



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA TIERRA

INYECCIÓN DE GAS HIDROCARBURO ENRIQUECIDO CON CO₂ COMO MÉTODO DE RECUPERACIÓN PARA MAXIMIZAR LA RENTABILIDAD EN UN CAMPO

T E S I S

PARA OBTENER EL TÍTULO DE

INGENIERO PETROLERO

P R E S E N T A:

MANUEL ELI CORONADO MORALES

DIRECTOR DE TESIS: MI. TOMÁS EDUARDO PÉREZ GARCÍA

CIUDAD UNIVERSITARIA, MÉXICO D.F.



ÍNDICE

RESUMEN	1
INTRODUCCIÓN	2
CAPÍTULO I: MARCO TEÓRICO.....	3
1.1. PROPIEDADES DE LA ROCA	3
1.2. PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS	6
1.3. GASES DE INYECCIÓN	12
1.3.1. Miscibilidad	15
1.3.1.1 Presión mínima de miscibilidad.....	15
1.3.1.2 Miscibilidad de primer contacto	16
1.3.1.3 Miscibilidad de contacto múltiple	16
1.4. METODOS DE RECUPERACIÓN	16
1.4.1. Recuperación primaria	16
1.4.2. Recuperación Secundaria.....	17
1.4.3. Recuperación Mejorada	20
CAPÍTULO II: INYECCIÓN DE GAS	23
2.1 PANORAMA A NIVEL MUNDIAL	23
2.2 ECUACIONES FUNDAMENTALES	24
2.2.1 Ecuación de flujo fraccional	25
2.2.2 Ecuación de avance frontal	28
2.3 RECUPERACIÓN MEJORADA POR INYECCION DE GAS MISCIBLE	30
2.3.1 Inyección de gas hidrocarburo	30
2.3.2 Alternativas de explotación.....	32
2.3.2.1 Inyección de Nitrógeno.....	33
2.3.2.2 Inyección de Bióxido de carbono	33
2.4 REQUERIMIENTO TÉCNICO	34
2.4.1 Tiempo optimo para el inicio de un proceso de inyección de fluidos	34
2.4.2 Esquema de inyección.....	35
2.4.3 Pozos inyectoros y productores	36
2.4.4 Infraestructura para la inyección y tratamiento de fluidos	36

CAPÍTULO III: ANÁLISIS TÉCNICO :CASO DE APLICACIÓN	38
3.1 CARACTERÍSTICAS DEL CAMPO	39
3.1.1 Localización	39
3.1.2 Geología del campo.....	40
3.1.2.1 Estratigrafía.....	41
3.1.2.2 Sísmica	42
3.1.3 Caracterización del campo	43
3.1.3.1 Petrofísica	43
3.1.3.2 Prueba PVT.....	46
3.2 INFORMACIÓN GENERAL DEL CAMPO	49
3.2.1 Antecedentes del campo	49
3.2.2 Etapas de explotación	51
3.3 PLANEACIÓN DE LA PRUEBA PILOTO.....	54
3.3.1 Selección de la fuente de abastecimiento	54
3.3.2 Selección de Línea de transporte de gas.....	54
3.3.2.1 Equipo de Compresión.....	56
3.3.3 Selección de la Zona de inyección	58
3.3.3.1 Casquete de gas	59
3.3.3.2 Selección de pozo inyector	62
3.3.4 Estudios dinámicos	63
3.3.4.1 Determinación de la presión mínima de miscibilidad	64
3.3.4.2 Hinchamiento de aceite	65
3.3.4.3 Precipitación de asfáltenos.....	66
3.3.4.4 Cromatografía de gas.....	68
3.3.5 Resultados de la prueba piloto	69
3.4 PRONÓSTICOS DE LA INYECCIÓN DE GAS PARA EL CAMPO.....	70
3.4.1 Pozos inyectores y productores	71
3.4.2 Análisis de los pronósticos de producción	72
CAPÍTULO IV: ANÁLISIS ECONÓMICO :CASO DE APLICACIÓN.....	76
4.1. EGRESOS	80
4.1.1 Inversiones	80
4.1.2 Costos de operación.....	82
4.2. INGRESOS.....	83
4.2.1 Producción de aceite y gas.....	83
4.3. EVALUACIÓN ECONÓMICA	89
4.3.1 Indicadores económicos.....	91

CONCLUSIONES	92
RECOMENDACIONES.....	94
NOMECLATURA.....	95
BIBLIOGRAFÍA	97
ÍNDICE DE FIGURAS	100
ÍNDICE DE TABLAS	102

RESUMEN

El campo que se presenta esta situado en a la Región Sur de México aproximadamente a 45 Km de la Ciudad de Villahermosa. Fue descubierto en 1972 a través de la perforación del pozo C1, su mayor producción ha sido aportada por los carbonatos fracturados de las formaciones Cretácico Inferior, medio y superior, este campo representa una parte sustancial de la totalidad de actividades tendientes a maximizar la recuperación de hidrocarburos de la Región Sur, actualmente se encuentra en una etapa avanzada de su vida productiva, habiendo pasado por las etapas primaria y secundaria de explotación, lo que hace necesario analizarlo como candidato a la implementación de un Proceso de Recuperación Mejorada.

El presente trabajo de tesis tiene como objetivo principal el análisis de la rentabilidad en la explotación de un yacimiento naturalmente fracturado en la Región Sur con la aplicación de un método de recuperación miscible, en este caso será de inyección de gas hidrocarburo enriquecido con CO₂ en el bloque central de este campo.

Inicialmente se presentan algunos conceptos básicos necesarios para abordar el tema, tales como: propiedades de la roca, del fluido y del gas, así como un breve repaso de los métodos de recuperación de hidrocarburos. Posteriormente se aborda el panorama a nivel mundial, ecuaciones fundamentales y algunos métodos de recuperación por inyección de gas miscible y su requerimiento técnico. El caso de aplicación, es un campo cuyo volumen original para el bloque central es de 446 MMbbls, el cual al implementar este método se espera a incrementar el factor de recuperación hasta un 8 % del volumen original del Bloque Central, siendo esto un volumen de entre 14 y 35 millones de barriles de aceite

En la parte técnica, será resultado del análisis y evaluación de las pruebas realizadas en el campo (prueba piloto) comparada con otras alternativas, estudios de implementación del método y características de la inyección. Además se analizaran las características del campo ya que muestran una gran oportunidad en la parte técnica para implementar la inyección de gas hidrocarburo enriquecido con CO₂, debido al efecto que tiene esta mezcla sobre el fluido contactado y la cercanía de la fuente de abastecimiento de dicho gas. Para concluir, se define la rentabilidad del proyecto, analizando el resultado de los indicadores económicos, a fin de aplicarse manera formal como método de recuperación no convencional en este campo.

INTRODUCCIÓN

Con el objetivo de mantener la producción e incrementar la recuperación final de hidrocarburos en los yacimientos petroleros del país, Se ha realizado trabajos importantes en la implantación de procesos de inyección de agua como sistemas de recuperación secundaria, tanto en arenas como en yacimientos carbonatados.

Actualmente, la fuerte declinación en la producción de los principales campos petroleros de México, ha obligado a que se consideren nuevos esquemas de explotación en los mismos, que permitan mantener e incluso incrementar la plataforma de producción actual, maximizando la recuperación final de hidrocarburos, con propuestas que permitan alcanzar el máximo beneficio técnico y económico.

Se ha planteado la necesidad de establecer y desarrollar estrategias que permitan maximizar la recuperación final de sus yacimientos a través de la aplicación de procesos de Recuperación Adicional de hidrocarburos, procesos entre los que ya se cuentan los proyectos de inyección de CO₂, en campos de la Región Sur los cuales han aportado beneficios técnicos y económicos, y que hoy representan las bases para la documentación de un proceso de características similares para este campo a través de la inyección de gas hidrocarburo enriquecido con CO₂.

Los resultados del proceso de inyección de agua efectuado en este campo se consideran limitados, dado que se suspendió debido a la irrupción de la misma en corto tiempo, sin embargo pudo observarse una buena respuesta de la presión en las zonas de influencia.

La implementación de un proceso de inyección de gas busca favorecer el incremento en la presión de fondo y propiciar efectos termodinámicos tales como el hinchamiento del aceite con su consiguiente reducción de la viscosidad e incremento en su movilidad y alcanzar la miscibilidad.

Es bueno recalcar la importancia de llevar a cabo pruebas piloto en yacimientos naturalmente fracturados, ya que existe muy poca experiencia mundial sobre la inyección de gases en este tipo de yacimientos, y este tipo de pruebas pueden proporcionar experiencias sustantivas para poder aplicar de manera apropiada procesos de recuperación mejorada los cuales permitirán incrementar el factor de recuperación de aceite.

Por lo tanto, el presente trabajo tiene como objetivo presentar un estudio técnico-económico, para analizar la rentabilidad de la implementación de la inyección gas hidrocarburo enriquecido de CO₂ como método de recuperación mejorada en carbonatos de la Región Sur en México.

CAPÍTULO I: MARCO TEÓRICO

Para una mejor comprensión acerca de la inyección de gas a los yacimientos, en este capítulo se darán a conocer algunos conceptos que se refieren a las propiedades del gas, de los fluidos de la formación y del medio poroso.

Con el propósito de ubicar el método de recuperación mejorada (RM) que se aplicará en los carbonatos del Cretácico Medio y Superior de la Región Sur, y debido a su importancia, se explicarán los diferentes métodos de recuperación de aceite que intervienen en un yacimiento, mostrando los criterios técnicos de selección básicos para la aplicación de estos.

1.1. Propiedades de la roca

Una roca sedimentaria constituye un yacimiento de hidrocarburos explotable comercialmente cuando presenta dos propiedades. La primera es la capacidad para acumular y almacenar fluidos definida como porosidad, y la segunda propiedad es la capacidad para permitir que se muevan los fluidos a través de ella y es definida como permeabilidad. También cabe mencionar otra propiedad, la compresibilidad de la formación, esta será útil para conocer el cambio del volumen de poros del yacimiento.

Porosidad: Es un espacio disponible en la roca, sirviendo como receptáculo para los fluidos presentes en ella, por lo tanto la porosidad se puede definir como la relación del espacio vacío en la roca con respecto al volumen total de ella. Esto es que un volumen de roca, está formado por un volumen de huecos o poros y un volumen de sólidos; matemáticamente se expresa como:

$$V_r = V_p + V_s \quad (\text{Ec. I.1})$$

Donde:

V_r = Volumen de roca.

V_p = Volumen de poros.

V_s = Volumen de sólidos.

Si el volumen de poros se relaciona al volumen de roca, se obtiene la porosidad, y ésta se representa en fracción o en porcentaje:

$$\phi = \frac{V_p}{V_r} \quad (\text{Ec. I.2})$$

O bien:

$$\phi = \frac{V_p}{V_p + V_r} \quad (\text{Ec. I.3})$$

Es importante señalar que no todos los poros de una roca están siempre comunicados entre ellos, en ocasiones, algunos poros están aislados; por lo que la porosidad de la roca suele clasificarse en:

Porosidad primaria: Se refiere a aquella adquirida al tiempo de depósito y litificación del material, es decir, en la diagénesis. Esto es, a los espacios vacíos que quedan entre los granos y fragmentos minerales en la roca. A esta porosidad también se le conoce con los nombres de porosidad original, intergranular o de matriz.

Porosidad secundaria: Es aquella que adquiere la roca una vez que han actuado en ella ciertos procesos geológicos (mecánicos) o fenómenos químicos. Éstos pueden actuar por separado o en conjunto, asumiéndose que ha sido posterior a la litificación de la roca misma. También se le llega a llamar porosidad inducida.

Porosidad absoluta (ϕ_a): Es la relación entre el volumen total de poros (comunicados y no comunicados) y el volumen de roca, matemáticamente se expresa como:

$$\phi_a = \frac{V_{pc} + V_{pnc}}{V_r} \quad (\text{Ec. I.4})$$

Donde:

ϕ_a = Porosidad absoluta.

V_r = Volumen de roca.

V_{pc} = Volumen de poros comunicados.

V_{pnc} = Volumen de poros no comunicados o aislados.

Porosidad efectiva (ϕ_e): Se define como el porcentaje del espacio poroso interconectado con relación al volumen total de roca. Esta porosidad es la de interés para la industria petrolera y se expresa como:

$$\phi_e = \frac{V_{pc}}{V_r} \quad (\text{Ec. I.5})$$

Permeabilidad (K): Se puede definir como la facilidad que tiene una roca para permitir el paso de fluidos a través de ella. Así, el grado de permeabilidad de una roca estará definido de acuerdo con la facilidad que presente para el paso de fluidos por medio de ella.

Permeabilidad absoluta (Ka): Es aquella en la cual sólo se considera un líquido mojante presente en el medio poroso saturándolo al 100%. Esto es, si se tiene un solo fluido homogéneo en el medio poroso, entonces la permeabilidad que se tiene no variará considerando que el fluido no reaccione con el medio, esta característica es propia del sistema y será la misma, no importando el fluido, el fluido no debe reaccionar con la roca.

Permeabilidad efectiva (Kef): Se considera que en el medio poroso se tiene presente más de un fluido, es decir, dos fases por lo menos en el sistema. Entonces se dice que la permeabilidad efectiva es la permeabilidad a un fluido en particular, ya sea este aceite, gas o agua. Se dice también que la permeabilidad efectiva a un fluido es la conductividad del medio poroso a éste, cuando existe una cierta saturación del medio, menor de 100%, de dicho fluido. Esta permeabilidad, no sólo depende de la roca, sino también de las cantidades y propiedades de los fluidos presentes en ella. Estas permeabilidades cambiarán en función de la variación de las saturaciones que tengan. Se ha encontrado que: $0 \leq K_{ef} \leq K$.

Permeabilidad relativa (Kr): Es la relación de la permeabilidad efectiva de cualquier fluido (aceite, gas o agua) con respecto a la permeabilidad absoluta ($K_r = K_{ef}/K_a$). Se expresa en fracción ya que nunca es mayor a uno ($0 \leq K_r \leq 1$). Esta permeabilidad, en otras palabras, indica la facilidad de flujo de un fluido a través de la roca, en presencia de otro u otros fluidos comparados con la facilidad de flujo que se tendría si únicamente fluyera un fluido.

Compresibilidad (C): Es el cambio en volumen que experimenta un volumen unitario, cuando éste sufre un cambio de presión a una temperatura constante.

$$C = -\frac{1}{V} \left(\frac{\partial V}{\partial P} \right)_T \quad (\text{Ec. I.6})$$

Compresibilidad de la formación (Cf): Se define como compresibilidad de la formación al cambio de volumen de poros, con respecto a la presión de los fluidos contenidos en dicho volumen de poros, matemáticamente se representa como:

$$C_f = - \frac{1}{V_p} \left(\frac{\partial V_p}{\partial P} \right)_T \quad (\text{Ec. I.7})$$

Donde:

C_f = Es la compresibilidad de la formación.

V_p = Volumen de poros.

1.2. Propiedades de los fluidos

Las propiedades de los fluidos son parámetros que caracterizan a un fluido y lo hacen diferente de otro. En la industria petrolera los fluidos que se manejan son aceite, gas y agua. A continuación se mencionaran algunas propiedades que tienen estos fluidos.

Densidad del aceite (ρ_o): Es la relación de la masa de aceite más su gas disuelto entre su volumen. La densidad varía con la temperatura y presión.

$$\rho = \left(\frac{m}{v} \right)_{T,P} \quad (\text{Ec. I.8})$$

Densidad relativa de aceite (ρ_r): Es el cociente de la densidad del aceite con la densidad de otra sustancia que se usa como patrón. El patrón para el caso de los líquidos la sustancia que se utilizara como patrón es el agua, a 4°C y 1 atmósfera de presión y para los gases se utilizará el aire a las mismas condiciones.

$$\rho_r = \frac{\rho_o}{\rho_{patrón}} \quad (\text{Ec. I.9})$$

Viscosidad del aceite (μ_o): La viscosidad es la propiedad de resistencia al esfuerzo cortante. Además, la viscosidad puede ser vista como la resistencia interna de un fluido a fluir y por lo tanto, depende en gran medida de la densidad y la composición. Usualmente el líquido pesado tiene una mayor viscosidad que un líquido ligero.

La unidad de medida de la viscosidad (μ) normalmente referida como viscosidad dinámica es el centipoise o poise.

$$\mu = \nu \rho \quad (\text{Ec. I.10})$$

Donde:

μ = Es la viscosidad dinámica o absoluta.

ν = Viscosidad cinemática.

ρ = Densidad del fluido.

Composición de los fluidos: Está referida a cada uno de los compuestos que forman la mezcla del fluido, desde los hidrocarburos como el metano, etano, propano, butano, etc. y los no hidrocarburos que son las impurezas tales como el nitrógeno, oxígeno, helio, bióxido de carbono, ácido sulfhídrico, etc.

Compresibilidad del gas (C_g): Se define como el cambio de volumen del gas debido al cambio de presión a una temperatura constante. Recordando la ecuación de estado del gas ideal, tenemos:

$$C_g = \frac{1}{P} \quad (\text{Ec. I.11})$$

Compresibilidad del aceite (C_o): Es el cambio de volumen que experimenta un volumen unitario de aceite, cuando éste sufre un cambio de presión a una temperatura constante.

$$C_o = - \frac{1}{V_o} \left(\frac{\partial V_o}{\partial P} \right)_T \quad (\text{Ec. I.12})$$

Relación gas disuelto en aceite (R_s): Es definida como el volumen de gas disuelto en el aceite a ciertas condiciones de presión y temperatura del yacimiento, por cada unidad de volumen de aceite, medido ambos volúmenes a condiciones base. Este factor es sólo para yacimientos de aceite y su gas disuelto. Es importante señalar que este factor no es adimensional ya que los volúmenes están medidos a diferentes condiciones.

$$R_s = \frac{\text{Volumen de gas disuelto en el aceite @C.Y.}}{\text{Volumen de aceite @C.S.}} \quad (\text{Ec. I.13})$$

Relación gas-aceite (R): Son los metros cúbicos de gas producidos (el cual considera gas disuelto y gas libre en el yacimiento) por cada metro cúbico de aceite producido, medidos ambos volúmenes a condiciones estándar. Las condiciones de separación como presión, temperatura y número de etapas, afectan el valor de dicha relación.

$$R = \frac{\text{Volumen de gas producido @C.S.}}{\text{Volumen de aceite @C.S.}} \quad (\text{Ec. I.14})$$

Factor de volumen del aceite (Bo): Se define como el volumen de aceite del yacimiento requerido para producir un metro cúbico de aceite en el tanque de almacenamiento. El aceite del yacimiento incluye el gas disuelto.

$$B_o = \frac{\text{Volumen de aceite y gas disuelto @C.Y.}}{\text{Volumen de aceite @C.S.}} \quad (\text{Ec. I.15})$$

Factor de volumen del gas (Bg): Es definido como el volumen de gas medido a condiciones de yacimiento entre el volumen de ese mismo gas medido a condiciones estándar.

$$B_g = \frac{\text{Volumen de gas @C.Y.}}{\text{Volumen de gas @C.S.}} \quad (\text{Ec. I.16})$$

Factor de volumen total o de la fase mixta (Bi): Se refiere al volumen de aceite en el yacimiento con su gas disuelto más el volumen de gas liberado entre el volumen de aceite en la superficie. Solo para yacimientos de aceite y gas disuelto liberado.

$$B_t = \frac{\text{Volumen total ocupado por los fluidos @C.Y.}}{\text{Volumen de aceite @C.S.}} \quad (\text{Ec. I.17})$$

Presión de burbujeo (P_b): La presión de burbujeo es la presión a la cual la primera burbuja de gas aparece disminuye la presión en el aceite bajosaturado. También es llamada presión de saturación, debido a que una ligera disminución de dicha presión provoca que el aceite libere el gas disuelto que contiene.

Presión de rocío (P_r): Es la presión a la cual la primera gota de líquido aparece cuando disminuye la presión en el gas bajosaturado.

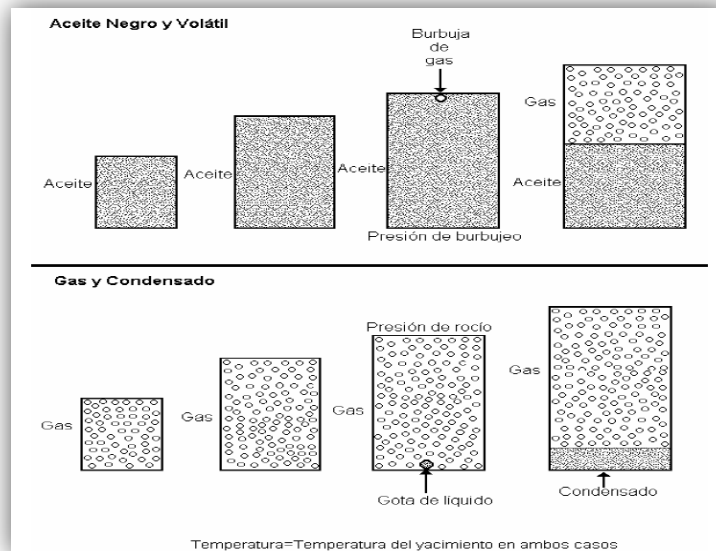


Fig. I.1 Proceso de separación Flash en forma esquemática en aceite y gas.

La Fig.I.1, representa la simulación en el laboratorio de una etapa de agotamiento de la presión a temperatura del yacimiento, donde la composición se considera constante y se realiza mediante la prueba denominada separación a composición constante o separación flash.

Este proceso consiste en expandir isotérmicamente una parte de la muestra representativa de los fluidos previamente transferida a una celda de análisis PVT que se mantiene a la temperatura del yacimiento constante. Después de cada decremento de presión se permite que el sistema alcance condiciones de equilibrio termodinámico, antes de registrar los cambios volumétricos que haya experimentado; la prueba termina cuando se alcanza la presión de saturación, o bien, puede continuarse a presiones menores. Las características que se obtienen son el volumen de las fases en función de la presión, que generalmente se reporta como volumen relativo, usando el volumen del fluido en el punto de saturación como el de referencia y la presión de burbujeo para los casos de aceite y la presión de rocío para gas y condensado, también se obtiene la compresibilidad de los fluidos originales del yacimiento en etapa de bajosaturado.

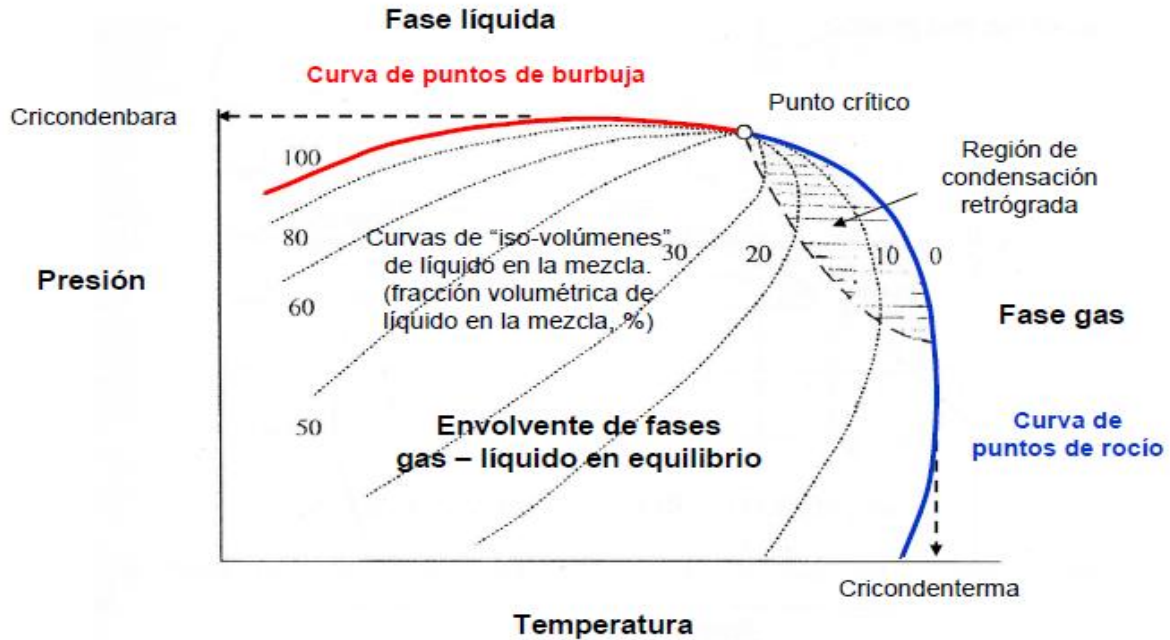


Fig. I.2 Diagrama de Fases para un sistema multicomponente.

Tensión superficial. Se conoce como tensión superficial a la energía libre por unidad de área existente en la zona límite entre un líquido y un gas, debido a la cual el líquido tiende a reducir la superficie de contacto. El término superficial se utiliza para denotar la interface líquido-gas, mientras que el término interfacial se refiere a la frontera entre dos fases inmiscibles, de tal forma que ambos términos describen el fenómeno físico que causa la formación de interfaces.

La tensión superficial tiene su origen en la diferencia de las fuerzas de atracción molecular en la superficie del líquido, donde las moléculas no están rodeadas totalmente de otras moléculas de su misma especie y como efecto neto, son atraídas hacia el interior del fluido.



Fig. I.3 Proceso de la tensión superficial.

Presión capilar: Cuando dos fluidos inmiscibles están en contacto, existe una discontinuidad en la presión entre ellos lo que causa la formación de una curvatura en la interfase. A esta diferencia de presión la llamamos presión capilar y se denota como P_c . Dicho de otra manera, es la diferencia de presiones existentes entre la interfase curvada de dos fluidos no miscibles, que comúnmente ocupan un sistema capilar.

Dentro de un tubo capilar de radio r , la presión capilar está dada por la ecuación de Laplace, y es función del ángulo de contacto θ y la tensión superficial σ :

$$P_c = \frac{2\sigma\cos\theta}{r} \quad (\text{Ec. I.18})$$

La ecuación anterior también suele utilizarse en ingeniería de yacimientos para estudiar la distribución de fluidos en el yacimiento, si a éste se le considera como un conjunto de tubos capilares de distintos tamaños o radios de poro r y se suponen valores promedio de tensión interfacial y un medio poroso uniformemente mojado.

Desde este punto de vista los poros grandes exhibirán fuerzas capilares bajas en comparación con los poros pequeños que pueden generar fuerzas capilares grandes. La presión capilar también se calcula como:

$$P_c = P_{nw} - P_w \quad (\text{Ec. I.19})$$

Donde P_{nw} es la presión de la fase no mojante y P_w la presión de la fase mojante.

Numero capilar: Este numero adimensional representa la relación entre las fuerzas viscosas y las fuerzas capilares. Donde μ es la viscosidad, v es la velocidad de darcy, θ es el ángulo de contacto.

$$N_{ca} = \frac{\mu v}{\pi\cos\theta} \quad (\text{Ec. I.20})$$

API: Es una medida de densidad que describe que tan pesado o liviano es el petróleo, comparándolo con el agua. En la industria petrolera es muy común utilizar el término de grados API, de sus siglas en inglés (American Petroleum Institute), que es la escala utilizada para expresar la gravedad específica de los aceites y se utiliza la ecuación siguiente:

$$^{\circ}API = \frac{141.5}{\rho_r} - 131.5 \quad (\text{Ec. I.20})$$

Si los grados API son mayores a 10, el aceite será más liviano que el agua, y por lo tanto flotaría en esta. También los grados API son utilizados para comparar densidades de fracciones extraídas del petróleo.

1.3 Gases de inyección

Los yacimientos petroleros se clasifican de acuerdo al comportamiento termodinámico de una mezcla natural de hidrocarburos, el cual pueden ser muy diferentes en el tipo de fluido producido con respecto a los demás, como son el de aceite pesado o ligero, así como su comportamiento térmico y bórico distinto, y también los componentes que intervienen, que pueden ser en cantidad más ligeros, intermedios o pesados. Para realizar un desplazamiento miscible se debe tomar en cuenta todos los factores posibles, que hagan que el proyecto sea un éxito, como son:

- El comportamiento del yacimiento
- La calidad de la recuperación
- La cantidad de liquido de recuperación
- El gas disponible para inyección
- Las instalaciones adecuadas

Sólo por mencionar las más importantes de manera general. Retomemos una parte fundamental de este trabajo describiendo el proceso a grandes rasgos. Se debe lograr una conducción de fluidos hacia el yacimiento durante el cual el fluido desplazado y el fluido desplazante llegan a ser miscibles en todas proporciones, al menos en una extensión local, la miscibilidad entre el aceite del yacimiento y un gas de inyección se dice que es conseguida cuando una sola fase en un yacimiento a condiciones críticas resulta de la mezcla de dos fluidos.

Es claro que la naturaleza del fluido desplazante es de gran importancia en la recuperación de aceite del yacimiento, por lo que un fluido miscible con el aceite es deseable. Siguiendo el proceso se espera que la fase gaseosa y parte de la fase de aceite no serán ampliamente separadas por una interfase y llegarán a ser entonces miscibles, un yacimiento como el de nuestro estudio (Aceite Negro) requiere una inyección de gas hidrocarburo enriquecido con CO₂.

Un gas inerte y un gas hidrocarburo son las herramientas utilizadas en este método de recuperación de inyección, el gas inerte es ideal ya que no tendrán una reacción con el aceite y el gas contenidos en el yacimiento. Además el metano tendrá un especial trato ya que con toda intención de lograr una miscibilidad directa será utilizado. A continuación describiremos cada uno de los gases de inyección y sus propiedades.

Propiedades	Gas Hidrocarburo	Bióxido de Carbono
Densidad (kg/m ³)	0.68	1.6
Factor de Compresibilidad (bar)	0.998	0.9942
Masa Molar (g/mol)	16.043	44.01
Propiedad Acido/Base	Neutro	Acidez(pka) 6.35
Viscosidad (cp)	0.01027	0.07
Capacidad Calorífica (KJ/(mol K))	0.035	0.8504

Tabla I.1 Propiedades del gas seco e inerte.

A continuación se muestran diferentes figuras sobre las propiedades del dióxido de carbono. Se comentará sobre el comportamiento del gas de acuerdo a diferentes condiciones. La importancia de éstas recae en que a ciertas condiciones el comportamiento del dióxido de carbono contribuirá de mejor manera al incremento de la producción de hidrocarburos.

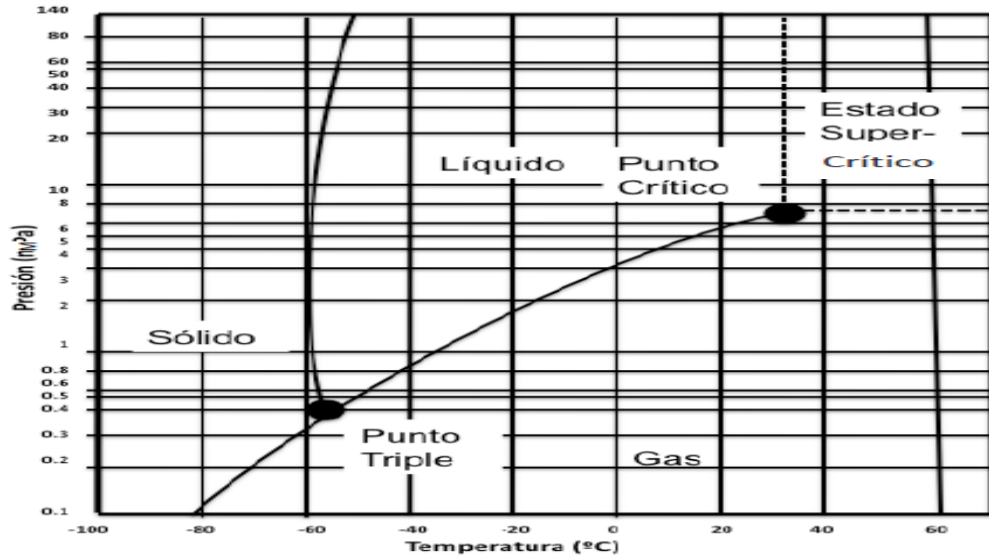


Fig. I.4 Fases del Dióxido de Carbono (Schechter, 2005)

La figura anterior muestra el comportamiento de dióxido de carbono y sus fases a diferentes temperatura y presiones. El punto crítico se encuentra a una temperatura de alrededor de 30 °C y una presión de alrededor de 7 MPa. El punto triple se encuentra una temperatura de alrededor de 60 °C y una presión de 0.4 MPa.

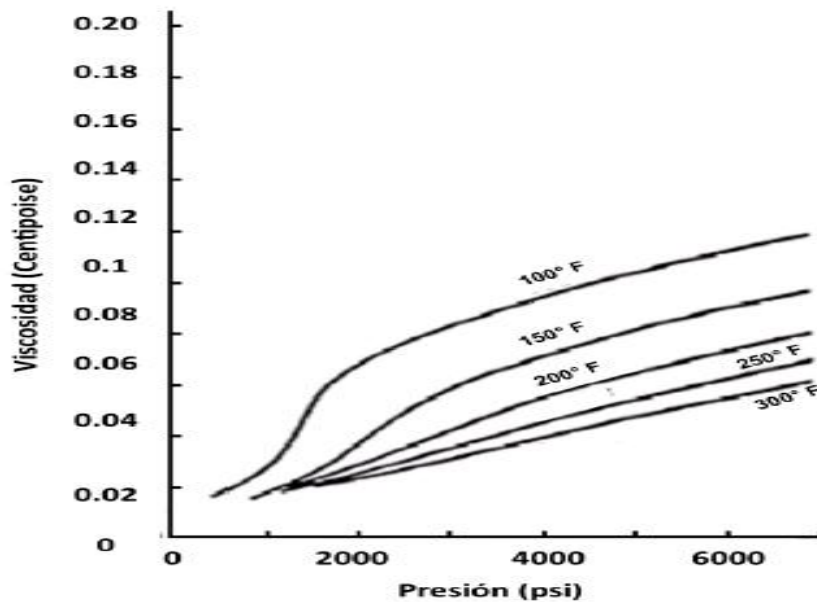


Fig. I.5 Viscosidad del Dióxido de Carbono a diferentes temperaturas (Schechter, 2005)

Mediante la figura podemos observar que como un aumento en la temperatura y en la presión es directamente proporcional en la viscosidad del dióxido de carbono. Después de los 100 °F se hace menor la incidencia de la temperatura sobre el gas, pero aún así afecta. En cambio por debajo de los 200 °F los cambios en la viscosidad no son tan significativos aunque el cambio de presión si lo sea. De acuerdo con la figura, conviene tener una alta presión y relativamente alta temperatura para lograr una menor viscosidad en el dióxido de carbono y así contribuir a un mejor flujo.

1.3.1 Miscibilidad

Miscibilidad es el fenómeno físico que consiste en la mezcla de dos o más fluidos en todas proporciones sin que se forme una interfase entre ellos. Se trata de un fenómeno físico y no químico, ya que no hay reacción alguna entre los fluidos, sin embargo, sí debe existir cierta afinidad química para que éstos sean miscibles.

La miscibilidad puede ocurrir sólo bajo ciertas condiciones de presión, temperatura y composición de las fases involucradas y no debe confundirse con el término de solubilidad. La solubilidad es la capacidad limitada de un fluido para disolverse en otro hasta alcanzar un punto de saturación, después del cual, ya no hay disolución. Para yacimientos petroleros, la miscibilidad está definida como la condición física, entre cual dos o más fluidos, que permite que ellos se mezclen sin la existencia de una interfase.

Dos son los mecanismos principales para generar miscibilidad:

- Miscibilidad de primer contacto
- Miscibilidad dinámica o de contacto múltiple

1.3.1.1 Presión Mínima de Miscibilidad

Evidentemente, el parámetro más importante a considerar para el éxito técnico cuando se piensa en procesos miscibles es la presión de inyección mínima requerida para desarrollar miscibilidad a temperatura de yacimiento. Esta condición se conoce como Presión Mínima de Miscibilidad (PMM) y en la medida que pueda ser alcanzada, el aceite remanente podrá ser desplazado hacia los pozos productores obteniéndose un incremento en la recuperación.

1.3.1.2 Miscibilidad de primer contacto

El término miscibilidad de primer contacto, literalmente significa que al poner en contacto el fluido inyectado con el aceite crudo del yacimiento, se formará una sola fase en el yacimiento. Este tipo de miscibilidad se alcanza cuando se tienen solventes o gases de inyección muy ricos en hidrocarburos o a muy altas presiones.

1.3.1.3 Miscibilidad de contacto múltiple

La miscibilidad por contacto múltiple ocurre cuando el aceite crudo interacciona con el fluido de inyección por medio de la transferencia de masa entre el fluido de inyección y el aceite a través de un repetido contacto entre las fases mientras el frente de desplazamiento recorre el yacimiento.

Generalmente, la miscibilidad por contacto múltiple se alcanza a presiones menores en comparación con la miscibilidad al primer contacto con el inconveniente de que requiere una mayor distancia a partir del pozo inyector para desarrollarse.

Nuevamente este proceso implica la ausencia de una interfase entre los fluidos y depende en gran medida la composición de las fases involucradas y las interacciones de transferencia de masa entre las mismas.

Los mecanismos por los cuales se puede obtener un desplazamiento miscible por múltiples contactos se pueden dividir en:

- Miscibilidad por vaporización de gas
- Miscibilidad por condensación de gas

Debe tomarse en cuenta que en el yacimiento, con frecuencia se produce la transferencia de masa entre la fase inyectada y los fluidos del yacimiento, sin embargo la miscibilidad sólo se desarrolla siempre y cuando se alcancen las condiciones óptimas de composición, presión y temperatura.

1.4 Métodos de recuperación de aceite

1.4.1 Recuperación primaria

En esta etapa, los pozos producen el hidrocarburo de manera natural, esto es mediante la energía interna del yacimiento (cuando la presión en este, es la necesaria para empujar los fluidos que allí se encuentran) o por medio de sistemas artificiales.

La recuperación primaria se termina cuando la presión del yacimiento ha bajado demasiado, o cuando se están produciendo cantidades demasiado importantes de otros fluidos (gas, agua). El porcentaje de recuperación primaria del crudo originalmente in situ es en promedio del orden de 10-15% .

El gradiente de presión obliga al aceite a fluir hacia los pozos, pero ese movimiento se verifica solamente si otro material llena el espacio desocupado por el aceite y mantiene, en dicho espacio, la presión requerida para continuar el movimiento de los fluidos. En cierto modo el aceite no fluye del yacimiento, sino que es expulsado mediante un proceso de desplazamiento, cuyos mecanismos pueden ser los siguientes.

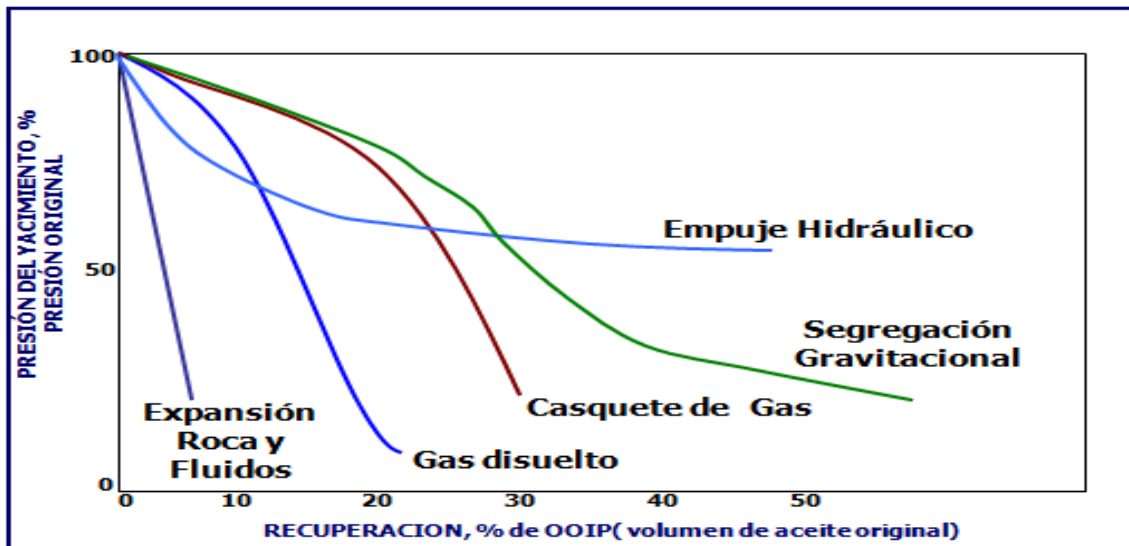


Fig. I.6 Grafica que representa el porcentaje de recuperación primaria con los mecanismos de empuje

1.4.2 Recuperación secundaria

A causa de las fuerzas de capilaridad, conforme se extraen los hidrocarburos, una parte de los mismo tiende a quedarse en la roca, por lo cual, disminuye la recuperación, para compensar esta pérdida se ha introducido técnicas de bombeo, desplazamiento de aceite y mantenimiento de la presión por inyección de fluidos, los cuales en conjunto se denominan recuperación secundaria.

Fundamentalmente la recuperación secundaria consiste en inyectar dentro del yacimiento un fluido menos costoso que el hidrocarburo para mantener un gradiente de presión y que no afecten las propiedades del sistema roca-fluido. Dentro de este método se encuentran la inyección de agua y de gases no hidrocarburos inmiscibles, como el nitrógeno, N₂, o dióxido de carbono, CO₂.

La inyección de agua puede realizarse en dos diferentes formas: periférica o externa; y dispersa o en arreglos. En la forma externa el agua se inyecta fuera de la zona de aceite, es decir, se inyecta dentro del acuífero para incrementar el barrido por la inyección de agua. Por otro lado en la inyección dispersa, se da dentro de la zona de aceite, provocando el desplazamiento de los fluidos del yacimiento por la invasión de agua, del pozo inyector a los pozos productores.

Por otro lado, también la inyección de gas natural se ha utilizado como método para mejorar la recuperación de aceite y se usó inicialmente con fines de mantenimiento de presión. Posteriormente, se llevaron a cabo otras aplicaciones que fueron calificadas como proyectos de recuperación secundaria, ya que el gas inyectado, además de aumentar la energía del yacimiento, debía de desplazar el aceite para tener una mejor recuperación.

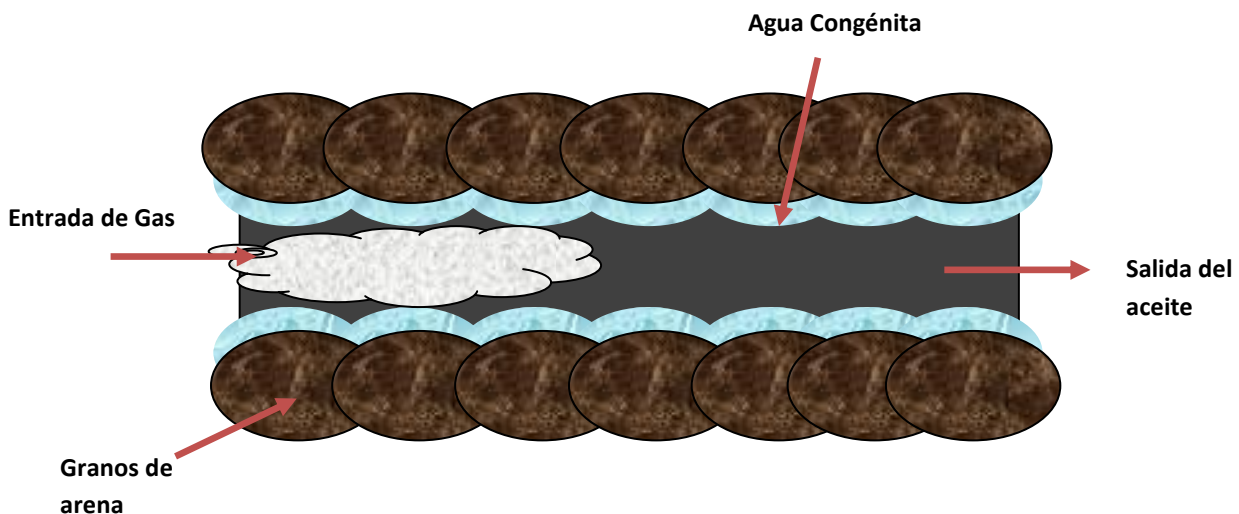


Fig. I.7 Esquema del desplazamiento de aceite por gas en una canal de flujo.

El comportamiento de cualquier gas como fluido desplazante inmiscible (Aire, Nitrógeno, Dióxido de carbono), dependerá de su densidad y viscosidad, la cual controla la eficiencia del desplazamiento. A condiciones de yacimiento determinara la segregación gravitacional y, el coeficiente de difusión tendrá menor efecto sobre la eficiencia microscópica del desplazamiento.

La presión de inyección es un factor importante, en un proceso de recuperación secundaria, la presión de inyección debe estar por debajo de la presión mínima de miscibilidad (PMM), con el cual se garantiza un mantenimiento de presión por un desplazamiento inamisible.

Tipos de inyección

a) Inyección de gas interna o dispersa

La inyección de gas se realiza dentro de la zona de aceite, se aplica por lo general en yacimientos con empuje por gas en solución, sin casquete de gas y donde no hay tendencia a desarrollar una capa de gas secundaria. El gas inyectado emerge junto con el aceite al poco tiempo de haber sido inyectado.

Características:

- 1) Se aplica en yacimientos homogéneos, con poco buzamiento y relativamente delgados.
- 2) Por lo general, se requiere un número elevado de puntos de inyección.
- 3) La permeabilidad efectiva al gas debe ser preferiblemente baja.

Ventajas	Desventajas
- Es posible orientar el gas inyectado hacia las zonas más apropiadas.	- La eficiencia de recuperación mejora muy poco como consecuencia de la posición estructural o drene gravitacional.
- La cantidad de gas inyectado puede optimizarse mediante el control de la producción e inyección de gas.	- La eficiencia de barrido areal es inferior a la que se logra en operaciones de inyección externa.
	- Los canales de gas formados por alta velocidad de flujo, originan eficiencias de recuperación bajas.

Tabla I.2 Ventajas y desventajas de la inyección de gas interna.

b) Inyección de gas externa

Es la inyección de gas en la cima de la estructura donde se encuentra la capa de gas, bien sea primaria o secundaria. Por lo general, se lleva a cabo en yacimientos donde ocurre segregación gravitacional debido a la influencia de las fuerzas de gravedad.

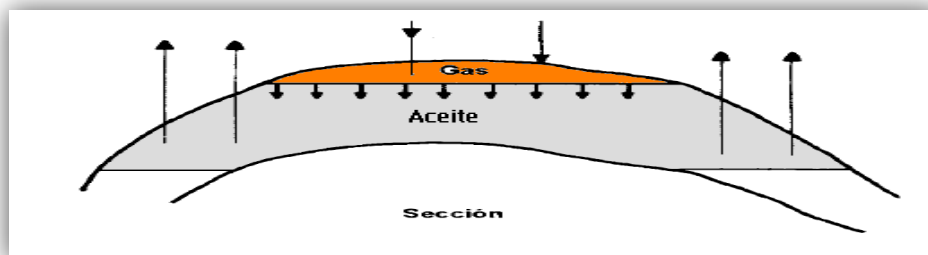


Fig. I.8 Inyección de gas externa.

Características:

- 1) Se usa en yacimiento de alto relieve estructural, para permitir que la capa de gas desplace el aceite.
- 2) Yacimientos con altas permeabilidades verticales >200 (mD).
- 3) Pozos colocados de manera que se logre una buena distribución areal del gas inyectada.

Ventajas	Desventajas
- Eficiencia de barrido areal es superior	- Requiere buena permeabilidad vertical del yacimiento.
- Beneficios obtenidos por drene gravitacional son mayores.	- Es necesario controlar la producción de gas libre de la zona de aceite.
	- Las intercalaciones de lutitas, son inconvenientes para la inyección de gas externa.

Tabla I.3 Ventajas y desventajas de la inyección de gas externa.

A partir de los dos tipos básicos de inyección, agua y gas, surgen otros dos a partir de los dos tipos de combinación o uso alternado de los mismos, estos se definen como WAG (Water Alternating Gas) y D.D (Doble desplazamiento)

WAG; consiste en alternar la inyección de agua y gas, esta se realiza en condiciones internas, es decir por medio de arreglos, el principio se fundamenta en la diferencia de movilidades, por ende la redistribución de los patrones de flujo obtenidos en la zona de saturación residual de aceite.

D.D; es un concepto que utiliza el mismo fundamente, redistribuir el aceite a nivel de poro, y sin embargo, se realiza como un proceso de inyección externa de gas, al final de la inyección o invasión del yacimiento por agua.

1.4.3 Recuperación mejorada

El objetivo principal de estos procesos es reducir la saturación de aceite remanente e incrementar el factor de recuperación modificando las propiedades originales de los fluidos o la roca del yacimiento. Se agrupan en tres categorías: Químicos, inyección de gases (miscible o inmisible) y térmicos.

El objetivo principal de los métodos de recuperación mejorada de aceite es obtener el máximo de hidrocarburos adicional que se obtendría con la energía propia del yacimiento, impartiendo al yacimiento una energía ajena, cualquiera que sea el tipo de ella.

Desde principios de los años 50's, una significativa cantidad de investigaciones de laboratorio y pruebas de campo se habían emprendido y algunos resultados encontrados se han desarrollado en una escala comercial, tratando de que los métodos de recuperación mejorada tengan el objetivo de:

- Eliminar o reducir la capilaridad y las fuerzas interfaciales y así mejorar la eficiencia de desplazamiento.
- Mejorar la eficiencia de barrido por reducción de movilidad entre los fluidos inyectados y los del yacimiento.
- Hacer efecto en ambos fenómenos simultáneamente.

Los métodos químicos de la recuperación mejorada de aceite son caracterizados por la adición de un químico en agua, a fin de mejorar las condiciones interfaciales más favorables para el desplazamiento de aceite. La inyección de surfactantes es compleja, requiriendo una prueba de laboratorio detallada para apoyar el diseño de los proyectos de campo. La inyección alcalina ha sido usada en aquellos yacimientos que contienen tipos específicos de aceite crudo con un índice de acidez alto.

Los métodos térmicos proporcionan una conducción de fuerza y adición de calor al yacimiento para reducir la viscosidad del aceite y vaporizarlo. Esto hace al aceite más volátil y así puede ser más eficaz la conducción a la producción del pozo. La inyección de vapor ha sido comercialmente utilizada desde principios de los 60's y es el método más avanzado en términos de experiencias de campo.

Otros métodos como la actividad bacteriana, minas, calentamiento eléctrico del yacimiento han sido propuestos, pero su potencial para incrementar las reservas de aceite debe ser demostrado. La combustión "in-situ" es normalmente aplicada a yacimientos de fluidos con baja densidad ($^{\circ}$ API), pero han sido probadas en campos bajo una gran variedad de condiciones de yacimiento. Solo pocos proyectos han demostrado adelantos económicos a escala comercial. A la fecha la combustión in-situ ha sido más efectiva para la recuperación de aceites viscosos en yacimientos de fluidos moderadamente espesos (National Petroleum Council, 1984).

Los porcentajes de la siguiente tabla consideran experiencias de campo y de laboratorio, por lo cual son una aproximación general, para un yacimiento en particular se deben considerar las heterogeneidades propias del mismo, debido a que pueden ocasionar canalización y alta dispersión, y con ello una reducción en el porcentaje de recuperación.

“INYECCIÓN DE GAS HIDROCARBURO ENRIQUECIDO CON CO2 COMO MÉTODO DE RECUPERACIÓN PARA MAXIMIZAR LA RENTABILIDAD EN UN CAMPO”

Método	Tipo de Fluido	Efecto	% De recuperación obtenido
Térmico	Agua Caliente	Reducción de viscosidad	5-10
	Combustión	Reducción de viscosidad Vaporiza ligeros	10-15
	Vapor	Reducción de viscosidad Vaporiza ligeros	5-40
Solvente	Hidrocarburo miscible	Desarrolla miscibilidad	5-10
	CO2 miscible	Desarrolla miscibilidad Hinchamiento de aceite	5-10
	CO2 miscible	Mejora movilidad , disuelve gas	5-15
	N2	Mejora movilidad , disuelve gas	5-15
	Aire	Mejora movilidad , disuelve gas	5-15
	Gas de combustión	Mejora movilidad , disuelve gas	5-15
Químico	Polímero	Mejora Movilidad	5
	Surfactante	Mejora Movilidad Reduce Tensión Interfacial	15
	Alcalino	Mejora Movilidad Reduce Tensión Interfacial Altera Mojabilidad	5
Bacteriológico	Lípidos (biosurfactantes)	Reduce Tensión Interfacial Obstruye el medio poroso Producción in-situ de CO2 alcoholes y ácidos	7-30
	Polisacáridos (biopolimeros)	Obstruye el medio poroso Producción in-situ de CO2 alcoholes y ácidos	7-30

Tabla I.4 Clasificación y efectos de los métodos de Recuperación mejorada ²

CAPÍTULO II: INYECCIÓN DE GAS

En este capítulo se hablará sobre cómo fue surgiendo la inyección de gas como método de recuperación secundaria y mejorada. Posteriormente se explicará las ecuaciones básicas fundamentales, los factores que lo afectan, el funcionamiento y el equipo requerido. A diferencia de la inyección de agua donde solamente ocurre un desplazamiento inmisible, en el proceso de inyección de gas puede darse, tanto un desplazamiento miscible como un desplazamiento inmisible. Este capítulo sólo tratará lo relativo a la inyección de gas miscible.

Aunque la recuperación secundaria y mejorada ha estado en desarrollo durante varias décadas, perdió impulso cuando el precio del barril de petróleo se derrumbó en la década de 1980, al igual que el interés en la investigación y el desarrollo de la tecnología. Sin embargo, cuando el precio del barril de petróleo comenzó a incrementarse en la década actual y la perspectiva del precio sigue en aumento, las compañías están mostrando un gran interés en proyectos pilotos para la recuperación secundaria y mejorada.

Los procesos de inyección de gas hidrocarburo y la inyección de gas son los métodos con más rápido crecimiento en la recuperación de aceite con un aumento de la aplicación del 18% en 1984 al 48% en estos últimos años. Así, los procesos de inyección de gas tienen la promesa de mejorar significativamente la recuperación de los hidrocarburos dejados por la producción primaria y la recuperación secundaria.

2.1 Panorama a Nivel Mundial

Las estadísticas de los modelos de recuperación mejorada de los EE.UU. muestran en las últimas tres décadas un cambio claro en la industria petrolera en favor de los procesos de recuperación mejorada más eficiente como es el caso de la inyección de gas, y también muestran una fuerte subida y rápida caída de los métodos químicos, los cuales alcanzaron su nivel más alto de aplicación a mediados de los ochentas y en la actualidad casi están extintos.

La aplicación de procesos de inyección de gas ha crecido de forma constante y está por convertirse en el principal proceso de recuperación mejorada en campos de aceite ligero. Los métodos de inyección de gas, como son la inyección de gases hidrocarburos (HC), de dióxido de carbono (CO₂), de aire, de nitrógeno (N₂), entre otros, se han practicado desde principios de 1920 para la recuperación de aceite ligero.

La inyección de hidrocarburos es una práctica muy extendida en los grandes yacimientos marinos, tales como la Bahía de Prudhoe, en donde está disponible el tratamiento limitado del gas y las instalaciones de transporte. Se puede decir que en el caso de inyección de CO₂ ofrece algunos beneficios extra como sería el caso de su retención, lo que lleva a menos emisiones a la atmosfera para ayudar a combatir el calentamiento global. Lamentablemente la retención de CO₂ aún no está totalmente en práctica, debido a los elevados costos de separación de estos gases de la combustión.

La buena noticia es que con el aumento de la demanda de este gas se están desarrollando nuevas tecnologías de separación de bajo costo para proveerlo, tales como fuentes industriales, centrales eléctricas y las fuentes naturales (separación de CO₂ de la producción de gas natural). Conjuntamente al utilizar este gas de inyección en los proyectos de recuperación mejorada puede llevarse a cabo con un costo relativamente bajo, más costo de transporte y es de fácil aplicación en muchos tipos de yacimientos, como areniscas y carbonatos naturalmente fracturados.

Es por esto que en México, se ha planteado la necesidad de establecer y desarrollar estrategias que permitan maximizar la recuperación final de sus yacimientos a través de la aplicación de procesos de Recuperación Adicional de hidrocarburos, procesos entre los que ya se cuentan los proyectos de inyección de gas a los campos pertenecientes a la Región Sur, los cuales han aportado beneficios técnicos y económicos, y que hoy representan las bases para la documentación de un proceso de características similares.

2.2 Ecuaciones Fundamentales

Estas ecuaciones fueron desarrolladas por medio de conceptos de permeabilidad relativa y se basan en la ley de Darcy que describe el flujo de fluido a través de medios porosos. Las técnicas de cálculo descritos aquí son los métodos clásicos para describir el desplazamiento inmisible con pleno equilibrio entre las fases desplazante y desplazada, el gas y el aceite.

Este modelo, que se detalla a continuación, es aplicable a un proceso inmisible donde el desplazamiento está ocurriendo en un sistema homogéneo lineal de espesor neto constante, similar al mostrado en la Figura II.1.

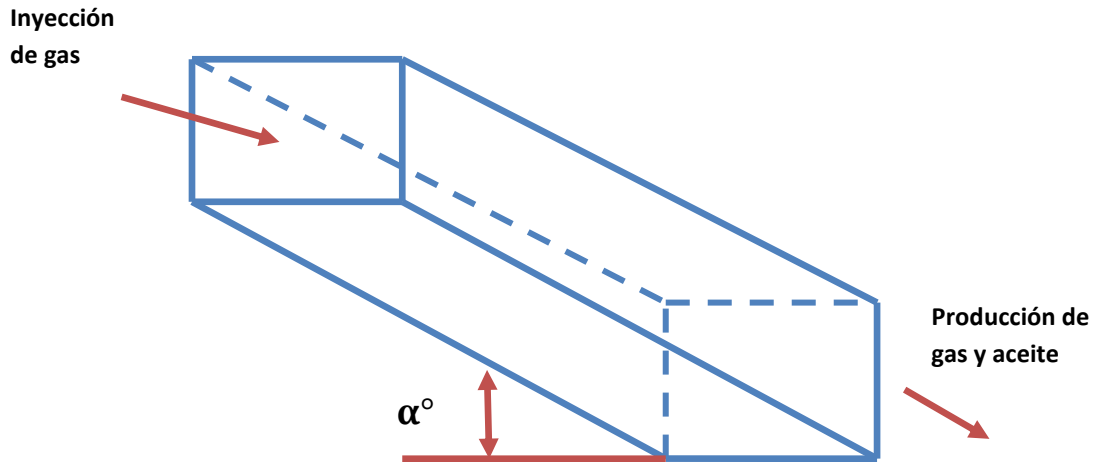


Fig. II.1 Modelo matemático de un yacimiento sometido a invasión

2.2.1 Ecuación de flujo fraccional

Al igual que en los desplazamientos por agua, la ecuación de flujo fraccional para un desplazamiento de aceite por gas se determina usando los procedimientos analíticos desarrollados originalmente por Buckley y Leverett, basados en la ley de Darcy y en el concepto de permeabilidades relativas a dos fases .

La ecuación de flujo fraccional describe cuantitativamente la fracción de gas que fluye en términos de las características físicas de un medio poroso. Suponiendo que sólo están fluyendo el aceite y el gas, en cualquier punto del sistema, el flujo fraccional de gas es igual a la fracción del flujo total que está fluyendo en ese punto, esto es:

$$f_g = \frac{q_g}{q_g + q_o} \quad (\text{Ec. II.1})$$

Donde los ritmos de flujo de gas y de aceite , q_g y q_o , respectivamente, se expresan en condiciones de yacimiento. Si la ecuación de flujo fraccional se utiliza para describir el desplazamiento de aceite debido a la expansión de la capa de gas, el fluido desplazante es no mojante y por lo tanto, $P_c = P_g - P_o$ y $\Delta\rho = \rho_g - \rho_o$. En consecuencia, la ecuación de flujo fraccional de gas será la siguiente, teniendo presente que en este caso el gas se inyecta buzamiento abajo:

$$f_g = \frac{1 - \frac{k_o A}{\mu_o q_t} \left(\frac{\partial P_c}{\partial x} - C \Delta\rho g \sin\alpha \right)}{1 + \frac{k_o \mu_g}{k_g \mu_o}} \quad (\text{Ec. II. 2})$$

Donde:

k_g = permeabilidad efectiva al gas, darcy

k_o = permeabilidad efectiva al aceite, darcy

μ_o = viscosidad del aceite, cp

μ_g = viscosidad del gas, cp

A = área total de la formación perpendicular al flujo, cm^2

$\frac{\partial P_g}{\partial x}$ = gradiente de presión en la fase gas, atm/cm

$\frac{\partial P_o}{\partial x}$ = gradiente de presión en la fase aceite, atm/cm

C = factor de conversión = $1/(1,0133 \times 10^6)$

ρ_g = densidad del gas, g/cm^3

ρ_o = densidad del aceite, g/cm^3

g = aceleración de la gravedad, cm/seg^2

q_t = ritmo de expansión de la capa de gas, (= $q_g + q_o$), BYPD

"INYECCIÓN DE GAS HIDROCARBURO ENRIQUECIDO CON CO2 COMO MÉTODO DE RECUPERACIÓN PARA MAXIMIZAR LA RENTABILIDAD EN UN CAMPO"

La ecuación de flujo fraccional de gas se simplifica para los casos presentados en la Tabla II.1

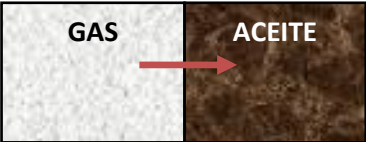
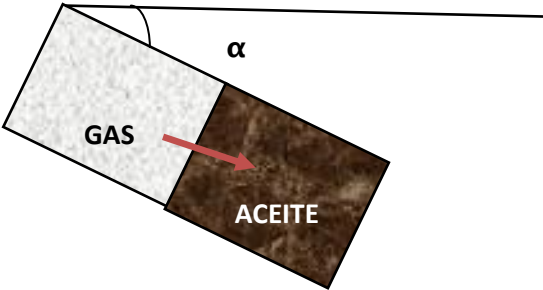
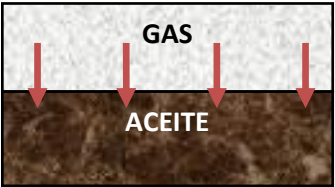
Casos	Ecuación
<p>Avance horizontal del frente de invasión en yacimientos horizontales</p> 	$\alpha = 0^\circ \text{ y } \frac{\partial P_c}{\partial x} \rightarrow 0$ $f_g = \frac{1}{1 + \frac{k_o \mu_g}{k_g \mu_o}}$
<p>Avance del frente de invasión buzamiento abajo en yacimientos horizontales</p> 	$\alpha < 0^\circ \text{ y } \frac{\partial P_c}{\partial x} \rightarrow 0$ $f_g = \frac{1 + \frac{0,488 k_o A}{\mu_o q_t} (\gamma_o - \gamma_g) \text{sen} \alpha}{1 + \frac{k_o \mu_g}{k_g \mu_o}}$
<p>Avance vertical del frente de invasión</p> 	$\alpha = -90^\circ \text{ y } \frac{\partial P_c}{\partial x} \rightarrow 0$ $f_g = \frac{1 - \frac{0,488 k_o A}{\mu_o q_t} (\gamma_o - \gamma_g)}{1 + \frac{k_o \mu_g}{k_g \mu_o}}$

Tabla II.1 Ecuaciones simplificadas para el flujo fraccional de gas ⁵

2.2.2 Ecuación de avance frontal

Esta ecuación desarrollada por Buckley y Leverett se deduce a partir de un balance volumétrico de gas, efectuado sobre el elemento diferencial que se muestra en la Figura II.3.

En la deducción de la ecuación, Buckley y Leverett consideraron un desplazamiento tipo pistón con fugas, es decir, que en la zona invadida están fluyendo simultáneamente las fases desplazante y desplazada.

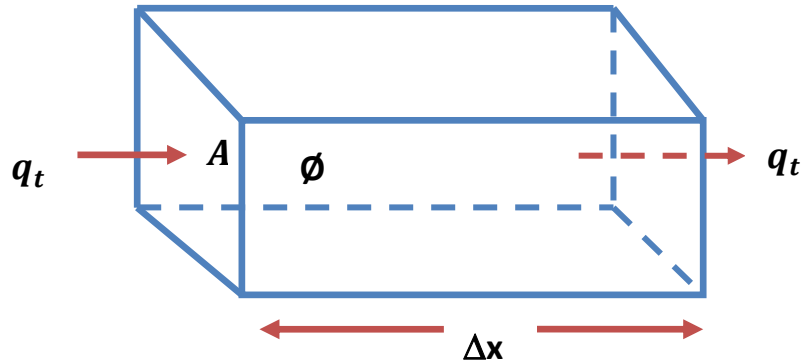


Fig. II.2 Volumen diferencial de la formación sometida a la invasión

La ecuación resultante, para el caso de desplazamiento de aceite por gas, es la siguiente:

$$X_{sg} = \frac{5,615 q_t t}{A \Phi} \left(\frac{\partial f_g}{\partial S_g} \right)_{S_g} \quad (\text{Ec. II.3})$$

donde:

q_t = ritmo de inyección en condiciones de yacimiento, BPD

t = tiempo del inicio del desplazamiento, días

A = área perpendicular al flujo, ft^2

$\left(\frac{\partial f_g}{\partial S_g} \right)_{S_g}$ = pendiente de la tangente a la curva de flujo fraccional
cuyo trazado se analiza en la siguiente sección

La ecuación II.3 permite calcular el avance del frente de gas a un determinado tiempo. La Figura II.4 ilustra el proceso de desplazamiento descrito por las ecuaciones II.3 y II.2 y la distribución de saturación durante la etapa inicial del proceso.

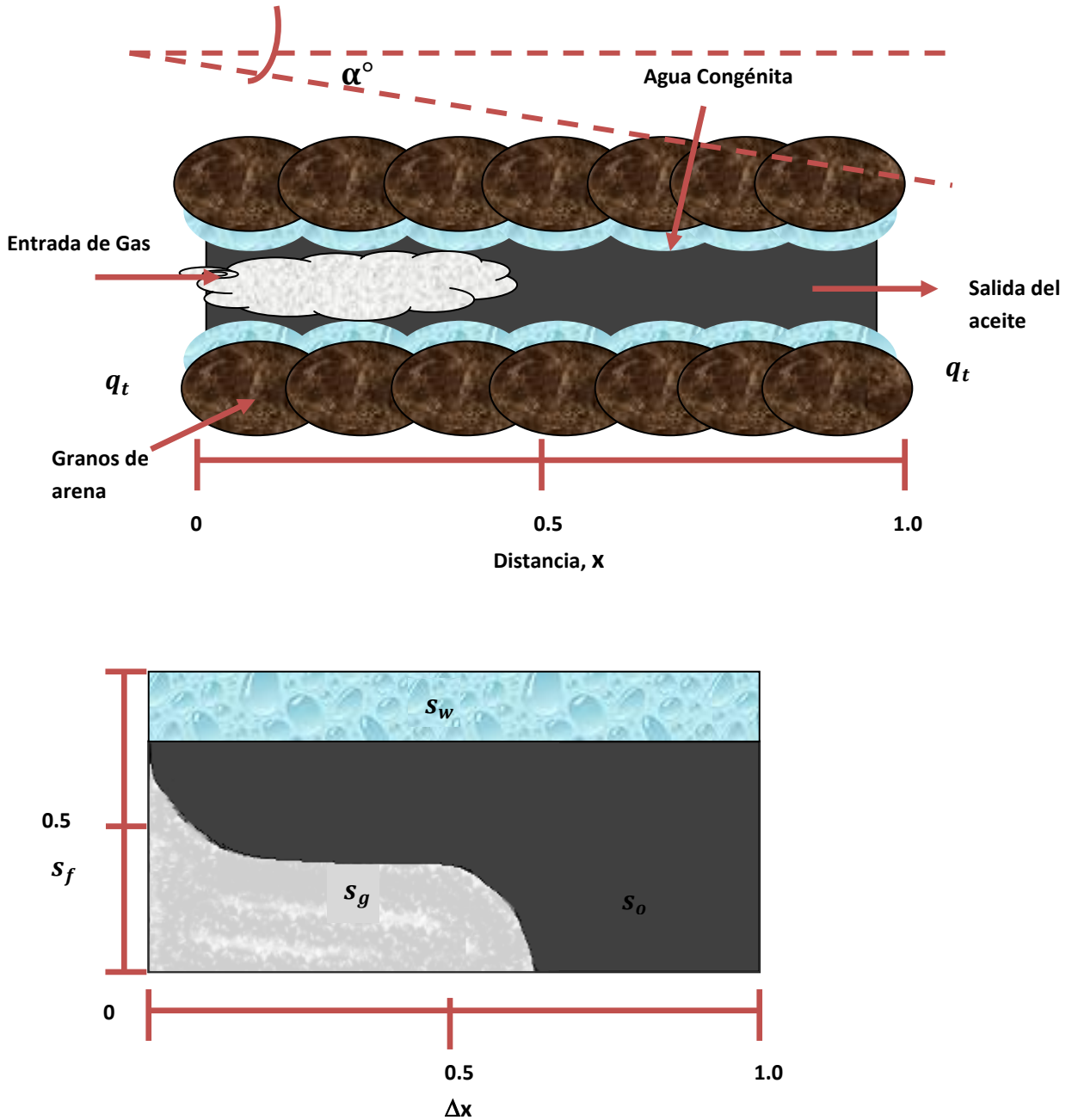


Fig. II.3 Distribución de saturación con distancia durante el proceso de desplazamiento con gas considerando los efectos capilares (Frick y Taylor).⁵

2.3 Recuperación Mejorada por Inyección de Gas Miscible

Diversos criterios de selección han sido propuestos para todos los métodos de Recuperación Mejorada de Hidrocarburos (EOR). Información de proyectos de EOR alrededor del mundo han sido examinados y las características del yacimiento/fluidos para un proceso exitoso han sido asentados. El método de selección se basa tanto en resultados de campo como en los mecanismos de recuperación. La inyección de vapor sigue siendo el método dominante. Todos los tratamientos químicos han ido declinando, pero los polímeros y geles han sido usados de manera exitosa básicamente para mejorar el barrido y el movimiento del agua. Solo la actividad con CO₂ ha incrementado continuamente.

La selección del fluido a inyectar ha sido ampliamente discutido desde los primeros años, más debe seguir imperando la selección de un fluido que recupere la máxima cantidad de aceite mientras se siga teniendo un beneficio económico. En este trabajo se presentan los criterios de selección basados en una combinación de las características del yacimiento y los fluidos de procesos exitosos mas nuestro entendimiento de las condiciones optimas necesarias para lograr un buen desplazamiento a través de la inyección de los diferentes fluidos.El método empleado en este trabajo es el de la inyección de gas enriquecido pero también se presentan a continuación diversas alternativas de explotación.

2.3.1 Inyección de Gas Hidrocarburo

Este método consiste básicamente en inyectar hidrocarburo ligero a través del yacimiento para formar una mezcla miscible. Tres diferentes métodos han sido usados. El método miscible de primer contacto usa un bache de alrededor del 5% del volumen poroso (PV) de gas licuado del petróleo (LPG), tal como el propano, seguido por gas natural o gas y agua. Un segundo método, llamado de empuje enriquecido (condensación), consiste en inyectar un bache del 10 o 20% de gas natural que es enriquecido con los componentes que van desde el metano hasta el hexano, seguidos por gas pobre, (seco, mayormente metano) y posiblemente agua. Los componentes enriquecidos son transferidos del gas al aceite. El tercero y es, llamado de empuje a alta presión (vaporización), consiste de inyectar gas pobre a alta presión para vaporizar los componentes que van desde el C₂ hasta C₆ del aceite crudo que es desplazado. Los criterios se presentan a continuación en la tabla

"INYECCIÓN DE GAS HIDROCARBURO ENRIQUECIDO CON CO2 COMO MÉTODO DE RECUPERACIÓN PARA MAXIMIZAR LA RENTABILIDAD EN UN CAMPO"

Guía Técnica	Recomendado	Rango de Proyectos
Aceite		
Gravedad °API	>23	24-54
Viscosidad, cp	<3	miscible
Composición	Alto porcentaje de ligeros	
Yacimiento		
Sw %	>30	30-98
Tipo de Formación	Arenas o carbonatos con algunas fracturas y canales de alta permeabilidad	
Espesor Neto	Relativamente delgado al menos de que sea una formación con alto echado	
Permeabilidad Promedio	No es dato critico si es uniforme	
Profundidad,ft	>4000	4,040-15,900
Temperatura,°F	La temperatura puede tener un efecto significativo sobre la presión mínima de miscibilidad (MMP); esto incrementa normalmente la presión requerida, sin embargo, esto se tomará en cuenta en los yacimientos profundos donde se necesita contener altas presiones en los procesos de inyección de gas pobre	

Tabla II.2 Criterios para Inyección de Gas Hidrocarburo

El proceso de inyección miscible recupera aceite crudo a través de (1) generar miscibilidad (en los empujes por condensación y vaporización), (2) Incrementar el volumen de aceite (hinchamiento); (3) reducir la viscosidad; y (4) por desplazamiento de gas inmisible, especialmente mejorando el drene gravitacional a las condiciones de yacimiento adecuadas.

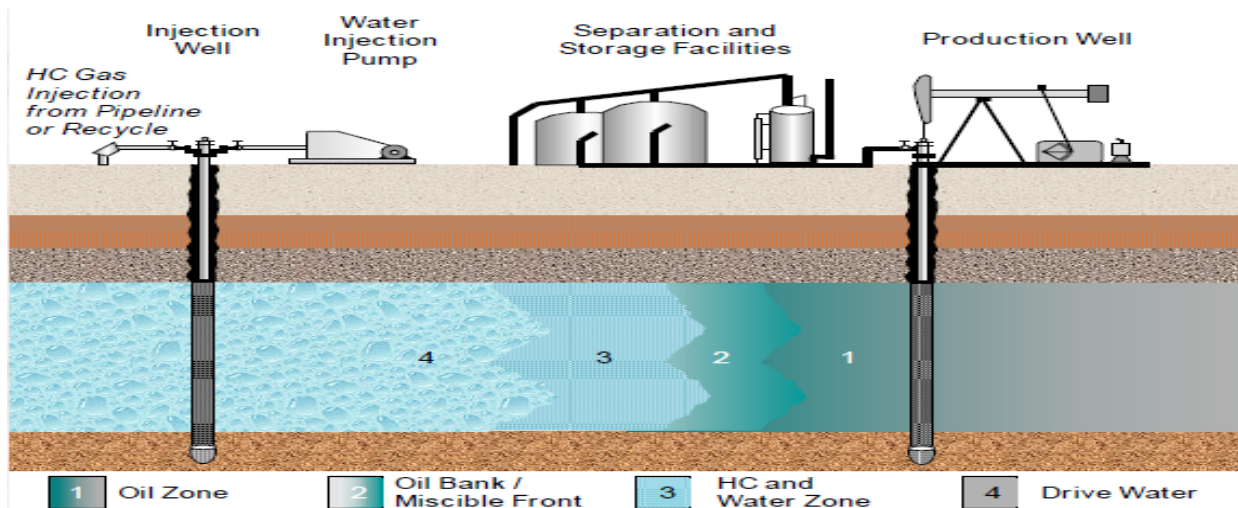


Fig. II.4 Inyección de Gas Hidrocarburo.¹¹

La profundidad mínima es dada por la presión necesaria para mantener la miscibilidad generada. Los rangos de presión requeridos van de 1200 psi (84 Kg/cm²) para los procesos con gas LPG hasta 4000 (281 Kg/cm²) o 5000 psi para los procesos de empuje de gas a alta presión, dependiendo del aceite. Una formación con alto echado es siempre deseable para permitir algo de estabilización gravitacional del desplazamiento, el cuál normalmente tiene una desfavorable relación de movilidad.

- Desplazamiento miscible por gas enriquecido

Este proceso es similar al proceso miscible por gas pobre a alta presión, aunque esta vez la transferencia de componentes intermedios (C₂-C₆) toma lugar del gas de inyección al aceite del yacimiento (mecanismo de condensación). Después de sucesivos contactos múltiples, los componentes intermedios son liberados del gas enriquecido y absorbidos por el aceite del yacimiento, la forma de la interface desaparece y la miscibilidad es alcanzada entre la fases aceite y gas.

La inyección de gas enriquecido tiene las siguientes peculiaridades:

- Puede ser usada para yacimientos con más bajas presiones que la inyección de gas pobre (1500 a 8000 psia o 105 a 562 Kg/cm²)
- Las presiones de inyección requeridas dependen de los componentes del gas enriquecido y del aceite del yacimiento, así como de su temperatura.
- Para un aceite a una temperatura de yacimiento dada, cambiando la composición del gas enriquecido inyectado, la miscibilidad puede ser alcanzada. Ésta es claramente una ventaja, comparada con la inyección de gas pobre.
- La heterogeneidad de las arenas, así como la interdigitización viscosa, puede también dispersar el frente miscible. La principal desventaja es, sin embargo, el alto costo de la inyección de gas enriquecido.

2.3.2 Alternativas de Explotación

Si bien, la inyección de gas enriquecida es el método implementado en este trabajo es importante tener en cuenta que también existen otros tipos de gases que se pueden inyectar de forma miscible por lo que a continuación se presentan alternativas para buscar incrementar la recuperación de los componentes líquidos y así incrementar el factor de recuperación.

2.3.2.1 Inyección de Nitrógeno

Nitrógeno y el gas combustible son métodos de EOR que usan estos gases no hidrocarburos para desplazar aceite basado en un sistema que puede ser tanto miscible como inmisible dependiendo de la presión y la composición del aceite. Debido a su bajo costo, grandes volúmenes de estos gases pueden ser inyectados. El N₂ y gas combustible son también considerados para usarse como gases persecutores en inyecciones de CO₂ e hidrocarburos miscibles

El Nitrógeno y el gas combustible recuperan aceite a través del proceso de vaporización de los componentes ligeros del crudo y generalmente es miscible si la presión es lo suficientemente alta, actuando como un gas desplazante donde una significativa parte del volumen del yacimiento se ha llenado con un gas de bajo costo, y mejorando el drene gravitacional en yacimientos de alto echado (miscible o inmisible).

El empleo de gases inertes como el N₂, ofrece por supuesto ventajas y desventajas. La principal ventaja es que al no inyectarse el mismo gas que proviene del yacimiento (gas natural), este último se puede comercializar desde el inicio, además de que se alcanzan altas recuperaciones finales de hidrocarburos, de tal manera que al abandono, el yacimiento contiene volúmenes considerables de N₂, más que de gas hidrocarburo. Las principales desventajas son: (1) la inversión adicional para remover el N₂ del gas producido, resultando en gastos excesivos de operación para obtener el gas hidrocarburo, con la calidad requerida para su venta, (2) La interdigitización viscosa resultará en una pobre eficiencia de barrido tanto vertical como horizontal, (3) la miscibilidad solo puede ser alcanzado con aceites ligeros a muy altas presiones, por lo tanto, es necesario que sean yacimientos profundos. Un yacimiento con alto echado permitirá la estabilización gravitacional del desplazamiento, y a la vez tendrá una desfavorable relación de movilidad.

2.3.2.2 Inyección de Bióxido de Carbono

Este proceso es llevado a cabo inyectando grandes cantidades de CO₂ (30% o más del PV de hidrocarburos) al yacimiento, Aunque el CO₂ no es miscible al primer contacto con el aceite crudo, el CO₂ extrae los componentes ligeros e intermedios del aceite y, si la presión es suficientemente alta desarrolla miscibilidad para desplazar el crudo del yacimiento (MMP). Los desplazamientos inmiscibles son menos efectivos pero estos recuperan aceite mejor que la inyección de agua.

El bióxido de carbono tiene la habilidad de extraer o evaporar componentes de la fase aceite y es, por lo tanto, ampliamente usado para procesos de inyección miscible, los cuales son similares a los procesos miscibles con gas pobre. La principal diferencia entre los dos procesos, es que, en el de gas pobre y enriquecido, sólo los componentes C₂-C₆ son extraídos, mientras que en los

procesos miscibles con CO₂, los componentes hidrocarburos, tan pesados como C₃₀, pueden ser vaporizados.

El CO₂ recupera aceite a través del hinchamiento del aceite crudo (el CO₂ es altamente soluble en aceites de alta gravedad específica), así como también reduciendo la tensión interfacial entre el aceite y la fase CO₂/aceite en la zona de miscibilidad cercana; y generando miscibilidad cuando la presión es suficientemente alta. Una de las limitaciones es que: (1) requiere una buena fuente de bajo costo, disponibilidad de CO₂, la viscosidad muy baja de CO₂ resulta un control de movilidad malo y (2) la corrosión puede causar problemas, especialmente si hay una irrupción temprana de CO₂ en los pozos productores así como la necesidad de separar el CO₂ de los hidrocarburos comerciales.

2.4 Requerimiento Técnico

Existe una cantidad apreciable de detalles prácticos que se requiere considerar para asegurar el éxito de los referidos proyectos en el campo y más adelante se presentan algunas consideraciones para que un proyecto sea exitoso.

2.3.1 Tiempo optimo para el inicio de un proceso de inyección de gas

El inicio de un proyecto de inyección de gas es una función de diferentes variables de los yacimientos, entre las cuales pueden citarse los mecanismos de producción y la presión inicial, la presencia y tamaño de acuíferos y/o capa de gas, y las propiedades de los fluidos, la presión de burbuja, entre otros. El tiempo óptimo para el inicio de la inyección se relaciona con el proceso que mejor se adapte a un campo determinado.

En este sentido, los yacimientos con bajas permeabilidades probablemente requieran de un proyecto de mantenimiento de presiones inmediato para conservar la productividad de los pozos; un proceso de desplazamiento por gas inmisible quizás sea conveniente cuando la presión haya declinado para que los costos de compresión sean menores; y, finalmente, los procesos de gas miscible conviene iniciarlos a elevadas presiones para lograr las condiciones más apropiadas.

En general, no existen métodos para calcular directamente el tiempo óptimo para el inicio de un proyecto de inyección de fluidos. En su lugar, ese cálculo debe hacerse luego de un estudio de diferentes estrategias de explotación que considere el inicio en diferentes etapas del agotamiento y luego del análisis económico correspondiente a fin de decidir lo más conveniente.

2.3.2 Esquemas de inyección

En la práctica, la selección del tipo de arreglo depende de la distribución geométrica de los pozos existentes y, finalmente, de los análisis económicos de los planes de explotación, los cuales se realizan con modelos analíticos o numéricos de los yacimientos.

Sin embargo, hay que tomar en cuenta que el número óptimo de pozos para desarrollar un yacimiento es proporcional a la cantidad de aceite *in situ* y a la productividad por pozo individual, razón por la cual los yacimientos de mayor espesor se deben desarrollar con un espaciamiento menor que los delgados. Mientras más adversa sea la razón de movilidad ($M > 1$), más pequeño debe ser el espaciamiento para incrementar la eficiencia del barrido.

- En yacimientos heterogéneos con grandes contrastes areales de permeabilidad, el pozo interespaciado se justifica si puede drenar un volumen grande de aceite que compense económicamente su costo. Se recomienda orientar los pozos inyector y productores preferiblemente en la dirección de los canales y ubicar los pozos productores en las regiones de mayor permeabilidad.
- En los yacimientos uniformes la explotación con un espaciado óptimo sólo contribuye a acelerar la producción y no a aumentar las reservas o la recuperación final.
- En yacimientos inclinados, se recomienda inyectar agua en la parte inferior de la estructura y gas en la parte superior, con el fin de aprovechar la segregación gravitacional.

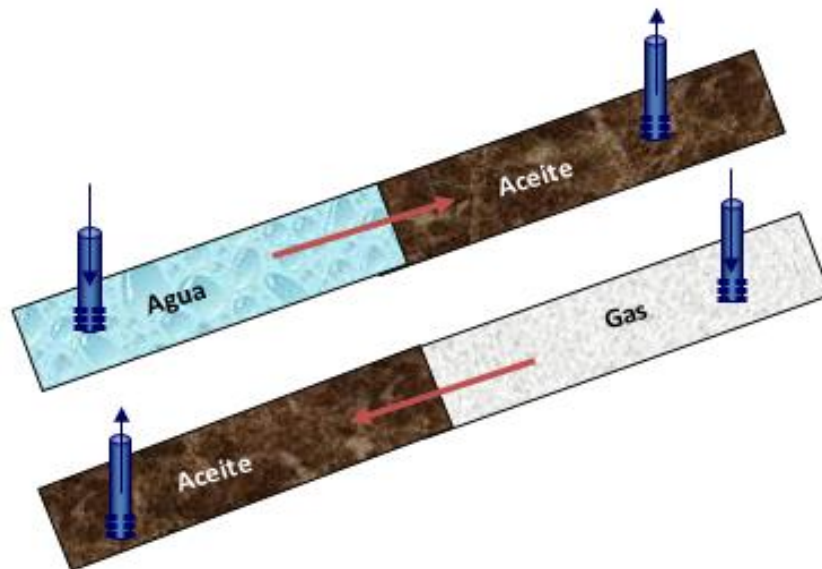


Fig. II.5 Inyección de agua y gas en yacimientos inclinados (Rojas).⁵

2.3.3 Pozos inyectoros y productores

Los pozos de inyección y producción requieren consideraciones particulares en los proyectos de inyección de fluidos. En éstos suelen presentarse varios problemas como: altas tasas de producción de agua y gas en los pozos de inyección, fallas mecánicas, perforaciones, conificación de agua y gas, y fallas del cemento que originan baja eficiencia de barrido y alta producción de los fluidos inyectados.

Para subsanar esos problemas se utilizan métodos mecánicos, químicos y/o de cementación, pero hay que tomar en cuenta el tipo de yacimiento. Así, para formaciones estratificadas resultan más adecuados la cementación y los sistemas mecánicos, pero éstos no son tan efectivos en yacimientos homogéneos, para los cuales se pueden utilizar barreras químicas a fin de crear cierres a la producción de agua y/o gas.

En los pozos inyectoros se usan herramientas mecánicas colocadas en el fondo para controlar la inyección en las zonas de interés: las empacaduras y las válvulas reguladas se utilizan, pero tienen la desventaja de un alto costo de inversión inicial y pueden originar problemas de pesca.

Dependiendo del tipo de fluido de inyección y de su calidad, pueden ocurrir problemas de incompatibilidad y/o precipitación de sólidos que originan reducción de permeabilidad y disminución de la inyectividad de los fluidos. Los casos de expansión de arcillas, floculación de asfáltenos y formación de emulsiones son los más frecuentes. En yacimientos fallados es recomendable colocar los pozos inyectoros retirados de la falla y los productores cerca de la misma, para reducir el riesgo de perder la zona productiva.

2.3.4 Infraestructura para la inyección y tratamiento de fluidos

Los equipos de inyección son un elemento de gran importancia económica en la selección final del fluido de inyección; así por ejemplo, se sabe que las bombas de inyección de agua son menos costosas que los compresores requeridos para elevar la presión del gas, pero el costo del tratamiento del agua es mayor.

Los problemas que origina la inyección de un fluido de baja calidad son:

- Elevadas presiones de inyección
- Reducción de la eficiencia de barrido y, por lo tanto, recuperación de aceite
- Corrosión en los pozos de inyección

“INYECCIÓN DE GAS HIDROCARBURO ENRIQUECIDO CON CO2 COMO MÉTODO DE RECUPERACIÓN PARA MAXIMIZAR LA RENTABILIDAD EN UN CAMPO”

- Taponamiento de la formación y reducción de la inyektividad
- Incremento de los trabajos de reacondicionamiento de los pozos de inyección.

A continuación se presenta una comparación de los tratamientos que se deben realizar al gas y al agua de inyección para mejorar su calidad.

Fluido	Objetivo	Tratamiento
- Gas	<ul style="list-style-type: none"> - Eliminar los componentes corrosivos - Eliminar los residuos carbonados 	<ul style="list-style-type: none"> - Procesos de endulzamiento - filtración
- Agua	<ul style="list-style-type: none"> - Remover sólidos - Prevenir la corrosión y deposición sales metálicas - Reducir el contenido de crudos y limpiar la cara de la arena - Eliminar los gases corrosivos - Reducir las bacterias 	<ul style="list-style-type: none"> - Filtración - Tratamientos químicos - Inyecte un tapón de detergente - Aireación - Tratamiento químico del agua con cloro, aminas, fenoles o compuestos amoniacales

Tabla II.3 Tratamiento al gas y agua de inyección.

El control de la corrosión es de gran importancia en la operación de procesos de inyección de fluidos para la recuperación de aceite, si se quiere evitar la reducción de la vida útil de los equipos y el taponamiento que producen en los pozos inyectoros los residuos de la corrosión, los cuales disminuyen la inyektividad y originan la necesidad de mayores presiones.

CAPÍTULO III

ANÁLISIS TÉCNICO: CASO DE APLICACIÓN

Para comenzar con el desarrollo de este capítulo es importante conocer que como parte de nuevas estrategias que ayuden a incrementar los factores de recuperación, se propone maximizar la rentabilidad en la explotación de un YNF en la Región Sur con la aplicación de un método de recuperación miscible, en este caso será de inyección de gas hidrocarburo enriquecido con CO₂.

Con base a lo mencionado anteriormente, se realizará un análisis tanto en la parte técnica como económica para aplicar un método de recuperación mejorada, en este caso se hará una inyección de gas miscible. El campo a estudiar será un YNF perteneciente a la Región Sur en México.

Inicialmente, por medio de los estudios realizados a dicho campo, como geología, petrofísica y estudios PVT, se realizará el estudio de selección técnica comparando las características obtenidas y características de campos internacionales donde la inyección de gas ha sido implementada exitosamente, esto con el fin de comprobar si las características del campo son las propicias para la aplicación de dicho método.

También se realizara un análisis a la etapa de explotación del campo, como el proceso de inyección de agua el cual sus resultados aquí se presentan, esto nos otorga fundamentos para así plantear diferentes escenarios de explotación para incrementar su factor de recuperación. Se podrá observar el potencial que tendrá la inyección de gas si este es aplicado en un área específica del campo.

Por lo tanto, este trabajo tiene como finalidad principal analizar cuales sería el principal proceso factible según las características del yacimiento, en que zona del mismo y a través de que pozos o pozos, el análisis de la fuente de suministro del gas a inyectar, la infraestructura para su manejo, el trabajo de laboratorio, el pronóstico de producción atribuible así como la economía del proyecto para finalmente, establecer las bases que permitan su implementación en otros campos en México.

3.1 Características del campo

3.1.1 Localización

Regionalmente el campo se encuentra ubicado en la denominada Área Mesozoica Chiapas-Tabasco, cuyos límites están dados por las Cuencas de Macuspana y Salina del Istmo al Oriente y Occidente respectivamente; al sur por la Sierra de Chiapas y al norte por la costa del Golfo. En forma local, el campo se encuentra ubicado en las inmediaciones de la Cd. de Reforma, Chiapas. México. Como se mencionó anteriormente, este campo cuenta con dos formaciones productoras principales que son Cretácico Superior y Cretácico Medio, siendo ésta última la que, básicamente por cuestiones volumétricas cuenta con el mayor atractivo para ser sometida a un proceso de Recuperación Mejorada, debido a esto, este estudio se enfocará principalmente al análisis del mencionado yacimiento.



Fig. III.1 Localización del campo

El círculo amarillo encierra la localización del campo analizado en este trabajo el cual tiene como características ser un yacimiento naturalmente fractura (YNF), más adelante se observaran la geología, estratigrafía, sísmica y algunos núcleos representativos de dicho campo.

3.1.2 Geología del campo

El Campo se ubica en el área de Chiapas y Tabasco, la cual cubre una superficie de 23 400 km². Geológicamente se localiza en la provincia del Cinturón Plegado de Reforma-Akal. Limita con la Subcuenca de Comalcalco al NW, con la Sierra de Chiapas al Sur, con la Subcuenca de Macuspana al E y con el Golfo de México al N. El área presenta dos principales estilos de deformación: el más antiguo relacionado a esfuerzos de compresión y otro, más joven, asociado a extensión

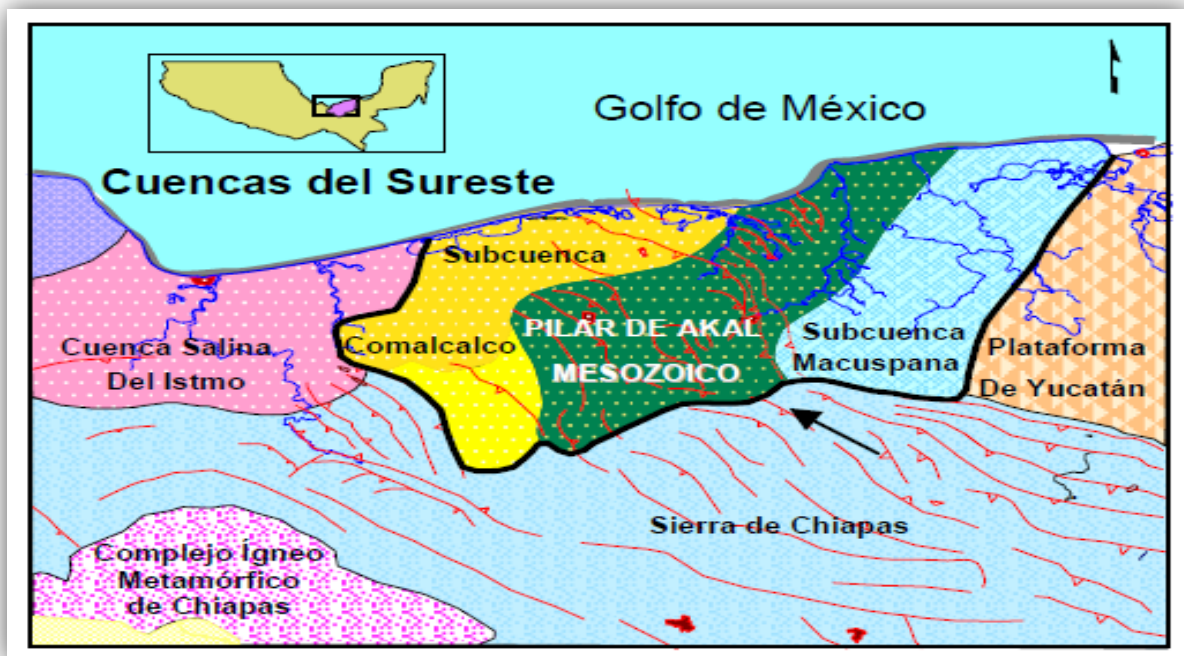


Fig. III.2 Localización del Área Chiapas-Tabasco.

En los últimos años la adquisición sísmica tridimensional ocupó un lugar privilegiado en las estrategias de exploración y producción en la Región Sur, con esta nueva información, la interpretación geológica-geofísica de estos nuevos datos, ha permitido actualizar los modelos estructurales-estratigráficos del campo y consecuentemente se han descubierto, grandes oportunidades de extensión de este, dando origen a nuevas zonas de explotación.

3.1.2.1 Estratigrafía

Se presentan invasiones marinas en el área, por lo que se desarrollan depósitos evaporíticos principalmente en las zonas de medios grabens. Estos depósitos salinos tienen gran desarrollo en el Golfo de México. Durante el Kimmeridgiano, en el área predominan condiciones de plataforma carbonatada, caracterizados por la presencia de packstone y grainstones, los procesos diagenéticos posteriores presentan la actual roca del Kimmeridgiano definida como una dolomía microcristalina, que hacia la cima intercala con un mudstone dolomitizado de color gris oscuro finamente laminado.

Durante el Tithoniano se depositaron rocas de cuenca con fuerte aporte terrígeno, mudstone arcilloso, gris oscuro a negro, ligeramente dolomitizado con intercalaciones de lutitas calcáreas oscuras, estas condiciones continuaron hasta gran parte del Cretácico Inferior. Los principales sistemas generadores del área son el Tithoniano y el Cretácico Inferior, aunque este último su área de acción es muy restringida.

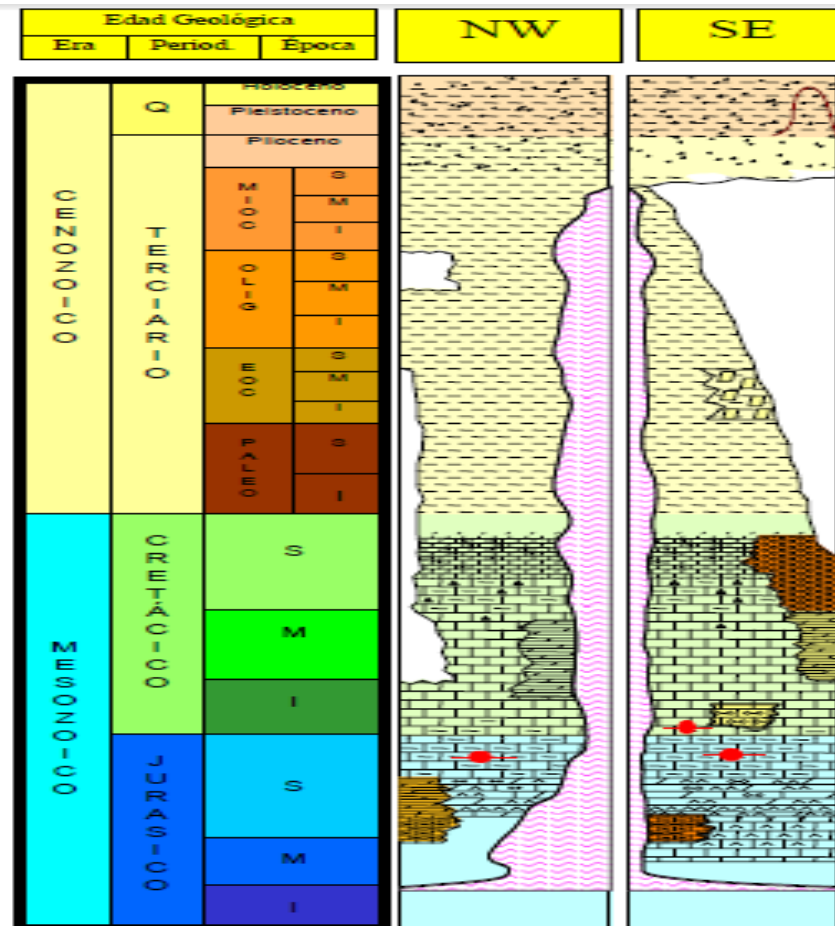


Fig. III.3 Estratigrafía del Campo.

A finales del Cretácico Superior se depositaron solo sedimentos de cuenca con importante aporte de terrígenos, estas condiciones prevalecieron hasta el fin del Cretácico. El principal nivel estratigráfico productor de hidrocarburos es el Cretácico Medio, el cuál abarca diversos medios ambientes de depósito dentro de un modelo de plataforma interna que evoluciona hasta una cuenca, dentro de este modelo encontramos varios Plays que son altamente productivos.

Dentro de la Plataforma interna, el play se caracteriza por contener yacimientos con excelente porosidad primaria y alta permeabilidad. En la cuenca el Play productor se caracteriza por el intenso fracturamiento que muestra la roca almacén y que favorece significativamente a la permeabilidad de los yacimientos.

3.1.2.2 Sísmica

La apertura y expansión del Golfo de México durante el Jurásico Medio-Superior marca el inicio del tectonismo del área. El primer gran evento tiene lugar a finales del período Cretácico, este evento da como resultado los primeros altos estructurales del SE de México y cambia drásticamente el régimen sedimentario de carbonatos a terrígenos.

En el Eoceno Medio-Oligoceno Tardío, se da otro fuerte empuje entre placas provocando una estructuración suave y de bajo relieve estructural. Durante el Mioceno Medio hasta el Plioceno Temprano tiene lugar el evento compresivo de mayor magnitud en el área, el Chiapaneco, el cual es el responsable de delinear la mayoría de las estructuras de la región y corresponde a la fase principal de compresión de la Sierra de Chiapas.

Las estructuras compresivas conforman un cinturón de pliegues y cabalgaduras orientadas NW-SE, el cual se extiende desde el sur, en la Sierra de Chiapas, hasta el norte mar adentro. Las estructuras son de empuje y de transferencia, con un nivel de despegue sobre las evaporitas y calizas del Jurásico Superior. Las estructuras del Neógeno están orientadas NE-SW y están relacionadas con el evento extensional, que es el más joven, favorecido por los sistemas de fallas, que son comunes a evacuación de sal y lutitas.

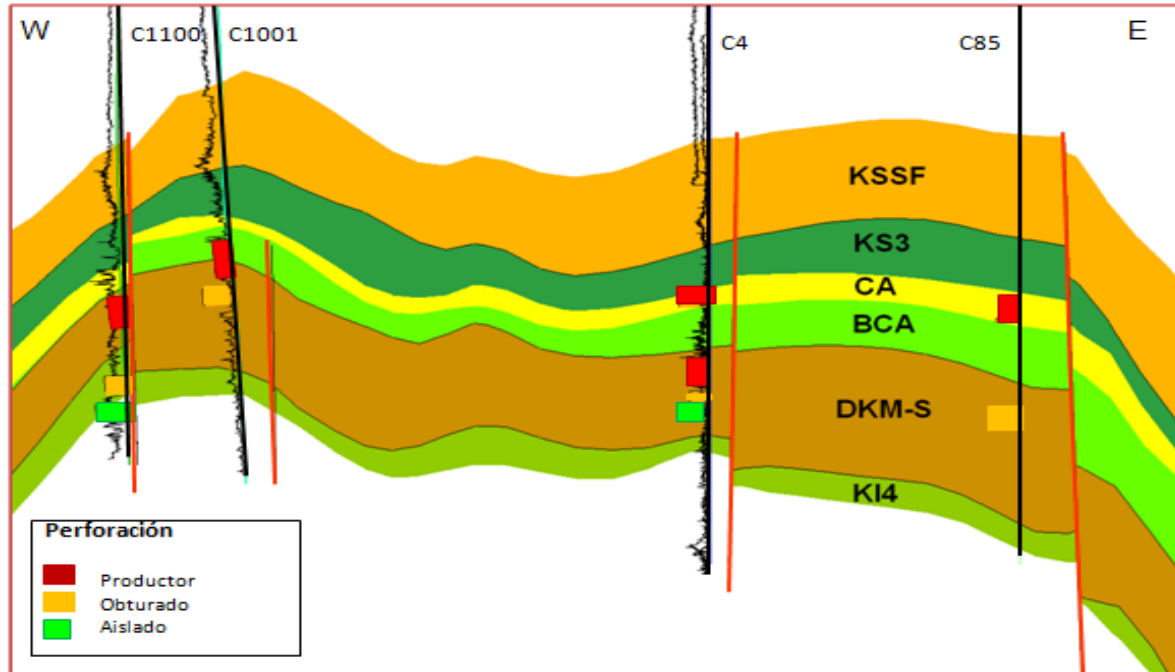


Fig. III.4 Sísmica del Campo

3.1.3 Caracterización del campo

La caracterización del campo se realizó a partir del pozo C-1, perforado en el año de 1972, el cual fue el precursor de la explotación del campo, quedando productor de aceite negro en rocas carbonatadas del Cretácico Medio y Superior, se caracteriza por ser rocas carbonatadas, naturalmente fracturadas, con una composición petrofísica de 38% de caliza y 62% de dolomía.

El principal objetivo fue lograr una caracterización sobre la base de información de roca y registros de pozo, que permitiera la determinación de las características petrofísicas del yacimiento y observar el comportamiento de algunas propiedades a diferentes condiciones como es el caso de las Pruebas PVT.

3.1.3.1 Petrofísica

Continuando con la actualización del modelo estático se tomaron registros petrofísicos del pozo C-1. Principalmente, esto debido a que este había sido el descubridor del Campo, quedando productor de aceite negro en rocas carbonatadas del Cretácico Medio y Superior. Aunque también se llevaron varios análisis petrofísicos a núcleos correspondientes a pozos aledaños.

También se tomaron registros realizados de pozos aledaños al pozo antes mencionado, esto con el fin de caracterizar las propiedades de las rocas y su relación con los fluidos que contienen en estado estático, algunas de las propiedades físicas y texturales fueron medidas en el laboratorio analizando sus núcleos.

En la siguiente figura se observa muestras pertenecientes al pozo C-1, cuyo núcleo registrado es el #2 ,el análisis ejercido al núcleo demuestra que este corresponde a la edad del cretácico medio, y posee facies litológicas como Mudstone Dolomitizado, Brecha Dolomitizada ,Mudstone Arcilloso Dolomitizado y Facies de Dolomía.

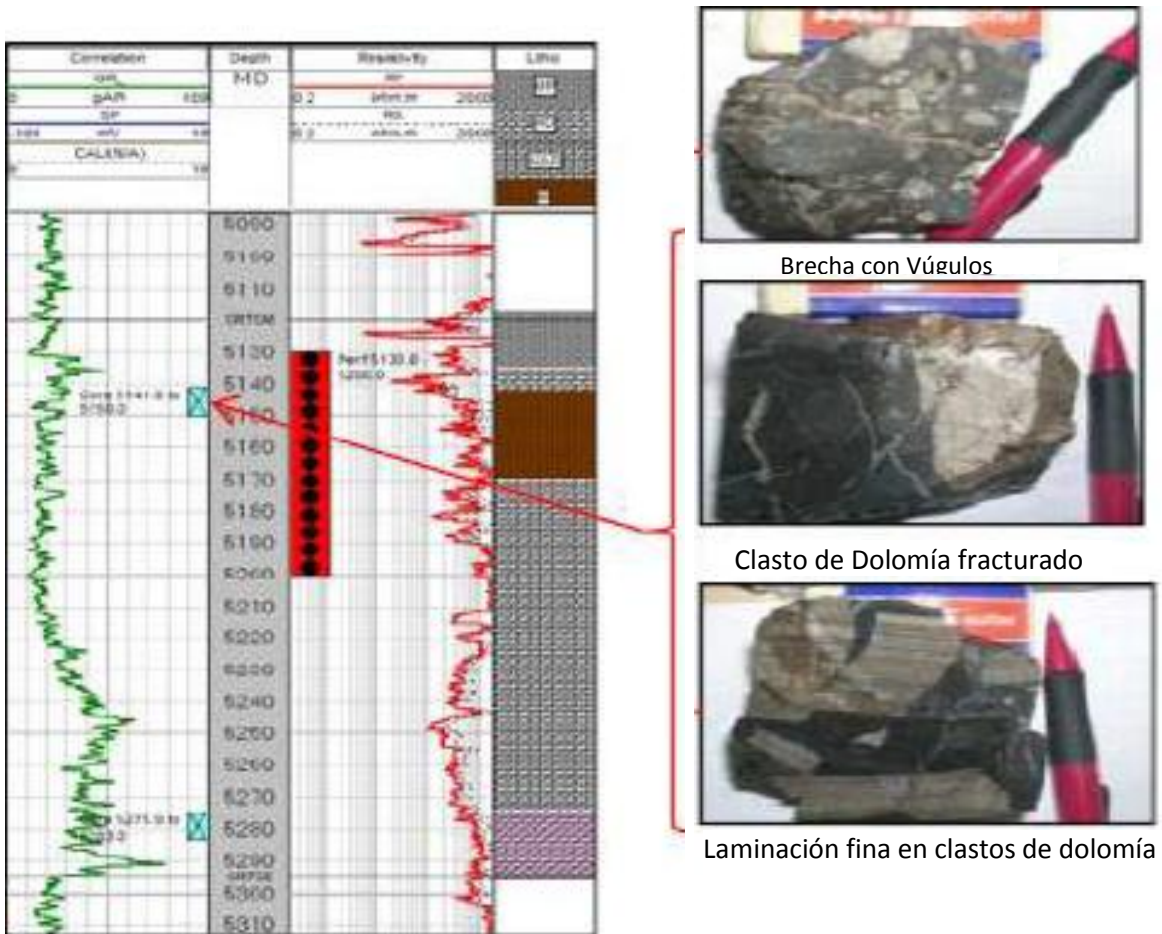


Fig. III.5 Petrofísica del Pozo.

Además se ha utilizado la información obtenida de los pozos, C-1A, C-11 y C-1001 los cuales se localizan cerca del C-1, cuya finalidad es aumentar el conocimiento de este campo, para así poder realizar un modelo geológico y estructural con el fin de reproducir el comportamiento de los pozos .

A continuación se presenta una tabla en la cual se indican los pozos mencionados anteriormente, de los cuales se realizaron análisis a diversos núcleos por lo que aquí se presenta su edad geológica y su respectiva litología, así como también se presentan los núcleos en la parte inferior de la tabla.

Pozo	Núcleo		Edad	Litología
	#	Intervalo		
C -1	1	5168-5174	Cretácico medio	Mudstone Dolomitizado Brecha Dolomitizado Mudstone Arcilloso D.
C-1A	2	5140-5146	Cretácico superior	Wackstone Dolomitizado Mudstone Dolomitizado
	4	5200-5203	Cretácico superior	
C -11	2	5141-5150	Cretácico superior	Caliza y pedernal
C-1001	1	5201-5210	Cretácico medio	Dolomías

Tabla III.1 Petrofísica del Campo



Fractura abierta conectada a otras fracturas (C-1A)



Fractura abiertas y cerradas en dolomías (C-1001)



Intercalación de caliza y pedernal (C-11)



Fractura abierta delgada conectada a una de mayor apertura (C-1A)

Es importante conocer las tendencias de las fallas y las características de las fracturas del campo para generar un modelo de predictivo del sistema de fracturas, así como también aplicar este conocimiento de fallas y fracturas en el diseño y ubicación de nuevos pozos de desarrollo, de tal manera que corten zonas con intensidad de fracturas que exhiban características buenas de orientación y permeabilidad y así incrementar la producción del campo. Es importante considerar que en la zona de mayor densidad de fracturas se encuentran los mayores intervalos productores, por lo tanto las fracturas incrementan la producción.

3.1.3.2 Pruebas PVT

En lo que respecta a las propiedades de los fluidos, inicialmente se tomó muestra de fondo del pozo C-4 y se realizaron análisis PVT. Las principales propiedades obtenidas son mostradas en la siguiente tabla:

Pozo	Presión inicial (Kg/cm ²)	Temp. inicial (°C)	Presión de saturación (Kg/cm ²)	RGA ($\frac{m^3}{m^3}$)	μ (cP)	°API	Bo ($\frac{bbl}{stb}$)	Compresión a Pb (psia-1)
C-4	264	119	262	261.2	.264	37	1.750	2.92E-05

Tabla III.2 Propiedades PVT del pozo C-4

Uno de los aspectos más importantes en una inyección de gas es el comportamiento de la viscosidad con respecto a la presión. Por tal motivo es de vital importancia tener un estudio de esta propiedad para poder predecir con mayor eficiencia el comportamiento del proyecto. En la Fig. III.6 se puede observar el análisis correspondiente, esto con el fin de observar la variación de la viscosidad con respecto a la presión.

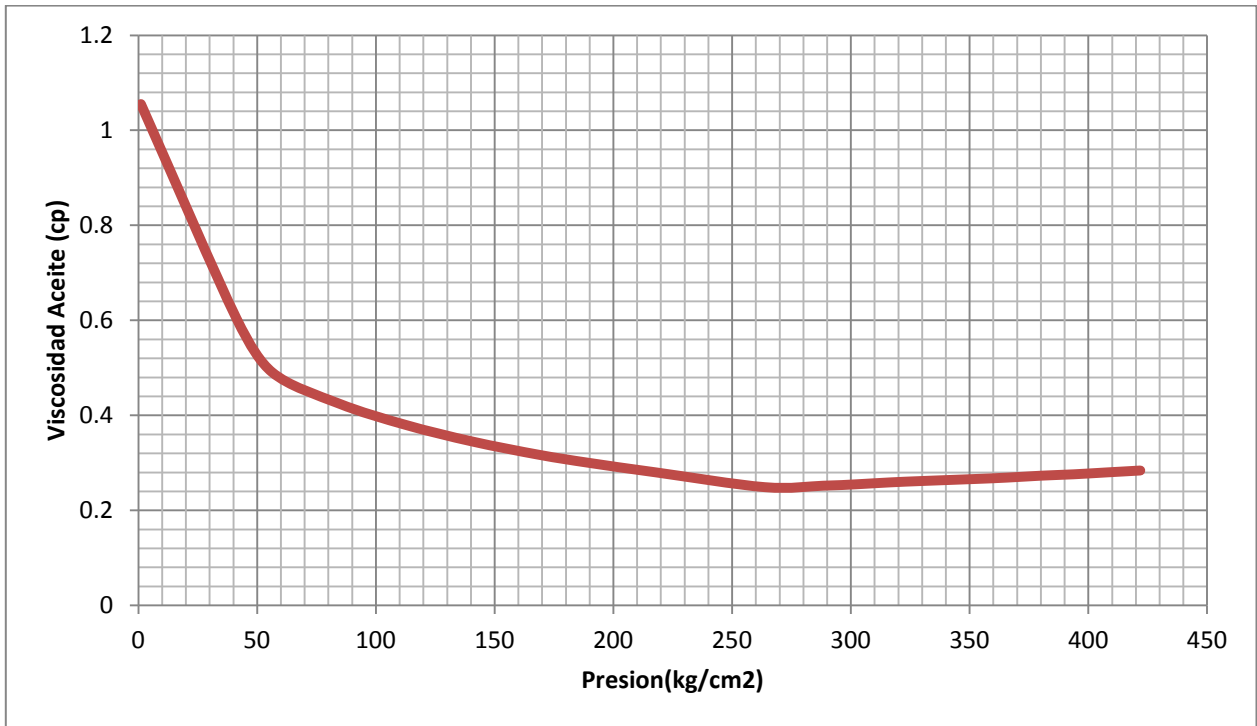


Fig. III.6 Presión (Kg/cm²) vs Viscosidad (cp)

Presión(Kg/cm²)	Viscosidad (cp)
421.84176	0.284
407.780368	0.28
393.718976	0.276
379.657584	0.273
365.596192	0.269
351.5348	0.266
330.442712	0.262
316.38132	0.259
302.319928	0.255
288.258536	0.252
263.6511	0.249

“INYECCIÓN DE GAS HIDROCARBURO ENRIQUECIDO CON CO2 COMO MÉTODO DE RECUPERACIÓN PARA MAXIMIZAR LA RENTABILIDAD EN UN CAMPO”

217.951576	0.28
189.828792	0.3
168.736704	0.317
140.61392	0.345
112.491136	0.38
84.368352	0.425
56.245568	0.491
41.2701855	0.604
1.0546044	1.055

Tabla III.3 Resultado de la Presión vs Viscosidad

Como puede observarse, al abatirse la presión por debajo de la presión de saturación, provoca que se entre a la región de dos fases, ocurriendo una gran liberación del gas disuelto en el aceite por lo que tiene como consecuencia un aumento en la densidad del fluido ya que la viscosidad depende en gran medida de la densidad y composición, por lo tanto también se incrementa la viscosidad. Otro aspecto que se debe mencionar es el comportamiento de la presión respecto al volumen de liquido retrogrado, como se puede observar en la figura III.7

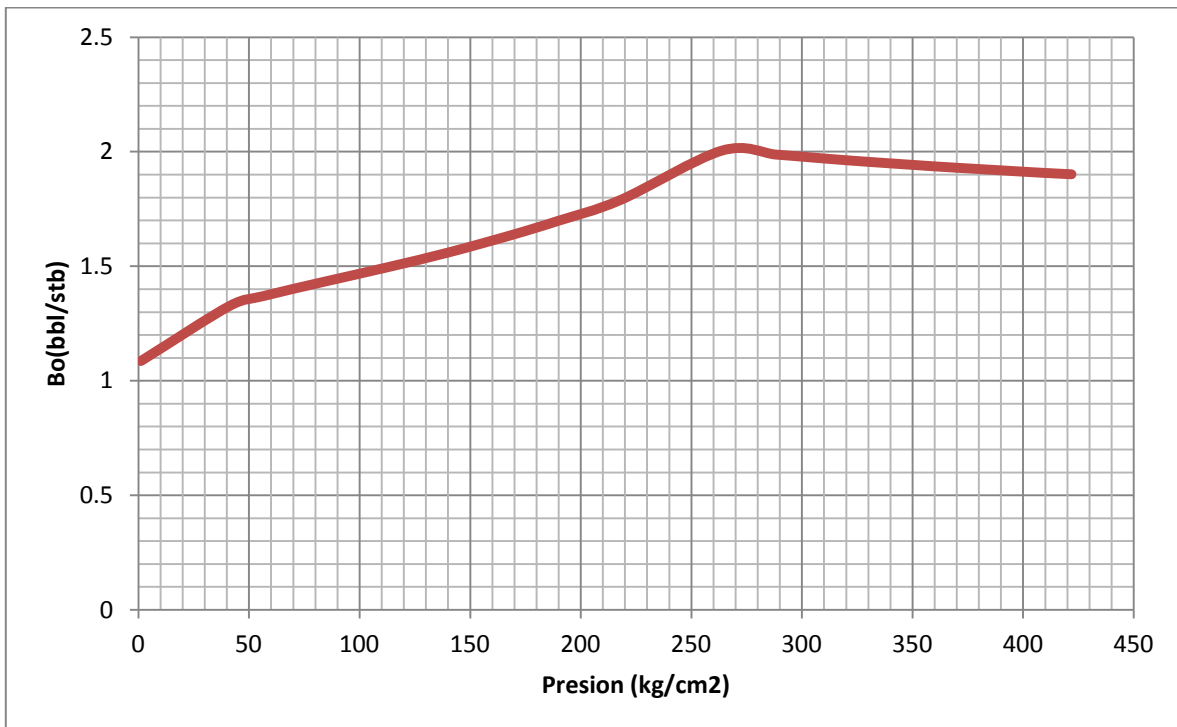


Fig. III.7 Presión (Kg/cm²) vs Bo (bbl/stb)

Presión(Kg/cm²)	Bo (bbl/stb)
421.84176	1.901
407.780368	1.908
393.718976	1.916
379.657584	1.924
365.596192	1.932
351.5348	1.941
330.442712	1.955
316.38132	1.965
302.319928	1.976
288.258536	1.987
263.6511	2.004
217.951576	1.789
189.828792	1.698
168.736704	1.636
140.61392	1.561
112.491136	1.495
84.368352	1.433
56.245568	1.369
41.2701855	1.327
1.0546044	1.086

Tabla III.4 Resultado de la Presión vs Bo

Se observa en la figura anterior que de igual manera que en el comportamiento de la viscosidad, este ultimo parámetro también refleja una influencia por la presión de saturación. En primer lugar sucede una expansión del aceite ya que la presión se abate y el Bo aumenta hasta el punto máximo que es la presión de burbuja todo esto en la etapa de bajo saturación, pero posterior a este empieza a disminuir el Bo ya que empieza una liberación del gas en el espacio poroso del yacimiento y esto sucede en la etapa de saturación.

3.2 Información General del Campo

A continuación se presentaran los datos generales del campo, como los antecedentes del campo y etapas de explotación, con la finalidad de incrementar el conocimiento de los mecanismos que han actuado en este campo así como también las condiciones en las que se encuentra actualmente.

3.2.1 Antecedentes del campo

Este campo fue descubierto en 1972 con la perforación del Pozo C-1 con una profundidad media de 4,080 metros, e inicio su periodo de explotación en Septiembre de ese mismo año, siendo productor de aceite negro en la formación del Cretácico Superior Agua Nueva y el Cretácico Medio e Inferior. De acuerdo al plan de explotación, el campo el cual cubre un área de 48 Km² y la explotación de

este, se inició en septiembre de 1972, incrementándose el gasto de aceite conforme el desarrollo del mismo, de tal forma que en poco más de cinco años alcanzó su valor máximo de producción de 126,000 bpd. A partir de enero de 1979, la producción de aceite tiene una franca declinación como consecuencia de la terminación del desarrollo y el depresionamiento del yacimiento.

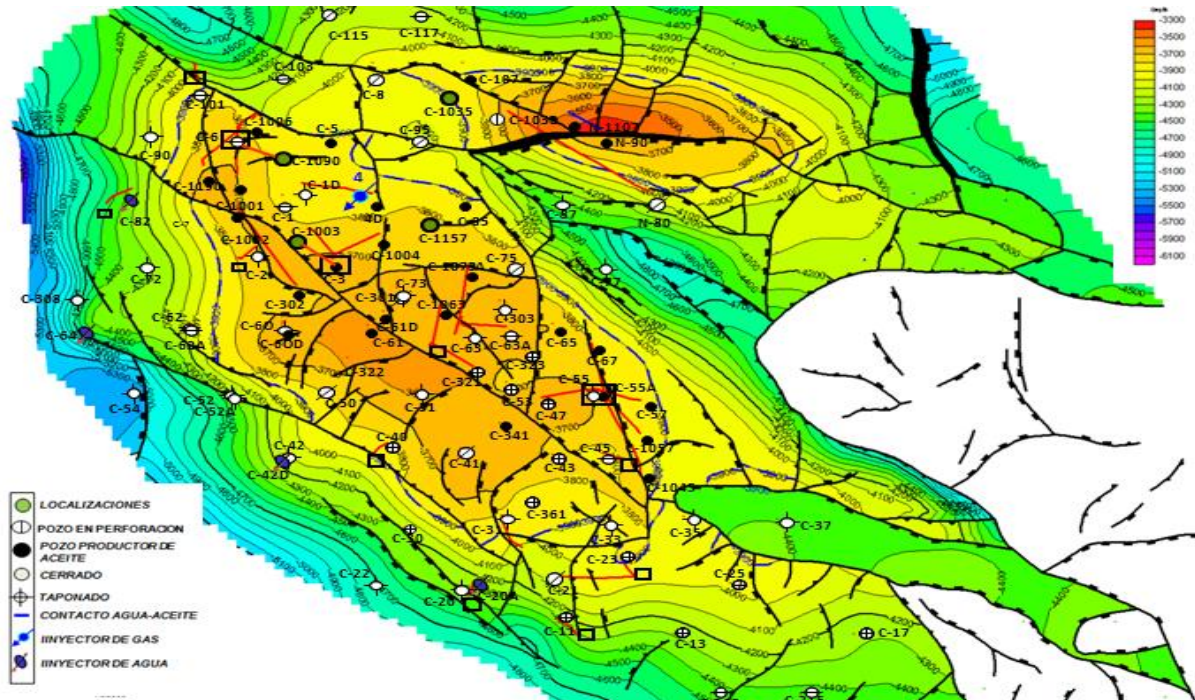


Fig. III.8 Distribución del Campo.

Con la finalidad de contrarrestar los fuertes efectos del intenso vaciamiento inicial, se decidió la implementación de un proceso de recuperación secundaria por inyección de agua, tanto en el yacimiento KM Dolomía como en KS Calcarena, el caso de las dolomías del KM, reportaron después de tres años de inyección (1980-83), un pobre beneficio, patente en un incremento en la presión de fondo sin el consiguiente incremento en la producción de aceite, contrariamente, el caso de la inyección en las Calcarenas del KS, resultó después de dos periodos diferentes de tiempo (1979-83/1988-93), en beneficios que permitieron incorporar 6.85 mmb contribuyendo en un 3.6% al incremento del factor de recuperación actual.

Los criterios de selección para procesos de recuperación mejorada son utilizados ampliamente para evaluar campos antes de que cualquier otra evaluación sea llevada a cabo. Estos criterios de evaluación están basados en un grupo de parámetros del yacimiento (profundidad, temperatura, presión, permeabilidad, saturación de aceite, viscosidad, etc), generalmente obtenidos de la experiencia de campo (éxito y fracaso).

“INYECCIÓN DE GAS HIDROCARBURO ENRIQUECIDO CON CO2 COMO MÉTODO DE RECUPERACIÓN PARA MAXIMIZAR LA RENTABILIDAD EN UN CAMPO”

ANTECEDENTES	
Pozo descubridor	C-1
Inicio de Explotación	Septiembre-1972
YACIMIENTO	
Formación Productora	Cretácico Medio e Inferior
Tipo de Yacimiento	Aceite Negro
Área(Km ²)	48
Espesor Neto(m)	399
Profundidad media(mbNM)	4080
Tipo de empuje	Expansión S. R&F/Empuje Hidráulico
Porosidad (%)	2.6
Permeabilidad(mD)	9
Temperatura(C)	125
Densidad del aceite(API)	35
Saturación del agua (%)	28
Salinidad(PPM)	180,000
Contacto agua-aceite original(mbNM)	4700
Presión inicial (Kg/cm2)	470
Presión de saturación (Kg/cm2)	321
Presión Promedio Yac. (Kg/cm2)	260
PERFORACION	
Pozos Perforados	89
Pozos Operando	26
Productores	21
Inyectores	5
Pozos Cerrados	19
Pozos Taponados	44
PRODUCCION	
Producción Máxima (1979)	
Aceite (BPD)	131,361
Gas (MMPCD)	263
Producción actual	
Aceite (BPD)	7,082
Gas (MMPCD)	20.4
Agua (BPD)	4,592
Factor de Recuperación	
Aceite (%)	31
Gas (%)	31
Agua (%)	39

Tabla III.5 Tabla de antecedentes del Campo

3.2.2 Etapas de Explotación

Con la finalidad de facilitar el entendimiento del comportamiento dinámico del yacimiento a lo largo de su vida productiva, su análisis se dividió en etapas que a continuación se describen.

ETAPA 1: marzo de 1973 – diciembre de 1978

Esta primera etapa se caracteriza por el incremento constante en la producción de hidrocarburos debido al desarrollo del campo, la cual en aproximadamente cinco años alcanzó un valor máximo del 126 mbd de aceite. Por su parte, el comportamiento de la relación gas - aceite se mantiene estable con un valor promedio de 320 m³/m³. Sin embargo, el flujo fraccional de agua al final de esta etapa alcanzó un valor máximo de 59 %. La presión original del campo es de 470 kg/cm², pero a partir del inicio de su explotación, muestra un abatimiento constante disminuyendo la presión a 350 kg/cm², manteniéndose todavía por encima de la presión de saturación (320.7 kg/cm²).

ETAPA 2: enero de 1979 – diciembre de 1981

Este periodo se caracteriza por una fuerte declinación en la producción de aceite y gas, como consecuencia de la terminación del desarrollo del campo y el depresionamiento del yacimiento, inclusive se cierran muchos pozos por alto porcentaje de agua debido al avance lateral del acuífero. En junio de 1980 se inicia el proceso de Recuperación Secundaria mediante la inyección de agua, represionando notablemente al yacimiento; ya que la presión venía declinando fuertemente alcanzando a fines de esta etapa un valor de 310 kg/cm².

ETAPA 3: enero de 1982 – noviembre de 1983

En esta etapa la declinación de la producción fue menos severa debido al cierre de pozos, de los cuales la mayoría fueron cerrados por alto porcentaje de agua y alta relación gas-aceite. Debido a que es un yacimiento muy fracturado y a la extracción de hidrocarburos, se presentó una fuerte entrada lateral de agua de la formación que alcanzó las zonas estructuralmente altas, dando como resultado la deformación del acuífero en ciertas zonas. Por esta causa en noviembre de 1983 se suspendió totalmente la inyección de agua. A partir de 1982, se empieza a liberar el gas en solución, ocasionando que la RGA del yacimiento se incrementó en forma considerable.

ETAPA 4: diciembre de 1983 – Septiembre 2010

Al inicio de esta etapa la declinación de la producción es muy suave debido al bajo vaciamiento y los efectos tardíos de la inyección y en algunos meses se alcanzan producciones mayores a los 5 mbd debido a la implementación de un sistema artificial de explotación por bombeo neumático y a las reparaciones mayores de varios pozos. Cabe destacar que se generaron zonas de alta saturación de gas, lo cual provocó que algunos pozos presentaran alta relación gas-aceite.

“INYECCIÓN DE GAS HIDROCARBURO ENRIQUECIDO CON CO₂ COMO MÉTODO DE RECUPERACIÓN PARA MAXIMIZAR LA RENTABILIDAD EN UN CAMPO”

Durante los últimos años se han perforado nuevos pozos pero debido a sus resultados se ha suspendió la perforación de pozos ya programados. Actualmente se desarrolla un modelo integral del yacimiento que permitirá replantear la estrategia para la etapa final de explotación, considerando prioritariamente soportar el proceso de Recuperación Adicional.

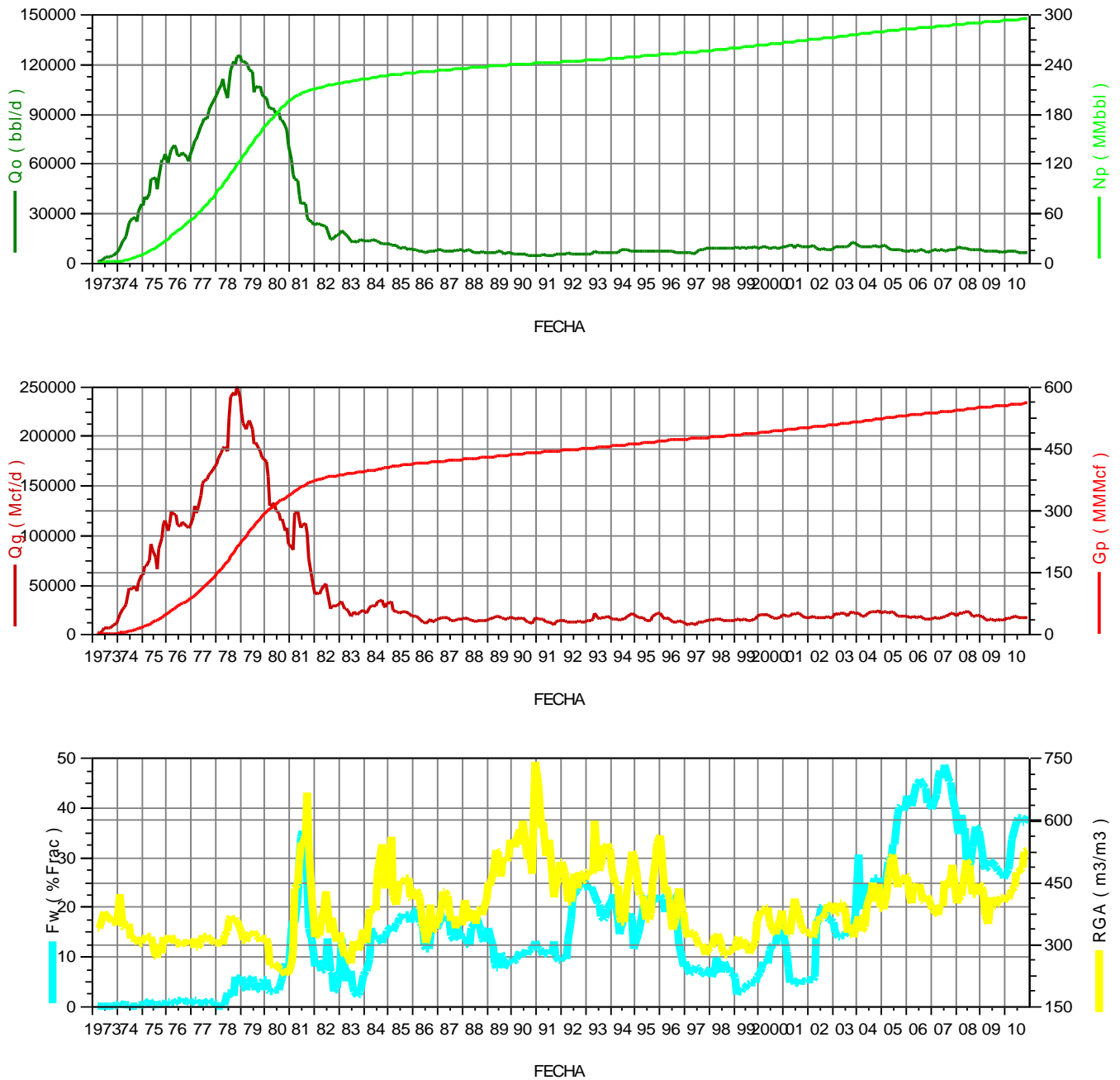


Fig. III.9 Etapas de Explotación del Campo

3.3 Planeación de la Prueba Piloto

Como se demostró anteriormente las características del campo muestran una gran oportunidad en la parte técnica para implementar la inyección de gas enriquecido con CO₂ como método de recuperación mejorada, por tal motivo se analizara los diversos requerimientos para implementarla.

3.3.1 Selección de la Fuente de Abastecimiento del Gas

Una de las condiciones primordiales al diseñar procesos de Recuperación Adicional de hidrocarburos es la identificación de fuentes alternativas de suministro, en el caso óptimo para este tipo de yacimientos sería conveniente pensar en inyectar CO₂ como es el caso planteado en el trabajo, dadas sus condiciones particulares la Regio sur contó por mucho tiempo con una de las fuentes más atractivas a nivel regional de este gas, actualmente se cuenta con una serie de campos que presentan en sus composiciones de gas una alta concentración de CO₂, estos campos son Gaucho 60%, Sitio Grande 50%, Carmito 63%, Topén 37%, Artesa 40% y Sunuapa Este 42%, al contar con una fracción molar considerable de CO₂ en el gas producido lo ideal sería separar este gas contaminante para hacer uso del gas hidrocarburo y derivar solo CO₂ al proceso, pero, dadas las condiciones actuales, no es posible hacer dicha separación ya que la planta de separación de CO₂ existente en Artesa ya no opera desde el año 2006.

Contrariamente hay que mencionar que no se cuenta con una fuente de CO₂ puro y su generación seguramente representaría una fuerte inversión que haría incosteable el proyecto, por lo tanto y de manera obligada, el gas existente producido por los campos de la Región Sur sería la fuente más atractiva a considerar en el proceso, ya que nos permitirá, primero, recuperar un volumen de aceite adicional que no se podría recuperar de manera convencional, segundo, contribuir significativamente al cuidado del medio ambiente a través de la inyección del CO₂, considerado uno de los principales gases que propician el tan dañino efecto invernadero, y tercero ayudar en la estabilización del porcentaje de CO₂ entregado a Petroquímica.

3.3.2 Selección de la Línea de Transporte de Gas

Otra de las situaciones medulares al momento de seleccionar la fuente de suministro la constituyó el identificar el punto más cercano del ducto que transporta la corriente de gas seleccionada hacia el pozo inyector, para este fin se presenta la alternativa más viable.

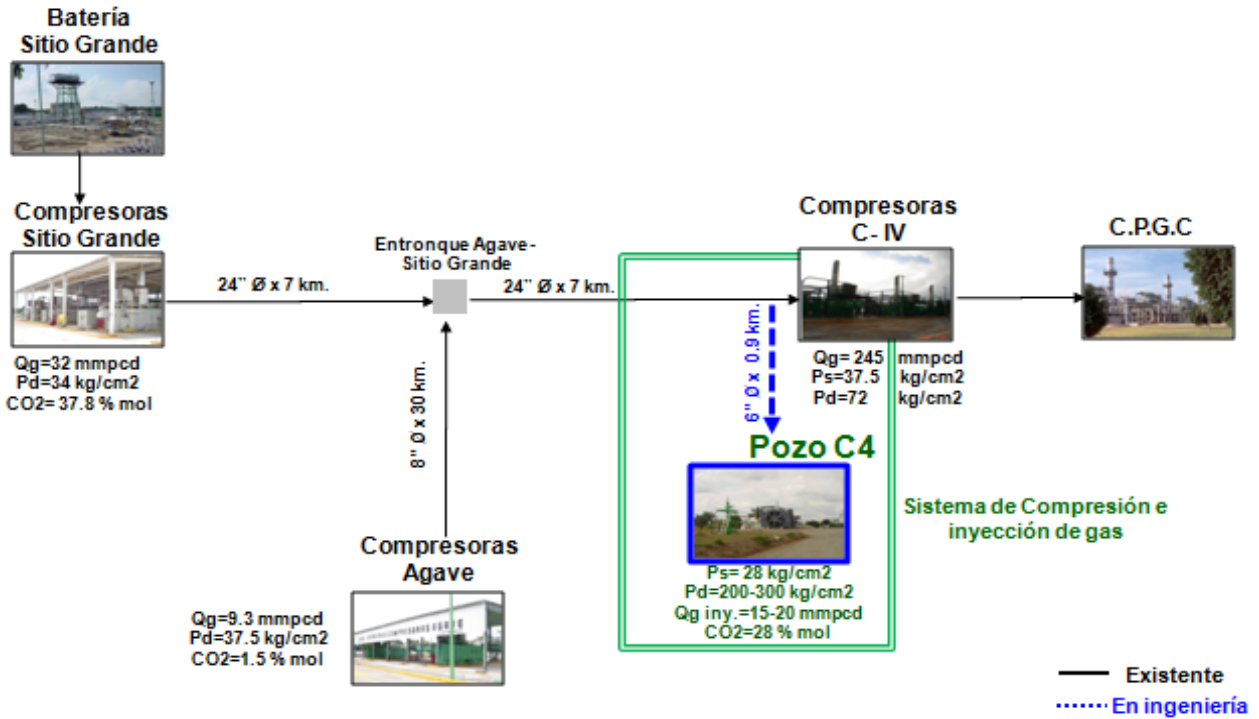


Fig. III.10 Infraestructura Requerida.

El suministro de gas de la corriente proveniente de la estación de compresión Sitio Grande hacia la estación de compresión C- IV, después de la incorporación del gas del campo Agave. (Fracción molar de CO₂ aproximado a 23%). Esta alternativa es atractiva aunque con una menor calidad de solvente del gas de inyección ya que al incorporarse el gas de compresoras Agave (CO₂ 2%) la concentración de CO₂ en la corriente se ve mermada hasta llegar a un 23% aproximadamente, siendo menores los trabajos y por ende los costos de acondicionamiento al requerir un ducto de 6” x 0.9 Km, el cual es un requerimiento de infraestructura.

Si bien existen otras alternativas como el suministrar el gas de la corriente proveniente de la estación de compresión Sitio Grande hacia la estación de compresión C-IV independizando la corriente proveniente de compresoras Agave, representa el mayor atractivo debido a su contenido de CO₂, el cuál es mayor al 50%, pero desde el punto de vista de acondicionamiento de la infraestructura representaba una inversión mayor dada su complejidad operativa ya que requería habilitar un gasoducto de 36” x 7 Km.

También se puede considerar un suministro de gas de la corriente proveniente en las inmediaciones de la estación de compresión C-IV. (Fracción molar de CO₂ aproximado a 3%), esta representa la de más fácil acceso ya que los trabajos necesarios eran mínimos, pero la que desde el punto de vista del efecto buscado en el yacimiento representaba la opción más pobre dado el bajo contenido de CO₂ en la corriente.

3.3.2.1 Equipo de Compresión

Para definir el equipo primero se verifico la capacidad de admisión del intervalo abierto y con ello definir la capacidad del equipo superficial de compresión necesario para inyectar el gas, para esto se realizo la prueba inyektividad con los siguientes gastos de nitrógeno de 5, 10, 15 y 20 de mmpcd, durante la operación se decidió reducir los tiempos de inyección de 5 y 10 mmpcd, esto debido a que no se alcanzo su estabilización y optimizar el volumen de N₂ para los gastos de 15 y 20 mmpcd. Los resultados de la prueba mostrados fueron la base para establecer las necesidades de compresión superficial.

Gasto de Inyección (mmpcd)	Presión de Inyección (Kg/cm²)	Presión en el fondo (kg/cm²)
5.00	116.0	225.25
10.00	149.0	258.65
15.00	191.0	299.86
20.00	215.0	324.75

Tabla III.6 Resultados de Prueba de Inyektividad con N₂.

Habiendo definido que la corriente a usar sería la proveniente de la estación de compresoras Sitio Grande y de la corriente de compresoras Agave, a continuación se presenta el resultado de mezclar las corrientes antes mencionadas, la cual se estima a través de un simulador de procesos resultando la composición con el encabezado de Mezcla Total en la tabla siguiente.

“INYECCIÓN DE GAS HIDROCARBURO ENRIQUECIDO CON CO₂ COMO MÉTODO DE RECUPERACIÓN PARA MAXIMIZAR LA RENTABILIDAD EN UN CAMPO”

	Mezcla 1		Mezcla 2
COMPONENTE	GAS SITIO GRANDE	GAS_AGAVE	MEZCLA TOTAL
H ₂ O	0.30	0.14	0.26
N ₂	3.37	0.30	2.53
CO₂	30.81	1.18	22.70
H ₂ S	0.89	1.08	0.94
METHANE	48.73	85.06	58.67
ETHANE	5.88	7.24	6.25
PROPANE	7.74	3.10	6.47
IBUTANE	0.44	0.54	0.47
BUTANE	1.07	0.95	1.04
IPENTANE	0.33	0.21	0.29
PENTANE	0.38	0.19	0.33
HEXANE	0.06	0.02	0.05
HEPTANE	0.01	0.00	0.01

Tabla III.7 Tabla de la Mezcla Total.

Se convirtieron los resultados obtenidos durante la prueba de inyectividad con N₂ realizada, a condiciones de la mezcla 1 y 2, esto para definir las condiciones necesarias para documentar el equipo de compresión e inyección necesario para alimentar el proceso, a continuación se muestran estos resultados.

Mezcla 1

Gasto de Inyección (mmpcd)	Presión de Inyección (Kg/cm²)	Presión en el fondo (kg/cm²)
5.00	142.50	258.10
10.00	170.50	288.80
15.00	204.50	322.10
20.00	244.00	357.70

Mezcla 2

Gasto de Inyección (mmpcd)	Presión de Inyección (Kg/cm²)	Presión en el fondo (kg/cm²)
5.00	158.00	258.46
10.00	186.00	288.73
15.00	220.00	322.70
20.00	258.00	357.30

Tabla III.8 Resultados de la Mezcla 1 y 2.

Al realizar la prueba piloto con el fluido establecido anteriormente, el cual es el gas enriquecido con CO₂ se utilizaron los gastos de inyección de 10, 15, 20 mmpcd de los que se obtuvieron presiones de inyección y de fondo las cuales se asemejan a las obtenidos por la simulación de las mezclas presentadas en la tabla III.8, por lo que se asume que también se presentan problemas similares en la inyección, todo esto ayuda a sentar las bases de un equipo que permita comprimir e inyectar la corriente de gas si se llegara a implementar en todo el campo.

Gasto de Inyección (mmpcd)	Presión de Inyección (Kg/cm²)	Presión en el fondo (kg/cm²)	Presión de Succión (Kg/cm²)	Temp. de Succión (°C)
10.00	140.00	248.80	20.00	27.00
15.00	232.00	340.80	25.00	24.00
20.00	246.00	354.80	30.00	20.00

Tabla III.9 Información para diseño de equipo de compresión.

Es importante mencionar que los rangos de gasto de inyección que se ocuparan durante la prueba piloto de este método de recuperación oscilan entre los valores de 5-20 (mmpcd) así como los rangos de presiones de inyección son similares a los presentados en la tabla anterior.

3.3.3 Selección de la Zona de Inyección

Dado su alta heterogeneidad y con fines de establecer el área idónea para la implementación de una prueba piloto de inyección de gas, se procedió al análisis de la siguiente información:

- Resultados de Pruebas de Presión
- Salinidad de Agua producida e inyectada
- Presiones de Fondo Estática
- Datos de Producción
- Contacto agua-aceite actuales
- Análisis del Fallamiento
- Espesor Neto Impregnado

Todo este conjunto de información permitió determinar que la zona norte del bloque cuenta con condiciones de confinamiento entre fallas que permitiría controlar la prueba en el sentido de optimizar el gas inyectado, así como contar con la posibilidad de ser monitoreado debido a la suficiencia de pozos productores que servirían como pozos monitores de la prueba, y de ser el caso, al implementar el proceso masivamente en el campo.

Por lo tanto, derivado de los anteriores análisis de ingeniería se estableció que el Bloque norte del campo cuenta con las condiciones adecuadas para ser sometido a un proceso de Recuperación Mejorada por inyección de gas hidrocarburo + CO₂.

- ✓ Volumen original atractivo, 423 MMBLS, de los cuales se han producido a la fecha 125.7 MMBLS, esto representa un Fr del 31% el cuál se pretende incrementar entre un 3.0 y un 8% con respecto al volumen original del bloque central, incorporando un volumen de entre 14 y 33 MMBLS de aceite atribuible.
- ✓ Es un área representativa del yacimiento, confinada entre fallas semipermeables.
- ✓ Espesor neto impregnado considerable, del orden de los 80 metros.
- ✓ Moderado fallamiento de mediana y baja escala.
- ✓ Con este esquema de inyección se espera influenciar el aceite contenido entre el inyector C4 y 10 de los 14 pozos productores actuales en el bloque central.

3.3.3.1 Casquete de Gas

El yacimiento está constituido por calizas y dolomías de baja porosidad, intensamente fracturadas de gran relieve estructural en el KM y KI, y no existen barreras físicas considerables entre las formaciones, aunado a esto y debido a la segregación gravitacional del gas liberado del aceite, se están formando zonas de alta saturación de gas en las partes culminantes del yacimiento, tomando esto como precedente, un proceso de inyección masiva de gas a la cima de la formación con fines de ampliar el casquete de gas y mejorar el drene de aceite por gravedad pareciera el sistema de recuperación más adecuado para complementar la explotación de este yacimiento.

Es por ello que a continuación se muestran los resultados del análisis del comportamiento del gas producido con fines de localizar las zonas que muestren la posible existencia de un casquete de gas. Para su identificación se procedió a utilizar como referencia la Relación de Solubilidad Inicial (RSI) la cual es de 300 m³/m³, de esta manera se estableció como modo de control y para fines de establecer la presencia de gas libre dos grupos de pozos con diferentes comportamientos, estos se definieron como:

- ✓ Pozos con presencia de gas libre menor con una RGA de entre 300 y 500 m³/m³.
- ✓ Pozos con presencia de gas libre mayor con una RGA mayor a 500 m³/m³.

Este análisis muestra que la RGA del yacimiento muestra un notorio incremento, en un grupo de pozos con notables valores de gas libre.

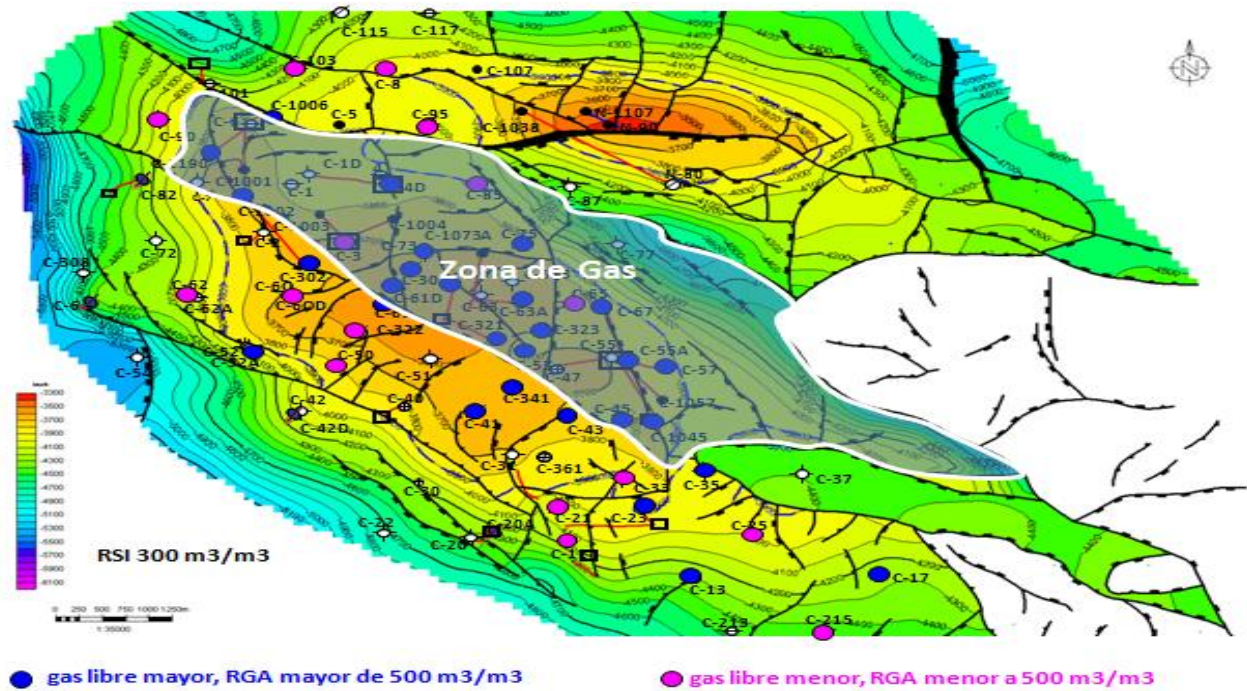


Fig. III.11 Distribución de la zona de gas

La resultante del análisis anterior es que en la parte Sureste del bloque central existe la posible evidencia de la presencia de un casquete secundario de gas.

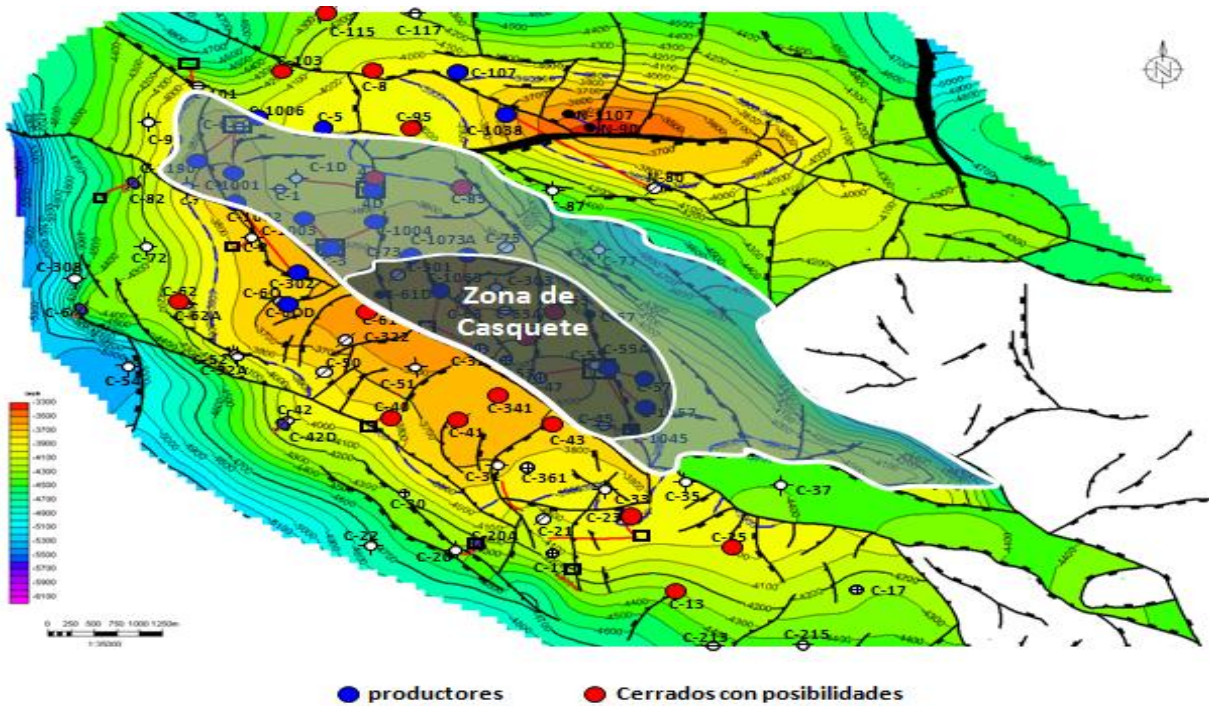


Fig. III.12 Distribución de la zona de casquete de gas

En la figura anterior se puede observar que en la zona del casquete de gas existen tan solo cuatro pozos productores y dos pozos cerrados con posibilidades, esto implicaría que al no contar con pozos que permitan producir por efectos del proceso los resultados de origen serían muy limitados y en materia de pozos cerrado tan solo se cuenta con dos de ellos, esto quiere decir que no es posible incorporar pozos a producción por efectos del proceso ni para darle seguimiento, por esta razón se planteó el siguiente proceso.

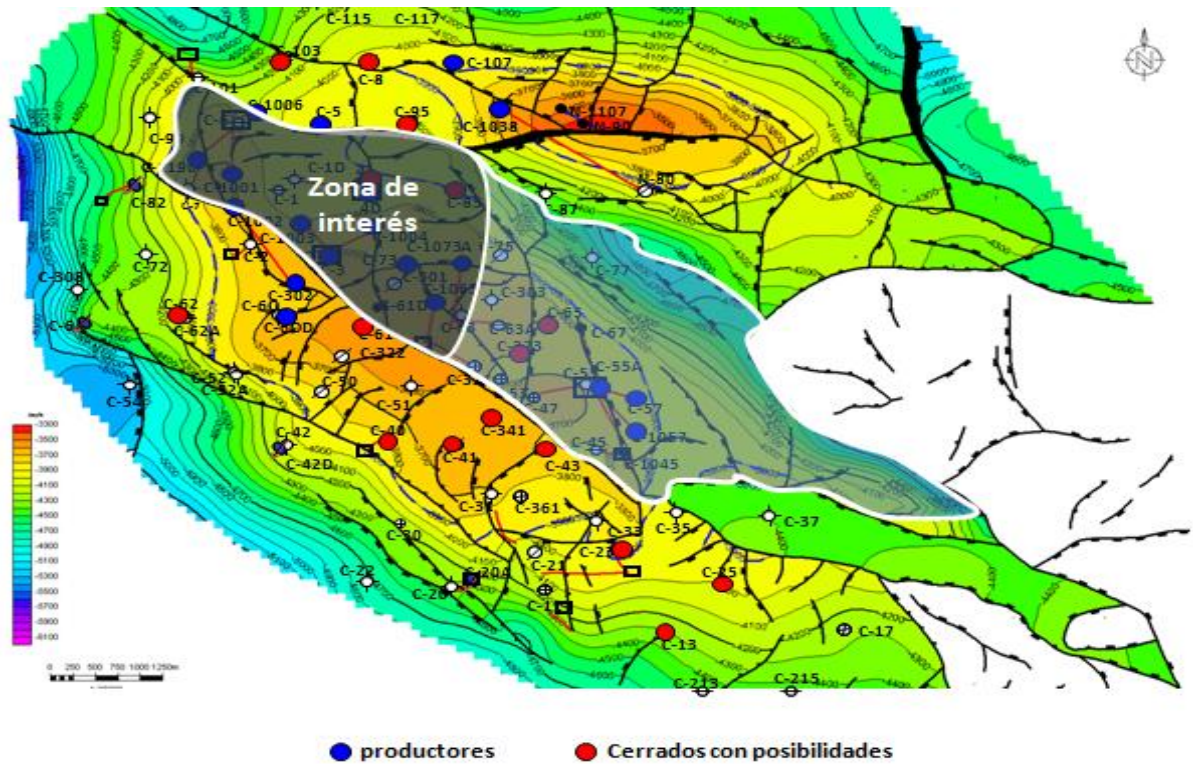


Fig. III.13 Distribución de la zona de interés

Se ha planteado el proceso de inyección de gas en la zona Noroeste, en el cual con este esquema estaremos inyectando más cerca de la zona de aceite, de este modo estaremos en condición de aprovechar los efectos termodinámicos. Como resultado de los análisis anteriores se ha definido que la zona con las mejores condiciones para la aplicación de una de inyección de gas es la zona Noroeste del bloque Central del Campo. Como siguiente paso se procedió a seleccionar el pozo que será usado como inyector de gas y a continuación se describe este proceso.

3.3.3.2 Selección de Pozo Inyector

Inicialmente se buscaron dentro del bloque central los pozos que representaran interés para ser analizados con fines de encontrar el pozo que servirá en esta fase como pozo inyector. Con la finalidad de no afectar la economía del proceso no se considero el acondicionamiento de pozos productores ni la perforación de pozos con fines de inyección

Al analizar los pozos programados para taponamiento se encontró con pozos cerrados durante periodos muy largos de tiempo, con problemáticas recurrentes en su estado mecánico durante su vida productiva, mas entre ellos se encontró al pozo C-4 que a pesar de encontrarse en este estatus fue un pozo inyector de agua se encontraba abierto en esta formación, su posición en la estructura lo hacía atractivo debido a la considerable cantidad de pozos productores en su vecindad ,su acondicionamiento resultaba por demás fácil de ejecutar y su posición con respecto a la posición del punto de suministro de gas también resultaba por demás favorable, es por eso que se definió a este pozo como el más adecuado para acondicionarlo como inyector de gas.

Los aspectos que favorecieron la selección del pozo C-4 como inyector son:

- ✓ Su posición en la estructura, ya que cuenta con 14 de los 21 pozos productores del campo.
- ✓ Acondicionamiento sencillo y rápido.
- ✓ Buena capacidad de inyección probada.
- ✓ Estatus actual, se sacó del concepto de pozo cerrado pendientes de taponamiento permitiendo su aprovechamiento en beneficio del proceso.
- ✓ Posición favorable con respecto al punto de suministro de gas.

Se acondiciono el pozo inyector, en el cual se obturo el intervalo 3781 - 3810 m. y se abrió los intervalos 3905 - 3920 y 3872 - 3890 m., con pistolas de alta penetración. La reparación del pozo se dio con relativa tranquilidad a excepción de que se presento una anomalía en la TR de 5” la cuál no permitía asegurar la hermeticidad del sistema, pero coincidentemente esta se presentó en la zona programada para ser disparada por lo que se obviaron los trabajos de remediación para proceder a los disparos.

“INYECCIÓN DE GAS HIDROCARBURO ENRIQUECIDO CON CO₂ COMO MÉTODO DE RECUPERACIÓN PARA MAXIMIZAR LA RENTABILIDAD EN UN CAMPO”

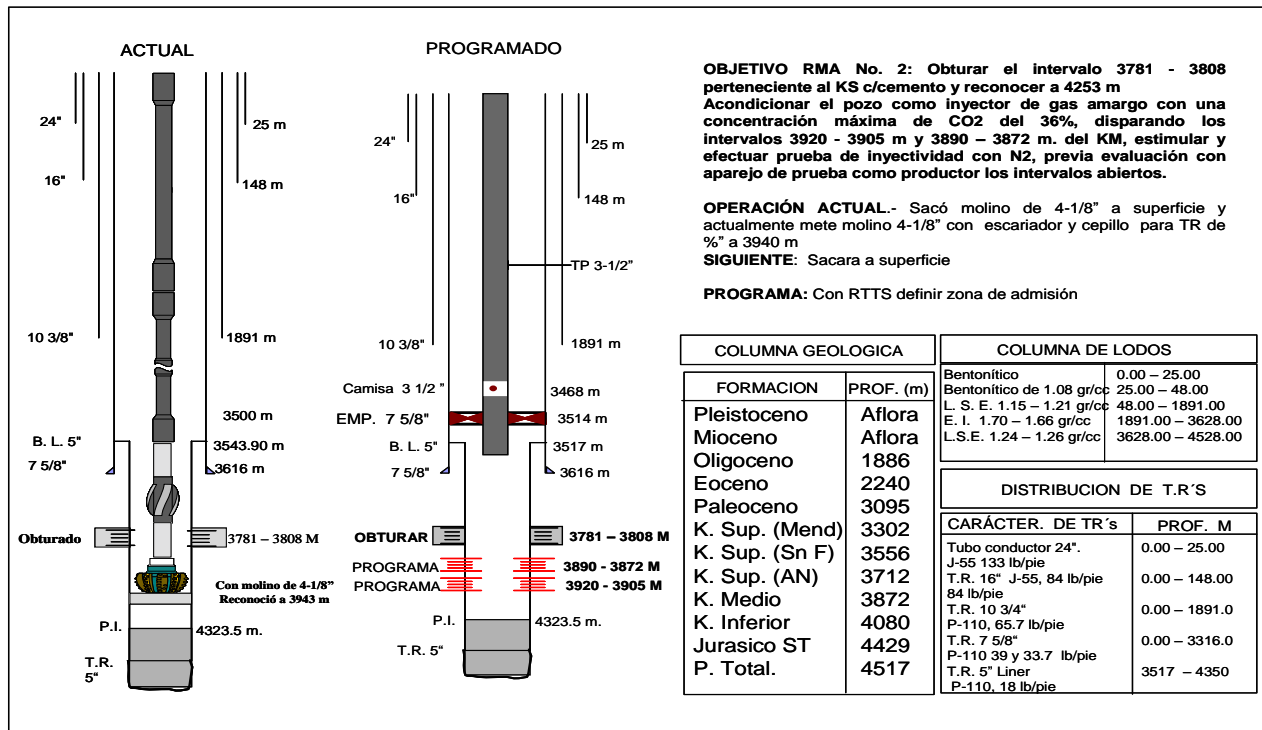


Fig. III.14 Estado Mecánico Pozo C-4

3.3.4 Estudios dinámicos

La inyección de gases contempla varias determinaciones experimentales básicas, en este estudio en particular se consideró el escenario con la mezcla de gas hidrocarburo más CO₂, por lo que entre estos estudios se encuentra:

- ❖ Determinación de la presión mínima de miscibilidad
- ❖ Hinchamiento de aceite
- ❖ Precipitación de asfaltenos

El estudio de estas pruebas es necesario para comprender los posibles problemas que se pueden presentar al inyectar gas en condiciones miscibles, así como también tiene la finalidad de demostrar que aceite adicional puede ser movilizado y recuperado a través de la inyección del gas elegido.

3.3.4.1 Determinación de la Presión Mínima de Miscibilidad

Esta prueba se desarrollo bajo la metodología de la Burbuja Ascendente, el criterio para determinar la Presión Mínima de Miscibilidad (MMP) es el siguiente:

- A presiones por debajo de la presión PMM:

La burbuja de solvente podría conservar su forma al ingresar a la columna de aceite, y puede llegar hasta la parte superior del tubo. La figura siguiente muestra el comportamiento de la presión durante esta prueba.

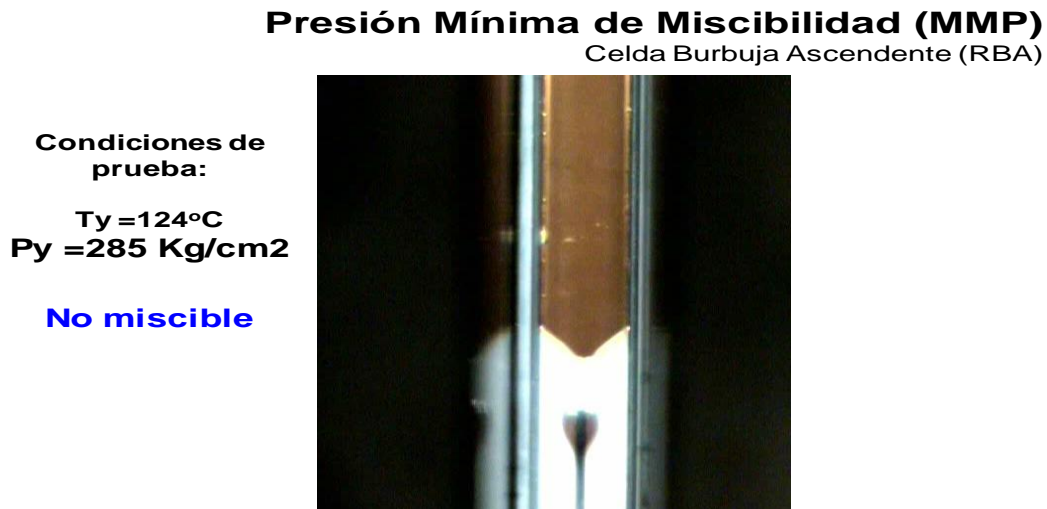


Fig. III.15 Celda Burbuja Ascendente (No miscible)

- Por encima de la presión PMM:

La burbuja de gas podría desintegrarse, disolverse o desaparecer en el aceite inmediatamente después de hacer contacto con el mismo o bien, podrían disolverse más lentamente, tornarse turbia y desarrollar colas miscibles, desapareciendo antes de alcanzar la parte superior del tubo, la figura muestra un ejemplo del comportamiento de la burbuja a diferentes presiones

Presión Mínima de Miscibilidad (MMP)

Celda Burbuja Ascendente (RBA)

Condiciones de prueba:
T_y = 124°C
P_y = 288 Kg/cm²
Miscible

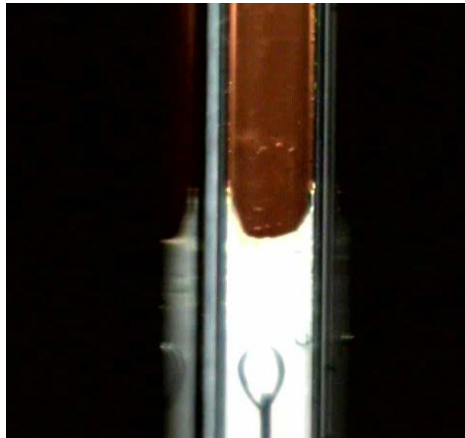
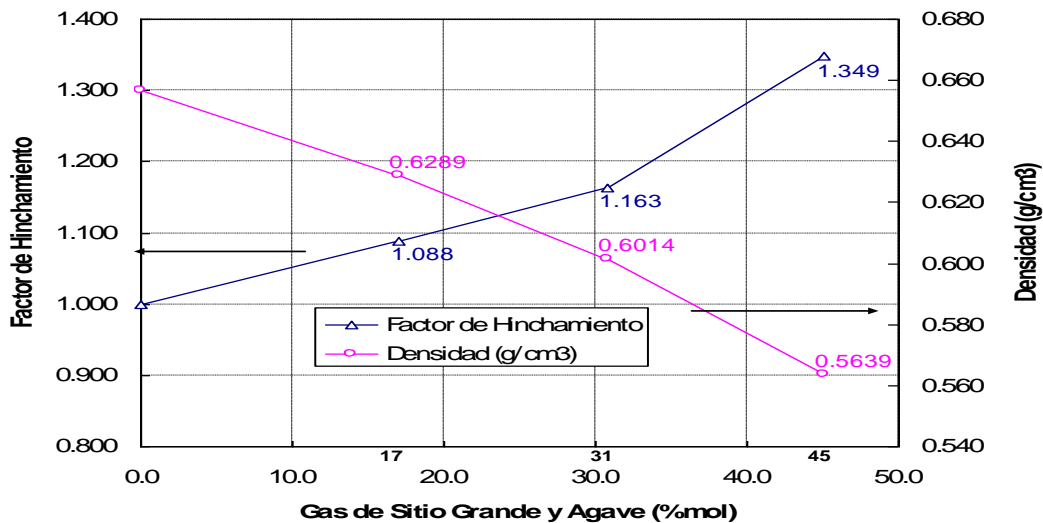


Fig. III.16 Celda Burbuja Ascendente (Miscible)

Como se pudo observar la condición de presión para lograr un contacto miscible experimental entre la mezcla de gas de la corriente Sitio Grande + Agave seleccionada con aceite del yacimiento es de 288 Kg/cm².

3.3.4.2 Hinchamiento de Aceite

La prueba de hinchamiento es una prueba en donde se pone en contacto el aceite con distintas fracciones del gas de inyección con el objetivo de estimar la presión de saturación para cada punto de hinchamiento. En la Figura siguiente se representa dicha prueba a temperatura de yacimiento.



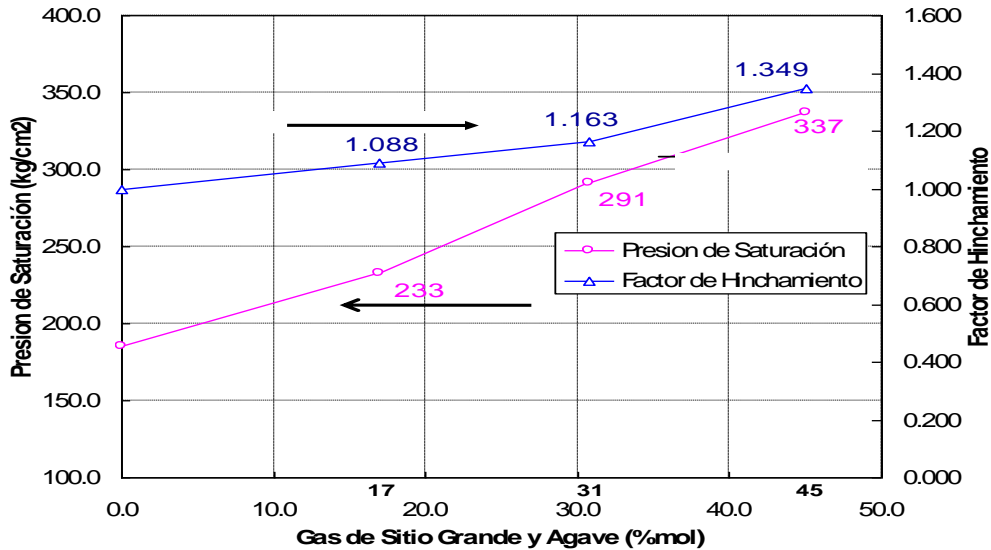


Fig. III.17 Prueba de Hinchamiento

Las graficas anteriores muestran que cuando un 17 % del gas inyectado se asocia con el liquido del yacimiento se genera un incremento de volumen de un 8.8% y una reducción de la densidad de 0.66 a 0.62 gr/cm³, cuando se disuelve un 31% el volumen crece en un 16.3%, disminuyendo la densidad a 0.60 y cuando se disuelve un 45% el aumento del volumen es de casi 35%, reduciendo su densidad hasta 0.56, estos resultados muestran una buena capacidad de hinchamiento de aceite.

3.3.4.3 Precipitación de Asfáltenos

Dadas las problemáticas que se podrían presentar al inyectar un gas “extraño” al yacimiento se consideró la posibilidad de que se pudieran presentar las condiciones necesarias para que existiera la precipitación de asfáltenos, siendo este punto crítico al momento de decidir el futuro del proyecto dado el daño irreversible que se podría causar de darse la condición de precipitación.

Como también ya se ha dicho, cuando el CO₂ es inyectado al yacimiento y se pone en contacto con el aceite crudo, esto provoca un cambio en el comportamiento y las condiciones de equilibrio del aceite lo cual provoca que haya una precipitación de sólidos orgánicos principalmente asfaltenos.

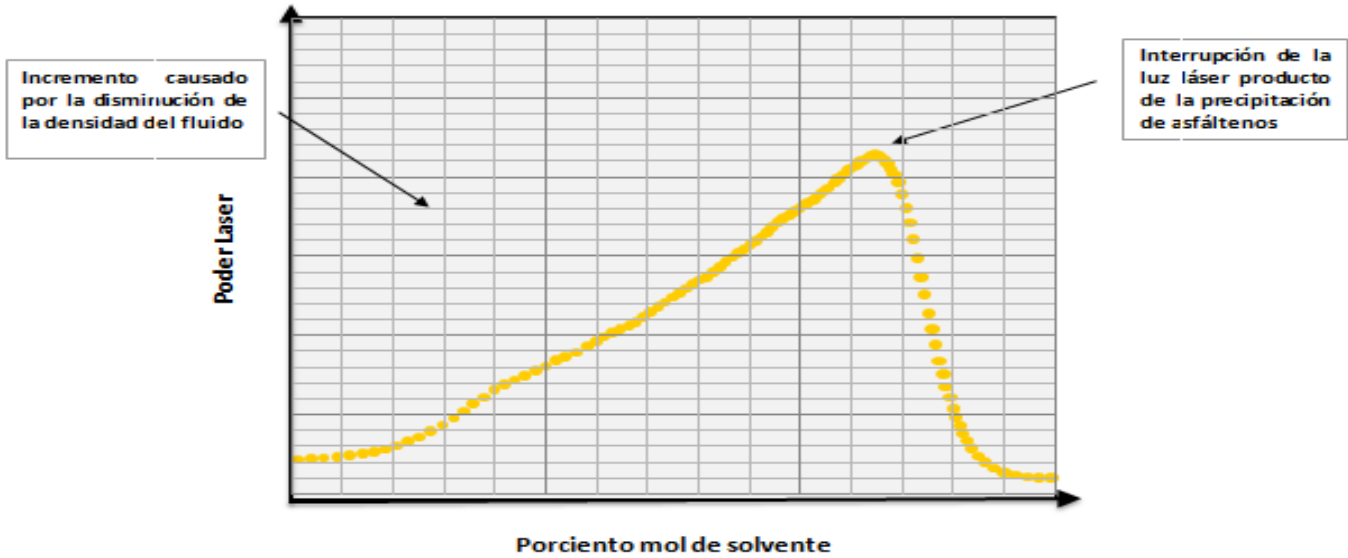


Fig. III.18 Ejemplo de Precipitación Positiva

La figura anterior es un ejemplo de precipitación positiva en la cual se puede observar una interrupción de la luz laser producto de esta precipitación.

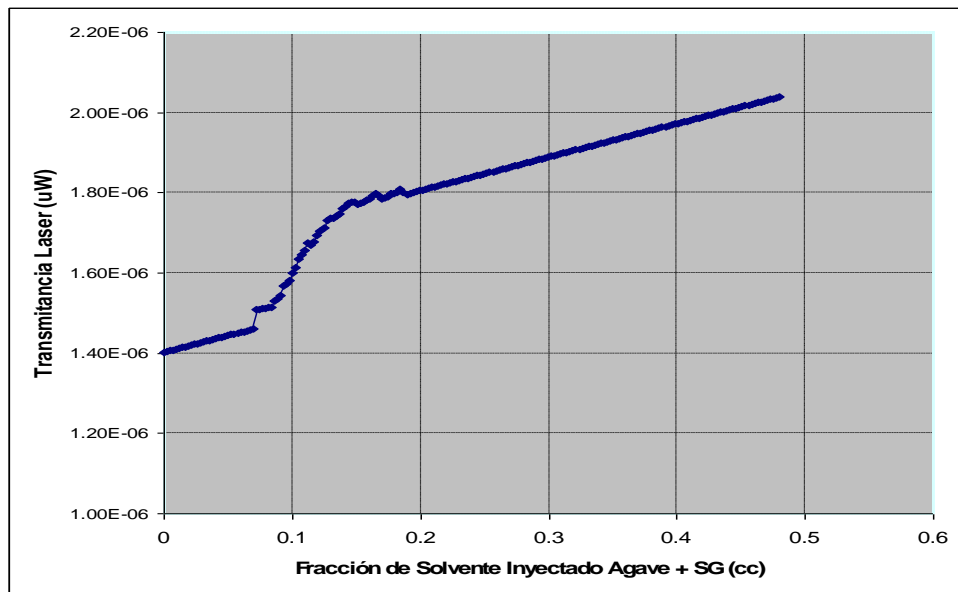


Fig. III.19 Prueba de Precipitación de Asfaltenos.

Debido a que en el caso particular de este estudio no se cumple la condición de interrupción de la transmisión del haz de luz se concluye que no existen las condiciones necesarias para que se precipiten asfaltenos derivado a la interacción de los fluidos del yacimiento y el gas inyectado.

3.3.4.4 Cromatografía de Gas

Con la finalidad de identificar el comportamiento del gas inyectado durante el proceso se realizó un programa de monitoreo cromatográfico a todos los pozos productores del campo, con esta información se identificaron las líneas base de CO₂ por pozo que permitirán monitorear el comportamiento del gas inyectado.

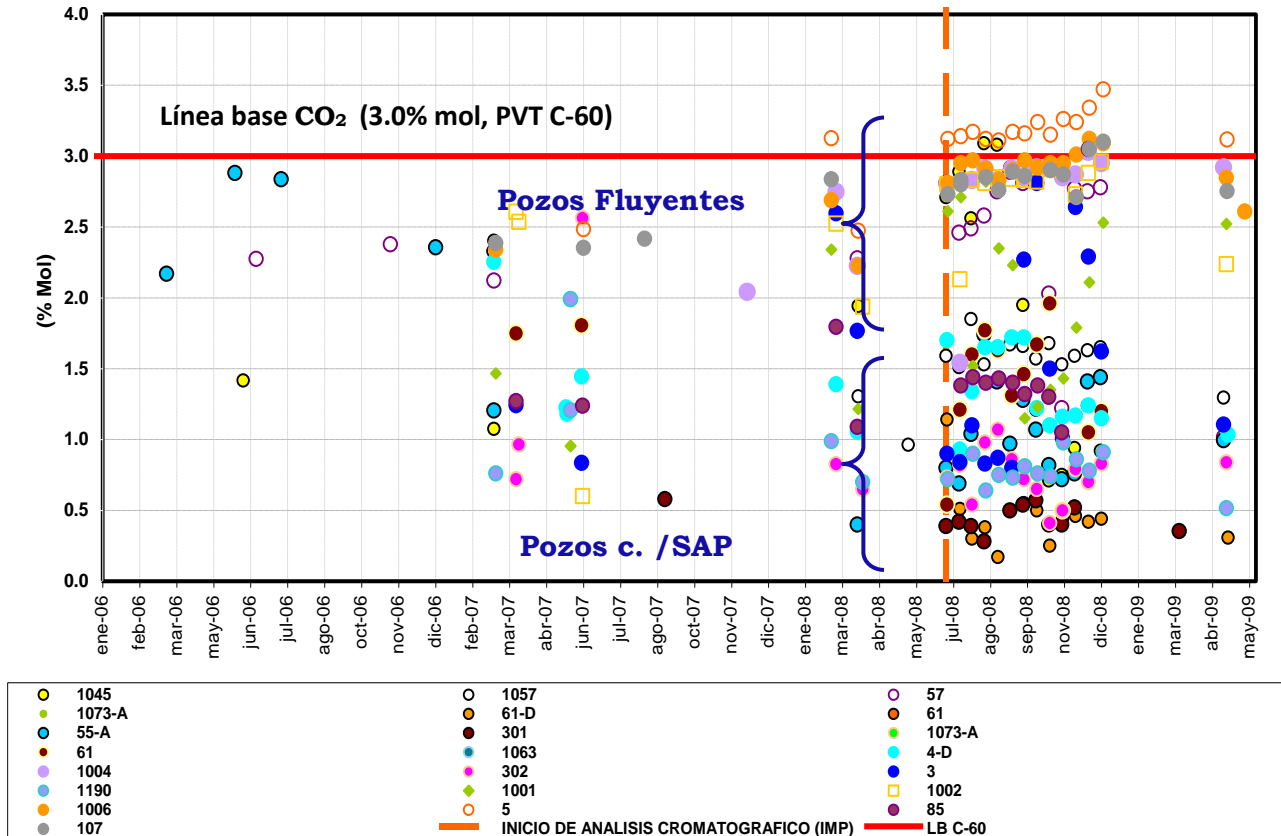


Fig. III.20 Estudio de Cromatografía de Gas

Inicialmente se identificó la línea base de CO₂ correspondiente al campo, esta línea corresponde a un valor de 3.0 %, la base de este valor se describe en el PVT del pozo C-60, posteriormente se identificaron dos tendencias de CO₂ diferentes, la primera corresponde a los pozos que operan bajo las influencia de un sistema artificial de producción y el segundo grupo de pozos corresponde a los pozos que operan de manera fluyente natural, en estos se observan que se alinean de manera más uniforme alrededor del valor de la línea base natural.

3.3.5 Resultados de la Prueba Piloto

Ya se ha mencionado los estudios necesarios para llevar a cabo una prueba así como la información general del campo requerida para comprender cuál es el método de recuperación mas viable de acuerdo a las características presentes .A continuación se muestran los resultados de la prueba piloto con gas enriquecido con CO₂ teniendo como pozo inyector el pozo C-4 y como productor el pozo C-4D .Se debe tener en cuenta que los resultados de una prueba sirven de base para implementar un método de recuperación a todo el campo, siempre teniendo en consideración el éxito del proceso así como su rentabilidad.

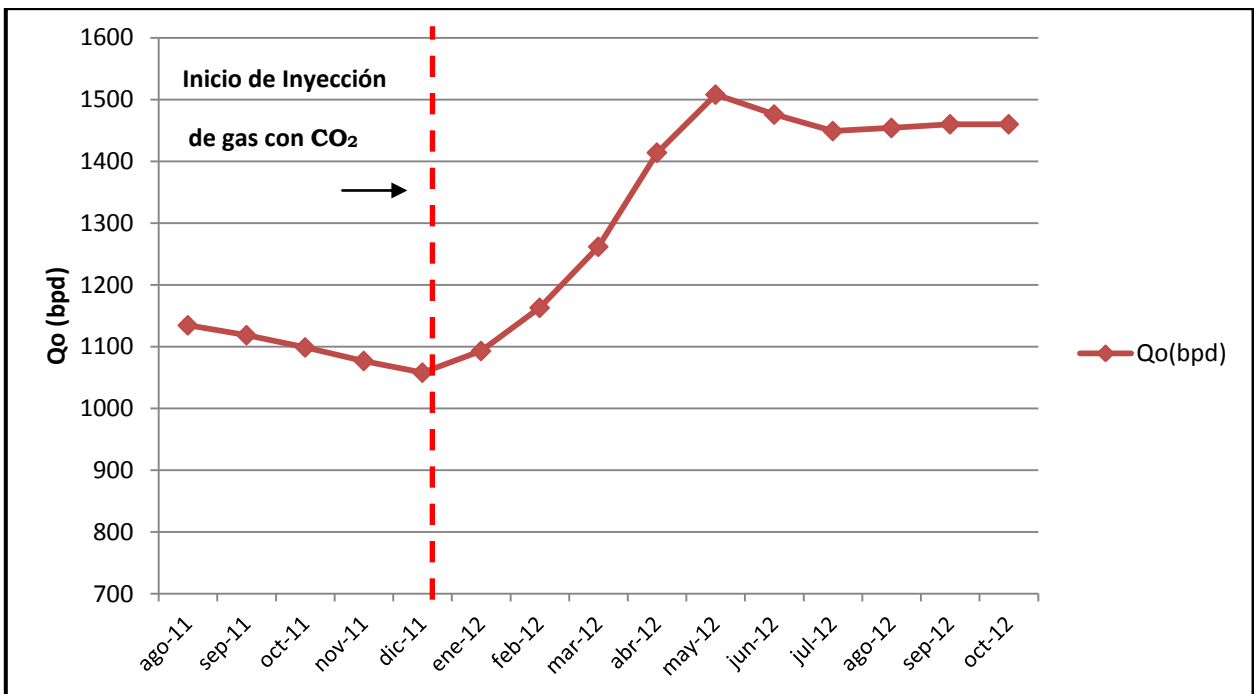


Fig. III.21 Resultados de la Prueba Piloto para el Qo (bpd)

En la Figura anterior se observa la ejecución de la prueba piloto, en la cual se puede apreciar cómo era la tendencia negativa del pozo C-4D, ya que como tiene un tiempo de explotación considerable su producción estaba declinando, pero al inyectar el gas enriquecido con CO₂ como método de recuperación sin duda la tendencia de la producción cambia favorablemente, incrementando los gastos en un periodo de tiempo relativamente corto así como también de una manera sostenida durante el proceso de ejecución de la prueba.

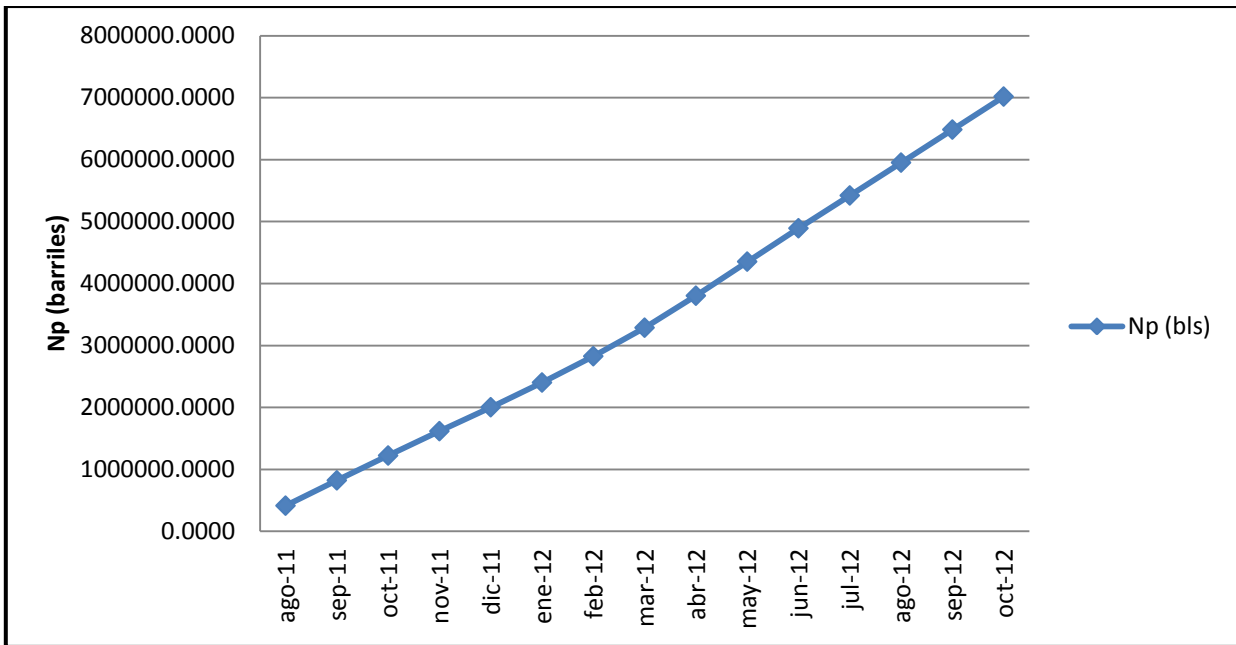


Fig. III.22 Resultados de la Prueba Piloto para la Producción Acumulada

Con lo relativo a la producción acumulada se puede mencionar que tiene un crecimiento acelerado en un corto periodo de tiempo por lo que demuestra la capacidad que tiene la implementación de este método ya mencionado, esto sin duda permite sentar las bases para una implementación en todo el campo ya que se ha demostrado que se tiene un proceso exitoso al ejecutar este tipo de método de recuperación mejorada. A continuación se presentan los pronósticos de una inyección de gas enriquecida a nivel de todo el campo para demostrar la rentabilidad tanto técnica como económica de este método.

3.4 Pronósticos de la Inyección de Gas enriquecido para el Campo

Con la finalidad de contar con un pronóstico que permita estimar de manera preliminar la producción que se podría atribuir al proceso en estudio, se debe tener en cuenta los pozos inyectoros y productores que van a intervenir durante la implementación de dicho método y con ello evaluar su rentabilidad, se realizó el siguiente análisis.

3.4.1 Pozos Inyectores y Productores

El pronóstico de producción es obtenido a partir de 21 pozos productores los cuales fueron distribuidos en 1°, 2° y 3er zona., debido a que se considero su posición de estos con respectos al inyector

Considerando su posición con respecto al inyector, se considero como productores los siguientes pozos para cada una de las respectivas zonas:

- ✚ 1er zona a los pozos C-4D, C-1004, C-3, C-5, C-1003, y C-85.
- ✚ 2° zona a los pozos, C-1073-A, C-1063, C-301, C-302, C-1002, C-1001, C-1006 y C-60-S.
- ✚ 3er zona a los pozos, C-1038, C-1190, C-55-A, C- 57, C-341, C-1057, C-1045 y C-107.

Se debe mencionar que las zonas se encuentran concéntricas al pozo inyector (C-4), los pozos alojados en la 1° zona se encuentran en un radio muy cerca del pozo inyector, mientras que los pozos de la 2° zona se pueden apreciar que están distribuidos alrededor de la zona anterior, por último se puede observar que los pozos de la 3° zona se encuentran más alejados de los demás pero como se ha observado en estudios dinámicos en yacimientos fracturados, la lejanía de los pozos no es garantía de baja presencia del gas inyectado.

Aunque se han llevado acabó estudios sobre la optimización del desplazamiento de gas teniendo como resultado la implementación de 2 pozos inyectores adicionales al proceso, por lo que se debe contemplar el equipo de compresión e inyección para cada uno de estos pozos. La localización de estos pozos inyectores adicionales, estarán alojados entre la zonas 2 y 3.

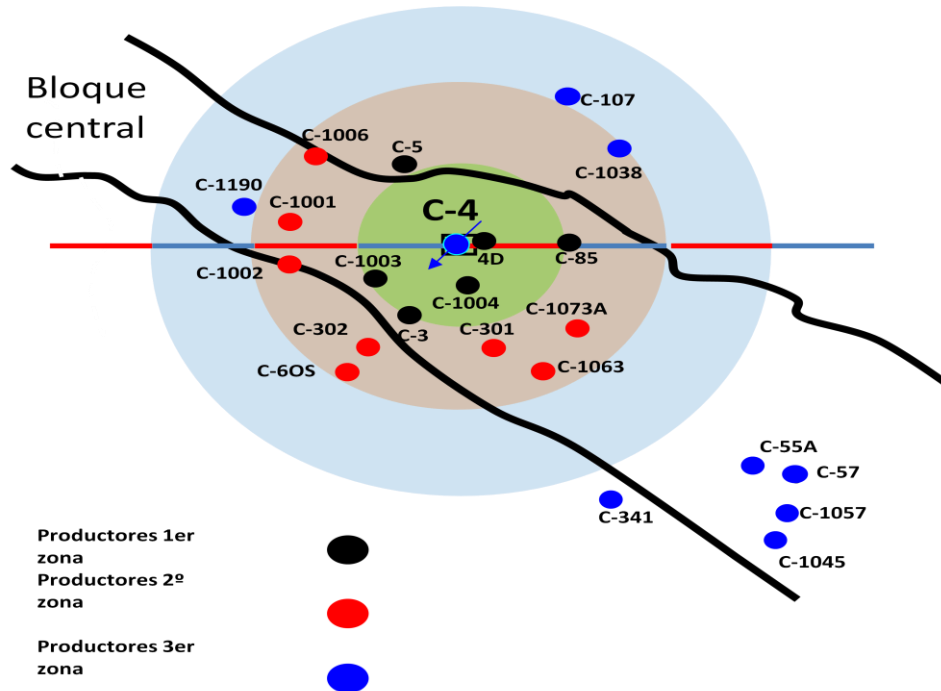


Fig. III.23 Localización de los Pozos por zonas en el Bloque Central

3.4.2 Análisis de los Pronósticos de Producción

Durante la ejecución de la prueba piloto se decidió realizar un primer pronóstico que permita visualizar la posible producción atribuible al método en el bloque central, para esto se presentaron pronósticos basados en 4 distintas metodologías realizadas con base a un campo análogo.

Se realizaron pronósticos con base a la metodología FEL y el Balance de Materia desarrollados, a partir de un campo análogo, del cual se obtuvieron las respectivas curvas de producción. Otro pronóstico realizado fue través de los datos de producción adquiridos de un campo donde se implemento la inyección de CO₂ como método de recuperación en la Región Sur. Por último se usó un pronóstico que genere una compañía de servicios que permite analizar de manera rápida procesos de inyección de gas. Finalmente se plasmaron estos resultados en una grafica para comprobar la similitud entre todos los pronósticos, encontrando algunos muy optimistas y sin lógica, y otros más apegados a lo conocido y posible, de igual manera se comparan las producciones acumuladas asociadas a estos perfiles de producción, a continuación se muestra esta comparación.

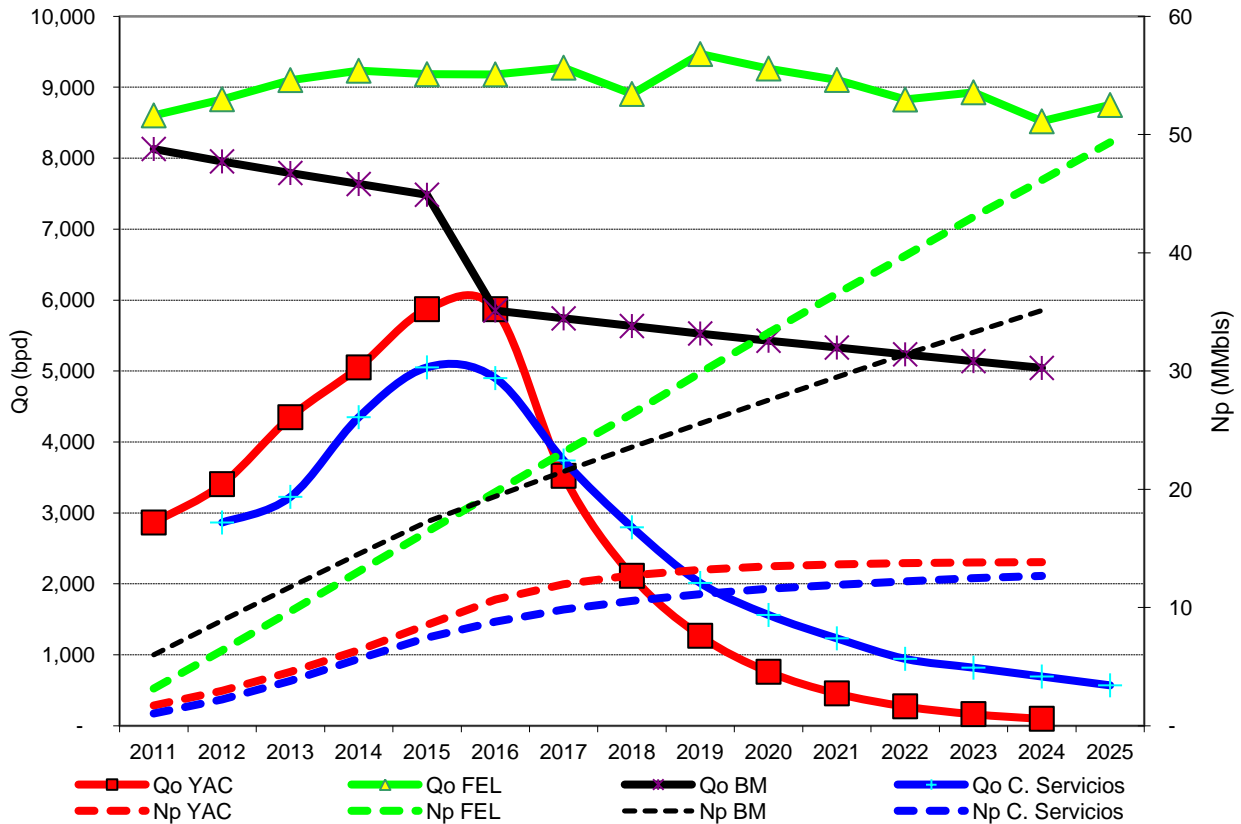


Fig. III.24 Pronósticos de Producción atribuible al método de recuperación (4 métodos) .

Como se puede observar la curva trazada por la metodología FEL presenta un pronostico demasiado optimista e irreal lo que manifiesta sin duda la subjetividad del metodo de estimacion .Otro metodo de comportamiento y pronostico de yacimiento es el Balance de Materia ya que es ampliamente usado y ha demostrado ser una herramienta muy útil para análisis de yacimientos con resultados razonablemente aceptables aunque es este caso se observa que los datos presentados son muy optimistas .Uno de los pronosticos más prudentes es el que está basado en un campo análogo que producía con ayuda de inyección de CO₂ del que ya se tiene un amplio tiempo de vida productiva siendo este el que tiene un pronóstico más reservado de los 4 , por último se elaboro otro perfil en este caso fue entregado por una compañía de servicios internacional del cual se presume que está basado de un campo con características similares.

De los métodos comentados anteriormente se definió que el perfil calculado por la compañía de servicios aunado al perfil de comportamiento real análogo del campo productor con inyección CO₂ como método de recuperación mejorada, demuestran un comportamiento más lógico y sustentado, ya que en estos se puede apreciar que existe una producción más cercana a la realidad, por lo que

demuestran un mejor pronóstico así como también sustentan el posible éxito del proyecto. Es importante indicar que los pronósticos que tienen mayor precisión será el obtenido con base a la prueba piloto ya mencionada anteriormente.

Considerando que el objetivo general del presente trabajo es el analizar la implementación en el Bloque Central del campo una de inyección de gas enriquecido con CO₂, se debe realizar un nuevo pronóstico con los datos obtenidos de la prueba piloto ya que estos representan la información más apegada a la realidad. A continuación se muestra este pronóstico de producción atribuible al método con base en la prueba.

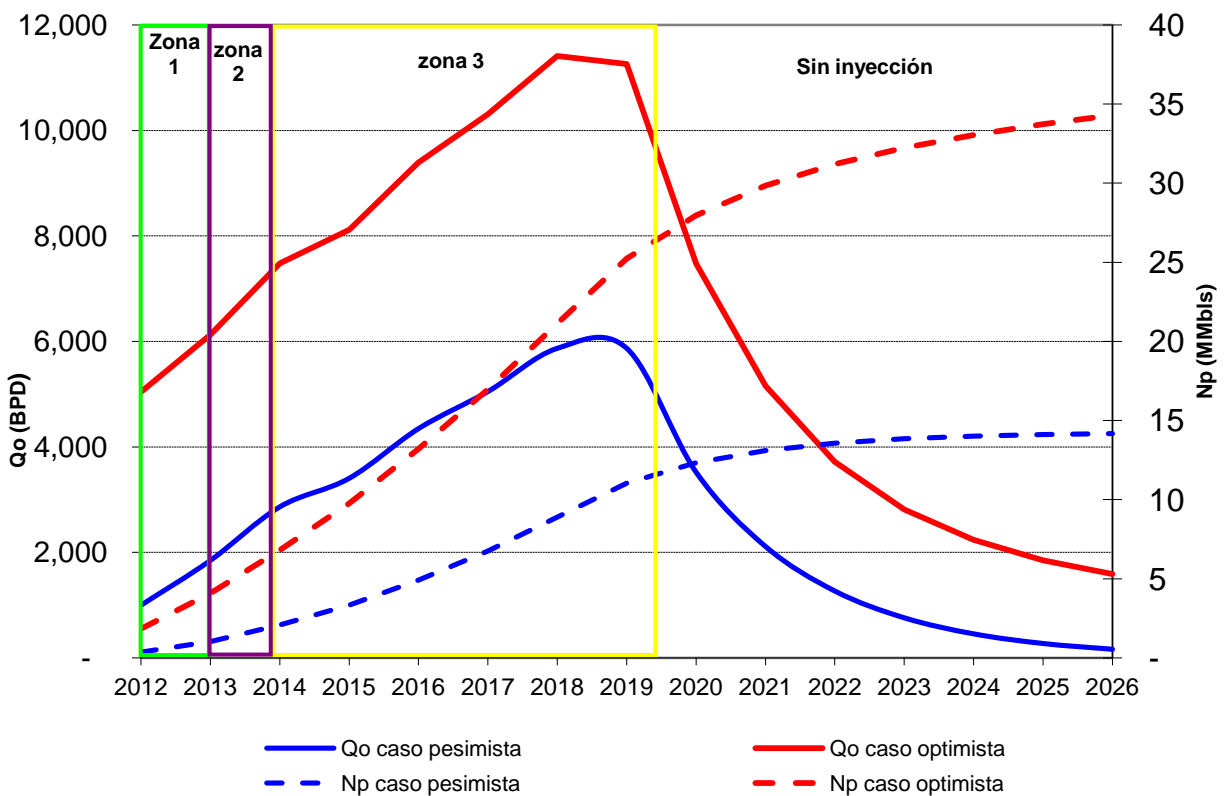


Fig. III.25 Pronósticos de Producción atribuible al proceso de recuperación.

Esta ultima grafica representa el perfil de producción atribuible al proceso de recuperación mejorada, la cual muestra un comportamiento ascendente durante los primeros siete años incluyendo la prueba piloto, manteniéndose en un gasto de aceite mayor a los 4,000 bpd hasta finales del año 2020, posteriormente a este lapso se muestra la declinación del campo, debido a que se suspende el

proceso de inyección de gas en el bloque. Para finales del año 2025 se estima que para este lapso de tiempo se puedan recuperar bajo un escenario pesimista un volumen de entre 14 y 35 millones de barriles de aceite considerando para el Bloque Central un volumen original de 423 millones de barriles de aceite.

Con la finalidad de estimar los costos inherentes al proceso como tal y poder calcular la economía del proyecto se marcaron las actividades asociadas a la prueba piloto, la fase de acondicionamiento de pozos inyectoros para la fase siguiente y la disponibilidad del equipo de compresión e inyección por un máximo de siete años, después de ello se considera que el campo siga operando de manera natural.

Este pronóstico deberá sustituirse cuando se cuente con uno nuevo, producto del modelo de simulación que se encuentra en una etapa de actualización, para este fin, es necesario acoplar los resultados de los estudios especiales a fluidos que se mencionaron anteriormente con la finalidad de describir de mejor manera los efectos producto de la interacción del gas inyectado con los fluidos del yacimiento. Esto va permitir simular el proceso de recuperación adicional de una manera más precisa.

CAPÍTULO IV: ANÁLISIS ECONÓMICO: CASO DE APLICACIÓN

En este capítulo se realizará la evaluación económica del caso de aplicación, de Inyección de gas enriquecido con CO₂ para un campo de YNF en la Región Sur. La evaluación se realizará con base a la producción atribuible al proceso de recuperación mejorada con la finalidad de demostrar la rentabilidad del proyecto.

También se tiene como finalidad determinar las inversiones asociadas a la implementación y ver su impacto económico. Por lo que más adelante con este estudio comprobaremos si pueden cumplir las variables económicas de rentabilidad, con esto podemos decir si el proyecto logra ser económicamente factible ya que la parte técnica ha resultado exitosa.

Los indicadores que se discuten en este capítulo, una vez que hayan sido debidamente definidos, calculados y posteriormente interpretados, ofrecerán respuestas a muchas de las interrogantes que pudieran surgir respecto del atractivo de los proyectos antes de llevarlos a cabo. Los indicadores permiten ver, desde diversos enfoques, los beneficios y costos esperados para evaluar proyectos o jerarquizarlos y discriminarlos como parte del portafolio de inversión.

Los indicadores que en este capítulo se discutirán son los siguientes:

- 1) La magnitud del Valor Presente Neto (VPN al 12%)
- 2) Valor Presente de Inversión
- 3) Valor Presente de costos de operación
- 4) VPN/VPI
- 5) Relación beneficio costo (RBC)
- 6) Tasa Interna de Retorno (TIR)

- 1) Valor Presente Neto (VPN al 12%): Es la diferencia entre los ingresos netos y la inversión inicial, todos en valor actual.

$$VPN = \sum_{i=0}^n \frac{FE}{(1+t)^i} \quad (\text{Ec. IV.1})$$

Donde:

FE= Flujo de efectivo

t = tasa de descuento

n = número de años

El valor presente neto (VPN al 12% de descuento) es el importe neto (flujo de cajas positivos menos los negativos) que resulta de la suma de varios valores presentes (resultado de flujos de caja recibidos en fechas futuras diferentes), que pueden ser positivos o negativos.

- 2) Valor Presente de Inversión (VPI al 12%): Es la inversión realizada a un tiempo determinado.

$$VPI = \sum_{i=0}^n \frac{(Inv)}{(1+t)^i} \quad (\text{Ec. IV.2})$$

Donde:

Inv= Inversión

t = tasa de descuento

n = número de años

- 3) Valor Presente de Costos de operación (VPc al 12%): son los costos de operación obtenidos al realizar el proyecto a un tiempo determinado.

$$VPc = \sum_{i=0}^n \frac{(Co)}{(1+t)^i} \quad (\text{Ec. IV.3})$$

Donde:

Co= Costos de operación

t = tasa de descuento

n = número de años

- 4) Eficiencia de la inversión: La cual se obtiene del cociente del VPN sobre el VPI.

$$EF_{INV} = \frac{VPN}{VPI} \quad (\text{Ec. IV.4})$$

- 5) Razón Beneficio/costo: es el resultado del cociente del valor actual de los ingresos netos (I_t) entre la inversión inicial (c):

$$R_{bc} = \frac{I_t}{c} \quad (\text{Ec. IV.5})$$

Donde:

$$I_t = \frac{I_1}{(1+i)} + \frac{I_2}{(1+i)^2} + \frac{I_3}{(1+i)^3} \dots \dots + \frac{I_{n-1}}{(1+i)^{n-1}} + \frac{I_n}{(1+i)^n} \quad (\text{Ec. IV.6})$$

- 6) Tasa Interna de Retorno (TIR): la tasa interna de retorno (TIR) es la tasa a la cual el valor presente de los flujos de efectivo positivos (ingresos) es igual a los flujos de efectivo negativo (costos totales). Es decir, la tasa a la cual el valor presente neto es igual a cero. Es la tasa de descuento en la que el valor actual neto de una inversión es igual a cero. También es la tasa máxima de interés que gana el capital en un periodo determinado. Esta tasa tiene que ser mayor a la tasa mínima de rendimiento exigida por el proyecto de inversión. Su fórmula es la siguiente:

$$TIR = \sum_{i=0}^n \frac{FE_i}{(1+t)^i} = \sum_{i=0}^n \frac{FEC_i}{(1+t)^i} \quad (\text{Ec. IV.7})$$

Donde:

FE= Flujo de efectivo positivo (ingresos)

FEC= Flujo de efectivo negativo (costos)

T= Tasa de descuento = TIR

i= Año

n= Número de años

También se define como la tasa usada para descontar los flujos de efectivo y el valor de salvamento que hace que el VPN sea cero. Existen varios métodos para determinar dicha tasa, como son el método gráfico, tanteo o interpolación.

Existen una serie de criterios generales para la aceptación o rechazo en el aspecto financiero de un proyecto de inversión los cuales se mencionan a continuación:

Para el caso del VPN (Valor Presente Neto) se espera que el resultado sea mayor que cero. Cuando este resultado es de cero se recupera la inversión inicial neta y la tasa mínima de rendimiento, por lo que se concluye lo siguiente:

$VPN \geq 0$ se acepta

$VPN < 0$ se rechaza

En el caso de la TIR, esta tasa debe ser mayor que el costo del capital, es decir, lo que cuesta financiarse para realizar el proyecto de inversión, por lo que el criterio general es el siguiente:

$TIR > 100\%$ se acepta el proyecto de inversión.

$TIR < 100\%$ se rechaza el proyecto de inversión.

4.1. Egresos

4.1.1 Inversiones

Las inversiones consideradas en el estudio se canalizan de la siguiente manera: Estudios y pruebas, Acondicionamiento de pozos inyectores y equipo de compresión y líneas de inyección.

- Acondicionamiento de Pozos

Se obtuvieron los precios de acondicionar los pozos ,se debe mencionar que estos se repartieron en distintos años debido a que primero se habilito el Pozo C-4 el cual fue el pozo inyector para la prueba piloto , quedando como resultado los siguientes costos.

Pozo	Costo (\$ MXN)
Acondicionamiento Pozo C-4	25,000,000.00
Acondicionamiento 2 Pozos I.	56,000,000.00
Total	81,000,000.00

Tabla IV.1 Costos de Acondicionamiento de Pozos

- Líneas de Inyección

En los costos de línea de inyección se involucran las siguientes adecuaciones:

- El costo de un ducto 6” x 0.9 Km el cual transporta la mezcla de gas con un 23% mol de CO₂ , esta se compone de la corriente de gas proveniente de compresoras Sitio Grande y compresoras Agave , esta línea es para el pozo inyector C-4 (Prueba Piloto).
- También se involucra el costo de 2 líneas de inyección adicionales, estas encargadas de suministrar gas a los 2 pozos inyectores propuestos los cuales se localizan en entre la zona 2 y 3.

Con un costo total de 14,210, 000.00 \$

- Estudios

El costo de los estudios involucra: Pruebas de Inyectividad de N₂, Pruebas de Desplazamiento a Núcleos, pruebas PVT, estudios geológicos, diseño, Ingeniería, etc. Con un costo total de 10, 500,000.00 \$.

- Equipo

Debido a que inmediatamente después de la ejecución la prueba piloto se propuso implementar el método de recuperación para el bloque central del campo, se decidió hacer la compra del equipo de compresión e inyección, que involucra los componentes mostrados en la siguiente tabla:

Componentes		Costo (\$ MXN)
Rectificador	C-4	3,500,000.00
Motocompresor	C-4	55,000,000.00
Cachador de Liquido	C-4	1,000,000.00
2 Rectificador		7,000,000.00
2 Motocompresores		110,000,000.00
2 Cachador de Liquido		2,000,000.00
Quemador elevado		6,000,000.00
Total		185,000,000.00

Tabla IV.2 Costos de los diferentes componentes del equipo de inyección de gas.

4.1.2 Costos de operación

Para la inyección de gas los costos se canalizaron en tres etapas; costos de implementación, costos de operación y mano de obra.

- **Costos de implementación**

Los costos de implementación involucran; La obra de instrumentación, la obra de arquitectura, la obra mecánica, la obra de seguridad, la obra eléctrica la cual ayuda para operar equipos de computo y la obra civil para asegurar el acondicionamiento de la unidad así como la obra de tuberías .A continuación se muestra una tabla con los precios de las diferentes tareas que involucra la implementación.

Implementación	Costo (\$ MXN)
Obra civil	915,060
Obra Instrumentación	176,000
Obra Arquitectura	614,00
Obra Tuberías	5,329,550
Obra Eléctrica	326,750
Obra Mecánica	475,000
Obra de Seguridad	217,368
Total	8,053,728

Tabla IV.3 Costos de implementación del equipo

- **Costos de mano de obra (operación)**

Para los costos de mano se tomaron 5 trabajadores, los cuales se especifican sus actividades y sueldos en la Tabla siguiente, este costo se mantendrá desde que empiece la inyección hasta el término del proyecto.

Mano de obra operación	Cantidad	Jornada	Sueldo/mes (\$ MXN)	Total (\$ MXN)
Técnico Especialista	1	1	25,500.00	25,500.00
Operario Especialista	3	7	20,250.00	60,750.00
Mantenimiento	1	1	10,500.00	10,500.00
Total				96,750.00

Tabla IV.4 Mano de obra utilizada en todo el proyecto

Por lo tanto al mes se tendrá un gasto de mano de obra de 96,750 \$. Se puede observar que la inyección de gas es relativamente barata en comparación a los demás costos que se involucran en el proyecto, ya que el mayor costo se tendrá con compra de el equipo de compresión e inyección, ya que sumaran los costos de rectificador y cachador de líquidos, estos equipos son indispensable para que el motocompresor no sufra daños debido a la presencia de liquido.

4.2. Ingresos

4.2.1 Producción de aceite y gas

Los ingresos que se tienen son la producción de aceite y la producción de gas que se obtendrá gracias a la aplicación de la inyección de gas enriquecida con CO₂ . Se tomaron los datos de la prueba piloto correspondientes a 10 meses, los cuales para efectos de una evaluación económica más completa y debido a que no se cuentan con más datos de producción estos son la base para generar los pronósticos de producción del proyecto.

Debemos mencionar que este proyecto tiene un tiempo de producción de 8 años con el método implementado, posterior a este tiempo solo produciremos sin el método (producción primaria).

Es importante mencionar que con la implementación del método se tendrán producciones de gas, por lo cual se incorporara este dato al cálculo de los ingresos.

- Declinación Natural

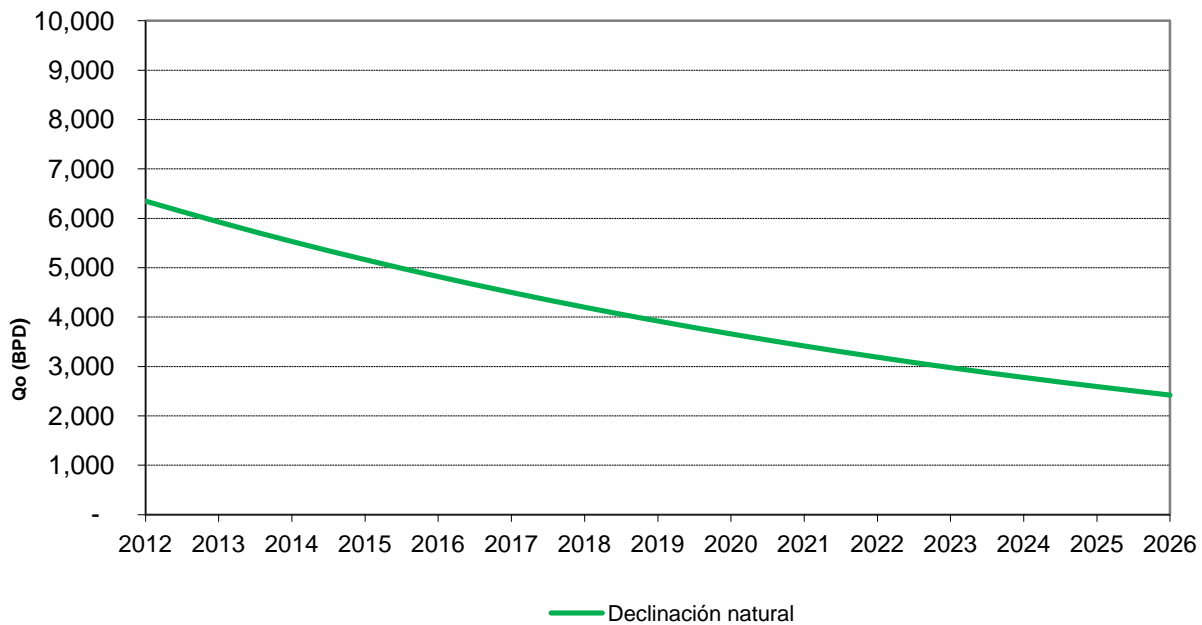


Fig. IV.1 Pronóstico de la Declinación Natural para el Bloque Central.

La declinación que se utilizó fue la exponencial, debido a que era la que más se ajustaba a la tendencia de declinación que tenemos en el historial de producción. Para obtener el pronóstico de producción fue con base a un factor de declinación del 1%, a continuación se presentan algunas ecuaciones básicas que ayudan al cálculo.

El porcentaje de declinación por definición puede ser representado por:

$$\text{Porcentaje de declinación} = \frac{100 \frac{dq}{dt}}{q} \quad (\text{Ec. IV.8})$$

Derivando la Ec. IV.8 con respecto al tiempo:

Donde:

q: Gasto de producción a un tiempo t,

dq/dt: Variación del gasto de producción con respecto al tiempo

Integrando la Ec.IV.8 se obtiene la forma exponencial:

$$q = q_i e^{-\left(\frac{1}{D}\right)t} \quad (\text{Ec. IV.9})$$

Donde:

D: Porcentaje de la declinación

Realizando el pronóstico de producción con respecto a la declinación=1 y un gasto inicial, se obtiene la siguiente tabla la cual son los valores de producción para la declinación natural:

Tiempo (año)	Producción Aceite (bpd)
01/01/2012	6348.20
01/01/2013	5926.28
01/01/2014	5531.45
01/01/2015	5163.73
01/01/2016	4820.53
01/01/2017	4500.14
01/01/2018	4200.33
01/01/2019	3921.10
01/01/2020	3660.49
01/01/2021	3417.21
01/01/2022	3189.54
01/01/2023	2977.51
01/01/2024	2779.61
01/01/2025	2594.87
01/01/2026	2421.99

Tabla IV.5 Pronóstico de la Declinación Natural

- Producción de Aceite

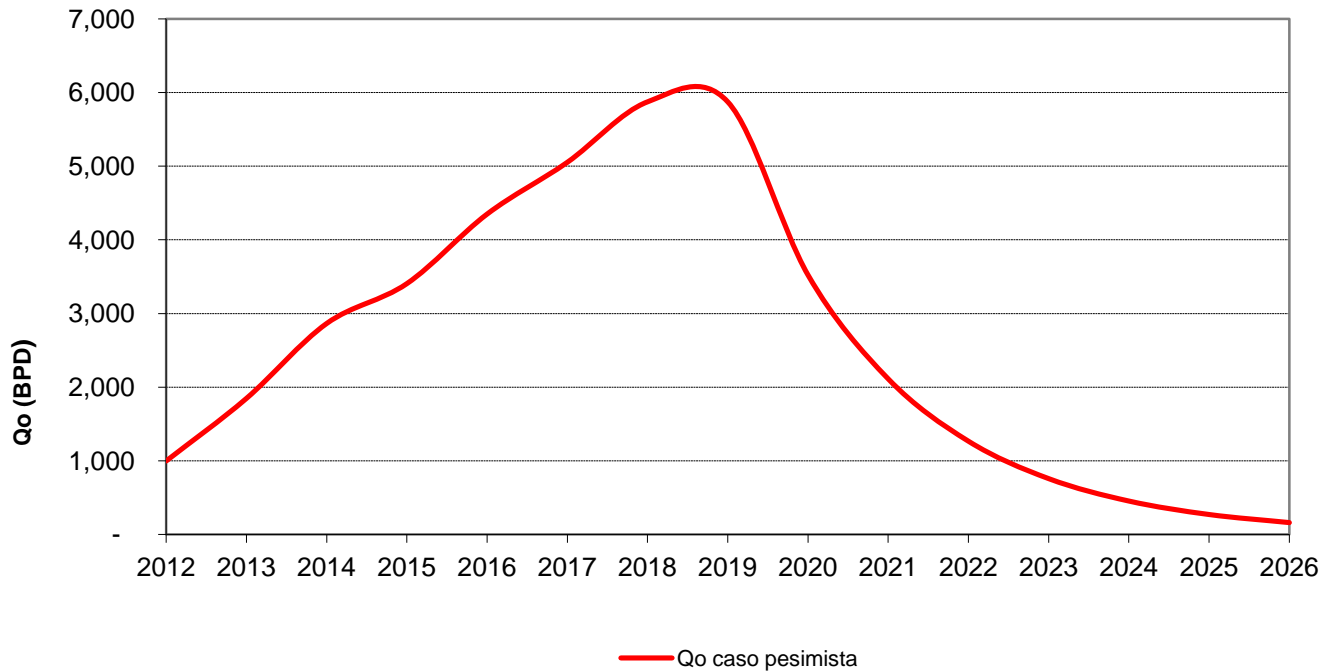


Fig. IV.2 Pronóstico de Producción de aceite del Bloque Central.

La figura anterior representa el volumen de aceite que se le atribuye al método de recuperación, por lo que su cálculo, es restando la producción de aceite total menos la producción base de aceite (declinación natural). Es importante mencionar que el pronóstico está basando en los resultados obtenidos durante la prueba piloto. La curva que se trazo es la de un pronóstico de producción para un caso pesimista.

Con las producciones obtenidas se llevara a cabo la evaluación económica para conocer si al inyectar gas enriquecido es posible amentar el factor de recuperación y por supuesto generar mayor ganancias, por lo que más adelante se presentara cual es el valor económico de estos volúmenes de aceite que incrementaron la producción .

La tabla que se muestra a continuación posee los datos de producción que se atribuye a la inyección de gas, y que son los responsables del perfil presentado en la figura IV.2. Los gastos de aceite se encuentran en (bpd) , siendo desde el 2012 hasta finales del año 2026.

“INYECCIÓN DE GAS HIDROCARBURO ENRIQUECIDO CON CO2 COMO MÉTODO DE RECUPERACIÓN PARA MAXIMIZAR LA RENTABILIDAD EN UN CAMPO”

Tiempo (año)	Producción Aceite (bpd)
01/01/2012	999.80
01/01/2013	1848.51
01/01/2014	2864.56
01/01/2015	3405.54
01/01/2016	4348.77
01/01/2017	5051.05
01/01/2018	5871.36
01/01/2019	5871.36
01/01/2020	3522.82
01/01/2021	2113.69
01/01/2022	1268.21
01/01/2023	760.93
01/01/2024	456.56
01/01/2025	273.93
01/01/2026	164.36

Tabla IV.6 Pronóstico de Producción de aceite atribuible al método de recuperación.

- Producción de Gas

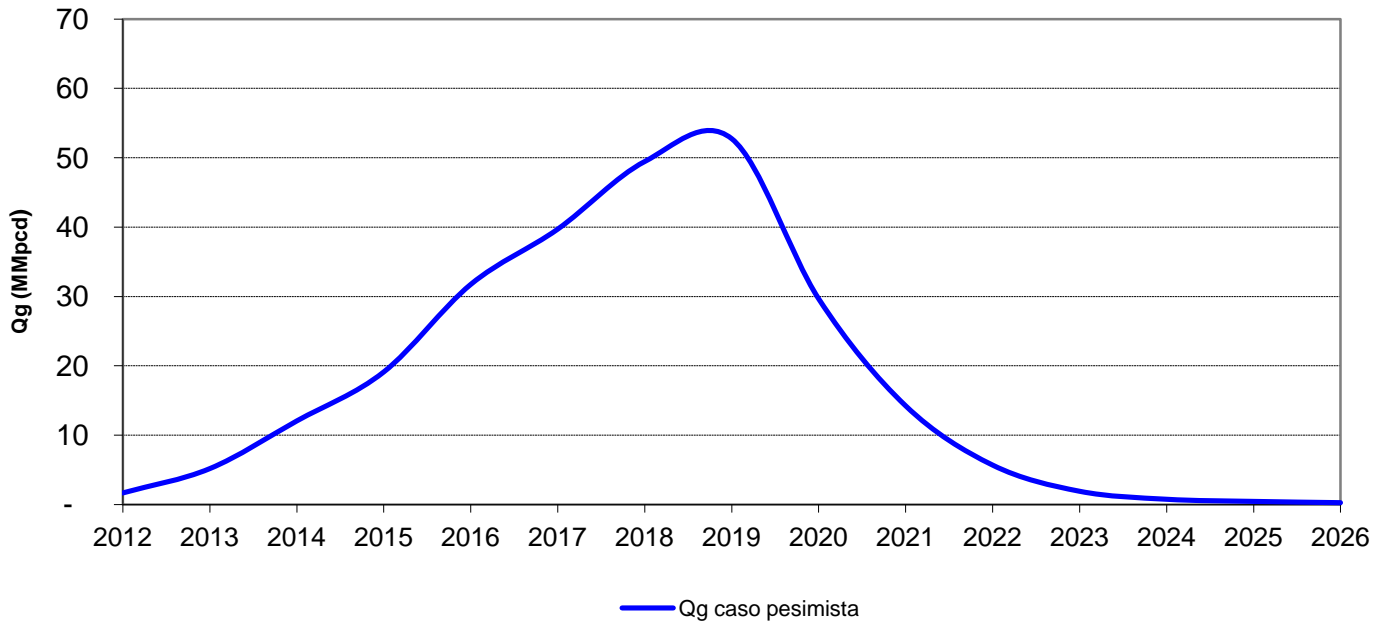


Fig. IV.3 Pronóstico de producción de gas del bloque central.

La figura anterior representa el volumen de gas que se le atribuye al método de recuperación, por lo que su cálculo, es el producto de la multiplicación del gasto de aceite atribuible al método por una RGA y un factor de conversión. Al igual que en el pronóstico de aceite este también está basando en los resultados obtenidos durante la prueba piloto y la curva que se trazo es la de un pronóstico de producción para un caso pesimista.

Con esta producción de gas se realizó la evaluación económica, del cual también se percibe una venta por este, por lo que incrementara los ingresos obtenidos y por supuesto se tendrá un mayor flujo efectivo, más adelante se presentara cual es el valor económico de estos volúmenes de gas que incrementaron las ganancias del proyecto.

La siguiente tabla que se muestra los datos de producción de gas que se atribuye a la inyección de gas, y que son los responsables del perfil presentado en la figura IV.3.

Tiempo (año)	Producción Gas (MMpcd)
01/01/2012	1.7
01/01/2013	5.2
01/01/2014	12.1
01/01/2015	19.1
01/01/2016	31.7
01/01/2017	39.7
01/01/2018	49.4
01/01/2019	52.7
01/01/2020	29.7
01/01/2021	14.2
01/01/2022	5.7
01/01/2023	1.9
01/01/2024	0.8
01/01/2025	0.5
01/01/2026	0.3

Tabla IV.7 Pronóstico de Producción de gas atribuible al método de recuperación.

Cabe destacar que los porcentajes de declinación obtenidos son un porcentaje teórico, y no representan el comportamiento real de la declinación de la producción del bloque central del campo. Esta declinación puede ser diferente debido a que existen factores que pueden afectar para la declinación de la producción

4.3. Evaluación económica

Para la realización de la evaluación económica se tomaron en cuenta todos los factores anteriormente mencionados. Los pronósticos de producción que se obtuvieron son diarios por lo que implico convertirlos a producción anual. Como el proyecto comenzó en el 2012, se tomaron los costos a ese tiempo. En las tablas siguientes se muestran los cálculos realizados para obtener los diferentes indicadores económicos. Cabe resaltar que los resultados ya se encuentran en moneda nacional (Pesos).

Precio del Barril: 1 barril = 76.85 USD y paridad de cambio: 1 Dólar =13.1 pesos.

CONCEPTO	PERIODO	0	1	2
EGRESOS (MMPesos)		94.50	41.00	92.80
INGRESOS (MMPesos)		0	418.27	836.06
FEN		-94.50	377.27	743.26
FEND		-94.50	336.85	592.52
FENDA		-94.50	242.35	834.87

CONCEPTO	PERIODO	3	4	5
EGRESOS (MMPesos)		345.51	219.60	319.60
INGRESOS (MMPesos)		1417.10	1829.17	2557.14
FEN		1071.59	1609.57	2237.54
FEND		762.74	1022.91	1269.64
FENDA		1597.61	2620.52	3890.17

CONCEPTO	PERIODO	6	7	8
EGRESOS (MMPesos)		385.60	465.60	485.60
INGRESOS (MMPesos)		3055.79	3651.67	3751.29
FEN		2670.19	3186.07	3265.69
FEND		1352.80	1441.22	1318.96
FENDA		5242.97	6684.19	8003.14

**“INYECCIÓN DE GAS HIDROCARBURO ENRIQUECIDO CON CO2 COMO MÉTODO DE RECUPERACIÓN PARA
MAXIMIZAR LA RENTABILIDAD EN UN CAMPO”**

CONCEPTO	PERIODO	9	10	11
EGRESOS (MMPesos)		286.60	140.00	67.00
INGRESOS (MMPesos)		2191.00	1207.02	638.15
FEN		1904.40	1067.02	571.15
FEND		686.75	343.55	164.19
FENDA		8689.89	9033.44	9197.63

CONCEPTO	PERIODO	12	13
EGRESOS (MMPesos)		31.00	16.00
INGRESOS (MMPesos)		337.70	191.00
FEN		306.70	175.00
FEND		78.72	40.11
FENDA		9276.36	9316.46

CONCEPTO	PERIODO	14	15
EGRESOS (MMPesos)		10.00	6.00
INGRESOS (MMPesos)		114.60	68.76
FEN		104.60	62.76
FEND		21.40	11.47
FENDA		9337.87	9349.33

Tabla IV.8 Evaluación Económica del Proyecto.

4.3.1 Indicadores económicos

VPN (MMPesos)	\$	9,349
VPI (MMPesos)	\$	235
VPN/VPI		39.81
VPC (MMPesos)	\$	1,322
RBC		6.01
TIR (anual)		480%
Periodo de recuperación del capital		2012

Tabla IV.9 Indicadores Económicos (2011-2026)

Con la evaluación económica realizada se pudo observar que el tiempo de recuperación de la inversión es al año 2012 ya que para ese año se empiezan a obtener números positivos (ganancias). Esto se aprecia en las tablas de evaluación económica.

Se obtuvo un VPN positivo con un valor de 9, 349, 000,000 Pesos lo indica que el proyecto es altamente rentable. El VPI y el VPC se obtuvieron con los costos de inversión y costos de operación respectivamente a una tasa del 12% anual. Dando un Valor Presente de Inversión de 235, 000,000 Pesos y un Valores Presente de costos de operación de 1, 322, 000,000 Pesos.

Se llevó a cabo el cálculo de la eficiencia de la inversión, resultando un $VPN/VPI = 39.8$, lo que indica que por cada peso invertido se estarán obteniendo 39.8 pesos de ganancia. Así mismo se realizó la relación de Beneficio-Costos que incluye los costos de operación y costos de inversión dando como resultado un $RBC = 6.01$, lo que indica que por cada peso gastado se obtendrá una ganancia de 6.01 pesos y un TIR de 480% con el cual reafirmamos que el proyecto es financiable y también rentable.

CONCLUSIONES

Técnicas

- Se tiene registro de un método similar implementado en campos de México, por lo que esto respalda el éxito de este método de recuperación mejorada.
- Es necesario realizar estudios dinámicos de laboratorio a fluidos y núcleos, para conocer el comportamiento que se obtendrá debido al contacto del aceite con el gas de inyección.
- Los resultados de la prueba piloto sin duda son alentadores en cuanto a volúmenes de aceites producidos, por lo que establece las bases para implementar dicho método en el bloque central del campo.
- Derivado del análisis de las posibles fuentes de suministro de gas, se definió que la corriente de gas hidrocarburo con CO₂ proveniente de la estación de compresión Sitio Grande junto con la de compresoras Agave es la mejor alternativa de suministro para el proceso, siendo este un gas con 23 % de CO₂ en su composición.
- De acuerdo a sus condiciones de densidad de pozos para influenciar, su atractivo espesor y su menor densidad de fracturamiento, con respecto al resto del campo, el Bloque Central del campo es la mejor opción para implementar un proceso de Recuperación Mejorada de Hidrocarburos.
- Dada su posición en la estructura, su historia de inyección, su facilidad de acondicionamiento y su buena capacidad de admisión, se estableció que el pozo C-4 fue la mejor alternativa como pozo inyector de gas durante la prueba piloto y también en la explotación del bloque central del campo.
- Es necesario contar con un equipo de compresión e inyección del gas de la corriente seleccionada capaz de inyectar en promedio 15 a 20 mmpcd de gas a la condición extrema de 300 Kg/cm² como presión de inyección.

Económicas

- Durante la elaboración de la evaluación económica, se considero el precio del barril de 76.85 USD ya que ese era el precio al tiempo que comenzó el proyecto.
- El tiempo de recuperación de la inversión es en el año 2, prácticamente después de 12 meses de implementación del método de recuperación mejorada, por lo tanto se obtiene un VPN mayor a cero.
- Uno de los indicadores más importantes es el VPN, en esta evaluación se obtuvo uno positivo de 9, 349, 000,000. Pesos lo indica que el proyecto es altamente rentable.
- Por su parte el VPI y el VPC se obtuvo con los costos de inversión y costos de operación respectivamente a una tasa del 12% anual para cada tiempo. Se calcula un Valor Presente de Inversión de 236, 000,000. Pesos y un Valor Presente de costos de operaciones de 1, 322,000, 000. Pesos.
- También se elaboro la relación de beneficio costo, en la cual resulto un $RBC = 6.01$, lo que indica que por cada peso gastado se obtendrá una ganancia de 6.01 pesos.
- Además se llevó a cabo el cálculo de la eficiencia de la inversión otorgando como resultado un $VPN/VPI = 39.81$, lo que indica que por cada peso invertido se estarán obteniendo 39.81 pesos de ganancia.
- Por último, se estimo la tasa interna de retorno (TIR) será del 480% anual, lo que indica que es muy financiable y altamente rentable el proyecto.
- Las anteriores evaluaciones económicas están consideradas bajo supuestos, sin embargo estas pueden variar en la operación real.

RECOMENDACIONES

- Es importante la toma de núcleos representativos del campo donde se aplicará la tecnología, con el fin de realizar análisis petrofísicos y realizar pruebas de desplazamiento en laboratorio.
- Es recomendable desarrollar, al inicio del proyecto con la inyección de un trazador que nos permita seguir el camino del gas inyectado a través del yacimiento.
- Es necesario concluir satisfactoriamente con el estudio de simulación de yacimiento, con la finalidad de contar con una herramienta capaz de describir lo más fielmente posible, la mejor estrategia de explotación para un campo y especialmente el proceso de Recuperación Adicional de Hidrocarburos por inyección de gas hidrocarburo enriquecido con CO₂
- Los criterios de escrutinio deben tomarse como recomendaciones generales, ya que es necesario realizar estudios de laboratorio para aplicar la inyección de gas hidrocarburo enriquecido con CO₂.
- Existen en México, campos con características similares al descrito en este trabajo para ser buenos candidatos para la aplicación de inyección de gas hidrocarburo enriquecido con CO₂.

NOMECLATURA

Símbolos	Significado
ρ	Densidad
m	Masa
V	Volumen
W	Peso
P	Presión
F	Fuerza
A	Área
V	Volumen específico
Pe	Peso específico
N _p	Volumen de aceite producido
N	Volumen original de aceite
Fr	Factor de recuperación
V _r	Volumen de la roca
V _p	Volumen de poros
V _s	Volumen de sólidos
ϕ	Porosidad
ϕ_a	Porosidad absoluta
V _{pc}	Volumen de poros comunicados
V _{pnc}	Volumen de poros no comunicados o aislados
C _f	Compresibilidad de la formación
R _r	Densidad relativa
μ	Viscosidad
C _g	Compresibilidad del gas
C _o	Compresibilidad del aceite
R _s	Relación gas disuelto en el aceite
R	Relación gas disuelto
B _o	Factor de volumen del aceite
B _g	Factor de volumen del gas
B _t	Factor de volumen total o de la fase mixta
P _r	Presión de rocío
°API	“American Petroleum Institute”, densidad del aceite
P _y	Presión del yacimiento
P _b	Presión de burbuja
RGA	Relación gas-aceite

“INYECCIÓN DE GAS HIDROCARBURO ENRIQUECIDO CON CO₂ COMO MÉTODO DE RECUPERACIÓN PARA MAXIMIZAR LA RENTABILIDAD EN UN CAMPO”

Pi	Presión inicial
EOR	Recuperación secundaria y mejorada
D	Darcy
cp	Centipoises
BPD	Barriles por día
°C	Grados Celcius
Psia	Unidades de presión en el sistema ingles
T	Temperatura
f _g	Flujo Fraccional del gas
ρ _g	Densidad del gas
ρ _o	Densidad del aceite
qt	Ritmo de expansión capa de gas
M	Peso molecular
Z	Factor de compresibilidad
K _g	Permeabilidad efectiva al gas
K _o	Permeabilidad efectiva al aceite
q _g	Ritmo de flujo de gas
q _o	Ritmo de flujo de aceite
S _f	Saturación del fluido
t	Tiempo de inicio de desplazamiento
CO ₂	Bióxido de Carbono
N ₂	Nitrógeno
YNF	Yacimiento naturalmente fracturado
T.P.	Tubería de producción
T.R.	Tubería de revestimiento
VPN	Valor presente neto
VPI	Valor presente de la inversión
VPN/VPI	Valor presente neto sobre el valor presente de la inversión
TIR	Tasa interna de retorno
RBC	Relación beneficio costo
USD	Dólares
MMUSD	Millones de dólares
FEN	Flujo de efectivo neto
FEND	Flujo de efectivo descontado
FENDA	Flujo de efectivo descontado acumulado

BIBLIOGRAFÍA

- 1) Apuntes de clase. "Comportamiento de Yacimientos" Catedrático Ing. Becerra Zepeda Mario. Facultad de Ingeniería U. N. A. M.
- 2) Recuperación Secundaria y Mejorada en México, Informe Anual 2007" , PEMEX Exploración y Producción.
- 3) Schechter, D.S., et al. Investigation of Efficiency Improvement during CO2 Injection in Hydraulically and Naturally Fractured Reservoirs, Semi-Annual Progress Report
- 4) Rodríguez N. Rafael, "Apuntes de Principios de Mecánica de Yacimientos". Facultad de Ingeniería, U. N. A. M.
- 5) De Ferer Paris Magdalena, "inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos" segunda edición, Maricaibo, Venezuela.
- 6) Rangel German Edgar. "El potencial de la recuperación mejorada de petróleo en México" Comisión nacional de hidrocarburos, México, D.F.
- 7) J. J. Taber y F. D. Martin "EOR Screening Criteria Revisited - Part 1: Introduction to Screening Criteria and Enhanced Recovery Field Projects", Improved Oil Recovery Symposium" Tulsa, Oklahoma, 21-24 Abril de 1996, SPE 35385.
- 8) Garicochea P. Francisco, Bashbush B. José Luis. "Apuntes de Comportamiento de yacimientos". Facultad de Ingeniería, U. N. A. M., 1987
- 9) J. J. Taber y F. D. Martin "Technical Screening Guides for the Enhanced Recovery of Oil", artículo SPE 12069 presentado en "58th Annual Technical Conference an Exhibition" llevado a cabo en San Francisco, California, 5-8 Octubre de 1983.
- 10) Susana Bidner Mirtha, "Propiedades de la Roca y los Fluidos en Reservorios de Petróleo". Ed. Eudeba, 2001.

- 11) Donaldson E.C., Chilingarian G.V. y Yen T.F., *Enhanced Oil Recovery, Processes and operations*, Elsevier 1989.
- 12) Nehring R, Hess R y Kamionski M: The Heavy Oil Resources of the United States. R-2946-DOE (Febrero de 1983).
- 13) Magdalena Paris de Ferrer , "Inyección de agua y gas en yacimiento petrolíferos"
- 14) T.D. Van Golf-Racht, " Fundamental of fractured reservoir engineering"
- 15) "Documento Final del Diseño de la Prueba Piloto de Inyección de Gas hidrocarburo enriquecido con CO2 para el Campo Cactus", Pemex Exploración y Producción, Región Sur, Activo Integral Muspac.
- 16) "Prueba Piloto de Inyección de Gas hidrocarburo enriquecido con CO2 en un campo de la Región Sur.", Revista Ingeniería Petrolera.
- 17) "Proyecto de una Prueba Piloto para Recuperación de Aceite Negro por medio de Inyección de gas hidrocarburo enriquecido con CO2 ", PEMEX, Gerencia de Explotación, Superintendencia General de Ingeniería en Yacimientos, Campo Cactus..
- 18) Pemex Exploración y Producción, "Diseño de la Prueba Piloto de Inyección de Gas enriquecido para el Campo Cactus", Informe final, Noviembre 2012.
- 19) Pemex Exploración y Producción, "Proyecto de Delimitación y Caracterización Inicial del Campo Cactus", Informe final, Diciembre 2012.
- 20) Reportes técnicos de avances de la implementación de la Prueba Piloto de Inyección de Gas enriquecido con CO2.
- 21) Equipo integrado Landmark-PEMEX, "Proyecto de Delimitación y Desarrollo Inicial Campo Cactus", Diciembre 2012.
- 22) "Proyecto de Recuperación Secundaria y Mejorada", Cactus, Activo Muspac Julio, 2009
- 23) Archivo del Pozo Sitio Grande. Prueba de Inyección de CO2 Periodo del febrero 2003 a de Julio 2007.
- 24) Estudio integrado Aceite Negro, Campo Cactus. Equipo Integrado Landmark APC-PEMEX, Gerencia de Planeación, Región Sur, Marzo 2009
- 25) Análisis de Núcleo del Pozo Cactus 4 : Informe del Análisis Geológico de

Núcleos 1 y 2, realizado por AGAT LABS Mexicana S.A. de C.V. para PEMEX, Región Sur Activo Muspac.

- 26) Giambattista De Ghetto, Francesco Paone, and Marco Vila, SPE 30316, "Pressure-Volumen-Temperature Correlations for Heavy and Extra Heavy Oils", AGIP S.P.A., Copyright 1995, Society of Petroleum Engineers Inc
- 27) Dra. Irma Glinz Férez, "Planeación y administración de proyectos de ciencias de la tierra", Facultad de Ingeniería, UNAM, 2007.
- 28) Leland Blank, Anthony Tarquin, "Ingeniería Económica", Editorial McGraw-Hill, Sexta edición, 2006.
- 29) Héctor Manuel Vidaurri Aguirre, "Matemáticas Financieras", Editorial GENGAGE Learning, 4ª. Edición, 2009.
- 30) Jack Gido, James P. Clemente, "Administración Exitosa de Proyectos", Editorial Thompson, segunda edición, 2003.

ÍNDICE DE FIGURAS

	Pág.
Fig. I.1 Proceso de separación Flash en forma esquemática en aceite y gas.	9
Fig. I.2 Diagrama de Fases para un sistema multicomponente.	10
Fig. I.3 Proceso de la tensión superficial.	11
Fig. I.4 Fases del Dióxido de Carbono (schechter, 2005).	12
Fig. I.5 Viscosidad del Dióxido de Carbono (schechter, 2005)	13
Fig. I.7 Grafica que repesena el porcentaje de recuperacin primaria con M.Empuje.	17
Fig. I.7 Esquema del desplazamiento de aceite por gas en una canal de flujo.	18
Fig. I.8 Inyeccion de gas externa	19
Fig. II.1 Modelo matemático de un yacimiento sometido a invasión	25
Fig. II.2 Volumen diferencial de la formacion sometida a la invasión	28
Fig. II.3 Distribución de Sat. con distancia durante el proceso de desplazamiento con gas	29
Fig. II.4 Inyección de gas hidrocarburo	31
Fig. II.5 Inyeccion de agua y gas en yacimientos inclinados	35
Fig. III.1 Localización del campo	39
Fig. III.2 Localizacion del Area Chiapas-Tabasco	40
Fig. III.3 Estratigrafía del campo	41
Fig. III.4 Sismica del campo	43
Fig. III.5 Petrofísica del pozo	44
Fig. III.6 Presión (Kg/cm ²) vs Viscosidad (cp).	47
Fig. III.7 Presión (Kg/cm ²) vs Bo (bbl/stb)	48
Fig. III.8 Distribucion del campo	50
Fig. III.9 Etapas de explotacion del campo.	53
Fig. III.10 Infraestructura requerida	55
Fig. III.11 Distribucion de la zona de gas	60
Fig. III.12 Distribución de la zona de casquete de gas	60
Fig. III.13 Distribución de la zona de interés.	61
Fig. III.14 Estado mecánico de pozo C-4	63
Fig. III.15 Celda de burbuja ascendente(no miscible)	64
Fig. III.16 Celda de burbuja ascendente (miscible).	65
Fig. III.17 Prueba de hinchamiento	66
Fig. III.18 Ejemplo de precipitacion positiva	67
Fig. III.19 Prueba de precipitacion de asfaltenos	67
Fig. III.20 Estudio de cromatografía de gas	68
Fig. III.21 Resultados de la prueba piloto para el Qo	69

Fig. III.22 Resultados de la prueba piloto para la producción acumulada	70
Fig. III.23 Localización de los pozos por zonas en el bloque central.	72
Fig. III.24 Pronósticos de producción atribuible al método de recuperación	73
Fig. III.25 Pronósticos de producción atribuible al proceso de recuperación	74
Fig. IV.1 Pronóstico de la declinación natural para el bloque central.	84
Fig. IV.2 Pronóstico de producción de aceite del bloque central.	86
Fig. IV.3 Pronóstico de producción de gas del bloque central.	87

ÍNDICE DE TABLAS

	Pág.
Tabla I.1 Propiedades del gas seco e inerte.....	13
Tabla I.2 Ventajas y desventajas de la inyección de gas interna.	19
Tabla I.3 Ventajas y desventajas de la inyección de gas externa.....	20
Tabla I.4 Clasificación y efectos de los métodos de recuperación mejorada.	22
Tabla II.1 Ecuaciones simplificadas para el flujo fraccional de gas.	27
Tabla II.2 Criterios para inyección de gas hidrocarburo.	31
Tabla II.3 Tratamiento al gas y agua de inyección.	37
Tabla III.1 Petrofísica del campo.	45
Tabla III.2 Propiedades PVT del pozo C-4.....	46
Tabla III.3 Resultado de la Presión vs Viscosidad.	48
Tabla III.4 Resultado de la Presión vs Bo.	49
Tabla III.5 Tabla de antecedentes del campo.....	51
Tabla III.6 Resultados de Prueba de Inyectividad con N ₂	56
Tabla III.7 Tabla de la Mezcla Total.	57
Tabla III.8 Resultados de la Mezcla 1 y 2.	57
Tabla III.9 Información para diseño de equipo de compresión.	58
Tabla IV.1 Costos de Acondicionamiento de Pozos.	80
Tabla IV.2 Costos de los diferentes componentes del equipo de inyección de gas.	81
Tabla IV.3 Costos de implementación del equipo.	82
Tabla IV.4 Mano de obra utilizada en todo el proyecto.	83
Tabla IV.5 Pronóstico de la Declinación Natural.....	85
Tabla IV.6 Pronóstico de Producción de aceite atribuible al método de recuperación.	87
Tabla IV.7 Pronóstico de Producción de gas atribuible al método de recuperación.	88
Tabla IV.8 Evaluación Económica del Proyecto.	90
Tabla IV.9 Indicadores Económicos (2011-2026).	91