

EVALUACIÓN DEL IMPACTO DE LAS HETEROGENEIDADES DE UN RESERVORIO FLUVIAL DE LA FORMACIÓN SPRINGHILL, DURANTE EL DESARROLLO Y OPERACIÓN DE UN CAMPO MADURO DE PETRÓLEO COSTA AFUERA. YACIMIENTO HIDRA, CUENCA AUSTRAL, ARGENTINA

Tomás López Cajaraville¹, Claudia Borbolla², Joaquín Ossés Fiorentino³

1: Total Austral S.A. tomas.cajaraville@totalenergies.com

2: Total Austral S.A. claudia.borbolla@totalenergies.com

3: Total Austral S.A. joaquin.osses-fiorentino@totalenergies.com

Palabras clave: Costa afuera, Hidra, reservorio fluvial, heterogeneidades, campos maduros

ABSTRACT

The offshore Hidra oil field is located in the Norwest portion of CMA-1 concession, Austral Basin, 13 km east of the coast of Tierra del Fuego, with water depths that span from 20 to 40 meters. It was discovered in 1982 and production began in 1989, with a cumulative oil production of 10,9 MMm³ (Jun-2022). The reservoir is composed of fluvial sandstone deposits of the Springhill Formation, Hidra Sequence (Berriasian-Valanginian). The Hidra sequence is also subdivided into four sequences of higher frequency, whose setting reflects the tectonostratigraphic evolution prevailing in the zone of study.

Since water injection was envisaged for pressure support very early in the development, the determination and quantification of the heterogeneities remains a key factor for the management of this mature field. The presence of heterogeneities is attributed to, on one hand, the inherited characteristics of the depositional environment of each sequence, and on the other, to the presence of faults that act as lateral dynamic barriers with variable transmissibility.

With the aim of identifying the level of connectivity present in each reservoir interval, it was necessary to build a depositional model of Hidra sequence. This model proposes the evolution of a fluvial system from alluvial fans and braided channel belts, to meandering fluvial belts, and finally floodplain and lacustrine deposits. The characteristics of each depositional environment as well as the level of channel amalgamation in each sequence represent a first order control in the connectivity of the reservoir.

From a structural point of view, interpreted faults in the field show a complex evolution. The main faulting has a northwest-southeast orientation. Nevertheless, secondary faults could act as transmissibility barriers. Additionally, evidence of transpression, interpreted as a result of Tertiary compression, has been found along fold axes.

The identification of sedimentary and structural heterogeneities was completed with historical data coming from salinity measurements of produced water, static gradient definition campaign, and chemical tracers. The multidisciplinary integration of this information obtained both from the surface and the subsurface, allowed us not only to perform a quantification of the heterogeneities present in the field, but also to challenge concepts that were generated at the beginning of the development.

INTRODUCCIÓN

El yacimiento Hydra está localizado en la Cuenca Austral, 13 km costa afuera de Tierra del Fuego (Fig. 1a). Fue descubierto en el año 1982 por el pozo Hydra.x-1 (Fig. 1b), el cual detectó la presencia de un reservorio con petróleo subsaturado. Luego de varios años de estudios, el yacimiento fue desarrollado en el año 1989. Para el momento de su puesta en producción, no sólo constituyó el primer desarrollo costa afuera de la Argentina sino también el más austral del mundo. Actualmente, el yacimiento posee una producción acumulada de 10,9 MMm³ de petróleo (Jun-2022).

Al igual que otros yacimientos ubicados en este sector de la cuenca, la trampa está constituida por un alto estructural con cierre en cuatro direcciones, afectado por fallas que poseen una orientación predominante NO-SE y se encuentran genéticamente relacionadas al *rifting* Jurásico que provocó la apertura de la cuenca (Fig. 2).

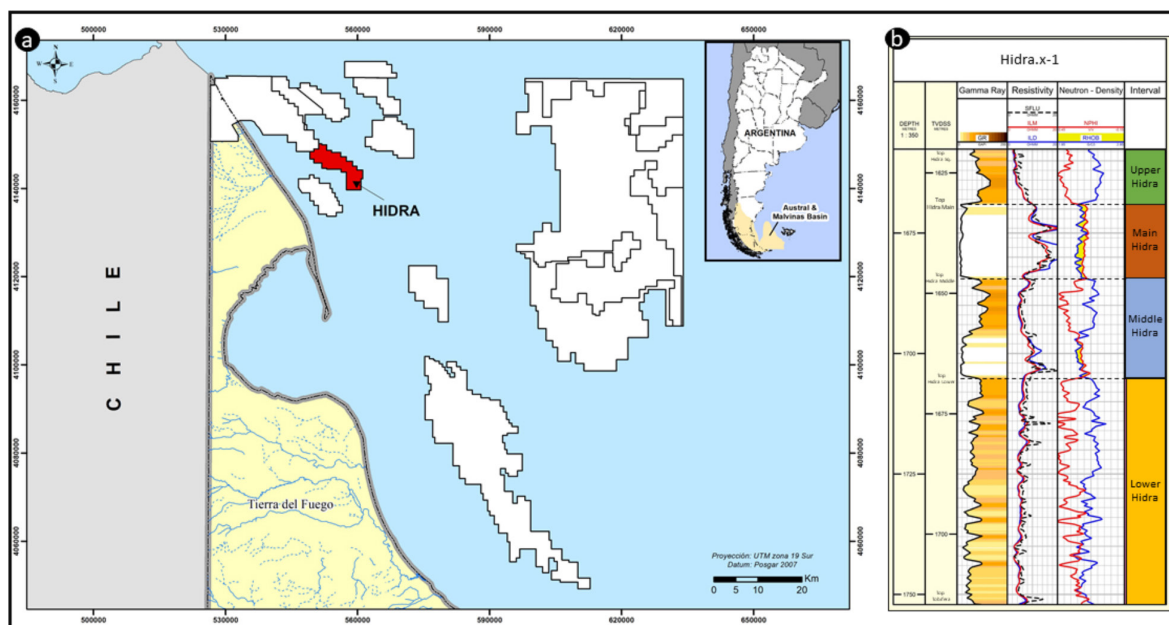


Figura 1. a) Ubicación del yacimiento Hydra. b) Pozo Hydra.x-1.

El reservorio lo constituyen las arenas basales transgresivas de la Formación Springhill, integrada en este yacimiento por depósitos fluviales y en menor medida litorales. Esta unidad se apoya, mediante una discordancia basal, por sobre la Serie Tobífera, de edad jurásica, la cual se encuentra compuesta por tobas con diverso grado de soldamiento, flujos lávicos e ignimbríticos. Hacia el tope, las arenas de la Formación Springhill están cubiertas por una superficie de máxima inundación (D120), por sobre la cual se encuentran depositadas las arcillas de costa afuera de la Formación Inoceramus Inferior (Fig. 2).

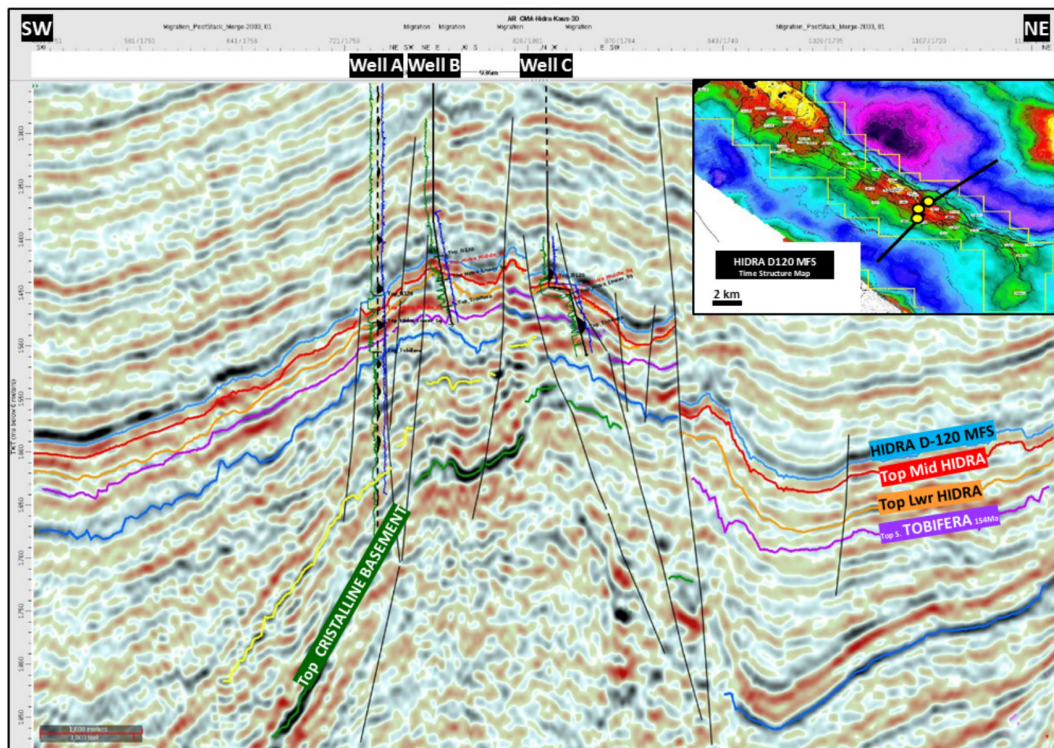
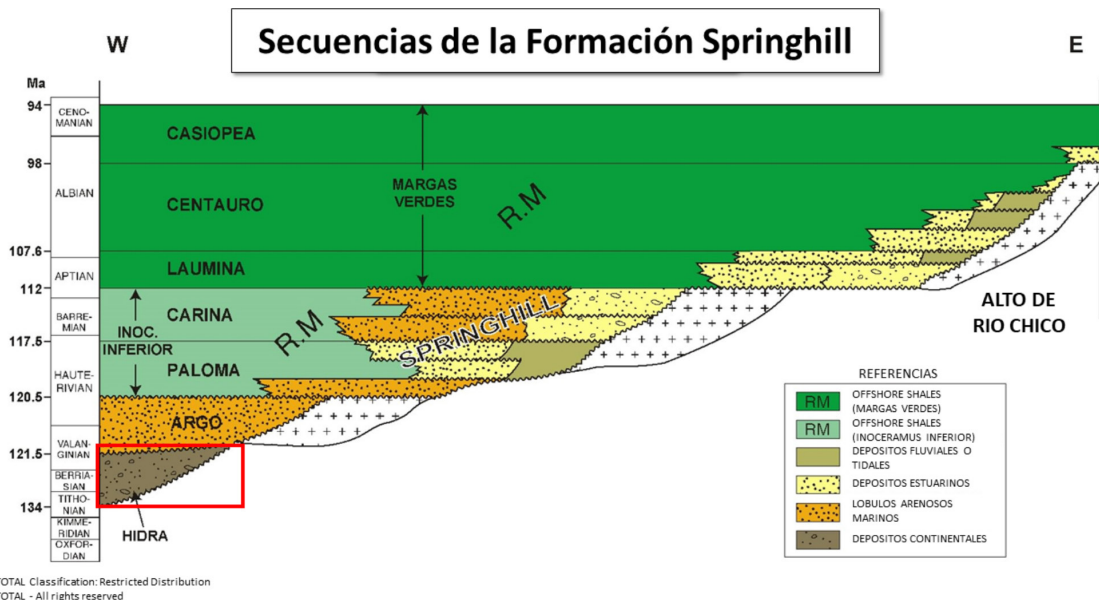


Figura 2. Línea sísmica perpendicular a la estructura de Hidra. Sobre la misma se han señalado las principales fallas y horizontes sísmicos interpretados.

Desde un punto de vista secuencial, la Formación Springhill constituye una mega secuencia depositacional (Fig. 3). Su sección reservorio se encuentra representada en este yacimiento únicamente por la secuencia Hidra (Berriasiano-Valanginiano). Dicha secuencia ha sido, a su vez, subdividida en cuatro secuencias depositacionales de menor jerarquía asociadas a variaciones



TOTAL Classification: Restricted Distribution
TOTAL - All rights reserved

Figura 3. Evolución secuencial de la Formación Springhill. En rojo se ha señalado la secuencia Hidra, principal reservorio del yacimiento homónimo (Arbe y Bell Fano, 2002).

en el nivel relativo del mar, las cuales reciben el nombre de Lower Hydra, Middle Hydra, Main Hydra, y Upper Hydra (Arbe, 1990).

La evolución tectónica del yacimiento puede ser dividida en dos ciclos correspondientes al *Syn-rift* y *Post-rift* (o *Sag*). Dentro del *Syn-rift* se encuentran las rocas volcánicas y volcanoclásticas de la serie Tobífera y la porción basal de la secuencia Hydra (Lower Hydra). Estas unidades constituyen un relleno agradacional local de los hemigrábenes generados durante la apertura de la cuenca. En contraposición, las restantes secuencias por encima del Lower Hydra constituyen unidades de *Post-rift* y no presentan un control estructural sindeposicional.

Al tratarse de un yacimiento con petróleo subsaturado y sin un acuífero activo, la inyección de agua para el mantenimiento de presión fue considerada como necesaria desde el inicio de la producción para alcanzar el máximo recupero de reservas. Teniendo esto en consideración, la identificación de las heterogeneidades presentes en el reservorio representó no sólo un factor preponderante para el éxito de la campaña de inyección, sino también para la correcta cuantificación de recursos y maximización de la recuperación de reservas.

HETEROGENEIDADES

Sedimentarias

Teniendo en consideración el marco tectono-estratigráfico durante la depositación de cada una de las secuencias constituyentes de la Formación Springhill es posible anticipar el grado de conectividad tanto lateral como vertical existente entre cada uno de los distintos intervalos reservorios encontrados.

En líneas generales, cada secuencia comienza con un descenso relativo en el nivel de base que se encuentra representado por una superficie erosiva (Fig. 4). Sobre dicha discordancia se desarrollan sistemas fluviales entrelazados que gradan a meandriformes y a sistemas lacustres que representan la máxima inundación. Este patrón da cuenta de una evolución transgresiva o de ascenso del nivel de base relativo para cada una de las secuencias involucradas. Cada secuencia culmina con la depositación de un importante paquete de facies lacustres, las cuales, en caso de estar preservadas, suponen una barrera para la transmisibilidad vertical de los fluidos.

El Lower Hydra es la secuencia basal del complejo Hydra y se encuentra compuesto por cuerpos de areniscas gruesas, mal seleccionadas, con matriz caolinítica o tobácea, que conforman depósitos de aproximadamente 2 metros de espesor. Estos cuerpos son interpretados como canales fluviales y/o aluviales pobremente amalgamados, inmersos en facies de planicie de inundación o lacustres.

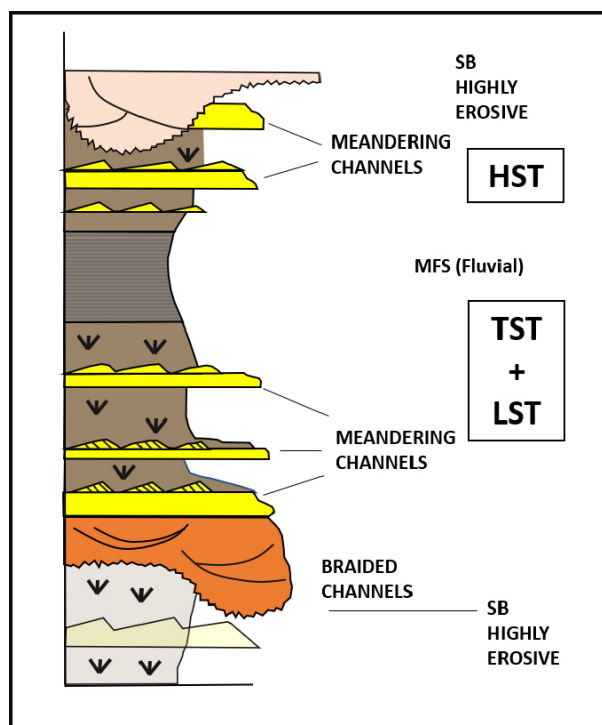


Figura 4. Evolución esquemática de cada una de las distintas secuencias de menor jerarquía que integran la secuencia Hidra. Debido a la falta de preservación, no todos los cortejos sedimentarios son preservados en cada una de las secuencias (Arbe y Bell Fano, 2002).

La depositación de la secuencia Lower Hidra se circunscribe al *Syn-rift* de la cuenca, por lo que es de esperar variaciones importantes en el espesor hacia el plano de falla que reflejen la depositación concomitante a la extensión o generación de espacio de acomodación vinculado

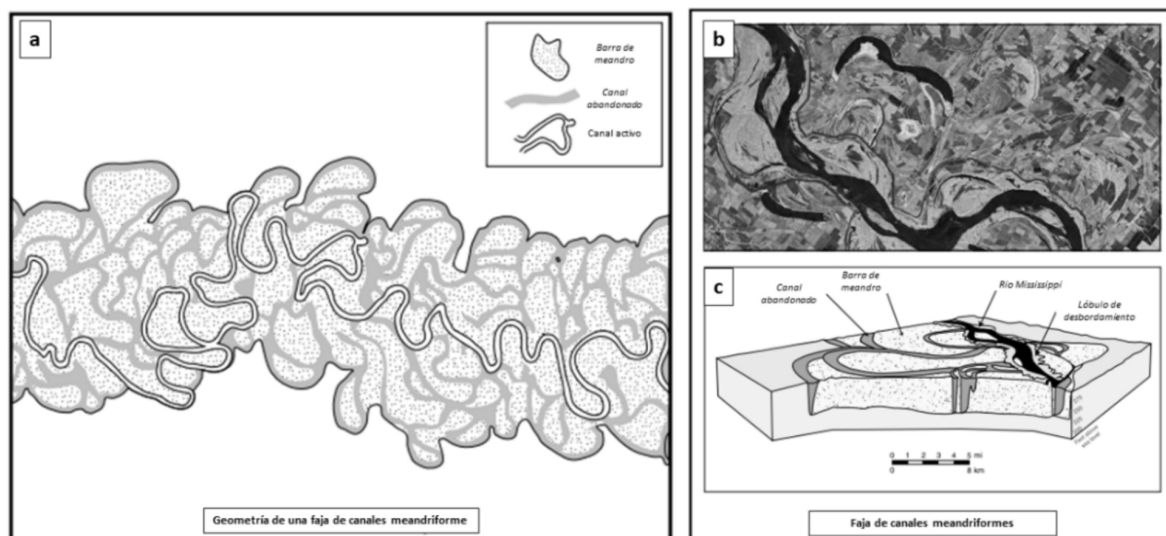


Figura 5. a) Simulación computacional de una faja de meandros tomada de Sun *et al.* (1996). La faja de meandros comprende un complejo sistema de barras de meandro y canales abandonados. La escala de la faja de canales es de pocos centenares de metros. b) Foto satelital de una faja de canales meandriformes en Estados Unidos (Nasa Web site). c) Geometría interna de la faja de canales del río Mississippi (tomado de Jordan y Pryor, 1992). Figuras tomadas y adaptadas de Shepherd (2009).

a la actividad de las fallas. Por otro lado, las fallas no sólo actuaron como mecanismo en la formación de los distintos depocentros, sino que también permitieron el escape del volcanismo asociado a la etapa terminal del *Syn-rift*.

La pobre selección textural, pobre madurez mineralógica e importante participación volcániclastica de estas facies no sólo dan cuenta de un limitado ciclo de transporte, sino que también impactan de manera negativa en su calidad de reservorio. Asimismo, es importante señalar que dichos canales se encuentran pobremente amalgamados.

La secuencia Middle Hydra, se caracteriza por cuerpos de areniscas gruesas con estratificación entrecruzada de aproximadamente 5 metros de espesor, que se concentran hacia la base de la secuencia y se apoyan en discordancia sobre la secuencia infrayacente, Lower Hydra. Está compuesta por ciclos arenosos con variable grado de amalgamamiento, y que representan depósitos de barras de meandro y canales abandonados. Hacia el tope, la secuencia grada a arcilitas negras con trazas de raíces y en algunos casos pirita diseminada, las cuales son interpretadas como depósitos lacustres y/o palustres.

A nivel general, la secuencia Middle Hydra presenta mejores características petrofísicas que el Lower Hydra, siendo el primero más maduro tanto textural como mineralógicamente y presentando un mayor grado de amalgamamiento entre los distintos cuerpos arenosos. Aun así, su depositación se produce dentro de un ambiente fluvial de alta sinuosidad lo que da como resultado la presencia de heterogeneidades laterales. Estas heterogeneidades no sólo se circunscriben a superficies de acreción lateral que pueden dificultar la transmisión de los fluidos, sino también a la presencia de cuerpos arcillosos de mayor jerarquía producto del abandono de los canales durante la estrangulación de un meandro. Ejemplo de esto son las numerosas simulaciones computacionales realizadas sobre este fenómeno como así también las observaciones realizadas en ambientes actuales (Fig. 5).

El Main Hydra se caracteriza por un potente paquete de arenas pobremente seleccionadas con estratificación entrecruzada y matriz caolínica. Este paquete arenoso posee unos 12 metros de espesor aproximadamente y se encuentra compuesto por la amalgamación lateral de numerosos canales que integran una gran faja de canales entrelazados. Esta unidad tiene una amplia extensión lateral y se la encuentra generalmente presente en todo el yacimiento Hydra, como así también en distintos yacimientos tanto del onshore como del offshore. La alta amalgamación de los canales y su distribución areal confieren a esta unidad una importante conectividad lateral.

Finalmente, por sobre el Main Hydra encontramos el Upper Hydra que constituye la primera evidencia de una ingresión marina en la zona de estudio. Esta última secuencia se caracteriza por la presencia de niveles pelíticos oscuros con alto contenido de clorita, pirita y niveles carbonosos. De manera aislada, se observan cuerpos arenosos de escasa potencia y buenas características petrofísicas que se interpretan como canales o barras de desembocadura.

El arreglo de estos sistemas fluviales, donde de base a techo de la secuencia Hydra se observa la evolución desde sistemas inmaduros, claramente condicionados por la paleotopografía, a maduros entrelazados y culminando en un sistema con clara influencia de ingesión marina, evidencia la fase transgresiva con la que la Formación Springhill se ve genéticamente vinculada (Fig. 6).

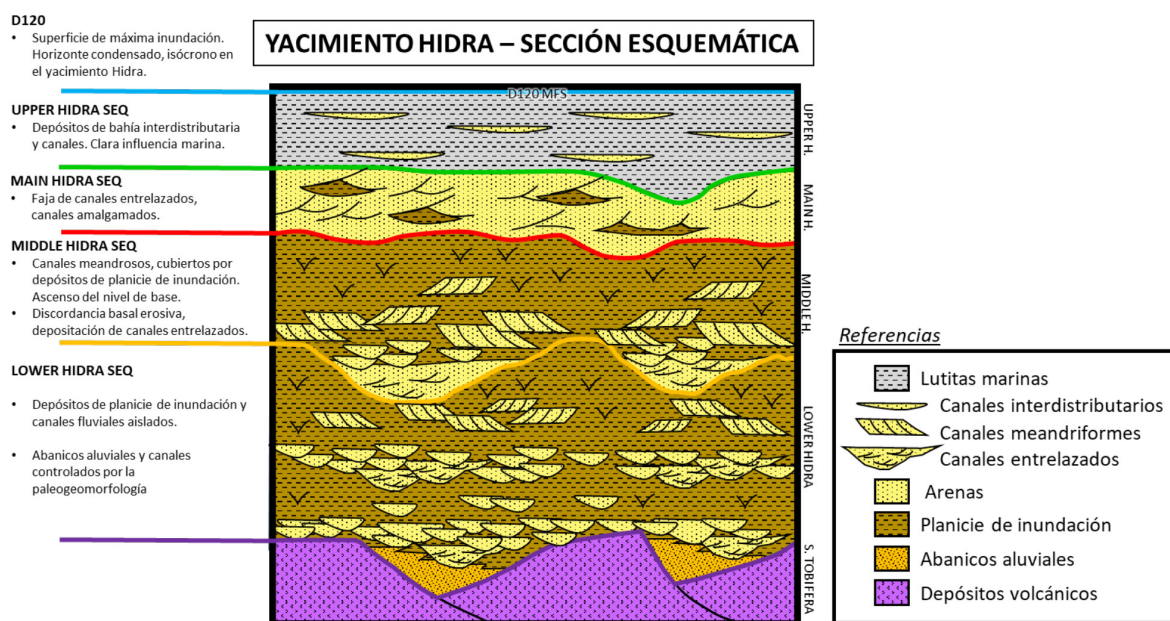


Figura 6. Sección esquemática de los distintos niveles reservorios encontrados en el yacimiento Hydra. Es posible observar el grado de conectividad existente en cada secuencia, así como también su apilamiento vertical. Tomado y adaptado de Braun y Marlot (2001).

Estructurales

El estilo estructural observado en la zona de estudio se encuentra principalmente controlado por el *rift* jurásico y se caracteriza por la presencia de hemigrábenes de orientación predominante NO-SE.

El yacimiento Hydra consiste en una estructura anticlinal que conforma una proyección suroriental de la gran estructura Ara-Alfa. Dicha estructura posee un cierre en cuatro direcciones asociado a una importante falla que limita toda la estructura con rumbo NO-SE. El anticlinal está separado de la estructura de Ara en el NO por una sutil silla estructural, mientras que hacia el SE es posible encontrar dos estructuras satélites independientes con cierre en cuatro direcciones las cuales reciben el nombre de Hydra Sur (Fig. 7).

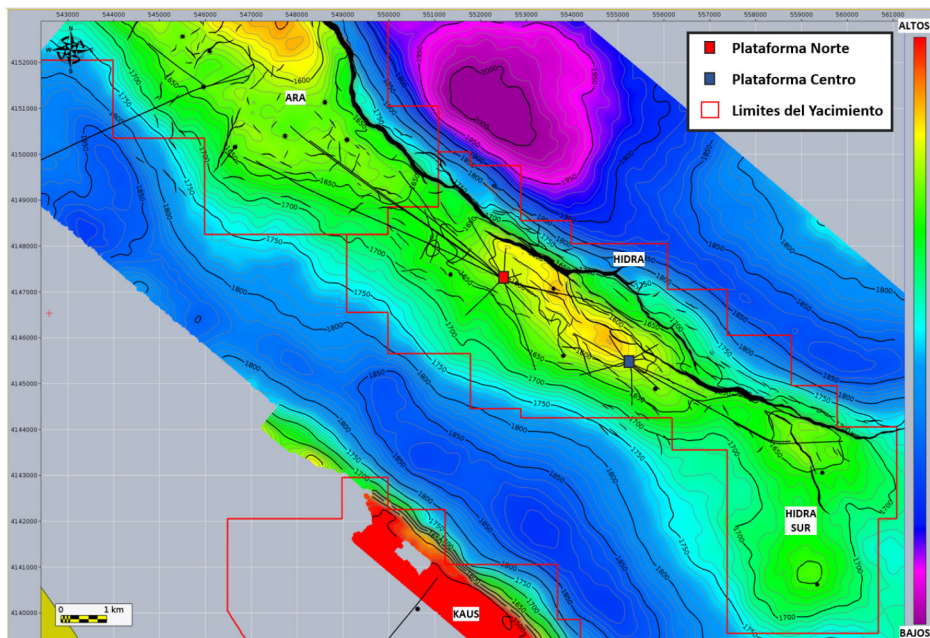


Figura 7. Mapa estructural al tope de reservorio del yacimiento Hidra, el cual corresponde a una proyección suroriental de la gran estructura de Ara.

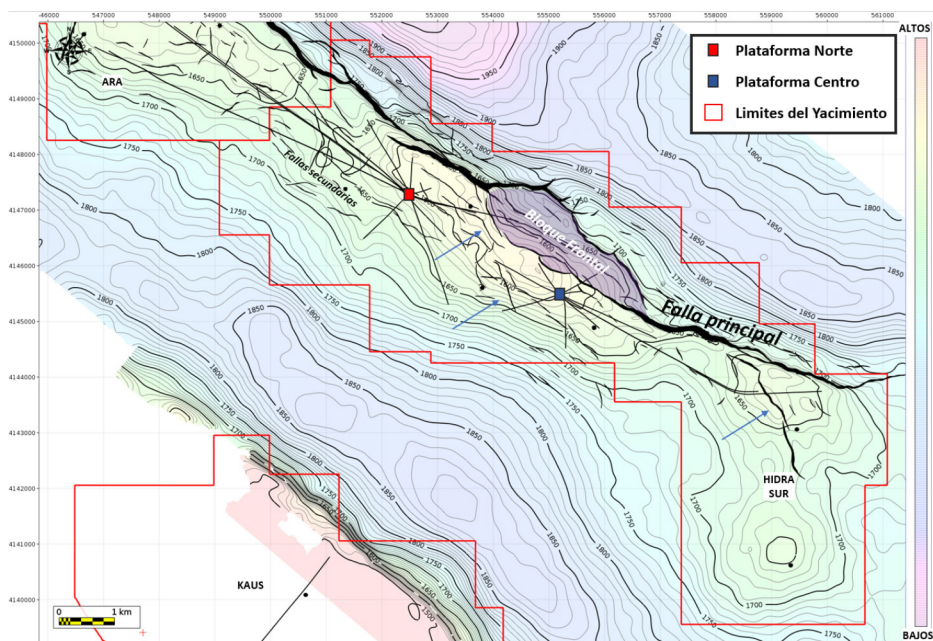


Figura 8. Mapa estructural del tope D-120 con las fallas interpretadas dentro del yacimiento a ese nivel. Es posible observar que la falla principal se ramifica y da lugar a la formación del bloque Frontal (sombreado). Por otro lado, existe una gran cantidad de fallas secundarias, entre las cuales aquellas que poseen una alineación N-S, que podrían suponer una barrera de transmisibilidad entre la plataforma Norte y Centro (señaladas con flechas).

La falla principal del yacimiento de orientación (NO - SE) corresponde al límite de un hemigraben desarrollado durante la apertura de la cuenca. Dicha falla, a su vez, se encuentra compuesta por numerosos planos de falla de menor jerarquía los cuales presentan zonas de

transferencia entre ellas. El importante rechazo de esta falla, claramente evidenciado en la sísmica, coloca en contacto lateral las facies arenosas de la Formación Springhill con las pelitas de la Formación Inoceramus Inferior que actúa como sello lateral.

Por otro lado, la falla principal presenta una importante ramificación en la zona central del yacimiento que da lugar a la formación de un bloque fallado denominado bloque frontal. Una gran cantidad de fallas fueron identificadas dentro del panel frontal, algunas de ellas con evidencias de inversión como resultado de una compresión de tipo strike-slip. El rechazo observado entre el bloque frontal y el resto del yacimiento solo es suficiente para generar zonas de desconexión parcial del reservorio. Teniendo esto en consideración, la conectividad existente entre el panel frontal y el central es variable (Fig. 8, Fig. 9).

La densidad de fallas que afectan el reservorio dentro del alto estructural es heterogénea y es mayormente de carácter normal. La zona de desarrollo, donde se ubican las plataformas Norte y Centro, se encuentra mucho más fallada que la zona sur. La gran mayoría de estas fallas comparten el mismo tren estructural NO-SE, sin embargo, se han observado al menos dos orientaciones adicionales, N-S y NE-SO. Estas orientaciones están asociadas probablemente a lineamientos profundos del basamento como así también con el desarrollo de zonas de relevo a lo largo del tren de la falla principal.

El flanco sudoeste de Hidra posee una inclinación menos pronunciada y se encuentra afectado por una serie de fallas de extensión y rechazo limitado, las cuales en general comparten el mismo rumbo e inclinación que la falla principal.

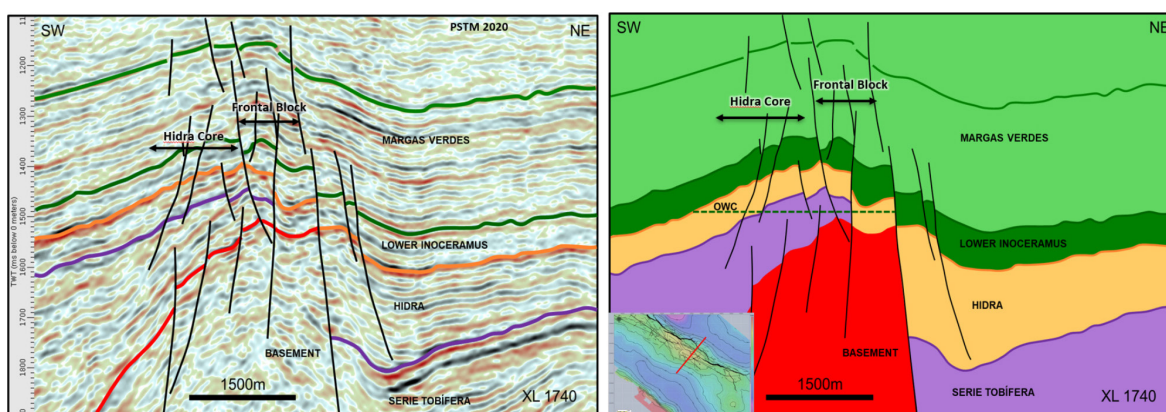


Figura 9. Interpretación estructural de un corte perpendicular a la estructura de Hidra.

Como se ha mencionado anteriormente, las fallas juegan un rol preponderante en la evaluación de la conectividad de este yacimiento. Por un lado, el bloque frontal se encuentra completamente rodeado por fallas y los rechazos observados permiten inferir una conectividad variable, pasando desde zonas donde las arenas del reservorio poseen una conectividad parcial

a zonas donde se encuentran completamente desconectadas. Asimismo, el patrón de fallas secundario también parecería tener un rol importante en la conectividad, sobre todo aquellas fallas que presentan una orientación N-S y que conforman un tren de fallas continuo. Este último podría generar un cierto grado de desconexión entre la zona de la plataforma central y la norte.

SALINIDAD Y TRAZADORES

Para el desarrollo de este yacimiento de petróleo subsaturado se decidió aplicar una estrategia de inyección de agua de baja salinidad desde el año 1990. Esto tuvo como objetivo lograr el mantenimiento de presión del reservorio, permitir un “barrido” del petróleo existente en el espacio poral, y así finalmente maximizar la recuperación de reservas.

Desde el inicio de la inyección de agua se utilizaron dos enfoques diferentes para monitorear el avance del agua de inyección. El primero consiste en realizar un monitoreo de la evolución de la salinidad del agua de producción de cada pozo. El segundo enfoque consiste en la utilización de trazadores a los fines de determinar el efecto de inyección de cada pozo de manera individual.

En la Fig. 10 se observa el caso de un pozo productor cuya salinidad ha sido monitoreada periódicamente desde la puesta en producción. Como puede observarse, inicialmente el agua de producción posee una salinidad cercana a los 18.000 ppm consistente con el agua de formación, pero en el año 1992, luego de 18 meses de comenzada la inyección, irrumpió el frente de agua de los inyectores ubicados a 1/1.5 km del pozo productor. Esta información resulta

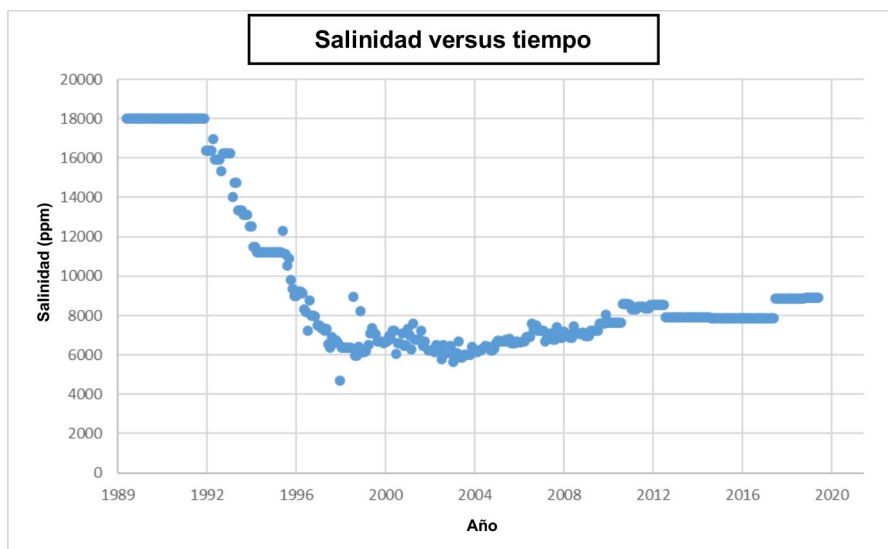


Figura 10. Evolución de la salinidad del agua de producción de un pozo. La baja en la salinidad marca la llegada del agua de inyección al pozo productor. Agua de formación 18000 ppm. Agua de inyección 108 ppm.

útil puesto que permite determinar y cuantificar la conexión inyector – productor que respalda el mantenimiento de presión como así también la estabilización de la producción del pozo en relación con la cantidad de agua inyectada. El aumento observado en la salinidad a partir del año 2000 está relacionado con un cambio en la estrategia de inyección.

La inyección de trazadores se llevó a cabo en dos pozos, I2 que inyecta en el reservorio Main Hydra, y I6 que inyecta en el reservorio Middle Hydra. Las conexiones observadas entre pozos fueron señaladas en el mapa de las Figs. 11 y 12.

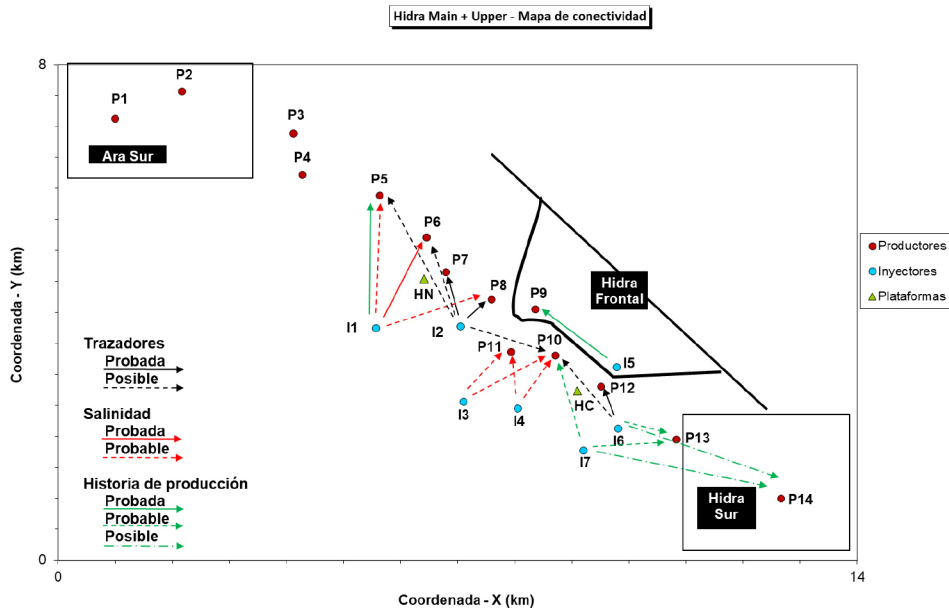


Figura 11. Upper + Main Hydra. Mapa de conectividades probadas, probables y posibles basados en trazadores, salinidad e historia de producción.

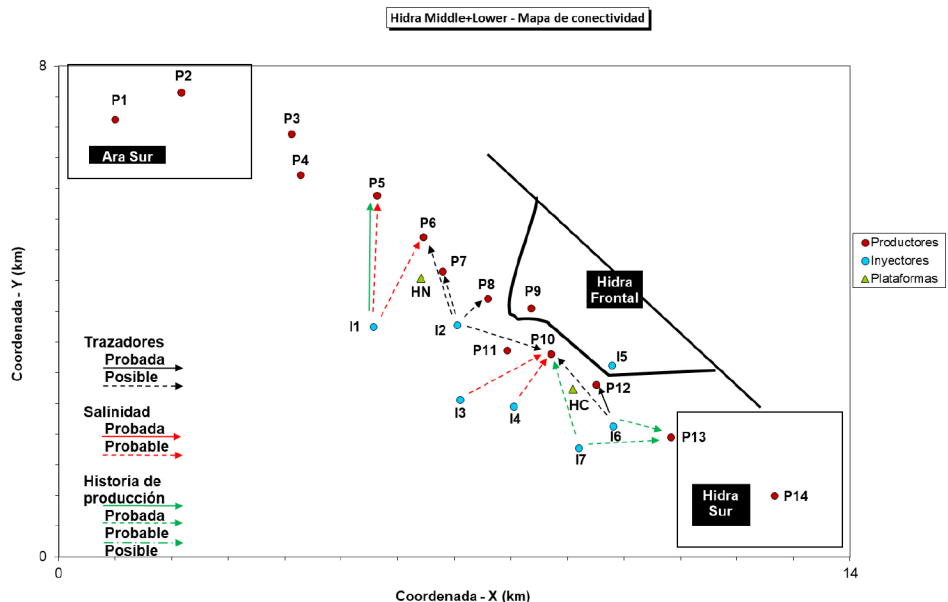


Figura 12. Middle + Lower Hydra. Mapa de conectividades probadas, probables y posibles basados en trazadores, salinidad e historia de producción.

Para el caso del Main + Upper Hydra, es posible observar que existe una importante conectividad productor-inyector. Esta conectividad es confirmada mediante la recuperación de los trazadores en el agua producida, una disminución en la salinidad del agua de producción, o bien mediante cambios en el declino producto del mantenimiento de la presión. En contraposición, para el Middle + Lower Hydra las conectividades productor-inyector han sido comprobadas en muy pocos casos, reflejando una vez más la baja conectividad de este reservorio.

PRESIONES

Durante la perforación de los distintos pozos se tomaron datos de presión de los distintos intervalos reservorio presentes en el yacimiento. A nivel general, se comprueba que existe una depleción de los distintos reservorios de manera diferencial. En la Fig. 13 se puede observar el caso de un pozo de referencia donde es claro que existe una variabilidad en las presiones entre los distintos reservorios.

El análisis de las presiones de reservorio medidas en fondo de pozo (BHSP) permite identificar que el yacimiento es altamente heterogéneo en los reservorios Lower Hydra y Middle Hydra ya que muestra grandes diferencias de presión en pozos cercanos y dentro del mismo reservorio. En el caso de Main Hydra la heterogeneidad es baja, aunque se identifica un com-

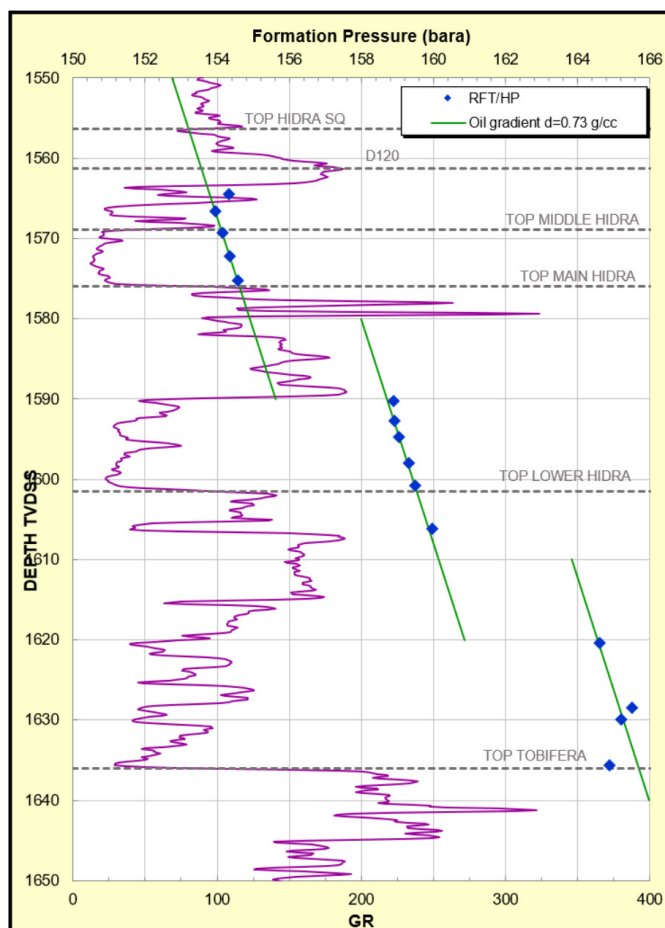


Figura 13. Perfil Gamma-ray (GR) y presiones RFT. Se observa una diferencia notoria en la presión al cambiar de reservorio.

portamiento diferente en los pozos del área Frontal (parcialmente aislados del área Core del campo por una serie de fallas) y también entre los pozos de la zona de la plataforma norte y centro (parcialmente aislados por un grupo de fallas de sentido norte-sur). De manera que el yacimiento puede presentar distintos comportamientos de presión dentro del mismo reservorio (Fig. 14) y también entre dos reservorios (Fig. 15).

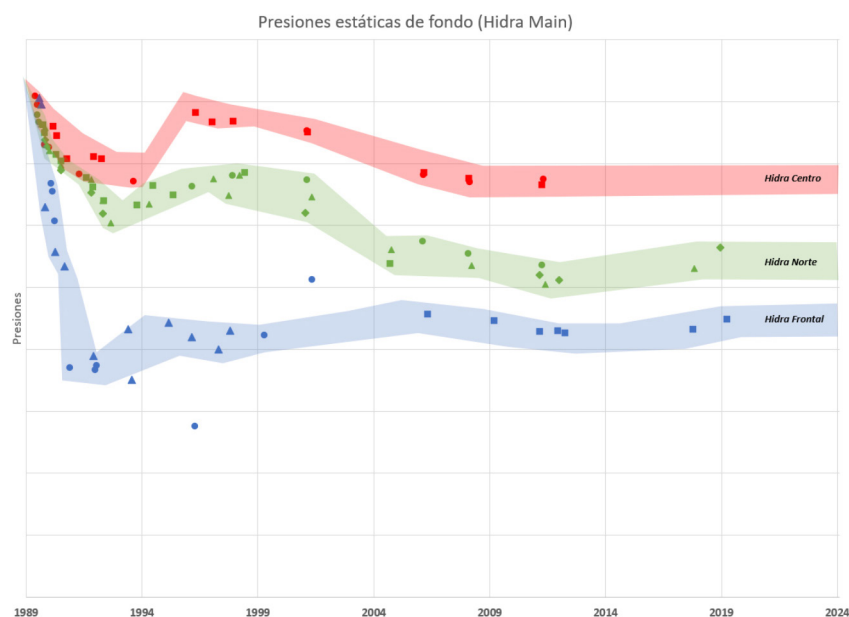


Figura 14. Presiones estáticas de fondo en zonas distintas de los reservorios Hidra Main.

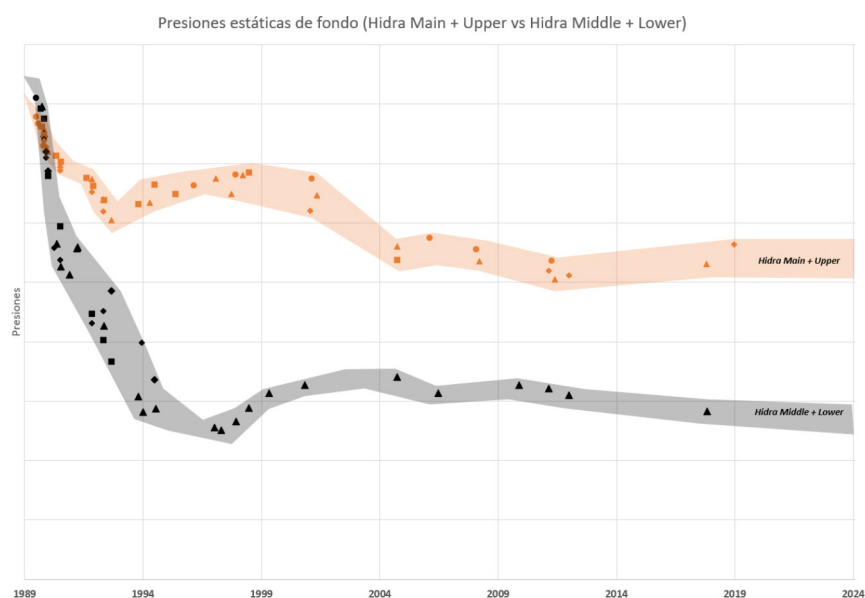


Figura 15. Presiones en los reservorios Main Hidra y Middle Hidra. La baja en presión desde el año 2002 en Main Hidra se debe a un descenso en los caudales de inyección.

Estas heterogeneidades hacen inútil la inyección de agua en los reservorios Lower Hydra y Middle Hydra ya que no se consigue mantener la presión del reservorio en los pozos productores por no tener caminos de comunicación con los inyectores. En cambio, en el reservorio Main Hydra hay una rápida respuesta a la inyección de agua deteniendo el fuerte declino inicial y manteniendo la presión de reservorio, confirmando así su mayor homogeneidad.

CONCLUSIONES

El nivel de conectividad de los distintos intervalos reservorio que componen la secuencia Hydra fue analizado utilizando distintas herramientas y enfoques.

En el caso del Lower Hydra, el análisis sedimentológico muestra que, al tratarse de canales de poco espesor y extensión lateral, los mismos poseen una conectividad tanto vertical como lateral muy baja, a lo que se suma el hecho de que los mismos poseen pobres características de reservorio. Evidencias de la pobre conexión de estos canales es soportada por la identificación de intervalos con presiones cercanas a la original una vez iniciada la explotación del campo. También, es importante resaltar que las fallas secundarias si bien no representan barreras completas de transmisibilidad, dado el poco espesor de estos cuerpos, requieren poco rechazo para producir la desconexión total de uno de estos niveles arenosos.

Para el Middle Hydra la cuantificación de la conectividad existente es más compleja teniendo en cuenta que los cuerpos arenosos presentan buen desarrollo vertical, sin embargo, la historia de producción ha demostrado que su conectividad lateral es limitada. En ese sentido, la interpretación sedimentológica da cuenta de reservorios que se encuentran lateralmente restringidos por cuerpos arcillosos producto del abandono de canales meandriformes. La presencia de estas barreras laterales es confirmada por los resultados obtenidos en la campaña de inyección de trazadores que muestran que muy pocos pozos productores poseen una conexión con el pozo donde se realizó la inyección de estos. Por otro lado, los datos de presión recolectados en distintos pozos productores muestran que el volumen conectado en este intervalo es reducido y presenta una rápida depleción. La baja conectividad de este reservorio sin duda supone un desafío adicional para su mantenimiento de presión.

El reservorio Main Hydra presenta buena conectividad y desarrollo lateral. Las heterogeneidades presentes en el reservorio no juegan un rol preponderante en el desplazamiento lateral de los fluidos. La conectividad fue comprobada a partir de la campaña de trazadores, buen mantenimiento de presión a lo largo del tiempo, y la llegada del frente de agua a los pozos productores. Sin embargo, la evolución y distribución lateral de las presiones permite observar que existe una diferencia entre los pozos que se localizan en el sector norte y aquellos ubicados en el sector sur. Esta diferencia es interpretada como resultado de la presencia de un tren de fallas de orientación norte-sur que podría actuar como una barrera parcial de transmisibilidad.

Finalmente, el *Upper Hydra* es considerado un reservorio de muy pobre conectividad lateral principalmente en base a su interpretación sedimentaria. Las arenas que conforman el reservorio presentan un espesor limitado o están completamente ausentes en varios pozos.

A modo de resumen, todas las conclusiones obtenidas a partir de la interpretación multidisciplinaria de las distintas fuentes de información se encuentran volcadas en la Tabla 1.

Reservorio	Conectividad según				Conectividad
	Ambiente Sedimentario	Estructura	Trazadores y/o salinidad	Presiones	
Upper Hydra	Muy baja	Baja	Muy baja	Muy baja	Muy baja
Main Hydra	Alta	Moderada	Alta	Moderada	Moderada a Alta
Middle Hydra	Moderada	Baja	Moderada	Baja	Moderada a Baja
Lower Hydra	Muy baja	Baja	Muy Baja	Muy Baja	Muy baja

Tabla 1. Tabla resumen de la conectividad interpretada en las distintas unidades reservorio de la Secuencia Hydra en base a los distintos enfoques planteados a lo largo del presente trabajo.

Considerando la baja conectividad interpretada en los reservorios *Lower Hydra* y *Middle Hydra* es de esperar que exista al menos una porción del volumen in-situ que no está siendo drenada por los pozos productores. Si bien la alta incertidumbre sobre la posición de los cuerpos arenosos y las heterogeneidades hacen difícil la propuesta de un nuevo pozo que sea capaz de producir este volumen, actualmente los esfuerzos están focalizados en recuperar aquellos pozos inactivos que creemos aún cuentan con producción asociada a dichos reservorios.

AGRADECIMIENTOS

Los autores desean expresar su agradecimiento a las empresas Total Austral S.A., Wintershall Dea S.A. y Pan American Sur por la autorización para publicar este trabajo, a Mauricio Bueno por la lectura crítica, sugerencias y correcciones, y a la Gerencia de Geociencias y Reservorio de Total Austral S.A. por el apoyo técnico para la generación de este trabajo.

BIBLIOGRAFÍA

- Arbe, H. A, 1990. A depositional model of the Springhill Formation in the Austral Basin. TotalEnergies. Unpublished report.
- Arbe, H., y Fernández Bell Fano, F. (2002). Formación Springhill en el área costa afuera. Rocas Reservorio de las Cuencas Productivas Argentinas, 75-89.
- Braun R., y Marlot V. (2001). Hydra reservoir channels geometry. TotalEnergies, Unpublished memo.
- Jordan, D. W., & Pryor, W. A. (1992). Hierarchical levels of heterogeneity in a Mississippi River meander belt and application to reservoir systems. AAPG bulletin, 76(10), 1601-1624.
- Sun, T., Meakin, P., Jøssang, T., & Schwarz, K. (1996). A simulation model for meandering rivers. Water resources research, 32(9), 2937-2954.
- Shepherd, M. (2009). Meandering fluvial reservoirs, in M. Shepherd, Oil field production geology: AAPG Memoir 91, p. 261 – 272.

