



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
PROGRAMA DEL POSGRADO EN CIENCIAS DE LA TIERRA
CENTRO DE GEOCIENCIAS

CARACTERIZACIÓN PETROFÍSICA DE LA UNIDAD SEDIMENTARIA JURÁSICA
CAHUASAS COMO POSIBLE ALMACENADOR DE CO₂.

T E S I S

QUE PARA OPTAR POR EL GRADO DE:
Maestro en Ciencias de la Tierra

Presenta:

César Alberto Cortés Prado

Tutor:

Dr. Luis Mariano Cerca Martínez

Centro de Geociencias

Centro de Geociencias , Juriquilla Qro., Enero de 2020.



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

DECLARACIÓN DE ÉTICA

Declaro conocer el Código de Ética de la Universidad Nacional Autónoma de México, plasmado en la Legislación Universitaria. Con base en las definiciones de integridad y honestidad ahí especificadas, aseguro mediante mi firma al calce que el presente trabajo es original y enteramente de mi autoría.

Todas las citas de, o referencias a la obra de otros autores aparecen debida y adecuadamente señaladas, así como acreditadas mediante los recursos editoriales convencionales.



César Alberto Cortés Prado.

RESUMEN

Se propone una metodología para la elaboración de un modelo regional de propiedades petrofísicas en unidades sedimentarias pertenecientes a la provincia petrolera Tampico-Misantla. Las unidades sedimentarias seleccionadas han sido propuestas como unidades sello y almacén para un proyecto de captura y almacenamiento geológico de CO₂. Las unidades sedimentarias consideradas para reservorio corresponden a las secuencias de lechos rojos del Triásico y Jurásico los cuales han sido asociados a las unidades geológicas Huizachal, Huayacocotla, Cahuascal y Huehuetepec. Las secuencias propuestas como sello comprenden las formaciones arcillosas de Tepexic, Santiago y Tamán. Se realizaron análisis de laboratorio de las muestras de campo recolectadas en afloramientos análogos y se revisaron los resultados de análisis realizados en núcleos de pozo. Se determinaron los valores de porosidad y permeabilidad al aire con valores respectivos de 1% a 13.9% y de 0.01 mD a 16.5 mD para Cahuascal y de 0.01% a 4 % y 0.0003 mD a 1.72 mD para Santiago y Tepexic. Se elaboró un modelo de propiedades petrofísicas con la integración de la información proporcionada por la CNH , la cual incluye registros geofísicos de pozo, datos de núcleos y la geología regional. Los datos de registros proporcionados por la CNH incluyen información de Gamma Ray, DTCO, NPHI, SP y Resistividad para 20 pozos seleccionados para el área de estudio. La estimación de la porosidad y permeabilidad se realizó a partir de la información de los registros geofísicos de pozo , utilizando los métodos de Wyllie Time Average y porosidad Neutrón para la porosidad , así como los métodos de Wyllie-Rose y Dumanoir-Coates para las estimaciones de permeabilidad y los resultados se corroboraron con los datos obtenidos en laboratorio. Se estimaron valores de porosidad y permeabilidad de 0 % a 18 % y de 0.01 mD a 30 mD para Cahuascal y de 0.01% a 18 % y de 0 mD a 5 mD para Santiago y Tepexic. El modelo de propiedades físicas se usará posteriormente para el cálculo de la capacidad de almacenamiento en un proyecto de captura y almacenamiento geológico de CO₂ .

Palabras clave: Almacenamiento de CO₂, porosidad, permeabilidad, arenisca, lutita.

AGRADECIMIENTOS

Agradezco a la Universidad Nacional Autónoma de México por la oportunidad que me ha brindado para concluir este proyecto y a todos los investigadores que me apoyaron en este tiempo. En especial agradezco al Dr. Mariano Cerca por haberme brindado la oportunidad de participar en el proyecto multidisciplinario en donde se utilizará mi trabajo. Al Dr. Ramón Zuñiga y el Dr. Gilles Levresse por sus valiosos comentarios de retroalimentación durante el desarrollo del proyecto. A Emma Martinez Reséndiz por su valiosa ayuda en la elaboración del modelo geológico de la zona de estudio. A Ricardo Carrizos por su ayuda en el desarrollo de las pruebas de laboratorio y durante la campaña de recolección de muestras en campo. A Vania Ferrer y Erick Medina por su ayuda en la etapa de recopilación de la información y documentación del proyecto. A los sinodales Dr. Jose Manuel Grajales Nishimura, Dra. Ana Paulina Gomora Figueroa, Dr. Moisés Davila Serrano, por sus valiosos comentarios de retroalimentación.

A los mentores que me compartieron sus valiosos conocimientos de Geomecánica desde los inicios de mi carrera, sin los que no hubiera sido posible la elaboración de este trabajo: Dr. Jorge Santa Cruz Pastor, Msc. Francis Elisabeth Laurent, Dr. Marcelo Frydman, Dr. Bruno Holzberg, Msc. Jose Ramón Cabrera.

Al CONACYT por el apoyo de la Beca SENER y al proyecto CONACYT-SENER - SUSTENTABILIDAD ENERGÉTICA 2015-01, No. 263486 por el apoyo y los recursos otorgados.

A la compañía de software Leapfrog™, por los recursos del software proporcionados durante el proyecto.

A mis compañeros y a los profesores que me brindaron su tiempo y conocimientos durante mi estancia estudiantil.

A mis padres, Carlos Cortés Vargas y Martha Prado Ugalde, por su apoyo incondicional en mi desarrollo profesional.

“Este trabajo de tesis utilizó información petrolera proporcionada por la Comisión Nacional de Hidrocarburos, de acuerdo con el anexo C de la licencia de uso de la información a favor de la UNAM, de fecha 11 de diciembre de 2017, bajo la nomenclatura CNIH-C-00417. Dicha información es propiedad de la Nación y su acopio, resguardo, uso administración y actualización, así como de publicación de la misma corresponde a la Comisión Nacional de Hidrocarburos.”

Contenido

RESUMEN	2
AGRADECIMIENTOS	3
CONTENIDO	4
1. INTRODUCCIÓN	6
1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	6
1.2 JUSTIFICACIÓN	6
1.3 OBJETIVO	7
1.4 ALCANCES	7
1.5 HIPÓTESIS	7
2. MARCO TEÓRICO	8
2.1 CARACTERIZACIÓN PETROFÍSICA DE RESERVORIOS	8
2.2 ESTIMACIÓN DE LAS PROPIEDADES PETROFÍSICAS DE LAS ROCAS COMO PARTE DEL PROCESO DE CARACTERIZACIÓN DE RESERVORIOS	10
2.3 FLUJO DE TRABAJO DE LA CARACTERIZACIÓN DE YACIMIENTOS	11
2.4 INTRODUCCIÓN AL PROCESO DE CAPTURA Y ALMACENAMIENTO DE CO ₂ (CCS)	13
2.5 LA CARACTERIZACIÓN PETROFÍSICA DE YACIMIENTOS APLICADA A PROYECTOS DE CCS	14
2.6 CÁLCULO DE LA CAPACIDAD DE ALMACENAMIENTO PARA PROYECTOS DE ALMACENAMIENTO GEOLÓGICO DE CO ₂	16
3. MARCO GEOLÓGICO	17
3.1 AMBIENTES SEDIMENTARIOS Y ESTRUCTURA DE LOS “LECHOS ROJOS” DEL JURÁSICO INFERIOR Y EL JURÁSICO MEDIO	20
3.2 AMBIENTES SEDIMENTARIOS DE LOS DEPÓSITOS MARINOS DEL JURÁSICO MEDIO Y EL JURÁSICO SUPERIOR	22
4. METODOLOGÍA	25
4.1 RECOPIACIÓN DE INFORMACIÓN	27
4.1.1 Delimitación de la zona de estudio	27
4.1.2 Recopilación de información en campo	27
4.1.3 Selección de pozos	27
4.1.4 Recopilación de información de pozo	28
4.2 ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN	29
4.2.1 Análisis de resultados de pruebas de laboratorio en muestras de afloramientos	29
4.2.2 Elaboración de mapa geológico de la zona de estudio	31
4.2.3 Carga de registros geofísicos de pozo	31
4.2.4 Correcciones ambientales de registros geofísicos	33
4.2.5 Integración de información de pozo	37
4.3 ETAPA DE INTERPRETACION I	38
4.3.1 Definición de columna lito-estratigráfica	38
4.3.2 Reinterpretación de contactos geológicos	40
4.3.3 Elaboración de Sección Geológica	42
4.4 ETAPA DE INTERPRETACIÓN II	44
4.4.1 Elaboración de modelo de propiedades petrofísicas	44
4.4.2 Estimación del Volumen de Lutita (VSH) y reinterpretación del índice lito-estratigráfico	46
4.4.3 Pozo CO-1	48
4.4.4 Pozo CO-101	50
4.4.5 Pozo P1	51
4.4.6 Pozo T1	52
4.4.7 Reinterpretación de las unidades lito-estratigráficas para los intervalos propuestos para el análisis petrofísico	54
4.4.8 Cálculo de la Porosidad Total	56
4.4.9 Estimación de la porosidad total a partir del DTCO	56
4.4.10 Estimación de la porosidad a partir del Neutrón	59
4.4.11 Validación de los resultados con datos de laboratorio y descripciones de núcleos	60

4.4.12	Cálculo de la permeabilidad	60
4.4.13	Estimación de la permeabilidad a partir de registros geofísicos	62
4.4.14	Estimación de la permeabilidad a partir de la porosidad y la saturación de agua irreducible	62
5.	RESULTADOS.....	66
5.1	INTEGRACIÓN DE LA INFORMACIÓN DE POZO	66
5.2	MAPA GEOLÓGICO DE LA ZONA DE ESTUDIO	66
5.3	SECCIÓN GEOLÓGICA DEL ÁREA DE ESTUDIO.....	67
5.4	MODELO DE PROPIEDADES PETROFÍSICAS	73
5.4.1	Validación del modelo de propiedades petrofísicas.....	77
5.4.2	Comparación de propiedades físicas obtenidas a partir de registros de pozo y las obtenidas en laboratorio ..	79
5.4.3	Variación de propiedades petrofísicas estimadas con registros de pozo	86
5.4.4	Elaboración del modelo de facies petrofísicas.....	96
5.4.4.1	Facies identificadas en el pozo CO-101	97
5.4.4.2	Facies identificadas en el pozo CO-1	98
5.4.4.3	Facies identificadas en el pozo P-1.....	100
5.4.4.4	Facies identificadas en el pozo T-1	101
6.	DISCUSIÓN	105
6.1	PROCESO DE INTEGRACIÓN DE LA INFORMACIÓN.....	105
6.2	MODELO DE FACIES PETROFÍSICAS	106
6.2.1	Sección geológica del área de estudio	106
6.2.1	Discusión del modelo de facies Petrofísicas	114
6.2.1.1	Pozo CO-101	114
6.2.1.2	Pozo CO-1	114
6.2.1.3	Pozo P-1	115
6.2.1.4	Pozo T-1	115
6.3	EVALUACIÓN DE LA FACTIBILIDAD PARA UN YACIMIENTO ALMACENADOR DE CO ₂	116
6.3.1	Wyoming Carbon Underground Storage Project (WY-CUSP).....	117
6.3.2	Evaluación de yacimiento almacenador potencial en la Cuenca del Po.....	117
6.3.3	Casos de estudio: Suecia y Noruega	118
6.3.4	Caracterización geomecánica de un yacimiento almacenador de CO ₂ - Ohio	119
6.3.5	Evaluación de la unidad sedimentaria Cahuasas como potencial almacenador de CO ₂ - México	119
7.	CONCLUSIONES.....	122
A.	REFERENCIAS	124
B.	ANEXOS	134
9.1	RECOPIACIÓN DE INFORMACIÓN DE POZO	134
9.2	ANÁLISIS DE INFORMACIÓN Y CONTROL DE CALIDAD	138
9.2.1	CARGA DE INFORMACIÓN DE POZO.....	138
9.2.2	Información de registros geofísicos de pozo	140
9.2.3	Recopilación de muestras en campo	147
9.2.4	Descripción de las muestras	150
9.2.5	Revisión de Pruebas de laboratorio en muestras de afloramiento.....	151
9.3	ETAPA DE INTERPRETACIÓN I.....	153
9.3.1	Elaboración de resúmenes de pozo	ELAB
9.3.2	Resumen de las unidades lito-estratigráficas, pozo: A-1	154
9.3.3	Elaboración de sección geológica.....	169
9.4	ETAPA DE INTERPRETACIÓN II	170
9.4.1	DESCRIPCIONES DE NÚCLEOS DE LOS POZOS CO-1, CO-101, P-1 Y T-1 Y MUESTRAS DE AFLORAMIENTOS ..	170

1. INTRODUCCIÓN

La captura y almacenamiento de CO₂ o CCS por sus siglas en inglés (Carbon Capture and Storage) es una tecnología propuesta como alternativa para la mitigación de emisiones de gases de efecto invernadero (IPCC,2005). La caracterización petrofísica de unidades geológicas contempladas para proyectos de CCS requiere de un enfoque en particular en cuanto al análisis e interpretación de los resultados. Dentro del flujo de trabajo de la caracterización petrofísica para proyectos de CCS, la determinación de las propiedades petrofísicas de las rocas como la porosidad y la permeabilidad es un paso necesario. En esta tesis se propone una metodología para realizar la caracterización petrofísica de un sistema geológico almacenador de CO₂ ubicado en la provincia petrolera Tampico-Misantla.

1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

El dióxido de carbono (CO₂) es el gas de efecto invernadero más abundante en la atmósfera y está relacionado al efecto invernadero (IPCC,2005). La Agencia Internacional de Energía estima que para el año 2030 las fuentes de energía relacionadas con las emisiones de CO₂ aumentarán un 57% (Singh et al., 2016). Por otro lado la SENER (2012) menciona que en México las fuentes de energía alternativa aún no están disponibles en cantidad suficiente para sustituir de inmediato a los combustibles fósiles. Debido a esto, el almacenamiento geológico de CO₂ se perfila como una alternativa posible para mitigar los efectos de las emisiones de CO₂ provenientes de fuentes fijas (i. e., centrales de generación eléctrica, refinerías, industria siderúrgica y cementera, entre otras). La captura y almacenamiento de CO₂ es una tecnología que comprende el almacenamiento de las emisiones de carbón provenientes de fuentes fijas, en formaciones geológicas del subsuelo por un largo periodo de tiempo.

1.2 JUSTIFICACIÓN

En el marco del proyecto CONACYT-SENER - SUSTENTABILIDAD ENERGÉTICA 2015-01, No. 263486, se ha propuesto el almacenamiento de CO₂ en acuíferos salinos con el fin de reducir las emisiones de este gas a la atmósfera (SENER, 2012).

1.3 OBJETIVO

- Establecer una metodología para realizar la caracterización petrofísica de las unidades sedimentarias Cahuwasas, Tepexic y Santiago y la evaluación de la viabilidad de dichas unidades como un sistema almacenador de CO₂ para un proyecto de CCS.

1.4 ALCANCES

- Elaboración de un modelo de propiedades petrofísicas de porosidad y permeabilidad de las unidades sedimentarias, Cahuwasas, Tepexic y Santiago, pertenecientes a la provincia petrolera Tampico-Misantla.
- Elaboración de un modelo de facies petrofísicas a partir de la información de la geología regional, una sección geológica del área de estudio, el modelo de propiedades petrofísicas y la información de pozos petroleros perforados en la zona.
- Evaluar la viabilidad de las unidades sedimentarias Cahuwasas, Tepexic y Santiago a ser consideradas como un sistema almacenador de CO₂.
- Integración de la información analizada en una plataforma digital de datos.

1.5 HIPÓTESIS

La unidad sedimentaria Cahuwasas, es una unidad sedimentaria que puede ser considerada como roca almacén para el almacenamiento geológico de CO₂ debido a que cuenta con las propiedades petrofísicas adecuadas y cumple con las condiciones geológicas requeridos para un proyecto de CCS.

2. MARCO TEÓRICO

2.1 CARACTERIZACIÓN PETROFÍSICA DE RESERVORIOS

La caracterización petrofísica de los yacimientos de fluidos y gas en el subsuelo es un proceso que requiere la conjunción de diferentes disciplinas tales como la geología, geofísica, petrofísica, geoquímica, geoestadística y modelado numérico. Trabajos como los de Hearn y Hobson (1986), Aasum et al. (1991), Srivastava (1992), Zimmerman y Chen (1992), Haldorsen y Damsleth (1993), Lines et al. (1995), Mohaghegh et al. (1996), Uland et al. (1997), Smidt y Monro (1998), Agarwal et al. (2000), Bruhn et al. (2003), Artun et al. (2005) entre otros, presentan casos de estudio en donde se realiza la caracterización petrofísica de unidades sedimentarias en yacimientos petroleros. Trabajos recientes de Chadwick (2004), Calvert (2005), Förster et al. (2010), Lu et al. (2012), se han enfocado principalmente a la caracterización petrofísica de unidades sedimentarias en proyectos de almacenamiento geológico de CO₂.

El trabajo de Hearn y Hobson es uno de los trabajos pioneros en donde se proponen cinco etapas dentro del flujo de trabajo de caracterización de yacimientos: a) Resumen de la geología del área de estudio, b) métodos para realizar una caracterización regional de la zona de estudio a partir de información local, c) estratigrafía del yacimiento, d) modelos de simulación y de cálculo de propiedades, e) sensibilidad de los resultados de la simulación del yacimiento. Además se definieron perfiles de propiedades tipo para cada una de las zonas petrofísicas con la información de diferentes pozos distribuidos en su zona de estudio.

Haldorsen y Damsleth (1993), proponen una fase de descripción del modelo de yacimiento, en la cual se integra la información del modelo geológico conceptual, la información de geofísica y el modelo petrofísico. Posteriormente el modelo se valida conforme se recaba información de la historia de producción y de propiedades físicas del yacimiento a partir de información de núcleos y de registros de pozo. Además se propone la creación de un modelo geo-celular el cual contiene la información de la geometría del modelo regional del área de estudio y al cual se le asignan los principales valores de propiedades petrofísicas por medio de métodos estocásticos y/o determinísticos.

Con el objetivo de identificar los patrones de flujo existentes en el yacimiento Lines et al. (1995) , propone la integración de diferentes fuentes de información de la geofísica, desde información de registros de pozo, el procesado de tomografía y la información de la sísmica de superficie en combinación con registros acústicos de pozo.

Uland et al.(1997) , propone que la selección del modelo sedimentario como primer paso en un modelo 3D de caracterización de yacimientos. El modelo sedimentario sirve como guía para el modelo de facies y la asignación de propiedades petrofísicas en unidades de interés por medio de métodos determinísticos y estocásticos En este mismo trabajo se comenta que el mayor reto identificado durante la elaboración de los modelos 3D , es el proceso de digitalización, control de calidad e integración de las diferentes fuentes de información, debido a que la mayoría de las veces no estaban en condiciones de ser cargados dentro del software a utilizar.

En el trabajo de Agarwal (2000), se integró la información de los datos de producción, comportamiento de presión, propiedades petrofísicas y las estructuras geológicas presentes. Se tomaron en cuenta datos de la anisotropía de propiedades de flujo y de la distribución de las fracturas para la elaboración de un modelo numérico de flujo en un yacimiento de carbonatos. En trabajos más recientes como en el de Bruhn et al. (2003), Artun et al. (2005) y Yu et al. (2015), se hace énfasis al desarrollo del modelo geológico conceptual y a la integración de información sísmica de alta resolución, registros avanzados de pozo, así como un sistema de monitoreo y manejo continuo de la producción del yacimiento.

En el trabajo de Slatt (2013), se muestran las diferentes etapas propuestas para un proyecto de caracterización de yacimientos que parte desde la colección de información , hasta la elaboración de los modelos numéricos de flujo. En este trabajo se pueden apreciar claramente 3 etapas dentro del flujo de trabajo, las cuales pueden ser llevadas por diferentes profesionales. Este proceso incluye la etapa de recolección de información, la etapa de control de calidad y finalmente la etapa de elaboración de los modelos geocelulares , de propiedades petrofísicas y el modelado de flujo. En el trabajo de Nosrati et al. (2019) se propone una primera etapa de recolección de la información, se continua con una segunda fase de construcción del modelo geológico 3D y finalmente se realiza el escalamiento de propiedades físicas del yacimiento a través del uso de geoestadística y con la información de la sísmica.

En los trabajos de caracterización de yacimientos para proyectos de almacenamiento geológico de CO₂, tales como los de Francu et al. (2016), Lu et al. (2012), Förster et al. (2010), Lucier y Zoback (2007), Chadwick (2004), entre otros, se propone una metodología estándar de la industria de hidrocarburos para la caracterización de yacimientos, elaborados a partir de información de pozo, sísmica e información de núcleos. Adicionalmente se incorpora el análisis químico del agua y de los fluidos remanentes dentro del yacimiento propuesto como almacén debido a las implicaciones hacia el proceso de interacción roca-fluido-gas.

Lucier y Zoback (2007), proponen simulaciones numéricas de los cambios de las presiones y los esfuerzos de las rocas al ser sometidos al proceso de inyección, así como los cambios de las propiedades físicas de las rocas y el análisis costo-beneficio asociado. De acuerdo con estos autores, el desarrollo de un modelo geomecánico es necesario para realizar una evaluación de los riesgos potenciales asociados a las tasas de inyección de CO₂, así como para definir las condiciones iniciales del estado de esfuerzos y presiones presentes en las rocas previo y durante el proceso de inyección.

Uno de los retos principales en el proceso de la caracterización de las propiedades físicas de las rocas de reservorios, es la predicción de los valores de permeabilidad a partir de la porosidad. Algunos trabajos pioneros proponen el uso de gráficas de distribución de probabilidad para diferentes intervalos correlacionando con la información de núcleos de pozo (Srivastava, 1992). En el trabajo de Zimmerman y Chen (1992) se propone el uso de procesamiento de imágenes de la sísmica de alta resolución como apoyo para la correlación geológica. En otros trabajos se propone el uso de la tomografía sísmica en conjunto con información de la anisotropía acústica obtenida de los 9 componentes del procesado del VSP para la identificación de patrones de flujo durante un proceso de inyección de CO₂ (Lines et al., 1995). En el trabajo de Mohaghegh et al. (1996), proponen el uso de redes neuronales para la estimación de los valores representativos de porosidad, saturación de hidrocarburo y permeabilidad, en yacimientos con alta heterogeneidad, a partir de registros geofísicos de pozo.

2.2 ESTIMACIÓN DE LAS PROPIEDADES PETROFÍSICAS DE LAS ROCAS COMO PARTE DEL PROCESO DE CARACTERIZACIÓN DE RESERVORIOS

La determinación de las propiedades físicas de las rocas, tales como la porosidad, la densidad y la permeabilidad, se puede considerar como parte del flujo de trabajo usado en el proceso de la caracterización de yacimientos.

El proceso de la caracterización de yacimientos se refiere al análisis de las propiedades petrofísicas de éste, integrando la información de diferentes disciplinas como la geología, la geofísica, la petrofísica y la ingeniería de yacimientos. Durante el proceso se busca cuantificar la incertidumbre de la información y sus variaciones espaciales (Robertson, 1989; Yu et al., 2015). Los fenómenos de diagénesis, historia tectónica, estilos de fallamiento y procesos de reactivación de fallas, se consideran procesos que controlan la distribución de propiedades petrofísicas (Yu et al., 2015). Los resultados de la caracterización de yacimientos consisten en modelos de flujo que predicen las propiedades de los fluidos contenidos en el yacimiento a

diferentes condiciones de presión y temperatura, que permitan elaborar las estrategias mas adecuadas para maximizar la producción. (Haldorsen y Damsleth, 1993; Schlumberger™ , <http://www.glossary.oilfield.slb.com>).

En la definición de Yu et al.(2015), la caracterización de yacimientos abarca dos aspectos importantes: a) Las propiedades geométricas del yacimiento, en donde se incluyen los rasgos estructurales y estratigráficos de las secuencias deposicionales y b) la determinación de las propiedades petrofísicas, dentro de las que se incluyen la porosidad, la saturación y la permeabilidad (Yu et al., 2015). Dentro de la terminología de la industria se consideran 2 tipos de modelos de yacimientos : Modelos estáticos y dinámicos (Slatt, 2013):

a) Los modelos estáticos se refieren a modelos geológicos 3D en donde se incluyen los principales rasgos estructurales y estratigráficos de la zona y la información de las propiedades físicas de las rocas y de los fluidos.

b) Los modelos dinámicos se refieren a modelos de flujo en los cuales se usan métodos de diferencias finitas para simular el flujo de los fluidos dentro del yacimiento durante un periodo definido de tiempo y los cuales toman como dato de entrada el modelo estático.

2.3 FLUJO DE TRABAJO DE LA CARACTERIZACIÓN DE YACIMIENTOS

Dentro de la literatura, existen diferentes flujos de trabajo y metodologías propuestas para realizar la caracterización petrofísica de los yacimientos.

En la figura 2.1 , se muestra la metodología propuesta por Slatt (2013), la cual fue seleccionada como ejemplo base para la metodología implementada en este proyecto. La primera fase contempla la recopilación de información de las diversas fuentes disponibles, desde descripciones litológicas de núcleos, información de la sísmica, información de registros de pozo, información de producción e información de las propiedades de los fluidos.

La segunda fase contempla el proceso de interpretación de la información y la definición de los parámetros que constituirán el modelo geológico. En esta segunda fase se incluye la definición de litofacies, definición de unidades geológicas, interpretación de horizontes y fallas, identificación de familias de fracturas, interpretaciones petrofísicas e integración de información de ingeniería (posicionamiento de los pozos de producción ,etc.). En la tercera fase se procede a la construcción del modelo estructural, el modelo 3D de litofacies, el modelo 3D de propiedades físicas, la determinación de regímenes de presión a través del

yacimiento y finalmente el modelo numérico de simulación de flujo, en donde se realizarán las corridas necesarias hasta representar el comportamiento representativo del yacimiento.

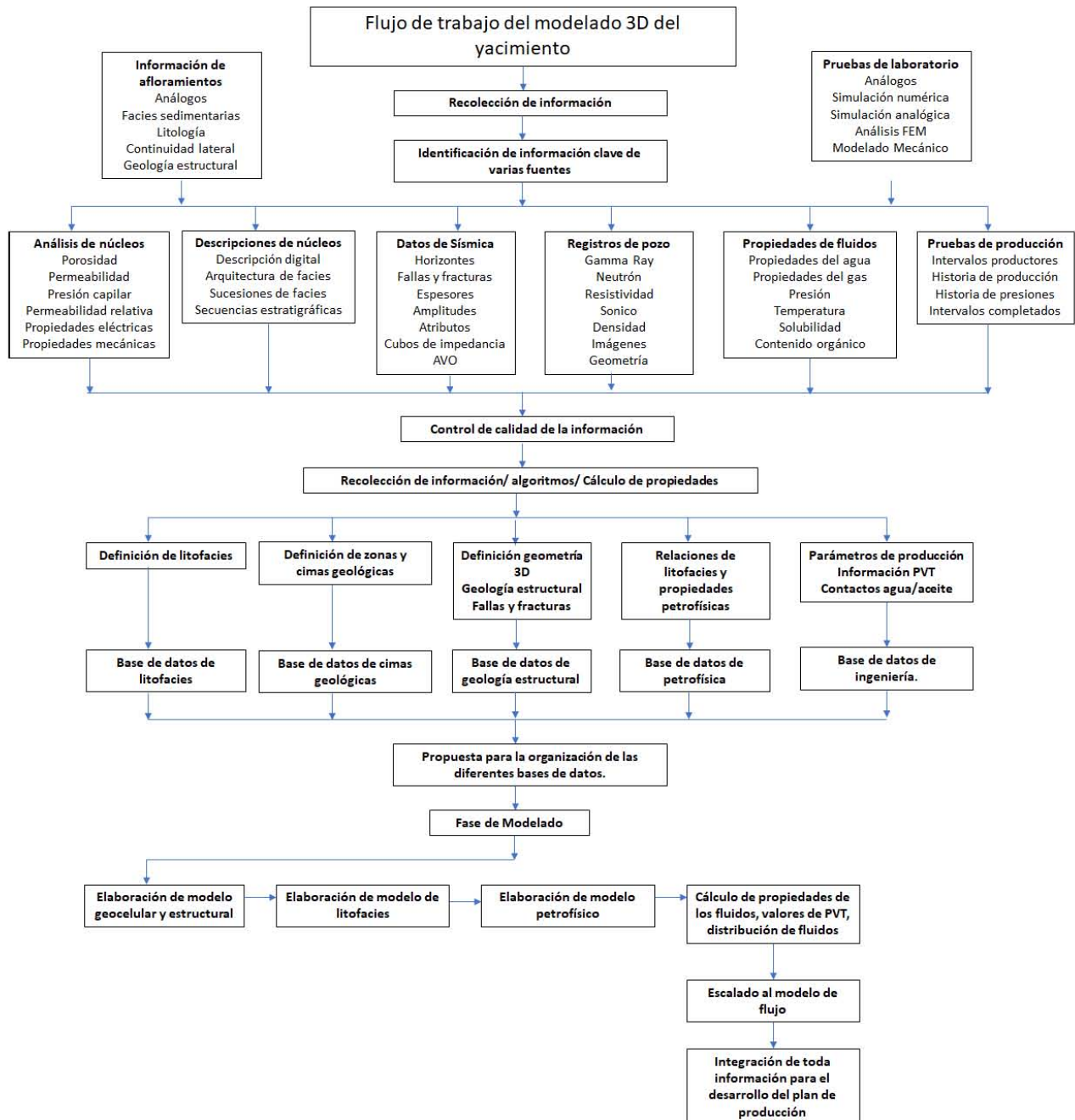


Figura 2.1. Diagrama de flujo de trabajo general para el modelado de yacimientos adaptado de Slatt (2013). En la primera fase se recaba la información proveniente de distintas fuentes y se lleva a cabo un control de calidad de los datos. En la segunda fase del proceso de modelado de yacimientos se realiza la interpretación y estimación de los

parámetros requeridos para la generación del modelo geológico. En la tercera fase se realiza la construcción del modelo geo celular 3D y el escalamiento de las propiedades del yacimiento. Al final se realiza el escalamiento de la información del modelo geológico al modelo de simulación de flujo y se realizan las corridas en el modelo de diferencias finitas . El modelo de Slatt (2013), incluye la mayoría de los procesos y subprocesos mencionados en los diferentes trabajos de caracterización de yacimientos y muestra de manera secuencial y detallada a las diferentes etapas del flujo de trabajo.

El flujo propuesto por Slatt (2013) se utilizó como base para la metodología de este proyecto, debido a que muestra todos los procesos descritos en los trabajos de caracterización de yacimientos. Adicional a esto, se muestran las diferentes etapas del proceso de caracterización de manera secuencial y se describen los diferentes subprocesos requeridos para llevar a cabo el flujo general.

2.4 INTRODUCCIÓN AL PROCESO DE CAPTURA Y ALMACENAMIENTO DE CO₂ (CCS)

El proceso de captura y almacenamiento de CO₂ se puede definir como el proceso que consiste en capturar el CO₂ producido por fuentes industriales de emisión durante diferentes etapas (pre y post combustión, etc.) pasando por el proceso de transporte por medio de tuberías y/o ductos y finalmente su depósito dentro de formaciones geológicas. Las rocas en donde se almacena el CO₂ capturado se denominan como “rocas almacén” . En general se considera aceptable una porosidad mayor a 8 % y una permeabilidad mayor a 1mD (Davila, 2011; Medina, 2015) y además las rocas almacén deben de subyacer a algún estrato geológico impermeable. Este sello impermeable permite que el almacenamiento del CO₂ se mantenga por un periodo de tiempo considerablemente largo (Singh et al., 2016). De acuerdo con Newell e Ilgen (2019), las formaciones geológicas propuestas como rocas almacén deben de estar a profundidades mayores a 850 m de la superficie para permitir el almacenamiento de CO₂ en un estado supercrítico. Cantucci et al. (2016) menciona que un estado supercrítico del CO₂ se tiene a una temperatura de 31.1 °C y a una presión de 7.38 MPa. Existen ejemplos como el proyecto CarbFix en donde se ha inyectado CO₂ en formaciones de basaltos a profundidades menores a 500 m (Gislason et al., 2018).

De acuerdo con la definición proporcionada por el Panel Intergubernamental acerca del cambio climático-2005 (IPCC por sus siglas en inglés) algunos ejemplos de los posibles tipos de unidades geológicas propuestas como roca almacén podrán ser:

- Acuíferos salinos profundos.
- Yacimientos de carbón no explotados.
- Yacimientos abandonados/maduros de aceite o gas.
- Formaciones de Basaltos y mantos de carbón no minables.

Para el caso del almacenamiento de CO₂ en acuíferos salinos, se espera que el CO₂ contenido en estas formaciones persista por un lapso considerablemente largo hasta que el CO₂ sea disuelto dentro de la solución acuosa contenida en las rocas almacén. Por lo general existen varios mecanismos de trampa que pueden ser geoquímicos o físicos, que previenen la migración del CO₂ hacia la superficie. Los mecanismos de trampa físicos consisten en el entrapamiento del CO₂ por medio de unidades sello impermeables. Adicionalmente se pueden considerar mecanismos de entrapamiento por medio de las fuerzas capilares de los poros de las rocas. Los mecanismos de entrapamiento geoquímico se dan cuando el CO₂ reacciona químicamente con los fluidos contenidos en la roca almacén. Como primer paso del entrapamiento geoquímico, el CO₂ se disuelve en el agua de formación y posteriormente (después de un periodo de varios cientos o miles de años) el CO₂ se decanta hacia la formación. Finalmente se producen reacciones químicas entre el CO₂ y los minerales de las rocas almacén y una fracción del CO₂ se transforma en minerales carbonatados en periodos de millones de años (IPCC,2005).

2.5 LA CARACTERIZACIÓN PETROFÍSICA DE YACIMIENTOS APLICADA A PROYECTOS DE CCS

La caracterización petrofísica de las unidades propuestas como rocas almacén y rocas sello, es un paso necesario dentro del flujo de trabajo de los proyectos de CCS. La elaboración de un modelo geológico adecuado de la zona de estudio permite la estimación de las propiedades petrofísicas requeridas para el cálculo de la capacidad de almacenamiento (parámetro requerido para estimar el volumen total a inyectar de CO₂), así como de los parámetros requeridos para el modelado de flujo. En trabajos como los de Talley et al.(1998), Lucier y Zoback (2007), Föster et al. (2010), Claprood (2012), Keighley y Maher (2015), Lothe et al.(2016), Francu et al.(2017), se proponen metodologías para realizar la caracterización geológica de las rocas sello y las rocas almacén en proyectos de CCS.

Ejemplos que ilustra las peculiaridades de esta caracterización fueron propuestos por Lucier y Zoback (2007; Fig. 2.6) y Claprood (2012). Estos trabajos contemplan una fase inicial de selección de sitios probables a

escala regional y posteriormente una segunda fase de recolección de información de las diferentes fuentes (registros geofísicos, geología regional, afloramientos y geofísica). Posteriormente se propone la construcción del modelo geológico 3D en donde se interpretan las cimas geológicas y se realiza la interpretación de los principales rasgos geológicos a partir de la información de la información sísmica. Seguido a esto se procede a la determinación de las propiedades petrofísicas de las rocas sello y almacén y finalmente se realiza la evaluación de la factibilidad del proyecto de almacenamiento geológico de CO₂. En esta última fase se comparan los límites técnicos iniciales del proyecto con los valores estimados con el proceso de caracterización geológica (Figura 2.2).

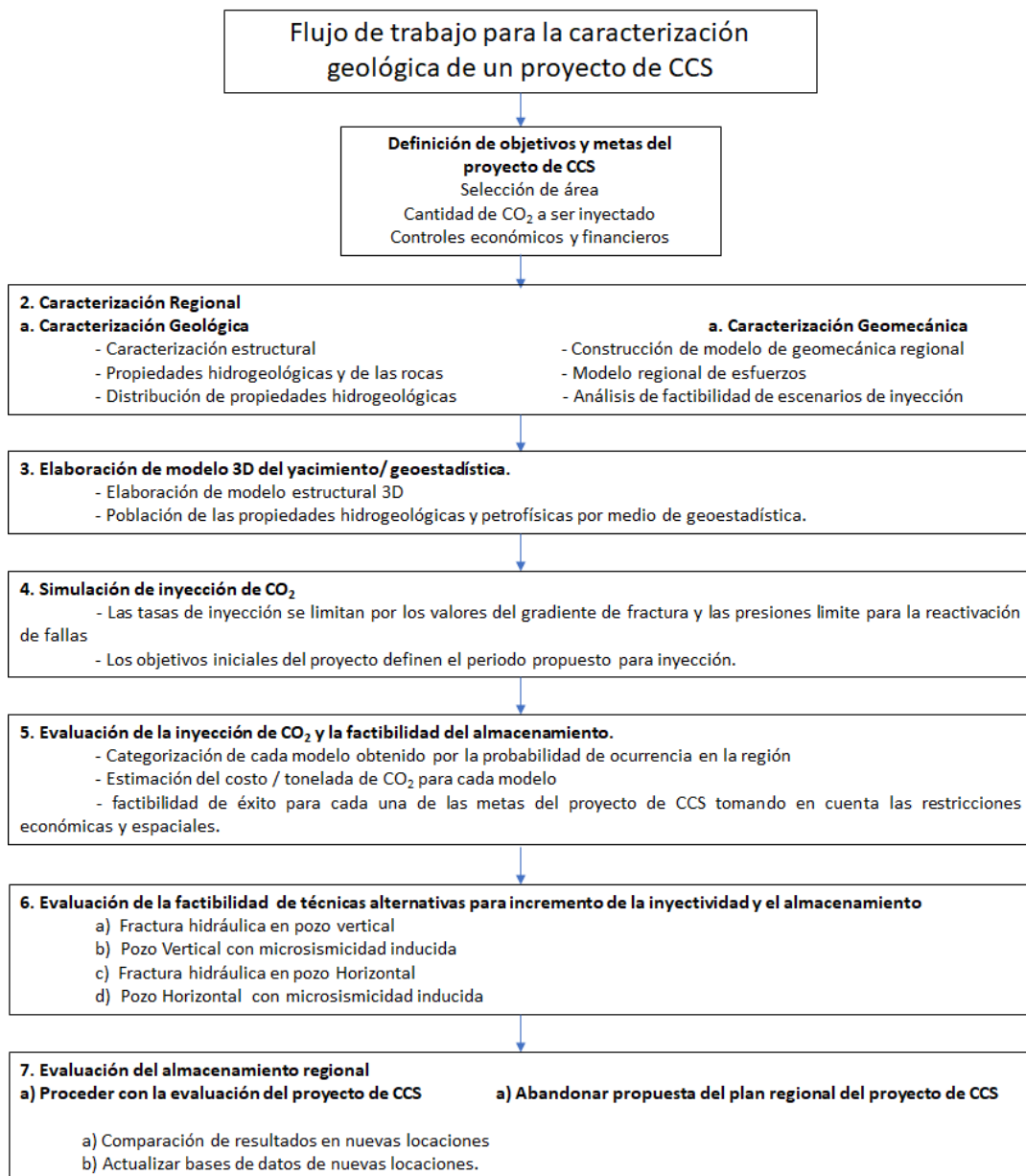


Figura 2.2 Flujo de trabajo propuesto para la evaluación de la factibilidad de un proyecto de almacenamiento geológico de CO₂ adaptado del trabajo de Lucier y Zoback (2007). Se propone una fase inicial en donde se definen los límites técnicos del proyecto de inyección de CO₂ y una segunda fase de caracterización geológica regional. Dentro de la segunda fase se incluyen dos sub-fases en donde se realiza la caracterización geológica y se definen la estructura y las principales propiedades físicas de las rocas almacén y las rocas sello .

2.6 CÁLCULO DE LA CAPACIDAD DE ALMACENAMIENTO PARA PROYECTOS DE ALMACENAMIENTO GEOLÓGICO DE CO₂

La capacidad de almacenamiento es un parámetro necesario para llevar a cabo cualquier proyecto de CCS. Algunos de los métodos usados para la obtención de la capacidad de almacenamiento se describen en el trabajo de Cantucci et al. (2016). En el año 2007 se desarrollaron metodologías para la estimación de la capacidad de almacenamiento en acuíferos salinos por parte del Foro Líder de Secuestro de Carbono (CSLF por sus siglas en inglés) y del Departamento de Energía de los Estados Unidos (USDOE por sus siglas en inglés). Los métodos para determinación de la capacidad de almacenamiento de CO₂ se dividen por lo general en 2 tipos: métodos estáticos y métodos dinámicos . Los métodos estáticos están basados en aproximaciones volumétricas por medio del uso de algoritmos establecidos. Los métodos dinámicos incluyen simulaciones analíticas y numéricas para predecir el comportamiento del proceso de almacenamiento a través del tiempo (Cantucci et al. 2016).

Para realizar un cálculo adecuado de la capacidad de almacenamiento, es necesario contar con estimaciones precisas de la porosidad y la permeabilidad de las rocas de las formaciones almacén. De acuerdo con Pini et al.(2019), es necesario el realizar un proceso de escalamiento de propiedades obtenidas a escala de muestras de laboratorio y a escala de yacimiento .Trabajos como el de Lothe et al (2016) y McLaughlin et al. (2013), proponen metodologías implementadas en proyectos de almacenamiento geológico de CO₂, en donde se definen el modelo conceptual del yacimiento, los mecanismos de trampa, el modelo geológico regional así como el escalamiento de las propiedades petrofísicas de las rocas sello y almacén (Vishal y Singh, 2016).

3.MARCO GEOLÓGICO

La provincia petrolera Tampico – Misantla, está localizada en la zona centro-oriental de la República Mexicana, desde el extremo sur del estado de Tamaulipas hasta la parte central de Veracruz, las porciones orientales de los estados de San Luis Potosí , Hidalgo , norte de Puebla y occidente del Golfo de México hasta la isobata 200 m. Limita al norte con 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 aguas territoriales en la provincia de Cordilleras Mexicanas (CNH, 2016).

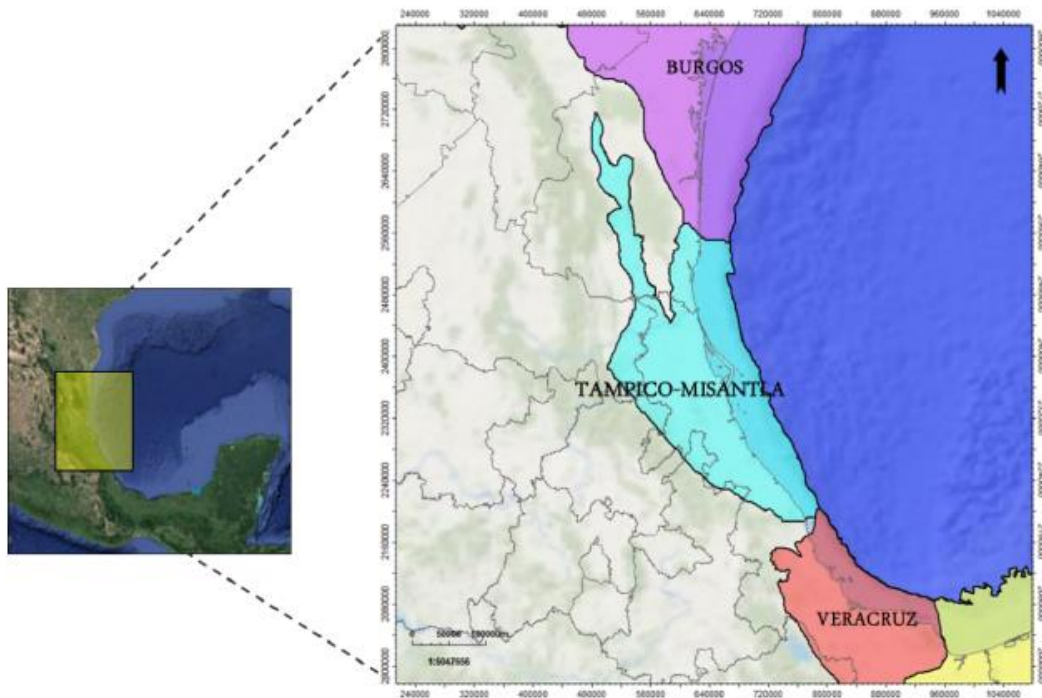


Figura 3.1. Mapa de localización de la cuenca Tampico-Misantla. (CNH, 2016)

Trabajos como los de Salvador (1987,1991), Goldhammer y Johnson (2001) , Martini y Ortega-Gutiérrez (2018) y PEMEX (2013) entre otros , describen la evolución tectónica de la provincia Tampico-Misantla y la apertura del Golfo de México. Se pueden identificar 4 etapas en cuanto a la evolución tectónica para la provincia Tampico-Misantla.

1) **Etapas de “rifting”**: Se relaciona a la primera apertura del Golfo de México desarrollada del Triásico Tardío al Jurásico Medio en la que se formaron sistemas extensionales de fosas y pilares tectónicos. A partir

del Triásico Tardío se depositaron sedimentos de origen continental constituidos por areniscas, limolitas y conglomerados con clastos de rocas extrusivas basálticas y riolíticas. A principios del Jurásico temprano comienza una transgresión marina dando origen en la porción centro-oriental de México a la formación Huayacocotla. Durante el Jurásico Medio, se generaron movimientos relativos de los bloques del basamento que provocaron una regresión marina y actividad ígnea . Durante esta etapa, se depositaron las unidades sedimentarias: Huizachal, Huayacocotla, Tenexcate-Tajín, Cahuadas y Huehuetepic. En los trabajos de Rubio-Cisneros y Lawton (2011) y Barboza-Gudiño et al (2008 ,2010), se documentan las edades del grupo Huizachal por medio de análisis de proveniencia.

2) **Etapa margen pasivo:** a partir del Jurásico tardío, se desarrolla un margen pasivo, que contiene la primera unidad transgresiva marina con el desarrollo de plataformas carbonatadas y crecimientos arrecifales en el Cretácico inferior y medio. Durante esta etapa se depositaron las unidades sedimentarias: Tepexic, Santiago, Tamán y Pimienta.

3) **Orogenia Laramide:** en el Cretácico tardío inició la Orogenia Laramide, que dio origen al acortamiento en la Sierra Madre Oriental (SMO). Las rocas del Mesozoico en el borde occidental de la SMO fueron plegadas y cabalgadas . La carga tectónica provocó la subsidencia por flexura de la corteza y dio origen a la cuenca de antepaís o antifosa de Chicontepec durante el Paleoceno-Eoceno, en la que se depositaron sedimentos arcillo-arenosos del grupo Chicontepec.

4) **Etapa de margen pasiva:** posterior a la orogenia Laramide , la provincia volvió nuevamente a un dominio de margen pasivo, en la que la carga de los sedimentos depositados en las fosas de antepaís, provocaron la subsidencia y el basculamiento de esta provincia hacia el Golfo de México. Durante esta etapa, se depositaron las unidades sedimentarias: Tantoyuca, Guayabal, Palma Real, Escolín y Tuxpan.

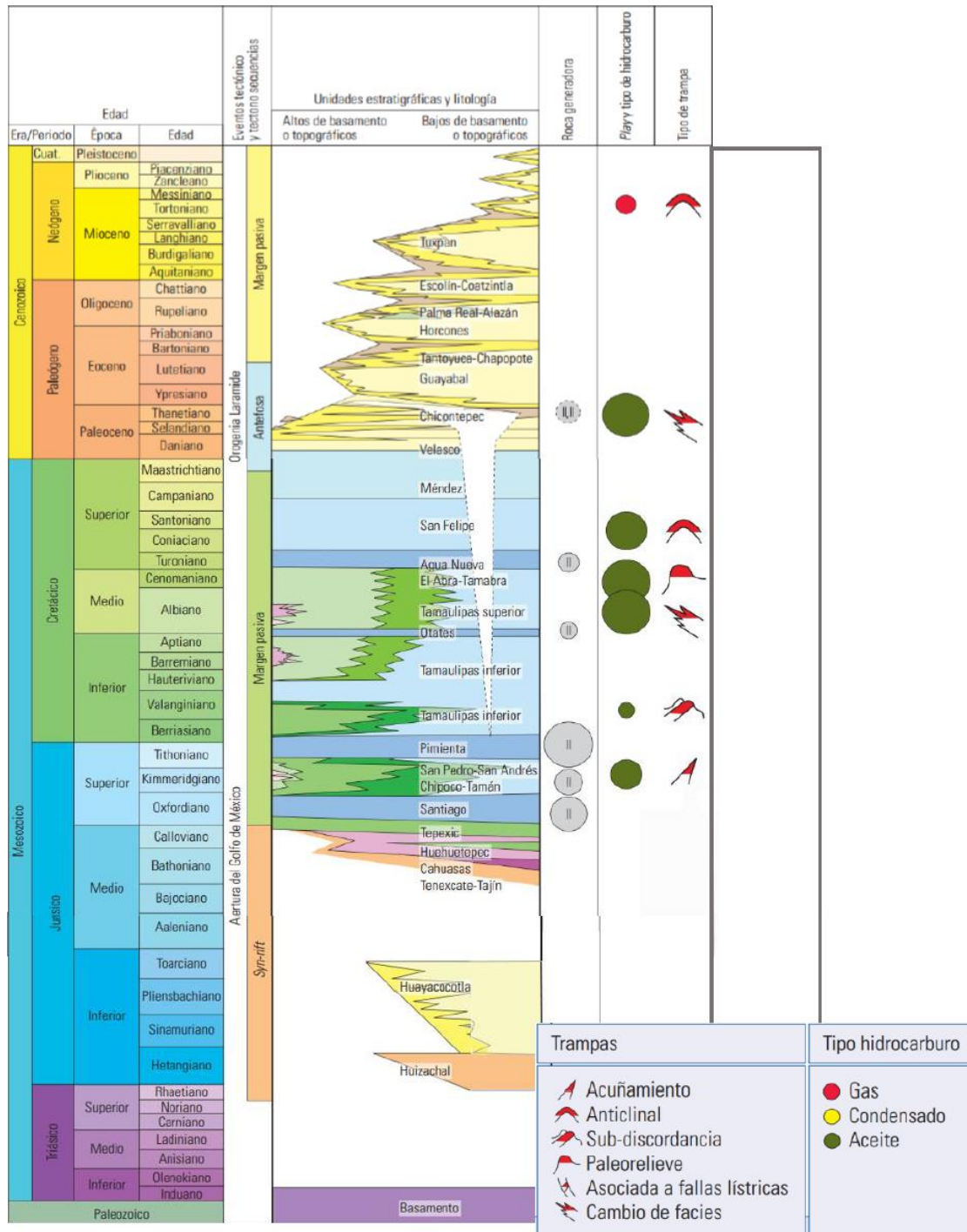


Figura 3.2. Columna estratigráfica provincia sedimentaria Tampico-Misantla en donde se muestran las principales rocas almacenadoras, rocas generadoras y rocas sello, así como los principales eventos tectónicos y los ambientes sedimentarios predominantes (PEMEX, 2013).

3.1 AMBIENTES SEDIMENTARIOS Y ESTRUCTURA DE LOS “LECHOS ROJOS” DEL JURÁSICO INFERIOR Y EL JURÁSICO MEDIO

Los depósitos continentales que en este trabajo denominamos Lechos Rojos, comprenden tres unidades principales: Huizachal, Huayacocotla y Cahuascalas.

Huizachal

La unidad Huizachal es una secuencia de lutitas arenosas, areniscas y conglomerados de color rojo y gris verdoso la cual cubre en discordancia angular en el Anticlinorio de Huizachal-Peregrina a sedimentos Paleozoicos o a rocas de probable edad pre-Cámbrica. Se pueden presentar intercalaciones de rocas ígneas rojizas y alternancias de flujos de lava, diques y sills compuestos de basalto y diabasa (Erben, 1956; Carrillo-Bravo, 1965; Salvador, 1991). De acuerdo con Erben (1956), la unidad Huizachal puede tener espesor variable de entre 30 y 300 m las cuales podrían explicarse por un depósito en cuencas o en zonas afectadas por movimientos tectónico.

De acuerdo con la definición original realizada por Imlay et al. (1948), la unidad Huizachal subyace a sedimentos marinos del Jurásico Superior y que llegan a sobreyacer rocas del Jurásico Inferior, Paleozoico o Precámbrico, asignándole una edad de Jurásico Inferior (Ver figura 3.2).

En el trabajo de Rubio-Cisneros y Lawton (2011) se documentan 3 etapas en la historia del grupo Huizachal, previas al rompimiento de Gondwana. La edad máxima del depósito del miembro inferior de la formación La Boca, se estimó en 184 -183 Ma (Pleinsbachiano) y se asocia a la actividad del arco Nazas. El miembro superior de la formación La Boca se estima con edades máximas de depósito de 168 – 163 Ma (Bathoniano-Calloviano) indicando el continuo magmatismo de arco y la temprana extensión cortical formando horsts que aportaban granos a una cuenca de rift incipiente. La formación la Joya representa el desarrollo tardío de la cuenca de rift y la extensa exposición de flancos de rocas de basamento y se estima con una edad máxima de 164 +- 3Ma (Calloviano). Estas edades se obtuvieron por medio de edades de U-Pb en circones detríticos (n=576) de seis muestras de areniscas del grupo Huizachal (cinco de La Boca y una de La Joya) (Rubio-Cisneros y Lawton, 2011). En la figura 3.2, se observa a la unidad Huizachal de acuerdo con la edad sugerida por Imlay et al. (1948).

Depósitos continentales similares y conocidos genéricamente como Lechos Rojos, han sido identificados en el subsuelo de Carolina del Sur, Georgia, el noroeste de Florida, sur de Alabama en donde son conocidos como la formación Eagle Mills.

Huayacocotla

La unidad Huayacocotla que subyace a la formación Cahuassas y sobre yace a la formación Huizachal es descrita por Carrillo-Bravo (1965) y Salvador (1991) como una secuencia de depósitos marinos de edad Jurásica Inferior, las cuales afloran en el norte de Veracruz, norte de Puebla y este de Hidalgo. Está compuesta por una sucesión de hasta 300 m de rocas arcillosas de coloración oscura con intercalaciones de areniscas, conglomerados y algunas lentes de calizas. En la parte inferior se describe un conglomerado basal de aproximadamente 20 m de espesor, compuesto por fragmentos de areniscas y lutitas-arenosas de color gris oscuro. Por encima de este conglomerado se encuentran 40 m de calizas y areniscas calcáreas de grano medio y color gris con presencia de pelecípodos. Sobre el cuerpo de calizas se hallan 500 m de lutitas color gris oscuro y negro, carbonosas que alternan con lechos medianos y delgados de areniscas color gris oscuro y negro. La formación Huayacocotla se considera perteneciente al Jurásico Inferior, de acuerdo con la identificación de fósiles de amonites descritos por Imlay et al. (1948).

En la zona norte de Puebla, la unidad Huayacocotla está compuesta en su mayoría por secuencias de lutita y limolitas oscuras. De acuerdo con Salvador (1991), no se descarta que la unidad Huayacocotla pueda representar un cambio de facies de depósitos marinos a continentales, pertenecientes a la unidad Huizachal localizada más al norte y al este. De acuerdo con la composición litológica y a los fósiles analizados, se infiere un ambiente de depósito marino iniciado en las zonas al sur de la cuenca, el cual evolucionó a un ambiente de depósito fluvial en las zonas ubicadas más al norte y al este. Es muy probable que la unidad Huayacocotla se depositó en los mismos sistemas de graben en donde se depositaron los depósitos continentales de la unidad Huizachal, los cuales estuvieron activos hasta el Triásico Tardío y el Jurásico Inferior (Salvador, 1991).

Cahuassas

La formación Cahuassas es descrita como una secuencia de hasta 1200 m de espesor de areniscas, conglomerados y limolitas de color rojo, que aflora en la porción central de la Sierra Madre Oriental. Las areniscas y los conglomerados frecuentemente presentan estratificación cruzada. Esta unidad se intercala localmente con depósitos evaporíticos de la formación Huehuetepic y subyace directamente a formaciones de calcarenitas y lutitas depositadas en ambientes marinos. La edad de la formación Cahuassas se ha propuesto como Jurásico Medio, de acuerdo con su posición estratigráfica al no contener fósiles (Carrillo-Bravo, 1965). De acuerdo con Carrillo-Bravo (1965), los conglomerados en la base de la secuencia están caracterizados por una pobre selección, clastos angulares compuestos de cuarzo y varios tipos de areniscas con presencia

de estratificación cruzada. De acuerdo con Salvador (1991) se han observado espesores de la unidad Cahuwasas de 40 m a 325 m en zonas aledañas al anticlinorio de Huayacocotla en zonas del norte de Puebla e Hidalgo. Salvador (1991) propone que los depósitos continentales de la unidad Cahuwasas se depositaron en secuencias progradantes de depósitos de abanicos aluviales, así como en sistemas fluviales y lacustres, dentro de las mismas fosas tectónicas formadas desde el Triásico Tardío.

Estructura de los lechos rojos

En el trabajo de Rueda-Gaxiola et al. (1999), se sugirió la existencia de una cuenca de tipo graben desarrollada durante el Triásico Tardío, denominada cuenca de Huayacocotla- El Alamar. Esta cuenca sedimentaria acumuló depósitos marinos en la zona sur (formación Huayacocotla) y depósitos continentales en la zona Norte (Formación Huizachal) siendo la traza del actual Río Pánuco el límite que dividió las dos zonas a partir del Jurásico temprano.

En el trabajo de Rubio-Cisneros y Lawton (2011) se propone que los lechos rojos de las formaciones La Boca y La Joya (correlativa con la Fm Cahuwasas), representan ambientes de depósito de flujos de masa por gravedad, afectados por vulcanismo sin sedimentario, que se relacionan a un régimen de arco durante el Jurásico temprano. En el trabajo de Salvador (1991) se describe a la formación La Boca como una serie de depósitos fluviales y depósitos de abanicos aluviales, en donde se aprecian cambios de facies de canal, intercanal, barras y flujos de gravedad. Estos depósitos están compuestos por alternancias de conglomerados, areniscas, limolitas y algunas rocas volcánicas, siendo los conglomerados generalmente angulares y semi-angulares con clastos metamórficos, sedimentarios e ígneos (Salvador, 1991).

3.2 AMBIENTES SEDIMENTARIOS DE LOS DEPÓSITOS MARINOS DEL JURÁSICO MEDIO Y EL JURÁSICO SUPERIOR

La unidad Tepexic mencionada por Erben (1956), aflora a lo largo del anticlinorio de Huayacocotla, el este de Hidalgo y el norte de Puebla , sobreyaciendo regionalmente los depósitos de Lechos Rojos . La unidad Tepexic se encuentra depositada a lo largo de la cuenca Tampico -Misantla de manera no-continua y se encuentra ausente en el anticlinorio de Huizachal-Peregrina y en la zona de la plataforma de Tuxpan debido posiblemente a procesos de erosión y procesos de no-depósito . De acuerdo con Salvador (1991), la unidad Tepexic se compone principalmente de calcarenitas de grano fino a grueso y ocasionalmente de conglomerados y capas delgadas de lutitas negras y lutitas calcáreas. Se pueden encontrar areniscas calcáreas

y capas delgadas de calizas oolíticas con espesores de 15 a 80 m. El ambiente de depósito de la unidad Tepexic, corresponde a ambientes marinos de aguas someras en donde se alternaron periodos de depósito de alta y baja energía, resultando en la alternancia de capas de calcarenitas y lutitas. La distribución irregular de esta unidad puede indicar la existencia de islas separadas por canales someros y brazos de mar durante el final del Calloviano. Las calcarenitas y lutitas de la unidad Tepexic se depositaron probablemente dentro de estos canales y a lo largo de la costa en la forma de sedimentos de playa y depósitos de plataforma somera (Salvador, 1991).

Alternando con los depósitos continentales y la formación Tepexic, se pueden encontrar depósitos evaporíticos a lo largo de la cuenca del Golfo de México. Estos depósitos se pueden encontrar en estructuras de domos o en anticlinales generadas por diapiros salinos. En el noreste de México, las secuencias del Jurásico Superior están subyacidas por unidades evaporíticas, compuestas principalmente por lentes de anhidrita de coloración blanca o roja. Estas unidades han sido denominadas Metate y Huehuetepic (Salvador, 1991).

Las unidades del Jurásico Superior han sido divididas en tres grupos: Jurásico Superior Tithoniano (JST), Jurásico Superior Kimmerigiano (JSK) y Jurásico Superior Oxfordiano (JSO). En contraste a las condiciones tectónicas prevalecientes durante el Triásico Tardío y del Jurásico Medio e Inferior (tectonismo activo) , las secuencias depositadas durante el Jurásico Superior muestran características de depósito en una cuenca de margen pasivo (Salvador, 1991).

La formación Santiago descrita por Cantú-Chapa (1969) perteneciente al JST se encuentra aflorante en el anticlinorio de Huayacocotla en el norte de Puebla e Hidalgo y en el subsuelo en la provincia Tampico-Misantla. Esta unidad está compuesta por una sucesión de lutitas con espesores de hasta 300 m , depositadas en el sistema de horsts y grabens desarrollados desde el Triásico Tardío. Se estima que los sedimentos marinos ricos en materia orgánica se depositaron en ambientes de baja energía dentro de las fosas tectónicas (graben) y los sedimentos de litoral en ambientes de alta energía en las zonas de altos estructurales (horst) (Salvador, 1991).

La formación Tamán descrita por (Heim, 1926) perteneciente al JSK, está compuesta por una sucesión de calizas arcillosas oscuras a negras, de estratificación gruesa y con intercalaciones de lutitas de coloración oscura, las cuales presentan variaciones de la proporción de arcilla y caliza dependiendo la zona, con espesores de 150 m a 300 m. Se pueden encontrar intercalaciones delgadas de clásticos de grano grueso, capas de pedernal negro y bandas de concreciones calcáreas. Localmente las calizas arcillosas de la formación Tamán, gradúan lateralmente hacia grainstones oolíticos y calcarenitas, indicativo de ambientes

de depósito de alta energía en zonas de aguas más someras, paralelas a la línea de costa. Esta sucesión de grainstones oolíticos, es conocida como la formación San Andrés. El ambiente de depósito de la formación Tamán es un ambiente de plataforma, en donde el aporte de sedimentos terrígenos fue mínimo. Se estima que los depósitos de lutitas y calizas arcillosas se depositaron en las partes más profundas de la plataforma, mientras que los depósitos tipo grainstone y de calcarenitas, se depositaron en ambientes de alta energía en aguas someras como barras y bancos ubicados cerca de la costa (Salvador, 1991).

4.METODOLOGÍA

El almacenamiento geológico de CO₂ requiere de una caracterización petrofísica de las rocas a partir de datos de núcleos y de rocas de afloramiento, registros geofísicos de pozo e información de la sísmica, con el fin de realizar la selección de los sitios de almacenamiento. La caracterización petrofísica de las rocas en el reservorio es la integración sistemática de la información de las propiedades físicas de las rocas almacén y las rocas sello en las regiones consideradas para inyección. La metodología propuesta para la realización del presente proyecto de tesis se muestra en la figura 4.1. tomando como base el flujo de trabajo propuesto por Slatt (2013) para la caracterización de un yacimiento de hidrocarburos (Figuras 2.1 y 2.2). En este proyecto de tesis se proponen cuatro etapas principales: a) Recopilación de la información; b) análisis de la información; c) etapa de interpretación I ; d) etapa de interpretación II.

- a) La primera etapa comprende la recopilación de la información disponible de distintas fuentes, incluyendo información de los análisis de laboratorio realizados en muestras de afloramientos y en núcleos de pozo, información de la adquisición sísmica, información de registros de pozo información relacionada a la perforación y la producción del yacimiento (presiones, fluidos y curvas de declinación) (Figura 4.1). En esta primera fase, se define el área de estudio y se elabora un primer mapa con la ubicación de las locaciones visitadas en campo y las coordenadas de superficie de los pozos disponibles en la base de datos. Los pozos para analizar en el estudio se seleccionan tomando en cuenta su ubicación con respecto a la zona de estudio y las unidades sedimentarias que cruzan, siendo seleccionados los pozos de carácter exploratorio. La información relacionada a los pozos se obtiene de la información proporcionada por la CNH. Las coordenadas de los pozos se obtienen del archivo .shp proporcionado por la CNH y se cargaron en el software QGIS™.

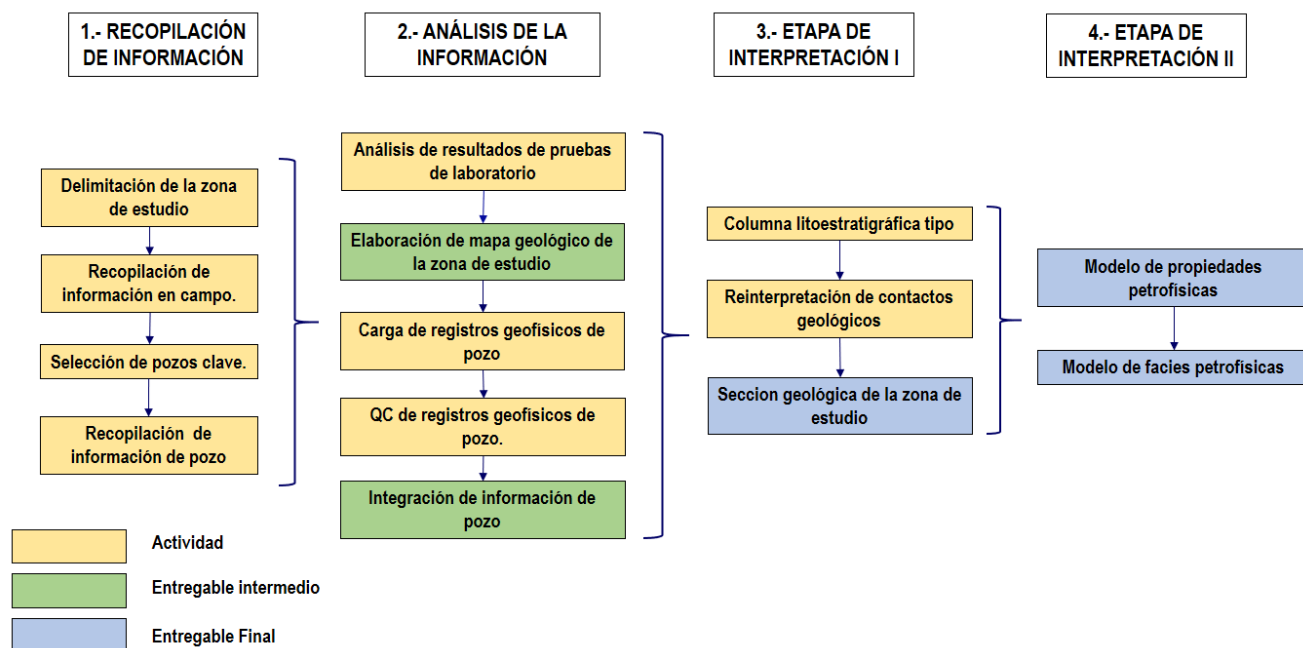


Figura 4.1. Metodología propuesta para el desarrollo del proyecto.

- b) La segunda etapa, comprende el proceso de análisis y control de calidad de los datos recopilados de las diferentes fuentes de información. En esta etapa se realizó la descripción de las muestras seleccionadas en campo, se compiló un mapa geológico de la zona de estudio con la información disponible del SGM y la información proporcionada por la CNH y se cargó la información de los pozos seleccionados en la primera etapa en el software Leapfrog™ v4.4.
- c) En la tercera etapa denominada “Etapa de interpretación I”, se elaboró la columna lito estratigráfica de la zona de estudio, utilizando la información de las descripciones litológicas de pozo y las descripciones de las muestras recolectadas en campo. Posterior a esto, se realizó una reinterpretación de los principales contactos geológicos de la zona de estudio, a partir de la información disponible en la literatura, la columna lito estratigráfica, los registros geofísicos de pozo y las interpretaciones elaboradas por PEMEX. Posteriormente se elaboró una sección geológica de la zona de estudio utilizando la información de los pozos seleccionados y la información recolectada en las visitas de campo.
- d) En la cuarta etapa, denominada “Etapa de interpretación II” se elaboran los perfiles de propiedades petrofísicas utilizando la información de los registros de pozo y las mediciones de laboratorio realizadas en las muestras de afloramientos y en núcleos de pozo y se construye un modelo de facies petrofísicas tomando como base toda la información analizada hasta ese momento.

4.1 RECOPIACIÓN DE INFORMACIÓN

4.1.1 DELIMITACIÓN DE LA ZONA DE ESTUDIO

Como primer paso de la metodología de trabajo, se procede a la documentación bibliográfica y se realiza la delimitación de la zona de estudio, así como la selección de los pozos a utilizar. Para ello se utilizó la información en formato .shp de las coordenadas de superficie de los pozos, proporcionadas por la CNH en los archivos denominados Pozos TampicoMisantla.shp y PozosExp_regiones2.shp. También se utilizó la información disponible en formato .shp de las cartas topográficas Xicotepec F14 D74 y Pautlán F1473, las cuales se obtuvieron de la base de datos del INEGI. La información de las litologías aflorantes se obtuvo de los archivos de Litología en formato .shp, obtenidos de la base de datos del Servicio Geológico Mexicano.

4.1.2 RECOPIACIÓN DE INFORMACIÓN EN CAMPO

Se realizaron en total tres visitas de campo a la zona de estudio y se recolectaron muestras de varias unidades sedimentarias, incluyendo muestras de la roca propuesta como almacén (lechos rojos Cahuwasas) y las unidades propuestas como sello (Lutitas Santiago). En la figura 5.1, se muestra el mapa geológico en donde se muestran las locaciones de muestreo.

4.1.3 SELECCIÓN DE POZOS

La siguiente etapa del flujo de trabajo consistió en la revisión de la información de pozos cercanos a la zona de estudio disponibles en la base de datos proporcionada por la CNH y posteriormente la selección de los pozos.

El criterio de selección de los pozos fue el incluir a los pozos exploratorios que cruzaran la mayor cantidad de unidades geológicas y que llegaran hasta las formaciones Cahuwasas y Complejo Metamórfico y adicionalmente que contuvieran la información necesaria para la elaboración de la correlación lito-estratigráfica. Adicionalmente se seleccionaron pozos alineados con la zona de los afloramientos en dirección NE para la elaboración de secciones geológicas que incluyeran los rasgos estructurales y estratigráficos de la SMO y de la provincia sedimentaria Tampico-Misantla en dirección perpendicular a la deformación regional de la zona (dirección SW-NE).

4.1.4 RECOPIACIÓN DE INFORMACIÓN DE POZO

La información de los pozos obtenida de la base de datos proporcionada por la CNH se clasificó en cinco categorías principales: 1.- Información de perforación, 2.- Información de la geología 3.- Datos de evaluación de formaciones 4.- Datos de terminación y 5.- Datos de información geofísica. La primera categoría de información incluye los reportes finales de perforación, la información de la localización y trayectoria del pozo, así como los reportes diarios de perforación. La segunda fuente de información incluye el reporte geológico final, descripciones litológicas de muestras de canal, registros de hidrocarburos, reportes de análisis de núcleos, columna geológica final e información de la geología regional interpretada. La tercera categoría de información incluye la información de registros geofísicos de cable, datos de pruebas de producción durante la perforación e interpretaciones petrofísicas (ELAN, DSI, MDT, etc.) La cuarta categoría de información incluye registros de presiones de fondo llevados a cabo posterior a la terminación de pozo. En la quinta categoría de información, se incluyen los perfiles de velocidad de intervalo obtenida de registros geofísicos VSP y las secciones sísmicas interpretadas. En la tabla 4.1 se muestran las diferentes fuentes de información revisadas para los pozos denominados A1, A2, A3, A3A y E1. En el anexo 9.1 se muestran las tablas con la información de todos los pozos analizados. En total se revisó la información de 29 pozos durante la etapa de recopilación de información, se seleccionaron 20 pozos para la fase de interpretación I y 11 pozos para la etapa de interpretación II.

Tabla 4.1 Información de pozo proporcionada por la CNH. En la primera columna se muestran los 5 tipos de información analizados y en las siguientes columnas se muestra la disponibilidad de cada fuente de información por pozo. La escala de colores representa los siguientes valores cualitativos de disponibilidad de información: Azul: Completa, disponible y con procesado o información adicional.; Verde: Completa y disponible; Amarillo: Disponible incompleta; Rojo: No Disponible.

Información requerida	A-1	A-2	A-3	A-3ª	E-1
Datos relacionados con perforación					
Informe Final de perforación					
Geología					
Columna estratigráfica tipo y columna estratigráfica					
Información de densidad y litología tomada de núcleos, incluyendo descripciones geológicas					
Información de esfuerzos regionales					
Registro de Hidrocarburos					
Datos de Evaluación de formaciones					
Registros geofísicos de cable y LWD incluyendo resistividad, sísmico (Vp y Vs), densidad, GR, Neutrón, Caliper, Dual Caliper, MT, RFT					
Pruebas de producción, presiones y fluidos (PVT)					
Interpretaciones de registros (Procesamiento Sonic Scanner, DSI, ELAN), MDT					
Datos de terminación					
Detalles de terminación de los pozos (Reportes)					
Sísmica de los pozos					
Secciones sísmicas (formato digital)					
Mallas de las superficies y de las fallas más importantes					
Curvas TZ de checkshots, VSPs, VINTetc.					

4.2 ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN

4.2.1 ANÁLISIS DE RESULTADOS DE PRUEBAS DE LABORATORIO EN MUESTRAS DE AFLORAMIENTOS

En esta etapa se procede a la recopilación de la información disponible de análisis de laboratorio en las muestras recopiladas en campo y en los núcleos de pozo. En las Tabla 4.2 y 4.3 se incluye un resumen de la información de propiedades físicas medidas de laboratorio en núcleos de pozo y en las muestras de afloramiento. La descripción detallada de cada uno de los afloramientos visitados para la recolección de muestras y los procedimientos utilizados en laboratorio se mostrarán en el anexo 9.2. El resumen de las interpretaciones y resultados de laboratorio realizados en los núcleos de pozo, se describirán con detalle en el anexo 9.4.

Tabla 4.2 Información disponible de propiedades físicas medidas en las muestras de afloramiento. ND-No Disponible. g/cm³

Muestra	Formación	Porosidad Al Helio (%)	Permeabilidad al aire (mD)	Permeabilidad Klinkenberg (mD)	Densidad g/cm ³	Descripción Petrográfica
Loc. 6-T1-1	Cahuasas	0.843 %	0.0028	0.001	2.68	SI
Loc. 6-T1-2	Cahuasas	1.261 %	0.0067	0.0029	2.68	SI
Loc6-T2	Cahuasas	1.185 %	0.0061	0.005	2.68	SI
T1-T3	Santiago/Tepexic	1.766 %	0.0038	0.0007	ND	ND
T1-T4	Santiago/Tepexic	1.923 %	0.0054	0.0021	ND	ND
M3-T5,T6	Santiago?	5.905 %	0.0004	0.0001	2.75	ND
M3-T7	Santiago?	0.595 %	0.0003	0.000	2.75	ND

Tabla 4.3 Información disponible de propiedades físicas medidas en núcleos de pozo. ND-No Disponible.

Muestra	Formación	Porosidad Al Helio (%)	Permeabilidad al aire (mD)	Permeabilidad Klinkenberg (mD)	Densidad g/cm ³	Descripción Petrográfica	Análisis SEM
CO-1	Cahuasas	4.2 - 17.1 %	ND	ND	ND	SI	ND
CO-101	Cahuasas	5.5 - 13.9 %	0.096-16.5	0.044 - 13.3	2.63 -2.74	SI	SI
T-1	Cahuasas	1.0 -3.1 %	ND	ND	ND	SI	ND
P-1	Tepexic	0.5 – 4.0 %	0.002 – 1.72	<0.001 – 1.28	2.69 -2.71	SI	SI

4.2.2 ELABORACIÓN DE MAPA GEOLÓGICO DE LA ZONA DE ESTUDIO

Se compiló un mapa geológico de la zona de estudio, con la información mencionada en el inciso 4.1.1. Para la elaboración del mapa geológico, se cargó la información disponible en formato .shp de las cartas topográficas Xicotepec F14 D74 y Pahuatlán F1473 las cuales se obtuvieron en la base de datos del INEGI en el programa QGIS™ v3.3. La información de las litologías aflorantes se obtuvo de los archivos de Litología en formato .shp, obtenidos de la base de datos del Servicio Geológico Mexicano. En el apartado 5.1 se muestra el mapa geológico elaborado para la zona de estudio.

4.2.3 CARGA DE REGISTROS GEOFÍSICOS DE POZO

En esta etapa se procede a la carga de la información de pozo utilizando el software Leapfrog™ versión 4.4. Se empleó la información relativa al pozo tal como las coordenadas de superficie y la trayectoria, así como la información de los registros geofísicos, los contactos geológicos, los valores medidos de las propiedades petrofísicas medidos en núcleos de pozo y los eventos de perforación. Los registros de pozo disponibles en formato .las, se empalman abriendo los archivos como archivo de texto en el software Excel™ y se guardan en formato .csv. El proceso detallado de la carga de información de pozo se detalla en el anexo 9.2.

Las propiedades que se usarán para realizar el proceso de interpretación de cimbras y contactos litoestratigráficos son las siguientes: Resistividad somera (SN por sus siglas en inglés –Short Normal Resistivity), resistividad profunda (LN por sus siglas en inglés Long Normal Resistivity), potencial espontáneo (SP por sus siglas en inglés- Spontaneous Potential), tiempo de tránsito compresional (DTCO por sus siglas en inglés – Compresional Delta Time), Gamma Ray (GR por sus siglas en inglés – Gamma Ray) y Neutrón (NEUT por sus siglas en inglés Neutron). La definición y características de estas mediciones se detallan en el anexo 9.2. Las herramientas que se corrieron en los pozos estudiados son de la década de 1960 en su mayoría y se pueden mencionar las siguientes: GN, GNT, EL, BHC, IL y VSP. No se cuenta con registros de densidad (RHOB) ni de sónico de cizalla (DTSM). En la figura 4.2 se muestra un ejemplo de la visualización de la información del pozo T-1, utilizando la herramienta DrillHole Correlation en el software Leapfrog™ versión 4.4. Las imágenes de los registros de los 19 pozos restantes se pueden obtener del proyecto elaborado en Leapfrog™ versión 4.4.

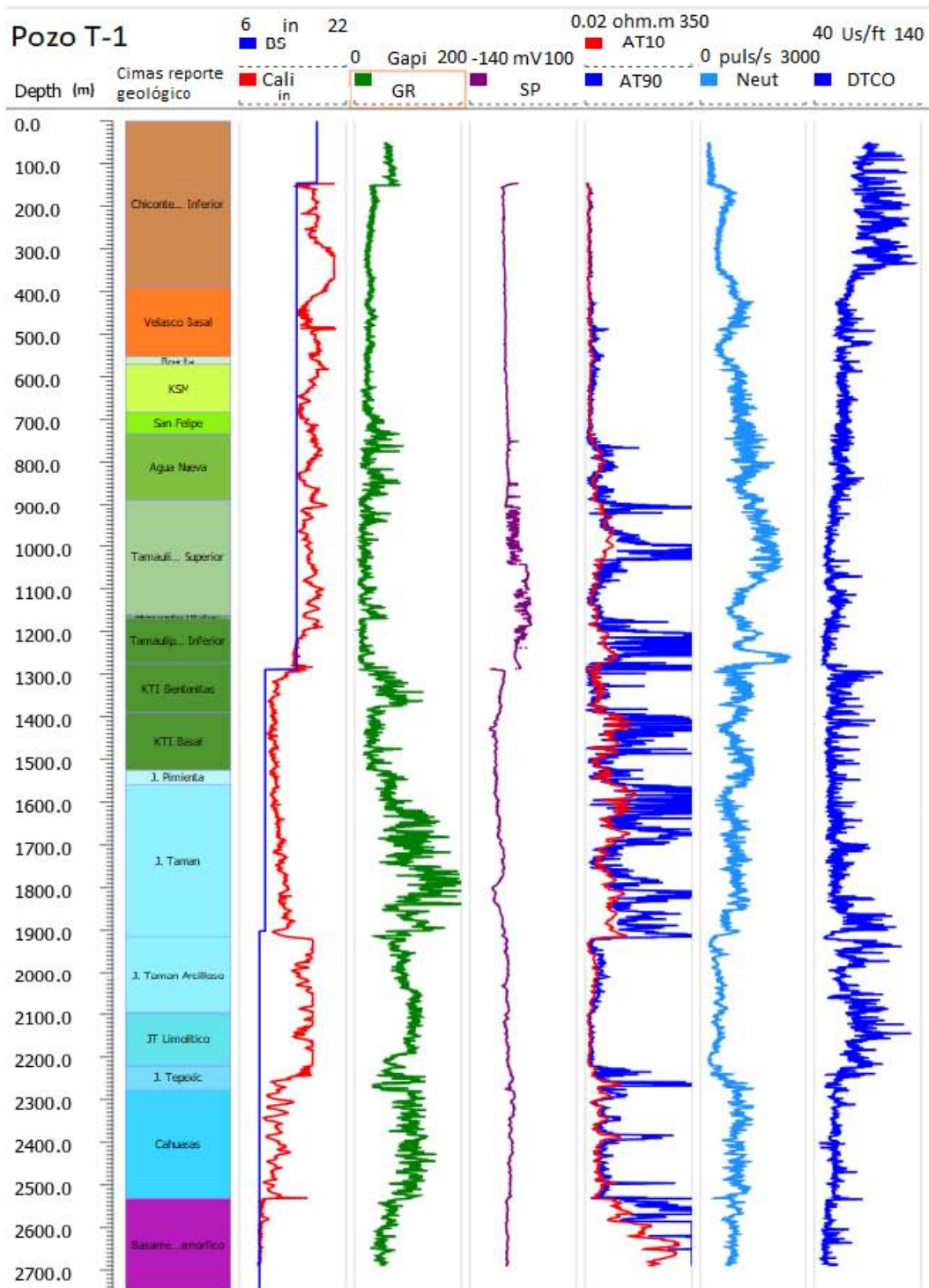


Figura 4.2 Información de los registros geofísicos sin editar del pozo T-1 y de la columna geológica obtenida de los reportes geológicos finales. En el primer carril se muestra la profundidad desarrollada en unidad de metros (m). El segundo carril muestra las cimas y contactos geológicos obtenidos de los reportes geológicos finales de cada pozo. En el tercer carril se muestra el registro de diámetro de la barrena en color azul, medido en pulgadas (Bit Size) y el

registro de diámetro del hueco (Caliper) medido en pulgadas en color rojo. En el cuarto carril se muestra el registro Gamma Ray en unidades de Gapi. En el quinto carril se muestra el registro de potencial espontáneo (SP), medido en unidades de milivolts MV. En el sexto carril se muestran los registros de resistividad somera en color rojo y el de resistividad profunda en color azul, medidos en unidades de ohm*metros (Ohm.m). En el séptimo carril se muestra el registro de Neutrón en unidades de pulsos/segundo (NAPI). En el octavo carril se muestra el registro sísmico compresional en unidades de microsegundo/pie. ($\mu s/ft$) La figura es elaborada utilizando la herramienta: DrillHole Correlation del software Leapfrog™ versión 4.4.

4.2.4 CORRECCIONES AMBIENTALES DE REGISTROS GEOFÍSICOS

i) Empalme de registros y verificación de sección repetida

Uno de los primeros controles de calidad de los registros, es revisar y corregir el empalme de las secciones repetidas. Los registros de diferentes secciones pueden sufrir un desfase tanto en el valor de las lecturas como en las profundidades, por lo que es necesario realizar una revisión de estos valores. Para este trabajo de tesis se realizó la revisión del empalme de las secciones repetida para todos los registros disponibles en los 20 pozos seleccionados.

ii) Corrección de registro Gamma Ray por efecto de diámetro y densidad de lodo.

El registro de Gamma Ray puede ser afectado por el diámetro del hueco, la densidad del lodo de perforación y los sólidos suspendidos en el lodo de perforación. Una manera de compensar las afectaciones de hueco del registro Gamma Ray se puede realizar con la ecuación 4.1 (Crain, 2000).

$$GR_{corr} = GR * (1 + 0.000322 * (MW - 1999)) * (1.0 + 0.0024 * (CAL - 203)) \quad (4.1)$$

En donde:

$CAL =$ Diámetro del hueco(mm)

$GR_{corr} =$ Gamma ray corregido (Gapi)

$GR =$ Gamma Ray de campo (Gapi)

$MW =$ Densidad del lodo (g/cm^3)

Otra manera de corregir las condiciones ambientales del registro Gamma Ray, es el proceso de normalización, en el cual se asigna un valor de Gamma Ray para las zonas de areniscas y un valor de GR

para las rocas con un porcentaje de 100% de componente de lutita. Este proceso debe de llevarse a cabo posterior a las correcciones por diámetro de hueco y de peso de lodo. Una contraindicación del proceso de normalización es el hecho de que se pueden remover las variaciones naturales del registro de Gamma Ray debido a cambios litológicos locales por lo que, para este trabajo, se omitirá su implementación.

iii) Estimación de la porosidad Neutrón (NPHI) a partir del registro Neutrón.

Los registros de Neutrón disponibles en los pozos seleccionados fueron corridos entre 1945 y 1960 y cuentan únicamente la información de los pulsos registrados por segundo. La porosidad neutrón (NPHI) puede ser obtenida utilizando tablas de conversión especificadas por las diferentes compañías de servicio. En los casos donde no se tiene el acceso a estas tablas, se puede usar el método propuesto por Crain (2000) de “Alta porosidad-baja porosidad”, en donde se realiza una estimación de la porosidad a partir de los datos medidos de la herramienta Neutrón en unidades de pulsos/segundo. La estimación se realiza a partir de las lecturas de la herramienta de Neutrón y las estimaciones de la porosidad máxima y mínima obtenidas a partir de mediciones de laboratorio realizadas en núcleos de pozo. En las ecuaciones 4.2, 4.3 y 4.4, se muestran las relaciones propuestas por Crain (2000) para estimar la porosidad de Neutrón (NPHI) a partir de las lecturas de la herramienta Neutrón.

$$Slope = \left(\frac{\log\left(\frac{PHIHI}{PHILO}\right)}{NEUT_{min} - NEUT_{max}} \right) \quad (4.2)$$

$$INTCPT = \left(\frac{PHIHI}{10^{(Slope * NEUT_{min})}} \right) \quad (4.3)$$

$$NPHI = input * (10^{Slope * NEUT}) \quad (4.4)$$

En donde:

PHIHI = Valor máximo de porosidad estimado (fracción)

PHILO = Valor mínimo de porosidad estimado (fracción)

NEUT_{min} = Valor mínimo del registro NEUT

NEUT_{max} = Valor máximo del registro NEUT

NEUT = Valor del registro NEUT

NPHI = Porosidad de Neutrón (fracción)

Slope= Pendiente de la relación entre Porosidad Neutrón y las lecturas de Neutrón

INTCP= Intersección de la relación lineal entre porosidad y las lecturas de Neutrón y el eje Y

Los valores de PHIHI y PHILO, corresponden a los valores máximo y mínimo de porosidad medidos en las litologías correspondientes de la zona de estudio. De acuerdo con los valores de porosidad disponible de mediciones de núcleos de los pozos y de las muestras de afloramiento, se tienen porosidades en el rango de 0.008 a 0.14 para las rocas almacén y de 0.005 a 0.04 para las rocas sello. Se usaron estos datos y los valores correspondientes de $NEUT_{max}$ y $NEUT_{min}$ medidos por la herramienta Neutrón de cada pozo especificados para zonas petrofísicas definidas para cada caso en particular.

iv) Corrección de registro DTCO

En los pozos con el registro DTCO disponible se realizó un filtrado para valores mayores a $189 \mu s/ft$ lo cual corresponde a los valores del registro DTCO en el agua (Crain, 2000). La comparación de los registros originales de campo y los registros corregidos se puede observar en la Figura 4.3.

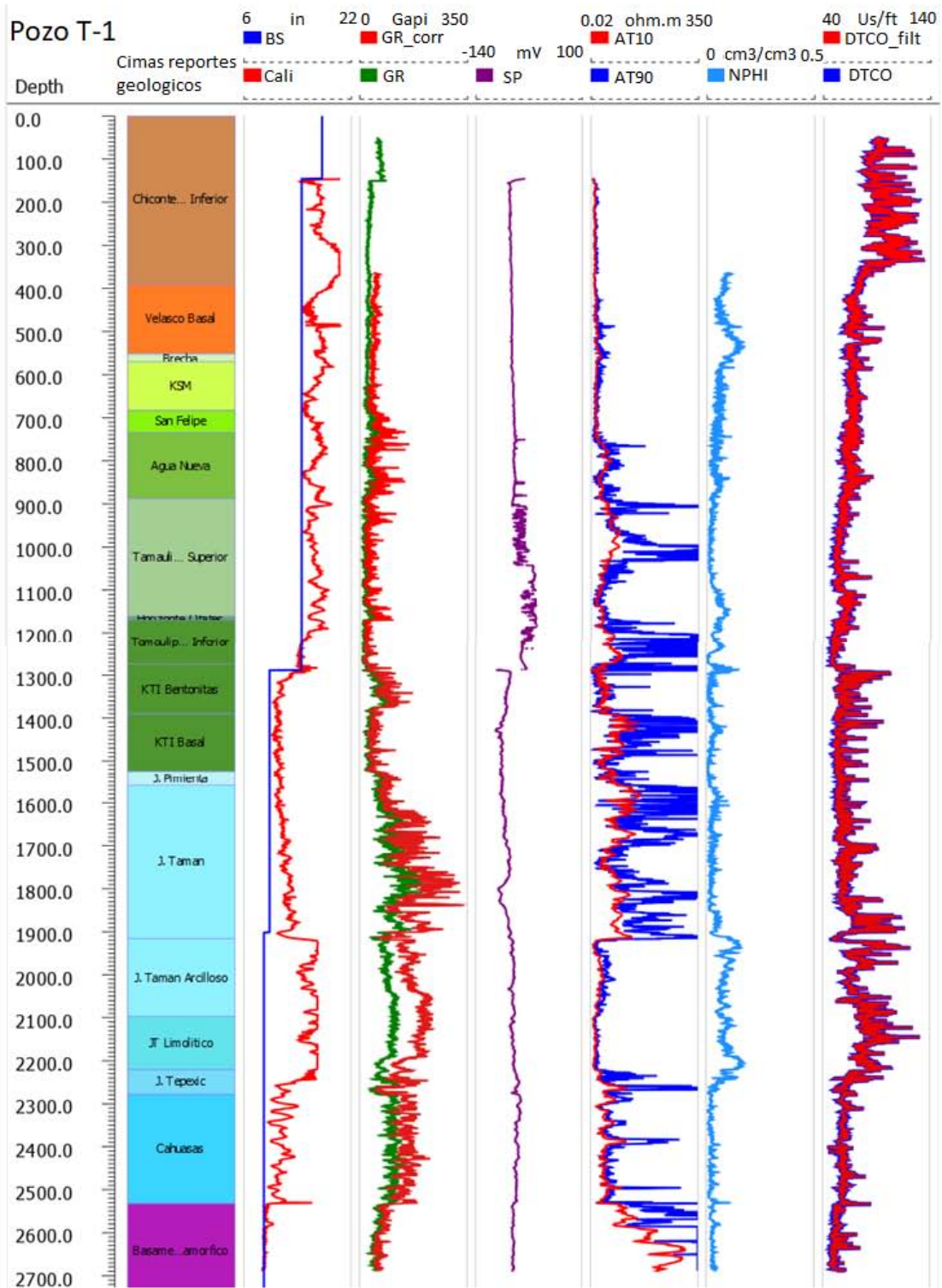


Figura 4.3. Información de los registros geofísicos de campo originales del pozo T-1, los registros de Gamma Ray y DTCO con correcciones ambientales y la estimación de porosidad Neutrón (NPHI) calculada a partir del registro de Neutrón. En el cuarto carril se muestra el registro original de campo Gamma Ray en la curva verde y el registro de

Gamma Ray con correcciones de hueco y densidad de lodo en curva roja. En el séptimo carril se muestra la porosidad neutrón (NPHI) en unidades de fracción cm^3/cm^3 . En el octavo carril se muestra el registro de tiempo de tránsito compresional (DTCO) en color azul y en color rojo la curva del DTCO corregido. El resto de los carriles continua con la simbología explicada en la figura 4.2

4.2.5 INTEGRACIÓN DE INFORMACIÓN DE POZO

Para documentar el proceso de recopilación de la información de pozo, incluyendo la revisión de los reportes geológicos, reportes de análisis de núcleos, reportes de perforación, reportes finales de hidrocarburos y reportes diarios de muestras de canal (descripciones litológicas realizadas durante la perforación), se elaboraron resúmenes para cada pozo. Los resúmenes incluyen seis subapartados para cada una de las zonas estratigráficas definidas por pozo, incluyendo toda la información disponible.

1.- Descripción litológica: Contiene un resumen de la litología o litologías representativas de la unidad, la cual es obtenida a partir de las descripciones de las muestras de canal y de las descripciones de núcleos.

2.-Reporte de hidrocarburos: Incluye un compendio de las manifestaciones de gas y/o aceite y las zonas de fluorescencia o impregnación de hidrocarburo.

3.- Resumen de operaciones de perforación: Se incluye un resumen de las actividades de perforación con las densidades del lodo de perforación y los principales eventos indicadores del régimen de presión de yacimiento y de contenido de hidrocarburos, tales como zonas de influjo, gasificación o fluorescencia. También se reportan los eventos de índole mecánica (atrapamiento, fricciones, presencia de derrumbe, resistencias e incrementos de la tasa de penetración). Se incluyen los resúmenes de las pruebas de presión/producción en donde se registren datos de las presiones originales de yacimiento.

4.-Reportes de núcleos: Compendio de las descripciones realizadas a los núcleos de pozo. En caso de existir un análisis especializado de laboratorio, se incluyen los datos obtenidos en laboratorio de las mediciones de porosidad, permeabilidad, densidad o saturación de hidrocarburos.

5.- Observaciones de registros: En el caso de existir interpretaciones obtenidas a partir de los registros eléctricos realizada por los ingenieros de PEMEX o las compañías de servicios, se agrega un resumen de las interpretaciones realizadas.

6.- Edades estimadas en campo: Se incluye la edad estimada en campo de las unidades litológicas reportadas durante la perforación. En el caso de existir un reporte de paleontología, se incluyen los puntos más relevantes usados para las relaciones estratigráficas de las unidades. En el anexo 9.3, se muestra un ejemplo del resumen elaborado por pozo.

4.3 ETAPA DE INTERPRETACION I

4.3.1 DEFINICIÓN DE COLUMNA LITO-ESTRATIGRÁFICA

Con la información recopilada de cada pozo de los reportes geológicos de muestras de canal, se procede a la elaboración de un índice lito-estratigráfico tipo para el área de estudio, en el cual se identificaron las principales litologías presentes en la zona de estudio. Inicialmente se definieron litologías , tomando en cuenta el contenido mineralógico, el tipo de matriz, el contenido de materia orgánica, grado de fracturamiento, entre otros factores. En el caso de encontrarse intervalos estratigráficos de alta importancia correlativa, como zonas de brechas calcáreas, bentonita, conglomerados, basaltos, rocas ígneas intrusivas, etc., se definieron índices litológicos en particular para dichas zonas. El índice lito estratigráfico obtenido se ajustó con la información de los registros geofísicos y de los reportes geológicos. En la tabla 4.4 se muestran las descripciones de los índices lito estratigráficos identificados para la zona de estudio. En el anexo 9.2, se incluye el detalle del código de colores que se le asignó a cada unidad lito estratigráfica.

Tabla 4.4 Resumen de los 29 índices lito-estratigráficos definidos para la zona de estudio, obtenidos a partir de las descripciones de las muestras de canal de los reportes geológicos de pozo. En la primera columna se muestran los índices numéricos que se usarán para clasificar cada una de las litologías identificadas en la zona de estudio. En la segunda columna se incluye la descripción para cada uno de los índices litológicos. En el anexo 9.2 se describe a detalle del código de colores que se le asignó a cada unidad lito estratigráfica.

Índice lito-estratigráfico	DESCRIPCIÓN LITOLÓGICA
0	Conglomerado constituido por fragmentos de caliza café, café claro, crema y gris, arenisca gris claro, de grano fino, calcárea y escasa de roca ígnea gris oscuro, cementada en material arcillo-calcáreo
1	Arenisca gris, grano fino a medio cementada en matriz calcárea.
2	Lutita gris oscuro, ligeramente arenosa
3	Arenisca gris de grano fino cementada en material calcáreo.
4	Lutita café y café rojiza, ligeramente bentonítica.
5	Brecha de caliza crema y blanca, criptocristalina, compacta.
6	Marga café rojizo a gris claro y trazas de bentonita gris verdoso
7	Marga gris verdoso y verde claro con abundante lutita bentonítica verde oscuro y verde claro y bentonita verde olivo y verde claro
8	Toba vítrea, verde esmeralda con trazas de caliza bentonítica gris.
9	Caliza gris verdoso y verde claro a café, arcillosa compacta, con intercalaciones de bentonita gris verdoso y toba vítrea, verde esmeralda
10	Caliza café oscuro microcristalina arcillosa y nódulos de pedernal negro. Trazas de lutita negra carbonosa
11	Caliza gris blanquizo, criptocristalina arcillosa, compacta fracturada, nódulos de pedernal gris y gris blanco, trazas de bentonita gris verdoso
12	Caliza café oscuro microcristalina parcialmente dolomitizada, ligeramente arcillosa con intercalaciones de pedernal negro y café oscuro
13	Caliza crema y café claro microcristalina con incipiente dolomitización, con abundante bentonita verde claro, blanco, esmeralda azuloso y blanco con nódulos de pedernal. Abundantes cristales de pirita ámbar y blanco
14	Bentonita verde esmeralda, verde claro y blanco con trazas de caliza café, café claro y café oscuro microcristalina pudiendo contener manchas jaspeadas de blanco por dolomitización.
15	Dolomía blanca azulosa y verdosa con trazas de calizas café claro-dolomíticas microcristalinas
16	Caliza gris oscuro a negro criptocristalina compacta arcillo-carbonosa, algunas veces se presenta silicificada y con trazas de lutita negra carbonosa. Se reportan abundantes radiolarios calcificados
17	Roca ígnea intrusiva color verde, verde grisáceo a blanca, compuesta principalmente por cuarzo y algunos minerales oscuros de aspecto micáceo
18	Lutita negra calcárea bituminosa, en algunos intervalos gris verdosa de aspecto bentonítico. Trazas de lutita arenosa gris a gris oscuro que parcialmente gradúa a arenisca de grano muy fino.

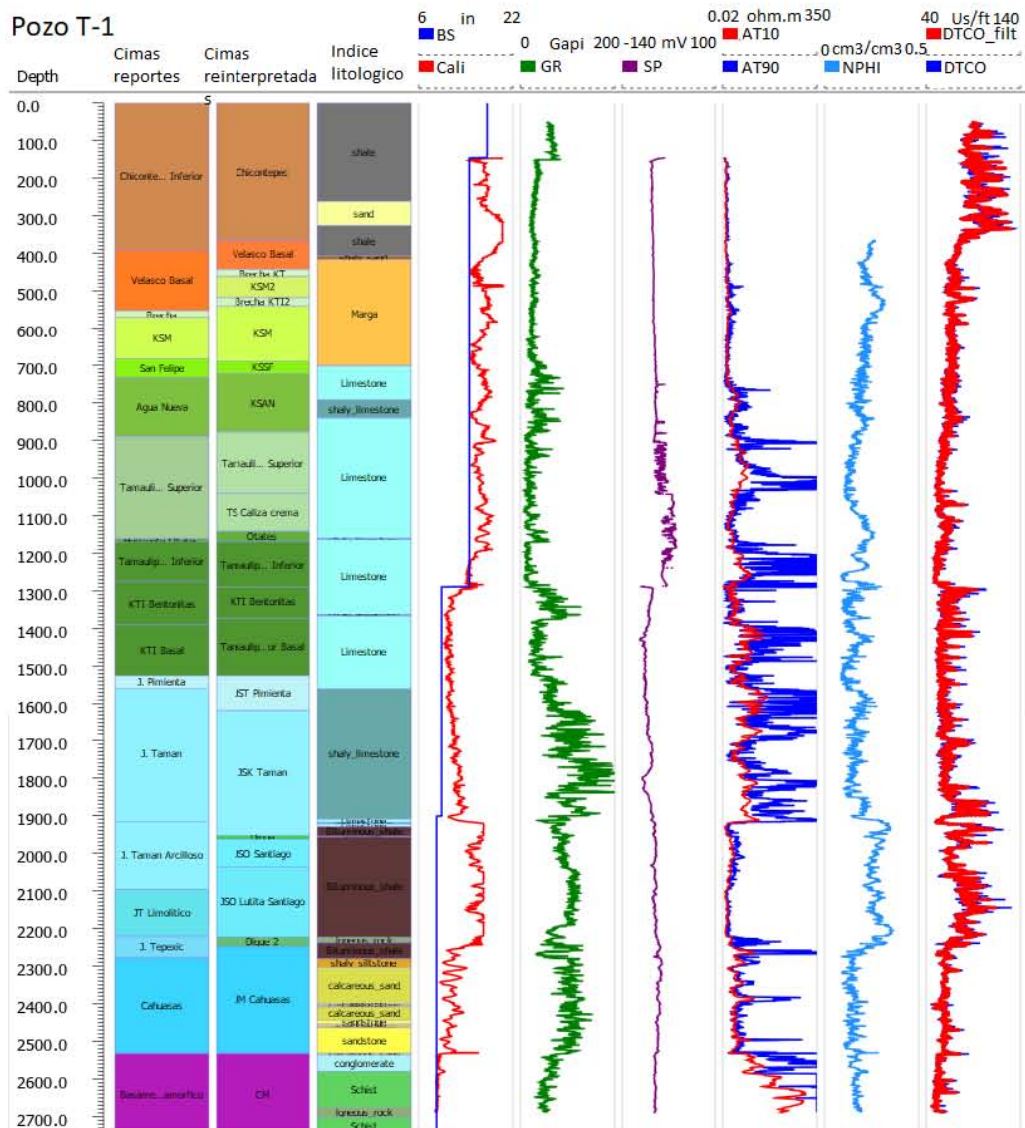
19	Limolita café oscuro de textura terrosa, con escaza caliza negra arcillosa
20	Areniscas grises verdoso, gris claro a oscuro, grano fino calcáreas, intercalada con calcarenita compacta
21	Calcarenitas arcillo-carbonosa arenosa, de textura terrosa, escaza lutita negra carbonosa. Granos de cuarzo de grano fino. Se pueden presentar fracturas.
22	Limolita arcillosa café rojizo, ligeramente arenosa y con escaza biotita, trazas de cuarzo blanco y anaranjado
23	Arenisca gris claro y café rojizo de grano muy fino
24	Meta cuarcita
25	Esquisto blanco a gris verdoso micáceo
26	Conglomerado gris verde, compuesto por fragmentos de roca crema
27	Anhidrita y trazas de halita.
28	Lutita gris verde y gris oscuro, calcárea, trazas de caliza gris oscuro, arcillosa compacta

Dado que las descripciones litológicas pueden variar de un pozo a otro, debido a los diferentes criterios seguidos por el especialista a cargo de la descripción, se realizó una reinterpretación y homologación de las diferentes descripciones litológicas, tomando en cuenta las descripciones disponibles en la literatura de las diferentes unidades y la comparación de las respuestas de los registros de pozo y las descripciones de núcleos.

4.3.2 REINTERPRETACIÓN DE CONTACTOS GEOLÓGICOS

Una vez definidas las unidades lito-estratigráficas para todos los pozos, se llevó a cabo una reinterpretación de las profundidades de las cimas geológicas regionales a partir de las descripciones disponibles en la literatura, los reportes de micropaleontología, los estudios previos y la información de pozo. En la figura 4.4 se muestra un ejemplo de un pozo con las columnas geológicas obtenidas de los reportes geológicos y la columna geológica final, así como la columna lito-estratigráfica y los registros geofísicos de pozo. En el anexo 9.3 se describen los criterios utilizados durante este proceso.

Pozo T-1



Indice litológico muestras de canal

- | | |
|-----------------------------|----------------------------|
| Anhidrita | Caliza |
| Basalto | Marga |
| Bentonita | Arenisca no-consolidada |
| Lutita bentonítica | Arenisca |
| Lutita bituminosa | Esquisto |
| Arenisca calcárea Eoceno | Lutita arenosa |
| Arenisca calcárea Jurásico | Caliza arcillosa/carbonosa |
| Conglomerado Eoceno | Arenisca arcillosa |
| Conglomerado CM | Limolita arcillosa |
| Dolomía | Limolita arenosa |
| Lutita bentonítica Jurásico | |
| Roca ígnea intrusiva | |

Figura 4.4 Perfil de datos de pozo. En el primer carril se muestra la profundidad desarrollada en unidades de metros (m). En el segundo carril se muestran los contactos geológicos obtenidos de los reportes geológicos finales de pozo. En el tercer carril se muestran los contactos geológicos reinterpretados. En el cuarto carril se muestra la columna lito estratigráfica interpretada para el pozo. En los siguientes carriles se muestra la información de los registros de pozo descritos en la figura anterior. En la parte inferior se muestra el código de colores para cada uno de los índices lito estratigráficos obtenidos a partir de los reportes de muestras de canal.

4.3.3 ELABORACIÓN DE SECCIÓN GEOLÓGICA

La elaboración de una sección geológica para este trabajo de tesis se propuso para entender la distribución de las principales unidades sedimentarias de la zona de estudio, así como la cinemática y los procesos sedimentarios y tectónicos regionales. Para ello se propuso la sección geológica A-A' en dirección SW-NE en la zona sur de la zona de estudio (ver figura 5.2 en el capítulo de resultados). Siguiendo la propuesta de Woodward et al. (2000), se tomaron en cuenta los siguientes criterios para seleccionar la traza de la sección geológica.

- Paralela a la dirección del transporte tectónico
- Perpendicular a la traza de los cabalgamientos regionales.
- Perpendicular al eje de los principales plegamientos

Otros criterios para realizar el trazo de la sección fue el incluir los puntos de muestreo de las unidades Cahuassas, Santiago y Tepexic en los afloramientos de la Sierra Madre Oriental e incluir la mayor cantidad de pozos exploratorios perforados en la provincia petrolera Tampico Misantla. La sección se prolongó hasta el borde del cubo sísmico COYULA-HUMAPA-CACAHUATENCO (información disponible por parte de la CNH). La información que se utilizó para la elaboración de la sección geológica fue la siguiente:

- Mapa geológico elaborado en el apartado 4.2.2.
- Proyecciones verticales de los contactos geológicos reinterpretados para cada pozo.
- Perfil topográfico elaborado en el software GeomapApp™.
- Información y descripciones de campo.
- Información de la geología regional disponible en la literatura.

El proceso de interpretación para la zona de las fosas de foreland I y II (Figura 5.2), consistió en la integración de la información de los contactos geológicos de los pozos: T1, E1, E-101, E-102, AF-1, CY-1, Y-1, P-1 y C-2 proyectando las profundidades de los contactos geológicos con respecto a sus proyecciones en el perfil topográfico obtenido para la línea A-A' y siguiendo un criterio geológico.

Para la elaboración de la sección se tomaron en cuenta todos los contactos geológicos disponibles por pozo, algunos de los contactos geológicos de mayor importancia para la interpretación fueron: Brecha KT, KI Tamaulipas Superior, KI Tamaulipas Inferior, KI Bentonítico, JST Pimienta, JSO Santiago, JSM Cahuasas y el Complejo Metamórfico. El complejo metamórfico fue identificado en los pozos T-1 y E1 ubicados en la fosa de foreland I. La unidad sedimentaria Cahuasas fue identificada en los pozos T1, E-1 y P-1. Los marcadores Pimienta y Santiago fueron identificados en los pozos T-1, E-1, E-102, AF-1 y P1. Los marcadores de Tamaulipas Inferior y Tamaulipas Inferior Bentonítico fueron identificados en los pozos T-1, E-1, E-102, AF-1 y P-1. Los marcadores de Brecha KT y Tamaulipas Superior se identificaron en todos los pozos.

Al revisar la información de los pozos denominados E-101 y E-102, se logró identificar una repetición de las unidades sedimentarias de Cretácico Superior Méndez (KSM) y Cretácico Superior San Felipe (KSSF) y adicionalmente un cambio de espesor de 60 m para la unidad KSM y de 90 m para la unidad KSSF. Se determinó el cruce de una cabalgadura en el pozo E-102 a los - 620 mbnm, denominada para este trabajo de tesis como falla Escobal, reportada en otros trabajos como falla Brinco-Escobal (Sánchez et al., 2006).

En el pozo T-1 se identificó una repetición de las unidades de la Brecha KT y el KSM a los -517 mbnm y se observó una variación del espesor de las formaciones cabalgantes de 10 m para la Brecha KT y de 90 para el KSM por lo que se determinó el cruce de una cabalgadura en el pozo T-1 a los -517 mbnm, la cual posteriormente se interpretaría como parte del Sistema de cabalgaduras Tlaxcalantongo.

La interpretación de la zona de cabalgadura Escobal y de las fosas de foreland I y II, se complementó con información de los trabajos de Saavedra (2010) y de Medina et al. (2019), en los cuales se tienen secciones sísmicas paralelas a la zona de estudio y una interpretación de la cabalgadura Escobal. Las figuras 9.9 a 9.11 contenidas en el anexo 9.4, muestran la sección geológica y la sección sísmica usadas en el trabajo de

Saavedra (2010), las cuales a su vez se obtuvieron de un estudio regional PEMEX (1998). En la figura 9.12 se muestran las secciones interpretadas disponibles en el trabajo de Medina et al. (2019).

Para la interpretación de las unidades sedimentaria ubicadas en la zona levantada de la Sierra Madre Oriental, se realizó la integración de la información de los mapas geológicos disponibles en la literatura, la información observada en campo y la interpretación realizada para la zona de las fosas foreland. Se interpretó una cabalgadura regional al inicio de la zona de levantamiento orogénico, con un salto de falla de aproximadamente 2300 m, la cual se denominó cabalgadura Tlaxcalantongo y que forma parte del Sistema de cabalgaduras Tlaxcalantongo nombrado así para este trabajo de tesis. El salto de falla se interpreta a partir de la profundidad de la formación Cahuwasas identificada en el pozo T1 a los -2300 msnm y con la información de los afloramientos denominados: Bloque_E3_Cahuwasas y Loc_6_Cahuwasas para este trabajo de tesis los cuales se localizan en el anticlinorio de Huayacocotla, en la Sierra Madre Oriental.

La sección geológica se realizó en las plataformas AutoCAD™ 2019 y CorelDraw™ X7. El perfil topográfico se llevó a cabo utilizando el software GeomapApp™ y la información del mapa geológico en formato .shp, cargada en el proyecto de QGIS™ v3.3.

4.4 ETAPA DE INTERPRETACIÓN II

4.4.1 ELABORACIÓN DE MODELO DE PROPIEDADES PETROFÍSICAS

La disciplina de la petrofísica tiene como objetivo el explicar la naturaleza de las propiedades físicas de las rocas y los fluidos contenidos en ellas. Es de particular interés la determinación del porcentaje volumétrico de los minerales constitutivos de las rocas y de las siguientes tres propiedades físicas: porosidad, permeabilidad y saturación de agua (Kennedy , 2015).

El modelado de propiedades petrofísicas de las rocas en un yacimiento es parte del flujo integral de la caracterización de yacimientos y requiere de la integración de diferentes fuentes de información para realizar una buena interpretación. En el trabajo de Cannon (2016), se propone un flujo de trabajo integral, en el que se incluyen diferentes fuentes de información y la interacción de diferentes disciplinas para realizar una interpretación petrofísica con resultados aceptables.

Para el flujo de trabajo propuesto en este trabajo se propone la integración de las diferentes fuentes de información e interpretaciones realizadas durante la fase de interpretación I. En la figura 4.5 y la tabla 4.5 se muestran las principales fuentes de información que se utilizaron para realizar la interpretación petrofísica.

El modelado de propiedades petrofísicas se realizó únicamente para los pozos que cruzan las unidades propuestas como rocas sello y almacén. La validación de los resultados de la interpretación petrofísica se realizó con los datos de los pozos CO-1, CO-101, T-1 y P1 debido a que tienen la información necesaria de registros geofísicos y de pruebas de laboratorio en núcleos en las unidades propuestas como sello y almacén.

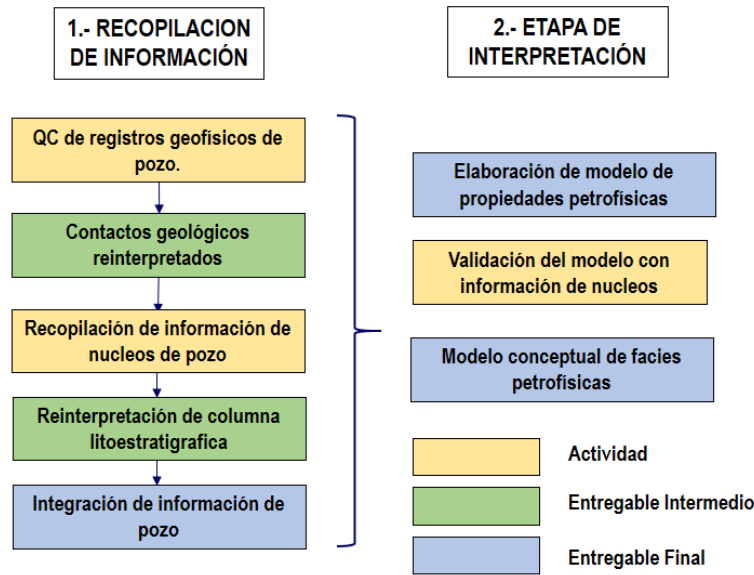


Figura 4.5 Información requerida para la elaboración del modelo de propiedades petrofísicas.

Tabla 4.5 Información disponible para la elaboración del modelo de propiedades petrofísicas en las unidades sedimentarias de interés de los pozos seleccionados. Se mencionan las fuentes de información y su disponibilidad por pozo. Para la información de análisis de núcleos en laboratorio se menciona el abreviado de la unidad geológica en donde se tiene disponibilidad de información: Pimienta (Pim), Tamán (Tam), Santiago (San), Tepexic (Tep) y Cahuasas (Cah). En el caso de haber un análisis especializado de núcleos con valores medidos de porosidad y permeabilidad se usa el color azul. En caso de que se disponga únicamente de los valores de porosidad medidos en campo se usa el color verde. En caso de haber únicamente la descripción de campo sin estimaciones de porosidad y/o permeabilidad se usa el color amarillo y en caso de no haber información de ningún tipo, se usa el color rojo.

Información disponible	Pozo T-1	Pozo A-1	Pozo A-2	Pozo A-3A	Pozo E-1	Pozo AM-1	Pozo TB-1	Pozo LL-1	Pozo CO-1	Pozo CO-101	Pozo P-1
Gamma Ray/SP	D	D	D	D	P -SP	D	D	D	D	D	D
DTCO	D	ND	ND	D	ND	ND	D	ND	D	D	D
NPHI	D	D	D	D	ND	ND	D	D	D	D	D
Caliper	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D
Vel. Int.	ND	ND	D	ND	D	ND	ND	ND	ND	ND	D
Datos de Núcleos	P-San. D-Cah.	P- Pim. P-Tam.	D-Tep.	P-Pim. P-Cah.	D-Tep.	P-Cah.	P -Tam. P - Cah.	-Pim. -Tam.	D-Cah.	D- Cah.	D- Tep. P -San. D- Cah
Contactos geológicos	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D
Columna estratigráfica	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D

4.4.2 ESTIMACIÓN DEL VOLUMEN DE LUTITA (VSH) Y REINTERPRETACIÓN DEL ÍNDICE LITO- ESTRATIGRÁFICO

Desde el punto de vista geoquímico las lutitas están compuestas por diferentes tipos de granos y minerales, principalmente por minerales de arcilla los cuales están constituidos por silicatos de aluminio, con cantidades variables de metales alcalinos y otros cationes (Crain, 2000). Los minerales de arcilla tienen estructuras similares a la mica y forman arreglos de láminas hexagonales producto de la meteorización de feldespatos y de alteraciones hidrotermales del granito. Los minerales de arcilla son muy comunes en rocas sedimentarias de grano fino como las lutitas, mudstone y limolitas y en rocas metamórficas de grano fino (Crain, 2000).

Los registros Gamma Ray y Potencial Espontáneo son los dos indicadores más comunes del contenido de arcilla en las rocas del subsuelo y pueden responder de manera particular a los diferentes tipos de roca. El registro de Gamma Ray mide la radioactividad natural de las rocas generada por la acumulación de minerales radioactivos dentro de la matriz, los granos o las inclusiones fluidas. Debido a que muchas veces estos minerales se acumulan en sedimentos de grano fino compuestos por minerales de arcilla, el registro Gamma

Ray puede ser usado como un indicador del contenido de arcilla y puede utilizarse para realizar una estimación cuantitativa de la fracción de arcilla presente en los diferentes tipos de roca. El cálculo del volumen de arcilla con el registro Gamma Ray muestra buenos resultados en la mayoría de los casos, excepto en zonas de dolomitas o areniscas con alto contenido de uranio, potasio o feldespatos (Crain, 2000). El volumen de lutita también puede ser estimado con los registros de Neutrón y Densidad a partir del principio de la separación de las curvas de estos registros en las formaciones con alto contenido de arcilla (Crain, 2000).

Debido a que, en los pozos analizados no se tiene cobertura del registro de Densidad, se utilizará únicamente registro Gamma Ray corregido para realizar una estimación de la curva de contenido de lutita (VSH). La ecuación 4.5 muestra el cálculo del volumen de arcilla a partir del registro de Gamma Ray.

$$V_{sh} = \frac{GR_{corr} - GR_0}{GR_{100} - GR_0} \quad (4.5)$$

En donde:

GR_{corr} = Gamma Ray corregido por efecto de diámetro (Gapi)

GR_0 = Lectura del Gamma ray corregido en una zona de areniscas limpias (Gapi)

GR_{100} = Lectura del Gamma ray corregido en una zona de 100% lutitas (Gapi)

V_{sh} = Volumen de lutita (fracción)

Previo al cálculo del volumen de lutita con el registro de Gamma Ray, se realiza la definición de las principales zonas petrofísicas a evaluar. Se definieron cuatro zonas petrofísicas principales: Calizas carbonosas de las formaciones Pimienta y Tamán, lutitas bituminosas-carbonosas de la formación Santiago, secuencias de calizas arcillosas de la formación Tepexic y las secuencias siliciclásticas de la formación Cahuás. De acuerdo con esta clasificación se utilizaron valores de corte (GR_{100} , GR_0) para cada una de las zonas petrofísicas de los pozos analizados.

Se observó que en las unidades Pimienta y Tamán, los valores del registro Gamma Ray aumentan por encima de los valores del resto de las unidades atravesadas sin que esto corresponda a la presencia de zonas de 100 % lutita sino a una serie de alternancias de calizas arcillo-carbonosas. Una de las razones del aumento de Gamm Ray es la presencia de contenido de materia orgánica en zonas de maduración de hidrocarburo y presencia de rocas generadoras. En esta zona en particular se deben de definir valores de corte del Gamma Ray que tomen en cuenta este efecto y utilizar otros indicadores litológicos como el registro DTCO. Los

resultados del cálculo de volumen de lutita se compararon con las descripciones realizadas en laboratorio y de los núcleos disponibles en los pozos. A continuación, se describirá el proceso de la estimación del volumen de lutita para cada pozo y el proceso de reinterpretación de las unidades lito estratigráficas.

4.4.3 POZO CO-1

La interpretación petrofísica del pozo CO-1, se realizó para el intervalo de 2360 m a 3004 m, comprendiendo a las unidades sedimentarias: Pimienta, Tamán y Cahuwasas. El intervalo está constituido principalmente por dos zonas petrofísicas: las unidades calcáreo-arcillosas de las formaciones Pimienta-Tamán y las unidades siliciclásticas de la unidad Cahuwasas. Para realizar la interpretación petrofísica se utilizó la información de las descripciones de los núcleos N2, N3 y N4 cortados de la unidad Cahuwasas y los registros geofísicos de Neutrón, Gamma Ray y DTGO. De las descripciones de núcleos, se identificaron cuatro litologías principales las cuales se enumeran como sigue:

- a) Arenisca calcárea
- b) Conglomerado cuarcítico
- c) Limolita arcillosa
- d) Lutita bentonítica

Además se identificaron dos litologías adicionales, obtenidas a partir de las descripciones de muestras de canal.

- e) Caliza
- f) Caliza arcillosa

A partir de las descripciones de los núcleos y de los registros Gamma Ray y DTGO, se realizó la reinterpretación del índice lito-estratigráfico para la zona de interés, con los valores característicos de los registros de pozo para cada litología. Debido a que el registro DTGO se puede relacionar de manera directa con la velocidad de la onda compresional V_p (propiedad que está en función del grado de cementación, el tipo de matriz, la densidad de los granos, la densidad de la matriz, la porosidad y el tipo de fluido contenido) se identificaron los siguientes valores característicos de las lecturas del registro DTGO por litología.

- g) Arenisca calcárea: $65 \mu s/ft$
- h) Caliza: $65 \mu s/ft$
- i) Caliza arcillosa: $70 \mu s/ft$
- j) Conglomerado cuarcítico: $75 \mu s/ft$
- k) Limolita arcillosa café rojizo: $85 \mu s/ft$
- l) Lutita bentonítica: $100 \mu s/ft$

Se espera que las formaciones más compactas cuenten con valores de DTCO más bajos que en las formaciones menos compactas. El DTCO suele ser un buen indicador litológico en zonas en donde el registro Gamma Ray está afectado por condiciones de hueco, alteraciones mineralógicas, presencia de minerales radiactivos y/o de origen ígneo y la presencia de rocas generadoras de hidrocarburo con un alto contenido de materia orgánica. Por esta razón se utilizó el registro DTCO como primer indicador litológico para las zonas de calizas, calizas arcillosas, areniscas calcáreas, conglomerado cuarcítico y en segundo lugar se utilizó el volumen de lutita (VSH) calculado a partir del registro Gamma Ray.

Posterior a la obtención del índice lito estratigráfico, se procedió a la estimación del volumen de lutita (VSH), para el intervalo de interés. El volumen de lutita se estimó a partir del registro Gamma Ray, por el método descrito en el apartado 4.4.2, utilizando valores de corte (GR_{100}, GR_0) para cada una de las dos zonas petrofísicas y se comparó con la composición porcentual de las descripciones de núcleos. De acuerdo con el análisis petrográfico y de DRX realizados en los núcleos del pozo CO-101, se encontraron porcentajes de entre 10% a 13% de minerales de arcilla en el total de las muestras analizadas. En la figura 4.6 se muestran un ejemplo de los resultados de la reinterpretación del índice lito estratigráfico y la curva de volumen de arcilla. En el anexo 9.4.1 se incluye la información de las descripciones de campo para los núcleos analizados y las fotografías disponibles para los núcleos de pozo.

4.4.4 POZO CO-101

La interpretación petrofísica para el pozo CO-101, se realizó para el intervalo de 2440 m a 2700 m comprendiendo a las unidades sedimentarias: Pimienta, Tamán y Cahuwasas. El intervalo para analizar está constituido principalmente por dos zonas petrofísicas: Las unidades calcáreo-arcillosas de las formaciones Pimienta-Tamán y las unidades siliciclásticas de la unidad Cahuwasas. La interpretación se realizó con la información de los registros de DTGO y Gamma Ray y con las descripciones de los núcleos N1, N2, N3, N4, N5, N6 y N7 cortados dentro de la unidad Cahuwasas. Se identificaron cuatro litologías principales a partir de las descripciones de núcleos las cuales se enumeran como sigue:

- a) Arenisca calcárea
- b) Conglomerado cuarcítico
- c) Lutita bentonítica
- d) Limolita arcillosa

Adicionalmente se identificaron dos litologías principales obtenidas a partir de las descripciones de muestras de canal:

- e) Caliza
- f) Caliza arcillosa

Tomando como base la información revisada previamente en el pozo CO-1 e incorporando la información del pozo CO-101, se realizó la reinterpretación del índice lito-estratigráfico para la zona de interés a partir de los valores característicos de los registros de pozo para cada litología. Se lograron identificar los siguientes valores característicos entre las lecturas del registro DTGO y las litologías correspondientes:

- g) Caliza: $65 \mu s/ft$
- h) Caliza arcillosa: $70 \mu s/ft$
- i) Arenisca calcárea: $70 \mu s/ft$
- j) Conglomerado cuarcítico: $80 \mu s/ft$
- k) Limolita arcillosa: $100 \mu s/ft$
- l) Lutita bentonítica: $110 \mu s/ft$

El volumen de lutita se estimó a partir del registro Gamma Ray, por el método descrito en el apartado 4.4.2 y se comparó con composición porcentual obtenida en las descripciones de los núcleos y adicionalmente se comparó con el porcentaje de arcilla estimado en el análisis especializado de núcleos descrito en el anexo 9.4.1.

4.4.5 POZO P1

La interpretación petrofísica para el pozo P-1, se realizó en el intervalo de 3700 m a 4050 m comprendiendo a las unidades sedimentarias Tepexic, Huehuetepc y Cahuwasas. El intervalo por analizar está constituido principalmente por tres zonas petrofísicas: las unidades calcáreo-arcillosas de la formación Tepexic, los depósitos evaporíticos de la formación Huehuetepc y las unidades siliciclásticas de la unidad Cahuwasas. La interpretación se realizó con la información de los registros de DTCO, Gamma Ray, Neutrón y con las descripciones de los núcleos N2, N3, N4 y N5 cortados dentro de las unidades Tepexic y Cahuwasas. Se identificaron cuatro litologías principales a partir de las descripciones de núcleos las cuales se enumeran como sigue:

- a) Caliza
- b) Caliza arcillosa
- c) Lutita calcárea
- d) Limolita arcillosa
- e) Arenisca cuarcítica rojiza

Adicionalmente, en la unidad Huehuetepc se identificaron dos litologías a partir de las descripciones de muestras de canal:

- f) Anhidrita
- g) Lutita bentonítica

Tomando como base la información revisada previamente, se lograron identificar los siguientes valores característicos entre las lecturas del registro DTCO y las facies litológicas mencionadas en el párrafo anterior.

- a) Caliza: $65 \mu s/ft$
- b) Caliza arcillosa: $70 \mu s/ft$
- c) Lutita calcárea: $85-150 \mu s/ft$
- d) Limolita arcillosa: $105 \mu s/ft$
- e) Anhidrita: $115 \mu s/ft$
- f) Arenisca cuarcítica rojiza: $100 \mu s/ft$
- g) Lutita bentonítica: $120 \mu s/ft$

El volumen de lutita se estimó a partir del registro Gamma Ray, por el método descrito en el apartado 4.4.2 y se comparó con composición porcentual descrita en las descripciones de campo de los núcleos y adicionalmente se comparó con el porcentaje de arcilla descrito en el análisis especializado de núcleos descrito en el apartado 9.4.1.

4.4.6 POZO T1

La interpretación petrofísica para el pozo T-1, se realizó para el intervalo de 2040 m a 2687 m comprendiendo a las unidades sedimentarias Santiago, Cahuwasas y el Complejo Metamórfico. El intervalo por analizar está constituido principalmente por tres zonas petrofísicas, correspondiente a las unidades calcáreo-arcillosas de la unidad Santiago, las unidades siliciclásticas de la unidad Cahuwasas y las rocas de esquisto pertenecientes al complejo metamórfico. De acuerdo con las descripciones de muestras de canal y de núcleos, se tienen intervalos de conglomerados ígneos que se encuentran en la base de la secuencia sedimentaria de Cahuwasas. La interpretación se realizó con la información de los registros de DTCCO, Gamma Ray, Neutrón y con las descripciones de los núcleos N4, N5, N6 y N7 cortados dentro de la unidad sedimentaria Cahuwasas. Se identificaron seis litologías principales a partir de las descripciones de núcleos las cuales se enumeran como sigue:

- a) Roca ígnea intrusiva (Se presenta como una intrusión de aproximadamente 15 m localizada en la cima de Cahuwasas y la base de Santiago) La descripción de esta roca se obtuvo de la descripción del núcleo # 2 , cortado entre los 2232 m a los 2241 m (Ver descripción en el anexo 9.4.1).
- b) Lutita calcárea
- c) Arenisca cuarcítica roja

- d) Arenisca cuarcítica gris
- e) Limolita arcillosa
- f) Esquisto y roca ígnea

Además se identificó 1 litología a partir de las descripciones de muestras de canal:

- a) Caliza arcillosa

Tomando como base la información de los pozos analizados anteriormente , se realizó la reinterpretación de la columna lito-estratigráfica para la zona de interés, con los valores característicos de los registros de pozo para cada litología. Se lograron identificar los siguientes valores característicos entre las lecturas del registro DTCO y las facies litológicas mencionadas en el párrafo anterior.

- a) Arenisca cuarcítica roja: $55 \mu s/ft$
- b) Esquisto y roca ígnea: $55 \mu s/ft$
- c) Arenisca cuarcítica gris: $60 \mu s/ft$
- d) Limolita arcillosa: $65 \mu s/ft$
- e) Roca ígnea intrusiva: $65 \mu s/ft$
- f) Caliza arcillosa: $70 \mu s/ft$
- g) Lutita calcárea: $75 \mu s/ft$

El volumen de lutita se estimó a partir del registro Gamma Ray por el método descrito en el apartado 4.4.2 y se comparó con composición porcentual descrita en las descripciones de campo de los núcleos.

4.4.7 REINTERPRETACIÓN DE LAS UNIDADES LITO ESTRATIGRÁFICAS PARA LOS INTERVALOS PROPUESTOS PARA EL ANÁLISIS PETROFÍSICO

A partir del cálculo del volumen de lutita (VSH), el registro DTCO y las descripciones de los núcleos, se procedió a la reinterpretación del índice lito estratigráfico descrito en la sección 4.3.1 únicamente para las unidades de interés en donde se realiza la interpretación petrofísica (unidades Cahuastas, Tepexic , Santiago, Tamán y Pimienta). Se tomó como base el índice lito estratigráfico inicial obtenido a través de las descripciones de muestra de canal, descrito en la sección 4.3.1.

El índice lito-estratigráfico utilizado para la evaluación petrofísica contiene las siguientes litologías: 1.- Arenisca calcárea, 2.- Conglomerado cuarcítico, 3.- Limolita arcillosa, 4.- Lutita bentonítica, 5.- Caliza, 6.- Caliza arcillosa, 7.- Lutita calcárea, 8.-Arenisca cuarcítica roja, 9.- Anhidrita, 10.- Arenisca cuarcítica gris, 11.- Roca ígnea y Esquisto.

En la figura 4.6 se muestran los resultados de la reinterpretación del índice lito estratigráfico y la curva de volumen de arcilla del pozo T-1, los cuales se utilizaron para identificar las variaciones de las propiedades petrofísicas en función de la litología, durante la elaboración del modelo de facies petrofísicas. El índice lito estratigráfico obtenido a partir de las muestras de canal, se utilizó como referencia en las figuras. Las interpretaciones de los demás pozos se mostrarán en el capítulo 5.

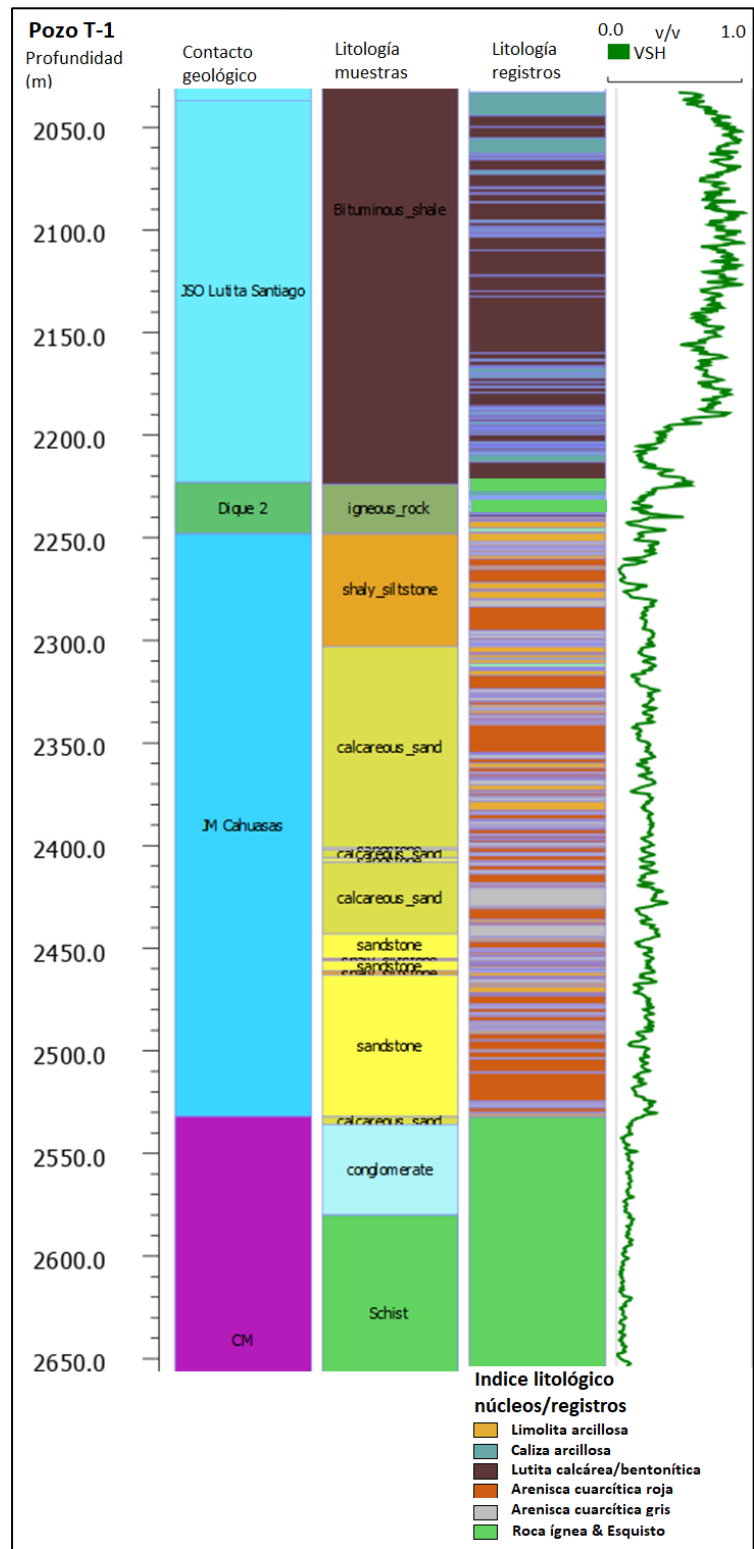


Figura 4.6 Perfiles de los índices litológicos obtenidos a partir de las muestras de canal , registros de pozo y los datos de núcleo. En el primer carril se muestra la profundidad desarrollada en unidad de metros (m). En el segundo carril

se presentan los contactos geológicos. En el tercer carril se muestra la columna lito estratigráfica obtenida de los reportes de muestras de canal. En el cuarto carril se presenta la columna lito estratigráfica obtenida de los registros de pozo y los datos de núcleo. En el quinto carril se grafica el volumen de lutita en unidades de fracción (v/v) obtenido a partir del registro GR. El código de colores del índice lito-estratigráfico obtenido para la interpretación petrofísica se muestra en la parte inferior.

4.4.8 CÁLCULO DE LA POROSIDAD TOTAL

La porosidad total, se define como la fracción del volumen de los componentes totales de la roca, que no está ocupado por el material sólido de la roca y puede ser expresada en la ecuación 4.6 (Crain, 2016).

$$\phi = \frac{V_b - V_{gr}}{V_b} = \frac{V_p}{V_b} \quad (4.6)$$

En donde:

ϕ = Valor de la fracción de la porosidad total. (fracción).

V_b = Volumen del material total de la muestra de roca (m³).

V_b = Volumen ocupado por los granos y la matriz (m³).

V_p = Volumen ocupado por los poros (m³).

La porosidad es medida en laboratorio y se puede estimar por métodos indirectos empleando registros geofísicos de pozo. Algunos de los factores que afectan la magnitud de la porosidad, es el tipo de arreglo de los granos (empaquete romboidal o cúbico) la heterogeneidad de los tamaños de los granos, el grado de cementación, el grado de consolidación y la presión de confinamiento por mencionar algunos factores. La mayoría de las rocas estudiadas en la exploración petrolera, suelen tener una porosidad de entre 10% a 20% (Tiab y Donaldson, 2016).

4.4.9 ESTIMACIÓN DE LA POROSIDAD TOTAL A PARTIR DEL DTCO

El primer paso para lograr una estimación de la porosidad total a partir de la información de registros geofísicos es el seleccionar el método a utilizar (dependiendo del tipo de registro disponible) y contar con la información del tipo de roca, el tipo de matriz y el contenido mineralógico de las rocas contenidas en la unidad sedimentaria a evaluar.

Para el caso de la estimación de la porosidad con los datos del tiempo de tránsito compresional (DTCO) se utilizaron modelos empíricos obtenidos a partir de la información medida en campo y los valores de porosidad medidos en laboratorio. Debido a que los valores del DTCO están en función de la porosidad, la densidad de la roca y el tipo de fluido contenido en los poros de la roca es necesario saber los valores de referencia de la respuesta del DTCO para la litología y el fluido para una muestra de roca tipo. Dos de los modelos empíricos más usados en la industria, con los que se estima el valor de la porosidad a partir del DTCO es el de: Wyllie Time Average (Wyllie et al.,1956) y el modelo de Raymer-Hunt-Gardner (Raymer et al., 1979).

El método de Wyllie-Time Average fue desarrollado de acuerdo con la premisa de que la densidad y la velocidad, están en función del componente mineralógico, la porosidad y el tipo de fluidos contenidos en los poros. Wyllie et al. (1956), dispuso la información de datos de porosidad medida en núcleos vs la velocidad compresional medida en los mismos y encontró una relación lineal que variaba en pendiente dependiendo de la mineralogía. Posteriormente se agregó un término para corregir el efecto de la compactación (KCP), siendo el valor de 0.625 la constante correspondiente para formaciones de 100 % lutita con tiempos de transito de 160 $\mu\text{s}/\text{ft}$ y de 1.0 para formaciones de 100 % lutita con tiempos de transito menores a 100 $\mu\text{s}/\text{ft}$. Para formaciones con baja porosidad la relación muestra un comportamiento lineal y al aumentar la porosidad muestra un comportamiento no lineal. Esta aproximación es efectiva para una gran variedad de situaciones y es ampliamente usada en la industria (Crain, 2000; Cannon , 2016).

La ecuación del modelo de Wyllie-Time Average en función de la velocidad acústica se muestra en las ecuaciones 4.7 y 4.8 (Crain, 2000; Cannon , 2016).

$$\phi = \frac{\Delta t_{log} - \Delta t_{ma}}{\Delta t_{fl} - \Delta t_{ma}} * KCP \quad (4.7)$$

$$KCP = \max\left(1, \left(\frac{\Delta t_{sh}}{100} * C\right)^{-1}\right) \quad (4.8)$$

En donde:

ϕ = Valor de la fracción de la porosidad total (fracción)

Δt_{log} = Tiempo de tránsito compresional medido por la sonda de registros en unidades de $\mu\text{s}/\text{ft}$

Δt_{ma} = Tiempo de tránsito compresional de la matriz de la roca en unidades de $\mu\text{s}/\text{ft}$

Δt_{fl} = Tiempo de tránsito compresional del fluido contenido en la roca en unidades de $\mu\text{s}/\text{ft}$

Δt_{sh} = Tiempo de tránsito compresional de rocas con un estimado de 100% lutita en unidades de $\mu\text{s}/\text{ft}$

$KCP = \text{Factor de corrección del efecto de compactación}$

$C = \text{Constante adimensional, generalmente con valor de 1}$

El modelo de Wyllie Time Average fue desarrollado para ser usado en formaciones de areniscas y calizas tipo grainstone. En el caso de que existan fracturas o huecos (vúgulos), el método subestima el cálculo de la porosidad debido a la presencia de microporosidad. En zonas de areniscas con presencia de gas la herramienta acústica tiende a sobreestimar la porosidad.

Otro método usado en la industria es el de Raymer-Hunt-Gardner, el cual fue diseñado para su uso en areniscas de baja consolidación y formaciones de calizas. Este método es una aproximación no lineal entre información medida en núcleos versus los datos de DTCO medidos por los registros geofísicos de pozo. Esta aproximación debe de ser usada únicamente en el caso de arenas limpias y formaciones de calizas. Puede ser usada en el caso de areniscas no compactadas, sin aplicar el coeficiente de compactación implementado en la aproximación de Wyllie Time Average (Crain, 2000).

Para el caso de las unidades sedimentarias a evaluar en este trabajo de tesis, se eligió el modelo de Wyllie Time-Average, debido a que la estimación de porosidad se realizará en secuencias de areniscas y limolitas consolidados y secuencias de lutitas calcáreas con alternancias de calizas arcillosas. Para realizar las estimaciones de porosidad en las secuencias litológicas de Cahuasas, se utilizará un valor de tiempo de tránsito de $55.5 \mu s/ft$ correspondiente a una matriz de arenisca consolidada. El valor del tiempo de tránsito del fluido se considera de $185 \mu s/ft$ para un fluido constituido por agua salada (De acuerdo con los análisis de fluidos realizados en Cahuasas, se sabe que el agua contiene salinidades de 149,000 ppm- 250,000 ppm). Para las litologías de calcarenita de Tepexic, se utilizará un valor de tiempo de tránsito de $47.5 \mu s/ft$ correspondiente a una matriz de caliza (Kamel y Mohamed,1972, 2006; Mavko et al., 2009, Crain, 2000).

Para evaluar la porosidad en formaciones con un porcentaje de arcilla con el método de Wyllie, es necesario aplicar un factor de corrección. En las ecuaciones 4.9 y 4.10 se muestran las expresiones necesarias para el cálculo de la porosidad aparente en formaciones de 100% lutita y la porosidad corregida por arcilla (Crain, 2000).

$$\phi_{ssh} = \frac{K * \Delta t_{sh} - \Delta t_{ma}}{\Delta t_{fl} - \Delta t_{ma}} \quad (4.9)$$

$$\phi_{sc} = \phi_s - V_{sh} * \phi_{ssh} \quad (4.10)$$

En donde:

ϕ_{ssh} = Valor de la fracción de la porosidad aparente en lutita (fracción)

ϕ_{sc} = Valor de la fracción de la porosidad corregida por el efecto de las lutitas(fracción)

Δt_{sh} = Valor del tiempo de tránsito en una formación de 100% lutita en unidades de $\mu s/ft$

Δt_{ma} = Tiempo de tránsito compresional de lamatriz de la roca en unidades de $\mu s/ft$

Δt_{fl} = Tiempo de tránsito compresional del fluido contenido en la roca en unidades de $\mu s/ft$

V_{sh} = Volumen de lutita(fracción)

Para las formaciones de 100% lutita se considerará un valor estimado de tiempo de tránsito de $67 \mu s/ft$ (valor estimado con la información obtenida del registro VSP de los pozos A-2 y E1). Adicionalmente se toman como referencia los valores reportados por Crain (2000), en los cuales se estiman valores de tiempo de transito de 64 a $67 \mu s/ft$ para los minerales de arcilla .

4.4.10 ESTIMACIÓN DE LA POROSIDAD A PARTIR DEL NEUTRÓN

La porosidad de Neutrón (NPHI) es calculada directamente a partir de los valores del registro de Neutrón, debido a que la herramienta mide directamente los impulsos generados por las moléculas de fluido presentes en la roca. Usualmente las estimaciones de la porosidad Neutrón pueden variar en presencia de diferentes litologías, a pesar de que tengan un mismo valor de porosidad, esto debido a los parámetros con los que se calibra la herramienta de Neutrón previo a la operación de registro. La relación entre el conteo de neutrones medido por la herramienta neutrón y la porosidad se muestra en la ecuación 4.11 (Cannon , 2016).

$$\log_{10}\phi = a * N + B \quad (4.11)$$

En donde:

ϕ = Valor de la fracción de la porosidad total (fracción)

a, B = Constantes empíricas determinadas para cada litología.

En el caso de rocas con presencia de gas la porosidad Neutrón puede subestimar los valores de la porosidad debido al bajo contenido de índice de hidrógeno en los poros con presencia de gas, por lo que las estimaciones de la herramienta de Neutrón en estos casos deben de ser cualitativas únicamente. La herramienta de porosidad Neutrón debe de ser usada en conjunto con otras herramientas para la estimación de la porosidad, como las herramientas acústicas o las de densidad. Existen algunas reglas empíricas en las que se pueden graficar las curvas obtenidas por la herramienta de Neutrón y de Densidad, y en el caso de observar la

separación de las curvas se logran identificar intervalos con la presencia de agua. En el caso de observar un cruce de las curvas de Neutrón y de Densidad, es posible identificar intervalos con presencia de gas (Cannon, 2016).

Debido a que la información disponible en los pozos analizados en este trabajo de tesis contiene únicamente la información de la herramienta Neutrón en unidades de pulsos/segundo, se utilizará el dato de la porosidad Neutrón, estimada con el método de “alta porosidad-baja porosidad” mencionado por Crain (2000) descrito en el apartado 4.2.4 y resumido en las ecuaciones 4.2, 4.3 y 4.4.

4.4.11 VALIDACIÓN DE LOS RESULTADOS CON DATOS DE LABORATORIO Y DESCRIPCIONES DE NÚCLEOS

Una vez que se tienen las estimaciones de volumen de lutita y de porosidad obtenidas de los registros geofísicos de pozo, es necesario llevar a cabo un proceso de validación con la información de las propiedades medidas en laboratorio. La selección de una curva optima de porosidad total, requiere que exista una mínima diferencia entre los valores de las estimaciones de porosidad realizadas a partir de los registros geofísicos y las mediciones en laboratorio. En el capítulo 5 se mostrarán los resultados de las estimaciones de porosidad obtenidas con registros geofísicos comparados con los datos de los núcleos disponibles en los pozos.

4.4.12 CÁLCULO DE LA PERMEABILIDAD

La permeabilidad se define como la constante que relaciona la tasa de flujo y el diferencial de presión de un fluido que pasa a través de un medio poroso con dimensiones conocidas. El experimento llevado por Darcy en 1850 se puede resumir en la ecuación 4.12.

$$q = \frac{k \cdot A \cdot dP}{dl \cdot \mu} \quad (4.12)$$

En donde:

$$q = \text{Gasto} \left(\frac{\text{cm}^3}{\text{s}} \right)$$

$$A = \text{Area de la sección transversal}(\text{cm}^2)$$

$$\mu = \text{Viscosidad del fluido}(\text{adm})$$

$$k = \text{Permeabilidad del medio poroso} (1\text{Darcy} - 0.986923\mu\text{m}^2)$$

$$\frac{dp}{dl} = \text{Gradiente de presión en la dirección del flujo}(\text{atm/cm})$$

La permeabilidad se mide haciendo pasar un fluido a través de un tapón de núcleo seco, con dimensiones conocidas (A_c y L). En algunos casos se tiene estandarizado el uso de aire o gas, para la determinación de la permeabilidad, debido a que se minimizan las interacciones de roca-fluido.

Permeabilidad Klinkenberg.

La permeabilidad se mide normalmente en laboratorio, usando tapones cilíndricos por los que se hace fluir un gas o aire seco. Debido a que la permeabilidad estimada con aire tendrá valores más altos que los de la permeabilidad medida con los fluidos presentes en los yacimientos de hidrocarburos, se realiza una corrección de esta diferencia por medio de la corrección propuesta por Klinkenberg. La relación entre la permeabilidad del aire y la permeabilidad de los fluidos se expresa en la ecuación 4.13 (Klinkenberg, 1941).

$$k_a = c \left(\frac{1}{P_m} \right) + k_L \quad (4.13)$$

En donde:

$P_m =$ Presión promedio $(P_1 + P_2)/2$

$c =$ Constante adimensional

$k_L =$ Permeabilidad del liquido, equivalente

Klinkenberg expresó la constante c como:

$$c = bk_L \quad (4.14)$$

En donde:

$b =$ factor de geometría del poro

El factor de geometría del poro depende del tamaño de la garganta de poro y es inversamente proporcional al radio de las capilaridades. El parámetro b puede ser determinado a partir de mediciones dinámicas. Una permeabilidad de 1 Darcy corresponde a una permeabilidad relativamente alta. La permeabilidad de la mayoría de los yacimientos de hidrocarburos es menor a 1 Darcy. Por lo general las unidades de la permeabilidad se miden en mD (mili-Darcy). En el caso de existir más de 1 fluido dentro de los poros de las

rocas, se debe de considerar el cálculo de una permeabilidad efectiva. Existen diferentes factores que pueden afectar los valores de la permeabilidad, entre ellos, la forma y el tamaño de los granos, la laminación, el grado de cementación, el grado de fracturamiento y disolución, entre otros (Tiab y Donaldson, 2016).

4.4.13 ESTIMACIÓN DE LA PERMEABILIDAD A PARTIR DE REGISTROS GEOFÍSICOS

La permeabilidad se puede estimar a partir de la información de los registros geofísicos por medio de relaciones empíricas obtenidas entre las mediciones de permeabilidad y porosidad medidas en laboratorio o a partir de modelos existentes en la literatura como el de Wyllie-Rose (1967) en el cual se relaciona la permeabilidad en función de la porosidad efectiva (PHIE) y la saturación de agua irreducible o el de Kozeny-Carman (1961), en el cual se obtiene la permeabilidad en función de la porosidad y la geometría y tamaño de los granos. Existen varios factores que pueden afectar la relación de porosidad-permeabilidad, tales como el grado de cementación, la litología, el grado de fracturamiento, la laminación, etc. Existen casos en donde se tienen formaciones con una alta porosidad y una baja permeabilidad, como es el caso de las formaciones de lutitas o el caso de formaciones con baja porosidad y una alta permeabilidad, como es el caso de las calizas con presencia de fracturamiento (Tiab y Donaldson, 2016).

4.4.14 ESTIMACIÓN DE LA PERMEABILIDAD A PARTIR DE LA POROSIDAD Y LA SATURACIÓN DE AGUA IRREDUCIBLE

Debido a que la permeabilidad está en función de la estructura del sistema poral, la cual es una propiedad que no puede ser evaluada ni obtenida a partir de los registros geofísicos de pozo a diferencia de las estimaciones de la porosidad, para realizar una estimación de la permeabilidad es necesario el contar con mediciones de laboratorio las cuales serán comparadas con las estimaciones obtenidas a partir de correlaciones empíricas y se seleccionará la mejor estimación para las diferentes facies o zonas analizadas. Las estimaciones de permeabilidad obtenidas a partir de registros geofísicos, presentarán una mayor incertidumbre que las estimaciones de porosidad mediante los registros geofísicos de pozo. (Kennedy, 2015). De acuerdo con Kennedy (2015), algunas características de la permeabilidad pueden numerarse entre las siguientes:

a) La permeabilidad puede tener un rango muy amplio de valores, pasando de valores de 0 mD hasta decenas de Darcy. Los valores de porosidad, saturación y volumen de lutita, por el contrario, poseen rangos limitados que van de 0 a 1.

- b) La permeabilidad está controlada por la morfología del sistema poral (tamaño de grano, forma y geometría de los poros y las interconexiones entre ellos).
- c) La permeabilidad puede ser altamente dependiente de la escala, por lo que una región volumétricamente poco representativa de un yacimiento puede dominar el sistema de flujo de los fluidos contenidos.
- d) La permeabilidad está en función del tipo de fluidos contenido en el sistema poroso.
- e) La permeabilidad puede cambiar proporcionalmente más rápido que la porosidad en presencia de un diferencial de presión aplicado a los fluidos o por la aplicación de esfuerzos en las rocas.
- f) En general la permeabilidad es una propiedad anisotrópica.

De acuerdo con Kennedy (2015), uno de los métodos más utilizados para realizar estimaciones de la permeabilidad en función de los registros de pozo, es considerar que tanto la permeabilidad como la saturación de agua irreducible, están en función del tamaño de grano. En rocas con una buena cementación, la permeabilidad estará en función del tamaño de grano, a diferencia de la permeabilidad presente en sedimentos poco consolidados, en los cuales depende del diámetro de garganta de poro.

El principio físico de la estimación de la permeabilidad a partir de la saturación del agua irreducible es que en el caso de que exista una reducción del tamaño de grano, la superficie de contacto del agua irreducible aumenta, incluso en el caso de que la porosidad se mantenga constante. A partir de este principio, se han propuesto diferentes relaciones empíricas a través del tiempo, de los cuales el método de Wyllie–Rose (1950) es uno de los primeros métodos propuestos para el cálculo de la permeabilidad para formaciones clásticas y arroja buenos resultados cuando se tienen datos disponibles de análisis de laboratorio.

De acuerdo con Kennedy (2015), la expresión de Wyllie-Rose (1950) evaluada con los parámetros propuestos por Morris-Biggs (1967) muestra buenos resultados para formaciones de areniscas bien cementadas y con un bajo contenido de arcilla utilizando un exponente de la porosidad de 6. Por otro lado, la expresión de Wyllie-Rose (1950) utilizando los valores propuestos por Timur (1968) en donde se propone un exponente de la porosidad de 4.4, estima valores más altos de permeabilidad. La ecuación 4.14, muestra la expresión obtenida para el cálculo de la permeabilidad con el método de Wyllie –Rose.

$$k = c * \left(\frac{\phi_{eff}^d}{S_{w_{irr}}^e} \right) \quad (4.14)$$

$$\phi_{eff} = \phi * (1 - V_{sh}) \quad (4.15)$$

En donde:

- $k = \text{Permeabilidad(mD)}$
- $c = \text{Constante de permeabilidad(fracción)}$
- $\phi_{eff} = \text{Porosidad efectiva(fracción)}$
- $\phi = \text{Porosidad total(fracción)}$
- $Sw_{irr} = \text{Saturación del agua irreducible(fracción)}$
- $d = \text{Exponente de la porosidad(fracción)}$
- $e = \text{Exponente de la saturación del agua irreducible(fracción)}$
- $V_{sh} = \text{Volumen de lutita(fracción)}$

El modelo de Dumanoir-Coates (1973) realiza la estimación de la permeabilidad en función de la porosidad efectiva y arroja valores más bajos de permeabilidad que los estimados por Wyllie-Rose (1950). Este método trabaja tanto con los valores de la porosidad total como de la porosidad efectiva (ϕ_{eff}), por lo que tiene implícita una corrección del contenido de arcilla y de acuerdo con Crain (2000) muestra buenos resultados en facies con alto contenido de arcilla. La ecuación 4.14, muestra la expresión obtenida para el cálculo de la permeabilidad con el método de Dumanoir-Coates.

$$k = \frac{d * (0.077 + 1.55 * \rho - 0.627 * \rho^2) * (\phi_{eff}^{(2d)})}{\left(d \left| \frac{2 * R_w}{R_w_{irr}} \right|^2\right)} \quad (4.16)$$

$$\phi_{eff} = \phi * (1 - V_{sh}) \quad (4.17)$$

En donde:

- $k = \text{Permeabilidad(mD)}$
- $c = \text{Constante de permeabilidad(fracción)}$
- $\phi_{eff} = \text{Porosidad efectiva(fracción)}$
- $d = \text{Exponente de la porosidad(fracción)}$
- $\rho = \text{Densidad del hidrocarburo(g/cm}^3\text{)}$
- $R_w = \text{Resistividad del agua de formación a temperatura del yacimiento (g/cm}^3\text{)}$
- $R_{wirr} = \text{Resistividad del agua irreducible a temperatura del yacimiento(g/cm}^3\text{)}$
- $V_{sh} = \text{Volumen de lutita(fracción)}$
- $\phi = \text{Porosidad total(fracción)}$

Para este trabajo de tesis, se evaluaron los métodos de Wyllie-Rose (1950) utilizando los valores propuestos por Morris-Biggs (1967) para litologías de areniscas calcáreas y el método de Dumanoir-Coates (1973) en las facies de las formaciones sello (lutita y lutita arcillosa). Ambos métodos serán comparados vs las mediciones de permeabilidad medidas tanto en núcleos de laboratorio como en las muestras de afloramiento. De acuerdo con los datos análisis especializados de núcleos realizados en el pozo CO-101, se estima un valor de saturación de agua irreducible de 12.8% a 14.8% en las zonas de areniscas de la formación Cahuwasas. Los resultados de ambas expresiones fueron cotejados con datos obtenidos en laboratorio. En el capítulo 5 se mostrarán los resultados finales de la interpretación petrofísica para los pozos analizados

5.RESULTADOS

5.1 INTEGRACIÓN DE LA INFORMACIÓN DE POZO

La información de los pozos seleccionados y su interpretación se integraron en la plataforma Leapfrog™ versión 4.4. En el anexo 8.3, se muestra un ejemplo de una de las fichas de resumen elaboradas para los 20 pozos analizados. La información recopilada por pozo incluye:

- a) Información básica de pozo, incluyendo trayectoria y coordenadas.
- b) Registros básicos de pozo empalmados.
- c) Columna lito-estratigráfica elaborada por pozo.
- d) Contactos geológicos provenientes de reportes finales.
- e) Contactos geológicos interpretados para cada pozo.
- f) Propiedades petrofísicas medidas en núcleos de pozo.
- g) Registros corregidos por condiciones ambientales (GR, DTCO) (11 pozos).
- h) Perfiles de propiedades petrofísicas interpretadas para los pozos seleccionados (11 pozos).
- i) Índice lito estratigráfico elaborado a partir de registros e información de núcleos: (4 pozos).

5.2 MAPA GEOLÓGICO DE LA ZONA DE ESTUDIO

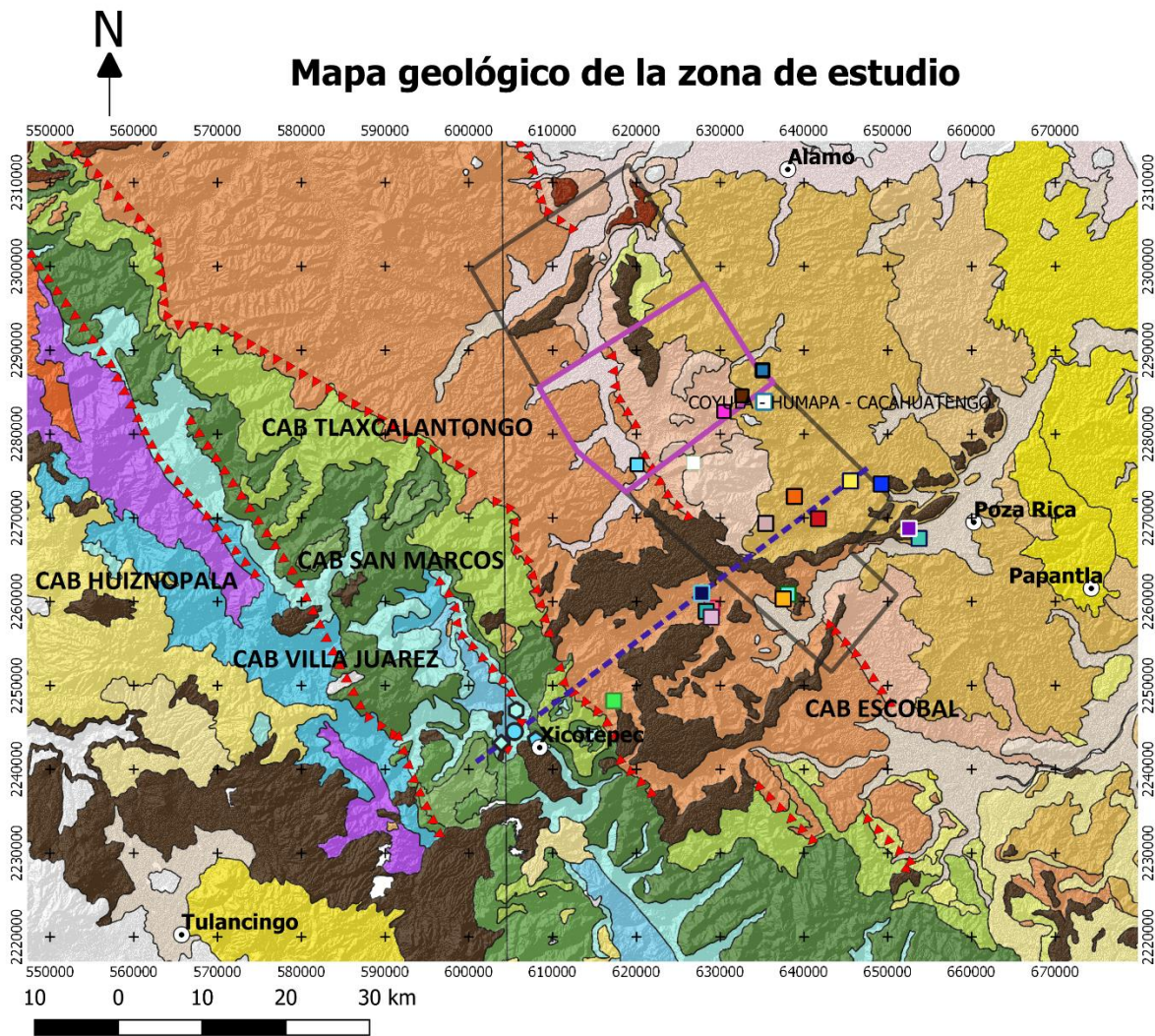
La zona de estudio se ubica en la región fisiográfica de la Sierra Madre Oriental y la provincia sedimentaria Tampico-Misantla, comprendiendo diversas unidades del Eón Proterozoico. En la figura 5.1 se observan las principales unidades sedimentarias aflorantes, de acuerdo con la información obtenida de la carta geológico-minera: 96_F14-12 del Servicio Geológico Mexicano, la localización en superficie de los pozos seleccionados y los sitios de muestreo para las pruebas de laboratorio de las unidades Santiago y Cahuasas.

Las estructuras principales son las cabalgaduras Villa-Juárez y Huiznopala, Tlaxcalantongo y Escobal mencionadas en los trabajos de Sánchez et al., (2006) y en el mapa del Servicio Geológico Mexicano. Durante el trabajo de campo se identificó la cabalgadura San Marcos que se incluye en el mapa geológico.

5.3 SECCIÓN GEOLÓGICA DEL ÁREA DE ESTUDIO

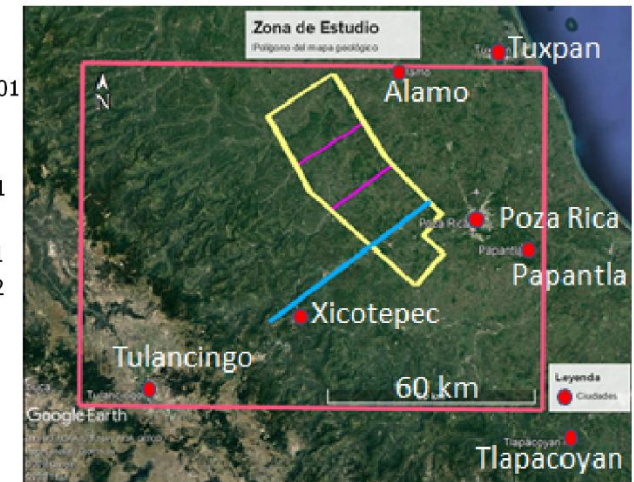
En la figura 5.2, se muestra la sección geológica interpretada (A-A'). La sección geológica se divide en tres zonas principales: i) Zona de levantamiento orogénico perteneciente a la región fisiográfica de la Sierra Madre Oriental, ii) fosa de foreland I y iii) fosa de foreland II. En la sección se observan dos fases de deformación principales: a) fase extensional que desarrolla un sistema de horsts y semi-grabens, durante la apertura del golfo de México observada en unidades sedimentarias que van desde el Complejo Metamórfico hasta el Jurásico Superior y b) La fase de deformación compresiva y acortamiento, desarrollada durante la Orogenia Laramide durante el Cretácico Tardío hasta el Eoceno.

Mapa geológico de la zona de estudio



Pozos_Seccion

- A-1
- A-2
- A-3A
- AF-1
- AM-1
- TA-1
- C-2
- CO-1
- CO-101
- CY-1
- D-1
- D-101
- E-1
- E-101
- E-102
- HU-1
- LL-1
- P-1
- PU-1
- T-1
- Y-1
- 2019-S1_2019_Santiago
- 2019-T1_Santiago
- Bloque_E3_Cahuasas
- Loc_6_Cahuasas
- Cubo_Vel
- Cabalgadura
- S3



LITOLOGIA

- | | | | |
|------------------------|---------------------------------|--------------------------------------|-----------------------------------|
| Qhoal Aluvión Holoceno | ToLm-Ar Mesa Oligoceno | TpaeAr-Lu Chicontepec Eoceno | JmLm-Cgp Cahuasas Bathoniano |
| Qcg Conglomerado | ToAr-Lu Palma Real_Oligoceno | KcmLu-Mg Méndez Ks | TRsJhAr-Cgp-Lm Huizachal Triásico |
| T-Qb Basalto | TeMg-Lu Tantoyuca Eoceno | KcessCz-Lu San Felipe_Ks Cenomaniano | PpiLuAr Guacamaya Pérmico |
| T-QTr Toba Riolítica | TeLu-Ar Guayabal Eoceno | KbecCz-Lu Tamaulipas_Ki Berrasiano | pTmGn Gneis Proterozoico |
| | TeGd-D Intrusivo Diorita_Eoceno | JktCz-Lu Pimienta_Tithoniano | |

Figura 5.1 Mapa geológico de la zona de estudio elaborado en el software en el programa QGIS™ v3.3. Se utilizó la información disponible en formato .shp de las cartas geológicas Xicotepec F14 D74 y Pautlán F1473 obtenidas del INEGI ; la información de las litologías aflorantes se obtuvo de los archivos de Litología en formato .shp, obtenidos de la base de datos del Servicio Geológico Mexicano. Se muestra la localización en superficie de los 20 pozos seleccionados y las zonas de muestreo denominados como: Loc_6_Cahuasas y 2019-T1_Santiago los cuales fueron seleccionados para los análisis en laboratorio. Los afloramientos Bloque –E3 y 2019-S1, se incluyen debido a que se encuentran interceptando la traza de la sección geológica propuesta para este trabajo y fueron usados durante el proceso de interpretación. En línea azul punteada se grafica la traza de la sección geológica propuesta para este proyecto de tesis (A-A’). Los rectángulos gris y rosa, corresponden a los cubos de información sísmica: COYULA-HUMAPA-CACAHUATENCO (información proporcionada por la CNH). Se muestran las trazas interpretadas de las principales cabalgaduras de la zona: CAB. HUIZNOPALA, CAB. VILLA JUAREZ , CAB. SAN MARCOS, CAB. TLAXCALANTONGO y CAB. ESCOBAL. En la parte inferior se grafica el código de colores de las principales litologías aflorantes, de acuerdo con el código crono estratigráfico internacional. En el mapa se muestran también las localidades cercanas a la zona de estudio.

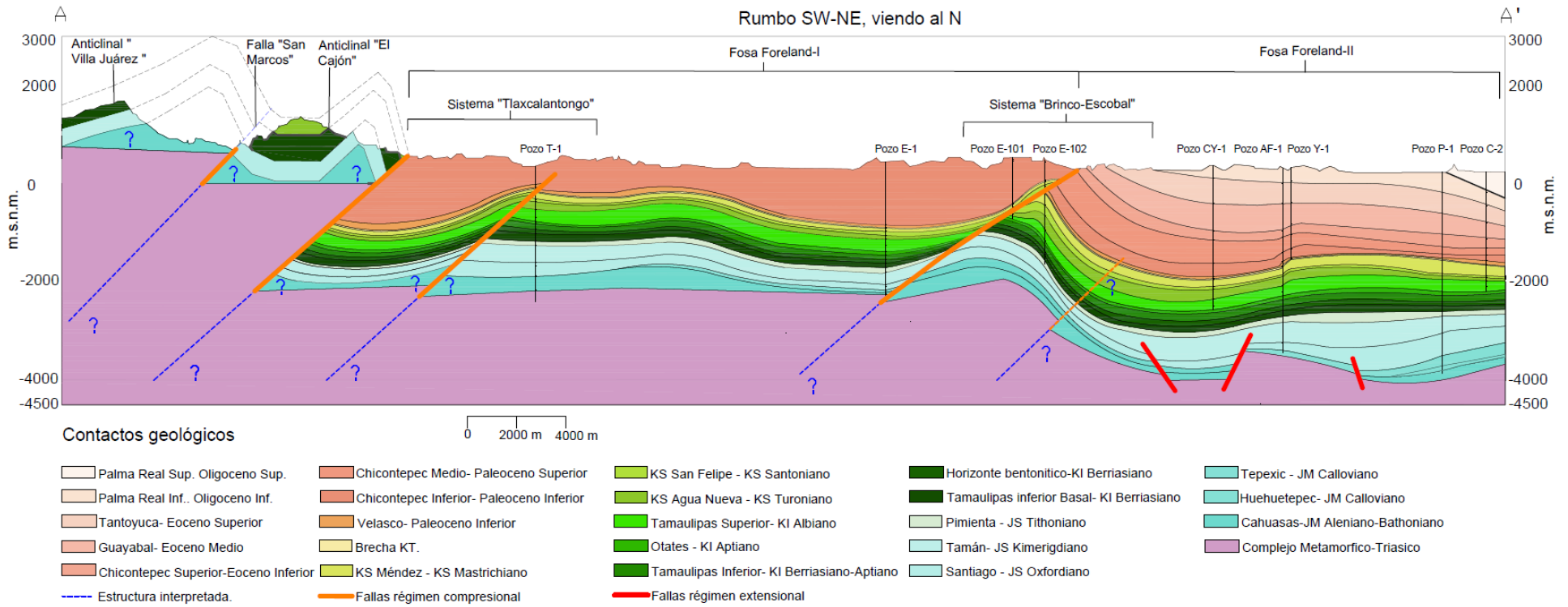


Figura 5.2 Sección geológica (A-A'). Se muestra la estratigrafía y las estructuras principales interpretadas. La exageración vertical es de 2 a 1.

Descripción zona de levantamiento de la Sierra Madre Oriental

Se interpreta un levantamiento del complejo metamórfico que aflora hasta 200 msnm, basada en los espesores de las unidades Cahuwasas y Santiago, las cuales afloran a nivel del Río San Marcos (falla San Marcos). El espesor de la unidad Cahuwasas se estima entre 200 a 300 m y de la unidad Santiago de 200 m tomando en cuenta la información registrada en el pozo más cercano T1 (286 m y 211 m respectivamente). El espesor de las unidades del Cretácico Superior y el Cretácico Inferior, se estimó tomando en cuenta la información de los espesores observados en el pozo T-1 y se interpretó una inclinación de las capas de entre 15 a 35° hacia el NE en base a mediciones realizadas en los sitios 2019-T1 y 2019-T2. Se midieron echados de las capas de entre 13 a 14° hacia el NE y de 36° hacia el N en los sitios 2019-S1 y 2019-S2 pertenecientes a la unidad Santiago y de 42° hacia el NW en los sitios 2019-S10 y 2019-S9 pertenecientes a la unidad Cahuwasas. Estos datos se cotejaron con las mediciones de la inclinación de las capas reportados en el mapa geológico del SGM. La geometría del basamento se propone horizontal debido a la ausencia de información de la sísmica para esta zona. La inclinación de las cabalgaduras San Marcos y Tlaxcalantongo, es consistente con la interpretación de Suter (1987) y Fitz et al. (2018).

Descripción fosa de Foreland I

La columna geológica en la fosa de foreland I comprende las unidades de Chicontepec Inferior hasta el complejo metamórfico (ver columna estratigráfica). La morfología del complejo metamórfico se interpretó a partir de la sección sísmica propuesta por PEMEX (1998) y Saavedra (2010), y con la información de los pozos T-1 y E-1, en los cuales se registra una profundidad del complejo metamórfico de 2532 m y de 2700 m respectivamente. (Ver figuras 9.9 y 9.10 en el capítulo de Anexos). La geometría de la cabalgadura Tlaxcalantongo se interpretó a partir de la repetición de las unidades KSM y Brecha KT observadas en el pozo T-1 y la traza de cabalgadura reportada en el mapa geológico del SGM. Se estima que el sistema de cabalgaduras Tlaxcalantongo atraviesa el complejo metamórfico hasta una profundidad no determinada.

La cabalgadura Brinco-Escobal fue identificada con la información de los pozos E-101 y E-102 en donde se observa la repetición y cambio en el espesor de las unidades KSM y KSSF que pasan de espesores de 80 m a 90 m hasta 140 m a 180 m respectivamente. La cabalgadura Escobal se identifica también en el pozo E-1 como una repetición de la unidad Cahuwasas a los 1680 m de profundidad y se propone atravesando el complejo metamórfico, tomando como referencia la sección geológica realizada por PEMEX (1998). Otra

cabalgadura nombrada Brinco e interpretada por PEMEX (1998) y Saavedra (2010) en conjunto con la cabalgadura Escobal, forma el sistema de cabalgaduras Brinco-Escobal (Ver figuras 9.9 y 9.10 en el capítulo de Anexos). Este sistema corta el nivel del basamento, delimita un ligero levantamiento del basamento en el borde de la fosa de Foreland-II.

Las cabalgaduras del sistema Brinco – Escobal tiene características geométricas similares a un pliegue forzado, los cuales se originan por la flexión pasiva de las rocas de la cobertura, generada por una geometría preexistente en el basamento, por lo general con una alta inclinación (Couples y Lewis, 1998; Portillo-Pineda, 2008).

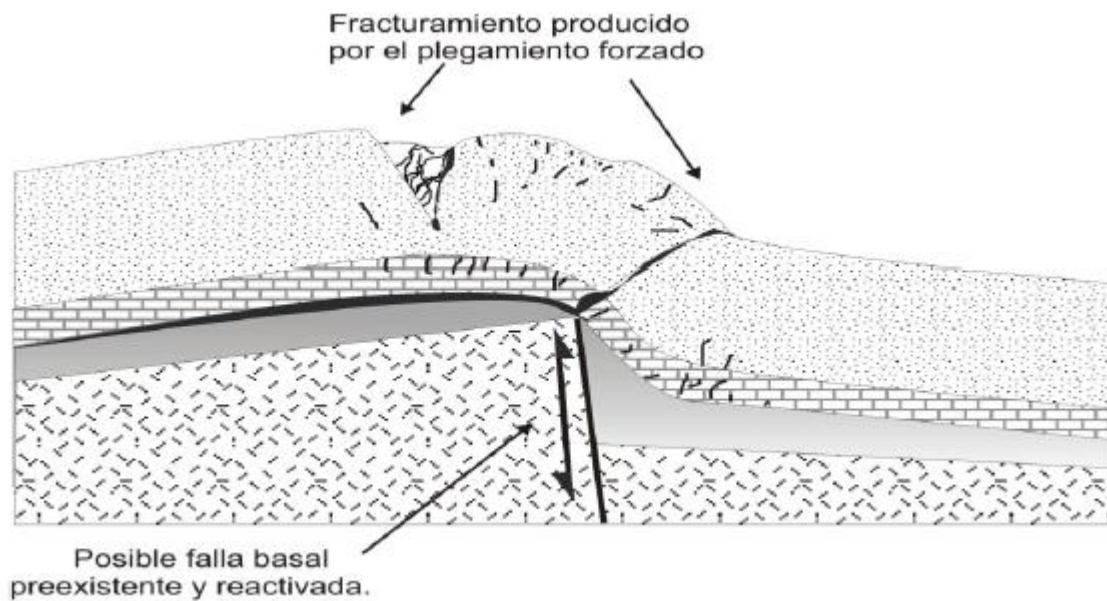


Figura 5.3 Geometría de un pliegue forzado modificado de Couples y Lewis (1998). Se muestra la representación de una falla normal preexistente en el basamento generada durante un régimen extensional. Posteriormente durante una inversión tectónica, la falla se reactiva como una falla inversa afectando las capas depositadas horizontalmente.

En este caso , las fallas extensionales habrían sido formadas durante la apertura del Golfo de México a partir del Jurásico Medio y la inversión tectónica tuvo lugar durante el acortamiento asociado a la orogenia Laramide en el Cretácico tardío hasta el Eoceno Inferior.

Las variaciones de espesor en las formaciones del Cretácico Superior y Brecha KT, observadas en los pozos E-102 y T-1, se asocian a cambios en la paleo topografía relacionados al desarrollo de plataformas carbonatadas o a las fallas extensionales. Los cambios en la profundidad del complejo metamórfico fueron interpretados a partir de la información sísmica y los registros de pozos.

Descripción fosa de Foreland II

En esta zona, la columna estratigráfica comprende unidades que van desde el Oligoceno Superior hasta la unidad Cahuassas la cual se identificó en el pozo P-1 a los 4020 m. La interpretación en esta zona se basa en el trabajo de Medina et al. (2019), donde se interpreta a partir de un cubo sísmico de velocidades, la profundidad del complejo metamórfico entre los 3800 m y los 4000 m y dos estructuras de graben flanqueadas por fallas normales las cuales afectan unidades que van desde el Jurásico Superior hasta el complejo metamórfico. De este trabajo se obtiene una longitud de salto de falla de aproximadamente 100 m.

5.4 MODELO DE PROPIEDADES PETROFÍSICAS

A continuación, se muestran los perfiles de las propiedades petrofísicas interpretadas para los pozos CO-101 (Fig. 5.4), CO-1 (Fig. 5.5), T-1 (Fig. 5.6) y P-1 (Fig. 5.7), en los intervalos de interés que contienen las unidades Jurásicas propuestas como sello y almacén.

En la figura 5.4 se grafican los resultados del modelo de propiedades petrofísicas. En el primer carril se grafica la profundidad desarrollada en metros. En el segundo carril se muestran los contactos geológicos. En el tercer carril se muestra la columna lito estratigráfica obtenida con las muestras de canal. En el cuarto carril se muestra la columna lito estratigráfica obtenida a partir de los registros de pozo y las descripciones de los núcleos. En el quinto carril se muestran los registros de diámetro de pozo (Caliper) y diámetro de la barrena (BS) en pulgadas en colores rojo y azul respectivamente. En el sexto carril se muestra la estimación del volumen de lutita en unidades de fracción (v/v). En el séptimo carril se muestra la porosidad estimada a partir del registro DTCS (PHITS) en unidades de fracción (cm³/cm³) y en puntos rojos se grafican los valores de la porosidad al helio medida en laboratorio en núcleos de pozo. En el octavo carril se muestra la porosidad estimada a partir de la herramienta Neutrón (NPHI) en unidades de fracción (v/v) y en puntos rojos se grafican los valores de la porosidad al helio medida en laboratorio en núcleos de pozo. En el noveno carril se muestra la porosidad efectiva (PHIE) en unidades de fracción (v/v). En el décimo carril se muestra la permeabilidad estimada con el método de Wyllie-Rose en unidades de mD (Abreviada como WR) y en puntos morados los valores de la permeabilidad absoluta medida en laboratorio en núcleos de pozo. En el undécimo carril se muestra la permeabilidad

estimada con el método de Dumanoir-Coates en unidades de mD (Abreviada como DC) y en puntos morados los valores de la permeabilidad absoluta medida en laboratorio en núcleos de pozo. El código de colores y el código numérico mostrado en la columna del índice lito estratigráfico elaborado para la interpretación petrofísica, se muestra en la parte inferior y corresponde a las litologías definidas en el apartado 4.4.3. La figura se elaboró utilizando la herramienta: DrillHole Correlation del software Leapfrog™ versión 4.4.

Se puede observar una buena aproximación de los valores de porosidad Neutrón (NPHI) y los valores de porosidad al helio en los pozos CO-101, CO-1, T-1 y P-1. Las estimaciones de porosidad del sónico (PHITS) muestran diferencias con respecto a los valores medidos en laboratorio, sobre todo en los pozos CO-1 y P-1. Las estimaciones de permeabilidad obtenidas con el método de Wyllie-Rose, muestran una buena aproximación con respecto a las mediciones de laboratorio en el pozo CO-101. Para el caso de las estimaciones de permeabilidad por el método de Dumanoir Coates se observa una buena aproximación con los datos de laboratorio del pozo P.1.

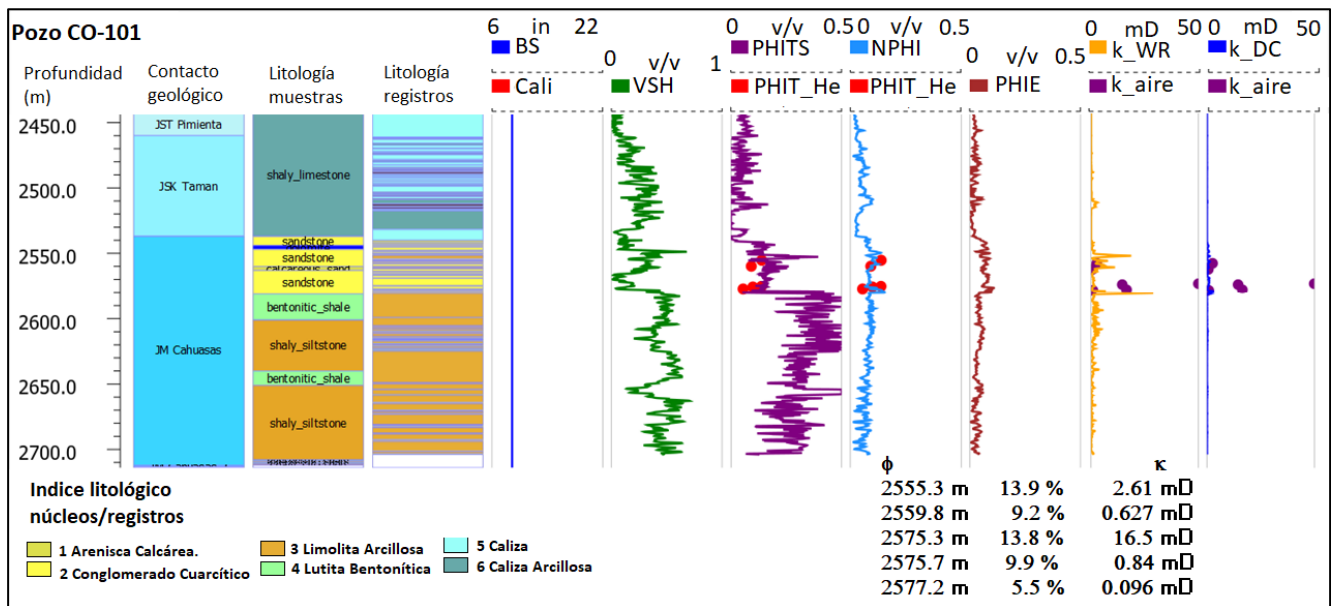


Figura 5.4. Resultados de la interpretación en profundidad (m) la de permeabilidad y porosidad para las unidades sedimentarias de interés del pozo CO-101. Los datos de porosidad al helio se ubican en el rango de 5.5 % a 13.9 %. Los datos de permeabilidad al aire se ubican en el rango de 0.096 mD a 16.5 mD

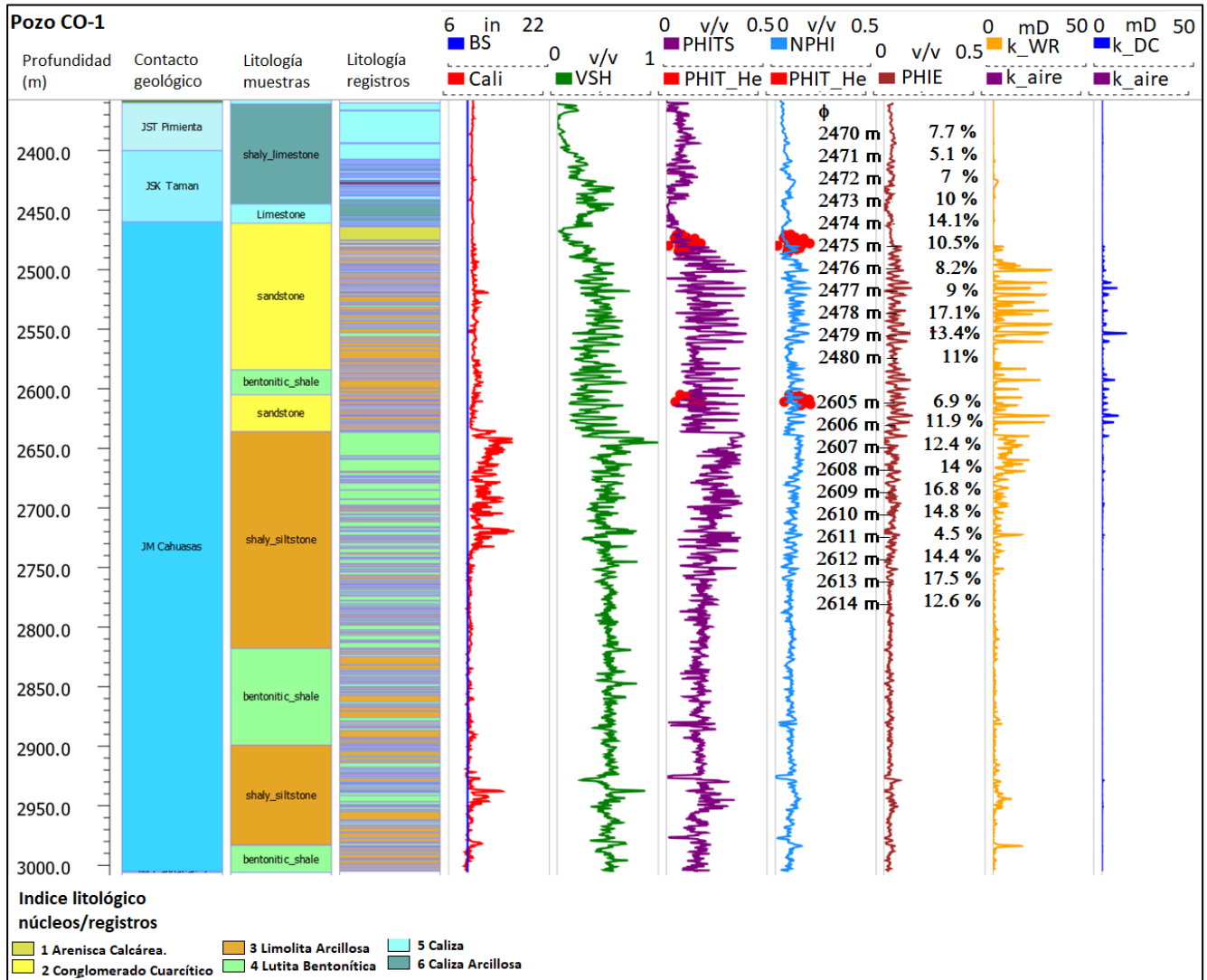


Figura 5.5 Interpretación petrofísica elaborada para las unidades sedimentarias de interés del pozo CO-1. Los datos de porosidad al helio el intervalo de 2570 m a 2585 m se ubican en el rango de 1.1 % a 17.1 % y los del intervalo 2605 m a 2614 m se ubican en el rango de 4.5 % a 17.5 % .En este pozo no se tienen mediciones de permeabilidad.

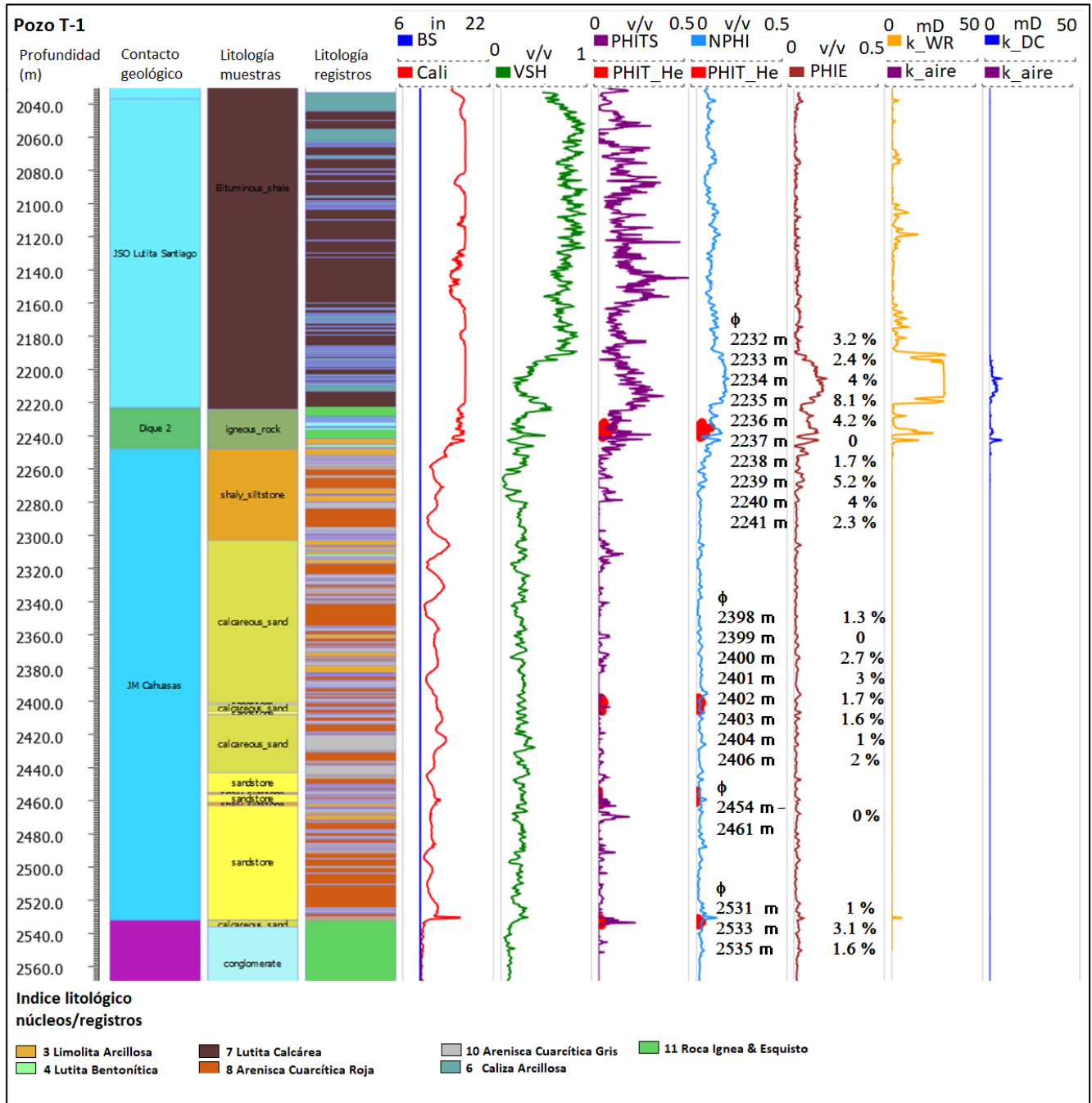


Figura 5.6 Interpretación petrofísica elaborada para las unidades sedimentarias de interés del pozo T-1. Los datos de porosidad al helio se ubican en el rango de 0 % a 8.1 %. En este pozo no se tienen mediciones de permeabilidad.

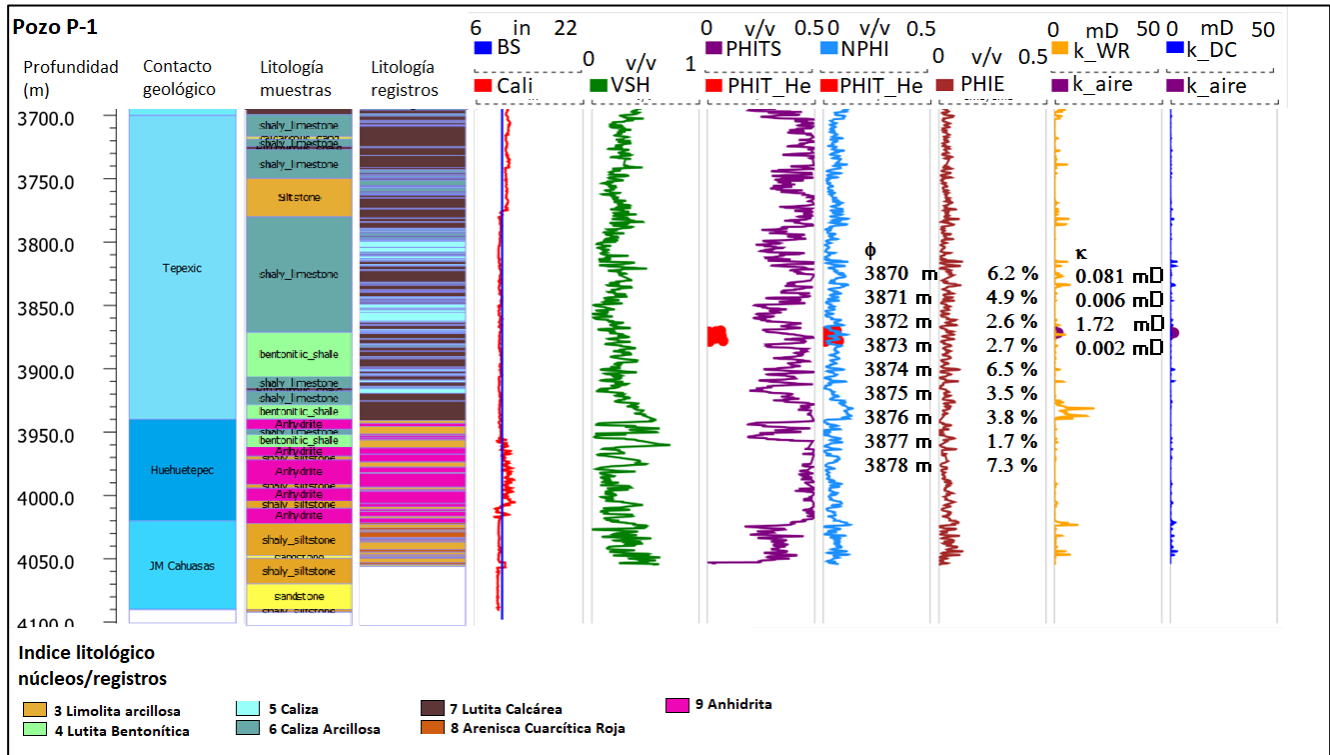


Figura 5.7 Interpretación petrofísica elaborada para las unidades sedimentarias de interés del pozo P-1. Los datos de porosidad al helio se ubican en el rango de 1.7 % a 7.3 %. Los datos de permeabilidad al aire se ubican en el rango de 0.002 mD a 1.72 mD.

5.4.1 VALIDACIÓN DEL MODELO DE PROPIEDADES PETROFÍSICAS

Para verificar la exactitud de las estimaciones de porosidad y permeabilidad obtenidos a partir de los registros de Neutrón (NPHI) y de DTCO (PHITS), se compararán los valores de porosidad y permeabilidad estimadas con registros geofísicos y las mediciones obtenidas en laboratorio de los pozos CO-1, CO-101, P-1 y T-1 (Figura 5.8). En los pozos CO-1, CO-101 y T-1 se cuenta con mediciones de la formación Cahuwasas, mientras que el pozo P-1 contiene a la formación Tepexic. Los valores de las estimaciones de porosidad y permeabilidad obtenidas con los registros geofísicos se obtienen a partir de las estimaciones correspondientes a las profundidades de muestreo de los núcleos de pozo en donde se realizaron los análisis de laboratorio.

En la figura 5.9 se muestran las gráficas de dispersión de la permeabilidad obtenida a partir de los registros (métodos de Wyllie –Rose y de Dumanoir-Coates) vs la permeabilidad en laboratorio de los

pozos CO-101 (Cahuasas) y P-1 (Tepexic). Los valores corresponden a los valores de porosidad al helio y permeabilidad al aire graficados en las figuras 5.4 a 5.7. 7.

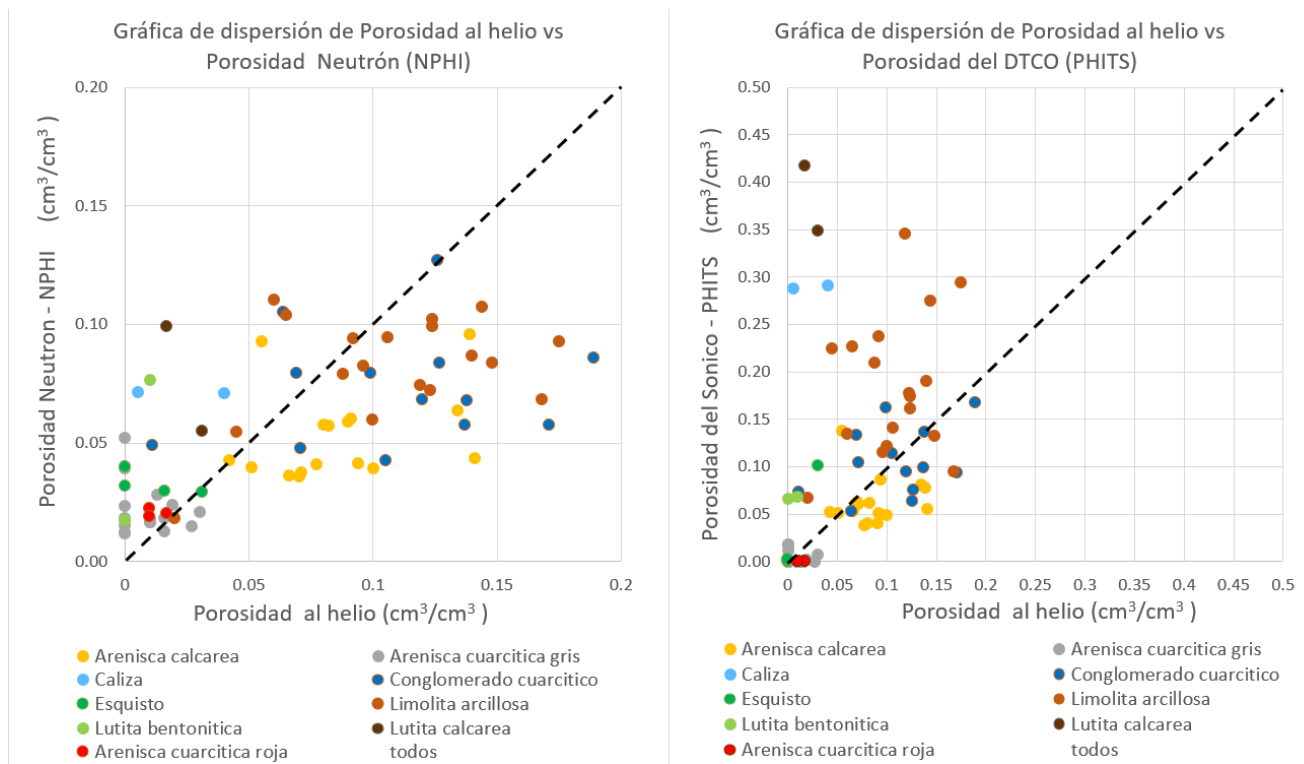


Figura 5.8 Dispersión entre la porosidad medida en núcleos de los pozos CO-101, CO-1, P-1 y T-1 y las estimaciones de porosidad obtenidas a partir de los registros neutrón (NPHI) y DTCO (PHITS). En el eje X se grafican los valores de porosidad medida en laboratorio y en el eje Y se grafican los valores de porosidad neutrón (NPHI) y porosidad del DTCO (PHITS). En la parte inferior se muestra el código de colores de los índices litoestratigráficos obtenidos a partir de los datos de núcleos y registros. La línea punteada corresponde a los puntos en donde la porosidad al Helio y las porosidades PHITS y NPHI tienen los mismos valores .

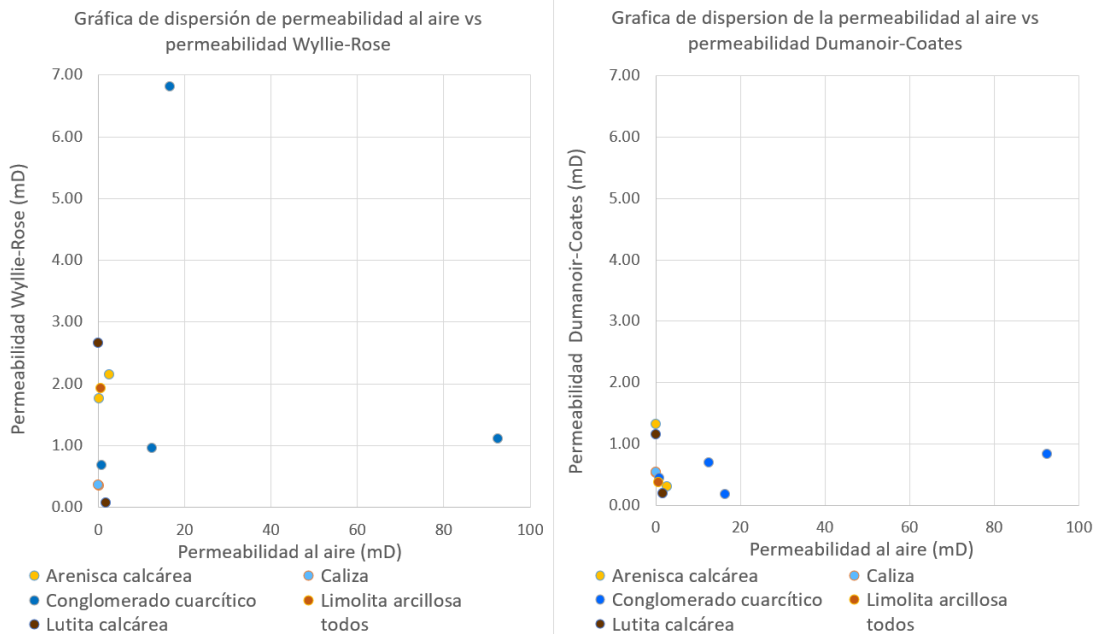


Figura 5.9 Permeabilidad al aire en laboratorio vs estimaciones de permeabilidad para los pozos CO-101 y P-1. Los núcleos de los pozos CO-1 y T-1 no tienen mediciones de permeabilidad realizadas en laboratorio.

De la figura 5.8 se puede observar que la mejor estimación de porosidad se obtiene con el registro de Neutrón y en general las estimaciones de la porosidad a partir del registro DTSCO muestran valores que sobreestiman la porosidad. De la figura 5.9 se puede observar que las estimaciones de permeabilidad a partir del método de Wyllie-Rose, muestran valores más altos que aquellas obtenidas a partir del método de Dumanoir-Coates. En la misma figura 5.9 se observa que la mayoría de los valores de permeabilidades medidas en laboratorio se ubican entre 0.01 mD a 2.7 mD. Existe un segundo grupo de valores que oscilan entre los 12.5 mD a los 16.5 mD y finalmente un único dato de 92.6 mD obtenido en una muestra del pozo CO-101. Las profundidades correspondientes a los intervalos nucleados, se pueden observar en las figuras 5.4 a 5.7 y corresponden a intervalos ubicados entre los 2000 mbnm a 3900 mbnm.

5.4.2 COMPARACIÓN DE PROPIEDADES FÍSICAS OBTENIDAS A PARTIR DE REGISTROS DE POZO Y LAS OBTENIDAS EN LABORATORIO

En las tablas 5.1 y 5.2 se muestran la porosidad, permeabilidad, volumen de lutita, y porosidad efectiva estimadas a partir de los registros de pozo y los valores de las propiedades físicas medidos en laboratorio (porosidad al helio y permeabilidad al aire). Los datos mostrados en las tablas corresponden a los datos de porosidad al helio y permeabilidad al aire, graficados en las figuras 5.4 a 5.9.

Tabla 5.1 Resultados de la interpretación petrofísica realizada para los pozos CO-1, CO-101, P-1 y T-1.

Unidad sedimentaria	Pozo	Profundidad	Volumen de lutita (VSH)	Porosidad al helio(Núcleos)	Porosidad Neutrón (NPHI)	Porosidad DTCO (PHITS)	Porosidad Efectiva (PHIE)	Índice lito-estratigráfico
		m	cm ³ /cm ³	cm ³ /cm ³	cm ³ /cm ³	cm ³ /cm ³	cm ³ /cm ³	
Cahuasas	CO-1	2470.5	0.129	0.077	0.041	0.039	0.036	Arenisca calcárea
Cahuasas	CO-1	2471	0.094	0.051	0.040	0.051	0.036	Arenisca calcárea
Cahuasas	CO-1	2471.5	0.063	0.071	0.038	0.061	0.035	Arenisca calcárea
Cahuasas	CO-1	2472	0.065	0.07	0.036	0.063	0.034	Arenisca calcárea
Cahuasas	CO-1	2472.5	0.082	0.066	0.036	0.054	0.033	Arenisca calcárea
Cahuasas	CO-1	2473	0.105	0.1	0.039	0.049	0.035	Arenisca calcárea
Cahuasas	CO-1	2473.5	0.103	0.042	0.043	0.053	0.038	Arenisca calcárea
Cahuasas	CO-1	2474	0.099	0.141	0.044	0.056	0.039	Arenisca calcárea
Cahuasas	CO-1	2474.5	0.075	0.094	0.042	0.087	0.039	Arenisca calcárea
Cahuasas	CO-1	2476	0.128	0.082	0.057	0.062	0.050	Arenisca calcárea
Cahuasas	CO-1	2476.5	0.181	0.08	0.058	0.041	0.047	Arenisca calcárea
Cahuasas	CO-1	2477	0.237	0.09	0.059	0.041	0.045	Arenisca calcárea
Cahuasas	CO-1	2477.5	0.220	0.091	0.060	0.051	0.047	Arenisca calcárea
Cahuasas	CO-1	2479	0.146	0.134	0.064	0.081	0.054	Arenisca calcárea
Cahuasas	CO-1	2475	0.063	0.105	0.042	0.114	0.040	Conglomerado cuarcítico
Cahuasas	CO-1	2475.5	0.097	0.071	0.048	0.104	0.043	Conglomerado cuarcítico
Cahuasas	CO-1	2478	0.134	0.171	0.057	0.094	0.050	Conglomerado cuarcítico
Cahuasas	CO-1	2478.5	0.121	0.137	0.058	0.099	0.051	Conglomerado cuarcítico
Cahuasas	CO-1	2479.5	0.158	0.12	0.068	0.095	0.057	Conglomerado cuarcítico

Cahuasas	CO-1	2480	0.318	0.011	0.049	0.073	0.033	Conglomerado cuarcítico
Cahuasas	CO-1	2480.5	0.292	0.064	0.105	0.053	0.074	Conglomerado cuarcítico
Cahuasas	CO-1	2605	0.141	0.069	0.080	0.133	0.068	Conglomerado cuarcítico
Cahuasas	CO-1	2614	0.643	0.126	0.127	0.063	0.045	Conglomerado cuarcítico
Cahuasas	CO-1	2481	0.274	0.124	0.099	0.174	0.072	Limolita arcillosa
Cahuasas	CO-1	2481.5	0.280	0.088	0.079	0.209	0.057	Limolita arcillosa
Cahuasas	CO-1	2482	0.267	0.123	0.072	0.177	0.053	Limolita arcillosa
Cahuasas	CO-1	2482.5	0.377	0.096	0.082	0.115	0.051	Limolita arcillosa
Cahuasas	CO-1	2483	0.348	0.106	0.094	0.140	0.061	Limolita arcillosa
Cahuasas	CO-1	2484.5	0.306	0.06	0.110	0.134	0.076	Limolita arcillosa
Cahuasas	CO-1	2485	0.278	0.065	0.104	0.227	0.075	Limolita arcillosa
Cahuasas	CO-1	2606	0.310	0.119	0.074	0.345	0.051	Limolita arcillosa
Cahuasas	CO-1	2606.5	0.338	0.1	0.060	0.121	0.040	Limolita arcillosa
Cahuasas	CO-1	2607	0.271	0.124	0.102	0.161	0.074	Limolita arcillosa
Cahuasas	CO-1	2608	0.259	0.14	0.087	0.190	0.064	Limolita arcillosa
Cahuasas	CO-1	2609	0.314	0.168	0.068	0.095	0.047	Limolita arcillosa
Cahuasas	CO-1	2610	0.435	0.148	0.084	0.132	0.047	Limolita arcillosa
Cahuasas	CO-1	2611	0.194	0.045	0.055	0.224	0.044	Limolita arcillosa
Cahuasas	CO-1	2612	0.142	0.144	0.107	0.275	0.092	Limolita arcillosa
Cahuasas	CO-1	2613	0.232	0.175	0.093	0.294	0.071	Limolita arcillosa
Cahuasas	CO-101	2555.34	0.316	0.139	0.096	0.078	0.065	Arenisca calcárea

Cahuasas	CO-101	2577.28	0.045	0.055	0.093	0.138	0.089	Arenisca calcárea
Cahuasas	CO-101	2570.7	0.076	0.189	0.086	0.168	0.079	Conglomerado cuarcítico
Cahuasas	CO-101	2571.4	0.095	0.127	0.084	0.076	0.076	Conglomerado cuarcítico
Cahuasas	CO-101	2575.3	0.185	0.138	0.068	0.137	0.055	Conglomerado cuarcítico
Cahuasas	CO-101	2575.77	0.133	0.099	0.079	0.162	0.069	Conglomerado cuarcítico
Cahuasas	CO-101	2559.88	0.276	0.092	0.094	0.237	0.068	Limolita arcillosa
Tepexic	P-1	3870.54	0.179	0.04	0.071	0.291	0.058	Caliza
Tepexic	P-1	3870.78	0.179	0.005	0.071	0.288	0.058	Caliza
Tepexic	P-1	3871.63	0.216	0.031	0.055	0.349	0.043	Lutita calcárea
Tepexic	P-1	3872.73	0.270	0.017	0.099	0.417	0.072	Lutita calcárea
Cahuasas	T-1	2398	0.231	0.013	0.028	0.000	0.022	Arenisca cuarcítica gris
Cahuasas	T-1	2398.5	0.246	0.019	0.024	0.002	0.018	Arenisca cuarcítica gris
Cahuasas	T-1	2399	0.257	0	0.018	0.018	0.013	Arenisca cuarcítica gris
Cahuasas	T-1	2399.5	0.267	0.016	0.013	0.000	0.009	Arenisca cuarcítica gris
Cahuasas	T-1	2400	0.251	0.027	0.015	0.000	0.011	Arenisca cuarcítica gris
Cahuasas	T-1	2400.5	0.245	0.01	0.017	0.000	0.013	Arenisca cuarcítica gris
Cahuasas	T-1	2401	0.203	0.03	0.021	0.007	0.017	Arenisca cuarcítica gris
Cahuasas	T-1	2403	0.207	0.016	0.018	0.000	0.015	Arenisca cuarcítica gris
Cahuasas	T-1	2404	0.258	0.01	0.018	0.000	0.014	Arenisca cuarcítica gris
Cahuasas	T-1	2404.5	0.274	0.01	0.017	0.000	0.012	Arenisca cuarcítica gris
Cahuasas	T-1	2454	0.247	0	0.015	0.000	0.012	Arenisca cuarcítica gris
Cahuasas	T-1	2455	0.272	0	0.017	0.000	0.013	Arenisca cuarcítica gris
Cahuasas	T-1	2456	0.231	0	0.012	0.017	0.009	Arenisca cuarcítica gris

Cahuasas	T-1	2457	0.245	0	0.012	0.000	0.009	Arenisca cuarcítica gris
Cahuasas	T-1	2458	0.221	0	0.023	0.000	0.018	Arenisca cuarcítica gris
Cahuasas	T-1	2459	0.251	0	0.052	0.012	0.039	Arenisca cuarcítica gris
Cahuasas	T-1	2460	0.255	0	0.039	0.018	0.029	Arenisca cuarcítica gris
Cahuasas	T-1	2401.5	0.184	0.01	0.023	0.000	0.018	Arenisca cuarcítica roja
Cahuasas	T-1	2402	0.198	0.017	0.020	0.000	0.016	Arenisca cuarcítica roja
Cahuasas	T-1	2402.5	0.197	0.01	0.019	0.000	0.015	Arenisca cuarcítica roja
Cahuasas-CM	T-1	2533	0.144	0.031	0.029	0.101	0.025	Conglomerado ígneo y Esquisto
Cahuasas-CM	T-1	2535	0.114	0.016	0.030	0.000	0.026	Conglomerado ígneo y Esquisto
CM	T-1	2685	0.048	0	0.032	0.000	0.030	Esquisto
CM	T-1	2686.5	0.045	0	0.040	0.002	0.038	Esquisto
Cahuasas	T-1	2403.5	0.237	0.02	0.018	0.066	0.014	Limolita arcillosa
Cahuasas	T-1	2461	0.276	0	0.017	0.066	0.013	Lutita bentonítica
Cahuasas	T-1	2531	0.241	0.01	0.077	0.068	0.058	Lutita bentonítica

Tabla 5.2 Resultados de la interpretación petrofísica realizada para los pozos CO-1, CO-101, P-1 y T-1.

Unidad sedimentaria	Pozo	Profundidad	Volumen de lutita (VSH)	Permeabilidad al aire (Núcleos)	Permeabilidad Wyllie-Rose	Permeabilidad Dumanoir - Coates	Índice lito-estratigráfico
		m	cm ³ /cm ³	mD	mD	mD	
Cahuasas	CO-1	2470.5	0.129		0.013	0.018	Arenisca calcárea
Cahuasas	CO-1	2471	0.094		0.011	0.023	Arenisca calcárea
Cahuasas	CO-1	2471.5	0.063		0.008	0.024	Arenisca calcárea
Cahuasas	CO-1	2472	0.065		0.006	0.021	Arenisca calcárea
Cahuasas	CO-1	2472.5	0.082		0.006	0.018	Arenisca calcárea
Cahuasas	CO-1	2473	0.105		0.010	0.019	Arenisca calcárea
Cahuasas	CO-1	2473.5	0.103		0.017	0.028	Arenisca calcárea
Cahuasas	CO-1	2474	0.099		0.018	0.030	Arenisca calcárea

Cahuasas	CO-1	2474.5	0.075		0.015	0.033	Arenisca calcárea
Cahuasas	CO-1	2476	0.128		0.097	0.069	Arenisca calcárea
Cahuasas	CO-1	2476.5	0.181		0.103	0.039	Arenisca calcárea
Cahuasas	CO-1	2477	0.237		0.120	0.020	Arenisca calcárea
Cahuasas	CO-1	2477.5	0.220		0.132	0.027	Arenisca calcárea
Cahuasas	CO-1	2479	0.146		0.151	0.076	Arenisca calcárea
Cahuasas	CO-1	2475	0.063		0.016	0.040	Conglomerado cuarcítico
Cahuasas	CO-1	2475.5	0.097		0.034	0.046	Conglomerado cuarcítico
Cahuasas	CO-1	2478	0.134		0.099	0.065	Conglomerado cuarcítico
Cahuasas	CO-1	2478.5	0.121		0.103	0.077	Conglomerado cuarcítico
Cahuasas	CO-1	2479.5	0.158		0.277	0.098	Conglomerado cuarcítico
Cahuasas	CO-1	2480	0.318		0.038	0.027	Conglomerado cuarcítico
Cahuasas	CO-1	2480.5	0.292		3.772	0.735	Conglomerado cuarcítico
Cahuasas	CO-1	2605	0.141		0.705	0.755	Conglomerado cuarcítico
Cahuasas	CO-1	2614	0.643		11.599	0.005	Conglomerado cuarcítico
Cahuasas	CO-1	2481	0.274		2.655	0.668	Limolita arcillosa
Cahuasas	CO-1	2481.5	0.280		0.666	0.257	Limolita arcillosa
Cahuasas	CO-1	2482	0.267		0.390	0.201	Limolita arcillosa
Cahuasas	CO-1	2482.5	0.377		0.859	0.122	Limolita arcillosa
Cahuasas	CO-1	2483	0.348		1.960	0.282	Limolita arcillosa
Cahuasas	CO-1	2484.5	0.306		4.958	0.738	Limolita arcillosa
Cahuasas	CO-1	2485	0.278		3.456	0.663	Limolita arcillosa
Cahuasas	CO-1	2606	0.310		0.470	0.287	Limolita arcillosa
Cahuasas	CO-1	2606.5	0.338		0.127	0.050	Limolita arcillosa
Cahuasas	CO-1	2607	0.271		3.151	0.783	Limolita arcillosa
Cahuasas	CO-1	2608	0.259		1.189	0.452	Limolita arcillosa
Cahuasas	CO-1	2609	0.314		0.282	0.057	Limolita arcillosa
Cahuasas	CO-1	2610	0.435		0.951	0.066	Limolita arcillosa
Cahuasas	CO-1	2611	0.194		0.074	0.149	Limolita arcillosa
Cahuasas	CO-1	2612	0.142		4.189	2.452	Limolita arcillosa
Cahuasas	CO-1	2613	0.232		1.768	0.731	Limolita arcillosa
Cahuasas	CO-101	2555.34	0.316	2.61	2.145	0.311	Arenisca calcárea
Cahuasas	CO-101	2577.28	0.045	0.096	1.766	1.322	Arenisca calcárea

Cahuasas	CO-101	2570.7	0.076	92.62	1.113	0.834	Conglomerado cuarcítico
Cahuasas	CO-101	2571.4	0.095	12.51	0.962	0.689	Conglomerado cuarcítico
Cahuasas	CO-101	2575.3	0.185	16.5	6.810	0.180	Conglomerado cuarcítico
Cahuasas	CO-101	2575.77	0.133	0.84	0.685	0.450	Conglomerado cuarcítico
Cahuasas	CO-101	2559.88	0.276	0.627	1.928	0.381	Limolita arcillosa
Tepexic	P-1	3870.54	0.179	0.081	0.356	0.531	Caliza
Tepexic	P-1	3870.78	0.179	0.006	0.364	0.538	Caliza
Tepexic	P-1	3871.63	0.216	1.72	0.077	0.190	Lutita calcárea
Tepexic	P-1	3872.73	0.270	0.002	2.660	1.150	Lutita calcárea
Cahuasas	T-1	2398	0.231		0.001	0.002	Arenisca cuarcática gris
Cahuasas	T-1	2398.5	0.246		0.001	0.001	Arenisca cuarcática gris
Cahuasas	T-1	2399	0.257		0.000	0.000	Arenisca cuarcática gris
Cahuasas	T-1	2399.5	0.267		0.000	0.000	Arenisca cuarcática gris
Cahuasas	T-1	2400	0.251		0.000	0.000	Arenisca cuarcática gris
Cahuasas	T-1	2400.5	0.245		0.000	0.000	Arenisca cuarcática gris
Cahuasas	T-1	2401	0.203		0.000	0.001	Arenisca cuarcática gris
Cahuasas	T-1	2403	0.207		0.000	0.001	Arenisca cuarcática gris
Cahuasas	T-1	2404	0.258		0.000	0.000	Arenisca cuarcática gris
Cahuasas	T-1	2404.5	0.274		0.000	0.000	Arenisca cuarcática gris
Cahuasas	T-1	2454	0.247		0.000	0.000	Arenisca cuarcática gris
Cahuasas	T-1	2455	0.272		0.000	0.000	Arenisca cuarcática gris
Cahuasas	T-1	2456	0.231		0.000	0.000	Arenisca cuarcática gris
Cahuasas	T-1	2457	0.245		0.000	0.000	Arenisca cuarcática gris
Cahuasas	T-1	2458	0.221		0.000	0.001	Arenisca cuarcática gris
Cahuasas	T-1	2459	0.251		0.055	0.011	Arenisca cuarcática gris
Cahuasas	T-1	2460	0.255		0.010	0.003	Arenisca cuarcática gris
Cahuasas	T-1	2401.5	0.184		0.000	0.002	Arenisca cuarcática roja
Cahuasas	T-1	2402	0.198		0.000	0.001	Arenisca cuarcática roja
Cahuasas	T-1	2402.5	0.197		0.000	0.001	Arenisca cuarcática roja
Cahuasas_CM	T-1	2533	0.144		0.002	0.004	Conglomerado ígneo y Esquisto
Cahuasas_CM	T-1	2535	0.114		0.002	0.007	Conglomerado ígneo y Esquisto
CM	T-1	2685	0.048		0.003	0.022	Esquisto
CM	T-1	2686.5	0.045		0.011	0.052	Esquisto
Cahuasas	T-1	2403.5	0.237		0.000	0.000	Limolita arcillosa
Cahuasas	T-1	2461	0.276		0.000	0.000	Lutita bentonítica
Cahuasas	T-1	2531	0.241		0.571	0.103	Lutita bentonítica

Se puede observar que los valores más altos de porosidad y permeabilidad están relacionados con litologías de arenisca calcárea y conglomerado cuarcítico, encontradas en los pozos CO-1 y CO-101. Estas alternancias de conglomerado y arenisca cuentan con un espesor variable de 30 m en el pozo CO-1 y de 40 m en el pozo CO-101 y muestran valores de porosidad en el rango de 9.5% a 13.9% y de permeabilidad de 0.096 mD a 16.5 mD. En el anexo 9.4 se incluyen las descripciones de núcleos de los pozos CO-1, CO-101, P-1 y T-1.

5.4.3 VARIACIÓN DE PROPIEDADES PETROFÍSICAS ESTIMADAS CON REGISTROS DE POZO

Se construyeron histogramas de frecuencias para los valores de porosidad obtenidos a partir de los registros de Neutrón (NPHI) y de DTCO (PHITS) e histogramas de frecuencias para los valores de permeabilidad obtenidos a partir de los métodos de Wyllie-Rose (WR) y Dumanoir Coates (DC) , para comparar los valores obtenidos por pozo y por litología.

En las figuras 5.10 a 5.17 se muestran los resultados para las unidades Cahuwasas y las unidades sello: Santiago, Tamán y Tepexic. Se muestra la información clasificando por pozo y por litología.

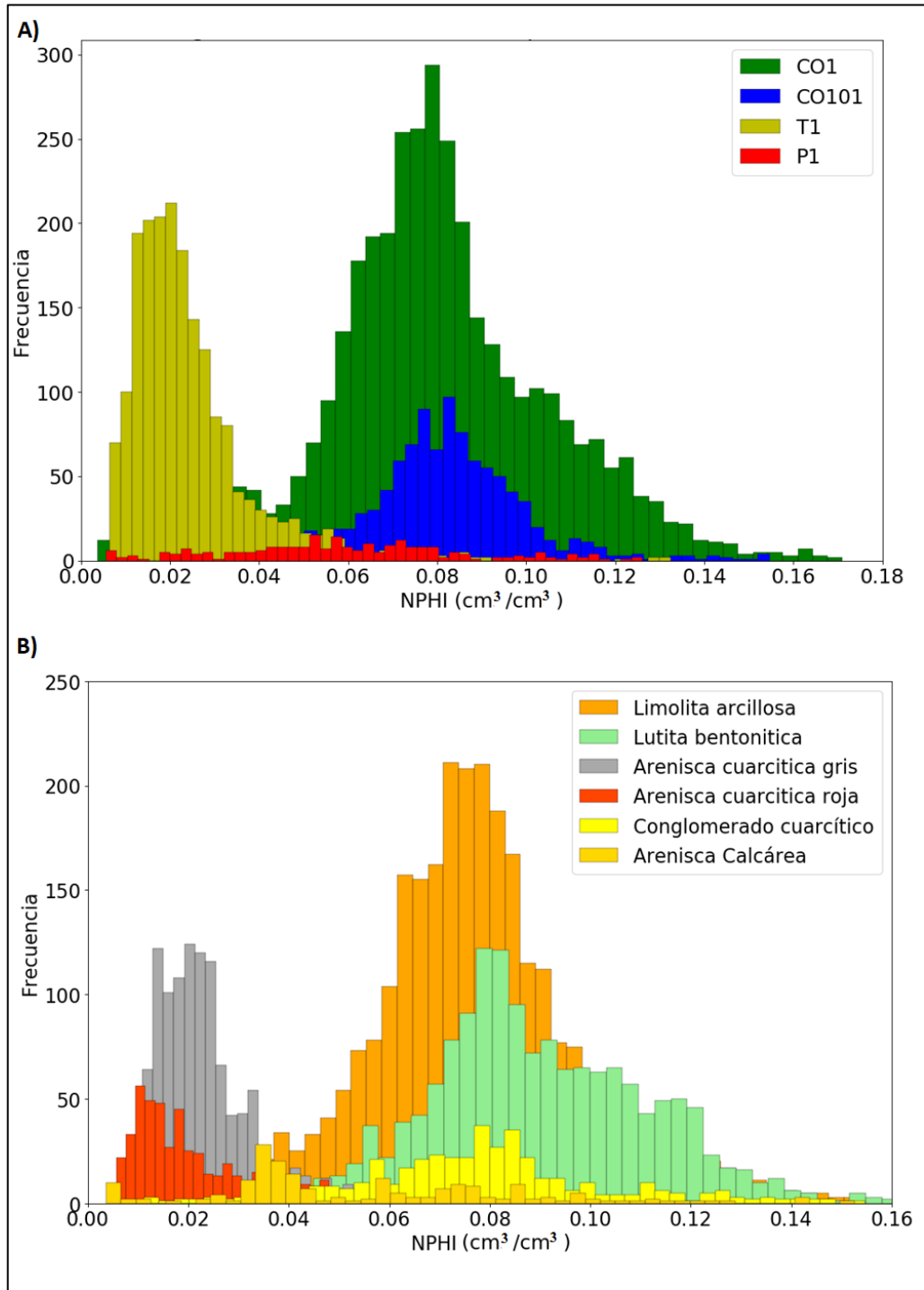


Figura 5.10 Histogramas de frecuencias de la porosidad Neutrón (NPHI) obtenidos con la información de los pozos CO-1, T1, CO-101 y P1 para la unidad sedimentaria Cahuasas. En el eje X se muestran los valores de la porosidad neutrón (NPHI) en unidades de fracción (cm^3/cm^3). La figura 5.10-A , muestra la información clasificando por pozo y la figura 5.10-B muestra la información clasificando por litología.

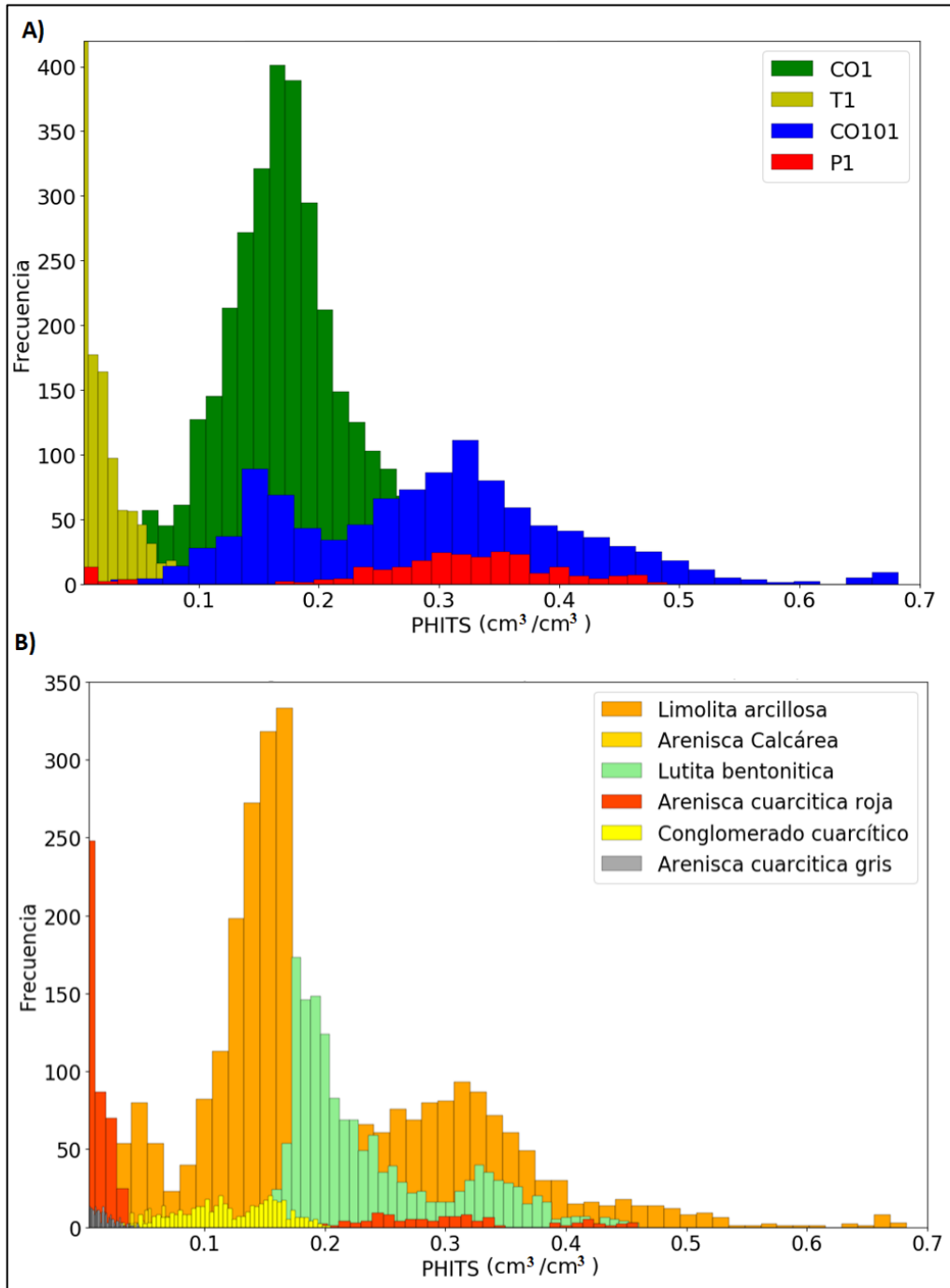


Figura 5.11 Histogramas de frecuencias de la porosidad del DTCO (PHITS) obtenidos con la información de los pozos CO-1, T1, CO-101 y P1 para la unidad sedimentaria Cahuwas. La figura 5.11-A, muestra la información clasificando por pozo y la figura 5.11-B muestra la información clasificando por litología.

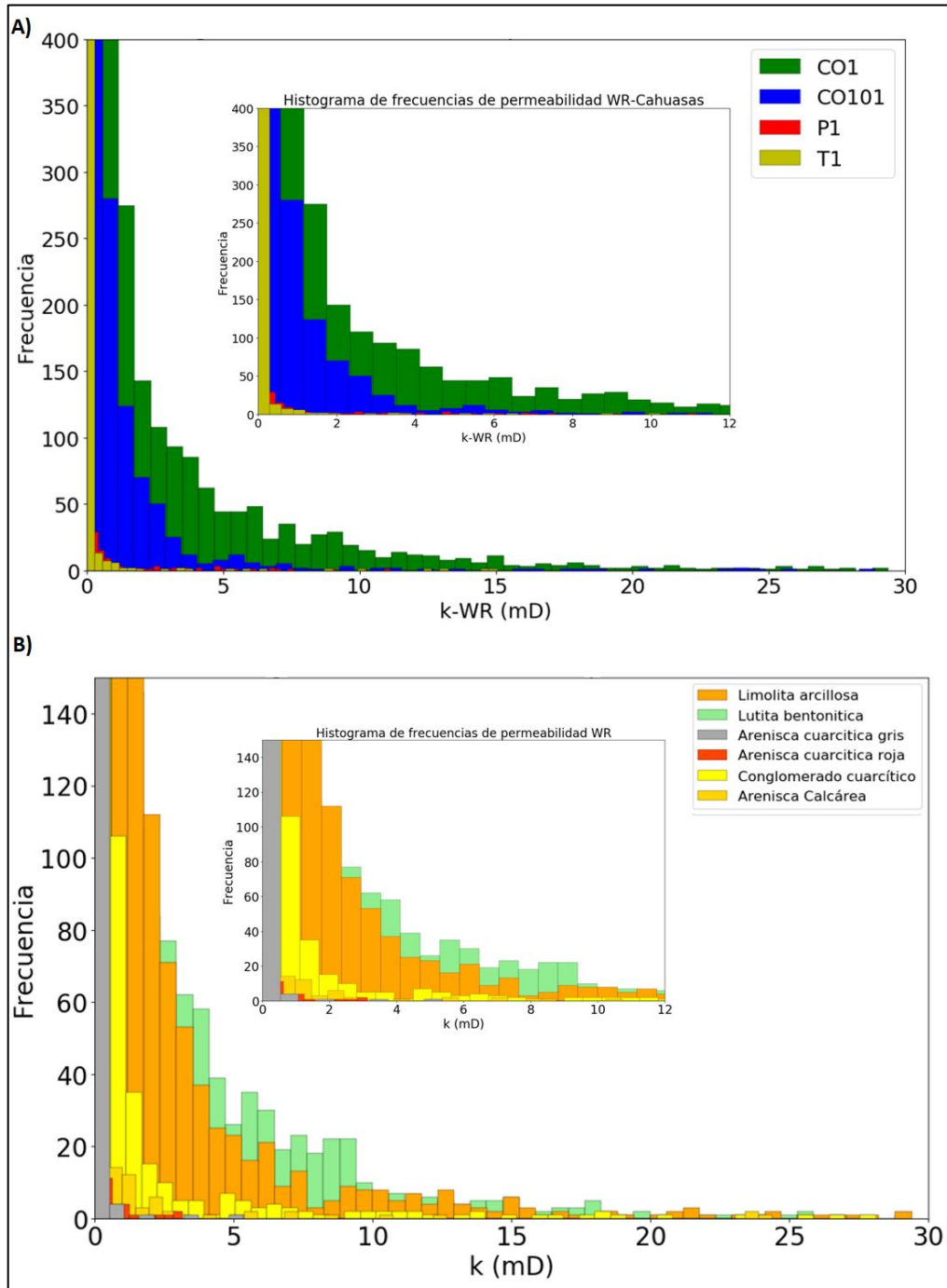


Figura 5.12 Histogramas de frecuencias de la permeabilidad estimada con el método de Wyllie-Rose obtenidos con la información de los pozos CO-1, T1, CO-101 y P1 en la unidad sedimentaria Cahuasas. En el eje X se muestran los valores de la permeabilidad (k) en unidades de mD (mili-Darcy). La figura 5.12-A, muestra la información clasificando por pozo y la figura 5.12-B muestra la información clasificando por litología.

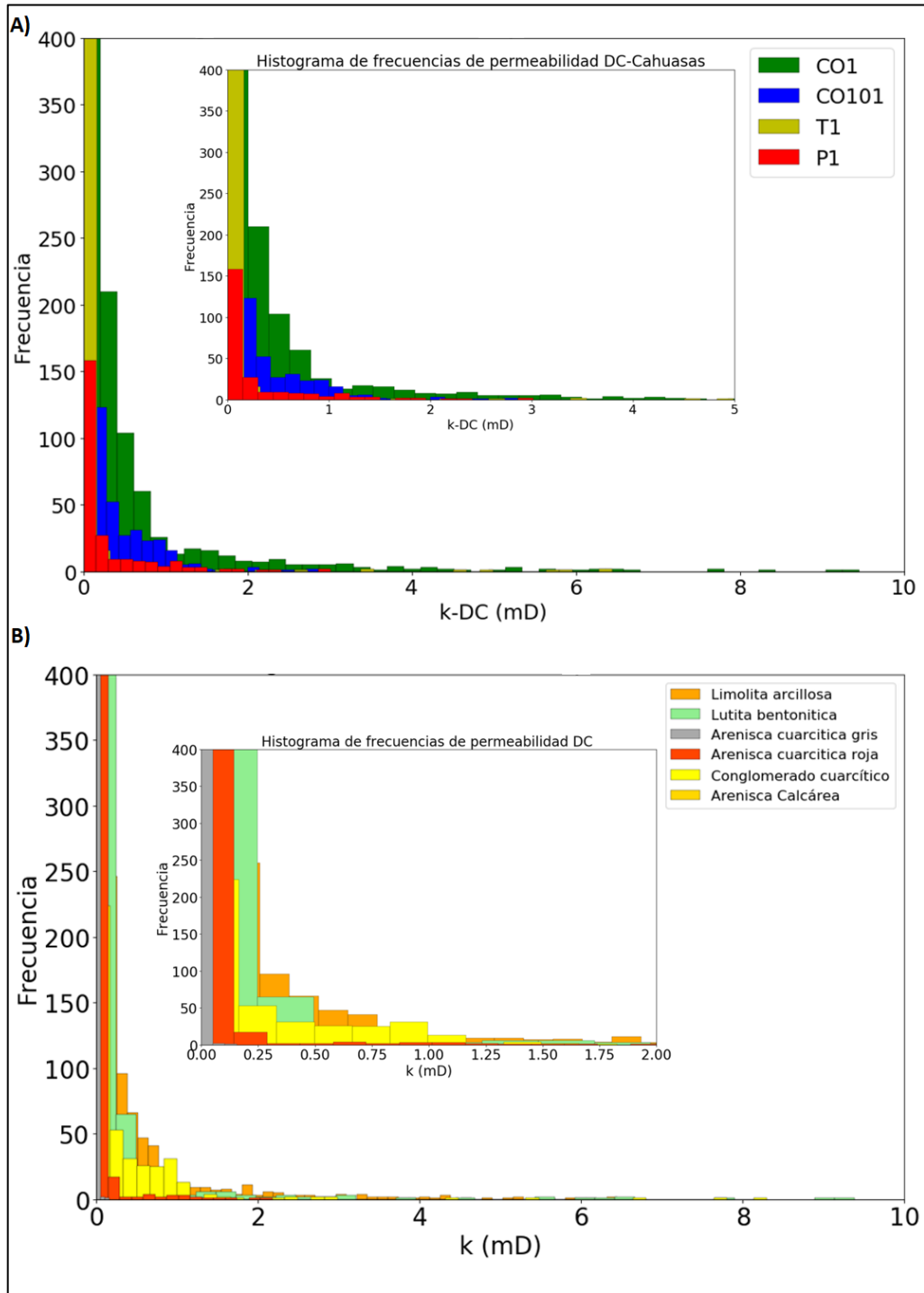


Figura 5.13 Histogramas de frecuencias de la permeabilidad estimada con el método de Dumanoir-Coates obtenidos con la información de los pozos CO-1, T1, CO-101 y P1 en la unidad sedimentaria Cahuwasas. En el eje X se muestran los valores de la permeabilidad (k) en unidades de mD (mili-Darcy). La figura 5.13-A, muestra la información clasificando por pozo y la figura 5.13-B muestra la información clasificando por litología.

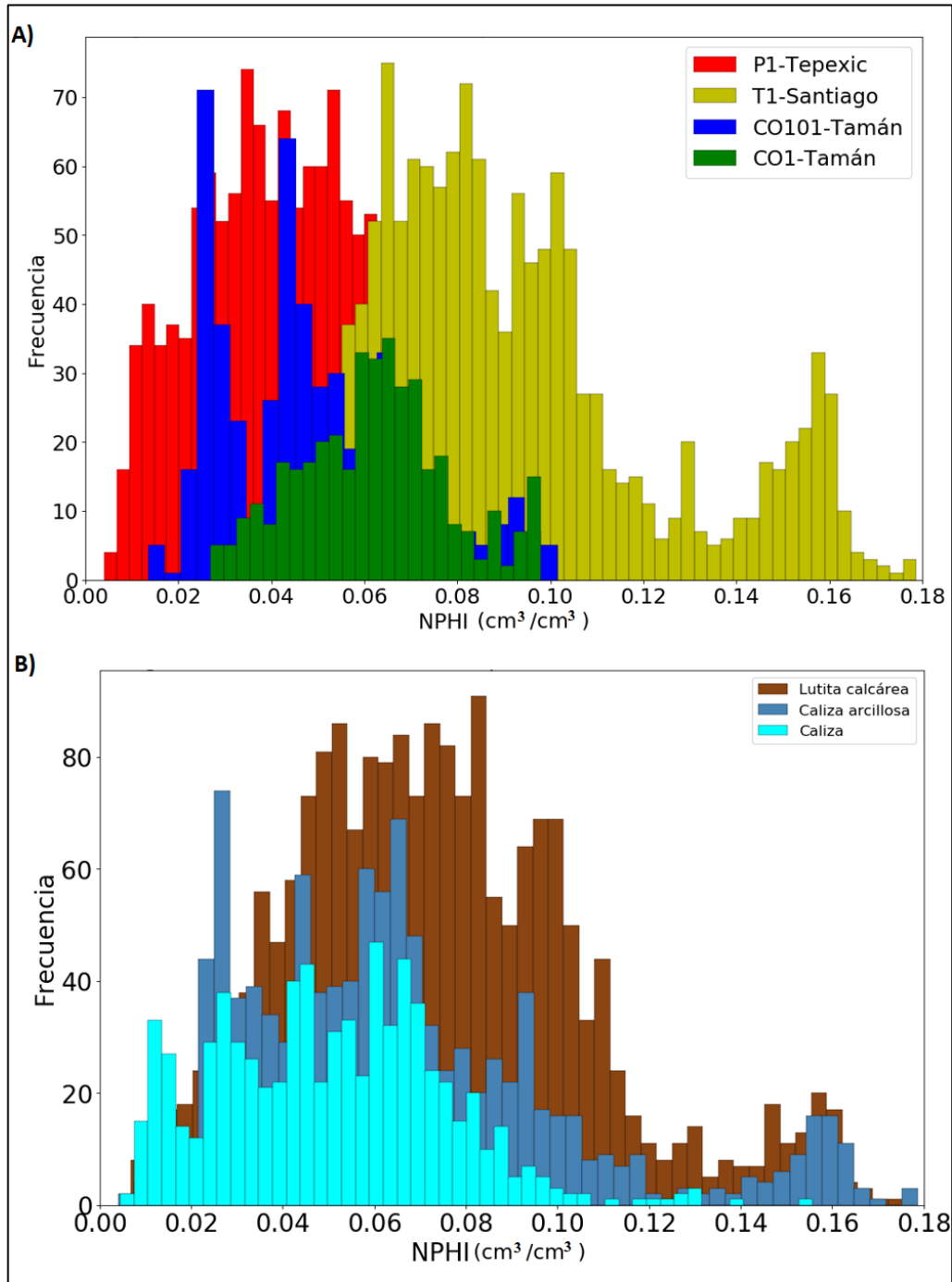


Figura 5.14 Histogramas de frecuencias de la porosidad Neutrón (NPHI) obtenidos con la información de los pozos CO-1, T1, CO-101 y P1 para las unidades sedimentarias Tamán, Santiago y Tepexic. La figura 5.14-A, muestra la información clasificando por pozo y la figura 5.14-B muestra la información clasificando por litología. El pozo T-1 contiene a la unidad Santiago, los pozos CO-1 y CO-101 contienen a la unidad Tamán y el pozo P-1 contiene a la unidad Tepexic. En el caso de el pozo P-1, se consideró para el estudio únicamente la unidad Tepexic debido a que es la unidad que sobreyace a la roca almacén.

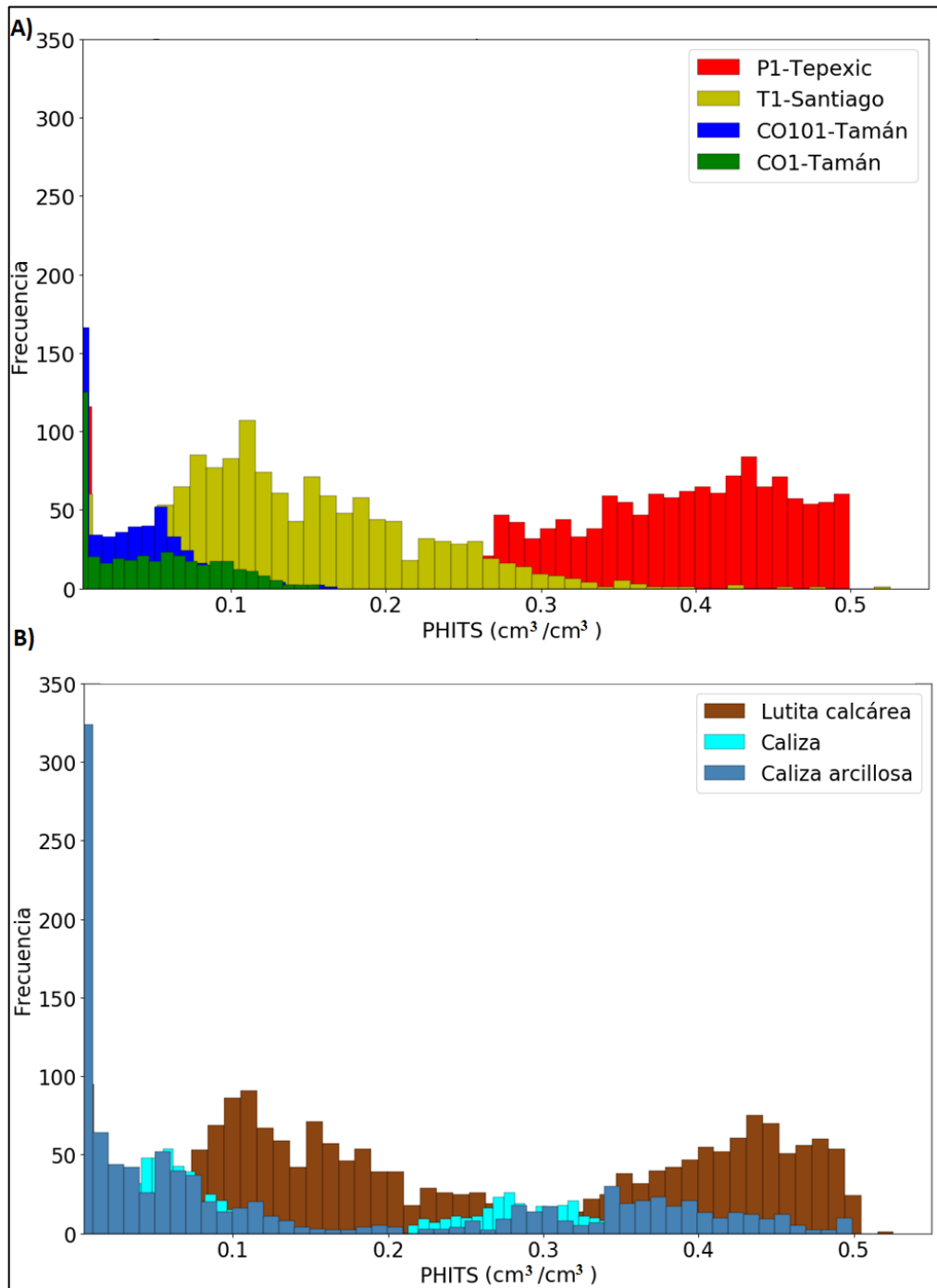


Figura 5.15 Histogramas de frecuencias de la porosidad del DTCO (PHITS) obtenidos con la información de los pozos CO-1, T1, CO-101 y P1 para las unidades sedimentarias Tamán, Santiago y Tepexic. La figura 5.15-A, muestra la información clasificando por pozo y la figura 5.15-B muestra la información clasificando por litología.

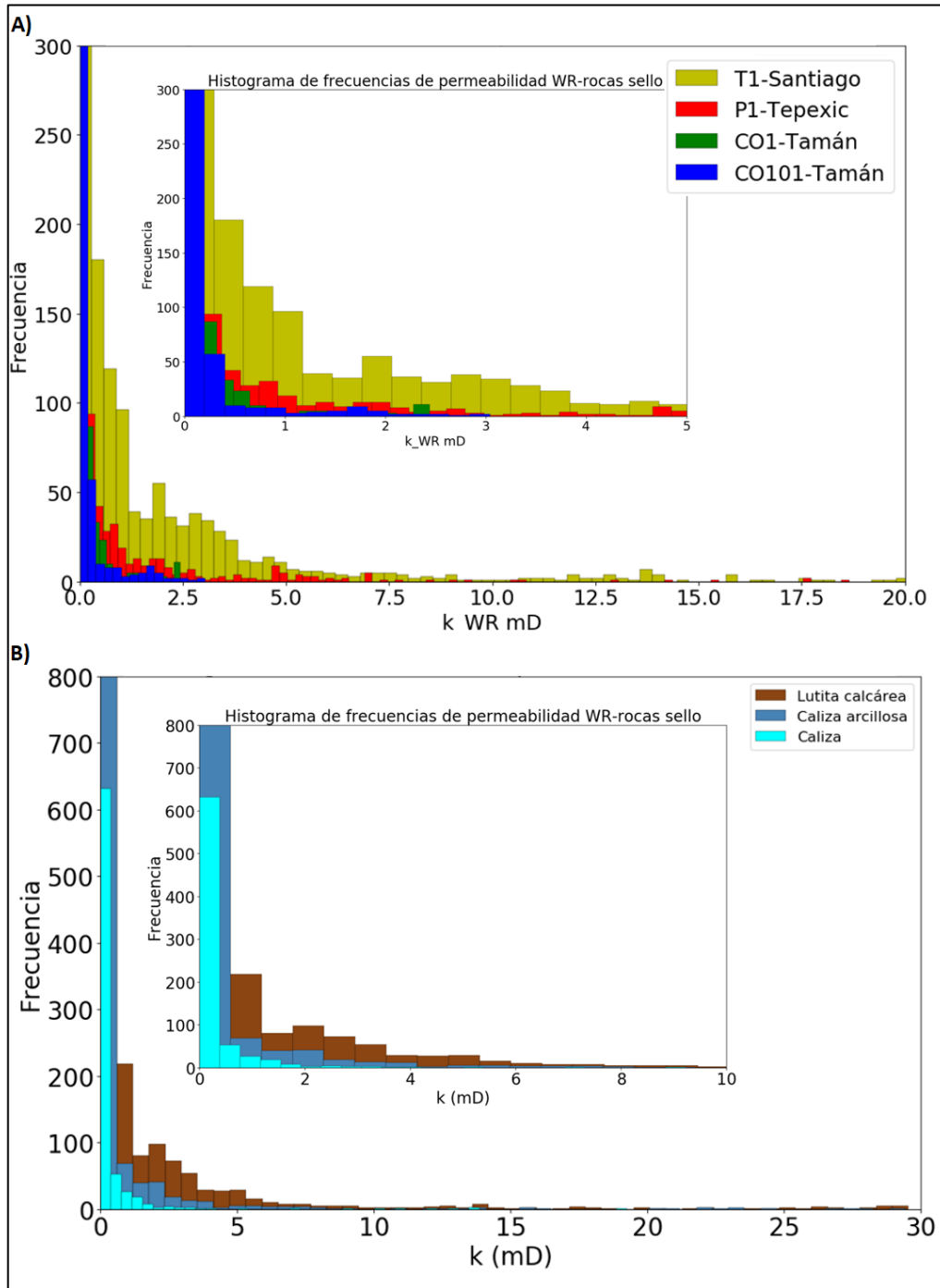


Figura 5.16 Histogramas de frecuencias de los valores de la permeabilidad estimada con el método de Wyllie-Rose obtenidos con la información de los pozos CO-1, T1, CO-101 y P1 para las unidades sedimentarias Tamán, Santiago y Tepexic. La figura 5.16-A, muestra la información clasificando por pozo y la figura 5.16-B muestra la información clasificando por litología.

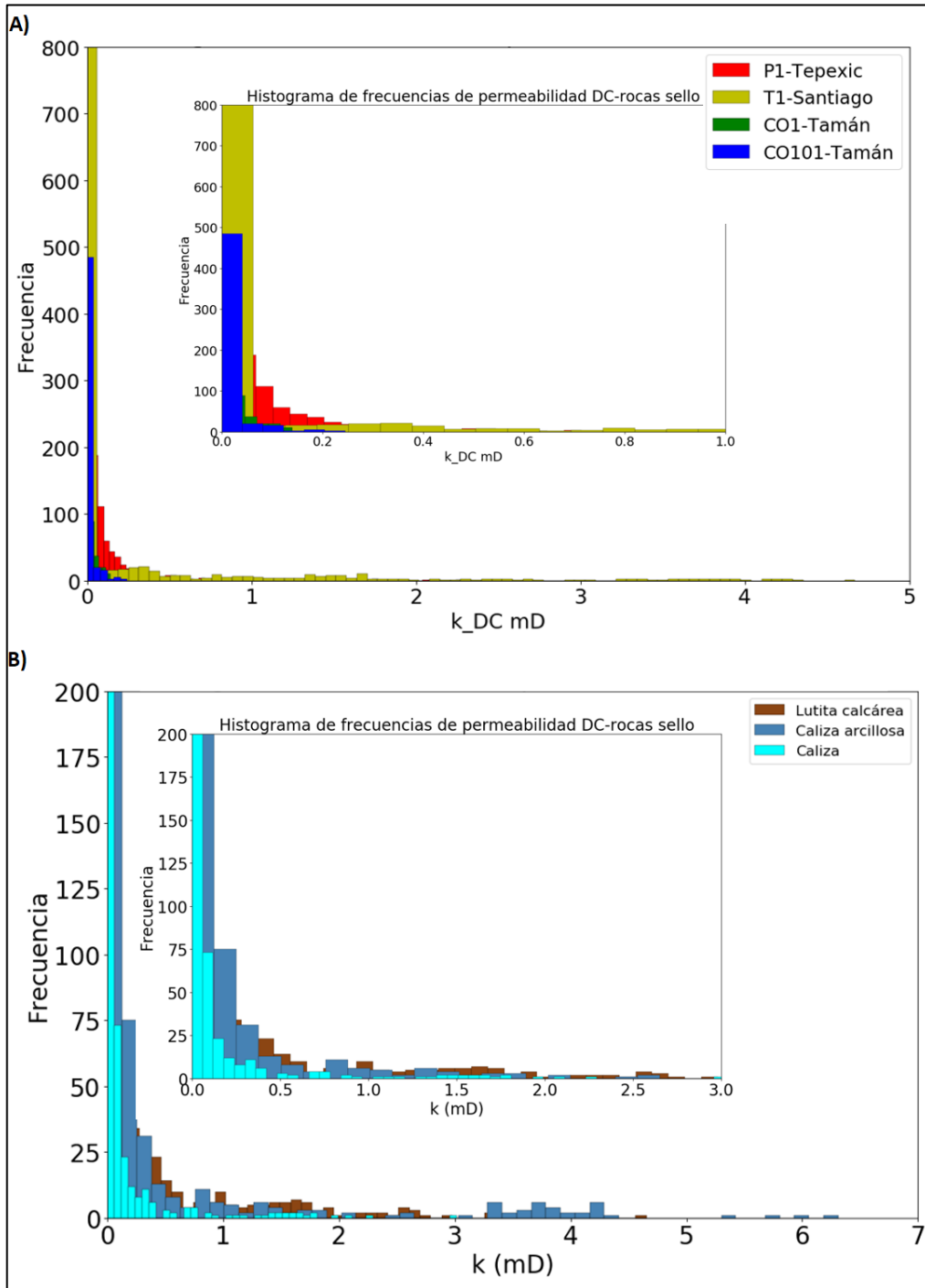


Figura 5.17 Histogramas de frecuencias de la permeabilidad estimada con el método de Dumanoir-Coates realizadas en los pozos CO-1, T1, CO-101 y P1 para las unidades sedimentarias Tamán, Santiago y Tepexic. La figura 5.17-A, muestra la información clasificando por pozo y la figura 5.17-B muestra la información clasificando por litología.

Las estimaciones de la porosidad con el registro de DTCO en la unidad Cahuwasas se encuentran en rangos de 0 % a 68 % (Ver Figura 5.11), mientras que las estimaciones con el registro de Neutrón están entre 0 % y 18% (ver Figura 5.10). La estimación de permeabilidad para la unidad Cahuwasas, por medio del método de Wyllie-Rose, está entre 0 y 30 mD (ver Figura 5.12) , mientras que el método de Dumanoir-Coates entre 0 y 10 mD (Ver Figura 5.13). De acuerdo con las mediciones realizadas en núcleos, el valor máximo de porosidad medido en la unidad Cahuwasas, es de 13.9% y la permeabilidad máxima de 16.5 mD para las facies de areniscas calcáreas y conglomerado cuarcítico descritas en los pozos CO-1 y CO-101.

La permeabilidad estimada por medio del método de Wyllie-Rose para las facies de calizas arcillosas de Tepexic y lutitas calcáreas de Santiago, se ubicó en rangos de entre 0 a 20 mD (ver figura 5.16) , mientras que con el método de Dumanoir-Coates se ubicó en rangos de entre 0 a 5 mD (ver figura 5.17). El valor máximo de porosidad obtenido en laboratorio en la unidad Tepexic, es de 7.3 % y una permeabilidad máxima de 1.72 mD para las facies de calizas arcillosas descritas en el pozo P-1. El valor máximo de porosidad medido en las muestras de afloramiento de la Santiago es de 6% y una permeabilidad máxima de 0.0054 mD.

De acuerdo con los datos mostrados en las figuras 5.8 y 5.10 se observa que las litologías con porosidades menores a 5%, corresponden a las areniscas cuarcíticas y a las roca ígnea y esquisto identificadas en el pozo T-1. Dentro de este mismo intervalo de porosidad se incluyen algunas de las muestras de calizas arcillosas y lutitas calcáreas identificadas en los núcleos del pozo P-1 y las muestras de lutita calcárea y limolita arcillosa observadas en el pozo CO-1(Figura 5.8 y Figura 5.14) . Las porosidades en el intervalo de 5% a 15 %, incluyen a las litologías de areniscas calcáreas, conglomerado cuarcítico y limolita arcillosa identificadas en los pozos CO-1 y CO-101. Finalmente, las porosidades mayores a 15%, se asocian únicamente a litologías de conglomerado cuarcítico identificado en los pozos CO-1 y CO-101. Se observan valores altos de porosidades de entre 4% a 20 % en las formaciones de unidades sellos en intervalos de lutitas calcáreas bentoníticas de los pozos T-1 y P-1. La estimación de porosidades altas en formaciones de lutitas puede ser verificada en una gran cantidad de trabajos presentes en la literatura y es la premisa básica para las estimaciones de reservas de gas y aceite en los yacimientos no convencionales.

En la figura 5.9, se puede observar la dispersión de los valores de permeabilidad estimados con Wyllie-Rose y con Dumanoir – Coates versus los valores de permeabilidad al aire medidos en laboratorio. De

esta figura se observa que los valores de permeabilidad mayores a 3 mD se asocian a litologías de areniscas calcáreas y conglomerados cuarcíticos, con una buena aproximación por medio del método de Wyllie-Rose, los cuales fueron identificados en los pozos CO-1 y CO-101.

Con respecto a las estimaciones de permeabilidad para la unidad Cahuwasas por el método de Wyllie-Rose, se pueden apreciar tres rangos principales de valores de permeabilidad, 1) Permeabilidades menores a 1 mD, en donde predominan las litologías de areniscas cuarcíticas y limolitas arcillosas, 2) permeabilidades de entre 1 mD a 5 mD con litologías predominantes de limolita arcillosa y lutita bentonítica 3) El tercer grupo con permeabilidades mayores a 5 mD en donde predominan litologías de limolita arcillosa, lutita bentonítica y conglomerado cuarcítico (Ver figura 5.12).

De acuerdo con las evidencias de las mediciones realizadas en muestras de laboratorio y las estimaciones realizadas con registros geofísicos, se concluye que la estimación de Wyllie-Rose para la unidad de Cahuwasas funciona aceptablemente para las litologías de areniscas calcáreas y conglomerado cuarcítico mientras que la estimación de Dumanoir-Coates realiza estimaciones de permeabilidad más ajustadas para las litologías de lutitas calcáreas, calizas arcillosas y lutitas bentoníticas (Ver descripción de análisis de laboratorio a muestras de afloramiento en el anexo).

En las tablas 5.1 a 5.4 se incluye un resumen de los valores de las propiedades estimadas para los diferentes grupos de facies identificadas en los pozos de correlación.

5.4.4 ELABORACIÓN DE MODELO DE FACIES PETROFÍSICAS.

Las columnas estratigráficas y los índices lito estratigráficos obtenidos a partir de la información de las descripciones de núcleos y de la información de los registros eléctricos sirven como base para la construcción del modelo de facies (ver apartado 4.4.3). Se definieron paquetes de litofacies para cada uno de los pozos analizados y su descripción es presentada en las figuras 5.18 a 5.21.

5.4.4.1 FACIES IDENTIFICADAS EN EL POZO CO-101

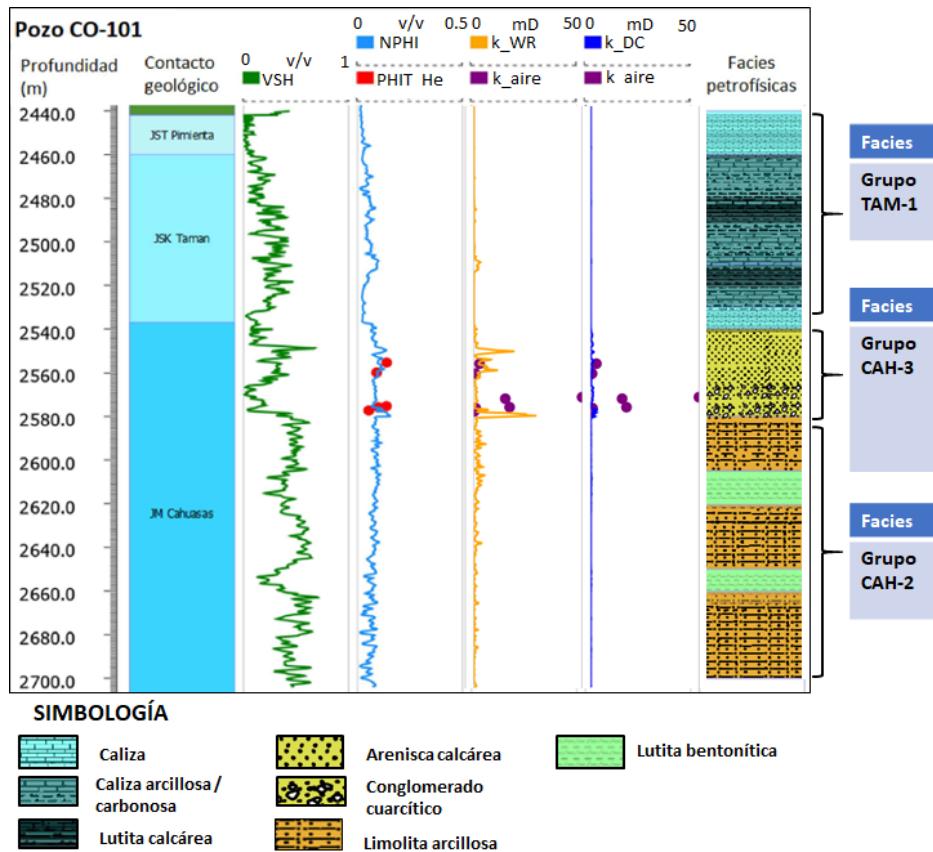


Figura 5.18 Gráfica de las propiedades petrofísicas de las facies identificadas para el pozo CO-101. La simbología presentada para el resto de los carriles es la misma que la mostrada en la figura 5.4.

Grupo TAM-1: Caliza arcillosa y Lutita calcárea

Alternancias de mudstone negro, pigmentado de blanco por recristalización, poco compacto, escaso mudstone negro arcilloso. Mudstone café y café claro y gris oscuro a negro, pigmentado de blanco por recristalización, poco arcilloso deleznable.

Grupo CAH-3: Areniscas calcárea y conglomerado cuarcítico

Alternancias de arenisca gris clara, grano muy fino a fina, semiangulares a semiredondos, buena selección, calcárea, fracturada, trazas de caliza gris clara, cristalina muy fina, weackestone /packstone; Conglomerado constituido principalmente por cuarzo blanco lechoso, de color café y regularmente cementado, trazas de pirita y fósiles, porosidad intergranular primaria; buena impregnación de aceite.

Grupo CAH-2: Limolita arcillosa y Lutita bentonítica

Alternancias de lutita gris verde, poco suave, calcárea con limolita café rojizo ligeramente arenosa y semicompacta, en partes moteada de blanco por pequeños nódulos de anhidrita.

5.4.4.2 FACIES IDENTIFICADAS EN EL POZO CO-1

Grupo TAM-1- Calizas arcillosas y Lutitas calcárea

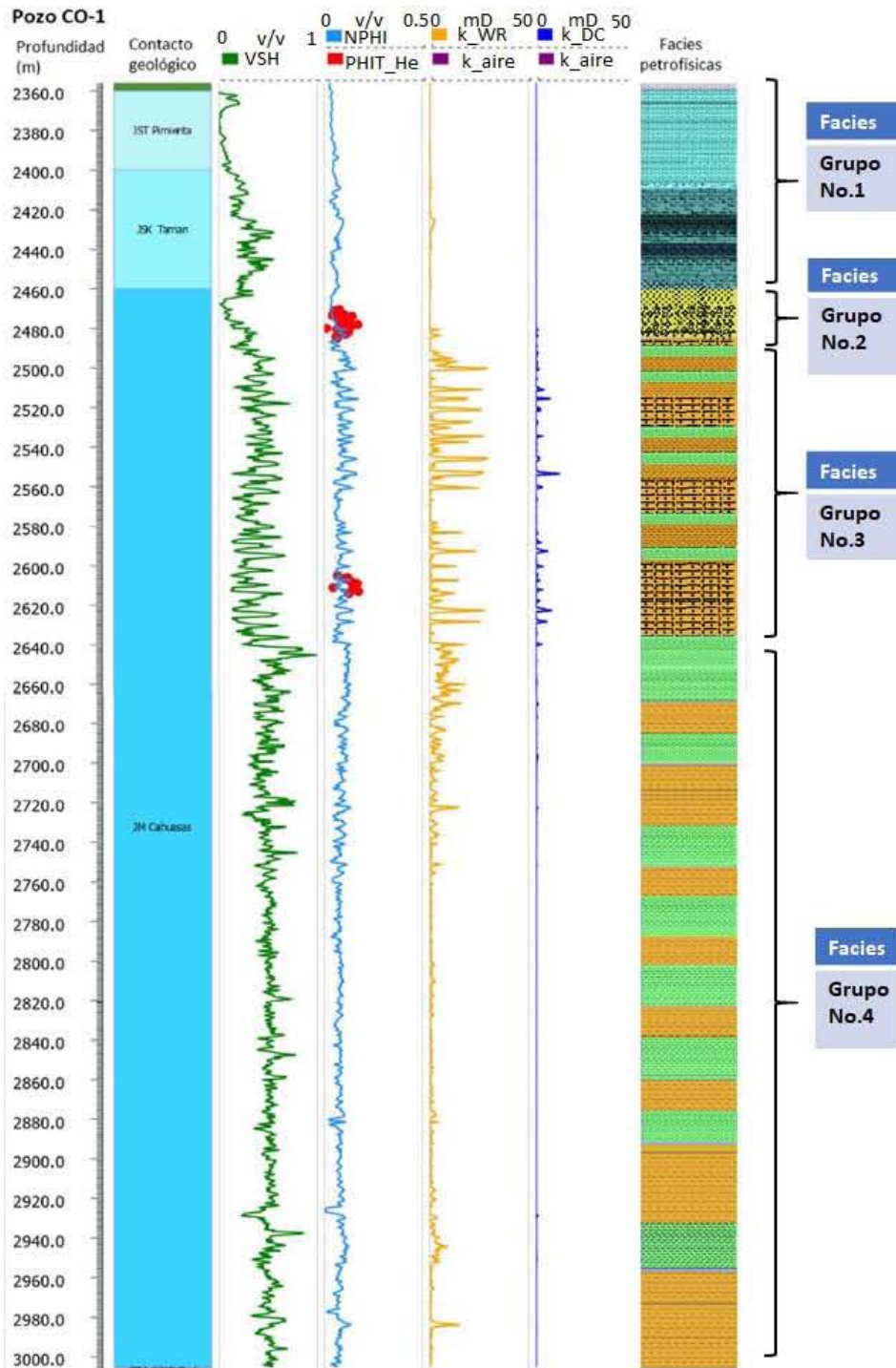
Alternancias de mudstone café oscuro a negro con escasa caliza café grisáceo, arcillosa microcristalina. Trazas de pedernal negro café oscuro. Mudstone café oscuro a negro microcristalino compacto jaspeado de blanco, escasa caliza café grisáceo que en partes gradúa a lutita calcárea, con esporádicas fracturas selladas por calcita alternando con capas de bentonita verde oscuro.

Grupo CAH-3: Arenisca calcárea y conglomerado cuarcítico

Alternancias de arenisca verde claro y limolita gris claro en partes se observan de color café oscuro por impregnación de aceite de igual color, escasos clásticos de cuarzo blanco en ocasiones anaranjado. Conglomerado constituido por clásticos de cuarzo, esquisto y otros elementos ígneos con pobre impregnación de aceite. Trazas de bentonita y lutita bentonítica verde caro con zonas pobremente impregnadas de aceite.

Grupo CAH-2: Limolita arcillosa y Lutita bentonítica

Alternancias de lutita bentonítica verde oscuro y bentonita de igual color semiduras. Limolita gris claro en partes se observan de color café oscuro por impregnación de aceite. Limolita arcillosa café rojizo, escasos clásticos de cuarzo blanco en ocasiones anaranjado, trazas de lutita café grisáceo y de arenisca verde claro.



SIMBOLOGÍA

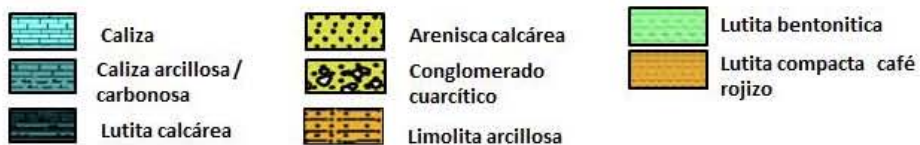


Figura 5.19 Gráfica de las propiedades petrofísicas y de los grupos de facies identificadas para el pozo CO-1.

Grupo CAH-1: Limolita arcillosa y Lutita bentonítica plástica

Alternancias de lutita roja plástica intercalada con lutita rojo marrón, semidura dura, en partes limolítica y lutita verde en partes bentonítica, trazas de yeso. Intercalaciones regulares de lutita roja plástica, poco calcárea, lutita rojo marrón semidura a dura, en partes de aspecto limolítico, y lutita verde semidura poco calcárea, en partes ligeramente arenosa. Lutita bentonítica plástica gris plomo a gris verde intercalada con lutitas verde y roja descritas. Lutita bentonítica tobacea plástica, de color verde claro grisácea, trazas de lutitas rojas descritas.

5.4.4.3 FACIES IDENTIFICADAS EN EL POZO P-1

Grupo TEP-1: Caliza arcillosa y Lutita calcárea

Alternancias de mudstone gris oscuro y café oscuro, arcillosa; trazas de lutita gris oscuro a negro ligeramente arenosa y calcárea, caliza crema y calcarenita microcristalina trazas de limolita y lutita negra carbonosa y café oscuro, caliza café oscuro arcillosa, conteniendo algunos microfósiles, escasamente fracturada. Trazas de lutita gris verde y gris oscuro calcárea, arcillosa, compacta.

Grupo HUE-1: Anhidrita y Limolita arcillosa

Alternancias de anhidrita blanca con intercalaciones de caliza gris oscuro, arcillosa, compacta y trazas de lutita gris verde y gris oscuro a negro, ligeramente calcárea. Lutita café rojizo, ligeramente arenosa. Trazas de arenisca gris claro de grano muy fino, cementada en material silíceo y trazas de anhidrita blanca.

Grupo CAH-2: Limolita arcillosa y Lutita bentonítica

Alternancias de limolita café rojizo en partes arenosa y micácea. Lutita negra, calcárea bituminosa, graduando a caliza café oscuro, trazas de arenisca. Calcarenita gris oscuro y trazas de arenisca gris claro y café rojizo. A 4045 m se reporta: Arcosa café rojizo y escasa lutita café rojizo. Se estima una porosidad efectiva muy pobre a nula de tipo primario, impregnación de aceite nula.

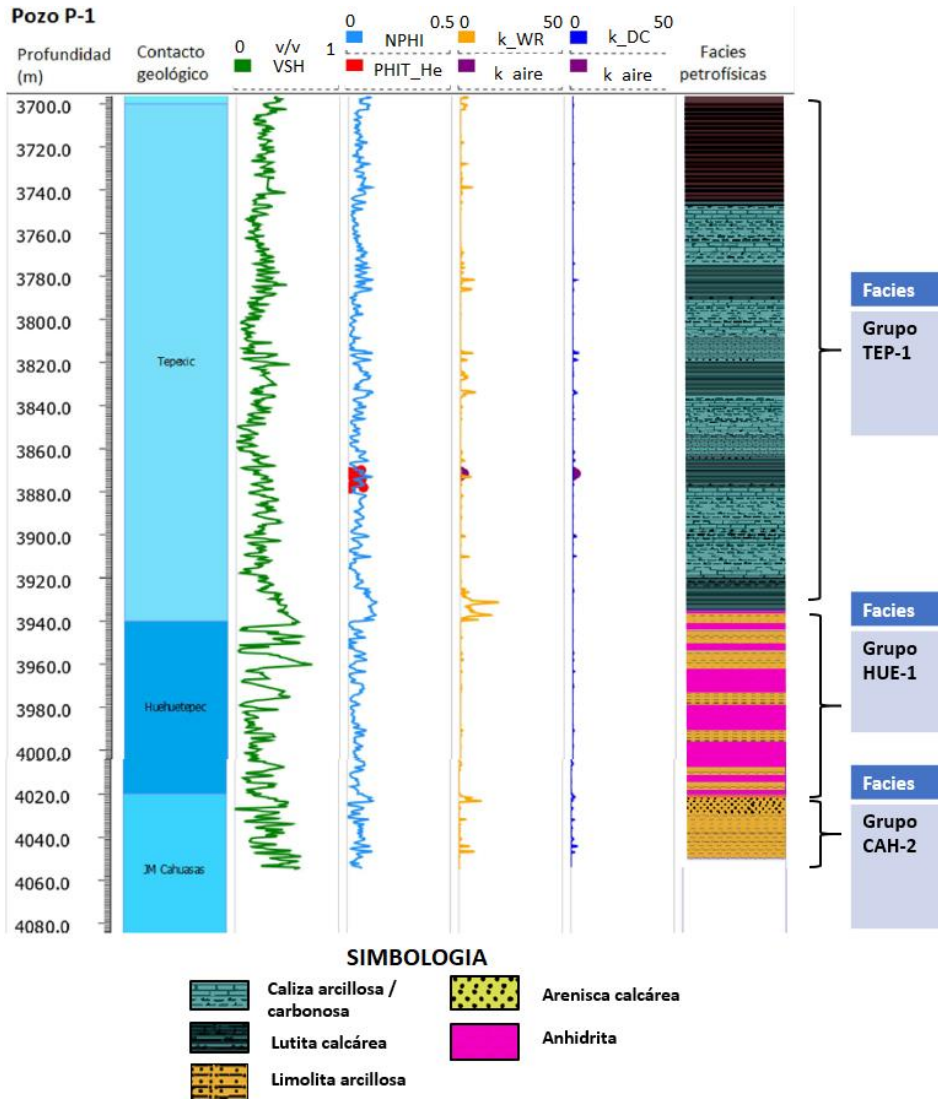


Figura 5.20 Gráfica de las propiedades petrofísicas y de los grupos de facies identificadas para el pozo P-1.

5.4.4.4 FACIES IDENTIFICADAS EN EL POZO T-1

Grupo SAN-1: Lutita calcárea e intrusión ígnea

Lutita gris oscuro a negra compacta en partes laminar de aspecto apizarrado, en alternancia de lutita gris oscuro ligeramente arenosa, que parcialmente gradúa a escasa arenisca gris oscuro gris verdoso de grano fino y trazas de calcita.

De 2232 m- 2241 m: Roca ígnea gris claro, verdoso a gris verdoso, constituida principalmente por minerales gris oscuro a verde oscuro y trazas de pirita. Se aprecian algunas fracturas selladas por calcita.

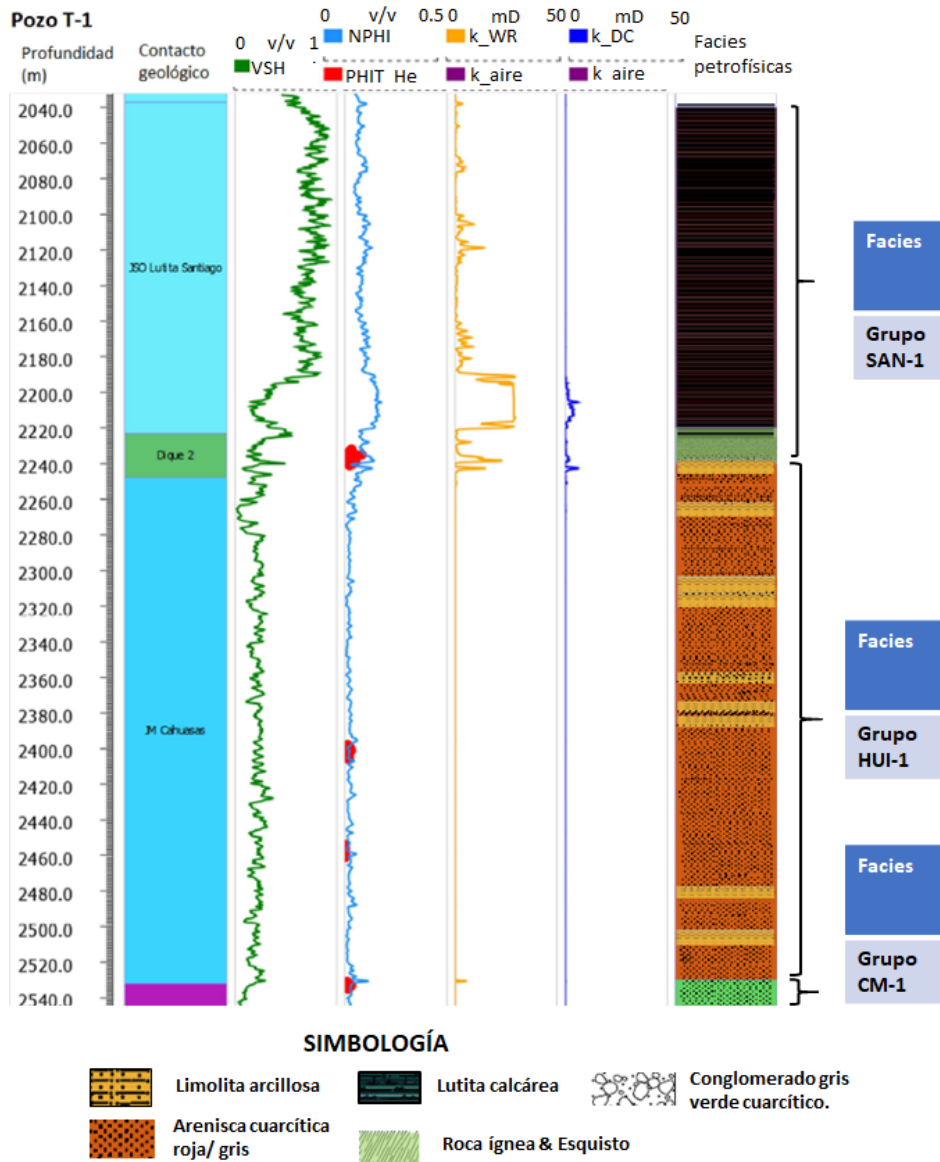


Figura 5.21 Gráfica de las propiedades petrofísicas y de los grupos de facies identificadas para el pozo T-1.

Grupo HUI-1: Arenisca cuarcítica y limolita arcillosa

Arenisca café grisáceo y café rojizo de grano muy fino, constituida por minerales de cuarzo blanco lechoso, translucido, naranja, glauconita y escasa biotita (Sobre todo en la arenisca café rojizo), bien cementados por un material silíceo opaco que da a la roca brillo ceroso. Se puede advertir desarrollos y cristales aislados de dolomita, algunos de ellos poco alterados en su forma. En la arenisca gris verdosa se observa con fracturas irregulares, selladas con cuarzo blanco lechoso, calcita y dolomita y en ocasiones con un material arcilloso gris verde.

Limolita café rojizo, ligeramente arenosa de color café a café grisáceo, muy compacta, pigmentada de blanco, probablemente por caolinización de minerales, con algunas fracturas selladas por calcita. La alternancia de las lutitas da a la roca un aspecto bandeado.

Grupo CM-1: Conglomerado verde y Esquistos

Conglomerado gris verde, constituido por fragmentos de roca crema, en las cuales se advierten diversidad de cristales de minerales no determinados, algunos de ellos con muestras de alteración, bien cementados por un material crema que constituye la roca, el cual cambia en ocasiones en color verde a claro. Fracturas selladas por cuarzo blanco lechoso, mica roja, calcita y en ocasiones los tres minerales en una misma fractura. Roca esquistosa verde y verde esmeralda en partes recristalizada, micácea, suave. Roca metamórfica, color verde, moteada de blanco lechoso alterada por algunas fracturas rellenas por calcita impura.

Tabla 5.3 Resumen de propiedades petrofísicas por grupo de facies para el pozo CO-101

Grupo de Facies	Porosidad al helio (%)	Porosidad Neutrón (%)	Permeabilidad al aire (mD)	Permeabilidad WR (mD)	Permeabilidad DC (mD)
Grupo TAM-1	ND	2.6 – 9.7	ND	0.001 – 2.4	<0.001 – 0.24
Grupo CAH-3	4.2 - 17.1	3.2 - 15.5	ND	0.0033 - 38.5	0.001 – 0.34
Grupo CAH-2	ND	2.9 – 17.1	ND	0.002 – 69.59	<0.001 – 12.33
Grupo CAH-1	ND	0.36 – 13.6	ND	0.001 – 18.03	<0.001 – 0.99

Tabla 5.4 Resumen de propiedades petrofísicas por grupo de facies para el pozo CO-1

Grupo de Facies	Porosidad al helio (%)	Porosidad Neutrón (%)	Permeabilidad al aire (mD)	Permeabilidad WR (mD)	Permeabilidad DC (mD)
Grupo TAM-1	ND	1.3 – 10.1	ND	<0.001 – 3.4	<0.001 – 0.88

Grupo CAH-3	5.5 - 13.9	6.6 – 13.74	0.096 - 16.5	0.23 – 18.70	<0.001 – 2.86
Grupo CAH-2	ND	1.2 – 11.29	ND	<0.01 – 5.77	<0.001 – 0.40

Tabla 5.5 Resumen de propiedades petrofísicas por grupo de facies para el pozo P-1

Facies	Porosidad al helio (%)	Porosidad Neutrón (%)	Permeabilidad al aire (mD)	Permeabilidad WR (mD)	Permeabilidad DC (mD)
Grupo TEP-1	0.5 - 4.0	0.41-13.7	0.002 - 1.72	0.001 – 18.65	<0.001 – 3.87
Grupo HUE-1	ND	0.002 - 0.097	ND	0.001- 1.31	0.001 – 1.003
Grupo CAH-2	ND	0.005 – 0.12	ND	0.001 – 11.15	0.001 – 3.01

Tabla 5.6 Resumen de propiedades petrofísicas por grupo de facies para el pozo T-1

Facies	Porosidad al helio (%)	Porosidad Neutrón (%)	Permeabilidad al aire (mD)	Permeabilidad WR(mD)	Permeabilidad DC (mD)
Grupo SAN-1	0.5 – 5.9 (Afloramiento)	0.65 – 17.8	0.0003 – 0.0054 (Afloramiento)	0.022 – 90.30	0.01 – 5.5
Grupo HUI-1	1.0- 3.1	0.6 – 9.2	ND	<0.001 – 1.68	0.01 - 0.21
Grupo CM-1	ND	1.1 - 11	ND	0.001- 5.67	0.01 - 0.24

6.DISCUSIÓN

6.1 PROCESO DE INTEGRACIÓN DE LA INFORMACIÓN

En este trabajo de tesis, se cumplió con la integración del modelo petrofísico de propiedades y la construcción de un modelo de facies conceptual, elaborado a partir de la información de pozo, la geología regional, la información de geofísica y la información recopilada en campo. Se requirió un tiempo para la integración de la información proveniente de diversas fuentes y el control de calidad. La fase que consumió más tiempo en la metodología propuesta es la fase de control de calidad y recolección de información, así como la fase de elaboración de la sección geológica 2D. En cada pozo, se recopiló la información básica para la elaboración de un modelo 1D de geomecánica, por medio de la recopilación de la información de eventos de perforación, densidades de lodo, pruebas de presión, pruebas de integridad, etc. Toda la información se revisó y se integró a una plataforma digital, para ser usada en proyectos de modelado de flujo, modelado mecánico del subsuelo 1D o modelado numérico 3D. La sección geológica regional elaborada a partir de los registros de pozo permitió asociar las propiedades a facies petrofísicas de manera conceptual.

El flujo propuesto por Slatt (2013), se utilizó como ejemplo base para la estructura general de la metodología propuesta para el presente trabajo. La diferencia más importante con respecto al trabajo de Slatt (2013), consiste en que se omitió la elaboración del modelo geocelular 3D y el modelo de flujo. Adicionalmente se tomaron en cuenta los diferentes trabajos revisados acerca de la caracterización de yacimientos, sin embargo la mayoría de los flujos propuestos pueden incluirse dentro del flujo general propuesto por Slatt (2013).

En el presente trabajo, se desarrollaron varios subprocesos específicos para integrar las diferentes fuentes de información hacia la plataforma digital disponible y se trabajó con la información proporcionada por la CNH. Se puede considerar a la metodología propuesta, como adecuada especialmente para trabajar con información disponible en México en proyectos con información geológica y de pozo.

6.2 MODELO DE FACIES PETROFÍSICAS

6.2.1 SECCIÓN GEOLÓGICA DEL ÁREA DE ESTUDIO

Las secciones geológicas de (Carrillo-Bravo et al., 1965; Coogan et al., 1972; Wilson, 1987), muestran una traza SW-NE (Figura 6.1) paralela a la construida en este trabajo (Figura 5.2).

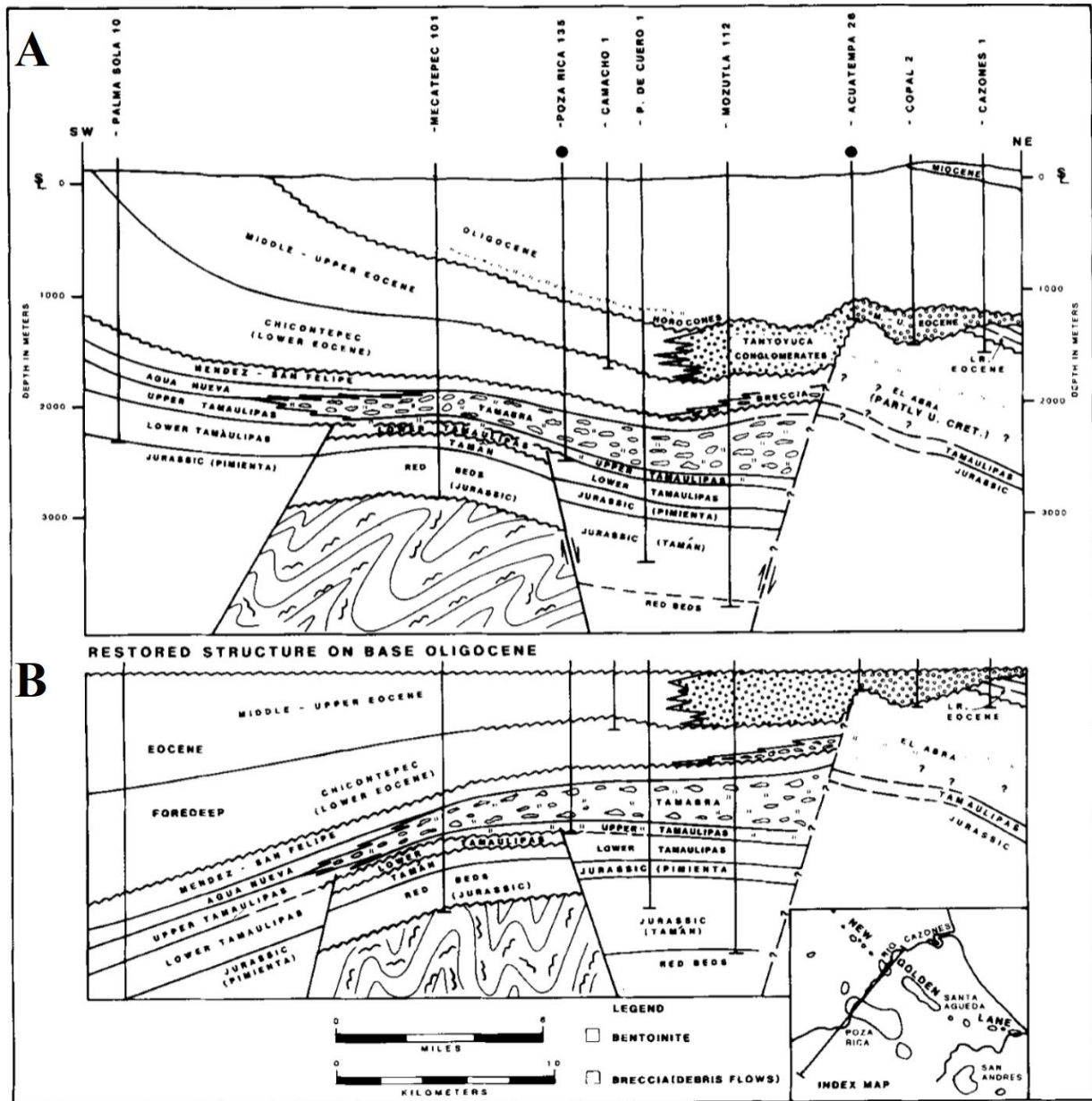


Figura 6.1 (A) Sección estructural NE-SW, elaborada para los campos petrolíferos "Poza Rica" y "Faja de Oro". En la figura inferior (B) se muestra la reconstrucción elaborada hacia la base del Oligoceno (Coogan et al., 1972).

En esta sección se muestran los principales elementos de la fosa foreland II, es decir las estructuras de graben y horst con un alto del basamento en la parte central de la sección en la Jurásico. Se interpreta un cambio de facies de las unidades Tamaulipas Superior, KSSF y KSM hacia la unidad denominada Tamabra y posteriormente a la unidad El Abra. De acuerdo con la reconstrucción elaborada para la cima del Oligoceno, se plantea un depósito inicial hacia el SW de la sección la cual generó cambios de facies en las inmediaciones de la zona de talud de la plataforma carbonatada que contiene a la unidad denominada El Abra. Posteriormente se propone un levantamiento de las capas debido a la orogenia Laramide a partir del final del Eoceno y principios del Oligoceno, la cual reconfigura los espesores y la posición estratigráfica de las unidades previamente depositadas. En el caso de las unidades denominadas Lechos Rojos, Tamán y Pimienta, se propone un depósito inicial dentro de las fosas tectónicas generadas durante la apertura del Golfo de México.

Otra sección regional con orientación SW-NE fue elaborada por Eguiluz et al. (2000), (Figura 6.2).

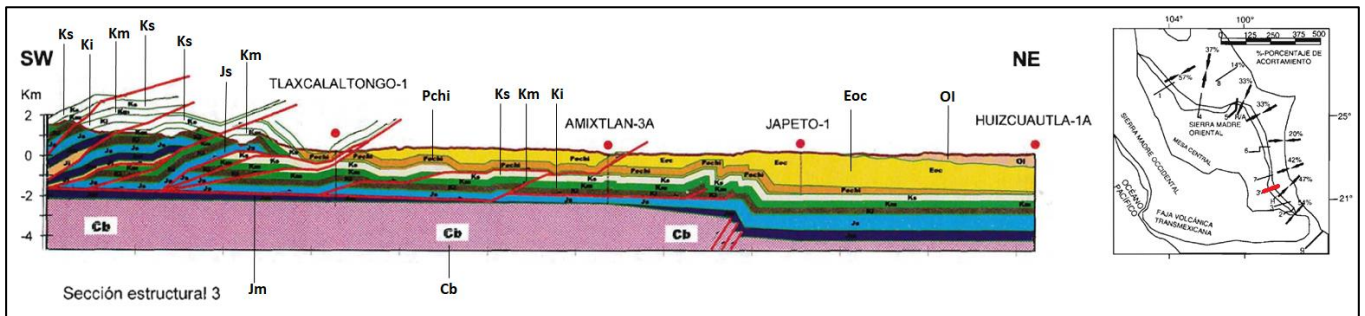


Figura 6.2 Sección regional estructural SW-NE del Sector Huayacocotla, (Eguiluz et al., 2000). Unidades litológicas: Cb= rocas ígneas y esquistos paleozoicos. Tr= Lechos rojos triásicos (Grupo Huizachal). Ji= Lutitas y areniscas del Jurásico Inferior (formación Huayacocotla). Jm= Areniscas del Jurásico Medio (formación Cahuasas). Js= carbonatos, lutitas y areniscas (formaciones Santiago, San Andrés, Tamán y Pimienta). Ki= carbonatos de cuenca del necomiano-Aptiano (Tamaulipas Inferior). Km= carbonatos del Albiano (formaciones Tamaulipas Superior, Abra y Tamabra). Ks= Lutitas y areniscas del cretácico Superior (Formaciones San Felipe y Méndez). Pchi= turbaditas (Formación Chicontepec). Pv= Paleoceno Velasco. Eoc, OI= areniscas y lutitas del Eoceno y Oligoceno. Los despegues ocurren en unidades arcillosas del Jurásico inferior y donde se acúan, ascienden al Jurásico Superior. No exageración vertical.

En la interpretación de Eguiluz et al. (2000) se sugiere que:

1) El control sedimentario y estructural de los bloques paleo tectónicos altos, fue heredado hasta el Cretácico Inferior, cuando las transgresiones marinas provocaron el desarrollo de plataformas evaporítico-carbonatadas, como la de Coahuila, San Luis-Valles, Monclova, Maveric. Paralelamente se desarrollaron procesos de subsidencia durante las etapas de rift en el Jurásico Medio hasta el Albiano-Cenomaniano, con un control de subsidencia probable de enfriamiento cortical.

2) Posteriormente durante la Orogenia Laramide, se formaron cabalgaduras desde el Cretácico superior hasta el Eoceno, que provocó un apilamiento sedimentario que ha sido removido por la erosión (Eguiluz et al., 2000).

3) Los límites entre los bloques estructurales presentes, pudieron haberse desarrollado a partir de fallas inicialmente de tipo normal, generadas durante la apertura del Golfo de México bajo un régimen extensional y posteriormente se reactivaron en un régimen inverso durante la deformación Laramide. Las cabalgaduras afectaron principalmente los depósitos carbonatados del Mesozoico y del Cenozoico partiendo de zonas de despegue de depósitos evaporíticos y carbonatados. (Eguiluz et al., 2000).

En general el presente coincide con las 3 hipótesis de Eguiluz et al.(2009) mencionadas en el párrafo anterior acerca de influencia de las fallas generadas durante la extensión del Jurásico Inferior y la geometría heredada de los sistemas de horst y graben en la posterior geometría de las cabalgaduras regionales generadas durante la Orogenia Laramide. Esta hipótesis se planteó durante el desarrollo e interpretación de la sección geológica mostrada en la figura 5.2.

En este trabajo de tesis , se propone un estilo estructural dominado por sistemas de cabalgaduras regionales, asociados a probables reactivaciones de fallas preexistentes en el basamento. En el caso del sistema Tlaxcalalongo, a diferencia de la propuesta de Eguiluz et al.(2000) en donde se propone que el sistema de cabalgaduras ciegas imbricadas despegan desde la base del Jurásico Superior, se propone un levantamiento del basamento por medio de cabalgaduras regionales provenientes desde una profundidad indeterminada dentro del basamento, con un salto de falla de 2300 m aproximadamente.

En el caso de la fosa de foreland-I interpretada en este trabajo de tesis no se observa la presencia de cabalgaduras tipo dúplex ni repeticiones en los contactos geológicos en las secciones consultadas (ver anexo 9.3.3 el trabajo de Saavedra, 2010). En este trabajo se propone la presencia de una zona de flexura dentro de la fosa de foreland-I, generada por la deformación tectónica proveniente del frente orogénico de la SMO, la cual fue rellenada con material procedente de las estructuras orogénicas de la SMO, a una

tasa de sedimentación proporcional al ritmo de deformación y plegamiento, que explicaría las diferencias de espesor de la unidad Chicontepec inferior en las zonas de foreland –I y foreland-II.

Finalmente, para la fosa de foreland-II, se identificaron sistemas de horst-graben y el sistema de cabalgaduras Escobal, los cuales se pueden interpretar despegando desde el complejo metamórfico. A diferencia del trabajo de Coogan et al. (1972), la sección de Eguluz et al. (2000) no contempla los altos y bajos del basamento, salvo en la zona de transición de la cuenca de foreland –I hacia la cuenca de foreland-II.

Una sección más reciente (Roure et al., 2009), muestra las relaciones geológico-estructurales en la zona de la Cuenca de Chicontepec y la Faja de Oro. (Figura 6.3).

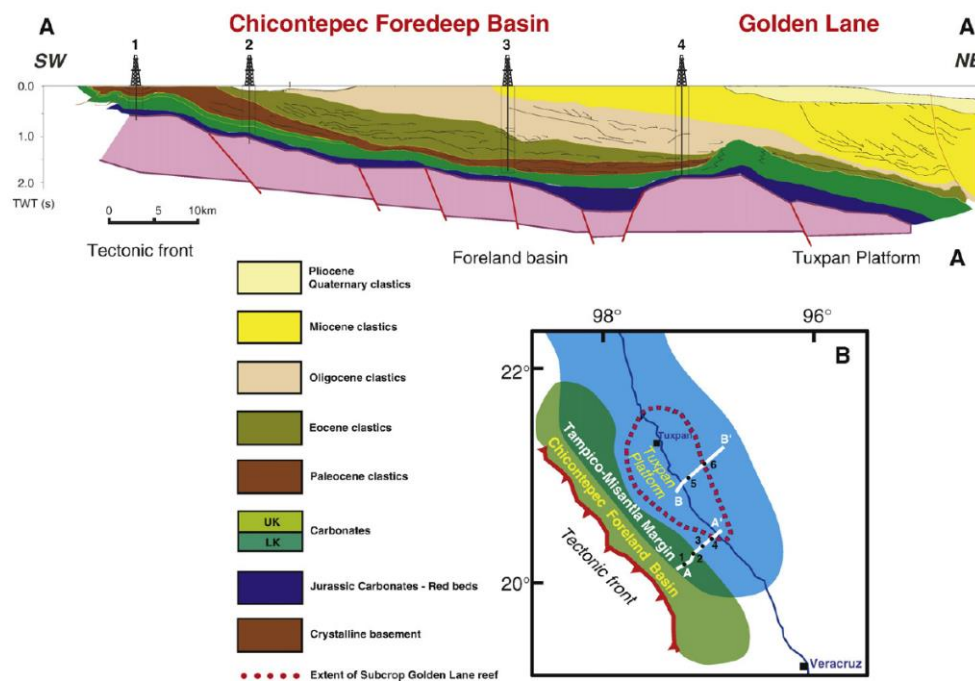


Figura 6.3 Sección estructural a través de la zona de la fosa de Chicontepec y la plataforma de Tuxpan (Modificada después de Alzaga-Ruiz, 2008; Alzaga-Ruiz et al., 2009 a, b; Roure et al., 2009).

En el trabajo de Roure et al. (2009), se dividen la zona de estudio en 3 sectores: 1) La cuenca de Chicontepec al oeste, 2) La plataforma de Tuxpan y 3) La región costa afuera, caracterizada por el colapso gravitacional de depósitos siliciclásticos del Oligoceno. La zona de la fosa de Chicontepec es subyacente por un basamento dividido en numerosos bloques divididos por fallas normales que se extienden hasta el Jurásico, identificados en los perfiles sísmicos. Sobre yaciendo los depósitos jurásicos synrift y los depósitos carbonatados del Cretácico Inferior, se tienen depósitos de cuenca abisal y

depósitos sin-orogénicos desde el Cretácico tardío hasta los depósitos turbidíticos del Eoceno, los cuales van cubriendo progresivamente el borde oeste de la plataforma carbonatada de Tuxpan.

De acuerdo con Roure et al. (2009), debido al levantamiento post orogénico de la cuenca de hinterland los depósitos del Oligoceno fueron fuertemente erosionados en la parte oeste de la sección. Las unidades del Cretácico tardío y del Paleógeno se encuentran ausentes en la zona de la plataforma de Tuxpan debido a que esta zona estaba emergida durante gran parte de la orogenia Laramide. Desde el Cretácico tardío hasta el Eoceno, los sedimentos provenientes de la cordillera se depositaron en la fosa de Chicontepec, por medio de canales transversales que cruzaban a los lados de la plataforma de Tuxpan. Posteriormente la subsidencia tectónica resultó en un hundimiento progresivo de la plataforma de Tuxpan y en erosión de depósitos turbidíticos en la fosa de Chicontepec (Roure et al., 2009). En su reconstrucción, realizada con el software Dionisios™, se simularon las condiciones de sedimentación, erosión y subsidencia, ajustando los resultados del modelo con las estructuras reales. (Figura 6.4)

Una de las similitudes del presente trabajo y el de Roure et al. (2009), es el espesor de las unidades de Chicontepec inferior observadas en las zonas cercanas al frente levantado de la SMO. De acuerdo con Roure et al. (2009), los espesores obedecen a la combinación de los efectos de flexura tectónica del basamento en zonas aledañas al frente orogénico principal, el ritmo de erosión del frente levantado y la paleogeografía previa al proceso de deformación Laramide de la SMO.

La propuesta de Roure et al.(2009), es consistente a la interpretación realizada en el presente trabajo de tesis y adicionalmente puede ser validada con la información de espesores observada en los pozos analizados. A diferencia de la propuesta de Eguiluz, la propuesta de Roure et al.(2009) se presenta razonable para explicar las diferencias de espesores observadas en las unidades de Chicontepec y no requiere de interpretación de cabalgaduras y pliegues adicionales. De igual manera es consistente con el modelado numérico que toma en cuenta los procesos de erosión y subsidencia generados por los eventos tectónicos asociados a la Orogenia Laramide.

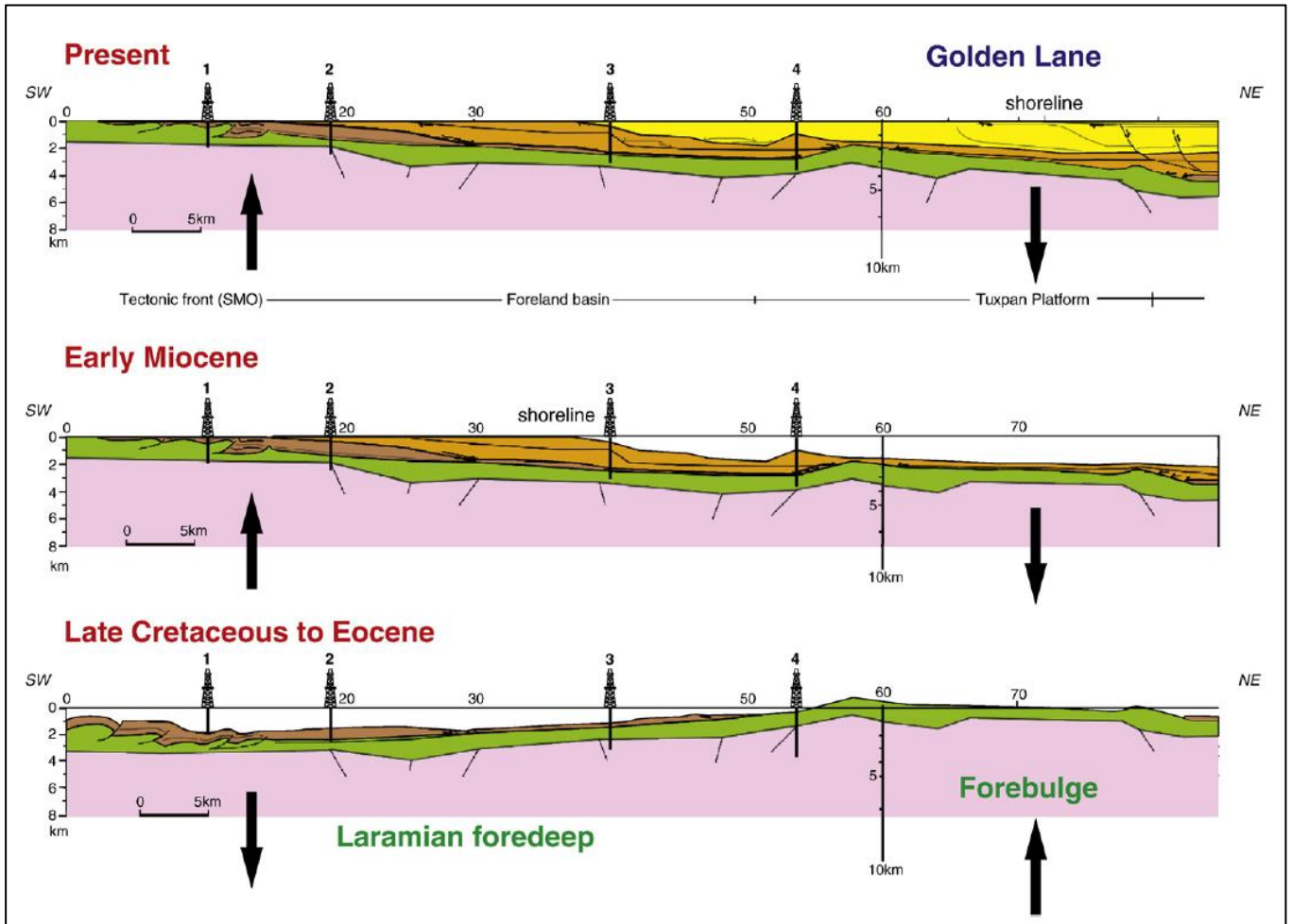


Figura 6.4 Reconstrucción geológica realizada para la cuenca de Chicotepec y la plataforma de Tuxpan durante la orogenia Laramide (Modificada después de Alzaga-Ruiz,2008; Alzaga-Ruiz et al., 2009 a, b; Roure et al.,2009).

En los trabajos elaborados por Fitz-Díaz et al. (2014, 2017), se incluyen dos secciones geológicas regionales de la zona. Una de ellas (figura 6.5) actualizada del trabajo de Suter (1987), se extiende desde el flanco occidental de la SMO hasta el límite oeste de la provincia Tampico-Misantla.

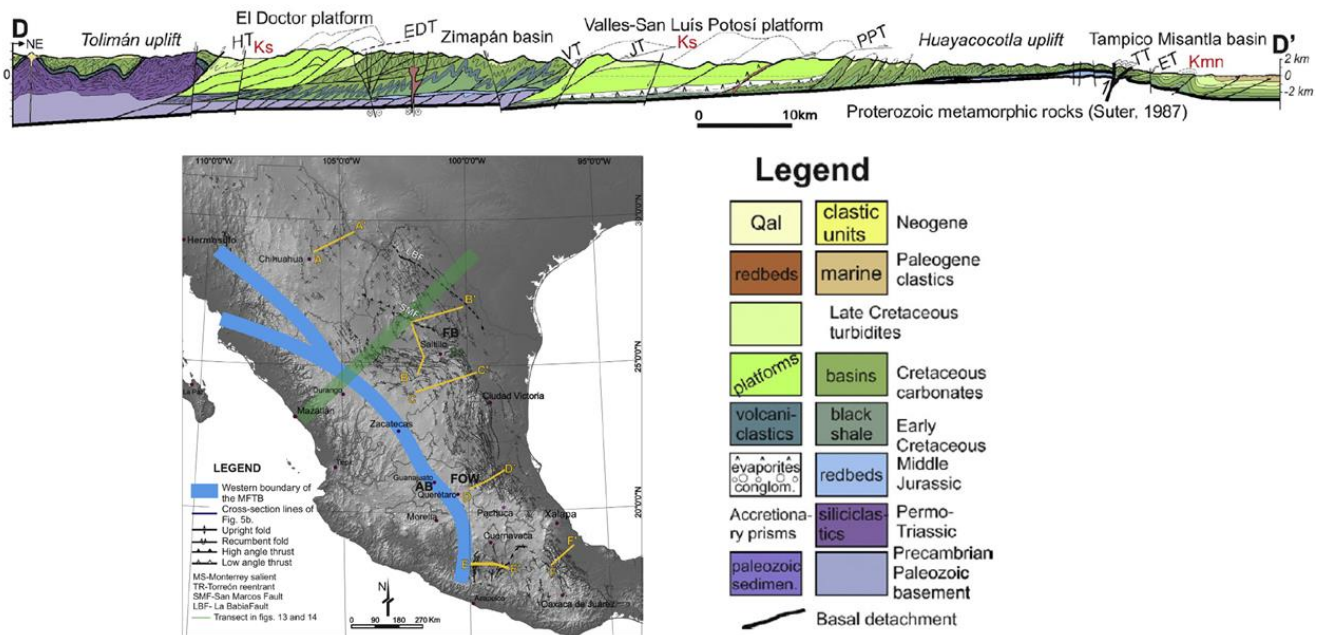


Figura 6.5 Sección geológica-estructural mostrada en el trabajo de Fitz-Díaz et al. et al. et al. (2017) y adaptada del trabajo de Suter (1987) y de Fitz-Díaz (2010). Las estructuras principales se abrevian como sigue: ET-Cabaladura Enramaditas; TT-cabaladura Tetitla; JT-Cabaladura Jilialpan; EDT-Cabaladura El Doctor; HT-Cabaladura Higuerillas; Ks-Formación Soyatal; Kmn-Formación Méndez.

Las observaciones realizadas en los trabajos de Fitz-Díaz et al. (2014; 2017) en cuanto a las características de la deformación y de las estructuras analizadas en la zona de estudio, se pueden resumir en que identifica un estilo de deformación con edad Paleógeno, el cual es responsable por la formación de plegamientos en las inmediaciones del frente cabalgado. En la figura 6.6 se muestra una reconstrucción propuesta por Fitz-Díaz et al. (2014) para una sección geológica situada al norte de la zona de estudio del presente trabajo de tesis y en dirección paralela SW-NE.

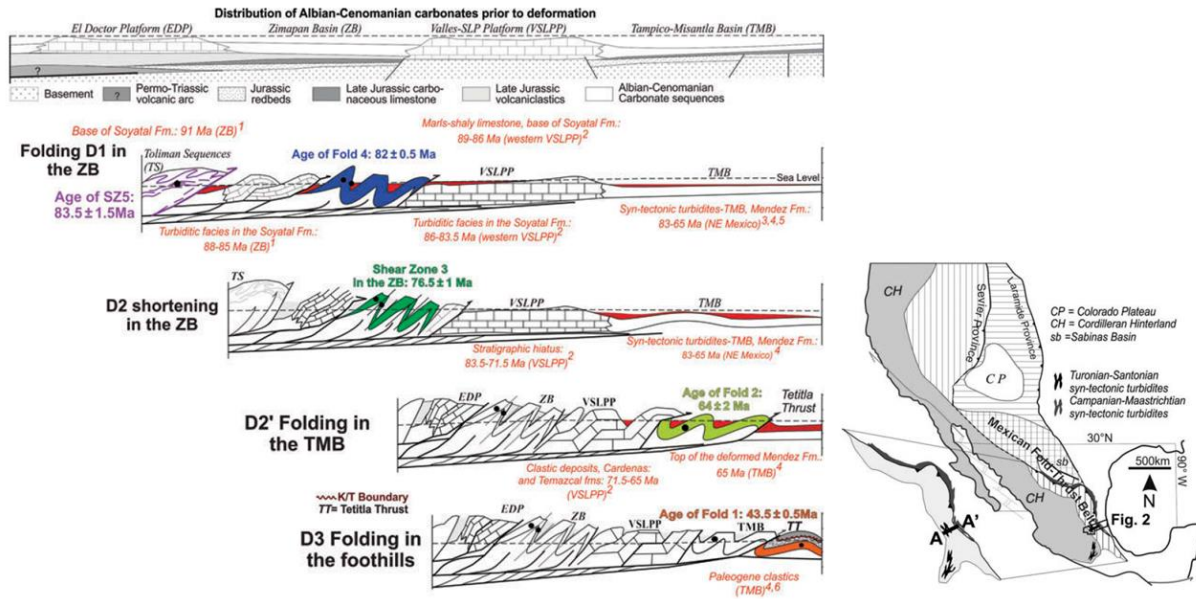


Figura 6.6 Modelo esquemático de la propagación de la deformación para el Cinturón Mexicano de Pliegues y Cabalgaduras obtenido del trabajo de Fitz-Díaz et al. (2014). Se propone que la deformación migró afectando sucesiones estratigráficas del Conaciano en la parte Central de México hacia el oriente. Las edades obtenidas para los plegamientos de las rocas localizadas al oeste de la cuenca sedimentaria Tampico Misantla (TMB), indican que el proceso de plegamiento ocurrió durante el Maastrichtiano superior y el Paleoceno, lo cual hace sentido con el hecho de que esos plegamientos involucran a la formación Méndez, la cual es la más reciente y más superior del Maastrichtiano. Según estos autores una discordancia plegada, separa a las turbiditas plegada y foliadas del Campaniano-Maastrichtiano, de los depósitos menos deformados pertenecientes a los depósitos plegados del Paleógeno ubicados en el piedemonte.

En el presente trabajo de tesis, el acortamiento generado durante el Eoceno se observa en las fosas de foreland I y II, se asume compuesto por plegamientos suaves y cabalgaduras regionales asociadas a estructuras formadas preexistentes.

Una diferencia de la sección elaborada para este trabajo con respecto a las secciones elaboradas por Fitz-Díaz et al. (2014; 2017), consiste en la profundidad del despegue de las cabalgaduras presentes en la cuenca Tampico-Misantla. En el presente trabajo de tesis, se propone una tectónica de piel gruesa que involucra a fallas de basamento. Esta propuesta se basa en la información de las secciones sísmicas y las interpretaciones elaboradas por PEMEX y mostradas en el trabajo de Saavedra (2010).

La sección geológica elaborada para el presente trabajo de tesis considera una geometría del basamento muy similar a la mostrada por Wilson (1987), caracterizada por fallas normales y sistemas de horst-graben las cuales pudieron haberse reactivado en algunas zonas debido a la orogenia Laramide. En el caso de la fosa de foreland II, descrita en la Sección mostrada en la figura 5.2 , se propone la presencia de una falla inversa despegando desde el basamento hasta las unidades Jurásicas y del Cretácico con una cinemática similar a la falla observada en la sección de Coogan (1972) (primera falla inversa observada de SW a NE). Se concluye que la sección geológica elaborada en este trabajo (Figura 5.2) , reproduce eventos tectono-sedimentarios muy similares a los propuestos en el trabajo de Coogan (1972).

6.2.1 DISCUSIÓN DEL MODELO DE FACIES PETROFISICAS.

6.2.1.1 POZO CO-101

Los ambientes de depósito identificados en el pozo CO-101 pueden haber sido influenciados por una paleo topografía característica de un alto estructural, el cual se identificó inicialmente con los registros de pozo y posteriormente en el análisis de las facies.

La columna estratigráfica muestra características de facies transicionales de baja energía y alta energía. De acuerdo con Salvador (1991), la unidad sedimentaria Cahuwasas fue depositada en un ambiente de depositación progradante de abanicos aluviales con cambios de facies hacia sistemas fluviales y lacustres depositados en los sistemas de horst-graben, durante el proceso de apertura del Golfo de México.

Sobre yaciendo la unidad Cahuwasas, se encuentra la unidad Tamán sin que se identifiquen las unidades Tepexic ni Santiago. Esta discordancia se explica por la posición del pozo CO-101 en un alto del basamento, el cual condicionó el depósito de los sedimentos marinos.

6.2.1.2 POZO CO-1

El pozo CO-1, se ubica en un alto estructural 120 m por encima del pozo CO-101, muestra un espesor de 30 m de la secuencia de conglomerados y areniscas ubicadas hacia la cima de la unidad Cahuwasas. Debido a que el pozo CO-1, logró perforar 300 m verticales más que el pozo CO-101, se puede apreciar un cambio de facies de los depósitos de limolitas arcillosas ubicadas en la base de las secuencias de areniscas calcáreas y conglomerados hacia secuencias de lutitas rojas plásticas y limolitas bentónicas plásticas gris plomo, posicionadas hacia la base de la unidad “Cahuwasas. Una característica para resaltar de los sedimentos del grupo de facies denominado “CAH-1”, es una menor capacidad de resistencia

mecánica, inferida del ensanchamiento de hueco que se logra identificar entre los 2630 m a 2730 m, precisamente al inicio de las secuencias del grupo de facies “CAH-1”.

6.2.1.3 POZO P-1

En el pozo P-1 se identificaron 3 grupos de facies principales, incluyendo 240 m de la unidad Tepexic y 80 m de la unidad Huehuetepc. De acuerdo con la descripción de Salvador (1991), la unidad Tepexic está compuesta por secuencias de calizas oolíticas, calcarenitas, lutitas calcáreas y lutitas, las cuales se depositaron en ambientes de aguas someras, alternando ambientes de alta y baja energía. Estas variaciones entre las capas de caliza y lutita fueron identificadas en esta unidad. Debido a que se observaron lentes de calcarenita a manera de trazas únicamente y debido al bajo estructural identificado en el pozo P-1, se puede inferir que las unidades geológicas observadas en el pozo P-1 se depositaron en zonas más alejadas de la costa, en ambientes de baja energía. Adicionalmente se estima que el pozo P-1, se ubica en una zona de un bajo estructural posiblemente en las zonas más bajas de la fosa de foreland-II esto se determina debido a la profundidad del contacto de la unidad Cahuassas, encontrado a los 4020 m.

Para el caso de la unidad Cahuassas, identificada en este pozo, se observan alternancias de limolita arcillosa, lutita calcárea y algunas trazas de areniscas gris claro y café rojizo. De acuerdo con los trabajos previos y por las características de los sedimentos cortados por el pozo P-1, se estima que la zona pertenece a una zona baja de la fosa de graben, en donde se depositaron sedimentos de grano fino a medio en ambientes distales de baja energía.

6.2.1.4 POZO T-1

En el pozo T-1, se identificaron 3 grupos de facies principales. El grupo SAN-1 el cual entra dentro de la categoría de unidad sello, se caracteriza por secuencias de lutitas calcáreas, con una alta laminación y con algunos intervalos arenosos, sobre yaciendo a los depósitos de la unidad denominada “HUI-1”.

La unidad denominada como “HUI-1” se compone de alternancias de facies de areniscas cuarcíticas altamente compactadas por un material silíceo y se identificó una secuencia de conglomerado constituido por fragmentos de roca crema y diversos minerales, los cuales se ubican hacia la base de la columna estratigráfica. Subyaciendo esta unidad se encuentran rocas esquistosas pertenecientes al complejo metamórfico. Asimismo, se reporta la presencia de una intrusión ígnea de aproximadamente 10 m por encima de las sucesiones de facies de areniscas cuarcíticas. De acuerdo con la información de la columna

estratigráfica obtenida para el pozo T-1 y la información recopilada de los trabajos previos, se estima que la columna encontrada en el pozo T-1, se asemeja a las características de la unidad Huizachal, también conocida como La Boca (Salvador, 1991; Rubio-Cisneros y Lawton, 2011).

En el trabajo de Rubio-Cisneros y Lawton (2011), se describe a esta unidad compuesta por dos miembros, un miembro conglomerático basal, sobre yacido por una sucesión de rocas volcánicas, volcanoclasticas y clásticas, así como areniscas y conglomerados parcialmente silicificados por fluidos hidrotermales. La descripción de esta unidad coincide con la descripción de las facies de los grupos # 1 y # 2 del pozo T-1.

De acuerdo con Rubio-Cisneros y Lawton (2011), el ambiente de depósito de La Boca se relaciona a flujos de masa por gravedad afectados por vulcanismo sin sedimentario, que se relaciona a un régimen de arco durante el Jurásico Temprano. Por encima de las facies de areniscas cuarcíferas no se encontraron facies adicionales relacionadas a la unidad Cahuwasas.

Por otro lado, la presencia de intrusiones ígneas reportadas en el pozo T-1, desde profundidades localizadas dentro del complejo metamórfico, hasta zonas localizadas por encima de las unidades de Lechos Rojos, confirman la presencia de vulcanismo sin sedimentario, el cual pudo haber desarrollado las alteraciones hidrotermales en las formaciones siliciclásticas. Es de hacer notar la posición estructural del pozo T-1, cercano al sistema de cabalgaduras Tlaxcalantongo, lo cual posiblemente pudo haber favorecido la presencia de zonas de debilidad cercanas al sistema de cabalgaduras regionales, las cuales pudieron favorecer el emplazamiento de las intrusiones ígneas.

6.3 EVALUACIÓN DE LA FACTIBILIDAD PARA UN YACIMIENTO ALMACENADOR DE CO₂

Las unidades sedimentarias consideradas como rocas almacén para un proyecto de CCS, deben de cumplir con ciertas características tales como : a) profundidades de entre 800 m y 2500 m, b) espesor del horizonte almacenador mayor a 50 m, c) hermeticidad estructural o estratigráfica y d) valores adecuados de porosidad y permeabilidad para las rocas almacén. En general se considera aceptable una porosidad mayor a 8 % y una permeabilidad mayor a 1mD (Davila, 2011; Medina, 2015).

A continuación, se discuten algunos de los proyectos exitosos de Almacenamiento Geológico de CO₂ realizados en formaciones de acuíferos salinos profundos y su comparación con el sistema estudiado.

6.3.1 WYOMING CARBON UNDERGROUND STORAGE PROJECT (WY-CUSP)

La selección de los reservorios propuestos para el almacenamiento de CO₂, consideró los siguientes puntos: 1) Espesor y área de las unidades de interés, 2) valores adecuados de propiedades petrofísicas, 3) presencia de fluido entrampante 4) existencia de horizontes adecuados para el confinamiento, 5) condiciones óptimas de presión-temperatura, 6) regímenes químicos adecuados de la interacción roca-fluido, 7) salinidad de los fluidos de la formación en la roca almacén y 8) capacidad de almacenamiento del sitio propuesto. Las unidades consideradas como almacén, pertenecientes a facies de areniscas con edades del Cretácico Inferior y Cretácico Superior, cumplieron con los requerimientos mencionados anteriormente (Surdam et al., 2013).

Para considerar viable la roca almacén se confirmó la existencia de formaciones de sello, en este caso la Lutita Baxter compuesta por sedimentos de lutitas y limolitas con espesores de hasta 1000 m. Las rocas propuestas como almacén consisten en unidades de edades desde el Paleozoico hasta el Jurásico y contienen secuencias de areniscas de edad Paleozoica. Dentro de las unidades almacén se tienen distintas facies: Las eolianitas Weber, con rangos de porosidad y permeabilidad de 6.3% y 2.7 mD y las Dolostones Madison, con rangos de porosidad y permeabilidad de 13.1% y 22.7 mD. Las unidades propuestas como sello mostraron porosidades menores al 4.6% y permeabilidades menores a 0.005mD. (Surdam et al., 2013).

Para realizar la estimación la permeabilidad a partir de registros geofísicos de pozo, se utilizaron los modelos de Kozeny-Carmen (1937) basado en la información de la porosidad y el diámetro de garganta de poro. Se obtuvieron factores de correlación entre la porosidad y la permeabilidad de alrededor de 0.24 y se compararon los resultados de las diferentes estimaciones de permeabilidad obtenidas a partir de diferentes relaciones empíricas.

6.3.2 EVALUACIÓN DE YACIMIENTO ALMACENADOR POTENCIAL EN LA CUENCA DEL PO

En este caso de estudio, el sistema almacenador propuesto consta de un área de $8.56 * 10^8$ m². La porosidad promedio de las rocas almacén obtenida a partir de los registros geofísicos se estimó de 25 %. No se cuenta con datos de la permeabilidad a excepción de las capas de arcilla en donde se estima una permeabilidad de 1 a 6.5 mD. Se tiene una salinidad del agua de formación de 50 g/L. La saturación del agua irreducible se estimó en un 10% a partir de interpretaciones petrofísicas de pozos de gas y aceite. La presión litostática es de alrededor de 21 MPa/km, obtenida a partir del registro de densidad. La

temperatura del yacimiento se estima en 46 °C a una profundidad de 2850 m. Estas condiciones se consideran como adecuadas para mantener el CO₂ en estado supercrítico y se espera que la densidad del CO₂ a condiciones de yacimiento oscile entre los 0.876 g/cm³. Para este caso el cálculo de la capacidad de almacenamiento contempló el uso de la metodología del CSFL y del USDOE para sistemas abiertos. Adicionalmente se construyó un modelo geo-celular para tener una estimación más exacta. (Cantucci et al., 2006).

6.3.3 CASOS DE ESTUDIO: SUECIA Y NORUEGA

En el trabajo de Lothe et al.(2016) se describen casos de estudio en donde se estimó la capacidad de almacenamiento de acuíferos salinos por medio de diferentes métodos. El primer acuífero analizado, se ubican en la plataforma Trøndelag y cubre un área de 15,000 km². Las rocas almacén de edad Jurásico-Medio, consisten en areniscas de grano medio a grueso, con selección buena a moderada .El rango de porosidades oscila entre el 25% al 34% y la permeabilidad entre los 400 mD. Las unidades sello pertenecientes a la formación “Gran”, se caracterizan por contener secuencias de mudstones y lutitas.

En este mismo trabajo se estudia a la unidad Faludden localizada en el mar Báltico, al sureste de Suecia, en un área de estudio cubre un área de 33,000 km². La arenisca Faludden se depositó en el periodo Cámbrico Medio y se caracteriza por un depósito en un ambiente tectónico estable, resultando en una unidad homogénea en un área relativamente extensa. Esta unidad se caracteriza por contener, secuencias de arenisca calcárea de grano fino a medio, bien seleccionada con intercalaciones locales de lutita y limolita. La temperatura del yacimiento oscila entre 30 ° a 35 ° C, la porosidad se estima entre 8% a 20% (promedio de 14 %) y las permeabilidades se estiman en rangos de 0.67 mD a 1255 mD (promedio de 147 mD). La roca sello consiste en una secuencia de calizas de 50 m de espesor de edad Ordovícica sobre yacidas por una secuencia de 500 m de Marlstone del silúrico.

En estas localidades se demostró la eficiencia de los acuíferos mencionados para almacenar grandes volúmenes de CO₂, con capacidades de almacenamiento estimadas de entre 2.0 Gt a 3.5 Gt y se sugiere la implementación de diferentes métodos para evaluar la capacidad de almacenamiento. (Lothe et al, 2016).

6.3.4 CARACTERIZACIÓN GEOMECÁNICA DE UN YACIMIENTO ALMACENADOR DE CO₂ - OHIO

En este trabajo se describe una metodología para realizar una caracterización geomecánica de un yacimiento propuesto para almacenamiento geológico de CO₂. La unidad propuesta como almacén es la arenisca Rose Run la cual tiene un espesor estimado de 33 m y se ubica a profundidades de entre 1500 m a 2000 m. La unidad sello consiste en la dolomita Beekmantown y formaciones de lutitas pertenecientes a los periodos Devónico y Queenstone. La porosidad promedio de la roca almacén se estima entre 8 % a 9% y en algunos casos valores mayores al 12%. La permeabilidad de la roca almacén, se estima entre 0.01 mD hasta 198 mD, con un promedio de 4 a 5 mD. La temperatura del yacimiento se oscila entre los 62 °C y se tiene una salinidad de 325, 000 mg/L.

En este trabajo se evalúa la utilidad de un modelo de geomecánica en el cual se estiman los parámetros necesarios para el diseño de fracturamiento hidráulico, como alternativa de inyección, así como la identificación de fracturas conductivas, zonas propensas a reactivación de fallas y/o migración de fluidos. En este trabajo se determinó que la inyección por medio de fracturamiento hidráulico, incrementa hasta en 4 veces la cantidad de CO₂ inyectado en un lapso de 30 años, comparado con pozos que no contienen fractura hidráulica (Lucier y Zoback, 2008).

6.3.5 EVALUACIÓN DE LA UNIDAD SEDIMENTARIA CAHUASAS COMO POTENCIAL ALMACENADOR DE CO₂ - MÉXICO

A continuación, se describirán los puntos principales por los cuales se evalúa la factibilidad de la unidad sedimentaria Cahuwasas, para ser considerada como prospecto de roca almacén para un proyecto de almacenamiento geológico de CO₂. En la figura 6.7 se muestra un esquema ilustrativo del sistema almacenador de CO₂ de la unidad sedimentaria Cahuwasas.

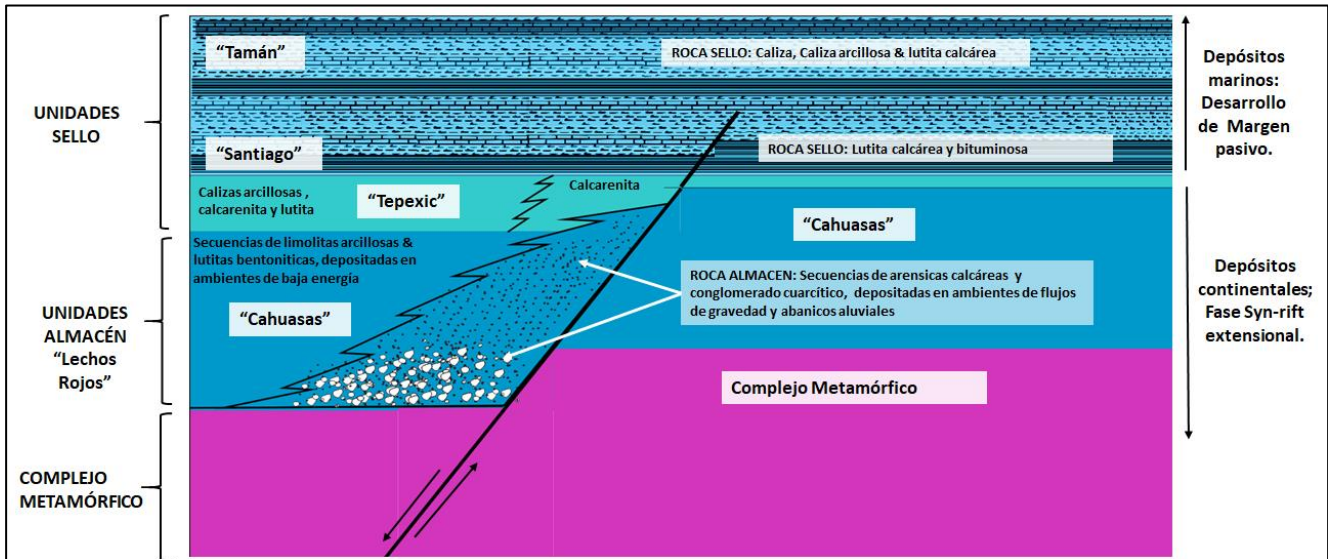


Figura 6.7 Esquema conceptual del sistema almacenador de CO₂ de la unidad Cahuasas. En la figura se pueden apreciar las unidades propuestas como rocas sello: Tamán, Santiago y Tepexic. El sistema almacenador de CO₂ cuenta con sellos de tipo estratigráfico y estructural, asociados a sedimentos de grano fino con permeabilidades estimadas menores a 3 mD y un sello estructural compuesto por fallas de tipo normal.

En la figura 6.7, se muestra el modelo conceptual del sistema almacenador de CO₂, de la unidad Cahuasas, identificado en los pozos CO-1 y CO-101. Algunas de las características que cumple el sistema almacenador para ser considerado como una unidad viable para realizar el almacenamiento geológico de CO₂, son las siguientes:

- Profundidad estimada de la unidad de roca almacén: se ha encontrado a la unidad Cahuasas a profundidades mayores a 2300 m. En el trabajo de Bachu (2003) se estimó que el CO₂ se encuentra en una fase supercrítica a profundidades mayores a 800 m. El estado supercrítico es el régimen en donde el CO₂ se encuentra el límite entre la fase gaseosa y la fase líquida. En este estado el CO₂ se puede comportar como un gas debido a su permeabilidad, pero ocupando un menor espacio de los poros debido a su densidad. Estos valores se han sido cotejados en casos de estudio en las bases sedimentarias del oeste de Canadá (Davila, 2011; Bachu, 2003).
- A partir de la información de pozos y de las secciones sísmicas, se observa buena continuidad de las unidades propuestas como sello: Tamán, Santiago y Tepexic. Se observaron espesores de la unidad Tamán de entre 80 m hasta 300 m. La unidad Santiago reporta espesores de entre 70 m hasta 350 m y la unidad Tepexic reporta espesores de entre 40 m hasta 250 m.

- Propiedades petrofísicas de porosidad y permeabilidad para las unidades almacén de entre 5 % a 17% y de 0.96 mD a 18 mD respectivamente. Para las unidades sello se estiman rangos de un intervalo de porosidad entre 0.5 % a 10 % y permeabilidad menor a 3 mD, de acuerdo con las pruebas realizadas en laboratorio. De acuerdo con los intervalos de porosidad y permeabilidad utilizados en varios proyectos exitosos de almacenamiento geológico de CO₂, se estima que la unidad Cahuassas propuesta como roca almacén cumple con los requisitos adecuados de porosidad y permeabilidad.
- De acuerdo con al análisis de los fluidos de las muestras de fluidos analizados de las unidades Huizachal y Cahuassas, se estiman valores de salinidad en el rango de 149,000 ppm- 250,000 ppm, las cuales fueron medidas en análisis de muestras de agua y en pruebas de producción. Con base a trabajos previos (Surdam et al., 2013), se sabe que a estas concentraciones, el agua presente en las unidades propuestas para roca almacén, no es apta para uso humano. El sistema ASP de la unidad Cahuassas puede ser considerado como una unidad viable de inyección de CO₂, sin que se comprometa la contaminación de recursos hídricos aptos para el consumo humano.
- De acuerdo con la información de los pozos CO-101 y CO-1, las facies propuestas como objetivo de inyección, pueden tener espesores de entre 20 a 40 m, lo cual entra en el rango aceptable de espesores, documentado en varios proyectos exitosos de GCS (Lucier y Zoback, 2008).
- De acuerdo con la información del modelo geológico 2D y el modelo conceptual elaborado para la zona de estudio y la información de los perfiles estratigráficos, se tienen 2 mecanismos de trampa: Estratigráfico y estructural, las cuales garantizan un sello adecuado para la inyección segura de CO₂, sin que se presenten riesgos de comunicación con unidades sobre yacentes considerados como plays petroleros o con acuíferos someros (ver figura 6.7).

7. CONCLUSIONES

- En este trabajo se elaboró una metodología para la caracterización petrofísica integral de un reservorio propuesto como almacén de un proyecto teórico de CCS, que analiza las unidades de reservorio (lechos rojos Cahuasas) y sello (unidades Santiago, Tepexic y Tamán).
- Esta metodología puede aplicarse eficazmente en proyectos de caracterización geológica a escala regional, debido a que se integra la información proveniente de diversas fuentes en un solo modelo de facies petrofísicas y se puede considerar como específica para proyectos de caracterización aplicados a proyectos de CCS.
- Se analizaron 20 pozos petroleros perforados en la provincia petrolera Tampico-Misantla para la elaboración de una sección geológica regional, once pozos se utilizaron para la elaboración del modelo de propiedades petrofísicas y cuatro fueron seleccionados para la elaboración del modelo de facies.
- La información de pozo y la información geológica, se pudo integrar dentro de la plataforma de software Leapfrog™ v4.4.
- La interpretación petrofísica realizada a partir de registros geofísicos se validó con la información de pruebas de laboratorio realizadas en núcleos de pozo y en muestras de afloramientos. Se observa que las estimaciones de porosidad obtenidas con la herramienta Neutrón ofrecen resultados más cercanos a las estimaciones de porosidad obtenidas en laboratorio. Las estimaciones de permeabilidad obtenidas a partir de los métodos de Wyllie-Rose y de Dumanoir-Coates, se lograron validar para ser usadas en las unidades propuestas como roca almacén y como roca sello, respectivamente.
- Las unidades propuestas como roca almacén (secuencia Cahuasas) muestran diferentes cambios de facies en las cuales se incluyen; areniscas calcáreas, conglomerado cuarcítico, limolita arcillosa y lutita bentonítica. En las facies de areniscas calcáreas y conglomerados cuarcíticos, se lograron estimar valores de porosidad y permeabilidad en rangos de valores entre 5 % y 17% y de 0.96 mD a 18 mD; respectivamente.
- Se logró observar continuidad lateral de las unidades sedimentarias propuestas como sello a lo largo de la zona de estudio, con espesores variables de 100 m hasta 500 m en algunos casos. Los valores de porosidad se ubican en rangos de 1% a 10% para las facies de caliza arcillosa de Tamán, de 0.4 % a 13.7% para las facies de caliza arcillosa de Tepexic y de 0.65% a 17.8% para las secuencias de lutita calcárea de Santiago.

- Las permeabilidades estimadas para estas unidades se ubican en rangos en la gran mayoría de los casos menores a 1mD. Debido a que las facies consideradas como unidades almacén (facies de areniscas calcáreas y conglomerados cuarcíticos), muestran permeabilidades en rangos de 1mD hasta 18 mD, se considera que las unidades propuestas como sello cumplen con los requerimientos en cuanto a valores de permeabilidad
- Se lograron identificar facies de areniscas cuarcíticas silicificadas en zonas cercanas a la cabalgadura Tlaxcalantongo, similares a las reportadas en el trabajo de Rubio-Cisneros y Lawton (2011), las cuales podrían corresponder a la unidad Huizachal. Esta hipótesis se podría corroborar al realizar geocronología de las muestras de núcleo cortadas en el pozo T-1 y verificar si corresponden a las edades de depósito estimadas en el trabajo antes mencionado.
- Se identificaron zonas de intrusiones ígneas en el pozo T-1, adyacente a la cabalgadura Tlaxcalantongo, las cuales pueden estar relacionadas a los procesos de alteración y silicificación de las formaciones de areniscas depositadas por encima del Complejo Metamórfico y de la unidad Santiago. Las intrusiones podrían datarse con métodos isotópicos para poder estimar la edad de posible silicificación de los depósitos de areniscas.
- La unidad Huayacocotla no se interpretó en los pozos de la provincia Tampico-Misantla, por lo que se descarta inicialmente como un prospecto a ser considerado como roca almacén para inyección de CO₂
- De acuerdo con las características observadas en cuanto a las propiedades físicas, los ambientes sedimentarios y el modelo de facies petrofísicas, se puede considerar que la unidad Cahuasas contiene 2 facies sedimentarias que cumplen con los requerimientos para ser consideradas como unidades almacén dentro de un proyecto de almacenamiento geológico de CO₂ , en este caso las facies de areniscas calcáreas y las de conglomerado cuarcítico.
- Las facies de conglomerado cuarcítico y de arenisca calcárea se identificaron en pozos localizados en zonas de altos estructurales cercanos a probables zonas de fallas y presentan espesores de entre 30 m a 50 m. Las facies de limolitas arcillosas y lutitas bentoníticas identificadas en la unidad Cahuasas, se identificaron en zonas de bajos estructurales dentro de las fosas de foreland y muestran espesores de entre 50 m a 200 m.
- Debido a la alta variabilidad lateral que se puede presentar entre las facies propuestas como almacén y las facies que muestran condiciones poco favorables para esta función, no se puede considerar a toda la unidad Cahuasas como una unidad almacén.

A. REFERENCIAS

- Aasum Y., Kelkar M.G., Gupta S.P., 1991 “An Application of Geostatistics and Fractal Geometry for Reservoir Characterization” SPE 20257.
- Agarwal B., Hermansen H., Sylte J.E., Thomas L.K., 2000 “Reservoir Characterization of Ekofisk Field: A Giant Fractured Chalk Reservoir in the Norwegian North Sea- History Match” SPE 68096.
- Artun E., Mohaghegh S.D., Toro J., Wilson T., Sanchez A., 2005 “Reservoir Characterization using Intelligent Seismic Inversion” SPE 98012.
- Bachu S., 2003 “ Screening and ranking of sedimentary basins for sequestration of CO₂ in geological media in response to climate change” Springer -Verlag.
- Barbosa –Gudino J.R., Tristán-González M., Torres-Hernández J.R., 1999” Tectonic setting of pre-oxfordian units from central and northeastern México: A review”, GSA special paper 340.
- Barboza-Gudiño J.R., Orozco-Esquivel M.T., Gómez-Anguiano M., Zavala-Monsiváis A., 2008 “The Early Mesozoic volcanic arc f western North América in northeastern México” Elsevier , Journal of South American Earth Sciences , V ol. 25, 49-63.
- Barboza-Gudiño J.R., Zavala-Monsivais A., Venegas-Rodriguez G., Barajas-Nigoche L-D., 2010 “ Late Triassic stratigraphy and facies from northeastern México: Tectonic setting and provenance” Geosphere Vol 6, Pp621-640.
- Birkholzer JT, Zhou Q., Cortis A., Finsterle S., 2011 “A sensitivity study on regional pressure buildup from large -scale CO₂ storage projects” Science Direct, Energy procedia 4, 4371-4378.
- Blickwede J.F., 2001 “The Nazas Formation: A detailed look at the early Mesozoic convergent margin along the western rim of the Gulf of Mexico Basin” AAPG Memoir 75 Pp. 317-342
- Bruhn C.H.L., Gomes J.A.T., Del Lucchesse C., Johann P.R.S., 2003 “Campos Basin: Reservoir Characterization and Management -Historical Overview and Future Challenges” OTC 15220.
- Buscheck T.A., Yunwei S., Zhao Y., Chen M., Court B., Celia M.A., Bourcier W.L., Wolery T.J., 2011 “Geothermal energy production from actively-managed CO₂ storage in saline formations” Geothermal Resources Council Transactions, Vol. 35, 2011.

- Buscheck T.A., White J.A., Carroll S.A., Bielicki J.M., Aines R.D., 2016 “Managing Geologic CO₂ storage with pre-injection brine production: A strategy evaluated with model of CO₂ injection at Snohvit” Royal Society of Chemistry.
- Calvert R., 2005 “Insights and Methods for 4D reservoir Monitoring and Characterization” Society of Exploration Geophysicists. ISBN 978-1-56080-128-3.
- Cannon S., 2016 “Petrophysics: A Practical Guide” Wiley Blackwell, ISBN 978-1-118-74673-8
- Cantucci B., Buttinelli M., Procesi M., Sciarra A., Anselmi M., 2016 “Algorithms for CO₂ Storage Capacity Estimation: Review and case Study” Geologic Carbon sequestration. Springer International publishing Switzerland. ISBN 978-3-319-27019-7
- Cantú-Chapa ,1998. “Las transgresiones Jurásicas en México”. Revista Mexicana de Ciencias Geológicas. Vol. 15. Núm. 1
- Cantú-Chapa A., Bartolini C., Buffler R.T., 2001 “México as the Eastern Margin of Pangea Based on Biogeographic Evidence from the Permian to the Lower Jurassic”., The western Gulf of Mexico Basin, tectonics, sedimentary basins and petroleum systems, AAPG memoir 75. PP. 1-27.
- Cantú-Chapa, A., 1969, Estratigrafía del Jurásico Medio-Superior del Subsuelo de Poza Rica, Ver. (área de Soledad-Miquetla): Revista del Instituto Mexicano del Petróleo, 1(1), 3-9.
- Carman, P.C., 1961. “L’e’coulement des Gaz a’ Travers les Milieux Poreux, Bibliothe’que des Sciences et Techniques Nucle’aires”, Presses Universitaires de France, Paris.
- Carrillo-Bravo, J. 1965 “Estudio geológico de una parte del Anticlinorio de Huayacocotla”, Boletín de la Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros 17(5-6), 73-96.
- Chadwick R.A., Zweigel P., Gregersen U., Kirby G.A., Holloway S., Johannessen P.N., 2004” Geological reservoir characterization of a CO₂ storage site: The Utsira Sand, Sleipner, northern North Sea” Energy, Elsevier Vol.29, Pp 1371-1381.
- Chen L., Liu D., Agarwal R., 2017 “Numerical simulation of enhancement in CO₂ sequestration with various water production schemes under multiple well scenarios” Science Direct, journal of cleaner production 184 82018) 12-20.
- Claproud M., Gloaguen E., Giroux B., Konstantinovskaya E., Malo M., Duchesne M.J., 2012 “Workflow using sparse vintage data for building a first geological and reservoir model for CO₂ geological storage in deep saline aquifer. A case study in the St. Lawrence Platform, Canada”

- CNH, 2016 “Atlas Geológico Cuenca Tampico-Misantla” SENER.
- Coconi, E. (2016), Procedimiento para convertir datos de registro de neutrones antiguo a registro de porosidad neutrón. Comunicación personal.
- Contreras J., Suter M, 2014 “Mechanical stability model of progradational carbonate platform margins under tectonic loads: Deformation of cretaceous carbonate platforms in the Sierra Madre oriental fold –thrust belt (east central México)” *Journal of Geophysical Research: Solid Earth*.
- Coogan A.H., Bebout D.G., Maggio C., 1972 “Depositional environments and geologic history of the Golden lane and Poza Rica trend, México; an Alternative View” *AAPG Bulletin* 56 (8), Pp 1419-1447.
- Couples G.D., Lewis H. 1998. “Lateral variations of strain in experimental forced folds”. *Tectonophysics*. Vol. 295. Pg. 79-91.
- Crain E.R. 2000, “Crain’s Petrophysical Pocket” SPEC2000.net.
- Darcy, H., 1850 Rapport a` M. le Ministre des Travaux Publics, sur le pavage et le macadamisage des Chaussées de Londres et de Paris, *Ann. Ponts Chaussées*, Ser. 2, 10, 1– 264, 1850.
- Davila-Serrano M., 2011 “Viabilidad técnica y ambiental para el almacenamiento geológico de CO₂ en México” Tesis para obtener el título de Doctor en Ciencias en Medio Ambiente y desarrollo, IPN.
- Dumanoir J.L., Coates G.R., 1973 “A new Approach to improved log-derived permeability” SPWLA 14th annual logging symposium.
- Eguiluz S.E, García M., Marrett R. 2000 “Tectónica de la Sierra madre Oriental, México”, *Boletín de la Sociedad Geológica Mexicana* v. LIII (2000) 1-26.
- Eguiluz S.E, 2001 “Geologic evolution and gas resources of the Sabinas Basin in northeastern Mexico” *AAPG Memoir* 75 Pp. 241-270.
- Erben, H.K., 1956 “El Jurásico Medio y el Calloviano de México: en XX Congreso Geológico Internacional, México, D.F., Monografía”, 140 p.
- Fitz-Díaz E., Hudleston P., Tolson G., Ben van der Pluijm, 2014 “Progressive episodic deformation in the Mexican Fold-Thrust Belt (central México): evidence from isotopic dating of folds and faults”, *International Geology Review*, Vol 56 No. 6, Pp 734-755.

- Fitz-Diaz E., Lawton T.F., Juárez-Arriaga E., Chavez-Cabello G., 2018 “The Cretaceous-Paleogene Mexican orogen: Structure, basin development, magmatism and tectonics” Elsevier, Earth-Science Reviews 183, 56-84.
- Flett M., Gurton R., Weir G., 2006 “Heterogeneous saline formations for carbon dioxide disposal: Impact of varying heterogeneity on containment and trapping” Journal of Petroleum Science and Engineering Vol 57, Pp 106-118.
- Förster A., Schöner R., Förster H.-J., Norden B., Blaschke A.-W., Luckert J., Beutler G., Gaupp R., Rhede D., “Reservoir Characterization of a CO₂ storage aquifer: The Upper Triassic Stuttgart Formation in the Northeast German Basin” Marine and Petroleum Geology, Elsevier, Vol 27, Pp. 2156-2172.
- Francu J., Pereszlenyi M., Riis F., Prokop O., Jurenka L., Hladík V., Krejci O., 2017 “3D Geological model of potential CO₂ storage: Abandoned oil and gas field LBr-1 in the Vienna basin” Elsevier, Energy procedia 114, 2772-2780.
- Garduño C., y Pacheco R., 2012 “Análisis de roca generadora de provincia petrolera de Tampico-Misantla” Dogs Oil.
- Gislason, S.R., Sigurdardottir, H., Aradottir, E.S., Oelkers, E.H. (2018) “A brief history of CarbFix: Challenges and victories of the project’s pilot phase”, Elsevier, Energy procedia, Vol. 146, pp. 103-114.
- Goldhammer R.K., 1999 “ Mesozoic sequence stratigraphy and paleogeographic evolution of northeast Mexico” GSA Special paper 340.
- Goldhammer R.K., Johnson A.A., 2000 “Middle Jurassic-Upper Cretaceous paleogeographic evolution and sequence-stratigraphic framework of the northwest Gulf of Mexico Rim” AAPG Memoir 75, Pp. 45-81
- Goodman A, Hakala A, Bromhal G et al (2011) U.S. DOE methodology for development of geologic storage potential for carbon dioxide at national and regional scale. Int J Greenhouse Gas Control 5(4):952–965.
- Haldorsen H.H., Damsleth E., 1993 “Challenges in Reservoir Characterization” The American Association of Petroleum Geologists Bulletin V.77 No.4., P 541-551.
- Hearn C.L., Hobson J.P., 1986 “Reservoir characterization for simulation. Hartzog Draw Field, Wyoming” Academic Press Inc.

- Heim A., 1926 “ The front ranges of Sierra Madre Oriental from Victoria to Tamazunchales “ Informe geológico , PEMEX. (inedito).
- Imlay, R.W., Cepeda, E., Alvarez, M., Díaz-González, T.,1948, “Stratigraphic relations of certain Jurassic formations in eastern Mexico” American Association of Petroleum Geologist Bulletin, 32(9), 1750–1761.
- Intergovernmental Panel on Climate Change , 2005 “ Carbon Dioxide Capture and Storage”, IPCC Special Report, Cambridge University Press.
- Kabera T., Li Y.,2011 “Pressure evolution in deep saline aquifers during CO₂ injection: A method to control high pressure buildup” National Natural Science Foundation of China 978-1-4244-8165-1/11.
- Kamel M.H., Mohamed M.M., 2006” Effective porosity determination in clean /shaly formations from acoustic logs with applications” Elsevier, Journal of Petroleum Science and Engineering vol. 51, 267-274.
- Keighley D., Maher C., 2015 “A preliminary assessment of carbon storage suitability in deep underground geological formations of New Brunswick, Canada”, Atlantic Geology 51, 269-286.
- Kennedy M., 2015 “Practical Petrophysics” Elsevier. ISBN: 978-0-444-63270-8.
- Kim S., Espinoza D.M., Jung J., Cha M., Santamarina C., 2019 “ Carbon Geological Storage: Coupled Process Engineering and monitoring.”, Science of Carbon Storage in Deep Saline Formations Elsevier Inc., ISBN: 978-0-12-812752-0.
- Klinkenberg, L. J., 1941 “The permeability of porous media to liquids and gases, Drilling and Production Practice”. American Petroleum Institute. Pp. 200–213.
- Lawton F.T., Vega F.J., Giles K.,A., Rosales-Domínguez C., 2001 “ Stratigraphy and Origin of the La Popa Basin, Nuevo León and Coahuila, México”, AAPG Memoir Volume 75, PP. 219-240.
- Lines L., Tan H., Treitel S., Beck J., Chambers R., Eager J., Savage C., Queen J., Rizer W., Buller P., Cox D., Sinton J., Lazaratos S., and Schaak M.V.,1995 “Integrated Reservoir Characterization: Beyond Tomography” Geophysics, Vol 60 No. 2; Pp 354-364.
- López D., 2016 “Geomecánica para formaciones siliciclásticas, mediante compresibilidades y análisis de sistemas petroleros” Tesis para obtener el título de maestro en ingeniería, UNAM.

- Lothe A.E., Bergmo P.E.S., Emmel B.U., Mortensen G.M., 2016 “CO₂ Storage Capacity Estimates for a Norwegian and a Swedish Aquifer using Different Approaches –From Theoretical Volumes, Basin Modelling to Reservoir Models”, Chapter-5, Springer International Publishing, DOI 10.1007/978-3-319-27019-7_6.
- Lu., J., Kordi M., Hovorka S.D., Meckel T.A., Christopher C.A., 2012 “Reservoir characterization and complications for trapping mechanisms at Cranfield CO₂ injection site” International Journal of Greenhouse Gas Control, Elsevier No. 18, Pp 361-374.
- Lucier A., Zoback M., 2008 “Assessing the economic feasibility of regional deep saline aquifer CO₂ injection and storage: A geomechanics-based workflow applied to the Rose Run sandstone in Eastern Ohio, USA” Elsevier, International Journal of Greenhouse Gas Control 2. 230-247.
- Maldonado J.M., Rosales E., Hernández A., Serrano F.J., 1996 “Carta Geológico-Minera poza Rica F14-12, Veracruz, Puebla e Hidalgo” Servicio Geológico Mexicano.
- Martini M., Ortega-Gutierrez F., 2018 “ Tectono-stratigraphic evolution of eastern México during the break-up of Pangea: A review” Elsevier, Earth-Science Reviews , Vol. 183, Pp 38-55.
- Mavko G., Mukerji T., 2009 “The Rock Physics handbook “Cambridge University Press, ISBN-13 978-0-521-86136-6
- May P.R., 1971 “Pattern of Triassic-Jurassic Diabase Dikes around the North Atlantic in the context of predrift position of the continents” GSA Bulletin V.82, Pp 1285-1292.
- Mclaughlin J.F., Bentley R.D., Quillinan S.A., 2013 “Regional Geological History, CO₂ Source Inventory and Groundwater Risk Assessment of a potential CO₂ Sequestration Site on the Rock Springs Uplift in Southwest Wyoming”, Springer Environmental Science and Engineering, DOI 10.1007/978-1-4614-5788-6_5
- Mckee J.W., Jones N.W., Anderson T.H., 1999” late Paleozoic and early Mesozoic history of the Las Delicias terrane, Coahuila, Mexico” GSA Special paper 340.
- Medina-Romero E., Cortes C.A., Cerca M., Levresse G., Carreón D., Ferrer V., 2019 “Geology of a potential CO₂ storage reservoir in the Jurassic Cahuasas Formation of the Tampico Misantla Oil Province, Mexico” Near Surface Geoscience Conference & Exhibition 2019.
- Mohaghegh S., Arefi R., Ameri S., Aminiand K., Nutter R., 1996 “Petroleum reservoir characterization with the aid of artificial neural networks” Journal of Petroleum Science and Engineering, Elsevier Vol. 16 Pp 263-274.

- Morris R.L., Biggs W.P., 1967 “Using Log-Derived Values of Water Saturation and Porosity” SPWLA.
- Newell P., Ilgen A.G., 2019 “Science of Carbon Storage in Deep Saline Formations.”, Elsevier Inc., ISBN: 978-0-12-812752-0.
- Nosrati A., Kadkhodaie A., Amini A., Chehrazi A., Mehdipour V., Moslemnezhad T., 2019 “Reservoir properties distribution in the framework of sequence stratigraphic units: A case study from the Kangan Formation, Iranian offshore gas field, the Persian Gulf basin” Elsevier, Journal of Natural Gas and Engineering, Vol. 65, Pp 1-15.
- Ochoa-Camarillo, H.R., Buitrón, B.E., Silva-Pineda, A., 1998, Contribución al conocimiento de la bioestratigrafía, paleoecología y tectónica del Jurásico (Anticlinorio de Huayacocotla) en la región de Molando, Hidalgo, México: Revista Mexicana de Ciencias Geológicas, 15(1), 57-63.
- Perez-Ramos, O., 1978 “Estudio Bioestratigráfico del paleozoico Superior del Anticlinorio de Huayacocotla en la Sierra Madre Oriental “, Boletín SGM Tomo XXXIX No. 2 PP. 126-135.
- PEMEX EP, 2012 “Amatitlán , Resumen Ejecutivo” Contratos Integrales EP 2013 http://contratos.pemex.com/chicontepec/areas_chicontepec/Documents/Resumenes/20121203amatitlaan.pdf
- PEMEX EP, 1998 “Estudio Regional Chicontepec”, PEMEX EP.
- PEMEX EP, 2013 “Provincial petrolera Tampico-Misantla”, PEMEX EP. https://www.academia.edu/12567219/tampico_misantla
- Pini R., Krevor S., 2019 “Laboratory studies to understand the Controls on Flow and transport for CO₂ Storage” Science of Carbon Storage in Deep Saline Formations Elsevier Inc., ISBN: 978-0-12-812752-0.
- Portillo R., 2008 “Influencia de la heterogeneidad mecánica de medios estratificados en el estilo y evolución estructural durante acortamiento: Experimentos físicos” Tesis para obtener el título de ingeniero geólogo, Escuela Superior de Ingeniería y Arquitectura, IPN.
- Raymer L.L., Hunt E.R., Gardner J.S., 1979 “An improved sonic transit time-to-porosity transform” 21st Ann. Logging Symposium.
- Reed C.A., 1979 “Probable cretaceous to recent rifting in the Gulf of México Basin, part 1” Journal of petroleum geology. V 17 No. 4 PP. 429-444.

- Robertson, J.D., 1989. "Reservoir management using 3-D seismic data". *The Leading Edge (TLE)* 8, 25–31.
- Roure F., Alzaga-Ruiz H., Callot J.P., Ferket H., Granjeon D., Gonzalez-Mercado G.E., Guilhaumou N., Lopez M., Mougín P., Ortuno-Arzate S., Seranne M., 2009 "Long lasting interactions between tectonic loading, unroofing , post –rift thermal subsidence and sedimentary transfers along the western margin of the Gulf of México: Some insights from integrated quantitative studies" *Tectonophysics* 475, Pp 169-189.
- Rubio-Cisneros I.I., Ramirez-Fernández J.A., García-Obregón R., 2011 "Análisis preliminar de procedencia de rocas clásticas jurásicas del valle de Huizachal, Sierra madre Oriental: influencia del vulcanismo sin sedimentario y el basamento cristalino". *Boletín de la Sociedad geológica mexicana* Vol. 63 Núm. 2, Pp. 137-156.
- Rubio-Cisneros I.I., Lawton T.F., 2011 "Detrital Zircon U-Pb ages of sandstones in continental red beds at valle de Huizachal, Tamaulipas, NE México: Record of Early –Middle Jurassic arc volcanism and transition to crustal extension" *Geosphere* V.7 No.1 Pp159-170.
- Rueda-Gaxiola J., 1999 "Palynostratigraphy method: its application to understanding the origin, evolution and distribution of red beds" *GSA Special paper* 340.
- Rueda-Gaxiola J., López-Ocampo E., Dueñas M.A., Rodríguez J.L., Torres-Rivero A., 1999 "Palynostratigraphical method: basis for defining stratigraphy and age of the Los San Pedros allogroup , Huizachal-Peregrina anticlinorium, México", *GSA Special paper* 340.
- Rueda-Gaxiola J., 2004 "A triple junction in the Gulf of México: Implications for deep petroleum exploration" *Geofísica Internacional*, Vol. 4 Num. 3, Pp 395-414.
- Saavedra M.A., 2010 "Caracterización Petrofísica con Determinación de Unidades de Flujo en el campo Escobal, Chicontepepec", Tesis para obtener el título de ingeniero geólogo, UANL.
- Salvador A., 1987 "Late Triassic-Jurassic paleogeography and origin of Gulf of México Basin" *The AAPG Bulletin* Vol. 71 No. 4 Pp 419-451.
- Salvador A., 1991 "The Gulf of Mexico Basin" *Geological Society of America Journal*. V.J PP. 131-180.
- Sánchez R., Urbano J.J., Escobar J.A., Fiume G., Hernandez Y., 2006 "Excursión geológica: El Mesozoico y Terciario de la Sierra Madre Oriental y la Cuenca Tampico-Misantla" *Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros AC, Delegación Poza Rica*.

- Schlumberger, 1989 “Principios/Aplicaciones de la interpretación de registros” Schlumberger educational services.
- Sedlock R.L., Ortega F., Speed R.C., 1993 “Tectonostratigraphic terranes and tectonic evolution of Mexico” Geological Society of America Special Paper Pp 278, 153
- SENER - CFE 2012 “Atlas de almacenamiento geológico de CO₂ México”, SENER.
- SENER-CONACYT, 2017 “Convocatoria 2017-02, Centro Mexicano de captura, uso y almacenamiento de CO₂”, Fondo sectorial CONACYT-SENER.
- Singh T.N., Vishal V., 2016 “Geologic carbon sequestration” Springer International publishing Switzerland. ISBN 978-3-319-27019-7.
- Silva-Pineda A., Buitrón-Sánchez B.E., 1999 “Mesozoic Redbed floras in east-central Mexico and their stratigraphic relations with marine beds” GSA Special paper 340
- Slatt R., 2013 “Stratigraphic reservoir characterization for petroleum geologists, geophysicists and Engineers” Elsevier, ISBN: 978-0-444-56365-1.
- Smidt J.M., Monro D.M., 1998 “Fractal Modeling Applied to reservoir Characterization and Flow Simulation” World Scientific Publishing Company, Fractals Vol. 6 No. 4 Pp 401-408.
- Srivastava R.M. 1992 “Reservoir Characterization with Probability Field Simulation” SPE 24753
- Surdam R.C., 2013 “Geological Co₂ Storage Characterization-The Key to Developing Clean Fossil Energy Technology” Springer. ISBN 978-1-4614-5788-6 (eBook)
- Szulczewski M.L., MacMinn W., Herzog H.J., Juanes R., 2012 “Lifetime of carbon capture and storage as climate -change mitigation technology” PNAS, vol 109 No.14 5185-5189.
- Talley D.J., Davis T.L., Benson R.D., Roche S.L., 1998 “Dynamic reservoir characterization of Vacuum Field” The Leading Edge, October 1998.
- Tiab D., Donaldson E.C., 2016 “Petrophysics: Theory and Practice of Measuring Reservoir Rock and Fluid Transport properties” Elsevier. ISBN: 978-0-12-803188-9.
- Timur A., 1968 “ An Investigation of permeability, Porosity and Residual Water Saturationships for Sandstone Reservoirs”, The Log Analyst, Vol. 9 No. 4.
- Uland M.J., Tinker S.W., Caldwell D.H., 1997 “3D Reservoir Characterization for Improved Reservoir Management” SPE 37699.
- Velde B., 1995 “Origin and Mineralogy of Clays” Springer, ISBN: 978-3-642-08195-8.
- Vishal V., Singh T.N., 2016 “Geologic carbon sequestration” Springer International publishing Switzerland. ISBN 978-3-319-27019-7.

- Wilson H.H., 1987 “ The structural evolution of the Golden Lane, Tampico Embayment, México”, *Journal of Petroleum Geology*, Vol 10, Pp 5-40.
- Wyllie, M.R.J. and Rose, W.D. 1950 “Some Theoretical Considerations Related to the Quantitative Evaluation of the Physical Characteristics of Reservoir Rock from Electric Log Data,” *Trans., AIME*, Vol. 189, pp. 105.
- Wyllie M.R.J., Gregory A.R., Gardner L.W., 1956 “ Elastic Wave Velocities in Heterogeneous and Porous Media” *Geophysics* Vol 21 No.1, Pp 41-70.
- Woodward N.B., Boyer S.E., Suppe J., 2000 “Balanced Geological Cross-Sections: An essential technique in geological Research and Exploration” *American Geophysical Union*.
- Yu X., Zee Y., Gomez E., Psaila D., La Pointe P., Li S., 2015 “Reservoir Characterization and Modeling: A Look Back to See the Way Forward” *the American Association of Petroleum Engineers*, memoir 96, Pp. 289-309.
- Zhao X, Liao X, He L (2015) The evaluation methods for CO₂ storage in coal beds, in China. *J. Energy Inst.* doi: 10.1016/j.joei.2015.03.001.
- Zhou Q, Birkholzer JT, Tsang C-F et al (2008) A method for quick assessment of CO₂ storage capacity in closed and semi-closed saline formations. *Int J Greenhouse Gas Control* 2 (4):626–639.
- Zimmerman L.J., Chen S.T., 1992 “Geophysical Methods for Reservoir Characterization” *SPE* 23953

B. ANEXOS

9.1 RECOPIACIÓN DE INFORMACIÓN DE POZO.

En las tablas 9.1 a 9.5 se muestran las diferentes fuentes de información de pozo que se recabarán para este proyecto. Se consideran 4 categorías principales de información: 1.- Información de perforación, 2.- Información de geología 3.- Datos de evaluación de formaciones 4.- Datos de terminación. La primera categoría de información incluye los reportes finales de perforación, información de la localización y trayectoria del pozo, así como los reportes diarios de perforación. La segunda fuente de información incluye el reporte geológico final, descripciones litológicas de muestras de canal, registros de hidrocarburos, reportes de análisis de núcleos, columna geológica final e información de geología regional interpretada. La tercera categoría de información incluye la información de registros geofísicos de cable, datos de pruebas de producción durante la perforación e interpretaciones petrofísicas finales (ELAN, DSI, MDT, etc.) En esta categoría se incluye también la información del perfil de velocidades interválicas obtenida de registros geofísicos de VSP. La última categoría de información incluye registros de presiones de fondo llevados a cabo posterior a la terminación de pozo.

Tabla 9.1 Información de pozo disponible obtenida de los archivos proporcionados por la CNH. La escala de colores representa los siguientes valores cualitativos de disponibilidad de información: Azul: Completa, disponible y con procesado o información adicional. Verde: Completa y disponible, Amarillo: Disponible incompleta, Rojo: No Disponible.

Información requerida	A-1	A-2	A-3	A-3A	E-1
Datos relacionados con perforación					
Informe Final de perforación					
Geología					
Columna estratigráfica tipo y columna estratigráfica					
Información de densidad y litología tomada de núcleos, incluyendo descripciones geológicas y fotos.					
Información de esfuerzos regionales					
Registro de Hidrocarburos					
Datos de Evaluación de formaciones					
Registros geofísicos de cable y LWD incluyendo resistividad, sísmico (Vp y Vs), densidad, GR, Neutrón, Caliper, Dual Caliper, MT, RFT					

Pruebas de producción, presiones y fluidos (PVT)					
Interpretaciones de registros (Procesamiento Sonic Scanner, DSI, ELAN), MDT					
Datos de terminación					
Detalles de terminación de los pozos (Reportes)					
Sísmica de los pozos					
Secciones sísmicas (formato digital)					
Mallas de las superficies y de las fallas más importantes					
Curvas TZ de checkshots, VSPs, VINTetc.					

Tabla 9.2 Información de pozo disponible obtenida de los archivos proporcionados por la CNH.

Información requerida	T-1	P-1	Y-1	C-2	C-1
Datos relacionados con perforación					
Informe Final de perforación					
Geología					
Columna estratigráfica tipo y columna estratigráfica					
Información de densidad y litología tomada de núcleos, incluyendo descripciones geológicas y fotos.					
Información de esfuerzos regionales					
Registro de Hidrocarburos					
Datos de Evaluación de formaciones					
Registros geofísicos de cable y LWD incluyendo resistividad, sísmico (Vp y Vs), densidad, GR, Neutrón, Caliper, Dual Caliper, MT, RFT					
Pruebas de producción, presiones y fluidos (PVT)					
Interpretaciones de registros (Procesamiento Sonic Scanner, DSI, ELAN), MDT					
Datos de terminación					
Detalles de terminación de los pozos (Reportes)					
Sísmica de los pozos					
Secciones sísmicas (formato digital)					
Mallas de las superficies y de las fallas más importantes					
Curvas TZ de checkshots, VSPs, VINTetc.					

Tabla 9.3 Información de pozo disponible obtenida de los archivos proporcionados por la CNH.

Información requerida	CO-1	AF-1	CO-101	CY-1	X-1
Datos relacionados con perforación					
Informe Final de perforación					
Geología					
Columna estratigráfica tipo y columna estratigráfica					
Información de densidad y litología tomada de núcleos, incluyendo descripciones geológicas y fotos.					
Información de esfuerzos regionales					
Registro de Hidrocarburos					
Datos de Evaluación de formaciones					
Registros geofísicos de cable y LWD incluyendo resistividad, sínico (Vp y Vs), densidad, GR, Neutrón, Caliper, Dual Caliper, MT, RFT					
Pruebas de producción, presiones y fluidos (PVT)					
Interpretaciones de registros (Procesamiento Sonic Scanner, DSI, ELAN), MDT					
Datos de terminación					
Detalles de terminación de los pozos (Reportes)					
Sísmica de los pozos					
Secciones sísmicas (formato digital)					
Mallas de las superficies y de las fallas más importantes					
Curvas TZ de checkshots, VSPs, VINTetc.					

Tabla 9.4 Información de pozo disponible obtenida de los archivos proporcionados por la CNH.

Información requerida	E-101	E-102	F-1	F-1A	ES-1
Datos relacionados con perforación					
Informe Final de perforación					
Geología					
Columna estratigráfica tipo y columna estratigráfica					
Información de densidad y litología tomada de núcleos, incluyendo descripciones geológicas y fotos.					
Información de esfuerzos regionales					
Registro de Hidrocarburos					
Datos de Evaluación de formaciones					

Registros geofísicos de cable y LWD incluyendo resistividad, sónico (Vp y Vs), densidad, GR, Neutrón, Caliper, Dual Caliper, MT, RFT					
Pruebas de producción, presiones y fluidos (PVT)					
Interpretaciones de registros (Procesamiento Sonic Scanner, DSI, ELAN), MDT					
Datos de terminación					
Detalles de terminación de los pozos (Reportes)					
Sísmica de los pozos					
Secciones sísmicas (formato digital)					
Mallas de las superficies y de las fallas más importantes					
Curvas TZ de checkshots, VSPs, VINTetc.					

Tabla 9.5 Información de pozo disponible obtenida de los archivos proporcionados por la CNH.

Información requerida	AM-1	D-1	H-1	TA-1	LL-1
Datos relacionados con perforación					
Informe Final de perforación					
Geología					
Columna estratigráfica tipo y columna estratigráfica					
Información de densidad y litología tomada de núcleos, incluyendo descripciones geológicas y fotos.					
Información de esfuerzos regionales					
Registro de Hidrocarburos					
Datos de Evaluación de formaciones					
Registros geofísicos de cable y LWD incluyendo resistividad, sónico (Vp y Vs), densidad, GR, Neutrón, Caliper, Dual Caliper, MT, RFT					
Pruebas de producción, presiones y fluidos (PVT)					
Interpretaciones de registros (Procesamiento Sonic Scanner, DSI, ELAN), MDT					
Datos de terminación					
Detalles de terminación de los pozos (Reportes)					
Sísmica de los pozos					
Secciones sísmicas (formato digital)					
Mallas de las superficies y de las fallas más importantes					
Curvas TZ de checkshots, VSPs, VINTetc.					

Tabla 9.6 Información de pozo disponible obtenida de los archivos proporcionados por la CNH.

Información requerida	CH-1	DO-1	HU-1	HUI-1A
Datos relacionados con perforación				
Informe Final de perforación				
Geología				
Columna estratigráfica tipo y columna estratigráfica				
Información de densidad y litología tomada de núcleos, incluyendo descripciones geológicas y fotos.				
Información de esfuerzos regionales				
Informes de Hidrocarburos				
Datos de Evaluación de formaciones				
Registros geofísicos de cable y LWD incluyendo resistividad, sónico (Vp y Vs), densidad, GR, Neutrón, Caliper, Dual Caliper y HDT. (corrección petrofísica), MDT, RFT.				
Pruebas de producción, presiones y fluidos (PVT)				
Interpretaciones de registros (Procesamiento Sonic Scanner, DSI, ELAN), MDT				
Datos de terminación				
Detalles de terminación de los pozos (Reportes)				
Sísmica de los pozos				
Secciones sísmicas (formato digital)				
Mallas de las superficies y de las fallas más importantes				
Curvas TZ de checkshots, VSPs, VINTetc.				

9.2 ANÁLISIS DE INFORMACIÓN Y CONTROL DE CALIDAD

9.2.1 CARGA DE INFORMACIÓN DE POZO

El software para utilizar para la carga de la información de pozo es el software Leapfrog 4.4. En esta plataforma, se carga la información de la trayectoria de pozo, los registros geofísicos de pozo, las litologías y los contactos geológicos. A partir de las descripciones de muestras de pozo, se elaboró el índice lito-estratigráfico tipo de la zona de estudio, en el cual se definieron 29 litofacies representativas. El criterio para definir los índices lito estratigráficos representativos consideró el tipo de matriz, el tipo de cementante y la composición mineralógica. (Tabla 9.7).

Índice lito-estratigráfico	Descripción Litológica
0	Conglomerado constituido por fragmentos de caliza café, café claro, crema y gris, arenisca gris claro, de grano fino, calcárea y escasa de roca ígnea gris oscuro, cementada en material arcillo-calcáreo
1	Arenisca gris, grano fino a medio cementada en matriz calcárea.
2	Lutita gris oscuro, ligeramente arenosa
3	Arenisca gris de grano fino cementada en material calcáreo.
4	Lutita café y café rojiza, ligeramente bentonítica.
5	Brecha de caliza crema y blanca, criptocristalina, compacta.
6	Marga café rojizo a gris claro y trazas de bentonita gris verdoso
7	Marga gris verdoso y verde claro con abundante lutita bentonítica verde oscuro y verde claro y bentonita verde olivo y verde claro
8	Toba vítrea, verde esmeralda con trazas de caliza bentonítica gris.
9	Caliza gris verdoso y verde claro a café, arcillosa compacta, con intercalaciones de bentonita gris verdoso y toba vítrea, verde esmeralda
10	Caliza café oscuro microcristalina arcillosa y nódulos de pedernal negro. Trazas de lutita negra carbonosa
11	Caliza gris blanquizco, criptocristalina arcillosa, compacta fracturada, nódulos de pedernal gris y gris blanco, trazas de bentonita gris verdoso
12	Caliza café oscuro microcristalina parcialmente dolomitizada, ligeramente arcillosa con intercalaciones de pedernal negro y café oscuro
13	Caliza crema y café claro microcristalina con incipiente dolomitización, con abundante bentonita verde claro, blanco, esmeralda azuloso y blanco con nódulos de pedernal. Abundantes cristales de pirita ámbar y blanco
14	Bentonita verde esmeralda, verde claro y blanco con trazas de caliza café, café claro y café oscuro microcristalina pudiendo contener manchas jaspeadas de blanco por dolomitización.
15	Dolomía blanca azulosa y verdosa con trazas de calizas café claro-dolomíticas microcristalinas
16	Caliza gris oscuro a negro criptocristalina compacta arcillo-carbonosa, algunas veces se presenta silicificada y con trazas de lutita negra carbonosa. Se reportan abundantes radiolarios calcificados
17	Roca ígnea intrusiva color verde, verde grisáceo a blanca, compuesta principalmente por cuarzo y algunos minerales oscuros de aspecto micáceo
18	Lutita negra calcárea bituminosa, en algunos intervalos gris verdosa de aspecto bentonítico. Trazas de lutita arenosa gris a gris oscuro que parcialmente gradúa a arenisca de grano muy fino.

19	Limolita café oscuro de textura terrosa, con escaza caliza negra arcillosa
20	Areniscas grises verdoso, gris claro a oscuro, grano fino calcáreas, intercalada con calcarenita compacta
21	Calcarenitas arcillo-carbonosa arenosa, de textura terrosa, escaza lutita negra carbonosa. Granos de cuarzo de grano fino. Se pueden presentar fracturas.
22	Limolita arcillosa café rojizo, ligeramente arenosa y con escaza biotita, trazas de cuarzo blanco y anaranjado
23	Arenisca gris claro y café rojizo de grano muy fino
24	Meta cuarcita
25	Esquisto blanco a gris verdoso micáceo
26	Conglomerado gris verde, compuesto por fragmentos de roca crema
27	Anhidrita y trazas de halita.
28	Lutita gris verde y gris oscuro, calcárea, trazas de caliza gris oscuro, arcillosa compacta

Tabla 9.7. Resumen de los 29 índices litológicos definidos para la zona de estudio, obtenidos a partir de las descripciones de las muestras de canal de los reportes geológicos de pozo. En la primera columna se muestran los índices numéricos que se usarán para clasificar cada una de las litologías identificadas en la zona de estudio, obtenidos a partir de los reportes litológicos de cada pozo. En la segunda columna se incluye la descripción tipo que se definió para cada uno de los índices litológicos.

9.2.2 INFORMACIÓN DE REGISTROS GEOFÍSICOS DE POZO

A continuación, se incluye la definición y el principio físico de los registros que se usaron durante el desarrollo del proyecto.

Registro de Resistividad (RT)

De acuerdo con el estándar de interpretación de registros de Schlumberger™, la resistividad de la formación es un parámetro necesario para determinar la saturación de hidrocarburos. En las rocas sedimentarias del subsuelo, la resistividad está en función de: La resistividad del agua de formación, la cantidad de agua presente y la geometría estructural de los pozos. El principio físico, es el hacer pasar una cierta cantidad de corriente eléctrica dentro de la formación por medio de electrodos de corriente y se mide los voltajes entre los electrodos de medición. Estos voltajes proporcionan la resistividad para cada dispositivo. Actualmente existen diferentes dispositivos que miden la resistividad al medir la resistividad generada por un flujo de corriente dirigido a la formación o por medio de una corriente

inducida dentro de la formación (herramientas de inducción y herramientas de laterolog, respectivamente). Los dispositivos de resistividad pueden clasificarse en dispositivos con alto y bajo espaciamiento entre los dispositivos emisores y receptores, siendo los dispositivos con mayor espaciamiento, los que miden resistividades a una mayor profundidad de investigación dentro de la formación y vs. (Schlumberger ,1989). Durante la revisión de la información de los pozos, se observó que las herramientas más usadas para medir la resistividad en secciones con lodo base aceite, son las herramientas de inducción. Para el presente trabajo de tesis, se cargó la información de las curvas de resistividad somera y resistividad profunda.

Resistividad somera; en los pozos antiguos se encuentra con el nemónico SN - Short Normal Resistivity, las unidades vienen en Ohm.m. En los pozos recientes se encuentra como AT10. El registro de resistividad somera en conjunto con el registro de resistividad profunda puede usarse como indicativo de la invasión de fluidos en la pared del pozo y como identificación de zonas de pérdida de fluidos.

Resistividad profunda; en los pozos antiguos se encuentra con el nemónico LN - Long Normal Resistivity, las unidades vienen en Ohm.m. En los pozos recientes se encuentra como AT90. El registro de resistividad se usa para la estimación de saturación de aceite y agua en rocas sedimentarias, con ayuda de los valores de salinidad de agua, resistividad del agua de formación y porosidad, por medio de la ecuación de Archie.

En el caso de realizar una estimación de la saturación de hidrocarburos, en base a los registros de resistividad, es necesario hacer diferentes correcciones ambientales, contenidas en numerosas tablas elaboradas por diferentes compañías de registros. Dependiendo la herramienta utilizada para realizar la corrida de registros, se pueden hacer correcciones por descentralización de la herramienta, el efecto de la invasión del lodo de perforación. Las correcciones del registro de resistividad siempre se realizarán en el siguiente orden: Efecto de pozo, espesor de la capa e invasión. (Schlumberger ,1989).

Registro Potencial espontáneo (SP)

La curva de potencial espontáneo (SP) se produce por la interacción del agua de formación innata, el fluido de perforación conductivo y ciertas rocas selectivas de iones (por ejemplo, las lutitas). La curva de SP mide la diferencia entre el potencial eléctrico de un electrodo móvil en el pozo y el potencial

eléctrico de un electrodo fijo en la superficie en función de la profundidad. Enfrente de formaciones de lutitas o con alto contenido de arcilla, la curva SP por lo general define una línea más o menos recta en el registro, la cual se denomina línea base de lutitas. Enfrente de formaciones permeables, la curva muestra excursiones con respecto a la línea base de lutitas. En las capas gruesas estas deflexiones tienden a alcanzar una deflexión esencialmente constante definiendo así una línea de arenas. La deflexión puede ser a la izquierda (negativa) o a la derecha (positiva), dependiendo principalmente de las salinidades relativas del agua de formación y el filtrado de lodo. Si la salinidad del agua de formación es mayor a la del filtrado de lodo, la deflexión es a la izquierda, si el contraste de salinidad es a la inversa, la deflexión es a la derecha. En los pozos antiguos se encuentra con el nemónico SP – (spontaneous potential), las unidades vienen en milivoltios (mV). El registro SP, puede usarse como indicador litológico entre formaciones con alto contenido de arcilla y bajo contenido de arcillas, en conjunto con otros registros como el registro Gamma Ray y los registros Rhob y Neutrón. (Schlumberger ,1989). En el presente trabajo de tesis, el registro de SP se encuentra en la mayoría de los pozos y se utilizó como identificador litológico en zonas con ausencia del registro de GR.

Registro de tiempo de tránsito compresional (DTCO)

El registro sónico es un registro que está en función del tiempo que requiere una onda sonora para atravesar un pie de formación. Este tiempo es conocido como tiempo de tránsito y es el inverso de la velocidad de la onda sonora. El tiempo de tránsito para una formación depende de la litología, la densidad de la matriz de la roca y su porosidad, entre otros factores y por ende el registro sónico es un indicador de la porosidad de la formación, cuando se conoce la matriz de la roca. El principio físico consiste en el fenómeno de la propagación del sonido en un pozo, el cual es un fenómeno regido por las propiedades mecánicas de ambientes acústicos diferentes, incluyendo el tipo de litología, la columna de fluido del pozo y el efecto de la misma herramienta. El sonido emitido del transmisor choca con las paredes del agujero, esto establece ondas de compresión y de corte dentro de la formación. ondas de superficie a lo largo de la pared del agujero y ondas dirigidas dentro de la columna de fluido. Las herramientas de mediciones acústicas de pozo consisten en un transmisor que emite impulsos sónicos y un receptor que capta y registra los impulsos. (Schlumberger ,1989).

Debido a los diferentes ambientes de propagación de las ondas acústicas en el pozo, se han identificado diferentes arribos, los cuales han sido identificados como ondas compresionales, ondas de cizalla y ondas de tubo o también llamadas “Stonely”. El tiempo de tránsito de cizalla, también denominado DTSM o DTS, se obtiene a través de un procesamiento denominado slowness time coherence (STC), en donde se obtiene una curva tipo a partir de la información de 8 receptores. El registro DTSM, puede ser asociado a la velocidad de corte o V_s y es usado en conjunto con el registro DTCO y el registro Rhob para el cálculo de las propiedades elásticas de las rocas del subsuelo, al ser una buena aproximación de la velocidad de corte (V_s). (Schlumberger, 1989).

El registro de tiempo de tránsito compresional se encuentra con los nemónicos DT, DTCO o DTC y las unidades están en $\mu s/ft$ (Microsegundo/pie) y es utilizado como un indicador de la velocidad compresional de las formaciones en el subsuelo, y muchas veces es usado para realizar un control de calidad de la información obtenida del registro VSP en la determinación de las velocidades de intervalo.

Registro Gamma Ray (GR)

El registro de GR es una medición de la radioactividad natural de las formaciones. La herramienta de GR contiene un detector para medir la radiación gamma que se origina en el volumen de la formación cerca de la sonda. En las formaciones sedimentarias, el registro normalmente refleja el contenido de arcilla de las formaciones, debido a que los elementos radioactivos tienden a concentrarse en arcillas y lutitas. Las formaciones limpias, generalmente tienen un nivel muy bajo de radioactividad, salvo en casos en donde existan componentes de minerales radioactivos provenientes de material volcánico o residuos de granito y en rocas ígneas o metamórficas con protolitos con presencia de minerales radioactivos. se encuentra con el nemónico de GR, las unidades están en Gapi. Este registro es tradicionalmente usado como un indicador litológico, siendo aceptado el principio de que las formaciones con mayor cantidad de componente de arcilla muestran un incremento en los valores de la emisión de rayos gamma sin embargo puede no ser cierto para rocas con componentes mineralógicos con alto contenido de minerales radioactivos tal como en los sedimentos de origen ígneo. Es por esto por lo que este registro debe de ser complementado con la información de registros adicionales y los análisis de mineralogía y petrofísica realizados en laboratorio, así como con el uso de herramientas de última generación como lo es el registro Gamma Ray espectral (NGS), el cual es capaz de medir el

número de rayos gamma de la formación y el nivel de energía de cada uno y permite determinar las concentraciones de potasio, torio y uranio. (Schlumberger ,1989). Se observa una buena cobertura del registro de Gamma Ray en los pozos seleccionados, sin embargo, se observan variaciones en los valores de las lecturas de los pozos. Durante la etapa de interpretación de unidades lito-estratigráficas y contactos geológicos, el registro de Gamma Ray se utiliza de manera cualitativa únicamente para identificar los cambios de tendencias de las lecturas, asociados a cambios de litología regionales.

Registro de Neutrón (NEUT) y porosidad Neutrón (NPHI)

El principio físico del registro de Neutrón se basa en la propiedad de los neutrones de ser partículas eléctricamente neutras, cada uno teniendo una masa casi idéntica a un átomo de hidrogeno. La herramienta neutrón, genera un flujo continuo de neutrones de alta energía a partir de una fuente radioactiva, los cuales llegan a colisionar con los neutrones contenidos en los núcleos de los átomos de las formaciones registradas. Las colisiones generan un efecto elástico, denominado “bola de billar”, en donde durante cada colisión los neutrones pierden parte de su energía. La cantidad de energía perdida durante cada colisión depende de la masa relativa del núcleo que contiene los neutrones. La mayor pérdida de energía ocurre cuando el neutrón, colisiona con un núcleo de igual masa, tal como en el caso del núcleo del átomo de hidrogeno. Por lo tanto, mientras menos cantidad de energía es registrada, mayor cantidad de átomos de hidrógeno, son asumidos en la formación. Para el cálculo de la porosidad, se requieren varias asunciones y correcciones, tales como la litología, el contenido de arcilla y el tipo de hidrocarburo contenido. Se asume que en formaciones con 100 % de agua contenida en sus poros, la porosidad está asociada a la cantidad total de átomos de hidrogeno medidos por cm³. En pozos antiguos el registro de campo más común NEUT y tiene unidades de pulsos/s, NAPI, API, por lo que es necesario realizar una estimación de la porosidad neutrón (NPHI) a partir de los valores de la curva de Neutrón en pulsos/ s (Ecuación 4.1) .El registro de porosidad neutrón (NPHI),es usado para realizar estimaciones de la porosidad total y porosidad efectiva en las rocas. (Schlumberger ,1989). Los valores del registro Neutrón, varían de pozo a pozo, debido a las condiciones ambientales y de calibración de la herramienta de registro.

Registro Caliper (Diámetro del agujero).

Este registro mide el diámetro del hueco perforado y se encuentra con los nemónicos de CALI, HCAL, CAL, en unidades de in (pulgadas).

Registro BS; (Diámetro de la sección o de la barrena)

Este registro es únicamente el valor de la barrena usada durante la perforación y se encuentra con el nombre de BS. En caso de que no se tenga la curva de BS, se puede elaborar un registro sintético con los datos de los diámetros de barrena usados en la perforación del pozo.

Los datos del estado mecánico del pozo, en los cuales se incluyen las profundidades y diámetros de las tuberías de revestimiento, las profundidades y diámetros de los diámetros de agujero perforado, pueden importarse con la herramienta de Import From File/ Point values y graficarse como líneas. Los datos de propiedades petrofísicas de núcleos pueden importarse igualmente como puntos y graficarse como puntos. La información del estado mecánico del pozo se obtiene de los resúmenes finales de pozo, en donde puede haber un diagrama del estado mecánico final del pozo. La información de las propiedades petrofísicas medidas en núcleos se encuentra en los reportes geológicos finales de pozo en la sección de Núcleos, o en los reportes especializados realizados en laboratorio. Los eventos de perforación, los cuales están en unidades de profundidad y densidades de lodo, se pueden guardar en archivos de formato .csv y cargarse también como archivos de puntos. En las figuras 9.1 y 9.2, se muestra un ejemplo de la visualización de los datos de pozo, correspondientes a las vistas en planta y a la correlación de litofacies y de cimas geológicas para un conjunto de pozos. El proceso específico para generar una sección de pozos de correlación en Leapfrog 4.4, se puede consultar el manual disponible en línea.

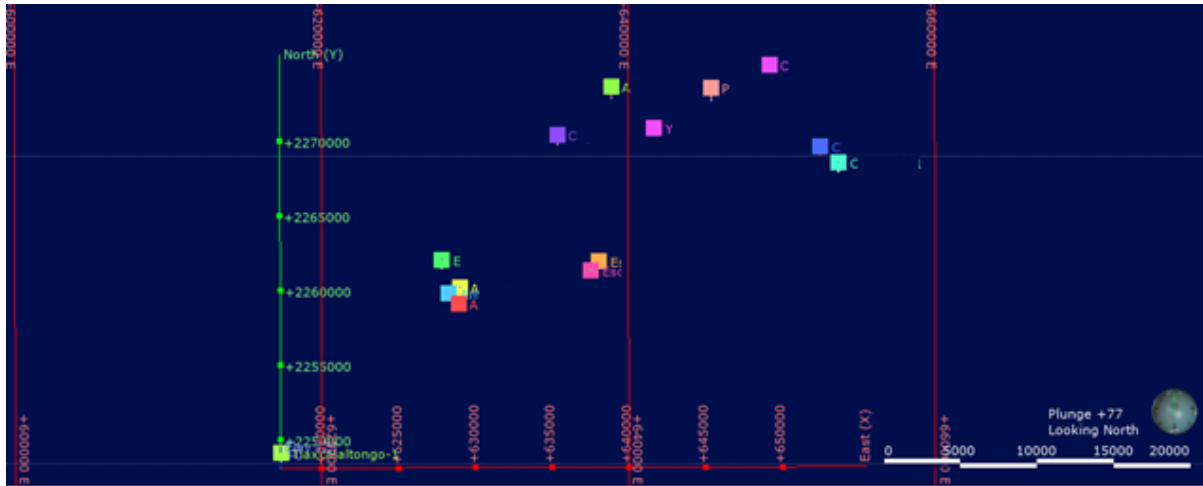


Figura 9.1. Vista de planta de las localizaciones de pozos en el visualizador 3D del software Leapfrog 4.4. Se pueden generar vistas 3D de los datos disponibles por pozo y generar secciones de correlación a partir de las coordenadas superficiales de los pozos.

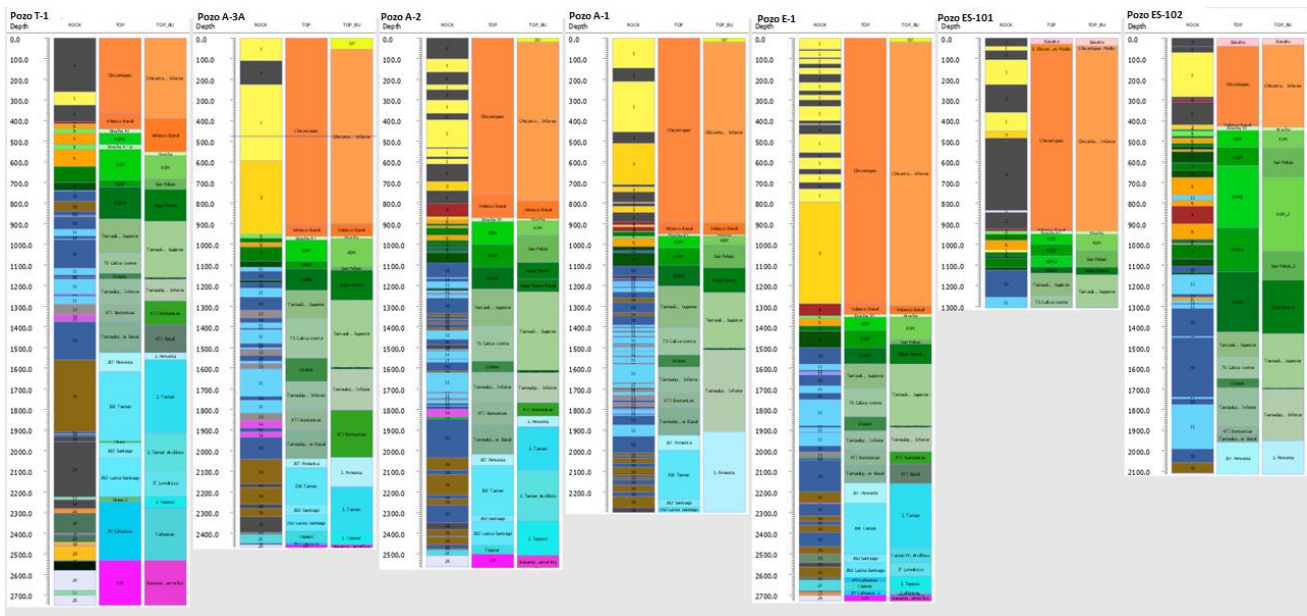


Figura 9.2. Grafica en profundidad de información de pozos, generada con la herramienta: Drillhole Correlation, del software Leapfrog 4.4. En la primera columna se grafica la profundidad desarrollada en metros (Depth). En la segunda columna se grafican las litofacies obtenidas a partir de las descripciones de muestras de canal obtenidas a partir del reporte geológico final de cada pozo. En la tercera columna se grafican las cimas obtenidas directamente del reporte geológica final de pozo y en el cuarto carril se grafican las cimas obtenidas a partir de

la interpretación geológica realizada en el proyecto. Los colores de las unidades geológicas se obtienen de los colores usados por la tabla cronoestratigráfica mundial y los colores de las litofacies definidas para la cuenca se definen de acuerdo con la convención de colores seguida por los registros de hidrocarburos.










Code	Colour
Anhydrite	
basalto	
bentonite	
bentonitic_shale	
Bituminous_shale	
calc_sand	
calcareous_sand	
cong	
conglomerate	
dolomite	
green_shale	
igneous_rock	
Limestone	
Marga	
sand	
sandstone	
Schist	
shale	
shaly_limestone	
shaly_sand	
shaly_siltstone	
Siltstone	

Figura 8.3. Código de colores del índice lito estratigráfico, generada con la herramienta: Drillhole Correlation, del software Leapfrog 4.4.

9.2.3 RECOPIACIÓN DE MUESTRAS EN CAMPO

Para el presente proyecto de tesis, se colectaron muestras de afloramientos en campo, pertenecientes a las unidades Santiago y Cahuasas en afloramientos localizados en las cercanías del anticlinorio de Huayacocotla en la Sierra Madre Oriental (Ver mapa geológico en el capítulo 5). A continuación, se incluye la descripción de los afloramientos visitados de las unidades Santiago y Cahuasas.

Afloramiento: 2019-T1_Santiago; Formación Santiago definida por Reyes D. 1964.

Coordenadas: 20°19' 6,65''

97°59'7,21''

El afloramiento de la unidad Santiago corresponde a la locación denominada: 2019-T1_Santiago, graficada en el mapa geológico mostrado en la figura 4.2 y en el capítulo de resultados. El afloramiento se localiza en las orillas del Río “San Marcos” en el municipio de Xicotepec en el estado de Puebla. Se El afloramiento se describe como una serie de secuencias limo-arcillosas en tono gris y limo-arenosas en tonalidad oscura, lutitas de en tonalidad gris oscuro a negro, con nódulos de metales pesados: Níquel, Cromo, magnesio. Se observa crenulación a gran escala en la parte superior del afloramiento. El afloramiento presenta un espesor de 10 metros y una longitud de 50 metro aproximadamente, con aproximadamente 14 estratos con variaciones entre los 40 cm- y 30 cm, el último estrato presenta 60 cm de espesor. En la figura 9.4 se muestran las fotografías del afloramiento denominado 2019-S1_Santiago.



A



B



C



D

Figura 9.4. Afloramiento de la Formación Santiago. A) Vista general del afloramiento de la unidad Santiago. B) Zona de muestreo de tapones de núcleo C) Muestreo de tapones de núcleo D) Medición de echados y rumbo de las capas.

Afloramiento: “Bloque_E3_Cahuasas”; Formación Cahuasas definida por Carrillo-Bravo (1965)

Coordenadas: 20°17'43,9''

97°59'24,5''

El segundo afloramiento visitado durante la salida de campo # 1, fue la secuencia de limolitas arcillosas de la unidad Cahuasas, localizada en las inmediaciones del municipio de Xicotepec en el estado de Puebla. La localización se denomina: “Bloque_E3_Cahuasas”, dentro del mapa geológico mostrado en la figura 4.2 y en la figura 5.1. El afloramiento consta de aproximadamente 15 metros de altura, con alto diaclasamiento y, por lo tanto, muy inestable. Esta unidad es de color rojo, se observan partes conglomeráticas mal seleccionadas con clastos entre Guijos (2cm), arenisca y limolita, bien redondeados, con buena esfericidad y en algunas zonas se observa gradación normal. se aprecian capas no continuas de arenitas de finas a gruesas con estratificación cruzada predominantemente. No hay presencia de fósiles, la literatura tampoco reporta ocurrencia fósil. (Figura 9.5).

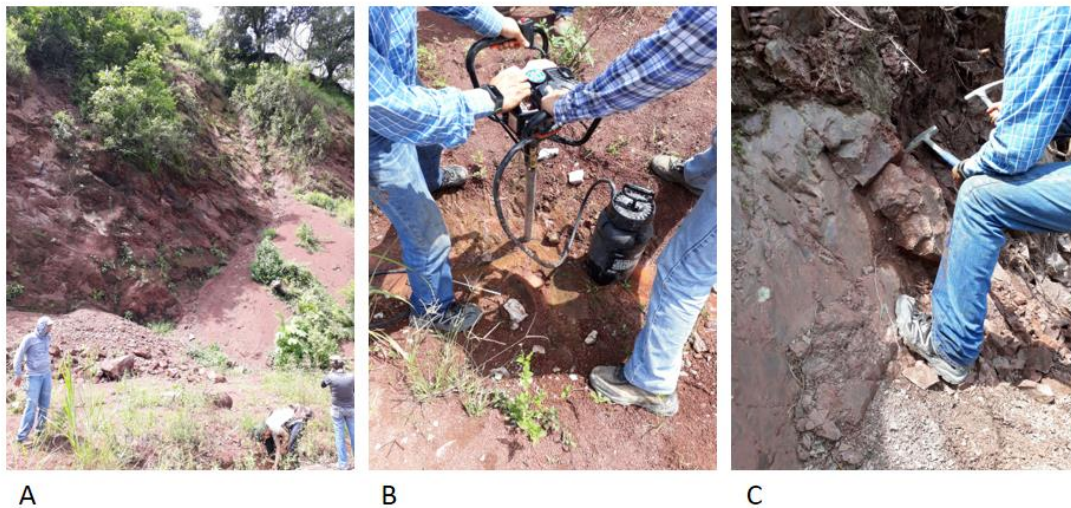


Figura 9.5. Afloramiento de la Formación Cahuasas. A) Vista general del afloramiento. B) Zona de muestreo de tapones de núcleo C) Recolección de bloques de mano.

9.2.4 DESCRIPCIÓN DE LAS MUESTRAS

Una vez colectadas las muestras en campo, se realizó una selección para realizar la medición de porosidad y permeabilidad en laboratorio. Se seleccionaron 7 muestras de núcleos a analizar 2 de la unidad Cahuadas y 5 de la unidad Santiago (Figura 9.6).



Figura 9.6. Muestras seleccionadas para pruebas de porosidad y permeabilidad en laboratorio.

Tabla 9.8 Descripción de los núcleos seleccionados para realizar las mediciones de porosidad y permeabilidad en laboratorio. Las muestras denominadas: Loc6-T1-2, Loc6-T1 y Loc6-T2, corresponden a la unidad Cahuadas y las muestras T1-T4, T1-T3, M3-T7 y M3-T5, T6, corresponden a la unidad Santiago.

Número de Muestra	Peso (gr)	Longitud (cm)	Diámetro (cm)	Descripción litológica
Loc6-T1-2	74.639	5.686	2.534	Arenisca arcillosa de grano fino de color rojo, con nódulos subangulares de color verde, posible bentonita.
Loc6-T1	50.054	3.788	2.534	Arenisca de grano fino a medio de color rojo a gris claro, compuesta por clastos visibles de cuarzo, feldespato, y óxido soportados en una matriz muy compacta y arcillosa con poca porosidad.
Loc6-T2	191.339	6.493	3.813	Arenisca de grano fino de color rojo, soportada en una matriz arcillosa y mayor contenido de cristales de cuarzo.
T1-T4	39.633	3.011	2.534	Mudstone color negro a gris oscuro, poco fracturado. Presenta fractura milimétrica rellena de calcita, que atraviesa la mayor parte del tapón.
T1-T3	62.357	4.72	2.534	Mudstone negro a gris oscuro, compuesto mayormente de carbonato de calcio (lutita negra) con presencia de microfracturas parcialmente abiertas y rellenas de calcita.
M3-T7	85.606	6.56	2.534	Mudstone color negro de matriz muy fina.
M3-T5, T6	32.337	2.529	2.534	Mudstone color gris oscuro, lutita calcárea un tanto carbonosa.

9.2.5 REVISIÓN DE PRUEBAS DE LABORATORIO EN MUESTRAS DE AFLORAMIENTO

Las muestras colectadas de las unidades “Cahuasas “y Santiago” se llevaron al IPICYT (Instituto Potosino de Ciencia y Tecnología), donde se realizaron las pruebas de porosidad y permeabilidad en el laboratorio. La metodología general de las pruebas fue la siguiente:

Obtención de tapones: Se obtuvieron 7 tapones de núcleo; 6 cilindros en 1 pulgada de diámetro y 1 cilindro en 1.5 pulgadas, perforados en taladro manual modelo MDP-405, utilizando agua para la lubricación de la broca, posteriormente los tapones de núcleos fueron cortados en sierra individual de corte STS-425 y pulidos por sus dos caras con esmeriladora unilateral SFG-426.

Los ensayos físicos se realizaron en el equipo porosímetro permeámetro automatizado AP-608, a presiones de confinamiento de 500 PSI (35.16 kg/ cm²).

Los ensayos realizados en cada litología fueron los siguientes: determinación de porosidad al helio, volumen de poro, permeabilidad de Klinkenberg, permeabilidad al Aire. En la tabla 9.9 se muestran los resultados entregados por el IPICYT. En las figuras 9.7 y 9.8, se muestran las gráficas de dispersión de porosidad al helio vs permeabilidad al aire y permeabilidad al aire vs permeabilidad Klinkenberg respectivamente.

Tabla 9.9 Resumen de resultados de propiedades petrofísicas. Las muestras denominadas: Loc6-T1-2, Loc6-T1 y Loc6-T2, corresponden a la unidad Cahuwasas y las muestras T1-T4, T1-T3, M3-T7 y M3-T5, T6, corresponden a la unidad "Santiago".

Número de Muestra	Localidad	Profundidad (m)	Presión de confinamiento PSI	Porosidad al Helio (%)	V-de poro (cm ³)	Permeabilidad de Klinkenberg (mD).	Permeabilidad al Aire (mD).
Loc6-T1-2	Cahuwasas	Desconocida	500	1.261	0.362	0.0029	0.0067
Loc6-T1	Cahuwasas	Desconocida	500	0.843	0.161	0.001	0.0028
Loc6-T2	Cahuwasas	Desconocida	500	1.185	0.879	0.005	0.0062
T1-T4	Santiago-Tepexic	Desconocida	500	1.923	0.292	0.0021	0.0054
T1-T3	Santiago-Tepexic	Desconocida	500	1.766	0.41	0.0007	0.0038
M3-T7	Santiago-Tepexic	Desconocida	500	0.595	0.197	0.000	0.0003
M3-T5, T6	Santiago-Tepexic	Desconocida	500	5.905	0.753	0.0001	0.0004

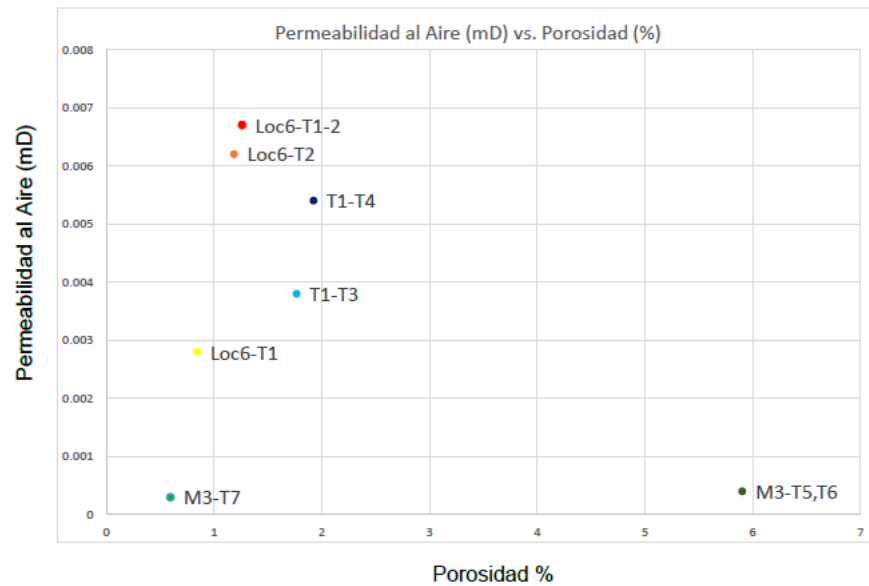


Figura 9.7 Gráfica de dispersión entre los valores de porosidad al helio vs permeabilidad al aire, medidos en las muestras seleccionadas.

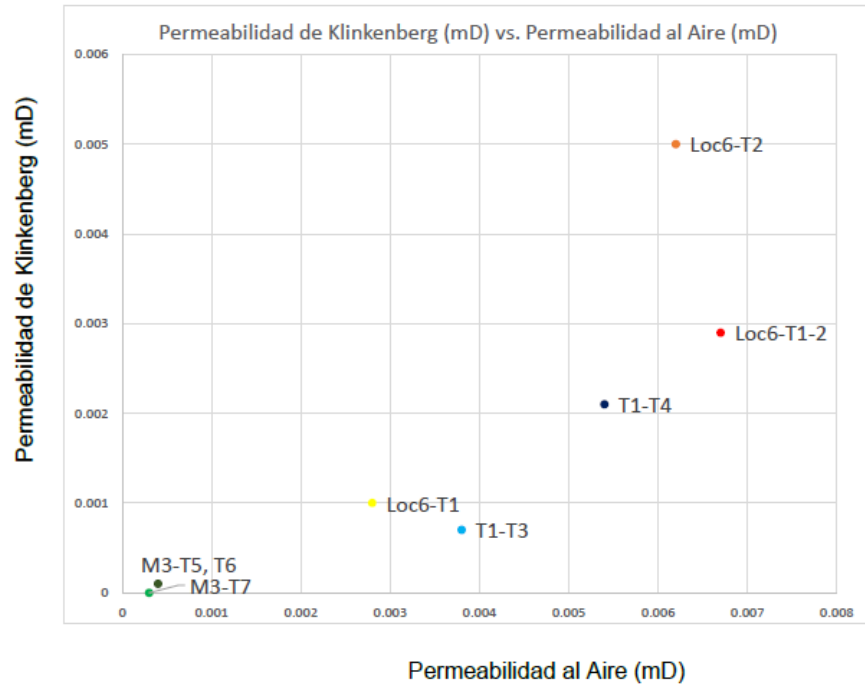


Figura 9.8 Gráfica de dispersión entre los valores de permeabilidad al helio vs permeabilidad Klinkenberg, medidos en las muestras seleccionadas.

9.3 ETAPA DE INTERPRETACIÓN I

9.3.1 ELABORACIÓN DE RESÚMENES DE POZO

Como siguiente paso de la etapa de interpretación I, se incluye la definición de las unidades lito-estratigráficas, las cuales se definieron en función del índice lito-estratigráfico elaborado en la sección, el índice lito-estratigráfico y los registros de pozo.

A continuación, se incluye un ejemplo del resumen elaborado para cada uno de los 20 pozos seleccionados (ver apartado 4.1.3), en donde se incluyen la descripción litológica, el resumen de operaciones de perforación, el resumen de información de hidrocarburos, las descripciones de los núcleos, las interpretaciones realizadas por registros y la columna geológica interpretada en campo. Se resalta la presencia de hidrocarburos, fracturas, fósiles y fluorescencia.

En el resumen de perforación se resaltan los principales eventos de perforación asociados a zonas con presencia de gas, zonas con presencia de hidrocarburo, zonas con eventos de gasificaciones, inlfujos o pérdidas de fluido asociadas a zonas con presencia de fracturas o zonas con efectos de depletación del yacimiento. Los eventos mecánicos como zonas de atrapamientos o zonas de restricciones mecánicas,

así como las zonas con reporte de derrumbes, baja ROP (velocidad de penetración), o zonas con quiebres de la velocidad (Zonas con alta ROP), también se documentan. La interpretación de las distintas fuentes de información, sirven para definir el inicio y final de zonas lito-estratigráficas y son usadas en la reinterpretación de los principales contactos geológicos de la zona de estudio, en conjunto con la información de registros eléctricos. Los apartados sin información disponible se denotan como ND (información no disponible)

9.3.2 RESÚMEN DE LAS UNIDADES LITO-ESTRATIGRÁFICAS, POZO: A-1

Unidad 1: 0 m- 305 m

Litología:

Alternancias de lutita gris verdoso, ligeramente arenosa, suave, con arenisca gris claro a gris oscuro de grano fino, calcárea. Arenisca gris claro, de grano fino a medio, calcárea, en partes se puede considerar una roca conglomerática, en el intervalo 115 m-120 m, se observa abundante material bituminoso. En el intervalo 120 m a 150 m, se reporta: Conglomerado constituido por roca ígnea gris oscuro, arenisca gris oscuro, escasos fragmentos de caliza crema, biógena, lutita gris verdoso, arenosa, cementada en material arcilloso. Escasa lutita gris verdoso, ligeramente arenosa. En el intervalo de 150 m a 200 m se reporta: Conglomerado gris claro constituido por calizas gris oscuro, crema, café, roca ígnea gris oscuro y blancas, rodados de cuarzo, cementados en material calcáreo, con delgadas intercalaciones de arenisca y lutita gris verdoso, arenosa. Se observan algunos fragmentos de conglomerado con impregnación de aceite café y negro viscoso. A partir de 280 m, se reporta: 100 % conglomerado gris claro, constituido por calizas, roca ígnea, rodados de cuarzo, cementados en material calcáreo.

Observaciones: Registro de Hidrocarburos.

ND

Perforación:

Perfora sección con BNA de 12 ¼” hasta 150 m y amplía a 17 ½”, terminando sección con 1.20 g/ cm³. Realiza bajada de TR de 16” hasta 148 m. Continúa perforando con lodo de 1.17 g/cm³ a 1.32 g/ cm³ hasta 326 m. NO se reportan eventos de relevancia

Núcleos

ND

Observaciones de registros

ND

Edad estimada (Campo)

O Palma Real aflora.

Unidad 2: 305 m – 715 m.

Litología:

Alternancias de conglomerado, constituido por calizas café oscuro, crema, café y gris oscuro; rocas ígneas gris oscuro y blanco; arenisca gris verdoso, arenosa; cementada en material calcáreo. Lutita gris verdoso, ligeramente arenosa, con escasa arenisca, gris claro, de grano fino, calcárea y conglomerado.

Observaciones: Registro de Hidrocarburos.

ND

Perforación:

Perfora con BNA de 12 ¼” de 326 m hasta con lodo de 1.31 g/ cm³, hasta 754 m, acondicionando lodo a 1.20 g/ cm³. No se reportan eventos de relevancia.

Núcleos

ND

Observaciones de registros

ND

Edad estimada (Campo)

O Palma Real Inf: Aflora. E. Tantoyuca: 340m.

Unidad 3: 715 m- 1270 m

Litología:

Alternancias de lutita gris verdoso a gris claro, verdoso ligeramente calcárea en alternancias con arenisca gris oscuro a gris de grano muy fino, ligeramente calcárea. A partir de 1230 m, se reporta lutita café y café grisáceo, ligeramente arenosa.

Observaciones: Registro de Hidrocarburos.

ND

Perforación:

Perfora desde 754 m hasta 1106 m con lodo de 1.20 acondicionando a 1.34 g/ cm³, durante viaje por cambio de BNA observa resistencias a 843 m y a 1038 m Baja TR de 9 5/8" a 1106 m y cementa misma. Continúa perforando con BNA de 8 5/8" hasta 1261 m, con lodo de 1.24 g/ cm³.

Núcleos

ND

Observaciones de registros

ND

Edad estimada (Campo)

O Palma Real Inf: Aflora. E. Tantoyuca: 340m, E Guayabal: 750 m.

Unidad 4: 1270 m- 1400 m

Litología:

Lutita café y café grisáceo y gris claro, ligeramente arenosa.

Observaciones: Registro de Hidrocarburos.

ND

Perforación:

Perfora de 1261 m a 1471 m, con lodo de 1.24 g/ cm³ a 1.25 g/ cm³. No se observan eventos de relevancia.

Núcleos

ND

Observaciones de registros

ND

Edad estimada (Campo)

Cima Chicontepec Superior: 1465 m, Chicontepec Medio: 1620 m.

Unidad 5: 1400 m- 1700 m

Litología:

Alternancias de arenisca gris claro, de grano fino, lutita de igual color y lutita café grisáceo ligeramente arenosa. En el intervalo 1560 m a 1580 m, se reporta: brecha constituida por calizas blancas, crema de aspecto sacaroides y café, micro a criptocristalina en arenisca gris claro de grano fino.

Observaciones: Registro de Hidrocarburos.

ND

Perforación:

Perfora de 1471 m a 1708 m, con lodo de 1.25 g/ cm³ a 1.39 g/ cm³. No se reportan eventos de relevancia.

Núcleos

ND

Observaciones de registros

ND

Edad estimada (Campo)

Cima Chicontepec Superior: 1465 m, Chicontepec Medio: 1620 m.

Unidad 6: 1700 m- 1950 m

Litología:

Alternancias de arenisca gris claro de grano fino y café grisáceo, ligeramente arenosas capas delgadas de bentonita gris claro. A partir de 1925 m se reporta lutita café rojizo, ligeramente arenosa, escasa lutita gris verde claro.

Observaciones: Registro de Hidrocarburos.

ND

Perforación:

Perfora de 1708 m a 1937 m, con lodo de 1.39 g/ cm³. No se reportan eventos de relevancia

Núcleos

ND

Observaciones de registros

ND

Edad estimada (Campo)

Chicontepec Inferior: 1725 m; Velasco Basal: 1925m, Brecha: 1987 m; KSM: 1998 m.

Unidad 7: 1950 m – 1980 m

Litología:

Lutita café rojizo, ligeramente arenosa, escasa lutita gris verde claro No se reportan eventos de relevancia.

Observaciones: Registro de Hidrocarburos.

ND

Perforación:

Perfora de 1937 m a 1993 m, con lodo de 1.38 g/ cm³, acondicionando a 1.39 g/ cm³. No reporta eventos de relevancia.

Núcleos

ND

Observaciones de registros

ND

Edad estimada (Campo)

Chicontepec Inferior: 1725 m; Velasco Basal: 1925m, Brecha: 1987 m; KSM: 1998 m.

Unidad 8: 1980 m- 2000 m

Litología:

Brecha constituida por marga gris verde claro, escasa caliza blanca, deleznable, caliza verde claro, microcristalina y escaso pedernal negro en lutita café rojizo ligeramente arenosa en capas delgadas de bentonita verde claro.

Observaciones: Registro de Hidrocarburos.

ND

Perforación:

Perfora de 1993 m hasta 2007 m, con lodo de 1.40 g/ cm³, Saca BNA a superficie y baja TP para colocación de TXC hasta 342 m. Rebaja cemento y acondiciona lodo a base agua, repasando tubo por tubo hasta fondo perforado. Reanuda perforación con lodo de 1.39 g/ cm³. No se reportan eventos de relevancia.

Núcleos

ND

Observaciones de registros

ND

Edad estimada (Campo)

Brecha: 1987 m; KSM: 1998 m.

Unidad 9: 2000 m- 2165 m

Litología:

Alternancias de margas café rojizo, semicompacta y bentonita verde claro. En el intervalo 2025 m a 2173 m se reporta: Lutita gris claro, ligeramente arenosa, bentonita de igual color, escasa caliza gris claro-microcristalina, compacta, trazas de bentonita verde y blanco. De 2115 m a 2173 m se reporta: Lutita gris claro, bentonita gris verde, gris claro y blanca. Escasa caliza blanca, deleznable de aspecto cretoso y marga gris claro y blanca con abundantes globotruncanas (muestras contaminadas). Dado que es el único pozo donde se ha reportado lutitas, a este nivel, se considerará probable una litología de marga gris verdoso, como la reportada en toda la cuenca Tampico Misantla en KSM.

Observaciones: Registro de Hidrocarburos.

ND

Perforación:

Perfora de 2039 m a 2188 m, con lodo de 1.37 g/ cm³ a 1.43 g/ cm³. **No se reportan eventos de relevancia.**

Núcleos

ND

Observaciones de registros

ND

Edad estimada (Campo)

Brecha: 1785 m; KSM: 1795m.

Unidad 10: 2165 m - 2200 m

Litología:

Caliza verde claro, micro a criptocristalina, silicificada, compacta.

Observaciones: Registro de Hidrocarburos.

ND

Perforación:

Perfora de 2188 m a 2214 m, con lodo de 143 g/ cm³. No se reportan eventos de relevancia

Núcleos

ND

Observaciones de registros

ND

Edad estimada (Campo)

Cima estimada de KSM a 1998 m, KSSF: 2173 m, KSAN: 2193 m.

Unidad 11: 2200 m- 2380 m

Litología:

Alternancias de caliza crema, microcristalina a criptocristalina, compacta, en ocasiones con microfósiles. Caliza crema a blanco, microcristalina deleznable de aspecto cretoso y frecuentes nódulos de pedernal ámbar, negro y blanco lechoso. En el intervalo 2267 m a 2294 m se reporta abundante bentonita gris verde, gris claro y escaso color salmón. Caliza café claro, microcristalina, compacta y café oscuro deleznable, con pobre impregnación de aceite ligero, perceptible solo con fluoroscopio. Trazas de pedernal café oscuro y ámbar y lutita café oscuro, en ocasiones de aspecto bandeado, con pobre impregnación de aceite ligero. En el intervalo 2340 -2372 m, se reporta lutita café, ligeramente arenosa con escasa caliza crema y pedernal café oscuro. En el intervalo 2372 m-2374 m, se reporta caliza café grisáceo, de aspecto calcarenítico

Observaciones: Registro de Hidrocarburos.

De 2290 m a 2325 m, las lecturas de gas en el lodo y las muestras incrementaron, Por las características de la manifestación, se considera de baja permeabilidad y baja presión.

De 2340 a 2354 m, se observó saturación de aceite con porosidad microcristalina y fracturada, se considera de baja permeabilidad y baja presión.

De 2364 m a 2391 m las lecturas de gas en el lodo y en las muestras se incrementaron. Se observó impregnación de aceite, se considera de baja permeabilidad y baja presión.

ND

Perforación:

Perfora de 2214 m a 2372 m, con lodo de 1.42 g/ cm³ a 1.45 g/ cm³. A 2372 m, observa pérdida parcial de lodo, observando continua salida de lodo por EA (Posible efecto balón) Acondiciona lodo a 1.42 g/ cm³ y observa recuperación de volumen perdido

Núcleos

ND

Observaciones de registros

ND

Edad estimada (Campo)

Cima estimada de KSM a 1998 m, KSSF: 2173 m, KSAN: 2193 m.

Unidad 12: 2380 m – 2560 m

Litología:

Alternancias de caliza crema microcristalina, con microfósiles, caliza blanca de igual textura, deleznable, trazas de bentonita gris verde y abundante pedernal blanco lechoso. Caliza café microcristalina con microfósiles, escasa lutita café oscuro ligeramente arenosa. Caliza café oscuro, microcristalina moteada por recristalización con muy pobre impregnación de aceite ligero. Trazas de lutita café oscuro y pedernal negro. Se observa pobre impregnación de aceite ligero en los intervalos: 2477 m a 2490 m y 2509 m a 2516m.

Observaciones: Registro de Hidrocarburos.

De 2491 m a 250 m, las lecturas de gas en el lodo y en las muestras se incrementaron, se observó impregnación de aceite. La formación se considera facturada y con presión.

De 2530 m a 2540 m, se observó saturación de aceite. La formación se considera facturada y con presión.

ND

Perforación:

Perfora de 2372 m hasta 2518 m, con lodo de 1.42 g/ cm³ a 1.45 g/ cm³. Baja corona para corte de Núcleo # 1, recuperando el 42.8%. Continúa perforando con lodo de 1.45 g/cm hasta 2557 m. No se reportan eventos de relevancia.

Núcleos

Núcleo # 1 de 2516 m a 2523 m.

Descripción litológica: Caliza gris claro, microcristalina a criptocristalina muy compacta, con fracturas y estiolitas selladas con arcilla y algunos nódulos de pedernal negro. Porosidad muy pobre de tipo secundario y una impregnación muy pobre a nula.

Observaciones de registros

ND

Edad estimada (Campo)

Cima de KSAN a 2193m, Tamaulipas Superior: 2431 m.

Unidad 13: 2560 m - 2605 m

Litología:

Intercalaciones de caliza crema a crema blanquizco, criptocristalina, compacta, trazas de caliza gris crema, misma textura y pedernal humo y ámbar. Caliza gris crema y gris ligeramente arcillosa, compacta, con abundante pedernal ámbar y negro. Caliza crema blanquizco-compacta, con trazas de pedernal blanco, translucido, algunas veces se observa silicificada con microfósiles, criptocristalina, con nódulos de pedernal lechoso y translucido.

Observaciones: Registro de Hidrocarburos.

ND

Perforación:

Perfora de 2557 m a 2604 m, con lodo de 1.45 g/ cm³. **No se reportan eventos de relevancia.**

Núcleos

ND

Observaciones de registros

ND

Edad estimada (Campo)

Cima de Tamaulipas Superior: 2292 m.

Unidad 14: 2605 m - 2670 m

Litología:

Alternancias de caliza café claro arcillosa, escasa caliza gris ligeramente arcillosa, compacta. A 2620 m, se observa abundante bentonita gris verde y gris claro. Caliza gris blanquizco con microfósiles, microcristalina, compacta, trazas de pedernal ámbar. Caliza gris ligeramente arcillosa, trazas de caliza café arcilloso.

Observaciones: Registro de Hidrocarburos.

De 2614 m a 2618 m y de 2621 m a 2624 m, las lecturas de gas en las muestras y el lodo se incrementaron, se observó el primer intervalo de saturación de aceite. Porosidad intercristalina, por las características de la manifestación se considera de baja permeabilidad y presión.

ND

Perforación:

Perfora de 2604 m hasta 2665 m, con lodo de 1.45 g/ cm³. Baja corona muestrera para corte de Núcleo #2, recuperando 75 %. No se reportan eventos de relevancia.

Núcleos

Núcleo # 2 de 2626 m a 2635 m.

Descripción litológica: Caliza café oscuro, arcillosa, compacta. Se estima porosidad de entre 2.7% a 7.1 % y una saturación de aceite de entre 53.5 % a 58.8%. Edad: Otates-Tamaulipas Inferior.

Observaciones de registros

ND

Edad estimada (Campo)

Cima de KSAN a 2193, Tamaulipas Superior: 2431 m, Tamaulipas Inferior: 2674 m.

Unidad 15: 2670 m- 2800 m

Litología:

Alternancias de caliza crema a crema blanquizco, criptocristalina, compacta, con fracturas y estructuras estiolíticas, selladas por aceite muerto. Trazas de pedernal blanco lechoso. En el intervalo 2688 m a 2690 m, se reporta: Calcarenitas constituida por escasos y aisladas oolitas tamaño grueso a medio de color gris, bien cementadas por material calcáreo de color gris blanquizco. Caliza crema blanquizco-criptocristalina, compacta con aislados microfósiles, trazas de pedernal negro lechoso. A partir de 2705 m se reporta bentonita verde caro a blanca. Caliza gris crema blanquizco-criptocristalina, compacta. Escasa caliza crema calcarenitas, constituida por aisladas oolitas alteradas, cementadas en material calcáreo.

Observaciones: Registro de Hidrocarburos.

De 2768 a 3000 m, se constituye por calizas gris oscuro, café y café oscuro, microcristalina en partes cretosa, con impregnación y manchas de aceite en fracturas. Se considera de interés por los incrementos de gas registrados tanto en las muestras como en el lodo, así como por la saturación de aceite ligero, observado en las muestras. Por las características de las manifestaciones, se considera permeable en porosidad de fracturas y de baja presión.

Perforación:

Perfora de 2669 m hasta 2801 m, con lodo de 1.45 g/ cm³ a 1.42 g/ cm³. Al perforar a 2730 m, observa quiebre en la Velocidad de perforación.

Núcleos

ND

Observaciones de registros

ND

Edad estimada (Campo)

Cima de KI Tamaulipas Inferior a 2664 m

Unidad 16: 2800 m- 2890 m

Litología:

Alternancias de caliza café, microcristalina, muy compacta con microfósiles, en partes con impregnación de aceite y recristalización en forma de bandeamiento con intercalaciones delgadas de bentonita verde claro. Caliza café claro, microcristalina con algunos fósiles recristalizadas. A partir de 2898 m se reporta caliza café claro a café oscuro, microcristalina parcialmente recristalizada, con pobre impregnación de aceite café.

Observaciones: Registro de Hidrocarburos.

Perforación:

Perfora de 2801 m hasta 2888 m con lodo de 1.42 g/ cm³ a 1.40 g/ cm³, hasta 2881 m, donde baja corona para corte de Núcleo # 3, de 2881 m a 2886 m, recuperando el 100 %.

Núcleos

Núcleo # 3 de 2881 m a 2886 m.

Descripción litológica: Caliza café microcristalina, ligeramente arcillosa, muy compacta, silicificada, poco fracturada, con fósiles recristalizados, en partes con impregnación de aceite y recristalización en bandas muy delgadas e intercalaciones de bentonita gris verde (5 a 10 cm) distribuida irregularmente en el núcleo. Se observa olor a gas al partir el núcleo. Hacia la parte superior se advierten 2 fracturas verticales selladas por calcita. El resto de las fracturas tienen dirección indeterminada y están bien selladas por material arcilloso. Se estima una porosidad muy pobre, tipo primaria a secundaria, impregnación pobre a muy pobre con aceite ligeramente viscoso, estratificación horizontal. Se estima porosidad de entre 2% a 17.4 % y una saturación de aceite de entre 7.1 % a 60.5 %. Edad: KTI Bentonitas.

Observaciones de registros

ND

Edad estimada (Campo)

Cima de KI Tamaulipas Inferior a 2674 m, KTI Bentonitas: 2824 m.

Unidad 17: 2890 m- 3020 m

Litología:

Alternancias de caliza café a café oscuro, microcristalina, parcialmente recristalizada, ligeramente arcillosa, con pobre impregnación de aceite café. Caliza café claro, microcristalina, compacta y caliza café claro, microcristalina compacta y caliza café oscuro, de igual textura, ligeramente arcillosa con muy pobre impregnación de aceite café. Caliza café oscuro microcristalina muy compacta, ligeramente arcillosa con pobre impregnación de aceite café.

Observaciones: Registro de Hidrocarburos.

ND

Perforación:

Perfora de 2901 m con lodo de 1.40 g/cm³, hasta 2937 m, donde baja Corona para corte de Núcleo # 4, recuperando al 100 %. Continúa perforando a 3028 m, con lodo de 1.40 g/ cm³ a 1.38 g/ cm³. **No se reportan eventos de relevancia.**

Núcleos

Núcleo # 4 de 2937 m a 2939 m.

Descripción litológica: Parte superior: Caliza café, microcristalina, compacta, con fracturas selladas con material arcilloso, presente una intercalación de 10 cm, de caliza negra, carbonosa en la parte superior del intervalo. Parte inferior: Caliza café, microcristalina, compacta con pequeños tramos con recristalización e impregnación de aceite en forma de bandas delgadas café oscuro, sumamente fracturada con huellas de aceite ligero en algunas fracturas (visible con fluoroscopia). El núcleo huele ligeramente a gas sulfhídrico. Se estima una porosidad regular a buena, secundaria, impregnación muy pobre, con aceite café ligero y estratificación delgada. Echado horizontal, Se estima porosidad de entre 5.2 % a 6.4 % y una saturación de aceite de entre 32 % a 48.2 %. Edad: KTI Bentonitas.

Observaciones de registros

ND

Edad estimada (Campo)

Cima de J Pimienta. 3043 m

Unidad 18: 3020 m – 3108 m

Litología

Caliza café microcristalino, arcillosa con pigmentos de color café oscuro, escasa lutita café de aspecto bandeado. Se observan algunos fósiles recristalizados.

Observaciones: Registro de Hidrocarburos.

Perforación:

Perfora de 3028 m a 3105 m, con lodo de 1.38 g/cm³. No se reportan eventos de relevancia.

Núcleos

Observaciones de registros

ND

Edad estimada (Campo)

Cima de J Pimienta. 3043 m

Unidad 19: 3108 m – 3550 m

Litología:

Caliza café oscuro microcristalina, arcillosa, compacta, ligeramente arenosa, parcialmente recristalizada y escasamente dolomitizada y caliza café claro arcillosa, moteada de blanco, por recristalización. Caliza café oscuro a negra, microcristalina, arcillo-arenosa, compacta, parcialmente recristalizada, con abundantes microfósiles (aparentemente radiolarios blancos por calcificación, escasamente dolomitizada y caliza café moteada de blanco por recristalización, arcillosa, con fracturillas rellenas de calcita. En el intervalo 3280 m a 3350 m, se reportan intercalaciones de lutitas y limolitas café oscuro, semicompactas, con muy escasa caliza del mismo color. Se reporta limolita café oscuro, pigmentada de banco por microfósiles recristalizados.

Observaciones: Registro de Hidrocarburos.

ND

Perforación:

Perfora de 3114 m a 3118 m con lodo de 1.39 g/ cm³ a 1.37 g/ cm³, baja corona para corte de núcleo # 5, recuperando al 100 %. Continúa perforando con lodo de 1.39 g/ cm³ a 1.38 g/ cm³ hasta 3379 m, donde baja corona par corte de núcleo # 6, recuperando al 100 %. Se observa ligero corte de lodo al perforar a 3376 m, cortando lodo de 1.38 g/ cm³ a 1.3 g/ cm³, circula y aumenta densidad a 1.42 g/ cm³.

Continúa perforando hasta 3550 m con lodo de 1.42 g/ cm³ a 1.45 g/ cm³. A 3524 m realiza corte de núcleo # 7, recuperando al 100 %. No se reportan eventos de relevancia.

Núcleos

Núcleo # 5 de 3114 m a 3118.5 m.

Descripción litológica: Caliza café a café oscuro, microcristalina arcillosa, en partes fino-arenosa, escasamente recristalizada y dolomitizada, poco fracturada, gradúa en partes a caliza café oscuro a negro arcillo-carbonosa, con restos calcificados de microfósiles. Se observa un delgado tramo de pedernal negro y huellas de aceite en algunas fracturas. Se estima una porosidad pobre, de tipo intercristalina y secundaria por fracturamiento, impregnación muy pobre de aceite café, estratificación gruesa, con un echado de 15 °. Escasos microfósiles, probablemente radiolarios. La muestra se observa escasamente fracturada con casi todas las fracturas muy cerradas y en posición más o menos vertical, se observan rellenas de calcita y las más grandes muestran huellas de deslizamiento con calcita carbonizada y milonita. Se estima porosidad de entre 1.4 % a 5.1 % y una saturación de aceite de entre 54 % a 92.6 %. Edad: JSK Taman.

Núcleo # 6 de 3375 m a 3379.5 m.

Descripción litológica: Caliza café oscuro a negra, microcristalina, arcillosa, moteada de blanco por recristalización, pobremente fracturada, muy compacta. Se observan una fractura vertical de 0.3 m, en la parte superior el núcleo con una separación de 5 mm aproximadamente entre los planos, totalmente sellada con calcita. El resto de núcleo presenta fracturillas irregulares selladas con calcita. Se estima una porosidad de grado pobre, primaria y secundaria, impregnación de grado nula, estratificación delgada y echado de 10° aproximadamente. Las muestras huelen ligeramente a gas. Se estima porosidad de entre 5.2 % a 6.4 % y una saturación de aceite de entre 32 % a 48.2 %. Edad: JSK Taman.

Núcleo # 7 de 3524 m a 3528.5 m.

Descripción litológica: Caliza café oscuro, criptocristalina, compacta, ligeramente arcillosa con aisladas fracturas casi verticales rellenas por calcita y material arcilloso negro, alternando con caliza negra arcillosa y capas delgadas de lutita negra carbonosa. Se observa porosidad de grado pobre a mala, de tipo secundaria y fracturas, impregnación en forma de trazas de aceite café oscuro a negro, estratificación solamente en las calizas negras arcillosas y lutita negra, echado de 10 1 15°. estima porosidad de entre 5.2 % a 6.4 % y una saturación de aceite de entre 32 % a 48.2 %. Edad: JSK Taman.

Observaciones de registros

ND

Edad estimada (Campo)

Cima J Taman 3134 m.

Unidad 20: 3550 m – 3758 m

Litología:

Alternancias de caliza negra arcillosa y lutita negra carbonosa

Observaciones: Registro de Hidrocarburos.

De 3522 m a 3528 m, y de 3653 m a 3656 m, se observan altas lecturas de gas, tanto en las muestras como en el lodo, los intervalos indicados presentan las mejores condiciones de saturación de hidrocarburos y porosidad. Debido a las características de la manifestación, se consideran fracturados y con presión.

Perforación:

Perfora de 3550 m con lodo de 1.46 g/ cm³. A 3563 m, circula tempo de atraso, por observar quiebre en la velocidad de perforación. Continúa perforando con lodo de 1.45 g/ cm³ hasta 3656 m, donde observa gasificación de fondo, y acondiciona densidad de lodo a 1.64 g/ cm³. Continúa observando fuerte gasificación y pérdida parcial de 10 m³, con lodo de 1.64 g/ cm³. Al sacar BNA, se observa perdida de 15 m³, se acondiciona lodo a 1.55 g/cm³, con obturante se bombea con pérdida de 10 m³. Al estar circulando observa aumento en la gasificación y cierra preventor y activación de desgasificador gas lodo. Volumen total perdido durante el día: 80 M3. Acondiciona densidad a 1.70 g/ cm³, observando pérdida parcial durante la operación. Saca BNA a superficie, observando pérdida parcial / influjo, cerrado preventor y circulando por desgasificador. Se coloca TxC, observando perdida de 36 M3 durante la operación. Baja TP para acondicionar lodo 1.70 g/ cm³, observando influjo. se arma sonda de RE y se registra desde 1100 m hasta 3656 m. Baja TR de 6 5/8", hasta 3611 m y cementa misma, durante la operación se realiza cementación remedial por perdida de cemento durante la operación. Rebaja cemento con BNA de 5 5/8" y al rebajar zapata, observa corte de lodo de 1.78 g/ cm³ a 0.9 g/ cm³, y acondiciona lodo a 1.80 g/ cm³. Continúa perforando con lodo de 1.80 g/ cm³ hasta 3760 m.

Núcleos:

Observaciones de registros (PEMEX)

ND

Edad estimada (Campo)

Cima J Tamán 3134 m. Cima J Santiago: 3548 m.

9.3.3 ELABORACIÓN DE SECCIÓN GEOLÓGICA

Para la elaboración de la sección geológica y la interpretación de la cabalgadura “Escobal”, se utilizó la interpretación realizada por parte de PEMEX (1998), mostrada en el trabajo de Saavedra (2010). En las figuras 9.9 y 9.10 se muestra la sección geológica y la sección sísmica utilizadas en este trabajo.

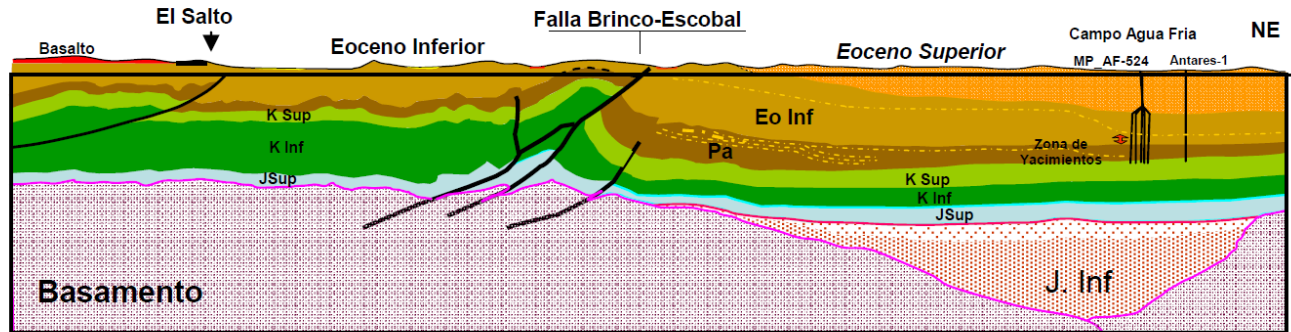


Figura 9.9 Sección geológica en donde se interpreta la falla “Brinco Escobal” (PEMEX ,1998).

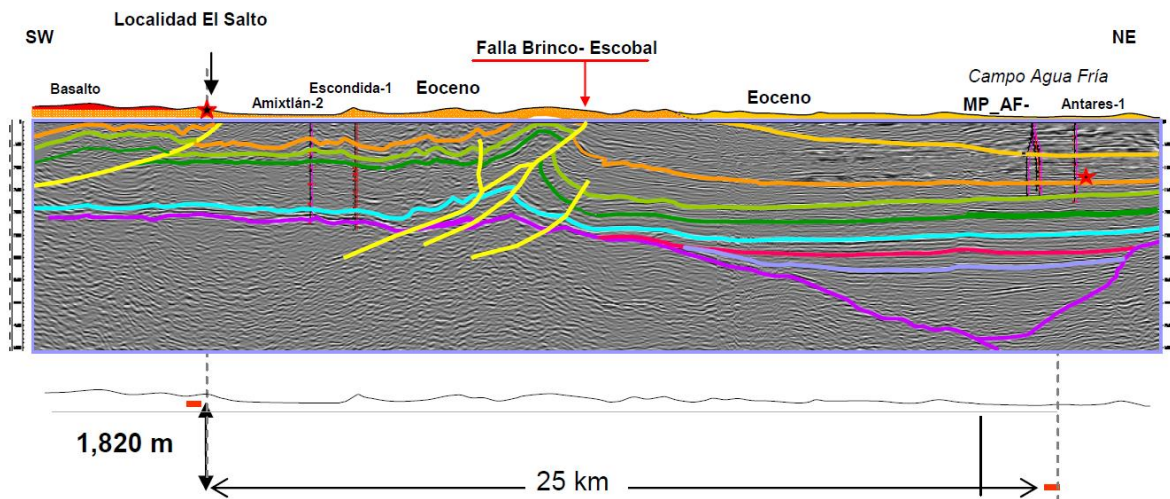


Figura 9.10 Sección sísmica en donde se interpreta la falla “Brinco Escobal” (PEMEX ,1998).

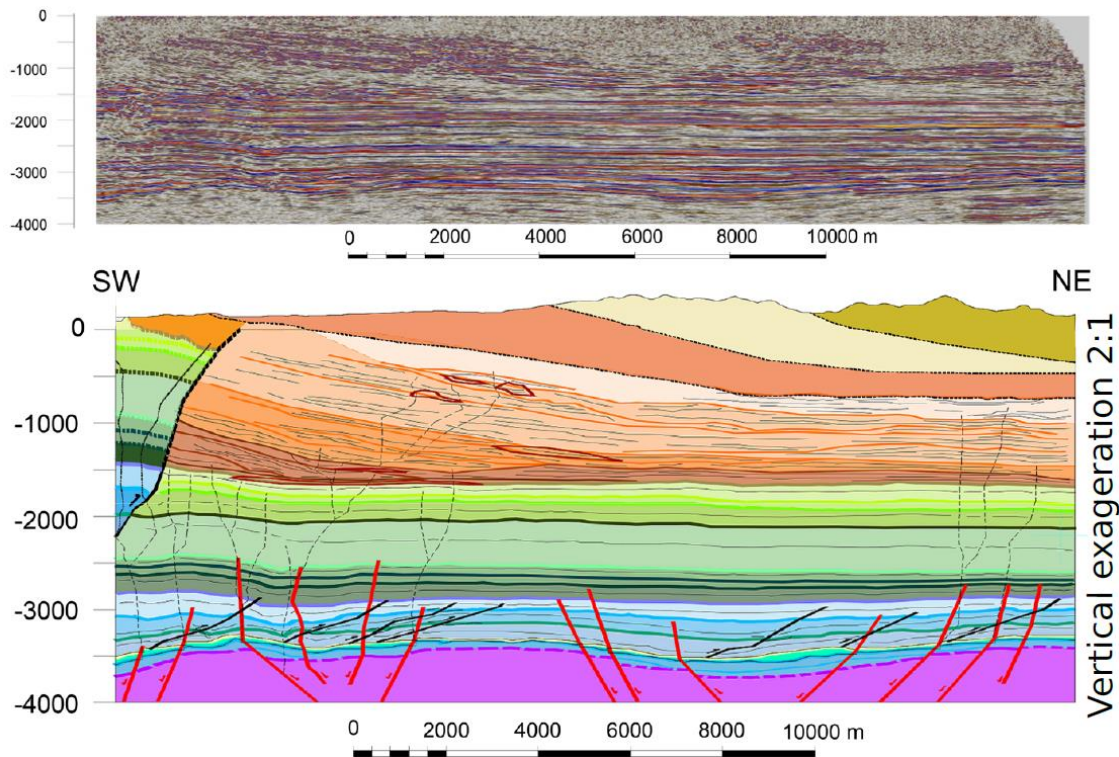


Figura 9.11 Sección sísmica e interpretación estructural en una sección paralela localizada al norte de la zona de estudio. Se puede apreciar la presencia de la cabalgadura Escobal y las fallas del basamento metamórfico. Esta interpretación se utilizó como referencia para la interpretación de la zona de foreland II. (Medina et al. 2019).

9.4 ETAPA DE INTERPRETACIÓN II

9.4.1 DESCRIPCIONES DE NÚCLEOS DE LOS POZOS CO-1, CO-101, P-1 Y T-1 Y DE MUESTRAS DE AFLORAMIENTOS

Pozo CO-1

Núcleo # 1 de 2419 m a 2423 m.

Descripción litológica: Parte sup. (1.5 m): Caliza café oscuro microcristalina compacta en partes recristalizada y arcillosa con esporádicas fracturas selladas por calcita, el núcleo en su totalidad presenta en forma estratificada, capas de bentonita verde oscuro de 0.5 a 10 cm de espesor.

Parte media: 10 cm: toba calcárea moteada de blanco semidura, 25 cm de caliza café oscuro microcristalina compacta poco arcillosa. 5 cm de toba calcárea gris oscuro moteada de blanco semidura. Parte inferior. 10 cm de caliza café oscuro microcristalina compacta poco arcillosa.

Núcleo # 2 de 2470 m a 2479 m; Pozo CO-1 Descripción litológica: parte superior: (3 m): Conglomerado constituido por clásticos de cuarzo, esquisto y otros elementos ígneos con pobre impregnación de aceite. Parte inferior (6m): Bentonita y lutita bentonítica verde caro con zonas pobremente impregnadas de aceite. Observaciones: El aceite que se aprecia es de tipo viscoso. Se estima porosidad regular de tipo primaria y secundaria, Impregnación pobre, Aceite café oscuro. Se tiene un rango de porosidades de entre 4.2 % a 17.1 %.



Figura 9.12 Núcleo # 2 de 2470 m a 2471 m, pozo CO-1.



Figura 9.13 Núcleo # 2 de 2471 m a 2472 m, pozo CO-1.

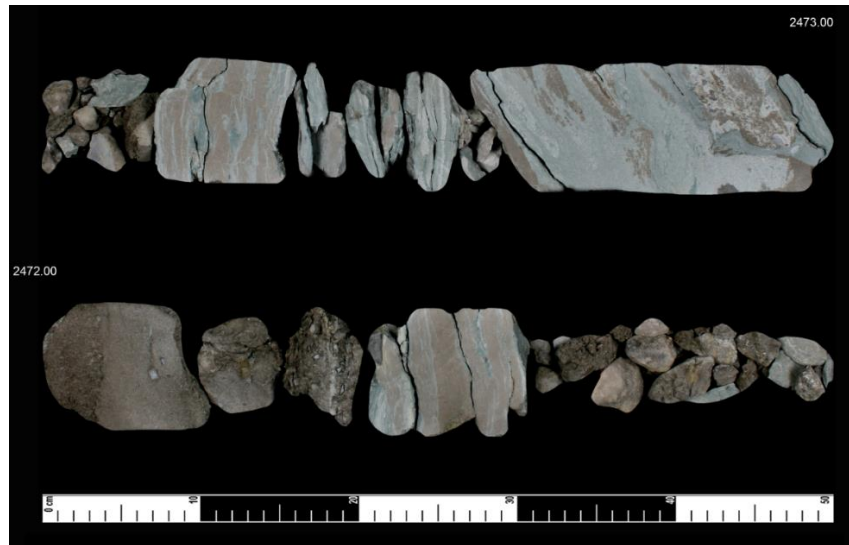


Figura 9.14 Núcleo # 2 de 2472 m a 2473 m, pozo CO-1.

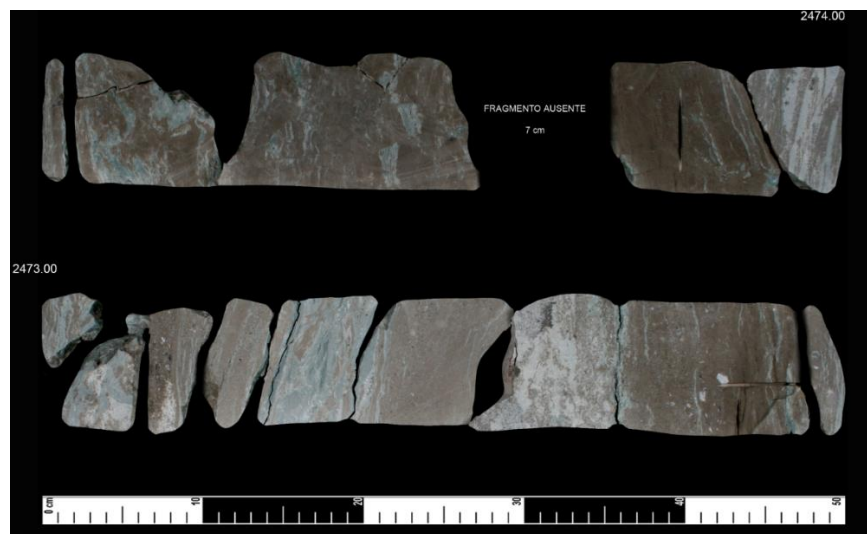


Figura 9.15 Núcleo # 2 de 2473 m a 2474 m, pozo CO-1.



Figura 9.16 Núcleo # 2 de 2473 m a 2474 m, pozo CO-1.

Núcleo # 3 de 2479 m a 2485 m; Pozo CO-1 Descripción litológica: Conglomerado constituido por clásticos de cuarzo blanco, crema, verdoso y esquistos verdes cementados en matriz areno-arcillosa, con capas de bentonita verde oscuro.; Porosidad: Regular, primaria y secundaria. Impregnación Pobre, aceite café oscuro. Se tiene un rango de porosidades de entre 1.1 % a 12.3 %.



Figura 9.17 Núcleo # 3 de 2479 m a 2480 m, pozo CO-1.

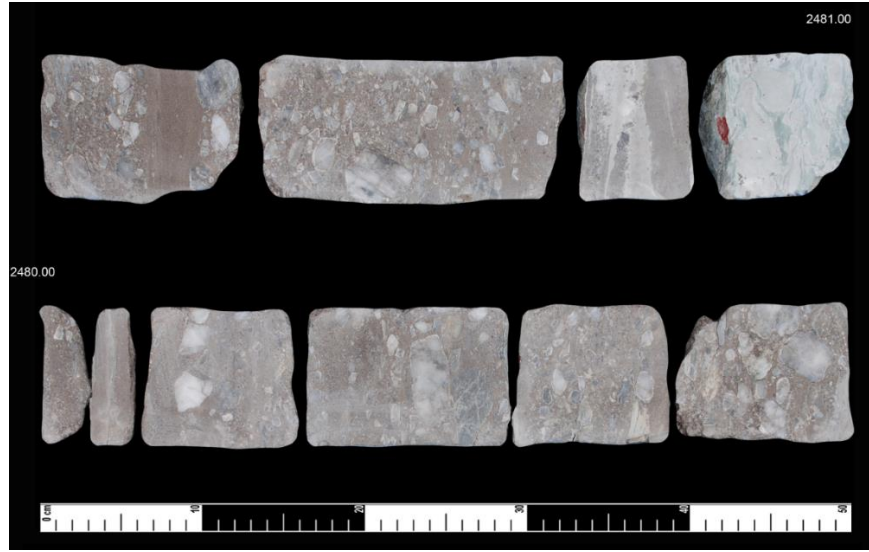


Figura 9.18 Núcleo # 3 de 2480 m a 2481 m, pozo CO-1.



Figura 9.19 Núcleo # 3 de 2482 m a 2483 m, pozo CO-1.

Núcleo # 4: Intervalo de 2605 m a 2614 m dentro de la unidad Cahuasas, se reporta la siguiente litología: Lutita bentonítica verde oscuro con intercalaciones de lutita y limolita café rojizo compacta, arenisca café oscuro, gris claro y gris verdoso de grano fino, medio y grueso; Porosidad: Muy pobre, tipo primaria. Impregnación Muy pobre a nula, aceite café oscuro (seco). En la parte superior se aprecia 1.20 m de arenisca café por impregnación de aceite residual. En las lutitas verdes se presentan restos de pequeños

fósiles de plantas. Se aprecian frecuentes bandeamientos oscuros en las lutitas. Las lutitas verdes tienen fractura conoidal. Se tiene un rango de porosidades de entre 4.5 % a 17.5 %.

Pozo CO-101.

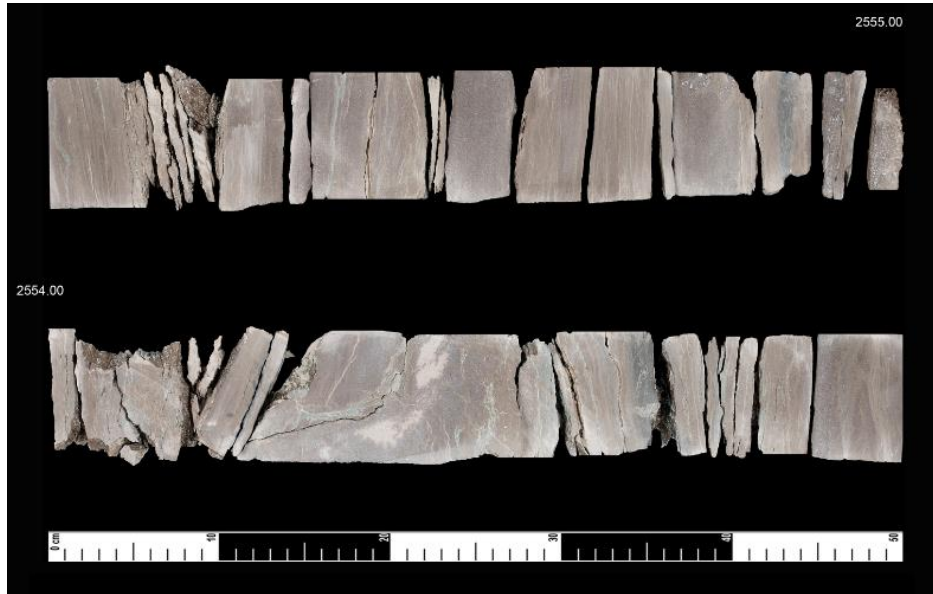


Figura 9.20 Núcleo # 1 de 2550 m a 2559 m, pozo CO-101.

Núcleo # 1 de 2550 m a 2559 m; Pozo CO-101 Descripción litológica: Arenisca gris claro, granos muy finos a fina, semi-angulares a semi-redondos, buena selección, calcárea, fracturada. Densidad - 2.66 g/ cm³; Porosidad: 13.9 %; Permeabilidad: 2.61 md; Permeabilidad Klinkenberg: 1.92 mD. Saturación de aceite: 24.1 %; Saturación de Agua: 14.9 %.



Figura 9.21 Núcleo # 2 de 2559 m a 2562 m pozo CO-101.

Núcleo # 2 de 2559 m a 2562 m; Pozo CO-101. Descripción litológica: Caliza gris clara, cristalina muy fina, weackestone /packstone, conglomerado, arenosa, buena porosidad intergranular, pirita en trazas, y presencia de fósiles. Densidad- 2.72 g/cm³; Porosidad: 9.2 %; Permeabilidad: 0.627 mD; Permeabilidad Klinkenberg: 0.405 mD. Saturación de aceite: 0 %; Saturación de Agua: 31.9 %.

Núcleo # 3 de 2565 m a 2570 m. Pozo CO-101

Descripción litológica: Arenisca de grano fino y medio, café por impregnación de aceite, regularmente cementada, constituida principalmente por granos de cuarzo blanco lechoso; Porosidad: Regular, intergranular. Impregnación Pobre, aceite café oscuro.

Núcleo # 4 de 2570 m a 2570.7 m. Pozo CO-101

Descripción litológica: Parte superior: 2570m-2570.4 m (0.4 m): Areniscas de grano fino a medio de color café por pobre a regular impregnación de aceite, con algunos desarrollos de arenisca conglomerática y conglomerado constituido principalmente por granos de cuarzo blanco-lechoso; regularmente cementada y poco deleznable en la parte inferior. Presenta intercalaciones de lutita bentonítica de color verde claro en donde se observa cristales de pirita y mica.; Porosidad: Regular a buena, tipo intergranular. Impregnación Pobre, aceite café oscuro poco viscoso.

Parte inferior: 2570.4 -2570.7 (0.3 m): Intercalaciones de arenisca y conglomerado constituido principalmente por cuarzo blanco lechoso, de color café y regularmente cementado, los 20 cm. Aproximadamente de la parte inferior, están constituidos por un conglomerado de sílice color café oscuro por impregnación de aceite, no muy compacto. Los primeros 20 cm de la parte inferior presentan fuerte olor a hidrocarburos. Porosidad: Regular a buena, tipo intergranular. Impregnación Pobre, aceite café oscuro poco viscoso.

Núcleo # 5 de 2570.7 m a 2571.4 m. Pozo CO-101

Descripción litológica: Intercalaciones de arenisca de grano grueso a conglomerática y conglomerado de color café por impregnación de aceite, constituido principalmente por cuarzo blanco lechoso compacto.; Porosidad: Regular a pobre, intergranular. Impregnación regular a pobre, aceite café oscuro. Echado de aproximadamente 35 grados.

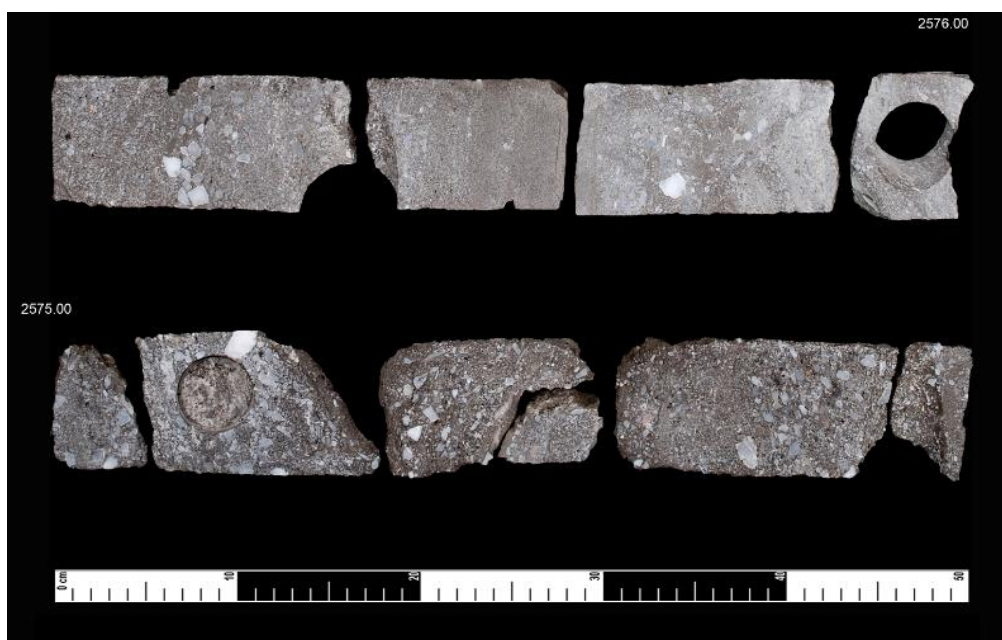


Figura 9.22 Núcleo # 6 de 2575 m a 2584 m pozo CO-101

Núcleo # 6 de 2575 m a 2584 m. Pozo CO-101 Descripción litológica: Arenisca gris claro, cristalina muy fina a gruesa, granos semiangulares a semiredondos, medio selección de granos, calcárea y bitumen. Densidad- 2.63-2.65 g/ cm³; Porosidad: 13.8 % -9.9 %; Permeabilidad: 16.5-0.84 md; Permeabilidad Klinkenberg: 13.3-0.568 mD. Saturación de aceite: 34.9 - 8.5 %; Saturación de Agua: 14.9 - 27.1 %. A 2577.28: Caliza gris claro, cristalina muy fina, weackestone, arenosa, conglomerado, arenosa, buena porosidad intergranular y presencia de fósiles. Densidad- 2.74 g/cm³; Porosidad: 5.5%; Permeabilidad:

0.096 md; Permeabilidad Klinkenberg: 0.044 md. Saturación de aceite: 0 %; Saturación de Agua: 37.2 %.

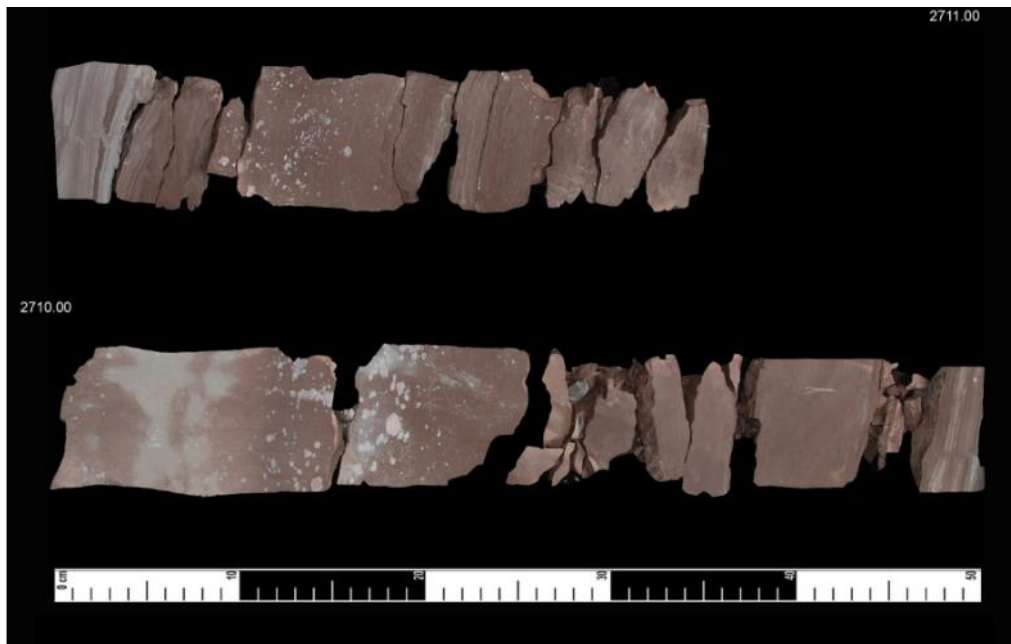


Figura 9.23. Núcleo # 7 de 2704 m a 2713 m del pozo CO-101

Núcleo # 7 de 2704 m a 2713 m. Pozo CO-101 Parte superior: de 2704 m a 2707.75 m (3.75 m). Lutita café rojizo, semicompacta, muy ligeramente calcárea y arenosa, en partes moteada de blanco por pequeños nódulos de anhidrita. De 2707 m 2708 m: (0.5 m) Intercalaciones de lutita gris verde, poco suave con lutita café rojizo, antes descrita. De 2708.25 m a 2710 .15 m (1.9 m): lutita café rojizo muy ligeramente arenosa y semicompacta, en partes moteada de blanco por pequeños nódulos de anhidrita, con una intercalación de +- 5cm en la parte media de lutita gris verde, poco suave. De 2710.15 m a 2710.65 m (0.5 m): Lutita gris verde, poco suave y calcárea, con pequeñas bandas (+- 1mm) de color café rojizo. Parte inferior: De 2710.65m a 2712 m (1.35 m): Lutita café rojizo a rojizo anteriormente descrita con pequeñas bandas en la parte inferior (de +- 5 mm) de lutita gris verde. Nota: En ocasiones la anhidrita se encuentra relleno de pequeñas fracturas. Porosidad: Regular a pobre, intergranular. Impregnación regular a Pobre, aceite café oscuro. Echado de aproximadamente 35 grados.

Información del análisis especializado de núcleos disponible para el Pozo CO-101.

En el pozo CO-101 se cuenta con un análisis especializado de núcleos cortados en los intervalos de: 2550 m a 2559 m y, 2559 m-2562 m y de 2575 m a 2584 m, correspondiendo a la unidad Cahuwasas. Se cuenta con los siguientes análisis de laboratorio:

- a) Porosidad y permeabilidad a condiciones de superficie y condiciones de pozo.
- b) Descripción petrográfica de láminas delgadas.
- c) Difracción DRX.
- d) Análisis SEM.
- e) Inclusiones Fluidas.

En este trabajo se analizaron 10 muestras con una composición en general de arenisca de grano muy fino a grueso (0.08 mm-0.7 mm) con selección pobre a moderada y contenido de arcilla deposicional disperso de entre 0 % a 13% con una porosidad de 5.5 % a 13.9 % y una permeabilidad de 0.044 a 13.9 mD. Se observa la presencia de componentes de fragmentos de rocas ígneas y metamórficas, así como fragmentos de rocas calcáreas y cuarzo mono cristalino. Los componentes más abundantes son cristales de plagioclasa y cuarzo policristalino a monocristalino. Se observa una buena cementación de los granos siendo los cementantes más abundantes, la dolomía, calcita, arcilla de revestimiento y de relleno de poro. Algunos cementantes adicionales incluyen cementante con ligero contenido de sílice, feldespato y pirita. (Interpretación por Davies y Associates Inc.).

A partir del análisis de difracción de rayos X, se identifica que el componente principal de la arcilla que intercala a las formaciones de areniscas consiste en minerales de illita e illita-esmectita. La illita-esmectita en estas areniscas contiene entre el 25% a 30% de horizontes de esmectita expansible. Los minerales de caolinita y clorita ocurren en pequeñas cantidades. El análisis de microscopio electrónico de barrido revela que la illita e illita-esmectita y la clorita, revisten las paredes de los poros mientras que la caolinita ocurre como agregados de arcilla poco atados a las paredes de los poros. La arcilla caolinita rellena el interior de los poros. (Interpretación por Davies y Associates Inc.).

Del análisis petrográfico se interpretaron 10 etapas del proceso diagenético, la cual parte de una depositación inicial de sedimentos con alta porosidad (40%) pasando por la precipitación de cementante calcáreo, migración inicial de hidrocarburos, compactación de los granos y reducción del espacio poral,

cementación parcial por disolución de minerales de arcilla, precipitación de minerales de pirita y migración de hidrocarburos. (Interpretación por Davies y Associates Inc.).

El sistema poral de estas muestras de areniscas incluye macroporos intergranulares (30 μm a 100 μm), pequeños volúmenes de por secundarios por disolución ($< 500 \mu\text{m}$ de diámetro) y microporos ($< 5 \mu\text{m}$ de diámetro) desarrollados dentro de los cementos arcillosos y de granos parcialmente disueltos. Se observa un proceso de disolución de los granos que han sido reemplazados por carbonato y cementos de relleno de poro, generando porosidad intragranular (porosidad asociada a la disolución o porosidad secundaria) e intergranular (porosidad primaria). (Interpretación por Davies y Associates Inc.).

De acuerdo con la interpretación petrográfica, las muestras comprendidas en el intervalo de 2552 m a 2559 m, se describen como una litología de arenisca clasificada como : Arenita lítica, con un diámetro de grano promedio de 0.08 mm a 0.28 mm, con selección pobre a moderada , redondez de grano de angular a sub-angular , empaquetamiento de granos cerrado a muy cerrado, granos detríticos compuestos por : Cuarzo, cuarzo policristalino, plagioclasa , fragmentos de carbonato, esquistos, lutitas , matriz detrítica compuesta por illita e illita esmectítica , minerales autogénicos de: cemento de calcita, cemento/reemplazo de dolomía y sobrecrecimiento de cuarzo. La porosidad se observa de tipo intergranular con presencia de macroporos a intragranular con presencia de microporos y meso poros. La textura se aprecia de tipo masiva y no se observan presencia de fracturas. La porosidad al helio medida en las muestras de 2555.34 m y de 2559.88 m, presenta valores de 13.9 % y 9.2% y la permeabilidad al aire presenta valores de 2.61 mD a 0.627 mD respectivamente. (Interpretación por Davies y Associates Inc.).

Las muestras comprendidas en el intervalo de 2575 m a 2577 m, describen una litología de areniscas clasificadas como Arcosa con un diámetro de grano de 0.09 mm a 0.7 mm, pobremente seleccionada y redondez de grano de angular a sub-angular, granos detríticos compuestos por: cuarzo, cuarzo policristalino, esquisto, minerales félsicos, fragmentos de carbonato , minerales plutónicos, plagioclasas y cuarcita. Matriz detrítica compuesta por illita e illita-esmectita y minerales antigénicos compuestos por: cemento/reemplazo de calcita, cemento/reemplazo de dolomía y pirita. Porosidad tipo intergranular con presencia de macroporos a intragranular con presencia de microporos y mesoporos. Textura masiva sin presencia de fracturas. La porosidad al helio medida en las muestras de 2575.33 m ,2575.77 m y 2577.28 m, presenta valores de 13.8 %, 9.9% y 5.55 y la permeabilidad al aire presenta valores de 16.5 mD, 0.84 mD y 0.096 mD respectivamente. En el anexo 8.5 se muestran las fotografías adicionales del reporte del análisis especializado de núcleos realizado por Davies y Associates Inc.

Pozo P-1

Núcleo # 2 de 3087 m a 3096 m.

Descripción litológica: Packstone café oscuro, con radiolarios calcificados, e intercalaciones de lutita gris oscuro a negro, calcárea, carbonosa y en partes bituminosa; laminas delgadas de lutita negra carbonosa y bituminosa. Lecturas de gas en el núcleo, parte superior: 240-200 Miliamperes, P. Inf. 120-100 Miliamperes. Se estima una porosidad efectiva muy pobre de tipo secundaria y primaria, con huellas de aceite café oscuro y negro viscoso, echado de 5 aproximadamente. Se percibe fuerte olor a gas sulfhídrico. Edad: J Pimienta, Tithoniano.

Núcleo # 3 de 3654 m a 3663 m.

Descripción litológica: Lutita gris oscuro, calcárea, carbonosa, ligeramente bituminosa. Porosidad efectiva nula, Impregnación de aceite nula, Estratificación masiva y abundantes fósiles de amonitas. Edad: J Santiago Oxfordiano.

Núcleo # 4 de 3870 m a 3878.5 m.

Descripción litológica: Limolita gris calcárea, lutítica, con fracturas rellenas de calcita Densidad- 2.70 g/ cm³ - 2.71 g/ cm³; Porosidad: 0.5 – 4.0 %; Permeabilidad: 0.002 -1.72 md; Permeabilidad Klinkenberg: <0.001 -1.28 md. Saturación de aceite: 0%; Saturación de Agua: 20.7-34.2 %.

Se tienen mediciones adicionales de porosidad (reporte final), arrojando los siguientes valores a las siguientes profundidades: 3870 m- 6.2%, 3871 m-4.9 %, 3872 m- 2.6%, 3873 m-2.7 %, 3874 m-6.5 %, 3875 m-3.5 %, 3876 m-3.8% , 3877 m-1.7%, 3878 m-7.3%, 3878.5 m-1.0 %

Núcleo # 5 de 4032 m a 4041 m.

Descripción litológica: lutita café rojizo en partes arenosa y micácea (biotita) e intercalaciones de arcosa, café rojizo, capas aisladas y muy delgadas de arenisca café rojizo de grano muy fino, cementada en materia silíceo y poco calcáreo. Se estima una porosidad efectiva muy pobre a nula de tipo primario, impregnación de aceite nula. Formación: En estudio.

Información del análisis especializado de núcleos disponible para el Pozo P-1

En el pozo P-1 cuenta con un análisis especializado de para las profundidades de: 3870 m a 3872 m, correspondiendo a la unidad Tepexic. La litología de las muestras corresponde a calizas tipo “mudstone”.

De acuerdo con la interpretación petrográfica, las muestras comprendidas en el intervalo de 3870 m a 3872 m se describen como una litología de caliza tipo “Mudstone” con selección pobre, y los granos aloquímicos se encuentran soportados por una matriz lodosa calcárea micrítica. Los granos aloquímicos están compuestos por fragmentos de peliépodos, foraminíferos y ostrocodos. Los granos detríticos se componen por fragmentos de cuarzo diseminados a través de la matriz micrítica. La porosidad dominante es la microporosidad intercrystalina desarrollada dentro de la matriz del lodo calcáreo recristalizada. La textura se aprecia de tipo masiva y se observan fracturas naturales con aperturas de 10 a 60 μm parcialmente rellenas de calcita y anhidrita. La porosidad al helio medida en las muestras de 3870.54 m y de 3870.78 m, presenta valores de 4 % y 0.5% y valores de permeabilidad al aire de 0.081 mD a 0.006 mD respectivamente. La porosidad al helio medida en las muestras de 3871.63 m y de 3872.73 m, presenta valores de 3.1 % y 1.7% y valores de permeabilidad al aire de 1.72 mD a 0.002 mD respectivamente. (Interpretación por Davies y Associates Inc.).

A partir del análisis de difracción de rayos X, se identifica que el componente principal de la arcilla consiste en minerales de illita e illita-esmectita. (Interpretación por Davies y Associates Inc.).

A partir del análisis SEM se observa que la roca contiene muy bajos porcentajes de arcilla asociada a la matriz lodoso-calcárea de la roca, siendo la illita el principal mineral de arcilla presente.

Del análisis petrográfico se interpretaron 7 etapas del proceso diagenético, la cual parte de una depositación inicial en condiciones de baja energía en donde el espacio Inter partícula fue relleno por lodo calcáreo, pasando a una micritización del lodo calcáreo y peloides en la interfase agua-sedimento, posteriormente un proceso de enterramiento y compactación, seguido por un proceso de diagénesis dentro de lentes de agua fresca subterránea generando una recristalización de la matriz de calcita a microsparita y creando microporosidad intercrystalina y finalmente un proceso de fracturamiento y sellado de fracturas por calcita, anhidrita y pirita. (Interpretación por Davies y Associates Inc.).

El sistema poral de estas muestras de areniscas está restringida a microporosidad (poros $<$ a 5 μm de diámetro) en donde los poros no están efectivamente conectados, dando resultado a una baja permeabilidad de la matriz. La porosidad efectiva está relacionada a la presencia de fracturas naturales. Las rocas son susceptibles al daño por contacto con ácido debido a una significativa cantidad de componente de calcio. (Interpretación por Davies y Associates Inc.)

Pozo T-1

Información de la descripción de campo de los núcleos del pozo T-1.

De acuerdo con la descripción del núcleo # 4 cortado en el intervalo de 2232 m a 2241 m dentro de la unidad Santiago, se reporta la siguiente litología: Parte superior (2232m-2237m): Roca ígnea gris claro, verdoso a gris verdoso, constituida principalmente por minerales gris oscuro a verde oscuro y trazas de pirita. Se aprecian algunas fracturas selladas por calcita. Parte media (2237 m a 2240 m): Lutita compacta gris oscuro a negra y café oscuro grisáceo, por piro metamorfismo, en partes laminar, de aspecto apizarrado, conteniendo algunas fracturas y relices planchados. Parte inferior: (2240 m a 2241 m): Roca ígnea gris claro verdoso, compacta, constituida principalmente por cuarzo y algunos minerales grises verdoso y verde oscuro.

El núcleo # 5 cortado en el intervalo 2398 m a 2407 m dentro de la unidad Cahuwasas, reporta la siguiente descripción: Parte superior (2.1 m) Arenisca café grisáceo de grano muy fino, que gradúa a medio hacia la parte inferior del intervalo; constituida por cristales, de los siguientes minerales: Cuarzo blanco lechoso, traslucido, naranja, glauconita y escasa biotita, perfectamente bien cementados por un material silíceo opaco que da a la roca brillo ceroso. Se puede advertir desarrollos y cristales aislados de dolomita, algunos de ellos pozo alterados en su forma. Cuerpo 2: (0.55 m): Arenisca café rojizo de grano muy fino, constituida por cristales de cuarzo blanco lechoso y gris humo y en menos proporción de botita, bien cementados por un material arcilloso en partes muy ligeramente calcáreo. El contacto entre estos dos cuerpos lo constituye una fractura sellada con cuarzo blanco lechoso, calcita y pirita con un echado de unos 45° aproximadamente. Se presentan además fracturas selladas por pirita, calcita y un material arcilloso gris verde. Cuerpo 3(4.45 m): Arenisca gris verde de constitución y características similares a la de la parte superior con fracturas irregulares, selladas con cuarzo blanco lechoso, calcita y dolomita y en ocasiones con un material arcilloso gris verde, con una intercalación de 1.2 m de una arenisca café rojizo descrita en el cuerpo No. 2. La intercalación de arenisca presenta fracturas irregulares selladas con calcita y dolomita

De esta descripción se tiene que dentro de Cahuwasas se observa una arenisca café rojizo de grano fino a muy fino, cuarcítica y compacta, cementada por un material arcilloso-calcáreo y una arenisca gris verde de constitución similar con presencia de fracturas selladas por cuarzo y en ocasiones por calcita y material arcilloso verde. Al revisar los registros DTCO y Gamma ray, se observa una correspondencia entre los incrementos del Gamma Ray en la presencia de las areniscas gris verdoso y una disminución de este en presencia de las areniscas café rojizo. El registro DTCO se muestra con valores muy similares, salvo en los intervalos en donde se observan disminuciones de hasta 55 $\mu s/ft.$, en los intervalos de la arenisca café rojizo.

El núcleo # 6 cortado en el intervalo 2454 m a 2462 m, cortado dentro de la unidad Cahuasas reporta la siguiente descripción: Parte superior (0.5 m): Intercalaciones irregulares de lutita café rojizo, ligeramente arenosa y café a café grisáceo, muy compacta, pigmentada de blanco, probablemente por caolinización de minerales, con algunas fracturas selladas por calcita. La alternancia de las lutitas da a la roca un aspecto bandeado.

Cuerpo 2(1.4 m): Arenisca café rojizo, de grano muy fino, constituida por cristales de cuarzo, translucido y gris humo, biotita y algunos cristales de cuarzo traslucido y gris humo, biotita y algunos cristales alterados, posiblemente por caolinización, bien cementados por un material arcilloso y ligeramente calcáreo.

El núcleo # 8 cortado en el intervalo 2531 m a 2535 m, cortado dentro de la unidad “CM Complejo Metamórfico” reporta la siguiente descripción: Parte superior (0.5 m): Arenisca café grisáceo, de grano fino a medio, constituida por granos de cuarzo blanco lechoso, naranja y traslucido, cristales irregulares de un mineral verde y muy escasa biotita, bien cementada por un material cristalino muy ligeramente calcáreo. Se presentan pequeñas fracturas irregulares, selladas por un material arcilloso, café rojizo, muy ligeramente calcáreo. Parte media (2.4 m): Conglomerado verde constituido por fragmentos de cuarzo blanco y lechoso y gris verdoso, bien cementado por un material silíceo cristalino, en el que se observan dispersos algunos cristales tabulares de biotita. Se presentan numerosas fracturas pequeñas, con desarrollos de calcita y otras selladas con mica roja, aumentando estas en número, hacia la parte inferior del intervalo. Parte inferior (1.2 m): Conglomerado gris verde, constituido por fragmentos de roca crema, en las cuales se advierten diversidad de cristales de minerales no determinados, algunos de ellos con muestras de alteración, bien cementados por un material crema que constituye la roca, el cual cambia en ocasiones en color verde a claro. Este intervalo se encuentra sumamente fracturado, sellando las fracturas cuarzo blanco lechoso, mica roja, calcita y en ocasiones los tres minerales en una misma fractura.

Se tienen mediciones de porosidad en muestras de núcleos de laboratorio a nivel de las unidades Santiago y Cahuasas, dando un rango de porosidades de 0% a 8.1 % en el intervalo de 2232 m a 2241 m en litologías de lutitas arenosas pertenecientes a la unidad Santiago. En el intervalo de 2398 m a 2406 m correspondiendo a intervalos de areniscas cuarcíticas de la unidad Cahuasas, se tienen valores de porosidad de 0 a 3%. En el intervalo de 2454 m a 2461m correspondiendo a intervalos de areniscas cuarcíticas de la unidad Cahuasas, se tienen valores de porosidad de 0 % y en el intervalo de 2532 m a 2535 m se tienen valores de porosidad de 1% a 3.1 % correspondiendo a litologías de areniscas cuarzosas. (Interpretación por PEMEX EP).