

Capítulo 3.2
Hidratos de gas



Imagen generada por Gemini Advanced (2024). Representa la combustión espontánea del gas liberado por un clatrato expuesto a las condiciones de temperatura y presión de la superficie.

Capítulo 3.2

Hidratos de gas

Juan Tomasini¹

¹ Gerencia de Transición Energética, ANCAP

Introducción¹

Los hidratos de gas natural son sólidos cristalinos formados por gas natural (mayoritariamente metano) y agua, que son estables en condiciones termobáricas dadas por altas presiones y bajas temperaturas (Max *et al.*, 2006). Es así que estos hidratos se encuentran en sedimentos por debajo de grueso permafrost en regiones del ártico, así como en el subsuelo de la mayoría de los márgenes continentales donde las profundidades de agua son superiores a 500 m (National Research Council, 2010). Se trata de un tipo de acumulación de hidrocarburos no convencional (Shmakov, 2019).

Aunque las estimaciones globales del volumen total de metano en forma de hidratos se encuentran aún en debate, se reconoce que sería de 2 a 10 veces mayor a las reservas de gas natural convencional técnicamente recuperables. El reconocimiento de la existencia

de tan importantes recursos aún no explotados significó un fuerte incentivo para la investigación internacional con el objetivo de determinar las cantidades de metano que pueden ser producidas de forma técnicamente segura, ambientalmente compatible y económicamente competitiva a partir de estas acumulaciones no convencionales (National Research Council, 2010).

Si bien existen diversas líneas de investigación respecto a los hidratos de gas en general, así como específicamente respecto a los hidratos de gas natural, tales como su rol paleoclimático o desde un punto de vista de riesgos geológicos asociados, este capítulo se centra en el potencial como recurso energético y en particular en lo que tiene que ver con el mar territorial uruguayo, donde han sido identificados a partir de métodos geofísicos.

Como alternativa futura al petróleo y en especial al carbón como fuente de energía, el uso de gas natural tendrá el efecto de reducir las emisiones de CO₂ y es por esto el combustible fósil de preferencia durante la transición energética hacia fuentes renovables.

En este trabajo se resumen los principales avances en lo que respecta a la investigación de hidratos de gas natural en Uruguay, incluyendo desde su identificación,

¹ Se agradece a todos los coautores de los distintos trabajos referidos a hidratos de gas en el *offshore* de Uruguay por sus valiosos aportes en el desarrollo de casi dos décadas de investigación en el tema. En especial a Héctor de Santa Ana, Nelson Ucha, Luciano Gutiérrez, Gerardo Veroslavsky, Ethel Morales, Luis Latrónica, Larisa Machado, Matías Soto, Santiago Ferro, Pablo Gristo, Bruno Conti, Josefina Marmisolle y Pablo Rodríguez.

caracterización y cuantificación hasta la evaluación de su potencial para la producción de gas natural.

Identificación

El primer indicio de la ocurrencia de hidratos de gas en secciones sísmicas de reflexión se da a través del BSR (*bottom simulating reflector*). La presencia de este se debe al importante cambio de la impedancia acústica entre los sedimentos que contiene hidratos y los sedimentos que contienen gas libre (Sloan, 1998). Esto origina una respuesta sísmica en la forma de un reflector paralelo al reflector del fondo marino y de polaridad inversa a la polaridad de este.

La existencia de un BSR es generalmente un buen indicio de la presencia de gas atrapado debajo de la base de la zona de estabilidad de hidratos (GHSZ, por sus siglas en inglés). Esto implica que los hidratos están presentes, ya que el gas libre (el cual tiene una tendencia a subir) existe inmediatamente debajo y en contacto con la zona donde se convertiría a hidrato. La coincidencia de la profundidad del BSR con la extrapolación teórica de las condiciones presión/temperatura que definen la base del límite de estabilidad de hidratos y los muestreos de hidratos realizados debajo de BSR mostrando la existencia de gas por debajo dan confianza respecto a que este indicador sísmico indica efectivamente la presencia de hidratos de gas (Max *et al.*, 2006).

Por otro lado, los hidratos de gas natural también pueden estar presentes, aunque no se asocian a un BSR bien definido, especialmente cuando flujos de gas se concentran en

zonas angostas (fallas), como ocurre en algunas regiones del Golfo de México. No es posible la estimación del volumen de hidratos a partir del BSR, debido a que la reflexión brinda datos sólo de las condiciones en la interfase gas / hidrato de gas, donde pequeñas variaciones en el contenido de gas libre pueden afectar fuertemente las características del BSR (Max *et al.*, 2006).

Tipos de depósitos de hidratos de gas

Los hidratos de gas se forman si el gas natural y el agua coexisten en condiciones de elevada presión y baja temperatura que satisfacen las condiciones de estabilidad del hidrato. Muchos tipos de depósitos de hidratos han sido formados dependiendo de los lugares donde el gas natural y agua coexistieron y de los volúmenes de agua y gas suministrados. A la fecha, se han confirmado tres tipos de depósitos de hidratos en subsuelo: reservorios del tipo poroso, reservorios del tipo naturalmente fracturado y depósitos de nódulos masivos de hidratos.

De estos, son los de tipo poroso los que revisiten interés desde el punto de vista de su potencial para ser explotados comercialmente. A su vez, los reservorios de hidratos del tipo poroso se clasifican en varios grupos, según las condiciones de la existencia de hidrato, gas libre y agua libre (Moridis *et al.*, 2009).

Si suficiente gas metano es suministrado al medio poroso en las condiciones de estabilidad del hidrato, el cual se encuentra entre capas impermeables tales como capas de arcillas, el hidrato se forma a lo largo del reservorio. Los espacios porales son llenados con

hidrato y pequeñas cantidades de agua que pueden no tener contacto con gas natural (clase 3: reservorios confinados). La mayoría de los reservorios de hidratos descubiertos en la fosa oriental de Nankai, Mallik y Mt. Elbert se categorizan en este tipo de reservorio de hidratos de metano.

Por otro lado, si cantidades significativas de gas son suministradas al medio poroso donde la parte superior se encuentra en las condiciones de estabilidad de hidrato y la parte inferior en condiciones de disociación, se formarán hidratos en la parte superior del reservorio, mientras que el gas libre se acumula en la zona inferior. Este tipo de reservorio con gas libre por debajo es llamado reservorio clase 1. El campo Messoyakha en Rusia y la formación Sagavanirktok en Alaska son ejemplos típicos de este tipo de reservorios. Si no es suministrado el suficiente gas o si el gas subyacente en reservorios clase 1 es disipado luego de migrar, será agua libre lo que esté por debajo del reservorio de hidrato (reservorio clase 2). Una parte de los reservorios en la fosa oriental de Nankai y en Mallik son de esta clase.

Además de estas tres clases de reservorios de hidratos, en Moridis *et al.* (2009) se clasifican los depósitos de hidratos que contienen hidratos dispersos en capas de barro como reservorios clase 4.

Producción de gas a partir de hidratos

Dado que el hidrato de gas es un sólido en condiciones de reservorio, no es capaz de fluir, por lo que, para la producción de gas a partir de él es necesario que ocurra un

cambio de fase (sólido-gas). Este cambio de fases es característico de este tipo de reservorios en particular y es una de las mayores diferencias respecto a la producción “directa” de gas natural en reservorios convencionales. Adicionalmente, ya que la disociación del hidrato es una reacción endotérmica, la temperatura del reservorio disminuye mientras se da la disociación y producción de gas.

Es por esto que los métodos de producción se basan en el desplazamiento de las condiciones del reservorio respecto a las condiciones de estabilidad del hidrato (Moridis *et al.*, 2009). Los métodos estudiados se basan en la desestabilización por inyección de fluidos calientes, la despresurización y la inyección de inhibidores de formación. Asimismo, métodos como la generación de puntos calientes por combustión *in situ* o inyección de CO₂ también han sido estudiados (White y Mcgrail, 2008).

Los estudios de aplicabilidad de estos métodos en diferentes tipos de depósitos de hidratos de gas mostraron que la disociación inducida por la despresurización parece ser la estrategia más prometedora para todas las clases de depósitos (Moridis *et al.*, 2009). En 2007, se realizó una prueba de corta duración utilizando la herramienta de registro de pozo MDT de Schlumberger's, en Mount Elbert (norte de Alaska). Además, otras pruebas a largo plazo, como la realizada en Mallik-Canadá en 2007 y 2008 (Dallimore *et al.*, 2012) y en Alaska North Slope durante 2011 y 2012 (Boswell *et al.*, 2016), han demostrado la viabilidad del método de despresurización para la producción de gas y, por primera vez, a partir de hidratos de metano marinos en 2013 en la costa de Japón (Konno

et al., 2017), con un segundo ensayo en abril de 2017 (Wang *et al.*, 2023). Asimismo, también se realizaron ensayos de producción de gas a partir de hidratos de gas marinos en el Mar de China Meridional en mayo de 2017 (Li *et al.*, 2017) y en febrero de 2020 (Wang *et al.*, 2023).

Dadas las características únicas de los depósitos de hidratos de gas natural (en aguas ultraprofundas, pero con reservorios relativamente poco profundos de 1,2 km o menos y con temperaturas inferiores a 30 °C), no se necesitan buques perforadores de alta capacidad como los utilizados en reservorios convencionales de petróleo y gas. Es por esto que se deben explorar nuevas perspectivas (Johnson y Max, 2017), como unidades de perforación poco profundas como MARUM-MeBo (Freudenthal y Wefer, 2013). El desarrollo de tecnologías hacia este tipo de soluciones “livianas” puede conducir al desarrollo comercial de los hidratos de gas natural (Max y Johnson, 2016).

Simulación de reservorios de hidratos de gas

Las simulaciones numéricas para estimar la respuesta de los reservorios de hidratos a su desestabilización constituyen un método de bajo costo que aporta a la planificación, la ejecución y el estudio de los resultados de los ensayos de producción en campo (Myshakin *et al.*, 2017). La evaluación del potencial de producción de gas a partir de hidratos implica la interacción de procesos acoplados complejos que ocurren durante la reacción de disociación y que no pueden ser resueltos por modelos analíticos para largos períodos de tiempo, por lo tanto, la simulación

numérica es prácticamente la única herramienta que permite evaluar el potencial de los yacimientos de hidratos de gas para la producción de gas (Moridis *et al.*, 2009).

La simulación del comportamiento de los reservorios que contienen hidratos de gas implica la solución de una compleja combinación de ecuaciones acopladas para el transporte de fluidos, calor y masa (Wilder *et al.*, 2008). Los simuladores deben manejar situaciones multifásicas y multicomponentes y, debido a que el hidrato de gas es una fase sólida, al igual que el hielo, deben tener en cuenta la posibilidad de formación y desaparición de fases sólidas. Estas fases sólidas tienen un efecto importante en las permeabilidades relativas del yacimiento y las presiones capilares, afectando así el movimiento de fluidos (Moridis *et al.*, 2009).

Los simuladores numéricos de reservorios de hidratos de gas han evolucionado significativamente en los últimos años, principalmente debido a la disponibilidad de información detallada del reservorio de hidratos de gas adquirida mediante programas de perforación en todo el mundo, lo que ha llevado a una mejor caracterización (Boswell *et al.*, 2017).

Contexto geológico y oceanográfico de las cuencas *offshore* de Uruguay

El margen continental uruguayo está ubicado entre las latitudes 34-38° S y entre las longitudes 50-56° W. Con un área de aproximadamente 130.000 km², presenta tres cuencas: Punta del Este, Pelotas y Oriental del Plata. Estas cuencas se generaron por la

fragmentación y ruptura del supercontinente Gondwana y la posterior apertura del océano Atlántico (Morales *et al.*, 2017a; Soto *et al.*, 2011). En la actualidad, el margen continental se caracteriza por la importante entrada de grandes cantidades de sedimentos del Río de la Plata (Giberto *et al.*, 2004) y por fuertes corrientes de contorno (Hernández-Molina *et al.*, 2016).

En el *offshore* de Uruguay, diferentes corrientes y masas de agua coexisten desempeñando un papel importante para la presencia de hidratos considerando las condiciones de salinidad, temperatura y presión, así como la erosión y el depósito de sedimentos. La compleja interacción entre varias corrientes afecta los procesos sedimentarios y la morfología de la margen. Grandes complejos depositacionales contorníticos, que incluyen varios tipos de características sedimentarias erosivas y deposicionales, son creados por la existencia de fuertes corrientes de contorno (Hernández-Molina *et al.*, 2016). Estos procesos a lo largo del talud coexisten e interactúan con procesos sedimentarios gravitacionales relacionados con una serie de canales submarinos.

Identificación de hidratos de gas en Uruguay

En Uruguay, el primer trabajo sobre hidratos de gas en el país fue realizado por De Santa Ana *et al.* (2004), donde se reconoció la presencia de los BSR y se estimó su distribución en área y espesores, lo que permitió realizar una estimación de su potencial. Posteriormente, la presencia de hidratos basada en esta caracterización sísmica en los

datos adquiridos en la zona de estudio fue reportada en Neben *et al.* (2005), Tomasini *et al.* (2011b), Gray (2014) y Lavis *et al.* (2017). Asimismo, recientemente Rodríguez *et al.* (2022) calcularon el gradiente geotérmico somero basado en las profundidades del BSR interpretado en el *offshore* de Uruguay.

En la figura 1 se muestra la máxima área de hidratos de gas considerando la envolvente de la interpretación de BSR en el *offshore* de Uruguay.

Si bien los BSR representan la indicación más confiable de la existencia de hidratos de gas en el área de estudio, altas concentraciones de metano y oxidación anaeróbica de metano en los primeros metros de sedimentos también sugieren su existencia (Hensen *et al.*, 2003).

La generación y migración de hidrocarburos en el *offshore* de Uruguay ha sido confirmada a través de análisis de inclusiones de fluidos (Barclay *et al.*, 2000), reconocidas en las secuencias *syn-rift* y *post-rift* de pozos perforados en el *offshore* (Tavella y Wright, 1996). En 2008, se identificaron potenciales escapes de fluidos a la superficie del mar (*oil slicks*) por imágenes satelitales (De Santa Ana *et al.*, 2008a, 2009) y procesamientos *post-stack* especiales para la identificación de chimeneas de gas (Meldahl *et al.*, 2001) realizados en secciones sísmicas 2D mostraron perturbaciones verticales de la señal sísmica. Estas provienen de zonas profundas y se interpretan como caminos de migración de hidrocarburos, sugiriendo el origen termogénico de los gases que llegan a los niveles reservorios de hidratos de gas (Tomasini *et al.*, 2010).

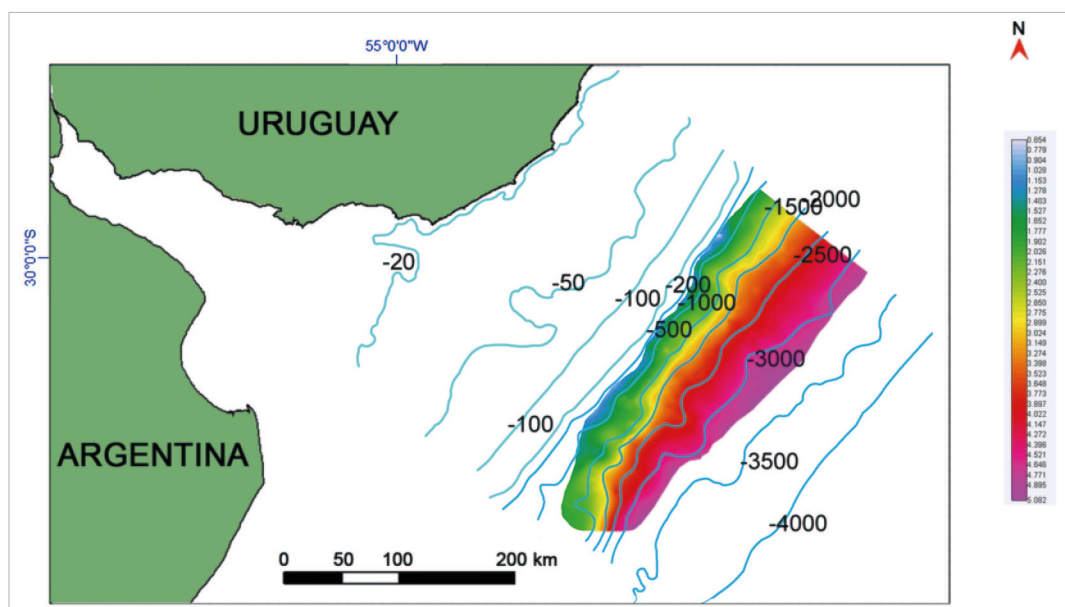


Figura 1: Máxima área de hidratos de gas, considerando la envolvente de la interpretación de BSR en el offshore de Uruguay. Fuente: Tomasini et al. (2011a).

Caracterización del gas formador de hidratos en Uruguay

Los hidrocarburos que forman los hidratos de gas pueden tener un origen tanto biogénico como termogénico. La mayoría de los hidratos de gas que han sido recuperados contienen gas metano como componente principal. Sin embargo, hidratos de gas que incluyen una gran cantidad de etano y propano también se encuentran ocasionalmente. Por ejemplo, los hidratos de gas recuperados de sedimentos del talud continental en el Golfo de México contienen metano con concentraciones de etano hasta un 12% en volumen (Brooks *et al.*, 1986; Sassen y Macdonald, 1997). Se estima que el origen de estos gases es termogénico, basado en la gran cantidad de hidrocarburos pesados

tales como etano y propano. Durante estos procesos termogénicos, los hidrocarburos se habrían formado mediante la disociación térmica de la materia orgánica a altas temperaturas y grandes profundidades (Sassen y Macdonald, 1997).

Las condiciones de equilibrio para los hidratos de gas dependen de la composición del gas formador de hidratos (GFH). La curva de estabilidad de las fases puede ser desplazada por la adición de algún componente al GFH o por el cambio del porcentaje de componentes del GFH. Por ejemplo, la curva de estabilidad se desplaza con la adición de hidrocarburos pesados como etano, propano y butano, los cuales son normalmente encontrados en el gas natural.

Mayores presiones o menores temperaturas son requeridas para la formación de hidratos en la presencia de impurezas disueltas. De

esta forma, soluciones de agua salada, incluyendo agua de mar, inhiben la formación de hidratos. La presencia de hidrocarburos pesados del gas natural tiene el efecto contrario, incrementando la zona de estabilidad del hidrato de metano mediante la formación de hidratos mixtos o compuestos. En este sentido, estos hidrocarburos pesados promueven la formación de hidratos (Max *et al.*, 2006).

En el trabajo de Tomasini *et al.* (2012b) se realiza un análisis en el que se calcularon los valores de temperatura y presión en la base de la zona de estabilidad de hidratos de gas de dos sitios específicos del *offshore* de Uruguay, para luego compararlos con los valores de temperatura y presión de equilibrio que se corresponden con distintos gases formadores de hidratos.

Como resultado, se indica que el análisis termodinámico de las condiciones de equilibrio sugiere que el gas formador de hidratos en ambos casos podría ser metano. Específicamente, en el sitio de mayor profundidad también hay probabilidad de que contenga otros hidrocarburos gaseosos como etano.

La existencia de hidrocarburos pesados apoya la teoría del origen termogénico de los gases que forman los hidratos (Tomasini *et al.*, 2010). Luego de este análisis queda en evidencia que la composición de estos gases puede variar dependiendo de la ubicación. En ese sentido, es de esperar una composición rica en hidrocarburos pesados en áreas cercanas a chimeneas de gas provenientes de zonas profundas.

Cuantificación del recurso de hidratos de gas en Uruguay

La cuantificación del recurso hidratos en Uruguay tiene como antecedentes los resultados presentados por De Santa Ana *et al.* (2004), que mostraron una estimación del recurso en sitio de 86 TCF de gas en condiciones normales. El trabajo de De Santa Ana *et al.* (2008b) revisa estos resultados y llega a estimar 141 TCF de gas en sitio considerando el gas libre asociado.

Posteriormente, en Tomasini *et al.* (2012a) se realiza una estimación de los volúmenes recuperables de gas a partir de hidratos, empleando el enfoque del sistema petrolero y métodos probabilísticos de manera de reflejar la incertidumbre de los datos empleados.

La mencionada cuantificación del recurso de hidratos de gas en el *offshore* de Uruguay se basó en las interpretaciones de la zona de estabilidad, cuyos resultados fueron publicados en Tomasini *et al.* (2011a).

A partir de los datos de sísmica de reflexión y de acuerdo a la profundidad de los BSR interpretados, se estimó el espesor de la zona de estabilidad, así como el factor geométrico de corrección.

Para el cálculo de los volúmenes de recuperables finales (*estimated ultimate recovery*, EUR) se empleó un factor de recuperación entre 30% y 60%, según Kurihara *et al.* (2011).

El valor medio de EUR resulta en 144 TCF, siendo P90 = 59 TCF y P10 = 248 TCF, tal como se muestra en la figura 2. En este

análisis el volumen de gas libre que pudiera estar atrapado debajo del hidrato no fue cuantificado.

Las tecnologías actuales permiten la producción a partir de depósitos de hidratos de

gas utilizando enfoques convencionales sólo para reservorios arenosos (Moridis *et al.*, 2009). En ese sentido, el trabajo de Tomasini (2017) se centró en encontrar los prospectos de hidratos de gas que potencialmente correspondan a reservorios de alta calidad.

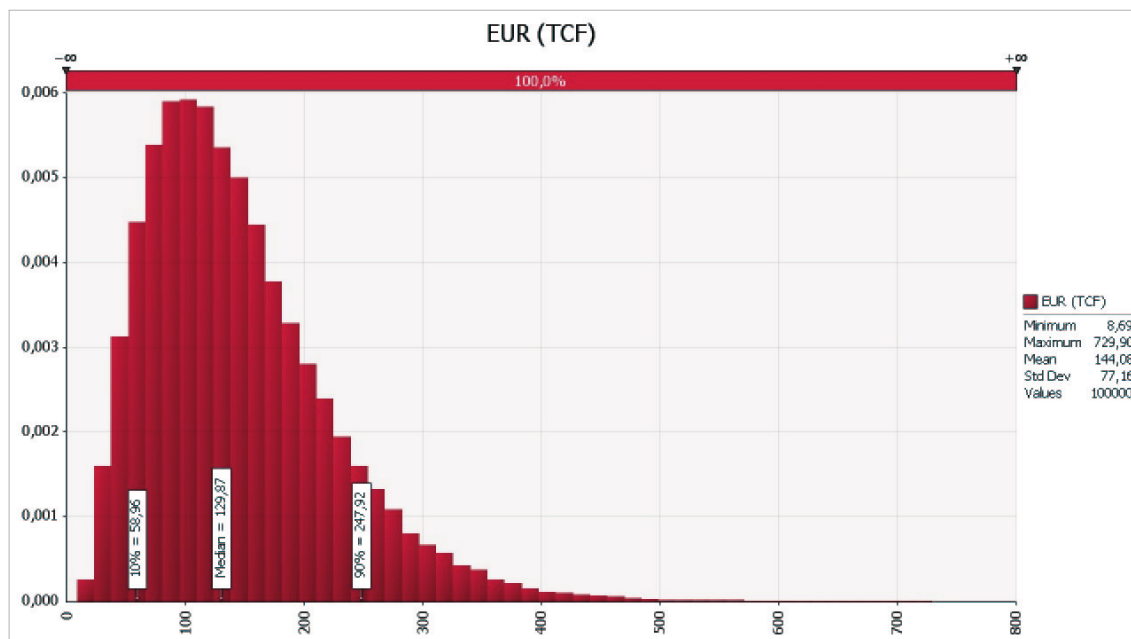


Figura 2: Estimación de volúmenes recuperables de gas en condiciones estándar a partir de reservorios de hidratos de gas en el offshore de Uruguay. Adaptado de Tomasini et al. (2012a).

Para esto se interpretó sísmica 3D existente en el *offshore* de Uruguay identificando las áreas donde el BSR se puede interpretar con alta confianza (HCA, por sus siglas en inglés). Para cada una de estas HCA se interpretó el contexto geológico y tipo de depósitos de manera de evaluar la calidad esperada del reservorio para cada cuerpo interpretado dentro de la GHSZ. Para la interpretación de la porción somera de la GHSZ se tomó como referencia el trabajo de Hernández-Molina *et al.* (2016). Se identificó un total de 46 zonas

de interés en seis tipos diferentes de depósitos: 1) complejos de transporte de masa, 2) *drift* contorníticos, 3) terrazas contorníticas, 4) progradaciones de plataforma a talud, 5) relleno de canal y 6) turbiditas. Estas zonas se ubican en profundidades de agua de entre 500 y 3.500 m y la profundidad de BSR varía entre 100 y 550 m debajo del fondo marino. A partir de esta información y considerando la calidad de reservorio esperada para los distintos tipos de depósitos, se construyó un *ranking* de prospectos y se seleccionaron los

dos mejor posicionados para la realización de análisis volumétricos, cuyos resultados se presentan en Tomasini *et al.* (2023).

Los resultados de los análisis en estos prospectos indican recursos prospectivos con valores medios de volúmenes recuperables de 4.299 millones de m³ std y 1.360 millones de m³.² Considerando que Uruguay importó en 2023 un total de 86,6 millones de m³ (MIEM, 2024) de gas natural, los volúmenes recuperables de los prospectos evaluados equivalen a aproximadamente 50 y 15 años del consumo actual de Uruguay respectivamente.

Evaluación del potencial productivo de los hidratos de gas en Uruguay

Utilizando herramientas de simulación numérica de reservorios, Tomasini y Stephen (2020) estudiaron el potencial productivo de dos prospectos de hidratos seleccionados del *offshore* de Uruguay.

En el mencionado trabajo se utilizó HydrateResSim (NETL, 2017), que es un simulador de código abierto escrito en FORTRAN95/2003 y desarrollado en el Lawrence Berkeley National Laboratory (Moridis *et al.*, 2005a). Se basa en la familia de códigos TOUGH2 para la simulación del comportamiento de sistemas geológicos con hidratos. El código puede modelar la liberación de gas no isotérmica, el comportamiento de fases y el flujo de fluidos y calor en condiciones comunes de acumulaciones naturales de hidrato de metano.

² Volumen de gas expresado en condiciones estándar.

Los dos prospectos seleccionados para la aplicación de estudios de simulación numérica fueron el HP11-A y HP25. Estos prospectos corresponden posiblemente a depósitos turbidíticos del Plio-Pleistoceno, ubicados a aproximadamente 1.850 y 788 m de profundidad de agua respectivamente. El espesor bruto del reservorio en las ubicaciones seleccionadas para el pozo a simular para los prospectos HP11-A y HP25 es de 60 y 64 m respectivamente. Se interpreta que el prospecto HP25 tiene un área de aproximadamente 31 km², mientras que el prospecto HP11-A tiene un área de aproximadamente 20 km². En la figura 3 se muestran secciones sísmicas 3D en los mencionados prospectos.

Para la construcción del modelo de reservorio se tomaron como base analogías de prospectos similares, como el del primer ensayo de producción realizado en Japón. Asimismo, se corrieron varios escenarios tanto en lo que respecta al modelo geológico como respecto a la permeabilidad y la saturación de hidratos.

Basándose en prospectos análogos de la literatura que describen depósitos turbidíticos que contienen hidratos de gas, el modelo geológico para los prospectos seleccionados se consideró como finas capas de arena intercaladas con capas de limo arcilloso con un grosor variable desde unos pocos centímetros hasta unos pocos metros.

Para cada prospecto seleccionado, se creó un perfil litológico para un pozo hipotético considerando capas de 0,2 m. Para cada capa, se asignaron varias litofacies basadas en simulaciones de Monte Carlo con una función de densidad de probabilidad discreta y probabilidades de 70% para arena y de 30% para

lodo. Estos valores se seleccionaron considerando la relación “neto/bruto” de depósitos tipo turbidíticos como el informado en el ensayo de Japón (Fujii *et al.*, 2015).

La geometría seleccionada para el modelado en este trabajo corresponde a una grilla radial RZ 2D con simetría axial. Se considera que el radio del pozo (r_w) es de 0,10 m (Su *et al.*, 2010; Moridis *et al.*, 2013) y el radio externo (r_e) de 250 m (Moridis *et al.*, 2013). Para el caso base, la dirección radial se dividió en 50 celdas de acuerdo con una grilla logarítmica con las primeras ocho celdas de 0,25 m (Moridis *et al.*, 2005b). En la

dirección vertical, el dominio de simulación incluyó más de 140 m de sedimentos de cobertura hasta el lecho marino y más de 200 m de sedimentos infrayacentes dependiendo del prospecto (figura 4). Los sedimentos supra- e infrayacentes (considerados como capas “lodo” en el modelo) se dividieron logarítmicamente en 10 capas desde el espesor de 0,2 m. Asimismo, las capas más superiores e inferiores se consideraron con un grosor de 0,001 m y se establecieron en condiciones fijas de Dirichlet. Pueden encontrarse más detalles sobre el modelo, escenarios, sensibilidades y simulaciones realizadas en Tomasini y Stephen (2020).

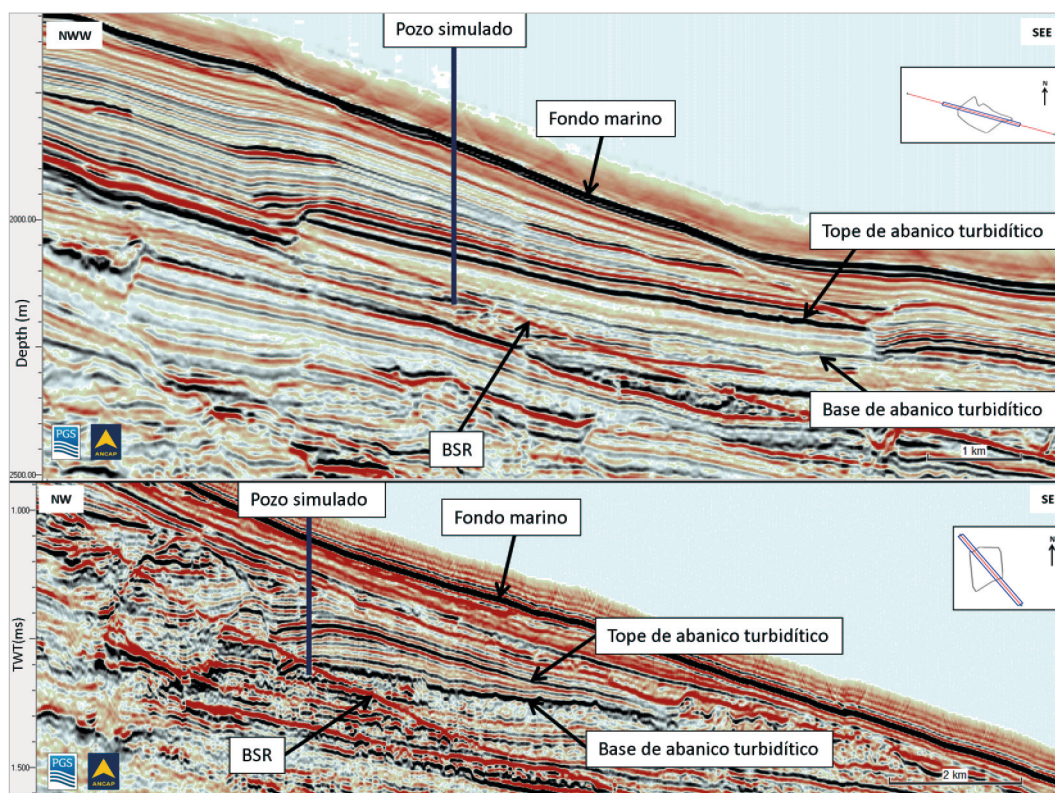


Figura 3: Secciones sísmicas mostrando los prospectos HP11-A (a) y HP25 (b). Profundidad en m TVDss en (a) y en TWT (ms) en (b). Adaptado de Tomasini, (2017). Se agradece a PGS y ANCAP por su permiso para publicar estas imágenes sísmicas.

Para la posición de pozo seleccionada, los prospectos estudiados fueron clasificados como depósitos clase 3, sin embargo, considerando la profundidad relativa del intervalo de reservorio con respecto a la base de la GHSZ, los prospectos podrían ser clasificados como un caso mixto con clase 2 (o incluso clase 1) en la región aguas arriba (donde el BSR cruza la base del lóbulo turbidítico). Teniendo esto en cuenta, es probable que la producción y el comportamiento del

reservorio con la despresurización sean diferentes entre estas dos regiones a largo plazo si los fluidos debajo de la base de GHSZ (gas o agua, dependiendo de la clase) alcanzan el intervalo de completación. Sin embargo, la estrategia de completación considerada en este trabajo en cuanto a la distancia entre el fondo de la completación y la base de GHSZ evita la desestabilización de las capas de hidratos inferiores.

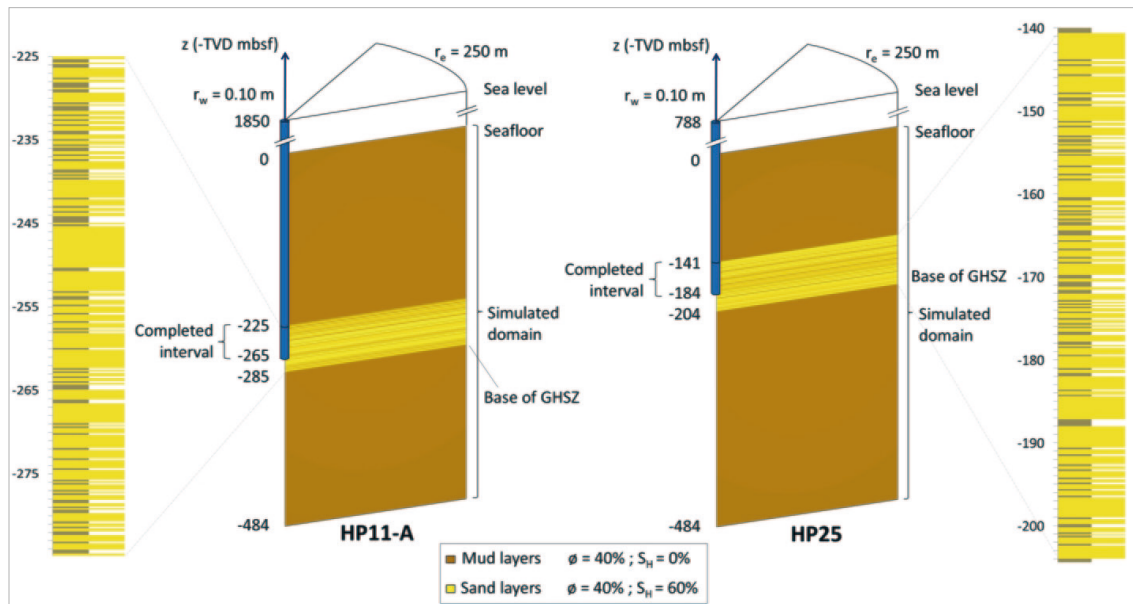


Figura 4: Esquema de los depósitos de hidratos simulados (los espesores corresponden al caso base). Fuente: Tomasini y Stephen (2020).

De acuerdo con los resultados de Tomasini y Stephen (2020), la simulación de ensayos de producción a corto plazo de 60 días para los dos prospectos seleccionados indica valores promedio de tasa de liberación de gas de $34.100 \text{ m}^3/\text{d}$ y $6.700 \text{ m}^3/\text{d}$, respectivamente, para los prospectos HP11A y HP25. Estos resultados se encuentran en el orden de los

valores de tasa de producción de gas de los ensayos de producción reales realizados en depósitos de hidrato en diferentes cuencas *offshore* en años recientes (Wang *et al.*, 2023).

Al comparar el comportamiento del reservorio en términos de la tasa de liberación de gas, el prospecto más profundo (HP11A, a

1850 m de profundidad) sería un mejor candidato para la producción que el más somero (HP25, a 787,5 m de profundidad). Esta diferencia se atribuye a las condiciones termobáricas particulares de cada prospecto y especialmente a la temperatura del yacimiento, que es más alta en el prospecto más profundo (HP11-A), lo que proporciona una fuente adicional de calor para la reacción endotérmica de disociación en comparación con la temperatura del reservorio en el prospecto HP25.

Entre los varios casos simulados en Tomasini y Stephen (2020) se incluyó el de reservorio formado por capas de arena de distinta permeabilidad y su respuesta a la despresurización en el largo plazo para el prospecto HP11A. Los resultados indican una tasa de

liberación promedio de aproximadamente $68.500 \text{ m}^3/\text{d}$ a lo largo de más de 8 años, tal como puede observarse en la figura 5. Si bien estos valores son mucho menores a las tasas de producción en reservorios convencionales de gas natural, de todas maneras resultan de interés considerando las importaciones actuales de gas natural del país, las cuales ascienden a aproximadamente $240.000 \text{ m}^3/\text{d}$ en 2022 según el Ministerio de Industria, Energía y Minería (MIEM, 2024). Estos resultados indican que sólo se necesitarían unos pocos pozos en un solo prospecto de hidratos para satisfacer las importaciones actuales de gas del país. El potencial de este prospecto es aún mayor considerando que permite aproximadamente 80 pozos con un radio de 250 metros como el simulado en este trabajo.

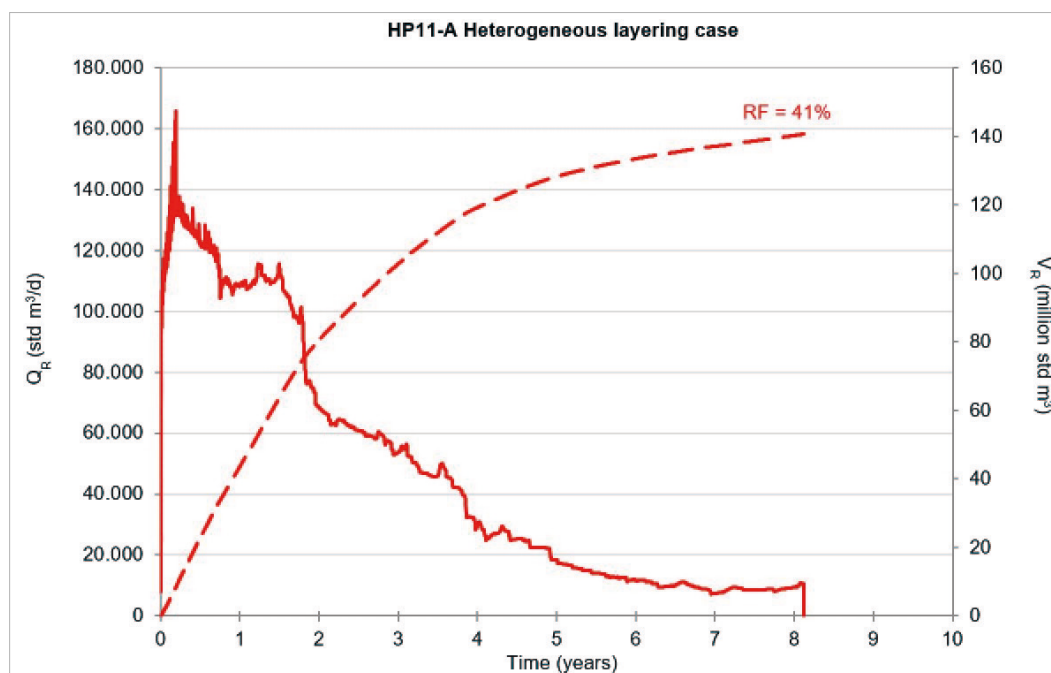


Figura 5: Resultados de la simulación para un pozo en el prospecto HP11-A en el caso de capas heterogéneas. Se muestra tasa de liberación de gas (Q_R), volumen de gas liberado (V_R) y factor de liberación (R_p). Fuente: Tomasini y Stephen (2020).

Resumen

A partir de métodos geofísicos se ha determinado que Uruguay cuenta con reservorios no convencionales de gas natural que si bien cubren una superficie considerable de su zona económica exclusiva, será sólo en ciertas localizaciones donde revistan interés económico desde el punto de vista de su eventual explotación. Estos prospectos están asociados a formaciones de alta permeabilidad con altas saturaciones de hidratos, contando Uruguay con varios identificados y ranqueados.

En el mundo ya se han comenzado a realizar ensayos de producción a partir de este tipo de reservorios en ambientes marinos, no siendo aún posible su explotación comercial debido a desafíos tales como bajas tasas de producción, rango de recuperación limitado y cortos períodos de producción estable. Una vez sorteadas estas barreras, los análisis realizados

para los prospectos de hidratos en el *offshore* de Uruguay indican que sólo se necesitarían unos pocos pozos en un solo prospecto para satisfacer todo el consumo actual de gas natural del país.

El gas natural es el combustible fósil de preferencia durante la transición energética hacia fuentes renovables debido a sus bajas emisiones de CO₂ durante su uso en comparación con el petróleo o el carbón. Dadas las características únicas de los depósitos de hidratos de gas natural en lo que respecta a bajas profundidades de sedimentos, no se requieren buques perforadores de alta capacidad como los utilizados en reservorios convencionales de petróleo y gas. Existe, entonces, una oportunidad para que Uruguay sustituya sus importaciones de gas natural por una fuente autóctona con una menor huella de carbono, reforzando así su liderazgo en la transición energética.

Las referencias bibliográficas se encuentran en un único apartado ubicado al final del libro.

Cómo citar este capítulo: Tomasini, J., 2024, Hidratos de gas, en P. Gristo, G. Veroslavsky y H. de Santa Ana, eds., Territorio marítimo uruguayo: soberanía, naturaleza y recursos: Montevideo, ANCAP, pp. 237-251, doi: 10.70952/a8827tmuc3-2