

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA

**FACULTAD DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO,
GAS NATURAL Y PETROQUÍMICA**



**“PROCEDIMIENTOS PARA CALCULAR LA
CAPACIDAD DE PRODUCCIÓN DE POZOS DE
GAS NATURAL”**

**TESIS PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE
INGENIERO DE PETRÓLEO**

MIGUEL ANGEL CERMEÑO RODRÍGUEZ

PROMOCIÓN 1998

LIMA - PERÚ - 2005

“PROCEDIMIENTOS PARA CALCULAR LA CAPACIDAD DE PRODUCCIÓN DE POZOS DE GAS NATURAL”

1. SUMARIO.-	1
2. INTRODUCCIÓN.-	2
3. GENERALIDADES.-	3
3.1 CLASIFICACIÓN DE LOS YACIMIENTOS DE HIDROCARBUROS.-	3
♦ DEFINICIONES PREVIAS.	
♦ CONSTRUCCIÓN Y SIGNIFICADO DE UN DIAGRAMA DE FASES.	
♦ CLASIFICACIÓN DE LOS YACIMIENTOS DE ACUERDO A LOS DIAGRAMAS DE FASES (COMPOSICIÓN).	
• <i>YACIMIENTOS DE GAS SECO.</i>	
• <i>YACIMIENTOS DE GAS HÚMEDO.</i>	
• <i>YACIMIENTOS DE GAS CONDENSADO.</i>	
• <i>YACIMIENTOS DE PETRÓLEO VOLÁTIL.</i>	
• <i>YACIMIENTOS DE PETRÓLEO NEGRO.</i>	
3.2 PROPIEDADES DEL GAS NATURAL.	10
♦ LEY DE GASES IDEALES.	
♦ MEZCLA DE GASES IDEALES.	
♦ GASES REALES.	
♦ MEZCLA DE GASES REALES.	
♦ FACTOR DE VOLUMEN DEL GAS.	
♦ VISCOSIDAD DEL GAS.	
♦ SISTEMAS GAS – AGUA.	
♦ SOLUBILIDAD DEL GAS NATURAL EN EL AGUA.	
♦ SOLUBILIDAD DEL AGUA EN EL GAS NATURAL.	
♦ HIDRATOS DE GAS.	
3.3 PERFORMANCE DE INFLUJO PARA POZOS DE GAS.	17
♦ PERFORMANCE DE INFLUJO PARA POZOS DE GAS INCLUYENDO FLUJO TURBULENTO.	

4. PRUEBAS DE CAPACIDAD DE PRODUCCIÓN DE POZOS DE GAS.-	21
❖ TEORIA BASICA DE FLUJO DE GAS EN RESERVORIOS.	
4.1 PRUEBAS DE FLUJO DESPUÉS DE FLUJO.	24
▪ MÉTODO EMPÍRICO.	
▪ MÉTODO TEÓRICO.	
4.2 PRUEBAS ISOCRONALES VERDADERAS.	30
• ANÁLISIS DE LOS DATOS DE LA PRUEBA: UN RATE A CONDICIONES DE ESTABILIZACIÓN.	
❖ <i>MÉTODO EMPÍRICO.</i>	
❖ <i>MÉTODO TEÓRICO.</i>	
▪ ANÁLISIS DE LOS DATOS DE LA PRUEBA: SIN LOGRAR FLUJO ESTABILIZADO.	
4.3 PRUEBAS ISOCRONALES MODIFICADAS.	38
• MÉTODO EMPÍRICO.	
• MÉTODO TEÓRICO.	
4.4 ANÁLISIS LIT (LAMINAR – INERCIA - TURBULENCIA).	41
4.5 ANÁLISIS DEL USO DE LAS PSEUDOPRESIONES.	46
5. PROCEDIMIENTO SIMPLIFICADO PARA CÁLCULOS DEL POTENCIAL DE POZOS DE GAS USANDO CURVAS IPR ADIMENSIONALES.-	48
❖ ALCANCE DEL TRABAJO.	
❖ EXPOSICIÓN DEL PROBLEMA.	
❖ TRATAMIENTO TEORICO.	
❖ CONSIDERACIONES DE PROGRAMACIÓN.	
❖ RESUMEN DE CORRELACIONES Y ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD.	
❖ NUEVA METODOLOGÍA PARA EL CÁLCULO DE POTENCIALES.	

6. APLICACIÓN DEL PROCEDIMIENTO SIMPLIFICADO A POZOS DE GAS NATURAL.-	55
❖ CÁLCULOS PARA EL POTENCIAL ACTUAL.	
❖ CÁLCULOS PARA FUTUROS POTENCIALES DE FLUJO.	
❖ VALIDACIÓN CON DATOS DE CAMPO.	
❖ DISCUSIÓN DE RESULTADOS.	
❖ NOMENCLATURA.	
7. CÁLCULOS DE CAPACIDAD DE PRODUCCION DE POZOS DE GAS NATURAL CON DATOS DE CAMPO.-	59
7.1 CASO 1.	59
7.2 CASO 2.	64
8. ANÁLISIS ECONÓMICO.-	74
9. CONCLUSIONES.-	75
10. RECOMENDACIONES.-	76
11. BIBLIOGRAFÍA.-	77

1. SUMARIO

Un nuevo método para cálculos del potencial de pozos de gas, que elimina la necesidad de pruebas convencionales multipuntos (pruebas de deliverabilidad), es presentada en esta tesis.

Usando la solución analítica para flujo de gas real bajo condiciones estabilizadas y amplio rango de propiedades de roca y fluido, se ha desarrollado una relación empírica para calcular el potencial de un pozo de gas en un reservorio no fracturado.

Esta relación es similar a la Relación de Performance de Influjos (IPR) adimensional de Vogel para reservorios saturados por impulsión de gas en solución.

También se desarrolla en este trabajo una segunda relación empírica, que estima futuros potenciales de datos de pruebas de flujo actuales.

Un procedimiento simple para cálculos del potencial de pozos de gas, IPR (relación entre la presión fluyente y el caudal de gas del pozo), así como el comportamiento futuro, utilizando estas dos relaciones, se describe en el presente trabajo.

2. INTRODUCCION

Las Pruebas de Capacidad de Flujo (Pruebas de Deliverabilidad) son una técnica comúnmente usada para predecir a corto y largo tiempo la conducta de pozos de gas. Típicamente a un pozo se le hace producir a diferentes caudales y la respuesta presión a un caudal determinado versus tiempo es registrada. De un análisis de esos datos, información es obtenida para determinar el potencial del pozo, es decir la capacidad de producir contra una contrapresión dada en una determinada etapa de la depleción del reservorio. Tales pronósticos son a menudo requeridos como información para el diseño de facilidades de producción, planeamiento del desarrollo del campo, estimación del tiempo de retorno de la inversión, fijación de producciones y otros.

Tradicionalmente las pruebas de potencial de pozos han sido hechas usando elaboradas pruebas de flujo multipuntos, es decir:

- (a) Pruebas de flujo después de flujo
- (b) Pruebas isocronales
- (c) Pruebas isocronales modificadas.

Estas pruebas han sido discutidas ampliamente en la bibliografía sobre la materia.

La performance de in flujo se refiere a la relación entre el rate de flujo y la presión en la cara de la arena a cualquier presión promedia del reservorio dada. A través de un gráfico del rate de flujo como una fracción del rate máximo teórico, contra la presión en la cara de la arena como una fracción de la presión promedia del reservorio, Vogel introdujo el concepto de Relación de Performance de In flujo (IPR) adimensional.

A partir de un detallado estudio de la performance de in flujo de pozos produciendo de reservorios por impulsión de gas en solución, el concluyó que una curva IPR adimensional general, puede predecir apropiadamente la conducta de flujo de tales pozos.

El presente trabajo, utiliza el mismo principio de trabajar con una curva IPR adimensional general para pozos de gas natural, obtenida experimentalmente para diversos grados de gravedad específica y con los mismos parámetros rate de flujo como una fracción del rate máximo teórico, contra la presión en la cara de la arena como una fracción de la presión promedia del reservorio.

3. GENERALIDADES

3.1 CLASIFICACIÓN DE LOS YACIMIENTOS DE HIDROCARBUROS

Es práctica común clasificar a los yacimientos de hidrocarburos de acuerdo a sus características de producción y a las condiciones bajo las cuales se presenta su acumulación en el subsuelo.

Así, tomando en cuenta las características de los fluidos producidos, se tienen yacimientos de aceite (black oil), aceite volátil, gas seco, gas húmedo y gas condensado.

De acuerdo a esto, se expone en la tabla siguiente los resultados del análisis composicional, en porcentaje molar, efectuados en fluidos típicos representativos de cuatro de los tipos de yacimientos descritos y algunas propiedades adicionales de cinco fluidos monofásicos de yacimientos.

TABLA: CARACTERÍSTICAS Y PROPIEDADES DE LOS DIFERENTES TIPOS DE YACIMIENTOS DE HIDROCARBUROS.

Componente	Petróleo negro	Petróleo Volátil	Condensado de Gas	Gas Seco	Gas
C ₁	48,83	64,36	87,07	95,85	86,67
C ₂	2,75	7,52	4,39	2,67	7,77
C ₃	1,93	4,74	2,29	0,34	2,95
C ₄	1,60	4,12	1,74	0,52	1,73
C ₅	1,15	2,97	0,83	0,08	0,88
C ₆	1,59	1,38	0,60	0,12	0
C ₇ ⁺	42,15	14,91	3,80	0,42	0
\bar{M} de C ₇ ⁺	225	181	112	157	0
GOR	625	2000	18200	105000	Inf.
°API	34,3	50,1	60,8	54,7	--
Color	Negro verdoso	Anaranjado natural	Pajizo claro	Cristal agua	–

Como se verá a continuación, se obtiene una clasificación más apropiada de los yacimientos, cuando se consideran las fases y la composición de la mezcla de hidrocarburos a la temperatura y presión a que se encuentran dentro del yacimiento.

Pero antes definamos algunos conceptos previos asociados con los diagramas mencionados:

❖ **DEFINICIONES PREVIAS.**

- **Propiedades intensivas:** Son aquellas que son independientes de la cantidad de materia considerada, por ejemplo: la viscosidad, densidad, temperatura, etc.
- **Punto crítico:** Es el estado a condición de presión y temperatura para el cual las propiedades intensivas de las fases líquida y gaseosa son idénticas.
- **Presión crítica:** Es la presión correspondiente al punto crítico.
- **Temperatura crítica:** Es la temperatura correspondiente al punto crítico.
- **Línea de burbuja, (ebullición):** Es el lugar geométrico de los puntos, presión-temperatura, en los cuales se forma la primera burbuja de gas, al pasar de la fase líquida a la región de dos fases.
- **Línea de rocío, (condensación):** Es el lugar geométrico de los puntos, presión-temperatura, en los cuales se forma la primera gota de líquido, al pasar de la región de vapor a la región de las dos fases.
- **Región de dos fases:** Es la región comprendida entre las líneas de burbuja y de rocío. En esta región coexisten, en equilibrio, las fases líquida y gaseosa.
- **Cricondenbar:** Es la máxima presión a la cual puede coexistir en equilibrio un líquido y su vapor.
- **Cricodenterma:** Es la máxima temperatura a la cual puede coexistir en equilibrio un líquido y su vapor.
- **Zona de condensación retrógrada:** Es aquella al bajar la presión, a temperatura constante, ocurre una condensación.
- **Aceite saturado:** Es aquel que a las condiciones de presión y temperatura que se encuentra esta en equilibrio con su gas.
- **Aceite bajo saturado:** Es el que, a las condiciones de presión y temperatura que se encuentra, es capaz de disolver más gas.
- **Aceite supersaturado:** Es aquel que en las condiciones de presión y temperatura que se encuentra, tiene mayor cantidad de gas disuelto que el que le correspondería en condiciones de equilibrio.
- **Saturación crítica de un fluido:** Es la saturación mínima necesaria para que exista escurrimiento de dicho fluido en el yacimiento.

❖ **CONSTRUCCIÓN Y SIGNIFICADO DE UN DIAGRAMA DE FASES.**

Considérese que se tiene una muestra representativa de los hidrocarburos de un yacimiento, colocada en una celda a una temperatura de 189°F y a una presión inicial de 3414 psi. Como se puede observar en la representación esquemática de la expansión isotérmica de los fluidos de un yacimiento de aceite. **Ver figura 01.**

Se mantendrá la temperatura constante, aumentando lentamente el volumen de la celda. Al hacerlo, la presión declina rápidamente. En el momento en que aparece la primera burbuja de gas se observa una presión de 3129 psi. A esta presión se le llama presión de saturación o de burbujeo. Si se continua aumentando el volumen, se notará que la presión sigue declinando, pero a un ritmo bastante menor, debido a la presencia de la fase gaseosa en la celda. A partir de la presión de burbujeo se observa que al declinar la presión disminuye el porcentaje de líquido en la celda. Esta expansión se continúa hasta el momento en que solamente queda una gota de líquido en la celda, la presión correspondiente 57 psi, que corresponde a la presión de rocío o de condensación.

Si esta secuencia anterior se repite para diferentes isothermas y si se sitúan los resultados en una gráfica temperatura-presión, se obtendrá un diagrama de fases (composición) que relaciona la presión y temperatura de un fluido en el yacimiento. **Ver figura 02.**

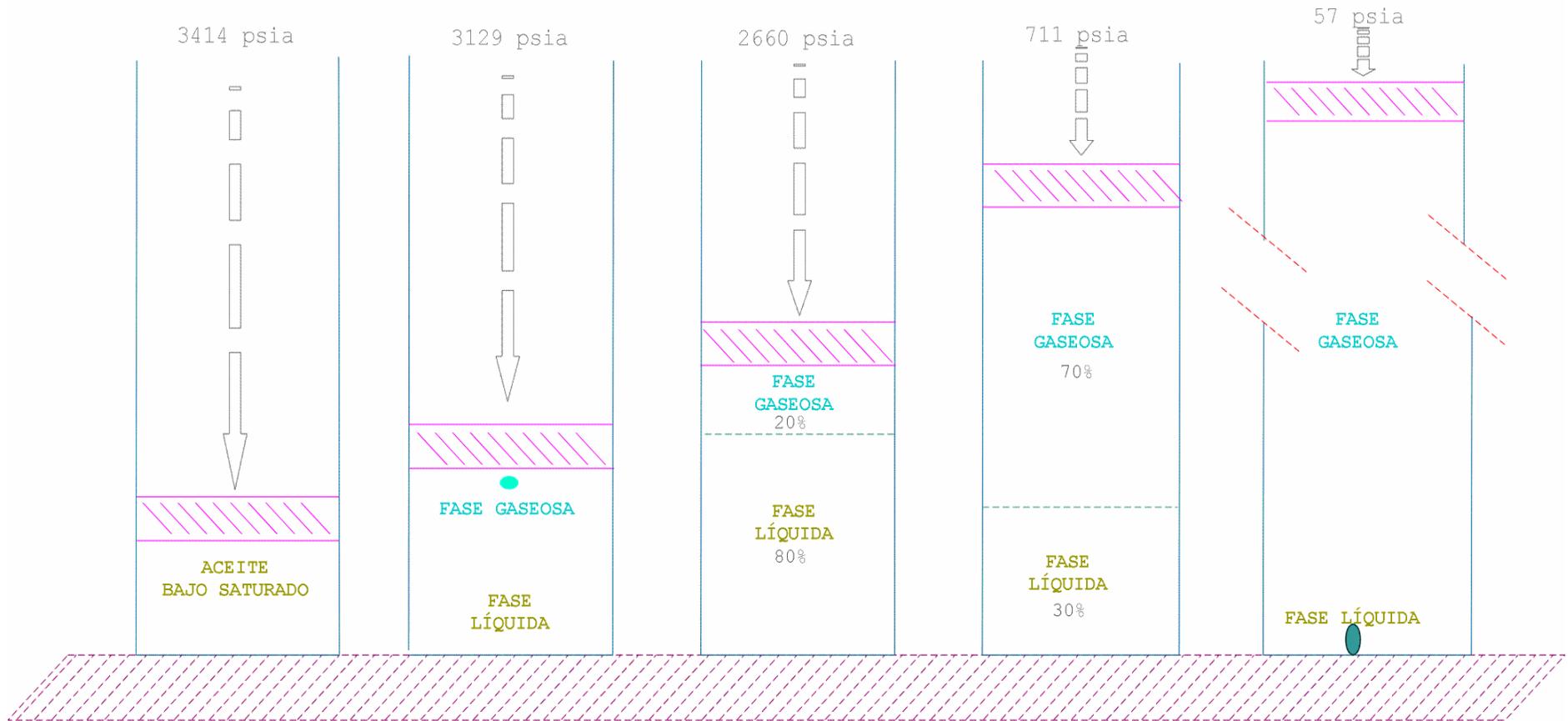
❖ **CLASIFICACIÓN DE LOS YACIMIENTOS DE ACUERDO A LOS DIAGRAMAS DE FASES (COMPOSICIÓN).**

Como se mencionó anteriormente, los yacimientos pueden clasificarse por la localización de su presión y temperatura iniciales, con respecto a la región de dos fases, en un diagrama temperatura-presión. Se ha establecido esta clasificación porque cada yacimiento tiene su propio diagrama de fases, el cual depende, únicamente, de la composición de la mezcla de sus hidrocarburos y ésta difiere de yacimiento a yacimiento.

La clasificación de los yacimientos, de acuerdo a esta teoría, se compone de cinco tipos que son:

- Yacimientos de Gas seco.
- Yacimientos de Gas húmedo.
- Yacimientos de Gas condensado.
- Yacimientos de Petróleo volátil.
- Yacimientos de Petróleo Negro (Black Oil).

TEMPERATURA = 189 °F (Constante)



Representación esquemática de la expansión isotérmica de los fluidos de un yacimiento de aceite.

Figura 01

DIAGRAMA DE FASES (COMPOSICIÓN) QUE RELACIONA LA PRESIÓN Y TEMPERATURA DE UN FLUIDO EN EL YACIMIENTO

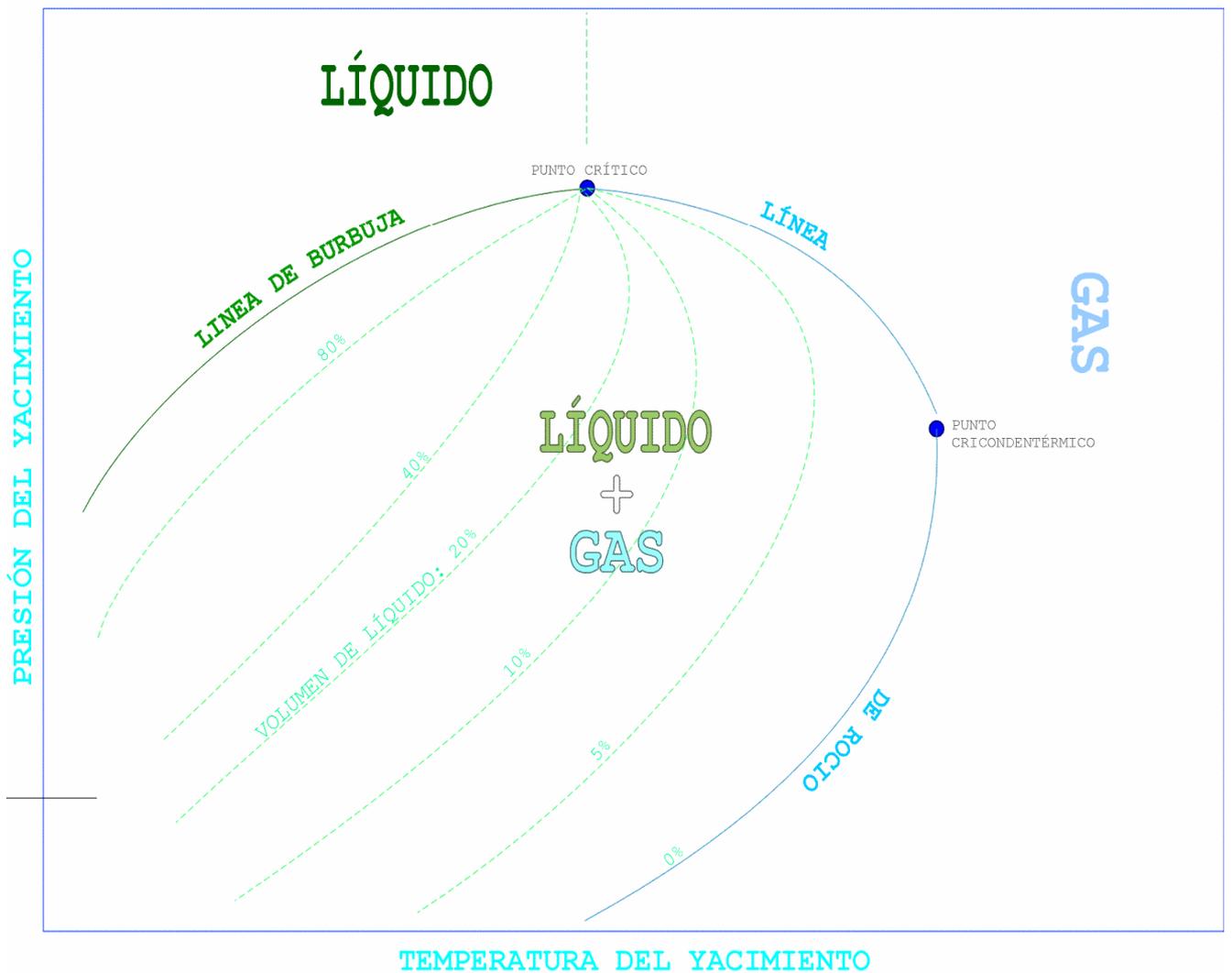


Figura 02

▪ **YACIMIENTOS DE GAS SECO.**

Se conocen simplemente como yacimientos de gas. Tanto a las condiciones de yacimiento como a las condiciones de superficie, el gas se encuentra siempre como gas. También se le conoce con el nombre de yacimientos que producen gas no asociado (más del 90% de metano). A continuación mostramos el diagrama de fases (composición) que relaciona la presión y temperatura de un fluido en un yacimiento de gas seco. **Ver figura 03.**

Un yacimiento de gas seco presenta las siguientes propiedades:

- La trayectoria de producción de éste yacimiento, ver diagrama, se da sólo en la zona de gas y no entra jamás a la zona de dos fases.
- A condiciones de reservorio y de superficie, esta en estado monofásico (sólo gas).
- Muy compresible.
- Se podría decir básicamente que, lo que se extrae, es metano.
- Produce un líquido ligero, transparente (si lo hay).
- Contenido de $C_7^+ \cong 0\%$.
- $^{\circ}\text{API}_{\text{crudo}} > 60$.
- $\text{GOR} > 100000 \text{ SCF}/\text{STB}$.

▪ **YACIMIENTOS DE GAS HÚMEDO.**

Los fluidos en este yacimiento estarán en una sola fase gaseosa, la cual se conservará durante toda su vida productora, puesto que la temperatura del yacimiento es mayor que la cricondenterma. Por esta razón, a diferencia de los yacimientos (gas condensado, petróleo volátil, petróleo negro), la composición de los fluidos producidos permanece constante.

Aunque los fluidos remanentes en el yacimiento permanecen en fase gaseosa, los fluidos producidos a través de los pozos entrarán a la región de dos fases, en virtud de la declinación de la presión y temperatura en la tubería de producción, como se simula en el diagrama de fases de este yacimiento.

A este tipo de yacimientos, cuya producción contiene un porcentaje considerable de licuables (principalmente butano, propano, etano), se les denomina yacimientos de gas húmedo. A continuación mostramos el diagrama de fases (composición) que relaciona la presión y temperatura de un fluido en un yacimiento de gas húmedo. **Ver figura 04.**

DIAGRAMA DE FASES (COMPOSICIÓN) QUE RELACIONA LA PRESIÓN Y TEMPERATURA DE UN FLUIDO EN UN YACIMIENTO: DE GAS SECO.

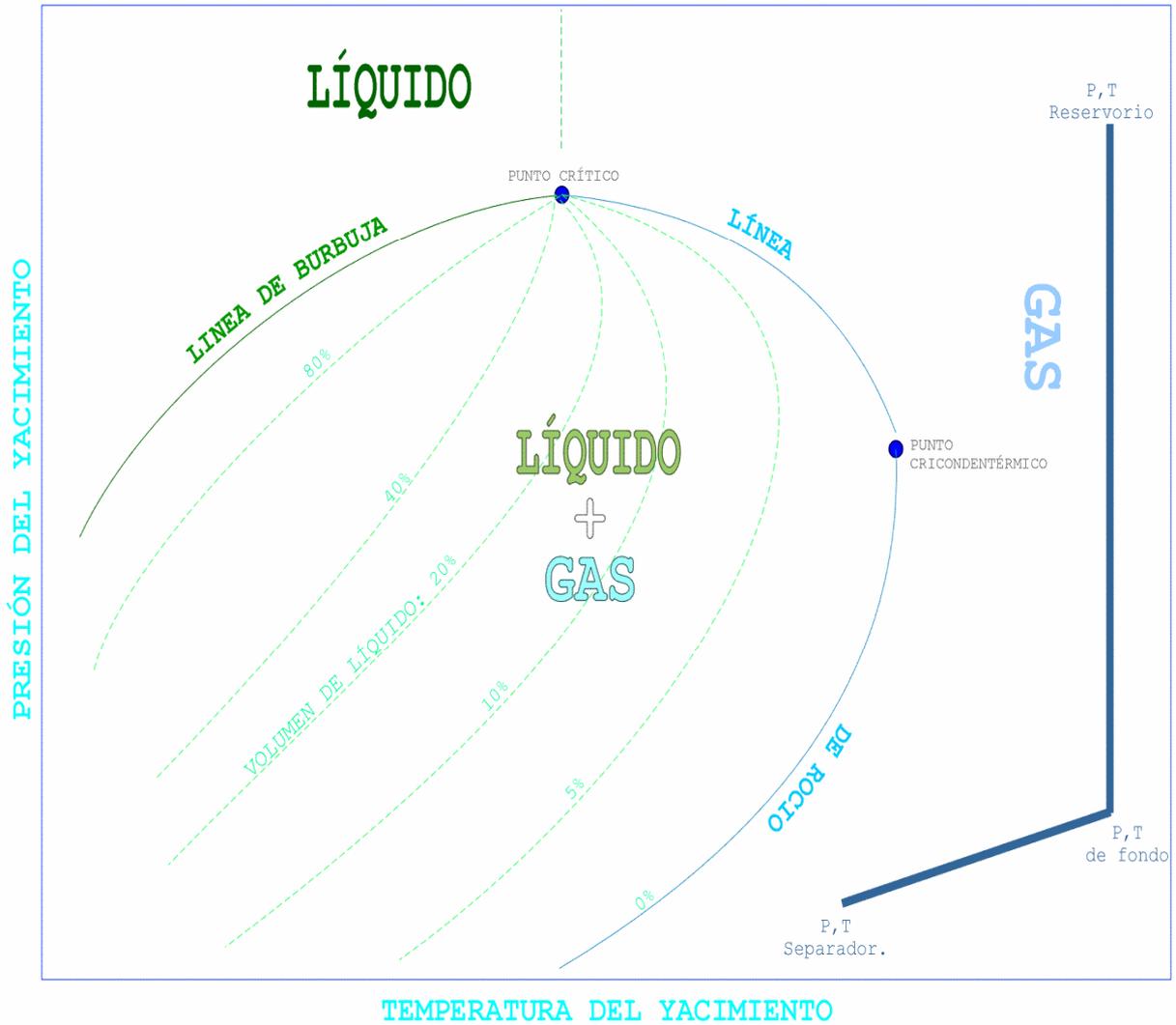


DIAGRAMA DE FASES (COMPOSICIÓN) QUE RELACIONA LA PRESIÓN Y TEMPERATURA DE UN FLUIDO EN UN YACIMIENTO: DE GAS HÚMEDO.

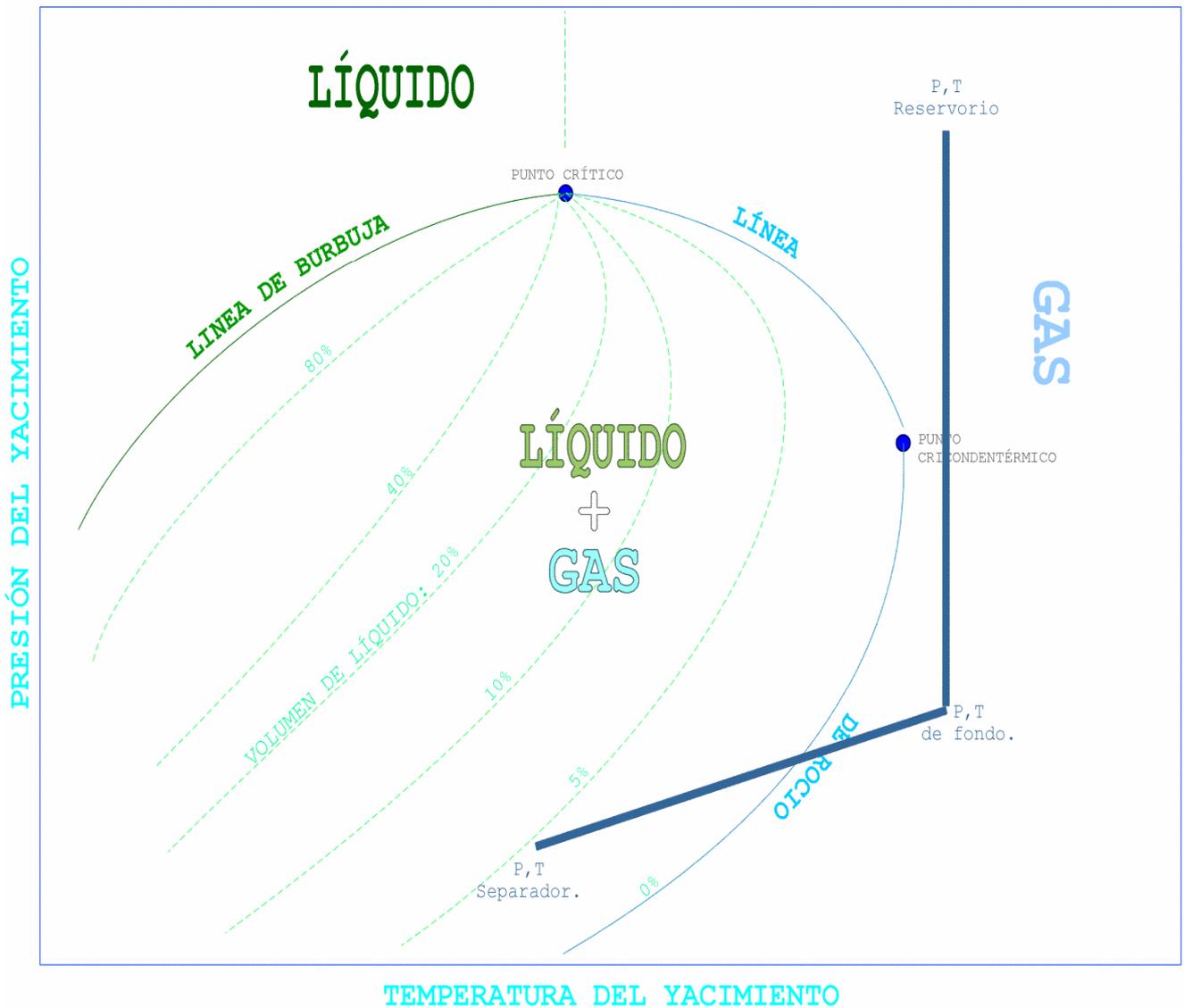


Figura 04

Un yacimiento de gas húmedo presenta las siguientes propiedades:

- A condiciones de reservorio en estado monofásico (gas), a condiciones de separador en estado bifásico (gas-líquido).
- Temperatura del yacimiento mayor que la cricondenterma.
- Produce un líquido color claro, transparente.
- Contenido de $C_7^+ \leq 4\%$.
- $^{\circ}\text{API}_{\text{crudo}} > 60$.
- $60000 \text{ SCF/STB} < \text{GOR} < 100000 \text{ SCF/STB}$.

▪ **YACIMIENTOS DE GAS CONDENSADO.**

Los fluidos, en este tipo de yacimiento, estarán también en una sola fase, denominada gaseosa, cuando la temperatura excede la crítica. La composición será la misma hasta que, debido a la extracción, se alcance la presión de rocío.

En este momento, se empezará a condensar líquido del fluido gaseoso del yacimiento en las paredes de los poros de la roca, el cual será inmóvil, por lo que cambiará la composición del gas producido en la superficie, disminuyendo su contenido de líquido y aumentando, consecuentemente, la relación gas-aceite producida.

Por lo tanto aquellos yacimientos, cuya temperatura esta comprendida entre la crítica y la cricondenterma, se denominan yacimientos de gas condensado.

Condensación retrógrada:

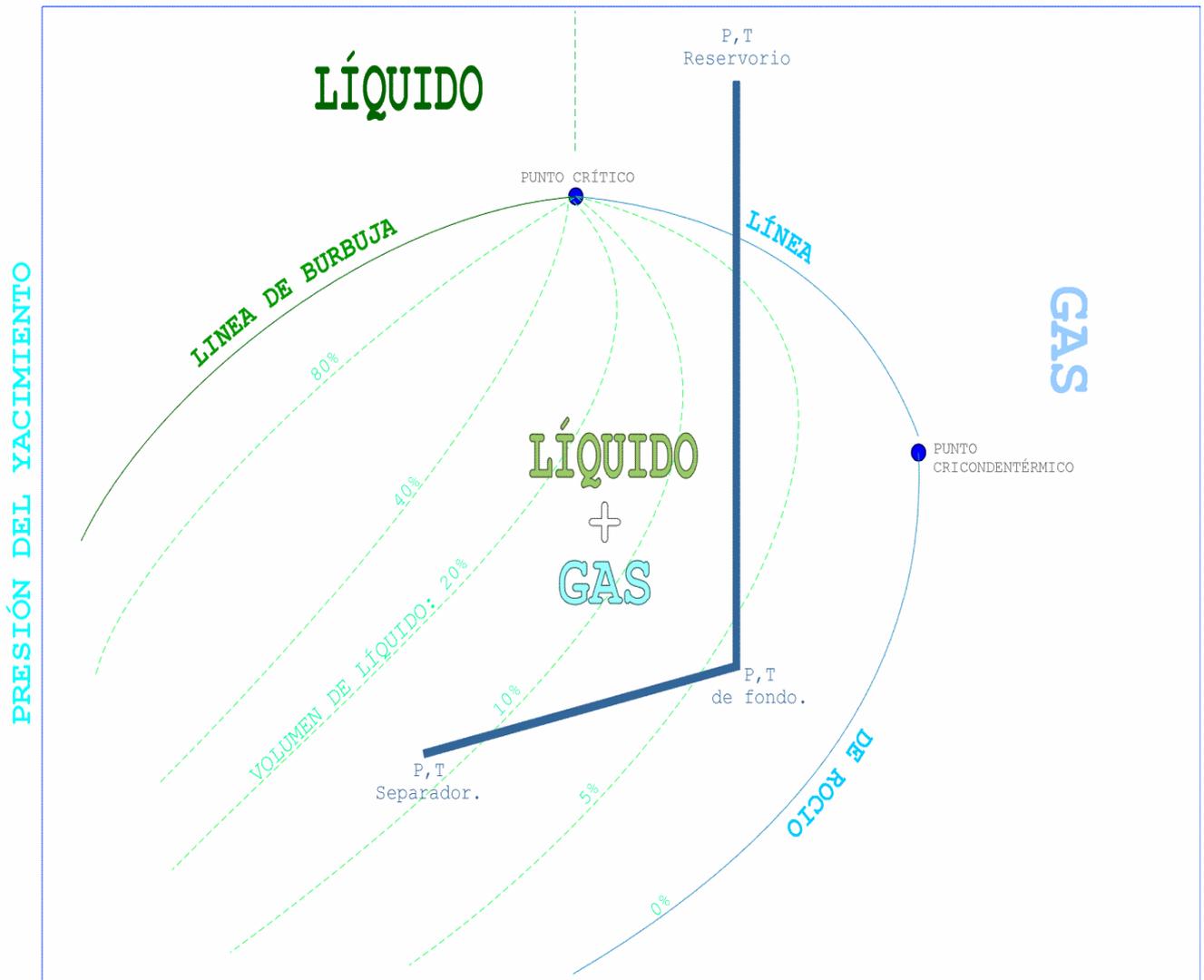
A medida que se va produciendo la presión del yacimiento va disminuyendo. Debido a esto cuando se alcance la presión de rocío, hasta una presión por debajo de ésta, empezará a condensarse líquido del fluido del yacimiento, aumentando por lo tanto la fase líquida, en los poros de la roca.

A este fenómeno se le denomina condensación retrógrada. Posteriormente, al seguir bajando la presión, el líquido disminuye hasta desaparecer totalmente.

El término retrógrado se emplea debido a que generalmente ocurre vaporización durante los procesos en que existen expansiones isotérmicas.

A continuación mostramos el diagrama de fases (composición) que relaciona la presión y temperatura de un fluido en un yacimiento de gas condensado. **Ver figura 05.**

DIAGRAMA DE FASES (COMPOSICIÓN) QUE RELACIONA LA PRESIÓN Y TEMPERATURA DE UN FLUIDO EN UN YACIMIENTO: DE GAS CONDENSADO.



TEMPERATURA DEL YACIMIENTO
Figura 05

Un yacimiento de gas condensado presenta las siguientes propiedades:

- $T_{\text{crítica}} < T_{\text{yacimiento}} < T_{\text{cricondenterma}}$.
- Desde que se llega al punto de rocío, conforme disminuye la presión, se va formando líquido en el yacimiento (condensación retrógrada). Posteriormente, al ir declinando la presión, el líquido disminuye hasta que desaparece.
- Los líquidos que se forman en el reservorio, normalmente, no son recuperados.
- Produce un líquido ligeramente café o pajizo.
- Contenido de C_7^+ : 4% a 12,5%.
- $50 < \text{°API}_{\text{condensado}} < 60$.
- $8000 \text{ SCF/STB} < \text{GOR} < 70000 \text{ SCF/STB}$.

▪ **YACIMIENTOS DE PETRÓLEO VOLÁTIL.**

Este tipo de yacimiento es el intermedio entre el yacimiento de gas condensado y de petróleo negro.

En este yacimiento los fluidos están en una fase denominada líquida, ya que la temperatura a que se presentan es menor que la crítica. Además, debido a las condiciones de acumulación, se tendrá un yacimiento de aceite bajo saturado, ya que la presión inicial sobrepasa a la de saturación, correspondiente a la temperatura del yacimiento.

En la etapa de producción del yacimiento la temperatura permanecerá constante, más no así la presión que declinará hasta alcanzar la presión de burbuja, punto en el cual se inicia la liberación del gas apareciendo en forma de burbujas. Esta liberación del gas, combinada con la extracción de petróleo, hará que aumente constantemente la saturación de gas, hasta que se abandone el yacimiento.

Hay que notar que al alcanzarse la presión de saturación, empieza a variar la composición de los fluidos producidos y por lo tanto cambiará el diagrama de fases de los hidrocarburos remanentes.

A continuación mostramos el diagrama de fases (composición) que relaciona la presión y temperatura de un fluido en un yacimiento de petróleo volátil. **Ver figura 06.**

DIAGRAMA DE FASES (COMPOSICIÓN) QUE RELACIONA LA PRESIÓN Y TEMPERATURA DE UN FLUIDO EN UN YACIMIENTO: DE PETRÓLEO VOLÁTIL.

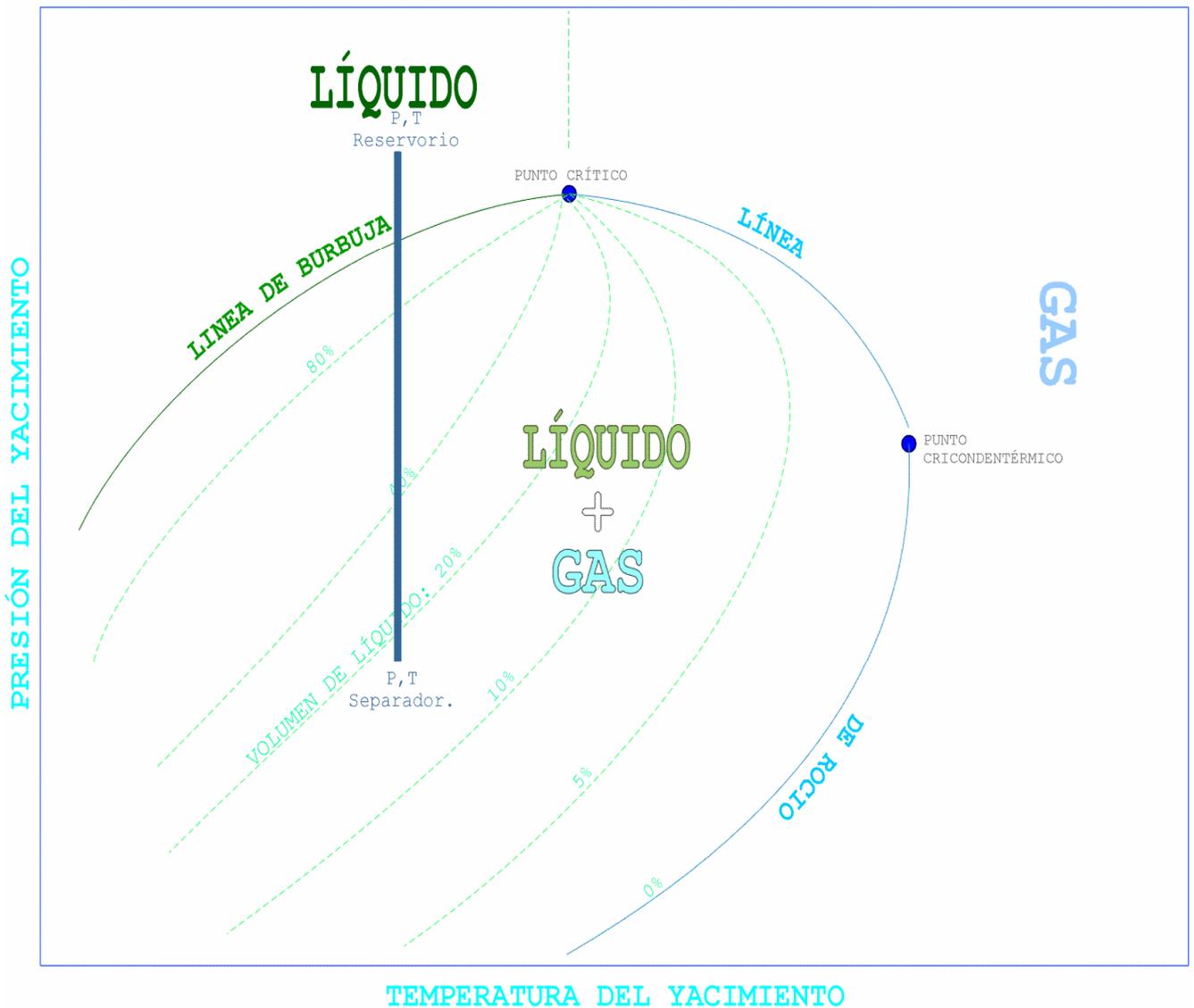


Figura 06

Un yacimiento de petróleo volátil presenta las siguientes propiedades:

- $T_{\text{yacimiento}} < T_{\text{crítica}}$.
- $P_{\text{yacimiento}} > P_{\text{saturación}}$.
- Produce un líquido café oscuro ó anaranjado natural.
- Contenido de C_7^+ : 12,5% a 25%.
- $^{\circ}\text{API} > 40$.
- $3300 \text{ SCF}/\text{STB} < \text{GOR} < 8000 \text{ SCF}/\text{STB}$.

▪ **YACIMIENTOS DE PETRÓLEO NEGRO.**

Bajo las condiciones iniciales en este yacimiento, los hidrocarburos se encuentran bien sea en estado monofásico (una sola fase) o en estado bifásico (dos fases). El estado monofásico del fluido en este yacimiento es líquido, por el que todo el gas presente está disuelto en el petróleo. Por consiguiente, habrá que calcular las reservas tanto de gas disuelto como de petróleo.

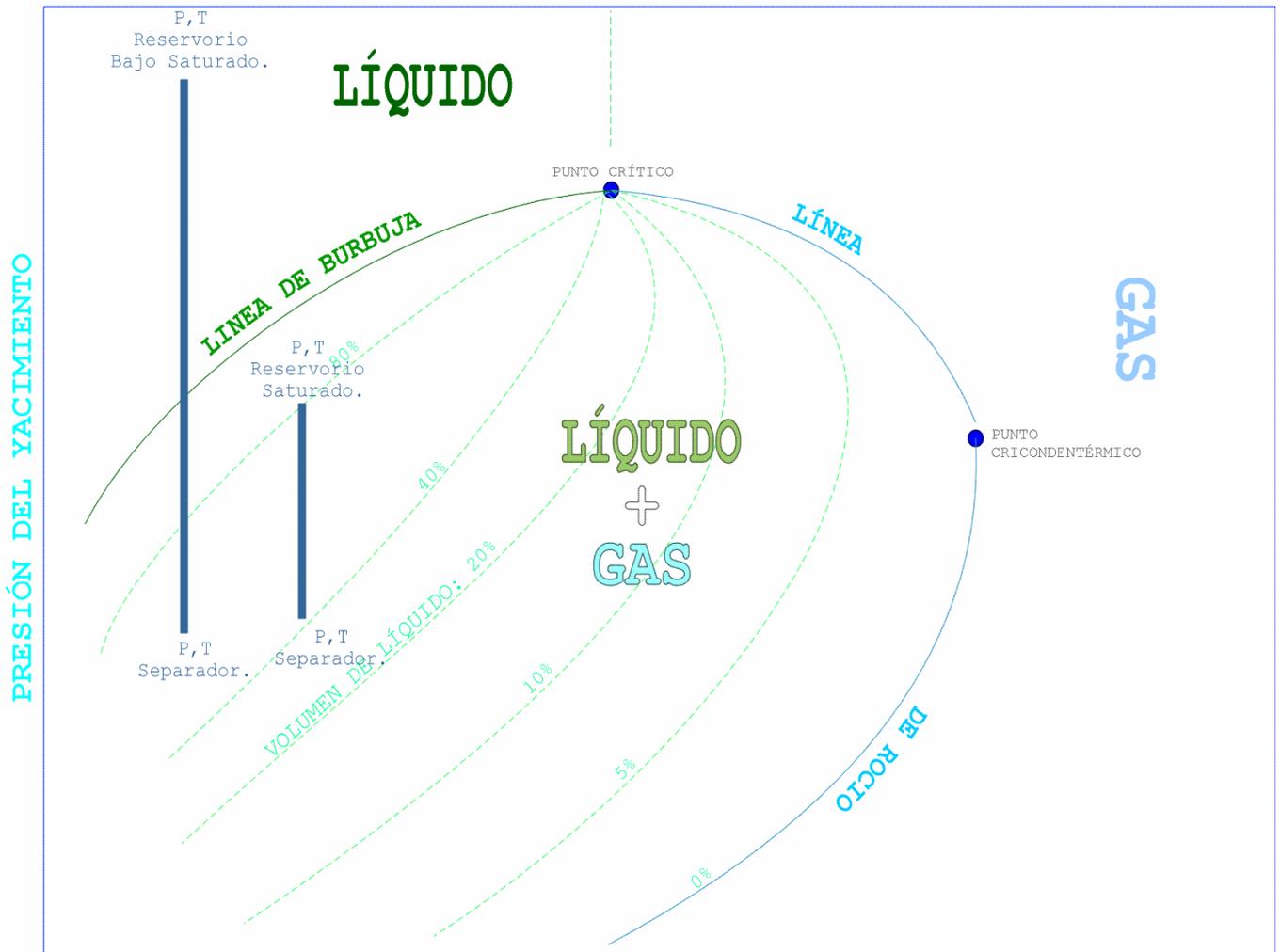
Ahora, cuando existe la acumulación en estado bifásico, al estado de vapor se le denomina capa de gas y al estado líquido subyacente zona de petróleo. En este caso se debe calcular cuatro tipos de reservas: gas libre, gas disuelto, petróleo en la zona de petróleo y líquido recuperable de la capa de gas.

A continuación mostramos el diagrama de fases (composición) que relaciona la presión y temperatura de un fluido en un yacimiento de petróleo negro. **Ver figura 07.**

Un yacimiento de petróleo negro presenta las siguientes propiedades:

- $T_{\text{yacimiento}} < T_{\text{crítica}}$.
- $P_{\text{yacimiento}} > P_{\text{saturación}}$: Yacimientos bajo saturados.
- $P_{\text{yacimiento}} < P_{\text{saturación}}$: Yacimientos saturados (gas en solución o capa de gas).
- Produce un líquido oscuro conforme es más pesado, que va de amarillo verdoso a verde negruzco.
- $\beta_o \leq 2$; en el punto de burbuja.
- Contenido de C_7^+ $> 25\%$.
- $^{\circ}\text{API} < 45$.
- $\text{GOR} < 1750 \text{ SCF}/\text{STB}$: Yac. Bajosaturados.
- $2000 \text{ SCF}/\text{STB} < \text{GOR} < 10000 \text{ SCF}/\text{STB}$: Yac. Saturados.

DIAGRAMA DE FASES (COMPOSICIÓN) QUE RELACIONA LA PRESIÓN Y TEMPERATURA DE UN FLUIDO EN UN YACIMIENTO: DE PETRÓLEO NEGRO.



TEMPERATURA DEL YACIMIENTO

Figura 07

3.2 PROPIEDADES DEL GAS NATURAL.

Para entender la conducta de los gases con respecto a cambios en presión y temperatura, se considerará la conducta de los gases a condiciones de presión y temperatura estándar: $p=14.7$ psia y $T = 60$ °F = 520 °R.

A esas condiciones se dice que el gas se conduce idealmente. Un gas ideal es definido como uno en que:

- El volumen ocupado por las moléculas es pequeño comparado al volumen total del gas.
- Todas las colisiones moleculares son elásticas (3) No hay fuerzas atractivas o repulsivas entre las moléculas.

❖ LEY DE GASES IDEALES:

- **Ley de Boyle:** Boyle observó experimentalmente que a temperatura constante, el volumen de un gas ideal es inversamente proporcional a la presión para un peso o masa dada de gas.

$$pv = \text{constante}$$

- **Ley de Charles:** A bajas presiones, el volumen ocupado por una masa fija de gas es directamente proporcional a su temperatura absoluta.

$$V/T = \text{constante}$$

- **Ley de Avogadro:** A una presión y temperatura dadas, un peso molecular de cualquier gas ideal ocupa el mismo volumen, de manera que a 14.7 psia y $T=60$ °F, un peso molecular de cualquier gas ocupa 379.4 pies cúbicos.

Combinando las tres leyes se tiene la **Ley del Gas Ideal**

$$pv = nRT$$

siendo n = número de moles.

Despejando el valor de R , se tiene:

$$R = \frac{pv}{nT} = \frac{14.7 \text{ psia} \times 379.4 \text{ ft}^3}{1 \text{ lb-mol} \times 520 \text{ }^\circ\text{R}} = 10.73 \frac{\text{psia-ft}^3}{\text{lb-mol}^\circ\text{R}}$$

❖ **MEZCLA DE GASES IDEALES:**

- **Ley de Dalton:** La presión parcial de un componente en la mezcla es igual a la fracción molar de dicho componente por la presión total.

$$P_i = \frac{n_i}{n_t} P_t = Y_i \times P_t$$

- **Ley de Amagat:** El volumen parcial de un componente en la mezcla es igual a la fracción molar de dicho componente por el volumen total.

$$V_i = Y_i \times V_t$$

- **Peso molecular aparente:** Desde que una mezcla de gases está compuesta de moléculas de varios tamaños, no es estrictamente correcto decir que una mezcla de gases tiene un peso molecular. Sin embargo, una mezcla de gases se comporta como si fuera un gas puro con un definido peso molecular. Este peso molecular es conocido como un aparente peso molecular y es definido como:

$$M_a = \sum Y_i \times M_i$$

Como **ejemplo**, determinaremos el peso molecular aparente del aire de su composición.

El aire seco es una mezcla de gases básicamente de nitrógeno, oxígeno y pequeños montos de otros gases.

<u>Componente</u>	<u>Fracción Molar Y_i</u>
Nitrógeno	0.78
Oxígeno	0.21
Argón	0.01

	1.00

$$M_a = 0.78 \times 28.01 + 0.21 \times 32 + 0.01 \times 39.94 = 28.97 \approx 29$$

La gravedad específica de un gas será, si la referimos al aire, como el peso molecular del gas entre 29.

$$\gamma_g = M_a / 29$$

❖ GASES REALES:

Para aplicar las leyes de gases ideales, a un gas real (fuera de las condiciones estándar), debemos encontrar un factor de corrección. El más ampliamente usado en la industria del petróleo es el factor de compresibilidad del gas, mas comúnmente llamado factor **z**. Definido como la razón entre el volumen real ocupado por una masa de gas a una presión y temperatura al volumen de gas que ocuparía si su conducta fuera ideal.

$$Z = \frac{V_{\text{real}}}{V_{\text{ideal}}} \quad \text{ó} \quad V_{\text{real}} = Z \times V_{\text{ideal}}$$

La ecuación de estado es:

$$p \times V_{\text{ideal}} = n \times R \times T \quad ; \quad p \frac{V_{\text{real}}}{Z} = n \times R \times T$$

Por lo tanto: $p \times V = Z \times n \times R \times T$

donde para un gas ideal $Z = 1$

El factor de compresibilidad es función de la composición del gas, temperatura y presión. Los resultados de las determinaciones experimentales de los factores de compresibilidad son normalmente dados gráficamente.

❖ MEZCLA DE GASES REALES:

Para poder encontrar Z de mezcla de gases naturales, la ley de los estados correspondientes es la utilizada.

Además de considerar que todo gas puro tiene el mismo factor Z con la misma presión reducida y temperatura reducida, donde los valores reducidos son definidos como:

$$Tr = \frac{T}{Tc} \quad ; \quad Pr = \frac{P}{Pc}$$

donde Tc y Pc , son la temperatura y presión crítica para el gas. Los valores deben estar en unidades absolutas. Por la ley de estados correspondientes se tiene:

$$T_{pc} = \sum Y_i \times T_{ci} \quad ; \quad P_{pc} = \sum Y_i \times P_{ci}$$

Estas cantidades pseudocríticas son usadas para mezclas de gases de la misma manera como las presiones y temperaturas críticas reales son usadas para gases puros.

Como **ejemplo** calcularemos el factor de desviación **Z** de un gas, dada su composición molecular.

Temperatura del reservorio 188°F

Presión inicial reservorio 3180 psia

(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)
Comp.	Frac. Molar	Peso Molc.	Pres. Crit.	Temp. Crít.	Ma (2x3)	Ppc (2x4)	Tpc (2x5)
Metano	.91	16.04	667.8	343.1	14.60	607.7	312.22
Etano	.04	30.07	707.8	549.8	1.20	28.31	21.99
Propano	.02	44.09	616.3	665.7	0.88	12.33	13.31
N-but	.01	58.12	550.7	765.3	0.58	5.31	7.65
I-Pent	.005	72.2	490.4	828.8	0.36	2.45	4.14
CO ₂	.015	44.0	1071	547.6	1.02	16.07	8.21
	1.00				18.64	672.4	367.52

La suma de la columna (6) es el peso molecular aparente de la mezcla, la presión pseudocrítica de la mezcla es la suma de la columna (7) y la temperatura pseudo crítica es la suma de la columna (8).

$$P_{pr} = \frac{P}{P_{pc}} = \frac{3180}{672.37} = 4.73$$

$$T_{pr} = \frac{T}{T_{pc}} = \frac{188 + 460}{367.52} = 1.76$$

Con estos valores en el gráfico respectivo:

$$Z = 0.905$$

- **Un método alternativo es a partir de la gravedad del gas:**

$$\gamma_g = \frac{PM_a}{29} = \frac{18.64}{29} = 0.643$$

con este valor de los gráficos:

$$T_{pc} = 375 \text{ ° R}$$

$$P_{pc} = 670 \text{ psia}$$

Calculamos:

$$Pr = \frac{3180}{670} = 4.75 \quad Tr = \frac{188+460}{375} = 1.73$$

con las dos reducidas $Z = 0.905$

- **Si no trabaja con gráfico para la determinación de las pseudocríticas, la siguiente fórmula es valedera para gases misceláneos.**

$$T_{pc} = 170.5 + 307.3 \times \gamma_g$$

$$P_{pc} = 709.6 - 58.7 \times \gamma_g$$

- **Para fluidos condensados:**

$$T_{pc} = 187 + 330 \times \gamma_f - 71.5 \times \gamma_{f2}$$

$$P_{pc} = 706 - 51.7 \times \gamma_f - 11.1 \times \gamma_{f2}$$

❖ **FACTOR DE VOLUMEN DEL GAS :**

Es el cociente entre el volumen a una determinada presión y temperatura, al volumen a condiciones estándar.

$$B_g = \frac{(Z_x n_x R_x T)/p}{(n_x R_x 520)14.7} = 0.0283 \frac{z_x T \text{ ft}^3}{p \text{ scf}}$$

si queremos expresar en bl/scf

$$B_g = \frac{0.0283 Z_x T}{5.615 p} = 5.04 \times 10^{-3} \frac{Z_x T \text{ Bls}}{p \text{ scf}}$$

❖ **VISCOSIDAD DEL GAS:**

La viscosidad de un fluido es una medida de la habilidad del fluido a fluir. También es un cociente entre el esfuerzo de corte al rate de deformación. La viscosidad es normalmente expresada en centipoises (dinámica).

La viscosidad del gas es difícil de medir experimentalmente y puede ser determinada con suficiente aproximación de correlaciones empíricas.

La **Correlación de Lee** indica que la viscosidad es sólo una función del peso molecular o gravedad del gas y de la temperatura.

La ecuación es:

$$\mu = K \times 10^{-4} \exp(X\rho_g^y)$$

donde:

$$K = \frac{(9.4 + 0.02 \times M) T^{1.5}}{209 + 19 \times M + T}$$

$$Y = 2.4 - 0.2 \times X$$

$$X = 3.5 + 986/T + 0.01 \times M$$

Además: $T = ^\circ R$, $\mu_g = \text{cp}$, $M = \text{PM}$ y $\rho_g = \text{gr/cm}^3$

La densidad de gas en gr/cm^3 puede ser determinada por la siguiente ecuación

$$\rho_g = 0.0433 \frac{\gamma_g \times p}{Z \times T}$$

γ_g = gravedad del gas con respecto al aire

Como **ejemplo** determinaremos la viscosidad de un gas cuya gravedad específica es 0.8 a una presión de 2000 psia y una temperatura de 150°F, por el **método de Lee**.

$$M = \gamma_g \times 29 = 0.8 \times 29 = 23.2$$

$$k = 117.96$$

$$X = 5.35$$

$$y = 1.33$$

$$\rho_g = 0.1436$$

$$\mu_g = 117.96 \times 10^{-4} \exp[(5.35)(0.1436)^{1.33}]$$

$$\mu_g = 0.0177 \text{ cp}$$

❖ **SISTEMAS GAS-AGUA:**

En muchos casos el diseño de ingeniería de operaciones de producción de gas involucra gas natural en contacto con agua. Esta agua puede ser agua connata del reservorio o agua producida de alguna otra zona. Por lo que es necesario determinar el agua contenida en el gas en estado vapor, el gas disuelto en el agua, y bajo que condiciones de presión y temperatura hidratos del gas serán formados.

❖ **SOLUBILIDAD DEL GAS NATURAL EN EL AGUA:**

Es muy baja en la mayoría de presiones y temperaturas de interés en las operaciones de producción de gas. A mayor salinidad del agua, la solubilidad disminuye.

❖ **SOLUBILIDAD DEL AGUA EN EL GAS NATURAL:**

El monto de vapor contenido en el gas natural a varias temperaturas y presiones debe ser conocido para:

- Relacionar al agua producida con el agua en el reservorio.
- Cálculos que involucran la formación de hidratos.

Sus valores son dados en lb-m/MMscf y disminuye con la salinidad.

❖ **HIDRATOS DE GAS:**

Son compuestos cristalinos, formados por la combinación química del gas natural y agua bajo presiones y temperaturas considerablemente encima del punto de congelación del agua. En la presencia de agua libre, los hidratos se forman cuando la temperatura del gas está debajo de una cierta temperatura, llamada "temperatura de hidrato". La formación de hidrato es a menudo confundida con condensación y la distinción entre ambas debe ser establecida. Condensación de agua de un gas natural bajo presión ocurre cuando la temperatura está por debajo del punto de rocío a esa presión.

El agua libre obtenida bajo tales condiciones es esencial a la formación de hidratos que ocurren a o debajo de la temperatura de hidratos a esa presión. De aquí que la temperatura de hidrato estará debajo y quizás la misma, pero nunca encima de la temperatura de rocío.

En todo caso es necesario definir y evitar, condiciones que promuevan la formación de hidratos.

Los Hidratos pueden estrangular la sarta fluyente, líneas de superficie y equipos de pruebas de pozo. La formación de hidrato en la sarta fluyente dará lugar a un bajo valor de la presión en la cabeza. En herramientas de medición, la formación de hidratos dará bajos rates de flujo. Excesiva formación de hidratos puede bloquear totalmente líneas de flujo y equipo de superficie.

Las condiciones que promueven la formación de hidratos son:

- 1) Gas a ó debajo del punto de rocío del agua con agua libre presente
- 2) Baja temperatura
- 3) Alta presión.

3.3 PERFORMANCE DE INFLUJO PARA POZOS DE GAS.

Partiendo de la ecuación para el petróleo:

$$\Delta p = \frac{141.2\mu q\beta}{kh} [p_D + s + Dq] \quad (1)$$

Para el gas:

$$\beta_g = \frac{5.04 Tz}{p} \frac{RB}{MSCF} \quad (2)$$

Reemplazando:

$$p \Delta p = \frac{141.2\mu q(5.04)Tz}{kh} [p_D + s + Dq] \quad (3)$$

Quedan dos criterios:

- Por debajo de presiones de 2500 psia el producto μz es constante, por lo que queda en el lado derecho de la ecuación.

Integrando el lado izquierdo:

$$(P_r^2 - P_{wf}^2) = \frac{1424\mu q Tz}{kh} [p_D + s + Dq] \quad (4)$$

Donde el uz promedio es tomado a la presión:

$$P = \left| \frac{P_r^2 + P_{wf}^2}{2} \right|^{1/2} \quad (5)$$

- El otro criterio es que por encima de 3000 psia, β_g es constante y el cociente constante $C = 2P/\mu_g z$ puede ser calculado a la presión inicial.

$$P_r - P_{wf} = \frac{1424qT}{khC} [p_D + s + Dq] \quad (6)$$

Existe un **criterio más general**, que es el de incorporar uz en el lado izquierdo de la ecuación (3).

Integrando:

$$2 \int_{P_{wf}}^{P_r} (P/uz) dP = \frac{1424qT}{kh} [p_D + s + Dq] \quad (7)$$

El valor de la integral puede ser calculado de la siguiente forma:

$$\int_{P_{wf}}^{P_r} (P/uz) dP = \int_0^{P_r} (P/uz) dP - \int_0^{P_{wf}} (P/uz) dP$$

Una breve discusión de cada uno de los términos de las ecuaciones es:

- k la permeabilidad del gas puede ser obtenido de análisis de cores ya sea convencionales o de pared.
- h el espesor de la zona es obtenido de registros eléctricos
- P_r la presión estática del reservorio es obtenida de pruebas buildup o de la mejor fuente disponible.
- μ viscosidad a la presión promedia. Si pruebas de laboratorio no están disponibles, existen numerosos gráficos. La correlación de Lee es una de las más usadas.
- temperatura de valores medidos o de mapas geotérmicos del área.
- factor de compresibilidad, si datos PVT no están disponibles, cartas de gráficos y correlaciones pueden ser usadas.
- r_e radio de drenaje es el mismo que para pozos de petróleo basados en el espaciamiento y configuración.
- r_w es tomado de registros caliper o diámetro de la broca.
- s factor skin es determinado de pruebas buildup.
- factor de turbulencia es determinado por las fórmulas de flujo

❖ **PERFORMANCE DE INFLUJO PARA POZOS DE GAS INCLUYENDO FLUJO TURBULENTO**

La ecuación (4) puede ser escrita como:

$$P_r^2 - P_{wf}^2 = aq + bq^2$$

donde:

$$a = \frac{1424\mu Tz}{kh} [p_D + s]$$

$$b = \frac{3.166 \times 10^{-12} \beta \gamma_g z T}{h_p^2 r_w}; \quad \beta = \frac{2.33 \times 10^{10}}{k^{1.201}}$$

Si se trabaja con pseudopresiones se tiene:

$$a = \frac{1424T}{kh} [p_D + s]$$

El valor de b es el mismo que el de la función Δp^2 dividido entre μz .

Como **ejemplo** construiremos el IPR para un pozo de gas con turbulencia, **ver figura 08** y el IPR para un pozo de gas sin turbulencia, **ver figura 09**; utilizando funciones Δp , Δp^2 y m_p .

Con los siguientes datos:

Presión reservorio 5100 psi; $k_g = 15$ md, radio de drenaje 2100', radio del hueco 0.45', h de formación 30'; $s = 0$; $Dq = 0$; $\gamma_g = 0.7$, Temp.reser.= 200°F, Intervalo baleado 10'.

Para esto se deben usar las ecuaciones (7) y (4). Para la presión promedio la ecuación (5).

1) Funciones Δp y Δp^2

Presión psia	P_{avg} psia	μz cp	a	Q_{st} MSCFD	z	b	Q_{ct} MSCFD	Q_{st} MSCFD
				Función Δp		Función p^2		
5100								
5000	5050.25	0.027	434.1	2327	0.992	0.029	2046	2320
4000	4583.12	0.0246	395.5	25309	0.956	0.027	13120	25522
3000	4183.90	0.0226	363.4	46813	0.928	0.027	19208	48724
2000	3873.63	0.0212	340.9	64573	0.908	0.026	23063	71926
1000	3674.92	0.0203	326.4	76628	0.897	0.026	25259	95128
0	3606.25	0.020	322	80887	0.890	0.026	25979	118330

$$a = 16078 \mu z$$

2) Función mp

Presión psia	μz cp	$2p/\mu z$ psia/cp	$(2p/\mu z)$ avg	mp 10^8	Δp 10^8	Qst MSCFD	b	Qct MSCFD
5100	0.0273	373626	374079	13.7	-			
5000	0.0267	374532	370752	13.2	0.4	2327	1.076	2046
4000	0.0218	366973	353941	9.50	4.1	25386	1.138	13147
3000	0.0176	340909	307441	5.96	7.7	47400	1.203	19359
2000	0.0146	273973	212744	2.89	10.8	66522	1.255	23484
1000	0.0132	151515	75758	0.76	13.0	79754	1.295	25869
0					13.7	84466	1.308	26656

CURVAS IPR'S PARA UN POZO DE GAS
CON TURBULENCIA

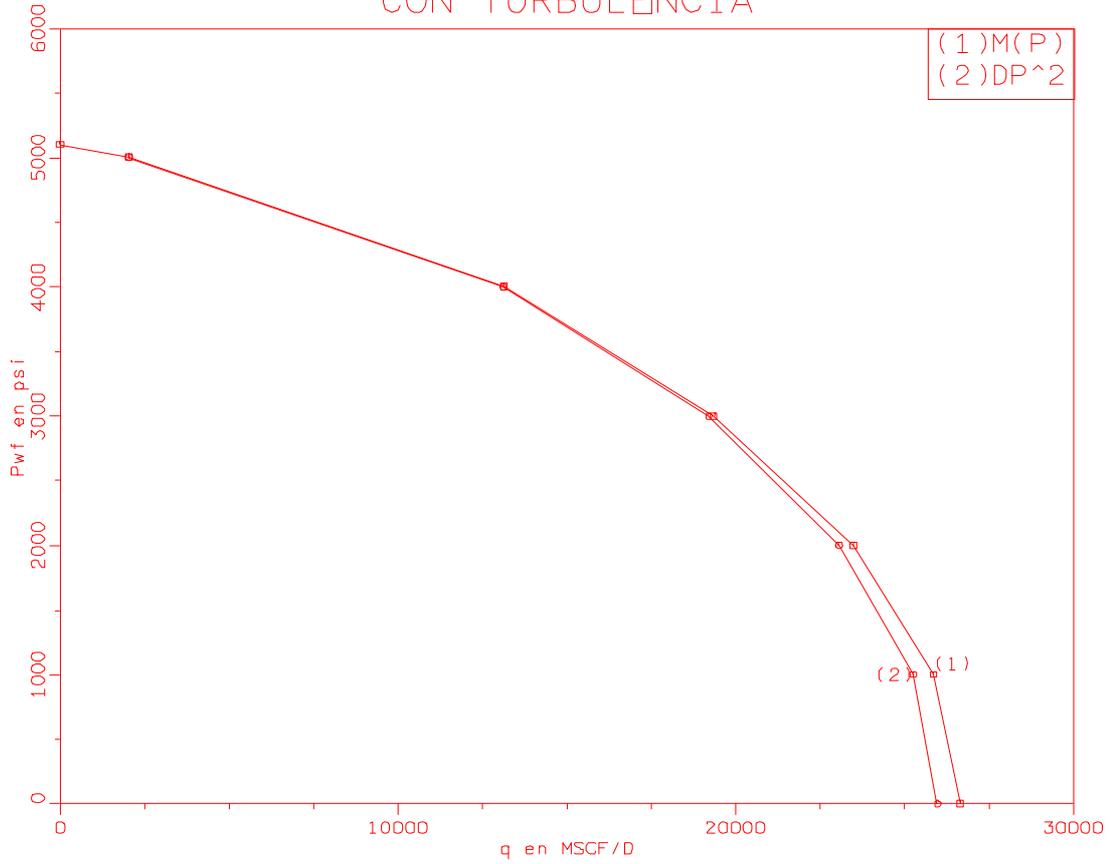


Figura 08

CURVAS IPR'S PARA UN POZO DE GAS
SIN TURBULENCIA

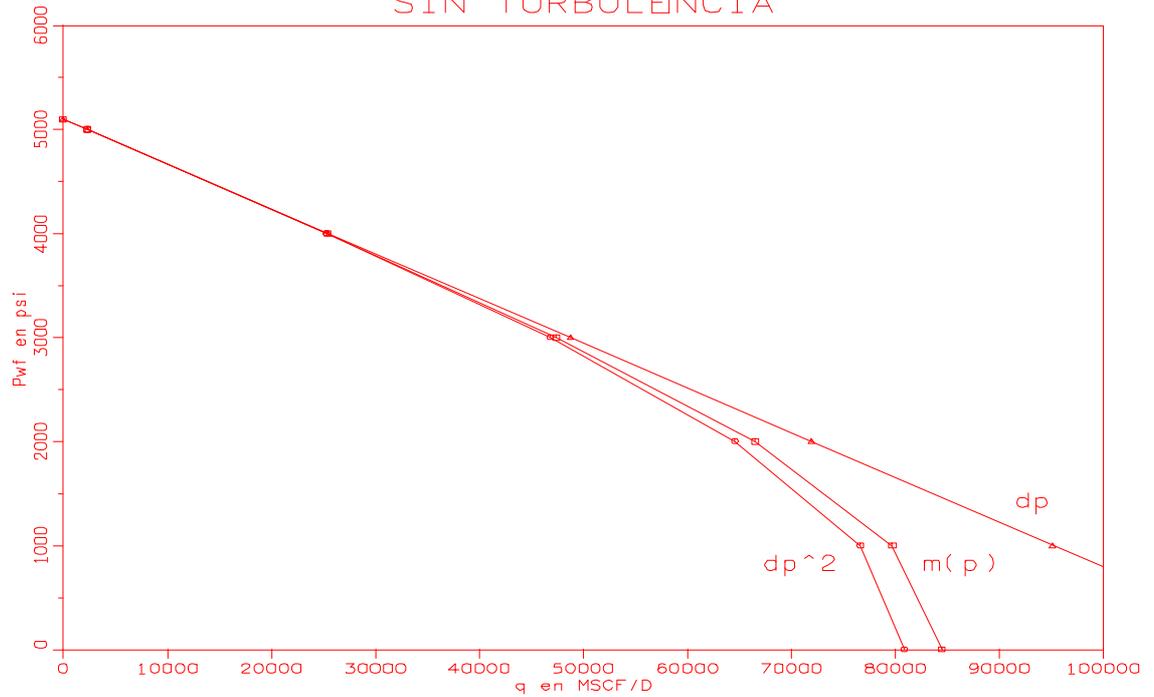


Figura 09

4. PRUEBAS DE CAPACIDAD DE PRODUCCIÓN DE POZOS DE GAS.

En esta parte se discuten las Pruebas de Deliverabilidad (Capacidad de Producción) de Pozos de Gas. La discusión incluye la teoría básica de flujo de gases transitoria y pseudoestable, expresado en términos de la pseudopresión $\psi(p)$ y de las aproximaciones a la pseudopresiones que son válidas á altas y bajas presiones. Seguidamente examinaremos cada una de las pruebas de deliverabilidad: flujo después de flujo, isocronal e isocronal modificada.

Se concluirá con una introducción a la aplicación de la pseudopresión en el análisis de pruebas de un pozo de gas.

❖ TEORIA BASICA DE FLUJO DE GAS EN RESERVORIOS.

Investigaciones han demostrado que el flujo de gas en reservorios infinite acting puede ser expresado por una ecuación similar a la de flujo de líquidos ligeramente compresibles, si la pseudopresión $\psi(p)$ es usada en vez de la presión:

$$\psi(p_{wf}) = \psi(p_i) + 50300 \frac{p_{sc} q_g T}{T_{sc} k h} \left[1.151 \log \frac{1688 \phi \mu_i c_{ti} r_w^2}{k t} - (s + Dq_g) \right] \quad (1)$$

donde la pseudopresión es definida por la integral

$$\psi(p) = 2 \int_{P_\beta}^p (p/\mu z) dp \quad (2)$$

El término Dq_g refleja pérdida de presión por flujo no-darcy es decir toma en cuenta este hecho que ocurre a altas velocidades cerca del pozo productor (característica de rates de producción grandes de gas), donde la ley de Darcy no predice correctamente la relación entre rate de flujo y caída de presión. Como una primera aproximación esta adicional caída de presión puede ser adicionada a la caída de presión de la ley de Darcy, de la misma forma como si fuera una zona alterada y D puede ser considerado constante.

El valor absoluto de q_g , $|q_g|$, es usado de manera tal que el término $D|q_g|$ es positivo ya sea para producción o inyección.

Para flujo estabilizado ($r_i \geq r_e$),

$$\psi(p_{wf}) = \psi(p_s) - \frac{p_{sc} q_g T}{T_{sc} kh} [\ln(r_e/r_w) - 0.75 + s + D|q_g|] \quad (3)$$

Las ecs. (1) y (3) proporcionan la base para el análisis de pruebas de pozos de gas. Además para $p > 3000$ psi, las ecuaciones asumen forma más simple (en términos de presión); para $p < 2000$ psi, ellas asumen otra forma simple (en términos de p^2). Luego se podrán desarrollar ecuaciones en términos de $\psi(p)$, p y p^2 . En mucho de esta parte, las ecuaciones estarán en términos de p^2 , no porque sea más aplicable o más aproximada (la ecuación con $\psi(p)$ es la de mejor ajuste), sino porque las ecuaciones con p^2 ilustran el método general y permiten fáciles comparaciones con antiguos métodos de análisis de pruebas de pozos de gas que todavía son ampliamente usados.

Al modelar una prueba drawdown empezando de cualquier uniforme presión de área de drenaje (P_s), que puede ser menor que la presión inicial (p_i) después de años de producción se tiene:

$$\psi(p_{wf}) = \psi(p_s) + \frac{p_{sc} q_g T}{T_{sc} kh} [1.151 \log \frac{1688 \phi \mu_i c_{ti} r_w^2}{kt} - (s + Dq_g)] \quad (4)$$

donde $p = p_s$ para todo r a $t_p = 0$.

Para $p < 2,000$ psia, $\mu_{zg} \approx \text{const.} \approx \mu_{ps} Z_{psg}$ en muchos gases; para este caso:

$$\psi(p) = \frac{2}{\mu_{ps} Z_{psg}} \left(\frac{p^2}{2} - \frac{p_{\beta}^2}{2} \right)$$

sustituyendo en la ec. 4, se tendrá:

$$p_{wf}^2 = p_s^2 + 1637 \frac{q_g \mu_{ps} z_{psg} T}{kh} \left[\log \frac{1688 \phi \mu_{ps} c_{tp} r_w^2}{kt_p} - \frac{s + D q_g}{1.151} \right] \quad (5)$$

Para flujo estabilizado,

$$p_{wf}^2 = p_s^2 - 1,422 \frac{q_g \mu_{ps} z_{psg} T}{kh} \left[\ln \frac{r_e}{r_w} - 0.75 + s + D |q| \right] \quad (6)$$

La ec. (6) es una ecuación completa de deliverabilidad. Dado un valor del BHP p_{wf} , correspondiente a una presión en la línea de flujo o back pressure (contrapresión), podremos estimar el rate en que el pozo podrá entregar gas. Sin embargo para poder usar la ecuación en esta forma, ciertos parámetros deben ser determinados previamente:

- Si el pozo fluye a un rate q_g hasta que $r_i \geq r_e$ (flujo estabilizado). En este caso considerar que la ecuación (6) tiene la forma:

$$p_s^2 - p_{wf}^2 = a q_g + b q_g^2 \quad (7)$$

donde:

$$a = 1,422 \frac{q_g \mu_{ps} z_{psg} T}{kh} \left[\ln \frac{r_e}{r_w} - 0.75 + s \right] \quad (8)$$

$$b = 1,422 \frac{q_g \mu_{ps} z_{psg} T}{kh} D \quad (9)$$

Las constantes a y b pueden ser determinadas de pruebas de flujo por lo menos a dos rates en que q_g y el correspondiente valor de p_{wf} son medidos; p_s también debe ser conocido. En algunos casos es conveniente poner al término D en función de las condiciones del pozo, fluido y reservorio.

$$b = 1,422 \frac{q_g \mu_{ps} Z_{psg} T}{kh} \quad D = \frac{3.161 \times 10^{-12} \tau_g Z_{psg} T}{r_w h^2} \beta$$

donde,

$$D = \frac{2.22 \times 10^{-15} \tau_g k}{\mu_{ps} h r_w} \beta$$

Expresando β en términos de permeabilidad:

$$D = \frac{5.18 \times 10^{-5} \tau_g}{\mu_{ps} h r_w k^{0.2}}$$

- El pozo fluye para tiempos tales que $r_i \leq r_e$ (flujo transitorio). En este caso se requiere estimar k , h , s y D de pruebas transitorias (drawdown o buildup) modeladas por la ec. (5) (o alguna adaptación de ella usando superposición) estos parámetros pueden ser combinados con los conocidos o asumidos valores de p_s y r_e en la ec.(6) para proporcionar estimados de la deliverabilidad.

El rate de flujo de gas q_g , usado en las ecs. (1) a la (7), incluyen todas las sustancias que están fluyendo en la fase vapor en el reservorio, con sus volúmenes expresados a condiciones estándar.

Esas sustancias incluyen el gas producido como tal en superficie y condensado y agua líquida producida en superficie que existe como fase vapor en el reservorio.

4.1 PRUEBAS DE FLUJO DESPUÉS DE FLUJO.

En este método de prueba un pozo fluye a un constante seleccionado rate hasta que la presión se estabilice es decir el estado pseudoestable es alcanzado.

El rate y presión estabilizada son registradas; el rate es entonces cambiado y el pozo fluirá hasta que la presión se estabilice nuevamente al nuevo rate.

El proceso es repetido para un total de tres o cuatro rates.

Rates y presiones en una prueba de flujo después de flujo típica siguen el patrón indicado en la **figura 10**.

Dos diferentes técnicas fundamentales pueden ser usadas para analizar los datos de la prueba.

▪ **MÉTODO EMPÍRICO.**

Una observación empírica - que tiene una base teórica tenue - es que un ploteo de $\Delta p^2 = p_s^2 - p_{wf}^2$ vs q_g sobre un papel log es aproximadamente una línea recta para muchos pozos en que el estado pseudoestable es alcanzado a cada rate en una secuencia de prueba de flujo después de flujo.

La ecuación de la recta en este ploteo es:

$$q_g = C (p_s^2 - p_{wf}^2)^n \quad (10)$$

Para pozos en que la turbulencia es importante el valor de n se aproxima a 0.5, mientras que en pozos en que la turbulencia es insignificante se aproxima a 1. En la mayoría de los casos el n obtenido cae entre 0.5 y 1.

Este ploteo es una correlación empírica de datos de campo. Como tal hay un sustancial riesgo de error en extrapolar el ploteo mas allá de la distancia en que los datos de la prueba fueron obtenidos.

Desafortunadamente tal extrapolación es frecuentemente requerida. Al estimar el absolute open flow potential (AOF) -el rate teórico en que el pozo puede producir si la presión fluyente fuera la atmosférica - es necesario extrapolar la curva lejos del rango de los datos de la prueba. Un AOF determinado de una muy larga extrapolación puede ser incorrecto.

Las constantes C y n en la ecuación (10) nos son constantes para todos. Ellos dependen de las propiedades de los fluidos que son funciones de la presión y tiempo. Por tanto, si este tipo de curva de deliverabilidad es usado, periódicas nuevas pruebas mostrarán cambios en C y quizás en n .

Se debe enfatizar que los estimados de deliverabilidad basados sobre este ploteo asumen que las presiones fueron estabilizadas ($r_i \geq r_e$) durante el período de prueba usado para construir el ploteo. Si este no es el caso, estimados estabilizados de deliverabilidad de la curva pueden ser altamente errados.

▪ **MÉTODO TEÓRICO.**

La ec. (7) sugiere que un ploteo de $(p_s^2 - p_{wf}^2)/q_g$ vs. q_g resulta (para flujo pseudoestable) una línea recta con pendiente b e interceptación a . Debido a que esta recta tiene una mejor base teórica que la del ploteo $\log \Delta p^2$ vs. $\log q_g$, será posible extrapolar para determinar el AOF con menor error y corregir los estimados de deliverabilidad más rápidamente para cambios en μ_{ps} , z_{psg} , etc.

Como **ejemplo** se realizará el análisis de una Prueba de Flujo Estabilizada:

Los datos de la Tabla 1 fueron dados para una prueba de flujo después de flujo (o 4 puntos). A cada rate el estado pseudoestable fue alcanzado. Presión de cierre BHP (antes de la prueba) p_s , fue determinada como 408.2 psia.

TABLA 1. DATOS DE LA PRUEBA DE FLUJO ESTABILIZADO

<u>PRUEBA</u>	<u>Pwf(psia)</u>	<u>Qg(MMscf/D)</u>
1	403.1	4.288
2	394.0	9.265
3	378.5	15.552
4	362.6	20.177

Se estimará el AOF del pozo probado con (1) el ploteo empírico y (2) la ecuación teórica de flujo. Adicionalmente se ploteará estimados de deliverabilidad con la ecuación teórica y el ploteo de una curva empírica.

Preparamos una Tabla de datos a ser ploteada para el análisis empírico y teórico.

TABLA 2. ANALISIS DE LA PRUEBA DE FLUJO ESTABILIZADO

<u>p_{wf}</u>	<u>q_g(MMscf/D)</u>	<u>p_s²-p_{wf}²</u>	<u>(p_s²-p_{wf}²)/q_g</u>
<u>(psia)</u>		<u>(psia²)</u>	<u>psia²/MMscf/D)</u>
408.2	0	-	-
403.3	4.288	4,138	964.9
394.0	9.265	11,391	1,229
378.5	15.552	23,365	1,502
362.6	20.117	35,148	1,742
14.7	AOF	166,411	-

⇒ **Método Empírico.**

De un ploteo de $(p_s^2 - p_{wf}^2)$ vs. q_g sobre un papel log y extrapolación de ese ploteo a $p_s^2 - p_{wf}^2 = 166,411$ (donde $p_{wf} = 0$ psig o 14.7 psia), AOF=60 MMscf/d.

Ver figura 11: Prueba de deliverabilidad pozo de gas estabilizado.

De donde la pendiente de la curva, $1/n$, es

$$\frac{1}{n} = \frac{\log(p_s^2 - p_{wf}^2)_2 - \log(p_s^2 - p_{wf}^2)_1}{\log q_{g2} - \log q_{g1}} = \frac{\log(10^5/10^3)}{\log(42.5/1.77)}$$

$$1/n = 1.449$$

Luego: **$n = 0.69$** .

Entonces:

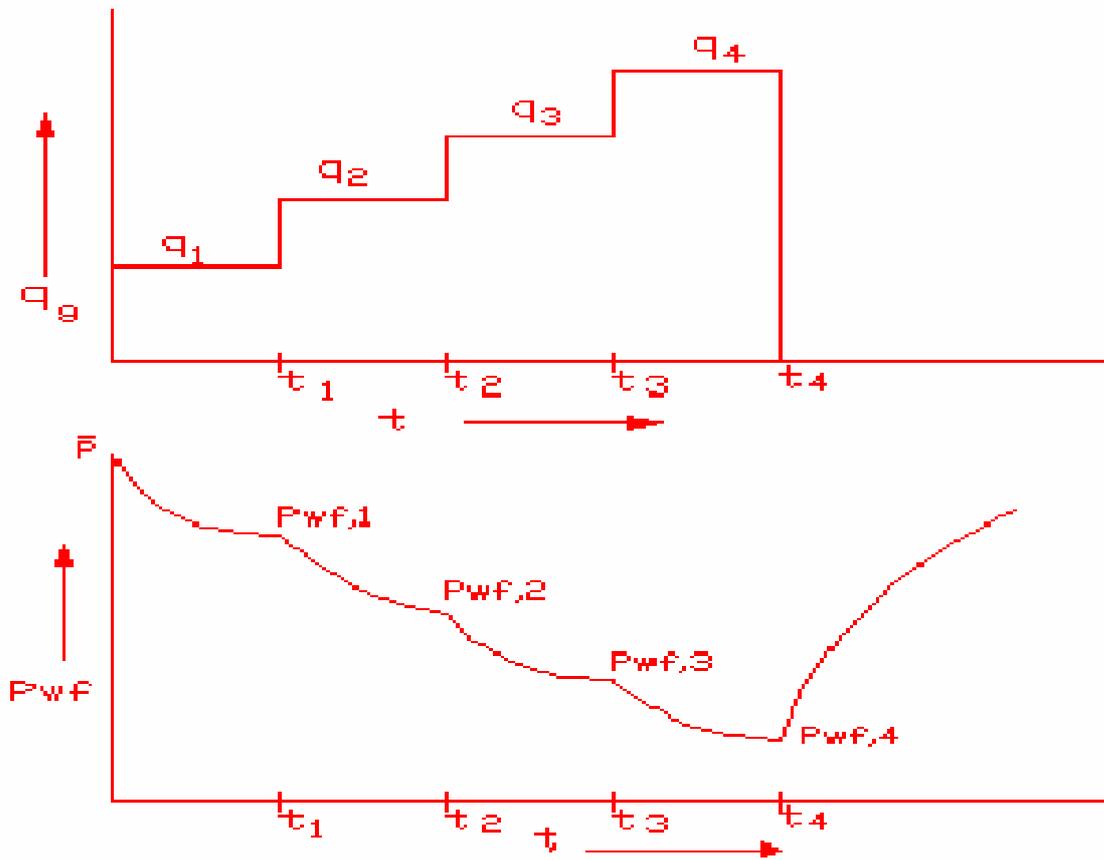
$$C = \frac{q_g}{(P_s^2 - P_{wf}^2)^n} = \frac{42.5}{(10^5)^{0.69}} = 0.01508$$

La ecuación empírica de deliverabilidad es:

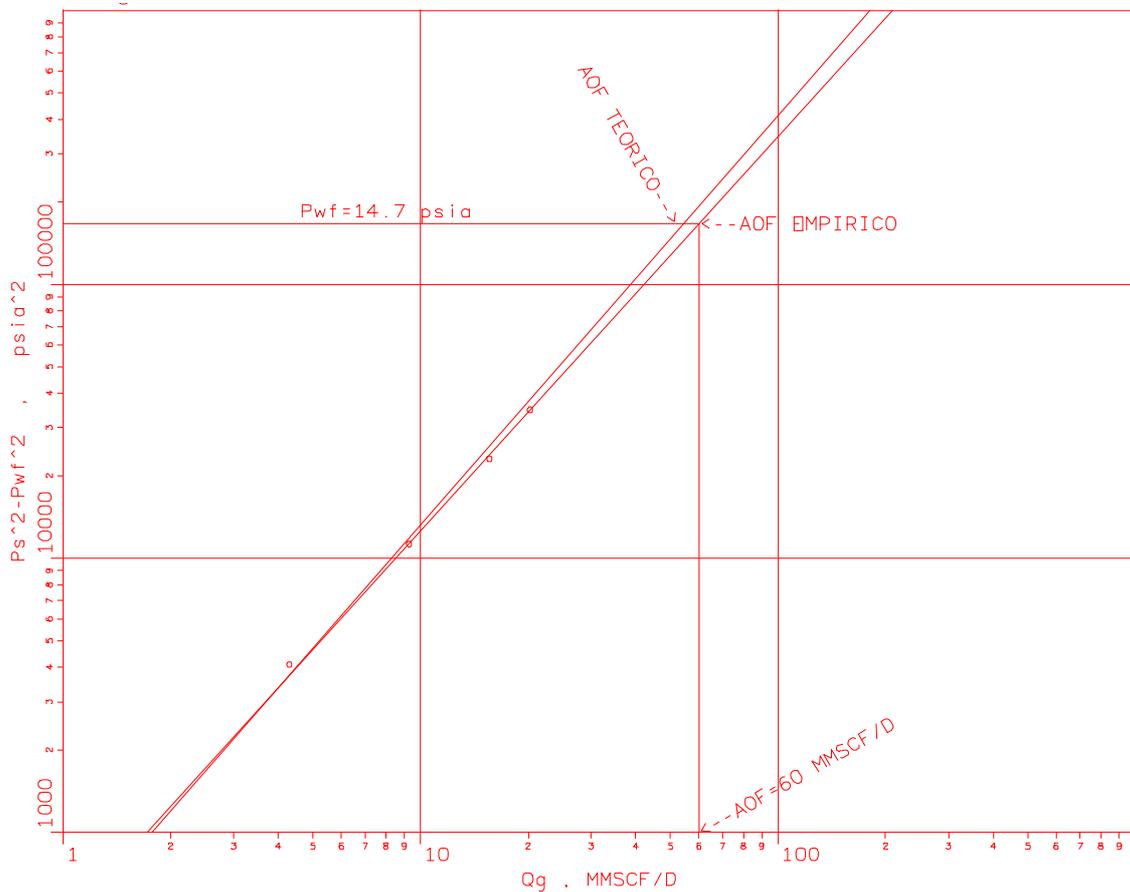
$$q_g = 0.01508(P_s^2 - P_{wf}^2)^{0.69}$$

Esta misma ecuación puede ser calculada por las funciones excel, pendiente e intersección:

q_g MMSCF/D	$p_s^2 - p_{wf}^2$ psia ²	$\log q_g$	$\log(p_s^2 - p_{wf}^2)$
4.288	4138	0.632254	3.616790
9.265	11391	0.966845	4.056561
15.552	23365	1.191786	4.368565
20.177	35148	1.304856	4.545900



**Rates and Presiones en una prueba de flujo después de flujo.
Figura 10**



**Prueba Deliverabilidad Pozo Gas Estabilizado
Figura 11**

Intersección -1.99417

$C = \text{antilog}(-1.99417) = 0.0101351$

Pendiente 0.727789

n = 0.73

Valores muy aproximados a los obtenidos gráficamente.

⇒ **Método teórico.**

La ecuación de deliverabilidad teórica es:

$$(p_s^2 - p_{wf}^2)/q_g = a + b q_g$$

La figura 12: Prueba de deliverabilidad estabilizada. ec. Teórica-determinación de las constantes, es un ploteo de $(p_s^2 - p_{wf}^2)/q_g$ vs q_g para los datos de la prueba.

Ahora dos puntos sobre la mejor línea recta a través de los datos son (2.7; 900) y (23.9; 1,900).

Entonces:

$$900 = a + 2.7 b,$$

$$1,900 = a + 23.9 b.$$

Resolviendo para a y b , se tiene $a = 773$ y $b = 47.17$.

La ecuación teórica es:

$$47.17 q_g^2 + 773 q_g = (p_s^2 - p_{wf}^2).$$

Para hallar el **AOF** resolvemos la ecuación cuadrática:

$$47.17 q_g^2 + 773 q_g - 166,411 = 0$$

La solución es:

$$q_g = \text{AOF} = 51.8 \text{ MMscf/D.}$$

Por las funciones excel, pendiente e intersección se tiene:

q_g	$(p_s^2 - p_{wf}^2)/q_g$
4.288	964.9
9.265	1229
15.552	1502
20.177	1742
Intersección	765.9985
Pendiente	48.16983

Que permiten un valor de $b = 48.17$ y $a = 766$ muy cercanos al anterior.

Se pueden determinar puntos de la curva de deliverabilidad o calcularlos a través de la ecuación teórica:

$$47.17 q_g^2 + 773 q_g = (p_s^2 - p_{wf}^2) \dots \text{Ver Tabla 3.}$$

Tabla 3. TEORICAS DELIVERABILIDADES

$q_g(\text{MMscf/D})$	$p_s^2 - p_{wf}^2$	$q_g(\text{MMscf/D})$	$p_s^2 - p_{wf}^2$
4.288	4,182	30	65,640
9.265	11,210	40	106,400
15.552	23,430	49.8	166,600
20.177	34,800		

Estos resultados son también ploteados en la **figura 11** del método empírico. El ploteo es casi lineal pero hay suficiente curvatura para causar 15.8% error en el calculado AOF.

4.2 PRUEBAS ISOCRONALES VERDADERAS.

El objetivo de la prueba isocronal verdadera es obtener datos para obtener una curva de deliverabilidad estabilizada para un pozo de gas sin que el pozo fluya un tiempo grande para lograr condiciones estabilizadas ($r_i \geq r_e$) a cada (o en algunos casos, cualquier) rate. El procedimiento es necesario para reservorios de baja permeabilidad, donde frecuentemente es impracticable lograr $r_i = r_e$ durante la prueba.

Una prueba isocronal verdadera es efectuada por un pozo fluyendo a un determinado rate, luego se lo cierra hasta que la presión levante a una presión sin cambio (o casi sin cambio) p_s . El pozo luego se pone a producir a un segundo rate por la misma longitud de tiempo, seguido por otro cierre, etc. Si es posible, el período de producción final será lo suficientemente grande para lograr flujo estabilizado. Si esto es imposible o impracticable, es todavía posible predecir las características de deliverabilidad estabilizada (con un incremento de error, por supuesto). En los datos obtenidos en este programa de prueba, es esencial registrar el BHP fluyente p_{wf} , como una función del tiempo a cada rate de flujo.

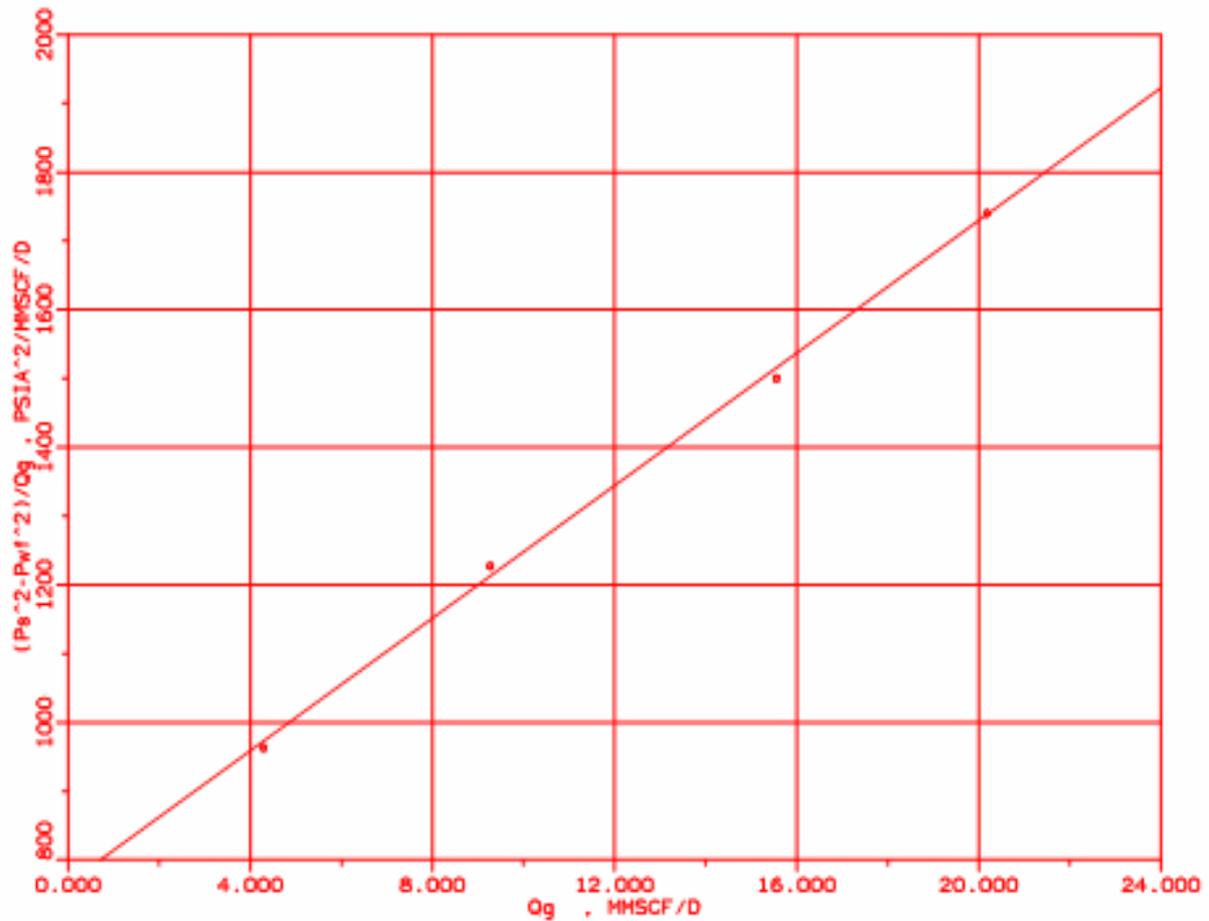
La **figura 13** ilustra rates y presiones en una secuencia de prueba isocronal verdadera. Destacándose los siguientes puntos importantes acerca de la secuencia de esta prueba.

1. Los períodos de flujo, excepto el final, son de igual longitudes decir, $t_1 = (t_3 - t_2) = (t_5 - t_4) \leq (t_7 - t_6)$.
2. Los períodos de cierre tienen el objetivo de lograr $p \approx p_s$ antes que el objetivo de igual longitud. Entonces, en general, $(t_2 - t_1) \neq (t_4 - t_3) \neq (t_6 - t_5)$.
3. Un período de flujo final en que el pozo se estabiliza (es decir r_i alcanza r_e al tiempo t_7) es deseable pero no esencial.

La teoría genérica de pruebas isocronales verdaderas está basada en ecuaciones usando pseudopresiones.

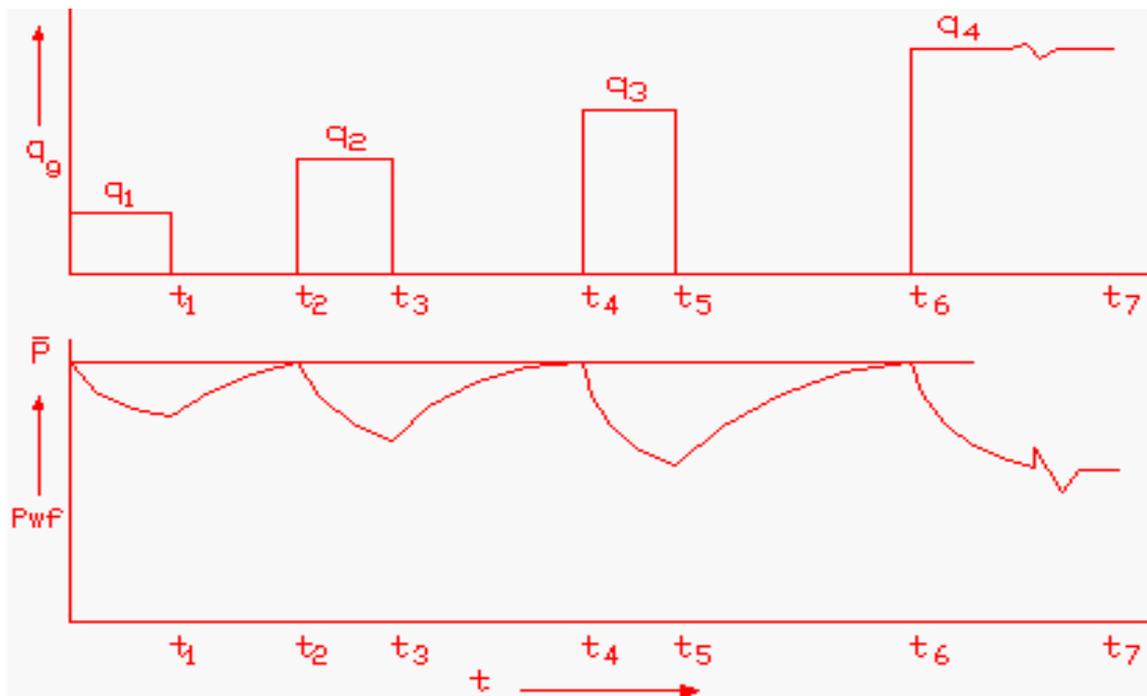
Sin embargo nuevamente se presenta la teoría en términos de la aproximación a bajas presiones de esa teoría (ecuaciones p^2) debido:

1. Son más simples y menos abstractas que las ecuaciones en pseudopresiones y
2. permiten directas comparaciones con métodos de análisis más convencionales, basados en ploteos de $(p_s^2 - p_{wf}^2)$ vs. q_g en papel log.



Prueba de deliverabilidad estabilizada, ecuación teórica. determinación de las constantes

Figura 12



Rates y Presiones en Prueba Isochronal Verdadera

Figura 13

Las ecuaciones (5) y (6) proporcionan el método básico para interpretar pruebas isocronales verdaderas.

Ecuación (5) para **flujo transiente** ($r_i < r_e$),

$$p_{wf}^2 = p_s^2 + 1,637 \frac{q_g \mu_{ps} Z_{psg} T}{kh} \left[\log \frac{1688 \phi \mu_{ps} c_{tps} r_w^2}{kt_p} + s + Dq \right]$$

Ecuación (6) para **flujo estabilizado** ($r_i \geq r_e$),

$$p_{wf}^2 = p_s^2 - 1,422 \frac{q_g \mu_{ps} Z_{psg} T}{kh} \left[\ln \frac{r_e}{r_w} - 0,75 + s + D \left| q \right| \right]$$

En adición a las ecuaciones de flujo, una importante consideración teórica para el entendimiento de las pruebas isocronales verdaderas es el concepto de radio de investigación. Como el radio de investigación logrado a un tiempo dado es independiente del rate de flujo, tendremos que para el mismo tiempo dado para cada flujo en la prueba este radio será el mismo. Además el radio de investigación a un tiempo dado es proporcional al radio de drenaje. Por lo que se puede concluir que para cada tiempo fijo t_1 , un análisis de los diferentes rates usando prueba isocronal verdadera, será posible efectuarlo de la misma manera que el de deliverabilidad estabilizado, con la diferencia del valor de C en el método empírico y el de a en el método teórico.

▪ **Análisis de los Datos de la Prueba: Un Rate a condiciones de Estabilización.**

La experiencia muestra que razonables resultados satisfactorios pueden ser obtenidos con el **método empírico** usando el siguiente procedimiento:

1. La mejor línea recta es dibujada a través de los puntos ($p_s^2 - p_{wf}^2$, q_g) obtenidos a un valor fijo de tiempo con los diferentes rates usados en el programa de prueba isocronal verdadera. Los datos son ploteados en papel log, justo como cuando analizamos una curva de deliverabilidad estabilizada.

2. Rectas serán dibujadas para diversos valores de tiempo t y la pendiente $1/n$ será establecida para cada curva isocronal de deliverabilidad.
3. Una recta con la pendiente $1/n$ determinada de las no-estabilizadas curvas a tiempo fijo, es trazada a través del punto estabilizado, $(q_g, p_s^2 - p_{wf}^2)$.

Esto establece la curva de deliverabilidad estabilizada. Una vez que esta curva es establecida, el AOF es determinado en el camino usual, como se indica en la **figura 14 que es el ploteo empírico de una prueba de deliverabilidad isocronal.**

El **método teórico** para analizar datos de prueba isocronal verdadera está basado en las ecuaciones teóricas para flujo estabilizado y flujo transitorio escritas como:

Para **flujo estabilizado** ($r_i \geq r_e$),

$$p_s^2 - p_{wf}^2 = a q_g + b q_g^2 \quad (7)$$

donde:

$$a = 1,422 \frac{\mu_{ps} Z_{psg} T}{kh} \left[\ln \frac{r_e}{r_w} - 0.75 + s \right] \quad (8)$$

$$b = 1,422 \frac{\mu_{ps} Z_{psg} T}{kh} D \quad (9)$$

Para **flujo transiente** ($r_i < r_e$),

$$p_s^2 - p_{wf}^2 = a_t q_g + b q_g^2 \quad (11)$$

donde b tiene el mismo valor como en el flujo estabilizado y donde a_t , una función del tiempo está dado por:

$$a_t = 1422 \frac{\mu_{ps} Z_{psg} T}{kh} \left[- \ln \frac{1}{2} \frac{kt}{1688 \phi \mu_{ps} c_{tp} r_w^2} + s \right] \quad (12)$$

Un método de análisis de pruebas isocronales verdaderas consistente, con las ecuaciones teóricas, es el siguiente:

1. Para un valor fijo de t, determinar b de un ploteo de $(p_s^2 - p_{wf}^2)/q_g$ vs. q_g .
2. Usando el dato del punto estabilizado $[q_{gs}, (p_s^2 - p_{wf}^2)_s]$, determinar a como:

$$a = [(p_s^2 - p_{wf}^2)_s - b q_{gs}^2] / q_{gs}$$

3. La curva de deliverabilidad usa las constantes a y b determinadas en las etapas 1 y 2:

$$p_s^2 - p_{wf}^2 = a q_g + b q_g^2$$

Esta ecuación puede ser usada para calcular el AOF

$$\text{AOF} = \frac{-a + [a^2 + 4b(p_s^2 - 14.7^2)]^{1/2}}{2b}$$

Como ejemplo: realizaremos el análisis de una Prueba Isocronal Verdadera en un Pozo de Gas.

Determinaremos la curva de deliverabilidad estabilizada y AOF de los datos de la prueba mostrada en la siguiente tabla, usando el método empírico y el método teórico.

Por simplicidad, datos a un solo tiempo de flujo son dados.

Datos de la Prueba Isocronal.

Prueba	Duración (horas)	p_{wf} o p_{ws} (psia)	q_g (MMSCF/D)
Cierre Inicial	48	1,952	-
Primer Flujo	12	1,761	2.6
Primer Cierre	15	1,952	-
Segundo Flujo	12	1,694	3.3
Segundo Cierre	17	1,952	-
Tercer Flujo	12	1,510	5.0
Tercer Cierre	18	1,952	-
Cuarto Flujo	12	1,320	6.3
Flujo extendido (estabilizado)	72	1,151	6.0
Cierre Final	100	1,952	-

⇒ **Método empírico.**

Los datos de la prueba de flujo a 12 hr son analizados primero para determinar la pendiente de la curva de deliverabilidad.(tabla siguiente). También considerar que al rate estabilizado $q_g=6.0$ MMscf/D, $p_s^2-p_{wf}^2= 2'485,000$ psia², y para $q_g =$ AOF, $p_s^2-p_{wf}^2= 3'810,000$ psia².

Análisis Prueba Isocronal

q_g (MMSCF/D)	$p_s^2-p_{wf}^2$ (psia ²)	$(p_s^2-p_{wf}^2)/q_g$ psia ² /MMSCF/D)
2.6	709,000	273,000
3.3	941,000	285,000
5.0	1'530,000	306,000
6.3	2'070,000	328,200

Los datos de las dos primeras columnas son ploteados en la **figura 15, análisis de prueba isocronal verdadera en un pozo de gas, método empírico.** De donde se obtiene el AOF ≈ 8.6 MMSCF/D.

Por las funciones excel, pendiente e intersección:

q_g	$p_s^2-p_{wf}^2$	$\log q_g$	$\log(p_s^2-p_{wf}^2)$
2.6	709000	0.414973	5.850646
3.3	941000	0.518513	5.973589
5	1530000	0.698970	6.184691
6.3	2070000	0.799340	6.315970

Pendiente 0.830776

De donde se tiene que la constante **n=0.831**

Para condiciones estabilizadas:

$$6.0 = C (2485000)^{0.831}$$

$$C = 2.908 \times 10^{-6}$$

$$AOF = 2.908 \times 10^{-6} \times (3.81 \times 10^6)^{0.831}$$

$$AOF = 8.56 \text{ MMSCF/D.}$$

⇒ **Método Teórico.**

Primero se **determina b**, del ploteo de $(p_s^2 - p_{wf}^2)/q_g$ vs. q_g de los datos de prueba de 12 horas. **Ver figura 16, Análisis Isocronal Verdadera de un pozo de gas-método teórico.**

De donde la recta trazada en esta figura, pasa por los puntos de mayor presión drawdown y por tanto de menor potencial de error:

$[q_g=5.0 \text{ MMscf/D}, (p_s^2 - p_{wf}^2)/q_g= 306,000 \text{ psia}^2/\text{MMscf/D}]$ y $[q_g= 6.3 \text{ MMscf/D}, (p_s^2 - p_{wf}^2)/q_g=328 \text{ psia}^2/\text{MMscf/D}]$

Entonces,

$$306,000 = a_{12} + 5.0 b$$

$$328,000 = a_{12} + 6.3 b$$

Resolviendo, $b= 17,080$.

De la prueba estabilizada, $q_g = 6.0 \text{ MMscf/D}$, $p_s^2 - p_{wf}^2 = 2'485,000 \text{ psia}^2$. Entonces,

$$a = \frac{(p_s^2 - p_{wf}^2)_s - b q_{gs}^2}{q_{gs}} = \frac{2485000 - (17080)(6.0)^2}{6.0}$$

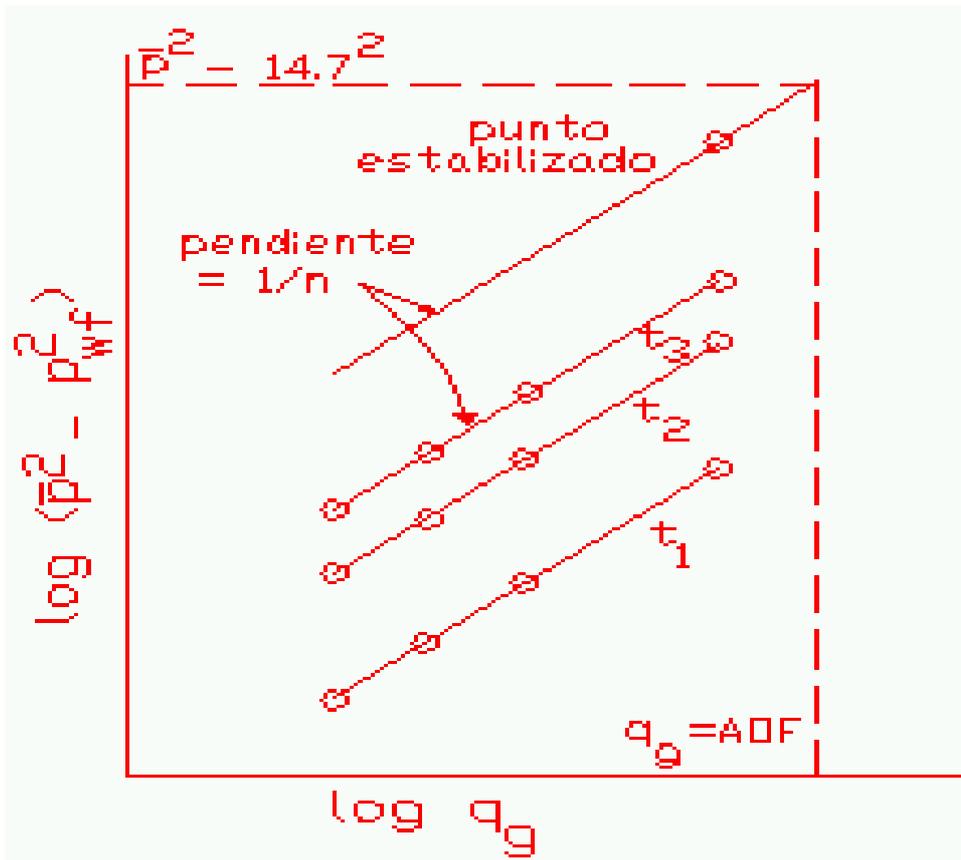
$$a = 311,700$$

La ecuación estabilizada de deliverabilidad es:

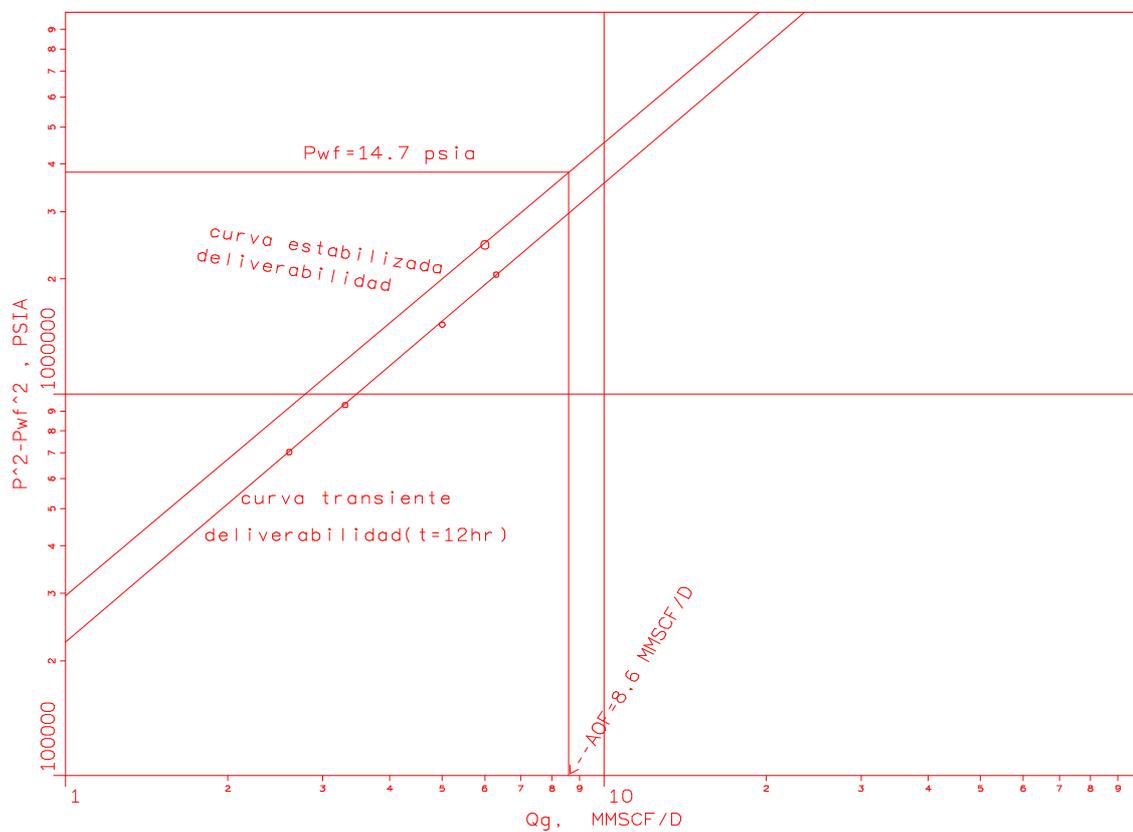
$$p_s^2 - p_{wf}^2 = 311,700 q_g + 17,080 q_g^2.$$

Resolviendo para AOF, es igual a 8.38 MMscf/D .

Que es quizás **más exacto** que el establecido usando el método empírico. Debido que la extrapolación de la curva empírica es exacta para rangos entre puntos observados.



Ploteo Empírico para Prueba de Deliverabilidad Isochronal
Figura 14



Análisis de prueba isocronal de deliverabilidad
Figura 15

▪ **Análisis de los Datos de la Prueba: Sin lograr Flujo Estabilizado.**

En reservorios de muy baja permeabilidad, flujo estabilizado no puede ser logrado en un razonable período de tiempo.

En tales casos, una satisfactoria determinación de la curva estabilizada de deliverabilidad puede ser sustentada con el uso de las ecuaciones teóricas para flujo transiente (ec.5) y flujo estabilizado (ec.6).

Considerando a la ecuación estabilizada como:

$$p_s^2 - p_{wf}^2 = a q_g + b q_g^2 \quad (7)$$

donde:

$$a = 1422 \frac{\mu_{ps} Z_{psg} T}{kh} \left[\ln \frac{r_e}{r_w} - 0.75 + s \right] \quad (8)$$

$$b = 1422 \frac{\mu_{ps} Z_{psg} T}{kh} D \quad (9)$$

De igual forma la ec. transiente es:

$$p_s^2 - p_{wf}^2 = a_t q_g + b q_g^2 \quad (11)$$

donde :

$$a_t = 1422 \frac{\mu_{ps} Z_{psg} T}{kh} \left[- \ln \frac{1}{2} \frac{kt}{1688 \phi \mu_{ps} c_{tp} r_w^2} + s \right] \quad (12)$$

El objetivo de determinar la ecuación de flujo estabilizado puede ser logrado si las constantes a y b pueden ser determinadas.

La constante b se obtiene como ya se ilustró [por el ploteo de $(p_s^2 - p_{wf}^2)/q_g$ vs. q_g para valores fijos de tiempo y determinación de la pendiente b , de la recta resultante].

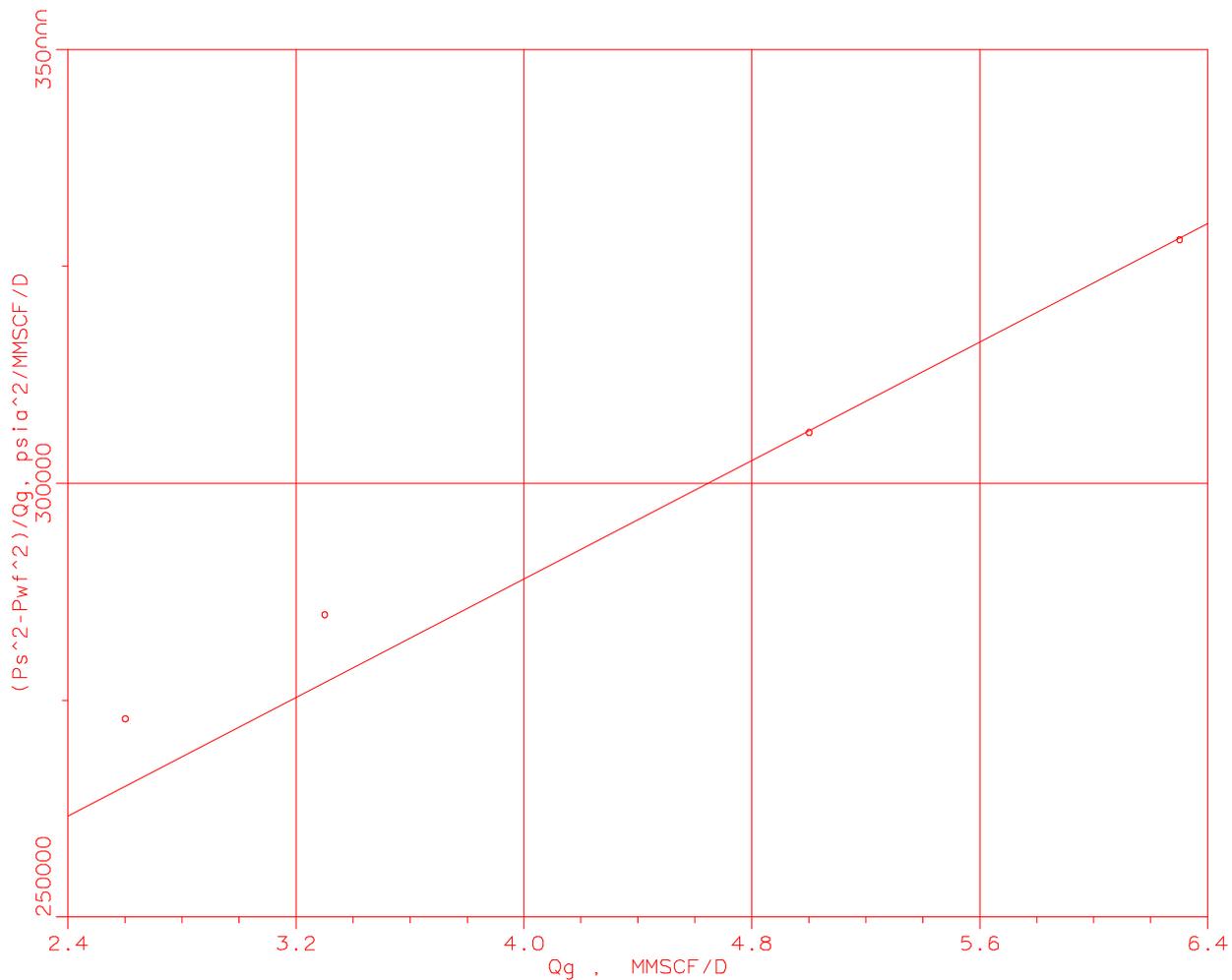
La constante a , sin embargo, es más dificultosa: el solo medio satisfactorio de determinarla es el conocimiento de cada término en la ecuación que define esta cantidad. Entonces, será necesario estimar, kh , s y r_e . (Otros valores de la ecuación (8) son normalmente disponibles).

Desde que una prueba isocronal consiste de una serie de pruebas drawdown y buildup, kh y s normalmente pueden ser determinados de ellas. La determinación de kh es directa en principio; la determinación de s es menos directa. Recordar que las pruebas por si solas dan un estimado de $s' = s + D |q|$.

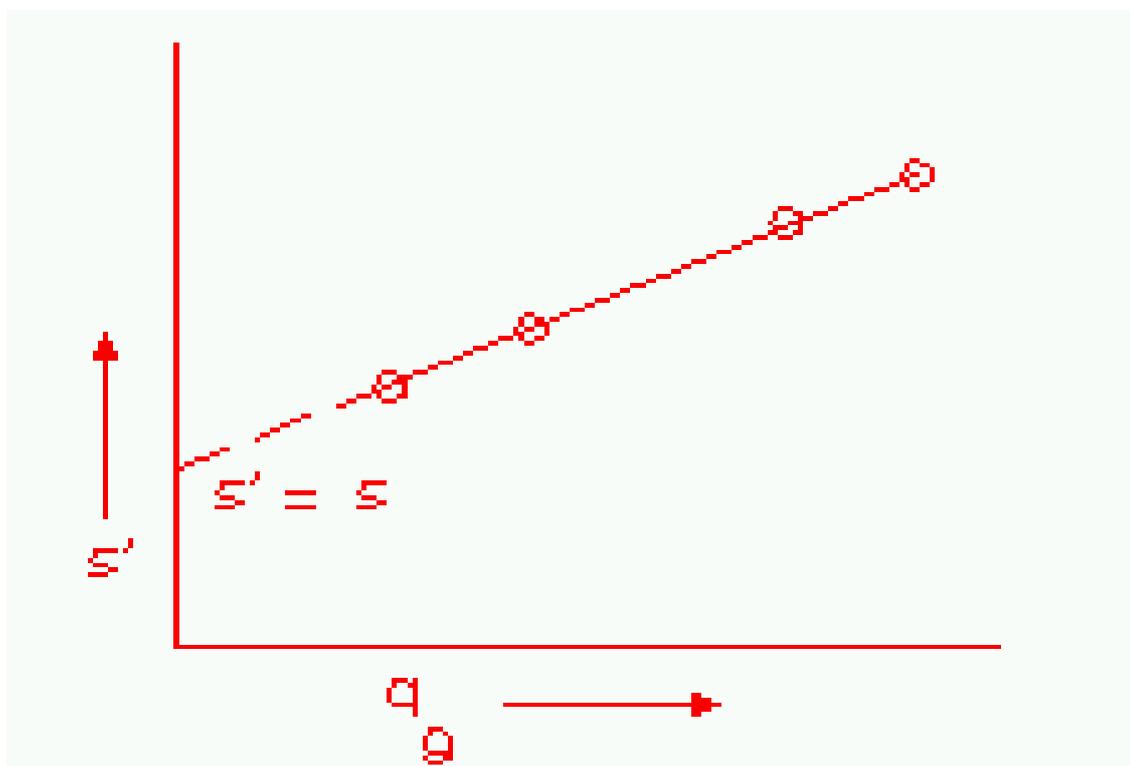
Para determinar s , se deberán analizar por lo menos dos pruebas: ya sea corridas de pruebas drawdown a diferentes rates o pruebas buildup que siguen a pruebas drawdowns a diferentes rates. Entonces se podrá plotear s' vs. q_g , la extrapolación a $q_g = 0$ proporciona un estimado de S , el factor skin verdadero. **Ver figura 17.**

Las constantes a y b determinadas por este camino, deberán ser sustituidas dentro de la ecuación de deliverabilidad estabilizada, ecuación (7). Si un ploteo de $\log(p_s^2 - p_{wf}^2)$ vs. $\log q_g$ es deseado, los puntos a ser ploteados podrán ser determinados de la ecuación.

El radio de drenaje r_e , debe ser estimado del esperado espaciamiento entre pozos (o conocimiento de la geometría del reservorio en un pequeño o irregular reservorio).



Analisis Isocronal de Deliverabilidad - Ecuación Teórica
Figura 16



Determinación del Factor Skin
Figura 17

4.3 PRUEBAS ISOCRONALES MODIFICADAS.

El objetivo de las pruebas isocronales modificadas es obtener los mismos datos de una prueba isocronal verdadera sin usar grandes períodos de cierre que algunas veces se requieren para estabilizar completamente la presión antes de que cada prueba de flujo sea corrida.

En la prueba isocronal modificada mostrada en **la figura 18**, los períodos de cierre son de la misma duración como los períodos de flujo y el final BHP de cierre (p_{ws}) antes del comienzo de un nuevo flujo es usado como una aproximación a p_s en el procedimiento de análisis de la prueba. Por ejemplo, para el primer período de flujo, usar $(p_s^2 - p_{wf,1}^2) = (p_{ws,1}^2 - p_{wf,1}^2)$; para el segundo período de flujo, usar $(p_{ws,2}^2 - p_{wf,2}^2)$. El resto consiste de un procedimiento similar como en la de la prueba isocronal "verdadera".

Considerar que el procedimiento de la prueba isocronal modificada usa aproximaciones. Las pruebas isocronales verdaderas son modeladas exactamente por teoría rigurosa (si las propiedades del reservorio y fluido cooperan); la prueba isocronal modificada no. Sin embargo, la prueba isocronal modificada es ampliamente usada porque ahorran tiempo, dinero y proporcionan excelentes aproximaciones a las pruebas isocronales verdaderas.

Como ejemplo: realizaremos el análisis de una Prueba Isocronal Modificada en un Pozo de Gas.

Estimaremos el AOF de los datos de la Tabla siguiente de una prueba isocronal modificada, usando los métodos empírico y teórico.

Datos de la Prueba Isocronal Modificada

Prueba	Duración	p_{wf} o p_{ws}	q_g
	horas	(psia)	MMscf/D
Cierre Preliminar	20	1,948	-
Primer Flujo	12	1,784	4.5
Primer Cierre	12	1,927	-
Segundo Flujo	12	1,680	5.6
Segundo Cierre	12	1,911	-
Tercer Flujo	12	1,546	6.85
Tercer Cierre	12	1,887	-
Cuarto Flujo	12	1,355	8.25
Flujo extendido (estabilizado)	81	1,233	8.0
Cierre Final	120	1,948	-

⇒ **Método Empírico.**

Se preparan los datos para ploteo:

ANÁLISIS PRUEBA ISOCRONAL MODIFICADA

q_g	p_{ws}	p_{wf}	$p_{ws}^2 - p_{wf}^2$	$(p_{ws}^2 - p_{wf}^2)/q_g$
<u>mmscf/D</u>	<u>(psia)</u>	<u>(psia)</u>	<u>(psia²)</u>	<u>psia²/MMscf/D</u>
4.50	1,948	1,784	612,048	136,011
5.60	1,927	1,680	890,929	159,094
6.85	1,911	1,546	1'261,805	184,205
8.25	1,887	1,355	1'724,744	209,060
8.00				
(estab.)	1,948	1,233	2'274,415	-

La Figura 19, Análisis de prueba isocronal modificada, muestra los datos de ploteo por el **método empírico**. Este es un ploteo de $(p_{ws}^2 - p_{wf}^2)$ vs. q_g en papel log. Los puntos transientes son usados para establecer la pendiente de la curva y una recta con la misma pendiente es trazada a través del solo punto estabilizado.

El AOF es el valor de q_g cuando $p_{ws}^2 - p_{wf}^2 = p_s^2 - p_{wf}^2 = 1948^2 - 14.7^2 = 3'790,000$ psia²; este valor corresponde AOF= 10.8 MMscf/D.

Por regresión se tiene:

$$q_g \quad p_s^2 - p_{wf}^2 \quad \log q_g \quad \log(p_s^2 - p_{wf}^2)$$

4.5	612048	0.653212	5.786785
5.6	890929	0.748188	5.949843
6.85	1261805	0.835690	6.100992
8.25	1724744	0.916453	6.236724

Del excel:

Pendiente 0.584330

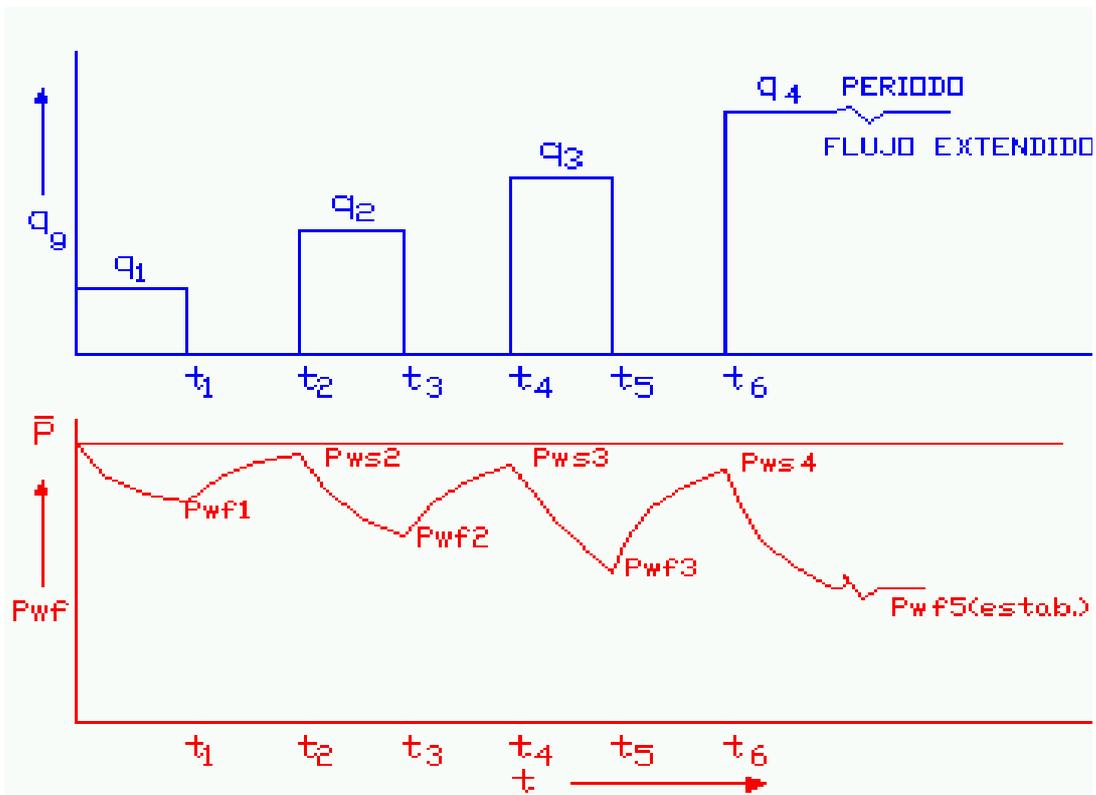
De donde se tiene que la pendiente $n = 0.58$

Para el punto estabilizado:

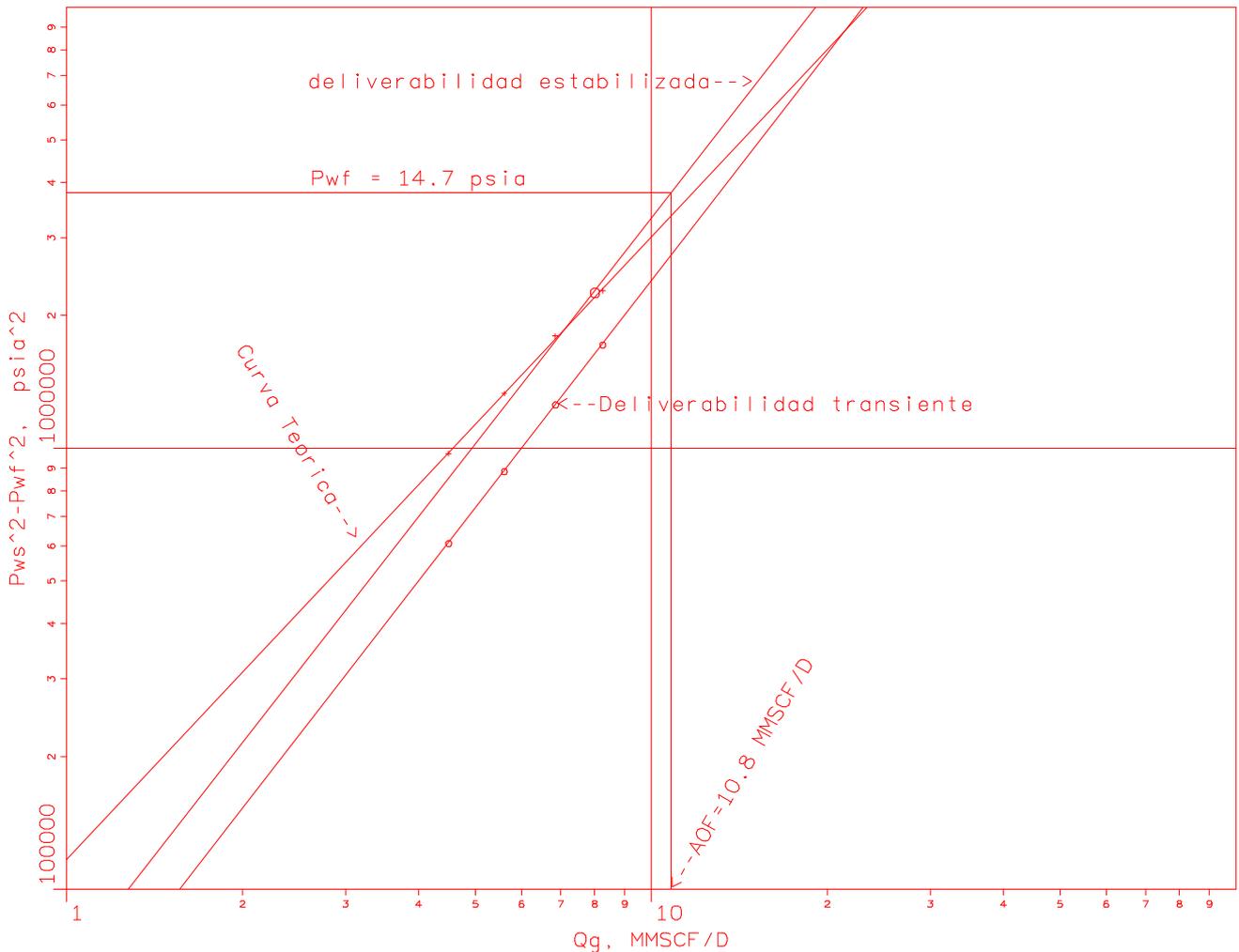
$$8 = C (2274415)^{0.58}$$

$$C = 1.64 \times 10^{-3}$$

$$\text{AOF} = 1.64 \times 10^{-3} (3.79 \times 10^6)^{0.58} = 10.8 \text{ MMSCF/D}$$



Rates y Presiones en una Prueba Isocronal Modificada
Figura 18



Análisis de Prueba isocronal Modificada
Figura 19

⇒ **Método Teórico.**

Se establece la constante b de la pendiente de un ploteo de $(p_{ws}^2 - p_{wf}^2)/q_g$ vs. q_g ; en este caso usando los datos de la **figura 20, ecuación teórica Isocronal Modificada**, tenemos que:

$$b = (243,000 - 48,000) / 10 = 19,500$$

$$2'274,415 - 19,500 \times 8.0^2$$

$$a = [(p_s^2 - p_{wf}^2)_s - b q_{gs}^2] / q_{gs} = \frac{\dots}{8.0}$$

$$a = 128,300$$

La ecuación de deliverabilidad estabilizada es:

$$p_s^2 - p_{wf}^2 = 128,300 q_g + 19,500 q_g^2$$

Resolviendo esta ecuación para el AOF(q_g para $p_s^2 - p_{wf}^2 = 3'790,000$), resulta que es 11.0 MMscf/D.

Por excel se tiene:

q_g	$(p_{ws}^2 - p_{wf}^2)/q_g$	q_g	$(p_{ws}^2 - p_{wf}^2)/q_g$
4.5	136011	6.85	184205
5.6	159094	8.25	209060

:

Pendiente 19501.48

Que da prácticamente el mismo valor de pendiente 19501 que el método gráfico.

Es también de interés calcular puntos sobre la curva de deliverabilidad estabilizada y plotearlos en el mismo gráfico de los datos empíricos. Los valores son dados en la Tabla siguiente y han sido ploteados en la misma **figura 19** del método empírico.

Deliverabilidades teóricas estabilizadas.

q_g	$p_s^2 - p_{wf}^2$	q_g	$p_s^2 - p_{wf}^2$
MMscf/D	psia ²	MMscf/D	psia ²
4.5	972,000	8.0	2'274,000
5.6	1'330,000	10.8	3'660,000
6.85	1'794,000		

4.4 ANÁLISIS LIT (LAMINAR- INERCIA- TURBULENCIA).

Todos los métodos previamente descritos para predecir la deliverabilidad o performance de flujo de un pozo de gas, requieren de por lo menos una prueba realizada por un tiempo suficientemente largo para encontrar la estabilización.

El aproximado cálculo del tiempo de estabilización está dado por:

$$t_s = \frac{950 \phi \mu c_g r_e^2}{k} = \frac{380 \phi \mu c_g A}{k}$$

Este tiempo puede ser demasiado grande para un reservorio de baja permeabilidad, especialmente si el pozo está drenando una área grande.

Algunos métodos han sido propuestos para obtener la ecuación de deliverabilidad sin una prueba estabilizada. Se diferencian en la forma en que obtienen los coeficientes a y b de la ecuación estabilizada.

El método de Brar y Aziz será a continuación descrito.

La **ecuación pseudoestable** para flujo de gas es:

$$\Delta(p^2) = p_s^2 - p_{wf}^2 = a q_{sc} + b q_{sc}^2$$

donde

$$a = 1,422 \frac{\mu_{ps} z_{psg} T}{kh} \left[\ln \frac{r_e}{r_w} - 0.75 + s \right]$$

$$b = 1,422 \frac{\mu_{ps} z_{psg} T}{kh} D$$

$$\text{Si } m = \frac{1637 \mu_{ps} z_{psg} T}{kh} \quad (13)$$

$$a = 2m \left[\log \left(\frac{0.472 r_e}{r_w} \right) + \frac{s}{2.303} \right] \quad (14)$$

$$b = 0.869 m D \quad (15)$$

De igual forma la ec.transiente es:

$$p_s^2 - p_{wf}^2 = a_t q_g + b q_g^2$$

$$a_t = 1422 \frac{\mu_{ps} z_{psg} T}{kh} \left[\frac{1}{2} - \ln \frac{kt}{1688 \phi \mu_{ps} c_{tps} r_w^2} + s \right]$$

$$a_t = m \left[\log \frac{k}{1688 \phi \mu_{ps} c_{tps} r_w^2} + 0.869s \right] \quad (16)$$

$$b = 0.869 m D \quad (17)$$

La Ec. (16) puede ser escrita como:

$$a_t = m \left[\log \frac{k}{1688 \phi \mu_{ps} c_{tps} r_w^2} + 0.869s \right] + m \log t$$

Entonces un ploteo de a_t vs t en semilog resulta en una línea recta que tiene una pendiente igual a m y cuya interceptación a $t = 1$ hr es igual a_{t1} .

El procedimiento de análisis de prueba isocronal es :

1. Determinar a_t y b de pruebas transitorias a varios rates de flujo, por métodos gráficos o regresión.
2. Plotear a_t vs t en escala semi-log para determinar m y a_{t1} .
3. Usar el valor de m , para calcular k de la ecuación (13).
4. Resolver s de la ec.(16), usando los valores de m , k y a_{t1} .
5. Calcular el valor estabilizado de a utilizando la ec.(14).
6. Con el valor de b de la etapa 1, calcular D de la ec.(17).
7. Calcular la performance del pozo estabilizado de la ec.(7)., empleando los valores estabilizados de a y b .

Como ejemplo: realizaremos el análisis del Método LIT para un Pozo de Gas.

Se realizó una prueba Isocronal Modificada usando cuatro diferentes rates de flujo, la presión fluyente en el fondo del pozo fue medida a períodos de 1, 2, 4, 6 y 8 hrs.

Los datos de la prueba son tabulados debajo:

$h=12'$ $p_R= 922.6$ psia $r_w= 0.23'$ $\mu =0.0116$ cp $\phi= 0.23$ $z = 0.972$ $T= 582^\circ R$ $C=0.00109$ psia⁻¹ $r_e= 2000'$

		p _{ws} (psia)			
		922.6	921.9	919.9	917.6
		p _{wf} (psia)			
t	q=0.4746	q=0.8797	q=1.2716	q=1.6589	
1.0	900.1	863.0	798.9	676.3	
2.0	897.1	853.9	769.9	662.2	
4.0	892.2	833.0	754.9	642.0	
6.0	890.1	827.9	732.8	635.2	
8.0	888.1	825.1	727.3	629.3	

Usando los datos de la prueba determinaremos k, s y D y la ecuación de deliverabilidad estabilizada.

Por regresión para cada t, con los diferentes rates, calculamos a_i y b.

q _g	t=1	t=2	t=4	t=6	t=8
	$\Delta p^2/q$				
0.4746	86.41	97.767	116.245	124.126	131.627
0.8797	119.507	137.263	177.345	186.973	192.236
1.2716	163.55	199.332	217.317	243.174	249.489
1.6589	231.846	243.221	259.105	264.338	268.835

Regression Output:t=1 hr

Constant a_t 20.11185

X Coefficient(s) 121.5612 = b

Regression Output:t=2 hr

Constant a_t 34.11358

X Coefficient(s) 126.2902 = b

Regression Output:t=4 hr

Constant a_t 65.15061

X Coefficient(s) 118.8875 = b

Regression Output:t=6 hr

Constant a_t 74.94418

X Coefficient(s) 121.0871 = b

Regression Output:t=8hr

Constant a_t 83.00568

X Coefficient(s) 119.0637 = b

Se realiza la Tabla para plotear a_t vs $\log t$.

t	a_t	t	a_t
1.0	20.11185	6.0	74.94418
2.0	34.11358	8.0	83.00568
4.0	65.15061		

Se efectúa la regresión, para calcular la pendiente m y a_{t1} .

t	a_t	$\log t$	t	a_t	$\log t$
1	20.11185	0	6	74.94418	0.778151
2	34.11358	0.301029	8	83.00568	0.903089
4	65.15061	0.602059			

Regression Output:sólo de los tres últimos tiempos.

Constant a_{t1hr} 29.40815

X Coefficient(s) 59.07061 = m

Determinación de la permeabilidad

$$k = \frac{1637 \text{ T}\mu\text{z}}{\text{mh}} = \frac{1637 \times 528 \times 0.0116 \times 0.972}{59.071 \times 12} = 13.8 \text{ md}$$

Determinación de s:

$$s = 1.151 \left[\frac{k}{a_{t1hr/m}} - \log \left(\frac{k}{1688 \phi \mu_{ps} c_{tps} r_w^2} \right) \right] = -4.22$$

Para obtener el factor de turbulencia D, resolvemos la ecuación:

$$D = b/0.869m = 119.06/(0.869 \times 58.7) = 2.23 \text{ MMSCFD}^{-1}$$

Cálculo de a:

$$a = 2 \times 58.7 \left[\log \left(\frac{.472 \times 2000}{0.23} \right) + \frac{-4.22}{2.303} \right] = 209 \frac{\text{psia}^2}{\text{MSCFD}}$$

El valor para b es $119.06 \text{ Mpsia}^2/\text{MMSCFD}^2 = 0.1191 \text{ psia}^2/\text{MSCFD}^2$.

La ecuación de flujo estabilizada para determinar la performance de influjo es:

$$p_R^2 - p_{wf}^2 = 209 q_{sc} + 0.1191 q_{sc}^2$$

donde la presión esta dada en psia y q_{sc} en MSCFD.

De allí el AOF = 1936 MSCFD.

4.5 ANALISIS DEL USO DE LAS PSEUDOPRESIONES

Exactitud en el análisis de pruebas de pozo de gas puede ser lograda en algunos casos si la pseudopresión $\psi(p)$ es usada en vez de las aproximaciones en términos de presiones o presiones cuadradas. En esta sección se discutirá el cálculo de pseudopresión e introducción a su uso directo en el análisis de una prueba drawdown de un pozo de gas.

▪ **Cálculo de pseudopresión.**

Pseudopresión de gas, $\psi(p)$, se define por la integral

$$\psi(p) = 2 \int_{p\beta}^p (p/\mu z) dp$$

donde $p\beta$ es una arbitraria presión baja de base. Al evaluar $\psi(p)$ a algún valor de p , se evalúa la integral numéricamente, usando valores para μ y z del gas bajo consideración, a temperatura del reservorio.

Como ejemplo:

Calcularemos de la Pseudo-presión de Gas $\psi(p)$, para un reservorio con gas de 0.7 de gravedad a 200°F como una función de la presión en el rango 150 a 3,150 psia.

Propiedades del Gas para el Ejemplo

p	μ_g	z	p/ μz	p	μ_g	z	p/ μz
psia	(cp)		psia/cp	psia	(cp)		psia/cp
150	.01238	.9856	12290	1800	.01554	.8745	132500
300	.01254	.9717	24620	1950	.01589	.8708	140900
450	.01274	.9582	36860	2100	.01630	.8684	148400
600	.01303	.9453	48710	2250	.01676	.8671	154800
750	.01329	.9332	60470	2400	.01721	.8671	160800
900	.01360	.9218	71790	2550	.01767	.8683	166200
1050	.01387	.9112	83080	2700	.01813	.8705	171100
1200	.01428	.9016	93205	2850	.01862	.8738	175200
1350	.01451	.8931	104200	3000	.01911	.8780	178800
1500	.01485	.8857	114000	3150	.01961	.8830	181900
1650	.01520	.8795	123400				

Se selecciona $p_{\beta} = 0$ y $p_{\beta} \rightarrow 0$ $p/\mu z \rightarrow 0$

Usando la regla trapezoidal para la integración numérica.

Para $p=150$ psia,

$$\psi(150) = 2 \int_{p_{\beta}}^p (p/\mu z) dp \approx 2 \frac{(p/\mu z)_0 + (p/\mu z)_{150}}{2} (150 - 0)$$

$$\psi(150) = \{2[0 + 12,290]/2\}(150) = 1.844 \times 10^6 \text{ psia}^2/\text{cp}$$

Para $p= 300$ psia,

$$\psi(300) \approx 1.844 \times 10^6 + (12,290 + 24,620)(300 - 150) = 7.38 \times 10^6 \text{ psia}^2/\text{cp}$$

De forma similar se construye esta Tabla que será ploteada obteniendo la **figura 21, Pseudopresión y uz vs. Presión..**

Pseudopresiones para ejemplo

p (psia)	$\psi(p)$ (psia ² /cp)	p (psia)	$\psi(p)$ (psia ² /cp)	p (psia)	$\psi(p)$ (psia ² /cp)
150	1.844×10^6	1,200	1.154×10^8	2,250	3.817×10^8
300	7.381×10^6	1,350	1.451×10^8	2,400	4.291×10^8
450	1.660×10^7	1,500	1.779×10^8	2,550	4.781×10^8
600	2.944×10^7	1,650	2.135×10^8	2,700	5.287×10^8
750	4.582×10^7	1,800	2.518×10^8	2,850	5.807×10^8
900	6.566×10^7	1,950	2.929×10^8	3,000	6.338×10^8
1,050	8.888×10^7	2,100	3.363×10^8	3,150	6.879×10^8

Figura 20.- Ecuacion Teorica Isocronal Modificada
 Determinacion constante b

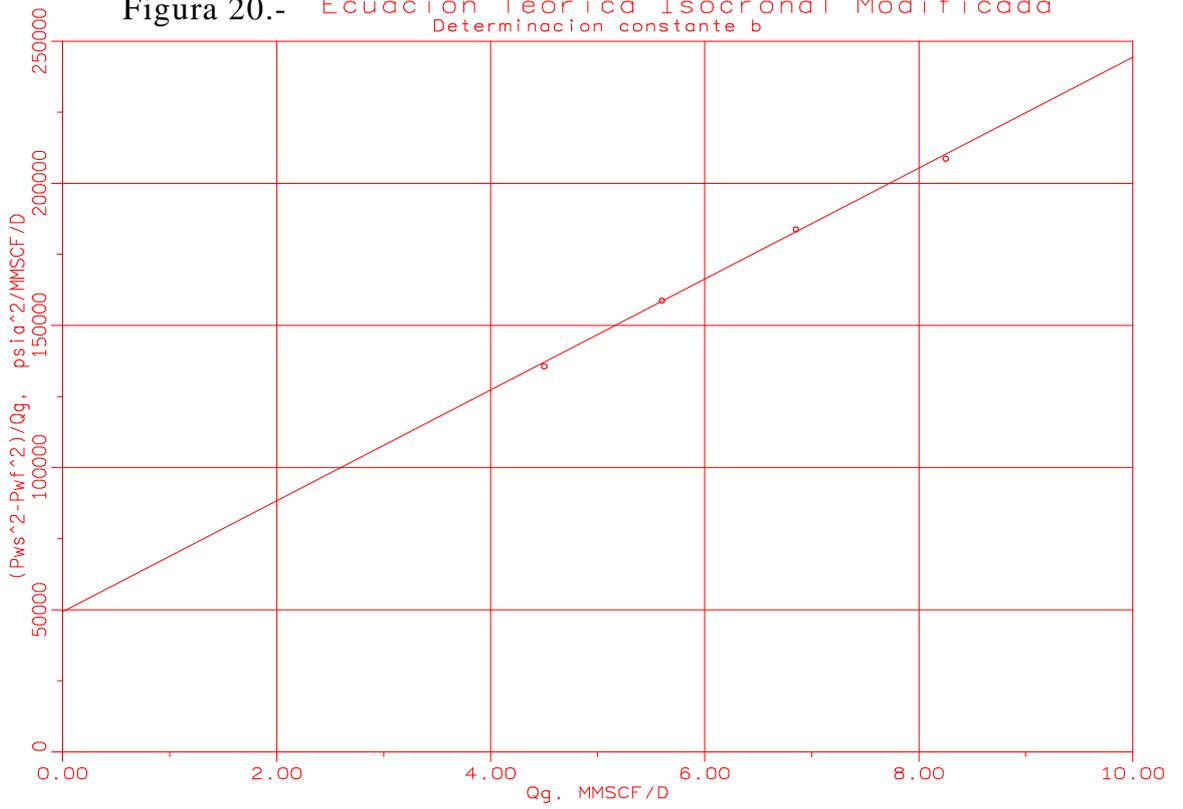
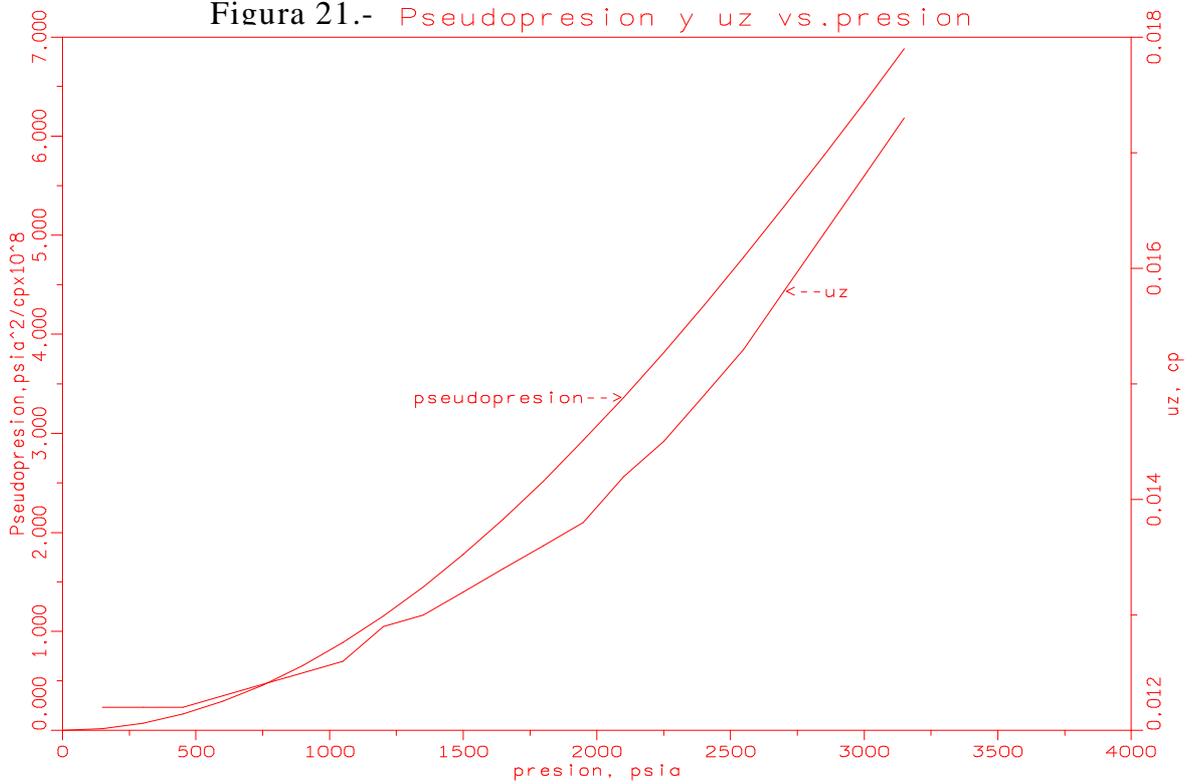


Figura 21.- Pseudopresion y uz vs. presion



5. PROCEDIMIENTO SIMPLIFICADO PARA CÁLCULOS DEL POTENCIAL DE POZOS DE GAS USANDO CURVAS IPR ADIMENSIONALES.-

❖ ALCANCE DEL TRABAJO:

La **figura 22**, muestra la naturaleza de las curvas IPR adimensionales para pozos de petróleo bajo saturados (una sola fase), saturados (dos fases) y flujo de una sola fase de gas. Como se nota en el gráfico, las curvas IPR para flujo de gas y flujo de dos fases gas-aceite, no solamente se encuentran cercanas la una a la otra, sino que también siguen similar tendencia (no lineal). De aquí, que por lo menos intuitivamente, será posible desarrollar un IPR adimensional tipo Vogel, para predecir la performance de producción o el potencial de pozos de gas.

Esta aproximación ha sido investigada y reportada anteriormente, solamente una vez, por Meng. Ellos usaron el concepto de IPR adimensional, para desarrollar curvas de performance de in flujo transientes para análisis de sistemas de producción en reservorios de gas verticalmente fracturados bajo condiciones de flujo darcy. Este estudio extiende el trabajo de Meng al desarrollo de curvas IPR adimensionales para flujo no darcy estabilizado en reservorios de gas no fracturados.

El objetivo es usar estas curvas para actuales y futuras predicciones de potencial de pozos de gas y entonces eliminar la necesidad de pruebas convencionales multipunto.

La idea básica es ofrecer una simple alternativa a los elaborados métodos de pruebas multipuntos corrientemente usados. Es en este aspecto que el presente estudio difiere del de Meng, cuyo principal aspecto era estudiar la sensibilidad del diseño de los parámetros de fractura sobre la performance última del pozo.

❖ EXPOSICIÓN DEL PROBLEMA:

1.- Desarrollar una curva IPR adimensional para pozos de gas, similar a la curva de Vogel, es decir, encontrar una relación entre:

$$\left[\frac{q}{q_{\max}} \right] \quad \text{y} \quad \left[\frac{m(p_{wf})}{m[\bar{p}]} \right]$$

2.- Probar la sensibilidad de esta correlación a parámetros tales como presión, temperatura, gravedad del gas, permeabilidad, radio del hueco, forma y tamaño del área de drenaje.

3.- Desarrollar un método para predecir futuros potenciales de datos de pruebas de flujo actuales, es decir encontrar una correlación entre:

$$\left[\frac{q_{max.f}}{q_{max}} \right] \quad y \quad \left[\frac{m(\bar{p}_f)}{m(\bar{p})} \right]$$

4.- Combinar estas relaciones dentro de un nuevo y simple procedimiento para calcular el potencial de pozos de gas.

❖ **TRATAMIENTO TEORICO:**

La premisa básica es la de un reservorio con las siguientes características:

- i. Homogéneo, isotrópico, no fracturado y con una frontera externa cerrada;
- ii. Pozo Simple y totalmente perforado;
- iii. Prevalen condiciones estabilizadas, es decir, ecuaciones pseudo-estables pueden ser usadas para describir el flujo de gas en el reservorio; y
- iv. Efectos del flujo turbulento son caracterizados por un factor constante de turbulencia D y un skin dependiente del rate Dq .

Bajo estas condiciones, la ecuación de flujo, en unidades de campo es:

$$\left[\frac{m(p_i) - m(p_{wf})}{1422 \frac{qT}{kh}} \right] = \frac{1}{2} \ln \left(\frac{A}{r_w^2} \right) + \frac{1}{2} \ln \left(\frac{2,2458}{C_A} \right) + 2(\pi) t_{DA} + S + Dq \quad (1)$$

Para un volumen de drenaje cerrado, el balance de materia da:

$$\left[\frac{m(p_i) - m(\bar{p})}{1422 \frac{qT}{kh}} \right] = 2(\pi) t_{DA} \quad (2)$$

Combinando estas dos ecuaciones:

$$\left[\frac{m(\bar{p}) - m(p_{wf})}{1422 \frac{qT}{kh}} \right] = \frac{1}{2} \ln \left(\frac{A}{r_w^2} \right) + \frac{1}{2} \ln \left(\frac{2,2458}{C_A} \right) + S + Dq \quad (3)$$

La ecuación de arriba puede ser ahora expresada como la familiar ecuación cuadrática de potencial:

$$m(\bar{p}) - m(p_{wf}) = aq + bq^2 \quad (4)$$

donde los coeficientes a y b son dados por:

$$a = 1637 \frac{T}{kh} \left[\log\left(\frac{A}{r_w^2}\right) + \log\left(\frac{2,2458}{C_A}\right) + 0,87 S \right] \quad (5)$$

$$b = 1422 \frac{T}{kh} D \quad (6)$$

Resolviendo la ecuación (4) y tomando la positiva raíz, para encontrar q :

$$q = \frac{-a + \sqrt{a^2 + 4b[m(\bar{p}) - m(p_{wf})]}}{2b} \quad (7)$$

El Absolute Open Flow Potential (AOFP) es el teórico máximo rate q_{max} y corresponde a cero de presión en la cara de la arena

$$q_{max} = q(p_{wf} = 0) = \frac{-a + \sqrt{a^2 + 4b[m(\bar{p})]}}{2b} \quad (8)$$

Un nuevo grupo adimensional es definido como:

$$\left[\frac{q}{q_{max}} \right] = \frac{-a + \sqrt{a^2 + 4b[m(\bar{p}) - m(p_{wf})]}}{-a + \sqrt{a^2 + 4b[m(\bar{p})]}} \quad (9)$$

que puede también ser expresada en la forma:

$$\left[\frac{q}{q_{max}} \right] = F \left[\frac{m(p_{wf})}{m(\bar{p})} \right] \quad (10)$$

donde F es alguna forma funcional. El objetivo, entonces, es generar los grupos adimensionales $\frac{q}{q_{\max}}$ y $\frac{m(\bar{p}_{wf})}{m(\bar{p})}$ para una variedad de casos y desarrollar una correlación empírica de la forma de la ecuación (10). Esta será entonces el IPR para el Potencial Actual.

Designando las futuras condiciones por la suscripción f , la ecuación (8) puede expresarse como:

$$q_{\max.f} = \frac{-a + \sqrt{a^2 + 4b[m(\bar{p}_f)]}}{2b} \quad (11)$$

Un segundo grupo adimensional es ahora definido como:

$$\left[\frac{q_{\max.f}}{q_{\max}} \right] = \frac{-a + \sqrt{a^2 + 4b[m(\bar{p}_f)]}}{-a + \sqrt{a^2 + 4b[m(\bar{p})]}} \quad (12)$$

Esta ecuación puede expresarse como:

$$\left[\frac{q_{\max.f}}{q_{\max}} \right] = G \left[\frac{m(\bar{p}_f)}{m(\bar{p})} \right] \quad (13)$$

donde G es alguna otra forma funcional. En este caso el objetivo será generar los grupos adimensionales $\frac{q_{\max.f}}{q_{\max}}$ y $\frac{m(\bar{p}_f)}{m(\bar{p})}$ y desarrollar una segunda relación empírica de la forma de la ecuación (13). Esta será entonces el IPR para potenciales futuros.

Anotar que el primer IPR, ecuación (10), relaciona rates de flujo a la presión en la cara de la arena a cualquier presión promedio del reservorio dada.

El segundo IPR, ecuación (13), relaciona la declinación en el AOFP al decrecimiento en la presión promedio del reservorio.

❖ CONSIDERACIONES DE PROGRAMACIÓN:

Con la información teórica de la sección previa como una aproximación a la solución del problema, un programa de computación fue efectuado para lograr estos tres objetivos básicos:

a.- Generar una base de datos de $\frac{q}{q_{\max}}$ y $\frac{m(p_{wf})}{m(\bar{p})}$ para un amplio rango de propiedades de roca y fluido, como los dados en la **tabla I**.

b.- Evaluar los efectos de cambios en las propiedades de la roca y fluidos, sobre el rango dado en la **tabla I**, sobre un IPR adimensional generado para un caso base. Las propiedades del caso base son detallados en la **tabla II**.

c.- Usando las mismas condiciones como en la **tabla I**, generar una base de datos de $\frac{q_{\max.f}}{q_{\max}}$ y $\frac{m(\bar{p}_f)}{m(\bar{p})}$.

Las correlaciones usadas en este programa fueron: Lee para la viscosidad del gas, Hall y Yarborough para el factor Z, Swift y Kiel y Katz y Cornell para el factor de turbulencia.

❖ RESUMEN DE CORRELACIONES Y ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD:

Usando las propiedades de la roca y fluido de la **Tabla I**, un total de 10206 pares de puntos datos de $\frac{q}{q_{\max}}$ y $\frac{m(p_{wf})}{m(\bar{p})}$ fueron generados para todas las combinaciones de las variables estudiadas. Un ploteo disperso de estos datos, indicando una sólida tendencia se muestra en la **figura 23**. La tendencia es similar a la curva IPR adimensional para reservorios de gas en solución de Vogel.

El mejor ajuste de curva para este juego de datos que fue encontrado es:

$$\left[\frac{q}{q_{\max}} \right] = \frac{5}{4} \left\{ 1 - 5 \frac{m(\bar{p}_{wf}) - 1}{m(\bar{p})} \right\} \quad (14)$$

Esta ecuación empírica es la del IPR para calcular el actual potencial y es gráficamente mostrada como una curva IPR adimensional en la **figura 24**.

TABLA I

ROCK, FLUID AND SYSTEM PROPERTIES
USED IN DEVELOPING CORRELATIONS

Pressure	p	7000 .5000 .4500 .3000 .2000 .1000	(<i>psia</i>)
Temperature	T	200 .150 .100	($^{\circ}F$)
Gas gravity	γ_g	1.00 .0.75 .0.50	(<i>air = 1</i>)
Permeability	k	500 .25 .1	(<i>md</i>)
Wellbore radius	r_w	1.00 .0.50 .0.25	(<i>ft</i>)
Drainage area	A	640 .160 .40	(<i>acres</i>)
Shape factor	C_A	31.62 .5.379 .0.098	($^{\circ}$)

(*) The first value of C_A refers to a well in the center of a circle, the second to a well in the center of a 4 x 1 rectangle, and the third to a well three quarter up the bisector of the base in an isocetes triangle.

TABLA II

BASE CASE FOR SENSITIVITY STUDY

Pressure	p	3000 <i>psia</i>
Temperature	T	150 $^{\circ}F$
Gas gravity	γ_g	0.75 (<i>air = 1</i>)
Permeability	k	25 <i>md</i>
Well radius	r_w	0.25 <i>ft</i>
Drainage area	A	640 <i>acres</i>
Shape factor	C_A	31.62

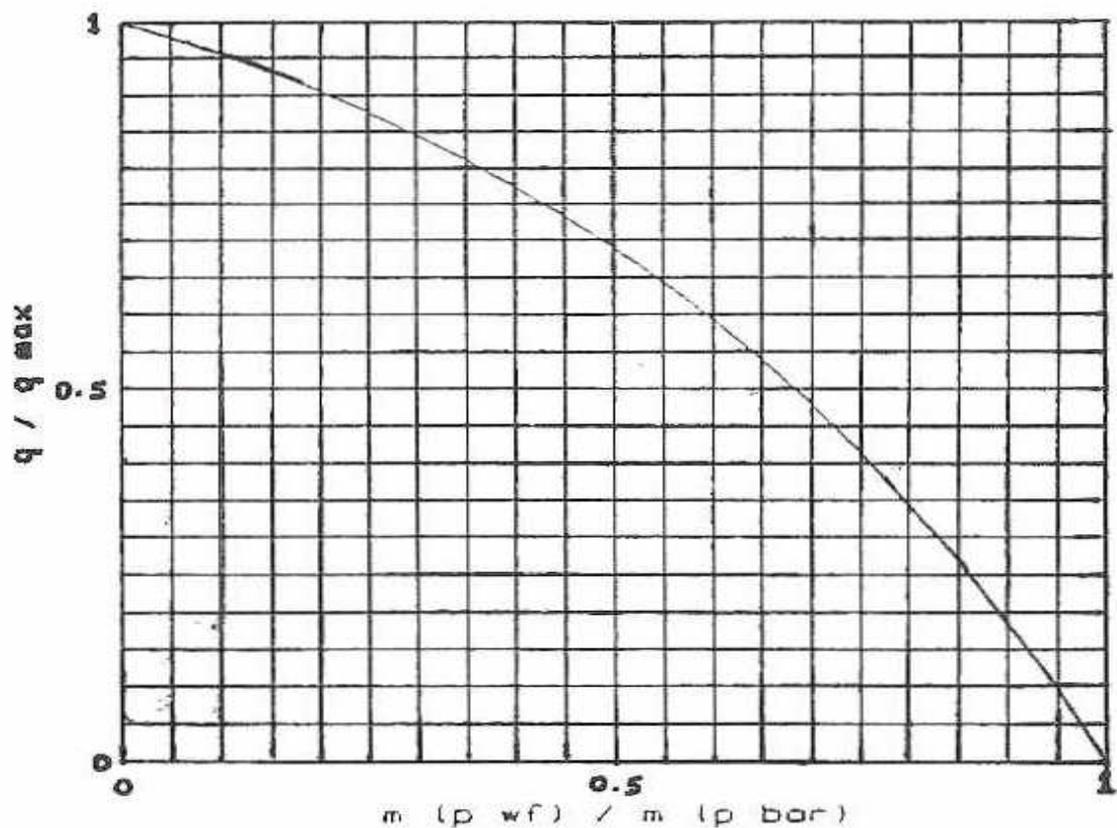


Figura 24.- IPR adimensional para condiciones actuales. Mejor curva

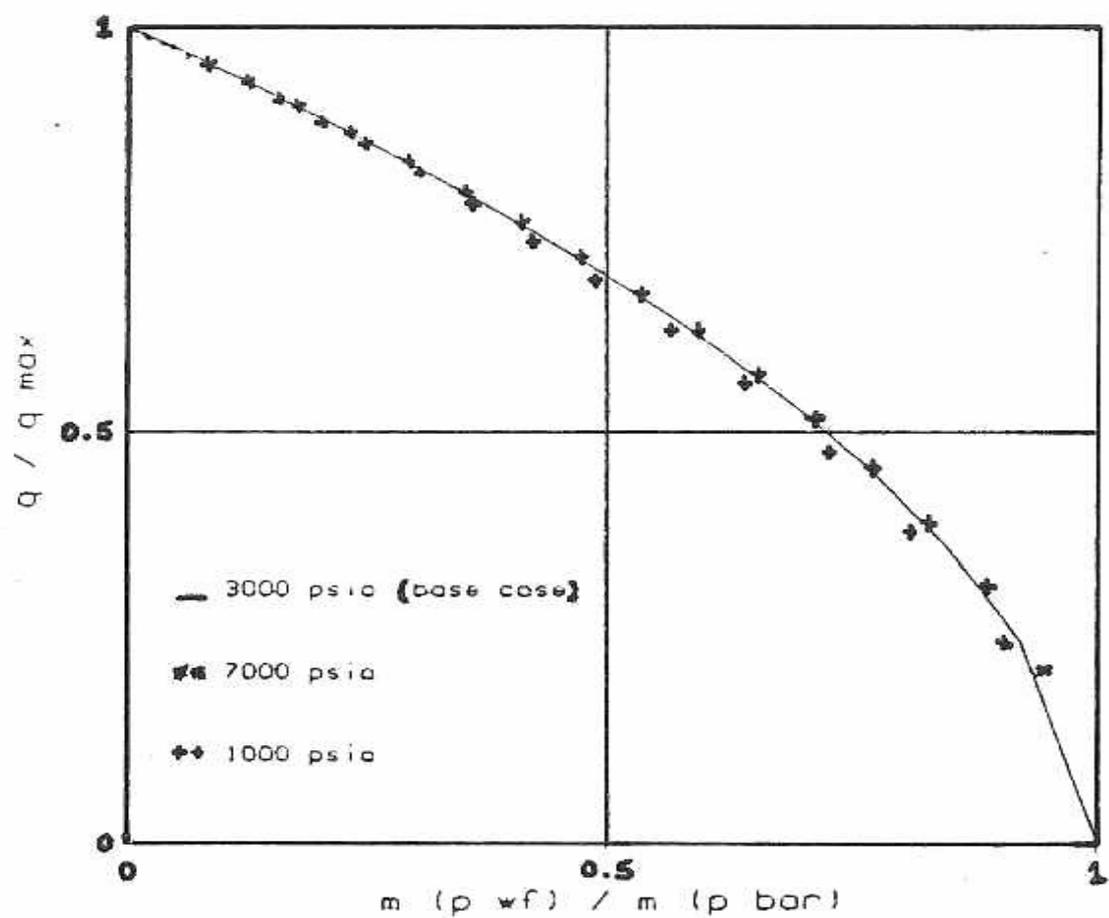


Figura 25.- Analisis de sensibilidad - efecto de las presiones.

Un caso base fue seleccionado para análisis de sensibilidad, con propiedades como las dadas en la tabla II. Cada una de las variables fue cambiada dentro de un rango para ver el efecto sobre un IPR adimensional calculado con las propiedades del caso base. Estos resultados son mostrados en las **figuras de la 25 a la 31**.

El corrimiento de las curvas IPR cuando la presión declina es debido esencialmente a la declinación en la energía disponible del reservorio (y de aquí el potencial) y sigue la tendencia anotada por Vogel.

La divergencia causada por cambios en la permeabilidad y en el radio del hueco es probablemente debido a la asociada variación en el factor turbulencia D. A menor permeabilidad y mayor radio del hueco, es mas alto el efecto del flujo no-darcy cerca del hueco y por consiguiente menor el potencial del pozo.

Sin embargo, a pesar del uso de un muy amplio juego de datos de propiedades físicas (**Tabla I**), el agrupamiento de puntos datos en una pequeña banda (**figura 23**), así como los resultados de análisis de sensibilidad, llevan a generar IPR adimensionales como los dados en la ecuación (14) o **figura 24** – independientemente del particular sistema de reservorio de gas bajo estudio.

Esto es similar en naturaleza al IPR de Vogel para reservorios de gas en solución y son entonces las respuestas al primer y segundo objetivo de este estudio.

Basados en los seis diferentes niveles de presión usados en desarrollar este IPR , un juego de datos incluyendo 1701 puntos de $\frac{q_{\max.f}}{q_{\max}}$ y $\frac{m(\bar{p}_f)}{m(\bar{p})}$ fue generado y es plotado como **figura 32**.

La ecuación que permite el mejor ajuste a la curva fue obtenida como:

$$\left[\frac{q_{\max.f}}{q_{\max}} \right] = \frac{5}{3} \left\{ 1 - 0,4 \frac{m(\bar{p}_f)}{m(\bar{p})} \right\} \quad (15)$$

Esta ecuación empírica es la del IPR para calcular futuros potenciales de los pozos de gas y es mostrada gráficamente como una curva adimensional IPR en la **figura 33**.

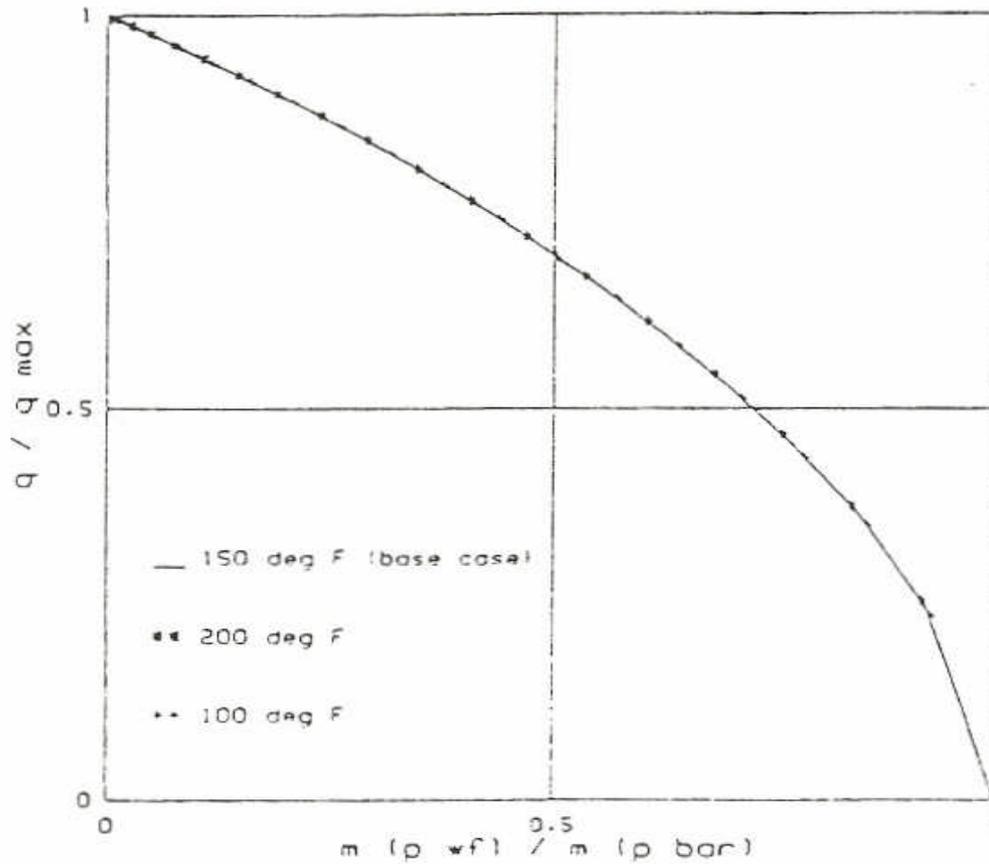


Figura 26.- Analisis de sensibilidad - efecto de la temperatura-

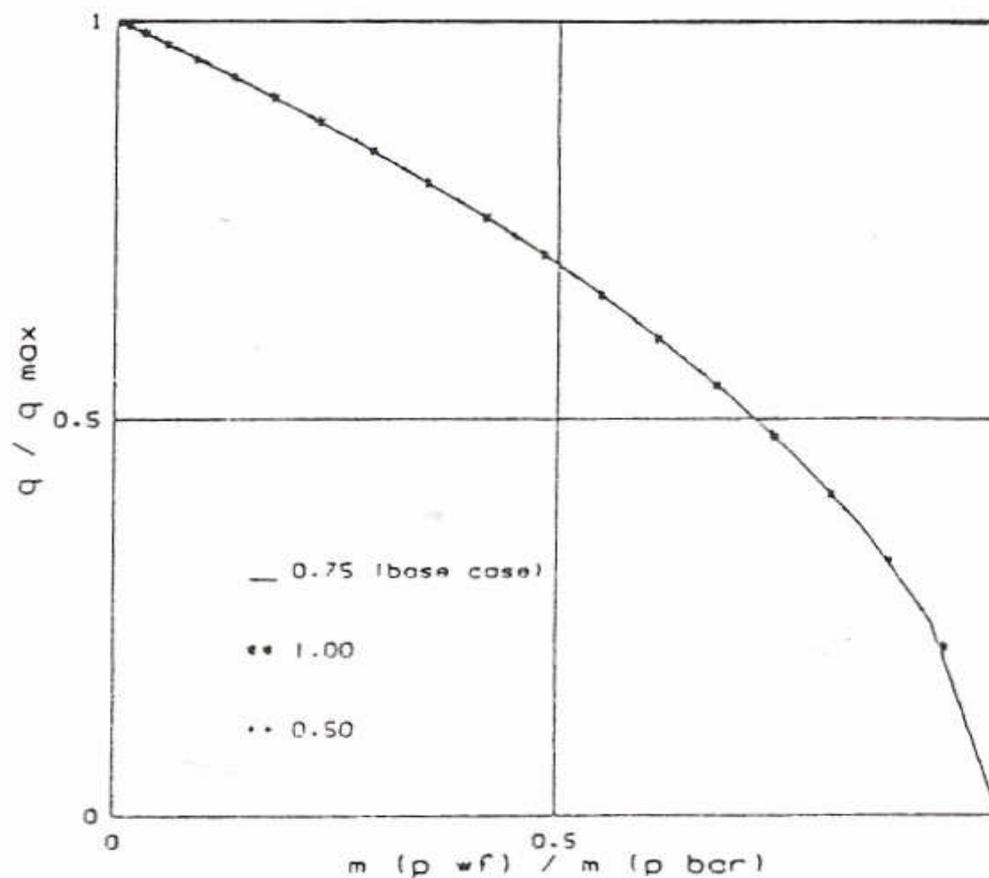


Figura 27.- Analisis de sensibilidad - efecto de la gravedad del gas.

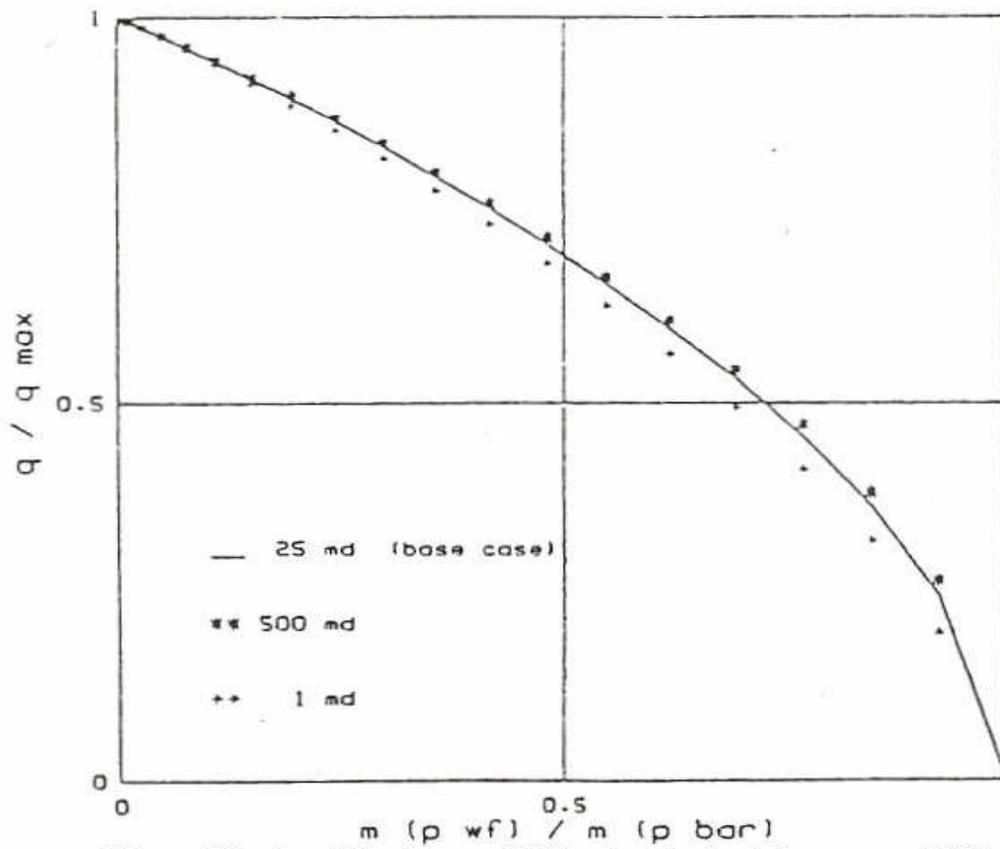


Figura 28.- Analisis de sensibilidad - efecto de la permeabilidad.

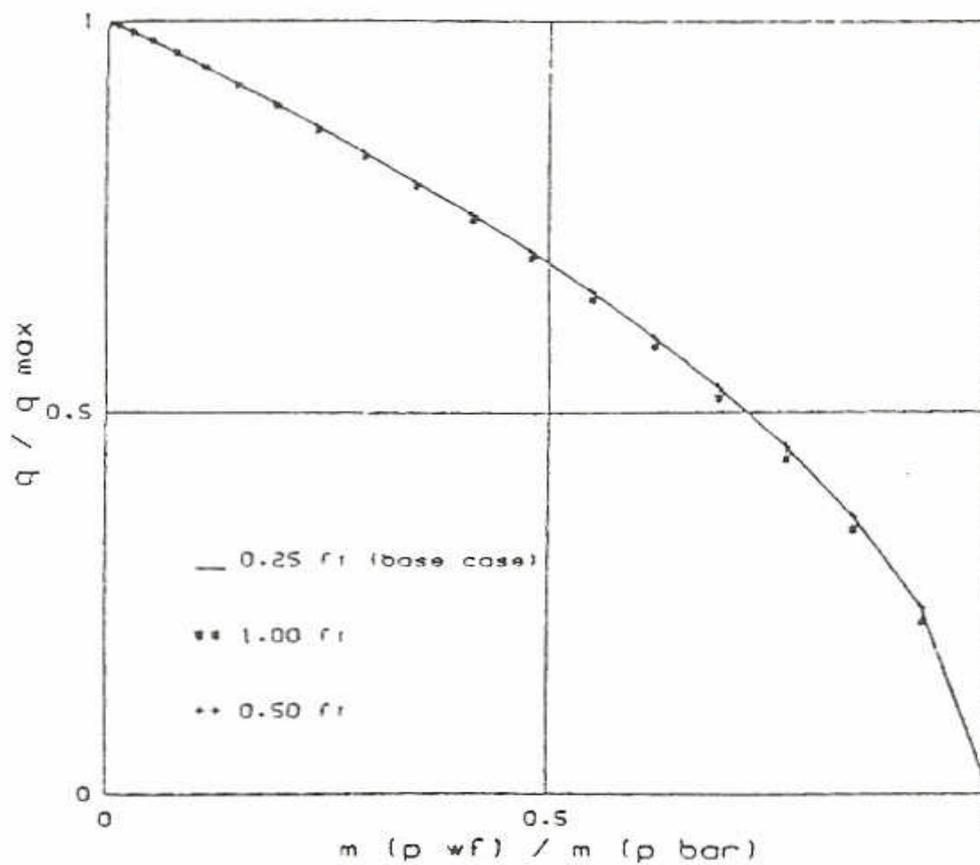


Figura 29.- Analisis de sensibilidad - efecto del radio del hueco

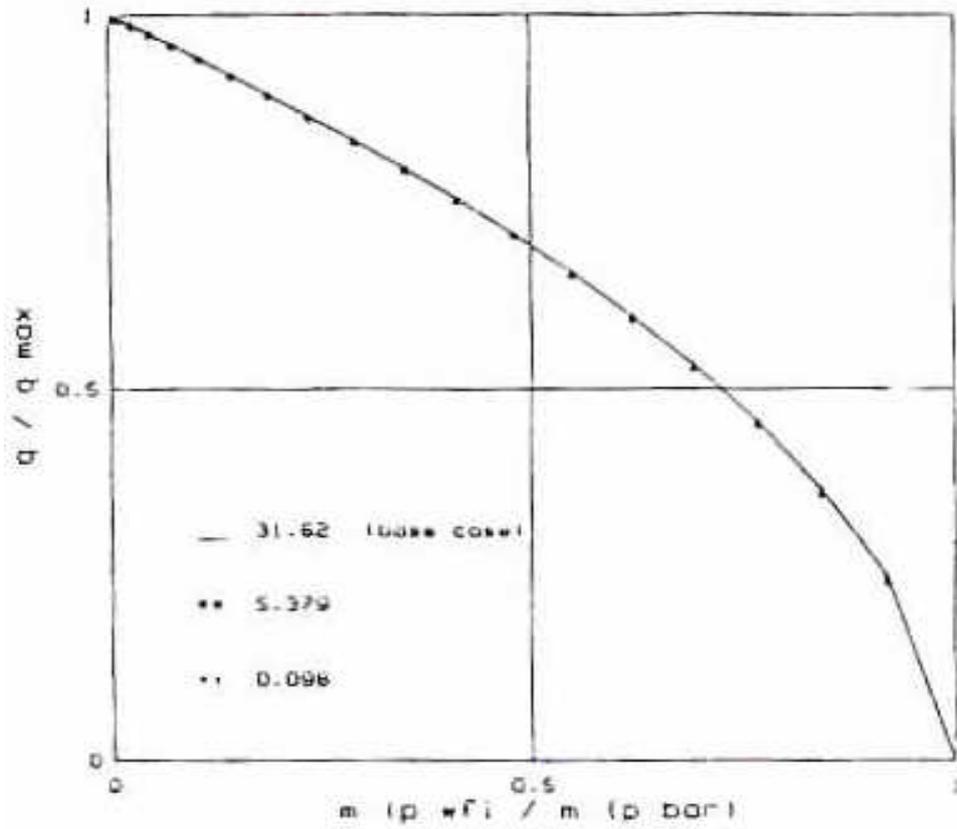


Figura 30.- Analisis de sensibilidad -efecto forma de drenaje

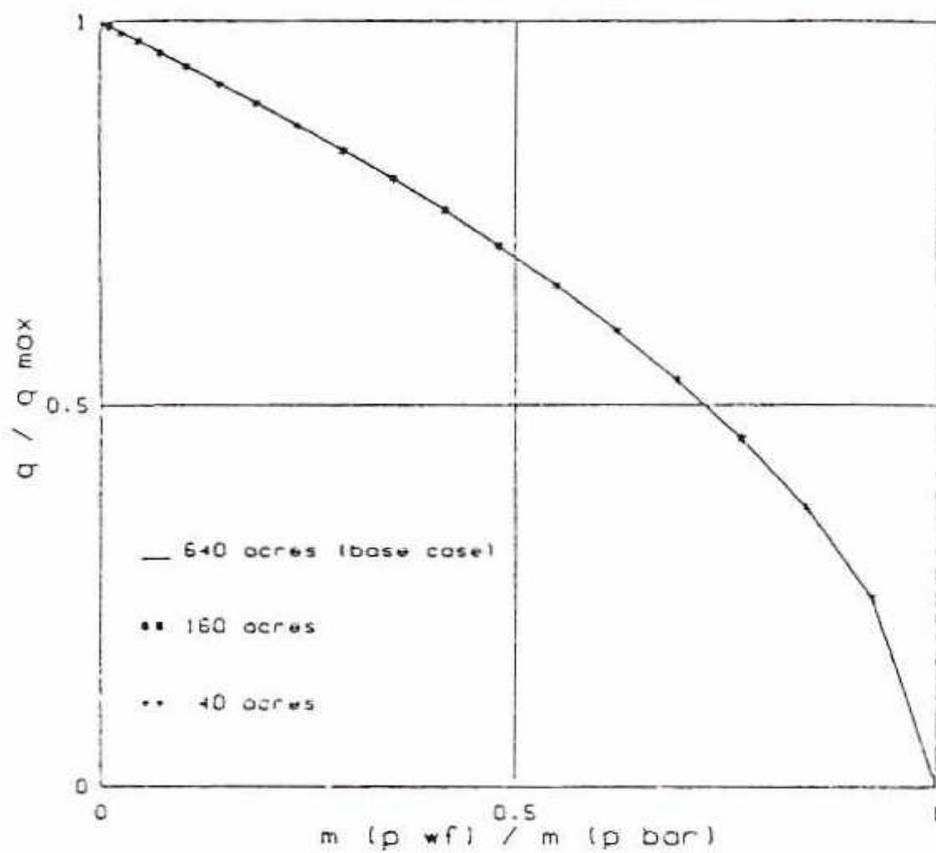


Figura 31.- Análisis de sensibilidad - efecto área de drenaje

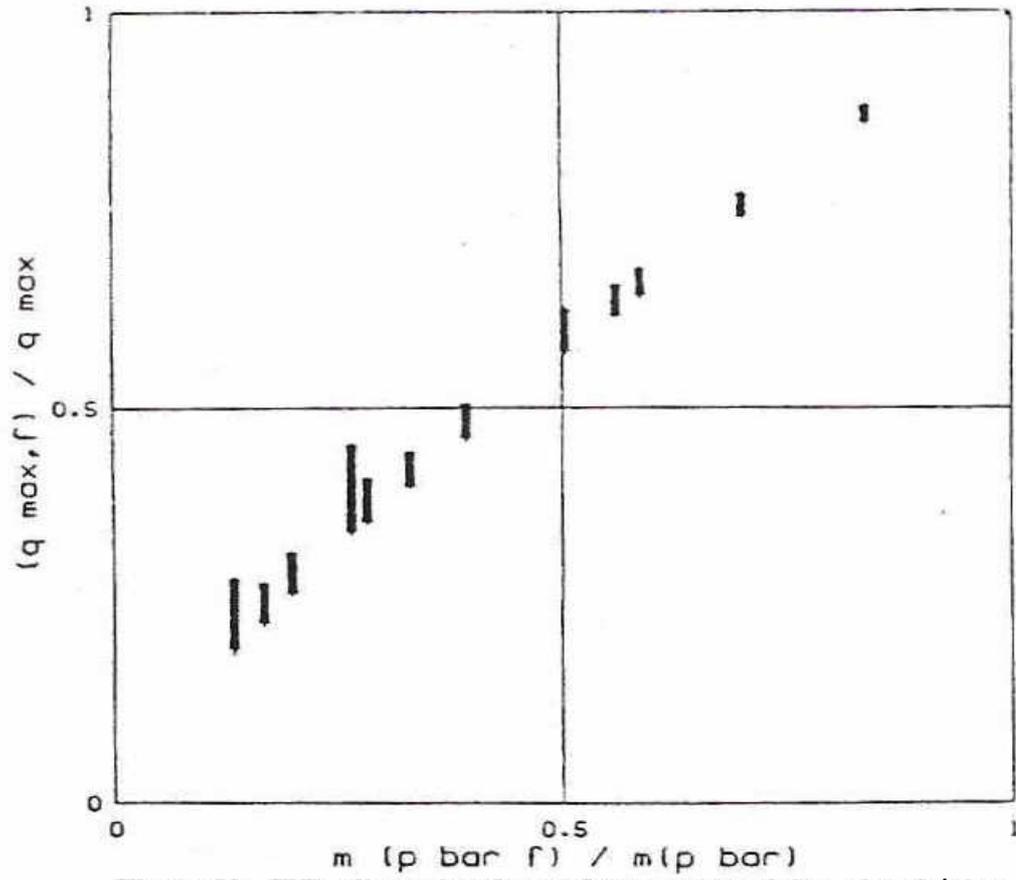


Figura 32.- IPR adimensional para futuros potenciales - data básica.

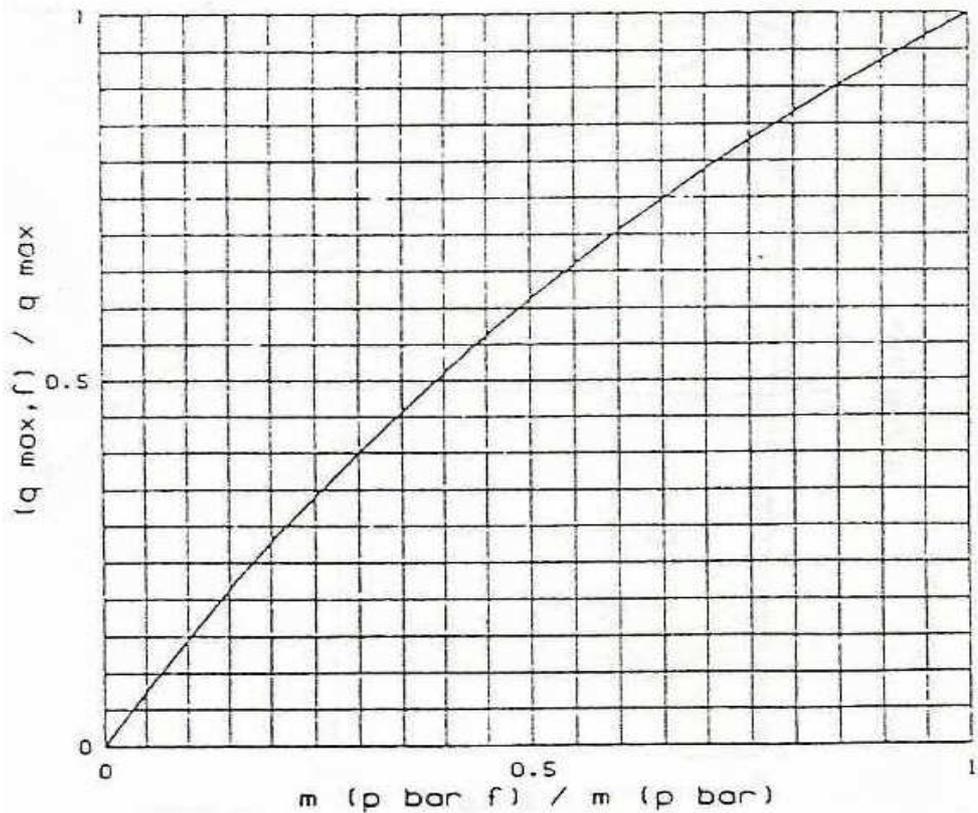


Figura 33.- IPR adimensional para futuros potenciales - mejor curva obtenida.

El desarrollo de este IPR es único, ya que no hay otra relación empírica que haya sido reportada para calcular futuros potenciales para sistemas de dos fases (gas-aceite) o para sistemas de gas de una sola fase. Sin embargo, el limitado espaciamiento en los datos (**figura 32**) a pesar del rango de las propiedades de la roca y fluidos usados, es indicación positiva de una correlación significativa. Siendo esta la respuesta al tercer objetivo del estudio.

❖ **NUEVA METODOLOGÍA PARA EL CÁLCULO DE POTENCIALES:**

Sobre la base de las curvas IPR adimensionales desarrolladas en este estudio (**figura 24 y figura 33**), es posible un análisis simplificado de datos de prueba de un pozo de gas para cálculo de potenciales.

La necesidad de una prueba convencional multipuntos es eliminada y la información básica requerida se reduce a:

a.- Una tabla de $p - m(p)$, calculada usando $p - \mu - Z$ datos de experimentos y/o correlaciones; y

b.- un estimado del rate estabilizado q , y las correspondientes presiones p_{wf} y \bar{p} . Estos son mas convenientemente obtenidos de una prueba buildup o de una prueba de flujo de un solo punto.

6. APLICACIÓN DEL PROCEDIMIENTO SIMPLIFICADO A POZOS DE GAS NATURAL.

❖ CÁLCULOS PARA EL POTENCIAL ACTUAL:

La aproximación etapa por etapa para cálculos de potencial con el método propuesto es ahora delineada.

a.- Conociendo \bar{p} y p_{wf} calcular $[m(p_{wf})/m(\bar{p})]$.

b.- De la **figura 24** ó ecuación 14, estimar $[q/q_{max}]$.

c.- Conociendo q , calcular AOFD como:

$$AOFD = q_{max} = \frac{q}{[q/q_{max}]}$$

d.- A cualquier otra presión en la cara de la arena p_{wf}' , encontrar el rate de flujo q' , primero calculando $[m(p_{wf}')/m(\bar{p})]$.

Entonces de la **figura 24** o de la ecuación 14, estimar $[q'/q_{max}]$.

El potencial es entonces calculado como:

$$q' = q_{max} \left[\frac{q'}{q_{max}} \right]$$

❖ CÁLCULOS PARA FUTUROS POTENCIALES DE FLUJO:

a.- Dada una futura presión promedio \bar{p}_f y conociendo la presión promedio actual \bar{p} , calcular $[m(\bar{p}_f)/m(\bar{p})]$.

b.- Usando la **figura 33** o la ecuación 15, estimar $[q_{max,f}/q_{max}]$.

c.- Conociendo el actual AOFP q_{max} , calcular los futuros AOFP como:

$$q_{max.f} = q_{max} \left[\frac{q_{max.f}}{q_{max}} \right]$$

d.- A cualquier presión futura en la cara de la arena $p_{wf,f}$, si el rate de flujo q_f es deseado, primero calcular $[m(p_{wf,f})/ m(\bar{p}_f)]$.

Entonces de la **figura 24** o de la ecuación 14, estimar $[q_f/ q_{max.f}]$.

El potencial puede ser finalmente calculado como:

$$q_f = q_{max.f} \left[\frac{q_f}{q_{max.f}} \right]$$

❖ VALIDACIÓN CON DATOS DE CAMPO.

En orden a validar el método propuesto con datos de campo, 20 pruebas de contrapresión de reservorios de gas seco fueron seleccionadas de los files de Texas Railroad Commission. Información acerca del actual Absolute Open Flow Potential (AOFP) fue disponible de las formas G-1 en cada caso.

La curva de potencial estabilizado fue entonces usada para calcular los futuros AOFP, a una arbitraria presión futura promedio del reservorio. Estos dos parámetros, actual y futuro AOFP, fueron entonces usados como criterio de comparación.

La **figura 34** muestra la comparación entre lo predicho y los valores del AOFP del file para las condiciones actuales, y la **figura 35** lo mismo para las condiciones futuras.

❖ **DISCUSIÓN DE RESULTADOS:**

De las **figuras 34 y 35**, las comparaciones entre los valores históricos del AOFP y los valores calculados parecen razonables. Los valores pronosticados son algo más bajos que los históricos, pero el orden de aproximación obtenido es aceptable desde un práctico punto de vista.

La divergencia en la predicción de los valores del AOFP es atribuida al hecho de que muchos de los datos de contrapresión son probablemente de los datos de flujo del período transiente, contrario al modelo usado en este trabajo que asume flujo estabilizado.

La prueba de contrapresión en la práctica consiste típicamente de un cierre de 24 horas y cuatro períodos de flujo de 60 minutos, que preceden al flujo estabilizado para muchos pozos de gas, a no ser que la permeabilidad sea extremadamente alta (en el rango de darcys). Debido a esta limitación, no ha sido posible obtener datos de contrapresión estabilizados de pruebas de campo y por tanto una mejor comparación con el método propuesto no ha sido posible.

❖ **NOMENCLATURA :**

a	<i>coeficiente de deliverabilidad</i>	$((psi)^2 / cp-MCFD)$
A	<i>área de drenaje</i>	(ft^2)
$AOFP$	<i>absolute open flor potencial</i>	$(MCFD)$
b	<i>coeficiente de deliverabilidad</i>	$((psi)^2 / cp-MCFD^2)$
c_t	<i>compresibilidad total del sistema</i>	$(psi)^{-1}$
C_A	<i>factor de forma</i>	
D	<i>factor de turbulencia</i>	$(MCFD^{-1})$
h	<i>arena neta</i>	(ft)
k	<i>permeabilidad del reservorio</i>	(md)
$m(p)$	<i>pseudo presión - gas real, $2 \int_0^p \frac{p}{uz} dp$</i>	$((psi)^2 / cp)$

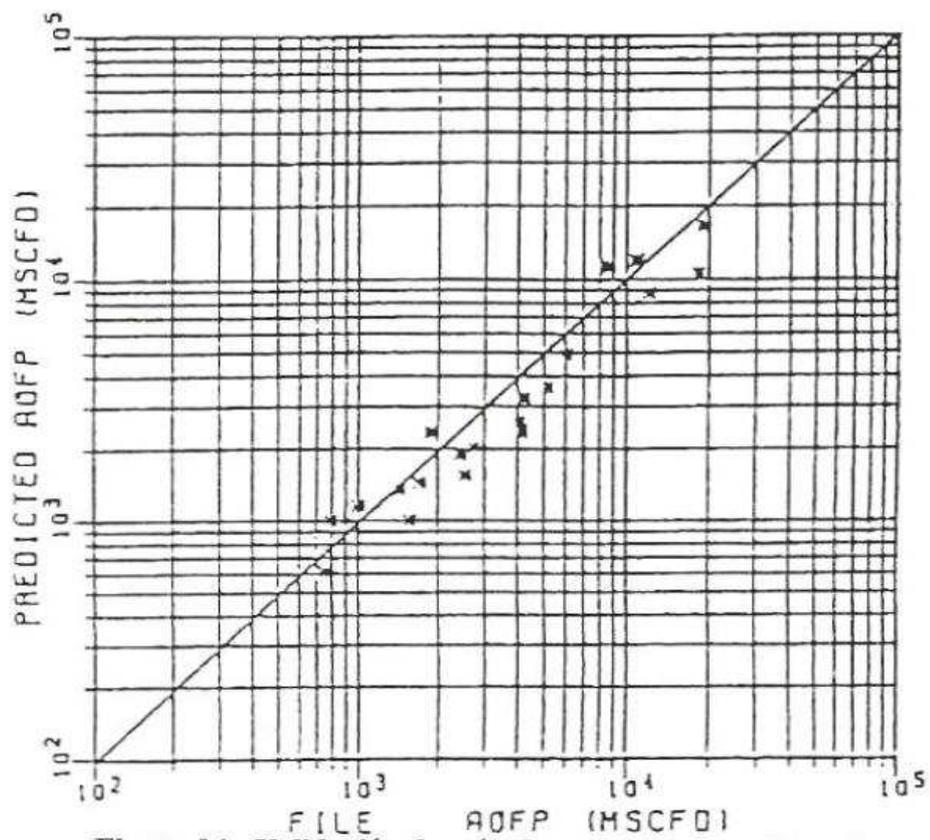


Figura 34.- Validación de método propuesto con datos de campo para las condiciones actuales.

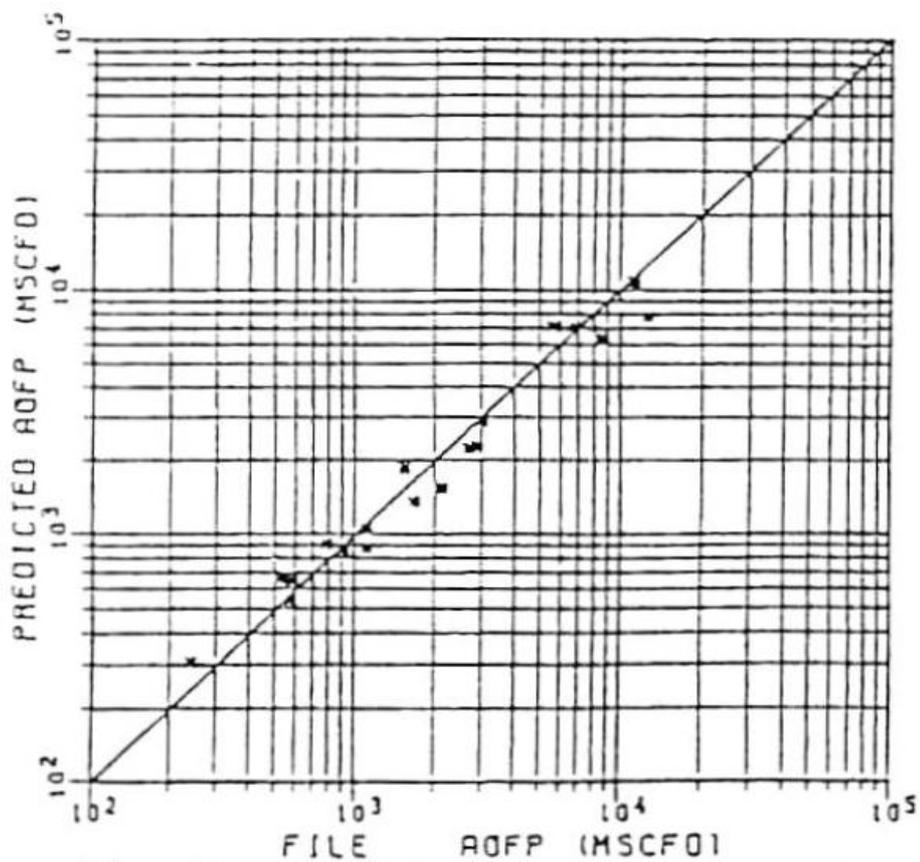


Figura 35.- Validación de método propuesto con datos de campo para las condiciones futuras.

p	<i>presión</i>	(psia)
p_i	<i>presión inicial</i>	(psia)
\bar{p}	<i>presión promedia actual</i>	(psia)
\bar{p}_f	<i>presión promedia futura</i>	(psia)
p_{wf}	<i>presión fluyente de fondo actual</i>	(psia)
$p_{wf,f}$	<i>presión fluyente de fondo futura</i>	(psia)
q	<i>caudal de gas a condiciones actuales</i>	(MCFD)
q_f	<i>caudal de gas a condiciones futuras</i>	(MCFD)
q_{max}	<i>AOFP actual</i>	(MCFD)
$q_{max,f}$	<i>AOFP futuro</i>	(MCFD)
r_w	<i>radio del hueco</i>	(ft)
S	<i>factor skin</i>	
t	<i>tiempo de flujo</i>	(hr)
t_{DA}	<i>tiempo adimensional respecto al área de drenaje.</i>	
	$= \frac{2.64 \times 10^{-4} k t}{\phi \mu c_t A}$	
T	<i>temperatura del reservorio</i>	(°R)
z	<i>factor de compresibilidad del gas</i>	
Φ	<i>porosidad</i>	
μ	<i>viscosidad del gas</i>	(cp)

7. CÁLCULOS DE CAPACIDAD DE PRODUCCION DE POZOS DE GAS NATURAL CON DATOS DE CAMPO.-

En esta tesis, el objetivo del **Método Simplificado propuesto**, utilizando curvas adimensionales, es obtener los resultados de los siguientes parámetros:

- El AOFP a las condiciones actuales (\bar{P})
- Potenciales a una p_{wf} .
- AOFP a una futura presión promedio \bar{P}_f
- Potenciales a una futura $p_{wf,f}$.

En este capítulo, usando este **Procedimiento Simplificado**, se realizan los Cálculos de Potenciales de Producción para dos Casos Reales de Pozos de Gas Seco del Noroeste del Perú. Para ambos casos los datos requeridos mostrados, son obtenidos de pruebas efectuadas en campo.

7.1. CASO 1.-

Una prueba de flujo fue tomada en un pozo de gas del Noroeste Peruano.

Se puso a producción el pozo a un rate de **7.20 MMCFD**.

La presión en la cara de la arena estabilizada al final de la prueba de flujo fue **1155 psia**

La presión promedio del reservorio actual es de **1930 psia**.

A demás se tiene que la gravedad específica del gas es **0.61** y la temperatura de fondo del pozo es **120° F**.

PROCEDIMIENTO DE CÁLCULO USANDO EL MÉTODO SIMPLIFICADO PARA CÁLCULOS DEL POTENCIAL DE POZOS DE GAS USANDO CURVAS IPR ADIMENSIONALES.-

Desarrollaremos la solución de este caso utilizando este procedimiento.

Usando estos datos, la siguiente tabla fue calculada y tabulada como se indica:

Temperatura de Fondo 120 °F. y Gravedad Especifica del gas: $\gamma_g = 0.61$

De la Prueba de flujo:

$$q = 7.20 \text{ MMSCFD}$$

$$P_R = 1930 \text{ psia}$$

$$P_{wf} = 1155 \text{ psia}$$

TABLA I: IPR ACTUAL EN BASE A PSEUDOPRESIONES.

P (psia)	Z	μ (cp)	$2p/\mu z$ (psia/cp)	$(2p/\mu z)_{avg}$ (psia/cp)	$(2p/\mu z)_{avg} * \Delta P$ (psia ² /cp)	$m(p)$ (psia ² /cp)	$m(p_{wf})/m(p_r)$	De la Fig. 24: q/q_{max}	q MMSCFD
1930	0.841	0.0154	297,985.6	278,353.7	91,856,713.5	309,597,095	1.00	0	0.00
1600	0.853	0.0145	258,721.8	231,240.6	92,496,222.6	217,740,382	0.70	0.48	4.37
1200	0.879	0.0134	203,759.4	200,239.7	9,010,788.7	125,244,159	0.40	0.77	7.02
1155	0.883	0.0133	196,720.1	184,495.1	28,596,744.4	116,233,370	0.38	0.79	7.20
1000	0.897	0.0130	172,270.1	156,156.9	31,231,387.5	87,636,626	0.28	0.85	7.75
800	0.914	0.0125	140,043.8	105,517.5	42,206,995.7	56,405,239	0.18	0.92	8.38
400	0.955	0.0118	70,991.2	35,495.6	14,198,243.0	14,198,243	0.05	0.98	8.93
0			0.0	0.0	0.0	0	0.00	1	9.11

Procederemos al Cálculo de Potenciales de producción para este Pozo de Gas Seco:

➔ **Para Potenciales actuales tenemos:**

- *El AOFP a las condiciones actuales ($\bar{P} = 1930$ psia)*

De la tabla I, tenemos, para:

$$p_{wf} = 1155 \text{ psia} \quad \Rightarrow \quad m(p_{wf}) = 116 \text{ MM (psi)}^2 / \text{cp}$$

$$\bar{P} = 1930 \text{ psia} \quad \Rightarrow \quad m(\bar{P}) = 309 \text{ MM (psi)}^2 / \text{cp}$$

Dividimos:

$$\frac{m(p_{wf})}{m(\bar{P})} = \frac{116}{309} = 0.38 \quad (\text{También se puede ver en la tabla I})$$

Usamos la **figura 24** y leemos:

$$\Rightarrow \quad \frac{q}{q_{max}} = 0.79 \quad (\text{También se puede ver en la tabla I})$$

Por lo tanto el **AOFP Actual** será:

$$AOFP_{actual} = q_{max} = \frac{q}{\frac{q}{q_{max}}} = \frac{7.20}{0.79} = 9.11 \text{ MMSCFD} \quad (\text{Ver tabla I})$$

- **Potencial a la p_{wf}' de 1000 psia.**

También podemos Calcular Potenciales (Rates) de Producción a diferentes Presiones de flujo:

De la tabla I, tenemos, para:

$$p_{wf}' = 1000 \text{ psia} \quad \Rightarrow \quad m(p_{wf}') = 87 \text{ MM}(\text{psi})^2 / \text{cp}$$

$$\bar{p} = 1930 \text{ psia} \quad \Rightarrow \quad m(\bar{p}) = 309 \text{ MM}(\text{psi})^2 / \text{cp}$$

Dividimos:

$$\frac{m(p_{wf}')}{m(\bar{p})} = \frac{87}{309} = 0.28 \quad (\text{También se puede ver en la tabla I})$$

Usamos la **figura 24** y leemos:

$$\Rightarrow \quad \frac{q'}{q_{\max}} = 0.85 \quad (\text{También se puede ver en la tabla I})$$

$$\Rightarrow q' = q_{\max} \times \frac{q'}{q_{\max}} = (9.11)(0.86) = 7.83 \text{ MMCFD} \quad (\text{Ver tabla I})$$

Si continuamos con el Cálculo de Potenciales (Rates) de Producción a diferentes Presiones de flujo como se observa en la **tabla I - IPR Actual en base a Pseudopresiones**; podemos obtener la **Curva IPR Actual** de este pozo de Gas Seco. Esta curva o IPR Actual de este pozo se ha ploteado y se muestra gráficamente en la **figura 36**.

Para Potenciales futuros tenemos:

- **AOFP a una futura presión promedio $\bar{p}_f = 1600 \text{ psia}$.**

Usando los datos anteriores pero considerando esta futura presión promedio, la siguiente tabla fue calculada y tabulada como sigue:

CASO 1 - CURVAS IPR POZO GAS SECO - NOROESTE PERÚ
MÉTODO SIMPLIFICADO

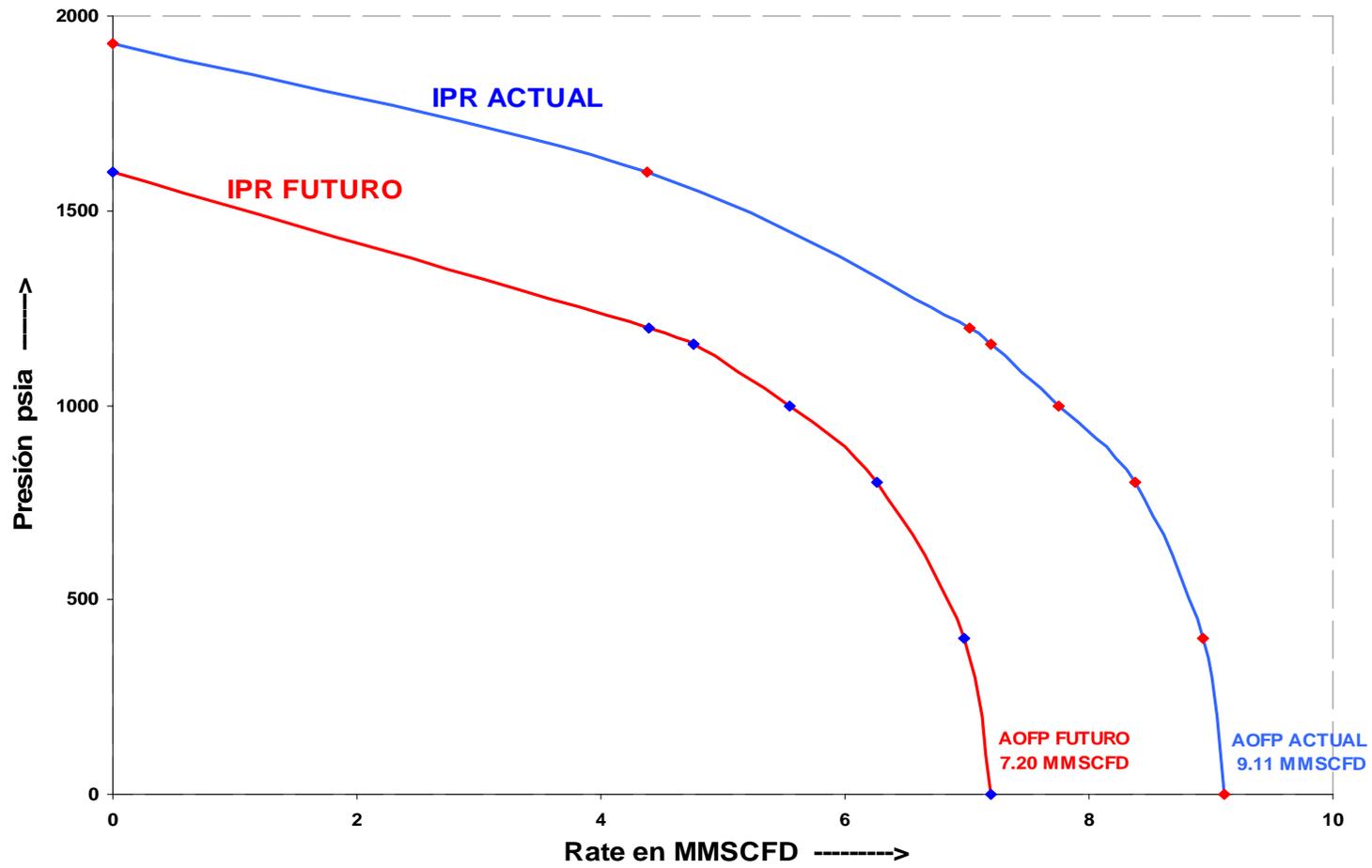


Figura 36

TABLA II: IPR FUTURO EN BASE A PSEUDOPRESIONES

P (psia)	Z	μ (cp)	$2p/\mu z$ (psia/cp)	$(2p/\mu z)_{avg}$ (psia/cp)	$(2p/\mu z)_{avg} * \Delta P$ (psia ² /cp)	m(p) (psia ² /cp)	$m(p_{wf})/m(p_r)$	De la Fig. 24: q/q _{max}	q MMSCFD
1600	0.853	0.0145	258,721.8	231,240.6	92,496,222.6	217,740,382	1.00	0	0
1200	0.879	0.0134	203,759.4	200,239.7	9,010,788.7	125,244,159	0.58	0.61	4.39
1155	0.883	0.0133	196,720.1	184,495.1	28,596,744.4	116,233,370	0.53	0.66	4.75
1000	0.897	0.0130	172,270.1	156,156.9	31,231,387.5	87,636,626	0.40	0.77	5.54
800	0.914	0.0125	140,043.8	105,517.5	42,206,995.7	56,405,239	0.26	0.87	6.26
400	0.955	0.0118	70,991.2	35,495.6	14,198,243.0	14,198,243	0.07	0.97	6.98
0			0.0	0.0	0.0	0	0.00	1	7.20

De la tabla I, tenemos, para:

$$\bar{p}_f = 1600 \text{ psia} \Rightarrow m(\bar{p}_f) = 218 \text{ MM}(\text{psi})^2 / \text{cp}$$

$$\bar{p} = 1930 \text{ psia} \Rightarrow m(\bar{p}) = 309 \text{ MM}(\text{psi})^2 / \text{cp}$$

Dividimos:

$$\Rightarrow \frac{m(\bar{p}_f)}{m(\bar{p})} = \frac{218}{309} = 0.70$$

Usamos la **figura 33** y leemos:

$$\Rightarrow \frac{q_{\max.f}}{q_{\max}} = 0.79$$

De donde obtenemos el **AOFP Futuro**, que esta en relación con el AOFP actual.

$$AOFP_{\text{futuro}} = q_{\max.f} = q_{\max} \times \frac{q_{\max.f}}{q_{\max}} = (9.11)(0.79) = 7.20 \text{ MMCFD}$$

- **Potencial a una futura p_{wff} de 1155 psia.**

También en este caso podemos calcular Potenciales (Rates) Futuros de Producción a diferentes Presiones de Flujo Futuras.:

De la tabla II, tenemos, para:

$$p_{wff} = 1155 \text{ psia} \quad \Rightarrow \quad m(\bar{p}_{wff}) = 116 \text{ MM}(\text{psi})^2 / \text{cp}$$

$$\bar{p}_f = 1600 \text{ psia} \quad \Rightarrow \quad m(\bar{p}_f) = 218 \text{ MM}(\text{psi})^2 / \text{cp}$$

Dividimos:

$$\Rightarrow \frac{m(\bar{p}_{wff})}{m(\bar{p}_f)} = \frac{116}{218} = 0.53 \quad (\text{También se puede ver en la tabla II})$$

Usamos la **figura 24** y leemos:

$$\Rightarrow \frac{q_f}{q_{\max.f}} = 0.66 \quad (\text{También se puede ver en la tabla II})$$

$$\Rightarrow q_f = q_{\max.f} \times \frac{q_f}{q_{\max.f}} = (7.23)(0.66) = 4.75 \text{ MMCFD}$$

(Ver tabla II)

En este caso de igual modo, si calculamos los Potenciales (Rates) Futuros de Producción a diferentes Presiones de flujo futuras, como se observa en la **tabla II – IPR Futuro en base a Pseudopresiones**; podemos obtener la **Curva IPR Futura** de este pozo de Gas Seco.

Esta curva o IPR Futuro de este pozo se ha ploteado y se muestra gráficamente en la misma **figura 36** a modo de comparación.

7.2. CASO 2.-

POZO DE GAS SECO EN LA ZONA DEL ZOCALO - CUENCA PROGRESO.-

Este Pozo de Gas Natural No Asociado fue perforado por la Compañía Belco el año 1982, desde la Plataforma CX-11, con el nombre de Pozo Descubridor CX11-16X Corvina.

La perforación alcanzó la profundidad total de 8,684 pies.

El intervalo productivo se encontró de 6,110' a 6,240' en la formación Zorritos.

Fue necesario probar el pozo, mediante Prueba Isocronal Modificada con una de flujo extendido.

La Prueba Isocronal Modificada se llevo a cabo con cuatro flujos y cierres de 12 horas cada uno, como se muestra en la **figura 37**.

La prueba de flujo extendido con estrangulador de 3/8" se efectuó a un rate promedio de 9.2 MMSCFD.

A demás tenemos que la gravedad especifica del gas es **0.56** y la temperatura de fondo de **145° F**.

Los resultados obtenidos para esta prueba se muestran a continuación:

Rate	Presión Reservorio	Presión Fluyente
<u>MMSCFD</u>	<u>Pr psi</u>	<u>Pwf psi</u>
Prueba Isocronal Modificada		
5	3262	3115
9.5	3258	2906
13.5	3252	2702
16.6	3244	2487
Prueba Flujo Extendido		
9.2	3260	2900

PRUEBA ISOCRONAL MODIFICADA-POZO GAS CX11-16X CORVINA

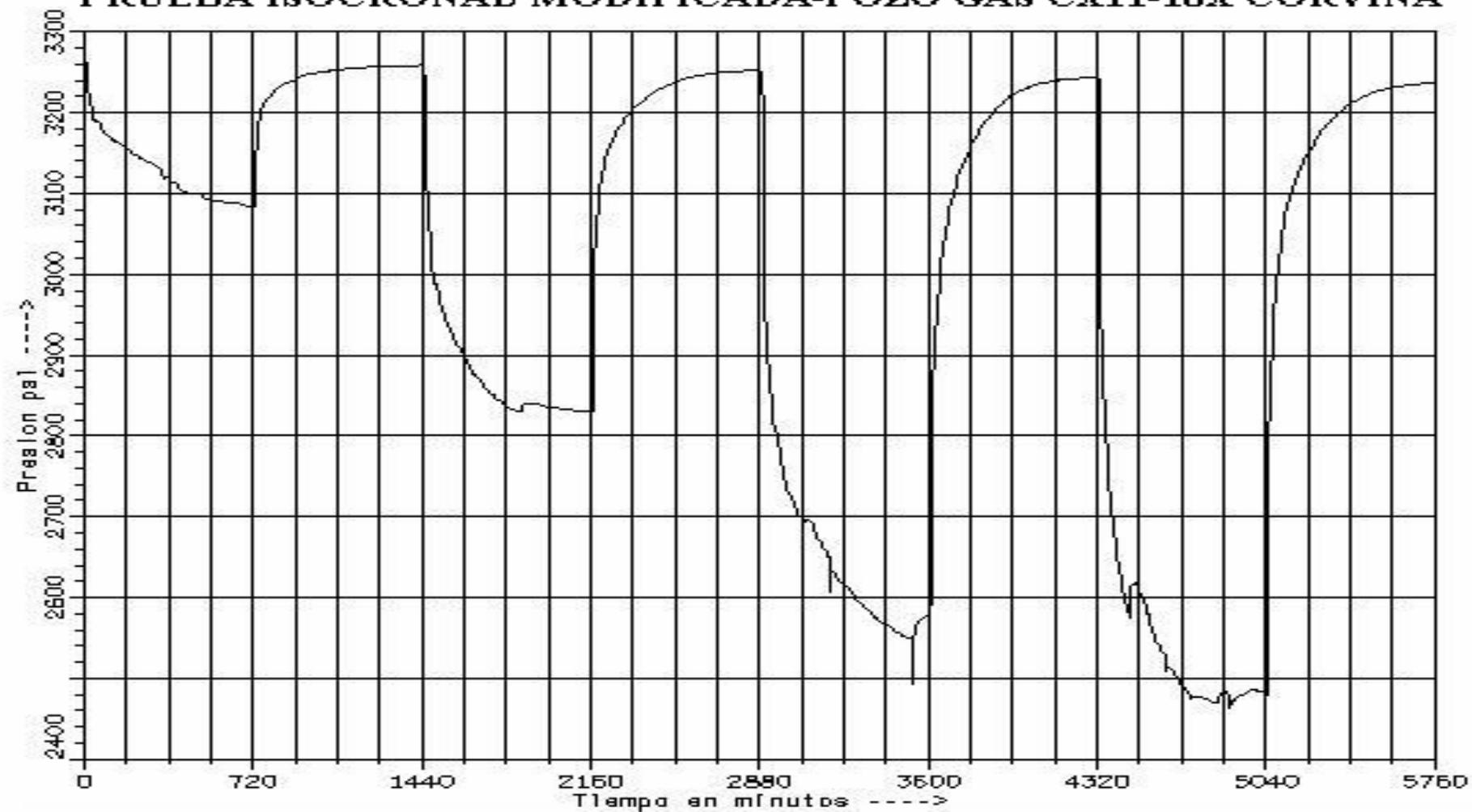


Figura 37

**PROCEDIMIENTO DE CÁLCULO USANDO EL MÉTODO SIMPLIFICADO
PARA CÁLCULOS DEL POTENCIAL DE POZOS DE GAS USANDO CURVAS
IPR ADIMENSIONALES.-**

Desarrollaremos la solución de este caso utilizando este procedimiento.

Usando estos datos, la siguiente tabla fue calculada y tabulada como se indica:

Temperatura de Fondo **145 °F.** y la Gravedad Específica del gas: $\gamma_g = 0.56$

De la Prueba de flujo extendido:

$$q = 9.20 \text{ MMSCFD}$$

$$P_R = 3260 \text{ psia}$$

$$P_{wf} = 2900 \text{ psia}$$

:

TABLA III: IPR ACTUAL EN BASE A PSEUDOPRESIONES

P (psia)	Z	μ (cp)	$2p/\mu z$ (psia/cp)	$(2p/\mu z)_{avg}$ (psia/cp)	$(2p/\mu z)_{avg} * \Delta P$ (psia ² /cp)	$m(p)$ (psia ² /cp)	$m(p_{wf})/m(p_i)$	De la Fig. 24: q/q_{max}	q MMSCFD
3260	0.894	0.0193	377,836.7	377,649.8	8,685,944.5	726,258,927	1.00	0	0.00
3237	0.893	0.0192	377,462.8	371,696.7	88,092,119.8	717,572,982	0.99	0.02	0.58
3000	0.886	0.0185	365,930.6	363,174.2	36,317,416.2	629,480,862	0.87	0.25	7.19
2900	0.884	0.0182	360,417.7	357,966.5	27,205,452.4	593,163,446	0.82	0.32	9.20
2824	0.883	0.0180	355,515.3	343,095.9	111,163,060.1	565,957,994	0.78	0.37	10.64
2500	0.879	0.0172	330,676.5	307,807.6	153,903,775.1	454,794,934	0.63	0.56	16.10
2000	0.883	0.0159	284,938.6	255,182.1	127,591,061.4	300,891,158	0.41	0.77	22.14
1500	0.899	0.0148	225,425.6	190,471.6	95,235,803.2	173,300,097	0.24	0.88	25.30
1000	0.925	0.0139	155,517.6	116,943.7	58,471,848.1	78,064,294	0.11	0.95	27.31
500	0.959	0.0133	78,369.8	39,184.9	19,592,445.8	19,592,446	0.03	0.98	28.18
0			0.0	0.0	0.0	0	0.00	1	28.75

Procederemos al Cálculo de Potenciales de producción para este Pozo de Gas Seco

➔ **Para Potenciales actuales tenemos:**

- *El AOFPP a las condiciones actuales ($\bar{P} = 3260 \text{ psia}$)*

De la tabla III, tenemos, para:

$$p_{wf} = 2900 \text{ psia} \quad \Rightarrow \quad m(p_{wf}) = 593 \text{ MM (psi)}^2 / \text{cp}$$

$$\bar{P} = 3260 \text{ psia} \quad \Rightarrow \quad m(\bar{P}) = 726 \text{ MM (psi)}^2 / \text{cp}$$

Dividimos:

$$\frac{m(p_{wf})}{m(\bar{p})} = \frac{593}{726} = 0.82 \quad (\text{Tambi3n se puede ver en la tabla III})$$

Usamos la **figura 24** y leemos:

$$\Rightarrow \frac{q}{q_{\max}} = 0.32 \quad (\text{Tambi3n se puede ver en la tabla III})$$

Por lo tanto el **AOFP Actual** ser3a:

$$AOFP_{actual} = q_{\max} = \frac{q}{\frac{q}{q_{\max}}} = \frac{9.20}{0.32} = 28.75 \text{ MMSCFD} \quad (\text{Ver tabla III})$$

- **Potencial a la p_{wf}' de 2824 psia.**

Tambi3n podemos Calcular Potenciales (Rates) de Producci3n a diferentes Presiones de flujo:

De la tabla III, tenemos, para:

$$p_{wf}' = 2824 \text{ psia} \quad \Rightarrow \quad m(p_{wf}') = 566 \text{ MM} (psi)^2 / cp$$

$$\bar{p} = 3260 \text{ psia} \quad \Rightarrow \quad m(\bar{p}) = 726 \text{ MM} (psi)^2 / cp$$

Dividimos:

$$\frac{m(p_{wf}')}{m(\bar{p})} = \frac{566}{726} = 0.78 \quad (\text{Tambi3n se puede ver en la tabla III})$$

Usamos la **figura 24** y leemos:

$$\Rightarrow \frac{q'}{q_{\max}} = 0.37 \quad (\text{Tambi3n se puede ver en la tabla III})$$

$$\Rightarrow q' = q_{\max} \times \frac{q'}{q_{\max}} = (28.75)(0.37) = 10.64 \text{ MMCFD} \text{ (Ver tabla III)}$$

Si continuamos con el Cálculo de Potenciales (Rates) de Producción a diferentes Presiones de flujo como se observa en la **tabla III - IPR Actual en base a Pseudopresiones**; podemos obtener la **Curva IPR Actual** de este pozo de Gas Seco.

Esta curva o IPR Actual de este pozo se ha ploteado y se muestra gráficamente en la **figura 38**.

Para Potenciales futuros tenemos:

- ***A OFP a una futura presión promedio $\bar{P}_f = 2500$ psia.***

Usando los datos anteriores pero considerando esta futura presión promedio, la siguiente tabla fue calculada y tabulada como sigue:

TABLA IV: IPR FUTURO EN BASE A PSEUDOPRESIONES

P (psia)	Z	μ (cp)	$2p/\mu z$ (psia/cp)	$(2p/\mu z)_{\text{avg}}$ (psia/cp)	$(2p/\mu z)_{\text{avg}} * \Delta P$ (psia ² /cp)	$m(p)$ (psia ² /cp)	$m(p_{wi})/m(p_r)$	De la Fig. 24: q/q_{\max}	q MMSCFD
2500	0.879	0.0172	330,676.5	314,225.0	113,120,995.5	454,802,005	1.00	0	0
2140	0.882	0.0163	297,773.5	291,356.1	40,789,851.1	341,681,010	0.75	0.42	8.81
2000	0.883	0.0159	284,938.6	255,182.1	127,591,061.4	300,891,158	0.66	0.53	11.12
1500	0.899	0.0148	225,425.6	190,471.6	95,235,803.2	173,300,097	0.38	0.78	16.37
1000	0.925	0.0139	155,517.6	116,943.7	58,471,848.1	78,064,294	0.17	0.92	19.31
500	0.959	0.0133	78,369.8	39,184.9	19,592,445.8	19,592,446	0.04	0.98	20.57
0			0.0	0.0	0.0	0	0.00	1	20.99

De la tabla III, tenemos, para:

$$\bar{p}_f = 2500 \text{ psia} \Rightarrow m(\bar{p}_f) = 455 \text{ MM}(\text{psi})^2 / \text{cp}$$

$$\bar{p} = 3260 \text{ psia} \Rightarrow m(\bar{p}) = 726 \text{ MM}(\text{psi})^2 / \text{cp}$$

Dividimos:

$$\Rightarrow \frac{m(\bar{p}_f)}{m(\bar{p})} = \frac{455}{726} = 0.63$$

CASO2- CURVAS IPR POZO GAS SECO CX11-16X CORVINA - MÉTODO SIMPLIFICADO

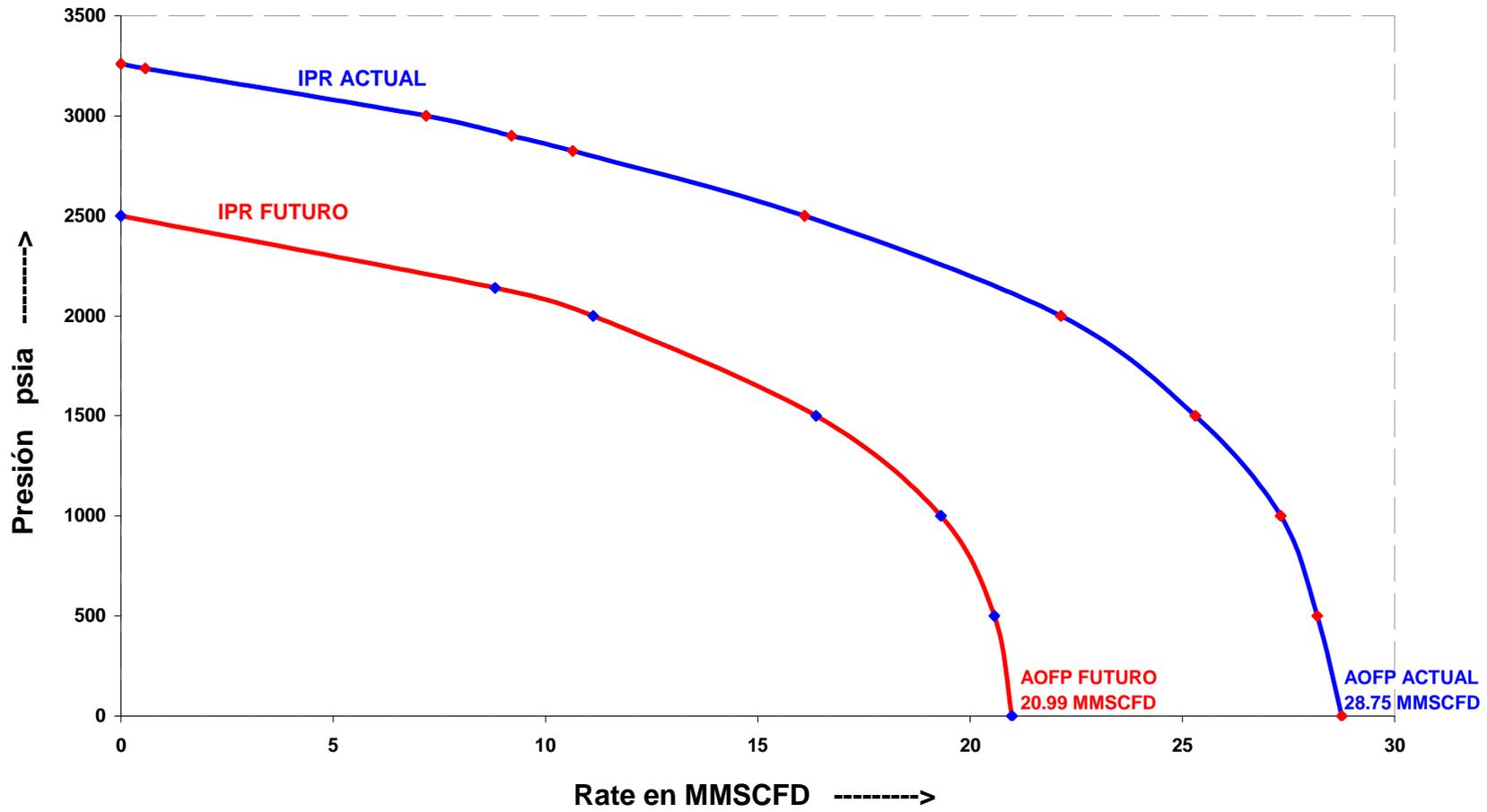


Figura 38

Usamos la **figura 33** y leemos:

$$\Rightarrow \frac{q_{\max.f}}{q_{\max}} = 0.73$$

De donde obtenemos el **AOFP Futuro**, que esta en relación con el AOFP actual.

$$AOFP_{\text{futuro}} = q_{\max.f} = q_{\max} \times \frac{q_{\max.f}}{q_{\max}} = (28.75)(0.73) = 20.99 \quad \text{MMCFD}$$

- **Potencial a una futura p_{wff} de 2140 psia.**

También en este caso podemos calcular Potenciales (Rates) Futuros de Producción a diferentes Presiones de Flujo Futuras.:

De la tabla IV, tenemos, para:

$$p_{wff} = 2140 \text{ psia} \quad \Rightarrow \quad m(\bar{p}_{wff}) = 342 \quad \text{MM}(\text{psi})^2 / \text{cp}$$

$$\bar{p}_f = 2500 \text{ psia} \quad \Rightarrow \quad m(\bar{p}_f) = 455 \quad \text{MM}(\text{psi})^2 / \text{cp}$$

Dividimos:

$$\Rightarrow \frac{m(\bar{p}_{wff})}{m(\bar{p}_f)} = \frac{116}{218} = 0.75 \quad (\text{También se puede ver en la tabla IV})$$

Usamos la **figura 24** y leemos:

$$\Rightarrow \frac{q_f}{q_{\max.f}} = 0.42 \quad (\text{También se puede ver en la tabla IV})$$

$$\Rightarrow q_f = q_{\max.f} \times \frac{q_f}{q_{\max.f}} = (20.99)(0.42) = 8.81 \quad \text{MMCFD}$$

(Ver tabla IV)

En este caso de igual modo, si calculamos los Potenciales (Rates) Futuros de Producción a diferentes Presiones de flujo futuras, como se observa en la **tabla IV – IPR Futuro en base a Pseudopresiones**; podemos obtener la **Curva IPR Futura** de este pozo de Gas Seco.

Esta curva o IPR Futuro de este pozo se ha ploteado y se muestra gráficamente en la misma **figura 38** a modo de comparación.

PROCEDIMIENTO DE CÁLCULO EN BASE A ANÁLISIS DE PRUEBA ISOCRONAL MODIFICADA

Para efectos de demostrar que los resultados obtenidos del análisis de una **Prueba Isocronal Modificada** versus los obtenidos con el **Método Simplificado** utilizando curvas adimensionales, **indican valores muy próximos entre sí**: Desarrollaremos la solución de este caso, con el análisis de la Prueba Isocronal Modificada que se corrió en éste Pozo de Gas usando los métodos **teórico y empírico**.

Estimaremos su **AOFP Actual** (Máximo Potencial del Pozo) así como su Relación de Performance de Influjo: **IPR actual**.

MÉTODO TEÓRICO.-

De la Prueba Isocronal Modificada - 12 horas.

Rate	Presión Reservorio	Presión Fluyente	(Pr²-Pwf²)/q
<u>MMSCFD</u>	<u>Pr psi</u>	<u>Pwf psi</u>	<u>psi²/SCFD</u>
5	3262	3115	0.1872
9.5	3258	2906	0.2283
13.5	3252	2702	0.2426
16.6	3244	2487	0.2612

Ploteamos: Rate versus (Pr²-Pwf²)/q , y obtenemos la ecuación de la recta:

Recta Isocronal Modificada - 12 horas: (Ver **figura 39**)

$$y = 0.1613 + 6.1459 \times 10^{-9} x$$

Donde la pendiente es: $b = 6.1459 \times 10^{-9}$

ANALISIS PRUEBA ISOCRONAL MODIFICADA - MÉTODO TEÓRICO

POZO CX11-16X CORVINA- POTENCIAL DEL POZO

AOFP = 29.2 MMSCFD

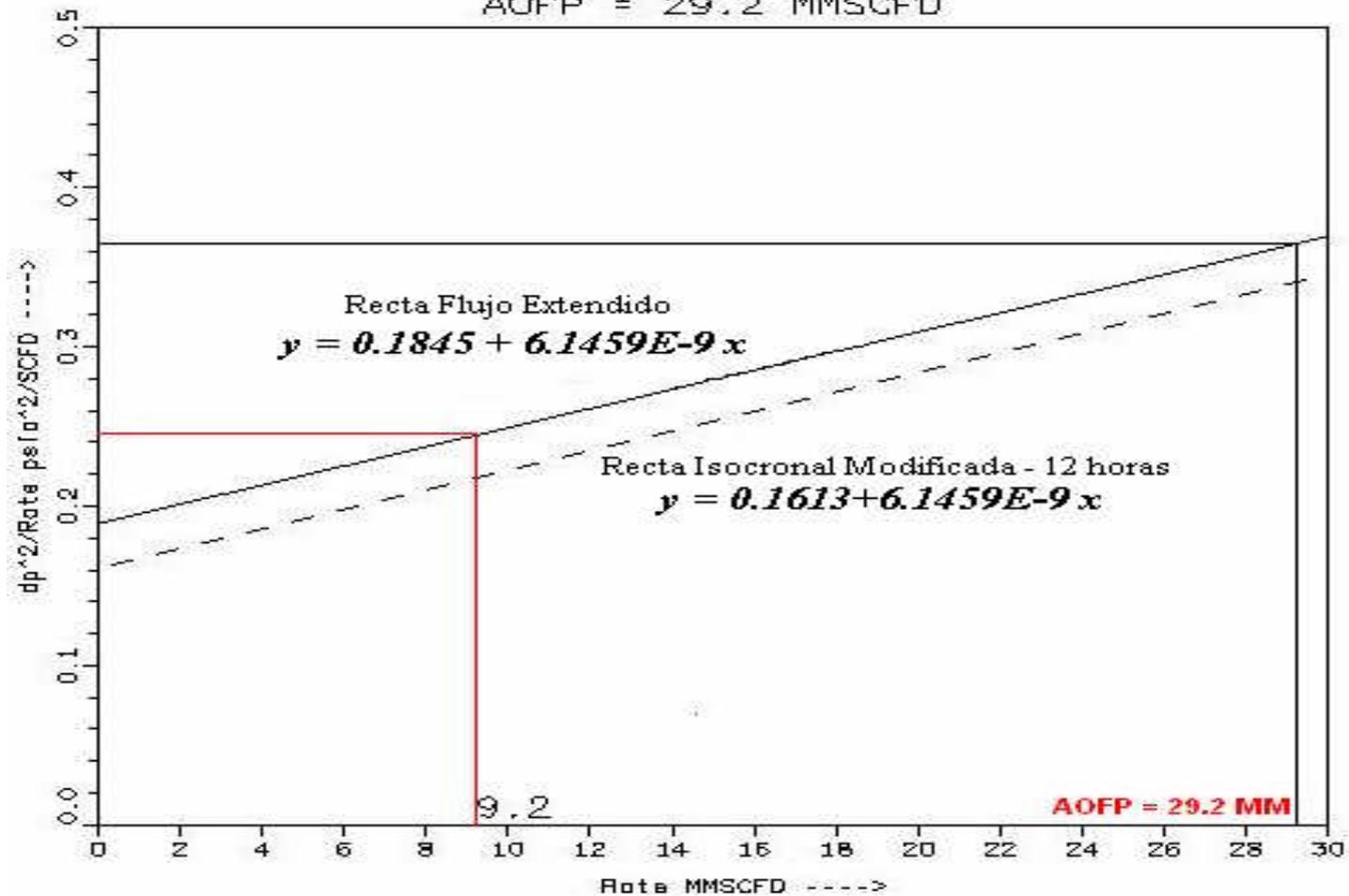


Figura 39

De la Prueba de Flujo Extendido

Rate	Presión Reservorio	Presión Fluyente	$(Pr^2 - Pwf^2)/q$
<u>MMSCFD</u>	<u>Pr psi</u>	<u>Pwf psi</u>	<u>psi²/SCFD</u>
9.2	3260	2900	0.241

Usando los datos **9.2 MMSCFD** y **0.241 psi²/SCFD** del Flujo Extendido y con la misma pendiente, $b = 6.1459 \times 10^{-9}$, de la ecuación de la recta Isocronal Modificada - 12 horas, calculamos el valor de **a**.

$$0.241 = 6.1459 \times 10^{-9} \times 9.2 \times 10^6 + a$$

$$a = 0.1845$$

Y por consiguiente la ecuación de la recta Flujo Extendido. (Ver **figura 39**)

$$y = 0.1845 + 6.1459 \times 10^{-9} x$$

Para nuestro caso la **Ecuación de Flujo para éste Pozo de Gas Seco** será:

$$3260^2 - P_{wf}^2 = 6.1459 \times 10^{-9} q^2 + 0.1845 q$$

Resolviendo para $P_{wf} = 0$ esta **ecuación cuadrática**, obtenemos el **AOFP Actual** (Máximo Potencial del Pozo):

$$6.1459 \times 10^{-9} q^2 + 0.1845 q - 3260^2 = 0$$

$$AOFP_{actual} = q_{max} = 29.20 \text{ MMSCFD}$$

Usando la **Ecuación de Flujo de este Pozo de Gas Seco**, descrita líneas arriba, para calcular Potenciales (Rates) de Producción a diferentes Presiones Fluyentes de fondo, ver **tabla V**; podemos obtener la **Curva IPR Actual** de este pozo de Gas Seco.

TABLA V: IPR ACTUAL-ISOCRONAL MODIFICADA - METODO TEÓRICO.

P (psia)	(P_r² - P_{wf}²) (psia²)	q MMSCFD
3260	0	0
3000	1627600	7.13
2900	2217600	9.20
2824	2652624	10.62
2500	4377600	15.61
2000	6627600	21.10
1500	8377600	24.84
1000	9627600	27.32
500	10377600	28.74
0	10627600	29.20

Esta curva o **IPR Actual** de este pozo se ha ploteado y se muestra en la **figura 40**.

MÉTODO EMPÍRICO.-

Del análisis de la Prueba Isocronal Modificada

Preparamos los datos para el ploteo por el **Método Empírico** como muestra la tabla siguiente:

TABLA VI: ISOCRONAL MODIFICADA – MÉTODO EMPIRICO.

Rate q (MMSCFD)	Presión de Reservorio (psia)	Presión fluyente (psia)	(P_r² - P_{wf}²)/1000 (psia²)	log q	log(P_r² - P_{wf}²)/1000
5.00	3,262	3,115	937.42	0.70	2.97
9.50	3,258	2,906	2,169.73	0.98	3.34
13.50	3,252	2,702	3,274.70	1.13	3.52
16.60	3,244	2,487	4,338.37	1.22	3.64
9.20	3,260	2,900	2,217.60	0.96	3.35

CASO 2 - IPR POZO GAS SECO CX11-16X CORVINA
ANALISIS ISOCRONAL MODIFICADA
MÉTODO TEÓRICO

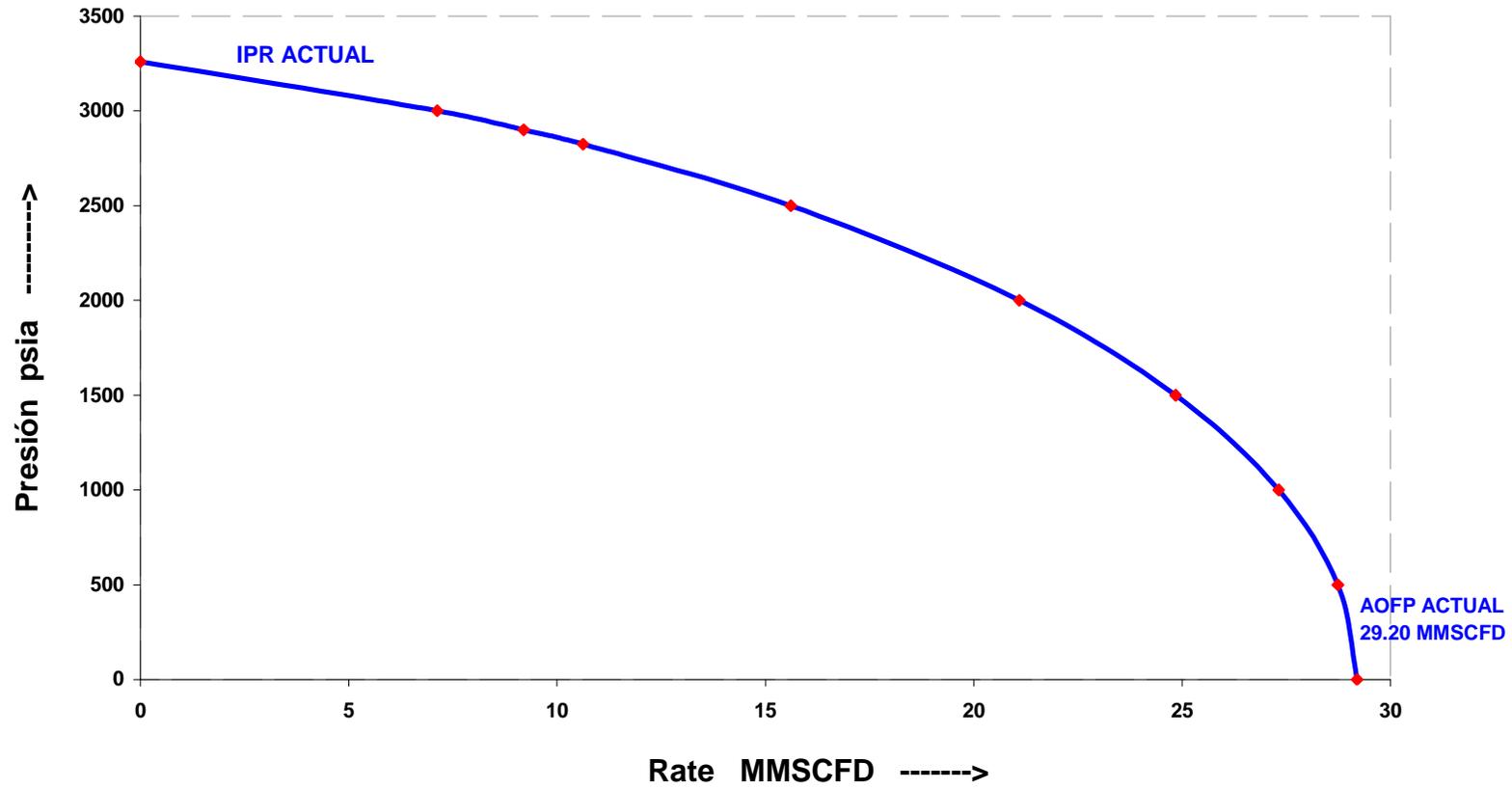


Figura 40

La figura 41, muestra el ploteo en papel log-log, de $(P_r^2 - P_{wf}^2)$ versus q_g .

De la tabla VI, los cuatro primeros pares de datos: puntos transientes, son usados para obtener n , que es la inversa de la pendiente de la recta. A demás con el quinto par de datos: Punto Estabilizado del Flujo Extendido, se traza una recta paralela con igual pendiente.

La ecuación de la recta en este ploteo se conoce también como la ecuación empírica de deliverabilidad, y es definida como sigue:

$$q = C \left[\frac{P_r^2 - P_{wf}^2}{1000} \right]^n$$

Por regresión lineal obtenemos:

La pendiente es = 1.27

De aquí la inversa de este valor es $n = 0.787$

Con la ecuación lineal descrita, de la tabla para el quinto par de datos: Punto Estabilizado del Flujo Extendido, calculamos el valor del Coeficiente de Performance C .

$$C = \frac{9.20}{[2217.60]^{0.787}} = 0.0213 \text{ MMSCFD} \times \text{psia}^{-2n}$$

Remplazando los valores de C y n en la ecuación empírica de deliverabilidad, calculamos el **AOFP Actual** (Máximo Potencial del Pozo), de la manera siguiente:

$$AOFP_{actual} = q_{\max} = 0.0213 \times \left[\frac{3260^2}{1000} \right]^{0.787} = 31.42 \text{ MMSCFD}$$

ANÁLISIS PRUEBA ISOCRONAL MODIFICADA - MÉTODO EMPÍRICO

POZO GAS SECO CX11-16X CORVINA - POTENCIAL DEL POZO

AOFP = 31.42 MMSCFD

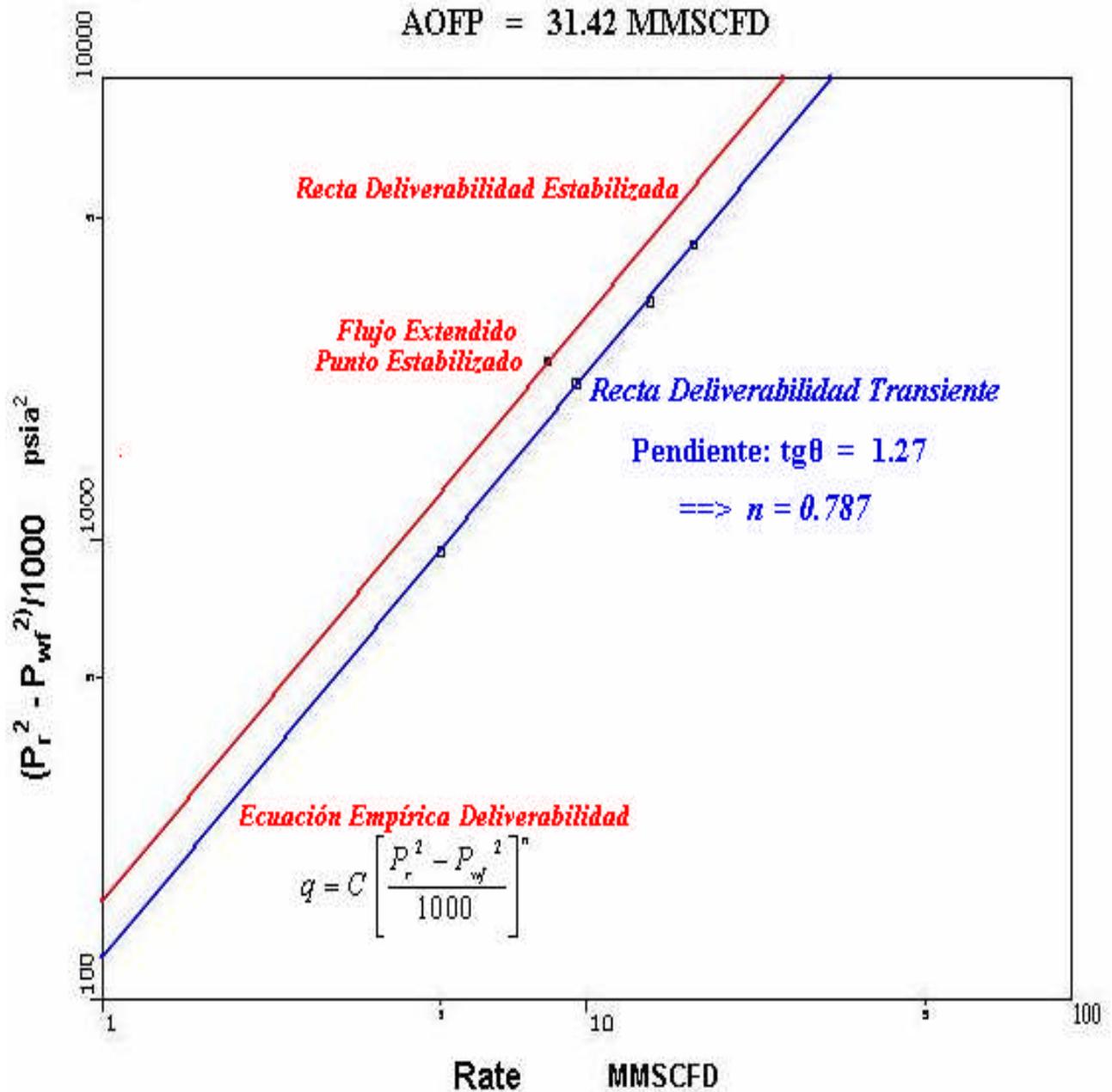


Figura 41

A continuación mostramos solamente los valores de **AOFP Actuales** (Máximo Potencial del Pozo) obtenidos tanto del análisis de la **Prueba Isocronal Modificada** como del **Método Simplificado** utilizando curvas IPR adimensionales.

Estos son:

AOFP Actual en Base al Análisis de la Prueba Isocronal Modificada:

Con el **Método Teórico.-**

$$AOFP_{actual} = q_{max} = 29.20 \text{ MMSCFD}$$

Método Empírico.-

$$AOFP_{actual} = q_{max} = 31.42 \text{ MMSCFD}$$

AOFP Actual en Base al Método Simplificado usando Curvas IPR Adimensionales.-

$$AOFP_{actual} = q_{max} = 28.75 \text{ MMSCFD}$$

Comparando los cálculos para este pozo de gas de la Cuenca Progreso frente a Zorritos, podemos apreciar, que los resultados obtenidos indican valores **muy próximos entre sí**. Esto es muy alentador por que demuestra que el método simplificado propuesto en este trabajo puede ser utilizado de manera muy confiable.

Otros cálculos como son la obtención de las curvas IPR o Relación de Performance de Influjo así cómo el comportamiento futuro, indican también resultados aproximados.

8. ANALISIS ECONOMICO.-

El análisis económico para este caso se valora a través de la relación Costo – Beneficio.

El **Costo** se relaciona con tener una prueba de flujo del pozo, con los datos del caudal a una determinada presión fluyente estabilizada. Otra información es la presión del reservorio, la temperatura de fondo y la gravedad específica del gas.

Estos datos son susceptibles de obtenerse de una prueba buildup o de una prueba drawdown de un solo flujo, DST, cierre temporal del pozo por un período corto, como información adicional que se aprovecha en el presente método simplificado.

De manera que el costo es prácticamente cero, por que se utilizan resultados de pruebas que se emplean para otros fines.

El **Beneficio** es que ya no sería necesario invertir en una prueba de deliverabilidad, usualmente una prueba isocronal, con cuatro flujos y un flujo extendido, para lograr la misma información: Potencial del Pozo, IPR, y comportamiento futuro.

9. CONCLUSIONES.-

- 1.- Los cálculos de potencial para pozos de gas no fracturados bajo condiciones de flujo estabilizado han sido simplificados con el desarrollo de un empírico IPR adimensional tipo Vogel para reservorios de petróleo saturados.
- 2.- Una segunda relación empírica, también desarrollada en este estudio, permite la estimación del futuro potencial a partir de datos de prueba de flujo actuales.
- 3.- Un nuevo método para calcular el potencial de pozos de gas es propuesto, combinando las dos curvas IPR adimensionales, **figura 24** y **figura 33**.
- 4.- Los datos requeridos por este método son mínimos y pueden ser fácilmente obtenidos en conjunción con una prueba buildup o una prueba de flujo de un solo punto.
- 5.- Los cálculos de potencial para 20 pruebas de contrapresión usando el procedimiento sugerido se comparan positivamente con los análisis convencionales: flujo después de flujo, isocronales verdaderas e isocronales modificadas.
- 6.- La simplicidad y la generalidad del procedimiento sugerido hace a éste, más atractivo sobre las pruebas convencionales multipunto.
- 7.- Se ha efectuado una comparación de los resultados obtenidos en una prueba isocronal modificada realizada en un pozo de gas de la Cuenca Progreso frente a Zorritos, con el método simplificado de utilizar curvas adimensionales propuesto en el presente trabajo. Los resultados indican valores aproximados, tanto para el AOFD (Potencial del Pozo), como para la curva IPR y comportamiento futuro.

10. RECOMENDACIONES.-

Al proponer este método en vez de los métodos convencionales de pruebas de potencial, se tendrá:

1. **SIMPLICIDAD**.- Los datos requeridos pueden ser obtenidos de una prueba buildup o una prueba de flujo de un solo punto, en lugar de una elaborada prueba de flujo multipunto (pruebas de deliverabilidad) y los cálculos de potencial pueden ser hechos usando las curvas IPR adimensionales **figura 24** y **figura 33**.
2. **APLICABILIDAD**.- El amplio rango de propiedades de roca y fluido usados en desarrollar las curvas adimensionales IPR pueden cubrir muchas de las situaciones de campo actualmente encontradas.
3. **GENERALIDAD**.- El uso de curvas adimensionales IPR, la formulación del $m(p)$ y el análisis de sensibilidad indican una generalidad de la aproximación, independientemente del sistema de reservorio de gas bajo estudio.
La utilidad de cualquier correlación empírica es esencialmente restringida a las condiciones bajo las cuales ha sido desarrollada. El procedimiento sugerido en este trabajo no es diferente en este aspecto. Éste solo puede ser usado para pozos de gas drenado de un reservorio no fracturado bajo condiciones estabilizadas.
Además, las propiedades de la roca reservorio y fluido deben conformarse a los valores de la **tabla I**. Mientras que el método propuesto es ciertamente no universal en su aplicación, es por cierto una alternativa simple a los métodos de prueba de potencial convencional para típicas situaciones de campo.
4. **ECONOMIA**.- En casos donde no se justifica realizar una prueba de deliverabilidad convencional (pozos de desarrollo, logística complicada, pérdidas económicas por el tiempo de prueba), así como para comprobar resultados, la aplicación del método simplificado propuesto es recomendable.

11. BIBLIOGRAFÍA.-

- a. **Gas Well Testing**, Theory and Practice. Energy Resources Conservation Board. Alberta, Canada, 1979.
- b. **Cullender, M.H.**: “The Isochronal Performance Method of Determining Flow Characteristics of Gas Wells.” Trans., AIME (1955) 204, 137-142.
- c. **Katz, D.L.** et al: Handbook of Natural Gas Engineering, McGraw Hill Book Co., Inc., New York, 1959.
- d. **Vogel, J.L.**: “Inflow Performance Relationships for Solution-Gas Drive Wells.” J. Pet. Tech. (Jan. 1968) 83-92.
- e. **Lee, A.L., Gonzales, M.H. and Eakin, B.E.**: “The Viscosity of Natural Gasses.” Trans., AIME (1966) 237, 997-1000.
- f. **Yarborough, L. and Hall, K.R.**: “How to Solve Equation of State for z-factors.” Oil and Gas J. (Feb, 18 – 1974) 86-88.
- g. **Swift, G.W. and Kiel, O.G.**: “The Prediction of Gas Well Performance Including the Effect of Non-Darcy Flow.” Trans., AIME (1962) 225, 791-798.
- h. **Fetkovich, M.J.**: “Multi-point Testing of Gas Wells.” Continuing Education Course, SPE Mid-Continent Section. Mar. 17, 1975.