

REDUCCIÓN DE INCERTIDUMBRE PARA EL DESARROLLO DEL BYPASSED PAY FORMACIÓN ICHOA, EN EL PIE DE SIERRA DE LA CUENCA SUBANDINA, BOLIVIA

T. Galarza¹, M. Podeley¹, M. Feilhaber¹, E. Muzzio¹, D. Solís¹, J. Reynaldi¹, G. González², J.C. Porras³

1: Pluspetrol S.A. tgalarza@pluspetrol.net, mpodeley@pluspetrol.net, mfeilhaber@pluspetrol.net, mmuzzio@pluspetrol.net, dsolis@pluspetrol.net, jreynaldi@pluspetrol.net

2: Pluspetrol Bolivia Corporation. ggonzalez@pluspetrol.net

3: Inter Rock. porrasjc@inter-rock-ca.com

Palabras clave: Ichoa, eólico, bypassed pay, Jurásico, Subandino

ABSTRACT

Ichoa Formation is essentially conformed by sandstones of aeolian origin of Upper Jurassic age and is widely distributed in the central-southern sub-Andean and in the Chaco plains of Bolivia. It was bypassed by 18 wells in the San Isidro area; initially no productive potential was identified because of interpreted high water saturation. From the results of an opportunity workover that showed sustained gas production, it was decided to carry out an integrated characterization study (geological concept, petrophysical, geophysical, geostatistical) and, subsequently, visualize development scenarios through numerical simulation. Like most bypassed pay zones in mature fields, the formation presents challenges for its characterization and exploitation: the conceptual geological model foresees a highly compartmentalized and heterogeneous reservoir (due to facies variation in the wind deposit) in which a high dispersion of EUR in the potential wells to be drilled for its development is anticipated. We will briefly describe the conceptual simulation characterization and tuning workflow and how the findings during this process were incorporated into the design of an Uncertainty Reduction Program, for the definition of moving forward to a full field development. Through the use of decision trees, confidence intervals, and probability distributions estimated with statistical models, we were able to evaluate and propose pilot program alternatives.

INTRODUCCIÓN

Generalidades

El bloque de explotación Tacobo se ubica a 120 km al Sur de la ciudad de Santa Cruz de la Sierra y abarca un área de 236 km² (Figura 1). Corresponde al ámbito geológico del pie de sierra del cinturón corrido y plegado del Subandino Sur. Se caracteriza por ser una gran estructura an-

ticlinal en un sector cubierto por sedimentos modernos provenientes del frente orogénico, emergente al Oeste y el estilo de deformación está caracterizado por diferentes niveles estructurales, separados por despegues claramente definidos en los niveles del Paleozoico inferior (Pereira *et al.* 2017). La estructura más somera está definida por el corrimiento Curiche, que genera un lineamiento estructural positivo denominado Curiche-Tacobo, donde se encuentran los yacimientos productivos de gas someros (Figura 2).

El área cuenta con 20 pozos perforados: diez con objetivos en el Terciario, ubicados en el sector norte de la estructura anticlinal mayor, denominado campo Curiche y otros diez pozos en el sector centro sur, de los cuales siete tuvieron objetivos en las formaciones del Carbonífero y tres en objetivos profundos del Devónico, resultando descubridores del denominado campo Tacobo, productor de gas de la Fm. Huamampampa.

Los yacimientos se encuentran en la actualidad en un estado avanzado de madurez productiva, habiendo acumulado en total 280 Bcf de las distintas formaciones (Figura 3).

La Fm. Ichoa, es parte del Grupo Tacurú, de edad jurásica y de origen clástica, con más de 250 metros de espesor sedimentario y predominancia de ambientes eólicos en su origen, se ubica estratigráficamente entre unidades pérmicas, por debajo y terciarias por encima (Figura 4). Si bien presenta antecedentes de continuas manifestaciones de gas en los pozos que la atravesaron con objetivos profundos o someros en un amplio sector del piedemonte boliviano y en algunos casos con producciones comprobadas de gas, hasta el momento no se había intentado desarrollarla, ya que se la consideraba un reservorio marginal, de areniscas friables, con baja porosidad y permeabilidad y alta saturación de agua. A partir de la puesta en producción del pozo TCB-X1004, en febrero de 2019 y por el análisis y reinterpretación de los datos de la corona del pozo SIN-X1 (San Isidro), a partir de los cuales se determinó que no se trataba de un reservorio *tight*, se emprendió el estudio

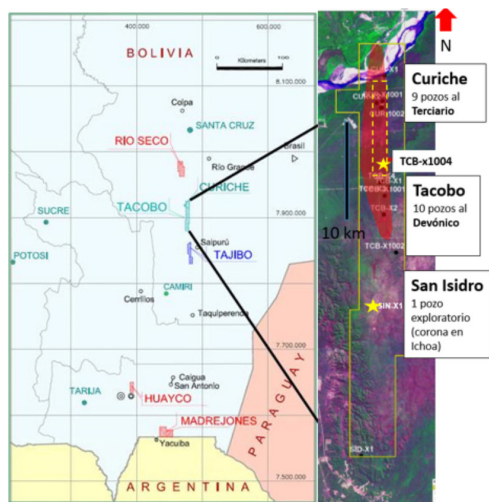


Figura 1. Mapa de ubicación Bloque Tacobo b) imagen satelital del bloque Tacobo (Área de interés en rojo).

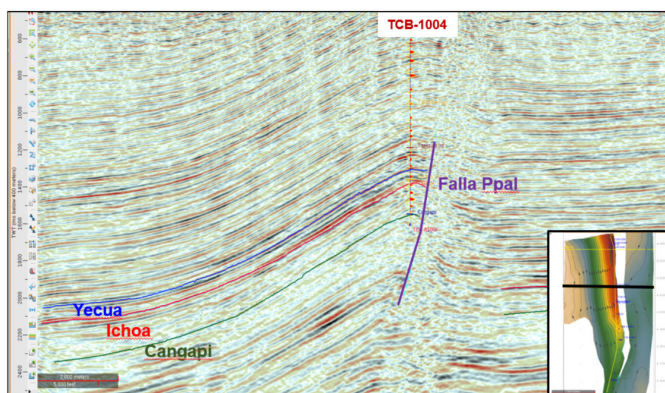


Figura 2. Sección estructural Curiche-Tacobo. TCB-X1004 pozo productor de la Fm. Ichoa

integrado de re-caracterización que describiremos en este trabajo. A partir del mismo, se visualizó potencial para un desarrollo.

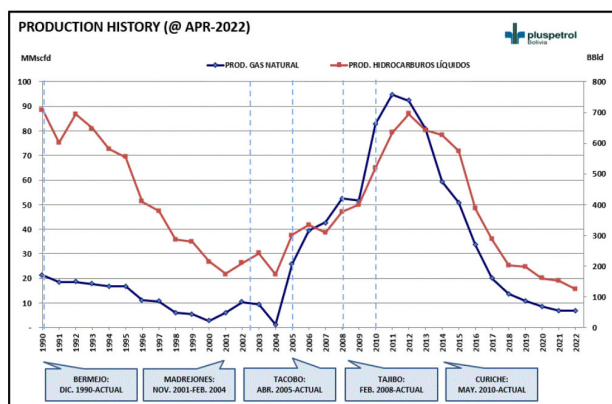


Figura 3. Historia de producción Unidad de Negocios de Bolivia.

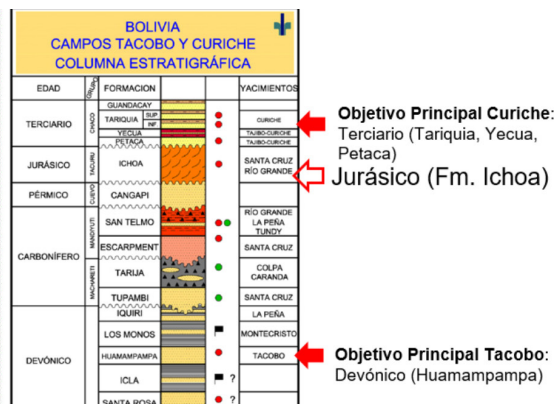


Figura 4. Columna estratigráfica y objetivos.

Antecedentes Fm. Ichoa

Pozo TCB-X1004

El pozo se perforó en octubre del año 2011, su objetivo principal era explorar los reservorios de las Fms. Petaca y Yecua del Terciario, en una estructura al sur del campo Curiche, productor de gas del Terciario. Al no encontrar hidrocarburos, se perforó hasta el objetivo secundario en las areniscas de la Fm. Ichoa, las cuales presentaron manifestaciones de gas en gran parte de su espesor. Se punzaron y ensayaron solamente 8 m sobre 250 m de espesor total. Las tasas de producción no se consideraron comerciales ($50 \text{ Mm}^3/\text{D}$) y se anticipaba una pronta irrupción de agua a partir de la muy alta saturación de agua en la interpretación petrofísica, (Figura 5) por lo tanto, se decidió profundizar el pozo a 2100 m y convertirlo en sumidero en el subyacente Fm. Cangapi. En 2014, tras una falla mecánica del sumidero, se decidió volver a ensayar la Fm. Ichoa, realizando una fractura hidráulica donde se bombearon 440 sacos de agente sostén (bauxita 20/40) con gel lineal en la Fm. Ichoa para nuevamente evaluar su potencial. Una vez estimulado; el ensayo post fractura evidenció un daño de formación, documentando un caudal de gas $28 \text{ Mm}^3/\text{día}$, con un $\text{Skin}=2$ por lo que se decidió volver a rehabilitar el pozo como inyector realizando un *side track*, quedando el punzado en cuestión tras un puente de *packers*. En la interpretación del ensayo, no se pudo concluir si el daño fue producto de la reprofundización o bien por el tratamiento de fractura. La presencia de esmetictas en el espacio poral, hacen a la formación susceptible al daño. En 2019, tras dar de baja nuevamente el sumidero se realiza un punzado del *tubing* de producción para volver a ensayar la Fm. Ichoa. El pozo comenzó a producir, manteniendo la producción hasta

la actualidad, su potencial se mantuvo disminuido respecto del ensayo inicial, presuntamente a causa del daño interpretado. El pozo no produce agua ni arena hasta la actualidad (Figura 6).

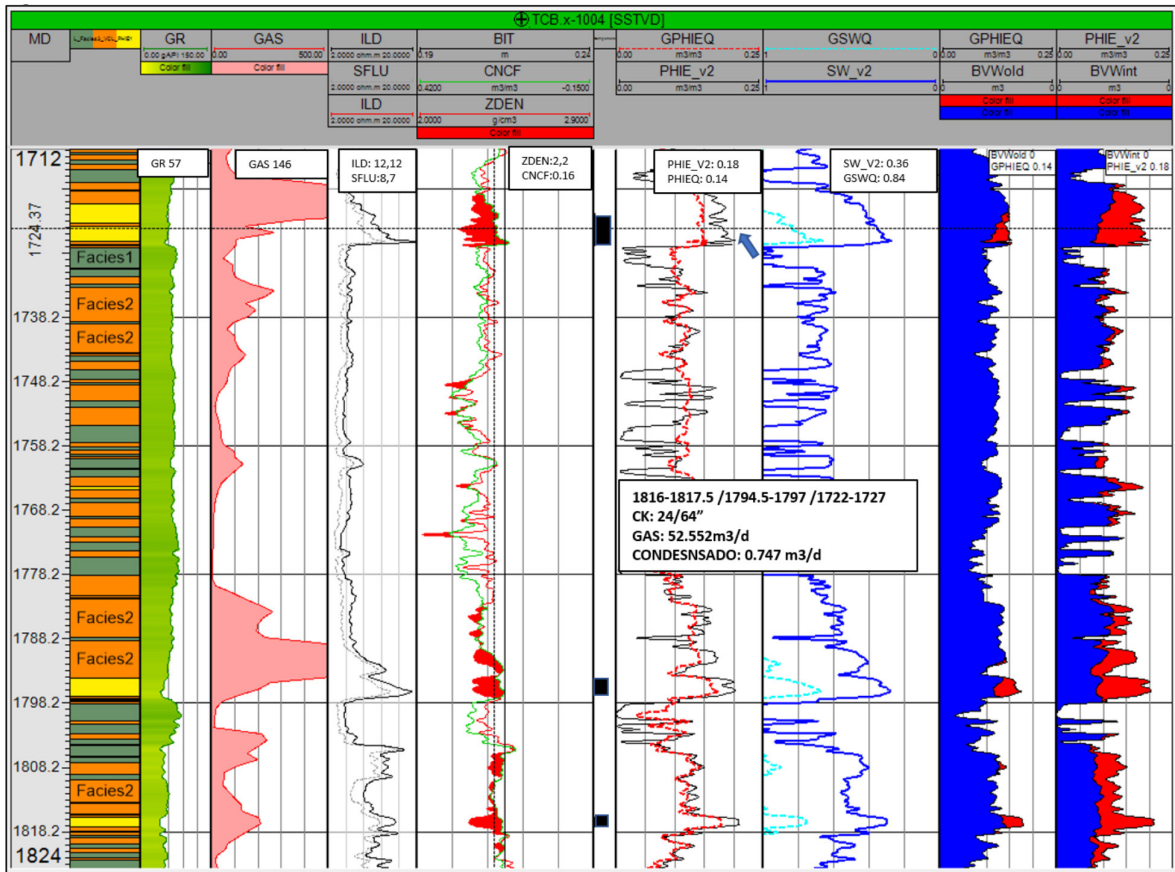
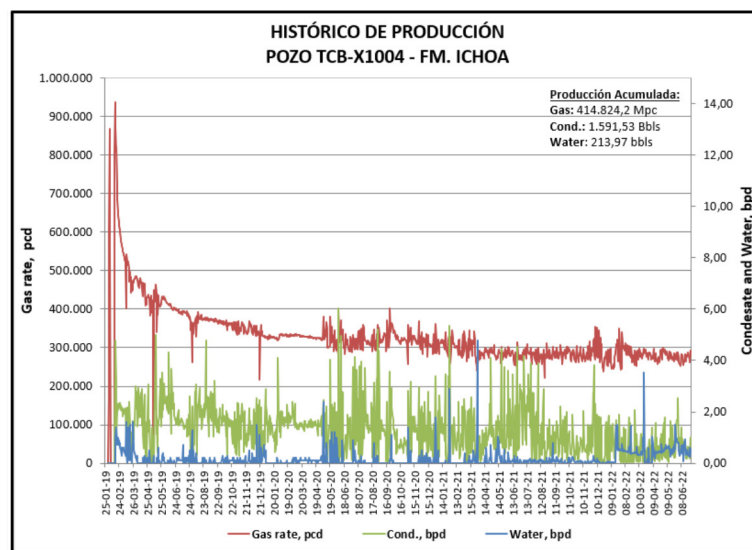


Figura 5. Comparación de interpretación previa y post terminación. En el punzado productor 1722 a 1727 m se observa cómo se evaluaba a la formación con alta SW (*track 9* GSWQ/SW_v2) alrededor de 0.84% vs 0.36%. En el (*track 7*) se observan las diferencias en porosidad y podemos observar una mejor correlación entre los picos de gas del control geológico (*track 4*) y los cruces de N/D (*track 6*).

Figura 6. Curva de producción TCB-X1004



METODOLOGÍA Y FLUJO DE TRABAJO

Con el objetivo de evaluar la factibilidad de un desarrollo, se comenzó realizando nuevos modelos estáticos y dinámicos. A partir de los mismos, se visualizaron varios escenarios. Luego se utilizaron árboles de decisión e intervalos de confianza (*trumpet plots*) para diseñar un programa de reducción de incertidumbre, ponderando escenarios posibles y teniendo en cuenta la dispersión anticipada en los modelos.

Fue fundamental integrar la información disponible: producción observada; perfiles eléctricos, control geológico, corona (SCAL, petrofísica básica, secciones delgadas), uso de atributos sísmico; modelo estructural y deposicional.

Reinterpretación integral petrofísica

La producción sostenida de gas, sin irrupción de agua, en el TCB-X1004 motivó realizar un análisis integral de la Fm. Ichoa, siendo el de mayor importancia, la caracterización de la misma y la reinterpretación petrofísica utilizando los datos de corona y SCAL del pozo SIN-X1. De todos los pozos del área, 18 atravesaron la Fm. Ichoa, lo que permitió realizar un análisis más integrado con perfiles eléctricos. Se ajustó el modelo petrofísico, primero de forma conceptual (modelando *Swir* vs *PHIE* observada en coronas vs interpretación) y luego se llevó a cabo una interpretación petrofísica completa. Dado que no se contaba con muestras de agua de producción de la Fm. Ichoa, se asumieron distintas hipótesis que desafiaron la salinidad asumida originalmente.

En la Figura 7 se puede ver la comparación de saturación de agua previa que existía en el yacimiento luego de poner en producción el pozo TCB-x1004 para la Fm. Ichoa en los pozos de Curiche y TCB-X1004, donde se observa que el espacio poral estaba ocupado casi al 100% de agua comparada con los nuevos modelos interpretados de *SW*, usando un rango de salinidades consistentes con el análisis donde se observa que el espacio poral está ocupado por gas y existe una mejor correlación con los picos de gas y los cruces de perfiles de Neutrón/Densidad.

Simultáneamente, se realizó una reinterpretación sísmica de los horizontes Tacurú (techo) y Cangapi (base) obteniendo nuevos mapas estructurales. Se revisaron también los atributos sísmicos obteniendo mapas de anomalías sísmicas, consistentes con el volumen de acumulación estimado a partir de la petrofísica.

Modelo estático

Para desarrollar el modelo estático se trabajó con un modelo geológico conceptual a partir del análisis de perfiles estratigráficos de la Fm. Ichoa levantadas en los afloramientos en el Río Parapeti (GeoAmbiente 2012). También se utilizaron datos de perfiles de buzamiento e imágenes de pozos (Vergani *et al.* 2011) y otras fuentes.

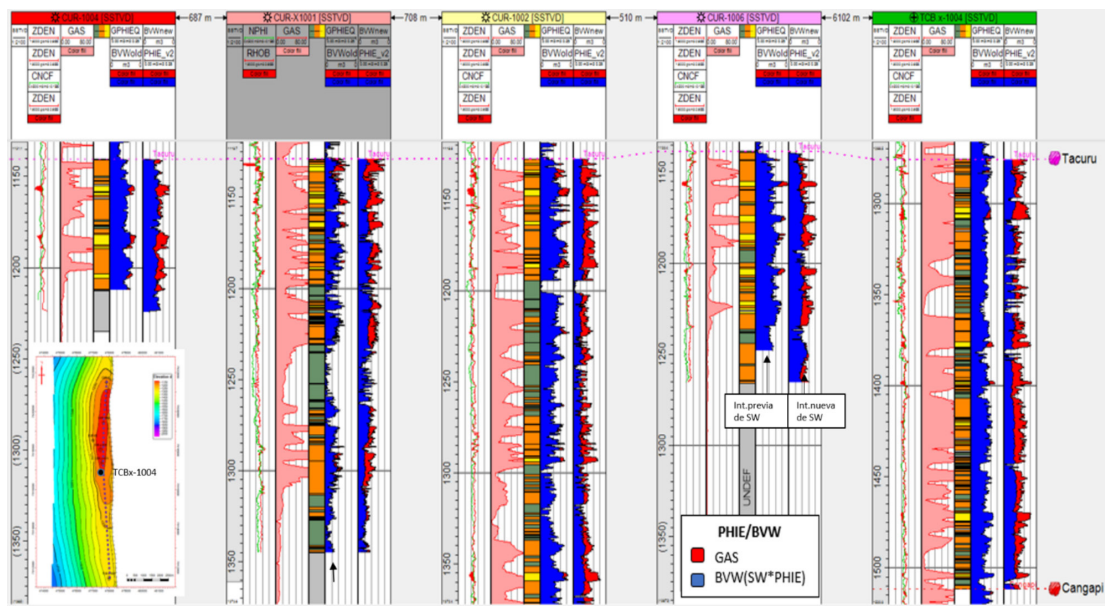


Figura 7. Comparación de saturación de agua en los pozos de Curiche y TCB-X1004 donde se observa la interpretación previa con alta SW (track 5) vs interpretación 2020 (track6). En el track 2 cruces de N/D y en track 3 manifestaciones de gas del Control geológico. También se observa un mapa estructural con la ubicación del pozo en producción.

Modelo de simulación

A partir del modelo estático, se realizó un modelo de simulación que se integró y ajustó con el comportamiento dinámico del pozo TCB-X1004. Este escenario se lo planteó como el “caso de éxito”, que sería el premio buscado con un programa de reducción de incertidumbre, análogo a un programa de delineación.

Dado que no se contaba con análogos más allá de la breve historia de producción de un único y pequeño intervalo punzado, se visualizaron y corrieron escenarios de desarrollo a partir de los modelos ajustados al comportamiento del pozo anteriormente mencionado.

Diseño de programa de reducción de incertidumbre

En vista de las incertidumbres planteadas, se realizó un análisis probabilístico, utilizando árboles de decisión y teniendo en cuenta los intervalos de confianza para definir el programa piloto. En cuanto a la chance de éxito utilizada en los árboles, se trabajó de modo inverso, definiendo en cada caso la chance de éxito mínima, a partir de la cual tenía sentido avanzar con un piloto.

Esquema completo del flujo de trabajo

La Figura 8 muestra un esquema completo del flujo de trabajo. En las próximas secciones se describirá con más detalle cada etapa.

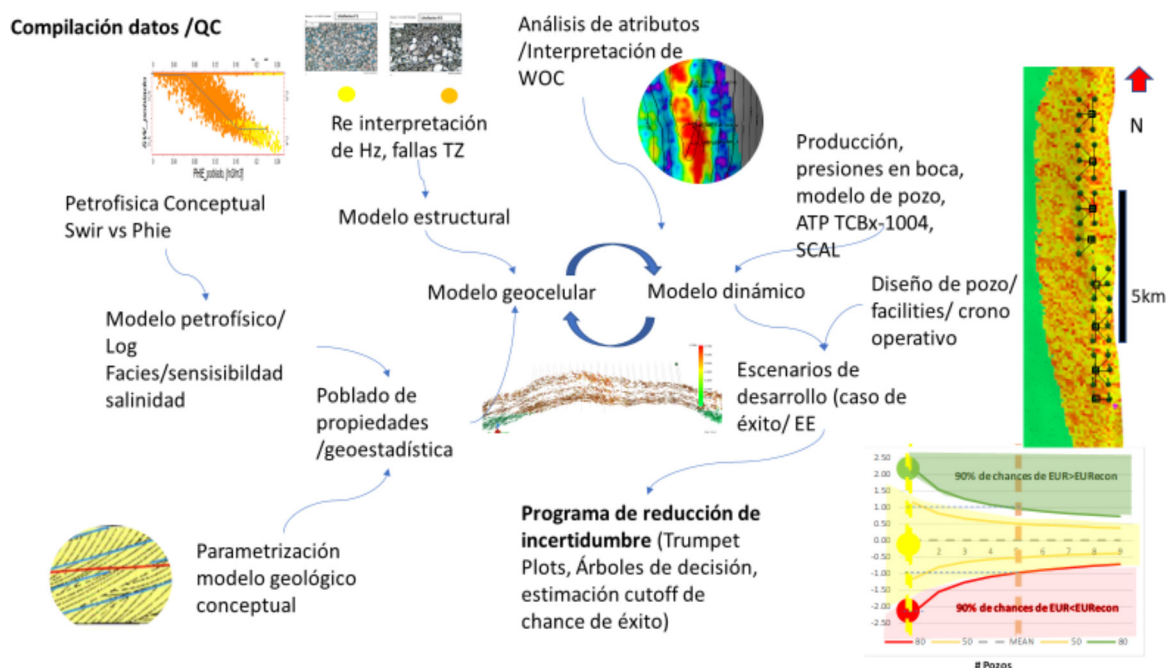


Figura 8. Flujo de trabajo integrado, incluyendo diseño de programa de reducción de incertidumbre.

MODELO ESTÁTICO Y VOLUMETRÍAS

Estratigrafía de la Formación Ichoa

La Formación Ichoa es la unidad de mayor distribución en todo el Sistema Subandino y la llanura Chaqueña de Bolivia (Kusiak 2018) Si bien en la zona de estudio tiene un espesor de unos 250 m, sus mayores espesores se encuentran en el Subandino Sur, alcanzando los 600 m. Estas variaciones de espesor se deben, entre otras causas, a la erosión producida por la orogenia andina.

En el yacimiento Curiche, la Formación Ichoa se apoya, mediante una superficie fuertemente erosiva, sobre la Formación Cangapi, faltando gran parte del Grupo Tacurú inferior. En tanto sobre la Fm. Ichoa se apoyan, los depósitos fluviales neógenos de la Fm. Petaca, mediante una discordancia erosiva que marca un hiatus sedimentario de más de 100 Ma, entre el Jurásico y el Mioceno (Figura 4 y 9).

El ambiente de depositación es continental, definido por un sector basal de tipo fluvio – eólico y la parte media y superior de carácter eólico. Presenta afloramientos que permitieron realizar varios estudios de caracterización (Kusiak 2008; GeoAmbiente 2012). Litológicamente está compuesta por potentes bancos de areniscas castaño rojizas con estratificación planar en la parte basal. En tanto que en el sector superior está compuesta por sets de areniscas finas laminadas con entrecruzamientos internos de varios metros a decenas de metros de espesor (Vergani *et al.* 2014).

En perfiles estratigráficos levantados en el Río Parapetí por la consultora GeoAmbiente (2012), se pudo medir un espesor de 209 m, de areniscas con mega estratificaciones entrecruzadas en artesa, que se interpreta como un apilamiento de dunas (barjanes), en sets de areniscas de 10 a 35 m de espesor unitario. que presentan un alto grado de entrecruzamiento interno pudiendo identificarse superficies de 1°, 2° y 3° orden que limitan los distintos sets de dunas. Los dips de los sets de mega dunas indican dirección de paleovientos al Sur y todo el depósito por el tipo de dunas y su extensión representa un mega desierto semejante al actual Sahara (Vergani *et al*, 2014). Las areniscas son de granulometría fina a muy fina, con matriz limo-arcillosa, de colores rojizos y muy friables. Estos cambios están definidos por superficies de deflación a gran escala, que indican no solo cambios en la dirección del viento, sino también pueden marcar límites verticales de las condiciones petrofísicas (Figura 10).

Los análisis detallados del perfil de imagen en los pozos de los yacimientos Curiche y Tacobo (Figura 11) también muestran superficies de primer orden que tienen una dirección preferencial hacia el Sur con ángulo de buzamiento que en general no superan los 10-12 grados. Las superficies de primer orden corresponden a niveles de estabilización de sistema de dunas y constituyen las barreras de permeabilidad mayores en el reservorio. Las superficies limitantes de segundo orden, buzando con ángulos entre 20 y 30 grados hacia el SE. En líneas generales estas superficies están asociadas a depósitos de interduna o pie de duna, que presentan cambios texturales y diagenéticos importantes y también generan barreras de permeabilidad mayores dentro del reservorio.

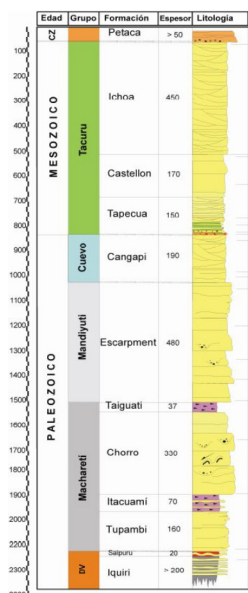


Figura 9. Detalle de la sección estratigráfica Río Parapetí.

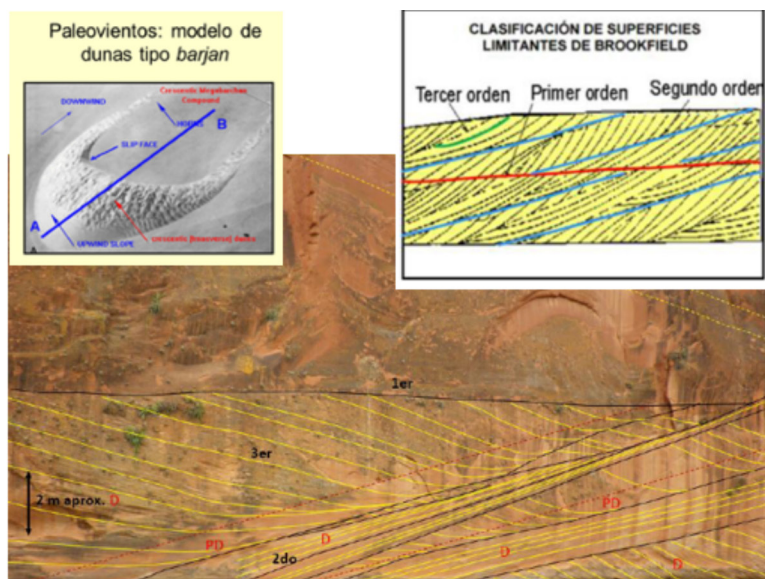


Figura 10. Afloramiento Río Parapetí. Esquema de clasificación de superficies tomado de Brookfield (1977). Interpretación del paleoambiente.

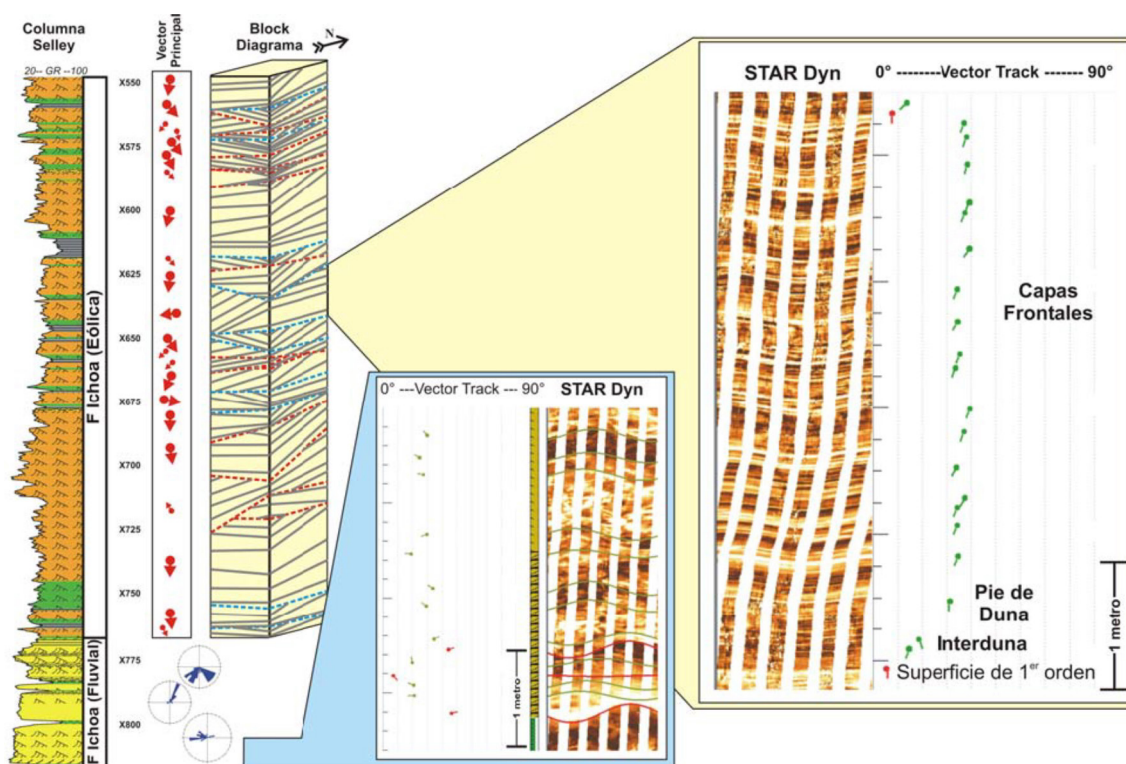


Figura 11. Columna tipo Selley de la Fm. Ichoa en base al perfil de Rayos Gamma donde se representa la sección fluvial inferior y la eólica superior. (tomada de Vergani et.al. 2011)

Características Petrográficas

Para estudiar las características de los reservorios del Fm. Ichoa, se contó con estudios realizados por el laboratorio Roclab (2015) con la corona de 5,23 m obtenida en el pozo exploratorio SIN-X1. Este pozo se encuentra ubicado en el lineamiento de Tacobo-Curiche, al sur del yacimiento Tacobo a unos 12 km del mismo. En la corona obtenida en la Fm. Ichoa se realizaron estudios sedimentológicos, petrográficos, diagenéticos y mineralógicos, mediante microscopia de barrido (MEB), tomografía y difracción de Rayos X (DRX). El análisis sedimentológico permitió reconocer dos litofacies:

Litofacies F1. Areniscas medianas a finas con estratificación cruzada de origen eólico, presencia de fracturas con desplazamiento. De composición feldespato-líticas, friables, con cemento calcifico y coatings de arcillas recubriendo los clastos y laminaciones muy finas con concentración de material arcilloso. Se reconoce la presencia de fracturas subverticales. La matriz arcillosa varía de 2 a 3% y el cemento arcilloso representa el 2 al 5% de la roca (coatings y cemento dominado por esmectita por DRX y subordinadas illita y clorita). Estas litofacies podrían corresponder por sus rasgos a depósitos de cuerpo de dunas donde dominan procesos de lluvia de granos, avalancha y migración de ondulitas eólicas subordinados. Porosidad promedio 27 % Permeabilidad (mD) 28

a 85 mD en condiciones NOBP. La porosidad es muy buena a excelente, de tipo primario, con una textura poral intergranular que presenta una distribución de tamaños porales dominados por mesoporos (60 a 200 μm) y microporos (8 a 56 μm), determinados y medidos mediante MEB. Los diámetros de las gargantas porales varían entre 1.6 a 9.6 μm (clase capilar).

Litofacies F2: Areniscas finas con estratificación cruzada de origen eólico. De composición lítico-feldespática, muy fina y clastos de arenita mediana dispuestos en láminas con alternancia granulométrica, interestratificado con láminas con material arcilloso concentrado (color verdoso oscuro). Son friables y se observa en sectores cemento calcítico con distribución en parches y recubrimiento arcilloso (*coating*) de los clastos. La matriz (2%) es de tipo arcillosa, y el cemento (4.5-6%) está representado predominantemente por minerales de arcilla, con predominancia de esmectita. Se interpretan como depósitos integrantes del cuerpo de una duna (se observan entrecruzamientos y truncaciones). Porosidad promedio 19 % Permeabilidad (mD) de 0.2 a 9 mD en condiciones NOBP. La porosidad es buena a muy buena, predominantemente primaria y de carácter intergranular, con tamaños porales dominados por microporos (8 a 60 μm), los diámetros de las gargantas porales varían de 2.5 a 7.6 μm (diámetro clase capilar). Figura 12.

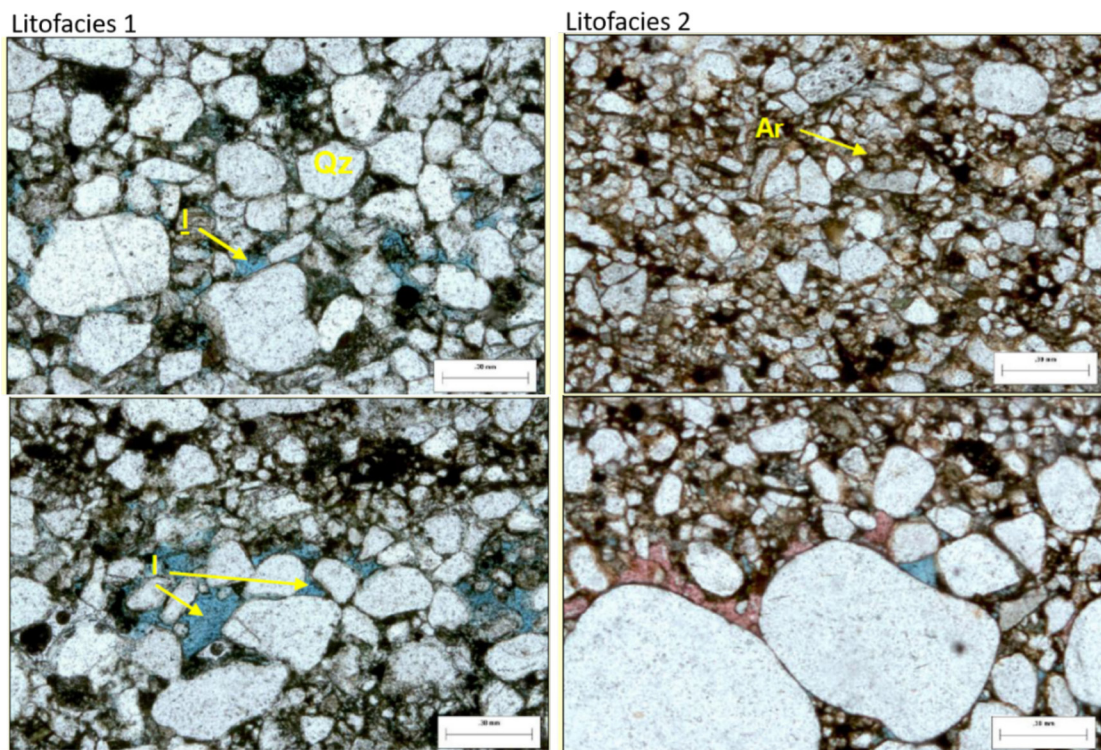


Figura 12. Cortes delgados litofacies 1 y 2.

Modelo Petrofísico

La mayoría de los pozos presentan problemas de Caliper (presencia de cavernas) por lo que previo a la interpretación se realizó el correspondiente control de calidad a los perfiles originales.

El volumen de arcilla se obtuvo a partir de la combinación de los perfiles GR, Densidad y Neutrón, usando un modelo combinado “Lineal / No-lineal”. Al tener la mayoría de los pozos problemas de derrumbe, se dio mayor peso al perfil GR, utilizando los perfiles Densidad y Neutrón solo en zonas de buen caliper, considerando además que los mismos están afectados por la presencia de gas. El gráfico Torio vs. Potasio, Figura 13, muestra la Illita como arcilla predominante en la formación, y algo de esmectita, específicamente en el pozo CUR-1006.

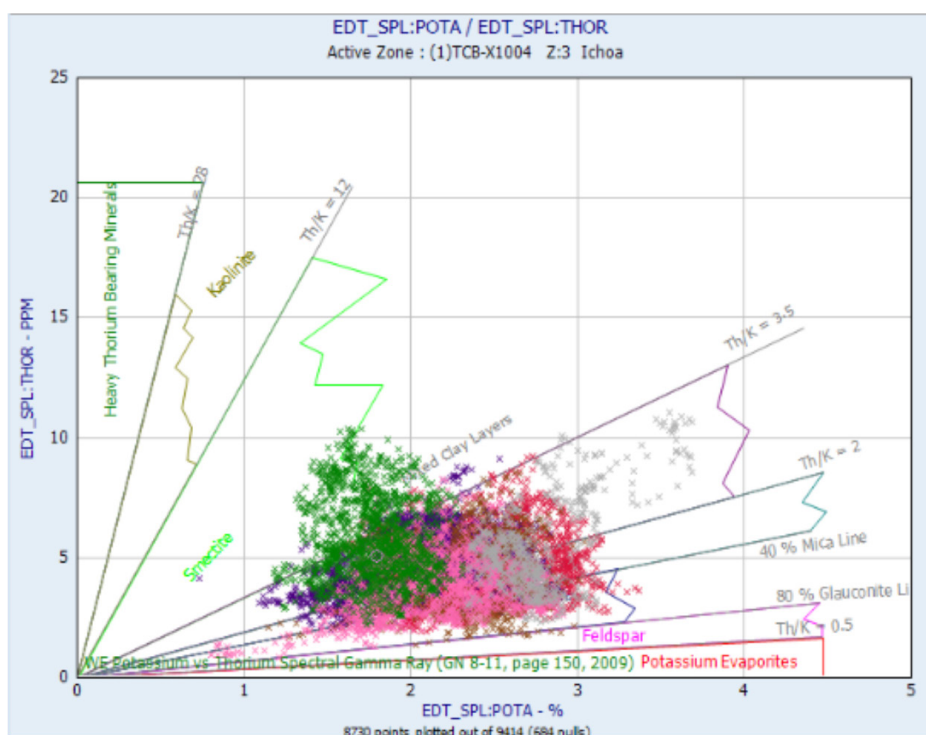


Figura 13. Gráfico Torio vs. Potasio.

La porosidad se obtuvo principalmente a partir del perfil de densidad, corregido por la presencia de gas. El perfil sónico, corregido por efectos de compactación y presencia de gas, se utilizó en las zonas-reservorio derrumbadas. Tanto la arcillosidad como la porosidad fueron calibradas en el pozo SIN-1X.

Los perfiles de Resonancia Magnética Nuclear (RMN) indican alta presencia de agua irreducible, y algo de fluido movable en algunos intervalos (color amarillo en la pista 5, Figura 14. RMN Pozo TCB-X1004.), mientras que el cruce de los perfiles densidad-neutrón indica presencia de gas como parte del fluido movable.

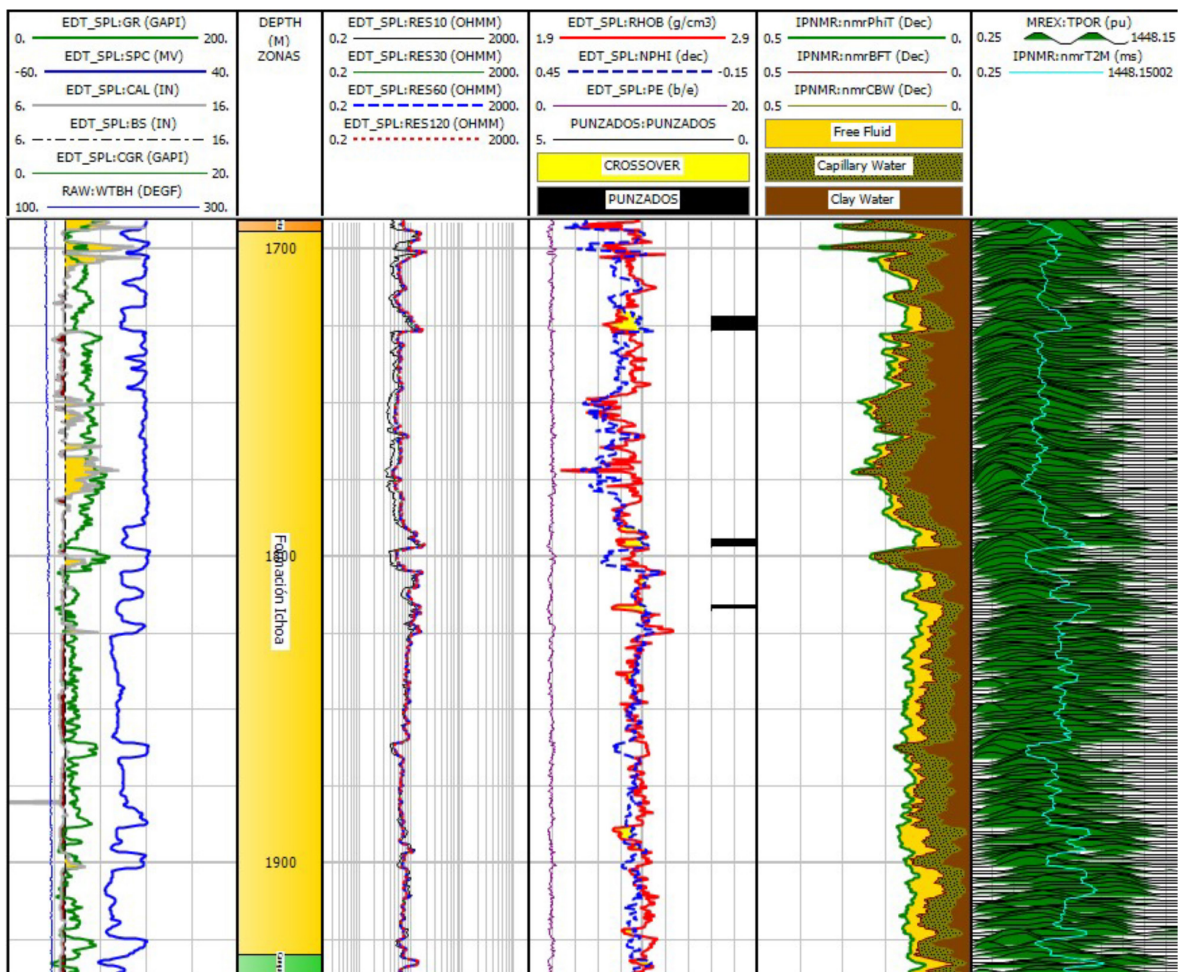


Figura 14. RMN Pozo TCB-X1004.

La salinidad del agua de formación se presentó como uno de los parámetros de mayor incertidumbre, dado que no se contaba con ensayos de producción de agua para el área. Por lo anteriormente mencionado, se tomó como referencia para el cálculo de S_w , los resultados de los ensayos de Presión Capilar por Estado Restaurado, realizados en el pozo SIN-X1, los cuales muestran un rango de S_{wirr} de 27% a 35%, con un promedio de 31%. Se asumieron dos premisas principales:

1. La formación Ichoa se encuentra en condiciones de S_{wirr} , o muy cercana a esta, considerando la poca producción de agua del pozo TCB-X1004.
2. La parte basal de la Fm. Ichoa en el pozo SIN-X-1 se encuentra en una zona 100% agua o cercana a la misma (Figura 15), lo que permitió estimar un valor de R_w , y por ende de salinidad, a partir de un *Pickett Plot* (Figura 16).

De esta manera se obtuvo un $R_w = 0.264$ ohm-m a temperatura de 75 °F, lo cual equivale a una salinidad aproximada de 22.8 Kppm $Na+Cl^-$, y a un R_w aproximado de 0.128 ohm-m a temperatura de formación.

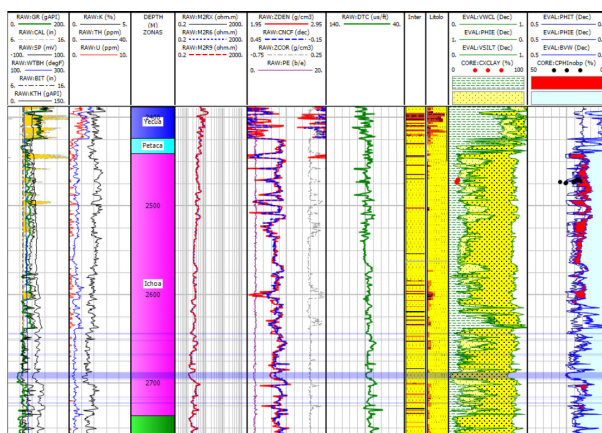


Figura 15. Evaluación Petrofísica pozo SIN-X1 resaltando en azul el intervalo correspondiente a la arena de agua en parte basal de la Fm. Ichoa.

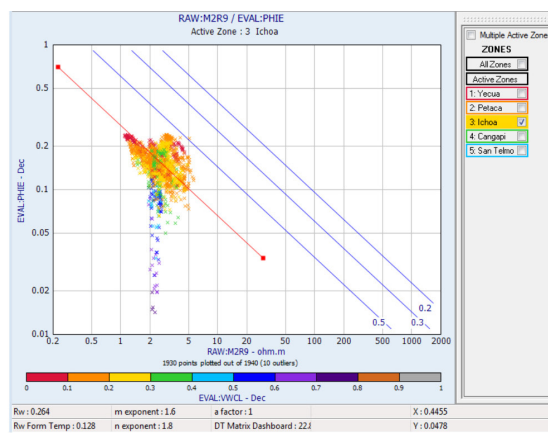


Figura 16. Pickett Plot, pozo SIN-X1.

Para el cálculo de S_w se utilizó la ecuación de Simandoux, debido a los valores de arcillosidad observados en las pruebas de DRX del pozo SIN-X1 reportados están entre 10 y 12%, mayores a lo reportado en la petrografía (matriz más cemento entre 5-6%), así como el alto volumen de *clay bound water*, además de agua adherida por capilaridad asociada a la presencia de granos finos observado en los perfiles de RMN.

La siguiente tabla resume los parámetros petrofísicos utilizados:

RHOmatriz (gr/cm ³)	RHOgas (gr/cm ³)	a	m	n	Rw @ 75°F (ohm-m)
2.65	0.59	1	1.6	1.8	0.264

El valor de $m=1.6$ fue tomado de los datos de corona del pozo SIN-X1. El valor de $n = 1.8$, fue tomado del informe SONDEO SIN-X1 (Roclab 2015).

Debido a que las curvas de perfiles disponibles se encuentran afectadas por fluidos de formación y en muchos casos por mal Caliper, el modelo de Log Facies se realizó utilizando las curvas de la interpretación relacionadas a calidad de roca y a características litológicas, tales como VCLAY y PHIE, resultando en 3 facies, las cuales se presentan a continuación Tabla 1.

CAMPO	FACIES	VCL (%)			PHIE (%)		
		MIN	MAX	PROM	MIN	MAX	PROM
CURICHE	3	5.44	25.88	15.53	15.7	21.28	17.81
	2	1.59	41.32	24.56	0.01	17.23	11.82
	1	29.8	89.73	53.19	0.05	13.01	6.99
TACOCO	3	1.7	31.03	16.13	15.69	25.07	19.73
	2	2.09	63.28	34.31	0.01	20.04	12.17
	1	3.55	89.24	44.33	0.01	13.86	6.88

Tabla 1. Estadísticas de Facies, por campo.

DETERMINACIÓN DEL CONTACTO GAS-AGUA (GWC)

Después de analizar la petrofísica, las facies en los pozos de CUR y TCB y revisando la correlación se pudo inferir un contacto regional en -1550 m TVDSS aproximadamente, donde se pueden observar las facies que presentan una saturación de agua de 100 %. En el pozo TCB-X1004 no se observan niveles arenosos acuíferos que evidencien la presencia del contacto gas-agua (GWC) (Figura 17), mientras que en el pozo TCB-X1001 se observan zonas de agua por debajo de -1550 TDVSS, que sugieren la presencia del GWC a esa profundidad. En la Figura 18 se observa una correlación estructural desde Tacobo a Curiche.

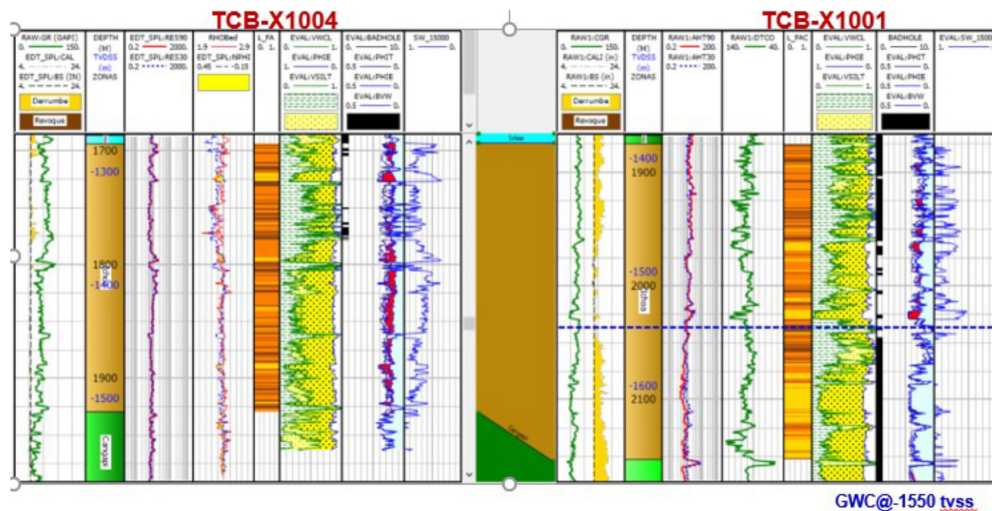


Figura 17. En TCBX-1004 no se observan arenas de agua que evidencien la presencia del WGC, mientras que en el pozo TCBX-1001 se observan zonas de agua por debajo de -1550 TDVSS, sugiriendo la presencia del WGC a esa profundidad.

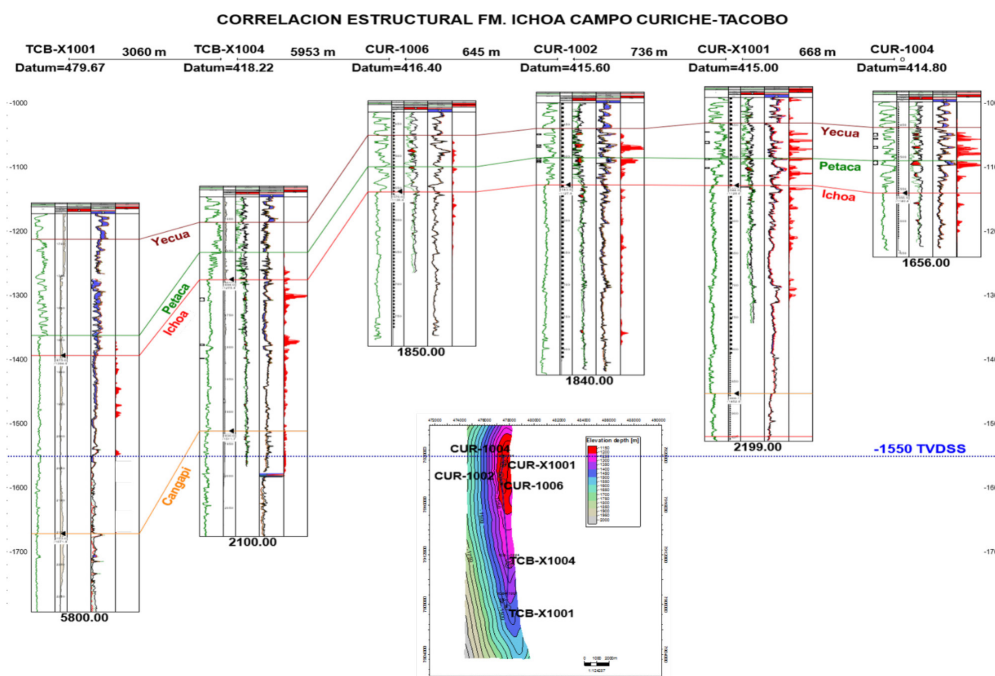


Figura 18. Correlación estructural desde Tacobo a Curiche.

Interpretación sísmica y atributos

En primera instancia se realizaron sismogramas sintéticos para atar varios pozos a la sísmica 3D y poder definir la ubicación de los eventos sísmicos de acuerdo a los topes formacionales. Luego se interpretaron los topes de las Fms. Ichoa y Cangapi, el corrimiento principal (Curiche) de rumbo Norte-Sur y la falla antitética en el sector norte. Debido a la calidad del dato sísmico no se pudieron utilizar algoritmos de picado automático o detección de fallas por lo que todo se realizó manualmente y luego se interpolaron las superficies. Para tener un ajuste preciso del tipo de cierre de la trampa, se realizaron 2 secciones estructurales balanceadas (Figura 19) los que definieron una trampa con cierre en 3 direcciones contra falla, con un pequeño cierre en 4 direcciones en la cresta de la estructura (Figura 20).

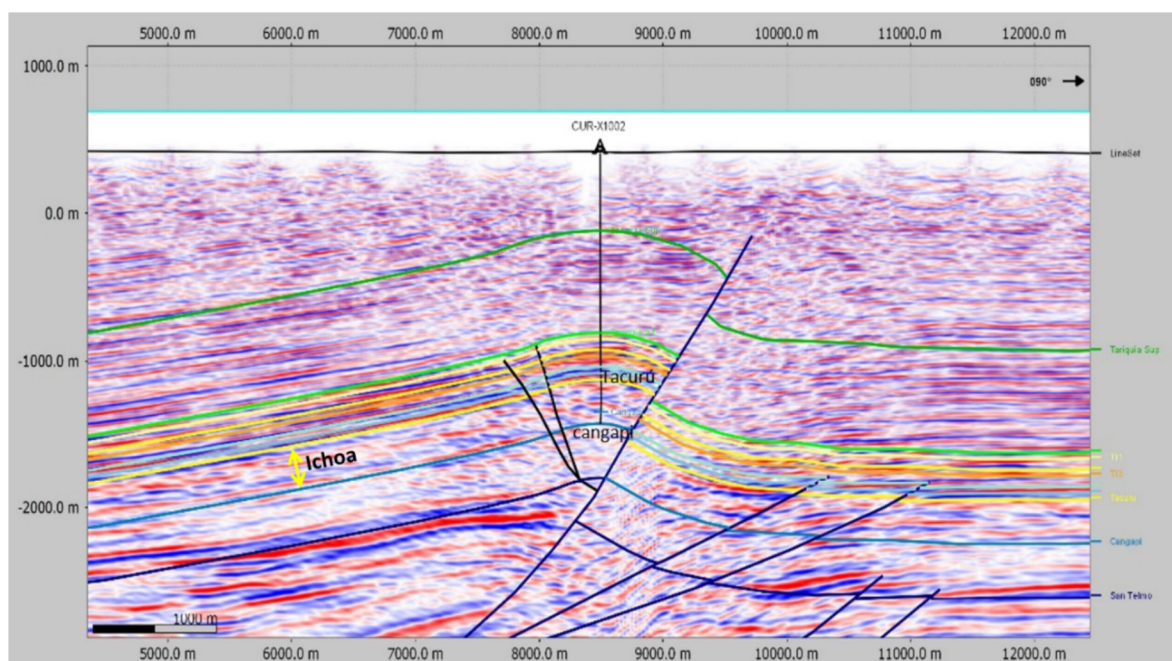


Figura 19. Sección estructural y corte balanceado sobre pozo CUR-1002. (IL 2369.)

Se detectaron anomalías de amplitud dentro de la Fm. Ichoa con buena conformidad y correlación con las curvas de nivel y las zonas de pozos con gas (Figura 21). Motivados por estas observaciones se realizó un estudio más detallado para comprender si estas anomalías de amplitud podían deberse a un efecto de gas en la Fm. Ichoa.

Por un lado, se realizó modelado de dos pozos con sustitución de fluidos para comprender la respuesta sísmica en casos de roca saturada con gas o con agua (Figura 22). Se observó en el modelado de pozos que las reflexiones dentro de Fm. Ichoa presentaban mayores amplitudes si el reservorio estaba saturado con gas (condiciones *in situ*) que si lo estaba con agua.

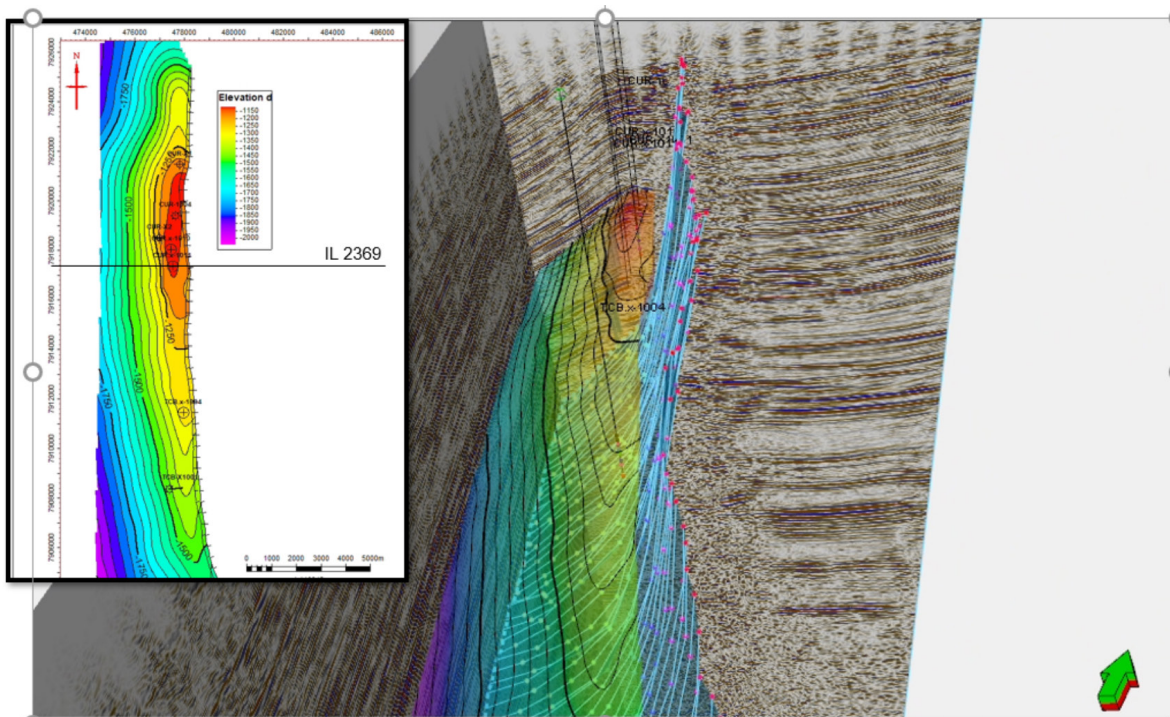


Figura 20. Mapa estructural y vista en 3D del tope de la Fm Ichoa y el corrimiento Curiche.

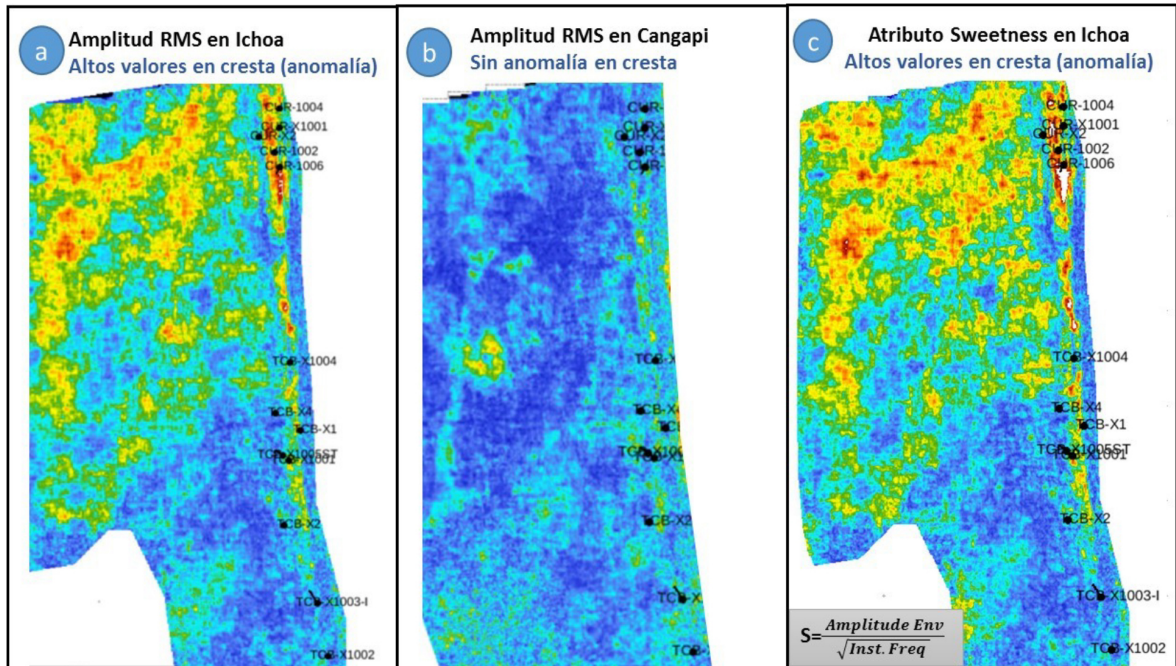


Figura 21. Extracción de amplitud en intervalo de 120ms a) RMS desde Tope de Fm. Ichoa, b) RMS desde Tope de Fm. Cangapi c) Sweetness en Ichoa.

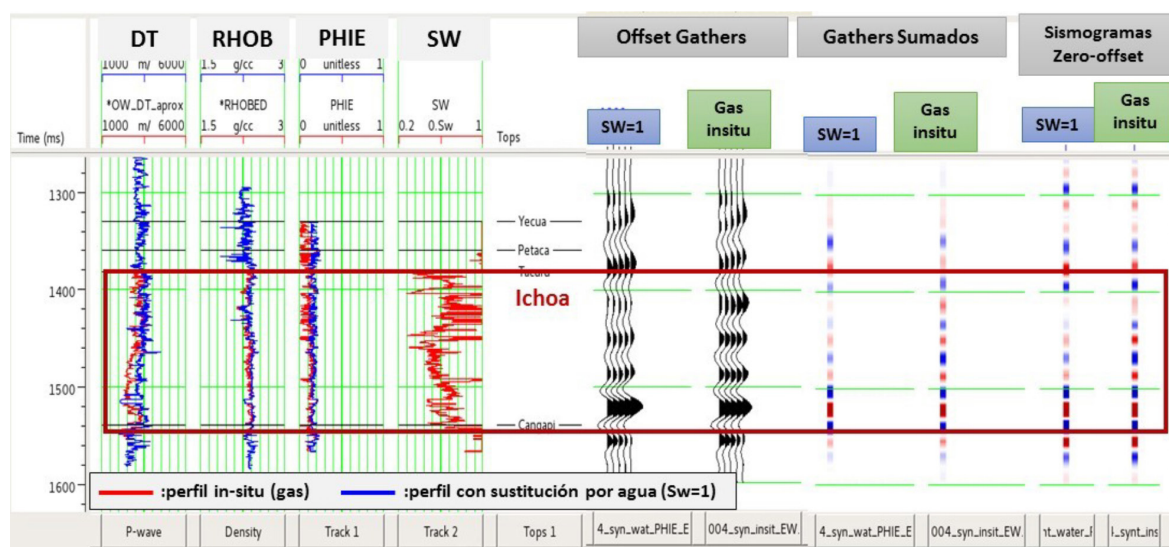


Figura 22. Modelado de pozo con sustitución de fluido.

Por otra parte, se verificó que la amplitud RMS dentro de Fm. Ichoa presentaba valores más altos en la cresta, tanto en el cubo PSTM final (con filtro y ganancia) como en el cubo *raw* (extracciones en intervalos de 120 ms debajo del tope de Ichoa). Esto descartaría que las altas amplitudes se deban a problemas con las ganancias aplicadas y refuerzan el concepto de que pueden deberse al contenido de fluidos. También se analizó una extracción de amplitud por debajo del tope de Cangapi y se vio que no muestra anomalía de amplitud en cresta, lo que implica que la anomalía no se debe a efectos de iluminación sísmica desigual en la cresta (Figura 23). Luego se profundizó el análisis generando otros atributos como *Sweetness* y Descomposición Espectral. El atributo *Sweetness* evidenció también anomalía en la cresta (Figura 21.c). Este atributo también permite resaltar más las zonas gasíferas ya que el gas absorbe altas frecuencias y el *Sweetness* combina amplitud y frecuencia.

Se realizó Descomposición Espectral en todo el intervalo (ventana de 120 ms por debajo del tope de Ichoa) y se notó que la anomalía de amplitud estaba presente en las bajas frecuencias, pero no en altas (Figura 22). Esta observación también es consistente con efecto de gas, debido a que absorbe las altas frecuencias. Existen antecedentes en Bolivia, como el del campo El Dorado, donde la Descomposición Espectral contribuyó a definir mejor las zonas con hidrocarburos y disminuir los riesgos geológicos (Arias 2013).

Concluimos entonces que los diversos atributos sísmicos analizados fueron consistentes entre sí y con el modelado de pozos que indica mayores amplitudes cuando la Fm. Ichoa contiene gas. Se observó también que las anomalías de amplitud siguen razonablemente los contornos estructurales, lo cual también sugiere que son indicadoras de hidrocarburos. Se decidió utilizar el límite de las anomalías como envolvente y no tomar en forma cuantitativa

los valores de amplitud dentro de esta área, dada la heterogeneidad del reservorio y la calidad sísmica (Figura 24).

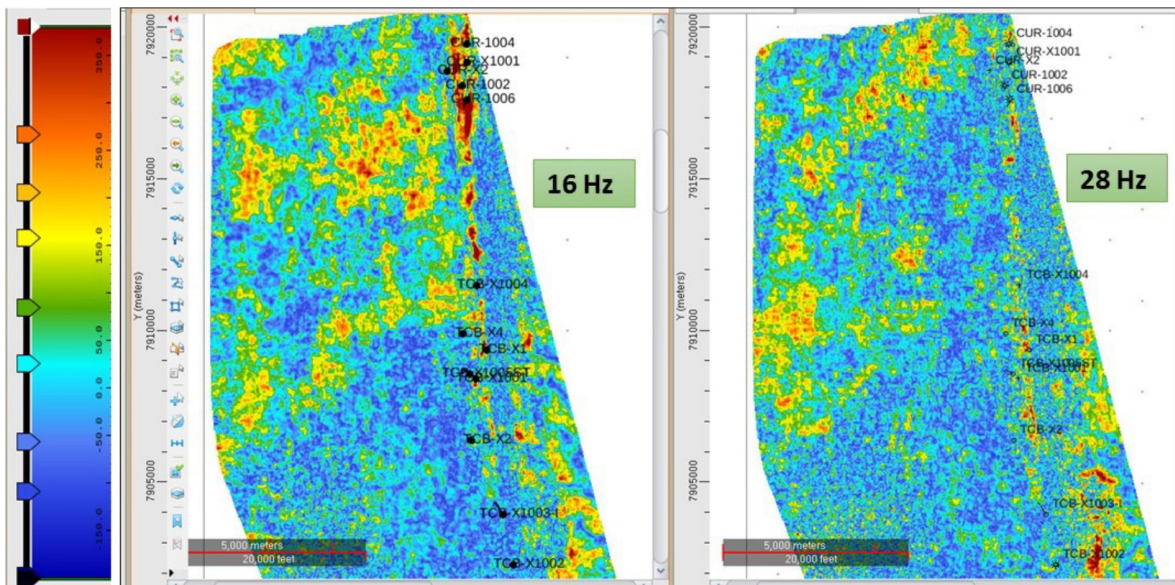


Figura 23. Descomposición Espectral en Fm. Ichoa (120ms). Slices de iso-frecuencias de 16 y 28Hz.

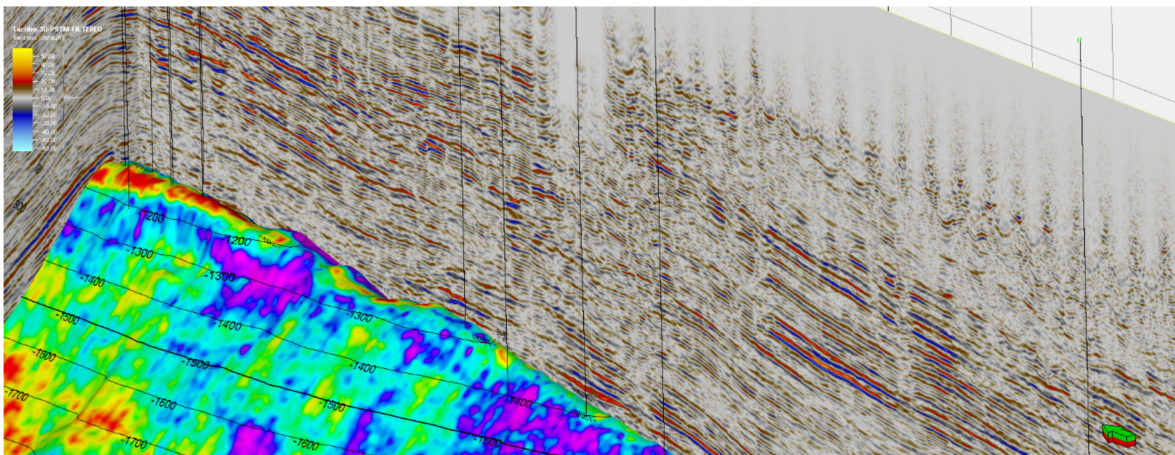


Figura 24. Vista 3D desde sur-oeste del atributo RMS sobre horizonte sísmico de Tacurú.

Modelo Estático

Se construyó un caso base para el modelo estático usando una estructura y grilla determinística y se trabajó con escenarios probabilísticos de propiedad usando el siguiente flujo de trabajo (Figura 25).

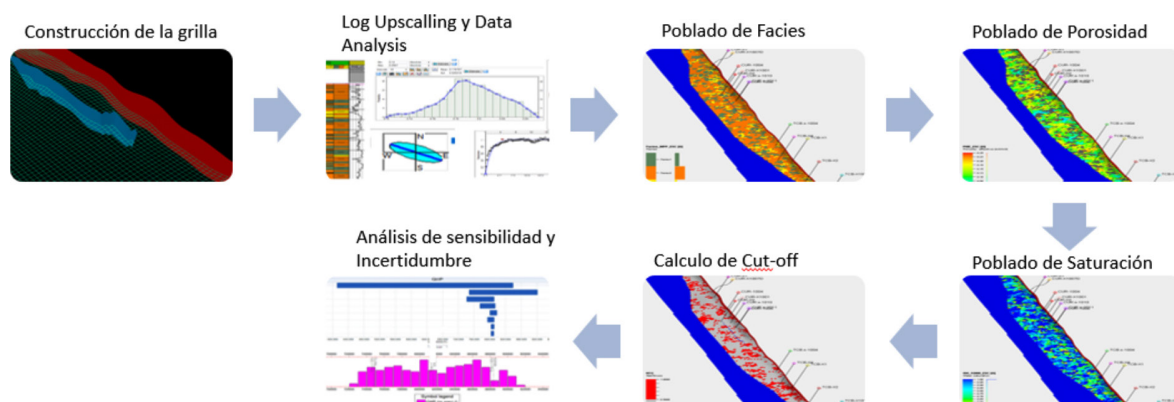


Figura 25. Flujo de modelado estático.

Construcción de la grilla

Los horizontes y fallas interpretados en tiempo fueron convertidos a profundidad usando un modelo de velocidad construido con las leyes TZ y ajustado a los marcadores de pozo.

Se construyó una *pillar-grid* para el intervalo Tacurú-Cangapi con celdas de 100x100 m y un espesor aproximado de 1-2 m, empleando un layering proporcional entre tope y base.

Log Upscaling y Data Analysis

A partir del modelo petrofísico se llevó el upscaling de las propiedades de pozo a la grilla. Usando el método de *mid-point pick* para facies, promedio aritmético con bias en las facies para la porosidad y promedio geométrico para la saturación. Se valida la resolución de la grilla para representar la heterogeneidad vertical.

Se calcula a partir de los datos de proporción global y vertical (VPC) de facies, la distribución de las propiedades petrofísica por facies y se modela un variograma inicial siguiendo la dirección de la depositación, el azimuth de 63°, calculado del análisis de interpretación de imágenes de pozo (Vergani *et al.* 2014). En la etapa de análisis de incertidumbre se usó distintos rangos del variograma, variando la anisotropía, ya que los tamaños de los cuerpos se interpretan de gran variabilidad.

Poblado de Facies

Se poblaron 3 facies, 2 de ellas facies reservorio, divididas en arena de buena calidad y arena limosa de mala calidad. Las facies se poblaron con *Sequential Indicator Simulation* (SIS) usando los datos duros, la curva de proporción vertical (VPC) como tendencia (*trend*) y el variograma determinado. Figura 26a.

Poblado de Porosidad

Se pobló la porosidad por Facies mediante el método *Sequential Gaussian Simulation* (SGS) usando los datos duros, la distribución del dato de pozo y los mismos variogramas de las facies. Figura 26b.

Poblado de Saturación

Se pobló la saturación de perfil por facies con *Sequential Gaussian Simulation* (SGS) usando la distribución del dato de pozo y los mismos variogramas de las facies. Se utilizó un co-kriging usando el cubo de porosidad como variable secundaria. Figura 26c.

Cálculo de Cut-off

Se usó un *cut-off* de porosidad y de saturación para el cálculo volumétrico. El *cut-off* Inicial fue de porosidad efectiva (pie)=0.08 y SW=0.6, ese parámetro se varió en el análisis de Incertidumbre.

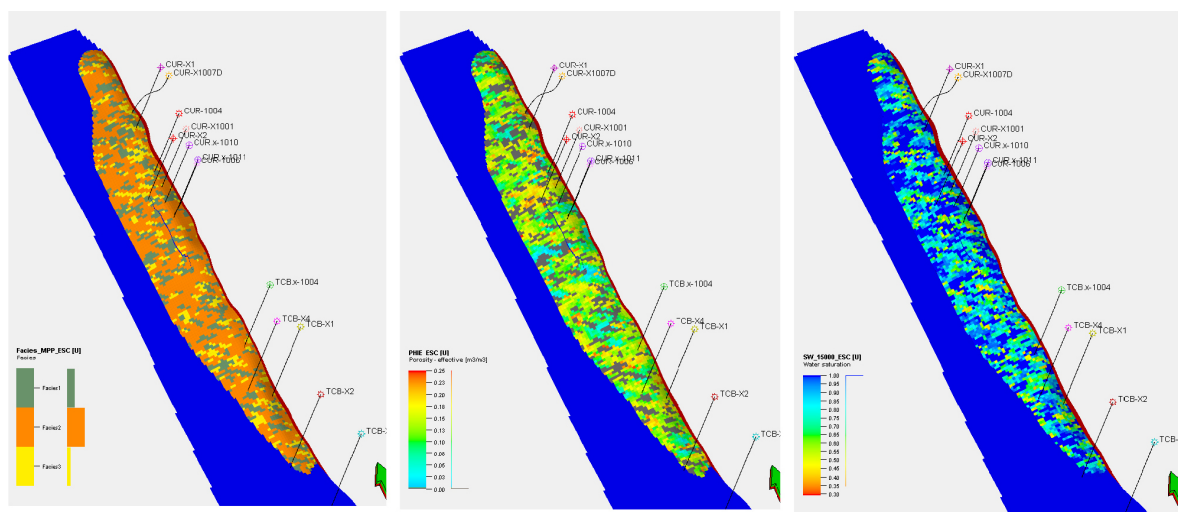


Figura 26a. Poblado de Facies. Figura 26b. Poblado de PHIE. Figura 26c. Poblado SW.

Análisis de Incertidumbre

A partir del caso base se corrió un flujo de análisis de incertidumbre variando los siguientes parámetros:

- la proporción de las facies 3 (arena de buena calidad) entre un 10 y un 16 %. El valor base es un 12 % para el modelo.

- el tamaño de los cuerpos variando los variogramas de 300 x 800 m y de 100 a 300 m para asegurarnos y cubrir cuerpos menores y mayores al variograma inicial de 500 x 200 m.
- El *cut off* de porosidad, de 0.08 a 0.14 teniendo como base 0.10.
- El *cut off* de saturación, de 0.5 a 0.62 teniendo como base 0.6.

Se usó el método de Monte-Carlo para sampleo y se corrieron 200 realizaciones. El análisis de sensibilidad demostró que el parámetro que más impacto tiene en la volumetría (GIIP) es la saturación y el *cut-off* usado para esa propiedad. El tamaño de los cuerpos (rango de los variogramas) no impacta en la volumetría, no obstante impacta en la conectividad y por ende en la producción. A partir del ranking volumétrico se generan grillas para el P10, P50 y P90. Para cada percentil se exportan 3 grillas usando distintos rangos de variograma.

MODELO DINÁMICO Y ESCENARIOS DE DESARROLLO

Elaboración de modelo dinámico

Partiendo de los modelos estáticos, se tomó un caso base y se lo ajustó al comportamiento del TCB-X1004.

El ajuste histórico se realizó controlando por presiones en boca e intentando reproducir curva de producción.

Premisas y limitaciones del modelo de simulación

Se utilizó un simulador black oil (IMEX), adecuado porque se trata de gas seco (relación condensado-gas- yield 4 bbl/MMscf).

El *water-gas contact* (WGC) se tomó a partir del interpretado en TCB-X1001 y en las lecturas de gas de control geológico de los pozos que atravesaron Ichoa en Curiche y Tacobo.

El principal mecanismo de calibración del modelo, fue el ajuste de la ley K-PHI, cuidando que pase por la nube de puntos resultante de los ensayos de permeabilidad corregidos a NOBP realizados en los plugs de la corona SIN-X1. Figura 27.

Para el modelo de pozo, se tomó la VLP ajustada del TCB-X1004. Se asignó *skin* de acuerdo a lo interpretado en análisis de transientes de presión pre y post profundización / fractura (se interpretó *skin* existente de $S=2$).

Se modelaron las saturaciones de agua irreducibles en función de la porosidad efectiva. Figura 28.

Debido a que la distancia vertical entre la zona a desarrollar y el posible contacto agua-gas es muy grande, no se utilizaron las curvas de presión capilar para representar la zona de transición. Para permeabilidades relativas gas-agua se utilizó la correlación de Corey y se escalaron a las saturaciones de agua irreducible de cada celda.

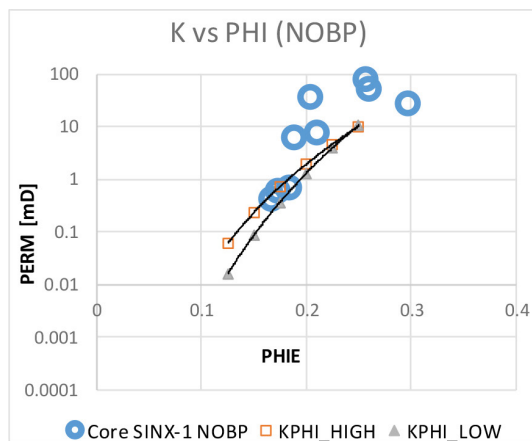


Figura 27. Leyes K-Phi alternativas evaluadas durante el ajuste.

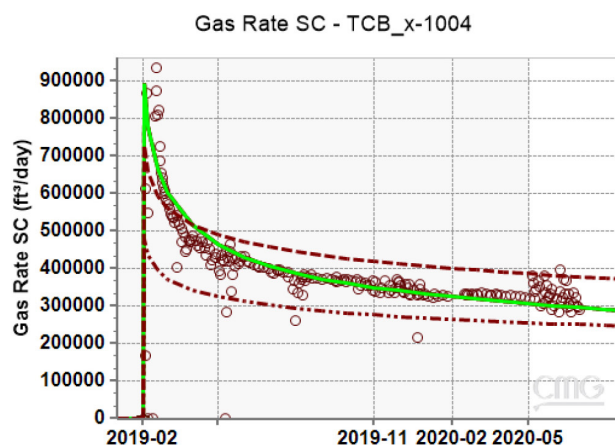


Figura 28. Cotejos históricos alternativos TCB-X1004 (controlando con WHP).

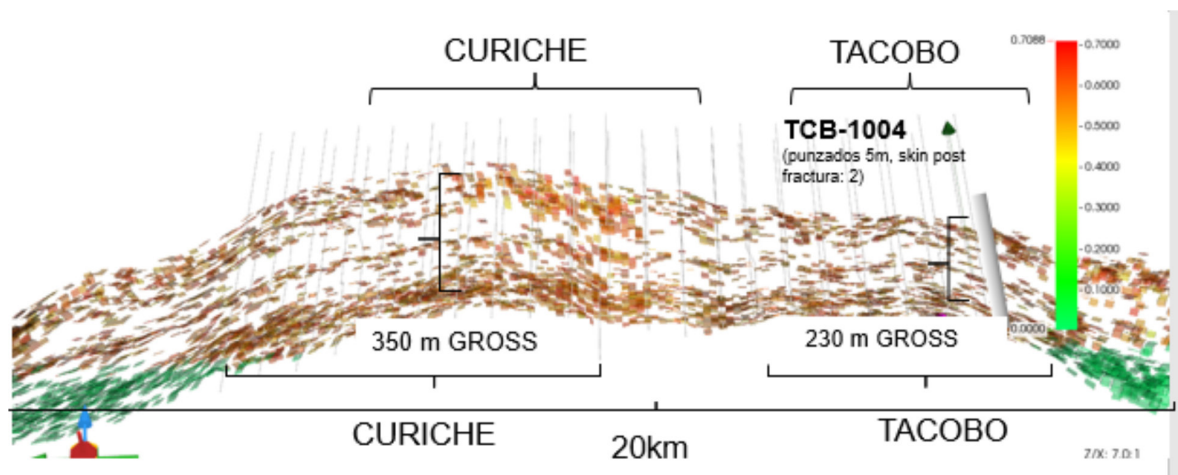


Figura 29. Sección norte-sur estructura Curiche-Tacobo mostrando saturación de gas en reservorio neto. Se aprecia la compartimentalización del reservorio.

Elaboración de escenarios de desarrollo

Se visualizó un programa de desarrollo con el fin de drenar toda la estructura perforando pozos direccionales desde plataformas (PADs) con 6 pozos direccionales cada una, minimizando footprint e inversiones en superficie. Se evaluaron alternativas de diseño de perforación y completion y se los ponderó según economicidad y riesgo asociado. Se verificó red de superficie e instalaciones existentes y se tuvieron en cuenta para lograr un desarrollo que minimice inversiones, teniendo en cuenta que existen instalaciones ociosas suficientes para manejar todo el desarrollo propuesto, por lo cual no es necesario realizar inversiones adicionales. El modelo geológico conceptual actual contempla un reservorio muy compartimentalizado (por variación de facies depósito eólico); adicionalmente se espera moderada a alta dispersión acumuladas, esto genera desafíos a la hora de evaluar los resultados de un programa piloto (se profundiza en la siguiente sección).

PROGRAMA DE REDUCCIÓN DE INCERTIDUMBRE

Debido a las características geológicas, los modelos de simulación anticipan que los pozos muestren dispersión de productividades y las recuperaciones finales estimadas (EURs) en función de la calidad del reservorio interceptado.

Previo al análisis de riesgo, se realizó un estudio de prefactibilidad de intervenciones a los pozos existentes que atraviesan la formación en la zona de interés. Debido al elevado costo y riesgo mecánico de la misma (son pozos con doble sarta de producción y *gravel pack*); sumado al posible daño generado durante la construcción de los pozos al no haberse diseñado el programa de fluidos para preservar el reservorio jurásico (susceptible al daño por presencia de esmectitas); se optó por proponer solo perforaciones nuevas, en el marco del *derisking*.

Al perforar un solo pozo se corre el riesgo de juzgar el desarrollo por un resultado excepcionalmente bueno o excepcionalmente malo (lo cual puede llevar a decisiones erróneas). A continuación, veremos que, a mayor número de pozos, mayor certeza de la estimación. Este efecto se tuvo en cuenta para el diseño de un programa de reducción de incertidumbre (análogo a un programa de exploración, pero el objetivo no es validar la existencia del recurso si no la performance de los pozos). Se utilizó para proponer un número de pozos necesario para definir avanzar o no con el desarrollo.

Metodología

La dispersión en las productividades individuales de los pozos es importante a la hora de definir una estrategia de *derisking*, teniendo en cuenta que la economía del proyecto queda determinada por el pozo promedio (pozo tipo) de la zona, que en el caso de contar con pocos pozos en producción tiene una incertidumbre importante. Dada una población de media μ y desviación estándar σ si tomamos n muestras de esa población, la media de todas las medias muestrales coincide con la media poblacional:

$$\mu_{\bar{x}} = \mu \quad \sigma_{\bar{x}} = \frac{\sigma}{\sqrt{n}}$$

Dados μ y σ se puede calcular la probabilidad de obtener una media muestral μ_x o mayor (menor), pero dado un resultado de μ_x lo que se puede establecer es un intervalo de confianza en donde se encontrará la media μ , con una confianza determinada. Si se tiene una variable como el EUR de los pozos, que tiene una distribución estadística con un EUR promedio y una dispersión (sigma), con una muestra de n pozos se puede establecer un intervalo de confianza (con un valor determinado de confianza, por ejemplo 90%) en donde se puede encontrar el promedio de la población (o sea el EUR promedio). Teniendo en cuenta la dispersión en las productividades se puede generar una estrategia de *derisking* con milestones (hitos) de decisiones que contemplen los

resultados obtenidos hasta ese momento y los intervalos de confianza en función del número de pozos a perforar.

Trumpet Plot

En el *trumpet plot* se grafica el intervalo de confianza resultante (eje y) en función del tamaño de la muestra de pozos existentes (eje x). En la Figura 30 se muestra un ejemplo hipotético con pozos que tienen una distribución con un promedio de 1.5 Unidades de Volumen normalizadas mayor que el EUR económico y una dispersión de 3 Unidades de Volumen normalizada. En verde se muestran los resultados individuales de los pozos y en rojo el promedio de los n pozos perforados. Si bien los pozos individualmente mantienen la dispersión de productividades el promedio tiene una dispersión mucho menor y converge al valor de 1.5 unidades por encima del EUR económico. A pesar de que el promedio es superior al EUR económico, el primer pozo tiene un EUR 1 unidad inferior.

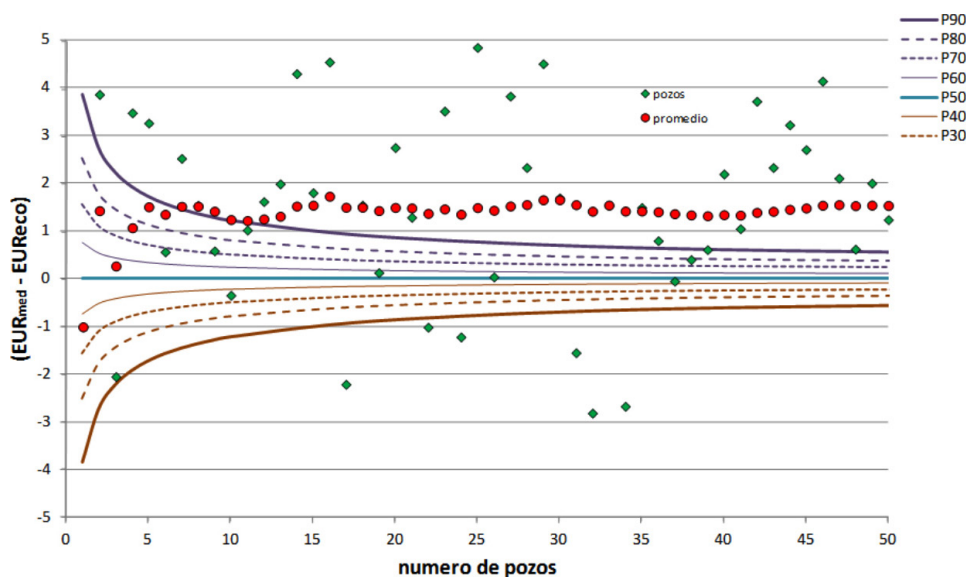


Figura 30. intervalos de confianza en función de la cantidad de pozos perforados, utilizando una dispersión (sigma) de 3 Unidades de volumen normalizadas.

Diseño Programa de Reducción de Incertidumbre (PRI)

Para la variabilidad estimada a partir de los modelos de simulación y contemplando el compromiso entre certeza a la hora de sancionar el desarrollo y presupuesto (cuantos más pozos en el programa piloto, más certeza, pero mayor erogación). Se optó por perforar dos pozos en la formación.

Plan de reducción de incertidumbre (PRI)	3 pozos	2 pozos Propuesta sugerida	1 pozos
Objetivo primario: Definir viabilidad Validar rango de EURs anticipadas para definir viabilidad de desarrollo.	MUY BUENO	BUENO	REGULAR
Objetivo secundario: Optimizar desarrollo Validar distanciamientos, reducir incertidumbre en modelos. Impacto	BUENO Permite evaluar distanciamientos como los visualizados en desarrollo full.	REGULAR Permite evaluar distanciamientos en una dirección.	INSUFICIENTE
Chance PRI Definitorio (dado EUR umbral)	80%	67%	48%
Presupuesto	\$\$\$	\$\$	\$
Comentarios	Arquitectura representativa de esquema de desarrollo visualizado pozos direccionales desde único PAD.	Pozos verticales. Permite relajar requerimientos de equipo de torre (no se requiere top drive)	Elevado nivel de incertidumbre salvo escenarios extremos.

RESULTADO Y CONCLUSIONES

Durante 2021 se perforaron 2 pozos *offset* en la cresta de la estructura Curiche que comprobaron positivamente el potencial de la Fm. Ichoa. Al momento ambos pozos se encuentran en etapa de ensayo de producción de gas, con expectativas de continuar y optimizar un desarrollo futuro.

Gracias al trabajo interdisciplinario que abarcó desde la geofísica hasta el modelado de redes de superficie, pasando por construcción de pozos, geología de desarrollo e ingeniería de reservorios; se logró poner en valor un *by-passed pay* que puede darle una nueva vida a un activo en declino y poner en valor un nuevo *play concept* jurásico en el Subandino de Bolivia.

En nuestra industria, solemos trabajar con modelos e interpretaciones, esto hace fundamental que se trabaje transversalmente con todas las disciplinas y que se incorpore toda la información disponible para enriquecer y validar hipótesis en el caso de campos maduros, esta suele ser abundante.

En la búsqueda de oportunidades encontramos valioso mirar con nuevos ojos y desafiar paradigmas existentes.

AGRADECIMIENTOS

Los autores de estas normas editoriales agradecemos a Gustavo Vergani, Patricio Malone, Sebastián Leoni, Marcelo Pomeranec, Emilio Rocha, Gabriel Dordoni, Sergio Chávez, José Enrique Camacho Alarcón y Javier Telleria por sus sugerencias y aportes.

REFERENCIAS CITADAS

- Arias, A, 2013. Atributos sísmicos y el desarrollo del campo Dorado. Memorias de XIX Congreso Geológico Boliviano. P99-102
- Brookfield, M. E. (1977). The origin of bounding surfaces in ancient aeolian sandstones. *Sedimentology*, 24(3), 303-332.
- GeoAmbiente, 2012 Informe interno. Proyecto levantamiento de columna estratigráfica y muestreo -Fm Ichoa sección Rio Parapeti.
- Hollie G. Romain and Nigel P. Mountney. 2014. Reconstruction of three-dimensional eolian dune architecture from one-dimensional core data through adoption of analog data from outcrop. *AAPG Bulletin*, v. 98, no. 1, pp. 1-22
- Kusiak, M, 2008. El Mesozoico del Sistema Subandino de Bolivia: Evolución Sedimentaria y Síntesis de la Cuenca. Tesis Doctoral, Facultad de Ciencias Exactas y Naturales, Universidad Nacional de Buenos Aires.
- Pereira, M, Vergani, G, Cambón, I, Reynaldi, J, Iturralde, J, y R. Guerrero, 2018. Andean deformation and its control on Hydrocarbon Generation, Migration and charge in the wedge-top of southern Bolivia. *AAPG Memoir* 117, p. 531-554.
- Roclab, 2015. "Estudio petrofísico básico y especial Sondeo SIN-X1 1ª ccc – Formación Ichoa. Informe Interno. Santa Cruz de la Sierra Bolivia.
- Roclab 2020 Estudio de salinidad crítica (microscopia electrónica de barrido y mineralógico por DRX) Formación Ichoa. Informe interno. Santa Cruz de la Sierra Bolivia.
- Roclab, 2021. Evaluación de fluidos de perforación y fluidos de terminación mediante estudios petrográficos, diagenéticos mineralógicos y microscopia electrónica de barrido. Formación Ichoa. Informe interno. Santa cruz de la Sierra de Bolivia.
- Vergani, G, González, G, Paris, M, Pereira, M, 2011. Interpretación estratigráfica y sedimentológica de unidades terciarias y jurásicas en el pozo Curiche-1002, en base a imágenes de pozo, Campo Curiche, Bolivia XIX Congreso Geológico Boliviano. At: Tarija, Bolivia.
- Vergani, G, González, G, Paris, M, 2014. Grandes desiertos de arena jurásicos en el subsuelo del Chaco Boliviano. Su caracterización sedimentaria a partir de registros de buzamientos en pozos. XIV RAS - Reunión Argentina de Sedimentología, Puerto Madryn, Argentina. p. 293-294