



MINISTERUL EDUCAȚIEI ȘI CERCETĂRII
UNIVERSITATEA PETROL-GAZE DIN PLOIEȘTI

B-dul. București nr. 39, 100680, Ploiești, România, www.upg-ploiesti.ro

Telefon +40 244 573 171

Fax +40 244 575 847



INSTITUȚIA ORGANIZATOARE DE STUDII UNIVERSITARE DE
DOCTORAT

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

TEZĂ DE DOCTORAT

REZUMAT

CONTRIBUTII PRIVIND OPTIMIZAREA **AMESTECURILOR DE GAZE NATURALE CU** **HIDROGEN**

Autor: Drd.Ing. Iuliana CRISTEA

Conducător științific: Prof. Univ. Habil. Dr.Ing.Timur-Vasile CHIȘ

Ploiești, 2026



MINISTERUL EDUCAȚIEI ȘI CERCETĂRII
UNIVERSITATEA PETROL-GAZE DIN PLOIEȘTI

B-dul. București nr. 39, 100680, Ploiești, România, www.upg-ploiesti.ro

Telefon +40 244 573 171

Fax +40 244 575 847



INSTITUȚIA ORGANIZATOARE DE STUDII UNIVERSITARE DE
DOCTORAT

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

TEZĂ DE DOCTORAT

REZUMAT

CONTRIBUTII PRIVIND OPTIMIZAREA AMESTECURILOR DE GAZE NATURALE CU HIDROGEN

CONTRIBUTIONS TO THE OPTIMIZATION OF NATURAL GAS BLENDS WITH HYDROGEN

Autor: Ing. Iuliana CRISTEA

Conducător științific: Prof. Univ. Habil. Dr.Ing.Timur-Vasile CHIȘ

Nr. Decizie 476 din 13.07.2026

Comisia de doctorat:

Președinte	Prof. univ. habil. dr.ing. Silvian SUDITU	de la	Universitatea Petrol-Gaze din Ploiești
Conducător științific	Prof. univ. habil. dr.ing. Timur-Vasile CHIȘ	de la	Universitatea Petrol-Gaze din Ploiești
Referent oficial	Prof. univ. habil. dr.ing. Oana Roxana CHIVU	de la	Universitatea Națională de Știință și Tehnologie POLITEHNICA București
Referent oficial	Prof. univ. habil. dr.ing. Dan Florin NIȚOI	de la	Universitatea Națională de Știință și Tehnologie POLITEHNICA București
Referent oficial	Prof. univ. habil. dr.ing. Cristian Nicolae EPARU	de la	Universitatea Petrol-Gaze din Ploiești

Ploiești 2026

REZUMAT

Teza de doctorat cu titlul „**Contribuții privind optimizarea amestecurilor de gaze naturale cu hidrogen**” are ca obiectiv studierea și optimizarea amestecurilor de gaze naturale cu hidrogen în vederea utilizării acestora în sistemele de transport și distribuție existente. Cercetarea analizează proprietățile fizico-chimice ale amestecurilor hidrogen-metan, comportamentul acestora în conducte, metodele de modelare și simulare, precum și influența hidrogenului asupra performanței și siguranței rețelelor. Pe baza rezultatelor obținute sunt propuse soluții de optimizare tehnică și economică pentru integrarea hidrogenului în infrastructura de gaze naturale, contribuind la tranziția către un sistem energetic sustenabil și la reducerea emisiilor de carbon.

Lucrarea este structurată în patru capitole, fiecare abordând un aspect esențial al utilizării amestecurilor hidrogen-gaze naturale în sistemele de transport și distribuție.

- *Capitolul I*, prezintă caracteristicile fundamentale ale sistemelor hidrogen-metan, proprietățile fizice și termodinamice ale gazelor naturale și ale hidrogenului, precum și influența acestora asupra comportării amestecurilor.
- *Capitolul al II-lea*, analizează stadiul actual al cercetărilor privind utilizarea hidrogenului în rețelele de distribuție și transport al gazelor naturale, evidențiind principalele metode de modelare, limitările și provocările tehnice asociate.
- *Capitolul al III-lea*, este dedicat modelării numerice a proprietăților amestecurilor binare hidrogen-metan, analizând influența concentrației de hidrogen asupra parametrilor fizici și a comportării curgerii în conducte.
- *Capitolul al IV-lea*, prezintă contribuțiile originale ale cercetării, privind optimizarea amestecurilor hidrogen-gaze naturale, prin dezvoltarea și aplicarea unor modele de simulare și optimizare tehnico-economică pentru integrarea hidrogenului în infrastructura existentă de transport și distribuție.

Rezultatele obținute evidențiază posibilitatea integrării hidrogenului în rețelele existente de gaze naturale în condiții de siguranță și eficiență, contribuind la reducerea emisiilor de carbon și la dezvoltarea unui sistem energetic durabil. Totodată, cercetarea oferă soluții și recomandări tehnice utile pentru implementarea amestecurilor hidrogen-gaze naturale în infrastructura energetică.

Această cercetare, desfășurată pe parcursul a patru ani, se încheie cu o sinteză a concluziilor și o bibliografie vastă, oferind o perspectivă tehnică asupra viitorului infrastructurii energetice.

Cercetările efectuate în cadrul acestei teze demonstrează că utilizarea amestecurilor hidrogen-metan reprezintă nu doar o soluție de tranziție, ci o necesitate tehnică pentru viabilitatea rețelelor actuale de gaze naturale. Modelele numerice dezvoltate confirmă că variațiile de vâscozitate și densitate pot fi gestionate eficient prin algoritmi de optimizare, prevenind astfel riscurile de integritate structurală a conductelor.

Prima parte a lucrării analizează efectele emisiilor de metan și dioxid de carbon asupra structurii climatice a României. Au fost dezvoltate două modele predictive bazate pe regresie multivariată și prognoza neliniară, utilizate pentru evaluarea evoluției parametrilor climatici în funcție de emisiile de CO_2 și CH_4 .

Cu datelor culese pe parcursul anilor de analiză am dezvoltat un model de tipul ecuațiilor de regresie numerică care descrie evoluția unor parametri specifici funcție de anul de raportare, emisiile CO_2 și emisiile de metan (CH_4). Au fost implementate trei ecuații ce analizează evoluția modificării mediului ca urmare a efectelor create de emisiile de dioxid de carbon (CO_2) și metan (CH_4), privind, variația temperaturii multianuale, valorile precipitațiilor medii anuale, viteza vântului determinată ca valoare medie anuală.

Abordarea mea din acest capitol este de modelare statistică avansată, pentru a identifica corelații între indicatori antropogeni și răspunsul climatic al naturii. Pentru a observa impactul emisiilor fugitive provenite din transportul și distribuția gazelor naturale, s-a integrat în modelul numeric existent o ecuație care să descrie scurgerile de metan doar din conducte.

Astfel, s-au rescris toate cele trei modele de simulare matematică (ecuațiile pentru variația parametrilor de Temperatură, Precipitații, Viteza Vântului) apoi s-a creat și o ecuația care să descrie indicele de ariditate, introducând în modelul de comportare climatică valorile emisiilor de metan aferente sistemelor de transport și distribuție a gazelor naturale.

Modelul conceput de cele 5 ecuații arată că, deși se depun eforturi pentru reducerea emisiilor (CO_2 și CH_4), "*inerția termică*" continuă să împingă valorile temperaturilor în sus.

Pentru a oferi o perspectivă clară asupra viitorului climatic al României, s-a realizat o prognoză grafică comparativă până în anul 2030, bazată pe regresie liniară și emisii și un Model AI Alternativ care ia în calcul accelerarea încălzirii globale din ultimul deceniu.

Pe baza ecuațiilor, s-a propus o simulare de stres pentru a identifica "Punctul de Basculare", în România și anume acel punct ce determină momentul în care emisiile de metan ar duce la o temperatură medie a țării peste pragul critic de 15°C (o anomalie de +5°C față de media istorică). Se remarcă faptul că, modelul Alternativ care se bazează pe o creștere masivă a metanului și care este corelată cu o creștere a precipitațiilor, menține Indicele de Ariditate la un nivel ridicat. Emisiile de metan aduc în sine și fenomene extreme cu precipitații masive și perioade scurte de timp.

Prin majorarea coeficientului de metan, s-a analizat influența acestui parametru asupra evoluției modelului, recalibrarea acestuia modifică substanțial evoluția prognozei stării climatice.

Această ajustare simulează un scenariu în care metanul nu doar încălzește atmosfera, ci accelerează ciclul hidrologic prin instabilitate termică masivă.

În încheierea acestui proiect de modelare avansată, a fost generată Diagrama Radar care sintetizează starea de sănătate climatică a României pentru februarie 2026 și care permite să analizăm dintr-o privire unde sistemul este echilibrat și unde apar deviații critice. Această diagramă compară performanța fiecărui model față de mediile istorice (1950-2025). De asemenea, în analiza stării globale termale a României a fost dezvoltată o diagramă spider și pentru anul 2030 privind evoluția climatică a României.

În continuare, pentru a observa variația masei volumice a gazului natural la diferite presiuni și temperaturi s-a dezvoltat un model numeric bazat pe regresie numerică și ulterior un model numeric bazat pe machine learning. Totodată s-a implementat și un model ce utilizează o arhitectură de tip *Rețea Neuronală (Multi-layer Perceptron - MLP)* pentru a învăța relația complexă dintre temperatură, presiune și masa volumică a metanului.

Modelul a fost antrenat să recunoască tiparele de variație non-liniară, iar implementarea acestui model numeric bazat pe rețele neuronale artificiale pentru determinarea masei volumice a metanului asigură o eroare de predicție minimă ($< 0.2\%$), oferind un instrument robust pentru recalibrarea sistemelor de măsură în scenariul tranziției către amestecuri de gaze.

S-a realizat o simulare a variației indicelui Wobbe și a puterii calorice superioare (PCS) pentru un amestec între metan și hidrogen. Pentru această simulare s-a dezvoltat un model numeric bazat pe evoluția parametrilor PCS amestec, densitate relativă, Indice Wobbe, funcție de cantitatea de hidrogen din amestec.

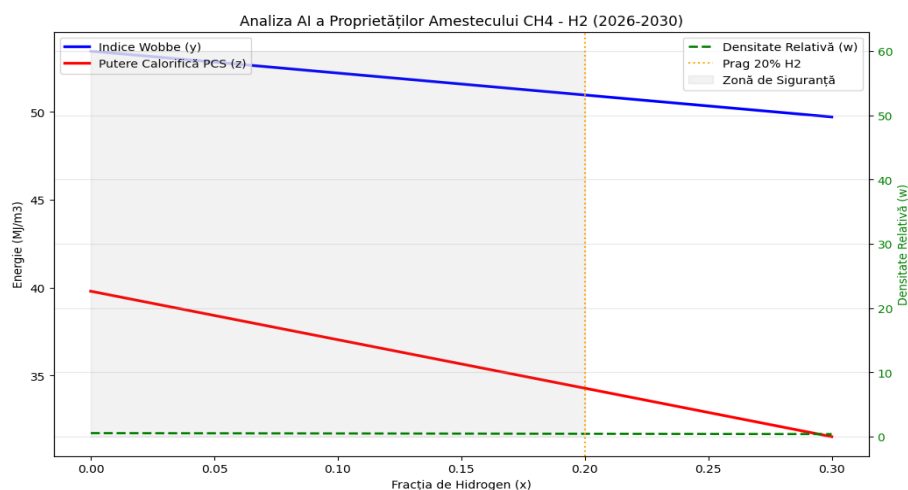


Figura 1.16. Variația indicelui Wobbe și a puterii calorice superioare (PCS) pentru un amestec între metan și hidrogen

Pornind de la modelele numerice dezvoltate în primul subcapitol, a fost realizată simularea introducerii progresive a hidrogenului în amestecul cu gaz natural, începând din anul 2026.

Actualizarea modelelor numerice pentru anul 2030, luând în calcul amestecurile progresive de hidrogen, dezvăluie o dinamică interesantă între reducerea emisiilor de carbon și schimbările în rata de scurgere a gazelor.

Am realizat simularea impactului utilizând cele 6 modele interconectate, ajustând factorii de emisie și proprietățile fizice (densitate, putere calorifică și rată de scurgere volumetrică). În ciuda creșterii factorului volumetric f_v , managementul scurgerilor echivalente rămâne stabil, demonstrând eficiența hidrogenului (GWP 11) față de metan (GWP 28).

Pe baza rezultatelor obținute se poate concluziona că utilizarea amestecurilor hidrogen-gaz natural constituie o soluție tehnică ce poate contribui la reducerea impactului climatic al sistemelor energetice, prin diminuarea emisiilor de gaze cu efect de seră și creșterea eficienței utilizării infrastructurii existente.

A fost analizată o funcție de monitorizare a siguranței arzătoarelor care analizează în timp real Indicele Wobbe și returnează o alertă dacă amestecul devine periculos. Limita calculată optimă a modelului analizat este de 21,4% H_2 care indică punctul în care sistemul declanșează prima avertizare, fiind nevoie de a modifica centralele termice.

Pragul de 30% H_2 arată că flacăra poate deveni instabilă (risc de *flashback*), iar senzorii de ionizare ai centralelor ar putea opri alimentarea. Deși la 30% se atinge cea mai bună umiditate a solului (63,07%), riscul tehnic de exploatare a infrastructurii devine prea mare.

În capitolul al II-lea, lucrarea urmărește să analizeze impactul conținutului de hidrogen asupra amestecului inițial de gaz natural, evidențiind densitatea, vâscozitatea, proprietățile

critice, studiul va cuprinde și analiza, influența prezenței hidrogenului în amestecul de gaz natural asupra asigurării debitului, în ceea ce privește pierderile de presiune și transferul de căldură pe lungimea conductei, de asemenea s-a evidențiat, utilizând simulatorul Chemcad, curba de vaporizare condensare pentru un amestec de 90 % metan și 10% hidrogen marcând punctul critic al amestecului.

Efectul conținutului de hidrogen asupra diagramei fazelor descrie modul în care prezența hidrogenului influențează limitele de fază ale unui amestec de gaz natural.

În urma studiilor efectuate privind predicția fazelor, s-a concluzionat că cele mai credibile modele pentru predicția diagramei fazelor, sunt Peng-Robinson și Redlich-Kwong datorită simplității și preciziei lor. În ceea ce urmează s-a comparat modelul empiric (bazat pe regresii liniare) cu ecuațiile de stare cubice clasice, precum *Peng-Robinson (PR)* și *Redlich-Kwong (RK)*, care scot în evidență diferențe fundamentale de abordare: precizie locală vs. generalitate termodinamică.

În urma analizei comparative a rezultatelor obținute cu modelul de regresie numerică și cu modelul Peng-Robinson/Redlich-Kwong, au fost evidențiate următoarele aspecte principale:

1. *Efectul Cuantic*
2. *Panta de variație*
3. *Factorul Acentric (ω)*

Pentru a evalua precizia modelului, s-a comparat rezultatele bazate pe regresia liniară cu datele de referință provenite din analiza datelor publicate de NIST (National Institute of Standards and Technology), iar rezultatele au demonstrat că modelul analizat oferă valori mai mari decât cele din tabelele standard, în inginerie, acest lucru este adesea considerat o "marjă de siguranță" care prezice că sistemul va atinge punctul critic mai devreme decât în realitate, ceea ce ne ajută să evităm zonele instabile.

Graficul indică cum modelul polinomial începe să fie mai precis, curbura acestuia reprezentând compresibilitatea hidrogenului care nu este constantă.

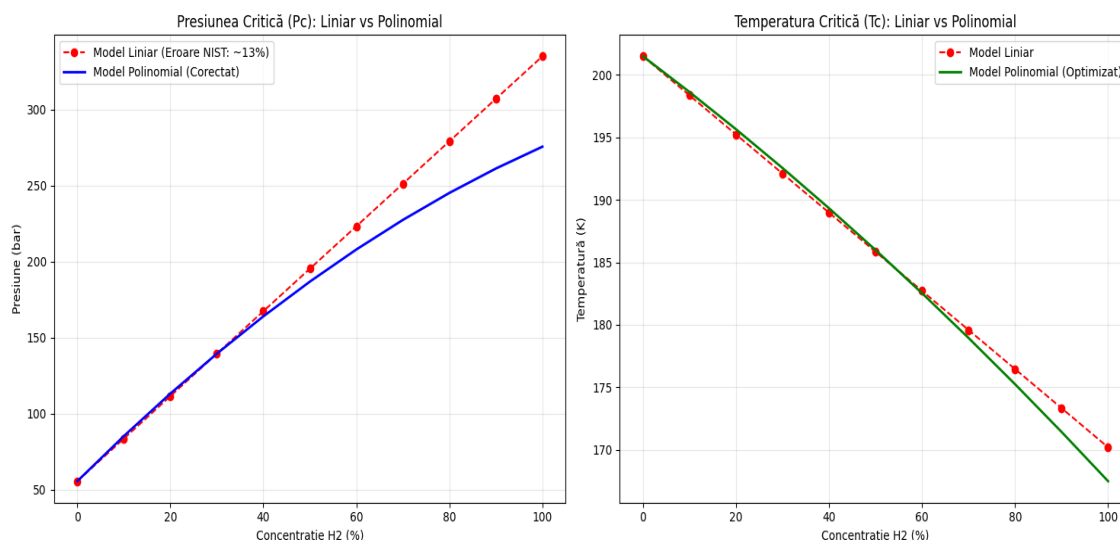


Figura 3.8. Analiza presiunii critice și temperaturii critice a hidrogenului funcție de concentrație

Sunt analizate datele inițiale ale modelului liniar, acesta fiind o metodă de a găsi Cricondenbarul și Cricondentermul, s-a determinat presiunea la care apare prima picătură de lichid pentru un amestec de 15% Hidrogen (H₂) și 85% Metan (CH₄) la temperatura de 173.15 K (-100°C). Pentru a înțelege impactul hidrogenului asupra capacității de transport, s-a analizat densitatea amestecului la condițiile de referință anterioare (30 bar și 173.15 K / -100°C), folosind Legea Gazelor Reale.

Compararea rezultatelor cu cele existente în literatura de specialitate (bazate pe ecuații de stare precum *GERG-2008*, *Peng-Robinson* sau *SRK*) scoate în evidență câteva diferențe fundamentale, dar și confirmări ale unor fenomene termodinamice complexe.

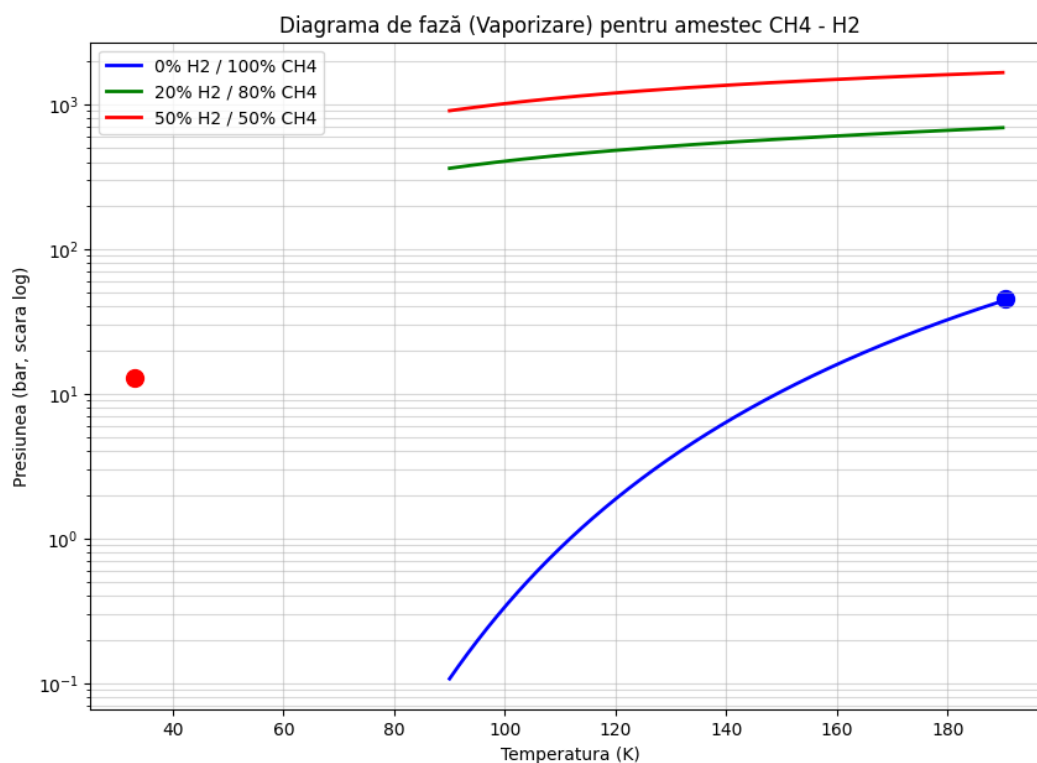


Figura 3.11. Diagrama de fază metan-hidrogen

Rezultatele obținute indică, că modelul este particularizat și funcționează excelent pentru transportul gazelor în regim industrial (concentrații mici de H_2 , 5-30%), unde se dorește menținerea amestecului în fază gazoasă. În cazul amestecurilor cu hidrogen, sunt necesare presiuni mai mari sau temperaturi mai scăzute pentru a evita condensarea.

Schimbările în diagrama fazelor influențează cerințele pentru echipamente, izolație termică și sisteme de compresie, crescând complexitatea și costurile.

Pentru mai multe amestecuri realizate în laborator (90% metan-10% hidrogen, 70% metan-30% hidrogen și 50% metan-50% hidrogen), s-au obținut experimental, valorile densității și vâscozității la temperatură constantă de 300 K, 320 K și 340 K și la presiuni cuprinse între 1 și 18 Mpa, iar cu aceste date s-a dezvoltat modele numerice de evoluție a vâscozității, densității funcție de presiunea gazelor, temperatura acestora și cantitatea de hidrogen din amestec, utilizând ecuații de regresie multivariată

Spre deosebire de modelele termodinamice clasice (ca Peng-Robinson), care pleacă de la forțe intermoleculare, acest model a fost construit pe baza datelor experimentale și analizează cum se comportă amestecul CH_4-H_2 într-un domeniu specific de temperatură și presiune.

De asemenea, am implementat ecuațiile vâscozității (cP) (z) și a densității (y) (Kg/m^3) a amestecurilor metan-hidrogen la temperaturi constante funcție de concentrația de metan din amestec (%) x_1 și de presiunea de lucru x_2 (MPa), la temperaturi de 300 K, 320 K, 340 K.

În continuare am integrat toate variabilele (concentrație, presiune și temperatură) într-un singur model matematic unitar, trecând de la ecuațiile izoterme la o regresie multivariată globală.

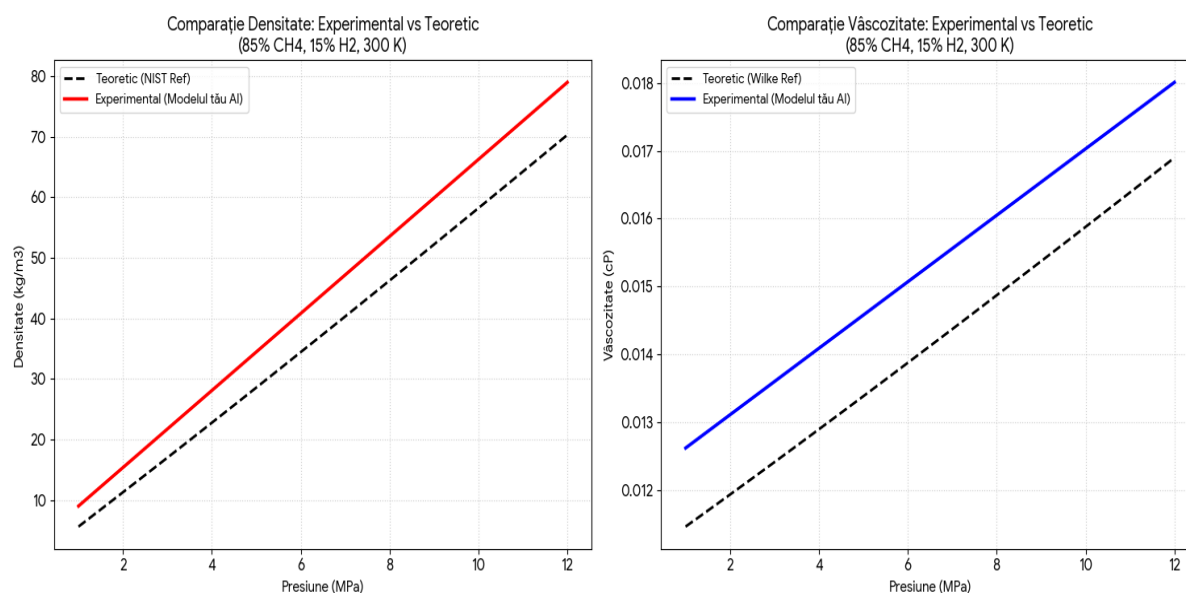


Figura 3.20. Variația densității și a vâscozității funcție de presiune

Cu toate acestea, pentru calculele de inginerie a conductelor, eroarea este minimă în zona de operare standard. S-a arătat că modelul implementat oferă rezultate optime pentru operatorii de sistem cu o eroare neglijabilă în intervalul de utilizare practică.

În ultima parte a lucrării s-a analizat pentru un gaz din zona Bazinului Transilvania în amestec cu hidrogen de până la 20 %, variația masei moleculare, factorul de neidealitate, densitatea relativă, puterea calorică brută, indicele Wobbe cât și timpul de fierbere. Rezultatele pot fi observate în tabelul 4.2.

Tabelul 4.2. Valori ale diferitelor proprietăți obținute pentru procente variate de hidrogen

Amestecul de hidrogen cu gazul natural, în procente [%]	Masa moleculară	Factorul de neidealitate, Z	Densitatea relativă	Puterea calorică brută (MJ/Nm ³)	Indicele Wobbe (MJ/Nm ³)	Timpul de fierbere pentru un litru de apă, s
0	17,66	0,975	0,60	50,45	39,23	348
5	16,91	0,9753	0,57	49,76	37,74	372
10	16,16	0,9756	0,54	49,08	36,26	387
15	15,41	0,9759	0,51	48,39	34,78	396
20	14,66	0,9762	0,48	47,70	33,29	397

În baza tabelului s-a dezvoltat un model numeric de optimizare multiliniară format din un grup de relații numerice care să respecte condițiile din tabelul 4.5.

Tabelul 4.5. Condiții minime și optime de performanță a amestecurilor hidrogen-metan

Parametru	Condiții Minime (Acceptabile)	Condiții Optime (Performanță)
Procent H ₂	5 % - 10 %	15 % - 20 %
Indice Wobbe	> 36 MJ/Nm ³ Sau > 95 %)	33 - 35 MJ/Nm ³
Densitate Relativă	> 0,54	0,48 - 0,51
Emisii CO ₂	Scădere < 5 %	Scădere 5 % - 10 %

Datele obținute arată că strategia optimă de decarbonizare este înlocuirea metanului cu hidrogen, limitând în același timp hidrocarburile grele și inerte pentru a menține calitatea arderii.

Modelul multiliniar demonstrează că amestecul optim pentru perioada de tranziție este cel de 20% H₂, deoarece maximizează reducerea GWP cu 20%, menținând în același timp Indicele Wobbe peste pragul critic de 48 MJ/Nm³, asigurând astfel interschimbabilitatea gazelor fără costuri de re tehnologizare la utilizatorul final.

De aceea, am avut în vedere analiza și apoi optimizarea amestecurilor hidrogen-gaze naturale funcție de compoziția în etan, propan și azot.

Analiza s-a concentrat pe modul în care variația componentelor secundare (etan X₂, propan X₃ și azot X₄) poate compensa sau accentua modificările proprietăților termofizice cauzate de hidrogen.

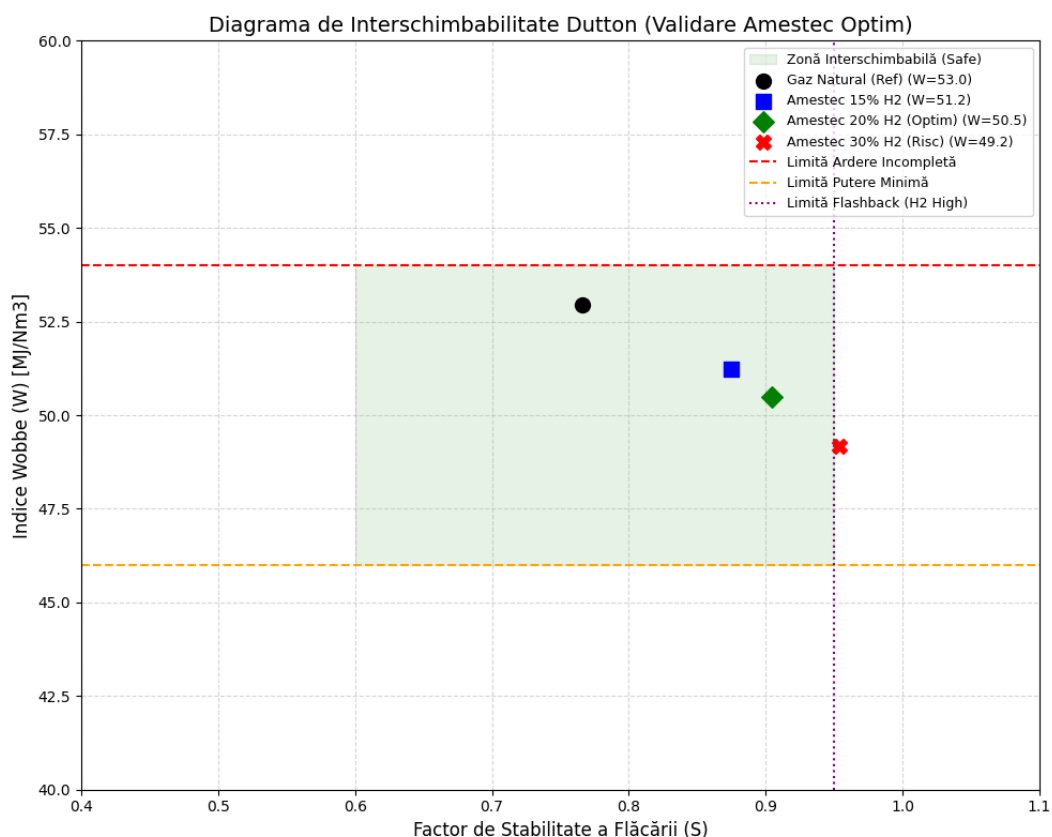
Prin aplicarea algoritmului de calcul dezvoltat, s-au obținut următoarele concluzii pentru compoziția optimă:

Tabelul 4.9. Rezultate finale optimizare

Component	Tendență în Optimizare	Justificare Tehnică
Etan (X ₂)	Creștere controlată (2-4%)	Menține Indicele Wobbe în limitele de interschimbabilitate.
Propan (X ₃)	Limitat la < 1.5%	Evită creșterea excesivă a densității și riscul de condensare.
Azot (X ₄)	Minim tehnologic (< 1%)	Reducerea azotului este calea cea mai ieftină de a crește randamentul termic.

Această configurație permite menținerea Indicelui Wobbe la aproximativ 49-50 MJ/Nm³, valoare care garantează o funcționare stabilă și un impact climatic redus cu ~18% față de gazul natural standard.

În ceea ce urmează s-a realizat un model ce calculează coordonatele Dutton (W - Indicele Wobbe și S - Factorul de propensiune la desprindere/ardere) și plotează "Plicul de Siguranță" (Safety Envelope).



Etanul și Propanul (X_2 , X_3) acționează ca o structură de stabilitate pe axa Y (Indice Wobbe), limitând atingerea de 46 MJ/Nm³, de asemenea, azotul (X_4), accentuează efectele negative ale acestuia asupra puterii termice, iar hidrogenul (X_5) este factorul determinant al variației pe axa X (Stabilitate), controlul acestuia la valoarea de 20% asigură că viteza de ardere nu depășește capacitatea arzătoarelor de a menține flacăra pe suport.

Pentru a completa modelul de optimizare s-a inclus și valoarea emisiilor de NO_x, (acest model utilizează o aproximare bazată pe excesul de aer și conținutul de hidrogen pentru a estima creșterea emisiilor poluante).

Hidrogenul crește temperatura adiabatică a flăcării, ceea ce favorizează mecanismul Zeldovich de formare a NO_x termic. Pentru funcționare optimă este necesar exces de aer ușor mărit ($\lambda = 1,2 \dots 1,3$) sau utilizarea arzătoarelor cu pre-amestec (lean-premixed) pentru a disipa căldura și a menține emisiile de NO_x în limitele legale.

Trecerea de la 15% la 20% H₂ reduce impactul climatic cu încă ~6%, în timp ce Indicele Wobbe scade doar cu ~1,3%, demonstrând o stabilitate tehnică ridicată în acest interval.

Următorul model generează graficele de influență pentru Metan (X_1), Etan (X_2), Propan (X_3) și Azot (X_4) asupra funcției obiectiv (Impact Climatic), precum și graficul de compromis (Trade-off) între decarbonizare și performanță.

Conform rezultatelor putem afirma că, metanul are cea mai mare pantă pozitivă în graficul GWP, reducerea sa este principala metodă de atingere a obiectivelor de mediu, Etanul și Propanul influențează GWP-ul mai puțin decât metanul per unitate de volum, dar sunt critice pentru menținerea Indicelui Wobbe.

De asemenea, azotul are impact zero asupra GWP, dar degradarea rapidă a Indicelui Wobbe îl face un component nedorit în optimizare, iar trade-off-ul evidențiază că punctul de 20% hidrogen reprezintă punctul optim de compromis între beneficiile ecologice și menținerea Indicelui Wobbe în limitele admise de funcționare.

Pentru optimizarea unei rețele de distribuție, s-a trecut de la un model bazat doar pe compoziție la unul hidrodinamic și termodinamic, capabil să gestioneze transportul pe distanțe lungi și evenimentele critice, punând în evidență:

- Ecuația de debit energetic (Conservarea energiei la utilizator)
- Ecuația Generală de Curgere (Weymouth modificată)
- Ecuația de stocare volumetrică (V_{LP})
- Debitul de scurgere prin orificiu (Ecuația Saint-Venant & Wantzel)
- Funcția Obiectiv (minimizarea costului și pierderii de presiune)
- Constrângerea de Energie (Satisfacerea Utilizatorilor)
- Ecuația de Continuitate (Kirchhoff pentru Gaze)

În cazul unei scurgeri subterane (ex: fisură în conducta de distribuție îngropată) diferența majoră a curgerii prin sol între metan și hidrogen constă în difuzivitatea moleculară și vâscozitate, de aceea s-a luat în calcul și:

- Ecuația de Curgere în Medii Poroase (Legea lui Darcy)
- Modelul de Difuzie-Advecție (Transportul speciilor)
- Analiza pe Tipuri de Sol

Cu toate acestea, s-a dezvoltat o modelare de tip Mixed-Integer Nonlinear Programming pentru simularea unor scenarii complexe de distribuție. S-a introdus în model X_6 , numărul de consumatori mici, X_7 numărul de consumatori medii, X_8 numărul de consumatori mari, X_9 lungimea rețelei, X_{10} diametrul conductelor, X_{11} numărul de puncte de acces în rețea, X_{12} numărul de avarii în același timp, unde am calculat:

- Ecuația Cererii Energetice Totale (E_{total})
-

- Ecuația Căderii de Presiune și Dimensionării (X_9, X_{10})
- Modelul de Fiabilitate și Reziliență (A)
- Funcția Obiectiv Extinsă (Capex + Opex + Mediu)
- Matricea de Constrângeri (Constraints)

Rezultatele au demonstrat că pentru o rețea cu un număr ridicat de consumatori mari (X_8), sensibilitatea la variația hidrogenului (X_5) este maximă, impunând fie o creștere a diametrelor (X_{10}), fie o distribuție a injecției prin mai multe puncte de acces (X_{11}) pentru a compensa reducerea densității energetice.

S-a implementat un scenariu cu două avarii simultane pentru a observa cum reacționează presiunea la consumatori, s-a rulat acest scenariu complex, prin construcția unui model de rețea hibridă (Comună + Oraș) și s-a introdus un scenariu de criză cu $X_{12} = 2$ (două avarii simultane).

În urma scenariilor pentru ansamblul Comună + Oraș, au fost extrase următoarele concluzii de optimizare:

1. Vulnerabilitatea Consumatorilor Mari
2. Impactul Hidrogenului asupra Timpului de Rezervă
3. Optimizarea Diametrelor

De asemenea în modelul realizat s-a introdus și două noi ecuații de constrângere urmate de costurile de rețehnologizare pentru scenariul hibrid.

S-a estimat costurile de adaptare pentru a menține aceleași performanțe hidraulice la un amestec de 20% H_2 .

Modernizarea zonelor urbane necesită un buget de 5 ori mai mare decât zonele rurale, din cauza necesarului energetic industrial care impune mărirea diametrelor.

Pentru a gestiona scenariul cu două avarii, investiția în puncte de acces suplimentare este obligatorie, altfel timpul de recuperare a presiunii în oraș depășește limita de siguranță.

Modelul demonstrează că, la o taxă pe carbon de peste 100 EUR/tonă, investiția în rețehnologizarea pentru 20% hidrogen se amortizează în aproximativ 8-9 ani, făcând proiectul atractiv pentru operatorii de sistem.

În ceea ce urmează s-a dezvoltat o *Matrice de Risc Comparativă* unde am sintetizat ecuațiile finale de optimizare a rețelei. S-a realizat analiza de incertitudine, această analiză transformă un model teoretic "rigid" într-unul aplicabil în condiții reale, unde senzorii de pe teren au limite de precizie, iar condițiile de mediu (temperatură, presiune atmosferică) oscilează.

În urma analizei, putem afirma cu un nivel de încredere de 95% că Indicele Wobbe optimizat pentru amestecul de 20% H₂ este:

$$W_{mix} = 50,35 \pm 0,56 \text{ MJ/Nm}^3$$

Chiar și în cel mai defavorabil caz ($50,35 - 0,56 = 49.79 \text{ MJ/Nm}^3$), valoarea rămâne mult deasupra pragului de risc de desprindere a flăcării (lift-off), care apare sub 47.5 MJ/Nm^3 .

Acest lucru demonstrează că modelul este proiectat cu o marjă de siguranță intrinsecă, protejând utilizatorii de fluctuațiile aparatelor de măsură.

Această lucrare examinează efectul hidrogenului în diferite concentrații asupra gazelor naturale, asupra performanței de curgere și asupra proprietăților gazelor naturale.

S-a arătat că hidrogenul afectează într-o mare măsură diagrama de fază, determinând curba de vaporizare să se apropie de infinit.

Pe de altă parte, prezența a 10% hidrogen se transformă în creșterea pierderilor de presiune pe lungimea conductei cu 5,39% și reducerea scăderii temperaturii cu 6,14%.

Ceea ce se determină în această lucrare, pot fi folosite pentru a prezice impactul hidrogenului asupra amestecului de gaze naturale ce curge prin conducte. Poate servi, de asemenea, drept ghid în proiectarea conductelor de transport, fiind prezentată o imagine amplă a impactului unor tipuri de impurități non-hidrocarburi din gazul natural asupra performanței debitului.

S-a stabilit că un amestec cu un conținut de 10% ar putea fi implementat fără schimbări majore ale infrastructurii de utilități, pe baza condițiilor de operare și a modificărilor proprietăților amestecului.

Adăugarea a 30% H₂ poate reduce cu aproximativ 11% emisiile produse de gazul natural pur.

Este evident că, cu cât conținutul de H₂ este mai mare, cu atât beneficiile pentru reducerea emisiilor de CO₂ sunt mai mari, dar pentru aplicarea efectivă a unui conținut mai mare de hidrogen este necesar să se înțeleagă mai aprofundat efectele hidrogenului în rețeaua actuală de conducte pentru gaz natural.

În concluzie, creșterea concentrație de hidrogen contribuie la reducerea emisiilor de CO₂, însă implementarea unor procente mai ridicate necesită evaluarea atentă a impactului asupra proprietăților amestecului și asupra funcționării rețelelor existente de gaze naturale.

Concluzii generale și direcții de cercetare

Această lucrare examinează efectul hidrogenului în diferite concentrații asupra gazelor naturale, asupra performanței de curgere și asupra proprietăților gazelor naturale.

Efectele hidrogenului asupra proprietăților gazelor naturale și asupra performanței de curgere, precum și deviațiile rezultate, au fost evidențiate și analizate.

În urma cercetărilor efectuate privind analiza și optimizarea amestecurilor hidrogen-gaze naturale prin modelare multiliniară, pot fi formulate următoarele concluzii fundamentale:

- *Validarea Limitelor de Interschimbabilitate*

Modelarea prin intermediul Diagramei Dutton a demonstrat că amestecul cu un conținut de 20% hidrogen reprezintă pragul tehnico-economic optim pentru infrastructura actuală de transport și utilizare a gazelor naturale. Peste această valoare, factorul de stabilitate a flăcării migrează spre zona de risc de flashback, impunând modificări structurale ale arzătoarelor.

- *Rolul Compensator al Hidrocarburilor Grele*

Analiza de sensibilitate a evidențiat importanța critică a fracțiilor de etan și propan. Deși aceste componente cresc amprenta de carbon per moleculă, prezența lor în procente controlate (2-4 % pentru etan și 1-1,5 % pentru propan) este esențială pentru a compensa scăderea densității și a puterii calorifice induse de hidrogen.

- *Impactul asupra Mediului și Compromisul Poluanților*

- ✓ *Decarbonizarea:* Amestecul optim de 20% H_2 asigură o reducere a indicelui de impact climatic (GWP) cu aproximativ 18-20% față de gazul natural convențional, îndeplinind obiectivele de tranziție energetică.
- ✓ *Emisiile de NO_x :* Simulările au arătat o creștere a temperaturii adiabatică a flăcării cu aproximativ 45-50°C la pragul de 20% H_2 , fenomen ce antrenează o creștere estimată a emisiilor de oxizi de azot cu ~30%. Această concluzie impune necesitatea operării cu un exces de aer controlat ($\lambda = 1,25$) pentru a menține emisiile în limitele reglementate.

- *Optimizarea Funcției de Cost*

Funcția de cost dezvoltată arată că viabilitatea economică a amestecului este strâns legată de taxa pe carbon.

- *Recomandări Tehnice*

Pentru o implementare sigură, se recomandă:

- ✓ Limitarea conținutului de azot la minimul tehnologic, deoarece acesta degradează simultan toți parametrii de performanță (putere, stabilitate, randament).
 - ✓ Monitorizarea riguroasă a timpului de fierbere (t_f), care la 20% H_2 prezintă o creștere de cca. 14%, factor ce trebuie comunicat consumatorilor industriali pentru ajustarea proceselor tehnologice.
-

Analiza rețelei utilizând modelul multiliniar și simularea în ChemCAD relevă următoarea strategie optimă:

- Utilizatori Mari: Necesită instalarea de regulatoare de presiune cu debit mărit, deoarece necesarul lor volumetric crește cu peste 15%.

- Segmentarea Rețelei: Utilizarea unor diametre de conductă minime de 110 mm pentru tronsoanele care deservesc amestecuri cu 20% H₂, pentru a menține viteza gazului sub pragul de eroziune/zgomot (20 m/s).

- Capacitate de Stocare: Rețeaua optimizată prezintă o reducere a "Line Pack-ului energetic" de 12.4%, sugerând necesitatea unei presiuni de intrare mai mari cu 0.4 bar pentru a menține aceeași rezervă de siguranță în perioadele de vârf.

Direcții viitoare de cercetare

1. Tranziția către 100% Hidrogen (H2-Ready Networks)

Dacă modelul a optimizat amestecul pentru 20%, pasul următor este cercetarea comportamentului rețelelor la procente de 50%, 80% și 100%.

- Studiul materialelor: Testarea polimerilor de înaltă densitate (PE100-RC) pentru a elimina permeabilitatea hidrogenului.
- Recalibrarea totală a arzătoarelor: Dezvoltarea unor arzătoare cu geometrie variabilă care să poată trece de la metan la hidrogen pur fără înlocuire hardware.

2. Digitalizarea și "Smart Grids" pentru Gaze

Optimizarea realizată cu $X_6 - X_{12}$ poate fi extinsă într-un sistem de monitorizare în timp real.

- Digital Twin: Crearea unei replici virtuale a rețelei care să primească date de la senzori și să prezică unde va apărea o scădere de presiune sau o scurgere înainte ca aceasta să aibă loc.
- Algoritmi de AI pentru detectarea avariilor: Utilizarea Machine Learning pentru a diferenția între o fluctuație normală de consum și o micro-fisură în conductă.

3. Integrarea cu Energiile Regenerabile (Power-to-Gas)

Cercetarea modului în care surplusul de energie eoliană sau solară poate fi transformat în hidrogen și stocat direct în rețea.

- Optimizarea injectiei dinamice: Cum variem H₂ în rețea în funcție de prognoza meteo, astfel încât utilizatorii industriali să nu fie afectați de variațiile de putere calorifică.
- Stocarea geologică: Analiza modului în care rețeaua de distribuție poate interacționa cu depozitele subterane de gaz convertite pentru hidrogen.

4. Impactul asupra Mediului și Sănătății (Emisii Ultra-Low NO_x)

Deoarece am observat că NO_x crește odată cu temperatura flăcării, viitorul aparține controlului arderii.

- Arderea catalitică: Cercetarea arderii hidrogenului la temperaturi joase folosind catalizatori, pentru a elimina complet formarea oxizilor de azot.
-

- Senzori de detectare timpurie: Dezvoltarea unor senzori de hidrogen ieftini, cu consum redus de energie, care să poată fi instalați în fiecare locuință.

5. *Standardizarea și Cadrul Legislativ (Politici Energetice)*

O direcție teoretică și administrativă esențială pentru un doctorat.

- Crearea unui "Cod al Hidrogenului": Armonizarea standardelor europene pentru a permite transportul transfrontalier al amestecurilor de gaze.
- Modelarea piețelor de carbon: Cum va influența prețul carbonului decizia de a trece de la amestec la hidrogen pur.

6. *Analiza Comportamentului Hidrogenului în Soluri Poluate*

Extinderea modelului de curgere prin sol către interacțiunea chimică.

- Microbiologia solului: Cum afectează scurgerile de hidrogen bacteriile din sol și dacă acestea pot fi folosite ca "biomarkeri" pentru detectarea scurgerilor.
-



**MINISTERUL EDUCAȚIEI ȘI CERCETĂRII
UNIVERSITATEA PETROL-GAZE DIN PLOIEȘTI**

B-dul. București nr. 39, 100680, Ploiești, România, www.upg-ploiesti.ro

Telefon +40 244 573 171

Fax +40 244 575 847



**MINISTRY OF EDUCATION AND RESEARCH PETROLEUM-GAS
UNIVERSITY OF PLOIEȘTI INSTITUTION ORGANIZING UNIVERSITY
DOCTORAL STUDIES FUNDAMENTAL FIELD – ENGINEERING
SCIENCES DOCTORAL FIELD – MINING, OIL AND GAS**

PH.D. THESIS

ABSTRACT

CONTRIBUTIONS TO THE OPTIMIZATION OF NATURAL GAS BLENDS WITH HYDROGEN

Author: Ph.D. Eng. Iuliana CRISTEA

Scientific Supervisor: Univ. Prof. Habil. Ph.D. Eng. Timur-Vasile CHIȘ

Ploiești, 2026

Ploiești 2026

- **CHAPTER I**

- **1. FUNDAMENTAL CHARACTERISTICS OF HYDROGEN-METHANE SYSTEMS**

- 1.1. Analysis of the environmental effects of methane and carbon dioxide emissions in Romania
 - 1.2. Analysis of AI models for climate warming modeling
 - 1.3. Characteristics of methane gas in Romania
 - 1.4. Properties of natural gases
 - 1.4.1. Mass density of natural gases
 - 1.4.2. Viscosity of natural gases
 - 1.4.3. Dew point
 - 1.4.4. Calorific value
 - 1.4.5. Flash point
 - 1.4.6. Flammability limit
 - 1.4.7. Physical properties of natural gases during pipeline transport
 - 1.5. Properties of hydrogen
 - 1.5.1. Genesis of hydrogen
 - 1.5.2. Classification of hydrogen
 - 1.5.3. Hydrogen properties relevant for blending with natural gases
 - 1.6. Analysis of the influence of hydrogen on climate change

- **CHAPTER II**

- **2. CURRENT STATE OF RESEARCH REGARDING THE OPTIMIZATION OF DISTRIBUTION NETWORKS FOR GAS BLENDS**

- 2.1. Hydrogen strategies and economic challenges
 - 2.2. Natural gas network modeling
-

- 2.3. Modeling turbulent regimes in methane-hydrogen blend transport pipelines
- 2.4. Numerical model for the mixture flow of hydrogen and natural gas through pipelines
- 2.5. Analysis of hydrogen-methane blend pipeline transport projects
- 2.6. Effect of hydrogen content on temperature drop
- 2.7. Modeling pipeline behavior in CHEMCAD

- **CHAPTER III**

- **3. NUMERICAL MODELING OF THE SPECIFIC PROPERTIES OF BINARY HYDROGEN-METHANE BLENDS**

- 3.1. Analysis of studies on the properties of the hydrogen-methane blend
 - 3.2. Phase diagram analysis of hydrogen-methane blends
 - 3.2.1. Phase diagram for hydrogen
 - 3.2.2. Phase diagram for methane
 - 3.2.3. Phase diagrams for the methane-hydrogen blend
 - 3.3. Phase diagram analysis
 - 3.4. Analysis of temperature and pressure effects on methane-hydrogen blends

- **CHAPTER IV**

- **4. OPTIMIZATION OF HYDROGEN-NATURAL GAS BLENDS**

- 4.1. Modeling the influence of hydrogen on natural gas originating from an exploitation in the Transylvanian Basin
 - 4.2. Optimization of methane-hydrogen blends
 - 4.3. Influence of ethane, propane, and nitrogen compounds on the properties of hydrogen-natural gas blends
-

- 4.4. Optimization of a distribution network
 - 4.5. Modeling the diffusion and flow of the methane-hydrogen blend through soil
 - 4.6. Mixed-Integer Nonlinear Programming (MINLP) modeling for simulating complex distribution scenarios
 - 4.7. Retrofitting Costs (CAPEX) for the hybrid scenario (Commune + City)
 - 4.8. Risk matrix
 - 4.9. Uncertainty analysis
 - **GENERAL CONCLUSIONS AND RESEARCH DIRECTIONS**
 - **FUTURE RESEARCH DIRECTIONS**
 - **BIBLIOGRAPHY**
-

ABSTRACT

The Ph.D. thesis entitled "*Contributions to the Optimization of Natural Gas Blends with Hydrogen*" aims to study and optimize natural gas blends with hydrogen for their utilization in existing transmission and distribution systems. The research analyzes the physical-chemical properties of hydrogen-methane blends, their behavior in pipelines, modeling and simulation methods, as well as the influence of hydrogen on network performance and safety.

Based on the results obtained, technical and economic optimization solutions are proposed for integrating hydrogen into the natural gas infrastructure, contributing to the transition toward a sustainable energy system and the reduction of carbon emissions.

The paper is structured into four chapters, each addressing an essential aspect of utilizing hydrogen-natural gas blends in transmission and distribution systems.

- **Chapter I** presents the fundamental characteristics of hydrogen-methane systems, the physical and thermodynamic properties of natural gases and hydrogen, and their influence on blend behavior.
 - **Chapter II** analyzes the current state of research regarding the use of hydrogen in natural gas distribution and transmission networks, highlighting the main modeling methods, limitations, and associated technical challenges.
 - **Chapter III** is dedicated to the numerical modeling of binary hydrogen-methane blend properties, analyzing the influence of hydrogen concentration on physical parameters and flow behavior in pipelines.
 - **Chapter IV** presents the original contributions of the research regarding the optimization of hydrogen-natural gas blends through the development and application of simulation models and techno-economic optimization
-

for integrating hydrogen into the existing transmission and distribution infrastructure.

The results obtained highlight the feasibility of integrating hydrogen into existing natural gas networks under safe and efficient conditions, contributing to carbon emission reduction and the development of a sustainable energy system. At the same time, the research provides useful technical solutions and recommendations for implementing hydrogen-natural gas blends in the energy infrastructure.

This research, conducted over four years, concludes with a synthesis of conclusions and an extensive bibliography, offering a technical perspective on the future of energy infrastructure.

The investigations carried out within this thesis demonstrate that using methane-hydrogen blends represents not just a transitional solution, but a technical necessity for the viability of current natural gas networks. The developed numerical models confirm that viscosity and density variations can be effectively managed through optimization algorithms, thereby preventing structural integrity risks for pipelines.

The first part of the work analyzes the effects of methane and carbon dioxide emissions on Romania's climatic structure. Two predictive models based on multivariate regression and non-linear forecasting were developed and used to evaluate the evolution of climatic parameters as a function of CO_2 and CH_4 emissions.

Using data collected over the analyzed years, a numerical regression equation model was developed, describing the evolution of specific parameters as a function of the reporting year, CO_2 emissions, and methane (CH_4) emissions. Three equations were implemented to analyze environmental modifications resulting from carbon dioxide (CO_2) and methane (CH_4) emissions regarding multi-annual temperature variation, average annual precipitation values, and annual average wind speed.

My approach in this chapter utilizes advanced statistical modeling to identify correlations between anthropogenic indicators and nature's climatic response. To observe the impact of fugitive emissions from natural gas transmission and distribution, an equation describing methane leaks exclusively from pipelines was integrated into the existing numerical model.

Thus, all three mathematical simulation models (equations for Temperature, Precipitation, and Wind Speed variations) were rewritten, and an equation describing the aridity index was created by introducing methane emission values specific to natural gas transmission and distribution systems into the climate behavior model.

The model comprised of these 5 equations shows that despite efforts to reduce emissions (CO_2 and CH_4), "thermal inertia" continues to drive temperature values upward.

To provide a clear perspective on Romania's climatic future, a comparative graphical forecast up to 2030 was generated based on linear regression, emissions, and an Alternative AI Model accounting for accelerated global warming over the past decade.

Based on these equations, a stress simulation was proposed to identify the "Tipping Point" in Romania—specifically, the point determining when methane emissions would drive the country's average temperature past the critical threshold of $15^{\circ}C$ (a $+5^{\circ}C$ anomaly compared to historical averages). It is noteworthy that the Alternative Model, based on a massive methane increase correlated with increased precipitation, maintains the Aridity Index at a high level. Methane emissions inherently bring extreme phenomena with massive precipitation over short periods.

By increasing the methane coefficient, its influence on model evolution was analyzed; recalibrating the model substantially modifies the trajectory of climatic state forecasting. This adjustment simulates a scenario where methane not only

warms the atmosphere but accelerates the hydrological cycle through massive thermal instability.

At the conclusion of this advanced modeling project, a Radar Diagram was generated to synthesize Romania's climatic health status for February 2026, enabling a quick glance at where the system is balanced and where critical deviations occur. This diagram compares each model's performance against historical averages (1950–2025). Additionally, a spider diagram was developed for the year 2030 regarding Romania's climatic evolution to analyze its overall thermal state.

Next, to observe variations in natural gas mass density at various pressures and temperatures, a numerical model based on numerical regression and subsequently a machine learning-based numerical model were developed. Furthermore, a model utilizing a Multi-layer Perceptron (MLP) Neural Network architecture was implemented to learn the complex relationship between temperature, pressure, and methane mass density.

The model was trained to recognize non-linear variation patterns, and implementing this artificial neural network-based numerical model for determining methane mass density ensures minimal prediction error ($< 0.2\%$), providing a robust tool for recalibrating metering systems during the transition scenario toward gas blends.

A simulation of the Wobbe index variation and superior calorific value (SCV) for a methane-hydrogen blend was performed. For this simulation, a numerical model was developed based on the evolution of blend SCV, relative density, and Wobbe Index as functions of the hydrogen quantity in the blend.

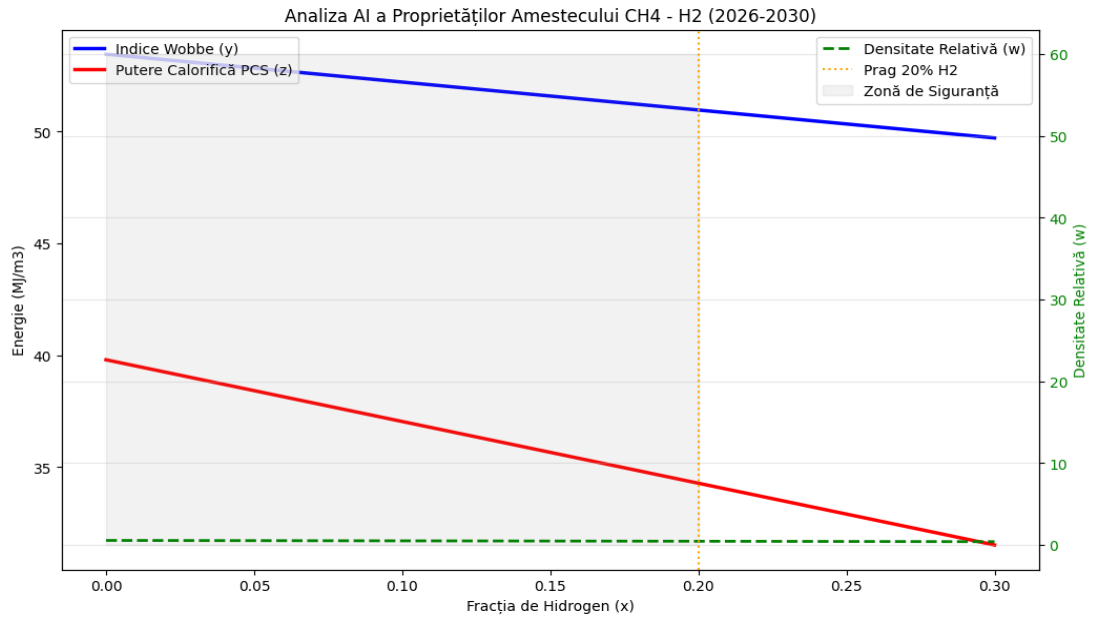


Figure 1.16. Variation of the Wobbe index and superior calorific value (SCV) for a methane-hydrogen blend

Starting from the numerical models developed in the first sub-chapter, the simulation of progressive hydrogen introduction into the natural gas blend starting in 2026 was carried out. Updating the numerical models for 2030, accounting for progressive hydrogen blends, reveals an interesting dynamic between carbon emission reductions and changes in gas leakage rates.

The impact simulation was performed using 6 interconnected models, adjusting emission factors and physical properties (density, calorific value, and volumetric leakage rate).

Despite the increase in the volumetric factor f_V , equivalent leakage management remains stable, demonstrating the efficiency of hydrogen (GWP 11) compared to methane (GWP 28).

Based on the obtained results, it can be concluded that using hydrogen-natural gas blends constitutes a technical solution that can help reduce the climatic impact of energy systems by lowering greenhouse gas emissions and increasing the utilization efficiency of existing infrastructure.

A burner safety monitoring function was analyzed, which evaluates the Wobbe Index in real time and triggers an alert if the blend becomes hazardous. The calculated optimal limit of the analyzed model is 21.4% H_2 , indicating the point where the system triggers the first warning, requiring modifications to central heating boilers.

The 30% H_2 threshold indicates that the flame may become unstable (flashback risk), and the ionization sensors of boilers could shut off the fuel supply. Although the best soil moisture (63.07%) is reached at 30%, the technical risk of operating the infrastructure becomes too high.

In **Chapter II**, the paper analyzes the impact of hydrogen content on the initial natural gas blend, highlighting density, viscosity, and critical properties. The study also encompasses an analysis of the influence of hydrogen presence in the natural gas blend on flow assurance regarding pressure drops and heat transfer along the pipeline. Furthermore, utilizing the Chemcad simulator, the vaporization-condensation curve for a blend of 90% methane and 10% hydrogen was highlighted, marking the critical point of the blend.

The effect of hydrogen content on the phase diagram describes how hydrogen presence influences the phase boundaries of a natural gas blend. Following phase prediction studies, it was concluded that the most credible models for phase diagram prediction are Peng-Robinson and Redlich-Kwong due to their simplicity and accuracy.

Subsequently, the empirical model (based on linear regressions) was compared with classical cubic equations of state, such as Peng-Robinson (PR) and Redlich-Kwong (RK), highlighting fundamental methodological differences: local accuracy vs. thermodynamic generality.

Following the comparative analysis of results obtained with the numerical regression model and the Peng-Robinson/Redlich-Kwong models, the following main aspects were highlighted:

- Quantum Effect
-

- Variation Slope
- Acentric Factor (ω)

To evaluate model precision, results based on linear regression were compared with reference data from NIST (National Institute of Standards and Technology) analyses. The results demonstrated that the analyzed model yields higher values than standard tables; in engineering, this is often considered a "safety margin" predicting that the system will reach the critical point earlier than in reality, thus helping us avoid unstable zones.

The graph indicates how the polynomial model begins to exhibit higher precision, with its curvature representing hydrogen compressibility, which is not constant.

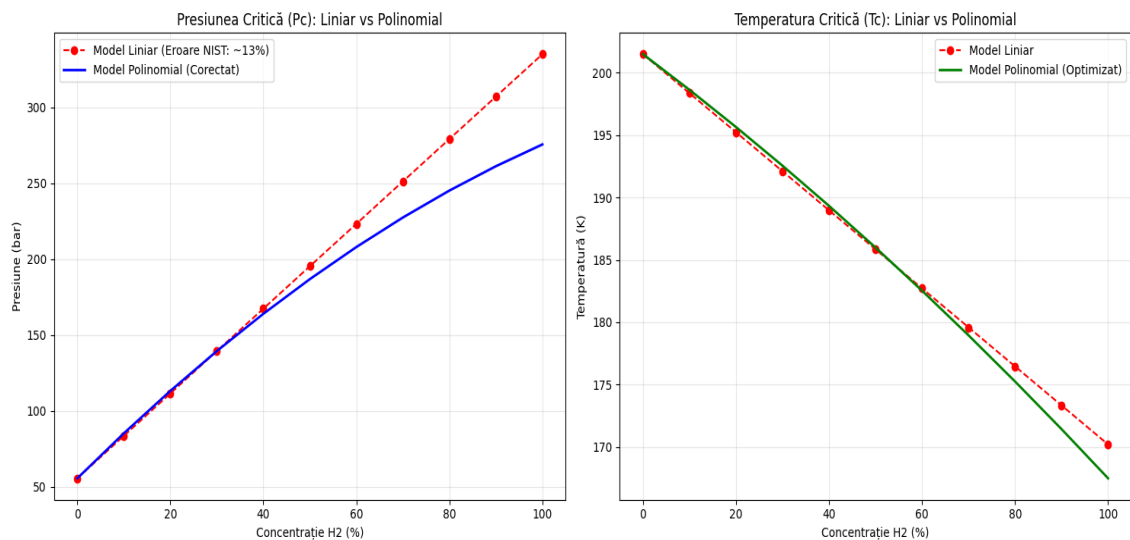


Figure 3.8. Critical pressure and critical temperature analysis of hydrogen as a function of concentration

Initial data of the linear model were analyzed as a method for finding the cricondenbar and cricondenterm; the pressure at which the first liquid drop appears was determined for a blend of 15% Hydrogen (H_2) and 85% Methane (CH_4) at a temperature of 173.15 K (-100°C). To understand hydrogen's impact on transport capacity, the blend density was analyzed at the aforementioned reference conditions (30 bar and 173.15 K/ -100°C) using the Real Gas Law.

Comparing the results with existing literature (based on equations of state like GERG-2008, Peng-Robinson, or SRK) highlights several fundamental differences as well as confirmations of complex thermodynamic phenomena.

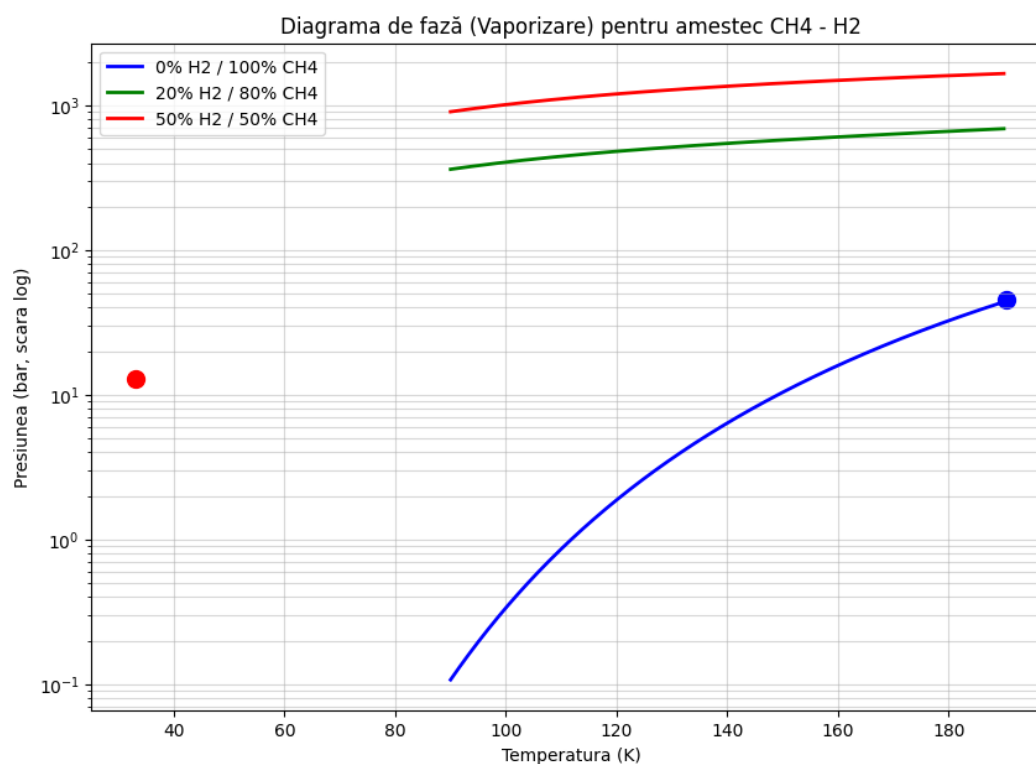


Figure 3.11. Methane-hydrogen phase diagram

The results indicate that the model is customized and operates excellently for industrial gas transport (low H_2 concentrations, 5--30%), where maintaining the blend in the gaseous phase is desired. In the case of hydrogen blends, higher pressures or lower temperatures are required to avoid condensation. Phase diagram shifts influence requirements for equipment, thermal insulation, and compression systems, increasing complexity and costs.

For multiple laboratory-prepared blends (90% methane–10% hydrogen, 70% methane–30% hydrogen, and 50% methane–50% hydrogen), density and viscosity values were experimentally obtained at constant temperatures of 300 K, 320 K, and 340 K and pressures ranging between 1 and 18 MPa. Using these

data, numerical models for the evolution of viscosity and density as functions of gas pressure, temperature, and hydrogen content in the blend were developed using multivariate regression equations.

Unlike classical thermodynamic models (such as Peng-Robinson), which stem from intermolecular forces, this model was built on experimental data and analyzes how the CH_4 -- H_2 blend behaves within a specific temperature and pressure domain.

Furthermore, viscosity equations (cP) (η) and density equations (ρ) (kg/m^3) for methane-hydrogen blends at constant temperatures were implemented as functions of the methane concentration in the blend (%) x_1 and working pressure x_2 (MPa) at temperatures of 300 K, 320 K, and 340 K. Next, all variables (concentration, pressure, and temperature) were integrated into a single unitary mathematical model, transitioning from isothermal equations to a global multivariate regression.

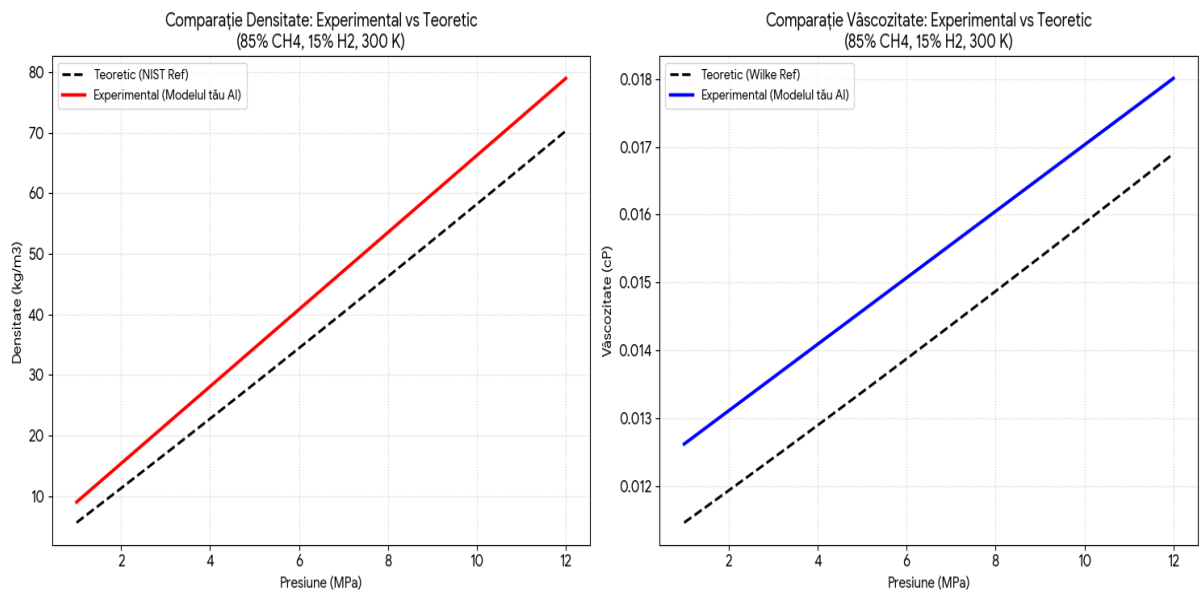


Figure 3.20. Density and viscosity variation as a function of pressure

Nevertheless, for pipeline engineering calculations, the error is minimal within the standard operating zone. It was shown that the implemented model

provides optimal results for system operators with negligible error in the practical use range.

In the final part of the work, for a gas from the Transylvanian Basin blended with up to 20% hydrogen, variations in molecular mass, non-ideality factor, relative density, gross calorific value, Wobbe index, and boiling time were analyzed. The results can be observed in Table 4.2.

Table 4.2. Values of various properties obtained for various hydrogen percentages

Hydrogen blend with natural gas, in percentages [%]	Molecular mass	Non- ideality factor, Z	Relative density	Gross calorific value (MJ/Nm³)	Wobbe Index (MJ/Nm³)	Boiling time for one liter of water, s
0	17.66	0.975	0.60	50.45	39.23	348
5	16.91	0.9753	0.57	49.76	37.74	372
10	16.16	0.9756	0.54	49.08	36.26	387
15	15.41	0.9759	0.51	48.39	34.78	396
20	14.66	0.9762	0.48	47.70	33.29	397

Based on the table, a multi-linear optimization numerical model was developed, consisting of a group of numerical relationships satisfying the conditions in Table 4.5.

Table 4.5. Minimum and optimal performance conditions for hydrogen-methane blends

Parameter	Minimum Conditions (Acceptable)	Optimal Conditions (Performance)
H_2 percentage	5%--10%	15%--20%
Wobbe Index	$> 36 \text{ MJ/Nm}^3$ (or $> 95\%$)	$33\text{--}35 \text{ MJ/Nm}^3$
Relative Density	> 0.54	0.48--0.51
CO_2 Emissions	Decrease $< 5\%$	Decrease 5%--10%

The obtained data show that the optimal decarbonization strategy is replacing methane with hydrogen while limiting heavy hydrocarbons and inerts to maintain combustion quality.

The multi-linear model demonstrates that the optimal blend for the transition period is 20% H_2 , because it maximizes GWP reduction by 20% while keeping the Wobbe Index above the critical threshold of 48 MJ/Nm^3 , thereby ensuring gas interchangeability without retrofitting costs for the end-user.

Therefore, the analysis and subsequent optimization of hydrogen-natural gas blends were performed as a function of ethane, propane, and nitrogen composition. The analysis focused on how secondary component variations (ethane X_2 , propane X_3 , and nitrogen X_4) can compensate or accentuate thermophysical property changes caused by hydrogen.

By applying the developed calculation algorithm, the following conclusions were reached for optimal composition:

Table 4.9. Final optimization results

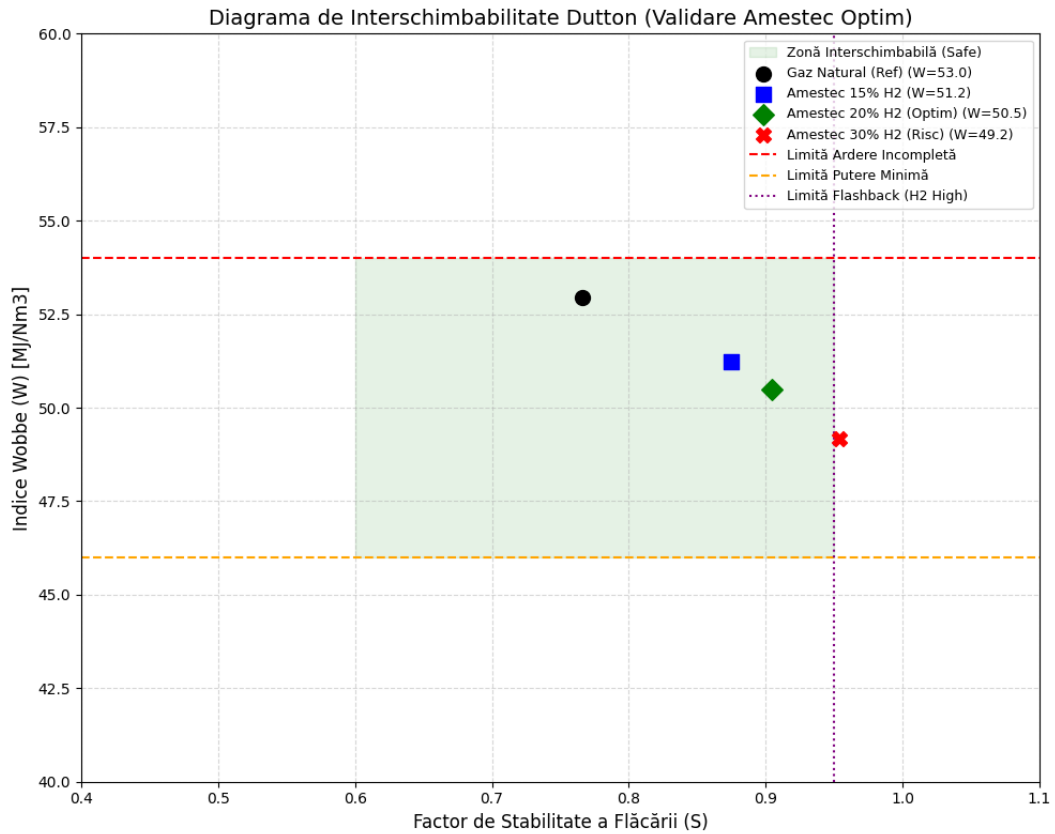
Component	Optimization Trend	Technical Justification
Ethane (X_2)	Controlled increase (2--4%)	Maintains Wobbe Index within interchangeability limits.
Propane (X_3)	Limited to < 1.5%	Avoids excessive density increase and condensation risk.
Nitrogen (X_4)	Technological minimum (< 1%)	Nitrogen reduction is the cheapest way to increase thermal efficiency.

This configuration allows maintaining the Wobbe Index at approximately 49--50 MJ/Nm³, a value guaranteeing stable operation and an ~ 18% lower climatic impact compared to standard natural gas.

Subsequently, a model calculating Dutton coordinates (W - Wobbe Index and S - Lift-off/Burn propensity factor) and plotting the "Safety Envelope" was developed.

Ethane and Propane (X_2, X_3) act as a stability structure on the Y-axis (Wobbe Index), preventing it from reaching 46 MJ/Nm³; furthermore, nitrogen (X_4) accentuates its negative effects on thermal power, while hydrogen (X_5) is the decisive variation factor on the X-axis (Stability). Controlling hydrogen at 20% ensures that burning speed does not exceed burners' capacity to maintain the flame on the holder.

To complete the optimization model, NO_x emission values were also included (this model uses an approximation based on excess air and hydrogen content to estimate pollutant emission increases).



Dutton Interchangeability Diagram (Validating Optimal Blend)

Hydrogen increases adiabatic flame temperature, favoring the Zeldovich mechanism for thermal NO_x formation. Optimal operation requires slightly increased excess air ($\lambda = 1.25 \dots 1.3$) or lean-premixed burners to dissipate heat and keep NO_x emissions within legal limits.

Transitioning from 15% to 20% H_2 reduces climatic impact by an additional $\sim 6\%$, while the Wobbe Index drops by only $\sim 1.3\%$, demonstrating high technical stability in this interval.

The subsequent model generates influence graphs for Methane (X_1), Ethane (X_2), Propane (X_3), and Nitrogen (X_4) on the objective function (Climatic Impact), as well as the trade-off graph between decarbonization and performance.

According to the results, methane has the highest positive slope in the GWP graph; reducing it is the primary method for achieving environmental objectives.

Ethane and propane influence GWP less than methane per unit volume, but are critical for maintaining the Wobbe Index.

Additionally, nitrogen has zero impact on GWP, but its rapid degradation of the Wobbe Index makes it an undesired component in optimization, and the trade-off highlights that the 20% hydrogen point represents the optimal compromise between ecological benefits and maintaining the Wobbe Index within permissible operating limits.

To optimize a distribution network, the approach transitioned from a composition-only model to a hydrodynamic and thermodynamic one, capable of managing long-distance transport and critical events, emphasizing:

- Energy Flow Equation (Energy conservation at the user level)
- General Flow Equation (Modified Weymouth)
- Volumetric Storage Equation (V_{LP})
- Orifice Leakage Flow (Saint-Venant & Wantzel Equation)
- Objective Function (Minimization of cost and pressure drop)
- Energy Constraint (User satisfaction)
- Continuity Equation (Kirchhoff for Gases)

In the case of underground leaks (e.g., a crack in a buried distribution pipe), the major difference in soil flow between methane and hydrogen lies in molecular diffusivity and viscosity; therefore, the following were also accounted for:

- Flow Equation in Porous Media (Darcy's Law)
- Diffusion-Advection Model (Species transport)
- Analysis by Soil Types

Furthermore, Mixed-Integer Nonlinear Programming (MINLP) modeling was developed to simulate complex distribution scenarios. Variables introduced into the model include: X_6 (number of small consumers), X_7 (number of medium consumers), X_8 (number of large consumers), X_9 (network length), X_{10} (pipe diameter), X_{11} (number of network access points), and X_{12} (number of simultaneous failures), allowing calculation of:

- Total Energy Demand Equation (E_{total})
- Pressure Drop and Sizing Equation (X_9, X_{10})
- Reliability and Resilience Model (A)
- Extended Objective Function (Capex + Opex + Environment)
- Constraint Matrix

The results demonstrated that for a network with a high number of large consumers (X_8), sensitivity to hydrogen variation (X_5) is maximal, requiring either increased diameters (X_{10}) or multi-point injection distribution (X_{11}) to compensate for energy density reduction.

A scenario with two simultaneous failures was implemented to observe pressure behavior at consumer nodes; this complex scenario was run by constructing a hybrid network model (Commune + City) and introducing a crisis scenario with $X_{12} = 2$ (two simultaneous failures).

Following the scenarios for the Commune + City assembly, the following optimization conclusions were extracted:

- Vulnerability of Large Consumers
- Hydrogen Impact on Reserve Time
- Diameter Optimization

Additionally, two new constraint equations followed by retrofitting costs for the hybrid scenario were introduced into the model. Adaptation costs to maintain identical hydraulic performance at a 20% H_2 blend were estimated.

Modernizing urban areas requires a budget 5 times larger than rural areas due to industrial energy demands requiring enlarged diameters. To manage the two-failure scenario, investment in additional access points is mandatory; otherwise, pressure recovery time in the city exceeds the safety limit.

The model demonstrates that at a carbon tax exceeding 100 EUR/ton, investment in retrofitting for 20% hydrogen pays off in approximately 8--9 years, making the project attractive for system operators.

Subsequently, a Comparative Risk Matrix was developed synthesizing the final network optimization equations. Uncertainty analysis was performed, transforming a "rigid" theoretical model into one applicable under real conditions where field sensors have precision limits and environmental conditions (temperature, atmospheric pressure) oscillate.

Following the analysis, we can state with a 95% confidence level that the optimized Wobbe Index for the 20% H_2 blend is:

$$W_{\text{mix}} = 50.35 \pm 0.56 \text{ MJ/Nm}^3$$

Even in the worst-case scenario ($50.35 - 0.56 = 49.79 \text{ MJ/Nm}^3$), the value remains well above the flame lift-off risk threshold, which occurs below 47.5 MJ/Nm^3 . This demonstrates that the model is designed with an intrinsic safety margin, protecting users from measuring device fluctuations.

This work examines the effect of hydrogen at various concentrations on natural gas, flow performance, and natural gas properties. It was shown that hydrogen significantly affects the phase diagram, causing the vaporization curve to approach infinity.

On the other hand, the presence of 10% hydrogen results in a 5.39% increase in pressure drop along the pipeline and a 6.14% reduction in temperature drop. The findings of this work can be used to predict hydrogen's impact on natural gas blends flowing through pipelines. It can also serve as a guide in designing transmission pipelines, presenting a comprehensive picture of the impact of non-hydrocarbon impurities in natural gas on flow performance.

It was established that a blend with 10% content could be implemented without major utility infrastructure changes, based on operating conditions and blend property modifications. Adding 30% H_2 can reduce emissions produced by pure natural gas by approximately 11%.

It is evident that the higher the H_2 content, the greater the benefits for CO_2 emission reduction, but effectively applying higher hydrogen content requires a

deeper understanding of hydrogen effects within the current natural gas pipeline network.

In conclusion, increasing hydrogen concentration contributes to CO_2 emission reduction, but implementing higher percentages requires careful evaluation of the impact on blend properties and existing natural gas network operations.

GENERAL CONCLUSIONS AND RESEARCH DIRECTIONS

This work examines the effect of hydrogen at various concentrations on natural gas, flow performance, and natural gas properties. The effects of hydrogen on natural gas properties and flow performance, as well as resulting deviations, were highlighted and analyzed.

Following research conducted on analyzing and optimizing hydrogen-natural gas blends through multi-linear modeling, the following fundamental conclusions can be formulated:

- **Validation of Interchangeability Limits:** Modeling via the Dutton Diagram demonstrated that the blend containing 20% hydrogen represents the optimal techno-economic threshold for current natural gas transmission and utilization infrastructure. Above this value, the flame stability factor migrates toward the flashback risk zone, requiring structural burner modifications.
 - **Compensatory Role of Heavy Hydrocarbons:** Sensitivity analysis highlighted the critical importance of ethane and propane fractions. Although these components increase the carbon footprint per molecule, their presence in controlled percentages (2--4% for ethane and 1--1.5% for propane) is essential to compensate for the reduction in density and calorific value induced by hydrogen.
 - **Environmental Impact and Pollutant Trade-off:**
-

- *Decarbonization:* The optimal 20% H_2 blend ensures an $\sim 18\text{--}20\%$ reduction in the climate impact index (GWP) compared to conventional natural gas, fulfilling energy transition targets.
- *NO_x Emissions:* Simulations showed an increase in adiabatic flame temperature by $\sim 45\text{--}50^\circ\text{C}$ at the 20% H_2 threshold—a phenomenon driving an estimated $\sim 30\%$ increase in nitrogen oxide emissions. This conclusion necessitates operating with controlled excess air ($\lambda = 1.25$) to keep emissions within regulated limits.
- **Cost Function Optimization:** The developed cost function shows that the economic viability of the blend is closely tied to the carbon tax.

Technical Recommendations: For safe implementation, the following are recommended:

- Limit nitrogen content to the technological minimum, as it simultaneously degrades all performance parameters (power, stability, efficiency).
- Rigorously monitor the boiling time (t_f), which at 20% H_2 exhibits an $\sim 14\%$ increase—a factor that must be communicated to industrial consumers to adjust technological processes.

Network analysis using the multi-linear model and ChemCAD simulation reveals the following optimal strategy:

- **Large Consumers:** Require installing increased-flow pressure regulators, as their volumetric requirement increases by over 15%.
 - **Network Segmentation:** Use minimum pipe diameters of 110 mm for sections serving 20% H_2 blends to keep gas velocity below the erosion/noise threshold (20 m/s).
 - **Storage Capacity:** The optimized network exhibits a 12.4% reduction in energetic "Line Pack," suggesting the need for a 0.4 bar higher inlet pressure to maintain identical safety reserves during peak periods.
-

FUTURE RESEARCH DIRECTIONS

- **Transition to 100% Hydrogen (H₂-Ready Networks):** If the model optimized the blend for 20%, the next step is researching network behavior at percentages of 50%, 80%, and 100%.
 - *Material studies:* Testing high-density polymers (PE100-RC) to eliminate hydrogen permeability.
 - *Total burner recalibration:* Developing variable-geometry burners capable of transitioning from methane to pure hydrogen without hardware replacement.
 - **Digitalization and Gas "Smart Grids":** Optimization performed using X_6 -- X_{12} can be extended into a real-time monitoring system.
 - *Digital Twin:* Creating a virtual network replica receiving sensor data to predict pressure drops or leaks before they occur.
 - *AI algorithms for failure detection:* Using Machine Learning to differentiate between normal consumption fluctuations and micro-cracks in pipelines.
 - **Integration with Renewable Energies (Power-to-Gas):** Researching how surplus wind or solar energy can be converted into hydrogen and stored directly in the network.
 - *Dynamic injection optimization:* Adjusting H_2 in the network based on weather forecasts so industrial consumers are not affected by calorific value variations.
 - *Geological storage:* Analyzing how distribution networks can interact with underground gas reservoirs converted for hydrogen.
 - **Environmental and Health Impact (Ultra-Low NO_x Emissions):** Since NO_x increases with flame temperature, the future belongs to combustion control.
-

- *Catalytic combustion*: Researching low-temperature hydrogen combustion using catalysts to completely eliminate nitrogen oxide formation.
 - *Early detection sensors*: Developing inexpensive, low-energy hydrogen sensors installable in every household.
 - **Standardization and Legislative Framework (Energy Policies)**: An essential theoretical and administrative direction for a doctoral thesis[cite: 1].
 - *Creating a "Hydrogen Code"*: Harmonizing European standards to enable cross-border gas blend transport[cite: 1].
 - *Carbon market modeling*: How carbon pricing will influence decisions to transition from blends to pure hydrogen[cite: 1].
 - **Analysis of Hydrogen Behavior in Polluted Soils**: Extending the soil flow model toward chemical interaction[cite: 1].
 - *Soil microbiology*: How hydrogen leaks affect soil bacteria and whether they can be used as "biomarkers" for leak detection[cite: 1].
-

BIBLIOGRAPY

1. <https://adevarul.ro/economie/istoria-gazelor-romanesti-de-dinainte-de-89-si-2120006.html>,
 2. <https://asociatiaenergiainteligenta.ro/care-sunt-emisiile-de-metan-care-ajung-in-atmosfera-intr-un-an-si-cat-din-acestea-pot-sa-fie-imputate-industriei-de-gaze/>,
 3. <https://climateknowledgeportal.worldbank.org/>,
 4. <https://www.meteoromania.ro/>,
 5. <https://ourworldindata.org/grapher/cumulative-co-emissions>,
 6. <https://edgar.jrc.ec.europa.eu/>,
 7. Donald L. Katz, R. L. (1990). Natural Gas Engineering Production and Storage. McGraw-Hill Publishing Company,
 8. Gak, S. (n.d.).Ghalambor, D. B. (2005). Natural Gas Engineering Handbook. Texas: Gulf Publishing Company, Houston,
 9. <https://www.transgaz.ro/ro/clienti/servicii-de-transport/calitatea-gazelor>,
 10. Ikoku, C. u. (1992). Natural Gas Production Engineering. Florida: Krieger Publishing Company Malabar,
 11. Chis, T., Radulescu, R. (2021). Prelucrarea și transportul gazelor, Editura Universitatii Petrol-Gaze, 2021,ISBN 9878-973-719-822-8,
 12. Radulescu, R., Chis, T. (2020). Controlul automat al proceselor de transport fluide petroliere, (Elemente SCADA), Editura Universitatii Petrol-Gaze, I.S.B.N. 978-973-719-786-3.
 13. Gal S. Albulescu M., Rădulescu R. Chis T., (2023). Review of natural gas- hydrogen blending in pipeline suply and distribution, Romanian Journal of Petroleum & Gas Technology Vol. IV (LXXV) NO. 1/2023, <https://doi.org/10.51865/JPGT.2023.01.13>.
 14. Chis, T., Iancu D., Avram L., Iorga C. (2025) A numerical offshore explosion modeling in natural gas drilling, International Chemical and Material Symposium, Bulletin of Romanian Chemical Engineering Society, nr. 1-2025, ISSN 3360-4697, Edited by SICR and MATRIX ROM, pp.34-42,
 15. Chis, T., Lungu, I., Bârsan, D., Bărbulescu, A. (2025). Numerical models applied in the study of natural gas movement in underground deposits, International Chemical and Material Symposium, Bulletin of Romanian Chemical Engineering Society, nr. 1-2025, ISSN 3360-4697, Edited by SICR and MATRIX ROM, pp.43-51,
 16. Prodea, L., Chis, T., Bogdan, F., Lupu, D.A (2025). Numerical Simulation of The Operation of Natural Gas Treatment, International Journal of Current Science Research and Review, ISSN: 2581-8341, Volume 08 Issue 05 May 2025, DOI: 10.47191/ijcsrr/V8-i5-59,
 17. William, C. Lyons, P. P. (1996). Standard Handbook of Petroleum & Natural Gas Engineering, Volume 1. Texas: Gulf Publishing Company Houston.
 18. Velcea, A. M. (2023). Hidrogenul și energia sustenabilă. București: Editura Didactică și Pedagogică S.A.
 19. Quarton, C.J., (2020). The curious case of the conflicting roles of hydrogen in global energy scenarios. Sustainable Energy Fuels, 4 , 80-95.
-

20. Iordache I., Chisalita, D., (2022). Hidrogen și Gaze Naturale în România. București: Editura Didactica și Pedagogică S.A.
 21. Bârsan, D., Chis, T., Prodea, L. (2024). Analysis of supersonic techniques for separating water from extracted natural gas, The International Journal of Engineering and Science (IJES), Volume 13 , Issue 10, Pages PP 50-56, 2024, ISSN (e): 2319 – 1813 ISSN (p): 2319 – 1805, doi: 10.9790/1813-13105056,
 22. Bârsan, D., Chis, T., Prodea, L. (2024). Numerical model for the separation of carbon dioxide from natural gases, International Journal Of Engineering Research And Development e- ISSN: 2278-067X, p-ISSN: 2278-800X, www.ijerd.com Volume 20, Issue 10 (October, 2024), PP 47-54,
 23. Bârsan, D., Chis, T., Prodea, L. (2024). Modeling of carbon dioxide separation processes from natural gases, IOSR Journal of Engineering (IOSRJEN) www.iosrjen.org ISSN (e): 2250-3021, ISSN (p): 2278-8719 Vol. 14, Issue 10, October 2024, Series -I, pp 29-35, <https://iosrjen.org/pages/volume14-issue10.html>
 24. Lungu, I., Sandu, T., Cristea, I., Chis, T, CO₂ foam Storage in Oil Fields for Enhanced Oil Recovery and Carbon Storage, International Scientific Research, Congress, Congress Book, Publisher: isrAcademy Publishing, ISBN: 978-625-92767-0-0, Istanbul, October 2025, pp. 64-72, pp.73-79, <https://www.isracademy.org/>,
 25. Rami, D., Cristea, I., Chiș, T., (2023). Analysis of the use of energy depleted crude deposits for natural gas mixed with hydrogen storage, 75 Years of Energy and Performance in Education and Research 2023 Renewable Versus Fossil Fuels. Global Energy Perspectives, Ploiesti 9.11.2023, Book of abstracts, Editura Universității Petrol-Gaze din Ploiești, 2023, ISBN 978-973-719-887-7,
 26. Cristea I., Rami D. , Chiș T.,(2023). Chemical and physical analysis of hydrogen-methane blending, 75 Years of Energy and Performance in Education and Research 2023 Renewable Versus Fossil Fuels. Global Energy Perspectives, Ploiesti 9.11.2023, Book of abstracts, Editura Universității Petrol-Gaze din Ploiești, 2023, ISBN 978-973-719-887-7,
 27. Cristea, I., Chis, T., Prodea, L., (2024) Use of hydrogen mixed with natural gas in industrial and local networks, SICHEM 2024, Bucharest, 11-12.04.2024, ISSN 2537-2254, 82-83,
 28. Raimondi L., (2022). CCS Technology – CO₂ Transportation and Relief Simulation in the critical Region for HSE assessment, Chem. Eng. Trans., 91 ,
 29. Chis,T., Cristea, I., Doukeh, R. (2025). Modelarea matematică a ecuațiilor proprietăților amestecului hidrogen-gaz natural- Mathematical Modeling of the Property Equations of the Hydrogen-Natural Gas Mixture, Conferința internațională Zilele ASTR ENERGIA ȘI MATERIA ÎN INDUSTRIA MODERNĂ Ediția a XX-a a 18 și 19 septembrie 2025 GALAȚI, Editura Galati University Press,
 30. Cristea, I., Sandu, T., Radulescu, R., Chis, T., (2025). Particularities of the Mixture of Natural Gas with Hydrogen, International Scientific Research, Congress,
-

- Congress Book, Publisher: isrAcademy Publishing, ISBN: 978-625-92767-0-0, Istanbul, October 2025, pp. 64-72, pp.80-86, <https://www.isracademy.org/>,
31. Chis,T., Cristea, I., Doukeh, R. (2023), Use of hydrogen mixed with natural gas in industrial and local networks, Conferința A.S.T.R., Brașov, 2023,
 32. Rami D., Cristea I., Chiș T., (2023). Analysis of the use of energy depleted crude deposits for natural gas mixed with hydrogen storage, *75 Years of Energy and Performance in Education and Research 2023 Renewable Versus Fossil Fuels*. Global Energy Perspectives, Ploiesti 9.11.2023, Book of abstracts, Editura Universității Petrol-Gaze din Ploiești, 2023, ISBN 978-973-719-887-7,
 33. https://www.rystadenergy.com/services/power-macro-solution?gad_source=1&gad_campaignid=20578311023&gbraid=0AAAAADvuAFM33N4cKNf6Z6ACyQ73NsLab&gclid=CjwKCAiAnoXNBhAZEiwAnItcG6nxxCAW3Q_kzIeWr7mU0EnR1dkjH0W1sRBKn6Y7Mp_pAK_HSOi2jRoC4nEQAvD_BwE,
 34. Tzimas E.,(2007). The evolution of size and cost of a hydrogen delivery infrastructure in Europe in the medium and long term. *International Journal of Hydrogen Energy* 32 , 1369-1380,
 35. Joan Ogden, A. M. (2018). Natural gas as a bridge to hydrogen transportation fuel. *Insights from the literature. Energy Policy*,115(C) , 317-329,
 36. Ingersoll, J. G. (2022). The Renewable Hydrogen-Methane (RHYME) Transportation Fuel: A Practical First Step in the Realization of the Hydrogen Economy. *Hydrogen* , 84-112,
 37. Schiro, F., (2020). Modelling and analyzing the impact of hydrogen enriched natural gas on domestic gas boilers in a decarbonization perspective. *Carbon Resources Conversion* 3 , 122-129,
 38. V.G. Gavriljuk, V. S. (2022). *Hydrogen in Engineering Metallic Materials*. Springer.
 39. Ismail, I. I., Alkhatib, A. A. (2022). Accurate Predictions of the Effect of Hydrogen Composition on the Thermodynamics and Transport Properties of Natural Gas. *Industrial & Engineering Chemistry Research* , 6214-6234,
 40. Quarton, C. J. , Tlili, O., Welder, L., Mansilla, C., Blanco, H., Heinrichs, H., Leaver, J., Samsatli, N.,Lucchese, P., Robinius, M., Samsatli, S.,(2020). The curious case of the conflicting roles of hydrogen in global energy scenarios, *Sustainable Energy Fuels*, 4, 1, 80-95, The Royal Society of Chemistry, 10.1039/C9SE00833K, <http://dx.doi.org/10.1039/C9SE00833K> ,
 41. Ogden,J., Myers Jaffe A., Scheitrum,D., McDonald, Z., Miller, M., (2018). Natural gas as a bridge to hydrogen transportation fuel: Insights from the literature, *Energy Policy*, Volume 115, 2018, Pages 317-329, ISSN 0301-4215, <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2017.12.049> (<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421517308741>),
 42. Mahajan, D. (2022). Hydrogen Blending in Gas Pipeline Networks-A Review. *Energies* , 15,
 43. Greg, L. (2007). Mixing length of hydrogen in an air intake. *EGEE* 520,
 44. Verbruggen, A.,Yermekova, G., Baigarin, K. (2025). Dubious Promises of Hydrogen Energy in a Climate-Constrained World. *Energies* 2025, 18, 491. <https://doi.org/10.3390/en18030491>,
 45. Bossel, U., Eliasson, B., Taylor, G. (2024).The Future of the Hydrogen Economy: Bright or Bleak? *J. KONES Int. Combust. Engines* 2004, 11, 87–111,
-

46. IEA. Global Hydrogen Review 2023. (2025). International Energy Agency: Paris, France, 2023; Available online: www.iea.org (accessed on 15 July 2025),
 47. IRENA, AEA.(2022). Innovation Outlook: Renewable Ammonia; International Renewable Energy Agency: Abu Dhabi, United Arab Emirates; Ammonia Energy Association: Brooklyn, NY, USA, 2022; Available online: www.irena.org (accessed on 23 July 2025),
 48. Staffell, I., Scamman, D., Velazquez Abad, A., Balcombe, P., Dodds, P.E., Ekins, P., Shah, N., Ward, K.R. (2019). The role of hydrogen and fuel cells in the global energy system. *Energy Environ. Sci.* 2019, 12, 463–491,
 49. Cebon, D., Ainalis, D. (2021). Written Evidence Submitted by the Centre for Sustainable Road Freight. HNZ0020. 2021. Available online: www.csrf.ac.uk (accessed on 13 July 2025),
 50. Howarth, R.W., Jacobson, M.Z. (2021). How green is blue hydrogen? *Energy Sci. Eng.* 2021, 9, 1676–1687,
 51. Shuckburgh, E. (Ed.) A Blueprint for a Green Future. Cambridge Zero Policy Forum; Centre of Science and Policy. University of Cambridge: Cambridge, UK, 2020; Available online: www.zero.cam.ac.uk/green-recovery-report (accessed on 22 July 2024).
 52. Genovese, M., Piraino, F., Fragiaco, P. (2025). Hydrogen-Based Energy Systems for Sustainable Transportation. *Energies* 2025, 18, 143,
 53. IPCC. Climate Change 2014—Mitigation of Climate Change; Working Group III. Summary for Policymakers; Intergovernmental Panel on Climate Change: Geneva, Switzerland, 2014; Available online: www.ipcc.ch (accessed on 17 January 2025).
 54. IPCC. Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage; Intergovernmental Panel on Climate Change: Geneva, Switzerland, 2005; Available online: www.ipcc.ch (accessed on 17 January 2025).
 55. Alvarado-Flores, J.J., Alcaraz-Vera, J.V., Avalos-Rodriguez, M.L., Guzman-Mejia, E., Rutiaga-Quinones, J.G., Pintor-Ibarra, L.F., Guevara-Martinez, S.J. Thermochemical Production of Hydrogen from Biomass: Pyrolysis and Gasification. *Energies* 2024, 17, 537,
 56. ABC News. How Does Carbon Capture and Storage Actually Work? Available online: <https://www.youtube.com/watch?v=Z5I4ZE3GcEQ> (accessed on 17 July 2024).
 57. Bacilieri, A.; Black, R.; Way, R. Assessing the Relative Costs of High-CCS and Low-CCS Pathways to 1.5 Degrees; Working Paper No23-8; Oxford Smith School of Enterprise and the Environment: Oxford, UK, 2023; Available online: <https://www.smithschool.ox.ac.uk/sites/default/files/2023-12/Assessing-the-relative-costs-of-high-CCS-and-low-CCS-pathways-to-1-5-degrees.pdf> (accessed on 18 June 2024).
-

58. Verbruggen, A.; Wealer, B. Nuclear Power and Sustainability. In The Palgrave Handbook of Global Sustainability; Constance, C., Ed.; Springer: Cham, Switzerland, 2021. [[Google Scholar](#)] [[CrossRef](#)]
 59. IRENA. Renewable Power Generation Costs. Annual. Available online: www.irena.org (accessed on 17 January 2025).
 60. Schleicher-Tappeser, R. Energy Transition: Which Technologies Matter? Sustainable Strategies. 2023. Available online: <https://SustainableStrategies.substack.com> (accessed on 25 April 2024).
 61. IPCC. Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation; Special Report; Intergovernmental Panel on Climate Change: Geneva, Switzerland, 2011; Available online: <https://www.ipcc.ch> (accessed on 17 January 2025).
 62. Cox, K.E. (Ed.) Hydrogen Energy: A Bibliography with Abstracts; Cumulative Volume [1953 Through 1973]; University of New Mexico: Albuquerque, NM, USA, 1974. Available online: <https://ntrs.nasa.gov/citations/19740021298> (accessed on 4 June 2025),
 63. Bundesministerium für Forschung und Technologie. Einsatzmöglichkeiten neuer Energiesysteme; Programmstudie “Sekundärenergiesysteme” Teil III: Wasserstoff; BMFT: Bonn, Germany, 1975; 371p,
 64. The White House. President George W. Bush. Office of the Press Secretary. 25 June 2003. Available online: <https://georgewbush-whitehouse.archives.gov/news/releases/2003/06/20030625-12.html> (accessed on 3 June 2025),
 65. Barnard, M. Make Hydrogen at Point of Use or Pay 10x Energy Costs. The Future Is Electric. 19 September 2023. Available online: <https://thefutureiselectric.medium.com> (accessed on 25 March 2025),
 66. McFarland, E. Golden Hydrogen—Or Fool’s Gold? Bulletin of the Atomic Scientists. 6 March 2024. Available online: <https://thebulletin.org/2024/03/golden-hydrogen-or-fools-gold/#post-heading> (accessed on 8 March 2026),
 67. Radnichenko, R.V. General Power Engineering: Hydrogen in Power Engineering; Yurait Publishing House: Moscow, Russia, 2018; Available online: https://books.google.kz/books?id=OA1ZDwAAQBAJ&pg=PA58&source=gbs_selected_pages&cad=1#v=onepage&q&f=false (accessed on 23 July 2025),
 68. Damu, Z. Possibilities of Hydrogen Application in Kazakhstan Economy. 2021. Available online: <https://recycle.kz/en> (accessed on 16 July 2025),
 69. Available online: <https://www.twi-global.com/technical-knowledge/faqs/what-is-hydrogen-embrittlement> (accessed on 9 July 2025),
 70. Rhodes, R. Explosive Lessons in Hydrogen Safety. 2011. Available online: <https://appel.nasa.gov/2011/02/02/explosive-lessons-in-hydrogen-safety/> (accessed on 14 March 2025),
-

71. NN Hydrogen Fuel Cell Engines and Related Technologies. College of the Desert. 2001. Available online: https://www1.eere.energy.gov/hydrogenandfuelcells/tech_validation/pdfs/fcm01r0.pdf (accessed on 17 July 2025),
72. Lilik, G.K., Zhang, H., Herreros, J., M., Haworth, D. C. , Boehman A., L. (2010). Hydrogen assisted diesel combustion, International Journal of Hydrogen Energy, 35,9,4382-4398,2010, <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2010.01.105>, <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360319910002028>,
73. Available online: <https://www.hydrogeninsight.com/policy/long-suppressed-hydrogen-explosion-risk-report-and-video-released-after-ruling-from-uk-commissioner/2-1-1575932> (accessed on 19 July 2025),
74. UNIDO; IRENA, IDOS. Green Hydrogen for Sustainable Industrial Development. A Policy Toolkit for Developing Countries. 2023. Available online: <https://www.irena.org/Publications/2024/Feb/Green-hydrogen-for-sustainable-industrial-development-A-policy-toolkit-for-developing-countries> (accessed on 31 July 2025),
75. Warwick, N., Griffiths, P., Keeble, J., Archibald, A., Pyle, J., Shine, K. (2022). Atmospheric Implications of Increased Hydrogen Use. 2022. Available online: <https://assets.publishing.service.gov.uk/media/624eca7fe90e0729f4400b99/atmospheric-implications-of-increased-hydrogen-use.pdf> (accessed on 29 February 2025),
76. Kreidelmeyer, S., Dambeck, H., Kirchner, A., Wünsch, M. (2020). Kosten und Transformationspfade für Strombasierte Energieträger; Im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie; Prognos AG: Basel, Switzerland, 2020; Available online: <https://www.prognos.com/de/projekt/kosten-und-transformationspfade-fuer-strombasierte-energietraeger> (accessed on 28 June 2025),
77. Madsen, H.T. (2022). Water Treatment for Green Hydrogen: What You Need to Know; Hydrogen Tech World: Essen, Germany, 2022; Available online: <https://hydrogentechworld.com/water-treatment-for-green-hydrogen-what-you-need-to-know> (accessed on 25 July 2024),
78. Danish Energy Agency. Technology Descriptions and Projections for Long-Term Energy System Planning. Technology Data—Energy Transport, Updated. 2024. Available online: <https://ens.dk/technologydata> (accessed on 19 July 2025),
79. Gardiner, M. Energy Requirements for Hydrogen Gas Compression and Liquefaction as Related to Vehicle Storage Needs. DOE Hydrogen and Fuel Cells Program Record. 2009. Available online: https://www.hydrogen.energy.gov/docs/hydrogenprogramlibraries/pdfs/9013_energy_requirements_for_hydrogen_gas_compression.pdf?Status=Master (accessed on 16 July 2025),
-

80. Kobayashi, T., Xu, K.-Q., Li, Y.Y. Inamori, Y. (2012). Effect of sludge recirculation on characteristics of hydrogen production in a two-stage hydrogen–methane fermentation process treating food wastes, *International Journal of Hydrogen Energy*, 37, 7, 5602- 5611, 2012, XII International Symposium on Polymer Electrolytes: New Materials for Application in Proton Exchange Membrane Fuel Cells, <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2011.12.123>, <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360319911028461>,
 81. Svevind. Introduction to Green Hydrogen. Hyrasia One. 2023. Available online: <https://hyrasia.one/> (accessed on 1 November 2025),
 82. Fokin, A. B., (1991). On hydrogen line formation in the atmospheres of pulsating giants, *Monthly Notices of the Royal Astronomical Society*, Volume 250, Issue 2, May 1991, Pages 258–269, <https://doi.org/10.1093/mnras/250.2.258>,
 83. Chuang, H.J., Chan, S.L.I, (1999).Study of the performance of Ti–Zr based hydrogen storage alloys, *Journal of Power Sources*, 77, 2, 159-163, [https://doi.org/10.1016/S0378-7753\(98\)00189-X](https://doi.org/10.1016/S0378-7753(98)00189-X), <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S037877539800189X> ,
 84. Service, R.F. (2018). Ammonia—A renewable fuel made from sun, air, and water— Could power the globe without carbon. *Science* 2018,
 85. Danish Energy Agency. Technology Descriptions and Projections for Long-Term Energy System Planning. Technology Data—Energy Storage, Updated. 2024. Available online: <https://ens.dk/technologydata> (accessed on 19 July 2025),
 86. Bertagni, M.B.; Socolow, R.H.; Martinez, J.M.P.; Carter, E.A.; Greig, C.; Ju, Y.; Lieuwen, T.; Mueller, M.E.; Sundaresan, S.; Wang, R.; et al. Minimizing the impacts of the ammonia economy on the nitrogen cycle and climate. *PNAS Earth Atmos. Planet. Sci.* 2023, 120, e2311728120,
 87. UNECE. Nitrogen Still a Major Threat to Ecosystems in Large Parts of Europe. 2023. Available online: <https://unece.org/environment/news/nitrogen-still-major-threat-ecosystems-large-parts-europe> (accessed on 11 July 2024).
 88. Rockström, J.; Steffen, W.; Noone, K.; Persson, Å.; Chapin, F.S.; Lambin, E.F.; Lenton, T.M.; Scheffer, M.; Folke, C.; Schellnhuber, H.J.; et al. A safe operating space for humanity. *Nature* 2009, 461, 472–475. [[Google Scholar](#)] [[CrossRef](#)] [[PubMed](#)]
 89. Galimova, T.; Fasihi, M.; Bogdanov, D.; Breyer, C. Impact of international transportation chains on cost of green e-hydrogen: Global cost of hydrogen and consequences for Germany and Finland. *Appl. Energy* 2023, 347, 121369. [[Google Scholar](#)] [[CrossRef](#)]
 90. Kazakhstan Electric Power industry Key Factors. Available online: <https://www.kegoc.kz/en/electric-power/elektroenergetika>- (accessed on 18 July 2023).
-

91. Yara Hydrogen on Hydropower Plant at Herøya, Norway. 2024. Available online: <https://www.yara.com/siteassets/news-and-media/press-kit/renewable-hydrogen-plant-heroya/yaras-renewable-hydrogen-plant-fact-sheet.pdf> (accessed on 15 July 2024).
 92. Ajanovic, A.; Sayer, M.; Haas, R. On the future relevance of green hydrogen in Europe. *Appl. Energy* 2024, 358, 122586. [[Google Scholar](#)] [[CrossRef](#)]
 93. Cristea, I., Silapov, B., Nistor, I., & Chis, T. (2024). Numerical Modeling of Two-Phase Liquid-Solid Movement through Pipes. *Journal of Advances in Mathematics and Computer Science*, 39(4), 90–99. <https://doi.org/10.9734/jamcs/2024/v39i41884>.
 94. Kunz O., Klimeck R., Wagner W., Jaeschke M., 2007, *The GERG-2004 Wide-Range Equation of State for Natural Gases and Other Mixtures*, Groupe Européen de Recherches Gazières, 2007 .
 95. Kunz O., Wagner W., 2012, The GERG-2008 Wide-Range Equation of State for Natural Gases and Other Mixtures: An Expansion of GERG-2004, *Journal of Chemical Engineering Data*, 57, 3032-3091 .
 96. Lee B.I., Kesler M.G., 1975, A generalized thermodynamic correlation based on three-parameter corresponding states, *AIChE J.*, 21, 510-527.
 97. Peng D.Y., Robinson D.B., 1976, A new two-constant equation of state, *Ind. Eng. Chem. Fund.* 15, 59–64.
 98. Raimondi L., 2017, Compositional Simulation of Two-Phase Flows for Pipeline Depressurization, *SPE Journal*, 22, 4, 1242-1253.
 99. Richardson S.M., Saville G., 1996, Isle of Grain Pipeline Depressurization Tests, Health & Safety Executive.
 100. Soave G., 1972, Equilibrium constants from a modified Redlich-Kwong equation of state, *Chem.Eng.Sci.* 27, 1197-1203.
 101. ISO 6976:2016, Natural gas - Calculation of calorific values, density, relative density and Wobbe indices from composition.
 102. Dutton, B. C. 1984, *Interchangeability of Gases: The Science of Gas Quality*.
 103. Zhao, Y., et al. ,2019, – Impact of hydrogen injection on natural gas grid: A review of terminal user appliances. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*.
 104. Turns, S. R. ,2011, – *An Introduction to Combustion: Concepts and Applications*.
 105. Gazzani, M., et al. ,2014, Hydrogen enrichment of natural gas: impact on the European gas network and end-use appliances.
 106. Cipriani, G., et al. ,2022, Sensitivity analysis of hydrogen-enriched natural gas mixtures in residential burners.
-