

PONTIFICIA UNIVERSIDAD CATÓLICA DEL PERÚ

FACULTAD DE CIENCIAS E INGENIERÍA



**Caracterización geológica de un yacimiento sobreexplotado
de hidrocarburos para determinar la capacidad de
almacenamiento de CO₂. Caso de estudio: Cuenca Talara -
Lote I.**

**TESIS PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL EN
INGENIERÍA GEOLÓGICA**

AUTOR

Aylas Zenteno Erick Paul

ASESOR

Dr. Ing. Ingol Blanco Eusebio Mercedes

Lima, noviembre del 2020

RESUMEN

El calentamiento global es un problema que afecta al sistema climático global. Este incremento de temperatura afecta a la naturaleza y la sociedad; sus efectos se ven reforzados por la emisión de gases de efecto invernadero, entre ellos el CO₂. Para mitigar sus consecuencias de este problema se vienen empleando diversas tecnologías; la que aborda el presente trabajo es el Almacenamiento Geológico de Carbono (AGC). La presente tesis estudia el Lote I (compuesta por 18 yacimientos) en la provincia de Talara, departamento de Piura al Noroeste del Perú, dentro de la Cuenca Talara; en donde se busca caracterizar geológicamente el Lote I para conocer su capacidad para el AGC. La información se basa principalmente en informes provistos por la empresa PERUPETRO S.A.; así como, literatura técnica sobre la zona de estudio (Instituto Geológico, Minero y Metalúrgico [INGEMMET], revistas científicas, tesis, entre otros). Actualmente la información para determinar la capacidad de almacenamiento de CO₂ no se encuentra sintetizada y sus propiedades geológicas e hidrogeológicas tampoco han sido evaluadas para este fin. La metodología se basa en un análisis cualitativo de las propiedades geológicas e hidrogeológicas del Lote I para almacenar CO₂ y un cálculo del volumen disponible para el AGC. En la zona de estudio las trampas geológicas que presentan una roca reservorio con la profundidad mínima (800 metros) para la inyección de CO₂ son dos pares de formaciones: i) Pariñas-Chacra, compuestas respectivamente por areniscas (roca reservorio) y lutitas con presencia de limolitas (roca sello) y ii) Mogollón-Palegredda, compuestas respectivamente por areniscas con conglomerados (roca reservorio) y lutitas (roca sello). Estas formaciones pertenecen al Eoceno inferior. Entre estas trampas geológicas, las formaciones Pariñas-Chacra cuentan con una roca reservorio con los principales parámetros adecuados para el AGC, debido a su porosidad (>18% de porosidad), permeabilidad (>100 miliDarcy, mD) y su capacidad de almacenamiento (>90 Mt, Mega toneladas). Por otro lado, la trampa Mogollón-Palegredda no es apta debido a que su roca reservorio presenta baja porosidad (<10%), baja permeabilidad (<1 mD) y poca capacidad de almacenamiento (<15 Mt). En el Lote I, el yacimiento con mejores características roca almacén para el AGC es Bellavista, en donde la formación Pariñas presenta una porosidad de 19.3%, permeabilidad de 930 mD y capacidad de almacenamiento de 98,667 Mt. Sin embargo, el análisis hidrogeológico se dio a partir de mapas con escala 1:2,000,000 del INGEMMET; lo que no permite identificar con certeza las propiedades hidrogeológicas de los yacimientos del Lote I. Por otro lado, su roca sello (formación Chacra) no cuenta con continuidad lateral uniforme, se ve afectada por fallas y fracturas, y no se conoce con precisión su permeabilidad y porosidad. No obstante, ha demostrado su efectividad como sello en los yacimientos que componen el lote I, al permitir que su roca reservorio (Fm. Pariñas) almacene hidrocarburos. Por lo tanto, son necesarios análisis de laboratorio para conocer las propiedades físicas de la roca sello y estudios a una escala menor para reconocer mejor la hidrogeología del Lote I.

Palabras Clave: Almacenamiento geológico de carbono - Inyección geológica de CO₂ - Cuenca Talara.

Agradecimientos

A CONCYTEC por haber apoyado y financiado de manera integral el desarrollo del proyecto 159-2017 FONDECYT, incluyendo la presente tesis.

A la Dra. Sandra Santa Cruz, por permitirme ser parte de este proyecto.

A Dr. Eusebio Ingol, por la asesoría y ánimos que me brindó durante el desarrollo de la tesis.

A la Dra. Silvia Rosas, quien me dio las pautas iniciales que me ayudaron a enfocar la tesis.

Al Dr. Patricio Valderrama, por su dedicación, orientación, experiencia y, sobre todo, por el impulso permanente que me brindó para el desenvolvimiento de la tesis.

Al Dr. Patrice Baby, por sus valiosos consejos y recomendaciones. Gracias por darse el tiempo.

Al Dr. Carlos Benavente, por sus detalladas observaciones que me permitieron consolidar la tesis.

A la Mg. Miluska Rosas, por sus enseñanzas y paciencia en los primeros pasos de la tesis.

A los ingenieros Victor Carlotto y Rafú Pomar por sus aportes en puntos clave de la tesis.

A PERUPETRO S.A., por haber brindado la información esencial para el cálculo de los resultados de la tesis.



Dedicatoria

A mi madre y padre, Angélica Clemencia Zenteno Aranda y Jorge Aylas Cárdenas, por su amor y apoyo incondicional.

A mis hermanos Ronald, Briner, Patty, Rody y Angela, por ser mis guías y mejores amigos.

Índice

	Pág.
1. Introducción	1
1.1. Contexto General.....	1
1.2. Problemática.....	6
1.3. Objetivos del trabajo	7
1.4. Hipótesis.....	8
1.5. Justificación.....	9
1.6. Antecedentes	10
1.7. Área de estudio.....	13
1.7.1. Ubicación y accesibilidad	13
1.7.2. Características fisiográficas:	15
2. Fundamento teórico	19
2.1. Almacenamiento Geológico de Carbono (AGC).....	19
2.1.1. Almacenamiento en yacimientos de gas y petróleo sobreexplotados	22
2.1.2. Almacenamiento en acuíferos salinos.....	23
2.1.3. Almacenamiento en estratos de carbón no minables	23
2.1.4. Ventajas, desventajas y desarrollo científico del almacenamiento geológico	24
2.2. Aplicación de almacenamiento geológico de CO ₂ en el mundo	25
2.3. Parámetros geológicos para el AGC	26
2.3.1. Propiedades del reservorio.....	27
2.3.2. Propiedades de la roca sello.....	28
2.4. Parámetros hidrogeológicos para la aplicación de CAC.....	29
3. Metodología	30
3.1. Recopilación de la bibliografía	30
3.2. Visita a instalaciones de PERUPETRO S.A. en el área de estudio	31
3.3. Parámetros geológicos y estimación de volumen de almacenamiento de CO ₂	31
3.4. Parámetros hidrogeológicos para el almacenamiento de CO ₂	33
4. Marco Geológico Regional	34
5. Geología del Lote I en la Cuenca Talara	40
5.1. Estratigrafía	40
5.1.1. Basamento - Paleozoico	40
5.1.2. Mesozoico - Cretácico	40
5.1.3. Cenozoico	41

5.1.3.1.	<i>Paleoceno</i>	42
5.1.3.2.	<i>Eoceno</i>	42
5.1.3.3.	<i>Periodo Cuaternario</i>	43
5.2.	Sedimentología.....	46
5.3.	Geología estructural	47
5.4.	Rocas reservorio y sello	52
6.	Descripción de las formaciones con potencial de AGC y Cálculo de Volumen de Almacenamiento	53
6.1.	Parámetros geológicos de la trampa geológica Pariñas-Chacra.....	53
6.1.1.	Roca reservorio - Pariñas	54
6.1.2.	Roca sello - Chacra	55
6.2.	Parámetros geológicos de la trampa geológica Mogollón-Palegreda	55
6.2.1.	Roca reservorio – Mogollón	56
6.2.2.	Roca sello – Palegreda.....	57
6.3.	Parámetros hidrogeológicos de las formaciones Pariñas y Mogollón.....	59
6.4.	Cálculo del volumen de almacenamiento CO ₂ en la Fm. Pariñas y la Fm. Mogollón...	61
7.	Resultados	67
7.1.	Trampa Pariñas-Chacra	67
7.2.	Trampa Mogollón-Palegreda.....	68
8.	Discusión.....	70
8.1.	Sobre el contexto regional del Lote I	70
8.2.	Sobre las rocas reservorio	70
8.3.	Sobre las rocas sello	72
8.4.	Sobre el cálculo de volumen de almacenamiento de CO ₂	72
9.	Conclusiones	74
9.1.	Conclusión general:.....	74
9.2.	Conclusiones específicas:.....	75
10.	Recomendaciones	76
11.	Bibliografía	78
Anexo.	83

Índice de figuras

Figura 1 Comparación entre los cambios en la temperatura de la superficie de la Tierra (línea roja) y la energía irradiada por el Sol (línea amarilla) medida en vatios (W) desde 18880 (NASA, 2020b). Las líneas más delgadas muestran los niveles anuales mientras que las más gruesas muestran las tendencias promedio de 11 años. Los promedios de once años se utilizan para reducir el ruido natural de un año a otro, para que las tendencias sean más obvias.	2
Figura 2 Concentración promedio global de Gases de Efecto Invernadero. En verde dióxido de carbono (CO ₂), en naranja metano (CH ₄) y en rojo óxido nitroso (NO ₂). Muestra información de testigos hielo (puntos) y mediciones directas (líneas). Las unidades de medida son "partes por millón" (ppm) y "partes por mil millones" (ppb). Modificado de Pachauri et al., 2014.	3
Figura 3 Gráfico de concentración de CO ₂ en ppm. Muestra la variación de CO ₂ desde hace 800 miles de años hasta el año 2020 (UCSD, 2020).	5
Figura 4 Mapa de ubicación del Lote I. Fuente: (PERUPETRO S.A., 2018)	14
Figura 5 El Lote I (área dentro de la línea celeste) y los 18 yacimientos que lo componen. Fuente: (PERUPETRO S.A., 2018)	15
Figura 6 Mapa geomorfológico del Lote I. Compuesto por Llanuras o planicies aluviales y Vertientes o piedemontes aluvio-torrencales (INGEMMET, 2020b).	17
Figura 7 Mapa de cobertura vegetal del Lote I. Las áreas fueron determinadas con el análisis de índice de vegetación a través de imágenes satelitales del Landsat 8. Fuente de mapa base: (USGS, 2020).	18
Figura 8 Variación de la densidad (kg/m ³) del CO ₂ según la profundidad. Los cubos representan el volumen relativo ocupado de CO ₂ . A partir de los 800 m, el volumen no cambia drásticamente. Modificado de Benson et al., 2005.	21
Figura 9 Opciones de almacenamiento geológico de CO ₂ . Modificado de Benson et al., 2005.	21
Figura 10 Mapa estructural Onshore-Offshore del Sistema de Antearco Noperuano, que muestra los Depocentros de Antearco (FD) de Tumbes, Talara y Laconnes, además, se indican los altos estructurales. Talara se ubica dentro del Depocentro de Antearco Talara (cuadro azul), pero se encuentra alejada de las secciones estructurales "A" y "B". Fuente: (Espurt et al., 2017).	35
Figura 11 Mapa de Cuencas en el Perú. En color verde se indican las cuencas en el Perú. En un recuadro rojo se señala la Cuenca Talara. (PERUPETRO S.A., 2014)	36
Figura 12 Ubicación de la Cuenca Talara. Se señala zona de estudio (punto rojo) y los límites de la cuenca (línea roja) Modificado de Higley, 2004.	37
Figura 13 Cuadro estratigráfico sintético y litológico desde el Cretácico hasta el Cenozoico del Sistema de Antearco Norperuano (SAN). En el centro se ubica el Depocentro de Antearco Talara. (Espurt et al., 2017)	38
Figura 14 Mapa Geológico Regional del Cuadrángulo de Talara a escala 1:100 000. Se indica en un recuadro rojo la zona de estudio. (INGEMMET, 1999)	39
Figura 15 Mapa Geológico del Lote I. Se indica época a la que pertenecen las formaciones que afloran en superficie. (INGEMMET, 2020a)	44
Figura 16 Columna estratigráfica compuesta del Lote I. Los rectángulos verdes indican los reservorios presentes en el Lote I. La potencia de las formaciones esta medida en metros. Modificada de PERUPETRO S.A., 2018.	45
Figura 17 Geología estructural del Lote I - Formación Pariñas. El sistema de fallas N-S es más joven que el sistema de fallas E-O. Tomado y modificada de PERUPETRO S.A., 2018.	49

Figura 18 Geología estructural del Lote I con respecto al tope de la Formación Mogollón. El sistema de fallas N-S es más joven que el sistema de fallas E-O. Tomado y modificada de PERUPETRO S.A., 2018.....	50
Figura 19 Sección estructural del Lote I con orientación Oeste-Este en base a 27 testigos de perforación. Se reconoce una estratigrafía sub-horizontal con buzamiento hacia el Oeste. Se indican las fallas (líneas azules) y las discordancias (líneas rojas). La escala vertical y horizontal es la misma. Tomado y modificado de Chipana, 2006.....	51
Figura 20 Las imágenes representan los tipos de trampas presentes en el Lote I, además se indican las respectivas formaciones. a. Trampa estructural; b. Trampa estratigráfica y c. Trampa mixta.	52
Figura 21 Zonas aptas para el almacenamiento de CO ₂ en la formación Pariñas según su profundidad. Las zonas en rosa se encuentran en un rango de profundidad entre 853m y 1463m. Asimismo, se indica la sección estructural A-A'. Tomado y modificado de PERUPETRO S.A., 2018.....	54
Figura 22 Zonas aptas para el almacenamiento de CO ₂ en la formación Mogollón según su profundidad. Las zonas en rosa se encuentran en un rango de profundidad entre 853m y 1463m. Asimismo se indica la sección estructural A-A'. Tomado y modificado de PERUPETRO S.A., 2018.....	56
Figura 23 Mapa de ubicación de las zonas con características favorables para el almacenamiento de CO ₂ . Con puntos verdes las zonas que se encuentran en la formación Pariñas y en cuadrados rojos, las que se encuentran en la formación Mogollón.....	58
Figura 24 Mapa hidrogeológico del Lote I. Se indica con puntos verde la ubicación de las zonas de almacenamiento en la formación Pariñas. Fuente: (INGEMMET, 2020c; PERUPETRO S.A., 2018)	60
Figura 25 Mapa hidrogeológico del Lote I. Se indica con puntos verde la ubicación de las zonas de almacenamiento en la formación Mogollón. Fuente: (INGEMMET, 2020c; PERUPETRO S.A., 2018)	61
Figura 26 Variación de la densidad del CO ₂ según la profundidad en cuencas sedimentarias. (Bachu, 2003).....	63

Índice de Tablas

Tabla 1 Se indican las ventajas, desventajas y desarrollo científico del almacenamiento geológico. (1 millón de toneladas = 1 Mt).....	24
Tabla 2 Proyectos de almacenamiento de CO ₂ en etapa de construcción (1 millón de toneladas = 1 Mt, EOR = Enhancement Oil Recovery – Recuperación mejorada de petróleo)	26
Tabla 3 Propiedades de la roca reservorio para el almacenamiento geológico de CO ₂	28
Tabla 4 Propiedades de la roca sello para el almacenamiento geológico de CO ₂	29
Tabla 5 Propiedades hidrogeológicas para el almacenamiento geológico de CO ₂	29
Tabla 6 Esquema metodológico de tesis.....	30
Tabla 7 Ambientes deposicionales de las principales formaciones sedimentarias presentes en el Lote I.....	47
Tabla 8 Parámetros geológicos de la formación Pariñas en los yacimientos Bellavista, Calzada y Verdún Alto. Modificado de (PERUPETRO S.A., 2018)	55
Tabla 9 Parámetros geológicos de la formación Mogollón en los yacimientos Manta, Milla 6, Pozo, Sección 16, Túnel y Verdún Alto. Modificado de (PERUPETRO S.A., 2018)	57

Tabla 10 Densidad del CO ₂ a condiciones del reservorio en la formación Pariñas. Debido a una mayor temperatura del gradiente geotérmico, la densidad en el reservorio es menor y por lo tanto un menor volumen de CO ₂ puede ser almacenado.	64
Tabla 11 Densidad del CO ₂ a condiciones del reservorio en la formación Mogollón. Mientras mayor es la profundidad del reservorio, mayor es la densidad del CO ₂ a condiciones del reservorio.	64
Tabla 12 Cálculo de la cantidad total de CO ₂ inyectable en la formación Pariñas. En el yacimiento Bellavista se aplicó la Ecuación 3, en el yacimiento Calzada se empleó la fórmula propuesta por Bachu (2007). Además, se indica la cantidad total de CO ₂ inyectable en los 3 posibles yacimientos.	65
Tabla 13 Cálculo de la cantidad de CO ₂ inyectable en la formación Mogollón según la fórmula propuesta por Bachu (2007). Además, se indica la cantidad total de CO ₂ inyectable en 4 yacimientos.	65
Tabla 14 Cálculo de la cantidad de CO ₂ inyectable en la formación Mogollón según la fórmula propuesta por Bachu (2007). Además, se indica la cantidad total de CO ₂ inyectable en 4 yacimientos.	65
Tabla 15 Cálculo de la cantidad de CO ₂ inyectable en la formación Mogollón según la fórmula propuesta por Bachu (2007). Además, se indica la cantidad total de CO ₂ inyectable en la formación a partir de los 12 yacimientos evaluados.	66
Tabla 16 Parámetros para el almacenamiento geológico de CO ₂ en la roca reservorio (formación Pariñas).....	67
Tabla 17 Parámetros para el almacenamiento geológico de CO ₂ en la roca sello (formación Chacra).....	68
Tabla 18 Parámetros favorables para el almacenamiento geológico de CO ₂ en la roca reservorio (formación Mogollón).	68
Tabla 19 Parámetros favorables para el almacenamiento geológico de CO ₂ en la roca sello (formación Palegrede).....	69

1. Introducción

1.1. Contexto General

Desde el año 1988, en la Conferencia de Toronto, se ha presentado un debate a nivel internacional sobre el Calentamiento Global (Bodansky, 2001; Bodansky et al., 2017). Este término, según la Agencia Espacial de Estados Unidos (NASA, por sus siglas en inglés), se define como el calentamiento a largo plazo del sistema climático observado desde el periodo preindustrial (NASA, 2020a). El eje del debate se centra en si este cambio de temperatura global tiene un origen antropogénico (Bodansky, 2001). Sin embargo, más allá de este debate, existe una necesidad de mitigar las consecuencias de este cambio de temperatura, pues se proyectan efectos negativos sobre la naturaleza y la sociedad (Feely et al., 2004; Masson-Delmotte et al., 2018; Sabine et al., 2004). A continuación, se introduce los conceptos principales sobre las causas, evidencias científicas y consecuencias del calentamiento global. Además, se indica cómo el Almacenamiento Geológico de Carbono sirve como medida de mitigación a los efectos negativos de este cambio de temperatura en el mundo (Benson et al., 2005).

Los factores más importantes del cambio cíclico de enfriamiento y calentamiento en la Tierra son tres principalmente: i) radiación solar, ii) interacción atmósfera-océano y iii) los gases de efecto invernadero (GEI) (Paterson, 2011). i) La radiación solar es la fuente fundamental de energía que rige nuestro sistema climático (NASA, 2020b). Este factor no muestra un incremento neto desde la década de 1950; sin embargo, en el mismo periodo la temperatura global ha aumentado notablemente (Figura 1) (NASA, 2020b). ii) La interacción atmósfera-océano, en donde estos elementos dan lugar a un intercambio de energía a través de calor (calor sensible), humedad (calor latente) e impulso (fuerza del viento) (Misra, 2014). Asimismo, además de energía también hay un intercambio de masa a través de agua fresca (precipitación, deshielo y evaporación)

y gases inertes solubles como el oxígeno (O_2), metano (CH_4), óxido nitroso (NO_2) y dióxido de carbono (CO_2) (Misra, 2014). Se ha identificado un desbalance en este factor por el incremento en la humedad atmosférica causado por la emisión humana de GEI (Santer et al., 2007). Además, el incremento de CO_2 lleva a la disminución de carbonato y un incremento del ion hidrogeno, lo que disminuye la capacidad del océano a asimilar el CO_2 (Sabine et al., 2004). iii) Los GEI son representados principalmente por el vapor de agua (H_2O), clorofluorocarbonos (CFC), CH_4 , NO_2 y CO_2 ; estos gases bloquean el calor de la atmósfera y no permiten que escape (National Oceanic and Atmospheric Administration [NOAA], 2020). Estos pueden presentar un origen natural (H_2O , CH_4 , NO_2 y CO_2), así como generado por las actividades humanas (CFC, CH_4 , NO_2 y CO_2) (NOAA, 2020).

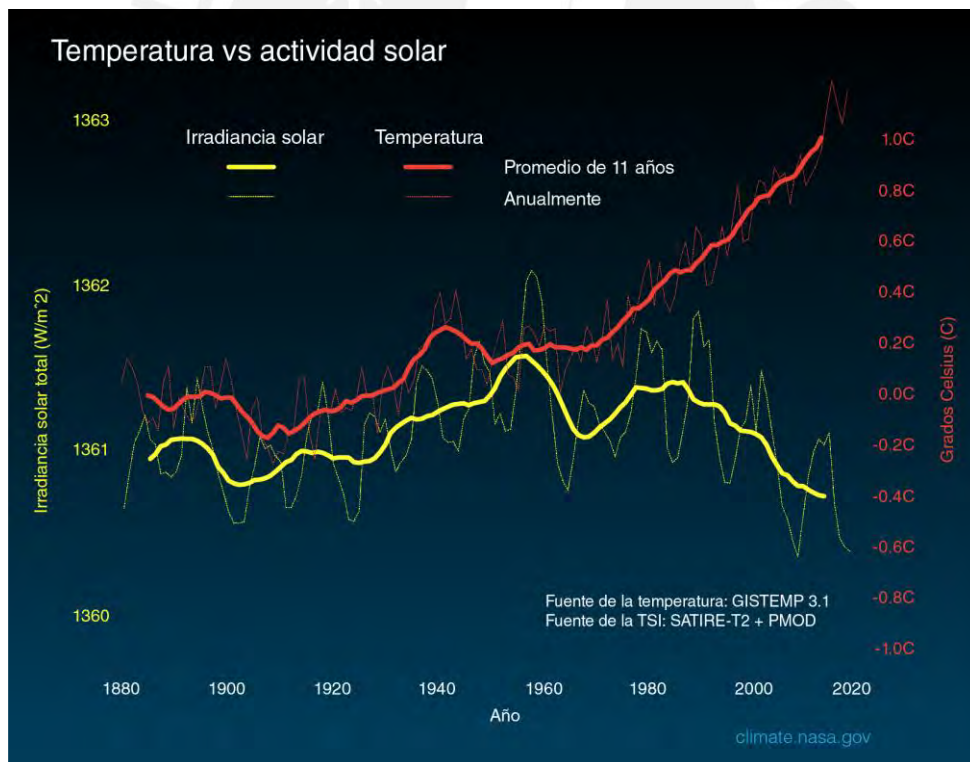


Figura 1 Comparación entre los cambios en la temperatura de la superficie de la Tierra (línea roja) y la energía irradiada por el Sol (línea amarilla) medida en vatios (W) desde 18880 (NASA, 2020b). Las líneas más delgadas muestran los niveles anuales mientras que las más gruesas muestran las tendencias promedio de 11 años. Los promedios de once años se utilizan para reducir el ruido natural de un año a otro, para que las tendencias sean más obvias.

El efecto invernadero es un proceso natural donde los GEI absorben y re-irradian la energía emitida por el Sol y calientan la superficie de la Tierra (Department of Agriculture, Water and Environment, 2020). Sin embargo, a partir del análisis de burbujas de gas atrapadas en testigos de hielo se determinó que los niveles actuales de CH_4 , NO_2 y CO_2 son más altos desde hace 650,000 años, periodo que considera las últimas 8 edades de hielo (Siegenthaler et al., 2005; Spahni et al., 2005). De la misma forma, el Panel Intergubernamental sobre el Cambio Climático (IPCC, por sus siglas en inglés) a través de testigos de hielo y mediciones directas de la atmósfera se registró el incremento de concentraciones de GEI desde la revolución industrial (Figura 2) (Pachauri et al., 2014).

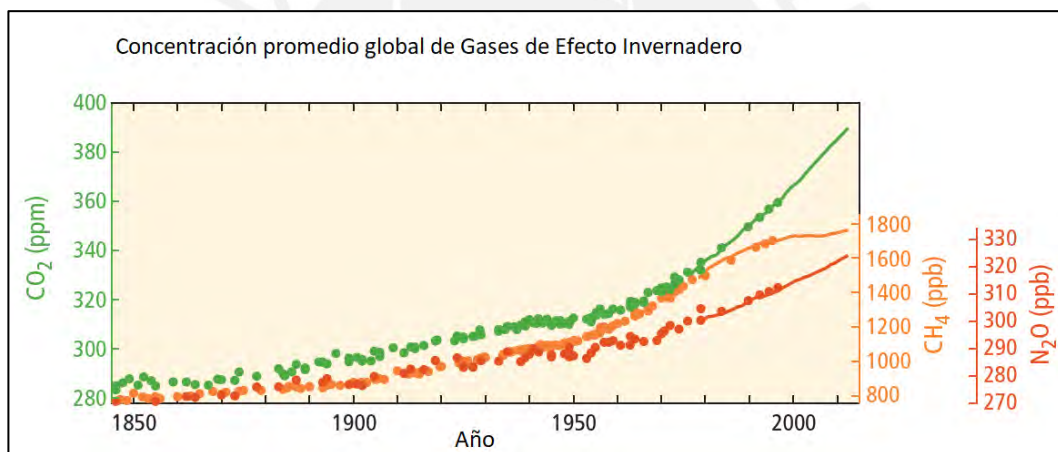


Figura 2 Concentración promedio global de Gases de Efecto Invernadero. En verde dióxido de carbono (CO_2), en naranja metano (CH_4) y en rojo óxido nítrico (NO_2). Muestra información de testigos hielo (puntos) y mediciones directas (líneas). Las unidades de medida son "partes por millón" (ppm) y "partes por mil millones" (ppb). Modificado de Pachauri et al., 2014.

El IPCC estableció al CO_2 como referencia para medir los efectos de los diferentes GEI según su Potencial de Calentamiento Global (GWP, por sus siglas en inglés), es decir su potencial para incrementar la temperatura de la Tierra (Climate Policy, 2019). La unidad de medida del GWP es la tonelada de CO_2 equivalente (tCO_2eq) y hace referencia a los impactos ambientales de una tonelada de algún GEI con respecto al impacto de una tonelada de CO_2 (Climate Policy, 2019). Esta conversión se obtiene al evaluar el GWP junto a la temperatura histórica (Tanaka et al., 2009). Se toma como

referencia al CO₂ pues su tiempo de vida supera los 100 años, que es la escala de tiempo para medir el GPW, y además es el gas que más ha incrementado su concentración desde la revolución industrial con respecto a los otros GEI (Hopkin, 2005; United States Environmental Protection Agency, 2020).

Las emisiones de CO₂ presenta orígenes naturales y antrópicas (International Energy Agency [IEA], 2009). El CO₂ se libera de forma natural principalmente a través de la actividad volcánica y de cuencas sedimentarias, que han capturado el gas durante su génesis, y se libera a través de fracturas desde el reservorio hasta la superficie (IEA, 2009). Las emisiones antropogénicas se dan de forma primaria como consecuencia de la combustión de combustibles fósiles para la producción de energía, pero también por el uso de suelo y la deforestación (Bachu & Adams, 2003; Sabine et al., 2004). Según el Servicio Geológico de los Estados Unidos (USGS, por sus siglas en inglés) las emisiones de CO₂ de los volcanes, tanto terrestres como submarinos, representan menos del 1% con respecto a las emisiones antropogénicas (USGS, 2015).

Las emisiones antropogénicas de CO₂, han generado que las concentraciones atmosféricas de este gas se hayan incrementado desde los niveles pre-industriales de 280 a 415 ppm, un cambio mayor al 48% (Hopkin, 2005; University of California San Diego [UCSD], 2020) (Figura 3). De manera directa, el incremento de las concentraciones de CO₂ afecta la salud pública, debido al deterioro de la calidad del aire (Patrick, et al., 2016). A una escala global, el incremento de CO₂ influye en el invernadero natural, lo que perturba el balance energético de la atmósfera de la Tierra y genera calentamiento en la superficie del planeta (Bachu & Adams, 2003).

Según el IPCC los efectos del calentamiento global al 2030 se verán reflejados en fenómenos atmosféricos más intensos (lluvias y sequias), incremento en el nivel del mar, alteración de los ecosistemas (principalmente el marino), entre otros. (Feely et al.,

2004; Masson-Delmotte et al., 2018). El incremento del nivel del mar, debido al cambio de equilibrio químico (aumento de CO₂) y aumento de temperatura, afectaría principalmente a ciudades costeras y a su vez puede provocar intrusión marina (intrusión de agua salada en agua dulce) al desplazar la interfaz entre el mar y los acuíferos costeros (Masson-Delmotte et al., 2018; Winguth et al., 2010). Por otro lado, debido al incremento de CO₂, disminuye la concentración de carbonatos en el mar y esto afecta principalmente a especies de hábitats planctónicos y bentónicos (corales de arrecife, moluscos y algas planctónicas) (Feely et al., 2004).

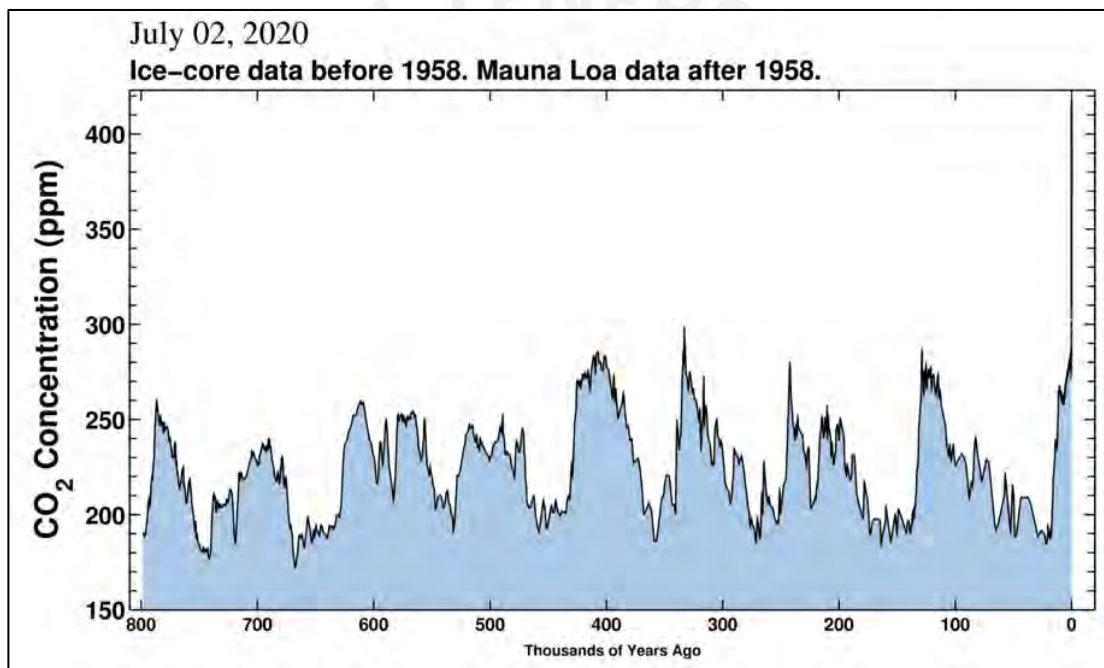


Figura 3 Gráfico de concentración de CO₂ en ppm. Muestra la variación de CO₂ desde hace 800 miles de años hasta el año 2020 (UCSD, 2020).

Una alternativa tecnológica que puede ayudar a mitigar el efecto del CO₂ retirando grandes cantidades de este gas de la atmósfera es la Captura y Almacenamiento Geológico de CO₂ (Hitchon et al., 1999). Esta técnica consiste en almacenar CO₂ a través de inyecciones del gas en estado supercrítico al subsuelo. Esta se puede aplicar en estratos de carbón no minables, acuíferos salinos o en yacimientos de gas y petróleo ya explotados (Han, 2008; Llamas & Cienfuegos, 2012). Comparativamente, los reservorios de yacimientos sobreexplotados de hidrocarburos y acuíferos salinos

profundos son los mejores emplazamientos para almacenar CO₂ a gran escala. Así mismo, la Agencia Internacional de Energía indica que esta tecnología tiene la capacidad de reducir en un 17% las emisiones globales de CO₂ al 2050 (Raza et al., 2019).

En el contexto peruano recientemente se viene desarrollando la primera experiencia sobre estudios de inyección geológica de CO₂. El proyecto se titula “Evaluación del potencial de desarrollo de proyectos de inyección geológica de CO₂ mediante opciones reales” (PUCP, 2018). Esta investigación, aplica una metodología de análisis multicriterio y señala a la Cuenca Talara como una zona adecuada para el almacenamiento de CO₂, en particular el Lote I (Carlotto, 2019).

La Cuenca Talara presenta un gran número de áreas de extracción de hidrocarburos, una de ellas es el Lote I (PERUPETRO S.A., 2018). Este lote se encuentra en la provincia de Talara, departamento de Piura al Noroeste del Perú, en donde se centrará el estudio. Asimismo, el lote presenta 93 pozos abandonados permanentemente, y hasta el año 2015 han producido 13 463 973 millones de barriles (Mbls) de petróleo, 18 670 199 millones de pies cúbicos de gas (Mmcf) y 1 105 051 Mbls de agua (PERUPETRO S.A., 2018). En el lote, la Formación Pariñas presenta 47 pozos abandonados permanentemente. En estos pozos se han producido 9 367 621 Mbls de petróleo, 6 743 122 Mmcf y 855 674 Mbls de agua (PERUPETRO S.A., 2018).

1.2. Problemática

En el Perú, el Ministerio del Ambiente (MINAM) indica que en el año 2012 el país emitió 180,5 millones tCO₂eq y en el 2018 aproximadamente 218.7 millones de tCO₂eq (MINAM, 2019). Se estima que 298.3 millones de t CO₂eq serán emitidas al final del año 2030 (MINAM, 2016). Debido a lo descrito, se desprende la necesidad de ejecutar medidas de mitigación que ayuden a reducir la cantidad de CO₂ presente

en la atmósfera. Además, una sola tecnología no puede proporcionar todas las reducciones de emisiones necesarias para lograr un escenario con menores efectos negativos posibles. Por lo tanto, es necesario el desarrollo de un portafolio de proyectos de carácter científico y tecnológico (Benson et al., 2005).

La información con respecto a las características geológicas del Lote I en la cuenca de Talara no se encuentra sintetizada, lo cual dificulta la caracterización geológica del lote con fines de almacenamiento geológicos de CO₂. Además, tanto la geología estructural como las propiedades geológicas e hidráulicas de las rocas reservorio y rocas sello, no han sido evaluadas con fines de almacenamiento de CO₂. Por lo tanto, existe una brecha de información respecto al potencial y volumen del yacimiento para fines de almacenamiento de CO₂. Así, en la presente investigación, se buscará responder a las siguientes preguntas de investigación:

Pregunta general:

- ¿Cuál es la caracterización geológica del yacimiento sobreexplotado de hidrocarburos del Lote I en la cuenca de Talara con fines de almacenamiento de CO₂?

Preguntas específicas:

- ¿Cuál es la información geológica e hidrogeológica disponible del yacimiento?
- ¿Cuál es el marco geológico-estructural del yacimiento?
- ¿Qué características geológicas presentan las rocas almacén y sello en el yacimiento, y cuál es el volumen disponible para almacenar CO₂?
- ¿Las rocas almacén y sello presentan propiedades hidráulicas e hidrogeológicas necesarias para almacenar CO₂?

1.3. Objetivos del trabajo

Objetivo general:

- Caracterizar geológicamente el yacimiento de hidrocarburos Lote 1 de la cuenca Talara para determinar su capacidad de almacenamiento de CO₂.

Objetivos específicos:

- Evaluar y analizar la información geológica e hidrogeológica disponible de Talara.
- Caracterizar geológicamente el yacimiento en base a información disponible.
- Determinar la geología estructural del yacimiento (fallas y fracturas) y su volumen de almacenamiento.
- Determinar las propiedades hidráulicas e hidrogeológicas para almacenar CO₂ (permeabilidad, compresibilidad, porosidad relativa, entre otros).

1.4. Hipótesis

Hipótesis general:

- El Lote 1 en la cuenca de Talara, cuenta con las características geológicas aptas para que se inyecte CO₂ en el subsuelo y que este permanezca almacenado efectivamente.

Hipótesis específicas:

- Con información sintetizada y ordenada de los yacimientos del Lote es posible caracterizarla geológicamente para fines de almacenamiento geológico de CO₂.
- Es posible caracterizar geológicamente el yacimiento, con fines de almacenamiento geológico de CO₂, en base a información recolectada.
- La geología estructural del yacimiento está compuesta de trampas estructurales y estratigráficas. Hay una predominancia del control estructural y una capacidad de almacenamiento adecuada para la inyección de CO₂.
- La roca almacén presenta una profundidad mayor a 800 m, una potencia adecuada, altos valores de permeabilidad y porosidad. Mientras que la roca sello

posee una continuidad lateral y potencia apta; además, valores muy bajos de porosidad y permeabilidad.

1.5. Justificación

El Perú, en el marco al Acuerdo de Paris firmado en el 2016 , está implementando nuevas políticas de mitigación al cambio climático a través de las Contribuciones Nacionalmente Determinadas (NDC, por sus siglas en inglés) (Grupo de Trabajo Multisectorial de naturaleza temporal encargado de generar información técnica para orientar la implementación de las Contribuciones Nacionalmente Determinadas [GTM-NDC], 2018; Vázquez-Rowe et al, 2019). En este acuerdo el país se comprometió a reducir en 20% la emisión de los GEI proyectados al año 2030 y un 10% adicional dependiendo del acceso a financiamiento internacional (GTM-NDC, 2018). Así mismo, según el Artículo 5 del acuerdo, se compromete a incrementar los depósitos de GEI emitidos (Naciones Unidas, 2015).

Debido al escenario descrito, se desprende la necesidad de ejecutar en el país medidas de mitigación, de carácter científico y tecnológico, que ayuden a reducir la concentración de CO₂ en la atmósfera. La tecnología abordada para el propósito señalado es el AGC a través de inyecciones de CO₂ en estado supercrítico en el subsuelo del yacimiento sobreexplotado de hidrocarburos del Lote I.

Esta tesis es parte de la segunda fase del Proyecto 159-2017 FONDECYT: Evaluación del Potencial de Desarrollo de Proyectos de Inyección Geológica de CO₂ en el Perú Mediante Opciones Reales. La presente tesis servirá como referencia para futuras investigaciones orientadas a la caracterización geológica de yacimientos agotados hidrocarburos con fines de almacenamiento geológico de CO₂. Además, tiene la intención de servir como herramienta de decisión para ayudar, a las autoridades de la zona, en la ejecución de posibles proyectos de mitigación al cambio climático. De no

contarse con un estudio de este tipo, el tiempo para la ejecución para un proyecto de mitigación de este tipo se dilataría o no se llegaría a considerar.

1.6. Antecedentes

Esta sección divide la información en tres grupos: i) El contexto para la aplicación de tecnologías que mitiguen la emisión de GEI, el cual está basado en el Acuerdo de París y los compromisos del Perú para cumplir con el acuerdo. ii) Teorías y técnicas para la aplicación del AGC como medida de mitigación, esta información se sustenta en estudios desarrollados por el IPCC y especialistas en la tecnología abordada. iii) Las investigaciones realizadas en el área de estudio; como la génesis, geología y volumen de hidrocarburos disponibles en la Cuenca Talara y el Lote I.

Primer grupo

El Acuerdo de París ha sido suscrito por 185 países y en este se reconoce la necesidad de una respuesta eficaz de adaptación al cambio climático en base al conocimiento científico. Con el fin de limitar el aumento de temperatura hasta los 1.5 °C con respecto a la época preindustrial, los países se han propuesto lograr que las emisiones de GEI alcancen su punto máximo en el periodo más corto posible. Este objetivo será alcanzado según las NDC. Estas son intervenciones planificadas para reducir las emisiones de GEI que han sido previstas para el año 2030 por cada Estado (GTM-NDC, 2018; Naciones Unidas, 2015).

El Perú, después de la ratificación del Acuerdo de París, creó el Grupo de Trabajo Multisectorial de naturaleza encargado de generar información técnica para orientar la implementación de las NDC (GTM-NDC, 2018). A través de este grupo se inicia la elaboración e implementación de las NDC, las cuales deben ser actualizadas cada cinco años. En cada actualización las contribuciones se incrementan a través del

fortalecimiento de la información técnica disponible, involucrando más sectores de la sociedad e implementando nuevas iniciativas (GTM-NDC, 2018).

Segundo grupo

El IPCC realizó un informe especial sobre la Captura y Almacenamiento de Carbón en el año 2005. Indica que el almacenamiento de CO₂ en yacimientos sobreexplotados de hidrocarburos usa muchas de las mismas tecnologías que han sido desarrolladas por la industria del petróleo y el gas. Además, ha probado que son económicamente factibles bajo condiciones específicas. Las tecnologías empleadas por la industria mencionada son: la perforación de pozos petroleros, inyección de CO₂, simulaciones por computadora y métodos de monitoreo de rocas reservorio. Actualmente, estas tecnologías están siendo desarrolladas para utilizarlas en el diseño y operación de proyectos de almacenamiento geológico (Benson et al., 2005).

En el año 2016 el Instituto Mundial de Captura y Almacenamiento de Carbono realizó un reporte sobre el status del AGC en el mundo. El instituto identificó 38 proyectos a gran escala de AGC alrededor del mundo en la etapa operación, en construcción o en diversas fases de la planificación de desarrollo (Global CCS Institute, 2016).

La investigación de Pérez-Estaún, Gómez, & Carrera (2009) indica que los principales estudios necesarios para la caracterización del macizo rocoso sobre las formaciones almacén y sello son los siguientes: i) los ensayos de hidráulica en las rocas almacén y sello para establecer su permeabilidad, la dirección que sigue del flujo subterráneo y la conectividad hidráulica entre las formaciones, ii) mapas detallados de las formaciones geológicas involucradas, identificando los límites estructurales de las trampas para el CO₂ y las vías potenciales de escape, iii) estudios petrofísicos en laboratorio de las formaciones: porosidad, petrografía, mineralogía y ensayos de resistencia, iv) a estos

ensayos y estudios se suman sondeos para obtener testigos y registros geológicos de las formaciones.

Ronald Surdam (2013) en su libro “*Geological CO₂ Storage Characterization*” señala los pasos seguidos por el *Carbon Manage Institute* y el Programa de CAC en Wyoming para identificar un reservorio de escala industrial para el almacenamiento de CO₂ (capacidad de captura mayor a 1Mt/año). Describe el proyecto desde la etapa de inventario de potenciales reservorios de CO₂ en Wyoming desde la mínima información regional, hasta la completa caracterización de *Uplift Rock Springs*. De esta forma logró certificar el área como reservorio de almacenamiento de CO₂ a escala industrial.

Llamas & Cienfuegos (2012) redactaron un artículo donde describen una metodología para seleccionar las áreas o estructuras idóneas para almacenamiento de CO₂ basados en un algoritmo multicriterio. Consideraron aspectos socioeconómicos y técnicos entre los parámetros evaluados, estos últimos permiten definir las características idóneas de las rocas reservorio y sello. Con la aplicación del análisis multicriterio, se logra disminuir el inherente riesgo en la exploración geológica para lograr escoger un área de almacenamiento exitosamente.

Bachu y sus colaboradores (2007) plantean una metodología para la estimación de capacidad de almacenamiento de CO₂ en formaciones geológicas. Los autores indican que en yacimientos sobreexplotados de hidrocarburos es el caso más sencillo. Esto se debe a que la estimación se basa en los recursos y reservas de los yacimientos, y las propiedades del reservorio. Además, en este tipo de industria la caracterización del reservorio es bastante detallada y la información es amplia.

Tercer grupo

Higley (2004) realizó una investigación en la provincia de la cuenca de Talara en los sistemas petroleros entre los periodos Cretácico y Terciario. Su objetivo fue evaluar la

cantidad de petróleo, gas y gas natural líquido que tenían potencial para ser añadidas como reservas en los próximos 30 años. Con este objetivo, se caracterizó geológicamente la cuenca de Talara, la ocurrencia de petróleo y se describen propiedades de las rocas reservorio y sello de la zona.

Carlotto (2019) en su disertación de tesis realiza un análisis multicriterio para identificar proyectos con potencial capacidad de inyección geológica. Su trabajo consistió en un análisis técnico, social y ambiental. Concluyó que el Lote 1 es una de las mejores zonas que cuenta con características propicias para el AGC. Así mismo, dentro de este lote, las formaciones Pariñas y Mogollón son los reservorios que cumplen con condiciones favorables para almacenar CO₂.

La tesis desarrollada por Chipana (2006), sobre la formación Pariñas en la “Sección 16” del Lote I, busco determinar las reservas remanentes del yacimiento y recomendar trabajos que permitan la extracción de dichas reservas. El estudio recopiló información sobre el marco geológico regional de la Cuenca Talara, describiendo la estratigrafía, geología estructural y el sistema petrolero de la zona.

1.7. Área de estudio

La información de ubicación y accesibilidad al área de estudio fue provista por la empresa PERUPETRO S.A. en el documento titulado “Informe Técnico de Evaluación. Recuperación Máxima Eficiente – MER. Lote I” (Anexo A) (PERUPETRO S.A., 2018). Sobre la geomorfología, clima y vegetación, la información fue obtenida del Servicio Nacional de Meteorología e Hidrología del Perú (SENAMHI), el MINAM, el INGEMMET y el Resumen Ejecutivo de Estudio de Impacto Ambiental para el proyecto de la Central Eólica Talara.

1.7.1. Ubicación y accesibilidad

El Lote I se halla ubicado en la región noroeste del Perú, en el departamento de Piura en la provincia de la Talara, en la zona continental de la Cuenca petrolífera de Talara y abarca un total de 69.43 km² (Figura 4). Se ubica alrededor de 116.5 km de distancia de la ciudad de Piura y el principal acceso por vía terrestre es la Carretera Auxiliar Panamericana. El lote está compuesto por 18 yacimientos (Figura 5). Así mismo, comprende la Ciudad de Talara en toda su extensión urbana, infraestructuras industriales, civiles y militares (refinería, puertos, aeropuertos, bases aéreas, entre otros).

El Lote I limita hacia el Norte con el Lote VI operado por la empresa Sapet, por el Este con el Lote IV en contrato con InterOil, por el Sur con el Lote VII también bajo tutela de Sapet y por el Oeste con el Lote Z-2B sobre la plataforma continental, bajo contrato de operaciones con la empresa Savia. En las instalaciones del Lote I existen vías que posibilitan el acceso al área de estudio.

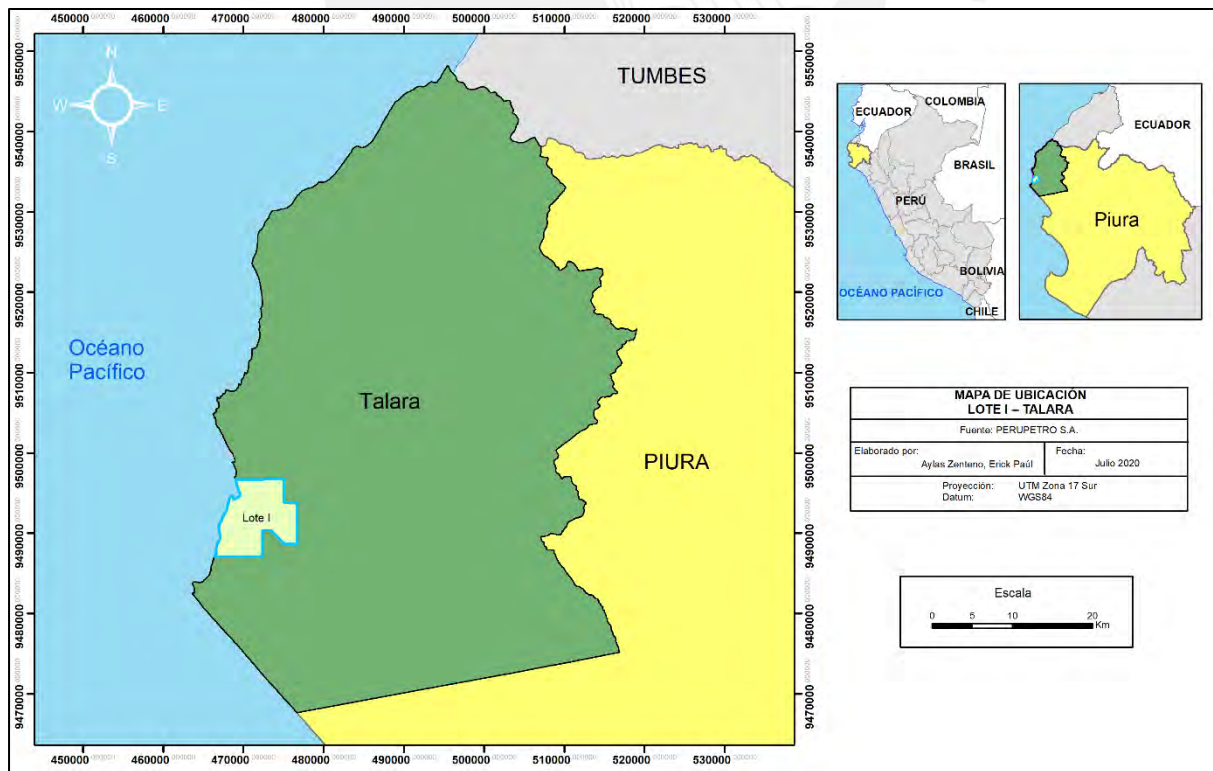


Figura 4 Mapa de ubicación del Lote I. Fuente: (PERUPETRO S.A., 2018)

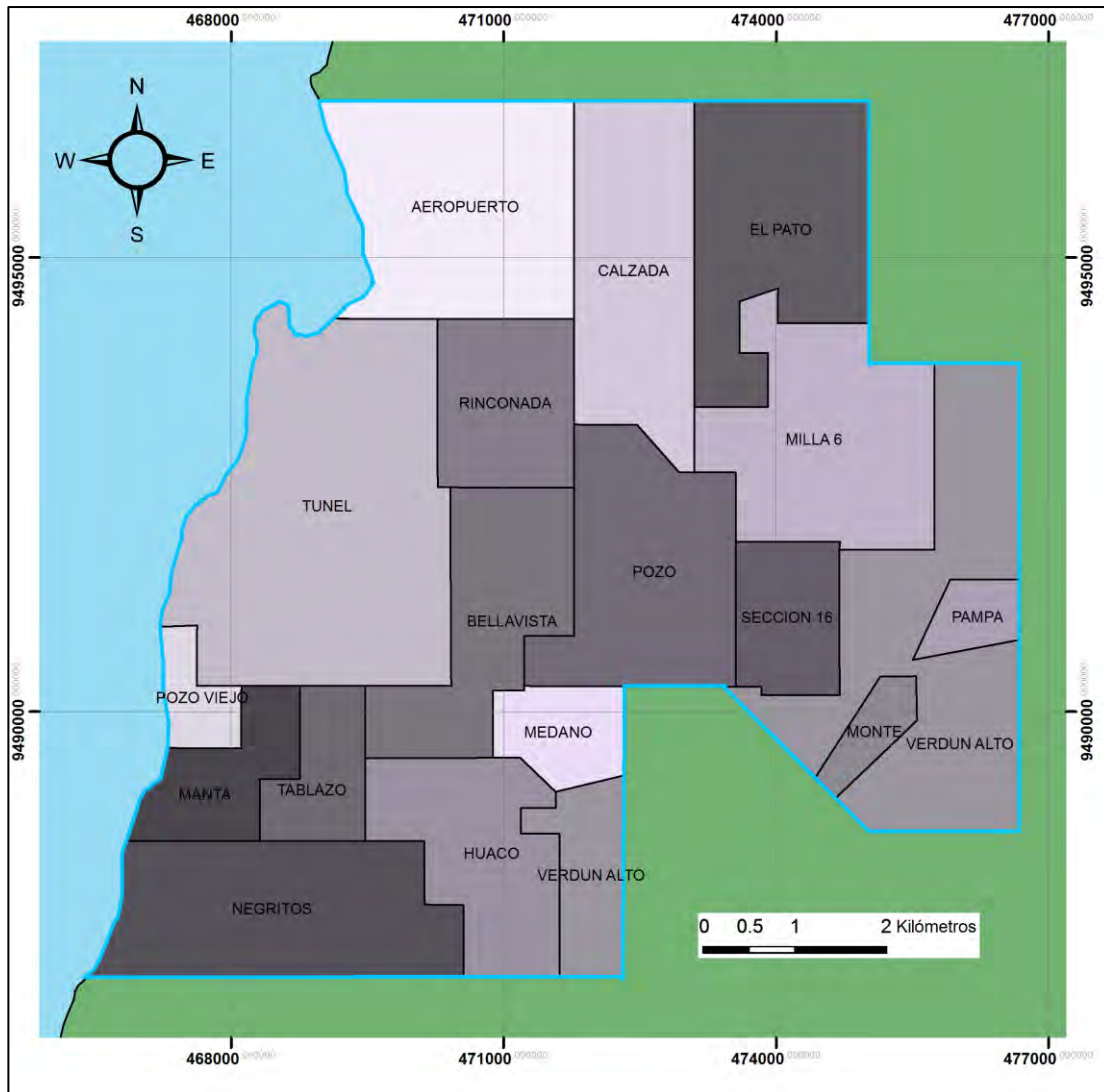


Figura 5 El Lote I (área dentro de la línea celeste) y los 18 yacimientos que lo componen. Fuente: (PERUPETRO S.A., 2018)

1.7.2. Características fisiográficas:

Geomorfología

La geomorfología del lote I esta compuesta principalmente por 2 elementos: i) Vertientes o piedemontes aluvio-torrenciales, que son depósitos de flujo de detritos (bloques y bolos) en matriz limo-arenosa, que son transportadas por las quebradas y depositadas en forma de cono (INGEMMET, 2020b). ii) Llanuras o planicies aluviales, son terrenos planes que se ubican sobre el cauce y llanura de inundación. Están asociados a procesos de erosión fluvial en las márgenes del rio y son áreas susceptibles a inundaciones (Figura 6) (INGEMMET, 2020b). Además, la topografía del área de

estudio está predominada por el Tablazo de Talara (Cuaternario), que es una extensa planicie desértica elevada. Este paisaje es resultado de procesos tectónicos y erosivos a lo largo del tiempo que lo han llevado a su estado actual (PERUPETRO S.A., 2018).

Vegetación

La vegetación en el Lote I está conformada por Bosques Secos tipo piedemonte y sabana, mayormente cubiertos de algarrobos, guarangos y sapotes (MINAM, 2015). Existen cinco unidades de vegetación naturales, la cual representa 6.5 % del área de estudio (Figura 7), y dos zonas con intervención humana: matorral desértico denso con espinas, matorral desértico ralo, vegetación suculenta halófito, vegetación seca de tiquilia, zona desértica, zona cultivada y zona intervenida.

Clima

La Provincia de Talara es una zona muy seca, debido a su cercanía con la línea ecuatorial. La temperatura mínima es 17 °C, la máxima 34 °C y la media 25 °C. El volumen de precipitaciones depende de la estación, con presencia de muy ligeras lluvias en verano entre 42 y 65.5 mm/mes y ausentes el resto del año (SENAMHI, 2019). Durante el Fenómeno El Niño, las lluvias son más intensas y circunstancialmente se presentan acompañadas de tormentas eléctricas (Pacific Pir S.A., 2010).

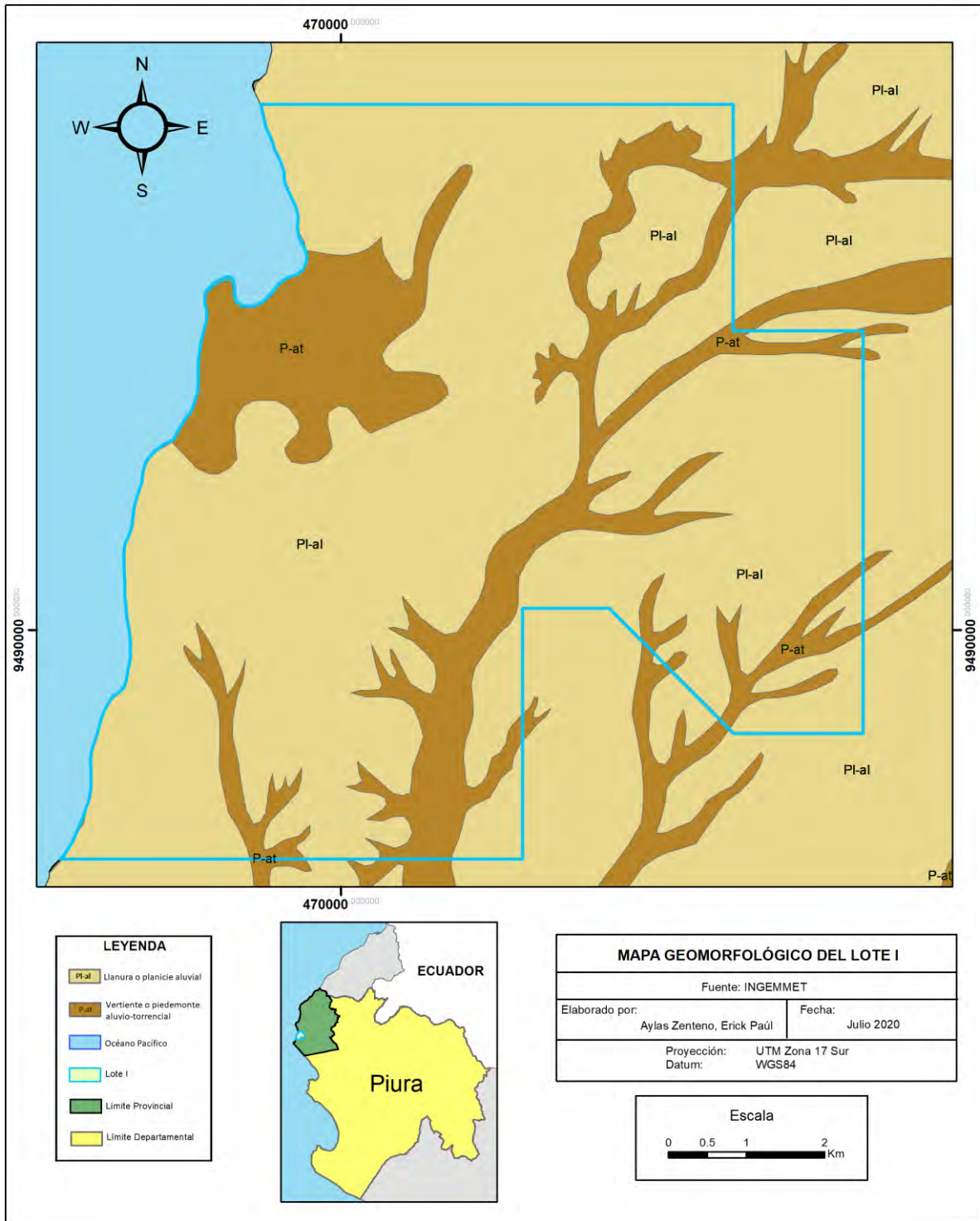


Figura 6 Mapa geomorfológico del Lote I. Compuesto por Llanuras o planicies aluviales y Vertientes o piedemontes aluvio-torrenciales (INGEMMET, 2020b).

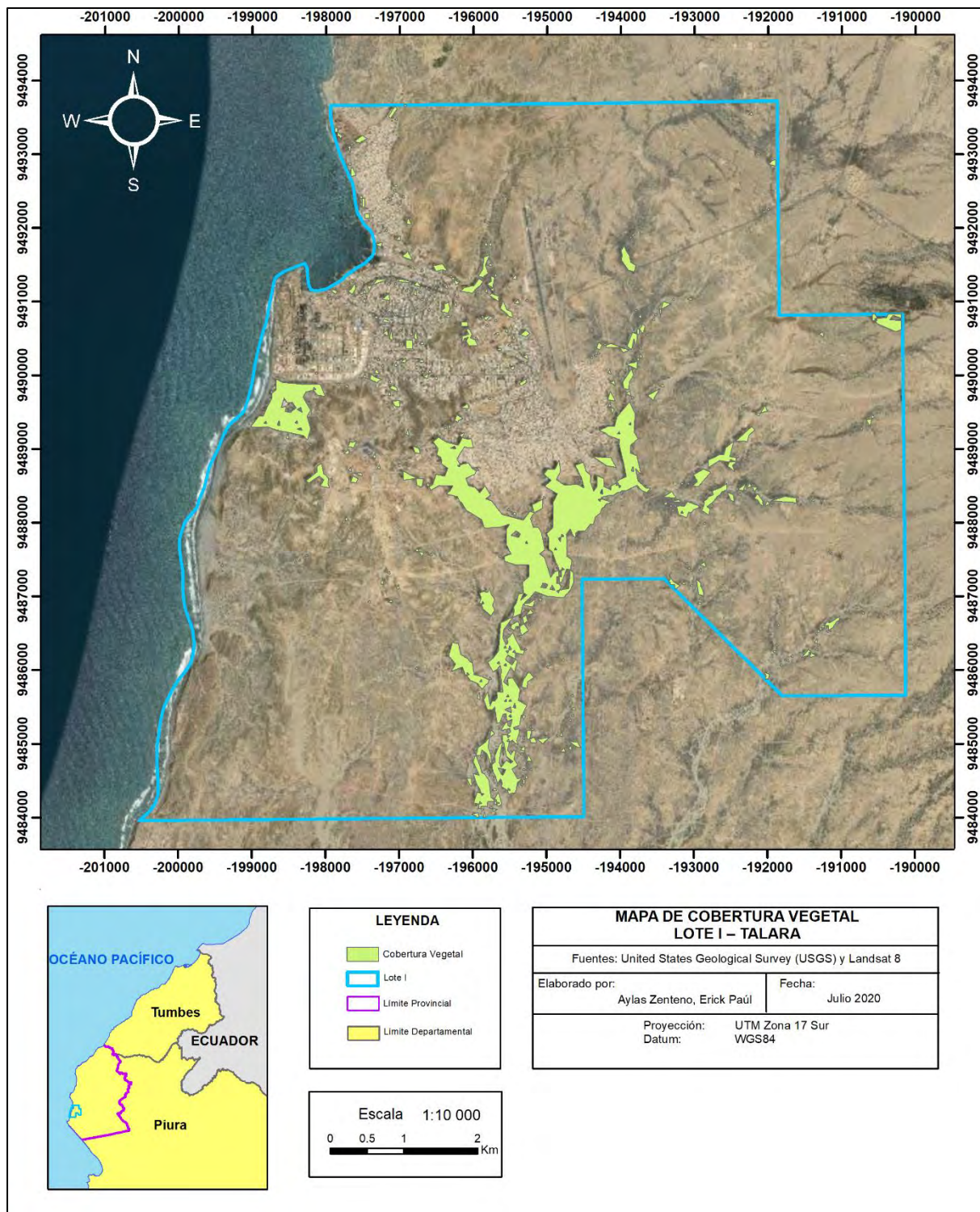


Figura 7 Mapa de cobertura vegetal del Lote I. Las áreas fueron determinadas con el análisis de índice de vegetación a través de imágenes satelitales del Landsat 8. Fuente de mapa base: (USGS, 2020)

2. Fundamento teórico

A continuación, se realiza una descripción de la tecnología de Almacenamiento Geológico de CO₂ (AGC). Se detalla su aplicación, tipos de almacenamiento geológico, ventajas y desventajas de cada tipo, ejemplos de aplicación en el mundo. Finalmente, se indica cuáles son los parámetros geológicos e hidrogeológicos favorables el AGC.

2.1. Almacenamiento Geológico de Carbono (AGC)

El Almacenamiento Geológico de CO₂ (AGC), consiste en inyectar el gas en formaciones porosas y permeables, que se designan como rocas almacén y están cubiertas por rocas impermeables y no porosas, que se designan como rocas sello. El conjunto formado por las rocas almacén y sello componen una trampa análoga a las que almacenan los hidrocarburos (Benson et al., 2005). Conceptualmente, se busca replicar la manera en que naturalmente se almacenan los hidrocarburos y el mismo CO₂. Las tecnologías y metodologías seguidas para la caracterización de una roca almacén, provienen de la industria del petróleo y del gas. Con algunos ajustes, son utilizadas en la actualidad para caracterizar posibles almacenes de CO₂ en esos escenarios. (Benson et al., 2005).

Antes del AGC, el CO₂ es capturado al separar este gas producido por empresas de hidrocarburos y relacionadas a la producción de energía, para su posterior transporte a un lugar de almacenamiento y aislamiento de la atmósfera por un tiempo mínimo de 100 años (Pérez-Estaún et al., 2009). Esta tecnología ya se ha realizado desde hace varias décadas y el ejemplo más antiguo es el de SACROC en Texas, que fue el primer proyecto comercial a gran escala, comenzó en 1972 y usó CO₂ antropogénico (Ramírez, 2011). El almacenamiento se da formaciones geológicas a profundidades mayores de 800 metros y con un gradiente geotérmico de aproximadamente 25°C/km, ya que a estas condiciones el CO₂ alcanza el estado supercrítico (Figura 8) (Benson et al., 2005). Este

es un estado de la materia en donde los cuerpos presentan propiedades del estado líquido y gaseoso (menor volumen, menor viscosidad, mayor densidad y mayor compresibilidad) (Benson et al., 2005; Pérez-Estaún et al., 2009). Esto lleva a que en el estado supercrítico el CO₂ se propague a través de los sólidos como un gas y disuelva los materiales adyacentes como un líquido (Pérez-Estaún et al., 2009). Estas características son idóneas para almacenar grandes cantidades de CO₂ (Pérez-Estaún et al., 2009).

Sin embargo, el riesgo más importante al emplear el AGC son las filtraciones de CO₂ fuera la roca reservorio. Este riesgo se divide en dos categorías: global y local. El riesgo global involucra la liberación de CO₂ que puede contribuir significativamente al calentamiento global si alguna fracción de la formación de almacenamiento se filtra a la atmósfera. El riesgo local que involucra la filtración de CO₂ es la potencial degradación de la calidad del agua subterránea, daño a los recursos minerales o de hidrocarburos y, efectos letales en plantas y animales subterráneos (Benson et al., 2005).

Existen tres principales tipos de almacenamiento geológico: i) yacimientos de gas y petróleo sobreexplotados, ii) acuíferos salinos y iii) estratos de carbón no minables (Figura 9). Siendo el primer tipo de almacenamiento el principal candidato para almacenar CO₂ (Benson et al., 2005; Pérez-Estaún et al., 2009). A continuación, se detallará las características de cada tipo de almacenamiento geológico mencionado.

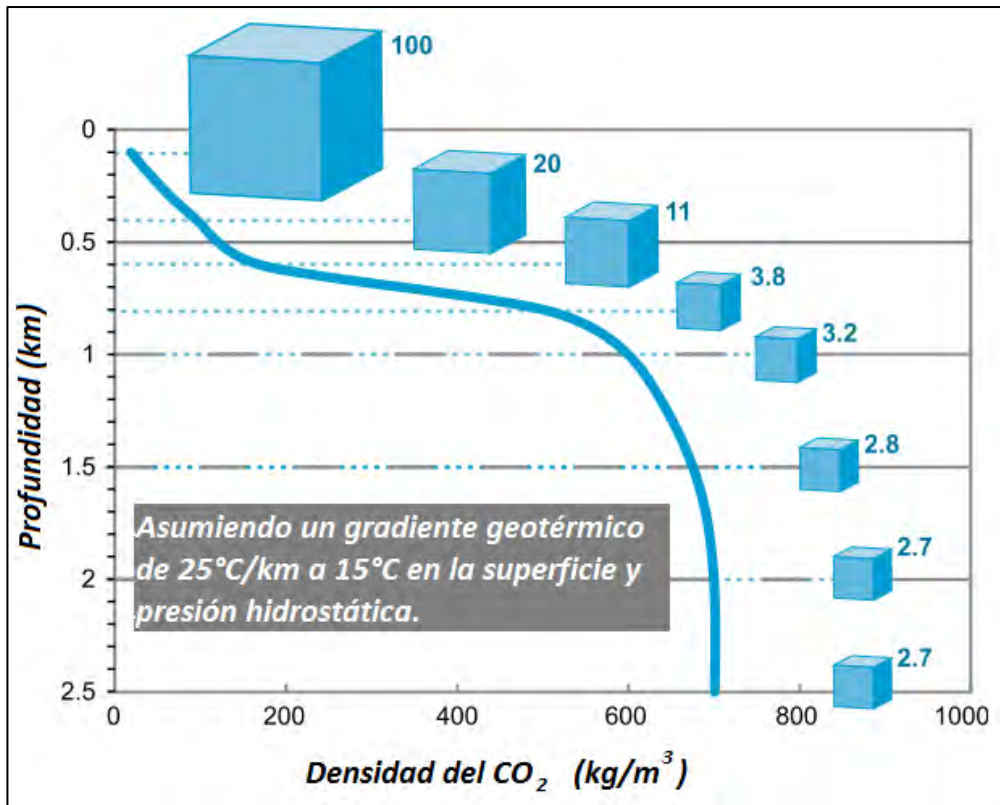


Figura 8 Variación de la densidad (kg/m³) del CO₂ según la profundidad. Los cubos representan el volumen relativo ocupado de CO₂. A partir de los 800 m, el volumen no cambia drásticamente. Modificado de Benson et al., 2005.

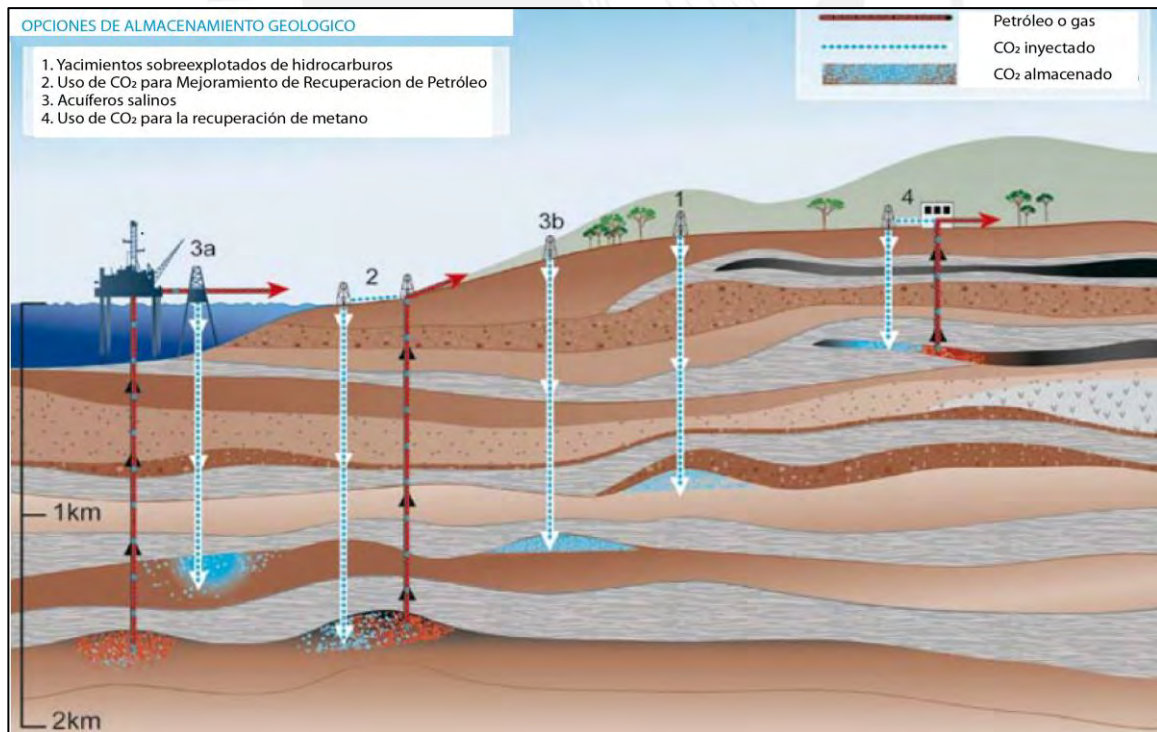


Figura 9 Opciones de almacenamiento geológico de CO₂. Modificado de Benson et al., 2005.

2.1.1. Almacenamiento en yacimientos de gas y petróleo sobreexplotados

Este tipo de yacimientos son los principales candidatos para el almacenamiento de CO₂ por cuatro razones principalmente. i) El petróleo y el gas originalmente acumulado en trampas geológicas (estructurales y estratigráficas) no han escapado (en algunos casos por varios millones de años), lo cual demuestra su efectividad y seguridad. ii) La estructura geológica y las propiedades físicas de la mayoría de yacimientos abordados han sido ampliamente estudiados y caracterizados (Benson et al., 2005; Chadwick et al., 2008; Llamas & Cienfuegos, 2012). iii) Modelos numéricos han sido desarrollados en la industria de petróleo y gas para predecir el movimiento, comportamiento de desplazamiento y entrapamiento de los hidrocarburos, y finalmente iv) Algunas de las infraestructuras y pozos que se encuentran en el lugar, los cuales ya se dejaron de usar porque la extracción ya no es rentable, pueden ser empleados para el almacenamiento de CO₂ (Benson et al., 2005).

En este tipo de almacenes ha y son utilizadas las inyecciones de CO₂ para aumentar la recuperación de los combustibles. Esta aplicación es conocida como Recuperación Mejorada de Petróleo (EOR, por sus siglas en inglés) (Hitchon et al., 1999). Al inyectar CO₂ en el reservorio aumenta la presión y proporciona la fuerza motriz para extraer el petróleo y los gases residuales, mientras que el CO₂ inyectado permanece almacenado en las rocas de manera permanente (Leung et al, 2014). El CO₂ queda atrapado debido a la porosidad de la roca reservorio y reacciones geoquímicas del gas con la roca que la contiene y el agua de la formación. Estas reacciones dan paso a la disolución de iones se tienden a formar minerales de carbono estables (captura mineral), este proceso tarda días para el caso de carbonatos y cientos o miles de años para formar silicatos (Ramirez, 2011). Las tecnologías para la inyección de CO₂ para EOR han sido desarrolladas y existen estudios sobre diversos aspectos, como la simulación de migración del CO₂, el

modelado geoquímico y la evaluación de fugas / riesgos (Leung et al., 2014; Ramirez, 2011).

2.1.2. Almacenamiento en acuíferos salinos

Los acuíferos salinos son rocas sedimentarias profundas saturadas con agua o salmuera que contienen una alta concentración de sales disueltas (Bachu & Adams, 2003). Estas formaciones están dispersas y contienen enormes cantidades de agua no aptas para la agricultura o el consumo humano. Estos acuíferos pueden almacenar CO₂ a través de tres mecanismos principales. i) Entrampamiento por solubilidad a través de la disolución del gas en el acuífero. ii) Entrampamiento mineral a través de reacciones geoquímicas con los fluidos del acuífero y las rocas, y por último iii) Entrampamiento estratigráfico de una burbuja de CO₂, es decir, el gas inyectado se entrapa como lo hace el petróleo (Bachu & Adams, 2003; Benson et al., 2005).

2.1.3. Almacenamiento en estratos de carbón no minables

Se pueden aprovechar los estratos de carbón, que no sean económicamente viables de extraer, para almacenar CO₂. El carbón contiene fracturas que proveen cierta permeabilidad al sistema. Entre las fracturas, el carbón sólido tiene cierta cantidad de micro poros en donde las moléculas de gas pueden difundirse y ser absorbidos. El carbón tiene la capacidad de absorber diversos gases y tiene una mayor afinidad para absorber CO₂ en comparación con el metano, por ejemplo. El gas inyectado a través de pozos fluirá a través del sistema de fracturas del carbón y se difundirá en la matriz de este. El CO₂ será almacenado en la superficie de los micro poros del carbón, liberando gases que tienen menor afinidad con el carbón como el metano. Esta tecnología se encuentra aún en desarrollo y no se ha probado su nivel de eficacia para escalas industriales de CO₂ (Benson et al., 2005; Pérez-Estaún et al., 2009).

2.1.4. Ventajas, desventajas y desarrollo científico del almacenamiento geológico

Entre los factores que caracterizan las ventajas o desventajas que ofrece cada tipo de almacenamiento se encuentran: conocimiento geológico sobre las estructuras, volumen de almacenamiento y recuperación de combustibles fósiles. Así mismo, se señala en qué etapa de desarrollo científico se encuentra. Estas etapas se dividen principalmente en dos: i) demostración y ii) factibilidad económica bajo condiciones específicas.

La primera etapa, de demostración, se refiere a que el conocimiento científico básico es comprendido y que la tecnología ha sido construida y operada a escala piloto, pero se requiere un mayor desarrollo antes de que pase a una etapa de diseño y construcción a escala real. La segunda, la de factibilidad, indica que es una tecnología bien comprendida y ha sido empleada en aplicaciones comerciales, pero la tecnología ha sido replicada menos de cinco veces (Benson et al., 2005). A continuación, Tabla 1 detalla lo descrito en esta sección.

Tabla 1 Se indican las ventajas, desventajas y desarrollo científico del almacenamiento geológico. (1 millón de toneladas = 1 Mt)

	Yacimientos de gas y petróleo sobreexplotados	Acuíferos salinos	Estratos de carbón no minables
Ventajas	<ul style="list-style-type: none"> -Volumen caracterizado. -Conocimiento de la efectividad de la trampa geológica. - Infraestructura instalada. - Potencial de recuperar combustible para compensar el costo de almacenamiento. 	<ul style="list-style-type: none"> - Gran capacidad de almacenamiento (250 – 900 Mt de CO₂). - Amplia área de distribución. 	<ul style="list-style-type: none"> - Gran capacidad de almacenamiento. -Potencial para recuperar metano y compensar el costo de almacenamiento.
Desventajas	<ul style="list-style-type: none"> - Posee la menor capacidad de almacenamiento (aprox. 25 Mt de CO₂). - Pocos yacimientos adecuados para el almacenamiento. - Requiere infraestructuras para transportar el CO₂. 	<ul style="list-style-type: none"> - Alto costo. - Poco conocimiento de las características de la roca. - Alta incertidumbre geológica. - Se desconoce la eficacia de la trampa geológica. 	<ul style="list-style-type: none"> - Alto costo - Poco conocimiento de las características de la roca. - Dificultad para definir “carbón no minable”. - Potencialmente los recursos de carbón pueden ser irrecuperables.

Desarrollo científico	- Factible económicamente bajo condiciones específicas.	- Factible económicamente bajo condiciones específicas.	- Etapa de demostración.
-----------------------	---	---	--------------------------

Fuente: Benson et al., 2005; Raza et al., 2019; Sundquist et al., 2008

2.2. Aplicación de almacenamiento geológico de CO₂ en el mundo

A continuación, se detalla información sobre los principales proyectos de AGC en operación (Global CCS Institute, 2016) y se adjunta la Tabla 2 con proyectos que se encuentran en la etapa de construcción (Lucquiaud & Wilkinson, 2018).

- En Noruega se han desarrollado dos grandes proyectos. El primero, Sleipner, que opera eficientemente desde hace 1996 con más de 16 Mt de CO₂ inyectadas desde su inicio hasta el 2016. El segundo, llamado Snøhvit, que opera desde el 2008 ha inyectado más de 3 Mt de CO₂ (Global CCS Institute, 2016).
- En Brasil, Petrobras anuncio que, a diciembre de 2015, el Proyecto AGC en el Yacimiento Petrolífero de la Cuenca de Santos (a 300 km de las costas de Rio de Janeiro) ha inyectado 3 Mt de CO₂ en sus reservorios de producción (Global CCS Institute, 2016).
- En Estados Unidos, el Departamento de Energía ha señalado en octubre del 2016 que han inyectado más de 13 Mt de CO₂ gracias a sus programas de investigación, desarrollo y demostración. Así mismo en Texas, el proyecto para EOR de *Air Products Steam Methane Reformer* ha capturado 3 Mt de CO₂ a fines de junio de 2016 (Global CCS Institute, 2016).
- En Canadá, se han desarrollado dos grandes proyectos. El primero, *Boundary Dam*, ha capturado 1 Mt de CO₂ entre los meses de junio y octubre del 2016, y ha sido utilizado para EOR. El segundo, *The Quest*, en Alberta ha capturado eficientemente más de 1 Mt de CO₂ entre los meses de septiembre y octubre del 2016 (Global CCS Institute, 2016).

- En Australia, el proyecto *Gorgon Carbon Dioxide Injection Project* planea inyectar entre 3.4 y 4 Mt al año. Se espera almacenar 100 Mt en la Formación Dupuy (Global CCS Institute, 2016).
- En China, el proyecto de demostración *Jilin Oil Field EOR* empezó sus pruebas de inyección en el 2006 y ha alcanzado a inyectar 1 Mt de CO₂ en 2016 (Global CCS Institute, 2016).

Tabla 2 Proyectos de almacenamiento de CO₂ en etapa de construcción (1 millón de toneladas = 1 Mt, EOR = Enhancement Oil Recovery – Recuperación mejorada de petróleo)

Proyecto	País	Estado - Distrito	CO ₂ , capacidad de captura (Mt)	Inicio de operaciones	Tipo de almacenamiento primario
Gorgon Carbon Dioxide Injection	Australia	Western Australia	3.4-4.0	2017	Acuífero Salino
Alberta Carbon Trunk Line	Canadá	Alberta	1.2-1.4	2018	EOR
Sinopec Qil Petrochemical	China	Shandong Provincia	0.4	2019	EOR
Yanchang Demostración Integrada	China	Shaanxi Provincia	0.4	2020	EOR

Fuente: Lucquiaud & Wilkinson, 2018

2.3. Parámetros geológicos para el AGC

El AGC pretende reproducir el sistema de entrapamiento de fluidos como el petróleo, gas o el mismo CO₂ (Pérez-Estaún et al., 2009). El atrapamiento es físico y se da en trampas geológicas que pueden ser estratigráficas o estructurales. Estas estructuras geológicas son la base fundamental de un almacenamiento geológico efectivo, por lo tanto, sus propiedades físicas necesitan ser descritas detalladamente (porosidad, permeabilidad, geometría, etc.) (Pérez-Estaún et al., 2009). A continuación, se

describen las propiedades necesarias para el AGC de la roca reservorio, sello y la hidrogeología.

2.3.1. Propiedades del reservorio

Las propiedades principales para caracterizar la roca reservorio son la porosidad, permeabilidad y volumen disponible para almacenar CO₂ (Chadwick et al., 2008; Llamas & Cienfuegos, 2012). Para la estimación de capacidad de almacenamiento de CO₂, se asume que el volumen previamente ocupado por los hidrocarburos está disponible para ser ocupado por el CO₂ (Ecuación 1) (Bachu et al., 2007). Así mismo, es necesario contar con información sobre las condiciones del reservorio con respecto a la complejidad de la estratigrafía y la temperatura, esta última está ligada al gradiente geotérmico de la cuenca (Chadwick et al., 2008; Llamas & Cienfuegos, 2012). Por último, la presión, profundidad, y química de la roca/fluido deben permitir al reservorio almacenar grandes cantidades de CO₂ sin presentar algún daño en la roca sello, pues de generarse una fractura, el gas se podría filtrar a la superficie (Chadwick et al., 2008; Surdam, 2013). A continuación, se presenta la información necesaria y las variables empleadas para la estimación está señalada en la Ecuación 1 (Bachu et al., 2007). Por otro lado, la Tabla 3 detalla las propiedades de porosidad, permeabilidad, potencia, litología, estratigrafía, profundidad a la que se encuentra el tope de la roca reservorio, el gradiente geotérmico en la zona de almacenamiento y el volumen disponible para el almacenamiento de CO₂. Asimismo, se indica la clasificación de los indicadores, que pueden ser bajos, regulares o buenos.

$$M_{CO_2t} = \rho_{CO_2r} [R_f * A * h * \varphi * (1 - S_w) - V_{iw} + V_{pw}] \rightarrow \text{(Ecuación 1)}$$

Donde:

Variables	Unidad	Descripción
M _{CO₂t}	Mt	Capacidad de almacenamiento masivo de CO ₂
ρ _{CO₂r}	Mt/m ³	Densidad del CO ₂ a condiciones del reservorio

R_f	%	Factor de recuperación
A	m^2	Área
h	m	Potencia o espesor del reservorio
ϕ	%	Porosidad del reservorio
S_w	%	Saturación de agua
V_{iw}	m^3	Volumen de agua inyectada
V_{pw}	m^3	Volumen de agua producida

Tabla 3 Propiedades de la roca reservorio para el almacenamiento geológico de CO₂

PROPIEDADES	INDICADORES		
	Bajos	Regulares	Buenos
Porosidad (%)	<10	[10,25]	>25
Permeabilidad (mD)	<1	[1,100]	>100
Potencia (m)	<10	[10,100]	>100
Litología	Otros	Carbonato	Arenisca
Estratigrafía	Variación lateral compleja	-	Uniforme
Profundidad (m)	<600	[600,900]	[900,2000]
Temperatura	>25°C/km	~25°C/km	<25°C/km
Capacidad (Mt CO ₂)	<10,50]	[50,150]	>150

Fuente: Modificado de Chadwick et al., 2008; Llamas & Cienfuegos, 2012.

2.3.2. Propiedades de la roca sello

La capacidad para retener el CO₂ es el aspecto clave del AGC y está determinada por las fallas entre los diferentes niveles geológicos y la naturaleza de la roca sello. La roca sello asegura que el CO₂ inyectado permanezca en el reservorio por un largo periodo de tiempo sin filtrarse a otras formaciones o la superficie ni contaminar los recursos hídricos que podrían ser utilizados para el consumo humano (Raza et al., 2019). Las propiedades geológicas clave para identificar el óptimo sitio de almacenamiento para la roca sello incluyen: la continuidad lateral, el espesor, porosidad, la plasticidad de la roca y el tipo de trampa geológica (Chadwick et al., 2008; Llamas & Cienfuegos, 2012). Estas propiedades deben ser evaluadas antes, durante y después de la inyección de CO₂, debido a que se dan variaciones a lo largo del tiempo por la misma inyección (Raza

et al., 2019). A continuación, la Tabla 4 detalla la clasificación de los indicadores en bajos, regulares y buenos (Chadwick et al., 2008; Llamas & Cienfuegos, 2012).

Tabla 4 Propiedades de la roca sello para el almacenamiento geológico de CO₂.

PROPIEDADES	INDICADORES		
	Bajos	Regulares	Buenos
Continuidad lateral	Sinclinal	Horizontal o sub horizontal	Anticlinal
Estratigrafía	Variación lateral y fallas medianas		Uniforme y sin fallas geológicas
Plasticidad	Frágil	Intermedia	Dúctil
Potencia (m)	<10	[10,100]	>100
Porosidad (%)	>10	[10,5]	<5

Fuente: Chadwick et al., 2008; Llamas & Cienfuegos, 2012

2.4. Parámetros hidrogeológicos para la aplicación de CAC

Este parámetro considera dos factores: la hidrodinámica y los Sólidos Totales Disueltos (TDS, por sus siglas en inglés). Este último parámetro es favorable para el AGC si es mayor a 10,000 ppm., dado que, con esta cantidad de sólidos disueltos en el agua, esta no es adecuada para consumo humano. Así mismo, su tratamiento es muy costoso y complicado, por lo que no le se considera como un recurso aprovechable. (Llamas & Cienfuegos, 2012; Surdam, 2013). A continuación, la Tabla 5 muestra un resumen de las propiedades descritas y su clasificación.

Tabla 5 Propiedades hidrogeológicas para el almacenamiento geológico de CO₂.

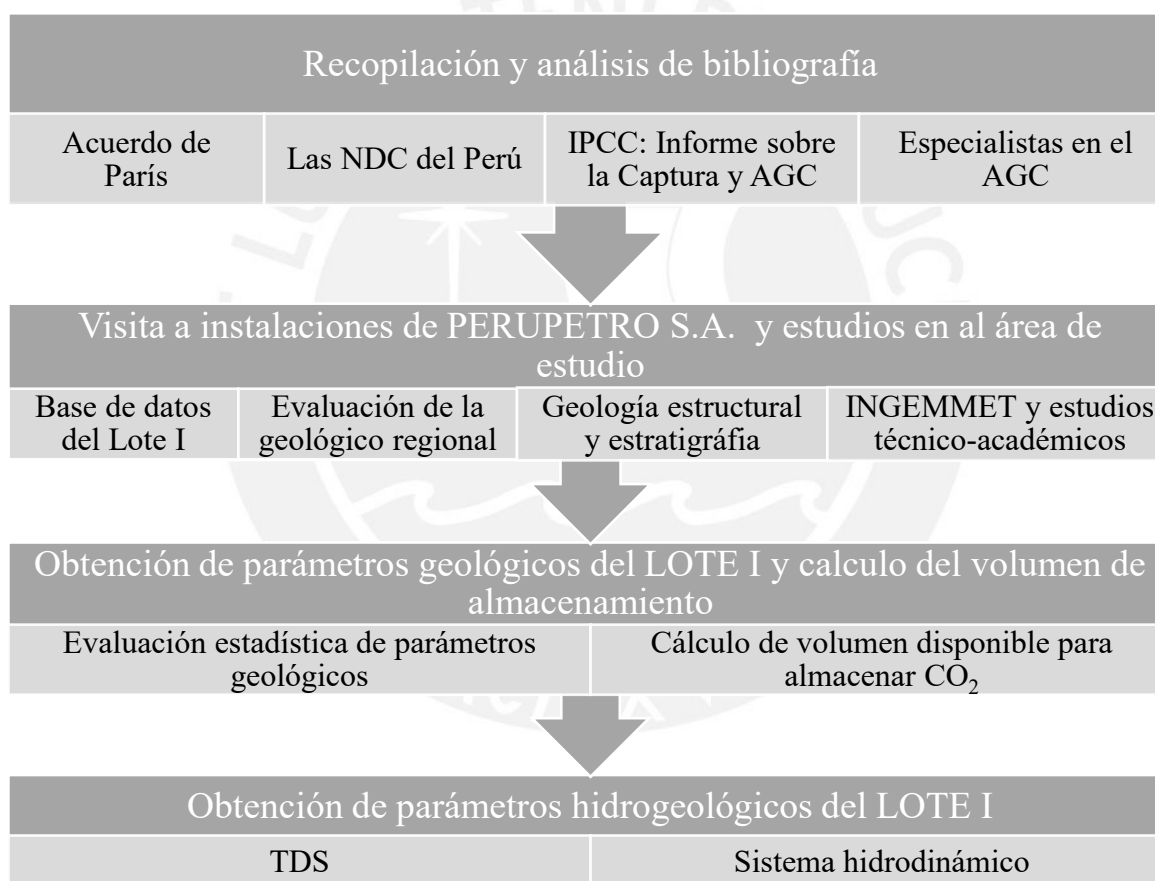
PROPIEDADES	INDICADORES		
	Bajos	Regulares	Buenos
TDS (ppm)	<3 000	[3 000,10 000]	>10 000
Hidrodinámica	Superficial, sistema de flujo corto, flujo de compactación	Escala intermedia de flujo	Sistema de flujo regional, flujo erosional

Fuente: Modificado de Bachu, 2010; Llamas & Cienfuegos, 2012

3. Metodología

La presente tesis plantea un estudio no experimental, revisión y análisis de información bibliográfica sobre las teorías y técnicas de AGC. Así mismo, considera la revisión de la información técnica existente del área de estudio, realizada por empresas de exploración y explotación de hidrocarburos. La información indicada ha sido detallada en la sección 1.6 Antecedentes. En suma, la metodología consiste en cuatro pasos (Tabla 6):

Tabla 6 Esquema metodológico de tesis



3.1. Recopilación de la bibliografía

Se recopila bibliografía sobre el almacenamiento geológico de CO₂, la geología de la Cuenca Talara y el Lote I. La búsqueda se basa en informes (IPCC, GTM-NDC, PERUPETRO S.A.), tesis (Carlotto, 2019; Chipana, 2006; Han, 2008), libros (Pulido, 1978; Sterrett, 2007; Surdam, 2013), artículos de revistas (*Energy and Environment*,

2012, *Nature*, 2005; *Petroleum*, 2019; *Science*, 2004; *Science of the Total Environment*, 2019; entre otros) y páginas web (edX, MINAM, NASA, UCSD, edX, entre otras). Esto con el fin de comprender los principales factores que intervienen para el desarrollo del AGC, el estado actual de esta tecnología, los proyectos que se están desarrollando y sus resultados. De esta forma, se determinan los parámetros geológicos e hidrogeológicos favorables para la aplicación de la tecnología.

3.2. Visita a instalaciones de PERUPETRO S.A. en el área de estudio

Se hace un reconocimiento del área de estudio y se recaba información de la base de datos de la empresa PERUPETRO S.A. (Anexo A). Estos datos han sido recopilados por la empresa entre los años 1992 y 2015. La información consiste en mapas, literatura técnica y resultados de laboratorio sobre las propiedades geológicas e hidrogeológicas del Lote I. Estos datos están resumidos en dos reportes: i) Recuperación primaria y secundaria de hidrocarburos y ii) Recursos y reservas disponibles del Lote I.

A partir de la información recopilada se caracteriza geológicamente el área de estudio considerando las características estructurales y estratigráficas. Así mismo, los mapas y las columnas estratigráficas son modificadas con la ayuda de los softwares ArcGIS 10.5 y Adobe Illustrator 2018. Por otro lado, se indican las discordancias, fallas y fracturas que forman al lote a partir de la literatura previa y una sección estructural de Este a Oeste realizada por Chipana (2006). Esta sección estructural fue realizada en base a 27 testigos extraídos a lo largo de la sección.

3.3. Parámetros geológicos y estimación de volumen de almacenamiento de CO₂

A partir de los parámetros geológicos favorables identificados para el AGC (Chadwick et al., 2008; Llamas & Cienfuegos, 2012) y la información de estos parámetros del Lote I (PERUPETRO S.A.), se determina la condición geológica del lote para aplicar el AGC. Los principales parámetros son la porosidad, permeabilidad, plasticidad,

continuidad lateral, espesor, profundidad, temperatura, estratigrafía, litología, capacidad del reservorio. A continuación, se definen cada uno de estos parámetros:

- Porosidad: Es la relación entre el volumen de espacio poroso conectado y el volumen total de la roca. En particular se hace referencia a la porosidad efectiva y se mide en porcentaje (Sterrett, 2007).
- Permeabilidad (k): Es el caudal de agua que filtra a través de una sección de área, bajo la carga generada por un gradiente hidráulico unitario. Su unidad de medida es el Darcy (Pulido, 1978; Sterrett, 2007).
- Plasticidad: Se refiere al comportamiento de la roca ante la presión litostática ejercida sobre este. Esta puede variar entre dúctil y frágil (Llamas & Cienfuegos, 2012).
- Continuidad lateral: Se refiere al tipo de trampa geológica que forman la roca reservorio y sello. Esta puede variar entre un anticlinal, sinclinal y sub-horizontal (Llamas & Cienfuegos, 2012).
- Espesor: Considera la potencia de la roca reservorio o sello (Chadwick et al., 2008; Llamas & Cienfuegos, 2012).
- Profundidad: Se refiere a la distancia dentro de la corteza terrestre a la que se encuentra el tope de la roca reservorio (Chadwick et al., 2008; Llamas & Cienfuegos, 2012).
- Temperatura (T): Se refiere al gradiente geotérmico según la profundidad que presenta la zona de almacenamiento (Llamas & Cienfuegos, 2012).
- Estratigrafía: Se refiere a la variación lateral y complejidad de conectividad de las facies de la roca reservorio, además de la integridad de la roca (Chadwick et al., 2008; Llamas & Cienfuegos, 2012).

- Litología: Se refiere al tipo de minerales que componen a la roca reservorio. Es más favorable si se cuenta con una arenisca y menor medida con carbonatos (Llamas & Cienfuegos, 2012).
- Capacidad del reservorio: Se refiere al volumen de CO₂ que puede ser almacenado en la roca reservorio (Llamas & Cienfuegos, 2012).

La porosidad y permeabilidad de las formaciones se obtendrán con la ponderación de los valores obtenidos, por los ensayos de laboratorio realizados por la empresa, y la potencia del estrato. Los parámetros restantes serán determinados cualitativamente según la literatura técnica. Por otro lado, se estima el volumen de almacenamiento de CO₂, en base la información de recursos y reservas del área de estudio, y las características físicas del reservorio y los fluidos dentro de este.

3.4. **Parámetros hidrogeológicos para el almacenamiento de CO₂**

A partir de los parámetros geológicos favorables identificados para el AGC (Chadwick et al., 2008; Llamas & Cienfuegos, 2012) y la información de estos parámetros del Lote I (PERUPETRO S.A.), se determina la condición hidrogeológica del lote para aplicar el AGC. Los principales parámetros son el Total de Sólidos Disueltos (TDS, por sus siglas en inglés) y la hidrodinámica.

- TDS: Expresa el peso de todas las sustancias orgánicas e inorgánicas disueltas en el agua y se incluye a los volátiles. (Sterrett, 2007).
- Hidrodinámica: Describe al sistema de flujo dinámico natural presente en la roca reservorio (Llamas & Cienfuegos, 2012)

4. Marco Geológico Regional

Lemgruber-Traby et al. (2020), señalan que La Cuenca Talara es parte del Sistema de Antearco Norperuano (SAN). Así mismo, el SAN está caracterizado por una gruesa sucesión (10 km) siliciclástica desde Cretácico al Cuaternario que se extiende *onshore* y *offshore* (Figura 10). Es una zona tectónicamente activa con acoplamiento sísmico superficial y muy débil (Villegas-Lanza et al., 2016). Desde el Oligoceno al presente, la convergencia de Sudamérica se ha caracterizado por un movimiento con tendencia E-NE de la placa de Nazca con una tasa de convergencia que ha descendido de 15 cm/año a 7 cm/año (Lemgruber-Traby et al., 2020).

La subducción de bajo ángulo (5° a 10°) de la placa Nazca por debajo de la placa Sudamericana, ha dado como resultado el origen, evolución y los estilos estructurales presentes en la Cuenca Talara (Figura 11) (Figura 12) (Higley, 2004). La cuenca corresponde al tipo Antearco su depocentro se desarrolla entre las Montañas Amotape-La Brea (Este) y los Altos Carpitás – Zorritos (Oeste), de donde le sigue la Cuenca Tumbes (Figura 10) (Espurt et al., 2017; Lemgruber-Traby et al., 2020). La Plataforma Andina y el Continente son comprendidos por la Cuenca en una extensa depresión estirada de rumbo Noreste – Suroeste (Figura 12) (Higley, 2004).

La Cuenca está limitada por cinco zonas: este, sureste, sur, oeste y norte. Al este, con el Alto de la Brea-Amotape, el cual está asociado al levantamiento que separa a la Cuenca Talara de la Cuenca Sechura y Lancones. Al sureste, con la falla “La Casita” con rumbo noreste a sureste y con el Alto de “Silla de Paita”, que separa a la Cuenca Talara de la Cuenca Sechura y Trujillo. Al sur, con la Cuenca Trujillo. Al norte, con el Alto de Zorritos, el cual está asociado con la zona de falla “Tronco Mocho”. Al oeste, el límite es la ubicación aproximada de la zona de subducción entre las Placas Nazca y Sudamericana (Figura 10) (Higley, 2004).

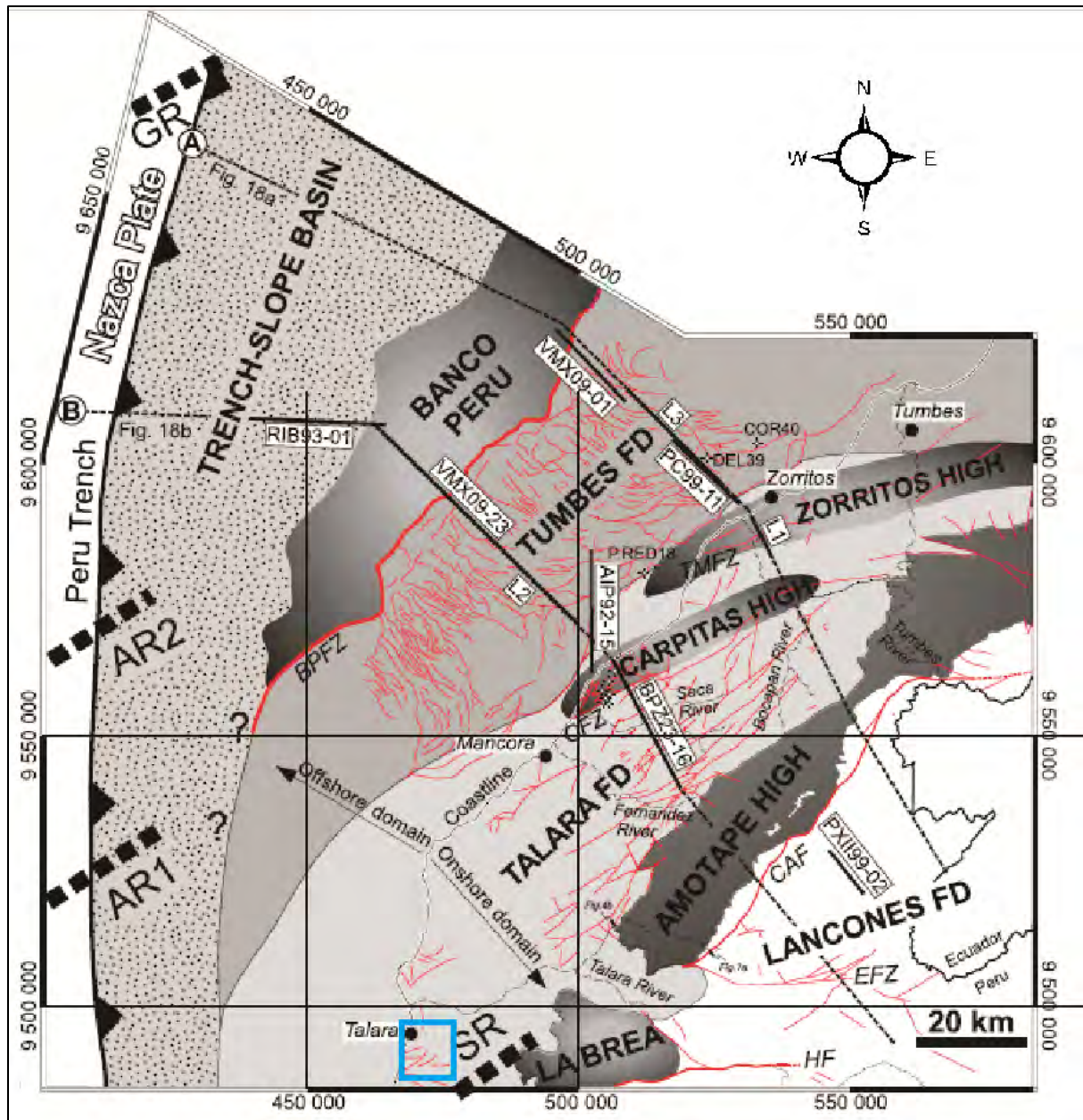


Figura 10 Mapa estructural Onshore-Offshore del Sistema de Antearco Norperuano, que muestra los Depocentros de Antearco (FD) de Tumbes, Talara y Lancones, además, se indican los altos estructurales. Talara se ubica dentro del Depocentro de Antearco Talara (cuadro azul), pero se encuentra alejada de las secciones estructurales “A” y “B”. Fuente: (Espurt et al., 2017).

La cuenca Talara posee una estratigrafía con diversos ciclos de deposición con periodos de transgresión y regresión en el Cretácico y el Terciario (PERUPETRO S.A., 2018). La cuenca se encuentra sobre un basamento de rocas metamórficas de las eras Pre-Paleozoicas y Paleozoicas (Figura 13). Los sedimentos que constituyen el depocentro de la cuenca se dieron desde Cretácico tardío hasta el Cuaternario (Figura 13) (Espurt et al., 2017). Así mismo, las rocas presentes en el Paleoceno y Eoceno corresponden a

estratos fluviales a marinos profundos (Espurt et al., 2017). Por otro lado, se puede considerar a través de las mediciones hechas en zonas *onshore* y *offshore* en las formaciones del Carbonífero (Amotape) y el Paleógeno (Salina), que el gradiente geotérmico de la cuenca es de 27 °C/km (Hay-Roe & Miller, 1992; Maure et al., 2005).

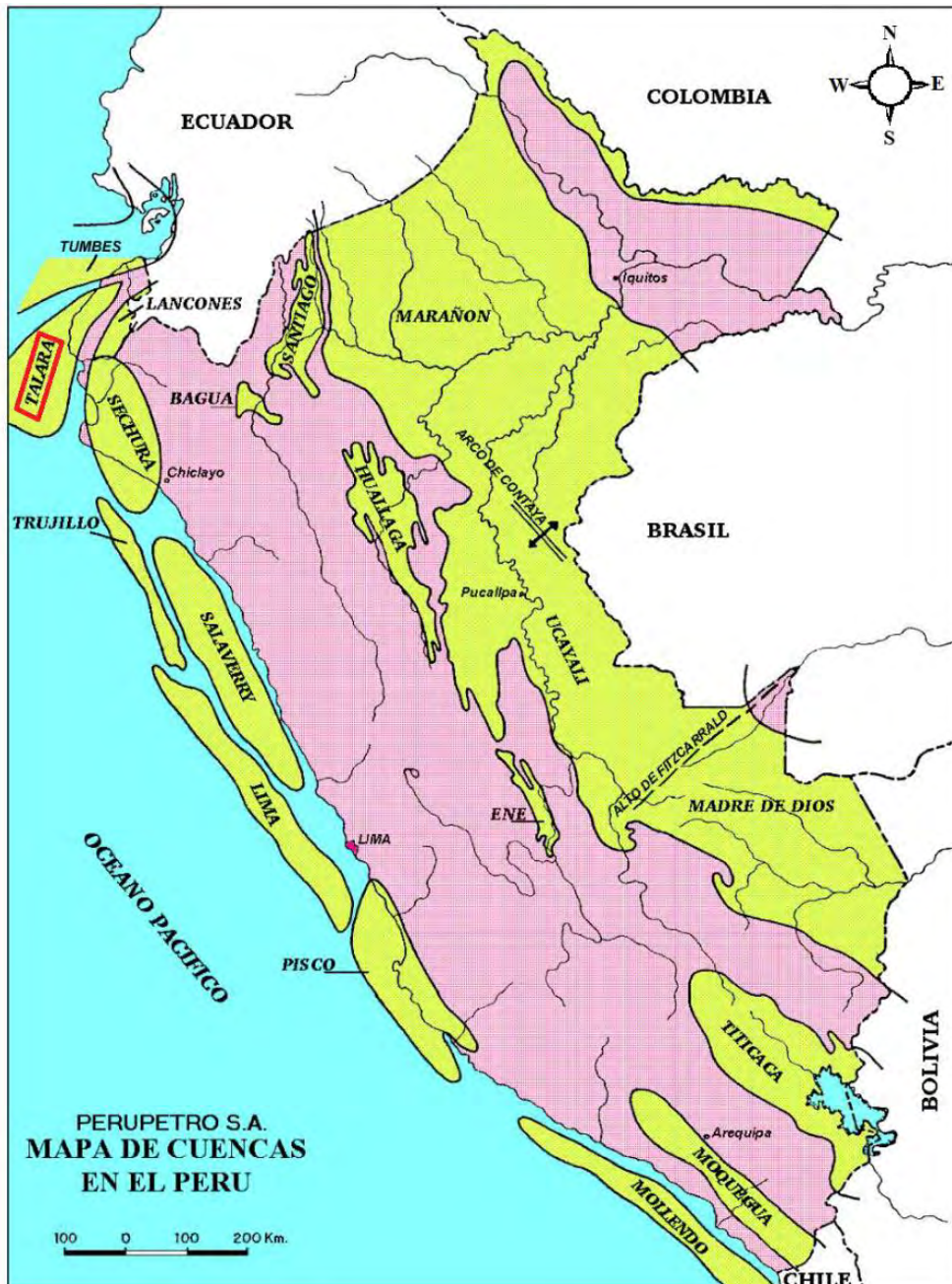


Figura 11 Mapa de Cuencas en el Perú. En color verde se indican las cuencas en el Perú. En un recuadro rojo se señala la Cuenca Talara. (PERUPETRO S.A., 2014)

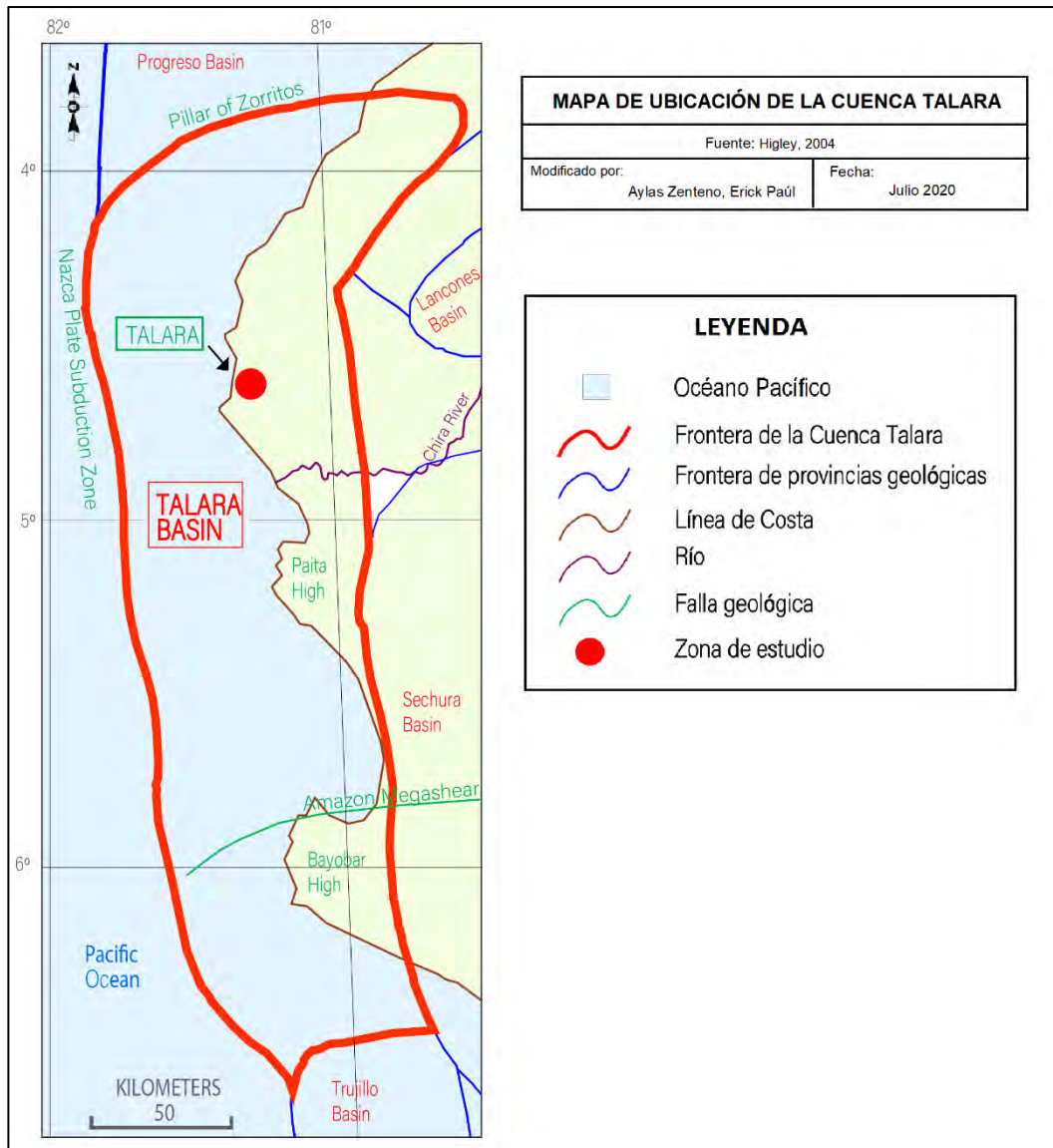


Figura 12 Ubicación de la Cuenca Talara. Se señala zona de estudio (punto rojo) y los límites de la cuenca (línea roja) Modificado de Higley, 2004.

En general, la geología de la Cuenca Talara es compleja (Figura 14) debido a la sucesión de eventos tectónicos y a las variaciones estratigráficas durante su formación. La convergencia de placas ha dado lugar a una cuenca compleja con fallas de bloques, caracterizada por fallas normales (estas forman estructuras “*horts-graben*”, que son las principales), fallas de deslizamiento gravitacionales de ángulo bajo y grandes fallas transcurrentes verticales. Así mismo, existen fallas de rumbo transversales y fallas lítricas que generan estructuras por colapso o *roll-over* (Chipana, 2006; Higley, 2004).

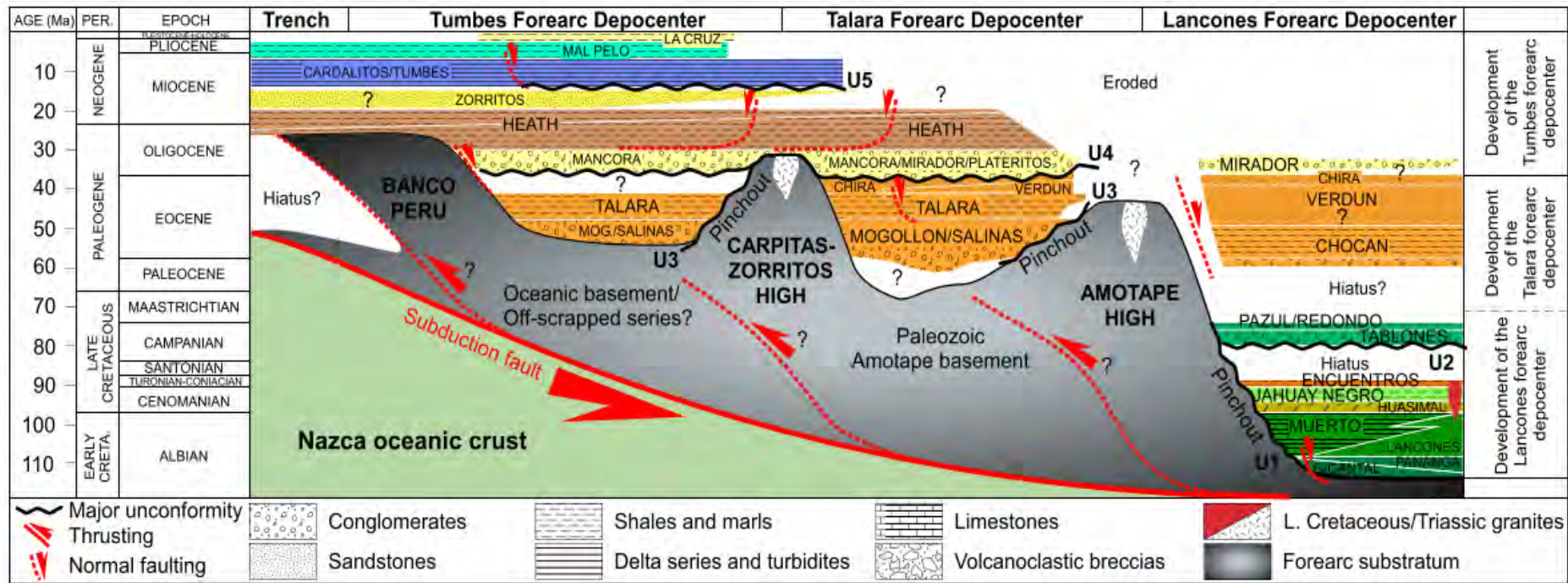


Figura 13 Cuadro estratigráfico sintético y litológico desde el Cretácico hasta el Cenozoico del Sistema de Antearco Norperuano (SAN). En el centro se ubica el Depocentro de Antearco Talara. (Espurt et al., 2017)

Cabe señalar que el cuadro estratigráfico del Sistema de Antearco Peruano (Figura 13) y el mapa geológico regional del cuadrángulo de Talara (Figura 14) no consideran la misma área de estudio. Mientras que en el mapa regional se centra en los afloramientos presentes en la provincia de Talara como la Fm. Pariñas, Fm. Chacra y demás; el cuadro estratigráfico no lo considera, debido a que la zona de estudio se enmarca al norte, hacia Tumbes. Sin embargo, cada figura muestra información relevante para reconocer regionalmente las características geológico-estructurales tanto del SAN como de la Cuenca Talara.

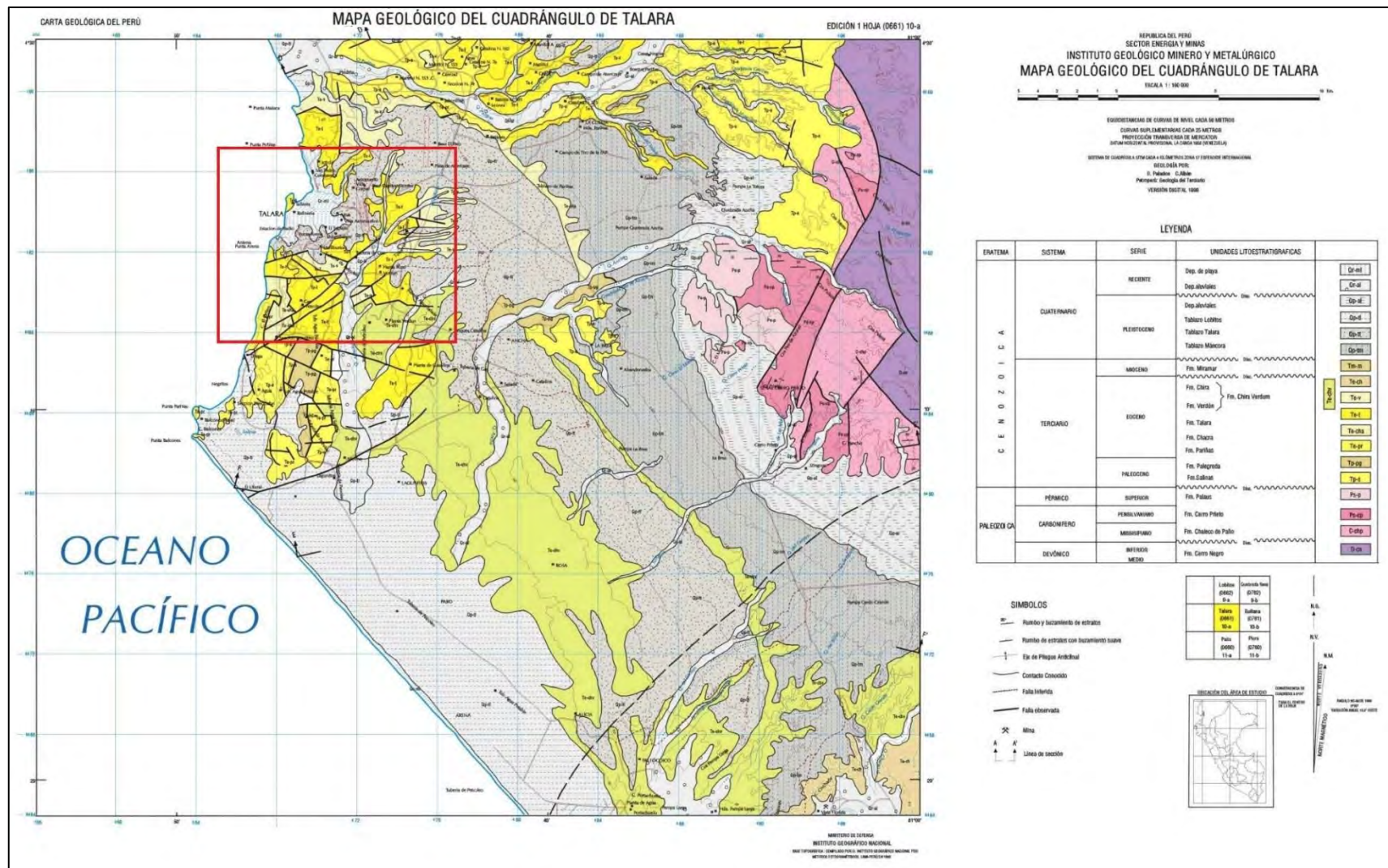


Figura 14 Mapa Geológico Regional del Cuadrángulo de Talara a escala 1:100 000. Se indica en un recuadro rojo la zona de estudio. (INGEMMET, 1999)

5. Geología del Lote I en la Cuenca Talara

El Lote I está cubierto en gran parte por depósitos del Tablazo del Cuaternario. Se presentan afloramientos discontinuos de las formaciones del Eoceno Medio y Superior (INGEMMET, 2020a). Además, se determinó la existencia de rocas del Cretácico y del Terciario (inferior y medio, pero no superior), que sobreyace a un basamento de rocas metamórficas del Paleozoico (Figura 15) (PERUPETRO S.A., 2018). La geología estructural está constituida por un sistema longitudinal de fallamiento normal en bloques, que se generaron por esfuerzos de tensión que afectan a toda la cobertura sedimentaria (PERUPETRO S.A., 2018). El desarrollo de estos sistemas de fallas normales están relacionados con el levantamiento de los Andes, el cual está activo desde el Cretácico Superior (Chipana, 2006).

5.1. Estratigrafía

La columna cronoestratigrafía del lote se encuentra en las edades del Paleozoico, Mesozoico y Cenozoico. La información ha sido recabada en base a los estudios del INGEMMET (2020a) (Figura 15) y a los informes provisto por PERUPETRO S.A. (Figura 16) (PERUPETRO S.A., 2018).

5.1.1. Basamento - Paleozoico

Compuesto por rocas paleozoicas terrígenas, de naturaleza siliciclástica y alteradas por un metamorfismo regional de bajo grado (argillitas gris oscuras, cuarcitas gros claras). Están deformadas por plegamiento e intrusiones ígneas (recristalizaciones, venas y venillas de cuarzo lechoso) Pre-Cretácicas. La unidad estratigráfica presente en esta era geológica es el Grupo Amotape, su potencia no ha sido determinada en el Lote; sin embargo, tres pozos han cortado más de 90m de este grupo.

5.1.2. Mesozoico - Cretácico

El cretácico inferior está conformado por sedimentos marinos carbonatados y margosos de las formaciones Pananga (calizas dolomíticas) y Muerto (lutitas y margas) del Albiano medio con una potencia de 90m y 137m respectivamente. Estas rocas sobreyacen al Grupo Amotape en discordancia angular e infrayacen en discordancia erosiva con la formación Redondo. Dos pozos atravesaron una secuencia de rocas cretácicas correspondientes a las formaciones Muerto, Redondo, Ancha y Petacas, las cuales se han depositado predominantemente en ambientes marinos y suman un espesor total de 803m. Sin embargo, la potencia de estas formaciones es variable a lo largo del Lote I en los diferentes yacimientos que la conforman. En el Cretácico superior solamente se hallan presentes los pisos superiores (Campaniano y Maestrichtiano) representados desde la más antigua hasta la más reciente respectivamente por las formaciones Redondo, Ancha y Petacas.

- La Formación Redondo (305m) está conformada por lutitas marrones oscuras margosas. Presenta intercalaciones de areniscas cuarzosas de grano fino a medio, con matriz calcárea y micácea. Así mismo, hay presencia de glauconita.
- La Formación Ancha (213m) sobreyace a la formación Redondo en discordancia erosional. Está constituida por una secuencia de areniscas gris claras y conglomerados líticos de mala selección. Así mismo, presenta facies de abanicos turbidíticos.
- La Formación Petacas (518m) es constituida por una secuencia gruesa de limolitas y lutitas micro-micáceas laminadas con un color gris oscuro. Presenta intercalaciones delgadas de areniscas cuarzosas de color gris claro.

5.1.3. Cenozoico

Está representada por formaciones constituidas de areniscas, conglomerados y lutitas, depositados en ambientes continentales, fluvial deltaicos y marinos. Las formaciones

que pertenecen al Paleoceno son dos: Mesa y Balcones. Así mismo, en el Eoceno se encuentran seis formaciones (Basal Salina, San Cristóbal, Mogollón, Palegreda, Pariñas, Chacra) y sedimentos marinos del Grupo Talara.

5.1.3.1. Paleoceno

El Grupo Mal Paso del Paleoceno están compuestos por las formaciones Mesa y Balcones. Hacia la base, la formación Mesa (de 244m a 365m de espesor) presenta areniscas de grano medio con matriz calcárea y conglomerados con intercalaciones de lutitas, siendo un reservorio productivo asociado a abanicos de turbiditas. La formación Balcones (de 305m a 884m de espesor) en la parte superior del grupo, está representada por lutitas gris oscuras de facies marina costa afuera. Así mismo, presenta intercalaciones delgadas de areniscas cuarzosas y glauconita.

5.1.3.2. Eoceno

Eoceno Inferior

Representado por las formaciones de los Grupos Salina y Chacra. El Grupo Salina (de 1325 a 2743m) comprende a las formaciones Basal Salina, San Cristóbal, Salina-Mogollón y Palegreda. Así mismo, culminando el ciclo del Eoceno Inferior, están presentes rocas del Grupo Chacra representado por las formaciones Pariñas y Chacra.

- La Formación Basal Salina (de 15m a 45m de espesor) está compuesta por areniscas de facies marina nerítica, es uno de los reservorios principales del Lote a pesar de su poco espesor. Así mismo, su potencia decrece hacia el Este.
- La formación San Cristóbal (365m) es mayormente lutácea de origen marino, presenta intercalaciones delgadas de arenisca en su parte inferior que han producido petróleo en el área de Negritos.
- La formación Salina-Mogollón (457m) compuesta de intercalaciones gruesas de areniscas y conglomerados; se depositó en un ambiente mixto (plataforma

marina y fluvial). Es el reservorio productivo más importantes en el lote, después de la formación Pariñas.

- La formación Palegreda (475m) constituida por lutitas marinas grises, de plataforma externa y es el tope del grupo. Presenta intercalaciones delgadas de areniscas con presencia de glauconita.
- La formación Pariñas (200m) compuesta de bancos gruesos de areniscas y conglomerados finos, poco consolidados de buena selección y de forma redondeada a sub-redondeada. Presenta facies marina nerítica en su parte inferior y de facies fluvial deltaica prógrada hacia la parte superior. Contiene los reservorios más prolíficos del Lote I y de la Cuenca Talara.
- La Formación Chacra (228m) compuesta de lutitas marrones, limolitas y areniscas grises de origen marino. Esta formación sella los reservorios de la formación Pariñas.

Eoceno Medio – Superior

Está representado por los sedimentos marinos del Grupo Talara, que está compuesto por las formaciones Lutita Talara (365m), Brechas Talara (230m), Lutitas Monte (212m), Areniscas Talara (92m) y Lutitas Pozo (455m). Los depósitos marinos del Eoceno Superior representados por las formaciones Verdún (92m) y Chira (305m) son los más recientes del Terciario que se encuentran de forma irregular al sureste del lote.

5.1.3.3. Periodo Cuaternario

En el área están presentes los tablazos (terrazas marinas) Salina y Talara. Las formaciones terciarias se encuentran cubiertas parcialmente por los sedimentos del Cuaternario marino y continental (Pleistoceno) que yacen sub horizontalmente en discordancia sobre éstas. Estas presentan areniscas, limonitas y lutitas (PERUPETRO S.A., 2018).

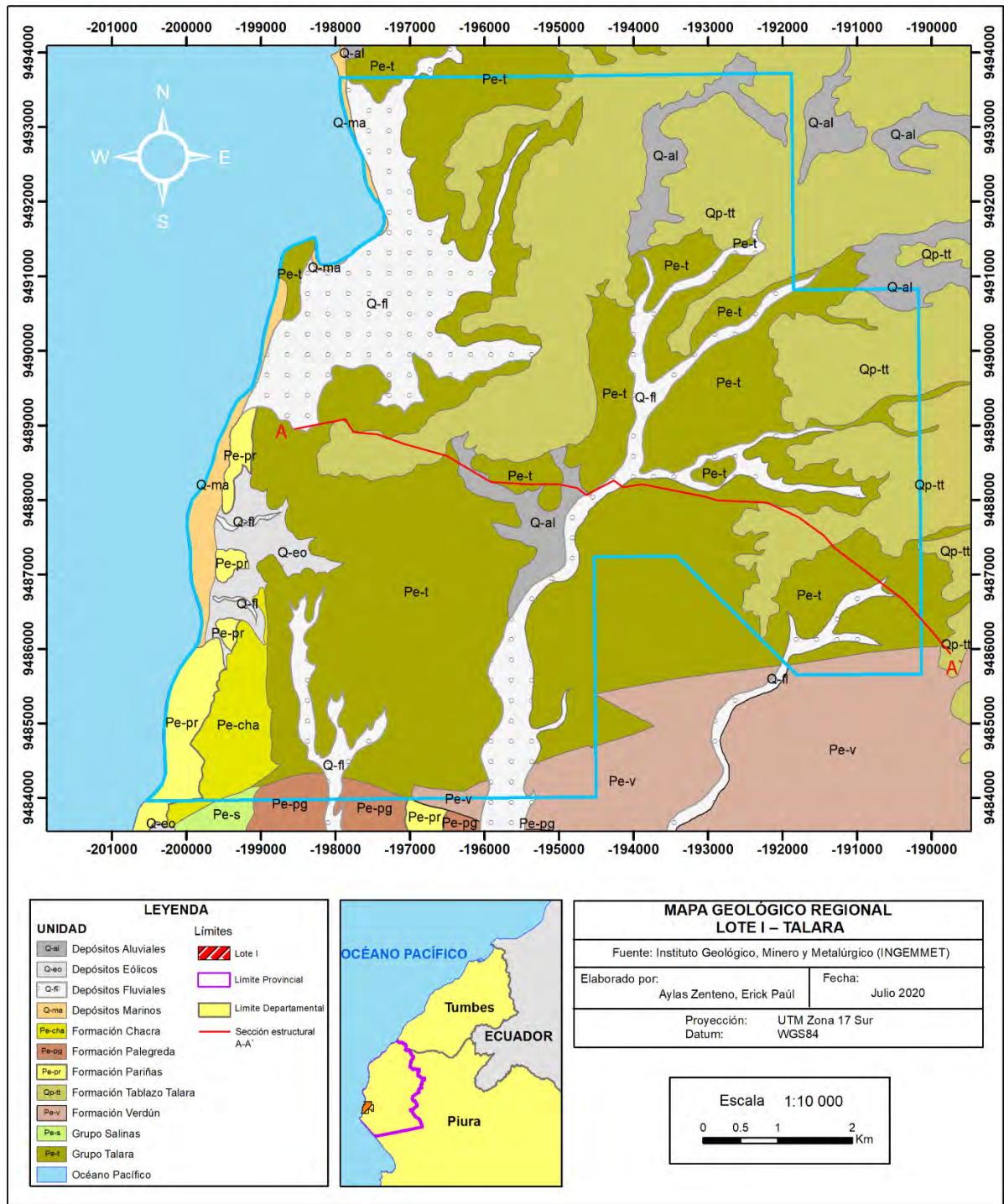


Figura 15 Mapa Geológico del Lote I. Se indica época a la que pertenecen las formaciones que afloran en superficie.(INGEMMET, 2020a)

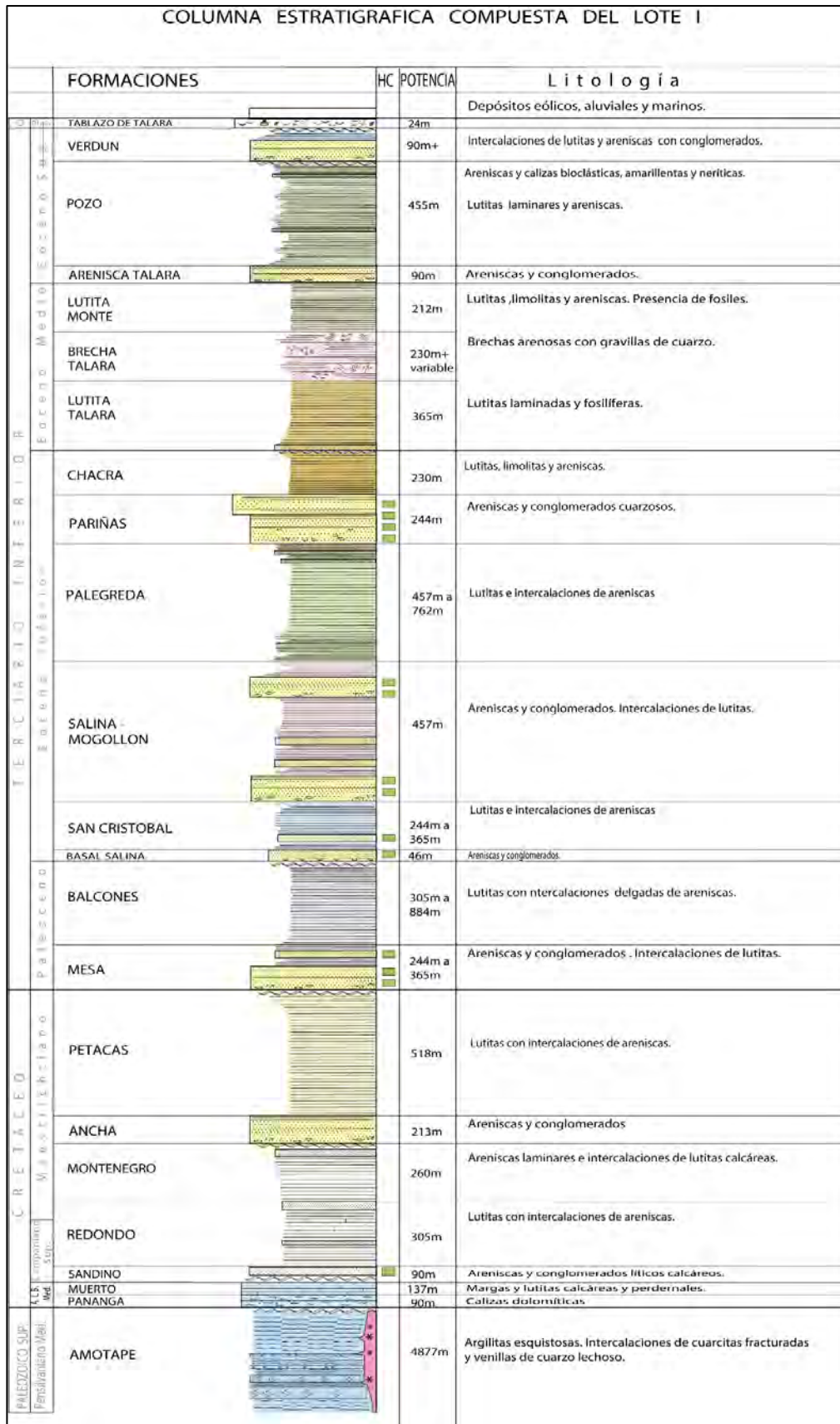


Figura 16 Columna estratigráfica compuesta del Lote I. Los rectángulos verdes indican los reservorios presentes en el Lote I. La potencia de las formaciones está medida en metros. Modificada de PERUPETRO S.A., 2018.

5.2. Sedimentología

En el Marco Geológico Regional se indicó que en el Terciario la Cuenca Talara ha sido caracterizada por una marcada subsidencia (Higley, 2004). Así mismo, presentan en su sección varios ciclos deposicionales que están relacionados con periodos de transgresiones y regresiones de los mares durante el Cretácico y el Terciario (PERUPETRO S.A., 2018). Estos últimos, fueron interrumpidos por periodos de fallamiento y de erosión intensa a moderada evidenciados por discordancias en la columna estratigráfica (PERUPETRO S.A., 2018).

La información obtenida de la geología superficial y de subsuelo, indican que la secuencia sedimentaria del Terciario es constituida por areniscas, lutitas y conglomerados que fueron depositados en ambientes que varían de marino somero a profundo, asociado con turbiditas a fluvial deltaico y continentales (PERUPETRO S.A., 2018).

El origen de los sedimentos proviene principalmente de la parte noreste de la cuenca (Higley, 2004; PERUPETRO S.A., 2018). Una de las características más importantes de los sedimentos terciarios es el incremento de potencia hacia el Oeste de la Cuenca, decreciendo en espesor hacia la parte Este, frente a la cadena de los Cerros de Amotape que señala el límite Este de muchas de las formaciones terciarias de la cuenca (PERUPETRO S.A., 2018). A continuación, la Tabla 7 indica los ambientes deposicionales (marino, playa, fluviales, aluviales, turbidítico, entre otros.) de las principales formaciones sedimentarias. Asimismo, se indica la litología de cada formación, las cuales son principalmente lutitas, areniscas, conglomerados, limolitas con diferente nivel de selección.

Tabla 7 Ambientes deposicionales de las principales formaciones sedimentarias presentes en el Lote I

FORMACIÓN	LITOLOGÍA	AMBIENTE
Pozo	Lutitas y areniscas delgadas	Marino y turbiditas
Areniscas talara	Areniscas a conglomerado	Playas con canales marinos de delta
Lutitas talara	Lutitas	Marino y turbiditas
Chacra	Lutitas	Marino
Pariñas superior	Areniscas	Playa
Pariñas inferior	Conglomerados	Canales deltaicos
Palegreda	Lutitas	Marino
Mogollón	Areniscas de grano medio/grueso	Canales y abanico fluviales continentales
San Cristóbal	Lutitas y areniscas aisladas	Marino/canales submarinos
Salina basal	Arenisca y conglomerado	Canales submarinos
Balcones	Lutitas y limonitas	Marino
Mesa	Areniscas de grano medio/grueso	Marino somero
Petacas	Lutitas	Marino
Ancha	Areniscas y conglomerados	Somero a sub litoral
Redondo	Lutitas	Marino

Fuente: (PERUPETRO S.A., 2018)

5.3. Geología estructural

Regionalmente (Figura 10, Figura 14), el Lote I se ubica en el flanco Norte del Levantamiento “La Brea- Negritos”. El área presenta varios altos o bloques levantados, los cuales están presentes incluso en el basamento paleozoico. Estos al ser contemporáneos con la sedimentación, han controlado el desarrollo de las facies y espesores de las formaciones sobre yacentes. El rasgo estructural predominante en el Lote es el fallamiento normal en bloques, producto de esfuerzos tensionales que afectaron a las rocas del Cretáceo y Terciario. Esto implica una dirección de distensión (esfuerzos mínimos) Este – Oeste. Así mismo, el rumbo de los estratos es aproximadamente Norte - Sur y el buzamiento varía de 10° a 20° hacia el Este.

Existen dos sistemas principales de fallamiento: Norte – Sur (fallas Milla Seis, Bodega, Calzada y Rinconada) y Este – Oeste (fallas Gran Falla, Acholao y Aeropuerto) (PERUPETRO S.A., 2018). El primer sistema, es el predominante, controla la estructura en esta zona de la cuenca y delimita los principales reservorios como Basal Salina, Mogollón y Pariñas. Así mismo, la falla principal es la Milla Seis y las otras son consideradas fallas secundarias. Por otro lado, el segundo sistema tiene como falla principal a la Gran Falla, esta tiene gran relevancia regional, debido a que constituye parte del levantamiento La Brea – Negritos (Figura 17, Figura 18).

El salto vertical de las fallas principales es relativamente grande. La falla Milla Seis, que buza 40° hacia el Oeste, tiene un salto de 450m a 600m en el tope de la formación Mogollón (PERUPETRO S.A., 2018). Esta falla presenta reactivaciones continuas en los periodos entre el Paleoceno (Mesa) y el Eoceno Superior (Grupo Talara) (Chipana, 2006). La Gran Falla, que buza 45° hacia el Norte, tiene un salto vertical de unos 1200m y en superficie pone en contacto la formación Chacra con la formación Salina. Esta falla presenta actividad desde el Paleoceno y representa el sello para los reservorios de Mogollón y Basal Salina (PERUPETRO S.A., 2018). El resultado del fallamiento es la formación de un denso mosaico de bloques a lo largo del Lote I, esta se puede apreciar en la sección estructural en la Figura 19 (Chipana, 2006).

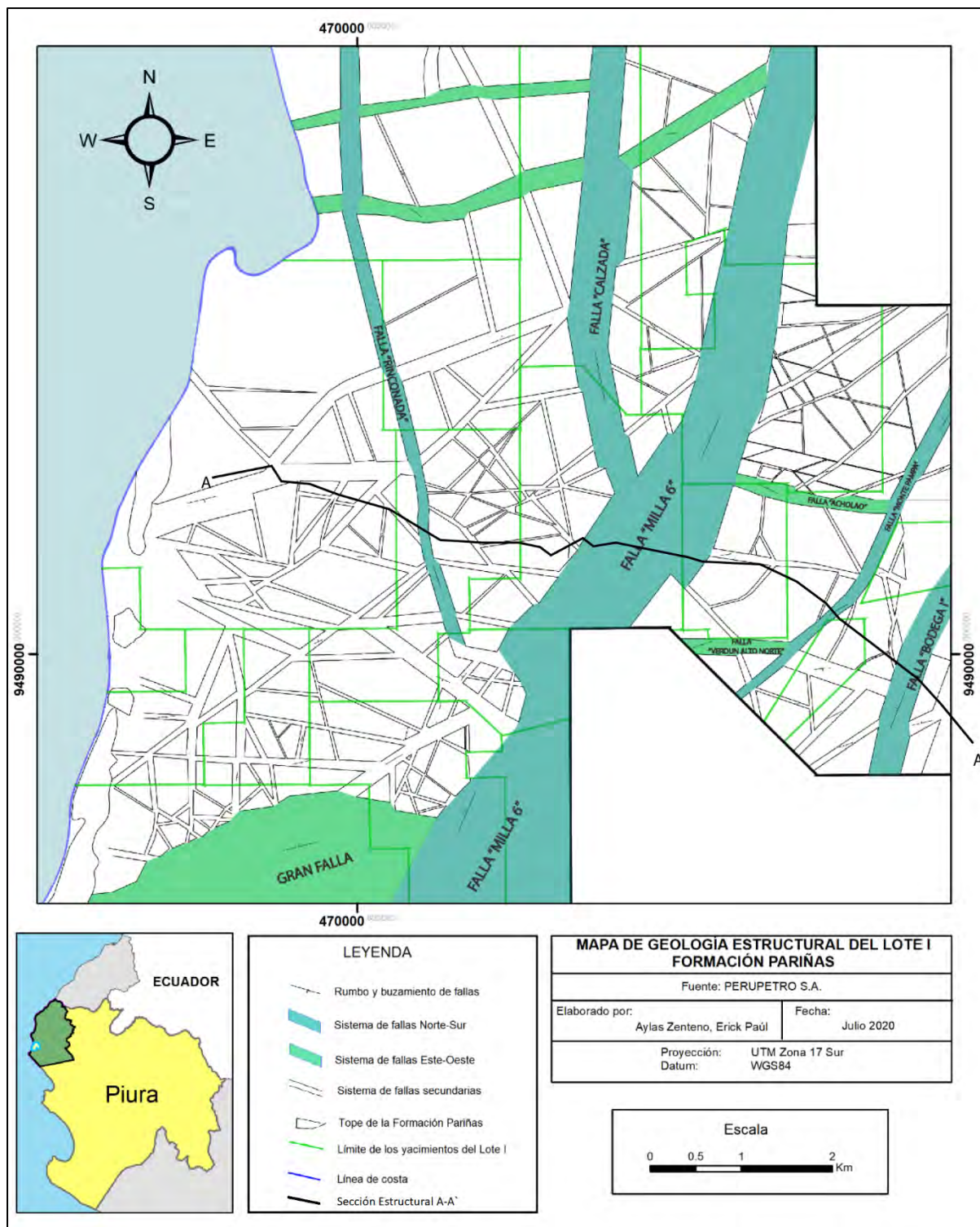


Figura 17 Geología estructural del Lote I - Formación Pariñas. El sistema de fallas N-S es más joven que el sistema de fallas E-O. Tomado y modificada de PERUPETRO S.A., 2018.

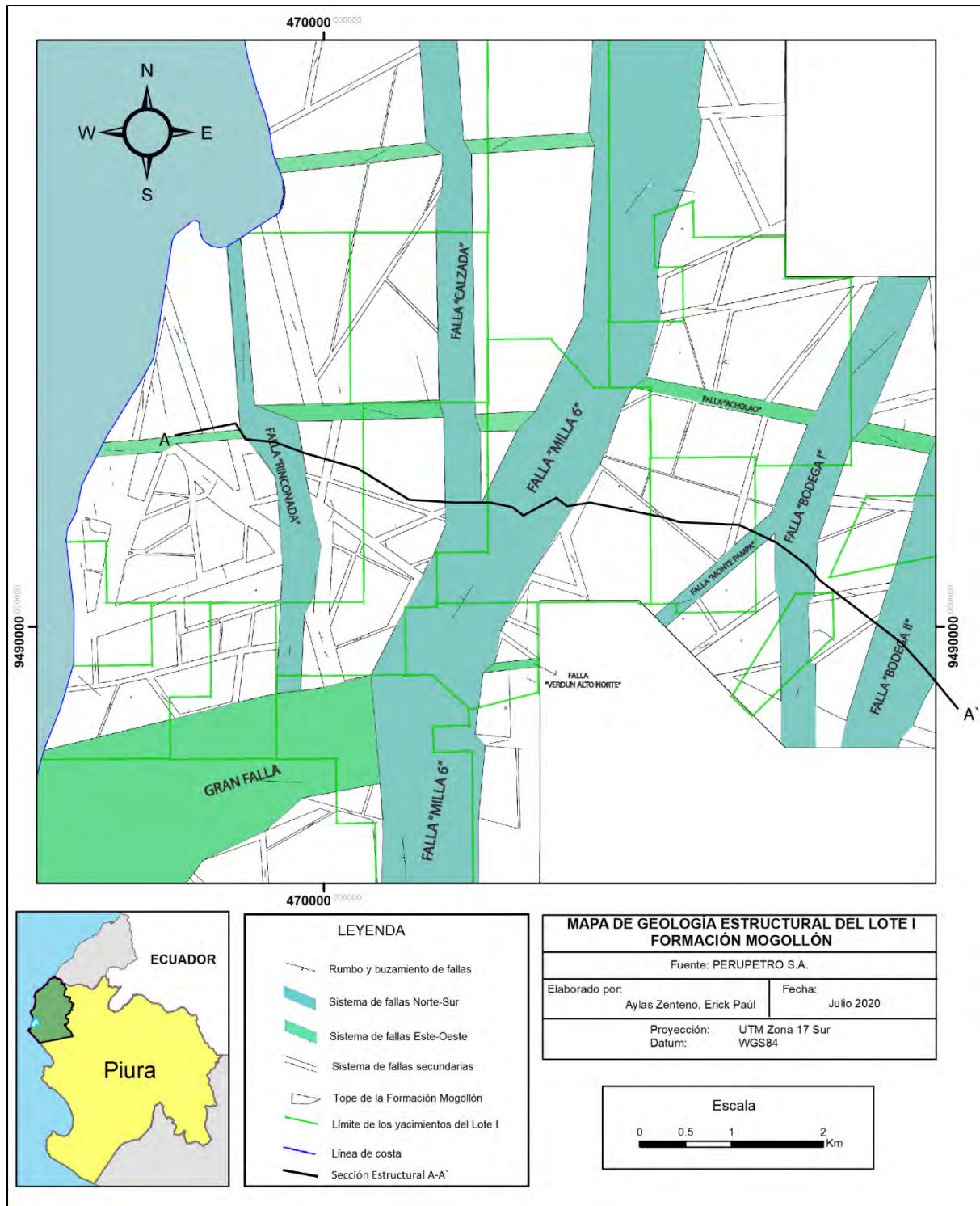


Figura 18 Geología estructural del Lote I con respecto al tope de la Formación Mogollón. El sistema de fallas N-S es más joven que el sistema de fallas E-O. Tomado y modificada de PERUPETRO S.A., 2018.

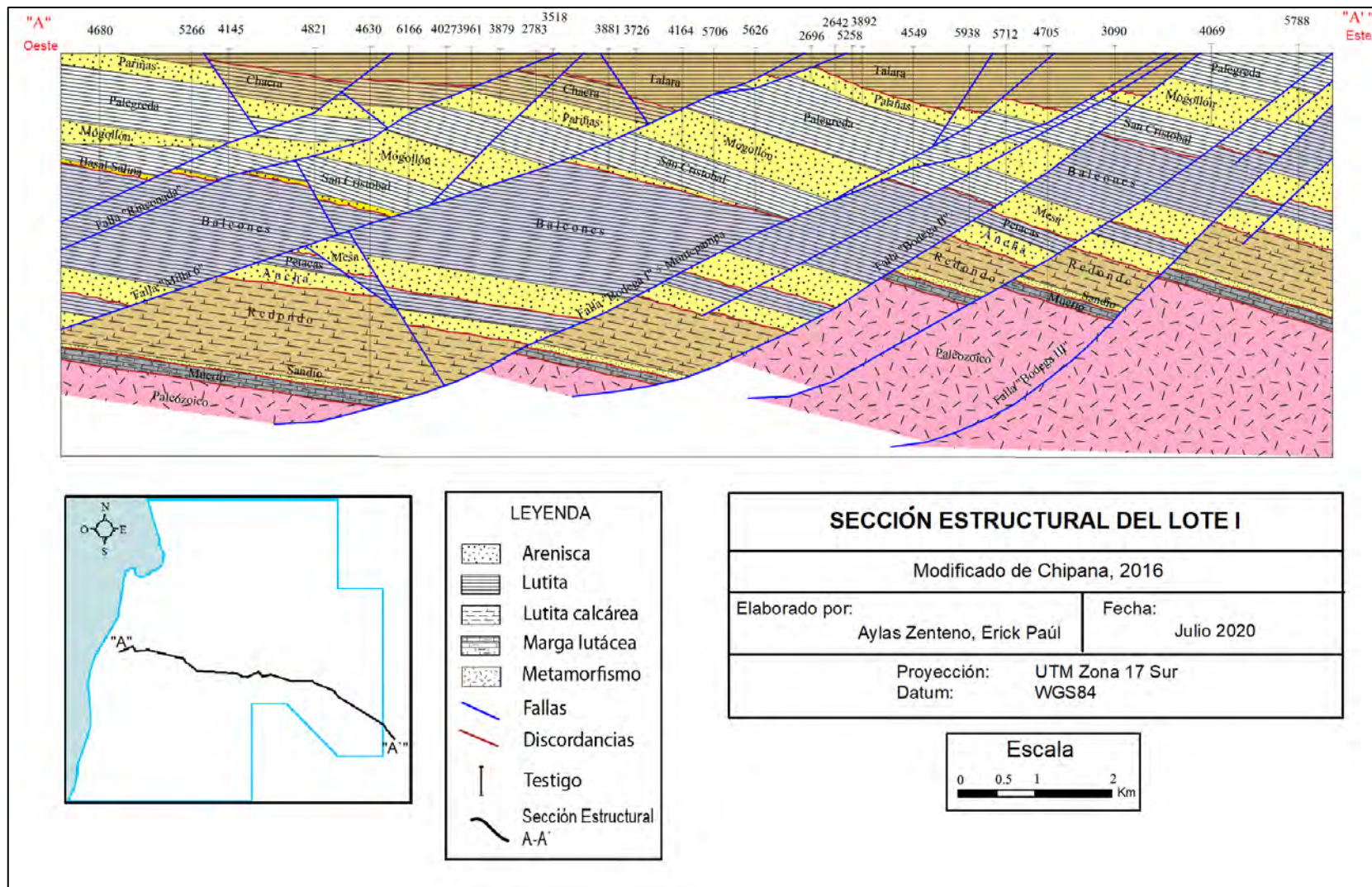


Figura 19 Sección estructural del Lote I con orientación Oeste-Este en base a 27 testigos de perforación. Se reconoce una estratigrafía sub-horizontal con buzamiento hacia el Oeste. Se indican las fallas (líneas azules) y las discordancias (líneas rojas). La escala vertical y horizontal es la misma. Tomado y modificado de Chipana, 2006.

5.4. Rocas reservorio y sello

En el lote I, las principales formaciones productivas son las formaciones Pariñas, Mogollón, Mesa y Basal Salina. Estos reservorios están sellados respectivamente por las formaciones Chacra, Palegreda, Balcones y San Cristóbal. Las trampas son principalmente de tipo estructural, pero también hay presencia de pequeñas trampas estratigráficas y una combinación de ambas (Figura 19, Figura 20) (PERUPETRO S.A., 2018). Las trampas estructurales son aquellas donde las rocas sello y almacén se intersecan a través de las fallas. Por otro lado, las trampas estratigráficas son aquellas donde cronológicamente primero se ha depositado una roca almacén y posteriormente una roca sello.

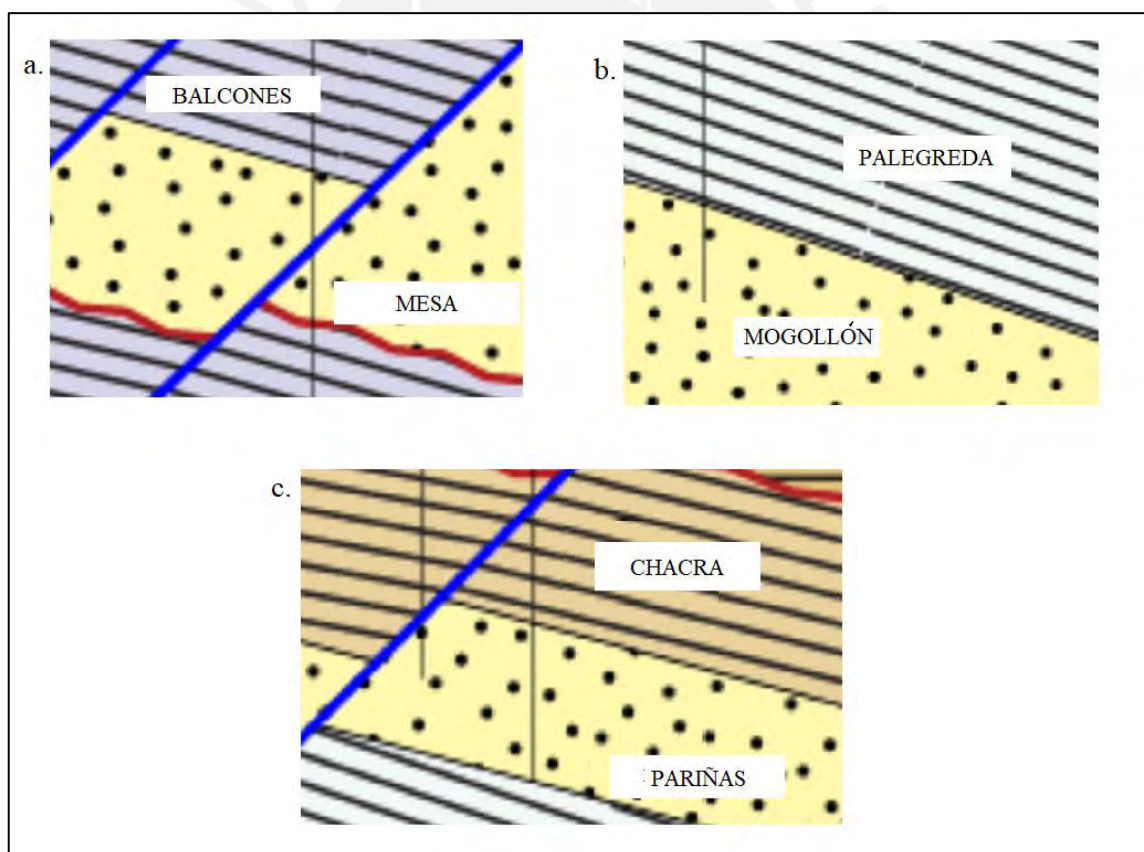


Figura 20 Las imágenes representan los tipos de trampas presentes en el Lote I, además se indican las respectivas formaciones. a. Trampa estructural; b. Trampa estratigráfica y c. Trampa mixta.

6. Descripción de las formaciones con potencial de AGC y Cálculo de Volumen de Almacenamiento

En el presente capítulo se identificarán los parámetros geológicos e hidrogeológicos, de las rocas reservorio y sello, que son favorables para almacenar CO₂. En ese sentido, se considera toda la información disponible de todos los yacimientos sobre los parámetros señalados en el capítulo de fundamento teórico. Así mismo, para el cálculo de volumen de almacenamiento de CO₂ solo se consideran los yacimientos en donde las rocas reservorio se encuentren en profundidades mayores a 800m.

Las formaciones a describir serán Pariñas y Mogollón dado que, como se indicó que le sección 1.6 (Justificación), cuentan con características favorables para el AGC (Carlotto, 2019). Estas formaciones subyacen a las formaciones Chacra y Palegredda respectivamente, las cuales actúan como rocas sello. Las cuatro formaciones indicadas anteriormente pertenecen al Eoceno inferior. Cabe señalar, que la información empleada para la descripción de las formaciones pertenece a la base de datos ofrecida por la empresa PERUPETRO S.A. Esta consiste de un reporte del 2016 sobre los recursos y reservas presentes en el Lote I. Así mismo, se emplea literatura técnica sobre las propiedades de las rocas reservorio y sello.

6.1. Parámetros geológicos de la trampa geológica Pariñas-Chacra

La formación Pariñas está presente a una profundidad entre 850m y 1463m principalmente en 4 de los 18 yacimientos. Estos yacimientos son: El Pato, Aeropuerto, Pozo y Verdún Alto (Figura 21). La roca sello de este reservorio es la formación Chacra. No obstante, la formación Pariñas también se encuentra en otros yacimientos como Calzada y Bellavista también a profundidades favorables para el AGC.

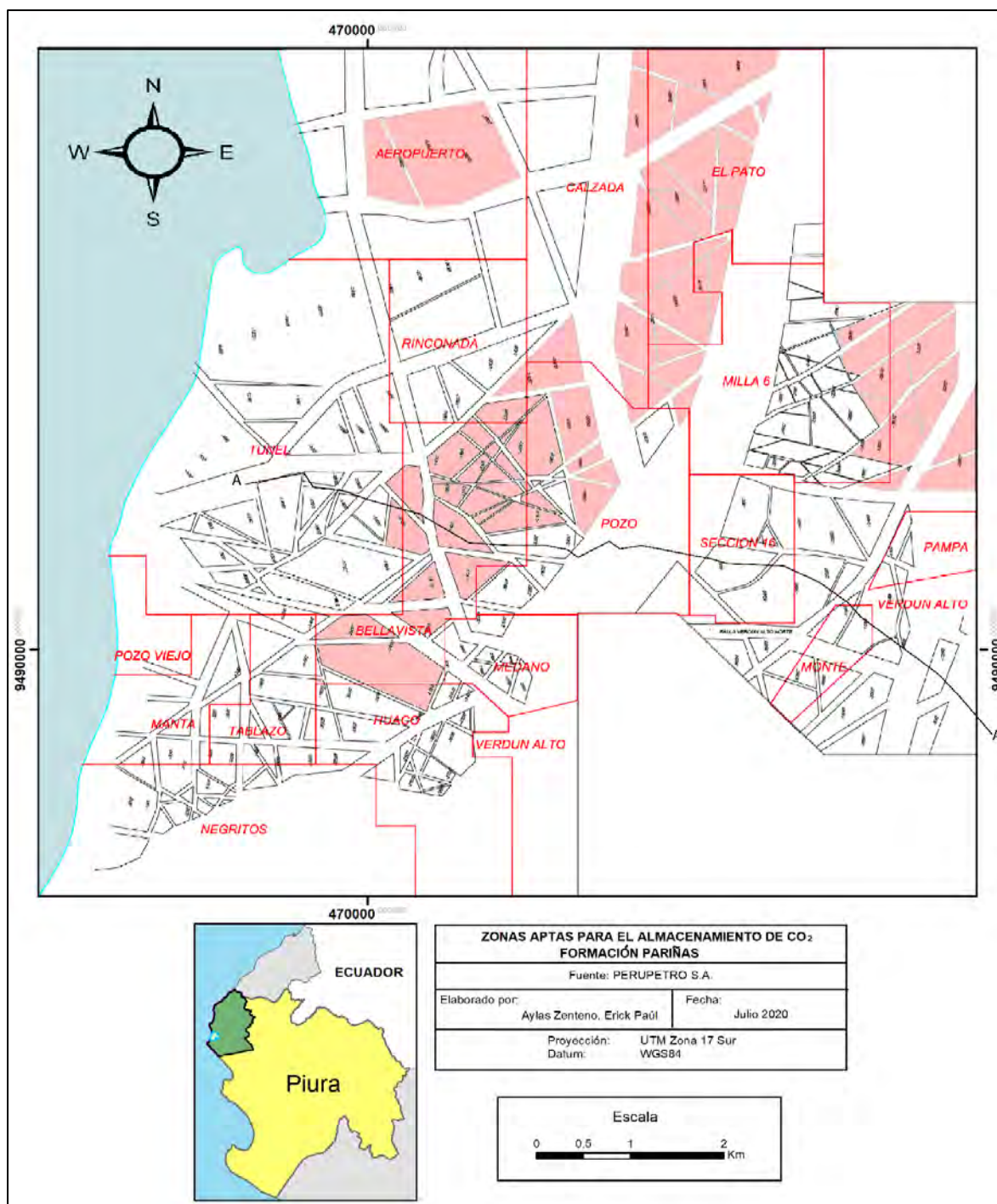


Figura 21 Zonas aptas para el almacenamiento de CO₂ en la formación Pariñas según su profundidad. Las zonas en rosa se encuentran en un rango de profundidad entre 853m y 1463m. Asimismo, se indica la sección estructural A-A'. Tomado y modificado de PERUPETRO S.A., 2018.

6.1.1. Roca reservorio - Pariñas

Esta formación está compuesta por bancos gruesos de areniscas y conglomerados finos, poco consolidados de buena selección y de forma redondeada a sub-redondeada. A continuación, en la Tabla 8 se indican los parámetros geológicos de la formación

Pariñas y en la Figura 21 se indica la ubicación de las posibles zonas de almacenamiento. Los parámetros indicados en la Tabla 8 son: porosidad, permeabilidad y potencia de la formación. Se pondera los valores de porosidad, permeabilidad con respecto a la potencia de la formación. Así mismo, se obtiene una potencia promedio de los yacimientos de los cuales se cuenta con información.

Tabla 8 Parámetros geológicos de la formación Pariñas en los yacimientos Bellavista, Calzada y Verdún Alto. Modificado de (PERUPETRO S.A., 2018)

Código de Ubicación	Yacimiento	Reservorio	Potencia (m)	Porosidad (%)	Permeabilidad (mD)
2D-PA	Calzada	Pariñas	259.08	17.6	640
3D-PA	Calzada	Pariñas	259.08	17.6	640
4D-PA	Bellavista	Pariñas	91.44	19.3	930

6.1.2. Roca sello - Chacra

Está compuesta por la formación Chacra, esta sobreyace a la formación Pariñas a 1173m de profundidad. La roca sello tiene una potencia aproximada de 228m y está compuesta por lutitas marrones, limolitas y presencia de areniscas grises. La porosidad y permeabilidad para lutitas y limonitas según Neuzil (1994) se encuentra en el rango de 10% a 40% y de 0.01×10^{-6} mD a 0.01 mD, respectivamente. Se debe a estos valores de permeabilidad que este tipo de rocas actúan favorablemente como roca sello. Con respecto a la plasticidad de las lutitas, debido al tamaño de partículas que presenta y su estratificación laminar, se les caracteriza como rocas dúctiles (Carlotto, 2019).

6.2. Parámetros geológicos de la trampa geológica Mogollón-Palegreda

La formación Mogollón está presente a profundidades entre 850m y 1890m (PERUPETRO S.A., 2018), principalmente en 10 de los 18 yacimientos. Estas zonas cubren más del 60% del lote y se concentra principalmente en los yacimientos Aeropuerto, Calzada, Milla 6, Bellavista, Rinconada, Sección 16, Verdún Alto, Túnel, Pozo Viejo y Manta. La roca sello de este reservorio es la formación Palegreda.

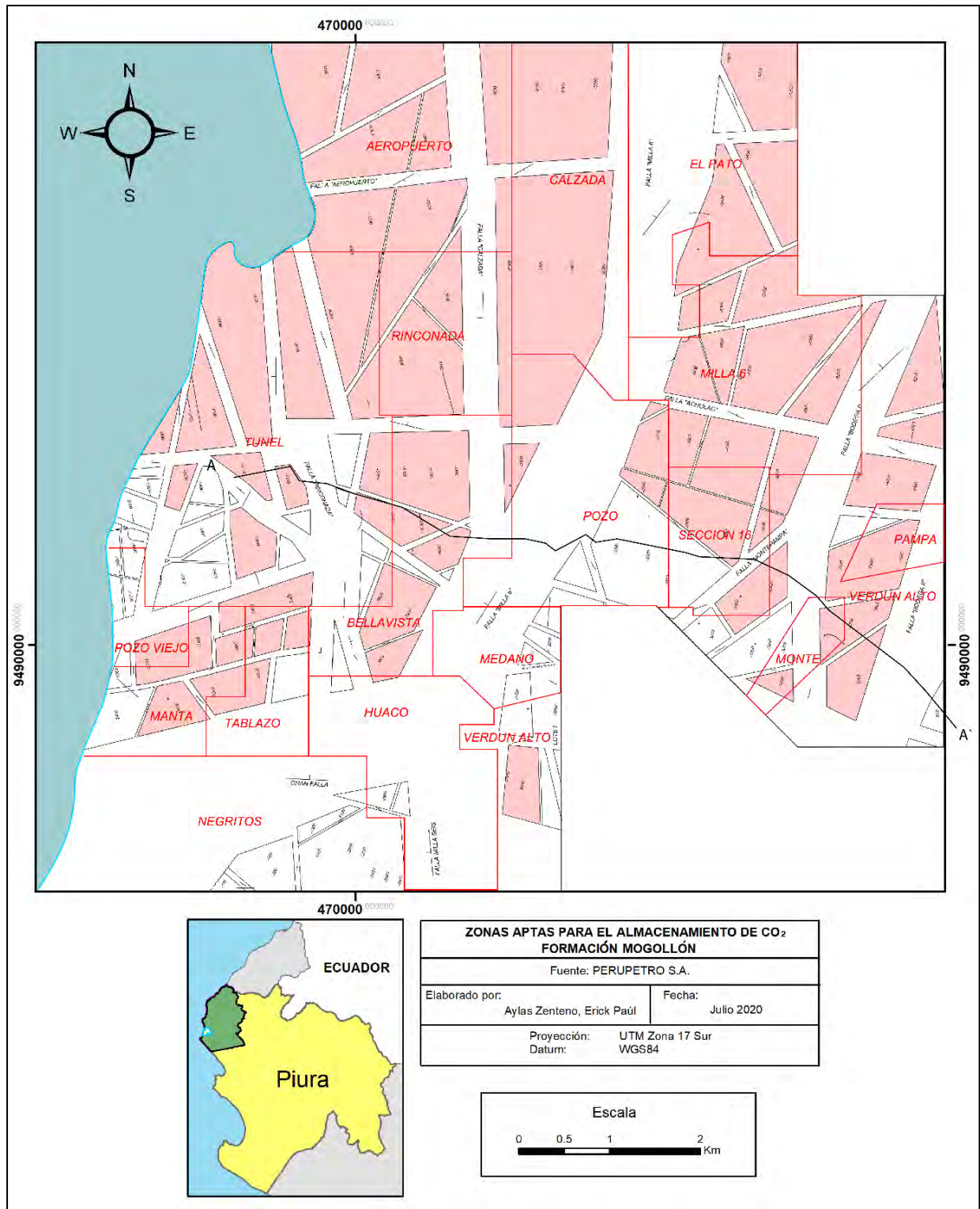


Figura 22 Zonas aptas para el almacenamiento de CO₂ en la formación Mogollón según su profundidad. Las zonas en rosa se encuentran en un rango de profundidad entre 853m y 1463m. Asimismo se indica la sección estructural A-A'. Tomado y modificado de PERUPETRO S.A., 2018.

6.2.1. Roca reservorio – Mogollón

Esta formación está compuesta de intercalaciones gruesas de areniscas y conglomerados. A continuación, en la Tabla 9 se indican los parámetros geológicos de

la formación Mogollón y en la Figura 22 se indica la ubicación de las posibles zonas de almacenamiento. Los parámetros indicados en la Tabla 9 son: porosidad, permeabilidad y potencia de la formación. Se pondera los valores de porosidad, permeabilidad con respecto a la potencia de la formación. Así mismo, se obtiene una potencia promedio de los yacimientos de los cuales se cuenta con información.

Tabla 9 Parámetros geológicos de la formación Mogollón en los yacimientos Manta, Milla 6, Pozo, Sección 16, Túnel y Verdún Alto. Modificado de (PERUPETRO S.A., 2018)

Código de Ubicación	Yacimiento	Reservorio	Potencia (m)	Porosidad (%)	Permeabilidad (mD)
6D-MO	Manta	Mogollón	274	11	0.989
12D-MO	Manta	Mogollón	274	11	0.989
5D-MO	Milla Seis	Mogollón	335	10.5	0.821
11D-MO	Milla Seis	Mogollón	335	10.5	0.821
1D-MO	Pozo	Mogollón	421	9.5	0.49
2D-MO	Pozo	Mogollón	421	8.1	0.211
4D-MO	Pozo	Mogollón	457	12	0.49
13D-MO	Pozo	Mogollón	421	8.1	0.211
9D-MO	Sección 16	Mogollón	396	9	0.409
7D-MO	Túnel	Mogollón	326	11	2.097
8D-MO	Verdún Alto	Mogollón	213	9.7	0.341
10D-MO	Verdún Alto	Mogollón	213	9.7	0.341

6.2.2. Roca sello – Palegreda

Está compuesta por la formación Palegreda, que sobreyace a la formación Mogollón entre 915m y 1385m de profundidad. La roca sello está compuesta por lutitas marinas grises con intercalaciones delgadas de arenisca. Además, presenta una potencia aproximada de 475m. La porosidad y permeabilidad correspondientes para una lutita según Neuzil (1994) se encuentra en el rango de 10% a 40% y de 0.01×10^{-6} mD a 0.01 mD, respectivamente. Se debe a estos valores de permeabilidad que este tipo de rocas actúan favorablemente como roca sello. Con respecto a la plasticidad de las lutitas,

debido al tamaño de partículas que presenta y su estratificación laminar, se les caracteriza como dúctiles (Carlotto, 2019).

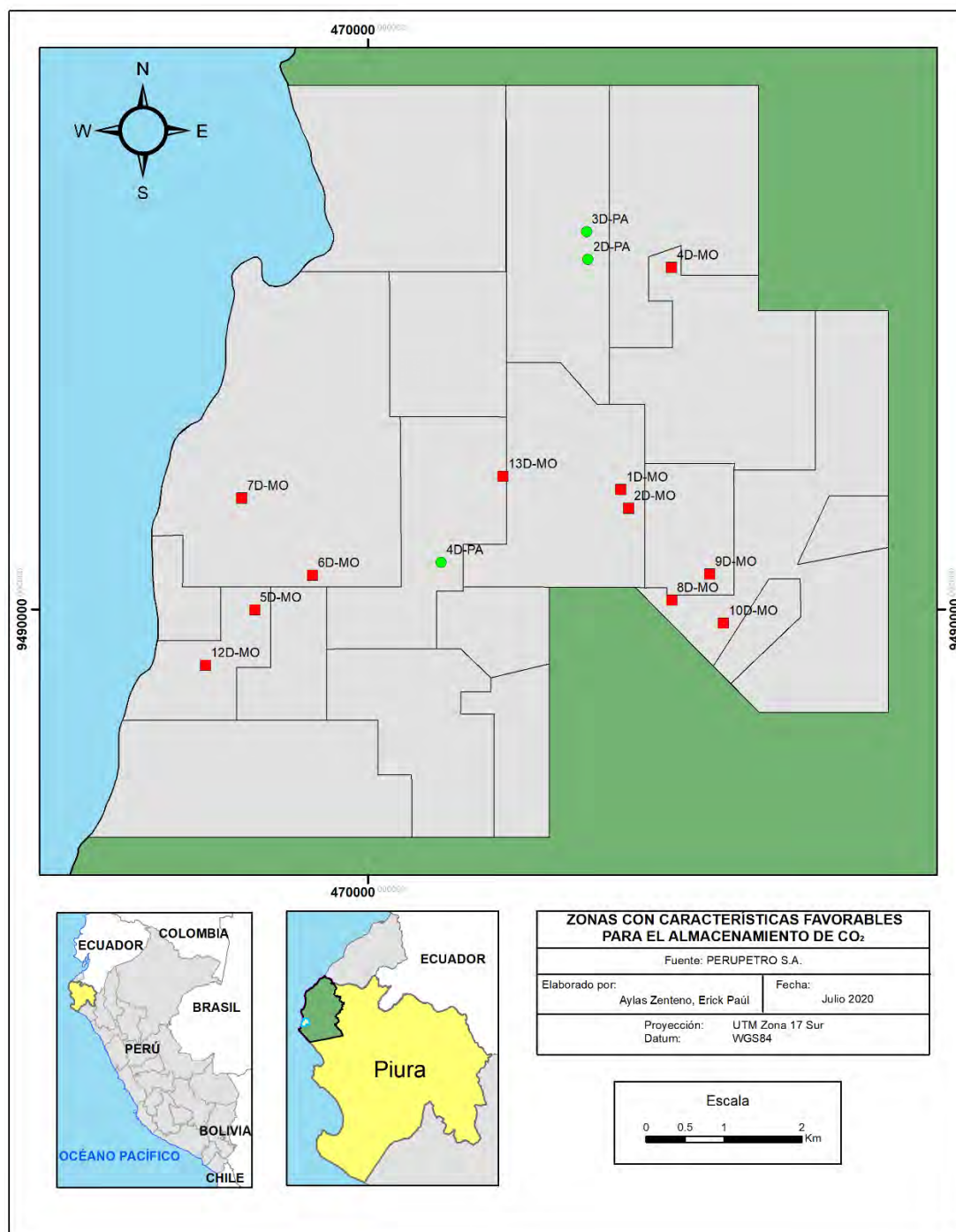


Figura 23 Mapa de ubicación de las zonas con características favorables para el almacenamiento de CO₂. Con puntos verdes las zonas que se encuentran en la formación Pariñas y en cuadrados rojos, las que se encuentran en la formación Mogollón.

6.3. Parámetros hidrogeológicos de las formaciones Pariñas y Mogollón

El TDS presente en los reservorios de ambas formaciones se encuentra en el orden de 14500 ppm a 19000 ppm según muestras de agua en zonas *onshore* y *offshore* en las formaciones subyacentes Basal Salina y Amotape (Hay-Roe & Miller, 1992; Maure et al., 2005). Debido a esto, el agua que se extrae durante la extracción de hidrocarburos es reinyectada en el reservorio, pues no son potables y asimismo ayuda a mantener la presión del reservorio. Por otro lado, la hidrodinámica presente en el Lote I, según el mapa hidrogeológico del INGEMMET a escala 1:2000000, presenta dos tipos: i) acuitardo sedimentario y ii) acuífero fisurado sedimentario (Figura 24 y Figura 25) (INGEMMET, 2020b). La primera se refiere a una formación geológica de baja permeabilidad que almacena agua pero la transmite con mucha dificultad; la segunda, a una formación geológica que permite el almacenamiento y el desplazamiento o transmisión del agua por poros o por grietas (Pulido, 1978; Sterrett, 2007). El acuitardo sedimentario pertenece al Eoceno y tiene una génesis marina. Son formaciones con acuíferos locales en zonas fracturadas o meteorizadas. Esto no excluye que puedan existir acuíferos cautivos más productivos. El acuífero fisurado sedimentario pertenece al Pleistoceno y también tiene una génesis marina. Este tipo de acuíferos pueden incluir formaciones kársticas. Se presentan de forma local o discontinua como acuíferos extensos pero solo moderadamente productivos y no excluye que puedan existir otros acuíferos cautivos y que puedan ser más productivos a una profundidad mayor (INGEMMET, 2020b).

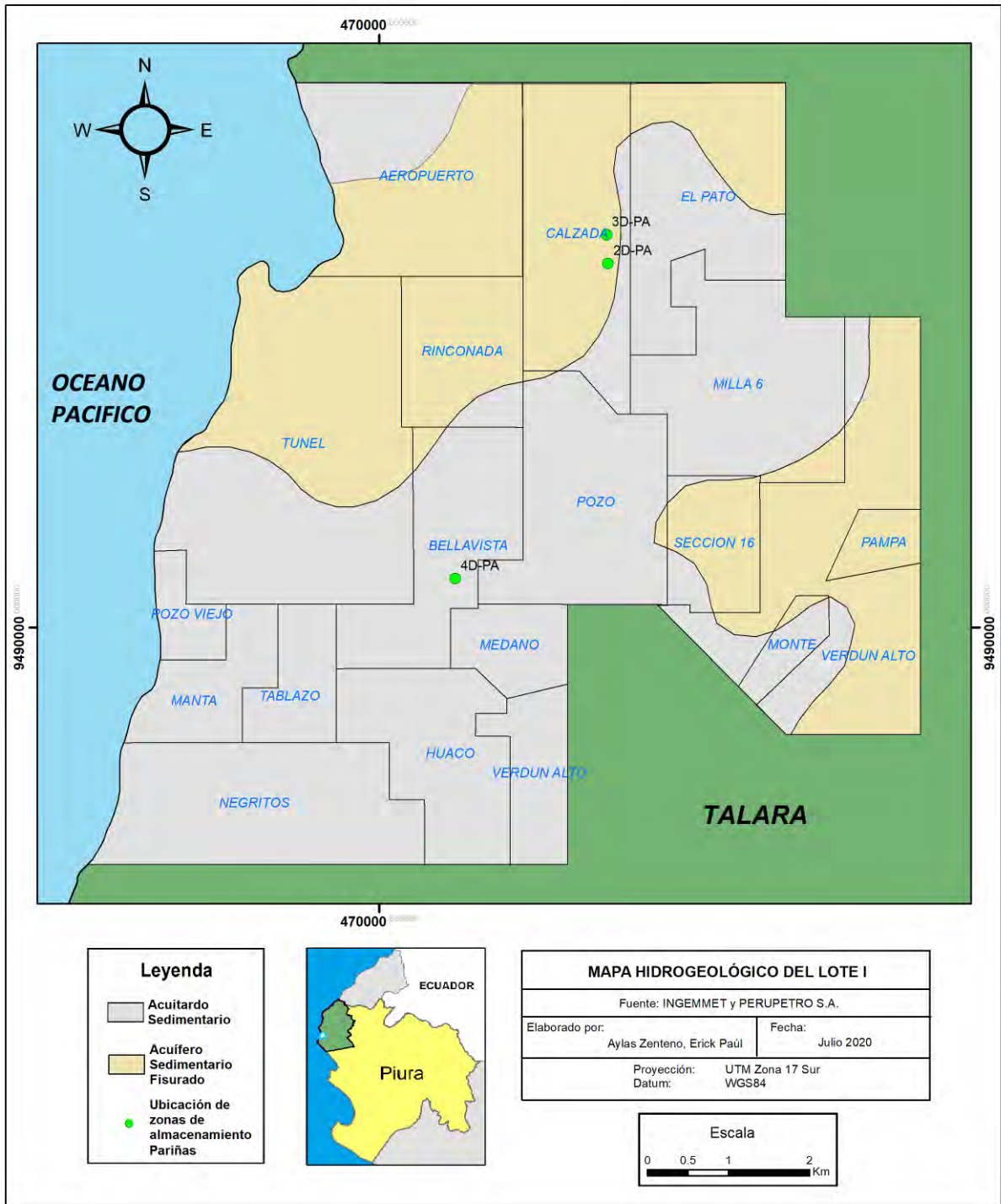


Figura 24 Mapa hidrogeológico del Lote I. Se indica con puntos verde la ubicación de las zonas de almacenamiento en la formación Pariñas. Fuente: (INGEMMET, 2020c; PERUPETRO S.A., 2018)

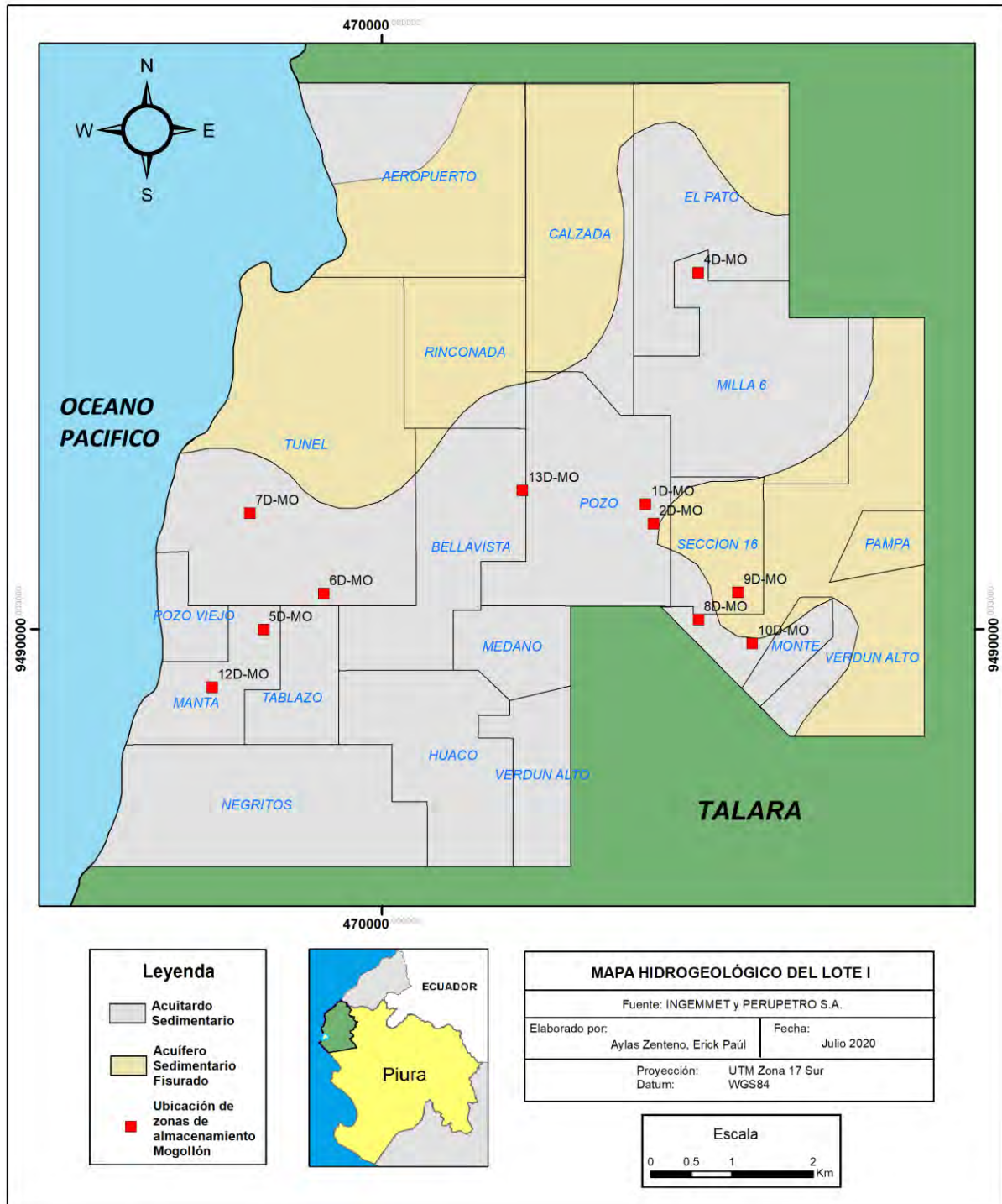


Figura 25 Mapa hidrogeológico del Lote I. Se indica con puntos verde la ubicación de las zonas de almacenamiento en la formación Mogollón. Fuente: (INGEMMET, 2020c; PERUPETRO S.A., 2018)

6.4. Cálculo del volumen de almacenamiento CO₂ en la Fm. Pariñas y la Fm. Mogollón

Se emplea la Ecuación 1 para el cálculo de volumen de almacenamiento. Asimismo, se aplica una modificación en aquellos yacimientos donde también se haya explotado

gas, donde se considera también el volumen de gas producido (Ecuación 2). El cálculo se efectúa en aquellos reservorios que se encuentran a una profundidad favorable para el almacenamiento de CO₂. Así mismo, se emplea el gráfico para hallar la densidad del CO₂ a condiciones del reservorio (ρ_{CO_2r}), se emplean la curva de variación de la densidad del CO₂ según la profundidad (Figura 26) (Bachu, 2003) y la Ecuación 3 según la Ley de Charles y Gay-Lussac (Chang, 2008). Esto, a partir de las unidades de la densidad y debido a que el gradiente geotérmico de los reservorios es 27 °C/km.

$$M_{CO_2t} = \rho_{CO_2r} [R_f * A * h * \varphi * (1 - S_w) - V_{iw} + V_{pw} + V_{pg}] \rightarrow \text{(Ecuación 2)}$$

Donde:

Variables	Unidad	Descripción
M_{CO_2t}	Mt	Capacidad de almacenamiento masivo de CO ₂
ρ_{CO_2r}	Mt/m ³	Densidad del CO ₂ a condiciones del reservorio
R_f	%	Factor de recuperación
A	m ²	Área
h	m	Potencia o espesor del reservorio
φ	%	Porosidad del reservorio
S_w	%	Saturación de agua
V_{iw}	m ³	Volumen de agua inyectada
V_{pw}	m ³	Volumen de agua producida
V_{pg}	m ³	Volumen de gas producido

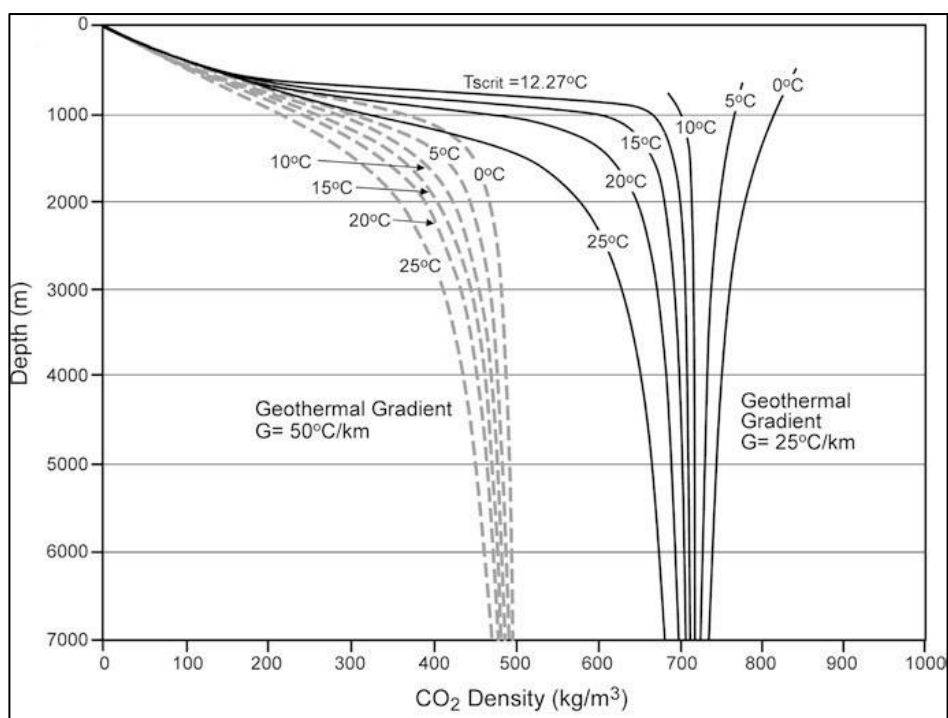


Figura 26 Variación de la densidad del CO₂ según la profundidad en cuencas sedimentarias. (Bachu, 2003).

$$\frac{V_1}{T_1} = \frac{V_2}{T_2} \longrightarrow (*), \text{ donde } V \text{ y } T, \text{ son volumen y temperatura.}$$

$$\text{Dado que: } \rho = \frac{\text{masa}}{\text{volumen}}$$

$$\text{Entonces de } (*) : \rho_2 = \rho_1 \frac{T_1}{T_2} \longrightarrow (\text{Ecuación 3})$$

Las Tablas 10 y 11 indican los valores ρ_{CO_2} en las temperaturas señaladas para las formaciones Pariñas y Mogollón respectivamente. Finalmente, las Tablas del 12 a la 15 presentan la información necesaria para el cálculo de volumen total disponible de CO₂ en las formaciones Pariñas y Mogollón respectivamente.

Tabla 10 Densidad del CO₂ a condiciones del reservorio en la formación Pariñas. Debido a una mayor temperatura del gradiente geotérmico, la densidad en el reservorio es menor y por lo tanto un menor volumen de CO₂ puede ser almacenado.

Ubicación	Yacimiento	Profundidad del tope de la formación (m)	T° según gradiente geotérmico de 25 °C/km (°C)	T° según gradiente geotérmico de 27 °C/km (°C)	ρ CO _{2r} según gradiente geotérmico de 25 °C/km (kg/m ³)	ρ CO _{2r} según gradiente geotérmico de 27 °C/km (kg/m ³)	ρ CO _{2r} según gradiente geotérmico de 27 °C/km (t/m ³)
4D-PA	Bellavista	1173.00	29.3	31.7	415	385	0.385
2D-PA	Calzada	1173.00	29.3	31.7	415	385	0.385
3D-PA	Calzada	1173.00	29.3	31.7	415	385	0.385

Tabla 11 Densidad del CO₂ a condiciones del reservorio en la formación Mogollón. Mientras mayor es la profundidad del reservorio, mayor es la densidad del CO₂ a condiciones del reservorio.

Ubicación	Yacimiento	Profundidad del tope de la formación (m)	T° según gradiente geotérmico de 25 °C/km (°C)	T° según gradiente geotérmico de 27 °C/km (°C)	ρ CO _{2r} según gradiente geotérmico de 25 °C/km (kg/m ³)	ρ CO _{2r} según gradiente geotérmico de 27 °C/km (kg/m ³)	ρ CO _{2r} según gradiente geotérmico de 27 °C/km (t/m ³)
6D-MO	Manta	914.40	22.9	24.7	280	260	0.260
12D-MO	Manta	914.40	22.9	24.7	280	260	0.260
5D-MO	Milla Seis	1280.16	32.0	34.6	450	416	0.416
11D-MO	Milla Seis	1280.16	32.0	34.6	450	416	0.416
1D-MO	Pozo	944.88	23.6	25.5	300	278	0.278
2D-MO	Pozo	944.88	23.6	25.5	300	278	0.278
4D-MO	Pozo	822.96	20.6	22.2	240	222	0.222
13D-MO	Pozo	944.88	23.6	25.5	300	278	0.278
9D-MO	Sección 16	1386.84	34.7	37.4	485	450	0.450
7D-MO	Túnel	1097.28	27.4	29.6	368	340	0.340
8D-MO	Verdún Alto	1097.28	27.4	29.6	368	340	0.340
10D-MO	Verdún Alto	1097.28	27.4	29.6	368	340	0.340

Tabla 12 Cálculo de la cantidad total de CO₂ inyectable en la formación Pariñas. En el yacimiento Bellavista se aplicó la Ecuación 3, en el yacimiento Calzada se empleó la fórmula propuesta por Bachu (2007). Además, se indica la cantidad total de CO₂ inyectable en los 3 posibles yacimientos.

Propiedades	Unidad	Bellavista	Calzada	Calzada
Ubicación		4D-PA	2D-PA	3D-PA
ρ_{CO_2r}	t/m ³	0.385	0.385	0.385
R_f	%	25	9	11
A	m ²	113312.080	52609.180	44515.460
h	m	259	259	259
ϕ	%	17.600	17.600	17.600
S_w	%	36	36	36
V_{iw}	m ³	0	0	0
V_{pw}	m ³	128 165 541	0	0
V_{pg}	m ³	123999584.500	0	0
M_{CO_2t}	t	98666708.530	53871.746	3785.938
M_{CO_2t}	Mt	98.667	0.053	0.004
			Total (Mt)	98.724

Tabla 13 Cálculo de la cantidad de CO₂ inyectable en la formación Mogollón según la fórmula propuesta por Bachu (2007). Además, se indica la cantidad total de CO₂ inyectable en 4 yacimientos.

Propiedades	Unidad	Manta	Manta	Milla Seis	Milla Seis
Ubicación		6D-MO	12D-MO	5D-MO	11D-MO
ρ_{CO_2r}	t/m ³	0.260	0.260	0.416	0.416
R_f	%	14	8	14	8
A	m ²	80937.200	113312.080	72843.480	72843.480
h	m	274.320	274.320	335.280	335.280
ϕ	%	11	11	10.500	10.500
S_w	%	46	46	41	46
V_{iw}	m ³	0	0	0	0
V_{pw}	m ³	0	596360.237	0	5556595.650
M_{CO_2t}	t	48005.774	193458.281	88117.265	2357629.333
M_{CO_2t}	Mt	0.048	0.193	0.088	2.358

Tabla 14 Cálculo de la cantidad de CO₂ inyectable en la formación Mogollón según la fórmula propuesta por Bachu (2007). Además, se indica la cantidad total de CO₂ inyectable en 4 yacimientos.

Propiedades	Unidad	Pozo	Pozo	Pozo	Pozo
Ubicación		1D-MO	2D-MO	4D-MO	13D-MO
ρ_{CO_2r}	t/m ³	0.278	0.278	0.222	0.278
R_f	%	11	10	12	7
A	m ²	60702.900	72843.480	80937.200	101171.500
h	m	420.624	420.624	457.200	420.624
ϕ	%	9.500	8.100	12.000	8.100
S_w	%	42	50	40	50
V_{iw}	m ³	0	0	0	0
V_{pw}	m ³	0	0	0	8406755.599

M_{CO_2t}	t	43022.195	34497.256	70977.568	2370617.056
M_{CO_2t}	Mt	0.043	0.034	0.071	2.371

Tabla 15 Cálculo de la cantidad de CO₂ inyectable en la formación Mogollón según la fórmula propuesta por Bachu (2007). Además, se indica la cantidad total de CO₂ inyectable en la formación a partir de los 12 yacimientos evaluados.

Propiedades	Unidad	Sección 16	Túnel	Verdún Alto	Verdún Alto
Ubicación		9D-MO	7D-MO	8D-MO	10D-MO
ρ_{CO_2r}	t/m ³	0.450	0.340	0.340	0.340
R_f	%	6	6	6	14
A	m ²	72843.480	80937.200	72843.480	72843.480
h	m	396.240	326.136	213.360	213.360
ϕ	%	9	11	9.700	9.700
S_w	%	47	40	53	53
V_{iw}	m ³	0	0	0	0
V_{pw}	m ³	1766981.518	7438365.782	12804336.019	0
M_{CO_2t}	t	832314.985	2564584.660	4367928.759	33727.196
M_{CO_2t}	Mt	0.832	2.565	4.368	0.034
				Total (Mt)	13.005

7. Resultados

Se realiza una síntesis de todos los parámetros favorables para el almacenamiento geológico de CO₂ en el Lote I. La descripción de estos parámetros se da en las trampas: Pariñas-Chacra y Mogollón-Palegreda. Cada parámetro fue justificado en los capítulos anteriores y en las Tablas siguientes se indican sus referencias.

7.1. Trampa Pariñas-Chacra

En las Tablas 16 y 17 se mencionan los resultados de los parámetros geológicos favorables para el almacenamiento geológico de CO₂ de la roca reservorio y sello respectivamente. Se indica el rango en el que se encuentra la porosidad, la permeabilidad, la potencia, y las características de la roca sello y reservorio. Así mismo, se menciona la fuente de la información de cada parámetro.

Tabla 16 Parámetros para el almacenamiento geológico de CO₂ en la roca reservorio (formación Pariñas).

Parámetros	Valor	Indicador	Fuente
Geológicos	Porosidad (%)	17.6 – 19.3	Regular (PERUPETRO S.A., 2018)
	Permeabilidad (mD)	640 – 930	Buena (PERUPETRO S.A., 2018)
	Potencia (m)	217.17	Buena (PERUPETRO S.A., 2018), Chipana (2006).
	Litología	Arenisca	Buena (PERUPETRO S.A., 2018), Chipana (2006), Higley (2004)
	Estratigrafía	Semi - Uniforme	Regular a baja (PERUPETRO S.A., 2018), Higley (2004)
	Profundidad (m)	1170	Buena PERUPETRO S.A.
	Temperatura (°C/km)	27	Baja (Hay-Roe & Miller, 1992; Maure et al., 2005)
Capacidad (Mt CO ₂)	98.724	Regular	Propia
Hidrogeológicos	TDS (ppm)	14500 - 19000	Buena (Hay-Roe & Miller, 1992; Maure et al., 2005)
	Hidrodinámica	Regional, pero sistema de flujo corto.	Baja (INGEMMET, 2020b)

Tabla 17 Parámetros para el almacenamiento geológico de CO₂ en la roca sello (formación Chacra).

Parámetro	Valor	Indicador	Fuente
Continuidad lateral	Sub horizontal	Regular	Chipana (2006). Sección estructural modificada.
Estratigrafía	Semi uniforme y fallas geológicas	Baja	(PERUPETRO S.A., 2018), Higley (2004), Chipana (2006)
Plasticidad	Dúctil	Buena*	(Carlotto, 2019)
Potencia (m)	228 m	Buena	(PERUPETRO S.A., 2018)
Porosidad (%)	10 – 40	Baja*	(Neuzil, 1994)

(*) No se cuenta con datos in-situ, son datos referenciales según el tipo de roca

7.2. Trampa Mogollón-Palegreda

En las Tablas 18 y 19 se mencionan los resultados de los parámetros geológicos favorables para el almacenamiento geológico de CO₂ de la roca reservorio y sello respectivamente. Se indica el rango en el que se encuentra la porosidad, la permeabilidad, la potencia y las características de la roca sello y reservorio. Así mismo, se menciona la fuente de la información de cada parámetro.

Tabla 18 Parámetros favorables para el almacenamiento geológico de CO₂ en la roca reservorio (formación Mogollón).

Parámetros	Valor	Indicador	Fuente
Geológicos	Porosidad (%)	8.3	Bajo (PERUPETRO S.A., 2018)
	Permeabilidad (mD)	0.568	Bajo (PERUPETRO S.A., 2018)
	Potencia (m)	333	Buena (PERUPETRO S.A., 2018)
	Litología	Areniscas y conglomerados	Buena a regular (PERUPETRO S.A., 2018), Higley (2004)
	Estratigrafía	Semi - Uniforme	Regular (PERUPETRO S.A., 2018), Higley (2004)
	Profundidad (m)	820 – 1390	Buena (PERUPETRO S.A., 2018)
	Temperatura (°C/km)	27	Baja (Hay-Roe & Miller, 1992; Maure et al., 2005)
Capacidad (Mt CO ₂)	13.005	Baja	Propia
Hidrogeológicos	TDS (ppm)	14500 - 19000	Buena (Hay-Roe & Miller, 1992; Maure et al., 2005)
	Hidrodinámica	Superficial, sistema de flujo corto.	Baja (INGEMMET, 2020b)

Tabla 19 Parámetros favorables para el almacenamiento geológico de CO₂ en la roca sello (formación Palegreda).

Parámetro	Valor	Indicador	Fuente
Continuidad lateral	Sub horizontal	Regular	Chipana (2006). Sección estructural modificada.
Estratigrafía	Semi uniforme y fallas geológicas	Bajo	(PERUPETRO S.A., 2018), Higley (2004), Chipana (2006)
Plasticidad	Dúctil	Buena*	(Carlotto, 2019)
Potencia (m)	475 m	Buena	(PERUPETRO S.A., 2018)
Porosidad (%)	10 – 40	Bajo*	(Neuzil, 1994)

(*) No se cuenta con datos in-situ, son datos referenciales según el tipo de roca.



8. Discusión

8.1. Sobre el contexto regional del Lote I

Los sistemas de antearco se consideran regiones con bajo potencial de petróleo debido a su compleja estratigrafía, su tectónica y su régimen termal; sin embargo, la Cuenca Talara es una excepción notable debido a su significativa producción de hidrocarburos (Higley, 2004; Lemgruber-Traby et al., 2020). Así mismo, el AGC en zonas de convergencia de placas, donde se presenta una actividad tectónica activa, es mayor el riesgo de filtración y es necesario una evaluación hidrogeológica de la cuenca alrededor del punto de inyección (Hitchon et al., 1999); Por otro lado, el Sistema de Antearco Norperuano (SAN) presenta una tectónica superficial acoplamiento sísmico muy débil (Lemgruber-Traby et al., 2020; Villegas-Lanza et al., 2016). Además, desde el Oligoceno tardío hasta el presente, la convergencia en Sudamérica está caracterizada por un movimiento con tendencia E-NE de la placa de Nazca con tasas de convergencia que han descendido (Lemgruber-Traby et al., 2020).

8.2. Sobre las rocas reservorio

Según los parámetros identificados por Llamas & Cienfuegos (2011) y Bachu (2008), la formación Pariñas cuenta con 6 parámetros favorables, 2 desfavorable y 1 regulares identificados para el Almacenamiento Geológico de CO₂ (AGC). Presenta parámetros favorables con respecto a los valores de permeabilidad (643mD), potencia (217m), litología (arenisca), profundidad (1170m), capacidad de almacenamiento (98.724 Mt de CO₂) y TDS (14500ppm – 19000ppm). Por otro lado, los parámetros desfavorables son la temperatura del reservorio (27 °C/km) y la hidrodinámica (superficial y de flujo corto). Sin embargo, Lemgruber-Traby et al., (2020) señalan gradientes geotérmicos entre de 18 °C/km en la zona *offshore* y 23 °C/km en la zona *onshore* con el detalle que se asume una temperatura superficial promedio de 25 °C. En cambio, en la presente

tesis se considera la temperatura superficial como 27 °C. Por lo que el cálculo de la capacidad de almacenamiento es más conservador.

La Figura 21, donde se indica las profundidades del tope de la roca reservorio en la formación Pariñas, ayudó a descartar algunos yacimientos como posibles zonas de AGC. De esta forma, el yacimiento Calzada es descartado como zona de almacenamiento de CO₂, sin embargo, la información sobre su profundidad y propiedades en la Tabla 3 indican que es una zona con características favorables para la inyección de CO₂. Por lo tanto, es necesario que se corrobore cual es la profundidad del tope de la roca reservorio en todos los yacimientos.

La formación Mogollón cuenta con 3 parámetros favorables, 6 desfavorables y 2 regulares identificados para el AGC. Además, presenta los valores desfavorables en los parámetros más importantes como la porosidad (8.3%) y permeabilidad (0.568 mD). Estos parámetros presentan valores son muy bajos, lo cual representa un problema al realizar la inyección de CO₂; pues bajo estas condiciones el CO₂ no se desplaza de manera fluida en la roca y por lo tanto obstaculiza un adecuado almacenamiento. Al mismo tiempo, su volumen disponible de almacenamiento, a pesar de haberse identificado un mayor de numero de yacimientos disponibles en comparación a la formación Pariñas, es muy bajo (13.005 Mt de CO₂).

Ambos reservorios presentan un parámetro regular en cuanto a la estratigrafía. En cuanto a la geología estructural, las rocas están fracturadas y los estratos se encuentran como bloques en una estructura *roll-over*; esto debido a los esfuerzos de compresión en una zona de convergencia de placas.

La hidrodinámica es regional, pero debido al dominio estructural, el flujo es local dado que esta interrumpido por las fallas y fracturas presentes en el lote. Asimismo, debido

a que la escala del Mapa Hidrogeológico es 1:2000000, no se puede considerar como representativo el parámetro de la hidrodinámica.

En comparación con los reservorios de CO₂ de escala industrial como *Sleipner*, *Boundary Dam*, *Jilin Oil Field EOR* y otros (Sub-capítulo 2.2 Aplicación de almacenamiento geológico de CO₂ en el mundo), el Lote I cuenta con un yacimiento con un volumen de almacenamiento de aproximadamente 100 Mt (Bellavista), pero con porosidad menor a 25 % y su gradiente geotérmico es alto (27 °C/km). Asimismo, otra característica desfavorable es su cercana ubicación a la zona de convergencia de placas, debido a que la actividad sísmica puede desestabilizar la integridad de la trampa geológica y provocar filtración hacia la superficie.

8.3. Sobre las rocas sello

En general, las formaciones Chacra y Palegreda presentan los mismos parámetros para el AGC. Los parámetros favorables son la plasticidad (dúctil) y la potencia (228m y 475m respectivamente). Los parámetros desfavorables son la continuidad lateral (sub horizontal) y la porosidad (10%-40%). Cabe señalar que los parámetros de plasticidad y porosidad son datos referenciales según el tipo de roca. Por lo tanto, es necesario pruebas de laboratorio para determinar el valor de estos parámetros en el lote.

En comparación con los reservorios de CO₂ de escala industrial (Sub-capítulo 2.2), las rocas sello no presentan una continuidad lateral en forma de anticlinal. Además, la estratigrafía del lote no es uniforme, y se ve afectada por las fallas y fracturas presentes. Asimismo, no se conoce de forma precisa las propiedades físicas de las rocas sello y solo se cuenta con referencia de estas propiedades según rocas del mismo tipo.

8.4. Sobre el cálculo de volumen de almacenamiento de CO₂

No se cuenta con información exactas sobre los volúmenes de CO₂ inyectado en el Lote I para la recuperación secundaria de petróleo. Así mismo, si bien la modificación de la

Ecuación 1 considera el volumen de gas producido (Ecuación 2), no se cuenta con información del gas producido en todos los yacimientos. Estos factores generan incertidumbre sobre el volumen efectivo para almacenar CO₂ en los yacimientos. Por lo tanto, los volúmenes estimados son preliminares.



9. Conclusiones

9.1. Conclusión general:

Se caracterizó geológicamente Lote I y se determinó que las posibles trampas geológicas para almacenar CO₂, debido a su profundidad, son las formaciones Pariñas-Chacra y Mogollón-Palegreda, que están compuestas por roca reservorio y sello respectivamente. Para la formación Pariñas los parámetros favorables son la porosidad (17.8%), permeabilidad (670 mD), potencia (217m), litología (arenisca), profundidad (1170m), volumen de almacenamiento (98.724 Mt de CO₂) y TSD (14500-19000ppm). Los parámetros desfavorables son la estratigrafía (semi uniforme), temperatura (27 °C/km) y la hidrodinámica (regional, pero sistema de flujo corto). Para la formación Chacra los parámetros favorables son la plasticidad (dúctil) y potencia (228m). Los parámetros desfavorables son la porosidad (10%-40%) y estratigrafía (semi uniforme y, presenta fracturas y fallamiento). Por otro lado, en la formación Mogollón los parámetros favorables son la potencia (333m), profundidad (820m y 1390m), litología (arenisca y presencia de conglomerados) y TDS (14500ppm y 19000ppm). Los parámetros desfavorables son la porosidad (8.3%), permeabilidad (0.568 mDarcy), temperatura (27 °C/km), volumen de almacenamiento (13.005 Mt de CO₂) y la hidrodinámica (regional, pero sistema de flujo corto). Finalmente, para la formación Palegreda los parámetros favorables son la plasticidad (dúctil) y potencia (228m). Los parámetros desfavorables son la porosidad (10%-40%) y estratigrafía (semi uniforme y, presenta fracturas y fallamiento).

Se concluye que, dentro del Lote I, la Formación Pariñas cuenta con condiciones favorables como reservorio para el almacenamiento geológico de CO₂ (AGC), en específico el yacimiento Bellavista. Sin embargo, existe incertidumbre sobre las propiedades físicas (porosidad, permeabilidad) de su roca sello (Formación Chacra) y

es necesario una evaluación hidrogeológica en el Lote I para reducir el riesgo de filtraciones de CO₂ a la superficie. Este yacimiento presenta una capacidad de almacenamiento de 98.724 Mt, la cual es adecuada para el almacenamiento a escala industrial (1Mt/año). Por otro lado, la trampa Mogollón-Palegreda, no es apta para el AGC debido a la baja porosidad, permeabilidad y volumen de almacenamiento. Estos parámetros son determinantes para concluir que esta trampa no es apta.

9.2. Conclusiones específicas:

- Se evaluó y analizó la información disponible de Talara y se realizó la caracterización geológica del Lote I con fines de almacenamiento de CO₂. Esta constó de literatura científica, técnica, además de información provista por PERUPETRO S.A.. Regionalmente se describe al Depocentro de Antearco Talara, donde el depocentro es la zona de depositación con mayor espesor de una cuenca y por lo tanto representa mejor a la Cuenca Talara.
- Se caracterizó geológicamente el Lote I en base a la información recopilada. Se describió la geología local del lote; estas incluyen la descripción de la sedimentología y estratigrafía del lote. La geología está marcada principalmente por rocas sedimentarias como areniscas, calizas, conglomerados, lutitas y margas desde el Cretácico hasta el Cuaternario, esto corresponde a su potencial como zona de almacenamiento de hidrocarburos.
- Se determinó el marco geológico-estructural del Lote I para las trampas geológicas Pariñas-Chacra y Mogollón-Palegreda. En ambas trampas, las fallas más importantes son: Con rumbo Norte-Sur (Milla 6, Calzada, Rinconada, Bodega I y Monte Pampa) y con rumbo Este-Oeste (Gran Falla, Acholao y Verdún alto norte). Con respecto al volumen de almacenamiento, la formación Pariñas y Mogollón

cuentan con 98.724 Mt de CO₂ y 13.005 Mt de CO₂ respectivamente. Solamente la Formación Pariñas, en particular el yacimiento Bellavista, cuenta con los volúmenes recomendables para el almacenamiento a escala industrial. Sobre la tectónica actual, esta es superficial, presenta acoplamiento sísmico muy débil y la tasa de convergencia se ha reducido.

- Se determinaron las propiedades hidráulicas e hidrogeológicas para almacenar CO₂. En base a muestras de agua producida en formaciones subyacentes (Amotape y Basal Salina), se conoce que el nivel de TDS está en el rango de 14500 ppm y 19000 ppm., lo cual no apto para el consumo humano. Así mismo, la hidrodinámica en el Lote es regional, pero de flujo corto debido a las fallas y fracturas en los bloques de las formaciones. Además, la escala de estudio hidrogeológico es 1:2000000, lo cual no es representativo con respecto a la extensión del área de estudio y requiere de estudios a menor escala.

10. Recomendaciones

- Hay bloques de la formación Pariñas de los que se desconoce su profundidad y otros parámetros geológicos (porosidad, permeabilidad, potencia, etc.). Sin embargo, podrían ser zonas con condiciones favorables para el almacenamiento geológico.
- Es necesario un modelamiento geológico 3D de los bloques para tener mayor certeza sobre la geometría de los reservorios y por ende el volumen de almacenamiento.
- Son necesarios análisis de laboratorio para conocer las propiedades físicas (porosidad y permeabilidad) de la Formación Chacra.
- Estudios a menor escala para reconocer mejor la hidrogeología del Lote I.

- En los yacimientos Aeropuerto y El Pato, hay bloques rocosos de la formación Pariñas que cuenta con parámetros geológicos e hidrogeológicos favorables para el almacenamiento de CO₂. Sin embargo, no se halló información de dichos bloques para poder calcular el volumen disponible para la inyección de CO₂.



11. Bibliografía

- Bachu, S. (2003). *Screening and ranking of sedimentary basins for sequestration of CO₂ in geological media in response to climate change*. 277-289 p.
<https://doi.org/10.1007/s00254-003-0762-9>
- Bachu, S., & Adams, J. J. (2003). Sequestration of CO₂ in geological media in response to climate change: capacity of deep saline aquifers to sequester CO₂ in solution. *Energy Conversion and Management*, 44(20), 3151-3175. [https://doi.org/10.1016/s0196-8904\(03\)00101-8](https://doi.org/10.1016/s0196-8904(03)00101-8)
- Bachu, S. (2010). Screening and selection criteria, and characterisation techniques for the geological sequestration of carbon dioxide (CO₂). En *Developments and innovation in carbon dioxide (CO₂) capture and storage technology: Volume 2: Carbon dioxide (CO₂) storage and utilisation*. <https://doi.org/10.1016/B978-1-84569-797-6.50002-3>
- Bachu, Stefan, Bonijoly, D., Bradshaw, J., Burruss, R., Holloway, S., Christensen, N. P., & Mathiassen, O. M. (2007). CO₂ storage capacity estimation: Methodology and gaps. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 1(4), 430-443 p.
[https://doi.org/10.1016/S1750-5836\(07\)00086-2](https://doi.org/10.1016/S1750-5836(07)00086-2)
- Benson, S. L., Cook, P., Anderson, J., Bachu, S., Nimir, H., Basu, B., ... Zhou, D. (2005). Carbon Dioxide Capture. En *IPCC Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage* (p. 443). Cambridge, New York, Melbourne, Madrid, Cape Town, Singapore, São Paulo: Intergovernmental Panel on Climate Change.
- Bodansky, D. (2001). The history of the global climate change regime. *International relations and global climate change*, 23(23), 505.
- Bodansky, D., Brunnée, J., & Rajamani, L. (2017). *International climate change law*. Oxford University Press. 36 p.
- Carlotto, V. (2019). *Análisis multicriterio para la ubicación de los posibles proyectos de inyección geológica de CO₂ en el Perú*. Pontificia Universidad Católica Del Perú. 100 p.
- Chadwick, A., Arts, R., Bernstone, C., May, F., Thibeau, S., & Zweigel, P. (2008). *Best Practice For The Storage Of CO₂ In Saline Aquifers Observations and guidelines from the SACS and CO₂ STORE projects Derived from projects receiving financial support from the European Union*. 80-177 p. Recuperado de http://nora.nerc.ac.uk/id/eprint/2959/1/0812_CO2STORE_BPM_book_V7.pdf
- Chang, R. (2008). *Capítulo 5 : Gases*. General chemistry: the essential concepts. 153-175 p. Boston: McGraw-Hill,.
- Chipana, J. (2006). *Evaluación geológica de la formación Pariñas en el yacimiento: sección 16, lote 1-Cuenca Talara*. 96 p. Recuperado de <http://cybertesis.uni.edu.pe/handle/uni/122>
- Climate Policy. (2019). CO₂eq. Recuperado 13 de junio de 2019, de Glossary website: <https://climatepolicyinfohub.eu/glossary/co2eq>
- Department of Agriculture Water and Environment. (2020). Greenhouse effect. Recuperado 24 de agosto de 2020, de <https://www.environment.gov.au/climate-change/climate-science-data/climate-science/greenhouse-effect>

- Espurt, N., Brusset, S., Baby, P., Henry, P., Vega, M., Calderon, Y., ... Saillard, M. (2017). Deciphering the Late Cretaceous-Cenozoic structural evolution of the North Peruvian forearc system. *Tectonics*, 37(1), 251-282 p.
- Feely, R. A., Sabine, C. L., Lee, K., Berelson, W., Kleypas, J., Fabry, V. J., & Millero, F. J. (2004). Impact of anthropogenic CO₂ on the CaCO₃ system in the oceans. *Science*, 305(5682), 362-366 p.
- Global Carbon Capture Storage Institute. (2016). *The Global Status of CCS. Summary Report*. 28 p. Recuperado de https://www.globalccsinstitute.com/wp-content/uploads/2018/12/Global-Status-Report-2016_Summary.pdf
- Grupo de Trabajo Multisectorial de naturaleza temporal encargado de generar información técnica para orientar la implementación de las Contribuciones Nacionalmente Determinadas (GTM-NDC). (2018). *Informe Final sobre la información técnica para la implementación de las Contribuciones Nacionalmente Determinadas*. 1-8 p.
- Han, W. S. (2008). *Evaluation of CO₂ trapping mechanisms at the SACROC northern platform: Site of 35 years of CO₂ injection*. Citeseer. 126-160 p.
- Hay-Roe, H., & Miller, P. M. (1992). *Portachuelo Field--Peru Talara Basin*. 28 p.
- Higley, D. K. (2004). The Talara Basin Province of Northwestern Peru: Cretaceous-Tertiary Total Petroleum System. *USGS bulletin*, (2206-A), 28 p.
- Hitchon, B., Gunter, W. D., Gentzis, T., & Bailey, R. T. (1999). Sedimentary basins and greenhouse gases: a serendipitous association. *Energy Conversion and Management*, 40(8), 825-843.
- Hopkin, M. (2005). Greenhouse-gas levels highest for 650,000 years. *Nature*, 1. <https://doi.org/10.1038/news051121-14>
- Instituto Geológico, Minero y Metalúrgico. (1999). Carta Geológica Nacional - Escala 1:100,000. Recuperado 8 de octubre de 2020, de <https://www.ingemmet.gob.pe/carta-geologica-nacional-escala-1-100-000>
- Instituto Geológico, Minero y Metalúrgico (INGEMMET). (2020a). Geología 1:50,000. Recuperado 12 de junio de 2020, de GEOCATMIN website: <https://geocatmin.ingemmet.gob.pe/geocatmin/>
- Instituto Geológico, Minero y Metalúrgico (INGEMMET). (2020b). Geomorfología. Recuperado 12 de mayo de 2020, de GEOCATMIN website: <https://geocatmin.ingemmet.gob.pe/geocatmin/>
- Instituto Geológico, Minero y Metalúrgico (INGEMMET). (2020c). Hidrogeología. Recuperado 12 de junio de 2020, de GEOCATMIN website: <https://geocatmin.ingemmet.gob.pe/geocatmin/>
- International Energy Agency. (2009). Natural Releases of CO₂. *IEA Greenhouse Gas R&D Programme*, 19 p. Recuperado de https://ieaghg.org/docs/general_publications/naturalreleases.pdf
- Lemgruber-Traby, A., Espurt, N., Souque, C., Henry, P., Calderon, Y., Baby, P., & Brusset, S. (2020). Thermal structure and source rock maturity of the North Peruvian forearc

- system: Insights from a subduction-sedimentation integrated petroleum system modeling. *Marine and Petroleum Geology*, 122, 104664. pp.104664. 48 p.
- Leung, D. Y. C., Caramanna, G., & Maroto-Valer, M. M. (2014). An overview of current status of carbon dioxide capture and storage technologies. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 39, 426-443 p. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.07.093>
- Llamas, B., & Cienfuegos, P. (2012). Multicriteria Decision Methodology to Select Suitable Areas for Storing Co 2. *Energy & Environment*, 23(2-3), 249-264 p. <https://doi.org/10.1260/0958-305x.23.2-3.249>
- Lucquiaud, M., & Wilkinson, M. (2018). Block 5 - Future Prospects. Future Developments. Tutorial - CO2 storage overview. *Carbon Capture and Storage. University of Edinburgh*. Recuperado de <https://courses.edx.org>
- Masson-Delmotte, V., Zhai, P., Pörtner, H.-O., Roberts, D., Skea, J., Shukla, P. R., ... Waterfield, T. (2018). Global warming of 1.5°C An IPCC Special Report. En *Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change* (Vol. 265). 32p. Recuperado de https://report.ipcc.ch/sr15/pdf/sr15_spm_final.pdf
- Maure, M. A., Saldana, A. A., & Ramirez, J. (2005). Biotechnology applications to EOR in Talara offshore oil fields, Northwest Peru. *SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference*. Society of Petroleum Engineers. 24 p.
- Ministerio del Ambiente (MINAM). (2015). *Mapa nacional de cobertura vegetal*. 105. Recuperado de <https://www.gob.pe/minam>
- Ministerio del Ambiente (MINAM). (2016). *Peru and Climate Change, Peru's Third National Communication to the Climate Change Convention of the United Nations. Minister of Environment*. 329. Recuperado de <http://unfccc.int/resource/docs/natc/pernc3.pdf>
- Ministerio del Ambiente (MINAM). (2019). Proyección de emisiones de gases de efecto invernadero. Recuperado 4 de mayo de 2019, de MINAM website: <https://sinia.minam.gob.pe/indicador/931>
- Misra, V. (2014). Ocean–Atmosphere Interaction. En *Encyclopedia of Natural Resources* (p. 4). <https://doi.org/10.1081/E-ENRW-120048428>
- Naciones Unidas. *Acuerdo de París*. , (2015).
- National Aeronautics and Space Agency (NASA). (2020a). Overview: Weather, Global Warming and Climate Change. Recuperado 12 de julio de 2020, de <https://climate.nasa.gov/resources/global-warming-vs-climate-change/>
- National Aeronautics and Space Agency (NASA). (2020b). The Causes of Climate Change. Recuperado 12 de julio de 2020, de <https://climate.nasa.gov/causes/>
- National Oceanic and Atmospheric Administration (NOAA). (2020). What are greenhouse gases? Recuperado 10 de julio de 2020, de <https://www.ncdc.noaa.gov/monitoring-references/faq/greenhouse-gases.php>
- Neuzil, C. E. (1994). How permeable are clays and shales? *Water Resources*, 30(2), 145-150.
- Pachauri, R. K., Allen, M. R., Barros, V. R., Broome, J., Cramer, W., Christ, R., ... Dasgupta, P. (2014). *Climate change 2014: synthesis report. Contribution of Working*

Groups I, II and III to the fifth assessment report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. Ipcc.



- Pacific Pir S.A. (2010). *Estudio de Impacto Ambiental (EIA) del Proyecto Construcción y Operación de la Central Eólica Talara y su Interconexión al SEIN*. 98-132 p.
Recuperado de <http://www.minem.gob.pe/minem/archivos/file/DGGAE/ARCHIVOS/estudios/EIAS - electricidad/EIA/EIA ENERGIA EOLICA TALARA/Resumen Ejecutivo Talara.pdf>
- Paterson, N. R. (2011). Global warming: A critique of the anthropogenic model and its consequences. *Geoscience Canada*, Vol. 38, pp. 41-48 p.
- Patrick, D. L., Murray, T. P., Sullivan, R. K., & Kimmell, K. L. (2016). Health and Environmental Effects of Air Pollution. *Health & Environmental Effects of Air Pollution Health*, 1-3 p. Recuperado de <https://www.mass.gov/files/documents/2016/08/v1/health-and-env-effects-air-pollutions.pdf>
- Pérez-Estaún, A., Gómez, M., & Carrera, J. (2009). Geological storage of CO₂, one of the solutions to the greenhouse effect. *Enseñanza de las Ciencias de la Tierra*, 179-189 p.
- PERUPETRO S.A. (2014). Oil and gas potential in Peru. Recuperado 7 de septiembre de 2020, de https://www.perupetro.com.pe/wps/wcm/connect/corporativo/bc344ed7-3af4-4ae0-b29b-8504c51b39fc/130815_PPTLahoradeltgas.pdf?MOD=AJPERES
- PERUPETRO S.A. (2018). *Carta de convenio: GGRL-TERI-GFBD-067-2018*. Piura. 1 p.
- Pontificia Universidad Católica Perú (PUCP). (2018). Investigaciones. Recuperado 10 de diciembre de 2018, de Profesores website: <https://www.pucp.edu.pe/profesor/sandra-santa-cruz-hidalgo/investigaciones/>
- Pulido, J. L. (1978). Conceptos fundamentales. En *Hidrogeología Práctica*. 15-24 p. Bilbao: Urmo, S.A.
- Ramirez Reyes, R. (2011). *Almacenamiento geológico de co 2*. Universidad Nacional Autónoma de México. 100 p.
- Raza, A., Gholami, R., Rezaee, R., Rasouli, V., & Rabiei, M. (2019). Significant aspects of carbon capture and storage – A review. *Petroleum*, (August 2018), 5 p.
<https://doi.org/10.1016/j.petlm.2018.12.007>
- Sabine, C. L., Feely, R. A., Gruber, N., Key, R. M., Lee, K., Bullister, J. L., ... Tilbrook, B. (2004). The oceanic sink for anthropogenic CO₂. *Science*, 305(5682), 367-371 p.
- Santer, B. D., Mears, C., Wentz, F. J., Taylor, K. E., Gleckler, P. J., Wigley, T. M. L., ... Gillett, N. P. (2007). Identification of human-induced changes in atmospheric moisture content. *Proceedings of the National Academy of Sciences*, 104(39), 15248-15253 p.
- Servicio Nacional de Meteorología e Hidrología del Perú (SENAMHI). (2019). Promedio de temperatura normal para PIURA. Recuperado 19 de septiembre de 2019, de Información del tiempo y clima website: <https://senamhi.gob.pe/?p=pronostico-detalle-turistico&localidad=0003>
- Siegenthaler, U., Stocker, T. F., Monnin, E., Lüthi, D., Schwander, J., Stauffer, B., ... Masson-Delmotte, V. (2005). Stable carbon cycle–climate relationship during the late Pleistocene. *Science*, 310(5752), 1313-1317.

- Spahni, R., Chappellaz, J., Stocker, T. F., Loulergue, L., Hausammann, G., Kawamura, K., ... Masson-Delmotte, V. (2005). Atmospheric methane and nitrous oxide of the late Pleistocene from Antarctic ice cores. *Science*, 310(5752), 1317-1321 p.
- Sterrett, R. J. (2007). Occurrence of Groundwater and Aquifer Types. En *Groundwater and Wells* (3ra ed). 7-47 p. Johnson Screens.
- Sundquist, E., Burruss, R., Faulkner, S., Gleason, R., Jennifer, H., Kharaka, Y., ... Mark, W. (2008). Carbon Sequestration to Mitigate Climate Change. *USGS*, (December), 2-5 p.
- Surdam, R. C. (2013). *Geological CO2 storage characterization: The key to deploying clean fossil energy technology*. 15-151 p. Springer Science & Business Media.
- Tanaka, K., O'Neill, B. C., Rokityanskiy, D., Obersteiner, M., & Tol, R. S. J. (2009). Evaluating global warming potentials with historical temperature. 24 p. *Climatic Change*, 96(4), 443-466. <https://doi.org/10.1007/s10584-009-9566-6>
- United States Environmental Protection Agency. (2020). Understanding Global Warming Potentials. Recuperado 15 de julio de 2020, de Greenhouse Gas Emissions website: <https://www.epa.gov/ghgemissions/understanding-global-warming-potentials>
- United States Geological Survey. (2015). Volcanoes can affect the Earth's climate. Recuperado 24 de julio de 2020, de https://volcanoes.usgs.gov/vhp/gas_climate.html
- University of California San Diego. (2020). The Keeling Curve. Recuperado 12 de julio de 2020, de Scripps Institution of Oceanography website: <https://scripps.ucsd.edu/programs/keelingcurve/>
- United States Geological Survey (USGS). (2020). EarthExplorer. Recuperado 5 de marzo de 2020, de <https://earthexplorer.usgs.gov>
- Vázquez-rowe, I., Kahhat, R., Larrea-gallegos, G., & Ziegler-rodriguez, K. (2019). Science of the Total Environment Peru ' s road to climate action : Are we on the right path ? The role of life cycle methods to improve Peruvian national contributions. *Science of the Total Environment*, 659, 249-266 p. <https://doi.org/10.1016/j.scitotenv.2018.12.322>
- Villegas-Lanza, J. C., Chlieh, M., Cavalié, O., Tavera, H., Baby, P., Chire-Chira, J., & Nocquet, J. (2016). Active tectonics of Peru: Heterogeneous interseismic coupling along the Nazca megathrust, rigid motion of the Peruvian Sliver, and Subandean shortening accommodation. *Journal of Geophysical Research: Solid Earth*, 121(10), 7371-7394 p.
- Winguth, A., Shellito, C., Shields, C., & Winguth, C. (2010). Climate response at the Paleocene–Eocene Thermal Maximum to greenhouse gas forcing—A model study with CCSM3. *Journal of Climate*, 23(10), 2562-2584 p.




Anexo

Anexo A: Carta de convenio: GGRL-TERI-GFBD-067-2018. La información otorgada es la fuente para los datos de las propiedades geológicas del Lote I (PERUPETRO S.A., 2018).

		INFORME DE ATENCIÓN																																																																													
Datos del Servicio																																																																															
Fecha de Inicio	23/11/2018	Fecha de entrega	29/11/2018																																																																												
Orden de trabajo	EXPL-GFBD-0149-2018	Elaborado por	O. MIRO QUESADA																																																																												
Solicitante	PONTIFICIA UNIVERSIDAD CATOLICA DEL PERU (PUCP)	Medio de Entrega	DVD																																																																												
Solicitud	Solicitud de información de estudios geológicos, tectónicos e hidrogeológicos de 13 lotes identificados para el proyecto "Evaluación del potencial de desarrollo de proyectos de inyección geológica de CO2 en el Perú mediante opciones reales"																																																																														
Acciones Que se Tomaron																																																																															
En respuesta a la Orden de Trabajo EXPL-GFBD-0149-2018 solicitado por la Pontificia Universidad Católica del Perú (PUCP), se ha seleccionado la información disponible en banco de datos según el listado adjunto de la Orden de trabajo.																																																																															
Información seleccionada:																																																																															
<table border="1"> <thead> <tr> <th>Nº</th> <th>Lotes</th> <th>Código</th> <th>Total Archivos</th> <th>Peso (bytes)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>1</td><td>Lote 126</td><td>ITP</td><td>4</td><td>81,488,888</td></tr> <tr><td>2</td><td>Lote 192</td><td>ITP/GE</td><td>34</td><td>1,305,054,915</td></tr> <tr><td>3</td><td>Lote 31 E</td><td>ITP</td><td>4</td><td>45,419,871</td></tr> <tr><td>4</td><td>Lote 8</td><td>ITP</td><td>29</td><td>306,311,499</td></tr> <tr><td>5</td><td>Lote I</td><td>ITP/IPP</td><td>4</td><td>45,978,654</td></tr> <tr><td>6</td><td>Lote II</td><td>ITP</td><td>2</td><td>1,095,851</td></tr> <tr><td>7</td><td>Lote IX</td><td>ITP</td><td>8</td><td>773,030,768</td></tr> <tr><td>8</td><td>Lote VII VI</td><td>ITP</td><td>3</td><td>27,912,287</td></tr> <tr><td>9</td><td>Lote X</td><td>ITP</td><td>2</td><td>5,835,143</td></tr> <tr><td>10</td><td>Lote XIII</td><td>ITP</td><td>5</td><td>95,246,104</td></tr> <tr><td>11</td><td>Lote XV</td><td>ITP</td><td>1</td><td>987,509</td></tr> <tr><td>12</td><td>Lote XXI</td><td>ITP/IPP</td><td>1</td><td>22,557,016</td></tr> <tr><td>13</td><td>Reportes Regionales</td><td>ITP</td><td>16</td><td>1,850,575,546</td></tr> <tr> <td align="center" colspan="3">TOTAL</td> <td>113</td> <td>4,561,494,051</td> </tr> </tbody> </table>	Nº	Lotes	Código	Total Archivos	Peso (bytes)	1	Lote 126	ITP	4	81,488,888	2	Lote 192	ITP/GE	34	1,305,054,915	3	Lote 31 E	ITP	4	45,419,871	4	Lote 8	ITP	29	306,311,499	5	Lote I	ITP/IPP	4	45,978,654	6	Lote II	ITP	2	1,095,851	7	Lote IX	ITP	8	773,030,768	8	Lote VII VI	ITP	3	27,912,287	9	Lote X	ITP	2	5,835,143	10	Lote XIII	ITP	5	95,246,104	11	Lote XV	ITP	1	987,509	12	Lote XXI	ITP/IPP	1	22,557,016	13	Reportes Regionales	ITP	16	1,850,575,546	TOTAL			113	4,561,494,051				
Nº	Lotes	Código	Total Archivos	Peso (bytes)																																																																											
1	Lote 126	ITP	4	81,488,888																																																																											
2	Lote 192	ITP/GE	34	1,305,054,915																																																																											
3	Lote 31 E	ITP	4	45,419,871																																																																											
4	Lote 8	ITP	29	306,311,499																																																																											
5	Lote I	ITP/IPP	4	45,978,654																																																																											
6	Lote II	ITP	2	1,095,851																																																																											
7	Lote IX	ITP	8	773,030,768																																																																											
8	Lote VII VI	ITP	3	27,912,287																																																																											
9	Lote X	ITP	2	5,835,143																																																																											
10	Lote XIII	ITP	5	95,246,104																																																																											
11	Lote XV	ITP	1	987,509																																																																											
12	Lote XXI	ITP/IPP	1	22,557,016																																																																											
13	Reportes Regionales	ITP	16	1,850,575,546																																																																											
TOTAL			113	4,561,494,051																																																																											
Comentarios																																																																															
1.- La información seleccionada consiste de 113 documentos distribuidos según la tabla adjunta: - 13 Lotes solicitados (97 Documentos) - Reportes Regionales adicionales (16 Documentos)																																																																															
2.- Es toda la información existente en Banco de Datos de Perupetro S.A. con respecto a lo requerido.																																																																															


ING. OSCAR MIRÓ QUESADA
 ESPECIALISTA DEL
 G.F. ATENCIONES


ING. MALENA VALDIVIA
 SUPERVISOR
 PERUPETRO S.A.