

Importancia de la integración geológica-geofísica en la evaluación exitosa de oportunidades adyacentes a los campos en producción

Santiago Martínez Pavón
Alfonso Palacios Roque
Yolotzin López Sánchez
Madain Moreno Vidal
Bernardo Matías Santiago

Artículo recibido en febrero de 2023-revisado, evaluado y corregido en junio de 2023

Resumen

El objetivo del presente trabajo es resaltar la importancia y necesidad de buscar oportunidades de desarrollo en bloques adyacentes a los campos en producción, tal es el caso del pozo Delta-11, que surgió como resultado de la reinterpretación del yacimiento arenas del JSO (Jurásico Superior Oxfordiano) del campo Delta y cuya finalidad fue comprobar la existencia de hidrocarburos, la presión del yacimiento y la definición del contacto agua-aceite en un nuevo bloque adyacente al sur del campo.

El bloque Delta Sur limita al noreste y sureste con la intrusión de un domo salino, al suroeste el límite es por cierre estructural y hacia el noroeste está limitado por una falla normal que resbala sobre la sal Calloviana. Estos elementos estructurales dieron origen a un posible aislamiento hidráulico del bloque a nivel del yacimiento.

El pozo Delta-11 confirmó la existencia de un bloque 130 mv estructuralmente más alto y aislado al sur del campo Delta, la evaluación petrofísica indicó la presencia de hidrocarburos y debido al aislamiento estructural se espera una presión original de yacimiento, además de un contacto agua-aceite diferente, lo que pudiera influir para tener un área nueva de reservas.

Actualmente el pozo se encuentra en terminación y se realizará una toma de información dinámica para determinar la presión y un posible contacto agua-aceite diferente al resto del campo conocido donde se encuentran los pozos productores. Las expectativas son altas derivado de la evaluación petrofísica y los datos duros con los que actualmente se cuenta.

Palabras clave: Integración geológica-geofísica, campos en producción, pozo Delta-11, Jurásico Superior Oxfordiano.

Importance of geological-geophysical integration in the successful evaluation of opportunities adjacent to the fields in production

Abstract

The objective of this paper is to highlight the importance and need to seek development opportunities in blocks adjacent to the fields in production, such is the case of the Delta-11 well, which arose as a result of the reinterpretation of the JSO (Upper Jurassic) sands deposit. Oxfordian) of the Delta field and whose purpose was to verify the existence of hydrocarbons, the pressure of the reservoir and the definition of the water-oil contact in a new block adjacent to the south of the field.

The South Delta block limits to the northeast and southeast with the intrusion of a salt dome, to the southwest the limit is by structural closure and to the northwest it is limited by a normal fault that slides on the Callovian salt. These structural elements gave rise to a possible hydraulic isolation of the block at the reservoir level.

The Delta-11 well confirmed the existence of a block 130 mv structurally higher and isolated to the south of the Delta field, the petrophysical evaluation indicated the presence of hydrocarbons and due to the structural isolation an original reservoir pressure is expected, in addition to a water contact. -Different oil which could influence to have a new reserve area.

The well is currently in completion and a dynamic data collection will be carried out to determine the pressure and a possible water-oil contact different from the rest of the known field where the producing wells are located. The expectations are high derived from the petrophysical evaluation and the hard data currently available.

Keywords: Geological-geophysical integration, fields in production, Delta-11 well, Upper Jurassic.

Introducción

La búsqueda de nuevas localizaciones es una tarea imprescindible para el desarrollo de los campos petroleros en producción, situándose en el contexto actual, la ejecución de un análisis integral basado en el conocimiento de la geología, los datos de pozos existentes y la experiencia de los especialistas, contribuyen para la definición de nuevas oportunidades aledañas a los campos en producción con miras a la incorporación de nuevas reservas, renovando las expectativas e impulsando la vida productora de los activos.

Este artículo presenta el desarrollo y resultados de la ejecución de una localización convencional estratégica en el campo Delta. Este campo fue descubierto en el año de 1991; cuenta con una producción comercial de aceite pesado de 12°API en la formación BKS (Brechas del Cretácico Superior) y aceite ligero de 27°API en el yacimiento arenas

del JSO; ambos yacimientos son explotados mediante la utilización del sistema de producción artificial de bombeo electrocentrífugo (BEC).

La explotación del yacimiento arenas del JSO inició en el año de 1991 con el pozo Delta-101, desde el comienzo de su explotación se observó una declinación acelerada de la presión debido a que es un yacimiento de tipo volumétrico con un acuífero asociado de baja energía (Tapia & Miranda, 1991). La falta de mantenimiento de presión contribuyó al prematuro arenamiento de los pozos productores, por lo que en el año 2009 se decidió cerrar el campo. Sin embargo, a partir del año 2019 se inició la reactivación del este, con la perforación de pozos productores e inyectores. Actualmente cuenta con ocho pozos que aportan una producción de aceite de 20,971 bpd y se cuenta con dos pozos inyectores de agua para mantenimiento de presión, **Figura 1**.

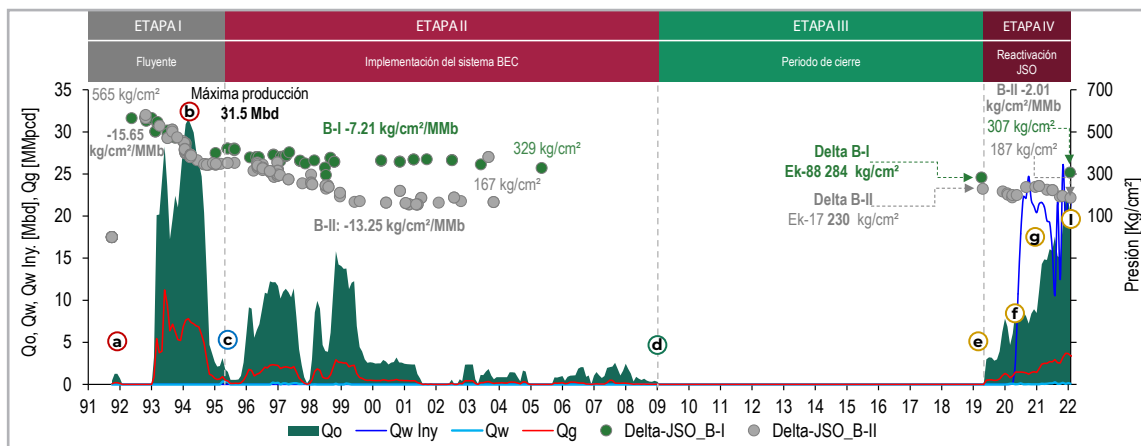


Figura 1. Esquema de la historia de producción del yacimiento arenas del JSO en el campo Ek hasta la actualidad.

Como parte del desarrollo del campo, se visualizó la posible existencia de un bloque estructuralmente aislado a nivel del yacimiento arenas del JSO al sur del campo Delta, que podría tener una presión y un contacto agua-aceite diferente al resto del campo conocido y que pudiera representar una zona aledaña con potencial de incorporación de reservas.

En este trabajo se presenta un análisis integral, aunque simplificado de la reinterpretación de la estructura del bloque nuevo, el análisis de sello a la falla límite del bloque, así como la delimitación y extensión del domo salino, el seguimiento geológico-geofísico que se le dio al pozo durante su perforación, los resultados del registro

VSP en cada una de las etapas en las que se adquirió y el análisis petrofísico que nos permitió definir las propiedades del yacimiento.

Localización

El área contractual Delta-Omega pertenece a la Subdirección de Producción Región Marina Noreste y tiene a su cargo la administración y explotación del yacimiento arenas del JSO de los campos Delta y Omega. Geográficamente se localiza a 95 km al noroeste de Ciudad del Carmen, Campeche en las aguas territoriales del Golfo de México, **Figura 2**.

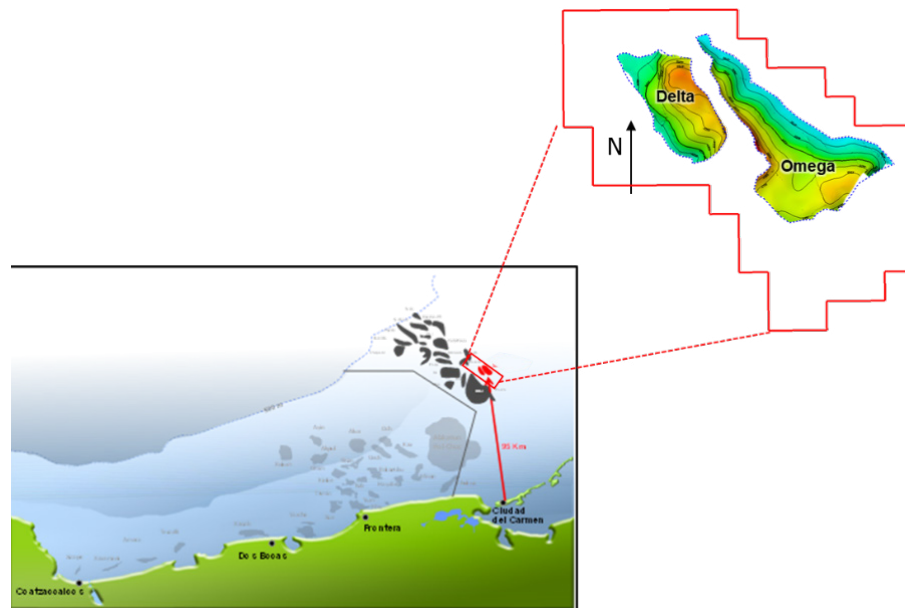


Figura 2. Mapa donde se muestra la localización del campo Delta-Omega, situado en el Golfo de México.

Modelo estructural

A nivel del yacimiento arenas del JSO, el campo Delta-Omega se ubica en el flanco de un anticlinal alargado con dirección NW-SE, que en su porción central se encuentra intrusionado por un emplazamiento de sal de edad Calloviana (Mitra et.al, 2007), **Figura 3-A**. La intrusión del domo salino funciona como límite lateral hacia la parte NE del campo Delta; mientras que hacia las partes NW y SW

el límite del yacimiento está conformado por el contacto agua-aceite original del campo observado a -4668 m bvm con el pozo Delta-62 en marzo del año 1994.

Hacia la parte SE del campo, el límite lo forma la presencia de una falla normal cuyo desplazamiento va aumentando en dirección SW y se encuentra separando el bloque productor del bloque objetivo de este análisis, **Figura 3-B**.

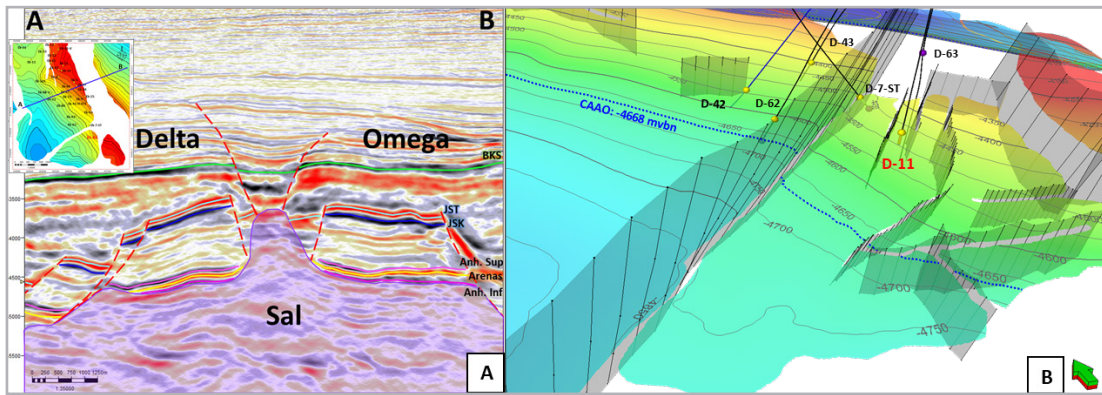


Figura 3. A) Sección sísmica-estructural del campo Delta-Omega. B) Imagen 3D del Bloque Delta Sur objetivo de este estudio.

Definición del contacto agua-aceite original en el campo Delta

El contacto agua-aceite original del campo Delta se determinó a partir del pozo Delta-62, el cual se perforó en la parte baja de la estructura en el flanco del anticlinal quedando el contacto a -4668 mvpn (Mena & Licon, 1994). Con una profundidad total de 5,051 md/ 4769 mvpn, al finalizar la perforación se tomaron registros especiales y se realizó una evaluación petrofísica del yacimiento, dando

como resultado el indicativo de un 100% de saturación de agua al observarse la caída de resistividad a partir de la profundidad de -4668 mvpn, **Figura 4**.

Posteriormente se decidió disparar el intervalo de 5,008-5,015 md, en el cual se realizó una prueba de producción, dando como resultado 100% agua con una salinidad de 350,000 ppm y una presión en el fondo de 418.3 Kg/cm², con lo cual se ratificó la profundidad del contacto.

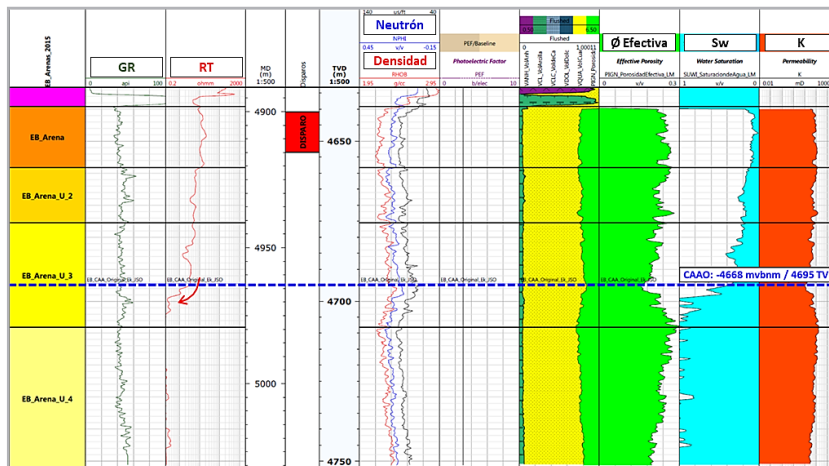


Figura 4. Evaluación petrofísica del pozo Delta-62 a nivel del yacimiento arenas del JSO.

Antecedentes de pozos en el bloque Delta Sur

Previó a la nueva localización Delta-11, se habían perforado dos pozos cuyo objetivo fue comprobar la presencia y el potencial productor del yacimiento hacia el bloque sur del campo Delta, los cuales tuvieron un resultado no exitoso, siendo estos los resultados obtenidos en dichos pozos.

Pozo Delta-7-ST

Se perforó en el año 2010 siendo su última etapa con un diámetro de 6 1/2", se cortó un núcleo en el intervalo de

5,466 – 5,474 md, el cual mostró buena impregnación de hidrocarburos. Se perforó hasta 5,544 md / 4,570 mv, donde observó sarta atrapada, la cual trató de liberar sin éxito. La última litología reportada a 5,540 md fue de 100% arenisca de cuarzo, sin embargo, por registros se observa que en la PT del pozo se pudo haber cortado la sal, **Figura 5-A**.

Se dejó una longitud de pez en el pozo de 34 m finalizando de esta manera la perforación del pozo con una longitud de yacimiento expuesta de 59 md. Se tomaron registros especiales de 5,507 - 5,510 md, con los cuales se pudo hacer una evaluación petrofísica completa del yacimiento, **Figura 5-B**.

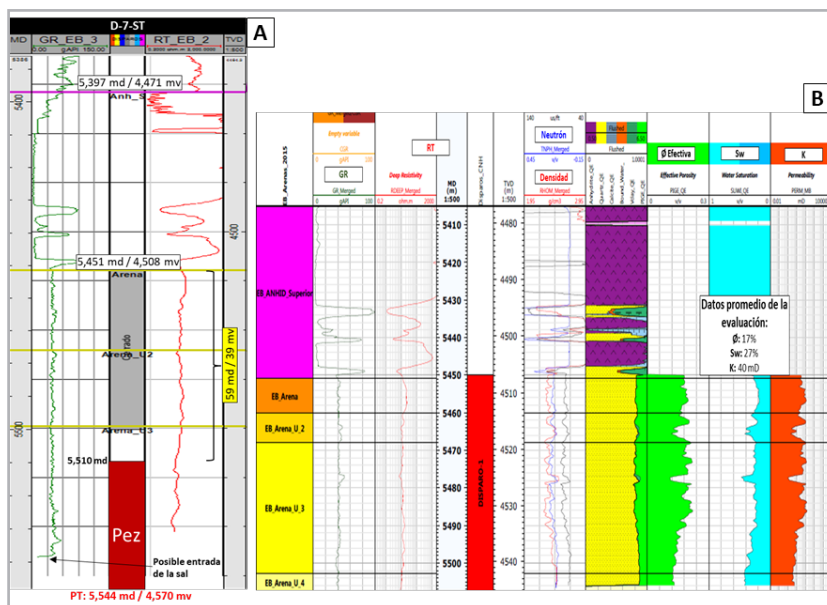


Figura 5. A) Registro eléctrico del pozo D-7-ST a nivel del yacimiento. B) Evaluación petrofísica del pozo D-7-ST a nivel del yacimiento arenas del JSO.

Debido a que la formación sufrió daño durante el proceso de terminación no se pudo determinar el potencial productor del bloque ni su posible aislamiento hidráulico con el bloque conocido.

Pozo Delta-63

El pozo se perforó en el año de 1993, con una dirección en favor del echado del yacimiento y muy cercano al límite del

domo salino conocido hasta ese momento. Se perforó hasta la profundidad de 4,937 md / 4,791 mv donde se observó por muestra de canal un 90% de sal y 10 % de anhídrida, dando por finalizada la perforación de este pozo, habiendo cortado una longitud total del domo salino de 650 md sin encontrar el yacimiento arenas del JSO, **Figura 6**. Fue este pozo el que definió el límite del domo salino hacia la parte este del campo.

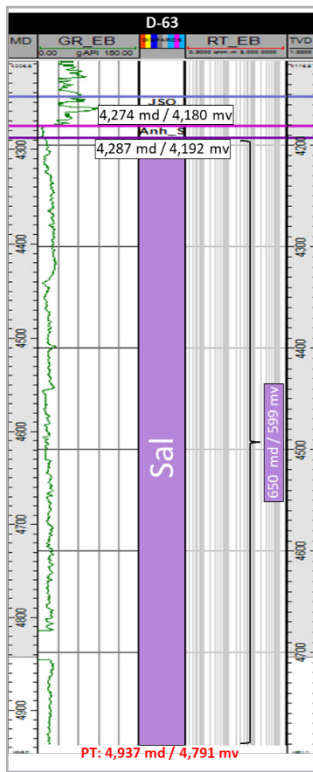


Figura 6. Registro eléctrico del pozo Delta-63 a nivel del cuerpo de sal encontrado en lugar del yacimiento arenas del JSO.

Reinterpretación sísmica del bloque Delta Sur

La reinterpretación estática del bloque Delta Sur se enfocó en realizar un análisis integral de éste, redefiniendo la extensión y echado de la estructura hacia el límite con el domo salino, la comprobación del sello lateral del bloque mediante el análisis de yuxtaposición a la falla, así como la delimitación y extensión de la sal con la finalidad de ampliar el desarrollo del campo hacia este bloque.

La reinterpretación de las fallas y horizontes se llevó a cabo con base en el subvolumen sísmico IKEB en su versión Kirchhoff en profundidad (onda PP sin filtro y sin ganancia), correspondiente al levantamiento multicomponente KMZ3D3C (adquirido durante 2014-2015 mediante la técnica de cable de fondo marino OBC) y procesado hasta migración en profundidad antes de apilar (PSDM) empleando el algoritmo de tipo ortorrómbico. A continuación, se enlistan los parámetros de adquisición de este volumen, **Figura 7 A-B**.

Parámetros adquisición	Subvolumen IKEB KMZ3D3C
Año	2014 - 2015
Tipo	Cable fondo marino OBC (cuatro componentes)
Tipo de acimut	Completo (FAZ)
Área km ²	2,000
Apilamiento total	624
Tamaño de celda m (en inline)	12.5
Tamaño de celda m (en crossline)	12.5
Offset máximo m (en inline)	7,787
Offset máximo m (en crossline)	7,938
Offset máximo	11,380
Densidad de trazas por km ²	3,000,000
Procesos aplicados	
Tipo de onda	Compresiva (PP) y convertida (PS)
Área km ²	1,300
Último proceso	PSDM RTM TOR 45Hz y Kirchhoff (PP-PS)
Año	2018
Otros procesos existentes (año)	PSDM RTM TTI 40Hz y Kirchhoff (PP, 2017) PSTM (PP-PS, 2017)

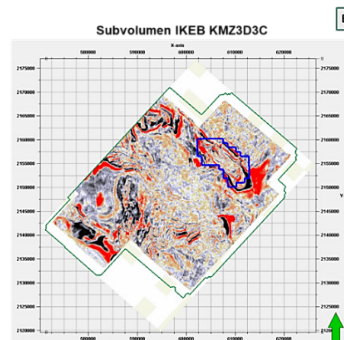


Figura 7. A) Parámetros de adquisición del subvolumen IKEB KMZ3D3C. B) Enmarcado en el polígono color verde se muestra el subvolumen IKEB correspondiente al levantamiento KMZ3D3C y enmarcado en color azul el polígono oficial del proyecto Delta-Omega.

La reinterpretación estructural consistió primeramente en la delimitación del área de interés en un polígono conformado por la InLine 13420 a 13700 y Xline de 6110 a 6430. Posteriormente se identificaron e interpretaron las principales fallas dentro este polígono permitiendo visualizar el bloque nuevo de manera más asertiva.

Hacia la parte NW del bloque analizado el límite estructural es una falla normal con rumbo SW-NE, la cual separa el bloque objetivo del bloque productor ya conocido. Esta falla resbala sobre la sal Calloviana y su salto va aumentando en dirección SW. El desplazamiento vertical de esta falla fue esencial para la conceptualización del aislamiento estructural del bloque de interés a nivel del yacimiento. Hacia la parte NE la intrusión del domo salino funciona

como límite lateral, mientras que hacia la parte SW el límite del bloque estaría conformado por el contacto agua-aceite original del bloque.

Para una interpretación más detallada se definió realizar el picado de los horizontes en una malla de 5X5 en InLines y XLines dentro del área definida, obteniendo un mallado cerrado que brindó mayor control de los límites del bloque de interés, **Figura 8-A**. La interpretación del horizonte de las arenas del JSO se realizó sobre un reflector de amplitud negativa, el cual subyace y suprayace a reflectores positivos asociados a las anhidritas superior e inferior respectivamente, asimismo se mapeó el horizonte de la sal dentro del polígono de análisis, **Figura 8-B**.

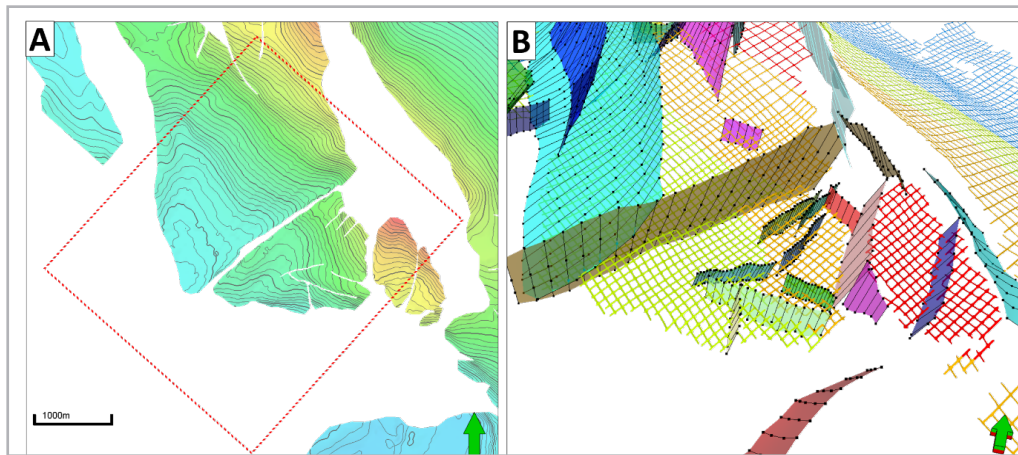


Figura 8. A) Vista en planta del resultado de la reinterpretación sísmica del Bloque Delta Sur. B) Vista 3-D del grid y las fallas interpretadas.

Se generó el mapa estructural en profundidad ajustado con las cimas de los pozos, arrojando una configuración estructural del yacimiento diferente a los modelos existentes del bloque Sur, en esta nueva configuración el pozo Delta-7-ST cae dentro de este bloque de interés, así mismo la orientación del eje de la falla la cual se redefinió hacia el

NW. Las cotas de nivel del nuevo bloque muestran una estructura alta con un relieve similar al bloque conocido, también se observan algunas fallas que afectan este nuevo bloque, sin embargo, no se observa compartimentalización dentro del mismo, **Figura 9**.

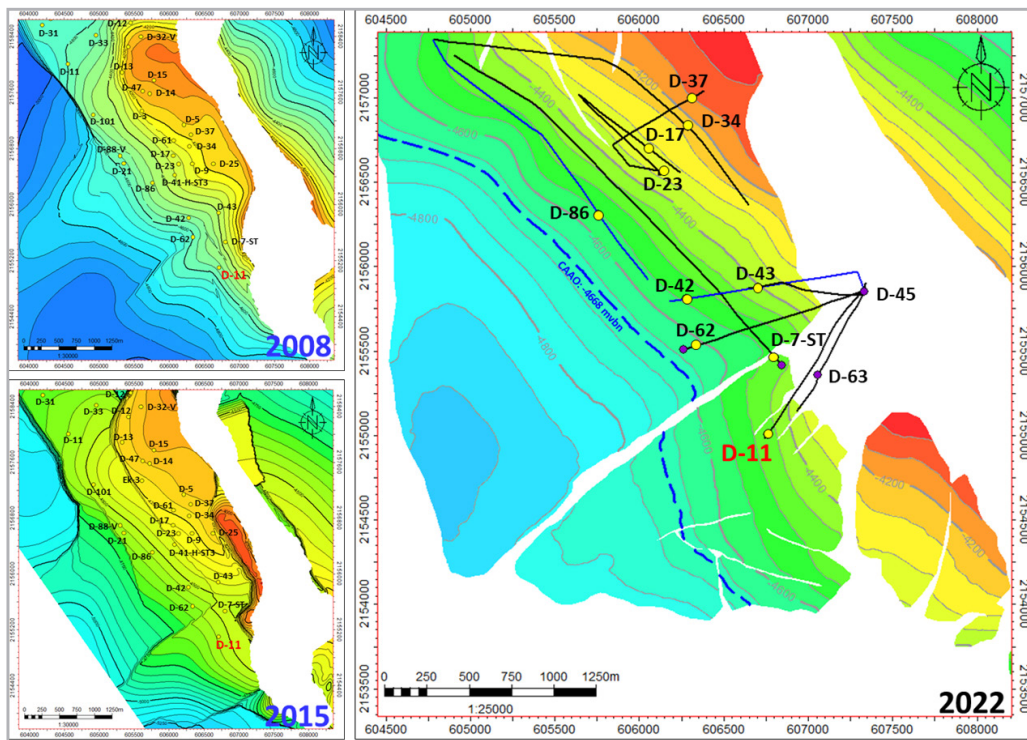


Figura 9. Mapas estructurales en profundidad de la cima del yacimiento arenas del JSO derivados de las diferentes versiones sísmicas.

Análisis de yuxtaposición de la falla

Con la finalidad de brindar una mayor certidumbre al bloque Delta Sur se realizó un barrido de líneas sísmicas donde se analizó el desplazamiento e influencia de la falla normal en el yacimiento en ambos bloques, **Figura 10**, además se realizó un análisis de yuxtaposición en el que se graficaron saltos de falla en cada una de las líneas con la finalidad de determinar los contactos a ambos lados de la falla.

Se realizó un perfil del plano de falla normal que divide los bloques (Diagrama de Allen) en el que se representó el salto de falla a lo largo del plano de la misma proyectando las formaciones del bloque alto y el bloque bajo, **Figura 11**; esto permitió definir el contacto entre ambos bloques ayudando a visualizar las zonas del yacimiento con yuxtaposición y aquellas donde se encuentra en contacto con rocas impermeables que funcionan como un sello lateral a través del salto de la falla normal (Pemex, 2006).

Derivado del análisis de yuxtaposición a la falla, se determinó que la arena del bloque alto o sur, en su mayoría se encuentra en contacto con la formación JSO y la anhidrita superior del bloque bajo, estas formaciones están compuestas por rocas lutíticas (JSO) y evaporíticas (anhidrita superior) que funcionan muy bien como roca sello lateral; por lo cual se tiene un escenario donde existe una alta probabilidad de tener un bloque aislado a nivel del yacimiento arenas del JSO.

Sin embargo, la parte basal de la formación JSO compuesta de una intercalación de areniscas y calizas, podría funcionar como roca almacén, ya que en algunos pozos perforados se han presentado pérdidas de lodo, incluso pegaduras por presión diferencial en este intervalo que presenta un espesor promedio de 15 mv. Dicho intervalo se encuentra en yuxtaposición con un segmento de la arena del bloque sur, lo que representa un riesgo considerable de comunicación o migración de los hidrocarburos hacia este intervalo, **Figura 12**.

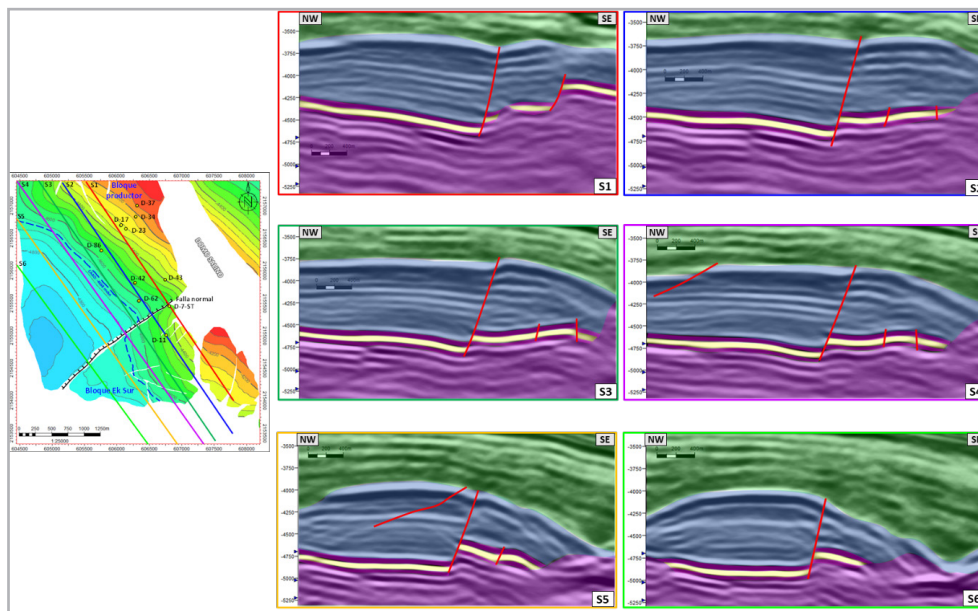


Figura 10. Secciones sísmicas perpendiculares al plano de la falla mostrando el desplazamiento vertical existente entre ambos bloques.

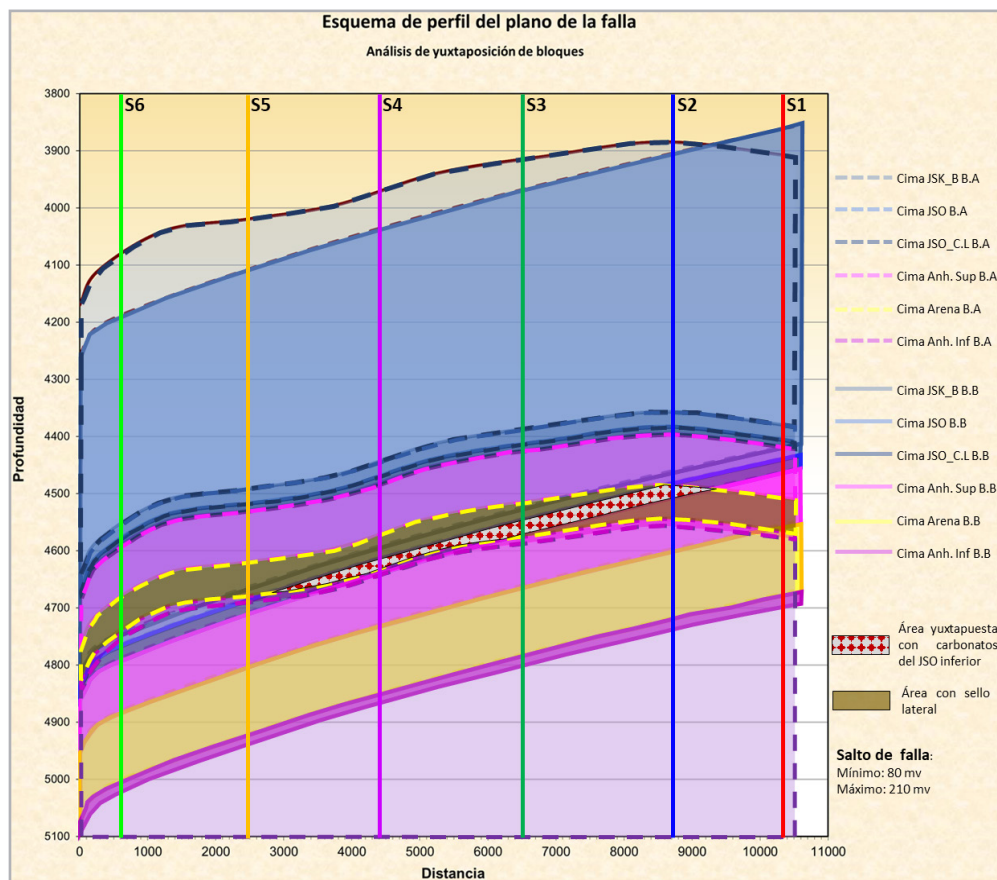


Figura 11. Esquema de perfil del plano de la falla que separa el bloque productor conocido del bloque Sur a nivel del yacimiento arenas del JSO.

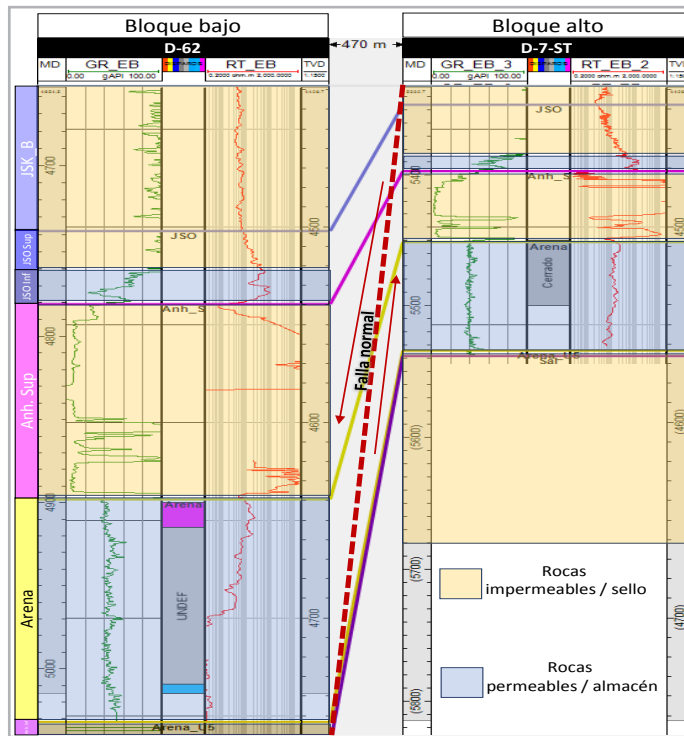


Figura 12. Identificación de las rocas permeables e impermeables en cada bloque para la determinación del sello lateral de las arenas.

Documentación de la localización Delta-11 hacia el bloque Delta Sur

La propuesta de ubicación para la localización Delta-11 se definió a partir del análisis de las características observadas en el dato sísmico, el cual permitió considerar que el yacimiento mostraba un carácter similar al bloque productor conocido del campo Delta, y que podría estar estructuralmente aislado por la falla normal que los separa. Se observó que existe un riesgo geológico para la propuesta al estar ubicada en un bloque nuevo, sin embargo, la existencia del yacimiento en este bloque y la posible incorporación de reservas fue un factor de peso para llevar a cabo la perforación del pozo Delta-11 que a continuación se describe, **Figura 13**.

La propuesta final contempló una geometría convencional, la cual saldría de la plataforma Delta-TB saliendo del conductor No. 2 adosado. En cuestión direccional se programó llegar al yacimiento con un ángulo de 21.5° de inclinación y un desplazamiento a PT de 1,075 m. La cima del yacimiento se programó a la profundidad de 4,726 md / 4,525 mv y una profundidad total de 4,850 md / 4,640 mv; la columna geológica se calculó considerando los pozos de correlación Delta-7-ST, Delta-62, Delta-63 y Delta-42, estableciendo perforar todo el espesor de yacimiento hasta encontrar la cima de la anhidrita inferior, con el objetivo de conocer el espesor real de la arena en este bloque.

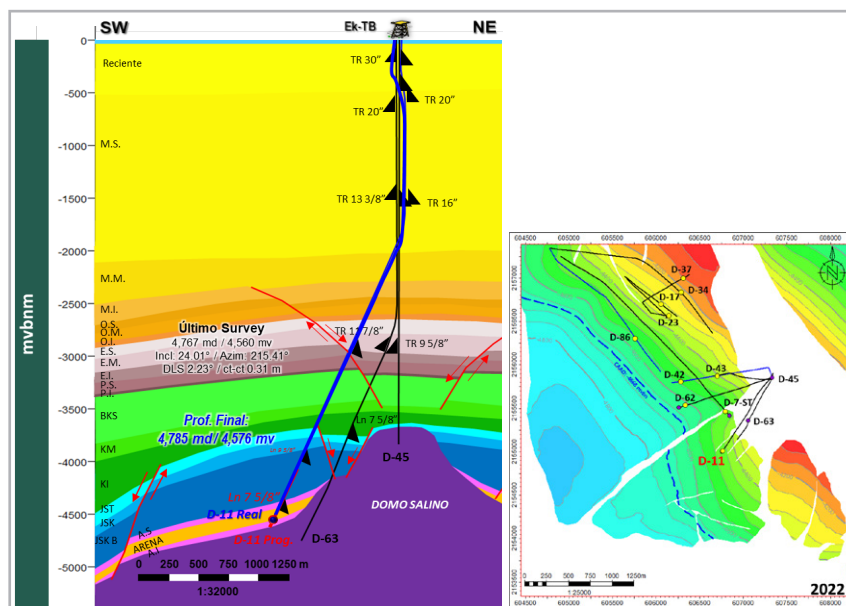


Figura 13. Sección geológica estructural del pozo Delta-11, (en color azul) y mapa estructural de la localización.

Debido a la posición estratégica del pozo, y a que no se contaba con datos duros del espesor y la calidad del yacimiento hacia esa zona, además de considerar el riesgo de encontrarse muy cercano al domo salino; se planeó la toma de información que permitiera recabar la mayor cantidad de datos para la toma de decisiones durante su perforación y la evaluación del potencial productor del bloque. La perforación se programó en 6 etapas, de las cuales a partir de la tercera etapa de perforación (bna 14 ½”) se estableció contar con el registro LWD, además del apoyo de una cabina de hidrocarburos para dar el seguimiento geológico-geofísico y muestreo litológico.

En las últimas tres etapas se programó la toma de un registro VSP con el objetivo de definir la extensión del domo salino y la profundidad real de la arena y en la etapa de yacimiento se programó la toma de los registros convencionales: Neutrón Compensado / Densidad (LDT / CNL), registro de Espectroscopia de rayos gamma / Rayos gamma (NGT/GR) y registro de Inducción profunda (ILD). Así como el registro Sónico Dipolar Cruzado (DSI).

Resultados de la perforación de la localización Delta-11

Seguimiento geológico-geofísico a la perforación

Etapas 10 5/8”

Antes de iniciar la etapa se tomó la primera corrida del registro VSP en agujero entubado dentro del liner de 11 7/8”. La etapa se perforó desde 3,114 md con lodo base agua de mar de 1.03 gr/cc. La etapa se perforó desde el PS hasta 45 m dentro del JSK unidad terrígena (“B”), quedando el asentamiento a 4,120 md / 3,959 mv.

Etapas 8 ½”

Previo al inicio de esta etapa se tomó la segunda corrida del registro VSP en agujero entubado dentro del liner de 9 5/8”. Se perforó desde 4,121 md con lodo de emulsión inversa de 1.65 gr/cc hasta a la profundidad de 4,714 md / 4,511 mv, justo a la entrada del yacimiento arenas del JSO.

Etapa 6 ½"

Previo a iniciar esta etapa se tomó la tercera corrida del registro VSP dentro del liner cementado de 7 5/8". La etapa se perforó desde 4,715 hasta 4,785 md con lodo Thixal de 1.25 gr/cc. Se cortó un espesor total de yacimiento de 60 md / 56 mv desde la cima de arena hasta la anhidrita inferior. El objetivo de esta etapa fue confirmar la presencia de hidrocarburos en las arenas del JSO en el bloque Delta Sur, conocer el espesor real del yacimiento, determinar sus propiedades petrofísicas, así como la definición del contacto agua-aceite en el yacimiento, todo esto con la finalidad de poder determinar el potencial productor del bloque.

Con los resultados de este pozo se determinó que en la parte media de la falla normal que separa el bloque productor conocido del bloque Delta Sur se tiene un salto de hasta 130 mv, esto aunado con el espesor de la arena que se cortó en el pozo, hace pensar que el yacimiento puede estar sellado lateralmente por la anhidrita superior y el JSO del bloque bajo; el salto de falla es lo suficientemente grande para sellar un espesor de arena delgado como lo observado en el pozo Delta-11, **Figura 14**.

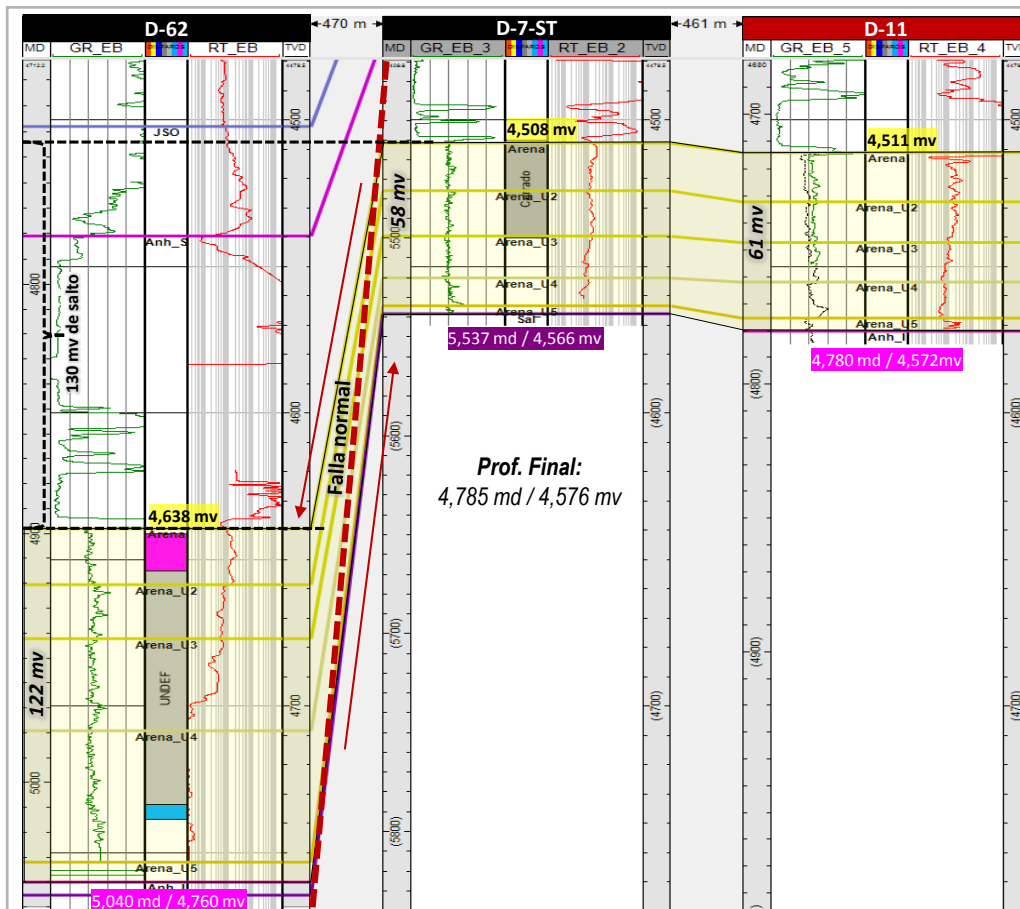


Figura 14. Sección de correlación estructural donde se muestra el salto de falla que existe entre del bloque productor conocido y el bloque Delta Sur.

Resultados de la adquisición del registro VSP

Considerando la importancia del pozo Delta-11 y que se trataba de un pozo estratégico que se ubicó hacia una zona poco conocida, durante el proceso VCD se programó la toma de un registro VSP cero offset por estaciones, el cual serviría para investigar los eventos sísmicos por debajo del pozo, esto previo a cada una de las 3 últimas etapas de perforación.

Primera etapa

Se tomó desde el final de la etapa de 14 ½" (3,113 md) hasta superficie, generando una imagen en profundidad por debajo de la trayectoria del pozo, **Figura 15-A**. Se tomaron 21 estaciones de VSP y 12 estaciones de check-shot.

Con la imagen generada se cubrió toda la parte del Terciario y parte del Cretácico, además de la cima del domo salino, esto se corroboró con el pozo cercano Delta-45. Sin embargo, con la imagen de esta primera etapa solo se alcanzó a alumbrar la parte central del domo salino, en la cual se observa un comportamiento caótico de los eventos, característica principal de los cuerpos de sal, **Figura 15-B**.

De la ley de velocidades que se obtuvo para el pozo hasta la profundidad perforada, se corroboró que la velocidad interválica de ésta presentaba un comportamiento muy similar a la velocidad del modelo con el que se hizo la migración a profundidad, **Figura 15-C**, por lo cual hasta esta profundidad se corroboró la certeza de que el modelo estructural era consistente y las cimas programadas eran correctas.

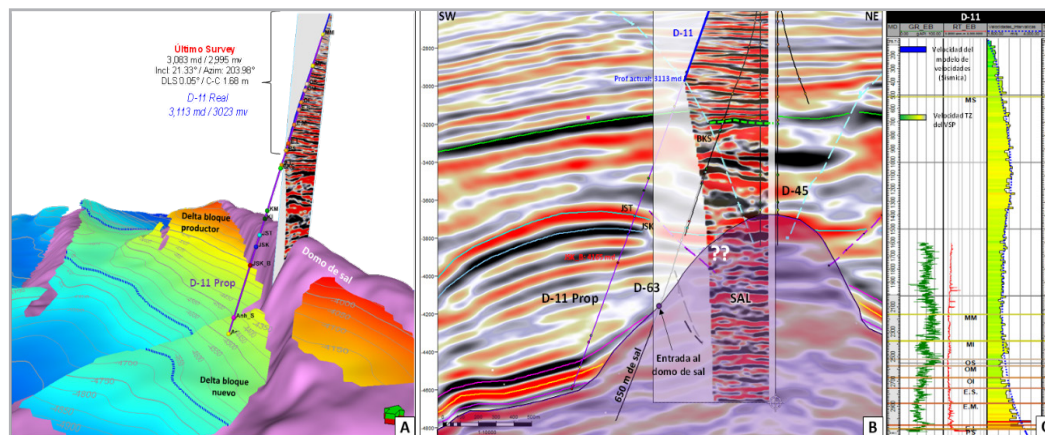


Figura 15. A) Vista 3D del campo Delta y la ubicación del pozo Delta-11. B) Interpretación de la configuración estructural del domo salino y el bloque hacia donde se ubicó el pozo Delta-11. C) Comparación de las velocidades interválicas del registro VSP contra las del modelo de velocidades extraídas sobre el pozo Delta-11.

Segunda etapa

Al término de la perforación de la etapa de 10 5/8" se procedió a bajar la herramienta para la toma del registro VSP en agujero entubado dentro del liner de 9 5/8". Se tomó desde 4,065 md hasta 2,955 md, teniendo 2 estaciones de traslape con el VSP anterior para el amarre de las velocidades, todas las estaciones registradas fueron de VSP.

Como resultado de esta segunda corrida del registro VSP, se obtuvo una imagen en profundidad por debajo de la trayectoria, con la cual se alcanzó a alumbrar únicamente las faldas del domo salino sin llegar a observar el bloque

hacia donde se dirigía el pozo, **Figura 16-A**. Con esta imagen se pudieron observar los eventos sísmicos relacionados con la Brecha, el JST y JSK por debajo de la PT del pozo.

Con ayuda de esta imagen, se lograron correlacionar los eventos sísmicos desde el Cretácico hasta el Kimmeridgiano. Sin embargo, se observó que dichos eventos en el VSP mostraban una posición estructural más alta en comparación con la sísmica de superficie.

Se observó de igual manera el carácter caótico característico de las reflexiones dentro del cuerpo de sal. Sin embargo, se presentaron algunos eventos continuos dentro de lo que se

tiene delimitado como domo salino gracias al dato duro del pozo Delta-63 (el cual se ubica a escasos 20 m del Delta-11 a esa profundidad). La aparición de estos eventos continuos dentro del cuerpo de sal podría deberse a una mala calidad del cemento en el liner de 9 5/8" u otra posibilidad es que estas reflexiones pudieron provenir de otro plano o acimut diferente al que se tomó el registro VSP.

En cuanto a las velocidades interválicas obtenidas, se observó una clara diferencia respecto del modelo de

velocidades de la migración sísmica, observándose que la ley de velocidades del pozo presenta mayores valores en la entrada a los carbonatos del Cretácico, mientras que el modelo de velocidades presenta una tendencia más suave en esa parte, **Figura 16-B**. Por todo lo anterior se hizo difícil realizar la interpretación de la forma y extensión del domo salino hacia el bloque de interés. Por lo tanto, no se logró cumplir con el objetivo de definir la configuración del cuerpo el domo salino, **Figura 16-C**.

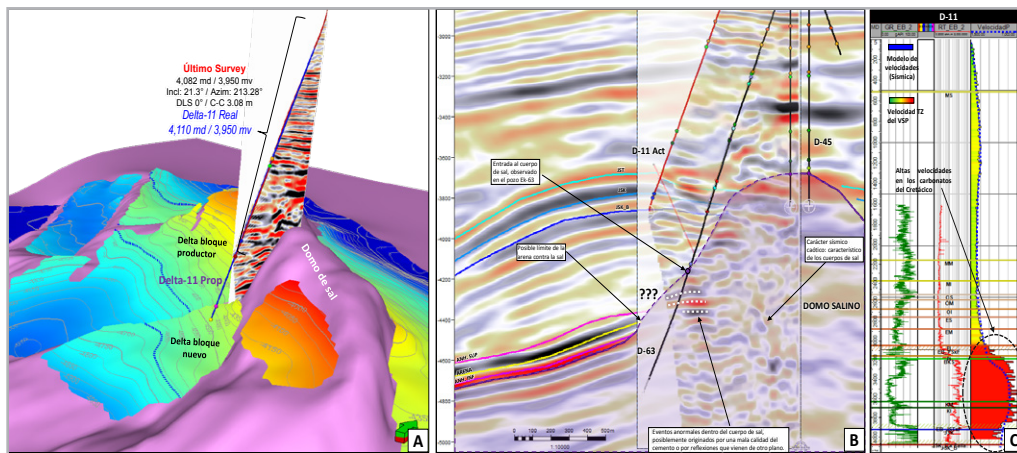


Figura 16. A) Vista 3D mostrando el alcance de investigación que tuvo el registro VSP en la segunda etapa. B) Imagen sísmica en profundidad del resultado de la segunda corrida del registro VSP. C) Comparativa de las velocidades del modelo de migración y las obtenidas de la segunda corrida del VSP.

Tercera etapa

Esta corrida se tomó de igual manera en agujero entubado desde la profundidad de 4,695 md hasta 3,885 md teniendo 2 estaciones de traslape con la corrida anterior para el amarre de las velocidades. En esta etapa se consiguió por primera vez obtener una imagen del bloque Delta Sur por debajo de la trayectoria perforada del pozo, **Figura 17-A**.

Como resultado del registro VSP se obtuvo una imagen en profundidad completa desde superficie hasta por debajo de la trayectoria perforada. La imagen en profundidad muestra de forma clara la presencia de la tripleta de reflectores que se asocia al yacimiento arenas y las anhidritas superior e

inferior, estos eventos sísmicos detectados por debajo del pozo coincidieron muy bien con las cimas observadas con el registro LWD durante la perforación.

Con base a la imagen en profundidad del registro VSP, se observa que el bloque Sur presenta un mayor echado de lo que muestra la sísmica de superficie.

Interpretando los eventos observados en la imagen del VSP, se encontraron evidencias que ratificaban la presencia de anhidrita inferior y descartaban el paso del pozo directamente a la sal, con lo cual se hizo una estimación de la PT máxima que podría alcanzar el pozo incrementando el ángulo de inclinación de 21° a 24°, **Figura 17-B**.

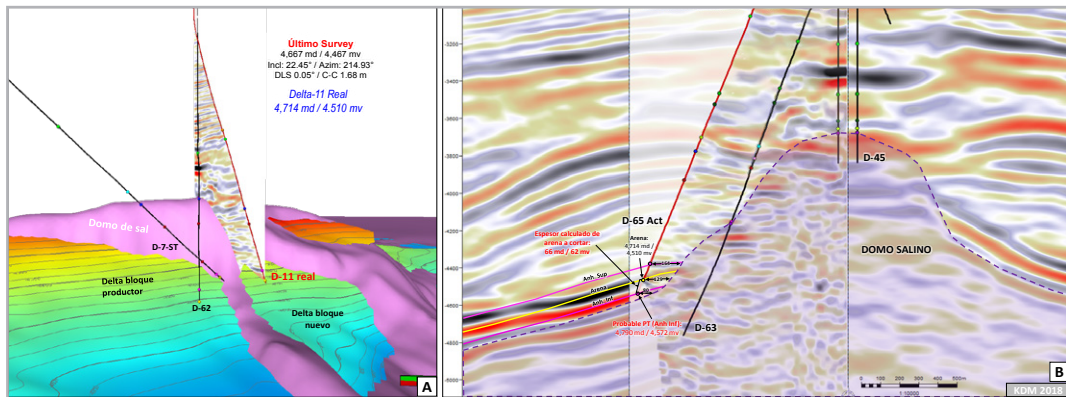


Figura 17. A) Vista 3D mostrando el alcance de investigación que se logró con la tercera etapa del registro VSP. B) Interpretación sísmico-estructural en base a la tercera corrida del registro.

El pozo perforó hasta la profundidad de 4,785 md / 4,576 mv alcanzando un ángulo de 24°, donde presentó un evento de atrapamiento logrando liberar, se recuperó la muestra de fondo observando un 90% de arena de cuarzo y 10% de anhidrita, con ésto se corroboró que se atravesó el espesor completo del yacimiento llegando a la base del mismo, con ello se dio por finalizada la perforación del pozo, cortando un espesor total de yacimiento de 60 md / 56 mv.

Límite estructural del bloque Delta Sur

Basado en los resultados obtenidos del registro VSP completo se pudo definir la extensión y posición real del yacimiento hacia el este de la estructura contra el domo

salino, así como el límite hasta donde se extienden las formaciones anhidrita superior, arena y anhidrita inferior. Utilizando la imagen en profundidad del registro VSP se crearon puntos verticales de control, que se utilizaron para establecer los límites de estas tres formaciones (donde desaparece el evento sísmico asociado a cada una de ellas), que se interpreta como la irrupción del cuerpo de sal que corta dichos eventos o el acuñamiento de éstos contra el domo salino, **Figura 18**.

Con lo anterior, se encontró que el yacimiento en el bloque Delta Sur presenta un área de 1.75 km², esto es 0.15 km² mayor con respecto al área que se tenía anteriormente (1.6 km²).

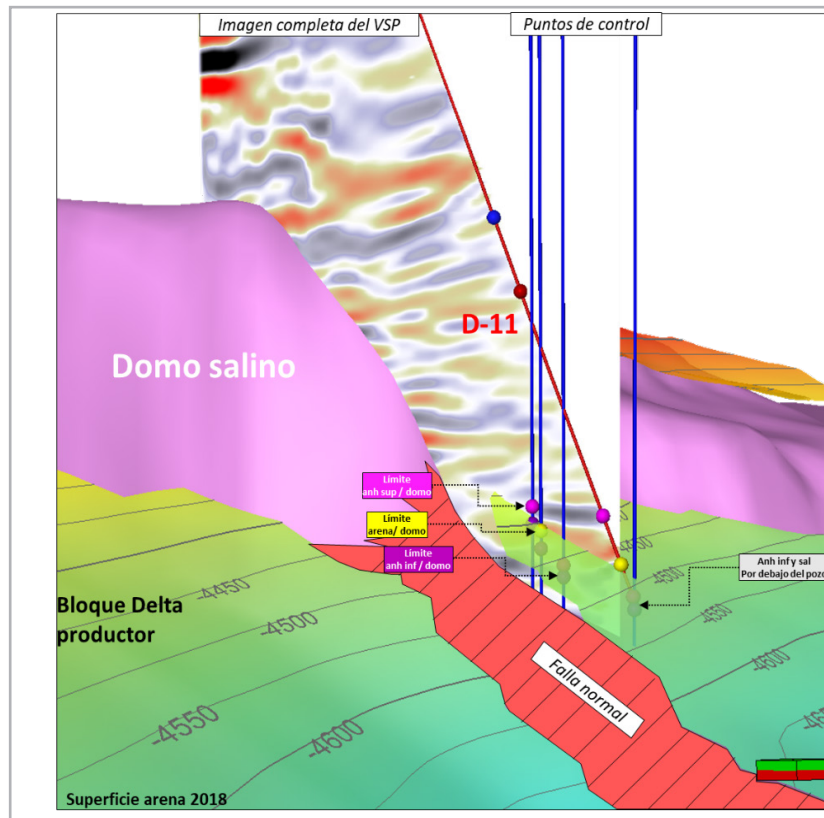


Figura 18. Imagen 3D del bloque Delta Sur donde se muestran los puntos de control que se obtuvieron del VSP.

Evaluación petrofísica

A nivel del yacimiento se tomaron los registros de rayos gama, inducción eléctrica, litodensidad, neutrón compensado, sónico dipolar y espectroscopia de rayos gama registrando en el intervalo 4,780–4,712 md. Debido a la configuración de la herramienta y las distancias de los sensores al fondo, **Figura 19-A**, no se logró contar con todas las curvas de los registros en el intervalo completo de la arena, por lo que la evaluación se realizó en el intervalo 4,715 – 4,755 md (40 md / 38 mv evaluados de

arena) logrando definir las cimas de las unidades 2 a la 5, así como la obtención de propiedades petrofísicas de la parte superior del yacimiento, las cuales arrojaron valores de una buena calidad de roca, **Figura 19-B**, asimismo la separación entre las curvas de resistividad profunda y somera señala una movilidad de fluidos, cabe resaltar que en dichas curvas no muestran un comportamiento indicativo de la presencia de un contacto agua-aceite, por lo anterior se generaron buenas expectativas de la posible existencia de hidrocarburos.

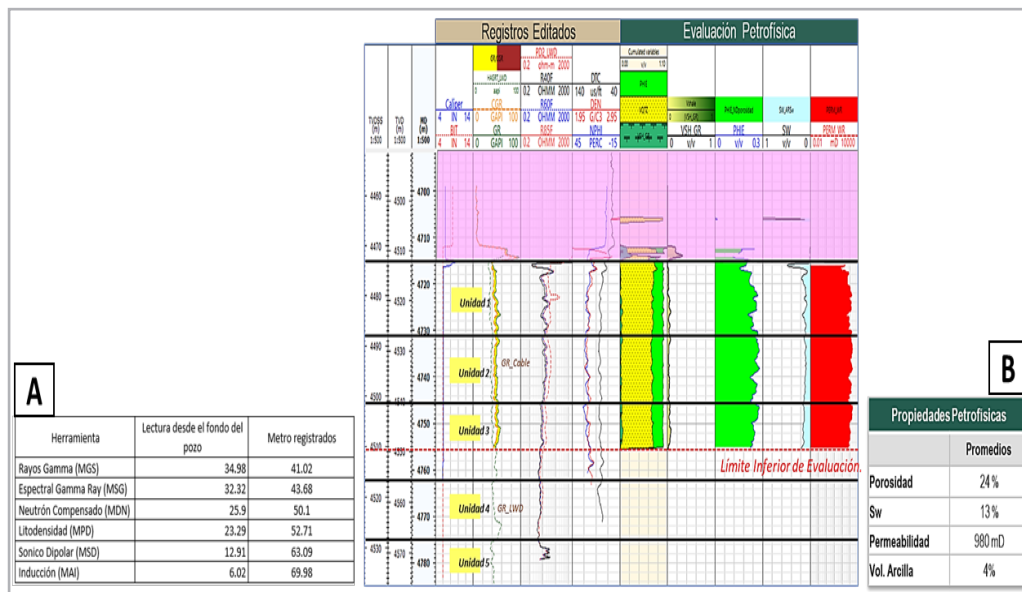


Figura 19. A) Distribución y distancias de los sensores de cada uno de los registros tomados con tubería asistida en la etapa de 6 1/2" del pozo Delta-11; B) Imagen donde se muestra la evaluación petrofísica del pozo Delta-11.

Conclusiones

- Resultado de la reinterpretación sísmico-estructural con los nuevos datos sísmicos con los que se cuenta, se redefinió la orientación del plano de falla que divide ambos bloques, así como la configuración estructural del bloque Delta Sur, la extensión del yacimiento y el domo salino.
- Derivado del análisis de yuxtaposición a la falla, se concluyó que ésta funciona como sello lateral del yacimiento en el bloque Sur al ponerlo en contacto con rocas impermeables del bloque bajo. Este resultado sumado a los demás elementos estructurales que delimitan el bloque, se conjugaron para dar origen a un bloque estructuralmente aislado a nivel del yacimiento.
- Con base en los resultados positivos del análisis sísmico-estructural del bloque Delta Sur se decidió perforar el pozo Delta-11, cuya finalidad fue comprobar la existencia de hidrocarburos, la presión del yacimiento y la definición del contacto agua-aceite en este nuevo bloque.
- De la adquisición del registro VSP durante la perforación del pozo, se obtuvieron imágenes en profundidad, las cuales contribuyeron a definir la extensión del domo salino, la posición estructural

real del yacimiento y un dato preliminar del espesor vertical, esto sustentó las decisiones tomadas durante la perforación para asegurar el éxito geológico del pozo.

- La toma de registros en la etapa final permitió hacer una evaluación petrofísica del yacimiento, en la cual no se observó un contacto agua-aceite y se obtuvieron buenos valores petrofísicos similares a los del bloque productor.

Referencias bibliográficas

- Mena, L. y Licona, C. 1994. Pozo Ek-62: Prueba de Inyectabilidad. Formación Jurásico Superior Oxfordiano. Pemex Exploración y Producción, Superintendencia de Producción e Ingeniería de Yacimientos.
- Mitra, S., Durán, J., Hernández, J. et al. 2007. Ek-Balam Field: A Structure Related to Multiple Stages of Salt Tectonics and Extension. *AAPG Bulletin* **91** (11): 1619-1636. <https://doi.org/10.1306/06260706112>.
- PEMEX. 1993. Proyecto Ek-Balam. Modelo Geológico del Yacimiento, Vol. 2. PEMEX Exploración y Producción. Subdirección de la Coordinación Técnica de Exploración.

PEMEX. 2006. Manual Técnico de Procedimientos para el Análisis de Trampa y Sello. PEMEX Exploración y Producción, Subdirección de la Coordinación Técnica de Exploración.

Tapia, R., y Miranda, R. 1991. Análisis PVT Pozo: Ek-101. Formación JSO. PEMEX Exploración y Producción, Superintendencia de Laboratorio de Yacimientos.

Semblanza de los autores

Santiago Martínez Pavón

Ingeniero Geólogo egresado de la Facultad de Ciencias de la Tierra de la Universidad Autónoma de Nuevo León (UANL) en el año 2013. En el año 2015 ingresó a Petróleos Mexicanos como parte de la quinta generación del programa de rotación Talento Pemex al Activo Integral de Producción Cantarell al Departamento de Geociencias. En el año 2017 se integró a la Coordinación del Grupo Multidisciplinario de Administración de Yacimientos Ek-Balam, en el área de Caracterización Sísmica y actualmente se desempeña como Geólogo Intérprete y seguimiento geológico de pozos en operación.

Alfonso Palacios Roque

Ingeniero Petrolero egresado de la UNAM, Maestría en Ingeniería Petrolera y Gas, Especialista en Sistemas Artificiales de Producción, (UNAM). En 1997 ingresó a Pemex en el Departamento de Evaluación y Control de Operaciones del Activo Chilapilla Colomo. Especialista Técnico C, en el Departamento de Operación de Pozos del Activo KMZ. En 2012 Especialista Técnico B, en el área de Planeación y Control Operativo en el área de Operación de Pozos de la COPIE del Activo de Producción KUMAZA. En 2012 Especialista Técnico A, en el área de seguimiento a los programas de producción de la CGM de Programación y Evaluación del AIPBAS01-02. Desde febrero 2020 se desempeña como Coordinador de la CAYEB, Activo de Producción Cantarell.

Yolotzin López Sánchez

Ingeniero Geofísica egresada en 2016 de la ESIA del IPN. En 2018 ingresó a la Coordinación Akal-Sihil, como intérprete sísmico. En 2019 se integró al área de Caracterización Estática Ek-Balam, donde desarrolló actividades de seguimiento geológico-geofísico a los pozos en perforación y análisis sísmico de las localizaciones a perforar.

Madaín Moreno Vidal

Egresado del IPN como Ingeniero Geofísico, miembro de la AMGE, con 30 años de experiencia en la industria petrolera, inició en 1992 como becario del IMP y en Petróleos Mexicanos desde 1996 a la fecha como Intérprete sísmico en generación de localizaciones exploratorias y líder de Geociencias en los activos de producción KUMAZA, ATU y Cantarell, autor de varios descubrimientos como Ayatsil, Tekel, Tumut, Pokoch, Onel y bloques aldeaños en los campos en producción como Balam Sur, su experiencia dentro de la cadena de valor abarca desde la detección y generación de localizaciones exploratorias hasta la Estrategia de Desarrollo y Explotación de Campos, participó como Asesor Sísmico en Rio de Janeiro (2008-2010), y fue Líder Nacional de Interpretación Sísmica (2010); actualmente es Líder de Caracterización Estática de Yacimientos del Proyecto Ek-Balam del Activo de Producción Cantarell.

Bernardo Matías Santiago

Ingeniero Geólogo egresado de la UNAM en 2000, Maestría en la Facultad de Ciencias Geológicas de la Universidad Complutense de Madrid. Ingresó a Petróleos Mexicanos como profesionalista "A" como Geólogo de pozo en plataformas marinas en el año 2003. Del año 2004 a la fecha se ha desempeñado como especialista técnico "D" y "C" en proyectos de generación de localizaciones exploratorias en las coordinaciones de Prospectos Activo Regional de Exploración Marina, Proyecto Campeche Poniente y Campeche Oriente del Activo de Exploración Aguas Someras.