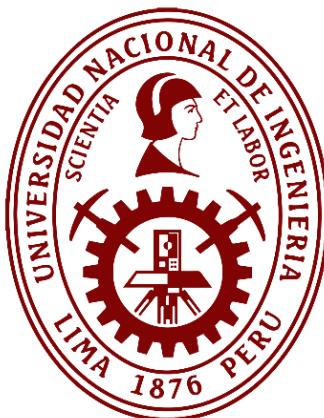


Universidad Nacional de Ingeniería

FACULTAD DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO, GAS NATURAL Y

PETROQUÍMICA

UNIDAD DE POSGRADO



TESIS

**"MÉTODO DE INVERSIÓN GENÉTICA PARA MEJORAR EL
MODELADO DE RESERVORIOS EN LA CUENCA MARAÑÓN"**

PARA OBTENER EL GRADO ACADÉMICO DE MAESTRO EN CIENCIAS EN
INGENIERÍA DE PETRÓLEO Y GAS NATURAL.

Elaborado por

José Pablo Marín García

0009-0004-7185-0800

Asesor

Luis Alberto Colan Garcia

0000-0003-4457-0403

LIMA – PERÚ

2024

Citar/How to cite	Marín Garcia [1]
Referencia/Reference	[1] J. Marín Garcia. "Método de inversión genética para mejorar el modelado de reservorios en la cuenca marañón" [Tesis]. Lima (Perú): Universidad Nacional de Ingeniería, 2024.
Estilo/Style: IEEE (2020)	

Citar/How to cite	(Marín, 2024)
Referencia/Reference	Marín, J. (2024). Método de inversión genética para mejorar el modelado de reservorios en la cuenca marañón. [Tesis, Universidad Nacional de Ingeniería]. Repositorio institucional Cybertesis UNI.
Estilo/Style: APA (7ma ed.)	

Dedicatoria

A mi amada madre, por su esfuerzo, amor, sacrificio, cuidado y apoyo incondicional a lo largo de toda mi vida.

Agradecimientos

Agradezco al Dios de Israel por su gran amor y su misericordia para salvar mi vida, y por darme las fuerzas y el tiempo necesario para culminar este trabajo.

Quisiera agradecer también a mi asesor de tesis, el Msc. Luis Alberto Colan Garcia, por su apoyo constante y sus recomendaciones durante toda la tesis.

A mi revisor especialista, el Msc. Víctor Alexei Huerta Quiñones, por sus comentarios técnicos que ayudaron a enriquecer este trabajo.

A mi revisor metodológico, el MSc. Cesar Lujan Ruiz, por su paciencia y guía en la estructura de esta tesis.

Finalmente quiero agradecer a la empresa Petróleos del Perú S.A. por facilitarme la información y por autorizarme el uso del software para generar los modelos de reservorio presentados en este trabajo.

Tabla de Contenido

	Pág.
Dedicatoria	iii
Agradecimientos	iv
Resumen	x
Abstract	xi
Introducción	xii
CAPÍTULO I. PROTOCOLO DE LA INVESTIGACIÓN	14
1.1. Identificación y descripción del problema de estudio	14
1.1.1. <i>Formulación del problema general</i>	19
1.1.2. <i>Formulación de los problemas específicos</i>	19
1.2. Objetivos	20
1.2.1. <i>Formulación del objetivo general</i>	20
1.2.2. <i>Formulación de los objetivos específicos</i>	20
1.3. Hipótesis y variables	20
1.3.1. <i>Formulación de la hipótesis general</i>	20
1.3.2. <i>Formulación de las hipótesis específicas</i>	20
1.3.3. <i>Variables</i>	21
1.3.3.1. <i>Variables de la hipótesis general</i>	21
1.3.3.2. <i>Variables de las hipótesis específicas</i>	21
1.3.4. <i>Matriz de consistencia</i>	21
1.4. Metodología	21
CAPÍTULO II. MARCO TEÓRICO	24
2.1. Antecedentes de investigación	24
2.1.1. <i>Descubrimiento del Campo Situche Central</i>	25
2.1.2. <i>Pozos exploratorios perforados</i>	26
2.1.2.1. <i>Pozo Situche Central 2X</i>	26
2.1.2.2. <i>Pozo Situche Central 3X</i>	28
2.1.3. <i>Geofísica</i>	31
2.1.3.1 <i>Adquisición y procesamiento 2D</i>	31
2.1.3.2 <i>Adquisición y procesamiento 3D</i>	33
2.1.3.3. <i>Interpretación</i>	34
2.1.4. <i>Geología</i>	36
2.1.4.1. <i>Estratigrafía</i>	37
2.1.4.2. <i>Geología estructural</i>	39
2.1.5. <i>Sistema Petrolero</i>	41

2.1.5.1. Roca madre y madurez termal.....	41
2.1.5.2. Rocas reservorios y sellos	42
2.1.5.3. Trampas para hidrocarburos.....	42
2.1.5.4. Tiempo de generación y acumulación de hidrocarburos	43
2.2. Bases teóricas	44
2.3. Definición de términos	47
CAPÍTULO III: DESARROLLO DEL TRABAJO DE LA TESIS.....	50
3.1. Análisis de los datos y resultados	50
3.1.1. <i>Datos sedimentológicos y estratigráficos</i>	50
3.1.2. <i>Datos estructurales</i>	51
3.1.3. <i>Datos petrofísicos</i>	52
3.1.4. <i>Datos fluidos y contactos</i>	53
3.1.5. <i>Datos de productividad del reservorio</i>	56
3.1.6. <i>Generación del modelo estratigráfico y estructural</i>	56
3.1.7. <i>Generación del modelo de propiedades petrofísicas</i>	59
3.1.7.1. <i>Generación del volumen de porosidad por inversión genética</i>	59
3.1.7.2. <i>Integración de la inversión en el modelado de porosidad</i>	62
3.1.7.3. <i>Modelado de la permeabilidad</i>	64
3.1.7.4. <i>Modelado de la saturación de agua</i>	68
3.1.7.5. <i>Grilla Net to Gross</i>	72
3.1.8. <i>Generación del modelo de facies</i>	74
3.1.9. <i>Estimación volumétrica</i>	76
3.2. Discusión e interpretación de resultados.....	78
3.2.1. <i>Propiedades petrofísicas del modelo 3D</i>	78
3.2.2. <i>Modelado de facies</i>	85
3.2.3. <i>Distribución y volúmenes del modelo</i>	87
3.3. Contrastación de la hipótesis	90
CONCLUSIONES	92
RECOMENDACIONES	94
REFERENCIAS	95
ANEXOS.....	106

Lista de Tablas

	Pág.
Tabla 1 Datos de presión capilar del reservorio Vivian inferior	68
Tabla 2 Volúmenes estimados de POIS para el campo Situche Central a partir del modelo de reservorio 3D.	78
Tabla 3 Estimados de POIS para el campo Situche Central por el método volumétrico.....	89
Tabla 4 Resumen de resultados obtenidos para cada proceso durante el modelado del reservorio.....	90

Lista de Figuras

	Pág.
Figura 1 Ubicación del campo Situche Central	14
Figura 2 Yacimiento Situche Central dentro del Complejo	24
Figura 3 Sección estructural de los pozos SC-2X y SC-3X-ST1/ST2.....	25
Figura 4 Diagrama de completación del pozo SC-2X-ST1.....	27
Figura 5 Diagrama de completación del pozo SC-3X-ST1.....	29
Figura 6 Diagrama de completación del pozo SC-3X-ST2.....	30
Figura 7 Líneas sísmicas 2D en el Lote 64.....	31
Figura 8 Líneas sísmicas 2D reprocesadas en el Lote 64.....	32
Figura 9 Sísmica 3D adquirida en los campos Situche Central y Norte	33
Figura 10 Amarre entre sismograma sintético y cubo sísmico 3D	34
Figura 11 Línea sísmica NO-SE en la estructura Situche Central.....	35
Figura 12 Mapa en profundidad de Vivian Inferior (PSDM).....	36
Figura 13 Corte estructural al noroeste de la Cuenca Marañoń	37
Figura 14 Columna estratigráfica para el yacimiento Situche Central.....	38
Figura 15 Esquema conceptual de los estilos estructurales	39
Figura 16 Sección sísmica mostrando la estructura del complejo Situche	40
Figura 17 Distribución del sistema petrolero en la Cuenca Marañoń.....	41
Figura 18 Distribución de reservorios, sellos, trampas y rutas de migración.....	43
Figura 19 Correlación estratigráfica de los pozos SC2X y SC3X-ST1.....	50
Figura 20 Mapa estructural al tope de la Formación Vivian Inferior en el campo Situche Central.....	51
Figura 21 Sección estructural del campo Situche Central.....	52
Figura 22 Propiedades petrofísicas para los pozos SC 2X y SC 3X.....	53
Figura 23 Gradiente de fluido en el reservorio Vivian Inferior	54
Figura 24 Cierre estructural considerado en la estructura Situche Central.....	55
Figura 25 Sección estructural mostrando el nivel más bajo conocido de petróleo en el reservorio Vivian Inferior.....	55
Figura 26 Generación de planos de falla	57
Figura 27 Truncamiento de superficies y fallas	57
Figura 28 Generación del armazón estratigráfico	58
Figura 29 Grilla 3D del reservorio Vivian Inferior	58
Figura 30 Volumen de porosidad generado por el método de inversión genética	60
Figura 31 Correlación entre el volumen de porosidad invertido y la porosidad efectiva del pozo SC2X	61
Figura 32 Correlación entre el volumen de porosidad invertido y la porosidad efectiva del pozo SC3X	61
Figura 33 Sección de visualización del volumen invertido entre los pozos Situche 2X y 3X	62
Figura 34 Escalado del perfil de porosidad efectiva y el volumen de porosidad en el pozo Situche Central 2X y 3X	63
Figura 35 Modelo de porosidad 3D para el reservorio Vivian Inferior	63
Figura 36 Gráfico de porosidad de núcleo versus permeabilidad de núcleo	64

Figura 37 Ajuste de la permeabilidad mediante unidades de flujo en el pozo Situche Central 3X.....	65
Figura 38 Escalado de perfiles de unidades de flujo en los pozos SC 2X y SC3X.....	66
Figura 39 Modelo 3D de unidades de flujo del reservorio Vivian Inferior.	66
Figura 40 Variación de las unidades de flujo entre los pozos SC2X y SC3X.	67
Figura 41 Modelo 3D de permeabilidad del reservorio Vivian Inferior.	67
Figura 42 Curva promedio de la función “J” para el reservorio Vivian Inferior.	69
Figura 43 Ajuste de la saturación de agua en el pozo Situche Central 3X.	70
Figura 44 Modelo 3D de la Función “J” para el reservorio Vivian Inferior.	71
Figura 45 Sección estructural de la función “J” entre los pozos Situche 2X y 3X.	71
Figura 46 Modelo 3D de la saturación de agua del reservorio Vivian Inferior.	72
Figura 47 Grilla NTG en 3D del reservorio Vivian Inferior.	73
Figura 48 Variación de la grilla NTG entre los pozos Situche 2X y 3X.	73
Figura 49 Relación de facies depositacionales y perfiles de porosidad efectiva versus rayos gamma en el pozo Situche Central 3X.	74
Figura 50 Propiedades petrofísicas y facies en el pozo Situche Central 3X.....	75
Figura 51 Modelo 3D de facies para el reservorio Vivian Inferior.	76
Figura 52 Grilla HCPV y bloques 3D obtenidos para el reservorio Vivian Inferior.	77
Figura 53 Porosidad del perfil versus porosidad escalada para los pozos 2X y 3X.....	79
Figura 54 Modelado de la porosidad entre los pozos Situche Central 2X y 3X.	80
Figura 55 Permeabilidad versus porosidad para cada unidad de flujo en la grilla 3D.	80
Figura 56 Permeabilidad del modelo 3D versus permeabilidad en perfiles para los pozos Situche Central 2X y 3X.....	81
Figura 57 Modelado de la permeabilidad entre los pozos Situche 2X y 3X.	82
Figura 58 Altura del reservorio versus saturación de agua para cada unidad de flujo en la grilla 3D.	83
Figura 59 Saturación de agua del modelo 3D versus saturación de agua en perfiles para los pozos Situche Central 2X y 3X.	84
Figura 60 Modelado de la saturación de agua entre los pozos Situche 2X y 3X.	85
Figura 61 Facies del modelo 3D versus facies en perfiles para el pozo Situche Central 3X.....	86
Figura 62 Facies del modelo 3D y perfiles de pozo para el pozo Situche Central 2X.	86
Figura 63 Modelado de facies entre los pozos Situche 2X y 3X.....	87
Figura 64 Distribución del volumen poral con hidrocarburo entre los pozos SC 2X y 3X.	88
Figura 65 POIS a partir del modelado 3D y por el método volumétrico para la formación Vivian Inferior.	89

Resumen

Este trabajo consistió en validar que el método de inversión genética permite mejorar el modelado de reservorios en la Cuenca Marañón. Este método se aplicó al reservorio Vivian Inferior en el campo Situche Central.

El trabajo inicio con la construcción de la grilla tridimensional generada a partir del modelo estratigráfico-estructural obtenido de la interpretación sísmica 3D en profundidad. Seguidamente, se utilizó el método de inversión genética el cual se basa en la combinación de redes neuronales y el algoritmo genético para convertir el cubo sísmico 3D en un cubo de porosidad utilizando como datos de entrada los perfiles de porosidad, las ondículas de la sísmica 3D y los horizontes interpretados. Posteriormente, se utilizó el cubo de porosidad generado como variable secundaria para obtener un modelo de porosidad tridimensional. Este modelo de porosidad obtenido por el método de inversión genética fue utilizado como dato de entrada para generar el modelo de permeabilidad integrando unidades de flujo y el modelo de saturación de agua integrando datos de presiones capilares. El modelo de facies se generó estableciendo rangos de porosidad en la grilla de porosidad integrando datos de núcleos y perfiles de pozo. La integración de estos modelos permitió la estimación de los volúmenes de petróleo original in situ en el reservorio.

Finalmente, los resultados obtenidos en los modelos de generados utilizando el método de inversión genética mostraron mejoras en la representación espacial de las propiedades y la distribución de los hidrocarburos.

Palabras clave – núcleos, Sísmica, Modelado de reservorios, Método de inversión genética, Vivian Inferior, Situche Central, Cuenca Marañón

Abstract

This study consisted of validating that the genetic inversion method allows improving reservoir modeling in the Marañon Basin. This method was applied to the Vivian Inferior reservoir in the Situche Central field.

The study began with the construction of the three-dimensional grid generated from the stratigraphic-structural model obtained from the 3D seismic interpretation in depth. Next, the genetic inversion method was used, which is based on the combination of neural networks and the genetic algorithm to convert the 3D seismic cube into a porosity cube using porosity logs, wavelets from 3D seismic, and interpreted horizons as input data. Subsequently, the generated porosity cube was used as a secondary variable to obtain a three-dimensional porosity model. This porosity model obtained by the genetic inversion method was used as input data to generate the permeability model integrating flow units and the water saturation model integrating capillary pressure data. The facies model was generated by establishing porosity ranges on the porosity grid integrating data from cores and well logs. The integration of these models allowed the estimation of the volumes of original oil in place in the reservoir.

Finally, the results obtained in the models generated using the genetic inversion method showed improvements in the spatial representation of the properties and distribution of hydrocarbons.

Keywords – Cores, Seismic, reservoir modeling, Genetic inversion method, Lower Vivian, Situche Central, Marañon Basin

Introducción

El campo Situche Central se encuentra en el sector noroeste de la Cuenca Marañón, en la selva norte del Perú y se caracteriza por ser el campo petrolífero más profundo descubierto en esta parte de la cuenca. Este campo cuenta con 2 pozos perforados, los cuales descubrieron petróleo de 36° API en el reservorio Vivian Inferior a profundidades alrededor de los 15,000 ft y presencia de hidrocarburos en los reservorios Agua Caliente y Cushabatay a profundidades alrededor de los 18,000 ft. Las acumulaciones de estos hidrocarburos se encuentran asociadas principalmente a una trampa del tipo estructural la cual consiste en un anticlinal fallado.

Para lograr representar la geometría, la distribución de propiedades y estimar el volumen de hidrocarburos del reservorio Vivian Inferior se realizó un modelado de reservorio 3D. El modelado abarcó 2 principales etapas: la construcción del modelo estratigráfico-estructural mediante la interpretación de horizontes y fallas a partir de la sísmica 3D; y la generación de los modelos petrofísicos y de facies mediante la propagación espacial de las propiedades del reservorio.

Los modelos de reservorio previamente realizados utilizaron la información de los 2 pozos perforados en el campo y la información sísmica 3D procesada en el año 2011. Estos modelos permitieron representar la geometría del reservorio utilizando la interpretación sísmica 3D. Sin embargo, la distribución de propiedades en diversos modelos revisados se realizó de manera estocástica sin intervención del volumen sísmico 3D como variable secundaria para controlar el poblado tridimensional de las propiedades lo que genera altas incertidumbres en la distribución de propiedades y fluidos en áreas lejanas a los 2 pozos perforados.

En el año 2019, la sísmica 3D del campo Situche Central fue reprocesada lo que generó una mejora en la imagen sísmica. Con este reproceso surgió la necesidad de actualizar el modelo estratigráfico-estructural e incorporar el uso del volumen sísmico 3D

en la distribución de propiedades petrofísicas y de facies con la finalidad de mejorar la representación del reservorio Vivian Inferior.

Para incorporar el volumen sísmico reprocesado el 2019 como variable secundaria en el modelado de propiedades se utilizará el método de inversión genética. Este método de inversión combina el uso de redes neuronales y algoritmos genéticos para generar volúmenes petrofísicos a partir de datos sísmicos y registros de pozos. Este método mejorará significativamente la representación de las propiedades y la distribución de los volúmenes de hidrocarburos en el reservorio Vivian Inferior.

La siguiente tesis tiene por objetivo mejorar el modelado del reservorio Vivian Inferior en el campo Situche Central a partir del método de inversión genética utilizando la sísmica 3D reprocesada el año 2019.

El capítulo I plantea la descripción y formulación de la problemática en el modelado del campo Situche Central. Por otra parte, este capítulo define los objetivos, las hipótesis planteadas y la metodología utilizada en este trabajo. Además, este capítulo muestra la matriz de consistencia que se empleará en esta investigación.

El capítulo II desarrolla los antecedentes, bases teóricas y la definición de términos necesarios para aplicar el método de inversión genética en el modelado de reservorios.

El capítulo III muestra el desarrollo del trabajo de la tesis el cual inicia con el análisis de los datos y los resultados obtenidos del modelado del reservorio Vivian Inferior. Seguidamente, se tiene la discusión e interpretación de los resultados del modelado de propiedades del reservorio, y la distribución y estimación de los volúmenes. El capítulo termina con la contrastación de las hipótesis planteadas en el capítulo I.

Finalmente, en el capítulo IV se tienen las conclusiones y recomendaciones del estudio.

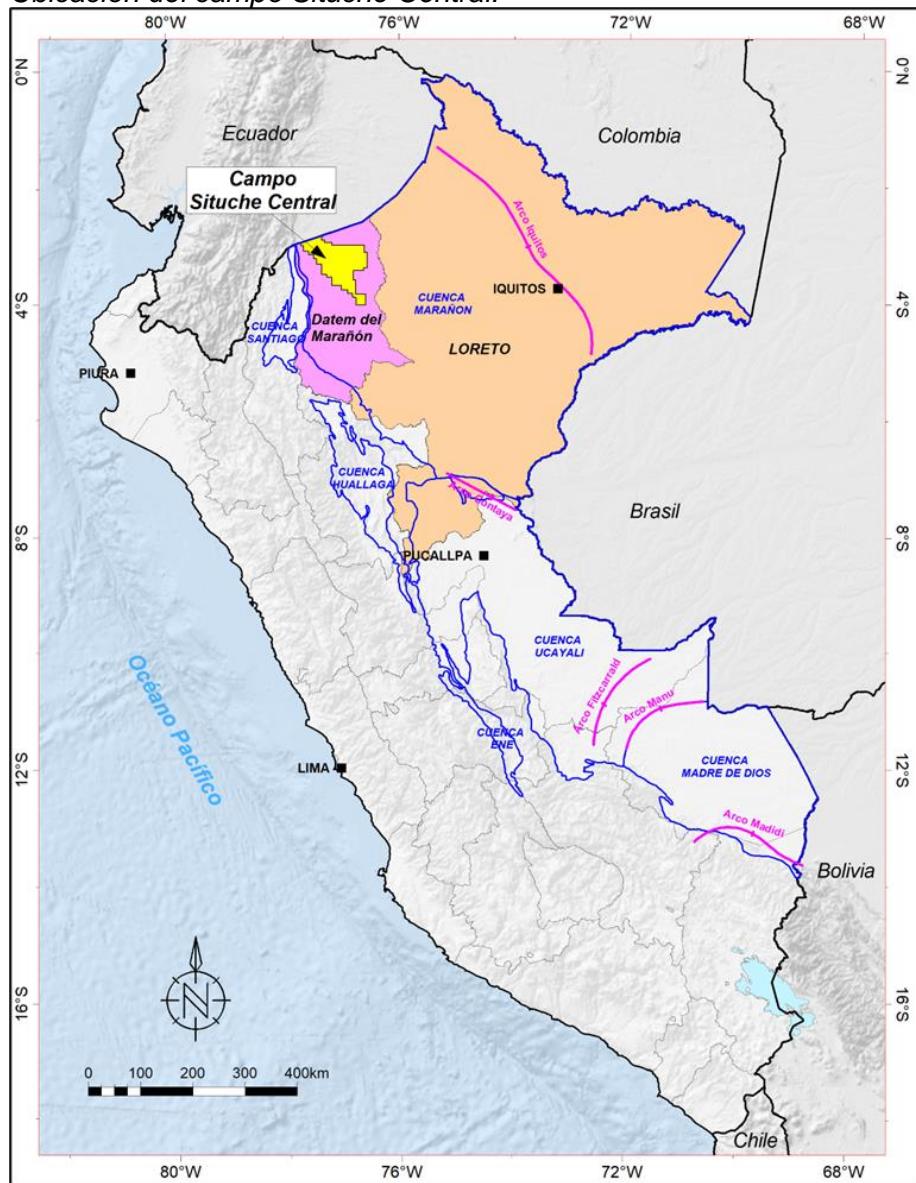
CAPÍTULO I. PROTOCOLO DE LA INVESTIGACIÓN

1.1. Identificación y descripción del problema de estudio

El campo Situche Central se ubica en el sector noroeste de la Cuenca Marañón de la Selva Peruana, en la Provincia Datem del Marañón, Región Loreto (Figura 1).

Figura 1

Ubicación del campo Situche Central.



Fuente: Elaboración propia

Los reservorios objetivos por hidrocarburos del campo Situche Central pertenecen al Cretácico y se encuentran a profundidades entre 15,000 y 19,000 pies, siendo el principal reservorio la Formación Vivian Inferior.

La información disponible en el campo Situche Central consiste en información que proviene principalmente de 2 pozos perforados en el área, y sísmica 2D/3D (Petroperú, 2015). La información de pozos consiste en registros litológicos, perfiles eléctricos, topes de formación, interpretación petrofísica, estudios de núcleos, caracterización de fluidos, pruebas de presión, datos geomecánicos, datos geoquímicos, entre otros datos de pozos. Por otro lado, la información sísmica consiste en registros de datos profundidad-tiempo adquiridas en los 2 pozos perforados, líneas sísmicas 2D y volúmenes sísmicos 3D procesados en el 2011 y el 2019.

Un problema existente en el campo Situche Central es generar un modelo de reservorio que logre representar las complejidades geológicas y petrofísicas existentes en el reservorio Vivian Inferior y estimar los volúmenes de hidrocarburos presentes debido a las incertidumbres asociadas con las interpretaciones del subsuelo.

Para generar el modelado de reservorios de la formación Vivian Inferior, existe un flujo de trabajo general que consiste en 3 principales procesos: el modelado estratigráfico-estructural, el modelado de propiedades y la estimación de volúmenes iniciales en el reservorio.

Un problema inicial se presenta al incorporar las complejidades estructurales y estratigráficas del campo Situche Central en el modelo estratigráfico-estructural. Estas complejidades estructurales y estratigráficas se deben a esfuerzos tectónicos compresivos presentes en el campo. Estos esfuerzos originan elementos estructurales del tipo anticlinales, anticlinales fallados, fallas inversas y/o empuje, fallas extensionales e inversiones que complican el arreglo estratigráfico de los reservorios. Para obtener el modelo estratigráfico-estructural se requiere realizar la interpretación de horizontes y fallas a partir de los volúmenes sísmicos 3D (Bacon et al., 2003; Brown, 2011; Dorn, 1998; Grana et al. 2021; Simm & Bacon, 2014).

El siguiente problema se encuentra en la generación de los modelos de propiedades, el cual involucra el modelado de propiedades petrofísicas y el modelado de

facies depositacionales. Estos modelos consisten en la representación espacial de las propiedades petrofísicas y de facies en una grilla tridimensional a partir de datos de perfiles de pozos y la sísmica (Cannon, 2018).

Para generar los modelos de propiedades existen diversas metodologías que van desde la generación de modelos determinísticos hasta modelos estocásticos o probabilísticos (Cannon, 2018; Cao et al., 2014; Ma, 2019; Ringrose & Bentley, 2021). Los modelos determinísticos proporcionan un solo resultado, mientras que los modelos estocásticos producen múltiples resultados y permiten representar la heterogeneidad del reservorio utilizando técnicas geoestadísticas (Deutsch, 2002; Haldorsen & Damsleth, 1990; Yarus & Chambers, 1994). Los métodos más utilizados para el modelado de propiedades son los métodos de simulación estocástica debido a que las realizaciones producidas por este método honran las distribuciones probabilísticas y la variación espacial de los datos de entrada (Demyanov & Arnold, 2018; Pyrcz & Deutsch, 2014).

En el caso del modelado de propiedades petrofísicas, se requiere representar con una baja incertidumbre la distribución espacial de las propiedades petrofísicas tales como la porosidad, la saturación de agua y la permeabilidad los cuales están vinculados con el almacenamiento, el porcentaje de fluidos en los poros, y el flujo de fluidos respectivamente. Por otra parte, la distribución espacial de las propiedades petrofísicas del reservorio Vivian Inferior está vinculada principalmente a procesos de carga litostática, compactación, y reacciones químicas que ocurren entre los minerales y fluidos del reservorio lo que genera una problemática cuando se requiere representarlas.

En el modelado de propiedades petrofísicas, cada propiedad se modela independientemente. El modelado generalmente inicia por la porosidad la cual se caracteriza por una distribución de probabilidad que se observa en los perfiles de pozo. Para modelar la porosidad existen softwares como Petrel® que contienen los algoritmos para realizar modelos determinísticos o estocásticos. En este trabajo se utilizará el modelado estocástico para modelar la porosidad. El algoritmo que se utiliza comúnmente para campos con pocos pozos o escasa información es el algoritmo de simulación

gausiana secuencial (Sequential Gaussian Simulation) o SGS. Adicionalmente, este modelado estocástico permite utilizar variables secundarias tales como mapas de probabilidad y volúmenes 3D provenientes de la sísmica para tener un mejor control de la distribución de esta propiedad (Doyen, 2007; Dubrule, 2003; Haas & Dubrule, 1994; Maurya et al., 2019). En esta etapa la sísmica tiene un rol fundamental pues permite generar propiedades en áreas donde no se cuenta con información de pozos con una menor incertezza (Avseth et al., 2010; Doyen, 2007; Dvorkin et al., 2014; Ma et al., 2017).

Por otra parte, modelar la permeabilidad es un problema puesto que es una propiedad compleja que varía en diferentes direcciones; sin embargo, una buena práctica para el modelado de la permeabilidad es utilizar funciones de permeabilidad-porosidad para cada unidad de flujo identificada en perfiles y núcleos extraídas de los pozos (Amaefule et al., 1993; Pitman, 1992; Gunter et al., 1997; Abbaszadeh et al., 1996). Como primer paso es necesario generar un modelado estocástico de las unidades de flujo teniendo como datos de entrada los perfiles de unidades de flujo. Seguidamente, se seleccionan los modelos de unidades de flujo y de porosidad, el cual fue obtenido también por el método estocástico, y se aplican las funciones de permeabilidad que dependen de estos dos modelos.

Para el modelado de la saturación de agua en el reservorio Vivian Inferior de este campo no es recomendable usar el método estocástico a partir de los perfiles puesto que los datos de reservorio y su modelo estratigráfico-estructural muestran una saturación que depende de la altura del reservorio a partir de un contacto agua-petróleo definido. Para el modelado de saturación, una alternativa es usar una relación entre la altura y la saturación de agua obtenida de datos de perfiles relacionados a la presión capilar y diferencia de densidad de los fluidos del reservorio (Leverrett, 1941; Skelt & Harrison, 1995; Worthington, 2002; Harrison, 2001; Larsen et al. 2004); Kennedy, 2015).

Como se ha mencionado, el modelado de facies también se encuentra dentro de las problemáticas del modelado de propiedades. El modelo de facies representa la arquitectura depositacional del reservorio e implica reconocer y clasificar los tipos de facies

geológicas asociados a ambientes depositacionales en los perfiles y núcleos de los pozos. El reconocimiento de los ambientes y procesos sedimentarios usando diversos modelos de facies ha sido ampliamente estudiado por Campbell (1967), Miall (1985, 2022), Walker (1984) y Posamentier & Walker (2006). A partir del reconocimiento de facies se realiza la agrupación o asociación de facies (Ma, 2011, 2015) para tener un numero de facies óptimo que represente una escala de heterogeneidad apropiada y funcional para el modelado de facies. El reservorio Vivian Inferior del campo Situche Central presenta complejidades depositacionales asociadas a la variación litológica y/o facies sedimentarias las cuales son de origen fluvial depositadas durante el Cretácico superior. Capturar la arquitectura interna de estos dominios depositacionales representa un problema critico pues la predicción de la distribución de los cuerpos arenosos capaces de almacenar fluidos dependerá la calidad o la certeza de los modelos de facies que se generen.

Por otro lado, existen diversos métodos para realizar el modelado de facies (Canon, 2018; Cao et al., 2014; Deveugle et al., 2014; Ma, 2019; MacDonald et al., 1995). El algoritmo comúnmente utilizado para el modelo de facies con escasos datos es el algoritmo de simulación de indicador secuencial (Sequential Indicator Simulation) ó SIS para propagar espacialmente las facies determinadas en perfiles de pozo.

Otra problemática vinculada al modelado de reservorios en el campo Situche Central y específicamente a la formación Vivian Inferior es la estimación de volúmenes de hidrocarburos iniciales en el reservorio. La estimación de los volúmenes está asociada a la integración de los modelos estratigráficos, estructurales, de propiedades petrofísicas y de facies. La ausencia de datos de pozos en áreas lejanas a los 2 pozos perforados produce incertezas en el modelado de reservorios lo que impacta finalmente en los volúmenes. Las incertezas en los componentes estructurales y estratigráficos en dichas áreas están asociadas con la calibración de tiempo y profundidad entre los datos sísmicos y los pozos. Por otro lado, las incertezas en el modelado de facies y propiedades petrofísicas en áreas sin información de pozos están asociadas con el método

geoestadístico y el uso de variables secundarias provenientes de mapas geológicos en 2D y/o de la sísmica 3D para guiar el poblado de propiedades.

Para estimar los volúmenes de petróleo inicial a partir de un modelo tridimensional se estima primero el volumen poral con hidrocarburo el cual está relacionado con el volumen de roca neto de la grilla, la grilla de porosidad y la grilla de saturación (Shepherd, 2009; Smith & Buckee, 1985; Tiab & Donaldson, 2011). La estimación del volumen de petróleo inicial a condiciones de superficie (60°F y 1 atm (Archer and Wall, 1986)) en el modelo tridimensional queda definido por la sumatoria de todos los volúmenes porales con hidrocarburos en cada celda del reservorio dividido entre el factor de volumen de formación del reservorio (Hovadik & Larue, 2007).

Finalmente, es precisos mencionar que el campo Situche Central cuenta con diversos modelos de reservorio 3D (Petroperú, 2014b, 2014e, 2014f). Estos modelos fueron interpretados utilizando la sísmica procesada en el año 2011 para el modelado estratigráfico-estructural (Petroperú, 2014d). En el caso del modelado de propiedades se utilizaron algoritmos estocásticos sin incorporar la sísmica como variable secundaria para el poblado (Petroperú, 2014f), y en algunos casos se utilizaron valores constantes. La ausencia de modelos de petrofísicos y de facies que logren representar y predecir las complejidades espaciales anteriormente expuestas representan problemas en la identificación y selección de áreas de interés y la generación de ubicaciones de perforación de pozos exploratorios y de desarrollo en el campo.

1.1.1. *Formulación del problema general*

- Problema principal: ¿Es posible mejorar el modelado de reservorios en la Cuenca Marañón mediante el método de inversión?

1.1.2. *Formulación de los problemas específicos*

- Problema específico 1: ¿Es posible mejorar el modelado de propiedades petrofísicas en la Cuenca Marañón mediante el método de inversión genética?

- Problema específico 2: ¿Es posible mejorar el modelado de facies en la Cuenca Marañón mediante el método de inversión genética?
- Problema específico 3: ¿Es posible mejorar la estimación de volúmenes de hidrocarburos en la Cuenca Marañón mediante el método de inversión?

1.2. Objetivos

1.2.1. *Formulación del objetivo general*

- Objetivo general: Validar que el método de inversión genética mejora el modelado de reservorios en la Cuenca Marañón.

1.2.2. *Formulación de los objetivos específicos*

- Objetivo específico 1: Demostrar que el método de inversión genética mejora el modelado de propiedades petrofísicas en la Cuenca Marañón.
- Objetivo específico 2: Confirmar que el método de inversión genética mejora el modelado de facies en la Cuenca Marañón.
- Objetivo específico 3: Validar que el método de inversión genética mejora la estimación de volúmenes de hidrocarburos en la Cuenca Marañón.

1.3. Hipótesis y variables

1.3.1. *Formulación de la hipótesis general*

- Hipótesis general: El método de inversión genética mejorará significativamente el modelado de reservorios en la Cuenca Marañón.

1.3.2. *Formulación de las hipótesis específicas*

- Hipótesis específica 1: El método de inversión genética mejorará significativamente el modelado de propiedades petrofísicas en la Cuenca Marañón.
- Hipótesis específica 2: El método de inversión genética mejorará significativamente el modelado de facies en la Cuenca Marañón.

- Hipótesis específica 3: El método de inversión genética mejorará significativamente la estimación de volúmenes de hidrocarburos en la Cuenca Marañón.

1.3.3. Variables

1.3.3.1. Variables de la hipótesis general

- Variable dependiente: modelado de reservorios
- Variable independiente: método de inversión genética

1.3.3.2. Variables de las hipótesis específicas

- Variable independiente 1: método de inversión genética
- Variable dependiente 1: modelado de propiedades petrofísicas
- Variable independiente 2: método de inversión genética
- Variable dependiente 2: modelado de facies
- Variable independiente 3: método de inversión genética
- Variable dependiente 3: estimación de volúmenes hidrocarburos

1.3.4. Matriz de consistencia

En el anexo 1 se muestra la matriz de consistencia de la investigación.

1.4. Metodología

El enfoque de esta investigación es cualitativo-cuantitativo debido a que la variable dependiente está vinculada con la calidad del modelado y los niveles de correlación entre datos sísmicos y pozos para el modelado de propiedades y la estimación del volumen de hidrocarburo del reservorio.

El tipo de investigación es no experimental y el nivel de investigación es predictivo-aplicativo debido a que podemos predecir la distribución de propiedades espaciales y obtenemos una estimación del volumen de hidrocarburos en el reservorio Vivian Inferior del campo Situche Central.

El diseño de este trabajo es transversal debido a que los datos recopilados de pozos y sísmica 3D se adquirieron en una sola ocasión.

Los instrumentos de recolección de datos están vinculados con la búsqueda de información bibliográfica que proviene de libros de modelado de reservorios e interpretación sísmica; publicaciones científicas de la sociedad de ingenieros de petróleo (SPE), asociación americana de geólogos de petróleo (AAPG), etc.; librería de documentos técnicos de OnePetro, boletines y tesis asociadas con el tema de investigación.

Otro instrumento de recolección consistirá en la recopilación de dato de perfiles pozos, información de núcleos, información petrofísica, información sísmica 2D y 3D, estudios sedimentológicos y estratigráficos, e información de mapas y secciones estructurales efectuadas en el campo Situche Central.

Otros instrumentos para recolección de datos, está relacionada con presentaciones en conferencias, simposios, webinars, entre otros.

La metodología de investigación consiste en diversas etapas:

- Recopilación bibliográfica: La información se obtendrá de diversos libros de modelado de reservorios e interpretación sísmica; publicaciones científicas de la sociedad de ingenieros de petróleo (SPE), asociación americana de geólogos de petróleo (AAPG), etc.; y librería de documentos técnicos de OnePetro.
- Recopilación y evaluación de datos: Consiste en información de perfiles de pozos, información de núcleos, información petrofísica, información sísmica 2D y 3D, estudios sedimentológicos y estratigráficos, e información de mapas y secciones estructurales efectuadas en el campo Situche Central.
- Construcción del modelo estratigráfico y estructural: Consiste en la generación de un volumen tridimensional integrando las fallas y horizontes que se interpretaran a partir del cubo sísmico 3D procesado en el año 2019.
- Construcción del modelo de propiedades: Consisten la población de las propiedades discretas y continúas utilizando técnicas geoestadísticas y atributos provenientes de la sísmica.

- Estimación de volúmenes: Consiste en la estimación de los volúmenes de hidrocarburos contenidos en el reservorio y evaluar las incertidumbres asociadas a esta estimación.
- Análisis y evaluación de resultados: El modelo de reservorio generado y su volumen será comparado con resultados obtenidos en estudios previos.

Los datos serán analizados e interpretados mediante el uso de un software de modelado llamado Petrel® perteneciente a la compañía schlumberger.

Los modelos de reservorios se validarán mediante la calidad del modelado y un análisis de correlación del modelo generado y los pozos.

El modelo de reservorio generado y su volumen será comparado con resultados obtenidos en estudios previos.

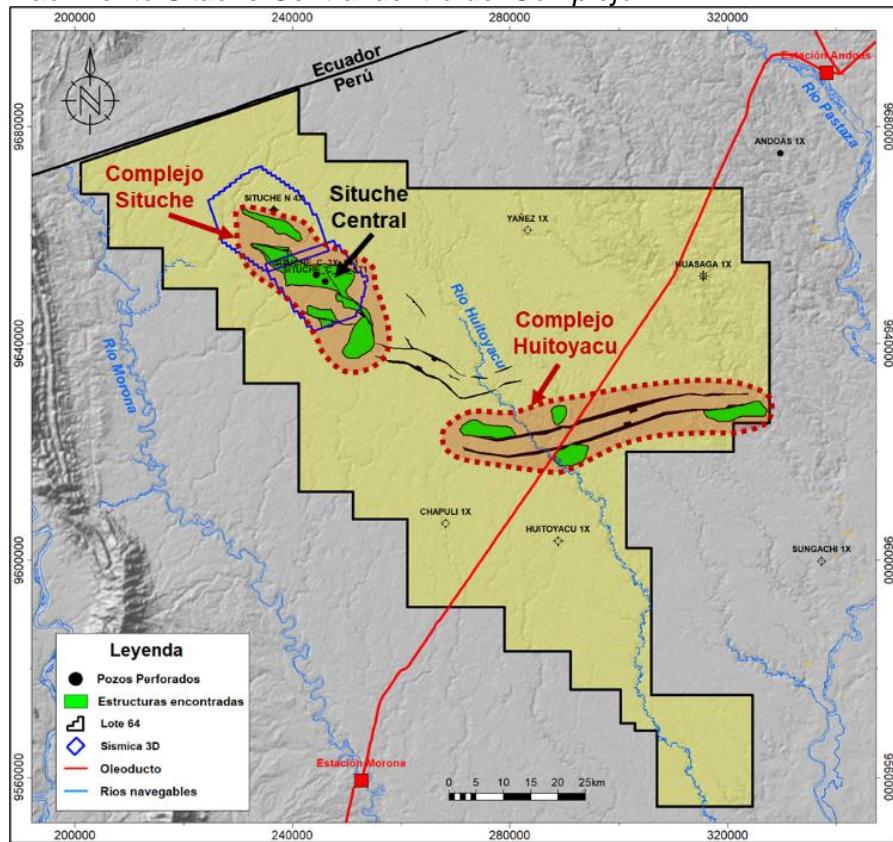
CAPÍTULO II. MARCO TEÓRICO

2.1. Antecedentes de investigación

El modelado de reservorios permite representar tridimensionalmente aspectos estratigráficos, estructurales, sedimentarios y petrofísicos de un reservorio mediante la integración de datos del subsuelo y algoritmos computacionales.

En el caso del campo Situche Central, el cual forma parte del Complejo Situche dentro del Lote 64 en la Cuenca Marañón (Figura 2), se tienen estudios donde se generaron modelos del reservorio Vivian Inferior a partir de la información de 2 pozos perforados y sísmica 3D procesada el año 2011 (Petroperú, 2014b, 2014e, 2014f).

Figura 2
Yacimiento Situche Central dentro del Complejo.



Fuente: Elaboración propia

Los modelos generados involucran la construcción del modelo estratigráfico y estructural donde la interpretación de horizontes y fallas a partir de la sísmica 3D permitieron definir la geometría del reservorio. Por otra parte, también se generaron

modelos de propiedades petrofísicas y de facies que permitieron determinar los volúmenes de hidrocarburos en el reservorio. Es preciso mencionar que para el poblado de propiedades no se incorporó el volumen sísmico como variable secundaria para controlar la distribución espacial de propiedades del reservorio.

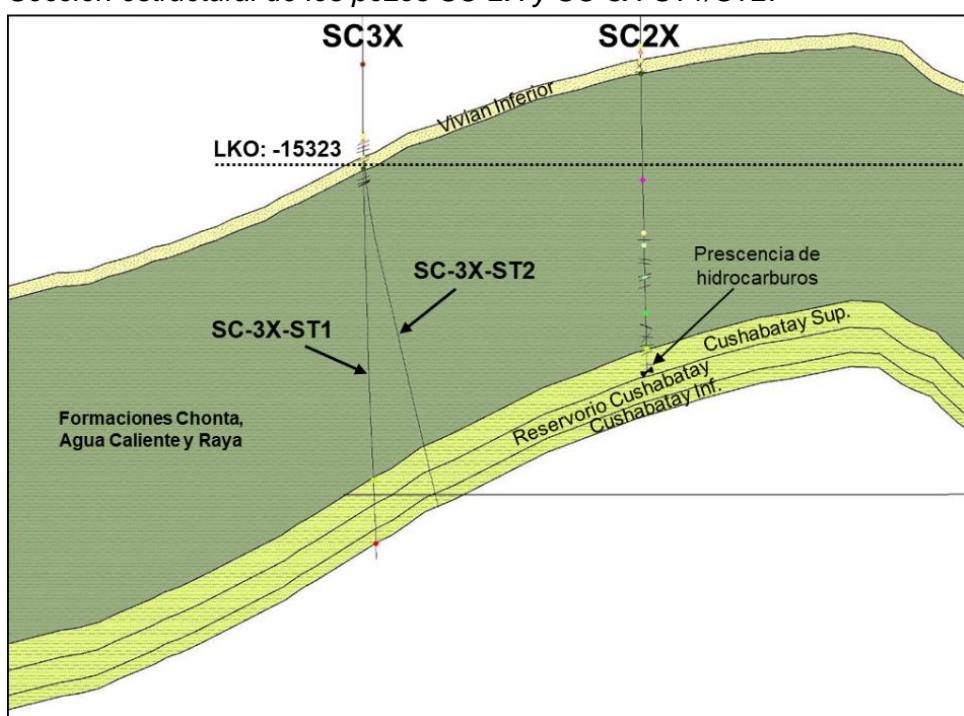
Por otra parte, en el año 2019, la sísmica 3D fue reprocesada lo que permitió tener una mejor imagen del subsuelo.

2.1.1. Descubrimiento del Campo Situche Central

El campo Situche Central fue descubierto dentro del Complejo Situche con la perforación del pozo exploratorio Situche Central 2X *Sidetrack 1* (SC2X-ST1), perforado en el año 2005, que descubrió petróleo liviano (32- 33.7° API) en la Formación Vivian Inferior, y fue confirmado por la perforación del pozo Situche Central 3X *Sidetrack 1* (SC3X-ST1) en el año 2009, siendo este pozo el más profundo de la Cuenca Marañón.

El pozo SC3X-ST1, el cual se perforó en una posición estructural más baja que el pozo SC2X-ST1, no encontró un contacto agua/petróleo, por lo que se infiere que todo el intervalo de reservorio se encuentra saturado con hidrocarburo (Figura 3).

Figura 3
Sección estructural de los pozos SC-2X y SC-3X-ST1/ST2.



Fuente: Talisman, 2010

El descubrimiento de hidrocarburos en el reservorio Vivian Inferior del campo Situche Central constituyó un hecho histórico en la industria del petróleo del Perú debido a la presencia de hidrocarburos ligeros a grandes profundidades donde se tienen altas presiones y temperaturas (Huertas, 2015; Petroperú, 2014a).

2.1.2. *Pozos exploratorios perforados*

La perforación de estos pozos SC2X y SC3X estuvo afectada por diversos problemas mecánicos debido a la profundidad de los pozos y la inestabilidad geomecánica de las formaciones del Terciario.

2.1.2.1. *Pozo Situche Central 2X*

El pozo SC2X fue perforado por la compañía Occidental. La perforación de este pozo inició el 29 de enero del 2005 y finalizó el 10 de noviembre del 2005. La perforación original del pozo SC2X llegó a una profundidad de 17,613 pies y el SC2X-ST1 a 17,738 pies.

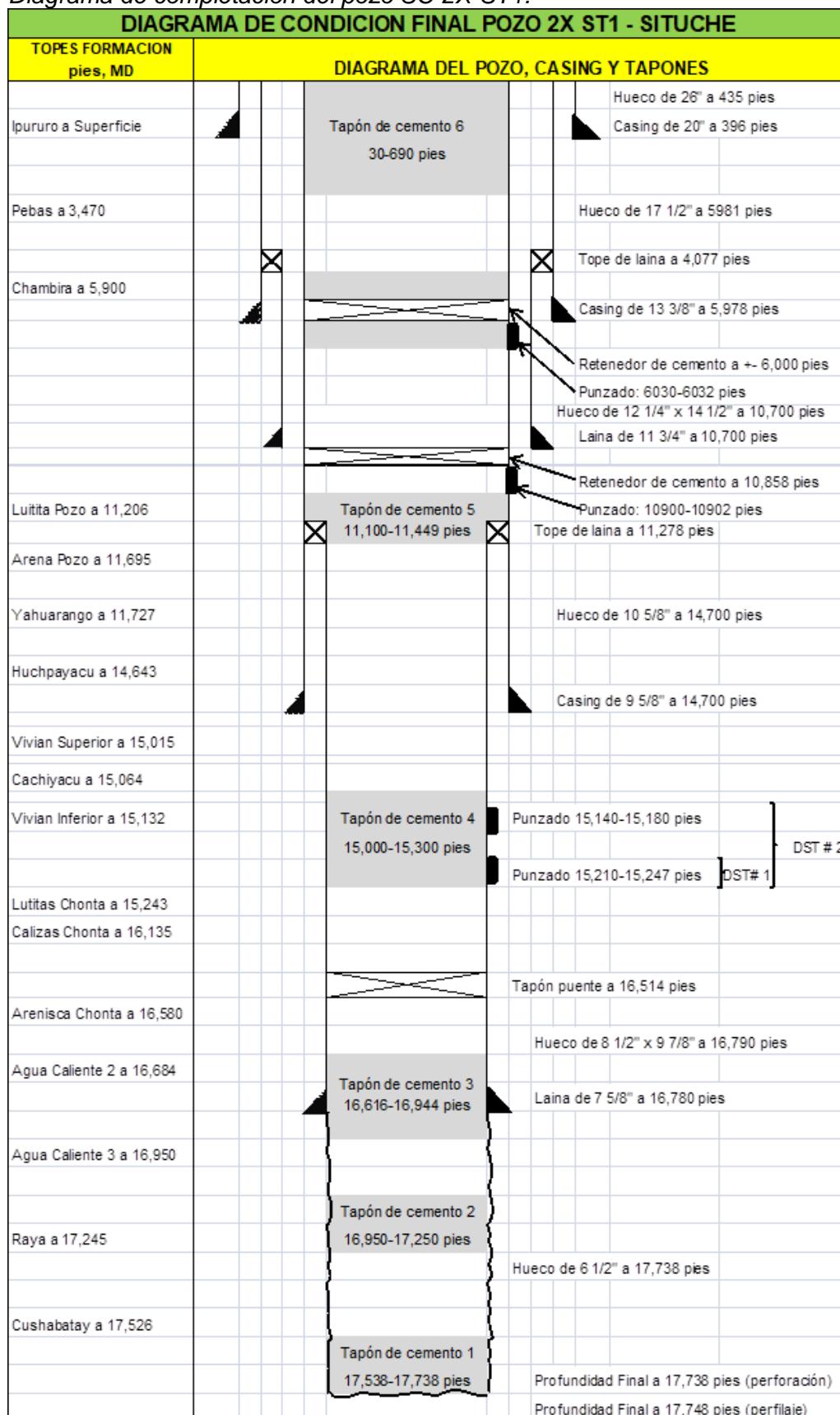
Los objetivos de este pozo fueron las areniscas cretácicas de la formación Vivian, las areniscas de la formación Chonta, Agua Caliente y Cushabatay, encontrándose en todos ellos manifestaciones de hidrocarburos.

En este pozo se adquirieron perfiles eléctricos, testigos laterales (sidewall cores) en las formaciones Vivian, Agua Caliente, Raya y Cushabatay, pruebas de formación (MDT) en la formación Vivian, y 2 pruebas de formación (DST) en la Formación Vivian Inferior las cuales probaron petróleo.

Posteriormente a las pruebas de presión, este pozo fue abandonado temporalmente el 19 de diciembre del 2005. En la figura 4 se muestra el diagrama de completación del pozo SC2X-ST1.

Figura 4

Diagrama de completación del pozo SC-2X-ST1.



Fuente: Petroperú, 2015

2.1.2.2. Pozo Situche Central 3X

El pozo SC3X se perforó para evaluar las formaciones más profundas y confirmar el descubrimiento del pozo SSC2X en la estructura Situche Central.

El pozo SC3X fue perforado por la compañía Talisman. La perforación de este pozo inició el 27 de diciembre del 2008 y terminó el 12 de octubre del 2009. La perforación original del pozo SC3X y el pozo SC3X-ST1 llegaron a una profundidad de 8,160 y 19,322 pies respectivamente. El pozo SC3X-ST1 se realizó como consecuencia de un aprisionamiento ocurrido a 8,160 pies en la Formación Chambira. El objetivo principal de del pozo SC3X fue Vivian Inferior y los objetivos secundarios fueron Arena Chonta, Agua Caliente y Cushabatay. En este pozo se adquirieron perfiles eléctricos, 3 núcleos en la formación Vivian, 2 núcleos en la formación Cushabatay, y una prueba de formación MDT y XDT en la formación Vivian. Durante las operaciones de completación de este pozo, se realizó un ensayo de producción de la Formación Vivian Inferior, lo que confirmó el potencial productivo de este reservorio.

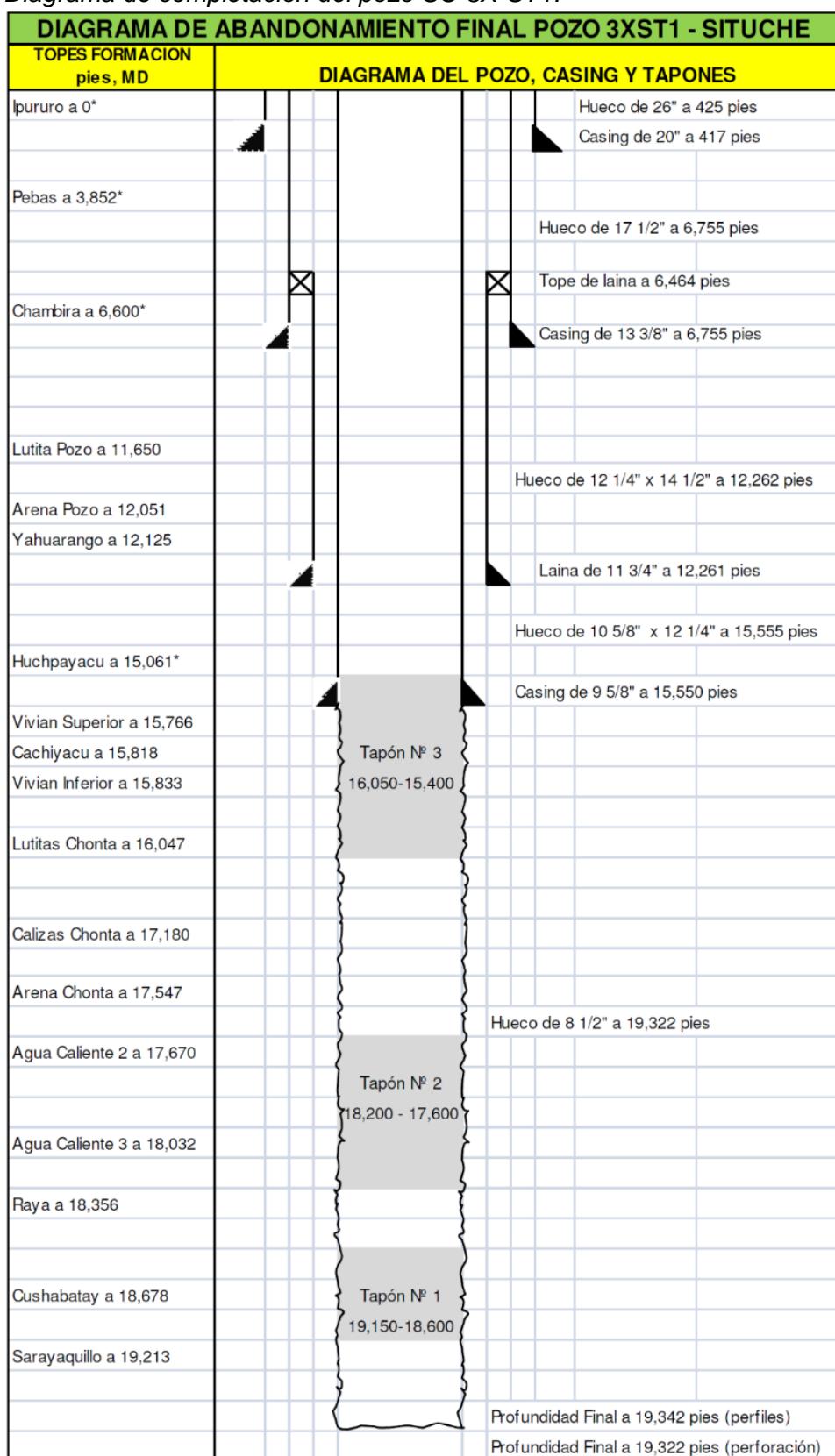
Posteriormente a la perforación del primer *sidetrack* (SC3X-ST1), se decidió realizar el segundo *sidetrack* (SC3X-2ST) con el objetivo de evaluar la formación Cushabatay en una posición estructural más alta, para lo cual se abandonó la sección del pozo SC3X-ST1 entre 15,400 pies y 19,322 pies con 3 tapones de cemento.

El pozo SC3X-ST2 se perforó desde el 12 de octubre del 2009 al 30 de noviembre del 2009 iniciando a una profundidad de 15,620 pies y alcanzando una profundidad de 19,146 pies MD. Debido a problemas mecánicos en este *sidetrack*, no se pudo evaluar la formación Cushabatay. El pozo SC3X-ST2 cuenta también con perfiles eléctricos y una prueba DST en la formación Vivian Inferior. Actualmente, el pozo Situche Central 3X ST 2 se encuentra temporalmente abandonado.

En la figura 5 y figura 6 se muestran los diagramas de completación del pozo SC3X-ST1 y ST3X-ST2 respectivamente.

Figura 5

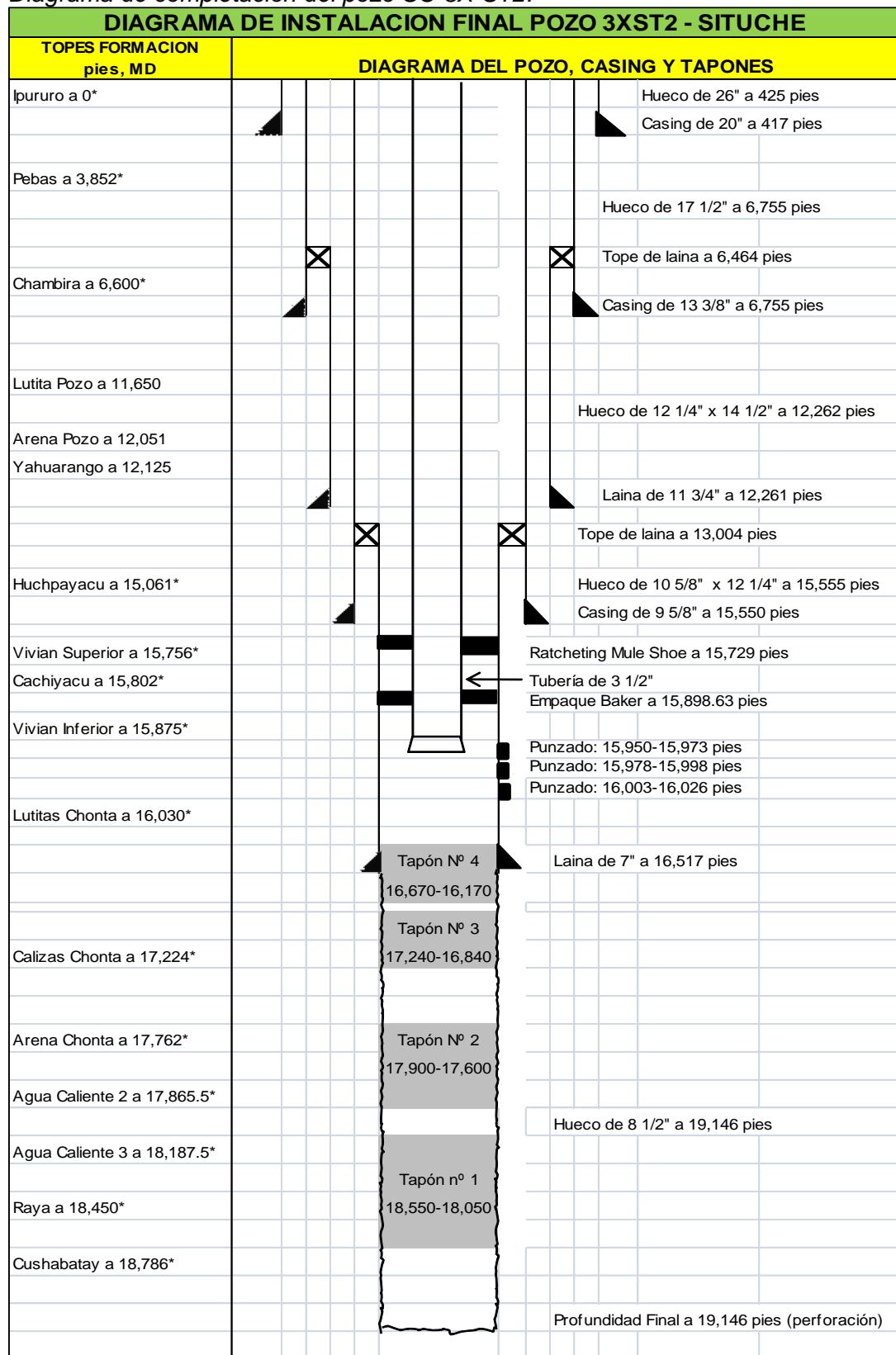
Diagrama de completación del pozo SC-3X-ST1.



Fuente: Petroperú, 2015

Figura 6

Diagrama de completación del pozo SC-3X-ST2.



Fuente: Petroperú, 2015

2.1.3. Geofísica

La información geofísica del campo Situche Central consiste en la adquisición, procesamiento e interpretación de la información sísmica 2D y 3D.

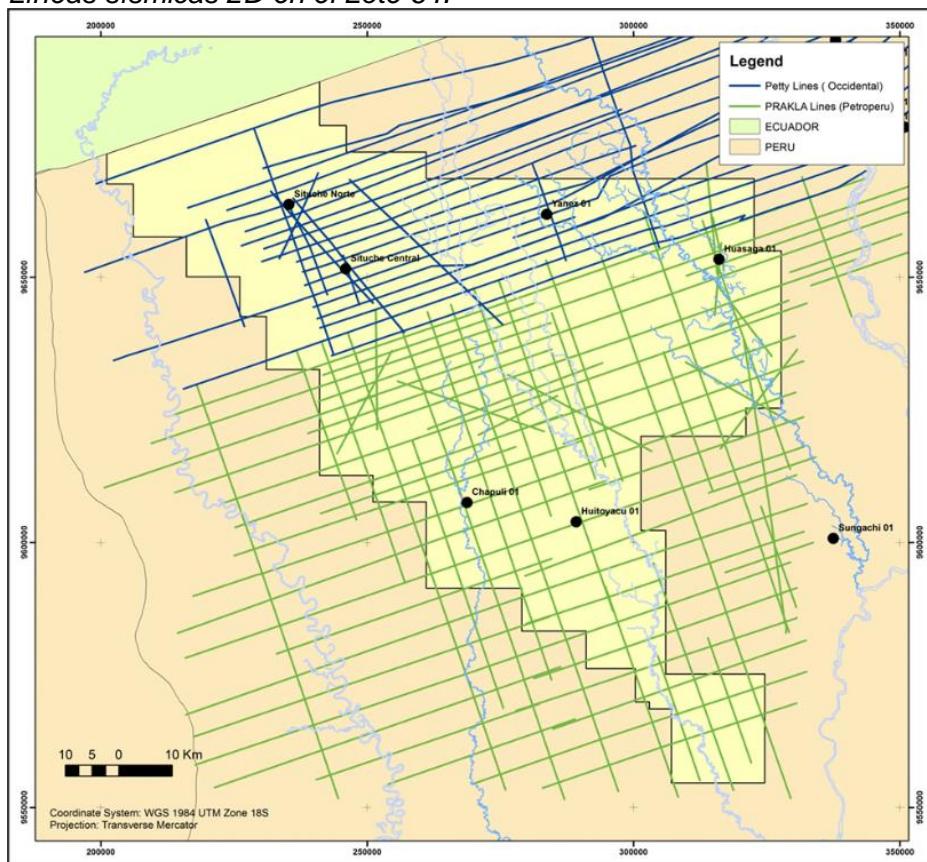
2.1.3.1. Adquisición y procesamiento 2D

En el Lote 64, donde se encuentra el yacimiento Situche Central, se han realizado 2 campañas de adquisición sísmica 2D entre los años 1971 y 1975 donde se logró registrar 7,295 Km (Figura 7).

La primera campaña fue realizada desde octubre de 1971 a julio de 1974. El resultado de esta campaña dio origen a la definición de las estructuras del Complejo Situche. La segunda campaña fue realizada por Petroperú en la parte sur del Lote 64 entre los años 1974 y 1975.

El espaciado entre las líneas sísmicas es de 4 km aproximadamente con un número de trazas apiladas o cobertura de 6 *fold*.

Figura 7
Líneas sísmicas 2D en el Lote 64.



Fuente: Talisman, 2010

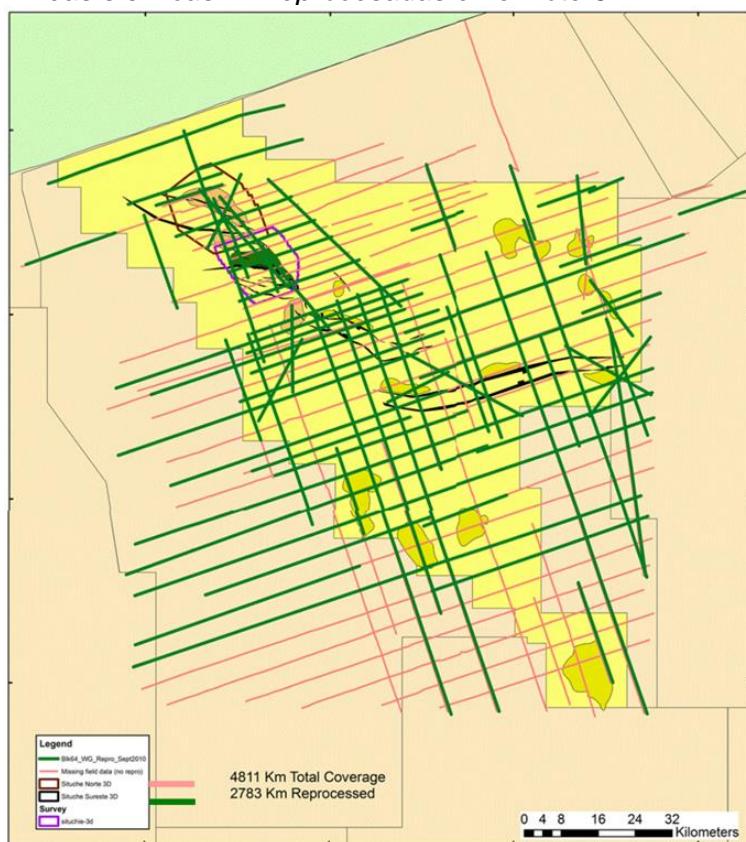
En diciembre de 1995, se reprocesaron 1,600 km de líneas sísmicas 2D del Complejo Situche en el Lote 64 (OXY, 2003) con la finalidad de mejorar la continuidad entre eventos, ampliar el espectro de frecuencias, aumentar la relación señal-ruido y mejorar el mapeo de estructuras. A partir de estos trabajos se perforó el pozo Situche Norte 1X, el cual fue abandonado antes de alcanzar la formación Vivian Inferior.

Seguidamente, con la misma información sísmica 2D, se perfora en el año 2005 el pozo Situche Central 2X, el cual descubrió petróleo en el Reservorio Vivian Inferior.

En el año 2010 se reprocesó un total de 2,783 Km de sísmica 2D con el objetivo de evaluar el resto del área del Lote 64 (Talisman, 2010). A partir de este reproceso se identificaron diversos prospectos y leads exploratorios.

En la figura 8 se observan las líneas en color verde que fueron procesadas y las líneas rojas que no fueron reprocesadas debido a que no presentan buena calidad de la información de campo (registros de los disparos, notas del observador, navegación, etc.).

Figura 8
Líneas sísmicas 2D reprocesadas en el Lote 64.

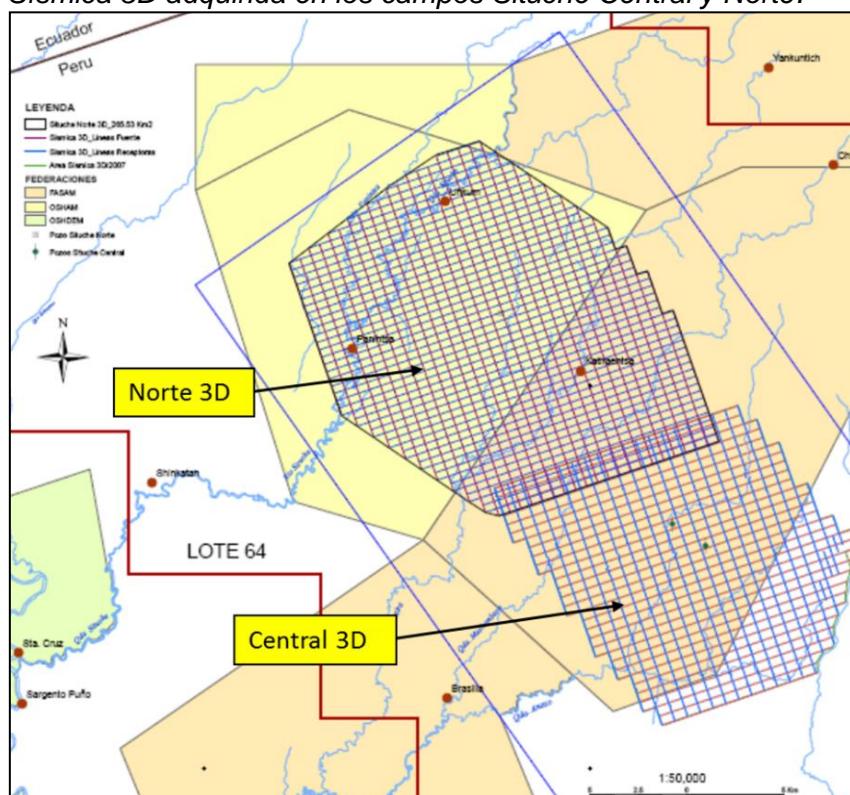


Fuente: Talisman, 2010

2.1.3.2. Adquisición y procesamiento 3D

Para obtener una mejor interpretación del subsuelo relacionada con la continuidad, extensión y tamaño de la estructura en el complejo Situche, se realizaron 2 campañas de adquisición y procesamiento de sísmica 3D (Figura 9).

Figura 9
Sísmica 3D adquirida en los campos Situche Central y Norte.



Fuente: Talisman, 2012a

En el año 2007 se adquirieron 199.34 km² de sísmica 3D en el campo Situche Central (OXY, 2007; Talisman, 2008). La adquisición de esta sísmica permitió perforar el pozo Situche Central 3X con mayor certeza.

En el año 2010 y parte del 2011 se adquirieron 265.53 km² de sísmica en el área de Situche Norte. Estos dos cubos sísmicos se traslanan y conforman un área combinada de 449 km².

Los dos cubos sísmicos 3D tienen similares parámetros de adquisición; sin embargo, difieren en el número de trazas apiladas o cobertura (*fold*). La cobertura en el campo Situche Central fue de 48 *fold*, mientras que en Situche Norte fue de 71 *fold*. El

incremento de cobertura en Situche Norte se realizó para obtener una mejor resolución del reservorio Vivian Inferior.

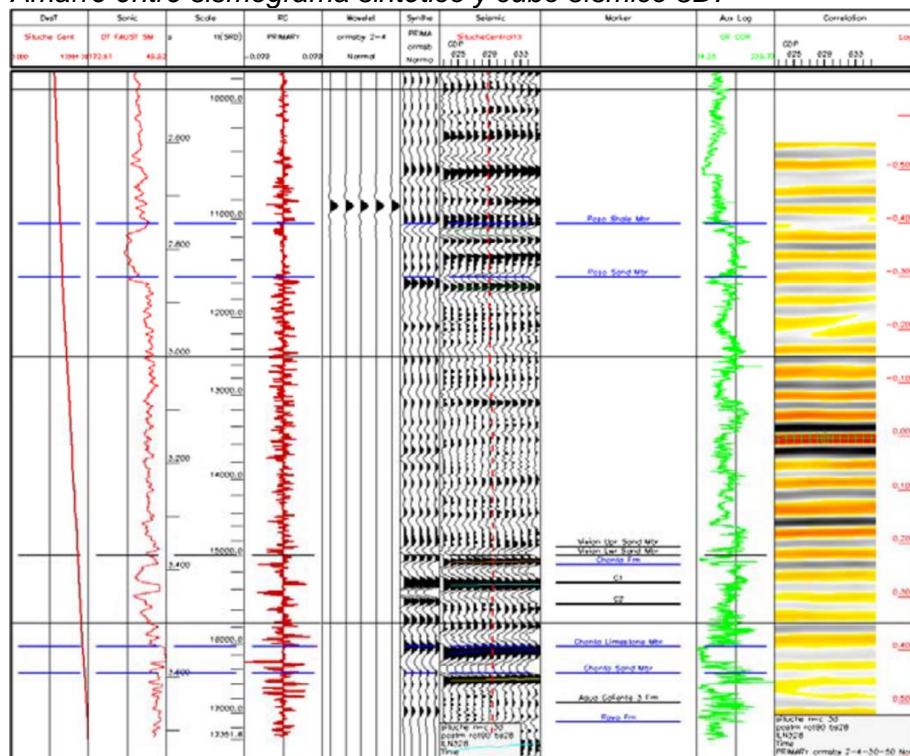
Adicionalmente en el año 2010, se integraron los volúmenes sísmicos de los campos Situche Central y Situche Norte y se les realizó un procesamiento PSTM y PSDM el cual terminó en el año 2011 (Talisman, 2012a).

En el 2019, con el objetivo de mejorar la continuidad de eventos y la resolución de las fallas y mejorar la relación señal-ruido, se realizó un reproceso a los cubos integrados. Este reproceso involucró un estudio tomográfico de la velocidad sísmica del subsuelo y una migración en profundidad pre-apilamiento (PreSDM).

2.1.3.3. Interpretación

La interpretación inicio con la generación de los sismogramas sintéticos de los pozos Situche Central 2X y 3X y con una rotación de fase de 90 grados del cubo sísmico para un mejor amarre sísmica-pozo (Talisman, 2012b). En la figura 10 se muestra el amarre sísmica-pozo para el pozo SC-2X.

Figura 10
Amarre entre sismograma sintético y cubo sísmico 3D.



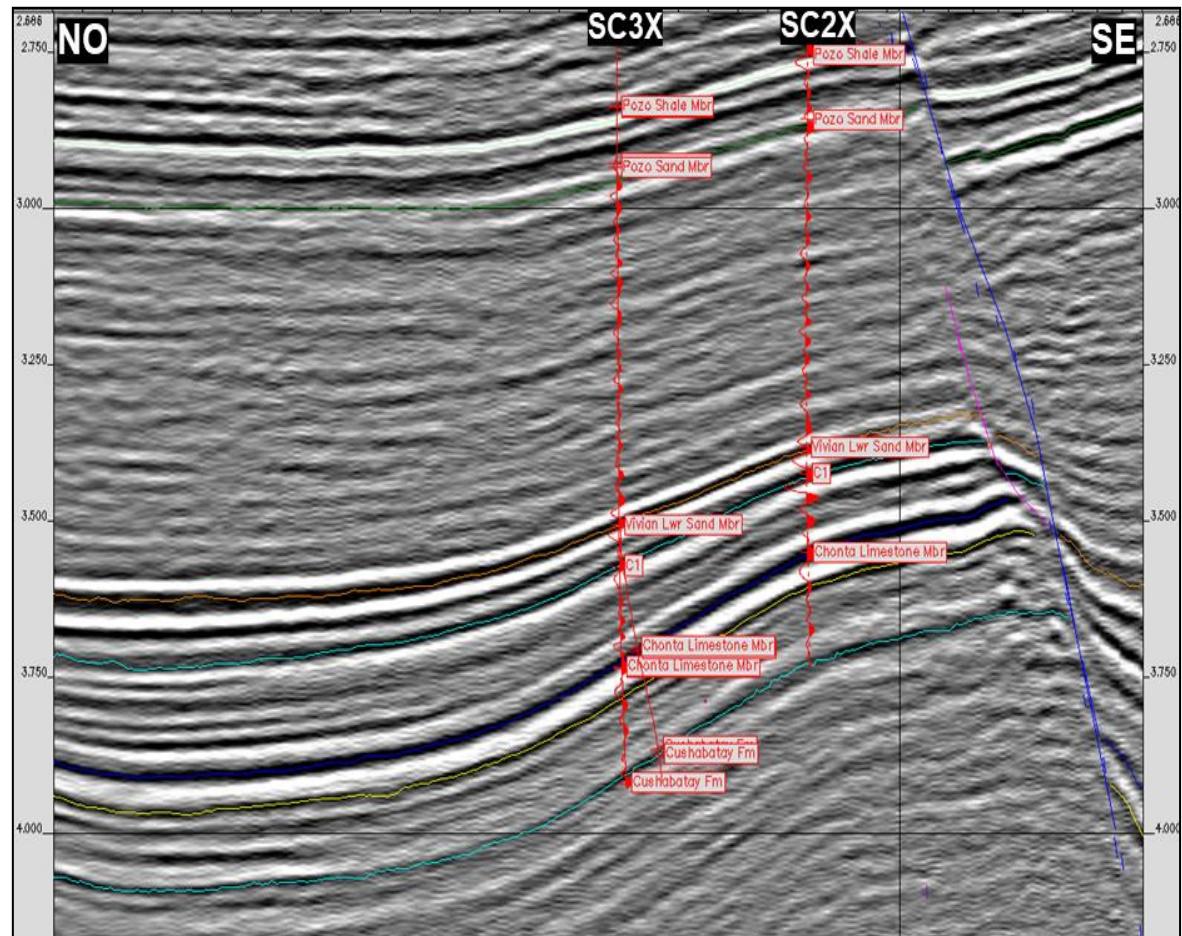
Fuente: Talisman, 2012b

El sismograma sintético del pozo SC-2X utilizó una ondícula de Ormsby con una banda de frecuencia de 2-4-30-50 Hz. La correlación entre el sismograma sintético y la sísmica rotada fue de 69%. La frecuencia dominante de la sísmica 3D combinada es aproximadamente 23 Hz.

La figura 11 muestra una línea sísmica PSTM con los sismogramas sintéticos de los pozos SC2X y SC3X del campo Situche Central. En esta línea el tope del reservorio Vivian Inferior está representado por un pico de alta amplitud bien definido.

Figura 11

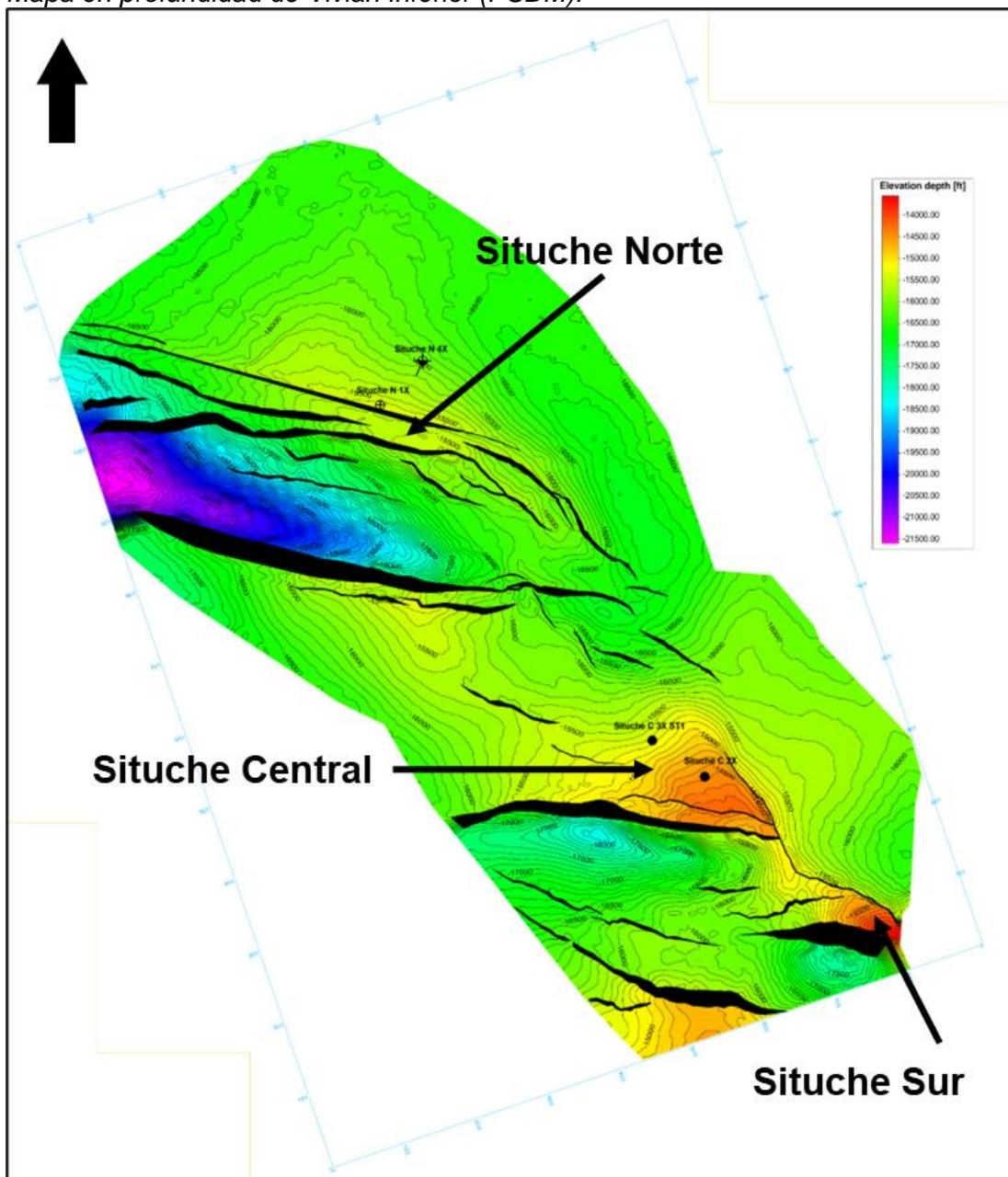
Línea sísmica NO-SE en la estructura Situche Central.



Fuente: Talisman, 2012b

Las interpretaciones de horizontes y fallas del campo Situche Central se realizaron utilizando el cubo sísmico procesado PSDM en el año 2011 (Talisman, 2012b; Petroperú, 2014d). La figura 12 muestra el mapa estructural en profundidad a nivel de la Formación Vivian Inferior.

Figura 12
Mapa en profundidad de Vivian Inferior (PSDM).



Fuente: Petroperú, 2014d

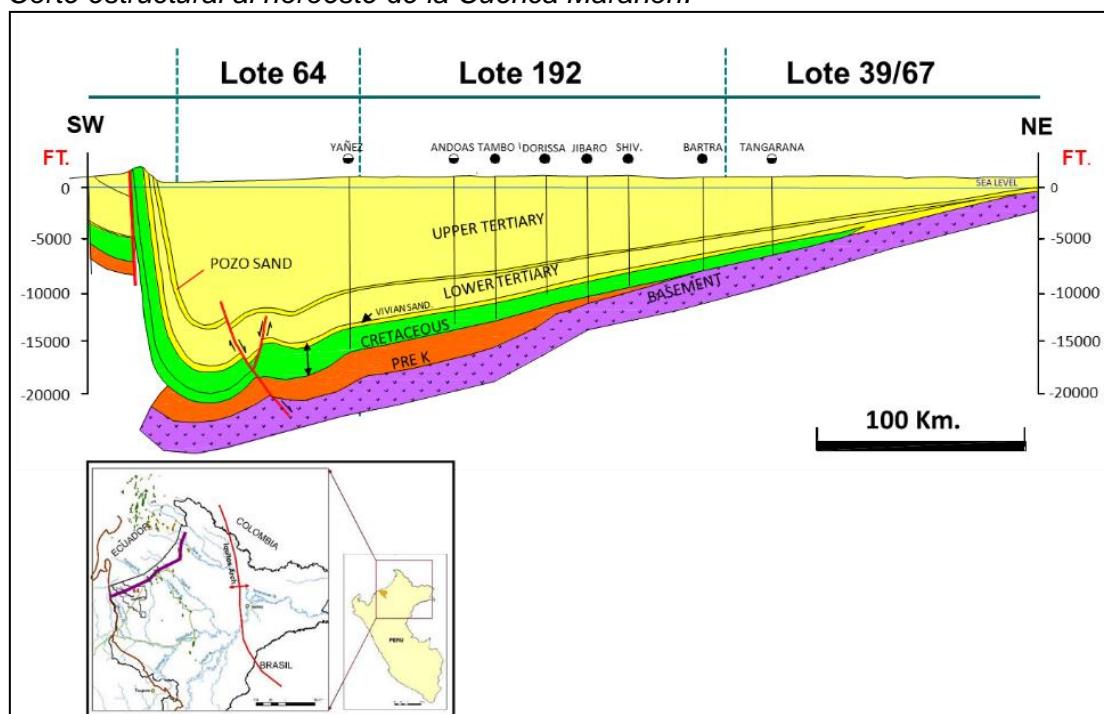
2.1.4. Geología

Geológicamente el área donde se encuentra el yacimiento Situche Central, el cual pertenece a la Cuenca Marañón, se encuentra al frente del subandino. Esta área se caracteriza por presentar esfuerzos tectónicos compresivos que iniciaron en el Cretácico y se desarrollaron con mayor intensidad en el Terciario. Estos esfuerzos ocasionaron el hundimiento de esta parte de la Cuenca originando que los reservorios cretácicos del yacimiento Situche Central sean los más profundos de la Cuenca Marañón.

En la figura 13 se observa una sección esquemática de Oeste a Este a lo largo de la Cuenca Marañón que muestra la posición del Lote 64 en el cual se encuentra el Yacimiento Situche Central,

Figura 13

Corte estructural al noroeste de la Cuenca Marañón.



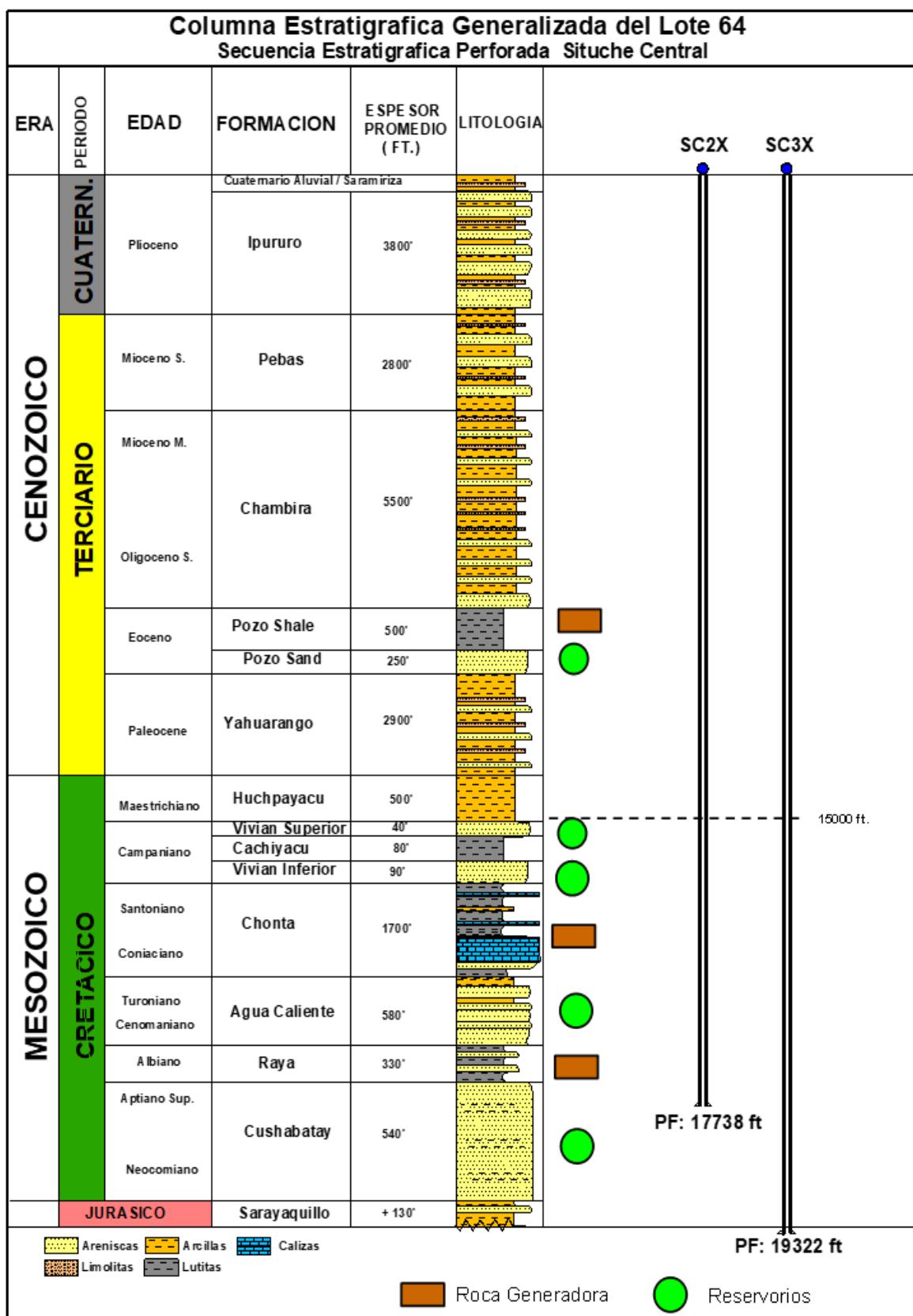
Fuente: Petroperú, 2015

2.1.4.1. Estratigrafía

La sección estratigráfica en el área del Lote 64 tiene un espesor de sedimentos mayor a 30,000 pies comprendiendo depósitos del Paleozocio, Triásico, Jurásico, Cretácico y Terciario.

La estratigrafía en el yacimiento Situche Central proviene principalmente de la información de los 2 pozos perforados en el área los cuales han alcanzado sedimentos del Cuaternario (Grupo Ipururu), Terciario (Formaciones Pebas, Chambira, Pozo Shale, Pozo Sand y Yahuarango), Cretácico Superior (Formaciones Huchpayacu, Vivian Superior, Cachiyacu, Vivian Inferior, Chonta y Agua Caliente), Cretácico Inferior (Formaciones Raya y Cushabatay) y 150 pies del Jurásico Superior (Formación Sarayaquillo), no habiendo penetrado sedimentos del Triásico ni Paleozoico debido a su gran profundidad. La figura 14 muestra la columna estratigráfica para el yacimiento Situche Central.

Figura 14
Columna estratigráfica para el yacimiento Situche Central.



Fuente: Petroperú, 2015

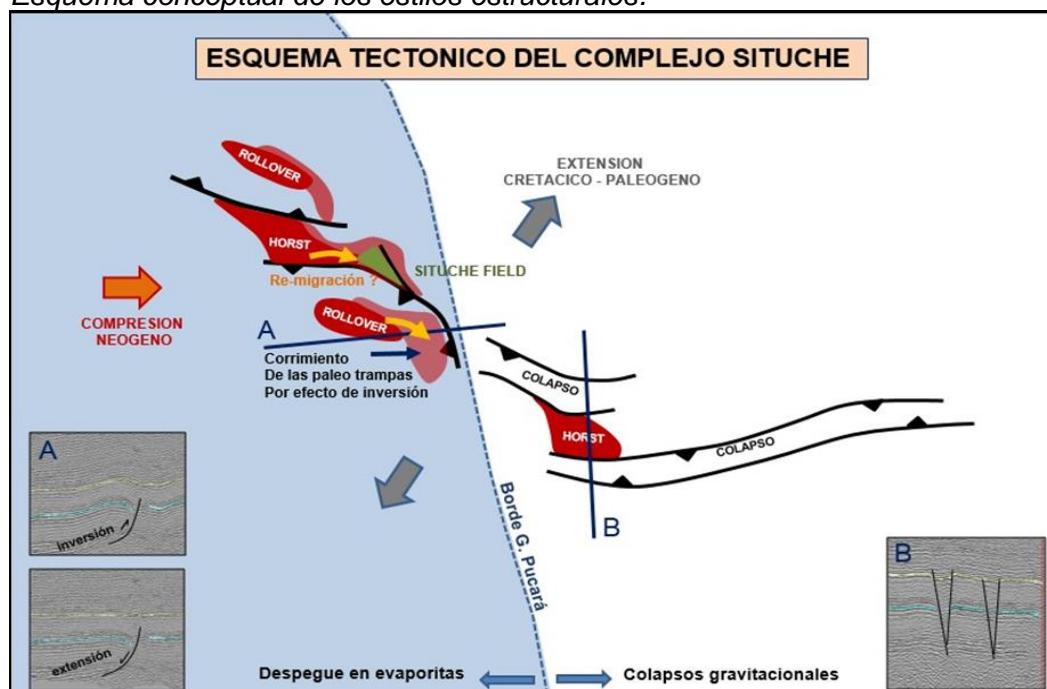
Dentro de la columna estratigráfica, la sección Cretácica es la más importante debido a su potencial hidrocarburífero a nivel local y regional en la Cuenca Marañón. El Cretácico en el yacimiento Situche Central cuenta con un espesor de 4,000 pies a una profundidad entre 15,000 y 19,000 pies.

2.1.4.2. Geología estructural

El dominio estructural del Lote 64 está asociado principalmente a esfuerzos compresivos producto de la subducción de la Placa de Nazca bajo la Placa Sudamericana que dio origen a la Cordillera de los Andes. Este proceso de subducción es el responsable de la generación de elementos estructurales tales como anticlinales, anticlinales fallados, fallas inversas y/ o empuje, estructuras *rollovers*, fallas extensionales e inversiones estructurales dentro del Lote.

En la figura 15 se muestra el estilo estructural para el complejo Situche. En sentido Norte-Sur se tiene un estilo extensivo, con dos hemigrábenes con orientación opuesta y estructuras *rollovers*, separados por un *horst* intermedio. En sentido Oeste-Este se presenta un estilo compresivo que invierte las estructuras.

Figura 15
Esquema conceptual de los estilos estructurales.



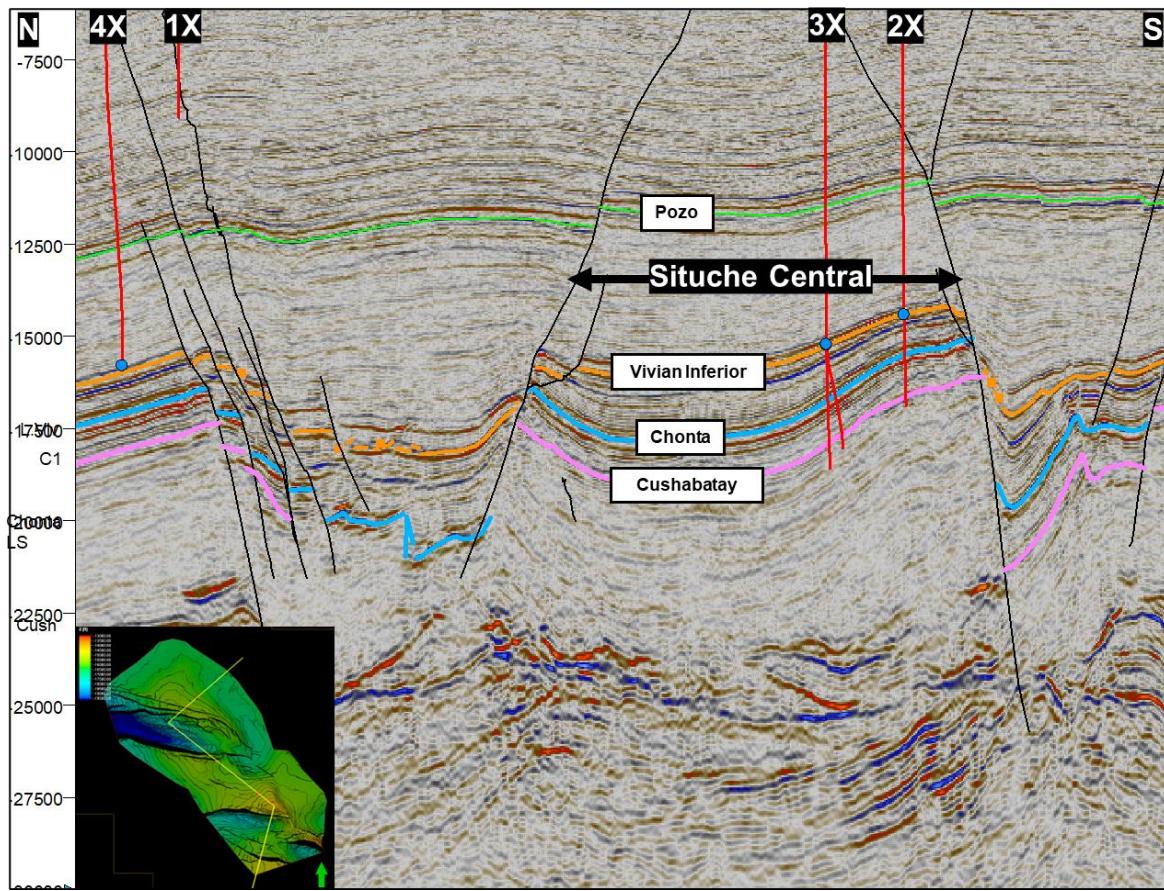
Fuente: Petroperú, 2015

Los esfuerzos compresivos son más intensos cerca al área andina disminuyendo hacia el este conforme se alejan de esta zona. Como resultado, los anticlinales encontrados en el complejo Situche son de mayor relieve que los que se presentan hacia el este, lo cual ha favorecido la acumulación de hidrocarburos en el yacimiento Situche Central. Cabe mencionar que los esfuerzos compresivos horizontales juntamente con la carga litostática han originado también una disminución en las propiedades petrofísicas de los reservorios.

En la figura 16 se muestra una sección sísmica de los estilos estructurales que componen el complejo Situche. Estos estilos se desarrollaron a lo largo de fallas lístricas con su superficie de despegue en capas de sal del nivel evaporítico basal del Grupo Pucará durante el Cretácico y Paleógeno; las cuales fueron reactivadas en la última deformación compresiva andina, probablemente en el Neógeno.

Figura 16

Sección sísmica mostrando la estructura del complejo Situche.

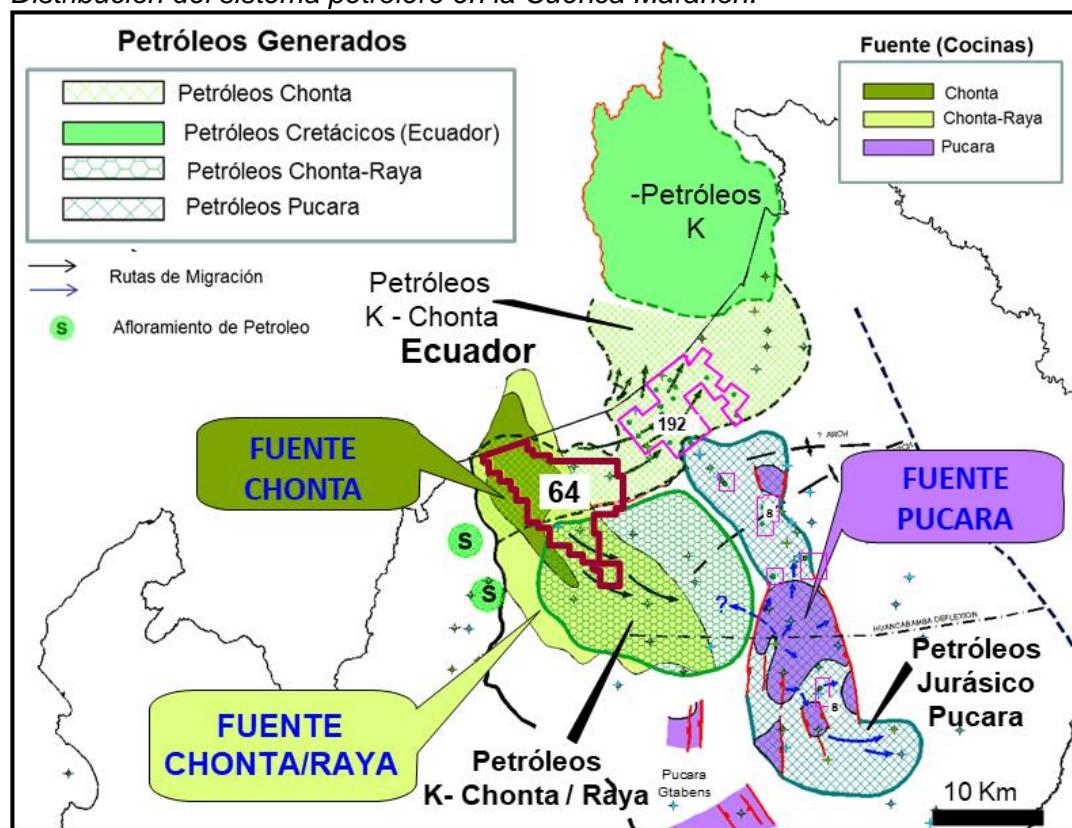


Fuente: Elaboración propia

2.1.5. Sistema Petrolero

El sector noroeste de la Cuenca Marañón presenta un sistema petrolero comprobado donde más del 95% de las reservas de petróleo de la cuenca se han producido de los reservorios Vivian y Chonta del Cretácico (Figura 17). Por otra parte, el yacimiento Situche Central, que se encuentra en este sector de la cuenca, forma parte también de este sistema petrolero activo el cual tiene un área de generación de hidrocarburos ubicada en las partes más profundas de la cuenca y al oeste del complejo Situche.

Figura 17
Distribución del sistema petrolero en la Cuenca Marañón.



Fuente: Petroperú. 2015

2.1.5.1. Roca madre y madurez termal

En el complejo Situche, se han identificado 3 rocas madres, las cuales están conformadas por las lutitas de las formaciones Raya, Chonta y Pozo las cuales cuentan con un grado de madurez termal capaz de generar hidrocarburos de acuerdo con la información geoquímica del pozo Situche Central 2X.

Las lutitas de la Formación Raya se encuentran en ventana de generación petróleo con valores de reflectancia de vitrinita (Ro) de alrededor de 0.92% con valores relativamente bajos de contenido orgánico total (TOC) de alrededor de 0.94%; las lutitas de la Formación Chonta presentan valores de Ro entre 0.8 y 0.9%, lo que significa que están en ventana de generación de petróleo; valores de TOC de hasta 1.67%, y tipos de kerógenos I y II los cuales son capaces de generar hidrocarburos líquidos; y las lutitas de la Formación Pozo presentan valores de TOC alrededor de 6.73% y está en el borde de la ventana de petróleo con un valor de Ro alrededor de 0.67%.

De estas 3 rocas madres identificadas en el complejo Situche, las lutitas de la Formación Chonta son las de mayor interés en el almacenamiento de hidrocarburos debido a su madurez térmica y su contenido de materia orgánica.

2.1.5.2. Rocas reservorios y sellos

Las rocas reservorio para el complejo Situche corresponden a las areniscas de las formaciones Cushabatay, Agua Caliente, Chonta, Vivian Inferior y Vivian Superior, las cuales pertenecen al Cretáceo; y las areniscas de la Formación Pozo del Terciario.

Las rocas sello para las rocas reservorios están compuestas principalmente por lutitas que sobreyacen a estos reservorios. Las rocas sello para Vivian Superior es la secuencia continental de capas rojas arcillosas de la formación Huchpayacu y se comporta como sello regional para toda la secuencia cretácica; las rocas sello para Vivian Inferior son las lutitas marinas de la formación Cachiyacu; las rocas sello para las areniscas de la Formación Chonta y Agua Caliente son las lutitas y calizas de la Formación Chonta; y las rocas sello para el reservorio Cushabatay son las lutitas de la Formación Raya.

2.1.5.3. Trampas para hidrocarburos

En el complejo Situche, las trampas, las cuales se formaron durante el Terciario Superior, son principalmente del tipo estructural compuesto por anticlinales fallados de gran relieve. Es preciso mencionar que las trampas existentes también tienen un componente estratigráfico en el complejo Situche.

Los reservorios ubicados en las trampas juntamente con sus rocas sello permitieron las condiciones para el entrampamiento de hidrocarburos en el anticlinal fallado del campo Situche Central.

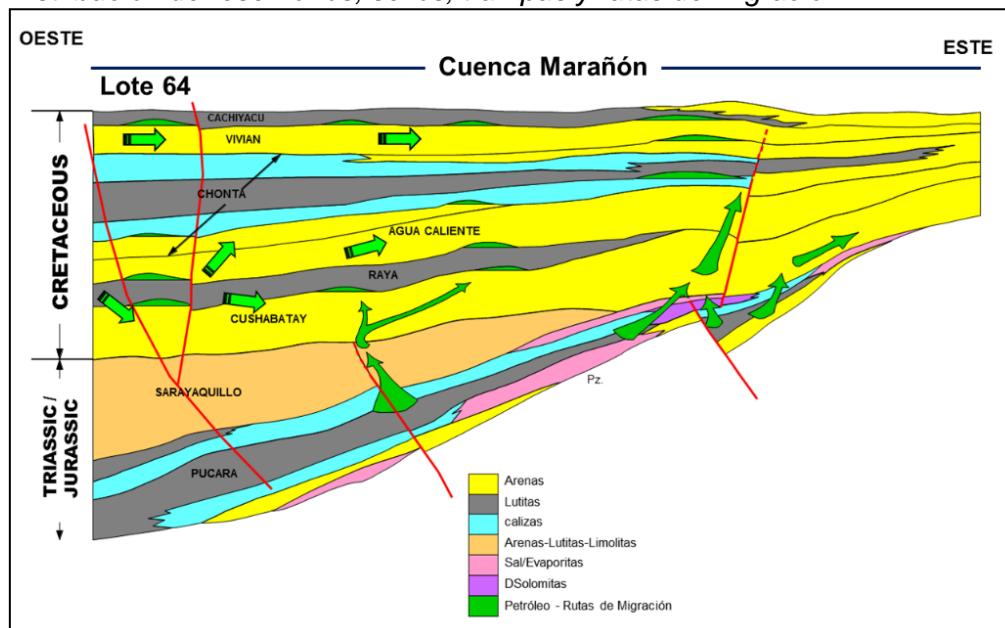
2.1.5.4. Tiempo de generación y acumulación de hidrocarburos

Los estudios geoquímicos realizados por la compañía Talisman (2012) establecen que la generación y migración de los hidrocarburos hacia el complejo Situche iniciaron hace aproximadamente 15 millones de años durante el Mioceno y permanecen hasta la actualidad.

La migración activa de los hidrocarburos hacia las trampas existentes del campo Situche Central y su cercanía a las áreas de generación permitió la acumulación de hidrocarburos principalmente en el reservorio Vivian Inferior; esta acumulación fue confirmada por la perforación de los pozos Situche Central 2X y 3X.

Las trampas estructurales y estratigráficas con hidrocarburos ubicados al este de las áreas de generación definen rutas de migración de hidrocarburos que se extienden de Oeste a Este. En la figura 18 se resume la distribución y migración de los petróleos generados a partir de las rocas madre en el complejo Situche.

Figura 18
Distribución de reservorios, sellos, trampas y rutas de migración.



Fuente: Petroperú, 2015

2.2. Bases teóricas

El modelado de reservorios tiene diversos propósitos entre los cuales tenemos: entender la distribución espacial de las heterogeneidades principales del reservorio, estimar volúmenes de hidrocarburos, realizar estudios de simulación de reservorios, generar estrategias de perforación, y realizar proyectos asociados con la mejora en el factor de recobro de hidrocarburos.

La construcción de un modelo de reservorio permite la visualización tridimensional del reservorio y la distribución de sus propiedades a partir de la integración de datos que provienen principalmente de los pozos perforados y la sísmica. Los modelos de reservorio integran principalmente los modelos estructurales, estratigráficos, de facies y petrofísicos.

En campos exploratorios, como es el caso del campo Situche Central de la Cuenca Marañón que cuenta con solo 2 pozos perforados, la herramienta principal para la generación de modelos integrados de reservorio es la sísmica 3D pues permite obtener información en áreas donde no se cuenta con pozos perforados.

Los datos sísmicos consisten en el registro del tiempo que demora un conjunto de ondas sísmicas que parten desde una fuente acústica en la superficie del terreno, atravesando múltiples capas del subsuelo y reflejándose en los límites de capas hasta llegar a la superficie donde la llegada de las diversas ondas sísmicas es registrada por múltiples receptores. El procesamiento de estos datos permite obtener una imagen del subsuelo en dos o tres dimensiones.

La interpretación de la sísmica 3D permite definir horizontes y fallas de los principales reservorios lo que permite construir modelos estructurales y estratigráficos tridimensionales. Estos modelos definen la geometría, el tamaño, la continuidad estratigráfica y la delineación de trampas de hidrocarburos de los reservorios. La interpretación de fallas y horizontes se realiza en el dominio de tiempo y luego son convertidas a profundidad utilizando un modelo de velocidades.

Adicionalmente, la sísmica 3D proporciona información sobre la distribución espacial de las propiedades del reservorio mediante el uso de técnicas de inversión

sísmica la cual consiste en predecir volúmenes de impedancias acústicas de las capas del subsuelo (Tarantola, 2005; Sen and Stoffa, 2013). En la industria de los hidrocarburos, la técnica de inversión sísmica ha sido ampliamente usada y es la mejor herramienta para caracterizar los reservorios (Morozov, 2009; Pendrel, 2001; Zrelli, 2023). Las técnicas de inversión sísmica utilizan el tiempo de arribo y la amplitud de las ondas sísmicas reflejadas en los límites de las capas del subsuelo para obtener impedancias acústicas de cada capa. Los cubos de impedancia acústica mediante inversión sísmica calibrados con datos de pozos se utilizan para obtener propiedades de porosidad, litología, fluidos, y otros parámetros geomecánicos. Las propiedades del reservorio obtenidas a partir de las impedancias acústicas son utilizadas en la construcción de los modelos de facies y petrofísicos permitiendo una representación tridimensional de la heterogeneidad del reservorio.

Una revisión de los métodos disponibles para combinar las propiedades de roca y la inversión sísmica fue presentada por Doyen (1988, 2007), Bosh et al. (2010), Grana (2018), Lang & Grana (2018), y Figueiredo et al. (2018). Adicionalmente, Avseth et al. (2010) y Simm & Bacon (2014) proporcionan información relacionada con la interpretación del subsuelo y las aplicaciones de la sísmica en las técnicas de modelado de reservorios.

Existen dos tipos de inversión sísmica, la determinística y la estocástica. La inversión determinística se basa en minimizar la diferencia entre la traza sísmica modelada a partir de pozos y la traza sísmica real. Este tipo de inversión está condicionado al ancho de banda de los datos sísmicos y produce un solo resultado con baja resolución vertical. En capas de gran espesor este tipo de inversión trabaja bien de modo que la ausencia de altas frecuencias en la sísmica no presenta un gran impacto en la descripción del reservorio. Sin embargo, en capas delgadas donde la resolución de la sísmica no logre diferenciar dichas capas este método presentaría altas incertidumbres en la estimación de volúmenes de hidrocarburos y la conectividad del reservorio (Francis, 2006a; Sancervero et al., 2005). Existen diversos métodos para realizar una inversión sísmica determinística,

entre los cuales se tienen: la inversión recursiva, la inversión sparse spike, la inversión model-based, entre otros.

La inversión estocástica fue presentada por Bortoli et al. (1992) y Haas & Dubrule (1994) durante los noventa. La integración de la sísmica usando inversión estocástica en los modelos de reservorios permiten un mejor control en el manejo de las incertezas de un modelo (Rowbotham et al., 2006). Este tipo de inversión se basa en generar múltiples realizaciones de las propiedades elásticas con contenido de alta frecuencia de modo que sean consistentes con las amplitudes sísmicas y la información de pozos. Este tipo de inversión es apropiada para el modelado de reservorio debido a que están controlados por la escala de los registros de pozos, los cuales son de alta frecuencia, generando volúmenes de impedancias que permiten describir las heterogeneidades del reservorio con mayor resolución vertical cuando se compara con el método determinístico. Existen diversos métodos para generar una inversión estocástica, tales como la inversión bayesiana (Gunning & Glinsky, 2003), la simulación guasiana secuencial (Haas and Dubrule, 1994) o el uso de la inversión geoestadística implementada con algoritmos tales como Markov Chain Monte Carlo (Contreras et al., 2005), el algoritmo simulated annealing (Debeye et al., 1996; Torres-Verdin et al., 1999), el algoritmo de deformación gradual, o el algoritmo genético (Boschetti et al., 1996; Sen & Stoffa, 2013; Mallick, 1995, 1999).

El algoritmo genético es un método de optimización estocástica que actualiza una población de soluciones candidatas de acuerdo con el valor de una función objetivo. Este algoritmo se basa en el proceso de selección natural observable en los procesos biológicos. Este método modifica de manera iterativa la población de soluciones basadas en las evaluaciones subsecuentes de la función objetivo asociada con el problema inverso. Este método ha sido aplicado exitosamente en el modelado de reservorios y la geofísica de exploración (Abdolah et al., 2022; Al-Rahim & Abdulateef, 2017; Dorrington & Link, 2004; Garza & Aguirre, 2016; Mallick, 1995, 1999; Mitchell, 1998; Salamanca, 2017; Sen & Stoffa, 2013).

La inversión sísmica usando algoritmos genéticos y métodos de machine learning se denomina método de inversión genética (Iturrarán, 2014; Leite & Vidal, 2011; Marzuki et al., 2009; Singh et al. 2016). El método de inversión genética realiza cubos de inversión con datos de amplitud sísmica post apilamiento y datos de registros de pozos (Garza & Aguirre, 2016; Sokolov et al., 2021). El cubo de inversión más utilizado en el modelado de reservorio es el cubo de porosidad a partir de la sísmica post-apilada (Al-Rahim & Hashem, 2016; Al-Rahim & Abdulateef, 2017; Maurya et al., 2018; Khalifa, 2023).

Este método es utilizado en conjunto con las simulaciones geoestadísticas para predecir la distribución probabilística de las propiedades de facies y petrofísicas condicionadas con datos sísmicos.

2.3. Definición de términos

- Datos de pozos: Consiste en información de coordenadas, registro de desviaciones, topes de formación, registros de pozos, evaluaciones petrofísicas, pruebas de presión, análisis de fluidos, estudio de núcleos, y producción.
- Datos Sísmicos: Consiste en el registro de tiempo de reflexión y amplitud de las ondas sísmicas propagadas en el substituto.
- Modelo de reservorio: Visualización tridimensional de la geometría del reservorio y la distribución de sus propiedades.
- Modelo estructural: Representación tridimensional de la geometría de los reservorios limitados por superficies y fallas generadas a partir de la interpretación sísmica.
- Modelo estratigráfico: Representación tridimensional de la continuidad estratigráfica de los reservorios generada mediante correlaciones estratigráficas de pozos y el picado de horizontes sísmicos.
- Modelo de facies: Representación tridimensional de facies distribuidas mediante técnicas geoestadísticas y guiadas con información sísmica.

- Facies: Son características particulares que permiten clasificar un reservorio en múltiples tipos de roca. La clasificación se basa principalmente en la integración de núcleos y perfiles de pozo. Las facies se componen de datos discretos en los modelos de facies.
- Modelo petrofísico: Representación tridimensional de propiedades petrofísicas distribuidas mediante técnicas geoestadísticas y guiadas con información sísmica.
- Propiedades petrofísicas: Propiedades de las rocas tales como porosidad, saturación, permeabilidad que se obtienen a partir de la interpretación de perfiles de pozo calibrados con valores de núcleos. Las propiedades petrofísicas se componen de datos continuos en los modelos petrofísicos.
- Interpretación sísmica: Obtención de información del subsuelo mediante el análisis de las trazas sísmicas.
- Inversión sísmica: Proceso matemático que permite extraer a partir de las trazas sísmicas, la información de coeficientes de reflexión o impedancias acústicas. Este proceso utiliza el volumen sísmico de amplitudes juntamente con perfiles sónicos y de densidad para obtener los cubos de impedancias.
- Impedancia acústica: Es la resistencia que opone una capa del subsuelo a las ondas sonoras que se propagan sobre esta. Se mide mediante el producto de la densidad y la velocidad de propagación de las diferentes capas del subsuelo.
- Inversión sísmica determinística: Inversión basada en minimizar la diferencia entre la traza sísmica modelada a partir de pozos y la traza sísmica real produciendo un único resultado. Este método permite generar volúmenes de propiedades elásticas.
- Inversión sísmica estocástica: Permite integrar la resolución vertical de los pozos juntamente con los cubos sísmicos generando múltiples realizaciones que honran los datos de pozos y la sísmica. Este método permite generar múltiples volúmenes discretos y continuos.

- Algoritmo genético: Se basa en la emulación del proceso natural de evolución.
Permite optimizar la inversión sísmica estocástica.
- Método de inversión genética: Es un método de inversión sísmica estocástica que utiliza algoritmos genéticos y métodos de *machine learning* como redes neuronales para generar modelos de reservorio.
- Propagación de propiedades: Definir la propagación espacial de las propiedades discretas y continuas de un reservorio utilizando técnicas geoestadísticas,
- Estimación de volúmenes: Cuantificación de los volúmenes de hidrocarburos (gas y/o petróleo) que están presentes en los reservorios.

CAPÍTULO III: DESARROLLO DEL TRABAJO DE LA TESIS

3.1. Análisis de los datos y resultados

3.1.1. Datos sedimentológicos y estratigráficos

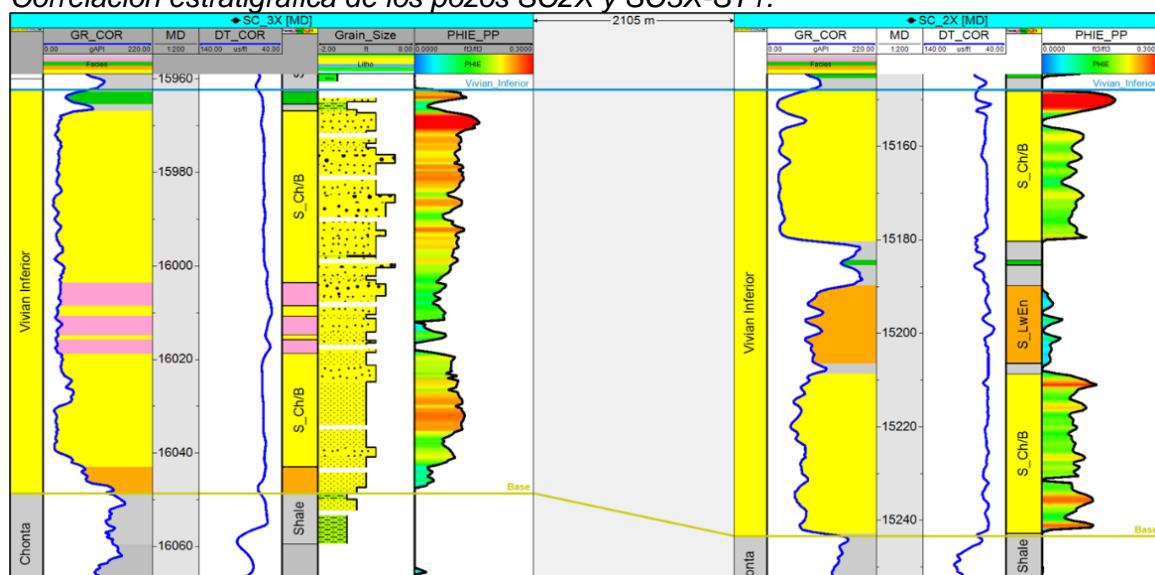
La Formación Vivian Inferior en el campo Situche Central consiste en areniscas fluviales con delgadas intercalaciones de lutitas las cuales se han depositado en el Cretácico superior. Las areniscas de esta formación son de color gris muy claro, de grano fino, medio a grueso, cuarzosa (hialino, translúcido), sub-angular a sub-redondeada, de moderada a buena selección, friable hasta consolidada, de escasa matriz arcillosa, de cemento calcáreo y localmente silicio, y de buena porosidad y permeabilidad visual.

La Formación Vivian Inferior, que tiene un espesor de 100 pies, sobreyace a la Formación Chonta e infrayace a las lutitas marinas de la Formación Cachiyacu, la cual constituye la roca sello para el reservorio de Vivian Inferior.

En la figura 19 se tiene una correlación estratigráfica para los pozos SC2X y SC3X-ST1 mostrando las variaciones de facies sedimentarias dentro del reservorio Vivian Inferior. Las facies predominantes en estos pozos corresponden a areniscas de canales y barras con algunos intervalos de arenas cementadas.

Figura 19

Correlación estratigráfica de los pozos SC2X y SC3X-ST1.



Fuente: Elaboración propia

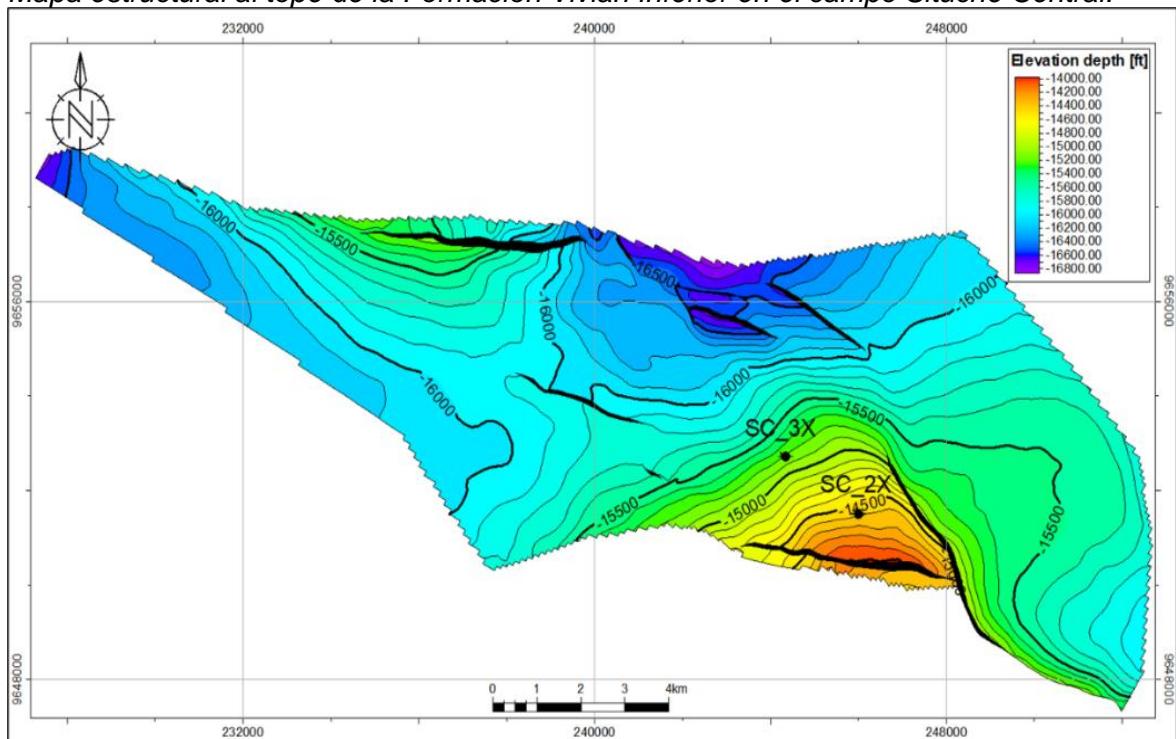
3.1.2. Datos estructurales

La estructura del reservorio Vivian Inferior del campo Situche Central fue actualizada en base a la interpretación del volumen sísmico PSDM procesado en el año 2019.

En la figura 20 se muestra el mapa estructural en profundidad al tope de la Formación Vivian Inferior en el campo Situche Central. La estructura de este reservorio consiste en un anticlinal fallado de 7.5 km de largo por 3.7 km de ancho. Este mapa será utilizado como dato de entrada en la generación del modelo estratigráfico-estructura del reservorio Vivian Inferior.

Figura 20

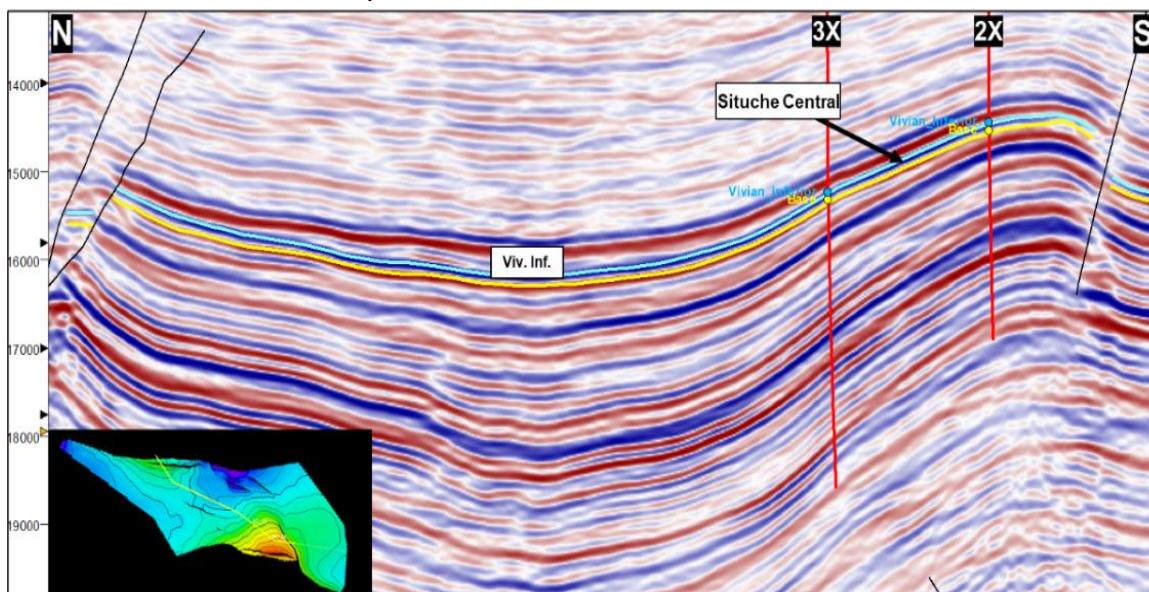
Mapa estructural al tope de la Formación Vivian Inferior en el campo Situche Central.



Fuente: Elaboración propia

En la figura 21 se muestra una sección estructural donde se muestran los dos pozos perforados en este campo y los horizontes interpretados al tope y la base del reservorio Vivian Inferior. En esta sección también se observa que el pozo SC2X se perforó cerca de la parte más alta de la estructura, mientras que el pozo SC3X en el flanco de la estructura.

Figura 21
Sección estructural del campo Situche Central.



Fuente: Elaboración propia

3.1.3. Datos petrofísicos

Las propiedades petrofísicas de la Formación Vivian Inferior fueron obtenidas a partir de las evaluaciones de los perfiles de los pozos SC 2X y SC3X. Estas evaluaciones fueron calibradas a partir de los parámetros petrofísicos obtenidos de los núcleos del pozo SC3X-ST1.

Los parámetros utilizados en las evaluaciones fueron los siguientes: resistividad del agua de formación igual a 0.77 ohm-m a 77°F, valores del factor de tortuosidad de 0.62 a 1.2, factor de cementación igual a 2.15, y exponente de saturación igual a 2.

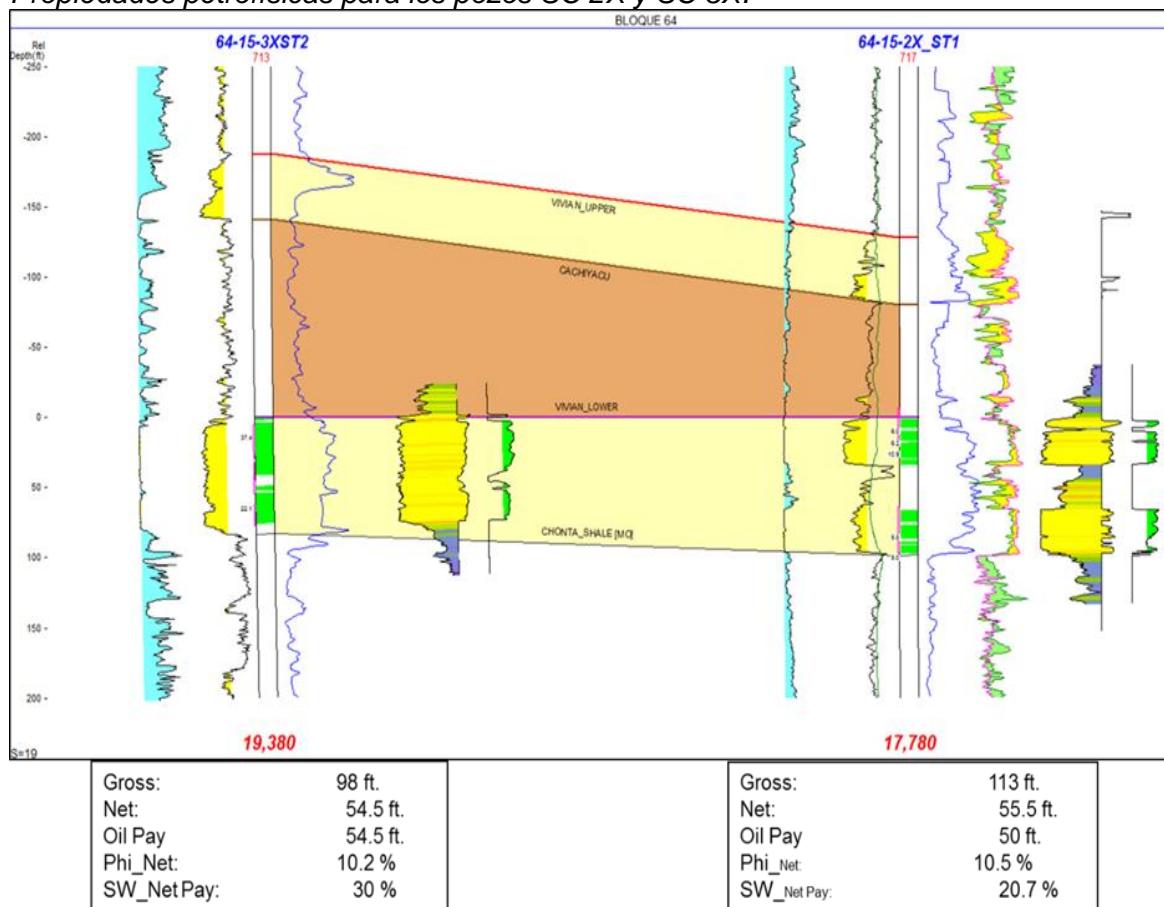
Para determinar las propiedades petrofísicas promedio de las arenas petrolíferas se utilizaron los delimitadores ó *cutoff* siguientes: volumen de arcilla menor al 30%, porosidades mayores al 7% y saturaciones menores al 50%.

Las propiedades petrofísicas promedio obtenidas para la Formación Vivian Inferior son: 55ft pies de arena neta petrolífera, 10.3% de porosidad efectiva, 25% de saturación de agua, y 210 md de permeabilidad.

En la figura 22 se muestra una sección entre los pozos SC3X y SC2X horizontalizada al tope de la Formación Vivian Inferior y sus propiedades petrofísicas promedio. Las evaluaciones petrofísicas de estos dos pozos serán utilizadas como datos de control en los modelos de propiedades petrofísicas.

Figura 22

Propiedades petrofísicas para los pozos SC 2X y SC 3X.



Fuente: Petroperú, 2015

3.1.4. Datos fluidos y contactos

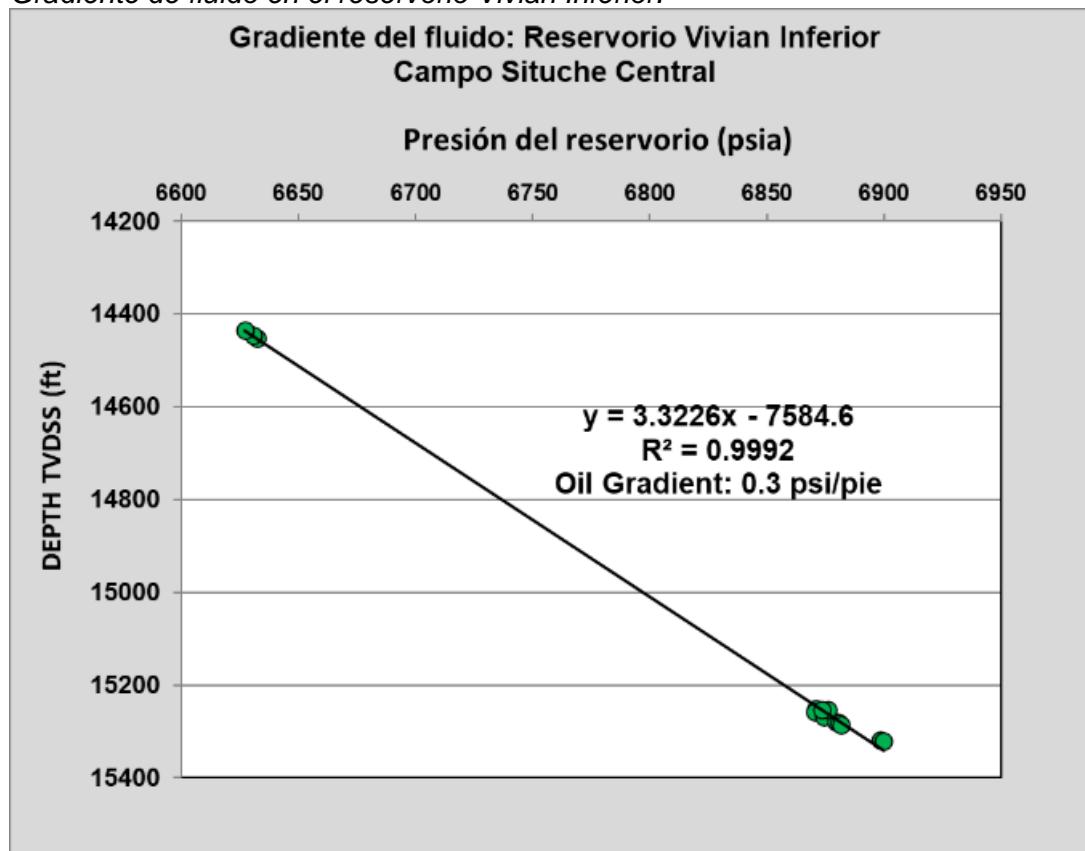
Los datos de perfiles y núcleos de los pozos Situche Central 2X y Situche Central 3X muestran que el reservorio Vivian Inferior se encuentra saturado completamente por petróleo sin evidencia de un contacto agua-petróleo.

Los análisis de fluidos en el pozo SC3X del reservorio Vivian inferior muestran que el petróleo encontrado presenta una gravedad de 36°API y una viscosidad de 0.5 cp a 306°F (Petroperú, 2014a, 2014c).

Por otra parte, los datos de presión del reservorio en los dos pozos perforados evidencian una columna saturada con hidrocarburos con una gradiente de 0.3 psi/ft como se muestra en la figura 23.

Figura 23

Gradiente de fluido en el reservorio Vivian Inferior.

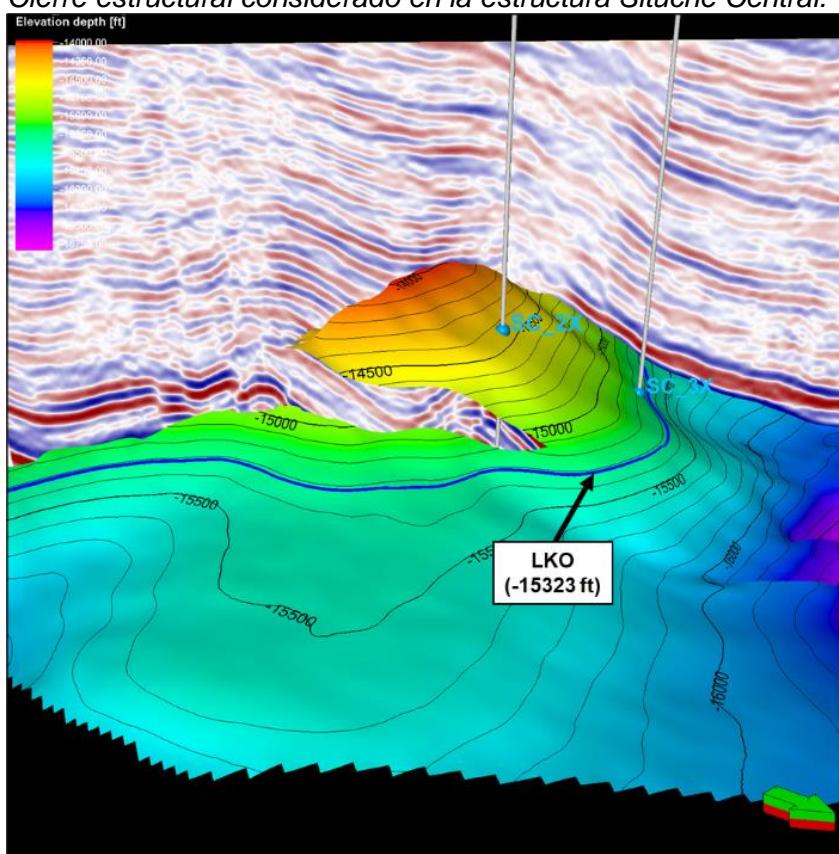


Fuente: Petroperú, 2014c

El nivel más bajo conocido de petróleo o *Lowest known oil* (LKO) dado por el pozo Situche Central 3X, el cual se encuentra en el flanco del anticlinal, se encuentra a una profundidad de -15323 ft TVDSS (4670 m TVDSS).

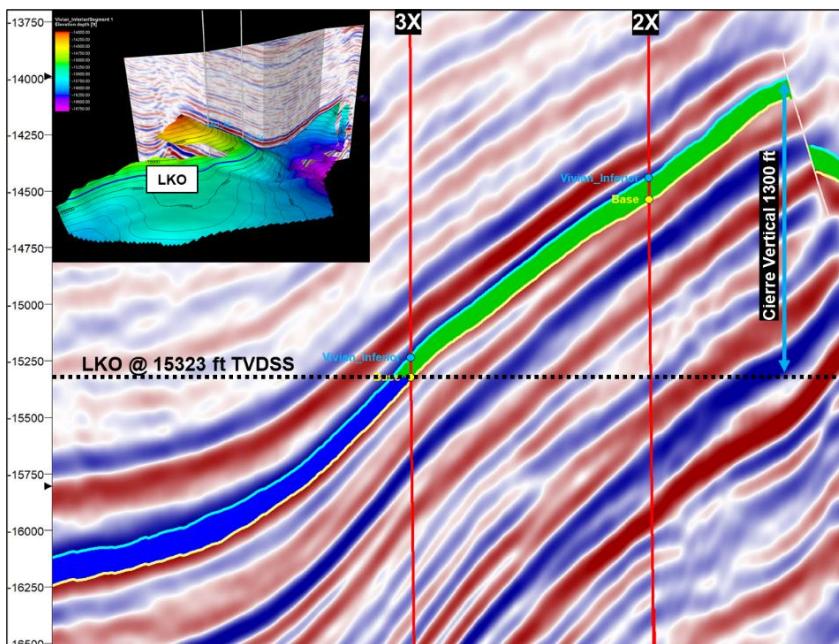
El valor del LKO en el reservorio Vivian Inferior delimita un cierre estructural en el anticlinal con un área de 3990 ac, y un cierre vertical de 1300 ft de columna de petróleo como se muestra las figuras 24 y 25.

Figura 24
Cierre estructural considerado en la estructura Situche Central.



Fuente: Elaboración propia

Figura 25
Sección estructural mostrando el nivel más bajo conocido de petróleo en el reservorio Vivian Inferior.



Fuente: Elaboración propia

3.1.5. Datos de productividad del reservorio

El reservorio Vivian Inferior del campo Situche Central constituye en toda la estratigrafía perforada el principal reservorio con potencial de producción de petróleo sustentado por las pruebas de formación efectuadas en los pozos Situche Central 2X y Situche Central 3X. Este reservorio presentó una presión estimada de 6,876 psi a una profundidad de 15,961 ft MD y una temperatura de 306 °F.

La prueba de formación realizada por el pozo Situche Central 3X fue de 5,200 barriles de petróleo por día de 36° API a 60 °F, sin producción de agua, con un índice de productividad de 5.24 bpd/psi y con contenidos de H2S y CO2 muy bajos.

Por otra parte, se tiene que la prueba de formación realizada en el pozo Situche Central 2X fue de 2,440 barriles de petróleo por día de una calidad de 34° API, sin corte de agua de formación.

3.1.6. Generación del modelo estratigráfico y estructural

La construcción del modelo estratigráfico-estructural de la formación Vivian Inferior del campo Situche Central tuvo como objetivo representar tridimensionalmente la geometría del reservorio. Para la construcción de este modelo se utilizó el software Petre® 2022 con autorización de la empresa Petroperú.

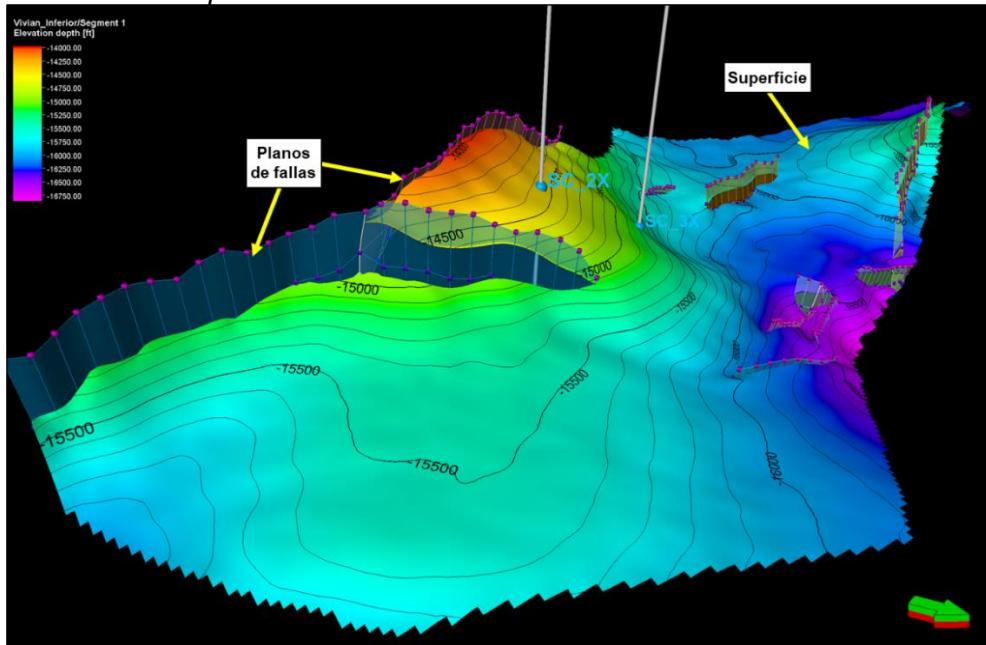
Los datos de entrada para generar el modelo geocelular del reservorio Vivian Inferior fueron los siguientes:

- Mapas estructurales a partir de la interpretación de la sísmica 3D
- Fallas interpretadas de la sísmica
- Registros eléctricos y litológicos de pozo
- Topes de formación de los pozos SC2X y SC3X
- Correlaciones estratigráficas

El modelo estratigráfico-estructural inició con la generación de 10 planos fallas geológicas que cortan el reservorio Vivian Inferior como se muestra en figura 26.

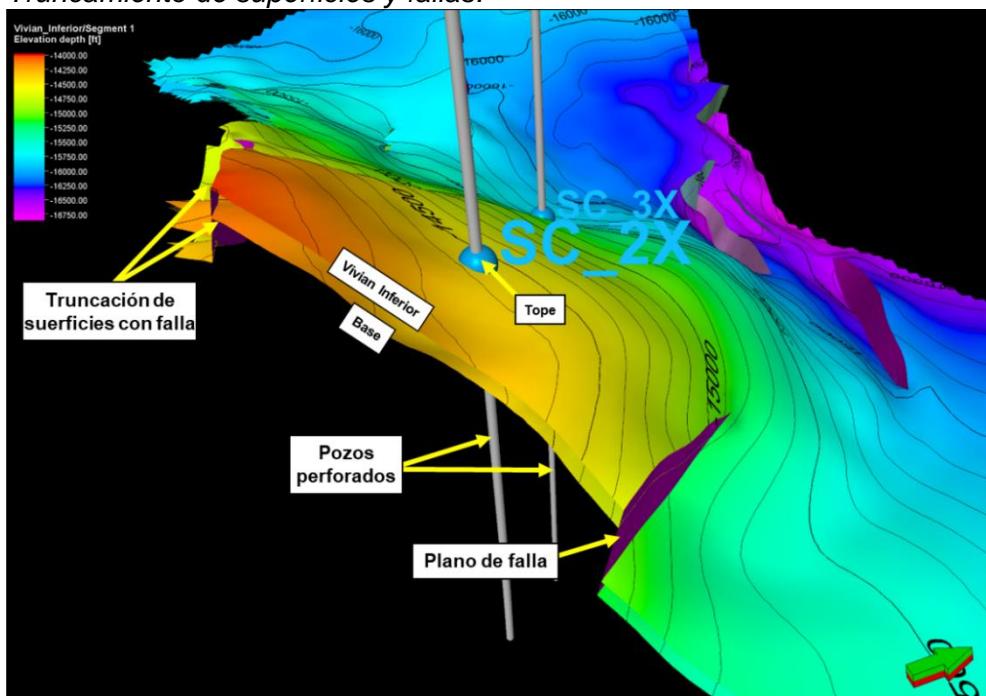
Seguidamente se generaron 2 horizontes estratigráficos que controlaron la división vertical del reservorio (Figura 27). Luego, se realizaron truncamientos entre estas 10 fallas y también entre las 2 superficies y las 10 fallas como se observa en la figura 27.

Figura 26
Generación de planos de falla.



Fuente: Elaboración propia

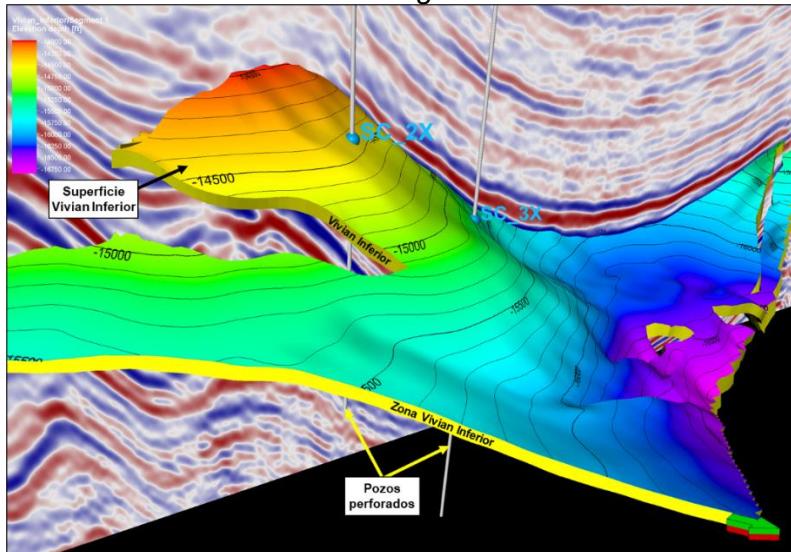
Figura 27
Truncamiento de superficies y fallas.



Fuente: Elaboración propia

Para culminar con esta etapa, se generó 1 zona estratigráficas obteniendo el modelo estratigráfico-estructural tridimensional para este reservorio (Figura 28).

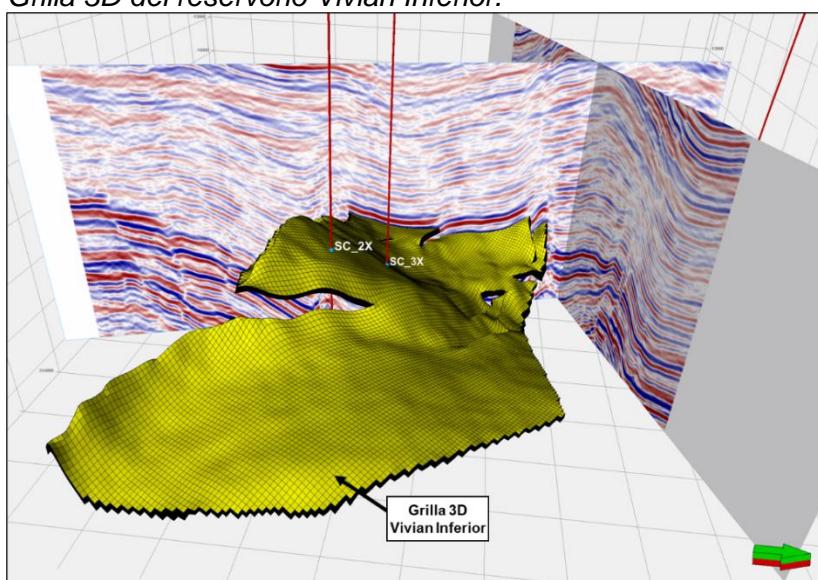
Figura 28
Generación del armazón estratigráfico.



Fuente: Elaboración propia

A partir del modelo estructural-estratigráfico se generó la grilla tridimensional para el modelo de propiedades la cual se muestra en la figura 29. La grilla generada presenta los siguientes parámetros: 1,737,450 celdas, dimensiones iguales a 100m x 100m x 2ft; el número de capas es de 55; y con ángulo de rotación igual a 31°.

Figura 29
Grilla 3D del reservorio Vivian Inferior.



Fuente: Elaboración propia

3.1.7. Generación del modelo de propiedades petrofísicas

Esta etapa consiste en la propagación de las propiedades petrofísicas en la grilla tridimensional generada para el reservorio Vivian Inferior a partir de datos petrofísicos de pozos y sísmica 3D. Las propiedades petrofísicas que se propagaran en la grilla son: la porosidad, la permeabilidad basada en unidades de flujo y la saturación de agua del reservorio basada en curvas de presión capilar. Adicionalmente, se generará una grilla denominada Net to Gross (NTG), la cual tiene valores de 1 o 0 y es obtenida a partir de aplicar los cutoffs petrofísicos; las celdas de la grilla con valores iguales a 1 contribuirán al volumen de petróleo original in situ (POIS).

Para la construcción del modelado de propiedades se integró la siguiente información:

- Registros eléctricos y litológicos de pozo
- Datos de núcleos del pozo SC3X
- Topes de formación de los pozos SC2X y 3X
- Correlaciones estratigráficas
- Evaluaciones petrofísicas calibradas con datos de núcleos.
- Volumen sísmico PSDM

3.1.7.1. Generación del volumen de porosidad por inversión genética

La generación del volumen de porosidad se obtiene a partir de la inversión genética del volumen sísmico 3D procesado en el año 2019. Este método, el cual está incluido en el software Petrel, utiliza una combinación de redes neuronales y el algoritmo genético.

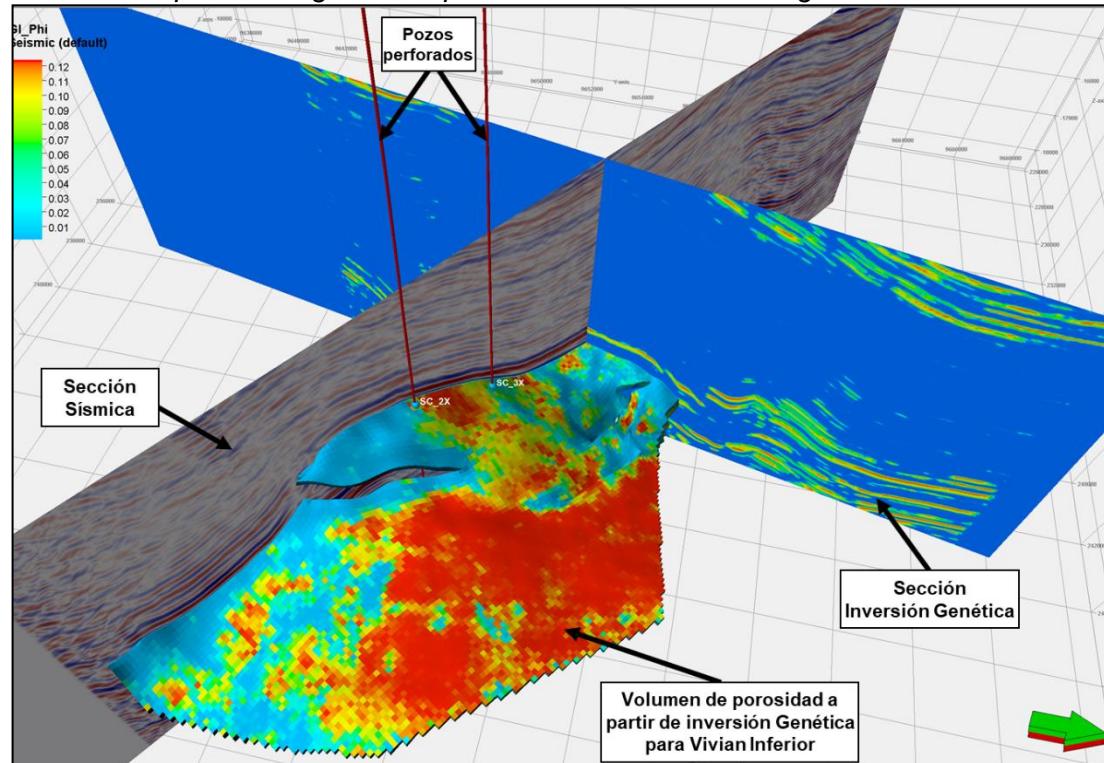
Para la generación de la inversión genética se requirió los siguientes datos de entrada:

- Volumen sísmico 3D
- Registros de porosidad de los pozos Situche Central 2X y 3X
- Tope de la estructura del reservorio
- Base de la estructura del reservorio

Se realizaron diversas realizaciones del método de inversión genética para lograr predecir el volumen de porosidad para el reservorio Vivian Inferior a partir de la sísmica 3D y los perfiles de pozo. En la figura 30 se muestra el volumen de porosidad generado por este método extraído desde el tope hasta la base del reservorio.

Figura 30

Volumen de porosidad generado por el método de inversión genética.



Fuente: Elaboración propia

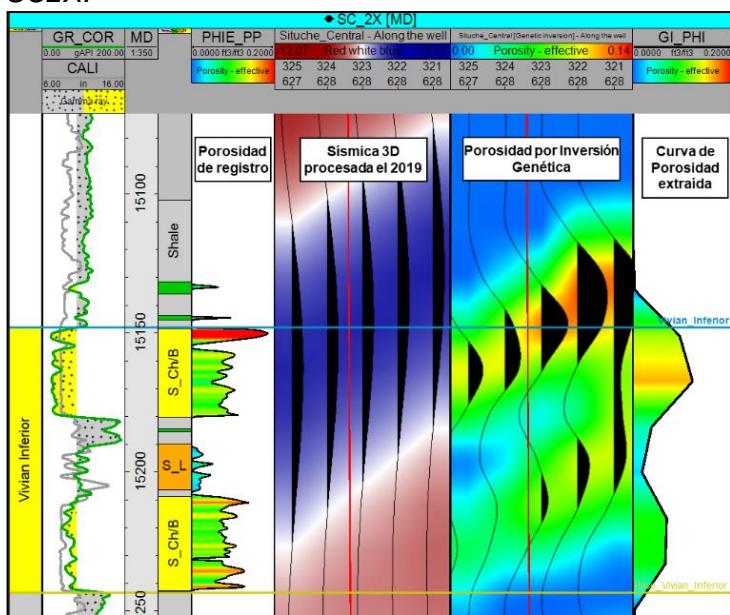
En la figura 31 se muestra el registro de porosidad efectiva obtenido a partir de la interpretación petrofísica y el volumen de porosidad debido a la inversión genética del pozo SC2X. En esta figura se observa que la ondícula extraída del volumen de porosidad correlaciona con el perfil de porosidad efectiva del pozo. Nótese también como existe una variación de porosidad en los alrededores del pozo de los dos cuerpos de arenas identificados por el perfil de rayos gamma.

De igual manera, en la figura 32 se muestra la correlación entre la ondícula extraída del volumen invertido y el registro de porosidad efectiva para el pozo SC3X. Nótese también la variación de porosidad en los alrededores del pozo del cuerpo masivo identificado por el perfil de rayos gamma.

En la figura 33 se muestran secciones con la porosidad obtenida por el método de inversión genética y la sísmica 3D. Nótese también que sobre la sección sísmica se sobrepuso el resultado de la porosidad para el intervalo correspondiente a la formación Vivian Inferior.

Figura 31

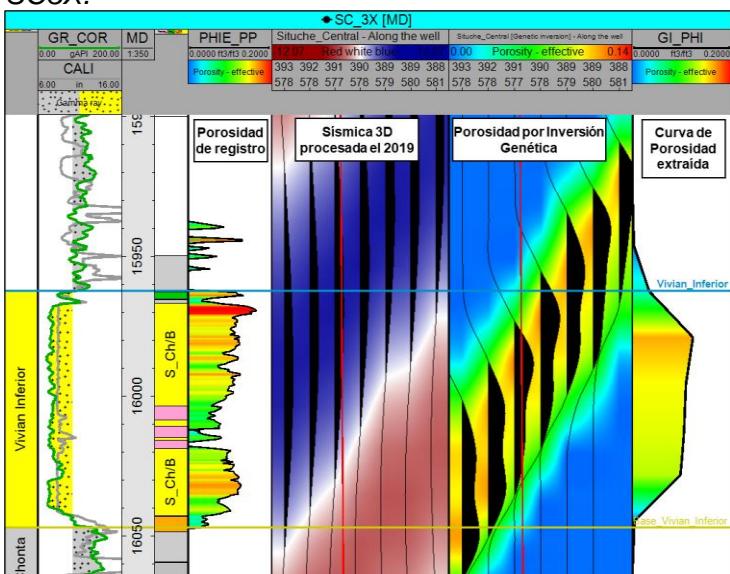
Correlación entre el volumen de porosidad invertido y la porosidad efectiva del pozo SC2X.



Fuente: Elaboración propia

Figura 32

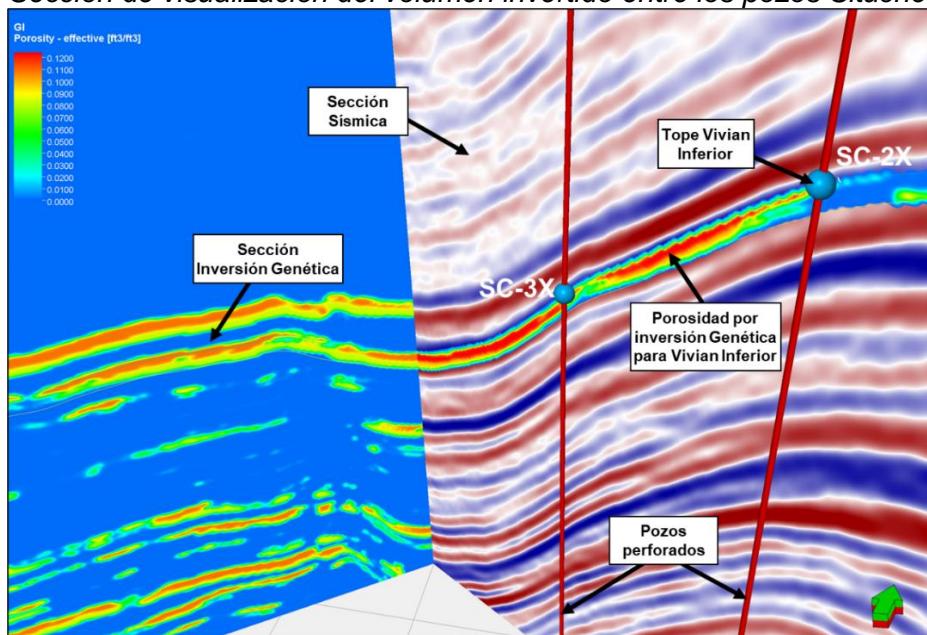
Correlación entre el volumen de porosidad invertido y la porosidad efectiva del pozo SC3X.



Fuente: Elaboración propia

Figura 33

Sección de visualización del volumen invertido entre los pozos Situche 2X y 3X.



Fuente: Elaboración propia

3.1.7.2. Integración de la inversión en el modelado de porosidad

Esta etapa consiste en integrar el volumen de porosidad obtenido por el método de inversión genética en la grilla tridimensional generada para el reservorio Vivian Inferior.

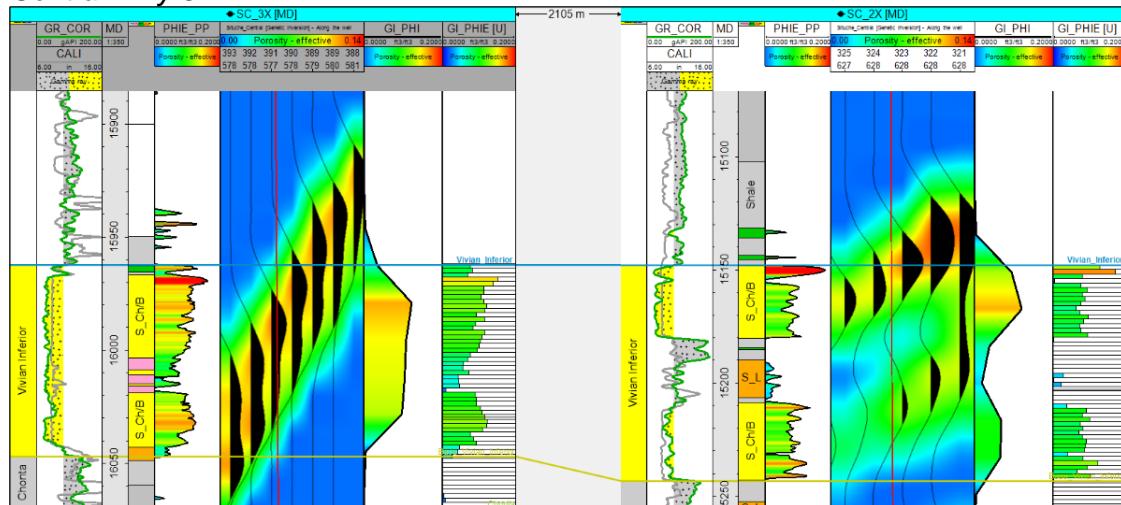
Para propagar la propiedad de porosidad en la grilla tridimensional es necesario como primer paso escalar los perfiles de porosidad efectiva de los pozos y el volumen de porosidad 3D tal como se muestra en la figura 34. Este proceso consiste en asignar a cada celda de la grilla valores de porosidad de los perfiles y del volumen obtenido por inversión genética.

El siguiente paso es modelar la porosidad en la grilla tridimensional del reservorio para lo cual se utilizó la técnica de simulación gaussiana secuencial (SGS) integrando el escalado de perfiles de porosidad y el escalado del volumen de porosidad. En la técnica SGS, el escalado de perfiles de porosidad es considerado la variable principal para el modelado de la porosidad en la grilla, mientras que el volumen de porosidad de la inversión genética es la variable secundaria la cual es integrada en la grilla mediante el algoritmo *collocated co-kriging* y sirve para controlar la distribución espacial de la porosidad en áreas donde no existen pozos.

La técnica SGS utilizando como variable de control tridimensional el volumen de la inversión genética permitió obtener el modelo de porosidad 3D (Figura 35) del reservorio Vivian Inferior del campo Situche Central.

Figura 34

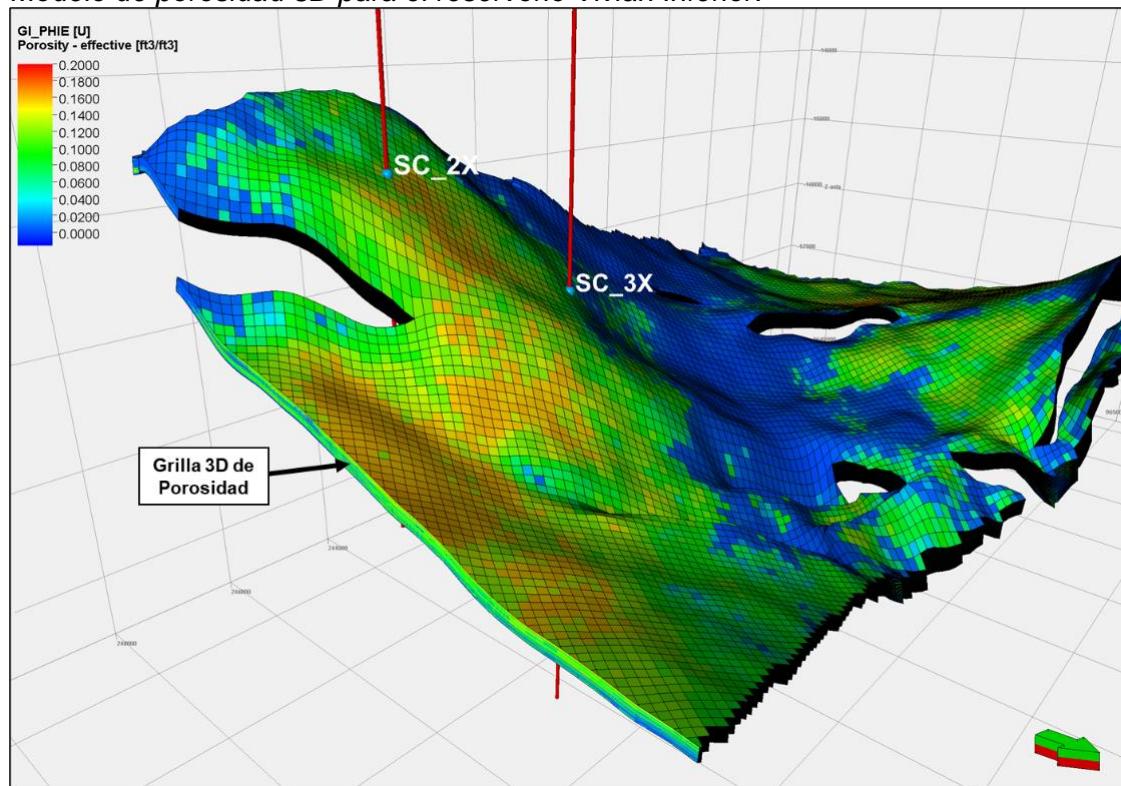
Escalado del perfil de porosidad efectiva y el volumen de porosidad en el pozo Situche Central 2X y 3X.



Fuente: Elaboración propia

Figura 35

Modelo de porosidad 3D para el reservorio Vivian Inferior.



Fuente: Elaboración propia

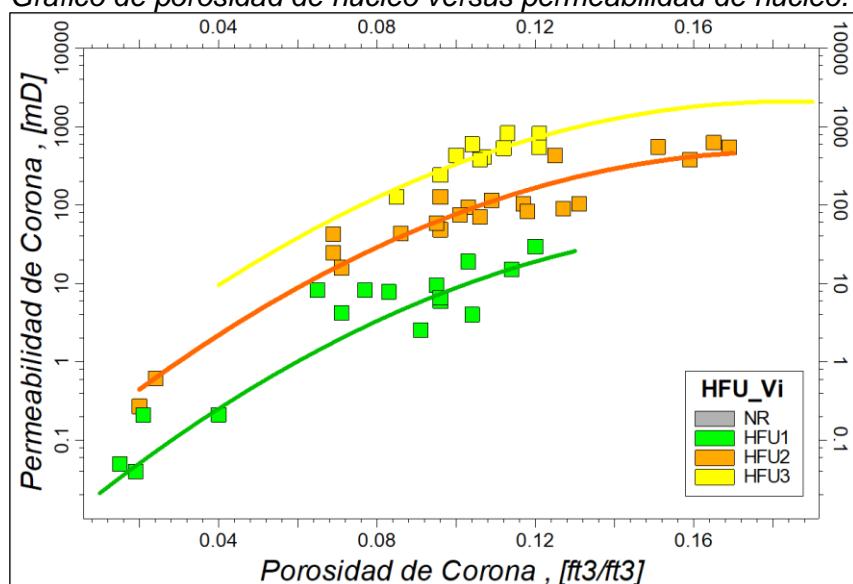
3.1.7.3. Modelado de la permeabilidad

Para generar el modelo de permeabilidad en el reservorio Vivian Inferior se evaluaron las correlaciones entre las porosidades y permeabilidades del núcleo del pozo Situche Central 3X con el objetivo de establecer relaciones entre estas dos variables.

En la figura 36 se muestra un gráfico de la porosidad del núcleo versus la permeabilidad del núcleo del reservorio Vivian Inferior del pozo Situche Central 3X. A partir de este grafico se han determinado 3 tipos de unidades de flujo donde cada unidad está definida por relaciones porosidad-permeabilidad y representa una calidad de roca reservorio. Las 3 unidades de flujo denominadas como HFU 1, HFU 2 y HFU 3, corresponden a rocas de pobre, media y buena calidad respectivamente.

Figura 36

Gráfico de porosidad de núcleo versus permeabilidad de núcleo.



Fuente: Elaboración propia

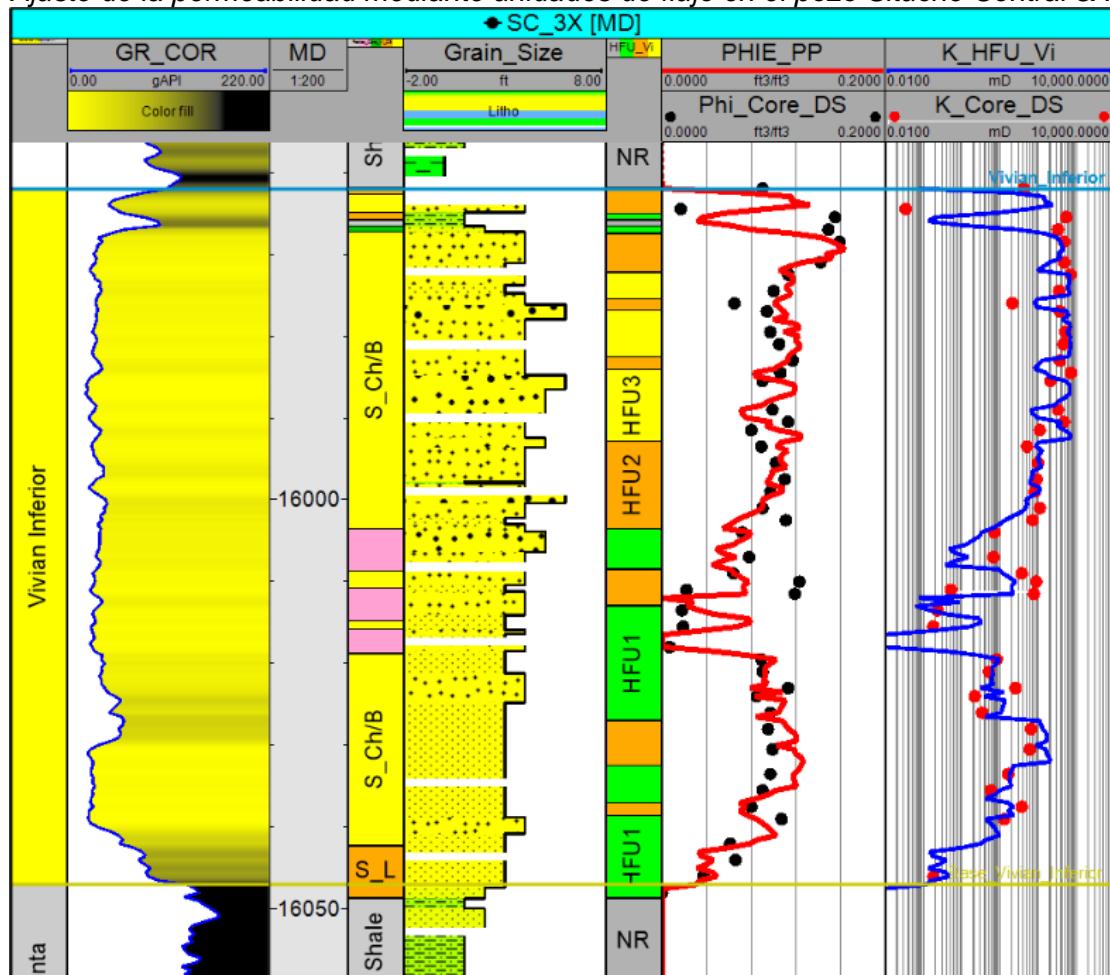
La identificación de estas 3 unidades de flujo presentes en el reservorio Vivian Inferior permitieron predecir la permeabilidad utilizando las relaciones de porosidad-permeabilidad para cada tipo de unidad. En la figura 37 se muestran de izquierda a derecha la curva de rayos gamma, la fotografía del núcleo, una descripción sedimentológica del núcleo, las unidades de flujo presentes en el reservorio Vivian Inferior, la porosidad de núcleo, la permeabilidad de núcleo y la permeabilidad generada a partir de las relaciones

porosidad-permeabilidad de la figura 36. Nótese que existe una buena correlación entre la permeabilidad de núcleo y la permeabilidad estimada utilizando unidades de flujo y relaciones porosidad-permeabilidad.

Para poder aplicar estas relaciones de porosidad-permeabilidad y poder obtener un modelo 3D de permeabilidad a partir del modelo de porosidad 3D se generó un modelo 3D de unidades de flujo para el reservorio Vivian Inferior.

Figura 37

Ajuste de la permeabilidad mediante unidades de flujo en el pozo Situche Central 3X.



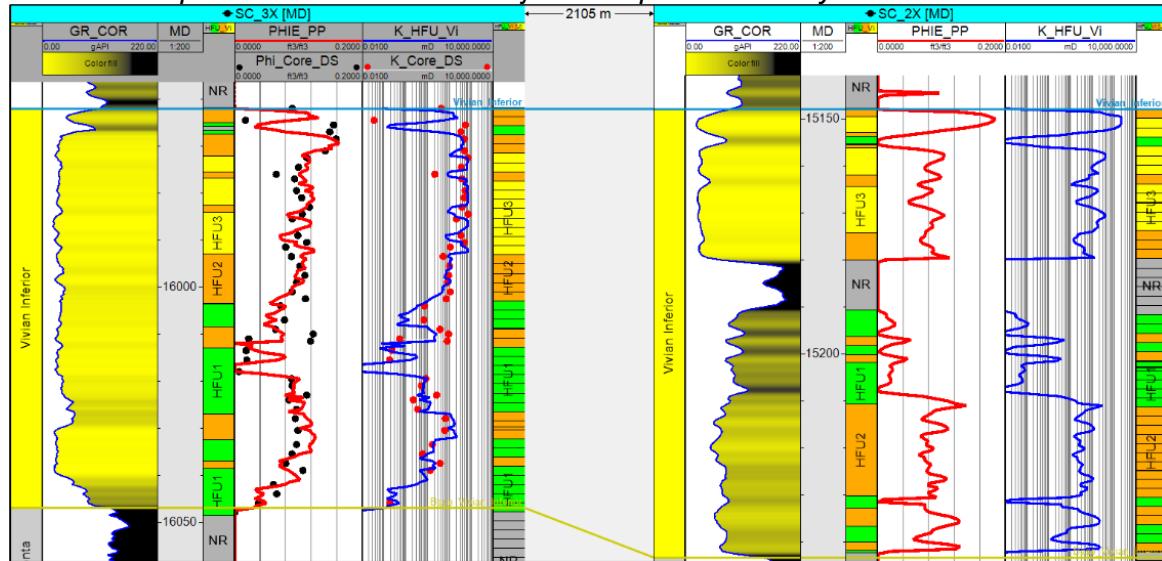
Fuente: Elaboración propia

Para obtener el modelo de unidades de flujo primeramente se escalaron los perfiles de unidades de flujo de los pozos Situche Central 2X y 3X como se muestra en la figura N°38. Seguidamente, mediante la técnica Kriging se propagaron las unidades de flujo en la grilla 3D. En la figura 39 se muestra el modelo 3D para las unidades de flujo identificadas

en los núcleos del reservorio Vivian Inferior y en la figura 40 se muestra una sección mostrando la variación de unidades del flujo desde el pozo SC3X al pozo SC2X.

Figura 38

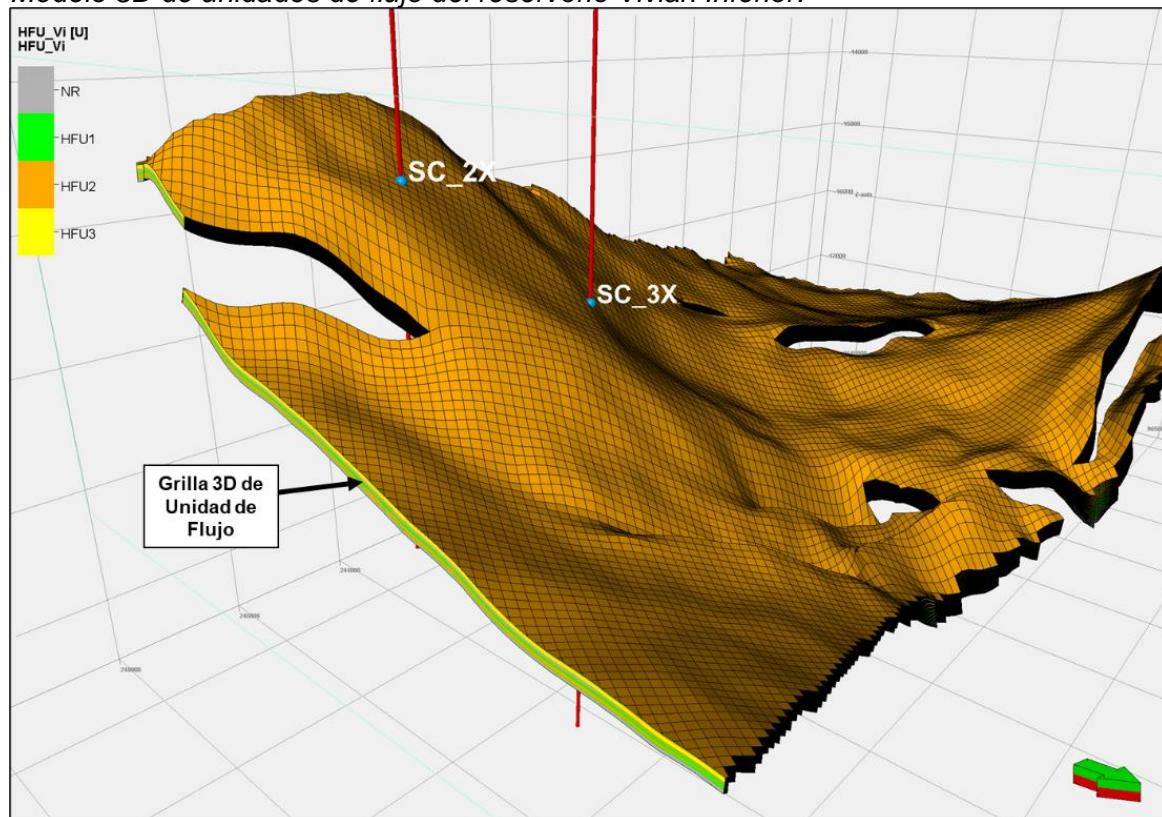
Escalado de perfiles de unidades de flujo en los pozos SC 2X y SC3X.



Fuente: Elaboración propia

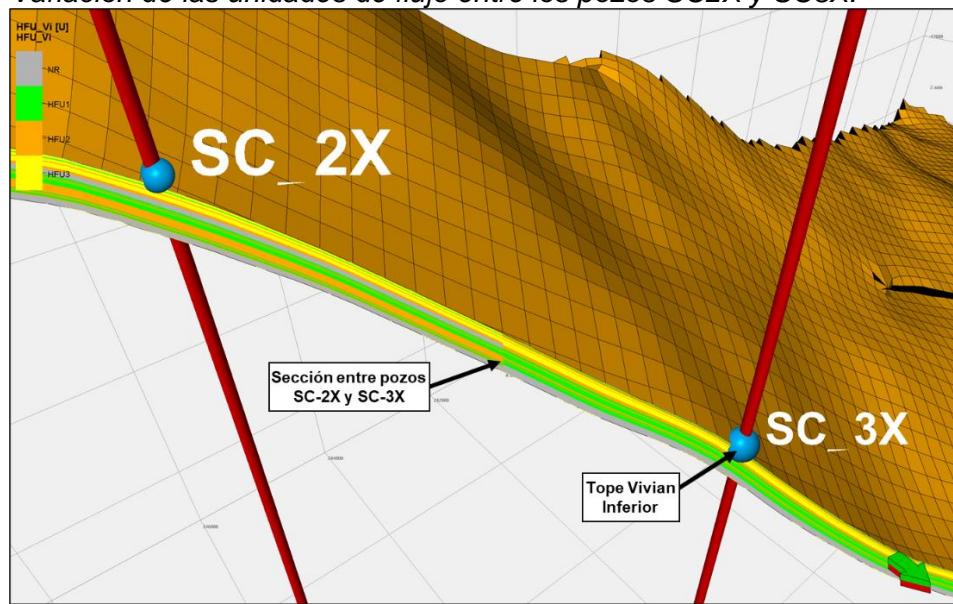
Figura 39

Modelo 3D de unidades de flujo del reservorio Vivian Inferior.



Fuente: Elaboración propia

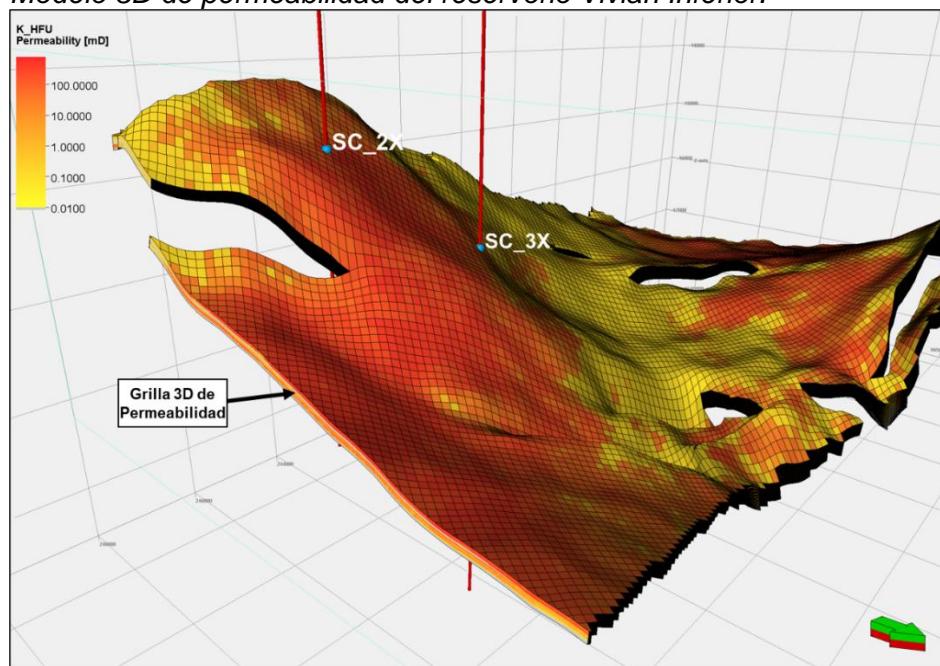
Figura 40
Variación de las unidades de flujo entre los pozos SC2X y SC3X.



Fuente: Elaboración propia

Las relaciones de porosidad-permeabilidad de la figura 36 aplicada a cada celda del modelo 3D de unidades de flujo permitieron obtener la grilla del modelo 3D de permeabilidad (Figura 41) utilizando como variable de entrada la grilla del modelo 3D de porosidad calibrada por el método de inversión genética.

Figura 41
Modelo 3D de permeabilidad del reservorio Vivian Inferior.



Fuente: Elaboración propia

3.1.7.4. Modelado de la saturación de agua

Para generar el modelo 3D de saturación de agua se estudiaron los datos de presión capilar obtenidos a partir del análisis de núcleos del pozo SC3X.

El estudio de las presiones capilares inició con la generación de la función “J” la cual está dada por la siguiente relación:

$$J(Sw) = 0.21645 \frac{Pc}{\sigma \cos \theta} \sqrt{\frac{K}{\phi}} \quad (1)$$

Donde:

$J(Sw)$ = Función “J”

Pc = Presión Capilar

σ = Tensión superficial

θ = Ángulo de contacto

K = Permeabilidad

ϕ = Porosidad

En la tabla 1 se tienen los datos de presión capilar de 6 muestras obtenidos de los núcleos del pozo Situche Central 3X. Para cada una de estas muestras se construyeron curvas de presión capilar y se calcularon las funciones “J” de cada curva mediante la ecuación 1. Seguidamente, se obtuvo una curva promedio de la función “J” en función de la saturación la cual se muestra en la figura 42. Esta curva promedio representa la función de saturación para el reservorio Vivian Inferior.

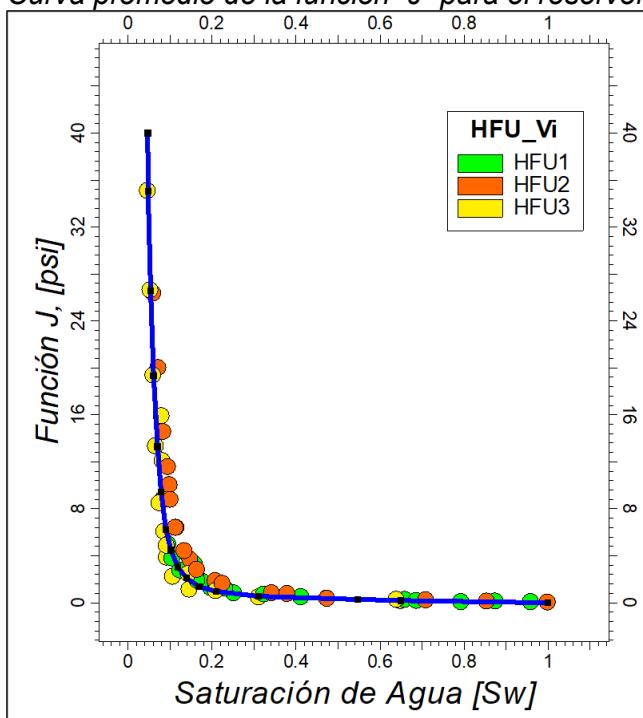
Tabla 1

Datos de presión capilar del reservorio Vivian inferior

Muestra	K (MD)	Phi (%)	Presión Capilar (Pc)									
			0	1	4	10	25	35	55	80	110	145
			Saturación de agua (Sw)									
1	536	0.147	1	0.71	0.38	0.21	0.15	0.12	0.10	0.09	0.07	0.06
2	717	0.111	1	0.64	0.21	0.15	0.09	0.08	0.07	0.06	0.05	0.05
3	106	0.08	1	0.65	0.31	0.15	0.11	0.09	0.09	0.08	0.08	0.08
4	11.8	0.092	1	0.79	0.69	0.48	0.33	0.23	0.17	0.13	0.11	0.10
5	65.7	0.094	1	0.86	0.48	0.34	0.23	0.17	0.14	0.11	0.10	0.10
6	5.09	0.091	1	0.96	0.88	0.66	0.41	0.25	0.20	0.18	0.16	0.16

Fuente: Elaboración propia

Figura 42
Curva promedio de la función “J” para el reservorio Vivian Inferior.



Fuente: Elaboración propia

El cálculo de la función “J” promedio en el reservorio Vivian Inferior permite predecir la saturación de agua en función de la altura del reservorio. La altura del reservorio se relaciona con la presión capilar mediante la siguiente relación:

$$Pc = \Delta\delta gH \quad (2)$$

Donde:

Pc = Presión Capilar

$\Delta\delta$ = Diferencia de densidades

g = Aceleración de la gravedad

H= Altura del reservorio con respecto al nivel de agua libre

Al reemplazar la ecuación 2 en la ecuación 1 se obtiene la siguiente relación:

$$J(Sw) = 0.21645 \frac{H\Delta\delta}{144} \frac{1}{\sigma \cos \theta} \sqrt{\frac{K}{\phi}} \quad (3)$$

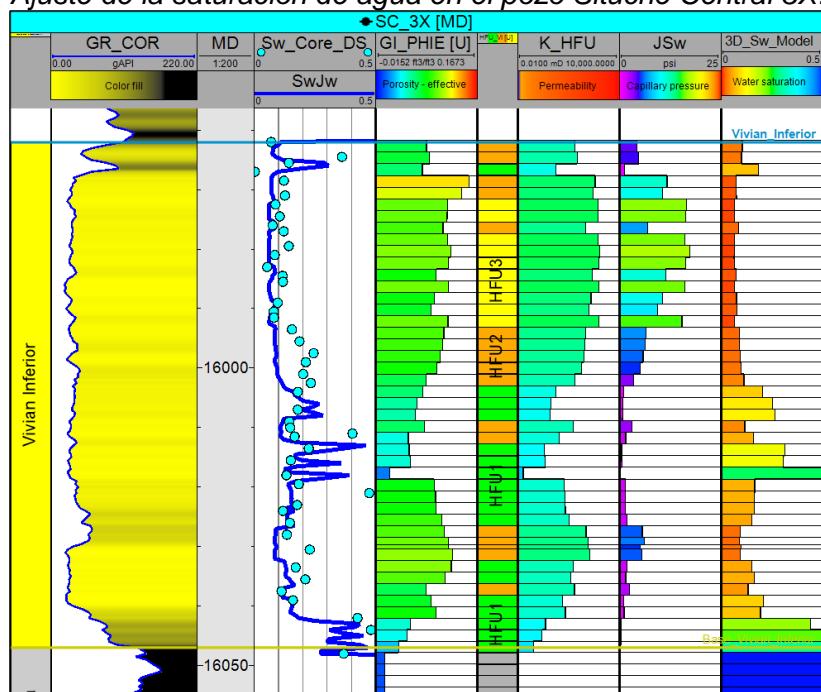
La ecuación 3 permite obtener valores de la función “J” en función de la altura del reservorio con respecto al nivel de agua libre y para cada valor de la función “J” tenemos un valor de saturación de agua utilizando la curva de la figura 42.

En la figura 43 se muestran de izquierda a derecha la curva de rayos gamma, las curvas de resistividad, las unidades de flujo, la curva de porosidad ajustada con datos de núcleo, la curva permeabilidad ajustada con datos de núcleo, y la curva de saturación de agua ajustada con datos de núcleos. Es preciso recalcar que para lograr un buen ajuste entre la curva de saturación de agua y los datos de saturación de agua obtenidos de núcleos se estimó un nivel de agua libre a -15,450 ft TVDSS.

Para obtener el modelo 3D de saturación de agua del reservorio Vivian Inferior se generó en primer lugar una grilla 3D de la función “J” (figura 44) mediante la ecuación 3 utilizando como principales datos de entrada la altura del reservorio con respecto al nivel de agua libre, el modelo 3D de porosidad calibrado por el método de inversión genética y el modelo 3D de permeabilidad. En la figura 45 se observa una sección mostrando los valores obtenidos de la función “J” entre los pozos Situche Central 2X y 3X. Seguidamente se interpolaron los valores de la función “J” de cada de celda utilizando el grafico de la figura 42 obteniéndose el modelo 3D de la saturación de agua basada en presiones capilares (Figura 46).

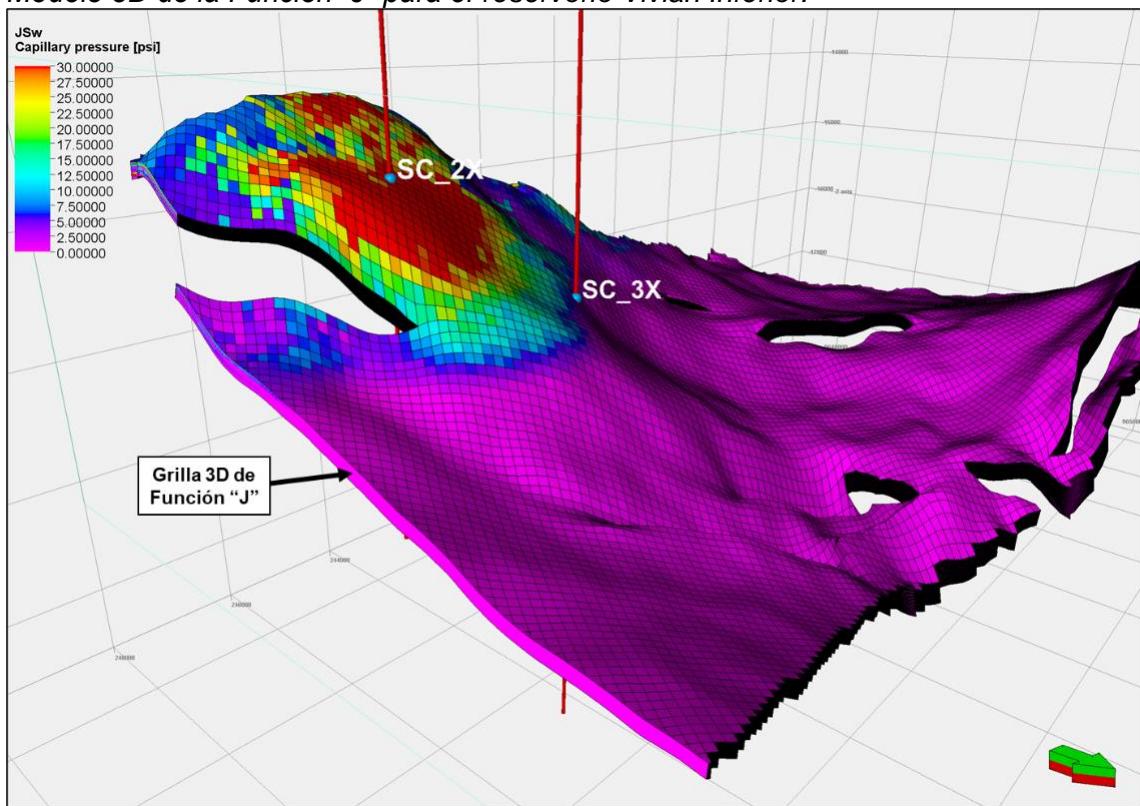
Figura 43

Ajuste de la saturación de agua en el pozo Situche Central 3X.



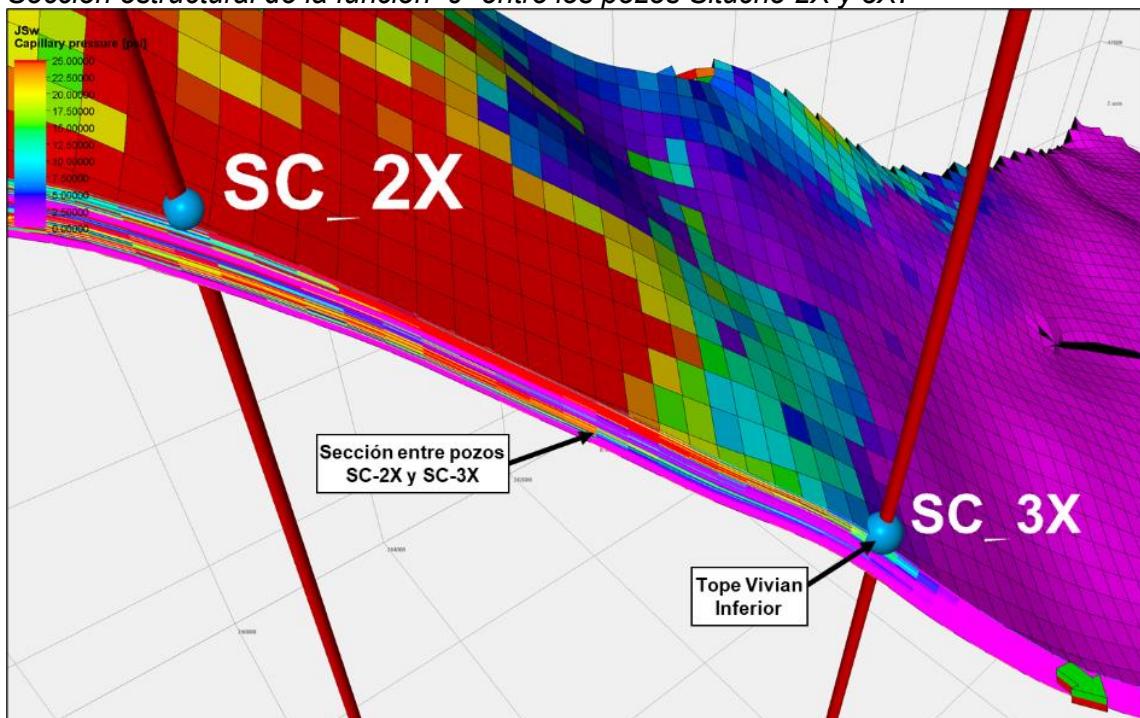
Fuente: Elaboración propia

Figura 44
Modelo 3D de la Función “J” para el reservorio Vivian Inferior.



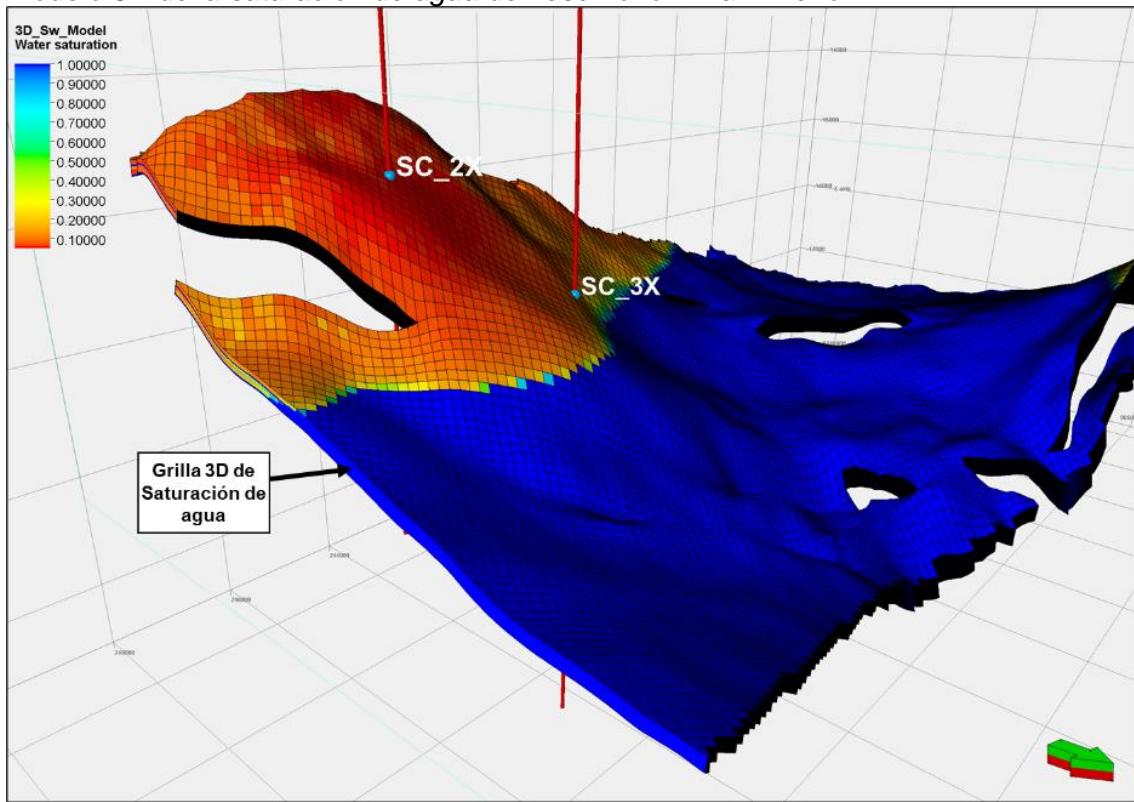
Fuente: Elaboración propia

Figura 45
Sección estructural de la función “J” entre los pozos Situche 2X y 3X.



Fuente: Elaboración propia

Figura 46
Modelo 3D de la saturación de agua del reservorio Vivian Inferior.



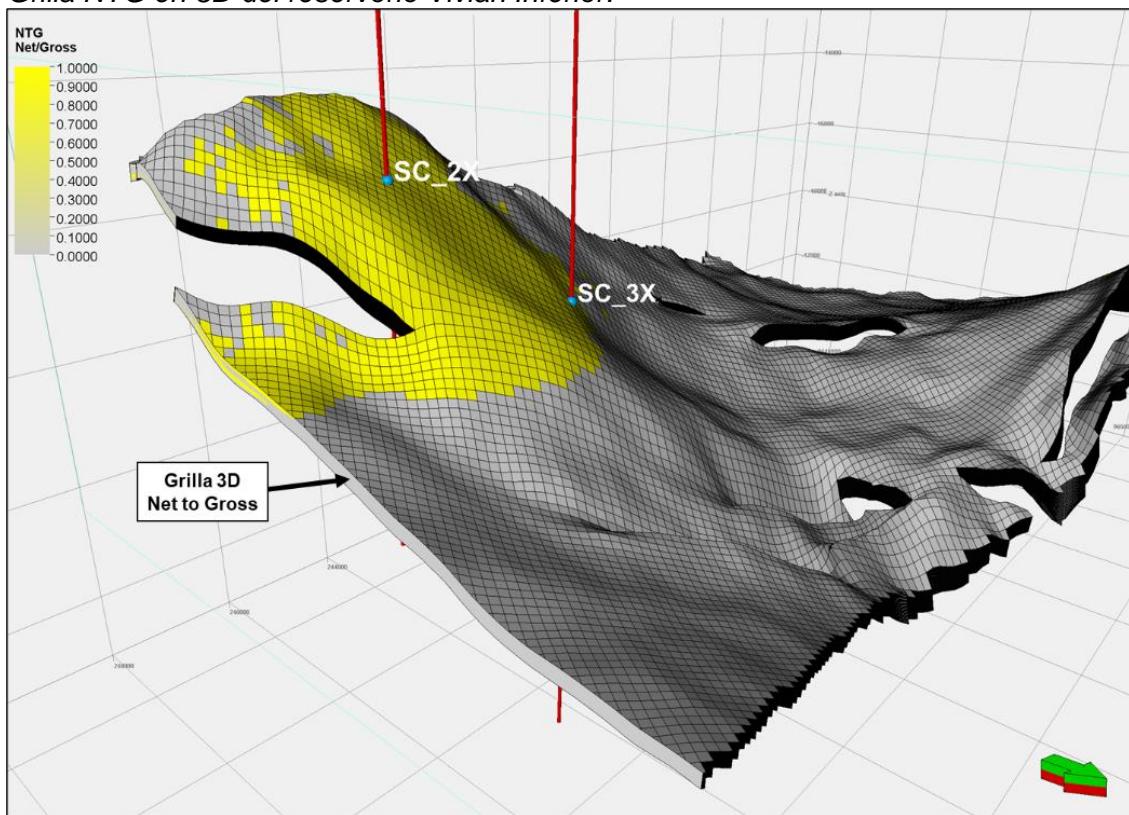
Fuente: Elaboración propia

3.1.7.5. Grilla Net to Gross

Adicionalmente, se generó una grilla 3D denominada *Net to Gross* (NTG), la cual tiene valores de 1 o 0 y es obtenida a partir de aplicar los *cutoffs* petrofísicos. Las celdas de la grilla que tienen valores igual a 1 cumplen con los *cutoffs* cuya condición es tener unidades de flujo HFU 1, HFU 2 o HFU 3, valores de porosidades mayores que 7% y valores de saturaciones menores del 50%; caso contrario los valores de las celdas son iguales a 0.

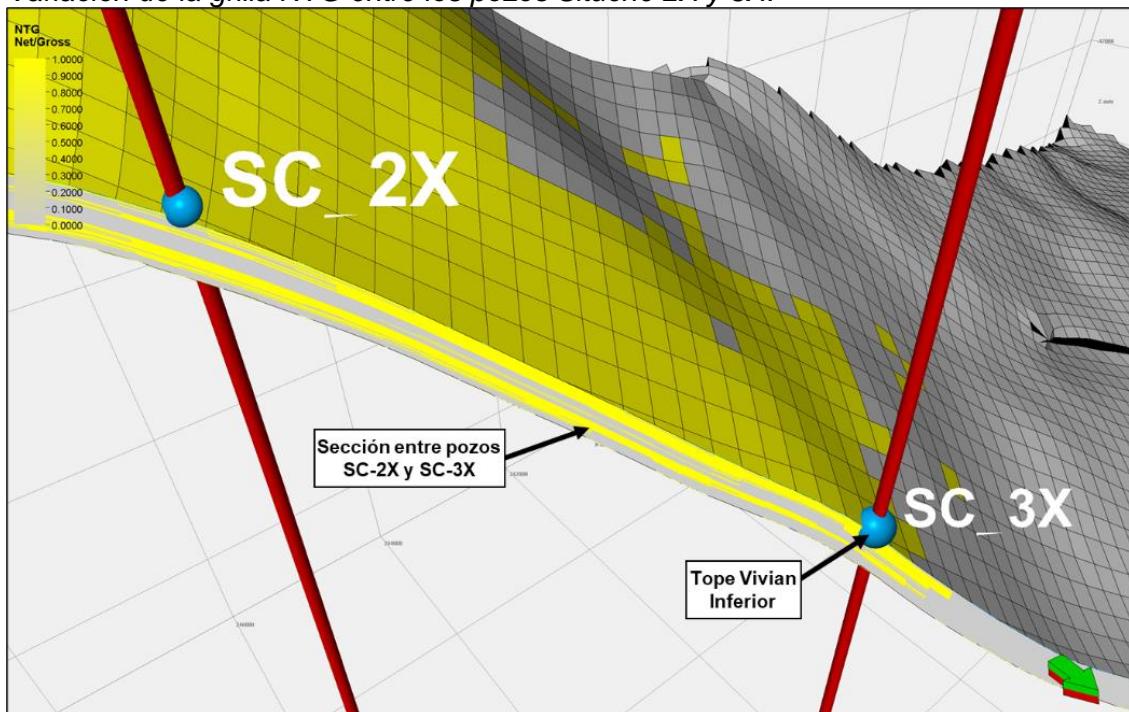
En la figura 47 se muestra la grilla NTG para el reservorio Vivian Inferior y en la figura 48 se muestra en una sección la variación de los valores de NTG entre los pozos Situche Central 2X y 3X. Es necesario mencionar que las celdas de esta grilla con valores iguales a 1 contribuirán al volumen de petróleo original in situ (POIS).

Figura 47
Grilla NTG en 3D del reservorio Vivian Inferior.



Fuente: Elaboración propia

Figura 48
Variación de la grilla NTG entre los pozos Situche 2X y 3X.



Fuente: Elaboración propia

3.1.8. Generación del modelo de facies

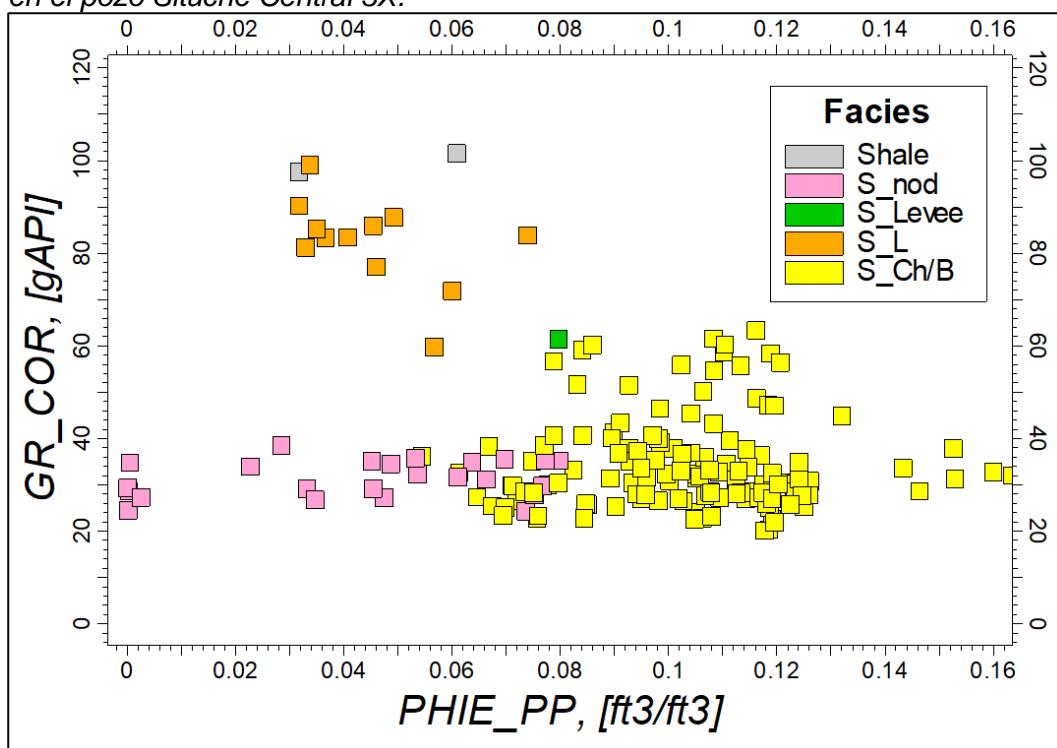
El modelo 3D de facies permite representar espacialmente los cuerpos sedimentarios identificados en el reservorio por medio de los núcleos del pozo Situche Central 3X.

Las facies depositacionales identificadas en los núcleos corresponden a Areniscas de barras y canales (S_Ch/B), Areniscas de baja energía (S_L), Areniscas Nodulares (S_n), depósitos de desborde de canal (S_levee) y lutitas (Sh).

El gráfico de la figura 49 muestra cómo se relacionan estas facies depositacionales con los perfiles de porosidad efectiva y el registro de rayos gamma el cual indica el grado de arcillosidad en el reservorio. La facies S_Ch/B presentan porosidades efectivas mayores a 6% y valores de rayos gamma de baja a moderada arcillosidad; las facies S_L y S_levee presentan bajas porosidades efectivas y moderada arcillosidad; las facies S_n presentan bajas porosidades efectivas y baja arcillosidad; y las facies Sh presentan porosidades efectivas nulas y alta arcillosidad.

Figura 49

Relación de facies depositacionales y perfiles de porosidad efectiva versus rayos gamma en el pozo Situche Central 3X.

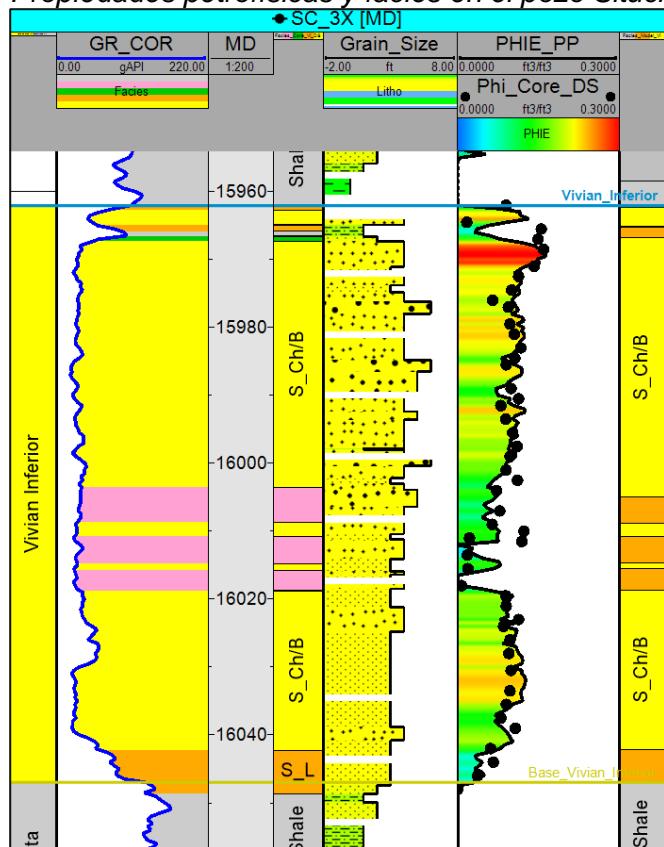


Fuente: Elaboración propia

A partir del gráfico de la figura 49 se establecieron 3 tipos de facies caracterizadas por rangos de porosidad efectiva. Las primeras facies se denominaron “Scb” las cuales representan areniscas de canales y barras con porosidades mayores a 6%. Las siguientes facies se denominaron “Snl” las cuales representan facies de areniscas nodulares y de desborde de canal con porosidades efectivas menores a 6% y mayores a 0%. Las últimas facies se denominaron “Shale” y representan a lutitas con porosidad efectiva nula. En la figura 50 se muestra el perfil del pozo Situche 3X con las 5 facies depositacionales identificadas en el núcleo y las 3 facies definidas a partir del análisis de la figura 49.

Figura 50

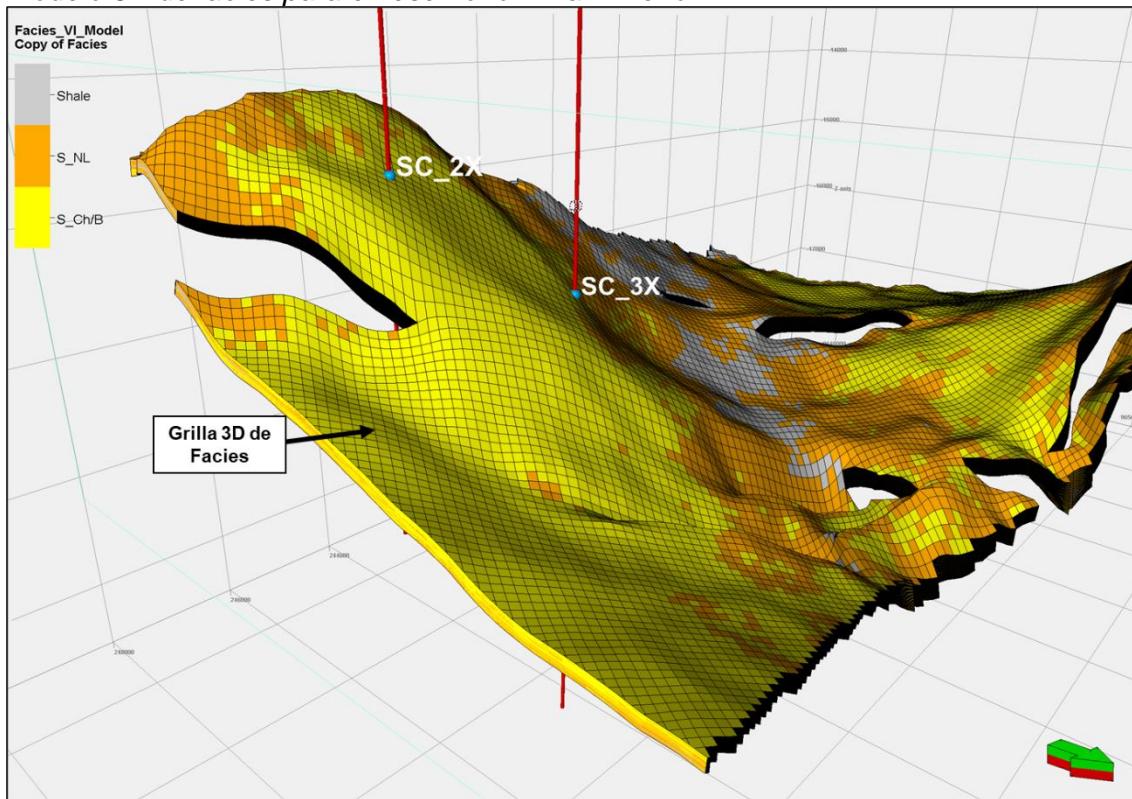
Propiedades petrofísicas y facies en el pozo Situche Central 3X.



Fuente: Elaboración propia

Del análisis anterior, se aplicaron los rangos de porosidad efectiva directamente sobre el modelo 3D de porosidad obtenido por el método de inversión genética para obtener el modelo 3D de facies. El resultado del modelo 3D de las 3 facies establecidas se muestra en la figura 51.

Figura 51
Modelo 3D de facies para el reservorio Vivian Inferior.



Fuente: Elaboración propia

3.1.9. Estimación volumétrica

Se estimó el volumen de Petróleo Original In Situ (POIS) del reservorio Vivian Inferior. La estimación POIS involucró el cálculo del volumen de roca total (GRV), el volumen de roca neto (NRV), el volumen poral neto (NPV) y el volumen poral de hidrocarburo (HCPV), estos volúmenes se calculan mediante las siguientes ecuaciones:

$$NRV = GRV \times NTG \quad (4)$$

$$NPV = NRV \times \Phi_{ie} \quad (5)$$

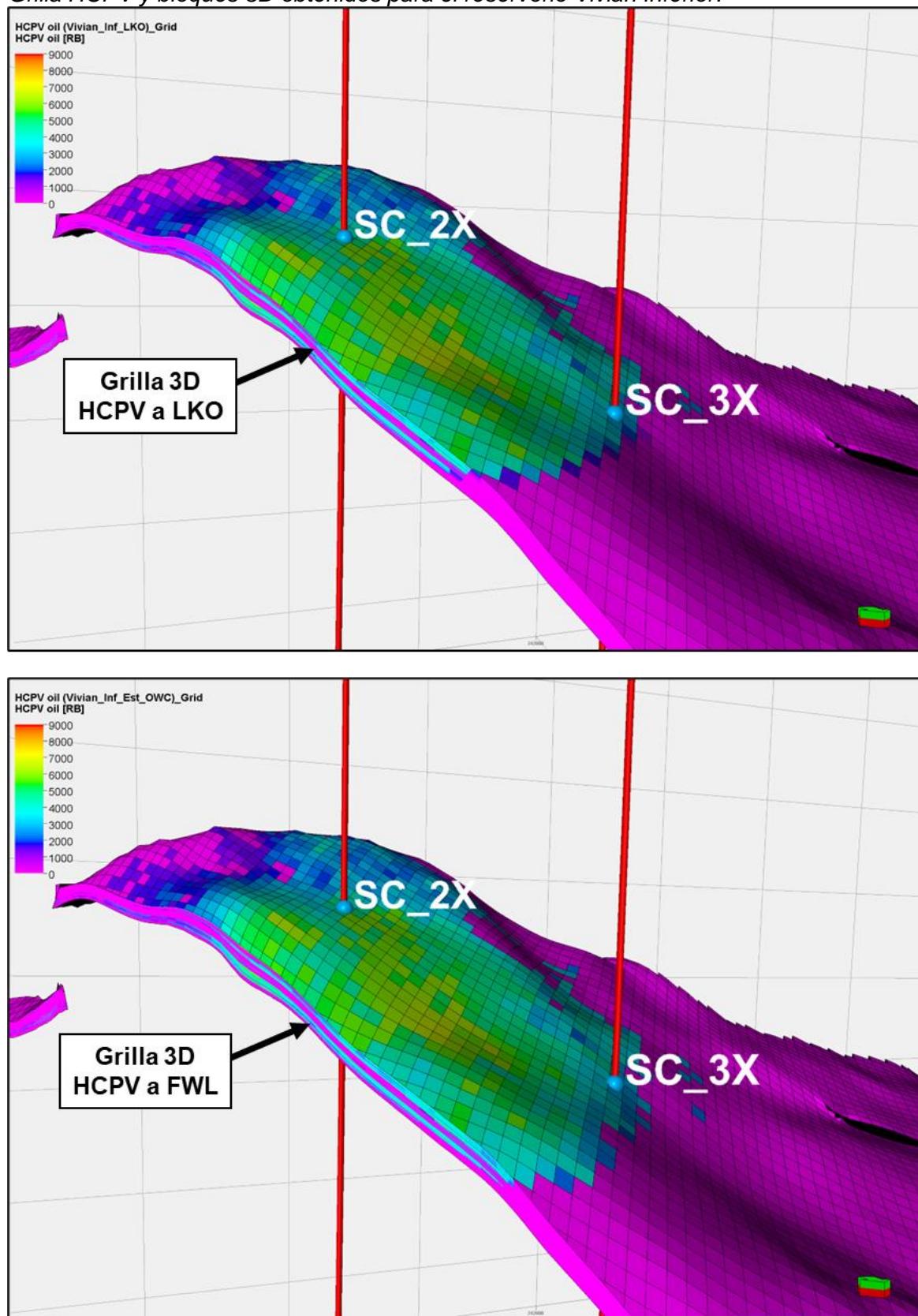
$$HCPV = NPV \times (1 - S_w) \quad (6)$$

Donde NTG es la grilla de net to gross, Φ_{ie} es la grilla de porosidad efectiva, y S_w es la grilla saturación de agua.

En la figura 52 se muestra la grilla de volumen poral con hidrocarburo (HCPV) obtenido a partir de las relaciones antes mencionadas.

Figura 52

Grilla HCPV y bloques 3D obtenidos para el reservorio Vivian Inferior.



Fuente: Elaboración propia

La estimación del POIS definida a condiciones de superficie para el modelo tridimensional se define de la siguiente manera:

$$POIS = \Sigma (HCPV \times 1/FVF) \quad (7)$$

Donde Σ es la sumatoria de todos los volúmenes porales que contienen hidrocarburo en cada celda del reservorio dividido entre el factor volumétrico de la formación (FVF) igual a 1.165 bbl/STB.

En la tabla 2 se muestran los resultados para volúmenes estimados de POIS para el reservorio Vivian Inferior tomando como base el nivel más bajo conocido de petróleo (LKO) y el nivel de agua libre estimado (FWL).

Tabla 2

Volúmenes estimados de POIS para el campo Situche Central a partir del modelo de reservorio 3D.

Unidad Estratigráfica	Nivel [ft] [TVDSS]	Volumen Roca Total [MMRB]	Volumen Roca Neto [MMRB]	Volumen Poral Neto [MMRB]	HCPV [MMRB]	POIS 3D [MMSTB]
Vivian Inferior	-15323 (LKO)	3260.1	1036.5	102.4	95.2	79.4
Vivian Inferior	-15450 (FWL)	4467.3	1376.4	137.2	124.9	104.1

Fuente: Elaboración propia

3.2. Discusión e interpretación de resultados

3.2.1. Propiedades petrofísicas del modelo 3D

Las propiedades petrofísicas que componen el modelo 3D de reservorios corresponden a las grillas de porosidad, permeabilidad y saturación de agua.

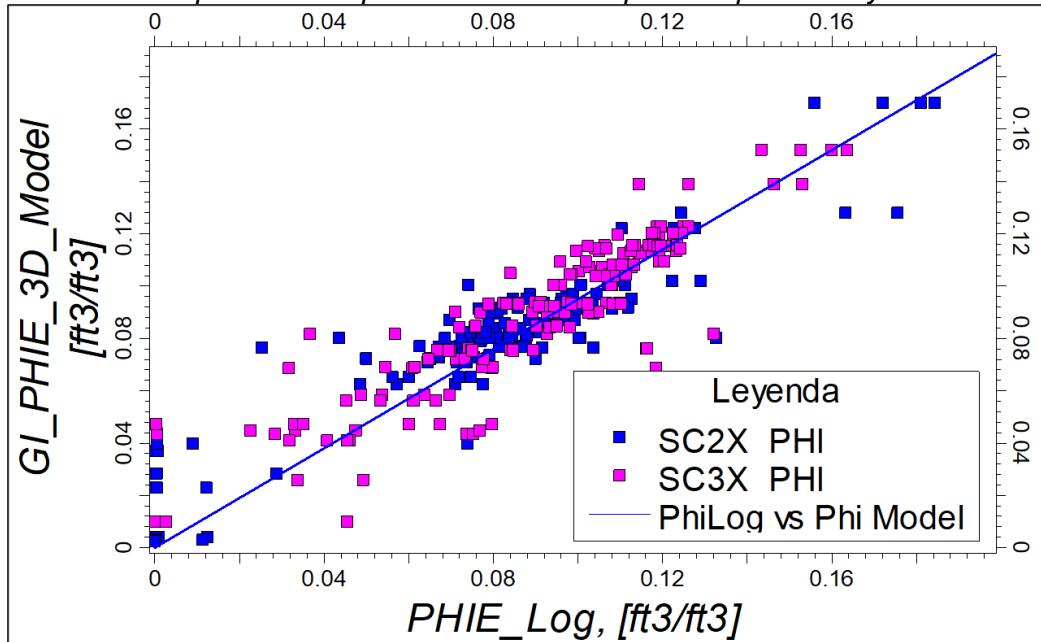
El modelado de la porosidad en la grilla 3D fue controlado por los perfiles de porosidad efectiva en los pozos y el volumen 3D obtenido por el método de inversión genética a partir de la sísmica.

Los perfiles de porosidad efectiva, los cuales fueron calibrados con núcleos, permitieron controlar los rangos de porosidad en la grilla mediante los perfiles escalados de porosidad. En la figura 53 se tiene un gráfico de los valores porosidad efectiva del perfil (Phie_Log) versus los valores escalados de porosidad (GI_Phie) para los pozos Situche Central 2X y 3X. Esta buena correlación entre los perfiles de porosidad efectiva y los

perfíles escalados permitieron poblar valores de porosidad en la grilla 3D coherentes con los datos de entrada.

Figura 53

Porosidad del perfil versus porosidad escalada para los pozos 2X y 3X.



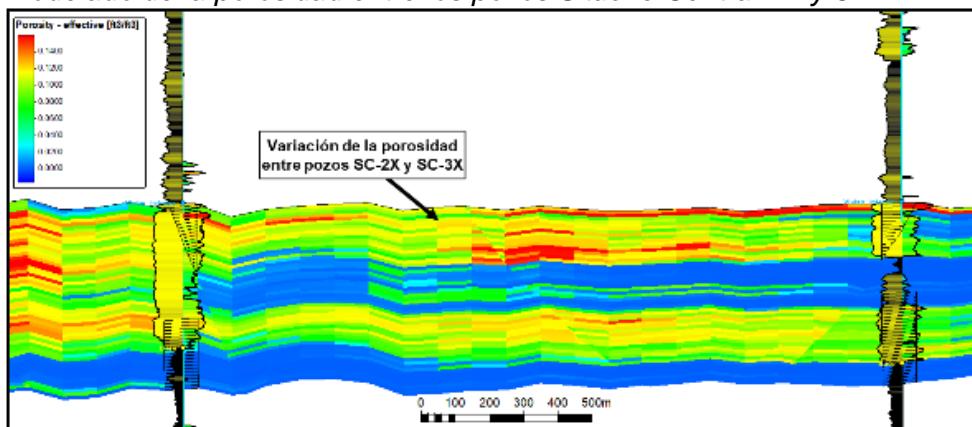
Fuente: Elaboración propia

Por otra parte, el volumen de porosidad obtenido por inversión genética permitió guiar la distribución espacial de los valores de porosidad en la grilla 3D. Para analizar el resultado del modelado de la porosidad, se generó una línea de sección de la grilla 3D de porosidad entre los pozos Situche Central 2X y 3X que toma como datum de referencia el tope del reservorio Vivian Inferior (Figura 54).

La figura 54 muestra que los mayores valores de porosidad se concentran en las zonas del tope y la base del reservorio, mientras que en las zonas intermedias del reservorio presentan valores bajos los cuales son validados a partir de la información de pozos. Se debe mencionar que los intervalos que presentan porosidad nula corresponden a rocas no reservorio.

De la figura 54 se tiene que el modelado 3D de porosidad obtenido mediante el método de inversión genética muestra una mejora en el entendimiento de la distribución espacial de la porosidad dentro del reservorio Vivian Inferior.

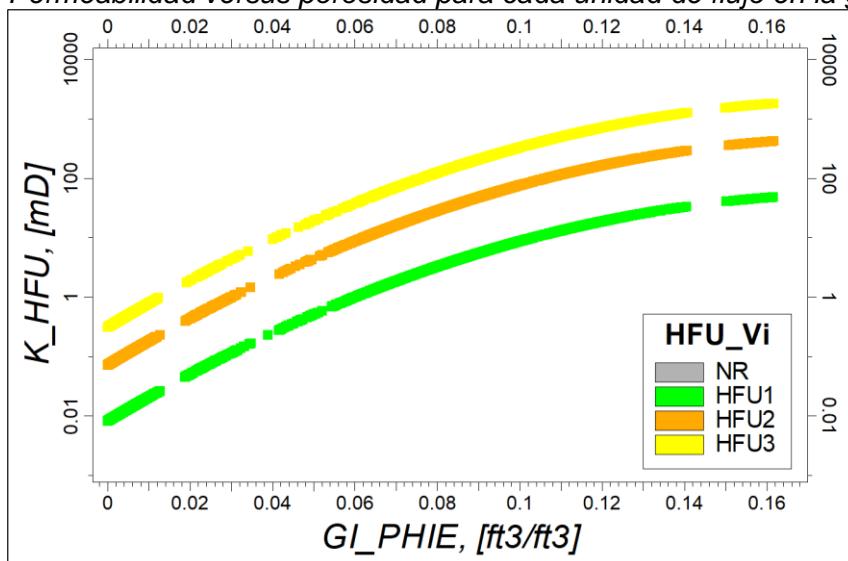
Figura 54
Modelado de la porosidad entre los pozos Situche Central 2X y 3X.



Fuente: Elaboración propia

El modelado de la permeabilidad en la grilla 3D fue generado a partir de la definición de las unidades de flujo en los pozos y la grilla 3D de porosidad la cual estuvo calibrada con datos de pozos y por el método de inversión genética. En la figura 55 se tiene un gráfico donde se muestran los rangos de valores de permeabilidad modelados en la grilla 3D para cada rango de valores de porosidad y para cada unidad de flujo. Este gráfico muestra que los valores de permeabilidad modelados honran las relaciones de porosidad versus permeabilidad establecidas a partir de datos de núcleos (Figura 36) lo que permite tener una grilla 3D con valores de permeabilidad coherentes.

Figura 55
Permeabilidad versus porosidad para cada unidad de flujo en la grilla 3D.

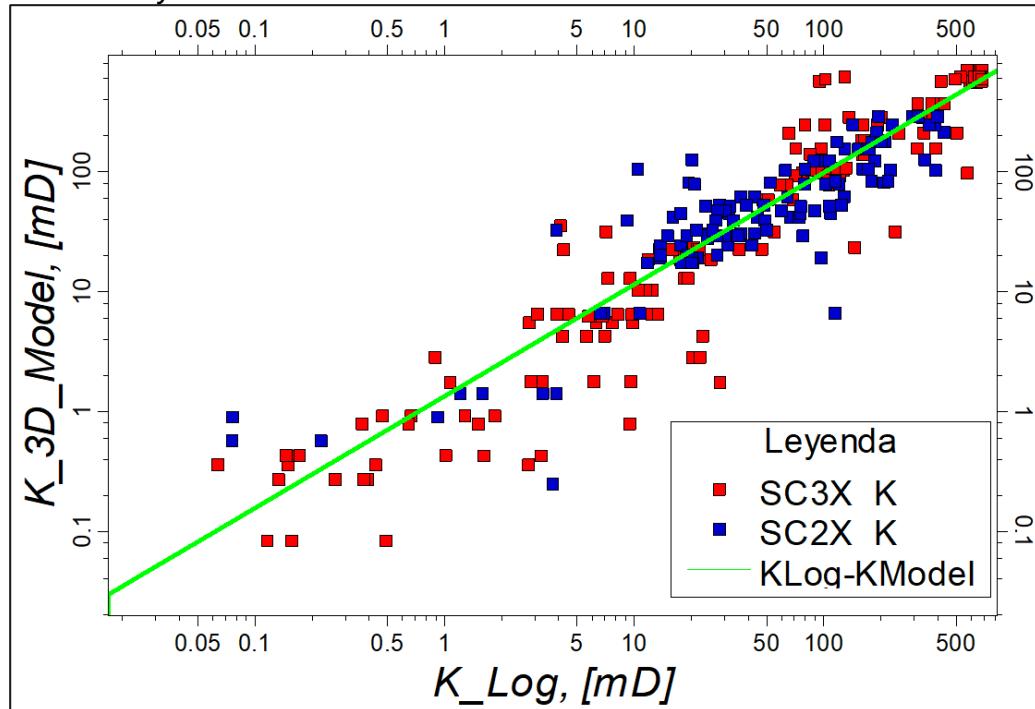


Fuente: Elaboración propia

Para analizar el resultado del modelado de la permeabilidad en pozos, se extrajeron los valores de permeabilidad de la grilla 3D y se compararon con los valores de permeabilidad en los perfiles de pozo (Figura 56). La permeabilidad modelada en la grilla 3D versus la permeabilidad en perfiles muestran una buena correlación para los pozos SC2X y SC3X lo que permite tener un modelo ajustado a nivel de pozo.

Figura 56

Permeabilidad del modelo 3D versus permeabilidad en perfiles para los pozos Situche Central 2X y 3X.



Fuente: Elaboración propia

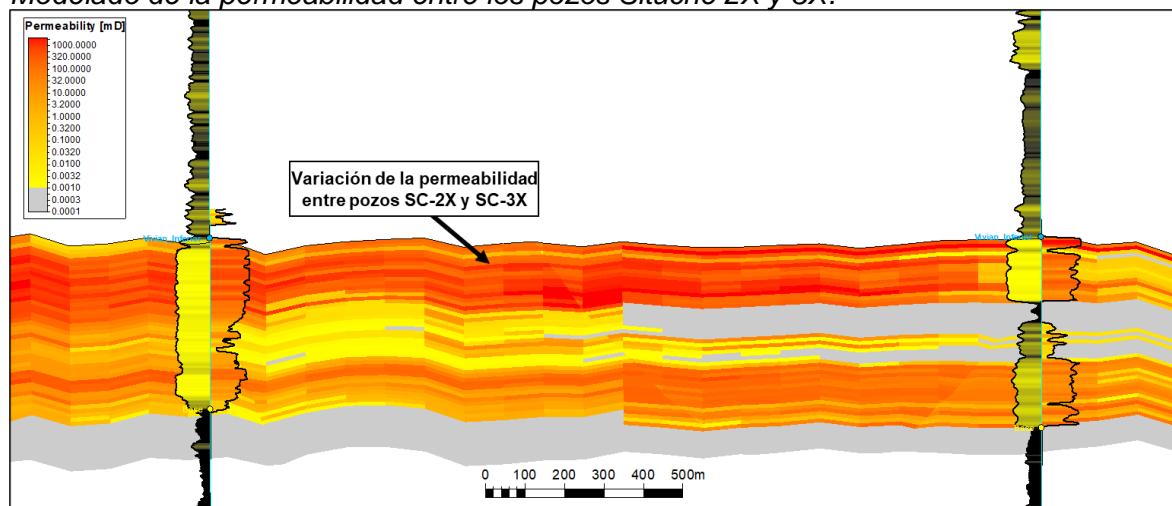
Para evaluar el resultado del modelado de la permeabilidad se generó una línea de sección en la grilla 3D de permeabilidad entre los pozos SC2X y SC3X (Figura 57). Esta sección muestra que los mayores valores de permeabilidad se encuentran hacia la zona superior del reservorio y están asociados con la unidad de flujo HFU 3. Además, se tiene una ligera variación en los valores de permeabilidad entre los pozos. Por otra parte, en la zona intermedia del reservorio se presentan valores de permeabilidad de bajos a nulos asociados con las unidades de flujo HFU 1, HFU 2 y rocas no reservorio conformadas por lutitas. Esta zona presenta valores de permeabilidad que varía de valores bajos a nulos desde el pozo SC3X al pozo SC2X. La zona inferior del reservorio presenta valores

moderados a bajos de permeabilidad vinculados con las unidades de flujo HFU 1 y HFU2. Al igual que la zona superior, esta zona presenta baja variabilidad en los valores de permeabilidad. Cabe mencionar que los intervalos que presentan permeabilidad nula corresponden a rocas no reservorio.

De la figura 57 se tiene que el modelado 3D de la permeabilidad muestra una mejora en la representación de las variaciones espaciales de la permeabilidad dentro del reservorio Vivian Inferior lo cual es importante para establecer áreas de alta productividad.

Figura 57

Modelado de la permeabilidad entre los pozos Situche 2X y 3X.



Fuente: Elaboración propia

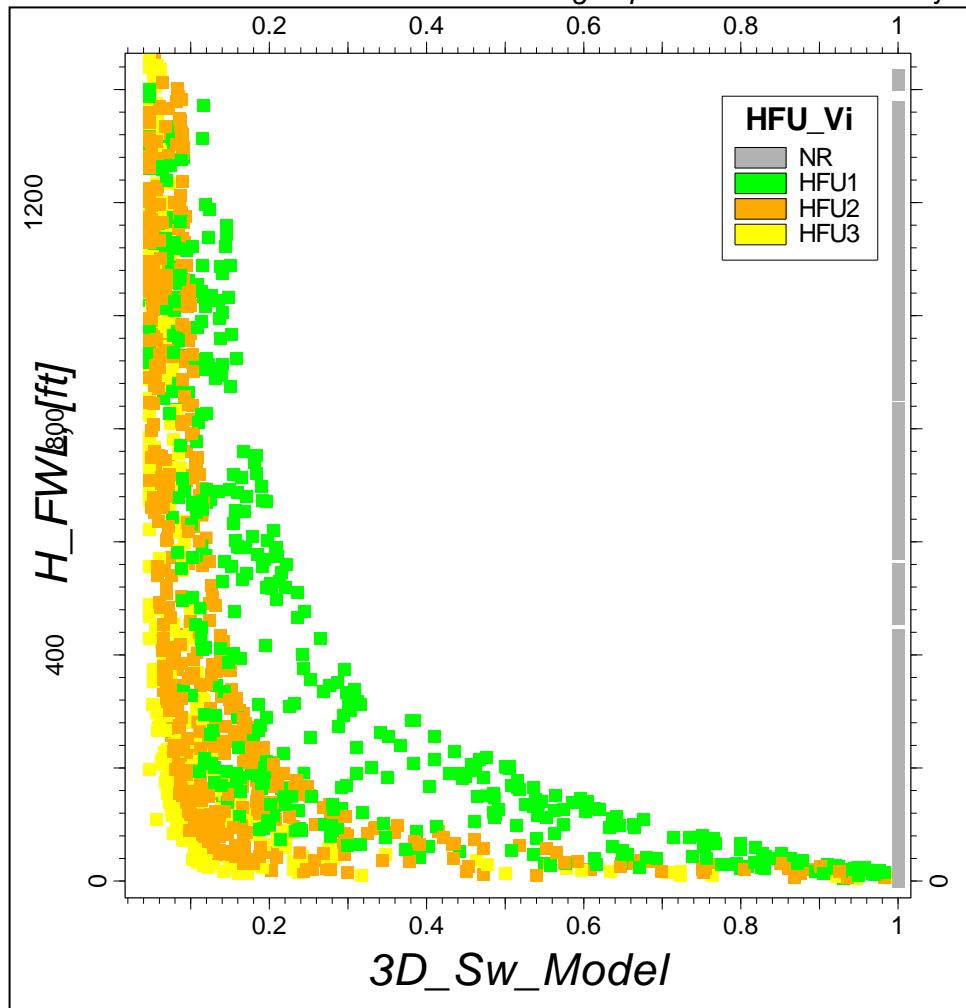
El modelado de la saturación de agua en la grilla 3D fue generado a partir de las relaciones de altura de saturación de agua utilizando la función “J” y utilizando como variables principales las grillas 3D de porosidad y permeabilidad.

Los valores modelados de la saturación de agua en la grilla 3D para el reservorio Vivian Inferior se muestran en la figura 58 donde se tiene un gráfico de la saturación de agua versus la altura del reservorio para cada unidad de flujo. En este gráfico se observa que los valores de saturación de agua del modelo presentan coherencia con las curvas de presiones capilares obtenidas en los núcleos para cada unidad de flujo identificada (Figura 42). A partir de este gráfico se tiene que la unidad de flujo HFU 3 presenta menor altura de transición que la unidad de flujo HFU 2, y esta a su vez menor altura de transición que la unidad de flujo HFU1. Por otra parte, la unidad de flujo HFU 3 presenta menor valor de

saturación de agua irreductible que la unidad de flujo HFU2, y esta a su vez menor valor de saturación de agua irreductible que la unidad de flujo HFU 1.

Figura 58

Altura del reservorio versus saturación de agua para cada unidad de flujo en la grilla 3D.



Fuente: Elaboración propia

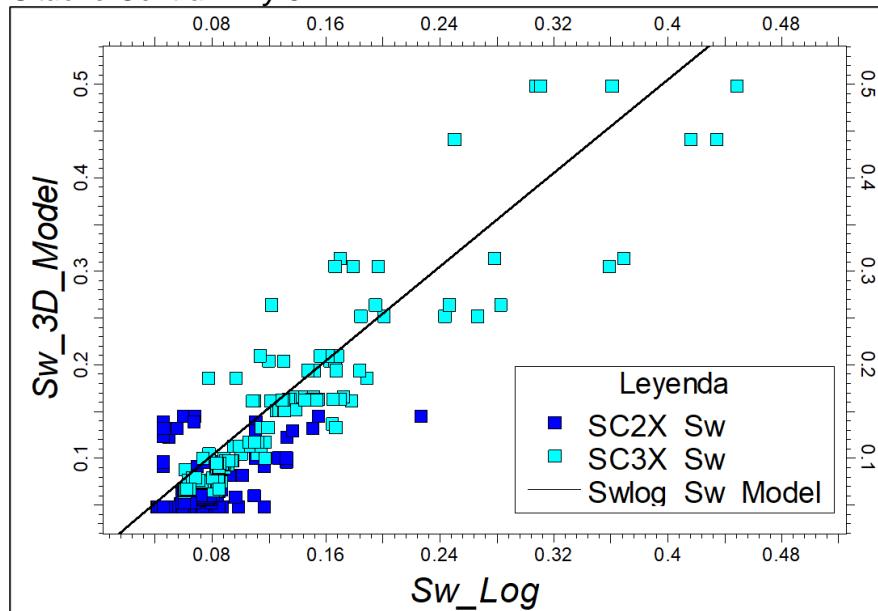
Para analizar el resultado del modelado de la saturación de agua en los pozos, se extrajeron los valores de saturación de la grilla 3D y se compararon con los valores de saturación de agua en los perfiles de pozo (Figura 59).

La saturación de agua modelada en la grilla 3D versus la permeabilidad en perfiles muestran una buena correlación para los pozos SC2X y SC3X lo que permite tener un modelo ajustado a nivel de pozo.

En el gráfico de la figura 59 también se debe notar que los valores bajos de saturación de agua en el pozo 2X corresponden a valores de saturación de agua irreducible puesto que este pozo se encuentra en la parte alta de la estructura.

Figura 59

Saturación de agua del modelo 3D versus saturación de agua en perfiles para los pozos Situche Central 2X y 3X.



Fuente: Elaboración propia

Para evaluar el resultado del modelado de la saturación de agua en el reservorio Vivian Inferior se generó una línea de sección en la grilla 3D de saturación de agua entre los pozos SC2X y SC3X (Figura 60).

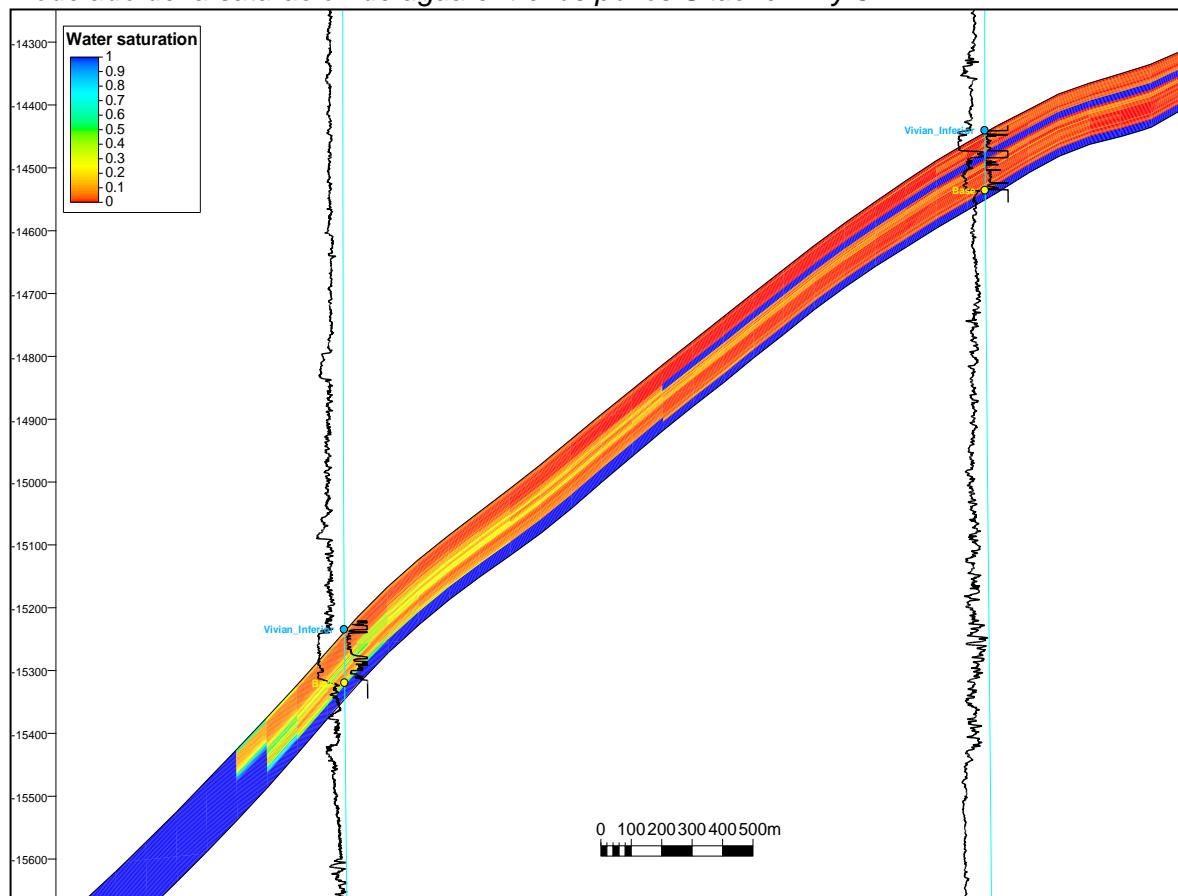
La sección de la figura 60 muestra que los valores de saturación de agua que corresponden a valores irreducibles para las rocas reservorio se encuentran en las partes altas de la estructura y a medida que se desciende en la estructura se van incrementando conforme a los valores establecidos para cada unidad de flujo en las zonas de transición.

Cabe resaltar que los valores con 100% de saturación de agua por encima del contacto de agua-petróleo corresponden a rocas no reservorio.

Por otro lado, se muestra que el modelado 3D de la saturación de agua permite entender la distribución vertical de los fluidos dentro del reservorio Vivian Inferior y su relación con los tipos de rocas identificados.

Figura 60

Modelado de la saturación de agua entre los pozos Situche 2X y 3X.



Fuente: Elaboración propia

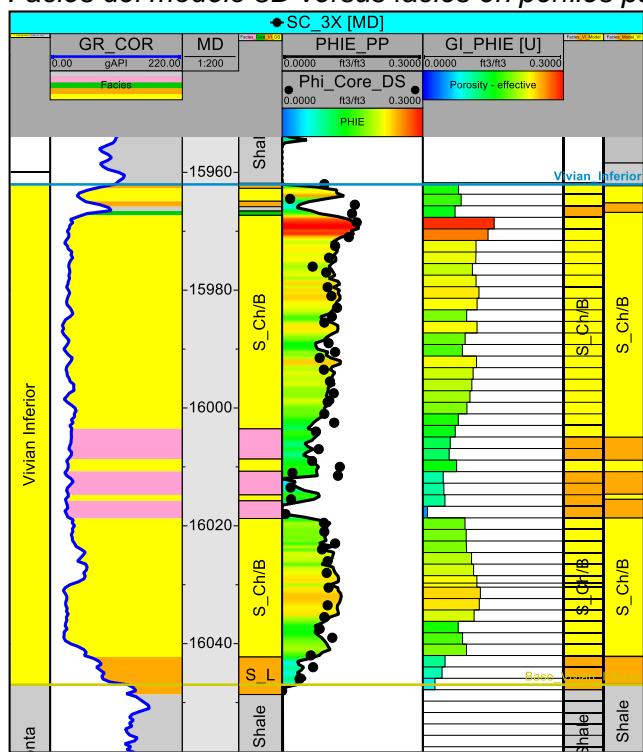
3.2.2. Modelado de facies

El modelado de facies en la grilla 3D fue generado a partir de la clasificación de facies por rangos de porosidad directamente sobre la grilla 3D de porosidad el cual fue generado por el método de inversión genética de la sísmica.

Para analizar el resultado del modelo de facies en los pozos, se extrajeron las facies de la grilla 3D y se compararon con las facies reconocidas en el pozo 3X. En la figura 61, el modelo de facies de la grilla 3D muestra un buen ajuste con las facies sedimentarias identificadas en el núcleo del pozo SC-3X. Nótese que el mejor desarrollo de las facies Scb que corresponden a areniscas de canales y barras se encuentran separadas por niveles intermedios de facies Sn que corresponden a arenas cementadas. El pozo SC-2X no cuenta con núcleos; sin embargo, también se muestra el resultado del modelo de facies de la grilla 3D comparado con otros perfiles (Figura 62).

Figura 61

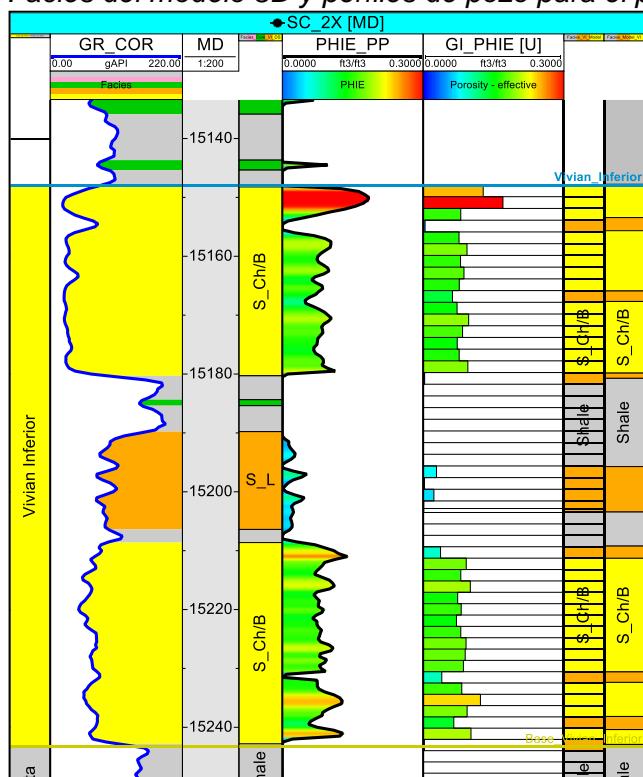
Facies del modelo 3D versus facies en perfiles para el pozo Situche Central 3X.



Fuente: Elaboración propia

Figura 62

Facies del modelo 3D y perfiles de pozo para el pozo Situche Central 2X.

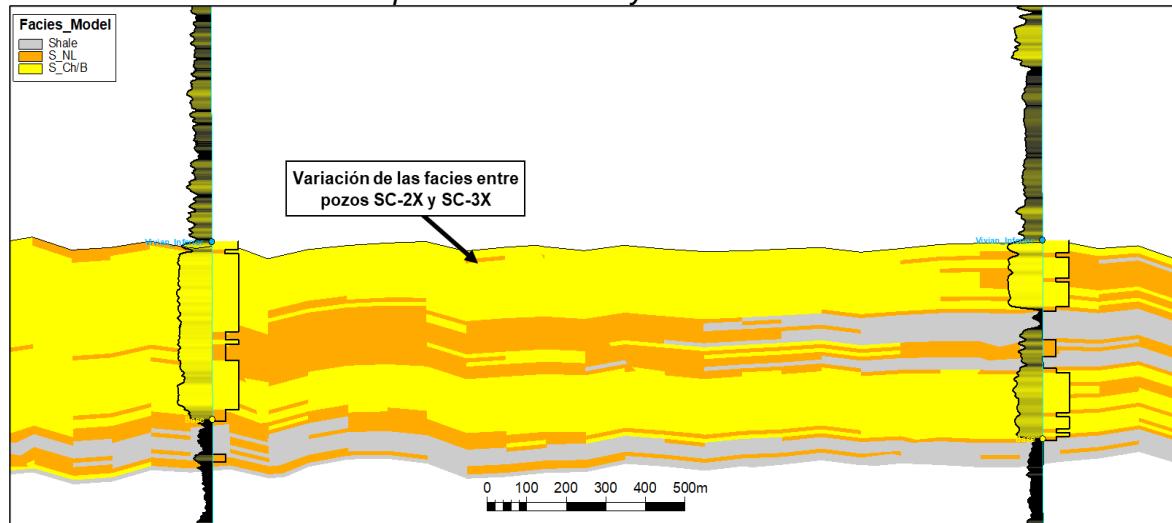


Fuente: Elaboración propia

Para evaluar el resultado del modelado de facies en el reservorio Vivian Inferior se generó una línea de sección en la grilla 3D de facies entre los pozos Situche 2X y 3X (Figura 63). Esta sección muestra que las facies Scb que corresponde a areniscas de canales y barras predominan en la zona superior e inferior del reservorio y presentan alta continuidad y conectividad lateral entre los pozos. Por otra parte, en la zona intermedia del reservorio predominan las facies Snl y Shale con una baja continuidad y conectividad lateral entre los pozos.

Los resultados anteriores muestran que el modelado 3D de facies permite entender la distribución espacial de los geocuerpos, y evaluar la continuidad y conectividad de las facies sedimentarias dentro del reservorio Vivian Inferior.

Figura 63
Modelado de facies entre los pozos Situche 2X y 3X.



Fuente: Elaboración propia

3.2.3. Distribución y volúmenes del modelo

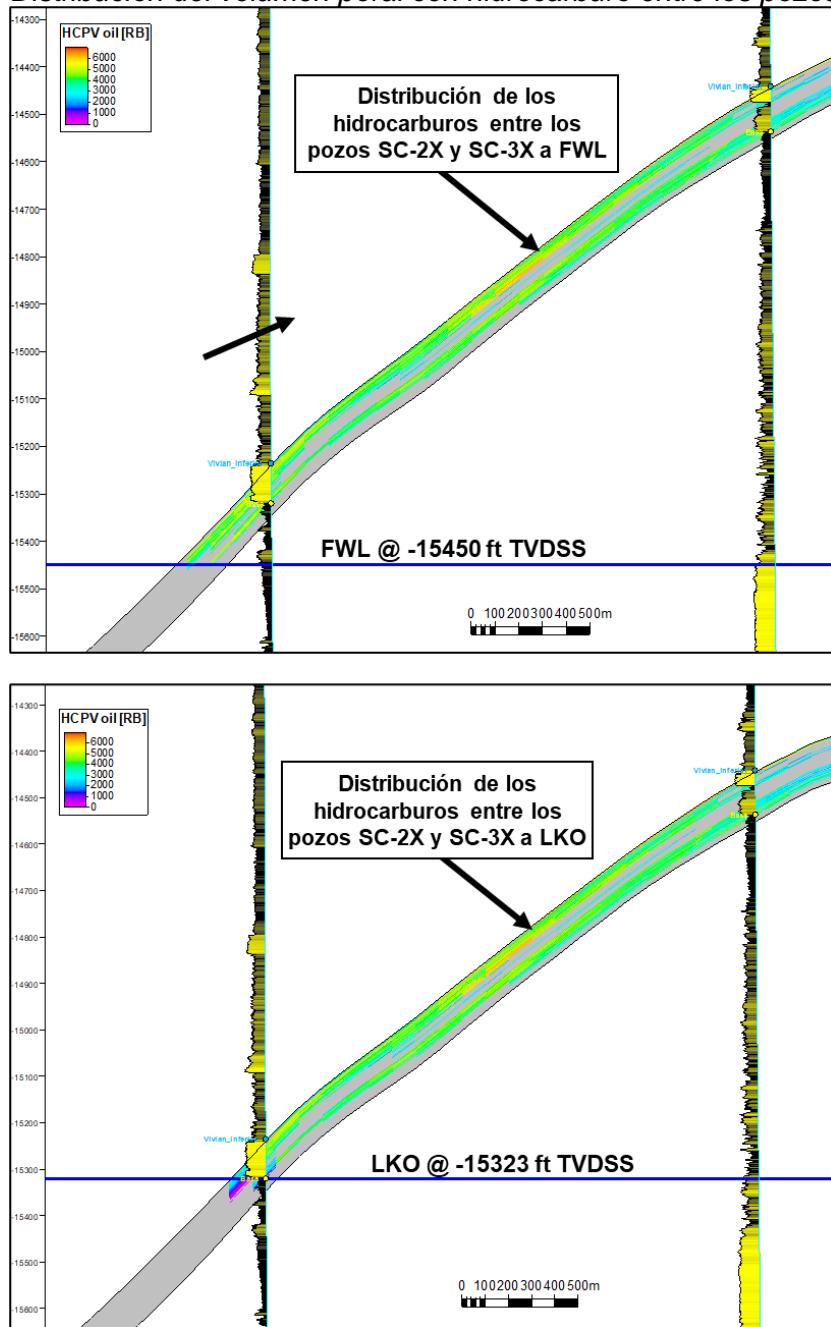
El volumen de hidrocarburos presentes en el reservorio fue estimado a partir de la grilla 3D de volumen poral con hidrocarburo.

Para evaluar el resultado de la distribución de los volúmenes porales con hidrocarburos en el reservorio Vivian Inferior se generó una línea de sección en la grilla HCPV entre los pozos Situche 2X y 3X (Figura 64). Esta sección muestra que los mayores volúmenes se concentran en la zona superior e inferior del reservorio, mientras que los

valores más bajos se presentan en la zona intermedia del reservorio. Cabe resaltar que los valores nulos de la grilla por encima del contacto de agua-petróleo corresponden a rocas no reservorios.

Figura 64

Distribución del volumen poral con hidrocarburo entre los pozos SC 2X y 3X.



Fuente: Elaboración propia

El análisis del estimado de los volúmenes de hidrocarburos del reservorio Vivian Inferior consistió en comparar el volumen obtenido por el modelo 3D del reservorio y el obtenido por el método volumétrico el cual está dado por la siguiente ecuación:

$$POIS = \frac{7758 \times \text{Area} \times \text{EspesorÚtil} \times \text{Porosidad} \times (1-\text{Saturación de agua})}{Bo} \quad (8)$$

Para poder comparar el resultado del POIS del modelo 3D con el método volumétrico se consideraron dos casos. El primer caso consiste en calcular el POIS determinísticamente por encima del nivel más bajo de petróleo conocido (LKO) y el segundo caso desde el nivel de agua libre (FWL). En la tabla 3 se tienen los parámetros utilizados para estimar el POIS para los dos casos por el método determinístico.

Tabla 3

Estimados de POIS para el campo Situche Central por el método volumétrico.

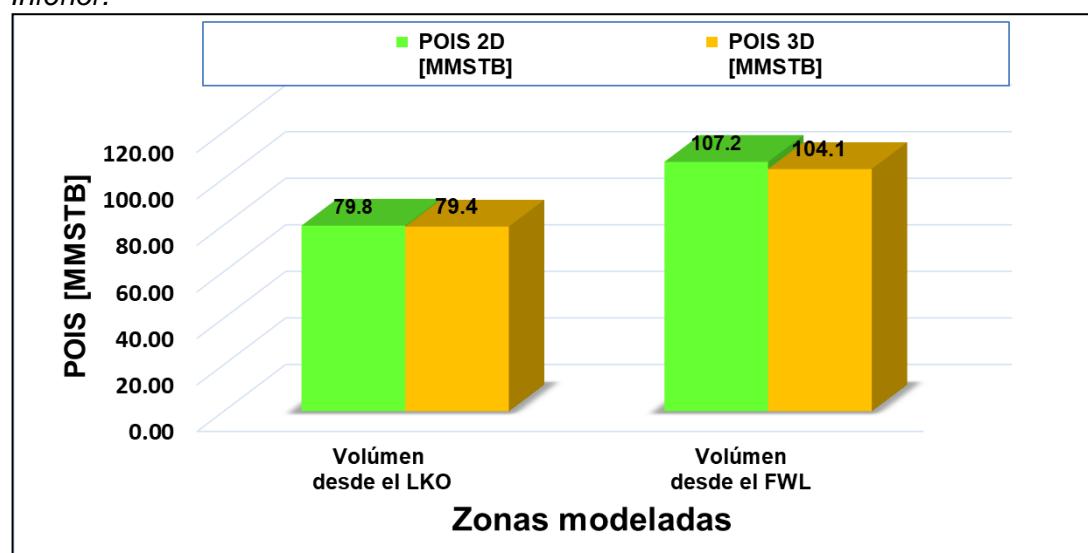
Unidad Estratigráfica	Nivel [ft] [TVDSS]	Área [ac]	NTG [dec]	Phi [dec]	K [mD]	Sw [dec]	Bo [bbl/STB]	POIS 2D [MMSTB]
Vivian Inferior	-15323 (LKO)	3990	0.55	0.102	24.4-824	0.21	1.25	79.75
Vivian Inferior	-15450 (FWL)	5500	0.55	0.102	24.4-825	0.23	1.25	107.15

Fuente: Elaboración propia

En la figura 65 se tiene la comparación de los estimados de POIS obtenidos por el modelado 3D del reservorio y por el método volumétrico para el reservorio Vivian Inferior. Los resultados del POIS obtenidos por ambos métodos muestran variaciones menores al 10%.

Figura 65

POIS a partir del modelado 3D y por el método volumétrico para la formación Vivian Inferior.



Fuente: Elaboración propia

A partir de la comparación de los volúmenes, se tiene que el modelo 3D del reservorio Vivian Inferior presenta estimados de POIS coherentes con el método volumétrico y adicionalmente logra representar espacialmente la distribución de los volúmenes con hidrocarburo.

En la tabla 4 se muestra el resumen de los resultados obtenidos para cada proceso de modelado del reservorio Vivian Inferior.

Tabla 4

Resumen de resultados obtenidos para cada proceso durante el modelado del reservorio.

Procesos generados	Resultados
Modelo de propiedades petrofísicas	<ul style="list-style-type: none">• Mejora en la visualización de propiedades petrofísicas.• Mejora en la distribución espacial de propiedades controlada por el método de inversión genética.• Predictibilidad de propiedades petrofísicas en zonas donde no hay pozos.
Modelo de facies	<ul style="list-style-type: none">• Mejora en la visualización de las facies sedimentarias.• Mejora en la representación de la conectividad y continuidad de geocuerpos controlada por el método de inversión genética.• Predictibilidad de geocuerpos en zonas donde no hay pozos.
Estimación de volúmenes	<ul style="list-style-type: none">• Mejora en la distribución vertical de los fluidos del reservorio.• Mejora en la estimación volumétrica de fluidos debido a mejoras en la propagación de propiedades petrofísicas.

Fuente: Elaboración propia

3.3. Contrastación de la hipótesis

De acuerdo con los resultados obtenidos durante el modelado del reservorio Vivian Inferior, la hipótesis general resultó ser verdadera puesto que se ha observado una mejora sustancial en el modelado de reservorios por el método de inversión genética.

La primera hipótesis específica también resultó ser verdadera; el modelado de propiedades petrofísicas, tales como la porosidad, permeabilidad y saturación de agua, ha logrado tener una mejor distribución espacial controlada por el método de inversión genética.

De igual modo, la segunda hipótesis específica también fue verdadera debido a que el modelado de facies controlado por el método de inversión genética ha permitido mejorar el entendimiento de la distribución de los geocuerpos y evaluar la continuidad y conectividad de las facies.

Por último, la tercera hipótesis específica fue verdadera dado que los volúmenes estimados del modelo de reservorios controlado por el método de inversión genética presentan un mejor control de la distribución vertical de fluidos en el reservorio y se muestran coherentes con el método determinístico.

De lo anterior, se tiene que las hipótesis generales y las tres hipótesis específicas planteadas para este estudio son válidas.

CONCLUSIONES

- El método de inversión genética que integra datos del volumen sísmico e información de perfiles de pozo ha mostrado una mejora en la representación de las heterogeneidades geológicas y petrofísicas del reservorio Vivian Inferior en el campo Situche Central de la Cuenca Marañón reduciendo las incertidumbres en la propagación de propiedades y cuantificación de volúmenes en los contactos de agua-petróleo interpretados como se muestra en la Figura 54, Figura 57, Figura 60, Figura 63 y Figura 64.
- El modelado de propiedades petrofísicas que abarca los modelos de porosidad, permeabilidad y saturación de agua, integrado con el método de inversión genética mostró una mejora en la representación espacial y en la predicción de propiedades en zonas donde no existen pozos a diferencia de los modelos preliminares donde no se tenía un control basado en datos sísmicos. Esto se muestra en las Figura 35, Figura 41 y Figura 46. Adicionalmente, los modelos generados, en esta etapa, honraron las correlaciones de porosidad versus permeabilidad y saturación de agua versus altura observadas en los datos de núcleos como se muestra en la Figura 55 y Figura 58.
- El modelo de facies utilizando como variable secundaria el modelo de porosidad proveniente del método de inversión genética ha mostrado mejoras en la representación de geocuerpos sedimentarios y en el entendimiento de las variaciones laterales de facies como se muestra en la Figura 51 y Figura 63. En adición, se lograron honrar los valores de propiedades petrofísicas para cada una de las facies según lo observado en los núcleos de los pozos como se muestra en la Figura 49, Figura 50 y Figura 61.
- Los volúmenes de hidrocarburos tuvieron una mejor estimación al integrar propiedades petrofísicas calibradas por el método de inversión genética y datos de presiones capilares lo que permitió una mejor distribución vertical de fluidos en el reservorio a

diferencia de los modelos preliminares en el área, tal como se muestra en la Figura 52 y Figura 64. Además, los volúmenes estimados mostraron valores coherentes al compararlos con el método volumétrico en 2D según la Tabla 3 y Figura 65.

- A partir de la discusión e interpretación de resultados de los modelos petrofísicos, de facies y la estimación de volúmenes, concluimos que las hipótesis planteadas para este trabajo han sido demostradas al utilizar el método de inversión genética en el campo Situche Central de la cuenca Marañón.

RECOMENDACIONES

- En base a los resultados se recomienda aplicar el método de inversión genética en el resto de los reservorios y campos existentes dentro del sector noroeste de la cuenca Marañón. Adicionalmente, este método permitirá en el futuro mejorar el entendimiento de las variaciones petrofísicas y de facies a nivel regional. Por otra parte, se recomienda investigar otros atributos sísmicos como por ejemplo la descomposición espectral en el flujo del modelado de reservorios en la Cuenca Marañón.
- Para el modelado de propiedades petrofísicas y de facies se recomienda mejorar la calibración de los volúmenes de inversión con la perforación de nuevos pozos en el campo Situche Central. También se recomienda adquirir más núcleos considerando un espaciamiento de acuerdo con el desarrollo del campo para un mejor ajuste de las propiedades petrofísicas y del modelo depositacional.
- Para una mejor validación de los volúmenes de hidrocarburos, se recomienda utilizar otros métodos de estimación tales como el balance de materia y la simulación de reservorios integrando datos dinámicos.
- Se recomienda en el futuro plantear nuevas hipótesis basadas en la investigación de otros atributos sísmicos lo que permitirá tomar mejores decisiones en la elaboración de los planes de desarrollo en el campo de estudio.
- Se recomienda crear flujos de trabajo automatizados para reducir el tiempo de interpretación y validación de los modelos generados.

REFERENCIAS

- Abdolahi, A., Chehrazi, A., Kadkhodaie, A., Kadkhodaie, A., & Babasafari A. A. (2022). Seismic inversion as a reliable technique to anticipating of porosity and facies delineation, a case study on Asmari Formation in Hendijan field, southwest part of Iran. Journal of Petroleum Exploration and Production Tehcnology, 12, 3091-3104. <https://doi.org/10.1007/s13202-022-01497-y>
- Al-Rahim, A., & Abdulateef, A. (2017). 3D Seismic Genetic Inversion for Reservoir Characterization and Prospects Identification. International Journal of Science and Research (IJSR), 6(10), 6-391.
- Al-Rahim, Ali, M. and Hashem, H., A., 2016, Subsurface 3D Prediction Porosity Model from Converted Seismic and Well Data Using Model Based Inversion Technique. Iraqi Journal of Science, 57(1A), 163-174.
- Amaefule, J. O., Altunbay, M. H., Tiab, D., Kersey, D. G., & Keelan, D. K. (1993, October 3-6). Enhanced Reservoir Description Using Core and Log Data to Identify Hydraulic (Flow) Units and Predict Permeability in Uncored Intervals/Wells [Paper presentation]. 68th Annual Technical Conference and Exhibition of the Society of Petroleum Engineers, Houston, Texas, United States. <https://doi.org/10.2118/26436-MS>
- Archer, J. S., & Wall, C. G. (1986). Petroleum engineering principles and practice. Graham & Trotman.
- Avseth, P., Mukerji, T., & Mavko, G. (2010). Quantitative Seismic Interpretation: Applying Rock Physics Tools to Reduce Interpretation Risk. Cambridge University Press. <https://doi.org/10.1017/CBO9780511600074>
- Bacon, M., Simm, R., & Redshaw, T. (2003). 3-D Seismic interpretation. Cambridge University Press. <https://doi.org/10.1017/CBO9780511802416>
- Bortoli, L. J., Alabert, E., Haas, A., & Journel, A. G. (1992). Constraining stochastic images

to seismic data. In A. Soares (Ed.), Quantitative Geology and Geostatistics: Vol. 5. Geostatistics tróia '92: Vol. 1. (pp. 325-337). Kluwer Academic Publisher.
https://doi.org/10.1007/978-94-011-1739-5_27

Bosch, M., Mukerji, T., and González, E. F. (2010). Seismic inversion for reservoir properties combining statistical rock physics and geostatistics: a review. *Geophysics*, 75(5), 75A165–75A176. <https://doi.org/10.1190/1.3478209>

Boschetti F., Dentith, M. C., & List, R. D. (1996). Inversion of seismic refraction data using genetic algorithms. *Geophysics*, 61(6), 1715–1727. <https://doi.org/10.1190/1.1444089>

Brown, A. R. (2011). Interpretation of three-dimensional seismic data (7th ed.). Society of Exploration Geophysicists; The American Association of Petroleum Geologists.
<https://doi.org/10.1190/1.9781560802884>

Campbell, C. V. (1967). Lamina, laminaset, bed, bedset. *Sedimentology*, 8(1), 7–26.
<https://doi.org/10.1111/j.1365-3091.1967.tb01301.x>

Cannon, S. (2018). Reservoir modelling: A practical guide. Wiley Blackwell.
<https://doi.org/10.1002/9781119313458>

Cao, R., Ma, Y. Z., & Gomez, E. (2014). Geostatistical applications in petroleum reservoir modeling. *The Journal of The Southern African Institute of Mining and Metallurgy*, 114 (8), 625-629.

Contreras, A., Torres-Verdin, C., Kvein, K., Fasnacht, T., & Chesters, W. (2005, June 5). AVA stochastic inversion of pre-stack seismic data and well logs for 3D reservoir modelling [Paper presentation]. 67th EAGE Conference & Exhibition, Madrid, Spain.
<https://doi.org/10.3997/2214-4609-pdb.1.F014>

Debeye, H. W. J., Sabbah, E., & van der Made, P. M. (1996, November 10-15). Stochastic Inversion [Paper presentation]. 65th SEG Annual meeting, Denver, CO, United States.

Demyanov, V., & Arnold, D. (2018). Challenges and solutions in stochastic reservoir

modelling: Geostatistics, machine Learning, uncertainty prediction. EAGE Publications bv. <https://doi.org/10.3997/book9789462822399>

Deutsch, C. V. (2002). Geostatistical reservoir modeling. Oxford University Press.

Deveugle, P. E. K., Jackson M. D., Hampson, G. J., Stewart, J., Clough, M. D., Ehighebolo, T., Farrell, M. E., Calvert, C. S., & Miller J. K. (2014). A comparative study of reservoir modeling techniques and their impact on predicted performance of fluvial-dominated deltaic reservoirs. AAPG Bulletin, 98(4), 729–763. <https://doi.org/10.1306/08281313035>

Dorn, G. A. (1998). Modern 3-D seismic interpretation. The Leading Edge, 17(9), 1262. <https://doi.org/10.1190/1.1438121>

Dorrington, K. P., & Link, C. A. (2004). Genetic-algorithm/neural-network approach to seismic attribute selection for well-log prediction. Geophysics, 69(1), 212–221. <https://doi.org/10.1190/1.1649389>

Doyen, P. M. (1988). Porosity from seismic data: a geostatistical approach. Geophysics, 53(10), 1263–1275. <https://doi.org/10.1190/1.1442404>

Doyen, P. M. (2007). Seismic Reservoir Characterization: An Earth Modelling Perspective. European Association of Geoscientists and Engineers.

Dubrule, O. (2003). Distinguished Instructor Series: Vol. 6. Geostatistics for seismic data integration in Earthmodels. Society of Exploration Geophysicists; European Association of Geoscientists and Engineers. <https://doi.org/10.1190/1.9781560801962>

Dvorkin, J., Gutierrez, M., & Grana, D. (2014). Seismic reflections of rock properties. Cambridge University Press. <https://doi.org/10.1017/CBO9780511843655>

Figueiredo, L. P., Grana, D., Bordignon, F. L., Santos, M., Roisenberg, M., & Rodrigues, B. (2018). Joint Bayesian inversion based on rock-physics prior modeling for the

estimation of spatially correlated reservoir properties. *Geophysics*, 83(5), M49-M61.

<https://doi.org/10.1190/geo2017-0463.1>

Francis, A. (2006a). Understanding stochastic inversion: part 1. *First Break*, 24(11), 69–77.

<https://doi.org/10.3997/1365-2397.2006026>

Francis, A. (2006b). Understanding stochastic inversion: part 2. *First Break*, 24(12), 79–84.

Garza L., & Aguirre, E. (2016). Inversión genética aplicada en desarrollo de campos, Cuenca Burgos “caso de estudio campo Comitas”. *Ingeniería Petrolera*, 56(8), 420-428.

Grana, D. (2018). Joint facies and reservoir properties inversion. *Geophysics*, 83(3), M15–M24. <https://doi.org/10.1190/GEO2017-0670.1>

Grana, D., Mukerji, T., & Doyen, P. (2021). Seismic reservoir modeling: Theory, examples, and algorithms. Wiley Blackwell. <https://doi.org/10.1002/9781119086215>

Gunning, J., & Glinsky, M. (2003, June 2-5). Bayesian seismic inversion delivers integrated sub-surface models. 65th EAGE Conference & Exhibition, Stavanger, Norway. <https://doi.org/10.3997/2214-4609-pdb.6.D35>

Gunter, G. W., Finneran, J. N., Hartmann, D. J., & Miller, J. D. (1997, October 5-8). Early determination of reservoir flow units using an integrated petrophysical method [Paper presented]. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, TX, United States. <https://doi.org/10.2118/38679-MS>

Haas, A., & Dubrule, O. (1994). Geostatistical inversion — a sequential method of stochastic reservoir modeling constrained by seismic data. *First Break*, 12, 561-569. <https://doi.org/10.3997/1365-2397.1994034>

Haldorsen, H. H., & Damsleth, E. (1990). Stochastic modelling. *Journal of Petroleum Technology*, 42(4), 404-412. <https://doi.org/10.2118/20321-PA>

Hovadik, J. M., & Larue, D. K. (2007). Static characterizations of reservoirs: Refining the concepts of connectivity and continuity. *Petroleum Geoscience*, 13(3), 195–211.
<https://doi.org/10.1144/1354-079305-697>

Huertas, A. (2015). Caracterización termodinámica de un reservorio a alta presión y temperatura: caso estudio Lote 64. *Fuentes, El Reventón Energético*, 13(1), 5-20.
<https://doi.org/10.18273/revfue.v13n1-2015001>

Iturrarán, V. U., & Parra, J. O. (2014). Artificial neural networks applied to estimate permeability, porosity and intrinsic attenuation using seismic attributes and well-log data. *Journal of Applied Geophysics*, 107, 45–54.
<https://doi.org/10.1016/j.jappgeo.2014.05.010>

Kennedy, M. (Ed.) (2015). Developments in petroleum science: Vol. 62. Practical petrophysics. Elsevier.

Khalifa, A. E., Moncef, Z., & Radwan, A. E. (2024). Integrated geological data, 3D post-stack seismic inversion, depositional modelling and geostatistical modelling towards a better prediction of reservoir property distribution for near-field exploration: A case study from the eastern Sirt Basin, Libya. *Geological Journal*, 59(2), 381–404.
<https://doi.org/10.1002/gj.4870>

Lang, X., & Grana, D. (2018). Bayesian linearized petrophysical AVO inversion. *Geophysics*, 83(3), M1-M13. <https://doi.org/10.1190/geo2017-0364.1>

Larsen, J. K., & Fabricius, I. (2004). Interpretation of water saturation above the transitional zone in chalk reservoirs. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 7(2), 155–163.
<https://doi.org/10.2118/69685-PA>

Leite, E. P., & Vidal, A. C. (2011). 3D porosity prediction from seismic inversion and neural networks. *Computers & Geosciences*, 37(8), 1174–1180.
<http://dx.doi.org/10.1016/j.cageo.2010.08.001>

Leverett, M. C. (1941). Capillary behavior in porous solids. *Transactions of the AIME*, 142(1), 152-169. <https://doi.org/10.2118/941152-G>

Ma, Y. Z. (2011). Lithofacies clustering using principal component analysis and neural network: applications to wireline logs. *Mathematical Geosciences*, 43(4), 401–419. <https://doi.org/10.1007/s11004-011-9335-8>

Ma, Y. Z. (2019). Quantitative geosciences: Data analytics, geostatistics, reservoir characterization and modeling. Springer. <https://doi.org/10.1007/978-3-030-17860-4>

Ma, Y. Z., & Gomez, E. (2015). Uses and abuses in applying neural networks for predicting reservoir properties. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 133, 66–75. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2015.05.006>.

Ma, Y. Z., Gomez, E., & Luneau, B. (2017). Integrations of seismic and well-log data using statistical and neural network methods. *The Leading Edge*, 36(4), 324–329. <https://doi.org/10.1190/tle36040324.1>

MacDonald, A. C., Berg, J. I., Skare, Ø., & Holden, L. (1995, Mayo 29 - Junio 2). Constraining a stochastic model of channel geometries using seismic data [Paper presentation]. 57th EAGE Conference and Technical Exhibition, Glasgow, Scotland, United Kingdom. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.201409663>

Mallick, S. (1995). Model-based inversion of amplitude-variations-with-offset data using a genetic algorithm. *Geophysics*, 60, 939-954. <https://doi.org/10.1190/1.1443860>

Mallick, S. (1999). Some practical aspects of prestack waveform inversion using a genetic algorithm: an example from the East Texas woodbine gas sand. *Geophysics*, 64(2), 326–336. <https://doi.org/10.1190/1.1444538>

Marzuki, J., Klinger, J., Priezzhev, I. et al. (2009, March 2-3). Genetic Inversion: An Innovative Combination of Neural Nets and Genetic Algorithm for Seismic Inversion [Paper presentation]. Petroleum Geology Conference and Exhibition 2009, Kuala

Lumpur, Malaysia. <https://doi.org/10.3997/2214-4609-pdb.254.GP19>

Maurya, S. P., Singh, K. H., Kumar, A., Singh, N. P. (2018). Reservoir characterization using post-stack seismic inversion techniques based on real coded genetic algorithm. *Journal of Geophysics*, 39(2), 95–103.

Maurya, S. P., Singh, K. H., & Singh, N. P. (2019). Qualitative and quantitative comparison of geostatistical techniques of porosity prediction from the seismic and logging data: a case study from the Blackfoot Field, Alberta, Canada. *Marine Geophysical Research*, 40(1), 51–71. <https://link.springer.com/article/10.1007/s11001-018-9355-6>

Miall, A. D. (1985). Architectural-element analysis: A new method of facies analysis applied to fluvial deposits. *Earth Science Reviews*, 22, 261–308. [https://doi.org/10.1016/0012-8252\(85\)90001-7](https://doi.org/10.1016/0012-8252(85)90001-7)

Miall, A. D. (2022). *Stratigraphy: A modern synthesis* (2nd ed.). Springer. <https://doi.org/10.1007/978-3-030-87536-7>

Mitchell, M. (1998). *An Introduction to Genetic Algorithms*. The MIT Press. <https://doi.org/10.7551/mitpress/3927.001.0001>

Morozov I B. (2009). Accurate post-stack acoustic-impedance inversion by well-log calibration. *Geophysics*, 74(5), R59-R67. <https://doi.org/10.1190/1.3170687>

Occidental Petrolera del Perú Inc. (OXY). (2003). Final report of 2D seismic data reprocessing. Informe Interno 2003. Compagnie Générale de Géophysique Americas Inc. (CGG).

Occidental Petrolera del Perú Inc. (OXY). (2007). 3D seismic survey final report, Situche Central and Situche South Structures, Block 64. South American Exploration.

Pendrel, J. (2001). Seismic Inversion: The Best Tool for Reservoir Characterization. *CSEG Recorder*, 26(1), 5-15.

Petróleos del Perú S.A. (Petroperú). (2014a). Caracterización termodinámica de los hidrocarburos. Informe Interno 2014. Departamento de Exploración y Producción.

Petróleos del Perú S.A. (Petroperú). (2014b). Consideraciones a seguir para la creación de una grilla 3D y modelamiento de propiedades de reservorio. Informe Interno 2014. Departamento de Exploración y Producción.

Petróleos del Perú S.A. (Petroperú). (2014c). Estudios de la Gradiente de Fluido en el Reservorio Vivian Inferior. Informe Interno 2014. Departamento de Exploración y Producción.

Petróleos del Perú S.A. (Petroperú). (2014d). Geofísica en el Lote 64, Sísmica 2D & 3D. Informe Interno 2014. Departamento de Exploración y Producción.

Petróleos del Perú S.A. (Petroperú). (2014e). Modelo estático 3D del reservorio Vivian Inferior en el campo Situche Central del Lote 64. Informe Interno 2014. Departamento de Exploración y Producción.

Petróleos del Perú S.A. (Petroperú). (2014f). Poblamiento de propiedades del reservorio Vivian Inferior en el campo Situche Central del Lote 64. Informe Interno 2014. Departamento de Exploración y Producción.

Petróleos del Perú S.A. (Petroperú). (2015). Gestión de datos petro-técnicos en el Lote 64. Informe Interno 2015. Departamento de Exploración y Producción.

Pitman, E. D. (1992). Relationship of porosity and permeability to various parameters derived from mercury injection-capillary pressure curves for sandstone. AAPG Bulletin, 76(2), 191–198. <https://doi.org/10.1306/BDFF87A4-1718-11D7-8645000102C1865D>

Posamentier, H. W., & Walker, R. G. (2006). Facies models Revisted (Vol. 84). SEPM Society of Sedimentary Geology. <https://doi.org/10.2110/pec.06.84>

Pyrcz, M. J., & Deutsch, C. V. (2014). Geostatistical Reservoir Modelling (2nd ed.). Oxford

University Press.

Ringrose, P.S., & Bentley, M. (2015). Reservoir Model Design: A practitioner's guide. Springer. <https://doi.org/10.1007/978-94-007-5497-3>

Rowbotham, P. S., Marion, D., Lamy, P. et al. (2003). Multidisciplinary stochastic impedance inversion: integrating geologic understanding and capturing reservoir uncertainty. *Petroleum Geoscience*, 9(4), 287–294. <https://doi.org/10.1144/1354-079302-490>

Salamanca, A., Gutiérrez, E., & Montes, L. (2017, September 24-29). Optimization of a seismic inversion genetic algorithm [Paper presentation]. SEG International Exposition and 87th Annual Meeting 2017, Houston, TX, United States. <https://doi.org/10.1190/segam2017-17795633.1>

Sancervero, S. S., Remacre, A. Z., de Souza Portugal, R. and Mundim, E. C. (2005). Comparing deterministic and stochastic seismic inversion for thin-bed reservoir characterisation in a turbidite synthetic reference model of Campos Basin, Brazil. *The Leading Edge*, 24, 1168–1172. <https://doi.org/10.1190/1.2135135>

Sen, M.K., & Stoffa, P. L. (2013). Global Optimization Methods in Geophysical Inversion. Cambridge University Press. <https://doi.org/10.1017/CBO9780511997570>

Shepherd, M. (2009). AAPG memoir: Vol 91. Oil Field Production Geology (pp.189-193). American Association of Petroleum Geologists. <https://doi.org/10.1306/13161206M913372>

Simm, R., & Bacon, M. (2014). Seismic amplitude: An interpreter's handbook. Cambridge University Press. <https://doi.org/10.1017/CBO9780511984501>

Singh, S., Kanli, A. I., & Sevgen, S. (2016). A general approach for porosity estimation using artificial neural network method: a case study from Kansas gas field. *Studia Geophysica Geodaetica*, 60(1), 130–140. <http://dx.doi.org/10.1007/s11200-015-0820>

Skelt, C., & Harrison, B. (1995, Junio 26-29). An integrated approach to saturation height analysis [Paper presentation]. SPWLA 36th Annual Logging Symposium, Paris, France.

Smith, P. J., & Buckee, J. W. (1985). Calculating in-place and recoverable hydrocarbons: A comparison of alternative methods [Paper presentation]. SPE Hydrocarbon Economics and Evaluation Symposium, Dallas, TX, United States. <https://doi.org/10.2118/13776-MS>

Sokolov, A., Schulte, B., Shalaby, H., & Van der Molen, M. (2021). Seismic inversion for reservoir characterization. In O. Enwenode (Ed.), Applied techniques to integrated oil and gas reservoir characterization: A problem-solution discussion with geoscience experts (pp. 329-351). Elsevier. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-817236-0.00013-3>

Talisman Energy Inc. (Talisman). (2008). Situche 3D Seismic Processing Report. Informe Interno 2008. CGGVeritas.

Talisman Energy Inc. (Talisman). (2010). 2D Seismic Reprocessing Report, Block 64. Informe Interno 2010. WesternGeco.

Talisman Energy Inc. (Talisman). (2012a). Peru Block 64: Norte and Central 3D's Merge Seismic Processing Report. Informe Interno 2012. CGGVeritas.

Talisman Energy Inc. (Talisman). (2012b). Seismic Interpretation Report, Block 64, Marañon Basin. Informe Interno 2012. Morin, R.

Tarantola, A. (2005). Inverse Problem Theory and Methods for Model Parameter Estimation. Society for Industrial and Applied Mathematics. <https://doi.org/10.1137/1.9780898717921>

Tiab, D., & Donaldson, E. C. (2011). *Petrophysics: Theory and practice of measuring reservoir rock and fluid transport properties* (3rd ed.). Gulf Professional Publishing.
<https://doi.org/10.1016/C2009-0-64503-7>

Torres-Verdin, C., Victoria, M., Merletti, G., & Pendrel, J. (1999). Trace-based and geostatistical inversion of 3-D seismic data for thin-sand delineation: an application in San Jorge Basin, Argentina. *The Leading Edge*, 18, 1070–1077.
<https://doi.org/10.1190/1.1820826>

Walker, R. G. (1984). *Facies models* (2nd ed.). Geological Association of Canada.

Worthington, P.F. (2002). Application of saturation-height functions in integrated reservoir description. In M. Lovell & N. Parkinson (Eds.), *Methods in exploration: Vol. 13. Geological application of well logs* (pp. 75-89). American Association of Petroleum Geologists. <https://doi.org/10.1306/Mth13780>

Yarus, J. M., & Chambers, R. L. (1994). *AAPG computer applications in geology: Vol. 3. Stochastic modeling and geostatistics principals, methods, and case studies*. American Association of Petroleum Geologists.

Zrelli, A., Amiri, A., Barhoumi, N., Bounasri, M.A., & Inoubli, M.H. (2023). Integrated seismic inversion for clastic reservoir characterization: Case of the upper Silurian reservoir, Tunisian Ghadames Basin. *Journal of Applied Geophysics*, 219, 105252.
<https://doi.org/10.1016/j.jappgeo.2023.105252>

ANEXOS

Anexo 1 - Matriz de consistencia 107

Anexo 1 - Matriz de consistencia

Título	Problemas de la Investigación	Objetivos de la Investigación	Formulación de Hipótesis	Variables	Dimensiones	Metodología	Población, Muestra	Técnicas Instrumentos
Método de inversión genética para mejorar el modelado de reservorios en la Cuenca Marañón	<u>Problema General</u> ¿Es posible mejorar el modelado de reservorios en la Cuenca Marañón mediante el método de inversión genética?	<u>Objetivo General</u> Validar que el método de inversión genética mejora el modelado de reservorios en la Cuenca Marañón.	<u>Hipótesis general</u> El método de inversión genética mejorará significativamente el modelado de reservorios en la Cuenca Marañón.	<u>Variable independiente (V₁)</u> Método de inversión genética <u>Variable dependiente (V₁)</u> Modelado del reservorio	Sísmica en profundidad (ft) Extracción de ondículas en pozos (ms)	<u>Tipo de investigación</u> Cualitativo-Cuantitativo	<u>Población</u> 1.1. Campos de la Cuenca Marañón. <u>Muestra</u> 1.1. Campo Situche Central	<u>Técnicas</u> Recopilación bibliográfica Recolección de datos de reservorio <u>Instrumentos</u> Software de geología Petrel 2022.
	<u>Problemas Específicos</u> 1.1. ¿Es posible mejorar el modelado de propiedades petrofísicas en la Cuenca Marañón mediante el método de inversión genética?	<u>Objetivos específicos</u> 1.1. Demostrar que el método de inversión genética mejora el modelado de propiedades petrofísicas en la Cuenca Marañón.	<u>Hipótesis específicas</u> 1.1. El método de inversión genética mejorará significativamente el modelado de propiedades petrofísicas en la Cuenca Marañón.	<u>Variable dependiente (V₁)</u> Modelado de propiedades petrofísicas	Porosidad (%), saturación (%), permeabilidad (md)	<u>Diseño de la investigación</u> No experimental - Transversal		
	1.2. ¿Es posible mejorar el modelado de facies en la Cuenca Marañón mediante el método de inversión genética?	1.2. Confirmar que el método de inversión genética mejora el modelado de facies en la Cuenca Marañón.	1.2. El método de inversión genética mejorará significativamente el modelado de facies en la Cuenca Marañón.	<u>Variable dependiente (V₂)</u> Modelado de propiedades facies	Número de facies			
	1.3. ¿Es posible mejorar la estimación de volúmenes de hidrocarburos en la Cuenca Marañón mediante el método de inversión genética?	1.3. Validar que el método de inversión genética mejora la estimación de volúmenes de hidrocarburos en la Cuenca Marañón.	1.3. El método de inversión genética mejorará significativamente la estimación de volúmenes de hidrocarburos en la Cuenca Marañón.	<u>Variable dependiente (V₃)</u> Modelado de estimación de volúmenes	Volumen (bbl)			

Fuente: Elaboración propia