



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

**TEZĂ DE DOCTORAT**  
**CONTRIBUȚII PRIVIND**  
**REABILITAREA SONDELOR DE GAZE**  
**NATURALE CU PROBLEME ȘI**  
**DIFICULTĂȚI TEHNOLOGICE**

**CONTRIBUTIONS REGARDING THE REHA-**  
**BILITATION OF NATURAL GAS WELLS**  
**WITH TECHNOLOGICAL PROBLEMS AND**  
**DIFFICULTIES**

**Autor:** Olar Horațiu Raul

**Conducător științific:** Avram Lazăr

Nr. Decizie \_\_781\_\_ din \_\_27.10.2020\_\_

**Comisia de doctorat:**

<b>Președinte</b>	Conf.univ.dr.ing.mat. Pană Ion	de la	Universitatea Petrol-Gaze din Ploiești
<b>Conducător științific</b>	Prof.univ.dr.ing. Avram Lazăr	de la	Universitatea Petrol-Gaze din Ploiești
<b>Referent oficial</b>	Prof.univ.habil.dr.ing. Dinu Florinel	de la	Universitatea Petrol-Gaze din Ploiești
<b>Referent oficial</b>	Prof.univ.dr.ing. Arad Victor	de la	Universitatea din Petroșani,
<b>Referent oficial</b>	C. gr1 dr.ing. Stănculescu Vasile	de la	Petrom SA

Ploiești \_\_2020\_\_

## CAPITOLUL I INTRODUCERE

Cercetările din această teză au fost împărțite în mai multe părți, de așa manieră încât să poată răspunde cât mai bine și acestor provocări legate de mediul ambiant, provocări care, deși atât de terestre, par, deseori, apropape nemuritoare. În capitolul II s-a prezentat istoria producției gazelor naturale în România. În primul rând, s-au analizat gradele ridicate de depletare și necesitatea reabilitării zăcămintelor de la începutul producției gazelor naturale în România până în prezent. De asemenea, vor fi analizate piața gazelor naturale din România, politica în domeniul gazelor naturale, specificații cu privire la reabilitarea zăcămintelor de gaze naturale, reconfigurarea modelelor geologice, modelarea și simularea mișcării gazelor și reabilitarea infrastructurii productive a zăcămintelor.

În capitolul III s-au prezentat situațiile speciale întâlnite în cadrul practicii, expertizei și experimentului. Problemele sau cazurile speciale privesc: înghețarea în zona elementului deprimogen "duză" și oprirea din producție; controlul producției gazelor naturale pe fiecare sondă; acumularea de lichide în zona de adâncime; debitul mediu pe sondă; efectuarea măsurătorilor de presiuni dinamice și statice de adâncime, și de la suprafață; analiza depletării zăcămintelor și stabilirea cantităților de apă acumulate de sonde la talpă; extinderea cercetărilor geologice pentru petrol și gaze la adâncimi mari; diversificarea gamei de produși chimici pentru tratarea sondelor și creșterea valorii adăugate a produsului denumit gaz metan etc

În capitolul IV s-au prezentat studii teoretice, practice și fundamentale, pe etape, privind reabilitarea infrastructurii productive. Aceste studii includ: • analizarea istoricului de producție pe fiecare structură gazeiferă în parte; • selectarea structurilor care necesită reabilitare; • construcția noilor modele geologice și fizice; • investigarea analizei dinamice a performanței sondelor folosindu-se instrumentul de înregistrare a producției (PLT); întreprinderea și analizarea datelor obținute din investigațiile hidrodinamice ale sondelor; studii întreprinse în laborator și teren privind metodele utilizate pentru eliminarea apei din sonde; studiu comparativ privind introducerea sticks-urilor solide în sonde; utilizarea unității de tubing flexibil, a convertizorului cu  $N_2$  și intervenția cu instalația de reparații capitale.

În capitolul V s-au prezentat experimentele fizico-chimice de laborator privind crearea celor mai bune condiții necesare evacuării lichidelor din sondele de gaze în urma utilizării dispozitivelor automate de introdus spumant în sondă în perioada de iarnă. Au fost efectuate șase experimente pentru a studia punctul de congelare a soluțiilor în amestec, cu ajutorul aparatelor Pretrotest și Răcitorului Julabo FP 50.

În capitolul VI s-a prezentat reabilitarea sondelor de gaze naturale cu ajutorul echipamentelor introduse în interiorul sondei și de la suprafață.

În final, în capitolul VII s-au prezentat concluziile și recomandările care au fost extrase din cercetările efectuate.

## CAPITOLUL II

### DE LA ÎNCEPUTUL PRODUCȚIEI GAZELOR NATURALE ÎN ROMÂNIA, PÂNĂ LA NECESITATEA REABILITĂRII ZĂCĂMINTELOR DATORITĂ GRADELOR RIDICATE DE DEPLETARE

#### 2.1. Începutul producției gazelor naturale în România

Forajul sondei 2 a început la data de 26 noiembrie 1908, iar după mai multe erupții de gaze care au avut lor la diferite adâncimi, activitatea a fost oprită în 22 aprilie 1909, iar după calculele efectuate de M. Hermann, în același an, la presiunea de 100 atm, sonda 2 Sărmășel înregistra un debit de 912 mii Nm<sup>3</sup>/zi, având o viteză de degajare de 694 km/oră [26], fiind a patra sondă din lume cu debit în aer liber.

#### 2.2. Piața gazelor naturale în România

Producția de bunuri, transportul de mărfuri sau persoane, serviciile destinate societății etc. sunt legate, indestructibil, de consumul de energie. Iar folosirea transformării unei energii în alta reprezintă un factor crucial în evoluția unei societăți, ca și dezvoltarea durabilă a acesteia [12,47,74,89,92].

Piața gazelor naturale din România a fost liberalizată gradual. Procesul de liberalizare a fost însoțit de măsuri menite să conducă la dezvoltarea pieței naționale și participarea acesteia la viitoarea piață unică și care au constat în [47, 93,99]: acordarea de licențe și autorizații agenților economici din sector; autorizarea personalului de specialitate din domeniu; elaborarea de reglementări tehnice și comerciale specifice; implementarea unor noi metodologii de tarificare, prin care s-a urmărit stimularea operatorilor licențiați în vederea realizării de investiții și reducerii costurilor operaționale; monitorizarea și controlul activității agenților economici autorizați și licențiați.

Piața gazelor naturale din România este formată din segmentul concurențial care cuprinde comercializarea gazelor naturale între furnizori și între furnizori și consumatorii eligibili, ca și segmentul reglementat care cuprinde activitățile cu caracter de monopol natural

desfășurate în baza contractelor cadru (transport, înmagazinare subterană, distribuție) și furnizarea lor la preț reglementat [93,101].

În segmentul concurențial, prețurile se formează liber, pe baza cererii și a ofertei, ca rezultat al mecanismelor concurențiale. În segmentul reglementat al pieței, sistemele de prețuri și tarife se stabilesc de către autoritatea de reglementare, pe baza metodologiilor proprii elaborate în acest sens[87].

Dezvoltarea pieței de gaze naturale în următorii ani are în vedere următoarele [86,93,95,99,100,101]: dezvoltarea concurenței la nivelul furnizorilor de gaze; continuarea implementării unor metodologii de tarifare de tip „plafon”; stimularea înființării și/sau reabilitării unor zăcăminte de gaze naturale, în scopul creșterii cantităților de gaze naturale din producția internă; continuarea exportului de gaze naturale în zonă.

### **2.3. Politica în domeniul gazelor naturale**

Politica în domeniul gazelor naturale este elaborată pe baza Programului de guvernare acceptat de Parlament, cu consultarea organismelor guvernamentale cu atribuții în domeniu și a societății civile, pentru un interval mediu, avându-se în vedere[88,89,90,91,93,99]: constituirea cadrului instituțional corespunzător, prin stabilirea organismelor și a autorității competente pentru realizarea acestei politici; asigurarea securității în aprovizionarea cu gaze naturale; prognozarea importurilor și a exporturilor de gaze naturale; elaborarea programelor de dezvoltare în sectorul gazelor naturale; asigurarea protecției mediului; asigurarea transparenței prețurilor și a tarifelor reglementate la gazele naturale; creșterea eficienței în producția, înmagazinarea, transportul, distribuția și utilizarea gazelor naturale; dezvoltarea și asigurarea capacităților de depozitare a gazelor naturale; precizarea liniilor directoare privind cercetarea și dezvoltarea specifică sectorului gazelor naturale și promovarea tehnologiilor avansate în domeniu; dezvoltarea cooperării internaționale; propuneri de reglementări specifice sectorului gazelor naturale.

Rezervele de materii prime și de combustibili sunt indispensabile pentru dezvoltarea durabilă a unei țări, iar realizarea proceselor fizice și chimice de transformare a materiilor prime în bunuri, este condiționată de energie (iar România deține un loc privilegiat în acest sens) [12,47,74].

### **2.4. Specificații cu privire la reabilitarea zăcămintelor de gaze naturale**

Obiectivele generale ale principalelor două companii producătoare de gaze naturale, SNGN Romgaz SA [101] și SC Petrom SA [100] sunt următoarele: descoperirea de noi zăcăminte pe teritoriul României și în afara granițelor sale; creșterea factorului de recuperare și optimizarea

producției din zăcămintele comerciale aflate în concesiune; dezvoltarea depozitelor de înmagazinare subterană a gazelor naturale; creșterea volumului de vânzări de gaze naturale.

Pentru realizarea și îndeplinirea acestor obiective este nevoie de investiții în modernizare, datorită faptului că, în prezent, la peste 90% din sondele de gaze din România se înregistrează acumularea de lichide în zona de adâncime, debitul mediu pe sondă este de aproximativ  $5000 \text{ Nm}^3/\text{zi}$ , presiunile statice la sonde sunt între 2,5 și 10 bar, la 70% din sonde producția zilnică este de sub  $3000 \text{ Nm}^3$ . La aceste debite și presiuni se produc acumulări de lichide în zona de adâncime având consecință imediată tendința permanentă de autoînundare și, astfel, oprirea din producție [3].

Momentul optim la care un zăcământ se consideră că poate fi reabilitat este dat la o perioadă de producție de zeci de ani, analizându-se istoricul de producție al zăcământului și în momentul în care acesta intră într-o producție constantă, în care declinul anual este infim.

Etapele reabilitării sondelor de gaze naturale privesc următoarele aspecte:

- (1) analizarea istoricului de producție pe fiecare structură gazeiferă în parte, precum și profitabilitatea anuală a acesteia;
- (2) selectarea acelor structuri care necesită reabilitare;
- (3) întreprinderea și interpretarea datelor obținute în urma investigațiilor geofizice moderne și a investigațiilor seismice;
- (4) întreprinderea și analizarea datelor obținute din investigațiile hidrodinamice ale sondelor;
- (5) construcția noilor modele geologice și fizice, și comparația acestora cu cele anterioare;
- (6) elaborarea programelor de reactivare a sondelor, de forare a sondelor noi, precum și a revenirii la obiective izolate;
- (7) efectuarea reviziilor anuale a tot ce înseamnă instalație de suprafață și dezvoltarea de capacități noi necesare livrării gazelor la standardele de calitate și presiune solicitate;
- (8) centralizarea datelor de producție obținute în urma simulării comportării în producție a modelului geologic;
- (9) asigurarea protecției mediului înconjurător;

În tot acest timp are loc coordonarea și monitorizarea întregului proces de producție gaze natural. În urma analizei tehnico – economice, se va decide dacă este sau nu necesară și profitabilă reabilitarea infrastructurii de producție gaze a unui zăcământ, trecerea acestuia în depozit subteran sau menținerea acestuia în producție până la epuizare.



## 2.6. Reabilitarea infrastructurii productive a zăcămintelor

În acest cadru putem vorbi atât despre reabilitări ale infrastructurii de producție gaze naturale, cât și despre modernizările necesare pentru creșterea factorului de recuperare, pentru îndeplinirea planului de producție, dar și pentru necesitatea livrării gazelor la condiții de calitate impuse de către ANRE[99], menționându-se următoarele aspecte care trebuie îndeplinite: *Separarea sondelor; dezgroparea și curățarea separatoarelor de impurități; stabilirea direcției de consum a gazelor; măsurare și transmisie de date la distanță, în timp real; mentenanța anuală a infrastructurii de suprafață.*

Sunt multe aspecte care trebuie analizate, însă eu, în cele ce urmează, voi trata în special sistemul sondă-zona de influx, care este zona de legătură între infrastructura menționată mai sus și zăcămintul de gaze propriu-zis. Zona de influx strat-sondă este corespunzătoare intervalului perforat.

În tabelul 2.1 este prezentat un exemplu de sondă asupra căreia nu s-a intervenit de la punerea ei în producție [24]:

**Tabel 2.1. Date de producție ale sondei „n” în perioada 1959-2018 [24]**

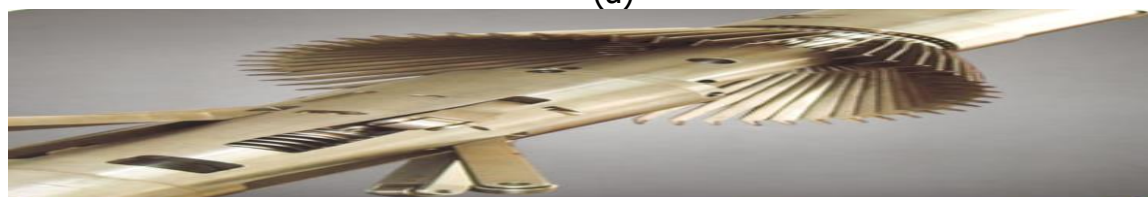
Sonda	Anul punerii în producție	Debit de gaze ( $Q$ , $m^3/zi$ ) la punerea în producție	Debit de gaze ( $Q$ , $m^3/zi$ ) februarie 2018	Cumulativul de gaze extras $\Delta G$ $10^6 m^3$
N Bogata	1959	40	2.7	146.743

Materialul tubular este supus acțiunii presiunii și a temperaturii, iar asupra garniturii de tubing acționează eforturile dinamice de încovoiere, torțiune și tracțiune, putând genera modificări ale diametrelor coloanei și a tubingului, fisuri, sau chiar ruperi.

Verificarea integrității garniturii de țevi de extracție se face prin introducerea în sondă a unor dispozitive multifinger cu ajutorul unui cablu geofizic (figura 2.2).



(a)



(b)

Fig. 2.2. Tipuri de dispozitive multifinger

Sensor	Offset (m)	Schematic	Description	Len. (m)	OD (mm)	WT (kg)	
			CHD-AES (000001) Cable Head	0.32	42.86	0.91	
			XTU-001 (000001) Connector Ultrasonic Transducer to Ultralink	0.48	42.86	2.95	
			FOR-020 (211700) Pressure Gauge (1/2")	0.09	42.86	4.31	
GR	3.97			CCL PERE (050350) Pressure Gauge Cable Locator	0.43	69.55	9.07
CCL	3.61			PRJ-013 (211280) Pressure Gauge Joint	0.17	42.86	1.04
				PRJ-005 (1000720) Pressure Gauge Cable Connector (4 Arms)	0.68	69.50	15.30
				MIT-027 (70000) Multifinger Imaging Tool (UVI 407)	1.38	69.55	27.71
				PRC-005 (1000727) Pressure Gauge Cable Connector (4 Arms)	0.68	69.50	15.30
				SPU-000 (000000) Subsloe Terminator	0.07	42.86	0.04
				Details: Total Length: 5.21 m Total Weight: 78.88 kg O.D.: 62.55 mm			

Fig. 2.3. Schiță a dispozitivului multifinger

Cu ajutorul măsurătorilor acustice de cimentare, prin introducerea unui echipament în sondă, putem analiza situația cimentării coloanei [3,45,64]. Echipamentul cu ajutorul căruia se efectuează acusticul de cimentare oferă informații asupra situației rezultate în urma cimentării coloanei, o importanță majoră având-o izolarea hidraulică a zonelor productive și neproductive.

Diagrama echipamentului se prezintă sub forma a 5 trase, fiecare fiind caracterizată de prezența unor curbe determinate din măsurătoarea respectivă. Astfel *plot*-ul reliefează și caracterizează calitatea cimentării în spatele coloanei (fig. 2.4).

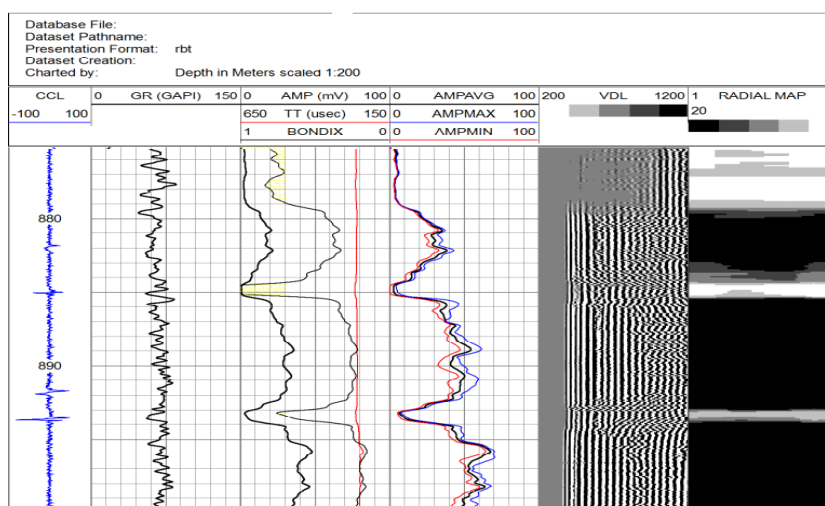


Fig. 2.4. Diagrama a curbelor înregistrate cu echipamentul multifinger

Analiza complexă a curbelor înregistrate cu echipamentul mai sus menționat (curba de amplitudine, trenul de unde din VDL, timpul de parcurs, Harta de culori a Amplitudinilor Radiale, CCL, GR) pe secțiunea de diagramă prezentată mai sus, duce la interpretare din tabelul 2.2.

Tabel 2.2. Analiza cimentării unei coloane

Nr.	Interval	Caracterizare interval
1	870-885m	Aderență parțială spre buna a cimentului



2	885-900m	Lipsă ciment
---	----------	--------------

**Investigarea sondelor productive de gaze naturale (aspecte critice):**

- a) *Prin metoda carotajului de producție.* Producția inițială de gaze se obține prin deschiderea stratelor cu parametrii hidrodinamici asemănători, iar când energia stratelor deschise scade, lor li se adaugă alte straturi, astfel încât o sondă să aibe deschise și puse în comunicare mai multe straturi, care produc diferit atât gaze naturale cât și apă, producându-se așadar un transfer de masă gazoasă dintr-un strat în altul.
- b) *Atingerea factorilor de recuperare foarte mari,* în unele cazuri peste 90 %, exploatarea din toate stratele poros-permeabile ale zăcământului, parcurgerea testelor de receptivitate, pot constitui premisele stocurilor masive de apă de zăcământ, care este inutilizabilă, și trebuie reinjectată în sondele cu această destinație.
- c) *Noile metode de investigare* ne pot detecta toate straturile potențial producătoare de fluide, cât și contribuția fiecăruia în debitul total al sondei, atât de gaze cât și de apă.
- d) *Înțelegerea comportării zăcămintelor* se poate face prin metoda carotajului de producție, cunoscută ca *Production Logging Tool (PLT)*. Principiul acestei metode va fi explicat pe larg în capitolele ce urmează.

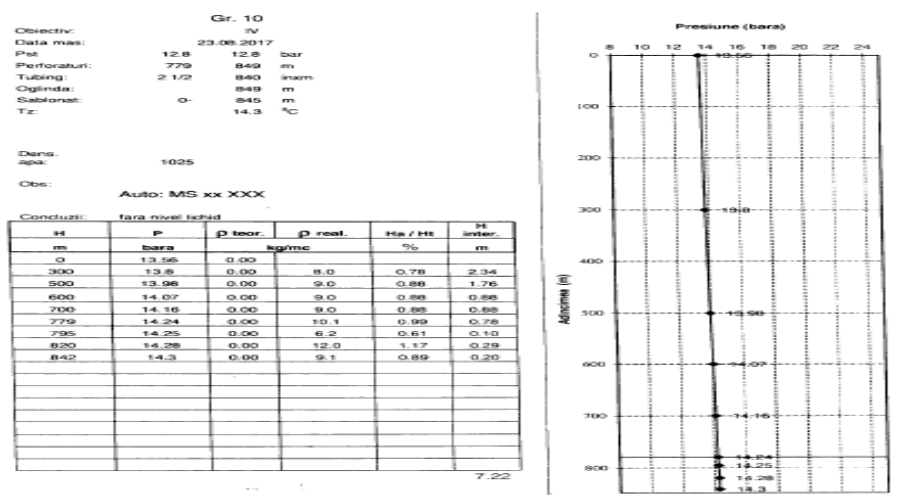
Investigarea sondelor la închidere urmărește reevaluarea parametrilor fizici și hidrodinamici ai stratului productiv, și anume: permeabilitatea efectivă, capacitatea de curgere, indicii de productivitate, mobilitatea fazelor, presiunea statică.

**Tabel 2.3. Situația măsurătorilor de presiuni statice la capul de erupție pe o anumită structură în anul 2020**

Data Închiderii	Obiectiv	Sonda Nr.	Presiunea statică - $P_t / P_c$ (bar)								Timp de închidere (h)
			La închidere	24h	48 h	72h	96h	120h	144h	stabilizare	
04.07.2017	Iinf+sup	a	5.1/6.3	7.6/7.6	7.6/7.6	7.7/7.7	7.9/7.9	7.9/7.9	7.9/7.9	7.9/7.9	168
04.07.2017	Iinf+sup	b	3.7/4.5	13.2/13.2	13.4/13.4	13.6/13.6	13.6/13.6	13.6/13.6	13.7/13.7	13.7/13.7	168
04.07.2017	Iinf+sup	c	5.3/5.4	17.3/17.3	17.8/17.8	18.3/18.3	18.5/18.5	18.5/18.5	18.6/18.6	18.6/18.6	168
04.07.2017	II+III	d	4.5/6.7	13.4/13.4	13.6/13.6	13.8/13.8	14/14	14/14	14/14	14/14	168
04.07.2017	II+III	e	4.1/5.3	13.4/13.4	13.6/13.6	13.7/13.7	13.9/13.9	13.9/13.9	13.9/13.9	13.9/13.9	168
04.07.2017	II+III	f	4.8/6	8.8/8.8	15.7/15.7	15.8/15.8	Intrat echipament snubbing				
04.07.2017	II+III	g	3.4/3.9	11.8/11.8	12.1/12.1	12.4/12.4	12.6/12.6	12.7/12.7	12.7/12.7	12.7/12.7	168
04.07.2017	II+III	h	8.1/9	14.4/14.4	14.5/14.5	14.5/14.5	14.6/14.6	14.6/14.6	14.6/14.6	14.6/14.6	168
04.07.2017	II+III	i	6.6/8.1	13.1/13.1	13.2/13.2	13.2/13.2	13.2/13.2	13.2/13.2	13.3/13.3	13.3/13.3	168
04.07.2017	II+III	j	8/8.5	13.3/14.4	13.4/14.5	13.5/14.6	13.6/14.6	13.6/14.7	13.6/14.7	13.6/14.7	168
23.08.2017	IV	k	4.8/5.5	10.2/10.5	10.7/10.9	11.2/11.2	11.2/11.2	11.2/11.2	11.4/11.5	11.5/11.5	192
23.08.2017	IV	l	5.4/9	12.6/12.6	12.6/12.6	12.9/12.9	13/13	13/13	13/13	13/13	192
23.08.2017	IV	m	4.7/8.8	8.6/10.7	10.1/10.8	10.9/10.9	11.1/11.1	11.1/11.1	11.1/11.1	11.2/11.2	192
23.08.2017	IV	n	4.4/5.6	11.4/11.4	11.7/11.7	12.4/12.4	12.4/12.4	12.5/12.5	12.7/12.7	12.7/12.7	192

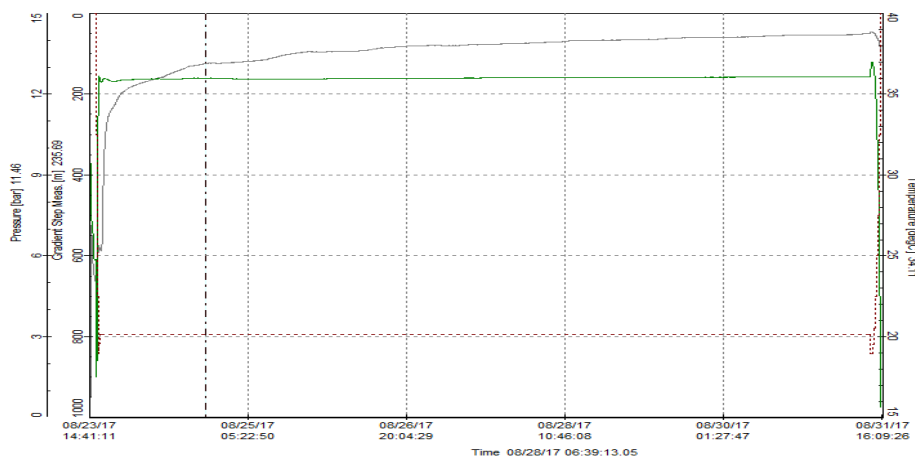
23.08.2017	IV	o	6/7.4	10.2/11.2	10.4/11.4	10.2/11.6	10.2/11.6	10.2/11.8	10.8/11.8	10.8/11.8	192
23.08.2017	IV	p	3.9/4.2	17.3/17.3	19.8/19.8	20.6/20.6	20.8/20.8	20.9/20.9	21/21	21.1/21.1	192

De asemenea, în sonde se introduce și echipamentul de măsurători de fund care înregistrează parametrii statici ai sondei (tabelul 2.3): Sonda n a zăcământului "Z" (figura 2.5).



**Fig. 2.5. Interpretare a măsurătorii statice de fund a sondei "n" Bogata**

Evoluția valorilor de presiune este înregistrată cu manometrul de fund plasat în zona perforaturilor, valori cu ajutorul cărora se întocmește curba de refacere a presiunii (figura 2.6).



**Fig. 2.6. Curba de refacere a presiunii în sondă**

Investigarea sondelor la deschidere constă în producerea unei sonde pentru o anumită perioadă de timp la un debit constant și cu înregistrarea variației presiunii de adâncime; astfel se obține curba de stabilizare a presiunii dinamice de fund.

## CAPITOLUL III

### SITUAȚII SPECIALE ÎNTALNITE ÎN PRACTICĂ, EXPERTIZĂ ȘI EXPERIMENTE

#### 3.1. Situații speciale întâlnite în practică, expertiză și experimente

Situațiile sau cazurile speciale întâlnite în practică, expertiză și experimente includ: înghețarea în zona elementului deprimogen; sistemul de măsurare și transmisie a datelor la distanță în timp real; analiza datelor de producție; măsurătorile de presiuni dinamice și statice de la suprafață etc.

(1) *Înghețarea în zona elementului deprimogen "duză" și oprirea din producție a sondei pe perioada de iarnă.*

Urmare firească a acestei probleme, în urma mai multor mini sesiuni de *brainstorming* pentru rezolvarea acestor situații speciale, care în unele cazuri ne dădeau foarte mult de furcă, am ajuns la concluzia că trebuie construită o instalație care să ne ușureze această muncă de dezghețare a conductelor în flux [103].

Cum metanolul are această proprietate de a dezgheța în timp rapid apa sau chiar și amestecurile, după cum reiese din studiul efectuat și explicat într-unul din capitolele anterioare, am ajuns la concluzia că este necesară crearea unui vas tampon și montarea acestuia înainte de locul unde îngheață de obicei conducta. Pe de altă parte, e vorba de dotarea acestui vas cu un ventil de  $\frac{1}{2}$  în pentru ca, în momentul în care se constată fie creșterea presiunii P1 (aceasta indicând faptul că există un blocaj la duză), fie în momentul în care debitul indicat de calculatorul de debit, montat pe poligonul de măsură al sondei, este în scădere sau chiar zero, operatorul de serviciu să intervină și să deschidă ventilul de  $\frac{1}{2}$  în montat pe vasul de stocare al metanolului. Mai exact spus, cu ajutorul presiunii amonte a gazelor se acționează asupra tronsonului de conductă înghețat și se îndepărtează dopul de gheață, fiind astfel refăcută curgerea de gaze prin duză și apoi, bineînțeles, închiderea acestui robinet [103].

Avantajele utilizării acestei metode de dezghețare a conductei sunt următoarele:

- a) este foarte ușor de aplicat, comparativ cu vechile metode;
- b) este necesară o cantitate de sub 1 litru de metanol pentru dezghețare;
- c) timpul de intervenție este de câteva minute, comparativ cu ore în cazurile rudimentare menționate mai sus;
- d) se menține producția pe sondă, total grup, chiar și structură constantă, astfel că nu se creează fluctuații în sistem care să exercite probleme și asupra stațiilor de comprimare;

e) costul unei astfel de instalații este nesemnificativ, având în vedere că sunt necesare două niple, un ventil de  $\frac{1}{2}$ "', și un vas cu un volum de 5 litri care să reziste la o presiune de până la 10 bar;

f) un avantaj important este și prețul metanolului, de circa 8 lei/litru.

Am analizat și automatizarea acestui sistem, respectiv costurile automatizării care includ senzori multivariabili, calculator-debit, traductor de presiune ș.a. Costurile acestora sunt de ordinul a zeci de mii lei, astfel că, în urma unei analize SWOT (beneficii, avantaje, probleme, dezavantaje...) s-a exclus din start această variantă. Altfel spus, dispozitivele propuse vor fi operate manual, sub stricta atenție a operatorului de extracție a gazelor [103]. Realizările personale sunt legate de aspectele prezentate în continuare...

*(2) Pentru ținerea sub control a producției gazelor naturale pe fiecare sondă în parte, se va recurge la Sistemul de Măsurare și Transmisie a datelor la distanță, în timp real.*

**(3)** Din datele de producție analizate în cadrul acestei lucrări am constatat că la peste 90% din sondele de gaze din România se înregistrează acumularea de lichide în zona de adâncime, debitul mediu pe sondă fiind de aproximativ 5000 Nm<sup>3</sup>/zi, iar presiunile de lucru de aproximativ 2,5 bari. Apoi, la 70% din sonde producția zilnică este de sub 3000 Nm<sup>3</sup>, iar la aceste debite și presiuni se produc acumulări de lichide în zona de adâncime având consecință imediată tendința permanentă de oprire din producție.

În această situație, am considerat oportun să întreprind studii în teren și în laborator pentru utilizarea a două tipuri diferite de batoane spumogene având compoziții diferite, studii din care a reieșit tipul preponderent de baton spumogen care se dorește a fi folosit, având în vedere rezultatele obținute și prezentate în cadrul capitolului 5. De asemenea, o mare problemă cu care ne confruntăm la utilizarea dispozitivelor automate de introdus substanțe spumogene în sonde, o reprezintă înghețarea amestecului la temperaturi scăzute. În acest sens am întreprins, de asemenea, studii de cercetare în laborator și în teren pentru rezolvarea acestor situații speciale și am și găsit formula corectă pe diferite tipuri de compoziții: apă, spumant și metanol, sau apă, trietilenglicol și metanol, în funcție de temperatură ambientală [4,8].

**(4)** Prin efectuarea măsurătorilor de presiuni dinamice și statice de la suprafață am observat scăderi ale debitelor anumitor sonde, creșterea diferenței dintre presiunea măsurată la tubing, respectiv coloană, antrenarea de impurități solide și, ulterior, am identificat echipamentele de adâncime" vinovate" că anumite sonde au un nivel de lichid pe care un reușesc să-l antreneze la suprafață. Din acest motiv pentru am intervenit, pe aceste sonde, cu echipamente de tubing flexibil sau convertizoare cu azot, sondele fiind denivelate complet și fiind repuse în producție la parametrii optimi. Un exemplu în acest sens este dat de o sondă care

a avut nivelul de apă noroioasă în intervalul 1180 m-1703 m și producea foarte slab pe coloană. S-a intervenit cu unitatea de tubing flexibil, iar rezultatele pozitive nu au întârziat să apară: debite de 3.5 mii Nm<sup>3</sup>/zi. Reușite notabile s-au obținut, de asemenea, cu instalația de reparație capitală.

(5) Ceea ce îmi doresc, în continuare, având în vedere gradul ridicat de depletare al zăcămintelor și cantitățile de apă crescute, acumulate de sonde la talpă, va fi testarea și utilizarea pompelor hidraulice și a celor electrice submersibile, urmând a vedea rezultatele în viitorul apropiat [21,33,55,56].

(6) La Secția de Producție gaze unde îmi desfășor activitatea s-a efectuat o operație de fisurare hidraulică în anii '70, însă fără rezultate pozitive, astfel că am în vedere reluarea unei asemenea operații, în viitorul apropiat, în strânsă legătură cu rezultatele personale obținute și printr-o mai strânsă colaborare cu colegii din departamentele abilitate.

(7) Este necesară extinderea cercetărilor geologice pentru petrol și gaze la adâncimi mari [16,37], iar pentru sondele aflate la distanțe mari față de sistemul național de transport gaze, lichefierea lor ar fi o soluție de luat în analiză,

(8) Trebuie luată în considerare, de asemenea, diversificarea gamei de produși chimici pentru tratarea sondelor în vederea creșterii afluxului din strat [67,82,95,99,101].

(9) Consider că este necesară creșterea valorii adăugate a produsului denumit gaz metan, avându-se în vedere că, în prezent, gazele naturale se folosesc în procesul de ardere și în procesul de producție a energiei electrice, dar se dorește, de asemenea, valorificarea superioară a gazelor prin prisma chimizării [101].

### **3.2. Misiunea și obiectivele principale ale companiei SNGN ROMGAZ SA**

Preocupările mele din această teză sunt legate, indisolubil, de principalele obiective ale companiei SNGN ROMGAZ SA [101]:

- descoperirea de noi zăcăminte pe teritoriul României și în afara granițelor sale;
- creșterea factorului de recuperare și optimizarea producției din zăcămintele comerciale aflate în concesiune;
- dezvoltarea depozitelor de înmagazinare subterană a gazelor naturale;
- creșterea volumului de vânzări de gaze naturale.

Pe de altă parte, dezvoltarea pieței de gaze naturale în următorii ani are în vedere următoarele aspecte: dezvoltarea concurenței la nivelul furnizorilor de gaze; continuarea implementării unor metodologii de tarifare de tip „plafon”; stimularea înființării și/sau reabilitării unor zăcăminte de gaze naturale, în scopul creșterii cantităților de gaze naturale din producția internă; continuarea exportului de gaze naturale început în anii trecuți.

Educația este mijlocul cel mai eficace de care dispune o societate pentru a răspunde provocărilor viitorului. Eficacitatea educației din perspectiva dezvoltării durabile se măsoară, finalmente, prin modificările ce au loc în atitudinea și comportamentul oamenilor la nivel individual și social. Educația pentru dezvoltare durabilă necesită implicarea unui număr mare de persoane [12]. Este necesară extinderea acestui sector educațional prin implicarea nu doar a educatorilor, ci și a reprezentanților societății civile, ai asociațiilor profesionale și ai reprezentanților comunităților de afaceri.

### **3.3 Declarația cercetărilor**

Motivația alegerii cercetării temei o reprezintă importanța incomensurabilă a acestui combustibil în evoluția poporului român, începând cu anul 1909, până în prezent, precum și găsirea și aplicarea de soluții pentru stoparea declinului de producție, ca și eliminarea factorilor care împiedică funcționarea la parametri optimi a sondelor.

Importanța energetică a noii resurse pentru dezvoltarea economică a Transilvaniei, a determinat continuarea cercetării acumulărilor de gaze naturale, explorarea, transportul și utilizarea lor în mai multe zone din Transilvania. Dintre realizările importante pot fi menționate utilizarea gazelor la cazanele de abur de la Sărmășel, iluminatul cu gaze naturale al aleilor din Stațiunea Bazna, construcția conductei de transport gaze naturale Sărmășel – Turda, construcția rețelei de distribuție a gazelor din Turda. Extracția gazelor naturale este considerată ca fiind o activitate complexă și dependentă de o mulțime de factori și condiții.

În vederea atingerii dezideratului propus, am exprimat necesitatea deosebit de importantă în ceea ce privește reabilitarea sondelor de gaze naturale avându-se în vedere durata de câteva zeci de ani de exploatare a zăcămintelor și faptul că acestea se află într-o stare avansată de depletare.

Am încercat să evidențiez și să explic necesitatea reabilitării sondelor de gaze naturale cu probleme și dificultăți tehnologice, prin diferite lucrări practice, prin teste de laborator și șantier, prezentate pe larg în cadrul acestei lucrări. Datele obținute au fost prelucrate mai întâi în programe de lucru, astfel că am putut realiza grafice pe baza lor, efectuând mai apoi analiza propriu-zisă. Rezultatele cercetării se regăsesc în capitolele patru și cinci ale aceste lucrări.

**CAPITOLUL IV**  
**STUDII TEORETICE, PRACTICE SI FUNDAMENTALE**  
**PE ETAPE PRIVIND REABILITAREA**  
**INFRASTRUCTURII PRODUCTIVE**

**4.1. Analizarea istoricului de producție pe fiecare structură gazeiferă în parte**

Secția de Producție gaze analizată, aparține Sucursalei de Producție Mureș, SNGN ROMGAZ SA, fiind subordonată direct Directorului de Producție al Sucursalei și are în alcătuirea ei:

- 168 angajați {operatori extracție, lăcătuși mecanici, echipa de intervenție, șefi de formație, personal Tesa (funcționar superior, economist, adjunct șef de secție și șef de secție)};
- 13 câmpuri de gaze;
- 39 puncte de lucru;
- 333 sonde de gaze naturale în producție;
- 9 Stații de uscare gaze (6 stații cu trietilenglicol și 3 stații cu săruri delicvescente);
- 4 stații de injecție ape reziduale;
- 6 sonde de injecție ape reziduale;
- 1 Depozit de deșeuri.

Cele 13 structuri gazeifere sunt următoarele: A (12 grupuri totalizând 156 sonde); B (3 grupuri totalizând 17 sonde); C (1 grup totalizând 2 sonde); D (4 grupuri totalizând 66 sonde); E (1 grup totalizând 6 sonde); F (2 Grupuri totalizând 39 sonde); G (5 grupuri totalizând 23 sonde); H (1 grup totalizând 12 sonde); I (1 grup totalizând 4 sonde); J (1 grup totalizând 4 sonde); K (1 grup totalizând 4 sonde); structurile L și M, care nu sunt în exploatare în momentul de față.

Producția pe structuri: Structura A produce aproximativ 750 mii Nm<sup>3</sup>/zi gaze naturale prin 156 sonde; Structura B produce aproximativ 45 mii Nm<sup>3</sup>/zi gaze naturale prin 17 sonde; Structura C produce aproximativ 8 mii Nm<sup>3</sup>/zi gaze naturale prin 2 sonde; Structura D produce aproximativ 150 mii Nm<sup>3</sup>/zi gaze naturale prin 66 sonde; Structura E produce aproximativ 13 mii Nm<sup>3</sup>/zi gaze naturale prin 6 sonde; Structura F produce aproximativ 130 mii Nm<sup>3</sup>/zi gaze naturale prin 39 sonde; Structura G produce 110 aproximativ mii Nm<sup>3</sup>/zi gaze naturale prin 23 sonde; Structura H produce aproximativ 85 mii Nm<sup>3</sup>/zi gaze naturale prin 18 sonde; Structura I

produce aproximativ 35 mii Nm<sup>3</sup>/zi gaze naturale prin 4 sonde; Structura J produce aproximativ 3 mii Nm<sup>3</sup>/zi gaze naturale prin 4 sonde; Structura K produce aproximativ 22 mii Nm<sup>3</sup>/zi gaze naturale prin 4 sonde; Structura L nu produce în prezent, însă se vor instala două Stații de Uscare Gaze cu săruri delicvescente pentru fiecare grup de sonde în parte și va putea produce un o valoare estimată la 4 mii Nm<sup>3</sup> gaze/zi cu ajutorul a 3 sonde; Structura M nu este în exploatare în momentul de față.

În figurile 4.1... 4.3 sunt prezentate hărțile structurale pentru pachetele Bg-VIa, complexul Bg-III și pentru complexul Badenian VI.

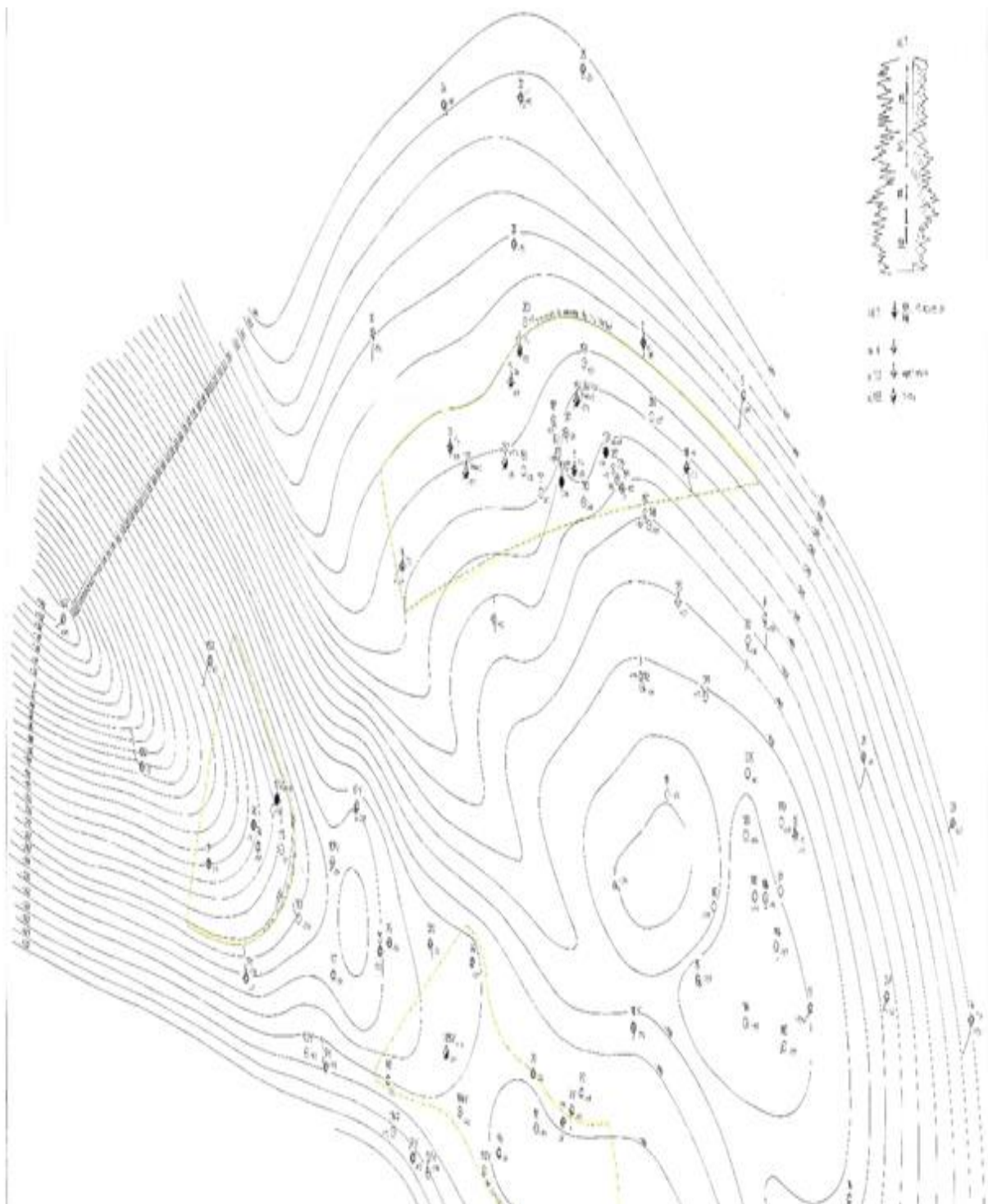




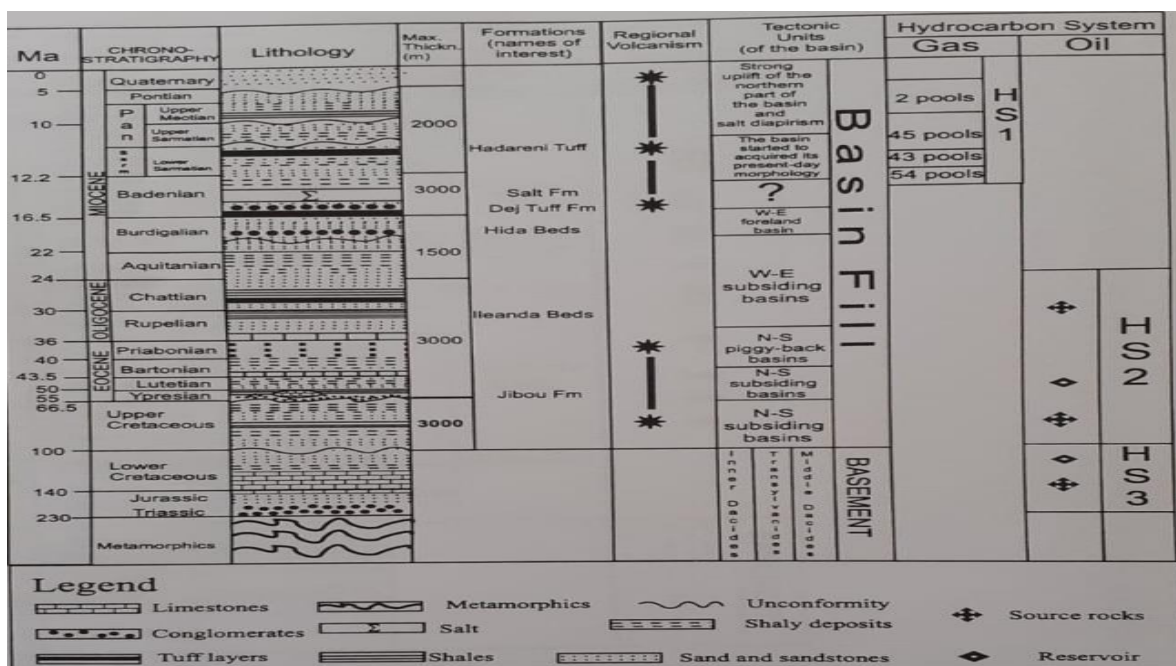


Fig. 4.3. Hartă structurală pentru complex Badenian VI

În figurile 4.4 și 4.5 sunt prezentate coloana litostratigrafică a bazinului transilvănean, respectiv coloana litostratigrafică a bazinului transilvănean și a sistemului său de hidrocarburi.



Fig. 4.4. Coloana litostratigrafică a bazinului transilvănean



**Fig. 4.5. Coloana litostratigrafică a bazinului transilvănean și a sistemului său de hidrocarburi**

## **4.2. Selectarea structurilor care necesită reabilitare**

Reabilitarea se impune a se face asupra unor zăcăminte mature care au produs un timp suficient de lung încât au un istoric bine structurat și de la care se așteaptă producții semnificative de gaze.

Momentul optim la care un zăcământ se consideră a putea fi reabilitat este dat de o perioadă de producție de zeci de ani, analizându-se istoricul de producție al zăcământului și, în momentul în care acesta intră într-o producție constantă, declinul anual este infim. Există posibilitatea ca zăcământul să continue a fi exploatat până la epuizare, sau să fie transformat în depozit de înmagazinare subterană a gazelor (pentru suplimentarea consumului de gaze în perioada rece ca urmare a creșterii cererii de pe piață, dar și a echilibrării valorilor de presiune din Sistemul Național de Transport Gaze).

## **4.3. Construcția noilor modele geologice și fizice**

Reabilitarea zăcămintelor mature de gaze naturale (figurile 4.1... 4.5) începe prin achiziționarea, procesarea, corelarea și interpretarea tuturor datelor de producție și a datelor geologice pentru a stabili dimensiunile colectoarelor poros-permeabile, interpretări în urma cărora se reconstruiesc zonele de interes pentru exploatarea viitoare, în concordanță cu noile rezerve de gaze stabilite, cu noile posibilități de exploatare ale sondelor de gaze și ale infrastructurii de suprafață.

Grație noilor tehnologii de cercetare ale stratelor poros permeabile și a urmării istoricului de producție al sondelor, reconfigurarea modelului geologic este de o acuratețe superioară față de cel rezultat din analizele anterioare. Reconfigurarea spațială a modelului geologic are ca scop determinarea precisă a volumului colectorului (grosimea stratului, suprafața productivă) în care se găsesc cantonate gazelor naturale, făcându-se astfel și o comparație cu vechile dimensiuni ale acelei formațiuni.

Etapile reconstruirii modelului geologic asociat unui zăcământ încep cu determinarea grosimii stratelor poros permeabile [64]. Reconfigurarea modelelor geologice în spațiul tridimensional și, apoi, simularea mișcării gazelor în mediul poros permeabil se rezumă la următoarele șase etape: (1) Construirea bazei de date care să cuprindă parametrii fiecărei sonde de pe zăcământ; (2) Interpretarea seismică; (3) Modelarea geologică și modelarea de facies având ca finalitate modelul geologic 3D, etapă în care se întocmesc și hărțile structurale; (4)

Modelarea petrofizică, unde parametrii petrofizici ai carotelor sunt valori zonale care alcătuiesc punctele de start în atribuirea valorilor medii în întreaga unitate hidrodinamică. În cadrul modelării petrofizice, rezultatele investigațiilor PNN efectuate în sonde se iau în considerare; (5) Evaluarea resurselor și rezervelor actuale (6) Modelarea și simularea numerică, unde specificul este dat de simularea istoricului de producție și compararea datelor cu cele existente în șantier.

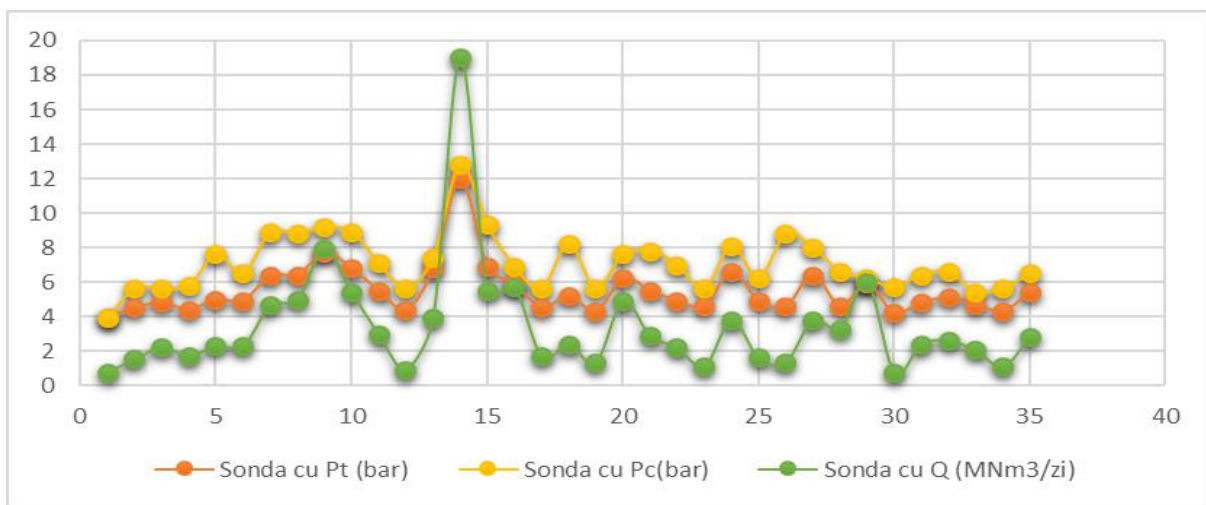
#### 4.3.1 Baza de date privind parametrii fiecărei sonde de pe zăcământul analizat

Așa cum am menționat mai jos, parametrii dinamici precum și cei statici au avut perioade similare de stabilizare cu mențiunea că toate sondele de pe structură antrenează apă sărată (tabelul 4.2 și figura 4.6). Structura este exploatată cu ajutorul unui compresor de câmp care scade presiunea de aspirație până în jurul valorii de 3 bar, având presiunea de refulare în jurul valorii de 8 bar, necesari pentru intrarea în treaptă a doua a unei stații de comprimare.

**Tabel 4.1. Datele producției la fiecare sondă (cf. figurilor 4.1... 4.3)**

Sonda nr	Duza	Pt (bar)	Pc (bar)	P1 (bar)	P2 (bar)	Q miiNm <sup>3</sup> /zi	Impurități	Pst (bar)
1	6	3.9	3.9	3.9	3.8	0.77	0	6.5/12.5
2	6	4.5	5.6	4.3	3.9	1.54	20	10.5/15
3	6	4.8	5.6	4.8	4	2.2	10	17.5/17.5
4	6	4.4	5.8	4.4	3.9	1.72	10	11.1/11.1
5	6	5	7.6	4.9	4	2.3	50	22/22
6	6	4.9	6.5	4.9	4	2.3	10	19.8/19.8
7	7	6.4	8.9	6	4	4.66	80	17.6/16.1
8	7	6.4	8.8	6.4	4.1	5	100	14.5/13.8
9	8	7.7	9.2	7.5	4.1	7.9	20	14/14
10	7	6.8	8.9	6.8	4.2	5.4	400	29/31
11	6	5.5	7.1	5.5	4	2.97	10	14/14
12	5	4.4	5.6	4.4	4.1	0.9	10	15.2/16.5
13	6	6.8	7.4	6.7	6	3.93	0	47.5/47.5
14	10	12	12.8	12	5	19	250	17/18
15	7	6.9	9.3	6.8	4	5.5	10	9/13.7
16	8	5.9	6.9	5.8	4.1	5.7	10	11.3/11.4
17	6	4.5	5.6	4.5	4	1.7	0	38.1/38.1
18	6	5.2	8.2	5.1	4.2	2.37	50	43.4/44.4
19	6	4.3	5.6	4.3	4	1.35	10	19.5/21.3
20	7	6.2	7.6	6.2	4	4.9	10	15.9/15.9
21	6	5.5	7.8	5.5	4.1	2.9	10	18.4/19.7
22	6	4.9	7	4.9	4.1	2.2	10	21/22.5
23	5	4.6	5.6	4.4	4	1.1	10	11.7/11.7
24	6	6.6	8.1	6.6	4	3.8	500	25/37
25	5	4.9	6.2	4.9	4	1.6	10	10.7/10.7
26	6	4.6	8.8	4.3	4	1.35	400	23.9/23.9
27	6	6.4	8	6.4	3.8	3.8	10	21/24
28	7	4.6	6.6	4.6	3.5	3.3	5	16/17
29	8	5.9	6.2	5.9	4	6	5	15.9/16
30	6	4.2	5.7	4	3.9	0.77	40	9.9/9.9
31	6	4.8	6.4	4.8	3.8	2.4	10	8.8/12.3

32	6	5.1	6.6	5.1	4	2.6	100	7.2/9.2
33	6	4.7	5.4	4.7	4	2.05	10	28.4/26.2
34	6	4.3	5.6	4.2	4	1.1	50	22/22
35	6	5.4	6.5	5.4	4	2.8	10	98/98



**Fig. 4.6. Datele sondelor de pe zăcământul analizat**

#### 4.3.2 Interpretarea seismică

Cea mai importantă metodă geofizică pentru cartarea zonelor care pot să conțină hidrocarburi este prospecțiunea seismică, care constă în producerea, în anumite puncte ale zonei supusă analizării, a unor unde elastice care se propagă în adâncime, întorcându-se la suprafață după contactul cu limitele de separate ale straturilor cercetate și înregistrându-se, astfel, timpul de sosire a lor la suprafață [37,38,64,70].

La efectuarea unor prospecțiuni seismice se vor obține și informații despre colectoarele vecine, de dimensiuni reduse, care nu au fost cunoscute până în prezent, pe lângă informații legate de forma și dimensiunile colectorului cercetat [17]. Urmează suprapunerea hărților structurale vechi cu hărțile rezultate în urma prospecțiunilor seismice pentru a se observa dacă există și care sunt diferențele dintre ele, precum dimensiunile rocilor colectoare și poziționarea acestora.

#### 4.3.3 Modelul geologic

##### *Cadrul geologic regional*

Depresiunea Transilvaniei s-a format în urma mișcărilor stirice, când apele mării Badeniene au inundat zonele marginale joase pe care le-au transformat ulterior în arii de acumulare, și a evoluat ca atare după începutul Paleogenului. Formațiunile geologice ale Depresiunii Transilvaniei (figurile 4.4 și 4.5) sunt alcătuite dintr-un fundament cristalin și un înveliș sedimentar prelaramic, denumit fundament cristalin-mezozoic, și din formațiunile specifice depresiunii din Paleogen și Neogen [17,103].

##### *Stratigrafia*

Sondele săpate pe structură traversează întreaga stivă de sedimente de deasupra sării, sedimente care aparțin Badenianului, Bulgovianului și Sarmațianului. Stratul de sare a fost interceptat odată cu săparea sondei numărul 2, la adâncimea reală de 2366 metrii.

### *Tectonica*

Zăcământul analizat este sub forma unui brahianticlinal orientat NV-SE, având flancuri asimetrice, cu căderi care se accentuează odată cu adâncimea, mai ales pe flancul sud vestic [103]. În cadrul zăcământului s-a constatat o deviere a axului lui cu adâncimea, astfel că zăcământul nu este conform.

### *Distribuția inițială a fluidelor*

Colectoarele productive au fost împărțite în complexe pe baza corelării diagrafiilor sondelor forate și, totodată, ținându-se cont de aspectul litologic, productivitatea și probele de producție efectuate. Roca colectoare este formată din nisipuri în alternanță cu gresii, cu marne nisipoase și argiloase.

#### **4.3.4 Modelul fizic**

##### *Presiunea inițială și temperatura de zăcământ*

În cele ce urmează sunt prezentate valori ai principalilor parametri de zăcământ (tabelul 4.2):

**Tabel 4.2. Principalii parametri de zăcământ**

<b>Denumire parametru</b>	<b>Badenian</b>	<b>Bulgovian</b>	<b>Sarmațian</b>
Grosime medie efectivă, m	4.98-14.52	7.14-24.88	9.73-16.1
Presiune inițială, barr	159-195	90-127	67-77
Temperatura inițială, °C	44-62	33-43	27-30
Factor de volum inițial	0.0073-0.0053	0.0103-0.0074	0.0138-0.012
Porozitatea, %	10-20	10-20	24
Saturația inițială în gaze	50-70	50-70	75

### *Parametrii fizici ai fluidelor*

Rezultatele analizelor probelor de gaze colectate în urma probelor de producție ale sondelor aparținând structurii gazeifere, ne confirmă elementele de-acum știute, anume faptul că gazele au ca principal compus metanul în proporție de peste 99 %, restul componentilor existând în proporții neglijabile, după cum se vede în buletinul de analiză de mai jos (tabelul 4.3).

**Tabel 4.3. Analiza gazcromatografică pe structura analizată**

<b>Nr. Crt.</b>	<b>Componenta</b>	<b>% volum</b>	<b>% molar</b>	<b>% masa</b>	<b>g/Nm<sup>3</sup></b>
1	Metan	99.388	99.386	98.7611	713.0444
2	Etan	0.1382	0.1392	0.2595	1.8738
3	Propan	0.0216	0.0220	0.0601	0.4338

## UNIVERSITATEA "PETROL-GAZE" DIN PLOIEȘTI

4	Iso-butan	0.0046	0.0048	0.0173	0.1252
5	n-butan	0.0022	0.0023	0.0081	0.0581
6	Iso-pentan	0.0019	0.0020	0.0087	0.0626
7	n-pentan	0.0005	0.0005	0.0025	0.0179
8	n-hexan	0.001	0.0011	0.0062	0.0447
9	n-heptan	0.0005	0.0006	0.0037	0.0268
10	n-octan	0	0	0	0
11	Helium	-	-	-	-
12	Azot	0.3296	0.329	0.5711	4.1234
13	Argon-oxigen	0.0068	0.0068	0.0136	0.0984
14	Bioxid de carbon	0.1051	0.1056	0.288	2.0796
Total		100	100	100	721.9888

Analiza a fost efectuată conform standardelor internaționale în vigoare, în data de 12 iunie 2020, presiunea gazului în punctul de prelevare fiind de 3,2 bar iar temperatura gazului de 12,9 °C. Determinarea calității gazelor naturale este necesară a fi efectuată:

- Înainte de a fi supuse separării și condiționării, pentru dimensionarea instalațiilor necesare;
- După uscare, în vederea evaluării tratamentului efectuat;
- La panourile de măsură finală, care reprezintă punct de predare-primire între producător și transportator, pentru:
  - ✓ determinarea densității relative față de aer, coeficient important pentru calcularea debitelor de gaze,
  - ✓ determinarea puterii calorice superioare, care reprezintă exprimarea în unități de energie a debitelor de gaze,
  - ✓ emiterea buletinului de analiză către beneficiar.

De asemenea, analizele de apă de zăcământ efectuate asupra probelor recoltate din mai multe sonde amplasate pe structura analizată indică caracteristici similare, toate având un conținut ridicat de NaCl, mai puțin o sondă care prezintă apă dulce (tabelul 4.4).

**Tabel 4.4. Centralizator privind buletinele de analiză a apelor de zăcământ aparținând structurii analizate**

Sonda	Determinări								
	Concentrația ionilor de hidrogen (pH)	Cloruri	Densitate	Calciu Ca <sup>2+</sup>	Magneziu Mg <sup>2+</sup>	Salinitate (NaCl)	Duritate totală	Reziduu fix (105°C)	Bicarbonați (HCO <sub>3</sub> )
1	6.1 unit. pH	91309.5 mg/l	1.097 g/cm <sup>3</sup>	4008 mg/l	2432 mg/l	150.63 g/l	1122 °d	184152 mg/l	762.5 mg/l
2	6.2 unit. pH	47871 mg/l	1.050 g/cm <sup>3</sup>	2044mg/l	1143 mg/l	78,97 g/l	549.78 °d	92848 mg/l	167.7 mg/l
3	6.2 unit. pH	47871 mg/l	1.050 g/cm <sup>3</sup>	2044mg/l	1143 mg/l	78,97 g/l	549.78 °d	92848 mg/l	167.7 mg/l
4	6.7 unit. pH	4432 mg/l	1.004 g/cm <sup>3</sup>	681.36 mg/l	24.3 mg/l	7.31 g/l	100.98 °d	9476mg/l	610 mg/l
5	5.6 unit. pH	80672 mg/l	1,091 g/cm <sup>3</sup>	5851mg/l	2772 mg/l	133 g/l	1459 °d	163500mg/l	1830 mg/l
6	6.5 unit. pH	48757 mg/l	1.05 g/cm <sup>3</sup>	2484 mg/l	1994 mg/l	80 g/l	808 °d	105384 mg/l	1067 mg/l
7+8	6.4 unit. pH	41666 mg/l	1.042 g/cm <sup>3</sup>	1923mg/l	1240 mg/l	69 g/l	555 °d	80148 mg/l	610 mg/l

9	6.2 unit. pH	57622mg/l	1.060 g/cm <sup>3</sup>	3126mg/l	1362 mg/l	96 g/l	752 °d	111180 mg/l	1982 mg/l
10	6.1 unit. pH	79785mg/l	1.084 g/cm <sup>3</sup>	3327mg/l	2116 mg/l	131 g/l	954 °d	161320 mg/l	915 mg/l
11+12	6.2 unit. pH	54076mg/l	1.055 g/cm <sup>3</sup>	2405mg/l	1557 mg/l	141 g/l	1100 °d	171220mg/l	2590 mg/l
13+14	6 unit. pH	88650mg/l	1.096 g/cm <sup>3</sup>	3808mg/l	2262 mg/l	146 g/l	1155 °d	201436mg/l	1220 mg/l

Metodele de determinare sunt conforme cu standardele internaționale în vigoare, probele de apă de zăcământ de la sonde denumite generic de la 1 la 11, fiind recoltate în aceeași zi în care au fost trimise spre laboratorul de determinări fizico-chimice, și anume în 4.05.2020.

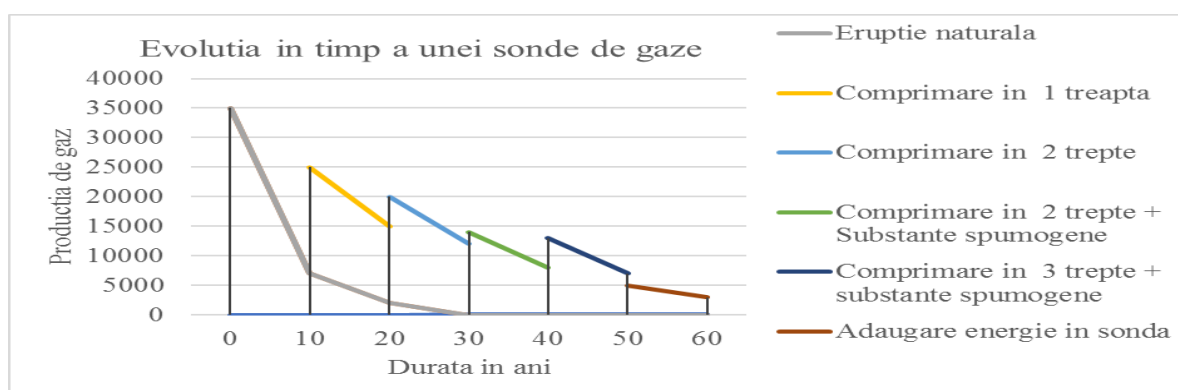
***Parametrii fizici ai rocii colectoare și ai sistemului rocă-fluide***

În urma analizelor propunem modificări ale porozității și a saturației în apă interstițiară, avându-se în vedere și faptul că, față de vechiul model, s-a constatat o creștere a dimensiunii resursei geologice calculate prin metoda volumetrică. În urma colectării și analizării de carote mecanice din rocile colectoare aparținând Sarmațianului, am reconsiderat valorile de permeabilitate și saturație în apă interstițiară astfel [103]:

- a) S-a determinat porozitatea având valoarea de 24 %, fiind mai ridicată față de valoarea porozității determinate în vechiul model;
- b) Saturația în apă interstițiară a fost reconsiderată în jurul valorii de 75 %; de asemenea și acest parametru are o valoare mai ridicată decât în vechiul model;
- c) Parametrii fizici pentru celelalte zăcăminte care aparțin Badenianului și Bulgovianului sunt similare cu cele din vechiul model.

**4.4. Creșterea producției, elaborarea programelor de reactivare a sondelor, precum și de revenire la obiective izolate**

În figura 4.7 este prezentată evoluția în timp a producției unei sonde de gaze naturale.



**Fig. 4.7. Evoluția în timp a producției unei sonde de gaze naturale**



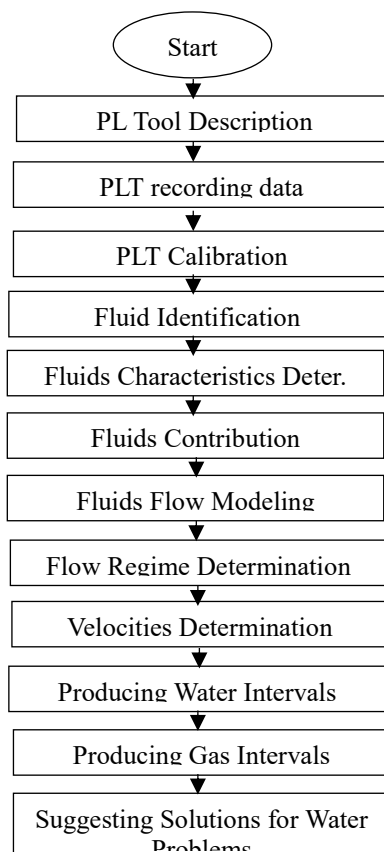
Din datele de producție analizate în capitolele anterioare și avându-se în vedere, așa cum am mai menționat, că la peste 90% din sondele de gaze din România se înregistrează acumularea de lichide în zona de adâncime, debitul mediu pe sondă este de circa 5000 Nm<sup>3</sup>/zi, presiunile de lucru la sonde sunt de aproximativ 2,5 bari, iar la 70% din sonde producția zilnică este de sub 3000 Nm<sup>3</sup>. La aceste debite și presiuni se produc acumulări de lichide în zona de adâncime. Consecința imediată este tendința permanentă de oprire din producție. În acest sens, consider a fi oportună realizarea de proiecte pe fiecare structură în parte, iar în urma analizării profitabilității tehnico – economice a reabilitării structurilor de producție, să se decidă trecerea acestora în depozite subterane sau menținerea lor în producție până la epuizare [3,64,103].

#### 4.4.1. Investigarea analizei dinamice a performanței sondelor folosind instrumentul de înregistrare a producției (PLT)

În această lucrare, a fost utilizată o înregistrare de producție pentru a investiga comportamentul dinamic al performanței sondelor de gaze.

##### *Diagrama fluxului de analiză*

În figura 4.8 este prezentată diagrama de flux a metodologiei care este utilizată pentru a analiza performanța dinamică a sondei analizate din partea de sud-vest a Bazinului Transilvaniei (figurile 4.4 și 4.5). Această metodologie include etapele care trebuie urmate pentru a diagnostica problemele de producție a apei și comportamentul de curgere în sondă.



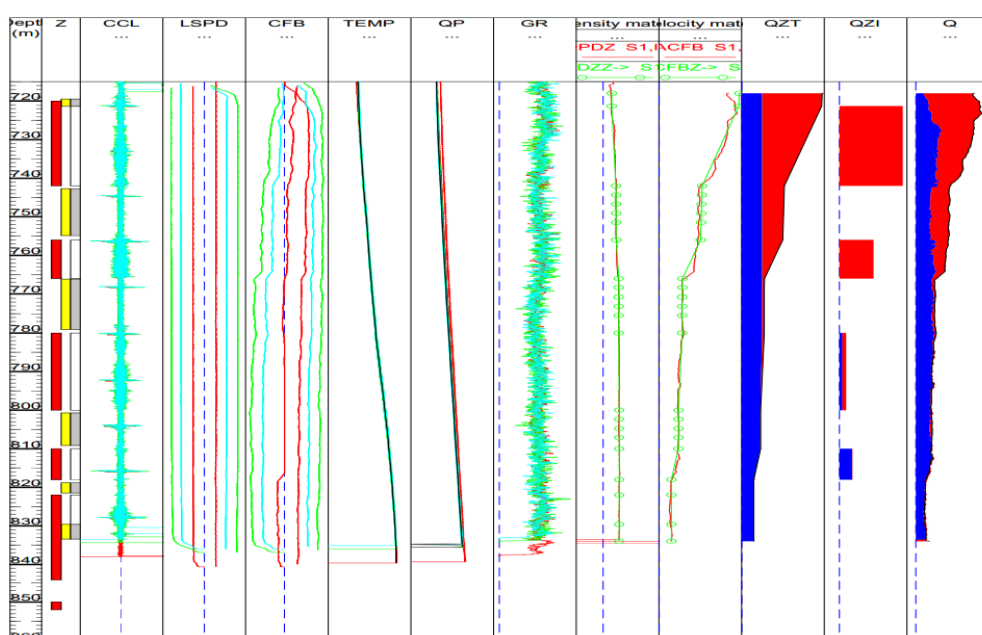
**Fig. 4.8. Diagrama metodologică**

PL a fost realizat pentru o sondă de gaze naturale într-un zăcământ comercial. Structura este situată în partea de sud-vest a Bazinului Transilvaniei. Structura a fost pusă în producție în 2004 de 4 sonde și în prezent produce încă cu un debit de 4 mii N m<sup>3</sup> / zi prin aceste 4 sonde. Sonda analizată are o producție de 2,1 mii Nm<sup>3</sup> / zi.

În tabelul 4.5 se prezintă producția cumulată până în prezent pe fiecare secțiune a sondei analizate cu PLT, iar în figura 4.9 sunt prezentate datele înregistrate.

**Tabel 4.5. Producția sondei analizate**

Section Name	Well	Period	Interval (m)	Cumulative production (Mm3)
X(BIA)	6	11/2004-08/2014	850-854	4.53
X(BIA)	6	08/2014-03/2019	720-854	1.81



**Fig. 4.9. Date înregistrate cu PLT pentru sonda analizată**

Observație. Simbolurile din figura 4.9 se referă la: QZXT reprezintă rata totală, unde Z reprezintă zonele, X este o literă reprezentând faza: O = Petrol, G = Gaz, W = Apă și T reprezintă Totalul; QZXI - incremental, unde Z reprezintă zonele, X este o literă reprezentând faza: O = Petrol, G = Gaz, W = Apă, iar I reprezintă Incrementalul; QZXTR - raportul cumulativ, unde Z reprezintă zonele, X este o literă reprezentând faza: O = Petrol, G = Gaz, W = Apă, T reprezintă Total și R reprezintă Raportul.

În tabelele 4.6 și 4.7 sunt prezentate contribuțiile la fluide, pe faze, respectiv caracteristicile fizice ale gazelor și apelor.

**Tabel 4.6. Contribuții la fluide pe faze**

Zones (m)	Qt res. (m <sup>3</sup> /d)	Production (%)	Qw res. (m <sup>3</sup> /d)	Qo res. (m <sup>3</sup> /d)	Qg res. (m <sup>3</sup> /d)	W	O	G
721.3-742	168.82	54.13	0.00	0.00	168.82			

756-766	91.19	29.24	0.00	0.00	91.19	
780-800	17.93	5.75	7.64	0.00	10.30	
810-818	33.93	10.88	33.03	0.00	0.89	
822-844	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
850-852	Blocked					

**Tabel 4.7. Ratele totale pe faze**

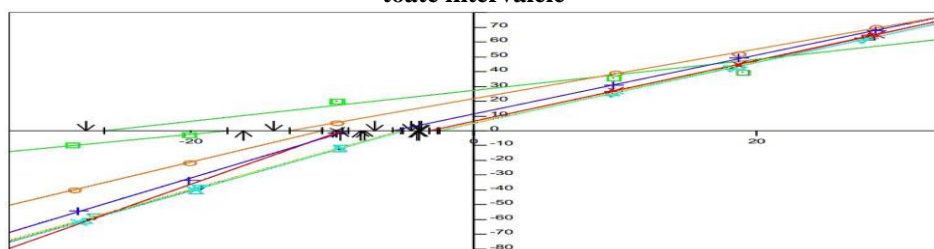
Zones (m)	Corr. factor	Vm (m/min)	Q <sub>downhole</sub> (m <sup>3</sup> /d)	Contrib (%)	Qw res. (m <sup>3</sup> /d)	Qw SC. (m <sup>3</sup> /d)	Qg res. (m <sup>3</sup> /d)	Qg SC. (m <sup>3</sup> /d)	Qo res. =Qo SC.
721.3-742	0.84	21.154	387.71	54.13	98.34	9.79E-2	289.37	3.69	0.00
756-766	0.83	11.049	202.50	29.13	98.36	9.79E-2	104.14	1.55	0.00
780-800	0.82	5.988	109.74	5.75	98.38	9.79E-2	11.36	0.21	0.00
810-818	0.82	5.002	91.68	10.88	90.79	9.02E-2	0.89	4.37E-2	0.00
822-829.6	0.81	3.152	57.76	0.00	57.76	5.74E-2	0.00	1.77E-2	0.00

Caracteristicile fizice ale gazelor și ale apei sunt prezentate în tabelul 4.8, iar în graficul din figura 4.10 – calibrarea continuă a debitmetrului PLT pentru sonda analizată.

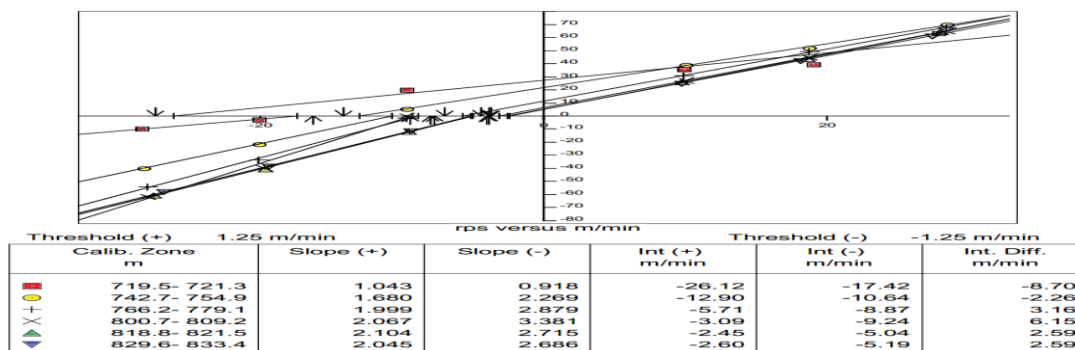
**Tabel 4.8. Caracteristicile fizice ale gazelor și apei**

Zones (m)	ID (mm)	Deviat ion, °	Rt	T (°C)	P (bara)	βw	μw (cp)	Rhow (g/cc)	βg	μg (cp)	Rhog (g/cc)
719.5-721.32	127	0.00	0.00	33.7	13.365	1.0056	0.9573	1.06	0.0787	0.0119	0.009
742.7-754.9	127	0.00	0.00	34.5	15.460	1.0058	0.9421	1.06	0.068	0.0119	0.0104
766.2-779.1	127	0.00	0.00	35.4	17.612	1.0060	0.9267	1.06	0.0597	0.0120	0.0119
800.7-809.2	127	0.00	0.00	36.9	20.908	1.0065	0.8995	1.05	0.0503	0.0121	0.0141
818.8-821.5	127	0.00	0.00	37.5	22.494	1.0067	0.8891	1.05	0.0467	0.0122	0.0152

\*\*\* Nu există valori pentru țigii datorită absenței sale, adică β<sub>o</sub> = N/A, μ<sub>o</sub> = N/A și Rho<sub>o</sub> = N/A pentru toate intervalele



(a)



(b)

**Fig. 4.10. Calibrarea continuă a debitmetrului PLT pentru sonda analizată**

În tabelul 4.9 sunt prezentate regimurile de curgere și profilul vitezelor aferente.

**Tabel 4.9. Regimuri de curgere și profilul vitezei acestora**

Zones (m)	Correl G-W	Correl O-W	Regime Pattern	V <sub>slip</sub> G-w (m/min)	γ <sub>w</sub>	V <sub>w</sub> (m/min)	γ <sub>g</sub>	V <sub>g</sub> (m/min)
719.5-721.32	Dukler	N/A	Slug liquid-gas	23.468	0.53	10.10	0.47	33.60
742.7-754.9	Dukler	N/A	Slug liquid-gas	23.468	0.810	6.62	0.19	30.10
766.2-779.1	Dukler	N/A	bubble	18.276	0.97	5.51	0.0261	23.80
800.7-809.2	Dukler	N/A	bubble	18.282	1.00	4.96	0.002	22.70
818.8-821.5	Dukler	N/A	Single phase liquid	0.000	1.00	3.15	0.00	0.00

**\*\* Nu există valori sau modele pentru O-W din cauza absenței țiteiului, adică fără regim de curgere, fără viteză de alunecare, γ<sub>o</sub> = N/A și V<sub>o</sub> =N/A**

### Rezultate pațiale și discuții

În primul rând, PLT înregistrează date printr-un dispozitiv numit *Flowmeter*.

Analiza dinamică a fost realizată pe o sondă iar rezultatele sunt prezentate în tabelele 4.6... 4.9. În mod clar, se observă că nu există producție de petrol din această sondă, iar singurele fluide de producție existente sunt gazele și apa. Pentru a construi un model de flux, sunt selectate corelațiile Dukler. Dinamic, s-a constatat că Pd = 4,9/0 bar, P1/2 = 4,9/4,1 bar având duză = 6 mm și Imp = 0/12 h în intervalul zonei de producție 0-841 m. În plus, nivelul dinamic al lichidului a fost găsit la 770 m.

#### 4.4.2. Întreprinderea și analizarea datelor obținute din investigațiile hidrodinamice ale sondelor

După modul de realizare al testelor hidrodinamice acestea se împart în două categorii: teste de curgere și teste de închidere a sondelor, scopul acestor teste fiind pentru cunoașterea în principal a debitelor de gaze, și teste pentru cunoașterea productivității și a caracteristicilor rezervorului. Aceste teste pot fi efectuate în regim de curgere ranzientă și in regim de curgere semistaționară sau staționară [57].

Luăm spre analiză structura următoare aferentă tabelelor 4.10 și 4.11.

**Tabel 4.10. Situația măsurătorilor de presiuni statice la capul de erupție pe structura 1, efectuate în anul 2020**

Data închiderii	Obiectiv	Sonda Nr.	Presiunea statică - P <sub>t</sub> /P <sub>c</sub> (bar)								Timp de Închidere ( h )
			La închidere	24h	48 h	72h	96h	120h	144h	P stab	
03.2020	IIIa	6	4.5/5.5	7.5/8.7	7.6/8.9	7.6/8.9	7.7/8.9	7.7/8.9	7.7/9	7.7/9	192
03.2020	II	132	3/4.1	7.5/11.7	8.1/11.8	8.3/11.9	8.5/11.9	8.7/12.1	8.8/12.2	8.8/12.3	192
03.2020	(III-IV)ab	105	3.4/5.4	16.7/16.9	18/18	18.5/18.8	19.5/19.7	19.6/19.7	19.8/19.8	19.8/19.8	192

# UNIVERSITATEA "PETROL-GAZE" DIN PLOIEȘTI

03.2020	(III-IV)ab	106	3.6/6.5	23/24	25.7/26	26.3/26.5	21.7/21.9	21.8/22	22/22	22.3/22.3	192
03.2020	(III-IV)ab	128	3.5/5	23.2/23.2	23.5/23.5	23.7/23.8	23.7/23.7	23.8/23.8	23.8/23.8	23.9/23.9	192
03.2020	(III-IV)ab	129	3.3/7	18.2/24	18.4/23	18.8/24	19/24	19.2/24	19.5 /24	21/24	192
03.2020	(III-IV)ab	130	4.3/4.8	11.6/11.7	12.8/12.8	13/13.1	14.4/14.6	15.2/15.4	15.2/15.5	15.9/16	192
03.2020	Vlb-VIIa	103	4.1/4.7	7.8/9	8.8/9.4	9/9	9.5/9.7	10.1/10.1	10.1/10.3	11.1/11.1	192
03.2020	Vlb-VIIa	104	4.4/6.4	8.5/8.5	9.5/9.5	10.5/10.5	18.8/19.8	21/21	22/22	22/22	192
03.2020	Vlb-VIIa	124	3.5/4.5	10.2/11	11/11	11/11.1	11.2/11.3	11.5/11.5	11.6/11.6	11.7/11.7	192
03.2020	IX	136	4.1/5.5	42/48	80.5/80.5	95/95	96/96	96/96	97/97	98/98	192
03.2020	IVab-Vab	101	3.6/4.7	7.8/12	8.8/13.8	9/14	9.2/14.2	9.3/14.3	9.3/14.4	10.5/15	192
03.2020	IVab-Vab	102	3.6/4.6				16/16	16.8/16.9	17/17	17.5/17.5	192
03.2020	IVab-Vab	112	3.3/3.8	10.3/10.6	10.5/11	12.5/12.6	14.5/15.7	14.5/16.1	15.2/16.5	15.2/16.5	192
03.2020	IVab-Vab	116	5.4/6.4	8.5/8.5	9/9.1	9.5/9.5	10/10	10.5/10.5	10.9/10.9	11.3/11.4	192
03.2020	IVab-Vab	117	3.5/4.3	32/33	35.2/35.2	35.4/35.8	35.6/36	38/38	38/38	38.1/38.1	192
03.2020	IVab-Vab	126	4.2/5	6.7/6.9	7.2/7.2	7.8/7.8	8.3/8.9	9/9.5	10.2/10	10.7/10.5	192
03.2020	IIIb	131	4/4.8			7.9/8.4	8.5/9	8.5/9	9.9/9.7	9.9/9.7	168
03.2020	IIIb	133	4/5	6.2/7	6.3/7.2	7.1/8.1	7.1/7.5	7.2/8.5	7.2/9.2	7.2/9.2	168
05.2020	VII+VIII+(VIII-IX)+IX	107	7.6/9.8	14/15	14.7/15.3	15.1/15.5	15.6/15.7	15.8/16.1	16.9/16.5	17.6/16.1	264
05.2020	VII+VIII+(VIII-IX)+IX	108	7.6/10.2	11.9/12.9	12.3/13.3	12.4/13.6	13.1/13.5	13.4/13.6	13.9/13.7	14.5/13.8	264
05.2020	VII+VIII+(VIII-IX)+IX	109	10/10.5	13.5/13.5	13.6/13.6	13.6/13.6	13.7/13.7	13.7/13.7	13.8/13.8	14/14	264
05.2020	VII+VIII+(VIII-IX)+IX	111	6/7.5	13.5/13.5	13.6/13.6	13.7/13.7	13.9/13.9	13.9/13.9	13.9/13.9	14/14	264
05.2020	VII+VIII+(VIII-IX)+IX	113	6.6/8.4	46/46	47/47	47.7/47.7	47.6/47.6	47.5/47.5	45.6/46.5	47.5/47.5	264
05.2020	VII+VIII+(VIII-IX)+IX	115	6/10.1	8.6/13	8.6/13.2	8.8/13.3	8.8/13.3	8.9/13.4	9/13	9/13.7	264
05.2020	VII+VIII+(VIII-IX)+IX	118	4.8/7.7	38/40.5	39/42	40.9/43.5	41.8/43.5	42.5/44.1	42.8/44.3	43.2/44.4	264
05.2020	VII+VIII+(VIII-IX)+IX	119	3.4/4.1	15.6/17	18.2/19.7	18.7/20.3	18.8/20.6	19/20.8	19.1/20.9	19.5/21.3	264
05.2020	VII+VIII+(VIII-IX)+IX	120	4.6/4.6	15.2/15.2	15.4/15.4	15.5/15.5	15.6/15.6	15.7/15.7	15.7/15.7	15.9/15.9	264
05.2020	VII+VIII+(VIII-IX)+IX	121	5.7/8.1	18/19	18/19.1	18.1/19.3	18.2/19.5	18.3/19.5	18.4/19.5	18.4/19.7	264
05.2020	VII+VIII+(VIII-IX)+IX	122	5.5/7.1	18.5/19.5	19.3/21	19.8/21.5	20/21.7	20.1/22	21/21.5	21/22.5	264
05.2020	VII+VIII+(VIII-IX)+IX	134	4.9/7.6	23.2/23.2	25/24.3	25.7/24.3	26.3/24.5	26.9/24.7	27/25	28.4/26.2	264
05.2020	VII+VIII+(VIII-IX)+IX	135	4/6	21.5/22	21.6/22	21.7/22	21.7/22	21.7/22	22./22	22/22	264

**Tabel 4.11. Situația măsurătorilor de presiuni statice la capul de erupție pe structura 2, efectuate în anul 2020**

Data inchiderii	Obiectiv	Sonda Nr.	Presiunea statică - Pt / Pc (bar)								Timp de Inchidere ( h )
			La inchidere	24 h	48 h	72h	96h	120h	144h	P stab	
09.2020	II b sup	173	6/7,1	13/13,5	13,5/13,5	13,5/13,5	13,5/13,5	13,2/13,5		13,5/13,5	120
09.2020	IIa	120	6,1/7,4	9,5/12	9,5/14,5	9,5/14,5	9,5/14,5	9,5/14,5		9,5/14,5	120
09.2020	IIIab	154	6,8/12	15,5/15,5	16,5/17,5	16,5/17,5	16,5/17,5	16,5/17,5		16,5/17,5	120
09.2020	IV	6	5,6/5,7	19/19	19/19	19/19	19/19	19/19		19/19	120
09.2020	IV	11	5,5/6,5	15/16	17/17	17/17	17/17	17/17		17/17	120

# UNIVERSITATEA "PETROL-GAZE" DIN PLOIEȘTI

09.2020	IV	132	6,8/7	10\10	10\10	10\10	10\10	10\10		10\10	120
09.2020	IV	152	6,7/7,6	9,5/16	12/16,5	12/16,5	12/16,5	12/16,5		12/16,5	120
09.2020	IX+X Iclz	24	5,8/6,5	57/57	58/58	59/59	60/60	60/60		60/60	120
09.2020	IX+X Iclz	193	6,4/6,8	30/30	31/31	33/33	33/33	33/33		33/33	120
09.2020	IX+X Iclz	202	6,4/6,7	63/63	64/64	65/65	65/65	65/65		65/65	120
09.2020	IX+X Iclz	203	6,1/6,7	25/25	26/26	26/26	26/26	26/26		26/26	120
09.2020	IX+X Iclz	192	0/6,5	0/40	0/54	0/60	0/60	0/60	0/60	0/60	168
09.2020	V+VIIab	151	6,8/11	9,5/17	10,5/17	10,5/17	10,5/17	10,5/17		10,5/17	120
09.2020	V+VIIab	153	6,1/6,9	8,5/9,5	8,5/9,5	8,5/9,5	8,5/9,5	8,5/9,5		8,5/9,5	120
09.2020	VII+VIIIa Centru	15	6,1/6,3	16/17	17/17	17/17	18/18	18/18	18/18	18/18	168
09.2020	VII+VIIIa Centru	80	5,9/6,1	34/37	38/39	39/39	40/40	41/41	41/41	41/41	168
09.2020	VII+VIIIa Centru	182	5,9/6,6	17/18	19/19	20/20	21/21	21/21	21/21	21/21	168
09.2020	VII+VIIIa Centru	185	6,1/6,5	16/16	17/17	17/17	17/17	17/17	17/17	17/17	168
09.2020	VII+VIIIa Centru	186	5,9/6,7	14/18	16/19	19/20	20/20	20/20	20/20	20/20	168
09.2020	VII+VIIIaNord	131	6,4/6,8	16/17	17/17	17/17	17/17	17/17		17/17	120
09.2020	VII+VIIIaNord	170	6,1/6,5	8,5/8,5	8,5/8,5	8,5/8,5	8,5/8,5	8,5/8,5		8,5/8,5	120
09.2020	VII+VIIIaNord	171	6,8/7,4	11\11	11\11	11\11	11\11	11\11		11\11	120
09.2020	VIII bc Centru	81	5,5/6,1	9,5/16	16/22	18/22	18/22	18/22	18/22	18/22	168
09.2020	VIII bc Centru	184	5,9/6,5	16/16	18/18	18/18	20/20	20/20	20/20	20/20	168
09.2020	VIII bc Nord V1	82	5,9/6,4	18/19	19/20	19/20	19/20	19/20		19/20	120
09.2020	VIII bc Nord V1	180	5,9/6,1	23/23	24/24	24/24	24/24	24/24		24/24	120
09.2020	VIII bc Nord V1	181	5,5/6	20/20	20/21	20/21	20/21	20/21		20/21	120
09.2020	VIII bc Nord V1	191	6,1/6,5	11\11	12\12	12\12	12\12	12\12		12\12	120
09.2020	VIII de	187	5,9/6,5	20/22	22/22	22/22	22/22	22/22		22/22	120
09.2020	VIII de	197	6,1/6,7	27/27	28/28	29/29	29/29	29/29		29/29	120
09.2020	VIII de	183	6,4/6,9	25/25	27/27	31/31	31/31	31/31	31/31	31/31	168
09.2020	VIII de	190	6,1/6,6	25/27	25/28	26/29	26/29	26/29	26/29	26/29	168
09.2020	VIII de	199	5,9/6,1	20/20	21/21	22/22	23/23	23/23	23/23	23/23	168
09.2020	VIII de	200	3/6,1	3,5/13,5	4,5/18	4,5/26	4,5/35	4,5/42	4,5/42	4,5/42	168

În anul acesta (2020), am efectuat un program de cercetare la sondele de pe structurile analizate conform tabelului 4.12.

**Tabel 4.12. Program de cercetare centralizat pe cele două structuri**

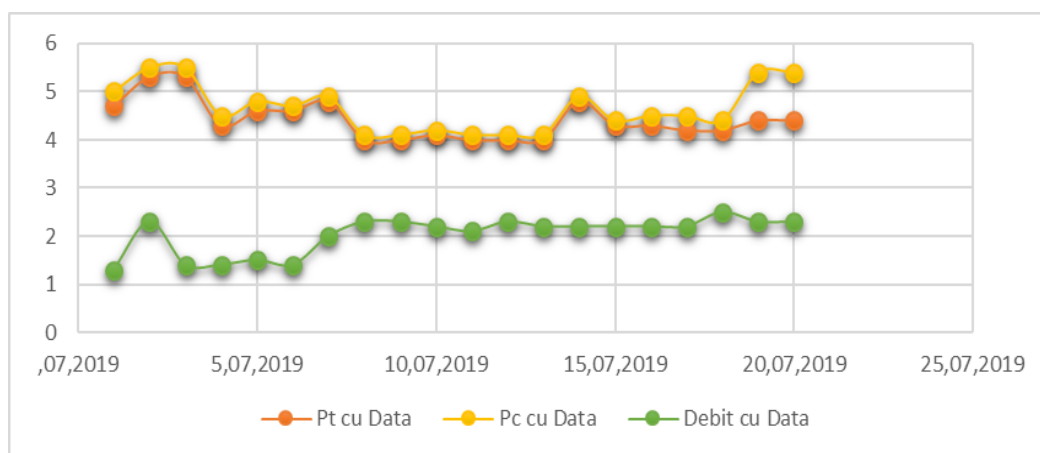
Data	Structura	Specificarea sondelor cercetate		
		Nivele dinamice	Nivele statice	Curbe de restabilire a presiunii
2020	1	5	8	2
2020	2	7	4	2

Sondele analizate cu echipamentele în regim de presiune statică pe prima structură pentru curba de restabilire a presiunii, precum și pentru măsurarea presiunii statice de adâncime au arătat că nu au nivel de lichid. De asemenea, se înregistrează o diferență ne semnificativă între presiunea din talpa sondei și presiunea înregistrată la capul de erupție, cu manometrul. În schimb, la a doua structură întâlnim o sondă care are presiunea statică stabilizată 0/60 bar, ceea ce înseamnă că sonda are tubing-ul și spațial inelar blocat [19]. Rezultatele centralizate ale controalelor de nivel sunt reprezentate în tabelul 4.13.

**Tabel 4.13. Sonde inundate în urma controalelor de nivel**

Sonda	Structura	Interval perforat, metri			Tip control
		Perforaturi	Inundat	Liber	
1	1	1480-1700	1228		ND
1	2	1498-1670	1180		NS

După o lungă perioadă de oprire din producție a unei sonde, sau ulterior intervenției asupra sondelor cu echipamentele de tubing flexibil și convertizor cu N<sub>2</sub>, se execută etalonări pe gamă de 3 duze a câte 3 zile, măsurându-se și calculându-se debitul zilnic, urmând a se lua decizia cu privire la duza optimă de exploatare. Rezultatele obținute în acest sens sunt prezentat în tabelul 4.14 și figura 4.11.



**Fig. 4.11. Rezultate experimentale pe gamă de duze și sticks-uri**

**Tabel 4.14. Program de cercetare experimentală pe gamă de duze**

Ziua	Data	Duza	Pt	Pc	P <sub>1</sub>	P <sub>2</sub>	Debit	Impur	Obs.
1	02.07.2019	4	4.7	5	4.6	2.4	1.3	100s	2 sticks-uri subunitare
2	03.07.2019	4	5.3	5.5	5	2.4	2.3	90s	2 sticks-uri subunitare
3	04.07.2019	4	5.3	5.5	5.1	2.5	1.4	90s	2 sticks-uri subunitare
4	05.07.2019	5	4.3	4.5	4.3	2.5	1.4	70s	2 sticks-uri subunitare
5	06.07.2019	5	4.6	4.8	4.4	2.5	1.5	80s	2 sticks-uri subunitare
6	07.07.2019	5	4.6	4.7	4.5	2.5	1.4	80s	2 sticks-uri subunitare

7	08.07.2019	5	4.8	4.9	4.6	2.5	2	80s	2 sticks-uri subunitare
8	09.07.2019	6	4	4.1	3.7	2.5	2.3	100s	2 sticks-uri subunitare
9	10.07.2019	6	4	4.1	3.8	2.5	2.3	80s	2 sticks-uri subunitare
10	11.07.2019	6	4.1	4.2	3.8	2.4	2.2	80s	2 sticks-uri subunitare
11	12.07.2019	6	4	4.1	3.7	2.5	2.1	70s	2 sticks-uri subunitare
12	13.07.2019	6	4	4.1	3.8	2.5	2.3	50s	2 sticks-uri subunitare
13	14.07.2019	6	4	4.1	3.9	2.5	2.2	110s	1sticks subunitar+1sticks supraunitar
14	15.07.2019	6	4.8	4.9	3.8	2.6	2.2	80s	2 sticks-uri subunitare
15	16.07.2019	6	4.3	4.4	4	2.5	2.2	10s	1sticks subunitar+1sticks supraunitar
16	17.07.2019	6	4.3	4.5	3.9	2.5	2.2	30s	1sticks subunitar+1sticks supraunitar
17	18.07.2019	6	4.2	4.5	3.9	2.5	2.2	5s	
18	19.07.2019	6	4.2	4.4	3.8	2.5	2.5	25s	
19	21.07.2019	6	4.4	5.4	4	2.6	2.3	10s	
20	22.07.2019	6	4.4	5.4	3.8	2.5	2.3	20s	1sub

La sondele aflate în conservare, și nu numai, și care se doresc a fi puse în producție, se efectuează un test de productivitate cu măsurare pe lapuk.

**Tabel 4.15. Test de productivitate – cu măsurare lapuk pe tubing**

<b>Duza</b>	<b>8 mm</b>		
<b>Parametri</b>	<b>Pt (bar)</b>	<b>Pc(bar)</b>	<b>Impurități antrenate (l)</b>
5 min	23	25	0
15 min	26.5	30	0
30 min	29.5	30	0
60 min	31.1	31.7	0
120 min	30.7	31.3	0
180 min	30.2	30.9	0
240 min	30	30.7	0
300min	30	30.7	0
360min	29.5	30.4	0
420min	29.3	30	0

**Tabel 4.16. Test de productivitate – cu măsurare lapuk pe coloană**

<b>Duza</b>	<b>8 mm</b>		
<b>Parametri</b>	<b>Pt(bar)</b>	<b>Pc(bar)</b>	<b>Impurități antrenate (l)</b>
5 min	0	30	0
15 min	0	31.5	0
30 min	0	33.1	0
60 min	0	33.3	0
120 min	0	32.1	0
180 min	0	31	0
240 min	0	30.2	0
300min	0	29.2	0
360min	0	29.1	0



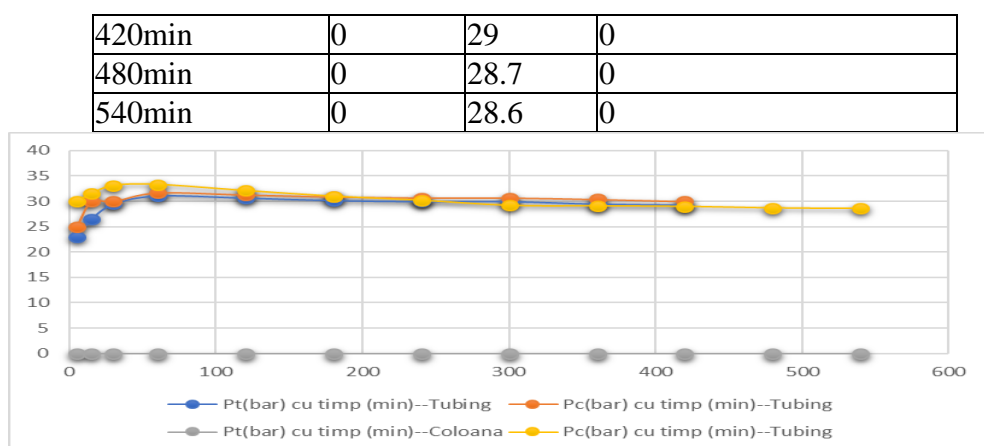


Fig. 4.12. Test de productivitate – cu măsurare lapuk

#### 4.4.3 Studii întreprinse în laborator și aplicate în teren privind metode utilizate pentru eliminarea apei din talpa sondelor

*Studiu comparativ privind introducerea sticks-urilor solide în sonde* [4].

a. *Compoziția și caracteristicile tehnice ale substanțelor spumogene analizate.* Cele două tipuri de substanțe spumogene supraunitare solide le vom numi în continuare, sticks-uri tip A și sticks-uri tip B. Sticks-urile tip A au în compoziție un amestec de agenți de suprafață neionici și anionici, și anume alcooli grași sulfatați și etaxilați în diferite procente (tabelul 4.17).

Tabel 4.17. Caracteristici tehnice ale sticks-urilor de tip A

Nr crt	Mărimi fizico-chimice	Condiții de admisibilitate
1	Aspect la 20 °C	Baton de culoare alb-gălbui cu aspect de ceară
2	Solubilitate în apă	Solubil
3	Conținut de substanță activă %	97 %
4	Densitate, g/cm <sup>3</sup>	>1
5	Ph-ul soluției	6-9.5
6	Diametrul, cm	3.2-3.5
7	Lungime, cm	35
8	Puterea de spumare în apă cu conținut de 200 g/l NaCl	200 <sup>3</sup> la 5 minute

Tabel 4.18. Caracteristici tehnice ale sticks-urilor tip B

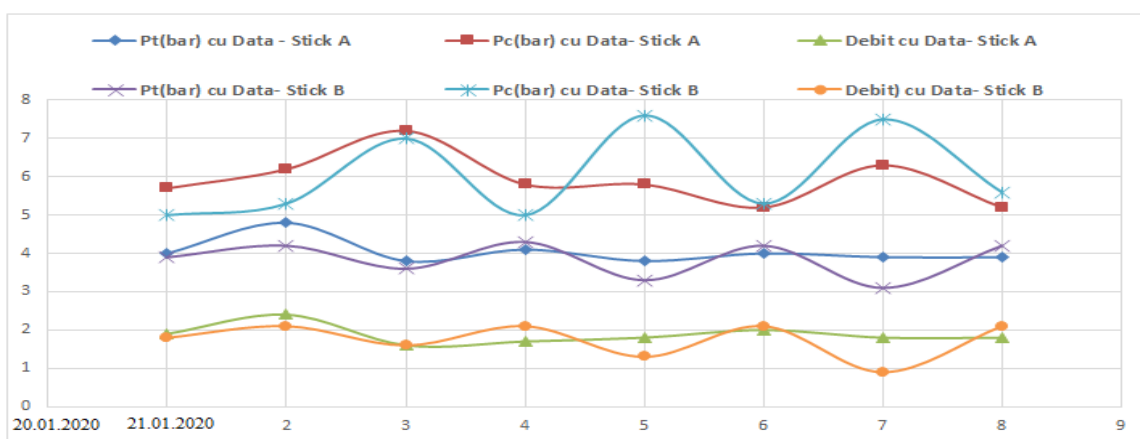
Nr crt	Mărimi fizico-chimice	Condiții de admisibilitate
1	Aspect la 20 °C	Alb solid
2	Solubilitate în apă	Solubil
3	Conținut de substanță activă %	97 %
4	Densitate, g/cm <sup>3</sup>	>1
5	Ph-ul soluției	6-7
6	Diametrul, cm	3.5
7	Lungime, cm	35
8	Puterea de spumare în apă cu conținut de 200 g/l NaCl	220 cm <sup>3</sup> la 5 minute

\*Avându-se în vedere că rețetele sunt ținute sub control de către producători, compoziția chimică a produselor nu se cunoaște în totalitate.

**b. Analiza comparativă privind introducerea substanțelor spumogene solide supraunitare.** În cele ce urmează vom prezenta analiza comparativă privind utilizarea celor două tipuri de sticks-uri pe un număr de șase sonde (tabelul 4.19).

**Tabel 4.19. Fișă privind urmărirea sondei 1**

Ziua	Data	Duza	Pt	Pc	P <sub>1</sub>	P <sub>2</sub>	Debit	Impur	Introduceri sticks (bucăți)
Parametrii sondei la stimularea cu sticks tip A									
1	20.01.2020	5.5	4	5.7	4	2.8	1.9	180	1
2	21.01.2020	5.5	4.8	6.2	4.8	3	2.4	100	1
3	22.01.2020	5.5	3.8	7.2	3.8	3	1.6	220	1
4	23.01.2020	5.5	4.1	5.8	4.1	3.2	1.7	160	1
5	24.01.2020	5.5	3.8	5.8	3.8	2.7	1.8	180	1
6	25.01.2020	5.5	4	5.2	4	2.7	2	155	1
7	26.01.2020	5.5	3.9	6.3	3.9	2.8	1.8	150	1
8	27.01.2020	5.5	3.9	5.2	3.9	2.8	1.8	180	1
Total							15	1325	8
Parametrii sondei la stimularea cu sticks tip B									
1	28.01.2020	5.5	3.9	5	3.9	2.8	1.8	180	1
2	29.01.2020	5.5	4.2	5.3	4.2	2.8	2.1	110	
3	30.01.2020	5.5	3.6	7	3.6	2.7	1.6	220	1
4	31.01.2020	5.5	4.3	5	4.3	2.8	2.1	150	
5	01.02.2020	5.5	3.3	7.6	3.3	2.7	1.3	210	1
6	02.02.2020	5.5	4.2	5.3	4.2	2.8	2.1	110	
7	03.02.2020	5.5	3.1	7.5	3.1	2.8	0.9	185	1
8	04.02.2020	5.5	4.2	5.6	4.2	2.7	2.1	150	
Total							14	1315	4



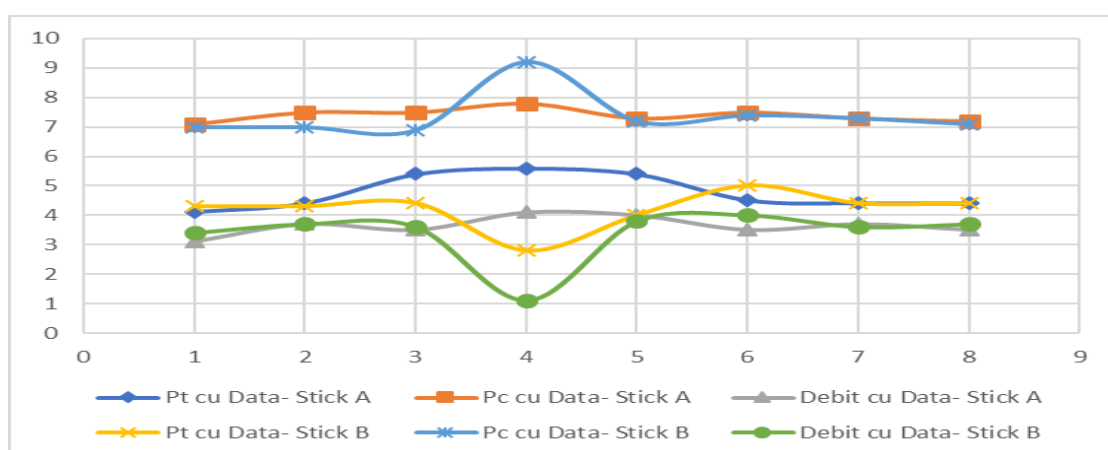
**Fig. 4.13. Rezultate comparative privind introducerea stickurilor în sonda 1**

Din analiza parametrilor mai sus menționați (figura 4.13 și tabelul 4.19 - sonda 1), reies valori sensibil egale ale apei evacuate din talpa sondei; frecvența de introducere a sticks-urilor supraunitare de tip B este de o bucată la două zile, față de o bucată zilnic (sticks-uri supraunitare de tip A), însă debitul sondei nu este constant.

În tabelul 4.20 este prezentată fișa privind urmărirea sondei 2, iar în figura 4.14 rezultatele comparative privind introducerea stickurilor în sonda 2.

**Tabel 4.20. Fișă privind urmărirea sondei 2**

Ziua	Data	Duza	Pt	Pc	P <sub>1</sub>	P <sub>2</sub>	Debit	Impur	Introduceri sticks (bucăți)
Parametrii sondei la stimularea cu sticks supraunitar tip A									
1	19.01.2020	8	4.1	7.1	3.1	2.4	3.1	280S	2
2	20.01.2020	8	4.4	7.5	3.5	2.4	3.7	130S	2
3	21.01.2020	8	5.4	7.5	4.4	3.7	3.5	270S	2
4	22.01.2020	8	5.6	7.8	4.5	3.5	4.1	310S	2
5	23.01.2020	8	5.4	7.3	4.4	3.4	4	200S	2
6	24.01.2020	8	4.5	7.5	3.5	2.6	3.5	222S	2
7	25.01.2020	8	4.4	7.3	3.5	2.4	3.7	500S	2
8	26.01.2020	8	4.4	7.2	3.4	2.4	3.5	280S	2
Total							29.1	2192	16
Parametrii sondei la stimularea cu sticks supraunitar tip B									
1	27.01.2020	8	4.3	7	3.4	2.5	3.4	220S	1
2	28.01.2020	8	4.3	7	3.5	2.4	3.7	270S	1
3	29.01.2020	8	4.4	6.9	3.4	2.3	3.6	290S	
4	30.01.2020	8	2.8	9.2	2.4	2.3	1.1	445S	1
5	31.01.2020	8	4	7.2	3.5	2.3	3.8	150S	1
6	01.02.2020	8	5	7.4	3.7	2.4	4	220S	1
7	02.02.2020	8	4.4	7.3	3.5	2.5	3.6	240S	1
8	03.02.2020	8	4.4	7.1	3.5	2.4	3.7	200S	1
Total							26.9	2035	7



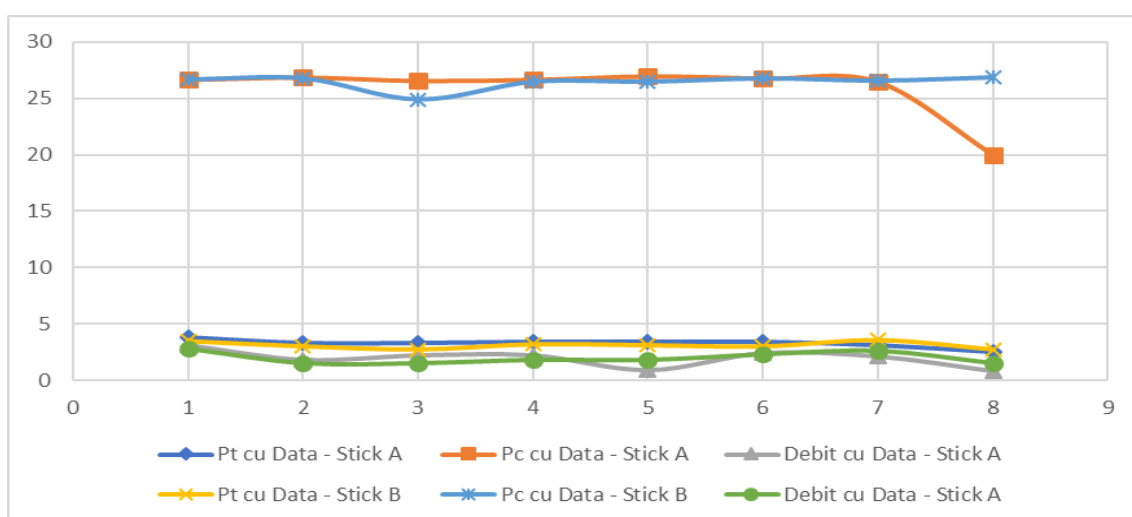
**Fig. 4.14. Rezultate comparative privind introducerea stickurilor în sonda 2**

Din analiza parametrilor mai sus menționați (tabel 4.20 - sonda 2), reies valori sensibil egale ale apei evacuate din talpa sondei. Frecvența de introducere a sticks-urilor supraunitare de tip B este de 7 bucăți în 8 zile, față de 2 bucăți zilnic pentru batonul supraunitar tip A.

În tabelul 4.21 este prezentată fișa privind urmărirea sondei 32, iar în figura 4.15 rezultatele comparative privind introducerea stickurilor în sonda 3.

**Tabel 4.21. Fișă privind urmărirea sondei 3**

Ziua	Data	Duza	Pt	Pc	P <sub>1</sub>	P <sub>2</sub>	Debit	Impur	Introduceri sticks (bucăți)
<b>Parametrii sondei la stimularea cu sticks supraunitar tip A</b>									
1	19.01.2020	7	3.8	26.7	3.7	2.4	3.1	650S	2
2	20.01.2020	7	3.3	26.9	3.3	2.9	1.8	600S	2
3	21.01.2020	7	3.3	26.6	3.3	2.7	2.2	600S	2
4	22.01.2020	7	3.4	26.7	3.4	2.8	2.2	520S	2
5	23.01.2020	7	3.4	27	3	2.9	0.9	620S	2
6	24.01.2020	7	3.4	26.8	3.2	2.4	2.4	700S	2
7	25.01.2020	7	3.1	26.5	3.1	2.5	2.1	730S	2
8	26.01.2020	7	2.5	20	2.5	2.4	0.8	515S	2
<b>Total</b>							15.50	4935	16
<b>Parametrii sondei la stimularea cu sticks supraunitar tip B</b>									
1	27.01.2020	7	3.5	26.7	3.4	2.2	2.8	500S	2
2	28.01.2020	7	3	26.8	3	2.7	1.5	600S	2
3	29.01.2020	7	2.7	24.9	2.7	2.4	1.5	800S	2
4	30.01.2020	7	3.2	26.5	3.2	2.8	1.8	740S	2
5	31.01.2020	7	3.1	26.5	3.1	2.7	1.8	930S	2
6	01.02.2020	7	3	26.8	3	2.2	2.3	900S	2
7	02.02.2020	7	3.6	26.6	3.6	2.8	2.6	940S	2
8	03.02.2020	7	2.7	26.9	2.7	2.4	1.5	730S	2
<b>Total</b>							15.80	6140	16



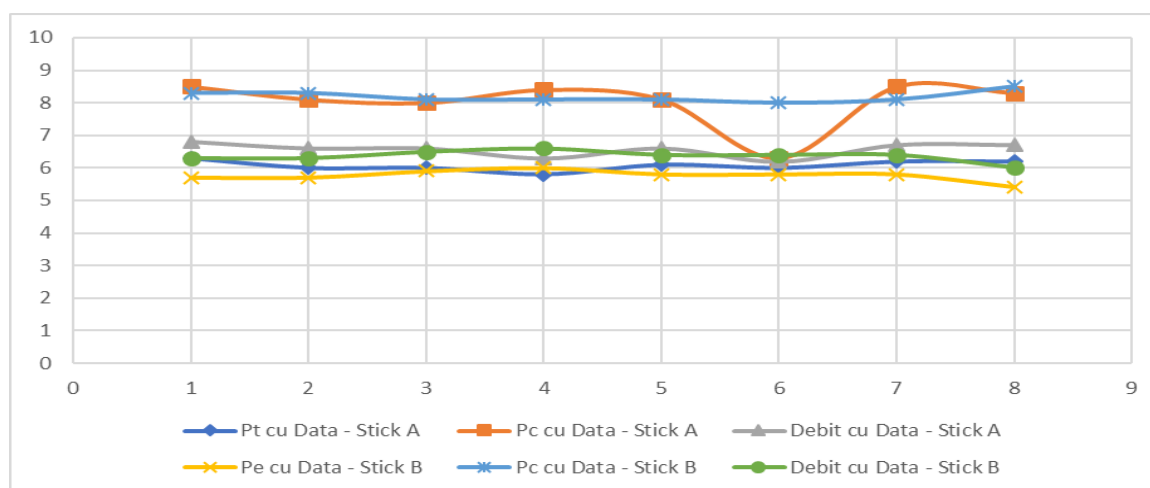
**Fig. 4.15. Rezultate comparative privind introducerea stickurilor în sonda 3**

Din analiza parametrilor mai sus menționați (figura 4.15 și tabelul 4.21 - sonda 3), reiese că sonda 3 a antrenat mai multă apă la stimularea cu sticks-uri supraunitare tip B, frecvența de introducere fiind aceeași, de două bucăți sticks-uri pe zi, valorile debitelor fiind sensibil egale.

În tabelul 4.22 este prezentată fișa privind urmărirea sondei 4, iar în figura 4.16 rezultatele comparative privind introducerea stickurilor în sonda 4.

**Tabel 4.22. Fișă privind urmărirea sondei 4**

Ziua	Data	Duza	Pt	Pc	P <sub>1</sub>	P <sub>2</sub>	Debit	Impur	Introduceri sticks (bucăți)
<b>Parametrii sondei la stimularea cu sticks supraunitar tip A</b>									
1	19.01.2020	8	6.3	8.5	6.3	2.6	6.8	300	1
2	20.01.2020	8	6	8.1	6	2.6	6.6	310	1
3	21.01.2020	8	6	8	6	2.5	6.6	350	1
4	22.01.2020	8	5.8	8.4	5.8	3	6.3	320	1
5	23.01.2020	8	6.1	8.1	6.1	3.1	6.6	300	1
6	24.01.2020	8	6	6.3	5.7	2.9	6.2	320	1
7	25.01.2020	8	6.2	8.5	6.2	3.1	6.7	320	1
8	26.01.2020	8	6.2	8.3	6.2	2.5	6.7	300	1
<b>Total</b>							52.50	2520	8
<b>Parametrii sondei la stimularea cu sticks supraunitar tip B</b>									
1	27.01.2020	8	5.7	8.3	5.7	2.5	6.3	320	1
2	28.01.2020	8	5.7	8.3	5.7	2.5	6.3	400	1
3	29.01.2020	8	5.9	8.1	5.9	2.5	6.5	250	
4	30.01.2020	8	6	8.1	6	2.5	6.6	300	1
5	31.01.2020	8	5.8	8.1	5.8	2.5	6.4	250	
6	01.02.2020	8	5.8	8	5.8	2.5	6.4	150	1
7	02.02.2020	8	5.8	8.1	5.8	2.5	6.4	340	
8	03.02.2020	8	5.4	8.5	5.4	2.5	6	300	1
<b>Total</b>							50.90	2310	5



**Fig. 4.16. Rezultate comparative privind introducerea stickurilor în sonda 4**

Din analiza parametrilor mai sus menționați (figura 4.16 și tabelul 4.22 - sonda 4), reies valori sensibil egale ale apei evacuate din talpa sondei. Frecvența de introducere a stickurilor supraunitare de tip B este de o bucată la două zile, față de o bucată zilnic (sticks supraunitar tip A), valorile debitelor fiind sensibil egale.

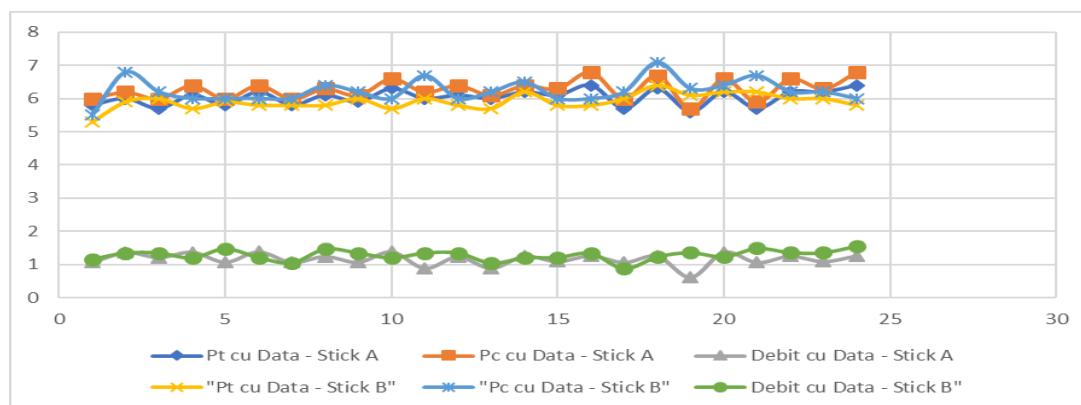
## UNIVERSITATEA "PETROL-GAZE" DIN PLOIEȘTI

În tabelul 4.23 este prezentată fișa privind urmărirea sondei 5, iar în figura 4.17 rezultatele comparative privind introducerea stickurilor în sonda 5.

**Tabel 4.23. Fișă privind urmărirea sondei 5**

Ziua	Data	Duza	Pt	Pc	P <sub>1</sub>	P <sub>2</sub>	Debit	Impur	Introduceri (bucăți)	sticks
<b>Parametrii sondei la stimularea cu sticks supraunitar tip A</b>										
1	17.01.2020	5	5.8	6	5.7	5.4	1.06	5	2	
2	18.01.2020	5	6	6.2	5.9	5.4	1.36	350		
3	20.01.2020	5	5.7	6	5.7	5.3	1.21	5	2	
4	21.01.2020	5	6.1	6.4	6	5.5	1.37	300		
5	23.01.2020	5	5.8	6	5.8	5.5	1.07	5	2	
6	24.01.2020	5	6.2	6.4	6.1	5.6	1.38	300		
7	26.01.2020	5	5.8	6	5.7	5.4	1.06	5	2	
8	27.01.2020	5	6.1	6.3	6	5.6	1.24	400		
9	29.01.2020	5	5.9	6.1	5.9	5.6	1.07	0	2	
10	30.01.2020	5	6.3	6.6	6.1	5.6	1.38	350		
11	01.02.2020	5	6	6.2	5.9	5.7	0.89	5	2	
12	02.02.2020	5	6.1	6.4	5.9	5.5	1.23	300		
13	04.02.2020	5	6	6.1	5.9	5.7	0.89	10	2	
14	05.02.2020	5	6.2	6.4	6.1	5.7	1.25	350		
15	10.02.2020	5	6.1	6.3	6.1	5.8	1.09	5	2	
16	11.02.2020	5	6.4	6.8	6.2	5.8	1.26	250		
17	13.02.2020	5	5.7	6	5.7	5.4	1.06	10	2	
18	14.02.2020	5	6.3	6.7	6.1	5.7	1.25	400		
19	16.02.2020	5	5.6	5.7	5.6	5.5	0.62	0	2	
20	17.02.2020	5	6.2	6.6	6	5.5	1.37	400		
21	19.02.2020	5	5.7	5.9	5.7	5.4	1.06	10	2	
22	20.02.2020	5	6.2	6.6	6.1	5.7	1.25	300		
23	22.02.2020	5	6.2	6.3	6.1	5.8	1.09	5	2	
24	23.02.2020	5	6.4	6.8	6.2	5.8	1.26	350		
<b>Total</b>							<b>27.77</b>	<b>4115</b>	<b>24</b>	
<b>Parametrii sondei la stimularea cu sticks supraunitar tip B</b>										
1	25.02.2020	5	5.3	5.5	5.2	4.8	1.16	5	2	
2	26.02.2020	5	5.9	6.8	5.8	5.3	1.35	500		
3	27.02.2020	5	6	6.2	5.8	5.3	1.35	20	2	
4	28.02.2020	5	5.7	6	5.6	5.2	1.2	100		
5	29.02.2020	5	5.9	6	5.9	5.3	1.48	50		
6	01.03.2020	5	5.8	6	5.7	5.3	1.21	100		
7	02.03.2020	5	5.8	6	5.6	5.3	1.05	30	2	
8	03.03.2020	5	5.8	6.4	5.8	5.2	1.47	450		
9	04.03.2020	5	6	6.2	5.8	5.3	1.35	150		
10	05.03.2020	5	5.7	6	5.6	5.2	1.2	10	2	
11	06.03.2020	5	6	6.7	5.8	5.3	1.35	500		

12	07.03.2020	5	5.8	6	5.8	5.3	1.35	50	
13	08.03.2020	5	5.7	6.2	5.5	5.2	1.04	50	2
14	09.03.2020	5	6.2	6.5	5.6	5.2	1.2	450	
15	10.03.2020	5	5.8	6	5.7	5.3	1.21	150	
16	11.03.2020	5	5.8	6	5.7	5.2	1.34	0	
17	12.03.2020	5	6	6.2	5.7	5.5	0.87	10	2
18	13.03.2020	5	6.4	7.1	5.9	5.5	1.23	400	
19	14.03.2020	5	6.1	6.3	5.9	5.4	1.36	200	
20	15.03.2020	5	6.2	6.4	5.9	5.5	1.23	100	2
21	16.03.2020	5	6.2	6.7	6	5.4	1.49	450	
22	17.03.2020	5	6	6.2	5.9	5.4	1.36	100	
23	18.03.2020	5	6	6.2	5.9	5.4	1.36	20	2
24	19.03.2020	5	5.8	6	5.7	5	1.56	100	
Total							30.77	3995	16



**Fig. 4.17. Rezultate comparative privind introducerea stickurilor în sonda 5**

Din analiza parametrilor mai sus menționați (figura 4.17 și tabelul 4.23 sonda 5), reies valori sensibil egale ale apei evacuate din talpa sondei. Frecvența de introducere a sticks-urilor supraunitare de tip B este de 2 bucăți la trei/patru zile, față de 2 bucăți la două zile (sticks-uri supraunitare de tip A), iar volumul de gaze extrase este mai mare în urma utilizării sticks-urilor de tip B, cu circa 3 mii Nm<sup>3</sup>/24 zile. Debitul poate fi influențat și de faptul că presiunea de aspirație este mai mică.

**Tabel 4.24. Fișă privind urmărirea sondei 6**

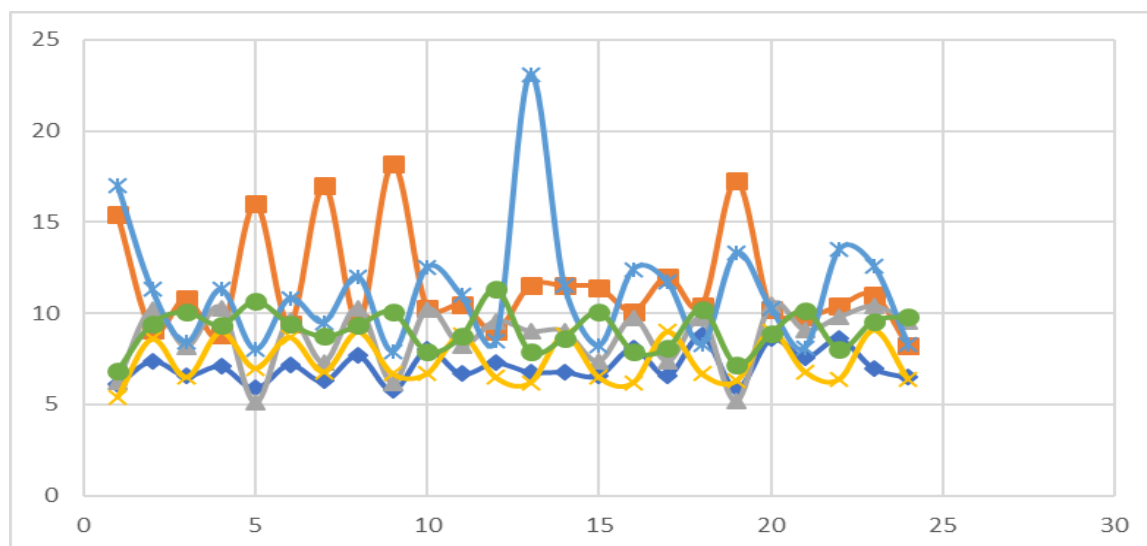
Ziua	Data	Duza	Pt	Pc	P <sub>1</sub>	P <sub>2</sub>	Debit	Impur	Introduceri sticks (bucăți)
Parametrii sondei la stimularea cu sticks supraunitar tip A									
1	22.02.2020	12	6.1	15.4	5.7	5.4	6.24	5	2
2	23.01.2020	12	7.4	9.1	6.3	5.5	10.22	500	
3	24.01.2020	12	6.6	10.8	6.1	5.6	8.17	10	2
4	25.01.2020	12	7.1	8.8	6.4	5.6	10.3	600	
5	26.01.2020	12	5.9	16	5.6	5.4	5.1	10	2

## UNIVERSITATEA "PETROL-GAZE" DIN PLOIEȘTI

6	27.01.2020	12	7.2	9.4	6.3	5.6	9.64	600		
7	28.01.2020	12	6.3	17	6	5.6	7.31	10	2	
8	29.02.2020	12	7.7	9.5	6.4	5.6	10.3	500		
9	30.01.2020	12	5.8	18.2	5.6	5.3	6.19	5	2	
10	31.01.2020	12	8	10.3	6.3	5.5	10.22	600		
11	01.02.2020	12	6.7	10.5	6.2	5.7	8.23	20	2	
12	02.02.2020	12	7.3	9	6.2	5.5	9.57	700		
13	03.02.2020	12	6.8	11.5	6.3	5.7	9.01	10	2	
14	04.03.2020	12	6.8	11.5	6.3	5.7	9.01	500		
15	05.02.2020	12	6.6	11.4	6.1	5.7	7.37	20	2	
16	06.02.2020	12	8.1	10.1	6.4	5.7	9.72	600		
17	07.02.2020	12	6.6	12	6.1	5.7	7.37	10	2	
18	08.02.2020	12	8.8	10.4	6.4	5.7	9.72	500		
19	09.02.2020	12	5.9	17.3	5.8	5.6	5.18	15	2	
20	10.02.2020	12	8.6	10.2	6.6	5.8	10.46	700		
21	11.02.2020	12	7.6	9.8	6.4	5.8	9.08	20	2	
22	12.02.2020	12	8.6	10.4	6.5	5.8	9.79	500		
23	15.02.2020	12	7	11	6.5	5.7	10.38	10	2	
24	16.02.2020	12	6.5	8.2	6.2	5.5	9.57	850		
Total							208.15	7295	26	
Parametrii sondei la stimularea cu sticks supraunitar tip B										
1	25.02.2020	12	5.4	17	5.2	4.8	6.84	10	2	
2	26.02.2020	12	8.6	11.3	6	5.3	9.42	800		
3	27.02.2020	12	6.5	8.4	6.1	5.3	10.06	30	2	
4	28.02.2020	12	9	11.3	5.9	5.2	9.34	800		
5	29.02.2020	12	7	8	6.2	5.3	10.65	100	2	
6	01.03.2020	12	8.7	10.8	6	5.3	9.42	800		
7	02.03.2020	12	6.8	9.5	5.9	5.3	8.73	10	2	
8	03.03.2020	12	9	12	5.9	5.2	9.34	700		
9	04.03.2020	12	6.7	7.9	6.1	5.3	10.06	150		
10	05.03.2020	12	6.7	12.5	5.7	5.2	7.91	20	2	
11	06.03.2020	12	8.8	11	5.9	5.3	8.73	1000		
12	07.03.2020	12	6.5	8.5	6.4	5.4	11.31	150		
13	08.02.2020	12	6.2	23.1	5.7	5.2	7.91	100	2	
14	09.03.2020	12	8.8	11.5	5.8	5.2	8.65	1000		
15	10.03.2020	12	6.5	8.2	6.1	5.3	10.06	150		
16	11.03.2020	12	6.2	12.4	5.7	5.2	7.91	20	2	
17	12.03.2020	12	9	11.7	6	5.5	8.1	800		
18	13.03.2020	12	6.7	8.3	6.3	5.5	10.22	200		
19	14.03.2020	12	6.3	13.3	5.8	5.4	7.2	10	2	
20	15.03.2020	12	9	10.3	6.1	5.5	8.87	950		
21	16.03.2020	12	6.8	8.1	6.2	5.4	10.14	100		
22	17.03.202	12	6.4	13.5	5.9	5.4	8.04	100	2	



23	18.03.2020	12	9.1	12.6	6.2	5.5	9.57	750	
24	19.03.2020	12	6.4	8.3	5.8	5	9.81	100	
Total							218.29	8850	18



**Fig. 4.18. Rezultate comparative privind introducerea stickurilor în sonda 6**

Din analiza parametrilor mai sus menționați (figura 4.18 și tabelul 4.24 - sonda 6), reies valori mai mari 8850 litri de apă antrenată (în urma stimulării cu sticks-uri supraunitare de tip B) față de 7295 l, în urma stimulării cu sticks-uri supraunitare de tip A. Frecvența de introducere a sticks-urilor supraunitare de tip B este stabilizată la 2 bucăți la 3 zile, iar frecvența de introducere a sticks-urilor supraunitare de tip A, este de 2 bucăți la două zile. Volumul de gaze extras este mai mare în urma utilizării sticks-urilor tip B cu aproximativ 10 mii Nm<sup>3</sup>/24 zile.

*Observație.* Valorile debitelor sondelor pot varia în funcție de presiunea de colectare.

#### 4.4.4. Utilizarea unității de tubing flexibil, a convertizorului cu N<sub>2</sub> și intervenția cu instalația de reparații capitale

##### *Utilizarea unității de tubing flexibil pentru SONDA 1, STRUCTURA 2*

**A. DATELE GENERALE DE CONSTRUCȚIE SUNT:** coloana de exploatare: 5 ½ x 1710 m; oglinda dopului de ciment: 1703 m; intervalul perforat: 1498-1670 m; tubing: 2 7/8 în x 1670 m; obiectiv deschis: IX+X; distanța „flanșă – masa” = 3,20 m; capul de erupție: 2 ½ x 210 bar; accesul la sondă: pășune; grup: 19; suprafața de teren necesară de închiriat: 1250 m<sup>2</sup>

**B. DATELE DE PRODUCȚIE SUNT:** • ultimii parametri de producție: 6 mm 0/4.3 4.2/4, Q=1.2 Nm<sup>3</sup>/zi, Impurități = 0; situația actuală a sondei: sonda are nivel de apă noroioasă la 1180m și produce foarte slab pe coloană. La sonda s-a mai intervenit cu unitatea de tubing flexibil cu rezultate pozitive.

În tabelul 4.25 este prezentată urmărirea privind comportarea sondei 1, structura 2, după intervenția cu tubingul flexibil. De asemenea, în tabelul 4.25 apare și FIȘA de urmărire a sondei 1, structura 2. Operațiile executate și rezultatele obținute sunt: denivelare cu azot, instalația de tubing flexibil la PS: 60min. 10/10 bar. Se poate astfel ușor observa că operațiunea a avut succes, iar sonda își poate relua producția pe tubing.

**Tabel 4.25. Urmărirea privind comportarea sondei 1, structura 2, după intervenția cu tubingul flexibil**

Ziua	Data	Duza	Pt	Pc	P <sub>1</sub>	P <sub>2</sub>	Debit	Impur	Obs.
1	07.11.2018	6	6.3	10.5	6.2	5	3.3	0	
2	08.11.2018	6	7.2	12.1	7.2	4.8	3.6	0	
3	09.11.2018	6	6.1	16.1	6.1	5.1	3.3	0	3L spumant
4	10.11.2018	6	6	19	6	5	2.3	0	
5	11.11.2018	6	6.5	13	6.1	5	2.3	300	
6	12.11.2018	6	6.4	10.5	6.4	5	3.6	200	
7	13.11.2018	6	6.3	10.9	6.3	5	3.5	150	
8	14.11.2018	6	6.4	12	6.4	5.3	3.4	100	
9	15.11.2018	6	6.5	10.5	6.5	5	3.7	100	
10	16.11.2018	6	6.4	10	6.4	5.1	3.5	250	
11	17.11.2018	6	6.2	10.5	6.2	5	3.5	100	
12	18.11.2018	6	6.4	11	6.4	5	3.5	90	
13	19.11.2018	6	6.2	12.1	6	5	3.4	90	
14	20.11.2018	6	5.8	14.3	5.8	4.7	3.3	20	1 stix supra
15	21.11.2018	6	6.6	11.9	5.9	4.7	3.5	280	
16	22.11.2018	6	5.7	13.5	5.7	4.8	3.2	20	
17	23.11.2018	6	6	10	6	4.7	3.6	120	
18	24.11.2018	6	6	11.3	6	4.8	3.5	150	
19	25.11.2018	6	6	11.6	6	4.6	3.5	150	
20	26.11.2018	6	5.7	10	5.7	4.6	2.5	100	

**Utilizarea unității de tubing flexibil pentru SONDA 2 STRUCTURA 2**

I. DATE GENERALE DE CONSTRUCȚIE: coloană de exploatare: 5 ½ x 1550 m; oglinda dopului de ciment: 1175,5 m; intervalul perforat: 1152-1170 m; tubing: 2 7/8 x 1166 m; obiectivul deschis: VII+VIIIaNord; cap de erupție: 2 ½ x 210 bar; distanța „flanșă – masa” = 3.2 m; accesul la sondă: teren arabil.

II. DATE DE PRODUCȚIE: • ultimii parametri de producție: 7 mm 5.7/12.4 5.7/5.3, Q = 2400 m<sup>3</sup>/zi, impurități = 10 las/zi; • situația actuală a sondei: sonda nu are comunicație tubing – coloană.

FIȘA privind urmărirea sondei 2, structura 2 este ilustrată de tabelul 4.26. Operațiile executate și rezultatele obținute privesc denivelarea sondei cu instalația de tubing flexibil cu PS:2 ore, PS 19/19.1. Parametrii sondei după intervenție sunt prezentați în tabelul 4.26. Pe prima structură s-a intervenit cu instalația de tubing flexibil la trei sonde și cu convertizorul de

N2 pe o sondă, menționându-se mai jos programele de lucru, rezultatele în urma operației, precum și comportarea sondelor pentru o perioadă de 20 zile după intervenție.

**Tabel 4.26. Urmărirea privind comportarea sondei 2, structura 2, după intervenția cu tubingul flexibil**

Ziua	Data	Duza	Pt	Pc	P <sub>1</sub>	P <sub>2</sub>	Debit	Impur	Obs.
1	01.03.2018	7	6.8	8.7	6.8	5.7	3.4	20	
2	02.03.2018	7	6.8	7.5	6.7	5.7	3.2	20	
3	03.03.2018	7	6.8	7.6	6.7	5.6	3.4	30	
4	04.03.2018	7	7	7.7	6.7	5.9	2.8	20	
5	05.03.2018	7	6.7	7.7	6.6	5.7	3.1	20	
6	06.03.2018	7	6.8	8.1	6.7	5.6	3.4	30	
7	07.03.2018	7	6.8	8.2	6.8	5.8	3.3	20	
8	08.03.2018	7	6.8	7.9	6.7	5.8	3.2	40	
9	09.03.2018	7	6.8	7.9	6.8	5.7	3.4	20	
10	10.03.2018	7	6.8	8.4	6.7	5.7	3.3	20	
11	11.03.2018	7	6.7	7.3	6.6	5.6	3.2	20	
12	12.03.2018	7	6.5	9.7	6.4	5.5	3.0	20	
13	13.03.2018	7	6.8	8.2	6.7	5.6	3.4	20	
14	14.03.2018	7	6.7	9.6	6.6	5.6	3.2	10	
15	15.03.2018	7	6.7	9.7	6.6	5.7	3.1	0	
16	16.03.2018	7	6.7	9.4	6.6	5.8	2.8	0	
17	17.03.2018	7	6.7	10.3	6.6	5.8	2.8	0	
18	18.03.2018	7	6.8	10.4	6.7	5.8	2.9	0	1 sticks supra.
19	19.03.2018	7	6.6	7.3	6.5	5.5	3.1	20	
20	20.03.2018	7	6.6	7.4	6.5	5.6	2.9	0	

**Utilizarea unității de tubing flexibil pentru SONDA 1, STRUCTURA 1**

I. DATE GENERALE DE CONSTRUCȚIE: coloană de exploatare: 5 1/2 x 1740 m; oglinda dopului de ciment: 1725 m; intervalul perforat: 1480-1700 m; tubing: 2 7/8 x 1699 m; obiectiv deschis: VII b + VIII + (VIII-IX) + IX; distanța „flașă – masă” = 3.2 m; cap de erupție: 2 1/2 x 210 bar; acces la sondă: teren arabil; grup: 1; suprafața de teren necesară de închiriat 1250 m<sup>2</sup> + drum acces la sondă.

II. DATE DE PRODUCȚIE: • ultimii parametri de producție: (02.04.2019) 6 mm, 3.6/153.6/3.6, Q = 0, impurități = 0; Impurități = 0; • situația actuală a sondei: sonda s-a autoînundat și are nivelul de lichid la 1238 m. ρ = 1160 kg/m<sup>3</sup>, în baza perforaturilor are noroi cu densitate 1200 kg/m<sup>3</sup>.

Operații executate și rezultatele obținute: denivelat cu azot, instalația de tubing flexibil cu PS:1.5 H PS 11/11. Parametrii sondei după intervenție: 2020.

**Tabel 4.27. Urmărirea privind comportarea sondei 1 structura 1, după intervenția cu tubingul flexibil**

Ziua	Data	Duza	Pt	Pc	P <sub>1</sub>	P <sub>2</sub>	Debit	Impur	Obs.
------	------	------	----	----	----------------	----------------	-------	-------	------

## UNIVERSITATEA "PETROL-GAZE" DIN PLOIEȘTI

1	30.07.2019	6	4.8	8.3	4.7	2.3	3.4	0	
2	31.07.2019	6	4.8	8.3	4.7	3.8	2.27	80S	
3	01.08.2019	6	4.5	8.6	4.4	3.2	3.5	120S	
4	02.08.2019	6	5.6	10.5	5.0	4.0	3.3	80S	
5	03.08.2019	6	5.4	7.3	5.2	3.9	3.7	250S	
6	04.08.2019	6	5.4	8.5	4.6	4.0	2.9	200S	
7	05.08.2019	6	5.5	8.0	5.4	4.1	3.7	150S	
8	06.08.2019	6	5.6	8.4	5.6	4.2	3.9	230S	
9	07.08.2019	6	5.6	8.4	5.6	4.0	3.8	210S	
10	08.08.2019	6	5.6	8.9	5.4	4.2	4.1	220S	
11	09.08.2019	6	5.6	8.5	5.3	4.1	3.8	160S	
12	10.08.2019	6	5.5	8.0	5.3	4.2	3.8	200S	
13	11.08.2019	6	5.6	8.8	5.3	4.2	3.8	160S	
14	12.08.2019	6	5.5	8.0	5.4	4.3	3.9	280S	
15	13.08.2019	6	5.4	7.9	5.2	3.6	3.9	120S	
16	14.08.2019	6	5.6	8.1	5.4	4.3	2.6	150S	
17	15.08.2019	6	5.3	6.7	5.3	4.1	2.7	150S	
18	16.08.2019	6	5.5	8.8	5.0	4.1	4.1	100S	
19	17.08.2019	6	5.5	8.1	5.3	4.2	3.9	100S	
20	18.08.2019	6	5.2	7.5	5.0	3.8	4	200S	

### ***Utilizarea unității de tubing flexibil pentru SONDA 2 STRUCTURA 2***

S-a efectuat programul transmis, însă fără rezultat, astfel că sonda a fost propusă pentru lucrări de reparație capitalizabilă. Lucrările au început de îndată și deoarece sonda nu are alte posibilități de retragere la obiective gazeifere, s-au efectuat lucrările de abandonare a sondei.

### ***Utilizarea unității de tubing flexibil pentru SONDA 3, STRUCTURA 1***

I. DATE GENERALE DE CONSTRUCȚIE: coloană exploatare: 5 ½ x 980 m; oglinda dopului de ciment: 975 m; interval perforat: 786-962 m; tubing: 2 7/8 x 957 m; obiectiv deschis: (III-IV) ab: distanța „flanșă – masă” = 3,20 m; cap de erupție: 2 1/2” x 140 bar; acces la sondă: teren arabil; grup: 1; suprafața de teren necesară de închiriat: 1250 m<sup>2</sup> + drum acces la sondă.

II. DATE DE PRODUCȚIE: ultimii parametri de producție; 6 mm 3.5/15.9 3.4/3.2, Q=1136 Nm<sup>3</sup>/zi, i = 300 las/zi; situația actuală a sondei: sonda produce intermitent cu debite cuprinse între 1.1 și 2.3 miiNm<sup>3</sup>/zi; periodic prezintă depuneri în spațiul inelar și nu mai are comunicație tubing-coloană.

Operații executate și rezultatele obținute: denivelat cu instalația de tubing flexibil cu PS: 60 min 15/15. Parametrii și rezultatele sondei după intervenție sunt prezentați în tabelul 4.28.

**Tabel 4.28. Urmărirea privind comportarea sondei 3 structura 1, după intervenția cu tubingul flexibil**

Ziua	Data	Duza	Pt	Pc	P <sub>1</sub>	P <sub>2</sub>	Debit	Impur	Obs.
1	15.11.2018	6	4	15.7	3.8	3.4	1.4	10	

## UNIVERSITATEA "PETROL-GAZE" DIN PLOIEȘTI

2	16.11.2018	6	4.2	5.8	4	3.2	1.7	350	2 buc sticks supraunitar + 3 litri Spumant
3	17.11.2018	6	4.7	8.6	4.5	4	1.6	250	
4	18.11.2018	6	5	6	4.8	4	1.69	350	2 buc sticks supraunitar
5	19.11.2018	6	4.3	9.1	4.1	3.9	0.74	200	
6	20.11.2018	6	6.5	11	6.5	6.3	0.90	150	
7	21.11.2018	6	5.9	11.9	5.9	4.7	3.5	280	
8	22.11.2018	6	7.5	8	7	6.6	1.3	300	
9	23.11.2018	6	7	9.8	6.5	5.7	2	450	
10	24.11.2018	6	6.7	8.8	6.5	6	1.6	400	
11	25.11.2018	6	7.6	8.6	7.1	6.1	1.7	400	
12	26.11.2018	6	5.5	7	5.5	4.8	1.9	500	
13	27.11.2018	6	5.5	7	5.3	4.5	1.7	500	
14	28.11.2018	6	5.5	6.7	5.4	3.7	1.8	600	
15	29.11.2018	6	6.7	8	6.5	5.7	1.8	500	
16	30.11.2018	6	6.6	7.9	6.5	5.6	1.6	600	
17	01.12.2018	6	6	7.5	5.8	5.5	1.8	500	
18	02.12.2018	6	6.6	8	6.5	5.7	1.8	500	
19	03.12.2018	6	5.6	7.3	5.5	4.9	1.8	550	
20	04.12.2018	6	5.5	6.8	5.4	4.8	1.9	550	

În tabelul 4.29 parametrii sondei înainte și după intervenție în anul 2020. Denivelarea s-a realizat cu azot de PS:1.5 H PS 12.3/13.8. Parametrii și rezultatele sondei după intervenție sunt reprezentați în tabelul 4.29.

**Tabel 4.29. Urmărirea privind comportarea sondei 4, structura 1, după denivelarea cu N2**

Ziua	Data	Duza	Pt	Pc	P <sub>1</sub>	P <sub>2</sub>	Debit	Impur	Obs.
1	13.08.2019	7	3.6	13.6	3.6	3.6	0	0	
2	14.08.2019	7							Int. 2 st. ref. liber. prin ist. gaze umede
3	15.08.2019	7	8.0	10.2	7.2	4.0	5.8	10S	
4	16.08.2019	7	8.0	9.8	7.3	4.2	5.2	10S	
5	17.08.2019	7	7.8	9.7	7	4.1	5.2	10S	
6	18.08.2019	7	7.8	9.1	6.9	3.7	5.2	10S	
7	19.08.2019	7	7.9	9.9	7.1	4.2	5.1	20S	
8	20.08.2019	7	8.1	9.7	7.2	4.5	5.8	10S	
9	21.08.2019	7	8.0	9.7	7.1	4.0	5.1	0	
10	22.08.2019	7	8.0	9.7	7.1	4.1	5.1	15S	
11	23.08.2019	7	7.6	9.9	6.8	3.8	3.2	10S	1 sticks subunitar + 3 litri spumant
12	24.08.2019	7	7.8	9.9	7.5	4.2	4.6	100S	
13	25.08.2019	7	7.0	10.3	6.2	4.1	4.4	10S	
14	26.08.2019	7	7.9	10	6.8	4.4	4.7	15S	
15	27.08.2019	7	8.1	9.8	7.1	4.0	4.8	50S	
16	28.08.2019	7	8.4	9.6	7.2	4.0	4.0	10S	
17	29.08.2019	7	8.2	9.6	7.2	4.5	5.6	20S	
18	30.08.2019	7	8.2	10.1	7.1	3.9	4.7	30S	
19	31.08.2019	7	8.3	10.0	7.2	4.1	5.6	10S	

# UNIVERSITATEA "PETROL-GAZE" DIN PLOIEȘTI

20	01.09.2019	7	8.4	10.5	7.1	3.9	4.8	20S
----	------------	---	-----	------	-----	-----	-----	-----

## *Intervenția cu instalația de reparații capitale*

**Tabel 4.30. Urmărirea privind comportarea sondei după reparația capitală**

Interval	Data	Presiuni dinamice					Q calc [mii m <sup>3</sup> /zi]	Apă [l/zi]	Producția			Mențiuni	
		Duza	P <sub>i</sub>	P <sub>c</sub>	P <sub>1</sub>	P <sub>2</sub>			Apa	Lunară	Anuală		Cumulată
		[mm]	bar	bar	bar	bar			[mii m <sup>3</sup> ]	[mil m <sup>3</sup> ]	[mil m <sup>3</sup> ]		
786 - 796	Sep-18	3.5	5.2	31.5	5.2	5	0.42	60	11.82	0.096	2.808		
786 - 796	Oct-18	3.5	5.3	33	5.3	5.2	0.3	20	8.909	0.105	2.817		
786 - 796	Nov-18	3.5	4.97	32.5	4.88	4.82	0.22	15	6.187	0.111	2.823		
786 - 796	Dec-18	3.5	4.95	32.5	4.9	4.82	0.26	20	7.792	0.119	2.831		
786 - 796	Jan-19	3.5	4.58	33.5	4.54	4.49	0.2	25	5.934	0.006	2.836		
786 - 796	Feb-19	3.5	4.72	33.5	4.61	4.55	0.22	0	4.071	0.010	2.841	MT	
786 - 796	Mar-19	3.5	4.98	33.5	4.93	4.85	0.26	0	1.605	0.012	2.842	MT	
786 - 796	Apr-19	3.5	5.1	33.5	5.1	5	0.29	0	1.177	0.013	2.843	RK	
786 - 796	May-19	3.5	0	0	0	0	0	0	0	0.013	2.843	RK	
712- 740	Jun-19	6	50	51	50	6.1	28.03	0	219.495	0.219	0.219	Term. RK	
712- 740	Jul-19	7	45.6	47	45.6	5.8	34.86	0	1,063.3	1.283	1.283		
712- 740	Aug-19	8	40.5	41	40.5	10.8	40.5	0	1,099.0	2.382	2.382		
712- 740	Sep-19	8	38.2	39.5	38.2	4.3	38.17	30	1,090.8	3.473	3.473		
712- 740	Oct-19	8	36.3	38.5	36.3	3.9	36.25	55	1,072.9	4.546	4.546		
712- 740	Nov-19	8	35.2	37.5	35.2	3.9	35.15	85	982.858	5.529	5.529		
712- 740	Dec-19	8	35.7	37.7	35.5	4.5	35.45	60	953.726	6.482	6.482	PS (CR)	
712- 740	Jan-20	10	27.8	29	27.8	4.3	41.84	110	1,273.3	1.273	7.756		
712- 740	Feb-20	10	26.2	27.3	26.2	4.6	39.45	100	1,058.8	2.332	8.815		
712- 740	Mar-20	10	24.7	25.7	24.7	5.4	37.22	125	1,114.4	3.447	9.929		
712- 740	Apr-20	10	25.3	25.5	25.3	11.1	38.11	160	138.0	3.585	10.067	LC	
712- 740	Mai-20	10	25.5	26.5	25.5	5	38.41	175	759.0	4.344	10.826		
712- 740	Jun-20	10	25.2	26.2	25.2	5.1	37.96	165	891.4	5.235	<b>11.718</b>		

Așa cum se poate observa din raportul de mai sus, producția sondei a crescut de la 0,3 la 38 mii m<sup>3</sup>gaze/zi [103].

## CAPITOLUL V

### EXPERIMENTE FIZICO-CHIMICE DE LABORATOR

#### PRIVIND INTRODUCEREA SPUMANTULUI ÎN

#### SONDĂ PE PERIOADA DE IARNĂ

În cadrul acestui capitol sunt cercetate și analizate, cu precădere, aspectele de bază privitoare la introducerea substanțelor lichide spumogene în sondele de gaze, folosindu-se dispozitive automate în timpul iernii, atunci când temperaturile sunt scăzute. E vorba, în fapt, de o soluție de apă și amestec spumant, necesară pentru a evita înghețul. În acest sens, am procedat la determinarea punctului de îngheț al unei palete de amestecuri, dar și a spumării lor, spumare necesară pentru evacuarea lichidelor din sondă (Laboratorul de determinări fizico-chimice). [8,77,103].

#### **5.1 Studiu privind determinarea punctului de congelare a soluțiilor în amestec**

Unde sticks-urile nu dau randament, se utilizează introducerea de spumant lichid cu ajutorul lubrificatoarelor sau, mai nou, a dispozitivelor automate de introducere a substanțelor spumogene în sondă. Se stabilește astfel și ciclul zilnic, acestea din urmă prezentând mai multe beneficii, printre care amintim necesitatea alimentării acestora cu soluție doar o dată la aproximativ 10 zile [8,21,65].

##### **5.1.1. Partea experimentală**

Proporția de introducere a spumantului lichid în sonde, unanim acceptată, este de 1:9, unde cifra 1 reprezintă spumantul lichid iar cifra 9 o soluție de apă industrială cu metanol sau trietilenglicol. În cele ce urmează dorim să prezentăm două experimente realizate în laborator prin care vrem să determinăm comportamentul acestui amestec de 1:9 din punct de vedere al tendinței de spumare și a stabilirii punctului de congelare în diferite situații.

**Experimentul 1.** Este vorba de determinarea tendinței de spumare a diferitelor amestecuri, prin care ne propunem să observăm comportamentul amestecului de 1:9 având în compoziție metanol sau trietilenglicol. Pentru aceasta am folosit o metodă internă și aparatură de laborator în acord cu standardul american ASTM D 892-03 [105], aparatul Petrotest având

în componență o plită reglabilă (0-310 °C), un cilindru gradat de 500 ml, imersat într-un vas de sticlă cu senzor de temperatură. În interiorul cilindrului se află o piatră poroasă (dimensiunea porilor = 50,7 micrometri), racordată la un rotametrul (diviziuni 0 - 110 mm) cu ajutorul căruia se realizează barbotarea aerului uscat în probă.



**Fig. 5.1: Aparat Petrotest**

*Descrierea metodei:* În vasul de sticlă s-au transvazat aproximativ 2,5 litri de apă distilată și s-a așezat pe plita aparatului Petrotest (fig. 5.1), vas în care se va introduce cilindrul gradat. În cilindrul gradat s-au introdus diferite soluții de amestec conform experimentelor de mai jos, iar apoi tija cu dop în vârful căreia se afla piatra poroasă conectată la rotametrul cu ajutorul căruia se controlează debitul de aer ce urmează a fi introdus în probă. S-a setat temperatura plitei la 47 °C (valoarea estimată a temperaturii la adâncimea sondei de 1250 m). Când temperatura soluției din vasul de sticlă a ajuns la temperatura setată, se barbotează aer uscat (până la diviziunea 15 mm a rotametrului) în cilindrul gradat, până când se stabilește o spumă la înălțimea maximă. În același timp cu începutul barbotării de aer, se pornește cronometrul și se notează înălțimea la care a ajuns spuma citind gradațiile cilindrului la diferite intervale de timp. În momentul când spuma a ajuns în jurul diviziunii de 500 ml a cilindrului gradat, aerul este eliminat din probă cu ajutorul robinetului de evacuare și se măsoară timpul necesar de spargere a spumei de la volumul maxim până la suprafața netedă a probei. S-au obținut astfel rezultatele măsurătorilor prezentat în tabelele 5.1 ... 5.3.



**Tabel 5.1. Experimentul 1.1: Amestec format din 72 ml apă + 8 ml spumant lichid**

<b>Timp</b>	<b>Înălțimea spumei (lichid +spumă)</b>
25''	200 ml
50''	340 ml
1' 10''	450 ml
1' 20''	500 ml

\*În 24 minute s-a spart spuma.

**Tabel 5.2. Experimentul 1.2: Amestec format din 72 ml apă + 10 ml spumant + 18 ml metanol**

<b>Timp</b>	<b>Înălțimea spumei (lichid +spumă)</b>
25''	220 ml
50''	350 ml
1' 10''	460 ml
1' 20''	520 ml

\*În 23 minute s-a spart spuma.

**Tabel 5.3. Experimentul 1.3. Amestec format din 72 ml apă +10 ml spumant +18 ml trietilenglicol**

<b>Timp</b>	<b>Înălțimea spumei (lichid +spumă)</b>
25''	215 ml
50''	335 ml
1' 10''	445 ml
1' 20''	485 ml

\*În 21 minute s-a spart spuma.

În urma experimentelor 1.1 ... 1.3 au rezultat valori sensibil egale ale tendinței de spumare, astfel că amestecurile formate din metanol sau trietilenglicol, folosindu-se proporțiile de 1:9 spumant – apă+metanol sau apă+trietilenglicol, nu influențează spumarea.

**Experimentul 2:** Este vorba de determinarea punctului de congelare a diferitelor amestecuri prin care ne propunem să observăm rezistența la îngheț a amestecului de 1:9, având în compoziție metanol. Pentru aceasta s-a folosit o metodă internă și aparatură de laborator în acord cu standardul român STAS 39/80 [63], aparatul folosit fiind răcitorul Julabo FP 50 (fig. 5.2), care are în componență o baie de ulei ce se poate răci până la -50 °C. De asemenea, aparatul

conține un controler cu afișaj digital de avertizare/ comandă/ afișaj/ reglare de temperatură pentru baia de ulei, de unde operatorul poate seta temperatura dorită.



**Fig. 5.2. Răcitorul Julabo FP 50**

*Descrierea metodei:* În baia de ulei a răcitorului s-a imersat (cu ajutorul unui suport de care este atașat) recipientul de plastic transparent care conține proba de analizat (aproximativ 100 ml de probă). Cu ajutorul panoului de comandă, se tastează temperatura pe care dorim să o avem în baie, scăzându-se treptat până se observă pe pereții transparenți ai recipientului cu probă, formarea cristalelor de gheață. Se notează valoarea punctului de congelare atunci când se observă formarea de cristale în toată masa probei. Pentru rezistența la îngheț a amestecului 1:9, având în compoziție metanol, s-au obținut rezultatele măsurătorilor din tabelul 5.4.

**Tabel 5.4. Experimentul 2: punctul de congelare cu amestecuri de 1:9, având în compoziție metanol**

Soluție formată din:			Punct de congelare (°C)	Durata de timp la care s-au format primele cristale de gheață (min)
Spumant (ml)	Apă (ml)	Metanol (ml)		
10	81	9	-8.5	5
10	78	12	-12.5	5
10	75	15	-16	5
10	72	18	-19.5	5
10	69	21	-22.5	5
10	66	24	-26.5	5

Rezultatele experimentelor 2 (tabelul 5.4) se concretizează în rețetele exacte de amestec necesare pentru formarea soluțiilor, astfel încât dispozitivele automate de introducere a spumantului în sonde să fie funcționale și fluidul din interior să nu înghețe (tabelul 5.5).

**Tabel 5.5. Rețetă spumant+apa+metanol pentru un recipient de 500 litri**

Nr crt	Spumant (litri)	Apă (litri)	Metanol (litri)	Punct de congelare °C
1	50	405	45	-8.5
2	50	390	60	-12.5
3	50	375	75	-16
4	50	360	90	-19.5
5	50	345	105	-22.5
6	50	330	120	-26.5

**Experimentul 3.** E vorba de determinarea punctului de congelare a diferitelor amestecuri prin care ne propunem să observăm rezistența la îngheț a amestecului de 1:9, având în compoziție trietilenglicol. Pentru rezistența la îngheț a amestecului 1:9 spumant+apă și trietilenglicol, s-au obținut rezultatele măsurătorilor din tabelul 5.6.

**Tabel 5.6. Experimentul 3: punctul de congelare cu amestecuri de 1:9, având în compoziție trietilenglicol**

Soluție formată din:			Punct de congelare (°C)	Durata de timp la care s-au format primele cristale de gheață (min)
Spumant (ml)	Apă (ml)	Trietilenglicol (ml)		
10	73	17	-9	5
10	69	21	-13	5
10	65	25	-16	5
10	61	29	-19	5
10	57	33	-22	5
10	53	37	-25.5	5

Rezultatele experimentelor 3 (tabelul 5.6) se concretizează în rețetele exacte de amestec necesare pentru formarea soluțiilor, astfel încât dispozitivele automate de introducere a spumantului în sonde să fie funcționale pe perioada de iarnă, iar fluidul din interior să nu înghețe (tabelul 5.7).

**Tabel 5.7. Rețetă spumant+apă+trietilenglicol pentru un recipient de 500 litri**

Nr crt	Spumant (litri)	Apă (litri)	TEG (litri)	Punct de congelare °C
1	50	365	85	-9
2	50	345	105	-13
3	50	325	125	-16
4	50	305	145	-19
5	50	285	165	-22
6	50	265	185	-25.5

*Observație.* Din punct de vedere economic, prețul metanolului este mult mai scăzut decât prețul trietilenglicolului, astfel că aceasta este o rețetă care poate fi folosită ca rezervă, în situații speciale, și anume în lipsa metanolului. Metoda internă de determinare a punctului de congelare are o eroare de  $\pm 1$  °C.

**Experimentul 4.** Este vorba de determinarea tendinței de spumare a diferitelor amestecuri, prin care ne propunem să observăm comportamentul amestecului de 1:9, având în compoziție metanol (100 ml de probă și adâncimea sondei la 2000 m). Pentru aceasta am folosit o metodă internă și aparatură de laborator în acord cu standardul american *ASTM D 1881*. Aparatul Petrotest are în componență o plită reglabilă (0-310 °C), un cilindru gradat de 500 ml imersat într-un vas de sticlă cu senzor de temperatura. În interiorul cilindrului se află o piatră poroasă (dimensiunea porilor = 50,7 micrometri), racordată la un rotamtru (cu diviziuni de la 0 la 110 mm) cu ajutorul căruia se realizează barbotarea aerului uscat în probă.

*Descrierea metodei:* În vasul de sticlă s-au transvazat aproximativ 2,5 litri de apă distilată și s-a așezat pe plita aparatului Petrotest. În cilindrul gradat s-au introdus 100 ml de probă (amestec 1:9) și apoi tija cu dop în vârful căreia se afla piatra poroasă conectată la rotamtru cu ajutorul căruia se controlează debitul de aer ce urmează a fi introdus în probă. S-a setat temperatura plitei la 70 °C (valoarea estimată a temperaturii la adâncimea sondei la 2000 m). Când temperatura soluției din vasul de sticlă a ajuns la temperatura setată, se barbotează aer uscat (până la diviziunea 15 mm a rotametrului) în cilindrul gradat, până când se stabilește o spumă la înălțimea maximă.

În același timp cu începutul barbotării de aer, se pornește cronometrul și se notează înălțimea la care a ajuns spuma, citind gradațiile cilindrului la diferite intervale de timp. În momentul când spuma a ajuns în jurul diviziunii de 500 ml a cilindrului gradat, cu ajutorul robinetului de evacuare aerul este eliminat din probă și se măsoară timpul necesar de spargere a spumei de la volumul maxim până la suprafața netedă a probei. S-au obținut, astfel, rezultatele măsurătorilor din tabelele 5.8 și 5.9.

**Tabel 5.8. Experimentul 4.1: amestec format din 72 ml apă + 8 ml spumant lichid**

<b>Timp</b>	<b>Înălțimea spumei (lichid +spumă)</b>
20''	200 ml
42''	350 ml
1'	450 ml
1' 07''	500 ml

\*În 16' s-a spart spuma.

**Tabel 5.9. Experimentul 4.2: amestec format din 72 ml apa + 10 ml spumant + 18 ml metanol**

<b>Timp</b>	<b>Înălțimea spumei (lichid +spumă)</b>
21''	200 ml
42''	350 ml
1'	450 ml
1' 08''	500 ml

\*În 16'30'' s-a spart spuma.

Din experimentele 4 rezultă valori sensibil egale ale tendinței de spumare, astfel că amestecurile care folosesc proporțiile de 1:9 spumant – apa+metanol, sau spumant metanol nu influențează spumarea.

**Experimentul 5.** În cele ce urmează am efectuat determinarea punctului de congelare a spumantului și am căutat o soluție de aditivare a acestuia pentru rezistența la îngheț pentru o gamă diferită de temperaturi negative, testând astfel un amestec spumant + metanol (tabelele 5.19 și 5.11).

**Tabel 5.10. Experimentul 5 : punctul de congelare al spumantului**

<b>Soluție formată din: Spumant (ml)</b>	<b>Punct de congelare (°C)</b>	<b>Durata de timp la care s-au format primele cristale de gheață (min)</b>
100	-22	5

**Tabel 5.11. Experimentul 3 : punctul de congelare cu amestecuri de 1:9, având în compoziție metanol**

<b>Soluție formată din:</b>		<b>Punct de congelare (°C)</b>	<b>Durata de timp la care s-au format primele cristale de gheață (min)</b>
<b>Spumant (ml)</b>	<b>Metanol (ml)</b>		
95	5	-25	5
90	10	-27	5
85	15	-29	5
80	20	-35	5
75	25	-38	5

Rezultatele experimentelor 5 (tabelele 5.10 și 5.11) se concretizează în rețetele exacte de amestec necesare pentru formarea soluțiilor astfel încât spumantul să reziste la diferite puncte de congelare în recipienții de stocare și transport de la fabrică la beneficiar (tabelul 5.12).

**Tabel 5.12. Rețeta spumant+metanol, cu rezistența la îngheț la diferite temperaturi negative**

Nr crt	Spumant (litri)	Metanol (litri)	Punct de congelare °C
1	100	0	-22
2	95	5	-25
3	90	10	-27
4	85	15	-29
5	80	20	-35
6	75	25	-38

Cu ajutorul acestui experiment, pentru o anumită gamă de temperaturi negative, am arătat că poate fi deja derivată, având o temperatura de congelare mai ridicată. Doar în anumite cazuri va mai fi necesară introducerea metanolului, iar amestecul va fi efectuat la fața locului doar cu apă.

**Experimentul 6.** Este vorba de determinarea punctului de congelare a diferitelor amestecuri prin care ne propunem să observăm rezistența la îngheț a amestecului de 1:9, având în compoziție spumant aditivat cu metanol și apă.

**Tabel 5.13. Experimentul 6: punctul de congelare cu amestecuri de 1:9, având în compoziție spumant aditivat cu metanol și apă**

Soluție formată din:		Punct de congelare (°C)	Durata de timp la care s-au format primele cristale de gheață (min)
Spumant (ml)+ metanol (ml)	Apa (ml)		
10 ml+0 ml	90	-2.5	5
9.5 ml + 0.5 ml	90	-3.1	5
9 ml + 1 ml	90	-4.8	5
8.5 ml + 1.5 ml	90	-5.2	5
8.5 ml + 1.5 ml	90	-5.2	5
8 ml + 2 ml	90	-5.8	5
7.5 ml + 2.5 ml	90	-6.3	5

Rezultatele experimentelor 6 (tabelul 5.13) se concretizează în rețetele exacte de amestec necesare pentru formarea soluțiilor, astfel încât dispozitivele automate de introducere a spumantului în sonde să fie funcționale, iar fluidul din interior să nu înghețe (tabelul 5.14).

**Tabel 5.14. Rețeta spumant+apă+metanol pentru un recipient de 500 litri**

Nr crt	Spumant (litri)+ metanol (litri)	Apa (litri)	Punct de congelare °C
1	50	450	-2.5
2	47.5+2.5	450	-3.1
3	45+5	450	-4.8
4	42.5+7.5	450	-5.2
5	40+10	450	-5.8
6	37.5+12.5	450	-6.3

\*Metoda internă de determinare a punctului de congelare are o eroare de  $\pm 1$  °C.

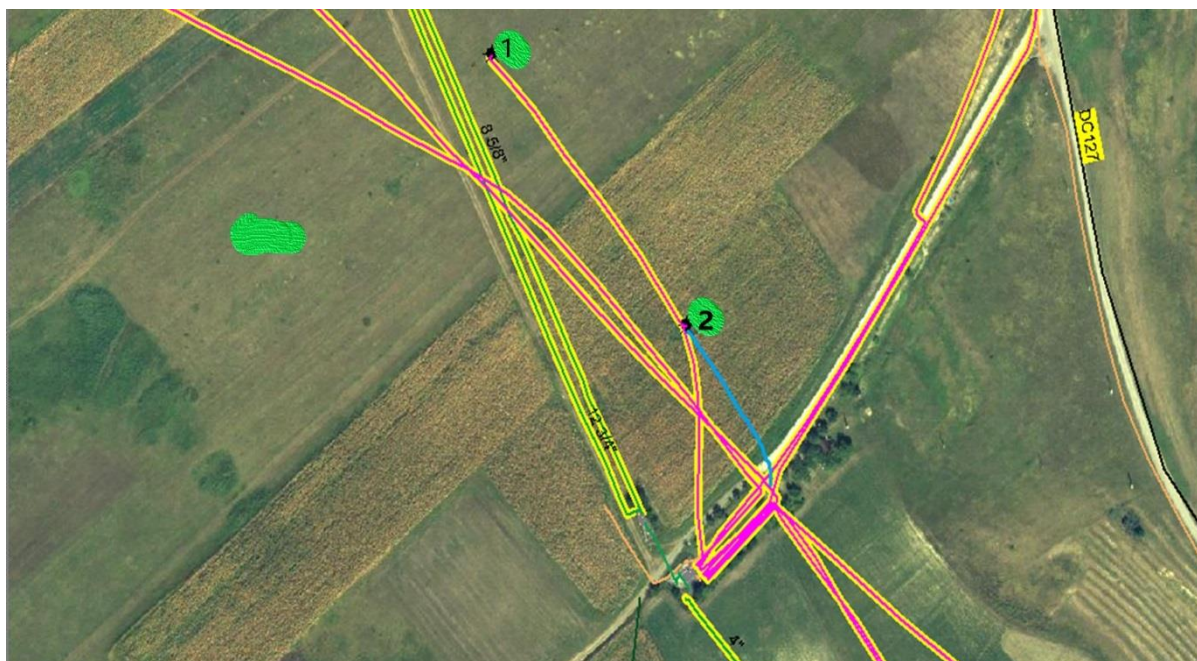
## CAPITOLUL VI

# REABILITAREA SONDELOR DE GAZE NATURALE CU AJUTORUL ECHIPAMENTELOR DIN INTERIORUL SONDEI ȘI DE LA SUPRAFAȚĂ

### 6.1. Separarea sondelor care produc pe aceeași conductă de aducțiune

Există așa numitele sonde duale, adică două sau chiar trei sonde care produc prin aceeași conductă de aducție.

Conducta nou construită este marcată cu culoarea albastră (aproximativ 100 m), pentru a întregi conducta sondei 1 (fig. 6.1). Pentru restul de sonde, în figurile 6.2 și 6.3 am marcat schițele necesare pentru separarea conductelor de aducțiune.



**Fig. 6. 1 Schiță necesară pentru separarea conductelor de aducțiune - sonda 1&2**

**Parametrii sondelor înainte de a fi separate pot fi sintetizați astfel:**

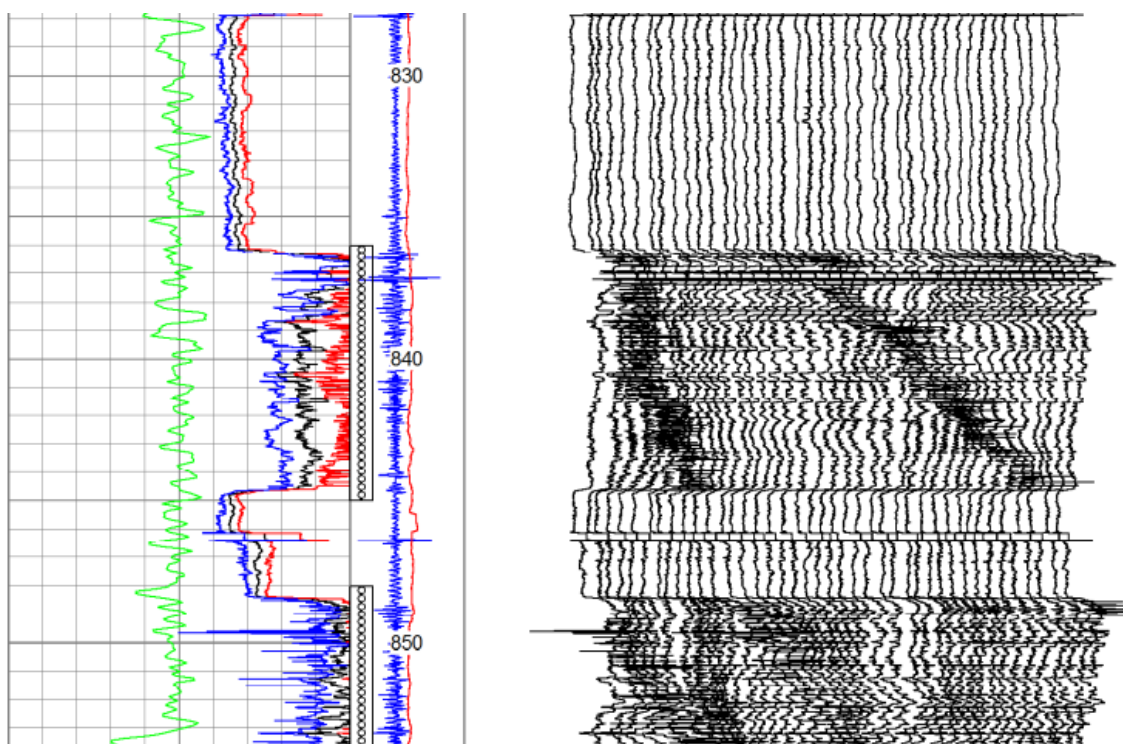
- Datele sondei 1:  $\text{Ø}5$  mm 3.5/4.7 3.5/2.7, Q-1.2 mii  $\text{Nm}^3/\text{zi}$ , impurități – 10 litri apă sărată;
- Datele sondei 2:  $\text{Ø}7$  mm 3.7/5.8 3.7/2.6, Q-2.9 mii  $\text{Nm}^3/\text{zi}$ , impurități – 20 litri apă sărată.

**Parametri sondelor după construirea conductei de aducțiune a sondei 1:**

- Datele sondei 1: Ø5 mm 4.1/4.9 4.1/2.8, Q-1.66 mii Nm<sup>3</sup>/zi, impurități – 30 litri apă sărată;
- Datele sondei 2: Ø7 mm 4.2/5.8 4.2/2.8, Q-3.4 mii Nm<sup>3</sup>/zi /zi, impurități – 40 litri apă sărată.

Aceasta a fost prima astfel de lucrare dintr-un total de 17 care vor avea loc în perioada următoare, sonde care în prezent produc dual pe aceeași conductă de aducțiune și cumulează un debit de 170 mii Nm<sup>3</sup>/zi. Apreciem astfel o creștere minimă de 10 %, aport de producție, plus prelungirea duratei de viața a sondelor, astfel că aceste lucrări reprezintă o prioritate și vom acționa în consecință.

## 6.2. Inspecția materialului tubular al sondelor



**Fig. 6.2. Secțiune-diagramă rezultată în urma investigării cu dispozitivul multifinger**

Burlanele cu cele mai mari penetrații sunt: • Penetrație de 100.00 % (6.00 mm) în burlanul 86, la adâncimea de 839.0 m ; • penetrație de 100.00 % (6.00 mm) în burlanul 87, la adâncimea de 853.9 m ; penetrație de 100.00 % (6.00 mm) în burlanul 88, la adâncimea de 856.3 m ; penetrație de 90.42 % (5.43 mm) în burlanul 85, la adâncimea de 836.4 m.

Prin urmare, sondele de gaze antrenează o mare cantitate de apă de zăcământ, această apă fiind separată, în prima fază, în separatoarele subterane, antrenată și măsurată în hable de etalonare. După aceea este dirijată în bazinul de stocare a impurităților de la fiecare grup de sonde. Apa antrenată din sondele aparținând mai multor structuri gazeifere este transportată cu



autovitanja la Bazinul de Stocare-Stație de Injecție a apelor de zăcământ, după care este injectată în sonda de injecție. Evidenția unor depuneri este evidențiată în figura 6.6.

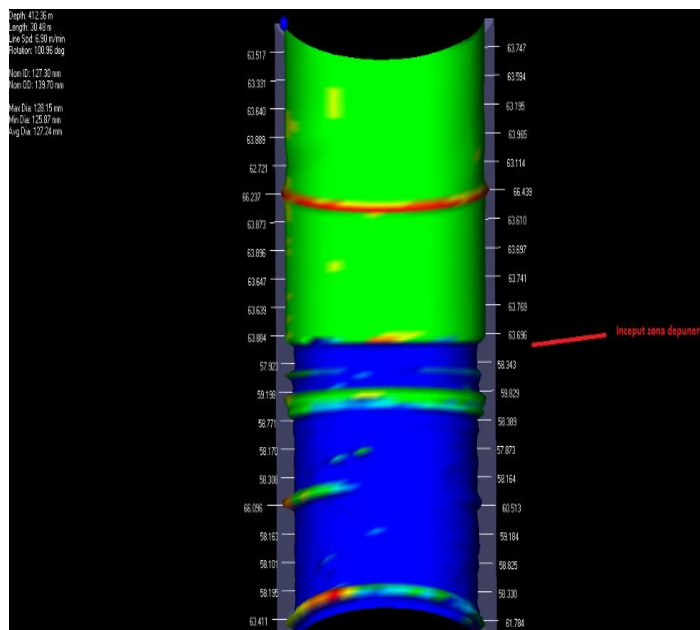


Fig. 6.3. Evidențierea unei depuneri

### 6.3. Cimentări sub presiune - metodă pentru remedierea situațiilor special întâlnite în practică

Una din metodele consacrate pentru identificarea perforaturilor din care provine apa și nu numai, este aceea a utilizării și interpretării carotajului de producție (fig. 6.7 și tabelul 6.1). Repere: cu culoarea roșie sunt reprezentate gazele naturale, iar cu culoarea albastră - apa, (intervalele analizate ale sondei cu echipamentul PLT prezentată în lucrarea de față).

Măsurătoarea a fost efectuată în regim dinamic,  $\varnothing 6 \text{ mm} = 8,2/8,2 \text{ } 8,2/8,1 \text{ Q} - 0,73 \text{ mii Nm}^3/\text{zi}$ , impurități antrenate - zero litri. Sonda are nivelul de lichid la 770 de metri. Perforaturile sunt înfundate pe intervalele 841-844 și 850-852 m. Cantitatea de apă este produsă din intervalele perforate 810-818, 822-841. S-a propus izolarea intervalelor din care provine apa, 810-818, 822-844 și 850-852, cu oglinda de ciment la 770 metri. S-a efectuat programul propus prin izolarea obiectivelor care produceau apă, cu dop ciment la 770 metri. Presiunea statică după intervenție este 42/44 bar, presiunea dinamică  $\varnothing 7 \text{ mm} = 10/10,2 \text{ } 10/9,3 \text{ Q} - 4,07 \text{ mii Nm}^3/\text{zi}$ , impurități antrenate zero litri. Din câte se vede operația a reușit, sonda nu mai antrenează impurități și nu are nivel de lichid; de asemenea, producția de gaze a crescut.

Avându-se în vedere cimentările primare nereușite, precum și greșelile de operare care duc la creșterea cheltuielilor pentru reparația unei sonde, și chiar la stoparea acesteia din producție, consider necesară aprofundarea cercetării teoriei cimentării sub presiune, precum și o organizare strictă a acestei activități.

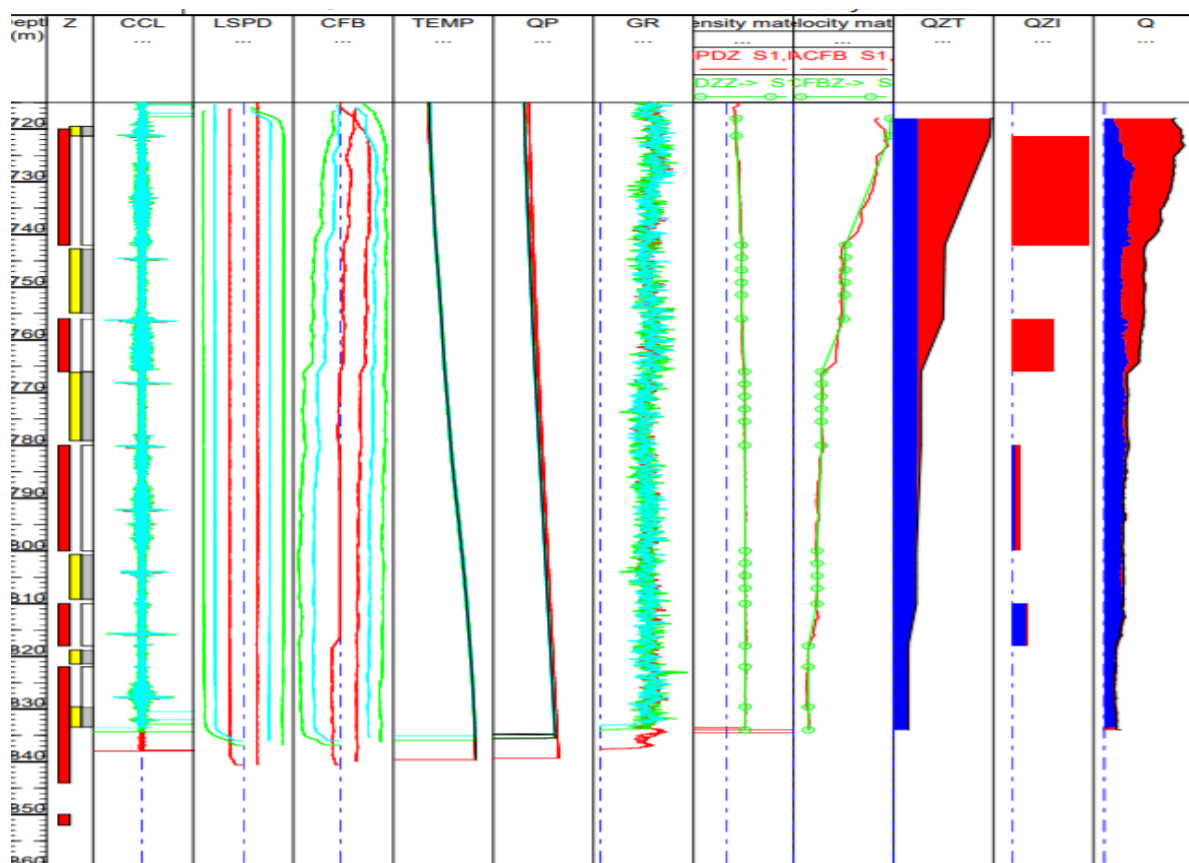


Fig. 6.4. Carotaj de producție la o sondă analizată

Tabel 6.1. Interpretarea carotajului de producție la sonda analizată

Intervale analizate	perforate și	Debit apă (miiNm <sup>3</sup> /zi)	Debit gaze (miiNm <sup>3</sup> /zi)
721,3-742		0	2.1
756-766		0	1.3
780-800		0.3	0.17
810-818		0.6	0.026
822-829,6		0	0

#### 6.4. Dezgroparea și curățarea separatoarelor de impurități



**Imagine 6.1. Separator subteran colmatat**

Din câte se poate observa din tabelul 6.2, unde am analizat apa antrenată de separatoare pe o perioadă de 10 zile înainte, respectiv după montarea separatoarelor curățate și izolate, ca urmare a gradului ridicat de colmatare, separatoarele de pe sonde având și capacitate de stocare mai mică, nu mai puteau reține apa. Cu alte cuvinte, lucrările efectuate au fost de un real succes, separatoarele reușind să rețină mult mai multă apă care, astfel, nu trecea mai departe în sistem, putând, de asemenea, să cauzeze situații speciale stațiilor de comprimare și celor de uscare a gazelor naturale.

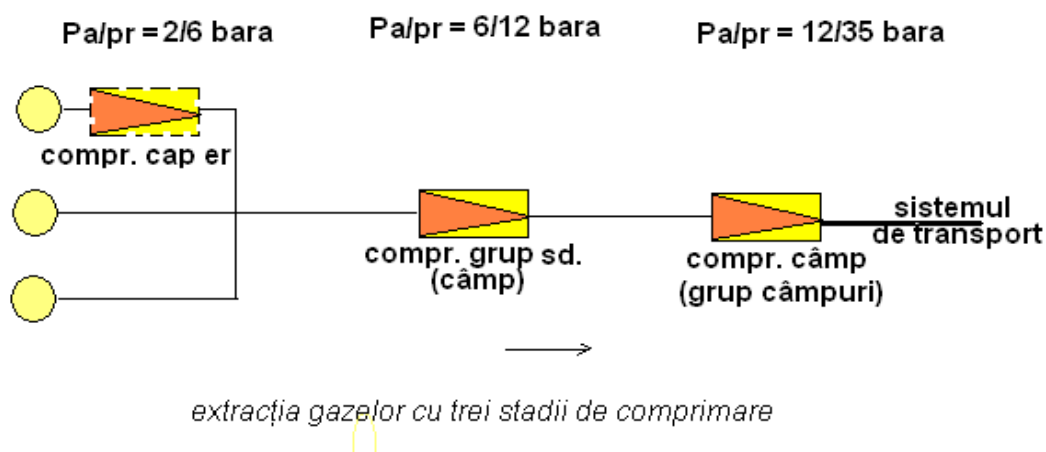
**Tabel 6.2. Situație privind comportarea separatorului înainte și după înlocuire**

Sonda	Ziua	Impurități antrenate înainte de înlocuire separator (litri)	Impurități antrenate după de înlocuire separator (litri)
1	1	90	140
1	2	80	150
1	3	110	150
1	4	60	140
1	5	100	150
1	6	75	140
1	7	80	145
1	8	90	140
1	9	100	150
1	10	75	145
2	1	60	100
2	2	55	120
2	3	55	120
2	4	65	110
2	5	50	100
2	6	70	75
2	7	50	90
2	8	55	100
2	9	60	110
2	10	70	100
3	1	300	400
3	2	300	450
3	3	280	500
3	4	350	450
3	5	400	450
3	6	300	500
3	7	500	500
3	8	400	480
3	9	280	470
3	10	360	480
Separator Total grup	1	65	70
Separator Total grup	2	65	65
Separator Total grup	3	45	80

Separator Total grup	4	100	100
Separator Total grup	5	80	80
Separator Total grup	6	55	60
Separator Total grup	7	75	70
Separator Total grup	8	85	75
Separator Total grup	9	70	65
Separator Total grup	10	90	80

### 6.5. Utilizarea stațiilor de comprimare, a compresoarelor de câmp și, experimental, a situațiilor din sondă

Agregatele de comprimare aferente extracției gazelor naturale (fig. 6.8) se montează fie în cadrul unor stații de comprimare gaze (atunci când este nevoie de comprimarea unor cantități uriașe de gaze naturale aparținând unuia sau a mai multor zăcăminte), fie singular în cadrul unui zăcămint mediu [61], să zicem cu un debit de până la 150 mii Nm<sup>3</sup>/zi (în cadrul Secției de producție gaze se dispune de trei astfel de compresoare de câmp), fie compresorul se poate monta individual pe o sondă.



**Fig. 6.5. Comprimarea gazelor naturale**

În cazul prelucrărilor proprii a datelor, am utilizat experimental compresorul de sondă pentru o structură gazeiferă care are un număr de 4 sonde cu un debit cumulativ de 4 mii Nm<sup>3</sup>/zi.

Așadar, e vorba de obținerea unor rezultate foarte bune, sonda ajungând să producă, inițial, circa 13 mii Nm<sup>3</sup>/zi față de 1 mie Nm<sup>3</sup>/zi, pentru o perioadă de aproximativ 45 zile, timp în care debitul a ajuns la 5 mii Nm<sup>3</sup>/zi, după care compresorul a fost mutat la altă sondă.

### 6.6. Efectuarea reviziilor anuale la instalațiile de suprafață

Sistemul de mentenanță preventiv are o planificare controlată și prevede, programează și realizează următoarele categorii de intervenții la conducte [79,80]:

- ✓ Mentenanță de nivel 1 – reprezentând activități de inspecție
- ✓ Mentenanță de nivel 2 – revizii tehnice – sunt activități planificate prin care se determină/ verifică starea tehnică a conductelor
- ✓ Mentenanță de nivel 3 – reparații curente – sunt intervenții care se execută periodic și au ca scop remedierea unor degradări sau refacerea izolației și al stratului de vopsea, înlocuirea unor segmente sau componente scurte de conductă.
  - ✓ Mentenanță de nivel 4 – reparațiile capitale – care constă în remedierea unor defecte sau degradări cu extindere mare.

### **6.7. Inspecție și întreținere, utilizare/ exploatare instalații și echipamente din zone cu atmosferă potențial explozivă**

Având în vedere multitudinea de instalații, echipamente și utilaje implicate în procesul de producție al gaze naturale, ca și obligativitatea protecției personalului și a celor menționate mai sus, am procedat la prezentarea principalelor tipuri de protecție pentru echipamentele electrice, echipamentele neelectrice, cabluri, unelte, și am dat un exemplu de formular de inspecție lunară la o stație de uscare gaze.

**Tabel 6.3. Formular de inspecție echipamente Ex al unei stații de uscare a gazelor naturale cu trietilenglicol**

Nr.cr t.	Denumire aparat	Producător	Caract. tehnice	Tip protecție	Certif. Ex	Clasa	Inspecție			Obs.
							S	A	D	
1.	Traductor presiune	ROSEMOUNT 2088,2090P /2090F	66Vdc,	ExnLICT5 (Ta=-400C÷+700C) ExdIICT6 (Ta=-200C÷+400C) T4(Ta=-200C÷+800C)	BAS00ATEX3167 X KEMA97ATEX23 78	3 G  1/2 G	X			
2.	Traductor temperatură	ROSEMOUNT 644 sau 644R SMART	ui=30 Vdc, ii=200mA	ExnIIC T5(Ta=-600C÷+750C) T6(Ta=-600C÷+500C)	BAS00ATEX3145	3 G	X			
3.	Valve pozition monitor	tip 22 ....seria		EEExdIIBT4X-T6 T=800C/DEXMKO	03ATEX134361X	2 GD	X			
4.	Comutator de nivel lichide	MAGNETROL tip LSHH 103; LSLL 102; LSLL101; LSHH 100		ExdIICT6		2 G	X			
5.	Detector de nivel lichid cu comutare electrică	MAGNETROL tip TUFFYT3	max 10A, 240 Vca	EEExdIICT6 EEExiaIICT6		1/2 G 1 G	X			
6.	Motor răcitor glicol	CEMP	15kW	ExdIIBT4 IP55		2 G	X			
7.	Traductor presiune	ROSEMOUNT 1151	V=60Vdc max	EEExdIIC T6 (-40°C≤Ta≤+40°C) T4(-40°C≤Ta≤+80°C)	CESI03ATEX037	2 G	X			

## UNIVERSITATEA "PETROL-GAZE" DIN PLOIEȘTI

8.	Traductor presiune	ROSEMOUNT	U <sub>i</sub> =30V I <sub>i</sub> =125mA P <sub>i</sub> =1,0W C <sub>i</sub> =0,034μF L <sub>i</sub> =20μH	EExiaIIC T5 (-60°C≤Ta≤+40°C) T4(-60°C≤Ta≤+80°C), IP66	BAS99ATEX1294 X	1 GD	X			
9	Tablou comandă	DYNAMIM	IP65	ExdIIBT5		2 G	X			
<b>Sistem de măsurare</b>										
10	Tablou comanXndă	CORTEM 21 CP 100A	230 V	ExdIIBT5		2 GD	X			
11	Tablou comanXndă	CORTEM 21 CP 108-B	230 V	ExdIIBT5		2 GD	X			
<b>Rezistență de încălzire</b>										
12	Rezistență de încălzire	RAYCHEM		EExeIIT5		2 GD	X			
13	Cutie terminală			EExeII, IP66	PTB98ATEX1020 U	2 G	X			
14	Încălzitor	Digitrace	250V	EExdIICT6 (Ta=-40C÷+60C)	LCIE02ATEX026 026	2 GD	X			
15	Doză de conexiuni	Thermon Junction JB-K-O-Ex	U <sub>max</sub> =750V I <sub>max</sub> =22A/46A	EExeIIT4/T6, IP66	D 02ATEX132085X	2 G	X			
<b>Sistem de măsurare ultrasonic-turbina</b>										
16	Contor turbină	Actaris		EExiaIICT5 LCIE Ta=+60C	06ATEX6131X	1 / 2 G	X			
17	Traductor de impulsuri	HF3		EExiaIICT5 Ta=+60C	PTB01ATEX2192	1 G	X			
<b>Gaz cromatograf de proces</b>										
18	Cromatograf	ABB	10, 5 Vdc	EExdIIB+H2T6	KEMA05 ATEX2085.2007	2 G	X			
19	Doză conexiunXi	K-JB-O-Ex	U <sub>max</sub> =750V	EExeIIT4-T6 IP55		2 G	X			
<b>Aparat prelevare punct de rouă</b>										
20	Afișaj punct de rouă	BEKA		EExiaIICT5 (Ta=-40C÷+60C)	ITS02ATEX2026	1 G	X			
21	Transmiță tor puncte	Michell Instruments Transimet I.S.		EExiaIICT4 (Ta=-20C÷+80C)	BAS01ATEX1240 X	1 G	X			
<b>Oxidizer termic gaz stripare</b>										
22.	Electromagnet acționare valvă	VALBIA		Ex cT 6		2 GD	X			
23.	Senzor electromagnet	VALBIA XCWA 110		EEx d IIC T6	INERIS 03 AT 0083X		X			
24.	Traductor	NADI		EEx dIIC T6 IP67	KEMA 04 AT 2158	½ GD	X			
25.	Separator gaz-apă	TMUCB Târgu Mureș		neelectric		1/2/3 G	X			

În tabelul 6.5 sunt prezentate câteva echipamente din componența unei stații de uscare a gazelor, caracteristicile, tipul de protecție, certificarea ex, clasa, și modul de citire a claselor aparținând echipamentelor aferente [8,24,73]:

-ExdIICT6 – traductorul de presiune *rosemount* este un aparat cu capsulare antideflagrantă care se utilizează în mediul exploziv, grupa II – GAZE -, substanța reprezentativă C - hidrogen acetilenă, unde temperatura maximă de suprafață este 85 °C;

- EExdIICT6-IP67 - traductorul NADI este un aparat certificat european, cu capsulare antideflagrantă, grupa II – GAZE substanța reprezentativă C - hidrogen acetilenă, protejat împotriva prafului și protejat de imersie între 15 centimetri și 1 metru în adâncime;

-ExdIIBT4-IP 66 - aparatura cu capsulare antideflagrantă, utilizată în mediu pentru gaze cu pericol mediu de explozie, a cărei temperatură maximă de suprafață nu depășește 135<sup>0</sup>C, protejat împotriva prafului; protejat de jeturi de apă de înaltă presiune din orice direcție; Clasa - II 2G-aparatul se clasifică în grupa a II-a, zona 2 cu pericol de explozie – gaze.

Activitatea de producție a gazelor naturale este o activitate complexă care implică mai multe procese, cum ar fi, forajul, extracția, separarea, uscarea, comprimarea, transportul și măsurarea gazelor naturale, iar în toate aceste procese este necesară acordarea unei atenții deosebite montării, utilizării și inspecției echipamentelor Ex care trebuie utilizate cunoscându-se normele în vigoare.

### **6.8 Noțiuni generale legate de riscuri în producția gazelor și managementul acestora**

Există cinci categorii de riscuri majore cu care ne confruntăm în cadrul reabilitării unor sonde: riscuri de ordin etnic, riscuri asupra prognozei financiare, ale resurselor umane, ale managementului defectuos, precum și riscuri externe, iar riscurile identificate precum și măsurile de control fiind menționate în tabelul următor:

**Tabel 6.4. Proces verbal privind riscurile**

<b>Nr. crt.</b>	<b>Probleme dezbătute</b>	<b>Concluzii, recomandări, observații, etc.</b>
1	Riscuri analizate:	Analizarea istoricului de producție pe fiecare structură gazeiferă în parte având ca baza de plecare date eronate; Selectarea incorectă a structurilor care necesită reabilitare; Interpretarea incorectă a datelor obținute în urma investigațiilor geofizice moderne, a investigațiilor seismice, și hidrodinamice a sondelor; Construcția greșită a noilor modele geologice și fizice; Stagnarea producției sau chiar declinul acesteia în pofida tuturor lucrărilor de reabilitare aplicate; Nefectuarea reviziilor anuale la instalațiile de suprafața pentru livrarea gazelor la condițiile de calitate impuse de codul rețelei; Accidente de muncă sau îmbolnăvire profesională; Furtul echipamentelor; Poluarea mediului înconjurător cu apă de zăcământ și gaz metan; Erori umane în operarea instalațiilor și utilajelor; Apariția exploziilor și implicit a focului; Defecțiuni Conducte, Instalații, Separatoare și Stații De Uscare Gaze Naturale; Nerealizarea investițiilor propuse; Proceduri Operaționale eronate/imposibil de urmat [10, 27, 76, 77]
2	Propuneri de măsuri de control:	Supravegherea funcționării continue a capacităților de producție; Asigurarea participării personalului angajat în proiect la cursuri de formare profesională și la cursuri de reîmprospătare a cunoștințelor;

		<p>Întâlniri periodice între personalul din cadrul proiectului de reabilitare și personalul din conducerea Societății</p> <p>Sesiuni de brainstorming</p> <p>Existența și întreținerea unei baze de date on-line unde să fie evidențiat istoricul de producție pe fiecare sondă în parte de la punerea acesteia în producție ;</p> <p>Asigurarea corectitudinii datelor achiziționate și a procesării și interpretării tuturor datelor de producție pentru stabilirea dimensiunilor colectoarelor poros-permeabile;</p> <p>Realizării setului de diagrame obținute în urma carotajului, a seismicii, modelarea geologică și de facies având ca finalitate modelul geologic 3D, modelarea petrofizică, unde se iau în considerare investigațiile PNN, evaluarea corectă a resurselor și rezervelor actuale;</p> <p>Urmărirea permanentă a procesului de realizare a obiectivelor proiectului corelate cu cele ale Secției și cu cele ale Societății;</p> <p>Prioritizarea și eficientizarea muncii</p> <p>Achiziția de date și programe pentru realizarea modelării și a simulării numerice, unde specificul este dat de simularea istoricului de producție și compararea datelor cu cele existente în șantier;</p> <p>Efectuarea verificărilor și calibrărilor cel puțin anual la toate echipamentele de măsură și investigație;</p> <p>Efectuarea instruirilor la implementarea noilor tehnologii;</p> <p>Luarea tuturor măsurilor posibile pentru păstrarea specialiștilor din domeniu, și anume stimularea acestora prin salarii, beneficii, teambuilding-uri, asigurări, concedii decontate, etc.;</p> <p>Efectuarea verificărilor și calibrărilor cel puțin anual la toate echipamentele de măsură și control</p> <p>Remedierea în regie proprie a defecțiunilor apărute;</p> <p>Efectuarea reviziilor tehnice;</p> <p>Foaie de Manevră;</p> <p>Referat de necesitate;Instruire Periodică</p> <p>Solicitare și urmărire remediere defecțiuni la echipamentele aflate în garanție;</p> <p>Participarea la cursuri și examene în vederea obținerii autorizării ANRE și INSEMEX;</p> <p>Evitarea erorilor prin întocmirea și prezentarea conținutului Foii de Manevră , a Permisului de Lucru cu Foc, și a schiței cu zona de lucru tuturor persoanelor implicate, în momentul intervenției pentru remedierea defectelor apărute.</p> <p>Solicitarea acoperirii cu personal a tuturor obiectivelor de lucru ale Secției de Producție Gaze conform Normativului de exploatare a instalațiilor tehnologice din industria gazelor naturale Raport de mentenanță;</p> <p>Urmărire Plan de Investiții și Achiziții;</p> <p>Supravegherea echipamentelor care se afla în locații deservite ocazional;</p> <p>Analizare periodică a Procedurilor Operaționale;</p> <p>Transmitere de opinii argumentate la elaborarea și revizuirea procedurilor operaționale;</p> <p>Solicitări de modificare procedura/document conform procedurii aflate în vigoare [24,54,55,66]</p>
3	Stadiul implementării măsurilor de control:	Implementat
4	Dificultăți întâmpinate:	-
5	Alte probleme:	-



## CAPITOLUL VII

### CONCLUZII, CONTRIBUȚII PERSONALE ȘI RECOMANDĂRI

Reabilitarea zăcămintelor de gaze naturale, reconfigurarea modelelor geologice, modelarea și simularea mișcării gazelor, reabilitarea infrastructurii productive a zăcămintelor ș.a. sunt câteva din aspectele esențiale privitoare la posibilitățile de creștere a producției de gaze naturale din zăcămintele zise mature. În același timp, dezafectarea amplasamentului și reabilitarea sondelor ca atare reprezintă și o parte importantă a managementului, în general, al managementului mediului, în special.

În acest context, lucrarea de față, prin tematica abordată, aduce contribuții majore cu privire la reabilitarea sondelor de gaze naturale cu probleme și dificultăți tehnologice. Concluziile studiilor și cercetărilor efectuate, precum și contribuțiile personale ale autorului se referă la următoarele aspecte de bază.

1. Prezentarea în mod original de punere în evidență a unor particularități legate de înțelegerea, însușirea și implementarea unui concept de management al proiectelor de reabilitare a sondelor, în general, al celui de reabilitare a sondelor de gaze naturale cu probleme și dificultăți tehnologice, în special.

2. Pe parcursul duratei de viață al proiectului, trebuie verificat, în permanență, dacă circumstanțele nu au dus la o schimbare de opinie cu privire la utilizarea ulterioară dorită. Odată ce s-a ajuns la un acord final, trebuie pregătit un plan de recuperare. Sunt disponibile, astfel, o serie de opțiuni de reabilitare precum: reabilitarea la starea de pre-dezvoltare, reabilitarea parțială, reabilitarea în condițiile unei alternative acceptabile și renunțarea la acțiunea de reabilitare.

3. Analiza, într-o formulă originală, a datelor privitoare la istoria producției de gaze naturale în România. În primul rând, s-au analizat gradele ridicate de depletare și necesitatea reabilitării zăcămintelor de la începutul producției gazelor naturale în România și până în prezent. De asemenea, s-au analizat piețele gazelor naturale din România, politica în domeniul gazelor naturale, specificații cu privire la reabilitarea zăcămintelor de gaze naturale, reconfigurarea modelelor geologice, modelarea și simularea mișcării gazelor și reabilitarea infrastructurii productive a zăcămintelor.

4. Investigarea analizei dinamice a performanței sondelor din toate structurile, analizând un exemplu dintr-o anumită structură în lucrarea de față, folosindu-se eficient instrumentul de

înregistrare al producției, fapt ce a condus la obținerea unor rezultate semnificative. Prin această analiză s-au stabilit zonele cu perforaturi care produc apă (perforaturi inferioare), respectiv cele care produc gaze (perforaturi superioare). În consecință, perforaturile inferioare care produceau apă s-au izolat, iar în urma operației de izolare a acestora debitul de gaze a crescut, iar sonda nu mai produce apă. În plus față de concluziile anterioare, am stabilit că perforaturile înfundate se află și pe intervalele 841 – 844 m și 850 - 852 m (cantitatea de apă era produsă pe intervalele de perforație 810 m – 818 m și 822 m – 841 m). În cele din urmă, soluția propusă a fost aceea a izolării perforațiilor pe intervalele 810 m – 818 m, 822 m – 844 m și 850 m – 852 m, utilizându-se un dop de ciment la adâncimea de 770 m.

5. Programul propus a fost realizat prin izolarea intervalelor amintite mai înainte, iar parametrii de lucru aferenți presiunilor au fost: presiunea statică după intervenție 42/44 bar, iar presiunea dinamică ( $\varnothing 7$  mm) 10/10,2 sau 10/9,3, debitul  $Q = 4,07 \text{ Nm}^3/\text{zi}$ , impurități antrenate - zero litri. Operația a avut un succes deplin, din moment ce un se mai pune problema lichefierii în sondă, iar producția de gaze a crescut.

6. Am realizat un studiu privind utilizarea sticks-urilor supraunitare pe un număr de șase sonde, din care patru cu apă dulce, iar două cu apă sărată. Frecvența de introducere a sticks-urilor supraunitare de tip B este mai mică decât frecvența de introducere a sticks-urilor supraunitare de tip A. La toate sondele, cantitățile de apă antrenată sunt relativ similare, cu un plus de apă antrenată pe sondele 3 și 6 în urma utilizării sticks-urilor supraunitare tip B. De asemenea, cantitățile de gaze produse sunt relativ similare, cu un plus relativ mic pe sonda 6, în urma utilizării sticks-urilor supraunitare de tip B. Așadar, având în vedere aceste aspecte tehnice, considerăm optimă posibilitatea utilizării sticks-urilor supraunitare de tip B (bineînțeles, la luarea deciziei finale trebuie avut în vedere și aspectul economic).

7. Am cercetat și analizat aspectele de bază privitoare la introducerea substanțelor lichide spumogene în sondele de gaze, folosind dispozitive automate în timpul iernii, atunci când temperaturile sunt scăzute. E vorba, în fapt, de o soluție de apă și amestec spumant, necesară pentru a evita înghețul. În acest sens, am procedat la determinarea punctului de îngheț al unei palete largi de amestecuri, dar și a spumării lor, spumare necesară pentru evacuarea lichidelor din sondă (Laboratorul de determinări fizico-chimice).

8. Concluziile celor 6 experimente din cadrul studiului aferent capitolului V al lucrării sunt multe, diverse și interesante. Din primele experimente realizate cu ajutorul aparatului Petrotest, am determinat tendința de spumare a diferitelor soluții formate din metanol sau trietilenglicol, folosind proporțiile de 1:9 spumant – apă+metanol sau apă+trietilenglicol și am constatat că metanolul și trietilenlicolul nu influențează spumarea, lucru deosebit de important

în operațiunile de evacuare a apei din talpa sondelor cu ajutorul spumantului în compoziție cu metanol sau trietilenglicol pe perioada de iarnă.

**9.** În urma experimentelor cu diferite compoziții de spumant + apă + metanol și spumant + apă + trietilenglicol am determinat punctul de congelare, lucru de asemenea foarte important, deoarece astfel au rezultat rețetele prezentate în tabelele centralizatoare, rețete care, între timp, s-au aplicat în practică. E vorba de aplicarea lor cu ajutorul dispozitivelor automate de introdus substanțe spumogene în sonde, la diferite temperaturi sub 0 °C. Soluțiile au rămas lichide, pompele au funcționat în condiții bune, iar sondele au antrenat apa din talpă la suprafață și au produs în regim normal.

**10.** Am stabilit că, în cazul în care sondele de gaze nu își mai pot aduce apa prin energie proprie în regim stabil de curgere, sondele se închid pentru a acumula o presiune statică, după care se refulează, liber, la haba ecologică.

**11.** Am propus soluția injecției dintr-o altă sondă aflată în același grup de sonde, care are o presiune statică de zăcământ mult mai mare. În momentul în care sonda nu reușește să antreneze impuritățile cu ajutorul substanțelor spumogene, utilizăm o altă metodă, și anume așa numita injecție dintr-o sondă care are debit de gaze și presiune statică ridicată.

**12.** Am determinat, în ultimele două experimente cu ajutorul aparatului Petrotest, tendința de spumare a diferitelor soluții formate din metanol, folosindu-se proporțiile de 1:9 spumant – apă+metanol – și am observat că metanolul nu influențează spumarea, lucru foarte important în operațiunile de evacuare a apei din talpa sondelor cu ajutorul spumantului care are în compoziție metanol pe perioada de iarnă.

**13.** Am determinat temperatura de congelare a spumantului, care a rezultat de - 22°C, și am testat o aditivare a acestuia cu metanol, în vederea creșterii rezistenței la îngheț, precum și pentru eliminarea introducerii ulterioare a metanolului în amestecul spumantului aditivat cu apă, până la temperaturi -6.3 °C.

**14.** Am realizat un al doilea experiment privitor la tendința de spumare Comparativ cu primul, unde temperatura era de 47 °C (simula temperatura la adâncimea de 1250 m), la al doilea experiment am utilizat temperatura de 71 °C, simulând condițiile de la adâncimea de 2000 m. Am putut astfel observa faptul că tendința de spumare crește odată cu creșterea temperaturii și, de asemenea, că timpul în care spuma se sparge scade odată cu creșterea temperaturii, respectiv a adâncimii. Iar de aici, rezultă necesitatea unei cantități mai mici de spumant pentru antrenarea unei coloane de apă care se află la o adâncime mai mare.

**15.** Am realizat măsurători dinamice cu manometrul, iar cu ajutorul calculatoarelor de debit am putut efectua o situație comparativă lunară (după construirea conductei de aducțiune

a sondei 1), Așadar, dacă în momentul în care sondele produceau împreună pe aceeași conductă de aducțiune ele aveau o producție lunară de 128 mii Nm<sup>3</sup>, după momentul separării ele au înregistrat o producție cumulată de 152 mii Nm<sup>3</sup>, compusă din 50,1 mii Nm<sup>3</sup> sonda 1 și 101.97 miiNm<sup>3</sup> sonda 2, înregistrându-se astfel un plus de producție de 24 mii Nm<sup>3</sup>. Aceasta reprezintă un plus de 16 mii lei/lună, la un preț de 0.68 lei/m<sup>3</sup>.

**16.** Am propus dezgroparea și curățarea separatoarelor de impurități și am analizat apa antrenată de separatoare pe o perioadă de 10 zile înainte, respectiv după montarea separatoarelor curățate și izolate. Lucrările efectuate au fost de un real succes, separatoarele reușind să rețină mult mai multă apă care, astfel, nu trecea mai departe în sistem, putând, de asemenea, să cauzeze situații speciale stațiilor de comprimare și celor de uscare a gazelor naturale.

**17.** Am efectuat, de asemenea, și lucrări de mentenanță de nivel 3 și 4, carea au constat fie în înlocuiri de tronsoane de conductă, fie în poziționarea acestora la adâncimea corespunzătoare conform normativelor de proiectare aflate în vigoare.

**18.** Planul pentru implementarea măsurilor de control cuprinde măsuri de ținere a riscurilor sub supraveghere și control, iar acesta este în desfășurare și are ca termen de finalizare sfârșitul anului în curs. Exemplele menționate acoperă doar o parte din multitudinea de riscuri asociate desfășurării activității de reabilitare a unor sonde de gaze naturale, dar au rolul de a forma o imagine de ansamblu asupra a ceea ce implică *managementul riscului*.

**19.** O concluzie firească pe care o putem desprinde în urma analizei realizate în ultima parte a lucrării este aceea că factorii de risc se întâlnesc, cu siguranță, în absolut toate activitățile incluse în sistemul complex de reabilitare a unor sonde de gaze naturale. Având la îndemână rețetele corecte recomandate de noi, acestea ne poate duce spre succes rapid și sigur.

**BIBLIOGRAFIE**

1. Alameedy U, Almomen A. Diagnosing Complex Flow Characteristics of Mishrif Formation in Stimulated Well Using Production Logging Tool. Proceeding of the 2nd International Conference on Iraq Oil Studies, 2013, 11-12 Dec.
2. Avram, L., Maloș, M.,: *Combaterea dificultăților și accidentelor tehnice de foraj*, Ed. Univ. Petrol Gaze din Ploiești 2013.
3. Avram, L., Olar H.R., Stan, M.,: *Management of rehabilitation of productive infrastructure of sections whit hight risk of degradation* pag 43-52; vol 3, issue 5 dec. 2019 IJESR (ISSN: 2581-4591)
4. Avram, L., Olar, H.R., Stan, M.,: *Comparative Study on the Introduction of Solid Foam Substances in Gas Wells to Remove Water from the Bottom of the Well* pag 38-45; vol 4, issue 2 aprilie 2020 IJESR (ISSN: 2581-4591); <http://ijiesr.com/library/e24/922426986.pdf>.
5. Avram, L., Olar, H.R., Stan, M.,: *Environmental Protection within a Gas Production Section* pag 31-37; vol 4, issue 2 aprilie 2020 IJESR (ISSN: 2581-4591) <http://ijiesr.com/library/e24/922426984.pdf>
6. Avram, L., Olar, H.R., Halafawi M.,: Investigating dynamic analysis of well performance producing using production logging tool, Petroleum and Coal Journal, 2020 - acceptată spre publicare.
7. Avram, L., Olar, H.R., Stan, M.,: *The inspection, mantainance, and usage of the equipments from areas with potentially explosive atmosphere within the gas Production Department* - ACTA TECHNICA NAPOCENSIS, Series: Applied Mathematics and Mechanics, ISSN 1221 – 5872 – acceptată spre publicare.
8. Avram, L., Olar, H.R., Gherman, P.C., Stan, M.: *Determination of the foam and freezing point of the solutions in the mix for evacuation of liquids from the bottom of the well using the automatic devices to introduce foam* -, L17 pag 227-232 vol 63 issue 2, june 2020, ACTA TECHNICA NAPOCENSIS, Series: Applied Mathematics and Mechanics, ISSN 1221 –5872, <https://atna-mam.utcluj.ro/index.php/acta/article/view/1342>
9. Avram, L.,: *Îmbunătățirea consolidării găurilor de sondă cu diametre mari, în condițiile respectării echilibrului strat-sondă-coloană*, Teza de doctorat, Institutul de Petrol Gaze Ploiești, 1993.
10. Baci, C., Munteanu, L.P. Mag, M.: *Dezvoltarea durabilă, Obiectiv al proiectelor cu finanțare europeană*, Ed. Eikon, Cluj Napoca, 2013.
11. Beca, C.: Prodan, D.,: *Geologia zacamintelor de hidrocarburi* , București, 1963.

12. Bodea, G.: *Dezvoltarea durabilă 37° C*, Presa Univ. Clujeană, Cluj Napoca, 2014
13. Bonciu, F.: *Investiții străine directe și noua ordine mondială*, ed. Univ. 2009.
14. Cantini L S, Corbetta M, Firinu. Application Of New Production Logging Tools To Water Production Control: A Case Study. OMC-2001-052, Offshore Mediterranean Conference and Exhibition, 2001, 28-30 March, Ravenna, Italy.
15. Chowdhury M S, Al Tanjil H, Akter S, Al Amin M, Pal S K. Production Logging and its Implementation: A Technical Review. International Journal of Petroleum and Petrochemical Engineering (IJPPE), 2019, 5(2), PP 42-51.
16. Clichici Oc.: *Prospecțiuni, explorări, calculul rezervelor și N.T.S. – Curs litografiat*, Universitatea Babeș Bolyai Cluj-Napoca, 1973.
17. Coteș, P.: *Geomorfologia României*, Editura Tehnică, București 1973.
18. Covrig, M., Opran C.: *Managementul proiectelor; Agenția Managerială pentru Cercetare Științifică, Inovare și Transfer Tehnologic – POLITEHNICA; Editura Pritech, București, România, 2000.*
19. Cullender, M.H., Smith, R.V., *Practical solutions of gas flow evacuations for wells, and pipelines whit large temperatures gradiens*, Trans AIME 1956, pag 207.
20. Cummings, S.G., *Natural Gas drilling methods and practice: San Juan Basin, New Mexico*, SPE/IADC, Drilling Conference New Orleans, USA, 1987.
21. Dinu, F: *Extracția gazelor naturale*, Editura Universității "Petrol-Gaze", Ploiești, 1999.
22. Dowert, M.F.: In gas d auj nr 1, 1988, pag 15.
23. Drug, V., Ungureanu O.: *Transportul gazelor naturale*, Editura Tehnică, 1972.
24. Fountain, T R, Application of Production Logging in Sour Gas Wells. 3rd Formation Evaluation Symposium of the Canadian Well Logging Society in Calgary, May 6-8, 1970
25. Gheorghiuoiu, M.: *Accidente tehnice în foraj*, Editura Tehnică, București, 1998.
26. Giura, L.: *Contributii la istoria gazului metan din Romania*, Ed. Univ. Lucian Blaga, Sibiu 1998.
27. Graziosi, D.: *Millionaire Success Habits*, Growth Publishing, Phoenix, Arizona USA, 2017.
28. Halafawi, M, Abdel Waly A A. Prediction Modeling for Combination Drive Reservoir Performance. Advances in Petroleum Exploration and Development, 2018, 16(1), 49-71. DOI: <http://dx.doi.org/10.3968/10614>
29. Halafawi, M., Olar, H.R., Avram, L., Gherman, P.C., Physical-Chemical laboratory experiments regarding determination of the best conditions necessary for the discharge of liquids from gas wells using automatic devices and foam during the winter periods, Journal and Petroleum Science and Engineering, 2020 – acceptată spre publicare

30. Ionescu C., Dumitrașcu, Gh., Ciuparu D.: *Poluare și Protecția mediului în Petrol și Petrochimie*, Editura Briliant, Buc., 1999.
31. Jongkittinarukorn K, Kitcharoen T. When Should We Run Production Logging Tool? SPE International Oil and Gas Conference and Exhibition, 2010, 8-10 June, Beijing, China.
32. Knight B L, Flow-loop Evaluation Of Production-logging Holdup Meter. Society of Petrophysicists and Well-Log Analysts, Log Analyst, 1992, 33(4)
33. Lupu, N.I.: *Economia gazelor naturale combustibile*, Editura Universității Sibiu, 1997.
34. Macovei, N.: *Forajul Dirijat, Seria Forajul Sondelor*. Editura Universității din Ploiești, 1998.
35. Macovei, N.: *Tubarea și cimentarea sondelor, Seria Forajul Sondelor*, Editura Universității din Ploiești, 1998.
36. Makogon T Y. Handbook of Multiphase Flow Assurance. Gulf Professional Publishing, Elsevier, 2019.
37. Mălureanu, I. Neagu, A.: *Investigații geofizice ale sondelor de hidrocarburi în timp real*, Editura universității Petrol-Gaze din Ploiești, 2001.
38. Mălureanu, I.: *Geofizică de sondă*, Editura Universității Petrol-Gaze, Ploiești 2007.
39. Marsigli, A.F.: *Danubius Pannonico-Mysicus*, Tomus tertius, Amsterdam, 1726.
40. Matthews, C.S. & D.G. Russel “*Pressure Buildup and flow tests in wells*”, AIME, Monograph, vol 1 SPE-AIME, New York 1967
41. McKinley R M. Production Logging. SPE International Petroleum Exhibition and Technical Symposium, 1982, 17-24 March, Beijing, China.
42. Mhanna A, Dinu F, Avram L, Halafawi M. Compositional Simulation of Gas Condensate Wells from Tintea-ASTRA Field. *Revista de Chimie*, 2020 Mar;71(3):466-479. <https://doi.org/10.37358/RC.20.5.8021>
43. Motaș, C.I.: *Istoricul dezvoltării industriei gazelor naturale în decursul ultimilor 50 ani*, p 2009.
44. Nistor, R.L, Munteanu, V. P.: *Managementul proiectelor europene*, , Editura Eikon; Cluj-Napoca, România, 2013.
45. Olar, H.R., Ivan, R.M.: *Optimisation Technologies in Drilling Efficiency and Associated Costs*, ZASTR 2018, Ploiesti, Romania, <https://easychair.org/conferences/overview?a=19533681>.
46. Olar, H.R., Malos, M., Ivan, R.M.: *Managementul Riscurilor în cadrul unei Secții de Producție Gaze*, ZASTR 2018, Ploiesti, Romania, <https://easychair.org/conferences/overview?a=19533681>.

47. Olar, H.R.: *Efectele producției de gaze naturale asupra dezvoltării durabile a României* – Lucrare de disertație, Univ. Babeș Bolyai, Cluj Napoca, 2016
48. Olar, H.R.: *Waste storage for drillind and natural gas production*. Revista Minelor / Mining Revue . 2019, Vol. 25 Issue 1, p25-28. 4p. <https://issuu.com/revmin/docs/nr1en2019>.
49. Oltean, I., ing. N. Pavlovschi: *Tehnici aplicate în cercetarea hidrodinamică a sondelor*, Romgaz SA 1994
50. Onuțu, I, Jugănar, T., *Poluanți în petrol și petrochimie*, Editura UPG 2010.
51. Onuțu, I., Stănică – Ezeanu D.: *Protecția mediului*, Editura UPG 2003.
52. Pastor, I., Campean, E. A., Stoica, M.: *Managementul Firmei și Dezvoltarea Resurselor Umane În Organizații*, Editura Risoprint, Cluj Napoca, România, 2005.
53. Pavel, A.: În revista Mine, Petrol Gaze vol.35, 1984, nr 10 pag 503.
54. Petovello B G. Evaluation of Well Performance through Production Logging. SPWLA 16th Annual Logging Symposium, 1975, 4-7 June, New Orleans, Louisiana
55. Pușcoiu, N.: *Carnet tehnic de gaze naturale*, Editura Tehnică, București, 1994.
56. Pușcoiu, N.: *Extracția gazelor naturale*, Editura Tehnică, București, 1986.
57. Radu, F., Nistor, M., Pavlovschi, N.: *Studiul metodelor de evacuare a lichidelor acumulate în sondele de gaze naturale în timpul exploatarei*, Romgaz, 2005.
58. Regulament de exploatare și instrucțiuni de procesare a deșeurilor specifice pentru Depozitul de deșeuri specifice, 2002.
59. Ringler, M.D.: *In gas eng. Hand. Ind. Press Inc*. New York 1977 pag 10/27
60. Schlumberger. Production log Interpretation. Schlumberger Well services, Houston, USA, 1972.
61. Simescu, N.: *Comprimarea Gazelor Naturale*, Editura Alma Mater Sibiu, 2002.
62. Simionescu, I.: *Gazuri naturale*, București, 1939 .
63. Standard privind determinarea punctului de congelare a produselor petroliere lichide - STAS 39/80.
64. Ștefănescu, D. P.: *Introducere în Reabilitarea Zăcămintelor Mature de Gaze Naturale – Teorie și Studii de Caz*, Editura Universității "L. Blaga", Sibiu, 2012.
65. Ștefănescu, D. P.: *Practica extracției gazelor naturale. Vol I*. Tip. Mediaprint, Târgu Mureș, 1996.
66. Ștefănescu, D. P.: *Practica extracției gazelor naturale. Vol II*. Ed. Univ. Lucian Blaga, Sibiu 1998.
67. Suci, Gh. C.: *Petrochimie, Energie, Petrol*, București, 1985.



68. Timonin A, El Battawy A, Kubekbayev I, Pakozdi G. Integrated Approach for Fluid Identification and Flow Profile Determination Using Advanced Production Tools and Techniques. SPE Annual Caspian Technical Conference and Exhibition, 2014, 12-14 November, Astana, Kazakhstan.
69. Trucă, V.: *Evacuarea lichidelor din sondele de gaze. Tehnologii, metode și echipamente*, Editura Universității din Ploiesti, 2015.
70. Vaidean, I.: *Analiza datelor și informațiilor obținute prin lucrări de prospecțiune, explorare și exploatare de pe structura gazeiferă Gălățeni*, Universitatea Babeș Bolyai, Cluj Napoca, 1984.
71. William C L. Working Guide To Petroleum And Natural Gas Production Engineering. 1 Edition, Gulf Publishing, Elsevier Science Publishers, 2010
72. Wolf, A.: *Problema gazului metan*, Cluj, 1928.
73. \*\*\* Autorizația Integrată de mediu nr SB63/2006, actualizata 2010.
74. \*\*\* Curs: dezvoltare economică, *România in tranziție. Comerțul exterior și creșterea economică*, Editura Economică, Bucureși, 2006.
75. \*\*\* Decommissioning Offshore Oil and Gas Installations: Finding the Right Balance. A discussion paper. E&P Forum. 1995
76. \*\*\* Decommissioning, Remediation and Reclamation Guidelines for Onshore E&P Sites. E&P Forum (October 1996). Report No. 2.70/242
77. \*\*\* Experimente de laborator.
78. \*\*\* *Manual de Managementul Proiectelor*; Guvernul României, Departamentul pentru Integrare Europeană; București, România, 1998;
79. \*\*\* *ORDIN Nr. 1636/392 din 25 aprilie 2007* privind aprobarea reglementării tehnice "Normativ privind prevenirea exploziilor pentru proiectarea, montarea, punerea în funcțiune, utilizarea, repararea și întreținerea instalațiilor tehnice care funcționează în atmosfere potențial explozive", indicativ NEx 01-06.
80. \*\*\* *ORDIN nr. 176 din 15 februarie 2005* privind aprobarea Reglementării tehnice "Normativ pentru proiectarea, executarea, verificarea și exploatarea instalațiilor electrice în zone cu pericol de explozie", indicativ NP 099-04 Modificat prin *ORDIN nr. 2.231 din 27 decembrie 2005* pentru modificarea și completarea anexei la *Ordinul ministrului transporturilor, construcțiilor și turismului nr. 176/2005* privind aprobarea reglementării tehnice "Normativ pentru proiectarea, executarea, verificarea și exploatarea instalațiilor electrice în zone cu pericol de explozie", indicativ NP 099-04.
81. \*\*\* The removal of offshore installations: a compilation of International Rules, Guidelines and Standards. E&P Forum. Report No. 10.11/193. June 1993

82. \*\*\*\*\* <http://www.investenergy.ro/eurostat-romania-locul-trei-in-ue-la-independenta-energetica/>
83. \*\*\*\*\* <http://www.muzeulgazelor.ro>
84. \*\*\*\*\* Legea Petrolului nr 238/2004
85. \*\*\*\*\* [www. doingbusiness.ro](http://www.doingbusiness.ro)
86. \*\*\*\*\* [www.ccfiscali.ro](http://www.ccfiscali.ro)
87. \*\*\*\*\*<http://economie.gov.ro>
88. \*\*\*\*\*<http://www.mfinante.ro/>
89. \*\*\*\*\*<http://www.wall-street.ro/articol/Companii/56814/Care-sunt-cei-mai-mari-consu-matori-de-gaze-din-Romania.html>
90. \*\*\*\*\*[www.bnr.ro](http://www.bnr.ro)
91. \*\*\*\*\*[www.capital.ro](http://www.capital.ro)
92. \*\*\*\*\*[www.zf.ro](http://www.zf.ro)
93. \*\*\*\*\*<http://energie.gov.ro/>
94. \*\*\*\*\*<http://energy-center.ro/actualitate-news/consumatori/marii-consumatori-de-energie-electrica-si-gaze>
95. \*\*\*\*\*<http://www.azomures.com/>
96. \*\*\*\*\*<http://www.bnr.ro/Investitiile-straine-directe-%28ISD%29-in-Romania-3174.aspx>
97. \*\*\*\*\*<http://www.transilvaniabusiness.ro/Era-investi-iilor-spectaculoase-la-Romgaz>
98. \*\*\*\*\* Legea gazelor nr 31/2004
99. \*\*\*\*\*[www.anre.ro](http://www.anre.ro)
100. \*\*\*\*\*<http://Petrom.ro>
101. \*\*\*\*\*<http://Romgaz.ro>
102. \*\*\*Codul Retelei Pentru Sistemul National De transport Al Gazelor Naturale.
103. \*\*\*Date și experimente de șantier în cadrul Secției de Producție Gaze Grebeniș.
104. \*\*\*Standard pentru atmosfere explosive SR EN 60079, 80079.
105. \*\*\*Standard Test Method for Foaming Characteristics of Lubricating Oils - ASTM D 892-03.