



**UNIVERSIDAD ESTATAL PENINSULA DE
SANTA ELENA**

ESCUELA DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
CARRERA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEO

**“DESARROLLO DE UN SOFTWARE BASADO EN EL
MODELO DE KOVAL MODIFICADO POR CLARIDGE PARA
EVALUAR RESERVORIOS CANDIDATOS EN
RECUPERACIÓN MEJORADA CON INYECCIÓN DE CO₂
MISCIBLE”**

**TESIS DE GRADO
PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE
INGENIERO EN PETRÓLEO**

**AUTOR:
CELIA PAOLA MATÍAS GALDEA**

LA LIBERTAD – ECUADOR

2015

**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA
ELENA**

**FACULTAD CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
ESCUELA DE PETRÓLEO
CARRERA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEO**

**“DESARROLLO DE UN SOFTWARE BASADO EN EL
MODELO DE KOVAL MODIFICADO POR CLARIDGE PARA
EVALUAR RESERVORIOS CANDIDATOS EN
RECUPERACIÓN MEJORADA CON INYECCIÓN DE CO₂
MISCIBLE”**

**TESIS DE GRADO
PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE:
INGENIERO EN PETRÓLEO**

**PRESENTADA POR:
CELIA PAOLA MATÍAS GALDEA**

**TUTOR
ING. JOSE LUIS ZIRITT.**

LA LIBERTAD – ECUADOR

2015

APROBACIÓN DEL TUTOR

En mi calidad de Tutor de la Tesis: “ **DESARROLLO DE UN SOFTWARE BASADO EN EL MODELO DE KOVAL MODIFICADO POR CLARIDGE PARA EVALUAR RESERVORIOS CANDIDATOS EN RECUPERACIÓN MEJORADA CON INYECCIÓN DE CO2 MISCIBLE**”, desarrollada por la estudiante Srta. Celia Paola Matías Galdea egresada de la Carrera de Ingeniería en Petróleo, Facultad de Ciencias de la Ingeniería de la Universidad Estatal Península de Santa Elena, previo a la obtención del Título de Ingeniero en Petróleo.

Me permito declarar que luego de haber dirigido, estudiado y revisado, apruebo en su totalidad este trabajo de investigación.

Atentamente

Ing. José Luis Ziritt
TUTOR

DECLARACIÓN

Yo, CELIA PAOLA MATÍAS GALDEA, declaro bajo juramento que el trabajo descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentada para ningún grado o calificación profesional; y que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento. A través de la presente declaración cedo mi derecho de propiedad intelectual correspondiente a este trabajo, a la Universidad Estatal Península de Santa Elena, según lo establecido por la ley de Propiedad intelectual, por su reglamento y por la normativa institucional vigente.

Celia Paola Matías Galdea

AGRADECIMIENTO

Esta tesis, es clara expresión del esfuerzo y sacrificio, se concreta con la oportuna asistencia de seres afables, a quienes, revelo mi permanente gratitud:

Dios, quien con su amor infinito me dio luz para darme sabiduría y prudencia para sostenerme.

Mis padres, hermanos, y familiares en general porque estuvieron y están presentes con su apoyo incondicional en todo el trayecto de mi carrera hasta culminarla con éxito.

Ing. Christian Sánchez por su aportación en el desarrollo de la tesis.

Ing. José Luis Zirit por su apoyo y enseñanza de asesoría para la culminación de la tesis.

Universidad Estatal Península de Santa Elena por ser la forjadora en la formación académica.

Gracias a todas las personas que me ayudaron directa o indirectamente en la realización de esta tesis.

Paola

DEDICATORIA

A Dios por guiarme en mi camino en esta etapa de mi vida, brindándome las fuerzas necesarias para culminar con mis estudios superiores.

A mis padres Edison Matías González, por ser constante conmigo, confiar y creer en mí apoyándome en todo momento sobre todo en los momentos más difíciles, a mamá Lucrecia Galdea Reyes, por su amor incondicional e impulsarme a seguir en el trayecto de mis estudios.

A mis hermanos: Miriam, Sofía, Karen, Edison y Katty; por su apoyo en todo momento.

A mi familia en general, porque me han brindado su apoyo incondicional y por compartir conmigo buenos y malos momentos.

PAOLA

TRIBUNAL DE GRADUACIÓN

Ing. Alamir Álvarez Loor
DECANO DE LA FACULTAD
CIENCIAS DE LA INGENIERÍA

Ing. Carlos Portilla Lazo
DIRECTOR DE LA CARRERA
INGENIERÍA EN PETRÓLEO

Ing. Raúl Morgner
PROFESOR DE ÁREA

Ing. José Luis Ziritt
TUTOR DE TESIS

Ab. Joe Espinoza Ayala
SECRETARIO GENERAL

**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA.
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA.
ESCUELA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEOS.**

RESUMEN

“DESARROLLO DE UN SOFTWARE BASADO EN EL MODELO DE KOVAL MODIFICADO POR CLARIDGE PARA EVALUAR RESERVORIOS CANDIDATOS EN RECUPERACIÓN MEJORADA CON INYECCIÓN DE CO2 MISCIBLE ”

Autor: Celia Paola Matías Galdea.

En este trabajo se desarrollará un software capaz de evaluar y clasificar yacimientos candidatos para la aplicación de recuperación mejorada con el método de inyección de CO₂ miscible, por medio del modelo de Koval modificado por Claridge este modelo está desarrollado para yacimientos homogéneos y heterogéneos con desplazamiento miscible, el programa consta de tres partes: la primera radica en estimar el volumen de petróleo que se va a extraer del yacimiento N_p , considerando las condiciones y parámetros del yacimiento a explotar. Para este proyecto también es imprescindible el cálculo de la presión mínima de miscibilidad, para lo cual se va utilizar correlaciones basadas en ecuaciones de mayor exactitud que considera la temperatura y el peso molecular promedio del crudo y una tercera parte que es el cálculo de la cantidad de CO₂ que se queda atrapado en el yacimiento, que es un fenómeno secundario al proceso y constituye una ventaja ambiental.

El modelo calcula la presión mínima de miscibilidad (PMM) y el factor de recobro para la aplicación de un proceso miscible con CO₂, según las

características del yacimiento estudiado. Además determina el CO₂ que queda atrapado en el reservorio al aplicar el proceso.

Estos resultados sirven para evaluar y seleccionar candidatos a ser producidos al momento de elegir al yacimiento calificado para ser sometido al proyecto de EOR inyección de CO₂ miscible como paso previo a realizar estudios y evaluación que signifiquen por costo de capital invertido, minimizando así el nivel de incertidumbre.

CONTENIDO

	Pág.
1 EL PROBLEMA.....	17
1.1 PLANTEAMIENTO Y FORMULACIÓN DEL PROBLEMA.	17
1.2 OBJETIVOS:.....	18
1.2.1 Objetivo General:.....	18
1.2.2 Objetivos Específicos:	18
1.3 JUSTIFICACIÓN.	18
2 METODOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA.	19
2.1 Introducción a la Recuperación Mejorada.....	19
2.2 Definición De Recuperación Mejorada.	20
2.2.1 Recuperación Mejorada (EOR).....	21
2.2.2 Recuperación Avanzada (IOR).....	21
2.3 Clasificación de Métodos de Recuperación Mejorada.	21
2.3.1 ° Clasificación según Marle (1991).	23
2.3.1.1 Métodos de recuperación térmica	24
2.3.1.2 Métodos de inyección de gas hidrocarburo.	24
2.3.1.2.1	24
2.3.1.2.1 Desplazamiento miscible con gas.	25
2.3.1.2.2 Desplazamiento por gas enriquecido.	25
2.3.1.2.3 Desplazamiento con gas a alta presión.....	26
2.3.1.2.4 Inyección de Gases de Combustión.	26
2.3.1.2.5 Inyección de N ₂	27
2.3.1.2.6 Inyección de Dióxido de Carbono CO ₂	27
2.3.1.3 Métodos de inyección de químicos.	28
2.3.1.4 Otros.	28
2.3.1.4.1 Inyección Microbiana.....	29
2.3.1.4.2 Inyección de agua Alternada con Inyección de Gas (WAG).	29

2.3.1.4.3 Inyección de Espumas.....	29
2.4 Criterios para la selección de los procesos de Recuperación Mejorada.....	31
2.5 Introducción al proceso de inyección de CO ₂	34
2.6 Descripción del proceso de inyección de CO ₂ , Miscible.....	35
3 ANÁLISIS DEL MODELO DE KOVAL MODIFICADO POR CLARIDGE Y PROGRAMACIÓN.	38
3.1 Modelo de Koval.	38
3.1.1 Introducción al modelo de Koval	38
3.1.1.1 Teoría de Desplazamiento de Buckley-Leverett.	39
3.1.2 Desarrollo del modelo de Koval.....	40
3.1.3 Aplicación del método k f actor para sistemas homogéneos	43
3.1.4 Aplicación del método k f actor para sistemas heterogéneos.....	44
3.2 Propuesta de Claridge del modelo Koval modificado.....	44
3.2.1 Introducción a la propuesta de Claridge.....	44
3.2.2 Desarrollo del modelo de Koval modificado por Claridge	45
3.2.2.1 Correlación de barrido areal.	45
3.2.2.2 Correlación de eficiencia de desplazamiento	48
3.2.2.3 Ecuaciones de eficiencia de desplazamiento.....	49
3.2.2.4 Correlación de recuperación de petróleo simplificado	50
3.3 . Cálculo de la Presión Mínima de Miscibilidad.	51
3.3.1 Definición de Presión Mínima de Miscibilidad.....	51
3.3.2 Determinación de la PMM.	52
3.3.2.1 Métodos Experimentales.....	53
3.3.2.1.1 La Prueba del Tubo Delgado (Slim Tube).....	53
3.3.2.1.2 Prueba de la burbuja ascendente (RBA).....	55
3.3.2.2 Correlaciones Matemáticas	56
3.3.2.2.1 Fórmula para el cálculo el peso molecular MW (C ₅ ⁺)	56
3.3.2.2.2 Correlación (Lasater, 1958).....	56
3.3.2.2.1 . Petroleum Recovery Institute (P.R.I).....	57
3.3.2.2.2 National Petroleum Council (N.P.C).....	57
3.3.2.2.3 Yelling W.F, Metcalfe R.S	58

3.3.2.2.4 Holm y Josendal, actualizada por Mungan	59
3.3.2.2.5 Correlaciones Mungan 1981	59
3.3.2.2.6 Correlación de Cronquist	60
3.3.3 Factores que afectan la presión mínima de miscibilidad (pmm)	60
3.4 Modelo analítico para el programa de la inyección de CO ₂ , miscible.....	61
3.4.1 Cálculo del NP	61
3.4.2 Cálculo de PMM.	65
3.4.3 Cantidad de CO ₂	66
3.5 Programación y Validación del Software.	66
3.5.1 Diagrama de Flujo.	69
3.5.2 Validación del Software.	70
3.5.2.1 Ejemplo de Inyección de CO ₂ Miscible.	70
4 PRE SELECCIÓN DE RESERVORIOS PARA LA APLICACIÓN DE INYECCIÓN DE CO ₂ MISIBLE. 73	
4.1 Selección de reservorios con potencial para la aplicación de inyección de CO ₂ como proceso de recuperación mejorada.....	73
4.2 . Datos de reservorios posibles para la aplicación de inyección de CO ₂	74
4.3 Rendimiento de reservorios.....	75
4.4 Cuadro de Resultados	78
5 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	79
5.1 CONCLUSIONES.	79
5.2 – RECOMENDACIONES.....	80
5.3 BIBLIOGRAFÍA.....	81

INDICE DE TABLAS

Tabla 1: Resumen de los Proyectos de EOR-Propiedades de Petróleo y Características del reservorio.....	Pág. 31
Tabla 2. Correlación Propuesta por NPC (NPC, 1976).....	Pág. 58
Tabla 3. Datos del Reservorio Alberta.....	Pág. 70
Tabla 4 Resultados de Yacimientos Evaluados para Inyección de CO2 Miscible Shaw y Bachu (2002).....	Pág. 71
Tabla 5. Cuadro de Resultados Evaluados por el Software.....	Pág. 71
Tabla 6. Datos del Reservorio.....	Pág. 74
Tabla 7. Reservorios Inmiscibles.....	Pág. 75
Tabla 8. Reservorios Pocos Miscibles.....	Pág. 76
Tabla 9. Reservorios Miscibles.....	Pág. 76
Tabla 10. Cuadro de Resultados.....	Pág. 78
Tabla 11. Cuadro de Resultados Experimentales con las Correlaciones del Cálculo de la Presión Mínima de Miscibilidad.....	Pág. 85

INDICE DE FIGURAS

Figura 1. Esquemas de eficiencias de barrido microscópico y macroscópico (Lyons y Plisga, 2005).....	Pág. 22
Figura 2. Importante clasificación de EOR métodos (química, miscible y térmica) sobre la eficiencia de barrido macroscópico y microscópico. La tabla es la presentada por Marle (1991).2.3.2 Clasificación según Marle (1991).....	Pág. 23
Figura 3. Eficiencia de barrido areal para patrones de cinco pozos. Koval.....	Pág. 46
Figura 4. Recuperación de petróleo en inyecciones miscibles para patrones de cinco pozos.....	Pág. 51
Figura 5. Definición de la presión mínima de miscibilidad.....	Pág. 52
Figura 6. Diagrama del dispositivo del tubo delgado.....	Pág. 54
Figura 7. Determinación de la PMM a través del tubo delgado.....	Pág. 54
Figura 8. Dispositivo de la burbuja ascendente.....	Pág. 55
Figura 9 Correlación Lasater, 1958.....	Pág. 57
Figura 10. Correlaciones Mungan 1981.....	Pág. 59
Figura 11. Ventana Principal al Inicio del Programa.....	Pág. 67
Figura 12. Ventana de ingreso y Cálculo de Datos.....	Pág., 67
Figura 13. Ventana de Reporte de Resultados.....	Pág. 68
Figura 14. Diagrama de Flujo del Programa Analítico.....	Pág. 69

Figura 15 .Comparación de Resultados Experimentales con las Correlaciones del Cálculo de la Presión Mínima de Miscibilidad.....	Pág. 86
Figura 16. Evaluación del Yacimiento KEG RIVER ZZ.....	Pág.87
Figura 17. Reporte del Yacimiento KEG RIVER ZZ.....	Pág. 87
Figura 18. Evaluación del Yacimiento KEG RIVER ZZZ.....	Pág. 88
Figura 19. Reporte del Yacimiento KEG RIVER ZZZ.....	Pág. 88
Figura 20. Evaluación del Yacimiento KEG RIVER N5N.....	Pág. 89
Figura 21. Reporte del Yacimiento KEG RIVER N5N.....	Pág. 89
Figura 22. Evaluación del Yacimiento KEG RIVER MMM.....	Pág. 90
Figura 23. Reporte del Yacimiento KEG RIVER MMM.....	Pág. 90
Figura 24. Evaluación del Yacimiento KEG RIVER 2	Pág. 91
Figura 25. Reporte del Yacimiento KEG RIVER 2	Pág. 81

SIMBOLOGÍA Y ABREVIATURAS.

SÍMBOLO	SIGNIFICADO
(Fi)bt	El Valor de Fi a la ruptura
E	Viscosidad Efectiva
EABT	Eficiencia de Barrido Areal a la Ruptura
EVL	Eficiencia de Barrido Volumétrico Lineal
F1	Volúmenes de Poro Aparentemente Inyectados
H	Factor de Heterogeneidad
HCPV	Volúmenes de poro de disolvente inyectado
Koil	Permeabilidad del Petróleo
M	Relación de Movilidad
MBT	Relación de Movilidad a la Ruptura
Mko	Relación de Movilidad modificado por Koval
Np	Volumen de Petróleo Acumulado
Npv	Volumen Poral de Petróleo Acumulado
Q	Caudal
Rs	Razón de Solubilidad
S	Saturación del Solvente
V	Relación de Viscosidad
Vpi	Volumen de Poro Inyectado
VpvdBT	Volumen de Poro Inyectado a la Ruptura
β_o	Factor volumétrico del Petróleo
μ_o	Viscosidad del Petróleo
μ_s	Viscosidad del Solvente
ϕ	Porosidad

INTRODUCCIÓN.

El EOR permite alcanzar mayores factores de recobro que una producción primaria o secundaria. La práctica de la inyección de CO₂ como un mecanismo de recuperación terciaria se ha aplicado en la industria desde principios de 1950.

Una ventaja importante de CO₂ como un método de EOR es que este fluido supercrítico a ciertas condiciones del yacimiento, es capaz de extraer componentes de hidrocarburos miscibles y desplazar el petróleo.

La Inyección del dióxido de carbono (CO₂) a pesar de sus ventajas respecto a la producción de petróleo es un proyecto intensivo de capital por lo que requiere de minuciosos criterios de selección antes de la ejecución del proyecto. Díaz, et al., (1996), Carcoana (1982), Taber y Martin (1983), Klins (1984), Martin y Taber (1992) y Baker (2004), entre otros, han propuesto diversos criterios de selección que se utilizan para definir su aplicabilidad antes del inicio de la inyección de CO₂.

Una de las razones de este proyecto es una rápida evaluación del yacimiento, porque para llegar a la etapa de aplicación, se requieren estudios más avanzados, para luego analizar si puede llegar a ser rentable o no.

La ejecución del programa, se basa en el modelo de Koval, modificado por Claridge, que muestra una aproximación de cuanto se podría recuperar en caso de llegar a explotar el yacimiento CO₂ miscible.

Las dos principales clasificaciones de las inyecciones de CO₂ son; Inyección de CO₂ miscible e inmisible. La inyección de CO₂ miscible se produce cuando el yacimiento está por encima de la presión mínima de miscibilidad (PMM) y la inundación se dice que es inmisible cuando se hace por debajo de la PMM.

El cálculo de la Presión Mínima de Miscibilidad es un dato requerido para la aplicación de la inyección de CO₂, para esto es relevante considerar no solo la temperatura sino también el peso molecular promedio de la fracción MC₅⁺ o MC₇⁺, para ser más exacta la PMM, que es un parámetro crítico, cuantitativamente y cualitativamente.

La captura geológica de CO₂, es un punto a favor de la aplicación de la inyección de CO₂, porque permite reducir el impacto ambiental. Además este programa calcula la cantidad que se va a quedar en el yacimiento al momento de la ruptura, puesto que parte del CO₂ se produce con el petróleo, y este a su vez se utiliza para ser reinyectado al yacimiento.

Capítulo I

1 EL PROBLEMA

1.1 PLANTEAMIENTO Y FORMULACIÓN DEL PROBLEMA.

El problema en la recuperación mejorada es identificar en que campos puede ser factible y sostenible la aplicación de un proyecto EOR en cuanto a la recuperación del petróleo, lo que se quiere es incrementar las reservas y aumentar la producción aplicando tecnologías de recuperación mejorada.

La inyección de CO₂ se aplica a un amplio rango de yacimientos, a presiones de miscibilidad mucho más bajas que las requeridas en otros procesos de inyección de gases miscibles.

Entre la inyección de CO₂ miscible e inmisible, es mejor el de desplazamiento miscible pues tiene mayor eficiencia de barrido al mezclarse con petróleo, son los que mayor atención han tenido en la recuperación mejorada en su propósito de aumentar el factor de recobro.

Este software está diseñado para una primera evaluación a un yacimiento donde se cuente con poca información. Para minimizar el riesgo al momento de aplicar un proyecto piloto de EOR con inyección de CO₂ miscible, puesto que el simple hecho de realizar estudios mucho más avanzados a un determinado campo demanda no solo tiempo sino costos. Pero, que son necesarios si se quiere llegar a producir el yacimiento.

1.2 OBJETIVOS:

1.2.1 Objetivo General:

Desarrollar un software basado en el modelo de Koval modificado por Claridge para evaluar yacimientos candidatos a recuperación mejorada con CO₂ miscible.

1.2.2 Objetivos Específicos:

- Estudio del modelo de Koval, modificado, por Claridge.
- Selección de ecuaciones para el cálculo de la Presión Mínima de Miscibilidad.
- Desarrollo y validación del programa.

1.3 JUSTIFICACIÓN.

El objetivo principal de esta tesis se orienta al desarrollo de un programa analítico que permita evaluar y preseleccionar yacimientos candidatos para la recuperación mejorada con CO₂, miscible. Fundamentándose en el cálculo de la presión mínima de miscibilidad y el N_p , para dicha selección. Además también calcula el CO₂ que quedaría atrapado en el yacimiento, como dato adicional.

Un mayor factor de recobro posible de petróleo, se traduce directamente en mayores ingresos económicos, lo que permitiría amortizar la inversión necesaria para la aplicación de proyectos pilotos. Tomando en cuenta que la inyección de CO₂ es una tecnología madura, que ha tenido gran acogida como método de recuperación mejorada.

Capitulo II

2 METODOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA.

2.1 Introducción a la Recuperación Mejorada.

El petróleo es un recurso no renovable muy limitado. Muy a pesar inclusive de los momentos en que el barril de petróleo baja o sube su precio, la cantidad de petróleo crudo tiene que compensar las necesidades del mundo. La Recuperación Mejorada (EOR) tiene como objetivo aumentar la producción sacando el petróleo residual aún presente en el yacimiento en zonas más difíciles.

Una de las razones por que se aplica el EOR es la limitada eficiencia de los métodos de recuperación primaria y secundaria que está definida por dos factores (Salager 1979):

En la escala de poro es donde se puede obtener mejor eficiencia de desplazamiento

Pero, a la escala del yacimiento mejora la eficiencia de barrido.

El EOR se refiere a la recuperación de petróleo mediante la inyección de fluidos, gases, energía, entre otros. Acondicionando el yacimiento para explotarlo hasta llegar a la etapa de abandono. Los fluidos inyectados deben lograr varios objetivos de la siguiente manera:

- Forzar la energía natural en el yacimiento

- Interactuar con el sistema de yacimiento roca /petróleo para crear condiciones favorables para la recuperación de petróleo residual que incluyen entre otros:
 - ✓ La reducción de la tensión interfacial entre el fluido y el petróleo desplazado.
 - ✓ Aumentar el número capilar
 - ✓ Reducir las fuerzas capilares
 - ✓ Proporcionar control de la movilidad
 - ✓ Hidratación del Petróleo
 - ✓ Reducción de la viscosidad del petróleo

2.2 Definición De Recuperación Mejorada.

Con el objetivo de mejorar la recuperación de petróleo, se introduce el EOR por medio del empleo de métodos de recuperación más eficientes. Métodos de recuperación de petróleo generalmente se les designan a tres categorías:

- La recuperación primaria: Recuperación por mecanismos naturales de empuje del yacimiento.
- Recuperación Secundaria: La recuperación por inyección de agua o gas para restablecer las condiciones iniciales del yacimiento o para aumentar la presión de un campo con poca producción.
- Recuperación terciaria: Recuperación del petróleo residual (también conocido como recuperación mejorada de petróleo, (EOR))

Otra denominación que se utilizada es la recuperación mejorada de petróleo (IOR), que abarca una gama más amplia de actividades. El IOR también puede incluir EOR, definición de IOR y EOR:

2.2.1 Recuperación Mejorada (EOR).

La Recuperación Mejorada, se refiere a la recuperación del petróleo obtenida al inyectar materiales para alterar las condiciones del yacimiento, con la finalidad cambiar el comportamiento físico-químico de los fluidos del yacimiento. Esta definición comprende todos los modos de procesos de recuperación.

2.2.2 Recuperación Avanzada (IOR).

La recuperación avanzada se relaciona con cualquier técnica utilizada para incrementar la recuperación de petróleo por cualquier medio posible. Dichas técnicas pueden incluir los métodos de EOR; abarcando otros medios para las estrategias operacionales relacionadas con la eficiencia de barrido y su desplazamiento.

2.3 Clasificación de Métodos de Recuperación Mejorada.

La finalidad de los procesos EOR es aumentar el factor de recobro por medio de la eficiencia de desplazamiento del petróleo, que es una función del desplazamiento microscópica y macroscópica.

La Eficiencia microscópica se refiere al desplazamiento o movilización del petróleo en la escala de poro y se refiere a la forma como el fluido desplaza el petróleo, en lugares donde la roca está en contacto con los fluidos. Por ejemplo, la eficiencia microscópica se puede aumentar mediante la reducción de las fuerzas de capilaridad o la tensión interfacial entre la relación del fluido de desplazamiento y por la disminución de la viscosidad del petróleo.

La eficiencia de desplazamiento macroscópica o volumétrica describe como se desplazan los fluidos en contacto con el yacimiento en un sentido volumétrico. La Eficiencia de desplazamiento volumétrico indica la eficacia del fluido desplazador en el barrido del volumen de un yacimiento, tanto areal como vertical, así como la eficacia con el fluido de desplazamiento mueve el petróleo desplazado hacia los pozos de producción Green & Willhite, 1998) . La Figura 1 presenta un esquema de las eficiencias de barrido: microscópicas y macroscópicas (barrido areal y barrido vertical).

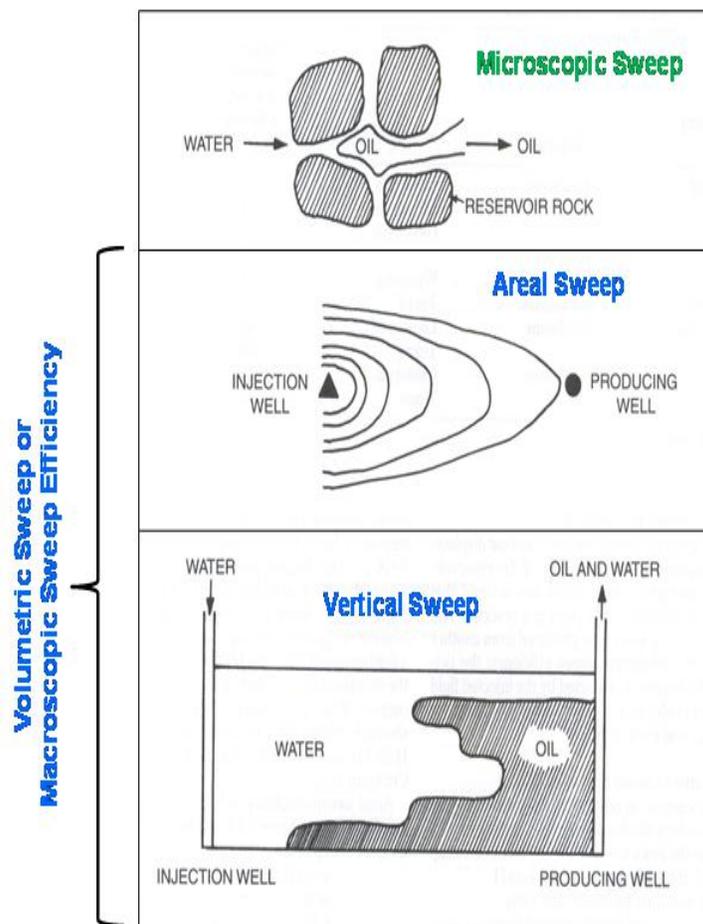


Figura N° 1. Esquemas de eficiencias de barrido microscópico y macroscópico

Fuente: (Lyons y Plisga, 2005).

2.3.1 °Clasificación según Marle (1991).

Marle (1991) clasifica los procesos EOR en tres categorías principales; química, miscible y procesos térmicos. La figura 2 muestra los diferentes procesos y los parámetros físicos involucrados. Cada método tiene como objetivo mejorar la eficiencia de barrido volumétrico o a escala de poro para aumentar la eficiencia de desplazamiento microscópica.

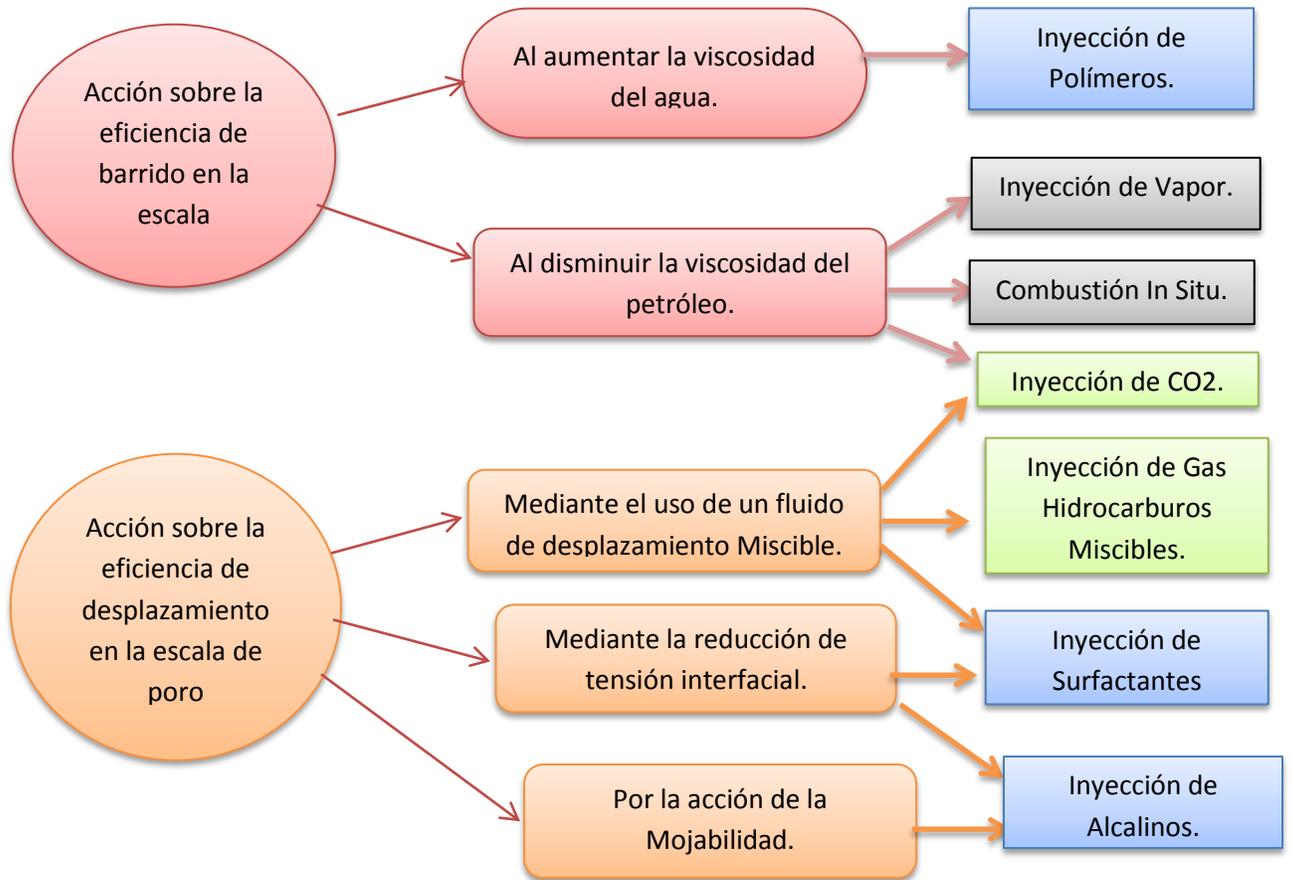


Figura N° 2. Importante clasificación de EOR métodos (químico, miscible y térmico) sobre la eficiencia de barrido macroscópico y microscópico. La tabla fue presentada por Marle (1991).2.3.2 Clasificación según Marle (1991).

2.3.1.1 Métodos de recuperación térmica

Los Procesos de recuperación térmica se utilizan mayormente para crudos pesados inyectando agua caliente o energía térmica (vapor) en alguna forma, para aumentar la temperatura del yacimiento y por lo tanto disminuir la viscosidad del petróleo, lo que hace posible una optimización de movilidad del fluido hacia los pozos de producción.

2.3.1.2 Métodos de inyección de gas hidrocarburo.

Los distintos métodos de inyección de gases de hidrocarburos tienen como finalidad incrementar el número capilar. Esto implica que la tensión interfacial entre el fluido inyectado y el petróleo se reduce. ⁽¹⁴⁾.

2.3.1.2.1 Inyección de Gases Miscibles

Algunos de los fluidos que se pueden utilizar para inyección de gases miscibles son: el gas Natural, GLP (Gases Licuados de Petróleo), Dióxido de Carbono (CO₂), N₂, y Gases de Combustión. Es importante señalar que existen varios tipos de miscibilidad. ⁽¹³⁾.

- Miscibilidad al primer contacto. Ocurre cuando los fluidos son miscibles en cualquier proporción.
- Miscibilidad de contacto múltiple por condensación. Es un proceso donde existe transferencia de masa del gas al petróleo, enriqueciendo la fase líquida en equilibrio y haciéndola cada vez más ligera.
- Miscibilidad de contacto múltiple por Vaporización. Se puede explicar cuando se tiene un yacimiento con petróleo ligero, el proceso de transferencia de masa ocurre desde el petróleo hacia el gas. A través

de los contactos sucesivos entre el petróleo y el vapor, el cual se está enriqueciendo por la vaporización de la fracción intermedia, se alcanza una composición miscible.

2.3.1.2.1 Desplazamiento miscible con gas.

En el desplazamiento miscible, se tiene un fluido que presenta poca o ninguna tensión interfacial con el petróleo crudo, se usa como fluido desplazante, minimizando de este modo el entrapamiento de petróleo en las zonas barridas por el desplazante, el cual es comúnmente conducido por un fluido más económico que es a su vez parcial o completamente miscible con él. Cuando el proceso es miscible, se pueden usar tres métodos: El primero usa un gas licuado de petróleo en un bache de aproximadamente 5% de volumen poroso. El segundo método consiste en inyectar Gas Natural enriquecido con etano hasta hexano, seguido de gas seco y posiblemente agua en un bache de 10-20% de volumen poroso. El tercer método consiste en inyectar gas seco a alta presión para vaporizar los componentes ligeros del petróleo que están siendo desplazados. ^(15, 16, 17)

2.3.1.2.2 Desplazamiento por gas enriquecido.

El desplazamiento por gas enriquecido mezcla gas con propano o butano. A medida que el gas enriquecido contacta al petróleo, algunos de sus componentes se condensan, estimulando un aumento de volumen, a la vez reducen la viscosidad del crudo y cambian las propiedades de comportamientos de fases.

La inyección de gas restante desplaza esta zona miscible, que a su vez desplaza el petróleo que se encuentra a la cabeza del frente. Después de que la miscibilidad se ha alcanzado, se puede usar gas seco como medio conductor. La formación de una zona miscible es crucial para lograr la máxima eficiencia. En este método, la miscibilidad se induce a presiones cercanas a los 2000 psi (140 Kg/cm²) dependiendo de la composición del petróleo del yacimiento y de la temperatura de la formación. Sin enriquecimiento, la recuperación típica es de alrededor de 50% mientras que con un enriquecimiento de 5% - 20%, la recuperación puede incrementarse de 60% - 90%, respectivamente. ^(16, 17)

2.3.1.2.3 Desplazamiento con gas a alta presión

Se inyecta gas natural a presión alta, por encima de 3000 psi (211Kg/cm²) La transferencia de constituyentes hidrocarburíferas entre el petróleo del yacimiento y el gas inyectado tiene lugar hasta que, bajo ciertas condiciones de presión y composición del aceite, el gas alcanza un nivel suficiente de enriquecimiento. En este punto se vuelve miscible con el petróleo y desplaza una cantidad sustancial del petróleo de la formación. Este método de recuperación a alta presión es particularmente aplicable a yacimientos profundos, con petróleos de gravedad cerca de 35 °API o mayor. La inyección de agua reduce la permeabilidad relativa al gas.

2.3.1.2.4 Inyección de Gases de Combustión.

La inyección de gases de combustión se refiere a los gases que se producen después de un proceso de combustión y es una mezcla de CO₂ y otros gases. Los cuales desplazan el petróleo por transferencia de masa de componentes intermedios del petróleo al gas inyectado, y por ende la

condensación de los componentes intermedios con mayor peso molecular a la fase líquida. ⁽¹⁹⁾

2.3.1.2.5 Inyección de N₂.

En la inyección de N₂ para un yacimiento de petróleo dado la miscibilidad con N₂, se limita a yacimientos profundos de petróleo volátil con presiones altas. Cuando se inyecta N₂, este forma un frente miscible por vaporización de componentes livianos presentes en el petróleo. Con la inyección continua de N₂ se logra desplazar el frente miscible a lo largo del yacimiento, moviendo un banco de petróleo hacia los pozos productores. La inyección de este gas también puede alternarse con la inyección de agua WAG para incrementar la eficiencia de barrido y la recuperación de petróleo. Los fluidos del yacimiento desarrollan cambios significativos al entrar en contacto con el gas N₂. Estos cambios incluyen propiedades como el factor volumétrico de formación del gas, relación gas petróleo, densidad, viscosidad y gravedad del gas en solución. El factor de volumétrico de formación del gas y la relación gas petróleo decrecen al entrar en contacto con el N₂. La densidad y la viscosidad del petróleo se incrementan al entrar en contacto con el N₂. Los tipos de yacimiento donde se puede aplicar son; Yacimientos de capa de gas y Yacimientos con Segregación Gravitacional. El nitrógeno se puede obtener a escalas industriales mediante la separación física del aire. Para ello se utilizan plantas criogénicas que separan el nitrógeno de los otros componentes del aire, almacenándolo en su forma. ⁽²⁰⁾.

2.3.1.2.6 Inyección de Dióxido de Carbono CO₂

Cuando se inyecta dióxido de carbono (CO₂) en el yacimiento, este se vuelve soluble en el petróleo residual a medida que los hidrocarburos se

disuelven en el CO₂ y éste compuesto se disuelve en el petróleo. Lo cual se conoce como miscibilidad por múltiple contacto y ocurre a una cierta presión (PMM) principalmente cuando la densidad del CO₂ es alta (cuando está comprimido) y cuando el petróleo contiene un volumen significativo de hidrocarburos ligeros. Por debajo de esta presión dada, el CO₂ y el petróleo dejarán de ser miscibles. A medida que la temperatura incrementa (y la densidad del CO₂ disminuye) o a medida que la densidad del petróleo aumenta (la fracción ligera del petróleo se reduce), la presión mínima necesaria para lograr la miscibilidad entre el petróleo y el CO₂ se incrementará.

En un proceso miscible el CO₂ puede desplazar el petróleo de los poros, empujándolo hacia un pozo productor. A medida que el CO₂ se disuelve en el petróleo, provoca que el petróleo se hidrate y disminuya su viscosidad, ayudando a mejorar la eficiencia de desplazamiento en el barrido. Cuando el proceso es inmisible, la disolución del CO₂ en el petróleo reduce su viscosidad, y también se incrementa su factor de volumen, aunque en menor grado. Dichos cambios contribuyen a mejorar la recuperación. ⁽¹³⁾.

2.3.1.3 Métodos de inyección de químicos.

Algunos químicos son inyectados con la finalidad de reducir la tensión interfacial en la relación agua-petróleo al (incrementar el número capilar) y/o disminuir la relación de movilidad (reducir la canalización). Los métodos de recuperación de esta categoría incluyen inyección de surfactantes, polímeros y álcalis. ⁽²²⁾.

2.3.1.4 Otros.

2.3.1.4.1 Inyección Microbiana.

Consiste en una solución de microorganismo y nutrientes. Los microorganismos son utilizados para producir químicos, llamados metabolitos, que mejoran la recuperación de petróleo.

La finalidad de este método es reducir la viscosidad del petróleo, aumentando la producción del petróleo. Este proceso se basa en el crecimiento de microorganismos sobre la superficie de las rocas del yacimiento promoviendo así la expulsión del petróleo. Tienen aplicabilidad en pozos productores de petróleo y/o inyectores de agua. ⁽²⁵⁾.

2.3.1.4.2 Inyección de agua Alternada con Inyección de Gas (WAG).

Proceso mejorado de la recuperación de petróleo, consiste en la inyección alternada de agua y baches de gas de manera simultánea o cíclica a fin de mejorar la eficiencia de barrido de los proyectos de inyección de agua e inyección de gas por separado. Se trata de disminuir el efecto de la digitación viscosa y tendencia del gas o vapor a segregarse. El WAG resulta más eficiente en el desplazamiento microscópico durante la inyección de gas y una mejor eficiencia de barrido (macroscópico) durante la inyección de agua. Los gases utilizados en los procesos de WAG son divididos en tres grupos: CO₂, gases hidrocarburos y no hidrocarburos. ⁽²⁷⁾.

2.3.1.4.3 Inyección de Espumas.

La inyección de espuma radica en inyectar aire, agua y un agente químico que la estabiliza, y se realiza a una razón de movilidad menor que la

inyección de gas o líquido solo. La inyección de espuma se utiliza para reducir la movilidad del fluido inyectado. Bajo ciertas condiciones, ayuda a reducir la tendencia del gas o vapor a segregarse (gravity override) y la canalización, lo que se traduce en una mejor eficiencia de barrido y, por lo tanto, en una mejor recuperación de petróleo. La mayor movilidad y la menor densidad de los gases utilizados para desplazar el petróleo, hacen que los gases rodeen (bypass) hacia las zonas más ricas en petróleo, resultando barridos pobres. Es altamente eficiente porque pueden ayudar a mejorar la eficiencia de barrido al disminuir la movilidad del gas inyectado. (28).

2.4 Criterios para la selección de los procesos de Recuperación Mejorada.

Propiedades del petróleo					Características del Yacimiento						
N°	Método EOR	N° Proyectos	Gravedad (API)	Viscosidad (cp)	Porosidad (%)	Saturación del Petróleo (%VP)	Tipo de Formación	Permeabilidad . (md)	Espesor	Profundidad (ft)	Temperatura (°F)
Inyección de Gas Miscible											
1	CO2	139	28[22]-45. Prom. 37	35-0. Prom. 2.1	3-37. Prom. 14.8	15-89. Prom. 49	Arenisca o Carbonato.	1.5-4500. Prom. 201.1	[Rango Ancho]	1500-13365. Prom. 6171.2	82-250. Prom. 136.3
2	Hidrocarburo	70	23-57. Prom. 38.3	18000-0.04 Prom. 286.1	4.25-45. Prom. 14.5	30-98. Prom. 71	Arenisca o Carbonato.	0.1-5000. Prom. 726.2	[Buzamiento menos delgada]	4040[4000]-15900. Prom. 8343.6	85-329. Prom. 202.2
3	WAG	3	33-39. Prom. 35.6	0.3-0. Prom. 0.6	11-24. Prom. 18.3		Arenisca o Carbonato.	130-1000. Prom. 1043.3	NC	7545-8887. Prom. 8216.8	194-253. Prom. 229.4
4	Nitrógeno	3	38[35]-54. Prom. 47.6	35-0. Prom. 2.1	7.5-14. Prom. 11.2	0.76[0.4]-0.8. Prom. 37	Arenisca o Carbonato.	0.2-35. Prom. 15.0	[Buzamiento menos delgada]	10000[6000]-18500. Prom. 14633.3	190-325. Prom. 266.6
Inyección de Gas Inmiscible											
5	Nitrógeno	8	16-54. Prom. 34.6	18000-0 Prom. 2256.8	11-28. Prom. 19.46	47-98.5. Prom. 71.	Arenisca o Carbonato.	3-2800. Prom. 1041.7		1700-18500. Prom. 7914.2	82-325. Prom. 173.1
6	CO2	16	11-35. Prom. 22.6	592-0.6. Prom. 65.5	17-32. Prom. 26.3	42-78. Prom. 56.	Arenisca o Carbonato.	30-1000. Prom. 217		1150-8500. Prom. 3385	82-198. Prom. 124
7	Hidrocarburo	2	22-48. Prom. 35	4-0.25. Prom. 2.1	5-22. Prom. 13.5	75-83. Prom. 79.	Arenisca o Carbonato.	40-1000. Prom. 520		6000-7000. Prom. 6500	170-180. Prom. 175
8	Hidrocarburo + WAG	14	9.3-41. Prom. 31	16000-0.17 Prom. 3948.2	18-31.9 Prom. 25.09	Prom. 88.	Arenisca o Carbonato.	100-6600. Prom. 2392		2650-9199. Prom. 7218.71	131-267. Prom. 198.7

Inyección de Químicos											
9	Polímeros	53	13-42.5. Prom. 26.5	4000b -0.4. Prom. 123.2	10.4-33. Prom. 22.5	34-82. Prom. 64	Arenisca	1.8e -5500. Prom. 834.1	[NC]	700-9460. Prom. 4221.9	74-237.2 Prom. 167
10	ASP	13	23[20]- 34[35]. Prom. 32.6	6500c -11. Prom. 875.8	26-32. Prom. 26.6	68[35]-74.8. Prom. 73.7	Arenisca	596[10]- 1520	[NC]	2723- 3900[9000]. Prom. 2984.5	118[80]- 158[200]. Prom. 121.6
11	Surfactante+ P/A	3	22-39. Prom. 31	15.6-3. Prom. 9.3	16-16.8. Prom. 16.4	43.5-53. Prom. 48	Arenisca	50-60. Prom. 55	[NC]	625-5300. Prom. 2941.6	122-155 Prom. 138.5
Métodos Térmicos											
12	Combustión	27	10-38. Prom. 23.6	2770 -1.44. Prom. 504.8	14-35. Prom. 23.3.	50-94. Prom. 67	Arenisca o Carbonato. Preferibleme nte Carbonato	10-15000. Prom. 1981.5	[>10]	400-11300. Prom. 5569.6	64.4-230. Prom. 175.5
13	Vapor	271	8-30. Prom. 14.5	5E6-3d. Prom. 32971.3	12-65. Prom. 32.3	35-90. Prom. 66	Arenisca	1e -15000. Prom. 2605.7	[>20]	200-9000. Prom. 1643.6	10-350. Prom. 105.8
14	Agua Caliente	10	12-25. Prom. 18.6	8000 -170. Prom. 2002	25-37. Prom. 31.2	15-85. Prom. 58.5	Arenisca	900-6000. Prom. 3346	-	500-2950. Prom. 1942	75-135. Prom. 98.5
15	Superficie de Minería	-	[7]-[11]	Cero de Flujo Frío	[NC]	[>8 wt % arena]	Arenas Bituminosas Explotable	[NC]	[>10]	[>3:1 sobrecargar a la proporción de arena]	[NC]
Microbiano											
16	Microbiano	4	12-33. Prom. 26.6	8900 -1.7. Prom. 2977.5	12-26. Prom. 19	55-65. Prom. 60	Arenisca	180-200. Prom. 190	-	1572-3464. Prom. 2445.3	86-90. Prom. 88

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

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

Tabla 1: Resumen de los Proyectos de EOR-Propiedades de Petróleo y Características del yacimiento.

Fuente [Tabber et al. (1996), Anonymous (1998, 2000, 2002, 2006); Mortis (2004); Kottungal (2008); Awan et al. (2006); Cadelle et al. (1980); Demin et al. (1999)].

Fuente: Aladasani , Ahmad y Bai, Baojun. Recent Developments and Updated Screening Criteria of Enhanced Recovery Techniques. SPE 130726, 2010

2.5 Introducción al proceso de inyección de CO₂.

Este método se realiza mediante la inyección de grandes cantidades de CO₂ al yacimiento, aproximadamente en un 30% o más del volumen poroso ocupado por hidrocarburos. El CO₂ extrae el petróleo y si la presión es lo suficientemente alta, alcanza la miscibilidad para desplazar el petróleo del yacimiento. Los desplazamientos inmiscibles son menos efectivos pero estos suelen tener una mejor recuperación en comparación con la inyección de agua.

A condiciones de yacimiento, el dióxido de carbono es muy soluble en el petróleo, por consiguiente el CO₂ aumenta el volumen de petróleo por hidratación y reduce su viscosidad. Cuando la miscibilidad está próxima, tanto la fase de petróleo como la fase de CO₂ (la cual contiene muchos de los componentes del petróleo) pueden fluir simultáneamente debido a la baja tensión interfacial y el relativo incremento en los volúmenes totales de las fases combinadas de CO₂ y petróleo, en comparación con la fase de agua. Sin embargo, la generación de miscibilidad entre el petróleo y el CO₂ ocurrirá siempre y cuando la presión sea lo suficientemente alta. La presión mínima de miscibilidad ha sido el objetivo en muchas investigaciones de laboratorio. La presión requerida debe ser lo suficientemente alta para alcanzar una densidad mínima en la fase de CO₂. A ésta densidad mínima, la cual varía respecto a la composición del petróleo, el CO₂ llega a ser un buen disolvente especialmente para los componentes intermedios y la miscibilidad requerida puede ser alcanzada para ofrecer un desplazamiento eficiente.

Debido a la importancia tan relevante como lo es la presión en este proceso, la profundidad es un parámetro o criterio de selección, la inyección de CO₂ es normalmente llevada a cabo en yacimientos de más

de 760 metros (2,500 pies) de profundidad. La composición del petróleo es también importante así como su densidad y temperatura. (29, 30, 31, 32)

2.6 Descripción del proceso de inyección de CO₂, Miscible.

Las Inyecciones de CO₂ se llevan a cabo mediante la inyección de grandes cantidades de CO₂ (15% o más del volumen de poros de hidrocarburos, PV) en el yacimiento. Normalmente se necesita alrededor de 10 mil pies cúbicos de CO₂ para recuperar un barril incremental del petróleo y cerca de la mitad de este gas se queda en el yacimiento en el límite económico.

El uso de CO₂ permite mejorar la recuperación de petróleo después de la producción primaria o secundaria, habiéndose obtenido resultados muy buenos. Algunos de los efectos benéficos del uso de CO₂, directamente responsables de las mejores eficiencias de recuperación son:

- Promueve el aumento de volumen
- Reduce la viscosidad
- Incrementa la densidad
- Extrae por vaporización algunas fracciones del petróleo
- El CO₂ es altamente soluble en el agua
- Ejerce un efecto ácido sobre la formación

Crawford et al (30) y Holm y Josendal (31) analizaron en detalle el uso del CO₂ para la estimulación del pozo considerando también la forma como se desplaza con el CO₂, respectivamente. Los diversos mecanismos mediante los cuales el CO₂ desplaza al petróleo del medio poroso han sido tema de interés para la industria petrolera. El mecanismo efectivo es probablemente una combinación de los siguientes fenómenos:

- ✓ Desplazamiento por gas en solución.
- ✓ Desplazamiento miscible CO₂-Hidrocarburo.
- ✓ Vaporización de hidrocarburos.
- ✓ Desplazamiento miscible de primer contacto.
- ✓ Desplazamiento miscible de contacto múltiple.

La alta disolución del CO₂ en el petróleo provoca que se expanda. Para los yacimientos que contienen metano, una menor cantidad de CO₂ se disuelve, causando así un esparcimiento del petróleo que se encuentra en menor cantidad. El CO₂ provoca que el petróleo se expanda a un mayor grado que el metano. Conforme el petróleo del yacimiento se satura con CO₂ a altas presiones produce una reducción sustancial de la viscosidad del petróleo. Este efecto es más pronunciado en crudos de altas viscosidades. El agua o la salmuera alojada en la formación es afectada también por el CO₂. Cuando el CO₂ entra en solución (2 -7 %), ello resulta en cierta expansión que participa en la reducción de la densidad del agua. Así, la inyección de CO₂ en un yacimiento vuelve las densidades del petróleo y del agua similar es entre sí, reduciendo los efectos de segregación gravitacional.

El efecto acidificante del CO₂ sobre la roca de la formación incrementa la inyectividad del agua por acción directa sobre la porción de carbonatos y por lo tanto tiene un efecto estabilizador sobre las arcillas de la formación. El uso de CO₂ para EOR es posible debido a una combinación de empuje por gas en solución, hidratación del petróleo, la correspondiente disminución de viscosidad y los efectos miscibles resultantes de la extracción de hidrocarburos del petróleo.

Esta extracción de hidrocarburos ha sido considerada la responsable de eficiencias de desplazamiento de hasta el 100%. Típicamente la extracción de aceites desde 30°API ocurre a temperaturas por debajo de

los 200°F (93°C) y presiones en un rango de 1000 a 2000 psi (14220 a 28440 Kg/cm²). La presión óptima de desplazamiento es varios cientos de psi por encima de la presión a la cual el mecanismo de extracción tiene lugar. La presencia de metano es perjudicial para la eficiencia del desplazamiento e incrementa la presión óptima del desplazamiento ligeramente.

El desplazamiento con CO₂ solo, o en combinación con agua, también conocido como "Water Alternating Gas" (WAG) y algunas mezclas con propano también se practican. Las mayores recuperaciones de petróleo obtenidas con la inyección de CO₂ y agua se han atribuido al establecimiento de relaciones de movilidad más altas.

No obstante el CO₂ no es verdaderamente miscible con el petróleo crudo, el CO₂ extrae los componentes livianos a intermedios del petróleo, y, si la presión es lo suficientemente alta, se desarrolla miscibilidad para desplazar el petróleo crudo desde el yacimiento.

Básicamente, durante los desplazamientos de CO₂ miscible los cambios en la composición in situ resultantes de múltiple-contactos, la transferencia de masa entre el petróleo de depósito y el CO₂ inyectado CO₂ tiene una mayor viscosidad bajo presión que muchos otros gases y desplaza el petróleo a bajas presiones.

Un problema que sucede en la inyección de CO₂ miscible es el avance temprano de CO₂ ya que los daños que ocasiona son corrosión en los pozos de producción; la necesidad de separar el CO₂ del hidrocarburo vendible; resaturación del CO₂ para el reciclaje y una alta exigencia del CO₂ por el incremento de barril producido.

Capítulo III

3 ANÁLISIS DEL MODELO DE KOVAL MODIFICADO POR CLARIDGE Y PROGRAMACIÓN.

3.1 Modelo de Koval.

3.1.1 Introducción al modelo de Koval

El modelo de Koval se estipula para procesos de desplazamiento miscibles. El proceso de la digitación es causada por diferencias de viscosidad, y puede ser acentuada por la canalización (macroscópica) y la dispersión longitudinal (microscópica). Los efectos de estos factores sobre la eficiencia de los desplazamientos inestables completamente miscibles se combinan en lo que se llama el factor de Koval. Este modelo, utiliza ecuaciones del método de Buckley-Leverett, quien predice la recuperación y el disolvente de corte como una función de los volúmenes de poro del disolvente inyectado.

Para un sistema de este tipo, hay cuatro factores principales que provocan los efectos de la inestabilidad: dispersión longitudinal (incluyendo efectos geométricos), canalización, diferencias de viscosidad y diferencias de gravedad.

La dispersión longitudinal puede ser idealizada como una extensión del frente del disolvente causado por la presencia de zonas no homogéneas microscópicamente. La canalización del disolvente se produce cuando un medio poroso tiene heterogeneidades macroscópicas; es decir, variaciones de permeabilidad bruscos. Las diferencias de viscosidad conducen a la digitación del disolvente menos viscoso. Esta diferencia en la viscosidad acelera el crecimiento de la digitación a lo largo de caminos previamente desarrollado debido a las variaciones de permeabilidad.

3.1.1.1 Teoría de Desplazamiento de Buckley-Leverett.

Buckley-Leverett evalúa de forma simplificada las ecuaciones para el flujo fraccional del agua, para esto se fundamenta en la teoría que considera dos fluidos inmiscibles, que son el desplazante y el desplazado para permitir estimar el comportamiento de un desplazamiento lineal de petróleo cuando se inyecta agua o gas. Su comportamiento se basa en el concepto de permeabilidades relativas y con un desplazamiento tipo pistón con fugas.

Las suposiciones para desarrollar el método son:

1. Se aplica para un flujo lineal.
2. Formación homogénea, o sea permeabilidad y porosidad son uniformes
3. Desplazamiento tipo pistón con fugas.
4. Solo pueden existir dos fluidos circulando al mismo tiempo por un determinado punto, así que deben aplicarse los conceptos de permeabilidades relativas a dos fases.
5. Los fluidos son inmiscibles, es decir que existe presión capilar.
6. La presión de desplazamiento debe estar por encima del punto de burbujeo (no existe gas libre), en caso de que se utilice agua para desplazar petróleo.
7. La tasa de inyección y el área perpendicular al flujo se consideran constantes.
8. Flujo continuo o estacionario.
9. La presión y temperatura deben permanecer constantes para que existan condiciones de equilibrio.

Buckley y Leverett consideran que ocurren tres etapas durante el desplazamiento de petróleo por agua o por gas:

- Antes de la ruptura

- En el momento de la ruptura
- Después de la ruptura

Ruptura.- Es cuando el frente de agua llega al pozo productor.

Antes de la Ruptura: Solamente petróleo desplazado.

Después de la ruptura: petróleo y agua desplazado.

Para obtener la saturación del frente de invasión y la saturación promedio de agua, antes y después de la ruptura, se requiere construir la curva de flujo fraccional en función de la saturación de agua.

Al usar la teoría de desplazamiento frontal para predecir el comportamiento del yacimiento, debido a la presencia de la zona estabilizada, es conveniente diferenciar la aplicación del método según que se considere, o no, la zona estabilizada.

Hay dos relaciones importantes que se desarrollan en la teoría de Buckley-Leverett, la fórmula a la ruptura,

$$\left(\frac{\partial x}{\partial t}\right) S_{disp} = \frac{q}{\phi A} \left(\frac{\partial F_{disp}}{\partial S_{disp}}\right) \dots\dots\dots (1)$$

Y la del flujo fraccional.

$$F_{disp} = \frac{1}{1 + \frac{K_{oil} \mu_{disp}}{K_{disp} \mu_{oil}}} \dots\dots\dots (2)$$

3.1.2 Desarrollo del modelo de Koval

El Modelo de Koval se basa en la ecuaciones de Buckley-Leverett; ecuaciones que se derivaron para ayudar a predecir el rendimiento de los procesos de desplazamiento de agua y gas. El método tenía la simplicidad en que todos los resultados importantes, tales como la

recuperación de petróleo y la relación de agua-aceite, eran como una función de volúmenes de poro inyectado.

Para esto utiliza la Eq. 2, la ecuación de flujo fraccional de la teoría de Buckley-Leverett, para los procesos de desplazamiento inmiscibles, se puede escribir en forma más general,

$$\frac{1}{v_{pi}} = \frac{dF_s}{dS} \dots\dots\dots (3)$$

$$F_{disp} = t(S_{disp}, H, V) \dots\dots\dots (4)$$

La fracción de F_s , de una manera análoga, depende del disolvente de saturación, la heterogeneidad y las diferencias de viscosidad. El problema se convierte en definir la dependencia específica de F_s en S , H y V , en la que H representa los efectos de heterogeneidad y V para efectos de diferencia de viscosidad. En las unidades de relación gas-oil, la permeabilidad relativa K_g / K_o contiene tanto los efectos de la heterogeneidad y los efectos de la saturación de la fase de desplazamiento. Los efectos de viscosidad V se convierten simplemente la relación μ_o / μ_g .

Dependencia de F_s en S

En un proceso de desplazamiento miscible en el que el disolvente y el petróleo son miscibles en todas las proporciones, la tensión interfacial está ausente. Además, si los fluidos son tratados como ideales, no habrá efectos del calor o de volumen en la mezcla. Por lo tanto, la permeabilidad de la roca al petróleo o al disolvente debe depender únicamente de la saturación del petróleo o del disolvente. Hay un supuesto adicional contenida en esa declaración; ya sea el disolvente y el petróleo no se mezclan en absoluto, o si lo hacen, el disolvente y el petróleo retienen sus identidades individuales.

La representación más simple de la dependencia de F_s en la heterogeneidad es asumir que un único parámetro se puede utilizar para representar la heterogeneidad, denominada factor de heterogeneidad denominada por la letra H.

Las recuperaciones a la ruptura con frecuencia se han correlacionado contra la relación de viscosidad, las mismas que han demostrado que la dependencia de la recuperación y corte del disolvente en la relación de viscosidad no es muy simple. Sin embargo, como una primera aproximación usando una relación simplificada, el factor de Koval K quien asume que un único parámetro se puede utilizar para caracterizar los efectos de la viscosidad.

$$F_s = \frac{1}{1 + \left(\frac{1-S}{S}\right)\left(\frac{1}{H}\right)\left(\frac{1}{E}\right)} = \frac{KS}{1+S(K-1)} \dots\dots\dots (5)$$

Por analogía con la ecuación. 2 y de lo mencionado anteriormente, la ecuación de flujo fraccional se considera para describir procesos de desplazamiento miscibles en la que $K = HE$. La relación explícita de F_s con S se describe en la ecuación. 5 se puede combinar con la ecuación de balance de materiales para producir ecuaciones que relacionan la recuperación de petróleo fraccional y el disolvente inyectado con K como un parámetro.

$$F'_s = \frac{1}{V_{pi}} = \frac{K}{[1+(K-1)S]^2} \dots\dots\dots (6)$$

Dado que los datos de saturación son mucho más difícil de obtener que corte o recuperación de disolventes, S en la ecuación 6 es generalmente eliminado por el uso de la ecuación. 5.

$$V_{pi} = \frac{K}{[K-F_s(K-1)]^2} \dots\dots\dots (7)$$

$$F_s = \frac{K - (K/V_{pi})^{1/2}}{k-1} \dots\dots\dots (8)$$

Eq. 7 sólo es válida en o más allá a la ruptura. Para obtener volúmenes de poro inyectados a la ruptura, el cero se sustituirá por F_s .

$$(V_{pi})_{bt} = \frac{1}{K} \dots \dots \dots (9)$$

Los volúmenes de poro de disolvente requerido para desplazar completamente todo el petróleo se obtiene sustituyendo uno para F_s , para producir

$$(V_{pi}) = K \dots \dots \dots (10)$$

$$N_{pv} = (V_{pi})_{bt} + \int_{(V_{pi})_{bt}}^{V_{pi}} \left(1 - \left[\frac{K - (K/V_{pi})^{1/2}}{K-1} \right] \right) dV_{pi} \dots \dots \dots (11)$$

La recuperación de petróleo en volúmenes de poro se puede obtener mediante la integración del F_s vs V_{pi} obtiene experimentalmente en la cual N_{pv} Es Una Recuperación de los Volúmenes de poro. Sustituyendo la ecuación. 9 y la integración de los rendimientos.

$$N_{pv} = \frac{2(K V_{pi})^{1/2} - 1 - V_{pi}}{K-1} \dots \dots \dots (12)$$

3.1.3 Aplicación del método k f actor para sistemas homogéneos

Al considerar la aplicación del método del factor K para sistemas homogéneos, se debe hacer una definición de un sistema homogéneo.

El factor K es un proceso de desplazamiento miscible. Sucede cuando la digitación viscosa del disolvente en el petróleo provoca una mezcla en una zona de transición, cuando eso ocurre la viscosidad del petróleo disminuye bruscamente. El petróleo es impulsado hacia delante por el

disolvente adulterado. Este disolvente se denomina desplazamiento efectivo, definido por la relación de viscosidad efectiva, E.

Cuando los sistemas no tienen canalización significativa o dispersión longitudinal se denomina homogénea. Se observa la ecuación. 5 que la definición anterior de homogeneidad requiere que H, sea esencialmente igual a uno. Por lo tanto, K se vuelve igual a E, la relación de viscosidad efectiva en un sistema homogéneo.

$$E = (0.78 + 0.22(V)^{(1/4)})^4 \dots \dots \dots (13)$$

3.1.4 Aplicación del método k f actor para sistemas heterogéneos.

La heterogeneidad, como se definió anteriormente incluye los efectos de la dispersión y la canalización. La dispersión longitudinal, como se señaló antes, depende de la longitud; por lo tanto, es un valor muy significativo. Para probar la aplicabilidad del factor K, una variedad de núcleos de arenisca se inyectaron misciblemente a varias relaciones de viscosidad utilizando petróleo refinados y otros productos químicos para simular los fluidos del yacimiento.

Como aumenta la heterogeneidad aumenta H. En pruebas de laboratorio se concluyó que los factores de heterogeneidad dependían únicamente de las propiedades de la roca y no en la relación de viscosidad.

3.2 Propuesta de Claridge del modelo Koval modificado.

3.2.1 Introducción a la propuesta de Claridge.

Claridge propone una nueva correlación para estimar la recuperación de petróleo en yacimientos miscibles inestables con arreglos de patrones de

inyección de cinco pozos que combina los métodos existentes de predicción de cobertura areal y la eficiencia de desplazamiento lineal y que se utilizó para calcular la recuperación de petróleo para una serie de tamaños de bache asumidos en una prueba piloto de inyección de agua con CO₂ miscible con arreglos de patrones de cinco pozos. El tamaño económico óptimo del bache varía con el costo del CO₂

3.2.2 Desarrollo del modelo de Koval modificado por Claridge

3.2.2.1 Correlación de barrido areal.

Claridge analizó una relación más general para la eficiencia de barrido, el modelo de área se realizó en arreglo de cinco pozos, y la situación era esencialmente siempre el modo en que el flujo viscoso desplazaba el fluido en un medio poroso que comprende un sistema homogéneo de un patrón geométrico ideal. Por tanto, esta geometría fue aceptada como la base de la correlación a desarrollar.

Se reconoció que el uso de una correlación para la eficiencia de barrido de un sistema homogéneo tendría que ir acompañada de correcciones sobre los efectos de la falta de homogeneidad vertical y areal, y para los efectos de la segregación por gravedad parcial cuando éstos están previstos para ser significativo. Incluso en un patrón de inyección de un sistema homogéneo sin efectos de la gravedad, que fue elegido como base, varios aspectos de la eficiencia de barrido tenían que ser considerados.

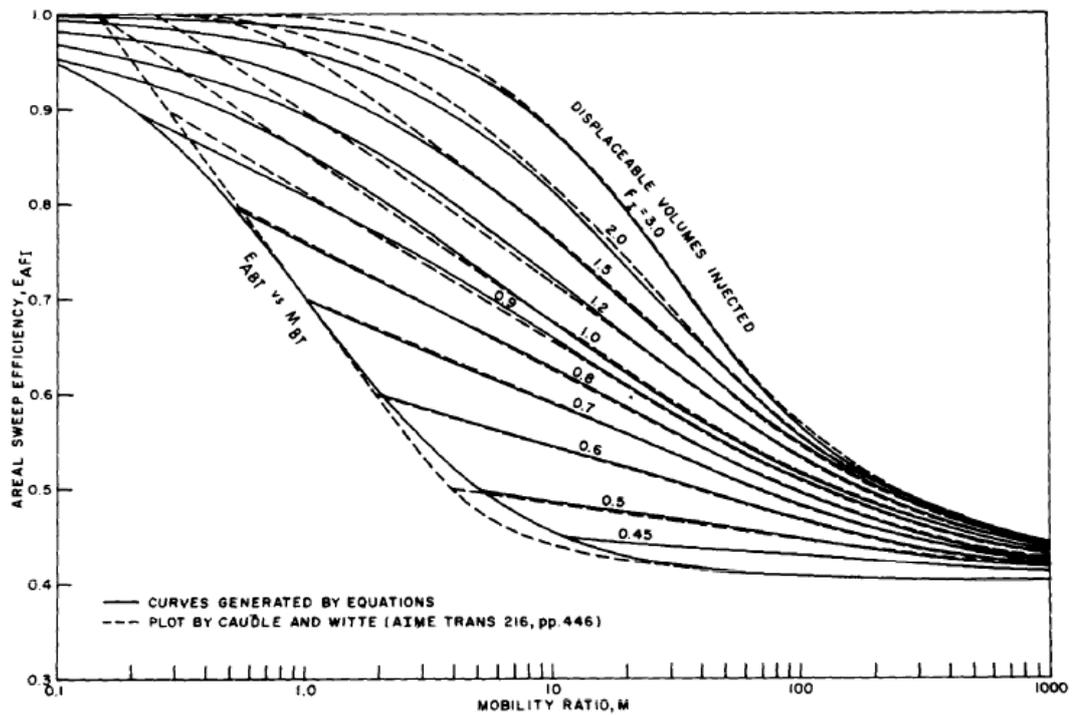


Figura N°3 Eficiencia de barrido areal para patrones de cinco pozos.
Fuente: Koval (1963)

Estos fueron: área invadida por la digitación viscosa de desplazamiento de fluido, la mezcla difusional de la digitación de fluido con el petróleo que está siendo desplazado, y la velocidad de desplazamiento del fluido entre las digitaciones viscosas.

Se señaló además en el laboratorio, que los volúmenes de poro inyectados de desplazamiento en las primeras etapas de la inundación miscible en el flujo radial, invadió la digitación viscosa y áreas de barrido de salida cuyos radios corresponden bastante bien con los calculados por las fórmulas de Koval para desplazamientos lineales miscibles inestables, pero se convierten a el caso de flujo radial mediante la sustitución de la plaza de los radios para distancias lineales. Esto sugiere que, dado que las zonas de digitación-invadida en alta relación de movilidad eran bastante más alargada que en avance radial en una cuarta parte los

modelos de cinco pozos, las fórmulas de Koval podrían aplicarse en su forma lineal. Además de una indicación de la eficiencia de desplazamiento lineal al avance y el rendimiento a la que fuera barrido completo es finalmente alcanzado, Koval da una ecuación que permite el cálculo de la fracción recuperada (eficiencia de barrido volumétrico) en el rendimiento intermedio.

En consecuencia, se establecieron las ecuaciones empíricas para describir una curva de ruptura que llega a 1,0. En una gráfica semilogarítmica, esto da una apariencia diferente, como se muestra en la Fig. 3, en la esquina superior izquierda. Para valores dados de relación de movilidad, M , y de los volúmenes de poro aparente inyectados ($F1$), según sea necesario para igualar la fracción de área invadida hasta la ruptura (y continuar sin problemas a partir de entonces), el siguiente conjunto de ecuaciones da las líneas sólidas de la Fig. 3:

$$EABT = F1 \text{ for } F1 \leq 1.0 \dots\dots\dots (14)$$

$$EABT = 1.0 \text{ for } F1 > 1.0 \dots\dots\dots (15)$$

$$MBT = \frac{(1.0 - EABT)}{(EABT - 0.4)} \dots\dots\dots (16)$$

$$\dot{M} = 25.0 \left[MBT^{5/6} + 0.3 + 2.3 \frac{(F1 - 1.0)}{(F1 + 1.0)} \right] \dots\dots\dots (17)$$

$$M = \left[\frac{(M - MBT)}{(\dot{M} - MBT)} \right]^{(0.85 - 0.55EABT + 0.25F1)} \dots\dots\dots (18)$$

$$EAF1 = \frac{(EABT + 0.4M)}{(1.0 + M)} \dots\dots\dots (19)$$

$$EVF1 = 1.0 \times EAF1 \dots\dots\dots (20)$$

Simplemente expresa la equivalencia supuesta de barrido areal observado y el volumen barrido en este modelo idealizado.

3.2.2.2 Correlación de eficiencia de desplazamiento

Las ecuaciones de Koval parecían ajustarse aproximadamente a la eficiencia de los desplazamientos dentro de la zona invadida de un patrón de cinco pozos, para lo cual Hele-Shaw, desarrolló el modelo de desplazamiento que se realiza en condición diseñadas para simular dichos desplazamientos correctamente miscibles en yacimientos de petróleo a gran escala, se utilizó la ecuación. 12 con los siguientes símbolos:

$$EVL = \left[\frac{2.0(Mko)^{1/2} - 1.0 - FVL}{Mko - 1.0} \right] \dots\dots\dots(21)$$

La cantidad Mko en esta ecuación es la relación de movilidad modificado como K por Koval y FVL corresponde a su símbolo Vi de volúmenes de poro inyectado. Esta relación de movilidad modificada es la parte esencial de la correlación. Es una aproximación que pasa a describir la relación de movilidad efectiva resultante de grado medio de mezcla transversal en una variedad lineal (o radial) experimentos de flujo miscible en aproximaciones y condiciones reducidas. No se ajusta con precisión todos los datos disponibles. Koval considera esta relación de movilidad modificado que se compone de dos factores: uno que expresa la influencia de la heterogeneidad a pequeña escala del medio poroso, que él llamó H, y el otro que expresa la relación de viscosidad efectiva entre el petróleo y la digitación viscosa, que él llamó E.

$$Mko = Hko \times MkoE \dots\dots\dots (22)$$

$$MkoE = \left(0.78 + 0.22(\mu_o/\mu_s)^{1/4} \right)^4 \dots\dots\dots (23)$$

Para la geometría ideal tomado como base en este artículo, $H_{ko} = 1,0$. Con este supuesto, y reconociendo que en un desplazamiento miscible las relación de movilidad convencional M es la relación de viscosidades de petróleo y solventes (μ_o / μ_s), se tiene:

$$M_{ko} = \left(0.78 + 0.22(M)^{1/4}\right)^4 \dots\dots\dots (24)$$

3.2.2.3 Ecuaciones de eficiencia de desplazamiento

La ecuación de Koval se aplica sólo a la eficiencia de barrido en y después del avance en un sistema lineal, de tal manera que la digitación del solvente inyectado es un sistema lineal utilizado aquí, entonces la cantidad FVL en la ecuación. 21, deben interpretarse estos efectos como volúmenes de poro de fluido inyectado en relación con la fracción de volumen invadido (es decir, la fracción de área invadida por unidad de espesor). El área fraccional es invadido EAF_1 correspondiente a la F_1 volúmenes de poro aparentes inyectados. El poro real volúmenes de fluido inyectado, está relacionada con aparente volúmenes de poro inyectados por la ecuación:

$$F_i = EVL \times F_1 \dots\dots\dots (25)$$

Los volúmenes de poros inyectados en relación con el área invadida o volumen será :

$$FVL = \frac{F_i}{EAF_1} = \frac{EVL}{EAF_1} \times F_1 \dots\dots\dots (26)$$

Entonces, puesto que el aceite producido (en volúmenes de poro) es

$$N_p = EVL \times EAF_1 \dots\dots\dots (27)$$

Se obtienen las ecuaciones resultantes

$$F_i = \frac{EAF_1}{\left\{M_{ko}^{1/2} - \left[M_{ko} - 1\right] \left(1 - \frac{EAF_1}{F_1}\right)^{1/2}\right\}^2} \dots\dots\dots (28)$$

$$Np = \frac{\left(\frac{EAF1}{F1}\right) \times EAF1}{\left\{Mko^{1/2} - \left[(Mko-1)\left(1 - \frac{EAF1}{F1}\right)\right]^{1/2}\right\}^2} \dots\dots\dots (29)$$

Para un valor dado de M (μ_o / μ_s), el valor de Mko puede calcularse a partir de la Ec. 24. Una serie de valores correspondientes de EA F1 y F1 puede obtenerse a partir de las ecuaciones. 14 a 20. El uso de estos valores en las ecuaciones. 28 y 29 dan una serie de valores correspondientes a la recuperación de petróleo Np y volúmenes de poro Fi del disolvente inyectado. Los valores a la ruptura Np y para el valor dado de M se determinan a partir de los valores de avance de EA FI y FI. Antes y en el avance, EAFI = FI y Np = Fi = FI / MKO.

A la ruptura,

$$EVL = 1/Mko \dots\dots\dots (30)$$

Dado que el agua no ha estado involucrado en las ecuaciones anteriores, el agua debe ser asumido inamovible (es decir, agua connata), y o volúmenes de poro inyectados y producidos se refieren al volumen de poro inicialmente ocupado por hidrocarburos. Estos últimos se suponen que es en su totalidad en el estado líquido (es decir, no hay gas libre presente)

3.2.2.4 Correlación de recuperación de petróleo simplificado

El procedimiento algebraico antes descrito es bastante engorroso y en lugares (donde las líneas de puntos se dibujan en la parte superior derecha) no dan tendencias suaves en separaciones curvas.. Un conjunto ligeramente modificada de curvas que se ajustan a los datos experimentales citados, aún mejor en promedio se dan en la Fig. 4. La curva de ruptura de la Fig. 4, y la recuperación de petróleo es mayor para

volúmenes de poros inyectados de 3,0 y superiores, particularmente a alta M.

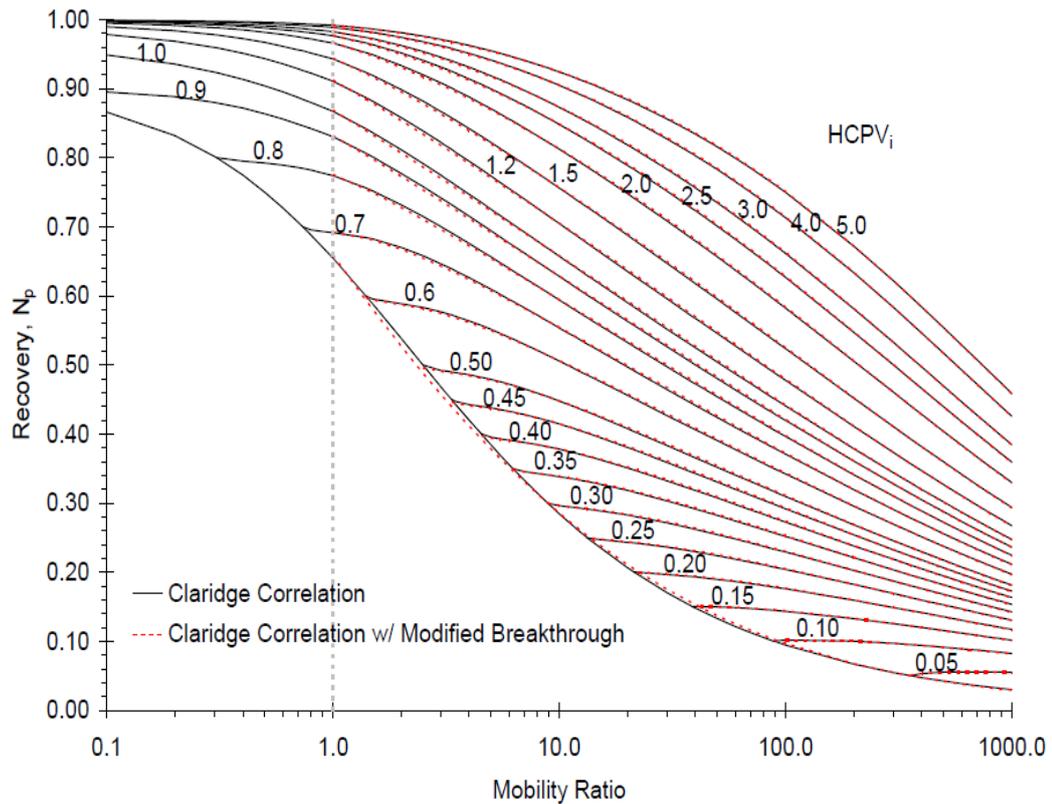


Figura N° 4. Recuperación de petróleo en inyecciones miscibles para patrones de cinco pozos.
Fuente: - Sean T. Mc. Coy and Edward S. Rubin (2006)

$$(F_i)_{BT} = \left[0.9 / (M + 1.1) \right]^{1/2} \dots \dots \dots (31)$$

$$\left(\frac{NP - (F_i)_{BT}}{1.0 - NP} \right) = \left(\frac{1.6}{K^{0.61}} \right) \left(\frac{F_i - (F_i)_{BT}}{1.0 - (F_i)_{BT}} \right)^{\left(\frac{1.28}{K^{0.26}} \right)} \dots \dots \dots (32)$$

3.3 . Cálculo de la Presión Mínima de Miscibilidad.

3.3.1 Definición de Presión Mínima de Miscibilidad.

La Presión Mínima de Miscibilidad (PMM), es la presión más baja a la cual el gas de inyección y el petróleo 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 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 básicamente de la temperatura, composición del gas de inyección y composición del crudo en el yacimiento.

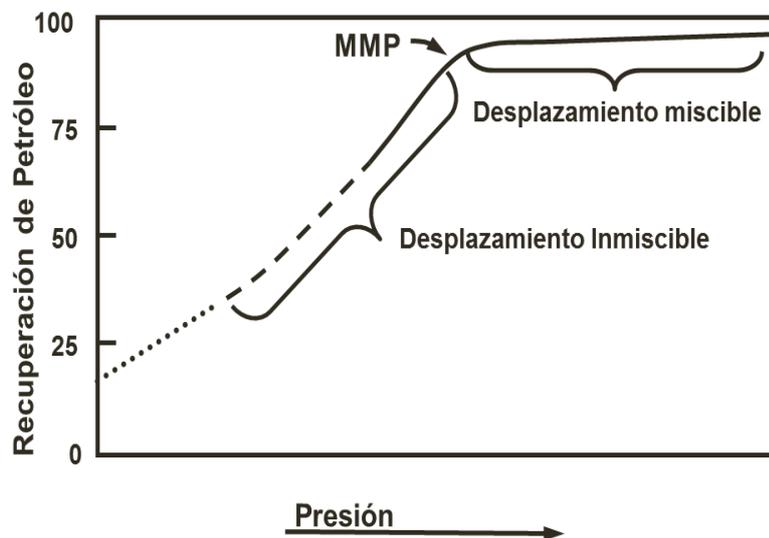


Figura N° 5 Definición de la presión mínima de miscibilidad.

Fuente: (Cuong, 2010)

3.3.2 Determinación de la PMM.

Los métodos para estimar la PMM se clasifican en:

- ✓ Experimentales
 - Prueba del tubo delgado (Slim Tube)
 - Prueba de la burbuja ascendente (RBA)

- ✓ Analíticos y termodinámicos
 - Correlaciones Matemáticas y Gráficas
 - Ecuaciones de estado.

3.3.2.1 Métodos Experimentales

Son pruebas que se hacen a nivel de laboratorio, utilizando muestras de crudo y gas de inyección. En estas pruebas la temperatura se mantiene constante y equivale a la temperatura del yacimiento.

3.3.2.1.1 La Prueba del Tubo Delgado (Slim Tube)

El dispositivo del tubo delgado se utiliza para obtener información de la miscibilidad dinámica a las condiciones del yacimiento. Es un equipo que consta principalmente de un tubo delgado enrollado en forma de espiral con una longitud que varía entre 5 y 40 m de longitud y con un diámetro capilar que se encuentra en un rango de 1.5 – 2.00 mm, este tubo puede ir empacado con arena o esferas de vidrio muy pequeñas. El diagrama del equipo se muestra en la Figura 6. Este equipo posee tres cilindros pistón en donde se almacenan los fluidos, una bomba de desplazamiento positivo, un transductor, regulador de presión y una celda visual para observar los cambios de color indicativos de la formación del frente miscible. Todo el equipo se coloca dentro de un horno con regulación de temperatura. El empacamiento de arena se satura primero con la muestra de petróleo a ser estudiada, y el volumen inicial del fluido en la tubería enrollada se anota como fluido original en la columna empacada, siendo igual al volumen poroso con hidrocarburos (VPH).

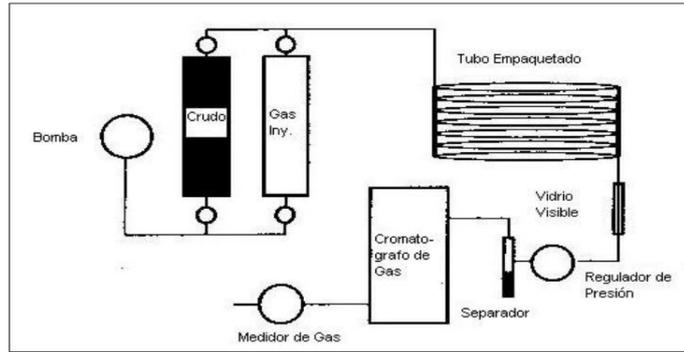


Figura N° 6. Diagrama del dispositivo del tubo delgado
Fuente: (Landáez, 2005).

El gas a analizar se inyecta a una presión deseada a través del tubo delgado previamente lavado y saturados con el petróleo por medio de una bomba de alta presión.

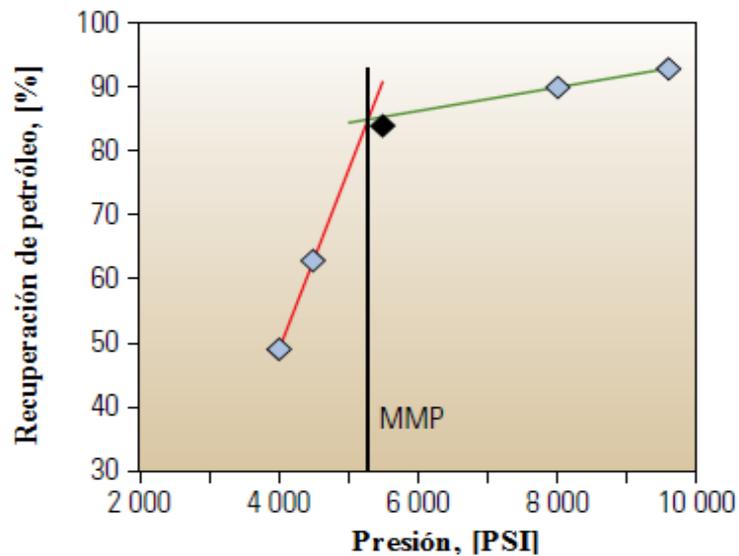


Figura N°7. Determinación de la PMM a través del tubo delgado
Fuente: (Cuong, 2010)

Cada punto representa una prueba realizada a una presión diferente con la respectiva recuperación de petróleo, OOIP, (petróleo original in-situ). La prueba concluye después de la inyección de 1.2 del volumen poroso para la cual se obtiene un % OOIP a una presión determinada.

En la Figura 7 se observa que a medida que aumenta la presión de trabajo, la recuperación de petróleo se incrementa hasta llegar un punto en donde se mantiene prácticamente constante, la presión en el punto de intersección de ambas rectas se denomina Presión Mínima de Miscibilidad.

3.3.2.1.2 Prueba de la burbuja ascendente (RBA).

La prueba de la burbuja ascendente (RBA) es una forma efectiva para determinar la presión mínima de miscibilidad. Este instrumento consiste en la observación visual directa del comportamiento de una burbuja de gas inyectada la cual sube a través de una columna de petróleo. Cuando la evaluación resulta ser miscible, la burbuja desaparecerá antes de llegar a la cima de la columna, cuando es inmisible la burbuja es visible en toda la columna. A medida que la burbuja se eleva a través del petróleo, todos sus cambios son observados y fotografiados con dos cámaras. Después de dos o tres ensayos el petróleo es cambiado por uno fresco. La burbuja de gas debe de tener la composición del gas que se va a inyectar.



Figura N° 8. Dispositivo de la burbuja ascendente
Fuente: (www.vinci-technologies.com/products)

3.3.2.2 Correlaciones Matemáticas

Las correlaciones numéricas son obtenidas a partir de valores experimentales pero son aproximaciones a la descripción del proceso que presentan un cierto rango error, comparado con los valores determinados.

Existe una gran variedad de correlaciones para el cálculo de la PMM del CO₂ las cuales involucran algunas de las variables que dependen de la PMM, se debe tener el cuidado necesario pues las correlaciones tienen sus limitaciones, y un margen de error.

3.3.2.2.1 Fórmula para el cálculo del peso molecular MW (C₅⁺)

Se utilizó la fórmula de Laseter para calcular el peso molecular del componente C₅⁺ del petróleo a condiciones de yacimiento, para lo cual se usa la correlación entre la gravedad API del petróleo y el peso molecular del C₅⁺, la cual puede ser analíticamente determinada por la ecuación:

$$MW(C5^+) = \left(\frac{7864.9}{API} \right)^{\frac{1}{1.0386}} \dots\dots\dots (33)$$

Dónde:

$MW(C5^+)$ = Peso molecular del componente C₅⁺ (g/mol)

API = Gravedad API del petróleo.

3.3.2.2.2 Correlación (Lasater, 1958)

Correlación entre la gravedad específica del petróleo y el peso molecular con componentes C₅⁺.

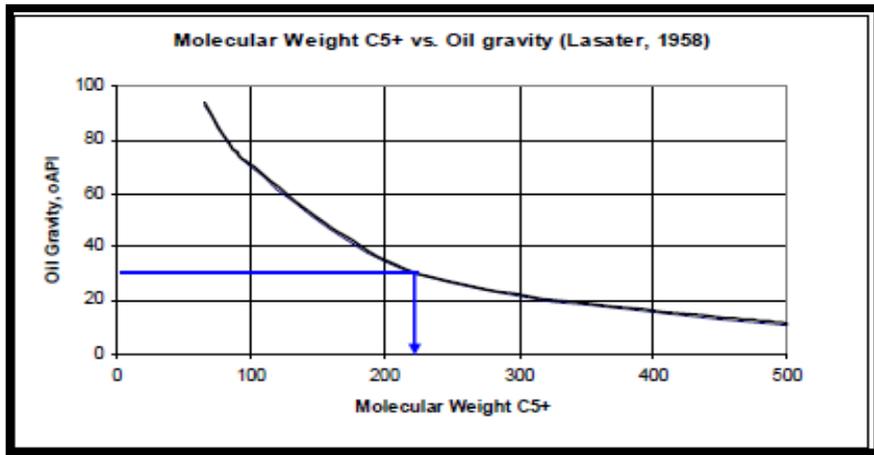


Figura N° 9 Correlacion Lasater, 1958.
 Fuente: Carbon dioxide flooding Fundamentals

3.3.2.2.1 . Petroleum Recovery Institute (P.R.I)

La propuesta del PRI (1979) es una correlación para obtener la *PMM* con inyección de CO₂, considerando solo la temperatura del yacimiento siendo esta ideal para una temperatura mayor que la temperatura crítica del gas de inyección.

$$PMM = 1071.82893 * 10^{(2.772 - \frac{1519}{T+460})} \dots\dots\dots (34)$$

3.3.2.2.2 National Petroleum Council (N.P.C)

Existen correlaciones para la inyección del CO₂ puro, como son: la que propuso el NPC en 1976 , indica que para calcular la presión mínima de miscibilidad se utiliza el API y la temperatura del yacimiento, tomando en cuenta sus limitaciones la temperatura tiene que ser menor de 250 °F, la misma que se presenta en la Tabla 2.

Cuadro de estimación de la presión mínima de miscibilidad.

API	PPM (psi)
<27	4000
27-30	3000
>30	1200

Temperatura °F	Presión Adicional (psi)
<120	0
120-150	200
150-200	350
200-250	500

Tabla N°2. Correlación Propuesta por NPC

Fuente: (NPC, 1976)

Limitación de la correlación:

Temperatura de yacimiento, <250 °F

3.3.2.2.3 Yelling W.F, Metcalfe R.S

Yelling y Metcalfe (1980), utilizaron una correlación para un gas (CO2 puro), como método de recuperación secundaria. Para esta correlación se consideran la temperatura del yacimiento con respecto a la composición del petróleo, tiene muy poca validez porque a mayor temperatura se incrementa significativamente la *PMM*.

$$PMM = 1833.7217 + 2.2518055 * T + 0.1800674 * T^2 - \frac{103949.93}{T} \dots\dots\dots (35)$$

Limitación de la correlación:

Temperatura de yacimiento, 95 a 192 °F

3.3.2.2.4 Holm y Josendal, actualizada por Mungan

Teniendo el valor del componente C_5^+ se puede evaluar la presión mínima de miscibilidad usando la correlación publicada por Holm y Josendal y que luego actualizó Mungan, la cual evalúa la PMM tomando en cuenta el peso molecular del componente C_5^+ y la temperatura del yacimiento. Esta correlación se expresa analíticamente presentando la siguiente ecuación:

$$PMM = -329,558(7,727 * MW(C_5^+) * 1,005^T) - (4,377 * MW(C_5^+)) \dots (36)$$

Dónde:

PMM = Presión mínima de miscibilidad (PSI)

T = Temperatura (F)

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

3.3.2.2.5 Correlaciones Mungan 1981

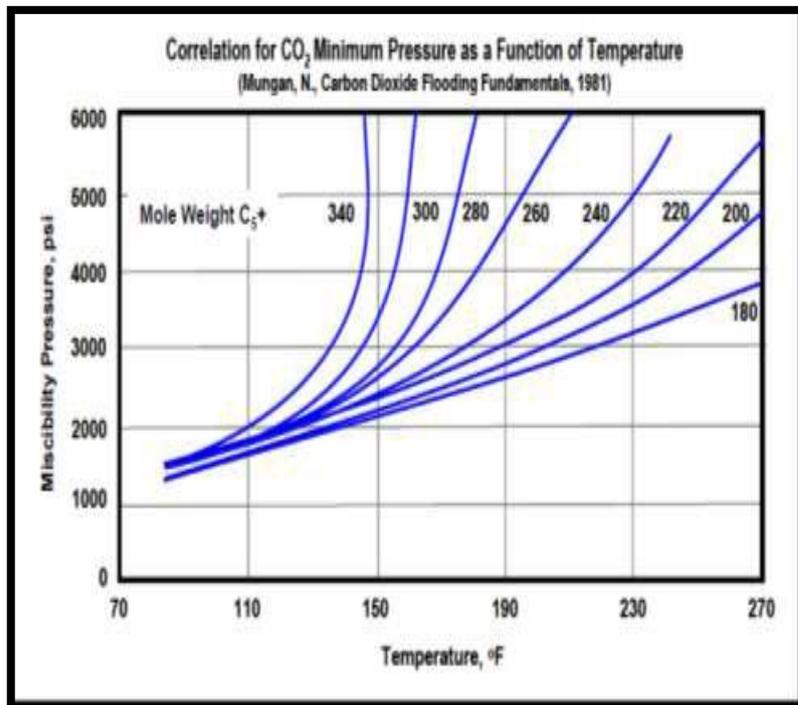


Figura N°10. Correlaciones Mungan 1981.
Fuente: Carbon dioxide flooding Fundamentals

3.3.2.2.6 Correlación de Cronquist

Cronquist (1978) calcula la PMM considerando la composición del petróleo por tres parámetros: temperatura, peso molecular del c5+ y los valores de (c1 + n2).

$$PMM = 15.988T_y^a \dots\dots\dots (37)$$

$$a = 0.744206 + 0.0011038C5^+ + 0.0015279 (C1+N2) \dots\dots\dots (38)$$

PMM = Presión mínima de miscibilidad, psi

T_y = Temperatura del yacimiento, °f

C5⁺ = Peso molecular promedio de la fracción pentanos y más pesados.

C_{1-N2} = Porcentaje mole de (c₁+n₂)

Límites.

$$23.7 \leq \text{°API} \leq 44$$

$$71^\circ \leq T_y \leq 248^\circ\text{F}$$

$$1075 \leq PMM \leq 5000 \text{ psi}$$

3.3.3 Factores que afectan la presión mínima de miscibilidad (pmm)

- 1.- Manteniendo otros factores constantes, la pmm se incrementa al aumentar la temperatura.
- 2.-La pmm es inversamente proporcional a la cantidad de c5-30 presente en el crudo.
- 3.- La pmm es sensible a la distribución de la cadena c5-30, pues al incrementarse la porción correspondiente a las gasolinas, la pmm disminuye.

4.- La pmm se ve afectada en menor grado por los tipos de hidrocarburos presentes, por ejemplo, si existen aromáticos, la pmm disminuye.

5.- Las propiedades de la fracción pesada (c30+) tienen poca influencia en la pmm.

6.- La ausencia de c2-4 no impide el desarrollo de la miscibilidad, no afectan apreciablemente la pmm.

7.- La presencia de metano en el aceite del yacimiento no cambia en forma apreciable la pmm.

3.4 Modelo analítico para el programa de la inyección de CO₂, miscible.

3.4.1 Cálculo del NP

El cálculo del N_p es obra original de Koval, modificado por Claridge para el barrido areal para un sistema homogéneo y heterogéneo, Este método es utilizado para calcular la recuperación de petróleo de una serie de tamaños de baches asumidos (volumen de poro inyectado de hidrocarburo, o HCPV) en patrones de cinco pozos con inyección -alterna agua y gas (WAG) miscible.

El método Koval asume que la recuperación mejorada de petróleo con disolvente, en este caso inyección de CO₂ miscible, se aplica inmediatamente después de la recuperación primaria. Además, el método asume que el yacimiento no tiene apoyo acuífero. Esta suposición puede llevar a sobreestimar la producción de petróleo y almacenamiento de CO₂; sin embargo, es necesario un análisis para dar cuenta la afluencia de agua.

Claridge modificó el método inicial de Koval y presentó la siguiente ecuación para estimar la fracción de aceite producida (NP) a partir de la inyección miscible:

$$\left(\frac{NP - V_{piBT}}{1.0 - NP}\right) = \left(\frac{1.6}{K^{0.61}}\right) \left(\frac{F_i - V_{piBT}}{1.0 - V_{piBT}}\right)^{\left(\frac{1.28}{K^{0.26}}\right)} \dots\dots\dots \text{Ecuación (32)}$$

Donde el subíndice BT significa a la ruptura, V_{pi} es el real fracción de volumen de poros de disolvente inyectado, F_i es la fracción del volumen de los poros de hidrocarburos (HCPV) de disolvente inyectado en un yacimiento en una operación ideal EOR de patrones de cinco pozos, y K es el factor de Koval. En la ecuación anterior, el N_p representa HCPV aceite producido adicional, en unidades de volumen / volumen (fracción).

El valor volumétrico de NP se obtiene multiplicando por el volumen poral VP.

La fracción real de volumen de poros de disolvente inyectado en la saturación (V_{piBT}) viene dada por

$$V_{piBT} = EABT \cdot V_{pvdBT} \dots\dots\dots (39)$$

Donde V_{pvd} es el volumen del poro desplazado. La eficiencia de barrido areal en a la ruptura (EABT) y el volumen del poro invadido inyectado a la ruptura (V_{pvdBT}) están dadas por:

$$EABT = 1 + \frac{0.4M}{1+M} \dots\dots\dots (40)$$

$$V_{pvdBT} = \frac{1}{K} \dots\dots\dots (41)$$

En las ecuaciones (3) y (4), M es la relación de movilidad

$$M = \frac{u_o}{u_s} \dots\dots\dots (42)$$

y K es el factor de Koval, definida como

$$K = H.F. \left[0.78 + 0.22 \left(\frac{\mu_o}{\mu_s} \right)^{1/4} \right]^4 \dots\dots\dots (43)$$

Donde μ_o y μ_s son viscosidad del petróleo y viscosidad solventes (CO2), respectivamente; H es el factor de heterogeneidad (1 para yacimientos homogéneos); y F es el factor de anulación gravedad (1 si no hay gravedad de anulación se supone). El factor Koval es 1 en el caso idealizado de un yacimiento homogéneo con petróleo y disolvente de la misma densidad y la viscosidad; para todos los demás casos, reales, K es mayor que 1.

Para yacimientos heterogéneos, el factor de heterogeneidad H está dada por la ecuación

$$\log_{10} H = \left(\frac{VDP}{(1-VDP)^{0.2}} \right) \dots\dots\dots (44)$$

Donde VDP es el coeficiente de Dykstra-Parsons que indica la heterogeneidad del yacimiento. Willhite resumió valores de la literatura que da un intervalo de 0,5 a 0,9 para VDP, con un promedio de 0,7 para la mayoría de las rocas del yacimiento.

El factor de anulación gravedad (F) viene dada por la ecuación

$$F = 0.565 \log_{10} \left[CKvA \frac{\Delta\rho}{Q\mu_s} \right] + 0.870 \dots\dots\dots (45)$$

Donde kv es la permeabilidad vertical (md), A es el tamaño del patrón (acres), $\Delta\rho$ es la diferencia de densidad entre el petróleo y CO2 (g / cm3), Q es el tasa de inyección (bbl / d), μ_s es solvente (CO2) viscosidad (cp), y

C es la constante de patrones (2,5271 para un arreglo de cinco pozos, y 2,1257 para accionamientos de línea). La velocidad de inyección y tamaño del patrón son parámetros de funcionamiento que se establecen para cada yacimiento en una base de caso por caso, después de los estudios de ingeniería apropiados. El espesor y permeabilidad vertical son específicos del yacimiento y se deben establecerse para cada uno de ellos; Δp también debe establecerse en cada yacimiento, basado en las densidades de petróleo y de CO2 a su presión y la temperatura respectiva.

Para el cálculo de la relación de movilidad (M), la viscosidad de CO2. Se calcula en base a la presión del yacimiento y la temperatura y la viscosidad del aceite (en cp) se puede calcular utilizando las siguientes ecuaciones:

1) Para los aceites muertos

$$u_{od} = 10^x - 1 \dots\dots\dots (46)$$

$$X = 10^{2.1646 - 0.033580(API)T - 0.601} \dots\dots\dots (47)$$

Donde es la gravedad API de aceite, y T es la temperatura (° C).

2) Para los petróleos vivos

$$u_o = Au_{od}^B \dots\dots\dots (48)$$

$$A = 12.589(Rs + 200)^{-0.482} \dots\dots\dots (49)$$

$$B = 1.276(Rs + 15)^{-0.090} \dots\dots\dots (50)$$

Donde RS es la relación gas / solución de aceite (SCF / STB), dados en las bases de datos.

La figura 4 muestra un nomograma para estimar la fraccional volumen de petróleo producido adicional para un arreglo de cinco pozos con inyección miscible de un yacimiento homogéneo de unidad de espesor para diferentes valores de la relación de movilidad (M) y de la fracción (Fi) de la inyección de disolvente en relación con el volumen de poros de hidrocarburos (HCPV).

La aplicación del método permite una evaluación rápida, para una selección de depósitos adecuados para la inyección de CO2 miscible, para estudios detallados de yacimientos.

3.4.2 Cálculo de PMM.

El parámetro fundamental para determinar si un proyecto de inyección de CO2 resulta rentable sí o no, es la miscibilidad del CO2 con el petróleo. La miscibilidad aumenta con la profundidad y con la gravedad del petróleo. Usando los datos disponibles y aplicando correlaciones numéricas se estima la presión mínima de miscibilidad, dependiendo de sus limitaciones a considerar. Hay ecuaciones que solo piden temperatura, pero es más recomendable utilizar el peso molecular promedio por mayor exactitud.

Para el cálculo del peso molecular.

$$MW(C5^+) = \left(\frac{7864.9}{API}\right)^{\frac{1}{1.0386}} \dots\dots\dots\text{Ecuación. (33)}$$

Para el cálculo de la Presión Mínima de Miscibilidad.

Holm y Josendal, actualizada por Mungan

$$PMM = -329,558(7,727 * MW(C5^+) * 1,005^T) - (4,377 * MW(C5^+)) \dots\text{ec.36}$$

Cronquist (1978)

$$PMM = 15.988Ty^a \dots\dots\dots \text{ecuación (37)}$$

$$a = 0.744206 + 0.0011038C5^+ + 0.0015279 (C1+N2) \dots\dots\dots \text{ecuación (38)}$$

3.4.3 Cantidad de CO2

La cantidad de CO2-en operaciones de EOR a la ruptura es un subproducto directo del método de Koval para predecir el comportamiento del yacimiento VpiBT.

Teniendo en cuenta que, en promedio el 40% del CO2 inyectado es recuperado en superficie después de la ruptura, y suponiendo que se reinyecta de nuevo en el yacimiento, la cantidad de CO2-Fi para cualquier fracción de volumen de poros de hidrocarburos (HCPV) de la inyección de CO2 puede calcularse utilizando las siguientes ecuaciones:

A la ruptura (BT),

$$MCO2= \rho_{CO2} \cdot RF_{BT} \cdot OOIP/Sh \dots\dots\dots (51)$$

En cualquier inyección HCPV,

$$MCO2= \rho_{CO2} \cdot [RF_{BT} + 0.6 \cdot (RF\%HCPV - RF_{BT})] \cdot OOIP/Sh \dots\dots\dots (52)$$

Donde RFBT y RF% HCPV son, respectivamente, el factor de recobro a la ruptura y porcentaje de volumen de poros de hidrocarburos (HCPV) de CO2 inyectado; OOIP es el volumen del aceite original en su lugar; Sh es el factor volumétrico del aceite; y ρ_{CO2} es la densidad de CO2 calculado en la temperatura del yacimiento y de las condiciones de presión.

3.5 Programación y Validación del Software.

El programa se realizó en visual estudio 2013.

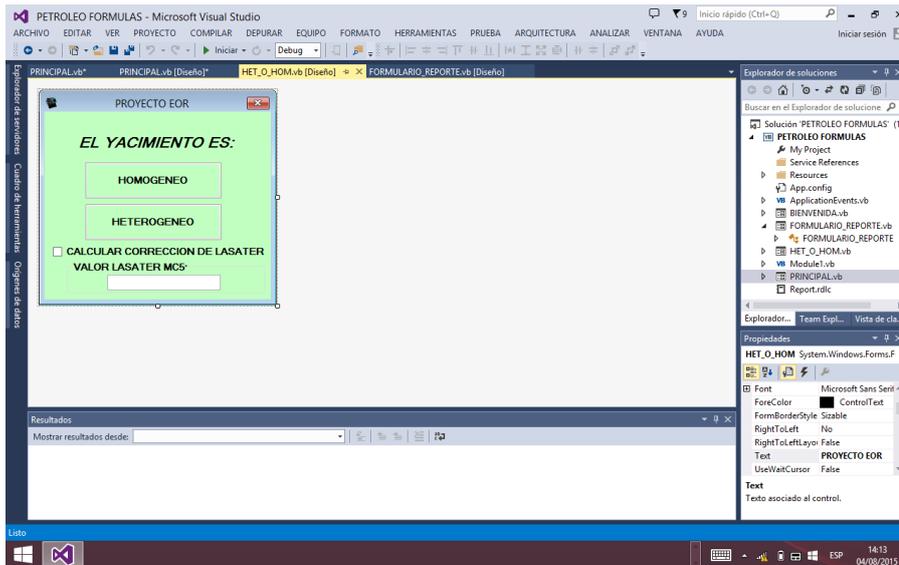


Figura N°11 Ventana Principal al inicio del Programa.

Fuente: Paola Matías Galdea

Elaborado: Paola Matías Galdea

Punto de partida donde se define si el yacimiento es homogéneo o heterogéneo, y si no tiene el valor de $MC5^+$, para calcular este valor por medio de la Correlación de Lasater.

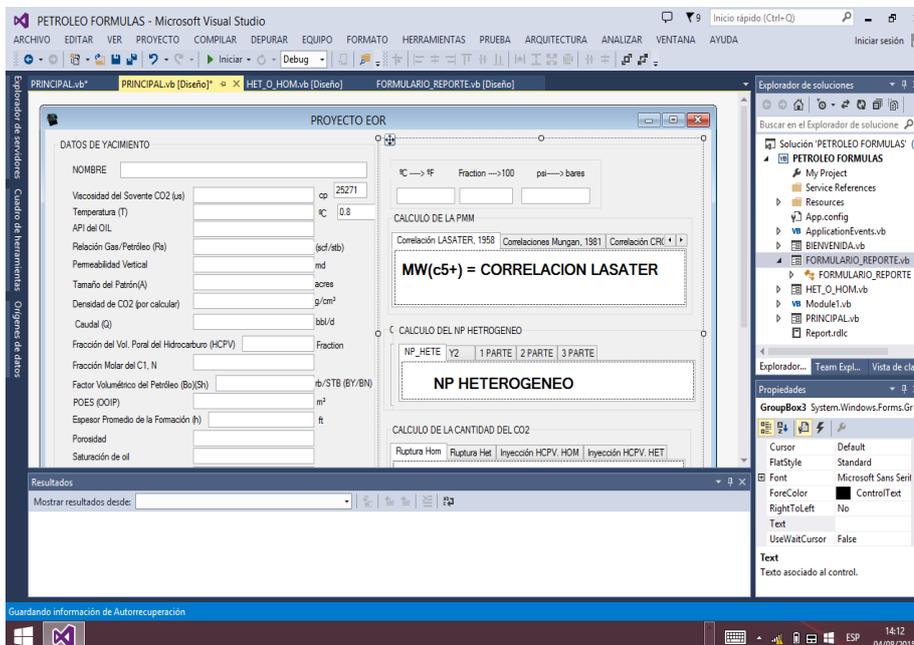


Figura N° 12. Ventana de ingreso y Cálculo de Datos.

Fuente: Paola Matías Galdea

Elaborado: Paola Matías Galdea

Momento en que se establecen condiciones para comparar la presión del yacimiento con la Presión Mínima de Miscibilidad y se define si es un proceso miscible o inmisible.

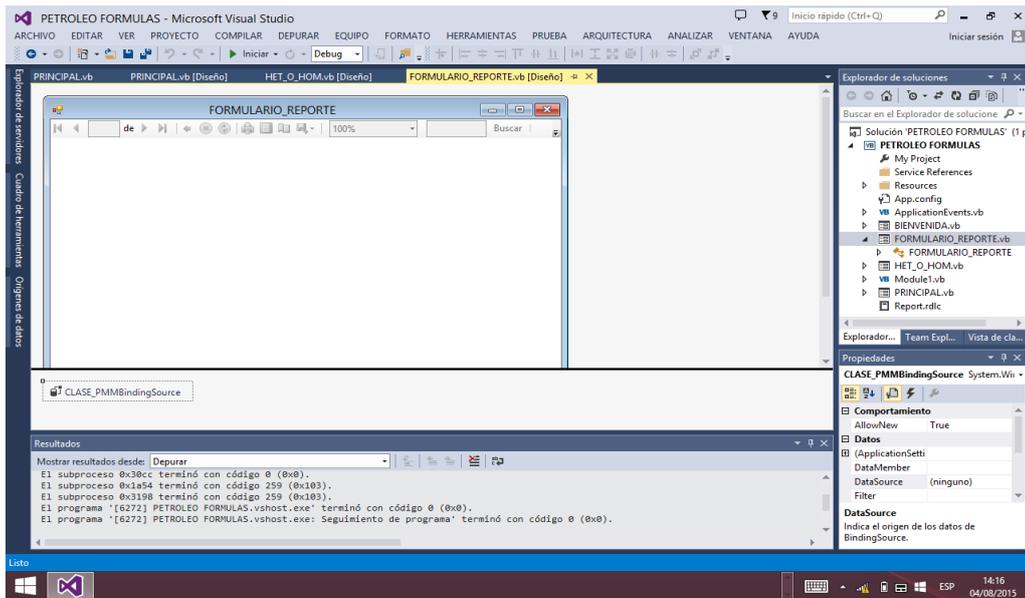


Figura N° 13 Ventana de Reporte de Resultados.

Fuente: Paola Matías Galdea

Elaborado: Paola Matías Galdea

3.5.1 Diagrama de Flujo.

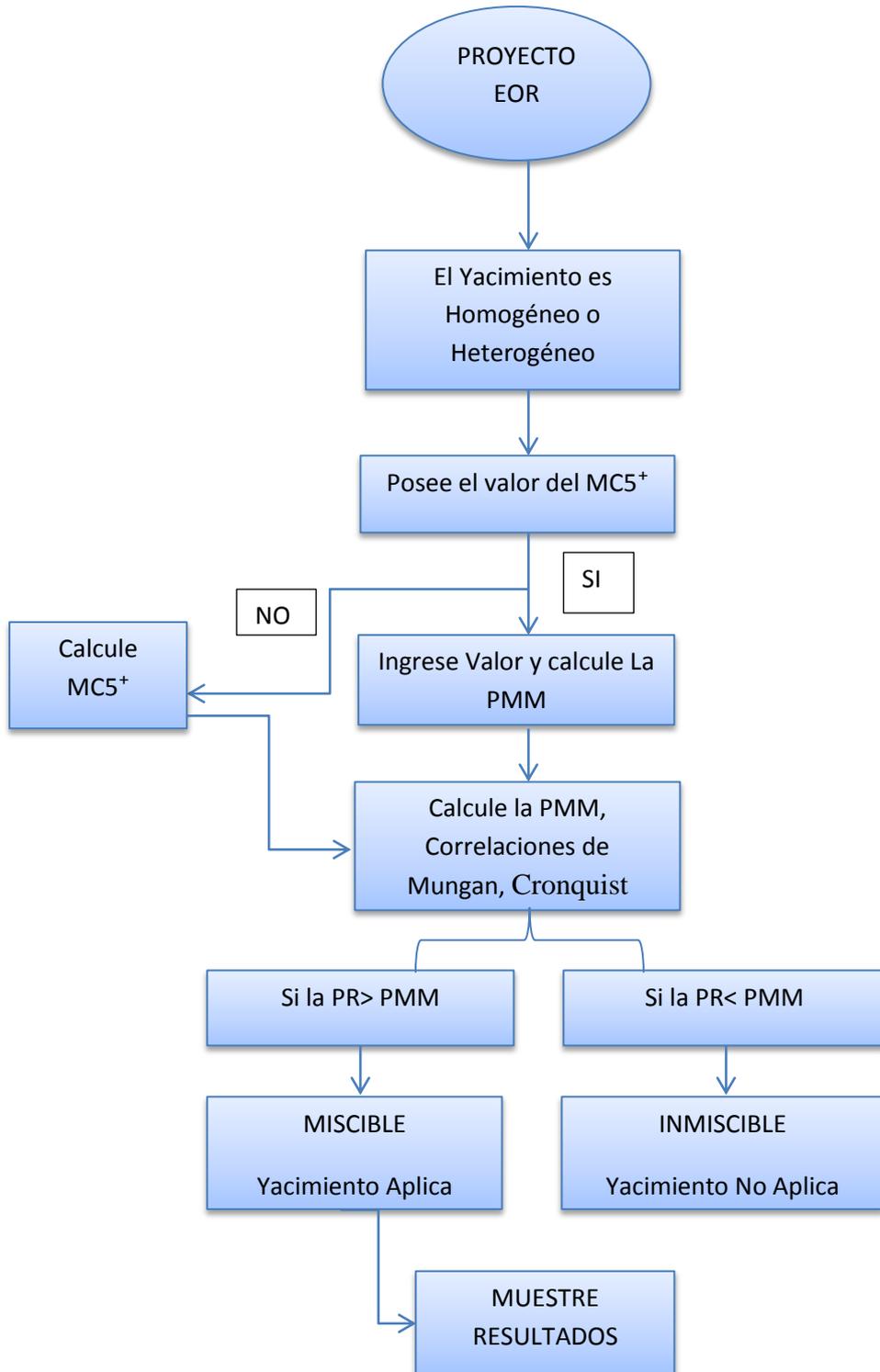


Figura N°14. Diagrama de Flujo del Programa Analítico.

Fuente: Paola Matías Galdea

Elaborado: Paola Matías Galdea

3.5.2 Validación del Software.

3.5.2.1 Ejemplo de Inyección de CO2 Miscible.

Para comprobar el programa analítico planteado, se tomaron 5 ejemplos, para corroborar los valores de una evaluación de campos por el modelo de Koval modificado por Clarigde. A continuación se presentan los datos del Yacimiento Alberta.

DATOS	KEG RIVER ZZ	KEG RIVER ZZZ	KEG RIVER N5N	KEG RIVER MMM	KEG RIVER 2
API	34.1	35.1	34.4	34.1	33.1
Bo (rb/stb)	1.1364	1.105	1.1269	1.07	1.1
Caudal por Pozo Promedio(bls/d)	265	450	318.4	390	480
Espesor (ft)	92.496	82.33	50.18	81.34	113.8
Fracción N, C1.	0.15	0.19	0.16	0.18	0.19
HCPV	0.8	0.86	0.6	0.75	0.88
Permeabilidad (md)	133	55	79	90	90
POES (m ³)	238000	605000	93200	95300	297000
Porosidad	0.08	0.07	0.05	0.04	0.07
Presión Actual (psi)	2117	1935	1996	2067	2058
Temperatura (°C)	70	71	73	71	70
Viscosidad μ_s (cp)	0.06	0.05	0.036	0.08	0.09

Tabla N°3. Datos del Yacimientos Alberta.

Fuente: Shaw y Bachu (2002).

Elaborado: Paola Matías Galdea

En estas evaluaciones Shaw y Bachu (2002) calcularon la PMM, por medio de una aproximación de una tabla que considera el API y la

temperatura del yacimiento cuyo autor es National Petroleum Council (N.P.C.)

Dando como resultado los datos tabulados en la tabla 4.

Campo	Tipo de Yacimiento	Presión del Yacimiento	PMM N.P.C.	Proceso	NP
KEG RIVER ZZ	Heterogéneo	2117	1550	Miscible	1.72
KEG RIVER ZZZ	Heterogéneo	2025	1550	Miscible	1.86
KEG RIVER N5N	Heterogéneo	1996	1550	Miscible	1.77
KEG RIVER MMM	Heterogéneo	2067	1550	Miscible	1.72
KEG RIVER [2]	Heterogéneo	2058	1550	Miscible	1.64

Tabla N° 4 Resultados de los Yacimientos Evaluados para Inyección de CO2 Miscible

Fuente: Shaw y Bachu (2002).

Elaborado: Paola Matías Galdea

Campo	Tipo de Yacimiento	Presión de yacimiento	PMM Mungan	PMM Cronquist I	PMM Cronquist II	PROCESO	Recobro de petróleo Np (%)
KEG RIVER ZZ	Heterogéneo	2117	2047	1983	1985	Miscible	1.27
KEG RIVER ZZZ	Heterogéneo	2025	1982	1926	1929	Miscible	1.41
KEG RIVER N5N	Heterogéneo	1996	2114	2029	2032	Inmiscible	-
KEG RIVER MMM	Heterogéneo	2067	2076	2004	2007	Miscible	1.37
KEG RIVER [2]	Heterogéneo	2058	2116	2045	2048	Miscible	1.40

Tabla N°5. Cuadro de Resultados Evaluados por el Software.

Fuente: Paola Matías Galdea

Elaborado: Paola Matías Galdea

Los resultados de la tabla 5, evaluados en el programa se encuentran en el anexo 1. Al validar el software se puede observar mucha variación de valores sobre todo al momento de definir qué tipo de proceso es miscible o inmisible, pero los procesos que son miscibles con respecto al cálculo de la Presión Mínima de Miscibilidad difieren mucho tanto que inclusive el yacimiento KEG RIVER N5N de ser Miscible pasó a ser Inmisible. Al incluir las fórmulas para el cálculo de la Presión Mínima de Miscibilidad se llegan a tener valores más reales porque considera los datos propios del yacimiento. Debido a los cambios del software no se llega a los resultados de manera similar pero se aproximan.

Capítulo IV

4 PRE SELECCIÓN DE YACIMIENTOS PARA LA APLICACIÓN DE INYECCIÓN DE CO₂ MISIBLE.

4.1 Selección de yacimientos con potencial para la aplicación de inyección de CO₂ como proceso de recuperación mejorada.

Este programa es aplicable a cualquier yacimiento que se quiera evaluar como candidato para la implementación de esta técnica, siempre y cuando cumpla con los parámetros críticos establecidos para la selección de inyección de CO₂ miscible que se han establecido en la tabla 1. El parámetro crítico que define si se puede aplicar el programa analítico es la presión mínima de miscibilidad (PMM). La presión del yacimiento tiene que ser necesariamente mayor que la PMM, puesto que este análisis analítico solo es aplicable a procesos miscibles. La temperatura que es función de la profundidad influye en la PMM por lo que también es un parámetro crítico. Los yacimientos que son más atractivos económicamente o más rentables son aquellos que tienen una saturación de petróleo mayor del 20% pues se tiene que recuperar la inversión con la producción del yacimiento. De vital importancia es el tipo de crudo, sobre todo de la fracción entre C5 a C20, Prefiriéndose crudos entre livianos a medianos. Por ejemplo en Ecuador el campo Ancón tiene un crudo liviano mientras que los campos del Oriente oscilan mayoritariamente entre 18° y 24° API.

En la tabla 6 se presentan los parámetros de 10 yacimientos seleccionados como posibles candidatos a aplicar la inyección de CO₂ miscible.

4.2 . Datos de reservorios posibles para la aplicación de inyección de CO2.

DATOS	Anaconda	Condorazo	Culebra Yulebra	Cuyabeno	Eden Yuturi	Indillana	Paka Sur	Pacoa	Lago Agrio	Yanaquincha
API	27.2	31	27.2	29.4	20	25	24.4	34	28.8	26.6
Bo (rb/stb)	1.125	1.1	1.07	1.13	1.1	1.08	1.112	1.0668	1.15	1.149
Caudal por Pozo Promedio(bls/d)	380	228	550	450	600	256	480	75	190	245
Espesor (ft)	20.28	12	2.3	2.8	32.11	30.40	20.53	25.40	61.47	16.44
Fracción N, C1.	0.12	0.17	0.15	0.19	0.19	0.10	0.18	0.08	0.14	0.13
HCPV	0.89	0.91	0.95	0.9	0.88	0.85	0.83	0.7	0.66	0.94
Permeabilidad (md)	150	700	162	476	750	1050	300	860	70	400
POES (m³)	1743851	118920	302199	1532543	4101022	3522168	943881	2535	130294085	3459677
Porosidad	0.15	0.14	0.19	0.18	0.19	0.17	0.14	0.17	0.14	0.14
Presión Actual (psi)	4450	3444	4459	3170	3100	4300	4400	966	4300	4398
Temperatura (°C)	107	102	108	83	97	104	104	36	111	107
Viscosidad μs (cp)	0.058	0.028	0.03	0.045	0.048	0.025	0.05	0.02	0.055	0.047

Tabla N° 6. Datos del Yacimientos.

Fuente: EP PETROECUADOR

Elaborado: Paola Matías Galdea

4.3 Rendimiento de los Yacimientos.

En esta etapa se tienen resultados de los campos evaluados, mostrándose en las siguientes tablas los valores más importantes. Primer paso comparación con las presiones de miscibilidad por los autores Mungan y Cronquist. Para el caso de Cronquist I (muestra un valor libre de impurezas) mientras que Cronquist II (Considera el nivel de impureza), se obtiene el NP y la cantidad de CO₂ que queda atrapada en el yacimiento.

Campo	Presión de Reservorio	PMM Mungan	PMM Cronquist I	PMM Cronquist II	Recobro de petróleo Np (%)	MCO₂ a la Ruptura (Kt)
Eden Yuturi	3100	5111	5389	5398	-	-
Pacoa	966	1210	1247	1248	-	-

Tabla N° 7. Yacimientos Inmiscibles.

Fuente: Paola Matías Galdea

Elaborado: Paola Matías Galdea

En la tabla 7 hay un yacimiento de Ancón y uno del Oriente. Al evaluar y comparar la PMM con las presiones de los yacimientos se define el proceso, dando como resultado que la inyección de CO₂ en estos yacimiento es inmiscible, por lo tanto no es aplicable el programa analítico planteado, porque sólo aplica para procesos Miscibles.

En la Tabla 8 se puede observar yacimientos que son Poco Miscible. Estos yacimientos del Oriente son homogéneos, pero para la correlación de Mungan son inmiscibles mientras que para Cronquist es Miscible. Se valoran en esta primera etapa de selección como miscibles, puesto que se trata de estimar la eficiencia de una inyección de CO₂ para luego

recomendar, si es el caso, buscar valores más exactos. Luego, es posible que su miscibilidad se pueda ver afectada por el API y la temperatura del yacimiento; que son los parámetros críticos para la evaluación del yacimiento e influyen mucho en los resultados.

Campo	Presión del Yacimientos	PMM Mungan	PMM Cronquist I	PMM Cronquist II	Recobro de petróleo Np (%)	MCO2 a la Ruptura (Kt)
Indillana	4300	4416	4002	4005	0.588	4.63
Paka Sur	4400	4529	4148	4154	0.696	5.43

Tabla N° 8. Yacimientos Poco Miscibles.

Fuente: Paola Matías Galdea

Elaborado: Paola Matías Galdea

Campo	Presión del Yacimientos	PMM Mungan	PMM Cronquist I	PMM Cronquist II	Recobro de petróleo Np (%)	MCO2 a la Ruptura (Kt)
Anaconda	4450	4194	3645	3649	0.823	7.22
Condorazo	3444	3444	2968	2972	0.837	2.17
Culebra Yulebra	4459	4244	3674	3679	0.867	2.01
Cuyabeno	3170	2869	2670	2674	0.808	4.87
Lago Agrio	4300	4143	3489	3493	0.618	3.98
Yanaquincha	4398	4292	3757	3761	0.879	6.21

Tabla N° 9. Yacimientos Miscibles.

Fuente: Paola Matías Galdea

Elaborado: Paola Matías Galdea

En la tabla 9. Se pueden observar los valores de los diez Yacimientos evaluados con los diferentes cálculos como es la presión mínima de miscibilidad Mungan y Cronquist. En la correlación de Cronquist hay dos valores en la tabla porque en el primer valor no considera la cantidad de impureza. Esto si puede afectar al cálculo como resultado final, por ejemplo en el campo Condorazo y Lago Agrio, difieren mucho los valores de Mungan y Cronquist. El cálculo del N_p varía también del 0.588 al 0.879 %. Todo siempre va a depender de las condiciones en las que se encuentre el yacimiento.

4.4 Cuadro de Resultados

Campo	Tipo de Yacimiento	Presión del Yacimientos	PMM Mungan	PMM Cronquist I	PMM Cronquist II	PROCESO	Recobro de petróleo Np (%)	MCO2 a la Ruptura (Kt)	MCO2 para cualquier HCPV
Anaconda	Homogéneo	4450	4194	3645	3649	Miscible	0.823	7.22	28.48
Condorazo	Homogéneo	3444	3444	2968	2972	Miscible	0.837	2.17	23.15
Culebra Yulebra	Homogéneo	4459	4244	3674	3679	Miscible	0.867	2.01	33.03
Cuyabeno	Homogéneo	3170	2869	2670	2674	Miscible	0.808	4.87	28.19
Eden Yuturi	Homogéneo	3100	5111	5389	5398	Inmiscible	-	-	-
Indillana	Homogéneo	4300	4416	4002	4005	Miscible	0.588	4.63	30.2
Paka Sur	Homogéneo	4400	4529	4148	4154	Miscible	0.696	5.43	29.11
Pacoa	Heterogéneo	966	1210	1247	1248	Inmiscible	-	-	-
Lago Agrio	Homogéneo	4300	4143	3489	3493	Miscible	0.618	3.98	21
Yanaquincha	Homogéneo	4398	4292	3757	3761	Miscible	0.879	6.21	30.92

Tabla N° 10. Cuadro Final de Resultados de los Campos Evaluados por el Software.

Fuente: Paola Matías Galdea
Elaborado: Paola Matías Galdea

CAPÍTULO V

5 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

5.1 CONCLUSIONES.

- Se mejoró el modelo de Koval modificado por Claridge al incluir el cálculo de la Presión Mínima de Miscibilidad por medio de correlaciones numéricas empíricas.
- Para el cálculo de la Presión Mínima de Miscibilidad también se utilizó la correlación de Lasater para el cálculo del $MC5^+$ y así la obtención de una aproximación más exacta.
- El software permite una evaluación rápida de un determinado yacimiento, por lo tanto está listo para aplicarse en la elaboración de ejecución de un estudio analítico, sin olvidar que es para yacimientos miscibles.
- Este software se desarrolló para Procesos Miscibles, que fue validado con ejemplos del campo Alberta.
- Al momento de validar el software se puede observar que no todos los procesos son miscibles con respecto al cálculo de la Presión Mínima de Miscibilidad, porque difieren mucho, dado que toman en cuenta los valores reales propios del yacimiento, teniendo procesos Inmiscibles, poco miscibles y miscibles. Los valores cuentan con su aproximación.
- Se evaluaron yacimientos del Oriente Ecuatoriano que serían potenciales candidatos para la inyección de CO_2 Miscible, tales como Anaconda, Condorazo, Culebra Yulebra, Yanaquincha.
- El mejor candidato de los yacimientos evaluados es el Yanaquincha pues muestra una recuperación de petróleo del 0.879 %.

5.2 – RECOMENDACIONES.

- Estudiar más a profundidad aquellos yacimientos que dieron mejores recobros de petróleo
- Utilizar el software para evaluar otros yacimientos y jerarquizarlos en orden de importancia para una posible implementación de CO2 iniciando los estudios requeridos.
- Para la utilización del software deben considerarse las unidades de los datos que se ingresan.
- Desarrollar otros modelos de software con otros métodos de Recuperación Mejorada.

5.3 BIBLIOGRAFÍA.

1. - Grigg, R. B. and Sigan, W. R. (1998)"Understanding and exploiting four-phase flow in low-temperature CO2 floods". SPE paper 39790, presented at the SPE Permian Basin Oil & Gas Recovery Conference, Midland, Texas 25 - 27.
2. - CLARIDGE, E.L.,(1972.) Prediction of Recovery in Unstable Miscible Flooding; SPE Journal, Vol. 12, No. 2, pp. 143-154.
- 3.- Diaz, D., Bassiouni, Z., Kimbrell, W. and Wolcott, J. (1996)Screening Criteria for Application of Carbon Dioxide Miscible Displacement in Water flooded Reservoirs Containing Light Oil SPE/DOE 35431 presented at the SPE Improved Oil Recovery Symposium held in Tulsa, OK, USA April 21-24.
4. - Romero-Zerón Laura (2012) "Introduction to enhanced oil recovery (EOR) processes and bioremediation of oil-contaminated sites "
- 5.- SALAGER Jean-Louis (2005) "Recuperación mejorada del petróleo".
6. - J. SHAW - S. BACHU (2002). Screening, Evaluation, and Ranking of Oil Reservoirs Suitable for CO2-Flood EOR and Carbon Dioxide Sequestration.
- 7.-.-Marle, C.M. (Editor), (1991). Basic concept of Enhanced Oil Recovery. Critical reports on applied chemistry, 33. Elsevier applied science, London.
8. - (Hite, J. Roger, Bondor, Paul L(2004) Planing EOR Projects SPE 92006, presentada en la Conferencia Internacional del Petróleo.

- 9.- Salager J. L., Vasquez E., Morgan J., Schechter R. S., Wade W. H. (1979). Optimum formulation of surfactant-water-oil systems for minimum interfacial tension and phase behavior. Soc. Pet. Eng. J., 19, 107
10. - Van Dyke K. (1997) Fundamentals of Petroleum (Fourth Edition). Austin, Texas: The University of Texas at Austin.
11. - Lyons W. & Plisga, B. S. (Eds).(2005) Standard Handbook of Petroleum & Natural Gas Engineering (Second edition). Burlington, MA: Elsevier Inc. ISBN-13:978-0-7506-7785-1.
12. - Green D. W. & Willhite G. P. (1998) Enhanced Oil Recovery. Richardson, Texas: Society of Petroleum Engineers.
13. - Lake, L y Walsh, M. P;(2008) Enhanced Oil Recovery Field Data Literature Research; Universidad de Texas Austin, E. U. A.
14. - Hutchinson, C.A. Jr. and Braun, P.H.: (1961) "Phase Relations of Miscible Displacement in Oil Recovery,"AIChE. 7,64-72
15. - Claudle, B.H. and Dyes, A.B.: (1958) "Improving Miscible Displacement by Gas-Water Injecction,"Trans., AIME 213, 281-84.
16. - DOE; DOE's (2008.) Enhanced Oil Recovery Program, An Archive of Important Results; National Energy Technology Laboratory,
- 17.- Shokoya O. S., Mehta, S.A., Moore, R.G. y Maine, B.B.; (2005.) An Enviromentally-Friendly Process For Improved Recovery From Light Oil Reservoirs; ID 05-08-01, JCPT,
- 18.- Flores Luis, (2009), "Recuperación Mejorada de petróleo mediante inyección de Nitrógeno en el Noroeste Peruano", Tesis de Grado, Facultad de Ingeniería de Petróleo, Gas Natural y Petroquímica, Universidad Nacional, Lima, Perú.
19. - DOE; (, 2010) Carbon Dioxide Enhanced Oil Recovery, Untapped Domestic Energy Supply nand Long Term Carbon Storage Solution; National Energy Technology Laboratory.

20. - Spildo, K., Johannessen, A.M. y Skauge, A.M.;(2012.) "Low Salinity waterflood at reduced capillarity", SPE 154236; Oklahoma, Estados Unidos,
- 21.- Lacerda, Eduarda C.M.S., Primenko, Viatcheslav I. y Pires Adolfo.(2012.) "Microbial EOR: A quantitative Prediction of Recovery Factor". SPE 153866 presentado en el Simposio 180 de Recuperación Avanzada; Tulsa, Oklahoma, E.U.,
22. - Shutang.G., Qiang, G y Lin J.; (2010)" Recent progress and Evaluation of ASP flooding for EOR in Danqing oil field". SPE 127714; presentado en la conferencia de EOR en Asia; Muscat, Oman,
- 23.- Nezhad, S. A. T.,Mojarad, M.R.R., Paitakhti, S. J., Moghadas, J.S. y Arahmand, D.R.:(2006) "Experimental Study on Applicability of water alternating CO2 Injection in the Secondary and Tertiary Recovery", SPE 103988; Presentado en la conferencia Internacional de Aceite de SPE; Cancún , México,.
24. - Shrivastava, V.K., Coombe, D.A., Singhal, A.K. y Belgrave, J.D.M. (1999.)"Numerical Simulation of Foam Flooding For Sweep Improvement". SPE 99-13-24, JCPT, Canadá,
- 25.- J. J. Taber y F. D. Martin (1997). EOR Screening Criteria Revisited. SPE, 189-198
26. - Leena Koottungal, (2008)"2008 Worldwide EOR Survey", Oil & Gas Journal.
27. - Hoiland, R.C., Joyner, H.D. and Stalder, J.L.:(1986) "Case History of a Successful Rocky Mountain Pilot CO2 Flood,"paper SPE 14939
28. Patel, P.D., Christman, P.G., and Gardner, J.W.:(. 1987) "Investigation of Unexpectedly Low Field Observed Fluid Mobilities During Some CO2 Tertiary Floods,"
29. - Pope G. (2011)"Recent Developments and Remaining Challenges of Enhanced Oil Recovery." JPT,; 65-68
30. - Lee, J.I, (1970.)"Effectiveness of Carbon Dioxide Displacement Under Miscible and Immiscible Conditions", Research Report RR-40, Petroleum Recovery

Inst., Calgary,

31 - Yelling, W.F. and Metcalfe, R.S., (Jan 1980) "Determination and Prediction of CO₂ Minimum Miscibility Pressure", JPT, 160-168.

32. - KOVAL, E.J.,(1963.) A Method for Predicting the Performance of Unstable Miscible Displacement in Heterogeneous Media; *SPE Journal*, Vol.3, No. 6, pp. 145-154.

33.- J. SHAW - S. BACHU (2003)Evaluation of the CO₂ Sequestration Capacity in Alberta's Oil and Gas Reservoirs at Depletion and the Effect of Underlying Aquifers

34.- Jesús Enrique Marín González, (2002), "Metodología para Estimar Presión Mínima de Miscibilidad mediante una Ecuación de Estado"

35. - Sean T. Mc. Coy and Edward S. Rubin (2006) "A model of CO₂ – flood enhanced oil recovery with applications to oil price influence on CO₂ storage costs"

36.- CNH (2012). El Futuro de la producción de aceite en México: Recuperación Avanzada y Mejorada IOR-EOR

37.- Schlumberger (2011). ¿Llegó el momento para la tecnología EOR?

ANEXO 1

Comparación de Resultados Experimentales con las Correlaciones del Cálculo de la Presión Mínima de Miscibilidad.

Cálculo de la Presión Mínima de Miscibilidad

TEMPERATURA (°C)	EXPERIMENTALES (psi)	Mungan (psi)	Cronquist I (psi)	Cronquist II (psi)	NPC (psi)
80	2096	2000	1911	1913	1550
63	2067	1656	1669	1671	1400
75,6	2110	1677	1680	1682	1550
57	1777	1650	1664	1666	1400

Tabla N° 11. Cuadro de Resultados Experimentales con las Correlaciones del Cálculo de la Presión Mínima de Miscibilidad.

Fuente: Khalid Al-Hinai, Ali Al-Bemani, and Gholamreza Vakili-Nezhaad (2014)

Elaborado: Paola Matías Galdea

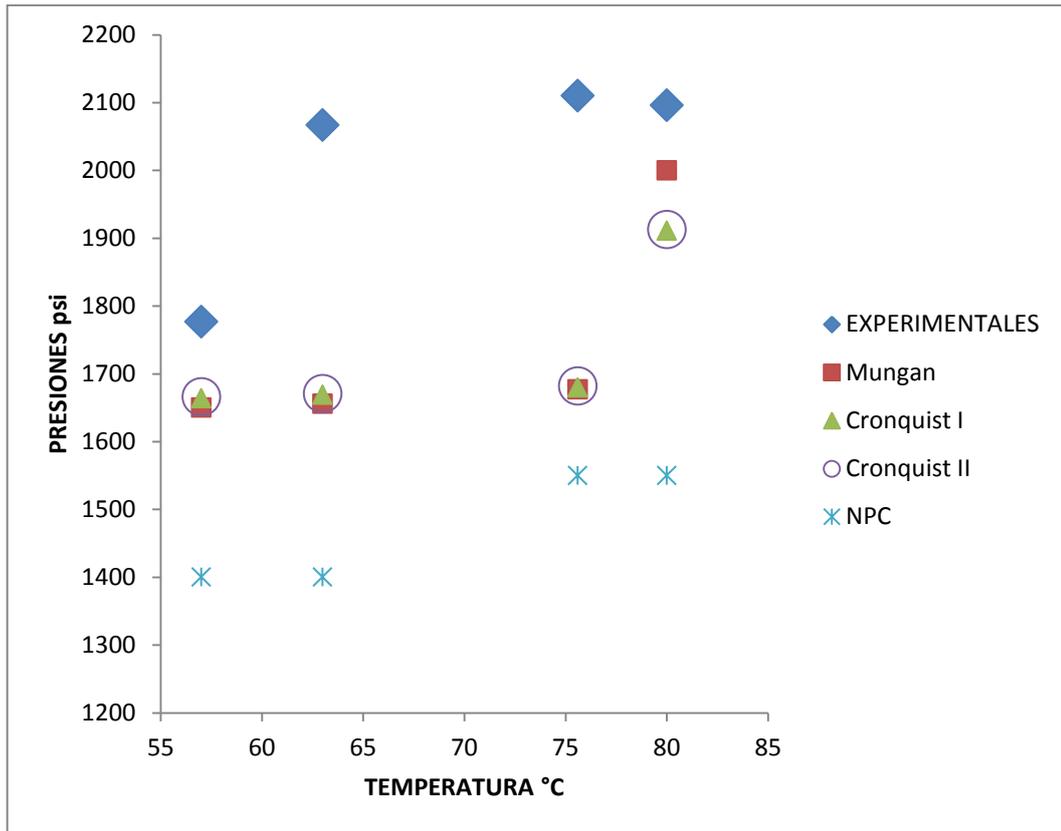


Figura N° 15 .Comparación de Resultados Experimentales con las Correlaciones del Cálculo de la Presión Mínima de Miscibilidad.

Fuente: Khalid Al-Hinai, Ali Al-Bemani, and Gholamreza Vakili-Nezhaad (2014)

Elaborado: Paola Matías Galdea

ANEXO 2

Evaluación por el Programa Analítico, para datos del Yacimiento Alberta.

PROYECTO EOR

DATOS DE YACIMIENTO

NOMBRE: KEG RIVER ZZ

Viscosidad del Solvente CO2 (u): 0.06 cp

Temperatura (T): 70 °C

API del OIL: 34.1

Relación Gas/Petróleo (Rg): 131 (scf/stb)

Permeabilidad Vertical: 133 md

Tamaño del Patrón(A): 68.7 acres

Densidad de CO2 (por calcular): 0.47 g/cm³

Caudal (Q): 265 bbl/d

Fración del Vol. Poral del Hidrocarburo (HCPV): 0.8 Fracción

Fración Molar del C1, N: 0.15

Factor Volumétrico del Petróleo (Bo)(Gr): 1.1354 b/STB (BY/BN)

POES (DOIP): 238000 m³

Espesor Promedio de la Formación (h): 52.456 ft

Porosidad: 0.08

Saturación de oil: 0.45

PRESIÓN (bares): 2117 psi

[CALCULAR] [NUEVO] [PRINT]

°C → °F Fracción → 100 psi → bares

150 80 145.96

CALCULO DE LA PMM

Correlación LASATER, 1958 | Correlaciones Murgan, 1981 | Correlación CRONQUIST | Correlación CRONQUIST con N+C1

PMM 1983
MISIBLE - YACIMIENTO SE APLICA

CALCULO DEL NP HETEROGENEO

NP_HETE: Y2 | 1 PARTE | 2 PARTE | 3 PARTE

1,27234763788868

CALCULO DE LA CANTIDAD DEL CO2

Ruptura Hom | Ruptura Het | Inyección HCPV, HOM | Inyección HCPV, HET

MCO2, En Cualquier Inyección HCPV, HET
19,8521751675733

PETROLEO MUERTO | PETROLEO VIVO | Cálculo para densidad del Oil | Diferencia de Densidades | Factor de Anulación de Gravedad (F) | Factor de Heterogeneidad | RESERVORIOS HOMOGÉNEOS | RESERVORIOS HETEROGÉNEOS | Vol. de Poros Invasado (V_i)

Figura N° 16. Evaluación del Yacimiento KEG RIVER ZZ

Fuente: Paola Matías Galdea

Elaborado: Paola Matías Galdea

FORMULARIO_REPORTES

1 of 1

PROYECTO EOR

YACIMIENTO KEG RIVER ZZ

CALCULO DE PMM

CORRELACION DE LASATER	CORRELACION DE MORGAN	CORRELACION CRONQUIST	CORRELACION CRONQUIST con N+C1
188,42	2047 PSI MISIBLE - YACIMIENTO SE APLICA	1983 PSI MISIBLE - YACIMIENTO SE APLICA	1985 PSI MISIBLE - YACIMIENTO SE APLICA

NP HETEROGENEO

NP: 1,27234763788868 %

CO2:

RUPTURA: 6,20992260640334

INYECCION: 19,8521751675733 kt

Figura N° 17. Reporte del Yacimiento KEG RIVER ZZ

Fuente: Paola Matías Galdea

Elaborado: Paola Matías Galdea

PROYECTO EOR

DATOS DE YACIMIENTO

NOMBRE: KEG RIVER ZZZ

Viscosidad del Solvente CO2 (us): 0.07 cp

Temperatura (T): 70 °C

API del OIL: 35.1

Relación Gas/Petróleo (Rs): 144 (scf/stb)

Permeabilidad Vertical: 55 md

Tamaño del Patrón(A): 50.4 acres

Densidad de CO2 (por calcular): 0.45 g/cm³

Caudal (Q): 450 bbl/d

Fración del Vol. Poral del Hidrocarburo (HCPV): 0.86 Fraccion

Fración Molar del C1, N: 0.19

Factor Volumétrico del Petróleo (Bo)(Sh): 1.105 rb/STB (BY/BN)

POES (OOIP): 195000 m³

Espesor Promedio de la Formación (ft): 110.54 ft

Porosidad: 0.05

Saturación de oil: 0.48

PRESIÓN (bares): 2025 psi

°C → °F Fraccion → 100 psi → bares

158 86 139.62

CALCULO DE LA PMM

Correlación LASATER, 1958 Correlaciones Murgan, 1981 Correlación CRONQUIST Correlación CRONQUIST con N+C1

PMM 1929

MISIBLE -YACIMIENTO SE APLICA

CALCULO DEL NP HETEROGENEO

NP_HETE: Y2 1 PARTE 2 PARTE 3 PARTE

1,41288543677264

CALCULO DE LA CANTIDAD DEL CO2

Ruptura Hom Ruptura Het Inyección HCPV, HOM Inyección HCPV, HET

MCO2, En Cualquier Inyección HCPV, HET

21,0135947397169

CALCULAR NUEVO PRINT

PETROLEO MUERTO PETROLEO VIVO Cálculo para densidad del Oil Diferencia de Densidades Factor de Anulación de Gravedad (F) Factor de Heterogeneidad RESERVIORIOS HOMOGÉNEOS RESERVIORIOS HETEROGÉNEOS Vol. de Poros Invasado In

Figura N° 18. Evaluación del Yacimiento KEG RIVER ZZZ

Fuente: Paola Matías Galdea

Elaborado: Paola Matías Galdea

FORMULARIO_REPORT

1 of 1 100% Find Next

PROYECTO EOR

YACIMIENTO KEG RIVER ZZZ

CALCULO DE PMM

CORRELACION DE LASATER	CORRELACION DE MORGAN	CORRELACION CRONQUIST	CORRELACION CRONQUIST con N+C1
183,25	1982 PSI MISIBLE - YACIMIENTO SE APLICA	1926 PSI MISIBLE - YACIMIENTO SE APLICA	1929 PSI MISIBLE -YACIMIENTO SE APLICA

NP HETEROGENEO

NP: 1,41288543677264 %

CO2:

RUPTURA: 9,78855316834071

INYECCION: 21,0135947397169 kt

Figura N° 19. Reporte del Yacimiento KEG RIVER ZZZ.

Fuente: Paola Matías Galdea

Elaborado: Paola Matías Galdea

PROYECTO EOR

DATOS DE YACIMIENTO

NOMBRE: KEG RIVER N5N

Viscosidad del Solvente CO2 (μs): 0.036 cp

Temperatura (T): 73 °C

API del OIL: 34.4

Relación Gas/Petróleo (Rg): 66 (scf/stb)

Permabilidad Vertical: 79 md

Tamaño del Patrón(A): 38.3 acres

Densidad de CO2 (por calcular): 0.42 g/cm³

Caudal (Q): 318.4 bbl/d

Fración del Vol. Poral del Hidrocarburo (HCPV): 0.6 Fraccion

Fración Molar del C1, N: 0.16

Factor Volumétrico del Petróleo (Bo)(Sh): 1.1269 lb/STB (BY/BN)

POES (OOIP): 93200 m³

Espesor Promedio de la Formación (h): 50.18 ft

Porosidad: 0.05

Saturación de oil: 0.55

PRESIÓN (bares): 1996 psi

°C → °F Fraccion → 100 psi → bares

163.4 60 137.62

CALCULO DE LA PMM

Correlación LASATER, 1958 Correlaciones Mungan, 1981 Correlación CRONQUIST Correlación CRONQUIST con N+C1

PMM 2114

INMISIBLE - YACIMIENTO NO SE APLICA

CALCULO DEL NP HETEROGENEO

NP_HETE Y2 1 PARTE 2 PARTE 3 PARTE

1,27234763788868

CALCULO DE LA CANTIDAD DEL CO2

Ruptura Hom Ruptura Het Inyección HCPV, HOM Inyección HCPV, HET

MCO2, Ala ruptura Het

6,20992260640334

PETROLEO MUERTO PETROLEO VIVO Cálculo para densidad del Oil Diferencia de Densidades Factor de Anulación de Gravedad (F) Factor de Heterogeneidad RESERVORIOS HOMOGÉNEOS RESERVORIOS HETEROGÉNEOS Vol. de Poros Invasado In

Figura N° 20. Evaluación del Yacimiento KEG RIVER N5N.

Fuente: Paola Matías Galdea

Elaborado: Paola Matías Galdea

FORMULARIO_REPORT

1 of 1 100% Find | Next

PROYECTO EOR

YACIMIENTO KEG RIVER N5N

CALCULO DE PMM

CORRELACION DE LASATER	CORRELACION DE MORGAN	CORRELACION CRONQUIST	CORRELACION CRONQUIST con N+C1
186.83	2114 PSI INMISIBLE - YACIMIENTO NO SE APLICA	2029 PSI INMISIBLE - YACIMIENTO NO SE APLICA	2032 PSI INMISIBLE - YACIMIENTO NO SE APLICA

NP HETEROGENEO

NP: 1,27234763788868 %

CO2:

RUPTURA: 6,20992260640334

INYECCION 19,8521751675733 kt

Figura N° 21. Reporte del Yacimiento KEG RIVER N5N.

Fuente: Paola Matías Galdea

Elaborado: Paola Matías Galdea

PROYECTO EOR

DATOS DE YACIMIENTO

NOMBRE: KEG RIVER MMM

Viscosidad del Solvente CO2 (μe): 0.08 cp

Temperatura (T): 71 °C

API del OIL: 34.1

Relación Gas/Petróleo (Rs): 141 (scf/stb)

Permabilidad Vertical: 90 md

Tamaño del Patrón(A): 50.9 acres

Densidad de CO2 (por calcular): 0.45 g/cm³

Caudal (Q): 390 bbl/d

Fración del Vol. Poral del Hidrocarburo (HCPV): 0.75 Fraction

Fración Molar del C1, N: 0.18

Factor Volumétrico del Petróleo (Bo)Sh: 1.07 rb/STB (BY/BN)

POES (OOIP): 95300 m³

Espesor Promedio de la Formación (h): 81.34 ft

Porosidad: 0.04

Saturación de oil: 0.58

PRESIÓN (bares): 2067 psi

°C → °F Fracción → 100 psi → bares

159.8 75 142.51

CALCULO DE LA PMM

Correlación LASATER, 1958 Correlaciones Murgan, 1981 Correlación CRONQUIST Correlación CRONQUIST con N+C1

PMM 2004
MISIBLE - YACIMIENTO SE APLICA

CALCULO DEL NP HETEROGENEO

NP_HETE Y2 1 PARTE 2 PARTE 3 PARTE

1,36957600702393

CALCULO DE LA CANTIDAD DEL CO2

Ruptura Hom Ruptura Het Inyección HCPV, HOM Inyección HCPV, HET

MCO2, En Cualquier Inyección HCPV. HET

18,9252625404373

PETROLEO MUERTO PETROLEO VIVO Cálculo para densidad del Oil Diferencia de Densidades Factor de Anulación de Gravedad (F) Factor de Heterogeneidad RESERVIORIOS HOMOGÉNEOS RESERVIORIOS HETEROGÉNEOS Vol. de Poros Invasado In

Figura N° 22. Evaluación del Yacimiento KEG RIVER MMM.

Fuente: Paola Matías Galdea

Elaborado: Paola Matías Galdea

FORMULARIO_REPORT

1 of 1

100%

Find | Next

PROYECTO EOR

YACIMIENTO KEG RIVER MMM

CALCULO DE PMM

CORRELACION DE LASATER	CORRELACION DE MORGAN	CORRELACION CRONQUIST	CORRELACION CRONQUIST con N+C1
188,42	2076 PSI INMISIBLE - YACIMIENTO NO SE APLICA	2004 PSI MISIBLE - YACIMIENTO SE APLICA	2007 PSI MISIBLE - YACIMIENTO SE APLICA

NP HETEROGENEO

NP: 1,36957600702393 %

CO2:

RUPTURA: 6,88437133576954

INYECCION: 18,9252625404373 kt

Figura N° 23. Reporte del Yacimiento KEG RIVER MMM.

Fuente: Paola Matías Galdea

Elaborado: Paola Matías Galde

PROYECTO EOR

DATOS DE YACIMIENTO

NOMBRE: KEG RIVER I2I

Viscosidad del Solvente CO2 (μs): 0.09 cp

Temperatura (T): 70 °C

API del OIL: 33.1

Relación Gas/Petróleo (Fg): 133 (scf/stb)

Permabilidad Vertical: 90 md

Tamaño del Patrón(A): 50.3 acres

Densidad de CO2 (por calcular): 0.45 g/cm³

Caudal (Q): 480 bbl/d

Fración del Vol. Poral del Hidrocarburo (HCPV): 0.88 Fraction

Fración Molar del C1, N: 0.19

Factor Volumétrico del Petróleo (Bo)Sh: 1.1 rb/STB (BY/BN)

POES (OOIP): 297000 m³

Espesor Promedio de la Formación (h): 113.8 ft

Porosidad: 0.07

Saturación de oil: 0.60

PRESIÓN (bares): 2058 psi

°C → °F Fraction → 100 psi → bares

158 88 141.89

CALCULO DE LA PMM

Correlación LASATER, 1958 Correlaciones Mungan, 1981 Correlación CRONQUIST Correlación CRONQUIST con N+C1

PMM 2045
MISIBLE - YACIMIENTO SE APLICA

CALCULO DEL NP HETEROGENEO

NP_HETE Y2 1 PARTE 2 PARTE 3 PARTE

1,40037438792395

CALCULO DE LA CANTIDAD DEL CO2

Ruptura Hom Ruptura Het Inyección HCPV, HOM Inyección HCPV, HET

MCO2, En Cualquier Inyección HCPV. HET
21,6000111691978

PETROLEO MUERTO PETROLEO VIVO Cálculo para densidad del Oil Diferencia de Densidades Factor de Anulación de Gravedad (F) Factor de Heterogeneidad RESERVIORIOS HOMOGÉNEOS RESERVIORIOS HETEROGÉNEOS Val. de Poros Invasado In

Figura N° 24. Evaluación del Yacimiento KEG RIVER [2].

Fuente: Paola Matías Galdea

Elaborado: Paola Matías Galdea

FORMULARIO_REPORTES

1 of 1 100% Find | Next

PROYECTO EOR
YACIMIENTO KEG RIVER I2I

CALCULO DE PMM

CORRELACION DE LASATER	CORRELACION DE MORGAN	CORRELACION CRONQUIST	CORRELACION CRONQUIST con N+C1
193,89	2116 PSI INMISIBLE - YACIMIENTO NO SE APLICA	2045 PSI MISIBLE - YACIMIENTO SE APLICA	2048 PSI MISIBLE - YACIMIENTO SE APLICA

NP HETEROGENEO

NP: 1,40037438792395 %

CO2:

RUPTURA: 8,29312934854624

INYECCION: 21,6000111691978 kt

Figura N° 25. Reporte del Yacimiento KEG RIVER [2].

Fuente: Paola Matías Galdea

Elaborado: Paola Matías Galdea