de alimentare a motorului :100 m (5x150 mmp Cu);
- 4) Curentul absorbit de motor la funcționarea acestuia cu compresorul cuplat dar fără sarcina 0,18 A
*100/5= 3,6 A;
- 5) Rezistența statorului 0,616 ohm la 70 ° C;

- 6) Curentul mediu absorbit:

$$I_{med} = \frac{\sqrt{(\sum E_{1i})^2 + E_{r1}^2}}{\sqrt{3} \cdot U \cdot t} = 52,64 \text{ A.}$$

Tabelul 5.2. Energia activă consumată în 24 ore la Compressorul 4

Ora	23	24	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Curent	54	54	54	54	54	54	54	54	54	53	53	53	53	52
Energie activă consumată	532,5	532	532	532	532	532,49	532	532	532,49	523	523	523	523	512,8
Energie reactivă consumată	162,6	163	163	163	163	162,55	163	163	162,55	160	160	160	160	156,5

Observații:

- 1) Energia activă medie consumată orar: 519,1 kWh;
- 2) Energia reactivă medie consumată orar: 158,5 kWh;
- 3) Lungimea cablului de alimentare a motorului : 65 m (5x65 mmp Cu);
- 4) Curentul absorbit de motor la funcționarea acestuia cu compresorul cuplat dar fără sarcină: 0,18 A
*100/5= 3,6 A;
- 5) Rezistența statorului: 0,616 ohm la 70 °C;

- 6) Curentul mediu absorbit:

$$I_{med} = \frac{\sqrt{(\sum E_{1i})^2 + E_{r1}^2}}{\sqrt{3} \cdot U \cdot t} = 52,28 \text{ A;}$$

- 7) Energia activă medie consumată orar: 519,08 kWh;
- 8) Energia reactivă medie consumată orar: 158,46 kVArh;
- 9) Rezistența cablului: $r = \frac{\rho \cdot l}{S} = \frac{0,0178 \cdot 65}{150} = 0,01157 \text{ } \Omega$;
- 10) Puterea și curentul absorbit de motor la funcționarea acestuia cu compresorul descărcat : P₀= 35,50kW;
I₀=3,6 A;
- 11) Factorul de formă al curentului: k = 1,0002580712995200

Sintetizat, distribuția energiei este prezentată în tabelele 5.3 (compresorul 2), 5.4 (compresorul 4) și 5.5 (compresorul 6), respectiv în figurile aferente 5.9., 5.10 și 5.11.

Tabelul 5.3. Distribuția energiei (compresorul 2)

Marimea caracteristică	kWh	%		
Energia intrată	522,6	100,00		
Energia ieșită	483,772	92,57		
1 Energie utilă (pt. comprimare)	483,772	92,57		
2. Pierderi	38.83	7,4297	1	92,6 energie utilă
1. în linia de alimentare	0,10	0,02	2	0,02 pierderi în linia de alimentare
2. în înfășurările motorului	5,12	0,98	3	0,98 pierderi în înfășurările motorului
3. în fierul motorului și în mecanism	33,61	6,43	4	6,43 pierderi în fierul motorului și în mecanism
Total ieșiri	522,60	100		

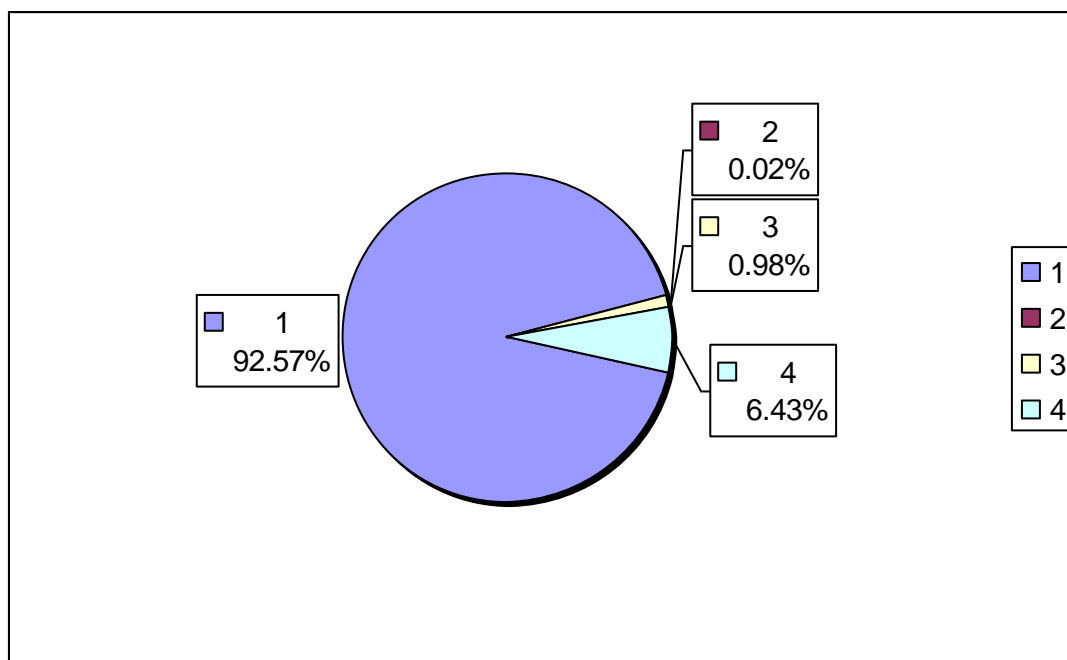


Fig. 5.9. Randamentul energetic global (compresorul 2)
 $(\eta_g = E_u/E_i \cdot 100 = 483,772/522,6 \cdot 100 = 92,57\%)$

Tabelul 5.4. Distribuția energiei (compresorul 4)

Marimea caracteristică	kWh	%		
Energia intrată	519,08	100,00		
Energia ieșită	480,32	92,534		
1 Energie utilă (pt. comprimare)	480,32	92,534		
2. Pierderi	38,76	7,4662	1	92,6 energie utilă
1. în linia de alimentare	0,09	0,02	2	0,02 pierderi în linia de alimentare
2. în înfășurările motorului	5,05	0,97	3	0,98 pierderi în înfășurările motorului
3. în fierul motorului și în mecanism	33,61	6,47	4	6,43 pierderi în fierul motorului și în mecanism
Total ieșiri	519,08	100		

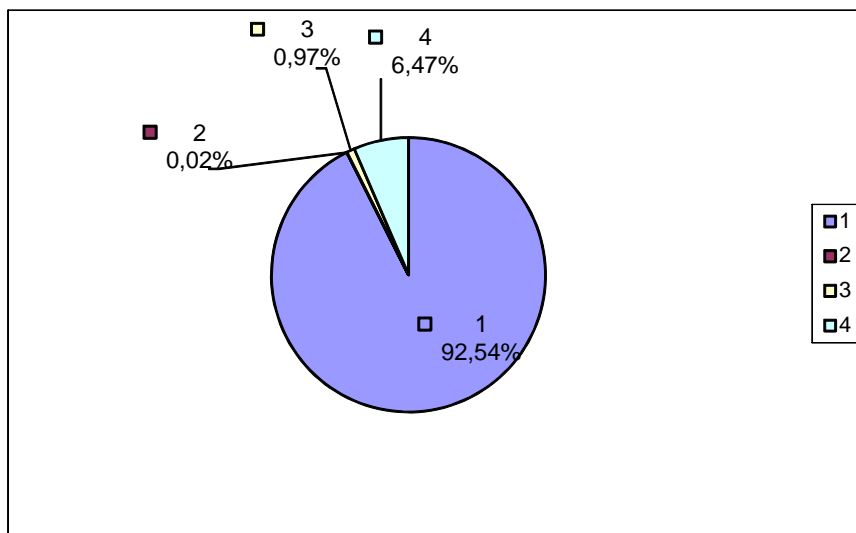


Fig. 5.10. Randamentul energetic global (compresorul 4)
 $(\eta_g = E_u/E_i \cdot 100 = 480,32/519,08 \cdot 100 = 92,54\%)$

Tabelul 5.5. Distribuția energiei (compresorul 6)

Marimea caracteristică	kWh	%		
Energia intrată	515,4	100,00		
Energia ieșită	476,74	91,843		
1 Energie utilă (pt. comprimare)	476,74	92,499		
2. Pierderi	38,66	7,5013	1	92,6 energie utilă
1. în linia de alimentare	0,08	0,01	2	0,02 pierderi în linia de alimentare
2. în înfășurările motorului	4,98	0,97	3	0,98 pierderi în înfășurările motorului
3. în fierul motorului și în mecanism	33,61	6,52	4	6,43 pierderi în fierul motorului și în mecanism
Total ieșiri	515,40	100		

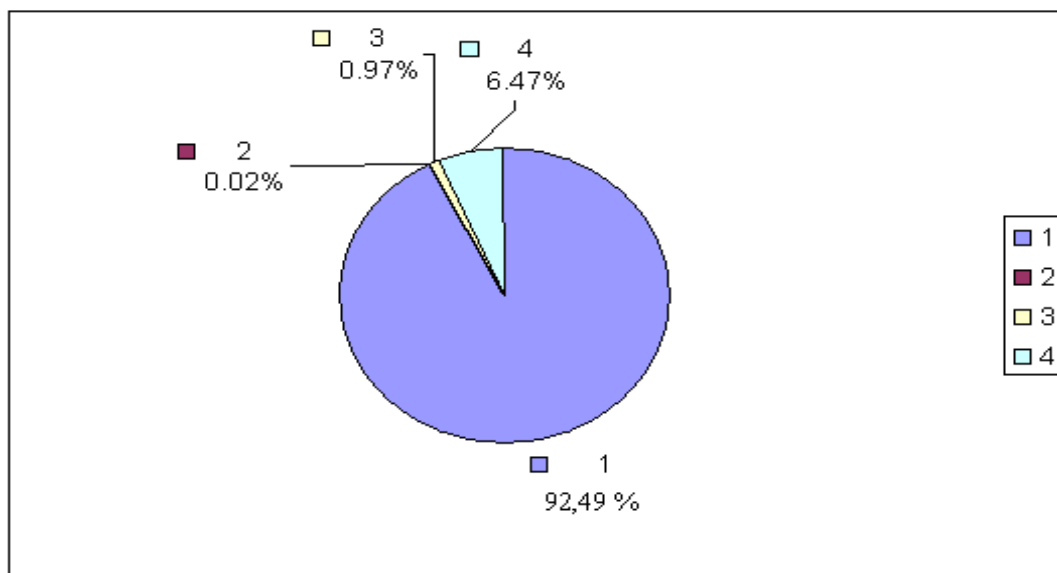


Fig. 5.11. *Randamentul energetic global (compresorul 6)*
 $(\eta_g = Eu/Ei \cdot 100 = 476,74/515,4 \cdot 100 = 92,49\%)$

Concluzii parțiale

- Pierderile de energie activă în transformatoarele de serviciu interne sunt mici și anume de 3,92 kWh orar și nu mai pot fi diminuate, acest rezultat pozitiv obținându-se din alegerea corectă a puterii și caracteristicilor electrice ale transformatoarelor de servicii interne.

- Privitor la pierderile de energie activă în motoarele sincrone care acționează compresoarele de gaze se pot face următoarele aprecieri: din calculul electric și din măsurătorile electrice efective pe care le-am făcut am observat că cea mai mare parte a energiei pierdute se regăsește în fierul motorului și anume 6,43% din energia electrică intrată. Valoarea aceasta nu poate fi micșorată, fiind determinată din dimensionarea corectă a masei fierului statorului. Ceea ce trebuie remarcat însă sunt două aspecte pozitive și anume:

1) din cauza tipului de motor ales – sincron – factorul de putere obținut pe cale naturală este 0,95, deci nu este necesară montarea unor baterii de condensatoare, pentru îmbunătățirea factorului de putere. Această valoare conduce la costuri aproape neglijabile pentru plata energiei reactive către S.C. ELECTRICA;

2) randamentul energetic global este de 92,57% (un randament foarte bun).

- Fiabilitatea aparatajului de 6 kV și 0,4 kV este foarte scăzută, atât din cauza vechimii mari a acestuia cât și din cauza concepțiilor de fabricare a echipamentelor (depășite în țara noastră, în anii 1980). Din cauza fiabilității scăzute a aparatajului electric continuitatea în alimentare cu energie electrică a compresoarelor nu poate fi asigurată, existând permanent riscul apariției unor scurtcircuite atât pe partea de 6 kV cât și pe partea de 0,4 kV, cu consecințe nefavorabile în asigurarea parametrilor ceruți în rețeaua de gaze.

Din considerentele de mai sus se propun următoarele:

- a. Retehnologizarea stației de conexiuni de 6 kV,
- b. Retehnologizarea distribuției la 0,4 kV,
- c. Retehnologizarea distribuției cablurilor de 6 kV,
- d. Retehnologizarea alimentării cu apă a obiectivului.

6.

IDENTIFICAREA ȘI EVALUAREA PERICOLELOR MAJORE LA DEPOZITUL DE ÎNMAGAZINARE URZICENI

6.1. Generalități

Existența mai multor metode de identificare și evaluare a riscului, demonstrează că fiecare are limite, dar că aceste limite nu trebuie să fie privite ca diminuări ale valorii metodei respective, care să restricționeze utilizarea. Nicio metodă nu este o rețetă pentru estimare, fără a se cunoaște noțiunile de bază ale teoriei riscului. Nicio metodă nu este absolută, iar rezultatele obținute trebuie analizate în contextul în care a fost făcut studiul [78].

Conform criteriului de clasificare a unităților administrativ-teritoriale, instituțiilor publice și operatorilor economici din punct de vedere al protecției civile, în funcție de tipurile de riscuri specific, aprobat prin HG 642 din

29.06.2005, art. 1 alin (1), riscurile care se iau în considerație pentru clasificarea unităților administrativ-teritoriale, instituțiilor publice și operatorilor economici din punct de vedere al protecției civile sunt:

a) riscuri naturale: cutremure; alunecări și prăbușiri de teren; inundații; fenomene meteorologice periculoase; avalanșe; incendii de pădure.

b) riscuri tehnologice: accidente chimice; accidente nucleare; incendii în masă; accidente grave pe căi de transport; eșecul utilităților publice.

c) riscuri biologice: epidemii; epizootii/zoonoze.

Elementele expuse riscurilor specifice care se au în vedere, conform art. 1 alin (2) din HG 642 din 29.06.2005, sunt: populația; animalele; proprietatea; activitățile social - economice; mediul înconjurător.

Riscurile naturale se referă la evenimentele în cadrul cărora parametrii de stare se pot manifesta în limite variabile de la normal către pericol, cauzate de fenomene meteo periculoase precum ploi și ninsori abundente, variații de temperatură – îngheț, secetă, caniculă – furtuni și fenomene distructive de origine geologică, respectiv cutremure, alunecări și prăbușiri de teren. În acest context, activitatea de prevenire a situațiilor de urgență generate de riscurile naturale a fost și rămâne o necesitate, concretizându-se în inițiative conjugate de reducere a vulnerabilității societății la nivel mondial (*International Strategy for Disaster Reduction – ISDR*) [78], european (*Directiva privind inundațiile*) [67], regional (*acorduri bilaterale, Pactul de Stabilitate pentru Europa de Sud-Est, etc.*) [86] și național (*strategia privind inundațiile, programul de reducere al riscului seismic etc.*) [77, 93].

Riscurile tehnologice cuprind totalitatea evenimentelor negative care au drept cauză depășirea măsurilor de siguranță impuse prin reglementări, ca urmare a unor acțiuni umane voluntare sau involuntare, defecțiunilor componentelor sistemelor tehnice, eșecului sistemelor de protecție etc.

Riscul de incendiu se manifestă cel mai frecvent pe teritoriul național, producerea lui reprezentând o situație de urgență de tip special, fenomen care afectează domenii importante ale activității vieții economice și sociale, precum construcții, instalații, amenajări, păduri, mijloace de transport, culturi agricole etc. Ca urmare, securitatea la incendiu a constituit și va constitui o preocupare majoră pentru fiecare comunitate.

6.2. Acțiuni și măsuri ce se întreprind pe durata situațiilor de urgență

Acțiunile și măsurile ce se întreprind pe durata situațiilor de urgență sunt, în esență, următoarele [61]:

a) avertizarea populației, instituțiilor și agenților economici din zonele de pericol;

b) declararea stării de alertă în cazul iminenței amenințării sau producerii situației de urgență;

c) punerea în aplicare a măsurilor de prevenire și de protecție specifice tipurilor de risc și, după caz, hotărârea evacuării din zona afectată sau parțial afectată;

d) intervenția operativă cu forțe și mijloace special constituite, în funcție de situație, pentru limitarea și înlăturarea efectelor negative;

e) acordarea de ajutoare de urgență;

f) instituirea regimului stării de urgență, în condițiile prevăzute de art. 93 din Constituția României, republicată;

g) solicitarea sau acordarea de asistență internațională;

h) acordarea de despăgubiri persoanelor juridice și fizice;

i) alte măsuri prevăzute de lege.

Pe timpul stării de alertă se pot dispune orice măsuri care sunt necesare pentru înlăturarea stării de forță majoră. Acestea trebuie să fie proporționale cu situațiile care le-au determinat și se aplică cu respectarea condițiilor și limitelor prevăzute de lege. În totalitatea lor, acțiunile și măsurile prevăzute se stabilesc în regulamente, planuri, programe sau în documente operative aprobate prin decizii, ordine ori dispoziții emise conform reglementărilor în vigoare.

În conformitate cu prevederile legii nr. 481 din 08 noiembrie 2004, conducătorii depozitului de înmagazinare Urziceni, au următoarele obligații principale:

a) asigură identificarea, monitorizarea și evaluarea factorilor de risc specifici, generatori de evenimente periculoase;

b) stabilesc și urmăresc îndeplinirea măsurilor și a acțiunilor de prevenire și de pregătire a intervenției, în funcție de încadrarea în clasificarea de protecție civilă;

c) organizează și dotează, pe baza criteriilor de performanță elaborate de Inspectoratul General pentru Situații de Urgență (IGSU), servicii sau formațiuni proprii de urgență și stabilesc regulamentul de organizare și funcționare a acestora;

d) participă la exerciții și aplicații de protecție civilă și conduc nemijlocit acțiunile de alarmare, evacuare, intervenție, limitare și înlăturare a urmărilor situațiilor de urgență desfășurate de unitățile proprii;

e) asigură gratuit forțelor de intervenție chemate în sprijin în situații de urgență echipamentele, substanțele, mijloacele și antidoturile adecvate riscurilor specifice;

f) organizează instruirea și pregătirea personalului încadrat în muncă privind protecția civilă;

g) asigură alarmarea populației din zona de risc creată ca urmare a activităților proprii desfășurate;

h) prevăd, anual, în bugetul propriu, fonduri pentru cheltuieli necesare desfășurării activităților de protecție civilă;

i) înștiințează persoanele și organismele competente asupra factorilor de risc și le semnalează, de îndată, cu privire la iminența producerii sau producerea unei situații de urgență civilă la nivelul instituției sau agentului economic;

j) stabilesc și transmit către transportatorii, distribuitorii și utilizatorii produselor regulile și măsurile de protecție specifice, corelate cu riscurile previzibile la utilizare, manipulare, transport și depozitare;

k) încheie contracte, convenții sau protocoale de cooperare cu alte servicii de urgență profesionale sau voluntare;

l) mențin în stare de funcționare mijloacele de transmisiuni-alarmare, spațiile de adăpostire și mijloacele tehnice proprii, destinate adăpostirii sau intervenției, țin evidența acestora și le verifică periodic;

m) îndeplinesc alte obligații și măsuri stabilite, potrivit legii, de către organismele și organele abilitate.

6.3. Identificarea pericolelor în urma desfășurării proceselor tehnologice

Procedura de *identificare a pericolelor*, alături de cuantificarea riscului, determinarea acceptabilității riscului și reducerea riscurilor inacceptabile face parte din managementul riscului.

În general, pentru identificarea pericolelor se folosesc o serie de tehnici specifice [73, 78, 82]:

- tehnici de analiză prin sortare *Screening Analysis*;
- liste de verificare *Checklists*;
- analiza preliminară a pericolelor;
- analiza scenariilor *What if...?* (ce se întâmplă dacă.....);
- analiza modalităților și efectelor defectării *FMEA (Failure Modes and Effects Analysis)*;
- studii de funcționalitate fără pericol *HAZOP (Hazard and Operability Studies)*;
- auditul în funcționare etc.

6.4. Prezentarea analizei pericolelor și a evaluărilor de risc

Consecințele unor accidente în instalațiile care utilizează, produc sau vehiculează substanțe periculoase pot avea efecte fizice constituite de eliberări de materiale periculoase, evaporări, explozii, incendii ș.a sau efecte asupra sănătății oamenilor și asupra calității factorilor de mediu.

Evaluarea efectelor agenților nocivi asupra oamenilor și instalațiilor se exprimă prin niveluri de gravitate.

NIVEL 0: fără consecințe: apariția unei mici neetanșeități, la: presetupe; ștuțuri filetate; etanșări.

NIVEL 1: cu consecințe minore: apariția unei mici neetanșeități, de exemplu la: îmbinare demontabilă cu DN mai mic de 50 mm; traductor AMC; apariția unui por pe o conductă într-o porțiune care se poate izola ușor.

NIVEL 2: cu consecințe medii: apariția unei neetanșeități sub formă de scurgere la: îmbinare pe trasee spre coloane sau rezervoarele de materii prime și produse finite; îmbinare cu DN mai mare de 50 mm; defectarea unei etanșări; un por sau fisură cu diametru mai mare de 1 mm; neetanșeități la: bucle (de forma U sau DU), colectoare, pompe (de tip PG); descărcarea gudroanelor acide în bataluri.

NIVEL 3: cu consecințe grave, apariția de neetanșeități sub formă de jet sau scurgeri la: îmbinare pe traseele de gaz spre coloane sau rezervoarele de materii prime și produse finite; îmbinare cu DN mai mare de 80 mm; defectarea unei etanșări; un por sau fisură cu diametru mai mare de 2 mm pe un utilaj sau conductă; apariția de incendiu; exfiltrații din bataluri.

NIVEL 4: consecințe foarte grave, apariția de neetanșeități sub formă de jet la ruperea unei conducte: apariția unui por sau a unei fisuri cu diametru mai mare de 10 mm.

NIVEL 5: consecințe catastrofale: apariția de neetanșeități sub formă de jet; producerea unei catastrofe: cutremur, lovitură aeriană.

6.5. Estimarea riscului

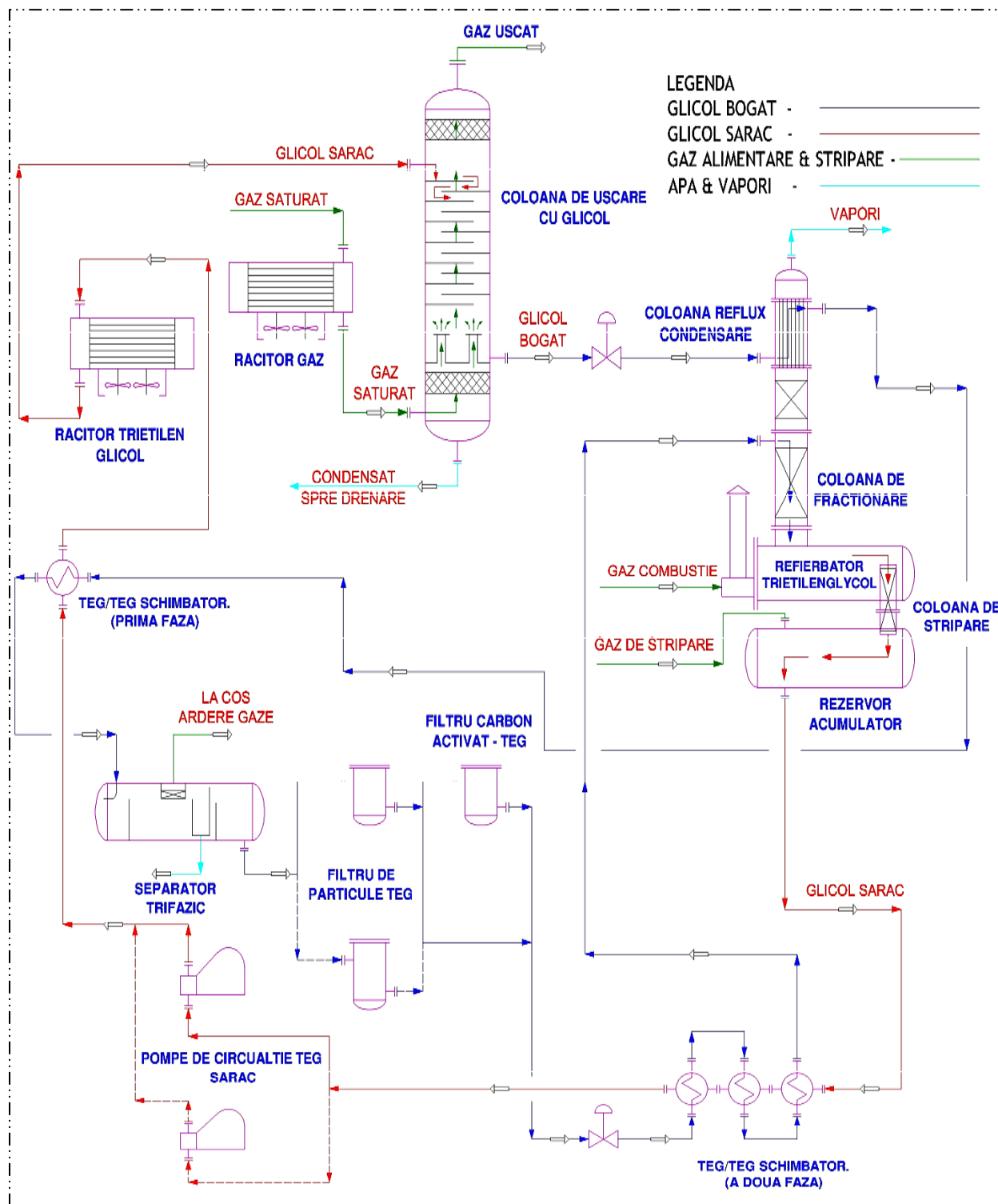
Noțiunea de risc include două componente: gravitatea consecințelor și probabilitatea de producere a evenimentelor.

Dacă atribuim unui nivel de risc produsul dintre gravitate și probabilitate (cf. fig. 6.2), vom obține același nivel de risc pentru diferite cupluri: *gravitate* (y) – *probabilitate* (x).

6.6. Studiu de caz

Analiza riscurilor

Soluția ideală de securitate va fi aceea care va rezulta din analiza unor *scenarii de implantare* sub forma unor zone (grupuri de instalații) având nivel de risc echivalent pe o structură (depozit) echivalentă cu situația reală. Amplasarea acestor zone și separarea între ele se va face ținându-se cont de anumite intervale de siguranță și criterii de compatibilitate.



Caracteristici	Debitul Q (Nm^3/zi)	Presiune de lucru, p_l (bar)	Temperatura gazului, T_g ($^{\circ}C$)	Apa liberă separată, V_a (l/zi)	Punctul de rouă, T_r ($^{\circ}C$)
Fluid de lucru Trietilenglicol / Gaze naturale	20.000 ÷ 5.000.000	1,9 ÷ 100	3 ÷ 60	60 ÷ 28.000	-15

Fig. 6.5. Schema de proces a unei stații de uscare gaze cu trietilenglicol TEG [68-70]

Există, pe de altă parte, și operațiuni simultane. Acestea implică, urmare a interacțiunilor care apar, creșterea complexității de funcționare a instalației, ca și creșterea nivelului de probabilitate de apariție a evenimentelor indezirabile.

Analiza preliminară a riscurilor (APR)

Analiza APR asupra machetei propuse pune în evidență incidentele posibile cu probabilitatea cea mai mare de a se produce, adică descoperirea vulnerabilităților (veriga slabă):

- riscul de a avea accidente la desfășurarea simultană a operațiilor periculoase;
- transvazarea și tratarea fluidelor inflamabile presupune existența riscului la explozii și incendii;
- posibilitatea dispersiei unui nor de gaz toxic în atmosferă;
- ruperea unei conducte;
- cedarea unui robinet.

Studiul de securitate tehnică va avea la bază analiza sistemului de siguranță pasivă, a sistemului de siguranță activă și logistica evacuării locației.

Sistemul de siguranță pasivă studiază modalitățile de prevenire a accidentelor mai sus menționate și cuprinde *zona sigură* (nu prezintă risc potențial pentru alte zone fiind singura care necesită măsuri de protecție în caz de risc), respectiv *zona periculoasă* (prezintă un risc pentru alte zone, în prezența produselor periculoase, ca urmare a operațiilor de tratament al acestor produse și a echipamentelor necesare acestei operații).

Sistemul de siguranță activă implementează metodele de minimizare a consecințelor în cazul în care s-a produs un accident.

Categoria zonelor periculoase se poate defini pe macheta aștelui “zona de foc”, prin care se delimitează un spațiu sau o instalație (de exemplu, modulul de tratare a gazului) predispuse riscului de explozie sau incendiu. De asemenea, se ia în considerare pericolul potențial de incendiu reprezentat de zona de injecție sau zona compresoarelor. Pentru zona efectivă de lucru a personalului se au în vedere precauțiile adoptate în interiorul zonelor periculoase și sistemul de detectare.

Instalații – implantări la depozitele de gaze

Așa cum am arătat mai înainte, locația trebuie amenajată pe grupuri de instalații cu același nivel de risc. Separarea zonelor periculoase de zonele sigure se va face prin două metode: distanța de securitate și separarea fizică (orizontală și sau verticală).

Operațiile de circulație a gazelor, producția și funcționarea compresoarelor se pot desfășura simultan; în consecință, amenajarea locației trebuie să asigure imposibilitatea producerii accidentelor.

Următoarele locații (lista nu este limitativă) le considerăm ca sigure și ele trebuie separate de zonele periculoase: sala de acomodare; sala de control; sala electrică; sursa electrică fără întrerupere; grupurile electrogene; pompele de incendiu; mijloacele de evacuare.

Utilitățile sunt implantate în interiorul zonelor sigure și servesc ca zone tampon între zonele periculoase și instalațiile vitale.

Pentru analiza zonelor cu pericol de explozie, pornim de la premisa că există mai multe metode pentru definirea zonelor de pericol la explozie. Alegerea metodei implică, între altele, o bună cunoaștere a codurilor și regulilor, a cadrului juridic și evoluția acestora, experiență practică în domeniu și spiritul de creativitate.

7.

CONCLUZII ȘI CONTRIBUȚII ORIGINALE

Depozitarea subterană a gazelor naturale este o practică economică destinată echilibrării cererii de gaze a consumatorilor cu posibilități economice de livrare ale furnizorilor în condițiile în care se are în vedere sistemul complex constituit din producția internă, importurile, capacitățile de transport existente și cererile variabile (sezoniere, zilnice, orare) determinate de modul în care se desfășoară activitatea economică și socială sub influența factorilor climatici și meteorologici.

Echilibrarea permanentă a cererii de gaze cu sursele disponibile este avută în vedere și din perspectiva modificărilor ce apar la sursele disponibile. Unele reduceri ale producției interne sau ale importurilor pot fi determinate de motive foarte variate: tehnice, financiare, politice ș.a. În aceste condiții, revine gazelor naturale stocate „sarcina” de a prelua impactul acestor variații și modificări de consum, de a compensa efectele diminuării temporare ale producției sau ale importurilor precum și consecințele unor incertitudini care au existat atunci când s-a prevăzut pe termen scurt mărimea reală a consumului.

Înmagazinarea subterană a gazelor naturale reprezintă unicul proces eficient care combină furnizarea constantă de gaze naturale, prin intermediul conductelor de mare lungime, cu cererile variabile ale pieței, care depind de variații sezoniere de consum.

Gestionarea în timp real a tuturor acțiunilor, proceselor și operațiilor reclamă concepte și instrumente moderne precum și echipe multidisciplinare de specialiști care să coordoneze permanent evoluția proiectului.

În acest context lucrarea de față, prin tematica abordată, aduce contribuții importante cu privire la condițiile prealabile dinaintea înmagazinării, procesul tehnologic de înmagazinare, stabilirea programelor de foraj și construcție a sondelor dirijate și orizontale care deservește depozitele subterane, optimizarea

stațiilor de compresoare, identificarea și evaluarea pericolelor majore la depozitele subterane etc.

Concluziile studiilor și cercetărilor efectuate precum și contribuțiile personale ale autorului cuprind, în esență, următoarele aspecte:

1. Prezentarea un mod original de punere în evidență a unor particularități legate de condițiile prealabile dinaintea înmagazinării: separatoare și încălzitoare de gaze, măsurarea debitului și a umidității gazelor, procedee de uscare a gazelor, curățarea gazelor de hidrogen sulfurat și dioxid de carbon etc.

2. Prezentarea unui studiu de caz semnificativ privind condițiile prealabile dinaintea înmagazinării, referitor la pericolele care pot să apară la o stație de uscare în urma nerespectării normelor tehnice. Pe o perioadă de zece luni, stația de uscare X a funcționat cu debitul peste capacitatea maximă admisă, iar din analizele de laborator efectuate ulterior, trietilenglicolul a fost contaminat cu impurități solide și lichide, astfel puritatea care este cerută de standardele în vigoare nu se mai putea realiza.

Rezultatele au fost dezastruoase, pachetele Sulzer și demisterele montate în partea inferioară și superioară coloanei s-au deteriorat complet, fiind necesară înlocuirea lor.

Efectele TEG-ului contaminat, demisterele (bun și defect), respectiv pachetele Sulzer deteriorate au fost prezentate vizual în urma demontării stației.

Toate aceste defecțiuni au produs pierderi mari pentru societate. Din considerentele de mai sus, am propus următoarele măsuri:

- re tehnologizarea liniei de separare montată în amonte de instalație;
- mărirea debitului de gaze prin adăugarea unui al 2-lea absorber în paralel cu cel existent, sau limitarea debitului de gaze la valoarea maximă admisă;
- instalarea unei linii suplimentare de separare a impurităților din TEG în instalație.

3. Utilizarea unui concept de management complex în procesul tehnologic de înmagazinare și operarea depozitelor subterane. Scopul este, desigur, acela al creșterii performanțelor capacităților de înmagazinare în condiții de siguranță și cu eficiență sporită pe întreaga durată de viață, pornindu-se de la rezervoarele subterane, înmagazinarea propriu-zisă a gazelor naturale, sondele de exploatare, istoricul relației presiune-volum și elementele-cheie legate de mecanica rocilor aferente acestor depozite.

4. Realizarea unui studiu consistent privitor la mecanica rocilor din care reținem, drept recomandări viitoare:

- Pentru validarea rezultatelor obținute în cadrul tezei, se recomandă realizarea unui set minim de măsuratori *in situ* care să confirme și, eventual, să mărească precizia valorilor folosite pentru coeficientul de confinare (calculat cu coeficientul *Poisson*) și pentru greutatea specifică a rocii.

- Dacă valorile acestor parametri se confirmă, atunci se recomandă o creștere corespunzătoare pentru presiunea minimă, eventual, și pentru presiunea maximă. De exemplu, dacă greutatea specifică este sub 2200 daN/m^3 și coeficientul de confinare este de 0,82, atunci se recomandă un regim de operare cu $p_{\min} = 70 \text{ bar}$ și $p_{\max} = 150 \text{ bar}$. De remarcat că valoarea presiunii de 150 bar este cu circa 58 de bar mai mică decât presiunea de fisurare de la adâncimea de 1208 m, corespunzătoare unui gradient de fisurare de 1,72 bar/10 m.

- Rezultatele și concluziile obținute în teză sunt valabile în mare parte pentru capacul depozitului și nu garantează rezistența mecanică și etanșitatea frontierei laterale. În acest scop se recomandă realizarea unor studii separate care să abordeze – printre altele – efectul faliiilor și canalizarea gazelor.

5. Stabilirea, într-o manieră originală, a parametrilor de bază privitori la optimizarea forajelor dirijate și orizontale utilizate la exploatarea depozitelor subterane de gaze. În aceste context, se consideră că un element cheie în proiectarea tehnologiei de săpare a sondelor, respectiv în elaborarea proiectelor tehnico-economice privind forarea, tubarea, cimentarea și testarea zonelor de interes estimate prin cercetarea geologică și identificate în urma unor investigații complexe în timpul forajului, îl constituie alegerea tehnologiilor de forare și monitorizarea traseului găurii de sondă.

6. Se consideră că, în cazul tehnologiilor zise *inteligente* de forare a sondelor, două tehnologii deosebite aplicate în cazul forajului la subechilibru (*underbalanced drilling – UBD*) și gestionarea presiunii în timpul forajului (*managed-pressure drilling – MPD*) au dezvoltat soluții specifice care vizează, în special, aspectele hidraulice de foraj. Tehnologiile inteligente de săpare și completare ale sondelor și ale infrastructurii de suprafață aferentă acestora, au fost adoptate și aplicate ca un produs firesc al dezvoltării și diversificării depozitelor pentru gestionarea proceselor de injecție și extracție, respectiv optimizarea și eficientizarea operațională la nivelul noilor cerințe de consum.

7. În același timp, autorul consideră că tehnologiilor *UBD* și *MPD* trebuie adăugate sistemul de foraj sub formă de fantă, forajul în sistem închis (*Closed Loop Drilling System*), respectiv *Reel Well Drilling Method*. Totodată, se fac referiri la ultimele noutăți din domeniu privitoare la sistemele de dirijare cu masa rotativă RSS (*rotary steerable systems*), care primesc la ora actuală un nou *design* pentru a tinti *doglegs*-uri cu rază mică de curbură (intensitate mare), durabilitate în rezervoarele cu temperaturi înalte și direcționare autonomă.

8. Dincolo de vitezele de avansare (*ROP – rate of penetration*), în industria de profil se utilizează informații și de la sistemele pentru optimizarea forajului. E vorba, în principiu, de senzori optimizați și simulări care integrează datele din sondă obținute în timp real și care sunt folosite alături de dispozitivele de limitare a cuplului și de sistemele de foraj inteligente. Optimizarea forajului în sens clasic reprezintă forajul la adâncimi mai mari și cu viteze superioare pentru a obține

viteze de avansare superioare prin utilizarea unor tehnologii eficiente și de ultimă generație. În ziua de astăzi, pe fondul unor prețuri continue scăzute ale barilului de petrol, nevoia de *viteză mărită* a lăsat locul unei abordări ceva mai echilibrate, operatorii făcând un pas în spate pentru a obține o imagine de ansamblu asupra a ceea ce reprezintă optimizarea forajului sondei.

9. Este prezentat un studiu de caz privitor la stabilirea profilului unei sonde dirijate, pornindu-se de la premisa că managementul realizării sondelor de gaze care deservește depozitele de înmagazinare subterană a gazelor naturale este esențial încă din fazele de concept și proiectare. Apoi continuă cu cele de realizare propriu-zisă (săparea, tubarea, investigarea, cimentarea, perforarea, completarea și testarea), și se finalizează cu exploatarea–operarea lor și a facilităților de suprafață aferente depozitului.

10. Dezvoltarea unor soluții originale privitoare la optimizarea stațiilor de compresoare care deservește procesul de înmagazinare subterană a gazelor după descrierea activităților din cadrul depozitului și a procesului de operare specific.

11. Analiza, într-o manieră originală, a sistemului de monitorizare, control și comandă al stațiilor de comprimare, respectiv a instalației de control și reglare pentru compresoarele de gaze.

12. Realizarea unui studiu original cu privire la eficientizarea energetică a unei stații de compresoare-gaze, în urma căruia putem concluziona:

a) Pierderile de energie activă în transformatoarele de serviciu interne sunt mici și anume de 3,92 kwh orar și nu mai pot fi diminuate, acest rezultat pozitiv obținându-se din alegerea corectă a puterii și caracteristicilor electrice ale transformatoarelor de servicii interne;

b) Privitor la pierderile de energie activă în motoarele sincrone care acționează compresoarele de gaze se pot face următoarele aprecieri: din calculul electric și din măsurătorile electrice efective pe care le-am făcut am observat că cea mai mare parte a energiei pierdute se regăsește în fierul motorului și anume 6,43% din energia electrică intrată. Valoarea aceasta nu poate fi micșorată, fiind determinată din dimensionarea corectă a masei fierului statorului. Ceea ce trebuie remarcat însă sunt două aspecte pozitive și anume: din cauza tipului de motor ales – sincron – factorul de putere obținut pe cale naturală este 0,95, iar randamentul energetic global este de 92,57% (un randament foarte bun).

c) Fiabilitatea aparatajului de 6 kV și 0,4 kV este foarte scăzută, atât din cauza vechimii mari a acestuia cât și din cauza concepțiilor de fabricare a echipamentelor (depășite în țara noastră, în anii 1980). Din cauza fiabilității scăzute a aparatajului electric continuitatea în alimentare cu energie electrică a compresoarelor nu poate fi asigurată, existând permanent riscul apariției unor scurtcircuite atât pe partea de 6 kV cât și pe partea de 0,4 kV, cu consecințe nefavorabile în asigurarea parametrilor ceruți în rețeaua de gaze.

13. Din considerentele privitoare la eficientizarea energetică a unei stații de compresoare-gaze, de mai sus, se propun următoarele:

- a. Retehnologizarea stației de conexiuni de 6 kV,
- b. Retehnologizarea distribuției la 0,4 kV,
- c. Retehnologizarea distribuției cablurilor de 6 kV,
- d. Retehnologizarea alimentării cu apă a obiectivului.

14. Evaluarea stării tehnice a stației de compresoare gaze naturale și a instalației electrice aferente depozitului de înmagazinare subterană a gazelor naturale X în condițiile efectuării unor experimente de șantier (S).

15. Identificarea și evaluarea pericolelor majore la depozitul de înmagazinare X prin: acțiuni și măsuri ce se întreprind pe durata situațiilor de urgență; identificarea pericolelor în urma desfășurării proceselor tehnologice; prezentarea analizei pericolelor și a evaluărilor de risc; estimarea riscului.

16. Realizarea unui studiu de caz original privitor la identificarea și evaluarea pericolelor majore la depozitul de înmagazinare X

17. Conceptul de management integrat al proiectelor privitor la optimizarea procesului de înmagazinare a gazelor naturale în depozite subterane trebuie promovat și generalizat pentru toate activitățile care concură la exploatarea câmpurilor de gaze naturale și a depozitelor de înmagazinare subterană în vederea creșterii siguranței și securității instalațiilor și proceselor de operare, cu consecințe directe în reducerea eforturilor investiționale și a costurilor de operare.

Bibliografie

1. Albuiescu, M.A.: *Calculul hidraulic al conductelor de transport și distribuție a hidrocarburilor*, Suport de curs, Editura Universității Petrol-Gaze din Ploiești, 2010.
2. Albuiescu, M.A.: *Procese hidrodinamice*, Suport de curs, Editura Universității Petrol-Gaze din Ploiești, 2010.
3. Andruleit, H., Rempel, H., Meßner, J., Babiesw, H.G., Schlömer, S., Schmidt, S., Cramer, B., *Nicht-konventionelles Erdgas: Weltweite Ressourcen und Entwicklungen eines »Hoffnungsträgers« unter den fossilen Energierohstoffen*. Erdöl Erdgas Kohle 126, Heft 7/8, p. 277-282, Jg. 2010.
4. Avram, L.: *Foraj dirijat*, Editura Universal Cartfil, Ploiești, 1999.
5. Avram, S.A. a.o., *Structural Analysis of Reliability Petroleum Equipment for Different Modes of Action on Drilling Rigs*, International Journal of Engineering Research & Technology (IJERT), Vol. 2 Issue 6, ISSN: 2278-0181, June, 2013 (pag. 2103-2108).
6. Avram, S.A., Susanu, T.O., Avram, L., *Some Aspects Concerning the Combat of the Emissions Generated on the Maritime Platforms*, Buletinul Universității Petrol-Gaze din Ploiești, vol. LXIII, No. 3/2011, pag. 45-49.
7. Avram, S.A., Troquet, J., e.o., *Biopliles for Hydrocarbons and Isolation for Heavy Metals*, Buletinul Universității Petrol-Gaze din Ploiești, vol. LXII, No. 3B/2010, pag. 39-44.
8. Avram, S.A., Dussap, C.-G., Avram, L., Troquet, J., *Membranes for the Treatment of the Industrial Waters: Quo Vadis? The 2nd International Conference – Science Technology in the Context of Sustainable Development*, Buletinul Universității Petrol-Gaze din Ploiești, vol. LXII, No. 3B/2010, pag. 1-9.
9. Avram, S.A.: *Stadiul actual al problematicii înmagazinării gazelor naturale*, Referatul I, Universitatea Petrol-Gaze Ploiești, 2012.
10. Avram, S.A.: *Optimizarea forajelor dirijate și orizontale utilizate la exploatarea depozitelor subterane de gaze*. Studii de caz, Referatul II, Universitatea Petrol-Gaze Ploiești, 2012.
11. Avram, S.A.: *Sisteme de comandă și control utilizate la instalațiile de suprafață ale sistemului de înmagazinare a gazelor naturale*. Studiu de caz, Referatul III, Universitatea Petrol-Gaze Ploiești, 2012.
12. Balint, S., Kaslik, E., Mariș, S., *Probabilități* - notițe de curs, 2016.
13. Bauquis, P.R., Bauquis, E.: *Understanding the Future: Oil and Natural Gas*, Oil and gas Journal, 2005.
14. Bolton, W.: *Programmable Logic Controllers - an introduction*, Third Edition, Newnes Publ., 2003.
15. Bucur, C.: *Reprezentarea cu relee a variabilelor logice*, Note de curs, U.P.G. Ploiești, 2008.
16. Călin, S., Dumitrache, I., Dima, P.: *Automatizări electronice*, Editura Didactică și Pedagogică, București, 1980.
17. Cârtoaje, V.: *Elemente de electronică și de automatizare*, Editura Universității Petrol și Gaze din Ploiești, 2003.

18. Cârtoaje, V.: *Teoria sistemelor automate*, Editura Universității Petrol și Gaze din Ploiești, 2004.
19. Ciobanu, P.: *Mecanica rocilor traversate prin foraj*, Editura Universității din Ploiești, 2009.
20. Ciobanu, P. si al.: *Cercetări privind rezistența și caracteristicile mecanice ale rocilor din capacul pachetului Me 4, obiectivul Meotian superior, structura Urziceni, prin prisma operării Depozitului de înmagazinare subterană a gazelor naturale Urziceni la presiunea inițială de zăcământ*, Raport al lucrarilor de cercetare stiintifica realizate pentru SNGN ROMGAZ SA Medias, Suc. Ploiești, Contract nr. 28/2014.
21. Ciobanu, P.: *Effective stresses in porous rocks saturated with viscous fluids at rest*, Int. J. Rock Mech. & Geomech (in press), 2016.
22. Craiu, V., *Teoria probabilităților cu exemple și probleme*, Ed. Fundației România de mâine, 1997.
23. Dinu, F.: *Extracția gazelor naturale*, Editura Universității Petrol și Gaze din Ploiești, Edițiile 2000 și 2009.
24. Dinu, F.: *Bazele Simulării Numerice în Extracția Petrolului. Îndrumar de laborator*, Editura Universității Petrol-Gaze din Ploiești, 2013.
25. Dinu, F.: *Extracția și Prelucrarea Gazelor Naturale*, Editura Universității Petrol-Gaze din Ploiești, 2013.
26. Dordea, R., Nițu, C.: *Aparate și metode de măsură și control*, Editura Didactică și Pedagogică, București, 1972.
27. Gabolde, G, Nguyen, J.P.: *Drilling Data Handbook (Formuleur du foreur)*, Editions Technip; Paris, 2012.
28. Gheorghitoiu, M.: *Elemente de foraj dirijat*, Editura Universității din Ploiești, 1998.
29. Granet, S.: *Transferts en milieux fissurés (Modélisation et étude numérique)*, Editions TECHNIP, Paris, 2000.
30. Hareland , G. e.a.: *Extended-Reach Composite-Materials Drillpipe*, SPE Drilling and Completion, June, 1998.
31. <http://www.slb.com/> - site oficial Schlumberger
32. <http://www.reelwell.no/> - site oficial Reelwell
33. <http://www.weatherford.com/> - site oficial Weatherford
34. <https://www.nov.com/> - site oficial National Oilwell Varco
35. <http://www.globalccsinstitute.com/>
36. <http://www.halliburton.com/> - site oficial Halliburton
37. Ionescu, M., Nicolescu, S.: *Tehnologia forarii sondelor*, Universitatea Petrol – Gaze din Ploiesti, 2003.
38. Jenner, J.W., Elkins, H.L. e.a.: *The Continuous Circulation System: An Advance in Constant Pressure Drilling*, SPE Annula Technical Conference and Exhibition, Houston, Texas, 26-29 September, 2004.
39. Johnson, R., *Elementary Statistics*, PWS-KENT Publishing Company, Boston, 1984.
40. Kate Van, D.: *Drilling Fluids, Mud Pumps, and Conditioning Equipment*, 1998.
41. Macovei, N.: *Deschiderea stratelor productive*, Seria Forajul sondelor 5, Editura Universității din Ploiești, 2008.
42. Macovei, N.: *Forajul dirijat*, Seria Forajul sondelor 4, Editura Universității din Ploiești, 2003.
43. Maloș, M.: *Contribuții privind realizarea unui depozit de înmagazinare subterană a gazelor*, Teză de doctorat, UPG Ploiești, 2005.

44. Metz, B., O. Davidson, H. C. de Coninck, M. Loos, L.A. Meyer, *IPCC special report on Carbon Dioxide Capture and Storage*, Cambridge University Press.
45. McCaskill, J., *Managing Wellbore Pressure While Drilling*, Drilling Contractor, p.40, March/April 2006.
46. Mittelhammer, R., *Mathematical Statistics for Economics and Business*, Springer, 1996.
47. Moise, A.: *Sisteme microprogramabile*, Note de curs, U.P.G. Ploiești, 2008.
48. Nas, Steve, *Capitolul 12 – Underbalanced Drilling*, din *Petroleum Engineering Handbook, Volumul II*, Editor Robert Mitchell, 2007.
49. Nicolau, E.: *Manualul inginerului electronist – Măsurări electronice*, Editura Tehnică, București, 1974.
50. Patin, S.: *Environmental Impact of the Offshore Oil and Gas Industry*, EcoMonitor Publishing, PO Box 866, East Northport, NY 11731, USA, 2005.
51. Pavlovski, N.: *Amenajarea depozitului de înmagazinare subterană în obiectivul IV+Va Tg. Mureș*, Arhiva Expogaz Mediaș, 1996.
52. Pearce, D. e.a.: *Horizontal well drilled into deep hot Austin chalk*, Oil and Gas Journal, April, 1995.
53. Popescu, C., Coloja, P. M.: *Extracția petrolului*, Editura Tehnică, București, 1993.
54. Pușcoiu, N.: *Carnet tehnic gaze naturale*, Editura Tehnică, București, 1994.
55. Radu, G.: *Gestionarea riscurilor în realizarea sondelor de înmagazinare subterană a gazelor naturale*, Teză de doctorat, UPG Ploiești, 2010.
56. Reinicke, K.M., *Unconventionelles Gas – Wo liegen die Herausforderungen?* Erdöl Erdgas Kohle 127. Jg. 2011, Heft 10, p. 340-342.
57. Rogner, H.-H., *An Assessment of World Hydrocarbon Resources*. Annual Review of Energie and Environment, 22, p. 217-262.
58. Schubert, J.: *Managed Pressure Drilling: Kick Detection and Well Control*, Journal of Petroleum Technology, January, 2010.
59. Soare, A., Zamfirescu, M.: *Înmagazinarea gazelor naturale*, Editura Universității Petrol și Gaze din Ploiești, 2000.
60. Society of Petroleum Engineers / IADC, *Lucrările SPE 23938 & 23940*.
61. Stan, N. (Lt. Col.) – *Manual de Protecție Civilă: Pentru personalul cu atribuții în domeniul protecției civile de la localități, instituții publice și agenți economici*, Editura MAI, 2005.
62. Ștefănescu, D.P.: *Practica extracției gazelor naturale* (vol. 1 și 2), Editura Universității „L. Blaga” din Sibiu, 1998.
63. Vogel, R.: *Continuous Circulation debuts with commercial successes offshore Egypt, Norway*, November/December, 2006.
64. Young, K. C.: *Suncar’s Path to Growth-Oil Sands Projects and Technology*, Journal of Canadian Petroleum Technology, August 2002, p. 21-24.
65. *** *Bilanț de mediu la stațiile de comprimare a gazelor naturale de la Corunca și Tg. Mureș*, S.N.G Romgaz Mediaș (2000-2012).
66. *** Centrul European de Excelență în domeniul gazelor naturale din argile gazeifere, Raportul: *Resurse de gaze naturale din zăcăminte neconvenționale – potențial și valorificare*. Comitetul Național Român al Consiliului Mondial al Energiei, București, 15 noiembrie 2013.
67. *** Directiva 2007/60/CE privind evaluarea și gestionarea riscului la inundații
68. *** Documente SNGN Romgaz Mediaș, 2000-2016.
69. *** Documente SNGN Romgaz Ploiesti, 2008-2016.

70. *** Documente SNGN Romgaz Tg. Mures, 2014-2016.
71. *** Dossier energie - *L'ABC du gaz de schistes au Canada*, www.one-neb.gc.ca, 2009.
72. *** *Drilling Fluids Manual, ava drilling fluids&services*, November, 2004.
73. *** DXC Website – www.dxcicdd.com
74. *** EN 12405 /2002 : *Gas meters – Gas – Volume electronic conversion devices*.
75. *** *Energierohstoffe 2009 – Reserven, Ressourcen, Verfügbarkeit*. BGR (Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe), Hannover, p. 117, 284, 2009.
76. *** Gas Research Institut – *Underbalanced Drilling Manual*, Chicago, 1997.
77. *** <http://www.mmediu.ro/> - site oficial Ministerul Mediului, Apelor și Pădurilor
78. *** <https://www.unisdr.org/> - The United Nations Office for Disaster Risk Reduction
79. *** IADC, *Beyond ROP: industry taking systems view to drilling optimization*, March, 2016.
80. *** IADC , *Drilling manual*, Edition 2011.
81. *** IADC, *New-design rotary steerable systems target higher doglegs, durability in high temperature reservoirs, autonomous steering*, March, 2016.
82. *** ICDD Website - www.icdd.com
83. *** ISO 12213 /2 /3 : *Calculul factorului de compresibilitate SR ISO 6976 – 95. Calculul puterii calorifice*.
84. *** NML 001-05 : *Cerințe metrologice și tehnice comune mijloacelor de măsurare supuse controlului metrologic legal*.
85. *** NML 018-07 : *Sisteme de măsurare continuă și dinamică a cantităților de fluide (de volum și de masă)*.
86. *** PSESE – Pactul de Stabilitate pentru Europa de Sud-Est (1999-2008) ; CRC - Consiliul Regional de Cooperare (2008 - prezent)
87. *** *Reduction of emissions and geological storage of CO₂ - Innovation and industrial stakes*, IFP - ADEME - BRGM International Symposium: 15-16 September, Paris, 2005.
88. *** *Slot Drill Method Provides Alternative to Hydraulic Fracturing Gentry Braswell*, JPT Online Technology Editor, 26 April 2012.
89. *** SR EN ISO 5167 – 1/1991 și SR EN ISO 5167 – 1/2003 : *Măsurarea debitelor fluidelor de fluide prin metoda micșorării locale a secțiunii de curgere. Partea I : Diafragme, ajutaje și tuburi Venturi introduse în conducte cu secțiune circulară aflate sub presiune*.
90. *** STAS 7347 / 1 – 83: *Determinarea debitelor fluidelor în sisteme de curgere sub presiune. Metoda micșorării locale a secțiunii de curgere. Măsurarea cu diafragme și ajutaje*.
91. *** *The Drilling Fluids Processing Handbook* , ASME Shale Shaker Committee 2005.
92. *** *Unconventional Gas: Potential Energy Market Impacts in the European Union*, JRC Scientific and Policy Reports, 2012.
93. *** www.mdrap.ro – site oficial Ministerul Dezvoltării Regionale, Administrației Publice și Fondurilor Europene

CONTRIBUTIONS REGARDING THE NATURAL GASES STORAGE SYSTEM'S OPTIMIZATION AND MONITORING THROUGH DIRECTIONAL DRILLING AND PERFORMANT ELECTRONICAL SYSTEMS

Abstract

Natural gas underground storage represents the only efficient method that ensures coverage for the market's fluctuant demands when a permanent and constant delivery pipe is needed. In this context, safety and continuity in gas delivery is a strategic objective.

For underground storage, natural gases are injected in underground oil and gas reservoirs when market's demand falls below the supply sources' production, and are extracted from the deposit, to supplement delivery at the required level, when demand exceeds that production. In other words, the main function of an underground gas deposit is to regularize deliveries for consumption variations and seasonal demand. Besides this, underground installations can ensure gas delivery from safety reserves in case of interruptions in the normal delivery and can help in conserving the energy by using associated gas that would otherwise be sent to flare.

This paper contains, first of all, some general aspects regarding particularities of the precursory conditions for the underground storage: gas separators and heaters, gas flow and humidity measuring, gas drying techniques, gas cleaning of sulfur hydrogen and carbide dioxide etc. In the same time, these elements are integrated in a larger system that contains innovative elements regarding the rocks' mechanics afferent to the system. Of course, the purpose is to increase the storage capacities performances in safe conditions and with high efficiency on all its duration, starting with the underground reservoirs, natural gas proper underground storage, exploitation wells, pressure-volume relation historian and the key elements regarding the rocks' mechanics afferent to these deposits. A significant case study was made in the gas drying area showing the catastrophic effects that appear when technical standards are not respected.

Regarding the horizontal and directional drillings` optimization used to exploit underground gas deposits, the essential leading point is the correct selection of the drilling technologies, as well as the technologies used to monitor the borehole`s layout. Completion and drilling intelligent technologies used for wells and the afferent surface infrastructure have been adopted and applied as a natural product of deposits` development and diversity, to easily operate injection and extraction processes, respectively to optimize and streamline new consumption demand levels.

Beyond the penetration rates (ROP – *rate of penetration*), in this industry is also used information from the drilling optimizing systems. Basically, it`s about optimized sensors and simulations that integrate real time data from the well and that are used with the couple limitation devices and the intelligent drilling systems.

A special attention is focused on developing original solutions regarding optimization for compressors stations that serve the natural gas underground storage, after describing the deposit`s activities and the specific operating process. It`s about the analysis made on the monitoring, control and command system of the compressors stations, respectively gas compressors` control and calibration, respectively realizing an original study regarding the energetic efficiency of a gas compressor station.

In the same context, in was analyzed the problem of identification and evaluation of the major risks from underground storage deposit X by the following: actions and measures that are taken during crisis situations; identifying dangers during technological processes; presenting the dangers` analysis and the risks` evaluation; risk estimation etc.

One thing is for sure! The concept of projects` integrated management regarding the optimization of natural gas underground storage process in underground reservoirs ought to be promoted and generalized for all activities that concern exploitation of natural gas fields and underground deposits, in order to increase safety and security for the installations and operating processes, with direct consequences in reducing investment efforts and operating costs.