

EVALUACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO ELECTROLÍTICO Y POSIBILIDADES DE ALMACENAMIENTO SUBTERRÁNEO EN LA REGIÓN ENTRERRIANA

Viviana A. Venturino¹, C. Ramiro Rodríguez², Adrián A. Silva Busso¹

¹Grupo de Investigación Geoambiental GIGAM, UTN FR Concordia, Salta 277, E3200EKE
Concordia, Entre Ríos hidrogeno@frcon.utn.edu.ar, pntsas@ina.gov.ar

²Facultad de Ciencias Exactas Físicas y Naturales, Universidad Nacional de Córdoba,
Av. Vélez Sarsfield 299, Córdoba (5000), Provincia de Córdoba ramiro.rodriguez@unc.edu.ar

RESUMEN: Este trabajo expone avances sobre estudios de evaluación de la producción de hidrógeno por electrólisis de agua, utilizando energía primaria renovable procedente de la generadora hidroeléctrica de la región entrerriana. Para la producción electrolítica, se consideran tanto los excedentes hídricos no despachados a la red de energía eléctrica o energía de vertido en el año 2017, pudiéndose producir del orden de 50 toneladas diarias de hidrógeno verde, como la disposición de un porcentaje de la generación para la producción de 12,5 toneladas diarias de hidrógeno. Posteriormente se plantea el almacenamiento de hidrógeno en estado gaseoso en el subsuelo provincial para su futura utilización. Para este objetivo, se efectuaron estudios de correlación, análisis de la geología, litología y estratigrafía del subsuelo; a través del examen de datos existentes de pozos hidrotermales de la región. La caracterización de variables petrofísicas primarias y secundarias como indicadores de la aptitud y cualidad de las unidades formacionales como posible reservorio, como permeabilidad y porosidad, fueron evaluadas de los informes y memorias existentes del Sistema Acuífero Guaraní. Se concluye que las formaciones Botucatu y Miembro Solari, presentan adecuadas características petrográficas como reservorio y la Formación Serra Geral como roca sello de las 12,5 toneladas diarias de hidrógeno que serían generadas mediante el porcentaje de energía dispuesta para esta producción. El presente estudio forma parte del trabajo de una tesis en Ingeniería Ambiental de la Universidad Tecnología Nacional, Facultad Regional Concordia.

Palabras clave: hidrógeno electrolítico, electrolizadores alcalinos, almacenamiento de hidrógeno gaseoso, unidades formacionales, porosidad y permeabilidad.

INTRODUCCIÓN

El Acuerdo de París (UNFCCC, 2015) en donde 195 países se comprometen a tomar determinadas acciones para cumplir el objetivo propuesto de “mantener el incremento de la temperatura media mundial por debajo de 2 °C” y seguir lineamientos conjuntos para limitar dicho aumento a 1.5 °C, debe llevarse a cabo mediante una fuerte reestructuración de los sistemas de producción y consumo de energía a escala mundial. Las emisiones provenientes de la quema de combustibles fósiles representan las dos terceras partes de las emisiones netas a nivel global, de acuerdo con el reporte emitido por la Agencia Internacional de Energía (IEA, 2021). En este contexto, la generación de energía es un factor de fundamental importancia dentro de los procesos asociados a la descarbonización de los distintos sectores, según datos de análisis del Panel Intergubernamental sobre Cambio Climático (IPCC, 2020). Dado que uno de los principales gases de efecto invernadero (GEI) causantes del aumento de temperatura global y el más abundante presente en las emisiones netas, es el dióxido de carbono (CO₂), se propone la reducción de las emisiones de este gas como mecanismo para la mitigación del cambio climático. Para lograr esta meta se ha sugerido la incorporación en la matriz energética de fuentes de energía renovables libres de carbono. Siguiendo la agenda climática global, la Unión

Europea (UE) ha fijado objetivos asociados a la energía proponiendo reducción de los niveles de GEI hasta un 95% para el año 2050 y actualmente propone objetivos de reducción de emisiones de un 40%, un incremento del 27% de energía de fuentes renovables y un 30% en la mejora de la eficiencia energética (IEA, 2019) para el año 2030.

A nivel mundial se ha visto un marcado crecimiento en la matriz energética global de utilización de fuentes de energía de origen renovable, en particular la eólica, solar fotovoltaica y biocombustibles de última generación, lo que ha devenido en una reducción de emisiones de GEI. Pero a pesar del fuerte incremento en las últimas décadas de esta tecnología, no es suficiente para lograr los objetivos acordados, ya que hay sectores difíciles de electrificar, requiriéndose de otros esfuerzos en la consecución de la transición energética (Aprea & Bolcich, 2020) hacia un futuro de emisiones netas cero.

El hidrógeno es un vector energético, un combustible versátil complementario de la electricidad, cuya utilización está libre de emisiones de carbono. Es ampliamente utilizado en distintos sectores como la industria química, transporte y en energía (considerando producción de calor y electricidad), y su participación dentro del sector eléctrico (generación, transporte y distribución), a través del uso de celdas de combustible que lo convierten en electricidad, es viable. Esto ha generado un nuevo paradigma otorgándole un rol enmarcado en los procesos vinculados a la transición energética. Actualmente el hidrógeno es producido mayoritariamente a partir de gas natural (Gray Hydrogen) y carbón (Black Hydrogen) donde las emisiones de CO₂ asociadas son significativas, por ello la producción de hidrógeno limpio con la utilización de energías renovables, (Green Hydrogen), es una tendencia que está en la agenda energética de varios países del mundo, a través de diversos proyectos. La futura penetración del hidrógeno verde depende básicamente de bajar costos de fabricación de electrolizadores de gran potencia, estimándose una reducción del 30% para el año 2030. De acuerdo con el análisis realizado por la Agencia de Energía Internacional (IEA), se proponen dos rutas principales de producción de bajas emisiones de carbono, una implica articular tecnologías convencionales con tecnologías de captura y utilización o almacenamiento de carbono (CCUS) y la otra generar hidrógeno a través de la electrólisis del agua.

La región entrerriana tiene períodos estacionales con altos grados de hidraulicidad, que podrían llegar a convertirse en excedentes hídricos (De Souza Noel Simas Barbosa et al., 2016), debido a las condiciones hidrológicas particulares del río Uruguay y también a las condiciones de operación y despacho de energía al sistema energético nacional. Dentro de este contexto energético, se plantea como hipótesis la producción de hidrógeno electrolítico con dichos excedentes estacionales o “energía de vertido” que no son despachados al sistema de energía de la red nacional, provenientes de la central hidroeléctrica de Salto Grande, ubicada al noreste de la provincia de Entre Ríos. Esta fuente primaria de origen renovable es de carácter estacional y depende del sistema hidrológico de la cuenca, lo que quiere decir que es intermitente, esto implica, la implementación de un electrolizador que deberá ser seleccionado para trabajar a potencia variable. Adicionalmente a esta producción, se plantea el estudio del posible almacenamiento de hidrógeno gaseoso a gran escala en el subsuelo entrerriano. A posteriori podría ser utilizado, por ejemplo, en la reconversión en electricidad por medio de celdas de combustibles (Fuel Cell) e inyectado al sistema eléctrico interconectado nacional. Sin embargo, la utilización posterior del hidrógeno no se abordará en este artículo.

De este estudio se pretende obtener un aporte al conocimiento técnico-científico para una implementación a futuro de esta tecnología y a la economía del hidrógeno en el país. Producir hidrógeno libre de carbono y almacenarlo en grandes cantidades, no solo favorecería técnicamente al sistema eléctrico al convertirse en activos como reserva de energía (back Up) a la vez de formar parte del sistema de regulación eléctrico, sino que también podría llegar a cubrir los picos de demanda (Gabrielli et al., 2020) que la generación estacional no puede abastecer (Smolinka et al., 2015; Barton et al., 2010); y eventualmente suministrar combustible a flotas de vehículos a hidrógeno de emisiones-cero u otros usos a escala local y/o regional. La utilización de esta tecnología daría una importante contribución en las acciones de mitigación de los efectos del cambio climático por medio de los mecanismos reducción de emisiones de CO₂ (Rahil et al., 2019).

En la última década, los avances en la industria de la generación de hidrógeno por electrólisis de agua “Electrolysis | Hydrogenics”, particularmente electrolizadores alcalinos de baja presión (Grigoriev et al., 2020), han evolucionado fuertemente (Cruden A. et al., 2013), tanto en lo que se refiere a nuevos tratamientos superficiales de los electrodos (Ganciet et al., 2018) como nueva configuración (Kuleshov et al., 2016) y conexión de las celdas del stack o “apilamiento de celdas” (Rajaei & Haverkort, 2020). Por ejemplo, el mejoramiento del sistema interno de recirculación del electrolito, que implica moderación de las reacciones y facilita la transferencia de masa; hace en su conjunto, que el equipo pueda trabajar de manera estable, disminuyendo los sobrepotenciales en la superficie de los electrodos. El incremento de la resistencia por la acumulación de burbujas sobre la superficie electródica, las cuales también generan pequeñas presiones diferenciales sobre el diafragma separador de ánodo y cátodo (Otero et al., 2014), disminuyen la vida útil y comprometen la pureza del hidrógeno por presencia de oxígeno en niveles no aceptables. De esta manera, se ha logrado mantener controlado y seguro el proceso con presiones y temperaturas estables y no perjudiciales para la vida útil del electrolizador. Previo a estos avances, los equipos podían operar dentro de un rango entre el 16% (mínimo técnico) y 100% de potencia nominal, es decir, a potencia constante, ya que la electrólisis se realiza en forma directa y de rampa igual al incremento de la potencia de alimentación (Ursúa et al., 2009). Es decir, sigue la curva de carga, por lo que una rampa escarpada comprometería fuertemente a la estabilidad del sistema y sin dejar de lado la parte de seguridad, ya que podían formarse mezclas peligrosas explosivas (mixing). Por estas razones, era inviable técnicamente la operación a potencia variable. Actualmente existe la tecnología que podría facilitar el uso de energías renovables primarias directamente acopladas al electrolizador, como sería en el caso de la zona entrerriana, de excedentes hídricos estacionales (energía variable) no despachados a la red eléctrica o energía de vertido (Nadaleti Willian et al., 2020). La producción de hidrógeno por electrólisis de agua propuesta en los párrafos anteriores, conlleva suponer la posibilidad de almacenamiento (Gabrielli et al., 2020; Heinemann et al., 2018) de hidrógeno gaseoso a gran escala en el subsuelo regional.

A escala global el almacenamiento subterráneo de gas ha sido ampliamente explorado durante décadas, tanto para el gas natural como para el gas de ciudad o biogás, el cual contiene en fracción 60% de hidrógeno (H_2) y 40% de metano (CH_4) entre otros gases. En Francia, por ejemplo, el acuífero de Beynes conformado por arenisca no consolidada se ha operado satisfactoriamente por más de 30 años con biogás, proveniente de los reactores de residuos sólidos urbanos y la operación de los pozos se realiza anualmente para cubrir la demanda de invierno, ciclos operativos técnico-económico posibles para el caso de acuíferos. Además, el almacenamiento de hidrógeno en el subsuelo no representa un peligro potencial para el medio ambiente, considerando sistemas acuáticos o terrestres (Fho et al., 1979).

El proyecto de la UE H2STORE, investiga las variables petrofísicas, geofísicas y geoquímicas, mineralógicas, microbianas y la interacción o variación de éstas por la presencia de gas hidrógeno (De Lucia et al., 2015), particularmente en la superficie poral recubierta por arcillas que eventualmente serán modificadas cambiando los cementos de las rocas (Henkel et al., 2013). En el estudio de viabilidad de este proyecto, realizado en Portugal, se evaluaron diferentes tecnologías de almacenamiento en el subsuelo, como ser en depósitos de sal en pozos agotados y en acuíferos salinos; para este último, los resultados para la posible implementación fueron satisfactorios obteniéndose valores petrofísicos de porosidad del 15% y permeabilidad por encima de los 200 miliDarcy (Carneiro et al., 2019).

Otro proyecto de la UE es “Hydrogen Underground Storage at Large Scale” (HyUnder, 2015) cuyo objetivo es el de establecer la viabilidad de unidades formacionales como reservorios de hidrógeno gaseoso en Francia, España, Alemania, Rumania, Holanda e Inglaterra y establecer ventajas y oportunidades para distintos sectores de la economía para el almacenamiento de hidrógeno. En Argentina y en colaboración con el proyecto antes mencionado, se encuentra Hychico, situado en la Planta de Hidrógeno Diadema en Comodoro Rivadavia, provincia de Chubut. En este proyecto, se ha realizado el almacenamiento de hidrógeno gaseoso en pozos agotados de gas natural a escala piloto (Pérez, 2017). En este caso, el gas metano (CH_4) inextraíble del pozo se utiliza como gas colchón o de base, encargándose de mantener estable las presiones durante los regímenes de inyección / extracción de la mezcla de gases, es decir durante la operación del yacimiento. Al ser el gas de base existente al

igual que la infraestructura de perforación y sus instalaciones asociadas, convierte a este sistema en el más viable a nivel técnico-económico con respecto a los demás sistemas de almacenamiento subterráneos (Lord et al., 2014).

METODOLOGÍA

Los estudios se desarrollaron en base a la exploración bibliográfica, recopilación, análisis y evaluación de datos existentes y estudios de correlación geológica.

Para el caso de la cuantificación de los excedentes de energía, se tomaron aquellos no despachados a la red por la generadora hidroeléctrica de Salto Grande o energía estacional de vertido. Se define energía turbinable vertida a la diferencia que existe entre la energía máxima de generación ofrecida a los mercados y la real generada. El análisis se realizó sobre los excedentes hídricos históricos contenidos en las Memorias Anuales de Gestión de la represa hidroeléctrica de Salto Grande Argentina, referidos a los últimos cinco años; con el objetivo de determinar la energía disponible para generar hidrógeno y estimar así la proyección de la producción anual de hidrógeno en Tn ó kg H₂/año. Se consideraron además los rendimientos de la unidad generadora, sus equipos periféricos asociados (convertidor AC/DC) y la tecnología de electrólisis a utilizar, que en este caso serán generadores alcalinos de baja presión o atmosféricos, por ser la tecnología más madura puesta en el mercado.

Los estudios de correlación de la geología, litología del subsuelo entrerriano y la estratigrafía se realizaron tomando los datos de los registros de correlación de perfilajes entre pozos hidrotermales: Concordia-1 y Federación-1, existentes en la región (Silva Busso A. y Fernández Garrasino C., 2004). La caracterización de variables petrofísicas primarias y secundarias, como permeabilidad y porosidad, se obtuvieron a través de la evaluación de los valores proporcionados por el trabajo realizado para el Sistema Acuífero Guaraní (Aguirre et al., 2008).

RESULTADOS

De la energía de vertido no despachada al sistema, registrada en las “Memorias Anuales de Salto Grande” correspondientes a los últimos cinco años que se muestran en la Tabla 1, se estimó que la energía disponible a ser utilizada para generar hidrógeno electrolítico es de aproximadamente de 437,2 GWh al año, haciendo referencia sólo al año 2017 en particular, ya que durante el mismo se mantuvo vertedero abierto durante 144 días (3456 hs anuales) consecutivos casi en su totalidad. Esta situación no se mantiene para los demás años en estudio, ni en cantidad de días con vertedero abierto ni en días consecutivos. Para la generación de hidrógeno, se requieren al menos 3000 h (125 días) al año como mínimo (Fernandes Macedo y Drielli Peyerl, 2022). Las mismas, se corresponden con la necesidad de funcionamiento técnico-operativo de la planta de electrólisis, ya que por debajo de ese tiempo de funcionamiento el costo de producción de hidrógeno sería elevado y se desaprovecharía la energía hidráulica renovable de bajo costo; a la vez de comprometer la vida útil del electrolizador alcalino de baja presión (AEL) operando a potencia variable, propuesto para la implementación.

De acuerdo con la estimación de energía diaria disponible en el año 2017 (3035,875MWh/día) y considerando que, dependiendo de la eficiencia del electrolizador, son necesarios entre 50 a 60 kWh/kgH₂, se obtendría una producción de unas 60,7 a 50,6 (Tn H₂/día), respectivamente. Para esta última producción más conservadora, se requeriría el uso de 20 electrolizadores del tipo ISE Fraunhofer propuesto, cuyas especificaciones técnicas se muestran en la Tabla 2. La producción de hidrógeno no es económicamente viable para los restantes años, porque la energía turbinable vertida disponible se genera en un período de tiempo menor a los 125 días de vertedero abierto requeridos. En consecuencia, solo un año de los estudiados hubiera sido óptimo para la producción de hidrógeno, lo que conduce a una situación que está lejos de ser óptima. Por esta razón y también el hecho de que la hidroeléctrica considerada está clasificada como de pasada (por lo cual su operatividad y despacho se realizan a “generación plena”, lo que implica que la energía de vertido y no despachada es poco significativa), solo en casos excepcionales en donde el mercado eléctrico mayorista no requiere esa energía se abre el vertedero, acción que corresponde típicamente a límites en los niveles hidrológicos de los caudales

ingresantes. Por ende, se declara máxima generación a los despachos para optimizar el uso del agua turbinable sobre la vertida, en todos los casos en que fue necesario abrir el vertedero.

Tabla 1: Resumen de los años en estudio para la energía turbinable vertida - días del año de vertedero abierto.

Año	Energía Turbinable Vertida (MWh)	Vertedero Abierto (días)
2017	437166	144
2018	198357	60
2019	132088	88
2020	7026	12
2021	hidrológicamente pobre	3

Esto significa que no se dispone de excedentes de energía factibles de utilizarse para la producción de hidrógeno. A consecuencia, se propone designar un porcentaje de generación de energía para esta producción durante el mayor tiempo del año para obtener costos de producción competitivos, ya que esta energía hidroeléctrica es de muy bajo costo y, por ser generada “in situ” con el sistema de electrólisis sin necesidad de transporte eléctrico, también baja el costo del hidrógeno producido, siendo éste, uno de los factores significativos incidentes en el precio final de producción.

Tabla 2: Especificaciones técnicas de los electrolizadores alcalinos ISE Franhofer.

Marca	Año	Tipo	Precio Instalado [USD]	Producción [Nm³/h]	Consumo Agua [l/h]	Consumo Eléctrico [kWh/Nm³]	Potencia [kW]	Prod [Kg/h]	Efic %
ISE Fraunhofer	2021	Alc.	8.486.391	1.159 (2,5 Tn/día)	950	4,75	5.500	104	74,6

Geología Regional

Mediante el análisis lito-estratigráfico y de correlación obtenidos por uno de los autores en (Silva Busso, 1999) se identificaron las siguientes formaciones: Formación Serra Geral (F. Serra Geral), Formación Botucatu (F. Botucatu) y su Miembro Solari (Mb. Solari). De la columna estratigráfica de los registros de pozo (Concordia-1 – correlación Federación-1) se caracterizan desde boca de pozo, a la F. Serra Geral (rocas efusivas basálticas) con una potencia o espesor de 800 m a 900 m en profundidad; infrapuesta a ésta, la F. Botucatu (areniscas mayormente) con una potencia que va desde los 100 m a los 300 m; por último, a la Formación Piramboia (limos arcillosos con intercalaciones arenosas) con una potencia aproximada de 100 m y de yacencia hasta el final de la perforación a 1200 m de profundidad.

Del análisis petrofísico se obtuvieron (Aguirre et al., 2008), para la F. Botucatu (homónima Tacuarembó en Uruguay) entre el percentil 25 al 50 los valores de porosidad variaban de un 25% hasta un 35% y entre el percentil 25 al 50 los valores de permeabilidad variaban de 10 mD (mili Darcy) a 1000 mD. También, se han expuesto valores de porosidad en F. Botucatu del orden los 35% con permeabilidades de hasta 2698 mD, donde la amplitud en la distribución de estos valores se debe a la distribución del cemento silíceo. La baja porosidad del Mb. Solari se debe a la presencia de ópalo (cuarzo secundario) rellenando los poros, es decir como cemento. Debe considerarse además que, en esta muestra, está interdigitada o Intertraps a la F. Serra Geral, por lo tanto, los valores de porosidad y permeabilidad poseen una amplia variación que va desde 9% a 25 % y de 0 mD a 958 mD respectivamente. Los valores extremos de la amplitud estarían asociados a potencias de los Intertraps de más de 10 m (Silva Busso, 1999). Así mismo también podría estar conformando “draas” o dunas en el orden de decenas de metros de altura o interdigitado o subyacente a la F. Serra Geral y con vinculación lateral. Adicionalmente estarían los posibles pliegues antiformes y regionalmente aislados regionalmente que describe (Fernández Garrasino, 1998) y las estructuras de entrapamiento similares, como facies onduladas de considerable altura como para contener al gas, propuestas por (Sørensen, 2007). Ambas unidades

litostratigráficas de yacencia infrapuestas (Fernández Garrasino, 2008), eventualmente interdigitada o en Intertraps en el caso del Mb. Solari a la F. Serra Geral.

El Miembro Solari está conformado por secciones clásticas continental interpuesta y/o interdigitada y vinculada lateralmente a la F. Serra Geral. Dentro de ésta, secciones psamíticas y pelíticas laminadas o cuerpos areniscos conformando “draas” o dunas simples. Areniscas con granometrías de fina a mediana (eolianitas), de color rojo oscuros, pardo rojizo y pardo claro, composición cuarzosa (93% a 98%), individuos redondeados y subredondeados. El resto del porcentual corresponde a láminas de Feldespatos potásicos con abundante ortosa y con plagioclasas subordinadas.

También la formación Botucatú posee secciones clásticas, mayormente psamitas de granometrías medias a finas. Sedimentitas compuestas de areniscas rojas-ocre y rojo-amarillento pálido, granometrías finas a muy finas con tamaño medio de partículas, de poca matriz, poco consolidada, friable, de muy buena selección y escaso cemento carbonático con un recubrimiento de pátina delgada de óxido de hierro. Mineralógicamente está compuesta básicamente de cuarzo incoloro (de 70% a 85% aproximadamente), particulado redondeados, subredondeados y subangulosos en buena proporción. Feldespatos (minerales tecto-aluminosilicatos: ortoclasa, albita y anortita, alcalinos y potásicos (en un 10% a 15 % aproximadamente) con partículas subredondeadas, angulosas y subangulosas, recubiertas aparentemente por la alteración de carbonatos y arcillas caoliníticas y por una pátina de óxido de hierro. Micas en un 5% del tipo moscovita (micas aluminicas) o sericita, planares o laminares y angulosos, de la alteración de los feldespatos. Se observa opacos rojizos (óxidos) prolados y subredondeados.

CONCLUSIONES

Como se analizó anteriormente, al no disponer de energía de generación excedentes, ya que por operatividad de la hidroeléctrica se declara máxima generación a los despachos; se propone entonces, disponer de un porcentaje de la generación para la producción de hidrógeno. Por ejemplo, para producir 50 (Tn/día) se requieren una potencia instalada en electrolizadores de 110 MW (Tabla 2), lo que equivale al 81,5 % de utilización de una turbina (135 MW). Por lo tanto, se propone disponer sólo del 20%(27,5 MW) de una turbina, equivalente a producir anualmente unas 12,5 (Tn/día) con 5 electrolizadores. Las decisiones sobre las capacidades de producción estarían sujetas al análisis y estudio de factibilidad técnico-económica y del entorno de negocio.

De acuerdo con las variaciones petrofísicas observadas, los valores de porosidad y permeabilidad considerados para la F. Botucatú varían de un 25% hasta un 35% y de 10 mD a 1000 mD respectivamente. Esta situación se repite para el Mb. Solari con valores de porosidad de hasta un 25% y permeabilidad hasta 958 mD. Dichos valores son algo superior a los mencionados por (Carneiro et al., 2019), porosidad del 15% y permeabilidad por encima de los 200 mD. Lo que nos sugiere que ambas formaciones poseen buenas características petrofísicas como reservorio.

Desde un aspecto sedimentológico tanto el Mb. Solari como F. Botucatú son secciones clásticas cuerpos de areniscas rojizas de granometrías medias a fina; de mineralogía cuarcítica y feldespática en abundancia. Para el caso de F. Botucatú, cuarzo incoloro hasta un 85%, areniscas rojo-ocre y rojo amarillento claro, de poca matriz y escaso cemento carbonático, los granos son de tamaño medio y están recubiertos por una pátina de óxido de hierro, como hematita. En el Mb. Solari la composición cuarzosa asciende hasta un 98% y también aquí se detectó la presencia de hierro a través de las trazas de Clorita e Illita.

De los estudios realizados (Bo et al., 2021) en base a simulaciones estáticas de modelos geoquímicos, demuestran que la disolución del cuarzo y feldespatos potásico, por ejemplo, necesitarían de la presencia de algunos minerales de hierro en la fase acuosa para inducir la reacción; pero aun así, la disolución es mínima y ocurre a tiempos prolongados, es decir exceden a los tiempos de los inyección/extracción, característicos dos ciclos anuales para acuíferos. La presencia de carbonatos como la calcita en la formación crea un ambiente alcalino, debido a su disolución en la fase acuosa salina, induciendo así a la disociación de hidrógeno. Esto implicaría una pérdida de hidrógeno, por lo que reservorios libres de

calcita y abundante cuarzo y arcillas serían los más apropiados. La integridad del reservorio se ve en riesgo por la disolución de calcita y también por la reducción de hematita, la cual provocaría una liberación de hierro (ferro moscovita) en cantidades poco significativa (Ebrahimiyehta, 2017); éstas serían las causantes de las alteraciones a escala de poro por taponamiento interporal u obstrucción de interconexiones porales (tortuosidad) por ejemplo, incidiendo directamente sobre las condiciones petrofísicas del reservorio.

Estructuralmente tanto F. Botucatu como Mb. Solari tendrían buenas disposiciones de entrapamiento o confinamiento del gas. La primera por la posible existencia de control por fallamientos, diques o filones como posibles estructuras de confinamiento; en el segundo la posibilidad de existencia de dunas y pliegues antiformes, productos de la inversión tectónica regional. Pero de las características sedimentológicas y estructurales de entrapamiento o confinamiento proporcionan al Mb. Solari como poseedora de aptitud como reservorio, en comparación con F. Botucatu. La F. Serra Geral es de origen efusiva basáltica y contiene como Intertraps o Interdigitada a ambas formaciones, lo que podría convertirse en una potencial roca sello.

Se sugiere continuarla profundización de análisis de estudios sobre, reacciones biogeoquímicas con la interface roca-gas-agua de formación, modelos multifásicos a escala de poros, aunque el análisis de reacciones químicas bióticas en sí mismas no están enmarcadas en el objetivo de este trabajo, pero sí la posible existencia de microorganismos encargados de facilitar o catalizar algunas reacciones químicas abióticas, como ser la reducción de sulfato, de hierro o la reducción de calcita en presencia de cantidades significativas de hidrógeno, que comprometería la integridad del reservorio y seguridad del sistema. Además de ahondar sobre variables petrofísicas como tensión superficial, mojabilidad, número capilar, imbibición primaria y secundaria y presión capilar como principales parámetros que describirán y definirán la dinámica de pozo (inyección /extracción) con sus ciclos operativos.

Aún hoy persiste cierto grado de incertidumbre en aspectos relacionados con la migración del gas a través de la roca sello, sobre el sistema de perforación o fugas potenciales a través de fracturas no detectadas. Con reacciones biogeoquímicas relacionadas con minerales presentes en la matriz rocosa y la interacción con elementos polares (cationes /aniones) en el agua de formación, aunque ya se ha manifestado en forma empírica que estas reacciones ocurren en bajo porcentaje. Pero, aun así, se debe profundizar en la caracterización del acuífero, sobre todo sus propiedades petrofísicas, hidrodinámica y geometría (Tarkowski, 2019).

REFERENCIAS

- Aguirre C., Blanco Ibáñez S., Ferraresi P., Rodríguez Schelotto M. L. (2008). Avances en el Conocimiento del Sistema Acuífero Guaraní, Proyecto para la Protección Ambiental y Desarrollo Sostenible del Sistema Acuífero Guaraní, Tomo 1. GEOLOGÍA Y GEOFÍSICA - VOLUMEN 5.
- Apra J. L. y Bolcich J. C. (2020). The energy transition towards hydrogen utilization for green life and sustainable human development in Patagonia. *International Journal of Hydrogen Energy* 45, 47, 25627–25645.
- Bo Z., Zeng L., Chen Y., Xie Q. (2021). Geochemical reactions-induced hydrogen loss during underground hydrogen storage in sandstone reservoirs. *International Journal of Hydrogen Energy* 46, 38, 19998-20009.
- Bødal E. F. y Korpås M. (2020). Value of hydro power flexibility for hydrogen production in constrained transmission grids. *International Journal of Hydrogen Energy* 45, 2, 1255–1266.
- Carneiro J., Matos C. R., van Gessel S. (2019). Opportunities for large-scale energy storage in geological formations in mainland Portugal, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 99, 201– 211.
- Cruden A., Infield D., Kiaee M., Douglas T. G., Roy A. (2013). Development of New Materials for Alkaline Electrolysers and Investigation of the Potential Electrolysis Impact on the Electrical Grid, *Renewable Energy* 49, 53–57.
- Custodio E., Llamas M. R. (1983), *Hidrología Subterránea*. Editorial Omega, Segunda Edición, Tomos I y II. Barcelona, España.
- De Lucia M., Pilzb P., Liebscherb A., Kühna M. (2015), Measurements of H₂ solubility in saline solutions under reservoir conditions: preliminary results from project H₂STORE, *Energy Procedia*

76, 487–494.

- Barbosa L. S. N. S., Orozco J. F., Bogdanov D., Vainikka P., Breyer, C. (2016). Hydropower and Power-to-gas Storage Options: The Brazilian Energy System Case. *Energy Procedia* 99, 89–107.
- Ebrahimiyehta A. (2017). Characterization of geochemical interactions and migration of hydrogen in sandstone sedimentary formations: application to geological storage, Thesis Doctor, UNIVERSITÉ D'ORLÉANS.
- Fernandes Macedo S. y Drielli Peyerl (2022). Perspectivas y análisis de factibilidad económica de sistemas híbridos eólicos y solares fotovoltaicos para la producción y almacenamiento de hidrógeno: un estudio de caso del sector eléctrico brasileño. *Revista internacional de energía de hidrógeno* 47, 19, 10460-10473.
- Fernández Garrasino C. (1998). Provincia de Entre Ríos, Argentina, Prospección de Hidrocarburos, Almacenaje Subterráneo de Gas Natural, Trabajo Inédito.
- Fernández Garrasino, C. (2008), SAG. Aspectos estratigráficos y tectónicos (II). Organización de los Estados Americanos (OEA), Secretaría General Proyecto Sistema Acuífero Guaraní (SGSAG), Montevideo.
- Flesch S., Pudlo D., Albrecht D., Jacob A., Enzmann F. (2018). Hydrogen underground storage Petrographic and petrophysical variations in reservoirs and stones from laboratory experiments under simulated reservoir conditions. *International Journal of Hydrogen Energy* 43, 20822–20835.
- Foh S., Novil M., Rockar E., Randolph P. (1979). Underground Hydrogen Storage, Final Report, Department of Energy and Environment, Brookhaven National Laboratory, Upton, New York 11973.
- Gabrielli P., Poluzzi A., Kramer G. J., Spiers C., Mazzotti M., Gazzani M. (2020). Seasonal energy storage for zero-emissions multi-energy systems via underground hydrogen storage. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 121, 109629.
- Ganci, F., Lombardo, S., Sunseri, C., Inguanta, R. (2018). Nanostructured electrodes for hydrogen production in alkaline electrolyzer. *Renewable Energy* 123, 117–124.
- Grigoriev S. A., Fateev V. N., Bessarabov D. G., Millet, P. (2020). Current status, research trends, and challenges in water electrolysis science and technology. *International Journal of Hydrogen Energy*, 45, 49, 26036–26058.
- Heinemann N., Booth M. G., Haszeldine R. S., Wilkinson M., Scafidi J., Edlmann K. (2018). Hydrogen storage in porous geological formations – onshore play opportunities in the midland valley (Scotland, UK). *International Journal of Hydrogen Energy*, 43, 45, 20861–20874.
- Henkel S., Pudlo D., Gaupp R. and the H2STORE-Team (2013). Research sites of the H2STORE project and the relevance of lithological variations for hydrogen storage at depths, *Energy Procedia* 40, 25–33.
- Hydrogenics-Cummins [en línea]. Hydrogen Generation-Cummins Inc. Dirección URL: <https://www.cummins.com/new-power/applications/about-hydrogen>. [Consulta: 6 de octubre de 2022].
- HYUNDER (2015). Assessment of the potential, the actors and relevant business cases for large scale and seasonal storage of renewable electricity by hydrogen underground storage in Europe, Final Report Summary.
- IEA [en línea]. Greenhouse Gas Emissions from Energy Data Explorer- IEA 2021. Dirección URL: <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-tools/greenhouse-gas-emissions-from-energy-data-explorer>. [Consulta: 11 de marzo de 2021].
- IEA [en línea]. The Future of Hydrogen- IEA 2019. Dirección URL: https://iea.blob.core.windows.net/assets/9e3a3493-b9a6-4b7d-b499-7ca48e357561/The_Future_of_Hydrogen.pdf. [Consulta: 30 de septiembre de 2020].
- IPCC [en línea]. Energy is at the heart of the solution to the climate challenge- IPCC. Dirección URL <https://www.ipcc.ch/2020/07/31/energy-climatechallenge/> [Consulta: 15 de Octubre de 2020].
- Kuleshov V. N., Kuleshov N. V., Grigoriev S. A., Udris E. Y., Millet P., Grigoriev A. S. (2016). Development and Characterization of New Nickel Coatings for Application in Alkaline Water Electrolysis, *International Journal of Hydrogen Energy* 41, 1, 36–45.
- Lord A. S., Kobos P. H., Borns D. J. (2014). Geologic storage of hydrogen: Scaling up to meet city transportation demands, *International Journal of Hydrogen Energy* 39, 15570–15582.
- Matos C. R., Carneiro J. F., Silvad P. P. (2019). Overview of Large-Scale Underground Energy Storage Technologies for Integration of Renewable Energies and Criteria for Reservoir Identification, *Journal*

- of Energy Storage 21, 241–258.
- Medina M. F., Abdelbaki A., Sáez P. V., Sigal A., Rodriguez C. R., Mac Donald E. (2016). Análisis de la producción central y la entrega de hidrógeno, aplicado al Circuito Patagónico Austral. *Informes Científicos Técnicos-UNPA, ICT-UNPA-142-2016*, ISSN: 1852-4516
- Nadaleti W. C., dos Santos G. B., Lourenço V. A. (2020). The potential and economic viability of hydrogen production from the use of hydroelectric and wind farms surplus energy in Brazil: A national and pioneering analysis, *International Journal of Hydrogen Energy* 45, 3, 1373-1384.
- Otero J., Sese J., Michaus I., Santa Maria M., Guelbenzu E., Irusta S., Carrilero I., Arruebo M. (2014). Sulphonated Polyether Ether Ketone Diaphragms Used in Commercial Scale Alkaline Water Electrolysis, *Journal of Power Sources* 247, 967–74.
- Perez A. (2017). Hychico Planta Diadema de hidrógeno, Hidrógeno como vector energético y Almacenamiento de Energías Renovables, Conferencia, Ciudad de Buenos Aires
- Pudlo D., Flesch S., Albrecht D., Reitenbach V. (2018). The impact of hydrogen on potential underground energy reservoirs, *EGU General Assembly Conference Abstracts* (p. 8606).
- Rahil A., Gammon R., Brown N., Udie J., Mazhar, M. U. (2019). Potential economic benefits of carbon dioxide (CO₂) reduction due to renewable energy and electrolytic hydrogen fuel deployment under current and long term forecasting of the Social Carbon Cost (SCC). *Energy Reports* 5, 602–618.
- Rajaei H. y Haverkort J. W. (2020). Compact monopolar electrochemical stack designs using electrode arrays or corrugated electrodes. *Electrochimica Acta* 332, 135470.
- Salto Grande [en línea]. Memoria Anual de Gestión - Salto Grande. Dirección URL: https://www.saltogrande.org/memoria_anual.php. [Consulta: 6 de julio de 2022].
- Sam Boggs, Jr. (2009). *Petrology of Sedimentary*, Second Edition, Published by Cambridge University.
- Silva Busso A. (1999). Contribución al Conocimiento Geológico e Hidrogeológico del Sistema Acuífero Termal de la Cuenca Chacoparanense Oriental Argentina. Tesis Doctoral, Facultad de Cs. Exactas y Naturales, Universidad de Buenos Aires.
- Silva Busso A. y Fernández Garrasino C. (2004). Presencia de las Formaciones Piramboiá y Botucatú (Triásico – Jurásico) en el subsuelo oriental de la provincia de Entre Ríos. *Revista de la Asociación Geológica Argentina* 59, 141-151
- Smolinka T., Ojong E.T., Garche J. (2015). Hydrogen Production from Renewable Energies— Electrolyzer Technologies. *Electrochemical energy storage for renewable sources and grid balancing*, pp. 103-128, Elsevier.
- Sørensen B. (2007). Geological hydrogen storage. *Proceedings of the World Hydrogen Technologies Conference*.
- Sylvain J. Pirson (1965). *Ingeniería de Yacimientos Petrolíferos*, Editorial Omega, Segunda Edición, Barcelona, España.
- Tarkowski R. (2019). Underground hydrogen storage: Characteristics and prospects, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 105, 86–94.
- Ursúa A., Marroyo L., Gubía E., Gandía L. M., Diéguez P. M., Sanchis P. (2009). Influence of the Power Supply on the Energy Efficiency of an Alkaline Water Electrolyser, *International Journal of Hydrogen Energy* 34, 8, 3221–3233.

ASSESSMENT OF THE ELECTROLYTIC HYDROGEN PRODUCTION AND ITS POSSIBILITY OF STORAGE AT THE ENTRERRIANA REGION

ABSTRACT: This work exposes advances on the assessment of studies of hydrogen production by electrolysis of water, using renewable primary energy from the hydroelectric generator of the Entre Ríos region. For electrolytic production, both the water surpluses not dispatched to the electricity grid or discharged energy in 2017 are considered, being able to produce around 50 tons of green hydrogen per day, as well as the disposal of a percentage of the generation for the production of 12.5 tons of hydrogen per day. Subsequently, the storage of hydrogen in a gaseous state in the provincial subsoil for its future use is proposed. For this objective, correlation studies, analysis of the geology, lithology and stratigraphy of the subsoil were carried out; through examination of existing data from hydrothermal wells in the region. The characterization of primary and secondary petrophysical variables as indicators of the

aptitude and quality of the formational units as a possible reservoir, such as permeability and porosity, were evaluated from the existing reports and memories of the Guarani Aquifer System. It is concluded that the Botucatú and Solari Member formations present adequate petrographic characteristics as a reservoir and the Serra Geral Formation as a seal rock for the 12.5 tons of hydrogen per day that would be generated through the percentage of energy available for this production. The present study is part of the work of a thesis in Environmental Engineering of the National Technology University, Concordia Regional Faculty.

KEYWORDS: electrolytic hydrogen, alkaline electrolyzers, gaseous hydrogen storage, formational units, porosity and permeability.