

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA

**Programa Académico de Ingeniería
de Petróleo y Petroquímica**

**Cálculo de la Última Recuperación en
Reservorios de Gas Condensado**

TESIS PROFESIONAL

**PARA OPTAR EL TÍTULO DE BACHILLER
EN INGENIERIA DE PETROLEO**

César Jorge Arguedas Madrid

LIMA - PERU

1970

DEDICADO CON TODO AFECTO
A MI NOVIA NORMA.

CALCULO DE LA ULTIMA RECUPERACION EN RESERVORIOS
DE GAS CONDENSADO.

INDICE

ABSTRACTO	Pag. 2
CAPITULO I INTRODUCCION :	
Características e información general del reservorio de Gas Condensado.	Pag. 3
CAPITULO II :PRUEBAS Y MEDICIONES :	
Tipos y objeto de las pruebas y mediciones, tanto de campo como de laboratorio, para eva- luar y conocer el reservorio.	Pag. 9
CAPITULO III : PRODUCTOS INSITU :	
Determinación del petróleo insitu inicial y Gas insitu inicial.	Pag.13
CAPITULO IV : MANTENIMIENTO DE PRESION :	
Definición, tipos y aplicación del método por inyección de Gas seco. Cálculo de gas inyecta- do y de recuperación de gas condensado. Eficiencia de des- plazamiento.	Pag.23
CAPITULO V REGIMENES DE PRODUCCION :	
Importancia de los regimenes de producción, sus efectos. Otras informaciones importantes.	Pag.35
CAPITULO VI : CONCLUSIONES Y BIBLIOGRAFIA:	Pag.39

A B S T R A C T O

Los reservorios de Gas Condensado, son típicos por la condensación retrógrada que presentan; un estudio e información general, es tratado mas adelante, considerando un volumen constante de reservorio.

Se desarrollan temas que permitan evaluar un reservorio de Gas Condensado, estableciendo sus características, productos insitu y la factibilidad de aplicación de métodos de mantenimiento de presión, para mejorar la última recuperación en reservorios de Gas Condensado. Se menciona también ventajas de la aplicación de un método de mantenimiento de presión, en este tipo de reservorios, además de la definición de estas operaciones.

C A P I T U L O I

INTRODUCCION

Los reservorios de Gas Condensado, podrían considerarse como un tipo especial, por el fenómeno de condensación retrograda que presentan, esto es debido a la composición de los hidrocarburos y condiciones de presión y temperatura.

La composición de los hidrocarburos, puede definirse con pruebas efectuadas y expresarse en porcentajes en peso porcentajes en volumen y porcentajes en moles, siendo este último el mas utilizado. La composición típica de los fluidos para reservorios de Gas Condensado es la siguiente:

componente	% mol
C ₁	85.00
C ₂	5.00
C ₃	2.00
C ₄	1.50
C ₅	0.80

componente	% mol
C	0.60
7 +	5.10

Para expresar el porcentaje en las otras formas, se efectúan cálculos sencillos, conociendo los pesos moleculares de los componentes y sus densidades.

Las condiciones de presión y temperatura, que también son factores que determinan esta clase de reservorios son mostrados en la figura N° 1, que es un gráfico en un plano Presión-Temperatura, este es importante por que establece con claridad la forma como influyen estas variables, en la composición de las fases de los fluidos; definiendo para un determinado rango de valores de presión y temperatura, a los reservorios de Gas Condensado, fuera del cual se tendrían otros tipos de reservorios, como se ilustra en la figura N° 1.

Como se observa en la curva correspondiente encima del tramo del rocío, solo existe la fase gaseosa, pero al bajar la presión, aproximadamente de manera isotérmica, se produce la formación de la fase líquida, cuando se ha cruzado la curva de rocío. De la condición inicial C_i , se pasa a una condición final C_f . Es esto lo que ocurre en reservorios de

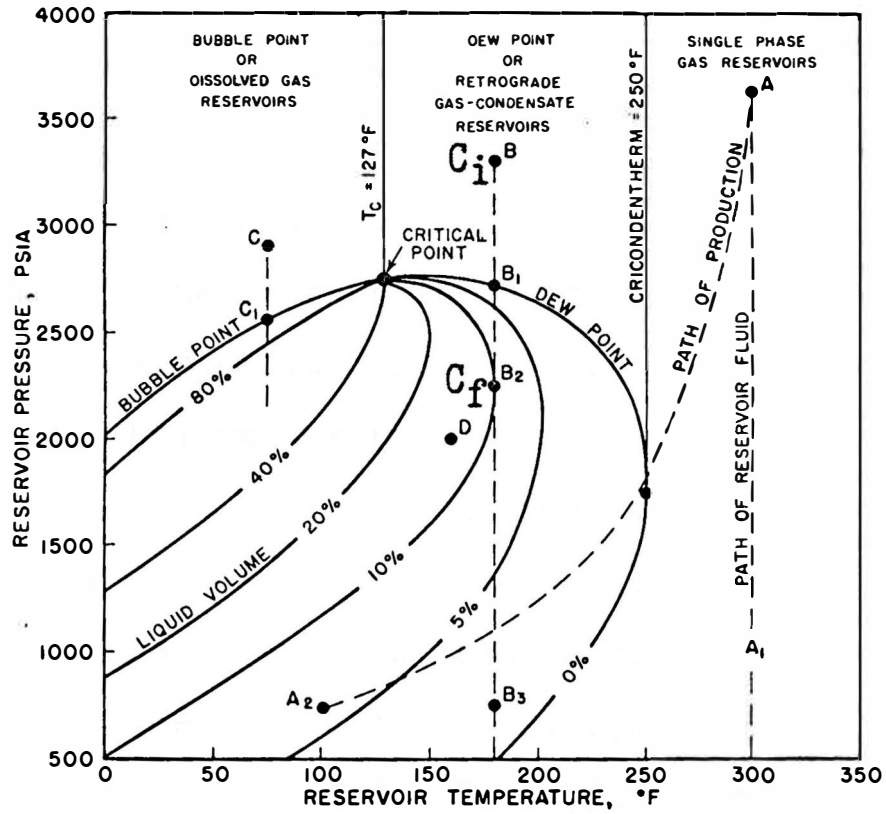


Fig. N° 1

Gas Condensado, que generalmente tienen altas presiones donde los fluidos están en la fase gaseosa únicamente; al producirse estos reservorios, los fluidos van a pasar a condiciones de presiones más bajas que la inicial, originando una producción de fase líquida, tal condensación hace singulares a estos reservorios, por que inicialmente todo es gas, la temperatura se toma aproximadamente constante, puesto que un reservorio es casi isotérmico. En superficie la temperatura será naturalmente diferente a las condiciones del reservorio.

La fase líquida obtenida, tiene equivalente en gas, que puede ser calculado fácilmente. No todo el gas se condensa, teniendo en consecuencia una relación de gas a líquido ó G.O.R., que varía en un rango de 5000 scf/STB a 100000 SCF/STB, fuera de estos límites los G.O.R. normalmente corresponden a otros tipos de reservorios; así si es menor de 5000 SCF/STB serían reservorios de gas disuelto; o si es mayor 100000 SCF/STB se trataría de reservorios de gas.

Las características del líquido condensado son principalmente las siguientes: alta gravedad API, generalmente mayor de 45 °API y color visiblemente más claro que otros crudos.

Cuando la presión original es alta, encima de la curva de rocío, cuando se inicia la condensación es proporcional a la declinación de la presión, hasta más o menos 1000 ó 2000 psi, debajo del cual, una reducción de presión, solo produce un continuo, enriquecimiento de la fase gaseosa, por efectos de vaporización de la fase líquida.

Se tiene este caso de reservorios para altas condiciones de presiones y temperaturas que estén entre la crítica y el cricondeterm.

Siendo la fase líquida generalmente la de más valor, la producción del reservorio debe ser orientada a este fin, esto se consigue con condiciones favorables en las instalaciones de superficie. Para evitar la licuación de los hidrocarburos en el reservorio, por la declinación de la presión es conveniente aplicar métodos de mantenimiento de presión uno de los cuales es tratado más adelante con el fin de evitar los problemas que originan la condensación, por que la fase líquida tiende a adherirse a las paredes de los poros, no facilitando la producción, contrariamente la fase gaseosa es más fácilmente desplazable por las operaciones de mantenimiento de presión, por efecto de la inyección del fluido utilizado en estas operaciones.

El objetivo, debe ser orientado a tener

bajos costos en las recuperaciones, sin que estas sean afectadas mayormente, para lo cual se hacen los análisis correspondientes, a operaciones de mantenimiento de presión ó instalaciones de superficie, pudiendo incorporarse algunas combinaciones, para tener buenas recuperaciones, que tambien sean económicas.

Finalmente estos reservorios pueden ser o no análogos a reservorios de petróleo altamente volátiles, considerándose el gas como saturado; ó reservorios de gas con temperaturas mas altas que el crícondeterm, pero, que por condiciones especiales de producción se tengan decrementos de presión y temperatura, teniendo líquidos condensados, análogos a los de reservorios de Gas Condensado.

C A P I T U L O I I

PRUEBAS Y MEDICIONES

Las pruebas y mediciones son importantes y necesarias para tener un conocimiento del campo en general, mediante las pruebas y mediciones efectuadas en el campo y laboratorio se tiene la información necesaria

- Para evaluar un reservorio de Gas Condensado.
- Determinar los métodos de operación mas convenientes para cada caso.
- Tener conocimiento exacto de la composición de los fluidos presentes en el reservorio.

Puede evaluarse el reservorio conociendo el volumen poroso total, saturación de fluidos, permeabilidad, productos insitu, etc.

Para determinar métodos de operación es necesario y conveniente conocer las características de la producción, presiones de formación, declinación, temperaturas. El análisis de las características de la condensación de

los fluidos, puede conocerse haciendo un análisis PVT de laboratorio ó un equipo portable de pruebas que opera en el campo.

Las mediciones y pruebas de campo, son las efectuadas mayormente en forma directa en el terreno y pueden hacerse para definir:

- 1.-Características geológicas
- 2.-Características del reservorio
- 3.-Performance del reservorio

Características geológicas:

- Delineación estructural, determinación de formaciones productivas por registros eléctricos y análisis de cortes.
- Determinación del reservorio, por secciones estructurales y mapas geológicos suplementados por pruebas de pozos.
- Determinación de existencia de acuíferos y fallas.

Características del reservorio:

- Determinación de: Porosidad con el porosímetro Huska de campo, Permeabilidad relativa calculada de datos de campo, Saturación de fluidos de manera indirecta, con los registros eléctricos.

- Determinación de la recuperación de líquido, con el equipo portátil de campo.
- Mapas isopacos, de registros eléctricos.
- Temperatura de fondo del pozo de registros térmicos.
- G.O.R. de producción (inicial y cada periodo)

Performance del reservorio:

- Determinación de la relación presión-producción (presión de fondo del pozo)
- Determinación de la productividad del pozo, inyectividad, presión de fracturamiento por pruebas de pozos.

Las pruebas y mediciones de laboratorio se efectúan con los siguientes fines:

- Determinación de la composición de los fluidos con el equipo de Podbielniak
- Determinación de la recuperación de líquido, Punto de burbuja, Punto de rocío, Factor de desviación del gas Z, etc. con la utilización de las celdas PVT.
- Determinación de las características del reservorio por métodos de laboratorio: Porosidad, Permeabilidades absoluta y relativa, Saturación de fluidos de manera

directa.

En general, los resultados de las pruebas y mediciones son definir los productos del reservorio, sus características e información básica para valorarlo.

Las pruebas especialmente en el caso de reservorios de gas condensado no son tan sencillas si se trata de realizar casos representativos, para la definición de la recuperación por medio de celdas, efectuando recomposiciones de iguales proporciones del condensado producido. Las pruebas y mediciones de campo y laboratorio deben considerarse en conjunto y no tomarse aisladamente como si no, tuvieran alguna relación, por que ellas están estrechamente vinculadas y se complementan entre ambas y también con las pruebas de formación si las hay, con los registros eléctricos, para poder resolver con más facilidad problemas geológicos, determinación de contactos, buzamientos, potencia de horizontes y demás datos necesarios para determinar el valor comercial del reservorio y posibles proyectos futuros como: mantenimiento de presión, recuperación secundaria, etc.

C A P I T U L O I I I

PRODUCTOS INSITU

El presente capítulo tiene por objeto determinar el volumen de hidrocarburos contenidos originalmente en el reservorio; como se trata del tipo de Gas Condensado los fluidos se encuentran en la fase gaseosa. Este volumen es expresado en condiciones standard de presión y temperatura generalmente en millones de SCF, una parte de este volumen de gas constituye el gas equivalente de la fase líquida producida que es fácilmente hallada del total, conociendo la fracción líquida correspondiente que es igual también a la unidad menos la fracción de gas. Estas fracciones, en ambos casos es la relación de moles de cada una de las fases con respecto al número total de moles contenidas en ambas fases.

Los siguientes son los pasos a seguirse para determinar los productos en mención:

- 1.-Cálculo del volumen ocupado por los hidrocarburos en el reservorio, dado por la siguiente ecuación:

$$V_h = 43560\phi(1-S_w)N \quad (1)$$

V_h = Volumen de hidrocarburos

ϕ = Porosidad del reservorio

S_w = Saturación de agua

N = Número de acre-pies del reservorio

2.-El volumen obtenido de la ecuación (1) es llevado a condiciones standard de presión y temperatura, según la siguiente ecuación:

$$V_{hsc} = V_h \left[\frac{P}{14.7} \right] \left[\frac{520}{T} \right] \left[\frac{1}{Z} \right] \quad (2)$$

V_{hsc} = Volumen de hidrocarburos en SCF.

P = Presión del reservorio, inicial en psi.

T = Temperatura del reservorio, en °R.

Z = Factor de desviación del gas.

El factor Z puede ser hallado graficamente, donde se considera como un solo fluido ambas fases de la producción, cuyos ^{valores} son tomados en el cálculo como se ilustra

mas adelante.

3.-Conociendo el volumen de hidrocarburos en las condiciones dadas en la ecuación (2) ,puede calcularse el gas insitu inicial y el petróleo insitu inicial,multiplicando el volumen total por las fracciones de cada una de las fases respectivamente.Las fracciones estan definidas según las siguientes expresiones:

$$f_g = \frac{n_g}{n_g + n_l} \quad (3)$$

$$f_l = 1 - f_g = \frac{n_l}{n_g + n_l} \quad (4)$$

donde:

f_g = fracción de gas

f_l = fracción de líquido

n_g = número de moles de gas

n_l = número de moles de líquido

El numero de moles de cada una de las fases,puede obtenerse según las siguientes expresiones:

considerando 1 STB de condensado producido.

$$n_g = \frac{R}{379.4} \quad (5)$$

$$n_1 = \frac{350 \text{ g}}{M_0} \quad (6)$$

donde:

R = G.O.R. de producción en SCF/STB

379.4 = volumen de 1 mol en C.S. SCF/mol

g_0 = gravedad específica del condensado

M_0 = peso molecular del condensado

350 = peso específico del agua, en lb/bbl

y reemplazando estas dos últimas expresiones en las ecuaciones (3) y (4); quedarían expresadas de la siguiente manera :

$$f_g = \frac{R/379.4}{R/379.4 + 350g_0/M_0} \quad (7)$$

$$f_l = \frac{350g_0/M_0}{R/379.4 + 350g_0/M_0} \quad (8)$$

4.-Finalmente el gas insitu inicial, petróleo insitu inicial esta dado por las siguientes igualdades:

a-Gas insitu inicial: en SCF

$$G_{ii} = V_{hsc} \times f_g \quad (9)$$

b-Petróleo insitu inicial: en STB

$$P_{ii} = \frac{V_{hsc}(1-f_g) \times PM}{379.4(g_o \times 350)}$$

$$P_{ii} = \frac{V_{hsc}(1-f_g) \times PM}{132,790 \times g_o} \quad (10)$$

donde:

PM es el peso molecular del condensado y puede ser obtenido de la ecuación de Cragoe, que es la siguiente:

$$PM = \frac{6084}{\bullet API - 5.9} \quad (11)$$

Cálculo del factor de desviación del gas Z:

considerando 1 STB de condensado producido

a) El peso total del fluido es el siguiente: W_f

$W_f = \text{Peso del gas} + \text{Peso del condensado}$

$$W_f = \frac{R}{379.4} 29g_g + 350g_o \quad (12)$$

W_f = peso del fluido en libras

R = G.O.R. de producción inicial

g_g = gravedad específica promedio del gas de separador y tanques (aire = 1)

g_o = gravedad específica del condensado (agua = 1)

b) Número de moles del fluido: n_f

$n_f = n_{\text{gas}} + n_{\text{condensado}}$

$$n_f = \frac{R}{379.4} + 350g_o/M_o \quad (13)$$

c) Peso molecular del fluido: PM_f

$PM_f = \frac{\text{Peso del fluido}}{N^\circ \text{ de moles del fluido}}$

$$PM_f = \frac{W_f}{n_f} \quad (14)$$

la ec. (14) , puede expresarse, según (12) y (13)

$$PM_f = \frac{0.07636Rg_g + 350g_o}{0.002636R + 350g_o/M_o} \quad (15)$$

d) La gravedad específica del fluido, es la relación de su peso molecular al peso molecular del aire

$$Gr.Sp. = \frac{PM_f}{28.97}$$

$$Gr.Sp. = \frac{ec. (15)}{28.97}$$

reemplazando y efectuando operaciones se tiene:

$$(Gr.Sp.)_f = \frac{Rg_g + 4584g_o}{R + 132800g_o/M_o} \quad (16)$$

e) Con el valor de la ecuación (16), se entra a los graficos de la figura N° 2, para encontrar las constantes pseudo-criticas del fluido o sea la presión y temperatura

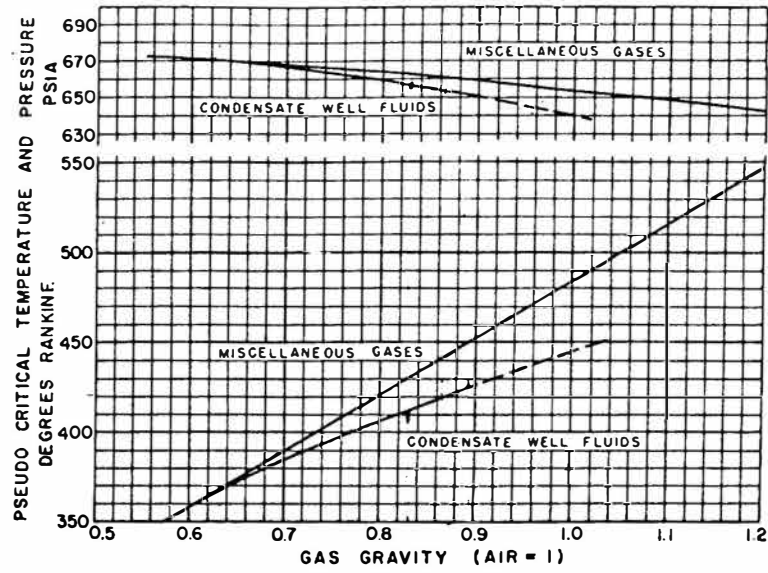


Fig. N° 2

pseudocriticas, en la curva correspondiente.

f) Se calcula la presión y temperatura pseudoreducidas según las siguientes expresiones:

$$P_{sr} = \frac{P}{P_{sc}} \quad (17)$$

$$T_{sr} = \frac{T}{T_{sc}} \quad (18)$$

g) Finalmente, con los valores pseudoreducidos, se halla el valor de Z, en el gráfico de la figura N° 3.

Las siguientes ecuaciones son útiles:

$$\text{Cragoe:} \quad PM = \frac{6084}{\bullet API - 5.9} \quad (19)$$

$$\text{Gravedad específica.} \quad g_0 = \frac{141.5}{131.5 + \bullet API} \quad (20)$$

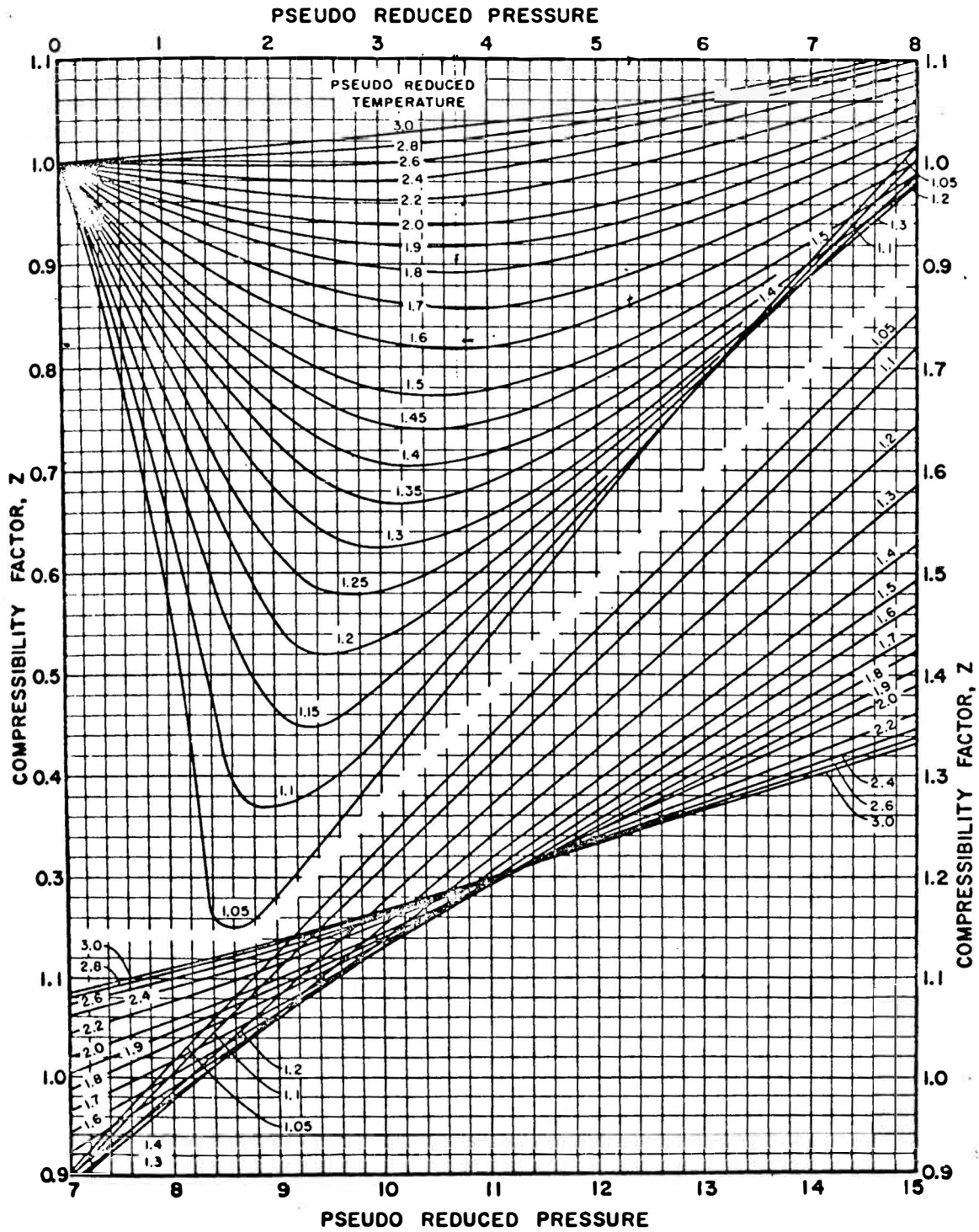


Fig. 1.3. Compressibility factors for natural gases. (After Standing and Katz,²⁷ *Trans. AIME.*)

Fig. N° 3

C A P I T U L O I V

MANTENIMIENTO DE PRESION

Se llama mantenimiento de presión a las operaciones necesarias, efectuadas en el reservorio con la finalidad de aumentar la energía natural del mismo y de esta manera contribuir a mejorar la última recuperación de los hidrocarburos (condensables). Estas operaciones consisten principalmente en la inyección de fluidos a presión que desplacen a los hidrocarburos en el reservorio; la presión efectuada por el fluido inyectado evita también la condensación del gas licuable.

La recuperación obtenida como resultado del mantenimiento de presión se debe a la disminución del índice de depleción y al aumento de las fuerzas naturales de desplazamiento. El mantenimiento de presión puede dividirse en cuatro tipos según el fluido inyectado:

- 1.-Inyección de gas seco
- 2.-Inyección de agua
- 3.-Inyección de fluidos miscibles
- 4.-Inyección de fluidos combinados

Los problemas de mantenimiento de presión son resueltos básicamente, desde el punto de vista de Ingeniería de Reservoirios, aun que puede tomarse como ayuda, factores de superficie, presiones de separadores, productos de planta, etc.

Existen dos técnicas más usadas para calcular o predecir la recuperación por aplicación de mantenimiento de presión:

- El balance de materia ; tratado más adelante.
- Los métodos de predicción por desplazamiento frontal.

En el presente capítulo se tratará del tipo de mantenimiento de presión por inyección de gas seco y el cálculo de recuperación última, se basará en la técnica de balance de materia.

Cuando se quiere aplicar operaciones de mantenimiento de presión, a un reservoirio es necesario conocer algunos factores importantes; como las características del reservoirio características del fluido; para establecer la aplicación o no. En el caso de reservoirios de gas condensado debe conocerse la condensación dada en SCF/STB, pues la aplicación es más conveniente, cuando se tengan buenas condensaciones es decir, la operación es más recomendable para reservoirios

menos volátiles o que tengan mas porcentaje de hidrocarburos licuables en su composición.

La operación de mantenimiento de presión del tipo de inyección de gas seco, es conseguida por inyección de este fluido en la formación productiva, el cuál efectua un desplazamiento del gas condensable, favoreciendo su estabilidad como gas por efecto de la misma presión a que es inyectado manteniendo el flujo del sistema. Eventualmente el gas seco puede diluirse en el sistema y cuando esto aumenta, reduciendo el condensado hasta el limite económico la operación debe ser suspendida.

Para tener un buen desplazamiento o que este sea eficiente debe considerarse entre otras características, las siguientes: geometria de los pozos y estratificación de las rocas.

La eficiencia obtenida normalmente es de 60 a 80%, pero debido a la disolución del gas inyectado esta puede bajar y se deberá a la producción de este gas seco en forma de solución.

En general, para que la operación de mantenimiento de presión sea efectiva, debe definirse el buen desplazamiento del gas condensable, estableciendo el adecuado volumen y regimen de inyección.

Otros factores a considerarse son : dimensión o tamaño

del reservorio, presión y temperatura.

El problema es resuelto por balance volumétrico, de la siguiente manera:

VOLUMEN ORIGINAL DEL CONDENSADO = VOLUMEN REMANENTE DE GAS CONDENSADO + VOLUMEN DE GAS INYECTADO + VOLUMEN DE AGUA INVADIDA.

donde:

Volumen original de condensado $G \times B_g$
Volumen de gas condensado remanente $(G-G_p)B_g$
Volumen de gas inyectado $(G_i-G_{ip})B_{giv}$
Volumen de agua invadida W_e

El balance anterior puede ser expresado de la siguiente manera:

$$GB_g = (G-G_p)B_g + (G_i-G_{ip})B_{giv} + W_e \quad (21)$$

De esta ecuación se define el gas inyectado y el gas condensado remanente. las siguientes ecuaciones también son

útiles:

a) PARA EL GAS INYECTADO PRODUCIDO: G_{ip}

$$G_{ip} = G_s - I \times GLR \quad (22)$$

G_s Gas del separador en SCF

I Líquido producido en STB

GLR Relación gas-líquido del separador
en SCF/STB

b) PARA EL GAS CONDENSAO PRODUCTO: G_p

$$G_p = L \times (GLR)_e \quad (23)$$

L Líquido producido en STB

$(GLR)_e$ (Gas del separador + Gas equivalente
del condensado)/STB de condensado

El desplazamiento del gas condensado, por el gas seco que también es de fluidos miscibles, está referido a una eficiencia de desplazamiento que afecta la recuperación. Esta eficiencia puede ser calculada por el producto de dos factores de recuperación o también eficiencias, estas son: la eficiencia volumétrica y la eficiencia de barrido, se tendrá la siguiente expresión:

$$E_d = E_v \times E_h \quad (24)$$

E_d	Eficiencia de desplazamiento
E_v	Eficiencia volumétrica
E_h	Eficiencia de barrido

La eficiencia volumétrica puede ser definida de estudios de modelos o por performance del campo por situación del frente de gas seco, desde pozos de prueba, puede determinarse el volumen de reservorio invadido y relacionando este, con el volumen total del reservorio se tiene la eficiencia volumétrica. La eficiencia de barrido representa la eficiencia con la que el gas condensado es lavado o barrido en la zona invadida, cuantitativamente esta eficiencia es equivalente a la relación de volumen de gas inyectado remanente al volumen de hidrocarburos dentro del frente.

Los frentes de avance del gas seco, usualmente son determinados por estudios de modelos, para cualquier instante.

Los cálculos con modelos, son por lo tanto útiles y relativamente sencillos, permiten realizar buenas operaciones de mantenimiento de presión, en la vida productiva del reservorio. estos cálculos son bastante aproximados y permiten reducir la factibilidad de aplicación de estos proyectos

Estos estudios en modelos difieren algo de los resultados obtenidos en el campo: esto es debido a que en los modelos se tienen condiciones uniformes no así a veces en el reservorio. esto es sensible especialmente en la permeabilidad y presión diferencial aplicada en cada caso.

Es recomendable para tener un mejor barrido de los hidrocarburos deseados, tener pozos inyectoros en una ubicación conveniente, también los pozos productores deben ser designados convenientemente para lo cual debe tenerse en cuenta la forma del reservorio, si este es de forma rectangular la distribución de pozos, para inyección y producción, mas conveniente sería en los extremos del rectángulo para cada tipo de pozos. Si se tuvieran reservorios de forma esférica el desplazamiento es recomendable de la periferie hacia el centro de la estructura que reciprocamente, con este fin se tomará la disposición de pozos mas conveniente.

El mantenimiento de presión también requiere un análisis económico, por el costo de su instalación debido a que se necesita una fuente de fluido, en este caso gas seco, aunque parezca una solución, la utilización del gas producido para una operación ciclica: este antes de ser inyectado al reservorio, debe ser tratado para ser enteramente seco, con este propósito es inevitable la instalación de una planta o algo similar y esto debe ser considerado desde el punto

de vista económico, por que se trata de una inversión que puede ser exclusiva para cada proyecto de mantenimiento de presión.

En este caso de desplazamiento de gas condensado por gas seco, desde que se tiene fluidos miscibles la eficiencia de barrido, es buena generalmente superior al 70%.

Los estudios de modelos potenciométricos son bastante aplicados a reservorios de Gas Condensado, para determinar principalmente la eficiencia de barrido, dados los regimenes de producción e inyección utilizados o propuestos: tambien de estos estudios se tienen otras informaciones como: predicción de la situación de pozos de inyección, historia del avance del frente de gas seco, etc.

Del estudio de estos modelos, se obtiene una carta con la distribución de líneas isopotenciales, que permiten la determinación de la eficiencia de barrido.

Las líneas de flujo son tomadas para cada caso, según la situación de los pozos inyectorés y productores.

En la carta obtenida, el frente es hallado cuando aparece en el pozo productor, por la línea directa de flujo. su forma es determinada por la union de los puntos que tengan iguales tiempos relativos en cada línea de flujo, según

la siguiente ecuación:

$$T = -\frac{X}{\frac{E}{X}} = -\frac{X^2}{E} \quad (25)$$

X = distancia entre las líneas isopotenciales

E = voltaje en el modelo

$\frac{E}{X}$ = grad de voltaje

Determinado el frente, se tendrá un área que ha sido barrida A_b . esta relacionada con el área total definida por las líneas de flujo A_t , dará la eficiencia de barrido:

$$E_b = \frac{A_b}{A_t} \quad (26)$$

Estos valores de A_b y A_t son hallados planimetrando las áreas expresadas, en la carta de distribución de líneas isopotenciales y líneas de flujo.

Los datos necesarios del reservorio para estos estudios son: potencia de estratos productivos, posición de fallas, situación de la interfase gas-agua original, información litológica y demás condiciones especiales.

Otros datos necesarios son: permeabilidad, porosidad, características del fluido, regímenes de producción e inyección utilizados o propuestos.

Determinada la eficiencia de barrido y la eficiencia volumétrica por relación del volumen de gas invadido al volumen del reservorio total: la recuperación debida a estas operaciones es obtenida como el producto de la eficiencia de desplazamiento ($E_d = E_b \times E_v$) por el gas condensado remanente, al momento de iniciarse el mantenimiento de presión: al final de la operación el reservorio producirá por depletación natural, como hasta antes de la aplicación de este método. Puede mantenerse la presión desde el momento en que el reservorio entra en producción por primera vez.

Cuando el reservorio es producido por depletación natural, la recuperación es calculada, utilizando los resultados de las pruebas de celdas PVT, o con la utilización de las constantes de equilibrio, por el cambio que se efectúa en la composición de las fases, debido al decrecimiento de la presión.

Con la inyección de gas seco, se consigue tener una presión encima de la presión de rocío y de manera constante lo que no permite cambios en la composición de las fases

en el reservorio.

La última recuperación, debida exclusivamente a operaciones de mantenimiento de presión, esta dada por la siguiente expresión:

$$U.R. = (G - G_p) \times E_a \times B_g \quad (27)$$

Sin embargo la recuperación total sería el valor de la ec. (27), mas la recuperación obtenida antes y despues de la operación, efectuada por depletación natural, cuyos cálculos se efectuan considerando el cambio de composición de las fases, por métodos conocidos.

La ec. (27), puede expresarse en dos partes, correspondientes a cada una de las fases producidas, multiplicando la U.R. por las fracciones de cada una de las fases, como se vió o trato en capitulos anteriores.

La producción por depletación natural, no es tan eficiente la recuperación es menor por la formación de líquido en el reservorio; con operaciones de mantenimiento de presión, las recuperaciones son mayores considerablemente.

El siguiente gráfico ilustra alguna ventaja del mantenimiento de presión, en un plano Presión-Líquido producido acumulado.

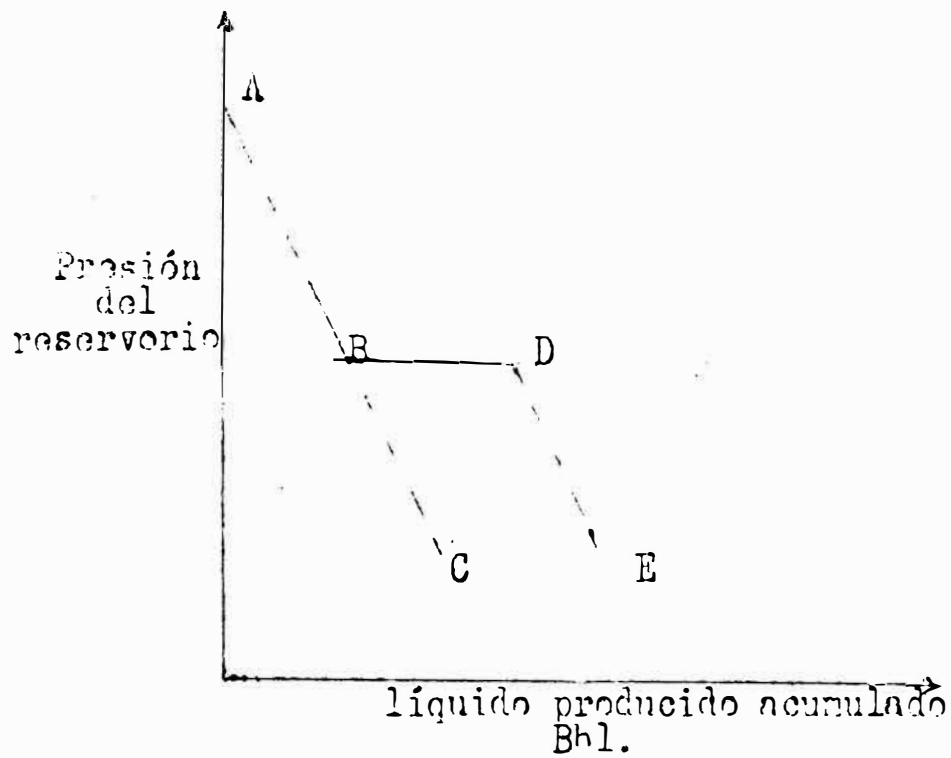


Fig. N° 4

- AB depletación natural
- BD período de mantenimiento de presión
- DE período de depletación blowdown
- BC depletación natural si no se aplicara el método.

C A P I T U L O V

REGIMENES DE PRODUCCION

El conocimiento de los regimenes de producción es importante para evaluar el reservorio: por que estos influyen no solamente en el comportamiento del reservorio, sino tambien en el aspecto económico, pues la magnitud del regimen de producción determina el tiempo de depletación, relacionando de esta manera las utilidades obtenidas con el tiempo ,esta relación hara posible si una inversión es conveniente o no.

Es recomendable tener un número apropiado de pozos en el reservorio, estableciendo un espaciamiento conveniente de acuerdo a sus características físicas y geológicas, para tener una efectiva depletación en un tiempo generalmente minimo.

Los efectos de los regimenes de producción son físicos y económicos en el performance del reservorio.

Los efectos físicos de los regímenes de producción en los pozos son los siguientes:

- 1-Efectos en la presión fluente de fondo.
- 2-Efectos en la presión fluente de cabeza del pozo.
- 3-Efectos de interferencia.
- 4-Efectos en la capacidad.

Estos efectos son diferentes para cada régimen determinado.

Los efectos económicos son los siguientes:

- 1-Efectos en el mantenimiento de presión.
- 2-Efectos en la utilidad y tiempo de inversión.

Los efectos físicos son controlados por pruebas de pozos teniéndose como resultado el establecimiento de un régimen conveniente físicamente.

Sin embargo, los regímenes definitivos deben adoptarse también en base a los efectos económicos que dependen de la política de la empresa o demandas especiales del mercado. En este caso se harán consideraciones flexibles que permitan satisfacer ambas condiciones sin afectarlas

mayormente, aunque a veces en circunstancias determinadas, suele darse prioridad a los efectos económicos, afectando físicamente al reservorio.

En algunos casos, cuando se quiere tener mayor producción de alguna de las fases, puede utilizarse condiciones especiales de extracción.

Entre los métodos de extracción más conocidos se tienen los siguientes, que generalmente son para obtener más parte líquida:

- 1-Utilizando separadores convencionales
- 2-Utilizando separadores de etapas múltiples
- 3-Utilizando procesos de planta

Estos métodos de extracción de gas condensado, son efectivos en el orden señalado respectivamente: pudiendo utilizarse combinaciones de ellos para tener mejor operabili-

En el caso de plantas, puede procesarse el gas proveniente de separadores, para dejarlos totalmente secos y luego ser usados en operaciones cíclicas.

El líquido obtenido contendrá propano, butanos, gasolina natural, siendo a veces inestable esta fase, en este caso

la planta puede proporcionar facilidades de estabilización por separación en partes homogéneas y más estables de la fase líquida.

Después de concluida la operación de mantenimiento de presión, la producción puede mejorar algo, este caso se tendrá cuando el barrido no ha sido completo, luego la producción provendrá de esta zona y se realizará por depletación natural.

C A P I T U L O VI

CONCLUSIONES Y BIBLIOGRAFIA

Los temas tratados inherentes al reservorio de Gas Condensado permiten tener un conocimiento general de este y mejorar la última recuperación de los hidrocarburos licuables, mediante operaciones de mantenimiento de presión por inyección de gas seco, teniendo fluidos miscibles en este caso, el desplazamiento es mas eficiente que entre fluidos no miscibles.

La segregación gravitacional, capilaridad y difusión se han considerado negligibles para el presente caso aun que en realidad tienen poca influencia, salvo que se requieran cálculos muy exactos o casos en que si tengan gran influencia estos factores.

La recuperación con estas operaciones ofrece beneficios que justifican su aplicación, generalmente en porcentajes considerables y pueden tenerse mejores resultados si el reservorio ofrece buenas condiciones //

como situación de pozos de inyección y producción
composición de los fluidos y características favo-
rables .

BIBLIOGRAFIA:

Frank W. Cole:Reservoir engineering manual.

C.F. Thornton:gas condensate reservoir-API 1946.

Craft and Hawkins:Applied petroleum reservoir

T.W. Brinkley:Paper number 1028-G.Calculation of rate.
and ultimate recovery from gas condensa-
te reservoir.

Oil and gas Journal:Gas condensate reservoir engineering.

R.J. Blakewell:Factors influencing the efficiency of mi-
scible displacement-AIME 1959.

César Tipian:Laboratorio de reservorios.

Thomas C. Frick:Petroleum Producción Handbook-Vol. II.