

UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO
CURSOS ESPECIALES DE GRADO



**“ESTUDIO DE LA ALTERNATIVA DE INYECCIÓN DE CO₂
PARA EL RECOBRO DE LÍQUIDO EN YACIMIENTOS DE GAS
CONDENSADO RETROGRADO”**

REALIZADO POR:

ELENITZA MARIA MEDINA TOVAR

Trabajo de Grado presentado ante la Universidad de Oriente como requisito
parcial para optar al título de:

INGENIERO DE PETRÓLEO

PUERTO LA CRUZ, ABRIL DE 2011

UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO
CURSOS ESPECIALES DE GRADO



**“ESTUDIO DE LA ALTERNATIVA DE INYECCIÓN DE CO₂
PARA EL RECOBRO DE LÍQUIDO EN YACIMIENTOS DE GAS
CONDENSADO RETROGRADO”**

JURADO:

El jurado hace constar que asignó a esta monografía la calificación de:

ING. JAIRO URICARE

PUERTO LA CRUZ, ABRIL DE 2011

RESOLUCIÓN

De acuerdo al Artículo número 41 del reglamento de Trabajo de Grado
Resolución CU N° 034/2009:

“Los trabajos son propiedad exclusiva de la Universidad de Oriente, y solo podrán ser utilizados para otros fines con el consentimiento expreso del Consejo de Núcleo respectivo, quien participará al Consejo de Universidades”

DEDICATORIA

Este trabajo se lo dedico a mi familia. A mis padres **Enio Medina**, y **Elsa Tovar**, a mi hermano **Enio Rafael Medina**. Este éxito también es de ustedes, por su amor, dedicación y preocupación, por haberme apoyado en todo momento, motivándome y ayudándome a alcanzar esta meta.

A mis abuelos, tíos y por último a mis primos porque sé que le servirá de ejemplo en un futuro.

A toda mi familia le dedico este éxito.

Elenitza Maria Medina Tovar

AGRADECIMIENTOS

Antes que nada quiero agradecer a **Dios** por haberme dado la fortaleza para superar todos los obstáculos que se me presentaron, te doy gracias padre celestial por estar conmigo en todo momento, por permitirme vivir este sueño, y por lo que falta por recorrer te pido me acompañes.

A mis padres, por haberme dado la vida, por cuidarme, apoyarme y confiar en mí. Les agradezco el haberme dado educación, no todos tienen esa oportunidad. Lo que soy se lo debo a ustedes. **A mi hermano** por su tolerancia y por ayudarme cuando lo necesite. **Gracias los quiero mucho!**

Al profesor **Jairo Uricare**, asesor académico y jurado, por haberme orientado con mucho profesionalismo las infinidad de veces que fui en busca de su ayuda y con quién aprendí mucho durante la realización de las Áreas de Grado.

A mi amiga **Miriam Fuentes**, por su colaboración en toda mi carrera, por orientarme y preocuparse siempre por mis estudios. Todo salió como queríamos. Lo logramos!

A mi amigo **Sergio Goschenko**, porque siempre estuvo allí cuando lo necesité, por estar conmigo hasta el final. Gracias por la compañía en toda nuestra carrera en la universidad, por compartir conmigo logros, alegrías y tristezas, gracias por el cariño, por la amistad. A la familia **G.Borges**, quienes me abrieron las puertas de su casa, gracias por todo, son como mi familia. Los llevare a todos en el corazón.

A mis amigos y compañeros de clase: **Amin El Souki**, por su preocupación y ayuda incondicional en todo momento. **Anyela Rizales, Argenis Moreno, Christhian Arias, Damelys Silva, Dayana Martínez, Eliani Romero, Erlyn Senra, Guillermo Duque, Hector León, Jose Alejandro Pérez, Jose Terso, Karen Fermin, Lirida Carvajal, Losby Marín, Maria Antonieta, Miguel Ángel Martínez, Nazareth Barrero Cornivelli, Raul Gonzalez, Rommel Timoshenko**, gracias por su amistad, por su ayuda, por escucharme cuando necesitaba apoyo, por la colaboración, por ser como son. Son y serán especiales para mí. Gracias por todo!

CONTENIDO

RESOLUCIÓN	III
DEDICATORIA	IV
AGRADECIMIENTOS	V
CONTENIDO	VII
LISTA DE FIGURAS	XII
LISTA DE TABLAS	XIV
RESUMEN	XV
CAPÍTULO I. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	16
1.1. Introducción	16
1.2. Objetivos	17
1.2.1. Objetivo General	17
1.2.2. Objetivos Específicos	17
CAPÍTULO II. MARCO TEORICO	19
2.1. Clasificación De Los Yacimientos De Gas	19
2.1.1. Yacimiento de Gas Seco	19
2.1.2. Yacimiento de Gas Húmedo	20
2.1.3. Yacimiento de Gas Condensado	21
2.1.3.1 Diagrama de fases de un Gas Condensado	22
2.1.3.2 Gotas de rocío en un yacimiento	23
2.1.3.3. Bloque de condensado	25
2.1.3.4. Características iniciales de Producción de Gases Condensados	29
2.1.3.5. Relación Gas Condensado de Gases Condensados	30
2.1.3.6. Comportamiento de la Gravedad API del Condensado	32
2.1.3.7. Clasificación de los yacimientos de gas condensado	33
2.1.3.8. Factor de compresibilidad del Gas Condensado a $P > P_{proc}$	35

2.1.3.9. Factor de compresibilidad Bifásico.....	35
2.1.3.9.1. Correlación para estimar el factor de compresibilidad bifásico	36
2.2. Propiedades Físicas y Multifásicas de la Roca	37
2.2.1. Porosidad.....	37
2.2.2. Saturación.....	39
2.2.3 Permeabilidad	40
2.2.3.1. Clasificación de la Permeabilidad.....	41
2.2.4. permeabilidades Relativas.....	43
2.2.4.1. Características de la curvas de Permeabilidad Relativa	43
2.2.5. Tensión Interfacial.....	45
2.2.6. Humectabilidad	46
2.2.7. Presión Capilar (Pc).....	47
2.3. Definición General del Dióxido de Carbono.....	47
2.4. Propiedades del Dióxido de Carbono	48
2.5. Antecedentes de la Inyección de CO ₂	48
2.6. Comportamiento de Miscibilidad Hidrocarburos- CO ₂	50
2.6.1. presión Mínima de Miscibilidad.....	50
2.6.2. Miscibilidad Hidrocarburos – CO ₂	51
2.6.3. Representación del comportamiento de fases hidrocarburos- CO ₂	52
2.6.4. Mecanismo de empuje por gas vaporizante	54
CAPÍTULO III. MARCO METODOLÓGICO	57
3.1. ETAPA I. Evaluar las causas que conllevan a la pérdida de productividad del gas condensado hacia la superficie.	57
3.2. ETAPA II. Describir el método de inyección de Dióxido de carbono. .	57
3.3. ETAPA III. Enumerar las fases del proceso de recuperación de condensado retrógrado con CO ₂	58

3.4. ETAPA IV. Identificar los cambios que presentan los Yacimientos de Gas Condensado ante la Estimulación con CO ₂	58
3.5. ETAPA V. Establecer las ventajas y desventajas de la inyección de CO ₂ en los Yacimientos de Gas Condensado.....	58
3.6. ETAPA VI. Comparar el efecto de la inyección de CO ₂ en los yacimientos de Gas condensado, con respecto a los métodos convencionales.....	58
3.7. ETAPA VII. Aplicación de la inyección de CO ₂ en un yacimiento real de gas condensado.....	59
CAPÍTULO IV. DESARROLLO	60
4.1. Evaluar las causas que conllevan a la pérdida de productividad del gas condensado hacia la superficie.	60
4.1.1. Acumulación de Líquido en los Pozos	60
4.1.2. Acumulación de Líquido en la Formación.....	61
4.1.3. En Zonas Cercanas a los Pozos.....	62
4.1.4. Desarrollo del anillo de Condensado	64
4.2. Descripción del Método de Inyección de Dióxido de Carbono	64
4.2.1 Inyección de Dióxido de carbono.....	64
4.2.2. Características generales y mecanismos del proceso de inyección del CO ₂	65
4.2.3. Criterios para la aplicación del CO ₂	66
4.3. Fases del Proceso de Recuperación de Condensado Retrógrado con CO ₂	68
4.3.1. Fase de Inyección.....	69
4.3.2. Fase de Cierre	71
4.3.3. Fase de Producción.....	71
4.4. Cambios que presentan los Yacimientos de Gas Condensado ante la Estimulación con CO ₂	71

4.5. Ventajas y Desventajas de la Aplicación de la Inyección de CO ₂ en Yacimientos de Gas Condensado.	74
4.6. Comparación de la inyección de CO ₂ en los yacimientos de Gas condensado, con respecto a los métodos convencionales.	75
4.6.1. Inyección de Agua	75
4.6.1.1. Ventajas de la inyección de agua.....	75
4.6.1.2 Desventajas de la inyección de agua	76
4.6.1.3 Inyección de Agua en Yacimientos de Gas Condensado Agotados	76
4.6.1.4. Inyección de Agua vs. Agotamiento Natural.....	77
4.6.1.5. Inyección de Agua vs. Inyección de Gas.....	78
4.6.2. Inyección Alterna de Agua y Gas.....	78
4.6.2.1. Ventajas de la Inyección Alterna de Agua y Gas (IAAG).....	80
4.6.2.2. Factores que afectan el proceso de Inyección Alterna de Agua y Gas (IAAG)	80
4.6.2.3. Recomendaciones para aplicar el proceso Inyección Alterna de Agua y Gas (IAAG)	80
4.6.3. Inyección de Nitrógeno	81
4.6.3.1. Aplicaciones del Nitrógeno (N ₂).....	82
4.6.3.2. Ventajas de la Inyección de (N ₂)	82
4.6.3.3. Desventajas de la Inyección de (N ₂)	83
4.7. Aplicación de la inyección de CO ₂ en un yacimiento real de gas condensado.....	83
4.7.1. Resultados de inundación en el núcleo.	84
4.7.2. Proyecto de Campo:	84
4.7.3. Desempeño del Huff 'n' Puff.	85
4.7.4. Respuesta de inundado:	86
4.7.5. Evaluación piloto:.....	86
4.7.6. Economía.....	87

4.7.7. Conclusión:	88
CONCLUSIONES	92
RECOMENDACIONES	94
BIBLIOGRAFÍA.....	95
METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO.....	97

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1. Diagrama de fases de un yacimiento de gas Seco	20
Figura 2.2. Diagrama de fases de un yacimiento de gas húmedo	21
Figura 2.3 Diagrama de fases de un yacimiento de gas Condensado.....	22
Figura 2.4. Formación del bloque de Condensado	24
Figura 2.5. Regiones de Yacimiento	26
Figura 2.6. Comportamiento típico de la RGC de un Gas Condensado	32
Figura 2.7. Comportamiento de la Gravedad API de un Condensado	33
Figura 2.8. Rendimiento de líquido de varios yacimientos.....	35
Figura 2.9. Porosidad de la roca representada por el espacio de color turquesa (parte no sólida). La matriz o la parte sólida representada en color marrón.	39
Figura 2.10. Representación gráfica donde se explica la ley de Darcy que define el movimiento de fluidos a través del medio poroso, cuya propiedad es la permeabilidad (k)	41
Figura 2.11. Curva Típica de Permeabilidad Relativa Gas- Petróleo.....	44
Figura 2.12. Mojabilidad de los fluidos.....	46
Figura 2.13. Diagrama pseudo ternario hipotético mostrando el comportamiento de fases del CO ₂ con hidrocarburos, a presión y temperatura constante.	54
Figura 2.14. Diagrama pseudo ternario mostrando el mecanismo de empuje por gas vaporizante con CO ₂	56
Figura 4.1. Ilustración de las regiones que se forman alrededor de un pozo de gas condensado cuando $P_{wf} < P_{roc}$	64
Figura 4.2. Representación esquemática de la fase de inyección de CO ₂ ...	70
Figura 4.3. Proceso de Inyección Alternada de Agua y Gas (IAAG).....	79

Figura 4.4 Proceso de Inyección de Nitrógeno en un Yacimiento de Gas
Condensado..... 82
Figura 4.5. Diagrama del campo Halfmoon 91

LISTA DE TABLAS

Tabla 2.1. Propiedades del Dióxido de carbono	48
Tabla 4.1. Propiedades de la roca y Fluido del Yacimiento Halfmoon	89
Tabla 4.2. Respuesta de Campo de las Operaciones Huff 'n' Puff	90

RESUMEN

Un yacimiento de Gas Condensado puede obstruirse con sus componentes más valiosos. La saturación del líquido condensado puede incrementarse en la región vecina al pozo como consecuencia de la caída de presión por debajo del punto de rocío, restringiendo en última instancia el flujo de gas. La restricción en la zona vecina al pozo puede reducir la productividad de un pozo en un factor de dos o más. Este fenómeno, es conocido como formación de bloque o banco de condensado. Para minimizar las pérdidas de líquido por condensación retrograda, uno de los métodos utilizados es la Inyección de CO₂, este método permite mantener la presión del yacimiento usualmente mayor o cerca a la del punto de rocío. Un criterio esencial para la aplicación de este método, es garantizar una fuente de CO₂ adecuada y confiable a un costo razonable. Siendo la propiedad más importante del CO₂ su capacidad para vaporizar y extraer porciones del condensado, con el cual se pone en contacto. Determinando, la Presión Mínima de Miscibilidad (*PMM*), las condiciones bajo las cuales, ocurrirá el desplazamiento (miscible, o inmisible).

CAPÍTULO I.

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

1.1. Introducción

Los yacimientos de gas condensado están siendo considerados de gran importancia tanto desde el punto de vista de desarrollo económico como desde el punto de vista estratégico. Pueden definirse como yacimientos donde la composición de la mezcla gaseosa se mantiene constante a condiciones iniciales de yacimiento. Están compuestos principalmente de metano [C₁] y de otros hidrocarburos de cadena corta, pero también contiene hidrocarburos de cadena larga, denominados fracciones pesadas. Al disminuir la presión isotérmicamente se alcanza el punto de rocío, el fluido se separará en dos fases, una fase gaseosa y una fase líquida, lo que se conoce como condensación retrógrada, con valores de temperatura entre la crítica y la cricondentérmica.

Debido a las características especiales de los yacimientos de gas condensado, en comparación con los yacimientos de petróleo negro, estos yacimientos presentan ciertos problemas adicionales a su explotación, entre ellos, la acumulación de líquido en pozos y formación que afecta negativamente las características de flujo de estos pozos.

Hinchman y Barree (1985) estudiaron el efecto de las características de los fluidos sobre la declinación de la productividad de un pozo de gas-condensado y demostraron que la cantidad de acumulación de condensado cerca al pozo depende de la riqueza del gas condensado, de los datos de permeabilidad relativa y de la viscosidad del líquido.

Para optimizar la explotación de yacimientos de gas condensado es necesario, aplicar técnicas que permitan movilizar el condensado que satura el medio poroso. La inyección de CO₂ es un método cuyo propósito es mantener la presión del yacimiento lo suficientemente alta (usualmente mayor o cerca a la del punto de rocío) para minimizar las pérdidas de líquido por condensación retrógrada. El objetivo del presente trabajo de investigación es estudiar la inyección de CO₂, como alternativa, para el recobro de líquido en yacimientos de gas condensado.

1.2. Objetivos

1.2.1. Objetivo General

“Estudiar la alternativa de inyección de CO₂ para el recobro de líquido en Yacimientos de Gas Condensado Retrógrado”.

1.2.2. Objetivos Específicos

- Evaluar las causas que conllevan a la pérdida de productividad del gas condensado hacia la superficie.
- Describir el método de inyección de Dióxido de carbono.
- Enumerar las fases del proceso de recuperación de condensado retrógrado con CO₂
- Identificar los cambios que presentan los Yacimientos de Gas Condensado ante la Estimulación con CO₂
- Establecer las ventajas y desventajas de la inyección de CO₂ en los Yacimientos de Gas Condensado.
- Comparar el efecto de la inyección de CO₂ en los yacimientos de Gas condensado, con respecto a los métodos convencionales.

- Aplicación de la inyección de CO₂ en un yacimiento real de gas condensado.

CAPÍTULO II.

MARCO TEORICO

2.1. Clasificación De Los Yacimientos De Gas

Dependiendo del estado en que se encuentre inicialmente la mezcla de hidrocarburos en el yacimiento, en forma general, los yacimientos de gas se subdividen en yacimientos de gas seco, de gas húmedo y de gas condensado.

2.1.1. Yacimiento de Gas Seco

Los yacimientos de gas seco contienen principalmente metano ($\%C_1 > 90$) con pequeñas cantidades de pentano y componentes más pesados ($\%C_{5+} < 1$). La temperatura de los yacimientos de gas seco es mayor que la temperatura cricondentérmica y ni a las condiciones de yacimiento ni a las de superficie se entra a la región de dos fases durante el agotamiento de presión del yacimiento por lo que la mezcla de hidrocarburos se encuentra siempre en fase gaseosa. Teóricamente los yacimientos de gas seco no producen líquidos en superficie, un sistema de hidrocarburos que produzca con una relación gas-líquido (RGL) mayor de 100.000 PCN/BN se considera seco.

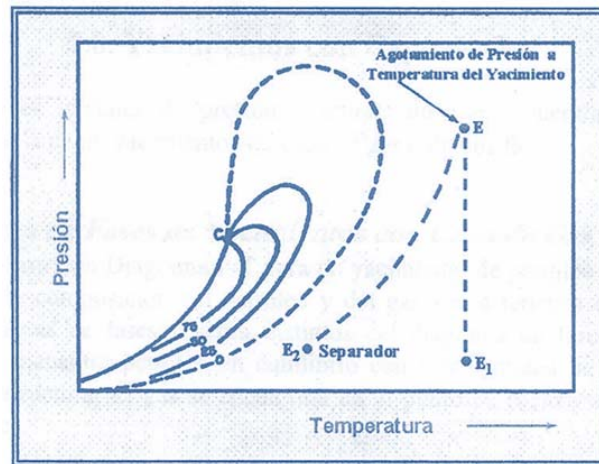


Figura 2.1. Diagrama de fases de un yacimiento de gas Seco

2.1.2. Yacimiento de Gas Húmedo

Los gases húmedos se caracterizan por un mayor contenido de componentes intermedios y pesados que los gases secos. El término "Húmedo" proviene de que a las condiciones de separación en superficie la mezcla cae en la región de dos fases generando relaciones gas-líquido mayores que 15.000 PCN/BN de acuerdo a la Tabla tomada del trabajo de McCain. El líquido del tanque tiende a ser incoloro (similar a la gasolina natural) con gravedad API mayor de 60°. El contenido líquido del gas húmedo es menor de 30 BN/MMPCN.

- Los gases húmedos difieren de los gases condensados en lo siguiente:
- No ocurre condensación retrógrada durante el agotamiento de presión.
 - Tiene menos cantidad de componentes pesados.
 - La cantidad de líquido condensado en el separador es menor.

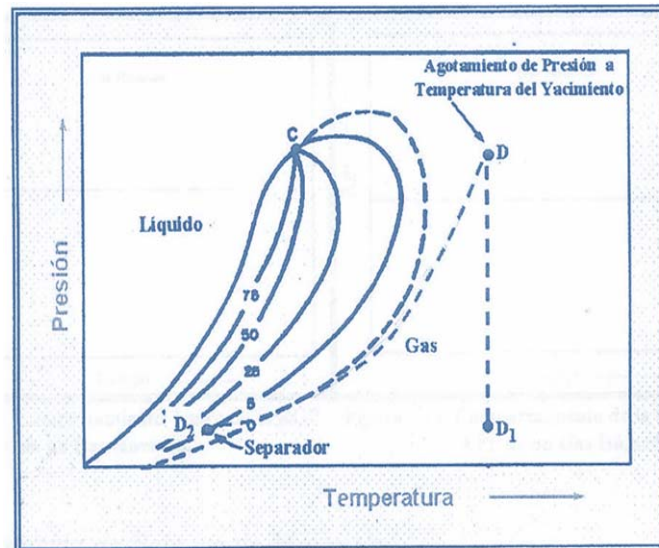


Figura 2.2. Diagrama de fases de un yacimiento de gas húmedo

2.1.3. Yacimiento de Gas Condensado

Un gas condensado es un fluido monofásico en condiciones de yacimiento originales. Está compuesto principalmente de metano [C₁] y de otros hidrocarburos de cadena corta, pero también contiene hidrocarburos de cadena larga, denominados fracciones pesadas. Bajo ciertas condiciones de temperaturas y presión, este fluido se separará en dos fases, una fase gaseosa y una fase líquida lo que se conoce como condensado retrógrado.

Condensado: Líquido formado por la condensación de un vapor o gas; específicamente, hidrocarburos líquidos separados del gas natural debido a los cambios de presión y temperatura cuando el gas recorre el camino desde el yacimiento hasta los separadores en superficie.

2.1.3.1 Diagrama de fases de un Gas Condensado

El diagrama de fase de la figura es típico de un yacimiento de gas condensado. A condiciones iniciales de presión y temperatura de yacimiento la mezcla de hidrocarburos se encuentra en fase gaseosa (Punto C), o en el punto de rocío (Punto C_1)¹.

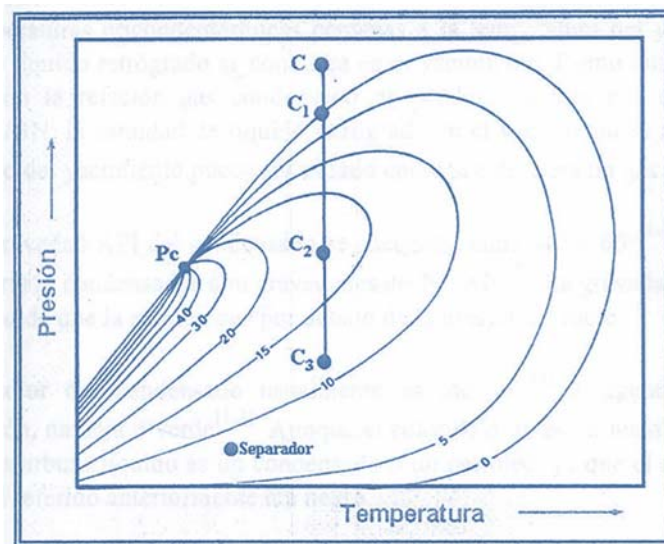


Figura 2.3 Diagrama de fases de un yacimiento de gas Condensado

La temperatura del yacimiento se encuentra entre la temperatura crítica y la cricondentérmica de la mezcla de hidrocarburos. A medida que la presión decrece (punto C- C_1) debido a la producción, la composición de la mezcla de hidrocarburos en el yacimiento permanecerá constante hasta alcanzar la presión de rocío (C_1). Con el continuo agotamiento de presión en el yacimiento (C_1 - C_2), la presión cae por debajo de la presión de rocío y se condensa líquido del fluido del yacimiento (gas), ocurriendo el fenómeno llamado **Condensación Retrógrada**. Se llama condensación retrógrada porque generalmente durante una dilatación isotérmica ocurre vaporización

en vez de condensación. Debido a esta condensación la fase gaseosa disminuirá su contenido de líquido. La presión del yacimiento en parte del diagrama indica que a bajas presiones el líquido comienza a revaporizarse (C_2 - C_3). Esto ocurre en el laboratorio; sin embargo, es probable que esto no ocurra en el yacimiento, porque durante la producción la composición del fluido del yacimiento cambia.

La condensación retrógrada es causada por las fuerzas que actúan sobre las moléculas de diferente tamaño y depende del balance de esas fuerzas. Cuando la presión disminuye por debajo de la presión de rocío las fuerzas de atracción entre las moléculas livianas y pesadas disminuye debido a que las moléculas livianas se apartan mucho de las pesadas. Cuando esto ocurre, la atracción entre las moléculas de componentes pesados se hace más efectiva produciendo su condensación. Mayor reducción de presión permite a las moléculas de componentes pesados su normal vaporización hasta alcanzar nuevamente el punto de rocío (completa vaporización del condensado retrógrado).

2.1.3.2 Gotas de rocío en un yacimiento

Cuando se forma por primera vez en un yacimiento de gas, el líquido condensado es inmóvil debido a las fuerzas capilares que actúan sobre los fluidos. Es decir, una gota microscópica de líquido, una vez formada, tenderá a quedarse atrapada en los poros o gargantas de poros pequeñas. Incluso en el caso de los gases condensados ricos, con una condensación sustancial de líquido, la movilidad del condensado, que es la relación entre la permeabilidad relativa y la viscosidad, sigue siendo insignificante lejos de los pozos. En consecuencia, el condensado que se forma en la mayor parte del yacimiento se pierde en la producción a menos que el plan de explotación del

yacimiento incluya el reciclaje del gas. El efecto de esta condensación sobre la movilidad del gas es habitualmente despreciable. Cerca de un pozo productor, la situación es diferente. Cuando la presión de fondo de pozo cae por debajo del punto de rocío, se forma un sumidero en la región vecina al pozo. A medida que el gas ingresa en el sumidero, el líquido se condensa. Luego de un breve período transitorio, se acumula suficiente líquido como para que su movilidad se vuelva significativa. El gas y el líquido compiten por las trayectorias de flujo, como lo describe la relación entre sus correspondientes permeabilidades relativas. La formación de un bloque de condensado es el resultado de la reducción de la movilidad del gas en las adyacencias de un pozo productor por debajo del punto de rocío.

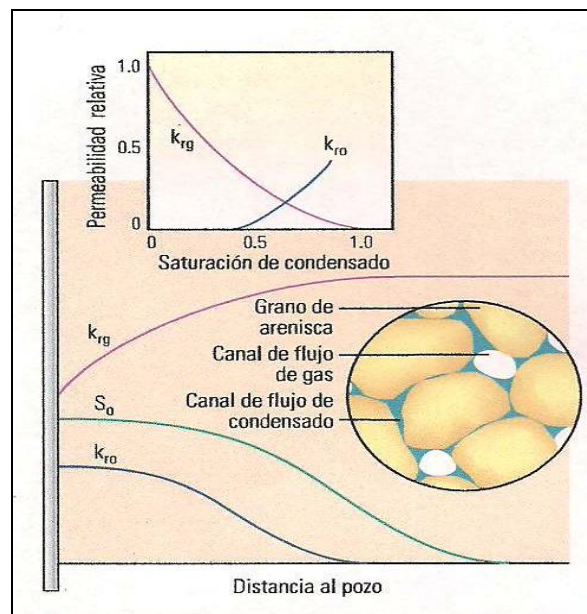


Figura 2.4. Formación del bloque de Condensado

La caída de la presión del yacimiento por debajo del punto de rocío tiene dos resultados principales, ambos negativos: la producción de gas y condensado declina debido a la formación de un bloque de condensado en la región vecina al pozo y el gas producido contiene menos fracciones pesadas valiosas debido a la condensación a través de todo el yacimiento, donde el condensado tiene una movilidad insuficiente como para fluir en dirección hacia el pozo.

2.1.3.3. Bloque de condensado

No todos los yacimientos de gas condensado están limitados por presión debido a la formación de un bloque de condensado en la región vecina al pozo, aunque todos estos campos experimentarán este fenómeno. El grado en que la segregación de condensado constituye un problema para la producción, depende de la relación entre la caída de presión experimentada dentro del yacimiento y la caída de presión total que se produce desde las áreas lejanas del yacimiento hasta un punto de control en la superficie.

Si la caída de la presión del yacimiento es significativa, la caída de presión adicional debida a la segregación de condensado puede ser muy importante para la productividad del pozo. Esta condición es típica en formaciones con un valor bajo de la capacidad de flujo, que es el producto de la permeabilidad por el espesor neto de la formación (kh). Contrariamente, si en el yacimiento se produce una pequeña fracción de la caída de presión total, lo que es habitual en formaciones con valores de kh altos, la caída de presión adicional producida en el yacimiento como consecuencia del bloque de condensado tendrá probablemente poco impacto sobre la productividad de los pozos.

Como pauta general, se puede asumir que el bloque de condensado duplica la caída de presión en el yacimiento para la misma tasa de flujo².

Conceptualmente, el flujo en los yacimientos de gas condensado puede dividirse en tres regiones de yacimiento.

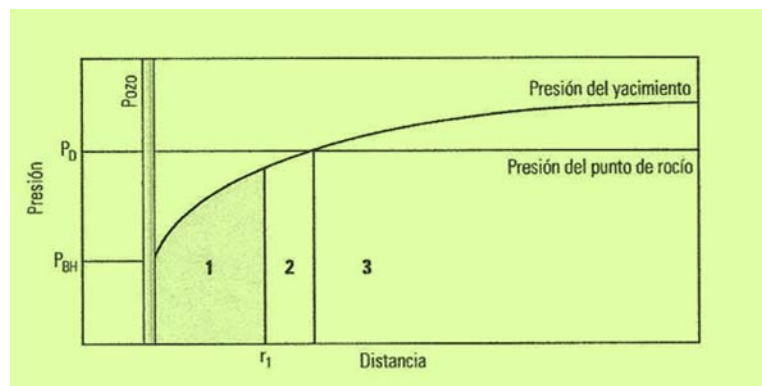


Figura 2.5. Regiones de Yacimiento

Las **dos regiones** más próximas a un pozo pueden formarse cuando la presión de fondo de pozo está por debajo del punto de rocío del fluido. **La tercera región**, que se forma lejos de los pozos productores, existe sólo cuando la presión del yacimiento está por encima del punto de rocío.

Esta tercera región incluye la mayor parte del área del yacimiento que se encuentra alejada de los pozos productores. Dado que está por encima de la presión del punto de rocío, sólo existe y fluye una fase de hidrocarburo: el gas. El límite interior de esta región tiene lugar donde la presión iguala a la presión del punto de rocío del gas de yacimiento original. Este límite no es fijo sino que se desplaza hacia afuera a medida que el pozo produce

hidrocarburos y la presión de formación cae, desapareciendo finalmente cuando la presión en el límite exterior cae por debajo del punto de rocío.

En la **segunda región**, la región de segregación de condensado, el líquido se separa de la fase gaseosa, pero su saturación continúa siendo suficientemente baja como para que se mantenga inmóvil; sigue existiendo flujo de gas monofásico. La cantidad de líquido que se condensa queda determinada por las características de la fase del fluido, como lo indica su diagrama PVT. La saturación del líquido aumenta y la fase gaseosa se vuelve más pobre a medida que el gas fluye hacia el pozo. Esta saturación en el límite interior de la región usualmente se aproxima a la saturación crítica del líquido para el flujo, que es la saturación residual de petróleo.

En la **primera región**, la más cercana a un pozo productor, fluye tanto la fase gaseosa como la fase de condensado. La saturación del condensado en esta región es mayor que la saturación crítica. Las dimensiones de esta región oscilan entre decenas de pies para los condensados pobres y cientos de pies para los condensados ricos. Su tamaño es proporcional al volumen de gas drenado y al porcentaje de condensación de líquido. Dicha región se extiende más lejos del pozo para las capas con una permeabilidad más alta que la permeabilidad promedio, ya que a través de esas capas ha fluido un mayor volumen de gas. Incluso en los yacimientos que contienen gas pobre, con baja condensación de líquido, el bloque de condensado puede ser significativo porque las fuerzas capilares pueden retener un condensado que con el tiempo desarrolla alta saturación.

Esta región correspondiente al bloque de condensado en la zona vecina al pozo controla la productividad del mismo. La relación gas/condensado circulante es básicamente constante y la condición PVT se considera una

región de expansión a composición constante. Esta condición simplifica la relación existente entre la permeabilidad relativa al gas y la permeabilidad relativa al petróleo, lo que hace que la relación entre ambas sea una función de las propiedades PVT.

No obstante, en la región vecina al pozo se producen efectos de permeabilidad relativa adicionales porque la velocidad del gas, y en consecuencia la fuerza viscosa, es extrema. La relación entre la fuerza viscosa y la fuerza capilar se denomina número capilar. Las condiciones del gradiente de presión producidas por la alta velocidad o la baja tensión interfacial poseen números capilares altos, lo que indica que predominan las fuerzas viscosas y que la permeabilidad relativa al gas es mayor que el valor que se registra con tasas de flujo más bajas.

A velocidades de flujo aún más altas, en la zona más cercana al pozo, el efecto inercial o efecto de Forchheimer reduce de alguna manera la permeabilidad relativa al gas. La base de este efecto es el arrastre inicial que se produce cuando el fluido se acelera para atravesar las gargantas de poros y luego disminuye la velocidad una vez que ingresa en un cuerpo poroso². El resultado es una permeabilidad aparente más baja que la que podría esperarse a partir de la ley de Darcy. Este efecto se conoce normalmente como flujo no darciano.

El impacto global de los dos efectos producidos por la alta velocidad es usualmente positivo, lo que reduce el impacto del bloque de condensado. Se necesitan experimentos de impregnación de núcleos de laboratorio para medir el efecto inercial y el efecto del número capilar sobre la permeabilidad relativa.

Si bien la primera indicación de la presencia de un bloque de condensado es habitualmente una declinación de la productividad, su presencia a menudo se determina mediante pruebas de presión transitoria. Se puede interpretar una prueba de incremento de presión para mostrar la distribución del líquido antes de cerrar el pozo. El comportamiento a corto plazo en la prueba de presión transitoria refleja las condiciones existentes en la región vecina al pozo. El bloque de condensado se indica por la existencia de un gradiente de presión más pronunciado cerca del pozo. Con tiempos de prueba más prolongados, la permeabilidad efectiva del gas lejos del pozo domina la respuesta; la permeabilidad puede determinarse a partir de la curva de la derivada del cambio de presión en un gráfico doble logarítmico de los cambios de pseudo-presión y tiempo de cierre. Si la prueba se prolonga suficiente tiempo y ese tiempo de prueba de cierre depende de la permeabilidad de la formación las propiedades del flujo lejos del pozo serán evidentes.

2.1.3.4. Características iniciales de Producción de Gases Condensados

En su camino hacia el tanque de almacenamiento, el gas condensado sufre una fuerte reducción de presión y temperatura y penetra rápidamente en la región de dos fases para llegar a superficie con las siguientes características:

- * El límite inferior de la relación gas condensado para un gas retrógrado es aproximadamente 3200 PCN/BN. Sin embargo, el límite inferior no ha sido definido, se han observado relaciones gas petróleo por encima de 150.000 PCN/BN. Una relación gas petróleo inicial menor a 5000 PCN/BN indica un gas condensado muy rico. Gases con altas relaciones gas condensado tienen temperaturas cricondertérmicas

cercanas a la temperatura del yacimiento y muy poco líquido retrógrado se condensa en el yacimiento. Como una manera práctica, cuando la relación gas condensado de producción está por encima de 15.000 PCN/BN, la cantidad de líquido retrógrado en el yacimiento es muy pequeña y el fluido del yacimiento puede ser tratado como si este fuera un gas húmedo.

- * La gravedad API del condensado se encuentra entre 40° y 60°. Aunque se han reportado condensados con gravedades de 29°API. La gravedad API incrementa a medida que la presión cae por debajo de la presión de rocío.
- * El color del condensado usualmente es incoloro, amarillo- claro.

2.1.3.5. Relación Gas Condensado de Gases Condensados

A presiones mayores a la presión de rocío la relación gas condensado se mantiene constante. Por debajo de la presión de rocío la relación gas condensado de producción incrementará (Figura 2.5), como resultado de la pérdida de condensado en el yacimiento. Cuando la presión disminuye por debajo de la presión de rocío, las fuerzas de atracción entre las moléculas livianas y pesadas disminuyen, debido a que las moléculas livianas se apartan mucho de las pesadas. Cuando esto ocurre la atracción entre las moléculas de los componentes pesados se hace más efectiva produciendo su condensación.

El líquido condensado en el yacimiento se adhiere al material sólido o paredes de la roca, permaneciendo inmóvil, ya que, generalmente no se llega a alcanzar la saturación crítica del líquido. Por lo cual, el líquido se pierde para producción y la saturación de condensado incrementa a medida que la presión declina. Por consiguiente el gas producido en superficie tendrá

un contenido de líquido menor, aumentando la relación gas- petróleo de producción.

Luego de alcanzar la condensación retrógrada máxima, ocurre revaporización del condensado al seguir disminuyendo la presión (**Figura 2.3 C₂-C₃**). Esta revaporización ayuda a la recuperación de líquido y se hace evidente ya que produce una disminución de la RGC en superficie y un incremento en la gravedad específica del gas condensado producido. Pero el condensado no se revaporiza totalmente aunque se tengan bajas presiones de agotamiento¹.

Una vez se alcanza el punto de rocío, debido a que la composición del fluido cambia, la composición del fluido remanente en el yacimiento también cambia y la curva envolvente comienza a desplazarse. La región de dos fases se desplaza hacia abajo y a la derecha y esto aumenta la condensación de líquido retrogrado.

La condensación neta de líquido retrógrado es mayor para:

- * Menor temperatura de yacimiento.
- * Mayor presión de abandono.
- * Mayor desviación del diagrama de fase hacia la derecha.

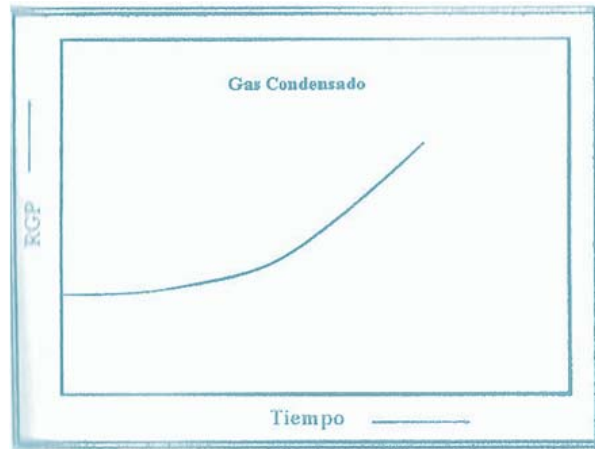


Figura 2.6. Comportamiento típico de la RGC de un Gas Condensado

2.1.3.6. Comportamiento de la Gravedad API del Condensado

A presiones mayores a la presión de rocío la gravedad del condensado se mantiene constante, ya que no ocurre condensación retrógrada a nivel de yacimiento. La gravedad del líquido de tanque incrementa a medida que la presión del yacimiento decrece por debajo de la presión de rocío, esto debido a que el comportamiento retrógrado en el yacimiento remueve algunos de los componentes más pesados del gas; estos componentes no llegan al tanque, y el líquido del tanque es más liviano, tiene mayor gravedad API.

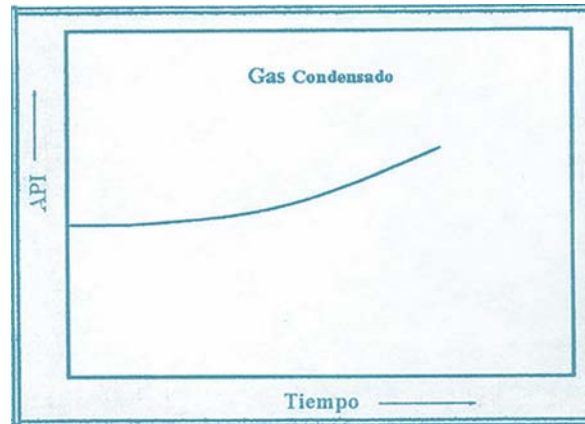


Figura 2.7. Comportamiento de la Gravedad API de un Condensado

2.1.3.7. Clasificación de los yacimientos de gas condensado

Para efectos de predicción, los yacimientos de gas condensado se pueden clasificar de acuerdo a su comportamiento físico en⁸:

A) Yacimientos Subsaturados

Son aquellos yacimientos cuya presión inicial es mayor que la de rocío ($P_i > P_{ROC}$). La mezcla se encuentra inicialmente en fase gaseosa con deficiencia de líquido en solución. Durante el agotamiento de presión, la composición del gas condensado permanece constante hasta alcanzar la presión de rocío, lo mismo la relación de gas condensado en superficie.

B) Yacimientos Saturados

En este caso la presión inicial es menor o igual a la presión de rocío ($P_i \leq P_{ROC}$). La mezcla se encuentra inicialmente en fase gaseosa en equilibrio con una cantidad infinitesimal de líquido. Tan pronto disminuye la presión del yacimiento ocurre formación de líquido en el mismo, a este

líquido se le llama condensado retrogrado. En ningún caso se debe tener $P_i < P_{ROC}$ (la muestra PVT no sería representativa de la zona de gas condensado).

C) Yacimientos de Gas condensado con Condensación Retrograda en el yacimiento

Estos yacimientos se caracterizan por la formación de condensado retrogrado en el yacimiento al caer la presión por debajo de la presión de rocío retrograda. Debido a que los primeros componentes que se condensan son los menos volátiles (más pesados), el rendimiento de líquido (BN cond. / MMPCN gas de separador) de la mezcla de hidrocarburos producida disminuye con tiempo (a medida que la presión del yacimiento cae por debajo de la presión de rocío)

D) Yacimientos de Gas condensado sin Condensación Retrograda en el yacimiento

La presión de estos yacimientos se mantiene igual o superior a la presión de rocío retrograda, no ocurre condensación retrograda en el yacimiento. La composición de la mezcla de hidrocarburos producida no varía y el rendimiento de líquido en superficie permanece aproximadamente constante. Este comportamiento es similar al de los yacimientos de Gas húmedo

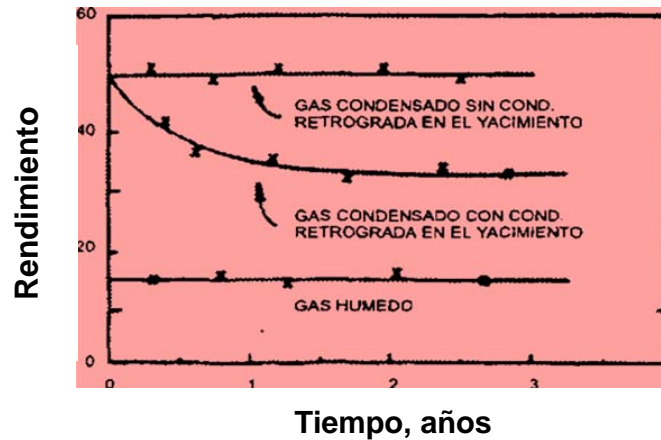


Figura 2.8. Rendimiento de líquido de varios yacimientos

2.1.3.8. Factor de compresibilidad del Gas Condensado a $P > P_{roc}$

El factor de compresibilidad del gas condensado (Z_{gc}) a presión igual o mayor a la del punto de rocío donde el gas se encuentra en una sola fase se puede determinar por el método de Standing y Katz, siempre y cuando se cumplan con las limitaciones del método. La presión y la temperatura pseudocrítica se obtienen a partir de la composición del gas condensado en el punto de rocío o de la y_{gc} si no se conoce la composición de la mezcla. Para el cálculo del factor de compresibilidad del gas húmedo se sigue un procedimiento similar al anterior.

2.1.3.9. Factor de compresibilidad Bifásico

El factor de compresibilidad bifásico (Z_{2f}) es un pseudo factor de compresibilidad de una mezcla gas-líquido considerando que el líquido se comporta como un gas. A Presiones por debajo de la presión de rocío de un gas condensado se forman dos fases: gas y líquido (condensado retrógrado)

y se requiere conocer un factor de compresibilidad que tenga en cuenta la presencia de los dos fases en los cálculos de balance de materiales.

2.1.3.9.1. Correlación para estimar el factor de compresibilidad bifásico

El Ing. Jairo Uricare desarrollo una ecuación para estimar el Z_{2f} en base a datos de campo. La correlación aplica para gases condensados del oriente de Venezuela.

Para Presiones superiores a 1000 lpc

$$Z_{2F} = A_0 + A_1(\text{Pr}) + A_2\left(\frac{1}{\text{Tr}}\right) + A_3(\text{Pr})^2 + A_4\left(\frac{1}{\text{Tr}}\right)^2 + A_5\left(\frac{\text{Pr}}{\text{Tr}}\right) \quad (\text{Ec. 2.1})$$

Para $0,96 \leq \text{Pr} \leq 14,83$ y $0,52 \leq \text{Tr} \leq 0,72$, donde $A_0 = 0,210686$ $A_1 = -0,0797115$

$$A_2 = 2,71582 \quad A_3 = 0,00324328 \quad A_4 = -3,0005 \quad A_5 = 0,136053.$$

Presiones Inferiores de 1.000 Lpca (0,96=>Psr< 1,47)

$$Z_{2F} = A_0 + A_1(\text{Pr}) + A_2\left(\frac{1}{\text{Tr}}\right) + A_3(\text{Pr})^2 + A_4\left(\frac{1}{\text{Tr}}\right)^2 + A_5\left(\frac{\text{Pr}}{\text{Tr}}\right) + A_6\left(\frac{\text{Pr}}{\text{Tr}}\right)^8 \quad (\text{Ec. 2.2})$$

Para $0,96 \leq \text{Pr} \leq 1,47$ y $0,52 \leq \text{Tr} \leq 0,72$, donde $A_0 = -2,44344$ $A_1 = 2,42724$

$$A_2 = 8,53764 \quad A_3 = -1,07611 \quad A_4 = -8,49968 \quad A_5 = -0,333497 \quad A_6 = 0,722323.$$

2.2. Propiedades Físicas y Multifásicas de la Roca

Las propiedades físicas del medio poroso son importantes para los ingenieros de petróleo y geólogos. Las estrategias de la gerencia de yacimiento serán tan realistas como la imagen de la distribución de las propiedades de la roca lo sea, ya que para evaluar completamente el potencial y comportamiento de un yacimiento se deben conocer las propiedades físicas del medio poroso.

Las fuerzas capilares presentes en el yacimiento se originan por la acción molecular de dos o más fluidos inmiscibles (petróleo, agua y gas) que coexisten en el medio poroso. Estas fuerzas capilares que existen en los yacimientos son responsables de la distribución de los fluidos en el sistema poroso, determinan el volumen y la forma como el petróleo residual permanece atrapado e influyen notablemente en el volumen de petróleo que se puede recuperar de un yacimiento, ya que son las fuerzas retentivas que impiden el vaciamiento total del yacimiento. Las permeabilidades relativas son esenciales en la descripción del comportamiento del flujo multifásico en la ingeniería de yacimientos. Es bien conocido que las permeabilidades relativas no son solo una simple función de la saturación y la humectabilidad sino que depende también la historia de saturación y temperatura.

En el presente trabajo se describen las siguientes propiedades físicas y multifásicas de la roca:

2.2.1. Porosidad

La porosidad es una propiedad petrofísica fundamental para la evaluación de todo yacimiento. Las rocas yacimiento están formadas por la

Matriz o esqueleto mineral, la cual consiste de granos de material sólido de variadas formas y tamaños y por los espacios vacíos (libres de material sólido) entre los granos, llamados **Poros**, los cuales están ocupados por fluidos tales como petróleo, agua o gas.

Es de mucha importancia que en la determinación del volumen poral a considerar, en la evaluación de yacimiento, sólo incluya aquellos poros que están conectados a los canales principales del sistema poroso.

La porosidad es la fracción del volumen bruto total de la roca que constituyen los espacios no sólidos, y está definido por:

$$\phi = \frac{V_b - V_m}{V_b} * 100\% \quad (\text{Ec. 2.3})$$

Donde:

ϕ = Porosidad Absoluta

V_b = Volumen Bruto

V_m = Volumen Matriz

Siendo el volumen poroso (V_p), la diferencia entre el volumen bruto y el de la matriz ($V_b - V_m$).

La porosidad generalmente se expresa en porcentaje.

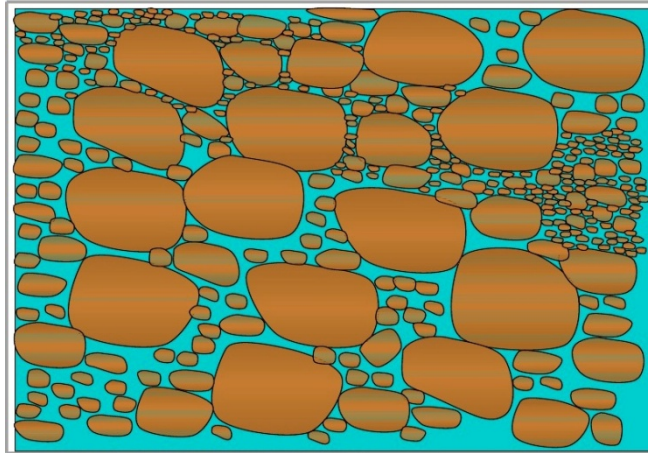


Figura 2.9. Porosidad de la roca representada por el espacio de color turquesa (parte no sólida). La matriz o la parte sólida representada en color marrón.

2.2.2. Saturación

La saturación es el porcentaje de un fluido ocupado en el espacio poroso, y está definido como:

$$S_{\text{fluido}} = \frac{V_f}{V_p} * 100\% \quad (\text{Ec. 2.4})$$

Donde:

S_{fluido} = **Porcentaje** del fluido que satura el espacio poroso

V_f = Volumen del fluido dentro del espacio poroso

V_p = Volumen poroso

Si consideramos que básicamente el volumen poroso de una roca que contiene hidrocarburos, está saturada con petróleo, gas y agua tenemos que¹:

$$S_w + S_o + S_g = 1 \quad (\text{Ec. 2.5})$$

Sw= Porcentaje Saturación de Agua

So= Porcentaje Saturación de Petróleo

Sg= Porcentaje Saturación de Gas

2.2.3 Permeabilidad

La permeabilidad (K) es la medida de la facilidad con que una roca (formación) permite el flujo de un fluido (o fluidos) de determinada viscosidad a través de ella. Para que una roca sea permeable debe tener porosidad interconectada (poros, cavernas, vasos capilares o fracturas) es decir porosidad efectiva.

La industria petrolera adoptó el Darcy como la unidad estándar de permeabilidad la cual se define como lo siguiente:

“Un medio poroso tiene una permeabilidad de un Darcy (Figura 2.10) cuando un fluido de una sola fase con una viscosidad de un centipoise y que satura totalmente el medio poroso, fluye a través de él bajo condiciones de flujo viscoso a una tasa de un cm^3 por segundo, por un área transversal de un cm^2 , por cm de longitud y un diferencial de presión de una atmósfera”.

Figura 2.10 Representación gráfica donde se explica la ley de Darcy que define el movimiento de fluidos a través del medio poroso, cuya propiedad es la permeabilidad (k)

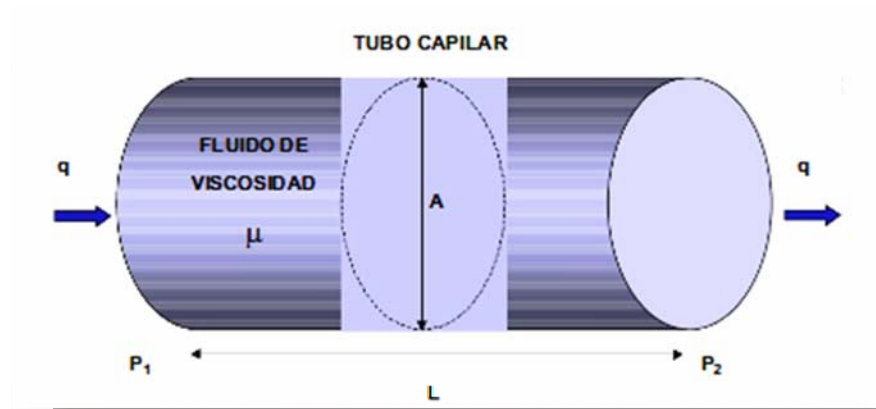


Figura 2.10. Representación gráfica donde se explica la ley de Darcy que define el movimiento de fluidos a través del medio poroso, cuya propiedad es la permeabilidad (k)

Como es una unidad bastante alta para la mayoría de las rocas productoras, la permeabilidad generalmente se expresa en milésimas de Darcy, es decir miliDarcys (0.001) Darcys.

$$K = \frac{q \mu L}{A \Delta P} \quad (\text{Ec. 2.6})$$

K= Permeabilidad (Darcys)

A= Sección transversal (cm²) h

L= Distancia que recorre el fluido

ΔP = Diferencia de Presión (atm) (P₂-P₁)

= Viscosidad en la Dirección de recorrido q = Tasa de producción (cm³/ s)

2.2.3.1. Clasificación de la Permeabilidad

* **Permeabilidad Absoluta (K)**

Es aquella que tiene un medio poroso saturado 100% por una única fase. Esta es una propiedad del medio poroso y por lo tanto no depende del fluido, tasa de flujo y diferencial de presión.

* **Permeabilidad Efectiva (Ke)**

Es aquella que corresponde a una determinada fase cuando fluye en el medio poroso dos o más fases. Es una función saturada del fluido en consideración. En ninguna parte del yacimiento existe una sola fase saturando el medio poroso, por lo que solo son de interés las permeabilidades efectivas. Es evidente que la permeabilidad efectiva de una roca a un fluido dado siempre será menor que la permeabilidad absoluta de la misma. El único caso en que la permeabilidad efectiva es igual a la absoluta es cuando la saturación de un fluido dado es 100%, es decir, que existe un solo fluido en el sistema.

* **Permeabilidad Relativa (kr)**

Es la razón o cociente que hay entre la permeabilidad efectiva de un fluido y la absoluta. Depende de la saturación del fluido considerado y siempre es menor o igual a la unidad.

$$K_r = \frac{k_e}{k_a} \quad (\text{Ec. 2.7})$$

2.2.4. Permeabilidades Relativas

Un mejor entendimiento del movimiento de los fluidos dentro del yacimiento consiste en reconocer la independencia relativa del movimiento de los fluidos inmiscibles dentro de un volumen poroso permeable. De aquí que la permeabilidad efectiva a una determinada fase es una función de la movilidad de esa fase con la distribución de saturación existente.

La permeabilidad relativa es una cantidad adimensional y es usada en conjunto con la permeabilidad absoluta para determinar la permeabilidad efectiva de un fluido. Esta relación puede ser escrita como¹:

$$K_e = K_a * k_r \quad \text{(Ec. 2.8)}$$

Establecida la humectabilidad para un determinado medio poroso, las permeabilidades relativas son funciones únicamente de la saturación de uno de los fluidos, referidos por lo general, a la fase humectante, S_H . Así, se determina la permeabilidad relativa mediante la medida de parámetros básicos y la aplicación de la ecuación de Darcy a cada una de las fases. Los resultados se representan gráficamente, obteniéndose curvas, las cuales se denominan “**Curvas de Permeabilidad Relativa**” a las fases humectantes y no humectantes.

2.2.4.1. Características de las curvas de Permeabilidad Relativa

La permeabilidad relativa es normalmente representada como una función de saturación de fluidos. Los datos pueden ser obtenidos de medidas de laboratorio, datos de campo o correlaciones.

Entre las características generales de las curvas de permeabilidad relativa se tienen:

- * Dependen fuertemente de la saturación de las fases, humectabilidad y distribución del tamaño de los poros.
- * Dependen poco de las propiedades de los fluidos, porosidad y permeabilidad absoluta.
- * Las saturaciones residuales son mayores que cero (usualmente $S_{or} > S_{wirr}$).
- * Las curvas son no lineales
- * La fase no humectante exhibe una curva en forma de S, mientras que la fase humectante es una curva cóncava.
- * El punto de cruce entre las curvas, se acerca hacia la saturación residual de la fase no humectante.
- * La $K_{r\text{máx}}$ de la fase humectante es menor que la $K_{r\text{máx}}$ de la fase no humectante.

2.2.4.2 Permeabilidad Relativa Gas/ Petróleo

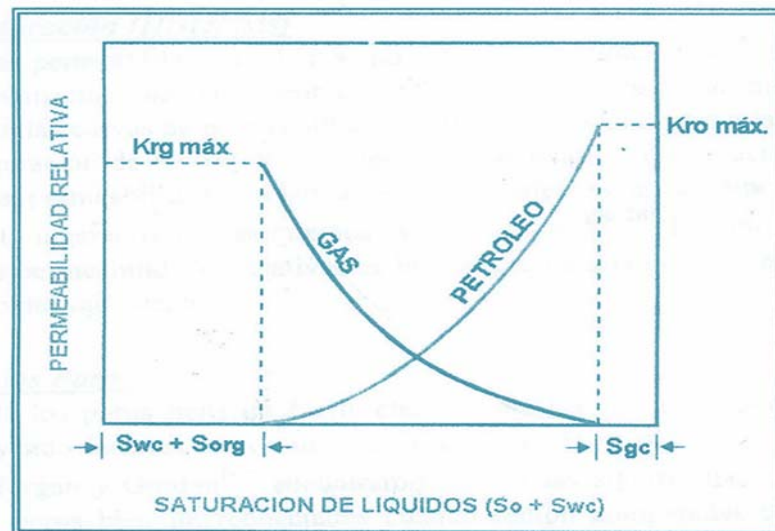


Figura 2.11. Curva Típica de Permeabilidad Relativa Gas- Petróleo

- * La permeabilidad relativa al gas se mantiene en cero hasta alcanzar la saturación de gas crítica (Sgc).
- * A medida que la saturación de gas incrementa, la permeabilidad relativa al gas aumenta, hasta alcanzar un valor máximo correspondiente al punto de saturación irreducible de agua y residual de petróleo (el valor de saturación residual de petróleo que ocurre cuando el petróleo es desplazado por el gas).

2.2.5. Tensión Interfacial

El término de tensión interfacial es utilizado para definir la tensión de la superficie de separación o interfase entre dos líquidos inmiscibles. Cuando se ponen en contacto dos líquidos inmiscibles el sistema considerado estará formado por las dos fases líquidas y la interfase de contacto entre ellas. Las moléculas de la interfase entre dos líquidos estarán sometidas a fuerzas de magnitudes diferentes a las que están sometidas las moléculas del seno de cada uno de los líquidos. Además se tendrán también interacciones de tipo Van der Waals con las moléculas del otro líquido en la interfase, lo que conducirá a que la tensión a la interfase (tensión interfacial) tenga un valor intermedio entre las tensiones superficiales de los dos líquidos condensados.

Se puede definir como la cantidad de energía por unidad de área [Dinas / cm²] necesaria para formar una interfase, la disminución de la tensión interfacial da origen a la disminución del crudo residual retenido en el medio poroso del yacimiento, obteniéndose con esto altas recuperaciones de crudo residual ³.

2.2.6. Humectabilidad

Es la tendencia de un fluido a adherirse a una superficie sólida, en presencia de otro fluido inmisible, tratando de ocupar la mayor área de contacto posible con ese sólido. Esta tensión de adhesión ocurre cuando existe más de un fluido saturando el yacimiento y es función de la tensión interfacial. Otro término sinónimo utilizado es el de mojabilidad, denominándose fluido mojante o humectante al que presenta mayor tensión de adhesión con la roca del yacimiento.

Mediante la relación de los ángulos de contacto puede medirse indirectamente la mojabilidad de la roca, pues una tensión de adhesión positiva (menor a 90°) indica que la superficie sólida está preferiblemente mojada o humectada por el agua. Para valores de θ mayores a 90° la roca tiende a humectarse con petróleo; y para valores de θ cercanos a 90° , la roca presenta igual preferencia de mojabilidad con los dos fluidos⁶.

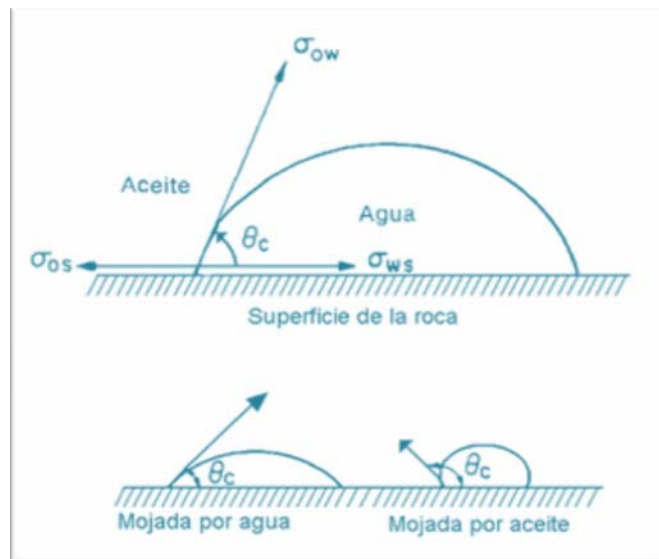


Figura 2.12. Mojabilidad de los fluidos

2.2.7. Presión Capilar (P_c)

Se puede definir como el diferencial de presión entre dos fluidos inmiscibles a través de la interfase que se forma entre ellos cuando se ponen en contacto en un medio poroso⁶. Por definición:

$$P_c = P_{fnm} - P_{fm} \quad (\text{Ec. 2.9})$$

Donde:

P_c = Presión capilar, lpc.

P_{fnm} = Presión de la fase no mojante, lpc.

P_{fm} =Presión de la fase mojante, lpc.

2.3. Definición General del Dióxido de Carbono

El dióxido de carbono es un compuesto estable y no tóxico, el cual, se encuentra en fase gaseosa a condiciones normales. Este ha encontrado aplicación en la recuperación secundaria y terciaria de una amplia variedad de petróleos, que van desde los pesados hasta los livianos, implementado a través de varios tipos de procesos: Inyección cíclica, inyección continua e inyección alternada con agua. El interés principal del empleo del CO_2 , como gas de inyección, es su capacidad de desarrollar miscibilidad dinámica con el crudo cuando suficientes contactos han ocurrido entre ambos, gracias a su habilidad de extraer hidrocarburos de la gasolina y de las fracciones gas y petróleo del crudo, así como, de los hidrocarburos de peso molecular intermedio. Además su densidad es similar a la del petróleo, a muchas condiciones de yacimiento, lo cual reduce los efectos de segregación en procesos de desplazamiento inmisible.

2.4. Propiedades del Dióxido de Carbono

Algunas propiedades del CO₂, incluyendo sus propiedades físicas y críticas, son:

Tabla 2.1. Propiedades del Dióxido de carbono

Peso molecular (lbm/lbmol)	Olor	Apariencia y color	Tc (°R)	Densidad Relativa al aire	Presión de Vapor a 20°C	Solubilidad en agua (mg/l)	Vc (pie ³ /lbmol)	Zc	Pc (lpca)
44.01	Inodoro	Gas incoloro	547.60	1.52	57.30	2000	1.505	0.2742	1070

La disponibilidad de CO₂ en campo dependerá de la disponibilidad del combustible (gas natural u otro) que exista también en campo.

2.5. Antecedentes de la Inyección de CO₂

Los efectos de la disolución del CO₂ en el crudo eran conocidos mucho antes de la ejecución de cualquier ensayo de campo alguno. En 1941 Pirson publica un estudio donde sugiere la resaturación del yacimiento para obtener un recobro adicional por vaporización de las fracciones intermedias del crudo (C₅-C₃₀) hacia la fase gaseosa rica en CO₂, con lo cual se aprovechaba la energía elástica del gas en la periferia del pozo.

Cuatro años más tarde (1945) Poetman y Katz investigaron el comportamiento de mezclas CO₂- parafinas, y al final de la década (de los 40), los primeros experimentos de desplazamiento con agua carbonatada, realizados para la compañía Oil Recovery Corp, indicaron una reducción

de la saturación residual de crudo en un 15 %, después de un desplazamiento con agua convencional. Todas las pruebas de laboratorio realizadas en esta época fueron llevadas a cabo en crudos livianos (28° a 50° API) y en condiciones inmiscibles⁷.

En 1969 se realiza la primera prueba de campo de inyección cíclica de CO₂, en el campo Ritchie (Arkansas), en un yacimiento delgado con un crudo de 16° API. En esta, se obtuvo un incremento de 100 % en la tasa de producción, sostenido durante un año, período después del cual se inició un proceso de inyección de agua en la periferia de la zona de producción. Posteriormente en 1976 se realizó un proyecto muy exitoso a escala de todo un Yacimiento en el campo Lick Creek, Arkansas, en el cual se utilizaron varios métodos de superación adicional, empezando con la estimulación con CO₂, y se continuó con inyección alterna CO₂-agua⁷.

En los años 70 se realizaron una serie de pruebas en la cuenca de Los Ángeles para estimular la producción de crudos pesados; y a mediados de la década de los 80 renace el interés por estudiar el potencial de la inyección cíclica de CO₂ como método de recuperación adicional en yacimientos de crudos livianos. La mayoría de las pruebas de campo, para este último tipo de crudo, se realizaron en los Estados Unidos. Al parecer el proceso resulta beneficioso entre otros casos, donde la recuperación primaria es pobre y los yacimientos están fuertemente agotados, a tal punto que la inyección continua de CO₂ en condiciones de miscibilidad dinámica resulta impracticable, debido a la necesidad de Inyectar volúmenes excesivos⁷.

En cuanto a la inyección continua de CO₂, de grandes tapones de CO₂ empujados por agua y de tapones de CO₂ alternados con tapones de

agua, al menos 33 pruebas de campo fueron emprendidas en 1982 y con una excepción todas fueron iniciadas en la :1-cada de los 70 o más tarde. Las gravedades de los petróleos probados estuvieron mayormente en el rango de 30 a 50 °API. Las viscosidades normalmente fueron bajas, menos de casi 2 cp. La recuperación incremental llegó a ser tan alta como el 18 % del petróleo original en sitio, en el área de prueba ⁷.

2.6. Comportamiento de Miscibilidad Hidrocarburos- CO₂

2.6.1. Presión Mínima de Miscibilidad

La Presión Mínima de Miscibilidad (*PMM*), es la menor presión a la cual el gas de inyección y el crudo de un yacimiento pueden llegar a ser miscibles a través de procesos por múltiples contactos, existiendo transferencia de masa entre la fase líquida (crudo) y la fase gaseosa (gas de inyección) a una temperatura específica.

La *PMM* es una propiedad termodinámica y clave en los procesos miscibles de recobro de petróleo. Depende fundamentalmente de la temperatura, composición del gas de inyección y composición del crudo en el yacimiento.

La *PMM*, es un parámetro de interés en la selección de yacimientos candidatos a ser sometidos a la inyección de CO₂, el cual permite determinar bajo qué condiciones ocurrirá el desplazamiento (miscible, o inmisible). La miscibilidad depende de la pureza del CO₂, de la composición del petróleo y de la temperatura del yacimiento. La *PMM* aumenta en presencia de metano y nitrógeno, porque reducen la capacidad extractiva del CO₂ y disminuye si encuentra etano o hidrocarburos intermedios, un aumento de la temperatura

del yacimiento también produce aumento de la *PMM*. Una gravedad °API baja refleja poco contenido de hidrocarburos extraíbles y, por ende, una *PPM* alta.

2.6.2. Miscibilidad Hidrocarburos – CO₂

El dióxido de carbono, al igual que el nitrógeno y el gas seco, posee la habilidad de alcanzar miscibilidad dinámica con petróleos de yacimientos, cuando la presión es igual o está por encima de un límite inferior, **la presión mínima de miscibilidad**. Cuando esta condición se verifica la disolución en el petróleo, de cualquiera de los gases mencionados, no ocurre en forma directa, es decir, al primer contacto, sino que se desarrolla cuando múltiples contactos han ocurrido entre gas y petróleo. Sin embargo, el dióxido de carbono es superior a cualquiera de los gases mencionados, en que la presión mínima de miscibilidad con este es considerablemente menor que con los otros gases. Debido a que el CO₂ es capaz de extraer hidrocarburos de la fracción C₅-C₃₀ del crudo, tanto a bajas temperaturas, donde la fase rica en CO₂ es un líquido, como a altas temperaturas, y la fase rica en CO₂ es vapor. En cambio el gas seco y el nitrógeno solo pueden extraer hidrocarburos de la fracción C₂-C₅ del crudo.

El comportamiento de fases de las mezclas crudo-CO₂ puede ser complejo dependiendo de la temperatura. A bajas temperaturas, aproximadamente menores que 115 a 120 °F, el sistema crudo-CO₂ presenta algunas mezclas separándose en una fase vapor y una fase líquida, mientras otras se separan en dos fases líquidas coexistentes, en tanto que, en un pequeño rango de presión y composición tres fases coexisten: dos líquidos y un gas. Adicionalmente con algunos petróleos una pequeña cantidad de asfáltenos puede precipitar en cierto rango de

presión y composición. No obstante. Cuando la temperatura es alta, mayor que aproximadamente 120°F, el comportamiento de las fases crudo- CO₂ solamente muestra una fase vapor y una fase líquida, coexistiendo en cierto rango de presión y composición. Cuando este es el caso, la miscibilidad dinámica se puede alcanzar a través del mecanismo de empuje por gas vaporizante.

2.6.3. Representación del comportamiento de fases hidrocarburos- CO₂

La figura 2.13 muestra un diagrama seudo ternario conceptual representando el comportamiento de fases de mezclas de CO₂ e hidrocarburos a altas temperaturas. Este diagrama contiene todas las composiciones de todas las mezclas posibles de CO₂, C₅-C₃₀ y C₃₁₊, para condiciones de presión y temperatura especificadas. Cada vértice del triángulo representa el 100 % de cada seudo componente, así el vértice rotulado 100%CO₂ corresponde a dióxido de carbono puro; análogamente, los vértices rotulados 100% C₅-C₃₀ y 100% C₃₁₊ corresponden a fluidos constituidos solamente por C₅-C₃₀ y C₃₁₊ respectivamente. Las bases opuestas a cada vértice representan 0 % del seudo componente correspondiente al vértice en cuestión, y las composiciones de las mezclas de los 3 seudo componentes están representadas por puntos situados a distancias apropiadas desde las bases del triángulo. Por ejemplo, el petróleo de yacimiento representado por el punto P, de la figura 2.13, está compuesto por 50 % del seudo componente C₅-C₃₀, 50 % del seudo componente C₃₁₊, y 0 % de CO₂ (las líneas punteadas indican dichas composiciones).

Existe una región donde las dos fases, vapor y líquido, coexisten. Dicha región está limitada por las líneas de *punto de burbujeo* y *punto de rocío*, las cuales, se unen en el punto crítico, en el cual, las propiedades y

composiciones intensivas del gas y del líquido en equilibrio son iguales. Cualquier mezcla cuya composición esta situada dentro de la región de dos fases se encuentra en estado bifásico. Por ejemplo, la mezcla de composición M, de la figura 2.13, se separa en una fase líquida de composición L y una fase vapor de composición V. La línea discontinua que une la composición del líquido (L) y del vapor (V) en equilibrio, se denomina *línea de enlace* (tieline). Fuera de la región bifásica cualquier mezcla de los tres pseudo componentes se encuentra en estado monofásico. Finalmente la línea discontinua que pasa a través del punto crítico se denomina línea de enlace limitante.

Un aspecto importante de los diagramas ternarios, o en este caso, pseudo ternarios, es que la línea que une las composiciones de dos fluidos, representa todas las composiciones de las mezclas de dichos fluidos. Por ejemplo, si en la figura 2.13, se trazase una línea desde el punto P hasta el vértice correspondiente al CO₂, sobre esta línea estarían situadas todas las composiciones de las mezclas de CO₂ y de petróleo de yacimiento de composición correspondiente al punto P. Adicionalmente, de esa manera se puede observar si los fluidos en cuestión son miscibles al primer contacto o no. Siguiendo con el mismo ejemplo, el CO₂ y el petróleo de yacimiento representado por el punto P no son miscibles al primer contacto, ya que la línea que los une cruza la región bifásica.

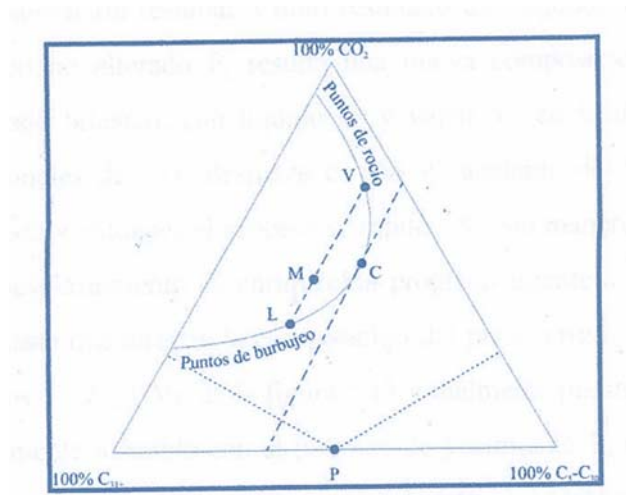


Figura 2.13. Diagrama pseudo ternario hipotético mostrando el comportamiento de fases del CO_2 con hidrocarburos, a presión y temperatura constante.

2.6.4. Mecanismo de empuje por gas vaporizante

El CO_2 no es miscible al primer contacto con el petróleo de yacimiento representado por el punto P de la figura 2.13. Aunque el diagrama pseudo ternario de dicha figura es únicamente conceptual, este generalmente es el caso para las condiciones comúnmente encontradas en los yacimientos. No obstante, aun en estas circunstancias se puede alcanzar miscibilidad a través de la vaporización in situ de hidrocarburos de la fracción $\text{C}_5\text{-C}_{30}$ del crudo en el CO_2 , para crear una zona de transición miscible. La figura 2.14 muestra la forma en que esto ocurre. Inicialmente el CO_2 desplaza inmisciblemente el petróleo de yacimiento lejos del pozo dejando una porción de este detrás del frente de CO_2 , ya que ambos fluidos son inmiscibles, como se vio en la sección anterior. Asumiendo que las proporciones relativas de CO_2 y de petróleo no desplazado, después de este primer contacto, son tales que, la composición total es representada por el

punto M_1 de la figura 2.14, entonces, de acuerdo a la línea de enlace (tie line) que pasa a través de M_1 , coexisten en equilibrio el líquido L_1 y el vapor V_1 detrás del frente de CO_2 .

A medida que continúa la inyección, el CO_2 desplaza el vapor V_1 más adentro en el yacimiento y este último contacta petróleo no alterado, mientras el líquido L_1 es dejado atrás como una saturación residual. Como resultado del segundo contacto, esta vez entre el gas V_1 y petróleo no alterado P , resulta una nueva composición total M_2 , la cual se encuentra en estado bifásico, con líquido L_2 y vapor V_2 en equilibrio. La inyección de volúmenes adicionales de CO_2 desplaza el gas V_2 adelante del frente contactando más petróleo no alterado y entonces el proceso se repite. De esta manera la composición del gas frente de desplazamiento es enriquecida progresivamente a lo largo de la curva de punto de rocío, hasta que alcanza la composición del punto crítico C , como lo muestran la sucesión de puntos V_1 , V_2 y V_3 , de la figura 2.14.

Finalmente puesto que el fluido del punto crítico es directamente miscible con el petróleo de yacimiento P , como se puede verificar en figura 2.14, si se traza una línea que una dichos fluidos (esta se encuentra enteramente región monofásica), entonces se alcanza así la miscibilidad.

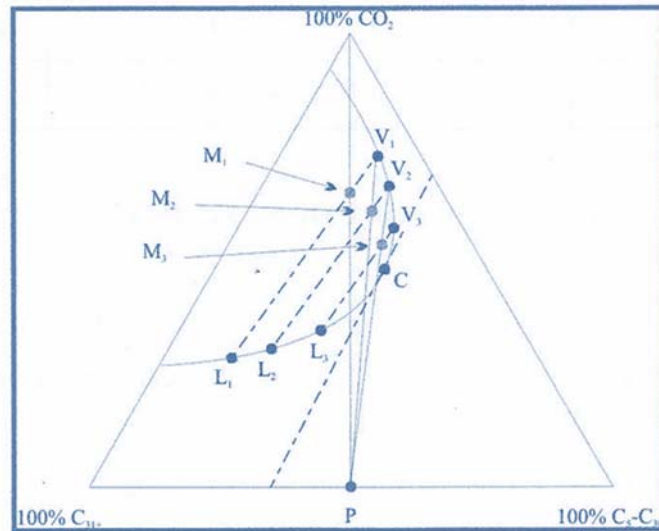


Figura 2.14. Diagrama pseudo ternario mostrando el mecanismo de empuje por gas vaporizante con CO_2

El comportamiento mostrado por la figura 2.14 ocurre solamente cuando la presión mayor o igual que la presión mínima de miscibilidad, en cuyo caso el punto correspondiente a la composición del petróleo se ubica a la derecha de la línea de enlace imitante, como en las figuras 2.13 y 2.14. Cuando la presión es menor que la presión mínima de miscibilidad, el punto que representa la composición del petróleo se ubica a la izquierda de la línea de enlace limitante y entonces no es posible alcanzar la miscibilidad dinámica⁷.

CAPÍTULO III.

MARCO METODOLÓGICO

Con el fin de hacer el estudio de la alternativa de inyección de CO₂ para el recobro de líquido en Yacimientos de Gas Condensado Retrogrado, se realizó una investigación del tipo Explicativa basada en revisión bibliográfica, para la cual, en función de los objetivos planteados, fue necesario cumplir con una serie de etapas:

3.1. ETAPA I. Evaluar las causas que conllevan a la pérdida de productividad del gas condensado hacia la superficie.

En esta etapa del trabajo se plantean las diferentes causas que durante la explotación del yacimiento de gas condensado, minimizan la productividad de gas condensado hacia la superficie y las pérdidas de condensado atrapado en el yacimiento al final de la explotación.

3.2. ETAPA II. Describir el método de inyección de Dióxido de carbono.

Se describe la inyección de Dióxido de carbono, como alternativa para el recobro de líquido en yacimientos de gas condensado retrogrado. Se detallan los criterios para su aplicación, además de las características generales y mecanismos del proceso.

3.3. ETAPA III. Enumerar las fases del proceso de recuperación de condensado retrógrado con CO₂.

En esta etapa se definen las fases principales del proceso de recuperación de condensado retrógrado con CO₂, inyección cierre y producción, con el objetivo de inferir cualitativamente el funcionamiento del dióxido de carbono durante el proceso.

3.4. ETAPA IV. Identificar los cambios que presentan los Yacimientos de Gas Condensado ante la Estimulación con CO₂

Continuando con el desarrollo de los objetivos, de manera general se explican los cambios que presentan los yacimientos de gas condensado ante la estimulación con dióxido de carbono.

3.5. ETAPA V. Establecer las ventajas y desventajas de la inyección de CO₂ en los Yacimientos de Gas Condensado.

En esta etapa se plantean las posibles ventajas y desventajas que podrían tener lugar en la aplicación del dióxido de carbono, en un yacimiento de Gas condensado

3.6. ETAPA VI. Comparar el efecto de la inyección de CO₂ en los yacimientos de Gas condensado, con respecto a los métodos convencionales.

Se compara la inyección de CO₂, con respecto a otros métodos de inyección como el de inyección de agua, inyección alterna agua y gas, e

inyección de nitrógeno. Analizando aspectos positivos y negativos, de los mismos, en la recuperación del condensado retrogrado.

3.7. ETAPA VII. Aplicación de la inyección de CO₂ en un yacimiento real de gas condensado.

Para cumplir a cabalidad con los objetivos planteados, finalmente es reseñada una aplicación de la inyección de CO₂ en el campo halfmoon, con el fin de demostrar, cuanta cantidad de recobro de líquido puede obtenerse con la inyección cíclica de CO₂.

CAPÍTULO IV.

DESARROLLO

4.1. Evaluar las causas que conllevan a la pérdida de productividad del gas condensado hacia la superficie.

Debido a las características especiales de los yacimientos de gas condensado, en comparación con los yacimientos de petróleo negro, estos yacimientos presentan ciertos problemas adicionales a su explotación.

4.1.1. Acumulación de líquido en los Pozos

La presencia de líquidos en pozos de gas afecta negativamente las características de flujo de estos pozos. Los líquidos pueden provenir de la condensación de hidrocarburos (condensado) o de agua producida conjuntamente con el gas. En ambos casos, la fase líquida de alta densidad debe ser transportada a superficie por el gas. Si el gas no suministra suficiente energía de transporte para levantar los líquidos, estos se acumulan en el fondo del pozo produciendo una contrapresión adicional sobre la formación que afecta negativamente la capacidad productiva de los mismos. En pozos con baja presión de fondo, el líquido puede matarlo. Inicialmente los pozos tienen presión y tasas de flujo elevadas que impiden la acumulación de líquido en el fondo, pero a medida que la presión de fondo disminuye y aumenta la producción de líquidos (agua o condensado) se hace necesario ayudar artificialmente al gas a levantar el líquido.

De acuerdo a Hufías y Granberry existen varios métodos que ayudan a levantar el líquido:

a) Levantamiento artificial con gas (gas lift), El gas inyectado por el anular pasa por válvulas especiales hacia la tubería incrementando la energía del gas producido, lo cual permite a éste levantar la columna de líquido.

b) Cuando la presión de fondo fluyente lo permita se puede instalar un equipo de bombeo mecánico. La bomba de subsuelo se instala dentro de la columna de líquido, por debajo de las perforaciones. La bomba se encarga de levantar el líquido. El gas fluye a superficie por el anular.

c) Hacer fluir el pozo a la atmósfera para alcanzar altas tasas de flujo que levanten el líquido desde el fondo. Este último método tiene grandes desventajas como es el riesgo de producir incendios y contaminación ambiental. También se pierde una gran cantidad de gas al arrojarlo a la atmósfera.

4.1.2. Acumulación de Líquido en la Formación.

Una de las características básicas de los yacimientos de gas condensado es la formación de condensado retrógrado cuando la presión de la mezcla de hidrocarburos cae por debajo de su presión de rocío durante el agotamiento isotérmico de la presión del yacimiento.

La acumulación de condensado retrógrado puede ocurrir:

a) En la zona cercana al pozo de producción cuando la presión de fondo fluyente es menor que la presión de rocío ($P_{wf} < P_{roc}$) y la

presión promedio del yacimiento es mayor o igual a la presión de rocío ($P > P_{roc}$).

b) En todo el yacimiento cuando $P < P_{roc}$. En el primer caso puede ocurrir desde el comienzo de la explotación del yacimiento si se tiene una alta caída de presión en los alrededores del pozo debido al daño de la formación por los fluidos de perforación y el 2do caso se presenta cuando el yacimiento de gas condensado es producido por agotamiento de presión y la presión del yacimiento ha caído por debajo de la presión de rocío.

4.1.3. En Zonas Cercanas a los Pozos.

Experiencia de campo ha mostrado que ocurre pérdida de productividad de los pozos cuando se tiene $P_{wf} < P_{roc}$, debido a la condensación retrógrada en la arena y fondo de los pozos. Un banco o anillo de condensado retrógrado crece alrededor de un pozo de gas condensado cuando la presión de fondo cae por debajo de la presión de rocío, como se ilustra en la Figura 4.1. Este banco crece cuando la presión del yacimiento declina disminuyendo la productividad del pozo y generando una pérdida de componentes pesados en la superficie. El comportamiento es particularmente rápido en yacimientos de gas condensado rico, cercano al punto de rocío y de baja permeabilidad.

En el peor de los casos la saturación de condensado (S_{cond}) alrededor del pozo puede alcanzar valores de 50-60%, superiores a las medidas en las pruebas CVD (sin medio poroso), generando reducciones de productividad de los pozos de 2 a 10 veces la existente antes de la condensación retrógrada. Esta reducción se ha observado hasta en yacimientos de gas

condensado pobres como por ejemplo en el Yac. Arun donde se redujo la productividad en 50% al caer la presión por debajo de presión de rocío. El gas condensado de este yacimiento tiene solo 1% de volumen de condensado retrógrado máximo. El cierre del pozo y su restauración de presión tienen un efecto despreciable sobre la saturación del anillo del condensado y por tanto sobre la productividad del pozo debido a que los cambios de composición del sistema (gas+ líquido) impiden que el proceso de condensación retrógrada sea reversible a nivel de yacimiento como si lo es a nivel de laboratorio en la prueba CCE.

El Bambi, Me Cam y Sommelbeck⁸, muestran resultados ilustrativos de la productividad de un yacimiento moderadamente rico la cual disminuye rápidamente y luego aumenta a medida que su presión cae por debajo de la Proc. La reducción de productividad es severa cuando $Kh < 1000$ md-pie y es poca cuando $Kh > 1000$ md-pie. Estudios de simulación muestran que la alta saturación de condensado del anillo, severamente reduce la permeabilidad relativa al gas condensado (K_{rg}) disminuyendo su tasa de producción (q_g). Cuando la presión promedio del yacimiento cae por debajo de la Proc, la condensación de las moléculas más pesadas empobrece el gas condensado remanente y al fluir este gas a través del anillo vaporiza condensado disminuyendo su saturación e incrementando K_{rg} .

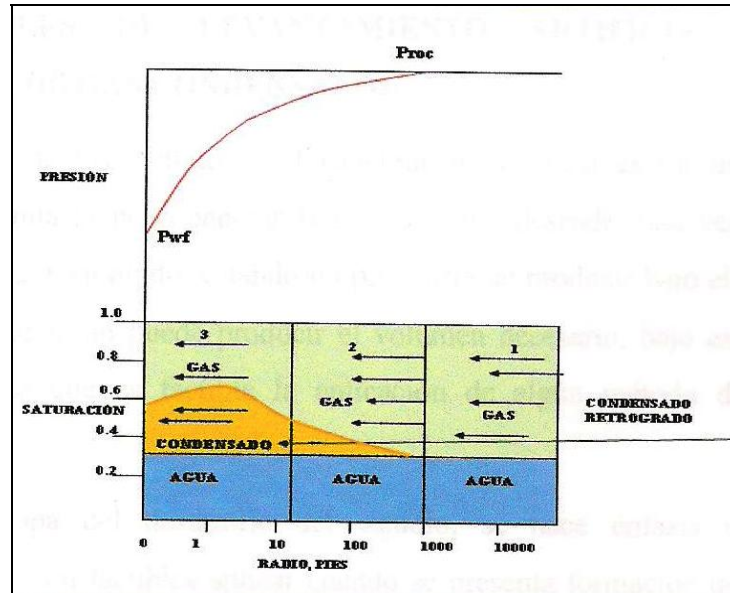


Figura 4.1. Ilustración de las regiones que se forman alrededor de un pozo de gas condensado cuando $P_{wf} < P_{roc}$

4.1.4. Desarrollo del anillo de Condensado

Como se explicó anteriormente en el capítulo II sección 2.1.3.2, al caer la presión de fondo fluyente por debajo de la presión de rocío se forma un anillo de condensado alrededor del pozo que bloquea parcialmente el flujo de gas condensado hacia el mismo.

4.2. Descripción del Método de Inyección de Dióxido de Carbono

4.2.1 Inyección de Dióxido de carbono

La inyección de CO_2 es uno de los procesos más usados. A presiones requeridas para recuperación miscible, el CO_2 dentro del yacimiento es líquido (a bajas temperaturas) o un fluido supercrítico⁴. Aunque el CO_2 no es miscible con muchos petróleos, este puede crear una fuente de

desplazamiento miscible en el yacimiento a medida que mezcla con los hidrocarburos. En adición al desarrollo de la miscibilidad, el CO₂ puede contribuir también a la recuperación de condensado al reducir su viscosidad y causar el hinchamiento. La mínima presión requerida para miscibilidad es cerca de 1.500 lpc. El volumen de CO₂ requerido frecuentemente es de 5 a 10 MPC por barril de petróleo recuperado. La factibilidad económica del proceso está determinada por los precios locales del CO₂.

Modelos físicos de yacimiento y pruebas de laboratorio son usadas para diseñar proyectos de inyección de CO₂. Cuando altas concentraciones de CO₂ son mezcladas con petróleo, la transferencia de masa de los componentes entre el CO₂ y el petróleo puede causar la coexistencia de cuatro fluidos separados y fase sólida.

Usualmente dos fases predominarán: una fase volátil y rica en CO₂ y una menos volátil y rica en hidrocarburos. A temperaturas debajo y cerca a 120°F, las dos fases son líquidas; a medida que la presión se reduce, los vapores se liberan primeramente de la fase rica en CO₂. Por encima de 120°F, el sistema completo estará en la fase vapor a alta presión y altas concentraciones de CO₂; a medida que la presión se reduce en el sistema, la fase líquida rica en hidrocarburos puede condensar del gas.

4.2.2. Características generales y mecanismos del proceso de inyección del CO₂

Para comprender acertadamente la forma como el CO₂ desplaza el condensado almacenado en la roca es importante describir el comportamiento que exhibe dicho componente cuando está en contacto con los fluidos presentes en el yacimiento.

La propiedad más importante del CO_2 es. Probablemente, su capacidad para vaporizar y extraer porciones del condensado, con el cual se pone en contacto. Mediante este proceso, la viscosidad de la fase rica en CO_2 aumenta, creando un contraste de movilidades más favorables entre el gas y el crudo o el agua. La solubilidad del CO_2 provoca un hinchamiento del crudo y/o condensado, una reducción de la viscosidad y un aumento de su densidad en el frente de desplazamiento debido a la extracción selectiva de los hidrocarburos ligeros e intermedios. En condiciones supercrítica esta transferencia de masa es considerable, produciéndose incluso una extracción hasta de los hidrocarburos con 30 carbonos.

El CO_2 disuelto en el agua de la formación produce un aumento de la permeabilidad de la roca del yacimiento debido a la disolución de los compuestos carbonatados que contenga. Ello obedece que el CO_2 en presencia de agua forma ácido carbónico, el cual reacciona con los carbonatos de calcio y magnesio presentes en la calizas y dolomitas, respectivamente para formar bicarbonatos solubles en agua. Esto, en ocasiones, puede ser contraproducente ya que la migración de finos puede taponar la formación.

4.2.3. Criterios para la aplicación del CO_2

Cada yacimiento tiene una serie de propiedades particulares cuya suma total determina la característica del yacimiento y su comportamiento cuando se somete a los diferentes métodos de recuperación. La tarea del ingeniero es determinar tantos parámetros característicos como sea posible y luego predecir el comportamiento y el rendimiento que se obtendrá.

Los siguientes criterios deben ser considerados y puestos en una perspectiva apropiada:

- * Un pre-requisito esencial es garantizar una fuente de CO₂ adecuada y confiable a un costo razonable. Existe interés en el nitrógeno y gas combustible como métodos alternos e inyección de gas debido a la falta de buenas fuentes de CO₂ cercanas a muchos de los campos petroleros del mundo.
- * La presencia de una capa es usualmente, un factor desfavorable. Si la presión del yacimiento esta considerablemente por debajo de la presión mínima de miscibilidad, se necesitan grandes volúmenes de CO₂ para aumentar la presión y obtener miscibilidad. Por otra parte, la densidad del CO₂ podría ser mayor que la del gas del yacimiento lo cual ocasionaría el desplazamiento por segregación gravitacional.
- * Un yacimiento altamente fracturado se considera desfavorable, ya que las fracturas proveen un conducto de inyección al pozo productor y representan un serio problema para cualquier otro tipo de proceso que se considere.
- * La permeabilidad horizontal de la roca del yacimiento no parece ser un factor crítico sin embargo el radio de permeabilidad vertical u horizontal si lo es. Un estudio de yacimiento simulado sobre una arenisca vertical u horizontal inundada con agua, llegó a la conclusión de que la razón K_v/K_h es uno de los parámetros más importantes del yacimiento para el comportamiento del CO₂ ya que controla la tasa a la cual el CO₂ puede segregarse.
- * Las zonas permeables y relativamente delgadas en el yacimiento (15-25pie) son técnicamente ventajosas debido a que disminuyen la tendencia a contrarrestar la gravedad, pero las zonas de mas espesor tienen mayor volumen de petróleo.

* La profundidad es importante debido a que la presión mínima de miscibilidad esta usualmente por encima de 1.200 psi y requieren una profundidad mayor de 2.500 pie, para no exceder el gradiente de la fractura. La temperatura no se considera, generalmente un factor importante.

* El CO₂ puro es mejor para la inyección, pero raramente está disponible. La contaminación con metano aumenta la presión de miscibilidad, aunque puede tolerarse hasta un 5 a 10% de dicho gas. El sulfuro de hidrógeno en cambio, la disminuye pero igualmente causa serios problemas debido a la corrosión, el peligro para la salud, el olor y efectos sobre el ambiente.

4.3. Fases del Proceso de Recuperación de Condensado Retrógrado con CO₂

El proceso de recuperación de condensado retrógrado CO₂ comprende: el estudio integrado de yacimiento y tres fases. La fase de inyección, la fase de cierre y la fase de producción⁵.

El Estudio Integrado de Yacimientos de petróleo y Gas, se define como un “Análisis interpretativo y multidisciplinario de un yacimiento, como una unidad geológica e hidráulica integral, a fin de describir su naturaleza y geometría; calificar y cuantificar propiedades de roca y fluidos, y establecer distribución y volúmenes recuperables de hidrocarburos, integrando aspectos estructurales, estratigráficos, sedimentológicos, petrofísicos y de fluidos, en un modelo único, que permita establecer un plan de explotación que garantice la máxima recuperación económica de sus reservas”.

El estudio integrado implica el aporte de conocimientos previos y habilidades profesionales de diferentes disciplinas, asociadas a la explotación de hidrocarburos, tales como: Geología, Geofísica, Petrofísica, Ingeniería de Yacimientos e ingeniería de Producción, entre otros. Las tareas desarrolladas como procesos sinérgicos en el Análisis, Interpretación y Evaluación de Yacimientos de Petróleo y Gas (Estudios Integrados) comprenden la modelización estática y la simulación numérica dinámica integral del yacimiento. El objetivo de las tareas de Modelización de Yacimientos es permitirnos predecir de la manera más probable, y con incertidumbres acotadas, el comportamiento productivo de los reservorios para luego implementar un Programa de Optimización que será administrado en periodos de tiempo corto, mediano y largo, técnica y económicamente eficaz y eficiente.

Los profesionales involucrados en un estudio integrado intercambian experiencias y puntos de vistas en la creación de un modelo representativo del yacimiento, el cual permitirá la recopilación de valiosa información que determine la influencia de parámetros del yacimiento bajo recuperación primaria, inyección de agua o inyección de Gas.

4.3.1. Fase de Inyección

La fase de inyección consiste en la inyección de CO₂ a temperatura y tasa suficientemente alta, tales que optimicen el suministro de energía térmica al yacimiento, para así lograr la revaporización de condensado retrógrado en las inmediaciones del pozo. Cuando el CO₂ caliente entre en contacto con el yacimiento la temperatura se incrementara notablemente en una zona próxima al pozo, en la cual el condensado retrógrado será revalorizado aunque el CO₂ desplazara inicialmente alguna porción del gas

condensado más hacia adentro del yacimiento, también se mezclara en algún grado con los hidrocarburo tanto del gas condensado, como el del condensado retrógrado. Entonces durante la fase de inyección, se distinguirán tres zonas: una zona alterada térmica y composicionalmente, la zona térmica -composicional; una zona alterada solo composicionalmente, la zona composicional y una zona no alterada.

La figura 4.2 ilustra esta situación. Como se observa, en la zona alterada térmica y composicionalmente de radio r_{TC} , la saturación del condensado es prácticamente nula. Esto será cierto si la temperatura es tal que la presión de saturación de la mezcla CO_2 más gas condensado disminuya por debajo de la presión de yacimiento. En la zona alterada solo composicionalmente, de radio r_c , todavía persiste alguna saturación de condensado, como se observa en la figura, sin embargo, esta será considerablemente más baja que la que había antes de inyección, ya que, el CO_2 habrá extraído alguna porción de hidrocarburos del condensado retrógrado hacia la fase gaseosa.

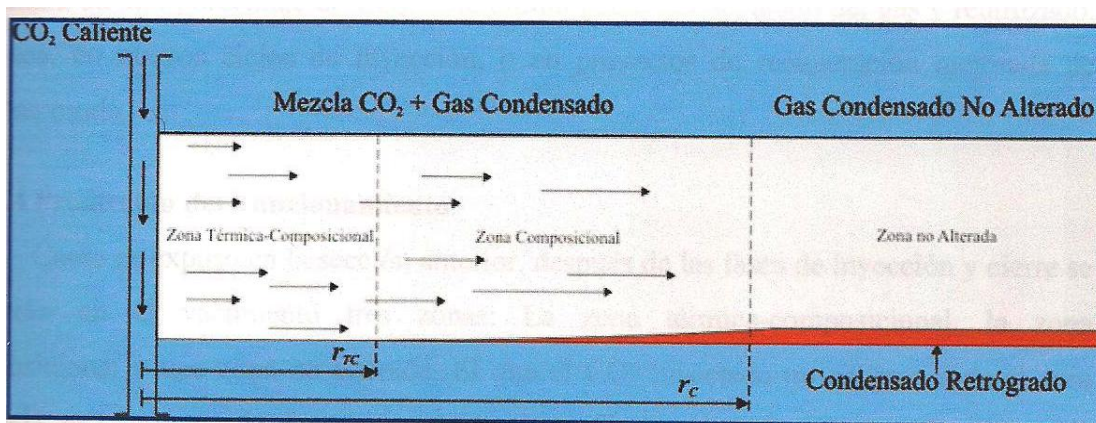


Figura 4.2. Representación esquemática de la fase de inyección de CO_2

4.3.2. Fase de Cierre

En esta fase el pozo es cerrado después de haber culminado la fase de inyección. Durante esta fase se espera que ocurra una difusión adicional del CO₂ en el gas condensado. Al final de esta fase la zona térmica-composicional y la zona composicional habrán alcanzado sus máximos radios, r_{TC} y r_C respectivamente. El período de duración de esta fase no debe ser demasiado largo pues en este caso la zona térmica-composicional perderá su temperatura.

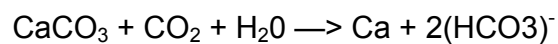
4.3.3. Fase de Producción

En esta fase el pozo es puesto en producción hasta que la tasa de producción de condensado decline nuevamente. Al principio de esta fase el gas producido en superficie presentará un alto porcentaje de CO₂. En este último puede ser separado del gas y reutilizado, bien sea en nuevos ciclos de inyección o en proyecto de recuperación mejorada de petróleo crudo.

4.4. Cambios que presentan los Yacimientos de Gas Condensado ante la Estimulación con CO₂

Durante la inyección de CO₂ se pueden presentar una serie de problemas que son causados por la interacción del CO₂ con las sustancias presentes en la formación. Entre los problemas conocidos se tienen la reducción de la inyectividad/productividad, corrosión del equipo de superficie y de fondo, fugas, depósitos de "escamas", congelamiento y ocasionalmente precipitación de hidrocarburos pesados del crudo y taponamiento por asfáltenos y/o parafinas.

La inyectividad, así como la productividad, se pueden ver considerablemente reducidas por causa de las interacciones del CO₂ con la roca del yacimiento y con el agua de formación. En efecto, el carbonato de calcio de la roca es atacado por el ácido carbónico, formado por la solución del CO₂ en la salmuera, y luego es convertido a bicarbonato de acuerdo a la reacción



La disolución del carbonato de calcio de las paredes, de los canales de flujo o del material cementante de la roca, causada por esta reacción, puede producir efectos opuestos. Por un lado puede incrementar la permeabilidad, mientras que por otro lado, puede causar una reducción en la permeabilidad por la liberación de partículas que pueden migrar y posteriormente obstruir los canales de flujo, lo cual no está soportado aun por los datos publicados. Otro efecto adverso de la disolución del CO₂ en la salmuera es la reducción de la solubilidad al sulfato de calcio (en yacimientos que contienen yeso o anhidrita). Si la salmuera está saturada precipitará alguna porción de sulfato de calcio cuando el CO₂ entre en solución. Esta precipitación podría causar una reducción de la permeabilidad, y por tanto en la inyectividad/productividad.

Otro problema relacionado con el CO₂ en presencia de salmuera es la formación de un ambiente corrosivo en los pozos de producción y facilidades de superficie. Sin embargo, este problema estaría presente solo en la fase de producción, donde es probable que fluyan agua y CO₂. En la fase de inyección es suficiente con deshidratar el CO₂. Entre las soluciones conocidas al problema de corrosión se tienen: El uso de inhibidores; el

revestimiento interno de las tuberías de fondo y superficie, y de los medidores (con plástico o níquel); y el uso de equipos (tuberías y empacadoras) de acero inoxidable.

La fuga de CO₂ a través de la tubería de inyección y del revestidor por la alta presión también ha mostrado ser un problema. Este ha sido controlado usando acoplamientos modificados con sellos especiales de Teflón, en un caso, y con sulfuro de polifenileno como material revestidor de los filetes engranados de los acoplamientos de las tuberías, en otro caso.

Ocurrirá deposición de "escamas" cuando el CO₂ sea liberado de la solución de la salmuera producida. No obstante, la formación de tales "escamas" es un proceso relativamente lento y la aplicación de tratamientos de inhibidores de "escamas" con fosfonato y fosfato de áster en el fondo y en las facilidades de superficie ha mostrado ser satisfactoria.

El efecto de congelamiento y el taponamiento por asfáltenos/parafinas también puede constituir un problema. Cuando el CO₂ se expande a través de un reductor suficiente calor puede ser absorbido para causar congelamiento en y corriente abajo del reductor. Este enfriamiento también puede agravar la obstrucción de las tuberías, reductores, líneas de producción y equipos, por asfáltenos semejantes a hidrocarburos pesados y parafinas. No obstante, se pueden usar calentadores de superficie para controlar este problema⁵.

4.5. Ventajas y Desventajas de la Aplicación de la Inyección de CO₂ en Yacimientos de Gas Condensado.

VENTAJAS:

- En comparación con otros métodos de inyección para la recuperación del retrogrado del gas condensado como la inyección de etano, nitrógeno agua gas natural, la inyección de CO₂ es más efectiva, ya que posee mayor efectividad de vaporizar este gas condensado retrogrado.
- El efecto revaporizador del CO₂ actúa incluso a temperaturas tan bajas y también a menores temperaturas, a diferencia de otros gases comúnmente usados para la inyección en yacimientos de gas condensado.
- Como gas de inyección puede desarrollar miscibilidad dinámica con el crudo cuando suficientes contactos han ocurrido entre ambos, gracias a su habilidad de extraer hidrocarburos de la gasolina y de las fracciones gas y petróleo del crudo, así como, de los hidrocarburos de peso molecular intermedio.

DESVENTAJAS

- El alto costo del CO₂ cuando no se dispone de fuentes de suministro capaces de proporcionar la cantidad necesaria del mismo.
- Los problemas de corrosión causados cuando el CO₂ se pone en contacto con el agua, debido a que se produce ácido carbónico el cual es muy corrosivo
- Se requiere mayor volumen de CO₂ que de gas natural para llenar un barril de espacio poroso.

4.6. Comparación de la inyección de CO₂ en los yacimientos de Gas condensado, con respecto a los métodos convencionales.

4.6.1. Inyección de Agua

Algunas veces es considerada la inyección de agua para mantener la presión de yacimientos de gas condensado. Una serie de factores deben ser tenidos en cuenta antes de tomar la decisión. La razón de movilidad agua-gas condensado es favorable debido a la alta movilidad del gas, esto permite obtener altas eficiencias volumétricas de barrido.

Sin embargo, la eficiencia de desplazamiento de gas por agua es baja, sólo alcanza valores de 50% ⁸.

Considerando los aspectos positivos y negativos que se presentan a continuación, el recobro de gas condensado por inyección de agua es en general menor que por inyección de gas ⁸. Cualquier posible proyecto de inyección de agua debe ser bien justificado y en base a pruebas de laboratorio que indiquen la eficiencia de desplazamiento de gas condensado por agua.

4.6.1.1. Ventajas de la inyección de agua

- * Permite un mantenimiento total o parcial de la presión del yacimiento minimizando las pérdidas por condensación retrógrada y logrando mantener elevadas las presiones de los pozos de producción.
- * Altas eficiencias volumétricas de barrido de gas condensado por agua.

- * En yacimientos de gas condensado con zona de petróleo, el agua hace desplazamiento efectivo del petróleo.

4.6.1.2 Desventajas de la inyección de agua

- * Altas saturaciones residuales de gas condensado en las zonas invadidas por agua lo cual reduce considerablemente la fracción recuperable del gas condensado originalmente en sitio.
- * Se pueden tener grandes dificultades mecánicas para mantener tasas de inyección elevadas en yacimientos presurizados.
- * Drástica disminución de las tasas de producción de gas condensado cuando los pozos empiezan a producir agua.
- * Luego de la irrupción del agua se requiere deshidratar el gas condensado antes de su procesamiento.

4.6.1.3 Inyección de Agua en Yacimientos de Gas Condensado Agotados

Resultados de campo⁸ han mostrado que la Inyección Continua de Agua (ICA) en yacimientos de gas condensado agotados con presión cerca de la de abandono desplaza gas y aumenta el recobro final. La ICA en un yacimiento de gas condensado pobre (RGC = 71429 PCN/BN) y baja presión (910 lpc) del Sur de Louisiana logró aumentar la recuperación de gas en 25 MMMPCN en diez años que duró el proyecto. Los buenos resultados obtenidos se atribuyeron al barrido uniforme hecho por el agua del gas que se encontraba saturando los poros a baja presión.

4.6.1.4. Inyección de Agua vs. Agotamiento Natural

Estudios de simulación numérica de yacimientos⁸ de gas condensado con características similares a las del mar del norte⁴⁹ muestran que la inyección de agua es un método alternativo a la inyección de gas para mantener la presión del yacimiento e impedir la pérdida de condensado retrógrado. La inyección de agua puede ser del tipo continuo o de un tapón de agua seguida por agotamiento natural. Lograron maximizar el recobro de gas y condensado con inyección de agua en yacimientos de gas condensado rico: 180 BN/MMPCN (5556 PCN/BN) y 300 BN/MMPCN (3333 PCN/BN). Los resultados del estudio muestran que:

- A) Se logra maximizar el recobro de gas (separador) inyectando un tapón de agua de 25% VPH (volumen poroso ocupado por Hidrocarburos) seguido de agotamiento. Los recobros adicionales en comparación con AN) fueron 6.7 y 3.8% GOES para los yacimientos de gas condensado con rendimiento de 180 y 300 BN/MMPCN.
- B) Igualmente, los mayores recobros adicionales de condensado: 19 y 39% COES se lograron inyectando volúmenes de agua de 50 y 60% VPH para los mismos yacimientos.

Los resultados de este estudio muestran que la IA en forma óptima, es una técnica alternativa al AN cuando no se tiene disponibilidad de inyección de gas. Resultados similares muestran estudios de simulación composicional del Campo Carito. Los yacimientos muestran una fuerte variación composicional con profundidad: Gas Condensado - Zona de Transición - Petróleo Volátil y al someterlos a procesos de IG, IA y AN se obtuvieron recobros de 58,42 y 28% LOES (Líquido Original en Sitio, condensado +

petróleo). Indicando que el agua pudiera ser una alternativa en caso de que no se dispusiera de gas para inyección.

4.6.1.5. Inyección de Agua vs. Inyección de Gas

Debido a que los aspectos negativos tienen más peso que los aspectos positivos, la inyección de agua se ha aplicado poco en el mantenimiento de presión de yacimientos de gas condensado". Sin embargo existen algunas ventajas de la inyección de agua sobre la inyección de gas y algunos tipos de yacimientos donde la 1ra puede generar mayores recobros que la 2da.

- La inyección de agua libera gas seco de inyección para la venta.
- Es preferible la inyección de agua a la de gas en yacimientos de gas condensado con pierna de petróleo poco volátil debido a que el agua desplaza más eficientemente al petróleo que el gas.
- También es preferible la inyección de agua en yacimientos estratificados debido a que la viscosidad del agua es mayor que la del gas y por esta razón el agua se canaliza menos rápido que el gas a través de los estratos de mayor permeabilidad. Sí ocurre flujo cruzado o comunicación entre los estratos, la inyección de gas puede resultar mejor que la inyección de agua.

4.6.2. Inyección Alterna de Agua y Gas

Este proceso consiste en inyectar taponos alternados de agua y gas como se ilustra en la Figura 4.3. La presencia de agua disminuye la permeabilidad relativa al gas y por tanto su movilidad, de igual forma la presencia de gas reduce la permeabilidad al agua y su movilidad. Los

mecanismos de recobro que actúan en este proceso al aplicarlo a un yacimiento de gas condensado son:

- Altas saturaciones de gas de inyección (en vez de gas condensado) quedan atrapadas en zonas invadidas por agua reduciendo la saturación residual de gas condensado.

- La presencia de agua reduce la permeabilidad efectiva al gas controlando su movilidad e impidiendo su rápida canalización.

- Igualmente, la presencia de gas reduce la permeabilidad efectiva al agua reduciendo su movilidad.

- Disminución de la movilidad gas/gas condensado y agua/gas condensado en relación a proyectos de IG o IA (por separado).

- La presencia de agua ayuda a desplazar el gas condensado remanente en la parte inferior del yacimiento en un proyecto de inyección de gas.

- El agua produce dispersión del gas y lo obliga a penetrar en zonas de baja permeabilidad.

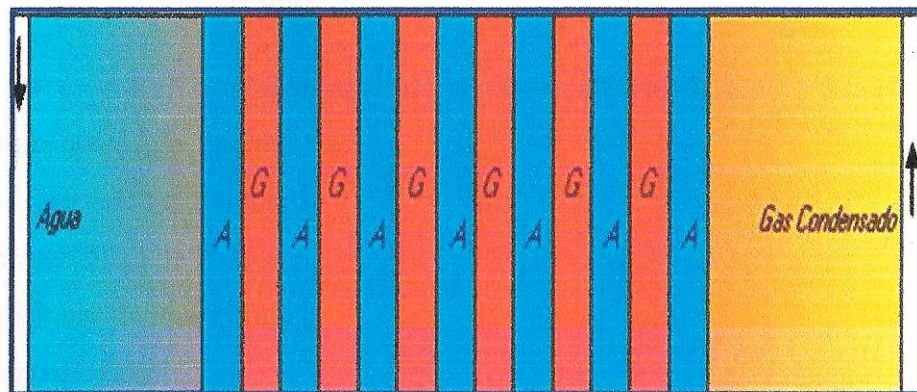


Figura 4.3. Proceso de Inyección Alternada de Agua y Gas (IAAG)

4.6.2.1. Ventajas de la Inyección Alterna de Agua y Gas (IAAG)

- * Mejora la eficiencia volumétrica de Barrido en comparación a la IG
- * Libera gas que puede ser usado en otras actividades
- * Cuando la permeabilidad vertical lo permite el gas barre las zonas altas y el agua barre las bajas de un yacimiento.

4.6.2.2. Factores que afectan el proceso de Inyección Alterna de Agua y Gas (IAAG)

- Heterogeneidad del yacimiento,
- Propiedades de los fluidos.
- Humectabilidad de la roca.
- Condiciones de miscibilidad.
- Gas atrapado.
- Y parámetros como: Frecuencia de ciclo- Tamaño del tapón-Tasa de Inyección

4.6.2.3. Recomendaciones para aplicar el proceso Inyección Alterna de Agua y Gas (IAAG)

- Áreas geológicas con sistemas de fallas.
- Coexistencia de regiones con grandes contrastes (altas y bajas) Permeabilidades.
- Zonas de producción en intervalos de poco espesor (< 6 pies).
- Yacimientos donde presentan dificultades la recuperación secundaria y Terciaria

4.6.3. Inyección de Nitrógeno

Históricamente se ha aplicado el ciclaje de gas seco para mejorar el recobro de líquido de un yacimiento de gas condensado. La mayor desventaja de este proceso es que el gas seco producido es reinyectado y por tanto no está disponible para la venta hasta el final del proyecto cuando se para la inyección y se agota la presión. Ha sido descrita como un proceso de tecnología probada técnica y económicamente.

La mayor desventaja de la inyección de nitrógeno es que llega un momento en que el gas aparece contaminado con nitrógeno y es necesario hacer una inversión adicional para separar los hidrocarburos del nitrógeno.

Aunque en Venezuela no se ha realizado hasta el presente ningún proyecto de inyección de nitrógeno, debido básicamente a la relativa abundancia de gas seco, es conveniente conocer los siguientes aspectos que se deben tener en cuenta en la toma de decisión de realizar un proyecto de inyección de nitrógeno⁸:

- * Eficiencia de desplazamiento.
- * Propiedades físicas del nitrógeno.
- * Efecto de la variación de la permeabilidad.
- * Efecto del nitrógeno sobre el comportamiento retrógrado del gas condensado.
- * Localización de los pozos inyectoros.
- * Generación y costo.

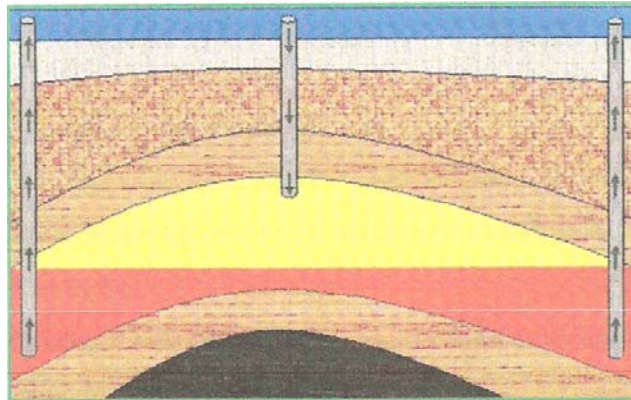


Figura 4.4 Proceso de Inyección de Nitrógeno en un Yacimiento de Gas Condensado.

4.6.3.1. Aplicaciones del Nitrógeno (N_2)

- * Recuperación de condensado.
- * Optimización de la recuperación de condensado en yacimientos nuevos.
- * Mantenimiento de la presión en capas de gas.
- * Recuperación adicional en crudos pesados, livianos y medianos.
- * Estimulación de pozos de gas dañado por el efecto capilar final.

4.6.3.2. Ventajas de la Inyección de (N_2)

- * Proceso de tecnología sencilla.
- * Altos recobros.
- * Actualmente es una alternativa a la inyección de gas en yacimientos de gas condensado en USA y Europa.

4.6.3.3. Desventajas de la Inyección de (N₂)

- * Contaminación del gas condensado con N₂.
- * Reducción del poder calorífico del gas producido.
- * Inversión adicional para separar el N₂ de los hidrocarburos.

4.7. Aplicación de la inyección de CO₂ en un yacimiento real de gas condensado.

El campo Halfmoon está localizado en el condado Park, al Noroeste de Wyoming, en la Cuenca gran cuerno. El campo está desarrollado en un espacio de diez acres, y tiene 27 de pozos activos produciendo y un inyector de agua. Las propiedades del yacimiento son resumidas en la tabla uno y las localizaciones de los pozos se muestran en la figura uno. El intervalo de producción Phosphoria es una caliza/dolomita de edad permiana, con fracturas abiertas naturales sobre la cresta de una estructura anticlinal. El intervalo de producción Tensleep está formado por areniscas de edad Pensilvaniana. La estructural también es un anticlinal, un poco mas fracturada que la de Phosphoria. El mecanismo de producción del yacimiento está constituido por el arrastre natural débil del agua proveniente de la formación Madison más profunda, excepto por la porción norteña de la formación Tensleep la cual posee mayor soporte de agua. Se cree que el agua arrastra el gas de producción, compuesto por 94 % de CO₂.

La inyección de gas inmiscible fue considerada ya que la respuesta al inyector de agua existente sugirió que el campo era un pobre candidato para la inyección de agua. La mayor razón para proponer un proyecto de CO₂ fue que una fuente de CO₂ estaba disponible en el campo. El proyecto fue

concebido como una operación huff 'n' puff (sopla y absorbe) a lo ancho de todo el campo, debido a que la economía en los ciclos podía ser evaluada rápidamente.

4.7.1. Resultados de inundación en el núcleo.

La Tabla 2.2 provee propiedades del crudo. Las propiedades promedio de la arenisca fueron: 36 md kv, 0,8 kv/kh y 13,1% de porosidad. El núcleo de Phosphoria midió 3,1 mdkv, 0,4 kv/kh y 17,4 de porosidad.

Se realizaron experimentos a 140°F y con una presión de sobrecarga de 3500 psi. Los procedimientos de inundación del núcleo usados fueron similares a los descritos en otras partes, excepto por las pruebas cíclicas con agotamiento de presión.

Los resultados indicaron que la inyección de CO₂ inmisible podría recuperar un incremento de petróleo significativo a condiciones presentes en el yacimiento. Tasas de recobro acumulativas de 30,6 % PV en Tensleep, y 16,2 %PV en Phosphoria fueron obtenidas a partir de dos ciclos de soplado y absorbido con influjo de agua.

4.7.2. Proyecto de Campo:

Equipamiento:

Un compresor de 4 cilindros con un motor eléctrico de 200 CF fue entregado al campo en Julio de 1991. Por la presencia de H₂S, los cilindros del compresor fueron equipados para cumplir o exceder el estándar NACE MR-01-75. El compresor tenía una presión de succión de 20 psig en la primera etapa, una presión de descarga de 1000 psig en la etapa final y era

capaz de inyectar 513 MSCFPD. El compresor fue instalado al lado de la batería de producción del campo, y se colocaron tuberías superficiales temporales hacia los pozos donde se inyectaría en CO₂. Las líneas usaban tubería de grado J-55 de 1,66 pulgadas. El uso de tuberías temporales redujo costos, mantuvo las alteraciones superficiales a un mínimo, y permitió ser flexibles en la selección de los pozos.

4.7.3. Desempeño del Huff 'n' Puff.

La Tabla 2.3 resume el diseño del tratamiento y la respuesta productiva para las tres pruebas convencionales de Huff 'n' Puff.

El primer tratamiento cíclico de CO₂ se realizó en Tensleep. El pozo Morrison 34 era un productor de mezclados, y la formación Tensleep fue aislada por debajo de un embalado para la inyección del gas. La respuesta total del desplazamiento fue de 50 barriles diarios. La producción del pozo Morrison 34 anterior a la inyección de gas cíclica era de aproximadamente 11 BOPD y de 451 BWPD. Cuando el pozo retornó a la producción, produjo 22 BOPD y 476 BWPD, representando un incremento de 11 BOPD con un corte reducido de agua.

La segunda prueba de Huff 'n' Puff también fue realizada en la formación Tensleep, con esta aislada bajo un embalaje. Los pozos vecinos no mostraron traspaso de gas ni respuesta incremental de crudo. Antes de la inyección de CO₂, el pozo Morrison 17 producía 57 BOPD y 427 BWPD. Luego de la inyección de CO₂, la producción aumentó a 96 BOPD y 213 BWPD. Este incremento de producción tampoco duró mucho.

El tercer pozo Huff 'n' Puff pertenecía a la formación Phosphoria solamente. Mientras se inyectaba gas, una pequeña cantidad de gas e incremento de petróleo fueron detectados en un pozo vecino. Antes de la inyección de CO₂, el pozo Morrison 28 producía alrededor de 15 BOPD y 21 BWPD.

4.7.4. Respuesta de inundado:

El pozo Morrison 20 fue seleccionado para evaluar el potencial de arrastre del CO₂ inmiscible en la formación Tensleep. Además, cuando el pozo Morrison 20 retornara a la producción, los efectos de un tratamiento Huff 'n' Puff a largo plazo podrían ser analizados. La inyección de CO₂ en el pozo comenzó el 11 de diciembre de 1991. A la fecha del 31 de mayo de 1992, se habían inyectado 69,5 MMSCF, a una tasa promedio de 427 MSCFPD. Un perfil de inyección indico una buena conformidad vertical sobre el 70 % del pago de la formación Tensleep. Medidas del gradiente de fluido tomadas durante el perfil revelaron que el 30% inferior se encontraba cubierto por líquido.

4.7.5. Evaluación piloto:

Viabilidad del uso del CO₂ en el campo Halfmoon

Desde un punto de vista técnico, el proyecto Halfmoon demostró que puede recuperarse petróleo pesado por inyección de CO₂ inmiscible, inyectándolo en forma cíclica o continua.

Mientras las pruebas Huff 'n' Puff estuvieron dentro del grado de resultados vistos en otros casos, la respuesta en el campo fue menor que la

esperada de acuerdo a los resultados en el laboratorio. El uso cíclico del gas en el campo vario de 4,2 a 15,5 MSCF/STB, comparados con resultados de inundación del núcleo de 0,3 a 8 MSCF/STB y predicciones de < 3 MSCF/STB. Los incrementos en la tasa de producción de crudo observados en el campo estuvieron cerca al estimado del laboratorio para un radio de tratamiento de 50 pies; sin embargo, los tamaños de las líneas fueron diseñados para apuntar a radios mayores que 75 pies. La utilización de CO₂ en inundaciones de laboratorio estaba de acuerdo con la respuesta de desplazamiento del pozo Morrison 34, pero no se realizaron pruebas de influencia de la inyección continua, quizás debido al poco tiempo y a la dificultad de estimar el incremento del crudo a partir de la respuesta total del campo.

4.7.6. Economía

Basándose en casi 6 meses de respuesta en la producción, un incremento en la tasa de producción de crudo en el campo de 15 a 50 BOPD es atribuida a la inyección de CO₂ en el pozo Morrison 20. A la tasa promedio de inyección de gas de 450 MCFPD, la respuesta incremental de crudo se traduce en tasas de utilización diarias de gas en un rango desde 30 hasta 9 MSCF/STB. La inyección de CO₂ no influencio la producción total del campo durante los dos meses y medio. Un incremento de la tasa de producción de crudo se observó en este periodo, pero esto se atribuyó al tratamiento Huff 'n' Puff del pozo Morrison 28. Mientras que la producción del pozo Morrison 28 caía a los niveles anteriores de la inyección de CO₂, la producción total del campo cayó primero debido al diferimiento de la producción del pozo Morrison 20, y luego se levantó a un promedio de 10 BOPD sobre la base. Hubo un tiempo de parada anormal en Mayo, y de no haber ocurrido, la producción hubiese alcanzado un promedio de 15 BOPD sobre la base de la predicción productiva. Además, debe notarse que los 35 BOPD que el pozo

Morrison 20 produjo antes de su conversión a un pozo de inyección permanecieron en la predicción base. Si esta producción diferida es incluida, entonces el incremento de la producción del campo debido a la inyección de CO₂ se incrementa a 50 BOPD.

Al precio del crudo del campo Halfmoon en Junio de 1992 (14,00 dólares) se requería un aumento en la producción de 22 barriles por día solo para equiparar los gastos asociados a la inyección, que llegaban a 7000\$ mensuales, y se requerían reservas de 10.000 barriles solo para justificar la compra del compresor, que se había rentado para la prueba anterior. Debido a la falta de incentivo económico, la inyección de CO₂ cesó el 7 de Junio de 1992. El acumulado de la inyección de gas había alcanzado los 77 MMSCF.

4.7.7. Conclusión:

- 1- Se produjo un incremento en la producción de petróleo en el campo Halfmoon vía inyección de CO₂ utilizando inyección cíclica o continua. Para tratamientos de Huff 'n' Puff, la utilización de CO₂ estuvo en un rango de 4,2 hasta 15,5 MSCF/STB, con un incremento en las reservas del pozo de prueba proporcional a la cantidad de gas recobrado. Luego de seis meses de inyección continua, la producción total del campo se incrementó en un rango promedio de 15 hasta 50 BOPD.
- 2- Al precio del crudo del campo Halfmoon en Junio de 1992 (14,00 dólares) se requería un aumento en la producción de 22 barriles por día solo para equiparar los gastos asociados a la inyección, que llegaban a 7000\$ anuales, y se requerían reservas de 10.000 barriles solo para justificar la compra del compresor, que se había rentado para la prueba anterior. Debido a la falta de incentivo económico, la inyección de CO₂ cesó.

- 3- La evaluación de laboratorio del potencial del CO₂ fue excesivamente optimista comparado con los resultados reales de campo. Sin embargo, hubo un acuerdo cualitativo significativo entre los resultados de laboratorio y los de campo. Ambos mostraron que habían ventajas mixtas para usar tanto inyección continua como cíclica. La inundación causó un incremento mayor en la tasa de recobro de crudo, pero el uso del gas era más eficiente en la inyección cíclica. Ambas modalidades no mostraron problemas algunos con respecto a la precipitación de asfaltenos.

Tabla 4.1. Propiedades de la roca y Fluido del Yacimiento Halfmoon

YACIMIENTO HALFMOON, PROPIEDADES DE ROCA Y FLUIDO	
Temperatura del Yacimiento (°F)	135 a 141
Presión (psig)	450 a 900
Intervalo de producción Phosphoria	
Profundidad (pies)	Alrededor de 3400
Pago neto (pies)	Alrededor de 40
Porosidad promedio (%)	14
Permeabilidad promedio (md)	17
Intervalo de producción Tensleep	
Profundidad (pies)	Alrededor de 3600
Extensión Producida (pies)	Alrededor de 98
Porosidad promedio (%)	15
Permeabilidad promedio (md)	95
Petróleo	
Gravedad (°API)	Alrededor de 17
Viscosidad a 140°F (cp)	118
Contenido de C₄₊ (% peso)	Alrededor de 42
Contenido de asfaltenos (% peso)	5,5
Contenido de agua (% peso)	7,6 (antes de la deshidratación)
Gas	
Composición (% molar)	94,1 CO ₂ , - 1,7 N ₂ - 1,2 H ₂ S - 3,0 C ₁₊

Tabla 4.2. Respuesta de Campo de las Operaciones Huff 'n' Puff

RESPUESTA DE CAMPO DE LAS OPERACIONES HUFF 'N' PUFF										
Pozo	Gas Inyectado (MMSCF)	Periodo de Inyección	Incremento del Recobro (STB)			Incremento de la Tasa de Extracción (BODP/BODP)	Recuperación de Gas (%)	Utilización de Gas (MSCF/STB)		
			Pozo de prueba	Pozos Laterales	Total			Pozo de prueba	Pozos Laterales	Total
Morrison 34 T	11,0	08/06/91 09/25/91	350	2300	2650	2,1	15	31	4,6	35,6
Morrison 17 T	9,3	10/01/91 11/11/91	800	0	800	1,7	47	11,6	ND	11,6
Morrison 28 P	9,3	11/13/91 12/09/91	600	0	600	2,4	26	15,5	ND	15,5

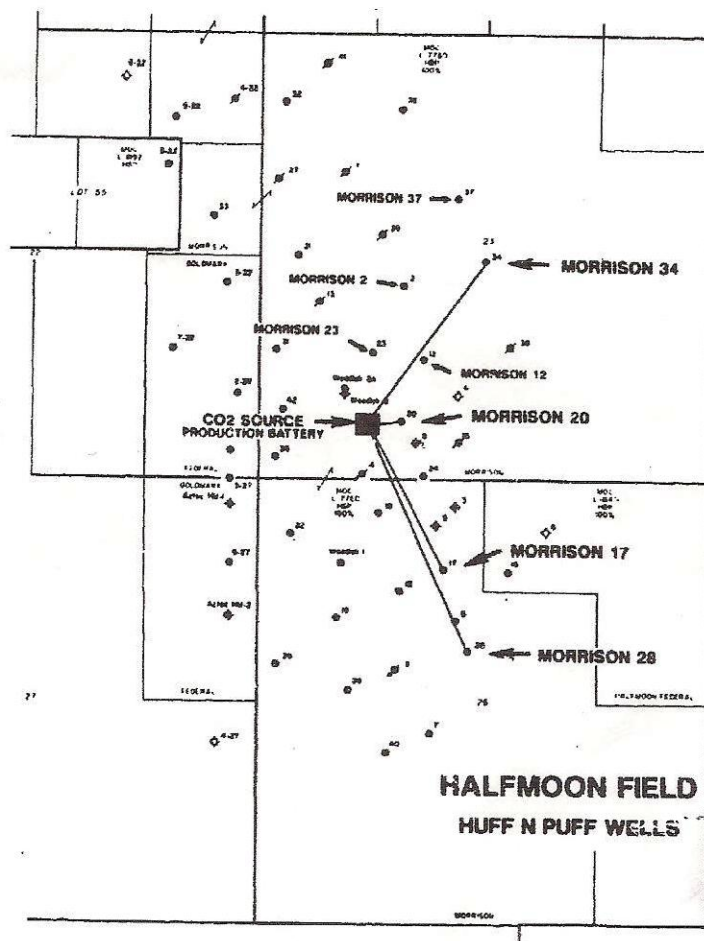


Figura 4.5. Diagrama del campo Halfmoon

CONCLUSIONES

1. Entre las causas que conllevan a la pérdida de productividad del Gas Condensado hacia la superficie se encuentran: Acumulación de líquido en los pozos, en la formación, en las zonas cercanas a los pozos y el desarrollo de un anillo de condensado.
2. La propiedad más importante del CO₂ es su capacidad para vaporizar y extraer porciones del condensado, con el cual se pone en contacto.
3. Un criterio esencial para la aplicación de la inyección de CO₂, es garantizar una fuente de CO₂ adecuada y confiable a un costo razonable.
4. El CO₂ puede causar una serie de problemas cuando interacciona con las sustancias presentes en la formación. Entre ellos: reducción de la inyectividad/productividad, corrosión del equipo de superficie y de fondo, etc.
5. En comparación con los métodos convencionales de inyección, la inyección de CO₂ posee mayor efectividad de vaporizar el condensado retrogrado.
6. El proceso de recuperación de condensado retrogrado con CO₂ comprende: el estudio integrado del yacimiento, además de las fases de inyección, cierre y producción.

7. El dióxido de carbono tiene un efecto superior en comparación a otros gases, sobre un rango más amplio de condiciones, y una mayor variedad de tipos de líquidos hidrocarburos.

8. Con la inyección de CO_2 el gas producido en superficie presentará un alto porcentaje de CO_2 pero este puede ser separado del gas y reutilizarse en nuevos ciclos de inyección.

RECOMENDACIONES

1. Se recomienda ampliar el nivel del proyecto construyendo un modelo computarizado basado en datos del yacimiento que lleve a cabo la predicción de la producción de petróleo con la inyección de dióxido de carbono.
2. Es necesario diseñar modelos de simulación que permitan un mejor entendimiento del comportamiento de los gases de inyección y conocer el efecto que éstos tendrían en la recuperación de los componentes intermedios y pesados.

BIBLIOGRAFÍA

1. Ingeniería de yacimientos, **“Caracterización Física de Yacimientos”**, Ing. Gregorio Bruzual T.
2. Oilfield Review, **“Revisión de los yacimientos de gas condensado”**, Slumberger.
3. **“Guía de laboratorio de yacimientos”**, Universidad de Oriente, Venezuela.
4. **“Prácticas de Ingeniería de yacimientos Petrolíferos”**, Ing José S Rivera V.
5. Evelin de la cruz Marcano, **“Estudio del método de inyección de CO₂ para mejorar la recuperación de gas condensado retrógrado en el yacimiento UDO.EM”**, Tesis de Grado, Escuela de Ing. Y Ciencias Aplicadas, UDO, Puerto la Cruz.
6. **“Inyección de agua y Gas en yacimientos Petrolíferos”**, Magdalena París de Ferrer, segunda Edición.
7. Francisco G, **“Evaluación del método de inyección de CO₂ para la recuperación de gas condensado retrógrado en el yacimiento UDO.ER82”**, Tesis de Grado, Escuela de Ing. Y Ciencias Aplicadas, UDO, Puerto la Cruz.

8. **“Ingeniería de yacimientos de Gas Condensado”**, Gonzalo Rojas, segunda edición, Universidad de Oriente, Venezuela.

9. SPE 24645, **“Cyclic CO₂ injection for Heavy- oil Recovery in Halfmoon Field: laboratory Evaluation and Pilot Performance”**, Steve Olenick and T.G. Monger.McClure.

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO

TÍTULO	ESTUDIO DE LA ALTERNATIVA DE INYECCIÓN DE CO ₂ PARA EL RECOBRO DE LÍQUIDO EN YACIMIENTOS DE GAS CONDENSADO RETROGRADO
SUBTÍTULO	

AUTOR (ES):

APELLIDOS Y NOMBRES	CÓDIGO CULAC / E MAIL
Medina Tovar Elenitza Maria	CVLAC: V- 17.871.938 E MAIL: elemolina_7@hotmail.com
	CVLAC: E MAIL:
	CVLAC: E MAIL:
	CVLAC: E MAIL:

PALABRAS O FRASES CLAVES:

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO

ÁREA	SUBÁREA
INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS	INGENIERÍA DE PETRÓLEO

RESUMEN (ABSTRACT):

Un yacimiento de Gas Condensado puede obstruirse con sus componentes más valiosos. La saturación del líquido condensado puede incrementarse en la región vecina al pozo como consecuencia de la caída de presión por debajo del punto de rocío, restringiendo en última instancia el flujo de gas. La restricción en la zona vecina al pozo puede reducir la productividad de un pozo en un factor de dos o más. Este fenómeno, es conocido como formación de bloque o banco de condensado. Para minimizar las pérdidas de líquido por condensación retrograda, uno de los métodos utilizados es la Inyección de CO₂, este método permite mantener la presión del yacimiento usualmente mayor o cerca a la del punto de rocío. Un criterio esencial para la aplicación de este método, es garantizar una fuente de CO₂ adecuada y confiable a un costo razonable. Siendo la propiedad más importante del CO₂ su capacidad para vaporizar y extraer porciones del condensado, con el cual se pone en contacto. Determinando, la Presión Mínima de Miscibilidad (*PMM*), las condiciones bajo las cuales, ocurrirá el desplazamiento (miscible, o inmisible).

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO

CONTRIBUIDORES

APELLIDOS Y NOMBRES	ROL / CÓDIGO CVLAC / E_MAIL			
	CA	AS	TU X	JU
	CVLAC:			
	E_MAIL			
	E_MAIL			
URICARE, JAIRO	CA	AS	TU	JU X
	CVLAC:			
	E_MAIL uricare2@hotmail.com			
	E_MAIL			
	CA	AS	TU	JU X
	CVLAC:			
	E_MAIL			
	E_MAIL			
	CA	AS X	TU	JU
	CVLAC:			
	E_MAIL			
	E_MAIL			

FECHA DE DISCUSIÓN Y APROBACIÓN:

2011	04	14
AÑO	MES	DÍA

LENGUAJE: ESPAÑOL

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO

ARCHIVO (S):

NOMBRE DE ARCHIVO	TIPO MIME
TESIS. Estudio de la Alternativa de Inyección de CO ₂ para el Recobro de Líquido en Yacimientos de Gas Condensado Retrogrado.doc	Application/msword

**CARACTERES EN LOS NOMBRES DE LOS ARCHIVOS: A B C D E F G H I J K L
M N O P Q R S T U V W X Y Z. a b c d e f g h i j k l m n o p q r s t u v w x y z. 0 1
2 3 4 5 6 7 8 9.**

ALCANCE

ESPACIAL: _____

TEMPORAL: _____

TÍTULO O GRADO ASOCIADO CON EL TRABAJO:

Ingeniero de Petróleo

NIVEL ASOCIADO CON EL TRABAJO:

Pregrado

ÁREA DE ESTUDIO:

Departamento de Ingeniería de Petróleo

INSTITUCIÓN:

Universidad de Oriente, Núcleo Anzoátegui

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO

DERECHOS

De acuerdo al artículo 41 del Reglamento de Trabajo de Grado:
“Los trabajos son propiedad exclusiva de la Universidad de Oriente, y solo podrán ser utilizados para otros fines con el consentimiento expreso del Consejo de Núcleo respectivo, quien participará al Consejo de Universidades”

AUTOR

Elenitza Maria Medina Tovar

TUTOR

Ing. Jairo Uricare

JURADO

Ing. Jairo Uricare

POR LA SUBCOMISION DE TESIS

Prof. Rayda Patiño