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
ABSTRACT

CONTRIBUȚII ADUSE PROCESELOR DE ÎNMAGAZINARE SUBTERANĂ A GAZELOR NATURALE ÎN DEPOZITE SALINE

CONTRIBUTIONS TO UNDERGROUND NATURAL GAS STORAGE PROCESSES IN SALT RESERVOIRS

Autor: Drd.Ing. Ionuț Andrei LUNGU
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

ABSTRACT

CONTRIBUȚII ADUSE PROCESELOR DE ÎNMAGAZINARE SUBTERANĂ A GAZELOR NATURALE ÎN DEPOZITE SALINE

CONTRIBUTIONS TO UNDERGROUND NATURAL GAS STORAGE PROCESSES IN SALT RESERVOIRS

Autor: Drd.Ing. Ionuț Andrei LUNGU
Conducător științific: Prof. Univ. Habil. Dr.Ing.Timur-Vasile CHIȘ

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. Gheorghe Adrian BRĂNOIU	de la	Universitatea Petrol-Gaze din Ploiești;
Referent oficial	Conf. univ. dr. ing. Ciprian Gheorghe DANCIU	de la	Universitatea din Petroșani
Referent oficial	Prof. univ. dr. ing. Mihaela TODERAȘ	de la	Universitatea din Petroșani

Ploiești 2026

Abstract

Teza de doctorat cu titlul **Contribuții aduse proceselor de înmagazinare subterană a gazelor naturale în depozite saline**, aduce în prim plan analiza comportării sării în reacție cu gazele naturale.

În contextul crizei energetice actuale bazată pe producția de energie electrică din surse regenetabile (care aduce și distorsiuni în furnizarea constantă și în bandă a acesteia), utilizarea gazelor naturale ca și combustibil de tranziție aduce în prin plan stocarea acestora pentru asigurarea unei constante în furnizarea acestui combustibil (funcție de cerere și mai ales pentru a atenua efectele unor crize energetice sau conflictuale).

Tocmai de aceea stocarea gazelor a devenit un obiectiv nou de îndeplinit în toate politicile energetice europene, plecând de la găsirea unor tehnici și tehnologii de transfer energetic pe termen redus și/sau lung a metanului, depozitarea hidrogenului și mai ales a captării și blocării în roci colectoare a dioxidului de carbon.

În capitolul I am trecut în revistă un scurt istoric al politicilor publice privind stocarea gazelor naturale.

Încă de la începutul acestei tehnici de lucru (1954) s-a demostrat că, prin înmagazinarea subterană a gazelor naturale se obține asigurarea aprovizionări cu gaze naturale în orice moment al anului, dar se economisește o buna parte din capitalul necesar achiziționării gazului în perioada rece (datorită faptului că depozitele subterane de gaze sunt umplute în perioada caldă când prețul de achiziții al gazelor naturale este mic).

Importanța înmagazinării subterane a gazelor naturale (UGS) este în creștere la nivel mondial atât pentru aplicații industriale (centrale electrice, industrii intensive energetice etc.), cât și pentru aplicații urbane.

Această tehnologie asigură gestionarea producției și furnizării de gaze naturale conform cu cerințele beneficiarilor și cu beneficiile asigurării unei producții extrase cu cele mai bune tehnici de exploatare, utilizarea stocării zăcămintelor de gaze depletate sau parțial depletate pe post de depozit subteran pentru gaze naturale fiind din ce în ce mai utilizată.

De asemenea pentru menținerea integrității depozitului subteran de gaze este necesar (și anume evitarea apariţiilor de fisuri în roca protectare a zăcământului) ca permeabilitatea măsurată la nivelul amestecului din zăcământ să fie mai mică de 10^{-6} mD în caz contrar este posibil ca apa din zăcământ să producă fisuri în roca protectoare și poate apărea migrarea gazelor în formațiunile limitrofe.

Prezența unui acvifer activ, în zăcământul depletat care urmează să fie construit ca depozit subteran de gaze naturale, are drept efect negativ pătrunderea aesteia în rezervor și ocuparea spațiilor porilor saturați cu gaz, iar dacă acviferul este activ și puternic, acesta influentează determinarea presiunii de epuizare a zăcământului înaintea începerii lucrărilor de injecție și extragere a gazelor naturale astfel încât trebuie efectuată o analiza foarte detaliată pentru a preveni pătrunderea apei.

Acest lucru duce la apariția scăderii volumului de gaze în timpul executării ciclurilor succesive de injecție și extracție, deoarece apa poate interfera cu gazul injectat, iar un debit mare al acviferului activ determină scăderea ratei de extracție a gazelor și atunci apare imposibilitatea extragerii volumului total de gaze (deci se poate ajunge la extragerea unui volum mai mic de gaze decât cel care este planificat), ceea ce poate duce chiar la imposibilitatea de acoperire a cererii de gaze naturale atunci când există o solicitare mare de consum energetic.

Datorită procesului de histerezis a apei (care apare la contactul dintre apa din acvifer și gazul din zăcământ) are loc o captare a unei părți a gazului injectat, acest fenomen având drept efect avansarea frontului de apă în zăcământ, care reprezintă o problemă foarte mare atunci când se calculează presiunea la care se extrage gazul.

S-a observat că în urma procesului de injecție are loc o deplasare a gazului dincolo de limita contactului dintre gaze și apă, fapt ce duce la captarea a unei părti din cazul injectat care devine irecuperabila și este prezentă în acvifer sub forma de gaz rezidual.

Când un zăcământ cu gaze condesate este transformat în depozit subteran de înmagazinarea a gazelor naturale, gazul injectat este de obicei mai ușor decât fluidul rămas în rezervor.

După terminarea procesului de injecție are loc o amesteare a gazului injectat cu amestecul prezent în zăcământ, acest lucru ducând la amestecarea gazelor condesate în compoziția gazului injectat.

Acest proces are drept rezultat necesitatea utilizării unor instalații de suprafață cum ar fi instalații de deshidratare a gazelor, instalații care să mențină constant punctul de rouă, care au scop tratarea gazului înaintea ca acesta să fie introdus în conducte.

S-a observat că o data cu creșterea numărul cicluri succesive, cantitatea de gaz condesat produs devine din ce în ce mai mică iar compoziția fluidelor injectate și din rezervor devine treptat identică.

În Statele Unite, prima încercare de a depozita gazele naturale în caverne saline miniere (în cupole de sare) a început în anul 1961, când compania Southwestern Michigan Gas a preluat și a transformat o mină de sare abandonată în depozit de înmagazinare a gazelor naturale.

Se precizează că prima cavernă construită și proiectată pentru depozitarea subterană a gazelor naturale a fost realizată de compania Saskatchewan Power în 1963.

Acest lucru a fost urmat în 1970 de către primele caverne construite pentru depozitarea gazelor naturale în SUA, la Eminence Dome, Mississippi .

În Europa, în URSS (Abovian, 1964) a început depozitarea în caverne de sare a gazelor naturale, urmată de Germania (Kiel, 1969) și Franța (Tersanne, 1968).

Depozitarea a fost în caverne de sare a căror capacitate a fost limitată la 30.000 - 100.000 m^3, pentru a evita problemele cunoscute și întâlnite în minele de sare.

Între 1971 și 1978, Republica Federală Germană a început construcția rezervei sale strategice de petrol, folosind caverne construite în Salt Etzel lângă Wilemshaven

Depozitarea subterană a gazelor naturale s-a accelerat rapid după 1993, după aprobarea standardului FERC 636, care a produs schimbări semnificative în industria gazelor naturale.

În prezent exista depozite de înmagazinare subterană a gazelor naturale în Germania China, S.U.A şi Canada.

Un depozit de înmagazinare subterană a gazelor naturale, este un sistem care constă, în general, dintr-o conductă care transportă gaze naturale, un compresor de gaz, o unitate de răcire utilizată în timpul compresiei și a depozitării gazelor naturale, caverna de sare, deshidratoarele și echipamentele asociate utilizate în timpul extracție gazelor naturale.

În comparație cu alte tipuri de înmagazinare subterane a gazelor, aceasta se realizează cu costuri de construcție foarte scăzute, deoarece crearea cavernelor se face printr-o singură gaură de sondă, care este echipată cu coloane speciale și echipamente speciale.

Este important de subliniat utilitatea deosebită a cavernelor artificiale create în domuri saline pentru stocarea gazelor naturale și a țițeiului.

Datorită proprietăților speciale ale sării, care garantează stabilitatea pe termen lung și etanșeitatea cavităților, acestea pot fi operate la presiuni de până la 200 bar și pot avea capacități ce depășesc 1 milion m³.

În timpul selecției sitului, trebuie luați în considerare următorii factori:

(a) apropierea de zonele populate și de respectarea condițiilor locale de amplasament (condiții legale și de asigurare a unei stabilități emoționale a populației);

(b) proximitatea și riscurile spre / de la alte instalații industriale;

(c) utilizarea actuală și viitoare a proprietăților adiacente;

(d) manipularea și eliminarea saramurii din cavernele de sare;

(f) topografia și drenajul local și regional al sitului;

(g) apropierea de zonele umede sau de apele sensibile din punct de vedere ecologic;

(h) accesul în caz de urgență;

(i) condițiile meteorologice locale;

(j) apropierea de alte activități subterane, de exemplu, caverne învecinate sau caverne de salinizare sau sonde de producție de hidrocarburi.

Atât cerințele tehnice, cât și cele de mediu trebuiesc luate în considerare în determinarea locurilor unde cavernelor urmează să fie construite pentru înmagazinarea subterană a gazelor naturale, cât și spațiile necesare pentru instalațiilor de suprafață aferente.

Considerațiile tehnice includ geologia, topografia, întreținerea și efectele asupra altor activități subterane.

Considerațiile de mediu includ cerințele privind monitorizarea și răspunsul la situații de urgență legate de utilizarea de suprafață de către populația aflată în apropierea instalațiilor de depozitare.

Reglementările de stat existente și / sau studii geomecanice specifice locației (cum ar fi testele de laborator pe probe, modelarea numerică sau testele pe teren) ar trebui utilizate pentru a determina cerințele privind distanța necesară astel încât contruirea cavernelor de sare să nu afecteze comunitate din jur, iar dacă se contruiesc mai multe caverne pe structura respectivă trebuie aleasă o distanță minimă astfel încât cele 2 caverne să nu interacționeze.

Distanța dintre două caverne adiacente se calculează astfel ca raportul S / D să fie de 4:1, unde S este distanța dintre centrele celor două caverne și D este valoarea medie a diametrului maxim pentru fiecare dintre cele două caverne.

Comportamentul mecanic al sării diferă de majoritatea celorlalte roci datorită proprietăților sale vâsco-plastice remarcabile în regimul de presiune / temperatură.

Acest comportament special de deformare are două consecințe importante:

- Sarea este etanșă pentru gazele naturale atunci când este afectată de stresul compresiv. Cu alte cuvinte, etanșeitatea și integritatea sunt garantate doar de roca gazdă în sine. Prin urmare, nu este necesară etanșarea suplimentară. Orice fracturi care se pot dezvolta se vor închide din cauza comportamentului reologic al sării.
- Prin deformarea vâsco-plastică, formațiunea de sare redistribuie orice vârf de stres construit ca răspuns la construcția și funcționarea cavernelor. Din acest motiv este posibilă construirea și operarea cavernelor cu diametrul mai mare de 100 m și cu înalțimi de câteva sute de metri, fără măsuri de stabilizare artificială.

Factorii cei mai importanţi pentru proiectarea cavernei saline pentru înmagazinarea subterană a gazelor naturale sunt:

- presiunea maximă,
- presiunea minimă,
- rata de injecţie,
- rata de retragere,
- temperatura de injecţie a gazului,
- adâncimea cavernei ,
- forma cavernei,
- vârsta cavernei .

Printre cei mai importanti factori care influenteaza saturarea apei cu sare sunt:

- debitul pompat;
- fenomenele de difuzie care au loc la peretele cavitatii.

În cadrul debitului pompat, adica cel de circulație, saturarea apei dulci prin circularea acesteia are o pondere foarte mare în procesul de dizolvare și este determinată de:

- diferențele de temperatură ale fluidului din cavitate,
- tendințele de echilibrare termica.

Aceste diferențe de temperatură care există între apa dulce injectată și saramură aproape staționară din cavernă conduc la fenomene de convecție termică și deci tot la o circulație secundară internă între volumele de fluide cu temperaturi diferite la care se adaugă și tendința de separare gravitațională a fluidelor din depozitul subteran în funcție de densitate, care are rolul de a influența gradul de saturare.

Datorită densității mai mici pachetele de apă dulce sau de saramură nesaturată au tendința să se ridice în rezervor înaintea celor mai dense.

Mișcarea lor conduce la o agitație cu tendința de uniformizare a saturației, iar de aici rezultă o circulație secundară internă între pachetele de saramură cu concentrații diferite, iar datorită acestor fenomene peretele de sare rămâne permanent în contact cu un fluid nesaturat.

Compoziția chimică a rocii influențează direct viteza de dizolvare a sării din formațiune, care poate varia în limite apreciabile.

Înainte de lansarea unui astfel de proiect trebuiesc analizate carotele din intervalul în care urmează a se realiza depozitul subteran, pentru determinarea compozitiei mineralogice si a vitezelor de dizolvare, pentru a putea calcula gradientii de presiune care apar în depozit în timpul circulației.

Aceștia conduc la viteze de curgere diferite în secțiunile cavității și la circulații secundare, cu înlocuirea fluidelor de la peretele cavernei cu un fluid mai puțin saturat.

Fenomenul este semnificativ numai în prima etapă, deoarece, o dată cu creșterea diametrului depozitului, eficiența lui scade.

Cavernele construite în sare, sunt etanșe datorită proprietăților unice ale acesteia.

În plus, pilonii de sare cu lățimi și grosimi mari poziționati deasupra și dedesubtul cavernei, care sunt necesari pentru stabilitatea mecanică a rocilor gazdă, combină această etanșeitate cu straturile groase de sare de etanșare.

În cadrul acestui capitol am creat un model în AI care să prezică în timp real stabilitatea (integritatea geomecanică) și comportamentul presiunii în depozit, în funcție de tipul zăcământului (caverne, straturi, diapire) și de scenariile operaționale (injecție/extracție).

Ca date de intrare am considerat a utiliza datele geologice și operaționale, iar ca date de ieșire am obținut analiza ciclurilor anuale de "umplere" (injecție) și "golire" (extracție) a depozitului și stabilitatea integrității acestui depozit.

Un subcapitol a fost dedicat metodei de construcție a cavernei prin extracția saramurii din secțiunea inferioară a cavernei cu ajutorul gazului injectat în secțiunea superiaoră a acesteia.

Această metodă permite ca o cavitate să fie pusă mai curând în operațiunea de stocare a gazelor.

Inițial, caverna este dezvoltată prin tehnici convenționale de extracție a soluțiilor și cu toate acestea, secțiunea sa superioară este apoi dezvoltată până la diametrul său final proiectat înaintea secțiunii inferioare.

Proiectarea necesită, de asemenea, câteva modificări ale sondelor de extracție a soluției pentru a permite stocarea gazului în secțiunea superioară a cavernei, în timp ce continuă procesul de extracție a secțiunii inferioare.

Secțiunea superioară a cavernei este apoi deshidratată, deoarece gazul este injectat și depozitat în timp ce procesul de extracție a soluției este reluat, creând secțiunea inferioară.

Gazul stocat în secțiunea superioară acționează astfel ca pătură pentru continuarea extracției de soluții a secțiunii inferioare.

Avantajul acesti metode este că se poate oricînd relua construcția unei caverne prin inițierea / reluarea SMUG.

Unul dintre motivele pentru care sarea este un mediu de stocare favorizat este faptul că este un material vâscoplastic care este greu de deformat sub niveluri moderate de presiune limitată.

În condițiile comprimării triaxiale, adesea în cazul situațiilor naturale de tensiune subterană, presiunea litostatică poate fi suficientă pentru a suprima fracturarea.

În acest caz, deformarea va continua pe termen nelimitat fără eșec.

Cu toate acestea, construcția unei caverne în interiorul unui corp de sare modifică această stare stabilă și are ca rezultat stări variate de stres în jurul spațiului creat.

Roca din acoperișului unei caverne este acum în stare de extindere triaxială.

Acesta este în mod obișnuit mai slab în extensia triaxială decât în compresia triaxială - comportamentul al sării este elastic-ductil atunci când sunt luate în considerare testele de compresie pe termen scurt, dar este elastic-fragil atunci când sunt luate în considerare testele de tracțiune.

Pe termen lung, sarea se comportă ca un fluid în sensul că aceasta curge chiar și sub tensiuni mici.

Prin urmare, este important să înțelegem caracteristicile de fluaj și rezistență ale sării în aceste stări diferite de stres în jurul cavernei.

În cazul eforturilor triaxiale de extensie, corpul de sare se dilată, ceea ce se manifestă ca expansiune volumetrică (porozitate crescută) rezultată din microfracturare a materialului.

Acest proces poate deveni suficient de sever pentru a iniția ruperea (spargerea) acoperișului și / sau pereților cavernei și deteriorarea ulterioară a cavernei sau a tubulaturii.

Fracturarea sării sau fisurarea acesteia are loc prin formarea și evoluția microfracturilor.

Acestea iau forma unor fisuri tip "aripa vârfului", fie în corp, fie în limita cristalului de sare.

Sub tensiuni la forfecare, acest tip de fisură se deformează, se deschide și produce o tensiune de volum sau dilatare.

Dacă există o presiune suficientă de limitare (de exemplu, în natură sau într-o cavernă cu o presiune suficientă a gazului), atunci formarea fracturilor este suprimată.

Cu toate acestea, dacă presiunea limită este prea mică pentru a suprima inițierea și creșterea fracturilor, atunci fracturile vor evolua cu timpul pentru a da răspunsul caracteristic terțiar de fluaj.

Menținerea stabilității structurale și a integrității depozitului de sare gazdă este, prin urmare, realizată prin evitarea sau limitarea microfracturării în sare.

Designul cavernei trebuie să evite starea stresului deviator prin care diferența dintre presiunea gazului din interiorul unei caverne și stresul în situ al sării înconjurătoare devine prea mare, ceea ce duce la dilatarea sării.

Într-o cavernă de stocare a gazelor, presiunea de a preveni solicitările de dilatare triaxiale dăunătoare în interiorul pereților și acoperișului cavernei este asigurată de saramură în timpul construcției și de gaz în timpul operațiunilor de depozitare.

Pe de altă parte, presiunea cavernei este prea mare, poate să se producă fracturarea sării și a rocilor din jur.

Prin urmare, se calculează o presiune maximă de funcționare, pentru a se asigura că presiunea de stocare rămâne sub componenta verticală a suprapresiunii.

În capitolul II am analizat stadiul actual al cercetărilor în analiza etanșeității depozitelor subterane de gaze naturale.

În simularea numerică a integrității mecanice a zăcămintelor de stocare a gazelor naturale, sunt utilizate în principal următoarele trei modele principale:

-Modelul elastic,

-Modelul de deformare intrinsecă,

-Model discontinuul

Modelul elastic este utilizat pe scară largă pentru a simula mecanica fisurilor în timpul stocării gazelor naturale, datorită ușurinței calculelor necesare pentru amestecurile de gaze și apa din zăcământ.

Pe baza modelului intrinsec elastic, au fost dezvoltate un număr mare de modele geomecanice care determină integritatea mecanică a fisurilor în timpul executării ciclurilor de injecție și extracție.

S-a constat că rata de injecție și temperatura de injecție au o puternică influență asupra dezvoltării fisurilor.

Totuși nu s-a putut determina un model matematic care să analizeze influența pe care o are creșterea numărului de cicluri de extracție și injecție asupra etanseității zăcământului.

Practic acest lucru arăta faptul că este necesar construirea unui model geomecanic care să determine analiza evoluuției fisurilor pentru fiecare zăcământ în parte.

În acest capitol am creat un model AI care să analizeze etanșeitatea domurilor de sare sub cicluri de injecție/extracție.

Un model clasic numeric trebuie să ia în considerare:

- **Date asociate cu mecanica sarii (Halit):** Sarea nu este un solid perfect elastic. Ea are un comportament **vâscoplastic (creep)**, adică se deformează lent în timp sub sarcină constantă.
- **Stresul ciclic:** Fiecare ciclu de injecție (creșterea presiunii) și extracție (scăderea presiunii) induce modificări de stres în sarea și în roca înconjurătoare.
- **Oboseala și deteriorarea:** Aceste cicluri pot cauza micro-fisuri (deteriorarea materialului) sau pot schimba permeabilitatea sării, afectând "etanșeitatea" (capacitatea de a reține gazul fără scurgeri).
- **Simularea:** Aceasta se face de obicei cu software specializat de **Analiză cu Elemente Finite (FEA)**, cum ar fi Abaqus, FLAC3D sau COMSOL, care rezolvă ecuații diferențiale parțiale complexe.

Deci un model AI este o sarcină extrem de complexă, care se află la intersecția geomecanicii, ingineriei de zăcământ și, mai nou, a inteligenței artificiale (AI).

Datele finale a acestui soft arăta cum **modelul AI prezice** că indicele de etanșeitate scade pe măsură ce numărul de cicluri crește (ținând presiunea și temperatura constante).

În cadrul acestei teze de doctorat am creat un model AI de vârf (PINNs - Rețele Neuronale Informate de Fizică) pentru a rezolva o **ecuația difuzivității** (baza curgerii fluidelor în medii poroase).

AI-ul (rețeaua neuronală) va învăța să găsească funcția p(x, t) care satisface această ecuație.

Acest cod antrenează o rețea neuronală care **nu a văzut niciodată soluția exactă**.

Ea a fost antrenată doar pe baza a trei lucruri:

1. **Ecuația fizicii (PDE):** Cât de mult încalcă ecuația $\frac{\partial p}{\partial t} = D\frac{\partial^2 p}{\partial x^2}$.
2. **Condiția inițială:** Profilul de la t=0.
3. **Condițiile la limită:** Ce se întâmplă la x=-1 și x=1.

AI-ul învață singur funcția p(x, t) care respectă toate aceste constrângeri.

De asemeni am construit **un nou** simulator de zăcământ și anume un **simulator numeric tradițional** (non-AI) folosind **Metoda Diferențelor Finite (FDM)**.Acesta este "motorul" pe care rulează 99% din software-ul comercial.

Am rezolvat aceeași ecuație a difuzivității $\frac{\partial p}{\partial t} = D\frac{\partial^2 p}{\partial x^2}$, dar de data aceasta am "discretizato".

În loc să cerem unui AI să "ghicească" funcția continuă, am împărțit zăcământul 1D într-o grilă de blocuri și am calculat presiunea în fiecare bloc la fiecare pas de timp.

Graficul pe care l-am obținut arată cum "pulsul" inițial de presiune (linia punctată) se "nivelează" și se răspândește în timp (difuzează) către zonele cu presiune joasă, respectând condițiile la limită (presiune zero la capete).

Acesta este **comportamentul fundamental** al unui zăcământ: gazul curge de la presiune mare la presiune mică.

Totodată am creat un model AI de regresie numerică pentru **curgerea gazelor naturale prin roci poroase care conțin și microparticule de sare**.

Aceasta este o problemă complexă și foarte relevantă în industria petrolului și gazelor. Prezența microparticulelor de sare poate afecta semnificativ permeabilitatea și, implicit, curgerea gazului.

Modelul de regresie va încerca să prezică o **variabilă țintă** legată de curgere (de exemplu, **permeabilitatea efectivă la gaz**, **factorul de reducere a permeabilității**, sau **debitul de gaz**) pe baza unui set de **caracteristici** care descriu roca și sarea.

Pentru o problemă atât de complexă cu interacțiuni non-liniare și posibile dependențe complexe, un **Random Forest Regressor** sau un **Gradient Boosting Regressor (cum ar fi XGBoost sau LightGBM)** sunt alegeri excelente.

Rețelele Neurale (Multi-Layer Perceptrons) ar putea, de asemenea, să funcționeze bine dacă aveți suficiente date.

Am generat date sintetice care să încerce să simuleze cum permeabilitatea efectivă a gazului ar putea fi afectată de prezența sării.

O concentrație mai mare de sare și/sau particule de sare mai mari ar trebui să ducă la o permeabilitate mai mică.

Acest model AI învăța relațiile complexe dintre proprietățile rocii, caracteristicile sării și proprietățile gazului pentru a prezice permeabilitatea efectivă la gaz.

În finalul acestui capitol am creat un program AI care să simuleze **Curgerea nestaționară a gazelor naturale prin roci poroase cu sare.**

Aceasta simulare este o problemă de inginerie a zăcămintelor foarte avansată și critică, mai ales în contextul zăcămintelor de gaze neconvenționale sau al operațiunilor de stocare a gazelor.

Un "program AI de curgere nestaționară" nu va fi un simulator bazat pe ecuații diferențiale (cum ar fi un simulator numeric clasic), ci mai degrabă un model AI care *învață să prezică* comportamentul sistemului (de exemplu, presiuni și debite în timp și spațiu) pe baza unor intrări variate, după ce a fost antrenat pe date generate de simulări numerice complexe sau pe date din observații reale (dacă sunt disponibile).

Simulările numerice clasice ale curgerii nestaționare sunt intensive computațional.

Un model AI, odată antrenat, poate oferi predicții mult mai rapid, fiind util pentru:

- **Optimizare rapidă:** Evaluarea rapidă a scenariilor multiple de producție/injecție.
- **Optimizare în timp real:** Ajustarea parametrilor în funcție de datele primite de la senzori.
- **Estimarea incertitudinilor:** Rularea rapidă a unor scenarii Monte Carlo.
- **Digital Twins:** Crearea de gemeni digitali ai zăcământului.

Pentru curgerea nestaționară (adică dependentă de timp), avem nevoie de un model care poate gestiona **secvențe de date**.

Aici intră în joc **Rețelele Neurale Recurente (RNNs)** sau, mai specific, **Long Short-Term Memory (LSTMs)** sau **Gate Recurrent Units (GRUs)**, care sunt excelenți pentru date secvențiale.

De asemenea, **rețelele neurale de tip Transformer** sunt o opțiune modernă și puternică.

O altă abordare ar fi să tratăm fiecare pas de timp ca o intrare separată pentru un model de regresie "static" (cum ar fi XGBoost), dar aceasta ar ignora dependența temporală.

Rețelele LSTM/GRU sunt de preferat.

Capitolul III este dedicat metodelor de cercetare geofizică utile în detectarea etanșeității depozitelor de gaze naturale.

Sistemul de date geofizice le-am prelucrat într-un model AI, folosind un set de date complet aleatoriu (un "zgomot" 3D) ca "set de date alternativ".

De asemenea am creat și un model AI care să analizeze datele seismice 4D (time-lapse) și să dea estimări ale volumului de gaz și ale presiunii la diferite intervale de timp.

Acest program S**imulează** aceste date de monitorizare (Volum injectat, Presiune, Adâncimea contactului gaz-apă) și generează graficele de exploatare.

Având în vedere că curba hiperbolică a timpului de deplasare a undei în funcție de distanță este o relație regresială (sau, mai precis, o problemă de *Machine Learning*), am creat un model regresial AI care descrie exact modul în care funcționează procesarea seismică în realitate.

La finalul capitolului am creat un model AI care să *prezică* o proprietate (ca densitatea) pe baza altor măsurători disponibile.

În cazul unei caverne saline (sau al oricărui puț de foraj), avem diverse măsurători geofizice (**"logs"** -diagrafii de sondă).

Modelul AI creat de mine va fi antrenat să găsească relația dintre aceste diagrafii (intrări) și densitatea (ieșire).

Astfel plecând de la o diagrafie de densitate (RHOB) măsurată direct într-un puț și am luat în considerare faprul că la alt puț din apropiere, această diagrafie lipsește sau este de proastă calitate.

Am antrenat un model AI pe puțul bun, folosind diagrafii comune (cum ar fi Gamma Ray, Sonică, Neutronică) pentru a *prezice* densitatea în puțul unde aceasta lipsește.

Am generat un set de date 200 de puncte de date care simulează straturi de Argilă (Shale), Anhidrit (comun în caprock-ul domurilor saline) și Sare (Halit).

Modelul încerca să prezică coloana RHOB (Densitatea) folosind doar coloanele GR (Gamma Ray) și NPHI (Porozitate Neutronică), fiind un model de tipul Random Forest, pentru a prezice densitatea și am generat graficele solicitate.

Următorul capitol analizează metodele geofizice aplicate salinelor.

În cadrul acestui capitol am construit un model AI care acționează ca un "manager de risc".

El integrează date din mai multe surse (interpretarea litologică, detecția anomaliilor GPR, date seismice) pentru a clasifica o anumită zonă a minei într-unul din trei niveluri de risc: **"Sigur"**, **"Monitorizare"**, sau **"Pericol"**.

Voi folosi un model de tip **Arbore de Decizie (Decision Tree)**, deoarece este perfect pentru management: este 100% transparent și putem *vizualiza* regulile exacte pe care le folosește pentru a lua o decizie.

Capitolul 5 prezintă Modelarea numerică aplicată în hidraulica curgerii gazelor în zăcăminte de sare abandonate.

Utilizarea modelării numerice a curgerii gazelor care sunt înmagazinate în depozite saline, este de foarte mare importanță deoarece poate oferii informații despre comportarea depozitului în timp, despre posibilele apariții de fisuri care pot afecta integritatea depozitului.

În mod particular, zăcămintele de sare, care pot fi utilizate pentru depozitarea gazelor, sunt de interes deoarece sunt capabile să conține gaze pe termen lung datorită permeabilității scăzute și stabilității geomecanice ridicate.

Totuși, în cazul zăcămintelor de sare abandonate, există un risc semnificativ de migrație a gazelor datorită modificărilor structurale din timpul exploatării și a posibilelor fisuri care pot apărea în timp.

Modelarea numerică ajută la înțelegerea comportamentului gazelor în aceste formațiuni geologice, simulând curgerea acestora în funcție de parametrii fizici și chimici specifici.

Modelarea numerică este o abordare larg utilizată și constituie un suport pentru operarea cavităților (pentru inventarierea volumului de gaz, determinarea riscului de formare a hidraților etc.).

Strategia aleasă pentru modelarea operațiunilor de stocare a gazului este o **abordare hibridă**.

Folosim un model fizic simplificat (Legea gazelor reale) pentru a genera date de bază și apoi antrenăm un **model AI de tip regresie (de exemplu, Random Forest)** pentru a captura dinamica complexă, non-liniară (cum ar fi efectele termice și histerezisul) pe care modelul fizic simplu nu o poate surprinde cu ușurință .

Obiectivul principal al modelului AI va fi să prezică **presiunea din cavernă** pe baza stării curente (inventar) și a operațiunilor (debit).

De asemeni am analizat depunerea sării pe conductele de extracție.

Modelul AI creat în cadrul acestui capitol (matematic) se concentrează pe rata de depunere a sării R_{dep} în funcție de condițiile de fluid din conductă.

1. Mecanismul Primar de Depunere

Depunerea are loc în două etape principale:

1. **Condensarea Apei (Q_w):** Pe măsură ce gazul urcă prin conductă, presiunea (P) și temperatura (T) scad (datorită efectului Joule-Thomson și pierderilor de căldură cu mediul ambiant). Această scădere face ca **vaporii de apă** să depășească punctul de rouă și să se condenseze, formând o soluție apoasă (brină).
2. **Precipitarea Sării:** Brina formată este deja saturată sau suprasaturată cu sare dizolvată (din cavernă). Pe măsură ce temperatura continuă să scadă, **solubilitatea NaCl în apă scade**, iar **sarea precipită** din soluție și se depune pe pereții conductei.

2. Ecuația Generală a Ratei de Depunere (R_{dep})

Rata de depunere a sării (masa de sare depusă pe unitatea de suprafață și timp, kg/m^2/s este proporțională cu debitul de apă condensată și cu gradul de suprasaturare:

$$R_{dep} \approx Q_w \cdot \frac{d(C_{brine} - C_{sat})}{dx}$$

Unde:

- R_{dep} Rata de depunere a sării.
- Q_w Rata de condensare a apei kg/m^2/s, care depinde de variația T și P de-a lungul conductei.
- C_{brine} Concentrația de sare în brina curentă.
- C_{sat} Concentrația de saturație a sării (solubilitatea) kg/kg], care este o funcție puternică de temperatură (T).
- dx Variația de-a lungul conductei.

Controlul Modelului

Modelul este utilizat pentru a valida strategiile menite să reducă R_{dep}:

- **Inhibarea: Injecția de Apă Dulce:** Prin injectarea controlată de apă dulce, concentrația C_{brine} este diluată sub C_{sat}, prevenind precipitarea.
- **Controlul Temperaturii:** Utilizarea de **schimbătoare de căldură** pentru a menține temperatura de-a lungul conductei peste punctul critic de solubilitate.
- **Deshidratare la Capul Sondei:** Instalarea de unități de deshidratare pentru a reduce H_{gaz} (conținutul de apă) înainte ca gazul să intre în conducta de extracție.

Capitolul 6 analizează tehnicile de extracție a sării.

La momentul actual exploatarea sării geme se face prin 3 metode :

- exploatarea sării prin galerii miniere sau la suprafață;

- explorarea sării in subteran care se poate face prin:

    - procesul de dizolvare;

    - prin procesul de pompare a saramurior naturale.

- exploatarea in mod natural prin procesul de de evaporare a apei din mari, oceane și lacurile sărate aflate în aproprierea zăcămintelor de sare.

La noi în tară, pentru exploatarea sării geme se face prin 2 metode si anume:

1. Metoda de extragere a sării geme pe cale uscată , cu ajutorul lucrărilor miniere
2. Prin metoda de extragere a sării din soluție, care necesită efectuare de foraje necesare procesului de injectie de apă.

De asemeni am analizat 4 structuri de sare (Târgu Ocna, Ocna Mures, Cacica si Ocnele Mari) unde am simulat si posibila dezvoltare a unor elemente de stocare a gazelor naturale (structuri de depozitare).

Târgu Ocna: Deși lucrează la o plajă de presiuni mai mari, are un fluaj mai sensibil (N=4.5). Asta înseamnă că P_{min} trebuie controlată mult mai precis. O mică scădere a lui P_{min} (deplasare la stânga) poate scurta dramatic durata de viață.

Ocna Mureș: Lucrează la presiuni mai mici și are o dependență a fluajului mai moderată (N=3.5). Deși are un P_{max}} mai restrictiv, curba duratei de viață ar putea fi mai puțin abruptă, oferind o marjă de eroare ușor mai mare în stabilirea lui P_{min}.

Zăcământul Ocnele Mari funcționează la o plajă de presiuni mai mici (simulat cu P_{max} approx 15.4 MPa). Sensibilitatea Fluajului (N_{fluaj}) este dată de N_{fluaj}= 4.0) în comparație cu un sit mai stabil.

Deși lucrează la o presiune generală mai mică, P_{min} trebuie controlată cu precizie ridicată. O mică scădere a lui P_{min} (ceea ce deplasează operarea spre stânga pe curba duratei de viață) poate scurta dramatic durata de viață a cavernei, deoarece N=4.0 amplifică rapid efectul diferenței de presiune (P_{litho}- P_{min}).

Zăcământul Cacica funcționează la o plajă de presiuni mai mari (simulat cu P_{max} approx 20.7 MPa din cauza adâncimii mai mari. Are o dependență a fluajului similară cu Ocnele Mari N_{fluaj}= 4.0). Deși P_{max}este mai restrictiv, stabilitatea este obținută la o valoare nominală mai mare a lui P_{min}. Controlul presiunii de pernă (P_{min}) este la fel de critic ca la Ocnele Mari,

deoarece exponentul mare (N=4.0) face ca orice deviație în jos să crească rata de închidere exponențial. Avantajul este că, având un domeniu total de presiune mai mare, oferă o **capacitate utilă mai mare** decât Ocnele Mari, chiar dacă necesită o presiune de pernă mai mare.

Capitolul al șaptelea analizează Structura Bibești-Bulbuceni ca posibila formațiune geologică pentru stocarea gazului natural.

Concluzia simulării-un proces de inmagazinare a gazului a fost modelat si simulat dupa exploatarea unui zacamant de gaze naturale.

Concluzii majore ale cercetării

1. Superioritatea geomecanică a salinelor: Spre deosebire de structurile poroase (zăcăminte depletate/acvifere), cavernele de sare permit operarea cu rate ridicate de injecție și retragere. Proprietățile speciale ale sării, precum capacitatea de autovindecare (închiderea fisurilor) sub presiuni mari și efectul de încălzire la adâncime, contribuie la stabilitatea și performanța depozitului.
2. Importanța modelării și a analizelor geofizice: Proiectarea și operarea sigură a cavernelor de sare impun analize mecanice riguroase bazate pe criteriul Mohr-Coulomb pentru determinarea presiunilor maxime de injecție și extracție. De asemenea, interpretarea geofizică (seismică 3D/4D, *well-logging*, GPR) este fundamentală pentru *inversia geofizică*, oferind imagini precise ale conturului, compoziției și etanșeității formațiunilor saline, chiar și în condițiile anomaliilor de viteză cauzate de sare.
3. Optimizarea prin modelare numerică: Modelele numerice (simulări matematice) s-au dovedit a fi un instrument indispensabil pentru a simula comportamentul complex al depozitului la ciclurile de injecție/extracție, oferind parametrii critici de funcționare și contribuind la reducerea costurilor de mentenanță.
4. Provocările operaționale – depunerea de sare: Extracția asistată prin injecția de apă/saramură din depozitele saline prezintă riscul depunerii de sare în coloana de foraj, cauzată de evaporare, fluctuații de temperatură/presiune și compoziția chimică. Abordarea acestei probleme necesită o monitorizare frecventă, utilizarea de aditivi chimici și îmbunătățirea tehnologiilor de foraj pentru un flux fluid constant.
5. Potențialul instrumentelor avansate: Integrarea modelelor matematice cu rețelele neuronice (AI/Machine Learning) este o direcție promițătoare, sporind gradul de predicție a comportamentului pe termen lung, inclusiv anticiparea depunerii sării sau a sedimentelor.

Lucrarea de față a analizat posibilitatea utilizării domurilor de sare pentru depozitarea gazelor naturale.

Pentru viitor propun în domeniile de cercetare atașate mai jos, obiectivele de cercetare aferente.

Nr.	Domeniu de cercetare	Obiectiv principal
I.	Extinderea spațiilor de stocare	Analiza fezabilității tehnice și economice a utilizării:
a.	În straturile intermediare de sare	Evaluarea stabilității geomecanice și a eficienței de stocare în straturi de sare cu adâncime și grosime mai mică decât domurile clasice.
b.	În structurile acvifere sărate	Studierea condițiilor de injecție și de etanșeitate pentru conversia acviferelor saline în depozite de gaze naturale.
II.	Noi vectori energetici	Evaluarea potențialului structurilor de sare pentru stocarea gazelor verzi:
c.	Stocarea hidrogenului în structuri de sare	Cercetarea impactului hidrogenului (H_2) asupra integrității pereților de sare, studiul proprietăților de curgere și a riscurilor de coroziune/etanșeitate, în contextul tranziției energetice.
III.	Perfecționarea operațiunilor	Dezvoltarea de noi metodologii de modelare:
d.	Modelare hibridă (matematică + AI)	Crearea și validarea unor modele predictive avansate (ex: Rețele Neuronale Recurente) pentru estimarea precisă a riscului de depunere a sării și a sedimentelor insolubile pe termen lung.
e.	Optimizarea tehnicilor geofizice	Dezvoltarea de metode de procesare seismică (ex: îmbunătățirea migrării 3D/4D), adaptate specific anomaliilor din formațiunile saline, pentru o monitorizare *in-situ* mai precisă a integrității cavernei.

ABSTRACT

The doctoral thesis entitled **Contributions to the underground storage processes of natural gas in saline deposits**, brings to the fore the analysis of the behavior of salt in reaction with natural gas.

In the context of the current energy crisis based on the production of electricity from renewable sources (which also brings distortions in its constant and intermittent supply), the use of natural gas as a transitional fuel brings into the picture its storage to ensure a constant supply of this fuel (demand function and especially to mitigate the effects of energy crises or conflicts).

That is why gas storage has become a new objective to be achieved in all European energy policies, starting from finding techniques and technologies for short-term and/or long-term energy transfer of methane, hydrogen storage and especially the capture and locking of carbon dioxide in collecting rocks.

In Chapter I, we reviewed a brief history of public policies regarding natural gas storage.

Since the beginning of this working technique (1954), it has been demonstrated that, through underground storage of natural gas, it is possible to ensure the supply of natural gas at any time of the year, but a good part of the capital necessary to purchase gas during the cold period is saved (due to the fact that underground gas storages are filled during the warm period when the purchase price of natural gas is low.

The importance of underground natural gas storage (UGS) is increasing worldwide both for industrial applications (power plants, energy-intensive industries, etc.) and for urban applications.

This technology ensures the management of natural gas production and supply in accordance with the requirements of beneficiaries and with the benefits of ensuring a production extracted with the best exploitation techniques, the use of the storage of depleted or partially depleted gas fields as underground storage for natural gas being increasingly used.

Also, to maintain the integrity of the underground gas storage, it is necessary (namely, to avoid the occurrence of cracks in the protective rock of the deposit) that the permeability measured at the level of the deposit mixture be less than 10-6 mD, otherwise it is possible that the water in the deposit will produce cracks in the protective rock and gas migration into the neighboring formations may occur.

The presence of an active aquifer, in the depleted deposit that is to be built as an underground natural gas storage, has the negative effect of penetrating the reservoir and occupying the spaces of the saturated pores with gas, and if the aquifer is active and strong, it influences the determination of the depletion pressure of the deposit before the start of the natural gas injection and extraction works, so a very detailed analysis must be carried out to prevent water penetration.

This leads to a decrease in the gas volume during the execution of successive injection and extraction cycles, because water can interfere with the injected gas, and a high flow rate of the active aquifer causes a decrease in the gas extraction rate and then it becomes impossible to

extract the total gas volume (so a smaller volume of gas than planned can be extracted), which can even lead to the impossibility of covering the demand for natural gas when there is a high energy consumption demand.

Due to the water hysteresis process (which occurs at the contact between the water in the aquifer and the gas in the reservoir), a capture of a part of the injected gas occurs, this phenomenon having as its effect the advancement of the water front in the reservoir, which represents a very big problem when calculating the pressure at which the gas is extracted.

It has been observed that following the injection process, a movement of the gas occurs beyond the contact limit between gas and water, which leads to the capture of a part of the injected case that becomes irrecoverable and is present in the aquifer in the form of residual gas.

When a gas condensate field is converted into an underground storage facility for natural gas, the injected gas is usually lighter than the fluid remaining in the reservoir.

After the injection process is completed, the injected gas is mixed with the mixture present in the reservoir, which leads to the mixing of the condensed gases into the composition of the injected gas.

This process results in the need to use surface installations such as gas dehydration installations, installations that maintain a constant dew point, which aim to treat the gas before it is introduced into the pipelines.

It has been observed that with the increase in the number of successive cycles, the amount of condensed gas produced becomes smaller and smaller and the composition of the injected and reservoir fluids gradually becomes identical.

In the United States, the first attempt to store natural gas in salt mine caverns (in salt domes) began in 1961, when the Southwestern Michigan Gas Company took over and converted an abandoned salt mine into a natural gas storage facility.

It is stated that the first cavern built and designed for underground storage of natural gas was built by the Saskatchewan Power Company in 1963.

This was followed in 1970 by the first caverns built for natural gas storage in the USA, at Eminence Dome, Mississippi.

In Europe, the storage of natural gas in salt caverns began in the USSR (Abovian, 1964), followed by Germany (Kiel, 1969) and France (Tersanne, 1968).

The storage was in salt caverns whose capacity was limited to 30,000 - 100,000 m^3, to avoid the known problems encountered in salt mines.

Between 1971 and 1978, the Federal Republic of Germany began construction of its strategic oil reserve, using caverns built in the Etzel Salt near Wilemshaven

Underground storage of natural gas accelerated rapidly after 1993, following the approval of the FERC 636 standard, which brought about significant changes in the natural gas industry.

Currently, there are underground natural gas storage facilities in Germany, China, the United States, and Canada.

An underground natural gas storage facility is a system that generally consists of a pipeline that carries natural gas, a gas compressor, a cooling unit used during compression and storage of the natural gas, a salt cavern, dehydrators, and associated equipment used during natural gas extraction.

Compared to other types of underground gas storage, it is achieved with very low construction costs, since the creation of the caverns is done through a single wellbore, which is equipped with special columns and special equipment.

It is important to emphasize the particular utility of artificial caverns created in salt domes for the storage of natural gas and crude oil.

Due to the special properties of salt, which guarantee long-term stability and the tightness of the cavities, they can be operated at pressures of up to 200 bar and have capacities exceeding 1 million m^3.

During site selection, the following factors should be considered:

(a) proximity to populated areas and compliance with local site conditions (legal and emotional stability requirements);

(b) proximity and risks to/from other industrial facilities;

(c) current and future use of adjacent properties;

(d) handling and disposal of brine from salt caverns;

(f) local and regional topography and drainage of the site;

(g) proximity to wetlands or ecologically sensitive waters;

(h) emergency access;

(i) local weather conditions;

(j) proximity to other underground activities, e.g. neighbouring caverns or salinisation caverns or hydrocarbon production wells.

Both technical and environmental requirements must be taken into account in determining where caverns are to be built for underground natural gas storage, as well as the spaces required for related surface facilities.

Technical considerations include geology, topography, maintenance, and effects on other underground activities.

Environmental considerations include requirements for monitoring and responding to emergencies related to surface use by the population near the storage facilities.

Existing state regulations and/or site-specific geomechanical studies (such as laboratory tests on samples, numerical modeling, or field tests) should be used to determine the distance requirements necessary so that the construction of salt caverns does not affect the surrounding community, and if multiple caverns are constructed on the structure, a minimum distance should be chosen so that the two caverns do not interact.

The distance between two adjacent caverns is calculated so that the ratio S / D is 4:1, where S is the distance between the centers of the two caverns and D is the average value of the maximum diameter for each of the two caverns.

The mechanical behavior of salt differs from most other rocks due to its remarkable visco-plastic properties in the pressure/temperature regime.

This special deformation behavior has two important consequences:

- Salt is impermeable to natural gas when affected by compressive stress. In other words, the tightness and integrity are guaranteed only by the host rock itself. Therefore, no additional sealing is required. Any fractures that may develop will close due to the rheological behavior of the salt.

- Through visco-plastic deformation, the salt formation redistributes any stress peaks built up in response to the construction and operation of caverns. For this reason, it is possible to build and operate caverns with diameters greater than 100 m and heights of several hundred meters, without artificial stabilization measures.

The most important factors for designing a saline cavern for underground natural gas storage are:

- maximum pressure,
- minimum pressure,
- injection rate,
- withdrawal rate,
- gas injection temperature,
- cavern depth,
- cavern shape,
- cavern age.

Among the most important factors influencing the saturation of water with salt are:

- pumped flow rate;
- diffusion phenomena that occur at the cavity wall.

Within the pumped flow rate, i.e. the circulation flow rate, the saturation of fresh water through its circulation has a very large share in the dissolution process and is determined by:

- temperature differences of the fluid in the cavity,
- thermal equilibrium tendencies.

These temperature differences that exist between the injected fresh water and the almost stationary brine in the cavern lead to thermal convection phenomena and therefore also to an internal secondary circulation between the volumes of fluids with different temperatures to which is added the tendency for gravitational separation of the fluids in the underground storage according to density, which has the role of influencing the degree of saturation.

Due to the lower density, the packages of fresh water or unsaturated brine tend to rise in the reservoir before the denser ones.

Their movement leads to an agitation with the tendency to uniformize the saturation, and from this results an internal secondary circulation between the brine packages with different concentrations, and due to these phenomena the salt wall remains permanently in contact with an unsaturated fluid.

The chemical composition of the rock directly influences the rate of dissolution of the salt in the formation, which can vary within appreciable limits.

Before launching such a project, cores from the interval in which the underground repository is to be built must be analyzed to determine the mineralogical composition and dissolution rates, in order to calculate the pressure gradients that occur in the repository during circulation.

These lead to different flow rates in the cavity sections and to secondary circulations, with the replacement of fluids from the cavern wall with a less saturated fluid.

The phenomenon is significant only in the first stage, because, with the increase in the diameter of the repository, its efficiency decreases.

Caverns built in salt are airtight due to its unique properties.

In addition, the salt pillars with large widths and thicknesses positioned above and below the cavern, which are necessary for the mechanical stability of the host rocks, combine this tightness with the thick layers of sealing salt.

In this chapter, we created an AI model to predict in real time the stability (geomechanical integrity) and pressure behavior in the reservoir, depending on the type of reservoir (caves, layers, diapirs) and the operational scenarios (injection/extraction).

As input data, we considered using geological and operational data, and as output data we obtained the analysis of the annual cycles of "filling" (injection) and "emptying" (extraction) of the reservoir and the stability of the integrity of this reservoir.

A subchapter was dedicated to the cavern construction method by extracting brine from the lower section of the cavern using gas injected into its upper section.

This method allows a cavity to be put into gas storage operation sooner.

Initially, the cavern is developed by conventional solution extraction techniques and, however, its upper section is then developed to its final designed diameter before the lower section.

The design also requires some modifications to the solution extraction wells to allow gas storage in the upper section of the cavern, while the extraction process of the lower section continues.

The upper section of the cavern is then dehydrated as gas is injected and stored while the solution extraction process is resumed, creating the lower section.

The gas stored in the upper section thus acts as a blanket for the continued solution extraction of the lower section.

The advantage of this method is that one can always resume the construction of a cavern by initiating/resuming SMUG.

One reason salt is a favored storage medium is that it is a viscoplastic material that is difficult to deform under moderate levels of confining pressure.

Under conditions of triaxial compression, often in the case of natural subsurface stress situations, lithostatic pressure may be sufficient to suppress fracturing.

In this case, deformation will continue indefinitely without failure.

However, the construction of a cavern within a salt body alters this stable state and results in varying stress states around the created space.

The rock in the roof of a cavern is now in a state of triaxial extension.

It is typically weaker in triaxial extension than in triaxial compression - the behavior of salt is elastic-ductile when short-term compression tests are considered, but elastic-brittle when tensile tests are considered.

In the long term, salt behaves like a fluid in the sense that it flows even under small stresses.

Therefore, it is important to understand the creep and strength characteristics of salt under these different stress states around the cavern.

Under triaxial extensional stresses, the salt body expands, which manifests as volumetric expansion (increased porosity) resulting from microfracture of the material.

This process can become severe enough to initiate rupture (rupture) of the cavern roof and/or walls and subsequent damage to the cavern or tubing.

Salt fracturing or cracking occurs through the formation and growth of microfractures.

These take the form of "tip wing" cracks, either in the body or at the salt crystal boundary.

Under shear stresses, this type of crack deforms, opens, and produces a volume stress or dilation.

If sufficient confining pressure is present (e.g., in nature or in a cavern with sufficient gas pressure), then fracture formation is suppressed.

However, if the confining pressure is too low to suppress fracture initiation and growth, then the fractures will evolve with time to give the characteristic tertiary creep response.

Maintaining the structural stability and integrity of the host salt deposit is therefore achieved by avoiding or limiting microfracture in the salt.

The design of the cavern must avoid the deviatoric stress condition whereby the difference between the gas pressure inside a cavern and the in situ stress of the surrounding salt becomes too great, leading to salt expansion.

In a gas storage cavern, the pressure to prevent damaging triaxial expansion stresses within the cavern walls and roof is provided by the brine during construction and by the gas during storage operations.

On the other hand, the cavern pressure is too high, fracturing of the salt and surrounding rocks may occur.

Therefore, a maximum operating pressure is calculated to ensure that the storage pressure remains below the vertical component of the overpressure.

In Chapter II, we analyzed the current state of research in the analysis of the tightness of underground natural gas deposits.

In the numerical simulation of the mechanical integrity of natural gas storage reservoirs, the following three main models are mainly used:

-Elastic model,

-Intrinsic deformation model,

-Discontinuous model.

The elastic model is widely used to simulate the mechanics of cracks during natural gas storage, due to the ease of calculations required for gas mixtures and water in the reservoir.

Based on the intrinsic elastic model, a large number of geomechanical models have been developed that determine the mechanical integrity of cracks during the execution of injection and extraction cycles.

It was found that the injection rate and injection temperature have a strong influence on the development of cracks.

However, a mathematical model could not be determined to analyze the influence that the increase in the number of extraction and injection cycles has on the tightness of the reservoir.

Basically, this showed that it is necessary to build a geomechanical model that determines the analysis of the evolution of cracks for each reservoir.

In this chapter, we created an AI model to analyze the tightness of salt domes under injection/extraction cycles.

A classical numerical model must take into account:

- Data associated with the mechanics of salt (Halite): Salt is not a perfectly elastic solid. It has a viscoplastic behavior (creep), that is, it deforms slowly over time under constant load.

- Cyclic stress: Each cycle of injection (pressure increase) and extraction (pressure decrease) induces stress changes in the salt and the surrounding rock.

- Fatigue and deterioration: These cycles can cause micro-cracks (material deterioration) or change the permeability of the salt, affecting the "tightness" (ability to retain gas without leakage).

- Simulation: This is usually done with specialized Finite Element Analysis (FEA) software, such as Abaqus, FLAC3D or COMSOL, which solves complex partial differential equations.

So an AI model is an extremely complex task, which lies at the intersection of geomechanics, reservoir engineering, and, more recently, artificial intelligence (AI).

The final data from this software showed how the AI model predicts that the leak index decreases as the number of cycles increases (keeping pressure and temperature constant).

In this PhD thesis, I created a cutting-edge AI model (PINNs - Physics Informed Neural Networks) to solve a diffusivity equation (the basis of fluid flow in porous media).

The AI (neural network) will learn to find the function p(x, t) that satisfies this equation.

This code trains a neural network that has never seen the exact solution.

It was trained based on only three things:

Physics equation (PDE): How much does it violate the equation

$$\frac{\partial p}{\partial t} = D\frac{\partial^2 p}{\partial x^2}$$

Initial condition: The profile at t=0.

Boundary conditions: What happens at x=-1 and x=1.

The AI learns the function p(x, t) that satisfies all these constraints.

We also built a new reservoir simulator, namely a traditional (non-AI) numerical simulator using the Finite Difference Method (FDM). This is the "engine" that runs 99% of commercial software.

We solved the same diffusivity equation$\frac{\partial p}{\partial t} = D\,\frac{\partial^2 p}{\partial x^2}$, but this time we "discretized" it.

Instead of asking an AI to "guess" the continuous function, we divided the 1D reservoir into a grid of blocks and calculated the pressure in each block at each time step.

The graph we obtained shows how the initial pressure "pulse" (dotted line) "levels out" and spreads over time (diffuses) towards areas of low pressure, respecting the boundary conditions (zero pressure at the ends).

This is the fundamental behavior of a reservoir: gas flows from high pressure to low pressure.

We also created an AI AI numerical regression model for the flow of natural gas through porous rocks that also contain salt microparticles.

This is a complex and very relevant problem in the oil and gas industry. The presence of salt microparticles can significantly affect permeability and, implicitly, gas flow.

We also created a numerical regression AI model for natural gas flow through porous rocks containing salt microparticles.

This is a complex and highly relevant problem in the oil and gas industry. The presence of salt microparticles can significantly affect permeability and, consequently, gas flow.

The regression model will attempt to predict a target flow-related variable (e.g., effective gas permeability, permeability reduction factor, or gas flow rate) based on a set of features describing the rock and salt.

For such a complex problem with non-linear interactions and possible complex dependencies, a Random Forest Regressor or a Gradient Boosting Regressor (such as XGBoost or LightGBM) are excellent choices.

Neural Networks (Multi-Layer Perceptrons) could also work well if you have enough data.

We generated synthetic data that attempted to simulate how the effective gas permeability might be affected by the presence of salt.

A higher salt concentration and/or larger salt particles should result in lower permeability.

This AI model learned the complex relationships between rock properties, salt characteristics, and gas properties to predict the effective gas permeability.

At the end of this chapter, we created an AI program that simulates the Unsteady Flow of Natural Gas through Porous Rocks with Salt.

This simulation is a very advanced and critical reservoir engineering problem, especially in the context of unconventional gas fields or gas storage operations.

A "non-stationary flow AI program" will not be a simulator based on differential equations (like a classical numerical simulator), but rather an AI model that learns to predict system behavior (e.g., pressures and flows in time and space) based on varying inputs, after being trained on data generated by complex numerical simulations or on data from real observations (if available).

Classical numerical simulations of unsteady flow are computationally intensive.

An AI model, once trained, can provide predictions much faster, being useful for:

• Rapid optimization: Rapidly evaluating multiple production/injection scenarios.

• Real-time optimization: Adjusting parameters based on sensor data.

• Uncertainty estimation: Rapidly running Monte Carlo scenarios.

• Digital Twins: Creating digital twins of the reservoir.

For unsteady (i.e. time-dependent) flow, we need a model that can handle sequences of data.

This is where Recurrent Neural Networks (RNNs) or, more specifically, Long Short-Term Memory (LSTMs) or Gate Recurrent Units (GRUs) come into play, which are excellent for sequential data.

Transformer neural networks are also a modern and powerful option.

Another approach would be to treat each time step as a separate input to a "static" regression model (such as XGBoost), but this would ignore temporal dependence.

LSTM/GRU networks are preferred.

Chapter III is dedicated to geophysical research methods useful in detecting the tightness of natural gas deposits.

We processed the geophysical data system in an AI model, using a completely random data set (a 3D "noise") as an "alternative data set".

We also created an AI model that analyzes 4D seismic data (time-lapse) and gives estimates of gas volume and pressure at different time intervals.

This program simulates this monitoring data (Injected volume, Pressure, Depth of gas-water contact) and generates exploitation graphs.

Given that the hyperbolic curve of wave travel time as a function of distance is a regression relationship (or, more precisely, a Machine Learning problem), we created an AI regression model that describes exactly how seismic processing works in reality.

At the end of the chapter, we created an AI model that predicts a property (like density) based on other available measurements.

In the case of a salt cavern (or any borehole), we have various geophysical measurements ("logs").

The AI model I created will be trained to find the relationship between these logs (inputs) and density (output).

So starting from a density log (RHOB) measured directly in a well and taking into account the fact that in another well nearby, this log is missing or of poor quality.

I trained an AI model on the good well, using common logs (such as Gamma Ray, Sonic, Neutronic) to predict density in the well where it is missing.

I generated a dataset of 200 data points that simulate layers of Clay (Shale), Anhydrite (common in the caprock of salt domes) and Salt (Halite).

The model tried to predict the RHOB column (Density) using only the GR (Gamma Ray) and NPHI (Neutronic Porosity) columns, being a Random Forest model, to predict density and I generated the requested graphs.

The next chapter analyzes geophysical methods applied to salt pans.

In this chapter, we built an AI model that acts as a "risk manager".

It integrates data from multiple sources (lithological interpretation, GPR anomaly detection, seismic data) to classify a given area of the mine into one of three risk levels: "Safe", "Monitoring", or "Hazard".

I will use a Decision Tree model because it is perfect for management: it is 100% transparent and we can see the exact rules it uses to make a decision.

Chapter 5 presents Numerical Modeling applied to the hydraulics of gas flow in abandoned salt deposits.

The use of numerical modeling of gas flow that is stored in saline deposits is of great importance because it can provide information about the behavior of the deposit over time, about the possible occurrence of cracks that can affect the integrity of the deposit.

In particular, salt deposits, which can be used for gas storage, are of interest because they are capable of containing gas for a long time due to their low permeability and high geomechanical stability.

However, in the case of abandoned salt deposits, there is a significant risk of gas migration due to structural changes during exploitation and possible cracks that may appear over time.

Numerical modeling helps to understand the behavior of gases in these geological formations, simulating their flow depending on specific physical and chemical parameters.

Numerical modeling is a widely used approach and constitutes a support for cavity operations (for gas volume inventory, determination of the risk of hydrate formation, etc.).

The chosen strategy for modeling gas storage operations is a hybrid approach.

We use a simplified physical model (Real Gas Law) to generate basic data and then train an AI regression model (e.g. Random Forest) to capture the complex, non-linear dynamics (such as thermal effects and hysteresis) that the simple physical model cannot easily capture.

The main objective of the AI model will be to predict the pressure in the cavern based on the current status (inventory) and operations (flow).

We also analyzed salt deposition on extraction pipelines.

The AI model created in this chapter (mathematical) focuses on the salt deposition rate Rdep depending on the fluid conditions in the pipeline.

1. Primary Deposition Mechanism

Deposition occurs in two main stages:

1. Water Condensation (Qw): As the gas rises through the pipeline, the pressure (P) and temperature (T) decrease (due to the Joule-Thomson effect and heat losses to the ambient environment). This decrease causes the water vapor to exceed the dew point and condense, forming an aqueous solution (frost).

2. Salt Precipitation: The formed frost is already saturated or supersaturated with dissolved salt (from the cavern). As the temperature continues to decrease, the solubility of NaCl in water decreases, and the salt precipitates from the solution and deposits on the walls of the pipeline.

2. General Equation of the Deposition Rate (Rdep)

The salt deposition rate (mass of salt deposited per unit area and time, kg/m2/s) is proportional to the condensed water flow rate and the degree of supersaturation:

$$R_{dep} \approx Q_w \cdot \frac{d(C_{brine} - C_{sat})}{dx}$$

Where:

R_{dep} Salt deposition rate.

Q_w Water condensation rate kg/m2/s, which depends on the variation of T and P along the pipe.

C_{brine} Salt concentration in the current brine.

C_{sat} Salt saturation concentration (solubility) kg/kg], which is a strong function of temperature (T).

dx Variation along the pipe.

Model Control

The model is used to validate strategies designed to reduce R_{dep}:

Inhibition: Freshwater Injection: By controlled injection of freshwater, the C_{brine} concentration is diluted below C_{sat}, preventing precipitation.

Temperature Control: The use of heat exchangers to maintain the temperature along the pipeline above the critical solubility point.

Wellhead Dehydration: The installation of dehydration units to reduce H_{gas} (water content) before the gas enters the extraction pipeline.

Chapter 6 analyzes salt extraction techniques.

At present, the exploitation of rock salt is done by 3 methods:

- salt exploitation through mining galleries or on the surface;
- underground salt exploration which can be done by:
- the dissolution process;
- by the pumping process of natural brines.
- natural exploitation through the process of evaporation of water from seas, oceans and salt lakes located near salt deposits.

In our country, the exploitation of rock salt is done by 2 methods, namely:

1. The method of extracting rock salt dry, using mining works

2. By the method of extracting salt from solution, which requires drilling necessary for the water injection process.

We also analyzed 4 salt structures (Targu Ocna, Ocna Mures, Cacica and Ocnele Mari) where we also simulated the possible development of natural gas storage elements (storage structures).

Târgu Ocna: Although it works at a higher pressure range, it has a more sensitive creep (N=4.5). This means that Pmin must be controlled much more precisely. A small decrease in Pmin (shift to the left) can dramatically shorten the service life.

Ocna Mureș: It works at lower pressures and has a more moderate creep dependence (N=3.5). Although it has a more restrictive P_{max}}, the life curve could be less steep, giving a slightly larger margin of error in determining P_{min}.

The Ocnele Mari reservoir operates at a lower pressure range (simulated with $_{Pmax}$ approx 15.4 MPa). Creep Sensitivity (N_{creep}) is given by N_{creep}= 4.0) compared to a more stable site.

Although operating at a lower overall pressure, Pmin must be controlled with high precision. A small decrease in P_{min} (which shifts the operation to the left on the life curve) can dramatically shorten the life of the cavern, as N=4.0 rapidly amplifies the effect of the pressure difference (P_{litho}-P_{min}).

The Cacica deposit operates at a higher pressure range (simulated with Pmax approx 20.7 MPa due to the greater depth.

It has a similar creep dependence to Ocnele Mari N_{crease}= 4.0). Although P_{max} is more restrictive, stability is achieved at a higher nominal value of P_{min}.

The control of the cushion pressure (P_{min}) is as critical as at Ocnele Mari, as the large exponent (N=4.0) causes any downward deviation to increase the closure rate exponentially. The advantage is that, having a larger total pressure range, it offers a greater useful capacity than the Large Eyelets, even though it requires a higher cushion pressure.

Chapter seven analyzes the Bibești-Bulbuceni Structure as a possible geological formation for natural gas storage.

Simulation conclusion - a gas storage process was modeled and simulated after the exploitation of a natural gas deposit.

Major research conclusions

1. Geomechanical superiority of salt caverns: Unlike porous structures (depleted deposits/aquifers), salt caverns allow operation with high injection and withdrawal rates. The special properties of salt, such as the self-healing capacity (crack closure) under high pressures and the heating effect at depth, contribute to the stability and performance of the deposit.

2. Importance of modeling and geophysical analyses: The design and safe operation of salt caverns require rigorous mechanical analyses based on the Mohr-Coulomb criterion to determine the maximum injection and extraction pressures. Also, geophysical interpretation (3D/4D seismic, well-logging, GPR) is fundamental for geophysical inversion, providing

precise images of the contour, composition and tightness of saline formations, even under conditions of velocity anomalies caused by salt.

3. Optimization through numerical modeling: Numerical models (mathematical simulations) have proven to be an indispensable tool to simulate the complex behavior of the reservoir during injection/extraction cycles, providing critical operating parameters and contributing to reducing maintenance costs.

4. Operational challenges – salt deposition: Water/brine injection-assisted extraction from saline deposits poses the risk of salt deposition in the drill string, caused by evaporation, temperature/pressure fluctuations and chemical composition. Addressing this problem requires frequent monitoring, the use of chemical additives and improved drilling technologies for a constant fluid flow.

5. Potential of advanced tools: The integration of mathematical models with neural networks (AI/Machine Learning) is a promising direction, increasing the degree of predictability of long-term behavior, including the anticipation of salt or sediment deposition.

This paper analyzed the possibility of using salt domes for natural gas storage.

For the future, I propose in the research areas attached below, the related research objectives.

Nr.	Research area	Objectives
I.	Storage expansion	Analysis of the technical and economic feasibility of using:
a.	In salt interlayers	Evaluation of geomechanical stability and storage efficiency in salt layers with a depth and thickness smaller than classic domes.
b.	In saline aquifer structures	Study of injection and tightness conditions for the conversion of saline aquifers into natural gas deposits.
II.	New energy vectors	Evaluation of the potential of salt structures for storing green gases:
c.	Hydrogen storage in salt structures	Research on the impact of hydrogen (H_2) on the integrity of salt walls, study of flow properties and corrosion/tightness risks, in the context of the energy transition.
III.	Improving operations	Development of new modeling methodologies:
d.	Hybrid modeling (mathematics + AI)	Creation and validation of advanced predictive models (e.g. Recurrent Neural Networks) for the precise estimation of the risk of salt deposition and insoluble sediments in the long term.
e.	Optimization of geophysical techniques	Development of seismic processing methods (e.g. 3D/4D migration enhancement), specifically adapted to anomalies in salt formations, for a more precise in-situ monitoring of cavern integrity.