

## **EVALUACIÓN DE LA INVASIÓN DE LODO EN UN POZO DE REFERENCIA Y SU IMPACTO EN LA DETERMINACIÓN DEL CONTACTO AGUA-PETRÓLEO EN UN CAMPO FLUVIAL MADURO. EL CASO DEL YACIMIENTO COSTA AFUERA HIDRA, CUENCA AUSTRAL, ARGENTINA**

Tomás López Cajaraville<sup>1</sup>, Luz Mery Rodríguez Agudelo<sup>1</sup>

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

**Palabras clave:** Offshore, mature fields, mud invasion, fluvial reservoirs, Hydra

### **ABSTRACT**

The Hydra oil field is located in the Austral Basin, about 13 kilometers off the east coast of Tierra del Fuego Province in southern Argentina, with water depths that range from 20 to 40 meters. It was discovered in 1982 with the drilling of Hydra.x-1 well that found a column of undersaturated oil, and it was afterwards developed in 1989 through two offshore platforms (Hydra North & Hydra Center). During 2020, a synthesis was carried out in the field in order to determine the position of the water-oil contact (WOC). Most drilled wells showed clear evidence of an WOC at -1686 mTVDss, except for the appraisal well Hydra.e-2, which was not in line with this interpreted contact. Without any data suggesting disconnection between Hydra.e-2 and the rest of the wells drilled, a detailed revision of the operations performed during and after drilling was carried out.

Well operations such as electrical logging, pressure data and fluid samples, drill stem tests (DSTs), as well as mud weight were analyzed to determine the reliability of the data and their weight in the interpretation. This analysis revealed that the well Hydra.e-2 has evidence of significant mud invasion that affected the resistivity logging and consequently, the water saturation ( $S_w$ ) interpretation. Mud invasion is supported by the absence of separation between the curves with different depths of investigation (deep and medium resistivity) as well as by the RFT samples which retrieved large amounts of mud filtrate. Also, mud invasion could have produced a gravitational segregation of the fluids near the wellbore that could mimic the presence of a transition zone, however, given the SCALs data available in the core retrieved in this well, the possibility of having an actual transition zone cannot be discarded.

This study allowed us not only to challenge the water saturation interpretation of Hid.e-2 well based on the evidence of mud invasion, but also to determine how different operational problems could impact the quality of acquired data. Both the quality and quantity of data remain a complex issue to which geoscientist are normally faced when dealing with mature fields.

### **INTRODUCCIÓN**

El yacimiento Hydra se encuentra ubicado en la Cuenca Austral, 13 km costa afuera de Tierra del Fuego, con profundidades de agua que alcanzan los 40 metros (Fig. 1a). El reservorio principal

lo constituyen las arenas transgresivas de la Formación Springhill (Secuencia Hydra). La Secuencia Hydra (Berriasiano – Valanginiano) (Arbe, 1990) esta principalmente caracterizada por sedimentos aluviales, fluviales, lacustres, y en menor medida transicionales. El límite basal consiste en una discordancia erosiva que pone en contacto las facies arenosas de la Formación Springhill con las rocas volcánicas y volcanoclásticas de la Serie Tobífera. Hacia el tope, la Formación Springhill es cubierta por las facies marinas de la Formación Inoceramus Inferior; ampliamente reconocida como la principal roca madre y sello en la cuenca (Arbe y Fernández Bell Fano, 2002).

La secuencia Hydra está dividida en cuatro unidades: *Lower Hydra*, *Middle Hydra*, *Main Hydra* y *Upper Hydra*. Las mismas poseen un origen fluvial, con excepción del *Upper Hydra* el cual representa la primera evidencia de una transgresión marina en la zona de estudio. Estas unidades son ilustradas usando como referencia el pozo Hydra.x-1 (Fig. 1b).

El *Lower Hydra* esta caracterizado por la ocurrencia de canales fluviales y aluviales de poco espesor (1-5 metros), con pobres propiedades petrofísicas y baja continuidad lateral. El *Main* y *Middle Hydra*, por su parte, son interpretados como reservorios fluviales entrelazados y meandriformes, respectivamente. Ambas secuencias poseen buena calidad de reservorio considerando la extensión lateral y las propiedades petrofísicas. Finalmente, el *Upper Hydra* es interpretado como canales y depósitos de bahía interdistributaria. Estas facies transicionales presentan buenas propiedades petrofísicas, pero pobre continuidad lateral y espesor.

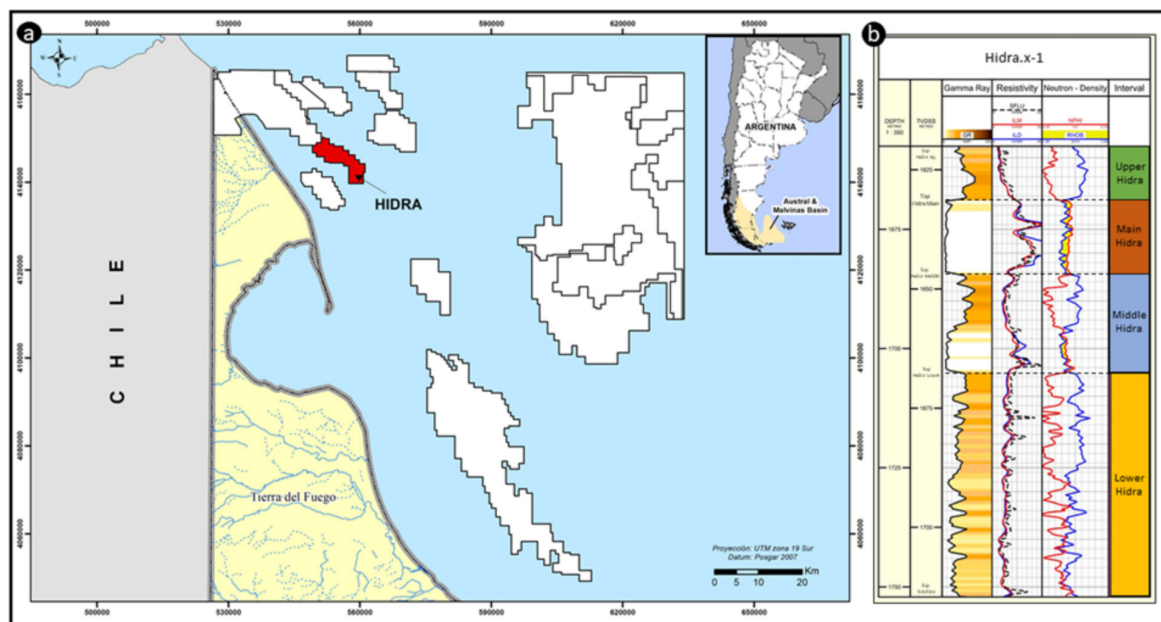


Figura 1. a) Ubicación del yacimiento Hydra, Tierra del Fuego, Argentina. b) Pozo exploratorio Hydra.x-1

Seis pozos fueron perforados en la estructura Hydra como parte de la campaña de exploración y delineación del año 1982 (Fig. 2). El pozo descubridor, Hydra.x-1, encontró una columna de petróleo subsaturado.

Los primeros pozos perforados en el yacimiento (Hidra.x-1, Hidra.e-2, Hidra.e-3) permitieron determinar un contacto agua-petróleo en -1.672 mTVDss. El Hidra.e-2, en particular, resultó ser un pozo clave en la determinación de ese contacto agua-petróleo (WOC, por su sigla en inglés). Dicho pozo presenta un tren de resistividad en la arena Hidra Main, el cual fue interpretado como una zona de transición. Esta interpretación se encuentra a su vez sustentada por el hecho de que dicho intervalo fue ensayado produciendo agua y petróleo.

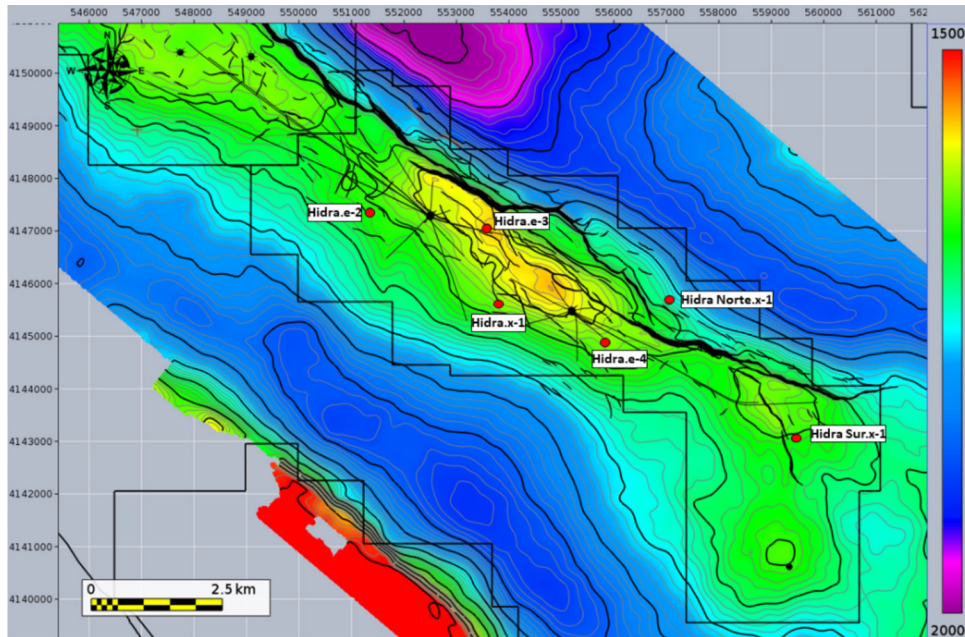


Figura 2. Mapa al topografía de reservorio en profundidad del yacimiento Hydra y ubicación de los pozos exploratorios y de desarrollo.

Sin embargo, durante la perforación del pozo Hidra.e-4 se detectó petróleo en una posición estructural más baja dentro del *Lower Hydra*. Dicha presencia de hidrocarburo está avalada por las lecturas de gas durante la perforación, rastros de hidrocarburos en recortes de perforación, y un ensayo que produjo agua y petróleo. En base a los datos recabados en este pozo, el WOC fue colocado en -1.686 mTVDss (Fig. 3).

Si bien el petróleo hallado en el pozo Hidra.e-4 representaba la posibilidad de un contacto en una posición estructural más baja, este debía ser tomado con cautela debido a la pobre extensión lateral del reservorio *Lower Hydra*. Más aún, teniendo en cuenta que existe la posibilidad de tener contactos aislados dentro del sistema fluvial.

En el año 1989, los pozos perforados durante la campaña de desarrollo permitieron confirmar de manera contundente la presencia de petróleo hasta -1.686 mTVDss en todos los reservorios del yacimiento, en línea con lo observado previamente por el pozo Hidra.e-4. Aun así, pese a

existir una coherencia generalizada para la posición de este contacto, no existía explicación para las resistividades halladas en el pozo Hidra.e-2, donde una saturación de agua cercana al 100% fue interpretada por encima de -1.686 TVDss,

El presente trabajo evalúa las razones operativas que llevaron a la interpretación de un contacto agua-petróleo más alto en el pozo Hidra.e-2 realizando una revisión de las distintas operaciones llevadas a cabo en el pozo y contrastando la información que se tiene actualmente disponible.

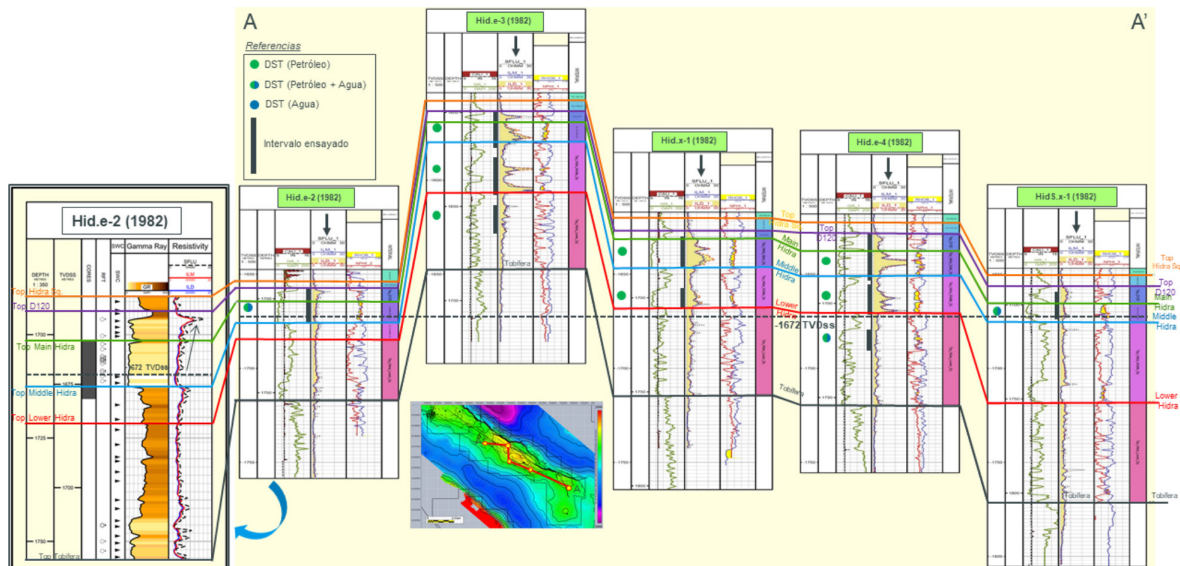


Figura 3. Pozos perforados durante la campaña de exploración y delineación del yacimiento Hidra. El pozo Hidra.e-2 posee valores muy bajos de resistividad en la base del Hidra Main que fueron inicialmente interpretados como acuíferos. No obstante, el pozo Hid.e-4 presenta un ensayo con petróleo por debajo de esa profundidad en la secuencia *Lower Hidra*. El perfil de resistividad ha sido señalado con una flecha negra para facilitar la comprensión de la figura.

## DISCUSIÓN

La campaña de desarrollo llevada adelante en 1989 demostró la presencia de petróleo hasta -1.686 mTVDss en todas las secuencias del yacimiento Hidra. Sin embargo, el pozo Hidra.e-2 presentaba un perfil de resistividad incompatible con esta posición del contacto (Fig. 4).

Debido a que no se evidenciaba ninguna barrera de transmisibilidad, tanto a nivel de facies como fallas, que permitiera justificar una compartimentalización, los esfuerzos se concentraron en determinar las razones que pudieran haber afectado la lectura de resistividad del pozo.

A partir de la revisión de las distintas operaciones llevadas a cabo en el pozo fue posible determinar una significativa invasión del lodo de perforación el cual puede haber impactado considerablemente las lecturas resistivas de la formación. A continuación, se presentarán las evidencias que permiten sustentar el hecho de que este pozo presenta una significativa invasión del lodo de perforación.



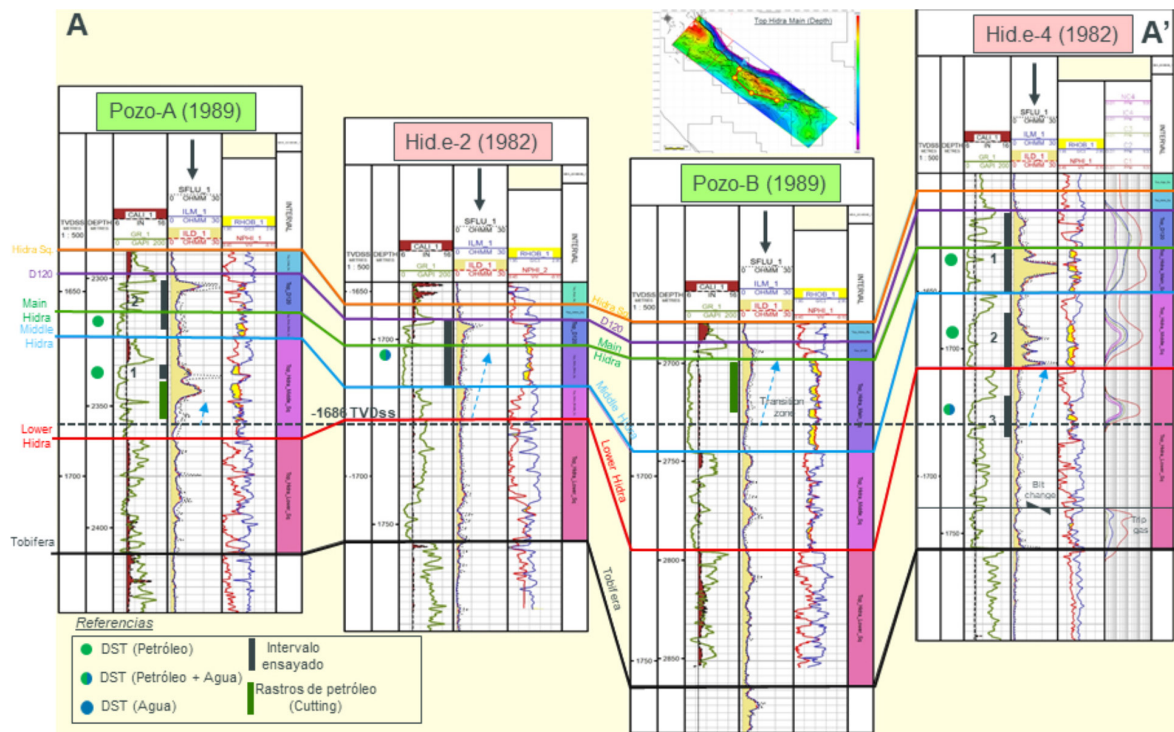


Figura 4. Pozos perforados en la campaña de desarrollo de 1989 (Pozo A y Pozo B), los cuales muestran evidencias de petróleo hasta -1.686 mTVDss en *Middle Hydra* y *Main Hydra*, respectivamente. Estos resultados se encuentran en línea con lo hallado por el pozo *Hidra.e-4*. El perfil de resistividad ha sido señalado con una flecha negra para facilitar la comprensión de la figura.

## PERFILES

El primer registro de resistividad por inducción (ILD, ILM, por sus siglas en inglés) adquirido en el pozo fue corrido cinco días después de terminada su perforación y muestra los mismos valores de resistividad independiente de la profundidad de investigación utilizada. Esto puede ser considerado como una clara evidencia de invasión, dado que normalmente debería observarse una separación entre las resistividades someras y profundas producto de la variación de la resistividad entre la zona lavada y la zona virgen.

Ocho días después de la primera lectura de resistividad, se realizó una segunda lectura correspondiente a un lateroperfil (LLD/LLM, por sus siglas en inglés), en la cual tampoco fue posible observar una separación entre la resistividad somera y la profunda. Asimismo, al realizar una comparación con la primera lectura de inducción no se observa diferencia en la lectura de resistividad. Esto permite inferir que la formación se encuentra fuertemente invadida desde el primer registro realizado (Fig. 5). En la Fig. 6, se detallan las operaciones llevadas a cabo durante la perforación del pozo.

Al examinar la resistividad del pozo *Hidra.e-2* (Fig. 3) en el reservorio *Main Hydra*, se observa una clara tendencia de aumento de la resistividad hacia el tope. Este tren puede deberse a, al menos, dos razones. En primer lugar, a la presencia de una zona de transición la cual es avalada

por los resultados del ensayo de producción de la capa, donde se recuperó agua y petróleo. Esta posibilidad será evaluada más adelante utilizando datos de laboratorio que permiten estimar el espesor de la zona de transición. Por otro lado, existe la posibilidad que el lodo haya ingresado a la formación y se haya acumulado en la base del *Main Hydra* producto de una segregación gravitacional. Este último fenómeno ha sido simulado computacionalmente (Bocharov *et al.*, 2016). Debe destacarse que el pozo fue perforado con un lodo particularmente denso (1,28 sg) y, como se mencionó anteriormente, pasaron 5 días desde el momento de la perforación hasta el primer registro de resistividad.

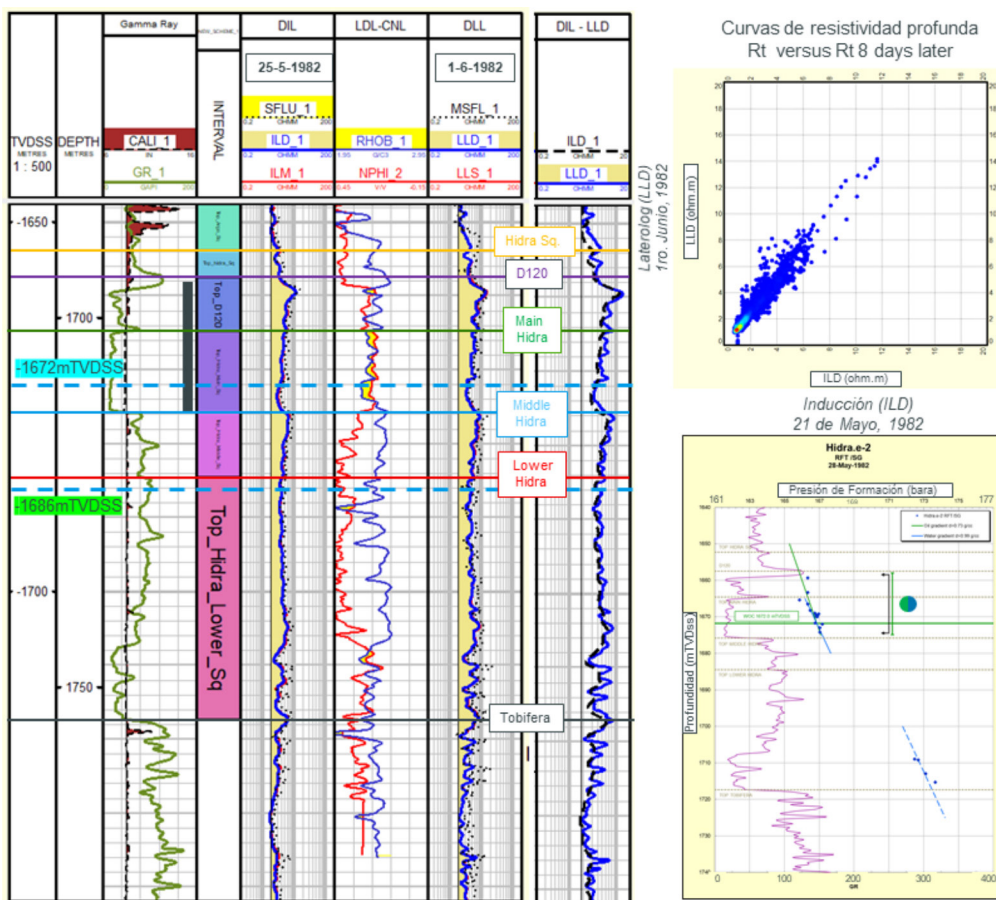


Figura 5. Perfiles eléctricos registrados en el pozo Hydra.e-2. Se corrieron dos perfiles de resistividad con una separación de 8 días, sin embargo, la resistividad profunda es la misma en ambos casos. Comparando el lateroperfil profundo (LLD) con el registro de inducción profundo (DIL) la respuesta observada es la misma. Los gradientes del probador de formaciones (RFT), por su parte, no permiten una clara determinación del contacto debido a que el reservorio no se encuentra en condición inicial.

## PRESIONES Y ENSAYOS DE FORMACIÓN

Las muestras obtenidas a partir del probador de formaciones con cable conductor (RFT, por sus siglas en inglés) del pozo Hydra.e-2 recuperaron grandes volúmenes de lodo de formación,

Días	Operación	Carrera	Díametro (in)	Fecha	Desde	Hasta	Sal. (ppm)	Comentarios	Sulfato	Carbonato	Magnesio
1	Corona		8.5	21-5-82	1701.8	1716		Hidra Main (Corona)			
	Perforación		8.5	21-5-82	1716	1776		Perforación			
2	Perforación		8.5	22-05-82	1776	1795		Perforación hasta TD.			
3	Reaming		8.5	23-05-82	816	1795		Reaming			
4	Reaming		8.5	24-05-82	1795	1798		Perforación/Reaming			
	Muestra lodo			25-5-82			9456	8450 ppm NaClec.	1300	110	60
5	DIL-SP-BHC-GR-CAL	2	8.5	25-5-82	1440	1797.8		Herramienta atrapada @1440			
6	Pesca		8.5	26-05-82				Pesca cable de perfilaje			
7	DIL-BHC-GR-SP-Col	3	8.5	27-05-82	1475	380		Perfilaje			
8	Muestra lodo			28-5-82			10267	9170 ppm NaClec.	1440	260	0
9	RFT	1	8.5	28-5-82	1693.6	1753.8		20 datos presión			
	RFT	2	8.5	28-5-82			15224	14310 ppm NaClec.	800	0	0
10	HDT	2	8.5	29-5-82	814	1798		-			
	SWC	1	8.5	29-5-82	1629.3	1779		28 testigos laterales			
11	DST - 1		8.5	30-5-82			22408	21690 ppm NaClec.	720	0	490
12	Pesca		8.5	31-5-82				Pesca / Herramienta DST			
13	Muestra lodo			1-6-82			11134	10220 ppm NaClec.	1600	130	300
	DLL-MSFL-GR	1	8.5	1-6-82	814	1794.2		Perfilaje			
	LDL-CNL-GR	1	8.5	1-6-82	1600	1774		Perfilaje			
	RFT	3	8.5	1-6-83	-	1706	14439	13480 ppm NaClec.	700	0	0

Figura 6. Lista de operaciones llevadas a cabo en el pozo Hydra.e-2.

reforzando la idea de que el pozo presenta una invasión considerable. Las muestras obtenidas se encuentran resumidos en la Fig. 7.

<b>Muestra 1/1-2 – 1673.2 TVDss</b>	
Camara 1	5 L lodo (11.000 ppm) + 4 L gas.
Camara 2	1,4 L lodo (11.000 ppm) + 0,2 L petróleo muerto.
<b>Muestra 2/1-2 – 1673.6 TVDss</b>	
Camara 1	10,4 L lodo (9150 ppm) + 31 L de gas.
Camara 2	10.3 L lodo mezclado con agua de formación (14.300 ppm).
<b>Muestra 3/1-2 – 1669 TVDss</b>	
Camara 1	4,5 L lodo (11.900 ppm) + 3,5 L petróleo + 137 L gas.
Camara 2	3.4 L de lodo mezclado con agua de formación (14.300 ppm) + 5.6 L petróleo + 246 L gas.

Figura 7. Muestras de RFT recuperada en el pozo Hydra.e-2.

Al observar los resultados de presión resulta difícil establecer con certeza la posición del contacto agua petróleo dado que existe dispersión en las presiones medidas. Además, es importante señalar que no contamos con datos de presión en condición inicial, pues se observa depleción desde otros campos vecinos desde antes del comienzo de la producción.

También se realizó un ensayo realizado a través de la columna de formación (DST, por sus siglas en inglés) sobre el *Main Hydra* el cual dio como resultado petróleo y agua. El corte de agua no fue constante, sino que presentó una evolución del sedimento básico y agua (BSW, por sus siglas en inglés), de 70 a 40% durante la realización del ensayo.

Al analizar la geoquímica, tanto de las muestras obtenidas del lodo, como de las muestras obtenidas con el probador de formaciones y el ensayo a pozo abierto, es posible inferir las

características y el origen de los fluidos involucrados. Para el caso del lodo, el mismo presenta una salinidad de entre 8.000-10.000 ppm, las muestras del probador de formaciones presentan una salinidad de 13.000-14.000 ppm, y finalmente el agua recuperada durante el ensayo a pozo abierto tiene una salinidad de 21.700 ppm.

En el caso del probador de formaciones, el lodo recuperado muestra una salinidad intermedia entre el agua de formación (estimada cercana a 21.000 ppm) y el lodo (10.000 ppm), y similares concentraciones de aniones y cationes. Esto podría ser indicativo de una mezcla entre el agua de formación y el lodo empleado.

El análisis de la muestra de agua recuperada al final del ensayo a pozo abierto resulta más complejo. A nivel de salinidad presenta una salinidad similar al agua de formación (21000 ppm), sin embargo, al comparar las concentraciones de los distintos iones con una muestra patrón de agua de formación del yacimiento vecino de Ara, ésta presenta importantes diferencias a nivel de las concentraciones de sulfato, magnesio y bario (el cual no fue detectado en el pozo Hidra.e-2). En contraposición, presenta mayores similitudes con los cationes medidos tanto en el lodo como en las muestras de filtrado recuperadas en el probador de formaciones (Fig. 8).

La producción de agua de formación estaría asociada a la zona de transición tal como se describe en el siguiente apartado.

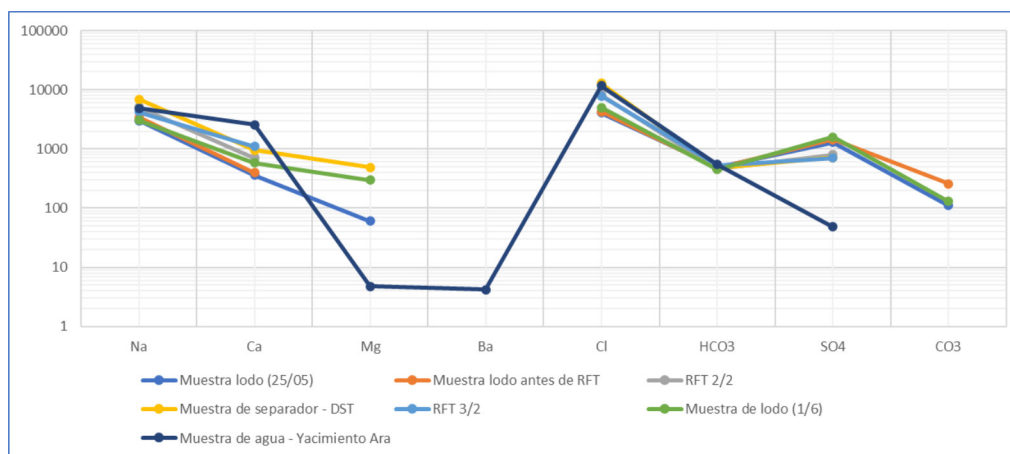


Figura 8. Comparación de la geoquímica observada en las muestras recuperadas en el pozo Hidra.e-2. La muestra de agua del yacimiento próximo de Ara es tomada aquí como referencia del acuífero.

## SCAL

Con la corona del pozo Hidra.e-2 fue posible realizar una estimación de la zona de transición basada en datos de presión capilar por inyección de mercurio (MICP). La presión capilar fue luego transformada en saturación de agua ( $S_w$ ) versus altura respecto al nivel de agua libre (HAFWL, por sus siglas en inglés). En base a los datos de presión capilar, el reservorio encontrado en el pozo Hidra.e-2 podría tener una zona de transición de aproximadamente 30 metros (Fig. 9).



Teniendo en consideración que la diferencia entre el WOC propuesto (-1.686 mTVDss) y la base del *Main Hydra* son solo 10 metros, es altamente probable que al menos una porción de la arena se encuentre dentro de la zona de transición. Esta zona se caracterizará por la producción de agua y petróleo, lo cual está en línea con los resultados del ensayo de pozo.

Por consiguiente, es posible que al menos parte del agua producida durante el ensayo a pozo abierto corresponda a agua de formación y que la misma pueda impactar en el tren de resistividad observado.

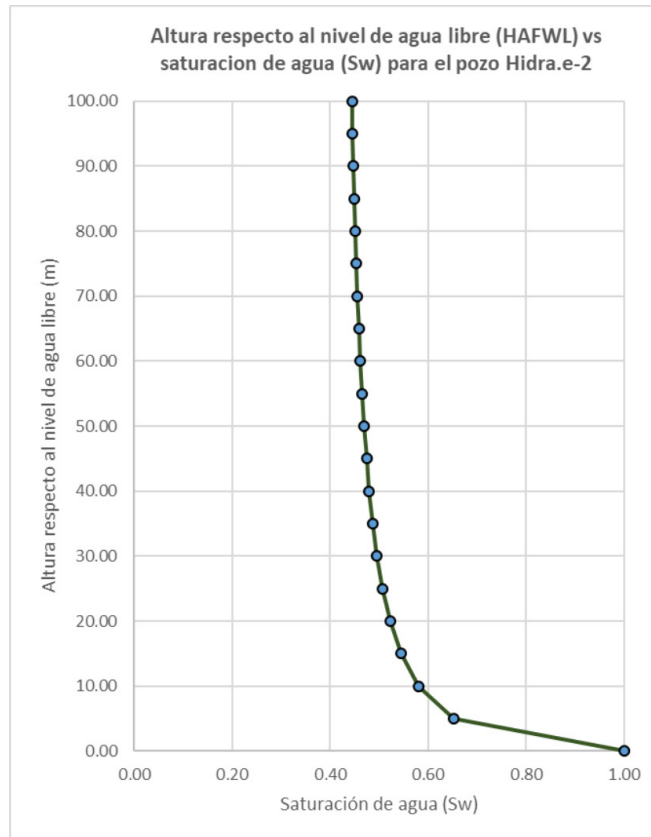


Figura 9. Saturación de agua (Sw) vs. altura respecto al nivel de agua libre (HAFWL) para el pozo Hidra.e-2.

## CONCLUSIONES

Durante la fase de exploración y delineación del yacimiento Hydra, el contacto propuesto inicialmente fue -1.672 mTVDss, principalmente en base a los resultados obtenidos en el pozo Hidra.e-2. Posteriormente, la perforación del pozo Hidra.e-4 descubrió petróleo a una mayor profundidad (-1.686 mTVDss), el cual fue confirmado como el contacto general para el yacimiento luego de la perforación de los pozos en la campaña de desarrollo.

La revisión de las circunstancias en las cuales el pozo Hidra.e-2 fue perforado y evaluado, revelaron que el mismo fue altamente afectado por la invasión de lodo. Esto fue evidenciado no solamente por la elevada cantidad de lodo recuperado a partir del probador de formaciones sino por los resultados obtenidos a partir de los dos registros de resistividad del pozo (inducción y lateroperfil). Ambos registros mostraron una clara evidencia de invasión de lodo, por lo que no pueden ser utilizados para una correcta determinación de la saturación del agua de formación (Sw).

Por otro lado, la tendencia de resistividad observada en el *Main Hidra* puede ser explicada por la presencia de una zona de transición, por la segregación gravitacional de los fluidos dentro del reservorio, o por una superposición de ambos efectos. La segregación gravitacional es un proceso posible modelado computacionalmente, mientras que una zona de transición que abarque al menos una porción del *Main Hidra* también es posible dado los resultados obtenidos a partir del análisis de los datos de presión capilar por inyección de mercurio.

En cuanto a los resultados obtenidos en el ensayo a pozo abierto, la evolución del sedimento básico y agua de 70 a 40% da cuenta de una importante invasión en la formación. Si bien la salinidad observada en el agua recuperada es comparable con la del agua de formación, los cationes y aniones observados en el análisis geoquímico son similares en concentración a aquellos hallados en las muestras de lodo y filtrado recuperadas en el probador de formaciones.

La evidencia recopilada a lo largo de este trabajo sustenta la idea de que el pozo Hidra.e-2 presenta una fuerte invasión que no fue detectada inicialmente. La misma es la responsable de la respuesta anómala de resistividad en el pozo que llevó a la interpretación de un contacto inicial más alto.

La reevaluación de los datos de este campo maduro permitió, no sólo arrojar luz sobre una inconsistencia que tuvo un profundo impacto en la evaluación inicial del yacimiento, sino también realizar un control de calidad de los datos que normalmente utilizamos para nuestras interpretaciones.

## REFERENCIAS

- Arbe, Hugo A. y Fernández Bell Fano, F., 2002. Los reservorios de la Formación Springhill en el “off-shore” de la Cuenca Austral. En Schiuma, M.; Hinterwimmer, G.; Vergani, G. (eds.: Simposio de Rocas reservorio de las cuencas productivas de la Argentina, V Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG, Mar del Plata, 2002, pp. 27 - 47.
- Arbe, H. A., 1990. A depositional model of the Springhill Formation in the Austral Basin. TotalEnergies. Unpublished report.
- Bocharov, O., Makarov, A., & Seryakov, A. (2016, November). Drilling Mud Gravity Segregation in Wellbore Zone and Its Effect on Induction and Electric Logging Measurements. In SPE Annual Caspian Technical Conference & Exhibition. OnePetro.