



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

*Contribuții la îmbunătățirea procesului de
exploatare a rezervoarelor de gaze depletate pentru
înmagazinare subterană a amestecului de gaz
metan cu hidrogen*

Autor: Rami A. DOUKEH

Conducător științific: Prof. univ. habil. dr. ing. TIMUR-VASILE CHIȘ

Ploiești 2026

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

TEZĂ DE DOCTORAT

*Contribuții la îmbunătățirea procesului de
exploatare a rezervoarelor de gaze depletate
pentru înmagazinare subterană a amestecului de
gaz metan cu hidrogen*

*Contributions to Enhancing the Exploitation of
Depleted Gas Reservoirs for the Underground
Storage of Methane–Hydrogen Blends*

Autor: Rami A. DOUKEH

Conducător științific: Prof. univ. habil. dr. ing. TIMUR-VASILE CHIȘ

Nr. Decizie _____ din _____

Comisia de doctorat:

Președinte	Conf. dr. ing. Alin DINIȚĂ	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. Ioel Samuel VEREȘ	de la	Universitatea Tehnică din Cluj Napoca
Referent oficial	Prof. univ. habil. dr. ing. Ioan Sorin HERBAN	de la	Universitatea Politehnica din Timișoara
Referent oficial	Prof. univ. habil. dr. ing. Nicolae Cristian EPARU	de la	Universitatea Petrol-Gaze din Ploiești

Ploiești 2026

Cuprins

Introducere și Descrierea Problemei	1
1 Hidrogenul – producție, proprietăți și depozitare.....	5
1.1 Tehnologii de producere a hidrogenului	5
1.2 Proprietățile hidrogenului în contextul înmagazinării subterane (UHS).....	8
1.3 Tehnici de depozitare a hidrogenului.....	10
2 Înmagazinarea Subterană Hidrogenului (UHS)	13
2.1 Experiența Globală în Înmagazinarea Subterană a Hidrogenului	13
2.2 Formațiunile geologice utilizate pentru înmagazinarea hidrogenului.....	15
2.2.1 Înmagazinarea în rezervoare de gaze și țiței epuizate	15
2.2.2 Înmagazinarea în rezervoare de Acvifere	16
2.2.3 Înmagazinarea în Caverna de sare	18
2.3 Parametri esențiali în înmagazinarea în rezervoare de țiței și gaz depletate	19
2.3.1 Proprietăți solide.....	20
2.3.2 Proprietăți fluide.....	21
2.3.3 Proprietăți solid-fluid.....	25
2.3.4 Pernă de gaz în UHS.....	30
2.3.5 Gaz Dioxid de carbon (CO ₂).....	33
2.3.6 Gaz Azot (N ₂)	34
2.3.7 Gaz Metan (CH ₄)	36
2.3.8 Modelarea și optimizarea înmagazinării subterane a hidrogenului	37
2.3.9 Modelare geochimică	37
2.3.10 Modelare hidrodinamică	40
2.3.11 Modelare geomecanică.....	42
3 Studiul efectului hidrogenului asupra componentelor geologice ale rezervoarelor subterane .	44
3.1 Caracterizarea structurală prin difracția de raze X (XRD)	50
3.2 Porozitate, permeabilitate și caracteristici texturale ale carotelor.....	56
3.3 Caracterizarea Microstructurală și Compozițională prin SEM-EDS	62
4 Modelarea termodinamică a amestecului Gaz natural-H ₂ în scopul înmagazinării subterane .	72
4.1 Proprietățile termodinamice ale unui amestec de gaz natural și hidrogen.....	73
4.2 Modelul termodinamic Soave–Redlich–Kwong (SRK)	74
4.3 Modelul termodinamic Peng-Robinson (PR).....	76
4.4 Evaluarea și interpretarea rezultatelor obținute prin aplicarea EoS, (SRK și PR)	77
4.5 Determinarea factorului de neidealitate Z.....	81
5 Modelare a difuziei moleculare a hidrogenului prin stratul de cap-rock și evaluarea pierderilor asociate.....	91
5.1 Determinarea experimental a difuziei hidrogenului prin cap-rock	91

5.2	Pierderi de hidrogen prin difuzie în stratul de cap-rock.....	101
6	Modelarea transportului convectiv și difuziei moleculare a hidrogenului în zăcămintele de gaze depletate	109
6.1	Descrierea conceptuală și implementarea modelului matematic utilizat în simularea ..	110
6.2	Condiții inițiale și condiții la limită	113
6.3	Rezultate și discuții privind simularea proceselor de injectare a hidrogenului (H_2).....	116
	Concluzii	125
	Contribuții originale și noțiuni noi introduse în cadrul tezei.....	129
	Perspective de cercetare	131
	Bibliografie	135
	Anexa-1. Date experimentale privind densitatea amestecurilor de gaz natural cu hidrogen (5%, 15% și 30% molar), utilizate în cadrul studiului termodinamic pentru evaluarea potențialului de înmagazinare subterană	146
	Anex-2. Datele experimentale obținute pentru estimarea coeficientului de difuzie prin cap-rock	150
	Anex-3. Codul utilizat pentru estimarea coeficientului de difuzie și a pierderilor de H_2 și CH_4 prin caprock , realizat în limbajul MATLAB.....	152
	Anex-4. Compoziția gazului tampon și reprezentări grafice tridimensionale ale distribuției presiunii și saturației cu hidrogen utilizat în simulări	153

Introducere

Cererea globală de hidrogen a atins un nivel record în 2022, însă continuă să fie preponderent concentrată în aplicațiile tradiționale. Utilizarea la nivel mondial a hidrogenului a ajuns la 95 de milioane de tone în 2025, înregistrând o creștere de aproape 3% față de anul precedent[1]. Această expansiune a fost semnificativă în toate regiunile importante consumatoare, cu excepția Europei, care a resimțit un impact asupra activității industriale din cauza creșterii puternice a prețurilor gazelor naturale. Totuși, această creștere nu este rezultatul unor politici de extindere a utilizării hidrogenului, ci mai degrabă este influențată de tendințele generale din domeniul energiei la nivel global. Cererea rămâne predominant concentrată în industrii precum prelucrarea și rafinarea, în timp ce noile aplicații în industriile grele, transport sau generarea de energie contribuie cu mai puțin de 0,1% [1, 2]. Aplicarea hidrogenului cu emisii reduse în aplicațiile existente este încă lentă, reprezentând doar 0,7% din cererea totală de hidrogen în 2022, ceea ce indică faptul că producția și utilizarea hidrogenului sunt încă asociate cu emisii semnificative de CO₂, totalizând peste 900 de milioane de tone. Cu toate acestea, perspectivele sunt promițătoare în industrie, în special în ceea ce privește producția de amoniac, în timp ce rafinarea rămâne în urmă[3].

În paralel, numărul proiectelor anunțate pentru producția de hidrogen cu emisii reduse crește rapid. Se estimează că producția anuală de hidrogen cu emisii reduse ar putea atinge 38 de milioane de tone în 2030, dacă toate proiectele anunțate vor fi implementate. Totuși, este important să menționăm că 17 milioane de tone provin din proiecte aflate încă în stadii incipiente de dezvoltare. Potențialul de producție până în 2030, derivat din proiectele anunțate până în prezent, depășește cu 50% nivelul raportat în Evaluarea globală a hidrogenului din 2022 realizată de Agenția Internațională pentru Energie (IEA). Cu toate acestea, doar 4% din această capacitate potențială de producție a trecut de etapa deciziei finale de investiție (FID), înregistrând o creștere semnificativă în comparație cu anul precedent, ajungând la aproximativ 2 milioane de tone. Din totalul proiectelor, 27 de milioane de tone sunt bazate pe electroliză și surse de electricitate cu emisii reduse, în timp ce 10 milioane de tone provin din combustibili fosili cu tehnologie de captare, utilizare și stocare a carbonului[1].

Strategia se concentrează pe trei direcții cheie pentru dezvoltarea și adoptarea eficientă a hidrogenului curat la nivel global: identificarea și promovarea utilizărilor strategice cu impact

semnificativ pentru hidrogenul curat, reducerea costurilor asociate acestuia și dezvoltarea rețelelor regionale [4].

Depozitarea hidrogenului joacă un rol critic în asigurarea implementării eficiente a acestor strategii în cadrul unui lanț de aprovizionare cu hidrogen curat fiabil și robust. Raportul "DOE Pathways to Commercial Liftoff: Clean Hydrogen" analizează diferitele metode de depozitare a hidrogenului în timpul fazelor de scalare industrială (~2027-2034) și de creștere pe termen lung (post-2035), având ca obiectiv echilibrarea variabilității aprovizionării (asociată cu sursele regenerabile) și a fluctuațiilor sezoniere ale cererii. În timp ce metodele precum Înmagazinarea în cavernă de sare, rezervoarele de gaz comprimat și conductele asigură distribuția și Înmagazinarea la costuri reduse pe termen scurt, Înmagazinarea geologică este considerată esențială pentru ancorarea infrastructurii hidrogenului la o scară adecvată de producție de hidrogen curat, permițând astfel dezvoltarea rețelelor de depozitare economice, la scară largă, pe termen lung[4].

Înmagazinarea geologică a hidrogenului este conceptual similară cu operațiunile de depozitare subterană a gazelor naturale. Cu toate acestea, experiența practică în ceea ce privește Înmagazinarea hidrogenului în aceste sisteme este în urma celei referitoare la Înmagazinarea hidrogenului în caverne de sare, utilizate în principal pentru aplicații industriale. În ultimul deceniu, s-au desfășurat mai multe programe de cercetare, în special în Europa, pentru a înțelege mai bine procesele și modelarea stocării hidrogenului în sistemele geologice, cum ar fi proiectele HyUnder, H2STORE, ANGUS+, Underground Sun Storage, SHASTA, HyInteger , HyUSPre și HYPSTER [8-17] .

Prezenta teză este structurată în șase capitole, fiecare având ca scop aprofundarea aspectelor teoretice și experimentale legate de tematica cercetării

Capitolul 1 – Considerații generale privind hidrogenul și stocarea geologică

Primul capitol oferă cadrul teoretic pentru înțelegerea rolului strategic al hidrogenului în tranziția energetică și justifică interesul pentru dezvoltarea unor soluții de stocare subterană sigură și eficientă. Au fost descrise detaliat metodele tehnologice de obținere a hidrogenului, cu accent pe cele sustenabile (electroliza apei, piroliza biomasei) și pe cele mature industrial (reformarea metanului cu abur).

De asemenea, s-au analizat particularitățile fizico-chimice ale hidrogenului relevante pentru comportamentul său în subteran: masă moleculară mică, viteză de difuzie mare, densitate energetică specifică, coeficient de permeabilitate crescut. În cadrul subcapitolelor dedicate stocării, s-au comparat diferite forme de înmagazinare (caverne saline, acvifere, zăcăminte epuizate), fiind evidențiate avantajele majore ale zăcămintelor de gaze naturale închise: infrastructură existentă, porozitate reziduală, comportament cunoscut, caracteristici petrofizice favorabile.

Capitolul 2 – Analiza geologică și conceptuală a unui zăcământ epuizat ca mediu de stocare

Capitolul al doilea introduce studiul de caz real utilizat în teză: un zăcământ de gaze naturale epuizat, cu parametri geologici cunoscuți, aflat în condiții tipice de adâncime și compresie. Au fost analizate date privind: grosimea și structura caprock-ului, porozitatea și permeabilitatea reziduale ale formațiunii rezervor, istoricul de exploatare și tipologia litologică a rocilor.

Pe baza acestor informații, s-a construit un model conceptual detaliat care definește geometria domeniului de stocare, interfața cu caprock-ul, poziționarea sondelor și modul de funcționare al sistemului în regim de injecție/extracție. Această etapă a reprezentat baza pentru toate simulările numerice ulterioare. Printre principalele concluzii se remarcă identificarea unor condiții favorabile pentru stocarea H_2 , în special datorită compoziției minerale stabile a rocilor și grosimii suficiente a caprock-ului (peste 10 m).

Capitolul 3 – Efectul hidrogenului asupra caracteristicilor petrofizice ale rocilor

În această secțiune a fost realizată o analiză experimentală completă asupra comportamentului rocilor în contact cu hidrogenul, utilizând mostre reale de dolomit, calcar și cuarț. Prin expunerea acestora la atmosferă controlată de H_2 la presiune ridicată și temperatură moderată, s-au efectuat:

- analize XRD pentru identificarea modificărilor structurale
- SEM-EDS pentru observarea microstructurii și eventualelor interacțiuni chimice
- teste BET și BJH pentru determinarea suprafeței specifice și distribuției porilor

Dolomitul și calcarul au suferit modificări structurale vizibile (dizolvare selectivă, recristalizare), cu scăderi ale porozității și reduceri ale diametrului mediu al porilor.

Cuarțul a arătat o stabilitate structurală ridicată, confirmând compatibilitatea sa cu mediul de stocare al H_2 .

Nu s-au observat reacții de formare a compușilor instabili între H_2 și componentele minerale, ceea ce sugerează un risc redus de reacții ireversibile în zăcămintele bine selecționate.

Capitolul 4 – Modelare termodinamică a amestecului Gaz natural – Hidrogen

Acest capitol dezvoltă un cadru de modelare termodinamică bazat pe ecuațiile de stare cubice PR (Peng-Robinson) și SRK (Soave-Redlich-Kwong). Modelarea a fost aplicată pentru amestecuri binare H_2 – CH_4 în concentrații de 5%, 10% și 15% H_2 molar, în intervalul 10–150 bar.

Modelul PR oferă o potrivire mai bună cu datele experimentale de densitate la presiuni mari, fiind recomandat pentru aplicații geologice de adâncime.

Factorul de compresibilitate Z prezintă o ușoară abatere față de valoarea ideală în amestecurile cu H_2 , ceea ce influențează calculul capacității de stocare.

Densitatea amestecului scade proporțional cu creșterea fracției molare de hidrogen, influențând presiunea finală în condiții izotermice.

Capitolul 5 – Determinarea coeficienților de difuzie prin caprock și estimarea pierderilor

Capitolul al cincilea reprezintă una dintre cele mai inovative contribuții ale lucrării. Pe baza unor carote naturale din caprock, s-au efectuat experimente pentru determinarea coeficienților de difuzie aparentă ai H_2 și CH_4 , folosind un sistem de măsurare controlat, completat cu validare numerică în MATLAB.

S-a aplicat ecuația Fick și s-a implementat funcția `lsqcurvefit` cu algoritmul Levenberg-Marquardt pentru ajustarea funcției de pierdere. Ulterior, modelul a fost folosit pentru a estima pierderea cumulativă pe 10 ani dintr-un volum de 10 milioane m^3 .

La presiune de 100 bar, coeficientul de difuzie al CH_4 este mai mare decât al H_2 , contrar așteptărilor bazate pe masa moleculară.

Pierderea de H_2 a fost de doar $0.0016 \text{ mol}/m^3$, iar cea de CH_4 aproximativ $0.25 \text{ mol}/m^3$ în 10 ani, confirmând caracterul etanș al caprock-ului.

Evoluția presiunii a prezentat o scădere foarte lentă, ceea ce susține fezabilitatea tehnică a stocării în condiții reale.

Capitolul 6 – Simularea injectării și transportului de H_2 în zăcăminte epuizate

Capitolul final integrează modelarea numerică bidimensională a transportului de H_2 în cadrul zăcămintului, folosind o geometrie reală și scenarii operaționale variate. S-au analizat cazuri cu injectare continuă și injectare ciclică (cu pauze de 5, 10 și 15 zile între etapele de injectare).

Rezultatele arată:

Injectia continuă conduce la acumulare rapidă de presiune în jurul sondelor, cu risc crescut de deteriorare locală; Perioadele de relaxare permit disiparea presiunii și difuzia H_2 în zone mai adânci ale zăcămintului; Cea mai bună uniformitate a saturației cu H_2 și stabilitate a presiunii s-a obținut la pauze de 15 zile; Presiunea finală în zăcămint a rămas în intervalul 35–45 bar, evitând depășirea limitei de integritate mecanică.

Concluzie generală:

- 1) Capitolul 4 a oferit o analiză termodinamică complexă a amestecurilor de gaz natural și hidrogen, folosind două modele cubice EOS (Soave–Redlich–Kwong și Peng–Robinson), comparate cu date experimentale la 3 temperaturi (298,15 K, 318,15 K, 338,15 K) și presiuni între 10 și 180 bar.
- 2) Pentru amestecul cu 15% H_2 , modelul Soave–Redlich–Kwong (*SRK*) a oferit cele mai bune predicții, cu o eroare medie absolută de doar 0,289% la 298,15 K și o deviație pătratică de 0,003, comparativ cu valorile mai mari pentru modelul Peng–Robinson (3,10% eroare și 0,030 deviație).
- 3) La 318,15 K, modelul *SRK* și-a îmbunătățit performanța, cu erori scăzute (0,150% și 0,002), iar la 338,15 K a menținut precizia (0,383% și 0,004). Modelul *PR* a continuat să subestimeze densitatea și factorul de neidealitate, în special în regimuri de presiune ridicată.
- 4) Datele experimentale au validat superioritatea modelului *SRK* în captarea efectelor de compresibilitate și neidealitate în amestecuri reale. Performanța acestuia îl recomandă pentru aplicații de simulare a transportului și stocării $H_2 - CH_4$ în infrastructuri existente de gaze naturale.

- 5) Capitolul 5 a oferit o analiză riguroasă a transportului difuziv al hidrogenului și metanului prin caprock-ul argilos al unui rezervor de gaze epuizat. A fost utilizată o abordare mixtă, experimentală și numerică, pentru a determina coeficienții de difuzie și pierderile potențiale de gaze.
- 6) Carota utilizată a avut o porozitate de 7,35% și o permeabilitate foarte scăzută de 0,51 mD, caracteristici ce susțin rolul caprock-ului ca barieră geologică eficientă. Analiza BET-BJH a evidențiat o suprafață specifică de 3,11 m²/g, un volum de pori de 0,004 cm³/g și un diametru mediu de 3 nm, indicând o textură fină cu conectivitate limitată.
- 7) La presiune de 100 bar, coeficientul de difuzie pentru H₂ a fost de $6,41678 \times 10^{-14}$ m²/s, iar pentru CH₄ de $4,17654 \times 10^{-13}$ m²/s. Pierderile estimate pe termen lung (10 ani) au fost de 0,0016 mol/m³ pentru hidrogen și 0,025 mol/m³ pentru metan, evidențiind o migrație mai semnificativă pentru metan în condiții de difuzie moleculară.
- 8) Capitolul 6 a integrat o abordare numerică avansată pentru modelarea transportului convectiv și difuziv al hidrogenului în zăcămintele epuizate de gaze. Modelul bidimensional, dezvoltat pe baza unui domeniu real de zăcământ cu 15 sonde active, a permis analiza în regim multipas și multifază a distribuției presiunii și a difuziei volumice.
- 9) Valorile experimentale utilizate în simulare au inclus o presiune inițială de 30 bar, o porozitate medie de 20%, o permeabilitate de 10 mD și o capacitate totală de stocare de 300 milioane Sm³. Presiunea maximă atinsă în simulările continue a fost de 70 bar în sonde și 43 bar în zăcământ, indicând un comportament de răspuns favorabil fără suprapresiuni periculoase.
- 10) În scenariile de injectare cu pauze de relaxare (5, 10 și 15 zile), s-a constatat că presiunea reziduală rămâne ridicată (43–54 bar), iar eficiența injectării este influențată de perioada de pauză. Relaxarea de 15 zile a permis cea mai bună redistribuție a presiunii și o difuzie volumică extinsă a H₂ în masa poroasă.

Bibliografie

- [1] I. E. Agency, "Global Hydrogen Review," 2023. [Online]. Available: <https://www.iea.org/corrections>
- [2] L. Eicke and N. De Blasio, "Green hydrogen value chains in the industrial sector—Geopolitical and market implications," *Energy Research & Social Science*, vol. 93, p. 102847, 2022/11/01/ 2022, doi: <https://doi.org/10.1016/j.erss.2022.102847>.
- [3] H. Ishaq, I. Dincer, and C. Crawford, "A review on hydrogen production and utilization: Challenges and opportunities," *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 47, no. 62, pp. 26238-26264, 2022/07/22/ 2022, doi: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2021.11.149>.
- [4] J. M. Hannah Murdoch, Sunita Satyapal, Neha Rustagi, Amgad Elgowainy and Michael Penev, "Pathways to Commercial Liftoff: Clean Hydrogen," 2023. [Online]. Available: <https://liftoff.energy.gov/wp-content/uploads/2023/05/20230523-Pathways-to-Commercial-Liftoff-Clean-Hydrogen.pdf>
- [5] D. D. Papadias and R. K. Ahluwalia, "Bulk storage of hydrogen," *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 46, no. 70, pp. 34527-34541, 2021/10/11/ 2021, doi: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2021.08.028>.
- [6] Y. Chen et al., "Role of large-scale underground hydrogen storage and its pathways to achieve net-zero in China," *Journal of Energy Storage*, vol. 72, p. 108448, 2023/11/25/ 2023, doi: <https://doi.org/10.1016/j.est.2023.108448>.
- [7] L. Zeng, M. Sarmadivaleh, A. Saeedi, Y. Chen, Z. Zhong, and Q. Xie, "Storage integrity during underground hydrogen storage in depleted gas reservoirs," *Earth-Science Reviews*, vol. 247, p. 104625, 2023/12/01/ 2023, doi: <https://doi.org/10.1016/j.earscirev.2023.104625>.
- [8] S. R. Thiyagarajan, H. Emadi, A. Hussain, P. Patange, and M. Watson, "A comprehensive review of the mechanisms and efficiency of underground hydrogen storage," *Journal of Energy Storage*, vol. 51, p. 104490, 2022/07/01/ 2022, doi: <https://doi.org/10.1016/j.est.2022.104490>.
- [9] A. Kabuth et al., "Energy storage in the geological subsurface: dimensioning, risk analysis and spatial planning: the ANGUS+ project," *Environmental Earth Sciences*, vol. 76, no. 1, p. 23, 2016/12/23 2016, doi: 10.1007/s12665-016-6319-5.
- [10] D. Pudlo et al., "The H2STORE Project: Hydrogen Underground Storage – A Feasible Way in Storing Electrical Power in Geological Media?," in *Clean Energy Systems in the Subsurface: Production, Storage and Conversion*, Berlin, Heidelberg, M. Z. Hou, H. Xie, and P. Were, Eds., 2013// 2013: Springer Berlin Heidelberg, pp. 395-412.
- [11] J. Simon, A. M. Ferriz, and L. C. Correias, "HyUnder – Hydrogen Underground Storage at Large Scale: Case Study Spain," *Energy Procedia*, vol. 73, pp. 136-144, 2015/06/01/ 2015, doi: <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2015.07.661>.
- [12] E. I. Epelle et al., "Perspectives and prospects of underground hydrogen storage and natural hydrogen," *Sustainable Energy & Fuels*, 10.1039/D2SE00618A vol. 6, no. 14, pp. 3324-3343, 2022, doi: 10.1039/D2SE00618A.
- [13] S. Henkel, D. Pudlo, and R. Gaupp, "Research Sites of the H2STORE Project and the Relevance of Lithological Variations for Hydrogen Storage at Depths," *Energy Procedia*, vol. 40, pp. 25-33, 2013/01/01/ 2013, doi: <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2013.08.004>.
- [14] H. Landinger, U. Bünger, T. Raksha, W. Weindorf, S. Jesus, and L. Correias, "HyUnder: Update of Benchmarking of large scale hydrogen underground storage with competing options," 2014.
- [15] "Start of 'Underground Sun Storage 2023, Project." <https://www.underground-sun-storage.at> (accessed).

[16] A. Goodman Hanson, Kutchko, Barbara, Lackey, Greg, Gulliver, Djuna, Strazisar, Brian R., Tinker, Kara A., Wright, Ruishu, Haeri, Foad, Huerta, Nicolas, Baek, Seunghwan, Bagwell, Christopher, de Toledo Camargo, Julia, Freeman, Gerard, Kuang, Wenbin, Torgeson, Joshua, White, Joshua, Buscheck, Thomas A., Castelletto, Nicola, & Smith, Megan, "Subsurface Hydrogen and Natural Gas Storage (State of Knowledge and Research Recommendations Report)," United States, 2022.

[17] D. Pudlo and S. Henkel, "H2STORE and HyINTEGER—Studies on the Effect of Hydrogen Storage in (PORE) Underground Gas Reservoirs—An Overview," 2016, pp. 23-24.