

UPGRADING OF A SECONDARY RESERVOIR BY APPLYING A FIT-FOR-PURPOSE RESERVOIR CHARACTERIZATION

Johanna Navarrete¹, Andrés Acevedo¹, María Barzallo¹, Cristina López¹, Oscar Morales¹, Jorge Vega¹, Willem Sepúlveda¹, Marielisa Barragán², Gabriela Soria², Jairo Bustos², Oscar Ponce², María Garrido³

1: Schlumberger Asset Performance Solutions

2: EP Petroecuador

3: Escuela Politécnica del Ecuador

Keywords: Yacimiento Secundario, Caracterización de yacimiento, Apto para el propósito

ABSTRACT

Shushufindi-Aguarico is a brownfield discovered in 1968. Main reservoirs are lower U and T sandstones, and secondary reservoirs are upper U and T sandstones. The latter currently under-developed due to low reservoir properties estimated from conventional electrical logs. The petrophysical model was initially calibrated with core data from the main reservoirs, assuming the same calibration for the secondary reservoirs despite having a different mineralogical composition. Shushufindi's development plan is designed to increase oil production and recovery factor while managing water encroachment in the depleted areas. The secondary reservoirs are increasingly more important to achieve production goals hence a fit-for-purpose assessment is required to identify the real potential and suitable development strategy.

A robust petrophysical model has been built using all technical data collected for all reservoirs; however, the petrophysical evaluation in the secondary reservoirs was not capturing the sandstones presence due to the response of the conventional logs affected by the glauconite content and vertical resolution. For this reason, an analytical approach was performed to identify bypassed reservoir intervals considering drilling cuttings, SP and Caliper response, mud cake formation, CMR interpretation and mineralogical logs. Complementary, sequence stratigraphy concepts guided a detailed subunit definition to correlate and apply calibrated response to wells without special logs. This assessment allowed us to recategorize a secondary target to a primary objective, to increase reserves in a mature oil field and allocate resources to improve the reservoir characterization with new data acquisition. The integration of multiple data sources led to unlocking new prospective intervals and increasing the potential to be considered in the Field Development.

RESUMEN

El campo maduro Shushufindi-Aguarico fue descubierto en 1968. Los principales reservorios son las areniscas U y T inferior, y los secundarios son las areniscas U y T superiores. Los últimos están subdesarrollados debido a las bajas propiedades de yacimiento estimadas a partir de registros

eléctricos convencionales. El modelo petrofísico de los reservorios secundarios, fue calibrado inicialmente con información de núcleo de los reservorios principales, a pesar de presentar diferentes composiciones mineralógicas.

El Plan de Desarrollo de Shushufindi está diseñado para incrementar la producción de petróleo y el factor de recobro mientras se maneja el incremento de corte de agua en las zonas depletadas. La importancia de los reservorios secundarios es mayor para alcanzar las metas de producción por lo que una evaluación apta para el propósito se requiere para identificar el potencial real y definir una estrategia de desarrollo apropiada.

Se construyó un modelo petrofísico robusto utilizando toda la información técnica de todos los reservorios, sin embargo, la evaluación petrofísica en los reservorios secundarios no captura la presencia de arenisca por la respuesta de los registros convencionales que se encuentran afectados por el contenido de glauconita y la resolución vertical. Por esta razón, se desarrolló un enfoque analítico para identificar zonas de reservorio sin identificar considerando rípios de perforación, SP y calibración del pozo, formación de costra, interpretación de resonancia magnética y registros mineralógicos. Adicionalmente, los conceptos de estratigrafía secuencial fueron la guía para la definición de correlaciones a detalle de subunidades y la aplicación de la respuesta calibrada hacia pozos que no disponen de registros especiales.

Esta evaluación permitió la recategorización de reservorio secundario a primario, incrementar reservas en un campo maduro y distribuir recursos para mejorar la caracterización con la adquisición de nueva información. La integración de información de distintas fuentes permitió desbloquear nuevos intervalos prospectivos e incrementar el potencial para considerarse en el Plan de Desarrollo.

INTRODUCCIÓN

La importancia de los reservorios secundarios para los planes de desarrollo de campos maduros como Shushufindi, ha incrementado por lo que se implementó una evaluación de reservorios adaptada para identificar el potencial real de esta unidad. La caracterización actual del yacimiento T superior utiliza supuestos de los datos del núcleo de los yacimientos primarios, lo que genera incertidumbre en los resultados petrofísicos y las expectativas de producción.

El Campo Shushufindi-Aguarico presenta una secuencia sedimentaria y volcánica, del Paleozoico al Cuaternario. Tiene cinco reservorios productores dentro de las formaciones Napo y Tena (Fig. 1): Napo T Inferior, Napo T Superior, Napo U Inferior, Napo U Superior y Basal Tena (Baby, Rivadeneira, & Barragán, 2014). Los principales reservorios son las areniscas Napo T Inferior y U Inferior que han contribuido con más del 90% de la producción total acumulada a la fecha. El principal mecanismo productor que actúa es la intrusión o impulsión de agua de los acuíferos laterales asociados a estos reservorios (Consorcio Shushufindi, 2021).

Las facies interpretadas en el modelo sedimentológico permiten definir para los principales reservorios T Inferior y U Inferior, un ambiente de plataforma marina somera con desarrollo de barras submareales de arena, acumuladas en complejos de frente de playa – costa medio y superior. Son principalmente areniscas cuarzosas con estratificación cruzada planar, localmente bioturbadas, masivas, laminadas, y areniscas cuarzosas con estratificación cruzada bidireccional. En general presentan granulometrías finas a gruesas, medianamente seleccionadas, de granos subredondeados, limpias, composicionalmente maduras, matriz arcillosa muy escasa y conforman cuerpos de areniscas cuarzosas de más de 10 ft de espesor (Rivera, Villacrés, & Ávila, 2012).

Mientras que las facies de reservorios secundarios T Superior y U Superior, son facies heterolíticas acumuladas en llanuras mareales mixtas, con areniscas glauconíticas bioturbadas, fosilíferas, e intercaladas con facies finas de lodolitas bioturbadas y laminadas, calizas fosilíferas y areniscas calcáreas fosilíferas, depositadas en ambientes submareales más profundos de costa inferior y plataforma (Baby, Rivadeneira, & Barragán, 2014).

Con el fin de mejorar la caracterización de T Superior, se adquirió un núcleo continuo de 59.9ft y registro de resonancia magnética en el pozo SHSV-157. De tal forma de capturar el efecto de minerales como la glauconita y presencia de cemento en los registros convencionales para la calibración y actualización del modelo geológico.

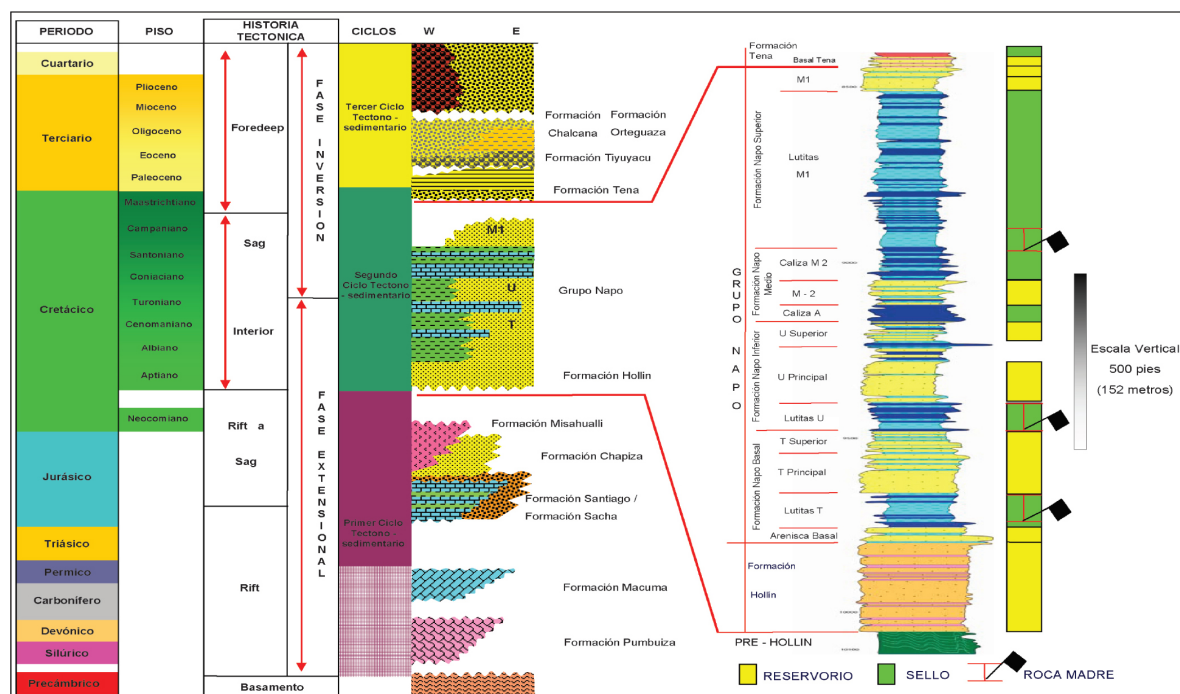


Figura 1. Columna estratigráfica de la Cuenca Oriente (Mancilla *et al.* 2008).

METODOLOGÍA

Para iniciar con la calibración del modelo petrofísico para el reservorio T Superior se incluyó un método analítico pozo a pozo. Se observaron los intervalos potenciales considerando la información disponible de rípios de perforación, la formación de filtrado de lodo que puede sugerir la presencia de capas permeables. También se incluyó la interpretación de resonancia magnética y registros mineralógicos para identificar zonas potenciales.

En el núcleo adquirido en el pozo SHSV-157 se definieron 9 tipos de facies con base al tamaño de grano, contenido de glauconita y presencia de cemento calcáreo (De Barrio, Cabello, & Blanco, 2021) (Tabla 1). En la base del intervalo muestreado se observan las areniscas con tamaño de grano medio, porcentaje de glauconita menor al 5%, sin presencia de cemento y saturación de hidrocarburo (Fig. 2). En la zona intermedia y superior el tamaño de grano va de fino a muy fino, el contenido de glauconita es mayor al 10% y se evidencia cemento calcáreo, la presencia de hidrocarburo se mantiene en varias secciones (De Barrio, Cabello, & Blanco, 2021) (Fig. 3).

Código de facies*	Descripción	Espesor acumulado (%)	Densidad promedio	Porosidad promedio (NOBP)	Permeabilidad promedio (NOBP)
M1b (Ca)	Areniscas glauconíticas cementadas por calcita	8.2	2.83	7.94	0.0069
M1a	Areniscas glauconíticas medianas masivas	19.7	2.84	14.62	5.930
M1c	Areniscas glauconíticas finas masivas	12.7	2.71	12.61	2.263
M1d	Areniscas glauconíticas arcillosas y bioturbadas	29.9	2.81	10.41	1.017
M2d/M2e	Lutitas con foraminíferos y glauconita	4.7	3.07	2.23	0.001
T1b	Areniscas cuarcíticas medianas con estratificación planar de bajo ángulo	6.5	2.67	14.69	1523.350
T1c (A, C)	Areniscas cuarcíticas finas con ámbar, carbón y estratificación cruzada de pequeña escala	3.3	2.71	12.94	325.076
T1c (G)	Areniscas finas con drapes carbonosos y ámbar. Con glauconita	5.9	2.75	10.85	12.105
T3c (A, C, G)	Heterolítico: predominio de lutitas carbonosas con lentes de areniscas glauconíticas	9	2.82	9.67	0.080

Tabla 1. Tipos de facies determinadas en el núcleo del pozo SHSV-157 para el reservorio T Superior.

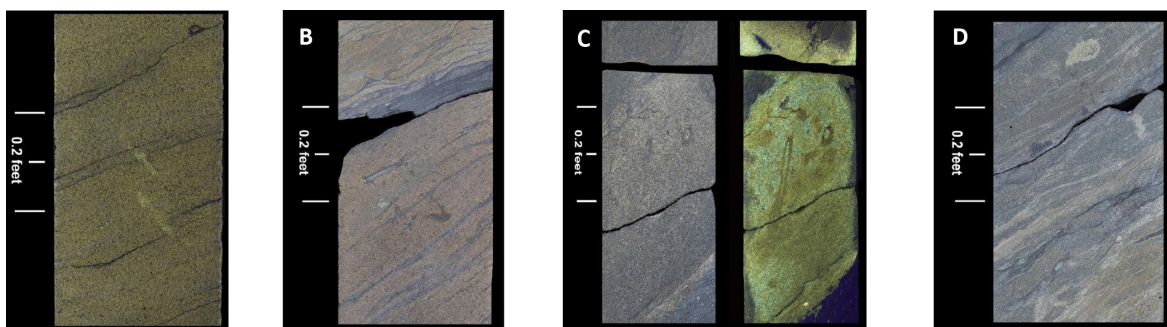


Figura 2. A. Facies T1b; B. Facies T1c; C. Facies T1c (G); D. Facies T3c.

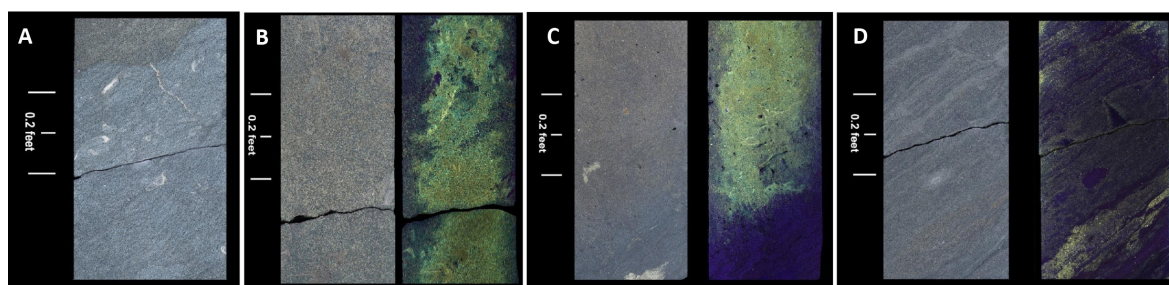


Figura 3. A. Facies M1b; B. Facies M1a; C. Facies M1c; D. Facies M1d.

Estas facies detalladas se agruparon en una subclasificación de 3 zonas para simplificar la discriminación de estas con los patrones de registros eléctricos y discriminación de ambiente de depósito. Definidas estas tres zonas se adiciona el registro de resonancia magnética para la calibración de los registros convencionales y subsecuente extrapolación de la interpretación en 253 pozos del campo Shushufindi (Fig. 4). Se observa una correlación entre la calidad de roca observada en el núcleo y los tamaños de poros interpretados con la resonancia magnética, indicando que existen macroporos en los intervalos con menor contenido de glauconita; y en las zonas con mayor glauconita y presencia de cemento calcáreo no se registran macroporos.

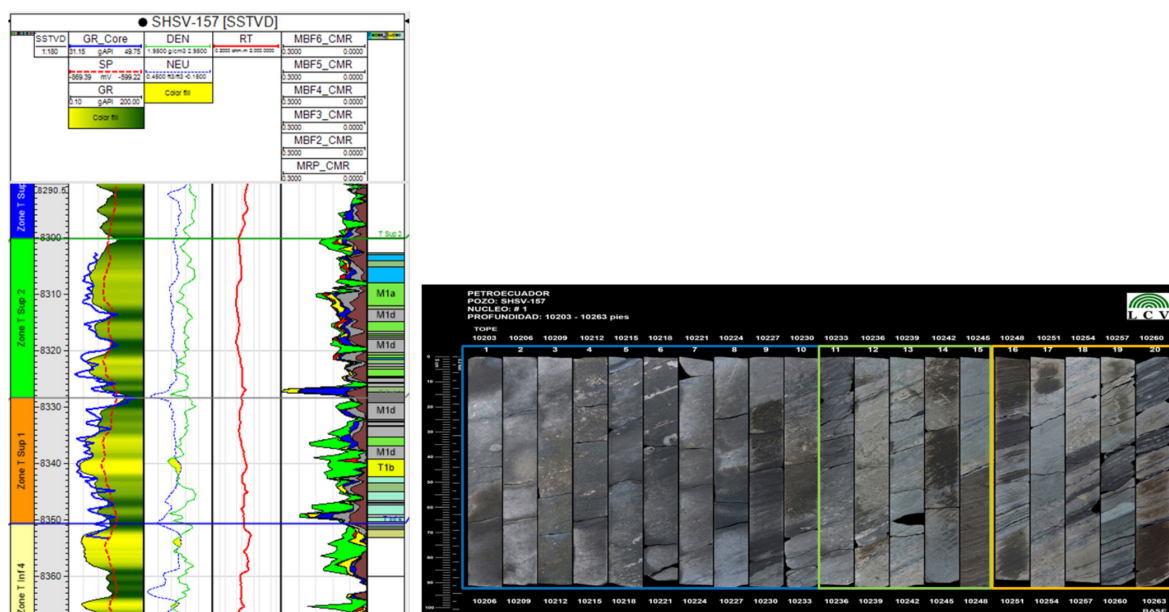


Figura 4. Subclasificación de facies en núcleo y zonas con registro de resonancia magnética.

Las subunidades Zona T Sup 1 y 2 muestran las mejores características petrofísicas ajustadas y zonas de potencial productividad, mientras que, la subunidad Zona T Sup 3 no presenta características de reservorio. Estas observaciones se resumen en la tabla 2.

	Zona T Sup 1	Zona T Sup 2	Zona T Sup 3
CMR	Alta porosidad (macroporos)	Mediana a baja porosidad (mesoporos)	Escasa a nula porosidad (microporos)
Gamma Ray	Facies arenosas limpias	Facies arenosas menos limpias, apretadas, con facies finas intercaladas	Facies arenosas escasamente limpias, más densas
Potencial espontáneo	Bajo (deflexión moderada)	Medio a alto (deflecta varias veces)	Alto (no deflecta)
Neutrón - Densidad	NEU: 12-40% DEN: 2.31 – 2.7g/cm ³	NEU: 14-27% DEN: 2.3-2.68 g/cm ³	NEU:7-24% DEN: 2.5-2.7 g/cm ³
Resistividad	Media	Baja	alta
Facies	Areniscas cuarzosas en transición a glauconíticas	Areniscas glauconíticas	Areniscas cementadas con carbonato
Impregnación de Hidrocarburos	Media	Media a baja	Escasa

Tabla 2. Parámetros para la definición de subzonas en el reservorio T Superior.

Con en el objetivo de determinar un modelo de facies que respete las consideraciones de cada zona, se caracterizó la distribución de arenisca (facies reservorio) versus facies no-reservorio. La clasificación consistió en tres facies:

Arenisca (Sand), arenisca convencional, reservorio, con buena porosidad y bajo contenido de arcillas.

Arenisca apretada (Tight Sand), arenisca no convencional, no reservorio, de facies más finas y apretadas, menor porosidad.

Lutita (Shale), facies finas con escasa porosidad, no reservorio, con alto contenido de arcillas y/o cementadas por carbonatos.

Para lo cual se utilizaron registros de análisis petrofísico, volumen de arcilla (Vsh) y porosidad efectiva (Phie), bajo los siguientes límites:

Sand: $Vsh \leq 0.5$ and $Phie > 0.05$

Tight Sand: $0.5 \leq Vsh \leq 0.65$ and $0.01 \leq Phie \leq 0.05$

Shale: $Vsh > 0.65$ and $Phie < 0.01$

El cálculo de estas facies permitió la elaboración de mapas para la visualización de su distribución a lo largo del campo Shushufindi-Aguarico.

RESULTADOS

El análisis de facies permite describir subunidades de la siguiente manera:

Subunidad Zona T Sup 1, incluye las secciones:

a) Sección Inferior: se interpreta como un ambiente costero, con influencia de corrientes de mareas y un aporte directo desde el continente, por la participación de restos carbonosos y ámbar. Sin embargo, el contenido de glauconita indica que el sistema experimentó períodos de condiciones marinas abiertas. En términos de estructuras sedimentarias y litologías, los canales y barras mareales que se presentan en esta sección pueden interpretarse como parte de un ambiente estuarino o deltaico.

b) Sección Media: se interpreta como un ambiente de costa bajo hasta costa afuera pasando a plataforma con un arreglo transgresivo, en donde las facies cuarzosas son casi ausentes y domina la glauconita.

Subunidad Zona T Sup 2, incluye la sección:

c) Sección Superior: predominan las areniscas glauconíticas y escasamente se involucran lutitas, por lo que se proponen dos interpretaciones:

- **Sistema marino somero de (línea de costa):** con predominio de areniscas arcillosas depositadas con una tasa de sedimentación relativamente baja que permite el completo retrabajo orgánico de los depósitos.
- **Sistema hiperpícnico de lóbulos de plataforma interna:** podrían considerarse como tal debido a la geometría lobulada que presenta, el contenido de glauconita, la intensa bioturbación, la homogeneidad litológica y su carácter agradante a progradante. Estos cuerpos, posiblemente están ligados con depósitos de frente deltaico.

Subunidad Zona T Sup 3, no se incluye dentro de la extensión total del núcleo de perforación, sin embargo, al presentar intercalaciones de areniscas de marea cementadas con carbonato, lutitas marinas-someras y calizas finas definen depósitos de plataforma con influencia detrítica.

De base a tope, la porosidad se reduce principalmente por la transición de ambiente costeros a marinos y la oclusión de los poros por cementación calcárea y crecimiento de granos de glauconita; puesto que, la asociación de litofacies determina un ambiente de plataforma marina abierta, posiblemente ligados a depósitos estuarinos con un predominio de la acción marina sobre la continental.

La distribución espacial de facies a lo largo del campo está planteada por los mapas de espesor generados (Fig. 5, Fig. 6).

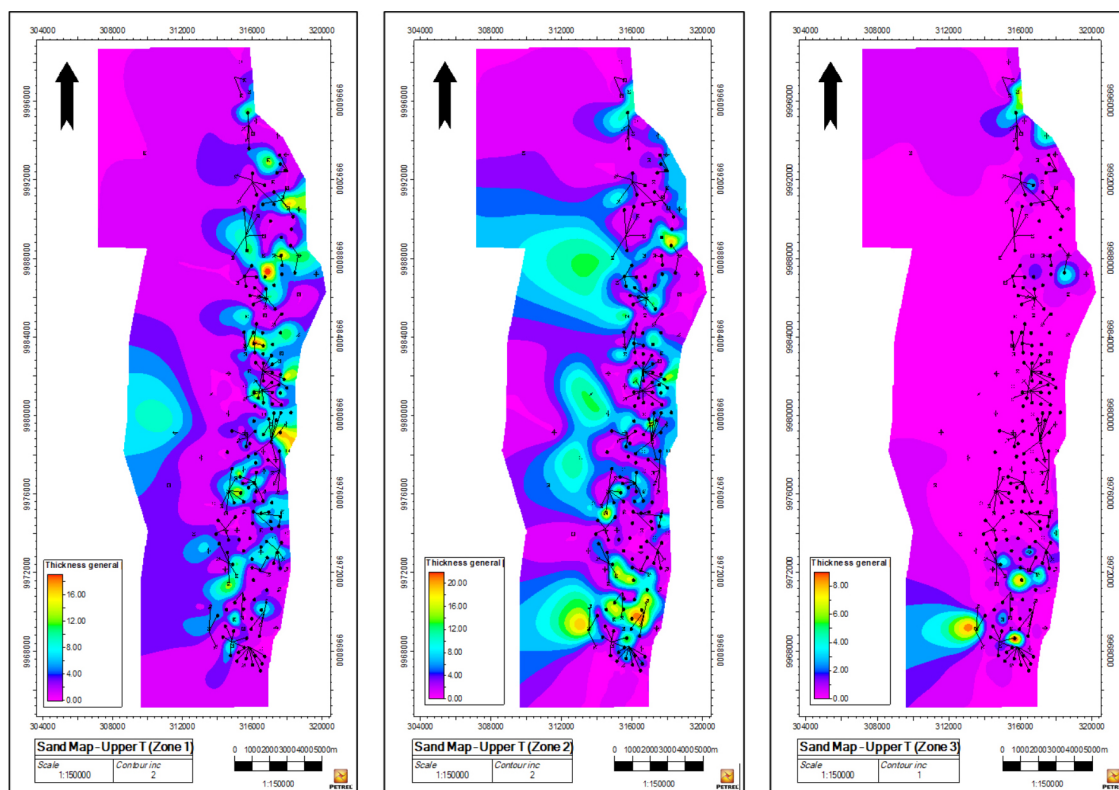


Figura 5. Mapa de espesor (en ft) de la facies "Sand" (Areniscas) en el campo Shushufindi-Aguarico.

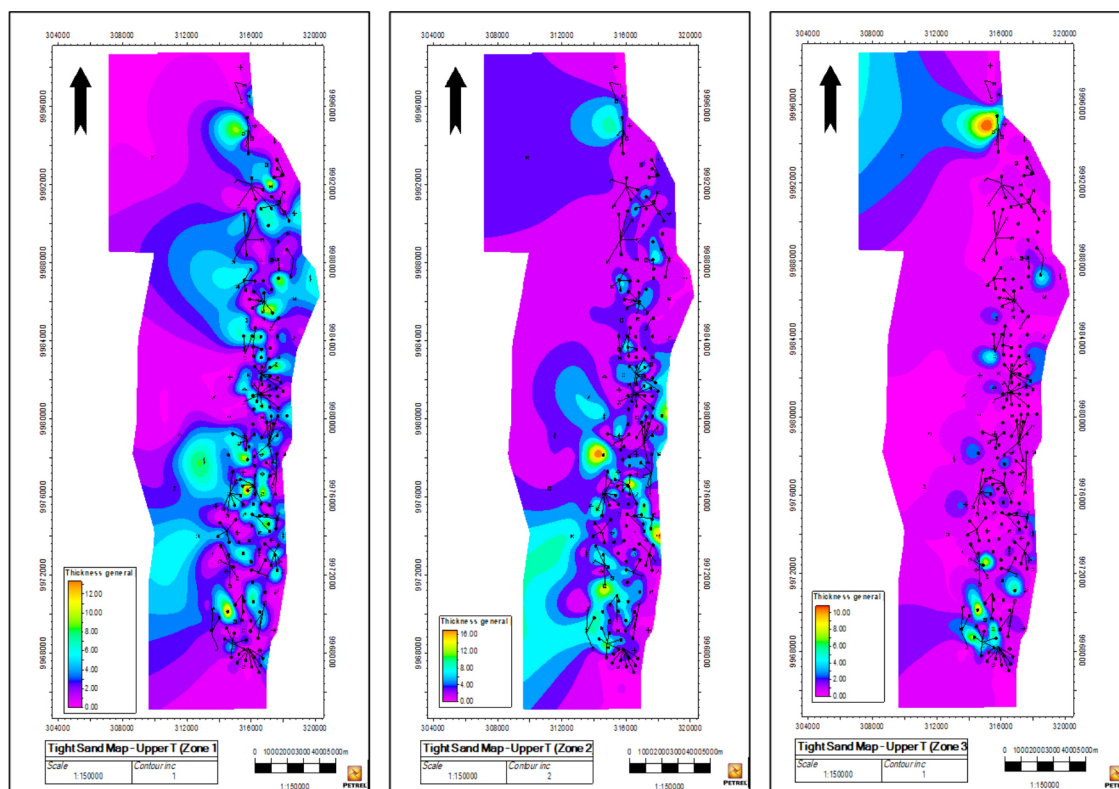


Figura 6. Mapa de espesor (en ft) de la facies "Tight Sand" (Areniscas apretadas) en el campo Shushufindi-Aguarico.

La distribución de las facies reservorio claramente muestran una tendencia de depositación en sentido ESE-WNW que puede seguirse por varios kilómetros, mostrando los mejores espesores en las zonas proximales a la paleolínea de costa al Este de la Cuenca Oriente, lo que representa un foco para la localización de objetivos de producción en pozos nuevos y reacondicionamientos.

Tanto los mapas generados como la clasificación de facies revelan las zonas con mayor potencial, donde las subunidades Zona T Sup 1 y Zona T Sup 2, abarcan las facies de reservorio “Arenisca”, con espesores de hasta 20 ft, enfocados principalmente en el sector central del área de estudio, mientras que la subunidad Zona T Sup 3 indica facies no reservorio con espesores menores a 8ft en todo el campo.

Adicionalmente, los sectores marcados con mayor espesor de las Zonas T Sup 1 y T Sup 2, corresponden a aquellos con pozos produciendo actualmente de la formación T Superior, con un promedio de producción inicial de 1400 BPPD, con menos del 5% de corte de agua, asociados a la integración de una nueva estrategia de completación adaptada a las características de esta arena, usando fracturas hidráulicas de alta conductividad (HI-WAY) o propelente que incrementan la conductividad de los intervalos con menor permeabilidad.

CONCLUSIONES

Las litofacies de la arenisca T Superior están formadas por areniscas cuarzosas y glauconíticas, calizas, margas y lutitas. Las areniscas cuarzosas se encuentran en la base de la sucesión marina abierta, mientras que las areniscas glauconíticas dominan la secuencia, el contenido de glauconita es de hasta un 50% en T superior, y generalmente disminuye con la profundidad.

La glauconita es responsable de algunos de los mayores “efectos de arcilla” en los registros. La presencia de Fe conduce a lecturas altas de densidad y porosidades del neutrón. Además, las láminas de las que se forma están separadas por iones de K, por lo que la glauconita a menudo contribuye a una alta actividad de rayos gamma. Esto explica que los registros muestran valores altos de GR y Densidad Aparente, por lo tanto, se suele interpretar como arenisca arcillosa o lutita arenosa sin porosidad efectiva. Es por esto, que los datos petrofísicos medidos permiten calibrar los registros para mejorar la interpretación.

La disminución de porosidad de base a tope en T superior es en gran parte el resultado de la oclusión de la pseudomatriz, el carbonato de relleno de poros y los cementos de cuarzo de crecimiento excesivo, y compactación de los granos (Facies Arenisca Apretada), e inclusive la presencia de granos de glauconita.

Se evidencian tres fuertes variaciones en los registros básicos, con los que se definieron las subunidades Zona T Sup 1, 2, 3, que muestran cambios principalmente en la porosidad y consecuentemente en la calidad como roca reservorio.

Las facies glauconíticas, menos porosas, y más densas, consideradas como Arenisca Apretadas,

ocupan alrededor del 70% de T Superior, y se encuentran dominando principalmente la subunidad Zona T Sup 2 y en menor medida Zona T Sup 1, esta última mantiene principalmente el desarrollo de areniscas convencionales más porosas. Por el contrario, la subunidad Zona T Sup 3 no se considera como reservorio, por su reducida porosidad debido al relleno de los poros con cemento carbonatado.

La facies SAND en las subunidades Zona T Sup 1 y 2 representa el foco económico por ser un almacén de hidrocarburos probado en el área. Se encuentra distribuida a lo largo de todo el campo Shushufindi-Aguarico, depositadas en dirección ESE-WNW, concentrando sus mayores espesores en la parte Oriental del campo. Lo anterior, sumado a los datos de producción, facilita la identificación de zonas de interés y permite la recategorización de T Superior de reservorio secundario a primario en pozos nuevos e intervenciones, incrementando las reservas en este campo maduro.

REFERENCIAS

- Baby, P., Rivadeneira, M., & Barragán, R. (2014). La Cuenca Oriente: Geología y Petróleo. Quito.
- Consorcio Shushufindi. (2021). Field Development Plan According to New Commitment with Petroamazonas signed on 2018. Quito.
- De Barrio, A., Cabello, E., & Blanco, S. (2021). Sondeo SHSV-157 (Shushufindi), Núcleo 1, Arenisca T Superior, Formación napo, Estudio Sedimentológico, Petrofísico, de Micropermeámetro de Sonda, Petrográfico, Diagenético, Mineralógico y de Microscopía Electrónica. Quito: LCV.
- Mancilla, O., Albariño, L., Meissinger, V., Rivadeneira, M., & Sciamanna, S. (2008). Sistemas Petroleros de la Cuenca Oriente. Ecuador. VII Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos (Simposio de Sistemas Petroleros de las Cuencas Andinas). Buenos Aires.
- Rivera, R., Villacrés, B., & Ávila, G. (2012). Modelo Sedimentológico del Campo Shushufindi. Quito: Schlumberger.