

10
267



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA
DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

RECUPERACION MEJORADA DE HIDROCARBUROS
MEDIANTE LA INYECCION DE BIOXIDO
DE CARBONO

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE
INGENIERO PETROLERO
P R E S E N T A
NOHE GERMAN FLORES GARRIDO



DIRECTOR DE TESIS: M. I. JOSE ANGEL GOMEZ CABRERA

CIUDAD UNIVERSITARIA,

NOVIEMBRE DE 1996

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.



UNIVERSIDAD NACIONAL
AVENIDA DE
MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA
DIRECCION
60-1-073

SR. NOHE GERMAN FLORES GARRIDO
Presente

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor M. I. José Angel Gómez Cabrera, y que aprobó esta Dirección para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de Ingeniero Petrolero:

**RECUPERACION MEJORADA DE HIDROCARBUROS MEDIANTE LA INYECCION DE
BIOXIDO DE CARBONO**

- I INTRODUCCION**
- II ANTECEDENTES**
- III ASPECTOS TERMODINAMICOS DEL CO₂**
- IV MECANISMOS DE DESPLAZAMIENTO POR INYECCION DE CO₂**
- IV EVALUACION DE CAMPOS CON POSIBILIDADES PARA LA INYECCION DE CO₂ MEDIANTE PROCEDIMIENTOS EXPERIMENTALES**
- V PROYECTOS DE INYECCION DE CO₂**
- VI SUMINISTRO Y MANEJO DE CO₂**
- CONCLUSIONES**
- BIBLIOGRAFIA**

Ruego a usted cumplir con la disposición de la Dirección General de la Administración Escolar en el sentido de que se imprima en lugar visible de cada ejemplar de la tesis el título de ésta.

Asimismo le recuerdo que la Ley de Profesiones estipula que se deberá prestar servicio social durante un tiempo mínimo de seis meses como requisito para sustentar examen profesional.

Atentamente
"POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU"
Ciudad Universitaria, a 3 de octubre de 1996
EL DIRECTOR


ING. JOSE MANUEL COVARRUBIAS SOLIS

JMCS*RIIR*gg

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

TESIS:

RECUPERACION MEJORADA DE HIDROCARBUROS MEDIANTE LA
INYECCION DE BIOXIDO DE CARBONO.

REALIZADA POR:

NOHE GERMAN FLORES GARRIDO

No. CUENTA. 8855991-7

JURADO DE EXAMEN PROFESIONAL:

PRESIDENTE: ING. EDUARDO G. LORETO MENDOZA

VOCAL: M. I. JOSE ANGEL GOMEZ CABRERA

SECRETARIO: ING. NESTOR MARTINEZ ROMERO

1ER. SUPLENTE: ING. SALVADOR MACIAS HERRERA

2DO. SUPLENTE: ING. HECTOR DIAZ ZERTUCHE

Handwritten signatures and date: 25 oct/96

D E D I C A T O R I A S

QUIERO DEDICAR EN FORMA MUY ESPECIAL ESTE TRABAJO A LAS PERSONAS QUE MAS TIEMPO HAN ESTADO CONMIGO, APOYANDOME EN TODO MOMENTO DE MI VIDA.

MOTIVANDOME DE UNA MANERA MUY ESPECIAL Y PARTICULAR. ADEMAS ESTE NO ES FINAL DE CARRERA PROFESIONAL, SINO EL PRINCIPIO DE UNA NUEVA ETAPA EN MI DESARROLLO PERSONAL.

A MIS PADRES

**SR. JOSE FLORES RODRIGUEZ
SRA. CARMEN GARRIDO ORTIZ**

QUE CON SU APOYO MORAL Y ECONOMICO ME HAN PERMITIDO LOGRAR UNO DE MIS PRINCIPALES OBJETIVOS DE MI VIDA Y QUE ESTO NO SE COMPARA CON LO QUE ELLOS HAN HECHO POR MI.

A MIS HERMANOS

**EDGAR FLORES GARRIDO
JOSE C. FLORES GARRIDO
YSAEL FLORES GARRIDO
LAURITA FLORES GARRIDO**

DESEANDOLES LO MEJOR A CADA UNO DE ELLOS Y SUS FAMILIAS, ASI COMO ELLOS ME LO HAN DESEADO A MI.

A MI NOVIA NELLY

QUE CON EL HECHO DE ESTAR CONMIGO ME HA IMPULSADO A LOGRAR Y ANHELAR MAS COSAS DE LA VIDA.

A MIS FAMILIARES MAS CERCANOS

A G R A D E C I M I E N T O S

UN GRAN AGRADECIMIENTO A MI DIRECTOR DE TESIS Y MAESTRO.

M. I. JOSE ANGEL GOMEZ CABRERA

POR DEDICARME PARTE DE SU TIEMPO EN LA ELABORACION,
DIRECCION Y ASESORAMIENTO DE ESTE TRABAJO.

POR SU ASESORAMIENTO Y ORIENTACION, QUIERO AGRADECER A LA

M. I. MARCELA ARTEAGA CARDONA

POR DARLE A ESTE TRABAJO UN PUNTO DE VISTA MUY PROFESIONAL.

A LOS MAESTROS SINODALES Y JURADO DE MI EXAMEN PROFESIONAL

A MIS MAESTROS DE LA FACULTAD DE INGENIERIA

A MIS COMPAÑEROS DE LA FACULTAD

A MIS AMIGOS.

**A DIOS Y A LA VIDA POR PERMITIRME GOZAR Y DISFRUTAR DE CADA
INSTANTE.**

RECUPERACION MEJORADA DE HIDROCARBUROS MEDIANTE LA INYECCION DE BIOXIDO DE CARBONO.

CONTENIDO

	Página
INTRODUCCION.	1
CAPITULO I.	
ANTECEDENTES.	3
I.1 Primeros Estudios de CO ₂ .	3
I.2 Propiedades del CO ₂ .	6
I.3 Procesos Operativos.	9
I.3.1 Procesos Miscibles.	9
I.3.2 Procesos Inmiscibles.	10
CAPITULO II.	
ASPECTOS TERMODINAMICOS DEL CO₂.	11
II.1 Comportamiento de Fases.	11
II.2 Presión Mínima de Miscibilidad.	16
II.2.1 Factores que Afectan la Presión de Miscibilidad y su Determinación.	16
CAPITULO III.	
MECANISMOS DE DESPLAZAMIENTO POR INYECCION DE CO₂.	20
III.1 Procedimientos Experimentales.	20
III.2 Pruebas de Desplazamiento.	20
III.2.1 Empuje por Gas Disuelto.	22

III.2.2 Empuje Inmiscible de CO ₂ .	-----	24
III.2.3 Empuje Miscible de Hidrocarburo-CO ₂ .	-----	24
III.2.4 Empuje de Contacto Múltiple o Miscible Dinámico.	-----	26
III.2.4.1 Efecto de la Relación de Movilidad en el Empuje Miscible Dinámico.	-----	30
III.2.4.2 Efecto de la Temperatura de Inyección en el Empuje Miscible Dinámico.	-----	32
III.2.4.3 Efecto de la Composición del Aceite Crudo en el Empuje Miscible Dinámico.	-----	35
III.2.4.4 Discusión de los Resultados del Desplazamiento Miscible Dinámico.	-----	35
III.2.4.5 Presión Requerida para el Desplazamiento Miscible Dinámico con CO ₂ .	-----	37
III.2.4.6 Efecto de los Hidrocarburos Gaseosos Sobre el Desplazamiento Miscible Dinámico.	-----	38
III.2.5.7 Efecto de la Saturación de Agua Sobre el Desplazamiento Miscible Dinámico .	-----	40

CAPITULO IV.

EVALUACION DE CAMPOS CON POSIBILIDADES PARA LA INYECCION DE CO₂ MEDIANTE PROCEDIMIENTOS EXPERIMENTALES.

EVALUACION DE CAMPOS CON POSIBILIDADES PARA LA INYECCION DE CO₂ MEDIANTE PROCEDIMIENTOS EXPERIMENTALES.	-----	42
IV.1 Desplazamiento en "Slim Tube".	-----	42
IV.2 Inyección en Núcleos.	-----	44
IV.2.1 Experimentos de Desplazamiento en Núcleos.	-----	47
IV.3 Pruebas PVT.	-----	52
IV.4 Experimento de Contacto Múltiple Continuo.	-----	54

CAPITULO V.

PROYECTOS DE INYECCION DE CO₂.	-----	56
V.1 Factores a Considerar Cuando se Diseña una Inyección de CO ₂ .	-----	56
V.1.1 Factores Diversos.	-----	58
V.2 Proyectos Piloto.	-----	60

CAPITULO VI.

SUMINISTRO Y MANEJO DE CO₂.	-----	88
VI. 1.El Suministro de CO ₂ .	-----	90
VI.1.1 Fuentes de CO ₂ .	-----	90
VI.2 El Proceso de Producción del CO ₂ .	-----	92
VI.3 El Sistema de Ductos.	-----	92
VI.4 El Sistema de Distribución e Inyección.	-----	96
VI.5 Los Sistemas de Producción.	-----	102
VI.6 El Sistema Recolector de Gas.	-----	104
VI.7 El Sistema de Separación de CO ₂ .	-----	104
VI.8 El Procesamiento de CO ₂ .	-----	105
VI.8.1 Extracción de agua.	-----	105
VI.8.2 Separación de Hidrocarburos.	-----	105
VI.8.3 Remoción de H ₂ S.	-----	106
VI.9 El Sistema de Reinyección del CO ₂ .	-----	106
VI.10 La Instalación de Mezcla del CO ₂ con el N ₂ .	-----	106
VI.11 El Sistema de Medicion del CO ₂ .	-----	107
VI.12 El Sistema de Reciclamiento de CO ₂ .	-----	107
VI.13 Consideraciones.	-----	107
CONCLUSIONES.	-----	110
BIBLIOGRAFIA.	-----	113

INTRODUCCION

El objetivo de este estudio fue de recopilar y de revisar en la literatura especializada la metodología de la aplicación de la técnica de la inyección de CO₂ como un proceso de Recuperación Mejorada de Petróleo.

Como se indica en el capítulo I, la inyección de CO₂ como una técnica de Recuperación Mejorada de aceite se comienza a experimentar en el laboratorio en la década de los años cincuenta, como resultado de las propiedades CO₂ y las diversas técnicas mediante las cuales se puede desplazar el aceite.

En el capítulo II se analiza el comportamiento del CO₂ a diversas condiciones de presión y temperatura, considerando los inconvenientes que pueden presentarse tales como la formación de hidratos y la corrosión. Además se considera la presión mínima de miscibilidad como el factor clave del desplazamiento miscible y los factores que la afectan.

Siendo el empuje dinámico miscible de contacto múltiple el principal mecanismo de desplazamiento por inyección de CO₂, en el capítulo III se proporciona una idea más clara del mismo y se analizan otros mecanismos de desplazamiento en base a las diversas pruebas de desplazamiento.

El objetivo de un proyecto a realizar es el de obtener mayor producción de hidrocarburos a un costo menor. En el caso de un proyecto de inyección de CO₂ se utilizan experimentos de laboratorio los cuales son: desplazamiento en "slim tube", inyección en núcleos, las pruebas PVT y el experimento de contacto múltiple continuo.

para la evaluación de un campo prospecto. En el capítulo IV se estudian cada uno de estos tipos de experimentos.

Para realizar un proyecto de inyección de CO₂ se requiere conocer de antemano los factores a considerar para su propio diseño, por ejemplo, tipo de proceso, condiciones de yacimiento, etc., de tal manera que al realizar una prueba piloto de campo se conduzca a obtener los mejores resultados en base a lo que se predice en el laboratorio, como se verá en el capítulo V

En el capítulo VI se describen de una manera muy general las instalaciones necesarias para llevar a cabo un proyecto de inyección de CO₂. Dichas instalaciones son diseñadas tomando en cuenta el suministro de CO₂ y las condiciones requeridas para su manejo desde la fuente, su inyección en el yacimiento hasta su recirculación y reinyección.

En México el campo Tres Hermanos y el campo Carmito que se localizan en las Regiones Norte y Sur de Petróleos Mexicanos, se caracterizan por tener una alta producción de CO₂. Del gas que producen más del 50% es de CO₂. Con el objeto de incrementar la eficiencia de recuperación y utilizar el CO₂ que se produce, se tiene programado para 1997 la aplicación de técnicas de Recuperación Mejorada, esto permitirá hacer buen uso del CO₂.

Toda aplicación exitosa de tecnología nueva de explotación permitirá desarrollar reservas adicionales de hidrocarburos.

CAPITULO I

ANTECEDENTES.

I.1 Primeros Estudios de CO₂*

En la década de los años cincuenta los investigadores comienzan a experimentar en el laboratorio la inyección de CO₂, entre sus observaciones más importantes están la solubilidad alta del CO₂ en el aceite a presiones cercanas a 700 psia y la reducción dramática en la viscosidad del aceite, haciendo que éste fluya más fácilmente, dichos resultados se muestran en la figura 1.

Se sugirieron procesos de inyección de fluidos usando una inyección continua de CO₂, o la inyección de un bache de CO₂ seguido por agua o aguacarbonatada. Como se demostró que el CO₂ es soluble en agua, aparecieron otras publicaciones recomendando solamente la inyección de agua saturada con CO₂.

Algunas pruebas de campo se manejaron solo con agua carbonatada, pero estas inyecciones fracasaron para producir cantidades significativas de aceite adicional, debido a que no se tuvo suministro de CO₂ en el frente de inyección para saturar el aceite y reducir su viscosidad.

Durante este período inicial de experimentación se realizó una prueba de campo con la inyección de un bache de CO₂ seguido por agua en el campo Allengheny en Nueva York. El intento por llevar a cabo una inyección miscible fracasó, pero como se muestra en la figura 2, el proceso de inyección fue seguido cuidadosamente en los modelos de estudio de laboratorio. Los cálculos indicaron que la reducción de la viscosidad fue el principal mecanismo para la recuperación mejorada.

El comportamiento de fases del CO₂ de la figura 3, muestra que en la mayoría de las aplicaciones del CO₂ como un agente de recuperación de aceite, éste existe como un fluido supercrítico, por encima de su temperatura crítica [89° F (32° C)] y su presión crítica 1070 psi. El incremento de la densidad del CO₂ a esas presiones altas reveló su poder de disolvenencia para varios líquidos.

* Bibliografía al final.

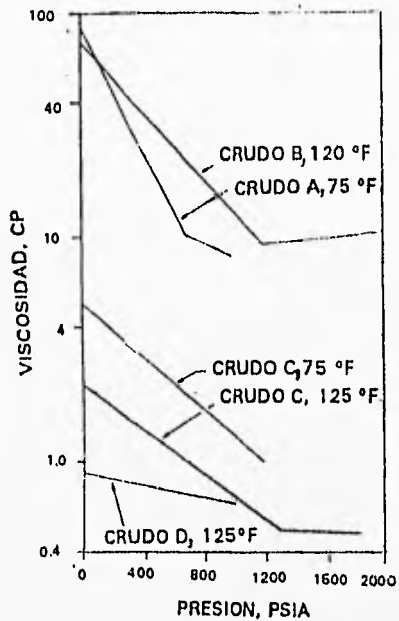


Figura 1. Viscosidades de aceites crudos salurados con CO₂¹.

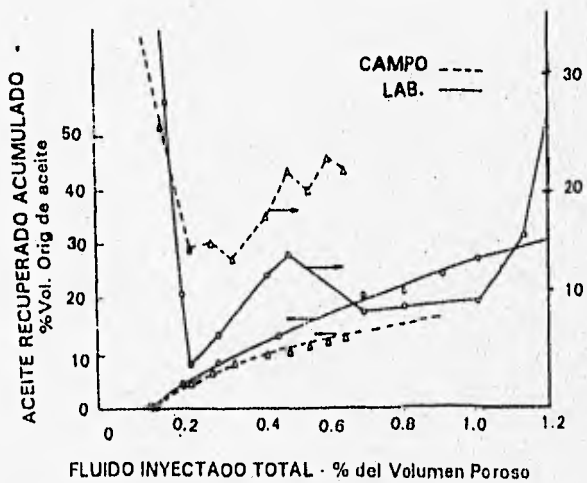


Figura 2. Inyecciones de CO₂ en sistemas invadidos de agua¹.

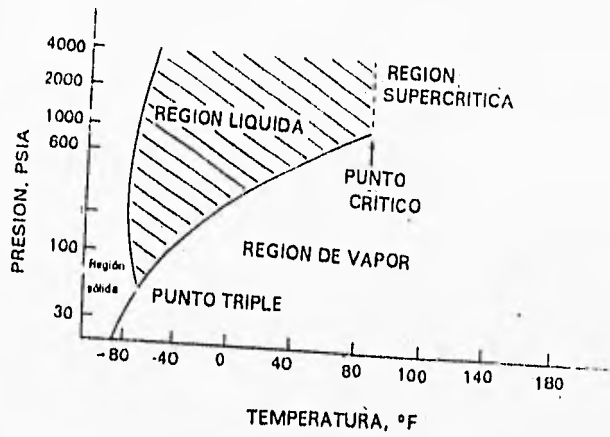


Figura 3. Curva de equilibrio del CO₂.

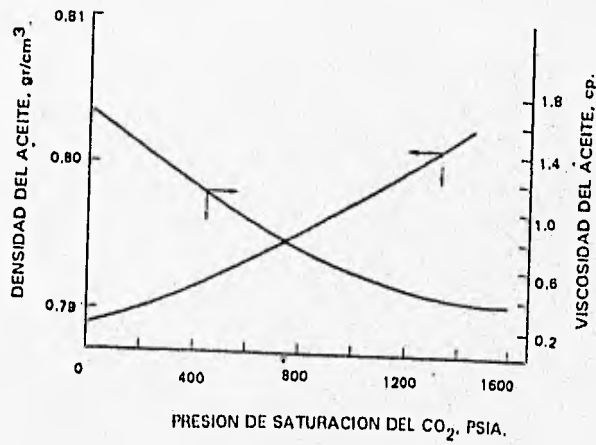


Figura 4. Aceite Mead-Strawn saturado con CO₂ a una temperatura de 135° F2.

El reconocimiento de los hechos en que se obtuvieron recuperaciones muy altas de aceite en los laboratorios, condujo a una prueba de campo a presiones altas. La prueba de campo en el yacimiento Mead Strawn comenzó en 1964 con la inyección de un bache de CO₂ (25% del volumen poroso ocupado por el aceite a condiciones de yacimiento) seguido por agua carbonatada a una temperatura de yacimiento de 125° F (52° C) y a una presión del yacimiento de 2000 psi.

Los resultados de esta prueba mostraron un incremento de más del 35% en la recuperación de aceite mediante la inyección de CO₂ que por la inyección de agua convencional. Los valores medidos de la saturación residual de aceite (S_{or}) menores al 5% del volumen poroso (VP) en todo el espesor de la zona nucleada indicaron una recuperación del aceite residual que no puede considerarse debido sólo a la reducción de la viscosidad y la hinchazón o expansión del aceite.

1.2 Propiedades del CO₂.

Las propiedades del CO₂ que son efectivas en la extracción de aceite de la roca porosa se pueden agrupar en^{2,3}:

1. Estimula al aceite a fluir a la superficie.
2. Reduce la viscosidad del aceite.
3. Aumenta la densidad del aceite.
4. Es altamente soluble en agua.
5. Ejerce un efecto ácido sobre la roca.
6. Puede vaporizar y extraer porciones de aceite crudo.
7. Es transportado cromatográficamente a través de la roca porosa.
8. Se tiene una disminución de la saturación residual.
9. Se presenta un intercambio entre fases.
10. Genera el fenómeno de dispersión hidrodinámica.

Analizando cada una de las propiedades del CO₂ y su acción en este tipo de desplazamientos se puede mencionar lo siguiente:

La alta solubilidad del CO₂ en el aceite causa que éste fluya a la superficie.

En los desplazamientos se observó una gran reducción en la viscosidad y un incremento en la densidad de los aceites crudos cuando fueron saturados con CO₂ a diversos incrementos de presión. Esto puede verse en la figura 4.

El incremento de la densidad del aceite mediante la adición de gas fue la primera sorpresa para el observador. Cuando los procesos de desplazamiento están en operación, el CO₂ disuelto en el agua o salmuera provoca un efecto de expansión (del 2 al 7 por ciento), por lo que la densidad del agua disminuye.

Cuando se inyecta CO₂, las densidades del agua y el aceite llegan a ser parecidas, lo cual reduce la posibilidad de tener una segregación gravitacional resultante de la mezcla CO₂/agua.

El efecto ácido del CO₂ sobre la roca se ha observado al incrementarse la inyectividad del agua mediante una acción directa sobre las partes carbonatadas de la roca y una acción estabilizadora sobre las arcillas de la roca. Los datos de campo no han indicado las ventajas de esta acción.

La extracción de porciones de un aceite crudo mediante la inyección de CO₂ y el hecho de que el CO₂ se mueve cromatográficamente a través de la roca será discutido cuando se describan algunos de los mecanismos de desplazamiento de aceite mediante el CO₂.

En el caso de un desplazamiento miscible, la saturación residual de petróleo adquiere un valor muy bajo, lo cual es característico de este tipo de proceso. En cambio, en un proceso en el que no se haya producido un frente miscible, la saturación residual tendrá un valor mayor.

Sin embargo, este valor es generalmente menor al que se obtendría por un desplazamiento solamente con agua, tanto por el efecto de hinchamiento ya mencionado, como por variaciones en las características del crudo por el efecto del CO₂, que mejoran la eficiencia microscópica del proceso. Un valor confiable de la saturación residual de aceite (S_{or}) debe obtenerse mediante algunas pruebas de laboratorio, realizando desplazamientos a condiciones similares a las del yacimiento a estudiar.

Cuando se pone en contacto el CO₂ con el petróleo, ocurre de inmediato un intercambio de materia entre ambas fases que determina el comportamiento del sistema.

En general no se logra una situación de miscibilidad entre el CO₂ y el crudo en un primer contacto, pero existe un intercambio mutuo en que la fase del CO₂ extrae hidrocarburos ligeros y medianos y, a su vez el CO₂ se disuelve en el petróleo. Esto sucede hasta que se crea un frente que es miscible tanto a la fase del CO₂ como para la fase del aceite y se produce un desplazamiento miscible, con una eficiencia microscópica muy elevada. Este proceso se denomina miscibilidad dinámica y ocurre solamente por encima de cierta presión característica del sistema.

Esto es similar a lo que ocurre en la inyección de gas rico⁴, pero con la diferencia fundamental de que, mientras este último extrae del crudo sólo componentes ligeros (C₂-C₆), el CO₂ puede extraer componentes hasta el C₃₀.

El fenómeno de canalización, de consecuencias adversas a la recuperación, tiene lugar en cualquier proceso de desplazamiento, incrementándose si la relación de movilidades es desfavorable o si el yacimiento es heterogéneo. Sin embargo, en este caso el CO₂ tiene un efecto ácido sobre cierto tipo de roca, produciendo su disolución e incrementando cualquier heterogeneidad del yacimiento, favoreciendo así la canalización. Se han encontrado efectos de este tipo muy pronunciados.

La dispersión hidrodinámica ocurre cuando, en un medio poroso, en un flujo de fluidos la concentración de una sustancia dada no es homogénea. Por ejemplo, en el desplazamiento de un frente miscible, cada componente se difunde hacia las zonas que tienen menor concentración; otro ejemplo es el desplazamiento inmisible en el cual existe un intercambio de materia entre ambas fases.

Este fenómeno ocurre en cualquier medio poroso, aún homogéneo, pero se ve favorecido por la heterogeneidad del mismo. Además la dispersión hidrodinámica aumenta cuanto mayor sea la velocidad de flujo, puesto que en este caso es probable que los caminos recorridos sean distintos.

La dispersión ocurre tanto en el sentido del flujo como en el sentido normal a éste. Consideramos solamente la dispersión en el sentido longitudinal por ser la que más afecta a los resultados, sin embargo la dispersión en el sentido transversal, tiene un efecto positivo al favorecer la estabilización del frente, disminuyendo los efectos de la digitación y la canalización.

El estudio de este tipo de fenómeno tiene un interés práctico en los procesos de inyección de CO₂, tanto para los procesos miscibles como para los no miscibles. En efecto, cuando se inyecta CO₂, es importante conocer en que grado se ha dispersado éste en el petróleo y cuál es la distribución de concentración por delante y por detrás del frente. También nos permite estimar el volumen del bache que se debe inyectar para que sus dimensiones no sean tan grandes que resten rentabilidad al proyecto, y que su volumen no sea tan pequeño que, al dispersarse, no alcance a producir un efecto apreciable sobre el aceite crudo³.

1.3 Procesos Operativos³.

A grandes rasgos las técnicas de aplicación pueden dividirse en procesos miscibles y procesos inmiscibles.

1.3.1 Los Procesos Miscibles^{3,5}.

Dado que para lograr miscibilidad entre el CO₂ y el petróleo se necesitarían presiones muy elevadas, la aplicación de esta técnica se fundamenta en el proceso de miscibilidad dinámica .

La capacidad del CO₂ de extraer no sólo los componentes ligeros sino además los medianos (hasta el C₃₀) permite que el CO₂ sea utilizado para yacimientos que han perdido sus componentes más ligeros por agotamiento durante la recuperación primaria. Por otra parte, para un mismo yacimiento se necesita una presión menor para los procesos con CO₂ que con gas enriquecido.

La ventaja fundamental de este proceso es la eficiencia microscópica alta del barrido, típica de cualquier desplazamiento miscible. Además hay que considerar los efectos de la reducción de la viscosidad y de expansión del aceite crudo como una ventaja del proceso.

Para mejorar la eficiencia del barrido areal así como para disminuir la cantidad de CO₂ a suministrar, la inyección de un bache de CO₂ debe seguirse por una inyección de agua, que es la que en definitiva, produce el empuje del frente de desplazamiento.

Otras alternativas similares son la inyección alternada de baches de CO₂ y de agua o de CO₂, gas y agua, o de gas enriquecido, CO₂ y agua.

La miscibilidad dinámica no puede lograrse por debajo de cierta presión y en ciertos crudos es imposible lograrla. En términos generales, puede decirse que las condiciones requeridas para que este proceso sea aplicable son:

- a) que la densidad del aceite en °API sea mayor de 22,
- b) que la viscosidad del aceite crudo sea menor a 15 cp,
- c) que el yacimiento no este muy depresionado y
- d) que el yacimiento sea lo suficientemente profundo para soportar las presiones de inyección.

Esta técnica de inyección de CO₂ es la que más atención ha merecido, existiendo numerosas aplicaciones exitosas.

1.3.2 Visualizando los Procesos Inmiscibles³.

Existe la posibilidad de inyectar CO₂ en un yacimiento que no reúna las condiciones requeridas para llevar a cabo un proceso miscible. En este caso se opta por un barrido con agua carbonatada, el cual, si bien puede considerarse un proceso mejorado de inyección de agua, aprovecha las características de la acción del CO₂ sobre el petróleo. Este produce un mejoramiento en la relación de movilidades y un mejoramiento en la eficiencia de barrido.

Para que el efecto sea satisfactorio, debetenerse una buena solubilidad del CO₂ en el petróleo y que la propiedades de éste sean afectadas en grado apreciable. Esta técnica consiste en inyectar simultáneamente y, por ductos diferentes, CO₂ y agua en proporciones bien definidas.

CAPITULO II

ASPECTOS TERMODINAMICOS DEL CO₂.

II.1 Comportamiento de Fases^{6,5}.

La densidad y el comportamiento de fases del CO₂ puede variar grandemente con cambios pequeños en las condiciones de procesamiento. En la figura 5 se muestra la variación en la densidad del CO₂ con la presión a diferentes temperaturas. En la región cerca del punto crítico 1071 psi, 88° F (31° C), la densidad cambia muy rápidamente con una pequeña variación en la presión o en la temperatura. Por ejemplo, a una presión constante de 1300 psi, la densidad se duplica cuando la temperatura cambia de 116 a 98° F (de 47 a 37° C).

Además, cambios pequeños en la composición también pueden tener un efecto dramático en las propiedades del fluido en esta región como se indica en la figura 6. Un 10% de CH₄ disminuye la densidad del CO₂ en más del 30% a las condiciones mostradas. A causa de estas variaciones en las propiedades volumétricas, puede complicarse la medición exacta del CO₂.

En la figura 7 se muestra la línea de equilibrio vapor/líquido de CO₂, CH₄ y la envolvente de fases de una mezcla 50/50 de CO₂/CH₄. El CO₂ forma una fase líquida a presiones más bajas y temperaturas más altas que para el metano. Como las concentraciones de CO₂ elevan la producción de gas, se puede formar una cantidad significativa de líquido, el cual podría crear problemas en las tuberías previamente diseñadas para operar con gas.

La envolvente de fases debe generarse para el rango de las condiciones y las composiciones esperadas durante una inyección. El agua y el CO₂ pueden combinarse para formar hidratos, que son cristales que pueden formarse a temperaturas que van de 60 a 70° F (16 a 21° C), dependiendo de la composición del gas, la presión y el contenido de agua.

Los hidratos pueden tapar los sistemas de recolección y distribución. La formación de hidratos puede evitarse mediante la deshidratación del gas o la inyección de glicol y metanol en las tuberías.

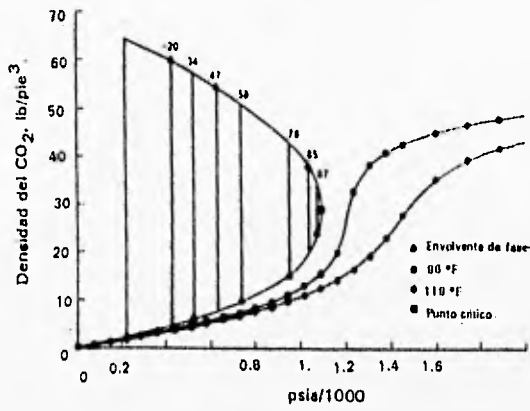


Figura 5. Variación de la densidad del CO₂ con la presión⁶.

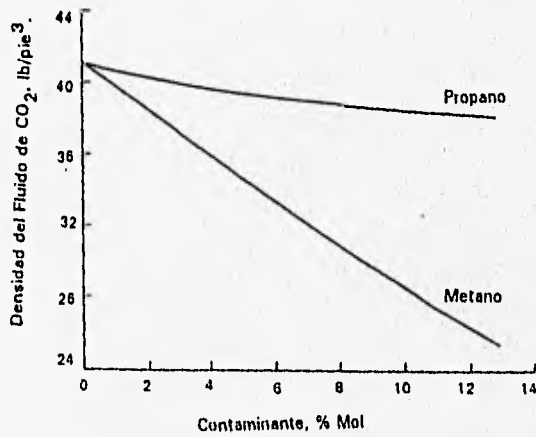


Figura 6. Efecto de la contaminación de hidrocarburos en la densidad del CO₂ predicha a 1600 psi y 100° F⁶.

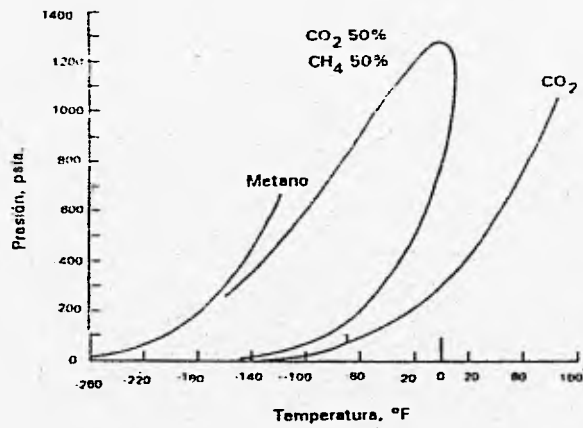


Figura 7.- Diagrama de fases para el CO₂, metano y una mezcla CO₂/CH₄⁶.

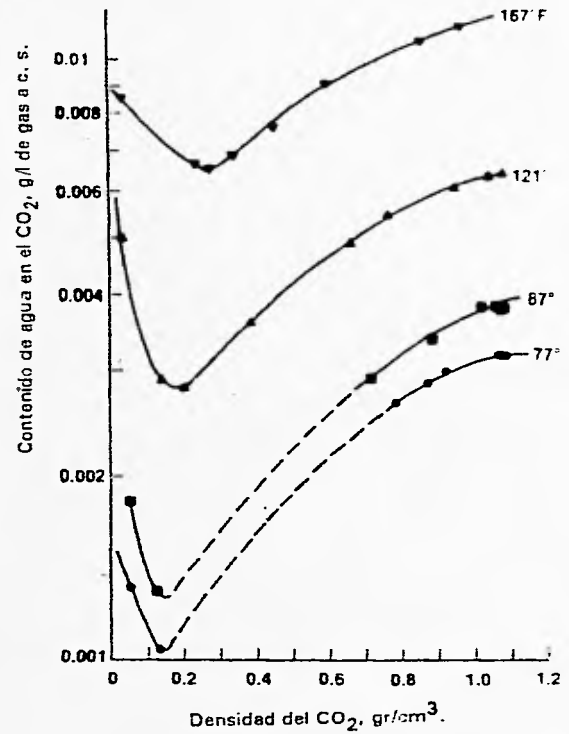


Figura 8.- Contenido de CO₂. Datos de Wiebe con densidades estimadas de CO₂⁶.

Las propiedades disolventes del CO₂ se han estudiado por varios investigadores para una amplia variedad de aplicaciones. El poder de disolvencia del CO₂ está relacionado con su densidad; es un gran disolvente de líquidos de densidades similares y débil para líquidos de densidades menores. En la figura 8 se ilustra con una gráfica el contenido de agua en equilibrio con el CO₂ como una función de la densidad del CO₂. A densidades bajas el contenido de agua depende principalmente de la presión de vaporización del agua y la presión del sistema. La concentración de agua decrece con el incremento de la presión (como un gas ideal).

Este punto se alcanza cuando el poder de disolvencia del CO₂ tiene una gran influencia y el contenido de agua comienza a aumentar con el incremento de la densidad. Un aumento en la temperatura a una densidad constante incrementa el poder de disolvencia como resultado de un incremento en la presión de vaporización del agua.

El grado al cual un compuesto dado es soluble en el CO₂ depende más de su estructura química que de su presión de vaporización. A condiciones de yacimiento la densidad del CO₂ es alta, haciéndolo un buen disolvente para la extracción de hidrocarburos. Sin embargo, estas mismas características pueden originar problemas durante su manejo.

Se tiene disponible un gran número de programas comerciales por computadora que pueden ser usados para predecir con una buena precisión la composición de fases, las envolturas, las condiciones de la formación de hidratos y las propiedades de los fluidos.

El CO₂ es un gas ácido, de tal manera que puede reaccionar con agua formando ácido carbónico.



Esta reacción crea varios inconvenientes cuando el CO₂ es procesado en los proyectos de Recuperación Mejorada. A temperaturas inferiores a 140° F (60° C), la corrosión de CO₂ en acero al carbón es controlada mediante la formación de ácido carbónico (H₂CO₃).

Una manera general de manejar este tipo de corrosión ha sido el clasificarla en función de las presiones parciales en que se maneje, es decir, se puede esperar una

corrosión pequeña a presiones parciales menores a 7 psi, mientras que una corrosión moderada se puede tener entre 7 y 30 psi y una corrosión severa a presiones parciales mayores a 30 psi.

De Waard y Millians cuantificaron el efecto de la presión parcial de CO₂ y desarrollaron la siguiente ecuación:

$$\log (r) = 8.78 - [2320/(T + 273)] - 5.55 \times 10^{-3} T + 0.67 \cdot \log (P_p)$$

Donde:

r = Ritmo de corrosión del acero al carbón, mil/año.

T = Temperatura, °C y

P_p = Presión parcial de CO₂, psi.

Esta ecuación permite predecir el caso más severo del ritmo de corrosión a temperaturas altas y, además los ritmos de corrosión a temperaturas altas y a presiones parciales altas. Esta ecuación es recomendable para temperaturas menores a 140° F (60° C) y presiones parciales menores de 30 psi.

Otro fenómeno de interés relacionado con la naturaleza ácida del CO₂ es la incrustación. El CO₂ puede rebajar el pH del agua del yacimiento y aumentar el contenido en equilibrio de la salmuera en el agua. Este puede ser un problema de la inyección en yacimientos carbonatados donde la presión parcial de CO₂ en el yacimiento acidificaría el agua, el cuál reaccionaría con el carbonato de calcio de la formación para formar bicarbonato de calcio. Afortunadamente, la formación de incrustación de carbonato es un proceso relativamente lento y puede ser controlado con inhibidores⁶.

Además puede presentarse un comportamiento de fases complicado. En algunas regiones de los diagramas presión-composición están en equilibrio cuatro fases - dos líquidos, un gas y un sólido-. El significado potencial de este comportamiento de fases complicado es que un líquido pesado o un sólido precipitado pueden quedarse atrás del frente de CO₂ si las composiciones están mezcladas dentro de las regiones multifase, reduciendo la recuperación de aceite y aminorando la inyectividad. Sheiton y Yarborough propusieron un método para estimar la saturación de la materia precipitada.

Al menos con algunos aceites, la formación de fases múltiples en la zona de transición del desplazamiento miscible puede no ser tan severa. Como los hidrocarburos son extralidos dentro del CO₂, la formación de la fase múltiple puede reducirse. Tal comportamiento está ilustrado en las figuras 9 y 10. En la figura 9 se muestra un diagrama presión-composición para el bióxido de carbono mezclado directamente con un aceite del Oeste de Texas. El diagrama de la figura 10 es para el mismo aceite cuando se adicionaron al CO₂ los hidrocarburos del etano hasta el hexano⁵.

II.2 Presión Mínima de Miscibilidad (PMM)^{1,7}.

La presión mínima a la cual ocurre el desplazamiento miscible de aceite del yacimiento mediante el CO₂ depende de la temperatura del yacimiento y la composición del aceite. La presión mínima de miscibilidad (PMM) está definida como la presión más baja a la cual el 95% del aceite contactado es recuperado a una temperatura dada. La cantidad total de hidrocarburos del C₅ al C₁₂ (gasolinas) en el aceite crudo tiene un efecto principal en la PMM¹.

El método más común y preciso usado para determinar la presión a la cual se realiza un desplazamiento miscible multicontacto es una inyección de CO₂ en laboratorio conocido como desplazamiento en "slim tube"^{1,7}.

Diversos investigadores hicieron experimentos para obtener una correlación para determinar la PMM para varios yacimientos. Estas incluyeron (1) PMM vs. temperatura, (2) PMM vs. temperatura y peso molecular de C₅₊, (3) PMM vs. temperatura y densidad API, (4) PMM vs densidad del CO₂ y contenido de C₅ a C₃₀ y (5) PMM vs distribución detallada del tamaño y estructura molecular. Las correlaciones que consideran la temperatura y la distribución de los hidrocarburos presentan una buena estimación en las predicciones y son útiles para las estimaciones iniciales de la presión mínima de miscibilidad¹.

II.2.1 Factores que Afectan la Presión de Miscibilidad y su Determinación^{5,8}.

La presión de miscibilidad depende de la pureza del bióxido de carbono, la composición del aceite y la temperatura del yacimiento. Cantidades relativamente pequeñas de metano o nitrógeno en el CO₂ pueden incrementar substancialmente la presión requerida para la miscibilidad. Para los aceites del campo del Oeste de Texas

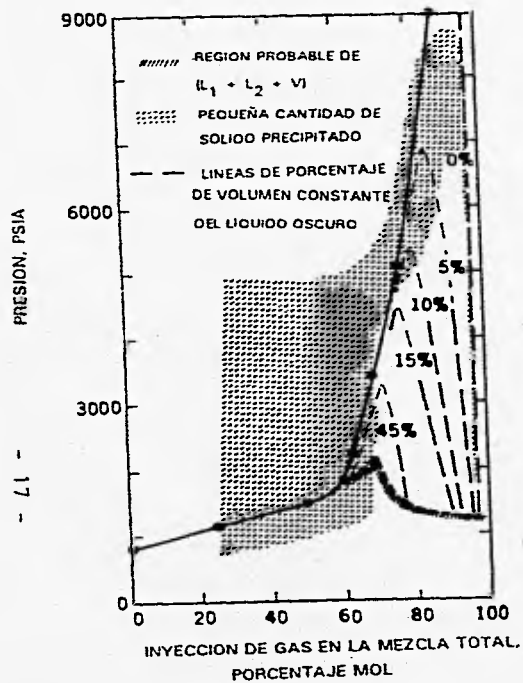


Figura 9.- Diagrama de fase para un aceite de un yacimiento del Oeste de Texas y un gas de inyección al 95% de CO_2 (la composición del gas es de 95.5% de CO_2 , 3.1% de H_2S y 1.3% de C_1)⁵

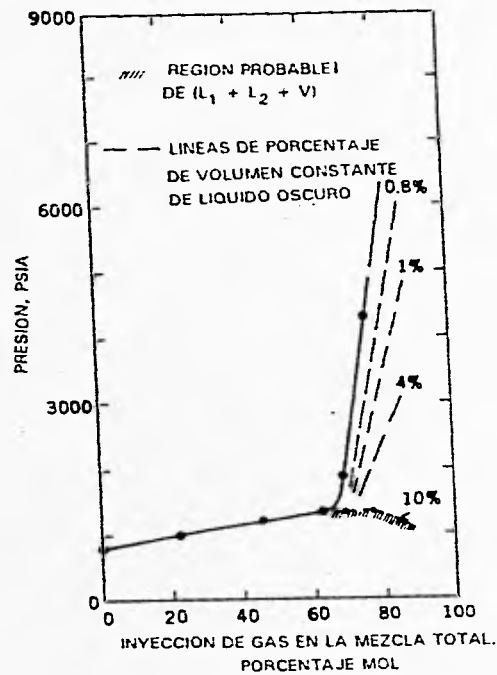


Figura 10.- Comportamiento de fase para una mezcla del aceite de un yacimiento del Oeste de Texas y CO_2 enriquecido con hidrocarburos intermedios (la composición del gas es 81.2% de CO_2 , 2.6% de H_2S , 1.1% de C_1 y 15.1% de C_2 a C_6)⁵

con un contenido del 15% mol de metano se incrementó su presión de miscibilidad de casi 1250 psia con CO₂ puro a 2000 psia. Por otra parte el contenido de etano y los hidrocarburos en el CO₂ pueden reducir la presión de miscibilidad requerida.

La composición del aceite es importante, una reducción en la densidad API generalmente incrementa la presión de miscibilidad, reflejándose en un contenido reducido de hidrocarburos extraíbles. En yacimientos con altas temperaturas se requieren presiones de miscibilidad altas.

Se publicó recientemente en un reporte de la National Petroleum Council (NPC), un método para determinar la presión de miscibilidad, el cual requiere solamente el conocimiento de la densidad del aceite en °API y la temperatura del yacimiento. Este método se muestra en la tabla 1. Holm y Josendal⁵ recomendaron otro método en el cual los parámetros de correlación son el peso molecular del aceite crudo, pentano y fracción más pesada y la temperatura del yacimiento.

Las estimaciones de la presión de miscibilidad con el método de la NPC son generalmente bajas y en ocasiones se puede caer en un error apreciable. Las estimaciones con el método de Holm y Josendal pueden ser altas o bajas y, con pocas excepciones, están en un margen de 500 psi de los datos experimentales.

Además cuando se inyecta el CO₂ dentro de un yacimiento, puede desplazar el aceite del yacimiento mediante cualquier proceso miscible o inmisible. Cualquier proceso que eventualmente puede tomar lugar en un yacimiento, depende de:

- (1) La composición del CO₂ inyectado,
- (2) la composición del aceite del yacimiento,
- (3) la temperatura del yacimiento,
- (4) la presión del yacimiento y
- (5) la heterogeneidad del yacimiento.

Los experimentos en "slim tube" fueron diseñados para determinar el efecto de la presión del yacimiento y la composición del gas de inyección en el proceso de desplazamiento miscible mediante la fijación de los factores (2) y (3) y la eliminación del factor (5).

Presión de Miscibilidad vs Densidad °API

<u>Densidad (°API)</u>	<u>Presión de Miscibilidad (psi)</u>
<27	4,000
27 a 30	3,000
>30	1,200

Corrección por Temperatura del Yacimiento

<u>Temperatura (°F)</u>	<u>Presión Adicional Requerida (psi)</u>
<120	Ninguna
120 a 150	+200
150 a 200	+350
200 a 250	+500

TABLA 1.
METODO PARA ESTIMAR LA PRESION DE MISCIBILIDAD⁵.

CAPITULO III.

MECANISMOS DE DESPLAZAMIENTO POR INYECCION DE CO₂.

Por muchos años se ha investigado el uso de CO₂ como un agente de la recuperación de aceite en los yacimientos petroleros. Los estudios de laboratorio y de campo han establecido que el CO₂ puede ser un agente eficiente desplazante de aceite.

Los diversos mecanismos mediante los cuales el CO₂ puede desplazar el aceite del medio poroso han sido de interés particular para la industria petrolera. Los mecanismos incluyen (1) empuje por gas disuelto, (2) empuje inmisible de CO₂, (3) empuje miscible de hidrocarburo-CO₂, (4) vaporización de hidrocarburos, (5) empuje directo miscible de CO₂ y (6) empuje dinámico miscible de contacto múltiple.

En este estudio se presentan datos experimentales que ilustran los diversos mecanismos de desplazamiento de CO₂ y cómo se diferencian de otros mecanismos de desplazamiento miscible tal como LPG, gas rico y procesos de gas a una presión alta.

III.1 Procedimientos Experimentales².

Características del CO₂ y fluidos del yacimiento.

Con un equipo convencional PVT se midieron los volúmenes, viscosidades y densidades del CO₂, del aceite del yacimiento y del agua. La composición de los fluidos de los yacimientos y el CO₂ y el metano usados en los desplazamientos se muestran en la tabla 2.

III.2 Pruebas de Desplazamiento².

Los experimentos de desplazamiento de aceite se llevaron a cabo en "slim tubes" con empacamientos de arena y en sistemas consolidados de caliza Berea y Boise de varias longitudes. Los núcleos consolidados se sellaron con una resina epóxica y se montaron dentro de tubos, donde se aplica una presión en el espacio anular. El montaje de núcleos de más de 8 pies de longitud se hizo mediante la unión de núcleos individuales de diámetro pequeño a una temperatura constante.

Tabla 2.- COMPOSICION DEL ACEITE DE LOS YACIMIENTOS Y LOS FLUIDOS DESPLAZANTES (% MOL)².

Componente	Rango de Ebullición del hidrocarburo (°F)	Aceite del yacimiento	Aceite almacenado	Aceite almacenado	Aceite almacenado	CO ₂	Metano
		Mead-Strawn.	Mead Strawn	Bandini	Dominguez		
N ₂						0.16	
CO ₂						99.80	
C ₁		31.88				.04	99.89
C ₂							0.10
C ₃		1.22	1.79	0.37			0.01
C ₄		2.26	3.32	1.20			
C ₅		3.52	5.17	2.50			
C ₆ ⁺		61.12	89.72	95.93			
C ₂ - C ₄	0 a 170°F		16.9	9.3	8.9		
C ₄ - C ₂₀	175° a 850°F		79.2	88.1	86.5		
> C ₂₀	> 850°F		3.9	2.6	4.6		
Peso molecular de C ₆ ⁺		189	189	173	219		
Viscosidad, cp		est. 0.7 a 135°F	3.90 a 71°F 1.82 a 135°F 1.15 a 190°F	1.47 a 137°F	2.40 a 150°F 1.72 a 185°F		
Residuo de carbon-Conradson,							
porcentaje en peso		1.2	1.2	1.0	3.0		
Densidad (°API)			41.0	37.0	32.9		

Los fluidos fueron inyectados en los núcleos a ritmos constantes o a ritmos variables para mantener una presión promedio durante la inyección mientras que los fluidos producidos se colectaron en contenedores graduados y el gas producido con medidores estándar. La composición de los fluidos producidos se analizaron mediante técnicas cromatográficas.

Los "slim tubes" usados en este estudio fueron tubos con un diámetro interior de 0.232 pg y una longitud de 48 a 84 pies con empacamientos de arena de cristal No.60. Los tubos se sumergieron en un baño maria a temperatura constante y se conectaron a aparatos apropiados de inyección, producción y medición.

El procedimiento de inyección consistió en saturar con un fluido del yacimiento o un aceite almacenado el empacamiento de arena contenido en el tubo a la presión de inyección deseada. El gas de empuje se inyectó dentro del tubo mediante un desplazamiento de mercurio de una bomba Ruska. Los ritmos de inyección fueron cercanos a 300 pie³/día y la carga de presión a través del empaque se mantuvo a casi 50 psi con un regulador de contrapresión en la salida final del tubo.

El flujo se controló mediante una válvula micrométrica insertada adelante del regulador. Los fluidos producidos se colectaron a través de una trampa enfriadora de manera que la producción de aceite fue medida en una bureta de vidrio y el gas separado en esta trampa fue medido con un medidor de prueba de humedad. Al final de cada inyección el aceite residual fue removido mediante una limpieza de chorro con n-heptano. Para remover el depósito asfáltico que pudo haber dejado el aceite crudo se usó un disolvente (cuya composición es 70% de benceno, 15% de acetona y 15% de metano).

III.2.1 Empuje por Gas Disuelto².

El primer mecanismo catalogado es el efecto por el empuje por gas disuelto. Como el CO₂ es un gas que puede estar disuelto en el aceite cuando uno incrementa la presión, también puede liberarse cuando la presión se reduce. En la tabla 3 se presenta un ejemplo de un empuje por gas disuelto usando CO₂ con un aceite pesado de densidad baja en una caliza Berea de 4 pies de longitud. A una presión de 900 psia, el 47% del espacio poroso contenía aceite y el restante contenía salmuera.

TABLA 3
 EMPUJE DE GAS DISUELTO CON CO₂.
 (Arenisca de 4 pies de longitud; aceite de 22° API; CO₂ inyectado a 900 psia)

Presión (psia)	Aceite Recuperado (porcentaje de aceite original)	Aceite Original (% del Vol. Poroso)
900	—	47.2
400	14.2	40.5
200	18.6	38.4

- 23 -

Tabla 4.- COMPOSICION DE LA ZONA DE TRANSICION DURANTE LAS INYECCIONES A VARIAS PRESIONES Y 135 °F (% MOL)².

Rango de Ebullición de los Hidrocarburos (°F)	Número de Carbonos Estimados	Aceite almacenado Mead-Strawn	Extraídos Durante la Inyección			Mezcla de Gas-Oil Usado para una Inyección Miscible
			a 2500 psia	a 2200 psia	a 1800 psia	
A 170	C ₁ a C ₄	16.9	2.1	2.5	1.6	0
175 a 850	C ₁ a C ₂₀	79.2	96.3	96.5	97.7	100
> 850	C ₂₀	3.9	1.6	1.0	0.7	0

Después que se inyectó una cantidad de CO₂ a una presión de 900 psia para saturar una porción de este aceite, la válvula de inyección se cerró. Los fluidos se produjeron desde el final de la inyección del núcleo hasta que la presión se abatió a casi 400 psia. Se recuperó el 14% del volumen original de aceite durante dicha reducción y otro 4.5% fue recuperado cuando la presión llegó a 200 psia.

Bajo las condiciones de esta prueba el mecanismo de producción fue simplemente un empuje por gas disuelto con CO₂. El aceite crudo producido tuvo esencialmente las mismas características que el aceite crudo inyectado.

III.2.2 Empuje Inmiscible de CO₂.

Los resultados de la inyección líquido-líquido inmiscible de CO₂ se muestran en la figura 11. A una presión de casi 900 psia y a una temperatura del laboratorio (las cuáles son inferiores a las condiciones críticas del CO₂), las inyecciones se realizaron en un sistema consolidado de núcleos de 96 pies de longitud el cual contenía salmuera y un aceite crudo de 38° API. Este sistema, se obtuvo mediante la unión de núcleos con una longitud de 8 pies, de caliza Boise en una tubería de diámetro pequeño.

Después de cada inyección, los núcleos individuales se revisaron para evaluar el aceite residual. La saturación de aceite en toda la longitud del sistema después de una inyección de agua fue de casi el 30% del volumen poroso. Después de la inyección de un bache de CO₂ al 6% del volumen poroso seguido por agua, la saturación residual de aceite en el núcleo promedió ligeramente más del 10% del volumen poroso.

La tercera inyección de CO₂ fue realizada después que en el núcleo se había inyectado agua. La saturación de aceite remanente después de esta inyección fue casi el 20% del volumen poroso. De esta manera, en este caso, una inyección previa de agua afectó contrariamente la inyección de CO₂.

III.2.3 Empuje Miscible Hidrocarburo-CO₂.

En los experimentos de laboratorio se ha comprobado que el CO₂ y los hidrocarburos ligeros son completamente miscibles a una presión relativamente baja, además se demostró que puede realizarse un desplazamiento miscible de aceite crudo usando un bache de hidrocarburos de bajo peso molecular adelante de un empuje por CO₂.

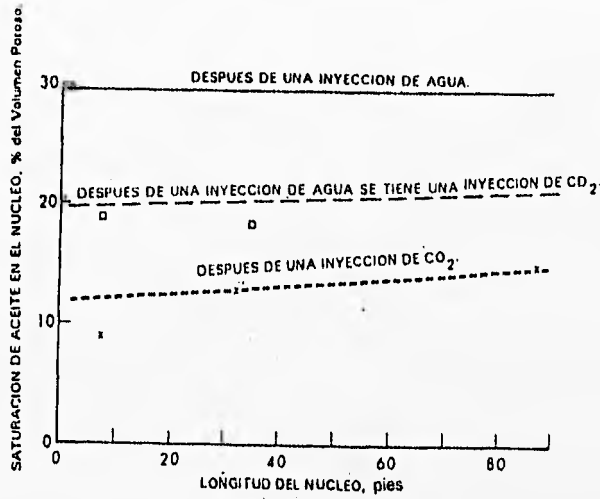


Figura 11.- Saturación residual de aceite en sistemas lineales de arenisca después de inyecciones de CO₂ y baches de CO₂ al 6% del volumen poroso seguidos por agua a 900 psia y 75° F².

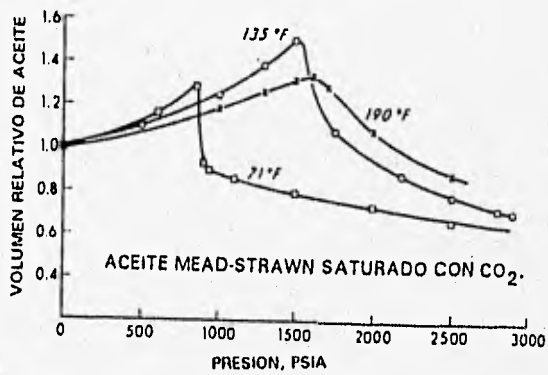


Figura 12.- Cambio en volumen del aceite Mead-Strawn cuando se adicionó CO₂ durante el incremento de presión².

Esta técnica de desplazamiento miscible se probó a condiciones de campo a principios de los años sesenta. Se realizó una inyección piloto en la arena Bradford usando un bache de gasolina al 8% del volumen poroso seguido por un bache de CO₂ al 15% del volumen poroso y posteriormente se inyectó agua. El CO₂ existió como un líquido puesto que la presión de inyección fue menor a 1000 psia y la temperatura inferior a 70° F.

La prueba de campo no fue exitosa, la gasolina no desplazó eficientemente el aceite crudo; hubo muy poca evidencia del banco de aceite residual. Más bien, pareció que la gasolina se extendió finamente en todas las partes del área de prueba. No se tiene evidencia alguna de una prueba de campo exitosa empleando un empuje miscible de hidrocarburo-CO₂.

III.2.4 Empuje de Contacto Múltiple o Miscible Dinámico².

La característica más importante del CO₂ es la de extraer o vaporizar hidrocarburos del aceite del yacimiento, esto ocurre a temperaturas bajas donde el CO₂ es un líquido, así como también a temperaturas mayores a su temperatura crítica de 89° F. Menzie y Nielson demostraron el mecanismo, su estudio mostró que más del 50% de un aceite crudo de 35° API fue vaporizado y/o extraído a una temperatura de 135° F y a una presión de 2000 psia.

En la figura 12 se muestra que la extracción principal de hidrocarburos de un aceite crudo ocurrió sobre una cierta temperatura - una presión que es dependiente de la temperatura del aceite crudo en el sistema -. Estas curvas del volumen relativo del aceite muestran qué le sucede al volumen de aceite cuando el CO₂ es adicionado mediante un contacto sencillo a una presión de 3000 psia. El encogimiento de aceite es debido a la transferencia de partes del aceite dentro de la fase de CO₂.

La relación de CO₂ al aceite crudo usado en este caso fue casi 2.5 : 1, el uso de una relación más pequeña (por encima de aquella que se requiere para saturar el aceite) reduce la cantidad de aceite extraído pero no la presión a la cuál comienza la extracción.

La importancia de esta extracción de aceite crudo se muestra en la figura 13; se grafica el aceite recuperado mediante inyecciones de CO₂ a 135° F contra las presiones de inyección, dichas inyecciones se realizaron en un "slim tube" con un empacamiento de arena de 48 pies de longitud, saturado con aceite del yacimiento Mead-Strawn. En la figura 13 se presenta el aceite recuperado a la irrupción de CO₂ y el aceite total recuperado a varias presiones de inyección .

Se lograron recuperaciones muy altas con desplazamientos miscibles a una presión cercana a 1900 psia. En la curva de volumen relativo se nota que ocurre una extracción substancial de hidrocarburos a una presión de 1900 psia. La composición de los hidrocarburos extraídos durante algunas de estas inyecciones de CO₂ se presenta en la tabla 4. La composición mostrada es la de los hidrocarburos colectados en estado líquido durante la inyección.

Se dividió la composición analizada en hidrocarburos ligeros (C₃-C₆), hidrocarburos en el rango medio de ebullición (rango de la gasolina y gasóleo C₇-C₃₀) y los componentes más pesados (a más de 850° F).

Los hidrocarburos que se obtuvieron durante la inyecciones realizadas en todas las presiones mostradas estuvieron principalmente en el rango medio (gasolina, gasóleo) y un contenido menor en los ligeros finales (algunos de los finales no se condensaron de la fase de CO₂ producida durante las inyecciones). En las figuras 14 y 15 se presenta la cantidad de hidrocarburos líquidos extraídos en la zona de transición a varias presiones de inyección.

Un aceite crudo "sintético" se combinó usando una mezcla de gasolina-gasóleo el cual tuvo una composición similar a los hidrocarburos de la zona de transición (con un rango de temperatura de ebullición de 170 a 850° F). Esta combinación fue verificada para lograr una miscibilidad con CO₂ a una temperatura de 135° F y a diversas presiones; a una presión de 2230 psia fue completamente miscible en todas las proporciones con CO₂.

El aceite crudo "sintético" combinado también tuvo una viscosidad parecida al aceite crudo Mead-Strawn a las mismas condiciones de flujo, así que la relación de movilidad de una inyección con el aceite combinado sería equivalente a aquella de las inyecciones con aceite crudo. Con esta combinación se llevo a cabo una inyección de

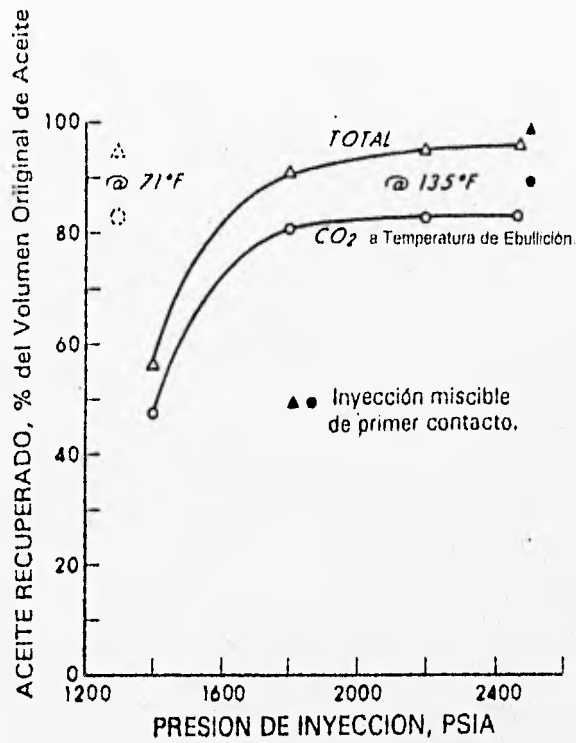


Figura 13.- Aceite recuperado de inyecciones de CO₂ en empacamientos de arena de 40 pies de longitud los cuales contienen aceite del yacimiento Mead-Strawn².

HIDROCARBUROS RECUPERADOS (FLUIDO DE LA ZONA DE TRANSICION)
% del Vol. Orig. de aceite.

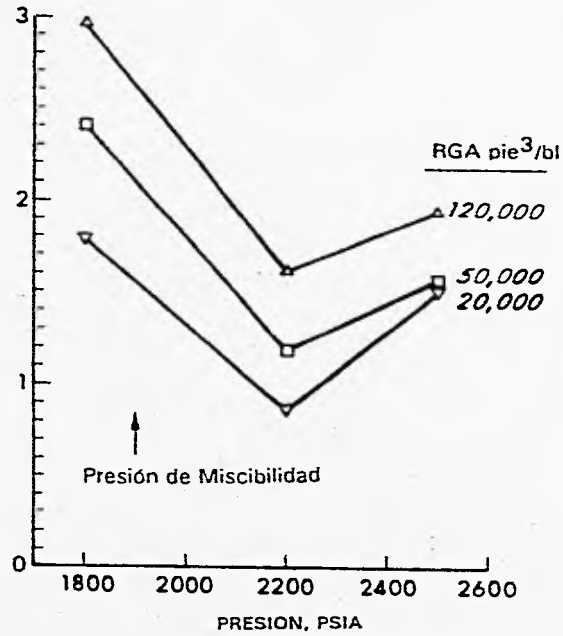


Figura 14.- Cantidad de hidrocarburos extraídos del fluido producido de la zona de transición de un empacamiento de arena saturado con aceite del yacimiento Mead-Strawn durante las inyecciones de CO₂ a 135° F².

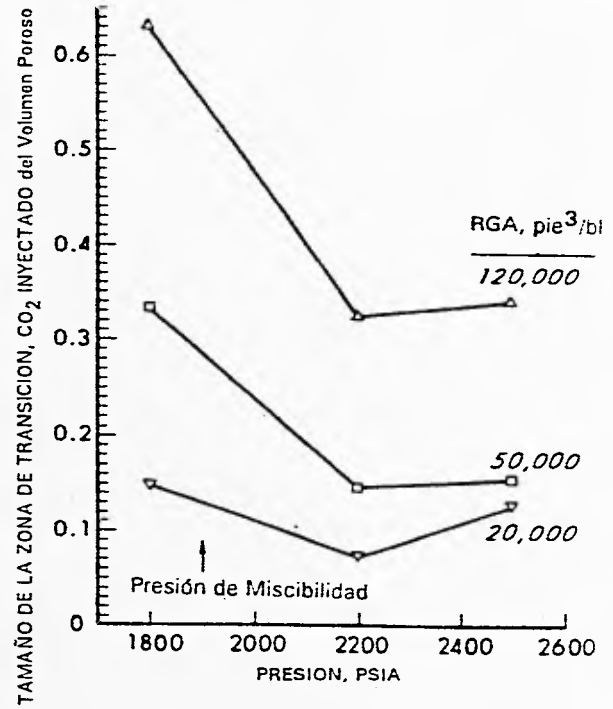


Figura 15.- Tamaño de la zona de transición la cual contiene hidrocarburos extraídos durante las inyecciones de CO₂ a 135° F - aceite Mead-Strawn².

CO₂ a una presión de 2500 psia que es mayor a la presión de miscibilidad. Los resultados mostrados en la figura 13, indican que se lograron contactos sencillos y recuperaciones de un desplazamiento miscible.

Usando las mediciones de la recuperación de aceite y la composición de los hidrocarburos se comprobó que está ocurriendo durante las inyecciones de CO₂ a las diversas presiones como puede verse en la figura 16. Los dos primeros diagramas de la figura dibujan una inyección de CO₂ de una arena saturada con aceite crudo a una presión de 1800 psi y también a 2500 psi. Cuando se inyectó en el medio poroso, el CO₂ primero saturó el aceite crudo en la parte frontal del sistema. Los ligeros finales (C₁ a C₄) son vaporizados del aceite y además se desarrolla un gas en equilibrio.

Una mayor inyección de CO₂ extrae hidrocarburos, del C₅ hasta el C₃₀, la cual forma la zona de transición hidrocarburos-CO₂ como una función de la presión de inyección. Se observó una zona de transición más grande para la inyección a una presión menor.

De otra manera, se tiene una concentración mayor de hidrocarburos en la zona de transición en las inyecciones a presiones más altas y después de la inyección se tiene una saturación residual total menor en el empacamiento de arena. Esto está confirmado por las recuperaciones altas de aceite obtenidas a presiones más altas.

En el diagrama inferior de la figura 16 se muestra una inyección de CO₂ con el aceite combinado a una presión tal que el aceite y el CO₂ fueran completamente miscibles. No ocurrió alguna extracción de hidrocarburos; los análisis de la zona de transición mostraron tener una mezcla simple de CO₂ y aceite (la composición de los hidrocarburos líquidos en la zona de transición fue la misma que la del aceite). También en este caso la extensión de la zona de transición fue más pequeña que en las inyecciones de CO₂ en aceites almacenados.

Entre los fenómenos notables que se tienen bajo las condiciones de este tipo de empuje son:

III.2.4.1 El Efecto de la Relación de Movilidad en el Empuje Miscible Dinámico².

La zona de transición que se alcanza a una presión de 1800 psi indicó que las inyecciones a presiones menores tienen la ventaja de una relación de movilidad con

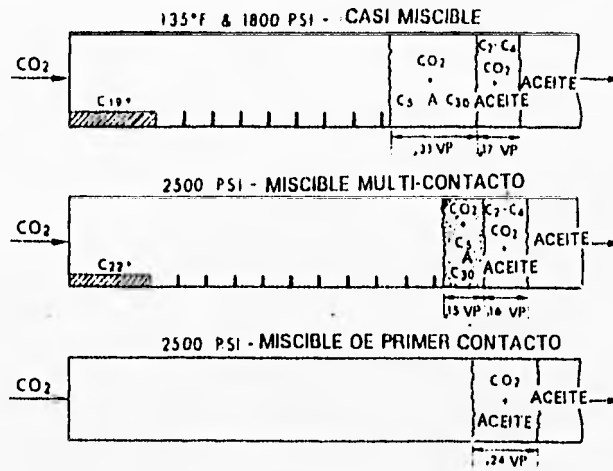


Figura 16.- Esquema de un desplazamiento de CO_2 a condiciones miscibles y casi miscibles (basado en la inyecciones en empacamientos delgados y largos de arena) a una temperatura de 135°F^2 .

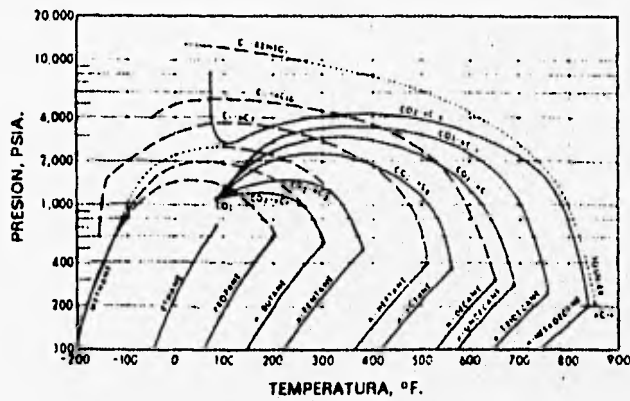


Figura 17.- Curvas críticas para mezclas binarias de CO_2 - n-alcenos y metano - n-alcenos².

una conformidad mejorada en la inyección, además de que se indicó una ventaja similar para las inyecciones casi miscibles con gas a una presión alta realizadas por Giraud y Thomere.

III.2.4.2 El Efecto de la Temperatura de Inyección en el Empuje Miscible Dinámico².

Las curvas de volumen relativo de aceite en la figura 12, muestran que la temperatura logra marcar una diferencia considerable en la presión a la cuál la extracción de hidrocarburos puede ocurrir. La curva para 71° F muestra que la extracción de hidrocarburos ocurrió a casi 900 psia, la cual indica que se debe obtener una recuperación alta de aceite mediante una inyección miscible de CO₂ a 71° F y a una presión ligeramente mayor a 900 psia. Una inyección en el mismo "slim tube" con un empacamiento de arena, de 48 pies de longitud recuperó más de 94% del volumen original de aceite crudo Mead Strawn a una presión de 1250 psia y a una temperatura de 71° F, como se puede ver en la figura 13.

La curva de volumen relativo de aceite a 190° F mostró que la extracción tuvo lugar a casi 1600 psia y los resultados de la inyección se incluyen en la tabla 5. Las inyecciones 7 y 8 muestran que se requirieron presiones próximas a 2800 psia para la recuperación de aceite a esta temperatura. En la tabla 6 se muestra la similitud en la composición de los hidrocarburos de las zonas de transición durante las inyecciones a las presiones de miscibilidad dinámica para las diversas temperaturas.

El efecto marcado de la temperatura sobre la presión a la cuál ocurre la extracción de hidrocarburos también está ilustrada mediante los datos de las fases en equilibrio para CO₂ e hidrocarburos individuales. La figura 17 muestra el lugar crítico para los sistemas binarios CO₂ y n-octano, CO₂ y n-undecano, CO₂ y n-tridecano o CO₂ y n-hexadecano, dichos datos son de Schneider, para comparación también se muestran datos de las mezclas binarias de metano.

A una temperatura de 100° F, el n- tridecano (cuya temperatura del punto de ebullición es de 456° F) es completamente miscible con el CO₂ en todas las proporciones a una presión mayor a 1200 psia. A una temperatura de 180° F, se requiere una presión mayor a 2450 psia para lograr una miscibilidad completa.

Tabla 5.- RESULTADOS EXPERIMENTALES DE LA INYECCION EN UN EMPACAMIENTO DE ARENA DE 48 PIES DE LONGITUD².

Número de inyección	Aceite original	Condiciones de la inyección		Fluido inyectado	Aceite Recuperado (porcentaje de aceite original) A la irrupción del CO ₂		Tamaño de la zona de transición a una RGA de 50000 (% VP)	Hca extraídos en la zona de transición (porcentaje de aceite original)	
		Temperatura (°F)	Presión (psia)		Final	Aceite Recuperado mediante Calentamiento			
1	Mead-Strawn STO	135	1,400	100% CO ₂	47.4	56.5	—	0.4	3.1
2	Mead-Strawn STO	135	1,800	100% CO ₂	80.6	90.6	.33	3.1	0.2
3	Mead-Strawn STO	135	2,200	100% CO ₂	82.7	94.8	.145	1.7	0.1
4	Mead-Strawn STO	135	2,500	100% CO ₂	83.0	95.8	.155	1.9	< 0.1
5	Gas-oil blend	135	2,500	100% CO ₂	89.0	96.7	—	—	0
6	Mead-Strawn STO	71	1,250	100% CO ₂	82.2	94.0	—	—	< 0.1
7	Mead-Strawn STO	190	2,500	100% CO ₂	79.6	89.7	.32	3.5	0.5
8	Mead-Strawn STO	190	2,800	100% CO ₂	83.6	94.3	.145	1.7	0.3
9	aceite del yacimiento Mead-Strawn BP = 1,800 psi	135	2,000	100% CO ₂	80.1	91.3	—	—	0.1
10	aceite del yacimiento Mead-Strawn BP = 1,800 psi	135	2,200	100% CO ₂	81.7	92.4	—	—	< 0.1
11	Mead-Strawn STO	135	2,200	90% CO ₂ 10% CH ₄	76.7	88.4	—	—	0.6
12	Mead-Strawn STO	135	2,500	90% CO ₂ 10% CH ₄	80.8	94.2	—	—	< 0.1
13	Mead-Strawn STO	135	3,500	59% C ₂ 41% C ₁	85.9	97.0	—	—	0
14	Dominguez STO	150	2,200	100% CO ₂	83.6	92.8	—	—	0.1
15	Dominguez STO	185	2,900	100% CO ₂	80.7	92.0	—	—	0.1

Note: STO = Aceite almacenado

Tabla 6.- COMPOSICION* DE LA ZONA DE TRANSICION DURANTE LAS INYECCIONES A PRESIONES DE INYECCION MISCIBLE DINAMICA - ACETE CRUDO MEAD-STRAWN².

Rango de Ebullición del Hidrocarburo (°F)	Inyección de CO ₂		Inyección de C ₃ -C ₁ **	
	a 1300 psi y 71 °F	a 2500 psi y 135 °F	a 2800 psi y 190 °F	a 3500 psi y 135 °F
0 A 170	4.7	2.1	5.6	10.4
175 A 850	93.5	96.3	92.9	86.2
> 850	1.8	1.6	1.6	3.4

* Líquido entrampado a presión y temperatura atmosférica.

** 41% de propano - 59% de metano

Tabla 7.- PREDICION DE LAS PRESIONES REQUERIDAS PARA UN DESPLAZAMIENTO MISCIBLE EN BASE A LA CORRELACION MOSTRADA EN LA FIGURA 20².

Aceite del Yacimiento	Presión de Burbujeo (psia)	Temperatura de Yacimiento (°F)	Peso Molecular C ₂₀	Gas de Empuje	Presión Requerida para Desplazamiento Miscible	
					Pruebas Slim-Tube	Correlación
Bandini STO	< 50	130	171	CO ₂	1,750	1,840
Mead-Strawn STO	< 50	71	183	CO ₂	1,250	1,150
Mead-Strawn STO	< 50	135	183	CO ₂	1,900	1,910
Mead-Strawn STO	< 50	190	183	CO ₂	Poco miscible a 2,500	2,650
Mead-Strawn reservoir oil	1,800	135	183	CO ₂	Miscible a 2,800	
Mead-Strawn STO	< 50	135	183	90% CO ₂ - 10% C ₃	2,000	1,910
					Miscible a 2,500	—
					Inmiscible a 2,200	
West Poison Spider Cody "B" STO	< 50	171	181	CO ₂	2,500	
West Poison Spider Cody "B" reservoir oil	2,620	171	172	CO ₂	Miscible a 2,800	2,400
Dominguez STO	< 50	150	219	CO ₂	Casi inmiscible a 2,200	2,380
Dominguez STO	< 50	185	219	CO ₂	Casi inmiscible a 2,900	2,260
						2,490

Nota: STO = aceite almacenado

III.2.4.3 El Efecto de la Composición del Aceite Crudo en el Empuje Miscible Dinámico².

Los sistemas binarios indican que la composición del aceite crudo también influye en la presión que se requiera para lograr un desplazamiento miscible. Las curvas de volumen relativo en la figura 18 muestran que con el aceite crudo Bandini, la extracción de aceite crudo comienza a una presión menor (casi 1100 psia). También se extrae una cantidad más grande de aceite mediante la inyección de CO₂. La figura 19 muestra los resultados de la recuperación de aceite de las inyecciones de CO₂ en el "slim tube" con un empacamiento de arena saturado con el aceite crudo Bandini.

A una presión de 1700 psia se tuvo una recuperación del 94% del volumen original de aceite, comparado con los 1900 psia del aceite crudo Mead Strawn. La tabla 2 muestra la composición de los dos aceites crudos y se puede apreciar que el crudo Bandini contiene una gran cantidad de los hidrocarburos cuyo punto de ebullición está en el rango de las gasolinas y el gasóleo.

Los datos del volumen relativo y los resultados de la inyección de CO₂ (como se muestra en las inyecciones 14 y 15 de la tabla 5), usando CO₂ con un aceite crudo más pesado (32° API), indicaron que mediante un desplazamiento miscible puede obtenerse una recuperación alta de aceite crudo con un contenido apreciable de hidrocarburos en el rango de C₅ a C₃₀.

III.2.4.4 Discusión de Resultados del Desplazamiento Dinámico Miscible².

La combinación de los datos obtenidos de estas inyecciones a varias presiones y temperaturas muestran que el desplazamiento miscible dinámico o de contacto múltiple puede ser distinguido claramente de las inyecciones de contacto directo. Las inyecciones usando CO₂ son parecidas a los desplazamientos con gas seco a una presión alta debido al contacto múltiple con el aceite del yacimiento.

Los mecanismos de desplazamiento difieren principalmente en la profundidad de vaporización o extracción del aceite crudo. Los procesos con gas a una presión alta requieren componentes substanciales de C₂ a C₆ en el aceite del yacimiento para lograr un desplazamiento miscible a presiones de inyección prácticas (de 5000 psia o

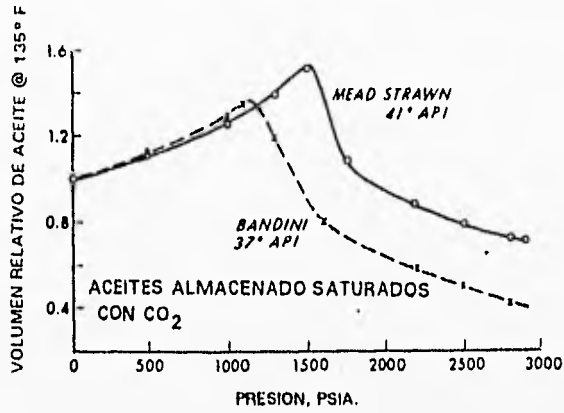


Figura 18.- Cambio en el volumen de aceite cuando el CO₂ se adicionó a 135°F y se incrementó la presión².

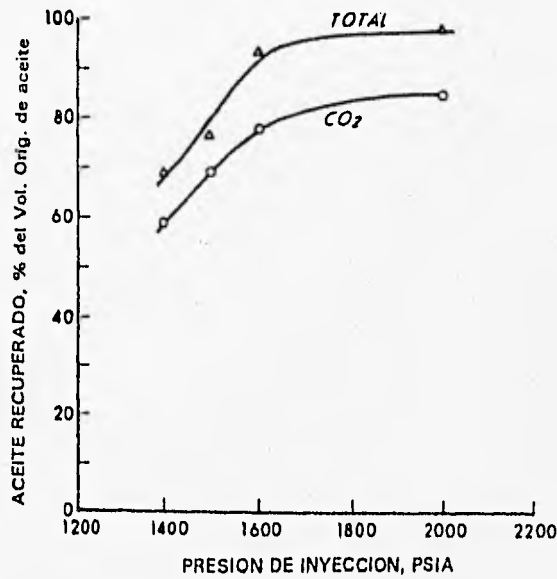


Figura 19.- Aceite recuperado mediante inyecciones de CO₂ en empacamientos de arena de 84 pies de longitud el cual contiene aceite Bandini².

menos). Esto eliminaría a los yacimientos agotados de gas como candidatos para la aplicación de este proceso.

La inyección de CO₂, aún a presiones bajas, puede desarrollar un desplazamiento miscible con pocos o ninguno de los componentes de C₂-C₄ presentes en el aceite crudo. En ambos procesos el gas o el CO₂ vaporiza o extrae los hidrocarburos del aceite del yacimiento hasta que existe una cantidad suficiente de estos hidrocarburos en el frente de desplazamiento provocando que el aceite se desplace en forma miscible.

En este punto, el mecanismo de extracción o vaporización se detiene hasta que el frente miscible que se ha desarrollado se abate a través del mecanismo de dispersión. Cuando la miscibilidad no existe, el mecanismo de extracción o vaporización vuelve a ocurrir para re-establecer la miscibilidad. Este tipo de desplazamiento también ha sido definido por Giraud y Thomere.

III.2.4.5 Presión Requerida para el Desplazamiento Dinámico Miscible con CO₂.

Teóricamente, el desplazamiento miscible de aceite en un medio poroso ocurre a la presión donde comienza la extracción de hidrocarburos del aceite mediante la inyección de CO₂. Esto indicaría que la presión donde se presenta esta extracción es la presión de miscibilidad. Sin embargo, es aparente que no se extraen suficientes hidrocarburos a esa presión o aún a una presión ligeramente más alta la cual permitirá mantener un frente de desplazamiento miscible para lograr alcanzar una distancia apreciable.

Además, se ha notado que los componentes vaporizados del C₂ al C₄ tienden a ser conducidos adelante del frente de desplazamiento mediante el CO₂ inyectado como se observa en la figura 16. La obtención de recuperaciones altas de aceite en un sistema poroso largo y lineal es la evidencia de un desplazamiento miscible.

Holm y Josendal escogieron la presión de miscibilidad del desplazamiento como aquella presión donde se recupera más del 80% del volumen original de aceite a la irrupción de CO₂ y más del 94% del volumen original de aceite se recupera al final del desplazamiento.

A esta presión de miscibilidad se tiene un volumen suficiente de hidrocarburos extraídos en el frente de desplazamiento para mantener a la saturación residual de aceite a un valor mínimo en toda la trayectoria de la inyección.

Holm y Josendal desarrollaron una correlación sencilla para determinar la presión a la cuál este desplazamiento miscible dinámico sea lo más eficiente para una inyección de CO₂. La correlación está basada en el método de Benham, y requiere el conocimiento de la temperatura del yacimiento y la composición del aceite del lugar.

Para la correlación de Benham se determinó que una mezcla compuesta del 59% de metano y el 41% de propano se ajusta mejor a los datos. Los puntos de los datos para esta mezcla de hidrocarburos están graficados en la figura 20. La presión requerida para un desplazamiento miscible está dada como una función de la temperatura del yacimiento y del peso molecular del C₅₊ en el aceite.

En el laboratorio la correlación se ha aplicado a seis aceites crudos y a cinco temperaturas diferentes en inyecciones de CO₂. Los resultados presentados en la tabla 7 muestran una buena concordancia entre los resultados predichos y los de las inyecciones efectuadas en el laboratorio.

III.2.4.6 Efecto de los Hidrocarburos Gaseosos sobre el Desplazamiento Dinámico Miscible².

Diversos investigadores han comprobado la presencia de hidrocarburos gaseosos en el aceite del yacimiento o en el CO₂ inyectado y se ha encontrado que un porcentaje tan pequeño como el 10% del metano en el CO₂ inyectado causa una reducción apreciable en la eficiencia de recuperación del aceite (como se muestra en las inyecciones 11 y 12 de la tabla 5). Estos resultados muestran que se requieren presiones más altas para obtener recuperaciones de aceite semejantes a las obtenidas al usar CO₂ puro.

La presencia de metano en el aceite del yacimiento también tiene un efecto adverso sobre la inyección de CO₂. Al final se produce un banco pequeño de metano y gas enriquecido antes de la irrupción de CO₂, y el volumen total de aceite recuperado durante una inyección fue menor que aquel que se recuperó cuando el mismo crudo no

PRESION REQUERIDA PARA UN DESPLAZAMIENTO
MISCIBLE, PSIA

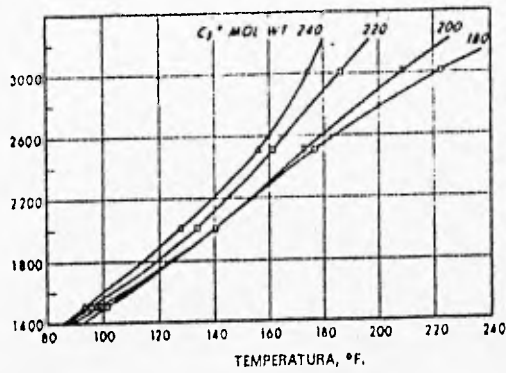


Figura 20.- Correlación para predecir la presión requerida para un desplazamiento miscible en una inyección de CO₂ (para un fluido desplazante con un 59% de metano y un 41% de propano)²

contiene metano (observar la comparación de la inyección 3 vs la inyección 10 de la tabla 5).

III.2.4.7 Efecto de la Saturación de Agua sobre el Desplazamiento Miscible Dinámico².

El aceite recuperado mediante el CO₂ en sistemas grandes de arena, invadidos por agua está mostrado en la tabla 8. Las inyecciones se realizaron a 2000 psi y 135° F con aceite original Bandini. Posteriormente, el desplazamiento de aceite tuvo lugar por encima de la presión de desplazamiento miscible.

La tabla 8 muestra los resultados comparativos de recuperación de aceite para las inyecciones de CO₂ en sistemas con agua congénita y arenas invadidas por agua. Para los sistemas de arenas preferencialmente mojadas por agua, los resultados indicaron que una inyección de agua previa no tenía un efecto adverso sobre la eficiencia de desplazamiento de CO₂.

En otro experimento, la arena fue preferentemente mojada por aceite mediante la exposición a asfaltos. Una inyección de agua en esta arena produjo una rápida irrupción de agua pero se obtuvo casi la misma recuperación de aceite a una alta relación agua-aceite. Una inyección subsecuente de CO₂ en esta arena invadida por agua mostró una recuperación menor de aceite a la irrupción de CO₂ así como una recuperación total menor.

TABLA 8.
 INYECCIONES DE CO₂ EN SISTEMAS INVADIDOS DE AGUA².
 (Empacamiento de arena de 84 pies de largo -aceite Bandini- inyecciones a 135° F y 2000 psi)

<u>Descripción de la Prueba</u>	Aceite Recuperado (porcentaje de aceite original)	
	<u>A la Irupción de gas</u>	<u>Total</u>
Solo inyección de CO ₂	84.0	97.4
Inyección de agua, se tiene una inyección de CO ₂		
Preferentemente arena mojada por agua	90.4	97.2
Preferentemente arena mojada por aceite	83.0	92.0

CAPITULO IV

EVALUACION DE CAMPOS CON POSIBILIDADES PARA LA INYECCION DE CO₂ MEDIANTE PROCEDIMIENTOS EXPERIMENTALES.

Aunque la inyección de CO₂ ha sido investigada desde el comienzo de los años cincuenta no se ha desarrollado un consenso para los experimentos de laboratorio requeridos para la evaluación de un campo prospecto para la inyección de CO₂. Sin embargo, los experimentos de laboratorio utilizados más frecuentemente caen en tres áreas generales: (1) desplazamientos en "slim tube", (2) inyección en núcleos y experimentos volumétricos a presión alta (Pruebas PVT) y (3) equilibrio vapor/líquido (VLE). Los diferentes tipos de experimentos producen información diferente acerca del potencial de la inyección de CO₂, a continuación se describen brevemente cada uno de ellos⁹.

IV.1 Desplazamiento en Slim Tube⁹.

El desplazamiento de muestras de un fluido del yacimiento en un "slim tube" con un empacamiento de arena o bolitas de vidrio es el experimento más aproximado a un experimento estándar para evaluar los procesos de inyección de CO₂. Aun así, las técnicas experimentales han diferido substancialmente, como observaron Yellig y Metcalfe, y como se nota en la tabla 9. Las longitudes de desplazamiento varían de 1.5 a 26 m (5 a 84 pies), las geometrías de flujo varían de un tubo vertical a espirales, y las velocidades de flujo varían en casi 2 órdenes de magnitud.

Las diferencias en el procedimiento experimental probablemente provienen de observaciones hechas en trabajos anteriores y los desplazamientos miscibles mostraron que la recuperación de aceite es insensible al ritmo de flujo.

Diversos investigadores también han diferido en la definición de presión mínima de miscibilidad. Holm y Josendal definen los desplazamientos de tipo miscible como aquel en que la recuperación es mayor que el 80% del volumen original de aceite a la irrupción de CO₂ y mayor que el 94% cuando la RGA alcanza 7204.7 m³/m³ (40000 pie³/bj).

Tabla 9.- CARACTERISTICAS DE LOS EXPERIMENTOS DE DESPLAZAMIENTO EN SLIM TUBE⁹.

Autor (es)	Longitud (m)	Diámetro interno (cm)	Geometría	Material Empacador	Permeabilidad (darcies)	Porosidad (%)	Ritmo (cm/h)
Rutherford ³⁹	1.5	1.98	tubo vertical	arena Ottawa malla 60-70	24	35	37
Yarborough and Smith ⁴⁰	6.7	0.46	pliegue plano	arena Ottawa No. 16 AGS (malla 140-200)	2.74	36	66
Holm and Josendal ¹⁸	14.6	0.59	pliegue espiral	arena Cristal No. 60	20	39	381
Holm and Josendal ¹⁹	25.6	0.59	pliegue espiral	arena Cristal No. 60	20	39	101 a 254
Huang and Tracht ³⁰	6.1	1.65	pliegue espiral	arenasce Berea aplastada	1.78	43	4.7
Yellig and Metcalfe ¹⁷	12.2	0.64 OD	pliegue plano	arena malla 160-200	2.5	42	51 a 102
Peterson ³⁴	17.1	0.64	Espiral ovalado	arena malla 60-65	19	35	48
Wang and Locke ⁴¹	19.3	0.62	pliegue espiral	bolitas de vidrio malla 80-100	13	35	381
Orr and Taber ⁴²	12.2	0.64	pliegue espiral	bolitas de vidrio malla 170-200	5.8	38	41
Gardner <i>et al.</i> ¹²	6.1	0.46	pliegue plano	bolitas de vidrio malla 230-270	1.4	37	32
Sigmund <i>et al.</i> ¹⁰	17.9	0.78	pliegue espiral	bolitas de vidrio malla 140	5	42	64

* 1 cm/h = 0.787 pie/día

Yellig y Metcalfe han definido los desplazamientos miscibles como aquellos en los cuales la recuperación después de inyectar 1.2 veces el volumen poroso de CO_2 fue muy cercana a la máxima recuperación obtenida en una serie de desplazamientos y en la cual la zona de transición de los fluidos (en un vidrio capilar) es el resultado de un proceso miscible de contacto múltiple. Estos autores tomaron la graduación del color del aceite negro a un fluido amarillo como una indicación de la existencia de un proceso miscible de contacto múltiple. Las inyecciones en las cuales se produjo simultáneamente vapor limpio y aceite negro se definieron como inmiscibles.

La definición de Yellig y Metcalfe requiere de un juicio subjetivo acerca de la aparición de la zona de transición. La definición de Holm y Josendal no reproduciría necesariamente la misma PMM en laboratorios diferentes porque la recuperación de aceite de un "slim tube" no depende solamente del comportamiento de fases de la mezcla CO_2 /aceite, sino también del ritmo de desplazamiento, del nivel de dispersión y del diámetro de la partícula del material del empacamiento.

Así una definición de la PMM que produciría resultados irrepetibles en laboratorios diferentes deben incluir, además de las cantidades de recuperación total a la irrupción de CO_2 , una especificación de la longitud y del diámetro de la tubería, tipo de material empacador, tamaño de la partícula y ritmos de desplazamiento.

IV.2 Inyección en Núcleos⁹.

De los tres experimentos, la inyección de CO_2 en núcleos son los más difíciles de interpretar debido a que, aún en núcleos lineales, la eficiencia del desplazamiento puede ser afectada por la digitación viscosa, la segregación gravitacional, la canalización o desviación del aceite debido a la heterogeneidad del núcleo y por las complejidades del comportamiento de fases de la mezcla CO_2 /aceite crudo. Como se indica en la tabla 10, que es una lista parcial de las investigaciones de inyección de CO_2 en núcleos, la mayoría de los trabajos de laboratorio de inyección de CO_2 en núcleos han sido efectuados en núcleos de arenisca.

Las inyecciones en núcleos pueden utilizarse para investigar si las interacciones del CO_2 con el aceite del yacimiento, salmuera, arcilla y materiales cementantes pueden causar problemas inesperados, sin embargo no se han publicado estudios detallados de

Yellig y Metcalfe han definido los desplazamientos miscibles como aquellos en los cuales la recuperación después de inyectar 1.2 veces el volumen poroso de CO_2 fue muy cercana a la máxima recuperación obtenida en una serie de desplazamientos y en la cual la zona de transición de los fluidos (en un vidrio capilar) es el resultado de un proceso miscible de contacto múltiple. Estos autores tomaron la graduación del color del aceite negro a un fluido amarillo como una indicación de la existencia de un proceso miscible de contacto múltiple. Las inyecciones en las cuales se produjo simultáneamente vapor limpio y aceite negro se definieron como inmiscibles.

La definición de Yellig y Metcalfe requiere de un juicio subjetivo acerca de la aparición de la zona de transición. La definición de Holm y Josendal no reproduciría necesariamente la misma PMM en laboratorios diferentes porque la recuperación de aceite de un "slim tube" no depende solamente del comportamiento de fases de la mezcla CO_2 /aceite, sino también del ritmo de desplazamiento, del nivel de dispersión y del diámetro de la partícula del material del empacamiento.

Así una definición de la PMM que produciría resultados irrepetibles en laboratorios diferentes deben incluir, además de las cantidades de recuperación total a la irrupción de CO_2 , una especificación de la longitud y del diámetro de la tubería, tipo de material empacador, tamaño de la partícula y ritmos de desplazamiento.

IV.2 Inyección en Núcleos⁹.

De los tres experimentos, la inyección de CO_2 en núcleos son los más difíciles de interpretar debido a que, aún en núcleos lineales, la eficiencia del desplazamiento puede ser afectada por la digitación viscosa, la segregación gravitacional, la canalización o desviación del aceite debido a la heterogeneidad del núcleo y por las complejidades del comportamiento de fases de la mezcla CO_2 /aceite crudo. Como se indica en la tabla 10, que es una lista parcial de las investigaciones de inyección de CO_2 en núcleos, la mayoría de los trabajos de laboratorio de inyección de CO_2 en núcleos han sido efectuados en núcleos de arenisca.

Las inyecciones en núcleos pueden utilizarse para investigar si las interacciones del CO_2 con el aceite del yacimiento, salmuera, arcilla y materiales cementantes pueden causar problemas inesperados, sin embargo no se han publicado estudios detallados de

Tabla 10.- CARACTERISTICAS DE LOS DESPLAZAMIENTOS DE CO₂ EN NUCLEOS⁹.

Autor (es)	Longitud (m)	Diámetro (cm)	Tipo de Roca	Permeabilidad (md)	Porosidad (%)	Velocidad (cm/h)	Orientación del núcleo	Secundaria (s) Terciaria (t)
Rathmel <i>et al.</i> ³⁵	1.8, 6.1, 13.0	5.1	Arenisca Boise eflorescente	1,000	27	12.7 a 25.4	vertical horizontal	s
Shelton and Schneider ²²	0.3, 1.2, 2.4	5.1	Arenisca Berea	135 a 890	16 a 22	0.3 a 40.6	horizontal	s,t
Shelton and Yarborough ²⁷	4.9	5.1	Arenisca Berea	688	20	3.8	horizontal	s
Holm ²⁸	0.15, 0.3, 2.3	8.9	Arenisca Berea dolomita McCook	150 a 250 100 a 140	14 a 21 16 a 20	6.3 a 31.2	horizontal	s
Sigmund <i>et al.</i> ¹⁰	0.4	3.2	núcleo de yacimiento de dique	76	15	4.6	horizontal	s,t
Huang and Tracht ³⁰	1.8	5.1	arenisca Berea	440 a 470	24	2.5	horizontal	t
Rosman and Zana ¹⁶	0.8	2.5	núcleo de yacimiento de dique	11	15	3.6	horizontal	s
Graue and Zana ³	0.9	2.5	núcleo del yacimiento Rengely	59	18	1.3	horizontal	t
Metcalf and Yarborough ⁴³	2.4	5.1	arenisca Berea	450		2.7	horizontal	s
Watkins ²³	0.3	3.5 a 5.1	Arenisca Berea	290 a 670	17 a 22	0.4 a 19.1	vertical	s,t
	0.15	5.1 a 6.4	Núcleo del yacimiento carbonatado San Andres	6.2 a 16.8	11 a 15	0.3 a 5.1	vertical	s,t

* 1 cm/h = 0.787 t/D.

tales interacciones. Henry y Metcalfe publicaron la evidencia de la precipitación de asfaltenos en los desplazamientos de CO₂ en tapones de núcleos.

Si tal precipitación jugó un papel en la reducción de la inyectividad reportada para una inyección de CO₂, no se conoce en las inyecciones de gas enriquecido. Algunos autores han sugerido que los efectos de la permeabilidad relativa de fases múltiples ofrecen una explicación más plausible para los problemas de la inyectividad observada.

Se tiene alguna evidencia de que la disolución de minerales de carbonato puede incrementar la inyectividad mediante un incremento de la permeabilidad alrededor de los pozos de inyección.

La inyección en núcleos fue usada por Huang y Tranch para investigar los efectos del tamaño del bache de CO₂ en la recuperación de aceite. Debido a que los requerimientos del tamaño del bache son influenciados por la cantidad y distribución de la saturación residual del aceite, esto parece no ser una alternativa para los desplazamientos en núcleos si el objetivo es ser investigados experimentalmente, es obvio que el tamaño del bache determinado en núcleos relativamente pequeños no son apropiados para los desplazamientos a escala de campo.

La inyección en núcleos también puede ser importante para la comprobación de los métodos de simulación numérica. La recuperación del aceite, la caída de presión y la composición de los fluidos producidos pueden ser comparados con las predicciones del simulador. Por ejemplo, Leach y Yellig simularon exitosamente los desplazamientos de un aceite "sintético" mediante CO₂ con un simulador composicional de una ecuación de estado. En algunos casos, la comparación de desplazamientos de laboratorio pueden ser usados para determinar algunos datos de entrada desconocidos.

Una técnica posible sería usar datos independientes del comportamiento de fases para simular la inyección de núcleos y verificar la exactitud del simulador para la combinación del comportamiento de fases y flujo a condiciones representativas del yacimiento, y entonces usar el simulador para las predicciones a escala de campo. Todd usó una técnica muy similar para evaluar el diseño de inyección química micelar/polímero para un proyecto piloto en el campo Beli Creek.

IV.2.1 Experimentos de Desplazamiento en Núcleos^B.

Los experimentos de desplazamiento en núcleos se diseñaron para determinar los efectos del tamaño del bache de CO₂ y de la contaminación de N₂ en el CO₂ sobre la eficiencia de recuperación de la inyección de CO₂.

Estos experimentos se realizaron en un núcleo de caliza Weber de 36 pg (0.914 m) de longitud el cual fue acondicionado con respecto a lamojabilidad mediante un proceso de abatimiento de presión. Cada experimento tuvo tres etapas: la inyección inicial de agua, la inyección de un bache de gas y la inyección final de agua. Los dos primeros experimentos difirieron solamente en el tamaño del bache de gas, mientras que el tercer experimento uso el mismo tamaño del bache que el segundo pero difirió en la composición del gas de inyección. Todos los experimentos se realizaron a una presión de 2600 psi (17.9 MPa) y a una temperatura de 160° F (71° C).

Materiales.

Núcleo: Se usaron 12 núcleos de 1 pg de diámetro y 3pg de largo, los cuales fueron ensamblados en un núcleo compuesto de 36 pg de longitud (0.914m) que se usó para los experimentos de desplazamiento. En la tabla 11 se muestran las mediciones de permeabilidad, porosidad y heterogeneidad de los segmentos de núcleo y el núcleo compuesto. Los núcleos fueron ordenados en base a sus permeabilidades relativas al aire.

Fluidos: El aceite del yacimiento Rangely fue hecho mediante una recombinación del aceite entrampado y un gas sintético cuya composición fue determinada en una muestra entrampada de gas. El aceite recombinado tuvo un punto de burbujeo a una presión de 320 psi (2.2 MPa) y una temperatura de 160° F (71° C); la cual corresponde a la temperatura del yacimiento Rangely. La RGA fue igual a 134 pie³/bl (23.9 m³/m³).

Método experimental.

Se realizaron tres experimentos de desplazamiento en núcleos a 2600 psi (17.9 MPa) y 160° F (71° C) y a un gasto constante de inyección correspondiente a un ritmo de avance frontal de 1.0 pie/d (0.30 m/d), para el agua y para el gas.

TABLA 11.

PROPIEDADES DEL NUCLEO⁶.

Pozo Gray A-12	Permeabilidad k_{aire}		Mediciones de la heterogeneidad con N_2 inyectado	
	Núcleo	(md)	Porosidad (%)	Antes de la Irrupción (%)
Segmentos de núcleo (diámetro de 1 pg x 3 pg de longitud)	6080-11	53.2	14.0	51.3
	6113-8	66.9	18.5	53.5
	5973-0	52.3	17.0	60.0
	6010-3	52.2	20.0	45.9
	6113-5	85.1	18.5	56.9
	6010-6	47.9	21.0	53.3
	5972-11	52.6	17.0	58.6
	6081-1	53.2	13.0	48.8
	6009-9	57.6	12.0	56.7
	6113-6	48.9	18.5	50.1
	6081-0	68.3	13.0	58.9
	6080-8	46.1	14.0	53.9
Núcleo ensamblado (1 pg de diámetro x 3 pg de largo)		58.9	17.6	80.2
$\bar{k}_{\text{(salmuera)}} = 7.1 \text{ md}$				

Los experimentos se desarrollaron de la siguiente manera:

(1) La preparación del núcleo - el núcleo se satura con la salmuera de la formación, la cual se desplaza con aceite hasta alcanzar la saturación de agua congénita, S_w , posteriormente el aceite es desplazado con aproximadamente 4 veces el volumen poroso ocupado por hidrocarburos (HCPV) de tolueno; y éste se desplazó con casi 4 HCPV de aceite del yacimiento Rangely.

(2) La restauración de la mojabilidad del núcleo - el núcleo es saturado con el aceite del yacimiento y el agua congénita en un esfuerzo por restaurar la mojabilidad original del núcleo.

(3) La inyección de agua y/o gas y

(4) La limpieza del núcleo.

Resultados experimentales.

Se realizaron tres experimentos de desplazamiento. El propósito de estos experimentos fue determinar, (1) el efecto del tamaño del bache de CO_2 sobre la eficiencia de desplazamiento y (2) el efecto de la contaminación de N_2 en el CO_2 sobre la eficiencia de desplazamiento de CO_2 .

Para determinar el efecto del tamaño del bache de CO_2 sobre la eficiencia de desplazamiento de CO_2 , se realizaron dos desplazamientos en núcleos usando baches al 20% y al 30% del volumen poroso total (VPT). En base a los resultados de los dos experimentos, se realizó una tercera inyección usando un bache al 30% del VPT. El efecto de la contaminación del N_2 sobre la eficiencia del desplazamiento de CO_2 se determinó mediante una comparación de resultados de los experimentos de desplazamiento 2 y 3.

Cada experimento se realizó como sigue:

1. La finalización de la inyección de agua. Consistió en determinar la saturación de aceite residual al finalizar la inyección de agua.
2. Inyectar un bache de CO_2 .
3. Seguir el bache de CO_2 con una inyección de agua. Continuar la inyección de agua hasta que el incremento en la recuperación de aceite sea insignificante.

La figura 21 y la tabla 12 resumen el incremento en la recuperación mediante la inyección terciaria de CO_2 en las tres inyecciones en núcleos.

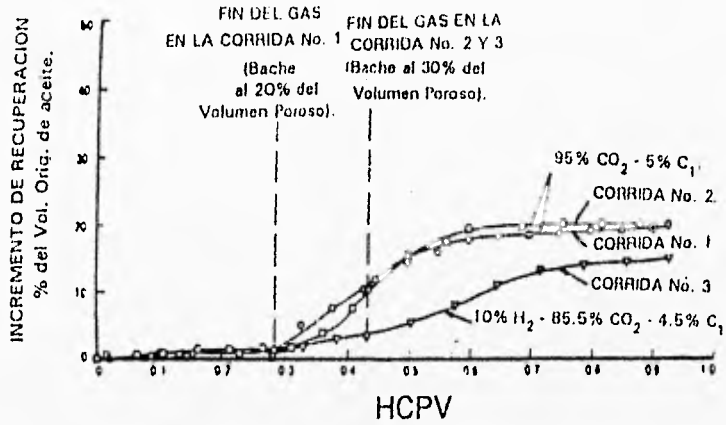


Figura 21.- Incremento de la recuperación mediante CO₂ después de una inyección inicial de agua⁸.

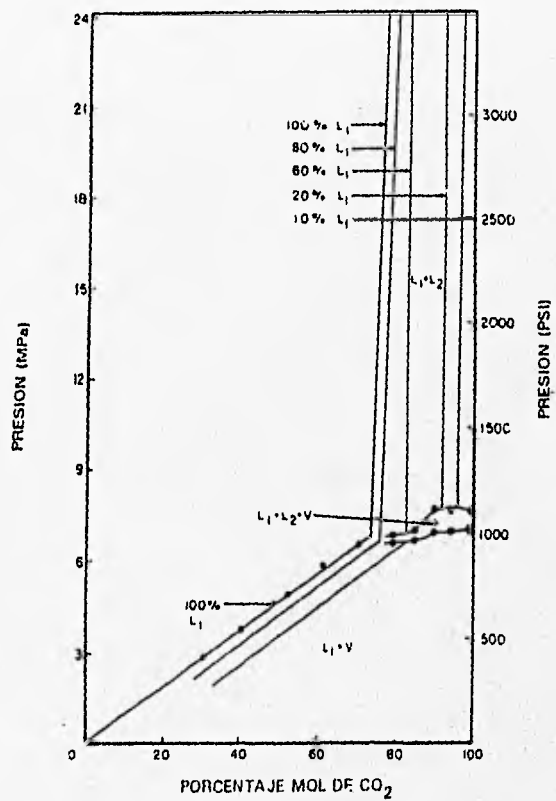


Figura 22.- Comportamiento de fase del CO₂ y aceite Majamar a 32.2° C (90° F)⁹.

Tabla 12.- COMPARACION DE LAS RECUPERACIONES A DIFERENTES ETAPAS DE LOS EXPERIMENTOS 1
HASTA EL 3^o

Experimento	Inyección de agua inicial Recuperación (% HCPV)			Inyección de un bache de gas Recuperación (% HCPV)		Después del final de la inyección de agua Recuperación (% HCPV)			
	A la irrupción	Final	S_{or} (% VP)	Incremento	Acumulación	S_{or} (% VP)	Incremento	Acumulación	S_{or} (% VP)
1	56.29	58.37	29.46	1.27	59.64	28.56	19.97	78.34	15.32
2	56.20	61.20	27.18	10.26	71.46	20.09	20.80	62.00	12.60
3	55.79	61.27	27.00	3.58	64.85	24.49	16.04	77.31	15.80

IV.3 Pruebas PVT⁹.

El comportamiento de fases y las mediciones de las propiedades del fluido proporcionan una evidencia directa acerca del comportamiento físico de las mezclas de CO₂ y aceite crudo. Las mediciones hechas más comúnmente determinan la presión de saturación para las mezclas binarias de los fluidos del yacimiento con el CO₂. En un experimento típico, el contenido de CO₂ y el aceite se mide en una celda visual de alta presión para formar una mezcla de composición conocida.

Usualmente la inyección y extracción de mercurio de la celda provoca un cambio en el volumen (y por lo tanto la presión) de la mezcla. De esta manera, el experimento es idéntico a una expansión estándar a composición constante realizado para una muestra de un fluido del yacimiento. A cada presión, se mide el volumen de cualquiera de las fases presentes, si solamente una fase está presente, entonces la densidad de la fase (frecuentemente representada como el aumento de aceite por CO₂) es definida fácilmente por las cantidades de masas conocidas de CO₂ y aceite y de la medición del volumen de la celda.

Las presiones de burbujeo para las mezclas de CO₂/aceite pueden ser medidas exactamente mediante la gráfica de presión de la celda vs volumen de la celda. Cuando un gas aparece o desaparece se observa un cambio agudo en la curva presión/volumen. Las presiones de saturación líquido/líquido y las presiones del punto de rocío deben ser afectadas visualmente debido a que la compresibilidad del sistema no cambia dramáticamente cuando aparece la segunda fase. Los resultados típicos de un estudio del comportamiento de fases de un contacto sencillo se muestran en la figura 22.

Las mezclas de CO₂ con el aceite del separador del campo Maljamar, se dividen en fases líquido y vapor, a presiones y composiciones que caen abajo de la curva de burbujeo (clasificado como el 100% del L₁). A concentraciones altas de CO₂ y a presiones altas, existen dos fases del líquido y hay una pequeña región de presiones y composiciones para las cuales dos líquidos y un vapor coexisten. El diagrama de fases mostrado en la figura 22 es típico de aquellos sistemas CO₂/aceite crudo a menos de 50° C (122° F). A temperaturas altas, las regiones L₁/L₂ y L₁/L₂/V son reemplazadas por una región líquido/vapor.

También pueden obtenerse más datos experimentales detallados sobre la composición de las fases, aunque las dificultades asociadas con el muestreo y el análisis de mezclas a una presión alta hacen que tales mediciones sean caras, con un mayor empleo de tiempo, por lo que son menos comunes. Los datos de la composición de las fases han sido reportadas para sistemas CO₂/aceite crudo por Rathmell, Shelton y Yarborough, Simon, Graue y Zana, y Gardner. Los datos de la composición de la fase pueden ser extremadamente valiosos para mejorar el conocimiento de los efectos de la separación de los componentes en los procesos de desplazamiento.

Es importante reconocer que las mezclas binarias de aceite y CO₂ que se investigan en un estudio de la fase de equilibrio de contacto simple no son necesariamente aquellas que ocurrirán durante los procesos de desplazamientos en un yacimiento. Cuando el CO₂ es inyectado, eventualmente forma una fase rica en CO₂ la cual contiene hidrocarburos extraídos y una fase rica en aceite que también contiene cantidades substanciales de CO₂ disuelto. Las dos fases tienen densidades y viscosidades diferentes así como también permeabilidades relativas diferentes y por lo tanto se desplazaran a ritmos diferentes.

Estas son las diferencias entre las mezclas de contacto simple y contacto múltiple que cuentan para el perfeccionamiento en la eficiencia de desplazamiento locales que resulta de la extracción de hidrocarburos mediante el CO₂. Desafortunadamente, este no es un procedimiento simple para relacionar los procesos de desplazamiento a los resultados de los estudios del comportamiento de fases de un contacto sencillo. De nuevo, se requiere algún tipo de simulación numérica para relacionar los efectos de la composición sobre el volumen, las densidades y las viscosidades de las fases.

Pueden usarse los experimentos de contacto múltiple (tal como los reportados por Gardner) que mezclan la fase rica en CO₂ de una mezcla binaria con el fluido del yacimiento o que la mezcla de la fase rica en aceite con CO₂ para investigar en forma cualitativa como cambiaría el comportamiento de fases a lo largo de una trayectoria de composición que simula el proceso de desplazamiento más apropiadamente.

Sin embargo las mediciones de este tipo consumen demasiado tiempo tal que sería improbable llevarlos a cabo tan frecuentemente como los desplazamientos en "slim tube". No obstante son necesarios para hacer una representación del

comportamiento del gas de la mezcla de CO₂/aceite en términos de un menor número de pseudocomponentes.

IV.4 Experimento de Contacto Múltiple Continuo⁹.

El tiempo requerido para medir la composición de las fases puede reducirse substancialmente mediante el desarrollo de experimentos continuos antes del muestreo de mezclas en equilibrio estático. El aparato mostrado en la figura 23 fue usado para medir la composición de la fase en equilibrio para mezclas de CO₂ y aceite del separador de Maljamar (ver la figura 22).

En aquellos experimentos, el aceite crudo fue introducido en recipientes mezcladores de acero inoxidable con un volumen de 66.8 cm³ (4.08 pg³) y un diámetro interno de 1.27 cm (0.5 pg). Para asegurar que los fluidos estuvieran bien mezclados en la celda, los fluidos fueron circulados mediante su extracción de la parte superior de la celda y su inyección en el fondo a un ritmo de 160 cm³/h (9.8 pg³/h). El CO₂ fue inyectado dentro de la corriente de circulación a un ritmo de 8 cm³/h (0.49 pg³/h)⁹.

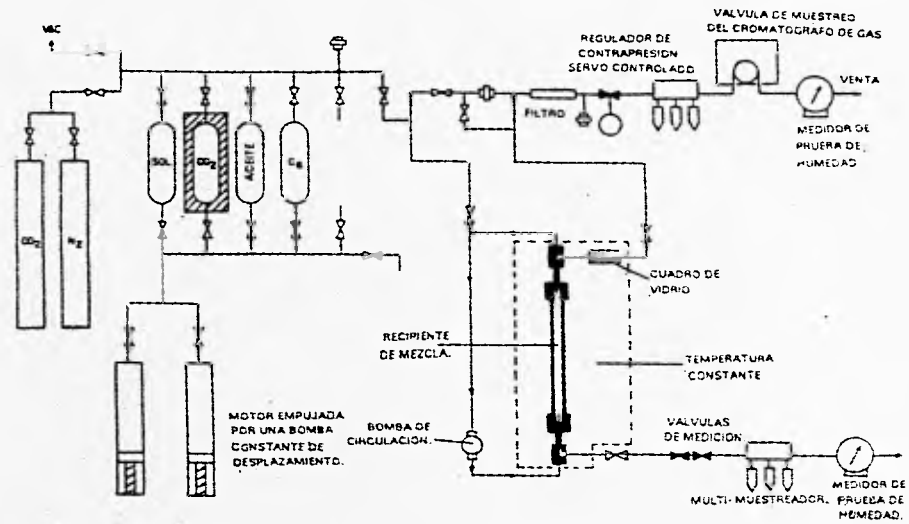


Figura 23.- Aparato para la medición de las composiciones de la fase mediante un contacto continuo de aceite por CO_2 .

CAPITULO V

PROYECTOS DE INYECCION DE CO₂.

V.1 Factores a Considerar Cuando se Diseña una Inyección de CO₂'.

Después de determinar si el proceso de inyección de CO₂ es miscible o inmisible, además de la disponibilidad del CO₂ y la cantidad de CO₂ por inyectar, quedan por analizarse las decisiones con respecto a las condiciones del yacimiento que encontrarán, si se requieren técnicas de control de movilidad y cuales serán las condiciones generales de operación.

a) Condiciones del yacimiento.

Como en todos los procesos de recuperación mejorada, es esencial un conocimiento de las condiciones del yacimiento para lograr un éxito económico. Además de la temperatura y presión del yacimiento, la permeabilidad y la continuidad de la permeabilidad, el espaciamento y las terminaciones determinaran si puede obtenerse tanto la inyección adecuada del fluido adecuado como los ritmos esperados de producción .

Las pruebas de campo de la inyección de CO₂ han demostrado que las anomalías del yacimiento - tales como fracturas, discontinuidad y reducción de estratos - pueden reducir la efectividad del proceso. Afortunadamente, se han desarrollado modelos por computadora para comparar las producciones, las cuales proporcionan una información predictiva en la variación de la aplicación de los procesos y las técnicas para superar los problemas del yacimiento.

b) Tamaño del bache.

El contacto del aceite en el yacimiento mediante CO₂ es la limitante principal para el proceso de recuperación. La disponibilidad de cantidades grandes de CO₂ ha permitido a los operadores inyectar cantidades mayores del gas que se requiere en las pruebas de campo en los últimos años. En las pruebas exitosas se usaron baches de CO₂ al 20 y al 50% del volumen poroso ocupado por el aceite.

La inyección continua de CO₂ o un bache de CO₂ seguido por nitrógeno, gas de combustión o metano condujo a relaciones altas de CO₂-aceite recuperado (excepto en un desplazamiento gravitacional). El proceso más eficiente parece ser la inyección de un bache de CO₂ seguido por agua. El criterio clave de la economía es el costo del CO₂ y la relación de CO₂ a aceite recuperado (la utilización de la relación de CO₂). Para una operación ventajosa se requirió la utilización de relaciones inferiores a 10000 pie³/bl (1.8 m³/m³).

c) Control de la movilidad.

Cualquier perfeccionamiento en la reducción de la canalización y el barrido en el yacimiento volumétrico mejorarla la utilización del CO₂. El CO₂ es un fluido con una viscosidad baja y una movilidad alta. La digitación y la canalización de CO₂ en estratos con una permeabilidad alta y la desviación de aceite a través de un flujo cruzado de aceite movilizado ocurre como resultado de los gradientes de presión y los efectos de fuerzas ligeras y capilares entre las capas porosas en un yacimiento con permeabilidad vertical.

Un procedimiento común para reducir la digitación y la extensión del flujo cruzado de aceite movilizado en un yacimiento es inyectar agua alternativamente con el CO₂ [proceso de agua alternando gas (WAG)]. El proceso WAG es una alternación en un período corto de ritmos definidos de agua y de CO₂. Este proceso ha sido efectivo en un número de proyectos de inyección de CO₂, sin embargo las pruebas de campo y sus aplicaciones no han demostrado los beneficios de la movilidad.

Un estudio de los resultados de 15 proyectos de inyección de CO₂ mostró un promedio menor de la recuperación de aceite para el proceso WAG que para los proyectos donde se inyecta un bache de CO₂ seguido por una inyección de agua.

El fracaso del proceso WAG para prevenir la digitación y mejorar la movilidad y la conformidad en el yacimiento de una inyección de CO₂ es probablemente el resultado de uno o más de los siguientes aspectos:

1. La variación de la densidad entre el CO₂ y el agua tiende a separarlos rápidamente.
2. El agua inyectada tiende a bloquear el aceite residual del banco del disolvente y, dependiendo de la mojabilidad del medio poroso, puede atrapar porciones de aceite movilizado previamente y/o porciones del disolvente.

3. El agua interrumpe la continuidad del proceso de extracción desarrollado por el bache de CO₂, tendiendo a disipar el banco prematuramente.

Un método alternativo para mejorar la eficiencia de barrido de CO₂ y reducir la canalización de CO₂ implica la formación de espuma en el yacimiento. La espuma puede formarse mediante la inyección de una solución surfactante en lugar de agua, dado que para el gas es mucho más difícil moverse a través de una formación con la espuma presente.

V.1.1 Factores Diversos¹.

Finalmente, es apropiado comentar sobre algunos factores que, aunque menos críticos para el diseño de una inyección de CO₂, se convierten en la principal inquietud del operador de campo.

1. La contaminación del bache de CO₂ con nitrógeno, metano, H₂S o gas licuado afecta el proceso de desplazamiento. El metano y el nitrógeno elevan la PMM; el C₃ y el C₄ la disminuyen; mientras que el C₂ y el H₂S tienen un efecto muy pequeño. El manejo en la superficie de tales mezclas de gas puede presentar problemas. Por ejemplo, el nitrógeno puede incrementar los problemas de separación del gas y el H₂S incrementa los riesgos de la seguridad.

2. Aunque el CO₂ es un gas no combustible y no venenoso, tiende a excluir aire en áreas topográficamente bajas, lo que lo convierte en un riesgo para la seguridad. La presencia del H₂S debido a que es venenoso es un factor de riesgo para la seguridad y, por supuesto, el manejo de cualquier gas altamente comprimido requiere el conocimiento de un procedimiento de manejo seguro y apropiado.

3. Para reducir el costo de la inyección de CO₂ y hacer comercial el hidrocarburo gaseoso producido, en la mayoría de los proyectos se requieren plantas de separación. Existe una amplia variedad de procesos para tratar corrientes de gas natural con un contenido alto de CO₂. Una variable principal en la selección es la pureza del CO₂ extraído.

Afortunadamente los procesos de recuperación mejorada permiten que el H₂S, algunos hidrocarburos y aún el nitrógeno permanezcan en la corriente de CO₂ para su

recirculación en el yacimiento. Descubrimientos recientes han adicionado procesos de membrana y fraccionización de masa a la lista de aminas primarias y secundarias, carbonato de potasio caliente, aminas terciarias y procesos de separación tipo disolvente.

4. La corrosión en los procesos de inyección de CO₂, incluyendo la corrosión en los pozos de inyección, puede controlarse manteniendo al CO₂ libre de agua o revistiendo las líneas de flujo con material resistente a la corrosión por CO₂. El CO₂ es el corrosivo principal en los pozos de producción puesto que causa corrosión dulce en forma de picadura. Cuando el H₂S está presente con el CO₂, ocurre una corrosión amarga, la cual es mucho más seria.

También pueden estar presentes el oxígeno y la salmuera, los cuales producirán una corrosión severa. Los inhibidores de corrosión y la metalurgia se han desarrollado para mitigar la mayoría de las situaciones en las que se presentan combinaciones CO₂/agua, pero las condiciones que se deben de evitar son aquellas que combinan CO₂, H₂S y oxígeno.

Además de lo anterior, la precipitación de sólidos puede ocurrir cuando el CO₂ bajo presión está en contacto con el aceite del yacimiento o la roca. Las parafinas y los asfaltenos se separan de algunos aceites de los yacimientos cuando el CO₂ se disuelve en el aceite a condiciones específicas de temperatura y presión. Tales condiciones pueden ser determinadas mediante pruebas de laboratorio.

El CO₂ también disuelve rocas carbonatadas bajo ciertas condiciones y precipita carbonatos a otras condiciones. Tales reacciones químicas y físicas han sido reportadas como las causas tanto del incremento como del decremento de la permeabilidad de la roca. Las pruebas de laboratorio y los cálculos son útiles para determinar estos efectos para rocas específicas del yacimiento y las condiciones a las que se presenten.

Las diversas investigaciones, los descubrimientos y las pruebas de campo han conducido a la inyección de CO₂ a un papel sobresaliente como un proceso de recuperación mejorada. La tecnología desarrollada es adecuada para que los operadores diseñen y conduzcan la economía de los proyectos de inyección de CO₂ tanto en yacimientos de arenisca y carbonatados que contengan aceite ligero o pesado.

El objetivo de esta técnica de recuperación mejorada en los Estados Unidos de Norteamérica es recuperar un tercio de los 30 billones de barriles ($48 \times 10^9 \text{ m}^3$) de aceite, no recuperable mediante métodos convencionales de producción. Además los avances tecnológicos ocurridos en los procesos de recuperación, la disponibilidad del CO_2 y el uso del CO_2 deben adicionar 15 billones de barriles ($2,4 \times 10^9 \text{ m}^3$) a las reservas de los E. U. A. y reducir las importaciones de aceite de esa nación.

En México se están realizando estudios para la implantación de esta técnica de Recuperación Mejorada, en base a los proyectos realizados en los E. U. A., para obtener un incremento en los ritmos de producción y aumentar las reservas, tanto para el Campo Tres Hermanos y el Campo Carmito de las Regiones Norte y Sur de Petróleos Mexicanos que se caracterizan por que del gas que producen más del 50% es CO_2 .

A grandes rasgos se describirán cada uno de los proyectos y analizando las características de cada uno de los yacimientos y los fluidos que contienen se determinará si dicha técnica puede implantarse en México.

V.2 Proyectos Piloto.

Aunque solamente se han realizado pocas pruebas de campo, estas pruebas incluyen inyecciones de recuperación secundaria y terciaria en formaciones de arenisca y carbonatadas.

Los diversos procesos que están siendo probados incluyen:

- (1) La inyección continua de CO_2 ,
- (2) la inyección de un bache de CO_2 seguido por agua,
- (3) la inyección alternada de CO_2 /agua seguida mediante una inyección continua de agua,
- (4) la inyección alternada de CO_2 /agua seguida mediante una inyección alternada de gas/agua, y
- (5) el desplazamiento gravitacional estabilizado en un yacimiento con un echado muy fuerte⁵.

A continuación se describen algunos proyectos llevados a cabo en los E. U. A.

UNIDAD NORTH CROSS (Devoniano)^{5,10}.

Shell Oil tiene un proyecto de recuperación terciaria en la Unidad North Cross. El campo Crossett (condados Crane y Upton, Oeste de Texas) fue descubierto en 1944 con el pozo Texaco Hobbs A-1. Esencialmente el desarrollo del campo fue terminado a mediados de 1950, siendo el principal horizonte productor el "Estrato Principal" Devoniano, el cual es una roca clásica Archie Type II-A compuesta de granos microscópicos y pedernal tripolítico limitado por un cementante de caliza. La formación está caracterizada por una alta porosidad promedio del 22% y una permeabilidad promedio uniforme baja de 5 md mientras la saturación promedio de agua es del 35%.

La Crossett Devonian es una trampa estratigráfica limitada al Norte, al Sur y a los flancos del Oeste por una deterioración de la porosidad y al Este mediante el nivel de agua de producción a -3040 pies (ver la figura 24). Inicialmente el yacimiento estuvo saturado y el contacto agua-aceite existió a -2860 pies. La distribución del espesor del estrato está descrito en la figura 25. Las relaciones del espesor neto del estrato para los pozos individuales van desde el 70 al 100% y la continuidad del estrato entre los pozos es muy buena.

Finalmente el mecanismo de producción primaria por empuje de gas disuelto recuperaría el 12.9% del volumen original de aceite. La inyección de agua no fue factible puesto que la permeabilidad al agua de la roca del yacimiento es extremadamente baja. El diseño de un desplazamiento miscible de CO₂ comienza en 1972. La inyección (barrido) se realiza en la formación Devoniana-Carbonato silíceo-yesoso.

El gas producido es reinyectado al casquete de gas, pero como el contenido de CO₂ se eleva, se planea recircular el gas producido a través de los inyectoros de CO₂. Los ritmos de inyección de CO₂ han variado de 15 a 20 x 10⁶ pie³/día, con el gas suministrado del ducto de la Unidad SACROC.

El proyecto todavía está en las etapas iniciales. Después de un período de agotamiento primario, con la reinyección del gas producido en el casquete de gas,

Figura 24. Mapa de la estructura Devoniana¹⁰

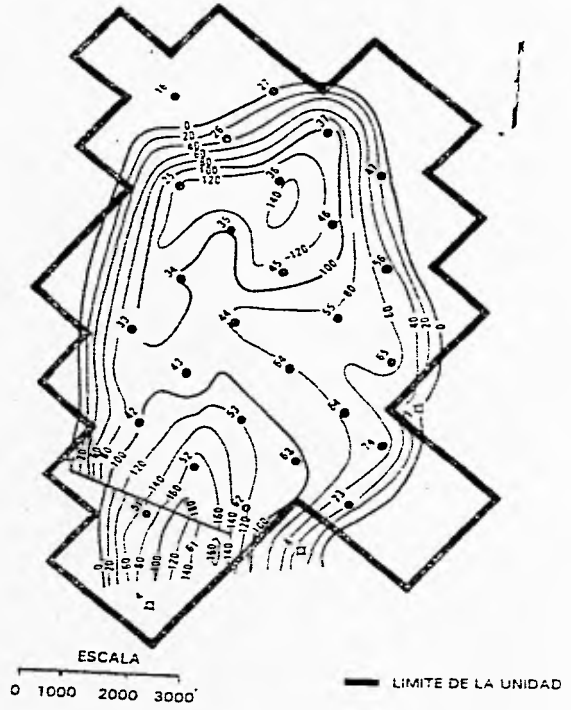
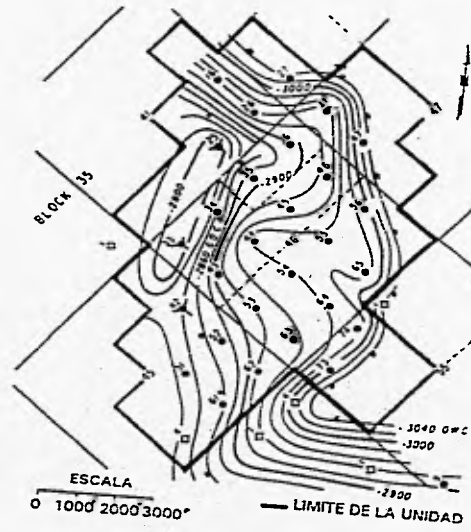


Figura 25. Mapa de Isopacas¹⁰

comienza la inyección de CO₂ a gran escala en la Unidad North Cross en abril de 1972. La respuesta del aceite a la inyección (barrido) miscible de CO₂ ha sido alentadora.

La producción acumulada totalizó 6.9×10^6 bl de aceite. Para noviembre de 1976 la producción acumulada totalizaba 9.6×10^6 bl de aceite, el incremento acumulado de aceite por la inyección de CO₂ totalizaba 926×10^6 bl de aceite.

UNIDAD SACROC, Campo Kelly-Snyder^{5,11,12,13}.

El campo Kelly-Snyder, localizado en el condado Scurry del Oeste de Texas es el principal campo unificado de 4 campos contiguos a lo largo de las 35 millas por 5 millas de ancho de la formación Canyon. La figura 26 es un mapa de la localización de esta área. Descubierta en 1948, la Unidad SACROC incluye cerca del 98% del campo Kelly-Snyder e incluye 1256 pozos y un área de 52000 acres.

La formación Canyon Reef es una caliza pensilvanica que se encuentra a una profundidad promedio de 6700 pies y está en una dirección Noreste-Sureste del incremento masivo del arrecife con un declive suave en los flancos. El espesor de la formación varía de un promedio de 800 pies en la cresta de la estructura a menos de 50 pies en la orilla de los flancos productivos y tiene un espesor promedio de 213 pies.

En la mayor parte de la unidad se tiene un contacto agua/aceite, aunque pobremente definido en algunas áreas. Sin embargo solo se detectó un influjo de agua muy limitado durante el agotamiento de la presión, que indica la existencia de un acuífero inactivo relativamente pequeño en el área inmediata.

La producción es del Canyon Reef (Pensilvánico), y originalmente contenía un aceite bajo saturado de 41° API. El principio del desarrollo del campo indicó que el mecanismo primario de producción sólo fue empuje por gas disuelto, el cual daría por resultado una recuperación final de sólo el 20% del volumen original de aceite.

Originalmente el yacimiento estuvo bajo saturado a una presión original de 3122 psia teniendo un contenido de gas en solución ligeramente menor a 1000 pie³/bl y una presión de burbujeo de 1805 psia. El aceite del yacimiento es rico en intermedios (31.5% mol de C₂-C₄); y los productos de separación superficiales entre el tanque de

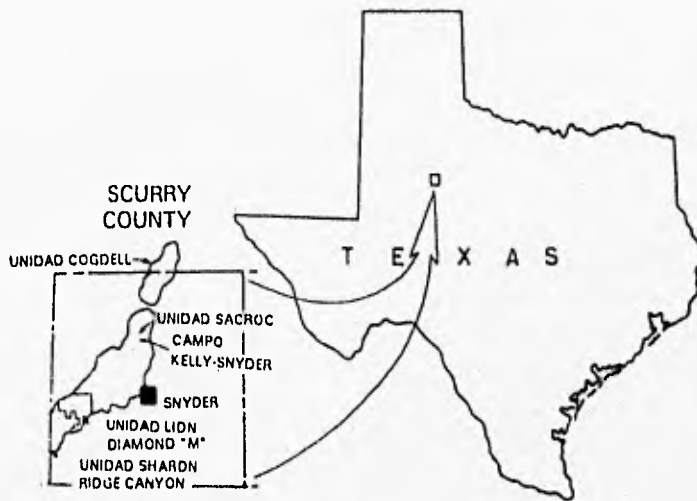


Figura 26.- Mapa de la ubicación del área de la Unidad SACROC¹¹.

almacenamiento de aceite y el cabezal de venta del gas son muy sensibles a las condiciones de separación.

El volumen original de aceite dentro del área de la unidad SACROC se estimó en 2.73 billones de barriles. La producción acumulada hasta 1971 sumó 536 millones de barriles, aproximadamente el 19.7% del volumen original de aceite. En los últimos 17 años de inyección de agua se ha inyectado un total de 77 millones de barriles de agua (a Enero de 1972) mientras se han producido aproximadamente 408 millones de barriles de aceite.

El CO₂ proviene de plantas de tratamiento de gas natural del Suroeste de Texas, en donde es separado de la corriente de gas natural antes de ser transportada a SACROC en un ducto de 200 millas de longitud y un diámetro de 16 pulgadas. Los ritmos de inyección han variado de 150 a 250 x 10⁶ pie³/día.

Después de la preinyección de agua para elevar la presión al nivel de miscibilidad, el operador está alternando baches pequeños de CO₂ y de agua hasta que el bache total de CO₂ sea inyectado, posteriormente sigue la inyección continua de agua. Las relaciones de inyección de agua/CO₂ han variado de uno a tres, mientras que el tamaño del bache de CO₂ ha variado del 12 al 15 % del volumen poroso ocupado por el aceite.

CAMPO BAY ST. ELAINE¹⁴.

El 20 de enero de 1981 Texaco inició una inyección miscible gravitacional estabilizado de disolvente de CO₂ en el campo Bay St. Elaine de Terrebone Parish, Louisiana. En la figura 27 se muestra un mapa de la localización. Se está realizando la inyección en la estructura RESU 8000 foot para comprobar la efectividad de la inyección miscible gravitacional estabilizado de disolvente de CO₂ en una arena con un echado fuerte. Los resultados de este experimento ayudarían a determinar si la inyección de CO₂ bajo condiciones de campo sería económica en yacimientos similares localizados en el Sur de Louisiana.

El proyecto consiste de tres pozos, un inyector y dos productores. En la figura 28 se muestra un mapa de la estructura RESU 8000 foot. Aproximadamente 150 tons por día de disolvente de CO₂, el cual consiste de CO₂, metano y n-butano, están siendo

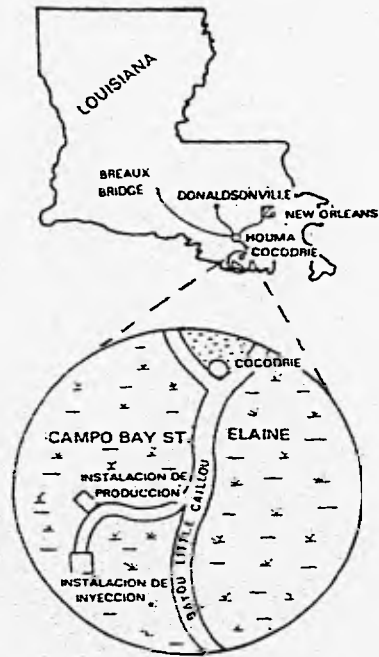


Figura 27.- Ubicación del proyecto en el campo Bay St. Elaine¹⁴.

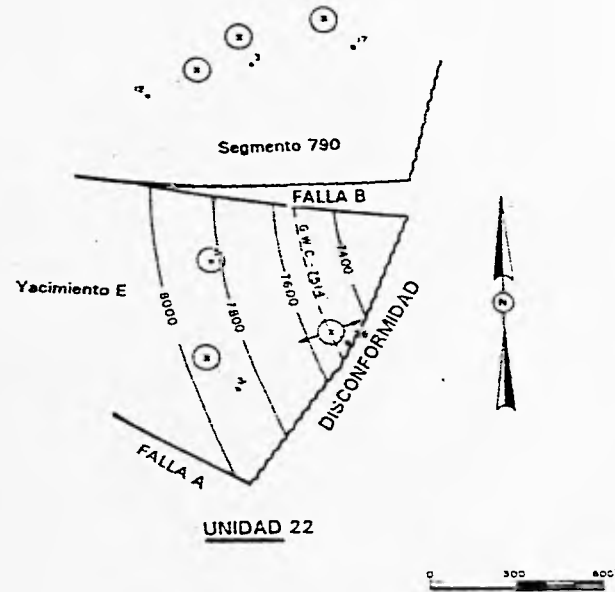


Figura 28.-Mapa estructural del campo Bay St. Elaine¹⁴.

inyectados echado arriba del pozo inyector por un periodo de más de seis meses. El bache disolvente de CO₂ ocuparía el 33% del volumen poroso del yacimiento.

El yacimiento tiene un echado fuerte. En el echado mayor del yacimiento, el disolvente de CO₂ puede ser inyectado más rápido y todavía mantener las condiciones gravitacionales estables. La presión común del yacimiento está muy cercana a la presión original como resultado de la presencia de un empuje fuerte de agua. A esta presión el disolvente de CO₂ alcanzaría la miscibilidad con el aceite del yacimiento

El nitrógeno, usado como un gas de empuje, será inyectado dentro del pozo inyector a la finalización de la inyección del disolvente de CO₂. Se inyectaran aproximadamente 1×10^6 pie³/día de nitrógeno por un periodo de 18 meses. El disolvente de CO₂, como se mueve echado abajo a través del yacimiento, resultaría miscible con el aceite residual y la producción terciaria de aceite será echado abajo de los pozos inyectoros. Se estiman producir 94000 barriles de aceite mediante empuje de agua.

El CO₂ y el n-butano son transportados en estado líquido y descargado en los tanques de almacenamiento localizados en Cocodrie, Louisiana. Más tarde estos fluidos son transferidos a tanques de almacenamiento montados en barcasas. Posteriormente estas son transportadas aproximadamente a siete millas a la instalación de inyección en el campo Bay St. Elaine. El metano es obtenido del sistema de bombeo neumático ya existente en el campo. Los tres componentes son mezclados e inyectados en el pozo inyector.

UNIDAD LICK CREEK¹⁵.

En el yacimiento de arenisca Meakin, la trampa es una estructura de falla limitada en el Sur por una falla y en el Norte, Este y Oeste por una baja permeabilidad y el contacto agua/aceite. La arena Meakin es de origen de playa, no consolidada y de textura fina localizada en la formación Ozan cerca de la parte superior del cretácico superior. La lutita de abajo y superpuestas son impermeables y representan un sello para el yacimiento. La profundidad de la formación es de 2550 pies (777 m), el espesor neto promedia 9 pies (2.7 m), la permeabilidad promedio es de 1200 md, la porosidad es del 33% y la saturación de agua congénita es del 32%.

El yacimiento produce un aceite de una densidad de 17° API (0.95 g/cm³) con una viscosidad de 160 cp a temperatura y presión del yacimiento de 118° F (48° C) y 1200 psia. El volumen original de aceite fue de 23.3 x 10⁶ barriles (3.7 x 10⁶ m³), mediante el abatimiento de la presión y un empuje débil de agua en los 20 años anteriores al proyecto se han producido casi 4.5 x 10⁶ barriles (0.7 x 10⁶ m³) o sea el 19% del volumen original de aceite

La fuente de CO₂ para el proyecto es la planta de amoniaco de la IMC Corp. en Sterlington, LA. El CO₂ es comprimido, deshidratado a un punto de rocío de -10 F (-23° C) y transportado en estado supercrítico a través de 65 millas (105 km) del ducto de 6 pulgadas a la Unidad Lick Creek. La presión promedio del ducto es de 1350 psia.

El campo Lick Creek en el Sur de Arkansas en los condados de Bradley y Union observado en las figuras 29a, 29b y 29c fue descubierto en 1957. La Unidad se formó en 1975 para un proyecto de desplazamiento inmisible de CO₂/inyección de agua. El yacimiento está en la arena Meakin de la formación Ozan de la era cretácica. Durante los principios de 1970 la producción de aceite, bajo métodos primarios, se fue aproximando a ritmos de abandono por lo que se consideraron métodos de recuperación secundaria.

Una respuesta favorable de un proyecto inmisible realizado por la U. S. Oil and Refining Co. en las cercanías del campo Ritchie en un yacimiento similar, provocó que la inyección de CO₂ sea considerada para el campo Lick Creek. Las consideraciones teóricas y la simulación del yacimiento indicaron que el proceso inmisible CO₂/inyección de agua sería el método de recuperación secundaria preferible para la arena Meakin, usando la inyección alternada de CO₂/agua en los inyectores del modelo, es decir, la estimulación cíclica de CO₂ de los productores seguida mediante inyección de agua.

El proyecto está siendo realizado en cuatro fases distintas, usando 16 pozos inyectores y 38 pozos productores sobre un área de 1640 acres (6.6 x 10⁶ m²). El proyecto está en la tercera de las cuatro fases.

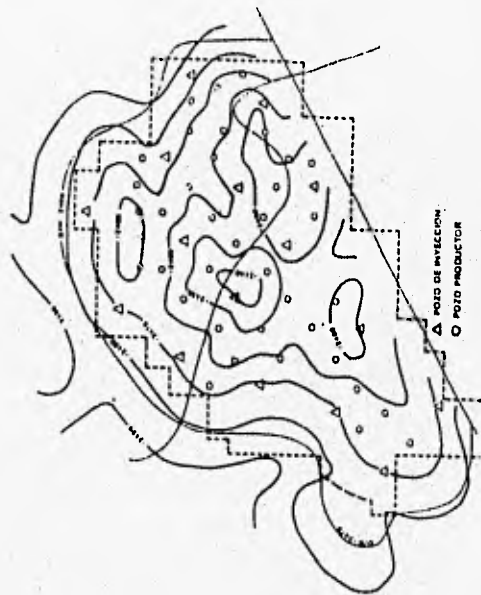


Figura 29a15.

Mapa estructural.

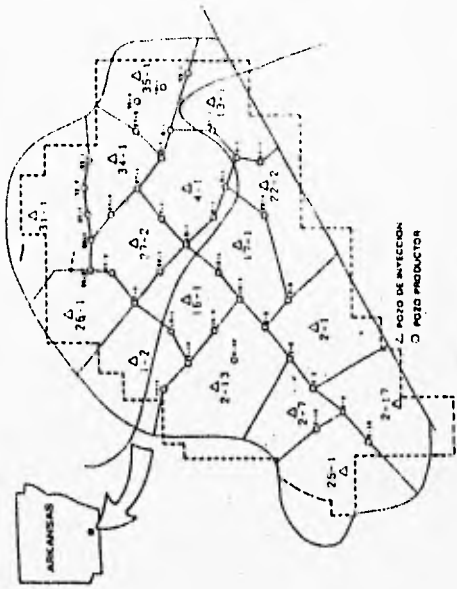


Figura 29b15.

Mapa de localización del campo Lick Creek.

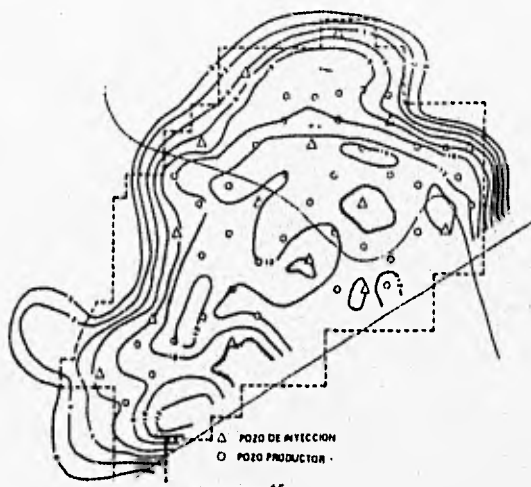


Figura 29c¹⁵.

Mapa de la arena de aceite neta.

Las fases son:

- (1) Recircular todos los pozos con CO₂,
- (2) la inyección de CO₂ en los pozos inyectoros,
- (3) la inyección de CO₂/agua en los pozos inyectoros permanentes y
- (4) la inyección de agua en los pozos inyectoros permanentes.

El éxito del proyecto dependió del contacto de una mayor parte del aceite original con el CO₂ inyectado y el desplazamiento del aceite hacia los pozos productores.

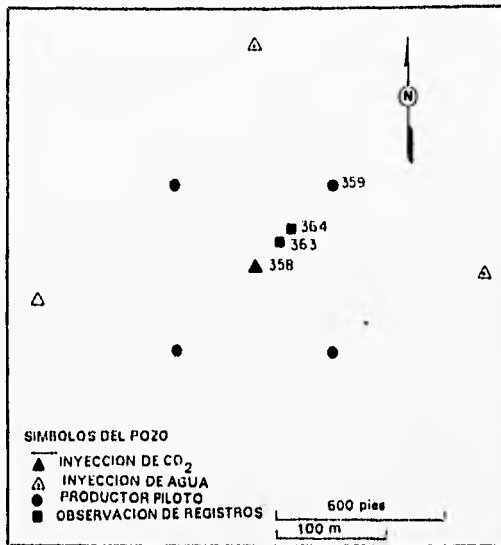
Después de 5 años de operación se han inyectado 7.6 billones de pies cúbicos ($0.22 \times 10^9 \text{ m}^3$) de la fuente de CO₂ y 6.5 billones de pies cúbicos ($0.19 \times 10^9 \text{ m}^3$) de CO₂ reciclado, y se han producido más de 1×10^6 barriles ($0.16 \times 10^6 \text{ m}^3$) de aceite. Casi 755×10^3 barriles ($120 \times 10^3 \text{ m}^3$) están considerados como aceite adicional del proceso. Las conclusiones redactan que el proyecto es exitoso y que el proceso inmiscible CO₂/inyección de agua es un proceso viable para arenas delgadas y aceite pesado.

UNIDAD MALJAMAR^{16,17,18}.

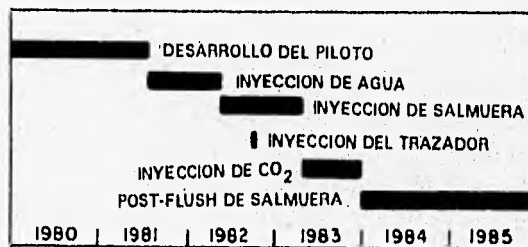
A continuación se describe el desarrollo del proyecto piloto terciario de inyección de CO₂ en las rocas carbonatadas pérmicas del yacimiento de la Unidad Maljamar Cooperative Agreement (MCA).

La Unidad MCA de 8,040 acres, ocupa casi el 20% del campo Maljamar en el poniente de Lea County, NM, como se muestra en la figura 30. El yacimiento Grayburg - San Andres fue descubierto en 1962, la mayoría del desarrollo se realizó a principios de 1940. Las formaciones productoras son la arena dolomítica Grayburg y la dolomía San Andres a profundidades variantes de 3600 a casi 4100 pies (1100 a 1250 m). La densidad del aceite es de 35 a 37° API (0.85 a 0.84 g/cm^3).

El yacimiento es un anticlinal, con un echado en la dirección oriental y tiene echado en el lado Sur de la estructura. La producción de aceite está limitada en el Norte mediante un adelgazamiento de la porosidad y permeabilidad y en el Sur y Este por un contacto



Proyecto piloto de inyección de CO₂ en el campo Maljamar¹⁶.



Fases de operación del proyecto piloto de inyección de CO₂ en el campo Maljamar¹⁷.

Figura 30.

aceite/agua. Apparently, se tuvo un influjo muy limitado de agua durante el abatimiento primario de la presión.

Las fases de operación de la Unidad Majamar son:

- (1) El desarrollo del piloto,
- (2) la inyección de agua dulce,
- (3) la inyección de salmuera,
- (4) la inyección de trazadores radiactivos,
- (5) la inyección de CO₂ y
- (6) la inyección posterior de un bache de salmuera.

Después que los pozos se perforaron, se instaló el equipo de producción, la batería, el tanque y las instalaciones de inyección. Aunque se pensó que el área estaba invadida de agua, los pozos produjeron aceite.

La expansión del aceite y el gas disuelto fueron los mecanismos de empuje primario en la Unidad. La presión inicial del yacimiento es desconocida; sin embargo, se estimó de 1300 a 1350 psia. La presión promedio del yacimiento al final de esta fase y al comienzo del piloto de la inyección de agua fue de 595 psi. La producción de aceite acumulada al comienzo de la inyección (nov. de 1963) fue de 38.7 millones de barriles ($6.2 \times 10^6 \text{ m}^3$) para la Unidad ó 72 barriles/acre-pie ($0.009 \text{ m}^3/\text{m}^3$).

De esta cantidad, 3.7 millones de barriles ($0.6 \times 10^6 \text{ m}^3$) de aceite se produjeron antes del inicio del programa de inyección de gas en 1942. El análisis de la curva de declive indicó que la recuperación total para la fase combinada de la producción primaria e inyección de gas habría sido casi de 56.4 millones de barriles ($9 \times 10^6 \text{ m}^3$) ó 105 barriles/acre-pie ($0.014 \text{ m}^3/\text{m}^3$).

La factibilidad técnica de la inyección de CO₂ fue demostrada experimentalmente mediante la determinación de la presión mínima de miscibilidad (PMM) en barridos en un "slim-tube". La PMM de 1515 psi, es considerablemente más baja que la presión promedio del yacimiento que es de 2500 psi.

CAMPO TWOFREDS^{5,19}.

El campo Twofreds (Delaware) está localizado aproximadamente a 17 millas (27.4 km) al Norte de Pecos, Texas, como se muestra en la figura 31. Geológicamente el campo yace al Norte y Este en la parte mas profunda de la cuenca Delaware. La producción es del miembro de arenisca superior de la secuencia pérmica Bell Canyon, conocida como arena Delaware. El tipo de trampa es estratigrafico y en la figura 32 se muestra la cima de la estructura Delaware.

La acumulación de aceite está en un cuerpo de arena elongado que está limpio y uniforme donde es poroso y permeable. La profundidad promedio de la formación productora está a 4820 pies (1469 m), la porosidad promedio es del 20.3% y la permeabilidad promedio es de 33.4 md.

El campo Twofreds (Delaware), localizado en los condados de Loving, Reeves y Ward, Texas es operado por HNG Fossil Fuels Company y ha estado bajo una inyección continua de CO₂ desde febrero de 1974. El campo se acercó a su límite económico bajo la inyección de agua cuando se inició la inyección de CO₂.

En los 11 años desde que la inyección terciaria comenzó, la recuperación terciaria a la fecha ha sido mayor a 2.5×10^6 barriles ($0.397 \times 10^6 \text{ m}^3$) de aceite. Este proyecto madura a escala comercial o aumenta como única oportunidad para la evaluación de los efectos a largo plazo de las operaciones prácticas de CO₂. El campo produce 923 bl/día ($147 \text{ m}^3/\text{día}$) de aceite a una relación de gas-aceite de 3240 pie³/bl ($577 \text{ m}^3/\text{m}^3$), 1755 bl/día ($279 \text{ m}^3/\text{día}$) de agua y desde su descubrimiento en 1957 se han producido 11.2×10^6 barriles ($1.78 \times 10^6 \text{ m}^3$) de aceite y 16.9×10^6 barriles ($2.69 \times 10^6 \text{ m}^3$) de agua.

El campo Twofreds (Delaware) obtuvo una recuperación primaria baja de enero de 1957 a enero de 1963 cuando resultó ser el primer proyecto unificado de inyección de agua en la cuenca Delaware. En febrero de 1974 el campo Twofreds tenía el primer proyecto terciario de inyección de CO₂ a escala de campo en la formación de arenisca en Texas.

El bióxido de carbono es obtenido de la planta de procesamiento de gas Mivida de la compañía Intratex Gas localizada a 9.64 millas (15.5 km) del campo. La inyección del

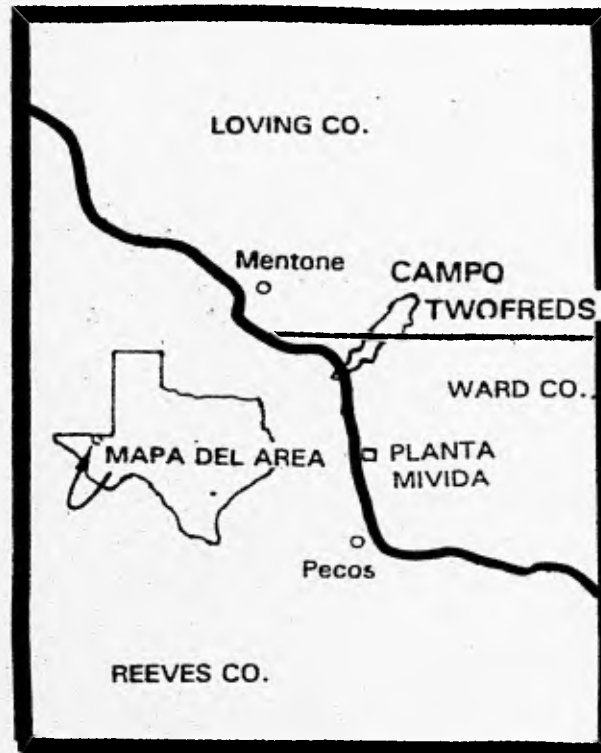


Figura 31.- Mapa de localización del campo Twofreds (Delaware)¹⁹

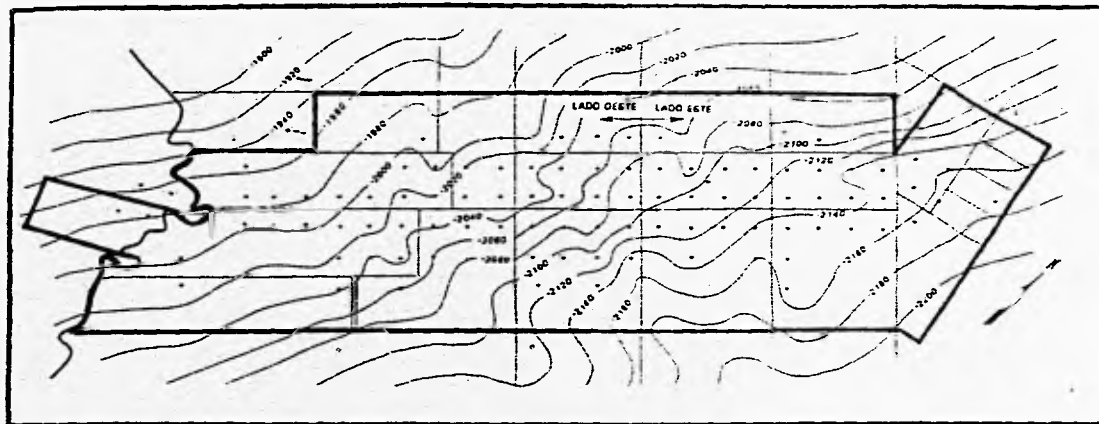


Figura 32.- Estructura Delaware¹⁹.

gas de combustión se inició en octubre de 1980 para complementar la inyección de CO₂. Esta inyección adicional hizo posible la expansión del proyecto en el campo entero.

El volumen original de aceite está estimado en 51.1×10^6 barriles (8.12×10^6 m³). La recuperación primaria fue mediante empuje de gas disuelto y se estima que se han recuperado 6.57×10^6 barriles (1.04×10^6 m³) o sea el 12.9% del volumen original de aceite. La recuperación adicional atribuida a la inyección de agua es de 2.04×10^6 barriles (0.324×10^6 m³) o sea el 4% del volumen original de aceite. La recuperación final primaria y secundaria habrían sido 8.61×10^6 barriles (1.37×10^6 m³).

Este proyecto de recuperación terciaria está operado por HNG Fossil Fuels Co. en los condados de Loving y Ward, TX. El CO₂ se inyecta continuamente a través de 14 pozos en la Arena Delaware a un gasto cercano a 10×10^6 pie³/día. El área total de la unidad es de casi 4400 acres, pero la mitad occidental de la unidad todavía no ha sido inyectado extensivamente. El suministro de CO₂ proviene de una planta de separación en un campo de gas cercano.

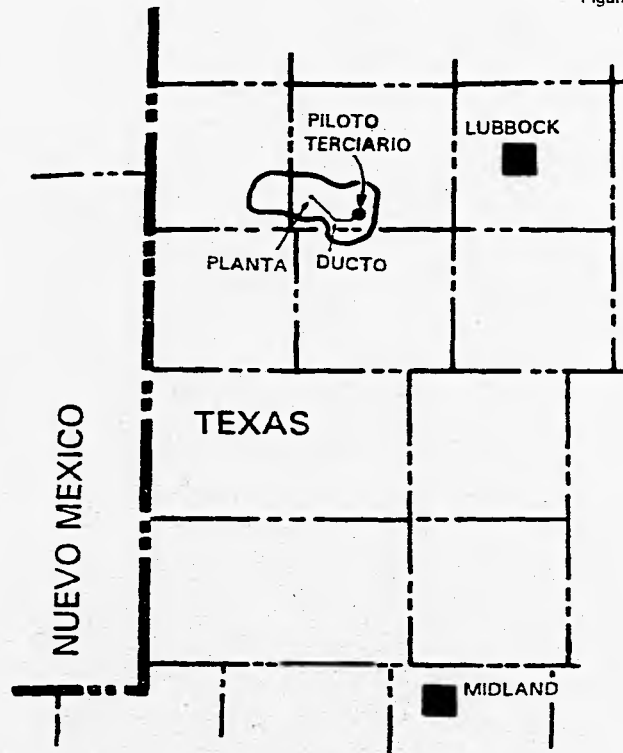
El campo fue inyectado (barrido) con agua antes de la inyección de CO₂ en febrero de 1974.

La inyección de CO₂ se inició en febrero de 1974. Se han recuperado más de 2.50×10^6 barriles (0.397×10^6 m³) del aceite mediante la inyección de 39200×10^6 pie³ (1110×10^6 m³) de CO₂ (incluyendo gas reciclado), la producción de aceite se incrementó de 170 bl/día (27.0 m³/día) a más de 920 bl/día (146 m³/día).

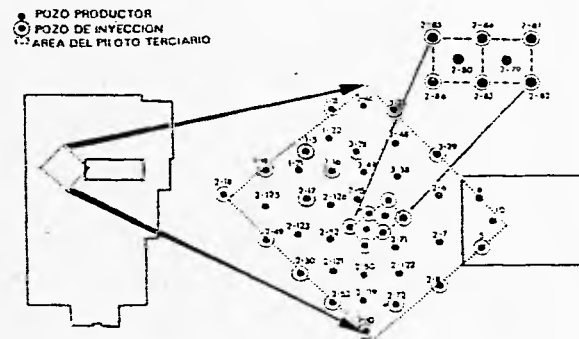
UNIDAD SLAUGHTER^{5,20,21,22}

El proyecto piloto terciario de la Unidad Slaughter Estate es uno de los diversos proyectos de Recuperación Mejorada de Petróleo (RMP) con gas miscible operados por Amoco Production Co. en la base pérmica del Oeste de Texas. El piloto está localizado en la unidad Slaughter Estate del Campo Slaughter, en el condado Hockley, como se muestra en la figura 33. Amoco Production Co. comienza a trabajar a principios de 1970 con respecto a una prueba del yacimiento con un proceso de desplazamiento miscible de CO₂ en la Slaughter Estate Unit (SEU).

Figura 33²².



Localización del proyecto piloto de inyección CO₂ en la Unidad Slaughter de 12 acres.



Unidad Slaughter Estate y Area Piloto.

Debido a las dificultades en la obtención de una fuente confiable de CO₂ puro, se escogió una corriente de alimentación de gas a la unidad de recuperación de azufre de la planta de gasolina Slaughter. Esta corriente de gas ácido consistió de aproximadamente el 72% de CO₂ y el 28% de H₂S. Las pruebas de laboratorio demostraron que el proceso de desplazamiento usando el gas ácido como un disolvente fue el mismo como cuando se usó CO₂ puro.

La inyección alternada de gas ácido, para un área de barrido favorable se inició en agosto de 1976 y la primera producción terciaria de aceite se observó en octubre de 1977 cuando la producción de aceite de los dos productores piloto se incrementó de 22 a 29 barriles de aceite por día (3.5 a 4.6 m³/día de aceite). La producción terciaria máxima fue 152 barriles de aceite por día (24.2 m³/día de aceite) en febrero de 1979.

Hasta julio de 1981 el piloto todavía estaba produciendo 70 barriles de aceite por día (11.1 m³/día de aceite) y la producción terciaria de aceite acumulada fue de 95680 barriles (15 212 m³) la cuál representa el 14.9% del volumen original de aceite.

Se determinó que el piloto terciario de la Unidad Slaughter tenía un volumen original de aceite de 642400 barriles (102133 m³). Una predicción del barrido de agua derivada de la descripción del yacimiento indica que la recuperación primaria más la recuperación secundaria hasta el 30 de septiembre de 1983 hubiese sido el 49.6% del volumen original de aceite si las operaciones de la inyección de agua se hubieran continuado en base a esta predicción, se estableció que la recuperación terciaria de aceite resultante del proceso de gas miscible fue 18.5% del volumen original de aceite al 30 de septiembre de 1983.

El gas ácido (cuya composición es 72% de CO₂ y 28% de H₂S) y el agua fueron inyectados alternadamente en el proyecto piloto a partir del 23 de agosto de 1976.

La inyección de gases de combustión (gas residual o nitrógeno), dependiendo del abastecimiento disponible, reemplazó la inyección de gas ácido el 16 de octubre de 1979. Después de finalizar la inyección de los gases de combustión el proyecto se maneja como una inyección de agua.

CAMPO MEAD-STRAWN⁵.

Este proyecto de la Union Oil Co. ubicado en el condado de Jones, TX, tuvo una prueba piloto inicial de recuperación secundaria con bióxido de carbono. Se inyectó un bache al 15% del volumen poroso de CO₂ en la arena Strawn a través de cuatro pozos de un modelo ligeramente irregular de 33.5 acres y de 5 puntos normal. Esta inyección fue seguida por agua carbonatada y posteriormente por salmuera.

Después de inyectar agua para elevar la presión del yacimiento, en diciembre de 1964 comienza la inyección de CO₂. La presión en el frente de inyección estuvo probablemente debajo de la presión de miscibilidad de algunos cientos de lb/pg². Además del productor central, dos productores en una prueba adyacente de 9 acres respondieron a la prueba. Aunque hubo evidencia de la canalización de agua durante la represurización, menos del 5% del CO₂ inyectado fue producido durante la fase de desplazamiento de la prueba.

Por la comparación de recuperación de los tres productores de la prueba piloto con la recuperación de otros pozos que solamente han sido inyectados (barridos) con agua, el operador concluyó que aproximadamente que del 53 al 82% del volumen original de aceite se produjo mediante la inyección (barrido) de CO₂ y se tuvo un incremento en la recuperación del 10 al 12% del volumen poroso. Con un barril de núcleo conservando la presión se tomaron dos núcleos, localizados a 60 y 400 pies de un inyector encontrándose saturaciones promedio de aceite residual del 10 al 5% del volumen poroso en la zona inyectada (barrida) por CO₂. El operador reportó también que se produjo un barril de aceite por barril de CO₂ inyectado a través de un abatimiento subsecuente de presión.

Analizando los proyectos anteriores podemos decir lo siguiente:

Para los proyectos inyección miscible de CO₂, las propiedades del aceite y las características del yacimiento deben satisfacer los siguientes requerimientos:

Propiedades del aceite.

Gravedad °API	mayor a 22.
Viscosidad	menor a 15 cp.
Composición (contener)	C ₅ - C ₁₂ .

Características del yacimiento.

S _{oi}	mayor a 30.
Tipo de formación	areniscas/carbonatos.
Espesor	menor a 25 m (82 pies)
Profundidad	mayor a 600 m (1970 pies)

Correlacionando los requerimientos anteriores se proponen los proyectos para los Campos Tres Hermanos y Carmito, en México.

CAMPO TRES HERMANOS³.

Este campo se localiza en la región norte de Petróleos Mexicanos, actualmente se encuentra en un estado avanzado de explotación con una declinación de presión pronunciada. Se caracteriza por tener una alta producción de CO₂. Del gas producido el 61% es de CO₂ el cual se vende a la atmósfera. Con objeto de incrementar la eficiencia de recuperación y utilizar el CO₂ producido, se está pensando en la posible aplicación de técnicas de Recuperación Mejorada.

Los datos generales de este campo, para un estudio de preselección se presentan a continuación:

Profundidad	1950 m (6400 pies)
Densidad, °API	26.7
Presión inicial	215 Kg/cm ² (3060 psi)
Presión actual	150 Kg/cm ² (2133 psi)
Espesor	25 - 50 m (82 - 165 pies)
Temperatura	92° C (198° F)
Viscosidad del aceite	1.0 cp.
Permeabilidad	19.3 md.
Porosidad promedio	13.5%.

se puede concluir que el proceso de inyección miscible de CO₂ presenta posibilidades de aplicación en el campo Tres Hermanos. Considerando que actualmente este campo produce una alta cantidad de CO₂ y que los resultados de preselección indican que su reinyección puede ser exitosa, en el Instituto Mexicano del Petróleo se está desarrollando un estudio para la realización de un proyecto piloto. Esto permitirá evitar el venteo de CO₂ a la atmósfera e incrementar la eficiencia de recuperación de dicho campo.

CAMPO CARMITO.

NOTA: ESTA INFORMACION FUE OBTENIDA DE LA ZONA SURESTE DE LA SUPERINTENDENCIA DE INGENIERIA DE YACIMIENTOS

El campo Carmito se localiza en la Región Sur de Petróleos Mexicanos es un yacimiento de gas y condensado con empuje hidráulico. La formación productora es un caliza fracturada del cretácico medio, cuyo inicio de la producción comienza en abril de 1980, siendo el pozo productor inicial el Carmito 1. La presión original del yacimiento a 3171 m de profundidad es de 348.9 kg/cm² (4961.36 psi) y la presión de rocío de 339.4 kg/cm² (4826.27 psi). La presión actual del campo para abril de 1987 es de 328 kg/cm² (4664 psi), por lo tanto los fluidos del yacimiento se encuentran en dos fases.

Se efectuó un cálculo de la entrada de agua al yacimiento, determinándose el volumen original de gas por un método volumétrico.

$G_{Bgi} = 1252 \text{ MMpie}^3$

$G = 372\,619 \text{ MMpie}^3$

$W_e = 142 \text{ MMpie}^3$

Volumen original de gas con $\text{CO}_2 = 347\,367 \text{ MMpie}^3$

Volumen original de condensado = 40.585 MMbl

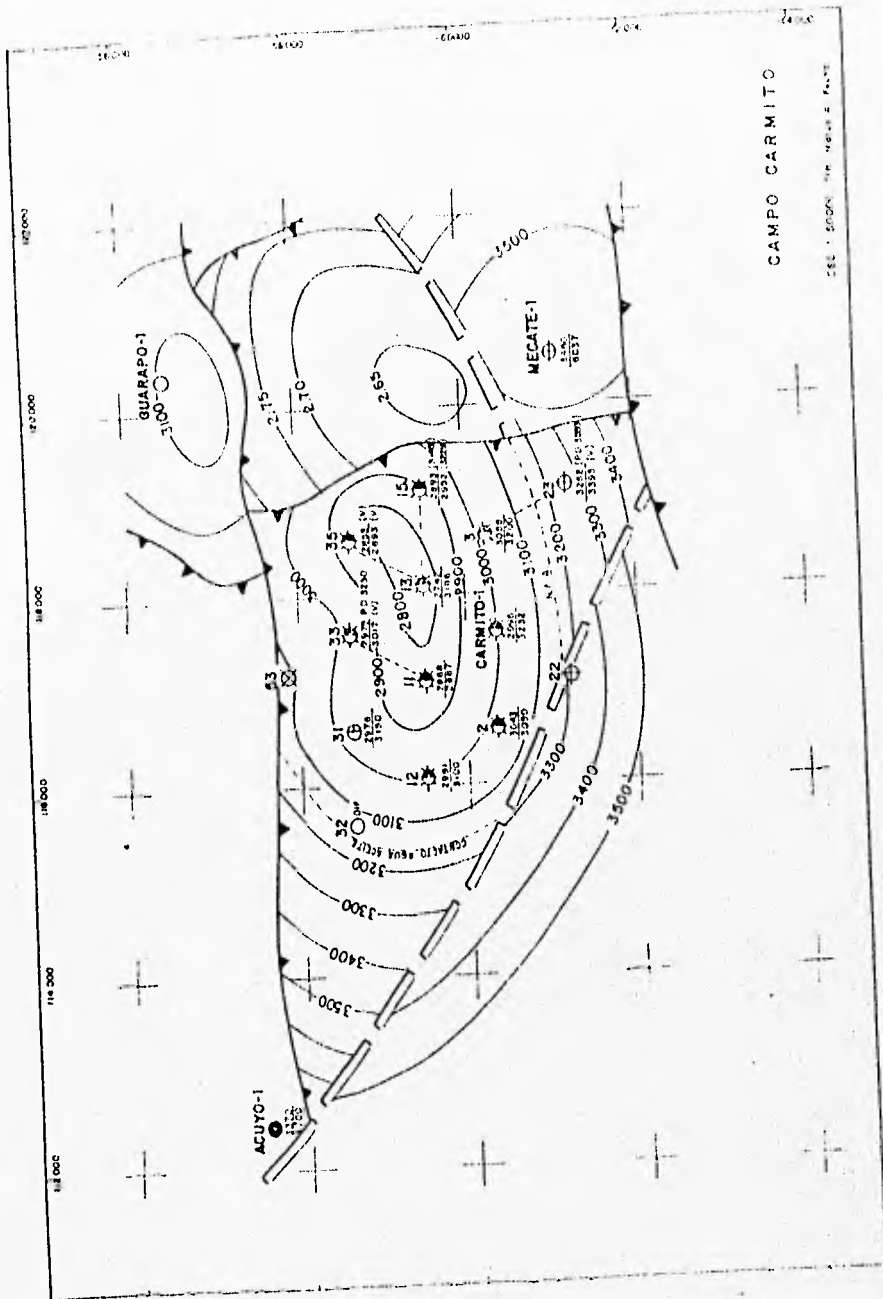
Riqueza de condensado original = 116.731 bl/MMpie³

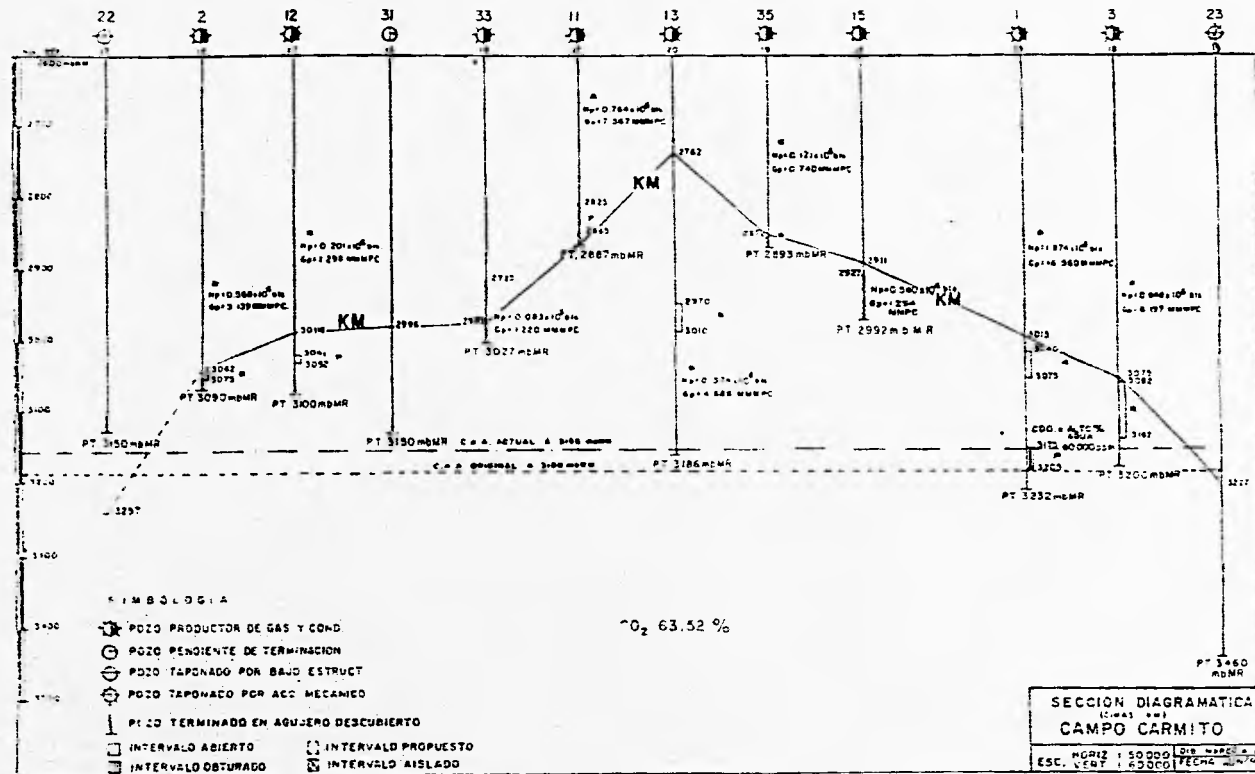
La producción acumulada a julio de 1987 es de 5.13 MMbl de condensado y 45.40 MMpie³ de gas con CO_2 . Para el manejo de los hidrocarburos producidos, debe tomarse en cuenta el alto contenido de CO_2 que es del 63.52%.

A continuación se presentan las principales características del campo Carmito.

Profundidad (pozo No.1)	3171 m (10400 pies)
Densidad °API a 60 °F	46.89
Presión inicial	348.9 kg/cm ² (4961.36 psi) a 3171 m
Presión del punto de rocío	339.3 kg/cm ² (4826.27 psi).
Presión actual del yacimiento	328 kg/cm ² (4664 psi)
Espesor neto	49 m (161 pies)
Temperatura del yacimiento	219 °F (104 °C)
Porosidad	0.062
Permeabilidad promedio	4.55 md
Factor de volumen del gas B_{gi}	0.0033
Viscosidad del gas	0.0678 cp a 219 °F

Correlacionando con los requerimientos que deben satisfacer los proyectos para una inyección de CO_2 se tiene la posibilidad de reinyectar tanto el CO_2 como el gas con CO_2 para mejorar su recuperación.





Se tiene un volumen original de CO₂ de 217 208.59MMpie³, para 1987 el volumen actual es de 188819 MMpie³ de CO₂, de ahí su importancia como una buena fuente. Tomando en cuenta el condensado que se obtiene (46.89 °API) de este campo, las condiciones propias del yacimiento y una buena fuente de CO₂, se puede concluir que el implantar un proyecto de inyección miscible de CO₂ puede ser una alternativa para recuperar hidrocarburos y aprovechar al máximo el CO₂ que se produce.

En la tabla 13 es muestran las principales características de algunos de los proyectos piloto.

Tabla 13.- CARACTERISTICAS DE LOS YACIMIENTOS DE LOS CAMPOS PILOTO.

CARACTERISTICAS DE LOS YACIMIENTOS DE LOS CAMPOS PILOTOS						
	SLAUGHTER	LITTLE CREEK	MALJAMAR	FORD GERALDINE	TWOFREDS	SACROC
Tipo de Roca	Dolomia					Caliza
Tipo de Trampa				Estratigrafica		Anticlinal
Tamaño, Acres (km)	12.29/4860	31 acres	8040	5280		49900
Profundidad, pie (m)	4985/1519		4000 pie	2680 pie	4820 pie	6700 pie
Espesor Netos, pie (m)	75.2/22.9	30/9.1		23 pie	18 pie	213 pie
Porosidad	12.00%	0.234	18%	23%	20.30%	7.7
Vol. Orig. a c. y. bl	642000	101 MMbl	271MMbl	51 MMbl		2.727 Bbl
Permeabilidad, md		75	22	64	33.4	19.4 md
Temperatura F (K)	105/314	248 F	90 F	83 F	104 F	130 F
Presion actual del yac.	2200 psia	4840 psia		1400 psia	2385 psia	
P. orig. del yac.	1710 psia	4840 psia	1300 a 1350 psi	1493 psia		3122 psia
Pb original	1710 psia	2150 psia		1383 psia		1850 psia
Mec. de Emp. Primario			Expansion y por gas disuelto	gas disuelto		Expansion y gas disuelto
API	30	39	37	40	36.4	41
Viscosidad, cp.	1.38	0.4			1.467	
Bo actual	1.228	1.32		1.278	1.179	1.5
RGA, pie3/bl	460	555		575	441	1000
PMM		1515 psi	1515 psi	900		

CAPITULO VI

SUMINISTRO Y MANEJO DE CO₂.

Las instalaciones necesarias para llevar a cabo todas las operaciones en un proyecto de inyección de CO₂ para una Recuperación Mejorada de aceite pueden separarse en los siguientes sistemas:

1. El suministro de CO₂.
2. El proceso de Producción del CO₂.
3. El sistema de Ductos.
4. El sistema de Distribución e Inyección.
5. Los sistemas de Producción.
6. El sistema Recolector de Gas.
7. El sistema de Separación de CO₂.
8. El procesamiento de CO₂.
9. El sistema de Reinyección del CO₂.
10. La Instalación de Mezcla del CO₂ con el N₂.
11. El sistema de Medición de CO₂.
12. El sistema de Reciclamiento de CO₂.

Como uno puede ver en la figura 34 el manejo de CO₂ dentro de los sistemas resulta ser muy complicado y complejo. La tecnología actual es mejor (y al menos confirmado parcialmente mediante los empeños del proyecto en la Unidad SACROC) para diseñar los sistemas componentes y manejar el CO₂ para los objetivos de la recuperación de aceite del campo. Por esto la confiabilidad esperada en las operaciones de los sistemas debe ser alta. Pero tal caso no puede ser, un sistema puede alterar sus condiciones de operación debido a las variaciones de un sistema que lo antecede.

Los factores mas grandes que surgen del manejo de CO₂ ha sido el reconocimiento de la interdependencia e interrelación de los sistemas y la necesidad por minimizar las zonas de contacto y la interferencia entre ellos. Si estas zonas de contacto son compañía a compañía, intercompañía, de grupo de trabajo a grupo de trabajo, o persona a persona, merecen una atención e interés especial.

Para tener una idea mas clara del diseño de un proyecto de inyección de CO₂ se analizan los sistemas que comprenden los proyectos de inyección de CO₂ de los campos SACROC y Paradis ^{23,24,25,19,12,13,14,}

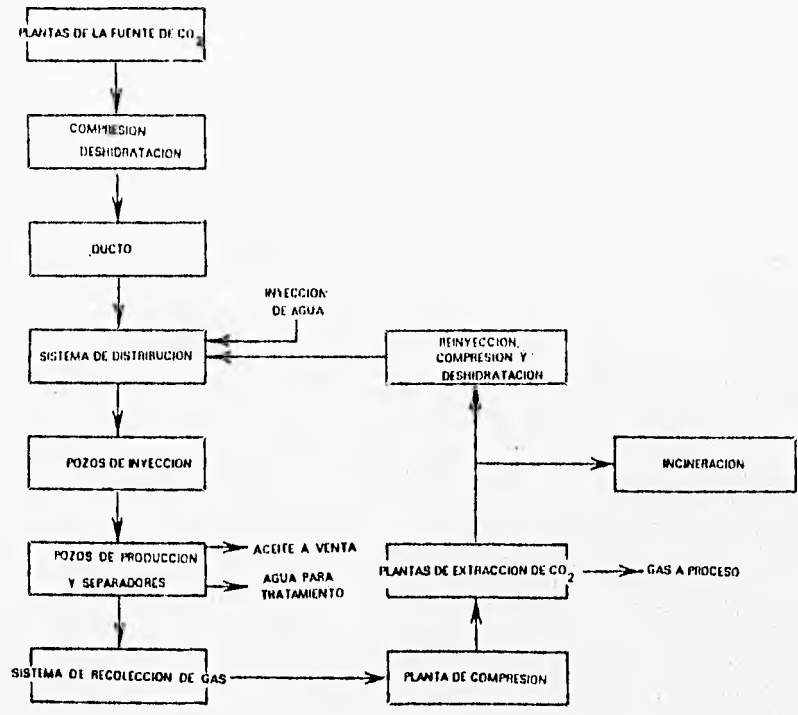


Figura 34. Sistema total de manejo de CO₂¹³.

VI.1 EL SUMINISTRO DE CO₂¹⁶.

El principal impedimento para utilizar CO₂ a gran escala y mejorar la recuperación de aceite ha sido la distancia entre los campos de aceite y las principales fuentes de CO₂ además el costo resultante de su transporte¹.

El CO₂ puede obtenerse de yacimientos naturales o como un derivado de las plantas de energía o de instalaciones químicas. En la mayoría de los casos, la corriente de CO₂ debe someterse a una purificación costosa antes de mandarla a tubería e inyectarla al yacimiento. Esta corriente debe ser deshidratada, tratada, se le debe remover el H₂S y despojarla de hidrocarburos y otros contaminantes. Para responder a estas necesidades, los procesos convencionales tuvieron que ser modificados y se desarrollaron nuevos procesos para manejar y controlar las propiedades físicas del CO₂⁶.

VI.1.1 Fuentes de CO₂⁵.

Uno de los factores críticos en los proyectos de inyección de CO₂ es el suministro de CO₂. La extensa inyección de yacimientos susceptibles al proceso miscible de CO₂ podrían requerir algunas decenas de trillones de pies cúbicos de gas.

Las fuentes de CO₂ incluyen las plantas generadoras de gases de combustión, las plantas de amoníaco, las plantas químicas y la separación de gas ácido del campo de aceite y los depósitos naturales de CO₂.

El bióxido de carbono está presente en las plantas generadoras de gases de combustión a una concentración del 12%. Para inyectarse en los campos de aceite el CO₂ debe de ser separado del gas de combustión, comprimido y transportado al campo. Se emiten volúmenes grandes de CO₂ de las plantas generadoras. Por ejemplo una planta generadora de combustible fósil de 250 MW emite aproximadamente 90×10^6 pie³/día de CO₂ si el combustible es gas natural y casi 250×10^6 pie³/día si el combustible es carbón de piedra.

Las plantas de gasificación de carbón de piedra podrán emitir cantidades importantes de CO₂ como un subproducto. Para algunos diseños se propuso que podrían generarse

300 x 10⁶ pie³/día de CO₂ al tiempo que se fabrica un gas sintético. Esto es casi 1 x 10¹² pie³ por un periodo de 10 años. El CO₂ de tales plantas debe ser deshidratado, comprimido y transportado al campo de aceite.

Mientras que las plantas de amoníaco sólo pueden proporcionar un suministro limitado de CO₂ para la inyección miscible. Se tiene lo mismo para otras plantas químicas que producen CO₂ como un producto derivado o para el CO₂ disponible de instalaciones de extracción de gas ácido en los campos de aceite.

Los ritmos de suministro de la mayoría de las plantas son pequeños, frecuentemente menores a 10 x 10⁶ pie³/día pero ocasionalmente suministrarán de 50 a 70 x 10⁶ pie³/día. Generalmente, la localización relativa a los campos de aceite es un problema. Sin embargo, unas cuantas de estas fuentes de CO₂ pueden ser valiosas para proyectos piloto a una pequeña escala en las cercanías de los campos de aceite.

Aunque las plantas de energía y gasificación de carbón de piedra podrían ser en un futuro fuentes importantes de bióxido de carbono para los proyectos de inyección miscible, el mayor suministro de CO₂ probablemente vendrá de depósitos naturales. En algunos yacimientos de gas natural el CO₂ es un contaminante, en el pasado el CO₂ se separaba del gas natural y se desechaba.

Ahora una gran cantidad del CO₂ producido de estos campos de gas está siendo usado en las grandes inyecciones de CO₂ en la Unidad SACROC y en las inyecciones que son realizadas en los campos Crosset y Twofreds. En otros yacimientos el CO₂ también se presenta en forma casi pura o asociado con gases tales como el nitrógeno.

Aparentemente estos campos se perforaron durante la exploración de gas natural o aceite. En aquella ocasión, el bióxido de carbono no fue una ventaja de interés y los yacimientos potenciales nunca fueron desarrollados. Se desconocen las reservas actuales que pueden estar contenidas en estas áreas geográficas. Sin embargo, si las reservas pueden ser grandes y los ritmos de producción de los pozos altos, el costo para desarrollar algunas de estas fuentes de CO₂ sería relativamente favorable para el costo del desarrollo de las fuentes de las plantas generadoras y de las plantas de gasificación de carbón de piedra⁵.

VI.2 EL PROCESO DE PRODUCCION DEL CO₂²⁴.

El proceso de producción del CO₂ propuesto está mostrada en la figura 35. Los sistemas principales del proceso de producción de CO₂ son la vaporización del CO₂ líquido, la separación del agua y la deshidratación y compresión del gas.

Los componentes auxiliares son los recuperadores de calor, calentadores suplementarios y los recuperadores de vapor. La figura 36 describe una organización típica generalizada de la localización mostrando la ubicación de los pozos, las áreas de la fuente de energía, compresión y procesamiento.

La producción de los primeros pozos entra a los cambiadores de calor a una temperatura mínima, enseguida se adiciona calor suficiente a los cambiadores para vaporizar todo el CO₂ líquido y se supercaliente de manera que un estrangulamiento subsecuente dentro del manifold de producción y el separador no permitan la condensación del CO₂ o la formación de hidratos. El agua producida se descarga del separador bifásico a un tanque de almacenamiento para su deposición, este tanque de almacenamiento es afianzado dentro del sistema de recuperación de vapor para recuperar el gas liberado del agua.

A continuación el gas separado entra a una torre de deshidratación deglicol y es comprimido a la presión requerida a la entrada del ducto. Se adiciona calor a la compresión con un calentador eléctrico para vaporizar la fracción de líquido. Los vapores del regenerador deshidratante deglicol son dirigidos a la unidad recuperadora de vapor donde el agua es removida mediante compresión y enfriamiento y los vapores comprimidos son reintroducidos adelante de la torre de deshidratación.

VI.3 EL SISTEMA DE DUCTOS^{13,25}.

El sistema de ductos para la Unidad SACROC que se ve en la figura 37 está compuesto por 4 estaciones de recolección-compresión (Terrel, Grey Ranch, Mitchell y Puckett), dos estaciones de reinyección (Midwaye), una línea de tubería X-65 de 40 millas de 12-3/4 pg de diámetro exterior, 0.344 pg de pared desde Terrel a la estación Grey Ranch y una línea API 5LX-60 de 180 millas de 16 pulgadas de diámetro exterior con pared de 0.375 pg desde Grey Ranch a la estación de inyección localizada al final de la

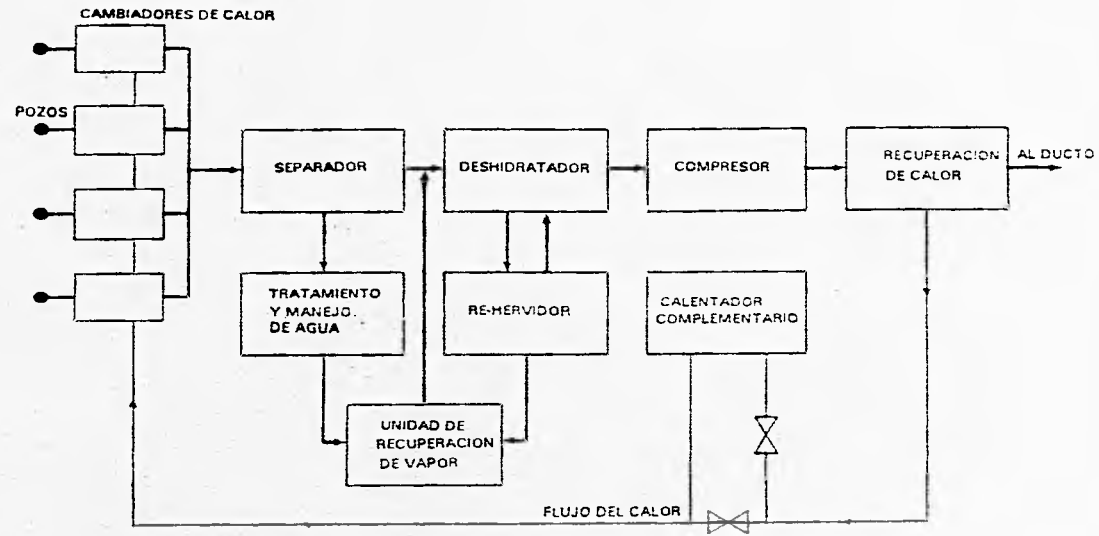


Figura 35.- Esquema del proceso de producción del CO₂²⁴.

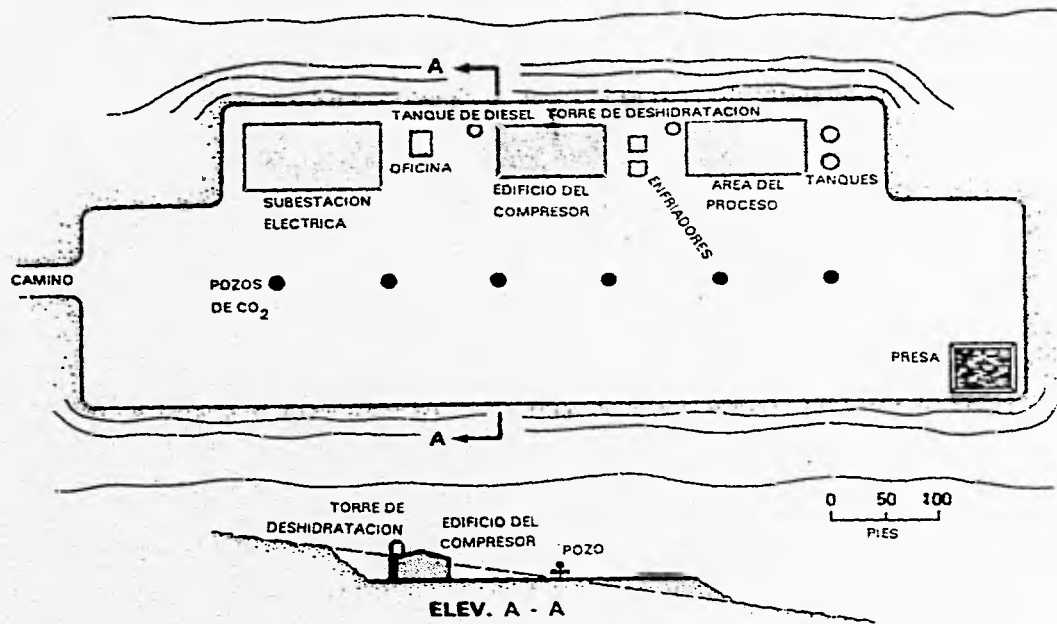


Figura 36.- Instalación generalizada²⁴.

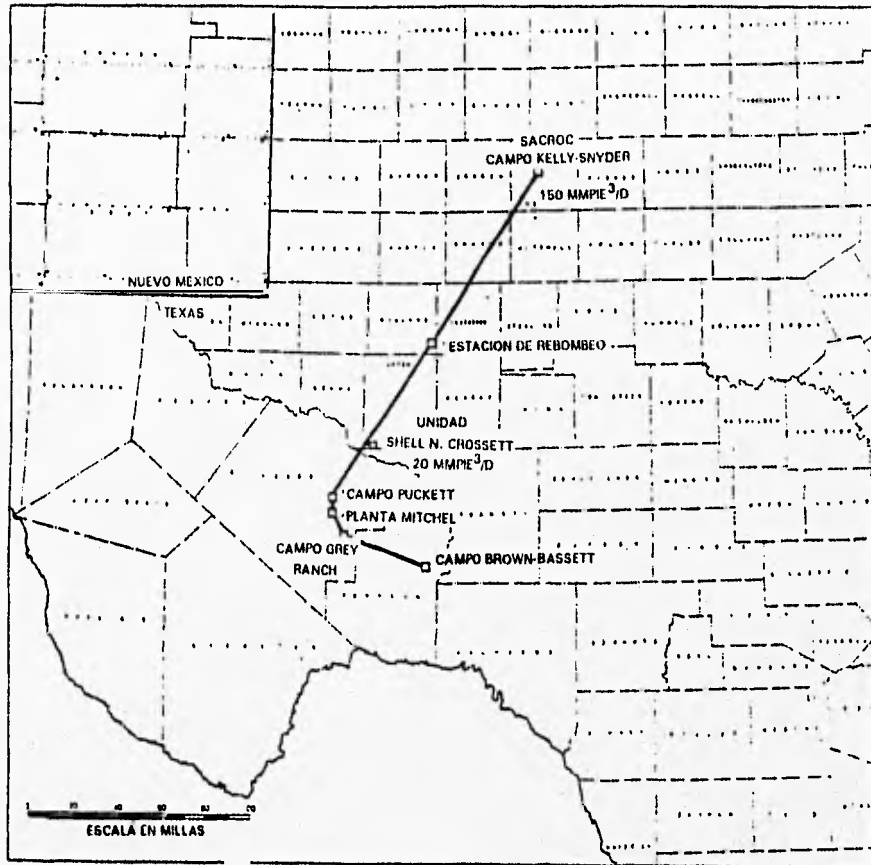


Figura 37.- Sistema de abastecimiento de CO_2 en la Unidad SACROC¹².

Unidad SACROC. Un punto de entrega de CO₂ a Shell está cerca de McCamey, TX. Toda la tubería fue revestida y cubierta externamente.

Las cuatro estaciones de recolección-compresión toman la succión desde la línea de descarga de la fuente a una presión cercana a la atmosférica y comprimen la mezcla de CO₂ (compuesta por un 90 - 95% de CO₂, por un 5 - 10% de metano, más trazas de H₂S) a través de cuatro etapas a una presión máxima de 2300 psia. Entre la tercera y cuarta etapas de compresión a una presión cercana a las 650 psia se realiza la deshidratación a 50 ppm de agua usando trietilenoglicol¹³.

En la Unidad Paradis el ducto está construido de tubería de acero al carbón el cual ha sido provisto de trampa de diablos la cual permite tener los diablos en operación. De esta manera el ducto puede limpiarse y tratarse sin interrumpir el flujo de CO₂. El inhibidor de corrosión es inyectado continuamente en el ducto por la trampa de diablos²⁵.

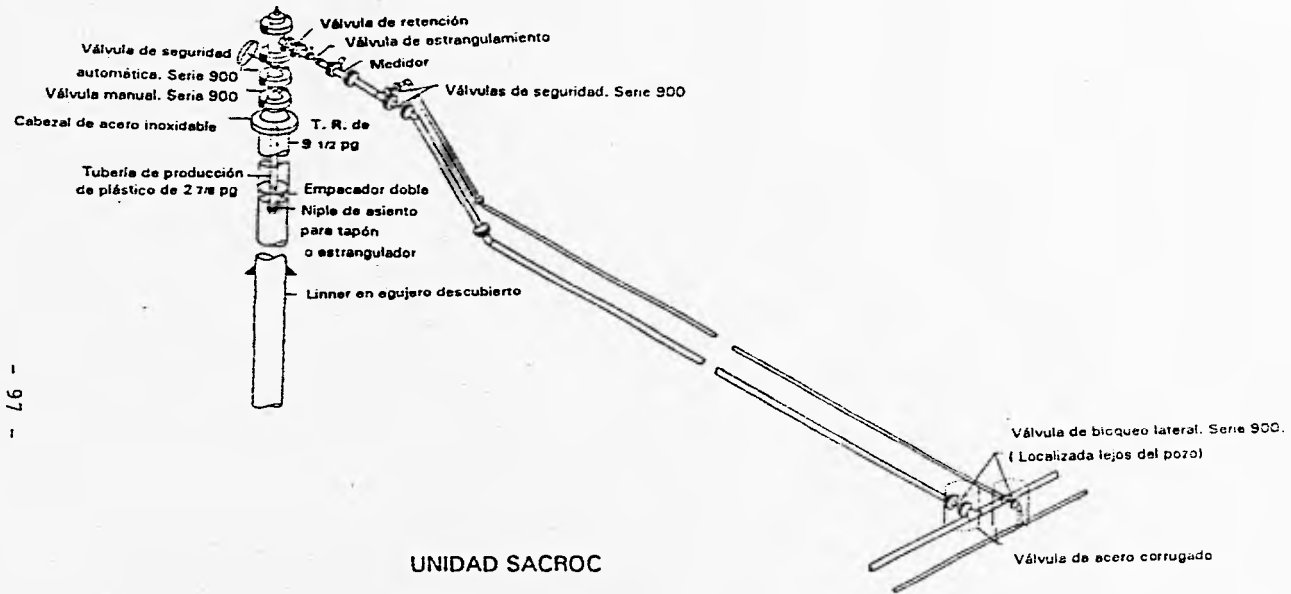
VI.4 EL SISTEMA DE DISTRIBUCION E INYECCION^{13,25,15,14}

La decisión por usar el proceso WAG (agua alternando gas), en la Unidad SACROC, con el fin obtener eficiencias areales de barrido más favorables en el yacimiento dió como resultado el uso de sistemas paralelos de distribución de CO₂ y agua. Las líneas de CO₂ fueron tuberías de acero sin revestimiento interno grado B X-60 según las especificaciones del ducto, y las líneas de agua fueron tuberías revestidas con cemento 5L y 5LX y están protegidas catódicamente.

Las líneas separadas estuvieron funcionando en cada cabezal del pozo y se unieron mediante válvulas a un medidor común revestido internamente con plástico. Una fuga subsecuente de agua a través de las válvulas ocasiono algunas fugas por la corrosión en las líneas de CO₂. Algunos contadores han sido remplazados con unos nuevos de acero inoxidable 316 debido a la corrosividad alta del agua de inyección.

Las válvulas de inyección en los cabezales son de acero inoxidable 316 y la tubería de inyección está revestida internamente (ver la figura 38).

El CO₂ entra a las líneas de distribución e inyección desde los ductos de la estación de inyección a una presión de 2200 a 2300psia y se mueve a través de la red regulada



- 97 -

UNIDAD SACROC

Figura 38.- Pozo típico de inyección de CO₂-agua¹³.

por los estranguladores en los cabezales individuales y mediante válvulas block en el sistema¹³.

Mientras que las instalaciones de inyección en la Unidad Paradis están localizadas cerca de los yacimientos. El lugar está en una área donde pueden utilizarse los compresores impulsados por máquinas de gas. Las fuentes de emisión existentes estuvieron cerradas permanentemente para compensar las nuevas emisiones. Texaco tiene disponible una potencia excedente de compresión. Los tres compresores disponibles fueron adaptados para la inyección de CO₂, lo que resultó en un ahorro en la compra (adquisición) de nuevos compresores.

Dos de los compresores son de 12 cilindros, integrales de 300 rpm y 1550 Hp; la tercera unidad es una de 8 cilindros, integral de 300 rpm y 880 Hp. Esto proporciona una potencia total disponible por los tres compresores de 3980 bhp.

En su instalación original, las tres unidades fueron configuradas para presiones de succión y descarga de 40 y 4500 psia respectivamente. La productividad total de gas natural fue aproximadamente 14×10^6 pie³/día. Cada unidad tiene cuatro etapas de compresión.

En las fases iniciales del proyecto, la máxima cantidad de CO₂ disponible fue casi de 20×10^6 pie³/día, a una presión a la entrada de la fuente al ducto de 100 psia. Estas condiciones habrían puesto al CO₂ en el sistema de inyección del campo Paradis a su presión de diseño de succión. La disponibilidad de un abastecimiento de 40×10^6 pie³/día de CO₂ requirió una presión de succión alta para utilizar eficientemente la potencia disponible de los compresores.

Se determinó que una presión de succión de aproximadamente 550 psia maximizarla la productividad a la potencia disponible. Este incremento significativo de la presión de succión requirió el recilindraje de los tres compresores, la sustitución de la tubería de los procesos y el aumento de los enfriadores interetapas. En la configuración del recilindraje, las unidades más grandes pueden procesar 15×10^6 pie³/día y la unidad más pequeña puede comprimir 7×10^6 pie³/día aproximadamente. Esto compara cuidadosamente la capacidad de los dos compresores a la instalación de recolección de CO₂, y proporciona flexibilidad para una operación continua de los compresores.

El sistema completo de tubería fue correlacionado para determinar el mejor método para la eliminación de las pulsaciones las cuales pueden ser severas a estas condiciones. Los amortiguadores de pulsaciones para estranguladores y desviadores fueron incorporados en los cilindros de succión y de descarga.

La temperatura y presión de succión son 70° F y 550 psia mientras que la temperatura y presión de descarga son 130° F y 2050 psia, respectivamente.

Toda la tubería en la estación de inyección está fabricada con acero al carbón. El CO₂ que llega ha sido deshidratado y tratado con inhibidores de corrosión²⁵.

En la figura 39 se observa un diagrama de una de las dos instalaciones de tratamiento e inyección en el campo Lick Creek. Un inyector o un productor puede recibir CO₂ ya sea de la línea de suministro de CO₂ o del compresor del sistema de reciclamiento.

La figura 40 es un diagrama esquemático de un pozo típico de inyección, además del filtro desviador de 8 x 24 pulgadas, se usó un filtro de cartucho estándar de 1 micron. El tamaño apropiado de los filtros de 1 micron fue determinado por la distribución del tamaño de la garganta del poro basado en el análisis de núcleos. Estos filtros requieren cambiarse de 30 a 120 días. No se usaron cabezales especiales de inyección. La tubería de inyección es tubería estándar J-55 de 2.375 pg (60.3 mm) de diámetro y un peso de 4.7 lb-pie (6.99 kg-m) EUE¹⁵.

En la Unidad Bay St. Elaine el pozo de inyección se terminó con la colocación de un empaque de grava con acero inoxidable y empacadores de línea de acero (recuperables) como se muestra en la figura 41. No se tomaron provisiones especiales para protegerlo contra la corrosión puesto que el disolvente de CO₂ inyectado está esencialmente seco y no es corrosivo.

La temperatura y la presión del fondo del pozo son monitoreados continuamente mediante medidores de fondo corridos con una línea de acero conectado a un registrador superficial. El pozo está terminado con una junta perforada colocada debajo del empacador permanente. Esta junta contiene una restricción en su extremo inferior el cual sirve como aterrizaje para el medidor¹⁴.

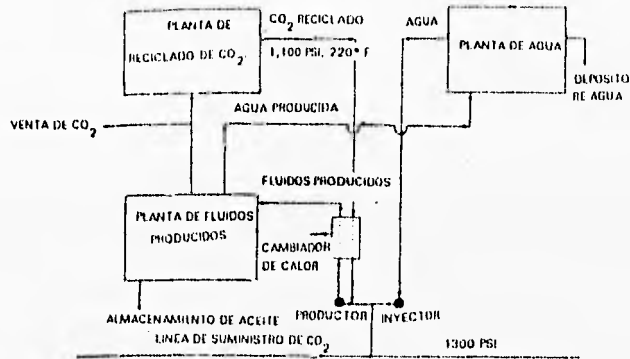


Figura 39.- Instalaciones de tratado e inyección¹⁵

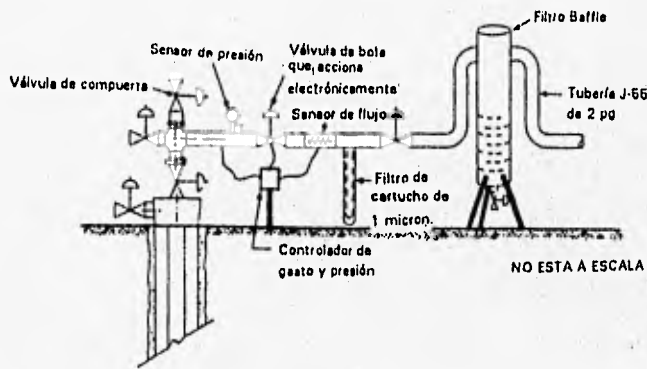


Figura 40.- Diagrama esquemático de un pozo de inyección¹⁹

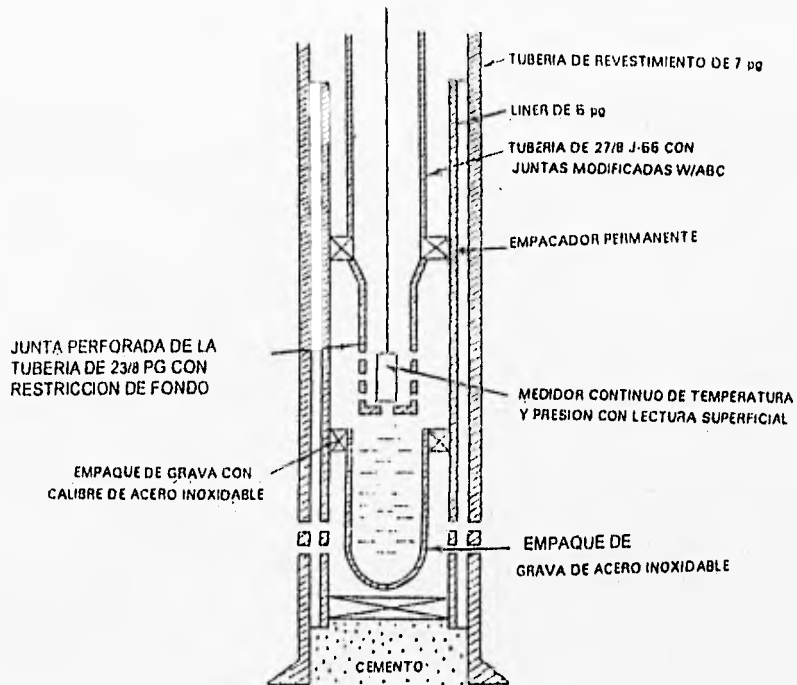


Figura 41.- Diagrama del pozo inyector de CO₂¹⁴.

VI.5 LOS SISTEMAS DE PRODUCCION^{25,13,}

En la Unidad Paradis los pozos de inyección de CO₂ tienen una tubería de producción de acero al carbón con coples ABC modificados para utilizarse a una presión alta. Se usa un juego de empaques con cable de acero, aunque se han localizado cupones de corrosión en el árbol de válvulas como indicadores de la corrosión. Los pozos que no están equipados para la inyección de agua, no son utilizados para el proceso de alternación agua-gas (WAG).

Los pozos de producción para el proyecto en la Unidad Paradis están diseñados para manejar volúmenes grandes de aceite, agua y de CO₂ corrosivo a una presión alta. Todos los pozos tienen una guarnición de acero inoxidable en las válvulas del árbol de válvulas. Son completadas doblemente como se muestra en la figura 42. La sarta de tubería más grande es para producción. Se utilizaron tuberías estándar J-55 y N-80, las cuales no están revestidas internamente.

La sarta más pequeña de la tubería de producción se utiliza para la inyección continua del inhibidor de corrosión, originalmente se usó una sarta de tubería de acero inoxidable de 0.094 pulgadas de diámetro exterior. Ahora se usa una sarta de 0.25 pulgadas de diámetro exterior cuando el pozo requiere una reparación.

Algunos pozos han tenido problemas de taponamiento con la sarta más pequeña y además no se usa un empacador doble. Puesto que la toma de inhibidor para la sarta está en el cuerpo del empacador, el inhibidor es bombeado a través del empacador y fluye a lo largo del exterior del mandril empacador y dentro del pozo mediante un empaque inferior de cuñas. El empacador tiene como elemento sellante goma trínulo.

El tubo de producción que se extiende desde el empacador a la parte más baja de las perforaciones, incrementa la mezcla de los inhibidores con los fluidos producidos antes de entrar a la tubería de producción. También reduce la corrosión de la tubería de revestimiento abajo del empacador, ya que favorece el contacto con el inhibidor. El inhibidor de corrosión es inyectado a un ritmo tal que se mantiene una concentración de 40 a 50 ppm en la corriente producida.

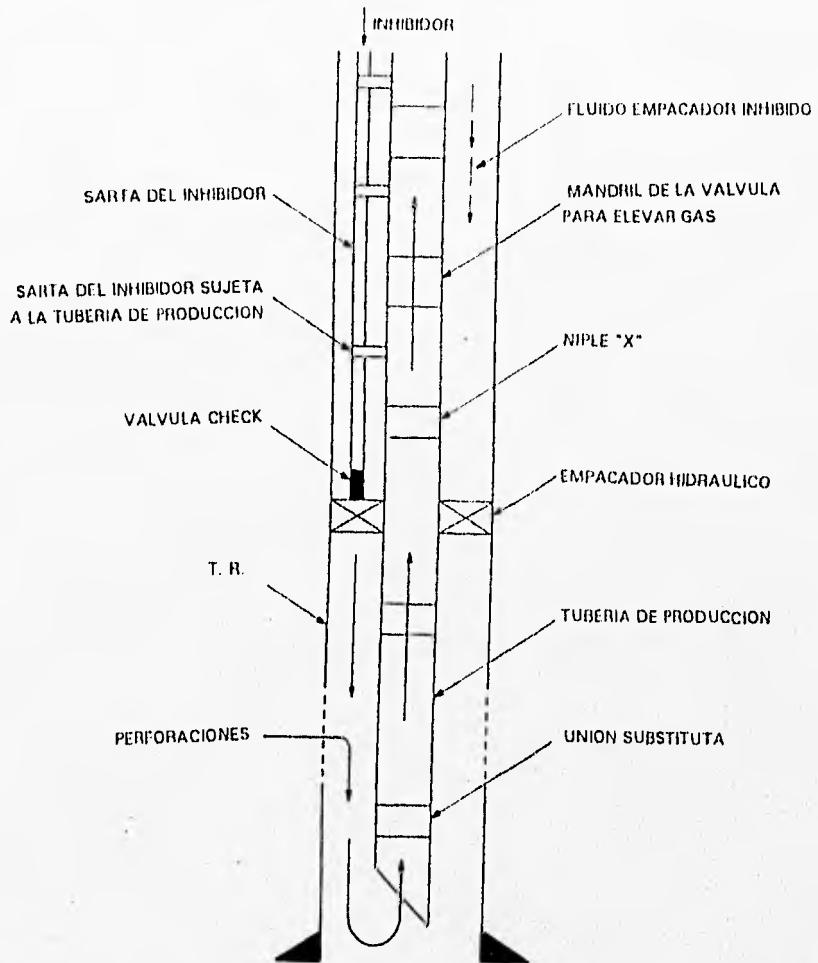


Figura 42.- Esquema de una terminación típica para un pozo productor²⁵.

La corrosión es monitoreada usando los siguientes métodos:

- 1) Registro de calibración,
- 2) cupones de corrosión y
- 3) cálculo del fierro en el agua producida.

Aunque no se han tenido problemas severos en la producción.

Todas las líneas de flujo están fabricadas de acero al carbón. El inhibidor de corrosión es inyectado para proteger las líneas, si esto sería necesario, y se han instalado los cupones de corrosión en la línea de flujo para monitorear la corrosión. Cada yacimiento tiene su propio cabezal, su separador de prueba, su propio separador de producción, sus tratadores y sus bombas.

No se usaron metales especiales o algún revestimiento en el equipo de producción. Todas las tuberías y recipientes están hechas de acero al carbón y el inhibidor de corrosión es inyectado a los separadores de producción en la corriente de gas.

La corrosión en el equipo es monitoreada usando:

- 1) cupones de corrosión,
- 2) ultrasonido en recipientes y
- 3) prueba de resistencia.²⁵

VI.6 EL SISTEMA RECOLECTOR DE GAS¹³.

En la Unidad SACROC este sistema está compuesto de tubería de acero sin revestimiento interno el cual opera de 3 hasta 60 psia y lleva los gases (hidrocarburos, CO₂, H₂S y vapores de agua) desde los separadores del campo, tratadores y unidades de recuperación de vapor a las tres plantas de procesamiento de gas (Chevron, Sun-snyder y Monsanto).

VI.7 EL SISTEMA DE SEPARACION DE CO₂¹³.

Los gases producidos en la Unidad SACROC son recolectados del campo y entregados a las tres plantas de procesamiento de gas.- Chevron-North-Snyder, Sun-Snyder y Monsanto-Sharon-Ridge. Allí es comprimido en tres etapas desde 0 a 15psi y de 425 a 450 psia para el procesamiento de hidrocarburos.

VI.8 EL PROCESAMIENTO DE CO₂ ⁶.

Se ha desarrollado una cantidad significativa de tecnología nueva para los procesamientos económicos con CO₂. Los tres procesos principales de interés son la extracción de agua, extracción y recuperación de hidrocarburos y, donde se es necesaria, la remoción de H₂S. La elección propia de la tecnología depende tanto de la especificación del sitio como de la pureza requerida del CO₂, el costo de energía, el valor de los productos de hidrocarburos, la composición del gas y las consideraciones de seguridad.

VI.8.1 Extracción de agua.

El agua es removida del CO₂ para prevenir la formación de hidratos y la corrosión.

VI.8.2 Separación de hidrocarburos.

La separación de hidrocarburos del CO₂ se considera por dos razones. Una, es obtener un producto de los hidrocarburos para venta, otra es asegurar que la pureza del CO₂ sea tal que pueda obtenerse la miscibilidad deseada en el yacimiento.

Se han desarrollado tecnologías nuevas para resolver esta necesidad. Esto incluye el uso de membranas semipermeables, destilación, disolventes físicos que disuelvan rápidamente el CO₂ y sistema de baja energía y sistemas CO₂-disolvente reactivo.

Actualmente la tecnología más extraña a desarrollar para remover el CO₂ de los hidrocarburos es el uso de membranas semipermeables. Las membranas son láminas muy delgadas de material polimérico generalmente formadas por fibras ahuecadas o láminas espirales.

El gas a procesarse primero es tratado según la sensibilidad de la membrana a la suciedad (filtrado, calentado o enfriado, secado, etc.). El gas con una concentración alta de CO₂ es alimentado dentro de un paquete que contiene el material de la membrana, cuando el CO₂ pasa sobre la membrana, éste se absorbe en la superficie, se difunde en la pared de la membrana y es colectada al otro lado de la pared a una presión más baja.

También pueden usarse disolventes físicos como el metano para disolver CO₂ y separarlo de los hidrocarburos. La ventaja es que los disolventes físicos típicamente

tienen una alta afinidad por hidrocarburos más pesados. Se han desarrollado sistemas reactivos de baja energía que permiten una extracción alta de CO_2 y una pérdida menor de hidrocarburos. Estos procesamientos implican el contacto del gas enriquecido en CO_2 con un disolvente que reacciona ligeramente con CO_2 y que se regenera fácilmente.

VI.8.3 Remoción de H_2S .

La presencia de H_2S en el CO_2 crea una inquietud en la seguridad. El H_2S es altamente peligroso para la vida y la salud a concentraciones tan bajas como 300 ppm. Por esta razón, los proyectos más recientes de Recuperación Mejorada mediante la inyección de CO_2 han sido diseñados para reducir el contenido de H_2S a menos de 100 ppm. Debido a que el H_2S y el CO_2 son gases ácidos, se requiere tecnología especial para separarlos.⁶

VI.9 EL SISTEMA DE REINYECCION DEL CO_2 ¹³.

En la Unidad SACROC, la corriente de CO_2 de las instalaciones de extracción se satura con vapor de agua y contiene H_2S (500 a 1500 ppm) y un contenido del 1 al 3% de hidrocarburos. El inhibidor de corrosión se adicionó en los absorbedores y la corriente de CO_2 , a una presión cercana a 5 psia, se mueve a través de la tubería de acero inoxidable, sin revestimiento interno, a la admisión del depurador de gas de los compresores.

El CO_2 se comprime a una presión cercana a 600 psia, se deshidrata y además se vuelve a comprimir hasta una presión de 2300 psia, y se descarga dentro del sistema de distribución e inyección del campo. En las estaciones del ducto, todos los cambiadores de calor y la tubería del enfriador son de acero inoxidable y los deshidratadores están cubiertos de acero inoxidable.

VI.10 LA INSTALACION DE MEZCLA DEL CO_2 CON EL N_2 ²⁵.

Para el proyecto en la Unidad Paradis se construyó una instalación mezcladora de tal manera que el nitrógeno (N_2) pueda ser adicionado al CO_2 antes de inyectarse. Algunos análisis de laboratorio indicaron que, a condiciones de yacimiento, el CO_2 y el aceite del yacimiento tienen aproximadamente la misma densidad. Puede adicionarse hasta el 10% mol de N_2 para reducir la densidad del inyectante.

La diferencia de densidad reduce los efectos de la digitación viscosa y el factor mediante el cuál la velocidad inyectora excede la velocidad crítica. La cantidad de N_2 adicionado es diferente para cada yacimiento y variará en función de como se incremente la presión del yacimiento.

VI.11 EL SISTEMA DE MEDICION DE CO_2 ²⁵.

En la Unidad Paradis las mediciones de CO_2 a las condiciones del ducto de 550 psia y 100° F no han generado algún problema. Los medidores en el ducto, en la succión del compresor de inyección y en la succión del compresor de reciclamiento son instalaciones típicas de medición de gas natural. Cada uno contiene un medidor de orificio, un registrador de flujo tipo fuelle y un registrador continuo de temperatura.

VI.12 EL SISTEMA DE RECICLAMIENTO DE CO_2 ²⁵ .

El gas producido de los yacimientos de la Unidad Paradis se vende hasta que el contenido de CO_2 y N_2 no exceda los límites del contrato de venta. El gas que no es comercial se comprime y se reinyecta. El gas se desprende del depurador de gas de la instalación de producción a 65 psia, este fluye a través de los dos separadores-depuradores de gas y de un separador filtro tipo golpe antes de la compresión.

Se instalarán tres motores de compresión separables de 1000 bhp, de 2 etapas y 1000 rpm. La capacidad de cada unidad es de 6.7×10^6 pie³/día. Después de la compresión, el gas se seca en un contactor de glicol. El gas regresa a la instalación de inyección donde es mezclado con el CO_2 puro antes de volver a comprimirlo para la inyección.

VI.13 CONSIDERACIONES ¹³.

Se tiene algunas consideraciones como son:

a) La Coordinación. Esto es muy importante, en la unidad SACROC esto se manejó a través de un superintendente de unidad y un supervisor de producción quienes tienen un contacto cercano con el personal de campo, un jefe de la planta extractora de CO_2 , un jefe de la planta de procesamiento de gas y el despachador del ducto. El jefe del

ducto de la estación de compresión se esfuerza portener un contacto cercano con las plantas fuentes.

Los compresores de reinyección son operados en armonía con las plantas extractoras de CO₂ y el personal de campo se puede anticipar y/o reaccionar a los volúmenes de CO₂ entregados a los sistemas de distribución.

b) El Diseño de los Sistemas. Cada sistema debe ser capaz de aceptar las condiciones de operación del sistema anterior y entregarlo al sistema siguiente en los rangos previstos de operación y en los rangos alterados por las dificultades imprevistas de operación.

c) La Comunicación. Esta puede ser verbal, pero las alarmas, indicadores y monitores de diferentes componentes son muy útiles.

d) Los Procedimientos de Seguridad. Estos deben estar interrelacionados y recalcados. Deben de anticiparse situaciones tales como rompimiento de líneas, cierres inesperados, variaciones inmediatas en los gastos de admisión y/o composiciones, falla menor o mayor de equipo e incendios y asegurarse de las mismas.

Algunos puntos obvios:

a) El diseño del sistema debe anticipar todas las fluctuaciones posibles en sus operaciones y en sus interfases.

b) La medición. Todas las mediciones en el proyecto de la Unidad SACROC son mediante medidores de orificio, excepto en los pozos de inyección donde para el agua y el CO₂ se usaran medidores de turbina.

c) El vandalismo. Un acto de poca importancia, tal como el daño de una bala a una antena de microondas, puede perturbar las operaciones y mantiene en pie a mucha gente durante toda la noche en la Unidad SACROC, los registradores de presión no se dejan en los cabezales. Hasta donde es posible todo el acceso a los sistemas está limitado.

d) El servicio Técnico. Es necesaria una asistencia confiable de todas las disciplinas de ingeniería para proporcionar claridad y guía para las operaciones y las dificultades del equipo.

CONCLUSIONES

1. La recuperación de aceite de yacimientos mediante la inyección de CO_2 constituye una técnica de Recuperación Mejorada de Petróleo particularmente efectiva. Los factores de recuperación relativamente grandes, se derivan de la posibilidad de desplazar no solo el aceite remanente sino el aceite residual correspondiente a la inyección de agua. Esta característica es el resultado de la naturaleza miscible del desplazamiento. En gran medida el proceso es controlado por el comportamiento termodinámico de las fases de la mezcla CO_2 /aceite.
2. Este proceso es particularmente atractivo en formaciones con profundidades que son mayores a 2500 pies lo que permite soportar las presiones de inyección y con permeabilidad de 19 a 75 md, cuyos aceites tengan un contenido superior a un 40% de hidrocarburos intermedios $\text{C}_2 - \text{C}_{30}$. Esta composición considera crudos cuya densidad en grados API sea igual o superior a 22 y que su viscosidad no supere los 12 cp.
3. Otro factor importante para implantar este tipo de proceso es la presión mínima de miscibilidad la cual indica la presión mínima a la cual el 95% del aceite contactado es recuperado a una temperatura dada, siempre buscando que los costos por inyección de CO_2 sean los mínimos. Dicha presión se determina mediante el procedimiento experimental denominado desplazamiento en "slim tube" lo cual permite conocer el potencial de la inyección del CO_2 en cada yacimiento.

4. La selección del CO₂ como un disolvente para una aplicación en particular está influenciada fuertemente por su costo y disponibilidad en el campo, es decir, que para la realización de un proyecto de inyección de CO₂ se necesita una fuente que proporcione un suministro grande de CO₂, esta fuente puede ser un yacimiento natural, una planta de energía o una instalación química, esto permitirá una reducción de costos en su adquisición.

5. El manejo de CO₂ dentro de un sistema para un proyecto piloto de una Unidad involucra numerosos componentes. A través de un esfuerzo coordinado, los sistemas de recolección de CO₂, distribución, inyección y producción se diseñan y se construyen en base a las condiciones de inyección en el proyecto.

El sistema debe proporcionar la confianza operacional requerida para manejar los grandes proyectos. El diseño óptimo del equipo solo puede determinarse a través de la propia experiencia operacional.

6. Finalmente, la principal limitación de un desplazamiento miscible de aceite radica en los efectos de digitación y segregación gravitacional, derivado de las bajas viscosidades y densidades que el CO₂ presenta a condiciones del yacimiento. Sin embargo los recientes avances tecnológicos permiten inferir que a través del uso de espumas y polímeros estos problemas serán resueltos en un plazo muy corto.

No obstante lo anterior, el gran número de aplicaciones realizadas en campo y los volúmenes de aceite recuperado indican que, aún con la tecnología actual, la inyección miscible de CO₂ es una excelente técnica de Recuperación Mejorada de Petróleo.

7. En México, la implantación de este tipo de proyecto depende de un análisis tanto económico como técnico. Las características de los yacimientos y fluidos de los campos Tres Hermanos y Carmito son las adecuadas para la implantación de un proyecto piloto de inyección de bióxido de carbono, el cual consistiría principalmente de la reinyección del CO₂ que se produce en esos campos. Dentro del análisis técnico se establece el bache óptimo de CO₂ que va a ser inyectado y si dicho suministro de CO₂ que se tiene en el campo es el adecuado.

BIBLIOGRAFIA.

1. Holm L. W. - " Evolution of the Carbon Dioxide Flooding Processes". J. Pet. Tech. (Nov. 1987) 1337-1342.
2. Holm L. W., and Josendal V. A. - " Mechanisms of Oil Displacement by Carbon Dioxide ". J. Pet. Tech. (Dec. 1974) 1427-1438.
3. Arriola Torres Alfredo y Arteaga Cardona Marcela.- " Recuperación Mejorada de Petróleo ". IMP. Mayo de 1993.
4. Apuntes de Recuperación Secundaria. U. N. A. M. Facultad de Ingeniería. 1991.
5. Stalkup F. I. - " Carbon Dioxide Miscible Flooding: Past, Present, and Outlook for the Future ". J. Pet. Tech. (Aug. 1978) 1102-1112.
6. Ormiston R. M., and Luce M. C. - " Surface Processing of Carbon Dioxide in EOR Projects ". J. Pet. Tech. (Aug. 1986). 823-828.
7. Holm L. W. - " Miscibility and Miscible Displacement ". J. Pet. Tech. (Aug. 1986). 817-818.
8. Graue D. J., and Zana E. T. - " Study of a Possible CO₂ Flood in Rangely Field ". J. Pet. Tech. (July, 1981) 1312-1318.
9. Orr F. M. Jr., Silva M. K., Lien C. L., and Pelletier M. T. - " Laboratory Experiments to Evaluate Fields Prospects for CO₂ Flooding ". J. Pet. Tech. (April, 1982) 888-898.
10. Pontious S. B., and Tham M. J. - " North Cross (Devonian) Unit CO₂ Flood - Review of Flood Performance and Numerical Simulation Model". Paper SPE 6390 First Presented at the SPE-AIME Permian Basin Oil and Gas Recovery Conference, Held in Midland, TX, March 10-11,1977.
11. Dicharry R. M., Perryman T. L., and Ronquille J. D. - " Evaluation and Design of a Miscible Flood Project SACROC Unit Kelly-Snyder Field". Paper SPE 4083 Presented at the SPE-AIME 47th Annual Fall Meeting. San Antonio, TX. Oct. 8-11, 1972.

12. Newton L. E. Jr., and McClay R. A.- " Corrosion and Operational Problems, CO₂ Project, SACROC Unit ". Paper SPE was prepared for the 1977 Permian Basin Oil and Gas Recovery Conference of the SPE-AIME. Midland, TX. March 10-11, 1977.
13. Gill T. E.- " Ten Years of Handling CO₂ for SACROC Unit ". Paper SPE 11162 was Presented at the SPE-AIME 5th Annual Fall Technical Conference and Exhibition. New Orleans, LA. Sept 26-29, 1982.
14. Palmer F. S., Nute A. J., and Peterson R. L.- " Implementation of a Gravity Stable, Miscible CO₂ Flood in the 800 Foot Sand, Bay St. Elaine Field ". Paper SPE 10160 Presented at the SPE-AIME 56th Annual Fall Technical Conference and Exhibition. San Antonio, TX. October 5-7, 1981.
15. Reid T. B., and Robinson H. J.- " Lick Creek Meakin Sand Unit Immiscible CO₂ /Waterflood Project ". Paper SPE 9795 First Presented at the SPE/DOE Enhanced Oil Recovery Symposium. Tulsa, April 6-7, 1981.
16. Albright J. C. - " Use of Well Logs to Characterize Fluid Flow in the Maljamar CO₂ Pilot ". J. Pet. Tech. (Aug. 1986) 883-890.
17. Pittaway K. R., Hoover J. W., and Deckert L. B. -" Development and Status of the Maljamar CO₂ Pilot ". J. Pet. Tech. (March, 1985) 537-544.
18. Pittaway K. R., Albright J. C., and Hoover J. W. -" The Maljamar Carbon Dioxide Pilot: Review and Results ". Paper SPE 14940 Presented at the SPE/DOE Fifth Symposium on Enhanced Oil Recovery. Tulsa, OK. April 20-23, 1986.
19. Kirpatrick R. K., Flanders W. A., and De Pawu R. M.- " Performance of the Twofreds CO₂ Injection Project ". Paper 14439 Presented at the SPE 60th Annual Technical Conference and Exhibition. Las Vegas, NV. September 22-25, 1985.
20. Adams G. H., and Rowe Hunter G. -" Slaughter Estate Unit CO₂ Pilot - Surface and Downhole Equipment Construction and Operational in the Presence of H₂ S ". Paper SPE 8830 First Presented at the SPE/DOE Symposium on Enhanced Oil Recovery. Tulsa, April 20-23, 1980.

21. Ader J. C., and Stein M. H.- " Slaughter Estate Unit Tertiary Miscible Gas Pilot Reservoir Description ". Paper SPE 10727 Presented at the 1982 SPE/DOE Enhanced Oil Recovery Symposium Held in Tulsa, April 4-7.
22. Rowe H. G., Tork S. D., and Ader J. C.- " Slaughter Estate Unit Tertiary Pilot Performance ". Paper SPE 9796 First Presented at the 1981 SPE/DOE Enhanced Oil Recovery Symposium. Tulsa, April 5-7.
23. Hansen W. Philip - " A CO₂ Tertiary Recovery Pilot Little Creek Field, Mississippi". Paper SPE 6747 Presented at SPE-AIME 52nd Annual Fall Technical Conference and Exhibition. Denver Oct. 9-12, 1977.
24. Renfro J. J. - " Sheep Mountain CO₂ Production Facilities - A Conceptual Design ". J. Pet. Tech. (Nov. 1979) 1462-1468.
25. Bears D. A., Wied R. F., Martin A. D., and Doyle R. P. - " Paradis CO₂ Flood Gathering, Injection, and Production Systems ". Paper SPE 12147 Presented at the 58th Annual Technical Conference and Exhibition. San Francisco, CA, Oct. 5-8, 1983.
26. Holm L.W. - " Infill Drilling vs. Tertiary Recovery vs More Imports ". J. Pet. Tech. (July, 1980) 1169-1174.
27. Van Everdingen A. F., Hyla Swesnik Kriss, De Goyler, and MacNaughton.- " A Proposal to Improve Recovery Efficiency ". J. Pet. Tech. (July, 1980) 1164-1168.
28. Weeter R. F., and Halstead L. N. - " Production of CO₂ from a Reservoir - A New Concept ". J. Pet. Tech. (Sept. 1982) 2144-2148.
29. Hasenfuss F.- " Compressor Controls Coordinated for CO₂ Line ". Oil and Gas J. (July 31, 1972) 91-95.
30. Shelton J. L., and Yarborough L. - " Multiple Phase Behavior in Porous Media During CO₂ or Rich Gas Flooding ". J. Pet. Tech. (Sept. 1977) 1171-1178.

31. Brennan G., and Whittington H. M.- " Enriched- Gas Miscible Flooding: A Case History of the Levelland Unit Secondary Miscible Project ". Paper SPE 5826 Presented at the SPE-AIME Fourth Symposium on Improved Oil Recovery. Tulsa, March 22-24, 1986.
32. Phillips L. A., McPherson J. L., and Leibrecht R. J.-" CO₂ Flood: Design and Initial Operations, Ford Geraldine (Delaware Sand) Unit ". Paper SPE 12197 Presented at the 58th Annual Technical Conference and Exhibition. San Francisco, CA, October 5-8, 1983.
33. Rajeshwar Kumar and Eibeck J. N.- " CO₂ Flooding a Waterflooded Shallow Pennsylvanian Sand in Oklahoma: A Case History ", Paper SPE 12688 Presented at the SPE/DOE Fourth Symposium on Enhanced Oil Recovery Held in Tulsa, OK, April 15-18, 1984.
34. Simlote N. V., and Withjack E. - " Estimation of the Tertiary Recovery by CO₂ Injection Springer "A" Sand, N. E. Purdy Unit, Oklahoma ". Paper SPE 9431 Presented at the 55th Annual Fall Technical Conference and Exhibition of the SPE of AIME, Held in Dallas, TX. September 21-24, 1980.
35. Yougren G. K., and Charlson G. S. - " History Match Analysis of the Little Creek CO₂ Pilot Test ". - Paper SPE 8200 Presented at the 54th Annual Fall Technical Conference and Exhibition of the SPE of AIME, Held in Las Vegas. September 23-26, 1979.
36. " ARCO Plans Colorado to Texas CO₂ Line ". The Oil and Gas Journal. (Sept. 5, 1977), pag. 53.
37. Crolet Jean Louis- " Acid Corrosion in Wells (CO₂ , H₂S): Metallurgical Aspects ". Paper SPE 10045 Presented at the 1982 Intl. Petroleum Exhibition and Technical Symposium, Held in Beijing, China.

38. Brummett W. M., Emanuel A. S., and Ronquille J. D.- " Reservoir Description by Simulation at SACROC - A Case History ". J. Pet. Tech. (Oct. 1976). 1241-1255.

39. Christman P. G., and Gorell S. B. - " Comparison of Laboratory -and Field-Observed CO₂ Tertiary Injectivity ". J. Pet. Tech. (Feb. 1990) 226-233.

40. Kane A. V.- " Performance Review of a Large-Scale CO₂ -WAG Enhanced Recovery Project, SACROC Unit-Kelly Snyder Field ". Paper SPE 7091 First Presented at the SPE-AIME Fifth Syposium on Improved Methods for Oil Recovery, Held in Tulsa, OK. April 16-19, 1978.