

Rola solnych kawern magazynowych w strategii dekarbonizacji – obecny stan wiedzy

The role of salt storage caverns in decarbonisation strategy – a review

Katarzyna CYRAN

Akademia Górniczo-Hutnicza w Krakowie, Wydział Inżynierii Lądowej i Gospodarki Zasobami,
Al. Mickiewicza 30, 30-059 Kraków; e-mail: kcyran@agh.edu.pl

STRESZCZENIE

Artykuł opisuje rolę kawern solnych w strategii dekarbonizacji, koncentrując się na ich wykorzystaniu do magazynowania niskoemisyjnych i zeroemisyjnych źródeł energii, takich jak wodór i sprężone powietrze oraz do podziemnego magazynowania CO₂. Od ponad 70-ciu lat kawerny solne były wykorzystywane do magazynowania gazu ziemnego, LPG i produktów naftowych, ale obecnie ich rola zmienia się wspierając przejście na energię odnawialną. W artykule analizowane są wyzwania inżynierskie związane z projektowaniem, budową i eksploatacją kawern solnych, szczególnie w odniesieniu do warunków geologicznych i geotechnicznych, które wpływają na ich stateczność i pojemność magazynową. Opisano także specyficzne wymagania dotyczące magazynowania wodoru, sprężonego powietrza i CO₂. W artykule podkreślono rosnące znaczenie kawern solnych w magazynowaniu energii, kładąc nacisk na ich potencjał w zapewnieniu wielkoskalowych i efektywnych rozwiązań magazynowania. Rozwiązania te powinny być zgodne z globalnymi wysiłkami na rzecz redukcji emisji gazów cieplarnianych i osiągnięcia celów neutralności klimatycznej do 2050 roku. Przyszłe innowacje i badania naukowe są kluczowe dla pełnego wykorzystania roli kawern solnych we wspieraniu działań na rzecz dekarbonizacji.

Słowa kluczowe: solne kawerny magazynowe, strategia dekarbonizacji, źródła czystej energii, przyszły rozwój

ABSTRACT

The paper explores the role of salt caverns in global decarbonization strategies, focusing on their use for storing low-carbon and zero-carbon energy sources, such as hydrogen and compressed air as well as to store CO₂. Salt caverns have been used to store natural gas, LPG, and petroleum products for over 70 years, but their role is now being repurposed to support the transition to renewable energy. The paper examines the engineering challenges associated with the design, construction, and operation of these caverns, particularly concerning the geological and geotechnical conditions affecting their stability and capacity. The specific requirements for storing hydrogen, compressed air, and CO₂ are investigated. The paper highlights the growing importance of salt caverns in energy storage, emphasizing their potential to provide large-scale, efficient storage solutions that align with global efforts to reduce greenhouse gas emissions and achieve net-zero targets by 2050. Future innovations and research are critical to fully realizing their role in supporting decarbonization efforts.

Keywords: salt storage caverns, decarbonisation strategy, clean energy sources, future development

1. WSTĘP

Kawerny solne są wykorzystywane do magazynowania źródeł energii od ponad 70 lat. Tradycyjnie w kawernach solnych magazynowany jest gaz ziemny, LPG, ropa naftowa oraz produkty naftowe. W ostatnich latach kawerny solne zaczęły odgrywać istotną rolę w strategii dekarbonizacji jako potencjalne obiekty magazynowe dla wodoru, sprężonego powietrza oraz dwutlenku węgla (CO₂).

Magazynowanie w kawernach solnych to stosowana od wielu lat technologia, po raz pierwszy opatentowana przez niemieckiego inżyniera w 1916 roku. Po raz pierwszy kawernę solną wykorzystano do magazynowania ciekłych węglowodorów w Kanadzie w 1940 roku. Następnie, podziemny magazyn LPG zbudowano w Teksasie (USA) w 1949 roku (Warren, 2006; Plaat, 2009). W 1956 roku w Anglii rozpoczęto magazynowanie ropy naftowej (Liu i inni, 2023). Na początku lat 50-tych XX wieku opracowano technologię magazynowania propanu w kawernie solnej, którą zlokalizowano w złożu soli kamiennej Hutchinson (Ratigan, 2001). W 1959 roku w kawernach solnych w Teesside (Anglia) magazynowano miejski gaz (Beutel & Black, 2005). Kilka lat później, w 1961 roku (Warren, 2006; Plaat, 2009), w Saskatchewan (Kanada) i Michigan (USA) zbudowano pierwsze kawernowe magazyny gazu ziemnego. W Europie większość kawern magazynowych na gaz ziemny zbudowano w latach 70-tych i 80-tych XX wieku, np. w Kiel (Niemcy) i Etzel (Francja). W latach 80-tych XX wieku w USA, strategiczne rezerwy ropy naftowej zlokalizowano w kawernach wylugowanych w wysadach solnych Zatoki Meksykańskiej (Plaat, 2009; Liu i inni, 2023). Pierwsza kawerna do magazynowania wodoru została zbudowana w Teesside (Wielka Brytania) w 1972 roku (Małachowska i inni, 2022). Sześć lat później uruchomiono dwie pierwsze kawerny do magazynowania energii w postaci sprężonego powietrza (CAES) w Huntorf (Niemcy). W latach 80-tych XX wieku wykonano kawernowy magazyn sprężonego powietrza w wysadzie solnym McIntosh (Alabama, USA) (Liu i inni, 2023). W XXI wieku, kawerny solne są wykorzystywane do magazynowania energii na całym świecie, a w ostatnim latach zwrócono uwagę na ich rolę w strategii dekarbonizacji. Potencjał do magazynowania niskoemisyjnych lub zeroemisyjnych źródeł energii, takich jak wodór, sprężone powietrze, a także możliwość magazynowania CO₂, sprawia, że kawerny solne są obiecującym rozwiązaniem problemu zmian klimatycznych.

Celem niniejszego artykułu jest zbadanie potencjału kawern magazynowych w złożach soli kamiennej do wspierania globalnych działań na rzecz dekarbonizacji. W artykule podkreślono historyczne wykorzystanie kawern solnych do magazynowania energii i omówiono ich potencjał związany z magazynowaniem niskoemisyjnych lub zeroemisyjnych źródeł energii, takich jak wodór i sprężone powietrze oraz wskazano na możliwość magazynowania CO₂. Artykuł analizuje złożoność

1. INTRODUCTION

Salt caverns have been used to store energy sources for over 70 years. Traditionally, large-scale storage in salt caverns has included natural gas, LPG (liquid petroleum gas), crude oil, and petroleum products. Recently, salt caverns have begun to play a significant role in decarbonization strategies as potential storage facilities for hydrogen, compressed air, and carbon dioxide (CO₂).

Storage in salt caverns is a mature technology, first patented by a German engineer in 1916. The first reported storage of liquid hydrocarbons in a salt cavern in Canada dates back to 1940. Next, an underground storage facility for LPG was built in Texas (USA) in 1949 (Warren, 2006; Plaat, 2009). In 1956, the storage of crude oil began in England (Liu et al., 2023). In the early 1950s, propane storage in salt caverns was developed in the Hutchinson salt deposit (Ratigan, 2001). Artificial gas was stored in salt caverns in Teesside (England) in 1959 (Beutel & Black, 2005). A few years later, in 1961 (Warren, 2006; Plaat, 2009), the first natural gas storage in salt caverns was implemented in Saskatchewan (Canada) and Michigan (USA). Most salt caverns for gas storage in Europe were built in the 1970s and 1980s, for example, in Kiel (Germany) and Etzel (France). In the 1980s, the USA stored strategic petroleum reserves in salt caverns located in salt domes in the Gulf of Mexico (Plaat, 2009; Liu et al., 2023). The first hydrogen storage cavern was built in Teesside (UK) in 1972 (Małachowska, 2022). Six years later, the first two caverns for compressed air energy storage (CAES) were commissioned in Huntorf (Germany). In the 1980s, the compressed air cavern field was constructed in the McIntosh salt dome (Alabama, USA) (Liu et al., 2023). Moving into the 21st century, salt caverns have been extensively used around the world for large-scale energy storage, and recently their role in decarbonization strategies has been recognized. Today, salt caverns are a promising solution for addressing increasing concerns about climate change through their potential to store low-carbon or zero-carbon energy sources such as hydrogen, compressed air, and CO₂.

The purpose of this paper is to explore the potential of salt caverns in supporting global decarbonization efforts. The paper highlights the historical use of salt caverns for energy storage and delves into their emerging role in storing low-carbon or zero-carbon energy sources such as hydrogen and compressed air, as well as CO₂. This paper examines the complexities involved in the design, construction, and operation of salt caverns specifically for the storage of hydrogen, compressed air, and CO₂. The aim is to analyse how this established technology can be repurposed to store renewable energy and CO₂, addressing climate change concerns.

związaną z projektowaniem, budową i eksploatacją kavern solnych do magazynowania wodoru, sprężonego powietrza i CO₂. Ponadto, celem przedstawionych analiz jest wyjaśnienie w jaki sposób ta ugruntowana technologia może zostać zaadaptowana do magazynowania energii odnawialnej i CO₂, odpowiadając na obawy związane ze zmianami klimatycznymi.

2. OGÓLNE WARUNKI MAGAZYNOWANIA

Projektowanie, budowa i eksploatacja kavern magazynowych w złożach soli kamiennej to złożony problem inżynierski, który obejmuje rozpoznanie warunków geologicznych i geotechnicznych, wybór metody ługowania, zaprojektowanie kształtu i objętości poszczególnych kavern oraz schematu pracy (cykle zatłaczania i wytłaczania), a także ustalenie maksymalnego i minimalnego ciśnienia w kavernach (Lux, 2009; Plaat, 2019; Li i inni, 2019; Wang i inni, 2019; Cyran & Kowalski, 2021).

Warunki geologiczne i geotechniczne to szczególnie złożone zagadnienia, na które wpływa wiele czynników, takich jak typ złoża soli (wysadowe lub pokładowe), jego wewnętrzna struktura, głębokość zalegania warstw soli kamiennej oraz ich miąższość, litologia i mineralogia, występowanie stref zaburzeń tektonicznych, np. stref ścinania, a także parametry mechaniczne i reologiczne soli kamiennej (Looff i inni 2010; Looff, 2017; Cyran, 2021). Preferowaną lokalizacją dla podziemnych magazynów są wysady solne, które charakteryzują się homogenicznymi warstwami soli o znacznej miąższości. Pokładowe złoża soli kamiennej charakteryzują się występowaniem wkładek skał płonnych tj. anhydryt, dolomit, iłowiec lub karnalit (Warren, 2006). Od typu złoża soli kamiennej zależy kształt i objętość kavern. Istniejące kaverny zlokalizowane w wysadach solnych charakteryzują się kształtem cylindrycznym, wysokość kilkuset metrów, średnicę od 50 do 80 m i objętość od 300 000 m³ do nawet 700 000 m³ (Plaat, 2009). W złożach pokładowych kształt kavern jest zróżnicowany. Ze względu na występowanie wkładek skał płonnych, które przyczyniają się do powstawania nieregularności w kształcie kavern tj. zwisające bloki lub przewężenia (Li i inni, 2017). Nieregularności te wpływają także na zmniejszenie objętości i stateczność kavern (Cyran, 2021). Z wymienionych względów, objętość kavern w złożach pokładowych jest mniejsza niż w złożach wysadowych i mieści się w zakresie od 100 000 do 300 000 m³ (Plaat, 2009). Głębokość lokalizacji kavern magazynowych ma istotne znaczenie dla ich stateczności, dlatego powinna być wzięta pod uwagę na etapie ich projektowania. Na świecie, większość kavern magazynowych znajduje się na głębokości od 200 do 1600 m (Lux, 2009). Poniżej głębokości 2000 m pękanie soli jest intensywniejsze, dlatego objętości kavern są zredukowane (Warren, 2006). Miąższość warstw soli w pokładowych złożach soli kamiennej wynosi od 100 do 300 m, natomiast w wysadach solnych osiąga nawet 800 m (Warren, 2006). Ponadto, w procesie projekto-

2. GENERAL STORAGE CONDITIONS

The design, construction, and operation of salt caverns is a complex engineering problem that involves identifying geological and geotechnical conditions, choosing the leaching method, designing cavern shape, volume, and operation scheme (injection and withdrawal cycles), as well as determining maximum and minimum cavern pressure (Lux, 2009; Plaat, 2009; Li et al., 2019; Wang et al., 2019; Cyran & Kowalski, 2021). Geological and geotechnical conditions are particularly complex issues, influenced by many factors such as the type of salt deposit (domal or bedded), the internal structure of the salt deposit, the depth of cavern location, the thickness of rock salt layers, the lithology and mineralogy of salt and non-salt rocks, tectonically disturbed zones (e.g., shear zones), and the mechanical properties of rock salt (Looff et al., 2010; Looff, 2017; Cyran, 2021). The preferred location for storage facilities is salt domes, characterized by thick and homogeneous salt beds. Bedded salt deposits are characterized by the occurrence of interlayers composed of anhydrite, dolomite, clays, or carnallite (Warren, 2006). Cavern shape and volume are also related to the type of salt deposit. In salt domes, caverns are shaped like cylinders, several hundred meters high, with a diameter of around 50–80 meters. Such caverns have a volume ranging from 300,000 m³ to even 700,000 m³ (Plaat, 2009). The shape of caverns in bedded salt deposits varies. Interlayers contribute to irregularities in cavern shape, such as overhanging blocks on the cavern wall or constrictions in the „waist” or „neck” (Li et al., 2017), which impact cavern volume and stability (Cyran, 2021). Caverns in bedded salt deposits usually have smaller volumes, ranging from 100,000 to 300,000 m³ (Plaat, 2009).

The depth of the cavern location is an important factor in cavern design and operation. Most caverns are located at depths of 200 to 1600 m (Lux, 2009). Generally, cavern volume is reduced below depths of 2000 m due to ongoing salt creep (Warren, 2006). The thickness of salt beds ranges from 100 to 300 m in bedded salt deposits and up to 800 m in salt domes (Warren, 2006). Moreover, the substance intended to be stored in the salt cavern under given geological and mining conditions must be considered during the design and construction stages.

These complex conditions present many challenges in cavern construction and operation, such as the risk of wall and roof fracturing, hydraulic connections between caverns, and the generation of microcracks (Lux, 2009; Berest et al., 2019; Li et al., 2019; Wang et al., 2019; Cyran & Kowalski, 2021; Cyran, 2021). Additionally, the design, construction, and operation of salt caverns must comply with both short- and long-term safety and stability requirements. The stability of salt caverns under given geological conditions is assessed

wania i wykonania kawern uwzględnia się rodzaj substancji przeznaczonej do magazynowania w danych warunkach geologicznych i górniczych.

Opisane powyżej złożone warunki geologiczne i geotechniczne są przyczyną licznych trudności podczas wykonywania i eksploatacji kawern, np. ryzyko spękania lub powstanie odspojen w ścianach i stropie kawerny, możliwość utworzenia połączeń hydraulicznych między kawernami oraz ryzyko powstawania mikropęknięć (Lux, 2009; Bérest i inni, 2019; Li i inni, 2019; Wang i inni, 2019; Cyran & Kowalski, 2021; Cyran, 2021). Na etapie projektowania należy uwzględnić krótko- i długoterminowe wymagania dotyczące bezpieczeństwa i stateczności, które powinny spełniać kawerny magazynowe. Stateczność kawern w danych warunkach geologicznych jest analizowana przy użyciu metod modelowania numerycznego. Metody te pozwalają ocenić integralność i stateczność kawern magazynowych na podstawie określonych kryteriów stateczności i parametrów mechanicznych soli kamiennej (Chen i inni, 2016; Wang i inni, 2019; Yang i inni, 2016; Wang i inni, 2018; DeVries i inni, 2002; Lux, 2009).

3. UWARUNKOWANIA DO MAGAZYNOWANIA WODORU, SPRĘŻONEGO POWIETRZA I CO₂ W KAWERNACH SOLNYCH

W poprzednim rozdziale omówiono ogólne zagadnienia, które są brane pod uwagę przy projektowaniu, wykonywaniu i utrzymaniu długotrwałej stateczności kawern solnych służących do magazynowania gazu ziemnego, LPG i ropy naftowej. W poniższych podrozdziałach zostaną przedstawione specyficzne wymagania dotyczące magazynowania wodoru, sprężonego powietrza i CO₂ w kawernach solnych.

3.1. Magazynowanie wodoru

Wodór charakteryzuje się najniższą masą atomową (1,00784 u) spośród wszystkich substancji, a jego gęstość jest około 8 razy mniejsza niż gęstość CH₄ oraz 22 razy mniejsza niż gęstość CO₂ (Miocic i inni, 2023). Własności te powodują, że wodór ulega dyfuzji i penetruje ciała stałe szybciej niż inne gazy, co może spowodować wyciek wodoru pod wpływem wysokiego ciśnienia nadkładu. Na podstawie maksymalnej wydajności (60%) obecnie stosowanych systemów ogniw paliwowych obliczono, że jeden kilogram wodoru może wygenerować 20,45 kWh energii elektrycznej. Przykładowo, w kawernie solnej o objętości 500 000 m³ zlokalizowanej na głębokości 1500 m przy ciśnieniu od 12 do 29 MPa można zmagazynować do $1,2 \cdot 10^4$ ton wodoru, co odpowiada 381 GWh energii. W pojedynczym cyklu zatłaczania i wytłaczania takiej kawerny można dostarczyć ponad $6 \cdot 10^3$ ton wodoru. Taka ilość wodoru odpowiada 129 GWh energii (Liu i inni, 2023).

Zakłada się, że wodór powinien być magazynowany w warstwach soli kamiennej o czystości wynoszącej 95%. Lokalizacja kawern w warstwach soli kamiennej o wysokim

using numerical methods. Numerical simulations examine the integrity and stability of salt caverns based on stability criteria and the mechanical properties of rock salt (Chen et al., 2016; Wang et al., 2019; Yang et al., 2016; Wang et al., 2018; DeVries et al., 2002; Lux, 2009).

3. SPECIFIC CONDITIONS FOR STORAGE OF HYDROGEN, COMPRESSED AIR, AND CO₂ IN SALT CAVERNS

The conditions mentioned in the previous section were general engineering problems considered and studied for salt caverns used for the storage of natural gas, LPG, and crude oil. In this section, specific storage conditions and requirements related to the storage of hydrogen, compressed air, and CO₂ will be discussed.

3.1. Hydrogen storage

Hydrogen has the lowest atomic mass (1.00784 u) of any substance and is about 8 times less dense than CH₄ and 22 times less dense than CO₂ (Miocic et al., 2023). Thus, hydrogen is highly penetrative and diffuses through solids faster than other gases. This can result in hydrogen leakage when subjected to high overburden pressure. One kilogram of hydrogen can generate 20.45 kWh of electricity based on the maximum efficiency (60%) of current fuel cell systems. For example, a salt cavern at a depth of 1500 m and with a volume of 500,000 m³ operates at pressures between 12 and 29 MPa. In this cavern, up to $1.2 \cdot 10^4$ t of hydrogen can be stored, corresponding to 381 GWh of energy. A single injection-production cycle of this cavern can supply more than $6 \cdot 10^3$ t of hydrogen, which corresponds to 129 GWh of energy (Liu et al., 2023).

It is recommended that hydrogen be stored in rock salt with 95% purity. A salt cavern with a high degree of rock salt purity is characterized by a low risk of potential contamination (Muhammed et al., 2022). Additionally, the presence of non-salt beds and impurities in rock salt can affect permeability and influence cavern stability (Cała et al., 2018). The porosity and permeability of interlayers are key factors for the tightness of salt caverns used for hydrogen storage (Zhang et al., 2022; Liu et al., 2023). Hydrogen reactivity with interbeds requires further detailed studies. Some experiments with sulphurous interbeds, described by Fatah et al. (2024), which are common in rock salt, showed that the geochemical reactivity of hydrogen with anhydrite was estimated to be very weak, although gypsum was transformed into bassanite. The experiment was carried out over 90 days at a temperature of 75°C and pressure below 1450 psi (Fatah et al., 2024). Moreover, hydrogen can be adsorbed into porous layers such as shale and clay, which are composed of clay minerals (Zhu et al., 2023; Pan et al., 2021). Clay minerals, characterized by

stopniu czystości minimalizuje ryzyko potencjalnego zanieczyszczenia wodoru (Muhammed i inni, 2022). Stwierdzono, że obecność przerostów płonnych i domieszek innych minerałów w soli kamiennej może przyczyniać się do wzrostu przepuszczalności i obniżenia stateczności kawern (Cała i inni, 2018; Cym, 2021; Liu i inni, 2020).

Charakterystyka porowatości i przepuszczalności przerostów płonnych jest kluczowa dla zapewnienia szczelności kawern magazynujących wodór (Zhang i inni, 2022; Liu i inni, 2023). Reaktywność wodoru z minerałami budującymi przerosty (wkładki) ponne oraz stanowiącymi domieszki w soli kamiennej wymaga dalszych szczegółowych badań. Problematykę tą badano (Fatah i inni, 2024) dla minerałów siarczanowych, które są najczęściej spotykane w soli kamiennej w formie wkładek lub domieszek. Przeprowadzone badania stwierdziły słabą geochemiczną reaktywność wodoru z anhydrytem, natomiast wysoką dla gipsu, który został przekształcony w bassanit. Trwający 90 dni eksperyment przeprowadzono w temperaturze 75°C i ciśnieniu 1450 psi (Fatah i inni, 2024). W innym badaniu przeprowadzonym w porowatych warstwach, takich jak łupki i iłowce, często występujących w soli kamiennej, stwierdzono że wodór może być adsorbowany przez te warstwy (Zhu i inni, 2023; Pan i inni, 2021). Minerały ilaste stanowiące główny składnik łupków i iłowców, charakteryzują się specyficzną strukturą pakietową (warstwową) i są doskonałymi adsorbentami wodoru. Gęstość adsorbowanego wodoru w takich warstwach może być nawet dwukrotnie większa niż gęstość wolnego wodoru w warunkach operacyjnych kawerny dotyczących określonego ciśnienia i temperatury (Ziemiański, Derkowski, 2022; Zhu i inni, 2023).

Ciśnienie wodoru w kawernach magazynowych powinno być utrzymywane na poziomie 0,35–0,85 ciśnienia nadkładu (Li i inni, 2023). W kawernach do magazynowania gazu ziemnego praktykowane są zwykle od 1–3 cykli zatłaczania–wytlaczania rocznie. Jednak w przypadku magazynowania wodoru wymagana jest znacznie wyższa częstotliwość pracy kawerny (Liu i inni, 2023). Cykliczne obciążenia wpływają na właściwości sprężyste soli kamiennej, jak również zmniejszają jej krótkoterminową wytrzymałość oraz modyfikują granicę dylatacji i zwiększają prędkość pełzania (Ma i inni, 2013; Liang i inni, 2012). Z tych względów stwierdzono, że (Li i inni, 2023) optymalne dla utrzymania długoterminowej stateczności kawern magazynujących wodór jest nieprzekraczanie 6-ciu cykli zatłaczania–wytlaczania rocznie. Dodatkowo, w przypadku magazynowania wodoru, zmiany temperatury wodoru podczas cykli zatłaczania i wytlaczania sprzyjają powstawaniu deformacji w kawernach. Związane z temperaturą naprężenia termiczne mogą generować spękania w ścianach kawerny, które stanowią potencjalne drogi migracji wodoru. Kwestia ta wymaga jednak dalszych badań (Ramesh Kumar i inni, 2023).

a special sheet structure, are excellent adsorbents for hydrogen. Adsorbed hydrogen densities can be up to twice as high as free hydrogen densities under operating temperature and pressure conditions (Ziemiański et al., 2022; Zhu et al., 2023).

The upper and lower limits of pressure in salt caverns for hydrogen storage are 0.35–0.85 times the vertical stress of the overlying strata (Li et al., 2023). Salt caverns for gas storage typically have 1 to 3 injection-withdrawal cycles per year. However, a much higher frequency is required for hydrogen storage in salt caverns (Liu et al., 2023). Cyclic loading affects the elastic properties of rock salt, reduces short-term strength, modifies dilation boundaries, and accelerates tertiary creep (Ma et al., 2013; Liang et al., 2012). It was found (Li et al., 2023) that the optimal frequency for long-term cavern stability is 6 injection-withdrawal cycles per year. Additionally, hydrogen temperature fluctuates during these cycles, impacting various deformation mechanisms. Thermal stresses can create fractures in cavern walls, which could serve as potential pathways for hydrogen leakage. However, the extent to which these thermal effects are significant remains unclear (Ramesh Kumar et al., 2023).

In the last few years, it was found that salt caverns are not sterile environments but harbour diverse microbial organisms (Dopffel et al., 2023). These microorganisms can survive in the caverns and pose several risks to hydrogen storage. Halophilic microbes can be present in the salt rock itself or in the brines. These microbes can consume significant volumes of H₂ over time, leading to hydrogen loss (Dopffel et al., 2023, 2024). Additionally, these microorganisms can alter the properties of minerals and brines or produce toxic compounds, such as H₂S gas, which could contaminate stored hydrogen (Dopffel et al., 2021).

Experience with hydrogen storage is limited to several salt cavern facilities (Fig. 1). Three salt caverns have been used to store hydrogen in Teesside, England, since 1972 (Liu et al., 2023; Miocic et al., 2023). These caverns, located in bedded salt deposits at a depth of 365 m, each have a volume of 210,000 m³ (Berest et al., 2019). Additional hydrogen storage facilities have been operating in salt domes near the Gulf of Mexico, USA. The oldest of these, established in 1986 in the Clemens salt dome, consists of two salt caverns for hydrogen storage at depths of 850–1000 m. Each cavern has a volume of 580,000 m³ and operates at pressures ranging from 7.0 to 13.5 MPa. The Moss Bluff salt dome has housed a hydrogen storage cavern since 2007, located at a depth of 1200 m with a volume of 566,000 m³ and operating pressures between 5.5 and 15.2 MPa. The largest cavern is located in the Spindletop salt dome at a depth of 1340 m. This cavern operates at pressures of 6.8–20.2 MPa and has a volume of 906,000 m³ (Berest et al., 2019; Evans et al., 2021; Liu et al., 2023).

Prowadzone w ostatnich latach prace wykazały, że kawerny solne nie są tak sterylnym środowiskiem, jak dotychczas sądzono, ale stanowią siedlisko różnorodnych mikroorganizmów (Dopffel i inni, 2023). Mikroorganizmy, znalezione w kawernach są źródłem poważnych problemów podczas magazynowania wodoru. Mikroby halofilne mogą występować w samej skale solnej lub w solankach i z czasem konsumować znaczne ilości H_2 , co prowadzi do poważnych strat tego surowca (Dopffel i inni, 2023, 2024). Ponadto mikroorganizmy mogą zmieniać właściwości minerałów i solanek lub produkować toksyczne związki, takie jak siarkowodór, który zanieczyszcza przechowywany wodór (Dopffel i inni, 2021).

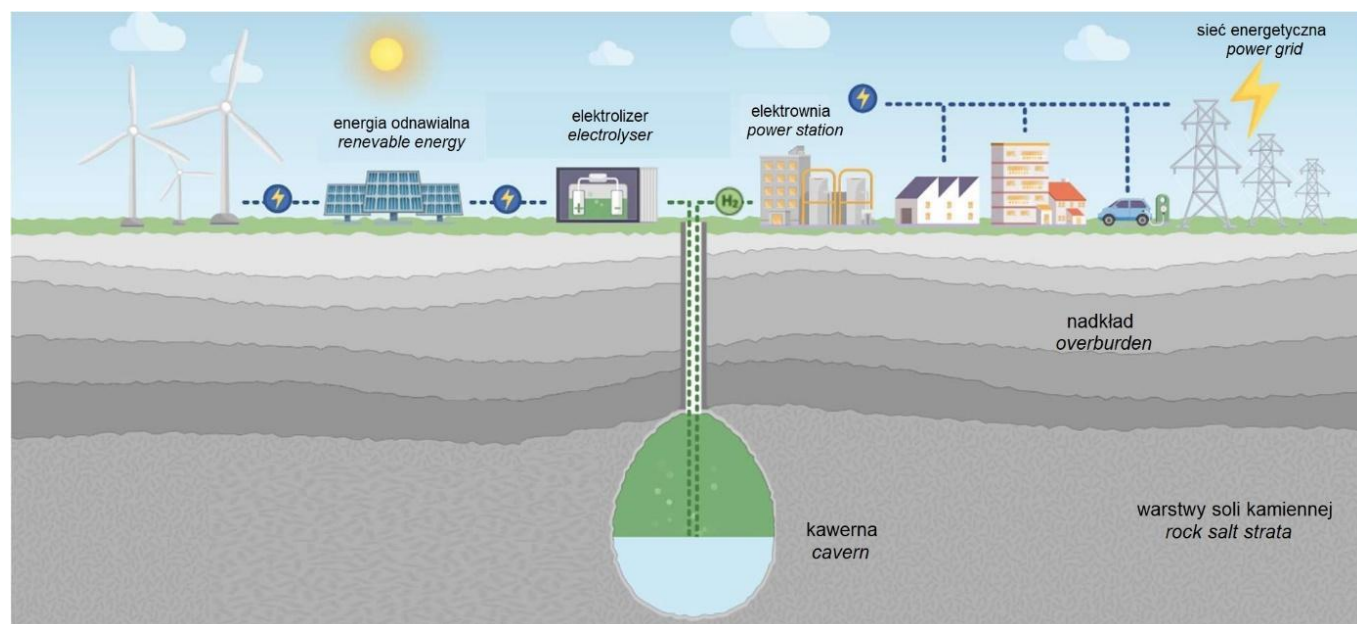
Doświadczenie w magazynowaniu wodoru w kawernach solnych na świecie ogranicza się do kilku obiektów (Ryc. 1). Funkcjonujący od 1972 roku magazyn wodoru w Teesside w Anglii zlokalizowany jest w pokładowym złożu soli kamiennej (Liu i inni, 2023; Miocic i inni, 2023). Trzy kawerny magazynowe, każda o objętości 210 000 m³ znajdują się na głębokości 365 m (Bérest i inni, 2019). W wysadach solnych Zatoki Meksykańskiej w USA zlokalizowane są kolejne 3 magazyny wodoru. Najstarszy z nich został założony w 1986 roku w wysadzie solnym Clemens. W wysadzie na głębokości od 850 do 1000 m znajdują się dwie kawerny o objętości 580 000 m³ każda, w których magazynowany jest wodór. Kawerny pracują w zakresie ciśnień od 7,0 do 13,5 MPa. Od 2007 roku w wysadzie solnym Moss Bluff na głębokości około 1200 m funkcjonuje jedna kawerna do magazynowania wodoru o objętości 566 000 m³. Zakres ciśnienia roboczego w tej kawernie zawiera się w granicach od 5,5 do 15,2 MPa. Największa kawerna solna (objętość 906 000 m³) magazynująca wodór zlokalizowana jest w wysadzie solnym Spindletop na głębokości 1340 m. Kawerna pracuje przy

3.2. Compressed air energy storage

Compressed air energy storage (CAES) involves storing energy by compressing air, which can later be utilized when needed (Budt et al., 2016; Guo et al., 2017; Olabi et al., 2021). The basic operational principle of CAES is to compress and store air during periods of low electricity demand and subsequently release the stored air to generate electricity during peak demand periods (Liu et al., 2018). To effectively use renewable energy sources, mainly wind and solar power, large-scale CAES can be employed using underground salt caverns. Salt caverns are an example of the successful commercial implementation of CAES technology (Li et al., 2023).

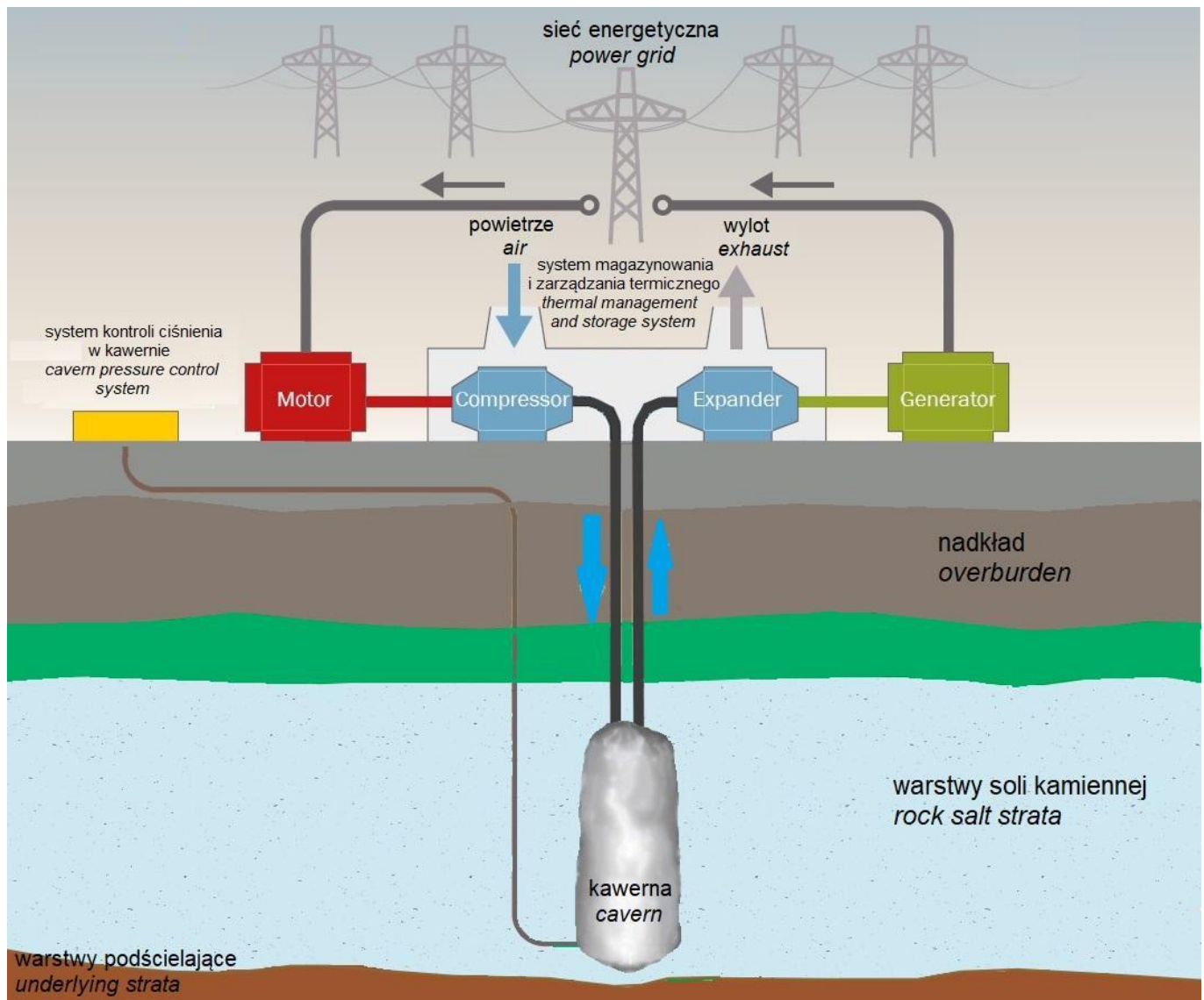
Salt formations are considered the best option for developing CAES storage facilities (Fig. 2) due to rock salt's low permeability, which prevents gas leakage and ensures the integrity of the cavern, as well as the low cost and large storage volume (Aghahosseini & Breyer, 2018). The preferred formations are domal salt deposits, where narrow and tall salt caverns with minimal roof spans can be leached. Most CAES plants are located in salt domes with homogeneous salt beds. Bedded salt deposits are more challenging when large storage volumes are required (Aghahosseini & Breyer, 2018; Li et al., 2023).

It was found (Jiang et al., 2023) that the shape of a salt cavern for CAES significantly affects temperature distribution. Thus, ellipsoidal caverns are more favourable for the stability of the surrounding rock (Wang et al., 2022). From a geomechanical perspective, salt caverns used for CAES meet stability requirements when constructed at depths between 500 and 1000 m (Wang et al., 2024). The minimum and maximum compressed air pressures in the salt cavern are 30% and 80% of the vertical stress of the overlying strata, respectively



Ryc. 1. Schematyczny diagram systemu podziemnego magazynowania wodoru w kawernach solnych (Djizanne et al., 2024)

Fig. 1. Schematic diagram of underground hydrogen storage system in salt caverns (Djizanne et al., 2024)



Ryc. 2. Schematyczny diagram systemu magazynowania sprężonego powietrza w kawernach solnych
(<https://www.storelectric.com/technology>)

Fig. 2. Schematic diagram of CAES system in salt caverns (<https://www.storelectric.com/technology>)

zakresie ciśnień 6,8 - 20,2 MPa (Bérest i inni, 2019; Evans Shaw, 2021; Liu i inni, 2023).

3.2. Magazynowanie sprężonego powietrza

Technologia magazynowania energii elektrycznej w postaci sprężonego powietrza (CAES - Compressed Air Energy Storage) polega na kompresji powietrza i przechowywaniu go do późniejszego wykorzystania (Budt i inni, 2016; Guo i inni, 2017; Olabi i inni, 2021). Podstawowa zasada działania CAES polega na sprężaniu i magazynowaniu powietrza w okresach niskiego zapotrzebowania na energię elektryczną, a następnie uwalnianiu go w celu wytwarzania energii elektrycznej w okresach szczytowego zapotrzebowania (Liu i inni, 2018). Kawerny solne są przykładem udanej implementacji technologii CEAS do wielkoskalowego magazynowania energii (Li i inni, 2023).

Złoża soli są uważane za najlepszą opcję dla rozwoju technologii CAES (Rys. 2), ze względu na niską porowatność i przepuszczalność soli kamiennej, co zapobiega ewen-

(Chen et al., 2021; Liu et al., 2020). Similar to hydrogen storage caverns, a high frequency of injection and withdrawal cycles (up to 6–12 per year) is required for CAES caverns (Li et al., 2020).

During production cycles, compressed air is injected into the salt cavern after having been cooled. During withdrawal, the compressed air is released from the cavern and mixed with natural gas for heating. The heated air expands in the gas turbine to drive the generator and produce electricity (Han et al., 2022). In the injection and withdrawal cycles, temperature variations induce thermal stresses on the cavern wall due to heat exchange between the flowing gas and the surrounding rock salt. This affects the stability of the surrounding rocks (Li et al., 2020; Han et al., 2022).

A salt cavern located at a depth of 1000 m and with a volume of 500,000 m³, operating at a working pressure of 15 MPa, has the capacity to store 96 750 t of compressed air, which

tualnym ucieczkom gazu, a także niskie koszty wykonania kavern magazynowych i ich dużą pojemność magazynową (Aghahosseini, Breyer, 2018). Do magazynowania CAES preferowane są wysadowe złoża soli kamiennej, w których można wyługować wysokie kaverny o niewielkiej rozpiętości stropu. Z tego względu, większość obiektów CAES zlokalizowano w wysadach solnych, które charakteryzują się homogenicznymi warstwami soli kamiennej. Pokładowe złoża soli kamiennej są mniej pożądane, ponieważ do CAES potrzebna jest duża pojemność magazynowa (Aghahosseini i Breyer, 2018; Li i inni, 2023).

Stwierdzono (Jiang i inni, 2023), że kształt kaverny solnej w której magazynowane jest sprężone powietrze, ma istotny wpływ na rozkład temperatury. Najbardziej korzystne pod względem utrzymania długotrwałej stateczności są kaverny o kształcie elipsoidalnym (Wang i inni, 2022). Z geomechanicznego punktu widzenia, kaverny solne wykorzystywane do CAES spełniają warunki stateczności, gdy są zlokalizowane na głębokości pomiędzy 500 a 1000 m (Wang i inni, 2024). Minimalne i maksymalne ciśnienie sprężonego powietrza w kavernie solnej wynosi odpowiednio 30% i 80% pionowego naprężenia skał nadległych (Chen i inni, 2021; Liu i inni, 2020). Podobnie jak w przypadku kavern do magazynowania wodoru, dla kavern magazynowych na sprężone powietrze częstotliwość zatłaczania i wytlaczania przyjmowana jest na poziomie 6-12 cykli rocznie (Jiang i inni, 2020). W cyklach produkcyjnych sprężone powietrze jest wtłaczane do kaverny solnej po uprzednim schłodzeniu. Natomiast podczas wytlaczania, sprężone powietrze jest uwalniane z kaverny i mieszane z gazem ziemnym w celu ogrzania. Ogrzane powietrze rozszerza się w turbinie gazowej, napędzając generator i wytwarzając energię elektryczną (Han i inni, 2022). W cyklach pracy kaverny (cykle napełniania i wytlaczania) zmiany temperatury indukują naprężenia termiczne na ścianach kaverny. Naprężenia te są spowodowane wymianą ciepła między przepływającym powietrzem a górotworem w otoczeniu kaverny. Opisany proces ma niekorzystny wpływ na stateczność górotworu w otoczeniu kaverny magazynowej (Jiang i inni, 2020; Han i inni, 2022).

Przyjmuje się, że kawerna solna o pojemności 500 000 m³, która jest zlokalizowana na głębokości 1000 m, przy średnim ciśnieniu roboczym na poziomie 15 MPa, może zmagazynować 96 750 ton sprężonego powietrza, co odpowiada łącznej energii 5,86 GWh (Liu i inni, 2023). Na przykładzie Chin, szacuje się, że 10 kavern magazynowych na sprężone powietrze o łącznej mocy 1000 MW, może zapewnić bezpieczeństwo energetyczne (w okresie szczytowego zapotrzebowania na energię) dla miasta o populacji liczącej milion mieszkańców (Li i inni, 2023).

Obecnie na świecie działa kilka obiektów magazynujących sprężone powietrze w kavernach solnych: Huntorf w Niemczech, McIntosh w Stanach Zjednoczonych (Alabama) oraz Jintan w Chinach. W magazynie Huntorf zlokalizowanym

corresponds to a total energy of 5.86 GWh (Liu et al., 2023). It is estimated that in China, 10 CAES caverns with a total installed capacity of 1000 MW can provide power security for a city with a population of one million during peak periods (Li et al., 2023).

Several CAES facilities are currently in operation worldwide: the Huntorf CAES Plant in Germany, the McIntosh CAES Plant in the United States (Alabama), and the Jintan CAES Plant in China. At the Huntorf facility, there are two salt caverns (NK1 and NK2) with an average volume of 310 000 m³ and a rated power of 290 MW (Li et al., 2023) located in a salt dome. One salt cavern is used to generate electricity, and the other is used as a reserve. The salt caverns are located at depths of 650–800 m, and they operate at pressures of 4.6–6.6 MPa. Although these salt caverns have been operating for over 40 years, regularly conducted sonar measurements have shown no significant deformations in the walls of these caverns (Li et al., 2023; Liu et al., 2023). The McIntosh CAES facility is also located in a salt dome. It has a large salt cavern with a volume of 538 000 m³, located at a depth of 450 m, and operates at a pressure range of 4.5–7.6 MPa with a rated power of 110 MW. The McIntosh facility has been running for more than 30 years (Li et al., 2023). The Jintan CAES facility in China was built in 2022 as the world's first non-supplementary combustion CAES plant with a power output of 60 MW. The entire process operates without combustion and produces zero emissions. The salt storage cavern has a volume of about 220 000 m³ and is located at a depth of 1000 m in a bedded salt deposit, with a working pressure between 12 and 14 MPa (Liu et al., 2023).

The Huntorf and McIntosh CAES plants are considered traditional CAES plants because natural gas is required as a supplementary combustion material for their operation (Chen et al., 2016). However, the Jintan CAES plant integrates CAES with a thermal energy storage system, resulting in zero carbon emissions. Moreover, the efficiency of this system is estimated to be higher than that of conventional CAES technology (Zhou et al., 2018).

3.3. CO₂ storage

Carbon dioxide (CO₂) can be captured from fossil fuels, industry, biomass, and even the atmosphere. After capture, CO₂ is transported to storage facilities by pipeline, ship, train, or truck. When considering the utilization of salt caverns for CO₂ storage, it is essential to weigh the pros and cons, as well as the high demand for the storage of oil, natural gas, and hydrogen.

The problem of CO₂ storage in salt caverns requires detailed research and in-depth examination because there are no active projects related to CO₂ storage in salt caverns worldwide. Only a few papers on this issue are available. The possibility of permanent CO₂ storage in salt caverns in the Lotsberg

w wysadzie solnym, znajdują się dwie kaverny magazynowe na sprężone powietrze (NK1 i NK2) o średniej pojemności 310 000 m³ co odpowiada mocy 290 MW (Li i inni, 2023). Tylko jedna z tych kavern jest wykorzystywana do wytwarzania energii elektrycznej, natomiast druga służy jako rezerwa. Obydwie kaverny znajdują się na głębokości 650-800 m i pracują w zakresie ciśnień 4,6 - 6,6 MPa. Prowadzone regularnie pomiary sonarowe nie wykazały znaczących odkształceń w ścianach tych kavern, pomimo że magazyn pracuje od ponad 40 lat (Li i inni, 2023; Liu i inni, 2023). Kaverna magazynowa w wysadzie solnym McIntosh jest największą istniejącą kaverną (pojemność 538 000 m³) do magazynowania sprężonego powietrza. Kaverna ta znajduje się na głębokości 450 m i pracuje w zakresie ciśnień 4,5-7,6 MPa, co odpowiada mocy 110 MW. Magazyn i elektrownia McIntosh działają od ponad 30 lat (Li i inni, 2023). Kolejny obiekt CAES o mocy 60 MW został wybudowany w 2022 roku w Jintan w Chinach. Jest to pierwsza na świecie elektrownia CAES, która nie wykorzystuje turbin gazowej do rozprężania powietrza, dlatego cały proces odznacza się zerową emisją CO₂. Pojemność kaverny magazynowej wynosi około 220 000 m³. Kaverna ta jest zlokalizowana w pokładowym złożu soli kamiennej na głębokości 1000 m i pracuje w przedziale ciśnień 12 - 14 MPa (Liu i inni, 2023). Należy podkreślić, że obiekty Huntorf i McIntosh są uznawane za tradycyjne elektrownie CAES, ponieważ do ich działania wykorzystuje się gaz ziemny, który jest potrzebny do podgrzewania powietrza podawanego na turbinę (Chen i inni, 2016). Natomiast elektrownia Jintan integruje CAES i system magazynowania energii cieplnej, co skutkuje zerową emisją CO₂. Dodatkowo wydajność całego zintegrowanego systemu elektrowni Jintan jest oceniana jako wyższa niż w przypadku konwencjonalnej technologii CAES (Zhou i inni, 2018).

3.3. Magazynowanie CO₂

Dwutlenek węgla (CO₂) może być wychwytywany z paliw kopalnych, procesów przemysłowych, biomasy, a nawet z atmosfery. Po wychwyceniu, CO₂ jest transportowany do obiektu magazynującego rurociągiem, statkiem, pociągiem lub samochodem ciężarowym. W przypadku kavern solnych do magazynowania CO₂, należy ocenić plusy i minusy tego przedsięwzięcia oraz wysokie zapotrzebowanie na magazynowanie ropy naftowej, gazu ziemnego i wodoru w kavernach solnych.

Problematyka magazynowania CO₂ w kavernach solnych wymaga szczegółowych badań i dogłębnej analizy, ponieważ na świecie nie ma obecnie aktywnych projektów tego typu. Dostępna wiedza opiera się jedynie na kilku artykułach naukowych rozważających tą kwestię. Możliwość trwałego magazynowania CO₂ w kavernach solnych w formacji Lotsberg w Albercie (Kanada) została przeanalizowana przez Dusseaulta i inni (2004). W pracy stwierdzono, że w warunkach geologicznych formacji Lotsberg można zmagazynować

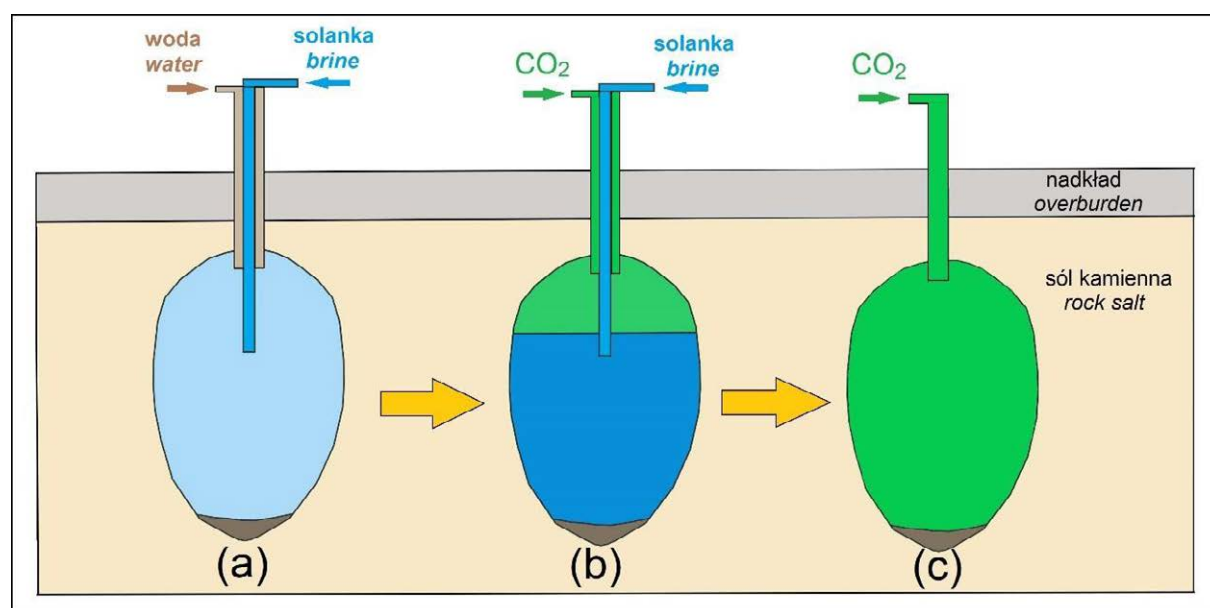
Salt Formation in Alberta (Canada) was analysed by Dusseault et al. (2004). It was found (Dusseault et al., 2004) that under the geological conditions of the Lotsberg Formation, about 364 500 tonnes of CO₂ can be stored, taking into account a temperature of 35°C and CO₂ density (in the supercritical domain) of 810 kg/m³. The cavern pressure was calculated at 15.0 MPa with a cavern volume of 450 000 m³.

An interesting idea, described by Costa et al. (2019, 2020) and Goulard et al. (2020), involves an experimental salt cavern constructed in ultra-deep offshore water for CO₂ capture and storage applications in Brazil. This is the first project related to offshore salt storage caverns in the world. The project idea originated from the demand for capturing and storing large quantities of CO₂ associated with methane production in the pre-salt offshore oil fields in Brazil. These papers describe the conceptual design and evaluation process, from parametric studies, leaching time, and structural stability to the final geomechanical design. The authors claimed the technical feasibility of a huge storage cavern, 450 m high and 150 m in diameter, which can store about 4.0 billion m³ or 7.2 million tonnes of CO₂. Simulations presented in these papers considered salt caverns with dimensions of 48 m high and a diameter of 20 m, as well as 275 m high and a diameter of 93 m. The simulated caverns were located at depths of -3850 m and -3590 m, respectively. The caverns were cylindrical in shape with a slightly enlarged bottom. The salt formation, 2000 m thick, is located 200–300 km from the coast (pre-salt oil fields in the Santos Basin) and was selected as a potential storage site.

Under the geological conditions of the Maha Sarakham Formation (Thailand), the most optimal cavern shape for CO₂ storage was assessed (Pajonpai, 2022). The comparison showed that a bulb-shaped cavern (101 m high and a maximum diameter of 52 m) provided the best results in simulated geological conditions at a depth of 900 m.

The study by Zhang et al. (2022) proposed a novel carbon cycle model based on CO₂ and CH₄ storage in salt caverns. Short-term (30 years) and long-term (1000 years) safety and suitability evaluations of CO₂ and CH₄ storage were conducted under the geological conditions of a bedded rock salt formation (Jintan Rock Salt, Jiangsu Province, China). In the study, a spheroid-shaped cavern (64 m in diameter) was simulated at depths ranging from 800 to 2000 m. The minimum and maximum pressures for CO₂ storage in salt caverns were determined to be between 4.98 MPa (at a depth of 800 m) and 37.09 MPa (at a depth of 2000 m).

Cavern construction and CO₂ storage operations are divided into four stages (Pajonpai, 2022): leaching, brine discharge by CO₂ injection, pre-pressurization of the cavern by CO₂ injection, and cavern closure (Fig. 3). The cavern is leached by solution mining to achieve the required geometry and volume. During the leaching of salt caverns, modelling



Ryc. 3. Schematyczny diagram etapów konstrukcji kawern magazynowych na CO₂: a) ługowanie, b) usunięcie solanki przez wtłoczenie CO₂, c) napełnienie kawerny CO₂ i zamknięcie

Fig. 3. Schematic diagram of salt cavern construction for CO₂ storage: a) leaching, b) brine discharge by CO₂ injection, c) CO₂ injection and cavern closure.

około 364 500 ton CO₂ (biorąc pod uwagę temperaturę 35°C i gęstość CO₂ w stanie nadkrytycznym wynoszącą 810 kg/m³). Ciśnienie w kawernie magazynowej w tych warunkach geologicznych obliczono na 15,0 MPa, a jej objętość na 450 000 m³.

Interesującym pomysłem jest, opisana przez Costę i inni (2019; 2020) oraz Goularda i inni (2020), eksperymentalna kawerna do magazynowania CO₂ zlokalizowana w ultragłębokich wodach przybrzeżnych w Brazylii. Jest to pierwszy na świecie projekt związany z magazynowaniem w kawernach solnych na dnie morza. Pomysł projektu wynika z zapotrzebowania na wychwytywanie i magazynowanie dużych ilości CO₂ związanego z produkcją metanu w podmorskich złożach ropy naftowej w Brazylii. Wspomniane powyżej artykuły opisują proces koncepcyjnego projektowania kawerny oraz jej ewaluację począwszy od badań parametrycznych, przez czas ługowania i stateczność, aż po ostateczny projekt geomechaniczny. Autorzy twierdzą, że wykonanie ogromnej kawerny magazynowej, o wysokości 450 m i średnicy 150 m jest możliwe pod względem technicznym. Kawerna ta mogłaby pomieścić około 4,0 miliardów m³ lub 7,2 miliona ton CO₂. Symulacje numeryczne przedstawione w powyższych artykułach dotyczą kawern solnych o wymiarach: 48 m wysokości i 20 m średnicy oraz 275 m wysokości i 93 m średnicy, znajdujących się na głębokości odpowiednio -3850 m i -3590 m. Symulowane kawerny charakteryzowały się cylindrycznym kształtem z nieco rozszerzonym dołem. Na potencjalne miejsce magazynowania została wybrana formacja solna o miąższości 2000 m, zlokalizowana 200-300 km od wybrzeża (region złoża ropy naftowej w Basenie Santos).

and simulation of the cavern development are necessary for stability considerations (Li et al., 2019). At the end of the leaching process, the brine is withdrawn by CO₂ injection into the cavern. Then, the CO₂, transported from an adjacent factory by tanks or pipelines, is injected to achieve 57% to 90-95% of the lithostatic pressure. In the final step, the cavern is closed.

4. FUTURE DEVELOPMENT

It is estimated (Yolkan, 2023) that the share of renewables in the global energy will rise to 77.0% by 2050. As the demand for clean and renewable energy sources grows, the need for large-scale, efficient storage solutions like salt caverns is likely to increase. Salt caverns offer secure storage space with established engineering practices in their design, construction, and operation. Thus, high demand for hydrogen storage, CAES and CO₂ in salt caverns, which exceed the current scale, is expected.

Salt caverns are recognised as part of the energy transition process towards net-zero emissions by 2050. The European Union have successfully issued the EU Hydrogen Energy Strategy and the EU Energy System Integration Strategy (Liu et al., 2023). Various ongoing and upcoming research initiatives focus on hydrogen storage in salt caverns. For instance, the HyUnder project, initiated in six countries, including Germany, France, the UK, Spain, the Netherlands, and Romania (Simon et al., 2014, 2015) Another project is the ROSTOCK-H conducted by the French Geodenergies consortium from 2016 to 2021 (Tackie-Otto & Haq, 2024). Within this consortium, a demonstrator project was launched in the EZ53cavern

Wykonanie kawerny i operacja magazynowania CO₂ jest podzielona na cztery etapy (Pajonpai i inni, 2022): ługowanie kawerny, wytłoczenie solanki poprzez zatłoczenie CO₂, zwiększenie ciśnienia w kawernie przez zatłoczenie CO₂ oraz zamknięcie kawerny (Rys. 3). Na etapie ługowania uzyskuje się wymaganą geometrię i objętość kawerny. Dodatkowo, ze względu na konieczność spełnienia warunków stateczności, podczas procesu ługowania wykonywane jest modelowanie i symulacja rozwoju kawerny (Li i inni, 2019). Po zakończeniu procesu ługowania, solanka jest wytłaczana z kawerny poprzez zatłoczenie CO₂ do kawerny. Następnie CO₂, np. dostarczony z pobliskiej fabryki i transportowany przy użyciu zbiorników lub rurociągów, jest zatłaczany do kawerny, aż zostanie osiągnięty poziom od 57% do 90-95% ciśnienia lito-statycznego. W ostatnim etapie kawerna jest zamykana.

4. PRZYSZŁY ROZWÓJ SKŁADOWANIA I MAGAZYNOWANIA

Szacuje się (Yolkan, 2023), że udział odnawialnych źródeł energii na światowym rynku energetycznym wzrośnie do 77,0% w 2050 roku. Wzrost zapotrzebowania na czyste i odnawialne źródła energii, prawdopodobnie spowoduje wzrost popytu na obiekty magazynowe, takie jak kawerny solne. Kawerny solne oferują bezpieczną przestrzeń do magazynowania oraz odpowiedni zasób wiedzy i metodologii w zakresie ich projektowania, wykonania i eksploatacji. Z wymienionych względów, oczekuje się wysokiego, przekraczającego dotychczasowy poziom, zapotrzebowania na magazynowanie wodoru, CAES i CO₂ w kavernach solnych.

Kawerny magazynowe w złożach soli kamiennej są uznawane za część procesu transformacji energetycznej w kierunku osiągnięcia zerowej emisji do 2050 roku. Unia Europejska skutecznie wprowadziła Strategię Wodorową oraz Strategię Integracji Systemu Energetycznego (Liu i inni, 2023). Prowadzone są różne inicjatywy badawcze dotyczące podziemnego magazynowania wodoru w kavernach solnych, np. projekt HyUnder zainicjowany w sześciu różnych krajach, w tym w Niemczech, Francji, Wielkiej Brytanii, Hiszpanii, Holandii i Rumunii (Simon i inni, 2014, 2015). Kolejnym projektem jest ROSTOCK-H realizowany przez francuskie konsorcjum Geodenergies w latach 2016-2021 (Tackie-Otto, Haq, 2024). W ramach tego projektu, uruchomiono projekt demonstracyjny w kawernie EZ53 w magazynie gazu Etrez, który jest zarządzany przez Storengy (Pique i inni, 2021). Oprócz projektów związanych z wodorem, na całym świecie rozwijane są także liczne projekty CAES. W Chinach trwa pierwsza faza projektu elektrowni Jintan CAES, a także obiektów CAES w Hengyang, Hunan (300 MW), Feicheng, Shandong (300 MW), Yuning, Hubei i Yulin, Shaanxi (300 MW). Nowy obiekt CAES (324 MW), którego uruchomienie planowane jest na 2025 rok (<http://www.apexcaes.com/bethel-energy-center>), powstaje

of the Etrez gas storage operated by Storengy (Pique et al., 2021).

In addition to hydrogen projects, several CAES projects have been developed worldwide. In China, the first phase of the Jintan CAES plant project is under construction, along with CAES facilities in Hengyang, Hunan (300 MW), Feicheng, Shandong (300 MW), Yuning, Hubei and Yulin, Shaanxi (300 MW). A new CAES facility (324 MW), scheduled for operation in 2025 (<http://www.apexcaes.com/bethel-energy-center>), is being built in the Bethel Salt Dome (Anderson County, Texas, USA).

However, when considering the utilisation of salt caverns for CO₂ storage, it is essential to weigh the pros and cons. While salt caverns offer secure storage space, the high demand for oil, natural gas, and hydrogen storage makes this option less favourable for CO₂ storage. In this context, salt caverns can only be considered for short-term CO₂ storage.

The high demand for salt caverns may generate interest in old and abandoned caverns. These old caverns may be considered due to lower costs and shorter construction times (Liu et al., 2023). Moreover, hydrogen storage in salt caverns involves a similar design and requirements to natural gas storage, and may include repurposing existing natural gas assets. In 2023, the Etzel storage facility (Germany) began converting two natural gas caverns to hydrogen (<https://h2cast.com>).

The design, construction, and stability of salt caverns are complex issues. Therefore, innovations in cavern construction and stability evaluation, such as advanced modelling techniques, should be developed to ensure the safety and cost-effectiveness of storage in varying geological and mining conditions (Li et al., 2019).

5. CONCLUSION

The development and optimization of salt caverns for hydrogen, compressed air, and CO₂ storage are essential for advancing decarbonization strategies. Due to their large capacity, flexible operation cycles (injection and withdrawal), and proven history in energy storage, salt caverns offer a secure solution for meeting the increasing demand for energy storage and represent a crucial component in the transition to a low-carbon economy. However, realizing their full potential in decarbonization requires overcoming various technical and operational challenges. The role of salt caverns in the global decarbonization strategy will require a comprehensive approach to design and operational management. Further research, technological advancements, and collaboration between industry, government, and researchers will be crucial to advancing these storage technologies. Looking ahead, the shift towards renewable energy and the increasing demand for efficient storage solutions will likely drive further innovations in the utilization of salt caverns. The trans-

w wysadzie solnym Bethel (Anderson, Teksas, USA). Odmienienie do opisanych powyżej, przedstawia się kwestia magazynowania CO₂ w kawernach solnych. Rozważając wykorzystanie kawern solnych do magazynowania CO₂, należy ocenić zarówno zalety, jak i wady. Mimo że kawerny solne oferują bezpieczną przestrzeń do magazynowania, wysokie zapotrzebowanie na magazynowanie ropy naftowej, gazu ziemnego i wodoru sprawia, że opcja ta jest mniej korzystna dla magazynowania CO₂. W tym kontekście kawerny solne mogą być rozważane jedynie do krótkoterminowego magazynowania CO₂.

Wysokie zapotrzebowanie na kawerny solne może skierować zainteresowanie na stare i porzucone kawerny. Kawerny te mogą być brane pod uwagę ze względu na niższe koszty i krótszy czas przystosowania do magazynowania wodoru czy CAES (Liu i inni, 2023). Ponadto, wymagania techniczne dla magazynowania wodoru w kawernach solnych są podobne jak dla magazynowania gazu ziemnego, dlatego w takim przypadku można rozważać zmianę magazynowanej substancji. W 2023 roku w magazynie Etzel (Niemcy) rozpoczęto przekształcanie dwóch kawern magazynujących gaz ziemny na potrzeby magazynowania wodoru (<https://h2cast.com>).

Projektowanie, wykonanie i stateczność kawern magazynowych w złożach soli kamiennej to skomplikowane zagadnienia. Z tego względu innowacje w zakresie wykonania kawern i oceny stateczności, tj. zaawansowane techniki modelowania powinny być rozwijane, aby zapewnić bezpieczne i opłacalne magazynowanie w różnych warunkach geologicznych i górniczych (Li i inni, 2019).

5. PODSUMOWANIE

Rozwój i optymalizacja kawern solnych w kierunku magazynowania wodoru, sprężonego powietrza i CO₂ jest kluczową kwestią w strategii dekarbonizacji. Ze względu na znaczną pojemność magazynową, elastyczność cykli załadowania i wyładowania oraz długą historię w magazynowaniu energii, kawerny solne oferują bezpieczne rozwiązanie dla zaspokojenia rosnącego zapotrzebowania na magazynowanie energii, a także stanowią istotny element przejścia na gospodarkę niskoemisyjną. Pełne wykorzystanie ich potencjału w strategii dekarbonizacji, wymaga pokonania wyzwań technicznych i operacyjnych. Rola kawern solnych w globalnej strategii dekarbonizacji będzie zależeć od kompleksowego podejścia do projektowania i zarządzania operacyjnego. Dalsze badania, postęp technologiczny oraz współpraca między przemysłem, instytucjami rządowymi i naukowcami będą kluczowe dla rozwoju opisanych powyżej technologii. Patrząc w przyszłość, przejście na energię odnawialną i rosnące zapotrzebowanie na wydajne rozwiązania jej magazynowania prawdopodobnie będą napędzać kolejne innowacje w zakresie wykorzystania kawern solnych. Przejście na zerową emisję stwarza dla sektora energetycznego zarówno wyzwania, jak i możliwości, w których kawerny solne mogą odegrać kluczową rolę.

ition towards net-zero emissions presents both challenges and opportunities for the energy sector, with salt caverns potentially playing a pivotal role.

LITERATURA/REFERENCES

- AGHAHOSSEINI A., BREYER C., 2018. Assessment of geological resource potential for compressed air energy storage in global electricity supply. *Energy Conversion and Management* 169: 161–173. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2018.05.058>.
- BÉREST P., BROUARD B., HÉVIN G., RÉVEILLÈRE A., 2019. Tightness of salt caverns used for hydrogen storage. *SMRI Spring Virtual Technical Conference*.
- BEUTEL T., BLACK S., 2005. Salt deposits and gas cavern storage in the UK with a case study of salt exploration from Cheshire. *Oil Gas European Magazine* 31 (1): 31–35.
- BUDT M., WOLF D., SPAN R., YAN J., 2016. A review on compressed air energy storage: basic principles, past milestones, and recent developments. *Applied Energy* 170: 250–268.
- CHEN J., DU C., JIANG D., FAN J., HE J., 2016. The mechanical properties of rock salt under cyclic loading-unloading experiments. *Geomechanics and Engineering* 10 (3): 325–334. <https://doi.org/10.12989/gae.2016.10.3.325>.
- CHEN X.S., LI Y.P., SHI Y.F., YU Y., JIANG Y.L., LIU Y.X., DONG J.L., 2021. Tightness and stability evaluation of salt cavern underground storage with a new fluid-solid coupling seepage model. *Journal of Petroleum Science and Engineering* 202: Article 108475.
- CAŁA M., CYRAN K., KOWALSKI M., WILKOSZ P., 2018. Influence of the anhydrite interbeds on the stability of the storage caverns in the Mechelinki Salt Deposit (Northern Poland). *Archives of Mining Sciences* 63: 1007–1025.
- COSTA A.M., COSTA P.V.M., MIRANDA A.C.O., GOULART M.B.R., UDEBHULU O.D., EBECKEN N.F.F., AZEVEDO R.C., DE ESTON S., DE TOMI G., MENDES A.B., 2019. Experimental salt cavern in offshore ultra-deep water and well design evaluation for CO₂ abatement. *International Journal of Mining Science and Technology* 29: 641–656. doi:10.1016/j.ijmst.2019.05.002.
- COSTA P.V.M., COSTA A.M., MENEGHINI J.R., NISHIMOTO K., SAMPAIO C.M., ASSI G., MALTA E., GOULART M.B.R., BERGSTEN A., UDEBHULU O.D., 2020. Parametric study and geomechanical design of ultra-deep-water offshore salt caverns for carbon capture and storage in Brazil. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences* 131: 104354. doi:10.1016/j.ijrmms.2020.104354.
- CYRAN K., 2021. The influence of impurities and fabrics on mechanical properties of rock salt for underground storage in salt caverns – a review. *Archives of Mining Sciences* 66 (2): 155–179. <https://doi.org/10.24425/ams.2021.137454>.
- CYRAN K., KOWALSKI M., 2021. Shape modelling and volume optimisation of salt caverns for energy storage. *Applied Science* 11: 423. <https://doi.org/10.3390/app11010423>.
- DEVRIES K.L., MELLEGARD K.D., CALLAHAN G.D., 2002. Proof-of-concept research on a salt damage criterion for cavern design: A project status report. *SMRI Spring Technical Conference*, 29–30 April 2002, Banff, Alberta, Canada.
- DJIZANNE H., PRATS F., MURILLO C., SYLVAINE P., 2024. Hippolyte Djizanne, Franck Prats, Carlos Murillo, Pique Sylva-

- ine. *SMRI Fall Technical Conference*, 22-25 September 2024, Edmonton, Alberta, Canada.
- DOPFFEL N., AN-STEPEC B.A., BOMBACH P., WAGNER M., PASSARIS E., 2024. Microbial life in salt caverns and their influence on H₂ storage – current knowledge and open questions. *International Journal of Hydrogen Energy* 58: 1478–1485. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2024.01.334>.
- DOPFFEL N., JANSEN S., GERRITSE J., 2021. Microbial side effects of underground hydrogen storage – knowledge gaps, risks and opportunities for successful implementation. *International Journal of Hydrogen Energy* 46: 8594–8606.
- DOPFFEL N., MAYERS K., KEDIR A., 2023. Microbial hydrogen consumption leads to a significant pH increase under high-saline conditions: implications for hydrogen storage in salt caverns. *Scientific Reports* 13: 10564. <https://doi.org/10.1038/s41598-023-37630-y>.
- DUSSEAU M.B., ROTHENBURG L., BACHU S., 2002. Sequestration of CO₂ in salt caverns. *Proceedings of the Canadian International Petroleum Conference*, Petroleum Society of Canada, April 5, 2002.
- EVANS J., SHAW T., 2021. Storage of hydrogen in solution-mined salt caverns for long-duration energy storage. *SMRI Virtual Spring Technical Conference*.
- FATAH A., AL-YASERI A., THERAVALLAPIL R., RADWAN O.A., AMAO A., AL-QASIM A.S., 2024. Geochemical reactions and pore structure analysis of anhydrite/gypsum/halite-bearing reservoirs relevant to subsurface hydrogen storage in salt caverns. *Fuel* 371: Article 131857. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2024.131857>.
- GUO C., XU Y., ZHANG X., GUO H., ZHOU X., LIU C., QIN W., LI W., DOU B., CHEN H., 2017. Performance analysis of compressed air energy storage systems considering dynamic characteristics of compressed air storage. *Energy* 135: 876–888.
- HAN Y., CUI H., MA H., CHEN J., LIU N., 2022. Temperature and pressure variations in salt compressed air energy storage (CAES) caverns considering the airflow in the underground wellbore. *Journal of Energy Storage* 52, Part A: 104846. <https://doi.org/10.1016/j.est.2022.104846>.
- JIANG Z., LI P., TANG D., 2020. Experimental and Numerical Investigations of Small-Scale Lined Rock Cavern at Shallow Depth for Compressed Air Energy Storage. *Rock Mech Rock Eng* 53, 2671–2683 (2020). <https://doi.org/10.1007/s00603-019-02009-x>
- JIANG Z., OUYANG, Y., HAN, K., TANG, D., 2023. Study on temporal and spatial distribution and temperature control methods of compressed air in underground caverns. *Journal of Engineering Thermophysics* 44 (12): 3433–3444.
- LI J.L., TANG Y., SHI X.L., XU W., YANG C., 2019. Modelling the construction of energy storage salt caverns in bedded salt. *Applied Energy* 255: 113866. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.113866>.
- LI H., MA H., LIU J., ZHU S., ZHAO K., ZHENG Z., ZENG Z., YANG C., 2023. Large-scale CAES in bedded rock salt: A case study in Jiangsu Province, China. *Energy* 281: Article 128271. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2023.128271>.
- LIANG W., ZHANG C., GAO H., YANG X., XU S., ZHAO Y., 2012. Experiments on mechanical properties of salt rocks under cyclic loading. *Journal of Rock Mechanics and Geotechnical Engineering* 4 (1): 54–61.
- LIU J., ZHANG C., WANG Y., 2018. A review of compressed air energy storage systems: technology, application, and future development. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 81: 191–203.
- LIU W., ZHANG X., FAN J.Y., JIANG D.Y., CHEN J., 2020. Research on gas leakage and collapse in the cavern roof of underground natural gas storage in thinly bedded salt rocks. *Journal of Energy Storage* 31: Article 101669.
- LIU W., LI Q., YANG C., SHI X., WAN J., JURADO M.-J., LI Y., JIANG D., CHEN J., QIAO W., ZHANG X., FAN J., PENG T., HE Y., 2023. The role of underground salt caverns for large-scale energy storage: a review and prospects. *Energy Storage Materials* 63: 103045. <https://doi.org/10.1016/j.ensm.2023.103045>.
- LOOFF K.M., RAUTMAN C.A., 2010. Inferring the geologic significance and potential impact of salt fabric and anomalous salt on the development and long-term operation of salt storage caverns on Gulf Coast salt domes. *SMRI Spring Technical Conference*, 26-27 April 2010, Grand Junction, Colorado.
- LOOFF K.M., 2017. The impact of anomalous salt and boundary shear zones on salt cavern geometry, cavern operations, and cavern integrity. *American Gas Association Operations Conference*, 2-5 May 2017, Orlando, Florida.
- LUX K.H., 2009. Design of salt caverns for the storage of natural gas, crude oil, and compressed air: geomechanical aspects of construction, operation, and abandonment. *Geological Society London Special Publication* 313: 93–128.
- MA L.J., LIU X.Y., WANG M.Y., XU H.F., HUA R.P., FAN P.X., JIANG S.R., WANG G.A., YI Q.K., 2013. Experimental investigation of the mechanical properties of rock salt under triaxial cyclic loading. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences* 62: 34–41.
- MAŁACHOWSKA A., ŁUKASIK N., MIODUSKA J., GĘBICKI J., 2022. Hydrogen storage in geological formations—the potential of salt caverns. *Energies* 15: 5038. <https://doi.org/10.3390/en15145038>.
- MIOCIC J., HEINEMANN N., EDLMANN K., SCAFIDI J., MOLAEI F., ALCALDE J., 2023. Underground hydrogen storage: a review. *Geological Society, London, Special Publications* 528: 73–86. <https://doi.org/10.1144/SP528-2022-8>.
- MUHAMMED N.S., HAQ B., AL SHEHRI D., AL-AHMED A., MIZANUR RAHMAN M., ZAMAN E., 2022. A review on underground hydrogen storage: insight into geological sites, influencing factors, and future outlook. *Energy Reports* 8: 461–499. <https://doi.org/10.1016/j.egy.2021.12.002>.
- OLABI A.G., WILBERFORCE T., RAMADAN M., ABDELKAREEM M.A., ALAMI A.H., 2021. Compressed air energy storage systems: components and operating parameters—a review. *Journal of Energy Storage* 34: Article 102000. <https://doi.org/10.1016/j.est.2020.102000>.
- PAJONPAI N., BISSEN R., PUMJAN S., HENK A., 2022. Shape design and safety evaluation of salt caverns for CO₂ storage in Northeast Thailand. *International Journal of Greenhouse Gas Control* 120: 103773. doi:10.1016/j.ijggc.2022.103773.
- PAN B., YIN X., JU Y., IGLAUER S., 2021. Underground hydrogen storage: influencing parameters and future outlook. *Advances in Colloid and Interface Science* 294: Article 102473. <https://doi.org/10.1016/j.cis.2021.102473>.
- PIQUE S., THORAVALL A., LAHAIE F., SARRIQUET A., 2021. Preliminary risk assessment (PRA) for tests planned in a pilot salt cavern hydrogen storage in the frame of the French Project STOPIL-H₂.

- PLAAT H., 2009. Underground gas storage: why and how. In: Evans, D.J. & Chadwick, R.A. (eds) *Underground Gas Storage: Worldwide Experiences and Future Development in the UK and Europe*. Geological Society, London, Special Publications 313: 25–37.
- RAMESH KUMAR K., HONORIO H., CHANDRA D., LESUEUR M., HAJIBEYGI H., 2023. Comprehensive review of geomechanics of underground hydrogen storage in depleted reservoirs and salt caverns. *Journal of Energy Storage* 73, Part B: 108912. <https://doi.org/10.1016/j.est.2023.108912>.
- RATIGAN J.L., 2001. Testimony before the Kansas Senate Utilities Committee Topeka, Kansas. Report for Kansas Geological Survey. <https://www.kgs.ku.edu/Hydro/Hutch/GasStorage/ratigan.pdf>.
- SIMON J., FERRIZ A.M., CORREAS L.C., 2015. HyUnder – Hydrogen Underground Storage at Large Scale: Case Study Spain. *Energy Procedia* 73: 136–144. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2015.07.661>.
- SIMÓN J., ALBES D., BALL M., BECKER A., BÜNGER U., CAPITO S., 2014. Assessment of the potential, the actors, and relevant business cases for large scale and long term storage of renewable electricity by hydrogen underground storage in Europe.
- TACKIE-OTOO B.N., HAQ M.B., 2024. A comprehensive review on geo-storage of H₂ in salt caverns: prospect and research advances. *Fuel* 356: Article 129609. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2023.129609>.
- WANG T., YANG C., CHEN J., DAEMEN J., 2018. Geomechanical investigation of roof failure of China's first gas storage salt cavern. *Engineering Geology* 243: 59–69.
- WANG T., LI J., JING G., ZHANG Q., YANG C., DAEMEN J., 2019. Determination of the maximum allowable gas pressure for an underground gas storage salt cavern: a case study of Jintan, China. *Journal of Rock Mechanics and Geotechnical Engineering* 11: 251–262.
- WANG T., DING Z., HE T., XIE D., LIAO Y., CHEN J., ZHU K., 2024. Stability of the horizontal salt cavern used for different energy storage under varying geological conditions. *Journal of Energy Storage* 84: Article 110817. <https://doi.org/10.1016/j.est.2024.110817>.
- WANG X., WANG J., ZHANG Q., SONG Z., LIU X., FENG S., 2022. Long-term stability analysis and evaluation of salt cavern compressed air energy storage power plant under creep-fatigue interaction. *Journal of Energy Storage* 55: Article 105843. <https://doi.org/10.1016/j.est.2022.105843>.
- WARREN J.K., 2006. *Evaporites: Sediments, Resources and Hydrocarbons*. Springer-Verlag Berlin Heidelberg.
- YANG C., WANG, T., MA, H., LI, Y., SHI, X., DAEMEN, J., 2016. Feasibility analysis of using closely spaced caverns in bedded rock salt for underground gas storage: a case study. *Environmental Earth Science* 75: 1138.
- YOLCAN O.O., 2023. World energy outlook and state of renewable energy: 10-year evaluation. *Innovation and Green Development* 2 (4): Article 100070. <https://doi.org/10.1016/j.igd.2023.100070>.
- ZIEMIAŃSKI P.P., DERKOWSKI A., 2022. Structural and textural control of high-pressure hydrogen adsorption on expandable and non-expandable clay minerals in geologic conditions. *International Journal of Hydrogen Energy* 47: 28794–28805. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2022.06.204>.
- ZHANG Z., LIU W., GUO Q., DUAN X., LI Y., WANG T., 2022. Tightness evaluation and countermeasures for hydrogen storage salt caverns containing various lithological interlayers. *Journal of Energy Storage* 50: Article 104454. <https://doi.org/10.1016/j.est.2022.104454>.
- ZHOU S., XIA C., ZHOU Y., 2018. Long-term stability of a lined rock cavern for compressed air energy storage: thermo-mechanical damage modeling. *European Journal of Environmental and Civil Engineering*, 24 (12): 2070–2093. <https://doi.org/10.1080/19648189.2018.1499556>.
- ZHU S., SHI X., YANG C., LI Y., LI H., YANG K., WEI X., BAI W., LIU X., 2023. Hydrogen loss in salt cavern hydrogen storage. *Renewable Energy* 218: Article 119267. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2023.119267>.