

PONTIFICIA UNIVERSIDAD CATÓLICA DEL PERÚ

ESCUELA DE POSGRADO



Título

**MODELAMIENTO NUMÉRICO DE UN RESERVORIO DEPLETADO
DE HIDROCARBUROS PARA EVALUAR LA CAPACIDAD DE
ALMACENAMIENTO DE CO₂. CASO DE ESTUDIO: RESERVORIO
PARIÑAS - TALARA, PERÚ**

**TESIS PARA OPTAR EL GRADO ACADÉMICO DE MAGÍSTER EN INGENIERÍA
CIVIL**

AUTOR

Rafu Estanislao Pomar Castromonte

ASESOR

Eusebio Mercedes Ingol Blanco

Enero, 2021

RESUMEN

Distintos estudios evidencian que el aumento global de la temperatura está influenciado, entre otros factores, por el aumento de CO₂ en la atmósfera. Por consiguiente, entre otros esfuerzos de mitigación, se viene estudiando la alternativa de almacenamiento geológico de CO₂. A nivel mundial, se tienen diversos proyectos enfocados en la inyección y almacenamiento subsuperficial de CO₂, ubicados principalmente en Europa y Norteamérica, con capacidades de millones de toneladas de almacenamiento de CO₂. Por otro lado, los reservorios de hidrocarburos presentan un alto potencial como reservorios geológicos, básicamente por el hecho de que la estructura geológica es altamente conocida y estudiada, y porque la infraestructura utilizada para la explotación de hidrocarburos, puede también utilizarse para la inyección y almacenamiento de CO₂, representando una ventaja en el aspecto económico. En tal sentido, el objetivo principal de esta investigación es evaluar la capacidad de almacenamiento de CO₂ de la formación Pariñas perteneciente a la cuenca Talara en Perú mediante el modelado analítico, basado en ecuaciones de balance de masa, y numérico. Pariñas tiene varios yacimientos de petróleo agotados y presenta condiciones favorables para almacenar CO₂, con una porosidad promedio de 17.6% y una permeabilidad aproximada de 640 milidarcys. Se analiza la capacidad de almacenamiento del reservorio correspondiente al yacimiento Bellavista. Para tal efecto, se hace una estimación básica de la capacidad, luego se analiza la interacción del CO₂ con los demás fluidos del reservorio (petróleo y agua), y finalmente, se realiza un modelamiento numérico con las propiedades del reservorio y se simula la inyección de CO₂, considerando no sobrepasar la presión de fractura de la roca reservorio. Los resultados indican una capacidad de almacenamiento de 35.03 millones de toneladas de CO₂, aproximadamente, lo cual evidencia que la formación geológica de Pariñas presenta un alto potencial como reservorio de almacenamiento de CO₂.

ÍNDICE

CAPÍTULO 1: GENERALIDADES.....	9
1.1. Introducción	9
1.2. Planteamiento del problema	10
1.3. Objetivos	10
1.4. Hipótesis.....	11
1.5. Alcance.....	11
1.6. Justificación de la investigación.....	11
CAPÍTULO 2: MARCO TEÓRICO	12
2.1. Cambio climático y emisiones de CO ₂	12
2.1.1. Sistema climático	12
2.1.2. Calentamiento global y CO ₂	14
2.1.3. El Perú y el cambio climático.....	16
2.2. Sistema de captura y almacenamiento de CO ₂ (CCS).....	17
2.2.1. Captura de CO ₂	18
2.2.2. Transporte de CO ₂	19
2.2.3. Almacenamiento y usos de CO ₂	19
2.3. Proyectos de inyección de CO ₂	20
2.3.1. Proyecto Sleipner	21
2.3.2. Proyecto In Salah	22
2.3.3. Proyecto Weyburn.....	23
2.4. Reservorios geológicos de almacenamiento de CO ₂	25
2.4.1. Vetas de carbón	27
2.4.2. Formaciones salinas	28
2.4.3. Reservorios de petróleo y gas.....	29
2.5. Propiedades supercríticas y entrapamiento del CO ₂	32
2.5.1. Entrapamiento estructural	34
2.5.2. Disolución	34
2.5.3. Reacción.....	34

2.5.4.	Entrampamiento capilar	35
2.6.	Ecuaciones de flujo en medios porosos.....	36
2.6.1.	Medios porosos	36
2.6.2.	Ecuaciones de estado.....	41
2.6.3.	Método analítico de Buckley & Leverett	44
2.6.4.	Método de ecuaciones de balance de materia.....	45
2.6.5.	Ecuación de flujo multifásico y de múltiples componentes	47
CAPÍTULO 3: METODOLOGÍA		50
3.1.	Caracterización del reservorio.....	50
3.1.1.	Ubicación del reservorio	50
3.1.2.	Roca reservorio y pozos de producción	54
3.1.3.	Capacidad básica de almacenamiento del reservorio	57
3.1.4.	Análisis de interacción entre el CO ₂ y los fluidos del reservorio.....	60
3.2.	Modelamiento numérico	63
3.2.1.	Ecuaciones fundamentales del modelamiento numérico.....	63
3.2.2.	Descripción del modelo de reservorio.....	66
3.2.3.	Creación del modelo grid, condiciones iniciales y frontera	72
CAPÍTULO 4: RESULTADOS Y DISCUSIÓN.....		74
4.1.	Simulación de inyección de CO ₂ y evaluación del almacenamiento.....	76
4.2.	Análisis de sensibilidad.....	78
4.3.	Discusión.....	82
CAPÍTULO 5: CONCLUSIONES		84
BIBLIOGRAFÍA		88

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1 – Balance energético de la Tierra (Earthly Issues., 2001)	12
Figura 2 – Sistema climático: Causas, interacciones internas y respuestas (Earthly Issues., 2001)	13
Figura 3 – Emisiones antropogénicas globales de CO ₂ (IPCC, 2014)	15
Figura 4 – Anormalidades en la temperatura media anual (https://earthobservatory.nasa.gov/)	15
Figura 5 – Distribución de emisiones de GEI por categoría (Ministerio del Ambiente, 2016).....	16
Figura 6 – Diagrama esquemático del sistema de captura y almacenamiento de CO ₂ (Metz et al., 2005)	18
Figura 7 – Ubicación de proyectos de inyección de CO ₂ (Metz et al., 2005)	20
Figura 8 – Diagrama del proyecto Sleipner (Metz et al., 2005)	22
Figura 9 – Diagrama del proyecto In Salah (Metz et al., 2005)	23
Figura 10 – Proceso de inyección de CO ₂ en el proyecto Weyburn (https://ptrc.ca/projects/weyburn-midale).....	24
Figura 11 – Esquema de inyección del CO ₂ en diferentes tipos de reservorios (Raza et al., 2016).....	26
Figura 12 – Esquema de inyección del CO ₂ para la producción mejorada de petróleo (Metz et al., 2005)	30
Figura 13: Esquema de miscibilidad a múltiple contacto (Herrera, 2013).....	31
Figura 14: Esquemas de desplazamiento de petróleo (Adaptado de Godoy, 2011).....	32
Figura 15: Diagrama de fases del CO ₂ (Raza et al., 2016).....	33
Figura 16: Contribución a la seguridad y almacenamiento de CO ₂ de los mecanismos de entrapamiento en función del tiempo (Metz et al., 2005)	35
Figura 17: Esquema de control para la derivación de la ecuación de Buckley-Leverett (Varela, 2014)	44
Figura 18: Mapa de sitios potenciales para proyectos de inyección geológica de CO ₂ y zonas protegidas (Carlotto, 2019)	51
Figura 19: Mapa de áreas potenciales de almacenamiento y áreas descartadas (Carlotto, 2019)	52
Figura 20: Mapa de pozos y lotes petroleros en el noroeste del Perú (Fuente: Peru Petro).....	53
Figura 21: Ubicación del Lote I y de los yacimientos Bellavista y Calzada en la cuenca Talara, región Piura - Perú.....	54
Figura 22: Sección estructural general de la cuenca Talara, Piura - Perú	55
Figura 23: Variación de densidad del CO ₂ según el gradiente geotérmico y la profundidad (Bachu, 2003)	58
Figura 24: Esquema del método de Ecuación de Balance de Materia	60
Figura 25: Curva típica de permeabilidad relativa para el sistema agua-petróleo (Redondo, 2017).....	66
Figura 26: Ajuste de viscosidad con la data experimental	69
Figura 27: Dimensiones de núcleo cilíndrico de modelo inicial de roca reservorio	70
Figura 28: Simulación inicial de producción de petróleo y datos experimentales	71
Figura 29: Producción de petróleo y ajuste de parámetros a datos experimentales	71
Figura 30: Modelo idealizado de reservorio correspondiente al yacimiento Bellavista.....	72
Figura 31: Distribución de CO ₂ inyectado en el reservorio del yacimiento Bellavista	75
Figura 32: Historial de presión del fondo del pozo durante inyección de CO ₂	76
Figura 33: Esquema de procedimiento de determinación de capacidad de almacenamiento en el reservorio del yacimiento Bellavista	77
Figura 34: Sensibilidad del tamaño de bloque basado en la producción acumulada de petróleo.....	79
Figura 35: Simulación de múltiples casos variando parámetros iniciales	81
Figura 36: Permeabilidades relativas del agua y petróleo antes y después del ajuste histórico	82

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1: Lista de proyectos de inyección de CO ₂ con viabilidad industrial (Hosa et al., 2010)	21
Tabla 2: Indicadores geológicos para selección de reservorios de almacenamiento de CO ₂	25
Tabla 3: Pozos de producción del yacimiento Bellavista en la roca reservorio de Pariñas.....	56
Tabla 4: Pozos de producción del yacimiento Calzada en la roca reservorio de Pariñas.....	57
Tabla 5: Parámetros del reservorio del yacimiento Bellavista para el cálculo de capacidad de almacenamiento.....	59
Tabla 6: Parámetros del reservorio del yacimiento Calzada para el cálculo de capacidad de almacenamiento.....	59
Tabla 7: Factores de volumen de formación (FVF)	61
Tabla 8: Propiedades de la solución de fluidos	61
Tabla 9: Densidades y pesos moleculares de fluidos	61
Tabla 10: Fracción molar y compresibilidad de fluidos.....	62
Tabla 11: Componentes del petróleo, fracción de masa y fracción molar	67
Tabla 12: Presión de saturación y presión mínima de miscibilidad	68
Tabla 13: Relación de saturación y viscosidad	68
Tabla 14: Propiedades iniciales asignadas al núcleo cilíndrico de roca	70
Tabla 15: Definición de “Grid blocks” del modelo de reservorio.....	72
Tabla 16: Condiciones iniciales del modelo de reservorio.....	73
Tabla 17: Peso molecular y gravedad específica de componente C ₇ a C ₃₀₊	78
Tabla 18: Comparación del yacimiento Bellavista con otros proyectos de almacenamiento geológico de CO ₂	86

Agradecimientos

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

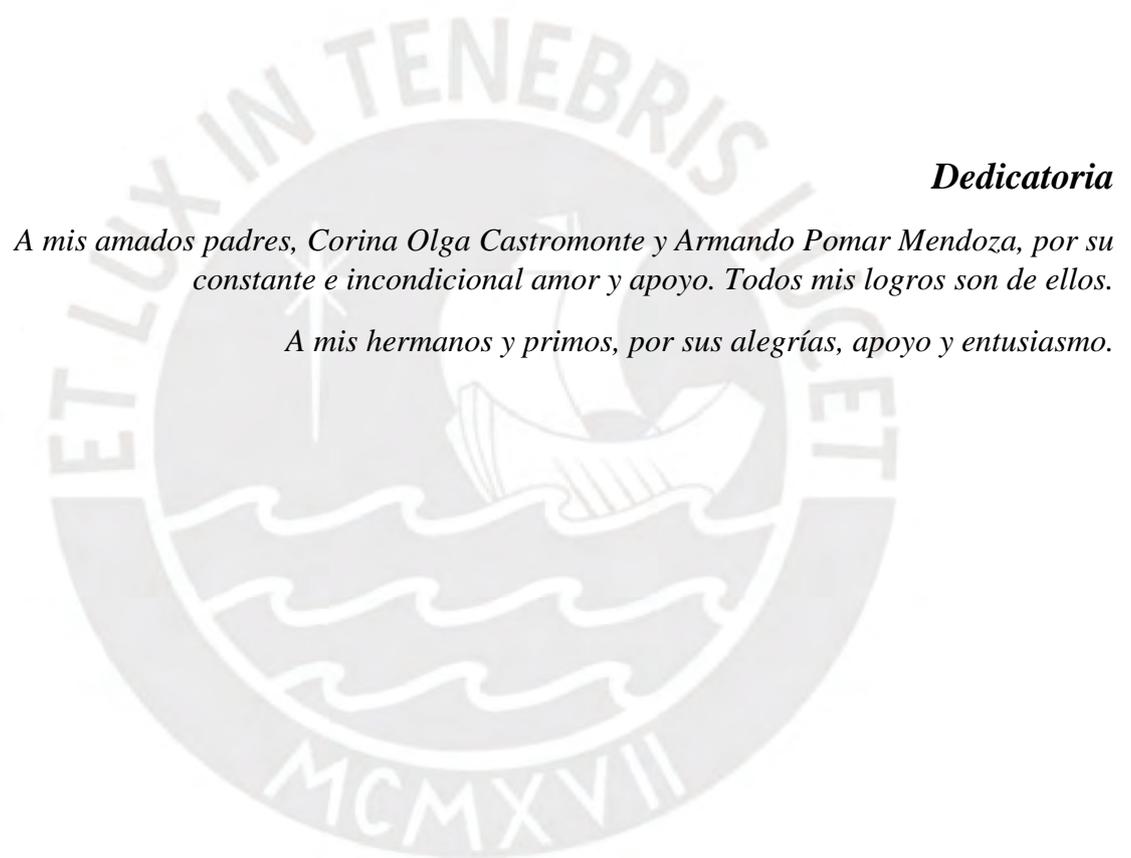
A la Dra. Sandra Santa Cruz, por apoyarme y permitir que forme parte del proyecto.

Al Dr. Eusebio Ingol, por la buena asesoría brindada durante el desarrollo del presente trabajo de tesis.

A los ingenieros Victor Carlotto y Erick Aylas por sus aportes dentro del proyecto de investigación, los cuales fueron esenciales para el desarrollo del presente trabajo de tesis.

A PERUPETRO S.A., por haber brindado la información importante para los cálculos correspondientes.





Dedicatoria

A mis amados padres, Corina Olga Castromonte y Armando Pomar Mendoza, por su constante e incondicional amor y apoyo. Todos mis logros son de ellos.

A mis hermanos y primos, por sus alegrías, apoyo y entusiasmo.

CAPÍTULO 1: GENERALIDADES

1.1. Introducción

El aumento del nivel de CO₂ en la atmósfera proveniente de la actividad humana es una preocupación mundial que ha activado las alarmas del calentamiento global; el aumento de la concentración de CO₂ en la atmósfera se considera como el principal factor que impulsa el fenómeno del calentamiento global (Florides & Christodoulides, 2009). Por lo tanto, una sociedad baja en emisiones de CO₂ es un objetivo generalmente aceptado; entre muchos otros esfuerzos de reducción del gas de efecto invernadero, se viene desarrollando estudios y proyectos orientados a la captación, transporte y almacenamiento subsuperficial del CO₂.

La captación y el almacenamiento del CO₂ en el subsuelo es una forma de reducir o mitigar las emisiones de dicho gas en un corto período de tiempo (Blunt, 2010). El almacenamiento y secuestro de CO₂ en reservorios geológicos adecuados es una estrategia que se viene adoptando en los últimos años con el objetivo de reducir la cantidad de CO₂ que se libera a la atmósfera (Raza et al., 2016).

Una de las principales ventajas del almacenamiento de CO₂ en formaciones geológicas subsuperficiales es que utiliza las mismas técnicas y tecnologías desarrolladas para la industria de extracción de petróleo y gas, lo cual permite que los proyectos de almacenamiento geológico de CO₂ sean económicamente factible bajo ciertas condiciones (Metz et al., 2005).

A nivel mundial, se viene desarrollando múltiples proyectos de inyección de CO₂ con el objetivo de mitigar su emisión a la atmósfera. Para ello, se desarrolla modelos, tanto analíticos como numéricos, sobre los cuales se realiza simulaciones con el propósito de predecir y determinar el comportamiento de los reservorios de almacenamiento así como determinar su capacidad de almacenamiento.

En el presente estudio se revisa el estado del arte correspondiente a la caracterización de los reservorios de almacenamiento de CO₂, se describe tres grandes proyectos de almacenamiento subsuperficial de CO₂, se revisa los conceptos teóricos que rigen en los procesos de flujo en medios porosos y se explora las ecuaciones que rigen el flujo de fluidos en medios porosos en un sistema de múltiples fases.

A su vez, se analiza, calcula y evalúa la capacidad de almacenamiento de un determinado reservorio ubicado en la cuenca de Talara en Piura – Perú. En primer lugar, se determina la

ubicación e idoneidad de la roca reservorio correspondiente a la formación geológica de Pariñas, se selecciona un yacimiento que cuente con pozos e historial de producción de hidrocarburos correspondiente a dicha formación. Por último, se determina la capacidad de almacenamiento de CO₂ del reservorio, correspondiente al yacimiento seleccionado, mediante formulaciones básicas, análisis de interacción de fluidos y una simulación de inyección de CO₂ en un modelamiento numérico que caracterice la roca reservorio y sus fluidos.

1.2. Planteamiento del problema

A nivel nacional, no se tienen proyectos de almacenamiento geológico de CO₂ con fines de mitigación de dicho gas de efecto invernadero; el estudio realizado por Carlotto, V. (2019), realiza un análisis de los lugares con potencial de almacenamiento geológico de CO₂ en el Perú, dando como resultado un contado número de lotes con alto potencial.

Sin embargo, se requiere un análisis técnico más profundo en el que se determine una capacidad de almacenamiento en los reservorios con alto potencial, pues dicho indicador es muy importante en el análisis económico de un proyecto de inyección y almacenamiento geológico de CO₂.

1.3. Objetivos

El objetivo principal del presente estudio es determinar la capacidad de almacenamiento de CO₂ en un reservorio de hidrocarburos correspondiente a la cuenca petrolera de Talara en la región Piura, Perú; mediante el modelado analítico y numérico.

Los siguientes puntos corresponden a los objetivos específicos:

- Definir y evaluar los parámetros que caracterizan a un determinado reservorio de almacenamiento de CO₂.
- Determinar la capacidad básica de almacenamiento de CO₂ mediante el modelado analítico, basado en ecuaciones de balance de masa.
- Desarrollar un modelo numérico en el software IMEX de CMG con base en los parámetros y datos de entrada correspondiente al reservorio seleccionado.
- Evaluar el potencial de almacenamiento de CO₂ en el caso de estudio.

1.4. Hipótesis

Con base en los parámetros que caracterizan la estructura geológica del reservorio seleccionado, así como el historial de extracción de hidrocarburos, se estima que el CO₂ puede inyectarse a niveles óptimos sin afectar la integridad de la roca correspondiente a la capa geológica del reservorio. A su vez, se verifica el alto potencial de la región noroeste del Perú como reservorio de almacenamiento de CO₂.

1.5. Alcance

La evaluación y determinación de la capacidad de almacenamiento de CO₂ aplica solo para el caso de estudio correspondiente al reservorio del yacimiento seleccionado, en función a su accesibilidad a la roca de la formación Pariñas de la cuenca de Talara – Piura, Perú.

Solo se evalúa el aspecto técnico de la capacidad y viabilidad del almacenamiento. No se toma en cuenta aspectos económicos con respecto al proceso de captación, transporte y operaciones de inyección de CO₂.

1.6. Justificación de la investigación

Es importante caracterizar geológicamente la roca reservorio con alto potencial de almacenamiento, además de determinar las condiciones necesarias que técnicamente permitan la inyección y el adecuado almacenamiento del CO₂.

A su vez, determinar la capacidad de almacenamiento subsuperficial de CO₂, en un determinado reservorio seleccionado con alto potencial en el Perú, es fundamental para analizar la viabilidad económica de un posible proyecto de almacenamiento geológico de CO₂.

CAPÍTULO 2: MARCO TEÓRICO

2.1. Cambio climático y emisiones de CO₂

En primer lugar, es importante conocer el sistema climático de la tierra, las fuerzas externas que causan las interacciones internas del clima y sus respectivas respuestas. En segundo lugar, se analizará los aumentos de temperatura media a nivel mundial, así como el aumento de emisiones de CO₂; por último, se presentará los efectos que puede conllevar dicho cambio climático en el Perú.

2.1.1. Sistema climático

El clima de la Tierra está básicamente influenciada por la energía solar, la cual impulsa el clima calentando la superficie terrestre, ésta a su vez, irradia de regreso parte de la energía. Otra parte de la energía solar es atrapada por los gases de efecto invernadero (dióxido de carbono, vapor de agua y otros gases) generando la retención de calor (Earthly Issues., 2001).

En la Figura 1 se presenta, de manera esquemática, la distribución de la energía solar que absorbe y refleja la Tierra.

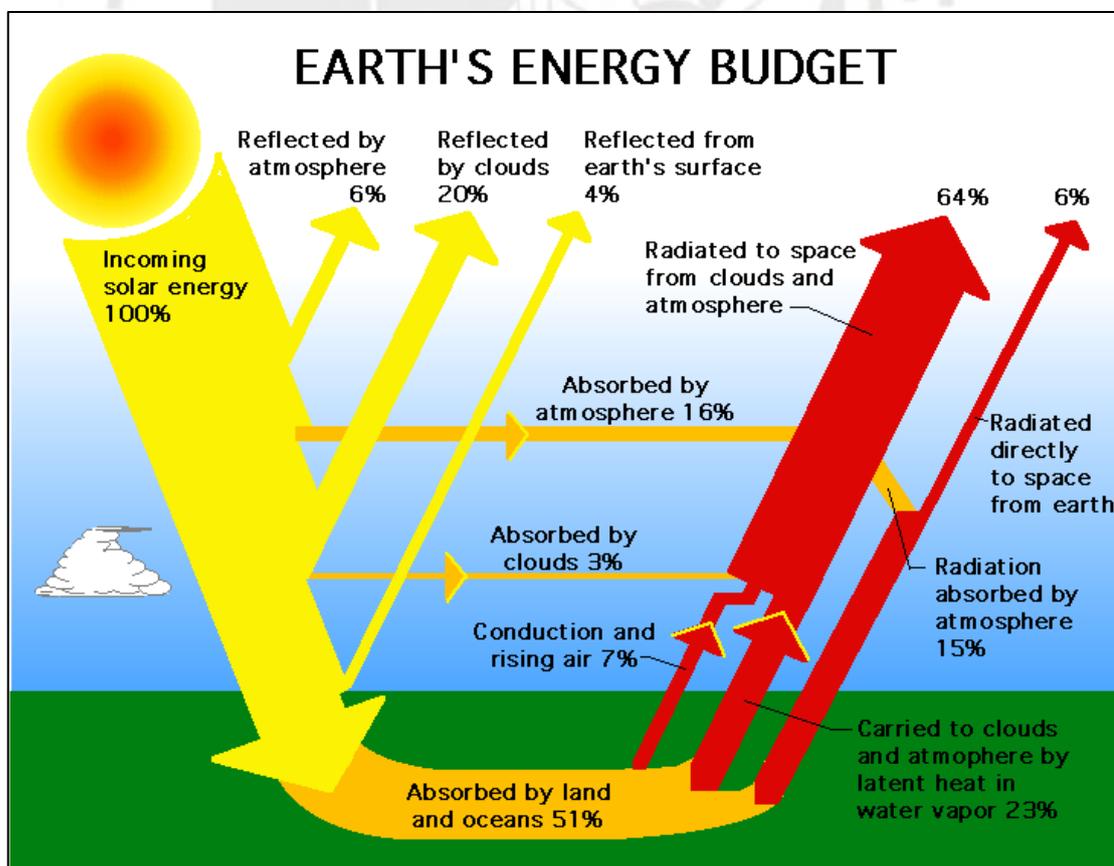


Figura 1 – Balance energético de la Tierra (Earthly Issues., 2001)

Tal como se puede apreciar de la Figura anterior, el 30% de la energía solar es directamente reflejada por la atmósfera, por las nubes y por la superficie terrestre. A su vez, de la energía solar absorbida, el 16% lo realiza la atmósfera, el 3% las nubes y el 51% lo realiza la tierra y los océanos; dicha energía absorbida es luego regresada al espacio mediante la radiación.

Si bien es cierto que el calor que recibimos del sol es la principal fuente de energía que impulsa el sistema climático, éste también está dinamizado por cambios en las placas tectónicas y por los cambios en la órbita terrestre (Earthly Issues., 2001). En la Figura 2 se presenta un diagrama del sistema climático, sus causas, interacciones internas y sus variaciones o respuestas.

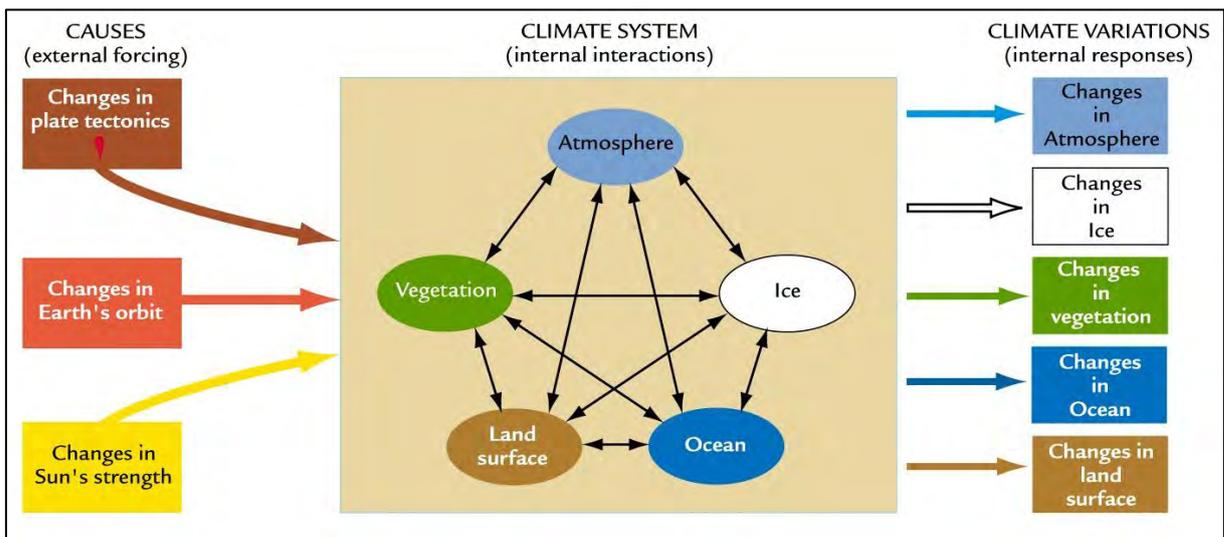


Figura 2 – Sistema climático: Causas, interacciones internas y respuestas (Earthly Issues., 2001)

De la Figura anterior, se observa que el sistema climático está compuesto por cinco componentes principales que interactúan entre sí: la atmósfera, los océanos y reservorios de agua en forma líquida, las masas de tierra, los glaciares y la vegetación; dichos componentes son afectados por causas externas, tales como cambios en las placas tectónicas, cambios en la órbita terrestre y por cambios en la energía solar recibida por la Tierra.

Es así que se define el Sistema Climático, cuyas afecciones o alteraciones influyen en los ciclos de temperatura global y, tal como se mencionó previamente, la actividad solar es la que tiene la mayor influencia en dicho sistema y ciclo.

Actualmente se tiene especial atención en el cambio climático y en los efectos del calentamiento global dado que existe la posibilidad de que la actividad humana, durante los últimos doscientos años, lleve a cambios rápidos y significativos en las condiciones ambientales y temperatura del planeta.

2.1.2. Calentamiento global y CO₂

La temperatura de la Tierra es en promedio aproximadamente 15.6°C, dicha temperatura se mantiene gracias a un fenómeno conocido como Efecto Invernadero, el cual consiste en el calentamiento terrestre que resulta cuando la atmósfera atrapa el calor que se irradia desde la Tierra hacia el Sol (NASA – Global Climate Change., 2020), lo cual permite las condiciones adecuadas para que prospere la vida. Si no se contara con el Efecto Invernadero, la temperatura caería precipitadamente a -18°C, lo cual convertiría a la Tierra en un planeta de hielo (Earthly Issues., 2001).

El Efecto Invernadero se da gracias a que ciertos gases en la atmósfera impiden que el calor escape hacia el exterior de la atmósfera, los gases principales son:

- Dióxido de Carbono (CO₂): Un componente muy importante en la atmósfera, se libera a través de procesos naturales como las erupciones volcánicas y a través de actividades humanas como la quema de combustibles fósiles, la cual ha venido en aumento desde la revolución industrial (Vargas, 2009).
- Metano: Gas emitido por fuentes naturales y por la actividad humana tales como la descomposición de desechos, agricultura (principalmente el cultivo de arroz), ganado, entre otros (NASA – Global Climate Change., 2020).
- Vapor de agua: Es el gas más abundante; sin embargo, el impacto que genera en el clima es de corta duración; a su vez, la actividad humana tiene muy poca influencia en la cantidad del gas presente en la atmósfera (Vargas, 2009).

Sin embargo, una elevada cantidad de gases de efecto invernadero en la atmósfera, resultaría en un aumento de las temperaturas globales medias, así como cambios en los patrones de precipitación, deshielo de los glaciares y aumento del nivel del mar (Earthly Issues., 2001).

En las últimas décadas, la cantidad de emisiones de CO₂ provenientes de la actividad humana ha aumentado progresivamente. En la Figura 3 se observa que las emisiones de CO₂ por la deforestación y otros usos de la tierra ha tenido un ligero aumento desde mediados del siglo XIX; mientras que las emisiones de CO₂ por la quema de combustibles fósiles han aumentado drásticamente, tal es así que en el año 1900 se emitía aproximadamente 5 mil millones de toneladas al año, para el año 1950 dicha cifra ascendía a 10 mil millones de toneladas y para los años posteriores al 2000, las emisiones de CO₂ superan las 35 mil millones de toneladas anuales.

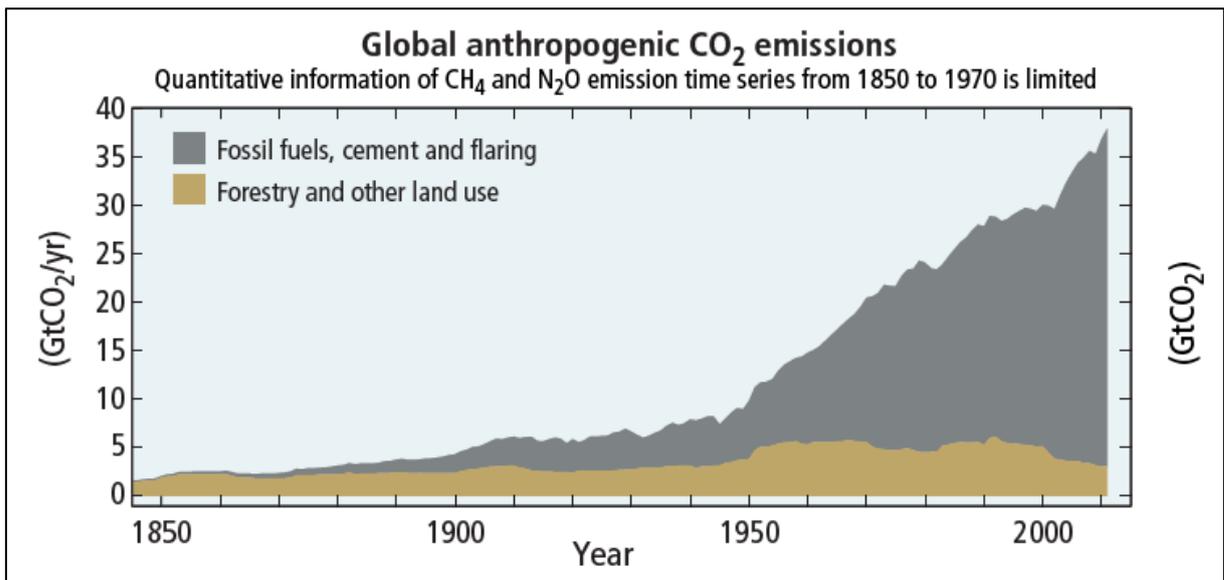


Figura 3 – Emisiones antropogénicas globales de CO₂ (IPCC, 2014)

De acuerdo con el Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC por sus siglas en inglés), el aumento de las concentraciones antropogénicas de CO₂ y demás gases de efecto invernadero es, muy probablemente, la causante del aumento observado en las temperaturas promedio a nivel mundial (con respecto a temperaturas de mediados del siglo XX).

En efecto, un buen número de científicos consideran que el calentamiento global es un hecho sin precedentes en la historia geológica de la Tierra y que las emisiones antropogénicas de CO₂ son las principales culpables (Florides & Christodoulides, 2009).

En la Figura 4 se muestra las mediciones de la temperatura media anuales en superficie tomada desde el año 1880 al 2014, basadas en mediciones de estaciones meteorológicas, barcos y satélites, analizada utilizando métodos independientes por cuatro grupos diferentes.

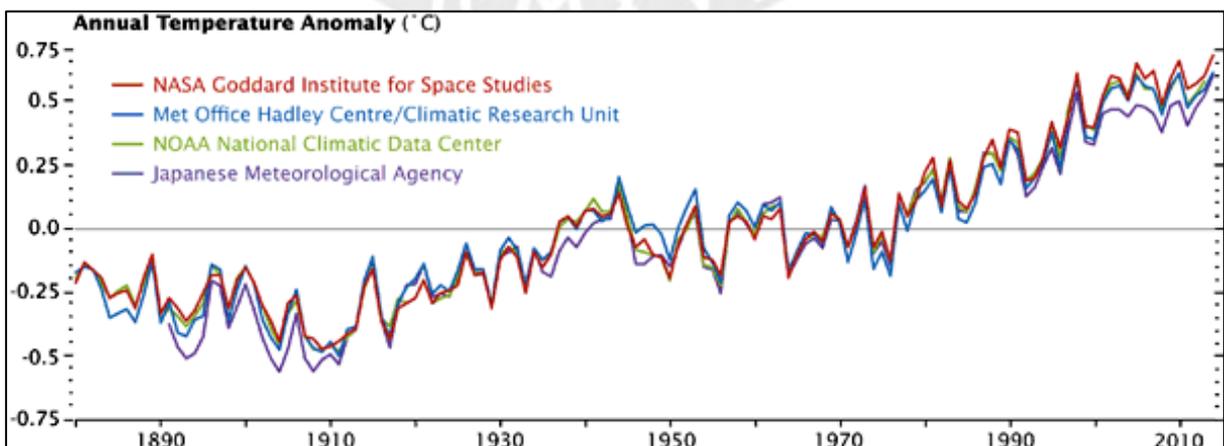


Figura 4 – Anormalidades en la temperatura media anual (<https://earthobservatory.nasa.gov/>)

Tal como se observa de la Figura 3 y Figura 4, el proceso de calentamiento global de las últimas décadas es consistente con el aumento de las concentraciones de gases de efecto invernadero en la atmósfera (principalmente CO₂). Es así que la temperatura promedio global de lo que va del siglo XXI es 0.65°C mayor con respecto a la temperatura promedio comprendido entre los años 1900 – 1949 (Vargas, 2009).

2.1.3. El Perú y el cambio climático

El Perú viene desarrollando inventarios nacionales de gases de efecto invernadero (dióxido de carbono, metano y óxido nitroso) desde el año 1994 (año base), el último que se realizó tiene como base el año 2012 y brinda información sobre emisiones antropogénicas sobre cinco categorías:

- Energía
- Procesos industriales
- Agricultura
- Desechos
- Uso del suelo, cambio de uso de suelo y silvicultura (actividades relacionadas a la explotación de bosques y montes)

En la Figura 5 se presenta la distribución porcentual de las emisiones de gases de efecto invernadero correspondiente a las cinco categorías antes listadas. Los porcentajes de emisiones se expresan en cantidad de CO₂ equivalente, es decir, la cantidad de emisiones de metano y óxido nitroso se transforman a una determinada cantidad de CO₂ equivalente, lo cual se suma a las emisiones netas de CO₂ y de esa manera se expresa la totalidad de emisiones en una misma unidad.

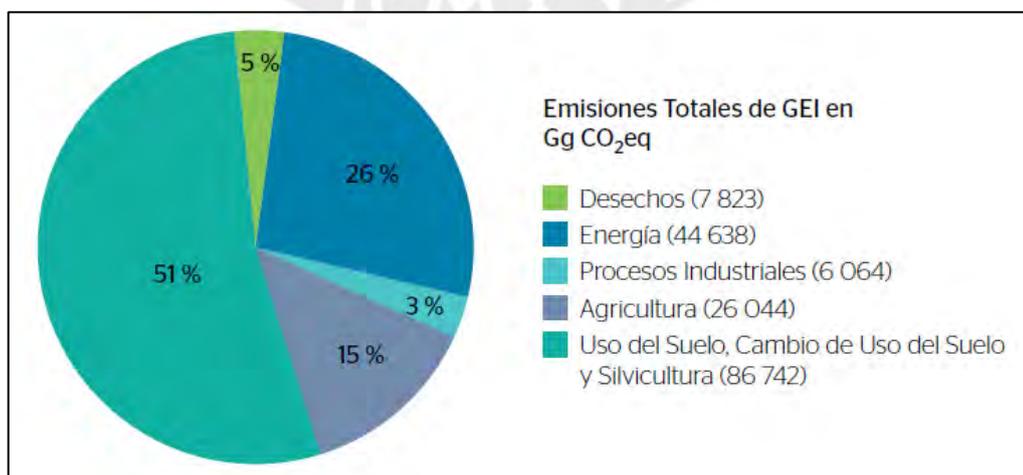


Figura 5 – Distribución de emisiones de GEI por categoría (Ministerio del Ambiente, 2016)

Tal como se observa de la Figura 5, el uso del suelo, cambio del uso del suelo y silvicultura constituye la mayor fuente de emisión (51% del total), lo cual corresponde a 86.74 millones de toneladas anuales de CO₂ equivalentes (Ministerio del Ambiente, 2016).

En segundo lugar, se encuentra la categoría de energía constituyendo el 26% del total de emisiones, lo cual equivale a 44.64 millones de toneladas de CO₂ equivalente (Mt CO₂ eq). Dentro de esta categoría, destacan principalmente las emisiones provenientes del transporte con 17.49 Mt CO₂, las industrias de energía con 11.86 Mt CO₂ y la minería con 6.18 Mt CO₂. A su vez, los procesos industriales emiten 6.06 Mt CO₂ (Ministerio del Ambiente, 2016).

Lamentablemente, ciertas regiones del Perú presentan una fuerte vulnerabilidad frente a cambios climáticos drásticos; un ejemplo de ello son las pérdidas económicas que atraviesa la región norte del país por el fenómeno del Niño. Es así que, si se mantiene un escenario pasivo, las consecuencias podrían agravarse puesto que los efectos negativos del cambio climático se potenciarían (Vargas, 2009).

2.2. Sistema de captura y almacenamiento de CO₂ (CCS)

Entre los varios métodos de mitigación de impacto ambiental, se encuentra la tecnología de captura y almacenamiento de CO₂, tal como indica su nombre, en este método, el CO₂ emitido por las centrales térmicas y demás industrias es capturado y almacenado en varios depósitos para disminuir el impacto contaminante en la atmósfera (Singh, 2013).

En la Figura 6 se presenta un diagrama esquemático del sistema de captura y almacenamiento de CO₂ (CCS por sus siglas en inglés). Tal como se puede observar, el sistema CCS consta de tres componentes principales: captura, transporte y almacenamiento. En primer lugar, el CO₂, que es emitido principalmente por el uso y quema de combustibles fósiles, tales como el petróleo, gas, biomasa y carbón, es separado de otros componentes gaseosos para después ser concentrado. En la fase de transporte, el CO₂ capturado y concentrado es llevado a los lugares adecuados, los cuales podrían situarse lejos de las fuentes de emisión (Metz et al., 2005).

Los métodos de almacenamiento incluyen su uso en la carbonatación mineral formando minerales inertes geológicamente estables y medioambientalmente benignos; también puede ser utilizado industrialmente para la producción de bebidas gasificadas. Por último, el CO₂ puede ser almacenado a gran escala mediante su inyección en las formaciones geológicas subterráneas o en el océano profundo.

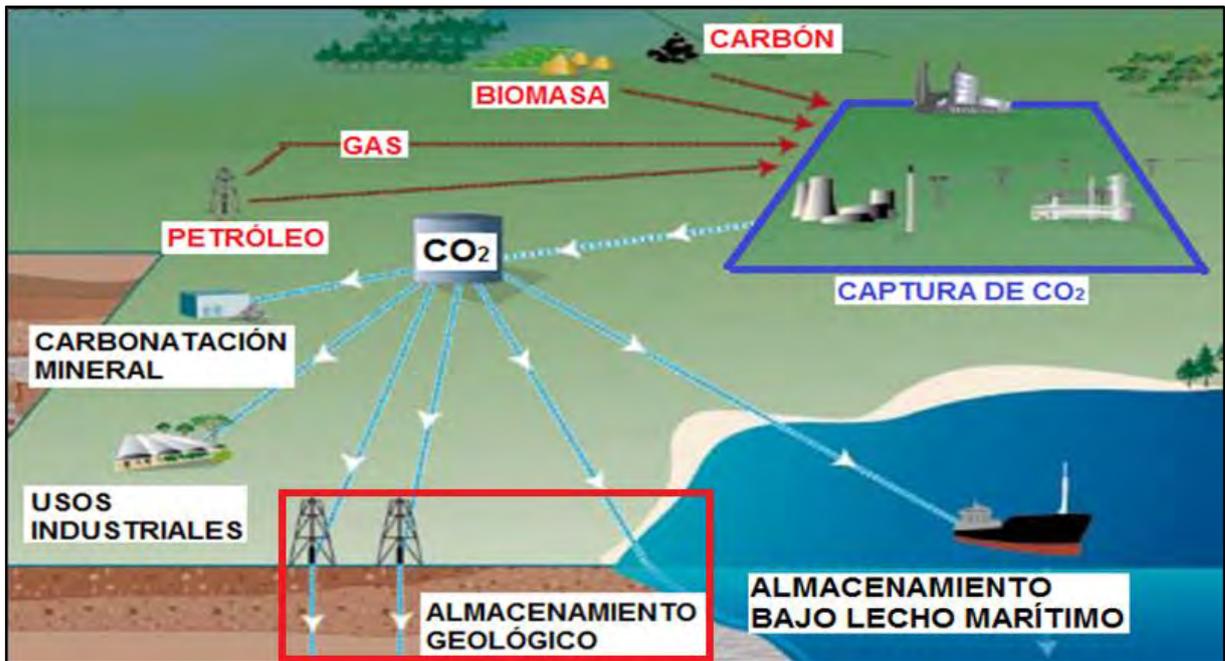


Figura 6 – Diagrama esquemático del sistema de captura y almacenamiento de CO₂ (Metz et al., 2005)

Dado que no se espera que la dependencia de los combustibles fósiles disminuya radicalmente en un corto plazo, la metodología CCS puede proporcionar una buena opción de mitigación de emisiones de CO₂ mientras que se da la transición de los métodos convencionales a los no convencionales de generación de energía (Singh, 2013).

En las siguientes secciones se describe los tres procesos (captura, transporte y almacenamiento) que componen el sistema CCS.

2.2.1. Captura de CO₂

La captura de CO₂ es considerado el proceso tecnológicamente más difícil del sistema CCS, por lo cual se estima que es un proceso relativamente costoso. En la actualidad existen tres métodos mediante los cuales se puede capturar el CO₂: separación post-combustión, separación de oxi-combustible y separación pre-combustión (Singh, 2013).

Separación post-combustión

Este proceso implica la separación de CO₂ del gas de combustión emitido por las centrales térmicas, lo cual requiere de la adsorción química del gas en un solvente. El gas combustible pasa a través de un solvente a temperaturas relativamente bajas (entre 40°C y 50°C) y luego el CO₂ se obtiene por regeneración del solvente a temperaturas mayores a 100°C, finalmente, el solvente recuperado vuelve a ser utilizado para el mismo proceso (Metz et al., 2005).

Esta tecnología es utilizada en ciertas industrias tales como la producción de hielo seco, urea, industria alimentaria, bebidas carbonatadas, entre otros. La gran cantidad de energía utilizada para la recuperación del solvente, así como los problemas de corrosión, son los principales inconvenientes para desarrollar esta tecnología a gran escala (Romeo & Bolea, 2015).

Separación de oxi-combustible

La separación de oxi-combustible es el proceso que podría ser el científicamente más avanzado para la captura de CO₂; en este caso, se utiliza oxígeno para la combustión en lugar de aire, dando como resultado un gas de combustión, que es principalmente CO₂ (Singh, 2013).

Sin embargo, esta tecnología aún se encuentra en desarrollo o fase experimental; el principal problema es también la gran cantidad necesaria de energía en la combustión, lo cual implica una baja eficiencia y un costo alto para la separación de CO₂ (Metz et al., 2005).

Separación pre-combustión

En este proceso se realiza la gasificación del combustible, el cual reacciona con vapor de agua para formar monóxido de carbono e hidrógeno. Esta mezcla resultante (conocido como gas de síntesis) se hace reaccionar nuevamente con vapor de agua para formar dióxido de carbono (CO₂) e hidrógeno; el CO₂ se captura y el hidrógeno obtenido se utiliza como combustible limpio (Metz et al., 2005).

2.2.2. Transporte de CO₂

Luego de que el CO₂ es capturado y comprimido, éste es transportado a los sitios de almacenamiento. Para ello, se puede utilizar redes de tuberías y barcos para transportes a larga distancia; utilizar tuberías de las instalaciones existentes de oleoductos es una opción muy factible para recorridos de hasta 1000 kilómetros (Goel, 2010). Por otro lado, dependiendo de la infraestructura vial, también puede utilizarse ferrocarriles y camiones, éstos medios pueden ser utilizados inicialmente para proyectos pilotos (Singh, 2013).

2.2.3. Almacenamiento y usos de CO₂

Luego que el CO₂ es capturado y transportado, éste debe ser almacenado; los lugares de posible almacenamiento pueden ser las formaciones geológicas subsuperficiales o bajo los lechos marítimos. Dichos lugares dependen de su potencial de almacenamiento y del costo o rentabilidad del proyecto (Metz et al., 2005).

Geológicamente, el CO₂ puede ser almacenado en los acuíferos salinos profundos, en las betas de carbón y en los reservorios depletados de petróleo. En el ítem 2.4 se da una descripción de cada uno de los reservorios geológicos mencionados.

A su vez, el CO₂ es un químico importante para numerosas aplicaciones industriales, dentro de las cuales, en la industria de los hidrocarburos se usa para la recuperación mejorada de petróleo y gas (EOR por sus siglas en inglés). A parte de ello, se utiliza también para la producción de fertilizantes, procesamiento y embalaje de alimentos, farmacéuticas, bebidas carbonatadas, supresión de incendios, etc. (Singh, 2013).

2.3. Proyectos de inyección de CO₂

Muchos proyectos de inyección y almacenamiento geológico de CO₂ se vienen desarrollando en diversas partes del mundo, ya sea a escala comercial o como proyectos piloto. La Figura 7 muestra un mapa con la ubicación de los proyectos de inyección de CO₂ más relevantes.

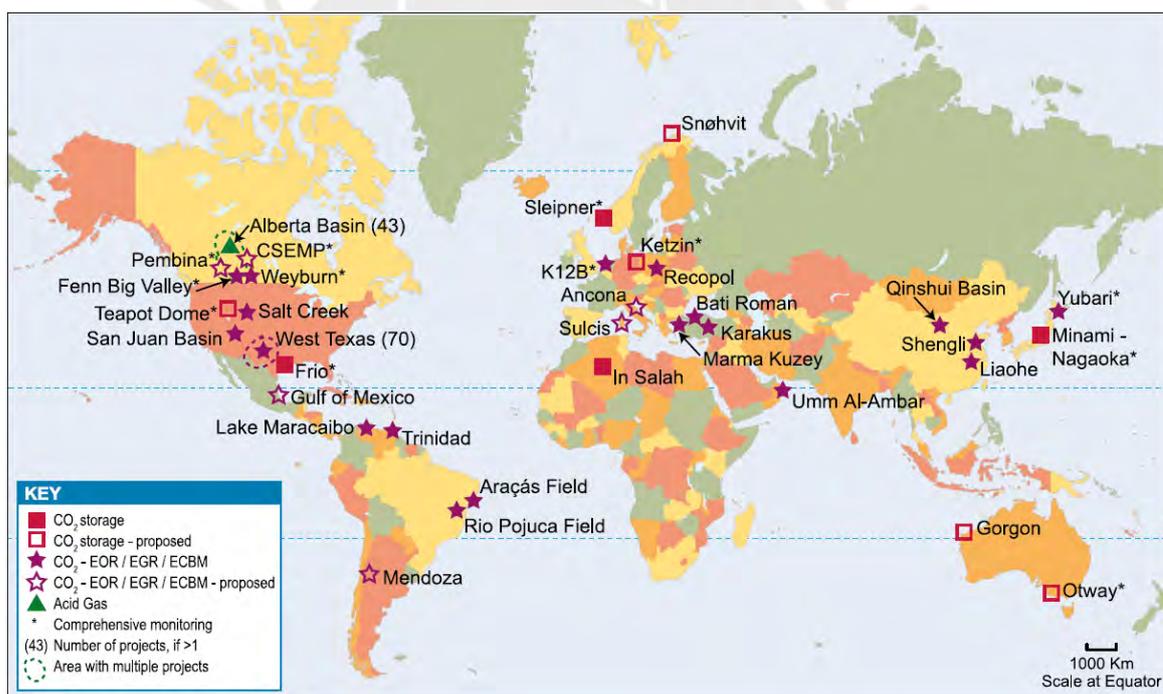


Figura 7 – Ubicación de proyectos de inyección de CO₂ (Metz et al., 2005)

De la Figura anterior, la mayoría de los proyectos indicados están asociados con grandes centrales explotadoras de gas, así como también, a proyectos de producción mejorada de petróleo.

La Tabla 1 muestra una lista de los proyectos con viabilidad industrial más representativos a nivel mundial, en dicha Tabla se indica la cantidad total proyectada de CO₂ a almacenarse, las tasas de inyección, la profundidad de inyección y el año de inicio de operaciones.

Tabla 1: Lista de proyectos de inyección de CO₂ con viabilidad industrial (Hosa et al., 2010)

Proyecto	Ubicación	Capacidad de almacenamiento	Tasa de inyección	Profundidad de inyección	Año
MGSC Decatur	USA	1 Mt	1000 t/día	1980 m	2008
SECARB	USA	2.1 Mt	4109 t/día	3140 m	2008
K12-B	Países Bajos	8 Mt	1000 t/día	4000 m	2004
In Salah	Algeria	17 Mt	4000 t/día	1850 m	2004
Weyburn	Canadá	20 Mt	2.7 Mt/año	1418 m	2000
Snohvit	Noruega	23 Mt	2000 t/día	2700 m	2008
Sleipner	Noruega	25 Mt	2800 t/día	1012 m	1996
Rangely	USA	26 Mt	4.5 Mm ³ /día	1950 m	2000
Gorgon	Australia	129 Mt	4.9 Mt/año	2700 m	2014

De la Tabla anterior, se observa que los reservorios de almacenamiento de CO₂ se encuentran a profundidades por encima de los 1000 metros, presentan altas tasas de inyección y tienen capacidades de almacenamiento del orden de millones de toneladas.

A continuación, se describe tres (3) de los más importantes proyectos mencionados previamente, los cuales corresponden a los proyectos Sleipner, In Salah y Weyburn.

2.3.1. Proyecto Sleipner

Este proyecto se encuentra ubicado en el mar del Norte de Noruega y es operado por la compañía Statoil. El CO₂ se obtiene de los campos de gas del Este de Sleipner, de los cuales el 9% corresponde a CO₂, el mismo que luego de ser separado de los otros gases, es transportado e inyectado bajo el suelo marino. En la Figura 8 se muestra un esquema general del proyecto.

De la Figura 8, se observa que la estructura geológica donde se almacena el CO₂ corresponde a la formación Utsira, la cual se encuentra a una profundidad de entre 800 y 1000 metros debajo del suelo marino, dicha formación consiste en arenisca no consolidada, saturada de salmuera con un espesor de aproximadamente 300 metros. Por otro lado, la capa de roca que cubre el reservorio consiste en 250 a 300 metros de esquisto, una roca de una permeabilidad prácticamente nula.

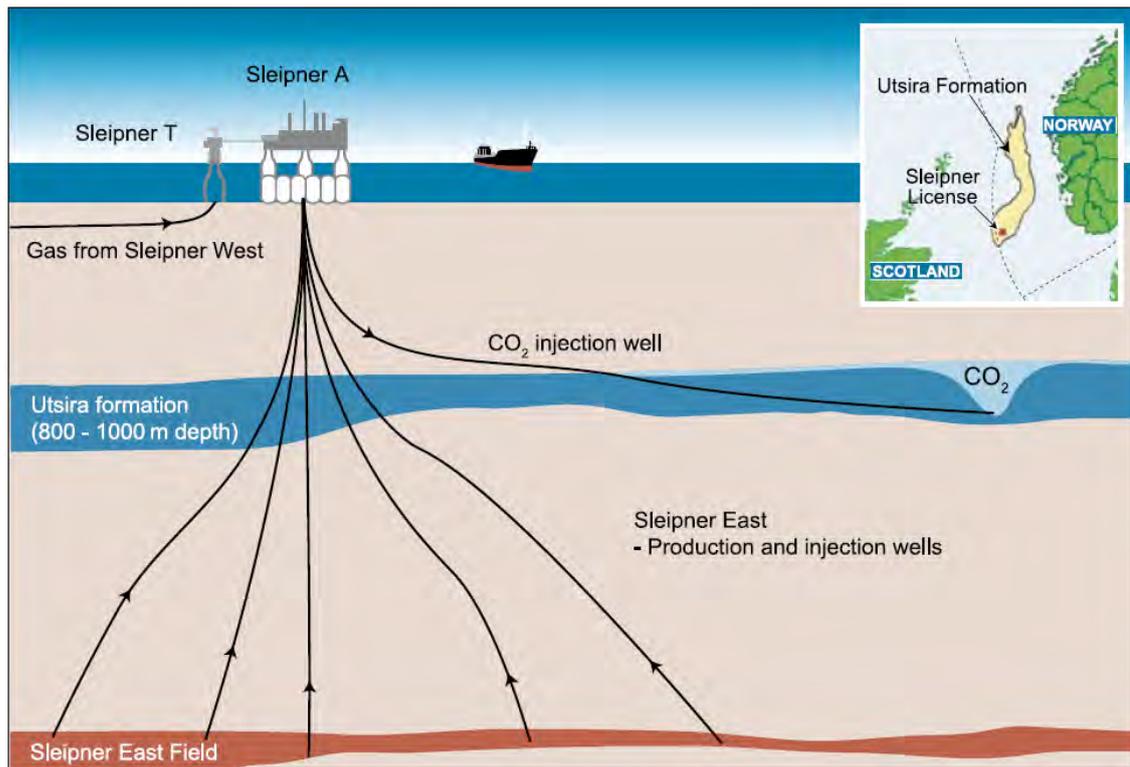


Figura 8 – Diagrama del proyecto Sleipner (Metz et al., 2005)

La capacidad de almacenamiento de toda la estructura geológica es de 1 a 10 miles de millones de toneladas (Gt) de CO₂, la porosidad de la formación es de 35 a 40% y la permeabilidad es de 1 a 8 D (unidades Darcy). Cada día se inyecta 2800 toneladas y anualmente 1 millón de toneladas de CO₂ y se espera que durante la vida útil del proyecto se almacene 20 millones de toneladas.

El monitoreo se realiza a través de datos sísmicos 3D, con los cuales se visualiza la saturación de CO₂ dentro del reservorio y se verifica la efectividad de la capa de roca que cubre el reservorio, la cual evita la migración del CO₂ fuera del mismo, también se utiliza la recopilación de datos de la gravedad del fondo marino para rastrear el CO₂ inyectado.

2.3.2. Proyecto In Salah

El proyecto In Salah se encuentra ubicado en la región central de Saharan en Algeria, la operación se lleva a cabo por el proyecto conjunto de las compañías Sonatrach, BP y Statoil. Los campos de gas natural de Krechba, Teguentour y Reg contienen hasta un 9% de CO₂, para lo cual se requiere remover dicho gas hasta cumplir con las regulaciones de exportación (hasta 0.3% de CO₂). Por lo tanto, el gas es reinyectado luego de ser separado y removido de los gases naturales extraídos.

En la Figura 9 se muestra un esquema general del proyecto, de dicha Figura se tiene que la estructura geológica del reservorio está constituida por arenisca, la cual se encuentra a una profundidad de 1800 metros, cuenta con un espesor de 20 metros y la capa de roca que cubre el reservorio consiste en 950 metros de lutolitas.

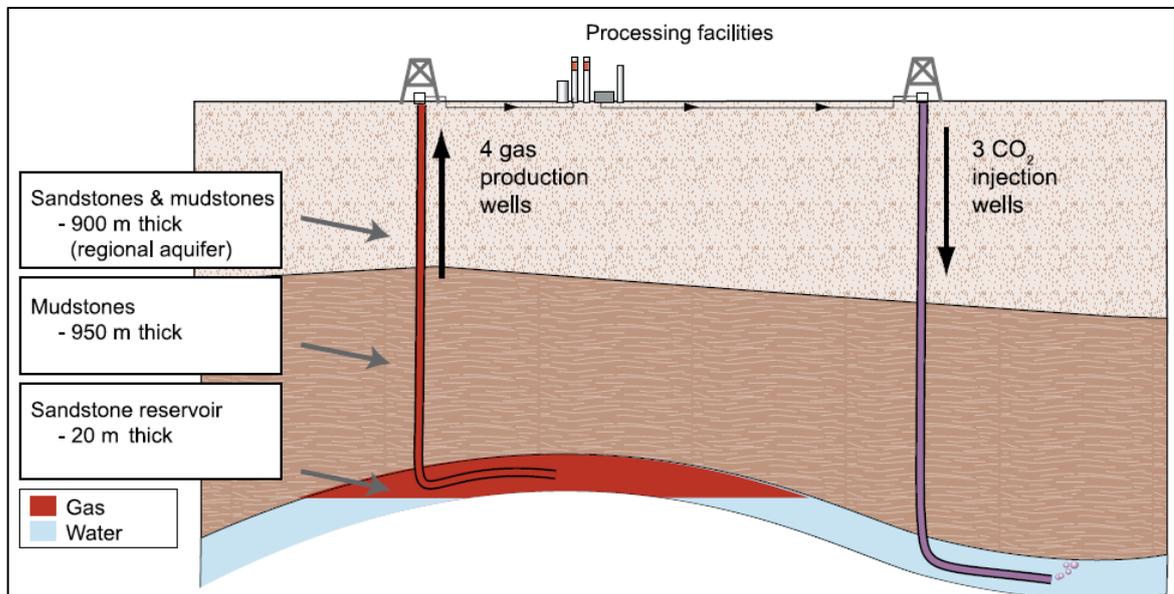


Figura 9 – Diagrama del proyecto In Salah (Metz et al., 2005)

Cada año se inyecta 1.2 millones de toneladas de CO₂ y se espera que durante la vida útil del proyecto se almacene 17 millones de toneladas. Por otro lado, el reservorio tiene una porosidad promedio de 15% y la permeabilidad es de 5 mD (miliDarcy). A su vez, la presión del reservorio es de 175 bars y la temperatura es de 93°C.

Para el monitoreo se cuenta con 18 pozos, los cuales fueron inicialmente plantados durante la caracterización de la estructura geológico, para luego ser utilizados en la fase de monitoreo, también se utilizan gases isótopos para rastrear la ruta del CO₂. De igual manera, las imágenes satelitales para monitorear la migración del CO₂; a su vez, dicha técnica de monitoreo ha registrado una deformación de hasta 10 mm entre los pozos de inyección. Por último, la tasa de inyección está limitada de tal manera que el incremento de presión no sea mayor a la presión de fractura de la roca reservorio.

2.3.3. Proyecto Weyburn

Este proyecto se encuentra ubicado en el sudeste de la ciudad de Regina en Saskatchewan, Canadá. Es operado por diversas compañías, el gobierno de Estados Unidos, Canadá y la Unión Europea. El objetivo del proyecto es la producción mejorada de petróleo así como la inyección

y almacenamiento de CO₂, el cual es suministrado por la compañía de gasificación Dakota, ubicada a 325 km al sur de Weyburn.

La Figura 10 muestra un diagrama del proceso de inyección de CO₂ del proyecto, donde se observa que la estructura geológica del reservorio es parte de la formación Williston, la profundidad de inyección es de aproximadamente 1500 metros, en dicha profundidad se encuentra una capa de carbonatos fracturados, a su vez, la capa que cubre el reservorio está compuesto básicamente por el mineral anhidrita.

Se estima que la cantidad de CO₂ almacenado sea de entre 20 y 30 millones de toneladas durante la vida útil del proyecto, debido a la extensa área que cubre el reservorio, éste se puede subdividir en dos unidades, la primera (Midale Vuggy) cuenta con una porosidad de entre 8 y 20% y la permeabilidad varía de entre 10 a 300 mD; mientras que la segunda (Midale Marly Bed) tiene una porosidad que varía de entre 16 a 38% y su permeabilidad es de 1 a 50 mD.

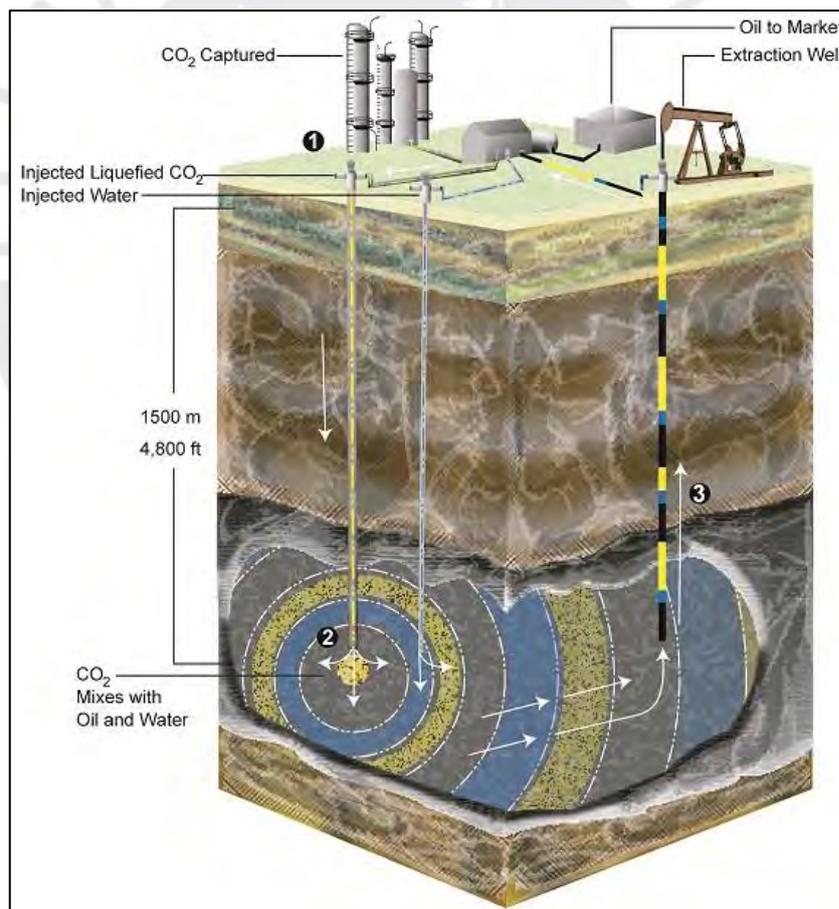


Figura 10 – Proceso de inyección de CO₂ en el proyecto Weyburn (<https://ptrc.ca/projects/weyburn-midale>)

Para el monitoreo se recolectó información base antes de la inyección del CO₂, lo cual permite la comparación de las características del campo antes y después del almacenamiento. Además,

se utiliza métodos geomecánicos y de datos de imágenes sísmicas para determinar y descartar las fugas de gas hacia la superficie.

2.4. Reservorios geológicos de almacenamiento de CO₂

Es importante conocer y caracterizar la capa geológica o capa de roca subsuperficial donde el CO₂ será inyectado. En primer lugar, la inyección y almacenamiento de CO₂ tiene que realizarse en una capa de roca sedimentaria, la cual cuenta como característica importante, la presencia de agujeros o vacíos que se conectan entre sí (porosidad y permeabilidad), lo cual permite el flujo de fluidos (Blunt, 2010).

Por otro lado, la profundidad a la cual se tiene que llevar a cabo la inyección no debe ser menor de aproximadamente 1000 metros. Dicha profundidad es importante para evitar fugas, y además, garantiza la presión y temperatura suficientes para que el CO₂ permanezca en su estado supercrítico, es decir, presente altas densidades y a una viscosidad propia del gas, de tal manera que el almacenamiento sea más eficiente (Raza et al., 2016).

Es importante, además, que la capacidad de almacenamiento estimada sea mayor a la cantidad total de CO₂ que se pretenda inyectar; así como también, la presión inducida por la inyección debe ser menor que el nivel de presión que genere daños geomecánicos a la roca reservorio o a la capa de roca que cubre (subyacente) al reservorio (Chadwick et al., 2008).

En la Tabla 2 se presenta los indicadores más importantes que determinan la idoneidad de una capa geológica como reservorio de almacenamiento de CO₂.

Tabla 2: Indicadores geológicos para selección de reservorios de almacenamiento de CO₂
(Chadwick et al., 2008)

Propiedades del reservorio	Buenos indicadores	Indicadores bajos
Profundidad	Mayor a 1000m y menor a 2500m	Menor a 800m y mayor a 2500m
Espesor del reservorio	Mayor a 100m	Menor a 20m
Porosidad	Mayor 20%	Menor a 10%
Permeabilidad	Mayor a 500mD	Menor a 200mD
Estratigrafía	Uniforme	Variación lateral compleja
Propiedades de la cubierta de roca	Buenos indicadores	Indicadores bajos
Espesor	Mayor a 50m	Menor a 20m
Estratigrafía	Uniforme y sin fallas geológicas	Variaciones laterales y fallas medianas

Tal como indica la Tabla, es ideal que los reservorios se encuentren a profundidades entre 1000 y 2500 metros, una porosidad significativa y una alta permeabilidad; así como también, contar con una estratigrafía uniforme donde no se presentes fallas geológicas importantes.

Las estructuras geológicas donde puede ser inyectado el CO₂ pueden consistir en vetas de carbón, acuíferos salinos y reservorios de petróleo y gas. En la Figura 11 se presenta un esquema general sobre los diferentes tipos de reservorios de almacenamiento de CO₂.

El almacenamiento de CO₂ en vetas de carbón para la producción mejorada de metano es potencialmente atractivo; aunque la tecnología para ello no se encuentra bien desarrollada y se requiere más estudios sobre el proceso de inyección y almacenamiento en el carbón (Metz et al., 2005).

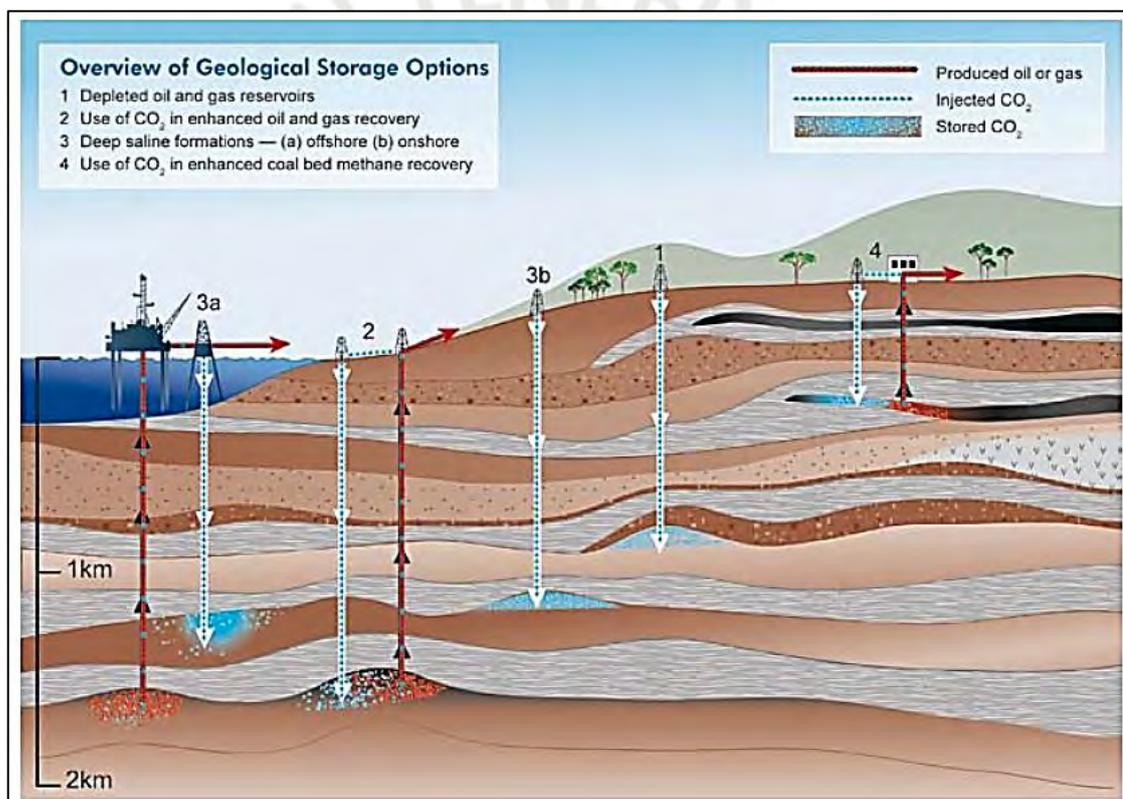


Figura 11 – Esquema de inyección del CO₂ en diferentes tipos de reservorios (Raza et al., 2016)

Se estima que las formaciones o acuíferos salinos profundos son los reservorios de almacenamiento de CO₂ de mayor capacidad en el mundo, muchos estudios sugieren que las formaciones salinas constituyen más del 90% de los recursos de almacenamiento en la mayoría de las regiones (Hosa et al., 2011).

Por su parte, los reservorios de petróleo y gas son los recursos de almacenamiento más prometedores y potencialmente más viables porque las características de dichas estructuras

geológicas han sido previamente estudiadas y caracterizadas en la fase de exploración y extracción de hidrocarburos.

En los siguientes puntos se presenta, con mayor detalle, los aspectos y característicos de los tres tipos de reservorios con relación a su idoneidad para el almacenamiento de CO₂.

2.4.1. Vetas de carbón

La idoneidad de las vetas de carbón como reservorios de almacenamiento de CO₂ se basa en tres criterios: el primero consiste en las propiedades del carbón presente en el reservorio, el segundo depende del contexto tecnológico y económico, y el tercero depende de la presencia o interacción del reservorio de carbón con otros recursos potencialmente utilizables (Bachu et al., 2007).

En cuanto a las propiedades del carbón presentes en el reservorio, la limitación más importante es su permeabilidad, la cual es generada debido a las fracturas presentes en el carbón (Metz et al., 2005), se estima que la permeabilidad del reservorio de carbón tiene que ser mayor a 1 mD (miliDarcy) para que el almacenamiento de CO₂ sea viable, dicho nivel de permeabilidad se suele alcanzar en profundidades que van del rango de 1300 a 1500 metros (Bachu et al., 2007).

La permeabilidad del carbón varía extensamente y, por lo general, disminuye a medida que aumenta la profundidad debido a que las fracturas se cierran por el aumento de las presiones subterráneas (Metz et al., 2005).

Otra característica importante a tomar en cuenta son las propiedades de adsorción del carbón, la cual es una propiedad en la que el carbón atrae y retiene en su superficie gases, líquidos o cuerpos disueltos (Bachu et al., 2007). A medida que el CO₂ es adsorbido por el carbón, éste tiende a hincharse, lo cual reduce la permeabilidad e inyectividad del reservorio; además, existe la posibilidad de que el CO₂ inyectado reaccione con el carbón generando precipitaciones sólidas reduciendo la permeabilidad del reservorio (Metz et al., 2005).

En cuanto al contexto tecnológico y económico, las limitaciones consisten en las características del lugar del reservorio, tales como la profundidad y el espesor de la veta. En ciertos casos, los reservorios de carbón aptos para el almacenamiento de CO₂ son aquellos que no resultan económicos para la minería; sin embargo, éstas fuentes de energía no son totalmente descartadas porque se espera que en un futuro lleguen a ser económicamente viables (Bachu et al., 2007).

En cuanto a la presencia o interacción con otros recursos, se refiere a que en ciertos casos los reservorios de carbón se encuentran hidráulicamente conectados con acuíferos de aguas subterráneas utilizados para el suministro de agua. En estos casos suelen existir regulaciones que protegen dichos recursos obligando a que el posible almacenamiento de CO₂ sea en reservorios de carbón más profundos que la profundidad protegida de los acuíferos subterráneos (Bachu et al., 2007).

Las limitaciones para el almacenamiento de CO₂ en vetas de carbón inducen a que, por lo general, las capas delgadas de carbón con profundidades relativamente altas sean consideradas para el almacenamiento. Por otro lado, la inyección y almacenamiento de CO₂ también se da en reservorios de carbón para la producción mejorada de gas metano (Bachu et al., 2007).

2.4.2. Formaciones salinas

Las formaciones salinas consisten en rocas sedimentarias profundas saturadas con formaciones de agua o salmuera que contienen altas concentraciones de sales disueltas. Estas formaciones están dispersas en diversas regiones del mundo y contienen grandes cantidades de agua, las cuales son inadecuadas para el consumo humano y la agricultura (Metz et al., 2005).

Los criterios de selección geológicos importantes para las formaciones salinas incluyen la profundidad del reservorio, su espesor, la porosidad, permeabilidad, la integridad de la capa de roca y la salinidad (Chadwick et al., 2008).

Una de las características importantes es la profundidad de inyección, mientras más superficial sea la inyección, significará menos costos al proyecto (Hosa et al., 2011). Sin embargo, se considera que la profundidad de inyección debe ser de 800 metros como mínimo porque se requiere que el CO₂ mantenga un estado fluido y denso además de que se encuentre lejos de la superficie (Chadwick et al., 2008).

La alta porosidad es otra característica favorable para la idoneidad de las formaciones salinas, se recomienda valores mayores a 20% de porosidad (Chadwick et al., 2008), de igual manera, se busca una alta permeabilidad (mayor a 500 mD); aunque un bajo valor de permeabilidad no es un indicador de una inyección infructuosa puesto que existen proyectos exitosos con bajos valores de permeabilidad (Hosa et al., 2011).

El producto de la permeabilidad del acuífero y su espesor da como resultado la inyectividad, el cual es un parámetro que se relaciona directamente con la cantidad de pozos de inyección a utilizarse en un determinado proyecto (Hosa et al., 2011). Por otro lado, se recomienda que los

reservorios de formaciones salinas aptos para el almacenamiento tengan un espesor mínimo de 50 metros de tal manera de reducir la huella dejada sobre un área de potencial almacenamiento (Chadwick et al., 2008).

Con el objetivo de no afectar los recursos de agua potable, el reservorio debe tener una salinidad mayor a 100 gramos por litro para ser considerado en proyectos de almacenamiento de CO₂ (Chadwick et al., 2008). A su vez, la presión de la capa de roca que cubre la formación salina no debe ser excedida por la presión impuesta durante la fase de inyección (Hosa et al., 2011).

2.4.3. Reservorios de petróleo y gas

Los reservorios de petróleo y gas son los candidatos principales para el almacenamiento geológico de CO₂; dentro de esta categoría, los reservorios depletados son los más importantes. Un reservorio se considera depletado cuando ya se extrajo la cantidad técnica y económicamente posible de hidrocarburos (Bachu et al., 2007); estos reservorios presentan cuatro ventajas principales.

En primer lugar, la seguridad e integridad de la estructura estratigráfica de dichos reservorios queda demostrado puesto que no se tuvo fugas del petróleo o gas originalmente almacenado por muchos años (Metz et al., 2005).

En segundo lugar, la estructura geológica y las propiedades físicas de los reservorios de petróleo y gas han sido extensamente estudiados en las fases de exploración y explotación de dichos combustibles fósiles (Bachu et al., 2007). En tercer lugar, se han desarrollado programas de modelos computacionales en la industria del petróleo que idealizan y estudian los mecanismos de movimientos, desplazamientos y entrampamientos de los hidrocarburos dentro de dichos reservorios (Metz et al., 2005).

Por último, se tiene una ventaja en el aspecto económico puesto que parte de la infraestructura necesaria para el almacenamiento de CO₂, como los pozos de inyección, que se encuentren en el lugar pueden ser reutilizados para llevar a cabo las operaciones de almacenamiento (Metz et al., 2005).

Una limitante para la capacidad de almacenamiento de CO₂ es que no se debe exceder la presión que dañe la capa de roca subyacente, en muchos casos, la integridad de la capa de roca necesita ser confirmada por monitoreo de presiones (Bachu et al., 2007).

Una ventaja adicional del almacenamiento de CO₂ dentro de los campos de petróleo son cuando la inyección es utilizada para la recuperación mejorada de petróleo (EOR por sus siglas en inglés), bajo este mecanismo, parte del CO₂ inyectado vuelve junto con el petróleo mejorado para luego ser separado y reinyectado al reservorio con el objetivo de reducir costos operacionales (Metz et al., 2005), la Figura 12 muestra un esquema general del proceso de recuperación mejorada de petróleo.

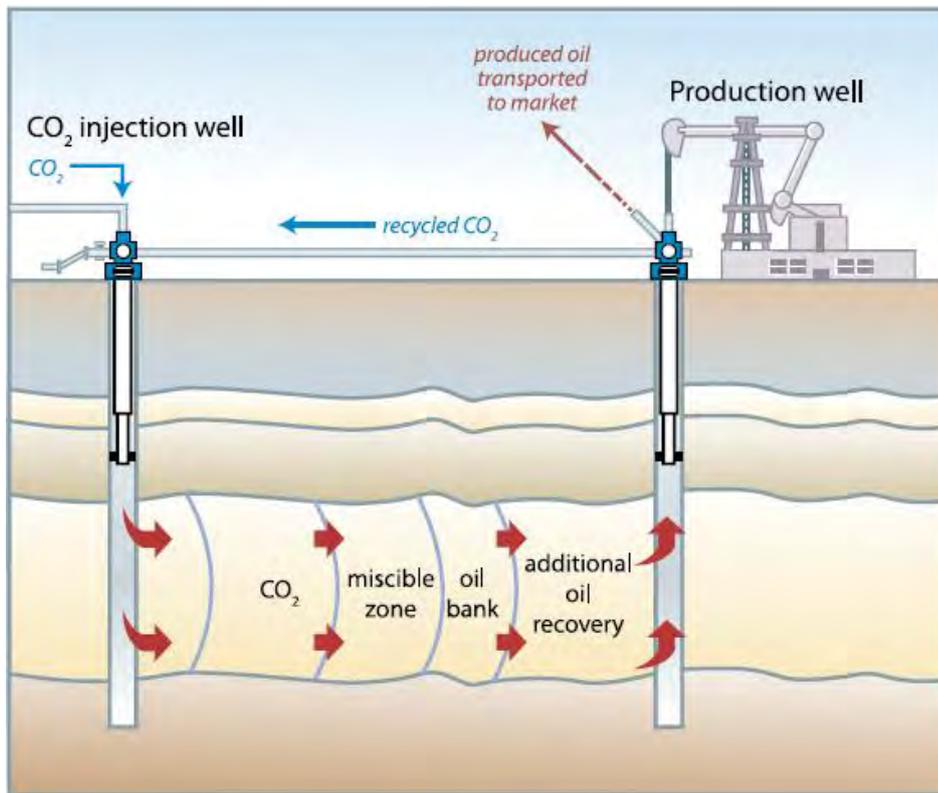


Figura 12 – Esquema de inyección del CO₂ para la producción mejorada de petróleo (Metz et al., 2005)

Tal como se puede observar de la figura anterior, se inyecta CO₂ al reservorio para aumentar la presión dentro de éste de tal manera que se extraiga los hidrocarburos residuales que aún permanecen allí luego de las extracciones primarias o iniciales; parte del CO₂ inyectado vuelve a superficie junto con los hidrocarburos extraídos para luego ser separado y reutilizado en la inyección.

La razón por la que el CO₂ vuelve a la superficie es porque éste se mezcla con el hidrocarburo a través de un proceso llamado miscibilidad, el cual se describe a continuación.

Miscibilidad

La miscibilidad es un proceso en el que dos fluidos se disuelven totalmente hasta formar una solución homogénea (Herrera, 2013). La miscibilidad o inmiscibilidad del proceso se determina

por un parámetro denominado presión mínima de miscibilidad (MMP por sus siglas en inglés), la cual corresponde a la menor presión en la que el fluido inyectado de CO₂ puede desarrollar miscibilidad con el petróleo del reservorio a temperaturas del reservorio (Jadhawar, 2010).

Se distingue dos tipos de miscibilidad. La primera es la miscibilidad al primer contacto, la cual se da cuando el fluido inyectado se vuelve instantáneamente miscible con el petróleo del reservorio, es decir, se forma una mezcla homogénea de manera instantánea; el otro tipo es la miscibilidad a múltiple contacto, en dicho proceso se requiere que el CO₂ inyectado tenga múltiples contactos con el petróleo del reservorio de tal manera que haya una transferencia de componentes, tanto del petróleo al gas como del gas al petróleo, hasta formar un solo fluido homogéneo (Herrera, 2013). En la Figura 13 se muestra un esquema de la miscibilidad a múltiple contacto.

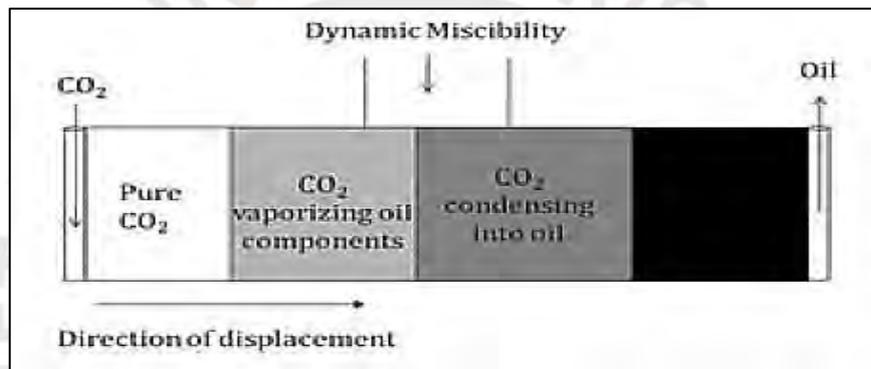


Figura 13: Esquema de miscibilidad a múltiple contacto (Herrera, 2013)

Como se puede observar de la Figura anterior, durante el proceso de miscibilidad a múltiple contacto, se generan dos fluidos parciales en medio del petróleo y el gas inyectado, el primer fluido que está del lado del gas consiste en CO₂ con componentes vaporizados del petróleo, y el segundo fluido consiste en CO₂ condensado en petróleo. Este proceso de intercambio de componentes entre el gas y petróleo se da hasta que los dos fluidos parciales no presenten ninguna diferencia en su composición, lográndose así la miscibilidad (Hernández, 2014).

Por otro lado, el desplazamiento del petróleo mediante la inyección de CO₂ se puede dar de tres formas diferentes, tal como se muestra en la Figura 14.

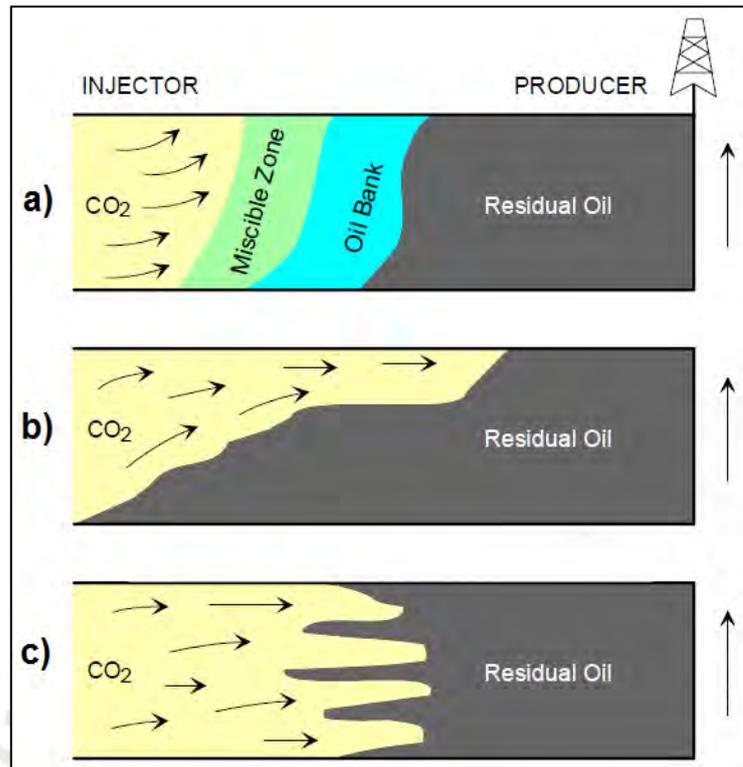


Figura 14: Esquemas de desplazamiento de petróleo (Adaptado de Godoy, 2011)

En la primera (correspondiente al caso “a”), se forma la zona de miscibilidad y un banco de petróleo; en la segunda y tercera forma (casos “b” y “c” respectivamente) se dan procesos de procesos de movilización inmiscibles, en dichos casos el CO₂ puede desplazarse por gravedad en la parte superior, tal como en el caso “b”, o puede darse formaciones tipo dedos debido a la baja viscosidad del CO₂, tal como en el caso “c”. El último caso es la situación más común en los procesos de inyección inmisible de CO₂ (Godoy, 2011).

2.5. Propiedades supercríticas y entrapamiento del CO₂

Los reservorios geológicos con potencial de almacenamiento de CO₂ están compuestos de una formación geológica de alta porosidad y permeabilidad, la cual está superpuesta por una formación rocosa de baja porosidad (Blunt, 2010). La alta porosidad del reservorio permite el flujo de petróleo, agua y gases; a su vez, la baja porosidad y permeabilidad de la formación o capa de roca subyacente al reservorio evita que los fluidos escapen resultando en la contención de dichos fluidos dentro del reservorio (Safi, 2015).

Lo anterior se complementa con la necesidad de que el CO₂ se inyecte a una profundidad mínima aproximada de mil metros, de tal manera que el CO₂ aparezca en su estado supercrítico, el cual consiste en una condición en la que el CO₂ se aproxima a tener densidades altas y a una viscosidad propia de un gas, lo cual resulta beneficioso para fines de almacenamiento puesto

que una mayor densidad implica una utilización más eficiente del volumen de los poros; a su vez, una viscosidad tipo gas mejora la movilidad del CO₂ dentro del reservorio (Raza et al., 2016).

En la Figura 15 se muestra el diagrama de fases del CO₂ en estado puro, en dicho diagrama se indica las presiones y temperaturas en las que ocurre los cambios de fase. Por ejemplo, se puede observar que las fases líquida, gaseosa y sólida convergen en un punto conocido como triple punto, el cual se encuentra a una temperatura de -56.6°C y a una presión de 5.11 atm.

Tal como indica la Figura, el punto crítico se da a una temperatura de 31°C y a una presión de 72.8 atm. Por encima de dicho punto, a temperaturas y presiones mayores, el CO₂ presenta propiedades de las fases líquida y gaseosa, considerándose que se encuentra en una fase supercrítica en la que la densidad es casi igual a la de la fase líquida y la viscosidad es similar a la de la fase gaseosa (Safi, 2015).

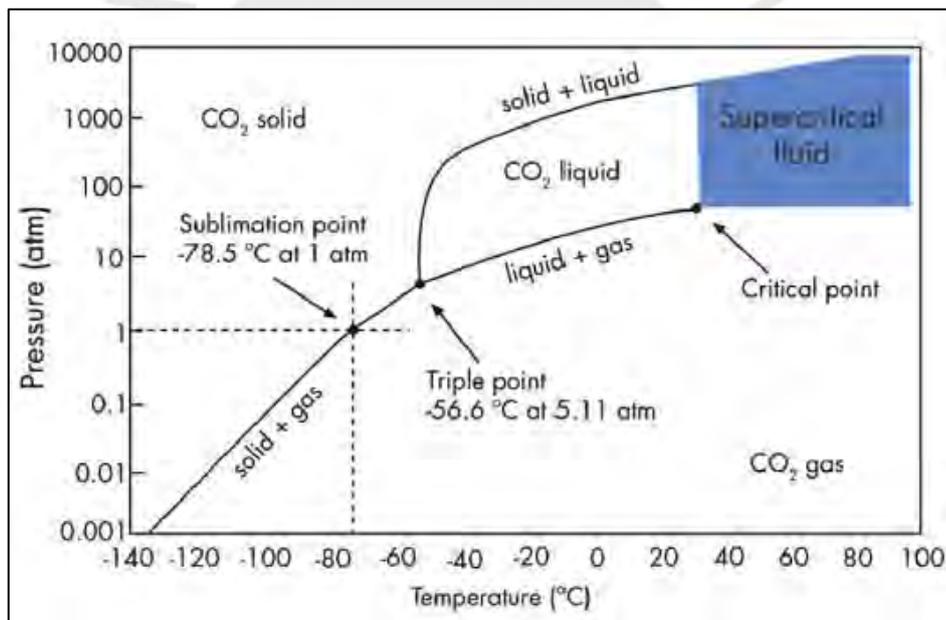


Figura 15: Diagrama de fases del CO₂ (Raza et al., 2016)

Luego de que el CO₂ es inyectado en el reservorio de almacenamiento geológico, se puede desarrollar cuatro mecanismos diferentes de captura o entrapamiento: estructural, disolución, reacción y entrapamiento capilar. Dichos mecanismos pueden asegurar el almacenamiento permanente del CO₂ dentro del reservorio (Safi, 2015).

La efectividad del almacenamiento geológico en el tiempo dependerá de la combinación de los diferentes mecanismos de entrapamiento, los cuales consisten en fenómenos físicos y geoquímicos en los que el CO₂ queda inmóvil y permanente en el reservorio, ya sea porque termina atrapado bajo una capa de roca impermeable, se convierte en minerales sólidos o es

adsorbido en las superficies de los microporos de la roca del reservorio (Metz et al., 2005), tal como se detalla en los siguientes puntos.

2.5.1. Entrampamiento estructural

En un principio, el principal medio para la captura física del CO₂ consiste en una capa de roca de baja porosidad y permeabilidad que actúa como un sello impidiendo el movimiento ascendente del CO₂ hacia la superficie (Blunt, 2010).

El sello o capa de roca está generalmente compuesto por sal, pizarras o arcillas y no requieren ser completamente impermeables, sino que los espacios de los poros deben ser lo suficientemente pequeños para que el CO₂ no tenga suficiente espacio ni presión para fluir (Blunt, 2010).

El entrampamiento estructural es la etapa primaria de almacenamiento de CO₂ luego de su inyección al reservorio y es responsable de capturar la mayoría del CO₂, aunque se debe tener cuidado de no exceder la presión admisible de la capa de roca (Safi, 2015).

2.5.2. Disolución

Luego de cientos a miles de años, el CO₂ se disolverá en el agua o salmuera de la formación generando un compuesto más denso que se depositará. Este proceso es posible porque el CO₂ tiene una buena solubilidad en el agua a altas presiones, aunque la solubilidad decrece a medida que el agua tenga mayores contenidos de sales (Blunt, 2010).

El principal beneficio de la disolución del CO₂ es que, una vez disuelto, se eliminan las fuerzas flotantes que lo impulsan hacia arriba suprimiendo los riesgos de fuga hacia la superficie. Sin embargo, el inconveniente con este mecanismo es que es un proceso lento que se da a través de la difusión molecular; diversos estudios y simulaciones indican que se requieren cientos a miles de años para que una parte significativa del CO₂ inyectado se disuelva en los fluidos del reservorio (Metz et al., 2005).

2.5.3. Reacción

Luego de que el CO₂ queda disuelto, se forma una solución débilmente ácida que puede reaccionar con la roca del reservorio formando carbonato sólido. Dicho proceso geoquímico complejo (también conocido como mineralización) es aún más lento llegando a tardar miles de

años o más (Blunt, 2010). A su vez, la solución débilmente acidificada puede disolver parte de la roca, lo cual aumenta el volumen de los espacios porosos y la permeabilidad.

La disolución y reacción hacen que el CO₂ sea más inmóvil con el tiempo, lo cual quiere decir que la seguridad del reservorio aumenta puesto que se elimina el riesgo de que el CO₂ ascienda a la superficie por las fuerzas de flotabilidad (Safi, 2015).

2.5.4. Entrampamiento capilar

Este mecanismo, también conocido como entrampamiento residual, ocurre cuando el agua invade al CO₂ en el espacio poroso, el agua tiende a humedecer la superficie interna del poro rodeando al CO₂ previamente almacenado en una burbuja dentro del poro, dejándolo sin posibilidad de escapar (Blunt, 2010).

Este proceso suele darse con mayor frecuencia en la industria del petróleo puesto que el agua suele utilizarse para desplazar el petróleo de los reservorios; sin embargo, solo se recupera parte del petróleo previsto puesto que la otra parte queda atrapado capilarmente en los poros (Metz et al., 2005).

En la Figura 16 se muestra un esquema en escalas de tiempo sobre la contribución de cada mecanismo de entrampamiento a la seguridad y almacenamiento de CO₂ en el reservorio.

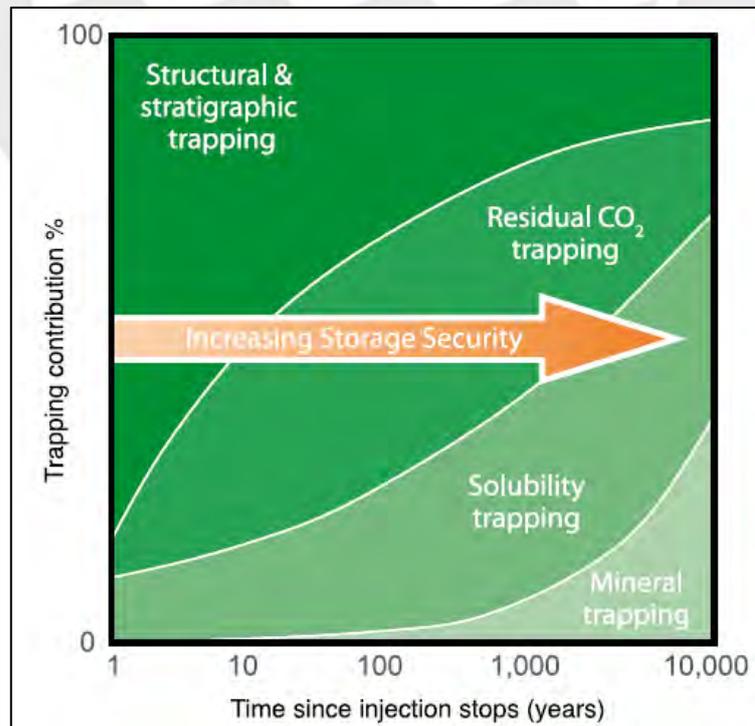


Figura 16: Contribución a la seguridad y almacenamiento de CO₂ de los mecanismos de entrampamiento en función del tiempo (Metz et al., 2005)

Como se puede observar del esquema anterior, el entrapamiento estructural es el principal mecanismo de almacenamiento en los primeros diez años después de finalizar la inyección de CO₂. Luego de cientos a miles de años, el entrapamiento capilar y la disolución constituyen un porcentaje significativo en el almacenamiento de CO₂; a su vez, la mineralización empieza a aparecer, el cual, en conjunto con los dos mecanismos de entrapamiento mencionados contribuyen a una mayor seguridad del almacenamiento del CO₂ en el reservorio.

2.6. Ecuaciones de flujo en medios porosos

Como se explicó previamente, los reservorios de hidrocarburos son la alternativa con mayor potencial para el almacenamiento geológico de CO₂; por lo tanto, se exploran los modelos matemáticos correspondientes al flujo en medios porosos que consideren, además del flujo del CO₂, el flujo simultáneo de otros fluidos como el petróleo y agua, los cuales son frecuentes en este tipo de reservorios.

Con el objetivo de entender las interacciones complejas entre el CO₂ inyectado y los fluidos presentes en el reservorio, así como también, las interacciones entre el CO₂ y la roca del reservorio, resulta necesario contar con un modelo que considere múltiples componentes y simule las fases (líquida y gaseosa) que se dan en los flujos dentro del reservorio (Safi, 2015).

A su vez, para la simulación del flujo, el modelo debe idealizar la migración del CO₂ a través del reservorio en función de la tasa de inyección y presión del CO₂, así como también, de la presión de fractura de la roca correspondiente al reservorio (Zhang, 2016).

2.6.1. Medios porosos

Los materiales compuestos por una matriz sólida con un sistema de poros o vacíos, interconectados entre sí, constituyen un medio poroso (Varela, 2014). Dichos sólidos permiten el flujo de fluidos través del sistema interconectado de poros. Por lo tanto, la característica principal de dichos medios es la porosidad, la cual se define como la relación entre el volumen de vacíos y el volumen total del medio. En la siguiente fórmula se describe dicha relación:

$$\varphi = \frac{V_v}{V} \quad (1)$$

De la fórmula anterior, φ es la porosidad, V_v es el volumen de vacíos y V es el volumen total del medio poroso. Como se puede observar, la porosidad es un parámetro adimensional, el cual se expresa, por lo general, en porcentajes.

Se tiene muchos ejemplos de materiales porosos, entre los cuales, se encuentra el suelo, las rocas porosas o fracturadas, así como las grandes formaciones geológicas de caliza kárstica (Bear, 1967). De igual manera, los reservorios de petróleo o gas son un ejemplo de formaciones geológicas porosas que almacena hidrocarburos en sus espacios vacíos o poros.

En algunos casos de flujos se requiere considerar la compresibilidad tanto de los fluidos como del medio poroso. En el caso de fluidos líquidos, la densidad puede estar relacionada con la presión por medio de la compresibilidad (Das et al., 2018), lo cual se expresa como sigue:

$$C = \frac{1}{\rho} \frac{\partial \rho}{\partial p} \quad (2)$$

De la ecuación anterior, C es la compresibilidad siendo sus unidades m^2/N , es un valor que siempre es positivo y suele ser constante sobre un rango de valores de presión del fluido. ρ es la densidad del fluido y p es la presión.

Según Das et al. (2018), una ecuación simplificada para la presión, la cual considera fluidos levemente compresibles, es decir, la densidad es poco variable, se puede formular de la siguiente manera:

$$\frac{\partial p}{\partial t} = \frac{k}{\mu C \phi} \nabla^2 p \quad (3)$$

En el caso de que se tenga que considerar la compresibilidad del medio poroso, el valor de C debe considerar, de manera combinada, la compresibilidad del fluido y del medio, para lo cual se tiene la siguiente expresión:

$$C \rho \phi \frac{\partial p}{\partial t} = \nabla \cdot \left(\rho \frac{k}{\mu} \nabla p \right) \quad (4)$$

Ley de Darcy

Por su parte, el primero en estudiar los parámetros que afectan el flujo de agua en medios porosos fue el ingeniero francés Henry Darcy. A través de varios experimentos llegó a concluir que el caudal de agua es linealmente proporcional a la sección de una determinada área transversal y al gradiente hidráulico (Sánchez, 2013), lo cual se formula mediante la siguiente expresión:

$$Q = KA \frac{\Delta h}{\Delta l} \quad (5)$$

Donde Q es el caudal, A es el área de una determinada sección transversal, $\frac{\Delta h}{\Delta l}$ es el gradiente hidráulico medido entre dos puntos a lo largo del flujo y K es una constante de proporcionalidad o conductividad hidráulica. Luego, se determinó que K es un factor que depende tanto del fluido como del tipo de material del medio poroso (Varela, 2014).

$$K = \frac{k\rho g}{\mu} \quad (6)$$

De la expresión anterior se tiene que k es la permeabilidad del medio, ρ es la densidad del fluido, μ es la viscosidad dinámica del fluido y g es la aceleración de la gravedad.

Como bien se sabe, el flujo sigue una dirección de cargas hidráulicas altas hacia bajas, es decir, la carga hidráulica disminuye en la dirección del flujo, es por ello que la fórmula de Darcy suele expresarse, en su forma diferencial, de la siguiente manera:

$$Q = -KA \frac{dh}{dl} \quad (7)$$

A su vez, la velocidad de Darcy se expresa de la siguiente manera:

$$u = \frac{Q}{A} = -K \frac{dh}{dl} \quad (8)$$

Donde u es la velocidad de Darcy, la cual indica la cantidad de flujo volumétrico por unidad de sección transversal. Es importante recalcar que u no es la velocidad real del fluido puesto que A no representa un área sólida (Pinder & Celia, 2006).

La ley de Darcy es mayormente usada para determinar la tasa de flujo cuando el gradiente de presión es conocido (Das et al., 2018).

De acuerdo a Das et al. (2018), la velocidad de Darcy expresada en sus componentes cartesianas y cilíndricas se expresan mediante las siguientes expresiones:

Cartesianas:

$$u_x = -\frac{k}{\mu} \frac{\partial p}{\partial x} \quad u_y = -\frac{k}{\mu} \frac{\partial p}{\partial y} \quad u_z = -\frac{k}{\mu} \frac{\partial p}{\partial z} \quad (9)$$

Cilíndricas:

$$u_r = -\frac{k}{\mu} \frac{\partial p}{\partial r} \quad u_\theta = -\frac{1}{r} \frac{k}{\mu} \frac{\partial p}{\partial \theta} \quad u_z = -\frac{k}{\mu} \frac{\partial p}{\partial z} \quad (10)$$

Donde p es la presión del fluido en la escala del poro. A su vez, la ecuación de continuidad de la presión puede ser expresada en sus coordenadas cartesianas y cilíndricas:

Cartesianas:

$$\frac{\partial^2 p}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 p}{\partial y^2} + \frac{\partial^2 p}{\partial z^2} = 0 \quad (11)$$

Cilíndricas:

$$\frac{\partial^2 p}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial p}{\partial r} + \frac{1}{r^2} \frac{\partial^2 p}{\partial \theta^2} + \frac{\partial^2 p}{\partial z^2} = 0 \quad (12)$$

En el caso de la ecuación (12), su solución requiere la definición de condiciones de borde sobre el sistema general, tales como las condiciones de Dirichlet, Neumann o Robin (Das et al., 2018).

Por otro lado, la saturación o grado de saturación de un fluido en un medio poroso se define como la relación entre el volumen de la fase fluida y el volumen de vacíos del medio:

$$S^\alpha = \frac{V_\alpha}{V_v} \quad (13)$$

Donde S^α es la saturación de una fase fluida en el medio poroso y V_α es el volumen de dicha fase fluida en el medio. Por lo general, se tiene dos fases (mojada y no mojada) que en conjunto llenan los espacios vacíos, lo cual se expresa de la siguiente manera:

$$S^w + S^n = 1 \quad (14)$$

En este caso, S^w es la saturación de la fase mojada y S^n , de la fase no mojada. A su vez, se define presión capilar como la diferencia de la presión de la fase no mojada con la de la fase mojada.

$$p^c = p^n - p^w \quad (15)$$

Dicha diferencia siempre resulta positiva puesto que la presión de la fase no mojada (p^n) es siempre mayor que la de la fase mojada (p^w), (Varela, 2014).

Para cada fase presente en el medio poroso, se tiene una ecuación de conservación de la masa, en la siguiente expresión se muestra la acumulación de masa en el tiempo para un volumen diferencial:

$$\frac{\partial(\phi \rho^\alpha S^\alpha)}{\partial t} \Delta x \Delta y \Delta z \quad (16)$$

Donde ρ^α es la densidad de cada fase. Al asumir que no se dan procesos de transferencia de masa entre fases, la ecuación de conservación de la masa para cada fase se expresa de la siguiente forma vectorial:

$$\frac{\partial(\phi \rho^\alpha S^\alpha)}{\partial t} = -\nabla \cdot (\rho^\alpha \underline{u}^\alpha) + m^\alpha \quad (17)$$

De la ecuación anterior, \underline{u}^α es la velocidad de Darcy para cada fase y m^α es el flujo másico para cada fase. En el caso de flujos multifásicos, la velocidad de Darcy para cada fase se expresa como sigue:

$$\underline{u}^\alpha = -\frac{k^\alpha}{\mu^\alpha} (\nabla p^\alpha - \rho^\alpha g \nabla z) \quad (18)$$

En este caso, \underline{k}^α , p^α y μ^α corresponden a la permeabilidad efectiva, la presión y viscosidad de cada fase, respectivamente. Es importante recalcar que las permeabilidades efectivas de cada fase no pueden ser mayores que la permeabilidad absoluta del medio poroso (\underline{k}). Para ello, la permeabilidad relativa de cada fase se define de la siguiente manera:

$$k_r^\alpha = \frac{\underline{k}^\alpha}{\underline{k}} \quad (19)$$

Donde k_r^α es la permeabilidad relativa de cada fase. En el estudio de los flujos multifásicos, se debe evaluar correctamente las permeabilidades relativas (Varela, 2014). Diversos estudios, tal como el de Standing (1975), establecen que las permeabilidades efectivas, y por tanto las relativas, dependen de la distribución del tamaño de los poros, la saturación, historia de saturación y la mojabilidad.

A su vez, la distribución del tamaño de los poros también define la permeabilidad absoluta de un medio (\underline{k}), dicha permeabilidad se define con respecto a la saturación total por parte de un fluido que no reacciona con los minerales presentes en la roca del medio (Standing, 1975). Es práctica común utilizar la permeabilidad absoluta como un valor base para el cálculo de las permeabilidades relativas (ver ecuación 19).

2.6.2. Ecuaciones de estado

Para describir la relación entre la presión, volumen y temperatura de los gases se utilizan las ecuaciones de estado. Los gases se definen, generalmente, como fluidos de baja densidad y baja viscosidad, los cuales no tienen forma ni volumen, pero se expanden hasta llenar completamente el envase en el que es contenido (McCain, 1990).

En primer lugar, se desarrolla la ecuación de estado de un gas ideal puesto que ésta es tomada como base para el desarrollo de ecuaciones de estado de gases reales, así como de ecuaciones de estado de gases o fluidos mixtos.

En principio, los gases ideales tienen tres propiedades fundamentales: el volumen que ocupan las moléculas es despreciable con respecto al volumen que ocupa el gas, no existen fuerzas de atracción o repulsión entre las moléculas o entre las moléculas y las paredes del contenedor; y por último, todas las colisiones entre las moléculas son elásticas, es decir, no hay pérdidas de energía interna debido a la colisión (McCain, 1990).

De acuerdo a observaciones experimentales realizadas por Boyle y Charles, se estableció que, para una masa dada de gas, el volumen de un gas ideal es inversamente proporcional a la presión a temperatura constante; a su vez, el volumen de un gas ideal es directamente proporcional a la temperatura manteniendo la presión constante, lo anterior se expresa en las siguientes ecuaciones:

$$pV = \text{constante} \quad (20)$$

$$\frac{V}{T} = \text{constante} \quad (21)$$

Posteriormente, la Ley de Avogadro determinó que, para las mismas condiciones de presión y temperatura, volúmenes iguales de gases ideales contienen el mismo número de partículas o moles, es decir, las densidades relativas son proporcionales a sus respectivos pesos atómicos (McCain, 1990). Al combinar las ecuaciones de Boyle, Charles y Avogadro se obtiene la ecuación de estado para gases ideales:

$$pV = nRT \quad (22)$$

Como se observa de la ecuación anterior, V es el volumen de n moles de gas a una determinada temperatura T y presión p . La constante R es un valor numérico que depende de las unidades utilizadas para expresar las variables de la ecuación.

La ecuación (22) tiene un uso práctico limitado puesto que, en realidad, los gases no tienen un comportamiento exactamente como gases ideales; sin embargo, constituye la base para el desarrollo de ecuaciones de estado, que describen de una manera más precisa, el comportamiento de gases reales (Lopez et al., 2017).

Además, en los reservorios de hidrocarburos se encuentra una serie de gases y fluidos combinados o mixtos; por lo tanto, es necesario considerar las leyes que gobiernan el comportamiento de gases mixtos.

De acuerdo a la Ley de Dalton sobre presiones parciales, se establece que la presión total ejercida por un gas mixto es igual a la suma de las presiones ejercidas por sus componentes. La presión parcial de cada componente de un gas mixto es igual a la presión que el componente ejercería si estuviera solo en el volumen ocupado por el gas mixto (McCain, 1990).

De manera análoga, la Ley de Amagat establece que el volumen total ocupado por un gas mixto es igual a la suma de volúmenes parciales que los componentes puros ocuparían en las mismas condiciones de presión y temperatura (McCain, 1990).

Una de las primeras ecuaciones de estado para evaluar el comportamiento de los gases en la industria del petróleo es la ecuación de estado de compresibilidad. Esta ecuación consiste en incluir un factor de corrección a la ecuación de estado de gases ideales:

$$pV = znRT \quad (23)$$

Donde el factor z se conoce como factor de compresibilidad, el cual es la relación entre el volumen real ocupado por un gas y el volumen que ocuparía el mismo gas si se comportara como un gas ideal para las mismas condiciones de presión y temperatura (McCain, 1990).

$$z = \frac{V_{real}}{V_{ideal}} \quad (24)$$

El factor z es determinado experimentalmente puesto que no es una constante y varía de acuerdo a los cambios en la composición del gas, temperatura y presión. Precisamente por la variabilidad del factor z es que la ecuación de estado de compresibilidad presenta limitaciones para describir el comportamiento de gases reales, puesto que no se puede realizar, de una manera directa, los tratamientos matemáticos siendo necesario utilizar técnicas gráficas y numéricas (McCain, 1990).

En los siguientes puntos se describen dos ecuaciones de estado: Ecuación de Van der Waal y la Ecuación de Peng-Robinson. La primera ecuación fue una de las primeras en tratar de representar el comportamiento de gases reales; mientras que la ecuación de Peng-Robinson es, hasta el momento, el modelo más utilizado para los cálculos termodinámicos y volumétricos, tanto en el campo industrial como académico (Lopez et al., 2017).

En el año 1978, Van der Waal propuso la siguiente ecuación de estado:

$$\left(p + \frac{a}{V_M^2}\right)(V_M - b) = RT \quad (25)$$

Como se puede observar, la ecuación presenta diferencias con respecto a la ecuación (22) correspondiente a la ecuación de estado de gases ideales; en primer lugar, la presión es alterada por el término $\frac{a}{V_M^2}$, el cual tiene como objetivo corregir la presión, la cual varía debido a las fuerzas de atracción entre las moléculas. A su vez, la constante b representa la corrección en el volumen molecular debido al volumen ocupado por las moléculas (McCain, 1990).

Los valores de ambas constantes a y b dependerá de las características particulares de cada gas, la ecuación propuesta por Van der Waal es un primer avance en la representación del comportamiento termodinámico de gases reales; sin embargo, tiene un uso limitado puesto que solo presenta resultados precisos en condiciones de bajas temperaturas (McCain, 1990).

La ecuación propuesta por los ingenieros químicos Donald B. Robinson y Ding-Yu Peng, es considerada como una de las mejores ecuaciones en calcular las propiedades termodinámicas de sustancias puras y mixtas. Además, tiene una alta reputación en la industria petroquímica, debido a ello viene siendo estudiada y modificada en ciertos aspectos con el objetivo de mejorar su capacidad predictiva (Lopez et al., 2017). La ecuación tiene la siguiente forma:

$$P = \frac{RT}{V_M - b} - \frac{a_T}{V_M(V_M + b) + b(V_M - b)} \quad (26)$$

El término a_T depende de la temperatura crítica del componente; a su vez, la ecuación de Peng-Robinson introduce los términos $V_M(V_M + b)$ y $b(V_M - b)$, los cuales constituyen una mejor representación de la presión debido a la atracción molecular y, por otro lado, brinda resultados más precisos de densidades de los componentes en estado líquido para cualquier condición de temperatura (Lopez et al., 2017).

2.6.3. Método analítico de Buckley & Leverett

El modelo analítico que se presenta a continuación corresponde al modelo presentado por Buckley & Leverett (1942), el cual analiza y estudia el desplazamiento de fluidos en un medio poroso. Las hipótesis con las que parte dicho modelo son las siguientes:

- El flujo es horizontal e incompresible, no se toman en cuenta efectos gravitatorios.
- Se considera un medio poroso homogéneo, en donde la permeabilidad y porosidad son constantes.
- Se desprecia el gradiente de presión capilar en la dirección del flujo.

Como bien se sabe, los medios porosos correspondientes a los reservorios son sistemas heterogéneos por lo que se recomienda calcular el promedio geométrico de la permeabilidad y el promedio aritmético de la porosidad (Varela, 2014).

En la Figura 17 se muestra un esquema de volumen de control para la derivación de la ecuación de Buckley-Leverett.

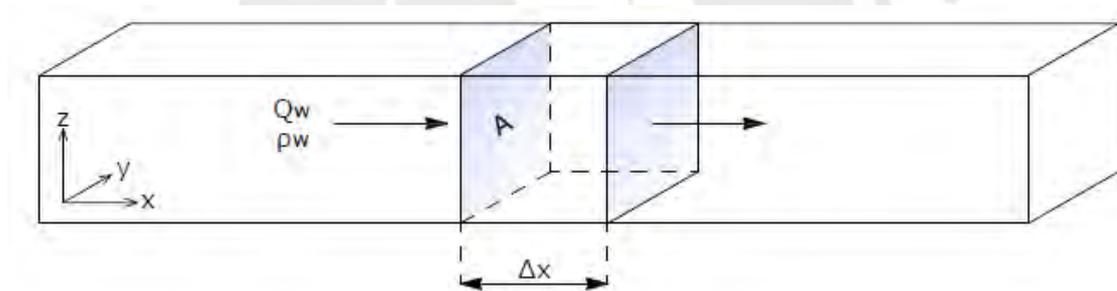


Figura 17: Esquema de control para la derivación de la ecuación de Buckley-Leverett (Varela, 2014)

De la Figura anterior, el balance de masa en el volumen de control queda determinado mediante la siguiente expresión:

$$[(Q^w \rho^w)|_x - (Q^w \rho^w)|_{x+\Delta x}] \Delta t = A \phi [(S^w \rho^w)^{t+\Delta t} - (S^w \rho^w)^t] \Delta x \quad (27)$$

Donde Q es el caudal, A es el área de sección transversal, ρ es la densidad del fluido, ϕ es la porosidad y S es la saturación.

La ecuación anterior se lleva a la forma diferencial al aproximar los valores de Δx y Δt a cero, expresándose de manera continua:

$$-\frac{\partial}{\partial x}(Q^w \rho^w) = A \phi \frac{\partial}{\partial t}(S^w \rho^w) \quad (28)$$

Al considerar el flujo incompresible, se tiene:

$$-\frac{\partial Q^w}{\partial x} = A\phi \frac{\partial S^w}{\partial t} \quad (29)$$

Al definir el flujo fraccional de la fase mojada como $f^w = Q^w/Q^t$, se tiene la ecuación de Buckley-Leverett:

$$-\frac{\partial f^w}{\partial x} = \frac{A\phi}{Q^t} \frac{\partial S^w}{\partial t} \quad (30)$$

A su vez, $S^w(x, t)$ se expresa, en su forma diferencial en 1D, de la siguiente manera:

$$dS^w = \frac{\partial S^w}{\partial x} dx + \frac{\partial S^w}{\partial t} dt \quad (31)$$

Considerando que el fluido presenta una saturación constante durante el desplazamiento, entonces:

$$\frac{\partial S^w}{\partial x} dx + \frac{\partial S^w}{\partial t} dt = 0 \quad (32)$$

Al combinar las ecuaciones (30) y (32) se tiene:

$$\frac{dx}{dt} = \frac{Q^t}{A\phi} \frac{df^w}{dS^w} \quad (33)$$

La ecuación (33) indica que la velocidad, en un plano de saturación constante, es proporcional a la derivada del flujo fraccional con respecto a la saturación de la fase mojada. Integrando la ecuación con respecto al tiempo se tiene lo siguiente:

$$x = \frac{Q^t t}{A\phi} \frac{df^w}{dS^w} \quad (34)$$

Donde x es la posición adimensional; de acuerdo al estudio realizado por varios investigadores, se llegó a la conclusión de que, para altas tasas de flujos, la ecuación de Buckley-Leverett provee una buena aproximación de la distribución de la saturación real (Bear, 1967).

2.6.4. Método de ecuaciones de balance de materia

El siguiente método que se presenta corresponde al propuesto por Thian S. y Zhao G. (2008), el cual consiste en las Ecuaciones de Balance de Materiales (MBE por sus siglas en inglés). Dicho método es una herramienta clásica en la ingeniería de reservorios y es utilizado para

analizar el comportamiento de los fluidos del reservorio mediante el uso de las leyes de la conservación de la masa.

En comparación con las simulaciones numéricas, los métodos MBE requieren menos datos de entrada y no consideran los detalles geométricos del reservorio, por lo que generalmente son utilizados para verificar las características físicas de los fluidos del reservorio y validar la confiabilidad de los modelos de simulación (Thian & Zhao, 2008).

El método MBE propuesto por Thian S. y Zhao G. (2008) es una extensión de la aplicación clásica de los métodos MBE, el cual tiene por objetivo caracterizar los procesos de recuperación mejorada del petróleo mediante la inyección de CO₂ (EOR por sus siglas en inglés).

Básicamente consiste en un balance volumétrico, en el que se considera que el volumen de fluidos dentro del reservorio es constante, por lo tanto, la suma algebraica de los volúmenes del petróleo, agua y CO₂ debe ser constante (Thian & Zhao, 2008).

Además, se examina el comportamiento dinámico del CO₂ y el cambio de las propiedades del fluido bajo condiciones reales del reservorio. A su vez, la predicción del comportamiento del CO₂ se logra mediante los resultados del monitoreo y un ajuste histórico (Thian & Zhao, 2008).

El método presenta los siguientes presupuestos establecidos por Thian & Zhao, (2008):

- No se considera la ubicación de los pozos ni las dimensiones y geometría del reservorio.
- Bajo las condiciones del reservorio, el CO₂ inyectado puede terminar como gas libre, en una solución con el agua o con el petróleo.
- La porosidad de la roca y la saturación de los fluidos son uniformes en el reservorio.

Es importante recalcar que los factores del modelo consideran el hecho de que el contacto del CO₂ con el agua y el petróleo sea en proporciones desiguales, la reducción de la viscosidad y de la densidad del petróleo y el cambio de las permeabilidades relativas de los fluidos (Thian & Zhao, 2008).

Entonces, el balance de volumen de CO₂ presente en el reservorio se expresa mediante la siguiente fórmula:

$$G_{i_CO_2} = G_{m_o} + G_{m_w} + G_{free} \quad (35)$$

Donde $G_{i_{CO_2}}$ es el volumen acumulado de CO_2 inyectado, G_{m_o} es el volumen acumulado de CO_2 disuelto en el petróleo del reservorio, G_{m_w} es el volumen acumulado de CO_2 disuelto en el agua del reservorio y G_{free} es el volumen acumulado de CO_2 inyectado e inmisible en el reservorio (Thian & Zhao, 2008).

El volumen de CO_2 inyectado es un dato que se conoce puesto que en las operaciones de recuperación mejorada de petróleo se decide la cantidad de gas a inyectar en un determinado período de tiempo (días, meses y años).

A su vez, los volúmenes de CO_2 disueltos en petróleo y agua (G_{m_o} y G_{m_w}) son cantidades cuyos cálculos involucran una gran cantidad de variables y parámetros tales como el factor de formación de volumen, la compresibilidad efectiva de la formación, la compresibilidad del agua, la saturación del petróleo, la saturación del agua, entre otros. En el artículo “Monitoring and Predicting CO_2 Flooding Using Material Balance Equations” se da una descripción detallada de todas las variables y parámetros presentes en el cálculo de G_{m_o} y G_{m_w} .

Por su parte, el volumen inyectado de CO_2 inmisible en el reservorio (G_{free}) es calculado al conocer los valores de las otras variables de la ecuación (35) (Thian & Zhao, 2008).

El volumen de CO_2 almacenado en el reservorio se calcula mediante la siguiente expresión:

$$V_{CO_2_{Re}} = G_{i_{CO_2}} - V_{CO_2_{prod}} \quad (36)$$

Donde $V_{CO_2_{Re}}$ es el volumen del gas almacenado en el reservorio y $V_{CO_2_{prod}}$ es el volumen de CO_2 producido. A su vez, el volumen de CO_2 producido se calcula de la siguiente manera:

$$V_{CO_2_{prod}} = V_{oil_{prod}}(R_{s_{mix}} - R_{s_{oil}}) + V_{CO_2_{free}} + V_{water_{prod}} \times R_{CO_2_{water}} \quad (37)$$

De la ecuación anterior, $V_{oil_{prod}}$ es el volumen de petróleo extraído del reservorio, $R_{s_{mix}}$ es la relación de la solución de CO_2 y petróleo, $R_{s_{oil}}$ es la relación de la solución de CO_2 y petróleo no contactado por el CO_2 , $V_{CO_2_{free}}$ es el volumen libre de CO_2 extraído del reservorio, $V_{water_{prod}}$ es el volumen de agua extraída del reservorio y $R_{CO_2_{water}}$ es la solubilidad promedio del CO_2 en agua (Thian & Zhao, 2008).

2.6.5. Ecuación de flujo multifásico y de múltiples componentes

Los modelos son utilizados para simular los procesos físicos de un reservorio e inferir el comportamiento de dicho reservorio; dichos modelos pueden ser físicos (modelos de

laboratorio a escala) o pueden ser matemáticos, los cuales consisten en un conjunto de ecuaciones con condiciones de borde definidas (Peaceman, 1977). Estos modelos matemáticos pueden describir adecuadamente los procesos físicos presentes en el sistema a través de ecuaciones de flujos multifásicos y de múltiples componentes.

El flujo de fluidos y la transferencia de masas son los procesos físicos básicos que se dan en la extracción de petróleo, así como en la inyección de CO₂ en reservorios; en dichos procesos se pueden encontrar que hasta tres fases pueden fluir simultáneamente (agua, petróleo y gas) y que la transferencia de masa puede darse entre fases, principalmente entre gas y petróleo (Peaceman, 1977).

A su vez, las fuerzas de gravedad, capilaridad y viscosidad influyen en el proceso de flujo de fluidos, por lo que las ecuaciones deben tomar en cuenta dichas fuerzas (Peaceman, 1977).

En los procesos de recuperación mejorada de petróleo, el flujo de CO₂ se da principalmente por la gradiente de presión entre los pozos de inyección de CO₂ y los pozos de extracción de petróleo y gas; dicha gradiente es generada por la afluencia masiva dentro de los pozos de inyección, lo cual aumenta la presión del fondo de dichos pozos hasta llegar a ser mayor a la presión promedio del reservorio (Safi, 2015).

Es así que las gradientes de presión generan corrientes que fluyen de los pozos de inyección hacia los pozos de extracción. En la siguiente ecuación se expresa el flujo multifásico y de múltiples componentes:

$$\frac{d}{dt} \int_{V_n} M^C dV_n = \int_{\Gamma_n} F^C \cdot \mathbf{n} d\Gamma_n + \int_{V_n} q^C dV_n \quad (38)$$

De la ecuación, V_n corresponde al volumen de un determinado subdominio del sistema, Γ_n es la superficie que limita el volumen V_n , \mathbf{n} es el vector normal a la superficie del elemento $d\Gamma_n$ que apunta al volumen V_n ; M^C representa la acumulación de masa o energía por unidad de volumen para cada componente C , F^C corresponde al flujo neto de masa o energía a través del volumen para la componente C ; por último, q^C representa la fuente masa o energía dentro del volumen para la componente C .

Como se puede observar, la ecuación (38) puede ser expresada en términos de masa o energía; en caso se exprese en términos de energía, la acumulación de calor en sistemas multifásicos se da mediante la siguiente expresión:

$$M^C = (1 - \emptyset)\rho_R C_R T + \emptyset \sum_{\beta} S_{\beta} \rho_{\beta} u_{\beta} \quad (39)$$

Donde \emptyset es la porosidad de la roca, ρ_R se refiere a la densidad de grano de la roca, C_R es el calor específico de la roca, T es la temperatura del medio, S_{β} es la saturación de la fase β , ρ_{β} es la densidad de la fase β , y u_{β} es la energía interna específica de la fase β .

En la siguiente ecuación se describe el flujo de energía, donde la primera componente corresponde al flujo conductivo y la segunda, al flujo convectivo.

$$F^C = -\lambda \nabla T + \emptyset \sum_{\beta} h_{\beta} F_{\beta} \quad (40)$$

En este caso, λ corresponde a la conductividad térmica, ∇T es la gradiente de temperatura, h_{β} es la entalpía específica de la fase β , y F_{β} es el flujo de calor de la fase β .

Si la ecuación (38) se expresa en términos de masa, la acumulación de masa para cada componente “C” de la ecuación (38) se puede expresar mediante la siguiente ecuación:

$$M^C = \emptyset \sum_{\beta} S_{\beta} \rho_{\beta} X_{\beta}^C \quad (41)$$

Donde X_{β}^C corresponde a la fracción de masa del componente C en la fase β . A su vez, la expresión generalizada del flujo de masa se da por medio de la suma de los flujos de todas las fases:

$$F^C = \sum_{\beta} F_{\beta} X_{\beta}^C \quad (42)$$

El flujo de masa individual para cada fase se puede representar mediante el uso de la ley de Darcy:

$$F_{\beta} = \rho_{\beta} u_{\beta} = -k \frac{k_{r\beta} \rho_{\beta} g}{\mu_{\beta}} (\nabla P_{\beta} - \rho_{\beta} g) \quad (43)$$

En este caso, u_{β} es la velocidad de Darcy en la fase β , k es la permeabilidad absoluta, $k_{r\beta}$ es la permeabilidad relativa de la fase β , μ_{β} es la viscosidad de la fase β , g es la aceleración de la gravedad y P_{β} es la presión del fluido de la fase β .

La presión para cada fase se obtiene mediante la suma de una determinada presión P de una fase referencial y la presión de capilaridad:

$$P_{\beta} = P + P_{cap\beta} \quad (44)$$

CAPÍTULO 3: METODOLOGÍA

En primer lugar, se consideró la roca correspondiente a la formación geológica Pariñas, perteneciente a la cuenca petrolera de Talara, puesto que presenta las características más idóneas para servir como reservorio de almacenamiento geológico subsuperficial de CO₂.

Dentro de los lotes petrolíferos de la cuenca de Talara, se analiza inicialmente los reservorios de los yacimientos Bellavista y Calzada pertenecientes al lote I puesto que ambos tienen pozos que profundizan hasta la roca de la formación Pariñas. Luego, se calcula la capacidad básica de almacenamiento para ambos reservorios mediante la formulación de Bachu et al., 2007.

Con base en lo anterior, se determina que el reservorio del yacimiento Bellavista es el más apto para el almacenamiento de CO₂ (mayor capacidad de almacenamiento y cantidad de pozos), por lo cual la evaluación total de la capacidad de almacenamiento se da solo para dicho yacimiento.

Posteriormente, se analiza la interacción del CO₂ y los demás fluidos dentro del reservorio mediante el método de Ecuaciones de Balance de Materia propuesto por Thian & Zhao, 2008, con el cual se calcula la cantidad de CO₂ efectivamente almacenable en el reservorio (respecto al cálculo inicial).

Por otro lado, mediante el software IMEX de CMG, se realiza un modelamiento numérico con base en las características físicas de la roca reservorio, de los fluidos y de la interacción entre la roca reservorio y los fluidos. En el Capítulo 4 se presenta los resultados de la simulación de inyección de CO₂ y se determina la cantidad de CO₂ almacenable de tal manera de no superar la presión de fractura correspondiente a la roca reservorio; a su vez, también se presenta el análisis de sensibilidad.

3.1. Caracterización del reservorio

3.1.1. Ubicación del reservorio

De acuerdo a la investigación realizada por Carlotto, V. (2019), mediante un análisis multicriterio, donde se considera parámetros, criterios, dimensiones y talleres participativos con expertos, se concluye que los aspectos más importantes para determinar los sectores o zonas para el potencial almacenamiento de CO₂ en el Perú son los parámetros socio-económicos, tales como la accesibilidad, cercanía a reservas naturales o áreas protegidas; así como también los

parámetros técnicos propios del reservorio, tales como la porosidad, permeabilidad y profundidad.

Considerando los criterios anteriores y realizando una evaluación del potencial de las diferentes áreas o zonas al interior del país, se elaboró un mapa mostrando las locaciones de mayor potencial para el almacenamiento (lado izquierdo), tal como se muestra en la Figura 18.

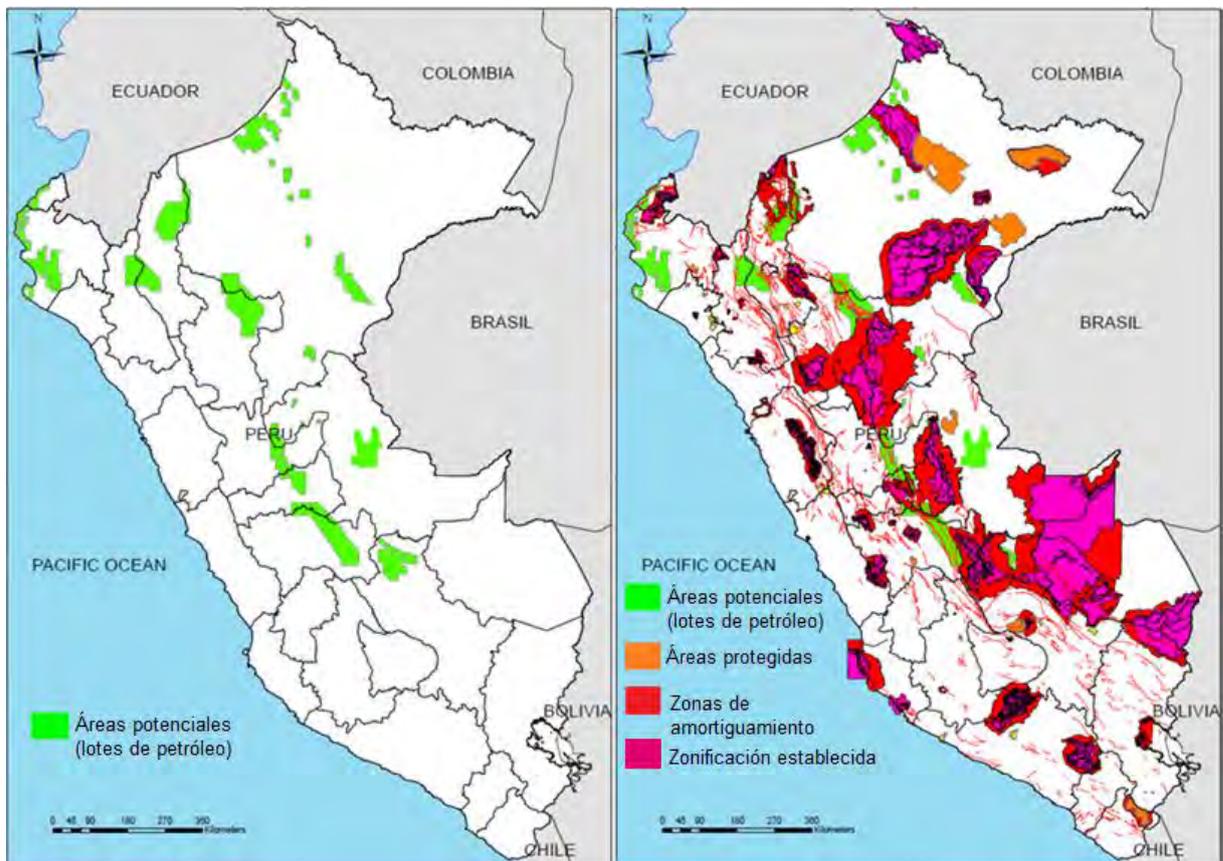


Figura 18: Mapa de sitios potenciales para proyectos de inyección geológica de CO₂ y zonas protegidas (Carlotto, 2019)

A su vez, en la Figura se presenta otro mapa (lado derecho) donde se superpone las zonas protegidas, tales como las zonas de amortiguamiento, áreas de zonificación establecida y las áreas protegidas. Dichas regiones constituyen criterios de descarte de potenciales zonas de almacenamiento puesto que corresponden a franjas de vegetación influyentes en los procesos ecológicos que proveen variedades de bienes hacia la sociedad; también corresponden a áreas protegidas por su diversidad biológica, paisajística, importancia cultural y científica (Carlotto, 2019).

Considerando lo anterior, se elaboró un mapa (Figura 19) donde se presenta las zonas potenciales de inyección de CO₂ y las zonas descartadas. Tal como indica la Figura, uno de las

potenciales locaciones de mayor potencial se encuentra en la zona norte de la región Loreto; a su vez, las demás locaciones se encuentran en la región Piura, la cual corresponde a la zona con mejores posibilidades para proyectos de inyección de CO₂ (Carlotto, 2019).

En consecuencia, los lotes 192, XV, 31-E, I, XXI, X, IX, II, VI, VII, 126, 8, XIII presentan las mejores condiciones para el almacenamiento geológico de CO₂.

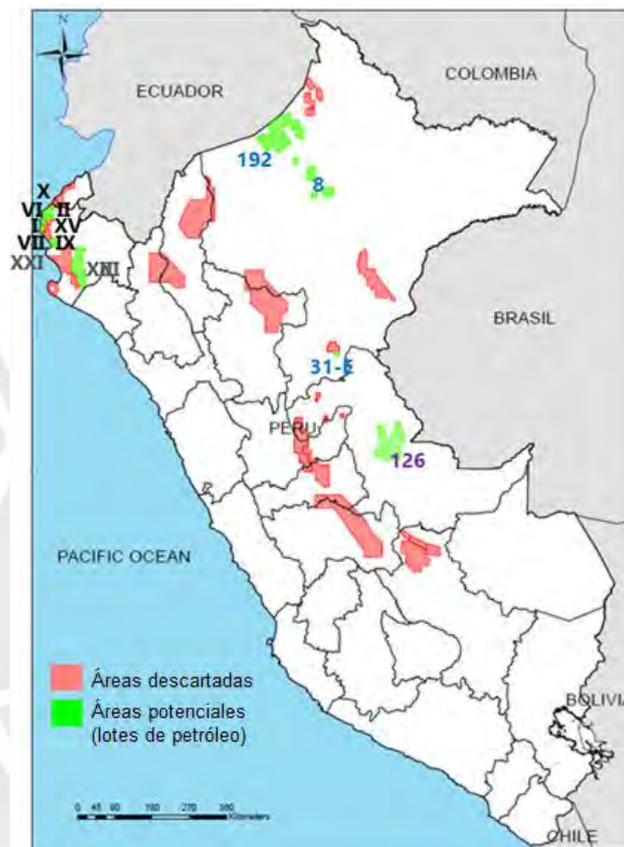


Figura 19: Mapa de áreas potenciales de almacenamiento y áreas descartadas (Carlotto, 2019)

De los lotes previamente identificados, los correspondientes a I, II, VI, VII, IX, X y XV pertenecen a la cuenca petrolífera de Talara en la región Piura, cuyos yacimientos tienen una producción acumulada de 1,600 millones de barriles de petróleo y gas asociado aproximadamente (Requena, 2015).

Una de las ventajas de la cuenca de Talara es la presencia de una gran densidad de pozos, lo cual, en comparación con otras zonas petroleras del país, implica ser la zona de mayor cantidad de pozos petroleros, y, por tanto, una mayor posibilidad de reutilizar dicha infraestructura existente.

A su vez, la alta densidad de pozos también implica estudios de exploración (geofísicos, geoquímicos, entre otros), los cuales permiten tener una información precisa y detallada de las características geológicas y petrofísicas de la zona. En la Figura 20 se presenta la alta concentración de pozos petroleros en la zona correspondiente a la cuenca de Talara;

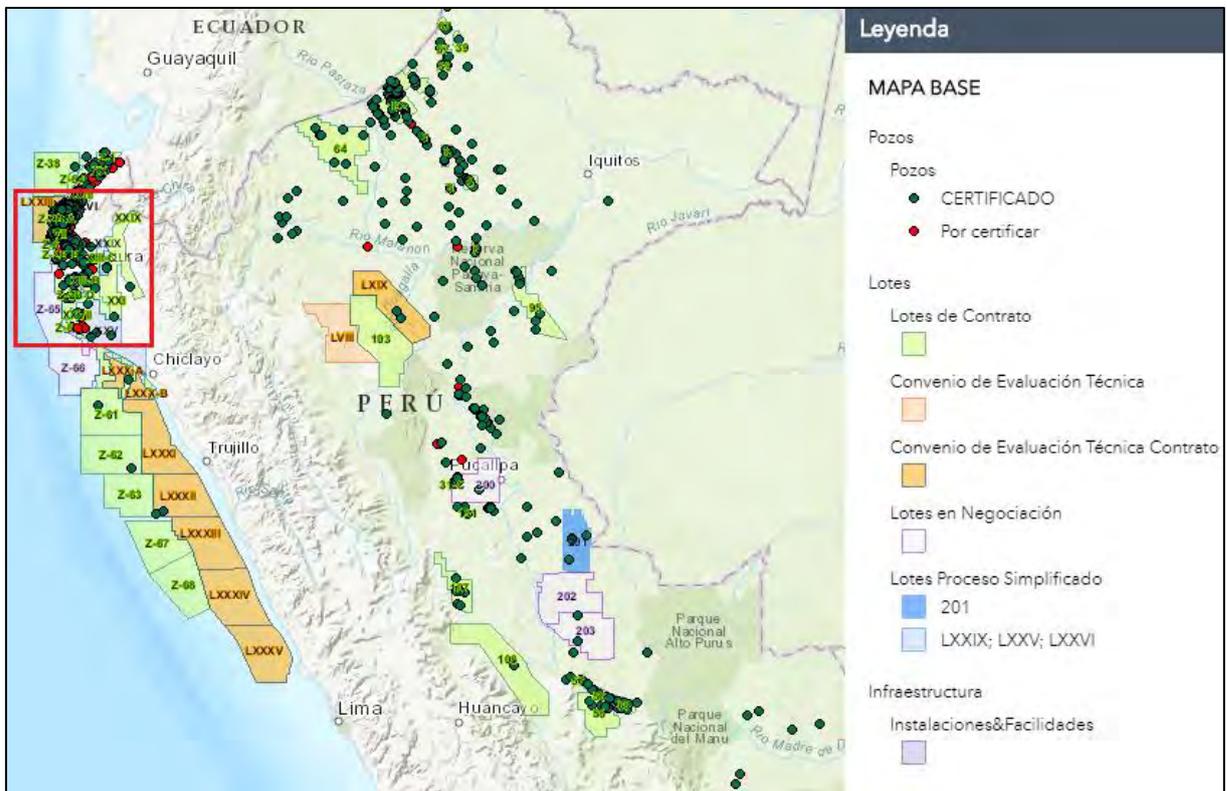


Figura 20: Mapa de pozos y lotes petroleros en el noroeste del Perú (Fuente: Peru Petro)

Las rocas reservorios presentes en la cuenca de Talara presentan variaciones en la calidad como reservorios de petróleo; una de las rocas que presentan buena calidad es la correspondiente a la formación geológica de Pariñas, la cual se constituye por areniscas intercaladas con estratos de lutitas (Chipana, 2006). Esa misma roca, a su vez, presenta las características más adecuadas para el secuestro y almacenamiento geológico de CO₂.

De acuerdo al estudio realizado por Carlotto, V. (2019), los lotes correspondientes a la cuenca de Talara están alejados de los recursos culturales, tales como restos arqueológicos; dentro de ellos, el lote I es uno de los lotes que más se aleja de las zonas protegidas, lo cual le da una alta valoración en la selección de potenciales zonas.

La formación geológica de Pariñas es la que ha contribuido en la mayor producción de petróleo en el lote I, el cual viene siendo explotado desde el año 1874, cuenta con 15 yacimientos y

presenta una producción acumulada de casi 107 millones de barriles de petróleo a diciembre del 2005 (Chipana, 2006).

Los yacimientos, dentro del Lote I, que cuenta con pozos que llegan hasta la roca reservorio de la formación Pariñas son el yacimiento Bellavista y Calzada. En la Figura 21 se presenta la ubicación del Lote I y de los yacimientos mencionados.

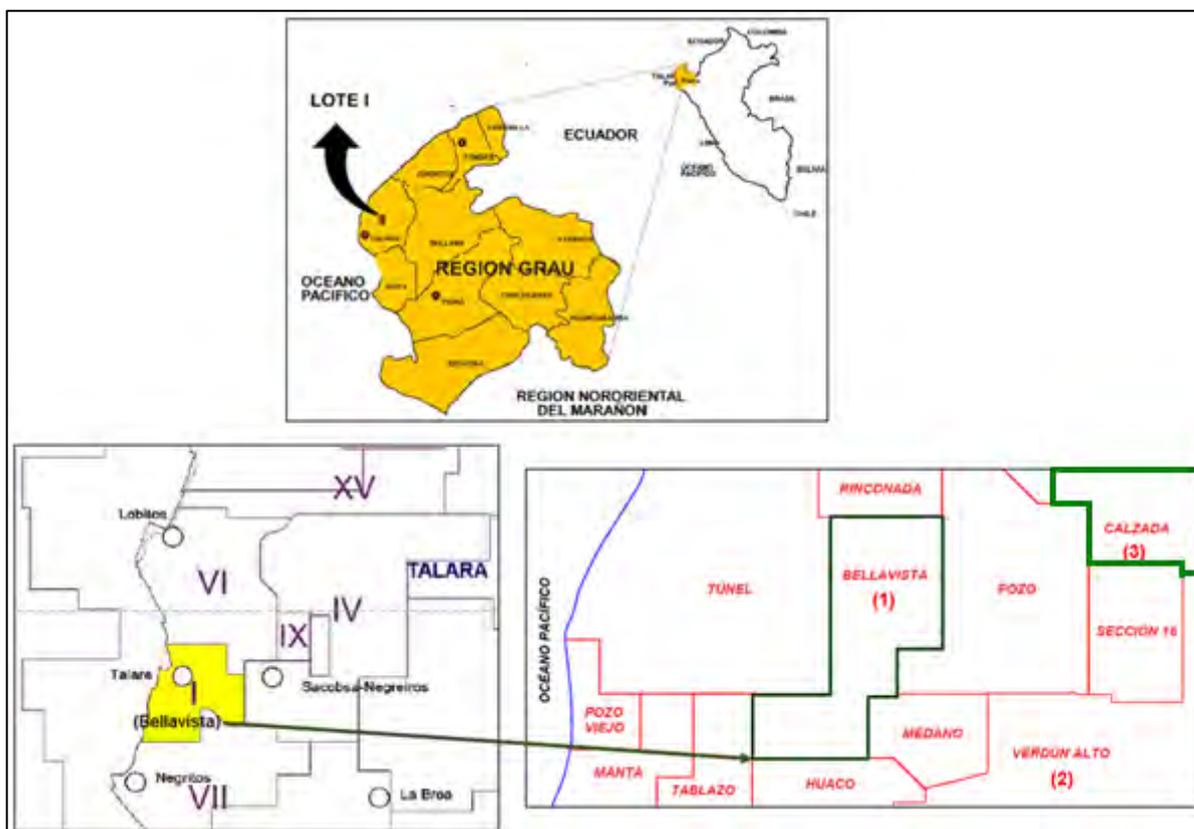


Figura 21: Ubicación del Lote I y de los yacimientos Bellavista y Calzada en la cuenca Talara, región Piura - Perú
(Adaptado de UniPetro ABC, 2008)

3.1.2. Roca reservorio y pozos de producción

Como se mencionó anteriormente, la roca correspondiente a la formación geológica Pariñas presenta las mejores características para servir como reservorio de almacenamiento de CO₂ (según lo indicado en la Tabla 2). En los siguientes párrafos se describe los parámetros que caracterizan al reservorio de almacenamiento.

En la Figura 22 se muestra una sección estructural geológica general de la cuenca Talara presente en el Lote I, en la cual se puede observar las propiedades correspondientes a la profundidad, porosidad y permeabilidad de las rocas que componen dicha sección.

Tal como se puede observar en la Figura 22, la roca de la formación Pariñas B presenta una porosidad cercana al 20%, una permeabilidad encima de 500 mD y se encuentra a una profundidad aproximada de 1000 metros.

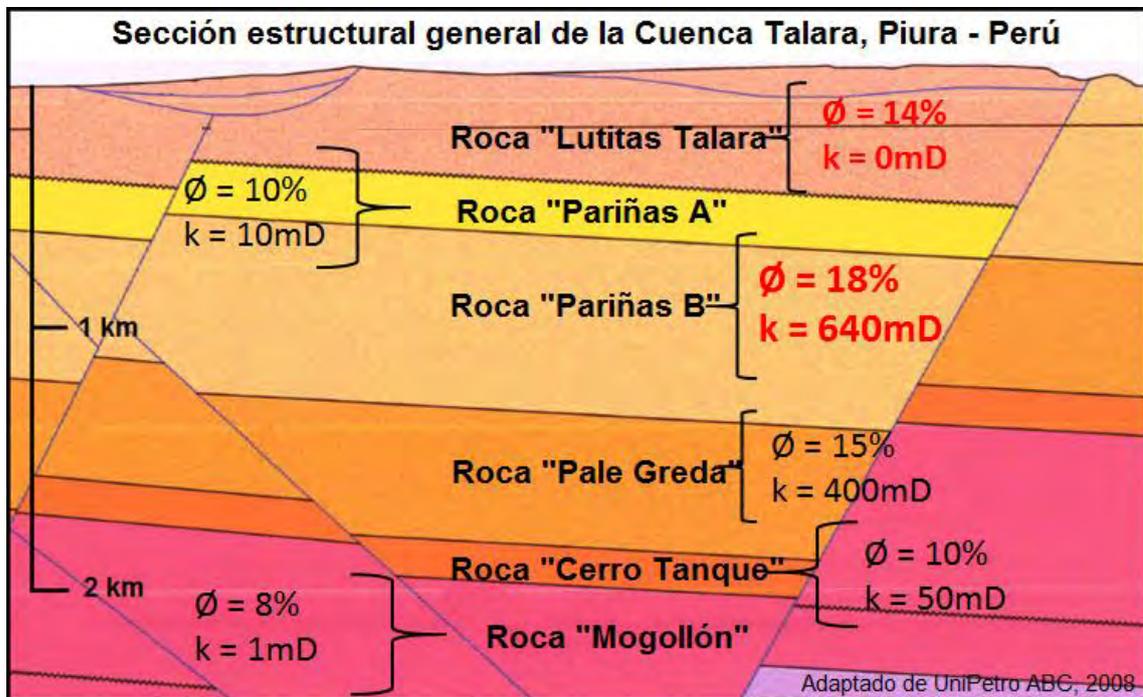


Figura 22: Sección estructural general de la cuenca Talara, Piura - Perú
(Adaptado de UniPetro ABC, 2008)

Por encima de la roca de la formación Pariñas, se encuentra la cubierta de roca correspondiente a la formación Lutitas Talara, la cual, si bien presenta una porosidad del 14%, tiene una permeabilidad nula, es decir, sus poros no se conectan entre sí, lo cual constituye una cubierta impermeable que bloquearía la tendencia ascendente del CO₂ a inyectarse.

En la Tabla 3 y Tabla 4 se muestra los pozos de producción del yacimiento Bellavista y Calzada respectivamente, los cuales corresponden a la roca reservorio de la formación Pariñas. Tal como se puede observar de la Tabla 3, la cantidad de pozos que cuenta el yacimiento Bellavista es de 42, mientras que el yacimiento Calzada solo presenta 3 pozos (Tabla 4); a su vez, los fluidos producidos son petróleo, gas, líquidos de gas natural (LGN) y agua.

La producción acumulada de los pozos del yacimiento Bellavista suma 5'086,790 barriles de petróleo (Bl), 4'433,143 pies cúbicos de gas (CF) y 840,762 barriles de agua; no se tiene producción de líquidos de gas natural. Un barril equivale a 0.159 m³.

Tabla 3: Pozos de producción del yacimiento Bellavista en la roca reservorio de Pariñas
(Adaptado de Graña y Montero Petrolera S.A., 2016)

Pozo	Yacimiento	Reservorio	Producción al 31/12/2015			
			Petróleo (Bl)	Gas (CF)	LGN (Bl)	Agua (Bl)
2122	Bellavista	Pariñas	67,757	-	-	-
2358	Bellavista	Pariñas	510,583	669,454	-	105,813
2435	Bellavista	Pariñas	91,541	345,087	-	124
2464	Bellavista	Pariñas	8,528	-	-	-
2516	Bellavista	Pariñas	35,365	-	-	-
2551	Bellavista	Pariñas	60,191	-	-	-
2613	Bellavista	Pariñas	154,770	8,907	-	3,530
2648	Bellavista	Pariñas	321,965	22,522	-	80,797
2650	Bellavista	Pariñas	35,015	-	-	-
2691	Bellavista	Pariñas	236,820	-	-	-
2703	Bellavista	Pariñas	79,448	4,400	-	2,309
2722	Bellavista	Pariñas	61,638	-	-	-
2737	Bellavista	Pariñas	23,750	-	-	-
2783	Bellavista	Pariñas	26,415	-	-	-
3517	Bellavista	Pariñas	143,961	725,567	-	-
3518	Bellavista	Pariñas	34,438	2,602	-	94
3519	Bellavista	Pariñas	187,437	190,774	-	39,160
3526	Bellavista	Pariñas	374,487	320,732	-	5,573
3664	Bellavista	Pariñas	223,115	135,811	-	16,009
3676	Bellavista	Pariñas	76,858	28,574	-	29
3677	Bellavista	Pariñas	154,505	22,573	-	118,756
3678	Bellavista	Pariñas	2,284	-	-	-
3711	Bellavista	Pariñas	21,920	-	-	-
3728	Bellavista	Pariñas	67,603	10,764	-	22,841
3729	Bellavista	Pariñas	112,009	66,145	-	12,747
3731	Bellavista	Pariñas	47,314	-	-	-
3741	Bellavista	Pariñas	286,624	54,008	-	44,080
3784	Bellavista	Pariñas	310,062	550,608	-	13,872
3879	Bellavista	Pariñas	169,162	153,368	-	48,655
3961	Bellavista	Pariñas	148,937	202,049	-	3,689
3963	Bellavista	Pariñas	119,719	2,758	-	470
4021	Bellavista	Pariñas	243,893	128,874	-	165,576
4027	Bellavista	Pariñas	244,135	151,191	-	76,670
4029	Bellavista	Pariñas	53,578	27,731	-	42,283
4102	Bellavista	Pariñas	22,596	1,349	-	1,729
4248	Bellavista	Pariñas	80,458	3,017	-	174
4391	Bellavista	Pariñas	164	-	-	-
4394	Bellavista	Pariñas	218,129	553,156	-	1,331
4874	Bellavista	Pariñas	2,820	15,962	-	27,655
12212	Bellavista	Pariñas	1,164	8,032	-	-
17116	Bellavista	Parinas	25,365	27,128	-	6,796
3786A	Bellavista	Pariñas	267	-	-	-

Tabla 4: Pozos de producción del yacimiento Calzada en la roca reservorio de Pariñas
(Adaptado de Graña y Montero Petrolera S.A., 2016)

Pozo	Yacimiento	Reservorio	Producción al 31/12/2015			
			Petróleo (Bls)	Gas (MCF)	LGN (Bls)	Agua (Bls)
3795	Calzada	Pariñas	-	5,332,773	-	-
3960	Calzada	Pariñas	85,015	3,537,811	-	-
4100	Calzada	Pariñas	2,447	-	-	-

La producción acumulada de los pozos del yacimiento Calzada suma 87,462 barriles de petróleo (Bls) y 8'870,584 pies cúbicos de gas (CF); no se tiene producción de líquidos de gas natural ni de agua. Tal como se puede observar, el yacimiento Bellavista es principalmente productor de gas.

Hasta la fecha de registro (diciembre del 2015), la producción de hidrocarburos se da mediante el aprovechamiento de la energía natural del reservorio, es decir, los hidrocarburos se desplazan hacia la zona de presión más baja, donde se encuentran los pozos de producción (Graña y Montero Petrolera S.A., 2016).

3.1.3. Capacidad básica de almacenamiento del reservorio

Para el cálculo de la capacidad básica de almacenamiento de la roca reservorio de la formación Pariñas correspondiente a los yacimientos Bellavista y Calzada se utiliza la fórmula propuesta por Bachu et al., 2007. El supuesto fundamental en el que se basa la fórmula es que el volumen ocupado por los hidrocarburos producidos y/o extraíbles puede ser ocupado por el CO₂; otro supuesto importante que realiza la fórmula es que el CO₂ puede ser inyectado hasta llegar a la presión original o virgen del reservorio (previo a la extracción de hidrocarburos).

En algunos casos la roca reservorio presenta mayor resistencia, por lo que la presión podría elevarse más allá de la presión original del reservorio siempre que no se supere la presión de fractura de la roca; de esa manera, la capacidad de almacenamiento de CO₂ podría ser mayor (Bachu et al., 2007).

La fórmula se basa en la geometría del reservorio (extensión de área y espesor), la saturación de los fluidos, la porosidad, los volúmenes de agua inyectada y producida, y se expresa de la siguiente manera:

$$M_{CO_2i} = \rho_{CO_2r} [R_f Ah \phi (1 - S_w) - V_{iw} + V_{pw}] \quad (45)$$

De la ecuación anterior, M_{CO_2i} es la cantidad de CO₂ inyectable; ρ_{CO_2r} es la densidad de CO₂ en condiciones del reservorio; A , h y ϕ son el área, espesor y porosidad del reservorio respectivamente; S_w es la saturación de agua en el reservorio; V_{iw} y V_{pw} son los volúmenes de agua inyectada y producida respectivamente. Por último, R_f es el factor de recobro del reservorio, el cual es un porcentaje de la totalidad de petróleo en el reservorio, dicho porcentaje representa la cantidad de petróleo que es técnicamente extraíble y económicamente rentable.

En la Tabla 5 y Tabla 6 se presentan los valores de los parámetros correspondientes a las propiedades del reservorio de los yacimientos Bellavista y Calzada para ser aplicado en la formulación de Bachu et al., 2007. Para el valor de la densidad de CO₂, se tomó en cuenta que la cuenca de Talara presenta un gradiente geotérmico que va entre 25°C y 50°C/km según la Figura 23, lo cual clasificaría a la cuenca como templada (Carlotto, 2019).

Las propiedades petrofísicas y de fluidos del reservorio, tales como el área, espesor, porosidad y saturación de agua se toman del Informe Anual de Reservas del Lote I, realizado por la empresa Graña y Montero Petrolera S.A. (2016).

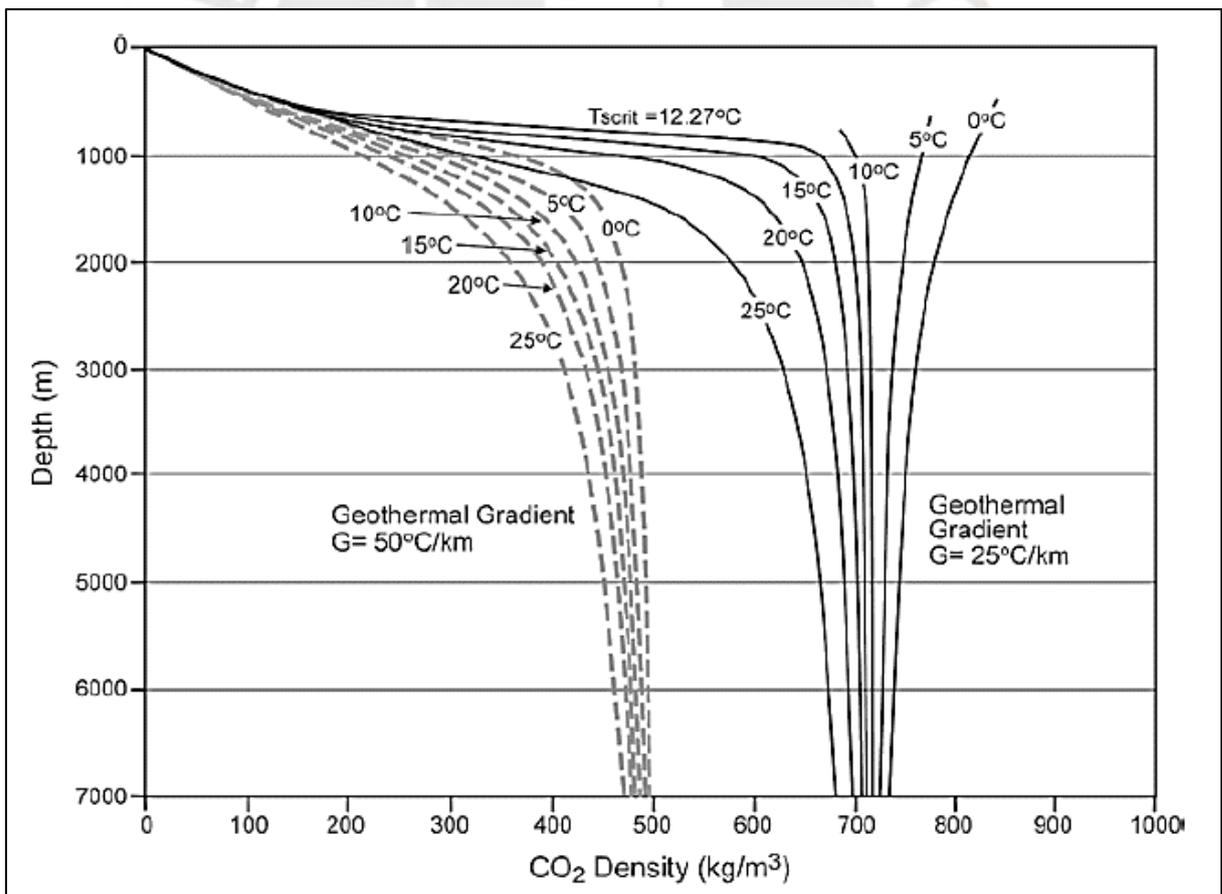


Figura 23: Variación de densidad del CO₂ según el gradiente geotérmico y la profundidad (Bachu, 2003)

De acuerdo al informe mencionado previamente, no se cuenta con registros de inyección de agua; a su vez, el volumen de agua producida se obtiene de acuerdo a lo indicado por la Tabla 3 y Tabla 5 correspondiente a cada yacimiento.

Tabla 5: Parámetros del reservorio del yacimiento Bellavista para el cálculo de capacidad de almacenamiento

Propiedades	Unidad	Valor
Densidad del CO ₂ , ρ_{CO_2r}	kg/m ³	583.3
Factor de recobro, R_f	%	25
Área del reservorio, A	m ²	5 917 500
Espesor promedio del reservorio, h	m	620
Porosidad del reservorio, ϕ	%	17.6
Saturación del agua, S_w	%	36
Volumen de agua inyectada, V_{iw}	m ³	0
Volumen de agua producida, V_{pw}	m ³	133 666
Cantidad de CO ₂ inyectable	Ton	60.34x10 ⁶

Tabla 6: Parámetros del reservorio del yacimiento Calzada para el cálculo de capacidad de almacenamiento

Propiedades	Unidad	Valor Calzada 1	Valor Calzada 2
Densidad del CO ₂ , ρ_{CO_2r}	kg/m ³	583.3	583.3
Factor de recobro, R_f	%	9	11
Área del reservorio, A	m ²	2 762 210	2 337 300
Espesor promedio del reservorio, h	m	620	620
Porosidad del reservorio, ϕ	%	17.6	17.6
Saturación del agua, S_w	%	36	36
Volumen de agua inyectada, V_{iw}	m ³	0	0
Volumen de agua producida, V_{pw}	m ³	0	0
Cantidad de CO ₂ inyectable	Ton	10.1x10 ⁶	10.5x10 ⁶

Según la Tabla 5, con base en las propiedades del reservorio y de los fluidos presentes, se calcula que el reservorio correspondiente al yacimiento Bellavista cuenta con una capacidad básica de aproximadamente 60.34 millones de toneladas de CO₂ para su almacenamiento.

De acuerdo a la Tabla 6, el yacimiento Calzada se subdivide en dos áreas, diferenciadas básicamente por el valor del factor de recobro (R_f), en total, la capacidad básica de almacenamiento de CO₂ es de aproximadamente 20.6 millones de toneladas.

Al realizar la comparación entre ambos yacimientos, se puede observar una superioridad de Bellavista con respecto a Calzada; Bellavista cuenta con una mayor cantidad de pozos y una

capacidad básica de almacenamiento superior. Por lo tanto, se considera seguir solo con la evaluación de la capacidad de almacenamiento del yacimiento Bellavista puesto que Calzada presenta desventajas importantes (poca cantidad de pozos y baja capacidad de almacenamiento) para ser considerado como un reservorio de almacenamiento de CO₂.

3.1.4. Análisis de interacción entre el CO₂ y los fluidos del reservorio

El análisis del CO₂ con los demás fluidos presentes en el reservorio se realiza mediante el método de Ecuación de Balance de Materia propuesto por Thian S. y Zhao G. (2008), dicho método consiste en un balance volumétrico donde la suma de los volúmenes de petróleo, agua y CO₂ dentro del reservorio permanece constante (según se indica en el ítem 2.6.4).

$$G_{i_CO_2} = G_{m_o} + G_{m_w} + G_{free} \quad (46)$$

En la Figura 24 se presenta un esquema del método, básicamente el volumen de CO₂ inyectado en el reservorio se distribuye en volumen inmisible, es decir, CO₂ que no se combina o disuelve con el agua o petróleo del reservorio; volumen de CO₂ disuelto en petróleo y volumen de CO₂ disuelto en el agua del reservorio.

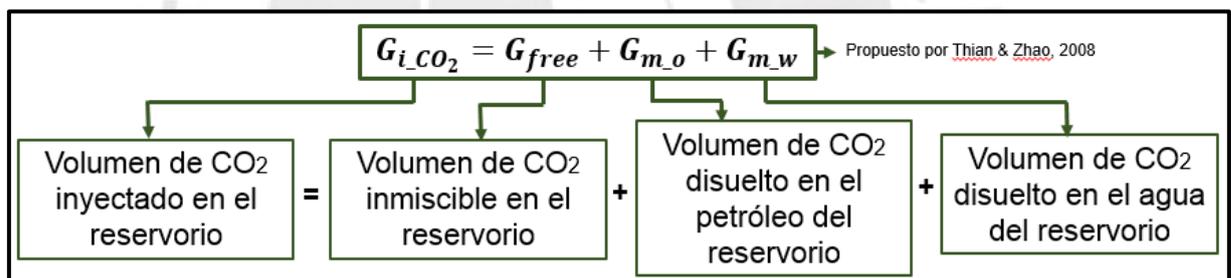


Figura 24: Esquema del método de Ecuación de Balance de Materia

Es importante acotar que el CO₂ disuelto en el petróleo y en el agua es potencialmente extraíble junto con dichos fluidos y, por tanto, solo el volumen de CO₂ inmisible correspondería al volumen efectivamente almacenable en el reservorio.

En primer lugar, se obtiene los factores volumétricos de los fluidos de la formación o reservorio; dichos factores son utilizados para relacionar el volumen de un determinado fluido en el reservorio con respecto al volumen que ocuparía en la superficie en condiciones estándares, presión atmosférica de 16.7 psi y temperatura de 16°C (McCain, 1990).

En la Tabla 7 se presenta los factores volumétricos correspondientes al reservorio, los datos presentados se toman de Chipana, J. (2016) y Requena, J. (2015).

Tabla 7: Factores de volumen de formación (FVF)

Parámetros	Pariñas
Bo , FVF promedio del petróleo (m^3/m^3)	1.19
Boi , FVF inicial del petróleo (m^3/m^3)	1.19
Bg , FVF inicial del gas (m^3/m^3)	0.00607
Bw , FVF del agua (m^3/m^3)	1
Bm_o , FVF del petróleo disuelto por CO ₂ (m^3/m^3)	1.35
Bm_w , FVF del agua disuelto por CO ₂ (m^3/m^3)	1.21
Bco₂ , FVF del CO ₂ (m^3/m^3)	1.33

Los datos correspondientes a la proporción de gas-fluido, solubilidad y saturación de los fluidos se presentan en la siguiente Tabla. La proporción de gas-fluido se define con la cantidad de gas disuelto en petróleo en condiciones del reservorio (McCain, 1990).

Tabla 8: Propiedades de la solución de fluidos

Parámetros	Pariñas
Rs , Proporción de gas-petróleo en la solución del petróleo (m^3/m^3)	12
Rsi , Proporción inicial de gas-petróleo en la solución del petróleo (m^3/m^3)	50
Rsw_co₂ , Solubilidad promedio del CO ₂ en el agua (m^3/m^3)	25
Rso_co₂ , Solubilidad promedio del CO ₂ en el petróleo (m^3/m^3)	150
Swi , Saturación inicial del agua	0.36
Swc , Saturación irreducible del agua	0.20

Por otro lado, también se toma en consideración las densidades y pesos moleculares de los fluidos presentes en el reservorio, los cuales se muestran en la siguiente Tabla.

Tabla 9: Densidades y pesos moleculares de fluidos

Parámetros	Pariñas
ρ_{co_2} , Densidad del CO ₂ del reservorio (kg/m^3)	469
ρ_{oil} , Densidad del petróleo del reservorio (kg/m^3)	850
ρ_{water} , Densidad del agua del reservorio (kg/m^3)	997
MW_{oil} , Peso molecular del petróleo del reservorio	44.01
MW_{water} , Peso molecular del agua del reservorio	18.02

Por último, las fracciones molares del CO₂ en los fluidos del reservorio así como la compresibilidad de los fluidos se indican en la Tabla 10.

Tabla 10: Fracción molar y compresibilidad de fluidos

Parámetros	Pariñas
Cf_effective , Compresibilidad efectiva de la formación (1/MPa)	0.00055
Cw , Compresibilidad del agua (1/MPa)	0.00032
Cco₂,oil , Fracción molar del CO ₂ en el petróleo	0.42
Cco₂,water , Fracción molar del CO ₂ en el agua	0.26

Ecuaciones que determinan la distribución de CO₂

Los tiempos para los cuales se calcula la distribución de CO₂ inyectado se dan en períodos de meses. De igual manera, el volumen inyectado de CO₂ se calcula para el mismo período. En primer lugar, se calcula la saturación de los fluidos mediante las siguientes ecuaciones propuestas por Thian S. y Zhao G. (2008).

$$S_o = (1 - S_{wc}) \left(\frac{N - N_p}{NB_{oi}} \right) B_o \quad (47)$$

$$S_w = (1 - S_{wc}) \left(\frac{W_i - W_{inj} - W_p}{NB_{oi}} \right) B_w \quad (48)$$

Donde S_o es la saturación del petróleo, S_w es la saturación del agua, N_p es el volumen acumulado de extracción de petróleo, W_i es el volumen inicial de agua, W_{inj} es el volumen acumulado de agua inyectada y W_p es la producción acumulada de agua (Thian & Zhao, 2008).

Luego, se calcula los coeficientes de expansión, tanto para el petróleo como para el agua, mediante las siguientes expresiones:

$$E_o = B_o - B_{oi} + (R_{si} - R_s)B_g \quad (49)$$

$$E_{fw} = B_{oi} \left(\frac{C_{f_effective} + S_{wi}C_w}{1 - S_{wi}} \right) \Delta P \quad (50)$$

Donde E_o es el coeficiente de expansión del petróleo, E_{fw} es el coeficiente de expansión del agua, ΔP es la diferencia de presión y $C_{f_effective}$ es la compresibilidad efectiva de la formación (Thian & Zhao, 2008).

El volumen de CO₂ que se disuelve en petróleo y agua se determina mediante las siguientes fórmulas:

$$G_{m_o} = \frac{N_P(B_o - R_S B_g) + W_P B_w + G_P B_g - W_i B_w - N(E_o + E_{fw}) - G_{i_{CO_2}} B_{CO_2}}{\frac{D_1(B_{m_o} - B_o)}{B_o} + \frac{R_{SW_{CO_2}} S_w}{R_{SO_{CO_2}} S_o} \frac{1}{R_{CRF}} \left[\frac{D_2(B_{m_w} - B_w)}{B_w} - B_{CO_2} \right] - B_{CO_2}} \quad (51)$$

$$G_{m_w} = G_{m_o} \times \frac{R_{SW_{CO_2}} S_w}{R_{SO_{CO_2}} S_o} \frac{1}{R_{CRF}} \quad (52)$$

Donde G_{m_o} corresponde al volumen acumulado de CO₂ disuelto en petróleo y G_{m_w} es el volumen acumulado de CO₂ disuelto en agua (Thian & Zhao, 2008).

Por último, el volumen acumulado de CO₂ libre e inmisible en el reservorio se calcula mediante la siguiente expresión:

$$G_{free} = G_{i_{CO_2}} - G_{m_o} - G_{m_w} \quad (53)$$

Donde G_{free} es el volumen acumulado de CO₂ inmisible en el reservorio (Thian & Zhao, 2008).

En el capítulo 4 se presenta los resultados correspondientes a la distribución de CO₂ que se disuelve en petróleo y agua; así como también, la proporción o el porcentaje de CO₂ que permanece libre o inmisible en el reservorio.

3.2. Modelamiento numérico

El modelamiento o simulación numérica comprende la construcción del modelo de reservorio, la caracterización de la roca reservorio, así como de los fluidos presentes en él, la simulación de inyección de CO₂ y el monitoreo de la presión de fractura de la roca reservorio. El objetivo final es determinar la cantidad de CO₂ que puede ser inyectado y almacenado en el reservorio seleccionado.

Se utiliza el software IMEX de CMG para construir el modelo; en primer lugar, se idealiza la roca reservorio asignándole las propiedades correspondientes al reservorio del yacimiento Bellavista, luego se define el grid del modelo y las condiciones iniciales para finalmente simular la inyección de CO₂.

3.2.1. Ecuaciones fundamentales del modelamiento numérico

El simulador numérico IMEX de CMG consiste fundamentalmente en dos partes; en primer lugar, calcula la distribución de presiones en el reservorio para cada diferencial de tiempo dado

y, en segundo lugar, calcula la distribución de saturación de fluidos para el mismo diferencial de tiempo. El programa asume que el procedimiento es isotérmico, otras consideraciones que tiene en cuenta el programa son (Liu et al., 2016):

- Sistema de hidrocarburos líquidos: petróleo con gas en solución y gas libre.
- No hay transformación de petróleo entre la fase líquida y gaseosa.
- La variación de las propiedades físicas de los fluidos se determina por la presión del reservorio.

Los fluidos en el reservorio satisfacen la ley de Darcy (ecuación 7), la cual también puede expresarse considerando el diferencial de presión en las fases, tal como la siguiente expresión:

$$Q = -\frac{kA\Delta p}{\mu L} \quad (54)$$

Donde Q es el caudal, k es la permeabilidad de la roca reservorio, A es el área de la sección transversal, Δp es la diferencia de presión, μ es la viscosidad del fluido y L es la longitud del medio poroso en la dirección del flujo.

La ley de Darcy, expresada en la ecuación (54), establece una relación directa entre la tasa del flujo, las propiedades del reservorio, las propiedades del fluido y la diferencia de presiones entre fases. La forma diferencial de la ecuación es como sigue:

$$q = \frac{Q}{A} = -\frac{k}{\mu} \nabla p \quad (55)$$

El simulador numérico IMEX incluye un modelamiento tipo “Black Oil”, dicho modelo es isotérmico y consta de tres componentes (agua, petróleo y gas) y tres fases (agua, petróleo y gas). El gas como componente solo existe en la fase de petróleo (gas en solución) y en la fase de gas (gas libre); a su vez, el agua como componente solo existe en la fase de agua y el componente petróleo, solo en la fase de petróleo.

De acuerdo a Liu et al., (2016), las ecuaciones de conservación de masa para cada componente se obtienen al aplicar la ley de Darcy, dichas ecuaciones se expresan de la siguiente manera:

$$\left\{ \begin{array}{l} \frac{\partial}{\partial t} (\phi s_o \rho_o^o) = \nabla \cdot \left(\frac{KK_{ro}}{\mu_o} \rho_o^o \nabla \Phi_o \right) + q_o \\ \frac{\partial}{\partial t} (\phi s_w \rho_w) = \nabla \cdot \left(\frac{KK_{rw}}{\mu_w} \rho_w \nabla \Phi_w \right) + q_w \\ \frac{\partial (\phi \rho_o^g s_o + \phi \rho_g s_g)}{\partial t} = \nabla \cdot \left(\frac{KK_{ro}}{\mu_o} \rho_o^g \nabla \Phi_o \right) + q_o^g + \nabla \cdot \left(\frac{KK_{rg}}{\mu_g} \rho_g \nabla \Phi_g \right) + q_g \end{array} \right. \quad (56)$$

Los subíndices **o**, **w** y **g** corresponden a las componentes y fases de petróleo, agua y gas respectivamente; ϕ y **K**, son la porosidad y permeabilidad; y s_α , μ_α , ρ_α , $K_{r\alpha}$ y q_α ($\alpha = o, w, g$) corresponden a la saturación de la fase, viscosidad de la fase, densidad de la fase, permeabilidad relativa y caudal de inyección, respectivamente. ρ_o^g y ρ_o^o son la densidad del gas en solución en la fase de petróleo y la densidad del petróleo en la fase de petróleo.

Como se puede observar de la ecuación (56), la primera ecuación (partiendo desde la parte superior) corresponde al componente de petróleo en la fase de petróleo, la segunda corresponde al componente agua en la fase de agua; y la tercera, al componente gas, la cual se presenta en fase de petróleo y gas.

La ecuación (56) presenta las siguientes restricciones:

$$\begin{cases} \Phi_\alpha = p_\alpha + \rho_\alpha G_Z \\ s_o + s_w + s_g = 1 \end{cases} \quad (57)$$

Donde **G** es la constante gravitacional y **Z** es la profundidad del reservorio. Tal como se puede observar de la ecuación (57), una de las restricciones es que la suma de las saturaciones de los fluidos presentes en el reservorio sea igual a 1 (Liu et al., 2016).

Permeabilidad relativa

Cuando dos o más fluidos están presentes en un medio poroso, el espacio vacío es ocupado por dichos fluidos simultáneamente y la permeabilidad o permeabilidad efectiva de cada fase se reduce (Redondo, 2017). La reducción de dicha permeabilidad es cuantificada por la permeabilidad relativa de la fase, y se expresa de la siguiente manera:

$$K_\alpha = KK_{r\alpha} \quad (58)$$

Donde K_α es la permeabilidad efectiva de cada fase α , **K** es la permeabilidad del medio y $K_{r\alpha}$ es la permeabilidad efectiva de la fase α .

La permeabilidad relativa depende de la naturaleza de los fluidos, tales como la humectabilidad y viscosidad; así como también, del medio poroso (Redondo, 2017). Cuando se da el flujo de uno de los fluidos en un punto, la permeabilidad del medio poroso se reduce con respecto al fluido considerado puesto que parte del espacio poroso, en las proximidades del punto considerado, se encuentra ocupado por otro fluido. Lo anterior indicad que el principal parámetro, que afecta la permeabilidad relativa, es la saturación (Bear, 1967).

Una curva típica de permeabilidad relativa para los fluidos de agua y petróleo se presenta en la Figura 25. Por lo general, la obtención de la curva para los fluidos del reservorio es compleja y normalmente se requiere datos experimentales de cada fluido. En la Figura 25, el término k_{rn} corresponde a la permeabilidad relativa de la fase no mojada (petróleo).

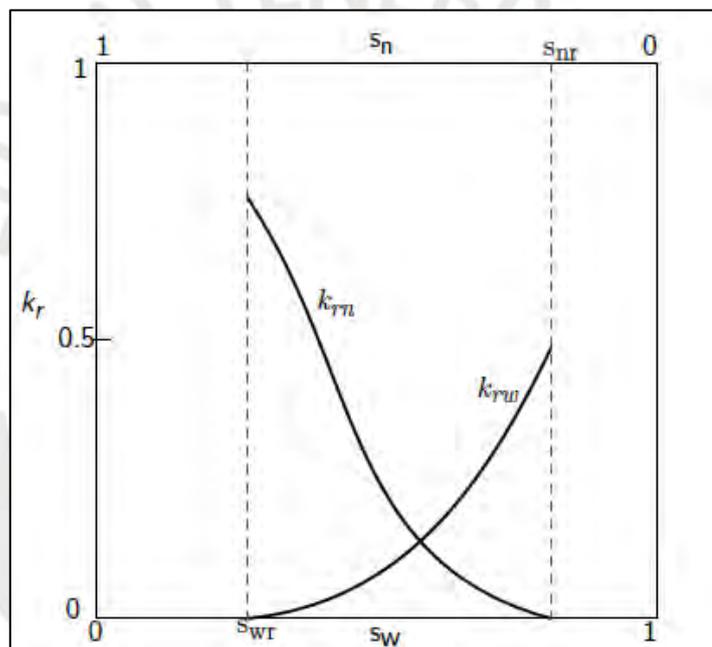


Figura 25: Curva típica de permeabilidad relativa para el sistema agua-petróleo (Redondo, 2017)

3.2.2. Descripción del modelo de reservorio

Se utilizó la información de diferentes informes técnicos correspondientes a las propiedades del reservorio, yacimientos, petrofísica y propiedades de los fluidos perteneciente a la zona de estudio. Se caracterizó las propiedades de los fluidos del reservorio geológico, para ello se utilizará el programa WinProp perteneciente a la familia CMG.

WinProp consiste en una ecuación de estado (ítem 2.6.2) basado en el comportamiento de los fluidos mediante las relaciones PVT (presión-volumen-temperatura). Mediante el programa, los

datos de laboratorio pueden ser utilizados para ajustar una ecuación de estado, de tal manera que coincida con el comportamiento físico de los fluidos dentro del reservorio.

Definición de la composición del fluido del reservorio

Primero se ingresan los componentes del hidrocarburo al programa; en la Tabla 11 se presenta un listado de componentes y sus respectivas fracciones másicas y molares

Tabla 11: Componentes del petróleo, fracción de masa y fracción molar

Componente	Fracción de masa	Fracción molar
CO ₂	0.0047184	0.012384
N ₂	0.0004111	0.001695
C ₁	0.0191055	0.137561
C ₂	0.0132464	0.050884
C ₃	0.0239321	0.062689
i-C ₄	0.0123237	0.024491
n-C ₄	0.0236128	0.046926
i-C ₅	0.0199254	0.031900
n-C ₅	0.0235182	0.037651
C ₆	0.0431563	0.060598

Tal como se puede observar de la Tabla anterior, el fluido gas está compuesto por CO₂ y N₂, mientras que el fluido de petróleo está constituido por múltiples componentes (C₁ a C₆); sin embargo, el petróleo en sí cuenta con una gran cantidad de componentes, los cuales resultan muy difíciles de caracterizar y cuantificar a un nivel de detalle más exacto.

Es por ello que los componentes del fluido mostrados en la Tabla 11 corresponden a un número limitado pero importante, los componentes livianos son el CO₂, N₂, C₁ y C₂, los componentes intermedios son desde C₃ hasta C₆; los componentes más pesados corresponden desde la fracción de los heptanos C₇ hasta llegar a una fracción C₃₀₊, la información de dichos componentes es ingresada como peso molecular y gravedad específica. Con base en ello, el programa utiliza correlaciones internas para calcular las propiedades de dichos componentes (fracción de masa y fracción molar).

Ajuste de la presión de saturación, viscosidad y presión mínima de miscibilidad

Se utiliza la ecuación de estado de Peng-Robinson como base, la cual se afinará de acuerdo a las propiedades del fluido. Dicho afinamiento de la ecuación de estado se realizará en función

del ajuste del comportamiento del fluido (inicialmente definido) con los datos experimentales correspondientes a la presión de saturación, viscosidad y presión mínima de miscibilidad.

En la Tabla 12 se presenta la data correspondiente a la presión de saturación del fluido y la presión mínima de miscibilidad al primer contacto entre el CO₂ y el fluido del reservorio. La data experimental se toma de los informes técnicos correspondientes a la cuenca de Talara (Unipetro ABC, 2008).

Tabla 12: Presión de saturación y presión mínima de miscibilidad

Data experimental	
Temperatura (°F)	175
Gravedad API (°)	35
Presión de saturación (psi)	735
Presión mínima de miscibilidad (psi)	2450

La gravedad API (American Petroleum Institute, por sus siglas en inglés) es una medida de la densidad del petróleo presente en el reservorio; con base en dicha medida, el petróleo se clasifica en pesado (10° a 23.3°API), medios (23.4° a 31.1°API) y livianos (superior a 31.1°API). Tal como se puede observar, el petróleo del reservorio analizado se clasifica como liviano.

En la Tabla 13 se presenta los valores de la viscosidad según el ensayo de liberación diferencial; en dicho ensayo, se libera gradualmente el gas dentro de una determinada muestra, lo cual modifica la presión de saturación, ésta a su vez es registrada y se determina la viscosidad para cada presión. La data experimental se toma de los informes técnicos correspondientes a la cuenca de Talara (Unipetro ABC, 2008).

Tabla 13: Relación de saturación y viscosidad

Ensayo de liberación diferencial	
Presión (psi)	Viscosidad (cp)
735	0.63
610	0.69
310	0.82
125	0.90
10	1.65

En la Figura 26 se presenta el resultado del ajuste de la viscosidad; la curva verde corresponde a la primera corrida según los datos inicialmente definidos en la composición del fluido, mientras que la curva roja, la cual se adecua a los datos experimentales, corresponde al ajuste en dicha composición.

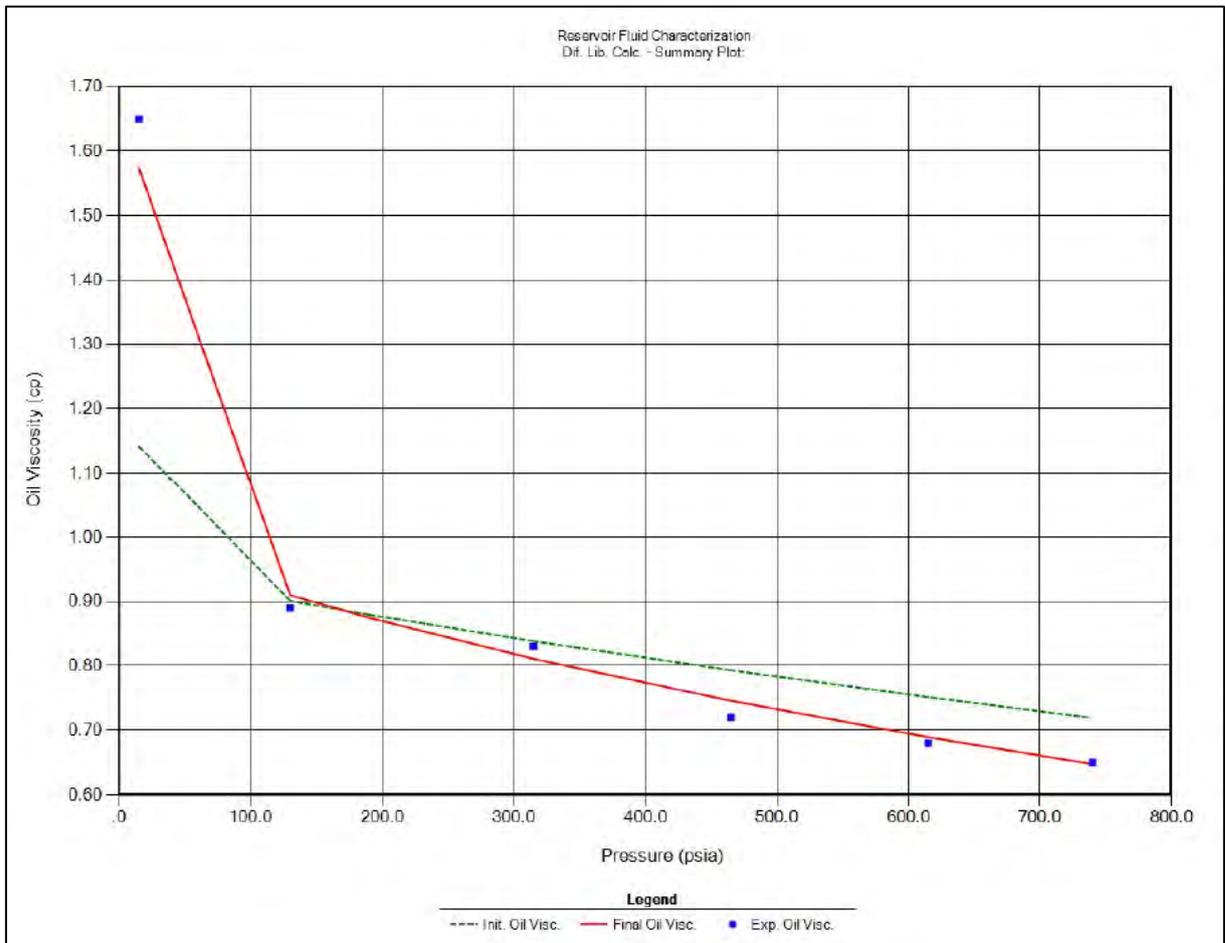


Figura 26: Ajuste de viscosidad con la data experimental

Ciertos parámetros de la composición del fluido son alterados para obtener un mejor ajuste en los resultados correspondiente a la ecuación de estado; como se mencionó previamente, en la definición de la composición del fluido, los componentes C_7 a C_{30+} se definieron en función a la gravedad específica y peso molecular de dichos componentes, con los cuales se obtuvieron la fracción de masa y fracción molar.

Lo anterior conlleva a que se tenga una incertidumbre inherente en cuanto a la composición y el comportamiento exacto del fluido; es por ello, que, de acuerdo a las recomendaciones del manual de modelamiento del software, se hace coincidir los datos experimentales con los resultados de la ecuación de estado, de tal manera de ajustar los valores que presentan mayor incertidumbre en la composición del fluido (componentes C_7 a C_{30+}).

Definición de la roca reservorio

Para la definición de la roca reservorio, se crea un modelo inicial que consiste en un núcleo cilíndrico de roca al cual se le asigna propiedades iniciales de la roca reservorio, el modelo del núcleo se partió en 50 bloques en la dirección del eje longitudinal. En la Figura 27 se presenta

un esquema del núcleo de roca, el cual tiene un diámetro de 0.12 pies y un largo de 2.87 pies, dimensiones que corresponden a las muestras que se extraen en campo para análisis y ensayos en laboratorio.

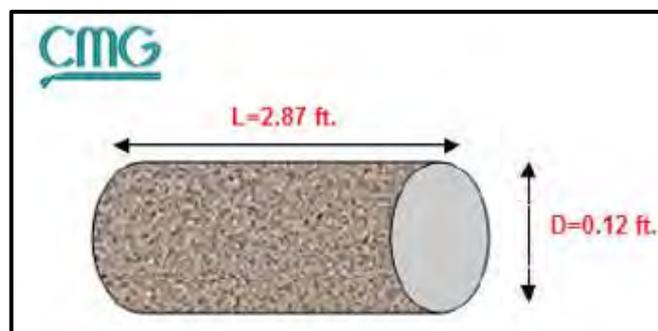


Figura 27: Dimensiones de núcleo cilíndrico de modelo inicial de roca reservorio

En la Tabla 14 se especifica las propiedades iniciales asignadas al núcleo de roca cilíndrico; a su vez, se incluyen las propiedades propias del fluido, el cual se definió en el punto anterior. Con base en lo definido, se pretende determinar y ajustar las interacciones entre los fluidos y la roca reservorio.

Tabla 14: Propiedades iniciales asignadas al núcleo cilíndrico de roca

Propiedades	Unidad	Valor
Porosidad del reservorio, ϕ	%	17.6
Permeabilidad en dirección X, K_x	mD	640
Permeabilidad en dirección Y, K_y	mD	640
Permeabilidad en dirección Z, K_z	mD	640
Compresibilidad de la roca, C	1/MPa	518×10^{-4}
Saturación de agua, S_w	%	36
Saturación de petróleo, S_o	%	55.4
Saturación de gas, S_g	%	8.6

Se realiza una simulación de producción de petróleo del núcleo cilíndrico creado y se compara los resultados obtenidos del modelo con los registros de laboratorio, los cuales se toman de los informes técnicos correspondientes a la cuenca de Talara (Unipetro ABC, 2008). En la Figura 28 se presenta una gráfica en la que la curva negra corresponde al resultado de simulación y los puntos azules a la data experimental; tal como se puede observar, existe una diferencia significativa entre ambos casos, para lo cual se procederá a realizar el ajuste correspondiente.

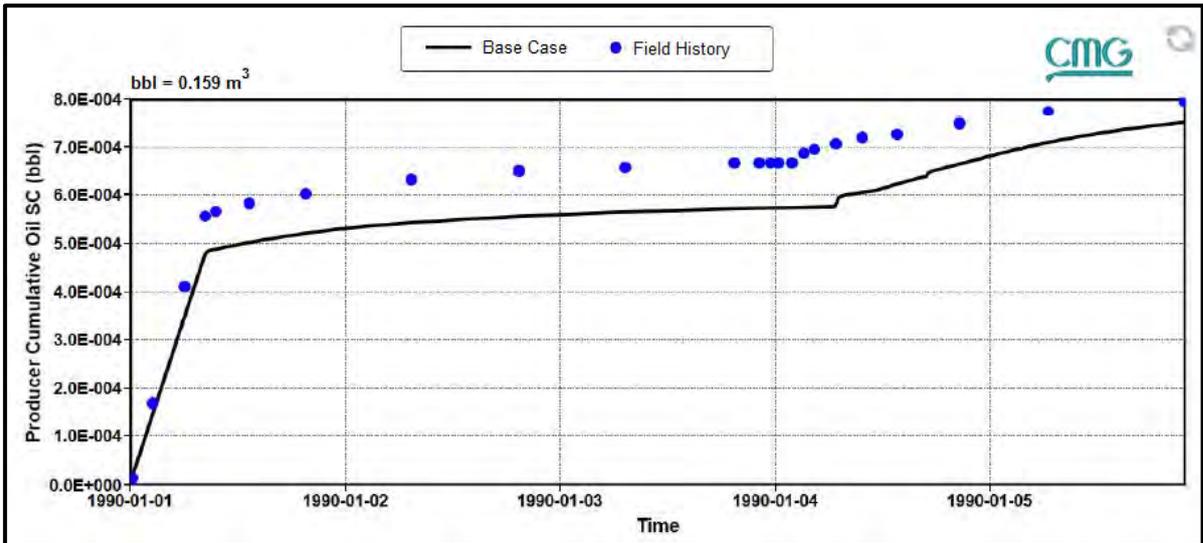


Figura 28: Simulación inicial de producción de petróleo y datos experimentales

Para igualar los resultados de la simulación con los reportes de la data experimental, se realizan ajustes a las propiedades de la interacción entre los fluidos y la roca reservorio de tal manera de lograr una mayor aproximación a la data experimental. Para ello, se utiliza el programa CMOST de la familia CMG, el cual es una herramienta que permite automatizar el ajuste de los parámetros más sensibles que influyen a la aproximación de la data experimental.

En la Figura 29 se muestra una gráfica con los resultados de los ajustes realizado por el programa CMOST, los cuales se presentan mediante las curvas celeste; de entre ellas, se identifica la que presente los resultados más próximos a la data experimental (curva roja). De esa manera, se ajusta las propiedades y se logra la idealización de la roca reservorio.

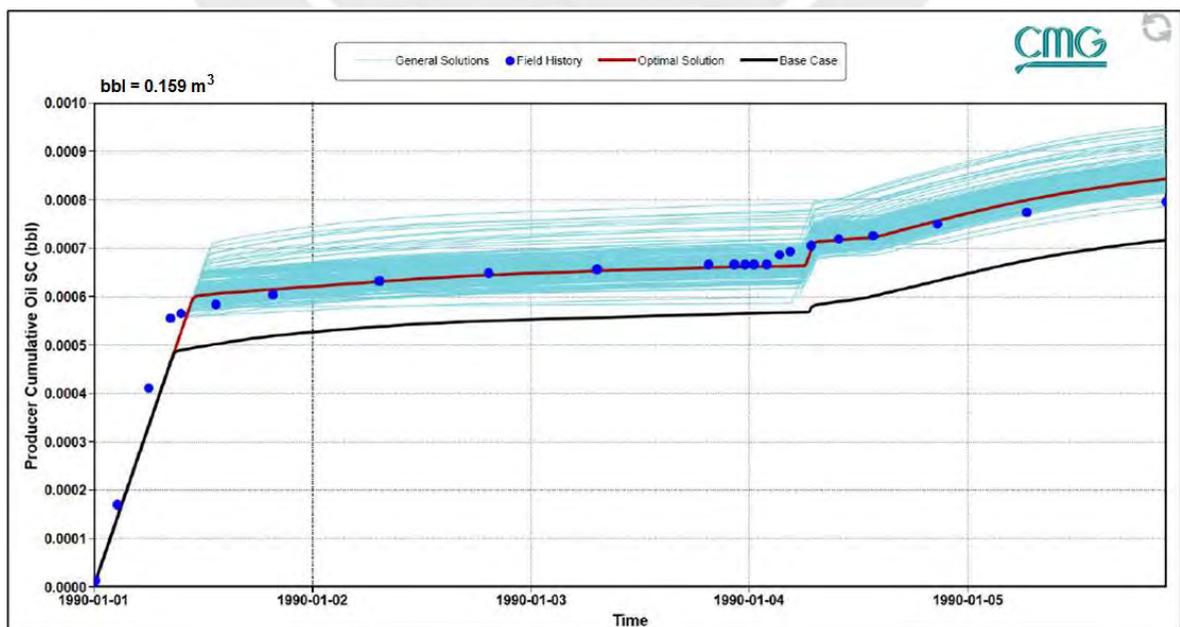


Figura 29: Producción de petróleo y ajuste de parámetros a datos experimentales

3.2.3. Creación del modelo grid, condiciones iniciales y frontera

Tomando en cuenta la extensión del reservorio del yacimiento Bellavista, lo cual asciende a 5 917 500 m², se considera utilizar un sistema Convencional Cartesiano. Para ello, se construye un sistema tridimensional utilizando el programa IMEX de la familia CMG.

Dicho sistema consiste en bloques de 110.6 m x 110.6 m en una distribución cuadrada de 22 x 22 bloques. En el eje vertical se considera 10 bloques con espesores de 62.0 m. De acuerdo a recomendación del manual del software, se considera, además de los 22 bloques en “I” y “J”, 2 hileras de bloques de mayores dimensiones que rodean perimetralmente a los bloques internos. En la Tabla 15 se presenta la distribución de grillas o “Grid blocks” en los ejes ortogonales “I”, “J” y “K”.

Tabla 15: Definición de “Grid blocks” del modelo de reservorio

Sistema Grid	
Cantidad de Grid en dirección “I”	26
Espesor de bloques en “I” (m)	475 140 22*110.6 140 475
Cantidad de Grid en dirección “J”	26
Espesor de bloques en “J” (m)	475 140 22*110.6 140 475
Cantidad de Grid en dirección “K”	10
Espesor de bloques en “K” (m)	10*62.0

Una vez definido el sistema de grillas del modelo, se le asigna las propiedades de la roca reservorio previamente definidas así como las propiedades del fluido ajustados con la data experimental (ítem 3.2.2). En la Figura 30 se presenta el modelo idealizado de reservorio del yacimiento Bellavista.

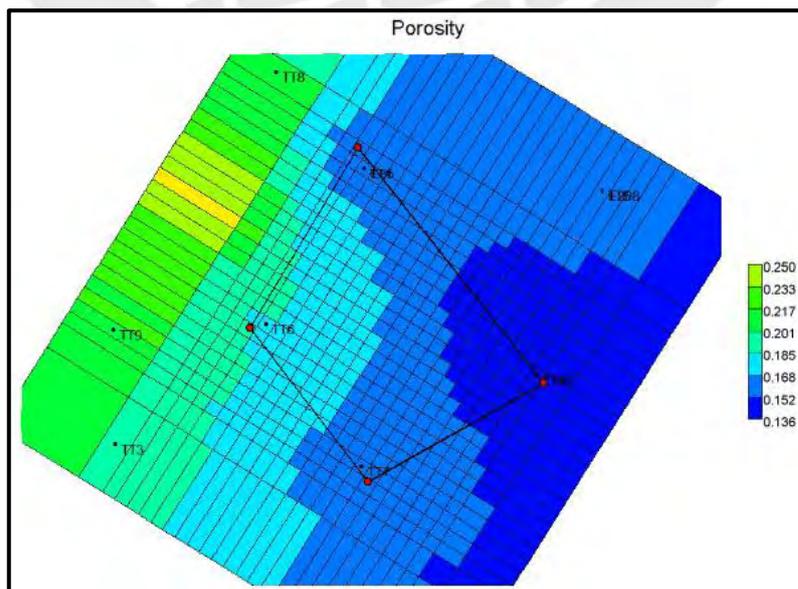


Figura 30: Modelo idealizado de reservorio correspondiente al yacimiento Bellavista

Condiciones iniciales

Se considera que el reservorio se encuentra inicialmente en equilibrio gravitacional (gravedad capilar); por lo tanto, la distribución inicial de la presión en el reservorio se define según lo anterior y con base en la presión indicada en la Tabla 16. A su vez, en esa misma Tabla se presenta las condiciones iniciales para la simulación, tales como la cantidad de gas y petróleo original en sitio. La unidad MBls corresponde a millones de barriles, mientras que la unidad MCF indica millones de pies cúbicos.

Tabla 16: Condiciones iniciales del modelo de reservorio

Condiciones iniciales	
Petróleo Original En Sitio, POES (MBls)	52.4
Gas Original En Sitio, GOES (MCF)	14.6
Presión de referencia del reservorio (psi)	1900
Saturación inicial de agua (%)	36
Saturación inicial de petróleo (%)	55.4
Saturación inicial de gas (%)	8.6

La definición de la composición del hidrocarburo, la cual se ajustó con base en la presión de saturación, viscosidad y presión mínima de miscibilidad; así como la definición de la roca reservorio, determinan las condiciones iniciales conjuntamente con lo indicado en la Tabla 16.

Condiciones de borde

A los bloques de mayor dimensión del sistema grid, que rodean perimetralmente a los bloques internos, se les asigna una permeabilidad de 0; con lo cual se evita el flujo de masa en dichos bloques, de tal manera que no contribuyan con el almacenamiento de CO₂. Dicho almacenamiento solo es evaluado dentro de la extensión que abarcan los bloques internos.

A su vez, la inyección de CO₂ al sistema se da en puntos específicos ubicados de acuerdo a los pozos inyectoros, se considera 4 pozos inyectoros (3678, 4391, 12212 y 3786A según Tabla 3), los cuales corresponden a los de menor producción de hidrocarburos; por lo cual se considera reutilizarlos como pozos inyectoros de CO₂.

CAPÍTULO 4: RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Estimación de la capacidad básica del reservorio

En primer lugar, de acuerdo a la investigación realizada por Carlotto, V. (2019) se determinó, mediante un análisis multicriterio que abarca parámetros socio-económicos y técnicos, que el Lote I de la cuenca petrolífera de Talara es una de las zonas con alto potencial y buenas condiciones para el almacenamiento geológico de CO₂.

En el Lote I y en la cuenca petrolífera de Talara, se encuentra, en la subsuperficie, la roca correspondiente a la formación geológica Pariñas; dicha roca presenta las características y parámetros adecuados para funcionar como reservorio de almacenamiento geológico de CO₂.

Entre sus características destacan principalmente que tiene una porosidad cercana al 20% y una permeabilidad mayor a los 500 mD (buenos indicadores según Tabla 2). A su vez, por encima de la formación Pariñas se tiene una capa de roca que funciona como sello impermeable puesto que tiene una permeabilidad igual a cero. Dichas características convierten a la roca de la formación geológica de Pariñas en un potencial reservorio de almacenamiento de CO₂.

Dentro del Lote I se seleccionó el yacimiento Bellavista, el cual es uno de los yacimientos que cuenta con pozos e historial de producción de hidrocarburos provenientes de la roca de la formación Pariñas (Tabla 3), en total se cuentan 42 pozos con una producción acumulada de 5'086,790 barriles de petróleo a diciembre del 2015.

Considerando los parámetros y características del reservorio correspondiente al yacimiento Bellavista (Tabla 5), se calculó la capacidad básica de almacenamiento mediante la fórmula propuesta por Bachu et al. (2007). Dicha capacidad asciende a 60.34 millones de toneladas de CO₂ almacenables.

Con base en las propiedades indicadas en las Tablas 7 a 10 del ítem 3.1.4, y considerando un período de simulación de inyección de CO₂ de 36 meses se obtiene la distribución de CO₂ según se indica en la Figura 31. Se consideró un período de inyección de 36 meses para visualizar gráficamente la proyección constante de la distribución del CO₂ en el reservorio.

En primer lugar, tal como se puede observar de la Figura 31, la cantidad de CO₂ que se disuelve en el agua es prácticamente nula, manteniendo una proporción constante de 1% durante todo el proceso de simulación. Por otro lado, se observa que la proporción de CO₂ disuelto en petróleo, en el primer mes de inyección, es 45%; dicho porcentaje va disminuyendo a medida que

aumentan los meses hasta llegar a un valor constante de 32% a partir del octavo mes de inyección.

Por último, el porcentaje de CO₂ que permanece libre o inmisible en el reservorio es 54%, en el primer mes de inyección, dicho porcentaje va aumentando con cada mes de inyección hasta llegar a una proporción constante de 67% a partir del octavo mes de inyección.

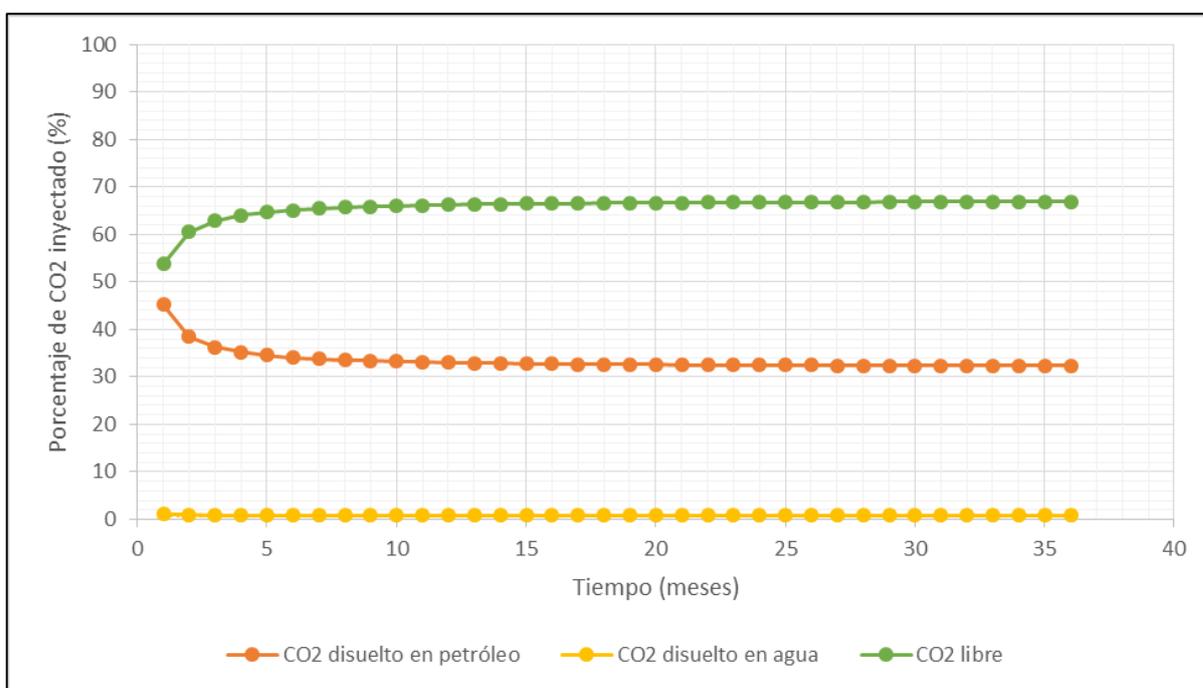


Figura 31: Distribución de CO₂ inyectado en el reservorio del yacimiento Bellavista

Por lo tanto, tal como se puede observar de la Figura, a partir del octavo mes de inyección de CO₂, el 32% de dicho gas se disolvería en el petróleo, 1% en el agua y el 67% permanecería como gas libre o inmisible.

Puesto que el CO₂ disuelto en petróleo y agua es potencialmente extraíble junto con dichos fluidos, solo se considera la cantidad de CO₂ inmisible como la capacidad efectivamente almacenable del reservorio. Por lo tanto, de los 60.34 millones de toneladas inicialmente calculados, 40.43 millones de toneladas de CO₂ (67%) es la capacidad máxima efectivamente almacenable.

El siguiente paso consiste en realizar una simulación de inyección de CO₂ sobre un modelo numérico que idealice el reservorio del yacimiento Bellavista, el objetivo es monitorear el aumento de presión en la roca reservorio debido a la inyección del gas y determinar la cantidad de CO₂ almacenable de tal manera de que no se supere la presión de fractura correspondiente a la roca reservorio.

4.1. Simulación de inyección de CO₂ y evaluación del almacenamiento

En el ítem 3.2 se definió las propiedades de la roca reservorio, los fluidos presentes en la roca y las interacciones entre dichos fluidos y la roca reservorio; dicha caracterización se incluyó en el modelo del reservorio donde se presenta y ubican los pozos de inyección de CO₂.

Sobre dicho modelo caracterizado se realiza una simulación de inyección de CO₂ considerando que el aumento de presión, en el reservorio, debido a la inyección no debe ser mayor a la presión límite de la roca reservorio, la cual se establece en 4350 psi.

Se considera que los 60.34 millones de toneladas de CO₂ inicialmente calculados serán inyectados en un período de 25 años por los cuatro pozos inyectoros (3678, 4391, 12212 y 3786A según Tabla 3). Se considera que dichos pozos presentan el mismo caudal de inyección, el cual asciende a 603.4 mil toneladas de CO₂ anuales.

Con base en lo anterior se llevó a cabo la simulación de inyección de CO₂ y se registró el aumento de la presión en los pozos inyectoros (presión de fondo o “BHP” por sus siglas en inglés); se toma en cuenta dicha presión puesto que corresponde a los máximos puntos de presión en el reservorio, lo cual se da por el flujo entrante de fluido.

En la Figura 32 se presenta el aumento de presión en función del tiempo; tal como se puede observar, se estableció un límite de 4350 psi, en dicho punto en el tiempo se cortarían la inyección de CO₂ y la cantidad hasta ese punto sería la máxima cantidad inyectable de CO₂ en el reservorio correspondiente al yacimiento Bellavista.

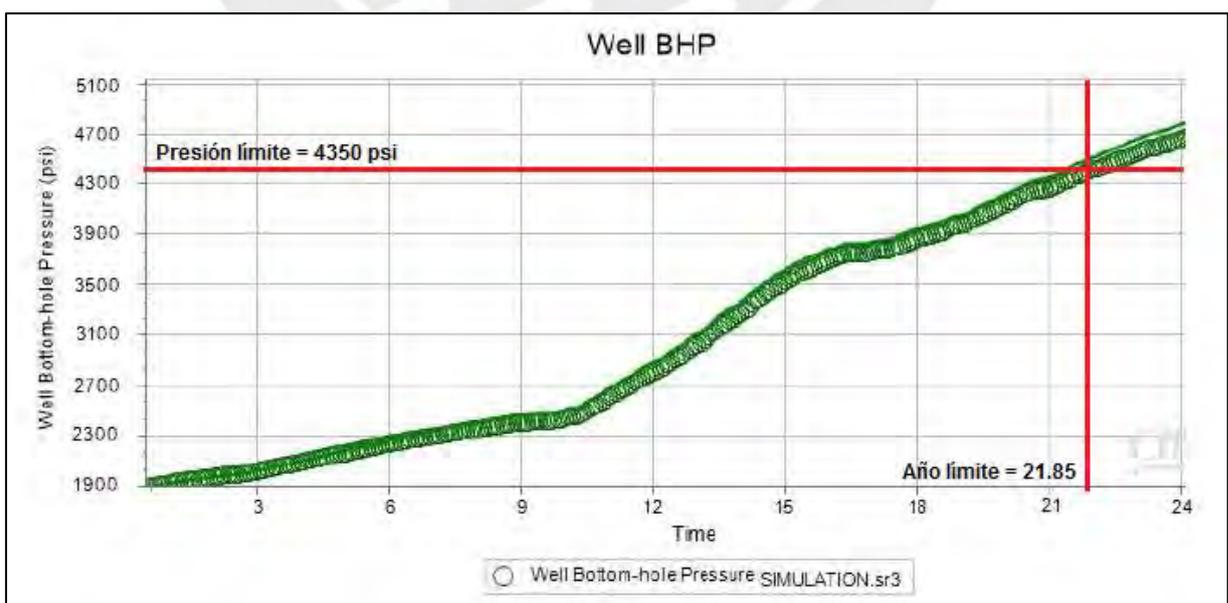


Figura 32: Historial de presión del fondo del pozo durante inyección de CO₂

Tal como se puede observar de la Figura 32, el corte de inyección de CO₂ se daría en el año 21.85; hasta dicho punto en el tiempo, la cantidad inyectada de CO₂ es de 52'789,600 toneladas. A su vez, considerando que solo el 67% del CO₂ inyectado permanecería como gas inmisible, la cantidad de CO₂ efectivamente almacenable en el reservorio geológico del yacimiento Bellavista sería de 35'369,032 toneladas.

En la Figura 33 se presenta un esquema del procedimiento general para determinar la capacidad de almacenamiento de CO₂ en el reservorio seleccionado. Tal como indica dicha Figura, en primer lugar, se calculó la capacidad básica de almacenamiento del reservorio, la cual asciende a 60.4 millones de toneladas.

En segundo lugar, mediante un análisis de interacción entre el CO₂ y los fluidos del reservorio, se determinó que el 67% del CO₂ inyectado permanecería como gas inmisible, con lo cual 40.5 millones de toneladas sería la capacidad máxima efectivamente almacenable.

Por último, a través de un modelamiento numérico del reservorio, donde se determinó y ajustó las propiedades de los componentes del fluido y las características de la roca reservorio, se realizó la simulación de inyección de CO₂ hasta el punto en que la presión del reservorio no sobrepase la presión de fractura de la roca reservorio, con lo cual se calculó que aproximadamente 35.37 millones de toneladas de CO₂ es la capacidad de almacenamiento del reservorio, lo cual se daría en un plazo de 21.85 años y utilizando cuatro pozos de inyección, cada uno con un caudal constante de 604 mil toneladas de CO₂ por año.

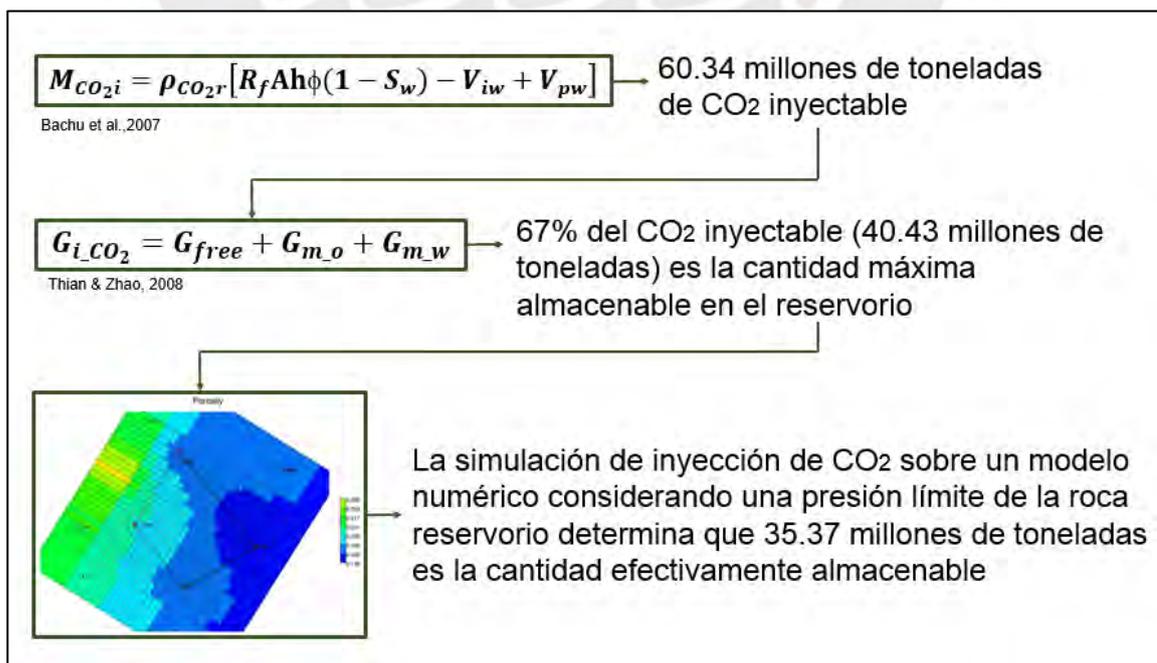


Figura 33: Esquema de procedimiento de determinación de capacidad de almacenamiento en el reservorio del yacimiento Bellavista

4.2. Análisis de sensibilidad

En la definición de la composición del fluido del reservorio (ítem 3.2.2), la composición del petróleo consiste en números de grupos de carbono (C_1 a C_{30+}), de los cuales los componentes C_1 a C_6 suman una fracción molar aproximada de 0.4668 de un total de 1 (Tabla 11); a su vez dichos componentes constituyen la parte más ligera del fluido (fracción másica de 0.1839 de un total de 1).

Los componentes C_1 a C_6 están determinados desde el inicio de la definición de la composición del fluido; por otro lado, los componentes más pesados (C_7 a C_{30+}) se definen inicialmente mediante el peso molecular y la gravedad específica de cada componente debido a la información limitada. En la Tabla 17 se presenta los datos inicialmente ingresados.

Tabla 17: Peso molecular y gravedad específica de componente C_7 a C_{30+}

Comp.	Peso Molecular (g/mol)	Gravedad Específica	Comp.	Peso Molecular (g/mol)	Gravedad Específica
C7	92	0.7400	C19	263	0.8610
C8	103	0.7659	C20	275	0.8660
C9	113	0.8129	C21	291	0.8710
C10	132	0.7937	C22	300	0.8760
C11	147	0.7930	C23	312	0.8810
C12	161	0.8040	C24	324	0.8850
C13	175	0.8150	C25	337	0.8880
C14	190	0.8260	C26	349	0.8920
C15	206	0.8360	C27	360	0.8960
C16	222	0.8430	C28	372	0.8990
C17	237	0.8510	C29	382	0.9020
C18	251	0.8560	C30+	400	0.9700

Con base en correlaciones internas del programa WinProp de CMG, se calculó las propiedades de temperatura crítica y presión crítica de los componentes, las cuales fueron variando a medida que se realizaban los ajustes, con la data experimental correspondientes a la presión de saturación, viscosidad y presión mínima de miscibilidad.

De todos los componentes pesados (C_7 a C_{30+}), el componente C_{30+} resultó ser el que mayor variación sufrió en los ajustes de las propiedades del fluido, es decir, sus propiedades de temperatura y presión crítica fueron de mayor sensibilidad ante los ajustes mencionados. Lo anterior se debe a que el componente C_{30+} es en realidad un pseudo-componente, el cual comprende elementos con fracciones de carbono mayores a C_{30} , lo cual le da una incertidumbre inherente en su composición y propiedades.

En la definición de la roca reservorio se utilizó un modelo cilíndrico al cual se le asignó propiedades, las cuales se ajustaron de acuerdo a la data experimental; dicho modelo cilíndrico fue dividido en 50 bloques en su dirección longitudinal.

Como bien se sabe, mientras más finos sean los bloques, menor será la dispersión numérica en los cálculos, pero el tiempo de ejecución será mayor. En un enfoque netamente matemático se tendría que utilizar bloques extremadamente pequeños para obtener la solución más precisa; sin embargo, dicho enfoque conduciría a tiempos de ejecución inaceptables.

Por lo tanto, para la definición de las propiedades de la roca reservorio, se realizó un análisis de sensibilidad de tal manera de determinar un tamaño óptimo de bloques de tal manera que reduzca la dispersión numérica y presente un tiempo de ejecución apropiado.

Para ello, se ejecuta una simulación con un tamaño de bloque al que se le considera “caso verdadero”; a su vez, se ejecutan otros tamaños de bloques y se realiza una comparación con el “caso verdadero”. El tamaño de bloque que presente resultados similares con un margen de error aceptable, mientras que reduzca la cantidad de tiempo en la simulación, será el tamaño a utilizar.

La Figura 34 presenta los resultados de las simulaciones de los diferentes tamaños de bloques en conjunto con el “caso verdadero”, el cual corresponde a la curva celeste (80 bloques).

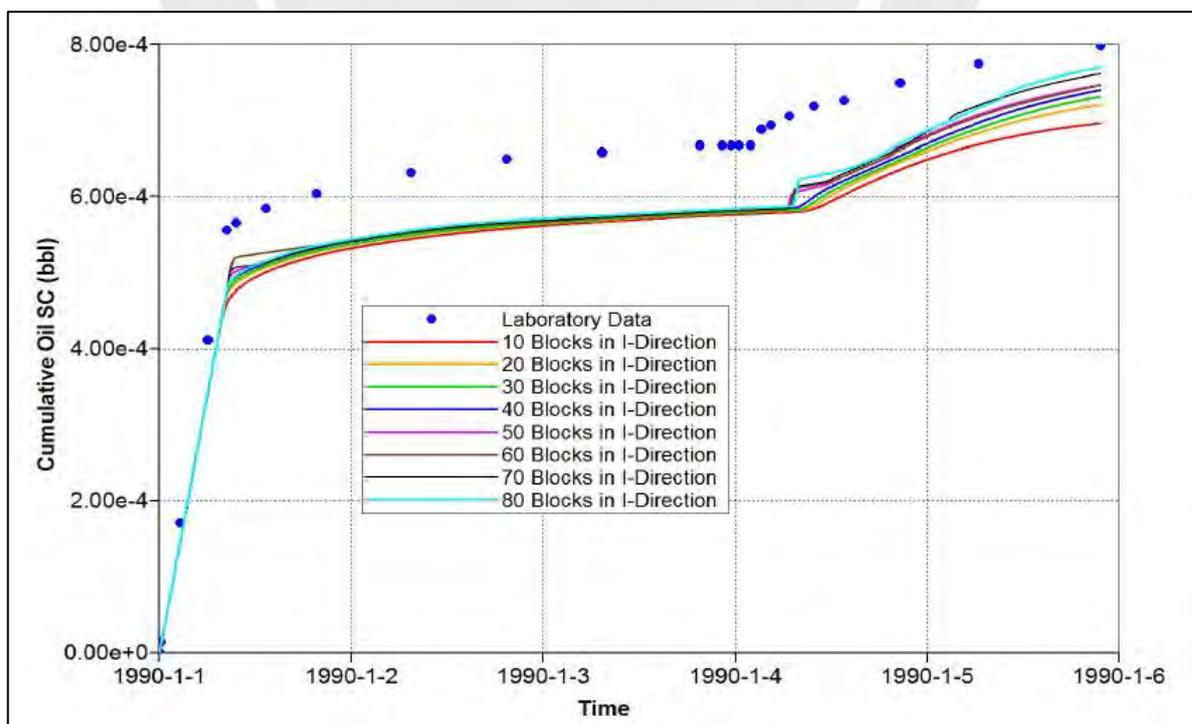


Figura 34: Sensibilidad del tamaño de bloque basado en la producción acumulada de petróleo

Tal como se puede observar de la Figura anterior, inicialmente todos los casos proyectan el mismo resultado (zona en la que la curva presenta una pendiente ascendente pronunciada), de igual manera, en la zona plana de la curva se observa una mínima diferencia entre todos los casos proyectados, a excepción de la zona del quiebre inicial de la curva.

En el tramo final se observa mayor dispersión entre todos los tamaños de bloques, donde se evidencia que a menor cantidad de bloques, los resultados se alejan del “caso verdadero”; tal es el caso de la curva roja (10 bloques), cuyos resultados son significativamente diferentes con respecto al caso “verdadero”

Por otro lado, la curva morada (50 bloques) presenta una buena aproximación al “caso verdadero” e incluso presenta prácticamente el mismo resultado que la curva marrón (60 bloques); por lo tanto, la cantidad de 50 bloques se utilizó en el modelo cilíndrico para la definición y ajuste de propiedades de la roca reservorio y de la interacción con los fluidos.

Otro caso de análisis de sensibilidad se dio en la etapa de definición de las propiedades de la roca reservorio (ítem 3.2.2), específicamente cuando se ajustó los parámetros iniciales del modelo de núcleo cilíndrico para ajustar los resultados de la simulación con la data experimental.

En dicho análisis se determinó la sensibilidad de los parámetros con respecto a su interacción con el modelo de simulación, el objetivo es determinar qué parámetro o parámetros deben ser analizados más a fondo para obtener una coincidencia histórica entre el modelo de simulación y los resultados de los ensayos en laboratorio.

Para realizar el análisis de sensibilidad previamente descrito se utilizó la herramienta CMOST de CMG, dicha herramienta ejecuta una cantidad óptima de simulaciones para determinar la interacción entre los parámetros, automatizando el proceso al crear y simular conjuntos de datos basados en los valores de parámetros ingresados inicialmente.

En primer lugar, se eligió la función objetivo, en este caso correspondió a la producción acumulada de petróleo y se hizo una simulación preliminar con los parámetros inicialmente definidos para la roca reservorio y los fluidos presentes en él. En la Figura 28 se muestra el resultado de la simulación inicial superpuesto con los datos de laboratorio.

Con base en lo anterior, se precisa que los parámetros inicialmente definidos puedan ser alterados dentro de un determinado rango para obtener una coincidencia adecuada con la función objetivo (producción acumulada de petróleo).

En la Figura 35 se puede observar la variedad de casos que el programa simula realizando variaciones en los parámetros iniciales. Se observa que con las variaciones se obtienen resultados que caen por encima y por debajo de la data experimental; esto implica que debería existir una solución dentro de los rangos de datos establecidos.

De acuerdo al análisis realizado, se obtuvo que el parámetro de permeabilidad relativa es el que tiene mayor influencia sobre la función objetivo.

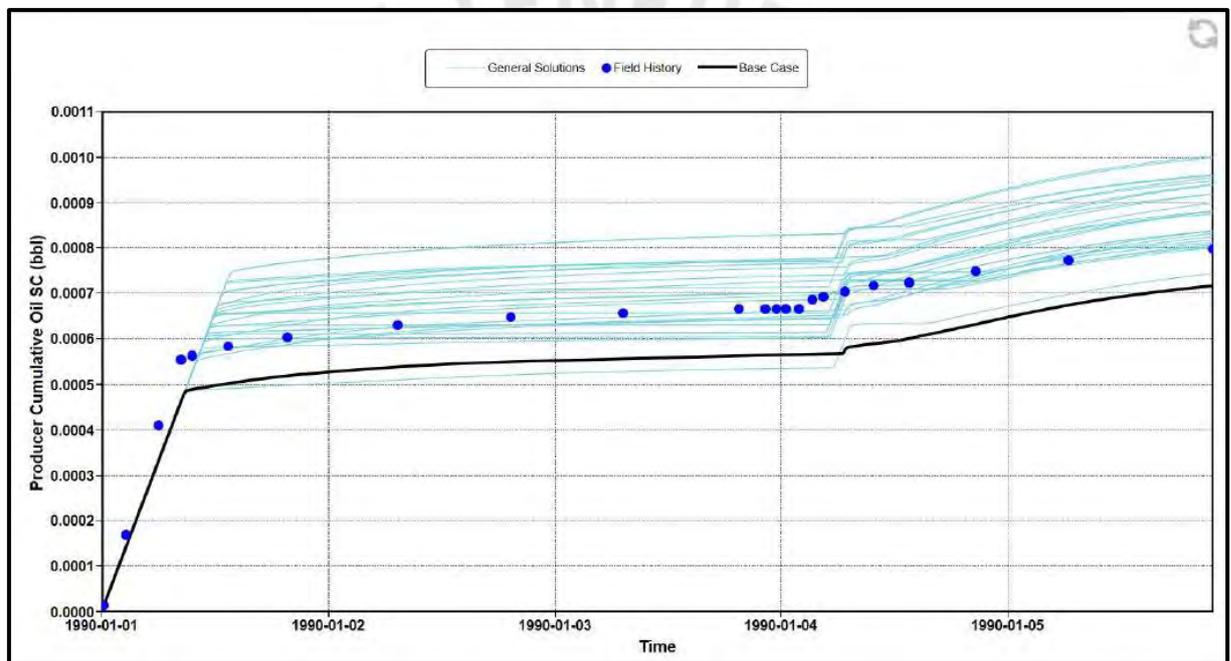


Figura 35: Simulación de múltiples casos variando parámetros iniciales

Finalmente, se realiza un análisis de ajuste histórico, considerando principalmente variaciones en la permeabilidad relativa, obteniéndose una curva que presente un ajuste óptimo con los datos experimentales (curva roja en la Figura 29). En la Figura 36 se muestra la variación de las permeabilidades relativas del agua y petróleo, las curva verde continua corresponde a la permeabilidad relativa inicial del agua y la curva roja continua corresponde a la permeabilidad del agua luego del ajuste histórico.

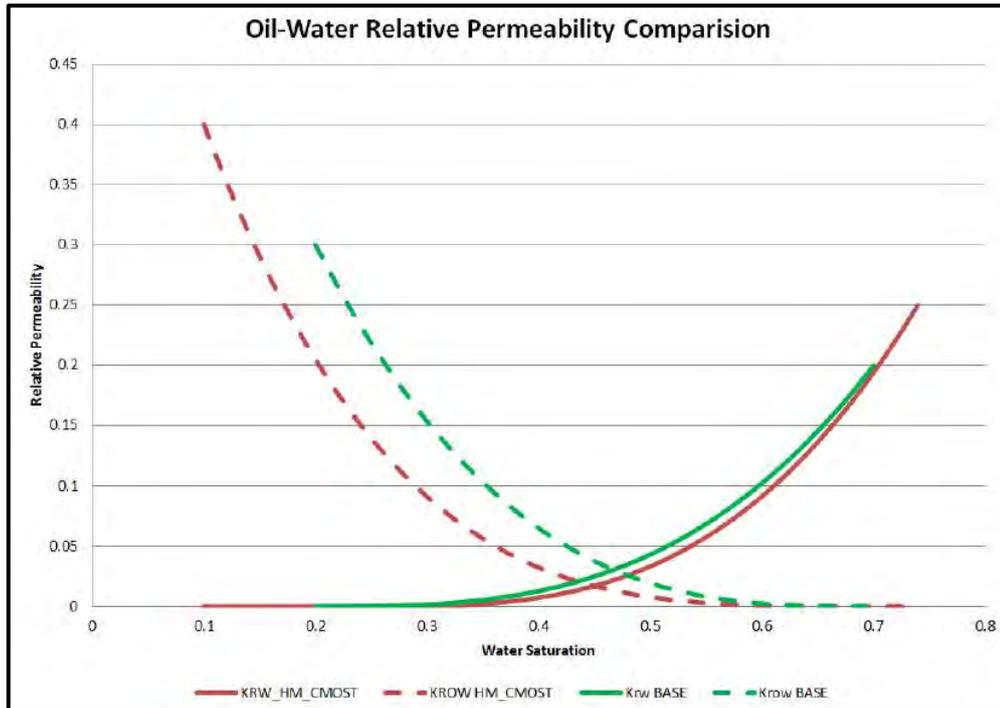


Figura 36: Permeabilidades relativas del agua y petróleo antes y después del ajuste histórico

Como se puede observar, la permeabilidad relativa del agua no sufre mayor variación con respecto a la condición inicial dada. A su vez, la curva verde discontinua corresponde a la permeabilidad relativa inicial del petróleo mientras que la curva roja discontinua corresponde a la permeabilidad relativa del petróleo luego del ajuste histórico. Como es notable, dicho parámetro es el que más variación sufre puesto que, de acuerdo al análisis de sensibilidad, es el parámetro que más influye en la función objetivo sobre la cual se realiza el ajuste histórico.

4.3. Discusión

Se observa que las locaciones con alto potencial de almacenamiento, determinados por el estudio de Carlotto, V. (2019), corresponden a lotes petrolíferos ubicados en la zona noroeste del Perú, los cuales, a su vez, corresponden a la cuenca petrolífera de Talara. Lo anterior guarda concordancia con la mayoría de proyectos de inyección y almacenamiento geológico de CO₂ presentados por Hosa et al., (2010), donde se puede observar que dichos proyectos se dan en reservorios de petróleo.

A su vez, en el caso de Brasil, de acuerdo al estudio realizado por Iglesias et al. (2014), los reservorios de petróleo, ubicados en 12 cuencas, representan un alto potencial por la alta concentración de infraestructura de oleoductos y de pozos.

Es así que, en la determinación del potencial de almacenamiento, se da una alta valoración a los reservorios que presenten infraestructura que pueda ser utilizada en la inyección de CO₂; es por ello que los reservorios o yacimientos de petróleo constituyen, en la mayoría de casos, la mejor alternativa para el desarrollo del almacenamiento geológico de CO₂.

Se encontró que la roca correspondiente a la formación geológica Pariñas presenta buenas características para fungir como reservorio de almacenamiento de CO₂, de acuerdo a lo indicado por Chadwick et al. (2008); lo anterior puede significar que los yacimientos de hidrocarburos que lleguen o profundicen hasta dicha roca, podrían constituir potenciales reservorios de almacenamiento geológico de CO₂.

La capacidad básica de almacenamiento, calculada mediante el método de Bachu et al. (2007), indica que el reservorio del yacimiento Bellavista presenta una gran capacidad en comparación con otros reservorios de proyectos existentes (Tabla 1). A su vez, el análisis de interacción entre el CO₂ y los fluidos del reservorio indica que las propiedades de dichos fluidos permiten que el CO₂ inyectado permanezca, en gran proporción (67%), como gas libre o inmisible, sin que sea potencialmente extraíble disuelto en los otros fluidos.

En el estudio realizado por Thian S. y Zhao G. (2008) sobre el reservorio Weyburn, se observa que el CO₂ se disuelve principalmente en el petróleo (86%), 7% se disuelve en agua y el 7% restante permanece como gas libre. En dicho proyecto, se espera dichos resultados puesto que, bajo las propiedades del petróleo de dicho reservorio, el CO₂ funcionaría como solvente para los componentes más pesados, permitiendo una mayor extracción de hidrocarburos.

Con base en el modelamiento numérico, se determinó que la capacidad de almacenamiento del reservorio es de 35.37 millones de toneladas de CO₂. Dicha capacidad es aún alta en comparación con las capacidades de los proyectos de inyección y almacenamiento de CO₂, presentado por Hosa et al. (2010).

Lo anterior indica que, con base en los resultados del reservorio correspondiente al yacimiento Bellavista, la zona petrolífera de la cuenca de Talara presenta un alto potencial para el almacenamiento geológico de CO₂ en el Perú, lo cual se complementa a las conclusiones del estudio realizado por Carlotto, V. (2019).

CAPÍTULO 5: CONCLUSIONES

De acuerdo a diferentes mediciones del aumento de la temperatura global (Figura 4) y del registro del aumento de emisiones antropogénicas de CO₂ (principalmente quema de combustibles fósiles a nivel industrial), se evidencia una relación entre ambos sucesos, lo cual ha llevado a poner una especial atención en alternativas para la mitigación de emisiones de CO₂, entre ellas, el almacenamiento geológico subsuperficial.

Anualmente se emiten 36 mil millones de toneladas de CO₂ por quema de combustibles fósiles a nivel mundial; en el Perú se emiten 44.64 millones de toneladas anuales de CO₂ por quema de combustibles fósiles, de los cuales 24.10 millones de toneladas corresponden a los sectores de generación de energía, minería y procesos industriales; dichos sectores constituyen las potenciales fuentes para la captación de CO₂ y su posterior almacenamiento geológico.

Se realizó la revisión de proyectos existentes de inyección y almacenamiento de CO₂ y se encontró que, a nivel mundial, se viene desarrollando diversos proyectos de almacenamiento geológico subsuperficial de CO₂, muchos de ellos con tasas de inyección superiores a las 1000 toneladas por día y con capacidades de almacenamiento que va entre 1 y 30 millones de toneladas (solo un proyecto en particular presenta una capacidad de 129 millones de toneladas), los principales proyectos presentan vidas útiles superiores a los 10 años.

En la revisión de las ecuaciones de flujo en medios porosos, se encontró que los modelos matemáticos deben considerar, además del flujo de CO₂, el flujo en simultáneo de otros fluidos, tales como el petróleo y agua. A su vez, los modelos matemáticos deben simular las fases líquida y gaseosa puesto que, entre dichas fases, se da la interacción entre el CO₂ y los demás fluidos del reservorio.

La ecuación básica de flujo en medios porosos corresponde a la Ley de Darcy, la cual relaciona, linealmente proporcional, el caudal de agua con el área de la sección transversal y el gradiente hidráulico. Por otro lado, las ecuaciones de estado son muy importantes puesto que describen la relación de presión, volumen y temperatura de los fluidos, encontrándose que la ecuación de estado de Peng-Robinson es, hasta el momento, la más utilizada por los programas de modelamiento de reservorios de hidrocarburos.

El método de ecuaciones de balance de materia propuesto por Thian S. y Zhao G., es un modelo analítico que permite analizar el comportamiento de los fluidos del reservorio, en este caso

particular, permite analizar la interacción del CO₂ con los demás fluidos (petróleo y agua), determinando, a través de una simulación de inyección de CO₂, la distribución, en porcentajes, de CO₂ que se disuelve en petróleo, agua y el porcentaje que permanece como gas libre o inmisible.

Dentro de las alternativas de almacenamiento geológico de CO₂, se encuentran las vetas de carbón, los acuíferos o formaciones salinas y los reservorios de petróleo y gas, éstos últimos presentan el mayor potencial para el almacenamiento puesto que se tiene más seguridad con respecto a la integridad de la estructura estratigráfica de los reservorios, dicha estructura geológica es extensamente estudiada y caracterizada en las fases de exploración y extracción de hidrocarburos; a su vez, es ventajoso en el aspecto económico puesto que parte de la infraestructura (pozos y oleoductos) pueden ser reutilizados para el proceso de almacenamiento.

La zona correspondiente a la cuenca petrolífera de Talara ubicada en la región Piura agrupa buena parte de las locaciones con alto potencial para el almacenamiento geológico de CO₂ (Figura 18), dichas locaciones presentan una alta valoración en los parámetros socio-económicos y técnicos de acuerdo a la investigación realizada por Carlotto, V. (2019). Entre dichas locaciones se encuentra el Lote I, dentro del cual se localiza el yacimiento Bellavista, el cual presenta una buena cantidad de pozos de extracción de petróleo que profundizan hasta la roca de la formación geológica de Pariñas.

En la Tabla 2 se definió los parámetros ideales que definen un potencial reservorio de almacenamiento de CO₂; con base en ello, la roca correspondiente a la formación geológica de Pariñas es apta para el almacenamiento geológico de CO₂, puesto que presenta una profundidad de aproximadamente 1000 metros, una alta porosidad y permeabilidad (18% y 640mD respectivamente). A su vez, por encima de dicha roca subyace una roca que presenta una permeabilidad nula, lo cual la convierte en una capa impermeable imposibilitando la fuga ascendente del CO₂ inyectado hacia la superficie y atmósfera.

El reservorio del yacimiento Bellavista presenta una capacidad básica de almacenamiento de CO₂ igual a 60.34 millones de toneladas. Al realizar el análisis de interacción entre el CO₂ y demás fluidos del reservorio se determinó que 40.43 millones de toneladas sería efectivamente almacenable, lo cual es una gran capacidad si se compara con otros proyectos a nivel mundial (según se indica en la Tabla 1).

A través del software IMEX de CMG, se desarrolló el modelo numérico de la roca reservorio, se caracterizó los fluidos y se realizó una simulación de inyección de CO₂, dando como resultado que la capacidad de almacenamiento es de 35.37 millones de toneladas en un plazo de 21.85 años, el cálculo se realizó considerando que el aumento de presión por inyección de CO₂ en el reservorio no debe superar la presión de fractura de la roca.

En la siguiente Tabla se presenta, de manera comparativa, el listado de proyectos presentado en la Tabla 1 incluyendo el caso correspondiente al presente estudio.

Tabla 18: Comparación del yacimiento Bellavista con otros proyectos de almacenamiento geológico de CO₂

Proyecto	Ubicación	Capacidad de almacenamiento	Tasa de inyección
MGSC Decatur	USA	1 Mt	1000 t/día
SECARB	USA	2.1 Mt	4109 t/día
K12-B	Países Bajos	8 Mt	1000 t/día
In Salah	Algeria	17 Mt	4000 t/día
Weyburn	Canadá	20 Mt	2.7 Mt/año
Snohvit	Noruega	23 Mt	2000 t/día
Sleipner	Noruega	25 Mt	2800 t/día
Rangely	USA	26 Mt	4.5 Mm ³ /día
Gorgon	Australia	129 Mt	4.9 Mt/año
Bellavista	Perú	35.37 Mt	1.6 Mt/año

Tal como se puede observar, el reservorio correspondiente al yacimiento Bellavista presenta una alta capacidad de almacenamiento en comparación con otros proyectos, siendo el segundo de mayor capacidad en el listado. Por lo tanto, a este nivel de estudio, se puede decir que el reservorio analizado presenta un alto potencial de almacenamiento de CO₂.

La capacidad de almacenamiento calculada es con base en las características de la roca reservorio, así como de sus fluidos y de la interacción de éstos con el CO₂, es decir, con base en criterios estrictamente técnicos - científicos. De acuerdo a la literatura revisada, la capacidad de almacenamiento también puede ser afectada por las limitaciones técnicas - operativas de la infraestructura que operaría dicho proyecto; sin embargo, el presente estudio demuestra el alto potencial, como reservorio de almacenamiento, que constituye la región noroeste del Perú.

En la definición del fluido de hidrocarburo del reservorio, se determinó que, de entre los componentes más pesados (C₆ a C₃₀₊), el componente C₃₀₊ presenta mayor sensibilidad en sus propiedades (temperatura y presión crítica) respecto al ajuste de las propiedades del fluido con la data experimental (presión de saturación, viscosidad y presión mínima de miscibilidad).

Es importante realizar un modelamiento numérico y su respectiva simulación de inyección de CO₂ puesto que permite establecer un parámetro que limita la capacidad de almacenamiento del reservorio (presión límite de fractura de la roca reservorio). En este caso de estudio particular, la presión establecida en el modelamiento numérico limita una capacidad de almacenamiento menor que la establecida en el cálculo básico.

Considerando que en el Perú se emiten 24.10 millones de toneladas anuales por fuentes en las que potencialmente se puede captar el CO₂ antes de su emisión, el reservorio del yacimiento Bellavista contribuiría con la mitigación de 1.6 millones de toneladas anuales (6.6%) durante el tiempo de duración del proyecto, lo cual se daría bajo las condiciones con la que se determinó la capacidad de almacenamiento.



BIBLIOGRAFÍA

- Bachu, S. (2003). Screening and ranking of sedimentary basins for sequestration of CO₂ in geological media in response to climate change. Springer Link, 277-289. Recuperado de: <https://doi.org/10.1007/s00254-003-0762-9>
- Bachu, S., Bonijoly, D., Bradshaw, J., Burrus, R., Holloway, S., Christensen, N. y Mathiassen, O. (2007). CO₂ storage capacity estimation: Methodology and gaps, International Journal of Greenhouse Gas Control, 1(2007) 430-443.
- Bear, J. (1967). Dynamics of Fluids in Porous Media. Departmente of Civil Engineering, Technion – Israel Institute of Technology, Haifa.
- Blunt, M. (2010). Carbon Dioxide Storage. Imperial College London, Grantham Institute for Climate Change, Briefing Paper No. 4, 1-14.
- 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 – Facultad de Ciencias e Ingeniería.
- Chadwick, A., Arts, R., Bernstone, C., May, F., Thilbeau, S. y Zweigel, P. (2008). Best practice for the storage of CO₂ in saline aquifers, British Geological Survey, 1-259.
- Chipana, J. (2006). Evaluación Geológica de la Formación Pariñas en el Yacimiento “Sección 16” Lote I – Cuenca Talara. Universidad Nacional de Ingeniería – Facultad de Ingeniería Geológica, Minas y Metalurgia.
- Das, M.; Murkherjee, P. & Muralidhar, K. (2018). Modeling transport phenomena in porous media with applications. Mechanical Engineering Series, Springer.
- Earthly Issues. (2001). Earth’s Climate System. New York, USA.: Earthly Publishing. Recuperado de <http://www.earthlyissues.com/climatesystem.htm>
- Florides G., Christodoulides P. (2009). Global warming and carbon dioxide through sciences. Environmental International, 35(2009) 390-401.

- Godoy, J. (2011). Simulación de un Proceso de Inyección de Gases en Yacimientos Naturalmente Fracturados de Gas y Condensado. Universidad Nacional Autónoma de México, Facultad de Ingeniería.
- Goel, M. (2010). Carbon Capture and Storage Technology for Sustainable Energy. Jawaharlal Nehru University, Centre for Studies in Science Policy, 22(2010) 461-482. New Delhi, India.
- Graña y Montero Petrolera S.A. (2016). Informe Anual de Reservas al 31 de Diciembre 2015 Lote I. Graña y Montero Petrolera S.A. Exploración – Producción.
- Hernández, A. (2014). Recuperación Mejorada de Hidrocarburos a partir de un Tratamiento con Polímeros y Surfactantes. Instituto Politécnico Nacional – Escuela Superior de Ingeniería Química e Industrias Extractivas, México D.F.
- Herrera, L. (2013). Estudio de Alternativas de Recuperación Mejorada para la Incorporación de Nuevas Reservas y Aumento de la Producción en la Formación Napo “T” Inferior del Campo Tiguino. Universidad Central del Ecuador – Facultad de Ingeniería en Geología, Minas, Petróleos y Ambiental.
- Hosa, A., Esentia, M., Stewart, J. y Haszeldine, S. (2010). Benchmarking worldwide CO₂ into saline aquifer injections. Scottish Centre for Carbon Capture and Storage, 1 (2010).
- Hosa, A., Esentia, M., Stewart, J. y Haszeldine, S. (2011). Injection of CO₂ into saline formations: Benchmarking worldwide projects. Chemical Engineering Research and Design, 89(2011) 1855-1864.
- Iglesias, R., Ketzer, J., Melo, C. y Heemann, R. (2014). Carbon capture and geological storage in Brazil: an overview. CEPAC, Pontifical Catholic University of Rio Grande do Sul, Brazil.
- IPCC (2014). Climate Change 2014 Synthesis Report for Policymakers. Cambridge University, USA.
- Jadhwar, P. (2010). CO₂ Assisted Gravity Drainage EOR: Numerical Simulation and Scaling Models Study. The University of Adelaide – Faculty of Engineering, Chemical and Mathematical Sciences.

- Liu, H., Shen, L., Wang, K., Yang, B. y Chen, Z. (2016). Numerical Simulation of Multi-phase Flow in Porous Media on Parallel Computers. University of Calgary – Department of Chemical and Petroleum Engineering.
- Metz, B., Davidson, O., Coninck, H., Loos, M. y Meyer, L. (2005). IPCC Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage. Intergovernmental Panel on Climate Change – Cambridge University Press, 51-363.
- Ministerio del Ambiente. (2016). El Perú y el Cambio Climático – Tercera Comunicación Nacional del Perú a la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático. Ministerio del Ambiente, Perú.
- NASA – Global Climate Change. (2020). The Cause of Climate Change. California, USA.: Nasa Publishing. Recuperado de <https://climate.nasa.gov/causes/>
- Pinder, G. & Celia, M. (2006). Subsurface Hydrology. Wiley – Interscience. John Wiley & Sons.
- Raza, A., Rezaee, R., Gholami, R., Bing, C. y Nagarajan, R. (2016). A Screening criterion for selection of suitable CO₂ storage sites. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 28(2016) 317-327.
- Redondo, C. (2017). A fast IMPES multiphase flow solver in porous media for reservoir simulation. Universidad Politécnica de Madrid, Escuela Técnica Superior de Ingenieros Aeronáuticos.
- Requena, J. (2015). Evaluación y Caracterización Geológica de la Formación Pariñas Inferior en el Yacimiento Cuesta – Lote IX – Cuenca Talara. Universidad Nacional de Piura, Facultad de Ingeniería de Minas, Escuela Profesional de Ingeniería Geológica.
- Romeo, L. y Bolea, I. (2015). Captura de CO₂ en procesos postcombustión. CIRCE, University of Zaragoza, Mariano Esquillor 15, 50018-Zaragoza (Spain).
- Sánchez, J. (2013). Conceptos de hidrogeología. Departamento de Geología – Universidad de Salamanca.
- Singh, U. (2013). Carbon capture and storage: an effective way to mitigate global warming. Current Science 105-7(2013) 914-922.

Standing, M. (1975). Notes on relative permeability relationships. University of Trondheim, Norway.

Unipetro ABC. (2008). Informe PeruPetro S.A. “Metodología para la reevaluación del potencial de hidrocarburos en campos maduros”. Lima-Peru.

Varela, J. (2014). Modelado y simulación del flujo unidimensional de fluidos en medios porosos. Facultad de Ciencias Químicas de la Universidad Nacional de Asunción.

Vargas, P. (2009). El Cambio Climático y Sus Efectos en el Perú. Serie de Documentos de Trabajo. Banco Central de Reserva del Perú.

