

32
2ej.



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA
DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

MANEJO DE LA PRODUCCIÓN DE ACEITE Y
GAS CON ALTO CONTENIDO DE BÍOXIDO DE
CARBONO

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

INGENIERO PETROLERO

P R E S E N T A :

FRANCISCO REYES ALANIS

DIR. DE TESIS: ING. JUAN DE LA CRUZ CLAVEL LOPEZ



MEXICO, D. F.

1997

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
60-4-029

SR. FRANCISCO REYES ALANIS
Presente

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor Ing. Juan de la Cruz Clavel López y que aprobó esta Dirección para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de Ingeniero Petrolero:

MANEJO DE LA PRODUCCION DE ACEITE Y GAS CON ALTO CONTENIDO DE BIXIDO DE CARBONO

- I INTRODUCCION
- II PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS
- III MANEJO Y DISPOSICION DEL CO₂
- IV EFECTO DEL CO₂ EN EL MANEJO DE LA PRODUCCION
- V DISEÑO DE INSTALACIONES SUPERFICIALES DE PRODUCCION
- VI CONSIDERANDO ALTO CONTENIDO DE CO₂
- VII CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES
- VIII REFERENCIAS

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 8 de mayo de 1997
EL DIRECTOR


ING. JOSE MANUEL COVARRUBIAS SOLIS

JMCS:RRR:sg

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA TIERRA

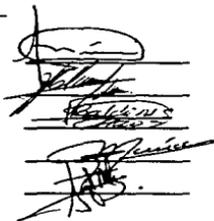
"Manejo de la Producción de Aceite y Gas con Alto Contenido de Bióxido de Carbono"

Tesis presentada por :
Francisco Reyes Alanís

Dirigida por:
Ing. Juan de la Cruz Clavel López

JURADO DEL EXAMEN PROFESIONAL

PRESIDENTE:	ING. NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO
VOCAL:	ING. JUAN DE LA CRUZ CLAVEL LÓPEZ
SECRETARIO:	M.I. CARLOS BALDERAS JOERS
1ER. SPTE.:	ING. SALVADOR MACÍAS HERRERA
2DO. SPTE.:	M.I. JOSE MARTÍNEZ PEREZ



Handwritten signatures of the jury members over horizontal lines.

México, D.F., Mayo de 1997

AGRADECIMIENTOS

A MIS PADRES:

José Reyes Durán y María Elena Alanís Soto; Por el solo hecho de haberme dado la vida, por apoyarme siempre en cualquier momento y por haberme acompañado durante estos 25 años
¡GRACIAS!

A MIS HERMANOS:

Adelina, Noel, Antonio, Eudis, Jesús, Guadalupe y Heriberto; Con quienes he compartido momentos inolvidables y de quienes siempre encontraré su apoyo desinteresado.

A MIS MAESTROS Y COMPAÑEROS DE LA FACULTAD:

A mis maestros, de quienes he aprendido mucho de lo que ahora sé, y a mis compañeros y amigos por hacer más agradable el camino hacia la meta.

Finalmente, agradezco a todas las personas del Instituto Mexicano del Petróleo (IMP) que contribuyeron de algún modo para que este trabajo se llevara a cabo, especialmente al Ing. Juan de la Cruz Clavel López y al Ing. Santos Reyes.

CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	iv
CAPÍTULO I	
PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS	1
I.1 PROPIEDADES DEL GAS NATURAL	
I.1.1 Densidad relativa del gas	1
I.1.2 Densidad del gas libre	3
I.1.3 Correcciones al factor de compresibilidad por presencia de impurezas	5
I.1.4 Viscosidad del gas	5
I.1.5 Corrección de la viscosidad del gas por presencia de impurezas	6
I.2 PROPIEDADES DEL ACEITE SATURADO	6
I.2.1 Correlación de Standing	6
I.2.2 Correlación de Vázquez y Beggs	7
I.2.3 Correlación de Oinsten Glaso	8
I.2.4 Correlación de Lasater	8
I.2.5 Densidad del aceite saturado	9
I.2.6 Viscosidad del aceite saturado	9
I.2.7 Tensión superficial del aceite	10
I.3 PROPIEDADES DEL ACEITE BAJOSATURADO	10
I.3.1 Correlaciones para obtener la presión en el punto de burbujeo	10
I.3.2 Corrección de la presión de saturación por presencia de impurezas	11
I.3.3 Compresibilidad del aceite bajosaturado	12
I.3.4 Densidad del aceite bajosaturado	12
I.3.5 Viscosidad del aceite bajosaturado	12
I.3.6 Factor de volumen del aceite	13
I.4 PROPIEDADES DEL AGUA SATURADA	13
I.4.1 Factor de volumen del agua saturada	13
I.4.2 Densidad del agua saturada	13
I.4.3 Viscosidad del agua saturada	13
I.4.4 Tensión superficial agua-gas	13
I.4.5 Solubilidad del agua en el gas	14
I.5 PROPIEDADES DEL AGUA BAJOSATURADA	14
I.5.1 Compresibilidad del agua bajosaturada	14
I.5.2 Densidad del agua bajosaturada	15
I.5.3 Factor de volumen del agua bajosaturada	15

1.6 EJEMPLO DE APLICACIÓN	16
CAPÍTULO II	23
MANEJO Y DISPOSICIÓN DEL CO₂	
II.1 EL CO ₂ EN LA NATURALEZA	23
II.2 EL CO ₂ EN LA INDUSTRIA PETROLERA	27
II.2.1 Análisis técnico para la aplicación de una técnica de Recuperación Mejorada de Petróleo (RMP) en el Campo "Tres Hermanos"	29
II.2.1.1 Preselección de una técnica de RMP	29
II.2.1.2 Resultados del análisis técnico para el proyecto de RMP	31
II.2.2 Fuentes de CO ₂	32
II.3 DIAGRAMA DE FASES DEL CO ₂	34
CAPÍTULO III	36
EFEECTO DEL CO₂ EN EL MANEJO DE LA PRODUCCIÓN	
III.1 CORROSIÓN	36
III.2 CORROSIÓN POR CO ₂	36
III.3 DONDE Y CUANDO SE PRESENTA LA CORROSIÓN POR CO ₂	38
III.3.1 Yacimientos con alto contenido de CO ₂	38
III.3.2 Recuperación Mejorada por inyección de CO ₂	39
III.4 CONTROL DE LA CORROSIÓN	39
III.4.1 Materiales no metálicos	42
III.5 MANEJO DEL CO ₂ EN PROYECTOS DE RMP	44
III.5.1 Sistema de recolección de CO ₂	44
III.5.2 Línea de conducción de CO ₂	47
III.5.3 Sistema de inyección de CO ₂	47
III.5.4 Instalaciones de mezclado de CO ₂	49
III.5.5 Medición del CO ₂	51
III.5.6 Sistema de producción	52
III.5.7 Sistema de reciclaje de CO ₂	54
III.5.8 Conclusiones	56

CAPÍTULO IV	67
DISEÑO DE INSTALACIONES SUPERFICIALES DE PRODUCCIÓN CONSIDERANDO ALTO CONTENIDO DE CO₂	
IV.1 DISEÑO DE INSTALACIONES PARA YACIMIENTOS CON ALTO CONTENIDO DE CO ₂	57
IV.1.1 Cabezal de producción	57
IV.1.2 Sistema de recolección	57
IV.1.3 Batería de separación	58
IV.1.4 Manejo del gas separado	59
IV.1.4.1 Quema y venteo del gas	59
IV.1.4.2 Deshidratación y Endulzamiento del gas	60
IV.1.4.3 Compresión del gas	62
IV.2 EJEMPLO DE APLICACIÓN	62
CAPÍTULO V	69
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	
V.1 CONCLUSIONES	69
V.2 RECOMENDACIONES	70
REFERENCIAS	71

INTRODUCCIÓN

Este trabajo se desarrollo con el objeto de hacer notar los diferentes aspectos que se involucran cuando esta presente en la mezcla de hidrocarburos una cantidad apreciable de bióxido de carbono (CO₂), esto en relación con el manejo y tratamiento que se le da normalmente a los hidrocarburos en superficie.

El CO₂ es un gas incoloro e inodoro, soluble en agua a presión y temperatura atmosféricas. Es un constituyente normal de la atmósfera, por lo que no se le considera tóxico; además, desempeña un papel muy importante en la naturaleza pues los vegetales toman el CO₂ del aire, que en presencia de agua y por la acción de la clorofila a la luz se transforma en "Aldheido formico" desprendiendo a su vez oxígeno. Sin embargo, cantidades excesivas de CO₂ en la atmósfera pueden ocasionar un aumento a la temperatura en la superficie de la tierra, si esto ocurriera se tendría en consecuencia un crecimiento de las zonas áridas y el derritimiento de las capas de hielo de los polos, entre otros problemas graves.

Por lo anterior, en este trabajo se recomienda que en todos los proyectos donde se maneje CO₂ en grandes cantidades, se tomen muy en cuenta los aspectos ambientales.

Por otro lado, en lo referente a la ingeniería de producción de hidrocarburos, el CO₂ afecta ha algunas correlaciones empíricas para calcular las propiedades del gas, como son: el factor de compresibilidad, el factor de volumen, la densidad y la viscosidad; además de la presión de saturación del aceite

El CO₂ por sí solo no es corrosivo, pero en presencia de agua forma ácido carbonico, el cual atacará a todas las partes metálicas del sistema, ya sea en el mismo pozo o en las instalaciones superficiales.

En este trabajo se exponen varias formas para el control de la corrosión, la elección de cualquier alternativa debe basarse en un análisis técnico - económico para cada caso en particular.

Los ejemplos de aplicación que aquí se presentan fueron tomados de datos de campo reales y actualmente tienen actualidad, ya que ahora mismo están siendo analizados por parte del personal de PEMEX y del IMP. El objetivo de estos ejemplos (sobre todo el del Capítulo IV) no es dar una solución integral a los problemas, sino más bien, proponer diferentes alternativas para que estas sean analizadas, tanto técnica como económicamente, a mayor profundidad y así poder darles solución.

CAPÍTULO I

PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS

Realmente antes de comenzar con cualquier análisis, en lo referente a la ingeniería de producción de hidrocarburos, es necesario contar o disponer de las propiedades de los fluidos que necesitamos, estas estarán en función de la presión, temperatura y composición.

Para conocer a diferentes presiones y temperaturas las propiedades de los fluidos se utilizan correlaciones empíricas; esto es debido al problema que surge de la necesidad de conocer estas propiedades a numerosas condiciones de presión y temperatura; para lo cual no sería recomendable, tanto técnica como económicamente, análisis PVT de laboratorio, además de la carencia de análisis PVT apropiados de laboratorio.

El análisis con que se cuenta generalmente es una separación diferencial, realizada a la temperatura del yacimiento, bajo condiciones de equilibrio; sin embargo, al pasar los fluidos a través de la tubería de producción y escurrir por la línea de descarga, su temperatura disminuye y el gas liberado no es el que correspondería a condiciones de equilibrio, lo que acarrea un margen de error.

En este Capítulo se presentan algunas correlaciones empíricas para determinar la propiedades de los fluidos; al usar estas correlaciones se debe comprender que se obtendrán valores aproximados de las propiedades mencionadas.

Otra manera de determinar las propiedades de los fluidos es a través de ecuaciones de estado, mediante las cuales se define con gran precisión las propiedades de la fase líquida y de la fase gaseosa. Para ello se requiere contar con un modelo composicional y de la composición del fluido, con lo cual en la mayoría de los casos no se cuenta.

1.1 PROPIEDADES DEL GAS NATURAL

1.1.1 Densidad relativa del gas

Las propiedades de los fluidos emplean a tres densidades relativas del gas, necesarias para su cálculo, y son las siguientes:

- La densidad del gas producido (γ_g), que generalmente se tiene como dato, pero cuando no es así se puede calcular de la siguiente forma:

$$\gamma_g = \frac{\sum_{i=1}^n \gamma_{gi} Q_{gi}}{Q_{gl}} \quad (1.1)$$

En donde:

n = número de etapas de separación
 γ_{gi} = densidad relativa del gas en la salida del separador i
 Q_{gi} = gasto de gas a la salida del separador

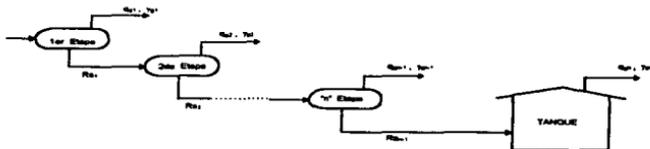


Figura 1.1 Esquema de las etapas de separación de una batería.

- La densidad relativa del gas disuelto, esta puede obtenerse utilizando a la correlación de Katz⁽²⁾:

$$\gamma_{gd} = 0.25 + 0.02 \cdot \text{API} + R_s \times 10^{-6} (0.6874 - 3.5864 \cdot \text{API}) \quad (1.2)$$

- La densidad relativa del gas libre, se puede obtener por medición directa, por cromatografía. También puede obtenerse a partir de un balance de masa de la siguiente forma:

$$W_g = W_{gd} + W_{gf} \quad (1.3)$$

Donde:

W_g = gasto másico de gas producido (lbm/día)
 W_{gd} = gasto másico de gas disuelto (lbm/día)
 W_{gf} = gasto másico de gas libre (lbm/día)

Además, se tiene que:

$$W_g = 0.0764 \times R \times q_g \times \gamma_g \quad (1.4)$$

$$W_{gd} = 0.0764 \times R_s \times Q_g \times \gamma_{gd} \quad (1.5)$$

$$W_{gf} = 0.0764 \times (R - R_s) \times Q_g \times \gamma_{gf} \quad (1.6)$$

Donde:

Densidad del aire = 0.0764 (lbm/ft³ / scf/aire)

R = Relación gas - aceite total (ft³/bl)

R_s = Relación gas disuelto - aceite en la primera etapa (ft³/bl)

Ahora resolviendo para γ_{gf} , para la primera etapa, se tiene lo siguiente:

$$\gamma_{gf} = \frac{R \gamma_g - R_s \gamma_{gd}}{R - R_s} \quad (1.7)$$

Para resolver esta ecuación es necesario primero calcular el valor de γ_{gd} y comparar este valor con el de γ_g , el valor de γ_g que se use como dato debe ser mayor o igual que el valor de γ_{gd} , dado que $R > R_s$ y dado que el numerador debe ser siempre positivo.

Para etapas subsiguientes:

$$\gamma_{gf} = \frac{R_{S_{i+1}} \gamma_{g_{i+1}} - R_{S_i} \gamma_{gd}}{R_{S_{i+1}}} \quad (1.8)$$

1.1.2 Densidad del gas libre

Esta se puede calcular por medio de la siguiente ecuación:

$$\rho_g = \frac{0.0764 \gamma_{gf}}{B_g} \quad (1.9)$$

donde el factor de volumen B_g se puede calcular por medio de la ecuación siguiente, la cual es deducida de la ecuación de estado de los gases reales.

$$B_g = \frac{0.02825 Z (T + 460)}{P} \quad (1.10)$$

Para resolver esta ecuación es necesario calcular el factor de compresibilidad del gas natural (Z)⁽⁶⁾, este es un punto importante dado que el valor de Z se verá afectado por la presencia de impurezas, es decir gases tales como el Nitrógeno (N₂), Dióxido de carbono (CO₂) y ácido sulfhídrico (H₂S), como se verá más adelante.

Existen diferentes correlaciones para calcular el factor de compresibilidad del gas, de las cuales las ecuaciones correspondientes a los gases superficiales han sido establecidas utilizando gases de los separadores y vapores obtenidos en los tanques de almacenamiento. Estos gases contienen altas proporciones de metano y etano.

Las ecuaciones que corresponden a gases húmedos han sido establecidas considerando que contienen altas concentraciones de los componentes intermedios ($C_2 - C_6$).

Para calcular Z es necesario primero obtener la presión y temperatura pseudocríticas, que para gases húmedos están dadas por⁽⁹⁾:

$$T_{pc} = 238 + 210 \gamma_{gr} \quad (1.11)$$

$$P_{pc} = 740 - 100 \gamma_{gr} \quad (1.12)$$

y para gases superficiales se tiene:

$$T_{pc} = 167 + 316.67 \gamma_{gr} \quad (1.13)$$

$$P_{pc} = 702.5 - 50 \gamma_{gr} \quad (1.14)$$

El valor de Z se obtiene por el método de ensaye y error, utilizando la temperatura y presión pseudoreducidas, así como la densidad reducida, por medio de las siguientes ecuaciones:

$$T_{pr} = (T + 460) / T_{pc} \quad (1.15)$$

$$P_{pr} = P / P_{pc} \quad (1.16)$$

$$\rho_r = 0.27 P_{pr} / Z T_{pr} \quad (1.17)$$

$$Z = 1 + (A1 + A2 / T_{pr} + A3 / T_{pr}^3) \rho_r + (A4 + A5 / T_{pr}) \rho_r^2 + A5 A6 \rho_r^3 / T_{pr} + (A7 \rho_r^2 / T_{pr}^3) (1 + A8 \rho_r^2) \times \exp(-A8 \rho_r^2) \quad (1.18)$$

En donde:

$$A1 = 0.31506$$

$$A2 = -1.0467$$

$$A3 = -0.5783$$

$$A4 = 0.5353$$

$$A5 = -0.6123$$

$$A6 = -0.10489$$

$$A7 = 0.68157$$

$$A8 = 0.68446$$

El procedimiento es el siguiente: se supone un valor para Z (Z_s), con este valor supuesto se calcula ρ_r , con la ec. 1.17; después se determina el valor de Z (Z_c) utilizando para ello la ec. 1.18, se obtiene el valor absoluto de la diferencia existente entre Z_s y Z_c y se compara el valor con una tolerancia de 0.001, lo más probable es que en esta iteración los

valores no cumplan con la tolerancia establecida; si los valores de Z no coinciden se asume que el valor de Z supuesto es igual al valor de Z calculado.

El procedimiento es iterativo, es decir que se debe estar repitiendo hasta que se caiga en la tolerancia preestablecida, es decir $|Z_c - Z_a| \leq 0.001$.

I.1.3 Correcciones al factor de compresibilidad del gas por presencia de impurezas⁽⁶⁾

El propósito de este trabajo es precisamente hacer notar las modificaciones que hay que realizar a las propiedades de los fluidos cuando se tienen yacimientos petroleros con altas cantidades de impurezas, para el caso concreto cuando se tienen alta concentración de bióxido de carbono (CO_2) en el gas.

Las propiedades pseudocríticas se ven afectadas por presencia de CO_2 y de H_2S por lo que ahora se calculan de la manera siguiente:

$$T^* = T_{pc} - \omega \quad (1.19)$$

$$P^* = P_{pc} T_{pc}^* / [T_{pc} + f_{\text{H}_2\text{S}} (1 - f_{\text{H}_2\text{S}}) \omega] \quad (1.20)$$

El valor de ω se determina con base en las fracciones molares de CO_2 y H_2S como sigue:

$$\omega = 120 \left(\frac{f_{\text{CO}_2}^{0.9}}{\text{H}_2\text{S}} - \frac{f_{\text{CO}_2}^{1.5}}{\text{H}_2\text{S}} \right) + 15 (f_{\text{H}_2\text{S}}^{0.5} - f_{\text{H}_2\text{S}}^4) \quad (1.21)$$

En donde:

f_{CO_2} = es la suma de las fracciones molares de CO_2 y H_2S .

$f_{\text{H}_2\text{S}}$ = es la fracción molar del H_2S .

Los valores de T_{pc}^* y P_{pc}^* obtenidos de este modo se sustituyen en las ecuaciones 1.15 y 1.16, respectivamente, y se continua con el procedimiento normal (ya descrito) para el cálculo de Z .

I.1.4 Viscosidad del gas⁽⁶⁾

La viscosidad del gas se obtiene por medio de la correlación de Lee:

$$\mu_g = K \times 10^{-4} \exp(X) (\rho_g / 62.428)^Y \quad (1.22)$$

$$K = \frac{(9.4 + 0.5794 \gamma_g) (T + 460)^{1.5}}{209 + 550.4 \gamma_g + (T + 460)} \quad (1.23)$$

$$Y = 2.4 - 0.2 x \quad (1.24)$$

$$x = 3.5 + 986 / (T + 460) + 0.2897 \gamma_g \quad (1.25)$$

I.1.5 Corrección de la viscosidad del gas por presencia de impurezas^{m)}

La corrección de la viscosidad del gas se hace con las siguientes ecuaciones:

$$\mu_g = \mu_{gc} + C_{N_2} + C_{CO_2} + C_{H_2S} \quad (1.26)$$

$$C_{N_2} = f_{N_2} (8.48 \times 10^{-3} \log \gamma_g + 9.59 \times 10^{-3}) \quad (1.27)$$

$$C_{CO_2} = f_{CO_2} (9.08 \times 10^{-3} \log \gamma_g + 6.24 \times 10^{-3}) \quad (1.28)$$

$$C_{H_2S} = f_{H_2S} (8.49 \times 10^{-3} \log \gamma_g + 3.73 \times 10^{-3}) \quad (1.29)$$

En donde:

μ_{gc} = Viscosidad del gas calculada con la ecuación 1.22

C_{N_2} = Corrección por la presencia de nitrógeno (N_2)

C_{CO_2} = Corrección por la presencia de dióxido de carbono (CO_2)

C_{H_2S} = Corrección por la presencia de ácido sulfhídrico (H_2S)

f_{N_2} = Fracción molar del N_2

f_{CO_2} = Fracción molar del CO_2

I.2 PROPIEDADES DEL ACEITE SATURADO

I.2.1 Correlación de Standing^{m)}

Esta correlación se estableció para aceites y gases producidos en California y para otros sistemas de crudo de bajo encogimiento, simulando una separación instantánea en dos etapas a 100 °F. La primera etapa se realizó a una presión de 250 a 450 lb/pg² abs y la segunda etapa a la presión atmosférica.

Esta correlación puede ser útil en general para aceites pesados, es decir aceites con una baja densidad *API.

La presión del aceite saturado se correlacionó en la siguiente forma:

$$P = 18 \left[(R_s / \gamma_{gs})^{0.83} 10^{(0.00081 T - 0.0125 *API)} \right] \quad (1.30)$$

Despejando la relación gas disuelto-aceite (Rs) de la ecuación anterior se tiene:

$$R_s = \gamma_{gs} \left[(P / 18) 10^{(0.0125 *API - 0.00081 T)} \right]^{1/0.83} \quad (1.31)$$

El factor de volumen (Bo) se correlacionó de la forma siguiente:

$$B_o = 0.972 + 0.000147 (F)^{1.173} \quad (1.32)$$

Donde:

$$F = R_s (\gamma_{gs} / \gamma_o)^{0.5} + 1.25 T \quad (1.33)$$

I.2.2 Correlación de Vázquez y Beggs⁽⁹⁾

Las correlaciones desarrolladas por Vázquez y Beggs fueron establecidas usando más de 6000 datos de Rs, Bo, y μ_o a varias presiones y temperaturas.

El primer paso para utilizar estas correlaciones es obtener el valor de la densidad relativa del gas a un valor normalizado de presión de separación, dicho valor es de 100 lb/pg² abs; para esto propusieron la siguiente ecuación:

$$\gamma_{gs} = \gamma_{gp} (1 + 5.912 \times 10^{-5} *API T_s \log (P_s / 114.7)) \quad (1.34)$$

La determinación de Rs se hace de acuerdo con la densidad del aceite, de la forma siguiente:

$$R_s = C_1 \gamma_{gs} P^{C_2} \exp (C_3 *API / (T + 460)) \quad (1.35)$$

En donde los coeficientes son:

COEFICIENTE	*API \leq 30*	*API > 30*
C ₁	0.0362	0.0178
C ₂	1.0937	1.1870
C ₃	25.724	23.931

Para determinar el factor de volumen la expresión es la siguiente:

$$Bo = 1 + C_1 R_s + (T - 60) (^{\circ}API / \gamma_{gs}) (C_2 + C_3 R_s) \quad (1.36)$$

En donde los valores de los coeficientes son:

COEFICIENTE	$^{\circ}API \leq 30^{\circ}$	$^{\circ}API > 30^{\circ}$
C_1	4.677×10^{-4}	4.67×10^{-4}
C_2	1.751×10^{-5}	1.1×10^{-5}
C_3	-1.811×10^{-6}	1.337×10^{-6}

I.2.3 Correlación de Oistein Glaso⁽¹⁰⁾

Esta correlación se estableció utilizando muestras de aceite producido en el Mar del Norte, y como es sabido en esa región predominan los aceites de tipo volátil.

Para calcular R_s se tienen las siguientes ecuaciones:

$$R_s = \gamma_{rel} [(P^{\circ} \text{ API}^{0.809}) / T^a]^{10.618} \quad (1.37)$$

$$P^{\circ} = -2.57364 + 2.35772 \log p - 0.703988 \log^2 p + \dots \\ \dots + 0.098479 \log^3 p \quad (1.38)$$

En donde :

$a = 0.130$, para aceites volátiles
 $a = 0.172$, para aceites negros

Se puede variar el valor del exponente "a" con el fin de obtener un mejor ajuste de la correlación.

El valor de Bo se obtiene con las ecuaciones siguientes:

$$Bo = 1 + 10^a \quad (1.39)$$

$$a = -6.58511 + 2.91329 \log Bo^* - 0.27683 \log^2 Bo^* \quad (1.40)$$

$$Bo^* = R_s (\gamma_{rel} / \gamma_o)^{0.528} + 0.968 T \quad (1.41)$$

I.2.4 Correlación de Lasater⁽¹¹⁾

Esta correlación se estableció utilizando 158 mediciones experimentales de la presión en el punto de burbujeo de 137 sistemas independientes, producidos en Canadá y Estados Unidos.

la ecuación para obtener R_s es la siguiente:

$$R_s = 132755 \gamma_o \gamma_o / [(1 - \gamma_o) M_o] \quad (1.42)$$

La fracción molar del gas puede calcularse con la siguiente expresión:

$$\gamma_g = \frac{R_s / 379.3}{R_s / 379.3 + 350 \gamma_o / M_o} \quad (1.43)$$

La fracción molar del gas también puede calcularse en función del factor de la presión ("Pf") en el punto de burbujeo; la ecuación ajustada en función de pf es:

$$\gamma_g = 419.545 \times 10^{-5} pf^3 - 591.428 \times 10^{-4} pf^2 + 334.519 \times 10^{-3} pf + 169.879 \times 10^{-4} \quad (1.44)$$

En donde pf se calcula con la siguiente ecuación:

$$pf = P \gamma_{gs} / (T + 460) \quad (1.45)$$

Con base en los parámetros obtenidos con las correlaciones anteriores, será posible calcular ahora: la densidad del aceite, la viscosidad y la tensión superficial.

I.2.5 Densidad del aceite saturado

Esta se calcula por medio de la siguiente ecuación:

$$\rho_o = (62.4 \gamma_o + 0.01362 R_s \gamma_{gs}) / B_o \quad (1.46)$$

I.2.6 Viscosidad del aceite saturado⁽¹²⁾

Esta se puede determinar de la forma siguiente:

$$\mu_o = a \mu_{om}^b \quad (1.47)$$

En donde:

$$a = 10.715 (R_s + 100)^{-0.515} \quad (1.48)$$

$$b = 5.44 (P_s + 150)^{-0.338} \quad (1.49)$$

$$\mu_{om} = 10^X - 1 \quad (1.50)$$

$$X = Y T^{-1.63} \quad (1.51)$$

$$Y = 10^Z \quad (1.52)$$

$$Z = 3.0324 - 0.02023 \cdot \text{API} \quad (1.53)$$

I.2.7 Tensión superficial del aceite⁽¹³⁾

Esta se calcula con la siguiente ecuación:

$$\sigma_o = (42.4 - 0.047 T - 0.267 \cdot \text{API}) \exp(-0.0007 P) \quad (1.54)$$

I.3 PROPIEDADES DEL ACEITE BAJOSATURADO

I.3.1 Correlaciones para obtener la presión en el punto de burbujeo

Para obtener las propiedades del aceite bajosaturado es necesario en primer lugar determinar la presión de saturación del aceite. La ecuación a utilizar depende de la correlación usada:

• Standing

$$P_b = 18 \{ [R / R_s]^{0.83} 10^{(0.00081 T - 0.0125 \cdot \text{API})} \} \quad (1.55)$$

• Vázquez y Beggs

$$P_b = \{ R \exp[-C3 \cdot \text{API} / (T + 460)] / [C1 \gamma_{gr}] \}^{1/C2} \quad (1.56)$$

• Oinsten Glaso

$$P_b = 10^{(1.7889 + 1.7447 \log P_b^* - 0.30218 \log^2 P_b^*)} \quad (1.57)$$

En donde:

$$P_b^* = (R / \gamma_{gd})^{0.818} \times T^{0.130} / \text{API}^{0.989} \quad (1.58)$$

• Lasater

$$P_b = pf (T + 460) / \gamma_{gd} \quad (1.59)$$

I.3.2 Corrección de la presión de saturación por presencia de impurezas⁽¹⁹⁾

El efecto de la presencia de impurezas en la presión de saturación puede ir desde un valor pequeño hasta un valor relativamente grande; todo depende del tipo de impureza, de la cantidad en que se encuentre en el yacimiento, la temperatura y la densidad del aceite en el tanque de almacenamiento.

Las correcciones que se harán a la presión de saturación serán por presencia de CO₂, N₂ y H₂S. Para el caso específico del CO₂, en sistemas que contienen grandes cantidades de este gas, de acuerdo con Lasater⁽¹⁹⁾ se tiene que, la presión de saturación será relativamente alta al calcularse con una correlación PVT, ya que el CO₂ es menos soluble en aceite que el gas. Lasater determinó que 9.1 mol % de CO₂ que resulte en la superficie repercutirá en la presión de saturación en un 5% más que lo estimado en su propia correlación. El CO₂ tiene una influencia de "oposición" en la presión de saturación.

Las ecuaciones para realizar las correcciones son las siguientes:

- por presencia de N₂

$$P_{b_{\text{sat N}_2}} = (P_{b_{\text{N}_2}} / P_{b_h}) P_{b_{\text{sat}}} \quad (1.60)$$

$$P_{b_{\text{N}_2}} / P_{b_h} = 1 + [(-2.65 \times 10^{-4} \text{ API} + 5.5 \times 10^{-3}) T + \dots \\ 0.931 \text{ API} - 0.8295] f_{\text{N}_2} + [(1.954 \times 10^{-11} \text{ API}^{4.699}) T + \dots \\ (0.027 \text{ API} - 2.366)] (f_{\text{N}_2})^2 \quad (1.61)$$

- por presencia de H₂S

$$P_{b_{\text{sat H}_2\text{S}}} = (P_{b_{\text{H}_2\text{S}}} / P_{b_h}) P_{b_{\text{sat}}} \quad (1.62)$$

$$P_{b_{\text{H}_2\text{S}}} / P_{b_h} = 1 - (0.9035 + 0.0015 \text{ API}) f_{\text{H}_2\text{S}} + \dots \\ 0.019(45 - \text{API})(f_{\text{H}_2\text{S}})^2 \quad (1.63)$$

- por presencia de CO₂

$$P_{b_{\text{sat CO}_2}} = (P_{b_{\text{CO}_2}} / P_{b_h}) P_{b_{\text{sat}}} \quad (1.64)$$

$$P_{b_{\text{CO}_2}} / P_{b_h} = 1.0 - 693.8 f_{\text{CO}_2} T^{-1.53} \quad (1.65)$$

En donde:

$P_{b_{\text{sat}}}$ = es la presión de saturación calculada con la correlación respectiva
ecs. 1.55 a 1.59

f_{N_2} = es la fracción molar de N_2 , del total de gases en la superficie

f_{H_2S} = es la fracción molar de H_2S , del total de gases en la superficie

f_{CO_2} = es la fracción molar de CO_2 , del total de gases en la superficie

Para saber si el aceite está saturado o no, también se puede utilizar la relación de solubilidad gas-aceite (R_s) si se toma en cuenta que $R_s \leq R$ cuando el aceite está saturado.

I.3.3 Compresibilidad del aceite bajosaturado⁽⁹⁾

Esta se determina con la ecuación siguiente:

$$C_o = (C_1 + C_2 R_s + C_3 T + C_4 \gamma_{em} + C_5 \cdot API) / C_6 P \quad (1.66)$$

En donde:

$$C_1 = -1433$$

$$C_2 = 5$$

$$C_3 = 17.2$$

$$C_4 = -1180$$

$$C_5 = 12.61$$

$$C_6 = 10^3$$

I.3.4 Densidad del aceite bajosaturado

Esta se determina con la ecuación siguiente:

$$\rho_o = \rho_{ob} \exp [C_o (p - p_b)] \quad (1.67)$$

I.3.5 Viscosidad del aceite bajosaturado⁽⁹⁾

Esta se obtiene de la forma siguiente:

$$\mu_o = \mu_{ob} (p / p_b)^m \quad (1.68)$$

$$m = C_1 P^{C_2} \exp (C_3 + C_4 P) \quad (1.69)$$

En donde:

$$C_1 = 2.6$$

$$C_2 = 1.187$$

$$C_3 = -11.513$$

$$C_4 = -8.98 \times 10^{-6}$$

I.3.4 Factor de volumen del aceite¹⁶⁾

El aceite bajosaturado se calcula con la ecuación siguiente:

$$B_o = B_{o_s} \exp [-C_o (p - p_s)] \quad (1.70)$$

I.4 PROPIEDADES DEL AGUA SATURADA

I.4.1 Factor de volumen del agua saturada¹⁶⁾

Este se calcula con la ecuación siguiente:

$$B_w = 1 + 1.2 \times 10^{-4} (T - 60) + 1 \times 10^{-6} (T - 60)^2 - 3.33 \times 10^{-6} p \quad (1.71)$$

I.4.2 Densidad del agua saturada

Esta se calcula con la expresión siguiente:

$$\rho_w = 62.43 / B_w \quad (1.72)$$

I.4.3 Viscosidad del agua saturada¹⁶⁾

Esta está en función del porcentaje de NaCl (cloruro de sodio o sal) que contenga, la ecuación para calcularla es:

$$\mu_w = A + B / T \quad (1.73)$$

En donde:

$$A = -0.04518 + 0.009313 (\% \text{ NaCl}) - 0.000393 (\% \text{ NaCl})^2 \quad (1.74)$$

$$B = 70.634 + 0.09576 (\% \text{ NaCl})^2 \quad (1.75)$$

I.4.4 Tensión superficial agua-gas

Esta se calcula con la expresión:

$$\sigma_w = \frac{(280 - T)}{206} (\sigma_{w2} - \sigma_{w1}) + \sigma_{w1} \quad (1.76)$$

$$\sigma_{w1} = 52.5 - 0.006 p \quad (1.77)$$

$$\sigma_{w2} = 76 \exp(-0.00025 p) \quad (1.78)$$

En donde:

σ_{w1} : es la tensión superficial agua-gas a 280 °F

σ_{w2} : es la tensión superficial agua-gas a 74 °F

I.4.5 Solubilidad del gas en el agua⁽¹⁴⁾

Esta se calcula de la forma siguiente:

$$P^* = 1 - \exp(-p / 2276) \quad (1.79)$$

$$T^* = 5 / 9 \times (T - 32) \quad (1.80)$$

$$T' = (T^* - 32) / 10 \quad (1.81)$$

$$S = P^* (A + BT' + CT'^2 + DT'^3) \quad (1.82)$$

$$R_{sw} = 5.6146 S \quad (1.83)$$

En donde:

$$A = 3.69051$$

$$C = 0.01129$$

$$B = 0.08746$$

$$D = -0.00647$$

Este valor de R_{sw} así calculado, debe corregirse debido a la salinidad del agua. El factor de corrección es:

$$C_{cs} = 1 + (0.0001736 T - 0.07703) \% \text{ NaCl} \quad (1.84)$$

I.5 PROPIEDADES DEL AGUA BAJOSATURADA⁽¹⁴⁾

I.5.1 Compresibilidad del agua bajosaturada

Esta se puede determinar de la siguiente manera:

$$C_w = (A + BT) + CT^2) 10^{-8} f^* \quad (1.85)$$

En donde:

$$A = 3.8546 - 0.0001134 p$$

$$B = - 0.01052 + 4.77 \times 10^{-7} p$$

$$C = 3.9267 \times 10^{-5} - 8.8 \times 10^{-10} p$$

$$f^* = 1 + 8.9 \times 10^{-3} R_{sw}$$

f^* : es el factor de corrección por presencia de gas en solución

Esta correlación tiene un rango de aplicación de:

$$100 \text{ lb/pg}^2 \text{ abs} < p < 6000 \text{ lb/pg}^2 \text{ abs}$$

$$80 \text{ }^\circ\text{F} < T < 250 \text{ }^\circ\text{F}$$

$$0 \text{ pie}^3/\text{bl} < R_{sw} < 25 \text{ pie}^3/\text{bl}$$

I.5.2 Densidad del agua bajosaturada

Esta se determina con la ecuación siguiente:

$$\rho_w = \rho_{wb} \exp(C_w(p - p_b)) \quad (1.86)$$

I.5.3 Factor de volumen del agua bajosaturada

Se determina con la ecuación:

$$B_w = B_{wb} \exp(-C_w(p - p_b)) \quad (1.87)$$

1.6 EJEMPLO DE APLICACIÓN

El ejemplo siguiente corresponde al procedimiento que se tiene que efectuar para seleccionar las correlaciones a emplear en el cálculo de Rs y Bo, así como sus respectivos ajustes, además del cálculo de las propiedades del aceite, agua y gas a ciertas condiciones de presión y temperatura.

Los datos⁽¹⁷⁾ que se presentan a continuación pertenecen a dos pozos y una batería de separación, ubicados en la región noreste de la república mexicana; la producción de estos pozos proviene del campo petrolero "Tres Hermanos".

Este campo está ubicado en el Sector Operativo Cerro Azul-Naranjos del Distrito Poza Rica en la Región Norte. La formación productora corresponde al Cretácico Tamabra. Una de las características sobresalientes del campo "Tres Hermanos" es que, del gas que se produce, el contenido de CO₂ es del orden del 61 % Mol y el resto es prácticamente metano con pequeñas proporciones de etano, propano, etc y sin contenido apreciable ácido sulfúrico (H₂S).

PROPIEDADES DE LOS LÍQUIDOS MUESTREADOS EN POZOS

PROPIEDADES	POZOS	
	TH-154	TH-131
P _i del yac. (kg/cm ²) [psi]	217 [3085.74]	216 [3071.52]
T _i del yac. (°C) [°F]	92 [197.6]	92 [197.6]
P de saturación (kg/cm ²) [psi]	204 [2900.88]	202 [2872.44]
R _{si} (m ³ /m ³) [ft ³ /bl]	183.2 [867.24]	182.9 [856.06]
Bob (m ³ /m ³)	1.4486	1.424
Densidad [gr/cm ³]	.8959	.8925
Densidad (°API)	26.00	26.00

COMPOSICIÓN Y CARACTERÍSTICAS DEL GAS DEL SEPARADOR BATERÍA 1

	P de Separación T de Separación	2 kg/cm ² 30 °C
Componente		% Mol
Nitrógeno		1.036
Bióxido de carbono		59.348
Acido sulfhídrico		0.089
Agua		0.00
Metano		29.259
Etano		5.025
Propano		3.293
Isobutano		0.223
Butano normal		0.805
Isopentano		0.203
Pentano normal		0.302
Hexanos y más pesados		0.417
Total		100
Peso molecular		35.476
Densidad relativa (aire = 1)		1.225

Para este ejemplo se tomarán los datos del pozo TH -154, las propiedades se calcularán a las condiciones de separación, es decir, P = 2 kg/cm² [28.44 psi] y T = 30 °C [86 °F], la RGA es de 2.69 m³/m³ [13.89 ft³/bl].

El primer paso es seleccionar la correlación que mejor determine los valores de Rs y Bo, y posteriormente determinar los factores de corrección respectivos. Para hacer las comparaciones se tomarán los datos reportados.

Aplicando las ecs. (1.31), (1.35), (1.37) y (1.42) se calculan los valores de Rs con Standing, Vázquez, Oinster y Lasater, respectivamente:

- Standing:

$$R_s = 1.225 \left[\frac{2900.88}{18} \right] 10^{0.0125(297) - 0.00001(197.8)} \left(\frac{1}{0.83} \right) = 836$$

- Vázquez y Beggs:

$$R_s = 0.0178 (1.123)(2900.88)^{1.1870} \times \exp \left[\frac{(23.831)(26) / (197.6 + 480)}{1} \right] = 663$$

- Oinsein Glaso:

$$R_s = 1.225 \left[\frac{17.3 (26)^{0.889}}{197.6^{0.172}} \right]^{1/0.816} = 686.11$$

- Lasater:

$$R_s = 132755 \left[\frac{0.761 (0.898)}{(1 - 0.761) 376.57} \right] = 1008$$

Se observa que con la correlación de Standing se ajusta, de manera más aproximada, el valor de R_s . El factor de corrección para R_s es:

$$R_s = F_{CR} R_{Sc} \quad , \text{ despejando } F_{CR} = R_s / R_{Sc}$$

$$F_{CR} = 867.24 / 836 = 1.037$$

En donde R_{Sc} es la relación gas disuelto-aceite, obtenido con la correlación de Standing.

Para el factor de volumen del aceite se aplican las ecs. (1.32), (1.36) y (1.39) para Standing, Vázquez y Oinsein, respectivamente:

$$B_o = 0.972 + 0.000147 (1259.9)^{1.173} = 1.62$$

$$B_o = 1 + (6.77 \times 10^{-4})(867.24) + (197.6 - 60)(26/1.123)[1.1 \times 10^{-5} + (1.337 \times 10^{-9})(867.24)]$$

$$B_o = 1.444$$

$$B_o = 1 + 10^{-0.234} = 1.58$$

De lo anterior se observa que con la correlación de Vázquez y Beggs se obtiene un valor más aproximado de B_o al determinado en el laboratorio. El factor de corrección para B_o es:

$$B_o = F_{CR} B_{oC} \quad , \text{ despejando } F_{CR} = B_o / B_{oC}$$

$$F_{CB} = 1.4486 / 1.444 = 1.0032$$

donde B_{OC} es el factor de volumen calculado con la correlación de Vázquez y Beggs.

Con base en los resultados obtenidos anteriormente, se aplicará la correlación de Vázquez para calcular B_o y Standing para calcular R_s .

Antes de calcular las propiedades del gas es necesario determinar primero R_s a las condiciones de interés; se hace notar que los valores que se obtengan tanto de R_s como de B_o , serán afectados por sus respectivos factores de corrección.

Primeramente la expresión para la densidad relativa del gas ec. (1.2), debe ajustarse al valor proporcionado como dato:

$$\gamma_{gd} = 0.25 + 0.02 (26) + 867.24 \times 10^{-6} [0.6874 - 3.5864(26)] = 0.69$$

en el punto de burbujeo se tiene que $\gamma_{gd} = \gamma_g$, entonces:

$$\gamma_g = F_{CD} \gamma_{gd}, \text{ despejando } F_{CD} = \gamma_g / \gamma_{gd}$$

$$F_{CD} = 1.225 / 0.69 = 1.775$$

donde F_{CD} es el factor de corrección de la densidad relativa del gas disuelto.

Los valores de R_s y γ_{gd} , a las condiciones de interés, se obtienen por un procedimiento general (aplicable a todas las correlaciones), el procedimiento es por ensaye y error de la siguiente manera:

- 1) se supone un valor de γ_{gd} (γ_{gdc})
- 2) se resuelve la ec. 1.31 para R_s^*
- 3) se calcula el valor de γ_{gd} (γ_{gdc}) con la ec. 1.2
- 4) se comparan los valores de γ_{gd}^* , el supuesto con el calculado.

Si

- $|\gamma_{gdc} - \gamma_{gdc}| \leq 0.001$, entonces los valores de γ_{gdc} y R_s son los correctos
 - En caso contrario, se supone que $\gamma_{gdc} = \gamma_{gdc}$ y se continua a partir del inciso 2)
- * afectados por su respectivo factor de corrección.

De acuerdo con el procedimiento descrito anteriormente, los valores calculados respectivamente son: $R_s = 4.87 \text{ ft}^3/\text{bl}$ y $\gamma_{gd} = 1.386$.

Cálculo de las propiedades del gas

Como $P << P_b$ a las condiciones de interés, el aceite está saturado. Aplicando la ec. (1.7) se tiene:

$$\gamma_g = \frac{(13.89)(1.225) - (4.87)(1.368)}{13.89 - 4.87} = 1.149$$

El factor de compresibilidad (Z) se determina con las ecuaciones de Standing, de la (1.11) a la (1.18), y con las ecuaciones de Wichert y Aziz, de la (1.19) a la (1.21) por existir impurezas.

$$T_{pc} = 167 + 316.67 (1.149) = 530.85$$

$$P_{pc} = 702.5 - 50 (1.149) = 645$$

Corrigiendo estos valores por presencia de impurezas se tiene:

$$T_{pc}^* = 530.85 - 22.78 = 508$$

$$P_{pc}^* = (645)(508) / [530.85 + 0.089 (1 - 0.089) 22.78] = 615.18$$

$$T_{pr} = (86 + 460) / 508 = 1.075$$

$$P_{pr} = 28.44 / 615.18 = 0.0462$$

Utilizando el procedimiento descrito en el inciso I.1.2 tenemos finalmente:

$$Z = 0.986$$

Con las ecs. (1.9) y (1.10) se obtiene B_g y ρ_g :

$$B_g = (0.02825)(0.986)(86 + 460) / 28.44 = 0.535 \text{ ft}^3/\text{ft}^3$$

$$\rho_g = (0.0764)(1.149) / 0.536 = 0.154 \text{ lb}/\text{ft}^3$$

La viscosidad del gas se calcula con las ecuaciones de Lee, de la (1.22) a la (1.25):

$$\mu = 3.5 + [986 / (86 + 460)] + 0.2897 (1.149) = 5.639$$

$$Y = 2.4 - 0.2 (5.639) = 1.272$$

$$K = \frac{[9.4 + 0.5794 (1.149)] (86 + 460)^{1.5}}{0.9 + 550.4 (1.149) + (86 + 460)} = 92.56$$

$$\mu_g' = 92.56 \times 10^{-4} \exp [5.639 (0.164 / 62.428)^{1.272}]$$

$$\mu_g' = 9.28 \times 10^{-3} \text{ cp}$$

la corrección de la viscosidad del gas por presencia de impurezas se hace con las ecuaciones de Carr y Kobayashi, de la (1.26) a la (1.29):

$$C_{co} = 0.593 [9.08 \times 10^{-3} \log (1.225) + 6.24 \times 10^{-3}] = 3.85 \times 10^{-3}$$

$$\mu_g = 9.28 \times 10^{-3} + 3.85 \times 10^{-3} = 1.13 \times 10^{-2} \text{ cp}$$

Cálculo de las propiedades del aceite

El factor de volumen del aceite se obtiene con la correlación de Vázquez y Beggs, ec. (1.36):

$$Bo = 1 + 4.677 \times 10^{-4} (4.87) + (86 - 60)(26 / 1.123)[1.751 \times 10^{-5} - 1.811 \times 10^{-6} (4.87)]$$

$$Bo^{**} = 1.013 (1.0032) = 1.016$$

** afectado por el factor de corrección.

La densidad del aceite se calcula con la ec. (1.46):

$$\rho_o = 62.4 (0.898) + 0.01362 (4.87)(1.366) / 1.016 = 55.24 \text{ lb/ft}^3$$

La viscosidad del aceite saturado se calcula con las ecuaciones de Beggs y Robinson, de la (1.47) a la (1.53):

$$a = 10.715 (4.87 + 100)^{-0.515} = 0.976$$

$$b = 5.44 (4.87 + 150)^{-0.338} = 0.989$$

$$z = 3.0324 - 0.02023 (26) = 2.5$$

$$y = 10^{2.5} = 316$$

$$x = 316 (86)^{-1.163} = 1.78$$

$$\mu_{em} = 10^{1.78} - 1 = 60.2$$

$$\mu_a = 0.976 (60.2)^{0.880} = 46.16 \text{ cp}$$

La tensión superficial del aceite se calcula con la ecuación de Baker, (1.59):

$$\sigma_a = [42.4 - 0.047 (86) - 0.267 (26)] \exp [-0.0007 (28.44)] = 30.8 \text{ Dinas/cm}$$

CAPÍTULO II

MANEJO Y DISPOSICION DEL CO₂

II.1 EL CO₂ EN LA NATURALEZA

El CO₂ fue descubierto por Van Helmont en 1648, quien lo llamo aire silvestre y espíritu mineral. Lavoiser lo obtuvo en 1776 quemando el diamante en oxígeno, demostrando su composición; en 1840 Dumas y Stas hicieron su síntesis. Se encuentra en la atmósfera a causa de la respiración animal (Un hombre produce en 24 horas casi un kilogramo de CO₂), combustiones, fermentaciones, putrefacciones y por desprenderse de algunos volcanes, grietas naturales de la tierra, minas de lignito, hulla etc.⁽¹⁸⁾.

En la naturaleza desempeña un papel muy importante, pues los vegetales toman el CO₂ del aire, que en presencia del agua y por acción de la clorofila a la luz solar, se transforma en aldehído fórmico (H.C.H:O) desprendiendo oxígeno:



Los animales se alimentan de los vegetales quemando las sustancias u oxidándolas en su organismo, con lo que se produce CO₂ que vuelve a la atmósfera. Este es el ciclo completo de las transformaciones sufridas por el CO₂.

El CO₂ es un gas incoloro e inodoro, cuya densidad, a condiciones atmosféricas, es de 1.977 g/lit. A temperatura ordinaria y presión de 50-60 atmósferas, o a 34 atmósferas y temperatura de 0 °C, se licúa. Solidifica a -70 °C y hierve a -78 °C, por lo cual se aplica en la industria del frío artificial (nieve carbónica o hielo seco); sólido produce ampollas en la piel semejantes a las causadas por quemaduras.

Es incombustible como consecuencia de presentar el mayor grado de oxidación del carbono, a 2000 °C se disocia en CO y O.

El CO₂ no es venenoso, pero es incapaz de mantener la respiración y por tanto la vida; sin embargo, tiene propiedades que lo hacen indispensable en la vida. Por su presencia en la sangre, donde esta disuelto, actúa sobre los nervios para provocar los movimientos del corazón y de la respiración, así como la contracción de los vasos sanguíneos.

En una atmósfera enrarecida, como en las grandes alturas, la sangre pierde gran parte de CO₂, y por ello la respiración se hace jadeante, se acelera el movimiento del corazón, y se producen mareos y vértigos. Estos síntomas se conocen con el nombre de "mal de las montañas" y su causa es la falta del CO₂.

Cantidades significativas de monóxido de carbono (CO) y bióxido de carbono (CO₂) son producidas por fuentes naturales y antropogénicas (debidas al hombre), actualmente. Desde el punto de vista de sanidad, el CO es considerado como un mayor contaminante ambiental, dado que el CO₂ es relativamente no tóxico y un constituyente normal de la troposfera⁽¹⁹⁾.

Por cientos de millones de años el CO₂ ha sido removido de la atmósfera y almacenado en yacimientos de carbón, aceite y gas natural. El uso intensivo de estos combustibles en el presente siglo ha traído como resultado la emisión de CO₂ y en consecuencia su concentración en la atmósfera ha aumentado. De un valor aproximado de 290 ppm que había en 1890, la concentración de CO₂ en la atmósfera se ha incrementado a un valor de 322 ppm, es decir, hubo un aumento de alrededor del 13% para 1988 (Figura 2.1)⁽¹⁹⁾. Actualmente los niveles de CO₂ se incrementan en aproximadamente 0.7 ppm/año. Si esto continúa, se espera que los niveles de CO₂ en la atmósfera se dupliquen para el año 2035.

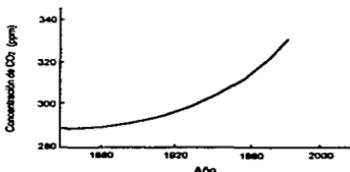


Figura 2.1 Incremento de la concentración de CO₂ en la atmósfera desde 1890

Sin embargo, no todo el CO₂ emitido a la atmósfera, proveniente de fuentes antropogénicas, contribuye al aumento en los niveles de este gas en la atmósfera, debido a la solubilidad en el agua, el océano es el mejor sumidero del CO₂, ya que absorbe alrededor del 50% de todas las emisiones antropogénicas.

El CO₂, en cantidades adecuadas, hace posible nuestra existencia manteniendo nuestra atmósfera a una temperatura adecuada para la vida, ya que tiene la propiedad de dejar pasar a través de su masa el calor del Sol, impidiendo el paso a ese mismo calor radiado por la tierra por reflexión hacia el espacio, lo cual permite retener ese calor en nuestro planeta.

El papel del bióxido de carbono en el balance de calor global en nuestro planeta es bien conocido; debido a que el CO_2 puede absorber la energía térmica y disminuir la emisibilidad calorífica de la atmósfera, esto significa la capacidad para radiar energía infrarroja en forma de ondas largas de vuelta al espacio. Al fenómeno de volverse relativamente opaca la atmósfera para las ondas largas infrarrojas y la transparencia para la luz visible se le conoce como "efecto de invernadero". Este efecto de invernadero es debido principalmente al vapor de agua y al CO_2 , los cuales tienen una fuerte banda de absorción infrarroja (Figura 2.2)⁽¹⁹⁾. Cambios en los niveles atmosféricos de uno o de estos dos componentes podrían afectar la cantidad de calor o las ondas infrarrojas atrapadas dentro del "invernadero" (atmósfera) y así determinar el clima global.

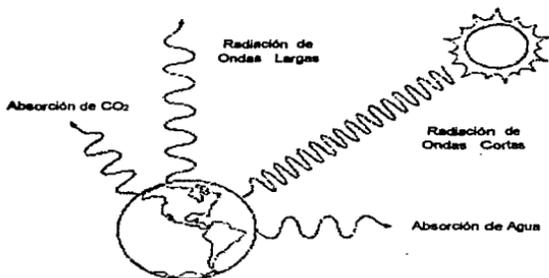


Figura 2.2 Efecto de Invernadero en la Tierra

El aumento de los efectos de invernadero en la atmósfera ocasionados por el CO_2 emitido por fuentes antropogénicas tiene un potencial significativo en el calentamiento del clima global en la tierra.

El incremento de temperatura en la tierra asociado con el incremento en la concentración de CO_2 en la atmósfera podría causar cambios significativos en las zonas agrícolas; estos cambios podrían incluir: una expansión de las zonas áridas y semiáridas y temperaturas en verano demasiado altas para lograr una buena productividad, en las latitudes medias, en cosechas como las del maíz y soya. El efecto neto de estos cambios podría reducir las áreas disponibles para la agricultura y destruir los modelos de agricultura existentes en muchas

regiones del hemisferio norte; y ésto también podría traer consigo severas consecuencias económicas.

La consecuencia más severa inducida por el CO₂ es el calentamiento global de la tierra, que a la larga podría traer como consecuencia que las capas de hielo de los polos se derritan, y esto a su vez ocasionaría un aumento en el nivel del mar y una inundación de las planicies costeras.

Basándose en el incremento proyectado para el CO₂ en la atmósfera, es posible que no se tengan consecuencias extremas a corto plazo, sin embargo, si el aumento persiste si pueden esperarse dichas consecuencias para los siglos venideros.

Dentro de los siguientes 50 años, en las zonas agrícolas serán más probables los cambios debido al aumento del bióxido de carbono.

La confirmación del efecto del CO₂ en el clima ha sido fundamentada por las fluctuaciones en el clima y las temperaturas globales promedio, aunque las mediciones meteorológicas son solo válidas para el siglo pasado o menos, estas variaciones desafortunadamente coinciden con el incremento en la industrialización y contaminación; sin embargo, éstas no son las adecuadas para indicar la naturaleza de las fluctuaciones del clima.

Una de las formas más usadas para medir las fluctuaciones del clima en el presente milenio fue establecida de estudios a la razón de isótopos de oxígeno (¹⁸O/¹⁶O) en núcleos de "greenland ice". Los estudios a estos isótopos de oxígeno indican las variaciones cíclicas en las temperaturas globales de la superficie de la tierra, como se muestra en la Figura 2.3⁽¹⁵⁾.

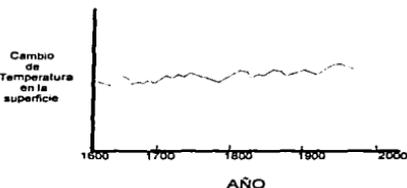


Figura 2.3 Cambios cíclicos en la temperatura de la atmósfera

Basándose en las emisiones actuales de CO₂, se espera que los niveles de CO₂ sean aproximadamente el doble para el año 2035. Esta predicción se ha hecho con varios modelos; sin embargo, estos modelos son relativamente "primitivos", debido a que no toman

en cuenta varios mecanismos de retroalimentación y otros gases contaminantes como por ejemplo los clorofluocarbonos.

El potencial de perturbación del clima mundial debido al desprendimiento de CO₂ de combustibles fósiles y otros gases derivados antropogénicamente son un real dilema para los gobernantes del mundo, debido a que los requerimientos de energía son cada vez mayores y las opciones para reducir los niveles de CO₂ son limitados. Por otro lado el petróleo y sus derivados es de los negocios más grandes a nivel mundial.

El continuo aumento de CO₂ en la atmósfera puede causar cambios significativos en el clima que pueden tener consecuencias adversas para la especie humana. Muchos climatólogos y otros científicos creen que esta amenaza es real; sin embargo, como es el caso del potencial de perturbación de la capa de ozono, los cambios en el clima resultado de un incremento en la atmósfera de los niveles de CO₂ son todavía teóricos debido a la naturaleza, antes descrita, de los modelos de predicción.

II.2 EL CO₂ EN LA INDUSTRIA PETROLERA

La reciente crisis económica internacional, pero sobretodo la crisis que actualmente vive México, han afectado adversamente la intensidad de las actividades de exploración, producción y desarrollo de nuevos campos de petróleo. Por otra parte, las probabilidades de encontrar grandes yacimientos de hidrocarburos aparentemente son cada vez menores⁽²⁰⁾.

Lo anterior, ha generado una creciente dificultad de los países productores para sostener su volumen de reservas probadas. En lo que se refiere a México, esto se ha reflejado por una ligera disminución de reservas al pasar de 72,000 MMB en 1981 a 69,000 MMB en 1987 y a 48,800 MMB para 1996⁽²¹⁾.

Estas circunstancias han inducido recientemente a los países productores a la búsqueda de nuevas alternativas para fortalecer sus reservas. Si se consideran las experiencias mundiales al respecto, se infiere que es el mejoramiento de eficiencias de recuperación durante la producción primaria y secundaria de crudo de un yacimiento, así como la eventual y correcta aplicación de técnicas de recuperación mejorada, la respuesta más viable a este problema. Dada la compleja naturaleza del desplazamiento y recuperación de petróleo de un yacimiento, lo anterior ha requerido la formación de grupos de investigación multidisciplinarios y de infraestructuras teórico-experimentales flexibles y adecuadas, que estén en concordancia con las características y objetivos de explotación petrolera de cada país productor.

En México, la producción de petróleo prácticamente se inició a principios de siglo y aún cuando las actividades de exploración han cubierto casi toda la república, el desarrollo y la explotación de campos se ha centrado fundamentalmente en estados costeros y en la plataforma continental del Golfo de México.

Las Regiones Suroeste y Marina, son actualmente de gran productividad, en la medida que contribuyen en un 90 % de la producción, aproximadamente, en México. El resto es producido por las Regiones Noreste y sur las cuales se encuentran en estado avanzado de explotación. Actualmente, algunos campos de estas Regiones se encuentran bajo el régimen de recuperación secundaria, la cual comenzó a aplicarse en México en 1951 con la inyección de agua en Poza Rica.

Considerando la productividad, estado avanzado de explotación, y que falta por recuperarse unos 5,000 MMB de las reservas probadas (no incluye el Paleocanal del Chicontepec). Las Regiones Norte y Sur resultan prioritarias en cuanto a la ejecución de proyectos de investigación y desarrollo tecnológico que permitan mejorar la recuperación de petróleo de los campos correspondientes.

En primera instancia son varias las acciones que pueden tomarse para mejorar la eficiencia de recuperación de petróleo, basándose para ello en algún modelo que describa al yacimiento; ya que el desplazamiento de agua, gas y aceite en el medio poroso de un yacimiento es un fenómeno muy complejo, cuya conceptualización e interpretación teórica es fundamental para la aplicación práctica de técnicas de recuperación primaria, secundaria y mejorada del petróleo.

En primer término sería deseable prever artificialmente (agentes químicos) la desestabilización del banco de aceite que se forma en el yacimiento, o bien, promover la coalescencia del aceite disperso durante la recuperación secundaria. En segundo término, sería conveniente minimizar efectos capilares a través de la Recuperación Mejorada. Considerando esta última opción y de acuerdo con estudios técnico-económicos recientes la inyección de CO₂ / N₂ presenta las mayores posibilidades de aplicación.

Esto quiere decir que se puede hacer uso del CO₂ de algunas fuentes (yacimientos o refinerías) y utilizarlo para mejorar la producción de hidrocarburos.

El empleo del CO₂ de esta forma tiene un doble objetivo, ya que además de reducir el problema de contaminación ambiental (obviamente que esto solo sería en parte ya que se requeriría que se tomaran acciones a nivel mundial), se tendría una mayor recuperación de hidrocarburos y en consecuencia un mayor beneficio económico para la empresa encargada de explotar el yacimiento.

Un ejemplo de todo lo que se ha hablado hasta el momento, en este capítulo, es el caso del Campo Petrolero "Tres Hermanos", cuyo gas producido, contiene alrededor del 60 % de CO₂ y debido a esto actualmente el gas se quema y se ventea a la atmósfera, contribuyendo en la generación de problemas de contaminación ambiental.

Este campo en 1964 alcanza una producción máxima de 3,370 m³/día (21,196 BPD) de aceite y, dos años más tarde, 0.794 millones de m³/día (28,039 MMPCD) de gas. En 1969 se inicia la declinación gradual de la producción del campo, llegando en 1990 a los 520.5 m³/día (3,273.8 BPD) de aceite y 0.246 millones de m³/día (8,687 MMPCD) de gas.

Mediante la introducción de bombeo neumático, estas cifras se incrementaron en 1991 a 739 m³/día (4,648.1 BPD) de aceite y 0.376 millones de m³/día (13.278 MMPCD) de gas. Por otra parte, al 30 de septiembre del mismo año, se estimó un factor de recuperación del 35.19 % para el aceite y 59.94 % para el gas⁽²²⁾.

De acuerdo con estos antecedentes, es evidente que el campo Tres Hermanos ya alcanzó la etapa de una productividad relativamente baja, y se encuentra en estado avanzado de explotación. No obstante, el volumen remanente de hidrocarburos es del orden de los 33.21 millones de m³ (208.88 MMB) de aceite y 3,760.66 millones de m³ (132,806.2 MMPC) de gas natural, esto a mayo de 1994. Por lo anterior, resulta muy atractivo desde el punto de vista de la disponibilidad de hidrocarburos en el país, el implantar alguna técnica avanzada de explotación que permita incrementar la productividad y los factores de recuperación del campo.

Una opción, en primera instancia, en el uso del gas del Campo Tres Hermanos sería el tratar de reinyectarlo como fluido de Recuperación Mejorada de petróleo, dada la facilidad, debido a la disponibilidad en el mismo lugar del CO₂. Para validar esta propuesta es necesario realizar un análisis de factibilidad técnico-económica.

II.2.1 Análisis técnico para la aplicación de una técnica de Recuperación Mejorada de Petróleo en el Campo "Tres Hermanos"

Dentro del análisis técnico se puede considerar lo siguiente: es necesario establecer, a través de pruebas de laboratorio y simulación, si la corriente de gas requiere de una purificación previa a su inyección como fluido de Recuperación Mejorada de petróleo.

En principio, la literatura indica que la presencia de hidrocarburos ligeros en el CO₂ de inyección promueve más rápidamente el desplazamiento miscible de aceite.

II.2.1.1 Preselección de una técnica de RMP

Actualmente existen aproximadamente 18 procesos diferentes que se clasifican como técnicas de Recuperación Mejorada de Petróleo (RMP).

La práctica ha demostrado que su aplicación es eficiente si las propiedades del yacimiento y de los fluidos residentes son favorables. Cada una de estas técnicas no pueden ser aplicadas a un yacimiento de petróleo sin un previo análisis detallado de factibilidad técnico-económica. Un análisis de este tipo, para cada una de las técnicas de RMP, requiere de grandes recursos económicos y de un consumo de tiempo que resultaría excesivo.

Por lo anterior, es preferible realizar un análisis previo de preselección de aquellas técnicas de RMP que, con base en las características generales del yacimiento y sus fluidos, ofrezca las mayores posibilidades de éxito en su aplicación.

Debido a esto, el Consejo de Petróleo de USA a través del Departamento de Energía, desarrolló un análisis estadístico a fin de correlacionar propiedades promedio del yacimiento y sus fluidos, con la aplicación exitosa de técnicas de RMP. En la Tabla 2.1²²⁾ se presentan estos criterios.

Las propiedades de los fluidos y la formación productora del campo Tres Hermanos, utilizadas para el análisis de preselección, se muestran en la Tabla 2.2.

La información de la Tabla 2.2 fue alimentada a un algoritmo de preselección de técnicas de RMP, obteniendo que la **inyección Miscible de CO₂** representa el proceso con mayores posibilidades de ser aplicado en forma exitosa.

De acuerdo con esta preselección la posibilidad de inyectar CO₂ en el campo está presente; sin embargo, esta preselección es solo un pequeño criterio.

TABLA 2.1

CRITERIOS DE PRESELECCIÓN DE TÉCNICAS DE RMP					
TÉCNICA RMP	K (mD)	μ (cp)	H (m)	T (°C)	*API
Miscibles (CO ₂ , N ₂ , gases de combustión)	N.C.	<10	>150	N.C.	>23
Químicos (polímeros, álca- lis, surfactantes)	>15	<100	< 2450	< 80	>25
Térmicos (Vapor, combus- tión in-situ)	>100	>20	90-1500	N.C.	<25

Para el caso del campo Tres Hermanos, el estudio completo de factibilidad técnico-económico se realizó en 1994 para inyección de agua e inyección de CO₂; para este propósito, se utilizaron dos modelos predictivos de Recuperación Secundaria y Mejorada, desarrollados por la Scientific Software Intercom y liberados a la industria petrolera por el Departamento de Energía de Estados Unidos en 1986:

- 1) Modelo predictivo para la inyección de CO₂ (CO₂PM)
- 2) Modelo predictivo para la inyección de agua (PFPM)

II.2.1.2 Resultados del análisis técnico-económico para el proyecto de RMP

De acuerdo con los resultados de la evaluación técnico-económica, el proceso que ofreció mejores perspectivas para continuar con la explotación del campo Tres Hermanos es la inyección de agua, por ser el más rentable; sin embargo, la validez de este resultado está condicionada a que la contribución del acuífero presente, sea despreciable en la producción de aceite, es decir, que la saturación de aceite promedio en el campo sea efectivamente del orden del 44.6 % y no del 20 % correspondiente al valor residual para la zona invadida por agua.

TABLA 2.2

PROPIEDADES PROMEDIO DEL CAMPO TRES HERMANOS		
PROPIEDAD	VALOR	
Presión actual (1994)	150	Kg/cm ²
profundidad media	1950	m bnm
Permeabilidad media	37	mD
Viscosidad del aceite a. c.y.	.90	cp
Espesor	30 a 174	m
Porosidad media	15	%
Densidad	27	°API
Temperatura	92	°C
Saturación de aceite	39	%

Por otra parte, el campo Tres Hermanos presenta la característica distintiva de producir gas natural muy pobre en poder calorífico y con un alto contenido de CO₂. Aún cuando se tomara la decisión de inyectar agua en el campo Tres Hermanos, en el caso de que el acuífero resultara efectivamente poco activo, aun persiste la inconveniencia de incinerar y ventear a la atmósfera la producción de gas rico en CO₂. Además de representar un problema de contaminación ambiental (Vista al inicio de este capítulo), esta incineración y venteo implica el desperdicio de una fuente natural de uno de los fluidos más importantes para la Recuperación Mejorada de Petróleo.

Actualmente, se ha determinado que **no es factible** un proceso de Recuperación Mejorada por inyección de CO₂ en el Campo "Tres Hermanos". Según un estudio realizado por personal del área de Yacimientos, del Instituto Mexicano del Petróleo (IMP), se determinó que en este campo no existen las características estructurales, ni los espesores recomendados para un proyecto de esta naturaleza.

Ante esta circunstancia, se determinó la inyección de agua en el Campo Tres Hermanos y como una posible opción, la inyección del gas al casquete como una forma de mantenimiento de presión del yacimiento. Esta última opción será analizada más adelante, en el Capítulo IV de este trabajo.

II.2.2 Fuentes de CO₂

Podemos decir que la inyección de CO₂ es un proceso bastante complicado, y que nunca se a llevado ha cabo en México; sin embargo, se han hecho varios estudios a yacimientos, no solo al campo "Tres Hermanos", en los cuales la aplicación del proceso de inyección de CO₂ fue factible; tal es el caso de un estudio realizado por el grupo PEMEX - IMP, en Octubre de 1980, en cual se **Concluyó** lo siguiente⁽²³⁾:

A) Se dispone en el complejo petroquímico de cosoleacaque de una fuente potencial importante de CO₂ para su inyección, a yacimientos de aceite.

B) La localización y número de campos correspondientes a los Distritos Nanchital, El plan y Agua Dulce son convenientes para la planeación del proyecto a largo plazo, para el mejoramiento de la recuperación de aceite por inyección de CO₂.

C) Se concluyó la etapa de análisis de factibilidad de aplicación del proceso para el campo Cuichapa del Distrito el Plan, Veracruz, y se consideró factible la realización de una aplicación exitosa tanto en el plano técnico como en el económico, si se realiza el diseño, la implantación y el control adecuados que este tipo de aplicación requiere.

D) Como es típico en procesos de recuperación mejorada, la inversión inicial en la aplicación será alta, aún cuando en el campo Cuichapa se dispone ya de recursos que serán necesarios para la aplicación, y su recuperación no se iniciará en forma inmediata a la inyección de CO₂.

E) Debido al tiempo requerido en la construcción de instalaciones para la recolección y transporte del CO₂ hasta el campo Cuichapa, y para su reinyección, se estima que la inyección de CO₂ a yacimientos de este campo se podrá iniciar de 8 a 24 meses después de iniciadas las actividades de construcción en las distintas áreas involucradas, dependiendo de la alternativa que se seleccione para el tratamiento del gas producido.

Por lo que se **Recomienda** lo siguiente:

A) Realizar los trabajos requeridos para la recolección de CO₂, considerando que se utilizará toda la producción de CO₂ de las plantas de amoníaco actuales y futuras en el Complejo Petroquímico de Cosoleacaque, que no estén comprometidas con la industria.

B) Realizar la aplicación del proceso en el campo Cuichapa en una etapa lo más inmediato posible en su explotación, con el fin de aprovechar las ventajas que significa

disponer de instalaciones y equipo en condiciones de operación, la presencia de una saturación de aceite relativamente alta y la localización de una fuente de CO₂ adecuada.

C) Reinyectar en los yacimientos prospecto el gas producido que contengan concentraciones de CO₂ que no permitan su envío a las plantas de gas en la Venta, Tabasco, y realizar un estudio económico para determinar el valor de la producción de gas con CO₂, a la que sea conveniente realizar su separación en la planta.

D) Promover la obtención de información que se requiere en el estudio de factibilidad de aplicación del proceso para todos los campos propuestos.

Sin embargo, hasta la fecha no se ha hecho nada respecto a la inyección de CO₂, a pesar de que en algunos casos se tiene cierta disponibilidad para hacer uso de él. La única excepción es un yacimiento cercano al Campo "Carmito" (que también es un yacimiento con alto contenido de CO₂), en el cual se realizó una prueba piloto de inyección de CO₂ como una técnica de Recuperación Mejorada de Petróleo, pero cuyos resultados todavía no son dados a conocer por parte de PEMEX.

Es por ésto que la validez del estudio mencionado anteriormente quedaría condicionado al contrato de compra-venta del CO₂ por parte de los dueños actuales de Cosoleacaque, y por supuesto habría que analizar de nueva cuenta dicho estudio, ya que éste fue realizado en 1980, y de ese tiempo a la fecha las condiciones de operación es seguro que han cambiado.

Por otro lado, un uso distinto del CO₂ sería para disminuir la contrapresión que presentan algunos pozos con formación de asfáltenos (este problema existe actualmente en México, en algunos pozos de la Región Sur en los Campos Cárdenas, Jujo y Tecminoacacán), aunque apenas se han comenzado a hacer estudios para resolver este problema, se ha demostrado teóricamente⁽²⁴⁾ y en el laboratorio que el CO₂ ayuda a inhibir y disociar a los asfáltenos. El CO₂ podría inyectarse en los pozos mismos o por medio de un proceso de Recuperación Mejorada.

El problema en este caso sería la disposición o fuente del CO₂ (algún yacimiento con alto contenido de CO₂ o alguna planta petroquímica con un excedente de CO₂) cercana a los pozos con este tipo de problema. Es necesario por consiguiente, realizar un análisis o estudio técnico-económico para resolver este problema de acuerdo a las condiciones particulares del caso.

II.3 Diagrama de fases del CO₂⁽²⁵⁾

Cualquier proyecto de la industria petrolera que maneje CO₂, tanto en superficie como en el pozo y yacimiento, necesitará contar con un diagrama de fases de CO₂. El diagrama de fases nos servirá para conocer en que fase se encuentra el CO₂ a ciertas condiciones de presión y temperatura para cualquier punto del sistema, ya sea en superficie pozo o yacimiento.

El diagrama Presión Vs Entalpía, que se muestra en la Figura 2.4, sirve para conocer en que fase se encuentra el CO₂ para determinadas condiciones de presión y temperatura. Por ejemplo, suponiendo un yacimiento de CO₂ que se encuentra a 1465 psia y 126 °F, punto 1 de la Figura 2.4, este yacimiento se encuentra originalmente en la fase de vapor; durante la explotación el gas remanente en el yacimiento se expande debido a la caída de presión, por lo cual el gas "intenta" enfriarse, pero debido al calor que recibe de la roca del yacimiento la temperatura del gas permanece constante y la Entalpía del gas se incrementa, siguiendo una trayectoria desde el punto 1 al punto 2. La línea que va del punto 1 al punto 3 considera los cambios de presión, temperatura y Entalpía que presenta el gas en el pozo hasta las condiciones en la superficie (cabezal del pozo). Ambas líneas son representativas de un pozo mal productor, esto es debido a las altas caídas de presión y a que éstas ocurren, en mayor porcentaje, dentro del yacimiento.

En pozos que son buenos productores, las caídas de presión en el yacimiento son relativamente bajas, por lo cual se dispone de mayor presión en la cabeza del pozo y puede controlarse el flujo por medio de un estrangulador, como lo muestra la línea que va del punto 1 al punto 4; debido a que hay una mayor presión en la superficie el CO₂ entra en la región de 2 fases (Líquido - Vapor). Si el pozo no se estrangulara el comportamiento del CO₂ sería el que muestra la línea que va del punto 1 al punto 5.

La trayectoria que va del punto 1 al punto 6 muestra el comportamiento del CO₂ en un pozo cerrado, el cual se estabiliza a una presión de 900 psia y a una temperatura menor a la temperatura crítica de 88 °F, a condiciones de superficie⁽²⁵⁾.

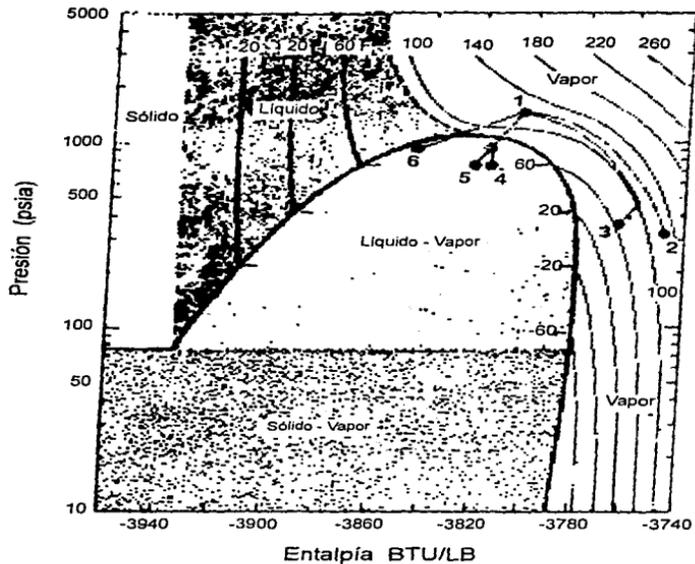


Figura 2.4 Diagrama Presión - Entalpía del CO₂

CAPÍTULO III

EFFECTO DEL CO₂ EN EL MANEJO DE LA PRODUCCIÓN

Un buen manejo de la producción requiere de las instalaciones adecuadas, para recolectar el aceite y gas de los pozos productores y conducirlo hasta los separadores, para posteriormente transportar el aceite y el gas (si es el caso) a los puntos de entrega.

El tipo de instalaciones empleadas para el manejo de la producción dependen de varios factores: presiones, gastos, tipo de fluidos, propiedades de los fluidos, etc. En este capítulo se explicará el porqué se requiere de consideraciones especiales cuando el CO₂ está presente en la corriente de fluidos.

El CO₂ por sí solo no es capaz de generar ningún problema en cualquier etapa del manejo de la producción, lo cual es debido a sus propiedades; si el CO₂ se presentara sólo, el único problema sería que hacer con él.

Por otro lado, el agua de algunos pozos productores de gas y/o aceite, cuando se presenta tiene el inconveniente de tener que separarla del aceite; pero, cuando se está produciendo gas, aceite, agua y además se están produciendo gases amargos tales como el ácido sulfídrico (H₂S) y el bióxido de carbono (CO₂), es un hecho que se tendrá **CORROSIÓN** en las partes metálicas, expuestas a este tipo de fluidos.

III.1 CORROSION

La corrosión se define como: "el ataque destructivo de objetos metálicos debido a las reacciones con el medio ambiente. El ataque puede ser interno o externo, y puede ser resultado de una acción química o electroquímica."

III.2 CORROSIÓN POR CO₂

La corrosión por CO₂ en pozos fue reportada por primera vez en Louisiana y Texas (USA), alrededor de los años 1940. Actualmente este tipo de corrosión es reportada en pozos petroleros de casi todas las regiones del mundo; incluyendo por supuesto a México. Este tipo de corrosión se presenta tanto en pozos de gas como en pozos de aceite; su existencia depende de varios parámetros.

El mecanismo de este tipo de corrosión se representa mediante la siguiente reacción química⁽²⁶⁾:



Estas ecuaciones quieren decir que el bióxido de carbono reaccionara con el agua, presente en el medio ambiente, el producto de esta reacción es el ácido carbónico (H_2CO_3), este ácido reacciona con el fierro de la tubería, desgastando así el material con que está hecha la tubería, causando picaduras y hasta pequeños agujeros en las mismas; el resultado de la reacción 3.2 es el carbonato ferroso (FeCO_3) e hidrógeno.

La severidad de este tipo de corrosión está en función de algunos factores entre los que pueden considerarse como más importantes, los siguientes:

- 1) El porcentaje de bióxido de carbono en el gas.
- 2) La presión de operación.
- 3) El volumen de agua producido.
- 4) la composición química del agua.

Estos 4 factores influyen en la solubilidad del bióxido de carbono, propiciando un cambio en el pH del agua para dar lugar a la reacción (3.2) antes mencionada.

Al tipo de corrosión ocasionada por el bióxido de carbono se le conoce como "corrosión dulce", y puede presentar características diferentes en su forma de ataque, hasta propiciar la corrosión electroquímica, cuyo mecanismo se representa por las siguientes reacciones:



Es importante mencionar que tanto la reacción química como la electroquímica, requieren de la presencia de agua para poderse llevar a cabo. Por lo que se puede considerar que una de las causas determinantes de la corrosión, es precisamente el agua. La severidad de la corrosión dependerá de factores tales como la composición química del agua, la diferencia de potencial de las zonas anódicas y catódicas, la relación de áreas cátodo/ánodo, las condiciones de temperatura y presión, y la ionización de los elementos químicos en el agua, entre otros.

Se ha expresado que el bióxido de carbono disuelto en agua forma ácido carbónico, y que la solubilidad es directamente proporcional a la presión e inversamente proporcional a la

temperatura. Una "regla de dedo" a partir de experiencias de campo, en pozos de gas y condensado con corrosión dulce, lo muestra la tabla 3.1.

La presión parcial es calculada multiplicando la fracción molar (%) de CO₂, de un análisis del gas, por la presión del punto de interés (en psia) en el sistema.

TABLA 3.1

Presión parcial del CO ₂	Corrosividad
30 +	Corrosión casi segura
7 - 30	Corrosión posible
0 - 7	No hay corrosión

La corrosión por CO₂ puede ser rápida donde las presiones parciales de CO₂ sean altas. Cuando pequeñas cantidades de agua son condensadas, una delgada película de agua puede existir en las superficies de los tubos, la difusión del CO₂ a través de la película delgada hacia la superficie metálica a corroer es realmente rápida, bajo estas condiciones.

III.3 DONDE Y CUANDO SE PRESENTA LA CORROSIÓN POR CO₂

III.3.1 Yacimientos con contenido de CO₂

La corrosión por CO₂ puede presentarse en pozos e instalaciones superficiales de producción, de cualquier yacimiento que produzca CO₂ y agua, teniendo en consideración que entre más CO₂ y agua produzca el yacimiento el ambiente será más corrosivo. Pero aunque la cantidad de CO₂ y agua sea mínima la corrosión de todas maneras se presentará; tal como sucedió en 1958 en el Distrito Frontera Noreste⁽²⁷⁾, en el que se detectó la corrosión interior de los ductos, cuando hubo una fuga en los mismos, y se empezó a tomar medidas correctivas. Es por esto que aunque la cantidad de CO₂ y agua sean relativamente bajas, deberán de vigilarse los índices de corrosión (por medio de: Determinaciones graviméricas, uso de probetas de polarización, determinaciones de espesor de pared por ultrasonido, etc.), es decir, se deben de tomar medidas preventivas, en primer lugar y solo en el caso de ser necesario se deben de tomar medidas correctivas.

La planeación de una política de control de corrosión en un campo en el que se ha detectado CO₂ en la composición del gas, no importando el porcentaje en que se encuentre, es imprescindible.

III.3.2 Recuperación mejorada por inyección de CO₂⁽²³⁾

El manejo de CO₂ requiere de la adopción de políticas para la prevención de la corrosión, en cada una de las etapas generales del proceso siguiente:

- A) Compresión del CO₂
- B) Transporte y distribución del CO₂
- C) Inyección de fluidos (pozos inyectoros)
- D) Producción de fluidos (pozos productores)
- E) Recolectación y separación de fluidos

El proceso anterior considera desde la etapa inicial en el que el CO₂ se recolecta y se comprime, en algún yacimiento o planta petroquímica hasta la etapa en que el CO₂ se recolecta y se separa de la mezcla que proviene de los pozos. Este proceso se verá con detalle más adelante en el ejemplo de un proceso de RMP, inciso III.5 .

III.4 CONTROL DE LA CORROSION

Es comunmente o demasiado caro, detener totalmente la corrosión. Generalmente se permite la corrosión en una proporción razonable, si las pérdidas económicas por corrosión son menores que los costos necesarios para inhibir la corrosión. Por ejemplo en algunas áreas, en que el equipo de producción que es rentado, puede dicho equipo no estar protegido si el daño ocurre en una manera lenta. De cualquier modo, los inhibidores de corrosión son usados ampliamente en todo el mundo, aunque su efectividad sea menor del 90 %, para la protección de los equipos o instalaciones ⁽²⁶⁾.

El grado de corrosión permitida es también influenciado por los aspectos de seguridad, regulaciones gubernamentales y consideraciones ambientales. Existen las siguientes formas para minimizar la corrosión en operaciones de campo: selección de materiales, ingeniería de diseño, inhibidores, recubrimientos, remoción de gases corrosivos y uso de materiales no metálicos.

Uno o varios métodos pueden ser empleados para el control de la corrosión en equipos superficiales, dependiendo del tipo de corrosión presente y de los aspectos económicos involucrados.

Los métodos de protección del equipo superficial, cuando está presente la corrosión por CO₂, que son más comunes son los siguientes:

1. Un inhibidor efectivo, protección con recubrimientos plásticos, o equipo con aleaciones especiales serán necesarios cuando la presión parcial del CO₂, a condiciones de fondo de pozo exceda 30 psi.

2. Generalmente es necesario utilizar equipo con aleaciones especiales cuando la presión parcial de CO₂ a condiciones de fondo de pozo excede los 100 psi

En proyectos de inyección de CO₂ donde el agua y el CO₂ están presentes, aluminio y bronce, acero inoxidable y otras aleaciones son ampliamente usadas para válvulas y pequeñas piezas de equipo. Esto incluye el equipo superficial de inyección, donde el CO₂ y el agua son inyectados alternadamente, válvulas de pozos productores y otros componentes. Las líneas superficiales de inyección de CO₂ se construyen por separado de las líneas de inyección de agua. El CO₂ seco no es corrosivo y es fácilmente manejable en líneas de acero al carbón.

Los separadores y los tanques de agua deben protegerse internamente, además de tener una protección catódica.

La metalurgia para las plantas de recuperación de CO₂ debe ser cuidadosamente seleccionada para evitar una severa corrosión. Los inhibidores de corrosión son un poco difíciles de aplicar, además de que solo son parcialmente efectivos, en algunos sistemas de recuperación.

Una nueva y diferente alternativa para controlar la corrosión⁽³¹⁾, tanto en pozos productores como en instalaciones superficiales, consiste en separar el agua del aceite dentro del mismo pozo; los efectos de corrosión se reducirán, ya que como se ha mencionado anteriormente el CO₂ solo es corrosivo en presencia de agua, es decir, al reaccionar con el agua y formar ácido carbónico.

Por otro lado, una ventaja más del proceso de separar al agua del aceite en el mismo pozo sería que se manejaría mucho menos agua de deshecho en la superficie, ya que este sistema está diseñado para inyectar el agua en alguna zona adecuada, por ejemplo la parte más baja del yacimiento. Un sistema de esta naturaleza se observa en la Figura 3. ¹⁽³¹⁾

De acuerdo con la Figura 3.1, el aceite y el agua provenientes del yacimiento entran en la bomba de emulsión, hasta el hidrociclón, en donde se separa al agua del aceite por medio de fuerzas centrífugas. El flujo de aceite con bajo porcentaje de agua sale de la terminal o extremo opuesto del hidrociclón y fluye a través de tubos de transferencia, donde la bomba concentradora lo envía a la superficie. En casos donde la zona de inyección se localiza por debajo del intervalo productor, el flujo de agua existente entre el hidrociclón y la zona de desalajo se aísla por medio de un conjunto empacador, dentro de la tubería de revestimiento.

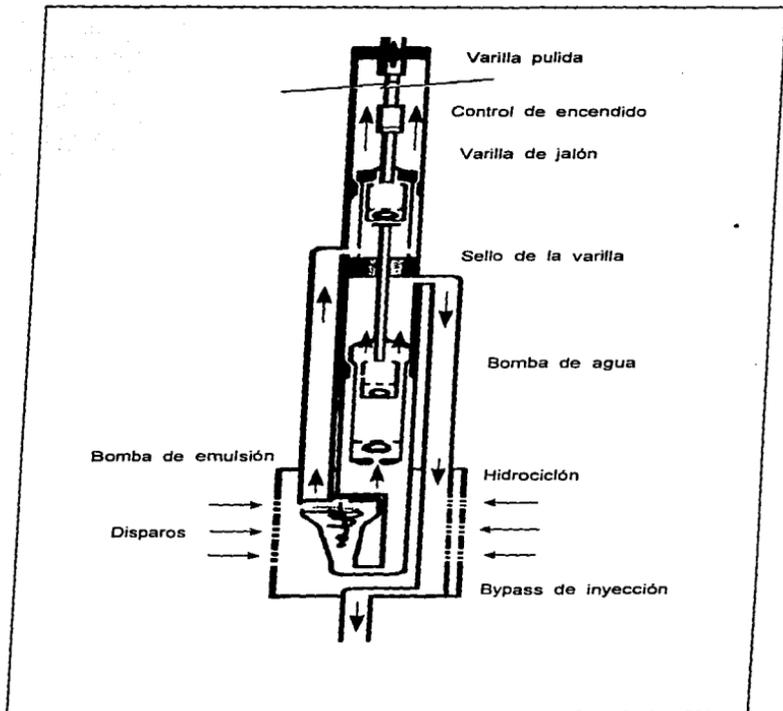


Figura 3.1 Sistema de separación agua-aceite a fondo de pozo

III.4.1 Materiales no metálicos⁽²⁸⁾

Donde las condiciones de operación, de presión y temperatura, lo permiten, tuberías y tanques fabricados con plásticos son frecuentemente utilizados para eliminar la corrosión. La fibra de vidrio reforzada con plástico (FPR), está reemplazando al acero en muchos ambientes en donde, hasta apenas hace unos años, solo el acero estaba disponible para manejar los distintos esfuerzos a los que se somete una tubería o un tanque.

Tubería no metálica: Actualmente tres grandes categorías de tubería no metálica son comúnmente utilizadas en las operaciones de producción; la Tabla 3.2 muestra estas tres categorías y brevemente algunas de sus limitaciones. Los estándares del API para varias categorías de plásticos que pueden ayudar en el diseño, ordenamiento, control de calidad durante la manufactura e instalación de sistemas de tubería plástica se muestran en la Tabla 3.3.

Las especificaciones y recomendaciones prácticas del API cubren muchos aspectos de ordenamiento, procesos de manufactura, materiales, propiedades físicas mínimas, pruebas de control de calidad, dimensiones físicas, diseño hidrostático, terminación, manejo e instalación. Estas son referencias de gran valor para cualquier usuario o usuario potencial de tuberías plásticas.

Las razones por las que se vienen empleando son una mayor resistencia a la corrosión, menos pérdidas de presión por fricción, menos acumulación de parafinas, entre otros. Las desventajas son que este material es menos fuerte que el acero, tiene menor resistencia al impacto, y la tendencia, en algunos tipos, de hacerse menos resistentes con el paso del tiempo.

TABLA 3.2

TUBERIA NO METALICA Y SUS LIMITACIONES			
TERMOPLASTICOS	TEMPERATURA MÁXIMA (°F)	RANGO DE OPERACIÓN MÁXIMO (psi)	SISTEMA DE JUNTAS
PVC	150 ¹	4,000 ⁵	SW, M, T ²
Poliétileno	100	625 ⁵	HW, M
Térmicos			
FPR (poliéster)	180 ³	4,000 - 16,000 ⁴	AB, T, M
FPR (epóxico)	180 ³	4,000 - 16,000 ⁴	AB, T, M
Cemento-Asbestos ⁶	200	5	M

HW: fusión o soldado con calor, AB: Unión adhesiva, M: Mecánica

SW: soldadura solvente, T: roscada.

* NOTAS:

1. Para temperaturas de hasta 180 °F puede usarse el PVC clorinado (CPVC). Este puede no estar disponible en el mercado para diámetros grandes.
2. Las tuberías de grado 80 y mayores pueden ser roscadas.
3. Algunos proveedores dicen que sus productos son buenos para temperaturas mayores a 180 °F, pero si la temperatura sobrepasa los 180 °F deben usarse factores de corrección para determinar su verdadera resistencia.
4. Los niveles de esfuerzo máximo dependen del grado de tubería.
5. La presión de operación máxima, para todos los diámetros, es de 200 lb/pg² o menos (consultar con el proveedor).
6. Para manejar agua con un pH menor a 5.5 deben usarse recubrimientos plásticos.
7. El tipo de juntas se determinará de acuerdo con la presión de diseño.

TABLA 3.3

ESTÁNDARES API PARA TUBERÍAS PLÁSTICAS	
ESTÁNDAR API	PRODUCTO
Spec 5LE Spec 5LR RP 5L4	Tubería de polietileno Tubería de fibra de vidrio reforzada Usos y recomendaciones para tubería de fibra de vidrio
Spec 5LP Spec 5AR	Tubería PVC y CPVC TP y TR de fibra de vidrio reforzada

Tanques no metálicos: Los tanques de fibra de vidrio reforzada se fabrican desde tamaños pequeños de 500 galones o menos, hasta 500 barriles o más. La relación resina/vidrio puede ser controlada desde las capas interiores hasta alcanzar una consistencia adecuada. Las capas de 0.10 pg de diámetro a las cuales se prueba el tanque, no contienen más del 30 % de vidrio.

El factor de seguridad del tanque se especifica generalmente de 10 a 1, entre el esfuerzo máximo de operación y el esfuerzo mínimo esperado para laminación de la fibra de vidrio; dado que el esfuerzo se incrementa con el diámetro y la altura del tanque, el espesor de pared debe depender del tamaño del tanque y el esfuerzo de tensión de la lámina.

Es importante hacer notar que el uso de materiales no metálicos, ya sea para tuberías o para tanques, incrementa inicialmente los costos de un proyecto; ya que el equipo o accesorios fabricados con este material son más caros que si estuvieran hechos de acero al

carbón. La ventaja principal de estos materiales es su alta durabilidad, poco mantenimiento y alta resistencia a la corrosión, menos peso al ser transportadas entre otros.

III.5 MANEJO DEL CO₂ EN PROYECTOS DE RMP⁽³²⁾

A continuación se describe un proyecto de Recuperación Mejorada por inyección de CO₂ que inició su operación en febrero de 1982, en el Campo "Paradis", St. Charles Parish, Louisiana E.U.; aunque la inyección comenzó en 1982, la planeación del proyecto comenzó en 1979, en ese tiempo se determinó la factibilidad técnico-económica del proyecto. El proyecto fue desarrollado por la compañía TEXACO. La fuente de CO₂ para este proyecto son 2 plantas de amoníaco, de la compañía Monsanto cercana a Luling, Louisiana, se seleccionó esta fuente debido a que un proyecto de esta naturaleza requiere la seguridad de un suministro de CO₂ por un largo tiempo.

III.5.1 Sistema de Recolección de CO₂

El sistema de recolección de CO₂ consiste en una línea recolectora, así como de dispositivos de compresión, deshidratación, y medición (Fig. 3.1). El sistema fue construido dentro de las instalaciones de Monsanto Co.

Monsanto cuenta con dos plantas de amoníaco en operación, que producen el CO₂ como un subproducto de desecho. Los datos del flujo y el análisis del gas producido se muestran en la Tabla 3.4.

**TABLA 3.4
DATOS DEL FLUJO Y ANALISIS DEL GAS PARA LAS 2 PLANTAS DE AMONIACO**

Flujo	Planta 1	Planta 2	Análisis del gas	Planta 1 % Mol	Planta 2 % Mol
CO ₂ , 10 ⁶ ft ³ [10 ⁶ std m ³ /D]	14 [0.4]	30 [0.86]	CO ₂	98.55	98.59
Temp. de descarga °F [°C]	130 [54]	140 [60]	O ₂	0.07	0.13
Pres de descarga psi [kpa]	9 [62]	7.5 [52]	N ₂	0.42	0.55
			H ₂	0.96	0.73
			H ₂ O % Vol.	12.95	4.70

La planta 1 se localiza a 2000 pies (610 m) de la estación de compresión, y la planta 2 se localiza a 600 pies (183 m) aproximadamente. Para minimizar la caída de presión, las líneas de recolección de cada una de las dos plantas son de 24 pg (61 cm) de diámetro; en la intersección de estas dos líneas el diámetro se incrementa a 30 pg (76 cm).

De acuerdo a la Figura 3.1, en el dispositivo de entrada, el CO₂ saturado fluye a través del cambiador de calor y después a la torre de enfriamiento, de este modo se enfría el CO₂ y se desplaza al vapor de agua. El cambiador de calor fue diseñado para proporcionar una máxima caída de temperatura, para que fuera de este modo eficiente y costeable. Este dispositivo produce una caída de temperatura de 30 °F (16.7 °C), la cual produce también una disminución en el contenido de agua.

El CO₂ pasa del cambiador de calor al separador de entrada, donde se separa el agua de la línea de recolección y del cambiador de calor. Del separador de entrada, el CO₂ va a la succión de un múltiple de válvulas y después es impulsado nuevamente por los compresores. La presión de succión en cada unidad, en los cilindros de la primera etapa, es de aproximadamente 6 psi (41 kpa), la caída de presión máxima desde las plantas de amoníaco hasta los compresores es de 3 psi (21 kpa).

Desde los internos del separador y línea de flujo, hasta la succión del múltiple, el material es recubierto internamente de la misma manera que la línea de recolección. La carcasa y tubos del cambiador de calor son de acero al carbón y no fueron internamente recubiertos para maximizar la transferencia de calor.

No fue posible usar motores de combustión interna (que utilizarían gas) dentro de la planta, debido a que según estudios realizados, esto traería como consecuencia un fuerte incremento en las emisiones tóxicas al aire; la alternativa fue usar motores eléctricos, los motores seleccionados fueron de 5000 hp (3730 kW), 4160 V, 60 Hz, trifásicos, 327 rev / min sincros. Los compresores seleccionados son de 3 etapas, 4 salidas, compresores reciprocantes separados. Cada compresor tiene en las 2 primeras etapas cilindros de aproximadamente 40 pg (103 cm) de diámetro; aún cuando tienen una segunda y tercera etapa simples, los diámetros de los cilindros son de 24 ½ pg y 17 ½ pg (75 y 44 cm), respectivamente.

Cada unidad compresora tiene una capacidad de compresión de aproximadamente 20 millones de PCD ($570 \times 10^3 \text{ m}^3/\text{D}$); fueron diseñados para una presión de entrada de 5 psi (34 kpa) y una presión de descarga de 600 psi (4137 kpa). Los cilindros de los compresores están equipados con un dispositivo que puede abrirse o cerrarse en varias combinaciones para proporcionar una buena flexibilidad en la capacidad de control, por ejemplo se pueden cambiar los rangos de capacidad de aproximadamente 20 millones a 12 millones de PCD (570×10^3 a $340 \times 10^3 \text{ m}^3/\text{D}$) para cada unidad.

El CO₂ es enfriado después de cada etapa de compresión. Antes de pasar a los cilindros de la segunda y tercera etapa, el CO₂ fluye a través de un separador vertical y un separador centrífugo en línea. Los separadores en línea fueron instalados para reducir más la humedad. También se inyecta inhibidor de corrosión continuamente en el múltiple de succión y en las interconexiones de tubería, también fueron instalados testigos de corrosión en las intersecciones de tubería de cada compresor.

Después de la tercera etapa el CO₂ se enfría y pasa a través de un contactor de Glycol para su deshidratación; el contactor es de diez platos tipo cedazo que utiliza Trietilenglycol (TEG) como medio de deshidratación. El CO₂ es secado de tal forma que el contenido

máximo de agua es de 4 lb de vapor de agua por cada 10⁶ PC de CO₂ (64 kg / 10⁶ m³), siendo monitoreado continuamente este contenido de agua. Un monitor debe dar la alarma si se presenta una concentración mayor a 5 lbm / 10⁶ PC (79 kg / 10⁶ m³), la planta debe cerrar cuando el contenido de agua es de 7 lbm/10⁶ PC (110 kg / 10⁶ m³). El vapor generado es usado para regenerar el TEG.

El gas es medido antes de enviarlo a la tubería que lo transportará al Campo Paradis; la medición es hecha con un medidor de placa de orificio, presiones estáticas y diferenciales así como temperatura de flujo son medidas y registradas. Un analizador de conductividad térmica es usado para monitorear el contenido de CO₂ en la mezcla de gas, el dispositivo trabaja con el principio de que gases diferentes tienen distintas conductividades térmicas.

III.5.2 Línea de conducción de CO₂

De las instalaciones de recolección el CO₂ se condujo a una línea que transportaba gas natural, y que la compañía Texaco tenía fuera de servicio, la tubería es de 14" pg (36 cm). Para el tendido completo sólo fue necesario una tubería que conectara la línea existente con las instalaciones de recolección y otra tubería que conectara la línea existente con las instalaciones de inyección, en el Campo Paradis. La longitud total de la línea es de aproximadamente 11.5 millas (18.5 km); de estas, 8 millas (12.9 km) ya existían. El uso de esta tubería existente resultó en un ahorro significativo para los costos del proyecto

Los rangos de presión y temperatura, en la línea, son tales que no se espera que ocurra flujo en dos fases. La línea está construida de acero al carbón, y está equipada con trampas de "diablo" para su operación. La línea se puede limpiar y tratar sin interrumpir el flujo de CO₂. También se inyecta inhibidor de corrosión continuamente en la trampa de diablos (diariamente se inyectan ¾ de galón de algún inhibidor), como medida de precaución adicional para el control de la corrosión, también fueron colocados testigos de corrosión en intervalos seleccionados a lo largo de toda la línea.

III.5.3 Sistema de inyección de CO₂

Las instalaciones de inyección y mezclado son localizadas en el Campo Paradis, en las proximidades de los dos yacimientos. El sitio es una área en donde si pueden usarse motores de gas para los compresores. Debido a que la compañía Texaco tenía compresores disponibles al momento de la construcción, solo fue necesario adaptar tres compresores para la inyección de CO₂ y de este modo se evitó que se compraran más compresores.

Dos de los compresores son de 12 cilindros, 1550 hp (1156 kW), 300 rev/min, compresores integrales; la tercera unidad es de 8 cilindros, 880 hp (597 kW), 300 rev/min, compresor integral. Estos proporcionan una potencia total disponible de 3980 hp (2969 kW); en su instalación original las tres unidades fueron configuradas para presiones de succión y descarga de 40 y 4500 psi (0.28 y 31 Mpa), respectivamente. El gas natural que pueden manejar es de aproximadamente 14 MMPCD (0.4 x10⁶ m³/D), cada unidad tiene cuatro etapas de compresión.

En las primeras fases del proyecto se asumió que la cantidad de CO₂ máxima disponible sería de aproximadamente 20 MMPCD ($570 \times 10^6 \text{ m}^3/\text{D}$), con una presión de entrada en la línea de aproximadamente 100 psi (689 kpa), estas condiciones deberían de poner al CO₂ en el sitio de inyección del Campo Paradis, con una presión de succión cercana a la de diseño, pero la subsecuente disposición de casi 40 MMPCD ($1.1 \times 10^6 \text{ m}^3/\text{D}$) de CO₂, requirió de una presión alta para que el uso de la potencia de los compresores fuera eficiente: una presión de succión de aproximadamente 550 psi (3792 kpa) fue determinada como la presión que maximizaría la potencia disponible. Esta significativa alta presión de succión requirió la "recilindrada" de los tres compresores, reemplazo de los arreglos en tuberías y agrandamiento de los enfriadores areales.

Con la nueva configuración de los cilindros las dos unidades grandes pueden comprimir aproximadamente 15 MMPCD ($430 \times 10^6 \text{ m}^3/\text{D}$) y la unidad pequeña puede comprimir aproximadamente 7 MMPCD ($200 \times 10^6 \text{ m}^3/\text{D}$).

La capacidad de estos compresores es muy parecida a la de los compresores en las instalaciones de recolección de CO₂, y esto permite la flexibilidad para que la operación continúe. En la Figura 3.2 se muestra el esquema de las instalaciones de inyección.

El sistema completo de tuberías fue analizado para determinar el mejor método para eliminar las pulsaciones, las cuales pueden ser severas a estas condiciones, por ello, fueron instalados estranguladores que amortiguan las pulsaciones, además de los deflectores que fueron instalados en la succión y la descarga de los separadores.

La presión y la temperatura en la succión son de 550 psi (3792 kpa) y 70 °F (21 °C), respectivamente; la presión y la temperatura en la descarga son de 2050 psi (14 Mpa) y 130 °F (54 °C), respectivamente.

Toda la tubería en el sistema de inyección es de acero al carbón, el CO₂ que llega ya fue deshidratado y tratado con inhibidores de corrosión. Todos los arreglos de tuberías después de la primera etapa de succión de cada compresor fueron relevados de esfuerzos; esto fue hecho inicialmente para observar los requerimientos del espesor de pared de la tubería y también como una precaución más de los efectos combinados de alta presión y una posible situación de corrosión. La estación de compresión está equipada con un sistema de inyección de inhibidor de corrosión que puede ser puesta en servicio si aparecen evidencias de corrosión. Testigos de corrosión fueron colocados en toda la instalación para facilitar su monitoreo.

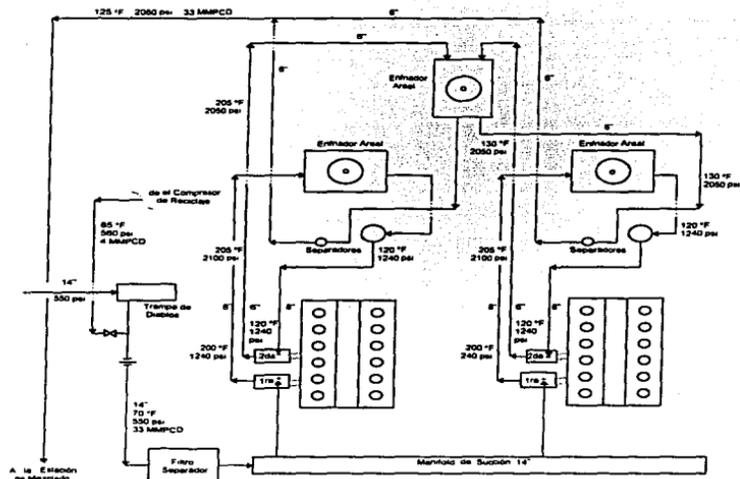


Figura 3.3 Esquema de las instalaciones de inyección de CO₂

III.5.4 Instalaciones de Mezclado CO₂/N₂

Una instalación de mezclado fue construida para el proyecto, en donde el nitrógeno será agregado al CO₂ antes de la inyección: Un análisis de laboratorio indica que el CO₂ y el aceite del yacimiento tienen aproximadamente la misma densidad, esto a condiciones de yacimiento. Un poco más del 10 % Mol de nitrógeno es agregado al fluido inyector para reducir la densidad; la diferencia de densidades es deseable para reducir los efectos viscosos que provoquen la "digitación" en el medio poroso, por otro lado la diferencia de densidades reduce el factor en que el fluido inyectado excede la velocidad crítica. La cantidad de nitrógeno adicionado debe ser diferente para cada yacimiento y debe variar de acuerdo con el incremento de presión en el yacimiento.

El gas producido, que por sus características no puede ser vendido, es reciclado; este gas es usado para disminuir la compra de CO₂ y N₂, de este modo el N₂ comprado dependerá no sólo de las características del yacimiento, sino también de un análisis composicional del gas producido: El metano producido también es usado para reducir la compra de N₂, las instalaciones de mezclado, Figura 3.3, fueron diseñadas para ofrecer esta flexibilidad.

El nitrógeno es suministrado por una pequeña planta crogénica separadora de aire, construida a un costo de las instalaciones de mezclado; esta planta puede suministrar más de 4 MMPCD (110 x 10⁶ m³/D) de nitrógeno altamente puro, a 3500 psi (24 Mpa). Una línea de 3 pg (7.6 cm), de acero al carbón, es usada para transportar el nitrógeno a las instalaciones de Mezclado.

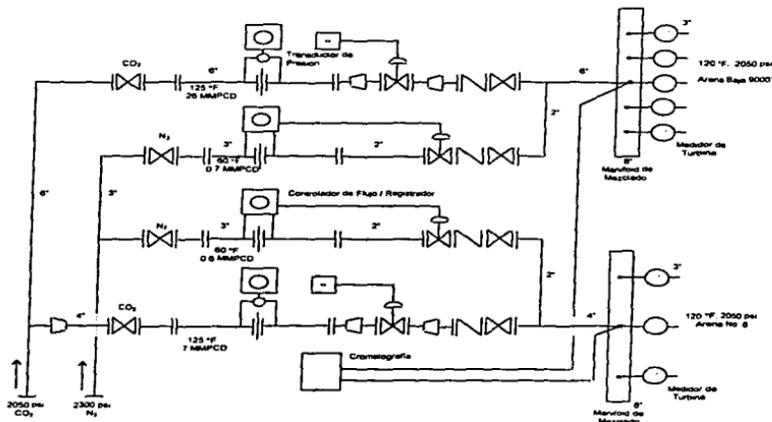


Figura 3.4 Esquema de las instalaciones de mezclado CO₂/N₂

El CO₂ y el N₂ están divididos cuando entran a las instalaciones de Mezclado. La composición de la mezcla es monitoreada continuamente por medio de cromatografía; la composición para cada yacimiento es monitoreada y grabada cada 30 minutos. El operador

puede hacer cualquier ajuste si es necesario; aunque constantes diseños composicionales son deseables, pequeñas variaciones en la composición no son dañinas. Muestras tomadas en los cabezales muestran una mezcla uniforme.

III.5.5 Medición del CO₂

La medición de CO₂ a condiciones de superficie, de 550 psi (3792 kpa) y 100 °F (37.8 °C), es decir en la tubería, no representa ningún problema. El medidor en la tubería, el medidor en la succión del compresor de inyección y el medidor en la succión del compresor de reciclaje, son dispositivos típicos de instalaciones de gas natural; cada dispositivo posee un medidor de orificio tipo "Senior", un medidor de flujo tipo "Bellows" y un medidor de temperatura continuo.

En las instalaciones de mezclado de N₂ y CO₂, son usados tanto medidores de turbina como medidores de orificio; los medidores de orificio registran los volúmenes de CO₂ y N₂ para cada yacimiento, antes del mezclado. Después del mezclado se tienen líneas de inyección individuales para cada yacimiento, cada línea de inyección es equipada con un medidor de turbina; en este punto el CO₂ tiene aproximadamente 2050 psi (14 Mpa) y 120 °F (49 °C).

Originalmente el equipo del medidor de orificio consistía de un accesorio de orificio tipo "Senior" y medidores de flujo tipo "Bellows"; los medidores son localizados en una pequeña caja, a aproximadamente 10 pies (3 m) de los accesorios de orificio, cada accesorio fue conectado a un medidor por medio de un tubo de acero inoxidable de ½ pg (1.3 cm).

Se tuvieron algunos problemas debido a que los medidores no indican exactamente al cero, lo que causa que haya un poco más de un 10 % de error en el volumen leído. Esto es, quizá, a la distancia entre los medidores y los accesorios, el gas se condensa en los tubos y afecta adversamente a los medidores; el montaje de los medidores directamente arriba de los accesorios no ayuda. Finalmente, los transductores de presión diferencial fueron instalados cerca de los accesorios de orificios; los transductores y líneas desde los accesorios hasta los transductores fueron calentados, esto resolvió el problema de medición.

Para minimizar los errores, los transductores de presión diferencial son llevados al cero, una vez al final de cada mes. La diferencia entre el medidor en la tubería, el medidor en la succión del compresor de inyección y los medidores de inyección para los dos yacimientos, es menor del 2 %. No se han tenido problemas de medición de N₂ bajo ninguna condición de operación.

Los medidores de turbina son instalados en las líneas de inyección individual, estos son usados para determinar el porcentaje, del volumen total, inyectado por pozo y hacer los ajustes para los volúmenes de flujo. El control del gasto es operado desde las instalaciones de mezclado, y no en el pozo.

III.5.6 Sistema de producción

Los pozos inyectoros de CO₂ tienen tubería de acero al carbón, equipado con coples especiales para servicio a presiones altas. Para colocar el empacador se usa cable de acero. En los pozos inyectoros no se espera que ocurra corrosión; sin embargo, se colocaron testigos en el árbol de navidad para vigilar la corrosión. Estos pozos no están diseñados para la inyección de agua, ya que en este caso no se utilizará un proceso de inyección alternada agua-gas, sólo está contemplada la inyección de gas

Los pozos productores están diseñados para grandes volúmenes de aceite, agua y CO₂ corrosivo a alta presión; todos los pozos tienen válvulas de acero inoxidable en el árbol de navidad. Los pozos están doblemente terminados, como se muestra en la Figura 3.4, la sarta más grande corresponde a la tubería de producción (T.P), para esta sarta fueron usadas tuberías estándar J-55 y N-80, estas no fueron internamente recubiertas.

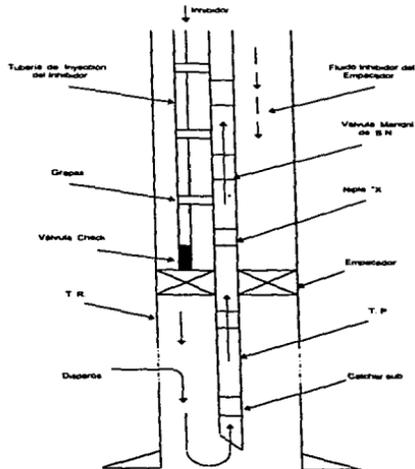


Figura 3.5 Esquema de un pozo productor terminado

La sarta más pequeña es para la inyección continua de inhibidor de corrosión, originalmente se usó tubería hecha de acero inoxidable de 0.094 pg (0.24 cm) de espesor de pared; pero, en pozos donde las condiciones de trabajo sean extremas se usará tubería de 0.25 pg (69 cm) de espesor de pared. Algunos pozos tuvieron problemas de taponamiento en la sarta pequeña. Para la terminación del pozo sólo se usó un empacador; la tubería de inyección finaliza en el cuerpo del empacador, el inhibidor de corrosión pasa a través del empacador por la parte exterior del mandril interior del empacador y sigue hacia el fondo del pozo por los orificios de la parte baja del empacador. El empacador tiene elementos sellantes de una goma especial.

La T.P. se extiende desde el empacador hasta un poco más abajo de los disparos; esto prolonga el mezclado del inhibidor de corrosión con los fluidos producidos antes de entrar a la T.P., esto también reduce la corrosión en la tubería de revestimiento (T.R.), por debajo del empacador, debido al contacto entre la T.R. y el inhibidor de corrosión. El inhibidor debe ser inyectado a una velocidad tal, que se tenga una concentración entre 40 y 50 ppm en la mezcla producida. El grado de corrosión es vigilado por medio de: a) inspección de diámetros, b) testigos de corrosión y c) conteo del acero en el agua producida. En el tiempo en que lleva operando el proyecto (un poco más de un año) no se han tenido problemas extremos de corrosión.

Sistemas separados de Bombeo Neumático y batería de separación fueron construidos para el proyecto, esto para prevenir la contaminación por CO₂ o N₂ a otros campos productores. Todas las líneas superficiales son de acero al carbón, si es necesario puede ser inyectado inhibidor de corrosión para proteger dichas líneas, además de que también fueron instalados testigos de corrosión como medida preventiva.

Cada yacimiento tiene su propio cabezal de recolección, separadores de prueba, separador de producción, deshidratador y bombas de transferencia de custodia; equipo manual es usado cuando es posible. En la Figura 3.5 se muestra un esquema de la batería de producción. La capacidad del equipo de producción para la arena No. 8 es de 18,000 BPD (2862 m³/D) de aceite y agua, y 26 MMPCD (740 x 10³ m³/D) de gas; mientras que para la arena más baja 9000 pies (2743 m), es de 22,000 BPD (3498 m³/D) de aceite y agua, y 33 MMPCD (950 x 10³ m³/D) de gas.

Todas las tuberías están hechas de acero al carbón, y no se usaron ni recubrimientos, ni metales especiales, para el equipo de producción; un inhibidor de corrosión es inyectado en los separadores para la corriente de gas. Para vigilar la corrosión se utilizan: a) testigos de corrosión, b) ultrasonido en separadores y c) sondeos de resistencia.

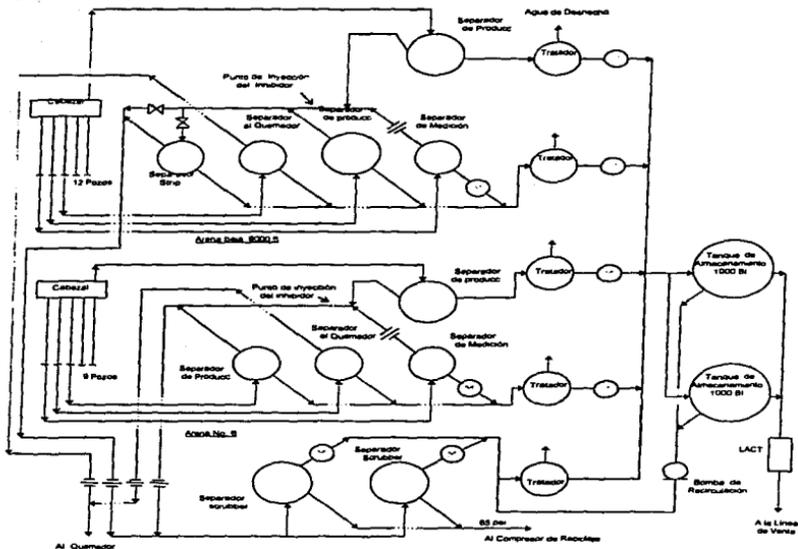


Figura 3.6 Esquema del sistema de producción

III.5.7 Sistema de reciclaje de CO₂

El gas producido por los yacimientos es vendido hasta que el contenido de CO₂ y N₂ excede el límite del contrato de venta, el gas que no se vende es comprimido y reinyectado; este gas viene del separador Scrubber, de las instalaciones de producción, a 65 psi (448 kpa). Antes de llegar a la etapa de compresión el gas pasa a través de dos separadores Scrubber y un filtro separador tipo "Sock".

Tres compresores separados de 1000 hp (746 kW), dos etapas y 1000 rev/min fueron instalados. La capacidad de cada unidad es de 6.7 MMPCD (190 x 10³ m³/D). La Figura 3.6 muestra un esquema del sistema de reciclaje de CO₂, en el esquema se muestran los volúmenes manejados por dicho sistema, la presión de descarga es de 550 psi (3861 kpa), de acuerdo a las características actuales del sistema sólo una unidad fue instalada, y las otras unidades serían instaladas conforme el volumen de gas se fuera incrementando. Después de la compresión, el gas es secado en un Contactor de Glicol, el gas regresa a las Instalaciones de inyección donde es mezclado con el CO₂ puro, antes de ser comprimido nuevamente para su inyección.

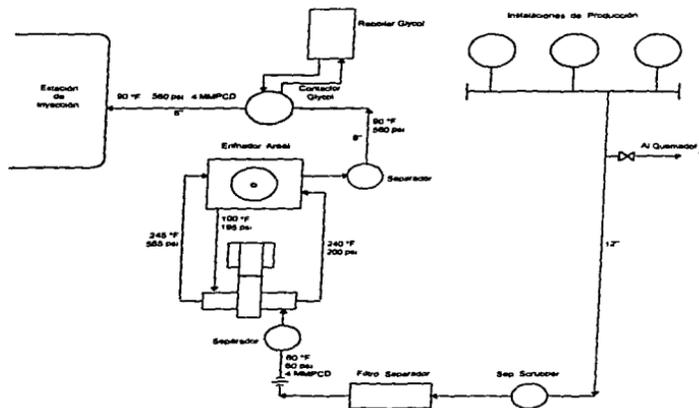


Figura 3.7 Esquema de las instalaciones de reciclaje de CO₂

III.5.8 Conclusiones

La construcción de los sistemas de Recolección, Distribución, Inyección y producción para el Campo Paradis fueron diseñadas y construidas a través de esfuerzos coordinados. Los sistemas proporcionan una rentabilidad operacional para largo plazo. Estos sistemas están operando desde febrero de 1982, después del arranque del proyecto los problemas, modificaciones iniciales y mantenimiento han sido mínimos; esto es debido a la experiencia en la operación y a que pudo ser determinado un diseño optimo. Para un funcionamiento efectivo de un proyecto de RMP se requiere de una buena base de datos en todos los aspectos.

CAPÍTULO IV

DISEÑO DE INSTALACIONES SUPERFICIALES DE PRODUCCIÓN CONSIDERANDO ALTO CONTENIDO DE CO₂

IV.1. INSTALACIONES PARA YACIMIENTOS CON ALTO CONTENIDO DE CO₂

En el capítulo anterior se mencionó el efecto que tiene sobre las instalaciones superficiales de producción (principalmente la corrosión), un yacimiento que produce simultáneamente aceite, agua y gas con un porcentaje considerable de CO₂. Aquí se mencionan las posibles alternativas para realizar un diseño en las instalaciones superficiales de producción.

IV.1.1 Cabezal de producción⁽²³⁾

Para el cabezal de producción se tienen 2 alternativas de diseño:

1) Instalar un árbol de válvulas hecho de materiales convencionales (acero al carbón), pero aplicando un programa intenso de inhibición de la corrosión, ya sea a través del sistema de bombeo neumático o inyectando directamente el inhibidor de la corrosión por medio de una tubería de inyección. Por otro lado se debe vigilar constantemente el grado de corrosión mediante testigos colocados en el cabezal. Además se deberá contar en el almacén con válvulas y conexiones del árbol de válvulas en acero inoxidable para su instalación en caso de ser requeridos.

2) Como medida preventiva se puede instalar un árbol cuyas válvulas y conexiones sean de acero inoxidable; desde luego que esta opción es más cara que la primera, pero hay que tomar en cuenta que en este caso, al menos para el árbol de válvulas, no sería necesaria la aplicación de un programa de inhibición de la corrosión. La aplicación de esta opción dependerá de un análisis económico, que considere todas las instalaciones de producción para determinar su factibilidad⁽²³⁾.

IV.1.2 Sistema de recolección

En lo referente al sistema de recolección (tubería de descarga, líneas troncales, ramales y cabezal de recolección) se tienen varias opciones:

1) Las tuberías de descarga, líneas troncales y ramales, pueden ser **tuberías de acero al carbón**, ya que la tubería hecha de este material tiene los mejores atributos estructurales; pero, el uso de este tipo de tubería también implica necesariamente el uso de un programa intenso de inhibición de la corrosión, además de la instalación de testigos distribuidos a lo largo de toda la línea. Una alternativa para el uso de esta tubería es recubrir la misma con capas de material plástico, esto implicaría utilizar juntas con las mismas características que dicha tubería.

2) Uso de **tubería de acero inoxidable**. Esta tubería posee una excelente resistencia a la corrosión, sin embargo, su costo es bastante mayor en relación con la tubería de acero al carbón, lo cual elevaría substancialmente los costos de cualquier proyecto.

3) Uso de **tubería plástica**. Esta tubería también posee una excelente resistencia a la corrosión, además de otras ventajas tales como: menores pérdidas de presión por fricción, prolongada vida útil de la tubería, etc.. Pero, esta tubería también tiene el inconveniente de que es estructuralmente menos fuerte que las tuberías de acero al carbón, por lo que su uso está restringido a ciertos rangos de presión y temperatura (dependiendo del tipo de tubería), su uso requerirá de un análisis técnico para determinar si algún tipo de tubería, que haya en el mercado, resistirá los esfuerzos a los que será sometida. Por otro lado este tipo de tubería es también de mayor costo que la tubería de acero al carbón.

La ventaja de utilizar tubería plástica o tubería de acero inoxidable es que se tendrá la certeza de que no habrá corrosión en líneas construidas con este tipo de tuberías

Respecto al cabezal de recolección, este puede ser construido con materiales convencionales (acero al carbón), siempre y cuando se aplique un programa efectivo de inhibición de la corrosión; de otro modo, el cabezal de recolección tendrá que ser construido de acero inoxidable

IV.1.3 Batería de separación⁽³³⁾

Un separador es una vasija que se usa en los campos petroleros para remover los componentes gaseosos de la corriente de flujo que proviene de los pozos. La batería de separación puede estar compuesta por uno o más separadores. Un separador puede ser, de acuerdo a su forma, vertical, horizontal o esférico, y de acuerdo a las fases que maneja puede ser bifásico (separa gas y aceite) y trifásico (separa gas, aceite y agua). Su diseño dependerá de la presión y temperatura de trabajo, así como de los fluidos a manejar.

De acuerdo con el Apéndice B, de la especificación API 12J "Especificación para separadores gas-aceite", se tienen los siguientes lineamientos para juzgar un medio ambiente corrosivo, si la batería está hecha de acero al carbón.

Para bióxido de carbono:

- a) menos de 600 ppm en salmuera natural
- No es corrosivo -
- b) de 600 a 1200 ppm en salmuera natural
- Requiere consideración -
- c) más de 1200 ppm en salmuera natural
- Corrosivo -

Si el medio ambiente es juzgado corrosivo, entonces se puede proceder de alguna, o de una combinación de varias, de las siguientes formas:

- 1) Instalar corrientes impresas o ánodos de sacrificio, esto proporcionara una protección física al área atacada por corrosión.
- 2) Los efectos de la corrosión pueden ser controlados por medio de recubrimientos internos en todas las superficies metálicas expuestas. En la norma estándar NACE RP-01-81 se presentan los lineamientos y procedimientos para recubrimientos en separadores gas-aceite.
- 3) Los efectos de la corrosión pueden ser pasados por alto si de acuerdo a bases históricas, la corrosión es casi imperceptible o no se ha presentado.
- 4) Los efectos de la corrosión pueden ser razonablemente controlados con tratamientos mediante algún inhibidor químico.

IV.1.4 Manejo del gas separado

El gas que se obtiene después de la separación es un gas con características especiales, ya que por su alto contenido de CO₂ no puede ser vendido a la industria, ni tampoco puede ser utilizado como combustible para maquinaria; por lo anterior, el gas con alto contenido de CO₂ tiene que ser sometido a algún tipo de proceso para darle utilidad, o también se puede optar por la solución aparentemente más fácil: quemar y ventear el gas, lo cual como se describió en el CAPÍTULO II ocasiona fuertes estragos al medio ambiente.

IV.1.4.1 Quema y venteo del gas

Esta opción es aparentemente más sencilla (y la que actualmente se esta llevando a la práctica en los campos con alto contenido de CO₂ en México), ya que después de que el gas pasa por una etapa de separación, este gas se manda al quemador. Se dice aquí, que esta es aparentemente la opción más sencilla, ya que como no se le puede dar utilidad en primera instancia a un gas con alto contenido de CO₂, pues se "elimina" mandándolo al quemador; pero esta opción no toma en cuenta los problemas de contaminación ambiental que pueden generarse, ni tampoco la inconveniencia de que la incineración y venteo de este

gas es un desperdicio de una fuente natural de uno de los fluidos más importantes para la Recuperación Mejorada de Petróleo.

IV.1.4.2 Deshidratación y Endulzamiento del gas⁽¹⁾

Antes de comenzar el proceso de endulzamiento del gas es conveniente que dicho gas pase por un proceso de deshidratación, esto con el fin de optimizar el proceso de endulzamiento.

Deshidratación es el término usado que describe un proceso para la extracción de la humedad de un gas o líquido. La humedad del gas es extraída por un proceso llamado absorción, el glicol al entrar en contacto con el gas absorbe la humedad del mismo. Glicol es el nombre que se le da al líquido usado para la extracción del vapor de agua en el proceso de deshidratación de gas. Existen diferentes tipos de glicoles, como son: Trietilen-glicol (TEG), que es el glicol más usado en la deshidratación y el Dietilen-glicol (DEG), que es usado en algunas plantas antiguas y posee menor eficiencia que el TEG para la deshidratación.

Una unidad de deshidratación de gas con glicol está constituida básicamente del siguiente equipo: contactores, intercambiadores de calor, bombas, agotadores (reconcentradores) y filtros.

La trayectoria de flujo en la unidad de deshidratación se describe de la siguiente manera: la corriente de gas fluye hacia arriba del contactor, haciendo contacto con la solución de glicol que fluye hacia abajo; el gas deshidratado sale por la parte superior del contactor, mientras que el glicol "rico", que contiene la humedad absorbida del gas, sale por la parte inferior del contactor. El glicol "rico" fluye hacia un agotador, en donde la solución es calentada por el recalentador y, en consecuencia, la humedad absorbida en el contactor es evaporada y fluye hacia la atmósfera. La solución residual del agotador es llamada glicol "pobre", el cual es almacenado en un tanque y de este es bombeado nuevamente al contactor. Un esquema simplificado del proceso de deshidratación y endulzamiento de gas se muestra en la Figura 4.1.

El gas que proviene de la batería de separación de un campo con alto contenido de CO₂, puede ser endulzado, es decir, separar el CO₂ que contiene el gas para que de este modo el gas resultante pueda ser utilizado. La factibilidad de esta alternativa dependerá del resultado de un análisis técnico-económico, en el que se considere la posible disminución de la contaminación ambiental, así como la utilización del gas dulce y del CO₂.

Existen diferentes procesos para separar el CO₂ del gas producido, a continuación se mencionan algunos de ellos:

- Absorción inversa (membrana permeable)
- Con Etanolaminas
- Con criogénica

De las opciones anteriores para endulzar el gas, la más ampliamente usada es la que involucra el uso de Etanolaminas, y es la que se describe a continuación.

En este proceso una solución de agua y Etanolamina, que puede variar del 15 al 60% de Etanolamina, es usada para remover el CO₂ de una corriente de gas. El proceso se basa en el principio de que los gases ácidos deben reaccionar con la Etanolamina a temperaturas ordinarias. Diferentes tipos de Etanolamina pueden ser usadas en el proceso: Monoetanolamina (MEA), Dietanolamina (DEA), Diglycolamina (DGA) y Metildietanolamina (MDEA); de estas, la última es la más común. Existen algunos aspectos que pueden afectar la elección de la Etanolamina a usar en un sistema dado; por ejemplo, la MEA es básicamente más fuerte y tiene un menor peso molecular que las otras, esto significa que menores concentraciones removerán mayor cantidad de CO₂.

El gas amargo fluye hacia arriba a través del contactor, mientras que la solución de Etanolamina fluye hacia abajo. La solución "sucia" es descargada del fondo del contactor y fluye hasta un cambiador de calor, antes de descargar en la parte superior del Silo o "columna regeneradora". La solución de Etanolamina es hervida en el calentador (reboiler), debido a esto se comienzan a formar vapores, primeramente niebla, que pasa hacia arriba a través del Silo quitando el CO₂ de la solución de Etanolamina. Figura 4.1.

La Etanolamina regenerada deja el calentador y pasa la amina, hacia el tanque de almacenamiento, del cual es reciclada al contactor por medio de una bomba.

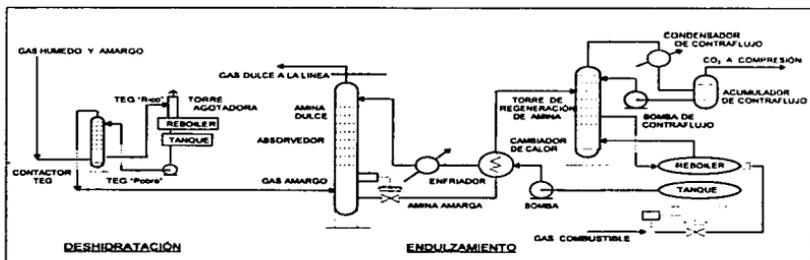


Figura. 4.1 Esquema simplificado del proceso de Deshidratación y Endulzamiento de gas

El CO₂ sale por la parte de arriba del Silo y junto con el sale una gran cantidad de vapores. Para reducir la cantidad de agua requerida en la mezcla y para minimizar las pérdidas de Etanolamina por la parte superior del absorbedor, el producto es usualmente enfriado; el agua condensada en este enfriador es devuelta al regenerador.

IV.1.4.3 Compresión del gas

El gas proveniente de la batería de separación puede ser comprimido y deshidratado para enviarlo a algún campo donde pueda ser inyectado como fluido de Recuperación Mejorada; o en un dado caso, inyectado en el mismo yacimiento de donde se obtuvo. Si se optó por endulzar el gas, el gas dulce resultante también puede ser comprimido (si la presión de entrega así lo demanda) para su envío a algún sitio donde se le de utilidad; por otro lado el CO₂ debe ser comprimido, ya sea que se inyecte en el mismo yacimiento o que se envíe a algún campo cercano para su inyección.

Si el gas a comprimir fue previamente endulzado no se requerirá de ningún cuidado con respecto al control de la corrosión; pero, si el gas es amargo se tendrán cuidados especiales para los diferentes componentes del sistema.

IV.2 EJEMPLO DE APLICACIÓN

El Campo "Tres Hermanos" está ubicado en el Sector Operativo Cerro Azul-Naranjos del Distrito Poza Rica en la Región Norte, se encuentra aproximadamente a 15 Km. al Oeste de Villa Naranjos, Veracruz. Su explotación se inicia con el pozo TH -153 en 1959. La formación productora corresponde al Cretácico Tamabra.

En 1964 alcanza una producción máxima de 3,370 m³/día (21,196 BPD) de aceite y, dos años más tarde 0.794 millones de m³/día (28,039 MMPCD) de gas. En 1969 se inicia la declinación gradual de la producción del campo, llegando en 1990 a los 520.5 m³/día (3,273.8 BPD) de aceite y 0.246 millones de m³/día (8,687 MMPCD) de gas. Mediante la introducción de bombeo neumático, estas cifras se incrementaron en 1991 a 739 m³/día (4,648.1 BPD) de aceite y 0.376 millones de m³/día (13,278 MMPCD) de gas. Por otra parte, al 30 de septiembre del mismo año, se estimó un factor de recuperación del 35.19 % para el aceite y 59.94 % para el gas.

De acuerdo con estos antecedentes, es evidente que el Campo "Tres Hermanos" ya alcanzó la etapa de una productividad relativamente baja, y se encuentra en un estado avanzado de explotación. No obstante, el volumen remanente de hidrocarburos es del orden de los 33.21 millones de m³ (208.88 MMB) de aceite y 3,760.66 millones de m³ (132,806.2 MMPCD) de gas natural⁽²²⁾.

Actualmente, al 31 de Marzo de 1997, el Campo "Tres Hermanos" se encuentra operando con 91 pozos, de los cuales 33 son fluyentes, 6 intermitentes, 6 con bombeo neumático, 1 con bombeo mecánico, 10 con baja presión en el fondo, 14 por agotarse, 11 con alto

porcentaje de agua y 10 con alta relación gas-aceite. De los diez pozos con alta relación gas-aceite, seis son los que producen la mayor parte del CO₂ en el Campo; sin embargo, estos mismos pozos producen una gran cantidad de condensados, por lo cual no han sido cerrados; los pozos en cuestión son: TH - 122, TH - 145, TH - 105, TH - 128A, TH - 149 y el TH - 168, mismos que se encuentran ubicados en la parte más alta de la estructura⁽³⁶⁾.

Por otro lado las instalaciones superficiales de producción del Campo Petrolero "Tres Hermanos" no fueron diseñadas para manejar y procesar el gas separado, es por ello que actualmente este gas se manda directamente a quemadores. Esta acción, además de ser un problema de contaminación ambiental, propicia un desperdicio de CO₂ (alrededor de 6 MMPCD) que puede ser inyectado al yacimiento; esto también propicia un desperdicio de gas natural (alrededor de 4 MMPCD) que podría ser utilizado como elemento de empuje en sistemas de bombeo neumático. En dado caso de que no fuera óptima la separación de CO₂ del gas, toda la producción de gas del Campo "Tres Hermanos" (aproximadamente 10 MMPCD) podría inyectarse al yacimiento.

Para darle solución al problema expuesto anteriormente, se plantean a continuación algunos diseños para el manejo del gas separado. Las alternativas de solución son analizadas solo desde un punto de vista técnico, por lo que la factibilidad de cualquiera de estas opciones estará en función de un análisis económico detallado.

Las alternativas de diseño son las siguientes:

1. Deshidratación y endulzamiento del gas.

De acuerdo a la Tabla 1.2⁽¹⁴⁾, vista en el Capítulo I de este trabajo, el gas del Campo "Tres Hermanos" no contiene agua; de ser correcto este dato, no sería necesario que la corriente de gas pasara por un proceso de deshidratación. Sin embargo, es conveniente volver hacer un análisis cromatográfico al gas proveniente de las baterías de separación, para corroborar que efectivamente el gas no contiene agua. En caso de que el análisis del gas arroje un porcentaje considerable de agua, será necesario que la corriente de gas pase por un proceso de deshidratación similar al descrito en el inciso IV.1.4.2 de este Capítulo.

Una vez que se tenga la certeza de que el gas no contiene agua, o ya sea que se haya deshidratado, se puede proceder de las siguientes formas:

a) Endulzar el gas, comprimir el CO₂ e inyectarlo al yacimiento.

La corriente de gas proveniente de las baterías, o del deshidratador, pasaría por tres etapas de compresión, en donde se elevaría la presión del gas hasta aproximadamente 72 kg/cm², después de cada etapa de compresión el gas pasaría a través de un cambiador de calor, donde se enfriaría, y de un rectificador, donde se recuperarían los condensables, todo esto antes de entrar a la planta endulzadora. La planta endulzadora a instalar funcionaría a base de Etanolaminas, y sería una planta similar a la descrita en el inciso IV.1.4.2 de este Capítulo. El gas dulce que se obtenga de la planta endulzadora se enviará a los sitios donde se requiera gas para bombeo neumático; mientras que el CO₂ pasará por otra etapa más de

compresión donde se elevaría la presión del gas hasta aproximadamente 200 kg/cm². La inyección de CO₂ al yacimiento sería en el casquete, como una forma de mantenimiento de presión (Recuperación Secundaria). Un esquema de las instalaciones descritas anteriormente se muestra en la Figura 4.2.

Para la aplicación de esta opción se requerirá la construcción de líneas recolectoras de gas (hechas de acero al carbón), la adquisición de un compresor que maneje 10 MMPCD de gas, con una presión de salida de aproximadamente 72 kg/cm² y de un compresor que maneje 4 MMPCD con una presión de descarga de aproximadamente 200 kg/cm², así como de la instalación de una planta endulzadora de gas.

b) Endulzar el gas, comprimir CO₂ y N₂ e inyectarlos al yacimiento.

Esta opción es muy similar a la anterior, la novedad aquí es la inyección simultánea de CO₂ y N₂ al yacimiento. El Nitrógeno es un gas inerte, por lo que no hay ningún problema si se inyecta al yacimiento.

Para inyectar Nitrógeno al yacimiento sería necesario construir una pequeña planta Criogénica separadora de aire, que proporcione el flujo de nitrógeno requerido para inyectarlo al yacimiento.

La aplicación de esta alternativa estaría en función del gasto de inyección requerido para el yacimiento (este sería obtenido a través de una simulación al yacimiento o a través de una prueba de inyectividad) y del costo de la planta criogénica.

Un esquema simplificado de las instalaciones requeridas para esta alternativa se muestran en la Figura 4.3

2. Comprimir el gas con CO₂ e inyectarlo al yacimiento

En esta alternativa se propone comprimir todo el gas que sale de las baterías, o del deshidratador si es el caso, para inyectarlo al yacimiento en la parte superior (casquete).

De las alternativas planteadas hasta ahora ésta es, aparentemente, la más sencilla y también la más económica, puesto que solo habría que recolectar el gas para deshidratarlo y comprimirlo e inyectarlo al yacimiento, es decir, que solo habría que instalar líneas recolectoras de gas, un deshidratador (por confirmar), y adquirir un compresor que maneje toda la producción de gas (aproximadamente 10 MMPCD); así como elegir algunos pozos para la inyección de gas, dichos pozos deberán de estar ubicados en la parte más alta de la estructura del yacimiento. Comparando esta alternativa con las anteriores, se tendrá que:

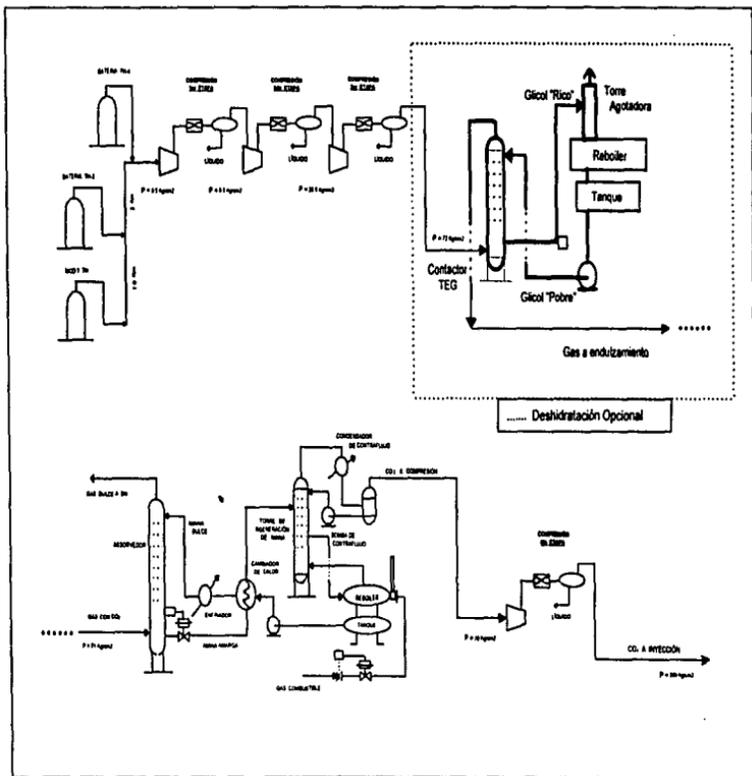


Figura 4.2 Esquema de las instalaciones de compresión, deshidratación y endulzamiento de gas

En la alternativa 1. a) se contempla, además de lo expuesto aquí, la instalación de una planta endulzadora, y en la alternativa 1. b) se contempla, también, la instalación de una planta endulzadora y además una planta criogénica separadora de aire.

El compresor a instalar debe ser capaz de manejar la producción de gas esperada, y que tenga una presión de salida de aproximadamente 200 Kg/cm². Un esquema de las instalaciones superficiales, requeridas para esta opción se muestran en la Figura 4.4.

Como medida preventiva para todas las alternativas mencionadas anteriormente, se deberán instalar testigos de corrosión distribuidos a lo largo de las líneas recolectoras y a la salida de cada etapa de compresión del gas; esto es debido a que es posible que la corriente de gas arrastre, además de algunos condensados, agua de la formación. Si la corrosión es detectada, será necesario aplicar algún inhibidor químico en la salida de los separadores gas-aceite.

La presión de inyección de 200 kg/cm² que se maneja en las alternativas 1. a) y 2. se estimó considerando que se inyectaría toda la producción de gas disponible para cada alternativa en particular, es decir, alrededor de 4 MMPCD de CO₂ y 10 MMPCD de gas con CO₂, respectivamente; sabiendo además que la presión estática promedio actual en el Campo "Tres Hermanos" es de 145 kg/cm² y que la presión de inyección debe ser mucho mayor a la presión estática, por ejemplo una presión cercana a la presión inicial del yacimiento (214 kg/cm²).

Para determinar el número de pozos inyectores deben ser obtenidos valores más precisos de presión y gasto de inyección, esto a través de una prueba de inyectividad o mediante una simulación del yacimiento.

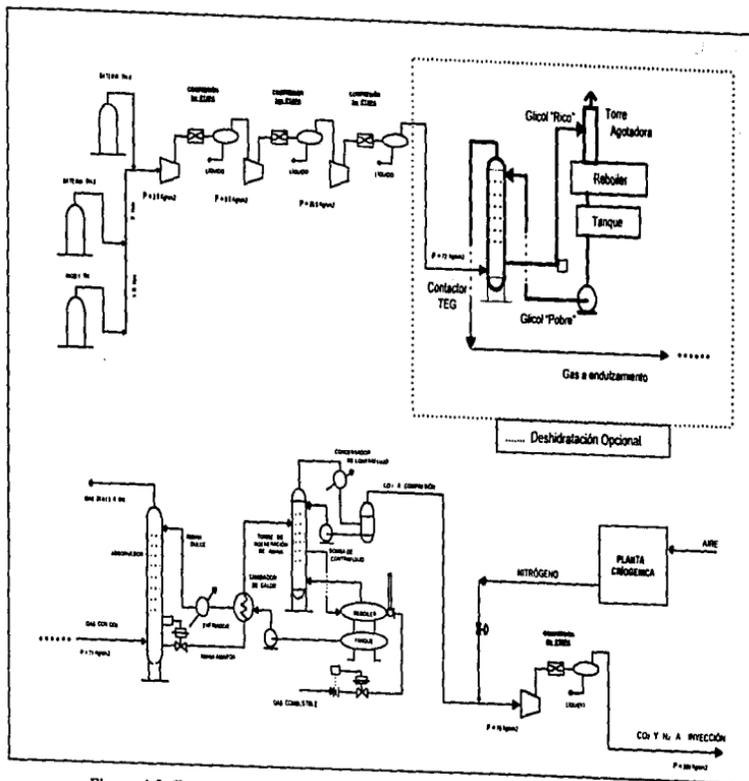


Figura 4.3 Esquema simplificado de las instalaciones de endulzamiento de gas y compresión de CO₂ y N₂

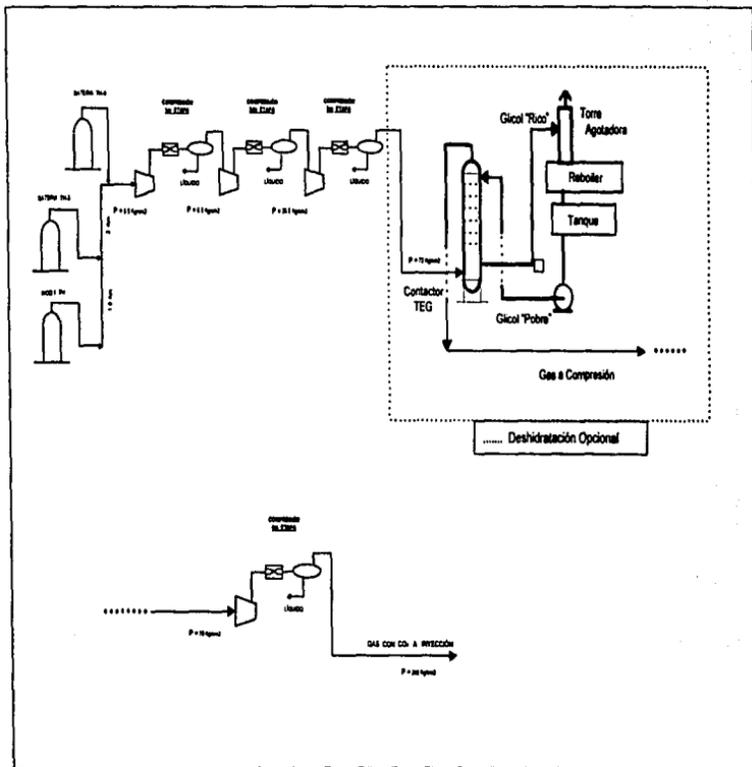


Figura 4.4 Esquema de las instalaciones de compresión de gas para inyección

CAPITULO V

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

V.1 CONCLUSIONES

a) Actualmente en México las actividades de exploración de yacimientos petroleros han disminuido, por otro lado, las probabilidades de encontrar grandes yacimientos de hidrocarburos son cada vez menores. Es por estas circunstancias que para aumentar las reservas de hidrocarburos, deben mejorarse las eficiencias de recuperación de los campos actualmente descubiertos, implantando para ello proyectos de Recuperación Secundaria y Recuperación Mejorada.

b) Existen en México fuentes de CO₂, tales como yacimientos de hidrocarburos con alto contenido de CO₂ y algunas plantas petroquímicas, que por no darle utilidad a este gas lo arrojan al medio ambiente, incurriendo así en un problema de contaminación ambiental y desperdiciando un fluido necesario para proyectos de Recuperación Mejorada de petróleo (RMP).

c) A pesar de que se han hecho varios estudios para la aplicación de proyectos de RMP en México, éstos a la fecha no se han llevado a la práctica (salvo una prueba piloto realizada cerca del Campo "Carmito", pero cuyos resultados todavía no son dados a conocer públicamente por parte de PEMEX).

d) En cualquier instalación superficial (ya sea de recolección, compresión, producción, etc.) donde se manejen fluidos con altas concentraciones de CO₂ y/o agua, ocurrirá la corrosión de las partes metálicas si no se toman las medidas preventivas convenientes.

e) Es un hecho que ha aumentado la temperatura en la superficie de la tierra en los últimos 100 años, esto como consecuencia de los productos de desecho contaminantes que arrojan las industrias y de algunos artículos que producen las industrias de todo el mundo. Tal es el caso del CO₂, cuya acumulación en grandes cantidades en la atmósfera, provoca el calentamiento en la superficie de la tierra; razón por la cual deben mejorarse los procesos y darle utilidad a este gas. Por otro lado, al mejorarse los procesos y darle una utilidad al CO₂, podrían evitarse sanciones económicas, ya que las normas ambientales son cada vez más estrictas en lo referente al cuidado del medio ambiente.

V.2 RECOMENDACIONES

a) Revisar los estudios que se han hecho, por parte del grupo PEMEX-IMP, sobre proyectos de RMP por inyección de CO₂ en campos petroleros mexicanos, para determinar si aún es viable la aplicación de dichos proyectos, para cada caso en particular

b) Para el caso de yacimientos con alto contenido de CO₂ o plantas petroquímicas, que arrojen CO₂ al medio ambiente, debe determinarse si es posible inyectar dicho CO₂ en el mismo yacimiento, si es el caso, o en algún yacimiento cercano a la fuente.

c) En caso de que se tenga disponibilidad de una fuente de CO₂ cercana a algún yacimiento de hidrocarburos y que este no sea candidato para un proyecto de RMP por inyección de CO₂, puede entonces analizarse la inyección de CO₂ al casquete del yacimiento, como una forma de mantenimiento de presión (Recuperación Mejorada).

d) Cuando se tenga CO₂ y agua presentes en alguna instalación superficial, se debe prevenir la corrosión. Para ello se dispone de diferentes formas de control: empleo de materiales no metálicos, acero inoxidable o inhibidores químicos; la selección de cualquiera de estas opciones debe hacerse considerando las condiciones de trabajo (presión y temperatura máximas esperadas) y por supuesto los costos de cada opción. Si la cantidad de CO₂ y agua presentes no son muy significativas se pueden instalar materiales metálicos convencionales, pero colocando testigos de corrosión para vigilar el grado de corrosión; si el grado de corrosión es alto, se debe utilizar algún inhibidor químico para controlar la corrosión.

e) Es conveniente que los procesos en donde el CO₂ sea arrojado a la atmósfera sean mejorados, aun cuando las normas gubernamentales todavía no lo exijan, esto con el fin de que al darle utilidad a este gas y no arrojárselo a la atmósfera preservando al medio ambiente; de otro modo, podría ocasionarse un problema irreversible en la ecología que afectaría a todos los seres vivos del planeta.

REFERENCIAS

1. Mian, Mohamed A.: "Petroleum Engineering Handbook for the practice engineering", ED. Pen Well, Tulsa, Oklahoma, 1992.
2. Katz, D.L.: "Prediction of the shrinkage of crude oils", Drilling and Production Practice, API, 1942.
3. Standing, M.B. y Katz, D.L.: "Density of Natural Gases", Transactions of AIME, 1942 140-149.
4. Benedict, M., et. al: "An Empirical Equation for Thermodynamic Properties of Light Hydrocarbons and Their Mixtures", J. Chem. Phys., Vol. 8, 1940.
5. Wicher, E. y Aziz, k.: "Calaculate Z's for sour gases", Hydrocarbon Processing, Mayo 1972.
6. Lee, A. L., et. al.: "The Viscosity of Natural Gases", Transactions of AIME, 1942, 197.
7. Carr, N.L., et. al.: "Viscosity of Hydrocarbon Gases Under Pressure", J.P.T., Octubre 1954
8. Standing, M.B.: "A Pressure - Volume - Temperature Correlation for Mixtures of California Oil and Gases", Drilling and Production Practice, API, 1947, 275-286.
9. Vázquez, M. y Beggs, M.D.: "Correlations for Fluid Physical Property Predictions", J.P.T. Junio 1980.
10. Oinsten, Glaso.: "Generalized Pressure - Volume - Temperature Correlations", J.P.T. Mayo 1980.
11. Lasater, J.A.: "Bubble Point Pressure Correlation", Transactions of AIME, Vol. 13, 1958.
12. Beggs, H.D. y Robinson, J.R.: "Estimating the Viscosity of Crude Oil Systems", J.P.T., Septiembre 1975.
13. Baker, O.: "Designing Pipelines for Simultaneous Flow of Oil and Gas", Pipeline Engineer, February 1960.
14. Dodson, C.R. y Standing, M.B.: "Pressure - Volume - Temperature and Solubility Relations for Natural - Gas - Water - Mixtures", Drilling and Production Practice, API, 1944, 173 - 179.
15. Matthews, C.S. y Russell, D.G.: "Pressure Build - up and Flow Test in Wells", Monograph series SPE, 1967.

16. Garaicochea, P. Francisco, et. al.: "Transporte de Hidrocarburos por Ductos", CIMP A.C. México, 1991.
17. Lab. de Fluidos IMP: "Análisis PVT de los Fluidos Producidos en el Campo Tres Hermanos", 1996.
18. Lenz, del Rio A.: "Química Elemental", ED. Oveja Negra, México, 1958.
19. Godish, Thad: "Air Quality", Lewis Publishers Inc., U.S.A., 1988.
20. Arriola, T. Alfredo: "Recuperación Mejorada de Petróleo Inyección de CO₂ y Estabilización del Banco de Aceite", Ingeniería Petrolera, México, Abril 1990.
21. Shields, David: "Pemex: Mejores Resultados en 1996", Petróleo Internacional, Vol 55, No 5, Agosto 1996.
22. Arriola, T. Alfredo y Moctezuma, B. Andrés: "Factibilidad de Aplicación de Procesos de Recuperación Mejorada en la Región Norte: Campo Tres Hermanos", Ingeniería Petrolera, México, Mayo 1994.
23. Grupo PEMEX-IMP: "Análisis de Factibilidad de Aplicación del Proceso de Inyección de CO₂ a Campos de la Zona Sur", Estado de Avance, Octubre 1980.
24. Novosad, Z. and Costain, T.G.: "Experimental and Modeling Studies of Asphaltene Equilibria for a Reservoir Under CO₂ Injection", Tech. Paper SPE 20530, Septiembre 1990.
25. Renfro, J.J: "Sheep Mountain CO₂ Production Facilities - A conceptual Design", J.P.T., Noviembre, 1979.
26. Allen, D. Thomas and Roberts, P. Alan: "Producción Operations", Oil & Gas Consultants International Inc., U.S.A., 1989.
27. Durán, M. José C.: "El Problema Interior en Ductos del Distrito Frontera Noreste", Ingeniería Petrolera, Septiembre 1990.
28. Centron Corporation: "Fiberglass Epoxy: Pipe, Tubing and Casing", Manual Para Manejo y Uso de Tuberías Plásticas, Texas, U.S.A..
29. Crolet, J. Louis: "Acid Corrosion in Wells (CO₂, H₂S): Metallurgical Aspects", J.P.T. Agosto 1984.
30. Fontana, M.G.: "Corrosion Engineering", 2da ed., McGraw-Hill, New York, U.S.A.
31. IMP, Departamento de Sistemas Artificiales de Producción, México, 1997.

32. Bears, D.A., et. al.: "Paradis CO₂ Flood Ghatering, Inyection and Production Systems", J.P.T., Agosto 1984.
33. American Petroleum Institute: "Specification for Oil and Gas Separators", API Specification 12J (Spec 12J), Septima Edición, Octubre 1989.
34. Mahewa, M. Msafiri and Rochelle, T. Gory: "Carbon Dioxide Absortion / Desorption in Mixtures of Aqueous Methyldiethanolamina and diethanolamina", Universidad de Austin, Texas, Marzo 1995, No Publicado.
35. Wei-min Quian and Yi-Gui Li: "Correlation and Prediction of the Solubility of CO₂ and H₂S in an Aqueous Solution of Methyldiethanolamina and Sulfolane", American Chemical Society, Advance ACS Abstracs, Junio 1995.
36. PEMEX, Subdirección de Producción, Sector Cerro - Azul, "Informe de Estado de Pozos", Marzo, 1997.
37. Grupo PEMEX-IMP: "Reporte de Optimización de las 15 Principales Instalaciones del Sector Operativo Cerro Azul - Naranjos", Proyecto CFH - 3108, Febrero 1995.
38. Latil, Mercel: "Enhanced Oil Recovery", Instituto Francés del Petróleo, ED. Technip, Paris, 1980.