

REZULTATY I KIERUNKI BADAŃ NAD ZNACZENIEM H₂S I CO₂ W FORMOWANIU GŁĘBOKICH SYSTEMÓW HYDROCHEMICZNYCH

RESULTS AND DIRECTIONS OF RESEARCH ON THE ROLE OF H₂S AND CO₂ IN FORMATION OF DEEP HYDROCHEMICAL SYSTEMS

KRZYSZTOF LABUS¹

Abstrakt. Gazy kwaśne CO₂ i H₂S powszechne w wielu systemach wód podziemnych aktywnie kontrolują kierunek i charakter procesów hydrogeochemicznych. Konsekwencje takich interakcji w systemach woda-skała-gaz mają wpływ na bezpieczeństwo geologicznego składowania gazów kwaśnych oraz stosowania niektórych metod szczelinowania. W artykule przedstawiono przegląd badań nad rolą H₂S i CO₂ w formowaniu głębokich systemów hydrochemicznych oraz nad problematyką iniekcji H₂S lub SO₂ wraz z CO₂.

Słowa kluczowe: gazy kwaśne, sekwestracja geologiczna, kinetyka reakcji, modelowanie hydrochemiczne, hydrochemia.

Abstract. Acid gases CO₂ and H₂S, common in many groundwater systems, actively control the directions and the nature of hydrogeochemical processes. The consequences of such interactions in water-rock-gas systems affect the safety of acid gases geological storage, and the use of certain fracturing technologies. This paper presents an overview of research on the role of H₂S and CO₂ in the formation of deep hydrochemical systems and the problems of injection of H₂S or SO₂ with CO₂.

Key words: acid gas, geologic sequestration, reaction kinetics, hydrochemical modeling, hydrochemistry.

WSTĘP

Gazy kwaśne CO₂ i H₂S pochodzenia organicznego lub mineralnego, są powszechne w wielu systemach wód podziemnych. Biorą one udział w reakcjach zachodzących w systemach woda-skała i aktywnie kontrolują kierunek i charakter procesów hydrogeochemicznych. Zjawiska występujące w naturalnych systemach tego typu (niskie stężenie rozpuszczonego gazu lub niskie ciśnienia cząstkowe) są stosunkowo dobrze poznane, w przeciwieństwie do zjawisk w systemach zmienionych poprzez iniekcje gazów kwaśnych. Problematyka iniekcji H₂S lub SO₂ wraz z CO₂ jest od niedawna przedmiotem badań empirycznych oraz modelo-

wania matematycznego, wykonywanych głównie w zagranicznych ośrodkach badawczych. Stwierdzono, że ogólnie, mieszaniny CO₂ z niewielkim dodatkiem SO₂ i H₂S, pod wpływem kontaktu z wodami formacyjnymi (porowymi), mają tendencję do tworzenia silnie kwaśnych faz. Prowadzi to do znacznego spadku pH i intensyfikuje reakcje wód porowych z matrycą skalną. Konsekwencje takich interakcji w systemach woda-skała-gaz mają bezpośredni wpływ na bezpieczeństwo geologicznego składowania gazów kwaśnych oraz stosowania technologii górnictwa otworowego, w których gazy te są włączane do górotworu.

¹ Politechnika Śląska, Wydział Górnictwa i Geologii, Instytut Geologii Stosowanej; ul. Akademicka 2, 44-100 Gliwice;
e-mail: klabus@polsl.pl

BADANIA NAD ODDZIAŁYWANIEM GAZÓW KWAŚNYCH W GŁĘBOKICH SYSTEMACH HYDROGEOCHEMICZNYCH

Iniekcja gazów kwaśnych (głównie CO₂) do przestrzeni geologicznej znajduje zastosowanie między innymi w intensyfikacji wydobycia węglowodorów lub szczelinowaniu hydraulicznym skał łupkowych. Geologiczna sekwestracja (CO₂, H₂S i SO₂) jest również, od pewnego czasu uznawana za efektywną metodę ich utylizacji. Wśród mechanizmów wychwytywania gazu: pułapkowania hydrodynamicznego, w postaci rezydualnej, zaadsorbowanej i rozpuszczonej w płynach złożowych (np.: Bergman, Winter, 1995; Duan, Sun, 2003), za najbezpieczniejsze i najbardziej trwałe jest uznawane pułapkowanie mineralne (np. Xu i in., 2001., Bachu i in., 2007). Pułapkowanie mineralne polega na wiązaniu CO₂, H₂S i SO₂ w fazie stałej w wyniku krystalizacji minerałów węglanowych lub siarczanowych, co w konsekwencji powoduje długoterminową (w geologicznej skali czasu) izolację ww. gazów z atmosfery (np. Perkins, Gunter, 1995).

Polski przemysł nafty i gazu odegrał pionierską rolę w rozwoju technologii sekwestracji gazów cieplarnianych w warstwach wodonośnych. Znajduje to potwierdzenie w licznych pracach Lubasia, Stopy, Rychlickiego, i innych (np.: Lubaś i in., 2008). Przedstawione tam zagadnienia koncentrują się głównie na rozwiązaniach technologicznych i związanych z problematyką inżynierii złożowej w odniesieniu do złoża gazu Borzęcin.

Inne, prowadzone współcześnie badania są poświęcone sekwestracji czystego CO₂ w odpowiednich strukturach geologicznych na terenie kraju, np. utworach czerwonego spągowca basenu Poznania (Lubaś, Kiersnowski, 2012). Najbardziej kompleksowym projektem w tej materii był Narodowy Program Rozpoznanie formacji i struktur do bezpiecznego geologicznego składowania CO₂ wraz z ich programem monitorowania (np. Wójcicki, 2012).

Znaczną część prac badawczych dotyczących składowania czystego CO₂ w Górnośląskim Zagłębiu Węglowym (Polska i Czechy) wykonano w ramach projektów (N N525 2030 33 i N N525 3631 37) prowadzonych przez autora niniejszej publikacji. Prace te obejmowały: procesy reakcji (reakcje zatłoczonego CO₂ z matrycą skalną), symulacje krótkotrwałych i długotrwałych procesów hydrogeochemicznych, w celu ustalenia wpływu i zachowania się CO₂ w okresie dziesiątków i tysięcy lat, w tym szybkości rozpuszczania się CO₂ w wodzie, zmian chemizmu płynów złożowych (wód porowych) – np. zmian pH, krystalizacji faz mineralnych (np. Labus i in., 2010; Labus, Bujok, 2011; Labus, 2012).

Doskonałym przykładem efektywnego wykorzystania modelowania komputerowego do oceny skutków oddziaływania mieszanych gazów kwaśnych na formacje piaszczyste, w porównaniu do oddziaływania stosunkowo czystego CO₂ jest praca Xu i in. (2007). W tym przypadku, modelowanie przeprowadzono zamiast eksperymentów z powodu długiego czasu potrzebnego do zaobserwowania ewidentnych zmian mineralogicznych i strukturalnych. Autorzy przeprowadzili symulacje dla mieszanin o składzie

96,5% CO₂ i 3,5% SO₂, oraz 98,1% CO₂ i 1,9% H₂S (wagowo), odpowiadających stężeniom w gazach powstających podczas spalania węgla nr 6 Illinois. Xu i in. (2007) na podstawie rezultatów symulacji stwierdzili, że w przypadku zatłaczania CO₂ wraz z SO₂ jest uzyskiwany zasadniczo różny efekt względem odczynu pH wód porowych i alteracji matrycy skalnej, natomiast odpowiednie efekty koiniekcji CO₂ z H₂S, nie wykazują istotnych różnic w porównaniu do rezultatów iniekcji czystego ditlenku węgla. Symulacje dla mieszanin gazów zawierających SO₂ wykazały możliwość utworzenia w pobliżu punktu iniekcji strefy o silnym zakwaszeniu wód porowych, gdzie, w promieniu do 50–150 m, dominują procesy wytrącania siarczanów. Poza strefą silnego obniżenia pH główną rolę odgrywa wytrącanie minerałów węglanowych. Maksymalne poziomy sekwestracji mineralnej CO₂ (krystalizacja minerałów węglanowych) osiągnięte w czasie około 10 000 lat były podobne zarówno w przypadku modelowanej iniekcji czystego CO₂, jak i mieszanin CO₂/SO₂. Według Xu i in. (2007), większość SO₂ zostaje wychwycona przez krystalizację alunitu KAl₃[(OH)₆(SO₄)₂], natomiast H₂S jest pułapkowany w pirycie, w czasie około 100 lat po zatłoczeniu, czyli w czasie znacznie krótszym niż w przypadku reakcji pułapkowania CO₂ w węglanach. Zatłaczanie SO₂ powoduje w otoczeniu punktu iniekcji wzrost porowatości od wartości początkowej 0,3 do 0,43, już po około 100 latach. Z drugiej strony – ze względu na krystalizację siarczanów w strefie silnego zakwaszenia wód formacyjnych – porowatość maleje. Poza strefą obniżonego pH porowatość jest kontrolowana przez procesy krystalizacji węglanów i osiąga 0,28 w warunkach zatłaczania zarówno czystego CO₂, jak i mieszaniny CO₂/SO₂.

Schaef i in. (2009) przedstawili eksperyment laboratoryjny dotyczący skał bazaltowych eksponowanych w okresie od 6 do 45 miesięcy, na CO₂ i mieszaniny CO₂/H₂S, w warunkach symulujących głębokie partie górotworu. Próbkę bazaltów różnie reagowały na obecność CO₂, lecz za każdym razem dodatek H₂S radykalnie powiększał reaktywność systemu.

Modelowanie numeryczne zatłaczania CO₂ i SO₂ do piaszczystych i dolomitowych poziomów solankowych Zachodniej Wirginii, przedstawiono w pracy Bacon i in. (2009). Autorzy przeprowadzili symulację trwającą 4 lata iniekcji i stuletniego okresu po zatłaczaniu. Pod wpływem wprowadzenia CO₂ do poziomu wodonośnego następowało rozpuszczanie kalcytu i w mniejszym stopniu dolomitu. Obecność żelaza Fe³⁺ w modelowanym środowisku zapewniała potencjał utleniający, na poziomie wystarczającym do krystalizacji siarczanów przy udziale zatłoczonego SO₂. Jest to zjawisko prowadzące potencjalnie do cementacji porów i w konsekwencji do ograniczenia możliwości zatłaczania. Stwierdzono, że jednoprocenowy udział SO₂ w strumieniu zatłaczanego CO₂ prowadzi również do wytrącania niewielkich ilości anhydrytu (który już pierwotnie wchodził w skład

matrycy skalnej analizowanej formacji wodonośnej), co jednak nie powodowało znaczących zmian porowatości i przepuszczalności w strefie przyotworowej.

Studium przypadku wpływu kwaśnych gazów zatłaczanych do dolomitycznej formacji Wabamun (famen, basenu zachodniokanadyjskiego) przedstawiono w pracy Bachu i in. (2008). Od 1994 r. do dziś operacji zatłaczania poddano ponad 60 000 ton gazów kwaśnych, pochodzących z przeróbki ropy i gazu ziemnego, zawierających wysokie stężenia H₂S (średnio 50%). W związku z faktem, że wody podziemne formacji Wabamun mają charakter stagnujących, przepływ gazu jest przede wszystkim uzależniony od ciśnienia zatłaczania i sił wyporu (injekowany gaz ma mniejszą gęstość od wód formacyjnych). Front migracji gazu porusza się z prędkością szacowaną na 0,1–1 m/rok. Uważa się, że gaz zostanie uwięziony poprzez mechanizmy sekwestracji mineralnej (pomimo długiego czasu, jakiego wymaga ten proces) zanim nastąpi jego ucieczka na drodze migracji na zewnątrz zbiornika. Tezę tę (Bachu i in., 2008) potwierdzają rezultaty studium projektu Zama (Harju, 2008) – sekwestracji kwaśnych gazów w prowincji Alberta, gdzie skład mieszaniny obejmował 70% CO₂ i 30% H₂S. Stwierdzono tam, że gazy kwaśne rozpuszczają się w wodach podziemnych, umożliwiając formowanie kwasu węglowego i siarkowego. Obniżone pH wody intensyfikuje interakcje w systemie woda-skała-gaz umożliwiając rozpuszczanie bądź wytrącanie minerałów w zależności od lokalnej litologii. Dzięki procesowi rozpuszczania szkieletu skał węglanowych lub spoiwa skał piaskowcowych możliwe staje się obniżenie ciśnienia iniekcji. Z drugiej strony, migracja drobnych cząstek oraz wytrącanie minerałów wtórnych mogą powodować obniżenie efektywności procesu zatłaczania.

W pracy Bachu i in. (2008) omówiono zachowanie mieszaniny gazów, podobnej do powstającej w procesie zgazowania węgla (98% CO₂, 2% H₂S). Rozpuszczalność mieszaniny gazów rośnie wraz z udziałem H₂S, który rozpuszcza się w wodzie szybciej od CO₂. Zjawisko to tłumaczy obserwacje poczynione na szcerpanych złożach gazowych prowincji Alberta (Kanada), gdzie przebiec migrującego CO₂ występuje wcześniej niż w przypadku H₂S. Dlatego też implikacje dla bezpieczeństwa długotrwałego zatłaczania i składowania mieszaniny gazów wydają się znacznie różnić w stosunku do iniekcji i sekwestracji czystego CO₂. W niektórych środowiskach geologicznych preferencyjne rozpuszczanie H₂S (w porównaniu do CO₂), może zmusić CO₂ do pozostania w fazie nadkrytycznej, zwiększając w ten sposób ryzyko wycieku (cytowane studium podaje, iż w jednym z analizowanych środowisk objętość CO₂ w postaci

rozpuszczonej obniżyła się o 33%, przy wzroście udziału rozpuszczonego H₂S od 0 do 50%).

Cenny wniosek, ale sformułowany wyłącznie na podstawie modelowania numerycznego, przedstawiono w pracy Zhang i in. (2011) – w porównaniu do formacji zbudowanych z krzemianów, skały węglanowe są mniej korzystne z punktu widzenia mineralnej sekwestracji CO₂. Obecność skał krzemianowych, bogatych w żelazo lub skał węglanowych sprzyja mineralnemu wiązaniu H₂S, przeciwnie niż w przypadku zachowania się CO₂

Praca Knauss i in. (2005), prezentuje spostrzeżenie, że współzatłaczanie SO₂ powoduje zmniejszenie skuteczności zatłaczania poprzez formowanie warunków krystalizacji minerałów siarczanowych. Z drugiej strony, zatłaczanie znacznych ilości H₂S i CO₂ nie wpływa znacząco na skuteczność zatłaczania.

Współskładowanie CO₂ z innymi gazami wymaga większej przestrzeni geologicznej niż sekwestracja czystego CO₂. Jest to szczególnie istotne w przypadku bogatych w azot gazów odlotowych, pochodzących z konwencjonalnych procesów spalania. Według Bacon i in. (2009) produkty spalania w atmosferze wzbogaconej w tlen (oksy-combustion) zawierają 16–21% azotu i 58–76% CO₂. Dlatego w celu uniknięcia dwufazowego przepływu gazu jest wymagane utrzymywanie podwyższonego ciśnienia (aż do 20% w porównaniu z warunkami wymaganymi dla czystego CO₂). Oznacza to, konieczność iniekcji mieszanin gazów do głębszych formacji. Zagadnienie to podnoszą Bacon i in. (2009). Podają za przykład repozytorium (w USA), które umożliwia składowanie czystego CO₂ na głębokości 800 m lecz w przypadku mieszaniny gazów – produktów spalania w atmosferze wzbogaconej w tlen – wymagałoby głębokości 1200–1500 m.

Badania nad zachowaniem się CO₂ rozpuszczonego w wodzie lub znajdującego się w postaci nadkrytycznej są bardzo istotne. Woda z rozpuszczonym CO₂ ma tendencję migracji ku dołowi, podczas gdy nadkrytyczny CO₂ migruje ku stropowi formacji wodonośnej i może dotrzeć do skał w nadkładzie powodując pogorszenie ich właściwości izolujących. Kolejny problem jest związany z korozją elementów metalowych, która jest bardziej intensywna w przypadku nadkrytycznego CO₂ niż CO₂ rozpuszczonego w wodzie. Domieszka H₂S powoduje dalsze przyspieszenie procesu korozji (McGrail i in., 2009). Cytowani autorzy sugerują również, że nadkrytyczne mieszaniny H₂S/CO₂ reagują ze skałami zbiornikowymi powodując samodzielne zasklepianie drobnych szczelin w izolujących skałach nadkładu, poprzez proces wytrącania minerałów wtórnych. Jednak opisywane przez nich rezultaty modelowania hydrogeochemicznego nie odnoszą się do tego typu reakcji.

PODSUMOWANIE

Mimo wielu przeprowadzonych dotychczas badań, istnieje nadal wiele wątpliwości dotyczących geochemii i geochemicznej roli CO₂ i H₂S w głębokich systemach hydroche-

micznych. Problematyka ta wiąże się bezpośrednio z bezpieczeństwem geologicznego składowania gazów kwaśnych, szczególnie CO₂ wraz z H₂S i/lub SO₂. Efekty interakcji

w tak specyficznych układach woda-skała-gaz są niezwykle rzadko badane w sposób eksperymentalny a ponadto są one trudne do przewidzenia.

Problematykę określenia roli gazów kwaśnych (H_2S i CO_2) w formowaniu głębokich systemów hydrochemicznych poziomów wodonośnych i warstw izolujących podjął także zespół prowadzony przez autora niniejszego artykułu. Zaplanowany program badawczy obejmuje połączone badania eksperymentalne i modelowanie kinetyki reakcji w systemach woda-skała-gaz dla przykładowych środowisk hydrochemicznych głębokich poziomów wodonośnych i warstw izolujących. Oczekiwane rezultaty projektu umożliwią ocenę zmian środowiska hydrogeochemicznego formacji, na skutek krótkotrwałego wprowadzania gazów kwaśnych do górotworu (takiego jak podczas szczelinowania hydraulicznego) lub długoterminowego ich tam magazynowania. Pozwolą one na określenie wpływu gazów na skład mineralogiczny i parametry petrofizyczne (porowatość, przepuszczalność, powierzchnia właściwa) skał poziomów wodonośnych i izolujących, oraz charakterystykę reakcji hydrogeochemicznych w systemach gaz-woda-skała i określenie mechanizmów wiązania analizowanych gazów w matrycy skalnej poziomów wodonośnych.

Zaplanowane badania nie mają szans na finansowanie ze strony podmiotów gospodarczych, prowadzących prace z dziedziny utylizacji i wykorzystania gazów kwaśnych. Podmioty te posiłkują się wiedzą empiryczną, a jeżeli prowadzą własne badania to ograniczają dostęp lub zupełnie nie udostępniają uzyskanych wyników. Może to doprowadzić do sytuacji, w której instytucje kontrolne będą dysponowały węższym od przedsiębiorców lub wykonawców prac zasobem informacji na temat możliwych interakcji pomiędzy gazami kwaśnymi a środowiskiem geologicznym. Uzyskane rezultaty będą miały charakter obiektywny i będą stanowiły własność publiczną a jednym z wyników pracy będzie, przynajmniej częściowe, przełamanie monopolu (głównie sektora przemysłu nafty i gazu) na wiedzę w tej dziedzinie. Projekt daje szansę na uzyskanie wyników, których interpretacja pogłębi wiedzę na temat zjawisk zachodzących w środowisku poziomów wodonośnych i skał izolujących, w obecności gazów kwaśnych, w warunkach wysokich ciśnień, rzędu ponad 80 bar. Może on poszerzyć wgląd w naturę procesów hydrotermalnych i wulkanicznych.

Projekt sfinansowano ze środków Narodowego Centrum Nauki przyznanych na podstawie decyzji numer DEC-2012/05/B/ST10/00416.

LITERATURA

- BACHU S., BONIJOLY D., BRADSHAW J., BURRUSS R., HOLLOWAY S., CHRISTENSEN N.P., MATHIASSEN O.M., 2007 — CO_2 storage capacity estimation: methodology and gaps. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, vol. 1 (4): 430–443.
- BACHU S., BUSCHKUEHLE M., HAUG K., MICHAEL K., 2008 — Subsurface characterization of the Pembina-Wabamun acid gas injection area, Energy Resources Conservation Board, ERCB/AGS special report 093. Edmonton, Alberta, Canada, Alberta Geological Survey.
- BACON D.H., SASS B.M., BHARGAVA M., SMINCHAK J., GUPTA N., 2009 — Reactive transport modeling of CO_2 and SO_2 injection into deep saline formations and their effect on the hydraulic properties of host rocks. In: 9th international conference on greenhouse gas control technologies, Washington, DC, USA, 16–20 Nov 2008, CD-ROM; *Energy Procedia*, 1: 3283–3290.
- BERGMAN P.D., WINTER E.M., 1995 — Disposal of carbon dioxide in aquifers in the U.S. *Energy Conversion and Management*, 36: 523–526.
- DUAN Z., SUN R., 2003 — An improved model calculating CO_2 solubility in pure water and aqueous NaCl solutions from 273 to 533 K and from 0 to 2000 bar. *Chemical Geology*, 193: 257–271.
- HARJU J., 2008 — Zama acid gas EOR, CO_2 , sequestration, and monitoring project. Presentation at: Regional carbon sequestration partnership annual peer review meeting, Pittsburgh, PA, USA, 6 Oct 2008.
- KNAUSS K., JOHNSON J.W., STEEFEL C.I., 2005 — Evaluation of the impact of CO_2 , co-contaminant gas, aqueous fluid and reservoir rock interactions on the geologic sequestration of CO_2 . *Chemical Geology*, 217: (3–4): 339–350.
- LABUS K., 2012 — Phenomena at interface of saline aquifer and claystone caprock under conditions of CO_2 storage. *Annales Societatis Geologorum Poloniae*, 82: 255–262.
- LABUS K., BUJOK P., 2011 — CO_2 mineral sequestration mechanisms and capacity of saline aquifers of the Upper Silesian Coal Basin (Central Europe) – Modeling and experimental verification. *Energy*, 36: 4974–4982.
- LABUS K., TARKOWSKI R., WDOWIN M., 2010 — Assessment of CO_2 sequestration capacity based on hydrogeochemical model of Water-Rock-Gas interactions in the potential storage site within the Bełchatów area (Poland). *Gospod. Sur. Min.*, 26: 69–84.
- LUBAŚ J., KIERSNOWSKI H., 2012 — Możliwości geologicznej sekwestracji CO_2 w utworach czerwonego spągowca basenu Poznań. *Biul. Państw. Inst. Geol.*, 448: 16–26.
- LUBAŚ J., WARCHOŁ M., KRĘPULEC P., WOLNOWSKI T., 2008 — Greenhouse gas sequestration in aquifers saturated in natural gases. *Gospod. Sur. Min.*, 24: 299–308.
- MCGRAIL B.P., SCHAEF H.T., GLEZAKOU V.A., DANG L.X., OWEN A.T., 2009 — Water reactivity in the liquid and supercritical CO_2 phase: has half the story been neglected? W: 9th international conference on greenhouse gas control technologies, Washington, DC, USA, 16–20 Nov 2008, CDROM; *Energy Procedia*, 1: 3415–19.
- PERKINS E.H., GUNTER W.D., 1995 — Aquifer disposal of CO_2 -rich greenhouse gases: modelling of water-rock reaction paths in a siliciclastic aquifer. W: Y K KHARAKA, O V CHUDAIEV (eds.) Proceedings of the 8th International Symposium on Water-Rock Interaction, Balkema, Rotterdam: 895–98.

- SCHAEF H.T., MCGRAIL B.P., OWEN A.T., 2009 — Basalt-CO₂-H₂O interactions and variability in carbonate mineralization rates. *W*: 9th international conference on greenhouse gas control technologies, Washington, DC, USA, 16–20 Nov 2008, CD-ROM; *Energy Procedia*, **1**: 4899–4906.
- WÓJCICKI A., 2012 — Postępy realizacji Krajowego Programu „Rozpoznanie formacji i struktur do bezpiecznego geologicznego składowania CO₂ wraz z ich planami monitorowania. *Biul. Państw. Inst. Geol.*, **448**: 9–15.
- XU T., APPS J., PRUESS K., 2001 — Analysis of mineral trapping for CO₂ disposal in deep aquifers. Lawrence Berkeley National Laboratory Report LBNL-46992, Berkeley, California: 1–104.
- XU T., APPS J.A., PRUESS K., YAMAMOTO H., 2007 — Numerical modeling of injection and mineral trapping of CO₂ with H₂S and SO₂ in a sandstone formation. *Chemical Geology*, **242**: 319–346.
- ZHANG W., XU T., LI Y., 2011 — Modeling of fate and transport of co-injection of H₂S with CO₂ in deep saline formations. *Journal of Geophysical Research*, **116**: B02202.

SUMMARY

Acid gases CO₂ and H₂S of organic or mineral origin are common in numerous groundwater systems. Beside their indicative role for different groundwater environments, they take part in the reactions in rock – water systems, and actively control the direction and characteristics of hydrogeochemical processes. The phenomena that occur in such natural systems (low concentrations of dissolved gas or low partial pressures) are relatively well recognized in contrast to the reactions in the systems impacted by industrial injection of acid gas. Despite much research that has already been done, there are still numerous concerns about the geochemistry and geological role of CO₂ and H₂S in deep hydrochemical systems. This is also connected with the safety of acid gases disposal, particularly for CO₂ with SO₂ and/or H₂S co-storage.

Basing on an extensive literature review and our lab experiments on CO₂ sequestration, we designed a comprehensive study, enabling the hydrochemical models, calibrated on the basis of experiments, considering the impact of acid gases in form of supercritical mixtures and dissolved in pore water on the deep hydrochemical systems of aquifers and insulating layers. Two main effects of the study are expected: determination of the influence of acid gases on the mineralogical composition and petrophysical parameters (porosity, permeability, specific surface) of aquifers and cap rocks, characteristics of hydrogeochemical reactions in rock-water-acid gas systems, and evaluation of trapping mechanisms of acid gas.

