



Educación
Secretaría de Educación Pública



INSTITUTO TECNOLÓGICO DE CIUDAD MADERO

DIVISIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO E INVESTIGACIÓN

POSGRADO EN CIENCIAS DE LA INGENIERÍA



TESIS

**CARACTERIZACIÓN GEOLÓGICA EN EL CAMPO PETROLERO TAMAULIPAS
CONSTITUCIONES EN EL ESTADO DE TAMAULIPAS, MÉXICO PARA LA INYECCIÓN DE CO₂**

Que para obtener el grado de:

Maestra en Ciencias de la Ingeniería

Presenta:

Ing. Stephanie Salas Villanueva

CVU: 1324330, NC: G18070340

Directora de Tesis:

Dra. Ana Lidia Martínez Salazar

CVU: 277554

Codirector de Tesis:

Ing. Oscar Alberto Izaguirre Ávila

AGRADECIMIENTOS

La culminación de este trabajo de investigación y la obtención del grado de maestría no habría sido posible sin el apoyo, la guía y la confianza de muchas personas e instituciones que me acompañaron a lo largo de este proceso.

En primer lugar, expreso mi más profundo agradecimiento a mi directora de tesis, la Dra. Ana Lidia Martínez Salazar, y a mi codirector de tesis el Ing. Oscar Alberto Izaguirre Ávila por su orientación constante, sus valiosas sugerencias y la paciencia con la que me guiaron en cada etapa de esta investigación. Su compromiso académico y humano ha sido una inspiración para mi formación profesional.

Agradezco también a los profesores del programa de ciencias de la ingeniería, quienes con sus enseñanzas y exigencia académica contribuyeron a ampliar mi visión y fortalecer mis capacidades investigativas.

Mi gratitud se extiende a mis compañeros y colegas (Ing. Alma González, Ing. Roberto Vázquez, Ing. Allan Jiménez, Ing. Carlos Cruz, Ing. Leopoldo Díaz, Ing. Alejandro Calderón), con quienes compartí experiencias, debates y aprendizajes que enriquecieron este camino. La colaboración y el compañerismo fueron fundamentales para mantener el entusiasmo y la motivación.

De manera especial, reconozco el apoyo de mi familia. A mis padres, por inculcarme desde siempre el valor del esfuerzo y la perseverancia; a mi pareja el Ing. Humberto Vargas, por su comprensión, paciencia y aliento en los momentos más desafiantes.

Finalmente, agradezco a las instituciones y personas que facilitaron el acceso a información, recursos y espacios necesarios para el desarrollo de esta investigación, en especial al departamento de recuperación secundaria y mejorada de la empresa Petróleos Mexicanos por sus conocimientos y su apoyo.

A todos ustedes, mi más sincero reconocimiento y gratitud.



Instituto Tecnológico de Ciudad Madero
Subdirección Académica
División de Estudios de Posgrado e Investigación

Ciudad Madero, Tamaulipas, **10/Febrero/2026**

Oficio No.: U11.012/2026
Asunto: Autorización de Impresión

C. STEPHANIE SALAS VILLANUEVA
No. DE CONTROL G18070340
P R E S E N T E

Me es grato comunicarle que después de la revisión realizada por el Jurado designado para su Examen de Grado de Maestra en Ciencias de la Ingeniería, el cual está integrado por los siguientes catedráticos:

PRESIDENTE :	DRA. ANA LIDIA MARTÍNEZ SALAZAR
SECRETARIO:	M.C. OSCAR ALBERTO IZAGUIRRE ÁVILA
VOCAL 1:	DRA. MARÍA LUCILA MORALES RODRÍGUEZ
SUPLENTE:	DR. PEDRO MARTÍN GARCÍA VITE

Se acordó autorizar la impresión de su tesis titulada:

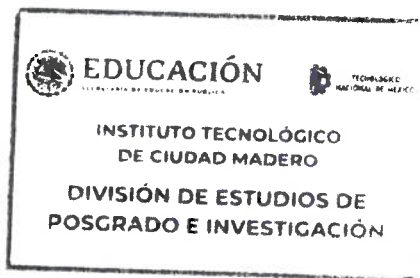
**"Caracterización geológica en el campo petrolero Tamaulipas Constituciones
en el Estado de Tamaulipas, México para la inyección de CO₂"**

Es muy satisfactorio para esta División compartir con Usted el logro de esta meta. Espero que continúe con éxito su desarrollo profesional y dedique su experiencia e inteligencia en beneficio de México.

ATENTAMENTE

Excelencia en Educación Tecnológica®
"Por Mi Patria y Por Mi Bien" ®

RAFAEL CASTILLO GUTIÉRREZ
JEFE DE LA DIVISIÓN DE ESTUDIOS
DE POSGRADO E INVESTIGACIÓN



ccp. Archivo
RCG/NRV/jar



2026
año de
Margarita
Maza



DECLARACIONES DE ORIGINALIDAD, PROPIEDAD INTELLECTUAL, CESION DE DERECHOS Y/O CONFIDENCIALIDAD

Yo Stephanie Salas Villanueva, en calidad de autor de la tesis titulada “Caracterización geológica en el campo Tamaulipas constituciones para la inyección de CO₂ en el estado de Tamaulipas, México”, declaro lo siguiente:

Afirmo que el presente trabajo de investigación es de mi autoría y constituye un esfuerzo original. Garantizo que no ha sido presentado previamente, total ni parcialmente, para la obtención de otro grado académico.

Reconozco y cito debidamente todas las fuentes de información utilizadas. Reconozco que los derechos morales de autor me corresponden como creador de la obra. Acepto que la institución académica donde se presenta esta tesis podrá resguardar, difundir y consultar el documento en repositorios físicos o digitales, siempre respetando mi autoría.

Cedo de manera no exclusiva a la institución los derechos patrimoniales de reproducción, distribución y comunicación pública de la tesis, con fines académicos, científicos y de divulgación. Esta cesión no implica renuncia a mis derechos morales como autor. Me comprometo a mantener la confidencialidad de los métodos, resultados y conocimientos generados durante la investigación, en especial aquellos que puedan tener implicaciones técnicas, industriales o estratégicas.

Autorizo que cualquier información sensible derivada del trabajo sea tratada conforme a las políticas de confidencialidad de la institución y la legislación aplicable.

Caracterización geológica en el campo petrolero Tamaulipas Constituciones en el estado de Tamaulipas, México para la inyección de CO₂.

Ing. Stephanie Salas Villanueva

Resumen

El objetivo del presente trabajo es realizar la caracterización geológica de los yacimientos productores deplecionados del campo Tamaulipas Constituciones por inyección de gas CO₂ usando los seleccionados que se encuentran dentro de la cuenca geológica Tampico-Misantla dentro del estado de Tamaulipas, mediante la distribución espacial de las propiedades petrofísicas, analizando para dar sentido a los datos de los registros de pozos, utilizando registros como: los rayos gama, porosidad total, densidad, etc. El documento discute las características geológicas para lograr obtener un modelo estático del campo Tamaulipas Constituciones, con el objetivo de analizar la zona geológica de interés y desarrollar una mejora aplicada en inyección de gas CO₂. En la cuenca Tampico-Misantla se consideran aspectos como el ajuste técnico, el régimen geotérmico, la madurez de la cuenca y sus condiciones.

La metodología empleada utilizó los datos de registros geofísicos con modelos de correlación estratigráfica, apoyándose en herramientas de interpretación digital para generar mapas de distribución de propiedades clave. Los resultados obtenidos permitieron delimitar unidades litológicas con características favorables para la inyección de gas, destacando formaciones con alta porosidad efectiva. Se concluye que la caracterización geológica realizada proporciona una base técnica sólida para evaluar la viabilidad de proyectos de inyección de CO₂ en la región.

Geological characterization in the Tamaulipas Constitutions oil field in the state of Tamaulipas, Mexico for CO₂ injection.

Ing. Stephanie Salas Villanueva

Abstract

The objective of this study is to carry out the geological characterization of the producing reservoirs in the Tamaulipas Constituciones field for CO₂ gas injection, using selected reservoirs located within the Tampico-Misantla geological basin in the state of Tamaulipas. This characterization is based on the spatial distribution of petrophysical properties, aiming to interpret well log data through parameters such as gamma ray, total porosity, density, among others. The document discusses the geological features necessary to develop a static model of the Tamaulipas Constituciones field, with the goal of analyzing the geological zone of interest and proposing improvements in CO₂ gas injection applications.

The methodology involved integrating geophysical log data with stratigraphic correlation models, supported by digital interpretation tools to generate distribution maps of key reservoir properties. The results allowed the delineation of lithological units with favorable characteristics for gas injection, highlighting formations with high effective porosity. It is concluded that the geological characterization performed provides a solid technical foundation for assessing the feasibility of CO₂ injection projects in the region.

In the Tampico-Misantla basin, aspects such as technical fit, geothermal regime, basin maturity, and prevailing conditions are considered.

Índice general

Resumen	VI
Abstract.....	VII
Índice tablas.....	XII
Índice de figuras	XIII
Nomenclatura	XIV
1 Introducción	1
1.1 Planteamiento del problema	2
1.2 Justificación del estudio.....	3
1.3 Objetivo general.....	4
1.4 Objetivos específicos	4
1.5 Hipótesis.....	4
1.6 Organización de la tesis	4
2 Marco Teórico.....	6
2.1 Cuenca geológica Tampico-Misantla	6
Ubicación	6
Información de Pozos	7
Evolución estructural de la cuenca Tampico-Misantla.....	9
Marco convencional.....	11
2.2 Campo Tamaulipas Constituciones.....	12
Marco Geológico Regional.....	12
Columna estratigráfica tipo del campo Tamaulipas-Constituciones.....	14

2.3	Formación Geológica de Interés	14
	JSA- Formación San Andrés	14
	Litología.....	15
	Distribución y Espesor	15
	Edad y Correlación.....	16
	Relación Estratigráfica	16
2.4	Propiedades generales del CO₂.....	16
	Propiedades químicas.....	16
	Propiedades físicas.....	17
	Viscosidad del CO₂	19
	Solubilidad de agua del CO₂.....	20
	Factor de volumen del gas (Bg)	21
	Entalpia	21
	Factor de compresibilidad Z.....	22
	Comportamiento de fases.....	23
	Presión mínima de miscibilidad	24
	Técnicas de preselección de yacimientos para inyección de CO₂.....	26
	Proceso de inyección de CO₂.....	29
	Ventajas y desventajas de la inyección de CO₂.....	29
	Mecanismos de la inyección de CO₂.....	30
2.5	Caracterización de yacimientos petroleros.....	31
	Clases de caracterización	31
	Caracterización de la roca	32
	Caracterización geológica	32

	Caracterización sísmica	32
	Caracterización petrofísica	33
	Caracterización de fluidos	33
	Caracterización del agua	33
	Caracterización de hidrocarburos	33
	Caracterización del sistema roca-fluidos.....	34
2.6	Tipos de caracterización.....	34
	Caracterización cualitativa.....	34
	Caracterización cuantitativa	35
2.7	Geología estructural.....	35
2.8	Modelo sedimentario	36
2.9	Propiedades petrofísicas.....	37
	Evaluación de formaciones	38
	Parámetros petrofísicos.....	38
	Porosidad y Tipos de Porosidad	38
	Saturación	39
	Permeabilidad	39
	Resistividad y fluidos de la formación	40
	Resistividad de la formación.....	41
	Factor de formación y saturación de agua	42
2.10	Simulador:	42
	Funciones principales de Petrel:	42
	Beneficios en la Industria:	43
3	Estado del Arte	45

4	Metodología	50
4.1	Fase uno de la Metodología	50
4.2	Segunda fase metodología	51
	Con esto se logra cumplir en su totalidad el segundo objetivo específico.	51
5	Resultados	52
5.1	Resultado del cumplimiento del primer objetivo específico	52
5.2	Cumplimiento del resultado del segundo objetivo específico	69
	Conclusiones y recomendaciones	72
	Glosario de términos.....	74
	Anexo Desarrollo del Modelo en Petrel	83

Índice tablas

Tabla 2.1 Información de los pozos Tampico-Misantla	8
Tabla 2.2 Estratigrafía tipo del campo Tamaulipas-Constituciones	14
Tabla 2.3 Propiedades del CO ₂	17
Tabla 2.4 Requerimientos necesarios para la preselección de yacimientos candidatos a inyección de CO ₂	28
Tabla 5.1 Ubicación de la formación geológica productora	54

Índice de figuras

Figura 2-1 Ubicación geográfica de la cuenta Tampico- Misantla [16].....	6
Figura 2-2 Mapa de localización de Pozos [16].	8
Figura 2-3 Evolución geológica de la cuenca Tampico-Misantla [16].	9
Figura 2-4 Columna Estratigráfica de Tampico-Misantla [16].	11
Figura 2-5 Ubicación del Campo Tamaulipas-Constituciones [16]	13
Figura 2-6 Densidad y temperatura del CO ₂ [48].....	18
Figura 2-7 Viscosidad del CO ₂ [49]	19
Figura 2-8 Solubilidad del CO ₂ [50].....	20
Figura 2-9 Entalpia [48]	22
Figura 2-10 Factor de compresibilidad del CO ₂ [51]	23
Figura 2-11 Comportamiento de fases [52].....	24
Figura 2-12 Proceso de inyección de CO ₂ [25]	29
Figura 5-1 Visualización del polígono 79 que conforma el campo Tamaulipas constituciones con sus 1320 pozos.	52
Figura 5-2 Visualización del polígono 79 que conforma el campo Tamaulipas constituciones con los 13 pozos seleccionado.....	54
Figura 5-3 Visualización de los registros geofísicos de los pozos C-1158, C-501 y C-512.....	55
Figura 5-4 Visualización registros geofísicos de los pozos C-518, C-527 y C-533.....	58
Figura 5-5 Visualización registros pozos C-534, C-218, C-200 Y C-202.	62
Figura 5-6 Visualización registros de los pozos C-538 y C-500.....	66
Figura 5-7 Visualización en modelo 3D pozos y capas.....	71

Nomenclatura

°API- Unidad de medición de la densidad, según el American Petroleum Institute

°C- Grados celcius

°F- Grados fahrenheit

μ_o - Viscosidad del aceite

ASP- Álcali-surfactante- polímero

ATG-Aceite terciario del golfo

Bls- Barriles

Bpd- Barriles por día

BPT- brecha del paleoceno

CCS- Captura y almacenamiento de carbono

CCUS- Captura uso y almacenamiento de carbono

cm²- Centímetro cuadrado

CNH- Comisión nacional de hidrocarburos

CO₂- Dióxido de carbono

cP Centipoise (unidad de medida de viscosidad)

EMR- Elevación de mesa rotatoria

EOR- Enhanced Oil Recovery (recuperación mejorada de petróleo)

EOR- Recuperación mejorada

EUR-Recuperación esperada por pozo

GH- Gas hidrocarburo

GLP- Gas licuado del petróleo

IMP-Instituto mexicano del petróleo

Inmisc.- Inmiscible

INY- pozo inyector

IOR- Recuperación avanzada

Mb/d- Miles de barriles por día

m.b.n.m.- Metros bajo el nivel del mar

mD- Milidarcy

mmb- Millones de barriles

mmcpd- millones de pies cúbicos de gas

mnbls- millones de barriles

mnmr- Metros bajo la mesa rotatoria

Np- Producción acumulada de aceite

P_b- Presión de burbujeo o de saturación

PEMEX- Petróleos mexicanos

PERM_COAT- Muestra la permeabilidad

PHIE TOTAL- Indica la porosidad efectiva

P_i- Presión inicial

PV- volumen de poro

PVT- presión-volumen-temperatura

Q_o- Gasto inicial de aceite

RGA- Relación gas aceite
RM- Recuperación mejorada
R/P- Relación reserva-producción (en años)
 S_w - Saturación de agua
SW_TOTAL- Representa la saturación de agua
T- Temperatura
VSH_TOTAL- Indica el contenido de lutitas
WAG- Inyección alternada de agua y gas

1 Introducción

En la caracterización estática de yacimientos, la geología funciona como el punto de partida. A partir de esta base es posible obtener información esencial para las etapas siguientes del proceso. Su propósito principal es reconocer las propiedades clave de los ambientes de sedimentación, la disposición estratigráfica y la configuración del yacimiento. Estos elementos permiten construir modelos estructurales más precisos, estimar volúmenes de roca y definir con mayor claridad la extensión del área productiva, entre otros usos técnicos [1].

La caracterización geológica se vale de diversas técnicas para lograr sus metas, como la fotogeología superficial, la sísmica, el muestreo de rocas en la superficie, registros geofísicos, en la actualidad, técnicas más avanzadas como la modelización matemática computacional. Es esencial emplear todas las técnicas disponibles para alcanzar un nivel de caracterización más completo y preciso.

Una vez que se ha desarrollado un modelo geológico, el siguiente paso en la caracterización es el nivel estático con núcleos extraídos. En esta etapa, se concentra en recopilar toda la información disponible sobre las propiedades de los fluidos, de la roca y del sistema roca-fluido, con el objetivo de determinar la composición de los fluidos presentes en la formación [1]. El desarrollo del modelo geológico se desarrolla con los registros para tener una visualización ya sea en 2D o 3D.

El campo Tamaulipas Constituciones, ubicado al sur del estado de Tamaulipas, México, es una región de gran interés para la industria petrolera debido a sus significativas reservas de hidrocarburos. La cuenca de Tampico-Misantla, donde se encuentra este campo, es una de las cuencas petroleras más importantes del país. Desde su descubrimiento, ha jugado un papel crucial en el desarrollo económico de la región y ha sido objeto de múltiples estudios geológicos y geofísicos [2], [3], [4], [5], [6]

La caracterización geológica de yacimientos petroleros es esencial para comprender la distribución, calidad y potencial de los recursos presentes. Este proceso permite identificar las propiedades físicas y químicas de las formaciones rocosas y evaluar su capacidad para almacenar y transmitir hidrocarburos [7].

En el caso del campo Tamaulipas Constituciones, una caracterización precisa y detallada es fundamental para optimizar las estrategias de producción, mejorar la eficiencia de las operaciones y maximizar la recuperación de hidrocarburos [8], la caracterización ayudará a conocer la factibilidad de inyección de gas por CO₂, definiendo la cantidad que sería capaz de capturar las formaciones productoras de este campo.

Una significativa cantidad de reservas de hidrocarburos está quedando atrapada en campos maduros que se encuentran en un avanzado estado de explotación. Esta situación es consecuencia del agotamiento de la energía natural de dichos campos y de los efectos provocados por fuerzas capilares e interfaciales, así como por razones desfavorables de movilidad de fluidos.

El campo Tamaulipas-Constituciones, ubicado a 35 km al noroeste de la ciudad de Tampico (Figura 1), es uno de estos campos, con un volumen original estimado de petróleo inicial *in situ* de 2653 millones de barriles (*mnbls*) y unas reservas recuperables totales de 350 MM de Bls, lo que representa el 13.2% del volumen inicial total [9].

Esto indica que, de no llevarse algún proceso adicional en el campo para revitalizarlo, como un proyecto de recuperación no convencional, se quedarán sin extraer altos volúmenes de petróleo del orden de 2303 mnbls, o el 86.8% del volumen total. Considerando que existe

una fuente cercana de CO₂, a unos 40 km del campo Tamaulipas-Constituciones, se hace viable la implementación de un proyecto de recuperación mejorada mediante la inyección de este gas, con el objetivo de incrementar las reservas del campo [10].

Sin embargo, la implementación de este tipo de proyectos requiere de procesos detallados de caracterización del yacimiento y un análisis de la recuperación final del mismo para garantizar su éxito.

1.1 Planteamiento del problema

A pesar de los múltiples estudios desarrollados en la Cuenca Tampico-Misantla, persisten zonas dentro del campo Tamaulipas-Constituciones que no han sido analizadas con el nivel de detalle necesario para comprender plenamente su comportamiento geológico y su potencial productivo. Esta región ha sido identificada como una de las provincias petroleras más relevantes del país [11], [12], sin embargo, la información disponible sobre ciertas áreas del campo es limitada o carece de resolución suficiente. Esta limitación se debe, en gran medida, a la insuficiencia de datos precisos, recientes y espacialmente consistentes sobre la distribución de los cuerpos reservorio y las variaciones en las propiedades petrofísicas de las rocas que los conforman. La falta de estos datos fundamentales ha dificultado la generación de modelos estáticos confiables y, por consecuencia, ha limitado la capacidad para diseñar e implementar estrategias de explotación más eficientes.

La ausencia de un modelo geológico detallado genera incertidumbre en la identificación de zonas de mayor saturación de hidrocarburos, en la delimitación de compartimentos del yacimiento y en la evaluación de su conectividad interna. Esto repercute directamente en la toma de decisiones operativas y en la selección de métodos de recuperación adecuados, lo cual puede traducirse en una explotación subóptima y en una disminución de la rentabilidad del campo. En el caso específico del campo Tamaulipas-Constituciones, su producción histórica de aceite y gas desde mediados del siglo XX [13] hace aún más necesario mejorar la caracterización para optimizar su rendimiento actual.

En este contexto, se vuelve indispensable llevar a cabo una caracterización geológica y petrofísica integral, que permita definir con mayor claridad la arquitectura interna del yacimiento, reconocer heterogeneidades clave y establecer una distribución espacial más confiable de porosidad, permeabilidad y saturación de fluidos. Una caracterización de este tipo no solo mejorará la comprensión del sistema petrolero local, sino que también permitirá identificar áreas de oportunidad para la recuperación mejorada de hidrocarburos, particularmente en regiones donde la configuración estructural o estratigráfica favorezca la acumulación de hidrocarburos remanentes [14].

Dado que el campo cuenta con disponibilidad de CO₂, se abre la posibilidad de evaluar la factibilidad de implementar técnicas de recuperación mejorada mediante inyección de CO₂ (CO₂-EOR). Este método ha demostrado ser efectivo para incrementar el factor de recobro en yacimientos maduros, especialmente aquellos con propiedades petrofísicas heterogéneas [15]. Además, este enfoque puede integrarse a proyectos de captura, utilización y almacenamiento de carbono (CCUS), lo que contribuye a reducir emisiones y al mismo tiempo mejora la eficiencia productiva del campo. Sin embargo, la eficacia de esta estrategia depende directamente de la calidad y resolución del modelo geológico estático, lo que refuerza la urgencia de una evaluación detallada del campo.

1.2 Justificación del estudio

La Cuenca de Tampico-Misantla ha sido una de las principales regiones productoras de hidrocarburos en México, contribuyendo significativamente al desarrollo económico del país. El campo Tamaulipas Constituciones, en particular, tiene el potencial de ser una fuente importante de hidrocarburos.

Este proyecto proporcionará información sobre las propiedades geológicas del campo, lo que permitirá diseñar un proceso de recuperación adicional en el campo, los resultados de esta investigación contribuirán al conocimiento científico sobre la geología y servirán como referencia de flujo de trabajo para futuras investigaciones y proyectos por CCUS (posible secuestro geológico por CO₂).

La implementación de estrategias sustentada bajo una caracterización geológica precisa puede mejorar la eficiencia y sostenibilidad de las operaciones en el campo, beneficiando tanto a la industria como a la economía regional. Adicionalmente contribuirá a la reducción de riesgos asociados con la explotación de hidrocarburos y facilitará el cumplimiento de los compromisos ambientales y de sostenibilidad.

1.3 Objetivo general

Determinar la caracterización geológica para la inyección de CO₂ del campo maduro Tamaulipas Constituciones ubicados en el sur de Tamaulipas dentro de la cuenca geológica Tampico-Misantla.

1.4 Objetivos específicos

- Determinar las características geológicas y propiedades del yacimiento del campo maduro Tamaulipas Constituciones para implementar la inyección de CO₂.
- Valuar las características de las rocas del yacimiento dentro del campo Tamaulipas Constituciones enfocado a la inyección de CO₂.

1.5 Hipótesis

Si se realiza una caracterización geológica detallada del campo Tamaulipas Constituciones entonces se identificarán formaciones geológicas con capacidad y seguridad óptimas para la inyección de CO₂, contribuyendo a la mitigación de emisiones y el desarrollo de estrategias de CCUS en la región.

1.6 Organización de la tesis

La organización de este documento está compuesta por una introducción en la que se describe la problemática en determinar cuánto volumen es capaz de almacenar/inyectar CO₂ las formaciones productoras en la cuenca de Tampico-Misantla.

El segundo capítulo, dedicado al marco teórico, proporciona una revisión de los conceptos claves relacionados con la caracterización geológica de los yacimientos.

El tercer capítulo aborda los antecedentes o estado del arte, examinando estudios previos sobre la caracterización geológica de yacimientos en busca de realizar un mejor conocimiento del sistema petrolero y las relaciones roca-fluido que presenta el yacimiento para el campo Tamaulipas Constituciones aplicado en empuje de gas debido a la ausencia de esta.

El cuarto capítulo se detalla la metodología del estudio con el objetivo de entender cómo se llevará a cabo la investigación y como se recopilarán y analizarán los datos.

El quinto capítulo se centra en los resultados. Aquí se delinean las contribuciones que se anticipan a partir de la investigación, incluyendo los avances en la caracterización geológica para el campo maduro de Tamaulipas Constituciones.

Finalmente, el sexto capítulo presenta los comentarios finales y enfatiza la importancia de la realización de una caracterización geológica dentro del área de interés de investigación.

2 Marco Teórico

2.1 Cuenca geológica Tampico-Misantla

Ubicación

La región de la Cuenca Petrolera Tampico-Misantla se sitúa en la parte centro-oriental de México, (como se muestra en la Figura 2.1), abarcando desde el extremo sur de Tamaulipas hasta el centro de Veracruz. Incluye también las zonas orientales de San Luis Potosí, Hidalgo, el norte de Puebla y la parte occidental del Golfo de México hasta la isobata de 200 metros. Esta región limita al norte con la parte central de la Cuenca de Burgos, al sur con la Cuenca de Veracruz, al oeste con el frente del Cinturón Plegado de la Sierra Madre Oriental y al este con las aguas territoriales en la Provincia de Cordilleras Mexicanas. Con un área de 57,170 km², la Cuenca Tampico-Misantla es una extensa zona de importancia en el país.

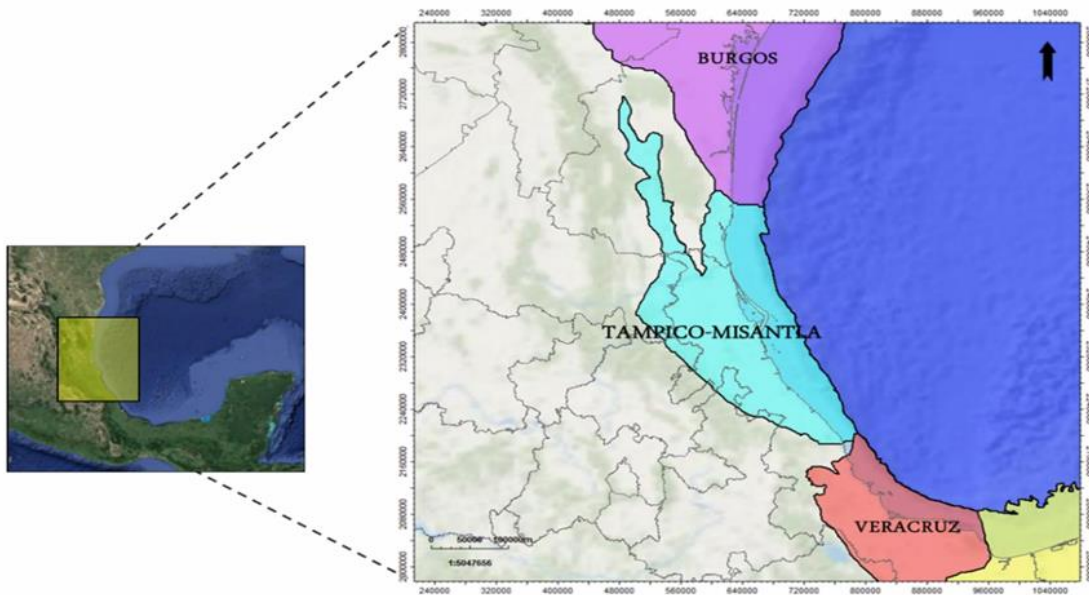


Figura 2-1 Ubicación geográfica de la cuenta Tampico- Misantla [16].

Petrel subsurface software está diseñado para facilitar el análisis de datos geológicos y la creación de reservorios, lo cual es ideal para entender la superficie. A continuación, se mencionará los factores clave para la interpretación de datos:

- **Trayectorias de pozos en 3D:** se puede visualizar las trayectorias de perforación con etiquetas específicas como en este caso “C-217” y C-218” como se desarrolló en el capítulo 5, lo que ayuda a entender la ubicación de los pozos en relación con las capas geológicas.
- **Modelo estratigráfico:** el grafico jerárquico de zonas permite clasificar y organizar las capas geológicas en diferentes zonas, lo que es esencial para interpretar la sedimentología y estratigrafía.
- **Análisis de reservorios:** petrel permite realizar simulaciones para analizar la capacidad y productividad de los reservorios, cuando se calculó el volumen original con el apoyo de la calculadora de petrel.
- **Integración de datos:** es compatible con la importación de datos, registros de pozos y con otra información relevante para combinar múltiples fuentes de datos en un único modelo.

Información de Pozos

La Tabla 2.1 proporciona información general sobre la cuenca Tampico-Misantla. Incluye el número total de campos en la cuenca, la clasificación de los pozos y detalles como el número, tipo y estado de los pozos. Los pozos están categorizados como terrestres, costa afuera o lacustres.

Tabla 2.1 Información de los pozos Tampico-Misantla

Cuenca	Campos	Pozos	Tipo de Pozo					Ubicación Pozos		
			Vertical	Desviado	Horizontal	Multilateral	Sin Inf.	Terrestre	Marino	Lacustre
Tampico-Misantla	215	10470	4663	3027	436	1	2343	10191	265	14

Clasificación Pozos		Tipo de Hidrocarburo						Muestras de Formación			
Explotatorio	Desarrollo	Aceite	Gas	Aceite/Gas	Condensado	No Aplica	Sin Inf.	Canal	Núcleo	Tapon	Laminas
1320	9150	2230	36	2614	2	262	5326	4252	1658	406	1492

Estado de los pozos										
Cerrado	Productor	Inyector	Taponados	Pendiente Tap.	Sin Posibilidad	En Terminacion	En Reparacion	Improductivo	Otros Conceptos	Sin Inf.
2371	9150	16	2045	200	513	4	6	20	8	2799

La ubicación y distribución de los pozos han sido previamente definidas (ver Figura 2.2) y están representadas en el mapa siguiente. Este documento tiene como objetivo mostrar la información disponible proporcionada por el CNH.

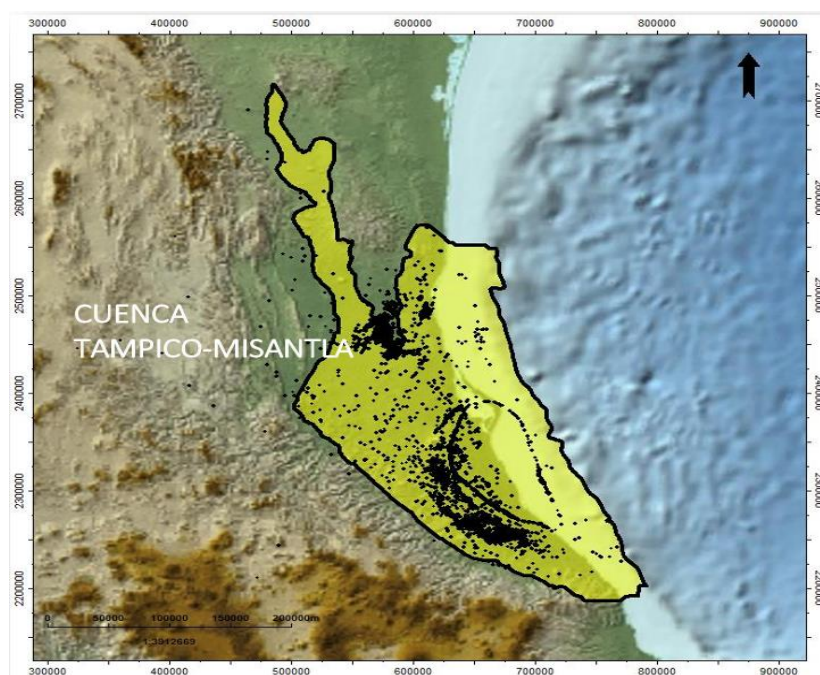


Figura 2-2 Mapa de localización de Pozos [16].

Evolución estructural de la cuenca Tampico-Misantla

Geológicamente, esta cuenca de margen pasivo se originó “rifting” asociado con la apertura del golfo de México, entre el triásico y el jurásico medio. Posteriormente, durante una etapa de margen pasivo, la subsidencia y las transgresiones marinas dieron lugar al depósito de sedimentos que rellenaron las fosas tectónicas previamente creadas.

Durante el Cretácico Inferior y medio se formaron plataformas carbonatadas y arrecifes (formaciones Tamaulipas Inferior y Superior, El Abra, y Agua Nueva-Méndez). La deformación inducida por la Orogenia Laramide y la compresión asociada causaron la deformación de los cuerpos de roca previamente depositados, originando la Cuenca Chicontepec por subsidencia flexural como se muestra en la Figura 2.3. Después del Eoceno, es una etapa de margen pasivo, la cuenca de antepaís registro depósitos de tipo molasa, además de una subsidencia y basculamiento hacia el Golfo de México. [17].

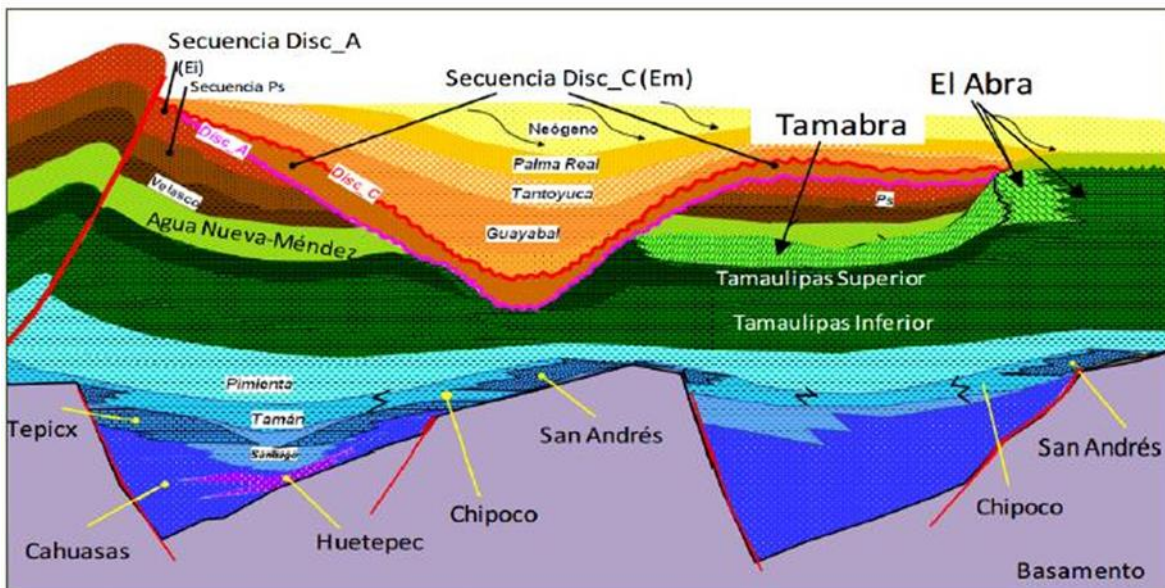


Figura 2-3 Evolución geológica de la cuenca Tampico-Misantla [16].

En la base de la columna estratigráfica de la cuenca Tampico-Misantla (ver Figura 2.4) se encuentran sedimentos terrígenos que rellenan las fosas tectónicas formadas durante la etapa de rifting. Encima de estos sedimentos, se hallan formaciones transicionales carbonatadas como Cahuasas, Huizachal o Huayacocotla.

Posteriormente, durante el Jurásico Superior, se depositaron las formaciones Santiago, Tamán y Pimienta, compuestas por sedimentos calcáreo-arcillosos ricos en materia orgánica, debido a un evento transgresivo de gran magnitud. Concomitantemente, sobre los altos tectónicos que permanecían emergidos, se depositaron sedimentos terrígenos que conforman las formaciones San Andrés, Chipoco y La Casita [17].

Durante el Albiano-Cenomaniano, se depositaron sedimentos calcáreos en ambientes marinos, dando origen a la Formación Tamaulipas Inferior y permitiendo el desarrollo de plataformas carbonatadas como las formaciones El Abra, Tamabra y Tamaulipas Superior. Entre el Turoniano y Maastrichtiano, se desarrollaron la Formación Agua Nueva, rica en materia orgánica, la Formación San Felipe y la Formación Méndez, compuestas de carbonatos y margas en ambientes de cuenca.

Las formaciones Velasco, Chicontepec y Guayabal (Paleoceno – Eoceno) están compuestas de sedimentos arcillo-arenosos que provienen de la erosión de la Sierra Madre Oriental y se depositaron mediante flujos turbidíticos en ambientes marinos profundos. Al final del Eoceno, se encuentran depósitos de tipo molasa de las formaciones Tantoyuca, Chapopote, Horcones, Palma Real, Mesón y Tuxpan [17].

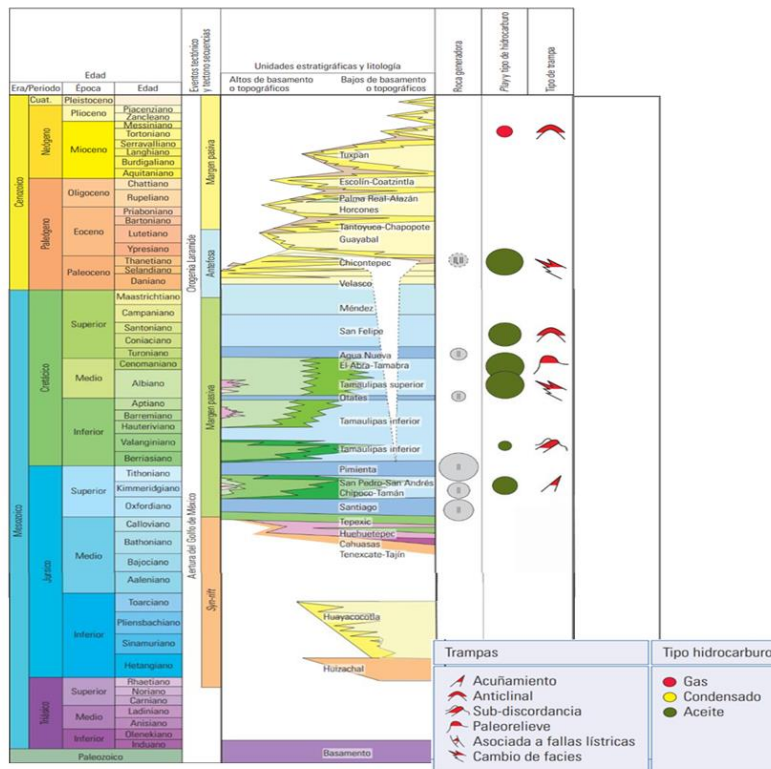


Figura 2-4 Columna Estratigráfica de Tampico-Misantla [16].

Marco convencional

Los yacimientos tradicionales de gas y petróleo se encuentran en las áreas geológicas del Jurásico Superior Kimmeridgiano, Cretácico y Terciario. Los principales yacimientos están formados por capas de rocas calizas oolíticas del Jurásico Superior de la Formación San Andrés, calizas fracturadas del cretácico medio en la formación tamán (ubicada en el extremo de la plataforma de Tuxpan) y rocas carbonatadas de la faja de oro, formación el Abra (Albiano-Cenomaniano). La producción de los yacimientos del terciario proviene de canales y lóbulos turbidíticos que actúan como trampas estratigráficas en la formación de Chicontepec, así como de depósitos de areniscas intercaladas con lutitas en las áreas geológicas del Mioceno-Plioceno. [18].

Las principales rocas generadoras para la Cuenca Tampico-Misantla se han identificado como rocas arcillo-calcáreas del jurásico superior (Formaciones Pimienta, Tamán y Santiago) y plays del Turoniano-Cenomaniano (Formación Agua Nueva).

2.2 Campo Tamaulipas Constituciones

El área conocida como Tamaulipas Constituciones se sitúa en la región nororiental de México, al norte de Altamira, Tamaulipas, y a unos 25 kilómetros de Tampico. Geográficamente, se extiende entre las coordenadas de los paralelos 22° 21' 35" y 22° 43' 40" de latitud norte, y los meridianos 97° 55' 57" y 97° 90' 05" al oeste (como se muestra en la Figura 2.5). Sus límites son el campo Barcodón al norte, los pozos Champayán-1001 y Empacadora-1 al sur, la costa del golfo de México al este y la sierra de Tamaulipas al oeste.

Marco Geológico Regional

La evolución estratigráfica y geológica de la cuenca Tampico-Misantla está vinculada a la apertura del Golfo de México. Este proceso comenzó en el Triásico temprano y finalizó en el Cretácico temprano. Durante este periodo, se observaron fases de abombamiento, fracturamiento y fallamiento normal del manto, lo que resultó en la formación de pilares y fosas en la región [19]. Al final del Triásico, las fosas existentes se rellenaron con material elástico proveniente de la erosión de los pilares, dando lugar a un perfil continental suavizado. Durante el Jurásico Temprano, este perfil comenzó a ser invadido por los mares [19].

Durante el Jurásico Medio (Bathoniano Tardío-Calloviano), hubo un hundimiento del continente que facilitó una importante invasión marina. Este evento coincidió con la apertura en curso del Golfo de México y la actividad de un margen continental activo en el oeste del país, caracterizado por la presencia de un arco volcánico que se encontraba en constante reactivación. Por otro lado, en el este predominaba un margen pasivo cuya subsidencia estaba siendo controlada por los bloques del basamento.

En el Jurásico Tardío, la transgresión marina continuó con ligeros movimientos verticales sin afectar el depósito de sedimentos. Durante este periodo, en la cuenca Tampico-Misantla, el Atolón de la Faja de Oro alcanzó su máximo desarrollo con facies de arrecifes y lagunas [19].

Durante el Albiano-Cenomaniano, se observó la máxima extensión de la transgresión marina, la cual inundó la región centro-oriental de México con una capa de más de 2000 metros de

sedimentos carbonatados. Durante el final del Cenomaniano y el principio del Turoniano, la subducción de la Placa Norteamericana debajo de la Placa Farallón resultó en la elevación de las regiones occidental y central de México. Este evento fue el punto de partida de la Orogenia Laramide, que resultó en marcados plegamientos y fallas en las formaciones mesozoicas de la margen pasiva.

En la zona occidental de la cuenca Tampico-Misantla, frente a la Sierra Madre Oriental, se han desarrollado pliegues y fallas inversas a raíz de los esfuerzos tectónicos compresivos. El frente en cuestión está separado de la cuenca por un sistema de fallas de alto ángulo. Hacia el este, los pliegues exhiben una suavidad mayor, principalmente como resultado de la compactación, siendo este comportamiento predominante en la mayoría de la cuenca [19].

Un rasgo importante de origen no tectónico es la Plataforma de Tuxpan, que actúa como una región rígida sin deformación estructural significativa, presentando características asociadas a erosión, karsticidad y compactación sobre crecimientos orgánicos. En general, la cuenca Tampico-Misantla presenta una inclinación hacia el sursureste [19].

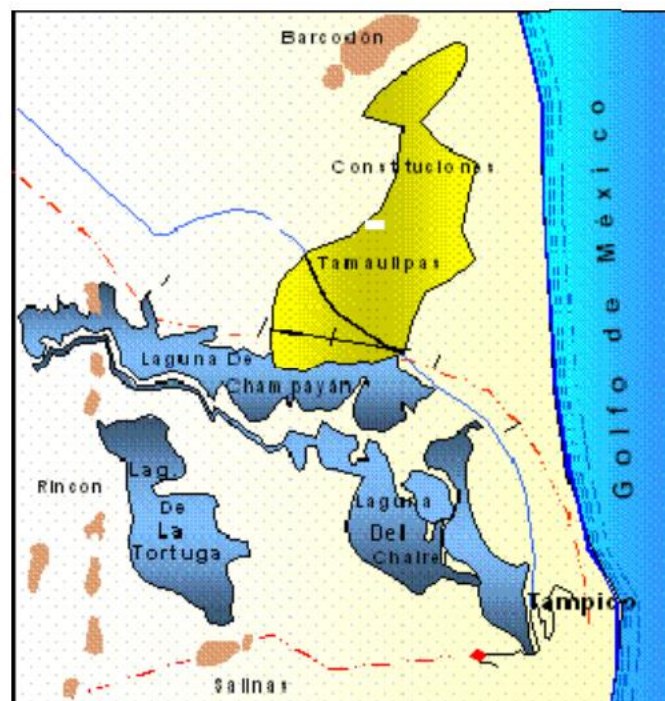


Figura 2-5 Ubicación del Campo Tamaulipas-Constituciones [16]

Columna estratigráfica tipo del campo Tamaulipas-Constituciones

La columna estratigráfica reportada por pozos dentro del campo y sus profundidades promedio se representa en la Tabla 2.2

Formación	Edad (Periodo y época)	Cima (mbmr)
Palma Real Superior	Oligoceno	Aflora
Méndez	Cretácico Tardío (Campaniano-Maastrichtiano)	900
San Felipe	Cretácico Tardío (Coniaciano-Santoniano)	1,150
Agua Nueva	Cretácico Tardío (Turoniano)	1,200
Tamaulipas Superior	Cretácico Temprano-Tardío (Albiano-Cenomaniano)	1,300
Horizonte Otates	Cretácico Temprano (Aptiano)	1,467
Tamaulipas Inferior	Cretácico Temprano (Berriasiano-Barremiano)	1,470
Pimienta	Jurásico Tardío (Tithoniano)	1,850
San Andrés	Jurásico Tardío (Kimmeridgiano)	1,950
Areniscas Constituciones	Jurásico Tardío (Oxfordiano)	1,980
Conglomerado Basal	Pre-Jurásico	2,060
Basamento	Pérmico y Triásico	2,085

Tabla 2.2 Estratigrafía Tipo del Campo Tamaulipas-Constituciones

2.3 Formación Geológica de Interés

JSA- Formación San Andrés

El descubrimiento de la formación San Andrés tuvo lugar en 1956 en las profundidades geológicas de la zona de Tampico-Misantla, específicamente en los campos de San Andrés y Tamaulipas-Constituciones, siendo comúnmente referida de forma informal como Caliza San Andrés. Stabler la identificó como una formación geológica, caracterizándola por estar

compuesta de calizas microcristalinas de tonalidad café claro, con una estructura compacta, y calizas oolíticas que presentan tonos que van desde crema hasta crema grisáceo y café.

Litología

El conjunto rocoso en cuestión está principalmente conformado por calizas que se desarrollaron en aguas poco profundas durante una fase de transgresión en una topografía accidentada, en la que se mantuvieron superficies emergidas. Sus características principales incluyen un complejo carbonatado de plataforma. En la parte oeste del terreno, se han identificado depósitos de grainstones de oolitas e intraelastos, lo que describe un modelo de sedimentación predominantemente elástico-calcáreo. Bajo condiciones más beneficiosas, se desarrollaron pequeñas áreas de arrecifes de corales y algas que albergaban foraminíferos bentónicos.

Los parches arrecifales en la región oriental del campo muestran una correlación con los sedimentos lagunares, incluyendo packstones, wackestones y mudstones. Los sedimentos experimentan un cambio hacia facies terrígenas que están formadas por areniscas arcósicas de grano medio a grueso, las cuales muestran caolinización debido al intemperismo de los feldespatos y se yuxtaponen a las rocas del basamento cristalino.

Además de su investigación sobre la Formación San Andrés, Stabler detalló la presencia de diversas especies faunísticas como equinodermos, moluscos, corales, algas calcáreas y foraminíferos.

Distribución y Espesor

Se puede observar una amplia distribución de esta formación en el subsuelo, con profundidades que van desde 1708 metros bajo el nivel del mar a una altitud superior a 2083 metros en la región sureña del terreno el espesor varía, llegando a superar los 177 metros y reduciéndose en algunas zonas.

Edad y Correlación

Debido a su ubicación en la estratigrafía, se estima que la Formación San Andrés pertenece al Kimmeridgiano y se vincula al norte con la Formación Olvido y localmente con las Formaciones Chipoco y Tamán.

Relación Estratigráfica

En la región occidental, la Formación San Andrés yace por encima de la Formación Zuloaga o las Areniscas Constituciones del Oxfordiano, en una relación concordante. En dirección este, se evidencia una transición hacia facies terrígenas que descansan de forma discordante sobre las rocas del basamento cristalino; asimismo, se hallan subyacentes de manera concordante a las rocas de la Formación Pimienta.

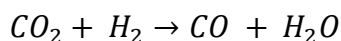
2.4 Propiedades generales del CO₂

Propiedades químicas

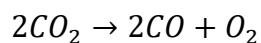
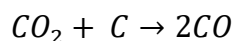
El CO₂ es un subproducto de la combustión del carbón y, a temperaturas normales, no es muy reactivo. No obstante, algunas soluciones acuosas de CO₂ son ácidas, facilitando muchas reacciones químicas.

El bióxido de carbono puede reducirse de diferentes formas como sigue:

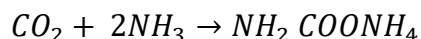
a) La reacción con hidrógeno:



b) Catalíticamente con varias temperaturas: hidrocarburos carbón y con mismo elevadas

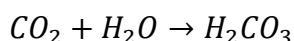


c) Reacción con amoníaco en la primera etapa para la producción de urea, formando carbonato de amonio,



La reacción con amoníaco es importante en la primera etapa del proceso porque permite formar **carbonato de amonio**, que es un compuesto necesario para poder producir urea. Sin esta reacción inicial no se podría obtener el material intermedio que después se transforma en urea, por eso es un paso básico dentro del proceso.

d) La reacción con el agua genera el ácido carbónico, el cual, es el causante del fenómeno de corrosión en tuberías



Propiedades físicas

El dióxido de carbono (CO₂), también llamado anhídrido carbónico o gas ácido carbónico, es un gas aproximadamente una vez y media más pesado que el aire, sin olor, incoloro y con un sabor ligeramente ácido. El CO₂ es soluble en agua y en alcohol, y es fácilmente absorbido por muchas soluciones alcalinas, en la Tabla 2.3 se presentan las siguientes constantes físicas:

Tabla 2.3 Propiedades del CO₂

PARAMETRO	VALOR
Peso molecular	44.01
Densidad 0° C y 1 atm	8768x10 ³ g/cm ³
Viscosidad a 0° C y 1 atm.	1 3x10 ⁻⁴ cP
Gravedad específica	1 528
Temperatura de fusión	-134.85 °C
Temperatura de ebullición	-79.0 °C
Temperatura crítica	31,1 °C
Presión crítica	74 98 kg/cm ²
Calor de fusión	184 219 kJ/kg
Calor de vaporización.	573 592 kJ/kg
Conductividad térmica a 0 C y 1 atm	0 01424 W/m k

Bajo las condiciones prevalecientes en la mayoría de los yacimientos del país, la densidad del nitrógeno y metano es dos o más veces menor que la del petróleo. Sin embargo, la densidad del CO₂ en las condiciones del yacimiento es similar a la del petróleo, e incluso puede ser mayor. La principal diferencia del CO₂ con respecto al resto de refrigerantes es la presión de operación a la que trabaja. Sin embargo, esto lo convierte en un gas de alta densidad, consiguiendo mayor efecto refrigerante con poca masa en circulación, así como se muestra en la Figura 2-6.

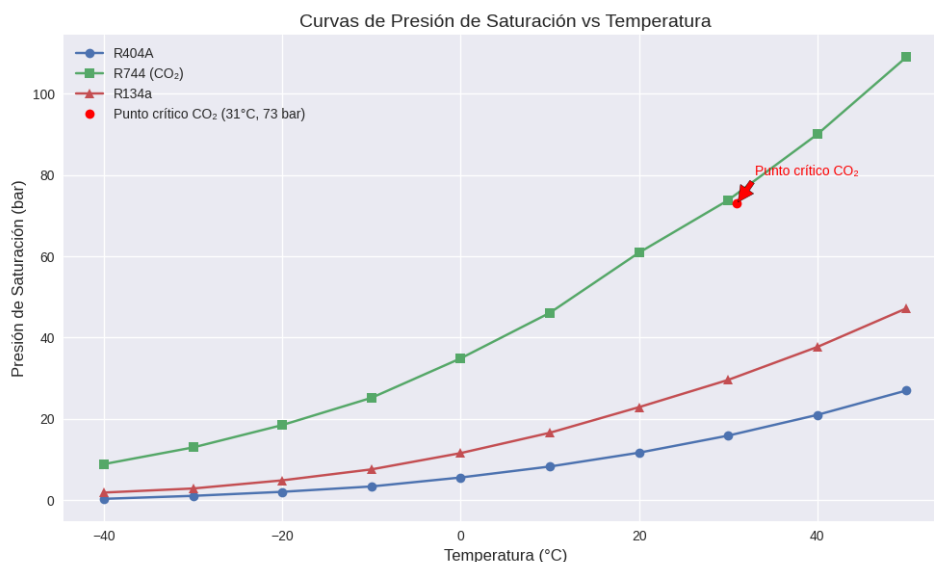


Figura 2-6 Densidad y temperatura del CO₂ [53]

Cuanto mayor sea la diferencia de densidades entre los fluidos desplazante y desplazado, la eficiencia volumétrica de un desplazamiento miscible horizontal puede verse afectada por los efectos gravitacionales. Esto incluye la canalización del fluido menos denso a través de fracturas y zonas de alta permeabilidad, así como la conificación en los pozos productores. Bajo condiciones de temperatura crítica, el CO₂ se comporta como un vapor que aumenta su densidad con el incremento de la presión.

La Figura. 2.6 muestra que la densidad del fluido depende de la presión y la temperatura, convirtiéndose en el parámetro más sensible. También se observan discontinuidades abruptas que ocurren a presiones y temperaturas menores a las críticas. Cerca de la región crítica, el

CO₂ tiende a desplazar el petróleo y puede ser más pesado que los hidrocarburos presentes en el yacimiento.

Viscosidad del CO₂

La viscosidad del CO₂ varía según la presión y la temperatura (como se muestra en la Figura 2.7), disminuyendo a medida que la temperatura aumenta. Aunque el CO₂ pueda tener una alta densidad, su viscosidad sigue siendo relativamente baja. Esto significa que, en condiciones de yacimiento, el CO₂ puede desplazar fácilmente al crudo, que normalmente tiene una mayor viscosidad. Esto puede llevar a un rápido surgimiento del gas en los pozos productores, dejando áreas con alta saturación de aceite y resultando en bajas eficiencias de desplazamiento. Para mitigar este problema, se realiza la inyección de CO₂ en forma de baches, introduciendo un volumen de CO₂ seguido por un fluido de mayor viscosidad y menor costo, generalmente agua.

La condición de temperatura que prevalece en la mayoría de los yacimientos está por arriba de la crítica del CO₂ por lo que este permanecerá como gas antes de mezclarse con los hidrocarburos, a estas condiciones la viscosidad del CO₂ es baja. Por ejemplo, a 210°F y 1500 *lb/pg*² la viscosidad es alrededor de 0.025 cP ya 3000 *lb/pg*² es de 0.04 cP. Esta baja viscosidad ocasiona una relación de movilidades desfavorable durante el desplazamiento.

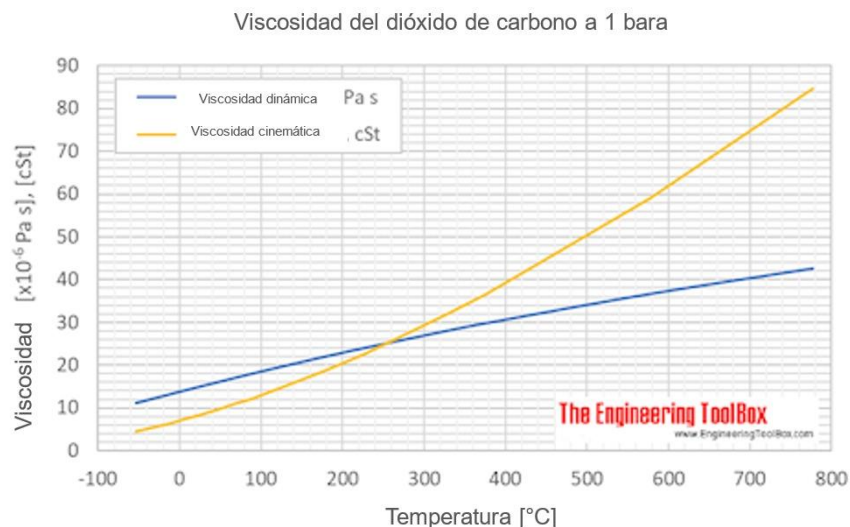


Figura 2-7 Viscosidad del CO₂ [54]

Solubilidad de agua del CO₂

El CO₂ es altamente soluble en agua, y una parte del CO₂ inyectado en un desplazamiento miscible se disolverá en el agua de la formación o en el agua inyectada con CO₂ para mejorar la relación de movilidades.

Esto reduce el volumen disponible para el desplazamiento miscible del petróleo. La Figura 2.8 muestra la solubilidad del CO₂ en agua dulce. La solubilidad del CO₂ aumenta con la presión, pero disminuye con el aumento de la temperatura. A medida que aumenta la salinidad del agua, la solubilidad disminuye.

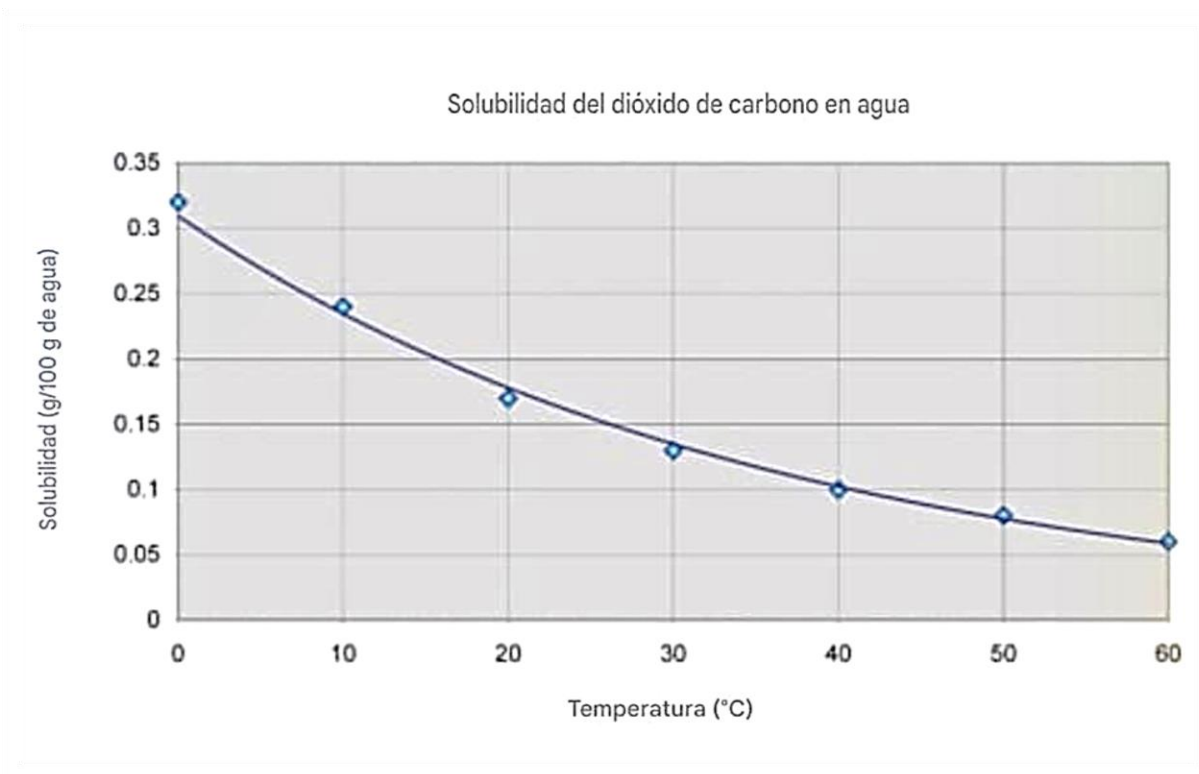


Figura 2-8 Solubilidad del CO₂ [55]

En el pasado, durante el transporte de CO₂ en tuberías o la inyección de CO₂ en campos con inyección de agua, se eliminaba el agua utilizando deshidratadores para prevenir la condensación y corrosión en las líneas. Por lo tanto, al diseñar un proceso de desplazamiento de CO₂, es fundamental estimar la cantidad de CO₂ que se disuelve en la fase acuosa, ya que la pérdida de CO₂ debido a la solubilidad puede ser significativa. La salinidad también influye en la solubilidad, y este efecto depende de la presión y la temperatura.

Factor de volumen del gas (Bg)

Una desventaja del CO₂ en comparación con otros gases es su alto factor de volumen; por ejemplo, 370 m³ de CO₂ en condiciones estándar se convierten en solo 1 m³ en condiciones de yacimiento (2500 psi y 150 °F), mientras que 1 m³ de aire en las mismas condiciones requiere casi un tercio, 140 m³ en condiciones estándar. Este parámetro está estrechamente relacionado con los requerimientos de CO₂, por lo que generalmente se reconoce que los proyectos de recuperación mejorada de petróleo (PRM) necesitan grandes cantidades, lo que impacta directamente en la economía del proyecto.

Entalpia

La entalpia contenida de calor de un material es una cantidad termodinámica igual a la suma de la energía interna de un sistema más el producto de trabajo de la presión volumen realizado en el sistema. Por definición:

$$H = U + PV$$

Así el cambio de entalpia esta dado por:

$$\Delta H = \Delta U + \Delta PV$$

El cambio de entalpia en un sistema es normalmente asociado con el diseño de caballos de fuerza requeridos para el compresor bajo diferentes factores de carga. En la inyección del CO₂ el cambio de entalpia puede ser explicada por una determinada presión de fondo donde

la fase cambia en la cabeza del pozo. El efecto de la presión y la temperatura en el contenido de calor, H , de un sistema CO_2 dado en la Figura 2.9.

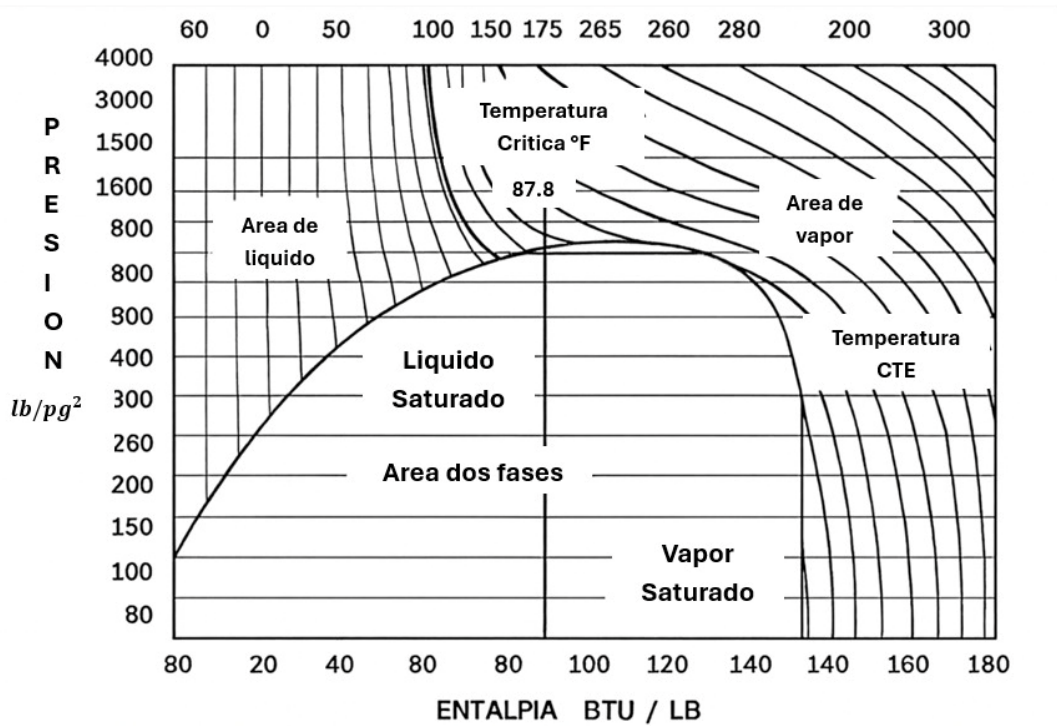


Figura 2-9 Entalpia [53]

Factor de compresibilidad Z

La ley de los gases ideales, que expresa la relación entre presión, temperatura y volumen de un gas ideal, es una combinación de las leyes de Boyle, Charles y Avogadro. Sin embargo, los gases no siempre se comportan idealmente bajo todas las presiones y temperaturas. Las dos aproximaciones que nos ayudan a modelar el comportamiento real de un gas son la ecuación de Van der Waals y la ley de los gases no ideales. La ecuación de Van der Waals puede ser complicada para muchos cálculos de ingeniería, por lo que generalmente se desarrolla el segundo método.

Esta ley es en su forma general:

$$PV = Z_nRT$$

Donde:

Z = conocido como factor de compresibilidad o desviación (como se muestra en la Figura 2.10), es un factor empírico determinado experimentalmente a una presión y temperatura particular.

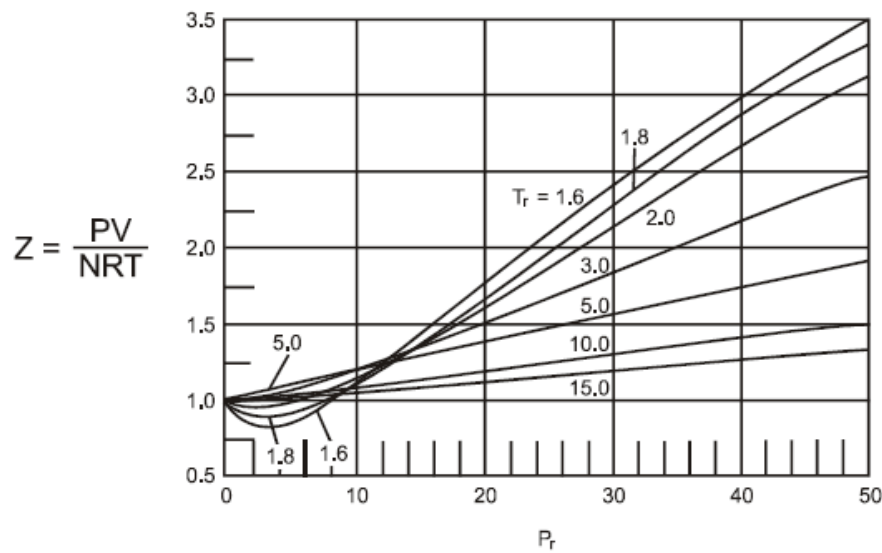


Figura 2-10 Factor de compresibilidad del CO₂
[56]

A una temperatura dada el factor Z es graficado Como una función de presión que usualmente toma la forma mostrada en la Figura 2.10. La desviación del CO₂ de un comportamiento del gas ideal, Z es dada como una función de presión y temperatura dadas.

Comportamiento de fases

La Figura 2.11 muestra las condiciones necesarias para que coexistan las dos fases: vapor/líquido, vapor/sólido y líquido/líquido. El punto triple, donde coexisten las tres fases, ocurre a -70°F y 75 psi.

Cuando está presente el agua, el CO₂ puede formar hidratos a ciertas temperaturas y presiones adecuadas. La figura muestra estas condiciones, que se presentan a temperaturas más altas, como por ejemplo 50°F, y presiones superiores a 650 psi. La formación de hidratos puede ser problemática en válvulas y estranguladores, donde la presión se reduce sustancialmente y el CO₂ se expande debido al enfriamiento.

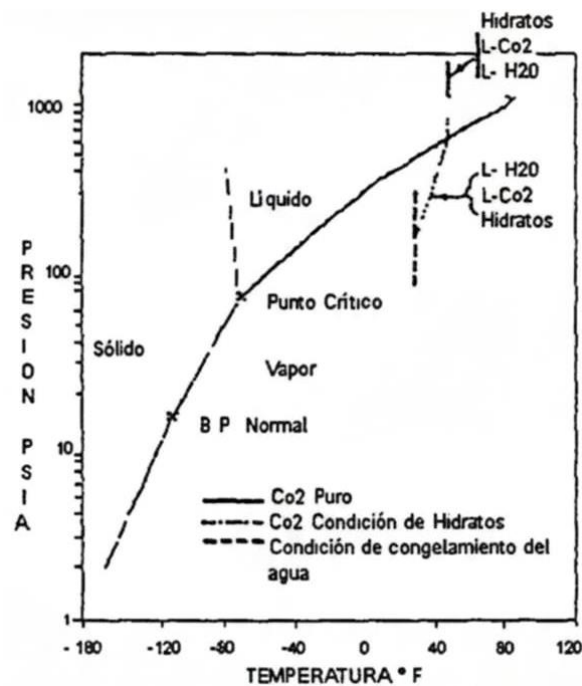


Figura 2-11 Comportamiento de fases [57]

Presión mínima de miscibilidad

En un desplazamiento de fluidos miscibles, las fuerzas debido a la tensión interfacial tienden a cero. Esto significa que, en las regiones porosas contactadas por el frente de desplazamiento, todo el aceite residual puede removerse hacia adelante. Un proceso miscible puede generarse directamente cuando los fluidos son totalmente miscibles al primer contacto. La gasolina y los gases licuables del petróleo (LPG) son miscibles al primer contacto con el aceite. También es posible generar un proceso de tipo miscible incluso si los fluidos no lo

son inicialmente, pero bajo ciertas condiciones de presión, temperatura y composición, pueden intercambiar suficientes componentes intermedios, volviéndose miscibles después de varios contactos. Este tipo de miscibilidad se conoce como contacto múltiple.

Es suficiente una presión superior a la cricondenbara (una sola fase) para lograr un desplazamiento miscible de primer contacto entre el solvente y el crudo. En estas condiciones, los factores de recuperación de aceite son máximos. No obstante, la presión requerida en el proceso normalmente es muy superior a la del yacimiento, e incluso a la presión de fracturamiento. Por lo tanto, técnica y económicamente no es factible el desplazamiento miscible de primer contacto de crudo mediante la inyección de solventes.

Afortunadamente, a presiones sustancialmente menores que la cricondenbara, aún es posible un desplazamiento miscible a través del proceso de contacto múltiple entre el solvente y el crudo. Por ello, es especialmente importante conocer la presión mínima a la cual aún es posible un desplazamiento miscible por contacto múltiple. Este valor se conoce como Presión Mínima de Miscibilidad (PMM) y, como es de esperarse, depende del tipo de solvente, temperatura de la formación y composición del crudo. Resulta de gran importancia durante el diseño de la aplicación de un proceso, ya que en gran medida define el costo económico del mismo.

Dado que la eficiencia de un proceso miscible es mayor que la de un inmisible, la mayor parte de las definiciones de la PMM están basadas en los factores de recuperación de aceite que se obtienen durante su desplazamiento lineal con solvente. Entre las populares se tienen las siguientes.

- **Yellig y Metcalfe (1980) [20].** – Presión mínima a la cual la recuperación de aceite, después de inyectar 1.2 volúmenes porosos de solvente, es muy similar a la máxima obtenible por un desplazamiento miscible de primer contacto.

- **Hoim y Josendall (1974) [21].** – Presión a la cual se obtiene una recuperación de aceite del 80 % a la surgencia de CO₂ y un 94 de recuperación cuando la relación gas aceite. Alcanza el valor de 40,000 p³/bl.
- **Williams (1980) [22].** – Presión que permite la recuperación de un 90 % de aceite, cuando el CO₂ se inyecta en una cantidad igual a 1.2 veces el volumen poroso ocupado por aceite.

Técnicas de preselección de yacimientos para inyección de CO₂

Actualmente, existen numerosas técnicas clasificadas como Recuperación Mejorada de Petróleo (RMP). La práctica ha demostrado que su aplicación es eficiente si las propiedades del yacimiento y de los fluidos residentes son favorables. Cada una de estas técnicas no debe aplicarse en un yacimiento de petróleo sin un análisis previo detallado de factibilidad técnico-económica. Realizar un análisis de este tipo para cada técnica de RMP requiere de grandes recursos económicos y de un tiempo considerable.

Por lo tanto, es preferible realizar un análisis previo de preselección de aquellas técnicas de RMP que, basándose en las características generales del yacimiento y sus fluidos, ofrezcan las mayores posibilidades de éxito.

Para que un yacimiento sea candidato para la inyección miscible de CO₂, la presión de miscibilidad debe alcanzarse en un volumen significativo del yacimiento. La presión de miscibilidad del CO₂ es frecuentemente menor que la requerida para la miscibilidad con gas natural o nitrógeno, lo que proporciona una ventaja al CO₂ en comparación con estos gases. La opción para la inyección miscible con gas natural o nitrógeno es limitada, ya que requiere una alta presión para lograr una miscibilidad dinámica, lo cual es inalcanzable en muchos yacimientos. Sin embargo, este no es el caso del CO₂, ya que la miscibilidad puede lograrse a profundidades someras para una amplia gama de aceites, aunque en algunos casos, la miscibilidad con CO₂ no se alcanzará.

Generalmente, los yacimientos someros (aproximadamente 609.6 m) no son candidatos debido a su poca profundidad, la baja presión del yacimiento y la baja presión de miscibilidad, a excepción de yacimientos fracturados. La presión de miscibilidad aumenta con la disminución de la densidad API del petróleo, y los yacimientos que contienen petróleo con una densidad menor a 25 °API generalmente no serán candidatos para la inyección de CO₂ porque se requiere una alta presión de miscibilidad.

La viscosidad del petróleo y la heterogeneidad del yacimiento también determinan la susceptibilidad de un yacimiento a la inyección de CO₂. Debido a la baja viscosidad del CO₂, la relación de viscosidad del solvente con la del petróleo del yacimiento puede ser desfavorable, y la relación de movilidad del desplazamiento puede ser desfavorable a menos que la permeabilidad relativa del CO₂ se reduzca suficientemente mediante la inyección de agua, la precipitación de semisólidos líquidos pesados y otros factores para mantener una relación de movilidad favorable. Una relación de movilidad desfavorable afecta el barrido del petróleo y puede apresurar la destrucción del bache miscible de CO₂ por digitación viscosa. Por estas razones, los yacimientos que contienen petróleo de alta viscosidad no son buenos candidatos para la inyección miscible de CO₂.

Por lo tanto, el comportamiento en términos de petróleo recuperado por pie cúbico de CO₂ inyectado disminuye con el incremento de la viscosidad del petróleo. El límite superior para la viscosidad del petróleo es determinado por aspectos económicos en la evaluación del yacimiento, sugiriendo entre 10 a 12 cP en varias publicaciones.

En la inyección miscible de CO₂, la heterogeneidad de los yacimientos provoca una excesiva producción de CO₂ que debe evitarse. Varias investigaciones sobre la estratificación y fracturación del yacimiento han demostrado que estas características pueden reducir el porcentaje de petróleo recuperado en relación con la cantidad de pies cúbicos de CO₂ inyectado, obteniendo así resultados no económicos. Por lo tanto, los yacimientos con estas características no deben ser candidatos factibles para la inyección miscible de CO₂. La historia de producción de agua, la geología, los registros y las pruebas de pozo pueden ser indicadores de la heterogeneidad del yacimiento.

En los procesos miscibles, los factores económicos determinan la saturación mínima de petróleo que es aceptable para la inyección de CO₂. La saturación de petróleo no debe ser menor al 20 % del volumen poroso de hidrocarburo (PV) del yacimiento candidato a la inyección de CO₂.

En la Tabla 2.4 trata de dar una idea más clara de los requerimientos necesarios para la preselección de yacimientos candidatos a la inyección de CO₂.

Tabla 2.4 Requerimientos necesarios para la preselección de yacimientos candidatos a la inyección de CO₂

CARACTERÍSTICAS DEL FLUIDO Densidad (API) del aceite Viscosidad (cP) Composición	REQUERIMIENTOS > 25° API < 10 Altos porcentajes de hidrocarburos intermedios especialmente (C ₅ -C ₁₂)
CARACTERÍSTICAS DEL YACIMIENTO Saturación del aceite % VP Tipo de formación Permeabilidad promedio (md) Temperatura (F) Profundidad (ft) Porosidad Espesores (f)	>20-55 Arenisca y Carbonatos No crítica No crítica > 2500 ft (> 750 m) No crítica Amplio rango
FACTORES POSITIVOS: "Buena eficiencia de barrido *Razonables rangos de productividad "Formación homogénea *Alta inclinación	
FACTORES NEGATIVOS: *Severa heterogeneidad del yacimiento *Zonas adyacentes de pérdida (casquetes de gas) "Sistemas de fracturas dominantes *Disponibilidad del CO ₂ *Empuje hidrostático	

Proceso de inyección de CO₂

La inyección de dióxido de carbono (CO₂) es una técnica de recuperación mejorada que puede ser miscible o inmisible, como se muestra en la Figura 2.12. Esto depende de las características del crudo, así como de las condiciones de presión y temperatura del yacimiento. Durante este proceso, se introduce una gran cantidad de CO₂ en el yacimiento [23], llegando a ocupar hasta un 15% o más del volumen poroso que contiene el petróleo. El dióxido de carbono (CO₂), a pesar de no ser completamente miscible con el crudo, tiene la capacidad de extraer los componentes livianos e intermedios presentes en él. Cuando la presión alcanza un nivel suficientemente alto, es posible lograr la miscibilidad requerida para desplazar de manera eficiente el crudo hacia los pozos productores [24].

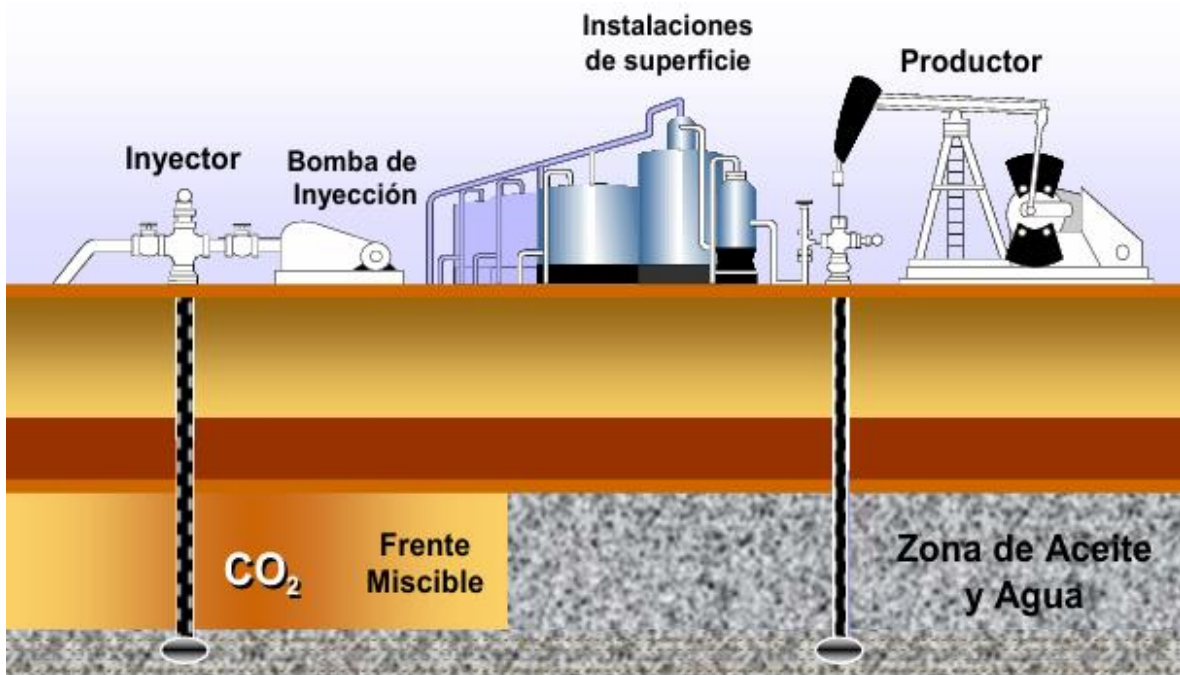


Figura 2-12 Proceso de inyección de CO₂ [25]

Ventajas y desventajas de la inyección de CO₂

Se han reportado ciertos beneficios en proyectos de esta índole.

- Es factible lograr procesos miscibles a presiones inferiores en contraste con otros gases en las mismas condiciones del yacimiento.
- Se alcanzan altos niveles de recuperación, con un aumento que oscila entre el 8% y el 20% del POES.
- Factores de aprovechamiento neto por barril extraído adecuados, especialmente en procedimientos que implementan esquemas de inyección alterna de agua y gas.

Un beneficio más de la inyección de CO₂ implica los incentivos propuestos para aquellos proyectos que establezcan sus procesos de RM en la captura de gases de emisión como una estrategia de protección del entorno.

Entre las desventajas de los proyectos de inyección de CO₂ se subraya la importancia de la planificación a largo plazo.

- El CO₂ y su transporte accesible.
- La baja viscosidad del CO₂ puede conducir a una disminución en la eficacia de los controles de movilidad.
- La aparición temprana de este gas conlleva complicaciones en el funcionamiento.
- Dificultades relacionadas con la corrosión en pozos productivos.
- Es necesario realizar la separación del CO₂ de las corrientes de producción previo a su transporte a las refinerías.
- Reajuste del CO₂ para su recirculación.

Es crucial integrar en los procesos de diseño del proyecto de RM estrategias adecuadas para mitigar o controlar los obstáculos que puedan surgir durante su ejecución [24].

Mecanismos de la inyección de CO₂

Como se señaló previamente, el CO₂ no se mezcla por completo con el crudo, sino que elimina los componentes livianos e intermedios de este. Si la presión del yacimiento se

mantiene en un nivel óptimo, se favorece la miscibilidad requerida para desplazar de forma eficiente el crudo hacia los pozos productores.

Con respecto a los mecanismos más destacados de esta recuperación, se mencionan los siguientes:

- Desarrollo de miscibilidad.
- El aumento de volumen del petróleo en la formación.
- Disminución de la consistencia del petróleo crudo.
- Reducción en la tensión interfacial entre el crudo y el CO₂ en zonas cercanas a la miscibilidad.

En el yacimiento, las fuerzas interfaciales y la elevada viscosidad del aceite son los principales responsables del atrapamiento de grandes volúmenes de aceite residual. Por consiguiente, se cree que este enfoque facilitará el aumento del rendimiento del yacimiento [24].

2.5 Caracterización de yacimientos petroleros

Para caracterizar yacimientos petroleros, es necesario llevar a cabo una serie de estudios con el objetivo de comprender de manera detallada, tanto cualitativa como cuantitativamente, las propiedades de las rocas que generan hidrocarburos y de los fluidos presentes en ellas, incluyendo aspectos como la geometría del yacimiento, el volumen de hidrocarburos almacenado, así como las propiedades físicas y fisicoquímicas de los fluidos y las rocas [26].

Clases de caracterización

Un sitio de extracción de petróleo es una ubicación destacada en las profundidades de la tierra donde se han dado circunstancias geológicas favorables, distribuidas en diferentes momentos y lugares, que han resultado en la concentración de hidrocarburo [26].

En la formación de un yacimiento petrolero, se destaca la presencia de una roca que desempeña el papel de trampa y recipiente, acompañada de los fluidos que la saturan; la

conexión entre las rocas y los fluidos establece un sistema roca-fluidos distintivo para cada yacimiento. Conforme a lo expuesto, se requiere efectuar caracterizaciones de la roca, los fluidos y el sistema roca-fluidos involucrado.

Mediante esta información, se puede crear, por ejemplo, un modelo para simular cómo se comporta el yacimiento bajo diversas estrategias de producción, seleccionar la más idónea desde un enfoque técnico-económico óptimo, lo que conlleva a la minimización de tiempo, recursos humanos y financieros.

Caracterización de la roca

Es esencial caracterizar la roca que almacena hidrocarburos según los aspectos mencionados a continuación:

Caracterización geológica

Se requiere recopilar y procesar una amplia gama de información geológica subterránea para realizar esta caracterización. La obtención de esta información se lleva a cabo mediante registros geofísicos de pozos, muestras de roca, pruebas de variación de presión, datos sísmicos, entre otros recursos. Al analizar estos datos, es factible obtener información detallada acerca del yacimiento, incluyendo la composición de las rocas y su distribución, los tipos de trampas presentes, las características de los límites geológicos, la geometría del depósito, la profundidad de las capas, el relieve del terreno, la estructura del cierre, la distribución de los fluidos, entre otros aspectos relevantes [26].

Caracterización sísmica

La geofísica se destaca como una de las herramientas más efectivas en la actualidad para la detección y extracción de petróleo, la evaluación sísmica se basa en la interpretación de los datos recopilados durante las distintas operaciones sísmicas llevadas a cabo en áreas de explotación petrolera. Mediante dicha información, es factible llevar a cabo análisis estructurales y estratigráficos minuciosos de la corteza terrestre, con el objetivo de detectar circunstancias geológicas favorables para la acumulación de hidrocarburos.

Caracterización petrofísica

La comprensión de la naturaleza y el comportamiento de un yacimiento requiere un análisis profundo de las características físicas de las rocas presentes en él.

Para realizar la caracterización petrofísica de manera efectiva, es necesario integrar los datos obtenidos de núcleos, registros geofísicos de pozos y pruebas de presión. Una adecuada correlación de estos datos proporciona información para calcular características físicas del medio poroso, tales como la porosidad, la permeabilidad absoluta, la compresibilidad, y también aspectos vinculados con la textura de la roca, como la forma, el tamaño, la clasificación y la disposición de los granos [26].

Caracterización de fluidos

El agua, el aceite y/o el gas ocupan los espacios porosos de todas las rocas utilizadas para almacenamiento. Contar con un conocimiento exhaustivo de las propiedades físicas y químicas de los fluidos contenidos en los yacimientos es fundamental para poder comprender y predecir de manera acertada su comportamiento.

Caracterización del agua

El agua se encuentra en todas las rocas porosas del subsuelo y puede estar sola o acompañada de hidrocarburos. En algunas ocasiones es el fluido más abundante en los yacimientos petroleros. Es importante conocer las características y propiedades del agua porque se produce muchas veces simultáneamente con el aceite y/o gas; además, porque con frecuencia contribuye con su energía a la producción de hidrocarburos.

El agua caracteriza principalmente por medio de análisis de muestras de agua en el laboratorio y por interpretación de registros geofísicos de pozos. Los parámetros que comúnmente se obtienen, son: salinidad, composición, factor de volumen, viscosidad, densidad, relación de solubilidad del gas en el agua y resistividad eléctrica [26].

Caracterización de hidrocarburos

Los hidrocarburos (aceite y gas) son mezclas naturales, de composición química compleja, que se encuentran a presiones y temperaturas elevadas en los yacimientos.

Su caracterización se lleva a cabo mediante análisis de muestras de hidrocarburos a nivel laboratorio o de campo, así como a partir de correlaciones en las que se consideran propiedades de los hidrocarburos. Entre los parámetros que se pueden obtener están: los factores de volumen, las viscosidades, la relación gas-aceite de producción, la densidad, los puntos de burbuja y de rocío, la relación de solubilidad, etc. [26].

Caracterización del sistema roca-fluidos.

Como ya se mencionó, los yacimientos están integrados por la roca y los fluidos contenidos en ella, formando un sistema roca-fluidos.

Para realizar la caracterización del sistema roca-fluidos, es necesario recopilar, procesar y analizar, en forma combinada, información que proviene de muestras de rocas con fluidos saturantes y de los componentes en forma independiente de registros geofísicos de pozos, de pruebas de formación y de pruebas de variación de presión, para determinar, entre otros parámetros: saturación de los fluidos, resistividad eléctrica, mojabilidad, presión capilar, tensión interfacial, permeabilidades relativas y efectivas [26].

2.6 Tipos de caracterización

Al caracterizar yacimientos petroleros, el objetivo principal es adquirir información detallada sobre las rocas que producen hidrocarburos y los fluidos presentes en el yacimiento, tanto en términos cualitativos como cuantitativos, lo que conlleva dos tipos de caracterización: cualitativa y cuantitativa.

Caracterización cualitativa

Determinar parámetros o aspectos que permiten calificar diversas propiedades geológicas, petrofísicas y del sistema roca-fluidos, en las distintas escalas de caracterización, constituye la base de la caracterización cualitativa. Dentro de los factores y elementos propios de la caracterización cualitativa de un yacimiento, se encuentran: la composición litológica, la existencia de hidrocarburos y la identificación de cuerpos con permeabilidad. [27].

Caracterización cuantitativa

Al realizar la caracterización cuantitativa de los yacimientos petroleros, se recopila información fundamental para cuantificar las propiedades geológicas, petrofísicas y del sistema roca-fluidos en diferentes niveles de detalle. Para la evaluación cuantitativa del yacimiento, es imprescindible considerar aspectos como la porosidad, la permeabilidad, la saturación de fluidos y la compresibilidad de la formación. [27].

2.7 Geología estructural

El progreso tectónico en el área examinada se inicia con un rifting continental durante el Triásico-Jurásico, seguido por el emplazamiento de extensas formaciones de rocas ígneas. Al experimentar tensiones, estas formaciones rocosas se fracturaron y crearon estructuras de horst y graben. Hasta el término del Triásico, se acumularon secuencias de estratos rojos reconocidos como la Formación Huizachal [27].

Los elementos paleogeológicos producidos por el rifting se distribuyen en bloques fallados con una inclinación predominante hacia el este, lo que resulta en la formación de depresiones de tamaño reducido con pendientes suaves hacia el oeste y empinadas hacia el este en el área.

En el Oxfordiano, se evidencia que los bloques de basamento continúan rotando hacia el occidente, formando superficies de depósito con buzamiento hacia esa misma dirección. La parte este del territorio está sujeta a un sistema de sedimentación marina poco profunda.

En la época del Kimmeridgiano, se evidencia un crecimiento en la invasión de las aguas marinas y se sigue produciendo el reordenamiento de bloques por la extensión de la corteza. Se describen dos sectores de depósito: en la zona norte, la morfología de bloques crea una plataforma inclinada hacia el oeste, donde se acumula la Formación San Andrés. Se observa una conducta parecida en la región sur, excepto por los depósitos que van aumentando progresivamente en espesor hacia el oeste en la parte norte [27].

Hacia el término del Kimmeridgiano y el comienzo del Tithoniano, la plataforma se sumerge velozmente en aguas profundas debido a la transgresión marina, ocupando completamente el

área positiva del basamento. De esta manera, concluye la fase de depósito sin rift y da inicio una fase de margen pasivo.

2.8 Modelo sedimentario

La génesis del depósito de la Formación San Andrés se basa en un rifting intracontinental que conduce a la formación de cuñas de sedimentos clásticos gruesos, sobre las cuales se depositan posteriormente rocas de origen marino somero [27].

Las características paleogeográficas dan lugar a pequeñas depresiones con pendientes suaves hacia el oeste y empinadas hacia el este. La deposición en estas depresiones es mayormente de naturaleza continental, dando lugar a cuñas de terrígenos rojizos que se forman debido a la erosión de los márgenes de los bloques, compuestas principalmente por conglomerados, areniscas arcósicas y limos. La formación de estos depósitos se remonta al período que abarca desde el final del Triásico hasta el inicio del Jurásico.

En el periodo Oxfordiano, la parte oriental del área está experimentando un proceso de sedimentación marina somera, caracterizada por areniscas calcáreas de grano fino a medio, que se van transformando hacia el continente de la siguiente manera: areniscas arcósicas con inclusiones de cuarzo, con capas intercaladas de bentonita y lutitas, evolucionando hacia areniscas de tonalidades café rojizo y gris verdoso de grano grueso a conglomeráticas con estratos de limo y arcilla, y finalmente hacia conglomerados en las cercanías del margen occidental del basamento elevado [27].

En la época del Kimmeridgiano, se registra un incremento en la invasión de las aguas marinas, lo que conduce a la creación de una plataforma carbonatada en la zona con depósitos de bancos de arenas calcáreas, principalmente oolíticas. Desde el oeste hasta el este, se muestran los siguientes hábitats: talud de plataforma exterior, banco oolítico, plataforma interna y costa.

Se han descrito diversas litofacies en la Formación San Andrés:

- **Talud:** packstone-grainstone de bioclastos, intraclastos y litoclastos, con fauna planctónica.
- **Plataforma externa:** packstone-grainstone de oolitas y pelletoides, con fragmentos biógenos (incluyendo fragmentos de corales).
- **Banco oolítico:** grainstone de oolitas.
- **Plataforma interna:** wackestone-packstone de pelletoides y oolitas, incluyendo una franja externa de la misma litología con partes dolomitizadas, recristalizadas y ligeramente arenosas con fragmentos de cuarzo.
- **Litoral:** areniscas arcósicas, limolíticas, conglomeráticas, con intercalaciones de limos y arcillas de color café rojizo y gris verdoso, con caolín.

En el tránsito del Kimmeridgiano al Tithoniano, la plataforma se ve rápidamente sumergida por la transgresión marina, invadiendo completamente la zona positiva del basamento. De este modo, se cierra la etapa de depósito sin rift y se inicia una fase de margen pasivo, caracterizada por una sedimentación que incluye calcáreos, arcillas y limos calcáreos-carbonosos de la Formación Pimienta, con un ligero engrosamiento hacia el oeste del área [27].

2.9 Propiedades petrofísicas

Es complicado obtener directamente los parámetros petrofísicos esenciales para la evaluación de las formaciones; por lo general, se deben inferir o derivar a partir de la medición de otros parámetros físicos de las formaciones. Los registros geofísicos vigentes posibilitan la adquisición de una gama de parámetros como resistividad, densidad, tiempo de tránsito, radioactividad natural, contenido de hidrógeno en las rocas, entre otros.

La traducción de registros posibilita la conversión de estos parámetros medibles en los parámetros petrofísicos deseados, tales como porosidad, saturación de hidrocarburos, permeabilidad, litología y saturación de agua.

La interpretación de registros se complica por las modificaciones causadas por la perforación, ya que se necesitan los parámetros petrofísicos de la formación original sin contaminación. Es necesario que el registro pueda analizar datos más allá de la zona alterada.

Proporcionar mediciones a partir de las cuales se puedan deducir o inferir las características petrofísicas de las rocas del yacimiento es el propósito de los registros geofísicos. La finalidad de la interpretación cuantitativa de registros consiste en ofrecer ecuaciones y metodologías que permitan la realización de dichos cálculos.

Evaluación de formaciones

La evaluación de formaciones se describe habitualmente como la tarea de identificar las características físicas y químicas de los materiales rocosos y los líquidos que almacenan

El propósito de la evaluación de formaciones consiste en identificar, delimitar y desarrollar un depósito a través de la perforación de pozos.

Los registros geofísicos representan únicamente una de las diversas fuentes de información empleadas en el análisis de formaciones. No obstante, debido a la precisa determinación de la profundidad, los registros geofísicos se emplean para combinar todos los métodos de evaluación de formaciones. A pesar de que los registros son escasos en comparación, juegan un papel crucial en la resolución de un complejo rompecabezas. Las determinaciones sobre obstruir o finalizar un pozo se basan generalmente en los registros geofísicos y en su interpretación apropiada.

Parámetros petrofísicos

La porosidad, la saturación de agua y la permeabilidad son esenciales para establecer el potencial de un yacimiento, a través de los parámetros petrofísicos. Estos parámetros no se obtienen de forma directa, sino que se infieren a partir de las propiedades de la formación que se miden directamente con los registros geofísicos.

Porosidad y Tipos de Porosidad

El concepto de porosidad (PHI o ϕ) se refiere al volumen de poros presentes en la formación en relación con su volumen total. Se caracteriza como la división entre el volumen total de poros conectados y el volumen total de la roca.

La porosidad juega un papel esencial en la capacidad de almacenamiento de hidrocarburos en la roca que conforma un yacimiento. Según lo mencionado previamente, la porosidad puede ser efectiva o absoluta. La porosidad calculada a partir de los registros de pozos puede diferir, en función del tipo de registro que se utilice.

La porosidad efectiva (PHIE o ϕ_e) se caracteriza como la fracción entre el volumen total de los poros interconectados y el volumen total de la roca.

La porosidad absoluta (PHIA o ϕ_a): Se describe como la relación obtenida al dividir el volumen completo de poros entre el volumen total de roca.

De acuerdo con la procedencia de la roca, la porosidad puede ser clasificada en porosidad primaria y porosidad secundaria.

La porosidad primaria (PHI1 o ϕ_1) La sedimentación ocurre mientras se depositan los sedimentos. Se engloban en este grupo la porosidad intergranular, inter-fosilar, fenestral, perforaciones de gusanos, geopetal y otras formas.

La porosidad secundaria (PHI2 o ϕ_2) se refiere a la que tiene lugar tras completarse el trámite de depósito. Entre las características de este grupo se incluyen las porosidades intercristalinas, intragranular, intrafosilar, cavidades de disolución, fracturas, entre otras.

Saturación

La saturación de agua (S_w) se define como el cociente entre el volumen poroso ocupado por el agua y el volumen total de poros.

La fracción del espacio poroso lleno de hidrocarburos se conoce como saturación de hidrocarburos, independientemente de si se trata de petróleo, gas o ambos fluidos. Tanto la porosidad como las saturaciones pueden representarse en fracción o en porcentaje.

Permeabilidad

La permeabilidad es un factor determinante en la capacidad de un material para dejar pasar líquidos o gases. El Darcy es la unidad utilizada para medir la permeabilidad, representando la cantidad de fluido que atraviesa 1 cm² de área de formación en 1 segundo, bajo una presión de 1 atmósfera y con una viscosidad de 1 unidad. En caso de que la cantidad de fluido en

movimiento sea de 1 cm^3 , se afirma que la permeabilidad es de 1 Darcy. Se suele utilizar con frecuencia el Milidarcy, dado que el Darcy es una medida bastante extensa.

Para que una roca adquiera propiedades de permeabilidad, se requiere que posea poros interconectados o fracturas. La porosidad y la permeabilidad están relacionadas; usualmente, un aumento en la porosidad se asocia con una mayor permeabilidad, aunque esto no es una regla inquebrantable.

Las lutitas y algunas variedades de arenas presentan altos niveles de porosidad, aunque su permeabilidad es muy reducida, ya que los granos son tan diminutos que dificultan el flujo de fluidos al ser escasos y tortuosos. A pesar de que ciertas rocas, como los carbonatos, puedan tener una porosidad reducida, la presencia de extensas fracturas pequeñas les confiere una permeabilidad elevada.

Resistividad y fluidos de la formación

La resistividad es una medida de la oposición de un material al paso de la corriente eléctrica. Su unidad es el ohmio por metro ($\Omega \cdot \text{m}$). La conductividad es el resultado de dividir uno entre la resistividad, mostrando la facilidad de un material para conducir corriente eléctrica. Su unidad es el milimho por metro (mS/m).

Se considera que la resistividad de la roca, el aceite y el gas es infinita, lo que los caracteriza como materiales que no conducen la corriente eléctrica. En contraste, la salinidad del agua determina su capacidad para conducir electricidad. Esta situación implica que cualquier corriente que circule a través de una formación se da en el agua de formación y no en los hidrocarburos o la roca matriz. El agua salada, al contener altos niveles de sal, exhibe una mayor capacidad de conducción eléctrica en comparación con el agua dulce, lo que se traduce en una resistividad notablemente inferior. En la mayoría de las situaciones, el agua que se encuentra en una capa subterránea a cierta profundidad suele tener un nivel de salinidad moderado. Las áreas con presencia de agua muestran una conductividad superior a aquellas con hidrocarburos.

Al no ser buenos conductores de electricidad, resulta imposible discernir entre el aceite, el gas y la matriz de roca basándose únicamente en la resistividad. A pesar de esto, la presencia

de fluidos en los poros de la formación limita la cantidad de agua conductiva que puede circular. La información de corriente eléctrica que atraviesa una formación impregnada de hidrocarburos experimenta una desviación en su trayectoria debido a la presencia de los hidrocarburos en los poros. Este factor contribuye al incremento de la resistividad de la formación.

La comparación de la resistividad medida de una formación con la resistividad calculada de una formación hipotética con porosidad 100% llena de agua es fundamental para el análisis de registros. Se denomina resistividad mojada a la resistividad de una roca que está completamente saturada (R_o). La presencia de hidrocarburos se puede deducir si, para una porosidad dada, la resistividad es considerablemente mayor que la resistividad mojada. La base para calcular el porcentaje de porosidad ocupado por agua de formación y el porcentaje de porosidad ocupado por hidrocarburos se establece a través de esta relación.

Las resistencias eléctricas en las capas de arena presentan valores comprendidos entre 0.2 y 4.0 ohm/m. Las resistividades en las formaciones de calcáreo suelen situarse en un rango amplio, desde 100 hasta 40,000 ohm/m.

Resistividad de la formación

Para calcular la resistividad de la formación en la región no invadida, se emplean mediciones de resistividad de forma individual o en conjunto, es decir, más allá de la zona afectada por el lodo de perforación. Estas mediciones se emplean asimismo para determinar la resistividad en las cercanías del pozo, donde en su mayor parte el filtrado del lodo ha sustituido a los fluidos originales.

La saturación de agua se determina a partir de las mediciones de resistividad, la porosidad y la resistividad del agua de formación. Se evalúa la productividad de la formación al contrastar la saturación calculada a partir de la resistividad somera y la resistividad profunda.

La resistividad de una formación pura saturada con agua se establece en proporción a la resistividad del agua que la satura. La resistividad de una formación se determina por el tipo de fluido que contiene y por la naturaleza de la formación misma.

Factor de formación y saturación de agua

La resistividad de una formación sin contaminantes varía en función de la resistividad de la mezcla con la que se encuentra saturada. El factor de creación se define como la constante de proporcionalidad (F). Tomemos en cuenta una formación que presenta una cantidad determinada de porosidad y supongamos que esta porosidad se encuentra completamente ocupada por agua salada de formación con una resistividad dada. Debido a la conductividad eléctrica del agua salada, la resistividad del agua de formación es notablemente baja. La resistividad de la formación en sí misma, con una porosidad totalmente ocupada por agua, variará en función de la resistividad del agua de formación y de otros factores relevantes, conocidos como el factor de formación.

2.10 Simulador:

El software Petrel es una herramienta avanzada utilizada en la industria del petróleo y gas para la interpretación y modelado del subsuelo. Desarrollado por Schlumberger, Petrel permite a los geo-científicos e ingenieros trabajar juntos para tomar decisiones informadas desde la exploración hasta la producción [28].

Funciones principales de Petrel:

- **Modelado Geológico:** Permite la creación de modelos geológicos detallados que ayudan a entender la estructura y composición del subsuelo.
- **Simulación de Reservorios:** Facilita la simulación de cómo los fluidos se moverán a través del reservorio, lo que es crucial para planificar la extracción de petróleo y gas.
- **Interpretación Sísmica:** Utiliza datos sísmicos para identificar y mapear estructuras geológicas, como fallas y trampas de hidrocarburos.
- **Análisis de Fracturas:** Predice la distribución de fracturas naturales, lo que es esencial para optimizar la producción en reservorios no convencionales.

- **Optimización de Pozos:** Ayuda en el diseño y planificación de pozos, asegurando que se perforen en las ubicaciones más productivas.

Beneficios en la Industria:

- **Colaboración Multidisciplinaria:** Integra datos y conocimientos de diferentes disciplinas, mejorando la colaboración entre equipos.
- **Decisiones Informadas:** Proporciona una visión clara de las oportunidades y riesgos, permitiendo tomar decisiones más informadas.
- **Eficiencia Operativa:** Mejora la eficiencia de los flujos de trabajo, reduciendo el tiempo y los costos asociados con la exploración y producción.

Petrel es una herramienta esencial para las empresas de petróleo y gas que buscan maximizar la eficiencia y la productividad en sus operaciones [28].

Petrel es una herramienta esencial para las empresas de petróleo y gas que buscan maximizar la eficiencia y la productividad en sus operaciones. El software Petrel es una herramienta poderosa para la inyección y almacenamiento de CO₂ en yacimientos petroleros, y puede ayudar de varias maneras:

- **Modelado de Reservorios:** Petrel permite crear modelos detallados del subsuelo, lo que es crucial para entender la capacidad de almacenamiento y la distribución del CO₂ en el yacimiento. Puedes simular cómo el CO₂ se comportará en el reservorio, incluyendo su migración y posibles vías de escape.
- **Simulación de Inyección:** Con Petrel, puedes simular el proceso de inyección de CO₂, optimizando la ubicación y el diseño de los pozos de inyección. Esto ayuda a maximizar la eficiencia de la inyección y minimizar los riesgos asociados.
- **Análisis de Riesgos:** El software permite realizar análisis de riesgos geomecánicas y de integridad del pozo, asegurando que el CO₂ se almacene de manera segura y estable. Puedes predecir y mitigar posibles problemas antes de que ocurran.

- **Monitoreo y Seguimiento:** Petrel facilita el monitoreo continuo del CO₂ almacenado, permitiendo ajustar las estrategias de inyección en tiempo real. Esto es esencial para asegurar que el CO₂ permanezca en el yacimiento y no migre a otras áreas.
- **Optimización de la Recuperación Mejorada de Petróleo (EOR):** Además de almacenamiento, la inyección de CO₂ puede mejorar la recuperación de petróleo. Petrel te ayuda a modelar y simular estos procesos, optimizando la producción de hidrocarburos mientras almacenas CO₂.

Estas capacidades hacen de Petrel una herramienta integral para gestionar proyectos de inyección y almacenamiento de CO₂, ayudando a reducir las emisiones de carbono y mejorar la eficiencia de la producción de petróleo [28]

3 Estado del Arte

Maldonado Pérez y colaboradores [29] abordan los riesgos geo-mecánicos que pueden surgir durante la inyección de CO₂ en formaciones geológicas. Se destaca la importancia de la captura y almacenamiento geológico de CO₂ como una estrategia para mitigar el cambio climático. Sin embargo, durante la inyección, se pueden generar sobrepresiones que podrían causar sismicidad inducida, creación de nuevas fracturas o reactivación de fracturas preexistentes, lo que podría llevar a fugas de CO₂.

Es crucial realizar estudios previos predictivos de las sobrepresiones durante la fase de inyección para gestionar adecuadamente los riesgos geo-mecánicos y garantizar la integridad del sello del emplazamiento.

Huerta Flores y Coconi Morales [30] presentaron una caracterización detallada de la zona noroeste del campo Rebase para evaluar la viabilidad de la inyección de CO₂. Se analizan las propiedades petrofísicas de la formación geológica para determinar su capacidad de almacenamiento y la integridad del sello.

Concluyeron que la caracterización petrofísica es esencial para evaluar la viabilidad de la inyección de CO₂ y garantizar la seguridad y eficiencia del almacenamiento geológico

L.I. y colaboradores [31] mencionan que este artículo se centra en la caracterización geológica y petrofísica de los yacimientos de hidrocarburos, utilizando datos de pozos y sísmicos para modelar las propiedades yacimiento. Se discuten las técnicas de adquisición y procesamiento de datos, así como los métodos para interpretar estos datos y construir modelos geológicos detallados. El artículo también aborda la importancia de la integración de datos de diferentes fuentes para mejorar la precisión de los modelos y reducir la incertidumbre. Se presentan casos de estudio donde la caracterización geológica y petrofísica ha permitido identificar zonas de alta productividad y optimizar la perforación de pozos. Concluyen que la integración de datos geológicos y petrofísicos proporciona una comprensión más detallada de la distribución espacial y vertical de las propiedades del yacimiento, lo que es crucial para la planificación de pozos y la optimización de la producción. La colaboración interdisciplinaria y el uso de tecnologías avanzadas son esenciales para mejorar la precisión de los modelos y reducir la incertidumbre.

Shaouxiang Mark Ma [32] menciona que en este artículo explora la importancia de integrar datos geológicos y petrofísicos para la caracterización estática de yacimientos petroleros. La caracterización estática es fundamental para entender la distribución de las propiedades del yacimiento, como la porosidad y la permeabilidad. El artículo discute diversas metodologías para combinar datos de pozos, núcleos y estudios sísmicos. Se enfatiza la necesidad de una colaboración interdisciplinaria para reducir la incertidumbre en los modelos de yacimientos. Además, se presentan casos de estudio donde la integración de datos ha mejorado significativamente la precisión de los modelos y la eficiencia en la toma de decisiones para el desarrollo de campos petroleros.

Concluyeron que la integración de datos geológicos y petrofísicos permite una mejor representación de la heterogeneidad del yacimiento, lo que es crucial para la planificación de pozos y la optimización de la producción. La colaboración interdisciplinaria y el uso de tecnologías avanzadas son esenciales para reducir la incertidumbre y mejorar la precisión de los modelos de yacimientos.

Shokri y colaboradores [33] hablan de que este artículo revisa las técnicas avanzadas en la modelización estática de yacimientos, incluyendo métodos geoestadísticos y simulaciones

estocásticas. Se discuten las ventajas y limitaciones de diferentes enfoques, como la kriging y la simulación secuencial gaussiana. El artículo también aborda la importancia de la calibración de modelos con datos reales y la validación de estos mediante comparaciones con datos históricos de producción. Se presentan aplicaciones prácticas de estas técnicas en diversos tipos de yacimientos, demostrando cómo pueden mejorar la precisión de los modelos y la eficiencia en la planificación de la producción.

Ellos concluyeron las técnicas avanzadas de modelización estática permiten una mejor representación de la heterogeneidad del yacimiento, lo que es crucial para la optimización de la producción. La calibración y validación de modelos con datos reales son esenciales para garantizar la precisión de los modelos y reducir la incertidumbre en la toma de decisiones.

A J. I. y P.I Egu [34] Este artículo explora cómo se utilizan los datos sísmicos y de pozos para la caracterización estática de yacimientos. Se discuten las técnicas de adquisición y procesamiento de datos sísmicos, así como los métodos para integrar estos datos con información de pozos. El artículo enfatiza la importancia de la integración de datos para mejorar la precisión de los modelos de yacimientos y reducir la incertidumbre. Se presentan casos de estudio donde la integración de datos sísmicos y de pozos ha permitido identificar zonas de alta productividad y optimizar la perforación de pozos.

Concluyeron que integración de datos sísmicos y de pozos reduce las incertidumbres y mejora la precisión de los modelos de yacimientos, lo que es esencial para la optimización de la recuperación de hidrocarburos. La colaboración interdisciplinaria y el uso de tecnologías avanzadas son esenciales para mejorar la precisión de los modelos y reducir la incertidumbre.

A Ilozobhle [35] discute la integración de la caracterización estática y dinámica para mejorar la recuperación de petróleo. Se presentan metodologías para combinar datos estáticos, como la porosidad y la permeabilidad, con datos dinámicos, como la presión y la producción. El artículo enfatiza la importancia de la integración de modelos estáticos y dinámicos para identificar oportunidades adicionales de desarrollo y optimizar la recuperación de petróleo. Se presentan casos de estudio donde la integración de modelos ha permitido mejorar

significativamente la eficiencia en la recuperación de petróleo y reducir la incertidumbre en la toma de decisiones.

Como conclusión determinaron que la integración de modelos estáticos y dinámicos permite identificar oportunidades adicionales de desarrollo y mejora la recuperación de petróleo mediante la reducción de incertidumbres y la optimización de estrategias de desarrollo. La colaboración interdisciplinaria y el uso de tecnologías avanzadas son esenciales para mejorar la precisión de los modelos y reducir la incertidumbre.

4 Metodología

En este capítulo se presenta la metodología empleada para la caracterización geológica del campo petrolero Tamaulipas-Constituciones, ubicado en el estado de Tamaulipas, México. Con base en la información expuesta en los capítulos anteriores particularmente la descripción del contexto geológico, las características generales del yacimiento y los datos disponibles se establece el procedimiento seguido para evaluar su viabilidad frente a un escenario de inyección de CO₂.

La metodología se organiza en una serie de etapas que integran el análisis de datos geofísicos, petrofísicos y geomecánicos, complementado con la construcción y ejecución de modelos de simulación numérica. Cada una de estas fases aporta información clave para la definición de las propiedades del yacimiento y su comportamiento esperado. En las subsecciones siguientes se describe detalladamente cada etapa, así como su contribución al proceso de caracterización.

4.1 Fase uno de la Metodología

Como primera fase de la metodología consiste en la recopilación de datos geológicos, geofísicos y de producción del campo. Esta información se obtiene de diversas fuentes, tales como:

- Registros de pozos: incluyen datos de perfilaje eléctrico, sondeo de resistencia y velocidad de onda, estos son reflejados cuando se realizaron los estudios correa
- Datos de producción: formación sobre la producción histórica de petróleo y gas, así como datos de presión y temperatura del yacimiento.
- Muestras de núcleos: análisis de muestras de núcleos extraídas de pozos existentes para determinar las propiedades petrofísicas de la roca

Con esto se cumple una parte del primer objetivo específico para completarlo se necesita el análisis geofísico es fundamental para la caracterización de la estructura geológica del campo.

- Interpretación sísmica: se interpretan los datos sísmicos para identificar las principales estructuras geológicas, fallas y horizontes estratigráficos.
- Mapeo estructural: se generan mapas estructurales de las formaciones geológicas clave para identificar zonas de interés para la inyección de CO₂.

Con esto se logra cumplir en su totalidad el primer objetivo específico.

4.2 Segunda fase metodología

Como segunda fase el análisis petrofísico permite determinar las propiedades físicas y químicas de las rocas del yacimiento que incluye:

- Análisis de registros de pozos: se analizan los registros de perfilaje eléctrico y sísmico para obtener información sobre la porosidad, permeabilidad y saturación de fluidos.
- Modelado petrofísico: se construye un modelo petrofísico del yacimiento que incluye distribuciones de porosidad, permeabilidad y saturación de fluidos.

Con esto se logra cumplir en su totalidad el segundo objetivo específico.

5 Resultados

En este capítulo se discuten los resultados obtenidos a partir de la caracterización geológica y como se fueron determinando la caracterización geológica para la inyección de CO₂ del campo maduro Tamaulipas Constituciones ubicados en el sur de Tamaulipas dentro de la cuenca geológica Tampico-Misantla

5.1 Resultado del cumplimiento del primer objetivo específico

En el campo Tamaulipas-Constituciones se realizó la delimitación del área de estudio mediante la construcción de polígonos, como se muestra en la Figura 5.1. A partir de esta delimitación fue posible definir con mayor precisión la zona de interés para la caracterización geológica. Esta actividad constituye la primera etapa de la metodología, ya que permite acotar el espacio de análisis y generar el marco espacial necesario para el estudio detallado del yacimiento.

Una vez definida el área, se procedió a su integración y análisis en el software **Petrel**, donde se llevó a cabo la revisión y organización inicial de los datos que serán utilizados en las siguientes fases del proceso metodológico.

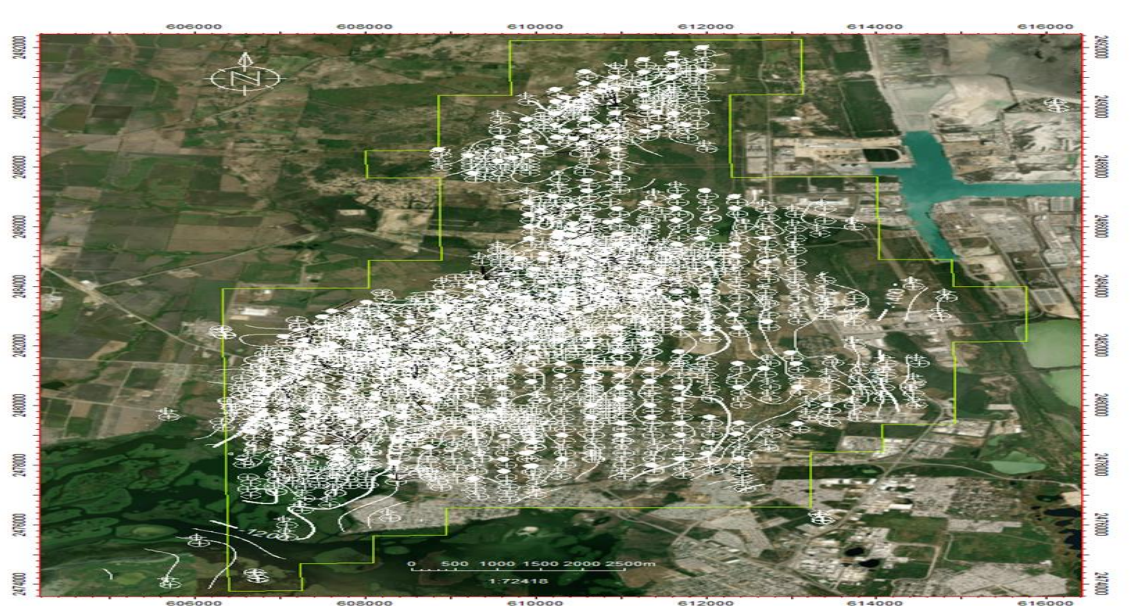


Figura 5-1 Visualización del polígono 79 que conforma el campo Tamaulipas constituciones con sus 1320 pozos [36].

- Primero, se recopiló la información de pozos proporcionada por la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) y Pemex, la cual incluyó un total de 1320 pozos terrestres pertenecientes a la cuenca de Tampico-Misantla.

A partir de este conjunto, se seleccionaron 12 pozos con base en los siguientes criterios de selección:

- Disponibilidad y completitud de registros petrofísicos,
- Presencia de información de núcleos,
- Continuidad de los datos de producción, y
- Ubicación dentro del área de estudio definida para la caracterización geológica.

Los pozos seleccionados fueron los siguientes:

- CONSTITUCIONES-200
- CONSTITUCIONES-202
- CONSTITUCIONES-218
- CONSTITUCIONES-500
- CONSTITUCIONES-501
- CONSTITUCIONES-512
- CONSTITUCIONES-518
- CONSTITUCIONES-527
- CONSTITUCIONES-533
- CONSTITUCIONES-534
- CONSTITUCIONES-538
- CONSTITUCIONES-1158

Estos pozos se seleccionaron porque son los más cercanos a las fuentes emisoras de CO₂ que es la termoeléctrica de Altamira de CFE y refinería Madero. La Figura 5.2 muestra la ubicación de los pozos dentro del polígono para delimitar aún más el sector para realizar la caracterización geológica de la zona por medio del software petrel.



Figura 5-2 Visualización del polígono 79 que conforma el campo Tamaulipas constituciones con los 13 pozos seleccionado [37].

Entre los 13 pozos seleccionados del campo Tamaulipas constituciones, se ubicó un pozo inyector de CO₂ el cual se usará para evaluar y determinar cómo se comportarán los demás pozos de acuerdo con la inyección de este.

Se determinó que el pozo CONSTITUCIONES 512 será el pozo inyector CO₂, anteriormente inyector de agua de baja salinidad (determinado por Petróleos Mexicanos, como pozo inyector debido a que es el que cuenta con la mejor ubicación para sacarle provecho a la recuperación de hidrocarburos dentro del sector de interés).

Dentro de los pozos seleccionados se identificó a que tipo de formación productora están ubicados (tiempo geológico, Tabla 5.1).

Tabla 5.1 Ubicación de la formación geológica productora

Pozo	Formación geológica productora
CONSTITUCIONES-200	Jurásico Superior
CONSTITUCIONES-202	Jurásico Superior
CONSTITUCIONES-212	Jurásico Superior
CONSTITUCIONES-218	Jurásico Superior
CONSTITUCIONES-500	Jurásico Superior
CONSTITUCIONES-501	Jurásico Superior
CONSTITUCIONES-512	Jurásico Superior

CONSTITUCIONES-518	Jurásico Superior
CONSTITUCIONES-527	Jurásico Superior
CONSTITUCIONES-533	Jurásico Superior
CONSTITUCIONES-534	Jurásico Superior
CONSTITUCIONES-538	Jurásico Superior
CONSTITUCIONES-1158	Cretácico-Terciario Inferior

Algunos pozos se tuvieron un poco de mayor de pertinencia al obtener la información debido a que se tuvo que reunir todos los registros que se han hecho a lo largo de los años desde que empezó a tener producción de hidrocarburos (años 1950 en adelante).

Al tener los datos de los registros geofísicos (Figura 5.3, 5.4, 5.5 y 5.6) se realizó, el mapa estructural debido a lo que se obtuvo todos los registros geofísicos a lo largo de los años, después se desarrolló el mapa de espesores (ver Figura 5.7) para así poder hacer el geo modelado de todo nuestro sector de interés y poder visualizarlo en 2D y 3D para una mayor interpretación de la caracterización geológica. Con lo que se procederá a realizar la interpretación de los registros geofísicos de los cuales se va a interpretar porosidad total, saturación de agua, volumen de arcillas y permeabilidad total de acuerdo con cada pozo correspondiente.

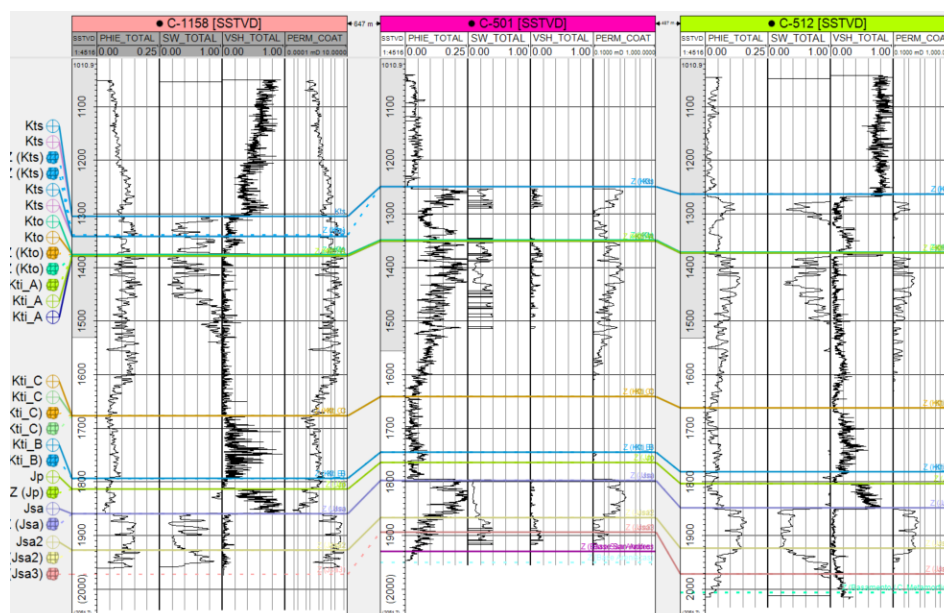


Figura 5-3 Visualización de los registros geofísicos de los pozos C-1158, C-501 y C-512 [38].

Interpretación de la visualización de los registros de los pozos, en base a su porosidad total, saturación de agua, volumen de arcillas y permeabilidad total de acuerdo con cada uno.

Pozo C-1158

1200 m - 1350 m:

- Porosidad (PHIE): La curva se mueve a la derecha, indicando una buena porosidad.
- Saturación de agua (SW): La saturación de agua es baja, lo que sugiere la presencia de hidrocarburos.
- Lutitas (VSH): El contenido de lutitas es bajo en general, lo que indica una arena de buena calidad.

1350 m - 1650 m:

- Porosidad (PHIE): La porosidad es notablemente más baja en este tramo.
- Lutitas (VSH): Se observa un alto contenido de lutitas, visible en la franja negra ancha.

1700 m - 1900 m:

- Porosidad (PHIE): La porosidad mejora de nuevo, con la curva mostrando picos positivos.
- Saturación de agua (SW): La saturación de agua es baja en general en este intervalo.

Pozo C-501

1250 m - 1350 m:

- Porosidad (PHIE): La porosidad es buena.
- Saturación de agua (SW): La saturación de agua es baja.

1350 m - 1650 m:

- Lutitas (VSH): Alto contenido de lutitas, similar al pozo C-1158.

1700 m - 1900 m:

- Porosidad (PHIE): La porosidad es buena, aunque con algunas variaciones.
- Saturación de agua (SW): La saturación de agua es baja en las zonas de buena porosidad.

Pozo C-512

1250 m - 1350 m:

- Porosidad (PHIE): La porosidad es moderada a alta.
- Saturación de agua (SW): La saturación de agua es baja.

1350 m - 1650 m:

- Lutitas (VSH): El contenido de lutitas es alto.

1700 m - 1900 m:

- Porosidad (PHIE): La porosidad mejora de nuevo, con la curva moviéndose a la derecha.

Pozo	Profundidad			Evaluación General
	1200m -1350m	1350m – 1650m	1700m – 1900m	
Pozo C-1158	Altamente prospectivo, propiedades ideales para producción	Sello de baja calidad, no productivo	Segundo intervalo de interés, propiedades favorables	Más prometedor: dos zonas productivas claras (zona geológica)
Pozo C-501	Yacimiento potencial, buena correlación	Sello no productivo	Intervalo interesante, confirma continuidad	Presenta una calidad adecuada, aunque con menor definición que C-1158.

Pozo C-512	Prometedor, corroboración extensión	Sello de baja calidad	Intervalo de interés, sugiere extensión	Presenta un comportamiento prometedor, aunque con menor definición.
-------------------	--	--------------------------	--	---

- Saturación de agua (SW): La saturación de agua es baja.

El pozo C-1158 se considera el mejor candidato para desarrollo, ya que presenta dos intervalos con propiedades favorables para producción de hidrocarburos: uno altamente prospectivo y otro con buen potencial. Aunque todos los pozos comparten un sello intermedio no productivo, C-1158 destaca por su claridad y continuidad en zonas productivas.

En resumen, los tres registros muestran un patrón consistente de dos zonas de yacimiento de alta calidad separadas por una gruesa capa de lutitas. La correlación en los tres pozos es fuerte, lo que indica que estas formaciones son continuas en toda el área explorada.

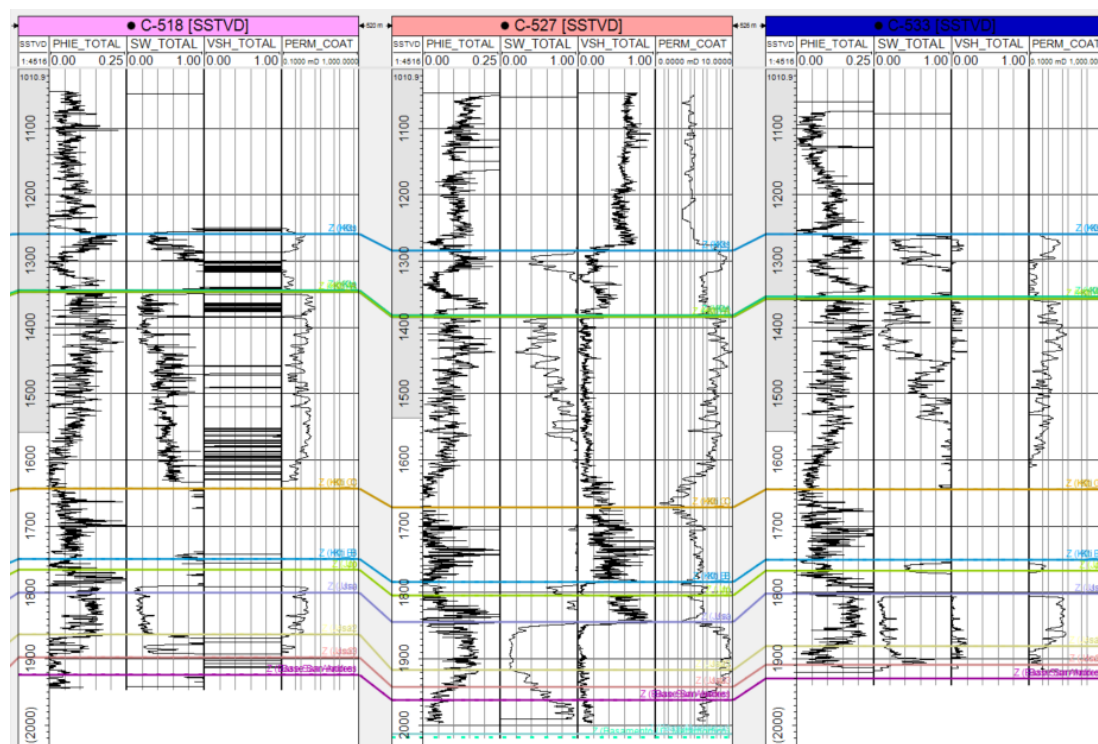


Figura 5-4 Visualización registros geofísicos de los pozos C-518, C-527 y C-533 [38]

Pozo C-518

1150 m - 1300 m

- Porosidad (PHIE): La curva de porosidad muestra valores altos en la parte superior del registro, con picos que se desvían significativamente hacia la derecha, lo que indica un buen espacio poroso.
- Saturación de Agua (SW): La curva de saturación de agua se mantiene baja, moviéndose hacia la izquierda, lo que sugiere que la mayor parte del espacio poroso está lleno de hidrocarburos, no de agua.
- Lutitas (VSH): El volumen de lutitas es bajo en general, lo que significa que la roca es una "arena limpia". Las arenas limpias son ideales para los yacimientos, ya que la arcilla no obstruye el flujo de fluidos.

1300 m - 1650 m

- Porosidad (PHIE): La porosidad es notablemente más baja en este tramo, con la curva moviéndose hacia la izquierda, lo que indica menos espacio para el almacenamiento de fluidos.
- Saturación de Agua (SW): Aunque la saturación de agua tiene algunos altibajos, en general no es tan baja como en el intervalo superior.
- Lutitas (VSH): Esta sección se caracteriza por un alto contenido de lutitas, visible por la curva que se desvía drásticamente hacia la derecha y las gruesas franjas negras. Las lutitas son rocas sello que, si bien pueden atrapar los hidrocarburos en capas inferiores, por sí solas no son productivas.

1650 m - 1900 m

- Porosidad (PHIE): Aquí, la porosidad mejora de nuevo, con la curva mostrando picos que indican buenos valores de porosidad.
- Saturación de Agua (SW): La saturación de agua vuelve a ser baja en la mayoría de este tramo, lo que es un signo positivo.

- Lutitas (VSH): El contenido de lutitas es bajo a moderado, lo que sugiere que es una roca de buena calidad. La permeabilidad también muestra picos en este tramo, lo que significa que los fluidos pueden fluir a través de la roca.

Pozo C-527

1200 m - 1350 m:

- Porosidad (PHIE): La curva se desvía a la derecha, indicando buena porosidad.
- Saturación de agua (SW): La curva de saturación de agua es muy baja, manteniéndose a la izquierda del gráfico.
- Lutitas (VSH): El contenido de lutitas es bajo, lo que significa que la roca es limpia.

1350 m - 1650 m:

- Porosidad (PHIE): La porosidad disminuye significativamente.
- Saturación de agua (SW): La saturación de agua aumenta considerablemente en esta sección.
- Lutitas (VSH): Se observa un alto contenido de lutitas, similar al pozo C-518.

1650 m - 1900 m:

- Porosidad (PHIE): La porosidad mejora de nuevo, con picos de la curva hacia la derecha.
- Saturación de agua (SW): La saturación de agua es baja en general en este intervalo.
- Lutitas (VSH): El contenido de lutitas es bajo a moderado, con una permeabilidad que muestra buenos picos.

Pozo C-533

1200 m - 1350 m:

- Porosidad (PHIE): La porosidad es buena y constante en la mayor parte del intervalo.

- Saturación de agua (SW): La saturación de agua es baja.
- Lutitas (VSH): Se ve un contenido de lutitas bajo.

1350 m - 1650 m:

- Porosidad (PHIE): La porosidad es baja en general, con la curva hacia la izquierda.
- Saturación de agua (SW): La saturación de agua es alta, lo que indica una zona de agua.
- Lutitas (VSH): Como en los otros pozos, este tramo tiene un alto contenido de lutitas.

1650 m - 1900 m:

- Porosidad (PHIE): La porosidad mejora de nuevo, con la curva desviándose a la derecha.
- Saturación de agua (SW): La saturación de agua es baja.
- Lutitas (VSH): El contenido de lutitas es bajo a moderado, lo que es un buen indicativo.

Pozo	Profundidad			Evaluación General
	1200m -1350m	1350m – 1650m	1650m – 1900m	
Pozo C-518	Muy prometedor: alta porosidad, baja saturación de agua, bajo contenido de lutitas	Mala calidad: alto contenido de lutitas, baja porosidad.	Intervalo de interés: propiedades favorables para producción.	Más atractivo: dos zonas con alto potencial para extracción de hidrocarburos.
Pozo C-527	Alta calidad: buena porosidad y baja saturación de agua	Sello no productivo	Intervalo de interés: posible extensión o yacimiento separado	Presenta un comportamiento prometedor; sin embargo, exhibe una menor claridad en comparación con C-518
Pozo C-533	Prospectivo, consistente con los otros pozos	Sello arcilloso de baja calidad	Intervalo de interés con propiedades favorables	Presenta una calidad adecuada; sin embargo, muestra un menor nivel de detalle en comparación con los otros dos.

El Pozo C-518 presenta las condiciones más favorables para el desarrollo de producción de hidrocarburos. Destaca por:

- Un intervalo superior con propiedades casi ideales (alta porosidad, baja saturación de agua, bajo contenido de lutitas).
- Un intervalo inferior con características geológicas favorables que lo convierten en un objetivo claro para exploración.
- Aunque el intervalo intermedio no es productivo, esta condición es común en los tres pozos y no afecta negativamente la evaluación general.

Recomendación: Priorizar el Pozo C-518 para actividades de perforación y desarrollo, considerando su doble potencial productivo y continuidad geológica.

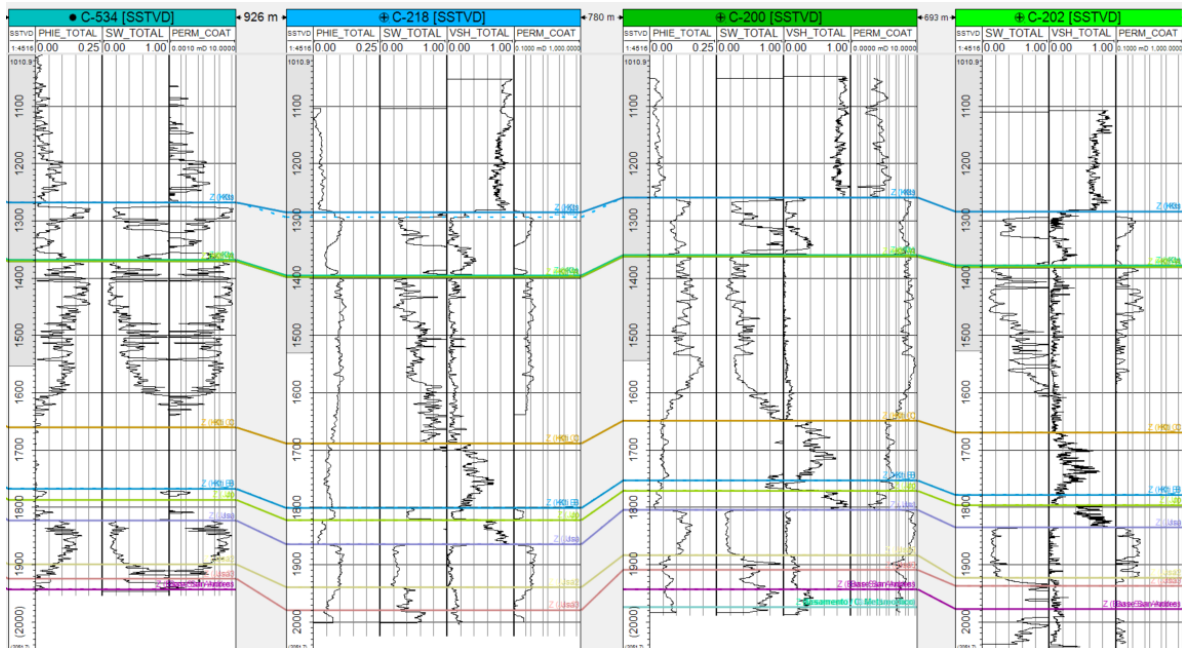


Figura 5-5 Visualización registros pozos C-534, C-218, C-200 Y C-202 [38].

Pozo C-534

1150 m - 1350 m:

- Porosidad (PHIE): La curva muestra valores altos, con picos que se desplazan bien a la derecha, indicando excelente porosidad.

- Saturación de agua (SW): La curva se mantiene baja (a la izquierda), lo que sugiere que hay una cantidad mínima de agua y una alta saturación de hidrocarburos.
- Lutitas (VSH): El contenido de lutitas es muy bajo, lo que indica una roca "limpia" de buena calidad.

1350 m - 1650 m:

- Porosidad (PHIE): La porosidad disminuye significativamente.
- Lutitas (VSH): La curva de lutitas se desvía drásticamente hacia la derecha, mostrando un alto contenido de arcillas.

1700 m - 1900 m:

- Porosidad (PHIE): La porosidad mejora de nuevo, con la curva mostrando picos positivos.
- Saturación de agua (SW): La saturación de agua es baja.

Pozo C-218

1250 m - 1350 m:

- Porosidad (PHIE): Porosidad buena y constante.
- Saturación de agua (SW): Baja saturación de agua.

1350 m - 1650 m:

- Lutitas (VSH): Alto contenido de lutitas en esta sección.

1700 m - 1900 m:

- Porosidad (PHIE): La porosidad es buena, aunque con algunas interrupciones.
- Saturación de agua (SW): La saturación de agua es baja en las zonas de buena porosidad.

Pozo C-200

1250 m - 1350 m:

- Porosidad (PHIE): La porosidad es buena.
- Saturación de agua (SW): Baja saturación de agua.

1350 m - 1650 m:

- Lutitas (VSH): Este tramo tiene un contenido de lutitas muy alto.

1700 m - 1900 m:

- Porosidad (PHIE): La porosidad es buena en general, con picos hacia la derecha.
- Saturación de agua (SW): La saturación de agua es baja.

Pozo C-202

1250 m - 1350 m:

- Porosidad (PHIE): Porosidad buena.
- Saturación de agua (SW): Saturación de agua baja.

1350 m - 1650 m:

- Lutitas (VSH): Alto contenido de lutitas.

1700 m - 1900 m:

- Porosidad (PHIE): La porosidad es buena.
- Saturación de agua (SW): Baja saturación de agua.

Pozo	Profundidad			Evaluación General
	1150m -1350m	1350m – 1650m	1700m – 1900m	
Pozo C-534	Intervalo de alta calidad; objetivo principal	Sello productivo no	Segundo intervalo favorable	Más sólido: dos objetivos claros y bien definidos
Pozo C-218	Altamente prospectivo	Sello productivo no	Intervalo inferior con calidad más variable	Bueno, pero menos consistente que C-534
Pozo C-200	Bueno, pero menos consistente que C-534	Sello productivo no	Intervalo inferior de interés y continuo	Intervalo inferior de interés y continuo
Pozo C-202	Prospectivo; corrobora extensión	Sello de baja calidad	Intervalo inferior favorable	Bueno, pero sin destacar tanto como C-534

Pozo recomendado: C-534.

Razón principal: Presenta un intervalo superior de “alta calidad” identificado como objetivo principal y un segundo intervalo inferior también favorable, ofreciendo dos zonas prioritarias con mejor definición y menor incertidumbre respecto a los demás pozos.

En resumen, los cuatro registros muestran un patrón consistente de dos yacimientos de alta calidad separados por una gruesa capa de lutitas. Esta correlación confirma que estas formaciones son continuas en toda el área de los pozos.

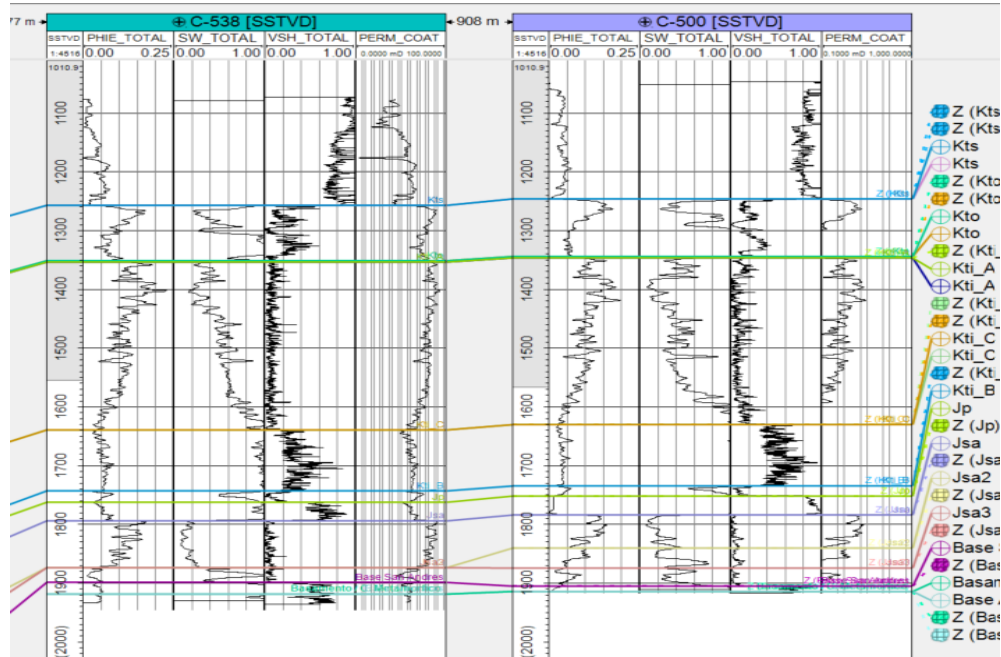


Figura 5-6 Visualización registros de los pozos C-538 y C-500 [38].

Pozo C-538

1200 m - 1350 m:

- Porosidad (PHIE): La curva de porosidad se mantiene a la derecha, indicando una buena porosidad.
- Saturación de agua (SW): La curva de saturación de agua es baja, lo que sugiere una alta saturación de hidrocarburos.
- Lutitas (VSH): El contenido de lutitas es bajo, lo que indica una roca "limpia".

1350 m - 1650 m:

- Porosidad (PHIE): La porosidad disminuye notablemente.
- Lutitas (VSH): El contenido de lutitas es alto, visible en las franjas anchas.

1650 m - 1900 m:

- Porosidad (PHIE): La porosidad mejora de nuevo.
- Saturación de agua (SW): La saturación de agua es baja en la mayor parte de este intervalo.

Pozo C-500

1250 m - 1350 m:

- Porosidad (PHIE): La porosidad es buena.
- Saturación de agua (SW): La saturación de agua es baja.

1350 m - 1650 m:

- Lutitas (VSH): El contenido de lutitas es alto, similar al pozo C-538.

1650 m - 1900 m:

- Porosidad (PHIE): La porosidad es buena, aunque con algunas variaciones.
- Saturación de agua (SW): La saturación de agua es baja en las zonas de buena porosidad.

Pozo	Profundidad			Evaluación General
	1200m -1350m	1350m – 1650m	1650m – 1900m	
Pozo C-538	Intervalo de alta calidad; objetivo principal	Sello no productivo	Segundo intervalo favorable	Más sólido: dos zonas productivas bien definidas
Pozo C-500	Intervalo prospectivo que confirma continuidad	Sello no productivo	Intervalo de interés que confirma continuidad	Muestra un desempeño satisfactorio, aunque la calidad superior es menos evidente.

El Pozo C-538 presenta:

- Un intervalo superior de alta calidad, identificado como objetivo principal.
- Un intervalo inferior con propiedades favorables, también considerado de interés para producción.
- Un sello intermedio no productivo, común en ambos pozos, que no afecta negativamente la evaluación.

Recomendación: Priorizar el Pozo C-538 para actividades de perforación y pruebas de productividad, dada su doble potencial productivo y mejor definición geológica.

En resumen, estos dos registros confirman el patrón geológico que hemos visto: dos yacimientos de alta calidad separados por una gruesa capa de lutitas. La consistencia de las propiedades de la roca y la correlación a través de todos los pozos analizados son excelentes indicadores de la presencia de un yacimiento de hidrocarburos extenso y continuo,

5.2 Cumplimiento del resultado del segundo objetivo específico

Con los registros obtengo un perfil petrofísico (Anexos) que es esencial para la caracterización de yacimientos dentro de la industria petrolera, para obtener un aspecto clave para su interpretación tenemos lo siguiente:

1. Propiedades petrofísicas:

- PHIE TOTAL: Indica la porosidad efectiva, que es clave para estimar la capacidad de almacenamiento del yacimiento,
- SW_TOTAL: Representa la saturación de agua, lo que permite evaluar el volumen de hidrocarburos presentes.
- VSH_TOTAL: Indica el contenido de lutitas, lo cual es importante para determinar la calidad de la roca reservorio.
- PERM_COAT: Muestra la permeabilidad, la cual es fundamental para entender la capacidad de flujo de los fluidos.

2. Zonificación geológica:

En la Figura 5.6 contiene etiquetas como Kts, Kto, Kti_A, Kti_B, Kti_C, Jp, Jsa, Jsa2, Jsa3, que nos representan diferentes unidades estratigráficas o zonas geológicas relevantes para el análisis del yacimiento.

3. Distribución en profundidad

Los valores de cada propiedad están graficados en función de la profundidad, lo que permite correlacionar las variaciones en las características del reservorio con su respectiva ubicación en el subsuelo.

Con este tipo de registros es crucial para definir la calidad del reservorio, estimar su capacidad productiva y ayudar en la toma de decisiones de explotación.

Interpretación de las propiedades petrofísicas:

- Porosidad (PHIE_TOTAL): indica el volumen de espacio vacío dentro de la roca. Una porosidad alta sugiere mayor capacidad de almacenamiento de hidrocarburos.
- Saturación de agua (SW_TOTAL): representa el porcentaje de agua en los poros de la roca. Un valor bajo indica mayor presencia de hidrocarburos.
- Volumen de lutitas (VSH_TOTAL): muestra la cantidad de material arcillosos en la roca. Un alto contenido de lutitas puede reducir la calidad del reservorio.
- Permeabilidad (PERM_COAT): determina la facilidad con la que los fluidos pueden moverse a través de la roca. Una alta permeabilidad favorece la producción de hidrocarburos.

En la imagen 3D visualizada en Petrel (Figura 5.7) se puede observar visualizaciones complejas, como trayectorias de pozos en 3D con etiquetas de los pozos de interés dentro de nuestra zona, así como un gráfico jerárquico de zonas que organiza las capas geológicas. Estas características les permiten a los Ingenieros Petroleros y Geo Científicos analizar datos y tomar decisiones informadas sobre la gestión de recursos (hidrocarburos).

Modelo 3D del subsuelo: La imagen representa capas geológicas con líneas de contorno que indican la forma y extensión de las formaciones.

Trayectorias de pozos: Los pozos como C-217, C-211, C-322, C-500, etc., están representados por líneas de colores que atraviesan las capas desde la superficie hasta el subsuelo.

Leyenda de zonas: A la derecha, los colores como Z-4ab, Z-4aa, Z-4a, Z-3ab, Z-3aa, Z-3a indican diferentes unidades estratigráficas o zonas de interés, cada una con propiedades distintas (porosidad, saturación, etc.).

Panel de proyecto: A la izquierda, se muestra la estructura del proyecto con carpetas como *Seismic*, *Wells*, *Surfaces*, y *Converted Vignettes*, que contienen los datos usados para construir el modelo.

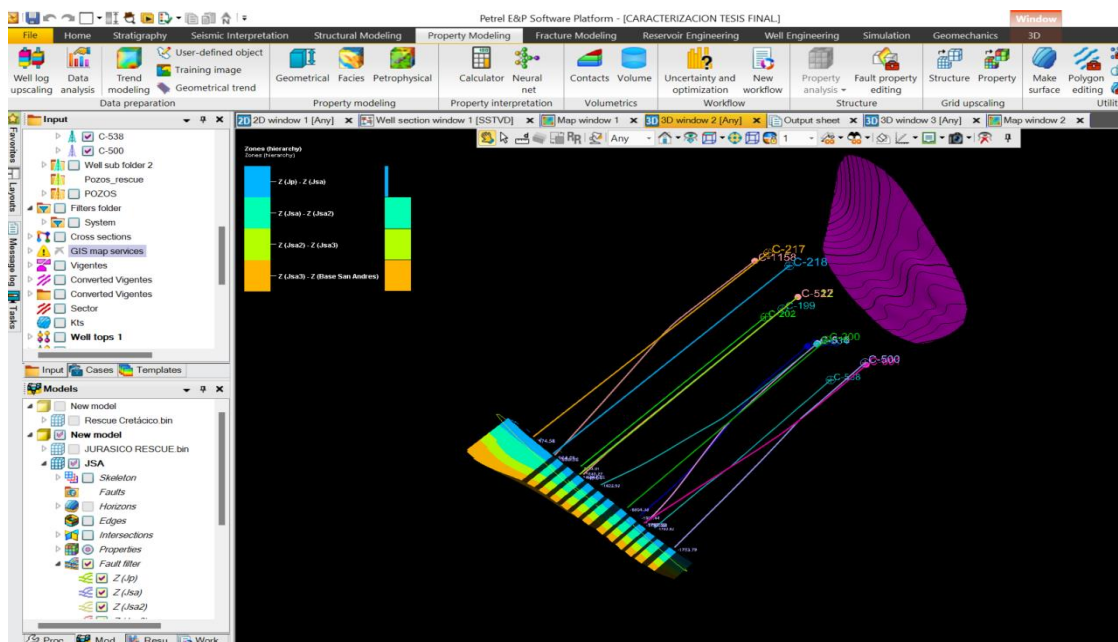


Figura 5-7 Visualización en modelo 3D pozos y capas [39].

Conclusiones y recomendaciones

La caracterización geológica y la inyección de CO₂ en el campo petrolero Tamaulipas-Constituciones representan una oportunidad significativa para mejorar la recuperación de hidrocarburos y reducir las emisiones de CO₂. Los estudios y proyectos realizados hasta la fecha han proporcionado información valiosa sobre las características del yacimiento.

Al elaborar el modelo estructural a partir de los datos de pozos, se realizó la interpretación de horizontes y fallas con el propósito de definir la geometría general de los yacimientos. Paralelamente, se construyó el modelo de propiedades petrofísicas mediante la integración de información de porosidad, permeabilidad y saturación de fluidos obtenida a partir de análisis de núcleos y registros petrofísicos.

La combinación de ambos modelos estructural y petrofísico permitió establecer una representación coherente del yacimiento, tanto en términos de su configuración geológica como de sus características de almacenamiento y flujo.

En la simulación estática realizada con el software Petrel se generó un modelo 3D que permitió visualizar las principales propiedades del yacimiento, entre ellas porosidad, permeabilidad, saturación de agua, volumen de arcillas y volumen original. Esta información, integrada a la caracterización geológica previa, facilita la interpretación detallada del comportamiento del yacimiento.

A partir de estos resultados, es posible identificar dos caminos viables para dar seguimiento a los objetivos específicos del estudio.

El primer camino consiste en evaluar el potencial de recuperación mejorada, ya que las propiedades obtenidas permiten estimar la extracción de hasta un 40 % del petróleo remanente en los pozos seleccionados.

El segundo camino se plantea una vez que el yacimiento alcance condiciones de agotamiento. En ese escenario, el yacimiento podría emplearse como tótem o tanque de almacenamiento,

aprovechando su profundidad, tipo de roca y marco estratigráfico, lo cual lo convierte en una opción viable para un proceso de secuestro geológico de CO₂.

La obtención de datos reales generó una validación con nuestro modelo ajustado para la representación geológica.

Se puede concluir que, a partir del análisis de los registros petrofísicos y su interpretación en el software Petrel, se identificaron intervalos con alto potencial para la producción de hidrocarburos. En el pozo C-534, el intervalo comprendido entre 1150 y 1350 m presenta valores de porosidad efectiva del orden de 18–24 %, saturación de agua relativamente baja, entre 25–35 %, y un contenido reducido de lutitas, generalmente inferior al 15 %, lo que lo define como un objetivo prioritario para perforación. De manera similar, el pozo C-518 muestra rangos comparables de porosidad (17–23 %), saturación de agua (28–38 %) y volumen de lutitas menor al 20 % en el mismo intervalo, lo cual refuerza la continuidad lateral del yacimiento. [40], [41], [42], [43], [44].

Glosario de términos

Arenisca: roca detrítica compuesta por partículas cuyo tamaño está comprendido entre 2mm y 1/16 mm. Estas partículas son mayoritariamente minerales resistentes a la meteorización (cuarzo principalmente micas, feldespatos y óxidos) y fragmentos de rocas. Cuando no estas cementadas se denominan arenas.

Basamento: la capa de roca por debajo de la cual no se espera que los depósitos económicos de hidrocarburo se encuentren, en ocasiones llamados basamentos económicos. El basamento esta generalmente compuesto por rocas ígneas o metamórficas deformadas, que raramente desarrollan la porosidad y la permeabilidad necesaria para servir como depósito de hidrocarburos y por debajo de la cual las rocas sedimentarias no son comunes.

Carbonato: roca sedimentaria cuyos principales componentes minerales son calcita (CaCO_3), aragonita (CaCO_3) y dolomita ($\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$), un mineral que puede reemplazar calcita durante el proceso de dolomitización.

Cuenca: receptáculo donde se deposita una columna sedimentaria, y que comparte en varios niveles estratigráficos una historia tectónica común.

Cuenca de antepaís (foreland basin): es una expresión flexural ubicada “detrás” de un orógeno en donde se acumulan sedimentos provenientes principalmente del mismo. Estas cuencas sedimentarias se forman en escalas de tiempo de entre millones y cientos de millones de años. Debido al peso del orógeno sobre la litosfera terrestre, la región del antepaís se hunde isostáticamente y genera el espacio necesario (cuenca) para atrapar los sedimentos aportados principalmente por ríos desde el orógeno.

Dolomía: la dolomía es una roca sedimentaria de origen químico compuesta básicamente de dolomita cuya composición química es carbonato de calcio y magnesio.

Índice de productividad (PI): indicador de la capacidad o habilidad para producir fluido de un pozo. Se expresa como la relación entre el caudal producido en tanque (Q) y la caída de presión del yacimiento.

Kerógeno: el kerógeno es la fracción orgánica contenida en las rocas sedimentarias que es insoluble en disolventes orgánicos. Bajo condiciones de presión y temperatura, el kerógeno empieza a ser inestable y se produce reagrupamiento en su estructura con objeto de mantener el equilibrio termodinámico precediendo a la generación de hidrocarburos.

Play: familia de yacimientos y/o prospectos los cuales tienen en común, la misma roca almacén, roca sello, así como la misma historia de generación de hidrocarburos, migración y carga.

RGA: abreviación de la relación gas/aceite, la relación Gas-Aceite inicial (Gas Oil Ratio) indica que tanto hay barril de crudo, en condiciones estándar (60°F, 14.7 psi). El volumen de gas se mide en pies cúbicos estándar (SCF). El crudo se mide en barriles en tanque de almacenamiento (STB).

Rift: fosas tectónicas alargadas donde la corteza terrestre está sufriendo divergencia y distensiones, producto de la separación de placas tectónicas. Si el shift esta activo, la tectónica puede producir sismos y vulcanismo recurrentemente.

Roca generadora: el termino de roca generadora se ha empleado para asignar a las rocas que son ricas en materia orgánica, que son o han sido capaces de generar hidrocarburos para formar yacimientos de petróleo económicamente explotables.

Roca sello: una roca relativamente impermeable, comúnmente lutita, anhidrita o sal que forman una barrera o sello por encima y alrededor de la roca del yacimiento de manera que los fluidos no pueden migrar.

Sistema petrolero: un sistema petrolero es un sistema geológico que abarca las rocas generadoras de hidrocarburos relacionadas e incluye a todos los elementos y procesos geológicos que son esenciales para la existencia de una acumulación de hidrocarburo.

El sistema describe los elementos interdependientes y los procesos que constituyen la unidad funcional que crea las acumulaciones de hidrocarburos.

Sindeposicional: ocurre en el mismo tiempo que la depositación.

Sinsedimentaria: contemporáneo a la sedimentación.

Yacimiento: acumulación natural de hidrocarburos en el subsuelo, contenidos en rocas porosas o fracturadas (roca almacén). Los hidrocarburos naturales, como el petróleo crudo y el gas natural, son retenidos por formaciones de rocas suprayacentes.

Referencias

- [1] I. A. T. Reyes, 2020. [En línea]. Available: https://www.academia.edu/12785941/caracterizaci%C3%B3n_geol%C3%B3gica_de_Yacimientos. [Último acceso: 2025].
- [2] I. J. Mederos V., *Caracterización estática de yacimientos a partir de propiedades petrofísicas por modelado fractal de la formación oficina del campo carabobo 2*, Caracas, 2017.
- [3] G. E. Monitor, «Tamaulipas Constituciones Oil and Gas Field,» 2025. [En línea]. Available: https://www.gem.wiki/Tamaulipas_Constituciones_Oil_and_Gas_Field_%28Tamaulipas%2C_Mexico%29.
- [4] M. B. News, 2024. [En línea]. Available: <https://mexicobusiness.news/oilandgas/news/twelve-geological-provinces>. [Último acceso: 2025].
- [5] e. a. A. Camargo-Zanoguera, «Estratigrafía y evolución tectónica de la Cuenca Tampico-Misantla, México,» *Revista Mexicana de Ciencias Geológicas*, vol. 38, nº 2, 2021.
- [6] K. Carranza, «ClubEnsayos.com,» 2016. [En línea]. Available: <https://www.clubensayos.com/Ciencia/Cuenca-Tampico-Misantla/4526862.html>. [Último acceso: 2025].
- [7] A. G. Journel, *Mining Geostatistics*, Londres; Nueva York : Prensa Académica, 1978.
- [8] L. P. Dake, *Fundamentals of Reservoir Engineering*, Elsevier, 1978.
- [9] PEMEX, Exploración y Producción, «Notas Técnicas,» 2003.

- [10] J. A. M. Adame, 1970. [En línea]. Available: <https://ru.dgb.unam.mx/items/06617394-4493-422a-a195-de3e3b89a043>. [Último acceso: 2025].
- [11] G. E. Monitor, 2024. [En línea]. Available: <https://mexicobusiness.news/oilandgas/news/twelve-geological-provinces>. [Último acceso: 2025].
- [12] e. a. A. Camargo-Zanoguera, «Estratigrafía y evolución tectónica de la Cuenca Tampico-Misantla, México,» *Revista Mexicana de Ciencias Geológicas*, vol. 38, n° 2, 2021.
- [13] G. E. Monitor, 2024. [En línea]. Available: https://www.gem.wiki/Tamaulipas_Constituciones_Oil_and_Gas_Field_%28Tamaulipas%2C_Mexico%29. [Último acceso: 2025].
- [14] e. a. A. Camargo-Zanoguera, «Estratigrafía y evolución tectónica de la Cuenca Tampico-Misantla, México,» *Revista Mexicana de Ciencias Geológicas*, vol. 38, n° 2, 2021.
- [15] e. a. A. Camargo-Zanoguera, «Estratigrafía y evolución tectónica de la Cuenca Tampico-Misantla, México,» *Revista Mexicana de Ciencias Geológicas*, vol. 38, n° 2, 2021.
- [16] Centro Nacional de Información de Hidrocarburos (CNIH), «Atlas Geológico Cuenca Tampico-Misantla.,» Comisión Nacional de Hidrocarburos, México, s.f.
- [17] C. A. Vallejo, Atlas Geológico - Tampico Misantla, 2018.
- [18] Comisión Nacional de Información de Hidrocarburos, Atlas Geológico cuenca Tampico-Misantla, CDMX: CNH, 1998.
- [19] G. Tarango O, «Campo Poza Rica: PEMEX,» 1984. [En línea].

- [20] W. & M. R. Yellig, «Determination and Prediction of CO₂ Minimum Miscibility Pressures. Journal of Petroleum Technology,» *JPT Journal Of Petroleum Techonology*, vol. 32, nº 1, pp. 160-168, 1980.
- [21] H. & J. O. Hoim, «Resultados experimentales sobre recuperación de aceite con CO₂».
- [22] G. Williams, «Estudios de recuperación de aceite mediante inyección de CO₂, con énfasis en volúmenes porosos y presión mínima de miscibilidad.».
- [23] A. Satter y G. Thakur, «Integrated Petroleum Reservoir Management,» 1994.
- [24] Pemex Exploración y Producción, «Modelo Integral de Diseno, Implementacion y Ejecucion de un Proyecto de Inyeccion de CO₂, Campo Tamaulipas-Constituciones,» 2005.
- [25] Society of Petroleum Engineers (SPE)., «CO₂ Enhanced Oil Recovery (EOR) – Fundamentals and Applications.,» SPE International., Richardson, Texas, USA., s.f.
- [26] S. G. Hernández, «Esacalas de caracterización de yacimientos petroleros,» 1998.
- [27] S. Silva Mendoza, «Geología del campo Tamaulipas - Constituciones,» 2004.
- [28] Schlumberger, «SLB,» [En línea]. Available: <https://www.slb.com/products-and-services/delivering-digital-at-scale/software/petrel-subsurface-software/petrel>. [Último acceso: 2025].
- [29] M. d. R. Maldonado Pérez, «Riesgos geomecánicos asociados a la inyeccion de CO₂ en formaciones geológicas,» 2017.
- [30] T. P. Huerta Flores, «Caracterización petrofísica de la zona noroeste del campo Rebasa para la inyeccion de CO₂,» 2021.
- [31] B. A. D. V. V. M. O. M. H. Laouali Ibrahim Sarki, «Geological and Petrophysical Characterization of Hydrocarbon Reservoirs,» *European Scientific Journal*, vol. 19, nº 18, p. 150, 2023.

- [32] M. M. Z. F. J. K. Shouxiang M. Ma, «Static Reservoir Characterization: Integrating Geological and Petrophysical Data analysis,» *ResearchGate*, 2014.
- [33] M. D. & B. J. Shokri, «Advances in Static Reservoir Modeling: Techniques and Applications,» *SPRINGER NATURE Link*, vol. 74, pp. 1403-1414, 2015.
- [34] A. J. I. & D. I. Egu, «Static Reservoir Characterization Using Seismic and Well Data,» *Asian Journal of Applied Science and Technology*, vol. 3, pp. 112-125, 2019.
- [35] S. M. Ma, M. M. Zeybek y F. J. Kuchuk, «Integrated Static and Dynamic Reservoir Characterization for Enhanced Oil Recovery,» *ResearchGate*, 2014.
- [36] Instituto Nacional de Estadística y Geografía (INEGI)., «Cartografía Topográfica – INEGI,» INEGI., México, 2023.
- [37] Instituto Nacional de Estadística y Geografía (INEGI)., «Ortofotos y Cartografía Topográfica – INEGI,» INEGI., México, 2023.
- [38] Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH)., «Interpretación de Registros de Pozo.,» CNH., México., 2025.
- [39] Schlumberger, «Petrel E&P Software Platform – User Guide,» Schlumberger, Houston, Texas, USA, 2025.
- [40] N. S. Correa, «Caracterización petrográfica y petrofísica de areniscas de la Formación M,» 2023.
- [41] M. Y. H. Samaniego, «Evaluación petrofísica de un pozo exploratorio en la cuenca Tampico-Misantla, Golfo de México, Veracruz, México,» 2021.
- [42] D. A. D. Arias, «Selección de fluidos de fractura para yacimientos no convencionales dentro de la cuenca Tampico-Misantla,» 2022.
- [43] J. A. P. Cruz, «Análisis de propiedades petrofísicas y su impacto en la productividad de yacimientos de la cuenca Tampico-Misantla,» 2020.

- [44] C. N. d. H. (CNH), «Estudios de caracterización de yacimientos en la cuenca Tampico-Misantla,» 2019.
- [45] V. V. A. Mikhail Petrovich Vukalovich, Thermophysical Properties of Carbon Dioxide, Wellingborough, 1968.
- [46] e. a. A. Camargo-Zenoguera, «stratigrafía y evolución tectónica de la Cuenca Tampico-Misantla, México,» *Revista Mexicana de Ciencias Geológicas*, vol. 38, n° 2, 2021.
- [47] G. E. Monitor, «Tamaulipas Constituciones Oil and Gas Field,» 2025. [En línea]. Available:
https://www.gem.wiki/Tamaulipas_Constituciones_Oil_and_Gas_Field_%28Tamaulipas%2C_Mexico%29.
- [48] M. B. News, «Twelve Geological Provinces,» 2024. [En línea]. Available:
<https://mexicobusiness.news/oilandgas/news/twelve-geological-provinces>.
- [49] G. Wiki, «Tamaulipas Constituciones Oil and Gas Field (Tamaulipas, Mexico),» 2025. [En línea]. Available:
https://www.gem.wiki/Tamaulipas_Constituciones_Oil_and_Gas_Field_%28Tamaulipas%2C_Mexico%29. [Último acceso: 2025].
- [50] J. M. Nieto, 2013. [En línea]. Available:
<https://repositorio.unam.mx/contenidos/ficha/evaluacion-de-la-capacidad-de-almacenamiento-geologico-de-co2-en-la-region-de-san-fernando-tamaulipas-437777>. [Último acceso: 2025].
- [51] J. E. M.-M. y. L. E. Moreno-Reyes, «Posibilidades de captura y almacenamiento geológico de CO₂ (CCS) en Colombia - caso Tauramena (Casanare),» 2018.
- [52] Centro Nacional de Información de Hidrocarburos (CNIH), «Atlas Geológico Cuenca Tampico-Misantla,» Comisión Nacional de Hidrocarburos, México, s.f.

- [53] ASHRAE, «ASHRAE Handbook – Refrigeration,» American Society of Heating, Refrigerating and Air-Conditioning Engineers, Atlanta, USA, 2025.
- [54] The Engineering ToolBox, «Carbon Dioxide – Viscosity,» The Engineering ToolBox., Online, s.f.
- [55] The Engineering ToolBox., «Carbon Dioxide Solubility in Water.,» The Engineering ToolBox., s.f.
- [56] H. V. N. M. A. J.M. Smith, Introduction to Chemical Engineering Thermodynamics., New York, USA.: McGraw-Hill., 2005.
- [57] The Engineering ToolBox., «Carbon Dioxide – Phase Diagram.,» The Engineering ToolBox., Online, s.f.

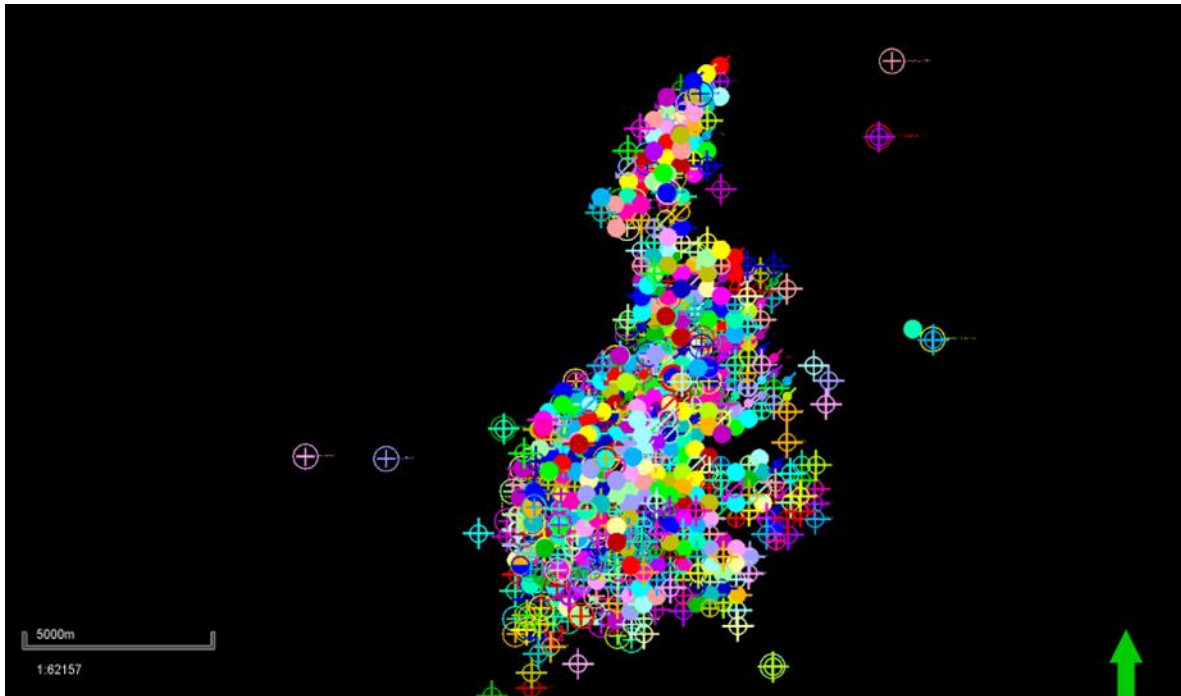
Anexo Desarrollo del Modelo en Petrel

Con la información proporcionada llamada “Well header” (Anexo 1-A, sistemas de coordenadas de los pozos, datos esenciales, profundidades, etc.) se incorporó dentro del software petrel , primeramente, se prepara el petrel, como primer paso se selecciona el sistema de coordenadas NAD27 para ubicar el sector con el que se va a trabajar (campo Tamaulipas constituciones, dentro de la cuenca Tampico-Misantla) después se inserta well header dentro de petrel el cual proporciona la ubicación de cada pozo de acuerdo al sector que se seleccionó anteriormente y como se puede visualizar en el siguiente Anexo se observa cómo se desarrolló.

Petrel es un software comercial desarrollado por Schlumberger, utilizado para modelado geológico y geofísico. En este estudio se empleó la versión 2023.1 bajo licencia institucional.

Name	Well_Symbol	Surface_X	Surface_Y	Well_datue_value	TD_(MD)	Bottom_hole_X	Bottom_hole_Y
C-1129	3	609544.20	2483602.50	21.2	2058.0	609409.56	2483947.58
C-137T	15	610994.60	2485574.50	13.6	1415.0	610994.60	2485574.50
C-232D	30	610952.80	2482426.00	14.5	1338.5	610952.80	2482426.00
C-237T	19	611321.10	2482206.00	12.1	1345.0	611321.10	2482206.00
C-176D	21	611991.70	2483391.00	7.6	1791.0	611991.70	2483391.00
C-185D	19	612693.30	2483443.80	13.9	1814.0	612693.30	2483443.80
C-210D	15	610606.60	2482638.30	16.6	1775.0	610606.60	2482638.30
C-235D	19	611265.90	2482998.30	9.7	1776.0	611265.90	2482998.30
C-241D	15	612033.60	2482598.80	14.0	1789.0	612033.60	2482598.80
C-284	21	613742.80	2486015.50	5.4	1860.0	613742.80	2486015.50
C-290	3	612048.00	2482231.30	16.3	1844.8	612048.00	2482231.30
C-196D	21	611361.00	2483843.40	16.3	1815.0	611361.00	2483843.40
C-1198	30	610596.00	2488531.00	33.0	2357.0	610097.27	2488480.51
C-1200	3	610621.00	2488543.00	31.0	2055.0	610584.24	2488601.89
C-1203	3	610967.00	2490034.00	22.0	2600.0	611789.07	2489237.46
C-295	3	610962.00	2489224.90	18.7	2110.0	610962.00	2489224.90
C-296	30	611310.40	2489027.60	11.1	2115.0	611310.40	2489027.60
C-297	21	611654.60	2489229.30	16.2	2155.3	611654.60	2489229.30
C-301	3	611313.90	2489827.50	11.8	2115.0	611313.90	2489827.50
C-302	3	611650.90	2489615.90	13.7	2085.0	611650.90	2489615.90
C-306	3	609609.60	2488824.30	18.4	2121.0	609609.60	2488824.30
C-312	30	610612.20	2489825.30	17.3	2220.0	610612.20	2489825.30
C-316	30	609585.40	2488015.80	23.5	2100.0	609585.40	2488015.80
C-339	19	611985.20	2491433.40	11.1	2165.0	611985.20	2491433.40
C-1111D	30	610963.80	2484754.00	8.1	1555.0	610689.91	2484786.40
C-1112D	308	610791.00	2483696.00	22.0	1568.0	610824.84	2483606.49
C-1113D	30	610760.50	2483661.40	22.4	1562.0	610446.69	2483736.51
C-1115D	30	609564.30	2483602.50	20.4	1549.0	609795.47	2483524.97
C-1117	30	609564.30	2483592.50	20.4	2013.0	609614.74	2483409.76

Anexo 1-A. Sistema de coordenadas de los pozos



Anexo 2-A. Localización de los pozos en coordenadas

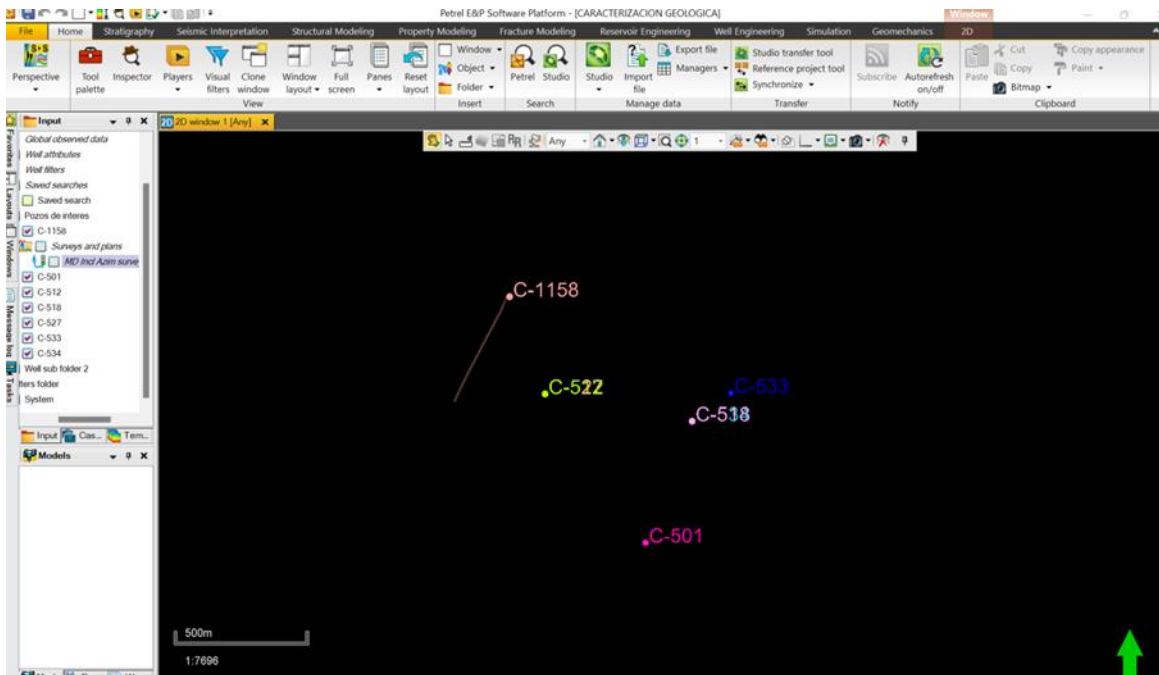
Después se prosiguió con cargar la información (en la información contiene la profundidad total del pozo, trayectorias en X e Y, azimuth, etc.) donde estén todas las trayectorias de los pozos en el software petrel, la información se obtuvo gracias a petróleos mexicanos como se muestran en los Anexos 3-A y 4-A.

```

# WELL TRACE FROM PETREL
# WELL NAME: C-1158
# DEFINITIVE SURVEY: Explicit survey 1
# WELL HEAD X-COORDINATE: 609108.01738550 (m)
# WELL HEAD Y-COORDINATE: 2483577.27496113 (m)
# WELL DATUM (KB, Kelly bushing, from MSL): 14.10000000 (m)
# WELL TYPE:
# MD AND TVD ARE REFERENCED (=0) AT WELL DATUM AND INCREASE DOWNWARDS
# ANGLES ARE GIVEN IN DEGREES
# XYZ TRACE IS GIVEN IN COORDINATE SYSTEM PowerPlan:UTM8414 ("MENTOR:PowerPlan:UTM8414:UTM Zone 14 - WGS84, Meters") [SIS,501839]
# AZIM_TN: azimuth in True North
# AZIM_ON: azimuth in Grid North
# DX DY ARE GIVEN IN GRID NORTH IN m-UNITS
# DEPTH (Z, tvd_z) GIVEN IN m-UNITS
=====
MD      X      Y      Z      TVD      DX      DY      AZIM_TN      INCL      DLS      AZIM_ON
-----
0.00000000 609108.01739 2483577.2750 14.100000000 0.000000000 -0.000000001 0.000000000 0.4051733073 0.000000000 0.000000000 0.0001020352
14.10000000 609108.01739 2483577.2750 0.000000000 14.100000000 -0.000000001 0.000000000 313.50517334 0.3149999996 0.6702127652 313.10010207
463.00000000 609106.21539 2483578.9612 -448.8909545 462.99095452 -1.801993630 1.6862753197 301.11902108 0.7069932770 0.0270662192 300.71394981
492.00000000 609105.90775 2483579.1440 -477.8887075 491.98870753 -2.109632517 1.8690384403 301.10699454 0.7068430637 0.0002184223 300.70192327
520.00000000 609105.66650 2483579.1070 -505.8873543 519.98735428 -2.350890217 1.8320501897 302.18033580 0.7835017922 0.0834813938 301.77526453
548.00000000 609105.41138 2483579.0814 -533.8858435 547.98584352 -2.606007838 1.8064638879 292.26125461 0.6298736956 0.2098324808 291.85618334
577.00000000 609105.11549 2483579.2001 -562.8839989 576.98399891 -2.901893825 1.9251458650 300.90644550 0.6090076391 0.0989640141 300.50137423
605.00000000 609104.59009 2483579.0158 -590.8773623 604.97736234 -3.427293960 1.7408797238 239.15182562 1.8405499121 1.7597143648 238.74675435
633.00000000 609103.64711 2483578.1871 -618.8482407 632.94824073 -4.370275834 0.9121109441 223.86909074 3.3087768628 1.7230188146 223.46401947
661.00000000 609102.44396 2483576.7078 -646.7826270 660.88262704 -5.573422182 -0.567178050 216.35009420 4.5331622038 1.4200649014 215.94502293
689.00000000 609100.81954 2483574.4805 -674.6448035 688.74480347 -7.197846172 -2.794503914 215.66178927 6.8677084747 2.5023271012 215.25671800
718.00000000 609098.98345 2483570.9436 -703.3666238 717.46662384 -9.033934319 -6.331354661 202.27656851 9.2846243695 3.1519711636 201.87149724
746.00000000 609097.30958 2483566.7513 -730.9997536 745.09975361 -10.71680993 -10.52368782 202.45786604 9.4058432229 0.1336525633 202.05279477
774.00000000 609095.24797 2483562.0467 -758.5232240 772.62322397 -12.76941111 -15.22828704 205.18957511 11.703510959 2.5188090089 204.78450383
804.00000000 609092.27805 2483555.7616 -787.7022192 801.80221918 -15.73933585 -21.51333602 206.04176273 15.133649025 3.4357427963 205.63669146
831.00000000 609089.17388 2483548.7279 -813.5812536 827.68125363 -18.84350070 -28.54711100 202.84401464 18.036863615 3.3802987488 202.43894337
859.00000000 609085.65061 2483540.6031 -840.1435233 854.24352334 -22.36677369 -36.67188251 204.45250094 19.159902351 1.3227420170 204.04742967
887.00000000 609081.90588 2483532.2109 -866.5923890 880.69238901 -26.11150725 -45.06403228 203.65008273 19.123945073 0.2845327248 203.24501146
915.00000000 609078.28560 2483523.7824 -893.0469376 907.14693764 -29.73178433 -53.40252366 206.12894844 19.219935644 0.8781972917 205.72387716
944.00000000 609074.41496 2483515.0924 -920.4417348 934.54173479 -33.60242348 -62.18251646 209.11942942 20.649577738 1.8160923425 208.71435815
972.00000000 609070.05964 2483506.4871 -946.7272086 960.82720862 -37.95774424 -70.78784038 208.82723232 20.469902169 0.2216923039 208.42216105
1000.000000 609065.39902 2483497.8754 -972.9590178 987.05901782 -42.61836311 -79.39955156 209.07898873 19.754988275 0.7715728556 208.67391745
1028.000000 609060.85803 2483489.5721 -999.3109336 1013.4109336 -47.15935900 -87.70285968 208.38726704 19.593449279 0.3036661754 207.98219577
1056.000000 609056.45247 2483481.2802 -1025.689469 1039.7894694 -51.56491199 -95.99475348 207.85100646 19.851184577 0.3374152554 207.44593519
1084.000000 609052.11119 2483472.5858 -1051.948483 1066.0484833 -55.90619121 -104.6891944 207.23786570 19.908995033 0.2318199453 206.83279443
1113.000000 609047.65562 2483463.5415 -1079.139100 1093.2391004 -60.36176919 -113.7334497 208.14342111 19.936459244 0.3204694995 207.73834983
1141.000000 609043.21198 2483455.0913 -1105.460896 1119.5608965 -64.80540560 -122.1836224 208.88460423 20.314600534 0.4886727060 208.47953296
1169.000000 609038.57666 2483446.5468 -1131.719155 1145.8191555 -69.44072449 -130.7281345 208.14520389 20.344600031 0.2771000646 207.74013262
1197.000000 609034.04559 2483437.9310 -1157.972345 1172.0723451 -73.97179671 -139.3439273 208.20246120 20.087380824 0.2764061140 207.79738993
1225.000000 609029.69020 2483429.7272 -1184.386121 1198.4861211 -78.32718376 -147.5477394 209.27064695 19.124831249 1.1004449242 208.86557567
1254.000000 609025.10350 2483421.4066 -1211.785252 1225.8852518 -82.91389041 -155.8683940 209.38495008 19.651501627 0.6230684607 207.97078811
Ln 1, Col 1 11.606 caracteres.

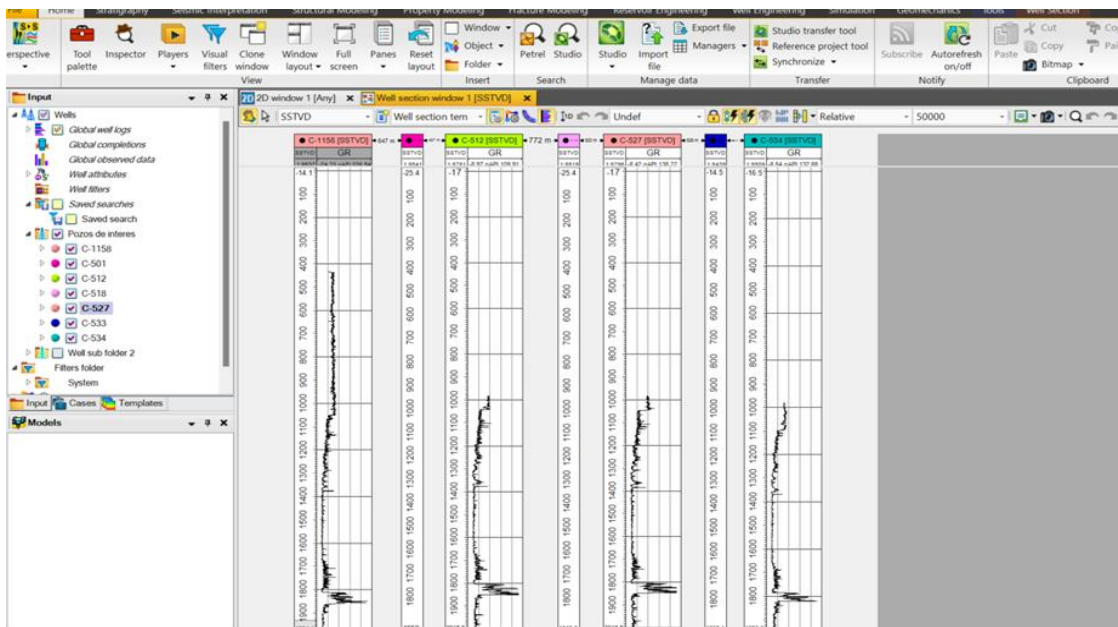
```

Anexo 3-A. Profundidad total del pozo, trayectorias en X e Y, azimut.

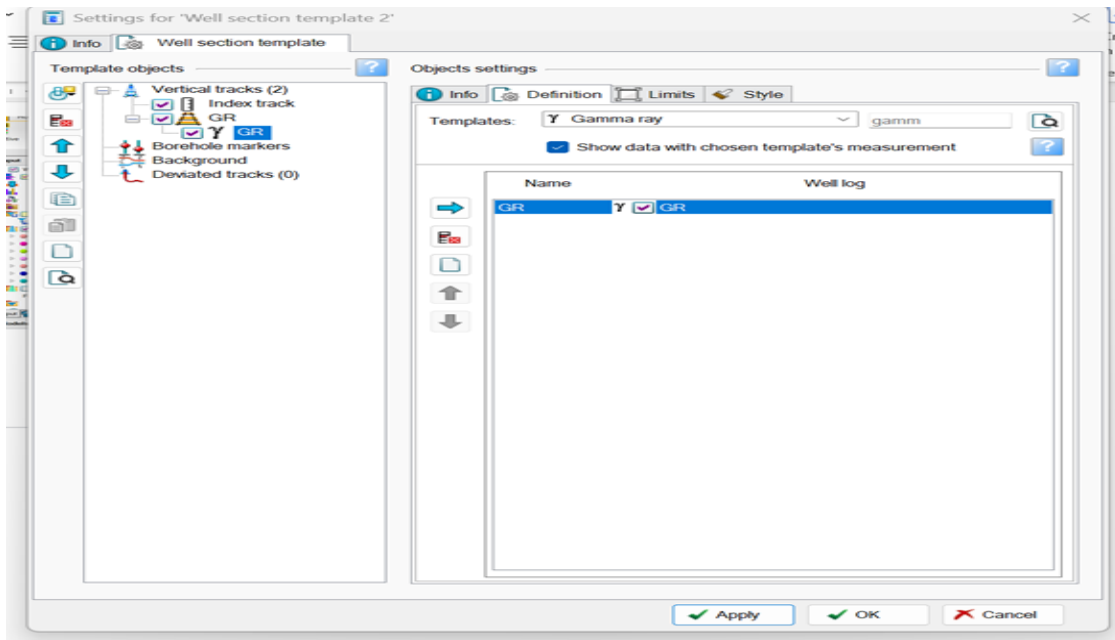


Anexo 4-A. Caracterización geológica

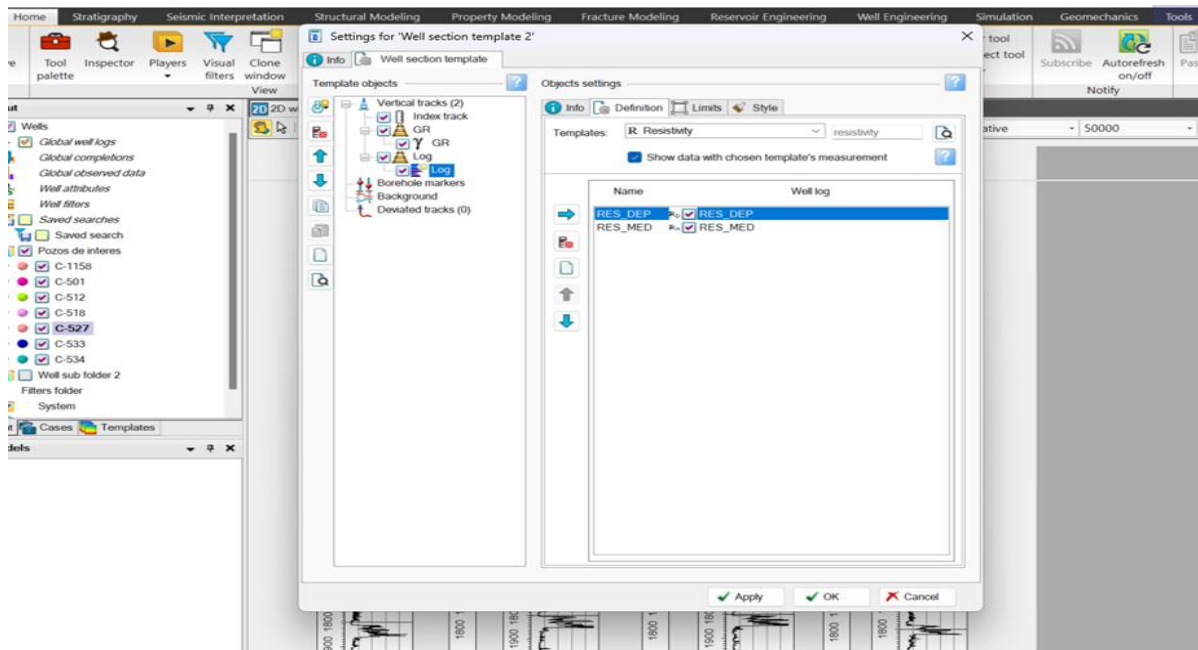
Se prosigue con el análisis de los registros geológicos, comenzando por gamma ray.



Anexo 5-A. Registros de Gamma Ray

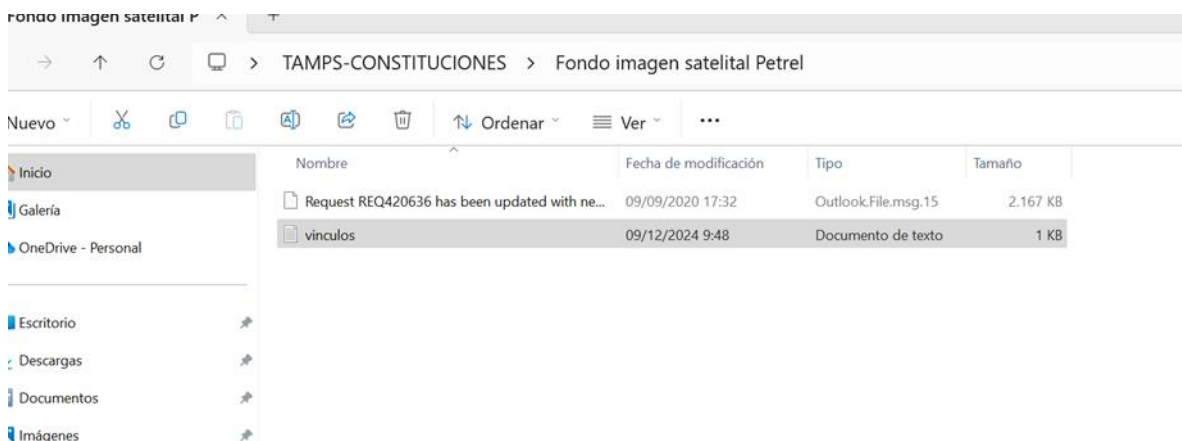


Anexo 6-A. Selección de Gamma Ray

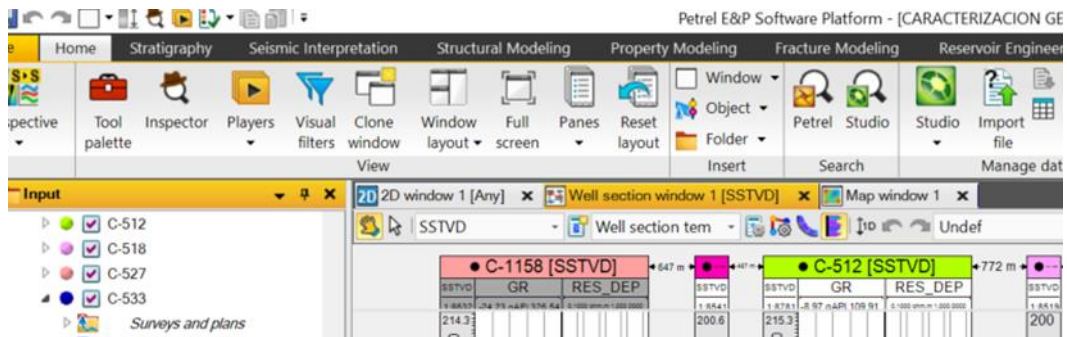


Anexo 7-A Selección de Registros Geofísicos

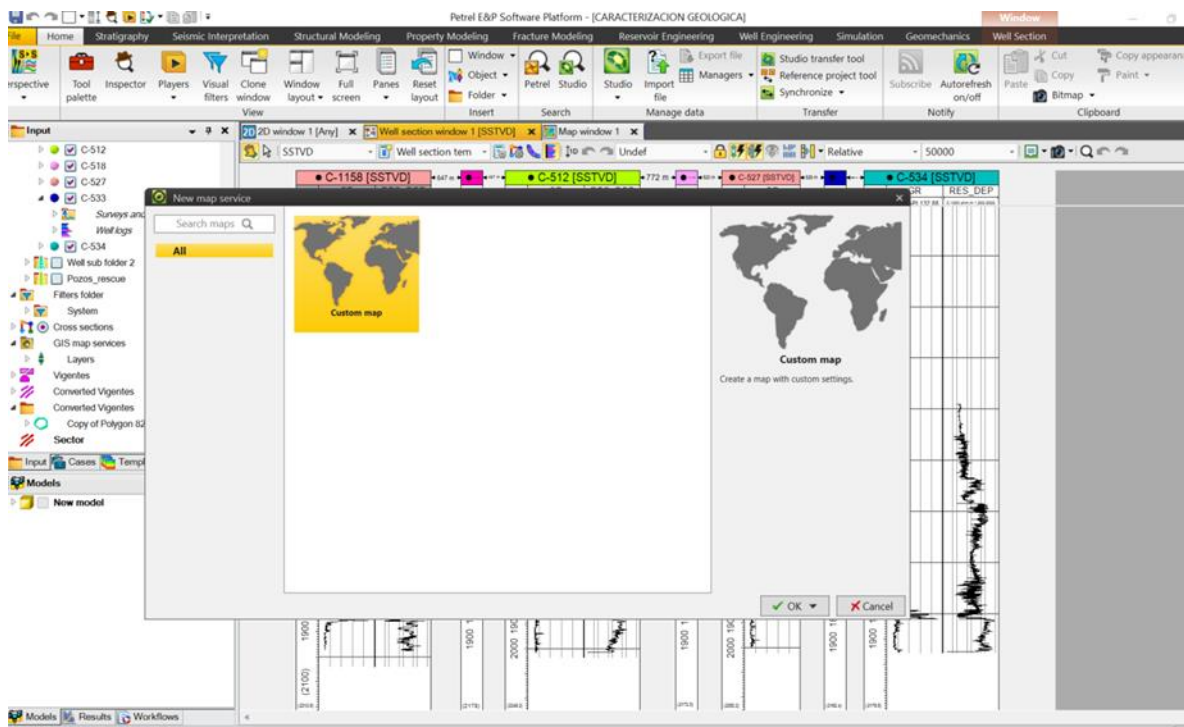
Después de cargar todos los registros geofísicos que tiene cada pozo que fueron seleccionados, se inserta la información para agregar la imagen satelital para visualizar los pozos desde la superficie.



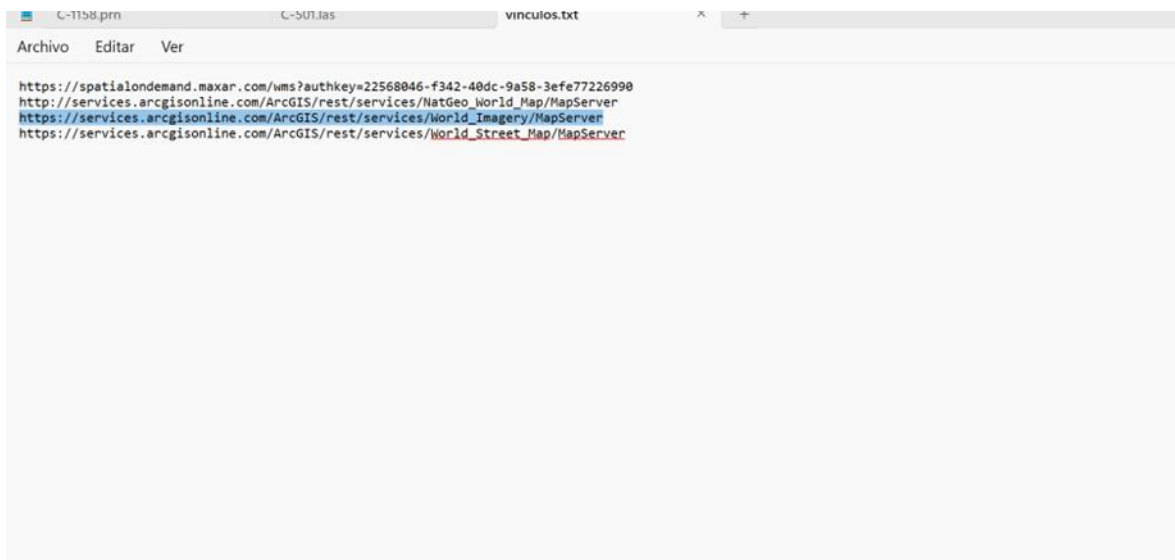
Anexo 8-A. Información para la imagen satelital



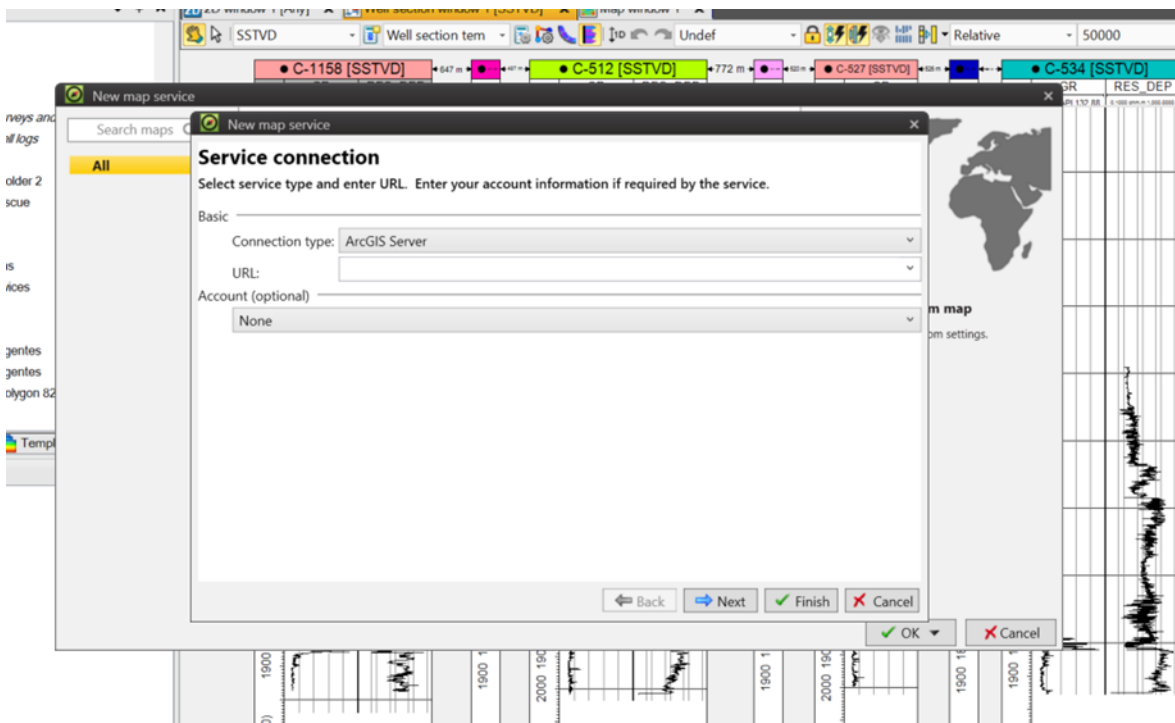
Anexo 9-A. Selección de pozos para la imagen satelital



Anexo 10-A. Creación del nuevo mapa para la imagen satelital

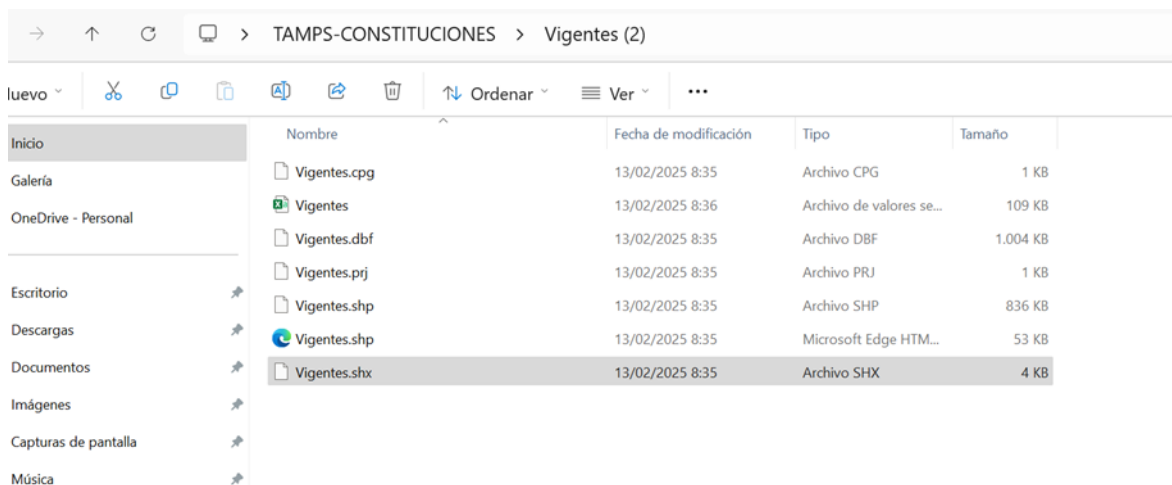


Anexo 11-A. Carga de vínculos



Anexo 12-A. Selección de la conexión de servicio para el mapa satelital

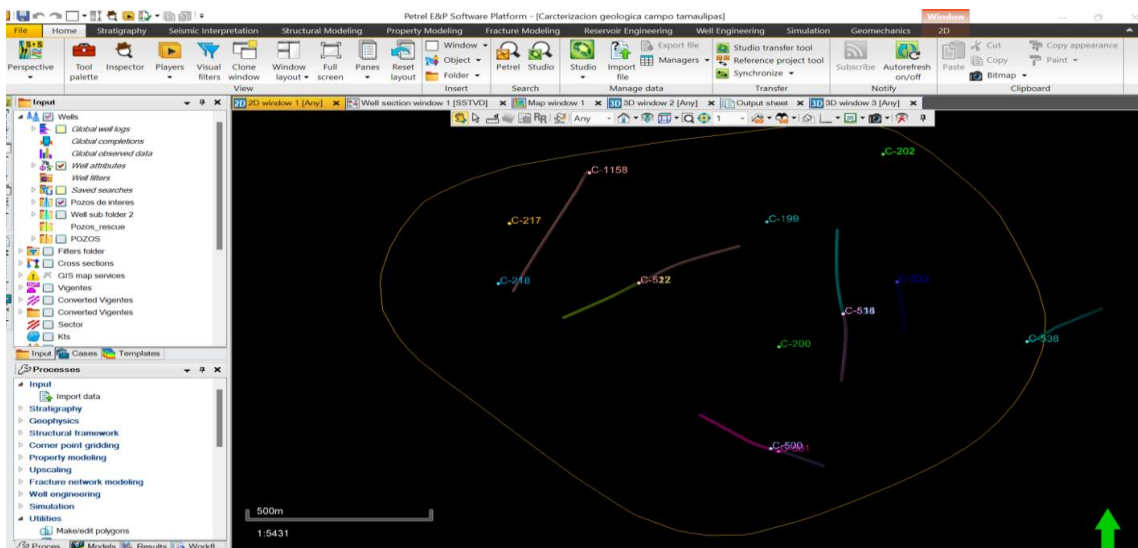
Después de insertar la imagen satelital del campo Tamaulipas Constituciones, se insertó el polígono (sector de interés) 79 de la cuenca de Tampico-Misantla dentro de una nueva pestaña en el software petrel.



Anexo 13-A. Selección del polígono de la cuenta Tampico-Misantla

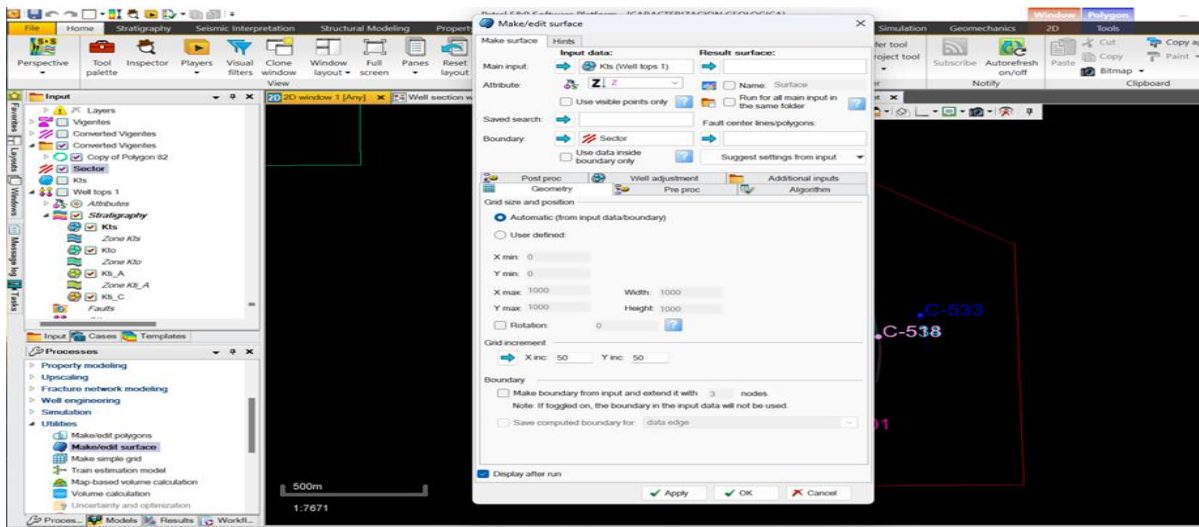
NOTA: Vigentes carga el polígono de Tamaulipas, click derecho parte superior izquierda import on, adjuntar un archivo shx.

Para hacer la caracterización geológica más detallada se limita aún más el sector de interés, del polígono 79 se desarrolló un nuevo polígono que se elaboró lo más pequeño de acuerdo con nuestros pozos de interés, para este caso se agregan más pozos alrededor de los seleccionados para obtener una mejor caracterización (tener información geológica más completa para desarrollar la interpretación)



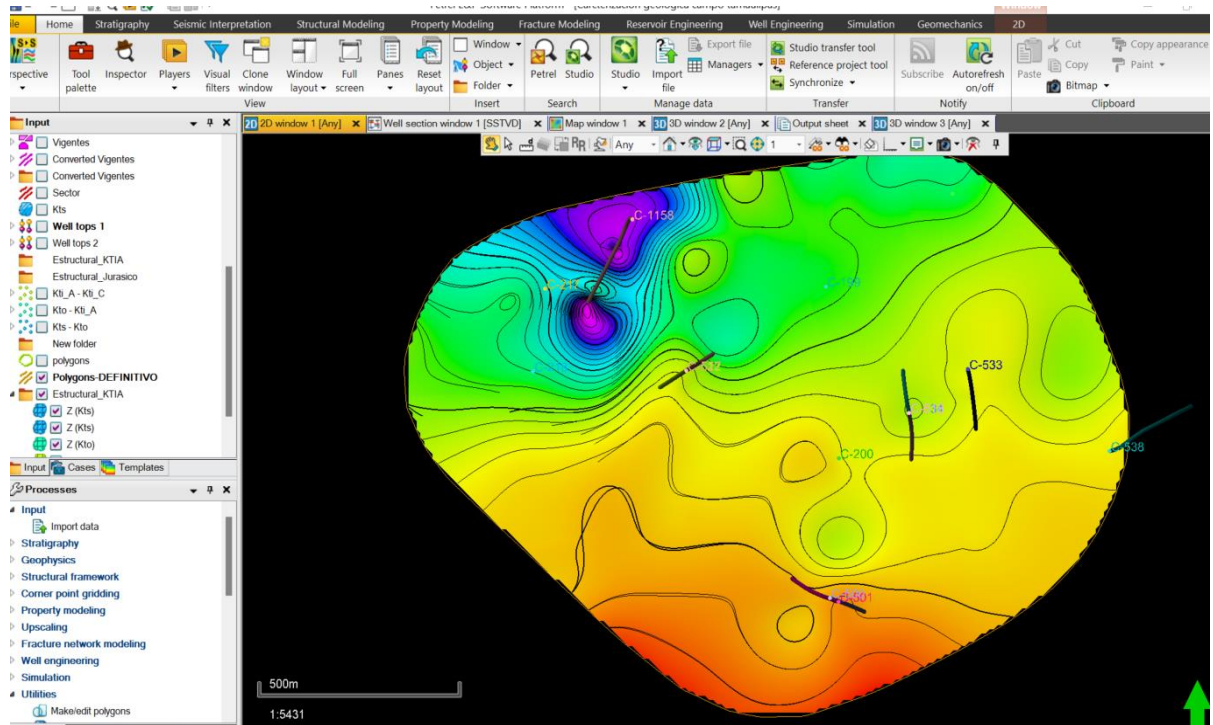
Anexo 14-A. Agregación de más pozos para una mejor caracterización

Se desarrolló las cimas estructurales y de espesor a través de las cimas con respecto a nuestro nuevo polígono de interés, conjunto el geo modelado (en este caso se desarrolló las características, sacar volúmenes y todo el modelado de las propiedades)



Anexo 15-A. Cimas estructurales y de espesor

Se desarrollarán los límites que son kts con respecto al sector (la primera cima), se realizó el mismo procedimiento para cada sector correspondiente (ahora con kto con respecto al sector, así sucesivamente con las 2 formaciones geológicas que se tienen que son KTIA y JSA).

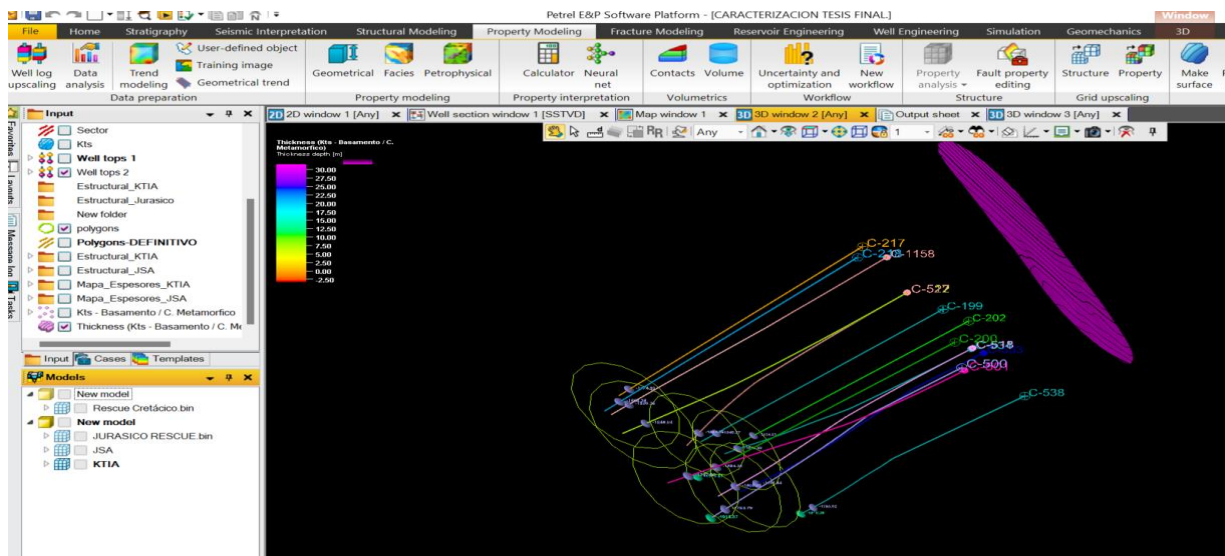


Anexo 16-A. Límites que son kts con respecto al sector

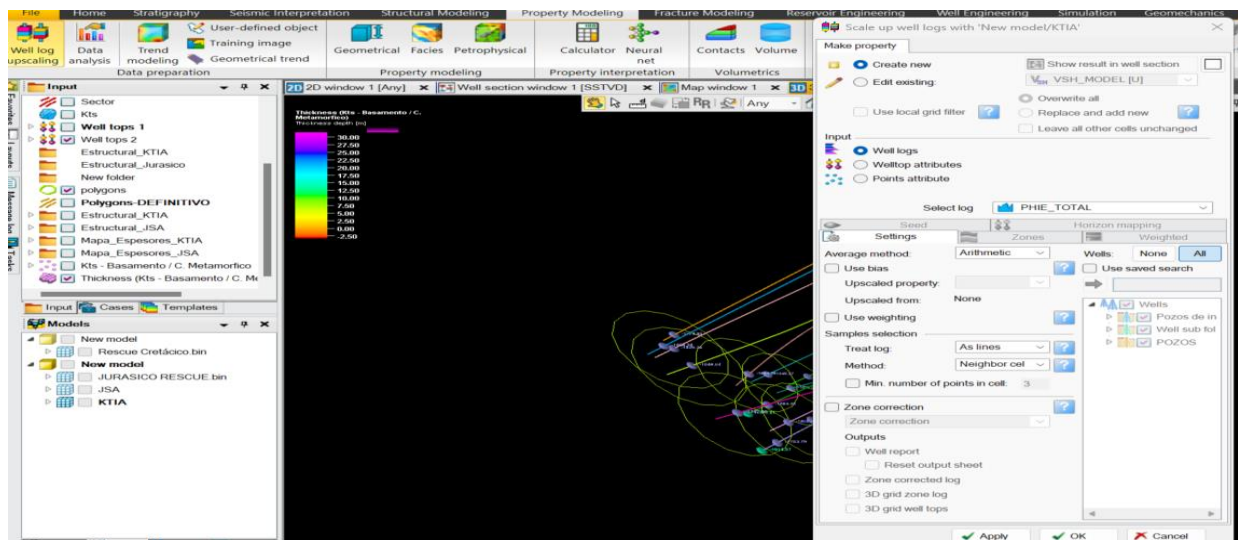
Con el mapa estructural desarrollado, se realizó el mapa de espesores con base a las cimas con las bases (información que se encuentra dentro de cada sector de la cima, para una mejor interpretación de datos).

Después de terminar con el mapa de espesores y estructurales en petrel se procedió a realizar con los registros elaborar las propiedades para cada zona (JSA, KTIA).

Primero se ubicará en el panel “Property Modeling” y de ahí se seleccionará well log upscaling (para dar de alta la propiedad), luego create new (seleccionara la propiedad que vamos a dar de alta en este caso se realizaron para 4 propiedades las cuales son las siguientes: porosidad, permeabilidad, saturación de agua y volumen de arcillas).



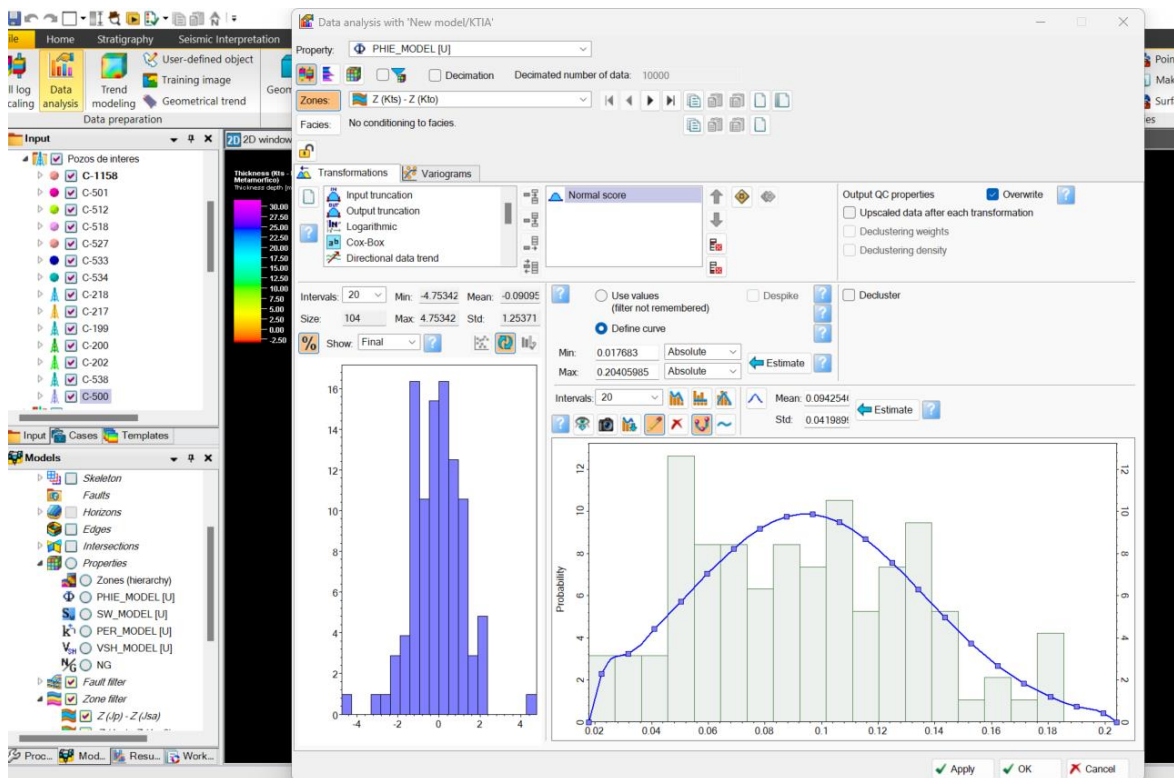
Anexo 17-A. Mapa de espesores con base a las cimas con las bases



Anexo 18-A. Propiedades para cada zona

Después de se seleccionará nuestra propiedad en este caso el primero seria porosidad, en average method se seleccionará arithmetic y en el apartado de wells solo se seleccionarán nuestros pozos de interés (carpeta anteriormente realizada y solo están incorporados los 14 pozos dentro de la zona que delimitamos desde un inicio).

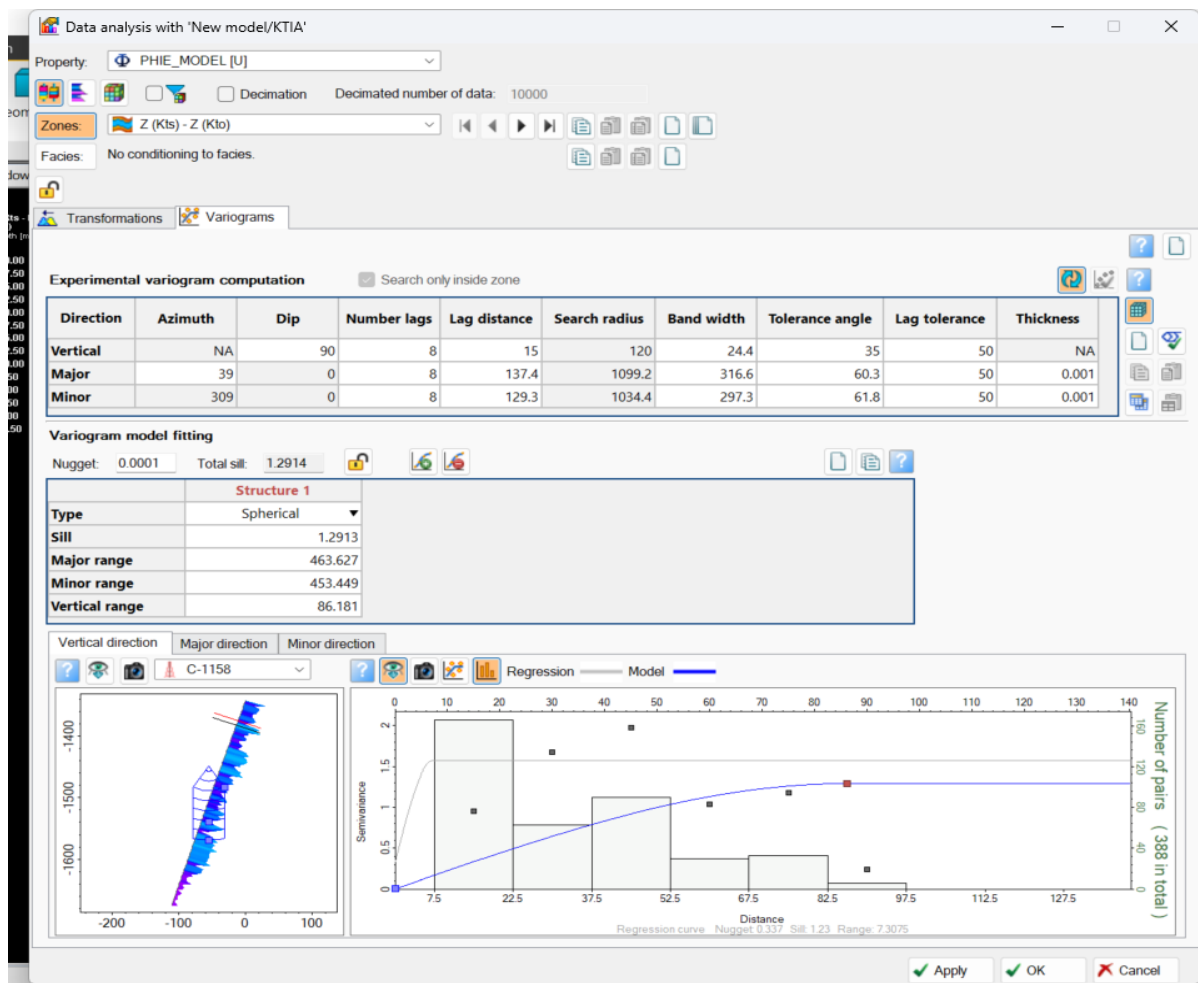
En consiguiente nos dirigimos al apartado de “data análisis” en este apartado se realizará para cada zona JSA y KTIA y cada una de las cimas que lo conforman para cada uno.



Anexo 19-A. Selección de propiedades (Porosidad)

Después se abre el candado, se dirige a la primera pestaña abierta llamada “Transformations” se selecciona “Normal score”, luego Define curve, damos click derecho en ambas flechas azules llamadas “Estimate”.

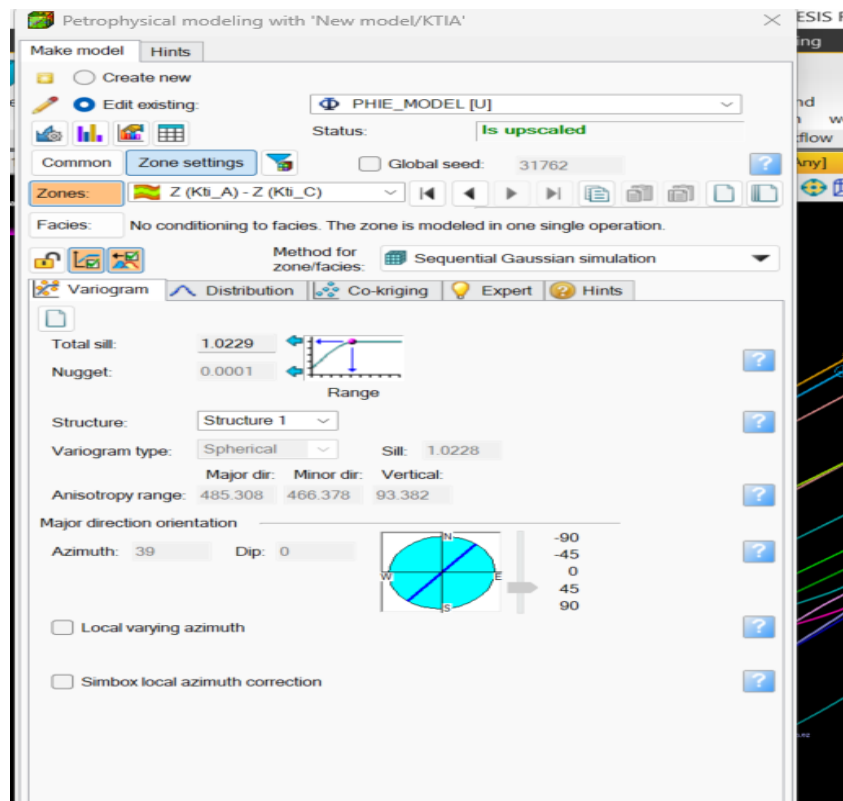
Al término de la primera pestaña se dirige a la segunda llamada “Variograms”, solo modificaremos los gráficos y el alcance (imagen con la propiedad en color azul) para las 3 celdas (vertical direction, major direction y minor direction), al término de estas seleccionamos en la celda “apply”.



Anexo 20-A. Modificación de gráficos y alcance

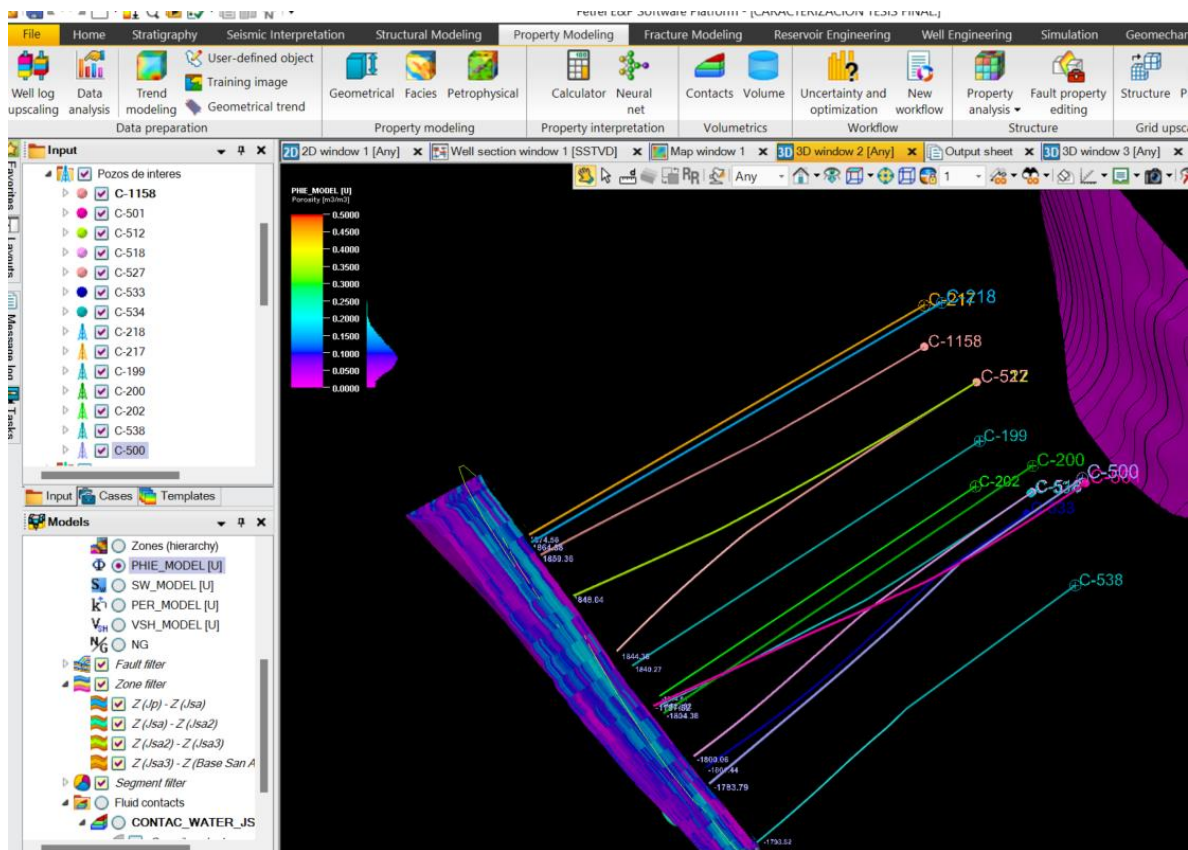
Esto también se aplica para ambas zonas (KTIA y JSA) junto con sus cimas y sus propiedades.

Al termino de data análisis, seleccionamos la casilla “Petrophysical”. Creamos nuestra propiedad (porosidad, permeabilidad, saturación de agua y volumen de arcillas) dependiendo en que zona estemos ubicados (ya sea KTIA o JSA y en cada cima de cada una de ellas), abrimos el candado que se encontraba cerrado se seleccionan las 2 casillas alado del candado y en Method for zone/facies seleccionamos el “Sequential Gaussian Simulation” y finalizamos con “Apply”.



Anexo 21-A. Creaciones de propiedades

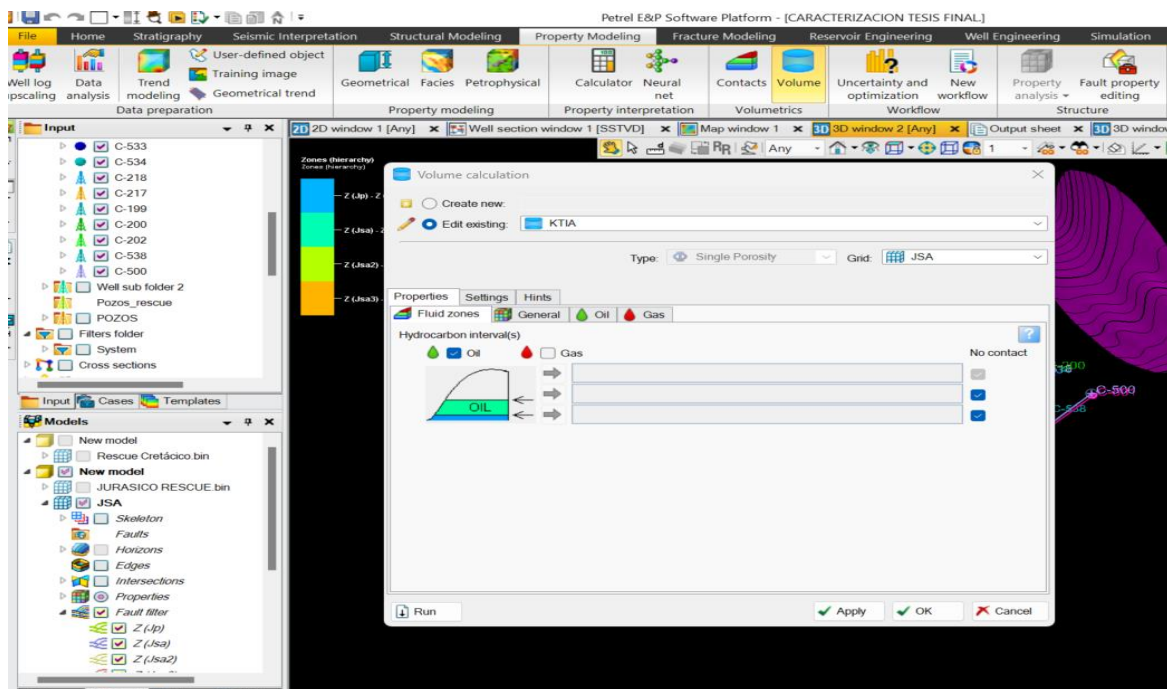
Se aplica para cada propiedad, junto con zona y cima.



Anexo 22-A. Aplicación para cada propiedad

Como último paso se procederá en estimar el volumen original, primeramente, se da de alta la propiedad Net gross para así proceder con la estimación del volumen original.

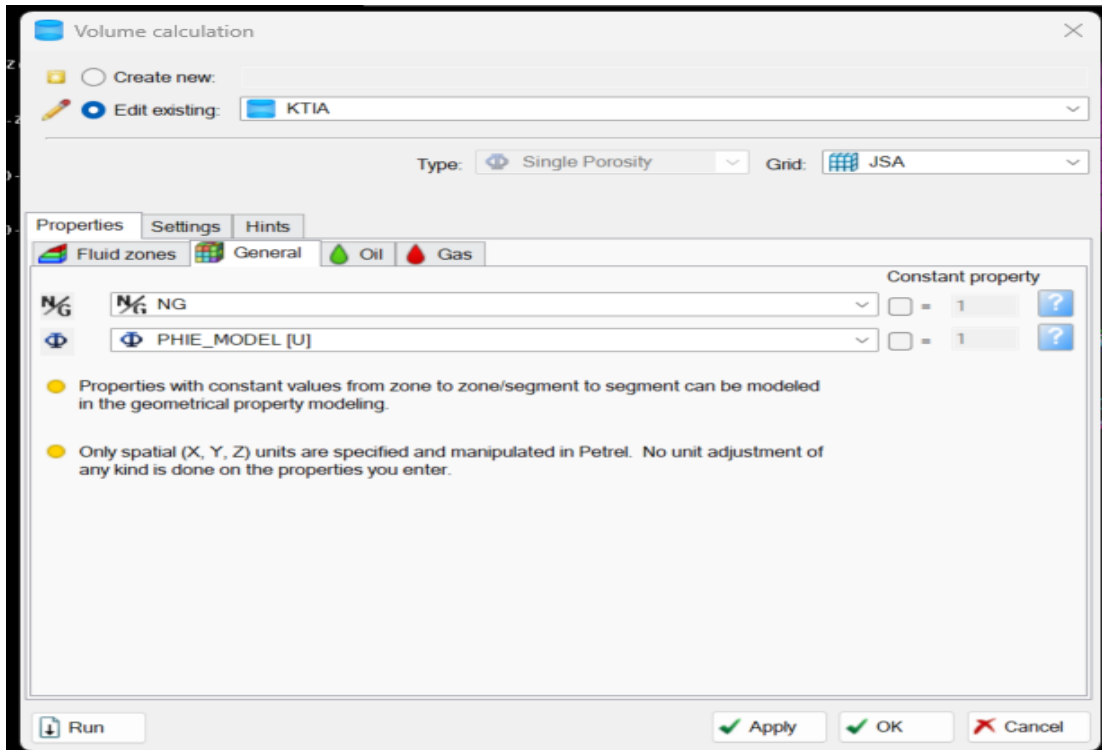
Nos ubicamos en la casilla de Property Modeling en el cual se seleccionará el apartado Volumetrics, después seleccionaremos Volume, en el cual se visualizan las siguientes opciones en el Anexo 26-A.



Anexo 23-A. Estimación del volumen original

En KTIA no se tiene contacto de agua por lo tanto se marca la casilla de no Contac, junto en Hidrocarbon Interval(s) se marca el tipo de hidrocarburo que se obtiene en nuestra zona de interés que en este caso es aceite (se ha de marcar la casilla de oil).

Después de terminar con el primer paso, se dirige en la casilla de general como se muestra en el Anexo 27-A y ahí agregaremos las propiedades porosidad y net gross para proseguir con determinar el volumen original de toda la zona de interés.



Anexo 24-A. Marcado de intervalos obtenidos (No Contac y Oil)

Después se dirigen a la casilla de Oil, seleccionamos la propiedad de saturación de agua junto con su arreglo como se muestra en el Anexo 28-A.

Las condiciones de superficie que son B_o y R_s se intertara valores ya definidos (por petróleos mexicanos) $B_o = 1.192$ y $R_s = 0$ (como se muestra en la Figura 18 Anexos).

Al termino de esta, se procederá en marcar Run para así proseguir con Apply y poder visualizar una tabla que contiene todo nuestro volumen original, junto con sus respectivas propiedades

Volume calculation

Create new: ☐ Edit existing: ☒ KTIA

Type: Single Porosity Grid: JSA

Properties Settings Hints

Fluid zones General Oil Gas

Constant or complementary value

Saturations in HC interval (recurrent RE properties are only shown if copied)

S_w SW_MODEL [U] ☐ = 0 ☐ ?

S_o ☐ = 1-Sw-Sg ☒ ?

S_g ☐ = 0 ☐ ?

Surface conditions (units defined in the respective Templates will be used)

B_o ☐ = 1.192 ☐ ?

R_s ☐ = 0 ☐ ?

Recovery factor

REC ☐ = 0.07 ☐ ?

Run Apply OK Cancel

Anexo 25-A. Selección de la propiedad saturación de agua

	A	B	C	D	E	F	G
0							
1	Properties in oil interval						
2	Sat. water:	SW_MODEL					
3	Sat. oil:	1-Sw-Sg					
4	Sat. gas:	0					
5	Bo (formation vol. factor):	1.192 [rm3/sm3]					
6							
7	Case	Bulk volume[*10^6 bbl]	Net volume[*10^6 bbl]	Pore volume[*10^6 bbl]	STOIIP (in oil)[*10^6 bbl]	Recoverable oil[*10^6 bbl]	Folder
8	KTIA	1867	492	60	41	3	
9							
0	Totals all result types						
1							
2	Zones						
3	Z (Ip) - Z (Jsa)	400	2	0	0	0	
4	Z (Jsa) - Z (Jsa2)	733	372	49	34	2	
5	Z (Jsa2) - Z (Jsa3)	341	78	7	5	0	
6	Z (Jsa3) - Z (Base San Andres)	394	40	3	2	0	
7							
8	Segments/Regions						
9	Segment 1	1867	492	60	41	3	
0							
1	Detailed results						
2							
3	Zones	Segments/Regions	Bulk volume[*10^6 bbl]	Net volume[*10^6 bbl]	Pore volume[*10^6 bbl]	STOIIP (in oil)[*10^6 bbl]	Recoverable oil[*10^6 bbl]
4	Z (Ip) - Z (Jsa)	Segment 1	400	2	0	0	0
5	Z (Jsa) - Z (Jsa2)	Segment 1	733	372	49	34	2
6	Z (Jsa2) - Z (Jsa3)	Segment 1	341	78	7	5	0
7	Z (Jsa3) - Z (Base San Andres)	Segment 1	394	40	3	2	0

Anexo 26-A. Tabla con propiedades

Project	CARACTERIZACION TESIS FINAL..pet					
Model	New model					
Grid	KTIA					
Input XY unit	m					
Input Z unit	m					
HC intervals	Includes oil interval only.					
General properties						
Porosity:	PHIE_MODEL					
Net gross:	NG					
Properties in gas interval						
Bg (formation vol. factor):	1	[rm3/sm3]				
Rv (vaporized oil/gas ratio):	0	[sm3/sm3]				
Properties in oil interval						
Sat. water:	SW_MODEL					
Sat. oil:	1-Sw-Sg					
Sat. gas:	0					
Bo (formation vol. factor):	1.192	[rm3/sm3]				
Case						
KTIA	Bulk volume[*10^6 bbl]	Net volume[*10^6 bbl]	Pore volume[*10^6 bbl]	STOIIP (in oil)[*10^6 bbl]	Recoverable oil[*10^6 bbl]	Folder
	3926	977	110	71	5	
Totals all result types						
Zones						
Z (Kts) - Z (Kto)	1002	187	21	13	1	
Z (Kto) - Z (Kti_A)	33	0	0	0	0	
Z (Kti_A) - Z (Kti_C)	2891	790	90	58	4	
Segments/Regions						
Segment 1	3926	977	110	71	5	
Detailed results						
Zones	Segments/Regions	Bulk volume[*10^6 bbl]	Net volume[*10^6 bbl]	Pore volume[*10^6 bbl]	STOIIP (in oil)[*10^6 bbl]	Recoverable oil[*10^6 bbl]
Z (Kts) - Z (Kto)	Segment 1	1002	187	21	13	1
Z (Kto) - Z (Kti_A)	Segment 1	33	0	0	0	0
Z (Kti_A) - Z (Kti_C)	Segment 1	2891	790	90	58	4

Anexo 27-A. Tabla con propiedades

Lo mismo se aplicará para la siguiente zona de interés que sería Jurásico Superior Tardío.

21							
22	Properties in oil interval						
23	Sat. water:	SW_MODEL					
24	Sat. oil:	1-Sw-Sg					
25	Sat. gas:	0					
26	Bo (formation vol. factor):	1.235	[rm3/sm3]				
27							
28	Case	Bulk volume[*10^6 bbl]	Net volume[*10^6 bbl]	Pore volume[*10^6 bbl]	STOIIP (in oil)[*10^6 bbl]	Recoverable oil[*10^6 bbl]	Folder
29	JSA	1867	492	60	39	7	
30							
31	Totals all result types						
32							
33	Zones						
34	Z (tp) - Z (ha)	400	2	0	0	0	
35	Z (ha) - Z (ha2)	733	372	49	33	6	
36	Z (ha2) - Z (ha3)	341	78	7	4	1	
37	Z (ha3) - Z (Base San Andres)	394	40	3	2	0	
38							
39	Segments/Regions						
40	Segment 1	1867	492	60	39	7	
41							
42	Detailed results						
43							
44	Zones	Segments/Regions	Bulk volume[*10^6 bbl]	Net volume[*10^6 bbl]	Pore volume[*10^6 bbl]	STOIIP (in oil)[*10^6 bbl]	Recoverable oil[*10^6 bbl]
45	Z (tp) - Z (ha)	Segment 1	400	2	0	0	0
46	Z (ha) - Z (ha2)	Segment 1	733	372	49	33	6
47	Z (ha2) - Z (ha3)	Segment 1	341	78	7	4	1
48	Z (ha3) - Z (Base San Andres)	Segment 1	394	40	3	2	0

Anexo 28-A. Selección de saturación de agua

Project	CARACTERIZACION TESIS FINAL.pet						
Model	New model						
Grid	JSA						
Input XY unit	m						
Input Z unit	m						
HC intervals	Includes oil interval only.						
General properties							
Porosity:	PHIE_MODEL						
Net gross:	NG						
Properties in gas interval							
Bg (formation vol. factor):	1	[rm3/sm3]					
Rv (vaporized oil/gas ratio):	0	[sm3/sm3]					
Properties in oil interval							
Sat. water:	SW_MODEL						
Sat. oil:	1-Sw-Sg						
Sat. gas:	0						
Bo (formation vol. factor):	1.192	[rm3/sm3]					
Case	Bulk volume[*10^6 bbl]	volume[*10^6	volume[*10^6	volume[*10^6	(in oil)[*10^6	volume oil[*10^6	Folder
KTIA	1867	492	60	41	3		
Totals all result types							
Zones							
Z (Jp) - Z (Jsa)	400	2	0	0	0		
Z (Jsa) - Z (Jsa2)	733	372	49	34	2		
Z (Jsa2) - Z (Jsa3)	341	78	7	5	0		
Z (Jsa3) - Z (Base San Andres)	394	40	3	2	0		
Segments/Regions							
Segment 1	1867	492	60	41	3		
Detailed results							
Zones	Segments/Regions	volume[*10^6	volume[*10^6	volume[*10^6	(in oil)[*10^6	volume oil[*10^6	bbl]
Z (Jp) - Z (Jsa)	Segment 1	400	2	0	0	0	
Z (Jsa) - Z (Jsa2)	Segment 1	733	372	49	34	2	
Z (Jsa2) - Z (Jsa3)	Segment 1	341	78	7	5	0	
Z (Jsa3) - Z (Base San Andres)	Segment 1	394	40	3	2	0	

Anexo 29-A. Tabla de propiedades y terminación de la simulación

Con esto se da por terminada la realización del geo modelado y su realización paso por paso en el cual fue un factor fundamental para la terminación de la presente tesis de investigación dando así frutos a nuevas investigaciones que pueden ser de utilidad para las mismas.