



**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
CARRERA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEO**

TEMA:

**“INYECCIÓN DE CO_2 COMO MECANISMO DE RECUPERACIÓN MEJORADA
PARA EL AUMENTO DE PRODUCCIÓN EN UN CAMPO SINTÉTICO”**

**PROYECTO PRÁCTICO DEL EXÁMEN COMPLEXIVO
“TRABAJO DE INVESTIGACIÓN”**

TESINA

AUTOR:

ANDREA CRISTINA LITUMA MERA

TUTOR:

ING. CARLOS ALFREDO MALAVÉ CARRERA

LA LIBERTAD- ECUADOR

2021

UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
CARRERA INGENIERÍA EN PETRÓLEO

TEMA:

**“INYECCIÓN DE CO_2 COMO MECANISMO DE RECUPERACIÓN
MEJORADA PARA EL AUMENTO DE PRODUCCIÓN EN UN CAMPO
SINTÉTICO”**

PROYECTO PRÁCTICO DEL ÉXAMEN COMPLEXIVO
“TRABAJO DE INVESTIGACIÓN”

TESINA

AUTOR:

ANDREA CRISTINA LITUMA MERA

TUTOR:

ING. CARLOS ALFREDO MALAVÉ CARRERA

LA LIBERTAD - ECUADOR

2021



La Libertad, 28 de Septiembre de 2020

CARTA DE ORIGINALIDAD Y RESPONSABILIDAD

Ing. Marllerlis Gutierrez Hinestroza, PhD
Directora de la Carrera de Petróleos
Universidad Estatal Península de Santa Elena

Cumpliendo con los requisitos exigidos, envío a Uds. La Tesina Titulada “Inyección de CO_2 como mecanismo de recuperación mejorada para el aumento de producción en un campo sintético”, para que se considere la Sustentación, señalando lo siguiente:

1. La investigación es original.
2. No existen compromisos ni obligaciones financieras con organismos estatales ni privados que puedan afectar el contenido, resultados o conclusiones de la presente Investigación.
3. Constatamos que la persona designada como autor es el responsable de generar la versión final de la investigación.
4. El Tutor certifica la originalidad de la investigación y el desarrollo de la misma cumpliendo con los principios éticos.

Autor: Andrea Cristina Lituma Mera

Firma: 

N° de Cédula: 175113436-0

Correo: andrea.litumamera@upse.edu.ec

Tutor: Ing. Carlos Alfredo Malavé Carrera.

Firma 

N° de Cédula: 091237009-5

Correo: cmalave@upse.edu.ec

DEDICATORIA

Dedico este trabajo de grado a Dios, quien ha sido mi luz de guía durante todo este largo proceso educativo.

A mis padres Raquel Mera y Rommel Lituma, por haberme forjado como la persona que soy en la actualidad. Por sus consejos, por su comprensión, por su amor y por ayudarme con los recursos necesarios para poder estudiar.

A mis hermanos, Diana Vaca, Gabriel Lituma y Melany Lituma, por su amor infinito, porque fueron mi mayor motivación para nunca rendirme.

A Diego Villarroel, por brindarme su apoyo incondicional. Darme las fuerzas que necesitaba para seguir adelante y estar conmigo en los momentos más difíciles.

A mi pequeña Frida, por llenarme de alegría y ser mi compañera.

Y a todas las personas que me apoyaron en la realización de este trabajo.

AGRADECIMIENTO

No tengo palabras para expresar mi amor y mi gratitud por sus consejos, su amor y su incansable ayuda en todo momento. Gracias por todo su sacrificio y esfuerzo, por ustedes he llegado a culminar un peldaño más de mi vida.

*A mi madre **Raquel Mera**, por ser la primera persona que me apoyo en esta travesía, por su infinito amor, consejos y darme fuerza cada mañana. Eres el motor de mi vida.*

*A mi padre **Rommel Lituma**, por sus consejos, todo su amor, sacrificio y esfuerzo.*

*A mis hermanos **Diana Vaca**, **Gabriel Lituma** y **Melany Lituma**, por enseñarme que a pesar de los momentos difíciles tenemos que seguir adelante, por ser mi inspiración y motivación en la vida y estar conmigo en todo momento.*

*A **Diego Villarroel**, por su amor incondicional durante los momentos más difíciles y por ser mi compañero de vida, gracias por todo su apoyo y confianza.*

*A **Dios**, por guiar mis pasos brindándome la sabiduría y fortaleza de lograr cumplir con mi objetivo.*

*Al **Ing. Carlos Alfredo Malavé Carrera**, por su paciencia, conocimiento y colaboración para lograr desarrollar este trabajo de investigación.*

*A la **Universidad Estatal Península de Santa Elena**, por acogerme en sus instalaciones y permitir formarme como profesional, perteneciendo a la carrera de Ingeniería en Petróleo.*

**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
CARRERA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEO**

**“INYECCIÓN DE CO_2 COMO MECANISMO DE RECUPERACIÓN MEJORADA PARA EL
AUMENTO DE PRODUCCIÓN EN UN CAMPO SINTÉTICO”**

AUTOR: ANDREA CRISTINA LITUMA MERA

TUTOR: ING. CARLOS ALFREDO MALAVÉ CARRERA

RESUMEN

Las técnicas de recuperación primaria y secundaria son capaces de obtener juntas alrededor del 40% del petróleo original en sitio, dejando una cantidad significativa de petróleo remanente.

En los últimos años incrementó el interés en los métodos para recuperar la mayor cantidad posible de petróleo generando mayores ingresos económicos, a estos métodos se los denomina recuperación mejorada o técnica EOR (Emprove Oil Recovery), los cuales son una serie de procesos utilizados para recuperar el petróleo remanente del yacimiento, una vez que los métodos tradicionales de producción primaria e inyección de agua alcanzan sus límites económicos.

Los principales métodos EOR son:

- La inyección de gas donde principalmente se inyecta CO_2 , nitrógeno y aire.
- Productos Químicos como polímeros (PF), surfactantes polímeros (SP) y reactivos alcalinos (ASP).
- Métodos térmicos por ejemplo Vapor in situ, combustión y agua caliente.

Cada una de estos métodos afecta un parámetro diferente y llevará a resultados técnicos y económicos únicos.

El dióxido de carbono (CO_2) utilizado como método de recuperación mejorada es uno de los métodos más prometedores bajo condiciones favorables, contribuye a la recuperación de petróleo reduciendo la viscosidad del petróleo.

En el siguiente trabajo analizaremos los principales parámetros bajo los cuales se puede inyectar el CO_2 , con el propósito de aumentar el factor de recobro de petróleo.

Palabras Claves: *Inyección de CO_2 , Recuperación mejorada, factor de recobro.*

UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
CARRERA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEO

“INVENTION OF CO_2 AS A MECHANISM FOR ENHANCED OIL RECOVERY
FOR THE PRODUCTION INCREASE IN A SYNTHETIC FIELD”

AUTOR: ANDREA CRISTINA LITUMA MERA

TUTOR: ING. CARLOS ALFREDO MALAVÉ CARRERA

ABSTRACT

The current primary and secondary recovery techniques yield an estimated 40% of the original petroleum, leaving a significant amount as residue.

In the last few years, the interest in finding competitive price methods for petroleum recovery has increased, these methods are known as EOR (Enhanced Oil Recovery). EOR is a group of processes utilized for the recovery of the remaining petroleum after the traditional methods of primary production and water injection reached their economic limits.

The principal methods EOR are:

- Gas injection, where CO_2 , nitrogen, and air are injected.
- Chemical injection such as polymer (PF), surfactant polymer (SP), alkaline surfactant (ASP).
- Thermal methods such as steam, hot water, and combustion.

Each of these methods has different effects that would imply its own technical and economic results.

The carbon dioxide CO_2 , used as EOR is one of the most promising methods under favorable conditions. It contributes to petroleum recovery and its viscosity reduction.

In our next section, we will analyze the principal parameters under which we can inject CO_2 with the purpose of petroleum recovery.

Key words: *Injection of CO_2 , Enhanced oil recovery, recovery factor*

TABLA DE CONTENIDO

CARTA DE ORIGINALIDAD Y RESPONSABILIDAD	iii
DEDICATORIA	iv
AGRADECIMIENTO	v
RESUMEN.....	vi
ABSTRACT	vii
ÍNDICE DE FIGURAS	x
ÍNDICE DE TABLAS	xi
CAPÍTULO I.....	2
1. Introducción	1
1.1. Problema.....	2
1.2. Objetivo de la investigación	3
1.2.1 Objetivo general.....	3
1.2.2 Objetivo específico	3
1.3. Datos complementarios al problema.....	3
1.4 Antecedentes	5
1.5 Justificación.....	6
CAPÍTULO II.....	6
Metodología.....	6
2. Introducción a la recuperación mejorada.....	6
2.1 Definición de recuperación mejorada.....	7
2.2 Recobro mejorado de petróleo	8
2.2.1 Eficiencia del desplazamiento microscópico (ED).....	8
2.2.2 Eficiencia del desplazamiento macroscópico ($E\nu$).....	9
2.3 Clasificación de los métodos de recuperación terciaria	11
2.3.1 Métodos térmicos.....	12
2.3.1.1 Inyección continua de vapor.....	12
2.3.1.2 Inyección cíclica de vapor.....	13
2.3.1.3 Combustión in situ.....	14
2.3.1.4 Drenaje gravitacional asistido con vapor	14
2.3.2 Métodos no térmicos.....	15
2.3.2.1 Inyección de químicos.....	15
2.3.2.1.1 Inyección de polímeros.....	16

2.3.2.1.2	Inyección de surfactante	16
2.3.2.1.3	Inyección de alcalinos	17
2.5.3	Desplazamiento miscible	17
2.3.3	Inyección Microbiana	18
2.4	Criterios para la selección de métodos de recuperación mejorada	19
2.5	Introducción al proceso de inyección de CO_2	22
2.5.1.	Propiedades físicas del CO_2	22
2.5.2	Inyección de dióxido de carbono	24
2.5.3	Método de desplazamiento miscible de CO_2	25
2.5.4	Método de desplazamiento inmisible mediante CO_2	25
2.5.5.	Presión mínima de miscibilidad.....	26
2.5.5.1	Miscibilidad de primer contacto.....	27
2.5.5.2	Miscibilidad por múltiples contactos.....	27
2.5.6.	Métodos para determinar la Presión de mínima miscibilidad.....	28
2.5.6.1	Métodos experimentales.....	28
2.5.6.2	Analíticos y termodinámicos.....	28
2.5.7	Beneficios del CO_2 en el petróleo	28
2.6.	Factibilidad para la inyección de CO_2	28
2.6.1.	Peso molecular del crudo	29
2.6.2.	Holm y Josendal modificada por Murgan.....	29
2.6.3.	Factor de miscibilidad.....	29
2.7.	Cantidad de dióxido de carbono disponible	30
2.8.	Correlación de Wichert y Aziz.	32
2.8.1.	Temperatura Pseudocrítica corregida	32
2.8.2.	Presión Pseudocrítica corregida.....	33
2.8.3.	Densidad del gas	33
2.8.4.	Flujo másico del Gas.....	33
2.8.4.1	Flujo másico del CO_2	34
2.9.	Cantidad de Volumen en el campo de estudio.....	34
2.9.1.	Volumen poroso.....	34
2.9.2.	Volumen poroso del dióxido de carbono.	34
2.9.3.	Relación gas - petróleo.....	35
2.10.	Propiedades del fluido	35
2.10.1.	Correlación de McCain	35

2.11. Ecuación de petróleo original en sitio	37
2.11.1. Factor de recobro.....	38
2.11.2. Petróleo remanente.....	38
2.12. Saturación de agua	38
2.13. Movilidad del reservorio	39
CAPÍTULO III.....	40
Resolución de la problemática.....	40
3.1. Parámetros para la selección de la arena productora	40
3.2. Cálculo de la presión de mínima miscibilidad.....	41
3.3. Cantidad de CO ₂ disponible en el campo de estudio.....	42
3.4. Cantidad de dióxido de carbono disponible en el campo de estudio.....	45
3.5. Cálculo de las propiedades de los fluidos	46
3.6. Cálculo del petróleo remanente.....	47
3.7. Movilidad.....	48
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	49
CONCLUSIONES	49
RECOMENDACIONES	49
BIBLIOGRAFÍA.....	50
ANEXOS.....	52

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Desplazamiento Macroscópico	9
Figura 2. Barrido areal y vertical	10
Figura 3. Clasificación de los métodos de EOR.....	11
Figura 4. Inyección continua de vapor.....	13
Figura 5. Inyección cíclica de vapor.....	14
Figura 6. Inyección de químicos.....	16
Figura 7. Diagrama de fases para el CO ₂	23
Figura 8. Desplazamiento miscible de CO ₂	33

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1 Características petrofísicas del campo de estudio.	3
Tabla 2 Cromatografía al ingreso del compresor del gas.	4
Tabla 3 Cromatografía a la salida del compresor del gas.	4
Tabla 4 Condiciones del campo de estudio.	5
Tabla 5 Criterios para la selección de métodos de recuperación mejorada.	19
Tabla 6 Propiedades físicas del CO_2	22
Tabla 7 Características del CO_2 en estado gaseoso.	23
Tabla 8 Factor de miscibilidad.	30
Tabla 9 Parámetros de la inyección de CO_2	40
Tabla 10 Características de la arena T Principal.	41
Tabla 11 Cálculo de la presión de mínima miscibilidad	41
Tabla 12 Propiedades físico- químicas.	43
Tabla 13 Propiedades físico- químicas.	43
Tabla 14 cálculo del factor de compresibilidad.	44
Tabla 15 Cantidad de dióxido de carbono disponible.	44
Tabla 16 Presión y temperatura reducida corregida por CO_2	45
Tabla 17 Cantidad de CO_2 disponible.	46
Tabla 18 Cálculo de las propiedades del fluido.	¡Error! Marcador no definido.
Tabla 19 Cálculo del petróleo remanente.	48
Tabla 20 Movilidad y saturación de agua del campo de estudio.	48
.....	

Introducción

En la explotación de los hidrocarburos cada día encontramos yacimientos menos convencionales, donde la recuperación mejorada de petróleo ha ganado un gran protagonismo en la producción debido a que logra incrementar la vida productiva de un campo maduro o depletado mediante el aumento de energía del yacimiento.

La recuperación mejorada mediante dióxido de carbono proporciona un método rentable en proyectos a gran escala, cuando se optimiza conjuntamente para la producción de petróleo. El CO_2 puede ser almacenado en el yacimiento durante y después del proceso de producción logrando una iniciativa atractiva para los beneficios ambientales. (Ettahadtavakkol et al., 2014).

En las aplicaciones que tiene el CO_2 podemos encontrar los desplazamientos miscibles e inmiscibles, el factor clave que determinará el tipo de inyección es la presión mínima de miscibilidad (PMM).

La presión mínima de miscibilidad es la presión más baja donde el 95% del aceite es recuperado a una temperatura dada. Los factores que afectan la PMM son la temperatura del yacimiento, la pureza del gas inyectado y la composición del yacimiento.

CAPÍTULO I

1.1. Problema

Un yacimiento es producido por distintos procedimientos de recuperación.

La recuperación primaria es la primera etapa de la producción de hidrocarburos en esta etapa la energía del yacimiento es natural y el petróleo surge naturalmente con la presión de gas o agua de la formación. Termina cuando la presión del yacimiento ha disminuido demasiado o se están produciendo cantidades significativas de agua.

En la recuperación secundaria el reservorio es poco activo por lo cual es necesario aumentar la presión mediante la inyección de gas y/o agua para lograr restablecer las condiciones originales del reservorio.

Después de realizar los procedimientos de recuperación primaria y secundaria podemos encontrar todavía una gran cantidad de petróleo en el yacimiento debido a que mediante estos métodos logamos obtener entre un 20% y 40% de petróleo in situ, dejando en el reservorio una cantidad significativa de hidrocarburo remanente por lo que es necesario utilizar técnicas de recuperación mejorada para aumentar las reservas de petróleo.

La recuperación terciaria tiene como objetivo mejorar la razón de movilidad y aumentar el número de capilaridad logrando producir el petróleo remanente de la roca.

Para aplicar un método de EOR es importante identificar la sostenibilidad y características del yacimiento (roca-fluido) para conocer el método idóneo de recuperación mejorada.

La inyección de Dióxido de Carbono (CO_2) es aplicable a un amplio rango de yacimientos, donde las presiones de miscibilidad son más bajas que las requeridas en otros procesos.

Es fundamental hablar sobre el desplazamiento miscible, el cual ha tenido mayor atención por su aumento del factor de recobro aumentando la eficiencia de barrido al mezclarse con el aceite.

1.2. Objetivo de la investigación

1.2.1 Objetivo general

Evaluación Técnica para la inyección de miscible de CO_2 como mecanismo de recuperación mejorada para el aumento de factor de recobro en un campo sintético.

1.2.2 Objetivo específico

- Describir las generalidades de los métodos de EOR enfatizando en la inyección de CO_2
- Analizar las condiciones del fluido para la aplicación de inyección de CO_2 .
- Determinar la factibilidad de la inyección de CO_2 en el campo sintético.

1.3. Datos complementarios al problema.

Los datos utilizados en el siguiente proyecto son de un campo sintético, el cual posee 4 arenas productoras (U_m , U_i , T_s y T_p).

El campo posee una producción de 2856183 Bls y un factor de recobro de 0,235

Tabla 1 Características petrofísicas del campo de estudio.

	Propiedades del Campo			
	Reservorio U Media	Reservorio U Inferior	Reservorio T Superior	Reservorio T Principal
Porosidad promedio (%)	12,21	15,8	12,5	14,8
Permeabilidad promedio (mD)	253	400	100	400
Espesor promedio (ft)	10	25,7	13,5	21,2
Profundidad promedio TVD (ft)	9.500	9,576	9,726	9,832
Presión de Reservorio (psi)	2.927	2,927	3.200	2,838
Acumulado de Petróleo (MMbbl)	0	12,3	2,4	2,4
Salinidad	5363	59400	19800	25300
°API	17,5	17,5	27,4	28,8
Factor Volumétrico Bo	1,126	1,126	1,19	1,19
Relacion de Solubilidad Rs	102	102	213	213
Viscosidad (cp)	15,7	15,7	1,1	1,1

Fuente: (Petroamazonas EP., 2017)

Tabla 2 Cromatografía al ingreso del compresor del gas.

Muestra	Ingreso al compresor CPF
Presión (psi)	90
Temperatura °F	112
Producción de gas	6,9 MMSCFD
Fecha	16-feb-16
PARÁMETRO	FRACCIÓN MOLAR %Molar
Nitrógeno	4,49
Metano	46,21
Etano	6,31
Propano	9,61
i- Butano	2,11
N-Butano	3,21
i- Pentano	1,27
N- Pentano	0,72
i- Hexano	0,28
i- Heptano	0,04
Dióxido de Carbono (CO2)	25,65

Fuente: (Yáñez., 2017).

Tabla 3 Cromatografía a la salida del compresor del gas.

Muestra	Salida del compresor CPF
Presión (psi)	80
Temperatura °F	80
Fecha	16-feb-16
PARÁMETRO	FRACCIÓN MOLAR %Molar
Nitrógeno	4,41
Metano	49,08
Etano	6,78
Propano	9,8
i- Butano	2,1
N-Butano	3,13
i- Pentano	1,07
N- Pentano	0,59
i- Hexano	0,16
i- Heptano	0,02
Dióxido de Carbono (CO2)	22,86

Fuente: (Yáñez., 2017)

Tabla 4 Condiciones del campo de estudio

	T Principal
Volumen Total	180804 [acre-pie]
Volumen Neto	95902,32 [acre-pie]
Área de campo de estudio	4523,6 [acre-pie]

Fuente: (Petroamazonas., 2017)

1.4 Antecedentes

La mayoría de los yacimientos de petróleo se encuentran en etapa de declive de producción, por esta razón es necesario el uso de nuevas técnicas sofisticadas que permitan modificar las características de fluidos y de fuerzas capilares logrando incrementar la recuperación de hidrocarburos.

El Proyecto Weyburn-Midale realizado en Canadá utiliza CO_2 para recuperar el petróleo, el cual es almacenado en formaciones subterráneas.

Demostó ser exitoso dando una nueva vida al campo extendiendo potencialmente su periodo operacional en más de 25 años.

La inyección de CO_2 triplicó la producción, actualmente produce 26.000 bbl/d y la tasa de producción más baja fue de 8.000 bbl/d en 1988. (Ansarizadeh et al., 2015).

Campo Bati Ramán ubicado en el sudeste de Turquía, operado por Turkish Petroleum Company, empezó su producción en el año de 1961 alcanzando su pico máximo en 1970 con 10,000 bbl/d luego de esto la producción declinó. En 1986 alcanzó el valor mínimo de 2000 bbl/d y se ejecutó un proyecto de CO_2 como EOR. La producción fue de 15000 bbl/d en 1992 volviendo la inyección de dióxido de carbono un método de EOR exitoso bajo las condiciones favorables. (Ansarizadeh et al., 2015).

Proyecto SACS- Plataforma Sleipner ubicado en el mar del norte frente a las costas de Noruega. La inyección de CO_2 se realiza en la formación Utsira, comenzó en octubre de 1996 y se ha inyectado más de 2 Mt de dióxido de carbono.

El proyecto de SACS demostró la viabilidad de eliminar el CO_2 y su eficacia a largo plazo. (Martínez et al., 2008)

1.5 Justificación

En el presente proyecto analizaremos la metodología para el proceso de inyección de dióxido de carbono miscible con la finalidad de prolongar la vida productiva del yacimiento.

Considerando que obteniendo una mayor cantidad de petróleo lograremos directamente un mayor ingreso económico, lo que permitiría amortizar la inversión necesaria para la aplicación de proyectos pilotos.

CAPÍTULO II

Metodología

2. Introducción a la recuperación mejorada

El petróleo es un recurso no renovable, por lo que se emplean nuevas tecnologías que alteran las propiedades del petróleo para lograr incrementar el factor de recobro del petróleo en yacimientos conocidos, mediante las técnicas de recuperación terciaria logramos recuperar por encima del 60% del petróleo en situ y extender la vida útil del campo por unos años más.

Los principales métodos de recuperación terciaria son térmicos, miscibles, químicos, no térmicos entre otros. En el siguiente trabajo enfatizaremos en la inyección de CO_2 , la cual es una opción atractiva gracias a los beneficios ambientales, el dióxido de carbono puede ser almacenado en el yacimiento durante y después del proceso de producción del petróleo.

Uno de los parámetros importantes a considerar en las técnicas de EOR es el precio del barril de petróleo.

Los fluidos inyectados deben cumplir los siguientes objetivos:

- Aumentar la energía natural del yacimiento.
- Establecer condiciones favorables para lograr un aumento de las fuerzas capilares.
- Proporcionar el control de movilidad

- Reducir la viscosidad del petróleo.

2.1 Definición de recuperación mejorada

A lo largo de la vida productiva de un campo de hidrocarburos se aplica escenarios de recuperación primaria, secundaria y terciaria con el objetivo de incrementar o mantener la recuperación de petróleo.

Estas etapas son aplicadas a partir de los requerimientos únicos del yacimiento y el plan de explotación planteado para el desarrollo.

Recuperación primaria es la primera etapa de producción de hidrocarburos, la energía del yacimiento es natural los mecanismos de empuje que encontramos son:

- Expansión de roca y fluidos por gas en solución.
- Acuífero y/o casquete de gas.

La presión del yacimiento es mayor que la presión del pozo.

A medida que se expande el fluido la presión tiende a bajar de manera considerable.

El periodo de la recuperación primaria tiene una duración variable y permite obtener información del comportamiento del yacimiento.

Esta etapa termina cuando la presión de yacimiento ha disminuido considerablemente o se están produciendo cantidades significativas de agua.

La recuperación secundaria permite la extracción adicional de un 10% a 20% del petróleo en el yacimiento. En esta etapa se inyecta un fluido externo el cual puede ser agua o gas, a través de pozos de inyección con el propósito de restablecer las condiciones iniciales del yacimiento y generar empuje de petróleo hacia los pozos productores.

Para realizar un proceso de inyección es necesario tener en cuenta la geometría del yacimiento, litología, porosidad, permeabilidad, profundidad del yacimiento y las propiedades de la roca.

Después de que el recobro primario y secundario alcanza su límite económico el yacimiento aún posee alrededor de dos tercios del petróleo original in situ.

Con el aumento del precio del barril de crudo en la década de los 70' se volvió costoso inyectar sustancias diferentes al agua del yacimiento, con el propósito de aumentar la recuperación final del petróleo.

Las compañías deben establecer si abandonan el campo o van a realizar un proceso de recuperación mejorada.

2.2 Recobro mejorado de petróleo

Consiste en el desplazamiento de petróleo remanente por medio de inyección de sustancias que no se encuentran presentes en el yacimiento, e interactuando con el sistema roca/ fluido generando condiciones adecuadas para la recuperación de petróleo.

Es la tercera etapa de la recuperación de petróleo y se efectúa después de la recuperación secundaria, aunque estas técnicas podrían iniciarse en cualquier momento de la productividad de un yacimiento de petróleo.

En esta etapa no solo conseguimos restaurar la presión de formación también conseguimos mejorar la eficiencia del desplazamiento, la cual está representada en la siguiente ecuación.

$$E = E_D * E_v$$

Donde:

E : Eficiencia total del desplazamiento.

E_D : Eficiencia de desplazamiento microscópica.

E_v : Eficiencia de desplazamiento macroscópica.

2.2.1 Eficiencia del desplazamiento microscópico (E_D)

La eficiencia de desplazamiento microscópico es la efectividad del fluido desplazante para desplazar o movilizar el petróleo a escala del poro, la cual es afectada por la fuerza de tensión interfacial, la fuerza de tensión superficial, la mojabilidad, la presión capilar y la permeabilidad relativa (Baljit et al., 2014).

$$E_D = \frac{S_{oi} - S_{or}}{S_{oi}}$$

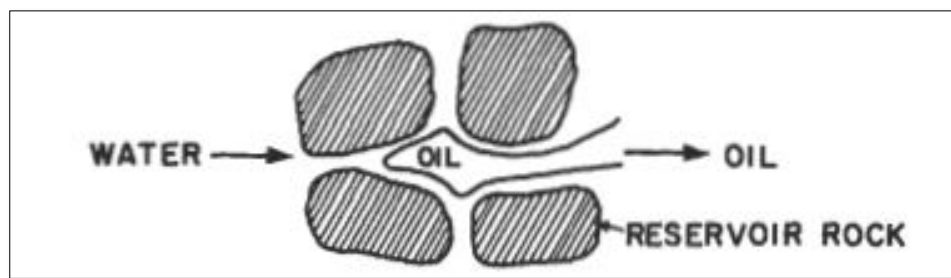
Donde:

E_D : Eficiencia de desplazamiento microscópica.

S_{oi} : Saturación inicial del petróleo,

S_{or} : Saturación de aceite residual.

Figura 1 Desplazamiento Macroscópico



Fuente: Lyons, W. & Plisga, G. (2005) [imagen] Recuperado de Standard Handbook of Petroleum & Natural Gas Engineering (Second edition).

2.2.2 Eficiencia del desplazamiento macroscópico (E_v)

Está relacionada con la efectividad de los fluidos desplazantes en contacto con el yacimiento en un sentido volumétrico.

La eficiencia mejora la relación de movilidad entre fluidos desplazantes y desplazados aumentando la eficiencia del barrido areal y barrido vertical.

La eficiencia de desplazamiento macroscópico es afectada por la heterogeneidad, anisotropía, arreglos de pozos de producción e inyección y el tipo de roca matriz.

$$E_v = E_A * E_I$$

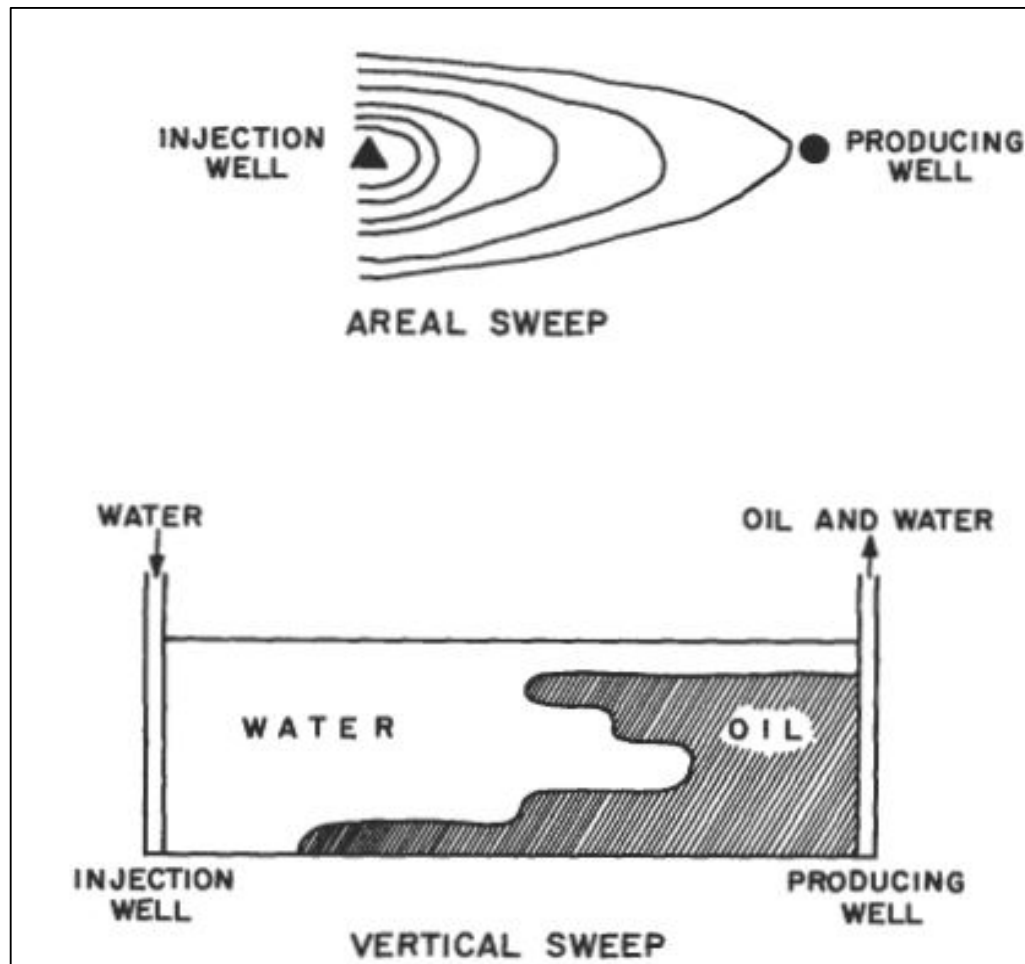
Donde:

E_v : Eficiencia de barrido volumétrico.

E_A : Eficiencia de barrido areal.

E_I : Eficiencia de barrido vertical.

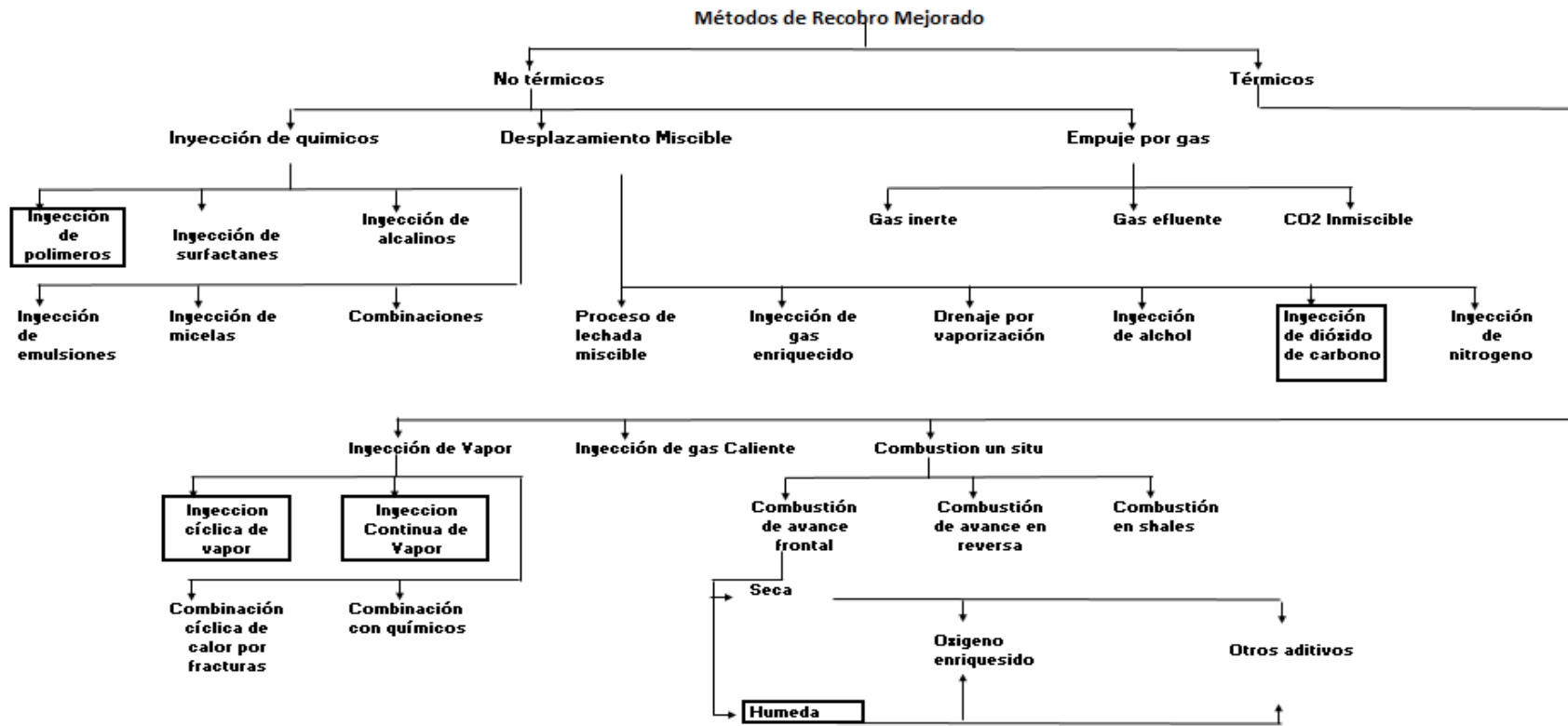
Figura 2: Barrido areal y vertical



Fuente: (Lyons & Plisga., 2005) Standard Handbook of Petroleum & Natural Gas Engineering
(Second edition)

2.3 Clasificación de los métodos de recuperación terciaria

Figura 3 Clasificación de los métodos de EOR



Fuente: Farouq S. & Thomas S. (1996) Classification of EOR methods. Commercial processes are highlighted. [Figura].

Existen varios métodos de recuperación terciaria, los cuales serán descritos a continuación.

2.3.1 Métodos térmicos

Es el proceso en el cual se introduce intencionalmente calor con el propósito de producir hidrocarburos, es utilizado principalmente para petróleo pesado inyectando agua caliente o energía térmica (vapor), con el objetivo de disminuir la viscosidad del petróleo optimizando la movilidad del fluido hacia los pozos de producción.

Para que un método de inyección térmica sea realizado con éxito se deben tomar consideraciones que permitan minimizar las pérdidas de calor.

Los principales métodos térmicos son:

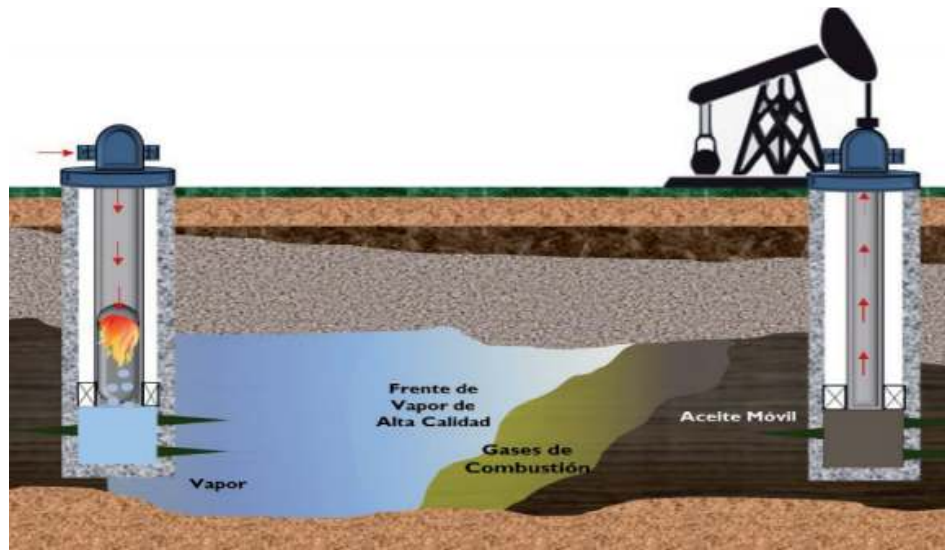
- La inyección continua de vapor.
- Inyección cíclica de vapor.
- Combustión in situ.
- Drenaje gravitacional asistido con vapor.

2.3.1.1 Inyección continua de vapor

Es el método de recuperación térmica más utilizado hasta la actualidad. Principalmente es utilizado en yacimientos someros y arenas no consolidadas debido a que minimizan las pérdidas por calor a través del pozo.

La inyección continua de vapor es un proceso de desplazamiento térmico, el cual consiste en inyectar vapor de forma continua para desplazar hidrocarburos hacia pozos productores.

Figura 4 Inyección continua de vapor



Fuente: (Villaquirán et al., 2017) Evaluación de la influencia de los gases de combustión en procesos de inyección continua de vapor utilizando generadores de vapor en fondo.

2.3.1.2 Inyección cíclica de vapor

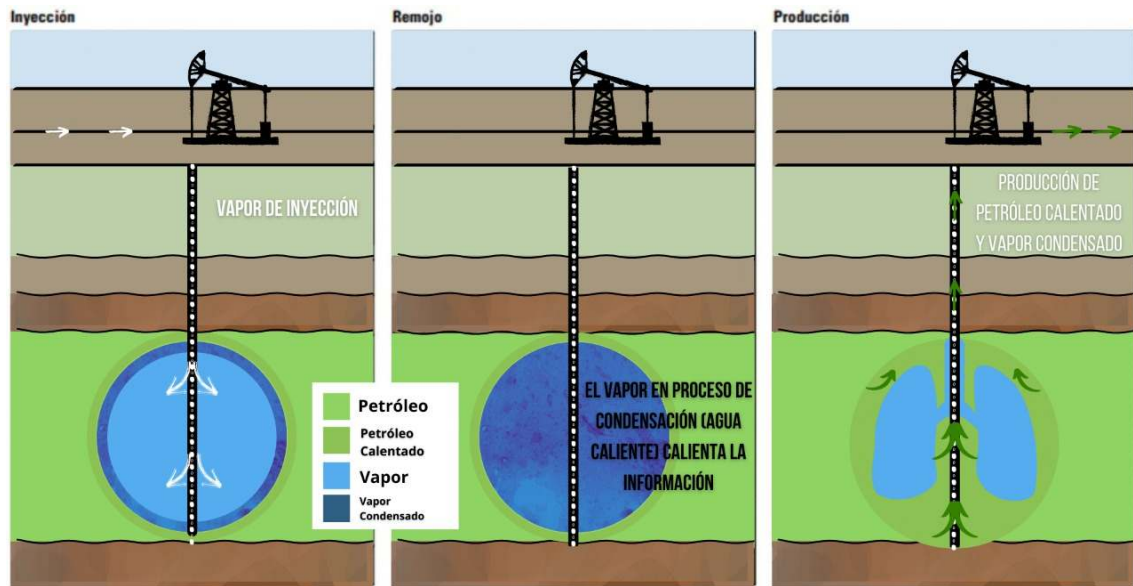
También conocido como "huff and puff" es utilizado en yacimientos de petróleo pesado. Es un mecanismo de estimulación de pozos, donde el vapor es inyectado mediante el mismo pozo productor.

El cual consta de tres etapas las cuales son:

1. El vapor es inyectado al pozo continuamente, en esta etapa se introduce un tapón de vapor en el yacimiento.
2. Se cierra el pozo para permitir la distribución uniforme del calor.
3. La última etapa se produce el petróleo diluido a través del mismo pozo.

Este procedimiento puede ser repetido cuando el petróleo regrese a su temperatura habitual.

Figura 5 Inyección cíclica de vapor



Fuente: Realizado por el Autor.

2.3.1.3 Combustión in situ

Método en el que se genera combustión dentro del yacimiento mediante la inyección de un gas que contiene oxígeno, el calor que obtenemos mediante la quema de los hidrocarburos pesados en el lugar produce el craqueo de hidrocarburos.

Existen dos tipos de procedimientos de combustión In situ

- Combustión de avance frontal o convencional.
- Combustión de avance en reversa.

2.3.1.4 Drenaje gravitacional asistido con vapor

También conocido como SAGD, es utilizado para petróleo extra pesados consiste en la inyección de vapor a la formación para reducir la viscosidad del petróleo.

En este método se perforan los pozos horizontales paralelos a pocos metros de altura uno del otro, el vapor es inyectado continuamente a la formación logrando que se expanda uniformemente, calentando el hidrocarburo. De esta manera el petróleo adquiere movilidad y

drena hacia el pozo productor por gravedad hacia el pozo inferior donde es bombeado a la superficie.

2.3.2 Métodos no térmicos

Este método es utilizado en yacimientos con petróleo liviano, el objetivo de los métodos de recuperación terciaria no térmicos es disminuir la tensión interfacial entre los fluidos y eliminar los efectos de fuerzas capilares. Poseen una amplia adaptación y se clasifican en:

- Inyección de químicos
- Desplazamiento miscible
- Desplazamiento no miscible.

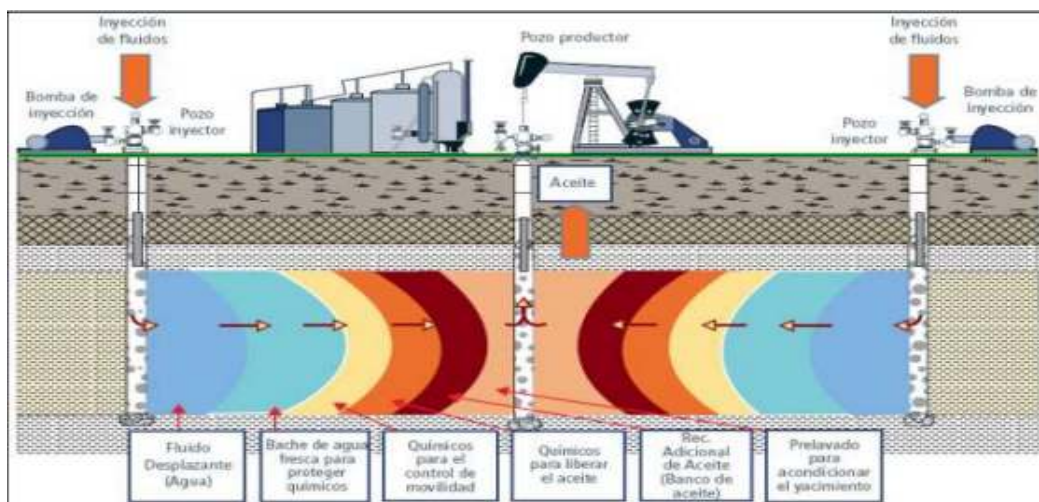
2.3.2.1 Inyección de químicos

Los procesos químicos se basan en la inyección de materiales que no están presentes en los yacimientos, son más costosos que los métodos térmicos.

Para estos métodos debemos considerar las condiciones de temperatura, salinidad y la dureza debido a que pueden cambiar las propiedades del fluido que se va a inyectar a la formación.

Los yacimientos que poseen un acuífero activo y las formaciones con alto contenido de arcillas no son candidatos para estos procesos.

Figura 6 Inyección de químicos



Fuente: (Espinoza & Torres., 2015) Técnicas de recobro y recobro mejorado en yacimientos con crudos livianos, pesados y extra pesados.

2.3.2.1.1 Inyección de polímeros

Es una modificación de la inyección de agua y consiste en añadir al agua de inyección un tapón de polímeros de alto peso molecular, que posteriormente se empujará a la formación por inyección de agua. El objetivo de este método es garantizar un mejor desplazamiento reduciendo la razón de movilidad entre el petróleo y el fluido desplazante mejorando la eficiencia de barrido.

2.3.2.1.2 Inyección de surfactante

Consiste en la inyección de un tapón de surfactante, el cual reduce las fuerzas capilares atrapando el petróleo en los poros de la roca de formación.

El tapón de surfactante desplaza el petróleo del contacto del yacimiento, formando un banco fluente agua / petróleo que se propaga delante del tapón del surfactante.

Este método mejora la eficiencia de barrido vertical y areal como consecuencia mejora la relación de movilidad.

La aplicación de este método resultó ser exitosa, pero no es rentable debido al alto costo de los surfactantes inyectados.

2.3.2.1.3 Inyección de alcalinos

En este proceso se agrega compuestos alcalinos al agua de inyección, estos compuestos reaccionan con los componentes ácidos del petróleo logrando formar surfactantes in situ, el compuesto más utilizado en la inyección de alcalinos es el hidróxido de sodio.

Mediante este método logramos la reducción de la tensión interfacial y por lo tanto la saturación de petróleo residual.

2.5.3 Desplazamiento miscible

Se caracteriza por la miscibilidad del petróleo con el gas inyectado. Consiste en inyectar un agente desplazante miscible en el petróleo existente. Logrando conseguir que la tensión interfacial se reduzca a cero (no existe interface), el número capilar se hace infinito y el desplazamiento de petróleo es asegurado en un 100% gracias a los poros que son barridos por el agente desplazante.

En condiciones ideales el fluido desplazante y el fluido se mezclan en una zona también conocida como zona de transición, la cual se expande a medida que se mueve en el medio poroso desplazando el petróleo que esta adelante como pistón.

Algunos de los fluidos que se pueden utilizar para la inyección de gases miscibles son:

- GLP (gas licuado de petróleo).
- Gas natural.
- Dióxido de carbono (CO_2).
- N_2 .

Existen diferentes tipos de miscibilidad según los cuales son:

- Miscibilidad al primer contacto: Los fluidos son miscibles en cualquier proporción.

- Miscibilidad de contacto múltiple por condensación: Existe transferencia de masa de gas al petróleo, enriqueciendo la fase líquida en equilibrio y haciéndola cada vez más ligera.
- Miscibilidad de contacto múltiple por vaporización: Cuando existe yacimiento con petróleo ligero, el proceso de transferencia de masa ocurre desde el petróleo hacia el gas a través de los contactos sucesivos entre el petróleo y el vapor, el cual está enriquecido por la vaporización de la fracción intermedia alcanzando composición miscible. (Lake & Walsh., 2008)

2.3.3 Inyección Microbiana

También conocida como MEOR por sus siglas en inglés (Microbial Enhanced Oil Recovery). En este método se utiliza una solución de microorganismos y nutrientes en el yacimiento que logran alterar la estructura de los entornos microbianos existentes.

La inyección microbiana se basa en el crecimiento de microorganismos sobre la superficie de las rocas del yacimiento consiguiendo el desplazamiento del petróleo. Su objetivo es incrementar la recuperación del petróleo que está atrapado en el medio poroso. (Hinojosa, 2011).

2.4 Criterios para la selección de métodos de recuperación mejorada

Tabla 5 Criterios para la selección de métodos de recuperación mejorada.

Propiedades del petróleo					Características del Yacimiento						
N°	Método EOR	N° Proyectos	Gravedad (API)	Viscosidad (cp)	Porosidad (%)	Saturación de Petróleo (%VP)	Tipo de Formación	Permeabilidad (md)	Espesor	Profundidad (ft)	Temperatura (F)
INYECCIÓN DE GAS MISCIBLE											
1	CO2	139	28[22]-45. Prom. 37	35-0. Prom. 2.1	3-37. Prom. 14.8	15-89. Prom. 49	Arenisca o Carbonato.	1.5-45000 Prom. 201,1	[Rango Ancho]	1500- 13365 Prom. 6171.2	82-250. Prom. 136.3
2	Hidrocarburo	70	23-57. Prom. 38.3	18000-0.04 Prom. 286.1	4.25-45. Prom. 14.5	30-98. Prom. 71	Arenisca o Carbonato.	0.1-5000. Prom. 726.2	[Buzamiento menos]	4040[4000]-15900. Prom. 8343.6	85-329. Prom. 202.2
3	WAG	3	33-39. Prom. 35.6	0.3-0. Prom. 0.6	11-24. Prom. 18.3		Arenisca o Carbonato.	130-1000. Prom. 1043.3	NC	7545- 8887 Prom. 8216.8	194-253. Prom. 229.4
4	Nitrógeno	3	38[35]-54. Prom. 47.6	35-0. Prom. 2.1	7.5-14. Prom. 11.2	0.76[0.4]-0.8. Prom. 37	Arenisca o Carbonato.	0.2-35. Prom. 15.0	[Buzamiento menos delgada]	10000[6000]-18500. Prom. 14633.3	190-325. Prom. 266.6

INYECCIÓN DE GAS INMISCIBLE											
5	Nitrógeno	8	16-54. Prom. 34.6	18000-0. Prom. 2256.8	11-28. Prom. 19.46	47-98.5. Prom. 71	Arenisca o Carbonato.	3-2800 Prom. 1041.7		1700- 18500 Prom. 7914.2	82-325. Prom. 173.1
6	CO2	16	11-35. Prom. 22.6	592-0.6. Prom. 65.5	17-32. Prom. 26.3	42-78. Prom. 56	Arenisca o Carbonato.	30-1000 Prom. 217		1150- 8500 Prom. 3385	82-198. Prom. 124
7	Hidrocarburo	2	22-48. Prom. 35	4-0.25. Prom. 2.1	5-22. Prom. 13.5	75-83. Prom. 79	Arenisca o Carbonato.	40-1000 Prom. 520		6000-7000 Prom. 6500	170-180. Prom. 175
8	Hidrocarburo + WAG	14	9.3-41. Prom. 31	16000-0.17. Prom. 3948.2	18-31.9. Prom. 25.09	Prom. 88	Arenisca o Carbonato.	100-6600 Prom. 2392		2650- 9199 Prom. 7218.71	131-267. Prom. 198.7

INYECCIÓN DE QUÍMICOS											
9	Polímeros	53	13-42.5. Prom. 26.5	4000b-0.4. Prom. 123.2	10.4-33 Prom. 22.5	34-82. Prom. 64	Arenisca	1.8e-5500. Prom. 834.1	[NC]	700- 9460. Prom. 4221.9	74-237.2. Prom. 167
10	ASP	13	23[20]- 34[35]. Prom. 32.6	6500c-11. Prom. 875.8	26-32 Prom. 26.6	68[35]-74.8. Prom. 73.7	Arenisca	596[10]-1520. Prom. 1520	[NC]	2723- 3900[9000]. Prom. 2984.5	118[80]- 158[200] Prom. 121.6
11	Surfactante + PIA	3	22-39. Prom. 31	15.6-3. Prom. 9.3	16-16.8. Prom. 16.4	43.5-53. Prom. 48	Arenisca	50-60. Prom. 55	[NC]	625- 5300. Prom. 2941.6	122-155. Prom. 138.5

MÉTODOS TÉRMICOS											
12	Combustión	27	10-38. Prom. 23.6	2770-144. Prom. 504.8	14-35. Prom. 23.3	50-94. Prom. 67	Arenisca o Carbonato. Preferiblemente Carbonato	10-15000. Prom. 1981.5	>10]	400- 11300. Prom. 5569.6	64.4-230. Prom. 175.5
13	Vapor	271	8-30. Prom. 14.5	5E6-3d. Prom. 32971.3	12-65. Prom. 32.3	35-90. Prom. 66	Arenisca	1e-15000. Prom. 2605.7	>20]	200- 9000. Prom. 1643.6	10-350. Prom. 105.8
14	Agua Caliente	10	12-25. Prom. 18.6	8000-170. Prom. 2002	25-37. Prom. 31.2	15-85. Prom. 58.5	Arenisca	900-6000. Prom. 3346	-	500- 2950. Prom. 1942	75-135. Prom. 98.5
15	Superficie de Minería	-	[7]-[11]	Cero de Flujo Frio	[NC]	[>8 wt % arena]	Arenas Bituminosas Explotable	[NC]	>10]	[>3:1 sobrecargar a la proporción de arena]	[NC]
MÉTODO MICROBIANO											
16	Microbiano	4	12-33. Prom. 26.6	8900-1.7. Prom. 2977.5	12-26. Prom. 19	55-65. Prom. 60	Arenisca	180-200. Prom. 190	-	1572-3464. Prom. 2445.3	86-90. Prom. 88

Las siguiente información de las características de los yacimientos de EOR tienen valores extremos a la media y el rango correspondiente.

- a.- Inyección Mínima Miscible de CO₂ de profundidad, informes en campo Salt Creek U.S.A.
- b.- inyección Máxima de Polímeros de viscosidad informes en Pelican Lake, Canadá.
- c.- Inyección Máxima de ASP de viscosidad informes en Lagomar, Venezuela.
- d.- Inyección Máxima de Vapor de viscosidad informes en Athabasca arenas Petrolíferas, Canadá.
- e.- Inyección Mínima de vapor de permeabilidad.

Fuente: (Al-Adasani & Bai., 2010) Recent Developments and Updated Screening Criteria of Enhanced Recovery Techniques. SPE 130726

Es primordial escoger adecuadamente el método de recuperación mejorada del yacimiento para alcanzar un proyecto exitoso, por esta razón es necesario estudiar y analizar los distintos tipos de factores antes de tomar una decisión sobre el método a escoger.

2.5 Introducción al proceso de inyección de CO_2

2.5.1. Propiedades físicas del CO_2

El CO_2 es una molécula compuesta por dos átomos de oxígeno unidos covalentemente a un solo átomo de carbono, es un gas incoloro, inodoro y en condiciones atmosféricas no es inflamable, posee las siguientes propiedades físicas:

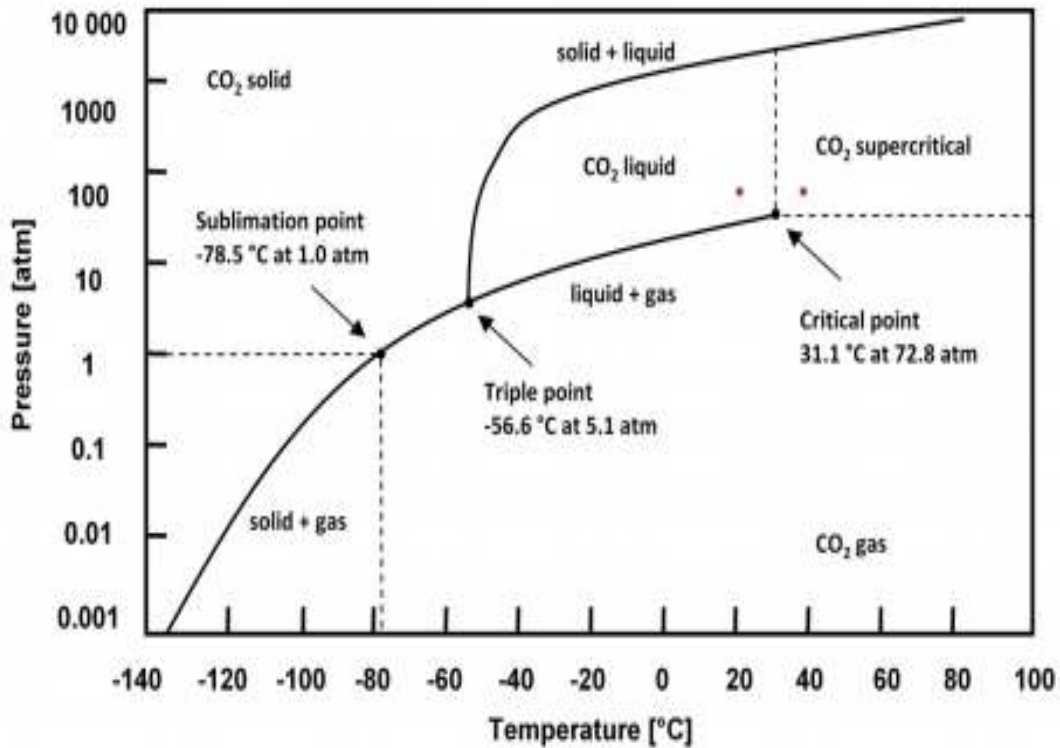
Tabla 6 Propiedades físicas del CO_2

Peso molecular	44 <i>g/mol</i>
Densidad	1.95 <i>kg/m³</i>
Gravedad específica con respecto al aire	1.529
Viscosidad	0.0137 <i>cp</i>

El dióxido de carbono se puede encontrar en diferentes estados; líquido, sólido y gaseoso esto depende de sus condiciones de presión y temperatura.

Para determinar la fase en la que se encuentra, se utiliza un diagrama de fases como se muestra a continuación en la figura 7.

Figura 7 Diagrama de fases para el CO₂



Fuente: (Brautaset. 2009) In situ fluid dynamics and CO₂ injection in porous rocks.

Estado líquido

En este estado el dióxido de carbono se puede encontrar con las siguientes características, dando como resultado una fase simple favoreciendo a los procesos miscibles.

Tabla 7 Características del CO₂ en estado gaseoso.

Temperatura	-56,6 °C y 31,1 °C
Presión	> 5,2 bar
Gravedad específica	1,02

Estado sólido

Se presenta en estado sólido a temperaturas por debajo de $-56,6\text{ }^{\circ}\text{C}$, en este estado se conoce comúnmente como hielo seco.

Estado gaseoso

El dióxido de carbono a presiones atmosféricas se encuentra en estado gaseoso (14,7 PSI y 60 $^{\circ}\text{F}$).

Es un gas expandible y soluble con el aumento de temperatura permite expandirse más rápidamente ya que reduce su densidad.

2.5.2 Inyección de dióxido de carbono

La inyección de un yacimiento con CO_2 , esta se efectúa utilizando grandes cantidades de dióxido de carbono (alrededor del 30% del volumen poroso).

A pesar de que el CO_2 no posee miscibilidad inicial con el petróleo, se consigue extraer componentes livianos e intermedios.

Cuando la presión es suficiente el CO_2 puede desarrollar miscibilidad y así desplazar el crudo desde el yacimiento hacia los pozos productores (Espinosa., 2013).

Los procesos de inyección de CO_2 pueden clasificarse en dos desplazamientos los cuales son:

- Desplazamiento miscible.
- Desplazamiento inmisible.

2.5.3 Método de desplazamiento miscible de CO_2

El principio del desplazamiento miscible consiste en trasladar el petróleo del yacimiento mediante la inyección de un solvente como el dióxido de Carbono (CO_2) que se disolverá en el petróleo completamente.

El dióxido de carbono es utilizado como método de EOR debido a que es menos costoso que otros fluidos con similares características.

El CO_2 es inyectado bajo condiciones adecuadas de crudo; temperatura y presión.

En estado líquido se hace miscible con el petróleo formando una sola fase líquida (no se forma interface).

Como consecuencia de este proceso el petróleo se expande; la viscosidad disminuye, los efectos de tensión interfacial entre petróleo y gas es eliminada y las fuerzas capilares no existen por lo tanto mejora el desplazamiento del petróleo en el reservorio.

2.5.4 Método de desplazamiento inmisible mediante CO_2

La inyección de dióxido de carbono inmisible es utilizada en yacimientos con petróleo pesado o en yacimientos de baja presión, debido a que los efectos en la reducción de la viscosidad y la expansión del petróleo permiten incrementar el factor de recobro de petróleo, incluso cuando la presión mínima de miscibilidad no es alcanzada.

El proceso de desplazamiento inmisible es menos eficiente que el proceso miscible en el recobro de petróleo.

La principal función que cumple el CO_2 en un proceso inmisible es levantar y mantener la presión de reservorio.

2.5.5. Presión mínima de miscibilidad

La presión mínima de miscibilidad (PMM) es la presión menor a la que el gas de inyección y el petróleo del yacimiento logran mezclarse (posee una sola fase), a través de procesos por múltiples contactos.

La presión de PMM es una propiedad termodinámica y un parámetro significativo para la detección y selección de CO_2 .

La presión mínima de miscibilidad va en función de los siguientes parámetros:

- **Temperatura**

Es un parámetro muy importante debido a que aumenta la presión de la mínima miscibilidad (PMM) a medida que aumenta la temperatura.

- **Composición del petróleo en el yacimiento**

En presencia de petróleo con un alto porcentaje de metano la PMM incrementa; mientras que en componentes como el propano, etano y butano la presión de mínima miscibilidad disminuye. Por su parte cuando los componentes poseen mayor peso molecular como es el caso del C5+ o C7+ genera una presión de mínima miscibilidad más elevada.

- **Pureza del gas de inyección**

Es importante comprender los roles de las impurezas en el comportamiento de la fase líquida y las características de miscibilidad para el diseño de un CO_2 rentable.

Se determinó que cuando el dióxido de carbono está contaminado en un 10% de CH_4 o N_2 aumenta el incremento de la PMM de hasta un 70% con respecto al CO_2 puro; mientras que si contiene un 37% de propano puede disminuir la PMM en un 45%. (Zhang et al., 2004)

La miscibilidad del CO_2 es clasificada de la siguiente forma:

- Miscible al primer contacto.
- Miscible por múltiples contactos.
- Inmiscible.

2.5.5.1 Miscibilidad de primer contacto

Este proceso es caracterizado debido que al ponerse en contacto el petróleo con el dióxido de carbono se mezclan todas las proporciones sin que se observe una interface.

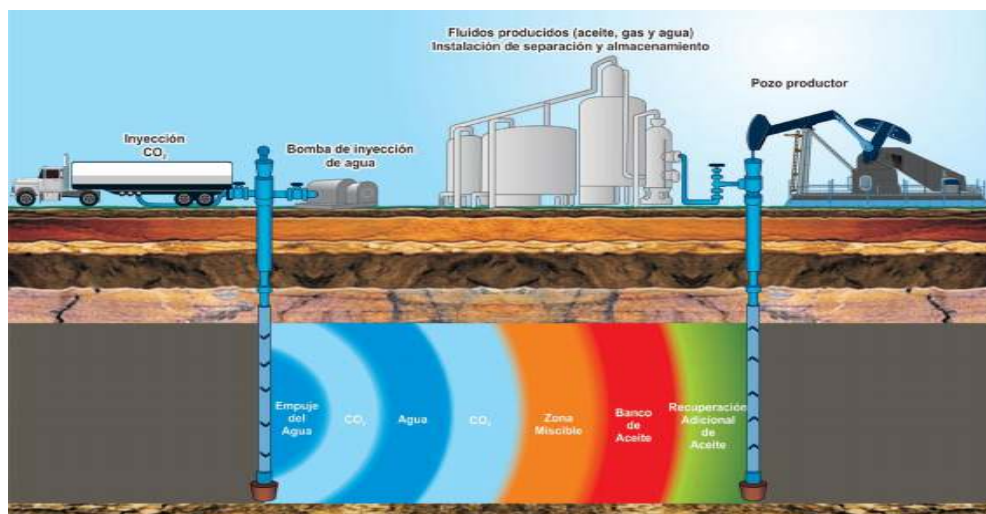
2.5.5.2 Miscibilidad por múltiples contactos

Proceso mediante el cual se pone en contacto el petróleo con dióxido de carbono para que exista una transferencia de masa entre ambos fluidos, en el que posteriormente se genera un desplazamiento de petróleo.

Existen dos mecanismos para obtener la miscibilidad por múltiple contacto los cuales son:

- Condensación de gas de inyección.
- Vaporización del crudo por gas de inyección.

Figura 8 Desplazamiento miscible de CO₂



Fuente: (Castro., 2013) Inyección de CO₂ como método de recuperación mejorada.

2.5.6. Métodos para determinar la Presión de mínima miscibilidad

2.5.6.1 Métodos experimentales

Se hacen a nivel de laboratorio y demandan equipos de alta precisión manejando muestras de petróleo y gas de inyección.

En estas pruebas la temperatura es constante y demandan mucho tiempo.

Las pruebas más comunes son:

- Prueba de tubo delgado (Slim Tube).
- Prueba de la burbuja ascendente (RBA).

2.5.6.2 Analíticos y termodinámicos

- Correlaciones matemáticas y gráficas.
- Ecuaciones de estado.

2.5.7 Beneficios del CO_2 en el petróleo

Los principales beneficios del CO_2 utilizado en la inyección de pozos petroleros son:

- Expansión del petróleo.
- Reducción de la viscosidad.
- Incremento de la densidad.
- Produce un efecto ácido sobre la formación.

2.6. Factibilidad para la inyección de CO_2

Un criterio fundamental para determinar la factibilidad de un proyecto de recuperación terciaria es hacerlo mediante la miscibilidad del CO_2 debido a que aumenta con la gravedad específica del crudo y la profundidad.

2.6.1. Peso molecular del crudo

Primero debemos calcular el peso molecular del (C_5^+) del petróleo del reservorio receptor.

$$MW(C_5^+) = \left(\frac{7864.9}{^\circ API} \right)^{\frac{1}{1.0386}} \quad [1]$$

Donde:

MW : Peso molar del C_5^+ (g/mol).

$^\circ API$: Gravedad API del petróleo.

2.6.2. Holm y Josendal modificada por Murgan

Se puede evaluar la presión mínima de miscibilidad utilizando la correlación Holm y Josendal modificada por Murgan mediante la relación entre la gravedad específica del petróleo y el peso con el componente (C_5^+). Esta correlación puede ser expresada analíticamente mediante la siguiente ecuación.

$$PMM = -329.558 + (7.727 \times MW(C_5^+) \times 1.005^T) - (4.377 \times MW(C_5^+)) \quad [2]$$

Donde:

PMM : Presión mínima de miscibilidad (Lpca).

T : Temperatura ($^\circ F$).

$MW(C_5^+)$: Peso molecular del componente C_5^+ (g/mol).

2.6.3. Factor de miscibilidad

$$\alpha = \frac{P - P_{vap}}{PMM - P_{vap}} \quad [3]$$

Donde:

α : Factor de miscibilidad.

P_{MM} : Presión mínima de miscibilidad (Lpca).

P : Presión del reservorio (Lpca).

P_{vap} : Presión de vapor (Lpca).

Tabla 8 Factor de miscibilidad

Valor	Desplazamiento
$\alpha < 0$	Inmiscible
$0 < \alpha < 1$	Parcialmente miscible
$\alpha > 1$	Miscible

2.7. Cantidad de dióxido de carbono disponible

Cálculo del CO_2 necesario para la aplicación en el reservorio se utilizan las siguientes ecuaciones:

Fración molar

$$y_i = \frac{\% \text{ molar}}{100} \quad [4]$$

Peso molar de la mezcla

$$PM_{mezcla} = \sum y_i \times PM_i \quad [5]$$

Donde:

y_i : Composición de cada componente.

PM_i : Peso molecular.

Presión Pseudocrítica

$$P_{sc} = \sum y_i \times P_{ci} \quad [6]$$

Donde:

y_i : Composición de cada componente.

P_{ci} : Presión crítica de cada componente (psia).

Temperatura Pseudocrítica

$$T_{sc} = \sum y_i \times T_{ci} \quad [7]$$

Donde:

y_i : Composición de cada componente.

T_{ci} : Temperaturas críticas de cada componente (°R).

Presión reducida

$$P_r = \frac{P_T}{P_{sc}} \quad [8]$$

Donde:

P_T : Presión del sistema (psia).

P_{sc} : Presión pseudocrítica (psia).

Temperatura reducida

$$T_r = \frac{T_T}{T_{sc}} \quad [9]$$

Donde:

T_T : Temperatura del sistema (°R).

T_{sc} : Temperatura pseudocrítica (°R).

2.8. Correlación de Wichert y Aziz.

La corrección del factor de compresibilidad Z del gas natural se realiza mediante la correlación de Wichert y Aziz (1972). Este factor en esta función de la concentración de CO_2 y H_2S es expresada analíticamente de la siguiente forma.

$$\varepsilon = 120 [(y_{CO_2} + y_{H_2S})^{0.9} - (y_{CO_2} + y_{H_2S})^{1.6}] + 15 (y_{H_2S}^{0.5} - y_{H_2S}^{0.4}) \quad [10]$$

Donde:

ε : Factor de ajuste (°R).

y_{CO_2} : Contenido de dióxido de carbono (Fracción molar).

y_{H_2S} : Contenido de hidrogeno de sulfuro (Fracción molar).

2.8.1. Temperatura Pseudocrítica corregida

$$T_{scM} = \sum y_i \times T_{ci} - \varepsilon \quad [11]$$

Donde:

T_{scM} : Temperatura pseudocrítica corregida por CO_2 y H_2S . (°R)

y_i : Composición de cada componente.

T_{ci} : Temperatura crítica de cada componente (psia).

ε : Factor de ajuste (°R).

2.8.2. Presión Pseudocrítica corregida

$$P_{scM} = \frac{(\sum y_i \times P_{ci}) \times T_{scM}}{\sum y_i \times T_{ci} + y_{H_2S} (1 - y_{H_2S}) \times \varepsilon} \quad [12]$$

Donde:

P_{scM} : Presión pseudocrítica corregida por CO_2 y H_2S . (Lpca).

y_i : Composición de cada componente.

P_{ci} : Presión crítica de cada componente (psia).

T_{scM} : Temperatura pseudocrítica corregida por CO_2 y H_2S . (°R).

T_{ci} : Temperatura crítica de cada componente (psia).

y_{H_2S} : Contenido de hidrogeno de sulfuro (Fracción molar).

ε : Factor de ajuste (°R).

2.8.3. Densidad del gas

$$\rho = \frac{PMW}{zRT} \quad [13]$$

2.8.4. Flujo másico del Gas

$$m_{gas} = densidad \times volumen \quad [14]$$

2.8.4.1 Flujo másico del CO_2

$$m_{CO_2} = y_{CO_2} \times m_{gas} \quad [15]$$

2.9. Cantidad de Volumen en el campo de estudio

2.9.1. Volumen poroso

Es fundamental el cálculo del volumen poroso para determinar la cantidad de CO_2 necesario para realizar un proyecto de recuperación terciaria factible.

$$V_{poroso} = V_{total} - V_{neto} \quad [16]$$

2.9.2. Volumen poroso del dióxido de carbono.

$$V_{CO_2} = V_{poroso} \times 30\% \quad [17]$$

Ecuación densidad

$$\rho = \frac{m_{CO_2}}{V_{CO_2}} \quad [18]$$

Donde:

ρ : Densidad.

m : Masa del CO₂ (lb/ día).

v : Volumen de Co₂ (*pie*³ / *dia*).

De esta ecuación despejamos el volumen de CO₂ la cual quedaría de la siguiente manera:

$$V_{CO_2} = \frac{m_{CO_2}}{\rho} \quad [19]$$

2.9.3. Relación gas - petróleo

Abreviada como GOR, es la relación de gas producido con respecto al petróleo producido, la cual esta expresada de la siguiente forma:

$$GOR = \frac{\text{pies}^3 \text{ de gas a condiciones estándar.}}{\text{bls del petróleo producido a condiciones normales.}} \quad [20]$$

2.10. Propiedades del fluido

2.10.1. Correlación de McCain

Esta correlación es utilizada para yacimientos con concentraciones de salinidad ampliamente variables. Donde el factor volumétrico del agua puede determinarse mediante la siguiente ecuación. (Menjura et al., 2014)

$$B_w = (1 + \Delta V_{wp}) \times (1 + \Delta V_{wT}) \quad [21]$$

Donde:

B_w : Factor volumétrico del agua.

ΔV_{wp} : Variación del volumen de agua durante la reducción de presión.

ΔV_{wT} : Variación de volumen de agua debido a la reducción de la temperatura.

Las variables de la ecuación del factor volumétrico del agua pueden ser expresadas en función de presión y temperatura de la siguiente manera:

$$\Delta V_{wp} = (-1.95301 \times 10^{-9} P \times T) - (1.72834 \times 10^{-13} P^2 \times T) \quad [22]$$
$$- (3.58922 \times 10^{-7} P) - (2.25341 \times 10^{-10} P^2)$$

$$\Delta V_{wT} = -1.0001 \times 10^{-2} + (1.33391 \times 10^{-4} T) + (5.50654 \times 10^{-7} \times T^2) \quad [23]$$

Donde:

T : Temperatura (°F).

P : Presión (Lpca).

Esta correlación es válida para agua con concentraciones variables de sal. Cuando la concentración de sal aumenta, la solubilidad del gas en el agua disminuye. (Chávez & Umaquiza., 2017)

Gravedad específica del agua

$$\gamma_w = 1.0 + 0.695 \times 10^{-6} \times S \quad [24]$$

Donde:

γ_w : Densidad del agua.

S : Salinidad.

Densidad del agua

$$\rho_w = \frac{62.4 \times \gamma_w}{\beta_w} \quad [25]$$

Donde:

γ_w : Densidad del agua.

β_w : Factor volumétrico del agua.

Gravedad específica del petróleo

$$\gamma_o = \frac{141.5}{131.5 + \text{°API}} \quad [26]$$

Densidad del petróleo a determinada temperatura

$$\rho_{o_{sc}} = \gamma_o \times \gamma_w \quad [27]$$

$$\rho_o = \frac{\rho_{o_{sc}}}{1 + \frac{t - 68}{1885}} \quad [28]$$

2.11. Ecuación de petróleo original en sitio

$$POES = \frac{7758 \times A \times h \times \emptyset \times S_{oi}}{\beta_o} \quad [29]$$

Donde:

POES: Petróleo original en sitio. (BF)

7758: Factor de conversión a un acre- ft.

A: Área de la arena (acre).

h : Espesor de la arena (ft).

\emptyset : Porosidad promedio de la roca (%).

S_{oi} : Saturación inicial de petróleo (%).

β_o : Factor volumétrico de petróleo (BY/BN).

2.11.1. Factor de recobro

Es la cantidad recuperable de hidrocarburo que existe en el lugar. Se determina mediante la relación entre el petróleo producido y el POES.

$$FR = \frac{Np}{POES} \quad [30]$$

Donde:

FR : Factor de recobro.

Np : Producción acumulada de petróleo (BF).

$POES$: Petróleo original in situ (BF).

2.11.2. Petróleo remanente

El petróleo remanente está representado por la diferencia entre el petróleo original en sitio y el petróleo producido esta expresado en la siguiente ecuación

$$\text{Petróleo remanete} = POES - Np \quad [31]$$

2.12. Saturación de agua

$$1 - S_w^{actual} = \frac{\text{Petróleo remanente} \times \beta_o}{7758 \times A \times h \times \emptyset} \quad [32]$$

Donde:

S_w^{actual} : Saturación de agua actual

A : Área de la arena (acre).

h : Espesor de la arena (ft).

\emptyset : Porosidad promedio de la roca (%).

β_o : Factor volumétrico de petróleo (BY/BN).

2.13. Movilidad del reservorio

La movilidad se define como la fase desplazante (agua o gas) dividida por la movilidad del fluido desplazado (petróleo).

$$M = \frac{\frac{k_w}{\mu_w}}{\frac{k_o}{\mu_o}} = \frac{k_w \times \mu_o}{k_o \times \mu_w} = \frac{k_{rw} \times \mu_o}{k_{ro} \times \mu_w} \quad [33]$$

Donde:

M : Ecuación de movilidad.

k_w : Permeabilidad relativa del agua.

k_o : Permeabilidad relativa del petróleo.

μ_o : Viscosidad del petróleo.

μ_w : Viscosidad del agua.

Cuando la movilidad es igual a 1 los fluidos desplazante y desplazado son idénticos, mientras que cuando el factor de movilidad es menor a 1 ocurre que el petróleo fluye más que el agua. A esto se lo conoce como una razón de movilidad favorable, por lo tanto si nuestro factor de movilidad es mayor que 1 el agua fluye más que el petróleo produciendo una razón de movilidad desfavorable.

CAPÍTULO III

Resolución de la problemática

3.1. Parámetros para la selección de la arena productora

La arena donde se va a realizar la inyección de CO_2 como método de recuperación mejorada se seleccionará bajo el criterio de la tabla 4, el cual fue planteado por Taber.

A continuación, mediante los parámetros de las arenas productoras escogeremos el reservorio adecuado para realizar la inyección de dióxido de carbono:

Tabla 9 Parámetros de la inyección de CO_2

Parámetros para la inyección de CO_2		Parámetros actuales de las condiciones del Campo Yanaquincha			
		U Media	U Inferior	T Superior	T Principal
Gravedad (API)	>22	15.7	17.5	27.4	28.8
Viscosidad (C_p)	0-35	15.7	15.7	1.1	1.1
Porosidad (%)	3-37	12.21	15.8	12.5	14.8
Saturación de Petróleo (% VP)	15-89	34,3	22,8	44	64
Tipo de Formación	Arenisca o Carbonato	Arenisca	Arenisca	Arenisca	Arenisca
Permeabilidad (md)	1.5 - 45000	253	400	100	400
Espesor	[Rango Ancho]	10	25,7	13,5	21,2
Profundidad (Ft)	1500-13365	9500	9,576	9,726	9,832

Fuente: (Petroamazonas EP., 2017)

Utilizando el criterio de Taber, la arena productora que cumple con los parámetros de inyección de CO_2 es la arena T principal debido a que esta arena posee:

- Un espesor de amplio rango.
- Una gravedad °API mayor a 22.
- Una viscosidad baja lo que permitirá una buena movilidad del petróleo.

Tabla 10 Características de la arena T Principal

Parámetros para la inyección de CO2		T Principal
Gravedad (API)	>22	28.8
Viscosidad (Cp)	0-35	1.1
Porosidad (%)	3-37	14.8
Saturación de Petróleo (% VP)	15-89	64
Tipo de Formación	Arenisca o Carbonato	Arenisca
Permeabilidad (md)	1.5 - 45000	400
Espesor	[Rango Ancho]	21,2
Profundidad (Ft)	1500-13365	9,832

La arena T principal cumple con todos los parámetros establecidos, siendo una buena candidata para un proyecto factible de inyección de dióxido de carbono.

3.2. Cálculo de la presión de mínima miscibilidad

El cálculo de la PMM ayuda a conocer a qué presión el petróleo se mezcla con el dióxido de carbono inyectado.

Tabla 11 Cálculo de la presión de mínima miscibilidad

	Fórmula	Resultado
Peso molecular del crudo	$MW(C_5^+) = \left(\frac{7864.9}{\text{°API}} \right)^{\frac{1}{1.0386}}$	221,69
PMM	$PMM = -329.558 + (7.727 \times MW(C_5^+) \times 1.005^T) - (4.377 \times MW(C_5^+))$	3832,15
Factor de miscibilidad	$\alpha = \frac{P - P_{vap}}{PMM - P_{vap}}$	0,74

Mediante la tabla 1 y las ecuaciones 1, 2 y 3 podemos determinar que la presión de mínima miscibilidad es de 3832,15 lpca, por lo cual no se podría realizar una inyección de dióxido de carbono.

Debido a que la PMM es mayor que la presión de reservorio 2838 Lpca, provoca una fractura ocasionando el colapso en la roca.

La miscibilidad de la arena T principal es de 0,74 por lo que se considera un desplazamiento parcialmente miscible según la tabla 8.

3.3. Cantidad de CO_2 disponible en el campo de estudio

La cantidad de dióxido de carbono disponible en el campo de estudio se realizará mediante la carta de cromatografía a la entrada del compresor (Tabla 2) la cual corresponde al compresor CPF.

El fluido extraído de los well pads de producción del campo es transportado en la estación mediante líneas de flujo. (Petroamazonas EP. 2017)

La estación CPF posee:

- Capacidad de procesamiento de 210.000 bfpd.
- Capacidad de reinyección de 180.000 bfpd.
- Capacidad de almacenamiento de 61.000.

Es importante conocer la cantidad de dióxido de carbono del compresor CPF para obtener un incremento de producción. Como se indica en la tabla 2, la fracción molar del dióxido de carbono es de 25,65%, posee una presión de operación de 90 psi y una temperatura de 112°F.

Obtenemos la fracción molar y el peso molar de la mezcla mediante las ecuaciones 4 y 5.

Tabla 12 Propiedades físico- químicas

Componente	% Fracción molar	Yi	Peso Molecular	Peso de la mezcla
		$y_i = \frac{\% \text{ molar}}{100}$		$PM_{mezcla} = \sum y_i \times PM_i$
Nitrógeno	4,49	0,0449	28,0134	1,2578
Metano	46,21	0,4621	16,043	7,4135
Etano	6,31	0,0631	30,079	1,8980
Propano	9,61	0,0961	44,097	4,2377
i- Butano	2,11	0,0211	58,123	1,2264
N-Butano	3,21	0,0321	58,123	1,8657
i- Pentano	1,27	0,0127	72,15	0,9163
N- Pentano	0,72	0,0072	72,15	0,5195
i- Hexano	0,28	0,0028	86,177	0,2413
i- Heptano	0,04	0,0004	100,204	0,0401
Dióxido de Carbono (CO2)	25,65	0,2565	44,01	11,2886
Total	100	1		30,9048

Los datos de presión crítica [lpca] y temperatura crítica [°R] obtenidos del manual GPSA el cual se encuentra en el Anexo 1 obtenemos la Presión y temperatura Pseudocrítica.

Tabla 13 Propiedades físico- químicas

Componente	Tci [°R]	Tsc [°R]	Pci [Lpca]	Psc [LPca]
		$T_{sc} = \sum y_i \times T_{ci}$		$P_{sc} = \sum y_i \times P_{ci}$
Nitrógeno	227,18	10,2004	492,8	22,1267
Metano	342,81	158,4125	667	308,2207
Etano	549,74	34,6886	707,8	44,6622
Propano	665,59	63,9632	615	59,1015
i- Butano	734,09	15,4893	527,9	11,1387
N-Butano	765,18	24,5623	548,8	17,6165
i- Pentano	828,63	10,5236	490,4	6,2281
N- Pentano	845,37	6,0867	488,1	3,5143
i- Hexano	911,47	2,5521	439,5	1,2306
i- Heptano	972,36	0,3889	397,4	0,1590
Dióxido de Carbono (CO2)	547,4	140,4081	1069,5	274,3268
Total		467,2757		748,3250

Con los datos obtenidos de presión y temperatura pseudocríticas, los datos de presión del sistema 90 psi y una temperatura 112°F encontramos los valores de presión reducida y temperatura reducida, los cuales nos dan un valor de 0,1202 y 1,2305 respectivamente mediante las ecuaciones 8 y 9.

Para el cálculo del factor de compresibilidad mediante el uso de la gráfica de Standing y Katz (Anexo 2) y los nuestros valores de Pr y Tr encontraremos el factor de compresibilidad de 0.96.

Tabla 14 cálculo del factor de compresibilidad

	Fórmula	Resultado
Presión reducida	$P_r = \frac{P_T}{P_{sc}}$	0,1202
Temperatura reducida	$T_r = \frac{T_T}{T_{sc}}$	1,2305
Factor de compresibilidad, Z		0,96

Para la corrección de gas natural por CO_2 y H_2S donde H_2S posee un valor de 0,2 utilizamos la correlación de Wichert y Aziz.

Se calcula presión y temperatura pseudocrítica corregida por CO_2 y H_2S mediante las ecuaciones 11 y 12. El cálculo de flujo másico del gas es de $3726000 \text{ lb}/\text{dia}$ con una densidad de gas de $0,54 \text{ lb}/\text{ft}^3$.

Para realizar el cálculo del flujo másico del CO_2 utilizamos la ecuación 15.

Tabla 15 Cantidad de dióxido de carbono disponible.

	Fórmula	Resultados
Correlación del factor de compresibilidad corregido "z"	$\varepsilon = 120 [(y_{CO_2} + y_{H_2S})^{0.9} - (y_{CO_2} + y_{H_2S})^{1.6}] + 15 (y_{H_2S}^{0.5} - y_{H_2S}^{0.4})$	23,856
Temperatura Pseudocrítica	$T_{acM} = \sum y_i \times T_{ci} - \varepsilon$	443,4197 [°R]
Presión Pseudocrítica	$P_{acM} = \frac{(\sum y_i \times P_{ci}) \times T_{acM}}{\sum y_i \times T_{ci} + y_{H_2S} (1 - y_{H_2S}) \times \varepsilon}$	704,4612 [Lpca]
Flujo másico del CO2	$m_{CO_2} = y_{CO_2} \times m_{gas}$	955719 [lb/ dia]

Podemos observar mediante la cromatografía al ingreso del separador CPF (Tabla 2) que la producción de gas metano corresponde al 46.21% mientras que la producción del CO_2 dió como resultado $955719 \text{ lb}/\text{dia}$ equivalente al 25.65%.

Para el calculo del nuevo factor de compresibilidad corregido por dióxido de carbono en la ecuación 8 y 9 obtenemos nuestra presión y temperatura corregida mediante dióxido de carbono.

Utilizando de la gráfica de Standing y Katz (Anexo 2) encontraremos nuestro factor de compresibilidad Z corregido por dióxido de carbono en este caso sería de 0.98 como se indica en la siguiente tabla.

Tabla 16 Presión y temperatura reducida corregida por CO_2

	Fórmula	Resultado
Presión reducida corregida	$P_r = \frac{P_T}{P_{sc}}$	0,13
Temperatura reducida corregida	$T_r = \frac{T_T}{T_{sc}}$	1,3
Factor de compresibilidad, Z		0,98

3.4. Cantidad de dióxido de carbono disponible en el campo de estudio.

Para determinar la cantidad de dióxido de carbono necesaria para la inyección miscible es necesario el cálculo de volumen poroso para garantizar una recuperación factible.

El volumen poroso es determinado mediante la ecuación 16, para la cual utilizaremos los datos de la tabla 4 donde el volumen total es de 180804 acre-ft y nuestro volumen neto es de 95902,32 acre-ft.

Para la inyección de CO_2 , el volumen poroso se encuentra entre 25 % y 30% por lo cual se aplica la ecuación 17.

El volumen de CO_2 lo determinamos mediante el flujo másico antes obtenido $955719 \text{ lb}/\text{dia}$ y una densidad de 0,114 a condiciones de reservorio.

El GOR es la relación entre el gas con respecto al petróleo producido, lo determinamos mediante la ecuación 20.

Tabla 17 Cantidad de CO₂ disponible

	Fórmula	Resultados
Volumen poroso	$V_{poroso} = V_{total} - V_{neto}$	84901,68 [acre-pie]
Volumen ocupado por el dióxido de carbono	$V_{CO_2} = V_{poroso} \times 30\%$	24570,504 [acre-pie]
Volumen de dióxido de carbono	$V_{CO_2} = \frac{m_{CO_2}}{\rho}$	8253186,53 [pie ³ /dia]
Relación gas- petróleo	$GOR = \frac{\text{pies}^3 \text{ de gas a condiciones estándar}}{\text{bbls del petróleo producido a condiciones normales}}$	363,473 [PCS/Bf]

La inyección miscible de CO₂ en el reservorio consigue incrementar el GOR en 363,473 Pcs/Bf.

3.5. Cálculo de las propiedades de los fluidos

Para el cálculo del factor volumétrico del agua B_w utilizamos la correlación de McCain ya que el yacimiento tiene una salinidad de agua de 25300 $\frac{mg}{litro}$.

Para realizar esta correlación primero debemos resolver las variables ΔV_{wP} y ΔV_{wT} utilizando las ecuaciones 22,23.

Una vez encontrado el factor volumétrico y la gravedad específica del agua, podemos encontrar la densidad del agua con la ecuación 25.

Para determinar la gravedad específica del petróleo y la densidad a 220 °F utilizamos las ecuaciones 26, 27, 28.

Los resultados obtenidos se mostrarán en la siguiente tabla:

Tabla 18 Cálculo de las propiedades del fluido.

	Fórmula	Resultados
Factor volumetrico del agua, B_w	$B_w = (1 + \Delta V_{wp}) \times (1 + \Delta V_{wT})$	1,0414 [BY/BN]
ΔV_{wp}	$\Delta V_{wp} = (-1.95301 \times 10^{-9} P \times T) - (1.72834 \times 10^{-23} P^2 \times T) - (3.58922 \times 10^{-7} P) - (2.25341 \times 10^{-10} P^2)$	$-4,359 \times 10^{-3}$
ΔV_{wT}	$\Delta V_{wT} = -1.0001 \times 10^{-2} + (1.33391 \times 10^{-4} T) + (5.50654 \times 10^{-7} \times T^2)$	0,046
Gravedad especifica del agua γ_w	$\gamma_w = 1.0 + 0.695 \times 10^{-6} \times S$	1,0176
Densidad del agua ρ_w	$\rho_w = \frac{62.4 \times \gamma_w}{\beta_w}$	60,9739 [lb/ ft3] 0,9767 [gr/cm3]
Gravedad especifica del petróleo a condiciones normales γ_o	$\gamma_o = \frac{141.5}{131.5 + ^\circ API}$	0,8827 [gr/cm3]
Gravedad especifica del petróleo a temperatura de 220 °F γ_o	$\gamma_o = \frac{141.5}{131.5 + ^\circ API}$	0,861
Densidad del petróleo a condiciones normales	$\rho_{o_{ac}} = \gamma_o \times \gamma_w$	0,8982
Densidad del petróleo a 220 °F	$\rho_o = \frac{\rho_{o_{ac}}}{1 + \frac{t - 68}{1885}}$	0,8312
$^\circ API$	$^\circ API = \frac{141.5}{\gamma_o} - 131.5$	32,8438

Mediante la inyección de dióxido de carbono logramos un aumento en el $^\circ API$ con un valor de 32,8438 logrando mejorar la movilidad del petróleo en el reservorio.

3.6. Cálculo del petróleo remanente

Mediante el cálculo del POES en la arena T principal podemos calcular el petróleo remanente.

Para el cálculo del petróleo original en sitio necesitaremos los valores de la tabla 1, tabla 4 y tabla 9.

Tabla 19 Cálculo del petróleo remanente.

	Fórmula	Resultados
Petróleo original en sitio	$POES = \frac{7758 \times A \times h \times \emptyset \times S_{oi}}{\beta_o}$	59579594,34 [Bls]
Petróleo producido	$Np = POES \times FR$	14001204,67 [Bls]
Petróleo remanente	$Petr\acute{o}leo\ remanete = POES - Np$	45578389,67 [Bls]

La inyección de CO2 se puede extraer la cantidad de 45578389,67 Bls en la arena T principal.

3.7. Movilidad

Para el cálculo de la movilidad primero debemos calcular la saturación de agua mediante la ecuación 34.

Para el cálculo de movilidad utilizamos la ecuación 35 donde $k_w = 0,65$, $k_o = 0,20$, $\mu_w = 0,28\ cP$ y $\mu_o = 2,18\ cP$.

Tabla 20 Movilidad y saturación de agua del campo de estudio.

	Fórmula	Resultados
Saturación de agua	$1 - S_{w,actual} = \frac{Petr\acute{o}leo\ remanente \times \beta_o}{7758 \times A \times h \times \emptyset}$	0.51 %
Movilidad	$M = \frac{\frac{k_w}{\mu_w}}{\frac{k_o}{\mu_o}} = \frac{k_w \times \mu_o}{k_o \times \mu_w}$	25,3036

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES

- Se seleccionó la arena T principal debido a que cumple las características mínimas según el criterio de Taber para la implementación del proyecto de inyección de CO_2 .
- El factor de miscibilidad obtenido fue 0.74 dando como resultado un desplazamiento parcialmente miscible, esto indica que no va a existir una buena miscibilidad entre el petróleo y CO_2 como consecuencia la inyección de CO_2 no es factible.
- La cantidad de flujo másico de CO_2 que presenta el campo de estudio es de 955719 [lb/día] según el estudio de cromatografía.
- La saturación de agua obtenida es de 0,51% disminuyendo la tensión interfacial.
- Aunque exista una buena cantidad de petróleo remanente en el reservorio 45578389 BIs, la implementación de recuperación mejorada mediante la implementación de un proyecto de inyección de CO_2 técnicamente no es factible, ya que no posee un desplazamiento miscible y la saturación de agua es mayor que la saturación del petróleo.

RECOMENDACIONES

- Es importante aplicar una técnica de recuperación mejorada para aumentar el factor de recobro del reservorio, debido a que la inyección de dióxido de carbono no es factible se recomienda utilizar un método donde se utilice el volumen de agua debido a los altos niveles de saturación el cual es del 0.51%.

BIBLIOGRAFÍA

1. Ettehadtavakkol Amin, Lake Larry, Bryant Steven (2014). Impact of Storage Tax Credit on Economic Viability of CO₂ Storage with EOR SPE-169838-MS.
2. Lake, L y Walsh, M. P (2008) Enhanced Oil Recovery Field Data Literature Research; Universidad de Texas Austin, E. U. A.
3. Paris de Ferrer, Magdalena., (2001), Maracaibo, Venezuela: Ediciones Asto Data S.A. *Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos*
4. Sehbi, BS, Frailey, SM y Lawal, AS (2001, 1 de enero). Análisis de factores que afectan la eficiencia del desplazamiento microscópico en inundaciones de CO₂. Sociedad de Ingenieros Petroleros. Doi: 10.2118 / 70022-MS
5. Lyons, W. y Plisga, B. S., (2005), *Standard Handbook of Petroleum & Natural Gas Engineering (Second edition)*, Gulf Professional Publishing.
6. Villaquirán, A; Rodríguez, A; Muñoz, S (2017). Evaluación de la influencia de los gases de combustión en procesos de inyección continua de vapor utilizando generadores de vapor en fondo.
7. Ahmad Al-Adasani, Baojun Bai (2010) Developments and Updated Screening Criteria of Enhanced Recovery Techniques. SPE 130726, 2010
8. Hinojosa Gonzáles, N. C. (2011) Recuperación Mejorada Microbiana de Hidrocarburos. [Tesis de pregrado]. Universidad Nacional Autónoma de México.
9. Espinosa Aguirre, E. G. (2013) Estudio de la factibilidad para la implementación del sistema de inyección de dióxido de carbono (Co₂), huff and Puff, en campos maduros. [Tesis de pregrado]. Universidad Central del Ecuador
10. Amund Brautaset (2009) In situ fluid dynamics and CO₂ injection in porous rocks Bergen.
11. Menjura Giovanni, Serrano Adriana, Espinosa Diana, Gutiérrez Mary (2014) Propiedades de los fluidos de yacimiento- correlaciones.
12. Castro Castañeda, L. F. (2013) Inyección de CO₂ como método de recuperación mejorada. [Tesis de pregrado]. Universidad Nacional Autónoma de México
13. Yáñez Pineda, O. F. (2017) Análisis de condiciones técnicas para la inyección de CO₂ como método de recuperación mejorada en el campo Indillana bloque 15 del oriente ecuatoriano. [Tesis de pregrado]. Universidad Tecnológica Equinoccial.

14. Ali, SMF y Thomas, S. (1 de julio de 1996). La promesa y los problemas de los métodos mejorados de recuperación de petróleo. Sociedad de Petróleo de Canadá. Doi: 10.2118 / 96-07-07
15. Chávez Quinyana, D. S., & Umaquiza Biscarra, J. F (2017) Determinación analítica del mecanismo de empuje de los reservorios del bloque 15 aplicando balance de materiales. [Tesis de pregrado, Escuela Politécnica Nacional]. Repositorio Digital -EPN
16. Matías Galdea, C. P. (2015) Desarrollo de un software basado en el modelo de koval modificado por claridge para evaluar reservorios candidatos en la recuperación mejorada con inyección de CO₂ miscible. [Tesis de pregrado]. Universidad Estatal Península de Santa Elena.
17. Galindo Morales, M. F. & Suancha Robayo, D. A. (2019) Evaluación técnica y financiera de la inyección de CO₂ como método de recobro mejorado en el segmento-E del campo norne por medio de un modelo semi-analítico. [Tesis de pregrado]. Universidad de América.
18. Martínez R., Suárez I., Zapatero M. A. (2008) Análogos industriales del almacenamiento de CO₂.
19. Ansarizadeh, M., Dodds, K., Gurpinar, O., Kalfa, Ü., Ramakrishnan, T., Sacuta, N., Whittaker, S. (2015) Carbon dioxide-challenges and opportunities, *Oilfield Review*, 27 no. 2, 36-50.
20. Petroamazonas, EP. (2017) Campo Yaquincha Oeste.
21. Petroamazonas, EP. (2017) Campos menores 2017.
22. Standing, MB y Katz, DL (1 de diciembre de 1942). Densidad de gases naturales. Sociedad de Ingenieros Petroleros. Doi: 10.2118 / 942140-G.

ANEXOS

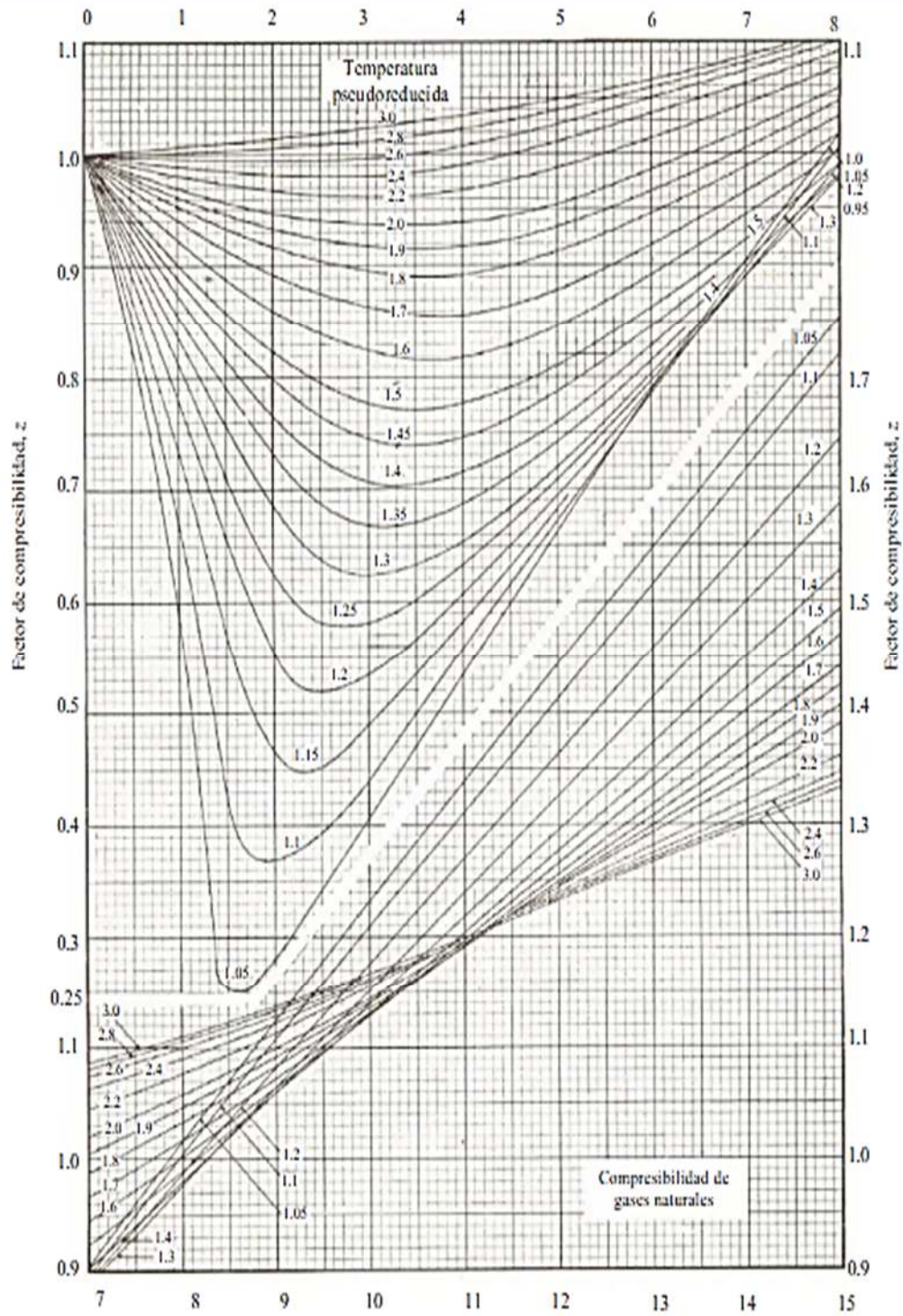
Anexo 1

Note: Numbers in this table do not have accuracies greater than 1 part in 1000. In some cases extra digits have been added to achieve internal consistency or to permit recalculation of experimental values.

Number	Compound	Formula	A. Molar Mass (Molecular Weight)	B. Boiling Point, °F 14.696 psia	Vapor Pressure, psia, 100 °F	C. Freezing Point, °F 14.696 psia(abs)	D. Refractive Index 60 °F	Critical Constants			Number
								Pressure, psia (abs)	Temperature, °F	Volume, ft ³ /lb	
1	Methane	CH ₄	16.042	-258.67	(5000)*	-296.45	1.00041	667.0	-116.66	0.0985	1
2	Ethane	C ₂ H ₆	30.069	-127.48	(800)*	-297.04	1.21241	706.6	89.92	0.0775	2
3	Propane	C ₃ H ₈	44.096	-43.72	188.7	-305.73	1.29506	615.5	205.92	0.0728	3
4	Isobutane	C ₄ H ₁₀	58.122	11.08	72.48	-255.30	1.32469	527.9	274.41	0.0715	4
5	n-Butane	C ₄ H ₁₀	58.122	31.09	51.68	-217.05	1.33593	550.9	305.55	0.0703	5
6	Isopentane	C ₅ H ₁₂	72.149	82.11	20.46	-255.80	1.35626	490.4	369.0	0.0685	6
7	n-Pentane	C ₅ H ₁₂	72.149	96.98	15.76	-201.50	1.35993	488.8	385.8	0.0676	7
8	Neopentane	C ₅ H ₁₂	72.149	49.12	36.70	2.17	1.34167	463.5	321.0	0.0690	8
9	n-Hexane	C ₆ H ₁₄	86.175	155.72	4.961	-139.56	1.37717	436.9	453.8	0.0688	9
10	2-Methylpentane	C ₆ H ₁₄	86.175	140.44	6.773	-244.60	1.37387	436.6	435.8	0.0682	10
11	3-Methylpentane	C ₆ H ₁₄	86.175	145.84	6.103	-261.20	1.37888	452.5	448.3	0.0682	11
12	Neohexane	C ₆ H ₁₄	86.175	121.49	9.865	-147.69	1.37126	446.7	420.0	0.0667	12
13	2,3-Dimethylbutane	C ₆ H ₁₄	86.175	136.34	7.410	-199.35	1.37730	454.0	440.2	0.0665	13
14	n-Heptane	C ₇ H ₁₆	100.202	209.13	1.6203	-131.01	1.38987	396.8	512.9	0.0682	14
15	2-Methylhexane	C ₇ H ₁₆	100.202	194.05	2.273	-180.87	1.38717	396.0	494.5	0.0673	15
16	3-Methylhexane	C ₇ H ₁₆	100.202	197.33	2.130	-	1.39091	407.6	503.7	0.0646	16
17	3-Ethylpentane	C ₇ H ₁₆	100.202	200.25	2.012	-181.44	1.39568	419.2	513.2	0.0665	17
18	2,2-Dimethylpentane	C ₇ H ₁₆	100.202	174.50	3.494	-190.80	1.38447	401.8	477.1	0.0665	18
19	2,4-Dimethylpentane	C ₇ H ₁₆	100.202	176.85	3.294	-182.59	1.38383	397.4	475.8	0.0667	19
20	3,3-Dimethylpentane	C ₇ H ₁₆	100.202	186.87	2.775	-209.99	1.39314	427.9	505.7	0.0662	20
21	Triptane	C ₇ H ₁₆	100.202	177.54	3.376	-12.21	1.39167	427.9	496.3	0.0636	21
22	n-Octane	C ₈ H ₁₈	114.229	258.21	0.5366	-70.17	1.39962	360.7	564.2	0.0673	22
23	Diisobutyl	C ₈ H ₁₈	114.229	228.39	1.102	-132.09	1.39461	361.1	530.3	0.0676	23
24	Isooctane	C ₈ H ₁₈	114.229	210.62	1.709	-161.23	1.39365	372.7	519.4	0.0656	24
25	n-Nonane	C ₉ H ₂₀	128.255	303.40	0.17003	-64.28	1.40747	330.7	610.8	0.0693	25
26	n-Decane	C ₁₀ H ₂₂	142.282	345.40	0.06160	-21.39	1.41386	304.6	652.2	0.0703	26
27	Cyclopentane	C ₅ H ₁₀	70.133	120.61	9.917	-136.96	1.40896	653.8	461.2	0.0594	27
28	Methylcyclopentane	C ₆ H ₁₂	84.159	161.29	4.491	-224.38	1.41210	548.8	499.4	0.0607	28
29	Cyclohexane	C ₆ H ₁₂	84.159	177.40	3.267	44.03	1.42863	590.7	536.6	0.0586	29
30	Methylcyclohexane	C ₇ H ₁₄	98.186	213.69	1.609	-195.81	1.42534	503.4	570.3	0.0600	30
31	Ethene(Ethylene)	C ₂ H ₄	28.053	-154.72	-	-272.50	1.24100	731.0	48.5	0.0746	31
32	Propene(Propylene)	C ₃ H ₆	42.080	-53.85	227.9	-301.47	1.31256	676.6	198.4	0.0717	32
33	1-Butene(Butylene)	C ₄ H ₈	56.106	20.79	62.07	-301.65	1.35056	586.4	296.2	0.0683	33
34	cis-2-Butene	C ₄ H ₈	56.106	38.70	45.93	-218.02	1.36656	615.4	324.4	0.0667	34
35	trans-2-Butene	C ₄ H ₈	56.106	33.59	49.84	-158.03	1.35867	574.9	311.9	0.0679	35
36	Isobutene	C ₄ H ₈	56.106	19.56	63.17	-220.61	1.35390	580.2	292.6	0.0681	36
37	1-Pentene	C ₅ H ₁₀	70.133	85.93	19.12	-265.40	1.37426	509.5	376.9	0.0674	37
38	1,2-Butadiene	C ₄ H ₆	54.090	51.14	37.23	-213.14	-	655.6	354.3	0.0696	38
39	1,3-Butadiene	C ₄ H ₆	54.090	23.85	59.46	-164.05	-	620.3	305.6	0.0654	39
40	Isoprene	C ₅ H ₈	68.117	93.30	16.68	-230.71	1.42498	581.6	402.9	0.0665	40
41	Acetylene	C ₂ H ₂	26.037	-118.87	-	-113.44	-	890.4	95.3	0.0693	41
42	Benzene	C ₆ H ₆	78.112	176.10	3.222	41.96	1.50393	710.4	552.2	0.0531	42
43	Toluene	C ₇ H ₈	92.138	231.10	1.0322	-138.89	1.49946	595.5	605.6	0.0549	43
44	Ethylbenzene	C ₈ H ₁₀	106.165	277.09	0.3705	-138.93	1.49827	523.0	651.3	0.0564	44
45	o-Xylene	C ₈ H ₁₀	106.165	291.96	0.2632	-13.30	1.50767	541.6	674.9	0.0557	45
46	m-Xylene	C ₈ H ₁₀	106.165	282.35	0.3291	-54.12	1.49951	512.9	651.0	0.0567	46
47	p-Xylene	C ₈ H ₁₀	106.165	280.99	0.3422	55.86	1.49810	509.2	649.5	0.0572	47
48	Styrene	C ₈ H ₈	104.149	293.47	0.2467	-23.15	1.54937	587.8	703.0	0.0534	48
49	Isopropylbenzene	C ₉ H ₁₀	120.192	306.27	0.1884	-140.81	1.49372	465.4	676.3	0.0568	49
50	Methyl alcohol	CH ₃ O	32.042	148.17	4.631	-143.79	1.33012	1174	463.1	0.0590	50
51	Ethyl alcohol	C ₂ H ₅ O	46.068	172.91	2.313	-173.29	1.36309	891.7	465.4	0.0581	51
52	Carbon monoxide	CO	28.010	-312.73	-	-337.04	1.00036	506.7	-220.63	0.0527	52
53	Carbon dioxide	CO ₂	44.010	-109.12	-	-69.81	1.00048	1070.0	87.76	0.0343	53
54	Hydrogen sulfide	H ₂ S	34.082	-76.52	395.5	-121.81	1.00060	1306.5	212.81	0.0462	54
55	Sulfur dioxide	SO ₂	64.065	14.04	85.31	-103.81	1.00062	1143	315.48	0.0305	55
56	Ammonia	NH ₃	17.0306	-27.99	212.0	-107.77	1.00036	1644	270.1	0.0712	56
57	Air		28.9586	-317.64	-	-	1.00028	551.9	-220.97	0.0458	57
58	Hydrogen	H ₂	2.0159	-422.97	-	-434.55	1.00013	190.7	-399.9	0.5319	58
59	Oxygen	O ₂	31.9988	-297.332	-	-361.82	1.00027	731.4	-181.43	0.0367	59
60	Nitrogen	N ₂	28.0135	-320.431	-	-346.00	1.00028	492.5	-232.53	0.0511	60
61	Chlorine	Cl ₂	70.9054	-29.25	157.3	-149.73	1.38729	1117	290.93	0.0280	61
62	Water	H ₂ O	18.0153	211.953	0.95051	32.00	1.33342	3200.1	705.10	0.04975	62
63	Helium	He	4.0026	-452.06	-	-455.75	1.00003	33.0	-450.32	0.2300	63
64	Hydrogen chloride	HCl	36.4606	-121.00	921	-173.52	1.00042	1205	124.77	0.0356	64

Fuente: (Manual de la GPSA., 2004)

Anexo 2



Fuente: (Standing & Katz., 1942)