



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**Optimización de proyectos de
explotación de hidrocarburos mediante
el uso de CO₂**

TESIS

Que para obtener el título de
Ingeniero Petrolero

P R E S E N T A

Salvador Nhun Miranda González

DIRECTOR DE TESIS

Ing. Edgar Antonio Meza Pérez



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2017

Agradecimientos.

A mis padres Javier Miranda Hernández y María Josefina González Aguilar, por su apoyo y amor incondicional pero principalmente por mi oportunidad de existir y su ejemplo de superación incansable.

A mis hermanos Brisa – Ha Miranda González y Joel Balam Miranda González, por su comprensión, amor y amistad.

A mi director de tesis Ing. Edgar Antonio Meza Pérez, por sus enseñanzas y apoyo en la elaboración de esta tesis, lo estimo y lo considero un excelente ser humano y un gran amigo.

A mis sinodales Dra. Ana Paulina Gomora Figueroa, Dr. Rafael de los Ángeles Herrera Gómez, Dr. Simón López Ramírez e Ing. Héctor Erick Gallardo Ferrera, por su apoyo y tolerancia en el desarrollo de este trabajo.

A mis amigos de la Facultad, Ing. Alejandro Ortega Hernández, Ing. Amir Abdula Sánchez Cruz, Ing. Jose Alfredo Fuentes Serrano, Ing. Armando Hurtado Arroyo, Ing. Luis Adrián Cortés Mendoza, Ing. Raúl Alejandro Pérez Márquez e Ing. Bruno Antonio Zamora Borbolla, así como al Dr. Carlos Adrián Merelo Arias, por su apoyo y sus consejos no sólo en las aulas, gracias hermanos.

A mis amigos de la oficina en la Procuraduría General de Justicia de la Ciudad de México, porque gracias a su apoyo ha sido posible la culminación de mi carrera y que, aunque no los mencione a todos saben que mis agradecimientos y amistad son sinceros.

A dios, por permitirme conocer a tan maravillosas personas y permitirme cumplir con este objetivo.



**“OPTIMIZACIÓN DE PROYECTOS DE EXPLOTACIÓN DE
HIDROCARBUROS MEDIANTE EL USO DE CO₂”**



Índice.

	Página.
Resumen	1
Abstract	2
Introducción	3
 Capítulo 1. Conceptos generales de la explotación de hidrocarburos	
1.1. Descripción general de exploración	7
1.2. Desarrollo de campos	10
1.3. Recuperación primaria	10
1.4. Recuperación secundaria	18
1.5. Recuperación mejorada	22
1.6. Recuperación integral	39
1.7. Abandono	39
 Capítulo 2. Proyectos de explotación de hidrocarburos	
2.1. Descripción de proyecto	42
2.2. Tipos de proyectos	42
2.3. Metodología Front End Loading	45
2.4. Escenarios	47
2.5. Obtención de recursos	49
2.6. Cambios de monto y alcance	50
 Capítulo 3. Usos del CO₂ en proyectos de explotación	
3.1. Fuentes de CO ₂	54
3.2. Desplazamiento miscible	54
3.3. Procesos de inyección	59
3.4. Criterios de Selección	60
3.5. Aseguramiento de flujo	63
3.6. Casos de estudio	64
 Capítulo 4. Optimización y análisis económico	
4.1. Descripción del concepto de optimización	72
4.2. Captura y almacenamiento de CO ₂	72



**“OPTIMIZACIÓN DE PROYECTOS DE EXPLOTACIÓN DE
HIDROCARBUROS MEDIANTE EL USO DE CO₂”**



4.3. Recuperación mejorada de hidratos de gas	82
4.4. Análisis económico	89
4.5. Impacto ambiental y seguridad industrial	92
Conclusiones	94
Recomendaciones	95
Referencias	96
Apéndice	viii



**“OPTIMIZACIÓN DE PROYECTOS DE EXPLOTACIÓN DE
HIDROCARBUROS MEDIANTE EL USO DE CO₂”**



Listado de figuras.

	Página.
Figura 1.1. Etapas de la explotación petrolera	6
Figura 1.2. Representación gráfica de algunas actividades durante la exploración petrolera (SLB, 2012)	7
Figura 1.3. Etapas de la exploración petrolera	8
Figura 1.4. Principales etapas del proceso exploratorio (Escalera, 2010)	9
Figura 1.5. Curvas de variación de la presión y relación gas – aceite instantánea, para un yacimiento productor por expansión del sistema y por empuje de gas disuelto liberado (Garaicochea, 1984)	13
Figura 1.6. Efecto de la segregación gravitacional en la recuperación total y en la relación gas-aceite instantánea (Garaicochea, 1984)	16
Figura 1.7. Proceso de desplazamiento por inyección de agua (Pérez, 2010)	20
Figura 1.8. Proceso de inyección de agua “Saturación de agua durante la invasión” (Pérez, 2010)	20
Figura 1.9. Mecanismos de recuperación de hidrocarburos	22
Figura 1.10. Representación gráfica de un proceso de recuperación adicional de hidrocarburos (SLB, 2011)	24
Figura 1.11. Combustión in situ húmeda (CNH, 2012)	27
Figura 1.12. Representación gráfica de la inyección de gas con baches de propano y agua (H.K. van Poolen, 1980)	28
Figura 1.13. Representación gráfica de la inyección de gas seco con baches enriquecidos con gases hidrocarburos (H.K. van Poolen, 1980)	29
Figura 1.14. Representación gráfica de la inyección de gas seco con frente de invasión enriquecido de gases hidrocarburos (H.K. van Poolen, 1980)	29
Figura 1.15. Presión mínima de miscibilidad de gases combinados con baches de gases hidrocarburos (H.K. van Poolen, 1980)	30
Figura 1.16. Clasificación de polímeros	31
Figura 1.17. Inyección de polímeros (CNH, 2012)	31
Figura 1.18. Representación gráfica de la formación de micelas y de una molécula anfifílica	32
Figura 1.19. Clasificación de surfactantes	33
Figura 1.20. Inyección de álcalis (CNH, 2012)	37
Figura 1.21. Inyección microbiana (CNH, 2012)	38



**“OPTIMIZACIÓN DE PROYECTOS DE EXPLOTACIÓN DE
HIDROCARBUROS MEDIANTE EL USO DE CO₂”**



Figura 1.22. Actividades de abandono en la explotación petrolera (SLB, 2002) ...	40
Figura 2.1. Clasificación de los proyectos de inversión (Diario Oficial, 2013)	43
Figura 2.2. Metodología front end loading (IMP, 2010)	46
Figura 2.3. Flujo de trabajo para la selección y optimización de los métodos de recuperación mejorada (SLB, 2011)	49
Figura 3.1. Diagrama de fase del CO ₂ (SLB, 2005)	53
Figura 3.2. Densidades del CO ₂ , CH ₄ y N ₂ a condiciones de temperatura de 105 °F (Perry & otros)	55
Figura 3.3. Viscosidades del CO ₂ , CH ₄ y N ₂ a condiciones de temperatura de 105 °F (Perry & otros)	55
Figura 3.4. Correlación de la presión mínima de miscibilidad del CO ₂ vs temperatura del yacimiento propuesta por Yellig & Metcalfe (E.C. Donaldson & otros, 1989) ...	56
Figura 3.5. Correlación de la presión mínima de miscibilidad vs temperatura del yacimiento propuesta por Mungan (Mahendra K. Verma, 2015)	57
Figura 3.6. Presión mínima de miscibilidad del CO ₂ obtenida mediante Prueba de Tubo Delgado (Mahendra K. Verma, 2015)	57
Figura 3.7. Inyección alternada de CO ₂ (CNH, 2012)	59
Figura 3.8. Inyección cíclica del CO ₂ (SLB, 2011)	60
Figura 3.9. Perfil de producción de aceite del Campo Brillante (AIPM, 2015)	66
Figura 3.10. Perfil de presión del Campo Brillante (AIPM, 2015)	67
Figura 3.11. Pronóstico de producción de aceite por inyección de CO ₂ al Campo Brillante (AIPM, 2015)	68
Figura 3.12. Campo Sleipner (SLB, 2005)	70
Figura 4.1. Tecnologías disponibles para la captura y separación del CO ₂ (SENER, 2012)	74
Figura 4.2. Representación gráfica del almacenamiento geológico de CO ₂ (SENER, 2012)	76
Figura 4.3. Hidratos de gas (Reyes, 2011)	83
Figura 4.4. Diagrama de fase de la estabilidad de los hidratos de metano (SLB, 2000)	83
Figura 4.5. Localización de hidratos marinos y terrestres (SLB, 2000)	84
Figura 4.6. Cambio de los componentes de los hidratos de gas durante la prueba (Takeshi Komai, 2003)	86
Figura 4.7. Ubicación del Campo Mallik, Canadá (SLB, 2010)	88



**“OPTIMIZACIÓN DE PROYECTOS DE EXPLOTACIÓN DE
HIDROCARBUROS MEDIANTE EL USO DE CO₂”**



Figura 4.8. Factores de recuperación típicos (PEMEX, 2015)	89
Figura 4.9. Demanda mundial de energía con el tiempo (CNH, 2012)	90
Figura 4.10. Evolución de los proyectos de recuperación mejorada en el mundo (Alvarado y Manrique, 2010)	90
Figura 4.11. Evolución de los proyectos de CO ₂ y los precios del aceite (Alvarado y Manrique, 2010)	91
Figura 4.12. Costos de ejecución de los métodos de recuperación mejorada (SLB, 1992)	91



**“OPTIMIZACIÓN DE PROYECTOS DE EXPLOTACIÓN DE
HIDROCARBUROS MEDIANTE EL USO DE CO₂”**



Listado de tablas.

	Página.
Tabla 1.1. Etapas de la exploración petrolera	9
Tabla 1.2. Características relevantes de los mecanismos de desplazamiento durante la recuperación primaria (CNH, 2012)	17
Tabla 1.3. Características, ventajas y desventajas de la inyección de agua (CNH,2012)	19
Tabla 1.4. Características, ventajas y desventajas de la inyección de gas (CNH,2012)	21
Tabla 1.5. Clasificación de la combustión in situ	26
Tabla 1.6. Clasificación de las espumas de acuerdo a sus funciones	34
Tabla 1.7. Mecanismos de formación e inyección de espumas	35
Tabla 1.8. Procesos durante la inyección de espumas	36
Tabla 2.1. Definición de los proyectos de inversión (Diario Oficial, 2013)	43
Tabla 2.2. Clasificación de las evaluaciones de los programas y proyectos de inversión (Diario Oficial, 2013)	44
Tabla 3.1. Clasificación de los métodos para estimar la presión mínima de miscibilidad (Marín, 2002)	56
Tabla 3.2. Clasificación de los procesos de desplazamiento miscibles (Marín, 2002)	58
Tabla 3.3. Criterios para la selección de los métodos de recuperación mejorada de acuerdo al factor de recuperación incremental (SLB, 2011)	61
Tabla 3.4. Rangos preferentes de viscosidad del aceite @ yacimiento para los métodos de recuperación mejorada (SLB, 1992)	61
Tabla 3.5. Rangos preferentes de permeabilidad para los métodos de recuperación mejorada (SLB, 1992)	62
Tabla 3.6. Limitaciones de profundidad para los métodos de recuperación mejorada (SLB, 1992)	62
Tabla 3.7. Información general del Campo Artesa (AIPM, 2015)	64
Tabla 3.8. Información general del Campo Brillante (AIPM, 2015)	67
Tabla 3.9. Indicadores económicos del Campo Brillante (AIPM, 2015)	68
Tabla 3.10. Información general de la Formación Utsira (SLB, 2005)	69
Tabla 4.1. Descripción de las tecnologías de captura de CO ₂	75



**“OPTIMIZACIÓN DE PROYECTOS DE EXPLOTACIÓN DE
HIDROCARBUROS MEDIANTE EL USO DE CO₂”**



Tabla 4.2. Situación actual del desarrollo tecnológico de los componentes CCS (IPCC, 2005)	77
Tabla 4.3. Escala de costos correspondientes a los componentes de un sistema de captura y almacenamiento de dióxido de carbono (IPCC, 2005)	78
Tabla 4.4. Fases de trabajo en la caracterización del lugar aplicado al almacenamiento geológico	79
Tabla A.1. Clasificación de las estimulaciones	x
Tabla A.2. Clasificación de los sistemas artificiales de producción	xv
Tabla B.1. Sistema internacional de unidades (Larry W. Lake, 2010)	xvii
Tabla B.2. Unidades derivadas del sistema internacional de unidades (Larry W. Lake, 2010)	xvii
Tabla B.3. Factores de conversión de unidades (Larry W. Lake, 2010)	xvii
Tabla B.4. Prefijos del sistema internacional de unidades (Larry W. Lake, 2010)	xviii



“OPTIMIZACIÓN DE PROYECTOS DE EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS MEDIANTE EL USO DE CO₂”



Resumen.

En la actualidad, la situación energética mundial es el resultado de la combinación de diversas tendencias económicas, políticas, tecnológicas, sociales y ambientales.

La alta dependencia que el mundo tiene de los hidrocarburos, la inestabilidad que caracteriza al mercado internacional y las fluctuaciones de los precios de estos recursos y sus derivados, así como la generación de gases de efecto invernadero a partir del uso de combustibles fósiles han llevado a que se investiguen energías alternativas, aunque hasta ahora no se ha logrado una opción que realmente los sustituya.

Por tal razón, la importancia de los hidrocarburos no ha dejado de crecer desde sus primeras aplicaciones industriales siendo responsables de conflictos bélicos en algunas partes del mundo, su gama casi infinita de productos derivados les convierte en uno de los factores más importantes del desarrollo económico y social.

Al día de hoy, se han creado diversas tecnologías, procesos o mecanismos conocidos como la recuperación mejorada, cuya aplicación puede ayudar a recuperar un mayor volumen de hidrocarburos, lo cual resulta conveniente para la industria petrolera de acuerdo con las tasas de recuperación y producción actuales.

De acuerdo con lo anterior, en esta investigación se muestra a la inyección de CO₂ como una excelente opción para incrementar la recuperación de hidrocarburos de yacimientos con características diversas y disminuir las emisiones del mismo a la atmósfera.

Los criterios de selección utilizados y la experiencia obtenida en el desarrollo de estos proyectos indican que este método es una de las mejores opciones para continuar explotando campos maduros e inclusive para recuperar hidrocarburos de yacimientos no convencionales.

La optimización de proyectos de explotación de hidrocarburos mediante el uso de CO₂, involucra un amplio conocimiento de ingeniería, no solo de yacimientos, sino de otras especialidades, por lo que es necesario desarrollar una logística del proyecto que considere hasta el más mínimo detalle.

La aplicación de nuevas tecnologías en conjunto con una metodología detallada, ayudará a obtener una recuperación integral de hidrocarburos en el desarrollo de estos proyectos.



“OPTIMIZACIÓN DE PROYECTOS DE EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS MEDIANTE EL USO DE CO₂”



Abstract.

Nowadays the global energy situation is the result of a combination economic, political, technological, social and environmental aspects.

The high dependence that the world has on hydrocarbons, the generation of greenhouse gases from the use of fossil fuels, the instability that characterizes the international market and the price fluctuations of these resources have allowed to investigate alternative energy sources, but so far there is not a good option to replace fossil fuels.

Hydrocarbons importance has grown steadily since its first industrial applications and has been responsible for armed conflicts in some parts of the world, the enormous range of derivatives makes hydrocarbons one of the most important factors of economic and social development.

To date, various technologies, processes or mechanisms have been created known as Enhanced Oil Recovery, the application of such technologies can help to recover a greater volume of hydrocarbons, which it is convenient for the oil industry under the current recovery rates and production.

According the above, this research shows the CO₂ flooding as an excellent method for increasing recovery of hydrocarbons and reduce the emissions to the atmosphere.

The selection criteria used and the experience obtained in the development of these projects indicate that this method is one of the best options to continue exploiting mature fields and even to recover hydrocarbons from non-conventional fields.

Optimizing hydrocarbon exploitation projects applying this method involves a broad knowledge of engineering not only of reservoirs also in other specialties, so it is necessary to develop a logistics of project to consider even the smallest detail.

The application of new technologies together with a detailed methodology will help to obtain an integral recovery of hydrocarbons in the development of these projects.



“OPTIMIZACIÓN DE PROYECTOS DE EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS MEDIANTE EL USO DE CO₂”



Introducción.

Los hidrocarburos son la fuente de energía más importante de la sociedad actual; pensar en qué pasaría si se acabaran repentinamente, hace llegar a la conclusión de que se trataría de una verdadera catástrofe, ya que industrias como la automotriz, aeronáutica, farmacéutica, textil y militar entre otras más, se verían obligadas a realizar grandes cambios para su correcto funcionamiento.

Hoy en día, el agotamiento de las reservas de hidrocarburos constituye un grave problema, pues al ritmo de consumo actual se terminarían en cuestión de algunos años, es por eso que las naciones cuya mayor actividad comercial es la extracción y exportación de hidrocarburos, deben invertir tanto en actividades de explotación como de exploración para que puedan contar con más reservas y sigan obteniendo ingresos de la venta de ellos para su desarrollo.

México, al igual que muchos otros países con abundantes recursos naturales, sustenta en gran medida su desarrollo económico y social en su riqueza energética; sin embargo, el sector petrolero nacional enfrenta retos considerables que es menester atender de forma urgente.

Aunque muchas personas opinan que ha llegado el fin de la era del petróleo de fácil acceso, es necesario aclarar que las actividades relacionadas con la industria petrolera nunca han sido una tarea fácil o sencilla, siempre se ha requerido de un gran esfuerzo; sin embargo, es de admitirse que la explotación de yacimientos en aguas profundas y de yacimientos no convencionales requiere una mayor inversión, investigación y el desarrollo de nuevas tecnologías.

En la industria petrolera se ha comprobado que la inyección de CO₂ es un método de recuperación mejorada bastante útil ya que se puede obtener una mayor recuperación de hidrocarburos después de la recuperación primaria y en comparación con otros métodos, más aún si todas las actividades de los proyectos que incorporan este método se ven optimizadas.

En la recuperación mejorada de hidrocarburos, cada uno de los métodos depende de las características propias del yacimiento al que se va aplicar, como: formación productora (litología, porosidad, permeabilidad, mojabilidad, entre otras), tipo de fluidos, presión del yacimiento y la profundidad de la formación productora principalmente, estableciéndose criterios de selección para su aplicación.

Derivado de la disminución de las reservas, el incremento de la demanda energética y la preocupación por la emisión de gases de efecto invernadero, el objetivo de esta investigación es proponer el uso de CO₂ de manera optimizada para incrementar la recuperación de hidrocarburos y disminuir su emisión a la atmósfera, resaltando su importancia en la industria petrolera.



“OPTIMIZACIÓN DE PROYECTOS DE EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS MEDIANTE EL USO DE CO₂”



El uso adecuado de CO₂ no sólo aplica para la recuperación de hidrocarburos en nuevos yacimientos sino también para campos maduros e incluso de acuerdo con estudios recientes también podría ser factible en yacimientos no convencionales y en aguas profundas adicionando reservas, por lo que es necesario conocer cada una de las actividades que implica la realización de estos proyectos para llevarlos a cabo y así explotarlos de la mejor manera.

La optimización de proyectos de explotación de hidrocarburos mediante el uso de CO₂ deberá incorporar el uso de metodologías detalladas que obedezcan criterios de selección y cuiden aspectos de seguridad industrial y protección ambiental, además del desarrollo de nuevas tecnologías en captura y almacenamiento de CO₂, aseguramiento de flujo, mejora de instalaciones, entre otros, para obtener de esta manera una recuperación integral de hidrocarburos.

Al final de esta investigación se encontrarán algunas recomendaciones con la finalidad de continuar con distintas líneas de investigación relacionadas.



CAPÍTULO 1.

CONCEPTOS GENERALES DE LA EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS.



Capítulo 1.

1. Conceptos generales de la explotación de hidrocarburos.

En la industria petrolera las actividades de exploración y explotación abarcan diversas especialidades y disciplinas de la Ingeniería. Durante el desarrollo de los proyectos mientras más información se necesite, se requerirá aportar una mayor inversión; sin embargo, el beneficio es la disminución de incertidumbre y riesgos del proyecto.

Con base en los trabajos de exploración se inician las actividades de explotación, algunas de las actividades durante la realización de los proyectos petroleros son:

- Localización del yacimiento.
- Construcción de caminos.
- Diseño de infraestructura.
- Instalación de pozos.
- Pruebas piloto.
- Estimulaciones.
- Transporte, entre otras más.

Lo anterior, con el fin de conducir la producción hasta las refinerías o centrales procesadoras de gas y posteriormente al punto de venta cumpliendo con los estándares de calidad. Las actividades de explotación se dividen en las siguientes etapas, ver **Figura 1.1**.

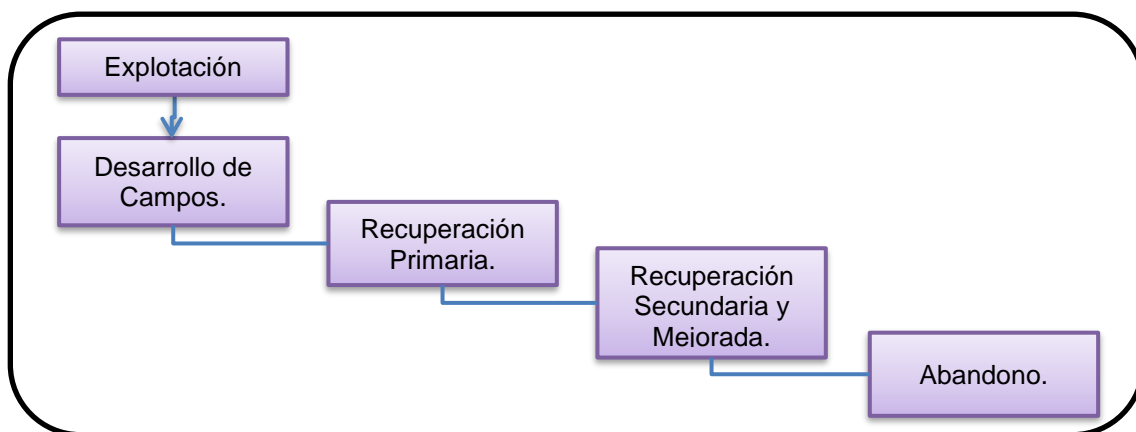


Figura 1.1. Etapas de la explotación petrolera.



1.1. Descripción general de exploración.

En la industria petrolera, la generación de valor inicia con las actividades de exploración donde los principales productos son la cuantificación de los recursos prospectivos petroleros del país, así como la incorporación de reservas.

El principal entregable de las actividades de exploración es la obtención de información para la toma de decisiones, por lo que requiere de información geológica y geofísica, así como de estudios de laboratorio principalmente para el modelado e interpretación del yacimiento. En la **Figura 1.2**, se representan algunas actividades necesarias durante la exploración petrolera.

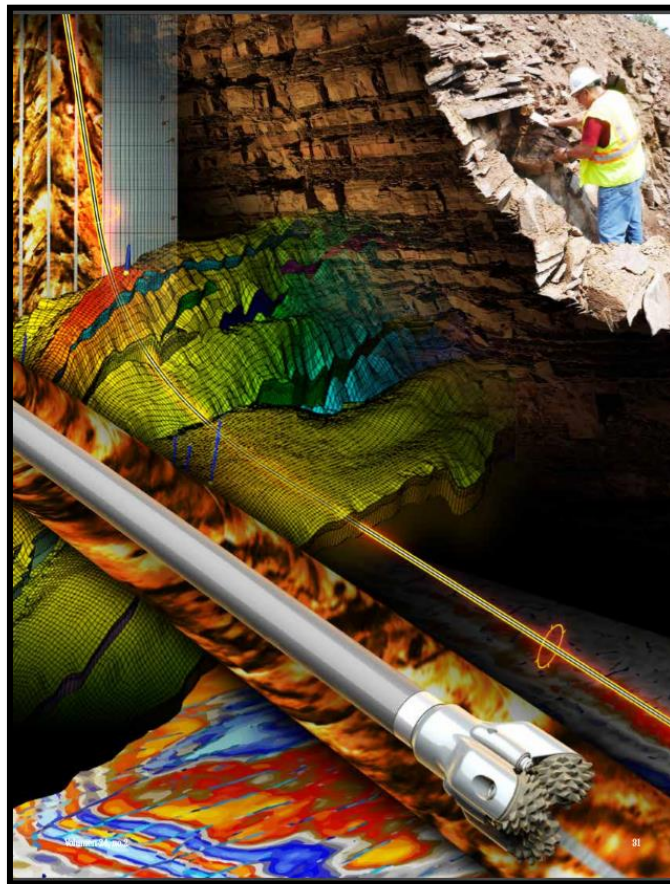


Figura 1.2. Representación de algunas actividades durante la exploración petrolera (SLB, 2012).

Una vez que se cuenta con la información necesaria, se pueden simular diferentes escenarios de explotación, de esta manera se puede elegir el mejor escenario y posteriormente explotar de la mejor manera al yacimiento.



“OPTIMIZACIÓN DE PROYECTOS DE EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS MEDIANTE EL USO DE CO₂”



Para optimizar el resultado de la exploración es necesario contar con iniciativas estratégicas como lineamientos para la integración, ejecución y abandono de proyectos exploratorios, así como para intensificar la actividad exploratoria y fortalecer la cartera de oportunidades exploratorias.

En la integración y ejecución de los proyectos exploratorios se deben proponer aspectos a seguir, con el fin de enfocar las inversiones, dar certeza a la ejecución de los proyectos y alcanzar las metas propuestas, así como diferir o eventualmente abandonar la exploración de áreas poco prospectivas o donde la tecnología no permite obtener resultados rentables.

En cuanto a intensificar la actividad exploratoria y fortalecer la cartera de oportunidades exploratorias, la manera más eficiente de fortalecer el portafolio exploratorio es incrementando el número de oportunidades a través de la obtención de información, así como mediante la optimización de herramientas y metodologías de evaluación que permitan darle mayor certidumbre. Los elementos básicos de riesgo y volumetría son los aspectos que controlan la calidad y magnitud del portafolio de oportunidades exploratorias.

Además de los estudios regionales, la inversión en adquisición y procesado de datos sísmicos aplicando tecnología de vanguardia de manera selectiva es clave para mejorar la imagen del subsuelo y reducir la incertidumbre en la definición de la trampa así como de la presencia y distribución de la roca almacén, por lo que la integración de estos trabajos es vital para darle consistencia a las estimaciones de riesgo geológico y evaluaciones volumétricas de la cartera de oportunidades y localizaciones exploratorias.

De acuerdo con las actividades, la exploración petrolera se divide en las siguientes etapas, ver **Figura 1.3.**

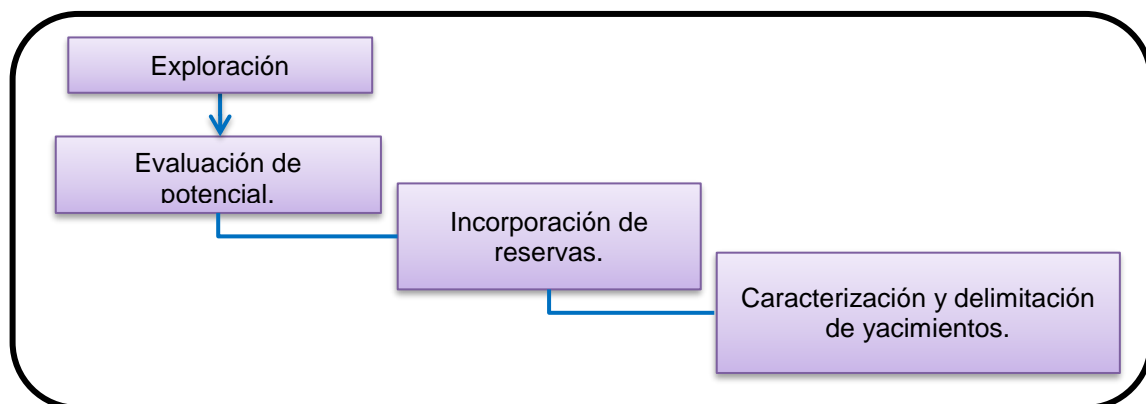


Figura 1.3. Etapas de la exploración petrolera.



“OPTIMIZACIÓN DE PROYECTOS DE EXPLOTACIÓN DE
HIDROCARBUROS MEDIANTE EL USO DE CO₂”



Estas tres etapas, en términos de ejecución de un proyecto exploratorio pueden tomar varios años, dependiendo del grado de complejidad geológica y técnica del objetivo petrolero, así como de los niveles de inversión programados, ver **Figura 1.4**.

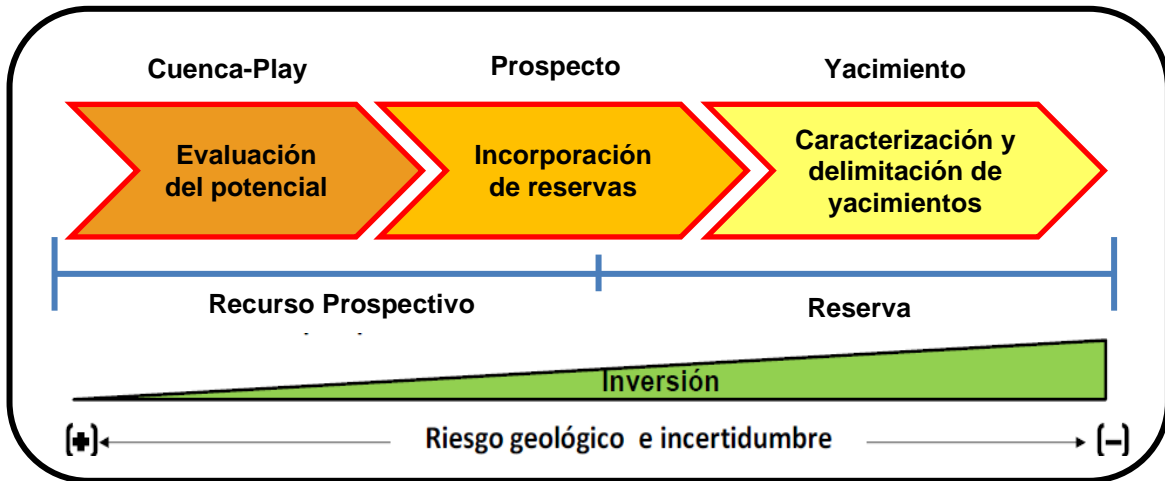


Figura 1.4. Principales etapas del proceso exploratorio (Escalera, 2010).

Se puede observar en la **Tabla 1.1**, una descripción breve de cada una de las etapas de la exploración petrolera donde se mencionan algunas de las actividades que estas conllevan.

Tabla 1.1. Etapas de la exploración petrolera.

Evaluación del potencial.	<p>Las actividades durante esta etapa se enfocan principalmente a definir las características de las rocas y su evolución en tiempo y espacio, con el objetivo de identificar, mapear y jerarquizar las áreas donde existan mayores probabilidades de encontrar acumulaciones comerciales de hidrocarburos por lo que se realizan trabajos de geología superficial, geoquímica, gravimetría, magnetometría, sísmica entre otros.</p> <p>Estos estudios se analizan e integran de manera multidisciplinaria con los cuales se postula la presencia de sistemas petroleros, plays hipotéticos y estiman el potencial petrolero para cada uno de ellos.</p> <p>En las áreas de mayor prospección se proponen localizaciones exploratorias con el fin de evaluar los elementos del sistema petrolero y comprobar el potencial.</p>
----------------------------------	--



“OPTIMIZACIÓN DE PROYECTOS DE EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS MEDIANTE EL USO DE CO₂”



Incorporación de reservas.	Una vez comprobada la existencia de acumulaciones comerciales de hidrocarburos en un área, se comienza con las actividades de esta etapa, con el objetivo de descubrir la reserva de hidrocarburos a partir de la identificación, jerarquización y perforación de oportunidades exploratorias que son detectadas por los geocientíficos con el apoyo de modelos geológicos construidos con la información de pozos perforados e información sísmica.
Caracterización y delimitación de yacimientos.	Su objetivo es dar certeza al volumen de las reservas descubiertas a partir de un mejor entendimiento de los yacimientos, lo cual permite conceptualizar con mayor grado de confianza su desarrollo y explotación futura.

De esta manera, el proceso de exploración liga insumos y entregables en cada una de sus etapas, reduciendo la incertidumbre a medida que las inversiones se incrementan conforme avanza el proyecto.

1.2. Desarrollo de campos.

Es la fase de las operaciones petroleras que tiene lugar luego del éxito de las actividades de exploración y antes de la producción a gran escala.

Durante una fase de evaluación la ingeniería de yacimientos juega un papel muy importante, el yacimiento de aceite o gas recién descubierto se evalúa y se crea un plan para explotarlo en forma completa y eficiente.

El desarrollo del campo está constituido fundamentalmente por las actividades de perforación, cementación, terminación de pozos, así como de la construcción de instalaciones para la recolección, tratamiento, medición, transporte y almacenamiento de fluidos; concluidas las actividades de perforación y terminación de pozos, se puede considerar la instalación de un sistema artificial de producción.

De acuerdo con lo anterior, el desarrollo de campos está ligado a la ingeniería económica pues se deben considerar riesgos financieros y comparar distintos escenarios de inversión factibles. Para ello se hace uso de indicadores como la tasa interna de retorno, la utilidad y el valor presente neto, entre otros más.

1.3. Recuperación primaria.

Posterior al desarrollo de campos, es importante saber que durante la explotación del yacimiento existen distintas etapas de recuperación de hidrocarburos.



“OPTIMIZACIÓN DE PROYECTOS DE EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS MEDIANTE EL USO DE CO₂”



La recuperación primaria es cuando al iniciar la producción, la presión de los fluidos en el interior del yacimiento es suficiente para forzar la salida natural de los mismos a través del pozo.

En general, el término se refiere a la producción de hidrocarburos del yacimiento sin el uso de cualquier proceso que estimule al yacimiento, el cual produce a través de energía natural, es decir mediante mecanismos de desplazamiento. Durante este período, los hidrocarburos se desplazan del yacimiento hacia los pozos productores presentándose una caída de presión y una declinación en la producción día a día.

Para un mejor entendimiento del comportamiento del yacimiento y predicción del mismo, es necesario conocer cada uno de los mecanismos de desplazamiento que controlan el comportamiento de los fluidos dentro del yacimiento.

Para que la energía natural se convierta en un mecanismo eficiente de recuperación, se requiere cuidar apropiadamente las diferentes presiones que se tiene en el fondo del yacimiento y cerca del pozo, a fin de mantener la fuerza de empuje natural del yacimiento, administrar con precisión la cantidad y velocidad de la producción, estabilizar y no alterar demasiado los fluidos dentro del yacimiento y controlar los contactos entre fluidos, entre otros factores, con el fin de tener información precisa de la evolución del yacimiento y la declinación de la producción.

Durante la vida productiva del yacimiento, el gradiente de presión obliga a los hidrocarburos a fluir hacia los pozos; sin embargo, ese movimiento se verifica solamente si otro material ocupa el espacio vacío o desocupado por los fluidos del yacimiento y mantiene en dicho espacio la presión requerida para continuar el desplazamiento de los fluidos.

Los mecanismos de desplazamiento que actúan en la recuperación primaria se clasifican de la siguiente manera.

1. Expansión del sistema roca-fluidos.
2. Empuje por gas disuelto liberado (gas en solución).
3. Empuje por capa o casquete de gas (expansión del casquete de gas).
4. Empuje por agua.
5. Desplazamiento por segregación gravitacional.
6. Empujes combinados.

A continuación, se detallan cada uno de los mecanismos de desplazamiento.



1. Expansión del sistema roca-fluidos.

Este proceso de desplazamiento ocurre en los yacimientos hasta que se alcanza la presión de saturación (P_b). La expulsión del aceite se debe a la expansión del sistema roca - fluidos; el aceite, el agua congénita y la roca se expanden, desalojando hacia los pozos productores el aceite contenido en el yacimiento.

Dada la baja compresibilidad del sistema roca-fluidos, el ritmo de declinación de la presión con respecto a la extracción es muy pronunciado.

La relación gas-aceite producida permanece constante durante esta etapa de explotación e igual a la relación de solubilidad inicial (R_{si}).

La saturación de aceite prácticamente no varía; la porosidad y la permeabilidad absoluta disminuyen ligeramente, así como la viscosidad del aceite. El factor de volumen del aceite (B_o) aumenta también de forma muy ligera.

2. Empuje por gas disuelto liberado.

Una vez iniciada la liberación del gas disuelto en el aceite, el mecanismo de desplazamiento del aceite se deberá, primordialmente, al empuje de gas disuelto liberado, ya que, si bien es cierto que tanto el agua intersticial y la roca continuarán expandiéndose, su efecto resulta despreciable, puesto que la compresibilidad del gas es mucho mayor que la de los otros componentes de la formación.

El gas liberado no fluye inicialmente hacia los pozos, sino que se acumula en forma de pequeñas burbujas aisladas, las cuales, por motivo de la declinación de la presión, llegan a formar posteriormente una fase continua que permitirá el flujo de gas hacia los pozos.

La saturación de gas mínima para que ocurra flujo del mismo se denomina saturación de gas crítica, durante esta etapa en la que la saturación de gas es menor que la crítica, la relación gas-aceite producida disminuye ligeramente, ya que el gas disuelto en el aceite que se libera queda atrapado en el yacimiento.

El gas liberado llena totalmente el espacio desocupado por el aceite producido, la saturación de aceite disminuirá constantemente a causa de su producción y encogimiento por la liberación del gas disuelto; por lo tanto, mientras que la permeabilidad efectiva al aceite disminuye continuamente, la permeabilidad efectiva al gas aumentará.



El gas fluiría más fácilmente que el aceite, debido a que es más ligero, menos viscoso y a que en su trayectoria se desplaza por la parte central de los poros.

En la **Figura 1.5**, se observan las curvas de presión y la relación de solubilidad vs la recuperación de hidrocarburos correspondientes al mecanismo de desplazamiento de empuje por gas disuelto liberado.

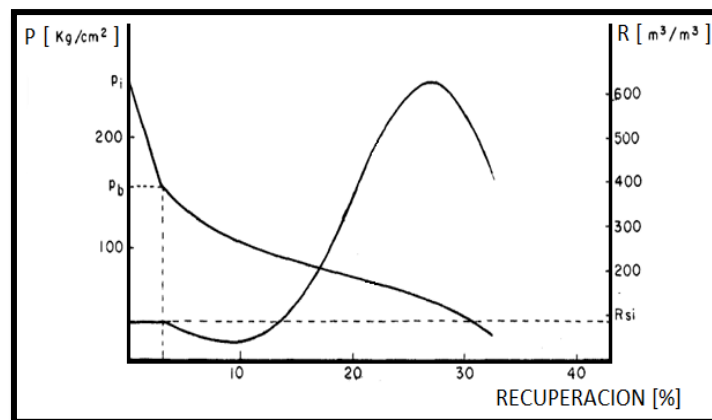


Figura 1.5. Curvas de variación de la presión y relación gas-aceite instantánea para un yacimiento productor por expansión del sistema y por empuje de gas disuelto liberado (Garaicochea, 1984).

3. Empuje por capa o casquete de gas.

El empuje por capa de gas consiste en una invasión progresiva de la zona de aceite por gas, acompañada por un desplazamiento direccional del aceite fuera de la zona de gas libre y hacia los pozos productores.

Los requerimientos básicos son:

- I. Que la parte superior del yacimiento contenga una alta saturación de gas.
- II. Que exista un continuo crecimiento o agrandamiento de la zona ocupada por el casquete de gas.

La zona de gas libre requerida puede presentarse de 3 maneras:

- a) Existir inicialmente en el yacimiento como casquete.
- b) Bajo ciertas condiciones, puede formarse por la acumulación de gas liberado por el aceite al abatirse la presión del yacimiento, a consecuencia de la segregación gravitacional.
- c) La capa de gas puede crearse artificialmente por inyección de gas en la parte superior del yacimiento, sí existen condiciones favorables para su segregación.



“OPTIMIZACIÓN DE PROYECTOS DE EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS MEDIANTE EL USO DE CO₂”



Si la presión del yacimiento se mantiene en su valor original, el gas inyectado no tiene acceso a la zona de aceite, excepto atrás o en el frente de avance del gas libre y por lo tanto la parte inferior de la estructura conserva sus condiciones originales de saturación de aceite, hasta que se invade por el gas inyectado.

La ventaja de este mecanismo consiste en la producción de aceite de la sección del yacimiento que no contiene gas libre, reteniéndose el gas libre que se utiliza para desplazar el aceite en la parte superior del yacimiento. El empuje por capa de gas tendrá lugar en virtud de la expansión del gas del casquete debido a la declinación de la presión.

Si el volumen de gas libre inicialmente presente en el yacimiento es grande comparado con el volumen total original de aceite y si no se produce gas libre durante la explotación, la declinación de presión requerida para la invasión total de la zona de aceite por el casquete de gas será ligera y el comportamiento del yacimiento se aproximará al obtenido con inyección de gas.

Por otra parte, si el volumen de la capa de gas es relativamente pequeño, la presión del yacimiento declinará a mayor ritmo, permitiendo la liberación del gas disuelto.

Si el gas libre forma una fase continua, su exclusión de los pozos productores será imposible y el mecanismo de desplazamiento se aproximará al de empuje por gas disuelto.

4. Empuje por agua.

El desplazamiento debido a la saturación del medio por agua, es en muchos sentidos similar al del casquete de gas, el desplazamiento de los hidrocarburos tiene lugar en este caso atrás y en la interfase agua-aceite.

En este proceso el agua invade y desplaza al aceite progresivamente desde las fronteras exteriores del yacimiento hacia los pozos productores, si la magnitud del empuje hidráulico es lo suficientemente fuerte para mantener la presión del yacimiento o permitir sólo un ligero abatimiento de ella, entonces el aceite será recuperado por desplazamiento con agua puesto que no habrá liberación de gas en solución o dicha liberación será pequeña, asimismo el desplazamiento que ocasione.

Los requerimientos básicos para este proceso son:

- En primer lugar, una fuente adecuada que suministre agua en forma accesible al yacimiento.
- En segundo término, una presión diferencial entre la zona de aceite y la zona de agua (acuífero), que induzca y mantenga la invasión.



“OPTIMIZACIÓN DE PROYECTOS DE EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS MEDIANTE EL USO DE CO₂”



El empuje hidráulico puede ser natural o artificial, para que se presente en forma natural debe existir junto a la zona productora un gran volumen de agua.

Generalmente la invasión de agua tiene lugar por la expansión de la roca y el agua en el acuífero como resultado de la declinación de presión. Debido a que las compresibilidades de la roca y del agua son muy pequeñas, un empuje hidráulico regular requerirá de un acuífero extenso y grande, mucho mayor al volumen de los otros fluidos; tan pronto como el agua invade una sección de la zona de aceite y desplaza algo de él, la saturación de agua aumenta, la formación adquiere e incrementa su permeabilidad efectiva al agua y ésta tiende a fluir junto con el aceite.

Como agente desplazante, el agua tiene una ventaja sobre el gas, ya que, debido a su menor movilidad, un volumen dado de agua introducido en el espacio poroso desalojará más aceite que el mismo volumen de gas y se acumulará también en mayor grado, mostrando menos tendencia que el gas a fluir a través del aceite; sin embargo, para el caso de aceites pesados se complica el desplazamiento de estos por agua debido a que poseen una viscosidad mucho mayor.

Después de que la interfase o contacto agua-aceite alcanza un pozo, su producción de agua aumenta progresivamente; el proceso se termina al abandonar el yacimiento cuando se invaden los pozos y su producción disminuye a un nivel tal que la recuperación deja de ser costeable (Garaicochea, 1984).

En la mayoría de los yacimientos agotados por empuje de agua, la presión del yacimiento se conserva a un nivel relativamente alto cuando se abandona su explotación.

La relación gas - aceite producida en yacimientos con empuje hidráulico efectivo no sufre cambios substanciales, debido a que al mantenerse alta la presión, se evita la liberación del gas disuelto y su disipación en la producción, si los gastos son altos, el depresionamiento propiciará la liberación de gas y el desplazamiento con agua se efectuará en presencia de una fase gaseosa.

Algunas de las características de los yacimientos con entrada de agua son las siguientes:

- Presión relativamente constante.
- Factor de recuperación considerable.
- Se debe controlar el ritmo de producción para una óptima recuperación.



5. Desplazamiento por segregación gravitacional.

La segregación gravitacional o drene por gravedad es la tendencia del aceite, gas y agua a distribuirse en el yacimiento de acuerdo a sus densidades, puede clasificarse como un mecanismo de empuje; sin embargo, se considera más bien como una modificación de los demás.

Los yacimientos presentan condiciones propicias a la segregación de sus fluidos cuando poseen espesores considerables o alto relieve estructural, alta permeabilidad y cuando los gradientes de presión aplicados, no gobiernan totalmente el movimiento de los fluidos.

La **Figura 1.6**, permite analizar, en forma cualitativa, las trayectorias de las burbujas de gas liberado en un yacimiento, así como las fuerzas que actúan sobre las mismas.

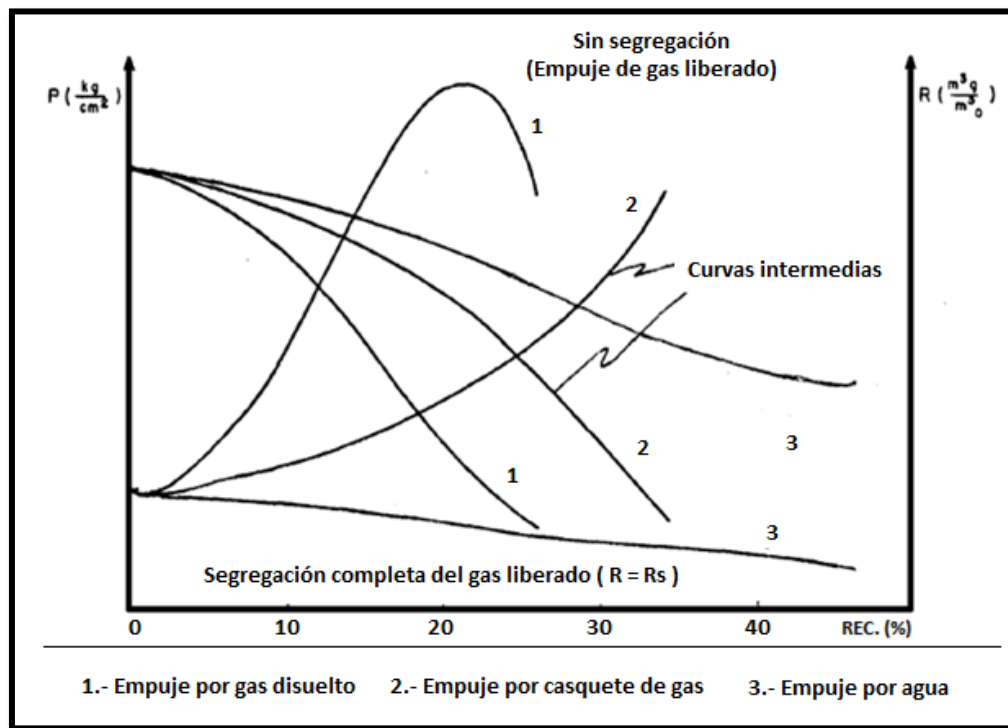


Figura 1.6. Efecto de la segregación gravitacional en la recuperación total y en la relación gas-aceite instantánea (Garaicochea, 1984).

El gradiente de presión es menor entre mayor es la distancia al pozo productor, es importante mencionar que existen también fuerzas viscosas las cuales se oponen al movimiento del elemento gaseoso considerado.



“OPTIMIZACIÓN DE PROYECTOS DE EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS MEDIANTE EL USO DE CO₂”



6. Empujes combinados.

La mayoría de los yacimientos quedan sometidos durante su explotación a más de uno de los mecanismos de desplazamiento explicados; por ejemplo, un yacimiento grande puede comportarse inicialmente como productor por empuje de gas disuelto, después de un corto periodo de producción, la capa de gas asociado actúa efectivamente y contribuye substancialmente a desplazar aceite.

Posteriormente después de una extensa extracción, la presión del yacimiento caerá lo suficiente como para establecer la entrada de agua del acuífero, de modo que el empuje por agua se presentará como parte importante del mecanismo de desplazamiento.

A continuación, se muestra un resumen de las características relevantes de cada uno de los mecanismos en la recuperación primaria, ver **Tabla 1.2**.

Tabla 1.2. Características relevantes de los mecanismos de desplazamiento durante la recuperación primaria (CNH, 2012).

Mecanismo	Presión del yacimiento	Relación Gas-Aceite (RGA)	Producción de agua	Eficiencia
Expansión roca-fluidos	Declina rápido y continuamente $P_i > P_b$	Permanece baja y constante	Ninguna (excepto en yacimientos con alta S_{wi})	1-10% Promedio: 3%
Empuje por gas disuelto	Declina rápido y continuamente	Primero baja, luego sube a un máximo y cae nuevamente.	Ninguna (excepto en yacimientos con alta S_{wi})	5-35% Promedio: 20%
Empuje por casquete de gas	Declina lento y continuamente	Aumenta continuamente en pozos terminados en zonas estructurales altas	Ausente o insignificante	20-40% Promedio: 25%
Empuje por agua	Permanece alta y es sensible a la producción de aceite, gas y agua.	Permanece baja si la presión permanece alta	Aumenta apreciablemente y los pozos terminados en zonas estructuralmente bajas producen agua muy temprano	35-80% Promedio: 50%
Segregación gravitacional	Declina rápido y continuamente	Permanece baja en pozos terminados en zonas estructurales altas	Ausente o insignificante	40-80% Promedio: 60%



1.4. Recuperación secundaria.

Los métodos de recuperación secundaria consisten en inyectar dentro del yacimiento algún fluido para mantener el gradiente de presión.

Estos fluidos son inyectados mediante pozos inyectoros a través de diferentes arreglos, desplazando de esta manera a los fluidos remanentes del yacimiento hacia los pozos productores a través del medio poroso.

Los métodos de recuperación secundaria más comunes son:

- **Inyección de agua.**
- **Inyección de gas.**

Al aplicar algún método de recuperación secundaria se pretende obtener una mayor recuperación de hidrocarburos del yacimiento que no fluyeron por energía propia a la superficie; sin embargo, no siempre se logrará que el pozo productor se convierta en fluyente, en ocasiones se requiere de una recuperación terciaria o mejorada, así como del apoyo de un sistema artificial de producción y el diseño e instalación de pozos horizontales y/o multilaterales.

A principios del siglo pasado se inició en la industria la inyección de agua y gas a los yacimientos, prácticamente de forma empírica; sin embargo, rápidamente se desarrollaron modelos matemáticos y posteriormente complejos modelos numéricos, así como distintos métodos para entender lo que ocurría en los yacimientos, por ejemplo, algunos métodos para el caso de sistemas lineales y homogéneos, yacimientos estratificados y sistemas de arreglos irregulares de pozos, entre otros.

Adicionalmente, se efectuaron estudios utilizando núcleos en el laboratorio para conocer el desplazamiento de aceite por agua y gas, los cuáles permitieron entender los principios físicos involucrados en estos procesos.

- **Inyección de agua.**

La inyección de agua es un método de recuperación secundaria con el cuál se espera aumentar la recuperación de hidrocarburos del yacimiento desplazando el aceite hacia los pozos productores.

Este método utiliza tres fuentes distintas de abastecimiento: el agua congénita producida del mismo yacimiento, agua dulce producida de acuíferos cercanos a los yacimientos donde se va inyectar y agua



**“OPTIMIZACIÓN DE PROYECTOS DE EXPLOTACIÓN DE
HIDROCARBUROS MEDIANTE EL USO DE CO₂”**



de mar tratada químicamente para evitar incompatibilidad con la formación productora de los yacimientos en los que se inyectará.

A continuación, se muestran brevemente las características, ventajas y desventajas de la inyección de agua, ver **Tabla 1.3**.

Tabla 1.3. Características, ventajas y desventajas de la inyección de agua (CNH,2012).

Tipo de Inyección	Características	Ventajas	Desventajas
Periférica (externa)	1.- La inyección es en el acuífero o cerca del contacto agua-aceite.	1.-No requiere de la perforación de muchos pozos. 2.-No requiere una descripción muy detallada del yacimiento, la estructura del mismo favorece la inyección. 3.-Recuperación alta de aceite con poca producción de agua. 4.-Reducción de costos por el manejo de agua.	1.-No toda el agua inyectada desplaza al hidrocarburo. 2.-Es complicado lograr un seguimiento detallado del frente de invasión. 3.-Puede fallar por mala comunicación entre la periferia y el centro del yacimiento. 4.-La recuperación después de la invasión es a largo plazo.
Dispersa o en arreglos (interna)	1.-El agua se inyecta dentro de la zona de aceite. 2.-Se emplea en yacimientos con poco buzamiento y una gran superficie. 3.-A fin de obtener un barrido uniforme, los pozos inyectoros se distribuyen entre pozos productores.	1.-Produce una invasión más rápida en yacimientos con bajos buzamientos y bajas permeabilidades efectivas. 2.-Rápida respuesta del yacimiento. 3.-Elevadas eficiencias de barrido. 4.-Buen control del frente de invasión. 5.-Disminuye el efecto negativo de las heterogeneidades.	1.-Requiere una mayor inversión en comparación con la inyección externa. 2.-Exige un mayor seguimiento y control, debido a que es más riesgosa. 3.-Exige mayor seguimiento y control, por lo que requiere mayor cantidad de recursos humanos.

Es importante señalar que el arreglo de pozos, tanto productores como inyectoros, dependerá de los límites del yacimiento, así como de propiedades tales como permeabilidad y porosidad que éste presente.

Asimismo, los patrones de inyección pueden modificarse durante la vida de un campo para cambiar la dirección del flujo en un yacimiento en un intento de hacer contacto con el aceite no barrido.

En las **Figuras 1.7 y 1.8**, se puede observar el proceso de desplazamiento por inyección de agua debido a la saturación durante la invasión en el yacimiento.

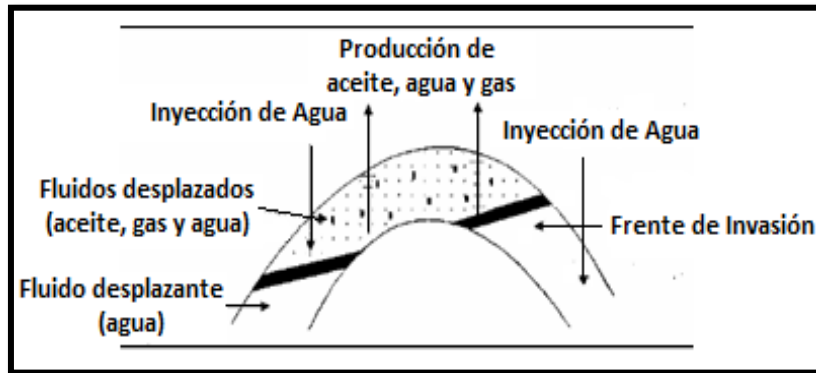


Figura 1.7. Proceso de desplazamiento por inyección de agua (Pérez, 2010).

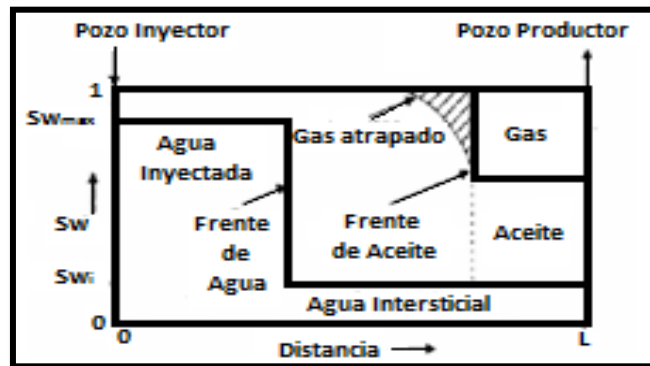


Figura 1.8. Proceso de inyección de agua “Saturación de agua durante la invasión” (Pérez, 2010).

En el caso de los yacimientos naturalmente fracturados, se ha encontrado que, en muchas ocasiones, la inyección solamente de agua a este tipo de yacimientos no es aplicable para aumentar los factores de recuperación, esto es, precisamente porque el sistema de fracturas naturales impide llevar a cabo un barrido eficiente en los bloques de la matriz, debido a que estas operan como conductos preferenciales para que se desplace el agua inyectada, dejando grandes cantidades de aceite en la matriz.



“OPTIMIZACIÓN DE PROYECTOS DE EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS MEDIANTE EL USO DE CO₂”



➤ Inyección de gas.

La inyección de gas es otro método de recuperación secundaria, el cual tiene como objetivo el mantenimiento de presión en el yacimiento. Este método considera un desplazamiento inmiscible e incorpora gases como el nitrógeno, hidrocarburos, entre otros. En la **Tabla 1.4**, se muestran brevemente las características, ventajas y desventajas de la inyección de gas.

Tabla 1.4. Características, ventajas y desventajas de la inyección de gas (CNH, 2012).

Tipo de inyección	Características	Ventajas	Desventajas
Interna o dispersa	<ol style="list-style-type: none">1.-La inyección se realiza dentro de la zona de aceite.2.-Se aplica en yacimientos con poco buzamiento, y estratos con poco espesor, con empuje por gas en solución y sin casquete de gas inicial.3.-Requiere un número elevado de pozos de inyección.4.-La permeabilidad relativa del gas debe ser preferentemente baja.	<ol style="list-style-type: none">1.-Es posible orientar el gas inyectado hacia las zonas más apropiadas.2.-La cantidad de gas inyectado puede optimizarse mediante el control de la producción e inyección de gas.	<ol style="list-style-type: none">1.-La eficiencia de recuperación mejora muy poco o nada, como consecuencia del relieve estructural o el drenaje gravitacional.2.-La eficiencia de barrido es inferior a la que se logra con la inyección externa.3.-Los canales formados por la alta velocidad de flujo originan que la eficiencia de la recuperación sea inferior que la externa.4.-La cantidad de pozos de inyección requerida aumenta el costo de operación.
Externa	<ol style="list-style-type: none">1.-La inyección se realiza en el casquete de gas (primario o secundario).2.-Se aplica en yacimiento de alto relieve estructural.3.-Se aplica en yacimientos con altas permeabilidades verticales, >200 mD.4.-La cantidad de pozos requeridos depende de la inyectividad.	<ol style="list-style-type: none">1.-En comparación con la inyección interna:<ul style="list-style-type: none">• Mayor eficiencia de barrido.• Los beneficios obtenidos de la segregación gravitacional son mayores	<ol style="list-style-type: none">1.-Requiere buena permeabilidad vertical del yacimiento.2.-Es necesario controlar la producción de gas libre de la zona de aceite.3.-Las intercalaciones de lutitas, así como otro tipo de barreras, son inconvenientes para la inyección de gas externa.



1.5. Recuperación mejorada.

La recuperación mejorada, al igual que la secundaria, es toda actividad encaminada a una recuperación adicional de hidrocarburos que no se obtendría sólo con la energía propia del yacimiento.

Esta energía adicional generalmente es proporcionada de manera mecánica o calorífica, la energía en forma mecánica se suministra al yacimiento cuando se inyectan fluidos líquidos o gaseosos que desplazarán al aceite remanente en el yacimiento.

La energía calorífica es proporcionada al yacimiento con el objetivo de disminuir la viscosidad del aceite para poder desplazarlo hacia el pozo productor, es decir, los métodos de recuperación mejorada consisten en la recuperación de hidrocarburos inyectando fluidos a condiciones específicas con el fin de alterar considerablemente el comportamiento físico-químico de los fluidos y de la formación.

En la **Figura 1.9**, se muestran algunos métodos de recuperación de hidrocarburos, de acuerdo con las etapas de explotación.

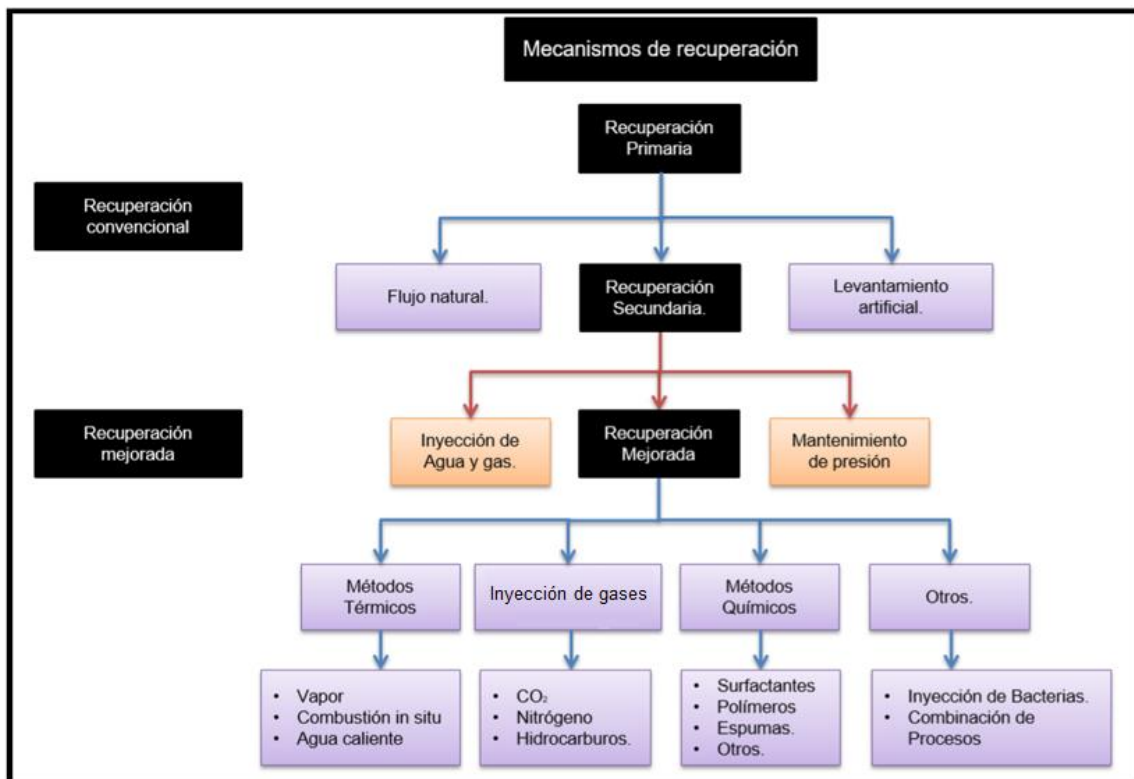


Figura 1.9. Mecanismos de recuperación de hidrocarburos.



“OPTIMIZACIÓN DE PROYECTOS DE EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS MEDIANTE EL USO DE CO₂”



La recuperación mejorada se aplica durante la vida productiva del yacimiento, dependiendo de las condiciones del yacimiento puede aplicarse después de la recuperación secundaria o cómo ésta última desde el inicio de la explotación.

Se debe a que, durante las primeras recuperaciones, la eficiencia de los métodos aplicados está limitada por varios factores, principalmente por la anisotropía y las fuerzas viscosas y capilares involucradas en el sistema roca-fluidos, lo que provoca una saturación residual determinada.

Los métodos de recuperación mejorada se pueden aplicar en un amplio rango de yacimientos alterando las características físico-químicas, en el caso de los crudos puede ser desde volátiles con altas densidades API y baja viscosidad hasta crudos con densidades API muy bajas y viscosidad muy alta.

Las condiciones del aceite en el yacimiento, tales como la saturación, distribución y su composición, son algunos de los factores que deben considerarse en la implementación de los métodos de recuperación mejorada.

En las zonas barridas por agua, es común que el aceite remanente permanezca en forma de gotas aisladas atrapadas en los poros o como una película de aceite que cubre las paredes de los poros. En este caso el método de recuperación mejorada a aplicar estará enfocado a movilizar dichas gotas o manchas de aceite de modo que se forme un banco de aceite que se pueda desplazar hacia los pozos productores.

De todos los métodos de recuperación mejorada, los térmicos han tenido la menor incertidumbre y han proporcionado la mayor parte de la producción mundial; sin embargo, la inyección de gases de combustión, entre otros, han incrementado debido a sus múltiples beneficios (CNH, 2012).

La inyección de químicos es más compleja y tiene un mayor grado de incertidumbre, pero si la formulación del químico es diseñada apropiadamente y controlada para las condiciones de flujo en el yacimiento, los químicos pueden llegar a tener un potencial para alcanzar excelentes recuperaciones de aceite; sin embargo, es importante tener en cuenta que por lo general estos métodos se encuentran en etapas tempranas de investigación y desarrollo, siendo pocos los casos en los que se han implementado a nivel de campo.

En la **Figura 1.10**, se muestra un proceso de recuperación adicional de hidrocarburos, donde se puede observar la invasión del medio poroso a partir de un pozo inyector y el desplazamiento de los fluidos hasta el pozo productor.

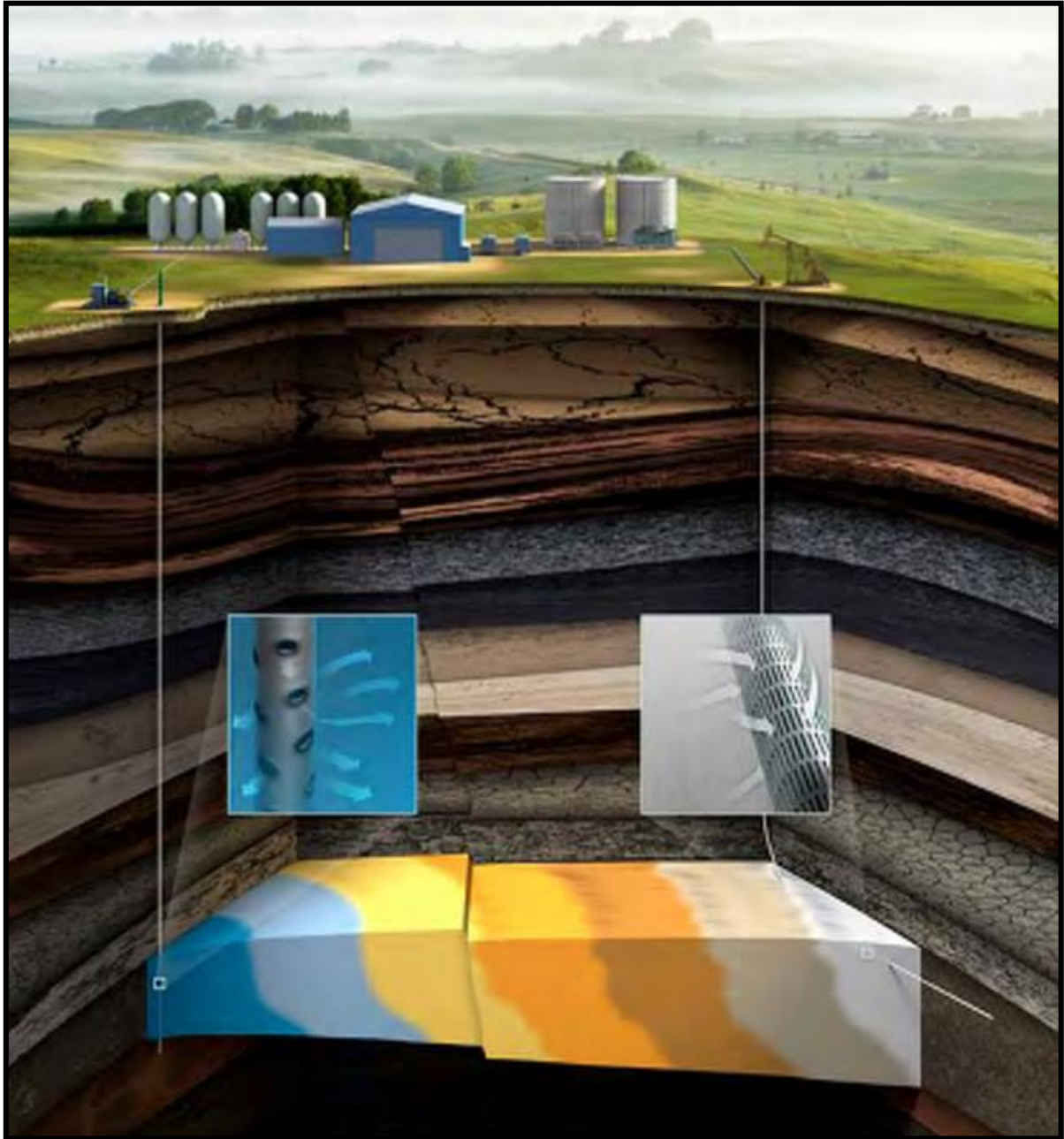


Figura 1.10. Representación de un proceso de recuperación adicional de hidrocarburos
(SLB, 2011).



1.5.1. Métodos térmicos.

Estos métodos se utilizan para producir aceites pesados, en términos generales consisten en la inyección de energía calorífica al yacimiento con el fin de reducir la viscosidad del aceite y permitirle fluir hacia los pozos productores.

Dentro de estos procesos se incluye la inyección de agua caliente, la inyección de vapor y la inyección de aire para generar una combustión in situ dentro del yacimiento.

➤ Inyección de agua caliente.

Método de recuperación térmica con el cual se inyecta agua caliente al yacimiento a través de pozos de inyección distribuidos estratégicamente; este método reduce la viscosidad del aceite, permitiéndole moverse con mayor facilidad hacia los pozos productores.

Generalmente, es menos efectiva que un proceso de inyección de vapor porque el agua caliente tiene un contenido calórico más bajo que el vapor; sin embargo, es preferible en ciertas condiciones, tal como la sensibilidad de la formación al agua dulce debido a su contenido mineral (una prueba de sensibilidad permite comprobar la interacción fisicoquímica de los fluidos inyectados en la formación productora).

➤ Inyección de vapor.

Método térmico mediante el cual el vapor generado en la superficie se inyecta en el yacimiento a través de pozos de inyección distribuidos estratégicamente, cuando el vapor entra al yacimiento, calienta al aceite y reduce su viscosidad.

El calor también destila los componentes ligeros del crudo que se condensan en el aceite por delante del frente de vapor, reduciendo la viscosidad de éste. El agua caliente que se condensa a partir del vapor y el vapor mismo generan un empuje artificial que barre el aceite hacia los pozos de producción.

En este caso, el vapor reduce la tensión de la interfaz que vincula las parafinas y los asfaltenos a las superficies de la roca, mientras que la destilación con vapor de las fracciones ligeras del crudo crea un pequeño banco de solvente que puede retirar de manera miscible el aceite atrapado.

La inyección de vapor es uno de los procesos de recuperación mejorada más utilizados en la actualidad; sin embargo, presenta restricciones técnicas insalvables hasta ahora, cuando se ha querido aplicar a yacimientos más profundos, debido a las pérdidas de calor entre la superficie y el fondo del pozo, lo que impide que el vapor llegue como tal al intervalo de interés, inyectándose sólo agua caliente debido a dichas pérdidas de energía.



“OPTIMIZACIÓN DE PROYECTOS DE EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS MEDIANTE EL USO DE CO₂”



➤ **Combustión in situ.**

La combustión in situ es un método térmico que se basa en la generación de calor mediante la inyección de aire en el yacimiento para recuperar hidrocarburos después de las primeras etapas de producción.

Este método involucra la combustión parcial de una porción del aceite para generar calor en el yacimiento y mejorar las condiciones de desplazamiento del aceite hacia el pozo productor. En la **Tabla 1.5**, se describe la clasificación de este método.

Tabla 1.5. Clasificación de la combustión in situ.

Combustión in situ	Convencional (Combustión seca)	<p>La combustión es hacia adelante debido a que la zona de combustión avanza en la misma dirección del flujo de fluidos, es decir desde el pozo inyector hasta el pozo productor. El calor se va generando a medida que el proceso avanza dentro de una zona de combustión muy estrecha hasta una temperatura alrededor de 1200° F (648.9°C).</p> <p>La zona de combustión actúa como un pistón y desplaza todo lo que se encuentra delante de su avance. No existe inyección de agua durante el proceso.</p>
	Inversa	<p>La zona de combustión se mueve en contra del flujo de aire, originándose así una reducción en la viscosidad del aceite y por consiguiente aumento de la movilidad.</p> <p>La combustión inversa puede usarse para recuperar aceite extremadamente viscoso o brea, en este método el problema del bloqueo líquido se resuelve porque se mantiene una zona caliente cerca del pozo productor. A pesar de esta ventaja, este proceso no es tan eficiente como la combustión seca debido a que las fracciones más ligeras del aceite se queman y las fracciones más pesadas quedan detrás del frente de combustión.</p>
	Húmeda	<p>Se inyecta agua en forma simultánea o alternada con aire en la formación; el volumen de agua inyectada recupera el calor detrás del frente de combustión y lo transfiere al banco de aceite que se encuentra adelante, debido a esta energía adicional el desplazamiento del aceite es más eficiente y requiere menos aire. A pesar de estas ventajas, no se pueden evitar los problemas de obstrucción con líquido.</p> <p>La combustión húmeda se conoce también como generación de vapor in situ o una combinación de combustión frontal e inyección de agua, que se abrevia como COFCAW (Combination of forward combustion and waterflooding).</p>

Por último, en la **Figura 1.11**, se muestra el proceso de la combustión in situ húmeda junto con algunos de sus elementos superficiales.

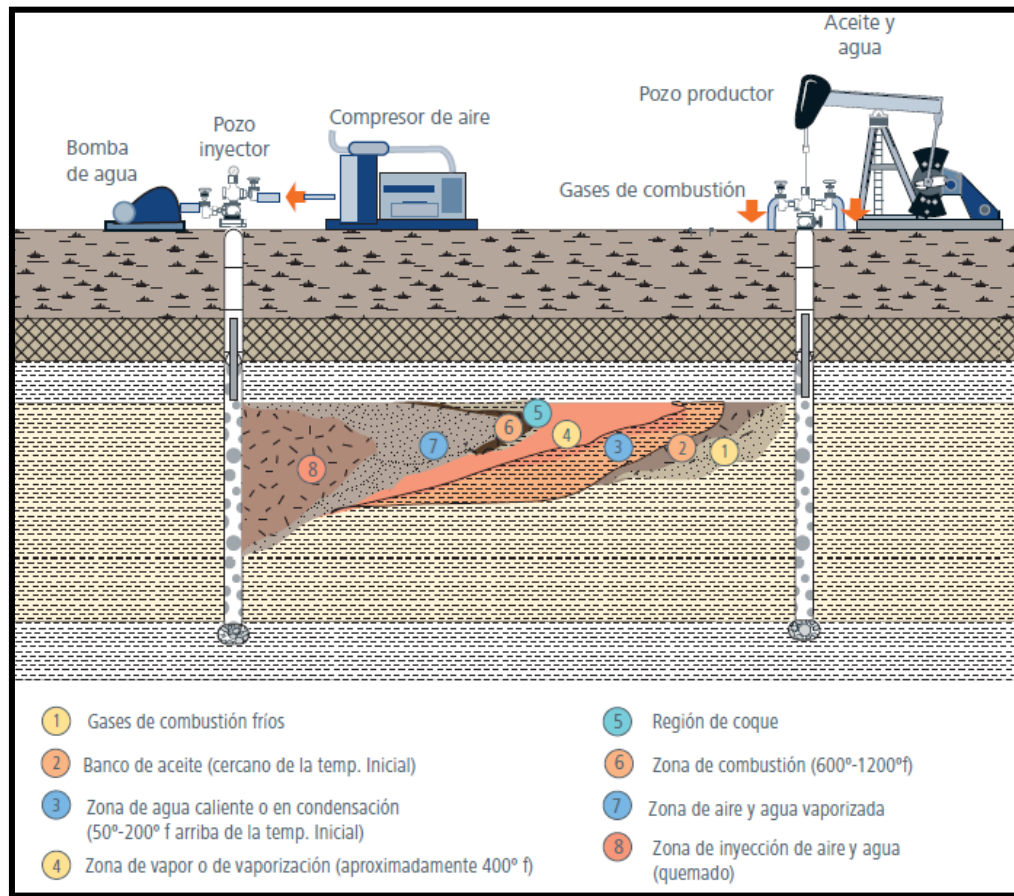


Figura 1.11. Combustión in situ húmeda (CNH, 2012).

1.5.2. Métodos miscibles.

Estos métodos tienen por objetivo incrementar el número capilar, esto significa que la tensión interfacial entre el fluido inyectado y el aceite se reduce. Los métodos más exitosos son los relacionados con el CO₂; sin embargo, tanto en la inyección de gases hidrocarburos como en la inyección de nitrógeno se han obtenido buenos resultados.

La inyección de CO₂, es uno de los métodos de recuperación mejorada más empleado en el mundo en la actualidad, ya que técnicamente permite en muchos casos obtener miscibilidad con el aceite en el yacimiento y si se dispone de volúmenes considerables de CO₂, se pueden llevar a cabo proyectos muy interesantes, con el fin de aumentar la recuperación final de los yacimientos.



“OPTIMIZACIÓN DE PROYECTOS DE EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS MEDIANTE EL USO DE CO₂”



➤ Inyección de nitrógeno.

El nitrógeno es un gas empleado dentro de la Industria Petrolera en diversas actividades como limpieza, inertización y generación de presión, requiriendo el uso de equipo especializado de alta presión para la inyección del mismo.

Como método de recuperación adicional de hidrocarburos, el nitrógeno es inyectado en los yacimientos para aumentar el factor de recuperación de aceite, este actúa de acuerdo a la presión a la cuál es inyectado ya sea de manera miscible o inmisible.

La miscibilidad del nitrógeno puede alcanzarse rápidamente en yacimientos profundos con hidrocarburos ligeros que estén a presiones elevadas.

Después de alcanzar la presión mínima de miscibilidad no solo incrementa la recuperación de hidrocarburos por hinchamiento del aceite, sino que también reduce la viscosidad del crudo y se recupera por miscibilidad de múltiples contactos principalmente por vaporización del aceite.

Algunas de las ventajas de este método son su disponibilidad debido a que se puede aprovechar de las corrientes de aire, es un fluido inerte y es menos costoso que otros gases.

➤ Inyección de gases hidrocarburos.

El gas natural inyectado es enriquecido con etano, propano o butano para incrementar su miscibilidad con el aceite del yacimiento, cuando el proceso es miscible, se pueden usar tres métodos:

- El primero utiliza un gas licuado de petróleo en un bache de aproximadamente 5% del volumen poroso, ver **Figura 1.12**.

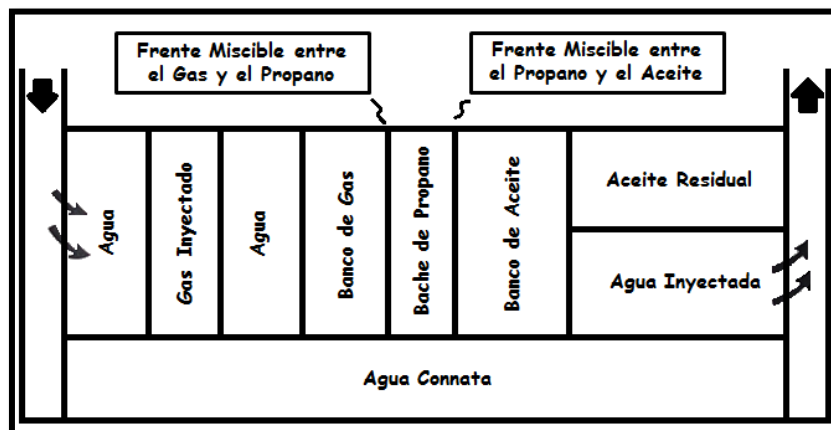


Figura 1.12. Representación gráfica de la inyección de gas con baches de propano y agua (H.K. van Poolen, 1980).

- El segundo consiste en inyectar gas natural enriquecido con etano hasta hexano, seguido de gas seco y posiblemente agua en un bache del 10% al 20% del volumen poroso, ver **Figura 1.13**.

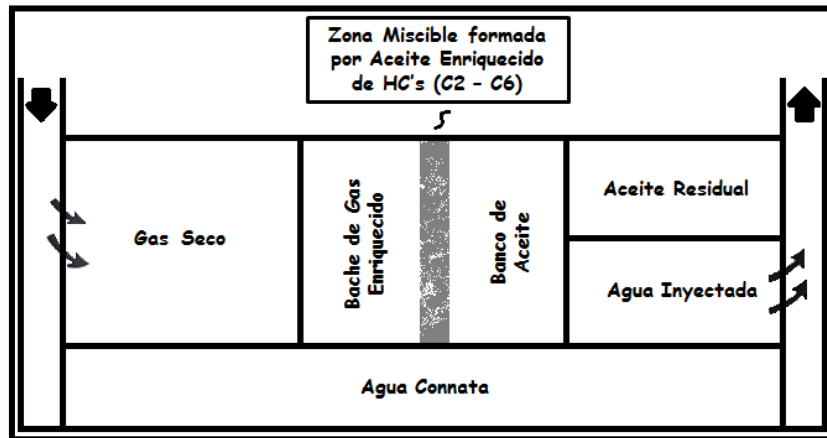


Figura 1.13. Representación gráfica de la inyección de gas seco con baches enriquecidos con gases hidrocarburos (H.K. van Poolen, 1980).

- El tercero consiste en inyectar gas seco a alta presión para vaporizar los componentes ligeros del aceite que está siendo desplazado, ver **Figura 1.14**.

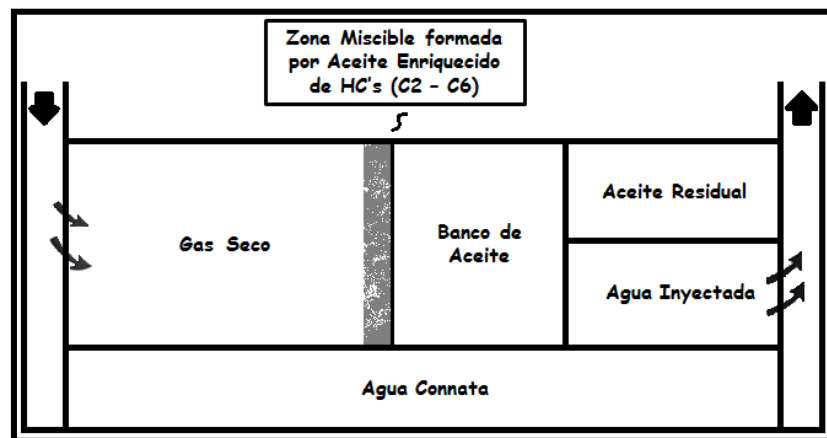


Figura 1.14. Representación gráfica de la inyección de gas seco con frente de invasión enriquecido de gases hidrocarburos (H.K. van Poolen, 1980).

La inyección miscible recupera aceite debido a que el volumen de aceite incrementa y disminuye su viscosidad. En la **Figura 1.15**, se muestran diferentes valores de la presión mínima de miscibilidad de acuerdo con el tipo de fluido y la temperatura; sin embargo, se observa que la miscibilidad de los gases hidrocarburos no se alcanza fácilmente si los fluidos no se encuentran a condiciones de alta presión sin importar que se encuentren en fase líquida.

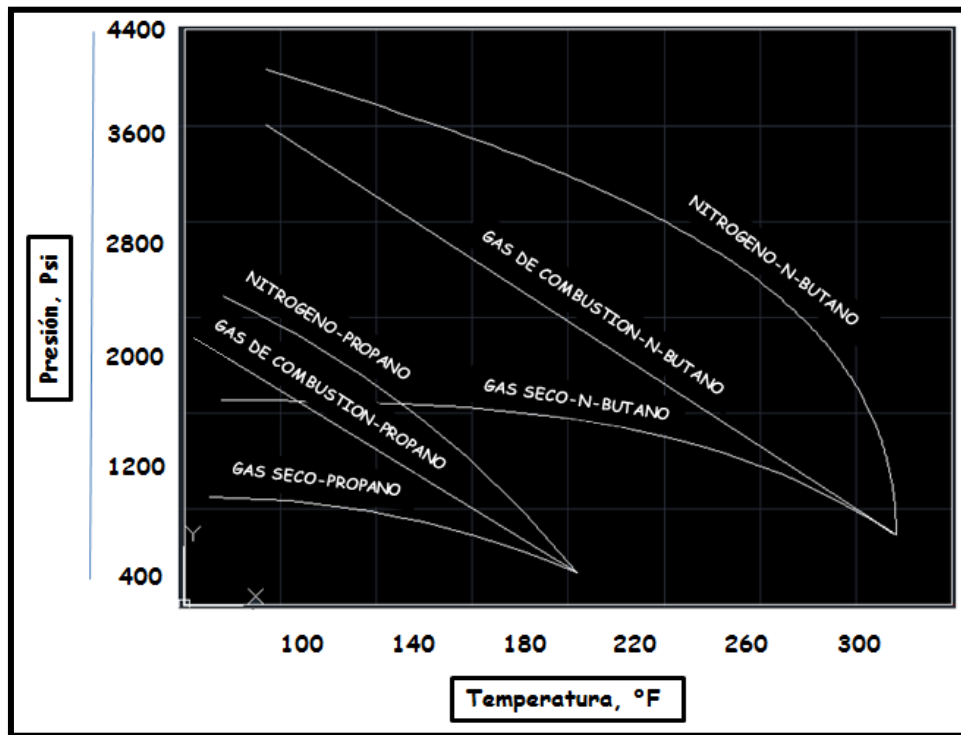


Figura 1.15. Presión mínima de miscibilidad de gases combinados con baches de gases hidrocarburos (H.K. van Poolen, 1980).

Para que este método funcione correctamente deberá aplicarse en yacimientos con profundidades mayores a los 2000 ft y bajo ninguna condición la temperatura del yacimiento deberá ser menor a la temperatura crítica del bache miscible, también deberá aplicarse en yacimientos de aceite con viscosidades menores a 5 cP @ yacimiento, espesores de la roca menores a 25 ft y permeabilidades menores a los 100 mD.

La inyección de gas enriquecido de gases hidrocarburos se debe al énfasis en su aplicación y a partir del análisis de más de 1966 proyectos que han utilizado métodos con baches miscibles.

1.5.3. Métodos químicos.

En este grupo de procesos se incluye la inyección de polímeros y surfactantes, en general, la aplicación de este tipo de procesos ha sido poco aprovechada por la industria petrolera, debido principalmente a que dependen fuertemente de los precios del petróleo y más aún cuando son diseñados para reducir la tensión interfacial entre los fluidos, mejorar el control de movilidad y para alterar la mojabilidad del sistema roca-fluidos.

➤ **Inyección de polímeros.**

Los polímeros son macromoléculas formadas por largas cadenas de moléculas más pequeñas llamadas monómeros. Las soluciones de polímeros son mezclas líquidas de polímeros con disolvente.

En la **Figura 1.16**, se muestra la clasificación de polímeros inyectables en el yacimiento.

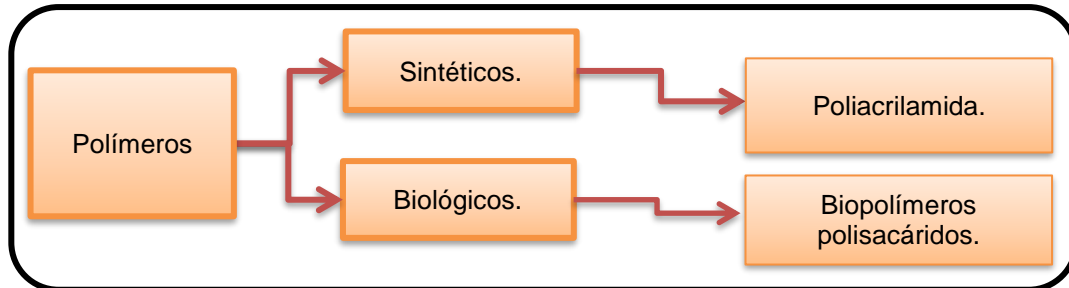


Figura 1.16. Clasificación de polímeros.

Los dos polímeros que se utilizan con más frecuencia en la inyección de polímeros son la poliacrilamida parcialmente hidrolizada y el xantán (biopolímero polisacárido).

Éste método involucra la inyección de una solución polimérica durante un cierto periodo seguido por una inyección continua de agua para desplazar al polímero y el aceite hacia los pozos productores, ver **Figura 1.17**.

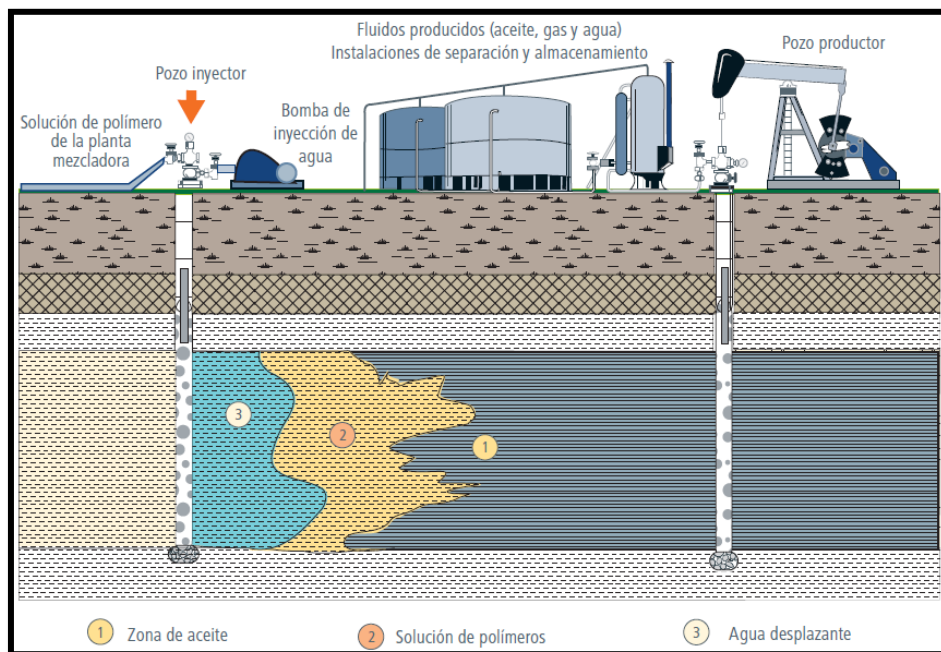


Figura 1.17. Inyección de polímeros (CNH, 2012).



“OPTIMIZACIÓN DE PROYECTOS DE EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS MEDIANTE EL USO DE CO₂”



Este método se aplica principalmente en formaciones de arenas con aceites ligeros a intermedios con porosidades buenas o intermedias; la temperatura y la salinidad en el yacimiento son parámetros que deben considerarse por debajo de un límite máximo permitido.

La viscosidad se incrementa hasta que la movilidad de la solución polimérica sea menor que la de la fase de aceite, de manera que la relación de movilidad sea menor que la unidad. Esta condición maximiza la eficiencia del barrido en la recuperación del aceite, creando un frente de inyección uniforme sin digitación viscosa.

La inyección de polímeros se aplica a yacimientos heterogéneos; el inyectable viscoso fluye a lo largo de capas de permeabilidad elevadas y disminuye las tasas de flujo dentro de ellas, aumentando el barrido de zonas con permeabilidades más bajas.

La ventaja de los polímeros como agentes de control de movilidad de agua en medios porosos es debida a los grandes valores de factor de resistencia usando bajas concentraciones de polímeros y por su capacidad de estabilizar la resistencia al flujo.

Los polímeros con mayor factor de resistencia pueden ser usados para taponar las zonas más permeables cerca de los pozos inyectoros y así reducir las variaciones de permeabilidad.

➤ Inyección de surfactantes.

Los surfactantes también conocidos como agentes tensoactivos reducen la tensión superficial e interfacial de los líquidos.

Estos agentes tensoactivos son compuestos orgánicos anfifílicos. Las moléculas anfifílicas también llamadas anfipáticas, son aquellas moléculas que poseen un extremo hidrofílico o sea que es soluble en agua y otro hidrófobo es decir que rechaza el agua, ver **Figura 1.18**.

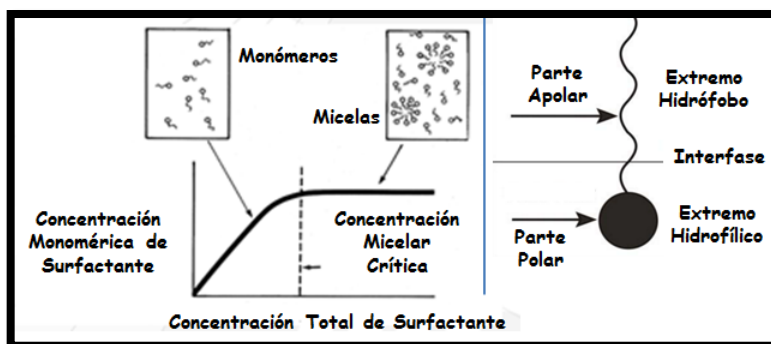


Figura 1.18. Representación gráfica de la formación de micelas y de una molécula anfifílica.



“OPTIMIZACIÓN DE PROYECTOS DE EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS MEDIANTE EL USO DE CO₂”



Los surfactantes reducen la tensión superficial del agua adsorbiéndose a la interfase líquido-gas en el caso de las espumas, también reducen la tensión interfacial entre el crudo y el agua por adsorción en la fase líquido-líquido.

Todas las aplicaciones y usos de los surfactantes provienen de dos propiedades fundamentales de estas sustancias.

- La capacidad de adsorberse, la adsorción: es un fenómeno espontáneo impulsado por la disminución de energía libre del surfactante al ubicarse en la interfase y satisfacer total o parcialmente su doble afinidad polar - no polar.
- Su tendencia a asociarse para formar estructuras organizadas, asociación: fenómeno impulsado por efectos hidrófobos cuando se añade más surfactante a una solución acuosa.

En disolución, las moléculas de surfactante se combinan para formar estructuras que se conocen con el nombre de micelas.

Las colas hidrofóbicas de las micelas se asocian para formar un núcleo rodeado de cabezas hidrofílicas que aíslan las colas del contacto con el agua. Típicamente las micelas tienen forma esférica.

En la **Figura 1.19**, se muestra la clasificación de los surfactantes de acuerdo con la carga que poseen.





 Aniónicos	 Catiónicos	 Anfóteros ó Anfotéricos	 No iónicos
Sulfonatos, Sulfatos Fosfatos, Fosfonatos Carboxilatos	Compuestos de Amina	Aminocarboxílicos Ácidos	Propileno
No emulsificantes Retardadores Limpiadores	No emulsificantes Inhibidores de corrosión	Inhibidores de corrosión	No emulsificantes Inhibidores de corrosión Espumantes Agentes Penetrantes Resistentes a altas salinidades

Figura 1.19. Clasificación de surfactantes.

Los surfactantes son capaces de alterar la mojabilidad de la roca favorable o desfavorablemente en función del tipo y características de la roca. La mojabilidad es muy importante en los procesos de recuperación de aceite debido al fuerte efecto que ésta ejerce en la distribución, localización y flujo de aceite y agua dentro del yacimiento durante la producción.

Las rocas carbonatadas usualmente llevan cargas positivas en la superficie y tienen una afinidad mayor por los componentes ácidos del aceite crudo, en el caso de las areniscas, cuya carga de superficie es negativa, se tiene una mayor atracción por los componentes básicos del aceite crudo.



“OPTIMIZACIÓN DE PROYECTOS DE EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS MEDIANTE EL USO DE CO₂”



Mediante pruebas de laboratorio se ha podido observar a través de muestras de rocas o núcleos de calizas mojadas por aceite que los surfactantes catiónicos funcionan mejor que surfactantes aniónicos en el cambio de mojabilidad hacia un estado más mojado por agua.

➤ **Inyección de espumas.**

Una espuma es una aglomeración en forma de burbujas de gas, separadas por una película de líquido llamada lamela, la unión de tres de estas películas forma una región que se conoce como borde de plateau.

La eficiencia en los proyectos de inyección de gas y químicos puede verse seriamente afectada por la presencia de canales de alta permeabilidad (zonas ladronas), zonas fracturadas y por una diferencia significativa en la viscosidad del fluido de inyección y del aceite original del yacimiento, lo que ocasiona una relación de movilidad desfavorable y la irrupción temprana en los pozos productores.

Es por esto que se plantea a la aplicación de la inyección de espumas en el yacimiento como un método de recuperación mejorada de petróleo que actúa ya sea como un agente de control de movilidad, aumentando la viscosidad y disminuyendo la permeabilidad relativa del fluido de inyección o como un agente de bloqueo, sellando zonas de alta conductividad por donde el gas fácilmente se canaliza.

De acuerdo a su forma las espumas pueden clasificarse en esféricas y poliedrales. La **Tabla 1.6**, describe la clasificación de las espumas en cuanto a sus funciones.

Tabla 1.6. Clasificación de las espumas de acuerdo a sus funciones.

Espumas para control de movilidad	Son utilizadas comúnmente en procesos de inyección de vapor, aire y CO ₂ con el fin de reducir la segregación gravitacional de los fluidos de inyección y mejorar la eficiencia de barrido volumétrica. Esta aplicación mejora la relación de movilidad entre el fluido de inyección y los fluidos originales del yacimiento.
Espumas para bloqueo y desvío de fluidos	Son utilizadas durante la inyección de gas en yacimientos naturalmente fracturados o yacimientos estratificados con contrastes altos de permeabilidad, con el objetivo de mitigar la canalización del fluido de inyección y mejorar el barrido en zonas con saturaciones altas de aceite. Estas espumas modifican los perfiles de inyección.
Espumas para control de la RGA	La función principal de estas espumas es reducir la conificación del gas a través del bloqueo temporal de zonas ladronas cercanas a los pozos productores. Estas espumas modifican los perfiles de producción.



“OPTIMIZACIÓN DE PROYECTOS DE EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS MEDIANTE EL USO DE CO₂”



De acuerdo con los tipos de inyección y generación de espumas existen tres mecanismos de formación e inyección de espumas, ver **Tabla 1.7**.

Tabla 1.7. Mecanismos de formación e inyección de espumas.

Espumas preformadas.	Son usadas principalmente en tratamientos a pozos productores, con el fin de bloquear temporalmente los caminos preferenciales del gas y disminuir con esto la relación gas-aceite. Sin embargo, se han presentado casos de espumas preformadas en pozos inyectoros en aplicaciones de bloqueo y de control de movilidad; las espumas formadas bajo este mecanismo poseen altos factores de reducción de movilidad.
Espumas de co-inyección.	Este método puede ser intermitente (on and off) o continuo, en el primer mecanismo se inyecta de manera continua gas y de manera intermitente surfactante, mientras que en el segundo el gas y el surfactante son inyectados continuamente. Para ello, deben utilizarse sartas duales, la espuma es formada en el medio poroso en la zona cercana a los pozos.
Inyección alternada de surfactante y gas (SAG).	En este mecanismo la espuma es formada en el medio poroso a partir de la inyección alternada de surfactante y gas inicialmente, el gas desplaza el surfactante por drenaje; sin embargo, en un tiempo determinado y de acuerdo a las condiciones presentes en el medio poroso, las dos fases se mezclan formando la espuma.

Para que la espuma pueda ser formada in-situ es necesario que exista un cierto grado de agitación (dado generalmente por las altas tasas de flujo), un adecuado suministro de surfactante - gas y que la espuma tenga un tiempo de vida media largo. Para optimizar la formación de espumas in-situ es necesario llevar un control del tiempo de inyección de los baches de surfactantes y gas.

En pozos de producción, las espumas contribuyen a la disminución de la relación gas-aceite ocasionada por la canalización del gas, sin afectar la producción de aceite. También aparecen como un método alternativo para la inyección de polímeros en el control de movilidad del agua de inyección ya que la presencia de gas formando la espuma disminuye la permeabilidad relativa al agua y mejora el barrido de aceite.

A diferencia de los polímeros, las espumas exhiben mayor resistencia a la degradación química, mecánica y biológica, además no generan un taponamiento permanente del medio poroso como es el caso de los polímeros. En la **Tabla 1.8**, se muestran los principales procesos durante la inyección de espumas.



**“OPTIMIZACIÓN DE PROYECTOS DE EXPLOTACIÓN DE
HIDROCARBUROS MEDIANTE EL USO DE CO₂”**



Tabla 1.8. Procesos durante la inyección de espumas.

Procesos	Objetivos	Necesidades
Taponamiento	Taponar capas barridas o invadidas por gas cerca del pozo inyector.	<ul style="list-style-type: none">• Espumas que tapen selectivamente capas.• Espumas con baja movilidad en la formación.• Espumas estables por un periodo largo de tiempo.
Control de movilidad	Reducir la movilidad del gas a través de las regiones barridas por este.	<ul style="list-style-type: none">• Costos bajos de químicos.• Bajo consumo químico por la formación.• Propagación rápida de espuma.• Bloqueo selectivo con espumas.

Lo anterior, posiciona a la inyección de espumas como un agente de control de movilidad eficiente en procesos de inyección de agua.

En cuanto a la relación de las espumas con los surfactantes, estos últimos apoyan a las espumas proporcionándoles estabilidad es decir aumentan su resistencia.

La ubicación del surfactante en la interfase gas/agua y la disminución de la tensión superficial es el mecanismo principal por el cual los tensoactivos estabilizan las espumas.

En general los factores que contribuyen a la estabilidad de una espuma son:

- La viscosidad de la fase líquida.
- La plasticidad y elasticidad de la película líquida.
- Los puentes de hidrógeno que el agua forma con diferentes sustancias y que ligan todas las moléculas entre ellas.
- La repulsión eléctrica de las superficies cargadas por los grupos ionizados del surfactante impide el adelgazamiento de la película de líquido.

➤ **Inyección de álcalis (cáustica).**

Este método puede resultar positivo cuando el aceite posee una alta acidez, esto normalmente se debe a la presencia de resinas y asfaltenos que contienen radicales ácidos.

La inyección de álcalis reduce la tensión interfacial entre el aceite y la fase acuosa debido a que éste reacciona con los radicales en el aceite formando surfactantes; la mojabilidad de la roca es alterada por la interacción entre el álcali y las moléculas polarizadas absorbidas por los granos de la roca tendiendo a ser mojada por agua. La formación de emulsiones debido a la aplicación de soluciones causticas en la recuperación de aceite mejora el flujo a través del yacimiento (CNH, 2012).

En la **Figura 1.20**, se muestra un diagrama de la inyección de álcalis optimizada, acompañada de una solución polimérica y agua, observándose el desplazamiento de los fluidos a través del medio poroso hasta el pozo productor.

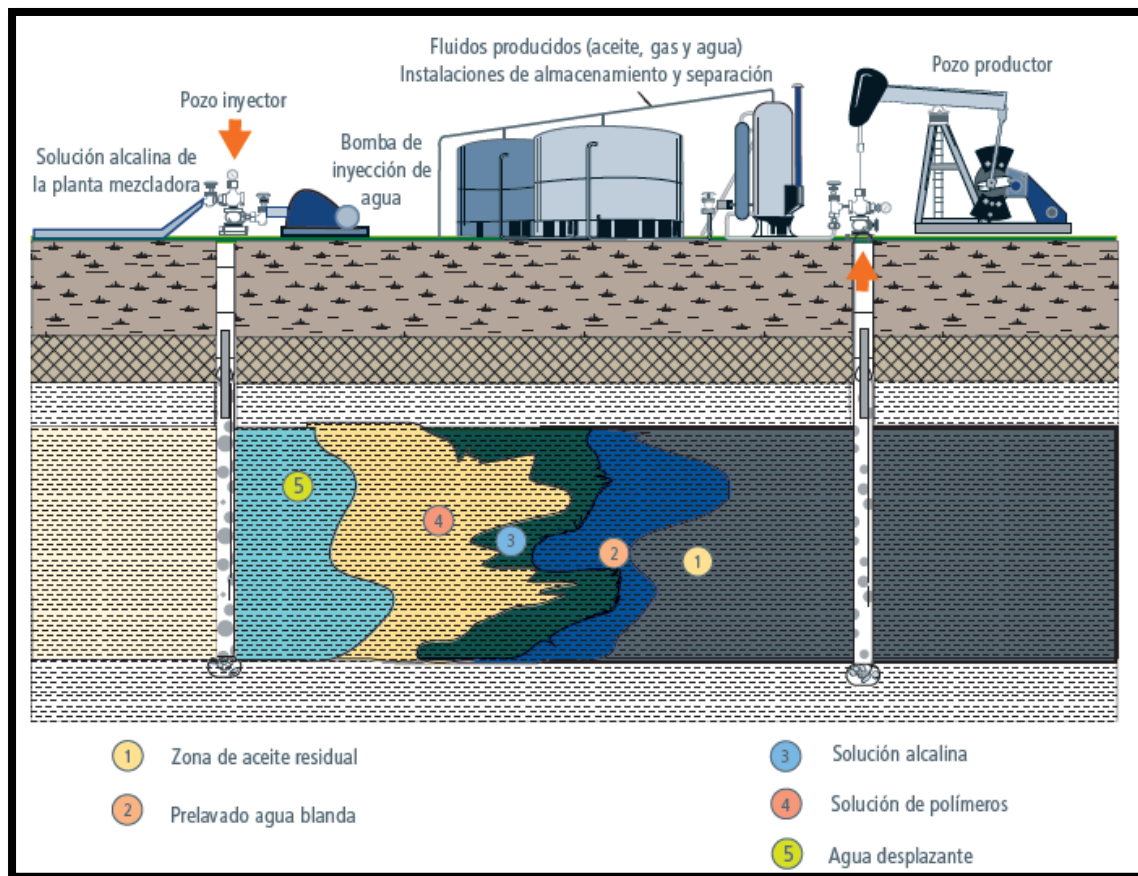


Figura 1.20. Inyección de álcalis (CNH, 2012).

1.5.4. Inyección microbiana (MEOR).

Este método de recuperación mejorada consiste en inyectar una solución de microorganismos anaeróbicos y nutrientes. Estos microorganismos también denominados bacterias sulfato-reductoras son utilizados para producir químicos, llamados metabolitos, los cuales mejoran la recuperación de aceite.

En este método se reduce la viscosidad por la producción de gas o degradación de hidrocarburo saturados de largas cadenas; se mejora la permeabilidad absoluta de la roca debido a la generación de ácidos que disuelven la matriz de la roca; se reduce la viscosidad del aceite por biosurfactantes, se crea taponamiento selectivo por microorganismos y biopolímeros; se incrementa la viscosidad del agua debido a los biopolímeros (CNH, 2012).

En la **Figura 1.21**, se muestra un diagrama de la inyección microbiana en el cual se observa el desplazamiento de los fluidos hacia el pozo productor y señalando cada una de las etapas del proceso incluyendo algunos elementos superficiales.

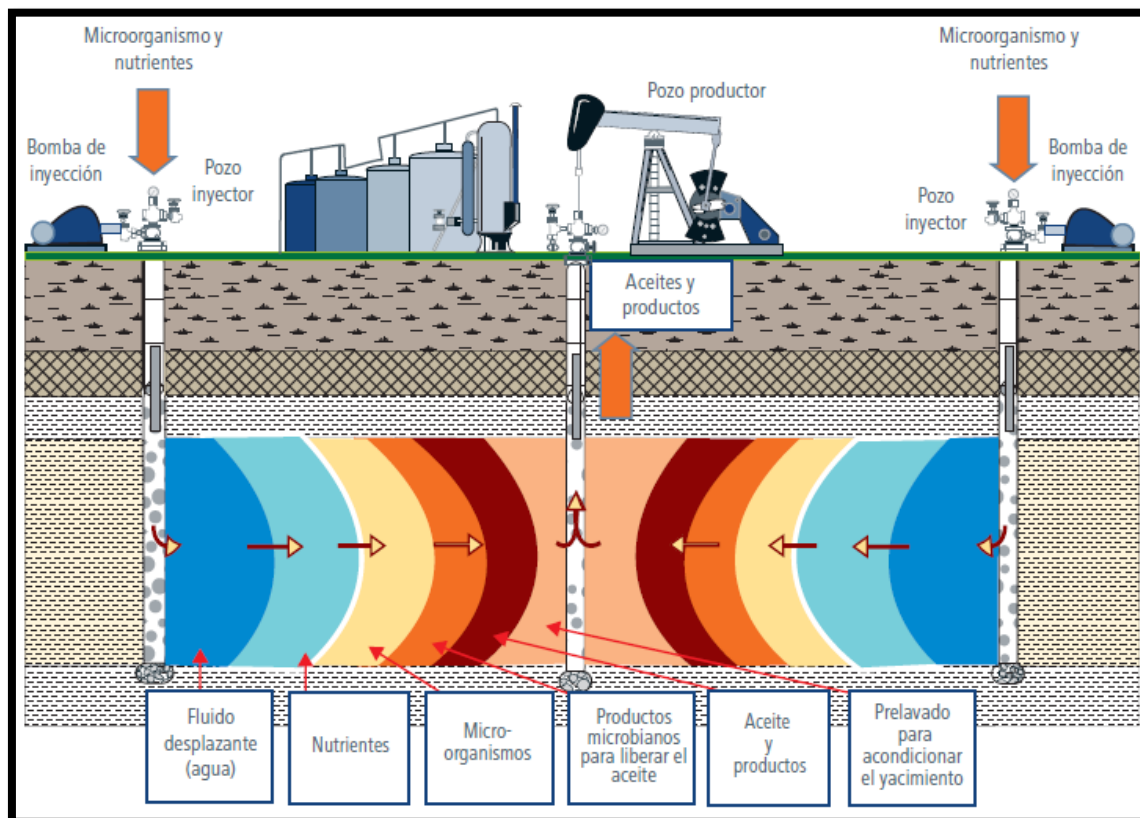


Figura 1.21. Inyección microbiana (CNH, 2012).



1.6. Recuperación integral.

La recuperación integral de hidrocarburos (IOR por sus siglas en inglés), se refiere a cualquier método de recuperación adicional de hidrocarburos utilizado para incrementar la recuperación de hidrocarburos por cualquier medio posible, abarcando un amplio rango de actividades de ingeniería petrolera, por ejemplo, estrategias operacionales relacionadas con incrementar la eficiencia de barrido con pozos de relleno, pozos horizontales, polímeros para el control de la movilidad, así como prácticas de caracterización y administración integral de yacimientos, etc.

La aplicación de metodologías que involucren las mejores prácticas internacionales ayudará a optimizar los proyectos.

1.7. Abandono.

Esta actividad se realiza principalmente cuando un pozo no es exitoso al momento de la perforación o cuando su explotación ya no es económicamente rentable, es decir, después de un tiempo la producción declina y finalmente es necesario cerrarlo, por tal motivo el abandono es la última actividad en la operación de un campo, consecutivamente se deben cerrar los pozos bajo condiciones de seguridad y preservación del medio ambiente.

Abandonar un pozo no es una tarea sencilla, se debe dejar el lugar en las condiciones que estaba antes de la intervención y producción; es un tema muy serio, ya que si los pozos no son taponados o abandonados correctamente pueden crear graves problemas ambientales.

El objetivo principal de abandonar un pozo es el aislamiento permanente o temporal de todas las formaciones del subsuelo atravesadas por el mismo; en las operaciones de abandono lo ideal es aislar las zonas atravesadas ya que el aislamiento total evita que el gas, el aceite o el agua migren hacia la superficie o fluyan de una formación del subsuelo a otra (SLB, 2002).

Una vez que los pozos han sido taponados y abandonados, es necesario dismantelar las instalaciones y estructuras para retornar el lugar a sus condiciones originales.

Algunas consideraciones para el abandono de pozos son:

- El diseño de los pozos debe considerar las actividades de abandono, por lo que debe tomar en cuenta las características geológicas, tales como el tipo y el estado del yacimiento, así como la roca sello del mismo.



“OPTIMIZACIÓN DE PROYECTOS DE EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS MEDIANTE EL USO DE CO₂”



- El diseño debe considerar el estado y configuración del cemento, los disparos, las tuberías y los dispositivos de terminación del pozo.
- La roca sello, el cemento y los equipos de terminación constituyen frecuentes trayectorias de migración de los fluidos que deben identificarse y sellarse para obtener un aislamiento eficaz de largo plazo.

Durante las etapas iniciales de diseño del pozo se debe considerar el abandono, ya que la calidad de las cementaciones primarias entre el revestimiento y las formaciones es un factor clave en el éxito del abandono. Cualquier deficiencia en la cementación primaria tiende a afectar el aislamiento en el largo plazo.

En la **Figura 1.22**, se muestra un pozo en marca de agua durante el abandono de pozos terrestres y marinos haciendo énfasis en devolver el lugar a sus condiciones originales; además de la preservación del lugar es necesario delimitar el área mediante señalamientos con el fin de evitar cualquier actividad cercana a los pozos que pueda provocar problemas de tipo ambiental o inclusive pérdidas materiales.

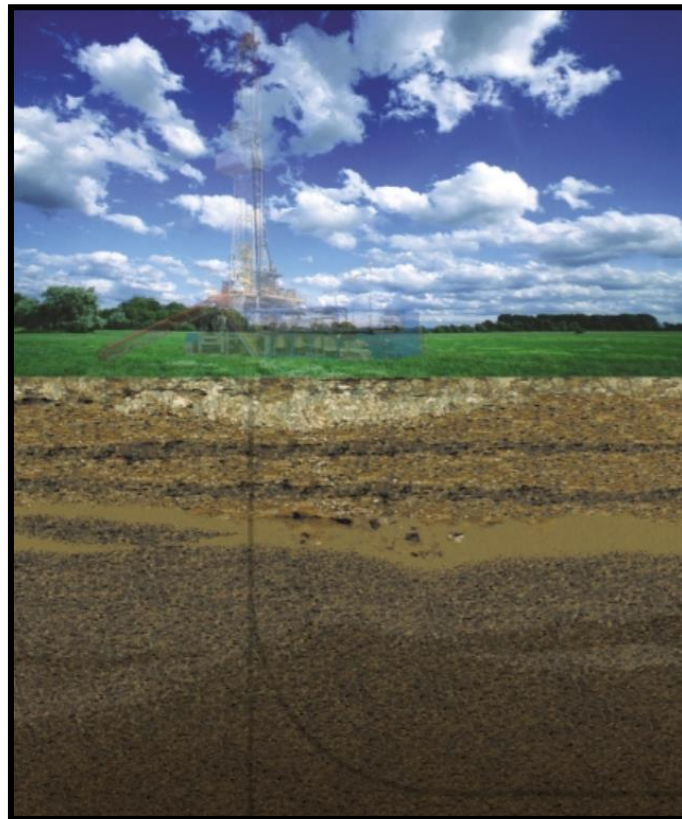


Figura 1.22. Actividades de abandono en la explotación petrolera (SLB, 2002).



CAPÍTULO 2.

PROYECTOS DE EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS.



Capítulo 2.

2. Proyectos de explotación de hidrocarburos.

Uno de los elementos que afectan el factor de recuperación de los yacimientos, es la manera en que producen los mismos, es decir, el factor de recuperación final que se obtiene de un yacimiento depende en buena parte de la manera en que se ha explotado el yacimiento (Rodríguez C.).

En la industria petrolera es necesario pasar por la etapa de exploración, la cual conlleva una serie de actividades que ayudarán a obtener la información necesaria para poder explotar los yacimientos de la mejor manera.

Durante el desarrollo de los proyectos de explotación de hidrocarburos es conveniente reunir información tanto como sea posible o al menos la necesaria, de esa manera se puede eliminar riesgos e incertidumbres durante las operaciones.

En la aplicación de un método de recuperación adicional de hidrocarburos contar con la información necesaria es de suma importancia para la selección del mejor método, en este caso se analizará la inyección de CO₂ en los yacimientos.

Maximizar la recuperación de hidrocarburos de los yacimientos siempre será el objetivo principal de las empresas de Exploración y Producción.

2.1. Descripción de proyecto.

Los proyectos se pueden definir como esfuerzos temporales llevados a cabo para crear un producto o servicio, éstos ayudan a cubrir una necesidad o resolver un problema y están limitados principalmente por alcance, tiempo y presupuesto.

Éstos atienden diversos aspectos principalmente técnicos, los cuales hacen referencia a los insumos, es decir, lo que requerirá el proyecto para la producción de bienes y servicios, incorporando la aplicación de ingeniería conceptual, básica y de detalle.

2.2. Tipos de proyectos.

Todo proyecto nace de una necesidad, se orienta a la consecución de un resultado dentro de un plazo de tiempo limitado, con un principio y un fin que determinan el alcance y los recursos.

Los proyectos son únicos, ya que no suponen una operación de rutina sino un conjunto específico de operaciones diseñadas para lograr una meta singular.



“OPTIMIZACIÓN DE PROYECTOS DE EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS MEDIANTE EL USO DE CO₂”



Por lo anterior existen muchos tipos de proyectos, los cuales se pueden clasificar de acuerdo al sector, procedencia de capital, entre otros.

En la **Figura 2.1**, se muestra la clasificación de los proyectos, según los lineamientos para la elaboración y presentación de los análisis costo y beneficio de los programas y proyectos de inversión publicados el 30 de diciembre de 2013 en el Diario Oficial que consideren realizar las dependencias y entidades de la Administración Pública Federal.

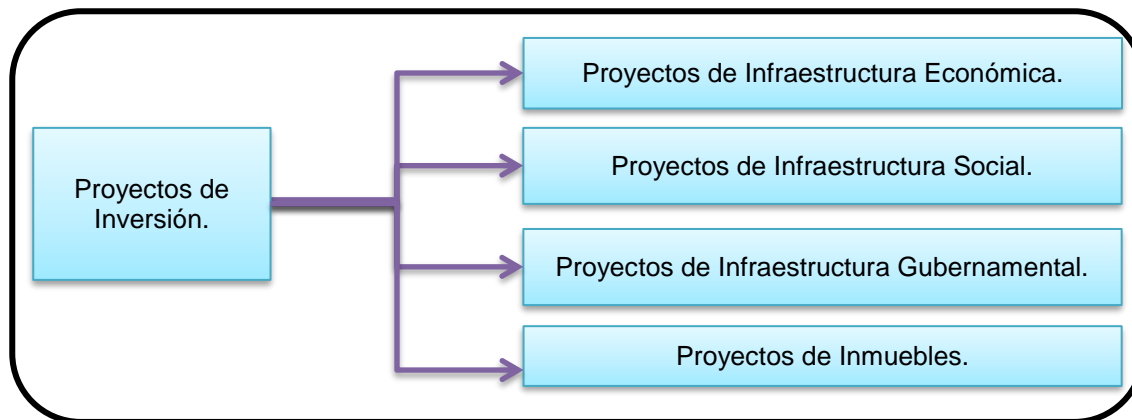


Figura 2.1. Clasificación de los proyectos de inversión (Diario Oficial, 2013).

Dentro de los lineamientos para la elaboración y desarrollo de un proyecto de inversión es necesario llevar a cabo estudios de preinversión, los cuales son necesarios en la toma de decisiones para la ejecución del proyecto o programa de inversión. En la **Tabla 2.1**, se muestra la definición de los proyectos de inversión.

Tabla 2.1. Definición de los proyectos de inversión (Diario Oficial, 2013).

Proyectos de infraestructura económica.	Son los relacionados con la construcción, adquisición y/o ampliación de activos fijos para la producción de bienes y servicios en los sectores de agua, comunicaciones y transportes, electricidad, turismo e hidrocarburos.
Proyectos de infraestructura social.	Son los relacionados con la construcción, adquisición y/o ampliación de activos fijos para llevar a cabo funciones en materia de educación, ciencia y tecnología, cultura, deporte, salud, seguridad social, urbanización, vivienda y asistencia social.



**“OPTIMIZACIÓN DE PROYECTOS DE EXPLOTACIÓN DE
HIDROCARBUROS MEDIANTE EL USO DE CO₂”**



Proyectos de infraestructura gubernamental.	Son los relacionados con la construcción, adquisición y/o ampliación de activos fijos para llevar a cabo funciones de gobierno, tales como seguridad nacional, seguridad pública y procuración de justicia, entre otras, así como funciones de desarrollo económico y social distintas a las señaladas anteriormente.
Proyectos de inmuebles.	Son los relacionados con la construcción, adquisición y/o ampliación de inmuebles destinados a oficinas administrativas, incluyendo las operaciones que se realicen bajo el esquema de arrendamiento financiero.
Otros proyectos de inversión.	Cuando se trate de aquellos que no estén identificados en los proyectos anteriores.

De manera generalizada, los programas y proyectos de inversión se consideran un conjunto de obras y acciones llevadas a cabo para la construcción, ampliación, adquisición, modificación, mantenimiento o conservación de activos fijos, con el propósito de solucionar una problemática o atender una necesidad específica y que generan beneficios y costos a lo largo del tiempo.

De acuerdo con los lineamientos, los programas o proyectos de inversión deberán ser evaluados a nivel de perfil, prefactibilidad, financiero y socioeconómico, ver **Tabla 2.2**.

Tabla 2.2. Clasificación de las evaluaciones de los programas y proyectos de inversión (Diario Oficial, 2013).

Evaluación a nivel de perfil.	Se utiliza la información disponible, tomando en cuenta la experiencia derivada de proyectos realizados y el criterio profesional de los evaluadores. Para este tipo de evaluación, la información a utilizar para efectos de la cuantificación y valoración de los costos y beneficios específicos del proyecto debe permitir el cálculo de indicadores de rentabilidad.
Evaluación a nivel de prefactibilidad.	Además de considerar los elementos de la evaluación a nivel de perfil se utiliza información de estudios técnicos, cotizaciones y encuestas, elaborados especialmente para llevar a cabo la evaluación de dicho programa o proyecto.



“OPTIMIZACIÓN DE PROYECTOS DE EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS MEDIANTE EL USO DE CO₂”



Evaluación financiera.	La información utilizada para este tipo de evaluación debe ser más detallada y precisa, especialmente por lo que se refiere a la cuantificación y valoración de los costos y beneficios; esta información deberá ser verificable e incluir las fuentes de información de la misma en la sección de referencias.
	Permite determinar la rentabilidad de un programa o proyecto de inversión considerando los costos y beneficios monetarios, dicha evaluación permite determinar si el proyecto es capaz de generar un flujo de recursos suficiente para hacer frente a todas sus obligaciones, incluyendo las financieras y fiscales, así como sus gastos de operación y mantenimiento.
Evaluación socioeconómica.	Evaluación del programa o proyecto desde el punto de vista de la sociedad en su conjunto, con el objeto de conocer el efecto neto de los recursos utilizados en la producción de los bienes o servicios sobre el bienestar de la sociedad

2.3. Metodología Front End Loading.

Las metodologías hacen referencia a un conjunto de procedimientos racionales utilizados para alcanzar uno o varios objetivos, en este caso sirven para llevar a cabo de la mejor manera los proyectos, lo cual ayudará a eliminar riesgos haciendo al proyecto más seguro y amigable con el medio ambiente.

La metodología Front End Loading (FEL por sus siglas inglés) se aplica en la gestión de proyectos de inversión para reducir costos y mejorar el proceso de toma de decisiones.

Su aplicación en el desarrollo de un proyecto puede tomar varios años dependiendo de la magnitud del proyecto y la disponibilidad de recursos; esta metodología conocida internacionalmente como FEL se ha adoptado en México como metodología VCD, sólo que en esta versión se tienen las siglas en español de la esencia del método, visualizar, conceptualizar y definir.

Esta se centra en la correcta y completa realización de las actividades correspondientes a las etapas tempranas de la ejecución del proyecto, procurando la máxima identificación del valor con el mínimo costo; es en esas fases tempranas, cuando se deben analizar con detalle las oportunidades y determinar, evaluar y diseñar planes de mitigación de riesgos, para garantizar la selección de la mejor opción de ejecución, antes de comprometer grandes cantidades de recursos.



**“OPTIMIZACIÓN DE PROYECTOS DE EXPLOTACIÓN DE
HIDROCARBUROS MEDIANTE EL USO DE CO₂”**



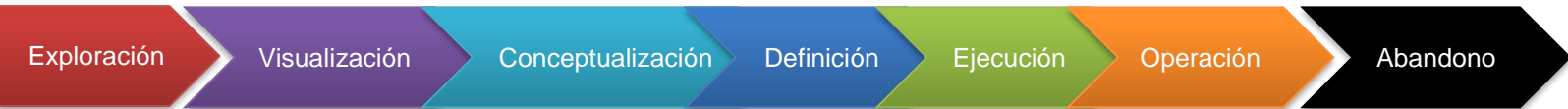
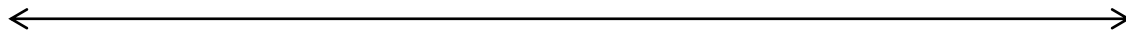
Antes de comenzar con las etapas de la metodología FEL, se tiene al Pre-FEL, el cual tiene actividades con los siguientes objetivos.

- Asegurar los insumos, recursos y condiciones idóneas para garantizar el inicio apropiado de las actividades del proyecto de explotación.
- Generar, analizar y jerarquizar un conjunto de opciones técnicas y económicamente factibles, que satisfagan los requerimientos de los escenarios de explotación propuestos para el proyecto integral.

En México, la aplicación de esta metodología está prevista para los proyectos de PEMEX Exploración y Producción, aunque las reglas y prácticas que en ésta se describen pueden ser aplicables a todo tipo de proyecto con las adecuaciones pertinentes, según las características propias de cada caso, ver **Figura 2.2.**

Figura 2.2.

FEL



Visualización.	Identifica oportunidades, asegura su alineación con los objetivos estratégicos y establece varios escenarios posibles identificando los riesgos principales y las incertidumbres, obteniendo como resultado el concepto validado. En el desarrollo de un proyecto de inyección de CO ₂ se deben considerar todos los aspectos posibles para la generación de escenarios tales como el tipo de fuente, el lugar de almacenamiento, tipo de yacimiento, entre muchos otros.
Conceptualización.	Se analiza las opciones de proyectos y selecciona la mejor de ellas. En esta etapa se obtiene una mejor precisión de los estimados de costos y un plan de acción para mitigar los riesgos e incertidumbres.
Definición.	Detalla alcance y plan de ejecución de la opción seleccionada, se obtiene la autorización de fondos para su ejecución.
Ejecución.	Se elabora diseño detallado y materializa el plan de ejecución del proyecto. En esta etapa se diseña y se instala la infraestructura necesaria para llevar a cabo el proyecto.
Operación.	Se analiza el cumplimiento de las expectativas del negocio hasta el agotamiento de la vida económica. En la aplicación de CO ₂ a los yacimientos se deben cuidar aspectos como la integridad de los pozos y el monitoreo del lugar, entre otros, durante la operación e inclusive después del abandono, asegurando de esa manera el beneficio con el medio ambiente.
Abandono.	Ejecuta plan de finalización de operaciones, desincorporación de activos y saneamiento de áreas afectadas.

Figura 2.2. Metodología Front End Loading (IMP, 2010).



“OPTIMIZACIÓN DE PROYECTOS DE EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS MEDIANTE EL USO DE CO₂”



Los beneficios de la aplicación de la metodología FEL en los proyectos se ven mejorados sustancialmente cuando son complementados con un conjunto de prácticas de mejoramiento de valor, como la aplicación de recomendaciones de estudios de “benchmarking”, simplificación y estandarización de normas, especificaciones y procedimientos, de racionalización y normalización de actividades, entre otras.

2.4. Escenarios.

La finalidad de la metodología es documentar el alcance del proyecto para satisfacer los objetivos del negocio en cuanto a inversión de capital, costos operacionales, tiempo y calidad, así como reducir los cambios durante las etapas posteriores a la planeación del proyecto, proporcionando mayor certidumbre en los resultados que se esperan obtener del mismo (PEMEX).

La generación de escenarios de oportunidades, categorías de decisiones, opciones para las diferentes áreas y demás procesos que servirán de base para construir escenarios de explotación están considerados dentro de la etapa de visualización.

En esta etapa, se espera que el equipo multidisciplinario identifique la gama de oportunidades para su mejora y optimización de las actividades de desarrollo de campo y procesos, como reparaciones o incremento de reservas, entre otras susceptibles a incrementar ingresos y beneficios a un determinado plazo.

2.4.1. Generación de escenarios.

Para la generación de escenarios es necesaria la identificación de dependencias entre las variables para la construcción de escenarios factibles técnicamente.

Es fundamental saber filtrar los escenarios factibles descartando las combinaciones con opciones técnicamente no viables, así como acotar en caso de existir yacimientos o campos con características y necesidades particulares, dentro del mismo proyecto.

En cuanto a la factibilidad de los escenarios se deberán considerar los siguientes aspectos: tecnologías y procesos disponibles, restricciones, complejidad del mismo escenario e inclusive el nivel de experiencia en el área.

2.4.2. Evaluación de escenarios.

Para la evaluación de escenarios es necesario un modelo integral, el cual considere variables y modelos probabilísticos, a su vez estará conformado por submodelos, por ejemplo, aquellos que permitan estimar



“OPTIMIZACIÓN DE PROYECTOS DE EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS MEDIANTE EL USO DE CO₂”



volúmenes de hidrocarburos, generación de perfiles de producción, modelo de instalaciones y económico.

El estimado de costos de los escenarios asociados al proyecto debe considerar los costos de inversión, así como los de operación y mantenimiento de la infraestructura del proyecto durante todo el ciclo de vida del mismo.

Los elementos más importantes a considerar en las erogaciones de los proyectos son los siguientes.

- **Infraestructura:** se refiere a un conjunto de medios técnicos, servicios e instalaciones necesarios para el desarrollo de una actividad como plataformas marinas, peras y caminos, redes de recolección, transporte, etc.
- **Automatización:** el costo asociado al nivel de automatización requerido depende de si conceptualmente se considera que la instalación será operada por personal en sitio, remotamente o mediante una combinación de ambos esquemas.
- **Seguridad industrial y protección ambiental:** los costos asociados están orientados a fortalecer la seguridad integral de las instalaciones, el personal y sus operaciones, también deben considerarse las contingencias debido a la factibilidad de ocurrencias de eventos que puedan afectar la ejecución del proyecto o impactar significativamente en su operación.

Deberá elaborarse un cronograma de erogaciones para cada una de las opciones de los escenarios en estudio, después de evaluar cada uno de los escenarios se selecciona el mejor en función de la jerarquización técnica, económica y de riesgos.

Dado que la mayoría de los escenarios evaluados son factibles técnicamente, la evaluación económica determinará cuál será el escenario seleccionado; sin embargo, algunas veces los escenarios presentan condiciones de riesgo elevadas para la selección del mejor escenario del proyecto integral por lo que es necesario el uso de herramientas probabilísticas de análisis bajo condiciones de riesgo.

En el caso de que se requiera la aplicación de algún método de recuperación adicional de hidrocarburos, se pueden utilizar metodologías más sencillas en las que, de igual manera, el primer paso consistirá en la recolección de datos tanto como sea posible para posteriormente desarrollar un paquete de información coherente.

Una vez reducido el número de métodos de recuperación factibles, la etapa de evaluación pasa habitualmente a la de laboratorio, donde deberán confirmarse las propiedades de los fluidos para la técnica seleccionada.



“OPTIMIZACIÓN DE PROYECTOS DE EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS MEDIANTE EL USO DE CO₂”



Será necesario llevar a cabo un estudio detallado a fin de definir las posibles alternativas de recuperación mejorada y se podrán aplicar algunos criterios especializados que consideren la complejidad del yacimiento, disponibilidad de fluidos, madurez de la tecnología, acceso a tecnología de punta, restricciones ambientales, localización, impacto a comunidades aledañas, así como consideraciones legales y políticas energéticas, ver **Figura 2.3**.

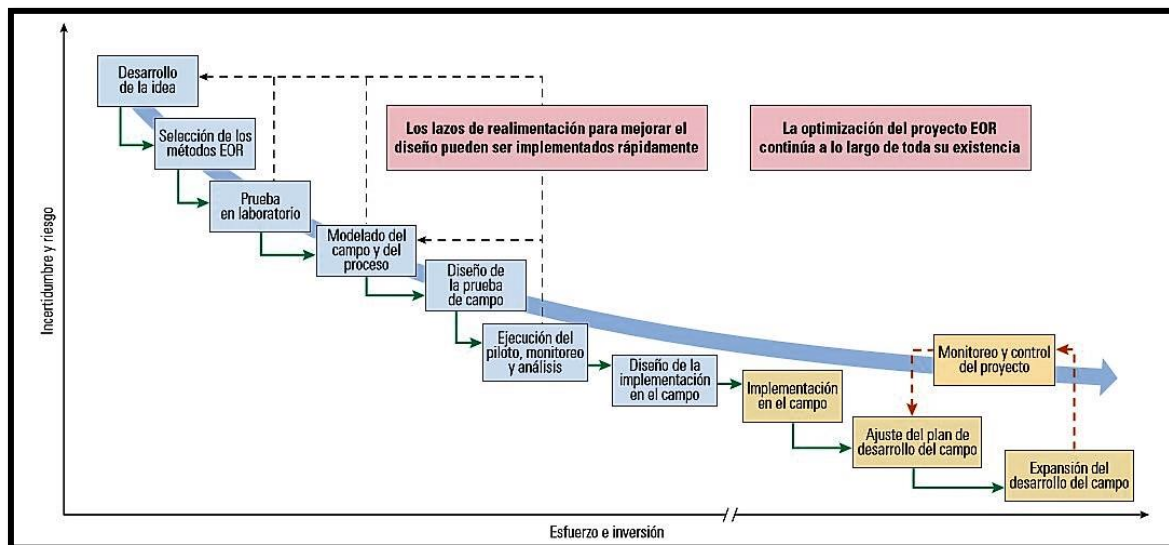


Figura 2.3. Flujo de trabajo para la selección y optimización de los métodos recuperación mejorada (SLB, 2011).

En cada una de las etapas, los métodos de recuperación mejorada podrán ser eliminados o ajustados a la aplicación de campo específica; la aplicación de software especializado ayudará en la integración y procesamiento de la información recopilada.

2.5. Obtención de recursos.

Antes de comenzar con las actividades se deben analizar las necesidades financieras con base en los objetivos del proyecto, de esta manera se estima el capital necesario para iniciar y sostener el proyecto, es decir la inversión inicial.

Los recursos se pueden clasificar como financieros, tecnológicos y humanos, siendo el primero el más importante ya que de este dependerán los demás recursos y principalmente de que se cumpla el objetivo.

En cuanto a los recursos financieros se pueden encontrar distintas fuentes como a partir de la actividad principal (venta de productos o servicios), a través de inversionistas, financiamiento (pasivo a diferentes plazos) e inclusive subsidios del gobierno.



“OPTIMIZACIÓN DE PROYECTOS DE EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS MEDIANTE EL USO DE CO₂”



2.6. Cambios de monto y alcance.

Uno de los aspectos clave en la dirección de los proyectos es la definición del alcance del proyecto, esto no es otra cosa que definir de forma clara y unívoca el objetivo que se persigue con el proyecto y cuya consecución marcará la finalización con éxito de éste.

Si es necesaria la modificación del alcance de un proyecto, se considerarán cambios en todas las actividades que lo componen hasta conseguir el nuevo objetivo.

Se considera que un proyecto ha modificado su alcance cuando se presenta alguna de las siguientes condiciones.

- Cambios en el monto total de inversión.
- Cambios en las metas físicas respecto a las registradas en la cartera.
- Modificación del tipo de inversión debido a la fuente de ingresos.
- Cuando se presente un diferimiento al inicio de las operaciones del proyecto de inversión con respecto al tiempo.



CAPÍTULO 3.

USOS DEL CO₂ EN PROYECTOS DE EXPLOTACIÓN.



Capítulo 3.

3. Usos del CO₂ en proyectos de explotación.

Hoy en día, ha sido un reto satisfacer la demanda energética mundial; sin embargo, con el incremento de la población mundial se espera que el consumo de energía siga incrementando.

Históricamente, la recuperación mejorada ha mostrado que el número de proyectos de inyección de CO₂ ha incrementado y ciertamente continuará haciéndolo (Alvarado y Manrique, 2010).

Esta tendencia indica que la inyección de gas es más conocida y aplicada, en lo particular la inyección de CO₂ ha tenido buenos resultados en la recuperación adicional de hidrocarburos incrementando significativamente el factor de recuperación de manera miscible.

Dentro de las propiedades del CO₂ se tiene que bajo condiciones ambientales el gas es incoloro, inodoro además de tóxico, su densidad con respecto al aire ($\rho_{aire} = 1.29 \text{ kg/m}^3$) es de 1.529 a condiciones normales ($P = 1.0332 \text{ Kg/cm}^2$ y $T = 0^\circ\text{C}$) y su masa molecular es de 44.01 g/mol (CIPM, 2005).

Este método produce efectos benéficos muy importantes conforme se satura a los yacimientos, principalmente:

- Hinchamiento del aceite.
- Reducción de la viscosidad del aceite.
- Incremento de la densidad API del aceite.
- Vaporización de componentes ligeros del aceite debido a la miscibilidad por múltiples contactos.
- Reducción de la tensión interfacial.

Otros beneficios del CO₂ podrían ser la restricción en el medio poroso evitando que la roca absorba alguna sustancia (retarda el hinchamiento de las arcillas hidrofílicas), incrementa la solubilidad del gas natural en el aceite cuando se hace contacto con el gas hidrocarburo y el bajo pH del agua que se genera impide o limita el crecimiento bacteriano que tiende a obturar el área de inyección; sin embargo, para que se generen todos estos efectos es necesario que de preferencia se generen condiciones de miscibilidad en el yacimiento (Abreu & otros, 1985).

En la recuperación mejorada es utilizado comúnmente en estado gaseoso y su inyección al yacimiento generalmente es bajo condiciones supercríticas, las cuales son aproximadamente para el caso de la temperatura crítica de 31 °C y 73.87 kg/cm² para el caso de la presión crítica (CIPM, 2005). Ver **Figura 3.1.**

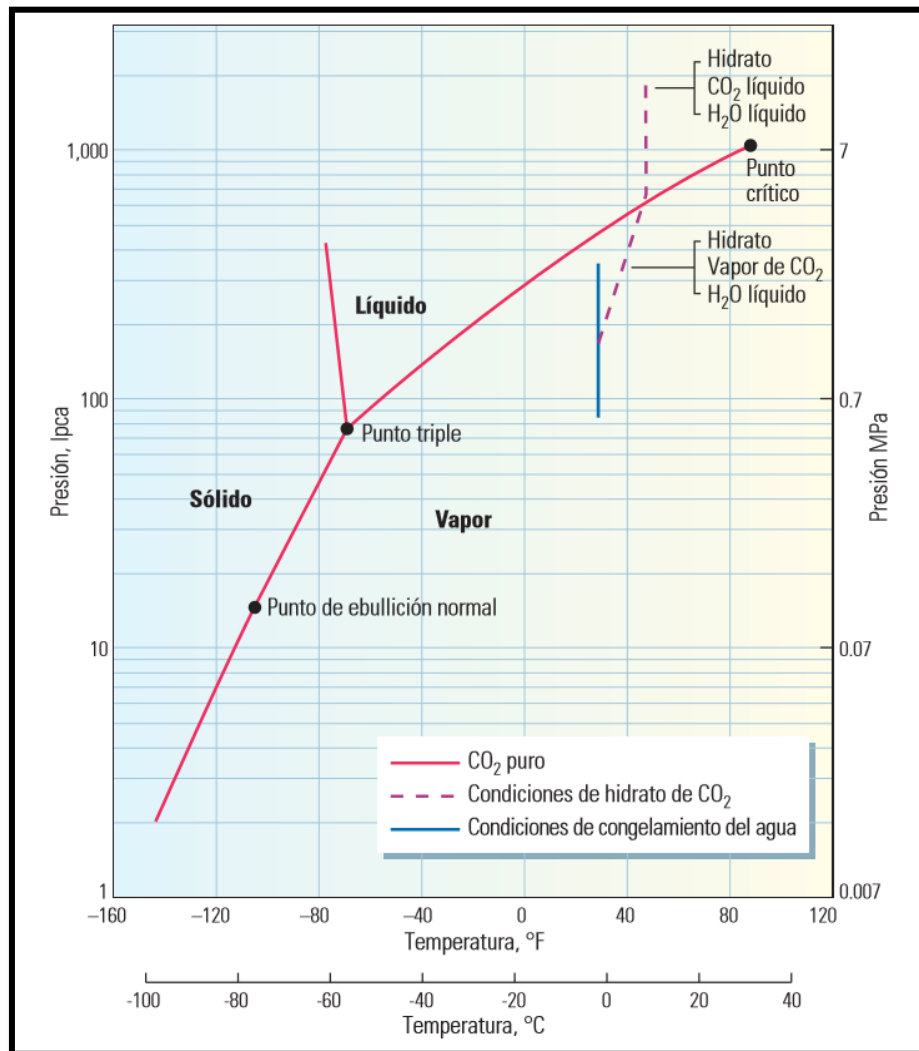


Figura 3.1. Diagrama de fase del CO₂ (SLB, 2005).

La generación de hidratos de CO₂ se da bajo condiciones de temperatura de 10 °C y una presión de 45.89 kg/cm² (SLB, 2005). De manera adicional según los resultados de diversas pruebas de desplazamiento con CO₂ se han obtenido recuperaciones mayores al 15 % del aceite original al final de los experimentos (Abreu & otros, 1985).

En general, la inyección de CO₂ ha sido aplicada exitosamente en muchos yacimientos petroleros alrededor del mundo, dentro de estos métodos, la mojabilidad es muy importante debido a que la transferencia de masa entre el aceite y el gas se mejora bajo condiciones en las que la roca es mojada por aceite; si la roca es mojada por agua puede afectar la recuperación de aceite, al menos en la aplicación de un proceso intermitente (WAG), por lo que se recomienda en este caso la inyección



“OPTIMIZACIÓN DE PROYECTOS DE EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS MEDIANTE EL USO DE CO₂”



continua del CO₂, lo cual representa una mayor recuperación de aceite (Perry & otros). Una de las ventajas de la inyección de CO₂ es su presión mínima de miscibilidad en comparación con otros métodos.

3.1. Fuentes de CO₂.

En la aplicación del método de inyección de CO₂ muchas veces uno de los problemas es la manera de obtener dichos volúmenes de gas para inyectar al yacimiento, lo cual puede incrementar el costo y la dificultad de los proyectos.

Hoy en día se conocen distintas fuentes de obtención del CO₂, las siguientes son las más conocidas.

- a) Antropogénicas: gases de combustión industrial; en este caso el gas se captura, deshidrata, comprime y envía mediante líneas de abastecimiento.
- b) Yacimientos naturales: el CO₂ se genera a partir de la oxidación de la materia orgánica, la termodescomposición y el termometamorfismo de las rocas carbonatadas. Según datos del Colegio de Ingenieros Petroleros de México (CIPM), en el país se han descubierto yacimientos con contenido de CO₂, calculándose la mayor reserva por encima de los 10 Tscf, lo que podría generar enormes beneficios no solo dentro de la industria petrolera sino en su explotación comercial (CIPM, 2005).

De las fuentes de CO₂ descritas, la más adecuada es la antropogénica ya que ayuda a evitar la emisión del gas de efecto invernadero a la atmósfera contribuyendo en la disminución de la contaminación del medio ambiente mediante la captura y almacenamiento del CO₂.

3.2. Desplazamiento miscible.

El CO₂ disuelto en el aceite tiene un efecto directo sobre las propiedades de mezcla: la movilidad del aceite y la reducción de la viscosidad mejoran sensiblemente la eficiencia de barrido (Abreu & otros, 1985).

La miscibilidad es el fenómeno físico que consiste en la mezcla de dos fluidos en todas proporciones sin que se forme entre ellos una interfase, establece una condición de tensión interfacial igual a cero entre ambos fluidos formándose con esto una fase homogénea a una presión y una temperatura específicas (Abreu & otros, 1985).

Para que dos fluidos sean miscibles debe existir cierta afinidad química entre ambos, en general la miscibilidad depende principalmente de la composición del aceite y las condiciones de inyección del gas, así como la presión y la temperatura del sistema (Abreu & otros, 1985).



“OPTIMIZACIÓN DE PROYECTOS DE EXPLOTACIÓN DE
HIDROCARBUROS MEDIANTE EL USO DE CO₂”



En las **Figuras 3.2 y 3.3** se puede observar claramente los efectos de la presión en las propiedades de diferentes gases miscibles. Dichas densidades y viscosidades fueron calculadas mediante ecuaciones de estado.

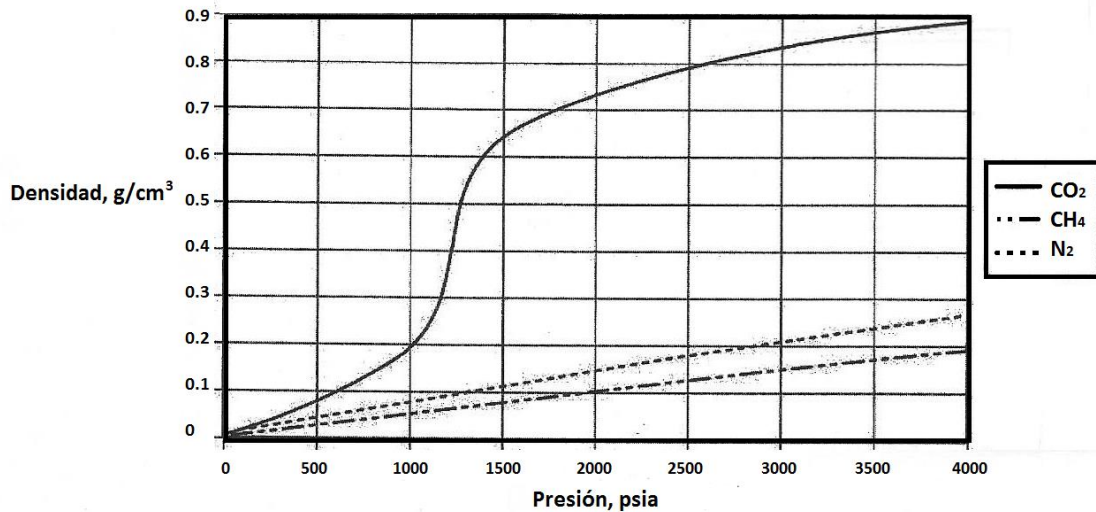


Figura 3.2. Densidades del CO₂, CH₄ y N₂ a condiciones de temperatura de 105 °F (Perry & otros).

En la **Figura 3.2** la densidad del CO₂ es mucho mayor que la de los otros gases y similar a la de un líquido bajo ciertas condiciones de presión (Perry & otros).

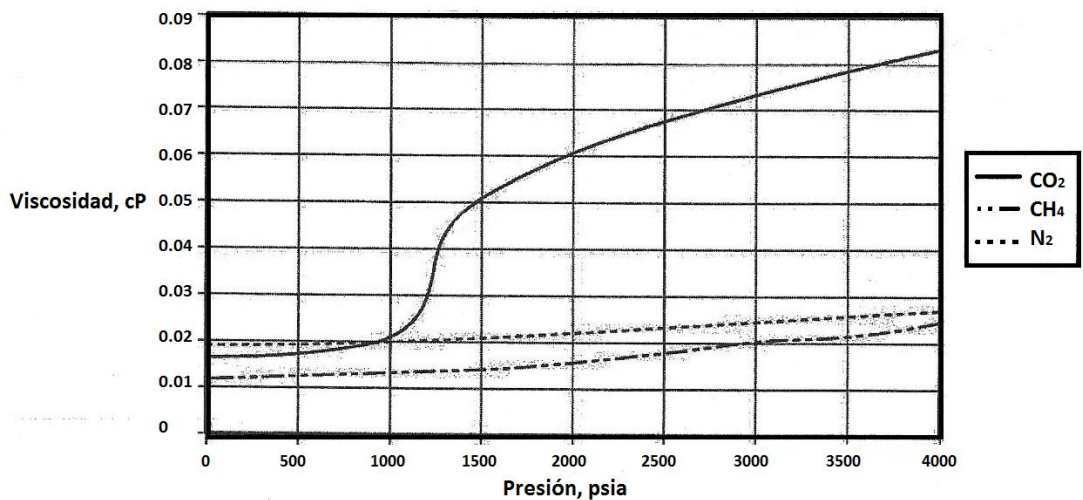


Figura 3.3. Viscosidades del CO₂, CH₄ y N₂ a condiciones de temperatura de 105 °F (Perry & otros).

En la **Figura 3.3** conforme la presión incrementa el CO₂ se vuelve más viscoso que los otros gases, pero en menor grado que los líquidos (Perry & otros).



“OPTIMIZACIÓN DE PROYECTOS DE EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS MEDIANTE EL USO DE CO₂”



La presión mínima de miscibilidad es la menor presión a la cual el gas de inyección y el aceite del yacimiento pueden llegar a ser miscibles a través de procesos por único o múltiples contactos, existiendo transferencia de masa entre la fase líquida y la fase gaseosa a una temperatura específica, ver **Tabla 3.1.**

Tabla 3.1. Clasificación de los métodos para estimar la presión mínima de miscibilidad (Marín, 2002).

Experimentales	Son pruebas que se hacen a nivel laboratorio, utilizando muestras de aceite y gas de inyección a condiciones de yacimiento, son muy costosas, además de que las muestras de fluido y personal técnico especializado demandan equipos de alta presión y consumen una apreciable cantidad de tiempo.	<ul style="list-style-type: none">• Prueba de Tubo Delgado.• Prueba de Burbuja Ascendente.
Analíticos	Modelos matemáticos y correlaciones con la finalidad estimar la presión mínima de miscibilidad de acuerdo al tipo de gas de inyección; involucran parámetros como: temperatura del yacimiento, composición del aceite y composición del gas de inyección, además de sus respectivas temperaturas y presiones críticas.	

En la **Figura 3.4.** se considera mínimo el efecto de la composición del aceite a comparación de la **Figura 3.5,** ambas correlaciones funcionan para el cálculo de la presión mínima de miscibilidad.

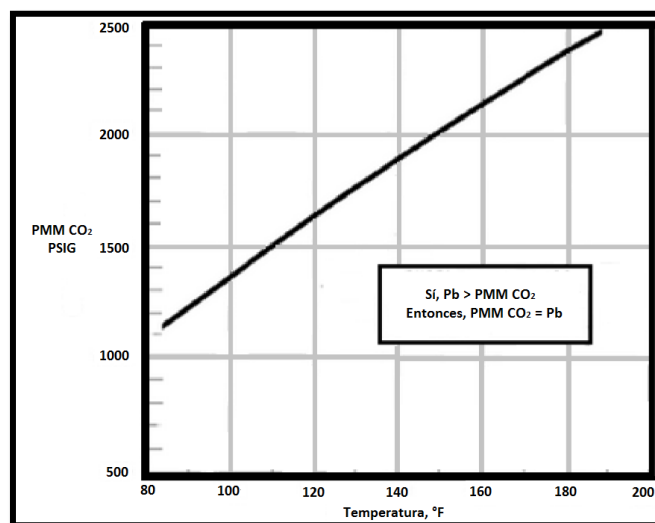


Figura 3.4. Correlación de la presión mínima de miscibilidad del CO₂ vs temperatura del yacimiento propuesta por Yellig & Metcalfe (E.C. Donaldson & otros, 1989).

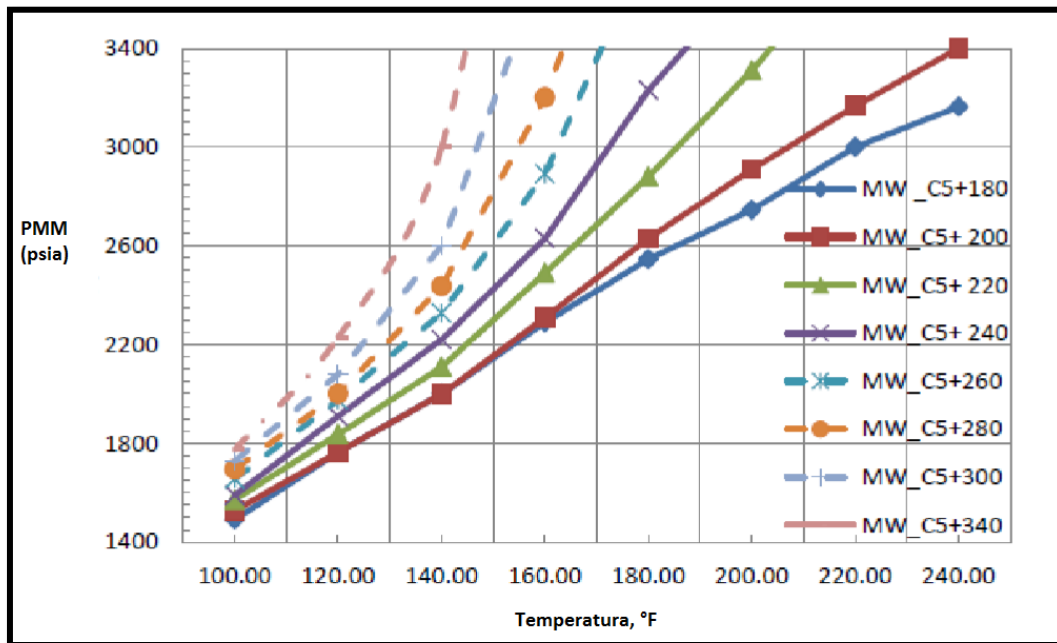


Figura 3.5. Correlación de la presión mínima de miscibilidad vs temperatura del yacimiento propuesta por Mungan (Mahendra K. Verma, 2015)

En la **Figura 3.6**, se presenta una gráfica obtenida a través de una prueba de laboratorio demasiado confiable, inclusive por encima de los modelos matemáticos y las correlaciones.

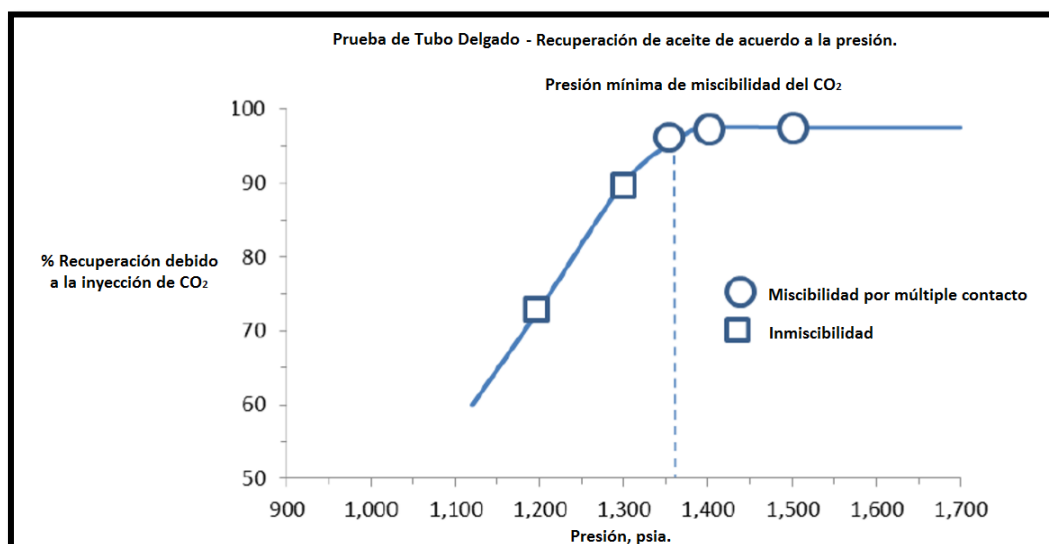


Figura 3.6. Presión mínima de miscibilidad del CO₂ obtenida mediante Prueba de Tubo Delgado (Mahendra K. Verma, 2015).



**“OPTIMIZACIÓN DE PROYECTOS DE EXPLOTACIÓN DE
HIDROCARBUROS MEDIANTE EL USO DE CO₂”**



La presión mínima de miscibilidad es clave en los procesos miscibles de recuperación mejorada, depende fundamentalmente de la temperatura, composición del gas de inyección y composición del aceite del yacimiento.

El objetivo del desplazamiento miscible en la recuperación mejorada de petróleo es aumentar la eficiencia de desplazamiento en los poros de la roca que son invadidos, mediante la eliminación de las fuerzas de retención que actúan en todo proceso de desplazamiento con fluidos no miscible; estas fuerzas se deben principalmente al fenómeno de presión capilar, originando que gran parte del aceite quede atrapado en los poros de la roca almacenadora. En la **Tabla 3.2**, se describe la clasificación de los procesos de desplazamiento miscibles.

Tabla 3.2. Clasificación de los procesos de desplazamiento miscibles (Marín, 2002).

Miscibilidad al primer contacto	Este proceso es caracterizado porque al ponerse en contacto el aceite con el solvente se mezcla en todas las proporciones sin que se observe una interfase entre ellos; es el método más simple y rápido para obtener un desplazamiento miscible entre el aceite y el solvente.	
	Son procesos mediante los cuales se pone en contacto el aceite con un gas de inyección para que exista una transferencia de masa entre ambos fluidos y con esto se crea el desplazamiento del aceite retenido en el medio poroso.	Condensación del gas de inyección: en este mecanismo existe transferencia de masa del gas al aceite por múltiples contactos durante el proceso de desplazamiento. Durante este proceso los componentes se condensan en el aceite, haciendo la mezcla cada vez más ligera. Vaporización del aceite: en este mecanismo la transferencia de masa ocurre del aceite hacia el gas. A través de los contactos sucesivos entre el aceite y el vapor, este se enriquece por la vaporización de la fracción alcanzando una composición miscible.

3.3. Procesos de inyección.

En la aplicación del método de CO₂ se tienen los siguientes procesos de inyección.

➤ Inyección continua.

Es la manera más sencilla de inyectar el gas al yacimiento, de esta manera el CO₂ es inyectado de forma continua hasta que la relación de gas producido con el aceite sea demasiado elevada para que el costo de producción se considere que ya no es económicamente el más viable (CIPM, 2005).

➤ Inyección alternada (WAG).

Es el proceso más empleado, pequeñas cantidades de CO₂ y agua son inyectadas en el yacimiento, los parámetros que controlan este proceso son: la relación del volumen de CO₂ inyectado con respecto al volumen de agua inyectada, el tamaño, así como el volumen de gas (CIPM, 2005), ver **Figura 3.7**.

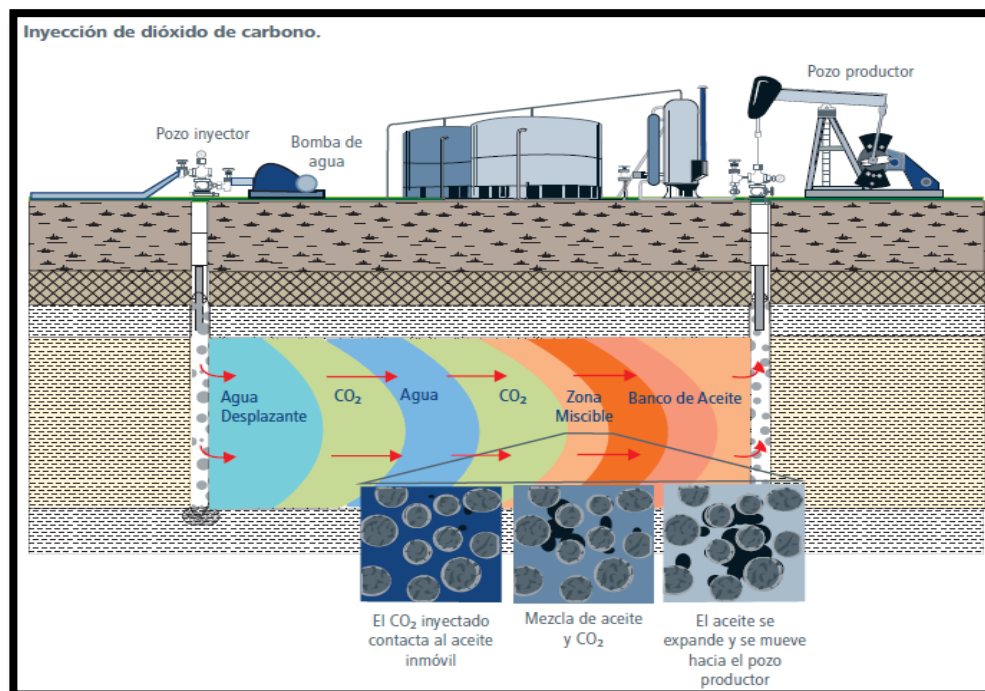


Figura 3.7. Inyección alternada de CO₂ (CNH, 2012).

➤ Inyección cíclica (huff and puff).

Se trata de un procedimiento generalmente aplicado a aceites pesados pero que se desarrolla cada vez más en yacimientos de aceites más ligeros.

Consiste en inyectar el CO₂ en un pozo que es enseguida cerrado por un cierto periodo de varios días e inclusive semanas. Durante esta fase, el objetivo es tratar de disolver el máximo volumen de gas en el

aceite, para posteriormente producir por expansión del CO₂ disuelto; el ciclo inyección – producción típicamente es repetido (CIPM, 2005).

El control de la movilidad ha sido una de las principales preocupaciones de los técnicos, ello debido a la baja viscosidad del gas comparada con la del aceite.

Algunos proyectos han experimentado tempranas irrupciones en algunos pozos; sin embargo, las compañías están encontrando que las máximas producciones de aceite ocurren después de la irrupción del CO₂ (CIPM, 2005).

En la **Figura 3.8**, se muestra un diagrama de la inyección cíclica donde se observa el efecto del CO₂ en el aceite dentro del yacimiento.

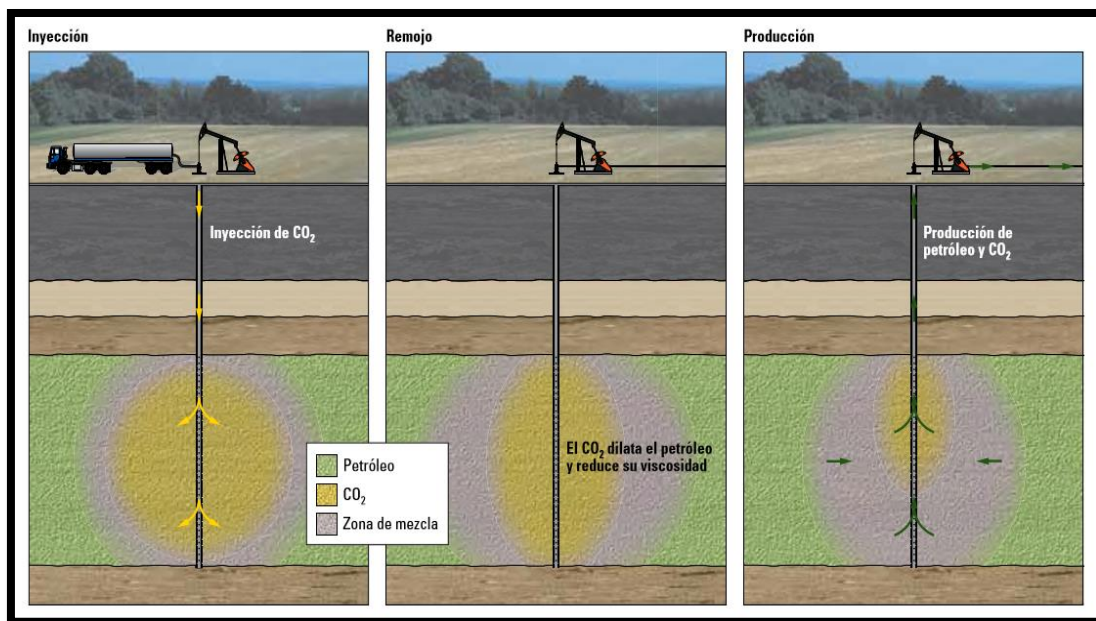


Figura 3.8. Inyección cíclica del CO₂ (SLB, 2011)

3.4. Criterios de selección.

La inyección de CO₂ ha demostrado ser actualmente uno de los mejores métodos de recuperación adicional de hidrocarburos incrementando la recuperación de estos, además de ser uno de los métodos más prometedores para programas de recuperación mejorada de aceite bajo condiciones económicas dominantes (IMP, 2011).

Los criterios de selección de los métodos de recuperación adicional de hidrocarburos atienden aspectos económicos, pero principalmente técnicos como lo son las características de los fluidos del yacimiento y de la formación, así como en general de la tecnología disponible, ver **Tabla 3.3**.



**“OPTIMIZACIÓN DE PROYECTOS DE EXPLOTACIÓN DE
HIDROCARBUROS MEDIANTE EL USO DE CO₂”**



Tabla 3.3. Criterios para la selección de los métodos de recuperación mejorada de acuerdo al factor de recuperación incremental (SLB, 2011).

Método EOR		Soporte de presión	Mejoramiento del barrido	Reducción de la IFT	Alteración de la mojabilidad	Reducción de la viscosidad	Dilatación del petróleo	Hidrocarburo fase única	Cambio composicional	Factor de recuperación incremental
Inyección de agua	Inyección de agua	/		/	/					Caso base
	Agua preparada	/		/	/					Bajo
Inyección de gas: inmiscible	Hidrocarburo	/					/			Moderado
	CO ₂	/				/	/			Alto
	Nitrógeno o gas de chimenea	/						/	/	Moderado
Inyección de gas: miscible	Hidrocarburo	/	/			/	/	/	/	Alto
	Hidrocarburo WAG	/	/			/	/	/	/	Muy alto
	CO ₂	/	/			/	/	/	/	Alto
	CO ₂ WAG	/	/			/	/	/	/	El más alto
Método térmico	Vapor					/	/		/	Alto
	Aire a alta presión					/	/		/	Alto
Método químico	Polímero	/	/							Bajo
	Surfactante	/	/	/	/					Moderado
	ASP	/	/	/	/					Alto

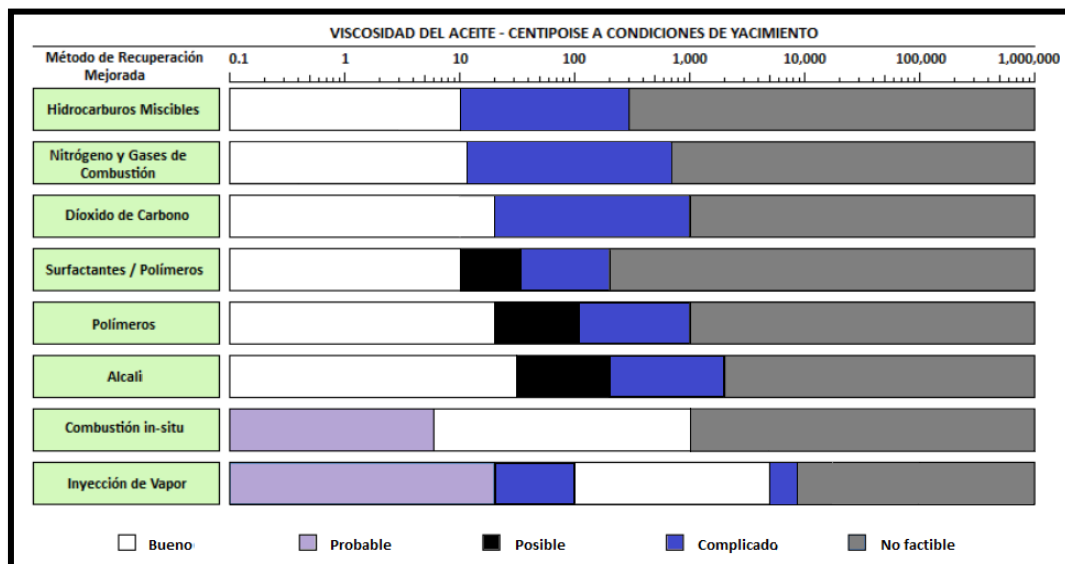
IFT = Tensión interfacial WAG = Inyección alternada de agua y gas ASP = Álcali - Surfactante - Polímero

Dichos criterios de selección son realizados con base en muchos experimentos y pruebas piloto para la selección adecuada del método a implementar.

A continuación, se muestran algunos de éstos en función de la viscosidad, la permeabilidad y la profundidad del yacimiento.

En la **Tabla 3.4**, se muestran los rangos preferentes de viscosidad del aceite a condiciones de yacimiento para los métodos de recuperación mejorada.

Tabla 3.4. Rangos preferentes de viscosidad del aceite @ yacimiento para los métodos de recuperación mejorada (SLB, 1992).



En las **Tablas 3.5 y 3.6**, se muestran los rangos preferentes de permeabilidad y profundidad para la aplicación de los métodos de recuperación mejorada.



**“OPTIMIZACIÓN DE PROYECTOS DE EXPLOTACIÓN DE
HIDROCARBUROS MEDIANTE EL USO DE CO₂”**



Tabla 3.5. Rangos preferentes de permeabilidad para los métodos de recuperación mejorada (SLB, 1992).

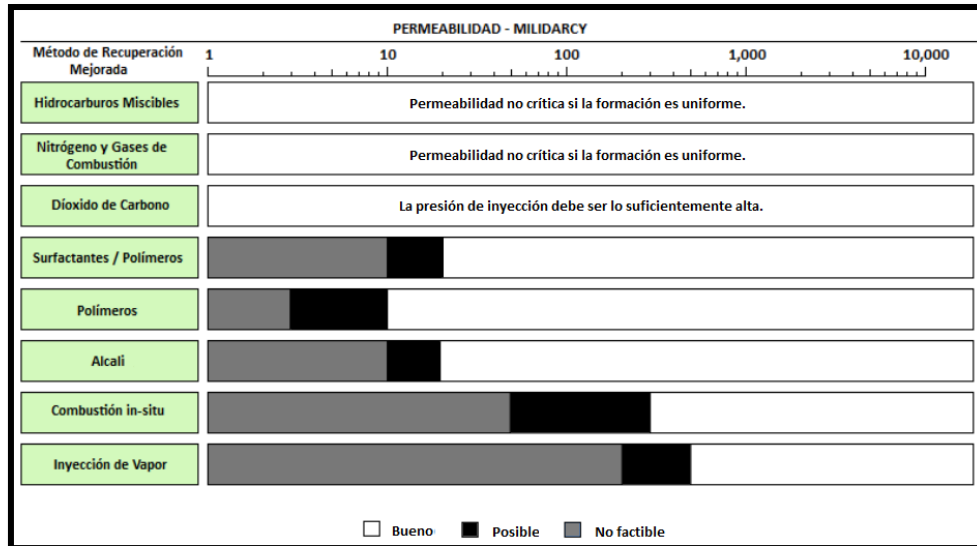
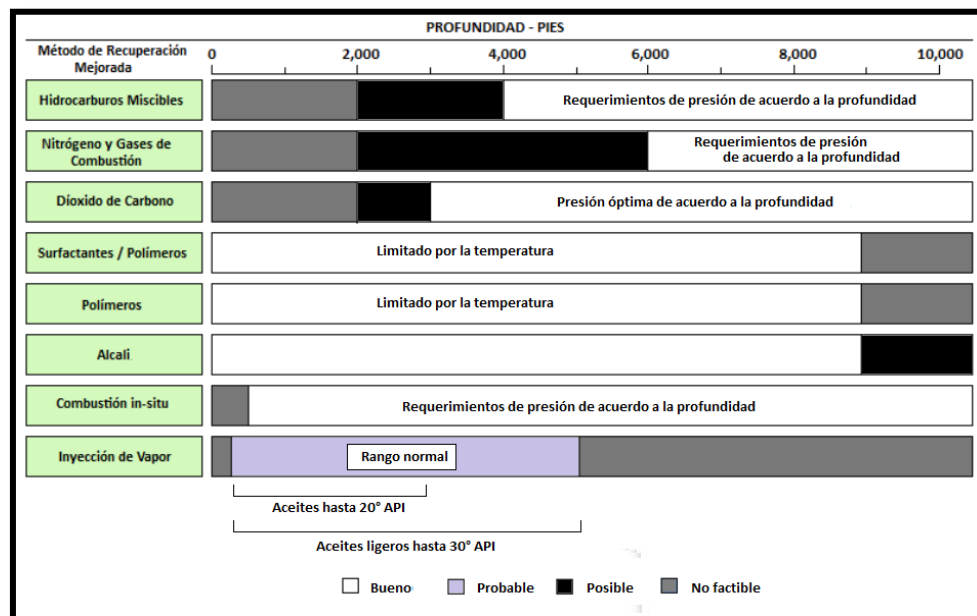


Tabla 3.6. Limitaciones de profundidad para los métodos de recuperación mejorada (SLB, 1992).



De los criterios de selección específicos para CO₂, se sabe que este método es uno de los más prometedores para la recuperación de hidrocarburos, en la literatura se ha definido que este método presenta resultados favorables a condiciones de temperatura de 100 °F o superiores y condiciones de presión entre 800 y 1200 psi, además de permeabilidades del orden de 200 mD o mayores (Abreu & otros, 1985). Este método funciona de manera óptima en yacimientos con aceite de baja



“OPTIMIZACIÓN DE PROYECTOS DE EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS MEDIANTE EL USO DE CO₂”



viscosidad y presiones mayores a 140 kg/cm² siendo un excelente candidato para inyectarse a grandes profundidades; sin embargo, de acuerdo con estudios realizados se ha comprobado que este método funciona perfectamente en la recuperación de aceites pesados e incluso en la recuperación de gas de hidratos.

De manera general, la selección adecuada del método de acuerdo al yacimiento y sus fluidos es la clave para el éxito de un proyecto de recuperación mejorada, una vez seleccionado el método se continua con el diseño e implementación del mismo.

3.5. Aseguramiento de flujo.

Se refiere al diseño, estrategias y principios para asegurar un flujo ininterrumpido de producción de hidrocarburos entre el yacimiento y el punto de venta, es decir, el aseguramiento de flujo implica diversas actividades como la planeación, desarrollo, implantación, mantenimiento y operación de tecnologías y estrategias para asegurar que el fluido sea producido efectivamente, transportado y procesado en los sistemas petroleros de forma segura, dentro de normas y estándares ambientales.

Comprende una serie de técnicas y metodologías que utilizan la tecnología más avanzada de transporte de flujo multifásico en régimen dinámico, comportamiento de fase y fisicoquímica de los fluidos producidos para dosificar los químicos necesarios y administrar la posible formación de fases sólidas y la pérdida de calor del fluido durante el transporte, evitando la formación de tapones que impidan el flujo de fluidos por los sistemas producción, así como la prevención de procesos y eventos que pongan en riesgo la integridad física de estos sistemas (por ejemplo, golpe de ariete, corrosión, entre otros).

En los proyectos donde se incorpora el uso de CO₂ se recomienda utilizar un cemento reforzado mucho más resistente que un cemento hidráulico común como lo es el tipo Portland, esto debido a que la acidez del CO₂ con el agua puede degradar el cemento. El cemento Portland es el material más utilizado en cementación de pozos; cuando se disuelve en agua aproximadamente 1% del CO₂ forma ácido carbónico que reacciona químicamente con los compuestos en la matriz del cemento Portland hidratado tales como el gel hidrato de silicato de calcio y el hidróxido de calcio, provocando que el cemento fraguado pierda resistencia (SLB, 2005).

Dicho deterioro puede producirse en el cemento adyacente a la tubería de revestimiento del pozo, ya sea en el espacio anular existente entre la tubería de revestimiento y las rocas o en la interfaz presente entre la tubería de revestimiento y un tapón de cemento del pozo; por consiguiente, el cemento utilizado debe ser capaz de resistir los efectos dañinos del CO₂ por largos periodos de tiempo.



“OPTIMIZACIÓN DE PROYECTOS DE EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS MEDIANTE EL USO DE CO₂”



Para lograr que el cemento sea más resistente a los efectos dañinos del CO₂ puede resultar ventajoso utilizar aditivos; sin embargo, en un pozo donde se emplearon buenas prácticas de construcción y materiales adecuados, el CO₂ no debería constituir ningún problema.

En cuanto al uso de tubería en estos proyectos, la tubería de acero al carbono tiene más probabilidades de corroerse en los ambientes de almacenamiento; sin embargo, el uso de recubrimientos en las partes metálicas o de inhibidores de corrosión e inclusive protección catódica, ayudarán a prolongar la corrosión de la misma y así mismo asegurar el flujo ininterrumpido de los fluidos hasta el punto de venta, aunque las mejores opciones de tuberías para combatir la corrosión son a partir de aleaciones como el acero al cromo (SLB, 2015).

3.6. Casos de estudio.

En el mundo, se han implementado diversos métodos de recuperación adicional de hidrocarburos, algunos de estos por inyección de gases como el N₂ y el CO₂ en yacimientos de distintas litologías.

En México, uno de los primeros campos que incorporó la inyección de CO₂ fue el Campo Artesa, el cuál ofreció grandes beneficios; sin embargo, no ha sido el único proyecto de este tipo en el país y debido a la experiencia obtenida los pronósticos para el Campo Brillante reflejan aún mayores beneficios, comenzando por la disponibilidad del gas debido al tipo de fuente antropogénica y con el medio ambiente.

A continuación, se muestra información respecto a algunos campos que han implementado la inyección de CO₂ en la industria petrolera.

➤ Campo Artesa.

El Campo Artesa se localiza en la región sur de la República Mexicana a 42 km. al suroeste de la Ciudad de Villahermosa, Tabasco; su ubicación exacta está en el área denominada Chiapas - Tabasco. En la **Tabla 3.7**, se muestra la información general del Campo Artesa.

Tabla 3.7. Información general del Campo Artesa (AIPM, 2015).

Información general del Campo Artesa	
Fecha de inicio de explotación	01 de agosto de 1977
Presión inicial, presión de burbuja, presión dic. 2010	388, 293, 283 Kg/cm ²
Producción inicial de aceite y gas, máx. producción feb. 1979	7,758 bpd y 10 mmpcd, 37,615 bpd y 62 mmpcd
Formación productora	Cretácico medio
Litología	Dolomías naturalmente fracturadas
Área	20 Km ²



**“OPTIMIZACIÓN DE PROYECTOS DE EXPLOTACIÓN DE
HIDROCARBUROS MEDIANTE EL USO DE CO₂”**



Profundidad (cima, media, contacto agua/aceite inicial)	3,320, 3,500, 3,650 m (mbmr)
Porosidad	4%
Permeabilidad efectiva	10-120 mD
Saturación de agua	25%
Temperatura	112 °C
Densidad del aceite	27 °API
Periodo de inyección de CO ₂ al Campo Artesa.	Noviembre del año 2000 a enero del año 2005
Presión mínima de miscibilidad (Prueba de Tubo Delgado)	267 Kg/cm ²
Volumen total inyectado de CO ₂ en la cima de la estructura	30.9 mmmpc @ c.e.
Volumen total inyectado de CO ₂ almacenado en la matriz	8.6 mmmpc @ c.e.

El proyecto de inyección de CO₂ en el Campo Artesa se conformó de 2 pozos inyectoros (A-13 y A-15) así como 4 pozos productores (A-22, A-21, A-3 y A-1). A continuación, se mencionan algunas de las actividades realizadas durante el proyecto.

- Estudio de balance de materia: se consideró necesario para evaluar la actividad del acuífero asociado debido a una intensa entrada de agua por las zonas más fracturadas.
- Estudio de simulación del yacimiento: se realizaron dos modelos de simulación composicional; con la inyección de CO₂ se esperaban los efectos de hinchamiento del aceite, reducción de la viscosidad, disminución de la tensión interfacial, buena eficiencia de desplazamiento y el control de la entrada de agua al yacimiento.
- Presión de inyección del CO₂: se realizaron pruebas de inyección y pruebas de presión de interferencia en diversos pozos; sin embargo, debido a la baja admisión del yacimiento se inyectó menos CO₂ en los pozos, pero a una presión mayor que la programada.
- Monitoreo de la inyección de CO₂: Los resultados indicaron que únicamente en el pozo A-22 se presentó el desplazamiento miscible, en los demás pozos no se presentaron condiciones de miscibilidad debido principalmente a la presencia de zonas muy fracturadas en el yacimiento.

Beneficios.

- Represionamiento del yacimiento del orden de 19 kg/cm², ocasionando reducción de la entrada de agua al yacimiento, prolongando su vida productiva
- Mejoramiento de la calidad del aceite producido al aumentar su densidad API, al inicio del proyecto se tenía un valor de 27 °API y se incrementó a un valor promedio de 34 °API en el pozo productor principal.



“OPTIMIZACIÓN DE PROYECTOS DE EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS MEDIANTE EL USO DE CO₂”



- La obtención del CO₂ fue a partir de la producción del Campo Carmito, por lo que se decidió instalar una planta de membranas para separar el gas, evitando la liberación del mismo a la atmósfera.
- El volumen adicional de aceite obtenido fue de 952 mbls y el de gas fue de 2.4 mmmpc. Se observó un incremento en el $F_R = 0.4\%$
- Al ser el primer proyecto a nivel nacional se obtuvo la experiencia en la aplicación de este método, posteriormente la inyección de CO₂ se aplicó en otros campos, tomando como base la infraestructura existente utilizada en el Campo Artesa.

➤ Campo Brillante.

El Campo Brillante del Activo de Producción Cinco Presidentes (APCP) es un campo joven con poco más de 3 años de explotación desde el 2011 con 13 pozos productores, su producción acumulada hasta junio del 2014 fue de 6.3 mmbls de aceite y 5 mmmpc de gas. En la **Figura 3.9**, se muestra el perfil de producción de aceite del Campo Brillante.

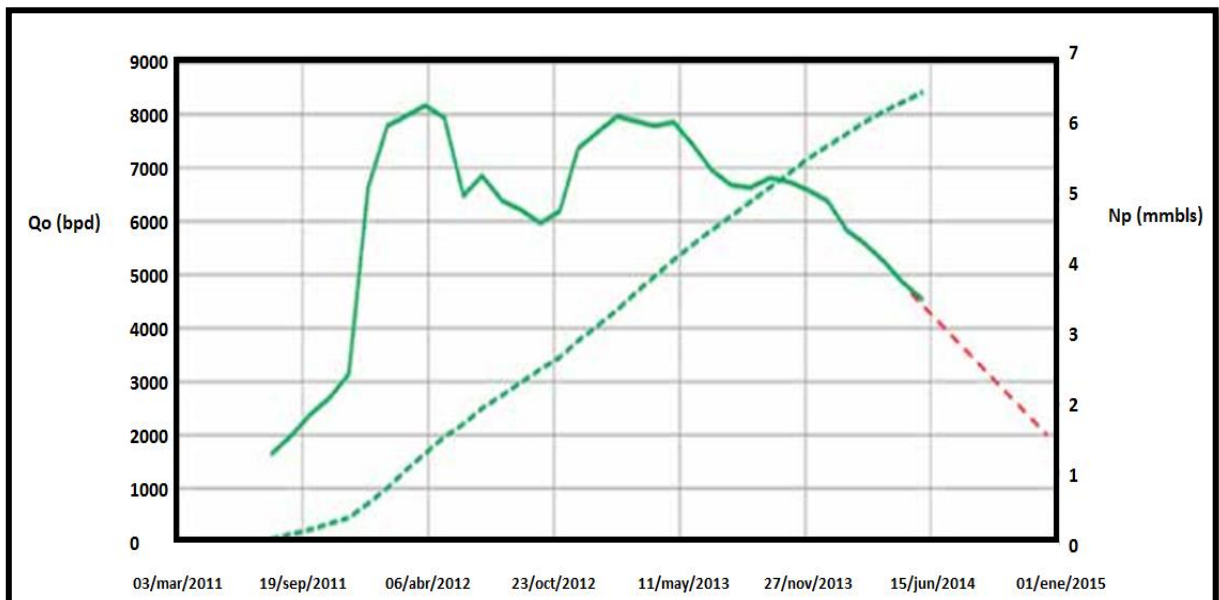


Figura 3.9. Perfil de producción de aceite del Campo Brillante (AIPM, 2015).

La fuerte caída de presión indica que este campo debió comenzar a explotarse con algún sistema de mantenimiento de presión o recuperación mejorada para evitar el rápido depresionamiento y el bajo factor de recuperación, ver **Figura 3.10**.



“OPTIMIZACIÓN DE PROYECTOS DE EXPLOTACIÓN DE
HIDROCARBUROS MEDIANTE EL USO DE CO₂”

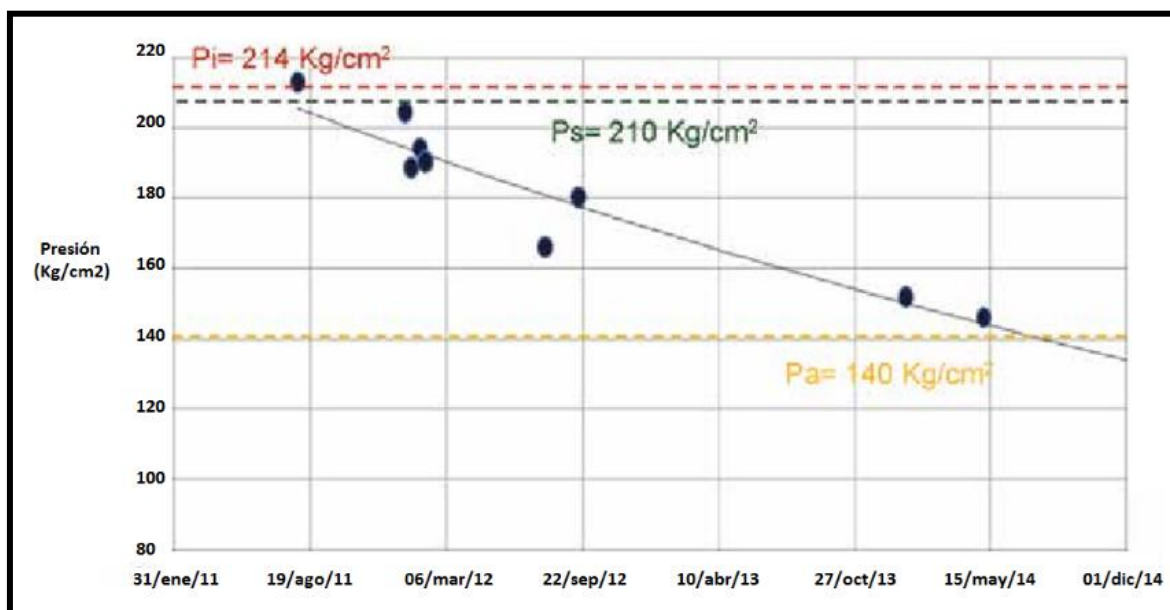


Figura 3.10. Perfil de presión del Campo Brillante (AIPM, 2015).

De acuerdo con las características de la roca y los fluidos, este campo es un excelente candidato para la inyección de agua o de dióxido de carbono; sin embargo, debido al alto flujo fraccional de agua se observó que se podían esperar mejores resultados con la inyección de CO₂. En la **Tabla 3.8**, se muestra la información general del Campo Brillante.

Tabla 3.8. Información general del Campo Brillante (AIPM, 2015).

Información general del Campo Brillante	
Presión inicial, presión de burbuja, presión al 2014	214, 210, 140 Kg/cm ²
Producción inicial, producción actual	8,100, 2,975 bpd
Litología	Areniscas
Densidad del aceite	30° API
Viscosidad del aceite	1.5 cP
Permeabilidad	180 mD
Saturación de aceite	66 %
Temperatura	60° C

Para este campo, se realizaron diferentes escenarios utilizando modelos predictivos, de los cuáles el que presentó los mejores resultados considera la inyección de 15 mmpcd de CO₂ sumando un total de 22 mmpcd en los próximos 9 años; un beneficio adicional será que, al término del proyecto al menos el 50% del CO₂ inyectado quedará almacenado dentro del yacimiento (AIPM, 2015).



“OPTIMIZACIÓN DE PROYECTOS DE EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS MEDIANTE EL USO DE CO₂”



En la **Figura 3.11**, se muestra gráfica con los pronósticos de producción de aceite del Campo Brillante.

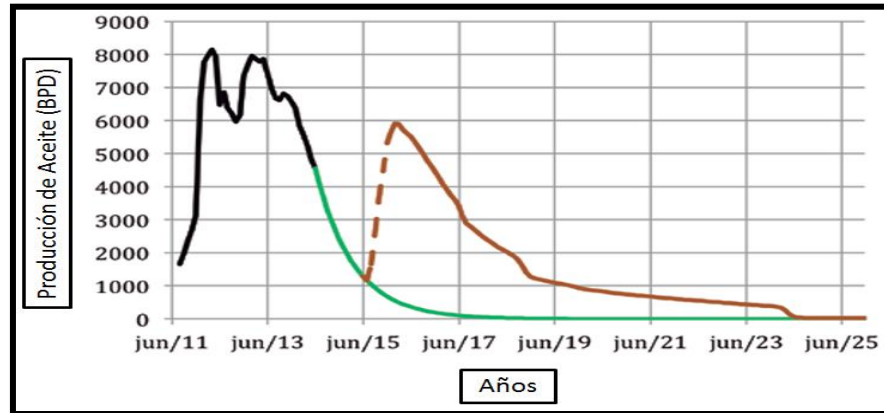


Figura 3.11. Pronóstico de producción de aceite por inyección de CO₂ al Campo Brillante (AIPM, 2015).

Con base en los pronósticos de producción, se estima que este proyecto alcance una máxima producción de aceite de 5,900 bpd.

Según las premisas correspondientes al Proceso de Planeación 2014 (**Precio de aceite: 69.94 dls/bl y 4.66 dls/mpc para el gas**) fue posible obtener los siguientes indicadores económicos del proyecto, ver **Tabla 3.9**.

Tabla 3.9. Indicadores económicos del Campo Brillante (AIPM, 2015).

VPN	\$2,926 millones de pesos
VPI	\$750 millones de pesos
VPN/VPI	3.9
TIR	0.2

Estos indicadores muestran que el proceso de recuperación mejorada por inyección de CO₂ al campo Brillante es rentable. Es importante mencionar que para el proyecto general se considera que el CO₂ se comprará al Complejo Petroquímico de Cosoleacaque en **2 dls/mpc** y que el CO₂ que se produzca en el campo se separará e inyectará en otro campo del mismo activo, obteniéndose por ello un beneficio para el proyecto al transferirlo a **0.5 dls/mpc**.

Beneficios.

- Disminución de la fuerte declinación de la presión del yacimiento y reducción de la entrada de agua, incrementando su vida productiva.
- Incremento del factor de recuperación de hidrocarburos.



“OPTIMIZACIÓN DE PROYECTOS DE EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS MEDIANTE EL USO DE CO₂”



- Aprovechamiento del CO₂ producido por la planta de amoníaco del CPQ de Cosoleacaque ubicado a 70 km del Campo Brillante.
- El desarrollo de este proyecto apoya la iniciativa del Gobierno Federal para reducir las emisiones de CO₂ a la atmósfera y la posibilidad de incrementar la producción de aceite mediante la implementación de proyectos integrales de captura de CO₂ en sus instalaciones y aplicación en la recuperación mejorada.

➤ **Campo Sleipner.**

El Campo Sleipner del Mar del Norte está situado 250 km al oeste de Stavanger, Noruega; en este campo Statoil logró por primera vez en 1996 la captación y almacenamiento del CO₂.

Este campo produce gas natural con un contenido de aproximadamente 9% de CO₂, pero para cumplir con las especificaciones requeridas, la concentración de CO₂ tuvo que reducirse a un 2.5% debido a que en Noruega se deben pagar aproximadamente **45 dls por tonelada métrica** de CO₂ emitido a la atmósfera por concepto de impuesto al carbono marino.

Debido a que la compañía incurría en grandes erogaciones se decidió abordar el tema del CO₂ en forma eficaz, capturando y separándolo utilizando solvente monoetanolamina (MEA) e inyectándolo en la Formación Utsira, utilizando un solo pozo de inyección. En la **Tabla 3.10**, se muestra la información general de la Formación Utsira.

Tabla 3.10. Información general de la Formación Utsira (SLB, 2005).

Información general de la Formación Utsira (acuífero salino)	
Litología	Areniscas y Lutitas
Profundidad	800 – 1000 m
Porosidad	27% – 40%
Permeabilidad	1 – 8 Darcies
Espesor	200 -300 m
Capacidad de almacenamiento	600 x 10 ⁶ m ³

Los registros de pozos indican que la zona de Utsira está bien definida, con contactos superiores y basales netos; la roca sello sobreyacente tiene cientos de metros de espesor con capas de lutitas.

Se cree que la distribución de CO₂ en la Formación Utsira se tiene como una combinación de capas delgadas de alta concentración y CO₂ dispersado. Los datos sísmicos han sido clave para conocer el comportamiento migratorio del CO₂ en el acuífero.



“OPTIMIZACIÓN DE PROYECTOS DE EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS MEDIANTE EL USO DE CO₂”



En la **Figura 3.12**, se observa que la producción del Campo Sleipner es a partir de la Formación Heimdal separando e inyectando el CO₂ en la Formación Utsira.

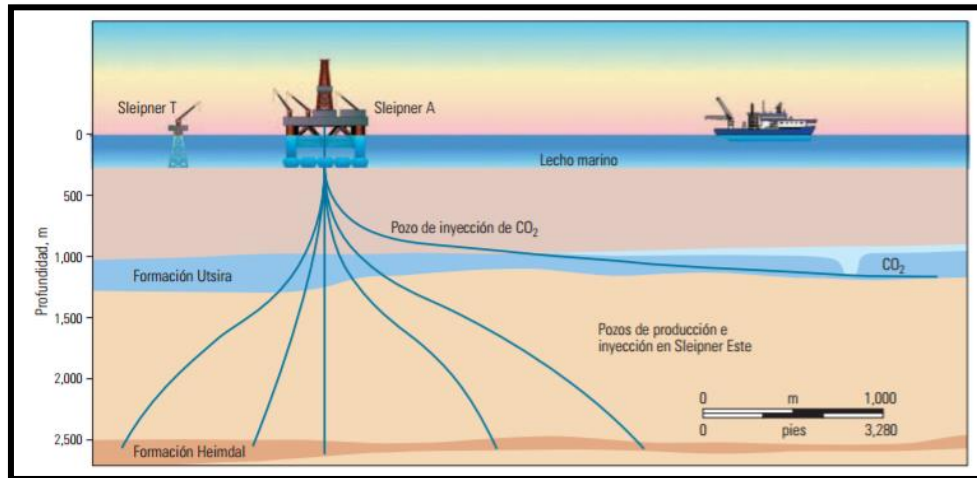


Figura 3.12. Campo Sleipner (SLB, 2005).

Se estima que el proyecto Sleipner continuará operando hasta el 2020 y ha inyectado alrededor de 1 millón de toneladas de CO₂ por año a una presión supercrítica de aproximadamente 107.077 kg/cm² (1523 psi) que es inferior a la presión de fracturamiento de la Formación Utsira.

A pesar de que la inyección de CO₂ no se utilizó para recuperar hidrocarburos de este campo, se aplicó la captura y almacenamiento del mismo para evitar la emisión de este gas a la atmósfera convirtiéndolo en un proyecto optimizado y amigable con el medio ambiente.



CAPÍTULO 4.

OPTIMIZACIÓN Y ANÁLISIS ECONÓMICO.



Capítulo 4.

4. Optimización y análisis económico.

En la optimización de proyectos de explotación de hidrocarburos, el método de inyección de CO₂ es de gran importancia debido a los beneficios de su aplicación en yacimientos convencionales y mejor aún en yacimientos no convencionales, al ser un excelente candidato para incrementar el factor de recuperación en los yacimientos.

Su aplicación en campos maduros puede ayudar bastante en la recuperación de hidrocarburos al incrementar el factor de recuperación. **“La mejora del valor de un campo maduro está en función de la tecnología o de la eficiencia.”**

En la optimización de los proyectos es necesaria la administración integral de yacimientos, la cual hace referencia al uso adecuado de los recursos humanos, tecnológicos y financieros disponibles para maximizar la rentabilidad económica de un yacimiento, minimizando costos de inversión, operación y maximizando ingresos con las consideraciones de seguridad industrial y protección ambiental necesarias.

Como en todos los proyectos de inversión, la rentabilidad económica de un proyecto de recuperación mejorada es la principal motivación para llevarlo a cabo.

4.1. Descripción del concepto de optimización.

La palabra optimización se refiere a la eficiencia en la realización de los proyectos, es decir que las actividades en los proyectos se realicen de la mejor manera.

Las nuevas tecnologías en la aplicación del CO₂ como el almacenamiento geológico, obedece criterios de optimización, reduciendo sus emisiones a la atmósfera y atendiendo a su vez lo establecido en el protocolo de Kioto y en el acuerdo de París.

Además de las estimulaciones y los sistemas artificiales de producción, la aplicación de pruebas piloto, reparación y mantenimiento de pozos e inclusive el arreglo y diseño de pozos ayudarán a optimizar la recuperación de hidrocarburos.

4.2. Captura y almacenamiento de CO₂.

El CO₂ es un gas de efecto invernadero (GEI) que se encuentra naturalmente en la atmósfera; sin embargo, las actividades humanas, como la quema de combustibles fósiles, cambio de uso de suelo,



“OPTIMIZACIÓN DE PROYECTOS DE EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS MEDIANTE EL USO DE CO₂”



deforestación, entre otros, aumentan significativamente su concentración en la atmósfera contribuyendo al calentamiento global (SENER, 2012).

El consumo de combustibles fósiles es la principal fuente de emisiones de GEI por actividades humanas; a nivel mundial, el sector energético contribuye con el 64% de las emisiones de GEI y 84% de las emisiones de CO₂. En México el uso de combustibles fósiles representa poco más del 60% del total de emisiones de GEI y 75% a las emisiones de CO₂ (SENER, 2012).

En México durante el año 2010, el total de las emisiones de CO₂ por consumo energético fue de 407.3 Mt; el CO₂ liberado a la atmósfera por el consumo de energía proviene de todo tipo de actividades económicas, incluidos el transporte, el sector agropecuario, el comercio, el consumo del sector público y privado, las actividades de generación de electricidad, de extracción de hidrocarburos, de refinación y otras actividades industriales (SENER, 2012).

Las emisiones de este gas a la atmósfera significan un costo de oportunidad, debido a que el compuesto puede ser utilizado como insumo en diferentes procesos industriales y productivos; uno de sus usos principales es para la recuperación de hidrocarburos mediante su inyección en yacimientos de aceite y gas, siendo una tecnología madura y comercial, utilizada mundialmente y con el potencial de aumentar la eficiencia operativa en la extracción de recursos y reducir las emisiones a la atmósfera

La inversión en infraestructura para la captura, el transporte y el uso de CO₂, en los diferentes sectores económicos, especialmente en el sector energético, requerirá de mecanismos robustos de coordinación entre los diferentes mercados necesarios para que sea económicamente viable.

México ha comprometido una reducción del 20% de sus emisiones de GEI para el año 2020 y del 50% para el año 2050. De acuerdo con la Agencia Internacional de Energía, el 19% de la mitigación de GEI debe provenir de la tecnología de captura y almacenamiento de CO₂ (CCS) y más específicamente, el 10% deberá disminuirse en la generación de energía eléctrica, lo cual representa un reto para el país (SENER, 2012).

La tecnología de captura y almacenamiento geológico de CO₂ se refiere al conjunto de procesos que incluyen captura, separación del gas, transporte, almacenamiento y monitoreo del CO₂ proveniente de una emisión industrial.

Como se sabe, muchas veces uno de los problemas para inyectar el gas al yacimiento es la manera de obtenerlo, lo cual puede incrementar el costo y la dificultad de los proyectos. Actualmente se ha comenzado a implementar el almacenamiento geológico de dióxido de carbono principalmente como apoyo al medio ambiente en la reducción significativa de éste hacia la atmósfera.

Este método de almacenamiento no sólo tiene como único objetivo el disminuir las emisiones de gas en la superficie sino preservar recursos naturales al no explotar lo que podrían ser futuras fuentes de energía.

El optimismo respecto a su éxito se basa en la experiencia industrial; sin embargo, existen varias cuestiones que deben considerarse antes de que pueda aplicarse de forma generalizada. Este método ofrece un medio tangible para tratar grandes volúmenes de emisiones de gas utilizando tecnologías ya disponibles y mejorándolas.

Las tecnologías disponibles más comunes consisten en la separación de CO₂ del resto de los gases que resultan de un proceso industrial, siendo la post-combustión la más utilizada, ver **Figura 4.1**.

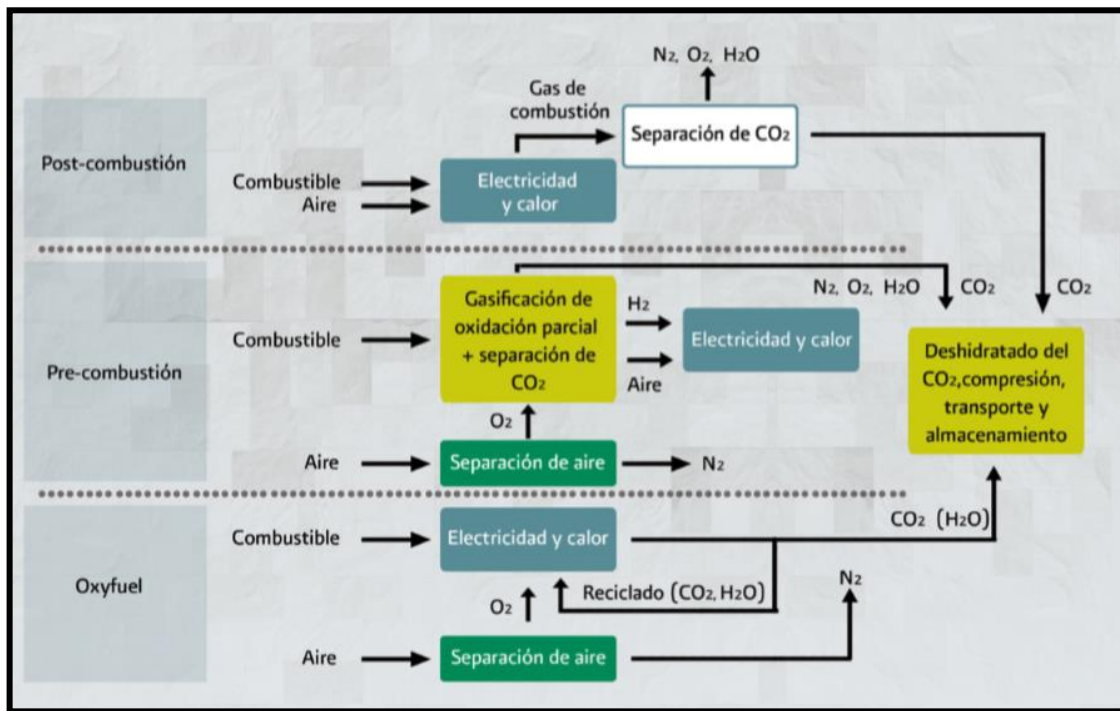


Figura 4.1. Tecnologías disponibles para la captura y separación del CO₂ (SENER, 2012).

Dentro de estas tecnologías se pueden aplicar distintos métodos de separación del CO₂, por ejemplo, mediante absorción química, a partir de membranas o de manera criogénica; sin embargo, este último presenta limitaciones debido a la gran cantidad de energía que requiere. En la **Tabla 4.1**, se muestra una breve descripción de estas tecnologías cuya finalidad de capturar CO₂ es la de producir un flujo concentrado de este gas a alta presión que pueda ser fácilmente transportado a un lugar de almacenamiento.



**“OPTIMIZACIÓN DE PROYECTOS DE EXPLOTACIÓN DE
HIDROCARBUROS MEDIANTE EL USO DE CO₂”**



Tabla 4.1. Descripción de las tecnologías de captura de CO₂.

Tecnologías de captura de CO ₂	Descripción	Ventajas y desventajas.
Post-combustión	Captura de CO ₂ producto de la combustión de combustibles fósiles, entre otras cosas.	-Tecnología madura y con resultados óptimos. -Alto consumo energético y equipos de gran capacidad.
Pre-combustión	Transformación de combustible primario en una corriente de gases mediante su calentamiento con vapor, aire u oxígeno, separando el CO ₂ y el H ₂ generados.	-Equipos más pequeños que en la post-combustión. -Procedimientos más costosos y complejos que en la post-combustión
Oxyfuel	Implica quemar combustible con oxígeno casi puro en lugar de aire que sólo contiene 20% de oxígeno y en su mayoría nitrógeno. Su resultado es vapor de agua con CO ₂ , los cuales pueden separarse fácilmente mediante el enfriamiento y la compresión del flujo de gas; sin embargo, resulta más complicado separar el oxígeno del aire.	-Generación de corrientes ricas en CO ₂ . -Requiere de una unidad de separación de aire, la cual eleva los costos. -Altos costos de electricidad.

En la actualidad, la tecnología para separar y almacenar CO₂ requiere de una importante inversión en infraestructura y considerables medidas para reducir su costo; la separación y compresión del CO₂ siguen siendo la parte más costosa del proceso y pueden tener lugar antes o después de la combustión.

La absorción química es el método más utilizado para separar el CO₂, generalmente utiliza alcanolaminas como la monoetanolamina, dietanolamina, trietanolamina, así como metildietanolamina, su preferencia se debe a las ventajas que presenta frente a otros disolventes. El contacto con las aminas provoca la absorción del CO₂, el cuál puede ser liberado al incrementar la temperatura o liberar presión.

La separación con membranas separa el CO₂ de las corrientes de gas producido; la presión diferencial y la penetración selectiva a través de la membrana de fibra polimérica permiten incluso la separación del CH₄ y el CO₂. Este método se desarrolló como una alternativa con respecto a los procesos de tratamiento

con aminas para la captura de CO₂, de índole compacta, de bajo costo y amigable con el medio ambiente (SLB, 2005).

Una vez separado el CO₂ se comprime y se transporta por gasoductos, pipas o buques hasta el sitio seleccionado en el subsuelo, posteriormente se lleva a cabo la inyección del CO₂ en alguna formación con características específicas y a cierta profundidad. En la **Figura 4.2**, se puede observar una representación del almacenamiento geológico de CO₂.



Figura 4.2. Representación gráfica del almacenamiento geológico de CO₂ (SENER, 2012).



**“OPTIMIZACIÓN DE PROYECTOS DE EXPLOTACIÓN DE
HIDROCARBUROS MEDIANTE EL USO DE CO₂”**



Por último, se presentan los componentes y las tecnologías CCS, donde la marca indica su nivel de madurez, ver **Tabla 4.2**.

Tabla 4.2. Situación actual del desarrollo tecnológico de los componentes CCS (IPCC, 2005).

Tecnologías CCS		Fase de investigación	Fase de demostración	Económicamente viable en condiciones específicas	Mercado maduro
Captura	Post-combustión			X	
	Pre-combustión			X	
	Oxyfuel		X		
Transporte	Gasoducto				X
	Buque			X	
Almacenamiento geológico	Recuperación mejorada de petróleo				X
	Yacimientos de aceite y gas			X	
	Formaciones salinas			X	
	Recuperación mejorada de metano en capas de carbón (ECBM)		X		
Almacenamiento oceánico	Inyección directa	X			
Carbonatación mineral	Minerales silicatos naturales	X			
	Materiales de desecho		X		
Usos industriales del CO ₂					X

Además, se muestra un estimado de los costos de los componentes de la captura y almacenamiento de dióxido de carbono aplicados a un tipo de central eléctrica o fuente industrial determinada, según el Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC), ver **Tabla 4.3**.



**“OPTIMIZACIÓN DE PROYECTOS DE EXPLOTACIÓN DE
HIDROCARBUROS MEDIANTE EL USO DE CO₂”**



Tabla 4.3. Escala de costos correspondientes a los componentes de un sistema de captura y almacenamiento de dióxido de carbono (IPCC, 2005).

Componentes CCS	Escala de costos netos	Observaciones
Captura de CO ₂ emitido en una central eléctrica.	15-75 dls/tCO ₂	Costos del CO ₂ capturado en comparación con la misma planta sin captura.
Captura de CO ₂ emitido en una planta de amoníaco o el refinamiento de gas.	5-55 dls/tCO ₂	Aplicable a las fuentes con alto grado de pureza que requieren un simple secado y compresión
Captura de CO ₂ emitido por otras fuentes industriales.	25-115 dls/tCO ₂	Escala del uso de diversas tecnologías y combustibles.
Transporte (250 km)	1-8 dls/tCO ₂	Gasoductos y Buques (5-40MtCO ₂ /año)
Almacenamiento geológico	0.5-8 dls/tCO ₂	Con exclusión de ingresos por EOR y ECBM
Almacenamiento oceánico	5-30 dls/tCO ₂	Con inclusión del transporte (hasta 500 km)
Carbonatación mineral	50-100 dls/tCO ₂	Con inclusión del uso de energía adicional

Cuando el CO₂ ha sido almacenado aplicando protocolos operativos cuidadosamente diseñados para que las operaciones sean seguras se espera que permanezca allí durante un largo período de tiempo; los aspectos más importantes durante el almacenamiento geológico son la caracterización del lugar, construcción e integridad de los pozos, así como el monitoreo del mismo.

➤ **Caracterización del lugar.**

La caracterización es fundamental para identificar formaciones geológicas potenciales para el almacenamiento de CO₂; se empieza con geociencia sólida, utilizando técnicas rutinarias y establecidas para evaluar datos.

Aunque cierto grado de incertidumbre es inevitable cuando se caracteriza el subsuelo debido a la inherente variabilidad natural, se requieren tres elementos esenciales para que el almacenamiento geológico sea técnicamente viable:

1. La formación debe tener un volumen de poros suficiente como para almacenar todo el fluido inyectado (capacidad de almacenamiento).
2. Las características de la formación deben permitir la inyección de fluidos.
3. Debe existir una trampa que garantice el aislamiento de los fluidos en el subsuelo.



“OPTIMIZACIÓN DE PROYECTOS DE EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS MEDIANTE EL USO DE CO₂”



La capacidad de almacenamiento se determina a través de varios parámetros como: el espesor de la formación, el área, la porosidad de la roca y la densidad del CO₂. Idealmente, se requiere una alta permeabilidad de la formación para permitir que el CO₂ se desplace rápidamente en el medio poroso.

Para el almacenamiento se requiere alguna forma de retención y un sello competente; los sellos son barreras naturales del flujo, lo cual significa disponer de rocas de mínima permeabilidad o de poca capacidad para permitir flujo, así como capas sin defectos y sin fracturas interconectadas que puedan permitir una filtración significativa.

La calidad del sellado de las rocas puede cuantificarse y calibrarse con datos de laboratorio; la continuidad del sello es importante ya que necesita cubrir un área lo suficientemente grande como para contener el volumen total a inyectar.

La comprensión de los mecanismos de retención del CO₂ es un aspecto importante de la caracterización del lugar de almacenamiento, los factores físicos y geoquímicos determinan la eficacia de los mecanismos de retención; la saturación residual puede actuar como un potente mecanismo de retención de CO₂. Generalmente los mecanismos de retención físicos comprenden la geometría de sistemas de retención estructurales y estratigráficos, siendo algunos de estos por atrapamiento estratigráfico o estructural, por solubilidad, mineral, así como por adsorción, siendo algunos casos donde se puede presentar una combinación de estos.

En la **Tabla 4.4**, se describen las 3 fases de trabajo durante las actividades de caracterización del lugar que pueden aplicarse al almacenamiento de CO₂.

Tabla 4.4. Fases de trabajo en la caracterización del lugar aplicado al almacenamiento geológico.

Primera fase Selección del lugar.	Requiere estudios de selección regionales para identificar áreas potenciales para la inyección y el almacenamiento del CO ₂ . El objetivo, teniendo en cuenta el análisis, el modelado y la evaluación de riesgos, es identificar uno o más lugares de almacenamiento para la evaluación detallada del lugar.
Segunda fase Evaluación detallada.	Comprende estudios detallados del subsuelo que permitan demostrar la viabilidad de la inyección y el almacenamiento. Típicamente esta fase incluirá perforaciones de evaluación, pruebas de línea de referencia para el futuro monitoreo y la evaluación detallada de riesgos para no poner en peligro la integridad del lugar de almacenamiento entre otros riesgos.



“OPTIMIZACIÓN DE PROYECTOS DE EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS MEDIANTE EL USO DE CO₂”



Tercera fase Desarrollo.

Incluye el perfeccionamiento del plan de desarrollo del yacimiento y la comprensión de detalles más precisos de las formaciones objetivo, como sus propiedades petrofísicas o capacidad de inyección.

Muchas de las mejores prácticas utilizadas en la caracterización de yacimientos pueden utilizarse para evaluar el potencial de lugares de almacenamiento de CO₂ (como el uso de datos sísmicos, mapeo estratigráfico y análisis de facies para desarrollar modelos geológicos en 3D).

Muchos geocientíficos considerarán relativamente rutinaria la tarea de identificar lugares de almacenamiento de CO₂ de alta calidad aplicando conocimientos y prácticas existentes.

➤ **Construcción e integridad de pozos.**

Durante la construcción de los pozos es necesario evaluar el riesgo en caso de fuga del CO₂ en pozos de almacenamiento, evitar las fugas es uno de los principales objetivos del diseño de pozos, tanto de inyección como de producción.

Las técnicas para la prevención, detección y eliminación de fugas son prácticas estándar; la industria petrolera tiene décadas de experiencia en la construcción y operación de pozos para la inyección y producción de fluidos.

Aunque algunas pruebas de laboratorio han demostrado que algunos cementos utilizados comúnmente en la construcción de pozos pueden ser vulnerables al ataque de CO₂ bajo condiciones de laboratorio simuladas, otros estudios indican que los cementos para yacimientos petroleros junto con buenas prácticas de mezclado, prueba y colocación son eficaces para aplicaciones de CCS.

La experiencia también sugiere que la colocación efectiva del cemento en el espacio anular del pozo es aún más importante que el uso de tubería específica como garantía de la integridad del pozo, aunque para optimizar las operaciones usando tubería específica, muchas veces es necesario la aplicación de aditivos como: reductores de fricción, inhibidores de corrosión (forman película protectora sobre la superficie metálica), entre otros. Los aditivos deberán evaluarse en laboratorio antes de su aplicación y apegándose a la norma API RP-42 y cumpliendo con sus funciones específicas debiendo ser compatibles entre sí y con los fluidos de la formación.

La perforación horizontal, el fracturamiento hidráulico y los pozos multilaterales mejoran el potencial de inyección en los pozos reduciendo el número de pozos requeridos para inyectar el CO₂.



“OPTIMIZACIÓN DE PROYECTOS DE EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS MEDIANTE EL USO DE CO₂”



En el almacenamiento del CO₂ se pueden utilizar pozos existentes proporcionando una valiosa oportunidad utilizando la infraestructura disponible; si se considera utilizar pozos existentes se requiere examinar las características del diseño original y estudiar su historial de uso (incluidos su historial de taponamiento y abandono, si es relevante), siendo necesaria información de referencia acerca del pozo y del yacimiento.

Utilizar infraestructura existente para un fin diferente del objetivo original puede causar limitaciones operativas que hagan que la infraestructura esté restringida en comparación con una instalación de nueva construcción, en la mayoría de los casos un pozo diseñado para inyectar CO₂ en la recuperación mejorada será idéntico a uno diseñado para almacenar CO₂ en el mismo lugar.

En general, cualquier pozo con un diseño y una ejecución sólida con una consideración apropiada puede ser útil en el manejo de CO₂.

➤ **Monitoreo del lugar.**

Se considera que el monitoreo es un proceso de obtención de datos adecuado para un fin específico realizado como parte de una evaluación destinada a comprobar la comprensión de complejas relaciones del subsuelo y verificar las expectativas para la localización y desplazamiento de fluidos con el tiempo.

La clave para lograr un almacenamiento seguro es la selección y gestión apropiadas del lugar, pueden utilizarse herramientas y técnicas de monitoreo directas para medir las concentraciones de CO₂ cerca de los pozos en el subsuelo o tomando mediciones de superficie, pero la mayor parte del monitoreo se realizará mediante métodos de medición indirectos como estudios sísmicos, electromagnéticos o gravimétricos. Existe una gama de herramientas para realizar actividades de monitoreo por lo que se debe realizar una selección cuidadosa para asegurarse de que se utilicen las herramientas apropiadas para la tarea apropiada, teniendo en cuenta condiciones específicas del lugar.

Las mediciones gravimétricas revelan cambios en la densidad del suelo, constituyendo otra herramienta de medición indirecta aplicada a lugares de almacenamiento de CO₂. Las aplicaciones basadas en los satélites detectan alteraciones en elevaciones de terreno de hasta un milímetro.

En la mayoría de los casos se construyen complejos modelos que sirven como representaciones para la visualización y cuantificación del entorno subterráneo; la información adquirida mediante el monitoreo ayudará a detallar y mejorar estos modelos. Cualesquiera que sean las técnicas de monitoreo seleccionadas, es importante realizar una buena evaluación del proyecto antes del inicio de la inyección y comprender el potencial de la técnica y sus implicaciones.



“OPTIMIZACIÓN DE PROYECTOS DE EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS MEDIANTE EL USO DE CO₂”



En las consideraciones de diseño de un proyecto de este tipo se puede recurrir a los flujos de trabajo y a las mejores prácticas de la industria petrolera; el modelado de yacimientos ayudará en el desarrollo de escenarios que permitan realizar un diseño óptimo, apoyando la creación de un plan de monitoreo eficaz en función de los costos.

Para llevar a cabo un buen monitoreo de la integridad de los pozos, pueden utilizarse registros de evaluación de cemento para evaluar la integridad de la estructura de cemento del pozo en el espacio anular, así como pueden utilizarse pruebas mecánicas para asegurarse de que el sello está intacto.

El almacenamiento de CO₂ no es un periodo estático en el desarrollo de los proyectos, sino uno en el que el monitoreo es constante; las acciones realizadas durante las operaciones deben incluir programas contra la corrosión, mantenimiento de pozos, así como modificaciones, actualización y mejoramiento del proyecto. Al final de las operaciones deberán considerarse actividades de mantenimiento, debido al deterioro potencial de los materiales por contacto con el CO₂.

4.3. Recuperación mejorada de hidratos de gas.

El interés por descubrir nuevos yacimientos de hidrocarburos se ha incrementado en los últimos años, debido a la disminución de las reservas mundiales, cuestión que ha llevado al estudio de diversas alternativas; al mismo tiempo se ha buscado la manera de disminuir las emisiones de CO₂ a la atmósfera por lo que en los últimos años se han desarrollado nuevas tecnologías para cumplir dicho objetivo con el beneficio adicional de incrementar la recuperación de hidrocarburos.

La recuperación mejorada de hidratos de gas (EGHR por sus siglas en inglés), es un método optimizado e integral de utilizar el CO₂ debido a que este método incorpora mucho de lo que se ha mencionado, almacenando el CO₂ de una manera distinta ya no solamente en yacimientos agotados o en formaciones salinas y compartiendo el mismo objetivo de disminuir las emisiones de este gas a la atmósfera pero ahora con un beneficio adicional además de la recuperación de aceite, recuperando gas hidrocarburo de los hidratos de gas.

El uso de este método implica el aprovechamiento de los recursos obtenidos en nuevas aplicaciones y tecnologías ya existentes; en la industria energética, los hidratos de gas también denominados clatratos son conocidos por ocasionar problemas durante las actividades de producción debido a que ocasionan el bloqueo de los ductos y las tuberías de producción; sin embargo, como se ha mencionado pueden llegar a ser un recurso energético significativo, si son explotados adecuadamente, ya que las nuevas tecnologías buscan combustibles limpios y de bajo costo.

Los hidratos de gas son compuestos de gas y agua en un estado muy similar al hielo, para su formación se requieren condiciones especiales de presión y temperatura. En la **Figura 4.3**, se representa la estructura de los hidratos de gas donde se observa la unión de las moléculas de agua por puentes de hidrógeno, hospedando a las moléculas de gas.

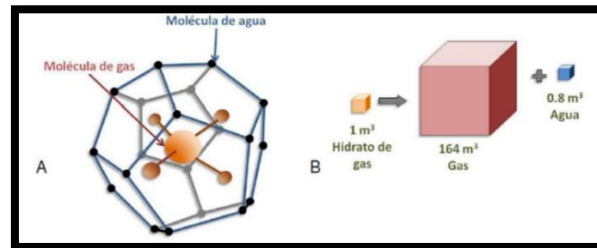


Figura 4.3. Hidratos de gas (Reyes, 2011).

La interacción entre los componentes de los hidratos es a través de las fuerzas de Van der Waals, las cuales son fuerzas de atracción y repulsión entre moléculas, dando estabilidad a la unión entre varias moléculas. En la **Figura 4.4**, se muestra un diagrama de fase de la estabilidad de los hidratos de metano.

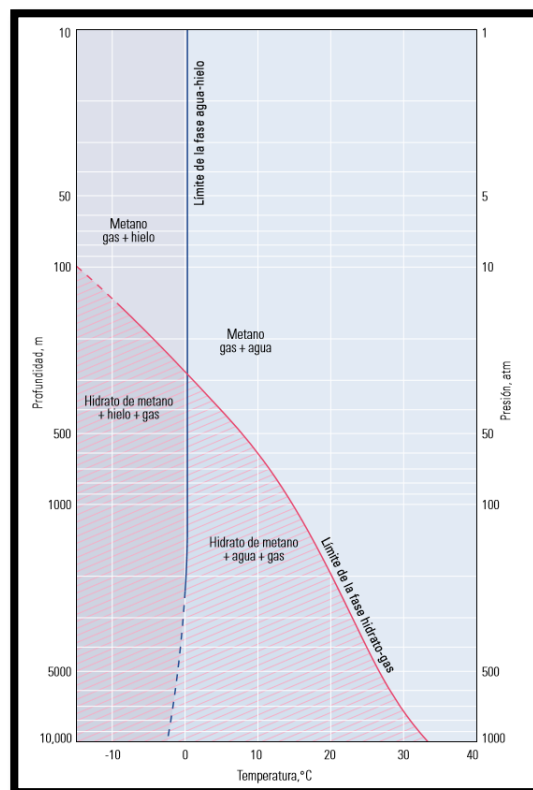


Figura 4.4. Diagrama de fase de la estabilidad de los hidratos de metano (SLB, 2000).



“OPTIMIZACIÓN DE PROYECTOS DE EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS MEDIANTE EL USO DE CO₂”



Teóricamente, los requisitos de estabilidad se cumplen en un alto porcentaje en el fondo del mar de la pendiente continental; el rango de profundidad típico para la estabilidad de los hidratos se encuentra entre 100 y 500 m. por debajo del nivel del mar en el fondo marino. La combinación de un gas hidrocarburo con agua constituye un sólido a temperaturas bajas y presiones altas; a temperaturas más altas y presiones bajas, el hidrato se disocia en sus componentes gas y agua.

Los hidratos de gas son sólidos con hidrocarburos comprimidos, con estructuras cristalinas y compuestos no estequiométricos; estos se clasifican de acuerdo a su estructura geométrica en tres categorías, cada una con diferentes tamaños de cavidades con diámetros en un rango de 0.40 - 0.90 nm.

- Estructura “sI” (cúbica): es la estructura más común y puede contener gas metano y etano en cavidades con diámetros en un rango de 0.40 - 0.55 nm.
- Estructura “sII” (cúbica): diámetros mayores $s_{II} > s_I$, contienen gases como propano e isobutano.
- Estructura “sH” (hexagonal): diámetros mayores $s_{II} > s_I$, comúnmente contienen combinaciones de gas metano, n-hexano y cicloheptano. Esta estructura es la menos frecuente en la naturaleza.

Sólo una pequeña proporción de las acumulaciones de hidratos proviene de procesos de muestreo directo; la mayor parte se infiere a partir de otras fuentes, tales como las reflexiones sísmicas, los registros de pozos, los datos de perforación y las mediciones de salinidad del agua intersticial.

Hoy en día, se cree que se han encontrado cantidades suficientes de hidratos como para efectuar estimaciones sobre su volumen total, el cual se estima mayor en poco más del doble de todo el carbón mineral, el aceite y las reservas de gas convencionales del mundo combinados. En la **Figura 4.5**, se observa la localización de algunas acumulaciones de hidratos identificados mediante imágenes sísmicas.



Figura 4.5. Localización de hidratos marinos y terrestres (SLB, 2000).



“OPTIMIZACIÓN DE PROYECTOS DE EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS MEDIANTE EL USO DE CO₂”



Según información del Servicio Geológico de los Estados Unidos (USGS), se cree que aproximadamente un 98% de estos recursos se concentran en los sedimentos marinos y el 2% restante en las masas terrestres polares. Tales estimaciones, están conduciendo a varios países a iniciar programas de investigación y exploración para entender el comportamiento de los hidratos, identificar las acumulaciones y desarrollar métodos de extracción.

En el caso de México, al ser el sexto consumidor de gasolinas, el noveno en gas natural y el tercero de gas LP en el mundo, hace que este método sea atractivo para aprovechar sus beneficios.

La recuperación de gas hidrocarburo de los hidratos requiere energía adicional para disociar la estructura cristalina del agua que forma a los hidratos; actualmente se han desarrollado distintos métodos como la despresurización, la estimulación térmica, la aplicación de inhibidores de hidratos o la combinación de estos, considerados como una posibilidad para recuperar gas de los hidratos; sin embargo, el almacenamiento de CO₂ es un método más amigable con el medio ambiente actuando mediante el intercambio de fase.

➤ **Intercambio de la fase gaseosa.**

Este método es una excelente opción para la mitigación del CO₂ antropogénico emitido a la atmósfera, al capturarlo y almacenarlo. El almacenamiento convencional de este gas, como se ha mencionado, consiste en inyectarlo en formaciones bajo condiciones adecuadas, pudiendo ser estas continentales o marinas, incluidas las formaciones salinas profundas; sin embargo, se ha descubierto que este método conlleva un beneficio adicional en la producción de gases hidrocarburos, al intercambiar las moléculas de CO₂ por los gases contenidos en los hidratos, dejando al CO₂ almacenado dentro de las moléculas de agua.

Los primeros avances en el intercambio del CO₂ por distintos gases hidrocarburos, mostraron, a través de experimentos, que el CO₂ era encapsulado preferentemente en comparación con otros gases durante la fase de generación de los hidratos, demostrando con esto la posibilidad de producir gases hidrocarburos a partir de la inyección del CO₂.

Sin la disociación de los hidratos se estimó que aproximadamente el 62% del metano podría ser liberado mediante intercambio molecular, sumando a las consideraciones de equilibrio, el calor requerido para la formación con CO₂ (-57.98 KJ/mol) es mayor que el calor requerido de disociación de los hidratos de CH₄ (54.49 KJ/mol), lo cual es favorable en el intercambio debido a que el proceso es exotérmico, es decir que libera energía.



“OPTIMIZACIÓN DE PROYECTOS DE EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS MEDIANTE EL USO DE CO₂”



A medida que la temperatura se eleva, el valor disminuye siendo la temperatura una medida del calor, el cuál es una energía y una expresión del movimiento de las moléculas de un cuerpo (energía en tránsito).

Durante la experimentación de este método se señaló con gran énfasis la importancia de la cinética en la reacción de intercambio, confirmándose la reacción de intercambio molecular en la interface a través de un espectrómetro. El uso de espectrómetros y la espectroscopía RAMAN para confirmar el intercambio molecular han sido fundamentales en el desarrollo de este método de recuperación mejorada.

La espectroscopía RAMAN es una técnica fotónica de alta resolución, proporciona en pocos segundos información química y estructural de casi cualquier material, compuesto orgánico o inorgánico permitiendo así su identificación; el análisis mediante esta técnica se basa en el examen de la luz dispersada por un material al incidir sobre él un haz de luz monocromático.

Para que una molécula exhiba el efecto RAMAN, la luz incidente debe inducir un cambio en el momento dipolar o un cambio en la polarizabilidad de las moléculas, por ejemplo, en el caso del dióxido de carbono, el cambio de polarizabilidad (distribución de cargas) se puede visualizar cualitativamente como un cambio en la forma de la nube electrónica.

En la **Figura 4.6**, se puede observar el cambio de los componentes de los hidratos de gas durante el intercambio molecular, la información obtenida se recabó de la observación in situ y el análisis mediante la espectroscopía RAMAN en un corto periodo de 12 hrs; sin embargo, se considera suficiente un periodo de 2 horas para la formación de nuevos hidratos debido a la inyección del CO₂.

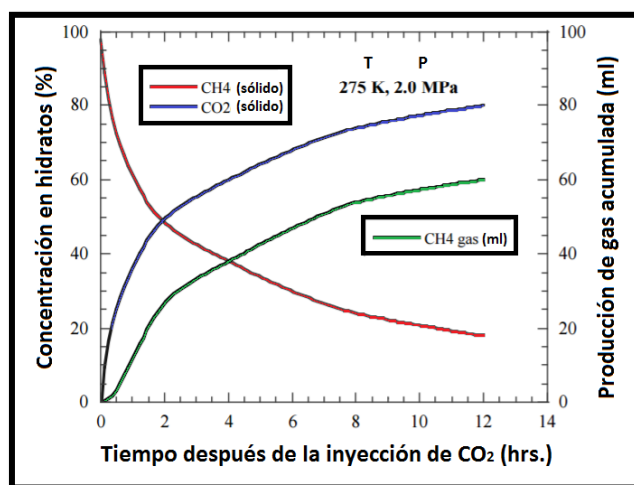


Figura 4.6. Cambio de los componentes de los hidratos de gas durante la prueba (Takeshi Komai, 2003).



“OPTIMIZACIÓN DE PROYECTOS DE EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS MEDIANTE EL USO DE CO₂”



Para el cálculo de la formación de hidratos debido a la saturación de CO₂ en el medio poroso se utiliza la siguiente ecuación.

$$\frac{n_H}{n_{w_0}} = \frac{3M_w}{r\rho} \cdot K[f - f_{eq}] \cdot t$$

Donde:

n_H = valor molar del hielo

M_w = peso molecular del agua

n_{w_0} = valor molar del gas atrapado

ρ = densidad del hielo

f_{eq} = fugacidad del CO₂ a condiciones de equilibrio

K = temperatura experimental

f = fugacidad del CO₂ a condiciones experimentales

➤ Intercambio multifase.

Este método es similar al intercambio de la fase gaseosa, excepto por que las presiones manejadas son mayores, por lo que el CO₂ se puede encontrar en estado líquido en lugar de gaseoso; sin embargo, la cinética de la reacción es más lenta.

Este método de recuperación de hidratos de gas toma ventaja de las propiedades físicas y termodinámicas del agua y el CO₂ combinado con un control de flujo multifásico, calor y fenómenos de transporte para producir el gas proveniente de los hidratos; asimismo contempla la inyección de micro emulsiones para desestabilizar los hidratos de gas a mayores temperaturas. Este método también es conocido como LCO₂-LW.

La aplicación de N₂ en hidratos puede ayudar a recuperar el gas de los clatratos contenidos en poros de menor diámetro a comparación del CO₂ que actúa en poros de mayor diámetro, por lo que la combinación de ambos puede incrementar aún más la recuperación del gas de los hidratos.

Derivado de un análisis espectroscópico se determinó que el N₂ actúa en poros de menor diámetro; sin embargo, el CO₂ tiene una mayor recuperación de gas, debido a que el N₂ tiene 23% como límite máximo de recuperación de gas de los hidratos.

La formación de hidratos a partir de la aplicación de ambos gases en estado puro es del tipo SI, siendo del tipo SI-S para el N₂ y SI-L para el CO₂ debido al tamaño de los poros en los que actúan principalmente.

El Campo Mallik, situado en el Delta del Río Mackenzie en el Mar de Beaufort al noroeste de Canadá, posee vastos antecedentes en materia de investigación de los hidratos de gas puesto que se han aplicado distintos métodos desde térmicos como la aplicación de salmuera calentada hasta la inyección de gases como el CO₂ para recuperar gas hidrocarburo proveniente de los hidratos de esa región.



“OPTIMIZACIÓN DE PROYECTOS DE EXPLOTACIÓN DE
HIDROCARBUROS MEDIANTE EL USO DE CO₂”



Según estudios, en esa región se concentra una de las acumulaciones más grandes de hidratos de gas contenido en formaciones de areniscas y lutitas por debajo del permafrost a profundidades entre 890 m. y 1106 m. con ciertas capas que exceden los 30 m. de espesor, así como con un grado de saturación de hidratos oscilante entre el 70% y 85%.

En la **Figura 4.7**, se muestra la ubicación del Campo Mallik, en el cual la inyección de CO₂ ha sido un éxito específicamente en el pozo Mallik 5L-38 debido a la recuperación de gas hidrocarburo de los hidratos de esa región.

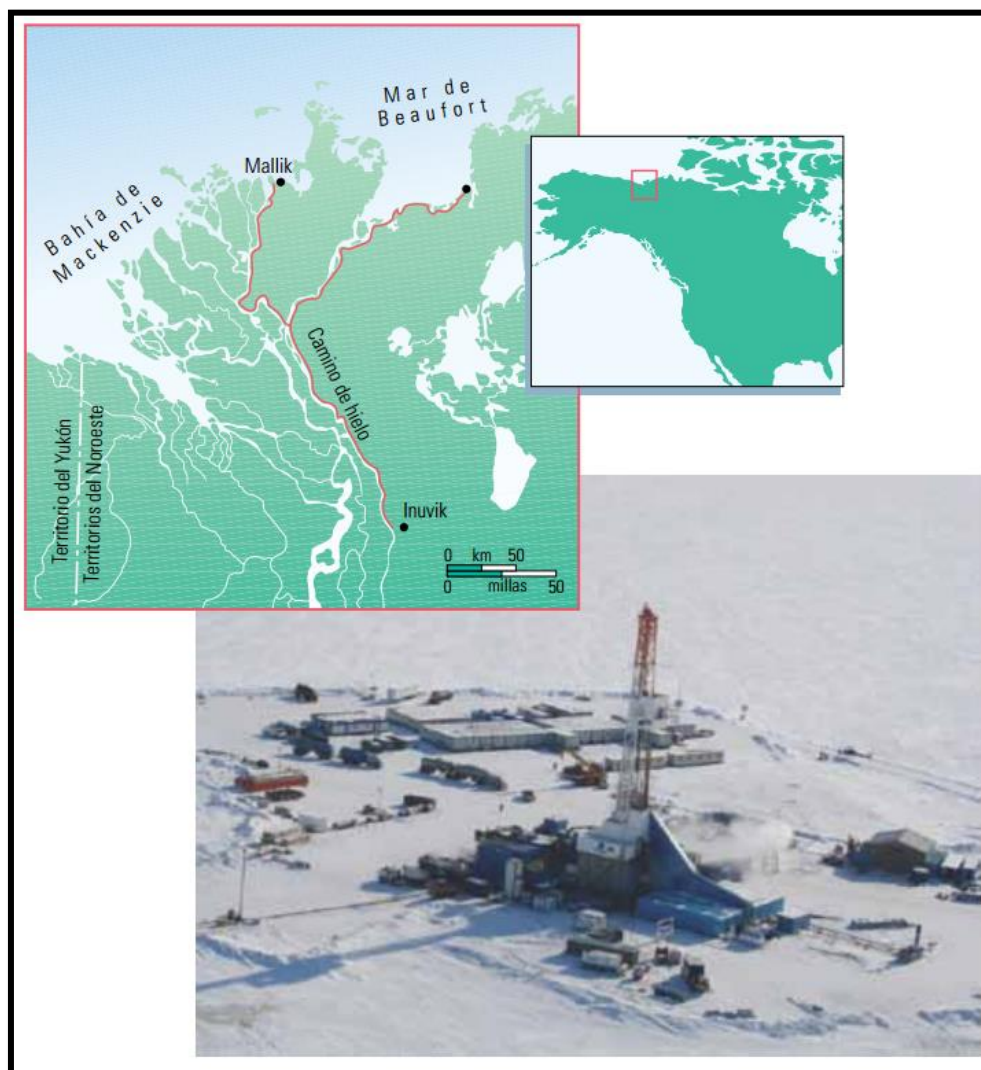


Figura 4.7. Ubicación del Campo Mallik, Canadá (SLB, 2010).

4.4. Análisis Económico.

El análisis económico ayuda a identificar parámetros técnicos críticos en la rentabilidad de los proyectos y con esto proporcionar la justificación para cumplir con las actividades necesarias y realizar modificaciones al mismo, a fin de optimizar los resultados.

Los factores de recuperación actuales podrían incrementarse si se optimizaran aún más los proyectos, lo que representaría mayores ingresos, ver **Figura 4.8**.

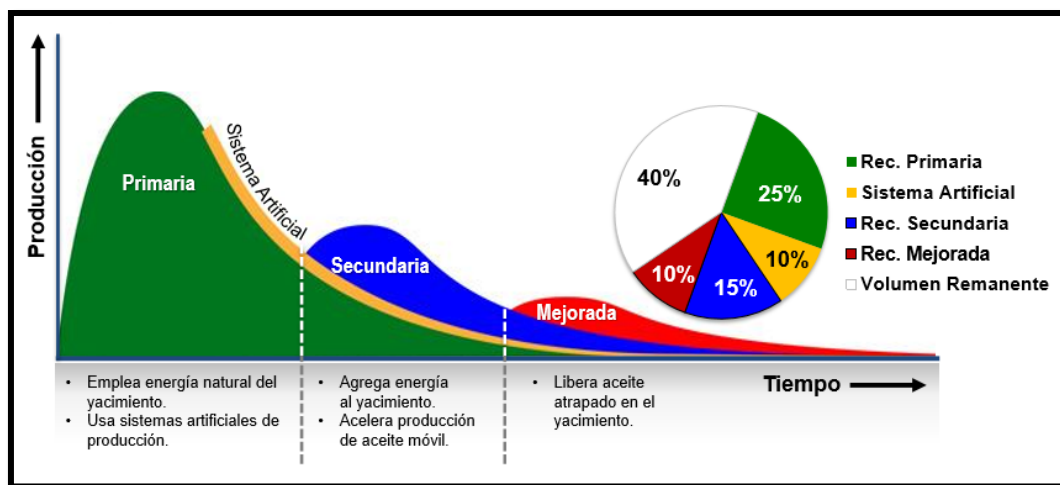


Figura 4.8. Factores de recuperación típicos (PEMEX, 2015).

Para poder seguir incorporando reservas y abastecer al país de energía es necesario que los métodos de recuperación adicional de hidrocarburos estén incluidos dentro de una estrategia integral de recuperación de hidrocarburos.

En estos proyectos, los tiempos de ejecución y de recuperación económica son especialmente críticos ya que se necesitan materiales costosos, métodos sofisticados durante la recuperación de hidrocarburos, inversiones en instalaciones superficiales y un tiempo considerable para que los beneficios económicos se presenten; por lo anterior, el análisis económico debe ser una parte integral del diseño de proyectos y del desarrollo de los métodos de recuperación adicional de hidrocarburos.

Diversos estudios estiman que la demanda mundial de energía continuará dependiendo principalmente de los hidrocarburos de acuerdo con los pronósticos al año 2030, los hidrocarburos contribuirán aproximadamente con el 60% de la demanda total donde la mayoría de estos provendrá de recursos no convencionales, ver **Figura 4.9**.



“OPTIMIZACIÓN DE PROYECTOS DE EXPLOTACIÓN DE
HIDROCARBUROS MEDIANTE EL USO DE CO₂”

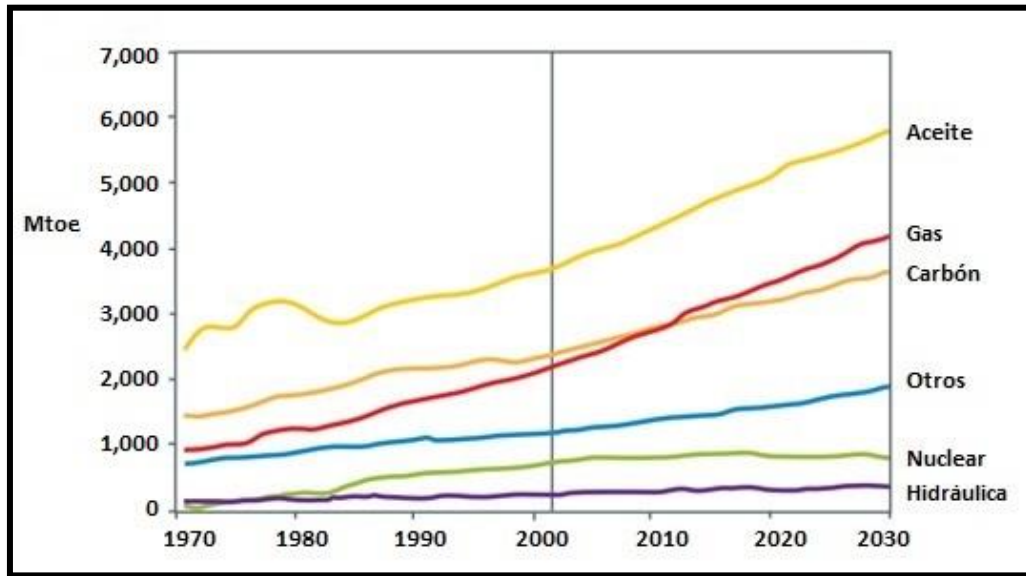


Figura 4.9. Demanda mundial de energía con el tiempo (CNH, 2012).

Desafortunadamente, en los últimos años han disminuido los proyectos de recuperación mejorada en el mundo debido principalmente de la caída de los precios del crudo, ver **Figura 4.10**.

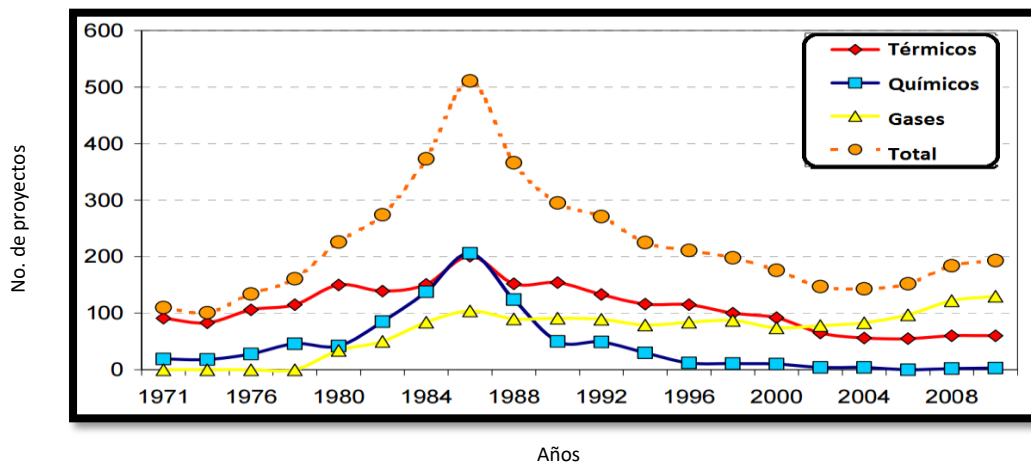


Figura 4.10. Evolución de los proyectos de recuperación mejorada en el mundo
(Alvarado y Manrique, 2010).

Sin embargo, del total de los proyectos de recuperación mejorada actuales, la inyección de CO₂ ha incrementado debido a sus múltiples beneficios, ver **Figura 4.11**.



“OPTIMIZACIÓN DE PROYECTOS DE EXPLOTACIÓN DE
HIDROCARBUROS MEDIANTE EL USO DE CO₂”

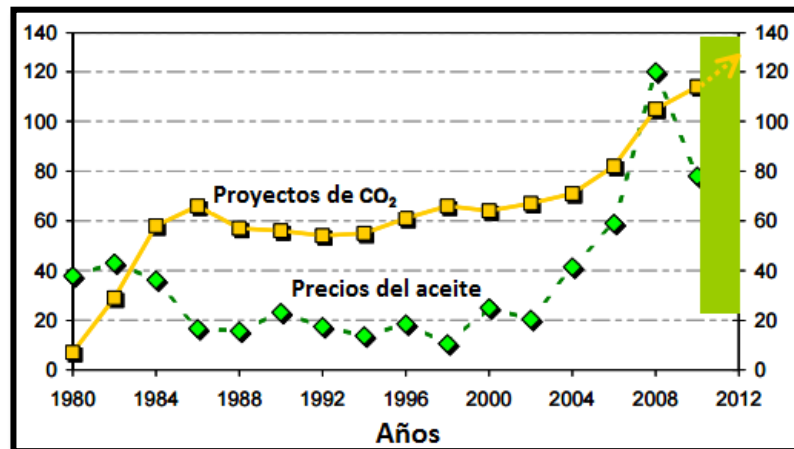


Figura 4.11. Evolución de los proyectos de CO₂ y los precios del aceite
(Alvarado y Manrique, 2010).

El uso de CO₂ en los proyectos de recuperación mejorada es una excelente opción para la recuperación de hidrocarburos en yacimientos convencionales y no convencionales sin omitir mencionar en campos maduros, por lo que el número de estos proyectos a nivel mundial se sigue incrementado. En la **Figura 4.12**, se muestra una comparación de los costos de ejecución de los métodos recuperación mejorada.

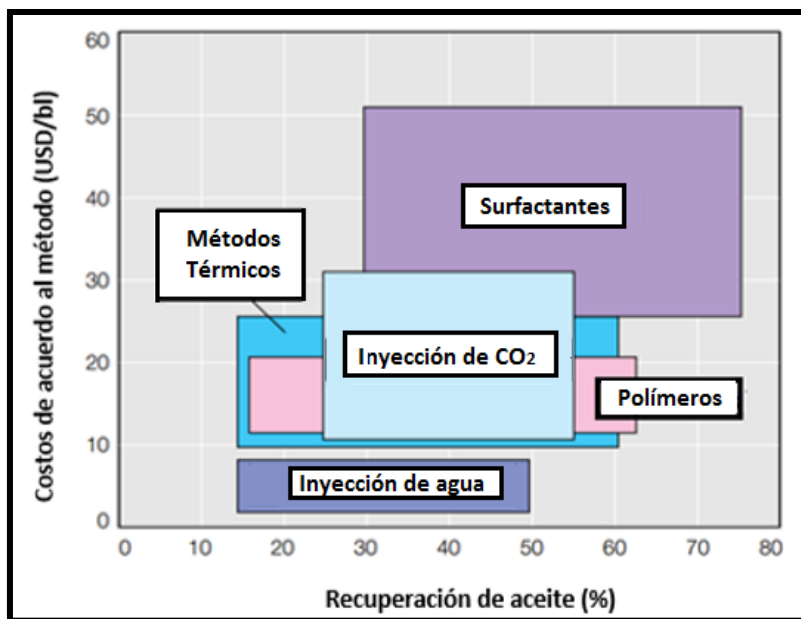


Figura 4.12. Costos de ejecución de los métodos de recuperación mejorada (SLB, 1992).



“OPTIMIZACIÓN DE PROYECTOS DE EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS MEDIANTE EL USO DE CO₂”



De acuerdo con la factibilidad económica para la aplicación de CO₂, en estos proyectos se requiere inyectar entre 10 y 40 mmpcd para cada yacimiento en promedio e incluso aún más. En general la economía y la disponibilidad del gas favorecen su uso; el costo del gas es una variable de mucha importancia ya que varía dependiendo de la fuente, así como del medio de transporte y de la distancia (CIPM, 2005).

Según datos de Oil & Gas Journal, el costo del CO₂ oscilará entre **1 - 2 dls/mpc** dependiendo de la fuente si es a partir de recursos naturales o de manera antropogénica respectivamente, lo que hace que la aplicación de este método sea rentable incluso si el precio del barril de petróleo oscila alrededor de los **20 dls/bl**; sin embargo, esto último podría variar dependiendo de la complejidad del proyecto.

Si se hiciera una comparación entre gases miscibles, por ejemplo, entre gases hidrocarburos, nitrógeno y CO₂, podría parecer que el nitrógeno tiene más ventajas debido a su alta disponibilidad; sin embargo, la presión mínima de miscibilidad del nitrógeno es mucho más alta que la de los otros gases, lo que es menos favorable además de reducir el poder calorífico de los hidrocarburos modificando la calidad de estos.

Durante la planeación del proyecto se debe asegurar el financiamiento, ya que además de los gastos de capital y adquisición de los materiales de inyección también se podría requerir el financiamiento para cubrir los gastos de operación hasta que éstos sean solventados por los ingresos provenientes de la producción.

Un aspecto muy importante que hay que tomar en cuenta además del financiamiento, es que la producción proveniente de los métodos de recuperación mejorada no solamente de la inyección de CO₂, así como de recursos no convencionales es muy sensible a los precios de los hidrocarburos debido a que los costos de estos métodos son altos, además de que día a día requieren mayor tecnología e infraestructura adecuada.

4.5. Impacto ambiental y seguridad industrial.

La inyección de gases producto de procesos industriales como el CO₂ ha resultado un método muy efectivo, además de disminuir las emisiones a la atmósfera, si es capturado y almacenado geológicamente contribuirá en la disminución del efecto invernadero.

En la actualidad, en la mayoría de los países no está regulada la captura y el almacenamiento de CO₂; sin embargo, afortunadamente en diversas partes del mundo han empezado a crear y modificar los marcos legales y reguladores requeridos que permitan realizarlos.



“OPTIMIZACIÓN DE PROYECTOS DE EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS MEDIANTE EL USO DE CO₂”



Para que el proyecto tenga éxito, el riesgo debe ser gestionado de una forma objetiva y responsable, tanto por las empresas operadoras como por los organismos reguladores; es posible regular excesivamente riesgos percibidos erróneamente y regular insuficientemente peligros reales, pero no reconocidos.

Para las empresas operadoras y los organismos reguladores, la forma más eficaz de minimizar consecuencias inesperadas es seleccionando prudentemente los lugares de almacenamiento, posteriormente deben utilizarse buenas prácticas para desarrollar el proyecto, especialmente en el diseño y evaluación de los pozos.

En México, se ha comenzado a inyectar CO₂ desde hace algunos años en diferentes proyectos, los cuales han demostrado ser rentables; sin embargo, con la aplicación de metodologías que incluyan las mejores prácticas se podría optimizar aún más los proyectos, generando más ingresos y disminuyendo riesgos tomando en consideración cuestiones de seguridad industrial y protección al ambiente.

Según datos de la USGS, la aplicación de las mejores prácticas en estos proyectos como optimizar el diseño de la inyección de CO₂, la mejora de la relación de movilidad aumentando la viscosidad del agua mediante el uso de polímeros y la aplicación de algunos gases hidrocarburos, pueden llegar a incrementar el factor de recuperación de un 15% hasta un 20%.

Respecto a la seguridad industrial y protección del medio ambiente en el país, se han implementado metodologías que incluyen el uso de las mejores prácticas internacionales siendo algunas de ellas: las comunicaciones efectivas, el manejo de altos estándares de desempeño y auditorías efectivas, entre otras, considerando aspectos como seguridad en los procesos, salud en el trabajo y ambientales.

Además de un plan de seguridad, el manejo adecuado del CO₂ en los proyectos debe considerar aspectos como el control de peligro atmosférico, niveles de ruido (máx. 90 dB), congelamiento o formación de hidratos en las líneas de flujo, altas presiones, cambios de temperatura, además de otras consideraciones en los pozos.

En la industria petrolera es vital realizar un análisis de riesgos y capacitar constantemente al personal para evitar pérdidas materiales y humanas, así como desastres ambientales que puedan afectar también otras actividades como la ganadería, la agricultura e incluso poblados cercanos; además de contar con un plan de respuesta a emergencias y control operacional, se debe dar seguimiento a las operaciones y realizar evaluaciones del cumplimiento legal.



“OPTIMIZACIÓN DE PROYECTOS DE EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS MEDIANTE EL USO DE CO₂”



Conclusiones.

- Los métodos de recuperación mejorada y en específico la inyección de CO₂, se pueden aplicar en diversos yacimientos; sin embargo, su selección dependerá de la información, las necesidades y el presupuesto, además de las condiciones de mercado.
- El uso de CO₂ ha demostrado ser factible en la recuperación de hidrocarburos en campos maduros demostrando su efectividad en yacimientos naturalmente fracturados y de aceite pesado, así como en yacimientos no convencionales.
- De acuerdo con los criterios de selección utilizados y la experiencia obtenida en el desarrollo de los proyectos de CO₂, se ha observado que este método resulta factible para aplicarse en arenas y carbonatos, así como su disponibilidad, lo que lo vuelve un método más atractivo.
- La aplicación de metodologías que incorporen el uso de CO₂, considerando aspectos y estrategias que aseguren el flujo ininterrumpido de la producción de hidrocarburos y ayuden a preservar dicho gas en el subsuelo, incrementará los beneficios de los proyectos obteniéndose una recuperación integral de hidrocarburos.
- Durante las actividades de captura y almacenamiento de CO₂, la selección del lugar y el monitoreo son clave para optimizar el rendimiento e identificar los riesgos reconociendo a tiempo los problemas potenciales.
- La reducción de emisiones de CO₂ a la atmosfera mediante su almacenamiento en el subsuelo apoya la iniciativa del Gobierno Federal, además de incrementar las reservas actuales y de lo que en un futuro podría convertirse en una nueva fuente de energía.
- El uso de CO₂ combinado con otros métodos de recuperación adicional de hidrocarburos, optimizará los proyectos incrementando la recuperación de hidrocarburos.
- Es parte de la optimización de los proyectos de explotación de hidrocarburos implementar las mejores prácticas internacionales, considerando aspectos de seguridad industrial y protección al medio ambiente.
- La perforación de pozos adicionales puede optimizar los proyectos, sin embargo, dependerá de las condiciones del yacimiento, así como de los arreglos de pozos y la modificación de dichos patrones.
- La explotación de un yacimiento es eficaz cuando se logra recuperar la mayor cantidad de los hidrocarburos in situ; es decir, cuando se hace realidad la estimación de reserva probada o mejor aún, cuando se supera dicha estimación.



“OPTIMIZACIÓN DE PROYECTOS DE EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS MEDIANTE EL USO DE CO₂”



Recomendaciones.

- Para un mejor desarrollo de estos proyectos es necesario conocer aspectos fundamentales como la composición del CO₂, los tiempos de inyección del inyectante, así como la miscibilidad, principalmente para el diseño de la inyección por lo que se recomienda continuar con la realización de estudios e investigaciones de este tipo.
- Desarrollar modelos computacionales de geo-almacenamiento de CO₂ más detallados para la visualización y cuantificación del entorno subterráneo.
- Realizar estudios detallados de los efectos de la corrosión en el manejo CO₂ durante el transporte de los hidrocarburos, así como en la construcción e integridad de los pozos.
- Investigar y desarrollar químicos que ayuden a prevenir el depósito de parafinas y asfaltenos debido al enfriamiento que provoca el CO₂ al contacto con los fluidos del yacimiento, así como su congelamiento y posible formación de hidratos en la tubería.
- Realizar estudios detallados de las diferentes alternativas de captura, transporte y almacenamiento de CO₂ para la optimización de los proyectos, disminución de erogaciones e incertidumbres y mitigación de los efectos del cambio climático.
- Realizar estudios y desarrollar tubería más resistente y adecuada en el manejo del CO₂, así como cemento reforzado e inhibidores para el control de corrosión y mitigación de riesgos.
- Es necesario realizar estudios para conocer el impacto en la heterogeneidad de los yacimientos debido al almacenamiento de CO₂.
- Desarrollar tecnologías CCS más eficientes que nos permitan mitigar los efectos de los gases de efecto invernadero principalmente por el CO₂.
- Mejorar y optimizar metodologías en el desarrollo de proyectos que involucren el manejo de CO₂.
- Desarrollar software especializado como EORt en la optimización de estos proyectos.
- Optimizar tecnologías maduras y viables bajo condiciones específicas.
- Investigar y desarrollar tecnologías para el aprovechamiento del CO₂ en distintas aplicaciones y como una futura fuente de energía.



“OPTIMIZACIÓN DE PROYECTOS DE EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS MEDIANTE EL USO DE CO₂”



Referencias.

1. Abreu & otros, 1985. Apuntes de Recuperación Secundaria, Universidad Nacional Autónoma de México
2. Ahmed, T., 2006. Reservoir Engineering Handbook, 3Ed., Burlington, Massachusetts: Gulf, Professional Publishing / Elsevier.
3. AIPM, 2015. Ingeniería Petrolera, vol. 55, Asociación de Ingenieros Petroleros de México.
4. Alvarado y Manrique, 2010. Enhanced Oil Recovery: An update Review, Energies.
5. Baca, Evaluación de Proyectos, Mc Graw Hill 6ª Edición.
6. Bailey, R. E. y Curtis, L.B., 1984. Enhanced Oil Recovery, National Petroleum Council; Washington D.C., Estados Unidos.
7. CIPM, 2005. Aseguramiento del flujo en sistemas de aceite pesado en México.
8. CIPM, 2005. Yacimientos de CO₂ en México, Alternativa viable para Programas de Recuperación Terciaria.
9. CNH, 2010. Documento Técnico Final 1 (DT-1), Factores de Recuperación de Aceite y Gas en México.
10. CNH, 2011. Documento Técnico 2 (DT-2), La Tecnología de Exploración y Producción en México y en el Mundo: Situación actual y retos.
11. CNH, 2012. El Futuro de la Producción de Aceite en México: Recuperación Avanzada y Mejorada, IOR-EOR.
12. Dellinger, Patton & Holbrook, 1984. CO₂ Mobility Control, Society of Petroleum Engineers Journal.
13. Diario Oficial, 2013. Lineamientos para la elaboración y presentación de los análisis costo y beneficio de los programas y proyectos de Inversión, Secretaría de Gobernación.
14. E.C. Donaldson & otros, 1989. Enhanced Oil Recovery II, Processes and operations, Elsevier.
15. Escalera A., 2010. Estrategia, logros y desafíos de la Exploración Petrolera en México, Trabajo de Ingreso a la Academia de Ingeniería, Especialidad: Ingeniería Geológica.
16. Forrest F. Craig Jr., 1982. Aspectos de Ingeniería de la Inyección de Agua, Amoco Intl Oil Co.
17. G.V. Chilingarian, 1989. Enhanced Oil Recovery, II Processes and Operations, Elsevier Science Publishers, Netherlands.
18. Garaicochea 1985. Apuntes de Estimulación de Pozos, Universidad Nacional Autónoma de México.



“OPTIMIZACIÓN DE PROYECTOS DE EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS MEDIANTE EL USO DE CO₂”



19. Garaicochea, 1984. Apuntes de Comportamiento de los Yacimientos, Universidad Nacional Autónoma de México.
20. Gómez, 1986. Apuntes de Producción de Pozos I, Universidad Nacional Autónoma de México.
21. H.K. van Poolen and Associates Inc., 1980, Enhanced Oil Recovery, Pennwellbooks, Tulsa, Oklahoma.
22. IMP, 2010. Programa de Explotación de Campos en Aguas Profundas, Estado del Arte y Prospectiva de la Tecnología para la Explotación de Campos Petroleros en Aguas Profundas, Academia de Ingeniería de México.
23. IMP, 2011. El reto de la Recuperación Mejorada de Hidrocarburos en México.
24. IPCC, 2005. La captación y el almacenamiento de dióxido de carbono.
25. Izgec & Demiral, 2005. CO₂ Injection in Carbonates, Society of Petroleum Engineers. SPE 93773.
26. Kishore k. Mohanty, 2012. Meeting Tomorrow's Energy Needs, Minimizing Environmental Impact, what you need to know, University of Texas at Austin.
27. Kuuskraa & Godec & Dipietro, 2013. CO₂ Utilization from “Next Generation” CO₂ enhanced Oil Recovery Technology.
28. Larry W. Lake, 2010. Enhanced Oil Recovery, Society of Petroleum Engineers.
29. Lucci, Demofonti & Spinelli, 2011. CO₂ Anthropogenic Pipeline Transportation, International Society of Offshore and Polar Engineers
30. Mahendra K. Verma, 2015. Fundamentals of carbon dioxide – Enhanced Oil Recovery (CO₂-EOR), USGS Science for a changing world.
31. Majid Nasehi Araghi & Koorosh Asghari, 2010. Use of CO₂ in Heavy-Oil Waterflooding, Society of Petroleum Engineers. SPE-139672-MS.
32. Marcel Latil, 1980, Enhanced Oil Recovery, Institut Francais Du Pétrole, Gulf Publishing Company.
33. Marín, 2002. Metodología para estimar presión mínima de miscibilidad mediante una ecuación de estado, Universidad Metropolitana, Venezuela.
34. National Energy Technology Laboratory, 2008. DOE's Enhanced Oil Recovery Program, An Archive of important Results.
35. Nisha, 2012. Enhanced Recovery of Methane from Gas Hydrate Reservoirs with CO₂ sequestration, Society of Petroleum Engineers. SPE 162521.
36. Peláez, 2009. Recuperación mejorada de petróleo, PetroQuiMex, Energía Global.
37. PEMEX, 2008. Experiencia de PEMEX en reinyección de CO₂.



**“OPTIMIZACIÓN DE PROYECTOS DE EXPLOTACIÓN DE
HIDROCARBUROS MEDIANTE EL USO DE CO₂”**



38. PEMEX, 2013. Proyectos de recuperación mejorada de PEMEX E&P: Retos y Oportunidades.
39. PEMEX, 2015. Estrategia de PEMEX Exploración y Producción para la Optimización de Campos Maduros.
40. PEMEX, Guía VCD, PEMEX Exploración y Producción.
41. Pérez – Estaún, Gómez y Carrera, 2009. El almacenamiento geológico de CO₂: Una de las soluciones al efecto invernadero,
42. Pérez, 2010. Apuntes de Recuperación Secundaria y Mejorada, Universidad Nacional Autónoma de México.
43. Perry & otros. Practical aspects of CO₂ flooding, Vol. 22, Society of Petroleum Engineers.
44. Rangel, 2015. IOR-EOR: Una oportunidad histórica para México, Academia de Ingeniería de México
45. Reyes, 2011. Apuntes de Exploración Geofísica, Universidad Nacional Autónoma de México.
46. Rodríguez C., Explotación Racional e Irracional de Hidrocarburos, Análisis / Hidrocarburos, PETROPRESS.
47. Sean T. McCoy & Edward S. Rubin. A model of CO₂ - flood Enhanced oil Recovery with applications to oil price influence on CO₂ storage costs.
48. SENER, 2012. Atlas de Almacenamiento Geológico de CO₂ en México, Secretaría de Energía y Comisión Federal de Electricidad, México.
49. SENER, 2015. Glosario de Términos Petroleros, Dirección General de Exploración y Explotación de Hidrocarburos, Subsecretaría de Hidrocarburos.
50. SLB, 1992. A Niche for Enhanced Oil Recovery in the 1990's, Oilfield Review, Schlumberger.
51. SLB, 2000. El creciente interés en los hidratos de gas, Oilfield Review, Schlumberger.
52. SLB, 2002. El principio del fin: Revisión de las prácticas de abandono y desmantelamiento, Oilfield Review, Schlumberger.
53. SLB, 2003. Yacimientos de Petróleo Pesado, Oilfield Review, Schlumberger.
54. SLB, 2004. Construcción de Pozos y Desarrollo de Campos Petroleros en México, Oilfield Review, Schlumberger.
55. SLB, 2004. Del lodo al cemento: construcción de pozos de gas, Oilfield Review, Schlumberger.
56. SLB, 2004. Un dinámico mercado global del gas, Oilfield Review, Schlumberger.



**“OPTIMIZACIÓN DE PROYECTOS DE EXPLOTACIÓN DE
HIDROCARBUROS MEDIANTE EL USO DE CO₂”**



57. SLB, 2005. Captación y almacenamiento de CO₂: Una solución al alcance de la mano, Oilfield Review, Schlumberger.
58. SLB, 2006. La importancia del petróleo pesado, Oilfield Review, Schlumberger.
59. SLB, 2006. La naturaleza de los yacimientos naturalmente fracturados, Oilfield Review, Schlumberger.
60. SLB, 2007. Los asfaltenos: problemáticos pero ricos en potencial, Oilfield Review, Schlumberger.
61. SLB, 2008. Caracterización de los yacimientos fracturados: modelos predictivos confiables para optimizar el desempeño de los yacimientos carbonatados, Schlumberger.
62. SLB, 2008. Optimización de la producción desde el yacimiento hasta la planta de proceso, Oilfield Review, Schlumberger.
63. SLB, 2010. Desarrollo en hidratos de gas, Oilfield Review, Schlumberger.
64. SLB, 2010. Detección de la corrosión en el fondo del pozo, Oilfield Review, Schlumberger.
65. SLB, 2011. ¿Llegó el momento para la tecnología EOR?, Oilfield Review, Schlumberger.
66. SLB, 2012. Abandono permanente de los pozos de áreas marinas, Oilfield Review, Schlumberger.
67. SLB, 2012. Detección sísmica de fallas y fracturas sutiles, Oilfield Review, Schlumberger.
68. SLB, 2013. CO₂ Sequestration – One Response to Emissions, Oilfield Review, Schlumberger.
69. SLB, 2015. El dióxido de carbono: Desafíos y oportunidades, Oilfield Review, Schlumberger.
70. Sylvain J. Pirson, 1965. Ingeniería de Yacimientos Petrolíferos, Ediciones Omega S.A., Barcelona.
71. Takase, 2010. Cement – Sheath Wellbore Integrity for CO₂ Injection and Storage Wells, Society of Petroleum Engineers. SPE 127422.
72. Takeshi Komai, Taro & Yoon, 2003. Extraction of Gas Hydrates Using CO₂ Sequestration, International Society of Offshore and Polar Engineers.
73. Usman Ahmed, 2003. Máximo aprovechamiento de los campos petroleros maduros, Schlumberger.
74. Vielma, L., 2009. VCD una metodología para transformar organizaciones, Energía a debate.
75. Vielma, L., 2012. La aplicación de la metodología VCD como herramienta de creación de valor y fundamento de la transformación de las organizaciones”.



Apéndice.



“OPTIMIZACIÓN DE PROYECTOS DE EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS MEDIANTE EL USO DE CO₂”



Apéndice A. Glosario de términos.

- **Afinidad química:** se define como la tendencia de un átomo o molécula para combinarse a través de una reacción química con átomos o moléculas de composición distinta.
- **Arreglo de Pozos:** en el momento de planificar el proceso de recuperación adicional de hidrocarburos, el campo estará desarrollado sobre la base de un arreglo regular donde los pozos inyectoros y productores forman figuras geométricas conocidas y muy variadas.

En la actualidad los arreglos de pozos se efectúan de manera uniforme, utilizando arreglos geométricos compuestos por pozos inyectoros y productores en arreglos de 5, 7 y 9 pozos entre otros.

De igual manera la distribución de los pozos en la inyección dispersa puede ser a partir de patrones, intercalando pozos inyectoros con pozos productores de diversas maneras.

Para el caso de la inyección periférica en el área externa o en los límites del yacimiento debe tener la profundidad adecuada, en el caso de la inyección de agua se lleva a cabo de tres maneras posibles: muy cerca del contacto agua - aceite del yacimiento, en el límite físico del mismo es decir donde termina el yacimiento y directamente en el acuífero.

- **Buzamiento:** para el flujo de dos fases en un plano inclinado, la gravedad se opone al barrido o desplazamiento de los fluidos, mientras mayor sea el ángulo de buzamiento del yacimiento menor será el flujo fraccional de la fase desplazante, esto implicará una mejor eficiencia de desplazamiento.

En el caso del agua, sí esta desplaza al aceite buzamiento abajo, el efecto de la gravedad disminuirá la eficiencia del desplazamiento y en consecuencia se tendrá un mayor f_w .

- **Conificación:** es resultado del cambio producido en los perfiles de fluidos a través de las caídas de presión, se observa cuando existe una producción prematura de agua que proviene del nivel de agua libre generalmente en la dirección vertical provocando problemas durante la producción.
- **Corrosión:** se define como el deterioro de un material a consecuencia de un ataque electroquímico por su entorno, algunos factores involucrados con este fenómeno son: la temperatura, la salinidad del fluido en contacto con el metal y las propiedades de los metales en cuestión. Las medidas de prevención y control de la corrosión dependerá de su clasificación de la misma.



**“OPTIMIZACIÓN DE PROYECTOS DE EXPLOTACIÓN DE
HIDROCARBUROS MEDIANTE EL USO DE CO₂”**



- **Digitación:** el fenómeno de digitación o la formación de dedos en el frente de desplazamiento de un proceso de invasión se origina debido a que se emplea un fluido de baja viscosidad para desplazar otro más viscoso, lo que implica una disminución en la eficiencia de barrido y consecuentemente en la recuperación de aceite.

El resultado de la digitación es una acción de barrido ineficiente que puede eludir volúmenes significativos de aceite recuperable y en casos graves, una irrupción temprana del fluido desplazante en los pozos productores adyacentes.

- **Eficiencia de desplazamiento:** se define de acuerdo al agente desplazante ya sea agua o gas, calculándose de la siguiente manera.

$$E_D = \frac{\text{volumen de aceite desplazado}}{\text{volumen de aceite contactado por agua o gas}}$$

$$E_D = 1 - \frac{S_o^m}{S_{o.IN}} = \frac{1 - S_{wc} - S_o^m}{1 - S_{wc}}$$

Donde:

S_o^m = saturación de aceite promedio en el medio poroso (variable en el tiempo)

$S_{o.IN}$ = saturación de aceite promedio inicial = $1 - S_{wc}$

- **Estimulaciones:** Son aquellos tratamientos realizados para restaurar o mejorar la productividad de un pozo. En la **Tabla A.1**, se muestra la clasificación de las estimulaciones.

Tabla A.1. Clasificación de las estimulaciones.

Fracturamiento Hidráulico.	Es la manera de romper o abrir canales artificialmente en una formación, para incrementar la permeabilidad y el flujo de aceite o gas del yacimiento al pozo, consiste en inyectar un fluido a alta presión en la formación. Al mismo tiempo, se utiliza un producto granular, que se conoce como apuntalante, para mantener abierta la fractura.
	El fracturamiento se realiza a una presión superior al gradiente de fractura de la formación y crea una trayectoria de flujo altamente conductiva entre el yacimiento y el pozo.
	Está diseñada para restaurar la permeabilidad natural del yacimiento después del daño al área cercana al pozo. Este tipo de estimulación puede



Matricial.

incluir el uso de ácidos, solventes y otros químicos para mejorar la permeabilidad de la formación cercana al pozo, lo que aumenta la productividad del mismo.

La estimulación matricial varía dependiendo de la litología del yacimiento, el tipo de daño, la extensión, la mineralogía y la compatibilidad del fluido con la formación; generalmente se utiliza para disolver materiales que taponan los poros, crear canales altamente conductivos o aumentar el tamaño de los espacios porosos.

En la estimulación ácida se pueden utilizar ácidos inorgánicos como el ácido clorhídrico (HCl) comúnmente utilizado en carbonatos, así como ácidos orgánicos como el ácido fórmico (CH₂O₂) y el ácido acético (CH₃COOH) utilizados tanto en areniscas como en carbonatos.

La fuerte solubilidad del CO₂ en el aceite y en menor grado en el agua, lo vuelve un método muy atractivo, sin embargo, se debe tener precaución ya que provoca la formación de ácido carbónico (H₂CO₃), el cual puede tener efectos sobre la roca, desde disolver carbonatos hasta taponear o bloquear el medio poroso en formaciones arcillosas, además de generar problemas de corrosión (CIPM, 2005).

Es necesario notar que la solubilidad del CO₂ en el agua dependerá de la salinidad siendo mucho más soluble en agua dulce que en agua salada.

- **Flujo fraccional:** se refiere a una fracción de fluido con el que se desplaza un banco de aceite, la ecuación de flujo fraccional permite estimar la fracción de fluido desplazante (f_d) a un punto dado en un sistema lineal.

$$f_d = \frac{q_o}{q_o + q_d}$$

$$f_d = \frac{1 + \frac{k_o A}{\mu_o q_T} \left[\frac{\partial P_c}{\partial S} - g(\rho_o - \rho_d) \text{sen} \alpha \right]}{\left(1 + \frac{k_o \mu_d}{\mu_o k_d} \right)}$$

La ecuación de flujo fraccional permite estudiar el efecto de varios factores sobre la eficiencia de los proyectos de inyección; si se disminuye el flujo fraccional del fluido inyectado a una determinada saturación, aumentan la recuperación de aceite y la economía del proceso.



“OPTIMIZACIÓN DE PROYECTOS DE EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS MEDIANTE EL USO DE CO₂”



- **Heterogeneidad:** variación de las propiedades del yacimiento en función del espacio, depende en gran medida de los ambientes de depósito y eventos subsecuentes, las variaciones pueden ser laterales y verticales así mismo pueden ocurrir a grandes distancias o incluso a distancias muy cercanas.
- **Hidrocarburo:** compuesto orgánico natural compuesto de hidrógeno y carbono.
- **Insumo:** es un concepto económico que permite nombrar a un bien que se emplea en la producción de otros bienes.
- **Mojabilidad:** se refiere cuando un fluido moja en forma preferencial la superficie de un sólido es decir cuando un fluido se adhiere y tiende a esparcirse o extenderse sobre la roca en presencia de otro fluido.

Dependiendo de la mojabilidad de la roca, un proceso de inyección de un fluido puede originar un incremento o un decremento de la fase mojanete.

Una roca mojada por agua es generalmente más eficiente en el desplazamiento de los hidrocarburos que una roca mojada por aceite, esto significa que la curva de flujo fraccional tiene un valor más bajo a una determinada saturación de agua.

- **Movilidad:** relación entre la permeabilidad efectiva y la viscosidad de fase, la movilidad de un fluido m se expresa de la siguiente manera.

$$m_w = \frac{k_w}{\mu_w} \quad m_o = \frac{k_o}{\mu_o}$$

La razón de movilidad puede visualizarse como una medida relativa del gasto de aceite que se mueve delante del frente de invasión con respecto al movimiento del gasto de agua detrás del frente, suponiendo que los gradientes de presión en ambas son iguales.

Una razón de movilidad $M = 1$ indica que el aceite y el agua se mueven a la misma velocidad relativa.

Cuando $M < 1$ el agua se mueve más lenta que el aceite, conduciendo a altas saturaciones de agua a la ruptura y a altas eficiencias de desplazamiento.

Para valores de $M > 1$ indican que el agua detrás del frente se mueve más rápido que el aceite que se encuentra delante del frente de invasión, la eficiencia de desplazamiento se reduce y el



“OPTIMIZACIÓN DE PROYECTOS DE EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS MEDIANTE EL USO DE CO₂”



aceite que queda detrás se recupera después de haber inyectado grandes volúmenes de agua. Como k_w y k_o son funciones de S_w luego las movilidades también lo serán.

Relación de Movilidades.

$$M = \frac{m_w}{m_o} = \frac{k_w \mu_o}{\mu_w k_o} = \frac{k_{rw} \mu_o}{\mu_w k_{ro}}$$

- **Permeabilidad:** se define como la capacidad que tiene una roca para permitir el flujo de los fluidos a través de los poros interconectados, si los poros no están interconectados no existe la permeabilidad.

1.- Permeabilidad absoluta: es la propiedad del medio poroso que permite el paso de un fluido cuando este los satura al 100%.

2.- Permeabilidad efectiva: se define como la facilidad de un fluido para moverse en el medio poroso.

3.- Permeabilidad relativa: es la relación de la permeabilidad efectiva a tal fluido entre la permeabilidad absoluta.

$$k = \frac{q\mu L}{A\Delta P}$$

Donde:

k = permeabilidad (mD)

L = longitud (cm)

q = gasto (cm³/s)

A = área (cm²)

μ = viscosidad (cP)

ΔP = gradiente de presión (atm)

- **Porosidad:** cantidad de espacios vacíos dentro de una roca o formación que puede contener fluidos, se puede clasificar de acuerdo a su origen o debido a las alteraciones de la roca posterior al depósito, es decir, porosidad primaria y secundaria.

Otra clasificación muy conocida es de acuerdo a los poros interconectados.

1.- Porosidad efectiva: es la porosidad en la cual los poros están interconectados y el fluido contenido en los mismos se puede producir.

2.- Porosidad inefectiva: los poros que la componen no están conectados entre sí o la conectividad es tan pobre que no permite que fluyan los fluidos contenidos en la misma.

3.- Porosidad absoluta: se considera como el volumen poroso o el total de poros estén o no interconectados.



“OPTIMIZACIÓN DE PROYECTOS DE EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS MEDIANTE EL USO DE CO₂”



- **Portafolio de proyectos:** es un conjunto de “n” proyectos, cada uno con sus determinados valores en las variables técnicas como económicas con el objetivo de satisfacer un plan estratégico.
- **Pozo:** medio de comunicación entre el yacimiento y la superficie, conformado por una tubería de producción y dispositivos de terminación para garantizar el flujo de los hidrocarburos hacia la superficie, se pueden clasificar de acuerdo a las actividades, objetivos y trayectoria.
- **Presión capilar:** es la diferencia de presión a través de la interface que separa dos fluidos inmiscibles, cuando se ponen en contacto en un medio poroso.

$$P_c = P_{f_{nm}} - P_{f_m}$$

Donde:

$P_{f_{nm}}$ = presión de la fase no mojanete. Para un sistema gas-aceite $P_c = P_g - P_o$

P_{f_m} = presión de la fase mojanete. Para un sistema agua-aceite $P_c = P_o - P_w$

- **Profundidad:** se refiere a la distancia que existe entre la superficie y el intervalo de interés, es muy importante tanto para los aspectos técnicos como para los económicos en los proyectos de recuperación mejorada, a nivel técnico se tiene una restricción y es que los fluidos inyectados a través del pozo inyector hasta el intervalo de interés deben inyectarse a una presión de inyección menor a la presión de fractura.

Económicamente, los costos de un proyecto de recuperación mejorada están relacionados directamente con la profundidad, por ejemplo, de acuerdo con la perforación de pozos o a la potencia requerida de los compresores en el caso de inyección de gas.

- **Pruebas Piloto:** estas pruebas ayudan a reducir riesgos e incertidumbres a niveles aceptables al definir rangos para los parámetros considerados como críticos en el desempeño de algún método de recuperación.

Permiten.

- 1.- Evaluar la eficiencia de la recuperación y del proceso de recuperación mejorada para el desarrollo del campo.
- 2.- Calibrar modelos de simulación de yacimientos para predicciones a escala de campo.
- 3.- Mejorar los pronósticos de producción de los campos.
- 4.- Reducir riesgos técnicos y económicos.
- 5.- Proporcionar mejoras en estrategias de operación actuales entre otros.



“OPTIMIZACIÓN DE PROYECTOS DE EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS MEDIANTE EL USO DE CO₂”



La realización de pruebas piloto con métodos de recuperación mejorada determinará la técnica o combinación de técnicas que incrementarán la recuperación esperada por pozo; dichos resultados deben extrapolarse para proporcionar una estimación razonable del potencial de recuperación del aceite original in situ y el recuperable, con esto se reducirá la incertidumbre sobre las estimaciones de volumen original in situ y de las reservas asociadas a estos yacimientos.

- **Punto de Irrupción:** es el punto a partir del cual el pozo productor empieza a producir el fluido inyectado.
- **Reserva:** acumulación de aceite y gas atrapados debajo de la superficie de la tierra que puede ser recuperado bajo las condiciones económicas prevalecientes y con la tecnología disponible.

$$Reserva = \frac{F_R}{B_o} * \theta * (1 - S_w) * A * H$$

- **Sistemas artificiales de producción:** se utilizan cuando la energía del yacimiento deja de ser suficiente para transportar los fluidos del yacimiento hasta la superficie; sin embargo, esto no siempre es así ya que en ocasiones es necesario implementar un sistema artificial de producción desde la recuperación primaria.

Estos sistemas requieren de equipos superficiales (árbol de válvulas, conexiones superficiales, líneas de descarga y de inyección de gas, medidores de flujo, entre otros) y subsuperficiales (T.P., válvulas balanceadas o desbalanceadas para la inyección de gas, empacadores, entre otros). En la **Tabla A.2**, se muestra la clasificación de los sistemas artificiales de producción.

Tabla A.2. Clasificación de los sistemas artificiales de producción.

Bombeo neumático (BN).	Consiste en inyectar gas de manera continua o intermitente, a través del espacio anular para elevar el aceite hasta la superficie. Los gases utilizados en este sistema artificial de producción comúnmente son nitrógeno y CO ₂ .
Bombeo mecánico (BM).	Genera movimiento reciprocante a una varilla pulida, la cual a su vez es suspendida en la sarta de varillas de succión debajo de la cabeza del pozo. Es considerado para elevar volúmenes moderados de profundidades someras a intermedias.



“OPTIMIZACIÓN DE PROYECTOS DE EXPLOTACIÓN DE
HIDROCARBUROS MEDIANTE EL USO DE CO₂”



Bombeo hidráulico (BH).	Genera y transmite energía al fondo del pozo mediante el uso de un fluido presurizado que es inyectado desde superficie a través de una tubería de inyección hasta una unidad de producción subsuperficial, la cual se coloca a cierta profundidad de interés.
Bombeo electrocentrífugo (BEC).	Está constituido fundamentalmente por una bomba centrífuga multi-etapas acoplada con un motor eléctrico de fondo que permite levantar grandes cantidades de fluido; sin embargo, no se recomienda para altas RGA, ni en arenas.
Bombeo de cavidades progresivas (BCP).	Contiene una bomba de desplazamiento positivo; la rotación de la sarta se da por una fuente de energía en la superficie que permite el movimiento giratorio del rotor dentro del estator fijo; de esta manera se consigue elevar los fluidos, incrementando la presión de la bomba. Este método se considera demasiado para la producción de fluidos altamente viscosos y en arenas; sin embargo, solo es recomendable para pozos verticales.

La elección de cada uno de los sistemas artificiales de producción dependerá de las consideraciones económicas, operacionales, así como de las características del pozo (presión estática y de fondo fluyendo, temperatura, profundidad, índice de productividad, relación gas – aceite, porcentaje de agua, etc.).

La combinación de los sistemas artificiales de producción tiene como propósito el mejoramiento de la productividad de los pozos, superar muchas limitantes que al aplicarlos de manera individual se presentan y reducir al mínimo las necesidades totales de energía para maximizar la producción; el área de aplicación de estos comprende nuevos campos, campos maduros y pozos profundos entre otros.

- **Yacimiento:** porción de trampa geológica de roca porosa y permeable que contiene hidrocarburos, que se comporta como un sistema hidráulicamente interconectado y donde los hidrocarburos se encuentran a temperatura y presión elevadas ocupando los espacios porosos.



**“OPTIMIZACIÓN DE PROYECTOS DE EXPLOTACIÓN DE
HIDROCARBUROS MEDIANTE EL USO DE CO₂”**



Apéndice B. Unidades.

Tabla B.1. Sistema internacional de unidades (Larry W. Lake, 2010).

Sistema internacional de unidades (SI).			
Cantidad base o dimensión	Unidades	Simbología	Simbología SPE
Longitud	Metro	m	L
Masa	Kilogramo	kg	m
Tiempo	Segundo	s	t
Temperatura	Kelvin	K	T
Cantidad de Sustancia	Mol	mol	

Tabla B.2. Unidades derivadas del sistema internacional de unidades (Larry W. Lake, 2010).

Unidades derivadas del sistema internacional de unidades.		
Cantidad base o dimensión	Unidades	Simbología
Área	Metro cuadrado	m ²
Densidad	Kilogramo por metro cúbico	kg/m ³
Energía, Trabajo	Joule	J, N*m
Fuerza	Newton	N, kg*m/s ²
Presión	Pascal	Pa, N/m ²

Tabla B.3. Factores de conversión de unidades (Larry W. Lake, 2010).

Factores de conversión de unidades.	
1 atm = 101325 Pa	1 tonelada corta = 907.184 Kg
1 milla = 1609.34 m	1 BTU = 1055.056 J
1 libra = 0.453592 kg	1 barril de petróleo = 159 litros
°C = K – 273	1 cP = 1 mPa*s
°F = R – 460	1 Darcy ≅ μm ²



**“OPTIMIZACIÓN DE PROYECTOS DE EXPLOTACIÓN DE
HIDROCARBUROS MEDIANTE EL USO DE CO₂”**



Tabla B.4. Prefijos del sistema internacional de unidades (Larry W. Lake, 2010).

Prefijos del Sistema Internacional de Unidades.			
Factor	Prefijo	Simbología	Significado
10 ¹²	tera	T	Un billón de veces
10 ⁹	giga	G	Mil millones de veces
10 ⁶	mega	M	Un millón de veces
10 ³	kilo	k	Mil veces
10 ²	hecta	h	Cien veces
10	deca	da	Diez veces
10 ⁻¹	deci	d	Décima
10 ⁻²	centi	c	Centésima
10 ⁻³	mili	m	Milésima
10 ⁻⁶	micro	μ	Millonésima
10 ⁻⁹	nano	n	Milmillonésima