

EVOLUCIÓN DEL CONOCIMIENTO Y COMPORTAMIENTO DINÁMICO DE ARIES, UN CAMPO MADURO COSTA AFUERA EN LA CUENCA AUSTRAL

Federico Achilli¹, Lisandro Burne¹, Gerardo Laiz¹, Daniel Ávila¹,
 Ezequiel Rodríguez-Lorente¹, Miguel Tirella¹

1: Total Austral, federico.achilli@total.com, lisandro.burne@total.com, gerardo.laiz@total.com,
 daniel.avila@total.com, ezequiel.rodriguez@total.com, miguel.tirella@total.com

Keywords: Aries, costa afuera, GOIS, modelo estático, P/Z, Monitoreo, Tobifera

ABSTRACT

Aries is a gas and condensate field belonging to the CMA-1 concession (Cuenca Marina Austral 1) which is being operated by Total Austral (37.5%) in association with Wintershall Energy (37.5%) and Pan American Energy (25%). It is located 30km off-shore of the Tierra del Fuego province, where the water depth is around 80m. Aries has been developed with three wells from a central platform and connected by a pipeline shared with Carina platform to the Río Cullen process facilities. The production started in February 2006, reaching a maximum rate of 8Msm³/d (in 2009) and is currently producing ~2Msm³/d (2018).

Aries field is composed by a 3-way dip structure limited by a NW-SE oriented mayor fault. The structural style developed sub-parallel fault network and two sub-structures connected by a gentle saddle in between. The main reservoir is composed by the transgressive sandstones (Hauterivian) of Argo sequence and the fluvial sandstones of the Hidra sequence (Valanginian), deposited over the paleo-topography of the Tobifera formation, which is considered the economical basement.

The development of Aries field started between 2005/2006, with three wells drilled: a slant well, located in the saddle targeting the sandstones of both sequences, Argo and Hidra; and, two wells with horizontal drains of 400m each one along the upper part of the Argo reservoir sandstones; following the uppermost structural positions toward northwest one of the horizontal wells and southeast the other one. These two wells have been equipped with bottom hole pressure gauges, then it is possible to continuously monitor the pressure behavior of the reservoir. The slant well was used as an observer during the first couple of years of production; now-a-day it became a permanent producer.

After the drilling campaign the petrophysical measurement resulted from the wells were in-line with the predictions based on the original geological model (static). However, the initial performance of the wells (based on dynamic tests) was higher than expected (dynamic model); since 2006, it is still the case (IGIP higher than prognosed), which is confirmed by the permanent production monitoring, WHP/BHP, P/Z-law, etc. The interpretation of all these information, together with the update of reservoir model, lead to review and increase the originally proposed gas accumulation (IGIP) and to change the vision of future geological models.

The main objective of this paper is to show an example of developed field where, despite the good quality of the available 3D seismic, relative small structure calibrated by seven wells acquired during the exploration stage with an important set of petrophysical and dynamic data; the comprehension of the field behavior and its heterogeneities, is evolving with time according to its maturity, challenging the most optimistic pre-development case (Maxi).

In this particular case, an additional reservoir providing a volume of gas could be proposed: re-worked and altered facies, possible fractured, of the shallowest volcanoclastic Tobífera formation. This facies could be a contributor to the original gas accumulation and uncertainties of producing gas from Tobífera may potentially be supported by dynamic data (production and pressure). This hypothesis is not included yet on Aries field reservoir models.

INTRODUCCIÓN

El yacimiento de Aries entró en producción con muy buenos caudales iniciales de gas (medidos en los ensayos de los pozos en 2005) y luego de la conexión a las instalaciones de tratamiento de Río Cullen (2006). Los resultados estuvieron en línea con la modelización estática y dinámica inicial del yacimiento, caracterizada con muy buenas propiedades petrofísicas. Sin embargo, el monitoreo continuo de datos dinámicos en los años subsiguientes, permitió obtener datos adicionales para actualizar la curva P/Z, incrementándose sistemáticamente la acumulación de gas, y por ende, obligando la revisión de los modelos geológicos/dinámicos propuestos.

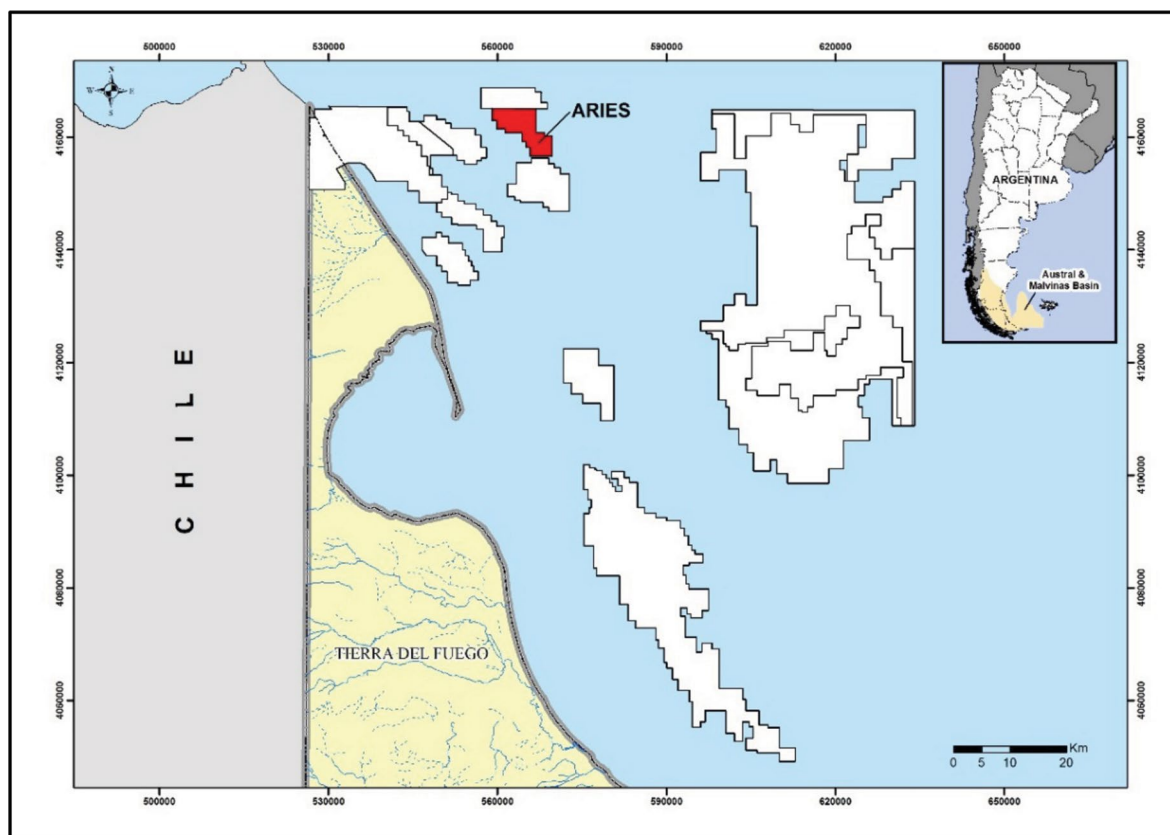


Figura 1. Ubicación del permiso CMA-1 (Cuenca Marina Austral 1)

UBICACIÓN, Y CARACTERÍSTICAS GEOLÓGICAS DEL YACIMIENTO.

El yacimiento de Aries, ubicado en el permiso de CMA-1, está localizado en la Cuenca Austral, 30km costa afuera de Tierra del Fuego en el flanco Oeste del Alto de Río Chico, borde Oriental de la cuenca (Fig. 1).

La trampa principal de los campos en esta parte de la cuenca es estructural con cierre en tres direcciones contra una falla, fuertemente controlada por fallas normales genéticamente relacionadas al rifting que dio origen a la cuenca y a sus sucesivas reactivaciones (Fig. 2). El reservorio principal son las arenas transgresivas de la Formación Springhill, integrada por depósitos fluviales que verticalmente evolucionan a litorales, deltaicos, estuarinos y hasta marino - proximal.

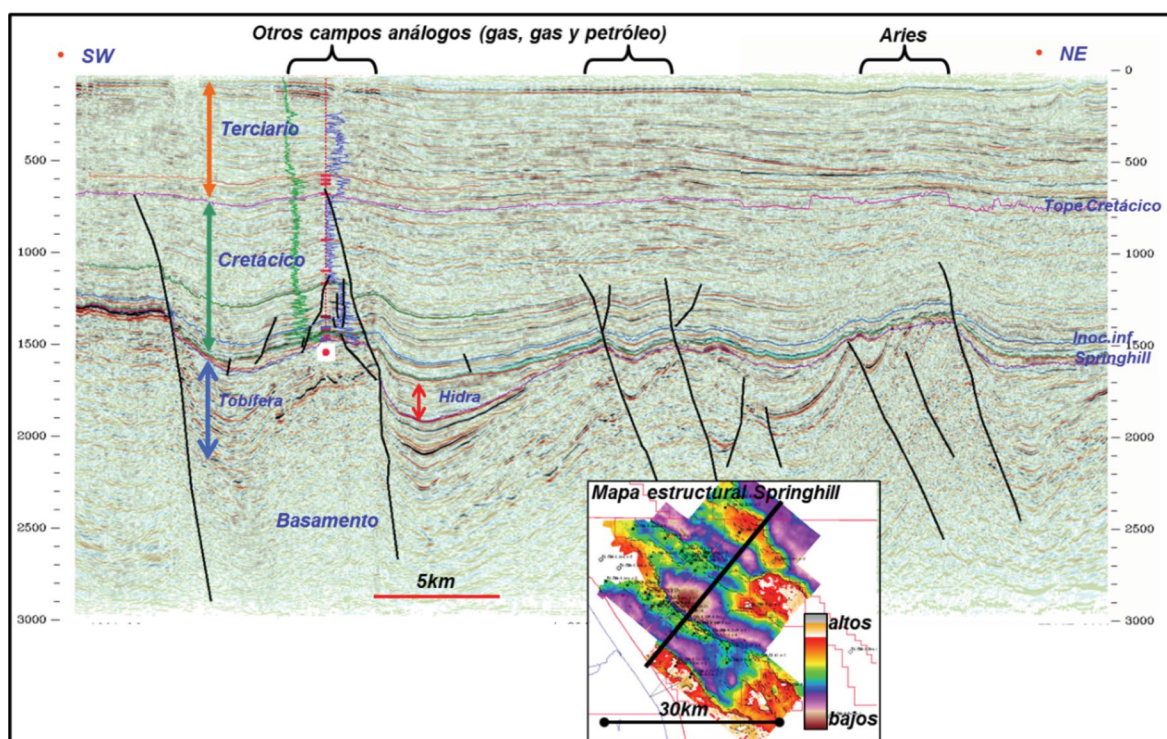


Figura 2. Línea regional SW-NE – Estructura general de la Cuenca y de los campos en la porción Noroeste de CMA-1.

La depositación de la formación Springhill se desarrolla rellenando en sucesivos “on-laps” la paleotopografía del basamento cristalino y/o Serie Tobífera haciendo “backstepping” sobre el Alto de Río Chico. Las facies marino distales de esta unidad, compuesta por fangolitas oscuras, están representadas por la Formación Inoceramus Inferior, que corresponde tanto a la roca madre principal de la cuenca como al sello de los reservorios de la Formación Springhill (Arbe y Fernandez 2002) (Fig. 3).

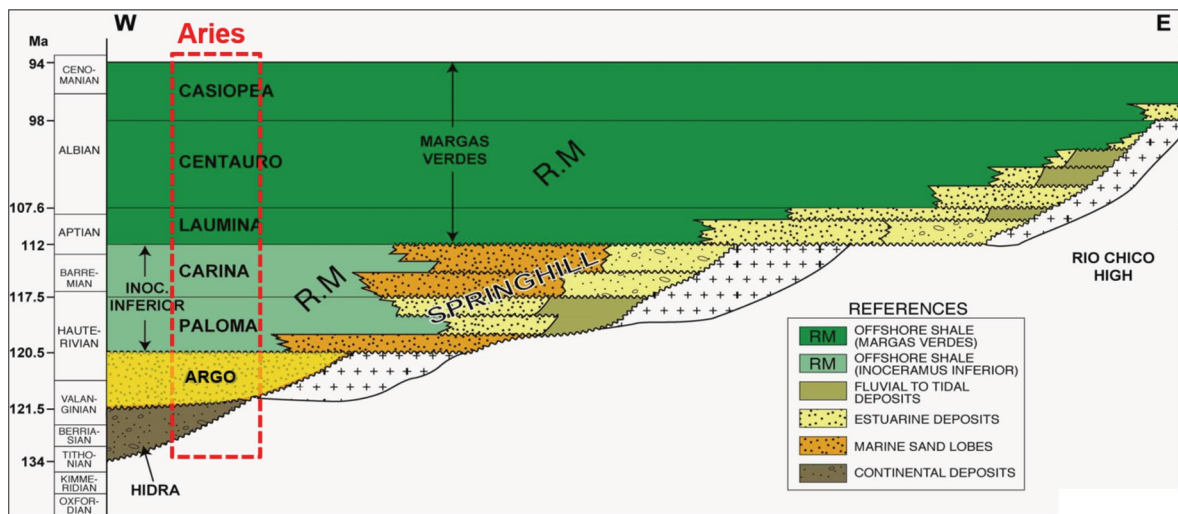


Figura 3. Evolución secuencial de la Formación Springhill - Ubicación del campo de Aries.

Aries se trata de una estructura anticlinal compuesta de dos sub-estructuras unidas por una pequeña ensilladura (Figs. 2 y 4).

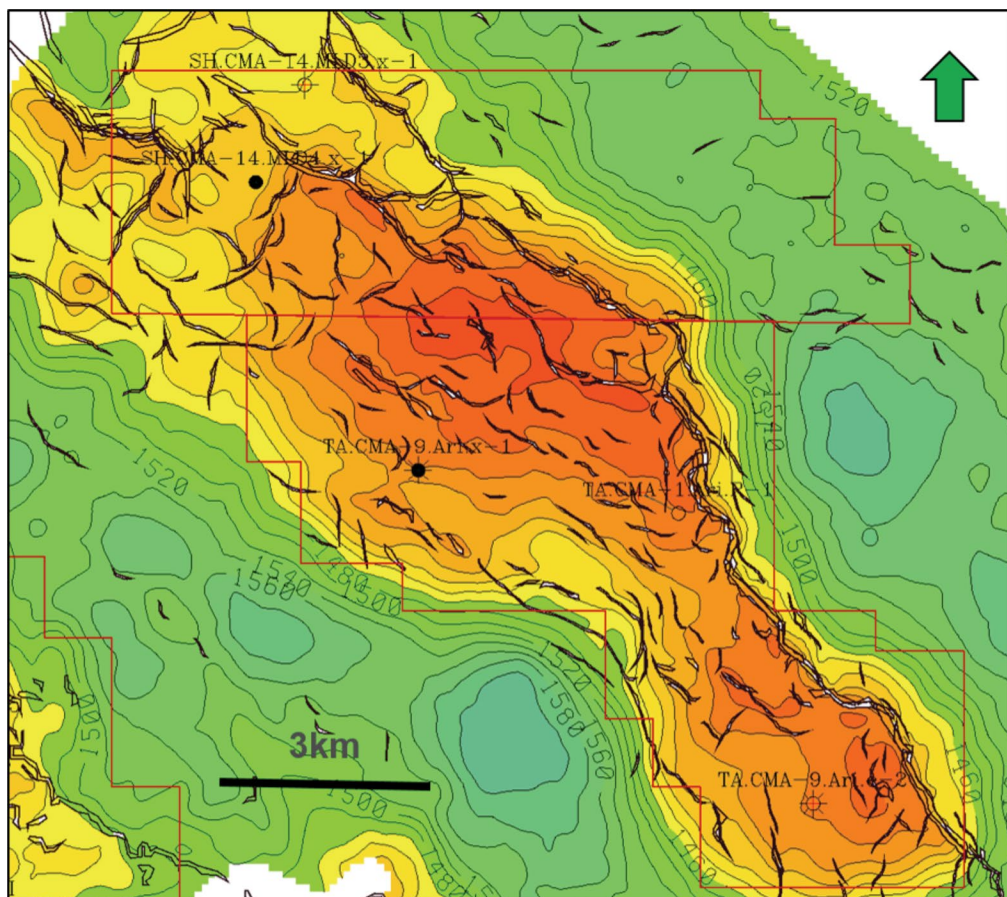


Figura 4. Mapa estructural en tiempo del tope del reservorio.

Dentro de la mega secuencia depositacional de Springhill, y dada la localización hacia el Oeste y relativamente pendiente abajo del Alto de Rio Chico, Aries involucra a las secuencias más jóvenes, de Hydra (Berriasiano - Valanginiano) y de Argo (Valanginiano tardío – Hauteriviano temprano) (Fig. 3). Las arenas de Hydra corresponden a facies fluviales de canales entrelazados, tienen porosidades del orden del 20%, en tanto las arenas de Argo son interpretadas como facies de playa (*“upper shoreface”*) con porosidades entre 21% y 26% en el caso del pozo Aries 2 (Fig. 5).

METODOLOGÍA

Fase 1 Delineación y modelo de pre-desarrollo

En 1981, soportado con sísmica 2D de diversas campañas, dos primeros pozos perforados al norte de la estructura intentaron probar una acumulación de petróleo, con suerte dispar (principalmente agua: MLD3.x-1 y pequeño espesor de petróleo con un contacto gas-petróleo: MLD4.x-1) y con calidades de reservorio mediocres. El pozo Aries.x-1 encontró mejores arenas con un espesor de gas importante en el flanco SSW de la subestructura norte, acumulación cuyo potencial interés económico para el desarrollo de gas se reveló luego de la adquisición de una sísmica 3D en 1994, de la perforación del pozo de delineación Aries.e-2 en 1995 y la construcción de un modelo estático y dinámico (Fig. 5).

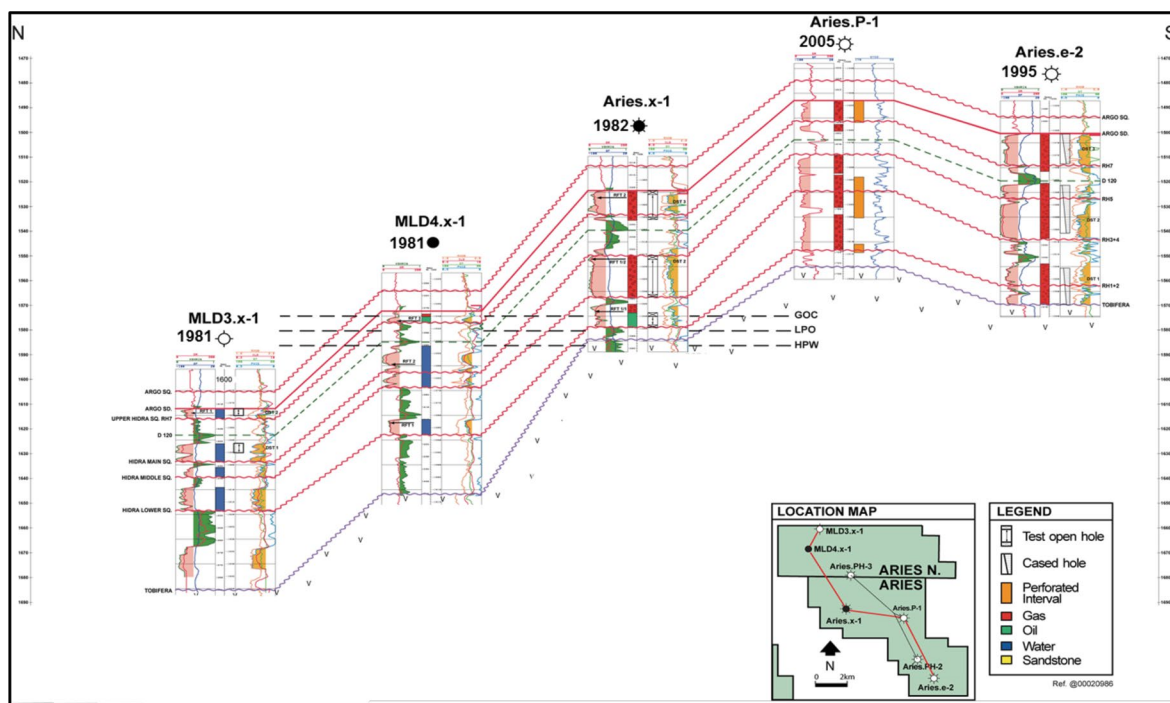


Figura 5. Correlación estructural de pozos con detalle de los fluidos encontrados

Fase 2 Construcción del modelo (pre-desarrollo al año 2000)

Posterior a la reinterpretación de los resultados de los pozos y de un reprocesamiento de la sísmica 3D en 1999, se construyó un modelo de reservorio (estático y dinámico).

La información sísmica (1999), es de buena calidad, la calibración con los cuatro pozos exploratorios y de delineación es robusta y la identificación e interpretación de los eventos sísmicos asociados al reservorio son mapeados con precisión. El tope de la secuencia Argo y el tope de la secuencia Hidra (o base Argo) pueden interpretarse sin ambigüedad en más del 90% de la estructura. Si bien el tope y base se identifican claramente, el cálculo del espesor arroja cierta incerteza debido a estar afectado por el efecto de interferencia o “*tuning*” (Fig. 6).

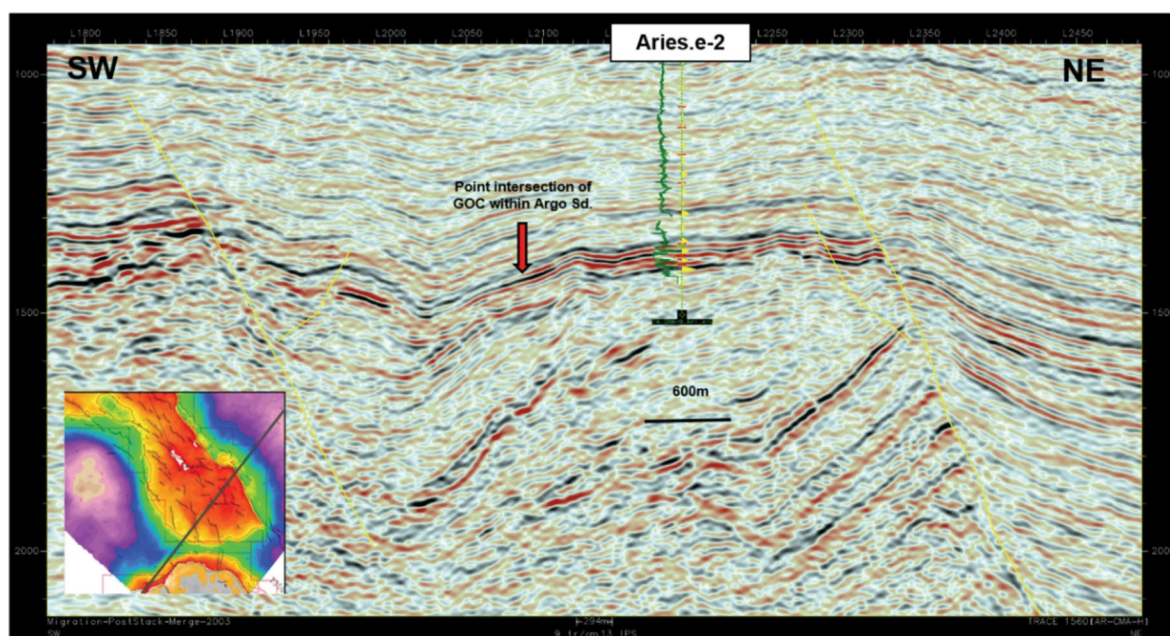


Figura 6. Calibración y continuidad de horizontes. Ejemplo en Aries.e-2.

Los horizontes intermedios de Hidra están afectados por problemas de resolución sísmica, interferencia y efecto máscara del Argo supra yacente y su interpretación es posible por zonas, y cuando no, es modelado en base a la correlación de pozos (Figs. 6 y 7).

Desde el punto de vista acústico se tratan de arenas de baja impedancia que en sísmica se identifican por ser reflectores de máxima amplitud negativa bien marcada cuando están impregnadas por gas generando un efecto “*bright spot*” usado como DHI (“*Direct Hydrocarbon Indicator*”). Principalmente en el reservorio de Argo, libre de interferencia, cuando las arenas se degradan en calidad o están impregnadas por agua la magnitud de la amplitud negativa decrece hasta un leve evento negativo (cercano a cero), a veces transformándose en positiva (Fig. 6) evidenciando un cambio de polaridad que define claramente el contacto gas - líquido.

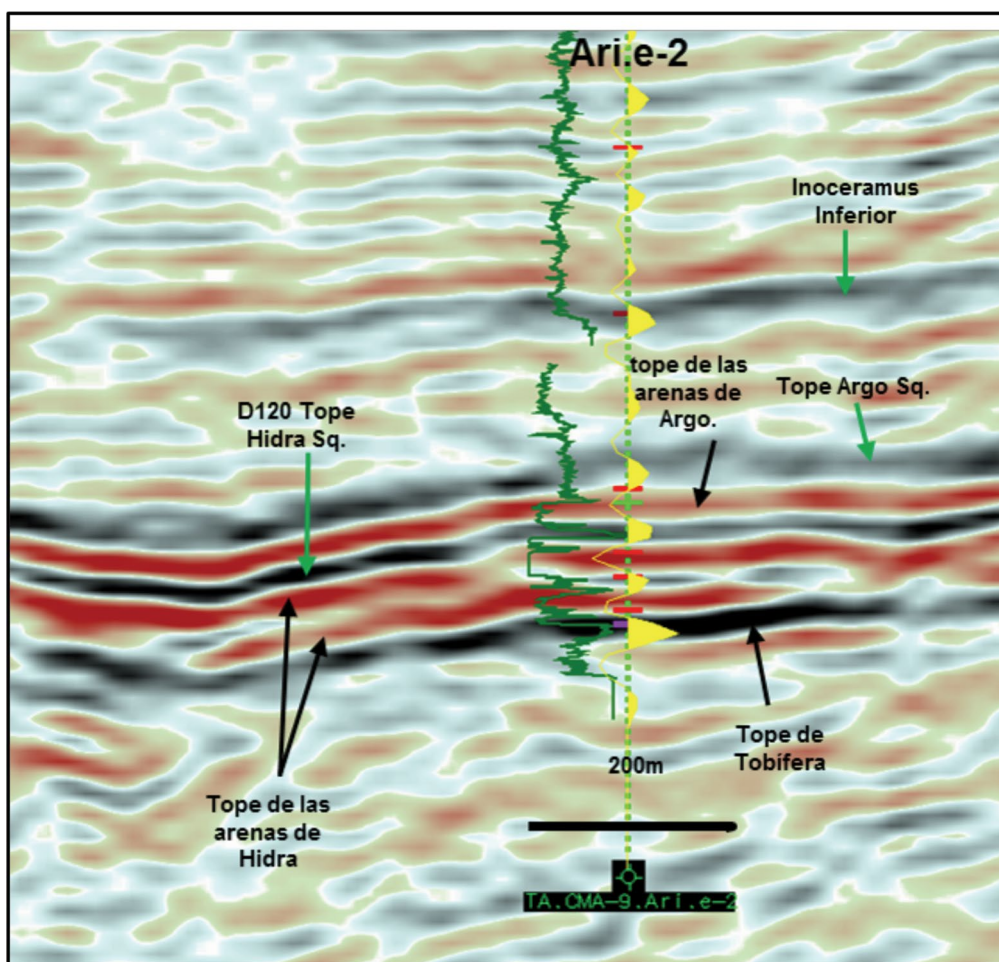


Figura 7. Respuesta sísmica de las arenas de Argo e Hydra.

La interpretación de la base del reservorio (Tope Tobífera) es en algunas zonas incierta debido al carácter sísmico variable (asociado a las variaciones litológicas).

Los mapas de amplitud al tope del Argo muestran claramente la extensión de la anomalía (“bright spot”) asociado a la presencia de la acumulación de gas. Cuando se superponen los contornos del mapa en profundidad al mismo tope, la correlación del límite de la anomalía con la curva equivalente al contacto gas-petróleo es preciso y coincide también con el “*spill-point*” estructural (Fig. 8). Si bien, una posible interpretación de variación de facies dentro de la anomalía puede realizarse en función de las variaciones de amplitud, la relación entre “net/gross” (sobre 4 pozos) y el atributo sísmico es difícil de establecer.

Las fallas mayores son fáciles de interpretar; en cuanto a las numerosas fallas menores, su correlación resulta ser más dudosa, sin embargo, su extensión es corta y su longitud es siempre menor a la acumulación de gas, por lo tanto, se interpreta que no inducen a la compartimentalización (Figs. 4 y 8).

La información de pozo brindó datos duros para la construcción del modelo. Cuatro pozos con un conjunto de perfiles completos (sin VS o velocidad de onda de corte) y datos de presión,

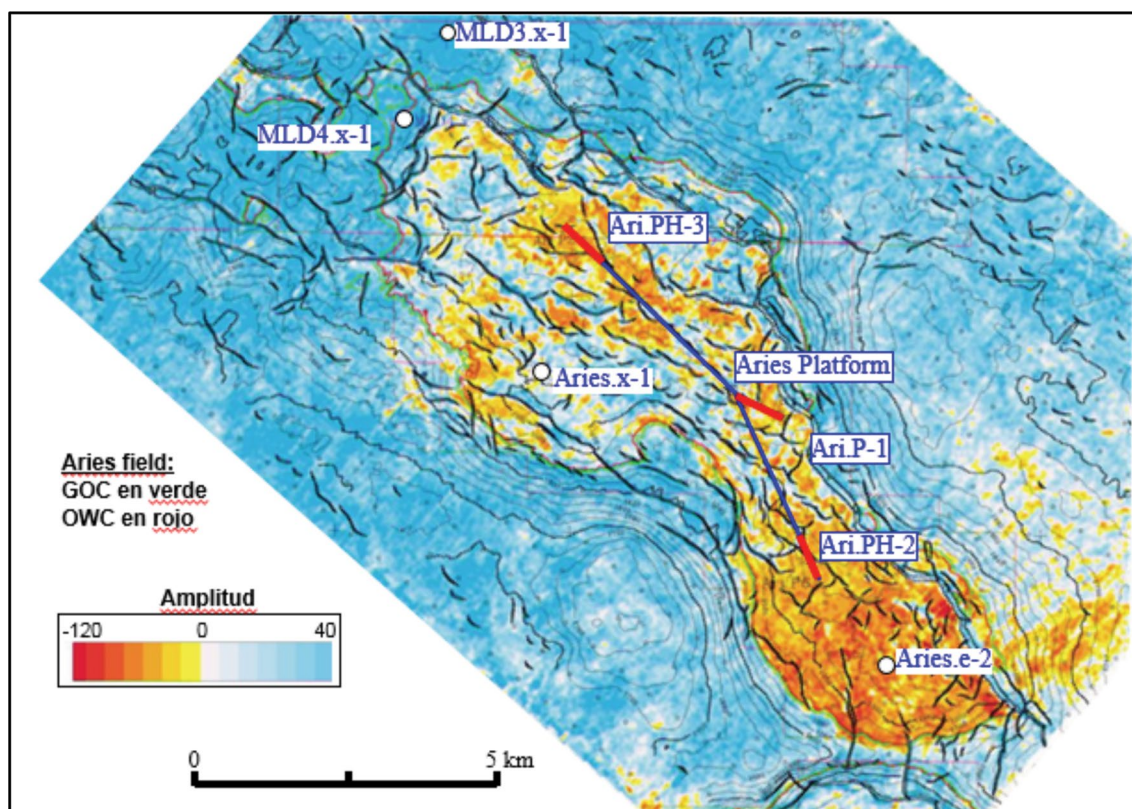


Figura 8. Mapa de Amplitud al tope de las arenas de Argo con los contornos en profundidad superpuestos.

dos de ellos con coronas completas en el reservorio, pero localizados centralmente en la estructura, fueron integrados al modelo sedimentario regional.

Este primer modelo, terminado en el año 2000, con incertidumbres geofísicas y geológicas integradas con rangos más o menos bien calibrados basados en los datos de pozo adquiridos y/o análogos, fue la base para tomar la decisión de desarrollo en el año 2001.

Desarrollo y monitoreo (2005 - 2009)

La perforación de los tres pozos de desarrollo de Aries propuestos se inició a mediados de 2005 y finalizó en Enero 2006: el primero (Aries P1), es un pozo desviado utilizado inicialmente como pozo piloto y para monitorear el comportamiento del campo. Está ubicado en la ensilladura con doble objetivo (reservorios de Argo e Hidra). Dos pozos horizontales de largo alcance, Aries PH2 y Aries PH3, a distancias de 4317m y 4714m desde la plataforma hacia la parte alta de las subestructuras NO y SE con secciones horizontales de aproximadamente 400 m se perforaron en el reservorio superior Argo (Fig. 8 y 9). Los pozos se equiparon con medidores de presión en fondo, con lo cual es posible el monitoreo regular de la evolución de la presión del reservorio. El pozo P1, se utilizó solo como observador durante los primeros años de producción del campo (2005-2009). Los resultados iniciales de los pozos de desarrollo estuvieron en línea con la distribución petrofísica realizada en el modelo geológico estático y dinámico inicial.

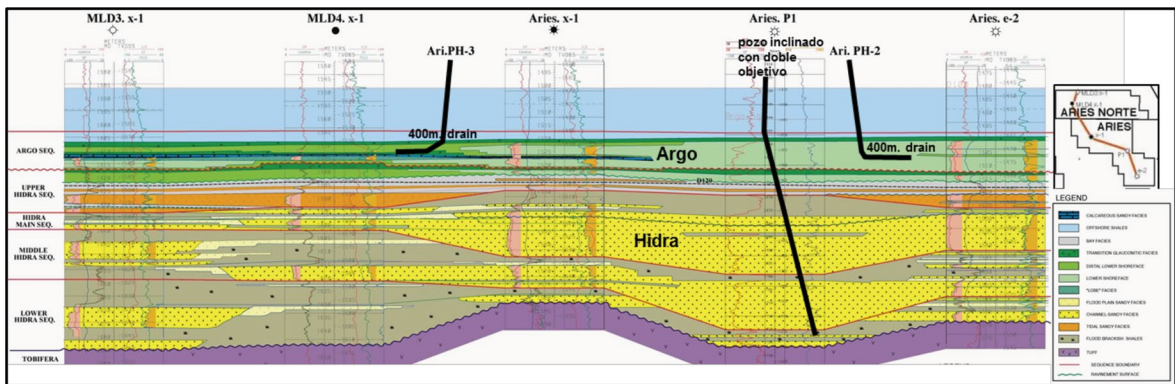


Figura 9. Correlación al top de la secuencia Argo. Modelo sedimentario de Aries y ubicación esquemática de los pozos de producción.

La comparación de los datos de presión de los pozos Aries.x-1 (1981), Aries.e-2 (1995) y Aries.P1 (2005) mostraron una depleción de 9 bar entre los años 1981 y 2005, atribuida a la depleción de un acuífero común entre Aries y el resto de los campos cercanos en producción de CMA-1 (ver ubicación de los bloques cercanos en Fig. 1, de los pozos de delineación en Fig. 8 y de los datos de presión RFT en Fig. 10).

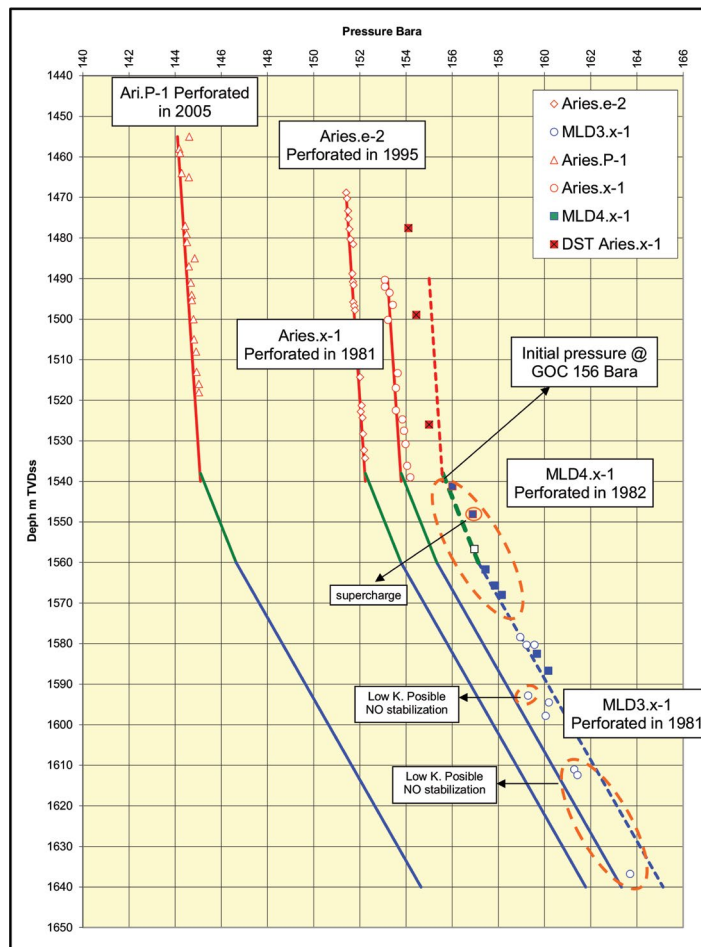


Figura 10. Resultados de RFT de pozos exploratorios y P-1.

El campo produjo sostenidamente con dos pozos entre 2006 y 2009 entre 4-6 Msm³/d de gas (Fig. 11) (las variaciones puntuales de producción corresponden a cambios en la estrategia de producción del operador). A partir de 2009 el pozo Ariés.P1, inicialmente utilizado como observador, se sumó a la producción agregando 2,5 Msm³/d de gas, alcanzándose un máximo de producción promedio de 8 Msm³/d a mediados de 2009 (Fig. 11).

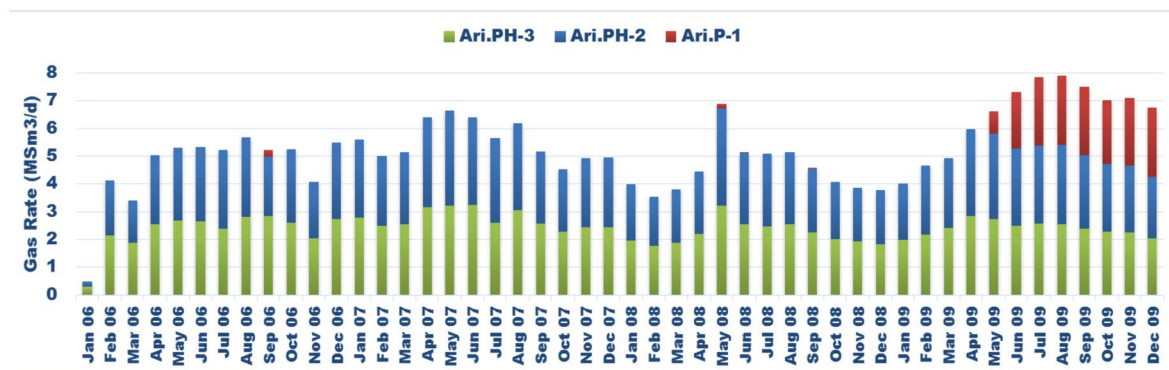


Figura 11. Producción de los pozos de Ariés entre 2006 y 2009.

El monitoreo continuo de datos de presión de reservorio, utilizando los sensores de fondo instalados en los pozos productores y el pozo observador, además del balance de materia obtenido con el método P/Z permitieron contrastar la evaluación estática (basada en sísmica, perfiles y coronas) con las observaciones dinámicas (Fig. 12).

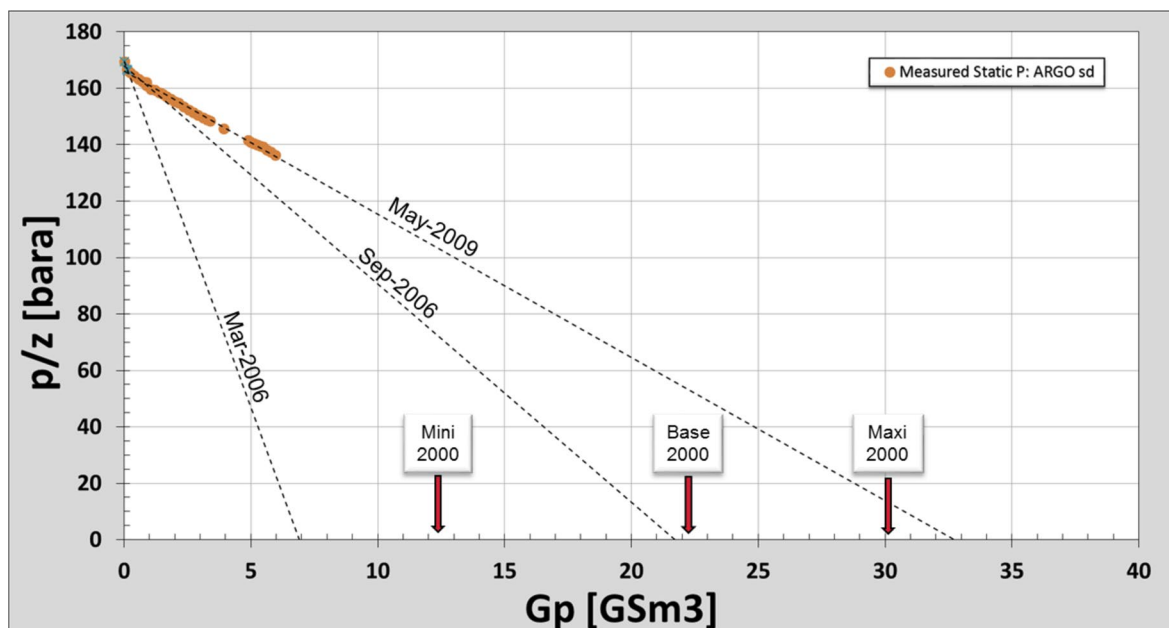


Figura 12. Evolución de balance de materiales P/Z de Ariés

Después de la puesta en producción en 2005, apenas transcurridos algunos meses (~ 9 m), el volumen “dinámico” estimado con la curva P/Z, confirmaba el GOIS estimado con el caso base pre-desarrollo ($\sim 22 \text{Gsm}^3$). En 2009, el GOIS derivado del gráfico P/Z aumentaba a $\sim 33 \text{Gsm}^3$.

El comportamiento subsiguiente, de una convergencia del caso base hacia el caso maxi, condujo a la revisión de las acumulaciones (GOIS) y, por ende, a la revisión del modelo geológico utilizado.

RESULTADOS

Actualización del modelo de reservorio (integración resultados 2005 al año 2009)

Durante el año 2009 se decidió construir un nuevo modelo estático que integrara los resultados de los pozos perforados en 2005 y las informaciones de los nuevos datos dinámicos. Se revisó la interpretación de la base del reservorio, de los horizontes intra-reservorios, los mapas de espesores correspondientes y la conversión en profundidad global.

Se realizaron nuevos mapas de distribución de arena, esta vez con la introducción de la impedancia acústica (Fig. 13), mejorando la distribución de facies. Se optimizó la distribución de parámetros petrofísicos. Las propiedades porosidad y la relación espesor neto – espesor total fueron distribuidas por facies con simulaciones gaussianas secuenciales. También se revisó el modelo de saturación de agua.

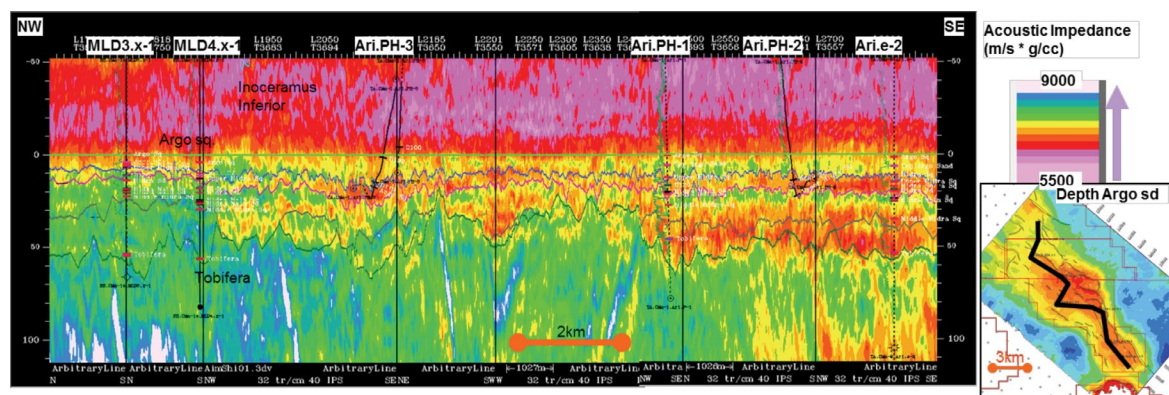


Figura 13. Correlación con el atributo de Impedancia acústica entre los pozos de Aries

Se reevaluaron fundamentalmente las incertidumbres estáticas principales: el tope del reservorio y de Tobífera y su puesta en profundidad, la distribución de arenas, y los parámetros petrofísicos del modelo (porosidad, saturación de agua). Estos parámetros fueron optimizados para maximizar el volumen de gas para poder tener un nuevo caso base compatible con el volumen evidenciado por los datos dinámicos (P/Z). La permeabilidad fue simulada guiada con la porosidad y la saturación de agua fue definida usando la función J de Leverett. En la figura 14 puede observarse una vista 3D de los pozos y la distribución de la porosidad en la grilla.

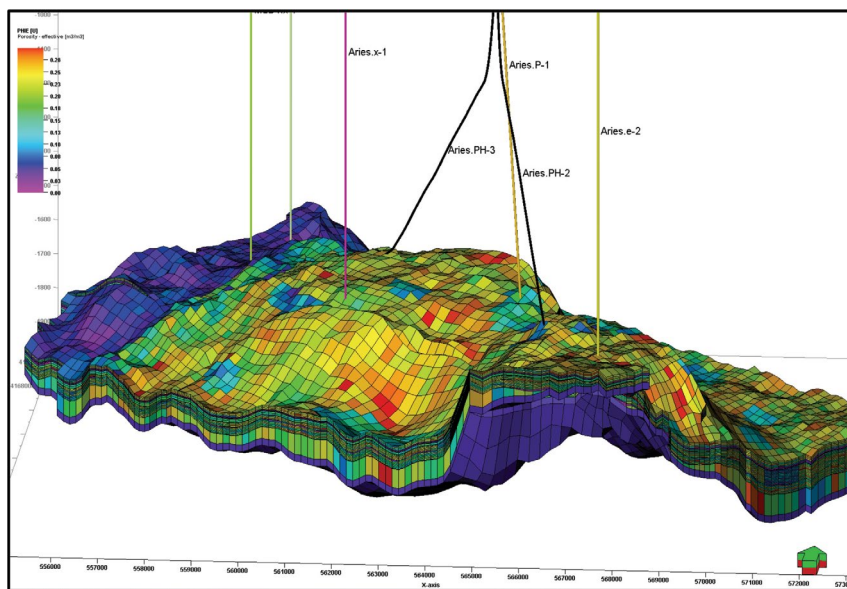


Figura 14. Vista 3D de la grilla de Aries - Pozos y distribución de porosidad (modelo 2009).

También se realizó una síntesis dinámica con el objetivo de explicar los datos de producción obtenidos (Fig. 11) y de entender la evolución de la presión medida en los pozos; el cotejo histórico obtenido fue aceptable (Fig. 15) y el resultado global del GOIS en el caso base resultó en un 46% más de gas con respecto al modelo previo.

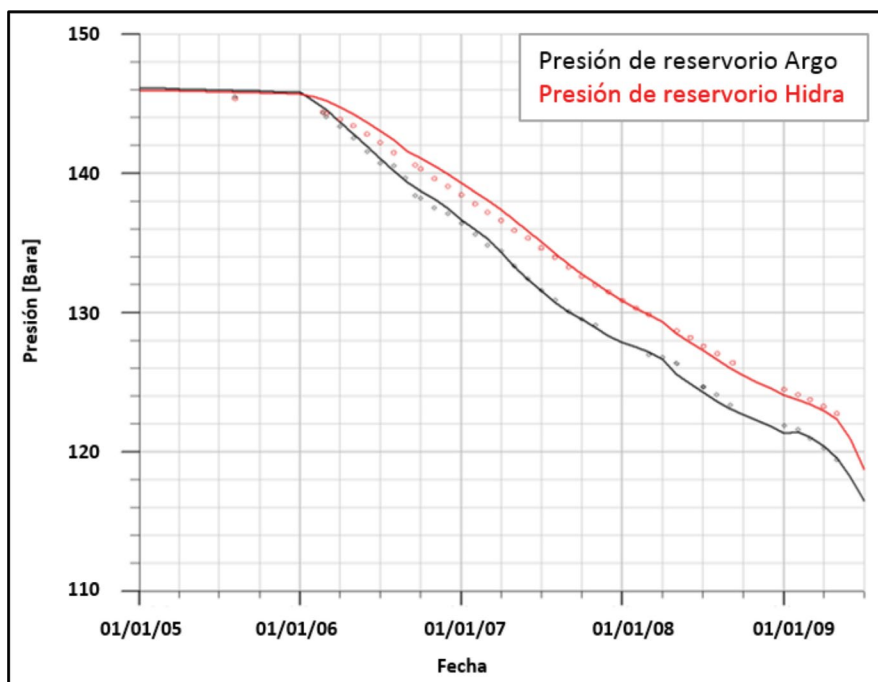


Figura 15. Cotejo histórico de presiones de reservorio Argo – Hidra

Para la evaluación de incertidumbres se construyeron igualmente casos mini y maxi alrededor de las acumulaciones reflejadas en los gráficos de diagnóstico (P/Z).

En el caso mini, se modelizó un casquete de gas más reducido junto a un acuífero de mayor tamaño; en otras palabras, la relación de volumen acuífero vs. volumen de gas (VolW/VolG) era 4 veces superior al caso base con una compresibilidad de la roca también 4 veces superior. Las acumulaciones estimadas de este caso Mini, fueron inferiores al caso base P/Z (Fig. 12). En 2009 se consideró que habían efectos dinámicos en el reservorio que pudieran no haberse visto reflejados en el corto histórico de producción (<4años) y que podían ser detrimentales a los volúmenes totales de hidrocarburos estimados con los datos disponibles (como por ejemplo un avance más importante del acuífero hacia el reservorio).

El caso maxi fue construido a partir de un modelo estático con propiedades petrofísicas más optimistas, generándose una acumulación ligeramente más importante que la de la curva P/Z.

El caso base de 2009 mostró ser superior a la hipótesis maxi del modelo previo (2000) como se puede observar en la tabla siguiente:

GOIS (Gm3)	Caso Mini	Caso Base	Caso Maxi
Modelo Pre-Desarrollo (2000)	12.4	22.2	30.1
Revisión 2009	25.0	32.5	35.0

En ausencia de más datos, se consideró en ese entonces (2009) que las incertidumbres asociadas a la acumulación habían sido capturadas por los casos Mini/Maxi y no se incluyeron volúmenes adicionales (por ej. Tobífera) a los reservorios ya caracterizados en este modelo.

Evolución dinámica post 2009: comentarios generales

La evaluación de reservorios finalizada en 2009 tuvo como impacto un cambio en la estrategia de producción. El pozo desviado de monitoreo (Aries.P1) fue puesto en producción permanente, maximizando la recuperación de recursos del campo y también acelerando la depleción. Aries produce con 3 pozos desde entonces (Fig. 16), declinando desde su producción máxima de 8Msm³/d hasta aproximadamente 2Msm³/d en la actualidad (producción acumulada ~ 21Gsm³ para un factor de recobro de 57%).

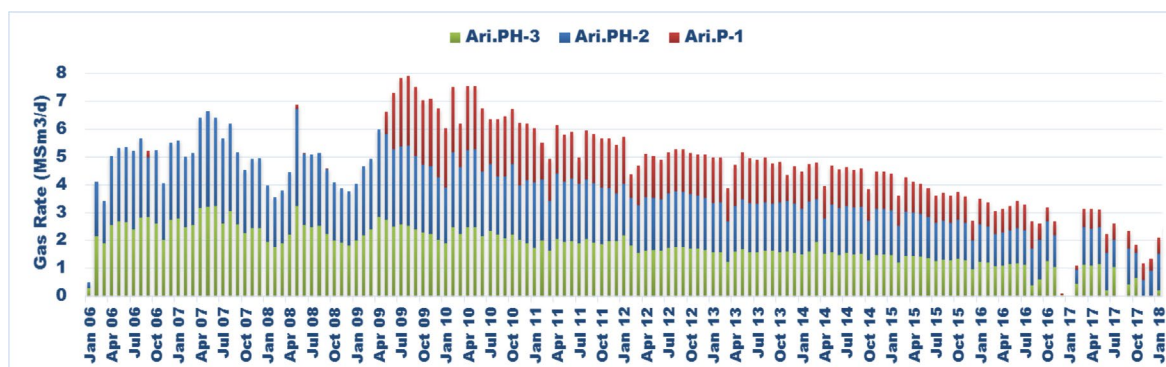


Figura 16. Producción de los pozos de Aries entre 2006 y 2017

A partir del año 2009, la actualización de los modelos estáticos se basó exclusivamente en la interpretación de los nuevos datos de presión y producción, mediante simulación dinámica, siempre con el objetivo que el caso base respetara el GOIS obtenido con la extrapolación de la curva P/Z a esa fecha.

El monitoreo a través de los años evidenció un excelente comportamiento del reservorio que hizo converger, nuevamente, los casos mini y base hacia el caso maxi, resultando en una grilla y propiedades de base únicas con ligeras modificaciones que permitieron apenas diferenciar los 3 casos. Entre 2014-2015, los volúmenes de hidrocarburos in situ en los casos mini y base se unificaron, manteniéndose de esta manera hasta la actualidad (con una diferencia <5% para el caso Maxi). La tabla siguiente, muestra la evolución del GOIS en los modelos 2009 al 2017:

GOIS (Gm3)	Caso Mini	Caso Base	Caso Maxi
Revisión 2009	25.0	32.5	35.0
Revisión 2017	36.0	36.4	37.2

En febrero 2017, posterior a un cierre extendido de la plataforma por estrategia de producción, se pudo obtener un dato de presión clave para la caracterización del reservorio. Se consideran datos representativos de la presión de reservorio al ser obtenidos después de más de 2 meses de cierre (~70 días).

La actualización de la curva P/Z con los nuevos datos (Fig. 18) muestra indicios que las acumulaciones del modelo actual parecen probablemente subestimadas y que las acumulaciones reales sean incluso superiores a los casos maxi de 2009/2017 (sin impactar el plan de desarrollo ni la estrategia de producción actual). Esta evolución, aún se encuentra en estudio por el operador.

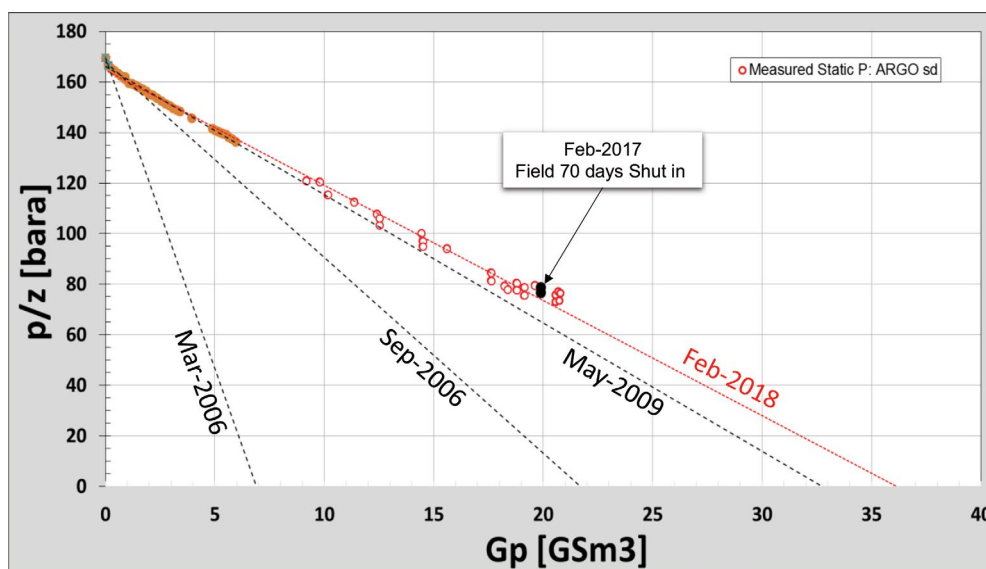


Figura 18. Evolución de balance de materiales P/Z de Aries

Evolución de incertidumbres en la acumulación de Aries (post-2017): comentarios generales

La evaluación actual del GOIS se basa solo en criterios dinámicos, ya que no se cuenta con datos sísmicos o estáticos nuevos que permitan hacer cambios fundamentales en el modelo.

El modelo basado en las arenas de Springhill, que es una acumulación con límites conocidos (contacto, estructura y en lateral por los atributos sísmicos) calibrado en siete pozos, no permite explicar completamente el comportamiento de producción de Aries a largo plazo ni las acumulaciones estimadas por las curvas P/Z. El rango de incertidumbres geofísicas, geológicas y petrofísicas incluidas en el modelo respeta las distribuciones estadísticas de los datos medidos en los pozos y en los campos usados como análogos, por lo que resulta difícil justificar abrir aún más este rango.

La posibilidad de que un volumen adicional sea producido de la capa subyacente a Springhill, en Tobífera, ha sido discutida por el operador (Fig.19):

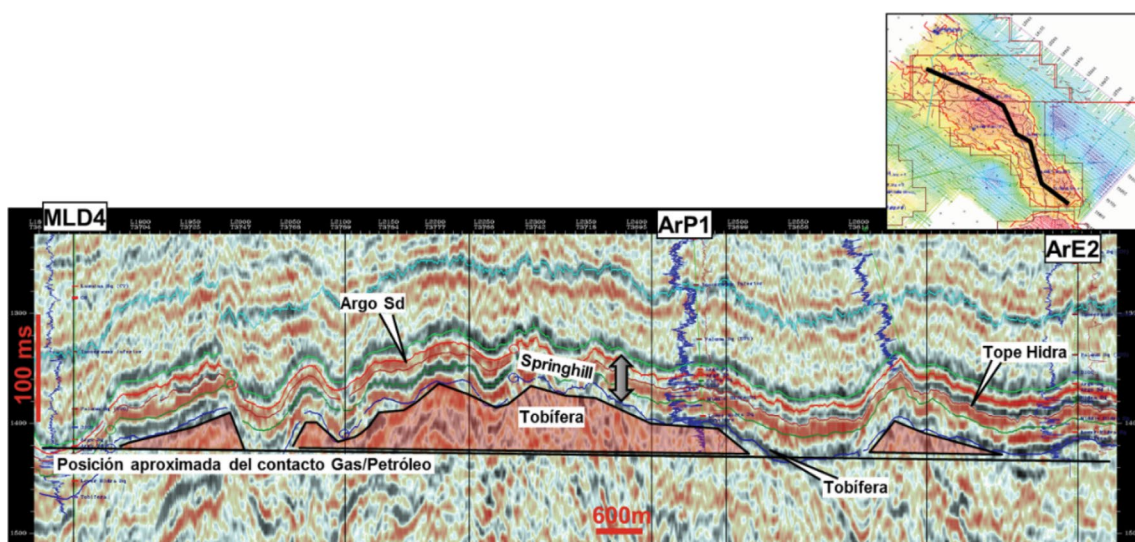


Figura 19. Volumen de Tobífera, estructuralmente arribé del GOC conocido (posible contribuyente al IGIP de Aries).

El potencial de Tobífera ha sido probado en la Cuenca Austral (Hinterwimmer, 2002); cabe la posibilidad, difícil de probar, que exista un volumen remanente de gas entrampado en la Tobífera de Aries que, aún con muy bajas permeabilidades, pueda estar migrando lentamente hacia las arenas supra-yacentes gracias a la diferencia de presión generada por la depleción del reservorio en producción. Si hay un volumen de gas asociado a la Tobífera, las previsiones de los modelos dinámicos podrían estar ligeramente subestimadas ya que Tobífera no está incluido como posible reservorio secundario en los modelos geológicos usados (nuevamente, esto no implica ningún cambio en la estrategia de explotación actual). Las últimas adquisiciones de presión y la evolución permanente de la curva P/Z, parecer ser una señal débil pero importante que pudiese permitir sustentar esta hipótesis.

Actualmente, la prioridad del operador se enfoca a continuar monitoreando los pozos activos con los sensores de fondo para adquirir más datos de presión y complementar la síntesis dinámica del reservorio antes de plantearse una nueva actualización del modelo estático. Adicionalmente, la ausencia de datos de pozos y/o presión en Tobífera, no permite la caracterización petrofísica de este posible reservorio ni de sus propiedades dinámicas aumentando la incertidumbre asociada a esta hipótesis y la dificultad de su representación en un modelo reservorio.

RESUMEN Y CONCLUSIÓN

El monitoreo de presión y producción sistemáticos de los pozos del campo Aries permitió la revisión periódica del volumen de gas “*in situ*” hasta valores considerados máximos en los análisis de incertidumbre iniciales de los modelos de reservorio. Vale destacar la importancia de las sondas de presión instaladas en los pozos de desarrollo, con las cuales se recuperaron datos críticos de gran valor agregado para la caracterización de reservorios y su volumetría (datos relevantes tanto en la fase inicial de desarrollo como en el planteo de la estrategia de producción en fin de vida).

En el caso de la acumulación de gas en Aries, las cifras que hoy en día se consideran como probadas ($\sim 36\text{Gsm}^3$) muestran una convergencia de un caso inicial (22.2Gsm^3 en el 2000) hacia un caso 20% mayor a su asociado maxi ($\sim 30\text{Gsm}^3$). En la siguiente tabla se resume la evolución del cálculo de volumen del GOIS:

Acumulación de Gas GOIS (Gm3)	Caso Mini	Caso Base	Caso Maxi
Modelo Pre-Desarrollo (2000)	12.4	22.2	30.1
Revisión 2009	25.0	32.5	35.0
Revisión 2017	36.0	36.4	37.2

En vista de los últimos resultados de la curva P/Z y la baja incertidumbre entre los casos mini-maxi en Aries, se podría inferir que los modelos actuales no son concluyentes en lo que se refiere las acumulaciones de hidrocarburos *in-situ* (lo cual no impacta su estrategia de producción a largo plazo). Una posibilidad, hoy en día difícil de probar debido a la ausencia de datos estáticos, es la existencia de una capa inferior en Tobífera con características de reservorio que contribuye a la acumulación de gas y a la producción. Los datos dinámicos de presión y producción (P/Z), además de los análogos de Tobífera en la Cuenca Austral parecieran dar indicios que permitirían explicar la subestimación inicial de las acumulaciones.

Como conclusión, independientemente de las incertidumbres geofísicas y geológicas de un modelo, siempre se debería considerar para los casos extremos (mini y maxi), la posibilidad de no estar en el modelo geológico correcto (o completo) y agregar una incertidumbre al modelo

geológico en sí mismo que incluya alternativas optimistas y pesimistas del escenario geológico de base.

AGRADECIMIENTOS

Los autores desean expresar su agradecimiento a las empresas Total Austral S.A., Wintershall Energía S.A. y Pan American Energy por la autorización para publicar este trabajo, a José Luis Fachal 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.

REFERENCIAS CITADAS

- Arbe, Hugo A. y Fernández Belfano, 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.
- Hinterwimmer, G., 2002. Los reservorios de la Serie Tobífera. 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. 75 - 89.



**10° CONGRESO DE
EXPLORACIÓN Y
DESARROLLO DE
HIDROCARBUROS**

Energía y Sociedad
aliados inseparables
Mendoza 2018