



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**“INGENIERIA DE PRODUCCIÓN Y PRODUCTIVIDAD
DE POZOS”**

T E S I S

PARA OBTENER GRADO DE
INGENIERO PETROLERO

PRESENTAN

FRANCISCO AARÓN LÓPEZ ESCOBAR

ISAAC AZAHEL ORTÍZ MAYEN



DIRECTOR DE TESIS
M.I. JOSÉ ANGEL GÓMEZ CABRERA

MÉXICO D.F.

2013

Introducción

La ingeniería de producción es una de las grandes áreas de la ingeniería petrolera, esta es la encargada del manejo y conducción de los hidrocarburos del yacimiento a las áreas de comercialización, así como el ritmo de explotación, método de explotación, diseño de instalaciones superficiales y optimización de los pozos.

El ingeniero de producción tiene como prioridad administrar la energía del yacimiento valiéndose de diversas herramientas que ayuden a minimizar la pérdida de energía, manteniendo un gasto de producción óptimo, así como la planeación de intervenciones que ayudaran a mantener un adecuado desarrollo de los pozos.

El transporte de hidrocarburos, el diseño de instalaciones superficiales, el gasto de producción, el diseño de los métodos de explotación del campo, etc. Al ser realizados de manera apropiada reducirán costos de producción, lo que hará que el campo tenga una vida útil más duradera. El siguiente documento es una breve recopilación de las herramientas básicas para el desarrollo de pozos, las cuales juegan un papel importante en la ingeniería de producción, ya que proveen la información para poder llevar a cabo tareas que generen condiciones óptimas para mantener la rentabilidad del campo.



1. USO DE CORRELACIONES PVT PARA OBTENER LAS PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS A DIFERENTES CONDICIONES DE FLUJO

Introducción

La evaluación de propiedades físicas de mezclas de hidrocarburos es un importante paso para el diseño de diferentes etapas de operación de un campo petrolero. Las propiedades de los fluidos varían conforme cambia la presión y la temperatura, la mayoría de estas propiedades deben ser evaluadas por la ingeniería de yacimientos e ingeniería de producción. Un sistema de tuberías con dos o más fases fluyendo, requiere de la predicción de propiedades de los fluidos como el gas disuelto, los factores de formación, compresibilidad del aceite, la viscosidad en distintos puntos de la tubería. El comportamiento de estas propiedades cambia con la temperatura y son determinadas mediante correlaciones numéricas o a través de ecuaciones de estado con la ayuda de simuladores numéricos.

1.1 Propiedades de los Fluidos Petroleros

1.1.1 Propiedades del Gas Natural

Las propiedades físicas de los componentes puros que se presentan en los gases evaluadas a condiciones estándar de $14.7 \text{ lb/pg}^2 \text{ abs}$ y $60 \text{ }^\circ\text{F}$, se listan en la Tabla 1.1. Estas propiedades, incluyen la fórmula química, el peso molecular, temperatura y presión crítica, densidades del líquido y gas y viscosidad del gas (para componentes más ligeros que el pentano).

Estas propiedades se utilizan en cálculos que se basan en reglas de mezclado desarrollando las propiedades pseudo para mezcla de gases, incluyendo el peso molecular aparente y la densidad relativa del gas. Las propiedades físicas requeridas para estudios de ingeniería de yacimientos y de producción, se describen a continuación.

Tabla 1.1 Propiedades físicas de los gases a $14.7 \text{ lb/pg}^2 \text{ abs}$ y $60 \text{ }^\circ\text{F}$

Componente	Formula química	Peso molecular ($\text{lbm}/\text{lbm-mol}$)	Temperatura crítica ($^\circ\text{R}$)	Presión crítica ($\text{lb/pg}^2 \text{ abs}$)	Densidad del líquido (lbm/pies^3)	Densidad del gas (lbm/pies^3)	Viscosidad del gas (cp)
Hidrógeno	H ₂	2.109	59.36	187.5	4.432	0.005312	0.00871
Helio	He	4.003	9.34	32.9	7.802	0.010550	0.01927
Agua	H ₂ O	18.015	1,164.85	3,200.14	62.336	-	~ 1.122
Monóxido de carbono	CO	28.010	239.26	507.5	49.231	0.073810	0.01725
Nitrógeno	N ₂	28.013	227.16	493.1	50.479	0.073820	0.01735
oxígeno	O ₂	31.99	278.24	731.4	71.228	0.084320	0.02006
Sulfuro de hidrógeno	H ₂ S	34.08	672.35	1,306.0	49.982	0.330898 10	0.01240
Dióxido de carbono	CO ₂	44.010	547.58	1,071.0	51.016	0.116000	0.01439
Aire	-	28.963	238.36	546.9	54.555	0.076320	0.01790
Metano	CH ₄	16.043	343.00	666.4	18.710	0.042280	0.01078
Etano	C ₂ H ₆	30.070	549.59	706.5	22.214	0.079240	0.00901
Propano	C ₃ H ₈	44.097	665.73	616.0	31.619	-	0.00788
i-Butano	C ₄ H ₁₀	58.123	734.13	527.9	35.104	-	0.00732
n-Butano	C ₄ H ₁₀	58.123	765.29	550.6	36.422	-	0.00724
i-Pentano	C ₅ H ₁₂	72.150	828.77	490.4	38.960	-	-
n-Pentano	C ₅ H ₁₂	72.150	845.47	488.6	39.360	-	-
n-Hexano	C ₆ H ₁₄	86.177	913.27	436.9	41.400	-	-
n-Heptano	C ₇ H ₁₆	100.204	972.37	396.8	42.920	-	-

n-Octano	C ₈ H ₁₈	114.231	1,023.89	360.7	44.090	-	-
n-Nonano	C ₉ H ₂₀	128.256	1,070.35	331.8	45.020	-	-
n-Decano	C ₁₀ H ₂₂	142.285	1,111.67	305.2	45.790	-	-
Se dan valores de densidad de los líquidos para estos componentes, que puedan existir como líquidos a 60 °F y 14.7 (lb/pg ² abs), se estima la densidad del líquido para componentes que son gases naturales a estas condiciones.							

Densidad del Gas

La densidad del gas (ρ_g) en lb/pie³, puede determinarse aplicando la ley de los gases reales:

$$pV = nzRT \quad (1.1)$$

Donde la constante R tiene un valor de 10.73 si las otras variables tienen las unidades de lb/pg², pie³, lb-mol, °R. El número de moles puede ser expresado como:

$$n = \frac{m}{28.96\gamma_g} \quad (1.2)$$

Combinando esta ecuación y resolviendo la densidad (m/V) :

$$\rho_g = \frac{m}{V} = 2.70 \frac{P\gamma_g}{zT} \quad (1.3)$$

Donde:

ρ_g : Densidad del gas $\left[\frac{lb}{pie^3}\right]$

γ_g : Gravedad específica del gas

z: Factor de compresibilidad del gas

P: Presión $\left[\frac{lb}{pg^2}\right]$

T: Temperatura [°R]

Como el cambio de volumen esta dado por el factor volumétrico del gas B_g , la densidad del gasa P y T está dada por:

$$\rho_g = \frac{\gamma_{g@c.s.}}{B_g} \quad (1.4)$$

Donde:

B_g : Factor volumétrico del gas $\left[\frac{pie^3@c.y.}{pie^3@c.s.} \right]$

Densidad específica de un gas (densidad relativa)

La densidad relativa de un gas, γ_g , es la relación de la densidad del gas a la densidad del aire seco, ambos medidos a la misma presión y temperatura. La densidad específica del gas en forma de ecuación se expresa como:

$$\gamma_g = \frac{\rho_g}{\rho_{aire}} \quad (1.5)$$

en donde, ρ_g es la densidad de la mezcla de gases en $lbm/pies^3$ y ρ_{aire} es la densidad del aire en $lbm/pies^3$.

A condiciones estándar, ambos el aire y el gas seco se modelan (comportan) en forma muy precisa de acuerdo a la ley de los gases ideales (baja presión y temperatura moderada). Bajo estas condiciones, si se emplea la definición de número de moles, ($n=m/M$), y de densidad ($\rho=m/V$), así como la ecuación de estado para gases ideales para el aire y el gas, entonces la densidad relativa de una mezcla de gases se puede expresar como:

$$\gamma_g = \frac{\frac{pM}{RT}}{\frac{pM_{aire}}{RT}} = \frac{M}{M_{aire}} \quad (1.6)$$

en donde, γ_g es la densidad relativa del gas ($aire = 1.0$), M es el peso molecular aparente del gas en $lbm/lbm-mol$ y M_{aire} es el peso molecular del aire e igual a $28.9625 lbm/lbm-mol$

Si no se conoce el peso molecular del gas , pero se conoce los pesos moleculares de las fracciones molares de la mezcla, M_j , se determina el peso molecular aparente de la misma mediante :

$$M_a = \sum_{j=1}^{j=n_{comp}} y_j M_j \quad (1.7)$$

Donde:

M_j : Peso molecular del componente j en la mezcla $\left[\frac{lb}{lb-mol} \right]$

y_j : Componente j en la mezcla [% molar]

n : Número de componentes de la mezcla

Factor de desviación de los gases reales (factor de desviación z)

La ley de los gases ideales establece que la presión, temperatura volumen y la cantidad de un gas ideal se relaciona con

$$pV = nRT \quad (1.8)$$

en donde, p es la presión en $lb/pg^2 abs$, V es el volumen en $pies^3$, n es el número de $lbm-mol$ del gas, T es la temperatura en $^{\circ}R$ y R es la constante universal de los gases e igual a $10.732 (lb/pg^2 abs-pies^3)/(lbm-mol-^{\circ}R)$.

Para gases reales, el *factor de desviación* z se define como:

$$z = \frac{V_{real}}{V_{ideal}} \quad (1.9)$$

en donde, V_{real} es el volumen real de gas que corresponde a una presión y temperatura dadas específicamente, y V_{ideal} es el volumen de gas calculado con la ecuación para gases ideales (ecuación 1.5).

Para gases reales, el *factor de desviación* z se calcula como,

$$z = \frac{pV}{nRT} \quad (1.10)$$

El *factor de compresibilidad* z es adimensional. Comúnmente, z es muy próximo a la unidad. Para gases cercanos al punto crítico, z se encuentra entre 0.3 y 0.4; si la temperatura y la presión aumentan el *factor de compresibilidad* z incrementa hasta un valor de 2 o mayor.

A partir de la ecuación 1.10 se desarrollan expresiones para definir el factor de volumen de gas de formación, B_g , la densidad del gas, ρ_g , y la compresibilidad del gas, c_g .

Factor de volumen del gas de formación, B_g

El factor de volumen del gas de formación se define como la relación del volumen de una cantidad de gas a las condiciones del yacimiento al volumen de la misma cantidad del gas a las condiciones estándar,

$$B_g = \frac{V_g @ c. y.}{V_g @ c. s.} \cong \frac{z_y T_y}{p_y} \left(\frac{p @ c. e.}{T @ c. e.} \right) \quad (1.11)$$

para una $p @ c. e. = 14.65 \text{ lb/pg}^2 \text{ abs}$ y una $T @ c. e. = 60^\circ \text{F}$ (519.59°R), se tiene:

$$B_g = 0.0282 \frac{z_y T_y}{p_y} \quad (1.12)$$

en donde B_g presenta unidades de $\text{pies}^3 @ c. y. / \text{pies}^3 @ c. e.$ La Fig. 1.1 presenta el comportamiento isotérmico común del factor de volumen del gas de formación respecto a la presión del yacimiento.

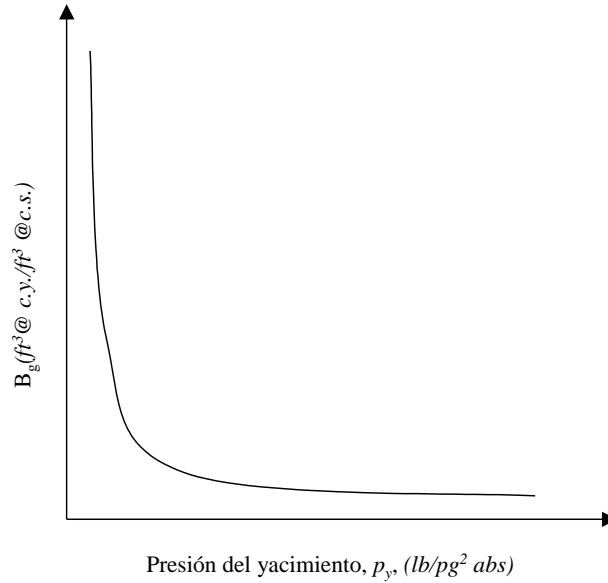


Fig. 1.1 – Forma común del factor de volumen de gas de formación, B_g , en función de la presión del yacimiento a temperatura constante del yacimiento.

Coefficiente de compresibilidad isotérmico del gas, c_g

El coeficiente de compresibilidad isotérmico del gas (compresibilidad del gas isotérmico ó compresibilidad del gas), se define como el cambio fraccional del volumen en función del cambio de presión a una temperatura constante; con signo (-) para mantenerse positiva:

$$c_g = -\frac{1}{V} \left(\frac{\partial V}{\partial p} \right)_T \quad (1.13)$$

Relacionando esta ecuación con la de los gases reales:

$$pV = nZRT \quad (1.14)$$

De donde:

$$V = \frac{nZRT}{p} \quad (1.15)$$

Derivando con respecto a “p” y sustituyendo en la ecuación 1.13:

$$c_g = \frac{1}{p} - \frac{1}{z} \left(\frac{\partial z}{\partial p} \right)_T \quad (1.16)$$

La relación de c_g respecto a la presión del yacimiento para un gas seco a temperatura constante se presenta la Fig. 1.2.

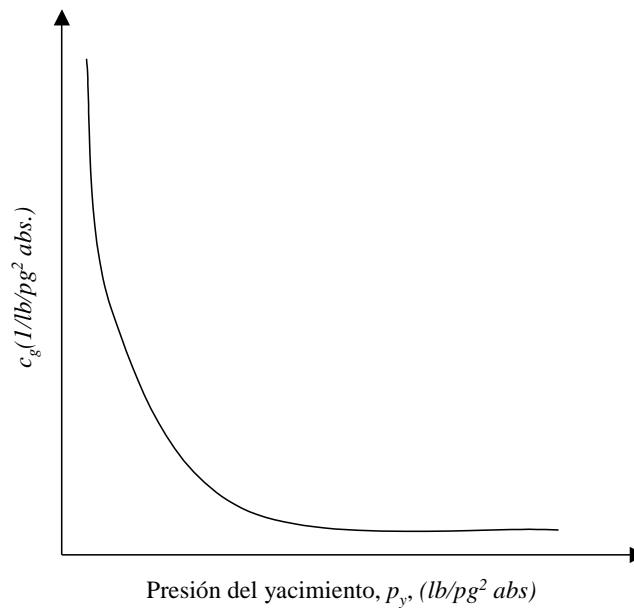


Fig. 1.2 – Forma común del coeficiente de compresibilidad isotérmica del gas, c_g , como una función de la presión del yacimiento y a temperatura constante del yacimiento.

Las unidades del c_g son $1/lb/pg^2 abs$ ó $1/p$. Para un gas ideal la c_g es aproximadamente igual a $1/p$ (independiente de la temperatura). Esta expresión ($1/p$) proporciona una estimación muy útil (aproximación) para el cálculo de c_g , especialmente a presiones bajas.

Se debe de entender que el término compresibilidad del gas, c_g , se utiliza para designar el coeficiente de compresibilidad isotérmica, c_g , por lo que, el término de *factor de compresibilidad* z se refiere al *factor* z , el coeficiente en la ecuación de estado. Aunque ambos términos se relacionan para explicar el efecto de la presión sobre el volumen de gas, ambos no son equivalentes.

Coeficiente de la viscosidad del gas

El coeficiente de viscosidad es una medida de la resistencia al flujo ejercida por un fluido.

Si se mide el esfuerzo cortante y el gasto cuando un fluido se encuentra en movimiento entre dos placas paralelas, en donde una placa se mueve con respecto a la otra placa para un gasto cualquiera, se puede encontrar que el esfuerzo cortante es directamente proporcional al gasto, es decir.

$$\sigma_{xy} \propto \frac{\partial u}{\partial y} \quad (1.17)$$

en donde la constante de proporcionalidad se define como la viscosidad del fluido, μ , es decir:

$$\sigma_{xy} = \mu_g \frac{\partial u}{\partial y} \quad (1.18)$$

luego entonces, la viscosidad es una medida de la resistencia que opone un fluido al flujo. Al recíproco de la viscosidad se le llama *fluidez*. En unidades de campo, la viscosidad se expresa en centipoises, *cp*, y se le denomina *viscosidad dinámica*. La *viscosidad dinámica* se determina con:

$$\text{Viscosidad dinámica} = (\text{densidad del gas})(\text{viscosidad cinemática}) \quad (1.19)$$

ó

$$\mu = \rho_g \nu \quad (1.20)$$

en donde μ es la viscosidad dinámica en *cp*, ρ_g es la densidad del gas en gr/cm^3 y ν es la viscosidad cinemática en *centistokes*. Un *centistoke* se define como un centipoise dividido por la densidad; un *centistoke* es igual a $1 \text{ cm}^2/100 \text{ seg}$ y un *centipoise* es igual a $1 \text{ gr}/100 \text{ seg-cm}$.

La viscosidad del gas, μ_g , decrece conforme la presión del yacimiento decrece. A baja presión las moléculas de los gases están separadas y se mueven fácilmente una sobre otra.

La Fig. 1.3 muestra la forma de la viscosidad del gas como una función de la presión del yacimiento para tres temperaturas diferentes de yacimiento. Se observa que a presiones bajas la viscosidad del gas se incrementa conforme la

temperatura se incrementa. Sin embargo, a presiones altas la viscosidad del gas decrece conforme la temperatura incrementa.

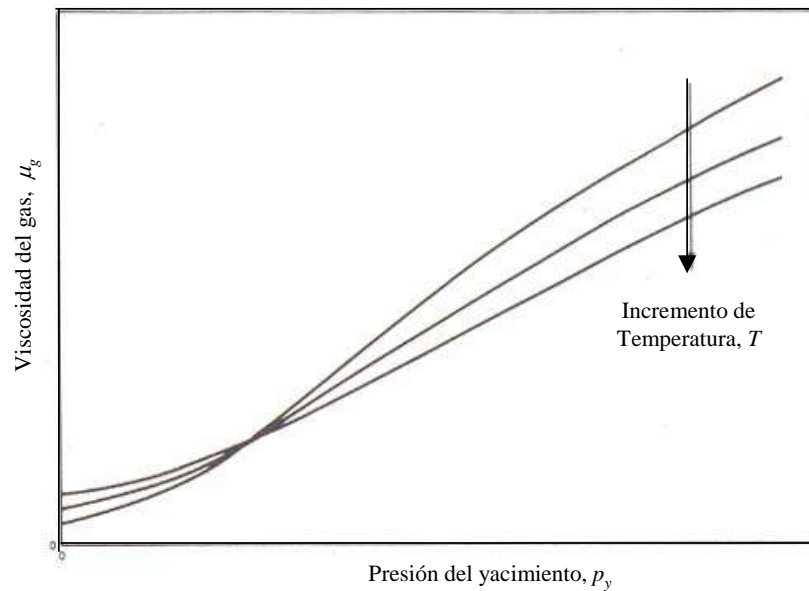


Fig. 1.3 – Comportamiento de la viscosidad del gas en función de la presión a tres temperaturas diferentes.

1.1.2 Propiedades del Aceite

Densidad relativa del aceite, γ_o

La densidad específica o relativa de un aceite, γ_o , se define como la relación de densidad del líquido a la densidad del agua, a las mismas condiciones de presión y temperatura, es decir:

$$\gamma_o = \frac{\rho_o}{\rho_w} \quad (1.21)$$

En el sistema Inglés de unidades se tiene, la ρ_o se expresa en *lbm aceite/pies³ aceite* y la ρ_w se expresa en *lbm agua/pies³ agua*.

Asimismo, la densidad relativa del aceite, γ_o , se puede expresar como la densidad relativa 60°/60°, lo que significa que las densidades del líquido y del agua se midieron a 60°F a la presión atmosférica. En la industria petrolera se emplea la densidad en grados *API* que se define como:

$$^{\circ}API = \frac{141.5}{\gamma_o} - 131.5 \quad (1.22)$$

En donde γ_o , es la densidad relativa del aceite a 60°/60°.

Factor de volumen de formación del aceite, B_o

El volumen de aceite que se produce en el tanque de almacenamiento a condiciones estándar, es menor que el volumen de aceite que fluye del yacimiento hacia el fondo del pozo productor. Este cambio en volumen del aceite se debe a tres factores:

1. Liberación del gas disuelto en el aceite conforme la presión decrece desde la presión del yacimiento a la presión de la superficie.
2. La reducción en la presión causa una expansión ligera del aceite remanente.
3. El aceite remanente también se contrae debido a la reducción en la temperatura.

El factor de volumen de formación del aceite, B_o , se define como el volumen de aceite del yacimiento que se necesita para producir un barril de aceite a condiciones atmosféricas. El volumen de aceite del yacimiento incluye el gas disuelto en el aceite.

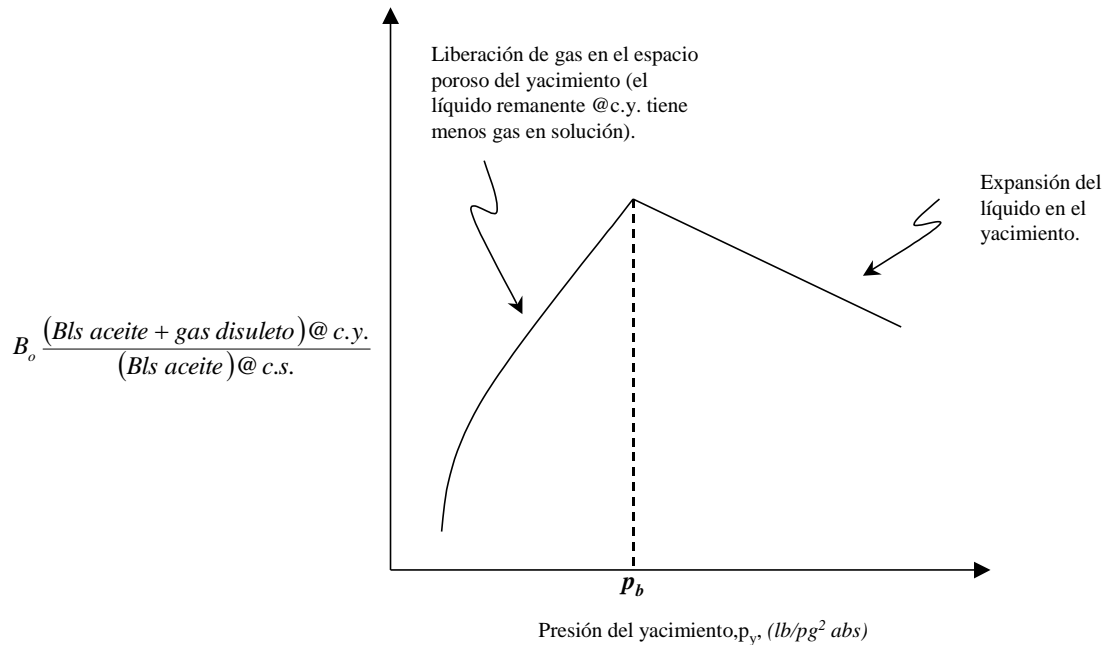
$$B_o = \frac{(\text{volumen de aceite} + \text{gas disuelto})@ c. y.}{\text{volumen de aceite} @ c. s} \quad (1.23)$$

o bien,

$$B_o = \frac{V_o @ c. y.}{V_o @ c. s.} \left(\frac{\text{bls aceite} @ c. y.}{\text{bls aceite} @ c. s.} \right) \quad (1.24)$$

El volumen de aceite a condiciones de superficie o de tanque se reportan siempre a 60°F, independiente de la temperatura del tanque; el volumen de líquido del tanque de almacenamiento, al igual que el volumen de gas en superficie, se reporta a condiciones estándar. Al B_o también se le llama *factor de volumen de la formación* ó *factor de volumen del yacimiento*.

El factor de volumen de la formación del aceite, B_o , también representa el volumen del yacimiento que ocupa un barril de aceite a condiciones estándar más el gas en solución a temperatura y presión de yacimiento.



La Fig 1.4 representa el comportamiento típico del factor de volumen del aceite de formación a la presión del yacimiento para un aceite negro.

Si la presión del yacimiento se pudiera reducir a la presión atmosférica, el valor del factor de volumen de formación sería muy cercano a $1 BI@c.y./BI@c.e.$ Luego, una reducción en temperatura a $60^\circ F$ sería requerida para obtener un valor del factor de volumen de formación igual $1 BI@c.y./BI@c.e.$

Por arriba de la presión de burbuja, el factor de volumen de formación disminuye al tiempo que aumenta la presión (debido a la compresibilidad del aceite). Por debajo de la presión de burbuja, el factor de volumen de la formación decrece al disminuir la presión (por ejemplo, se vaporizan los componentes ligeros).

Relación gas en solución-aceite, RGA, o relación de solubilidad, R_s .

A la cantidad de gas disuelto en el aceite a condiciones de yacimiento se le denomina *relación gas en solución-aceite*, RGA , o *relación de solubilidad*, R_s .

La relación de gas en solución-aceite, es la cantidad de gas que se libera del aceite desde el yacimiento hasta las condiciones de superficie. La relación de gas en solución-aceite, R_s , es la relación del volumen de gas producido a condiciones estándar respecto al volumen de aceite producido a condiciones estándar (medido a condiciones del tanque de almacenamiento), como resultado de la producción de un volumen original de aceite a condiciones de yacimiento. La relación gas

disuelto-aceite, R_s , se define en términos de las cantidades de gas y aceite que se producen en la superficie:

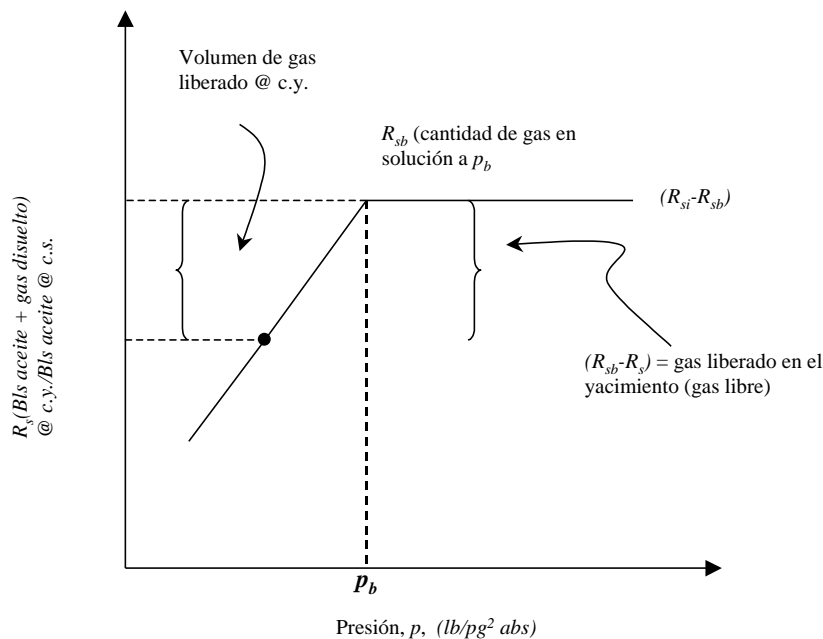
$$R_s = \frac{\text{Volumen de gas rproducido en la superficie @ c. s.}}{\text{Volumen de aceite que entra al tanque de almacenamiento @ c. s.}} \quad (1.25)$$

Ó

$$R_s = \frac{V_g @ c. s.}{V_o @ c. s.} \quad (1.26)$$

Es decir, cuando un barril de aceite a condiciones de yacimiento se produce a la superficie a través de un separador hacia el tanque de almacenamiento, el aceite podría estar acompañado por una cantidad de gas.

Los volúmenes en superficie del gas y el líquido se referencian a condiciones estándar, por lo que, las unidades para la relación gas disuelto-aceite son pies cúbicos a condiciones estándar por barril a condiciones de tanque o condiciones estándar, $\text{pies}^3 @ c.e./\text{Bls a c.s.}$



La Fig. 1.5 muestra el comportamiento de la relación gas en solución-aceite para un aceite negro respecto al cambio de presión del yacimiento a una temperatura de yacimiento constante.

A presiones del yacimiento por arriba de la presión de burbuja, se observa que existe una línea horizontal (relación de solubilidad constante). Esto se explica debido a que estas presiones el gas no se libera en el espacio poroso y la mezcla total de líquido se produce dentro del pozo.

A presión de yacimiento por debajo de la presión de burbuja, la relación gas disuelto-aceite, R_s , decrece conforme decrece la presión del yacimiento. Esto se explica debido a que más y más gas se libera en el yacimiento, quedando atrapado en el casquete de gas y no dejando que fluya hacia los pozos productores, dejando menos cantidad de gas disuelto en el líquido.

Compresibilidad del aceite, C_o

En general, la compresibilidad isotérmica de un fluido, C_o en $(\text{lb}/\text{pg}^2)^{-1}$, se define como el cambio fraccional en volumen cuando la presión es cambiada a temperatura constante, esto es:

$$c_o = -\frac{1}{V} \left(\frac{\partial V}{\partial p} \right)_T \quad (1.27)$$

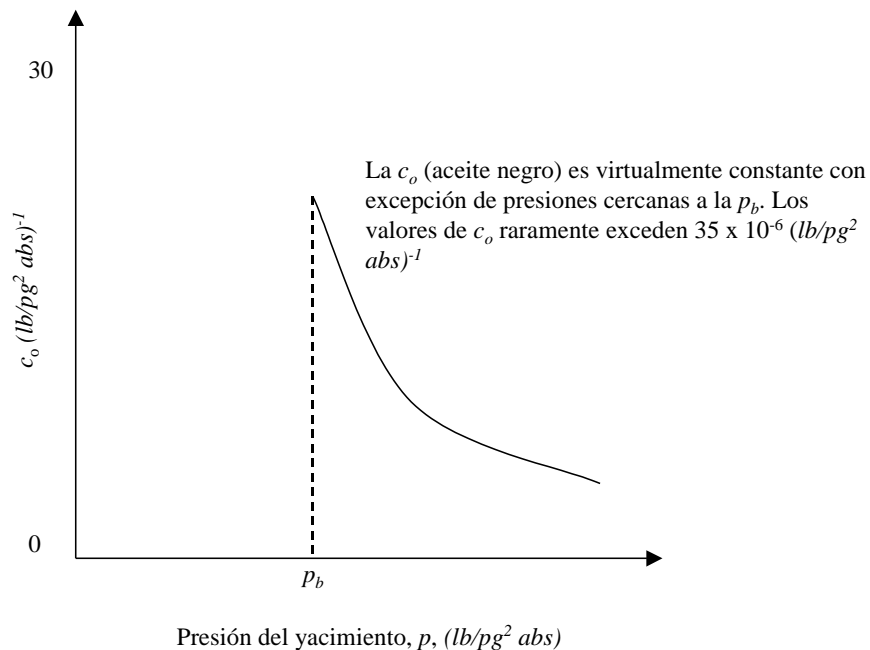


Fig. 1.6 - Comportamiento de la c_o respecto a la p_y para un aceite negro a temperatura constante a $p > p_b$

Coefficiente de viscosidad del aceite, μ_o .

La viscosidad es una medida de la resistencia al flujo ejercida por un fluido. La viscosidad del aceite generalmente se expresa en centipoise. La viscosidad del aceite es afectada por la presión y la temperatura es decir, un incremento en la temperatura provoca un decremento en la viscosidad, una disminución en la presión provoca una disminución en la viscosidad, un decremento en la cantidad de gas en solución en el líquido provoca un incremento en la viscosidad, siendo la cantidad de gas en solución una función directa de la presión. La Fig. 1.7 presenta la relación entre la viscosidad de un aceite negro respecto a la presión, a una temperatura del yacimiento constante.

Por arriba de la presión de burbuja, la viscosidad del aceite en un yacimiento decrece casi lineal conforme la presión decrece. A presiones por debajo de la presión de burbuja, la viscosidad del aceite se incrementa conforme la presión decrece.

En el rango de $p \geq p_b$ conforme p decrece la μ_o decrece debido a que las moléculas se alejan más una de otra y se mueven más fácilmente. Conforme la presión del yacimiento decrece por debajo de la presión de burbuja, el líquido cambia sus composición, el gas que se libera toma las moléculas más pequeñas (ligeras) del líquido, dejando al líquido remanente en el yacimiento con más moléculas con formas más complejas (más pesadas). Este cambio en la composición del líquido provoca un gran incremento en la viscosidad del aceite en el yacimiento conforme la presión decrece por debajo del punto de burbuja.

En un yacimiento de aceite negro conforme la producción de aceite se reduce, la presión en el yacimiento decrece y se tiene un menor empuje del aceite hacia los pozos productores, debido a que el gas libre trata de ocupar el espacio para fluir, asimismo la viscosidad del aceite se incrementa.

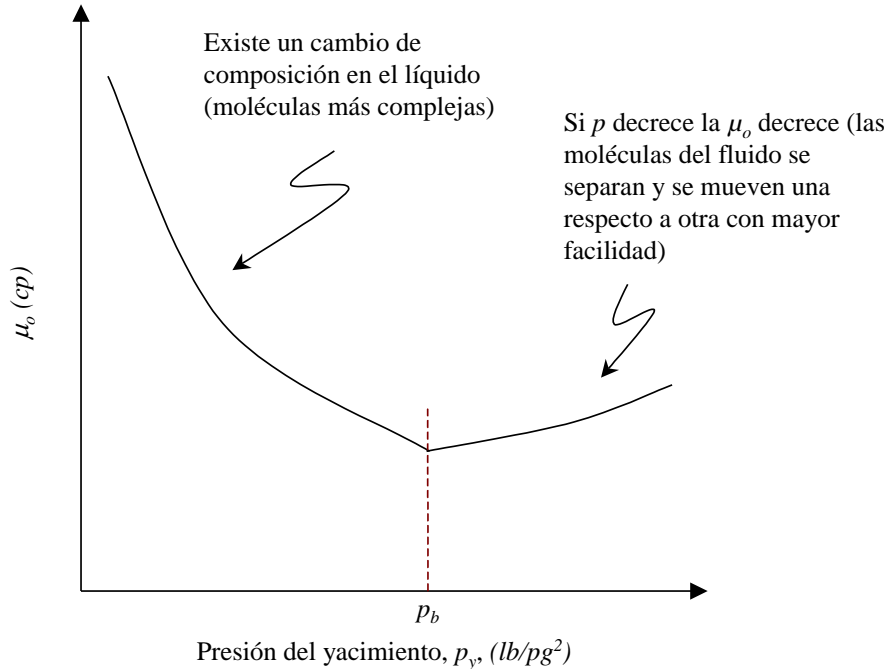


Fig. 1.7 – Forma común de la viscosidad del aceite como una función de la presión a una temperatura de yacimiento constante.

Factor de volumen total de la formación o factor de la fase mixta, B_t

El factor de volumen total de la formación se define como:

$$B_t = B_o + B_g(R_{sb} - R_s) \quad (1.28)$$

En donde cada término de la ecuación 1.28 se expresa como:

$$B_o = \frac{V_{o+gas@c.y.}}{V_o@c.s.}, \left(\frac{Bls\ aceite\ y\ gas\ en\ solución\ @c.y.}{Bls\ @\ c.s.} \right) \quad (1.29)$$

$$B_g = \frac{V_g@c.y.}{V_g@c.s.}, \left(\frac{Bls\ gas\ @\ c.y.}{Bls\ gas\ @\ c.y.} \right) \quad (1.30)$$

$$R_{sb} = \frac{V_g@c.s.}{V_o@c.s.}, \left(\frac{Bls\ gas\ @\ c.y.}{Bls\ aceite\ @c.y.} \right) \quad (1.31)$$

$$R_s = \frac{V_g @ c. s.}{V_o @ c. s.} \left(\frac{Bls \text{ gas } @ c. y.}{Bls \text{ aceite } @ c. y.} \right) \quad (1.32)$$

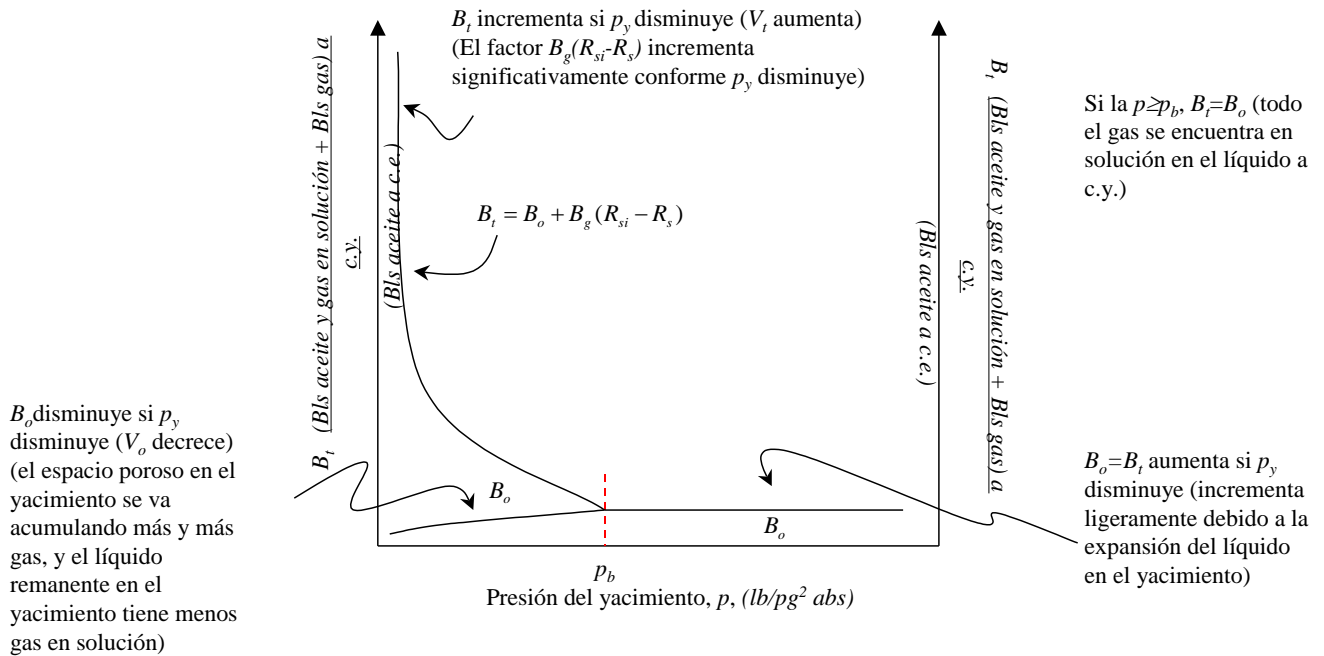


Fig. 1.8 – Comportamientos típicos del B_t y B_o para un aceite negro como una función de la presión a temperatura del yacimiento constante.

1.2 Clasificación General de los Yacimientos de Acuerdo a su Diagrama de Fase

La determinación del tipo de fluido es de suma importancia, ya que este estipula el tipo y medidas del equipo en superficie, las técnicas para determinación de reservas, tipo de terminación del pozo, tipo de fluido a inyectar en la etapa de recuperación secundaria, método de recuperación mejorada a utilizar, etc.

Existen cinco tipos de fluidos de yacimiento. Usualmente llamados: aceite negro, aceite volátil, gas y condensado, gas húmedo y gas seco. El tipo de fluido de un yacimiento puede ser confirmado solamente por observación en el laboratorio. Pero de manera más práctica y mediante información de datos producción, podemos definir de manera aproximada con solo tres propiedades el tipo de fluido producido: relación gas-aceite ($RGA = \frac{\text{volumen de gas producido @c.s.}}{\text{volumen de aceite producido @c.s.}}$), gravedad del líquido en el tanque de almacenamiento y color del líquido en el tanque de

almacenamiento. Siendo la RGA el indicador más importante para la determinación del tipo de fluido, otra manera es por medio de su comportamiento termodinámico de una mezcla natural de hidrocarburos, tomando como base su diagrama de comportamiento de fases, el cual indicara dependiendo la presión y la temperatura, la fase en la que se encuentran los fluidos del yacimiento.

En una grafica temperatura-presión, la curva llamada envolvente de fases, que resulta de unir los puntos de burbujeo y de roció que presenta la muestra a diferentes temperaturas, las curvas se unen en el punto denominado crítico (P_c).

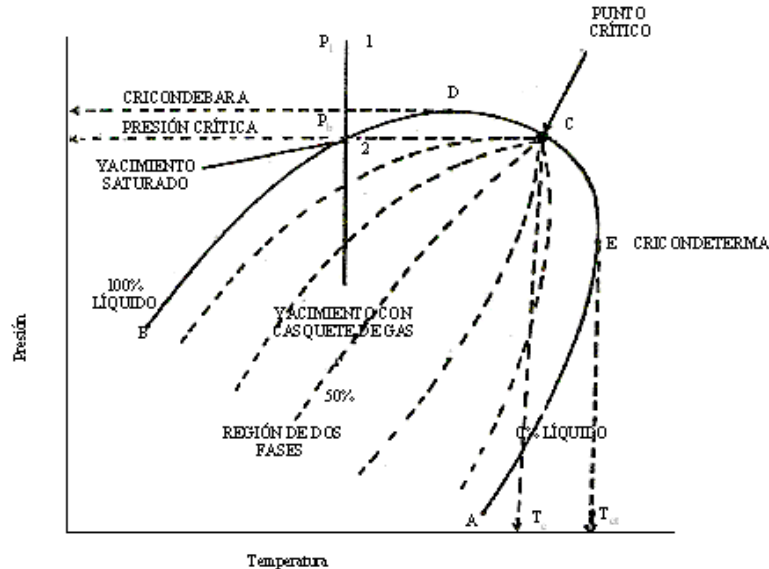


Fig. 1.9 Diagrama de fase

La envolvente de fase divide el diagrama en tres regiones, la primera, llamada región de líquidos, está situada fuera de la envolvente de fases y a la izquierda de la isoterma crítica; la segunda, llamada región de gases, también está situada fuera de la envolvente de fases y a la derecha de la isoterma crítica; la última, encerrada por la envolvente de fases, se conoce como región de dos fases; en esta región, se encuentran todas las combinaciones de temperatura y presión en que la muestra de hidrocarburos puede permanecer en dos fases en equilibrio, existiendo dentro de ella, las llamadas curvas de calidad, que indica el porcentaje del total de hidrocarburos que se encuentra en estado líquido. Todas estas curvas inciden en el punto crítico. Se distinguen, además, en el mismo diagrama la Cricondenbarra y la Cricondenterna, que son la temperatura y presión máximas, respectivamente, a las cuales la mezcla de hidrocarburos puede permanecer en dos fases en equilibrio.

Yacimiento de Aceite Negro

En este tipo de yacimientos al alcanzar la presión de burbujeo, empieza a variar la composición de los fluidos producidos y por lo tanto cambiara el diagrama de fases de los hidrocarburos remanentes. El punto en el que se tiene la presión y la

temperatura en el separador, indica que aproximadamente el 85 % del aceite producido es líquido, esto es un porcentaje promedio alto, de ahí que este aceite es denominado aceite de bajo encogimiento. Estos tipos de yacimientos producen generalmente un líquido negro o verde negruzco, con una densidad relativa mayor de 0.800 y una relación gas-aceite instantánea menor a 200 (m^3 de gas/ m^3 de aceite).

En nuestro país este tipo de yacimientos es de los que producen mayor volumen y se les denomina como de aceite negro o de aceite y gas disuelto de bajo encogimiento, por que la reducción en el volumen de aceite, al pasar de la presión del yacimiento a la presión del tanque, es relativamente pequeña, normalmente su reducción es menor a un 30 %.

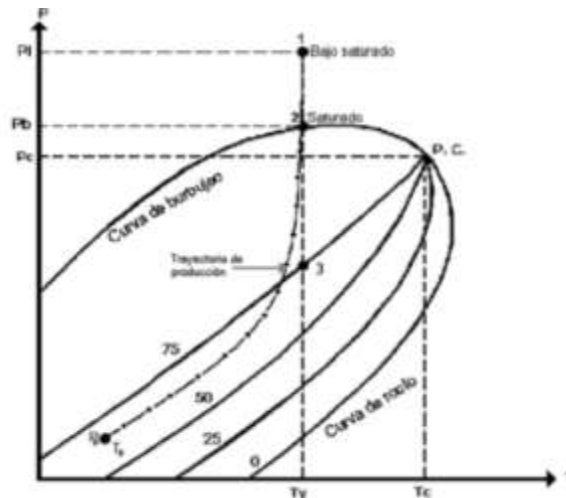


Fig.1.10 Diagrama de fase del aceite negro

Color: negro o verde negruzco
 Densidad relativa: mayor de 0.800
 RGA: menor 200 m^3/m^3 .

Yacimiento de Aceite Volátil

La división práctica entre el aceite negro y el aceite volátil se da cuando las ecuaciones de aceite negro dejan de ser adecuadas. La $T_c > T_y$ pero son muy cercanas. Llamado de alto encogimiento dado que pequeñas caídas de presión liberan grandes cantidades de gas. La R_{si} anda en el rango de 2000 a 3200 [pie^3/bl], el B_o es mayor de 2, la densidad es mayor de 40 °API, color café, verde y naranja.

Los yacimientos de aceite volátil o también denominado de alto encogimiento, contienen fluidos que, como su nombre lo indica, tienden a volatilizarse o evaporarse significativamente con reducciones en la presión, una vez alcanzado el punto de burbujeo. Como resultado de este fenómeno, el volumen ocupado por el

líquido se reduce considerablemente y de ahí el nombre de aceite de alto encogimiento.

Se caracterizan por tener una RGA relativamente alta (con valores intermedios entre la RGA de los yacimientos saturados y la RGA de los yacimientos de gas y condensado) y un factor de volumen del aceite bastante alto (cercano o mayor a dos).

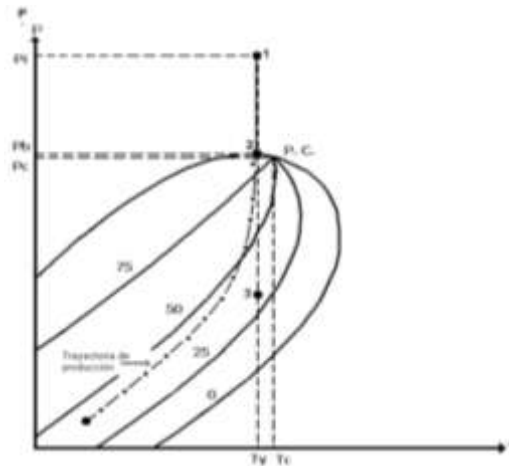


Fig. 1.11 Diagrama de fase para un yacimiento de aceite volátil
Color: ligeramente oscuro
Densidad relativa: entre de 0.800 y 0.75
RGA: entre 200 y 1,000 m³/m³.

Yacimiento de Gas y Condensado

Contiene menos componentes pesados que los aceites, la temperatura del yacimiento se encuentra entre la Tc y la cricondenterma $T_c < T_y$.

En este tipo de yacimientos si se encuentra por arriba de la presión de rocío, se tiene gas 100% en el yacimiento, pero al bajar la presión se condensará formando líquido (este fenómeno va en contra de la naturaleza general de los gases, por lo cual se le llama condensación retrograda).

Este tipo de yacimientos se encuentra en fase gaseosa a las condiciones iniciales, la condensación retrograda, en el yacimiento es mayor que la indicada en curvas presentadas en los reportes de análisis PVT a volumen constante a la temperatura del yacimiento con decrementos de presión relativamente grandes (500 a 1000 psi). Esto se explica por el hecho de que una vez que empieza la condensación de líquidos (los cuales permanecen inmóviles dentro de la roca) la composición de la mezcla de los fluidos remanentes en el yacimiento se va haciendo cada vez más rica en compuestos pesados y como consecuencia la tendencia a la acumulación

de líquidos se incrementa, esto se evidencia por el hecho de que a bajo de la presión de rocío, el contenido de condensado por unidad de volumen de fluido producido disminuye considerablemente y generalmente aumenta la RGA.

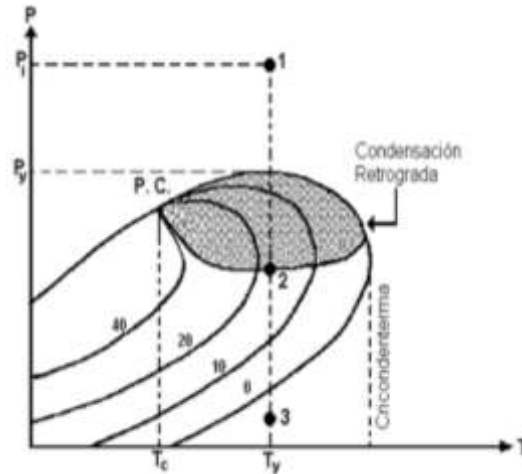


Fig. 1.12 Diagrama de fase para un yacimiento de gas y condensado

Color: café ligero

Densidad relativa: entre 0.74 y 0.78

RGA: entre 1,000 y 10,000 m³/m³.

Yacimiento de Gas Húmedo

No se forma líquido en el yacimiento en ninguna etapa de su explotación, durante su producción se forma líquido en algún punto de las tuberías de producción llamado "condensado", cuando estos fluidos son llevados a la superficie entran en la región de dos fases, generando que la RGA varié entre 10000 y 20000 m³/m³, el líquido recuperable tiende a ser transparente, con densidades menores a 0.75 gr/cm³ y el contenido de licuables en el gas, generalmente es bajo, menos de 30 Bls/106 pies³.

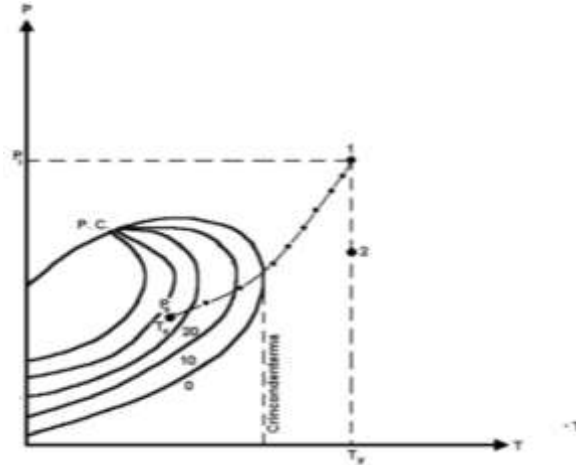


Fig. 1.13 Diagrama de fase de un yacimiento de gas húmedo

Color: acuoso

Densidad relativa: menor a 0.740

RGA: entre 10,000 y 20,000
m³/m³.

Yacimiento de Gas Seco

Constituido principalmente por metano, posee algunos intermedios, no se forma líquido en el yacimiento ni en ningún punto del sistema integral de producción. La palabra seco se refiere a que este gas no contiene los suficientes componentes pesados para formar líquidos a condiciones superficiales, los yacimientos de gas seco, contienen solamente gas a lo largo de toda la vida productiva de éste, ni a las condiciones de yacimiento, ni a las condiciones de superficie se entra en la región de dos fases, durante su explotación por lo que siempre se está en la región de estado gaseoso, teóricamente, los yacimientos de gas seco no producen líquidos en la superficie, sin embargo, la diferencia entre un gas seco y un gas húmedo es arbitraria generalmente un sistema de hidrocarburos que produzca con una relación gas-aceite mayor de 20000 m³/m³, se considera gas seco.

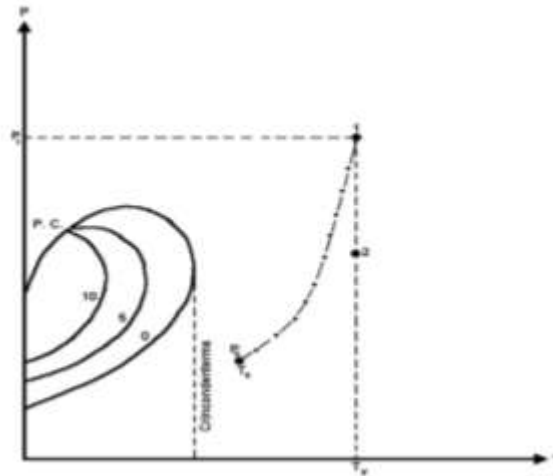


Fig. 1.14 Diagrama de fase de un yacimiento de gas seco

Color: acuoso

Densidad relativa: menor a 0.740

RGA: mayor a 20,000 m³/m³.

1.3 Análisis de los Fluidos Petroleros

El objetivo de la caracterización de los fluidos petroleros es el de predecir el comportamiento termodinámico de los hidrocarburos, en cualquier punto donde estos se muevan, desde el yacimiento hasta las baterías de separación.

Para conocer las propiedades de los fluidos, a diferentes presiones y temperaturas, se utilizan generalmente dos métodos, directos (Pruebas PVT, Análisis Cromatográfico, Análisis Sara) indirectos (Ecuaciones de Estado, Correlaciones Numéricas PVT) .

1.3.1 Métodos directos

Pruebas PVT

Las pruebas PVT consisten en una serie de procedimientos de análisis en el laboratorio, diseñado para proveer valores de las propiedades físicas del aceite y del gas.

Los estudios realizados a partir de estas pruebas dan como resultado la obtención de las siguientes propiedades:

- Presión en el punto de burbuja

- Factor de volumen del aceite
- Factor de solución gas-aceite
- Coeficiente de compresibilidad isotérmica del gas
- Viscosidad del aceite y del gas

Las pruebas se realizan colocando una cantidad de la mezcla de hidrocarburos en unas celdas llamadas celdas PVT, las cuales contienen un fluido que ejercerá presión sobre la mezcla analizada.

El mercurio es el fluido que se utiliza frecuentemente en este proceso.

Con este experimento se determina el comportamiento de los fluidos a determinada temperatura y realizándolo a otras temperaturas se obtienen los llamados “diagramas de fase”.

Existen varios procedimientos de laboratorio para análisis PVT: separación a composición constante (este procedimiento también es llamado vaporización flash, liberación flash o expansión flash), separación diferencial por el método convencional, separación diferencial por el método a volumen constante y simulación de condiciones de separación en el campo. Los tres primeros tratan de simular el comportamiento de los fluidos en el yacimiento y el último, en superficie.

Análisis cromatográfico

La Cromatografía Gaseosa es un procedimiento de análisis para separar, identificar y cuantificar los diferentes componentes de una mezcla. Las mezclas a analizar pueden estar inicialmente en estado gaseoso, líquido o sólido, pero en el momento del análisis la mezcla debe estar vaporizada.

La composición de una muestra de gases es, probablemente, el parámetro más importante de la misma. Esta característica es el resultado de la facilidad con que pueden estimarse las distintas propiedades de un gas a partir de su composición, ya sea mediante correlaciones, ecuaciones de estado o cálculo de propiedades aditivas.

Cuando se conoce la composición una mezcla de gases es posible obtener los siguientes parámetros con razonable exactitud

- Densidad.
- Viscosidad.
- Poder Calorífico.

- Presión de Rocío.

El análisis cromatográfico de una mezcla gaseosa proporciona los datos necesarios para calcular, con razonable exactitud, casi todos los parámetros de interés de dicha mezcla. Esto es así gracias a dos factores concurrentes:

- El cromatograma de una mezcla de gases proporciona la composición individual de todos los componentes mayoritarios de la mezcla.
- Las propiedades de los gases son básicamente aditivas. En otras palabras, las propiedades de la mezcla son calculables a partir de las propiedades de los componentes individuales.

En el caso de mezclas líquidas de hidrocarburos, las dos condiciones mencionadas no se cumplen o sólo lo hacen parcialmente.

- El sistema cromatográfico convencional retiene componentes "pesados" tales como parafinas de elevado peso molecular, resinas, asfaltenos, etc. Estos componentes, presentes en todos los Petróleos Negros, suelen representar una fracción particularmente importante en los petróleos con menos de 40 °API.
- Muchas de las propiedades de las mezclas líquidas (y en especial la viscosidad) no son propiedades aditivas.

Análisis SARA

Es un método de caracterización de aceites pesados basado en fraccionamiento, por el cual se separa una muestra de petróleo pesado en cantidades más pequeñas o fracciones, de modo de que cada fracción tenga una composición diferente. El fraccionamiento se basa en la solubilidad de los componentes de hidrocarburo en diversos solventes utilizados en esta prueba cada fracción consta de una clase de solubilidad que contiene un rango de diferentes especies de peso molecular. En este método, se fracciona el petróleo crudo en cuatro clases de solubilidad, llamadas colectivamente "SARA": saturados, aromáticos, resinas y asfaltenos. Los saturados son, en general, iso y ciclo parafinas, mientras que los aromáticos, las resinas y los asfaltenos forman un continuo de moléculas con peso molecular, aromaticidad y contenido de heteroátomos en aumento. Los asfaltenos también pueden contener metales como níquel y vanadio. En ocasiones, este método se denomina análisis de deposición de asfaleno/cera/hidrato.

1.3.2 Métodos indirectos

Ecuaciones de estado

Una ecuación de estado es una expresión analítica que relaciona la presión respecto a la temperatura y el volumen. Una descripción adecuada de una relación *PVT* para fluidos hidrocarburos reales es básica para determinar los volúmenes de los fluidos y el comportamiento de fase de los fluidos petroleros, así como en el pronóstico del comportamiento de los fluidos para el diseño de las instalaciones de separación en la superficie.

Durante el desarrollo de la ecuación de estado para gases ideales, se consideraron dos suposiciones, la *primer suposición* considera que el volumen de las moléculas de gas es insignificante en comparación con el volumen del contenedor (recipiente que lo contiene) y la distancia entre las moléculas, y la *segunda suposición* considera la inexistencia de fuerzas de atracción o de repulsión entre las moléculas del gas o entre el gas y las paredes del recipiente que las contiene.

Correlaciones Numéricas PVT

Las correlaciones PVT son desarrolladas apartir de datos de laboratorio y/o de campo y formuladas de manera que puedan ser utilizadas con datos obtenidos sin mucha pérdida de tiempo y/o inversión de esfuerzo. Estos datos son:

- a) Propiedades de los fluidos
 - Gravedad específica del aceite
 - Gravedad específica del gas
 - Relación gas-aceite
- b) Propiedades del Yacimiento
 - Presión
 - Temperatura

Antes de determinar una propiedad, se debe asegurar que la aplicación de interés se encuentra dentro del rango de los datos para la cual la correlación fue desarrollada. Una vez hecho esto, la correlación utilizada será adecuada y se obtendrán resultados confiables.

1.4 Ecuaciones de Estado

Ecuación de estado de van der Waals

Una de las primeras ecuaciones de estado para representar el comportamiento de los gases reales fue desarrollada por van der Waals en 1873. van der Waals se enfocó en tratar de eliminar las dos suposiciones mencionadas anteriormente mediante su ecuación de estado, explicando que las moléculas de gas ocupan una fracción significativa de volumen a presiones altas.

Para contrarrestar la primera suposición van der Waals propuso que el volumen de las moléculas, representado por el *parámetro b* debe de restarse del volumen molar real V_M en la ecuación de los gases ideales; arreglando esta última ecuación se tiene:

$$p = \frac{RT}{V_M - b} \quad (1.33)$$

en donde el *parámetro b* representa el volumen de las moléculas que se restan y V_M es la variable que representa el volumen molar real, ambos en ft^3 por una unidad de *lbm-mol*.

Para eliminar la segunda suposición, van der Waals restó un término de corrección, denominado a/V_M^2 a la ecuación

$$p = \frac{2RT}{V_M - b} - \frac{a}{V_M^2} \quad (1.34)$$

O bien

$$\left(P + \frac{a}{V_M^2} \right) (V_M - b) = RT \quad (1.35)$$

$$R = \text{constante universal de los gases} = 10.73 \left[\frac{\frac{lb}{pg^2} - pie^3}{lbm - mol - ^\circ R} \right]$$

$$p = \text{presion del sistema} \left[\frac{lb}{pg^2} abs \right]$$

$$T = \text{temperatura del sistema} [^\circ R]$$

$$v = \text{volumen molar} \left[\frac{ft^3}{mol} \right]$$

Los *parámetros a* y *b* representan constantes y caracterizan las propiedades moleculares de cada componente de la mezcla.

Ecuaciones de estado en el punto crítico

Van der Waals al tratar de determinar experimentalmente los valores de las *constantes a* y *b* para cualquier sustancia pura, en un diagrama de fase de presión contra volumen molar observó que la isoterma crítica, representa una pendiente horizontal y un punto de inflexión en el punto crítico, por lo que las constantes *a* y *b* se determinan de las siguiente manera (*Mcain, the properties of petroleum fluids, pag. 131-132*)

$$a = \frac{27R^2T_c^2}{64p_c} \quad (1.36)$$

$$b = \frac{RT_c^2}{8p_c} \quad (1.37)$$

Ecuación de estado cúbica de van der Walls de dos parámetros

La ecuación de estado de van der Waals en forma cúbica y en términos de V_M se expresa como:

$$V_M^3 - \left(b + \frac{RT}{p}\right)V_M^2 + \left(\frac{a}{p}\right)V_M - \left(\frac{ab}{p}\right) = 0 \quad (1.38)$$

El término de ecuación de estado cúbica implica una ecuación que expandida contiene términos de volumen molar, V_M , elevados a la primera, segunda y tercera potencia. Una de las características de mayor importancia de la ecuación 1.38, es la caracterización del fenómeno condensación-líquido y del cambio de estado de la fase gas a la fase líquida conforme el gas se comprime.

Expresando la ecuación 1.38 en términos del *factor de compresibilidad* z , se tiene:

$$z^3 - (1 + B)z^2 + Az - AB = 0 \quad (1.39)$$

Donde:

$$A = \frac{ap}{R^2T^2} \quad (1.40)$$

$$B = \frac{bp}{RT} \quad (1.41)$$

La solución de la ecuación de estado 1.38 proporciona una raíz real para z en la región de una fase (en algunas regiones súper críticas esta ecuación proporcionan tres raíces reales para z , seleccionando la mayor raíz como el valor con significado físico para el *factor de compresibilidad*, z) y tres raíces reales en la región de dos fases (en donde la presión del sistema es igual a la presión de vapor de la sustancia). En este último caso, la raíz real con el mayor valor numérico corresponde al factor de compresibilidad de la fase vapor (gas), z^V , mientras que la raíz real con el menor valor numérico corresponde al factor de compresibilidad de la fase líquida, z^L .

Ecuación de estado de Redlich-Kwong (*EdE de RK*)

En 1948 Redlich y Kwong modificaron el término de fuerzas de atracción (fuerzas de presión a/V^2) de la ecuación de van der Waals, lo cual mejora en forma considerable la predicción de las propiedades físicas y volumétricas de la fase gas. Redlich-Kwong sustituyeron el término de fuerzas de atracción de presión, con un término general de dependencia de la temperatura. La ecuación de Redlich-Kwong se expresa como:

$$\left[p + \frac{a}{T^{\frac{1}{2}}V_M(V_M + b)} \right] (V_M - b) = RT \quad (1.42)$$

Dónde

$$b = 0.259921V_{Mc} \quad (1.43)$$

expresando la ecuación de estado de Redlich-Kwong (ecuación 4.30) a las condiciones en el punto crítico

$$\left[p_c + \frac{a}{T_c^{\frac{1}{2}}V_{Mc}(V_{Mc} + b)} \right] (V_{Mc} - b) = RT_c \quad (1.44)$$

Dónde:

$$a = \Omega_a \frac{R^2 T_c^{2.5}}{p_c} \quad (1.45)$$

$$b = \Omega_b \frac{RT_c}{p_c} \quad (1.46)$$

en donde Ω_a y Ω_b son constantes e iguales a 0.427481 y 0.08664, respectivamente.

Expresando la ecuación de Redlich-Kwong en términos del factor de compresibilidad se tiene:

$$z^3 - z^2 + (A - B - B^2)z - AB = 0 \quad (1.47)$$

De donde:

$$A = \frac{ap}{R^2 T^{2.5}} \quad (1.48)$$

$$B = \frac{bp}{RT} \quad (1.49)$$

Ecuación de estado de Soave-Redlich-Kwong

Soave en 1972 realizó una modificación en la evaluación del parámetro a en las presiones de atracción de la ecuación de Redlich-Kwong. Soave reemplazo el término de $a/T^{1/2}$ con un término dependiente de la temperatura, a_T , es decir:

$$\left[p + \frac{a_T}{V_M(V_M + b)} \right] (V_M - b) = RT \quad (1.50)$$

En donde a_T está dado por:

$$a_T = a_c \alpha \quad (1.51)$$

siendo α el término dependiente de la temperatura y es adimensional. Cuando la temperatura del sistema es igual a la temperatura crítica ($T = T_c$), α tiene el valor de una unidad y a_c es el valor de a_T a la T_c .

A temperatura diferente a la temperatura crítica, el parámetro α se define por:

$$\alpha = [1 + m(1 - T_r^{1/2})]^2 \quad (1.52)$$

en donde el parámetro m se correlaciona con el factor acéntrico de Pitzer, ω , como:

$$m = 0.480 + 1.574\omega - 0.176\omega^2 \quad (1.53)$$

siendo el factor acéntrico de Pitzer, ω , definido a una T_r de 0.7, como:

$$\omega = -(\log(p_{vr}) + 1) \quad (1.54)$$

en donde p_{vr} es la presión de vapor reducida evaluada a una T_r de 0.7. El factor acéntrico de Pitzer, ω , es un valor constante para cada sustancia pura.

Expresando la ecuación de Soave-Redlich-Kwong en forma cubica:

$$V_M^3 - \left(\frac{RT}{p}\right)V_M^2 + \left[\frac{a_T}{p} - \frac{bRT}{p} - b^2\right]V_M - \left(\frac{a_T b}{p}\right) = 0 \quad (1.55)$$

Introduciendo el *factor z* dentro de la ecuación 1.55 al reemplazar el volumen molar, V_M , en la ecuación con (zRT/p) y arreglando:

$$z^3 - z^2 + (A - B - B^2)z - AB = 0 \quad (1.56)$$

en donde:

$$A = \frac{a_T P}{(RT)^2} (RT)^2 \quad (1.57)$$

$$B = \frac{bp}{RT} \quad (1.58)$$

Ecuación de Estado de Peng-Robinson (*EdE de PR*)

Peng y Robinson, *PR*, en 1975 realizaron un exhaustivo estudio para evaluar el uso de la ecuación de estado de Soave-Redlich-Kwong, *SRK*, y predecir el comportamiento de los hidrocarburos. Peng y Robinson, *PR*, mejoraron la ecuación de estado de *SRK* para predecir las densidades de líquidos y otras propiedades físicas, principalmente en la vecindad de la región crítica. Ellos propusieron un ligero cambio en el término de atracción molecular de la ecuación 1.42, es decir:

$$\left[p + \frac{a}{V_M(V_M + b) + b(V_M - b)} \right] (V_M - b) = RT \quad (1.59)$$

rearrreglando la ecuación 1.59 en la forma del factor de compresibilidad,

$$z^3 + (B - 1)z^2 + (A - 2B - 3B^2)z - (AB - B^2 - B^3) = 0 \quad (1.60)$$

en donde A y B se dan para componentes puros mediante:

$$A = \frac{a_T P}{(RT)^2} \quad (1.61)$$

$$B = \frac{bp}{RT} \quad (1.62)$$

1.5 Correlaciones Numéricas PVT

Las correlaciones son de suma importancia ya que nos darán un valor aproximado de las propiedades del aceite por medio de una ecuación empírica, enunciaremos las más importantes o bien las más empleadas en la industria por su credibilidad y certeza.

Propiedades del aceite saturado

Correlación de M.B. Standing

Establece las relaciones empíricas observadas entre la presión de saturación y el factor de volumen del aceite, en función de la razón gas disuelto-aceite, las densidades del gas y del aceite producido, la presión y la temperatura.

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

Debe entenderse que la densidad del aceite producido en el tanque de almacenamiento dependerá de las condiciones de separación (etapas, presiones y temperatura). Mientras más etapas de separación sean, el aceite será más ligero (mayor densidad API).

Así, el B_o fue correlacionado con R_s , la temperatura, la densidad relativa del gas y la densidad del aceite.

Procedimiento:

La presión del aceite saturado se correlacionó con la relación de solubilidad (R_s) de la siguiente forma:

$$p = 18 \left(\left(\frac{R_s}{\gamma_{gd}} \right)^{0.83} 10^{(0.00091T - 0.0125^\circ API)} \right) \quad (1.63)$$

Por lo que despejando la relación gas disuelto-aceite (R_s) de la ecuación anterior se tiene:

$$R_s = \gamma_{gd} \left(\left(\frac{P}{18} \right) 10^{(0.0125^\circ API - 0.00091T)} \right)^{\frac{1}{0.83}} \quad (1.64)$$

El factor de volumen del aceite fue relacionado con la relación gas disuelto-aceite, la temperatura, la densidad relativa del gas y la densidad del aceite. Se obtuvo la siguiente expresión:

$$B_o = 0.9759 + 0.000147(F)^{1.175} \quad (1.65)$$

Dónde:

$$F = R_s \left(\frac{\gamma_{gd}}{\gamma_o} \right)^{0.5} + 1.25 T \quad (1.66)$$

R_s : Relación de solubilidad [pies³/barril de aceite]

γ_o : Gravedad específica del aceite

γ_{gd} : Gravedad específica del gas disuelto

P : Presión del sistema [lb/pg²]

API : Densidad del petróleo

T : Temperatura en [°F]

B_o : Factor de volumen del aceite [pies³@ c.y. /pies³@ c.s.]

Correlación de Vázquez-Beggs

Para establecer estas correlaciones se usaron más de 6000 datos de R_s , B_o y μ_o , a diferentes presiones y temperaturas. Como el valor de la densidad relativa del gas es un parámetro de correlación importante, se decidió usar un valor de dicha

densidad relativa normalizada a una presión de separación de 100 lb/pg2 manométrica.

Procedimiento:

El primer paso para usar estas correlaciones para el aceite saturado consiste en obtener el valor de la densidad relativa del gas a dicha presión.

$$\gamma_{gs} = \gamma_{gp} \left[1 + 5.912 \times 10^{-5} API T_s \log\left(\frac{P_s}{114.7}\right) \right] \quad (1.67)$$

La correlación para determinar R_s se afinó dividiendo los datos en dos grupos, de acuerdo con la densidad del aceite. Se obtuvo la siguiente ecuación:

$$R_s = C_1 \gamma_{gc} P^{C_3} \exp\left(\frac{C_3 API}{T + 460}\right) \quad (1.68)$$

Los valores de los coeficientes son:

Constante	° API ≤ 30	° API > 30
C ₁	0.0362	0.0178
C ₂	1.0937	1.1870
C ₃	25.724	23.931
C ₄	4.677 x 10 ⁻⁴	4.67 x 10 ⁻⁴
C ₅	1.751 x 10 ⁻⁵	1.1 x 10 ⁻⁵
C ₆	-1.811 x 10 ⁻⁸	1.337 x 10 ⁻⁹

Tabla 1.1 Coeficientes utilizados en la correlación de Vazquez-Beggs

La expresión que se obtuvo para determinar el factor de volumen es:

$$B_o = 1.0 + C_4 R_s + (C_5 + C_6 R_s) \left((T - 60) \left(\frac{API}{\gamma_{gs}} \right) \right) \quad (1.69)$$

γ_{gs} : Densidad relativa del gas normalizada a una presión de separación de 100 lb/pg² manometricas.

γ_{gp} : Densidad relativa del gas a condiciones de P_s y T_s

T_s : Temperatura en la primera etapa de separación [°F]

P_s : Presión de la primera etapa de separación [lb/pg²]

Correlación de Oistein-Glaso

Esta correlación fue establecida utilizando muestras de aceite producido en el Mar del Norte, donde predominan los aceites de tipo volátil. Por lo que, el cálculo de R_s y B_o se efectúan dependiendo si es un aceite tipo volátil o aceite negro.

Procedimiento:

Los valores de la relación de solubilidad y del factor de volumen del aceite saturado se obtienen mediante los pasos siguientes:

Calcule p^* con:

$$\log p^* = -2.57364 + 2.35772 \log p - 0.703988 \log^2 p + 0.098479 \log^3 p \quad (1.70)$$

Calcule R_s con:

$$R_s = \gamma_{gd} \left(\frac{p^* \text{API}^{0.989}}{T^a} \right)^{\frac{1}{0.816}} \quad (1.71)$$

Donde:

$$a = 0.130 \text{ para aceite volatiles}$$

$$a = 0.172 \text{ para aceites negros}$$

Para lograr un mejor ajuste se puede variar el valor del exponente a.

Calcule B_o^* con:

$$B_o^* = R_s \left(\frac{\gamma_{gd}}{\gamma_o} \right)^{0.526} + 0.968T \quad (1.72)$$

Determine B_o con:

$$B_o = 1 + 10^a \quad (1.73)$$

Donde:

$$a = -6.58511 + 2.91329 \log B_o^* - 0.27683 \log^2 B_o^* \quad (1.74)$$

Correlación de J. A. Lasater

Para el cálculo de R_s , esta correlación se basa en 158 mediciones experimentales de la presión en el punto de burbujeo de 137 sistemas independientes, producidos en Canadá en el centro y Oeste de los estados Unidos y América del Sur. El error promedio en la representación algebraica es del 3.8% y el máximo error encontrado es del 14.7%.

El peso molecular del aceite en el tanque de almacenamiento se correlacionó con los grados API (de 15 a 40 y 40 a 55).

Procedimiento:

Las siguientes ecuaciones corresponden a la correlación de Lasater para un aceite saturado:

$$p = \frac{p_f(T + 460)}{\gamma_{gd}} \quad (1.75)$$

Donde p_f es el factor de la presión en el punto de burbujeo, el cual fue relacionado con la fracción molecular del gas (γ_g) a cuya curva resultante le fue ajustada la siguiente ecuación:

$$p_f = 504.3 \times 10^{-2} \gamma_g^3 + 310.526 \times 10^{-2} \gamma_g^2 + 136.226 \times 10^{-2} \gamma_g + 119.118 \times 10^{-3} \quad (1.76)$$

La fracción molar del gas se calcula con la siguiente expresión:

$$\gamma_g = \frac{\frac{R_s}{379.3}}{\frac{R_s}{379.3} + \frac{350\gamma_o}{M_o}} \quad (1.77)$$

El peso molecular del aceite en el tanque (M_o) se correlacionó con los °API del aceite en el tanque de almacenamiento, a cuya curva se le juntaron las siguientes expresiones:

$$\text{si } 15 \leq \text{°API} < 40, M_o = \frac{(63.506 - \text{°API})}{0.0996} \quad (1.78)$$

$$\text{si } 40 \leq \text{°API} < 55, M_o = \left(\frac{1048.33}{\text{°API}} \right)^{1.6736} \quad (1.79)$$

La expresión para determinar R_s se obtuvo a partir de la ecuación 1.77:

$$R_s = 132755 \frac{Y_g \gamma_o}{(1 - Y_g) M_o} \quad (1.80)$$

A la fracción molar del gas en función de p_f , se le ajustó la siguiente ecuación:

$$Y_g = 419.545 \times 10^{-5} p_f^3 - 591.428 \times 10^{-4} p_f^2 + 334.519 \times 10^{-3} p_f + 169.879 \times 10^{-4} \quad (1.81)$$

M_o : Masa de aceite [$\text{lb}_{\text{mol}} @ \text{c.s.} / \text{bl}_o @ \text{c.s.}$]

Y_g : Fracción molar del componente parte gaseosa

P_f : Factor de presión de burbuja [lb/pg^2]

Densidad del aceite saturado

La densidad del aceite saturado se calcula con la siguiente expresión:

$$\rho_o = \frac{62.4 \gamma_o + 0.01362 R_s \gamma_{gd}}{B_o} \quad (1.82)$$

Viscosidad del aceite saturado

La viscosidad del aceite saturado se puede calcular de la manera siguiente:

$$\mu_o = a\mu_{om}^b \quad (1.83)$$

$$a = 10.715(R_s + 100)^{-0.515} \quad (1.84)$$

$$b = 5.44 (R_s + 150)^{-0.338} \quad (1.85)$$

$$\mu_{om} = 10^x - 1 \quad (1.86)$$

$$X = YT^{-1.63} \quad (1.87)$$

$$Y = 10^z \quad (1.88)$$

$$Z = 3.0324 - 0.02023^\circ API \quad (1.89)$$

Tensión superficial del aceite saturado

La tensión superficial del aceite saturado se puede determinar con la siguiente expresión:

$$\sigma_o = (42.4 - 0.047T - 0.267^\circ API) \exp(-0.0007p) \quad (1.90)$$

Propiedades del aceite bajosaturado

Compresibilidad del aceite bajosaturado

La ecuación siguiente sirve para determinar la compresibilidad del aceite bajosaturado:

$$C_o = \frac{(C_1 + C_2 R_s + C_3 T + C_4 \gamma_{gs} + C_5 \text{°API})}{C_6 p} \quad (1.91)$$

Donde:

$$C_1 = -1433, C_2 = 5, C_3 = 17.2, C_4 = -1180, C_5 = 12.61, C_6 = 10^5$$

Densidad del aceite bajosaturado

La densidad del aceite bajosaturado esta dado por la siguiente expresión:

$$\rho_o = \rho_{ob} \exp(C_o(p - p_b)) \quad (1.92)$$

Viscosidad del aceite bajosaturado

La viscosidad del aceite bajo saturado se obtiene de la manera siguiente:

$$\mu_o = \mu_{ob} \left(\frac{p}{p_b}\right)^m \quad (1.93)$$

$$m = C_1 p^{C_2} \exp(C_3 + C_4 p) \quad (1.94)$$

Donde:

$$C_1 = 2.6$$

$$C_2 = 1.187$$

$$C_3 = -11.513$$

$$C_4 = -8.98 \times 10^{-5}$$

Factor de volumen del aceite bajosaturado

Para el aceite bajosaturado se tiene la ecuación:

$$B_o = B_{ob} \exp(-C_o(p - p_b)) \quad (1.95)$$

Correlaciones para obtener la presión en el punto de burbujeo

El primer paso para obtener las propiedades del aceite bajosaturado es la determinación de la presión de saturación del aceite. Las expresiones a aplicar se obtienen de las ecuaciones previamente establecidas.

Standing:

$$P_b = 18 \left(\left(\frac{R}{\gamma_{gd}} \right)^{0.83} 10^{(0.00091T - 0.0125^\circ API)} \right) \quad (1.96)$$

Vázquez:

$$P_s = \left[\frac{R_s \exp\left(\frac{C_3 API}{T + 460}\right)}{C_1 \gamma_{gc}} \right]^{\frac{1}{C_2}} \quad (1.97)$$

Oistein:

$$P_b = 10^{[1.7669 + 1.7447 \log p_b^* - 0.30201 (\log p_b^*)^2]} \quad (1.98)$$

Donde:

$$p_b^* = \left(\frac{R}{\gamma_{gd}} \right)^{0.816} \frac{T^{0.130}}{API^{0.989}} \quad (1.99)$$

Lasater:

$$P_b = \frac{p_f(T + 460)}{\gamma_{gd}} \quad (1.100)$$

Donde p_f se obtiene con la ecuación 1.76.

Por lo general la presión de saturación del agua se considera igual a la presión de saturación del aceite.

1.6 Ejercicio de Aplicación

El siguiente ejemplo corresponde al procedimiento que se tiene que efectuar para seleccionar las correlaciones a emplear en el cálculo de R_s , B_o y P_b con sus respectivos ajustes y el cálculo de las propiedades del aceite a ciertas condiciones de presión y temperatura.

Suponiendo que los datos recopilados son los siguientes:

$$\gamma_g = \gamma_{gp} = 0.85 \text{ (solo en una etapa de separación)}$$

$$Y_{N_2} = 0$$

$$Y_{CO_2} = 0.287$$

$$Y_{H_2S} = 0.2327$$

$$^\circ API = 30$$

$$R = 750 \left[\frac{\text{pies}^3}{bl_o} \right]$$

$$p_s = 120 \left[\frac{lb}{pg^2 abs} \right]$$

$$T_s = 75 [^\circ F]$$

$$B_{ofb} = 1.455 \left[\frac{bl_o @ c. b.}{bl_o @ c. s.} \right]$$

$$R_{sfb} = 750 \left[\frac{\text{pies}^3}{bl_o} \right]$$

$$p_b = 3300 \left[\frac{lb}{pg^2 abs} \right]$$

$$T_b = 220 [^\circ F]$$

$$\bar{p} = 2000 \left[\frac{lb}{pg^2 abs} \right]$$

$$\bar{T} = 200 [^\circ F]$$

Solución:

El primer paso es seleccionar las correlaciones que mejor determinan los valores de P_b , R_s y B_o con sus respectivos factores de corrección.

Para hacer las correlaciones, se tomarán los datos de laboratorio R_{sfb} , B_{ofb} y P_b .

Aplicando las correlaciones de Standing, Vázquez, Oistein y Lasater respectivamente se calculan los valores de p_b .

Standing:

$$P_b = 18 \left(\left(\frac{R}{\gamma_{gd}} \right)^{0.83} 10^{(0.00091T - 0.0125^\circ API)} \right)$$

$$P_b = 18 \left(\left(\frac{750}{0.85} \right)^{0.83} 10^{(0.0091 \times 220 - 0.0125 \times 30)} \right) = 3,352$$

Vázquez:

$$P_s = \left[\frac{R_s \exp\left(\frac{C_3 API}{T + 460}\right)}{C_1 \gamma_{gc}} \right]^{\frac{1}{C_2}}$$

$$P_s = \left[\frac{750 \exp\left(\frac{-25.724 \times 30}{220 + 460}\right)}{0.0362 \times 0.8522} \right]^{\frac{1}{1.0937}} = 3,626$$

Oistein:

$$P_b = 10^{[1.7669 + 1.7447 \log p_b^* - 0.30201(\log p_b^*)^2]}$$

$$P_b = 10^{[1.7669 + 1.7447 \log(17.672) - 0.30201(\log(17.672))^2]} = 2,971$$

Donde:

$$p_b^* = \left(\frac{R}{\gamma_{gd}} \right)^{0.816} \frac{T^{0.130}}{^\circ API^{0.989}}$$

$$p_b^* = \left(\frac{750}{0.85} \right)^{0.816} \frac{220^{0.130}}{30^{0.989}} = 17.672$$

Lasater:

$$P_b = \frac{p_f(T + 460)}{\gamma_{gd}}$$

$$P_b = \frac{4.1234(220 + 460)}{0.85} = 3,299$$

Se observa que con la correlación de Lasater se ajusta de manera mas aproximada, el valor de p_b .

Para la relación de solubilidad se aplican las siguientes ecuaciones:

Standing:

$$R_s = \gamma_{gd} \left(\left(\frac{P}{18} \right) 10^{(0.0125^\circ API - 0.00091T)} \right)^{\frac{1}{0.83}}$$

$$R_s = 0.85 \left(\left(\frac{3300}{18} \right) 10^{(0.0125*30 - 0.00091*220)} \right)^{\frac{1}{0.83}} = 736$$

Vázquez:

$$R_s = C_1 \gamma_{gc} P^{C_3} \exp \left(\frac{C_3 API}{T + 460} \right)$$

$$R_s = 0.0362 * 0.85 * 3300^{1.0937} \exp \left(\frac{25.724 * 30}{220 + 460} \right) = 610$$

Oistein:

$$R_s = \gamma_{gd} \left(\frac{p^* \circ API^{0.989}}{T^a} \right)^{\frac{1}{0.816}}$$

$$R_s = 0.85 \left(\frac{19.786 * 30^{0.989}}{220^{0.172}} \right)^{\frac{1}{0.816}} = 653$$

Lasater:

$$R_s = 132755 \frac{Y_g \gamma_o}{(1 - Y_g) M_o}$$

$$R_s = 132755 \frac{0.6850 * 0.8762}{(1 - 0.6850) 336.41} = 752$$

La correlación de Lasater se ajusto de manera más aproximada al valor de R_s .

Para el factor de volumen de aceite se aplican las ecuaciones:

Standing:

$$B_o = 0.9759 + 0.000147(F)^{1.175}$$

$$B_o = 0.9759 + 0.000147(1013.7017)^{1.175} = 1.4704$$

Vázquez:

$$B_o = 1.0 + C_4 R_s + (C_5 + C_6 R_s) \left((T - 60) \left(\frac{API}{\gamma_{gs}} \right) \right)$$

$$B_o = 1.0 + 4.677 \times 10^{-4} * 750$$

$$+ (1.751 \times 10^{-5} + 1.811 \times 10^{-8} * 750) \left((220 - 60) \left(\frac{30}{0.85222} \right) \right)$$

$$= 1.3729$$

Oistein:

$$B_o = 1 + 10^a$$

$$B_o = 1 + 10^{-0.36412} = 1.4324$$

Con la correlación de Standing se calcula de manera mas aproximada el valor de B_o

A continuación se muestra una tabla de resultados en los cuales se comparan los valores obtenidos con cada una de las correlaciones y los valores obtenidos del laboratorio.

CORRELACIONES	R_s	B_o	P_b
Standing	736	1.4723	3352
Vázquez	610	1.3729	3626
Oistein	653	1.4324	2971
Lasater	752	-	3299
Laboratorio	750	1.4550	3300

2. COMPORTAMIENTO DE AFLUENCIA

2.1. Flujo del Yacimiento al Pozo

Uno de los componentes más importantes de un Sistema Integral de Producción es el yacimiento. En esta área de flujo la pérdida de energía se encuentra en un rango de 10 a 30 % del total (Beggs, 1991). En consecuencia, el flujo hacia el pozo depende de la caída de presión en el yacimiento hasta el fondo del pozo, es decir, la presión del yacimiento menos la presión de fondo fluyendo ($P_{ws}-P_{wf}$). La relación entre el gasto y la caída de presión ocurrida en el medio poroso es muy compleja y depende de los parámetros tales como propiedades de los fluidos, propiedades de las rocas, saturación de los fluidos contenidos en la roca, daño a la formación, turbulencia y mecanismos de empuje.

- *Ley de Darcy*

En ingeniería petrolera se utiliza con mucha frecuencia la Ley de Darcy para describir el comportamiento de flujo (laminar) en el yacimiento, la que fue establecida por Henry Darcy (1856), para establecer dicha ley Darcy realizó un experimento relativamente sencillo, un recipiente lo llenó de arena e hizo fluir agua a través del empacamiento hasta saturarlo completamente.

A partir de esto, Darcy encontró que la velocidad de un fluido a través de un medio poroso es proporcional al gradiente de presión $\frac{dp}{dx}$ e inversamente proporcional a la viscosidad, μ . De esta forma, Darcy llegó a establecer la siguiente expresión:

$$V = Cte \frac{dp}{dx} \quad (2.1)$$

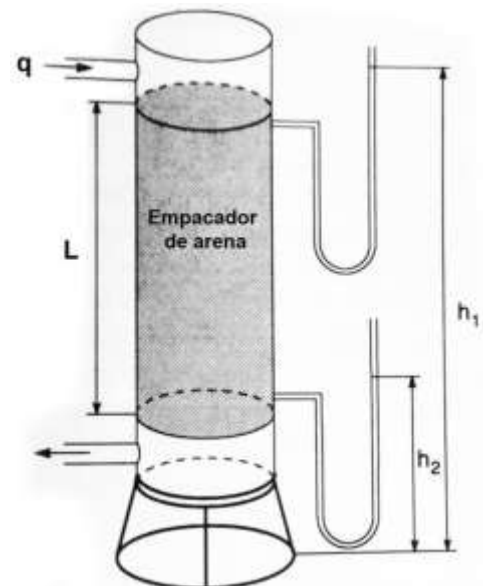


Fig. 2.1 Experimento de Darcy, flujo de agua a través de un empacamiento de

Wycoff y Muskat (1936), establecieron que la constante de proporcionalidad de la Ley de Darcy puede ser expresada en términos de dos propiedades correspondientes al sistema roca-fluidos, es decir, viscosidad y permeabilidad, quedando finalmente expresada como se conoce en la actualidad a la Ley de Darcy:

$$V = Cte \frac{dp}{dx} \quad (2.2)$$

O bien en términos de gasto volumétrico:

$$q = VA = -\frac{k_a A dp}{\mu dx} \quad (2.3)$$

A : Área total transversal del flujo	$[cm^2]$
k_a : Permeabilidad absoluta del medio poro	$[Darcy]$
q : Gasto volumétrico a condiciones de flujo	$[\frac{cm^2}{seg}]$
V : Velocidad del fluido	$[\frac{cm}{seg}]$
μ : Viscosidad del fluido	$[cp]$
$\frac{dp}{dx}$: Gradiente de presión en dirección al flujo	$[\frac{Atm}{cm}]$

El signo negativo asociado a la ec.2.2 y ec.2.3, se debe a que si dx es medido en la dirección de flujo, la presión "P" declina conforme "x" se incrementa. Esta declinación dará como resultado un valor negativo para $\frac{dp}{dx}$. Por consiguiente, el signo deberá ser incluido en la ecuación para asegurar que la velocidad V , sea positiva.

La Ley de Darcy, sólo es válida bajo las siguientes consideraciones:

- Medio homogéneo e isotrópico.
- Medio poroso saturado al 100% por un fluido de viscosidad constante.
- Temperatura constante.

- Flujo laminar.

2.2 Ecuación de Afluencia

El comportamiento de afluencia de un pozo representa la capacidad de un pozo para aportar fluidos. Es decir, el comportamiento de flujo indicará la respuesta de la formación a un abatimiento de presión en el pozo productor.

Para calcular la caída de presión (abatimiento) en un yacimiento, se requiere una expresión que muestre las pérdidas de energía o presión, debido al esfuerzo viscoso o fuerzas de fricción como una función de la velocidad o gasto. Por tanto, para establecer la ecuación de afluencia para un determinado pozo productor, será necesario aplicar y combinar las siguientes ecuaciones:

- a) Ecuación de conservación de la masa.
- b) Ecuación de movimiento.
- c) Ecuación de estado.

La Ley de Darcy se debe considerar siempre en la predicción de los gastos de flujo, desde el yacimiento hasta la cara del pozo. Evinger y Muskat (1943), establecieron la siguiente ecuación, que puede ser aplicada para predecir cualquier condición de flujo:

$$q = \frac{Cte (k_a h)}{\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} \int_{p_{wfs}}^{P_e} f(P) dP \quad (2.4)$$

Cte : Constante, la que en unidades de campo es igual a 0.00708

f(p): Alguna función de presión [Adimensional]

h: Espesor de la zona productora [pie]

k_a: Permeabilidad absoluta [mD]

P_e: Presión en la frontera exterior [$\frac{lb}{pg^2}$]

P_{wfs} : Presión de flujo en la pared de pozo [$\frac{lb}{pg^2}$]

q: Gasto de aceite [bpd]

r_e: Radio de drene [pie]

r_w : Radio del pozo

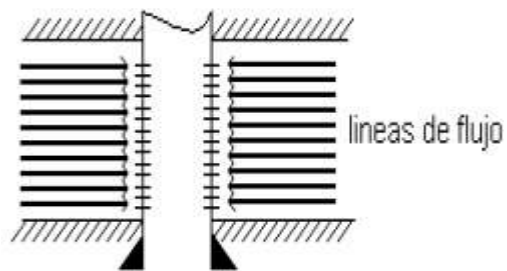
[pie]

La ec.2.4 es aplicable a todos los sistemas porosos, sin embargo, la solución o forma que adquiera, dependerá de las condiciones iniciales y de frontera (daño, almacenamiento, fracturas, penetración parcial), así como también de la geometría y tipo de flujos establecidos en el sistema.

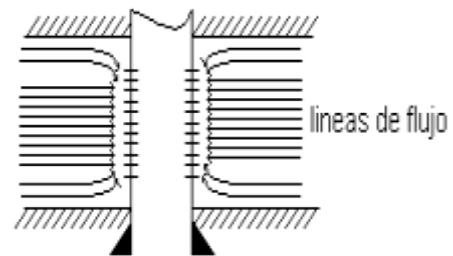
2.3 Geometría de Flujo

En el flujo de fluidos del yacimiento hacia el pozo se han observado diferentes geometrías de flujo, las que se indican a continuación:

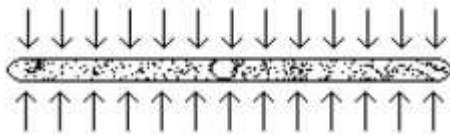
Cilindrica/radial



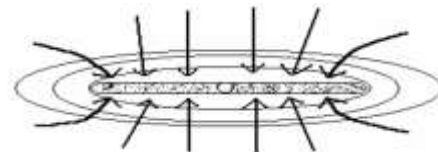
Convergente



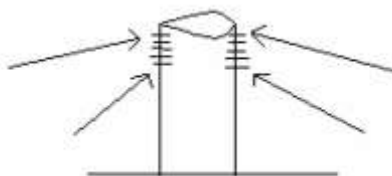
Lineal



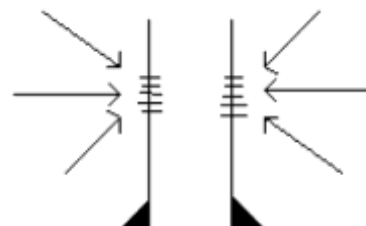
Elíptica



Hemisférica



Esférica



De acuerdo con Golan y Whitson, los flujos lineal y radial son los más comunes en los pozos productores de aceite y gas.

Flujo Lineal

Para flujo lineal, considerando área de flujo constante, la Ec.2.3 será integrada para obtener la caída de presión ocurrida a lo largo de la longitud L .

$$\int_{P_1}^{P_2} \frac{k_s dp}{\mu} = -\frac{q}{A} \int_0^L dx \quad (2.5)$$

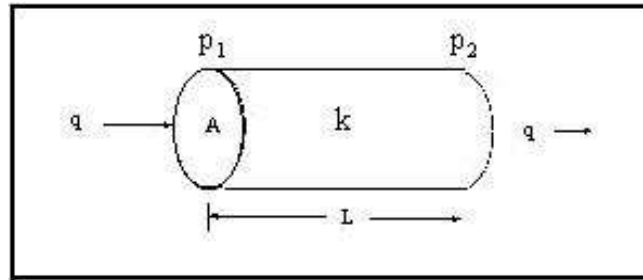


Fig. 2.2 Geometría flujo lineal

Si se considera que k , μ , y q son independientes de la presión, o que puedan ser evaluadas a la presión promedio en el sistema, la Ec.2.5 quedaría como:

$$\int_{P_1}^{P_2} dp = -\frac{q\mu}{A} \int_0^L dx \quad (2.6)$$

Cuyo resultado sería.

$$p_2 - p_1 = \frac{q\mu}{k_a A} L \quad (2.7)$$

O bien:

$$q = \frac{C k_a A (p_1 - p_2)}{\mu L} \quad (2.8)$$

Donde C es un factor de conversión. El valor correcto para C es 1.0 para unidades de Darcy y 1.127×10^{-3} para unidades de campo.

Considerando, el hecho de que el gasto másico debe ser constante y expresando la densidad en términos de la presión, la temperatura y la densidad relativa del gas, se puede mostrar que la Ec.2.7 se transforma en:

$$p_1^2 - p_2^2 = \frac{8.932T\mu L}{k_a A} q_{@c.s.} \quad (2.9)$$

A : Área	$[pie^2]$
k_a : Permeabilidad absoluta	$[mD]$
L : Longitud	$[pie]$
P : Presión	$[\frac{lb}{pg^2} abs]$
$q_{@c.s.}$: Gasto a condiciones estándar	$[\frac{pie^3}{dia}]$
T : Temperatura	$[^\circ R]$
μ : Viscosidad del fluido	$[cp]$

Este tipo de flujo se puede subdividir específicamente para flujo lineal para aceite y para gas y se emplean diferentes ecuaciones como las muestra la tabla siguiente:

Flujo Lineal para Flujo de Aceite	Flujo lineal para Flujo de Gas
$p_1^2 - p_2^2 = \frac{\mu_o B_o L}{1.129 \times 10^{-3} k_o A} q_o + \frac{9.03 \times 10^{-13} B_o^2 \beta \rho_o L}{A^2} q_o^2$ <p>Ec.(2.10)</p>	$p_1^2 - p_2^2 = \frac{8.932 \mu_g L T}{k_g A} q_{@c.s.} + \frac{1.247 \times 10^{-16} \beta Z T L \gamma_g}{A^2} q_{@c.s.}^2$ <p>Ec.(2.11)</p>

A : Área abierta al flujo	$[pie^2]$	A : Área abierta al flujo	$[pie^2]$
B_o :Factor de volumen del aceite	$[\frac{bl_o@cs}{bl_o@cs}]$	k_g :Permeabilidad del gas	$[mD]$
k_o :Permeabilidad del aceite	$[mD]$	$q_{@c.s.}$:Gasto de gas a 14.7 y 60°F	$[\frac{bl_o@c.t.}{dia}]$
p_1 :Presión corriente arriba	$[\frac{lb}{pg^2} abs]$	T : Temperatura del flujo	$[°R]$
p_2 :Presión corriente abajo	$[\frac{lb}{pg^2} abs]$	Z :Factor de compresibilidad del gas	$[Ad]$
q_o :Gasto de aceite	$[\frac{bl_o@c.t.}{dia}]$	β :Coeficiente de velocidad	$[pie^{-2}]$
β :Coeficiente de velocidad	$[pie^{-1}]$	γ_g :Densidad relativa del gas	$[Ad]$
μ_o :Viscosidad del aceite	$[cp]$	μ_g :Viscosidad del gas a T y P	$[cp]$
ρ_o : Densidad del aceite	$[\frac{lb_m}{pie^3}]$	$\beta = ak^{-b}$ Ec.(2.12)	
		Tipo de formación	
		a	b
		Consolidada	2.329×10^{10}
		No consolidada	1.470×10^7
			1.2
			0.55

Flujo Radial

La Ley de Darcy puede ser usada para calcular el flujo hacia el pozo, donde el fluido converge radialmente. En este caso, el área abierta al flujo no es constante, por lo tanto, deberá ser incluida en la integración de la Ec.2.3, Haciendo referencia a la geometría de flujo ilustrada en la ilustración, el área de la sección transversal abierta al flujo para cualquier radio sería $A = 2 \pi r h$.

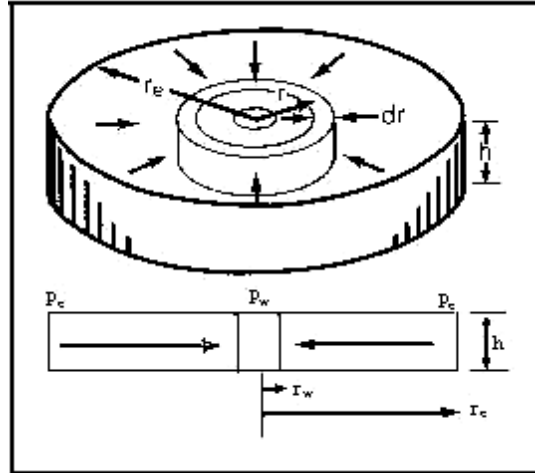


Fig. 2.3 Sistema de Flujo Radial

Del mismo modo, definiendo como negativo el cambio en la presión con respecto a la dirección de flujo, $-\frac{dp}{dr}$. Haciendo estas sustituciones en la Ec.2.3 se obtiene:

$$q = \frac{2\pi h k_a dp}{\mu dr} \tag{2.13}$$

Flujo radial para Aceite	Flujo radial para Gas
$q_o B_o = \frac{2\pi r h k_o}{\mu_o} \left(\frac{dp}{dr} \right) .. ec. (2.14)$	$\rho = \frac{pM}{ZRT} ec. (2.20)$
$2\pi h \int_{P_{wf}}^{P_e} \frac{k_o}{\mu_o B_o} dp = q_o \int_{r_w}^{r_e} \frac{dr}{r} .. ec. (2.15)$	$\rho q = \rho_{@c.s} q_{@c.s} ec. (2.21)$
$f(p) = \frac{k_o}{\mu_o B_o} .. ec. (2.16)$	$q_{@c.s} = \frac{pq}{q_{@c.s}} = \frac{pT_{@c.s}}{P_{@c.s}TZ} \frac{2\pi r h k_g dp}{\mu_g dr} ec. (2.22)$
$q_o = \frac{2\pi k_o h (p_e - p_{wf})}{\mu_o B_o \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} ec. (2.17)$	$\int_{P_{wf}}^{P_e} p dp = \frac{q_{@c.s} \mu_g T p_{@c.s} Z}{2\pi h k_g T_{@c.s}} = \int_{r_w}^{r_e} \frac{dr}{r} ec. (2.23)$

$q_o = \frac{0.00708k_o h(p_e - p_{wf})}{\mu_o B_o \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} \dots ec. (2.18)$	$p_e^2 - p_{wf}^2 = \frac{q_{@c.s} \mu_g Z T p_{@c.s} \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)}{\pi k_g h T_{@c.s}} \dots ec. (2.24)$
$q_o = \frac{0.00708k_o h(\overline{p}_y - p_{wf})}{\mu_o B_o \ln\left(0.472 \frac{r_e}{r_w}\right)} \dots ec. (2.19)$	$q_{g@c.s} = \frac{703 \times 10^{-6} k_g h(\overline{p}_y^2 - p_{wf}^2)}{\mu_g Z T \ln\left(0.472 \frac{r_e}{r_w}\right)} \dots ec. (2.25)$

2.4 Regímenes de Flujo

Adicionalmente a los patrones de flujo descritos, Slider (1983), León (1984), Muskat (1937), clasificaron los diferentes tipos de flujo que se presentan en el medio poroso, de acuerdo a la dimensión, geometría, tiempo y fase. Tal clasificación es la siguiente:

REGIMENES DE FLUJO			
Dimensión	Geometría	Tiempo	Fase
Unidimensional	Lineal	Estacionario $\frac{\Delta p}{\Delta t} = 0$	Monofásico (una sola fase)
Bidimensional	Radial	Pseudoestacionario $\frac{\partial p}{\partial t} = \text{constante}$	
Tridimensional	Esférico	Transitorio $\frac{\partial p}{\partial t} = \text{variable}$	Multifásico (bifásico, trifásico)

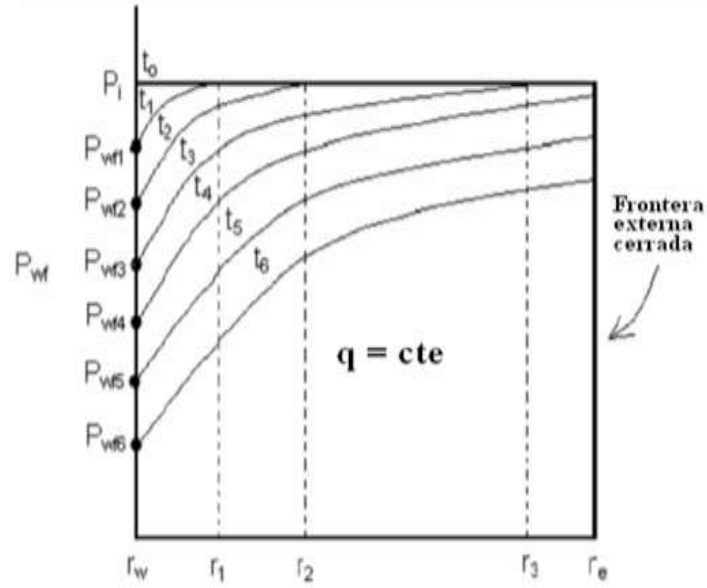


Fig. 2.3 Grafica del periodo de flujo estacionario

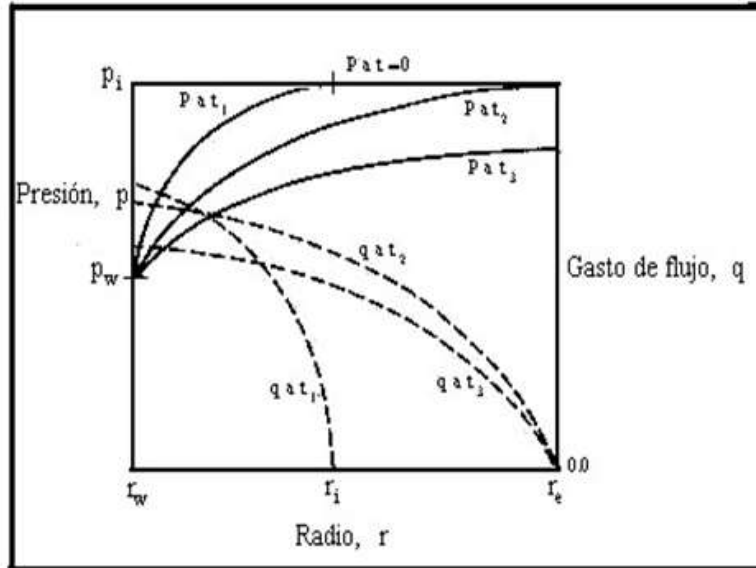


Fig. 2.4 Grafico del periodo de flujo variable

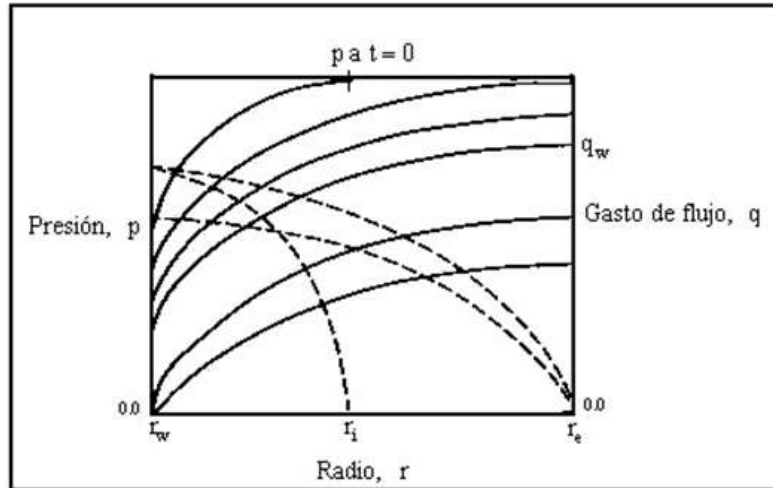


Fig. 2.5 Grafico del periodo de flujo pseudo-estacionario

2.5 Análisis del Pozo Fluyente

Para llevar a cabo el análisis de un pozo fluyente, es necesario cubrir dos aspectos fundamentales: en primer lugar tener una concepción muy clara del mecanismo de flujo que siguen los fluidos producidos, desde la frontera de drenaje del yacimiento, hasta la central de recolección o batería de separadores. En segundo término, disponer de la metodología y herramientas de cálculo, que permiten predecir el comportamiento del sistema en general. El sistema integral del flujo está constituido por cuatro partes principales que son:

- Flujo en el yacimiento.
- Flujo en el pozo, a través de tuberías verticales o inclinadas.
- Flujo en el estrangulador.
- Flujo en la línea de descarga.

Flujo en el Yacimiento

Se muestran las curvas típicas que pueden representar el comportamiento de flujo en el yacimiento de un pozo a través del tiempo de explotación. En la línea A, la tendencia es una recta que se presenta cuando la presión de fondo fluyendo es mayor a la presión de saturación. A presiones de fondo fluyendo menores a P_b el

comportamiento observa la tendencia de la línea *B*. Al de presionarse el yacimiento, puede esperarse un comportamiento como el de las líneas *C* y *D*.

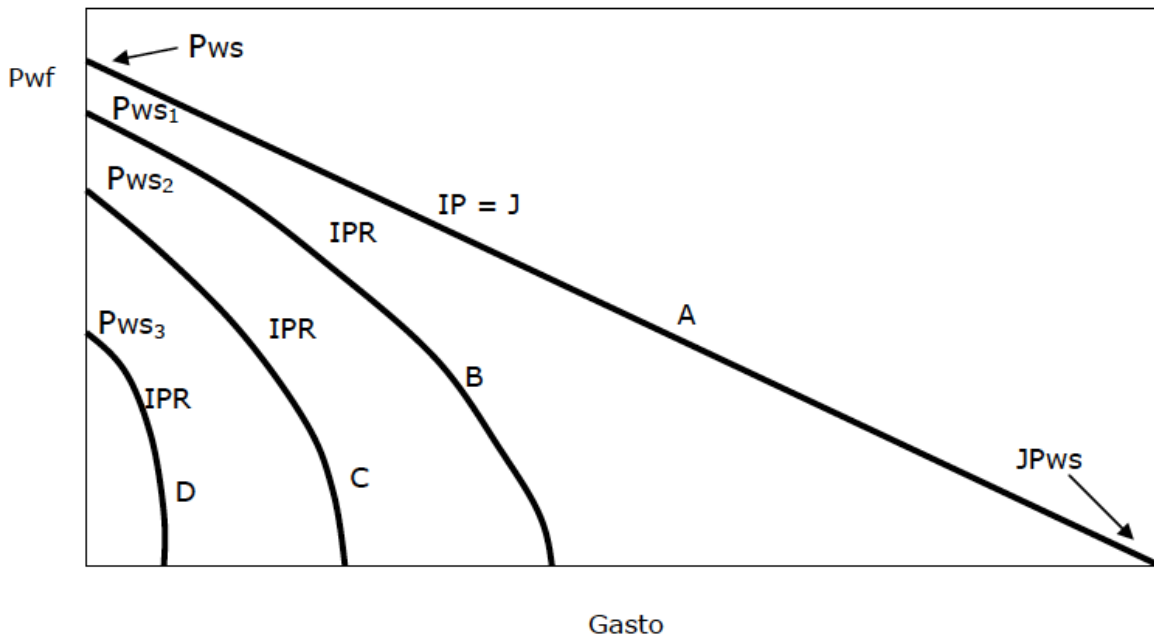


Fig. 2.6 Curvas típicas del comportamiento de afluencia del yacimiento al pozo

Cuando la presión de fondo flujo es mayor a la presión de saturación la pendiente “*m*” de la recta (línea *A*) es constante y entonces:

$$-\frac{1}{m}J = IP \text{ (Índice de Productividad)} \quad (2.26)$$

Cuando $P_{wf} < P_b$ se considera un comportamiento no lineal al que se conoce como *IPR* (curvas *B*, *C* y *D*). El gasto teórico que se obtendría de un pozo cuando $P_{wf} = 0$ se conoce como q_{max} .

IP en Yacimientos Bajosaturados

Suponiendo un Índice de productividad constante, independientemente de la producción a condiciones superficiales y con producción de aceite y agua, se puede emplear la siguiente ecuación:

$$J = IP = \frac{q}{P_{ws} - P_{wf}} \quad (2.27)$$

O bien, considerando flujo radial para un yacimiento homogéneo, horizontal, uniforme y de poca compresibilidad, la ecuación de *Darcy*:

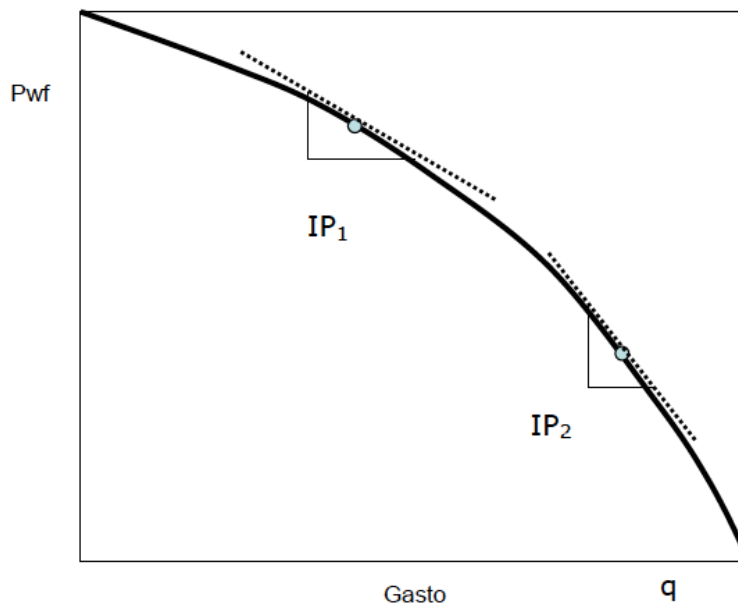
$$J = IP = \frac{7082h}{\left(\ln \frac{r_e}{r_w}\right) - 0.75 + s + Dq} \left[\frac{k_o}{B_o \mu_o} + \frac{k_w}{B_w \mu_w} \right] \quad (2.28)$$

S: Es el factor total de daño a la formación, el que puede ser determinado mediante pruebas de presión en los pozos

Dq: Es el término por flujo turbulento, generalmente despreciado cuando se está produciendo a gastos bajos y para formaciones de baja permeabilidad.

IPR (Inflow Performance Relationship) en yacimientos saturados

Cuando existe flujo en dos fases en el yacimiento la relación de la Ec.2.26 no se cumple, pues el valor de la pendiente cambia continuamente en función del abatimiento en la presión



Se concluye que Fig.2.7 Variación del IP para yacimientos saturados $P_{wf} > P_b$, será la primera derivada del gasto con respecto al abatimiento de presión, esto es:
 $IP = IPR = dq / dP_{wf}$

Para cálculos de *IPR* en yacimientos saturados se tiene los siguientes métodos de cálculo:

Método de Vogel

$$q_L = \frac{7.08kh}{\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} \left[\frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} \frac{k_{rw}}{\mu_w B_w} \right] (P_e - P_{wf}) \quad (2. 29)$$

q_L : Gasto de flujo total o líquido [bpd]

q_o : Gasto de aceite [bpd]

q_w : Gasto de Agua [bpd]

k_{ro} : Permeabilidad relativa del aceite [Darcy]

k_{rw} : Permeabilidad relativa del agua [Darcy]

μ_o : Viscosidad del aceite [cp]

μ_w : Viscosidad del agua [cp]

B_w : Factor de volumen del agua $\left[\frac{bl_w@cs}{bl_w @cs} \right]$

B_o : Factor de volumen del aceite $\left[\frac{bl_o@cs}{bl_o @cs} \right]$

h : Espesor de la arena productora [pies]

r_e : Radio de drenaje del pozo [pies]

r_w : Radio del pozo [pies]

P_e : Presión estática del yacimiento $\left[\frac{lb}{pg^2} \right]$

P_{wf} : Presión de fondo fluyente $\left[\frac{lb}{pg^2} \right]$

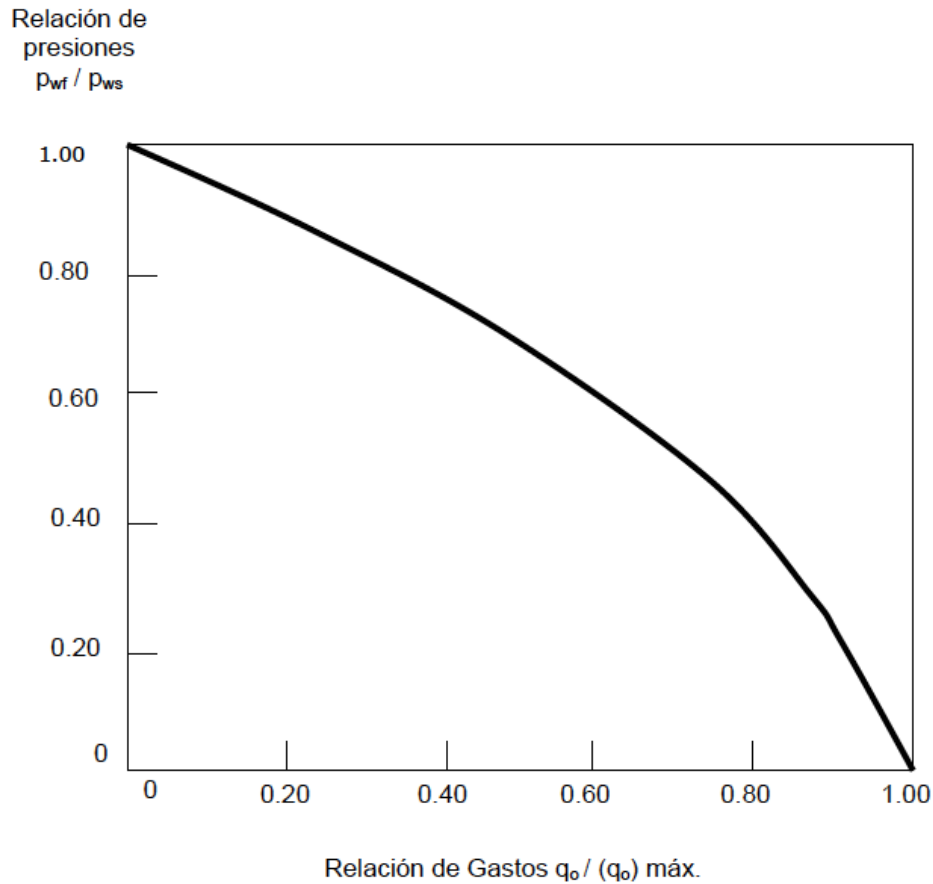


Fig. 2.8 Curva de afluencia para pozos sin daño de un yacimiento con empuje por gas disuelto

Para yacimientos saturados ($P_{wf} < P_b$) Vogel ofreció una solución al problema de flujo bifásico en el yacimiento desarrollando la siguiente ecuación:

$$\frac{q}{q_{max}} = 1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P_{ws}} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_{ws}} \right)^2 \quad (2.30)$$

Donde:

q : Gasto de líquido [bpd]

q_{max} : Tasa máxima de líquido [bpd]

P_{ws} : Presión estática o del yacimiento en la vecindad del pozo $\left[\frac{lb}{pg^2} \right]$

P_{wf} : Presión De Fondo Fluyendo $\left[\frac{lb}{pg^2} \right]$

Método de Standing

Standing extendió el trabajo de Vogel para tomar en cuenta cuando la eficiencia de flujo (EF) era distinta a 1. Se define eficiencia de flujo a la relación existente entre el índice de productividad real y el ideal:

$$EF = \frac{P_{ws} - P_{wf}}{P_{ws} - P_{wf'}} \quad (2.31)$$

Donde:

$P_{wf'}$: Presión de fondo fluyendo ideal “libre de daño” $\left[\frac{lb}{pg^2}\right]$

P_{wf} : Presión de fondo fluyendo real o actual $\left[\frac{lb}{pg^2}\right]$

P_{ws} : Presión estática del yacimiento $\left[\frac{lb}{pg^2}\right]$

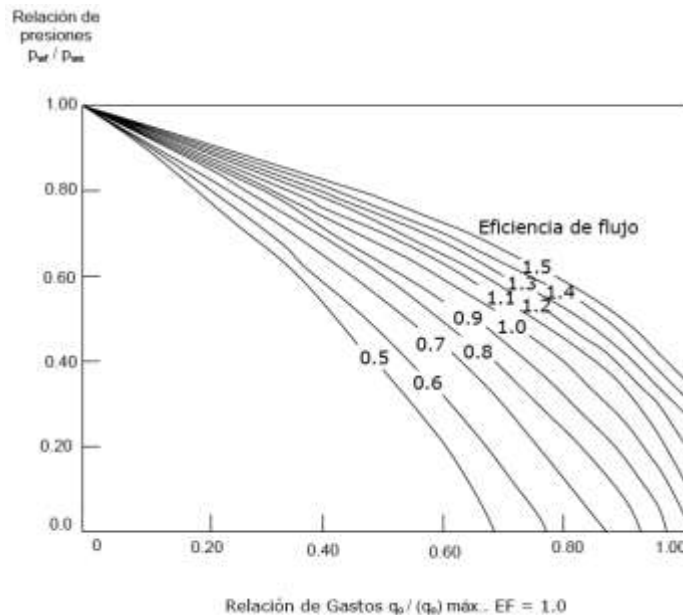


Fig. 2.9 Curvas de afluencia para pozos con EF diferente a 1 de yacimientos con empuje por gas

Standing construyó curvas IPR (fig. 2.9) para diferentes EF, así la ecuación de Vogel se utiliza directamente:

$$\frac{q}{q_{max}} = 1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf'}}{P_{ws}} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf'}}{P_{ws}} \right)^2 \quad (2.32)$$

Tomando en cuenta que:

$$P_{wf'} = P_{ws} - (P_{ws} - P_{wf})EF \quad (2.33)$$

Donde q_{max} viene siendo la máxima tasa de producción que se tiene del pozo si $S=0$ y $EF=1$. Standing finalmente llegó a las siguientes ecuaciones:

Para $EF < 1$:

$$\frac{q}{q_{max}} = 1.8 EF \left[1 - \left(\frac{P_{wf}}{P_{ws}} \right) \right] - 0.8 EF \left[1 - \left(\frac{P_{wf}}{P_{ws}} \right) \right]^2 \quad (2.34)$$

Para $EF > 1$:

$$Q_{max} = q_{max}(0.624 + 0.376EF) \quad (2.35)$$

Método de Fetkovich

M.J. Fetkovich en 1973 partió de la ecuación básica de flujo en estado estable desarrollada por Evinger y Muskat y bajo una serie de artificios y suposiciones, llegó a la conclusión de que el comportamiento de afluencia de pozos productores de yacimientos de gas o de petróleo puede determinarse mediante la siguiente expresión:

$$q = C(P_{ws}^2 - P_{wf}^2)^n \quad (2.36)$$

Donde:

C : Constante del Flujo

P_{ws} : Presión promedio estática del yacimiento $\left[\frac{lb}{pg^2} \right]$

n : Exponente con valor promedio entre 0.5-1

P_{wf} : Presión de fondo fluyendo $\left[\frac{lb}{pg^2} \right]$

q : Gasto de producción [bpd]

2.6 Curvas IPR Futuras

Del estudio del comportamiento de flujo del yacimiento al pozo y en relación al gasto, se distinguen dos problemas a resolver. El primero es la forma de la curva de presión contra gasto de una etapa de explotación en particular. El segundo es la manera en que el IPR decrece a medida que continúa la explotación.

La determinación de las IPR futuras reside en el pronóstico del gasto del pozo, tanto para pozos fluyentes como para aquellos que tienen instalado un sistema artificial de producción. También son relevantes cuando se desea obtener el momento más conveniente para la conversión a un sistema artificial de producción.

2.6.1 Método de Fetkovich

Muskat en 1957, presentó la ecuación 2.37, que relaciona el índice de productividad de un tiempo t_1 a otro t_2

$$\frac{J_1}{J_2} = \left(\frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} \right)_1 / \left(\frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} \right)_2 \quad (2.37)$$

De un balance de materia para un yacimiento con empuje con gas disuelto, Fetkovich, encontró el comportamiento de k_{ro} es casi lineal con la presión, y se puede calcular aproximadamente con la siguiente expresión:

$$\frac{k_{ro} p_{ws}}{k_i} = \frac{p_{ws}}{p_{wsi}} \quad (2.38)$$

O bien

$$k_{ro} p_{ws} = \frac{p_{ws}}{p_{wsi}} \quad (2.39)$$

Donde k_{ro} se toma con respecto a k_i , se define en aquel lugar geométrico donde no existe abatimiento.

De esta forma:

$$q_{ol} = J'_{ol} (p_{wst}^2 - p_{wft}^2)^n \quad (2.40)$$

Que define el gasto contra abatimiento de presión; por otra parte la ec.2.39 proporciona la corrección por declinación de la presión. Finalmente la ecuación propuesta por Fetkovich es:

$$q_{ol} = J'_{o1} \left(\frac{p_{ws}}{p_{ws1}} \right) (p_{ws}^2 - p_{wf}^2)^n \quad (2.41)$$

Realizando una prueba de flujo de tres o cuatro puntos para el tiempo presente, es posible construir las curvas IPR para otras presiones estáticas utilizando la ec. 2.41.

2.6.2 Método de Eickemer

Para $n = 1$ y $p_{wf} = 0$, el resultado del cociente de la ec. 2.40 a t_1 , entre la ec. 2.41 a t_2 permite obtener el q_{max} a t_2 .

$$\frac{q_{omax1}}{q_{omax2}} = \left(\frac{p_{ws1}}{p_{ws2}} \right)^3 \quad (2.43)$$

La solución a la ec. 2.43 requiere una prueba de pozo al tiempo presente t_1 , a partir de la cual se puede obtener q_{max1} . Conociendo q_{max1} y p_{ws1} , se puede resolver a q_{max2} a cualquier otra presión estática considerada y, como complemento, puede construirse una curva completa de IPR para t_2 empleando la ecuación propuesta por Vogel (2.30).

2.6.3 Método de Standing

Standing desarrollo un procedimiento que requiere cálculos de balance de materia para determinar saturaciones futuras, a partir se pueden obtener valores de k_{ro} . De su estudio, la ec. 2.40 toma la siguiente forma:

$$\frac{q}{q_{max}} = \left(1 - \frac{P_{wf}}{P_{ws}} \right) \left(1 + 0.8 \frac{P_{wf}}{P_{ws}} \right) \quad (2.44)$$

Y de la ec. 2.27 se obtiene:

$$J = \frac{q_{max} \left(1 + 0.8 \frac{P_{wf'}}{P_{ws}} \right)}{p_{ws}} \quad (2.45)$$

Si el valor J se toma para abatimientos bajos, es decir, cuando $p_{wf} \cong p_{ws}$ la ec. 2.45 se convierte en:

$$J^* = \frac{1.8 q_{max}}{p_{ws}} \quad (2.46)$$

Dividiendo la ec.2.45 entre la ec. 2.46, se tiene que:

$$J_p^* = \frac{1.8 J}{\left(1 + 0.8 \frac{P_{wf'}}{P_{ws}} \right)} \quad (2.47)$$

Que permite calcular J_p^* a partir de un valor medido de J. de lo anterior se infiere que un valor futuro de J (J_f^*) se puede calcular a partir del valor presente J_p^* para cualquier p_{ws} futura. Este valor se determina con la siguiente ecuación:

$$J_f^* = J_p^* \frac{\left(\frac{k_{ro}}{B_o \mu_o} \right)_f}{\left(\frac{k_{ro}}{B_o \mu_o} \right)_p} \quad (2.48)$$

Finalmente si q, se elimina de la ec. 2.30 y 2.47, la curva del IPR futura se puede construir a partir de la ec. 2.49.

$$q = \frac{J_f^* p_{ws}}{1.8} \left(1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf'}}{P_{ws}} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf'}}{P_{ws}} \right)^2 \right) \quad (2.49)$$

Opara la aplicación de la ecu. 2.48, es necesario contar con los valores presentes y futuros de k_{ro} , μ_o y B_o pueden usarse correlaciones numéricas (capitulo 1), para obtener la k_{ro} puede obtenerse de la correlación de Corey.

$$k_{ro} = \left(\frac{S_o}{1 - S_w} \right)^4 \quad (2.50)$$

Donde S_o y S_w representan las saturaciones del agua y del aceite respectivamente.

2.7 Ejercicio de Aplicación

Ejemplo 2.1

Un pozo drena un área circular de 80 acres ($r_e=932$ pies) de un yacimiento de aceite bajo saturado. Si la presión del yacimiento (P_e) es 1000 [lb/pg²], la permeabilidad es 50 [mD], el espesor neto de la arena es 20 pies, la viscosidad del aceite es 3 [cp], el factor de volumen del aceite es 1.25 y el pozo está terminado y disparado en una TR de 7 [pg] de diámetro:

- ¿Cuál es el índice de productividad del pozo?
- ¿Cuál será el gasto de producción del pozo para una presión de fondo fluyendo de 500 [lb/pg²]?

Solución:

Datos:

$$r_e = 932[\text{pies}]$$

$$P_y > P_b$$

$$P_y = 1000 \left[\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} \right] = P_{ws}$$

$$k_o = 50[\text{mD}]$$

$$h = 20[\text{pies}]$$

$$\mu_o = 3[\text{cp}]$$

$$B_o = 1.25 \left[\frac{\text{bl @ c.y}}{\text{bl @ c.s}} \right]$$

$$\phi_{TR} = 7[\text{pg}]$$

$$r_w = 3.25[\text{pg}] = 0.2917[\text{pies}]$$

$$P_{wf} = 500 \left[\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} \right]$$

$$J = \frac{0.00708 K_o h}{\mu_o B_o \ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right)}$$

$$a) J = \frac{(0.00708)(50)(20)}{(3)(1.25) \ln \left(\frac{932}{0.2917} \right)} = \frac{7.08}{30.2601} = 0.234 \left[\frac{\text{bl / día}}{\text{lb / pg}^2} \right]$$

$$b) q = J(P_{ws} - P_{wf}) = 0.234(1000 - 500) = 117[\text{BPD}]$$

Ejercicio 2.2

Un pozo fluyente con 300 pies de tubería de producción tiene una presión de fondo fluyendo de 580 lb/pg² cuando la producción es de 42 bl/día, y de 328 lb/pg² cuando se producen 66 bl/día. Si su presión de burbuja es de 225 lb/pg² ;

Determinar:

- El índice de productividad del pozo.
- Su presión estática
- Su gasto máximo o potencial.

Solución:

Datos:

$$h = 300[\text{pies}]$$

$$P_{wf_1} = 580 \left[\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} \right] \quad q_{o_1} = 42[\text{BPD}]$$

$$P_{wf_2} = 328 \left[\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} \right] \quad q_{o_2} = 66[\text{BPD}]$$

Como $p_{wf} > p_b$ J es lineal por lo que:

$$J = -\frac{1}{m}$$

$$m = \frac{P_{wf_2} - P_{wf_1}}{q_{o_2} - q_{o_1}}$$

$$J = \frac{q}{P_{ws} - P_{wf}}$$

$$a) \quad m = \frac{328 - 580}{66 - 42} = -10.5 \quad J = -\frac{1}{-10.5} = 0.0952 \left[\frac{\text{BPD}}{\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2}} \right]$$

$$b) \quad P_{ws} = \left(\frac{q}{J} \right) + P_{wf} = \frac{66}{0.0952} + 328 = 1021.27 \left[\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} \right]$$

$$c) \quad q_{o_{\text{máx}}} = J P_{ws} = (0.0952)(1021.27) = 97.22[\text{BPD}]$$

Ejemplo 2.3

Un pozo fluyente, al que se realizaron pruebas de incremento y decremento de presión, así como un análisis PVT obtuvo la siguiente información:

Presión [lb/pg ²]	B _o	Q _o [BPD]
6280.17	1.428	0
3519.99	1.472	
2665.03	1.488	
2016.73	1.408	
1516.78	1.349	
1015.69	1.285	200

Considerando un índice de productividad lineal de 0.098 $\left[\frac{bl/día}{lb/pg^2} \right]$ y una

$p_{ws} = 2016.73 \text{ lb/pg}^2$; Determine:

- El gasto máximo o potencial del pozo
- Elabore la curva IPR de dicho pozo para: $p > p_b$ y $p < p_b$

Solución:

a)

Del comportamiento del factor volumétrico del aceite a la presión de burbuja B_o es máximo, por lo que el pozo está en un yacimiento saturado ($p < p_b$).

Por el método de Vogel:

$$q_{omáx} = \frac{q_o}{1 - 0.2 \left(\frac{p_{wf}}{p_{ws}} \right) - 0.8 \left(\frac{p_{wf}}{p_{ws}} \right)^2}$$

$$q_{om\acute{a}x} = \frac{200}{1 - 0.2 \left(\frac{1015.69}{2016.73} \right) - 0.8 \left(\frac{1015.69}{2016.73} \right)^2} = 287.20 \text{ barriles}$$

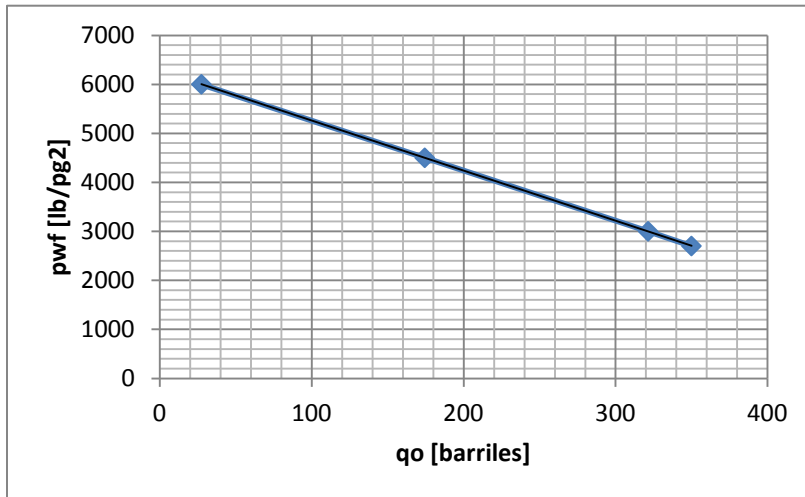
b)

Para $p_{wf} > p_b$ el comportamiento es lineal

Con $J = 0.098 \left[\frac{bl/d\acute{a}a}{lb/pg^2} \right]$ y suponiendo presiones por debajo de la presi3n inicial.

$p_{wf} [lb/pg^2]$	$Q_o = J(p_{ws} - p_{wf})$ [barriles]
6000	27.45
4500	174.45
3000	321.45
2700	350

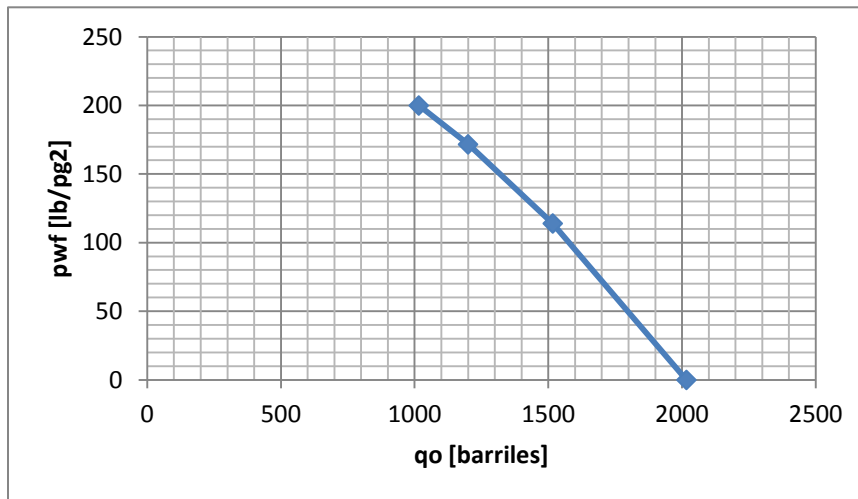
Curva IPR para $p_{wf} > p_b$



$p_{wf} [lb/pg^2]$	$q_o = q_{om\acute{a}x} \left[1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P_{ws}} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_{ws}} \right)^2 \right]$ [barriles]
2016.73	0
1516.78	114.0351
1200	171.6749

1015.69

199.9938

Curva IPR para $p_{wf} < p_b$ **Ejemplo 2.4**

Se tiene un pozo de aceite con las siguientes características:

$$P_{ws}=4200 \text{ lb/pg}^2$$

$$J= 2.0$$

$$P_b= 3000 \text{ lb/pg}^2$$

Calcular:

- q_b
- q_{max}
- q para p_{wf}=1500 lb/pg²

Solución:

$$1) \quad q_b = j(p_{ws} - p_b) = 2.0(4200 - 3000) = 2400 \text{ B/D}$$

$$2) \quad q_{max} = q_b + \frac{J p_b}{1.8} = 2400 + \left(\frac{2(3000)}{1.8} \right) = 5733.33 \text{ B/D}$$

$$3) \quad q_o = q_b + (q_{max} - q_b) \left[1 - 0.2 \left(\frac{p_{wf}}{p_b} \right) - 0.8 \left(\frac{p_{wf}}{p_b} \right)^2 \right]$$

$$= 2400 + (5733.33 - 2400) \left[1 - 0.2 \left(\frac{1500}{3000} \right) - 0.8 \left(\frac{1500}{3000} \right)^2 \right]$$

$$= 4733.331 \text{ B/D}$$

Ejemplo 2.5

Se hace pasar un fluido incompresible de manera horizontal a gasto constante de $0.5\text{cm}^3/\text{seg}$ a través de un medio homogéneo e isotrópico cuya área transversal es de 4.5 cm^2 , generando una caída de presión de 4 atmosferas. Si dicho fluido tiene una viscosidad de 2cp y atraviesa una sección de 15cm determine la permeabilidad en milidarcys.

Solución:

De la ecuación de Darcy para flujo lineal despejamos para la permeabilidad.

$$k = \frac{q\mu L}{\Delta PA}$$

$$k = \frac{(0.5)(2)(15)}{(4)(4.5)}$$

$$= 0.833 \text{ Darcys} = 8.333 \times 10^{-4} \text{ mD}$$

Ejemplo 2.6

Para un pozo de aceite con las siguientes características:

$$k = 120 \text{ mD}$$

$$h = 30 \text{ pies}$$

$$\mu_o = 0.8 \text{ cp}$$

$$Bo = 1.15$$

Determine su índice de productividad:

Solución:

De la ecu.

$$J \approx \frac{kh}{\mu_o Bo}$$

$$J \approx kh$$

$$J \approx \frac{(0.12)(30)}{(0.8)(1.15)} \approx 3.9 \frac{b/d}{\text{lb/pg}^2}$$

$$J \approx (0.120)(30) \approx 3.6 \frac{b/d}{\text{lb/pg}^2}$$

Ejemplo 2.7*Pozo de aceite:*

$$k= 20 \text{ mD}$$

$$h= 40 \text{ pies}$$

$$P_{ws}= 2600 \text{ [lb/pg}^2\text{]}$$

*Haga una evaluación del pozo.***Solución:**

$$J= kh= (20)(40)=800 \text{ md-pie}=0.8 \text{ Darcy-pie}$$

Para $J= \text{cte}$

$$q_{\max}=0.8(2600-0)=2080 \text{ B/D}$$

Por Vogel

$$q_{\max}= \frac{0.8(2600-0)}{1.8} = 1155 \text{ B/D}$$

Este es un buen pozo, del potencial obtenido por Vogel de 1155 B/D, que es un valor mínimo dependiendo de la presión de burbuja.

Ejemplo 2.8*Pozo de aceite:*

$$k= 5 \text{ mD}$$

$$h= 10 \text{ pies}$$

$$P_{ws}= 1000 \text{ [lb/pg}^2\text{]}$$

*Haga una evaluación del pozo.***Solución:**

$$J=(5)(10)=50 \text{ mD-pie}$$

$$J= \frac{50}{1000} = 0.05 \frac{\text{B/D}}{\text{lb/pg}^2}$$

$$q_{\max}= 0.05(1000-0)= 50 \text{ B/D}$$

Este no es un buen pozo y probablemente la presión del yacimiento se encuentre debajo de su presión de burbuja, si calculamos q_{\max} por el método de Vogel, $50/1.8= 28$ B/D. La producción por un sistema de levantamiento artificial probablemente sería de 15 a 20 B/D.

Ejemplo 2.9

Para un pozo de aceite con las siguientes características:

$$k= 300\text{mD}$$

$$h= 40 \text{ pies}$$

$$\mu_o= 800 \text{ cp}$$

$$Bo=1.15$$

$$P_{ws}= 3000 \text{ [lb/pg}^2\text{]}$$

Haga una evaluación del pozo.

Solución:

$$kh= (300)(40) =12000 \text{ mD-pies}$$

$$J=12\frac{\text{B/D}}{\text{psi}}$$

$kh > 5000$ indicando un excelente pozo. Sin embargo, la alta viscosidad reduce el índice de productividad como a continuación se muestra:

$$J=\frac{(0.3)(40)}{(800)(1.15)} = 0.013 \frac{\text{B/D}}{\text{lb/pg}^2}$$

$$q_{\max}=0.013(3000-0)= 39 \text{ B/D}$$

Para pozos que producen aceite pesado la productividad es reducida drásticamente por la alta viscosidad.

Ejemplo 2.10

Para un pozo de aceite con los siguientes datos:

$$P_{ws}= 2600 \text{ [lb/pg}^2 \text{ a]}$$

$$q_o= 500 \text{ B/D para } p_{wf}=1800 \text{ a}$$

$$E.F= 0.6$$

Calcular

- q_{\max} para E.F=1
- q_{\max} para E.F=0.6
- encontrar q_o para $p_{wf}=1300$ y E.F=0.6

Solución:

a)

$$E.F = \frac{\Delta P_{real}}{\Delta P_{ideal}} = \frac{(p_{ws} - p_{wf})_{real}}{(p_{ws} - p_{wf})_{ideal}}$$

Encontramos P_{wf} para cuando E.F=1

$$p'_{wf} = p_{ws} + (p_{ws} - p_{wf})E.F = 2600 - (2600 - 0)0.6 = 1040 \text{ lb/pg}^2$$

$$p'_{wf} = p_{ws} + (p_{ws} - p_{wf})E.F = 2600 - (2600 - 0)0.6 = 1040 \text{ lb/pg}^2$$

$$q_{om\acute{a}x} = \frac{q_o}{1 - 0.2 \left(\frac{p'_{wf}}{p_{ws}} \right) - 0.8 \left(\frac{p'_{wf}}{p_{ws}} \right)^2}$$

$$q_{om\acute{a}x} = \frac{500}{1 - 0.2 \left(\frac{2120}{2600} \right) - 0.8 \left(\frac{2120}{2600} \right)^2} = 1639 \text{ B/D}$$

b)

$$P_{ws} = 2600$$

$$P'_{wf} = 2600 - (2600 - 0)(0.6) = 1040 \text{ lb/pg}^2$$

$$q_o = q_{om\acute{a}x} \left[1 - 0.2 \left(\frac{p'_{wf}}{p_{ws}} \right) - 0.8 \left(\frac{p'_{wf}}{p_{ws}} \right)^2 \right]$$

$$q_o = 1639 \left[1 - 0.2 \left(\frac{1040}{2600} \right) - 0.8 \left(\frac{1040}{2600} \right)^2 \right]$$

$$q_o = 1639(0.792) = 1298 \text{ B/D}$$

c)

$$P_{ws} = 2600$$

$$P'_{wf} = 2600 - (2600 - 1300)(1.3) = 1298 \text{ lb/pg}^2$$

$$q_o = q_{o\max} \left[1 - 0.2 \left(\frac{p'_{wf}}{p_{ws}} \right) - 0.8 \left(\frac{p'_{wf}}{p_{ws}} \right)^2 \right]$$

$$q_o = 1639 \left[1 - 0.2 \left(\frac{1298}{2600} \right) - 0.8 \left(\frac{1298}{2600} \right)^2 \right]$$

$$q_o = 1639(0.468) = 767 \text{ B/D}$$

Ejemplo 2.11

Para $P_{ws} = 408.2 \text{ lb/pg}^2$ analizar los datos de la prueba de potencial mostrados en la tabla y determinar la ecuación de afluencia particular del pozo de gas y el gasto máximo de este en MPCD:

Prueba	P_{wf} [lb/pg ²]	q_g [MPCD]
1	403.1	4.288
2	394.0	9.265
3	378.5	15.552
4	362.6	20.177
Patm	14.7	Qgmáx

Solución:

$$q_g = C (P_{ws}^2 - P_{wf}^2)^n$$

P_{wf} [lb/pg ²]	q_g [MPCD]	$P_{ws}^2 - P_{wf}^2$ [lb/pg ²]
408.2	-----	
403.1	4.288	4137.63
394.0	9.265	11391.24

378.5	15.552	23364.99
362.6	20.177	35148.48
14.7	Pot. Abs.	166411.15

Determinamos las constantes C y n

$$m = \frac{\log(P_{ws}^2 - P_{wf}^2)_2 - \log(P_{ws}^2 - P_{wf}^2)_1}{\log(q_g)_2 - \log(q_g)_1}$$

$$m = \frac{\log(35148.48)_2 - \log(4137.63)_1}{\log(20.177)_2 - \log(4.288)_1}$$

$$m = \frac{0.9292}{0.6726} = 1.3815$$

$$n = \frac{1}{m} = \frac{1}{1.3815} = 0.7239$$

$$C = \frac{q_g}{(p_{ws}^2 - p_{wf}^2)^n} = \frac{4.288}{(4137.63)^{0.7239}} = 0.010329$$

$$q_g = C (P_{ws}^2 - P_{wf}^2)^n = 0.010329(P_{ws}^2 - P_{wf}^2)^{0.7239}$$

$$q_g @ P_{wh} = 14.7 \text{ [lb/pg}^2]$$

$$q_g = 0.010329(p_{ws}^2 - p_{wf}^2)^{0.7239}$$

$$q_g = 0.010329(408.2^2 - 14.7^2)^{0.7239}$$

$$q_g = 62.18 \text{ [MPCD]}$$

Ejercicios propuestos

2. A

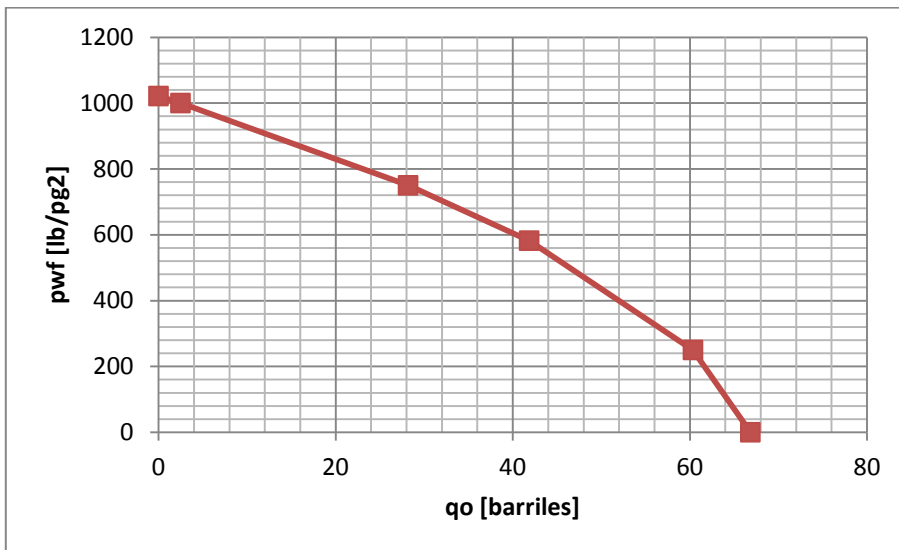
Un pozo drena un área circular de un yacimiento de aceite bajo saturado ($r_e=575$ mts). Si la permeabilidad es 10^{-4} [m²], el espesor neto de la arena es 10 mts, la viscosidad del aceite es 2×10^{-3} [Pa-s], el factor de volumen del aceite es 1.1 y el pozo está terminado y disparado en una TR de 0.2 [mts] de diámetro. Determine la caída de presión ($p_{ws}-p_{wf}$) en pascales. Considere $S=0$

Solución: $(p_{ws}-p_{wf}) = 3.043 \times 10^7$

2. B

Desarrolle una curva IPR y calcule el gasto máximo para el ejercicio 2.2, considerando una $p_b= 1200$ lb/pg².

Solución: $q_{om\acute{a}x}= 66.83$ barriles, para una $p_{wf} = 582$ lb/pg² y $q_o= 42$ barriles.



3. FACTOR DE DAÑO Y SU RELACIÓN CON COMPORTAMIENTO DE AFLUENCIA

3.1 Factor de Daño

Durante la perforación, terminación o producción de un pozo, es posible que una zona de permeabilidad alterada pueda desarrollarse alrededor de las paredes del pozo. La zona con la permeabilidad alterada es llamada “zona dañada” y su efecto sobre la presión o comportamiento de flujo del pozo, es denominado como efecto de daño.

Asimismo, el daño se define como un factor que causa, en o alrededor del pozo, una caída de presión adicional a la que ocurre cuando el yacimiento es homogéneo y el pozo penetra totalmente a la formación. Si el lodo de perforación provoca reducción a la permeabilidad, o si el pozo penetra parcialmente a la formación o si existe flujo No - Darciano (pozo de gas), se tiene un daño. El factor de daño (en su definición tradicional) representa una caída de presión adicional, la que ocurre en las cercanías o en la entrada al pozo (Van Everdingen, 1953).

El factor de daño es una medida cuantitativa empleada para evaluar el comportamiento de un pozo, relativa a la producción ideal de un pozo a partir de una formación completamente abierta y sin restricciones. La magnitud del daño indica la necesidad de estimular un pozo, o bien establecer un programa de reacondicionamiento del pozo.

El concepto de daño fue propuesto originalmente por Hurst y Van Everdingen (1953). Estos investigadores propusieron el factor de daño como una forma de cuantificar el flujo no – ideal, señalaron que las presiones medidas en un pozo frecuentemente no se ajustaban a las soluciones teóricas. Propusieron que la diferencia era una caída de presión adicional causada por restricciones al flujo cercanas al pozo.

En relación al IPR de un pozo, el factor de daño considera la diferencia entre el abatimiento de presión ideal y el abatimiento de presión actual o real.

Generalmente, sólo interesa el factor de daño durante el periodo pseudo-estacionario y se desprecia el efecto de daño en el periodo de transición debido a los tiempos cortos.

Para condiciones de periodo pseudo-estacionario de un pozo, el factor de daño es incluido en el cálculo de la caída de presión total, esto es, $p_y - p_{wf}$. Lo cual se puede establecer de la siguiente manera:

$$P_y - P_{wf} = P_y - P'_{wf} + (P'_{wf} - P_{wf}) \quad (3.1)$$

Donde:

$$P_y: \text{Presión del yacimiento} \quad \left[\frac{lb}{pg^2} \right]$$

$$P_{wf}: \text{Presión de fondo fluyendo a condiciones reales} \quad \left[\frac{lb}{pg^2} \right]$$

$$P'_{wf}: \text{Presión de fondo fluyendo considerando un caso ideal} \quad \left[\frac{lb}{pg^2} \right]$$

La diferencia de presión de fondo fluyendo entre la ideal y la actual, $P'_{wf} - P_{wf}$, representa una pérdida de presión adicional debido al daño de la formación, estimulación de la zona alrededor del pozo y otras restricciones al flujo a la entrada del pozo.

Usualmente se representa la caída de presión adicional como Δp_s . El factor de daño adimensional S , proporcional a Δp_s , es definido como:

$$S = \frac{kh}{141.2 q_o \mu_o B_o} \Delta p_s \quad (3.2)$$

O bien:

$$\Delta p_s = \frac{141.2 q_o \mu_o B_o}{kh} S \quad (3.3)$$

El daño bien es la alteración, natural o inducida de las propiedades petrofísicas de la roca en la vecindad del pozo que caracterizan el flujo de fluidos a través de la misma.

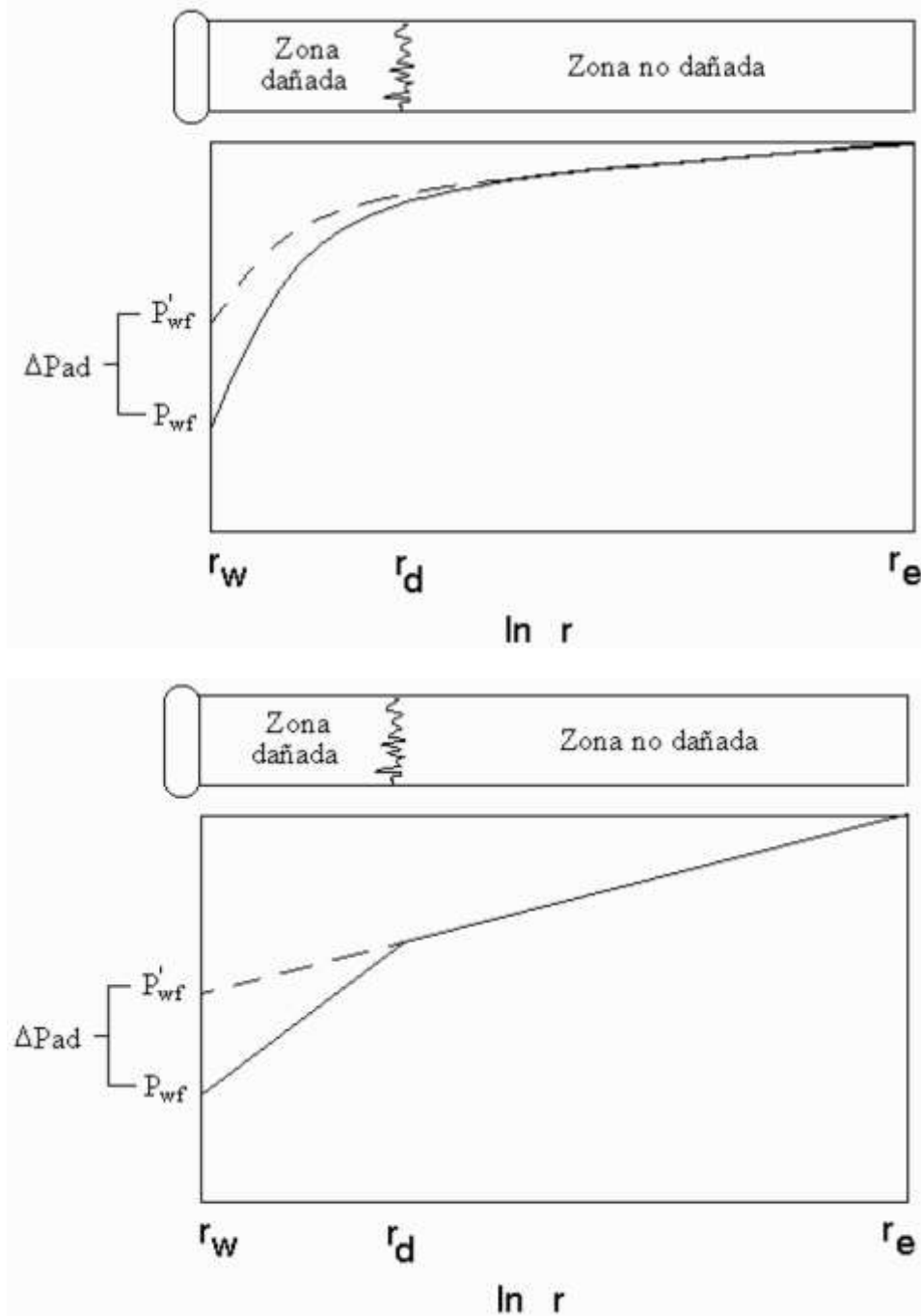


Fig. 3.1 Distribución de presión de un pozo con una zona alterada en la cercanía del pozo (Golan y Whitson, 1991)

Ahora bien, considerando flujo pseudoestacionario para un caso ideal, se tiene que:

$$P_y - P'_{wf} = \frac{141.2q_o\mu_o B_o}{kh} \left[\ln \frac{r_e}{r_w} - 0.75 \right] \quad (3.4)$$

Para expresar la caída de presión actual o real $P_y - P'_{wf}$ en términos de factor de daño se tiene que:

$$P_y - P'_{wf} = \frac{141.2q_o\mu_o B_o}{kh} \left[\ln \frac{r_e}{r_w} - 0.75 + S \right] \quad (3.5)$$

Y para el gasto nos da como resultado la ec:

$$q_o = \frac{kh(P_y - P'_{wf})}{141.2\mu_o B_o \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - 0.75 + S \right]} \quad (3.6)$$

Para cuantificar el efecto actual del factor de daño, es necesario calcular la constante $\left(\frac{141.2q_o\mu_o B_o}{kh} \right) S$, la que proporciona las pérdidas de presión debido al daño.

En algunas ocasiones resulta más útil expresar el efecto de daño y estimulación en términos de la eficiencia de flujo, EF.

La eficiencia de flujo EF, se define como la relación entre el gasto actual y el gasto ideal para un abatimiento de presión dado.

$$EF = \frac{q_{actual}}{q_{ideal}} \quad (3.7)$$

En términos de la presión de fondo fluyendo ideal y actual, requeridas para producir a un gasto determinado, la eficiencia de flujo tiene la siguiente forma:

$$EF = \frac{P_y - P'_{wf}}{P_y - P_{wf}} \quad (3.8)$$

En términos del factor de daño, se puede mostrar fácilmente que la eficiencia de flujo esta expresada como:

$$EF = \frac{\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - 0.75}{\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - 0.75 + S} \quad (3.9)$$

Para la mayoría de pozos el término $\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)$ tiene un rango de valores entre 6.5 y 8.5. Utilizando un promedio de $\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - 0.75 = 7$, se puede escribir una expresión aproximada para la eficiencia de flujo en términos del factor de daño:

$$EF = \frac{7}{7 + s} \quad (3.10)$$

La cual se puede utilizar como una regla de dedo.

En la industria se reportan a menudo condiciones no ideales en términos de una relación de daño R_d la que no es más que el recíproco de la eficiencia de flujo.

$$R_d = \frac{1}{E.F.} \quad (3.11)$$

Otra ecuación o expresión utilizada para cuantificar las condiciones de flujo ideales el radio aparente del pozo r_{wa}

$$r_{wa} = r_w e^{-s} \quad (3.12)$$

El que es sustituido simplemente en la ecuación 76 por el radio del pozo.

EFECTO CUANTIFICABLE DEL FLUJO NO LINEAL					
CONDICION DEL POZO	Δp_s	S	EF	R_d	r_{wa}

DAÑADO	$\Delta p_s > 0$	$S > 0$	$EF < 1$	$R_d > 1$	$r_{wa} < r_w$
INALTERADO(SIN DAÑO)	$\Delta p_s = 0$	$S = 0$	$EF = 1$	$R_d = 1$	$r_{wa} = r_w$
ESTIMULADO	$\Delta p_s < 0$	$S < 0$	$EF > 1$	$R_d < 1$	$r_{wa} > r_w$

Por otra parte, el factor de daño considerado hasta este momento se puede tratar desde otro punto de vista. Hawkins (1956) estableció la siguiente forma para calcular Δp_s

$$\Delta p_s = 2 \left(\frac{70.6 q_o \mu_o B_o}{kh} \right) S \quad (3.13)$$

Multiplicando y dividiendo la Ec.83 por 2.303 para cambiar el valor logarítmico obtenemos que;

$$\Delta p_s = 0.87 \left(\frac{162.6 q_o \mu_o B_o}{kh} \right) S \quad (3.14)$$

Donde:

$$m = \left(\frac{162.6 q_o \mu_o B_o}{kh} \right) \quad (3.15)$$

Finalmente obtenemos:

$$\Delta p_s = 0.87 m S \quad (3.16)$$

El valor del factor de daño, usualmente se calcula a partir del análisis de datos de pruebas de incremento o decremento de presión.

En relación a las mediciones del daño, es importante reconocer que el factor de daño calculado a partir del análisis de una prueba de incremento de presión, por ejemplo, un gráfico de Horner (1951), representa el efecto de daño experimentado por el pozo en el instante en que se cierra.

El efecto de daño total S , para un pozo se puede establecer de la siguiente forma:

$$S = \sum \text{Restricciones al flujo} \quad (3.17)$$

3.2 Flujo Restringido

El daño a la formación o flujo restringido, está asociado a diferentes factores que reducen la permeabilidad efectiva alrededor del pozo. El flujo restringido puede ser causado por el taponamiento de los espacios porosos mediante partículas sólidas generadas por trituramiento mecánico de la formación durante la perforación del pozo o disgregación del medio poroso, o bien, por efecto del fluido producido tales como creación de emulsiones o cambios en la permeabilidad efectiva.

El taponamiento de los poros mediante partículas es uno de los mecanismos más comunes en el flujo restringido, el que puede resultar de diferentes causas, incluyendo la inyección de sólidos en la formación (para fracturamiento de la formación), dispersión de arcillas presentes en la formación, precipitación y crecimiento de bacterias.

McLeod (1984) establece que las causas que originan el flujo restringido pueden clasificarse en tres categorías:

- Físicas.
- Químicas.
- Biológicas.

Causas Físicas

Un medio poroso es un complejo ensamble de granos de mineral con espacios vacíos (poros) de forma y distribución irregular, que proporciona una trayectoria para el transporte del fluido. Esta complicada estructura puede ser idealizada como una colección de largas cámaras (los cuerpos de los poros) conectados por estrechas aberturas. La permeabilidad del medio está controlada ampliamente por el número y conductividad de las cámaras de los poros.

Los fluidos producidos de la formación hacia el pozo, contienen diminutas partículas o finos, que se pueden adherir a los cuerpos de los poros, o bien, aglutinarse de tal forma que pueden obturar las aberturas de los poros.

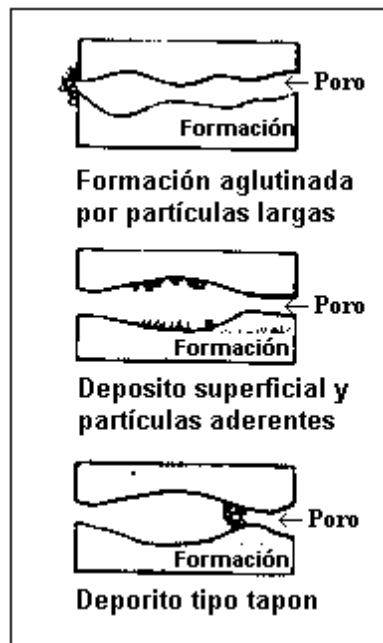


Fig. 3.2 Modelo de atrapamiento de la partícula

Calculo del pseudo- Daño por el efecto de los disparos

Karakas y Tarquiq (1988) presentaron una solución semianalítica para el cálculo del pseudodaño debido a los disparos, el cual dividieron en 3 componentes: El efecto en el plano de flujo (S_h), el efecto de la convergencia vertical (S_v) y el efecto debido al pozo S_{wb} . El pseudodaño total causado por los disparos está dado por:

$$S_p = S_h + S_{wb} + S_v \quad (3.18)$$

La fig.3.3 muestra los componentes para el cálculo del pseudodaño. Esta incluye el radio del pozo r_w , el radio de la perforación r_{perf} , la longitud de la perforación l_{perf} , el ángulo de la fase de la perforación, la distancia entre cada perforación h_{perf} .

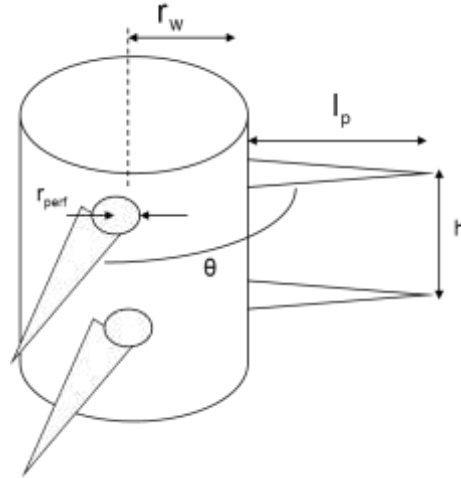


Fig. 3.3 Daños por disparos

El procedimiento para el cálculo de cada componente del pseudodaño se muestra a continuación:

$$r'_w(\theta) = \frac{l_p}{4} \quad ; \text{ si } \theta = 0 \quad (3.19)$$

$$r'_w(\theta) = \alpha_\theta (r_w + l_p); \text{ si } \theta \neq 0 \quad (3.20)$$

$$S_h = \ln\left(\frac{r_w}{r'_w(\theta)}\right) \quad (3.21)$$

$$h_D = \frac{h(k_h/k_v)^{0.5}}{l_p} \quad (3.22)$$

$$r_{pD} = r_{perf} \frac{[1 + (k_v/k_h)^{0.5}]}{2h} \quad (3.23)$$

$$a = a_1 \log(r_{pD}) + a_2 \quad (3.24)$$

$$b = b_1 r_{pD} + b_2 \quad (3.25)$$

$$S_V = 10^a h_D^{b-1} r_{pD}^b \quad (3.26)$$

$$r_{wD} = \frac{r_w}{l_p + r_w} \quad (3.27)$$

$$S_{wb} = c_1 e^{c_2 r_{wD}} \quad (3.28)$$

Procedimiento de cálculo:

1. de la tabla 1-2: α_θ
2. $r'_w(\theta) = \frac{l_p}{4}$; si $\theta = 0$
 $r'_w(\theta) = \alpha_\theta (r_w + l_p)$; si $\theta \neq 0$

$$3. S_h = \ln\left(\frac{r_w}{r_w(\theta)}\right)$$

$$4. h_D = \frac{h(k_h/k_v)^{0.5}}{l_p}$$

$$5. r_{pD} = r_{perf} \frac{[1 + (k_v/k_h)^{0.5}]}{2h}$$

6. de la tabla 1-3: a_1, a_2, b_1 y b_2

$$7. a = a_1 \log(r_{pD}) + a_2$$

$$b = b_1 r_{pD} + b_2$$

$$8. S_V = 10^a h_D^{b-1} r_{pD}^b$$

9. de la tabla 1-4: c_1 y c_2

$$r_{wD} = \frac{r_w}{l_p + r_w} \quad S_{wb} = c_1 e^{c_2 r_{wD}}$$

$$10. S_p = S_h + S_{wb} + S_V$$

Pseudodaño debido al ángulo de desviación del pozo

Cinco-Ley et al. (1975) presento una solución semianalítica para determinar el valor del pseudodaño causado por la terminación parcial, desviación del pozo y elevación de la terminación ($S_{\theta+c}$). La fig.3.4 muestra las variables relevantes para dicho cálculo. Donde h_w es el espesor perforado, Z_w es la elevación del punto medio del espesor perforado a la base del yacimiento, h el espesor del yacimiento, θ es el ángulo de desviación del pozo con respecto a la vertical y r_w el radio del pozo.

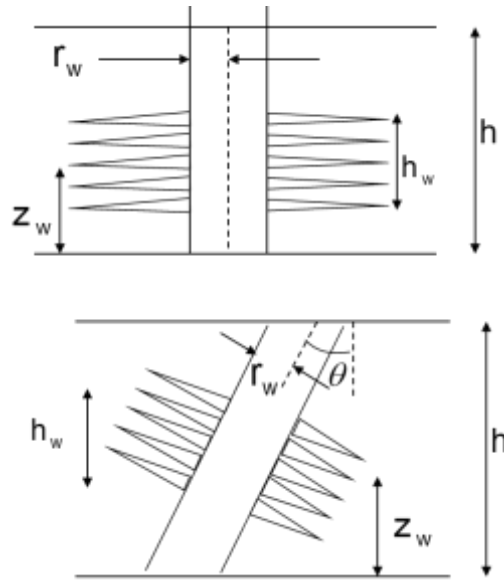


Fig. 3.4 Daño debido al ángulo de desviación del pozo (Economide,1994)

Las siguientes ecuaciones son utilizadas para el cálculo del pseudodaño debido a la terminación:

$$h_D = \frac{h}{r_w} \quad (3.29)$$

$$z_{wD} = \frac{z_w}{r_w} \quad (3.30)$$

$$h_{wD} = \frac{h_w}{r_w} \quad (3.31)$$

$$\frac{h_{wD} \cos \theta}{h_D} = h'_{wD} \cos \theta \quad (3.32)$$

Procedimiento de cálculo:

Cálculo de $S_{\theta+c}(S_{\theta} + S_c)$

1. $h_D = \frac{h}{r_w}$
2. $z_{wD} = \frac{z_w}{r_w}$
3. $\frac{z_{wD}}{h_D}$
4. $h_{wD} = \frac{h_w}{r_w}$
5. $\frac{h_{wD} \cos \theta}{h_D} = h'_{wD} \cos \theta$
6. de la tabla 1-1: $S_{\theta+c}$

Causas Químicas

Los finos, responsables del obturamiento de los poros pueden provenir de orígenes externos u originarse en el mismo espacio poroso. Los finos en el medio poroso pueden ser movilizados por un cambio en la composición química del agua congénita o mecánicamente debido a las fuerzas cortantes aplicadas al movimiento del fluido. El flujo restringido, a menudo es causado por la dispersión de partículas finas de arcilla cuando la salinidad del agua intersticial es reducida o la composición iónica es alterada. De esta forma, cualquier fluido que esté en contacto con la formación productora (fluido de perforación, fluidos de terminación, fluidos de estimulación), deberá tener una composición iónica que no dañe la formación.

La precipitación de sólidos de la salmuera o lodo de perforación y del aceite en la formación puede causar severo daño a la formación cuando estos sólidos obturan los espacios porosos. Los precipitados pueden ser compuestos inorgánicos de la salmuera o especies orgánicas del aceite producido. En cualquier caso, la precipitación ocurre por cambios en la temperatura o presión en las cercanías del pozo, o a partir de alteraciones en la composición de la fase de los fluidos inyectados.

Otra causa común que origina el flujo restringido son las parafinas y los asfaltenos. Las parafinas son cadenas largas de hidrocarburos que se precipitan de ciertos hidrocarburos cuando la temperatura se reduce, o la composición del aceite cambia debido a la liberación de gas conforme la presión se reduce. Los asfaltenos son compuestos aromáticos con alto peso molecular que pueden tener forma coloidal, dispersos en el aceite. Este estado coloidal es estabilizado por la presencia de resinas en el aceite; cuando estas resinas son removidas, los asfaltenos pueden flocular, creando partículas sumamente grandes que causan el flujo restringido. El cambio químico en el aceite puede reducir la concentración de resinas y de esta forma se lleva a cabo el depósito de los asfaltenos en la formación.

Causas Biológicas

Las bacterias inyectadas en la formación, básicamente bacterias anaeróbicas, pueden crecer rápidamente en la formación, obturando los espacios de los poros, o bien, con precipitados resultado de la actividad biológica de los organismos. La reducción de la permeabilidad causada por la bacteria puede ser significativa, por tanto, se debe considerar la posibilidad de inyección de agua con bactericidas para reducir al mínimo este problema.

Por otra parte, mientras que el factor de daño es adimensional, la zona dañada asociada no lo es. La figura 3.5 es una representación típica de la condición en las cercanías del pozo, con r_s y k_s , siendo la profundidad de daño y la permeabilidad alterada respectivamente. Fuera de esta zona el yacimiento permanece sin disturbio con permeabilidad k .

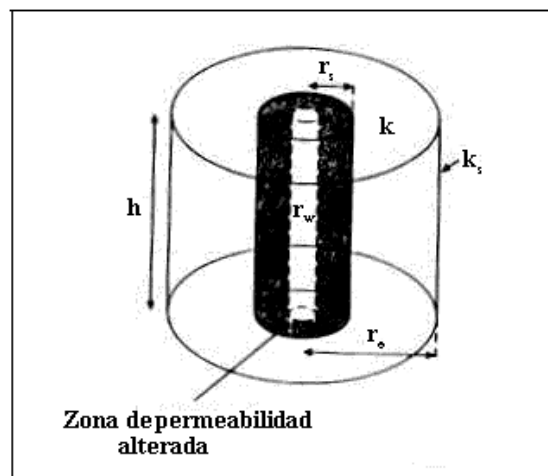


Fig. 3.5 Zona alrededor del pozo con permeabilidad alterada (Economide,1994)

Hawkins (1956) establece una expresión que relaciona el efecto de daño con las variables r_s y k_s .

Si la permeabilidad en la cercanía del pozo es la permeabilidad del yacimiento (sin daño), entonces la caída de presión entre la presión en la frontera externa (P_s) y la presión en el pozo, dará como resultado una presión ideal, $P_{wf\ ideal}$, expresada como:

$$P_s - P_{wf\ ideal} = \frac{q\mu}{2\pi kh} \ln\left(\frac{r_s}{r_w}\right) \quad (3.33)$$

Si la permeabilidad en la cercanía del pozo es alterada a k_s , entonces la presión de fondo fluyendo real está relacionado como:

$$P_s - P_{wf\ real} = \frac{q\mu}{2\pi k_s h} \ln\left(\frac{r_s}{r_w}\right) \quad (3.34)$$

La diferencia entre $P_{wf\ ideal}$ y $P_{wf\ real}$ es exactamente la caída de presión debido al efecto de daño Δp_s . Por lo tanto se tiene que:

$$\frac{q\mu}{2\pi kh} S = \frac{q\mu}{2\pi k_s h} \ln\left(\frac{r_s}{r_w}\right) - \frac{q\mu}{2\pi kh} \ln\left(\frac{r_s}{r_w}\right) \quad (3.35)$$

Simplificando dicha ecuación se tiene que:

$$S_d = \left(\frac{k}{k_s} - 1\right) \ln\left(\frac{r_s}{r_w}\right) \quad (3.36)$$

Un problema inherente con el uso práctico de la Ec. 3.33, es que la zona alterada es muy difícil de cuantificar en términos de k_s y r_s . Esto es, la permeabilidad alterada y el radio no pueden ser medidos directamente. En el mejor de los casos, si el daño de la zona alterada puede ser aislado del daño total (calculado a partir de análisis de pruebas de incremento o decremento de presión), una estimación del radio de la zona alterada r_s permitirá el cálculo de la permeabilidad de la zona alterada:

$$k_s = k \left[1 + \frac{S_a}{\ln\left(\frac{r_a}{r_w}\right)} \right]^{-1} \quad (3.37)$$

Resolviendo para el radio de la zona alterada se obtiene:

$$r_a = r_w \exp \left[\frac{S_a}{\frac{k}{k_s} - 1} \right] \quad (3.38)$$

Simplificando las expresiones para una situación típica de un pozo estimulado cuando $k_s \gg k$:

$$r_a = r_w \exp[-S_a], \quad k_s \gg k \text{ (estimulación)} \quad (3.39)$$

$$S_a = -\ln\left(\frac{r_a}{r_w}\right), \quad k_s \gg k \text{ (estimulación)} \quad (3.40)$$

Ambas ecuaciones permitirán saber la situación o estado actual el pozo en producción.

3.3 Factor de Daño Compuesto

El factor de daño total o compuesto, S , que se evalúa a través del análisis de las pruebas de incremento y decremento de presión; ha sido visualizado en términos de permeabilidad reducida o mejorada. Sin embargo, en los últimos años, este concepto ha sido extendido para incluir una variedad de efectos tales como, penetración parcial, desviación del pozo, perforaciones, etc.

El efecto total de todas las condiciones no ideales cerca del pozo, es una composición de todos los efectos individuales. Por esta razón, el factor de daño total ha sido definido incluyendo todos estos efectos de la siguiente manera:

$$S = S_a + S' + S_{disp} + S_{desv+pen} + S_f + S_G + S'_{eq} + S_b \quad (3.41)$$

Donde:

S : Factor de daño compuesto [Adimensional]

S_a : Factor de daño por flujo restringido [Adimensional]

S' : Factor de daño asociado a alta velocidad de flujo [Adimensional]

S_{disp} : Factor de daño causado por disparos [Adimensional]

S_f : Factor de daño causado por fracturas [Adimensional]

S_G : Factor de daño por empacamiento de grava [Adimensional]

S'_{eq} : Factor de daño debido a pozos horizontales [Adimensional]

S_b : Factor de daño por formación de condensados [Adimensional]

3.4 Diagnostico del Daño

Existen diversas causas por las cuales un pozo no aporta la producción que se espera, o declina su producción con el tiempo. Por ello es importante realizar un estudio, ya que puede atribuirse la baja productividad de un pozo de un daño en el mismo.

3.4.1 Determinación del daño a la formación

Si un pozo tiene daño es necesario evaluarlo y diagnosticarlo para así reducir o minimizar sus efectos nocivos en la producción. Existen varios métodos para diagnosticar el daño a la formación entre ellos están:

- Pruebas de restauración de presión con tubería de perforación
- Registros de resistividad
- Revisión histórica de perforación, terminación, y reparación del pozo
- Análisis de estimulaciones previas
- Comparación con pozos vecinos
- Análisis de pruebas de presión

- Análisis nodal
- Registros de producción
- Pruebas y análisis de núcleos

Prueba DST

Una prueba DST puede dar indicación de la presencia de daño cuando restaura rápidamente la presión en un periodo de cierre, y hay gran diferencia entre la presión de flujo inicial y la final en poco tiempo, indicando que hay transmisibilidad de la presión pero muy poca al flujo, lo cual puede deberse a la obstrucción del gasto

Registros de resistividad.

La combinación de un registro dual de inducción y el latero log pueden dar idea de la profundidad de la invasión de los fluidos hacia la formación. Tomando en cuenta el registro de calibre del agujero para hallar el espesor de revoque en las zonas permeables.

Revisión histórica de perforación, terminación, y reparación del pozo

Son un paso crítico del proceso de diagnóstico del daño a la formación, ya que es durante estas operaciones que la mayoría de los daños son detectados. Donde se debe tener en cuenta:

- El historial del día a día de la perforación detectando los aditivos del lodo
- La detección de pegamientos de tubería, pérdida de circulación, fallas de funcionamiento del equipo de control de sólidos y cambios en las tasas de penetración
- El tipo de fluido presente durante el cañoneo
 - El método de cañoneo (penetración de los disparos)
- El nivel de filtración de los fluidos

•Es importante ver los cambios en la curva de producción que estén asociados a eventos de reparación o estimulación del pozo ya que es el mejor indicio del proceso que genero el daño.

Comparación con pozos vecinos

La superposición de curvas del historial de producción entre pozos vecinos del mismo yacimiento podrá dar una indicación del comportamiento irregular de alguno de ellos.

Análisis nodal

El estudio del análisis nodal de pozo sirve para determinar el diseño correcto de tuberías, estranguladores, equipo de levantamiento artificial por gas y líneas de flujo. Para lograr esto lo que interesa es que la caída de presión en el yacimiento sea mínima para lograr la máxima presión de fondo fluyente para levantar los fluidos producidos.

Registros de Producción

El objetivo principal de los registros de producción es el análisis del sistema de movimiento de los fluidos, definiendo sistema como el tipo de régimen de flujo en el pozo. El Registro de Producción es un método que mide y registra el flujo de fluidos, o el efecto del flujo de fluidos, al colocar los instrumentos de medición a varias profundidades en una producción o inyección de pozo.

Pruebas y análisis de núcleos

Se realizan pruebas en núcleos extraídos del yacimiento con el fin de reproducir los fenómenos que han ocurrido en el yacimiento, permitiendo determinar la existencia del daño, los mecanismos que lo provocan y las posibles soluciones al mismo. Las técnicas empleadas son:

- Análisis petrográfico
- Análisis mineralógico
- Pruebas de flujo a través de los núcleos
- Análisis químico de los fluidos
- Compatibilidad de los fluidos

Pruebas de incremento de presión (build up test)

Estas pruebas consisten en una serie de mediciones de presión de fondo durante un periodo de tiempo, luego de cerrar el pozo después de haber estado fluyendo a un gasto constante y estabilizado.

Son utilizadas para encontrar:

- Presión estática promedio en el área de drene o yacimiento (p_{ws})
- Permeabilidad promedio en el área de drene (k)
- Daño total
- Presencia de límites o heterogeneidades (fallas, contactos, barreras estratigráficas)
- Interferencia o comunicación entre pozos/fallas

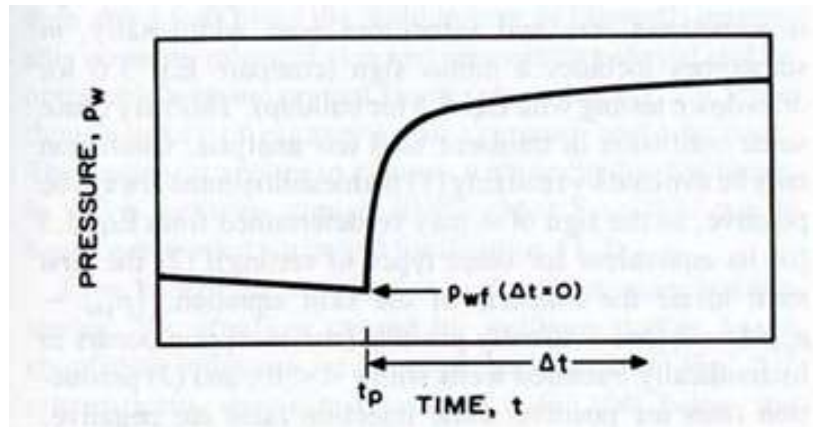


Fig. 3. 6 Incremento de la presión respecto del tiempo en una prueba de incremento presión

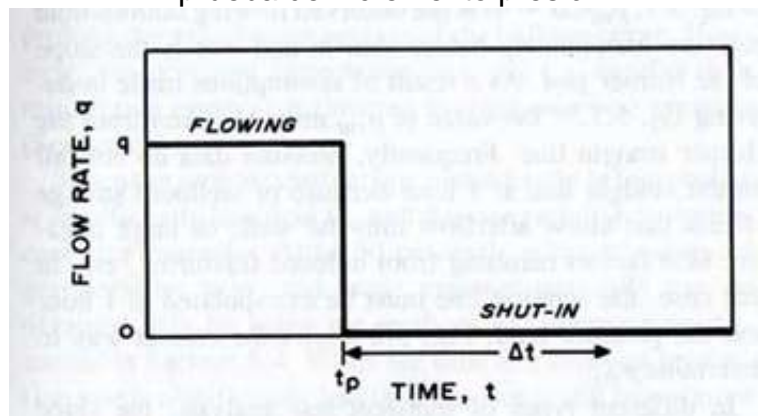


Fig. 3.7 Decremento del gasto respecto del tiempo en una prueba de Incremento de presión

La prueba del pozo requiere que se produzca a un gasto estabilizado durante un cierto tiempo, denominado tiempo de flujo (t_p), para lograr una distribución homogénea en la presión antes del cierre.

Al cerrar el pozo se mide la presión de fondo fluyendo ($p_{wf} @ \Delta t=0$) y se empieza a medir en función del tiempo de cierre (Δt)

El tiempo de flujo (t_p) se define como sigue:

$$t_p = \frac{N_p}{Q_o} \quad (3.42)$$

Dónde:

N_p = petróleo acumulado por el pozo antes del cierre [bls]

Q_o = gasto de aceite con flujo estabilizado antes del cierre [bpd]

Ecuación de Horner

Horner en 1951 establece que para flujo no estable se cumple la siguiente ecuación:

$$p_{wff} = p_i - \frac{162.6 Q_o B_o \mu}{kh} \log \left(\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} \right) \quad (3.43)$$

Donde:

p_i = presión inicial del yacimiento

La ecuación de Horner sugiere que la relación entre p_{ws} y $\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t}$ es una línea recta en escala semi-log.

$$p_{wff} = a - m \log \left(\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} \right) \quad (3.44)$$

Donde:

a = ordenada al origen (p_i) $\left[\frac{lb}{pg^2} \right]$

$$m = \text{pendiente} \left(\frac{12.6 Q_o B_o \mu}{kh} \right) \left[\frac{lb}{pg^2} / \text{ciclo} \right]$$

La presión inicial se puede estimar al extrapolar el tiempo de cierre Δt para valores muy grandes ($\Delta t \rightarrow$ infinito).

Para un Δt muy grande $\frac{t_{p+\Delta t}}{\Delta t}$ tiende a 1, esta suposición solo es válida cuando el yacimiento posee poco tiempo de producción.

Para la determinación del daño se estima mediante la siguiente formula:

$$S = 1.151 \left[\frac{p_{1hr} - p_{wf}(\Delta t = 0)}{m} - \log \left(\frac{k}{\phi \mu c_t r_w^2} \right) + 3.23 \right] \quad (3.45)$$

Dónde:

$p_{wf}(\delta t=0)$: Presión de fondo inmediatamente antes del cierre del pozo $\left[\frac{lb}{pg^2} \right]$

p_{1hr} : Presión leída de la recta en el gráfico de Horner a $\delta t=1$ hr $\left[\frac{lb}{pg^2} \right]$

m : Pendiente de la recta en el gráfico de Horner $\left[\frac{lb}{pg^2} / \text{ciclo} \right]$

3.5 Ejercicio de Aplicación

Ejemplo 3.1

Asuma que un pozo tiene un radio r_w igual a 0.3048, con una penetración de 3 pies de daño y un $r_s= 3.328$ pies. Con una relación de $k/k_s =5$ y $k/k_s = 10$; Determine:

a) El daño para cada una de las relaciones de permeabilidad alterada.

b) ¿Cuál sería el espesor de la zona dañada para proveer el mismo daño que la relación $k/k_s=5$?

Solución:

a)

Para la r_s y r_w dados y $k/k_s=5$ obtenemos

$$S = (5-1)\ln\left(\frac{3.328}{0.3048}\right) = 9.3$$

Para $k/k_s=10$

$$S = (10-1)\ln\left(\frac{3.328}{0.3048}\right) = 20.9$$

b)

Para obtener el mismo daño que con la relación $k/k_s=5$ Si $S=20.9$ tenemos:

$$r_s = r_w e^{20.9/4} = (0.3048) e^{20.9/4} = 61 \text{ pies}$$

Se necesitaría una profundidad de daño de 61 pies para producir el mismo daño.

Ejemplo 3.2

Asuma un pozo productor de aceite tiene las siguientes características:

$$r_e = 2980 [\text{pies}]$$

$$\mu_o = 1.7 [\text{cp}]$$

$$P_y = 5661 \left[\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} \right] = P_{ws}$$

$$B_o = 1.1 \left[\frac{\text{bl @ c.y}}{\text{bl @ c.s}} \right]$$

$$k = 8.2 [\text{mD}]$$

$$r_w = 0.328 [\text{pies}]$$

$$h = 53 [\text{pies}]$$

$$P_{wf} = 4500 \left[\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} \right]$$

Calcular el gasto de aceite si la presión de fondo fluyendo es de 4500 lb/pg². Considere $S = + 10$. Describa dos mecanismos que aumente el gasto de aceite en un 50 % muestre los cálculos efectuados

Solución:

$$q = \frac{(8.2)(53)(5651 - 4500)}{(14.2)(1.1)(1.7) \ln\left(\frac{2980}{0.328}\right)} = 100 \frac{\text{barriles}}{\text{dia}}$$

Para incrementar en un 50% el gasto de aceite:

1) Incrementar la caída de presión ($p_{ws}-p_{wf}$) en un 50%

$$(5651-p_{wf}) = 1.5(5651 - 4500) = 3925 \left[\frac{lb}{pg^2} \right]$$

$$p_{wf} = 5651 - (1.5(5651 - 4500)) = \mathbf{3924.5} \left[\frac{lb}{pg^2} \right]$$

2) Disminuir el daño. En este caso

$$\ln\left(\frac{2980}{0.328} + S_2\right) = \frac{\ln\left(\frac{2980}{0.328} + 10\right)}{1.5}$$

$$\ln\left(\frac{2980}{0.328}\right) + S_2 = \frac{2}{3}\left(\ln\left(\frac{2980}{0.328}\right) + 10\right)$$

$$S_2 = \frac{2}{3}\left(\ln\left(\frac{2980}{0.328}\right) + 10\right) - \ln\left(\frac{2980}{0.328}\right)$$

$$\mathbf{S_2 = 3.628}$$

Ejemplo 3.3

Un pozo con flujo radial tuvo una caída de presión de $700 \left[\frac{lb}{pg^2} \right]$ cuando $S=0$,

si el pozo en la actualidad tiene una eficiencia de flujo de 0.75. Determine el daño actual del pozo, si este tiene las mismas características del ejercicio 2.2.

Solución:

De la definición de eficiencia de flujo

$$EF = \frac{\Delta p_{real}}{\Delta p_{ideal}}$$

$$\Delta p_{real} = (EF)(\Delta p_{ideal})$$

$$\Delta p_{real} = (0.75)(700) = 525 \text{ lb/pg}^2$$

Sustituyendo en la ecuación de Darcy para flujo radial

$$525 \text{ lb/pg}^2 = \frac{141.2 qB\mu}{kh} \left(\ln \frac{r_e}{r_w} + S \right)$$

Despejando y sustituyendo

$$S = \frac{(525)(8.2)(53)}{141.2(100)(1.1)(1.7)} - \ln \left(\frac{2980}{0.328} \right)$$

$$S = -0.473$$

Ejemplo 3.4

Un pozo de aceite tiene un $r_w = 0.3048$ pies y un área de drenaje circular de 16 acres, si tiene una eficiencia de flujo de 0.6. Determine el daño que causa esta eficiencia de flujo.

Solución:

Utilizando la ecuación..... donde E.F. está en términos de r_e y r_w

$$EF = \frac{\ln \frac{r_e}{r_w} - 0.75}{\ln \frac{0.47r_e}{r_w} - 0.75 + s}$$

$$r_e = \sqrt{\frac{(16)(43560.2)}{\pi}} = 471.01$$

$$0.6 = \frac{\ln \frac{(471.01)}{0.3048} - 0.75}{\ln \left[\frac{(471.01)}{0.3048} \right] - 0.75 + S}$$

$$S = \frac{\ln \frac{(471.01)}{0.3048} - 0.75}{0.6} - \ln \left[\frac{(471.01)}{0.3048} \right] + 0.75$$

$$S = 5.644$$

Ejemplo 3.5

Determine el daño por ángulo de inclinación de los disparos de un pozo de aceite con las siguientes características

$$\begin{aligned} r_w &= 0.1[\text{m}] & \theta &= 45^\circ \\ h_w &= 79.5[\text{m}] & h &= 225[\text{m}] \\ z_w &= 197[\text{m}] \end{aligned}$$

Solución:

1. $h_D = \frac{h}{r_w} = \frac{225}{0.1} = 2250$
2. $z_{wD} = \frac{z_w}{r_w} = \frac{197}{0.1} = 1970$
3. $\frac{z_{wD}}{h_D} = \frac{1970}{2250} = 0.875$
4. $h_{wD} = \frac{h_w}{r_w} = \frac{79.5}{0.1} = 795$
5. $\frac{h_{wD} \cos 45^\circ}{h_D} = \frac{(795)(0.71)}{2250} = 0.25$
6. $(S_{\theta+c})_{hD=100} = 5.968$
 $(S_{\theta+c})_{hD=1000} = 10.366$
 $(S_{\theta+c})_{hD=2250} = ?$

Interpolamos

Se calcula la pendiente

$$m = \frac{y_2 - y_1}{x_2 - x_1} = \frac{10.366 - 5.968}{1000 - 100} = 4.8867 \times 10^{-3}$$

Calculo de la ordenada al origen

$$b = 5.968 - (4.8867 \times 10^{-3})(100) = 5.4793$$

$$y = mx + b = (4.8867 \times 10^{-3})(2250) + 5.4793 = 16.4743$$

$$(S_{\theta+c})_{h_D=2250} = 16.4743$$

Ejemplo 3.6

Determine el daño por ángulo de inclinación de los disparos de un pozo de aceite con las siguientes características:

$$\begin{aligned} r_w &= 0.5 \text{ [ft]} & \theta &= 45^\circ \\ h_w &= 65.75 \text{ [ft]} & h &= 50 \text{ [ft]} \\ z_w &= 40 \text{ [ft]} \end{aligned}$$

Solución:

$$1. \quad h_D = \frac{h}{r_w} = \frac{50}{0.5} = 100$$

$$2. \quad z_{wD} = \frac{z_w}{r_w} = \frac{25}{0.5} = 50$$

$$3. \quad \frac{z_{wD}}{h_D} = \frac{50}{100} = 0.5$$

$$4. \quad h_{wD} = \frac{h_w}{r_w} = \frac{65.75}{0.5} = 131.5$$

$$5. \quad \frac{h_{wD} \cos 45^\circ}{h_D} = \frac{131.5(0.71)}{100} = 0.99 \approx 1$$

$$\text{Para una } \frac{z_{wD}}{h_D} = 0.5$$

y

$$\frac{h_{wD} \cos 45^\circ}{h_D} = 1$$

$$(S_{\theta+c})_{hD=100} = -1.178$$

Ejemplo 3.7

Calcule el daño debido al efecto de los disparos de un pozo de aceite con las siguientes características:

$$\begin{aligned} r_w &= 0.3 \text{ [pies]} & l_p &= 9 \text{ [pg]} & \theta &= 120^\circ \\ h &= 0.5 \text{ [pg]} & r_{\text{perf}} &= 0.25 \text{ [pg]} & k_h/k_v &= 10 \end{aligned}$$

Solución:

$$1. \alpha_\theta = 0.648$$

$$2. r'_w(\theta) = \alpha_\theta (r_w + l_p) = 0.648 \left(0.3 + \frac{9}{12} \right) = 0.68$$

$$3. S_{p1} = \ln \left(\frac{r_w}{r'_w(\theta)} \right) = \ln \left(\frac{0.3}{0.68} \right) = -0.818$$

$$4. h_D = \frac{h(k_h/k_v)^{0.5}}{l_p} = \frac{0.5(10)^{0.5}}{9} = 0.176$$

$$5. r_{pD} = \frac{r_{\text{perf}} [1 + (k_v/k_h)^{0.5}]}{2h} = \frac{0.25 [1 + (1/10)^{0.5}]}{(2)(0.5/12)} = 0.32906$$

$$6. \quad a_1 = -2.018 \quad a_2 = 0.0634 \\ b_1 = 1.6136 \quad b_2 = 1.7770$$

$$7. \quad a = a_1 \log(r_{pD}) + a_2 \\ = -2.018 \log(0.329) + 0.0634 \\ = 1.03 \\ b = b_1 r_{pD} + b_2 \\ = (1.6136)(0.329) + 1.777 \\ = 2.3079$$

$$8. \quad S_{p2} = 10^a h_D^{b-1} r_{pD}^b \\ = (10^{1.03})(1.176^{1.3079})(0.3291)^{2.3079} \\ = 0.0862$$

$$9. \quad c_1 = 6.6 \times 10^{-3} \quad c_2 = 5.320 \\ r_{wD} = \frac{r_w}{l_p + r_w} = \frac{0.3}{9/12 + 0.3} = 0.2857 \\ S_{p3} = c_1 e^{c_2 r_{wD}} = 6.6 \times 10^{-3} e^{5.320 \cdot 0.2857} = 0.0302$$

$$10. \quad S_p = S_{p1} + S_{p2} + S_{p3} = -0.818 + 0.0862 + 0.0302 \\ S_p = -0.7024$$

Ejemplo 3.8

Calcule el daño debido al efecto de los disparos de un pozo de aceite con las siguientes características:

$$r_w = 0.328 \text{ [ft]}$$

$$l_p = 8 \text{ [pg]}$$

$$\theta = 120^\circ$$

$$h = 0.5 \text{ [ft]}$$

$$r_{\text{perf}} = 0.25 \text{ [pg]}$$

$$k_h/k_v = 5$$

Solución:

$$1. \alpha_{\theta} = 0.648$$

$$2. r'_w(\theta) = \alpha_{\theta}(r_w + l_p) = 0.648\left(0.328 + \frac{8}{12}\right) = 0.644$$

$$3. S_{p1} = \ln\left(\frac{r_w}{r'_w(\theta)}\right) = \ln\left(\frac{0.328}{0.644}\right) = -0.675$$

$$4. h_D = \frac{h(k_h/k_v)^{0.5}}{l_p} = \frac{0.5(5)^{0.5}(12)}{8} = 1.677$$

$$5. r_{pD} = \frac{r_{\text{perf}}[1 + (k_v/k_h)^{0.5}]}{2h} = \frac{0.25[1 + (1/5)^{0.5}]}{(2)0.5} = 0.0301$$

$$6. a_1 = -2.018 \quad a_2 = 0.0634$$

$$b_1 = 1.6136 \quad b_2 = 1.7770$$

$$7. a = a_1 \log(r_{pD}) + a_2 = -2.018 \log(0.0301) + 0.0634 = 3.132$$

$$b = b_1 r_{pD} + b_2 = (1.6136)(0.0301) + 1.777 = 1.8255$$

$$8. S_{p2} = 10^a h_D^{b-1} r_{pD}^b$$

$$= (10^{3.1321})(1.677^{1.6136})(0.0301^{1.8255}) = 5.212$$

$$9. c_1 = 6.6 \times 10^{-3} \quad c_2 = 5.320$$

$$r_{wD} = \frac{r_w}{l_p + r_w} = \frac{0.328}{8/12 + 0.328} = 0.329$$

$$S_{p3} = c_1 e^{c_2 r_{wD}} = 6.6 \times 10^{-3} e^{5.320 \times 0.329} = 0.0379$$

Ejemplo 3.9

La tabla siguiente muestra los datos de una prueba de incremento de presión de un pozo con un radio de drene estimado de 2640 pies. Antes del cierre el pozo produjo 4900 bpd por 310 horas. Los datos del yacimiento son:

profundidad = 10476 pies

$r_w = 4.25$ pg

$C_t = 22.6 \times 10^{-6} \text{ (lb/pg}^2\text{)}^{-1}$

$q_o = 4900$ bpd

$h = 482$ pies

$p_{wf} (Dt=0) = 2761 \text{ lb/pg}^2$

$m_o = 0.20$ cp

$f = 0.09$

$B_o = 1.55$

$d_{TR} = (6.276/12)$ pies

$t_p = 310$ horas

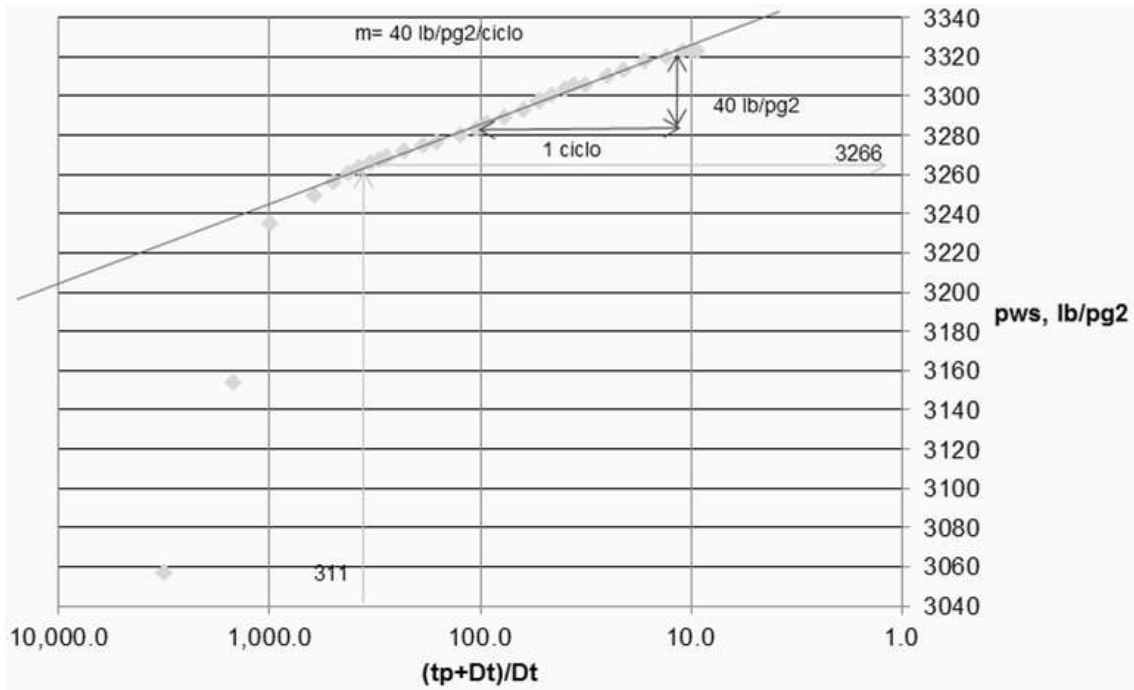
Δt (horas)	p_w (lb/pg ²)
0	2761
0.1	3057
0.21	3153
0.31	3234
0.52	3249
0.63	3256
0.73	3260
0.84	3263
0.94	3266
1.05	3267
1.15	3268
1.36	3271
1.68	3274
1.99	3276
2.51	3280

Δt (horas)	p_w (lb/pg ²)
3.04	3283
3.46	3286
4.08	3289
5.03	3293
5.97	3297
6.07	3297
7.01	3300
8.06	3303
9	3305
10.05	3306
13.09	3310
16.02	3313
20	3317
26.07	3320
31.03	3322
34.98	3323
37.54	3323

Solución:

Graficando Δt vs pw se tiene:

Gráfico semi-log de Horner



Δt (horas)	pw (lb/pg2)	$(tp+Dt)/Dt$
0	2761	
0.1	3057	3,101.0
0.21	3153	1,477.2
0.31	3234	1,001.0
0.52	3249	597.2
0.63	3256	493.1
0.73	3260	425.7
0.84	3263	370.0
0.94	3266	330.8
1.05	3267	296.2
1.15	3268	270.6
1.36	3271	228.9
1.68	3274	185.5
1.99	3276	156.8
2.51	3280	124.5
3.04	3283	103.0
3.46	3286	90.6
4.08	3289	77.0
5.03	3293	62.6
5.97	3297	52.9
6.07	3297	52.1
7.01	3300	45.2
8.06	3303	39.5
9	3305	35.4
10.05	3306	31.8
13.09	3310	24.7
16.02	3313	20.4
20	3317	16.5
26.07	3320	12.9
31.03	3322	11.0
34.98	3323	9.9
37.54	3323	9.3

Despejando k de la pendiente

$$m = \left(\frac{12.6 Q_o B_o \mu}{kh} \right)$$

$$k = \left(\frac{12.6 Q_o B_o \mu}{mh} \right)$$

$$k = \frac{162.6 (4900)(1.55)(0.20)}{(40)(482)} = 12.8 \text{ md}$$

Sustituyendo valores en la ecu. 3.45

$$S = 1.151 \left[\frac{p_{1hr} - p_{wf}(\Delta t = 0)}{m} - \log \left(\frac{k}{\phi \mu c_t r_w^2} \right) + 3.23 \right]$$

$$s = 1.1513 \left[\frac{3266 - 2761}{40} - \log \left(\frac{(12.8)(12)^2}{(0.09)(0.20)(22.6 \times 10^{-6})(4.25)^2} \right) + 3.2275 \right] = 8.6$$

4. CURVAS DE DECLINACIÓN.

4.1 Declinación Transitoria

La Declinación Transitoria se considera una declinación natural causada por la expansión del aceite, gas y agua en una región de drene con un incremento continuo del radio de drene. Al abrir un pozo se altera el estado de equilibrio del yacimiento y se crea una respuesta de presión del pozo.



Fig.4.1 Disturbio de presión propagado lejos del pozo

El disturbio de presión se propaga gradualmente lejos del pozo, incrementando el área de drene del pozo. Conforme el disturbio de presión se propaga hacia las fronteras externas del yacimiento, las condiciones de producción cambian rápidamente en función del tiempo.

Existen dos modos de producción transitoria, los cuales son considerados y tratados matemáticamente:

- a) Gasto de producción constante.
- b) Presión de fondo fluyendo constante.

Gasto de producción constante.	Presión de fondo fluyendo constante
$q_o = \frac{kh(p_{ws}-p_{wf})}{141.2 \mu_o B_o \ln\left(\frac{r_e(t)}{r_{wa}}\right)} \dots \dots \dots ec. 4.1$	$p_{ws}-p_{wf}(t) = \frac{141.2 \mu_o B_o}{kh} \ln\left(\frac{r_e(t)}{r_{wa}}\right) \dots \dots \dots ec. 4.2$
r_{wa} : radio aparente [pie] y es definido como $r_{wa} = r_w e^s$	

4.2 Declinación en Estado Pseudoestacionario

En este tipo de declinación, será necesario considerar la producción de aceite como un conjunto o serie de producciones en estado estacionario para describir el comportamiento de un pozo. El inicio del abatimiento (de presión) está determinado por el tiempo en el cual, el radio de drene ha alcanzado las fronteras externas de no-flujo. De allí en adelante como resultado de la producción, la región total drenada por el pozo comienza a ser declinada y de este modo, la caída de presión a lo largo del área total de drene, tal como se muestra en la Fig 4.1. El rango de declinación de la presión depende de los siguientes factores:

- ◆ Rapidez con la que los fluidos son producidos.
- ◆ Expansión de los fluidos del yacimiento.
- ◆ Compactación del volumen de poros.

Cuantificar la declinación de presión será labor del ingeniero de yacimientos, y para realizarlo, usualmente tendrá que calcularla a partir de un balance de materia volumétrica. El efecto más importante de la declinación es el deterioro del comportamiento de afluencia, reflejado mediante la declinación de la presión media del yacimiento y el incremento de la resistencia al flujo.

La Fig.4.2 se ilustra dos casos de declinación:

1. Declinación a gasto constante.
2. Declinación a presión constante

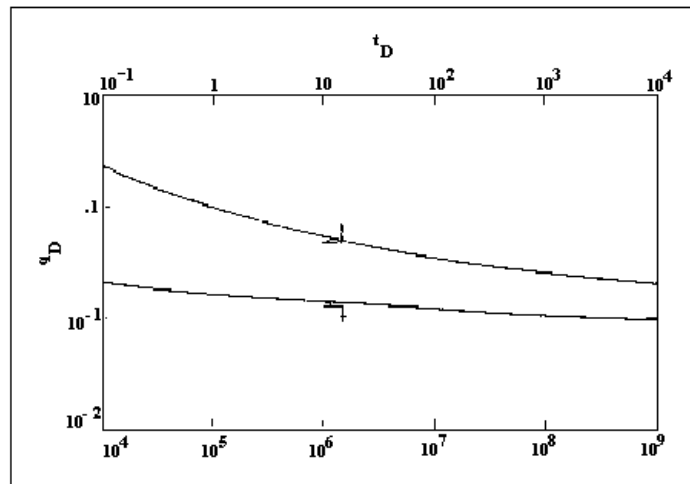


Fig. 4.2 Declinación de presión. Gasto constante. Presión constante

Declinación a Gasto Constante

El balance de materia que relaciona la declinación de la presión media del yacimiento p_y con la producción acumulada de aceite N_p es:

$$N_p B_o = V_P C_t (p_{ws} - p_{wf}) \quad (4. 1)$$

$$N_p B_o = Ah\phi C_t (p_{ws} - p_{wf}) \quad (4. 4)$$

Dónde:

A = Área [pie²]

B_o=Factor de volumen del aceite [BY/BS]

C_t= Compresibilidad total de la formación [(lb/pg²)⁻¹]

h= Espesor de la formación [pies]

p_{ws}= Presión estática [lb/pg²]

p_{wf}= presión de fondo fluyendo [lb/pg²]

N_p= Producción acumulada de aceite [bls]

Declinación a Presión Constante

En caso de una declinación a Presión constante, la expresión para la declinación de la Presión de un yacimiento bajosaturado es más complicado. El gasto de producción en yacimientos declinados está expresada por la ecuación de flujo radial:

$$q_o(t) = \frac{kh(p_{ws}(t) - p_{wf})}{141.2 \mu_o B_o \ln\left(\frac{r_e}{r_{wa}}\right)} \quad (4.5)$$

Donde la presión en la frontera externa $P_e(t)$ declina en función del tiempo. Una ecuación de balance de materia relaciona la N_p con la presión $P_e(t)$. Esta expresa la producción acumulada en función de la Compresibilidad total aparente del sistema C_{ta} , el volumen de poros $V_p(1-S_w)$, y la caída de Presión en el yacimiento ($P_i - P_e(t)$).

$$N_p B_o = C_p(1 - S_w)C_{ta}[p_i - p_{ws}(t)] \quad (4.7)$$

La base para calcular la Declinación del Gasto de Producción es un conjunto de curvas características, definidas como "curvas tipo", las cuales fueron desarrolladas por Fetkovich (1980).

Estas curvas son el resultado de investigaciones empíricas y desarrollos matemáticos aplicados para soluciones rápidas en una gran variedad de problemas relacionados con la declinación de la producción.

Los principales períodos de declinación de un pozo productor son:

- 1.- Declinación transitoria.
- 2.- Declinación en estado pseudoestacionario.

Así mismo, dentro de la declinación en estado pseudoestacionario se encuentran otros tres tipos de declinación las cuales son:

- Declinación exponencial.
- Declinación hiperbólica.
- Declinación Armónica.

Son métodos para estimar reservas y regímenes de producción futuros, están basados en la suposición de que los pozos permanecerán sin la influencia de controles artificiales; que se les permite constantemente mantener la producción máxima de que son capaces, y de que siempre producen bajo las mismas condiciones de operación.

-
1. Declinación Exponencial (geométrica, semilog o de porcentaje constante): Los cambios en la producción por unidad de tiempo son constantes.
 2. Declinación Hiperbólica (log - log): La caída en la producción por unidad de tiempo, expresada como una fracción del gasto de producción, es una fracción elevada a una potencia entre cero y uno.
 3. Declinación Armónica: Es un caso particular de la declinación hiperbólica, donde la potencia de la fracción del gasto producido es la unidad.

Declinación exponencial

El gráfico de producción de aceite contra tiempo para un pozo, podría ser extrapolado en el futuro para proporcionar una estimación de los gastos futuros de producción. Conociendo los gastos futuros de producción es posible determinar la producción futura total o reserva del yacimiento en cuestión.

Cuando el gasto de producción se grafica contra el tiempo, se puede observar que el gasto declina con el tiempo tal como se ilustra en la fig 4.3 .

Este tipo de declinación se presenta cuando se tiene un yacimiento cerrado que produce a una presión de fondo fluyendo constante y cuando se sienten los efectos de frontera.

Cuando el logaritmo de gastos de producción es trazado contra tiempo lineal, a menudo resulta una línea recta. Este fenómeno se refiere como *Declinación Exponencial*, se expresa:

$$q = q_i e^{(-t/a)} \quad (4.8)$$

donde “a” es una constante positiva.

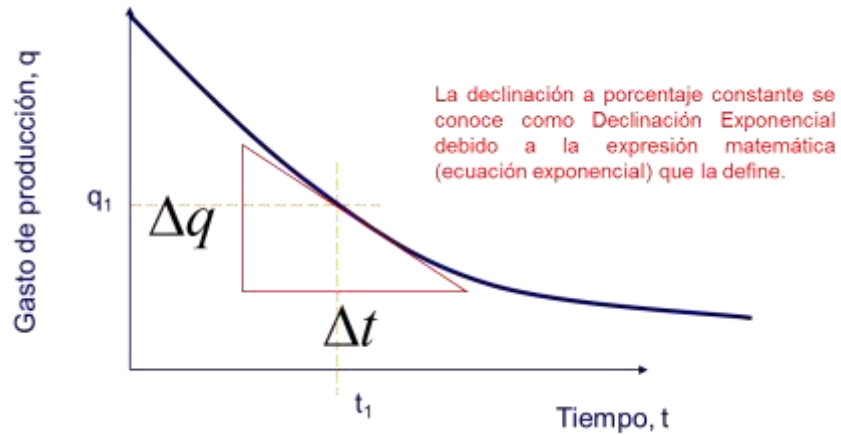


Fig.4.3 Gasto de producción vs tiempo

Pero esta también se puede expresar como el gasto contra la producción acumulada, así:

$$N_p = a(q_i - q) \quad (4.9)$$

En función de la rapidez de declinación, $D=1/a$, las expresiones anteriores quedan:

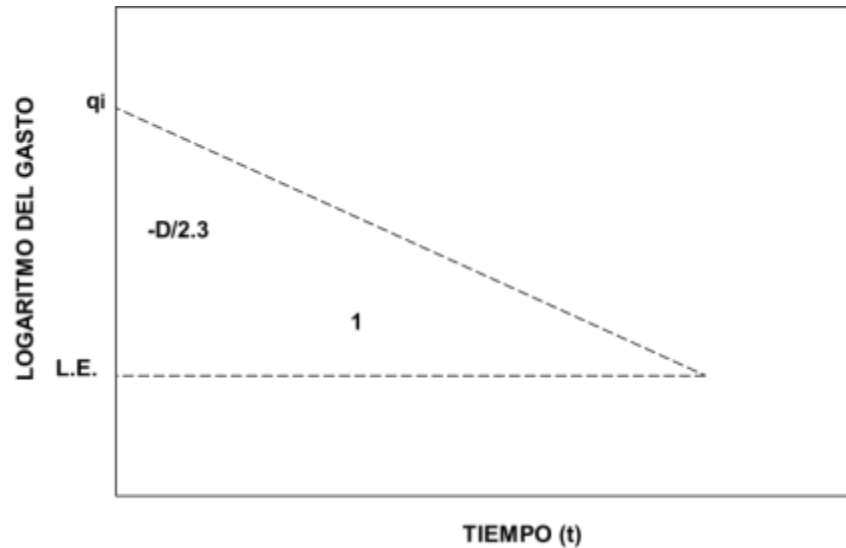
$$q = q_i e^{(-Dt)} \quad (4.10)$$

Al transformar la ecuación 105 de logaritmo natural a logaritmo base 10, obtenemos:

$$\log(q) = \log(q_i) - \frac{D}{2.3} t \quad (4.11)$$

Que gráficamente queda representada como una línea recta de pendiente $(-D/2.3)$ y ordenada al origen q_i .

Al extrapolar esta línea hasta el LE (Limite Económico) puede conocerse la vida futura del pozo.



Porcentaje de declinación

El cual queda representado como sigue:

$$\% \text{ de Declinación} = \frac{100}{N_p} (q_i - q) \quad (4.12)$$

Tiempo de vida del yacimiento

El tiempo de vida útil del yacimiento se determina sustituyendo el valor del LE:

$$t = \frac{2.3}{D_i} (\log LE - \log q_i) \quad (4.13)$$

Límite económico

El *Límite Económico* se obtiene mediante una extrapolación de la curva de declinación, debe llevarse hasta un punto en el que el valor de la producción sea equivalente a los gastos de producción, el cual nos indica hasta cuando es rentable la explotación del pozo en estudio. El valor de la producción mínima que

sufraga los costos de operación, mantenimiento de equipo, personal empleado, etc., es conocido como *Límite Económico*.

La expresión matemática que permite determinar este valor es la siguiente:

$$L.E = \frac{C}{O - S} \quad (4.14)$$

dónde:

C: Costo estimado de operación al límite económico, $\left[\frac{\$}{\text{Año}} \right]$

L.E : Límite económico, $\left[\frac{\text{bl}}{\text{Año}} \right]$

O: Precio de aceite, $\left[\frac{\$}{\text{bl}} \right]$

S: Monto de regalías, impuestos, etc., $\left[\frac{\$}{\text{bl}} \right]$

Declinación hiperbólica

No todos los pozos productores exhiben declinación exponencial durante la declinación. En muchos casos se puede observar una declinación hiperbólica gradual donde el comportamiento de gasto contra tiempo es estimada de mejor forma que a partir de la solución analítica.

La declinación hiperbólica es el resultado de energías (mecanismos de empuje) naturales o artificiales que disminuyen el abatimiento de presión comparado con el abatimiento causado por la expansión de un aceite ligeramente compresible.

- Gas en solución
- Expansión del casquete de gas
- Empuje de agua

Su expresión matemática es:

$$-b = \frac{\frac{q}{\left(\frac{dq}{dt}\right)}}{dt} \quad (4. 15)$$

Donde b representa la constante de declinación o ritmo de declinación (constante positiva) $0 < b < 1$.

Al integrar en dos ocasiones la ecuación anterior tenemos:

$$q = q_i(1 - D_i b t)^{-\left(\frac{1}{b}\right)} \quad (4. 16)$$

Donde D_i es la rapidez de declinación cuando el gasto q_i prevalece, y t es el tiempo que tarda en declinar el gasto de q_i a q .

Esta ecuación, se ajusta a la ecuación de una línea recta en papel log-log cuando cambia horizontalmente sobre la distancia $(1/D_i b)$, donde $1/b$ es la pendiente de la recta.

Para determinar la ecuación de gasto-producción acumulada se debe integrar respecto al tiempo la ecuación anterior por lo que nos queda:

$$Np = \frac{q_i^b}{D_i(1 - b)} (q_i^{(1-b)} - q_t^{(1-b)}) \quad (4. 17)$$

El porcentaje de declinación mensual se obtiene mediante:

$$\text{porcentaje de declinacion} = \frac{100 \left(\frac{dq}{dt}\right)}{q} \quad (4. 18)$$

$$\frac{dq}{dt} = \frac{q_i D}{(1 + D b t)^{\left(\frac{1}{b}\right)+1}} \quad (4. 19)$$

Por lo que finalmente se expresa como:

$$\text{porcentaje de declinacion} = \frac{100D}{(1 - Dbt)} \quad (4. 20)$$

Por otra parte, tanto la ecuación para la declinación exponencial como para la hiperbólica nos permiten realizar una extrapolación matemática de datos, difiriendo una respecto de la otra en lo que corresponde al valor de b, ya que para la declinación exponencial b= 0, mientras que para la declinación hiperbólica, el valor de b oscila entre 0.25 y 0.6, sin llegar a exceder este último valor.

El comportamiento tanto de la declinación exponencial como el de la hiperbólica al ser graficados en papel semilogarítmico es el siguiente:

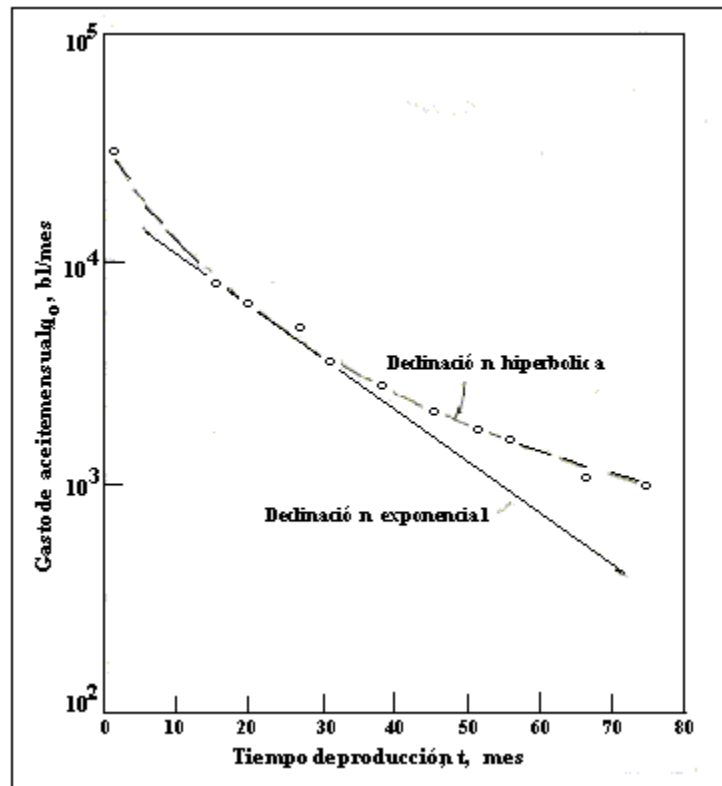


Fig.4.4 Grafica de la declinación exponencial

Declinación Armónica

Algunas veces cuando la producción es controlada predominantemente por segregación gravitacional, la rapidez de declinación D es proporcional al gasto q.

Este tipo de declinación es un caso particular de la declinación hiperbólica y ocurre cuando el valor de $b=1$.

$$q = \frac{q_i}{(1 + Dt)} \dots \dots \dots \text{ec.4.22}$$

$$q = q_i - Dtq \dots \dots \dots \text{ec. 4.23}$$

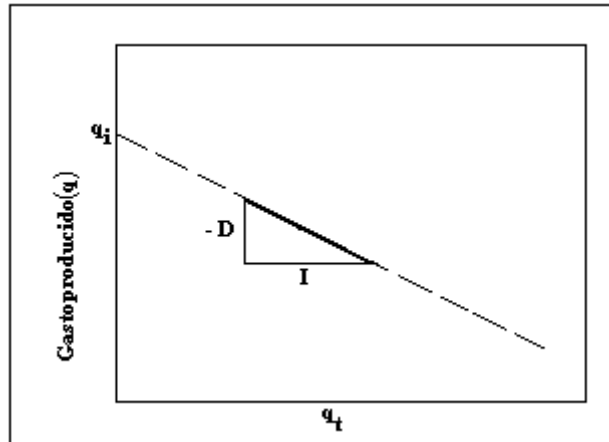


Fig.4.5 Representación gráfica de la declinación armónica en papel cartesiano.

Al integrar esta última ecuación obtenemos la expresión de gasto producido-producción acumulada:

$$Np = \frac{q_i}{D} (\ln q_i - \ln q_t) \quad (4. 24)$$

La ecuación anterior puede ser representada por una línea recta en papel semilogarítmico, graficando gasto producido en la escala logarítmica.

En lo que respecta al porcentaje de declinación mensual, se tiene lo siguiente:

$$\frac{dq}{dt} = - \frac{q_i D}{(1 + Dt)^2} \quad (4. 25)$$

Por lo que finalmente nos queda:

$$\text{Porcentaje de declinación} = - \frac{100D}{(1 - Dt)} \quad (4. 26)$$

El tiempo de vida útil para declinación armónica:

$$t = \frac{(q_i/LE) - 1}{D} \quad (4. 27)$$

4.3 Ejercicios de Aplicación

Ejemplo 4.1

El gasto de producción de un yacimiento declina de 11300 a 9500 BPD en un periodo de un año. Calcular la producción acumulada (N_p) para un gasto de abandono de 850 BPD. Utilizando los métodos de declinación exponencial ($b=0$), hiperbólica ($b=0.5$) y armónica ($b=1$).

Solución:

Calculando la tasa de declinación

1) Declinación exponencial

$$D = \frac{\ln \frac{q_t}{q_i}}{t} = \frac{\ln \frac{9500}{11300}}{1} = 0.1735 \frac{1}{\text{año}}$$

$$N_p = \frac{q_i - q_t}{D} = \left[\frac{9500 - 850}{0.1735} \right] (365) = 18197 \text{ [MBO]}$$

2) Declinación hiperbólica

Calculando la tasa de declinación

$$D = - \frac{(q_t/q_i)^{-b} - 1}{bt} = - \frac{(9500/11300)^{-0.5} - 1}{0.5 * 1} = 0.813 \text{ 1/año}$$

$$N_p = \frac{q_i^b}{D(1-b)} (q_i^{(1-b)} - q_t^{(1-b)})$$

$$N_p = \left[\frac{9500^{0.5}}{0.813(1 - 0.5)} (9500^{(1-0.5)} - 8500^{(1-0.5)}) \right] * 365 = 26809.7 \text{ [MBO]}$$

3) Declinación armónica

Calculando la tasa de declinación

$$D = - \frac{(q_t/q_i) - 1}{t} = - \frac{(11300/9500) - 1}{1} = 0.1895 \text{ 1/año}$$

$$N_p = \frac{q_i}{D} (\ln q_i - \ln q_t) = \frac{9500}{0.1895} (\ln 9500 - \ln 850) * 365 = 44163.3 \text{ [MBO]}$$

Ejemplo 4.2

Elabore un perfil de producción de crudo de un campo y calcule el ritmo de producción para los meses 1-20 por el método de declinación exponencial, con los siguientes datos:

$$q_i = 1500 \text{ BPD}$$

$$D = 0.020 \text{ (mensual)}$$

Solución:

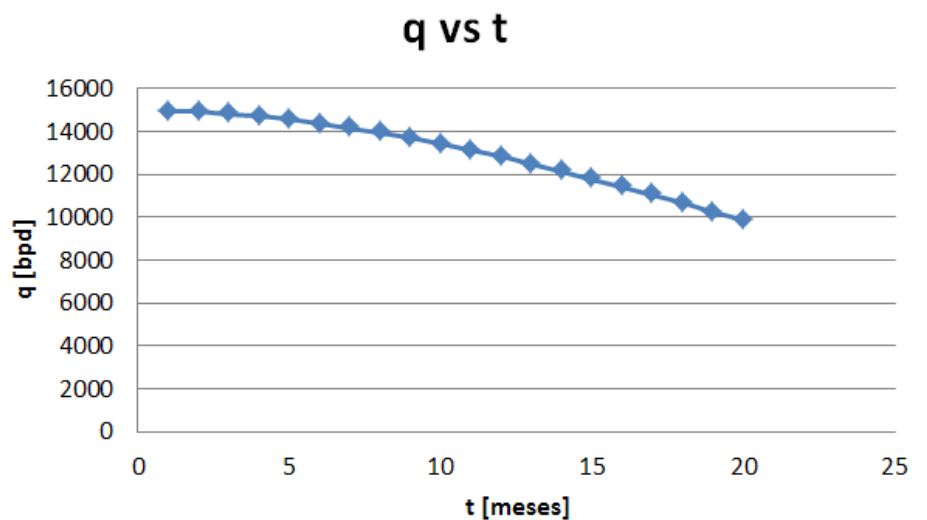
Utilizando la ecuación

$$q_1 = q_i e^{-Dt}$$

$$q_2 = q_1 e^{-Dt}$$

$$q_n = q_{n-1} e^{-Dt}$$

q ₀	t
14970.03	1
14910.2695	2
14821.0757	3
14702.9801	4
14556.683	5
14383.0467	6
14183.087	7
13957.9634	8
13708.9678	9
13437.512	10
13145.1149	11
12833.3879	12
12504.0201	13
12158.7637	14
11799.4179	15
11427.8139	16
11045.7993	17
10655.2231	18
10257.9211	19
9855.7023	20



5. REGISTROS DE PRODUCCIÓN

Los registros de producción nos dan un conocimiento de la naturaleza y comportamiento de los fluidos en el pozo durante periodos de producción o inyección. Estos registros se pueden tomar después que se han cementado las tuberías de revestimiento, permitiendo conocer con más detalle no solo el comportamiento de los pozos, sino también de las formaciones. Mediante los registros de producción se pueden determinar características tales como:

- Evaluación temprana para lograr el diseño de una terminación eficiente.
- Detección de cambios en el comportamiento de los fluidos.
- Zonas que toman fluidos (zonas ladronas).
- Canalización a través el cemento.
- Perforaciones taponadas.
- Determinación de zonas productoras o receptoras de fluidos.
- Evaluación de la eficiencia en el proceso de inyección.
- Control sobre los procesos de producción.
- Guía esencial para diseño de programas de reparación de pozos, proyectos de recuperación secundaria y terciaria.

Su aplicación más común es la medición del perfil del flujo del pozo, es decir, la distribución del fluido dentro y fuera del pozo, y con ello determinar el potencial productor de las distintas zonas presentes en el/los intervalo(s) productore(s).

Dentro de la evaluación del rendimiento de un pozo se pueden hacer las siguientes determinaciones:

- Contribución de cada zona.
- Tipos y porcentajes de fluidos por zonas.
- Medidas de temperatura y presión.
- Flujos cruzados o pérdida de fluidos es zonas de bajas presiones.

Dentro de los análisis de problemas mecánicos se pueden detectar:

- Fisuras en la Tubería de Revestimiento.
- Fisuras en la Tubería de Producción.
- Escapes a través de empaquetaduras.
- Comunicación entre zonas por el espacio anular debido a mala cementación.

Los registros de producción más comúnmente usados son:

- Medidores de flujo.
- Medidores de densidad.
- Medidores de cortes de agua.
- Medidores de temperatura.

Los registros de producción convencionales se basan en mediciones hechas con sensores centrados en el pozo en los pozos verticales o casi verticales, el comportamiento de fluidos es relativamente simple y los sensores convencionales de los registros de producción son más precisos para medir los parámetros del flujo de fluido zona por zona.

Los ingenieros de producción aplican la toma de registros de producción como una herramienta para diagnosticar las causas de las bajas productividades de los pozos. Como tales, los registros de producción pueden indicar acciones de ajustes a ser tomados en cuenta para incrementar la productividad del pozo.

5.1 Productividad Anormalmente Baja

La causa de baja productividad en un pozo varía de un problema fundamental de yacimiento a restricciones de flujo en las vecindades del pozo o dentro del mismo. Causas potenciales incluyen la baja permeabilidad relativa a la fase de hidrocarburos, daño en la formación, pobre penetración o sello de las perforaciones (u otras restricciones en la terminación, tales como empacador de grava parcialmente sellado) y restricciones del pozo.

Aquí se define baja productividad de un pozo como uno, que tiene anormalmente un bajo Índice de Productividad (J); esto es diferente de un pozo con baja tasa de

productividad, como uno de baja tasa de producción, puede deberse a insuficiente cierre debido a fallas de mecanismos de bombeo o excesiva caída de presión en la tubería.

El primer paso, en la evaluación de la baja productividad del pozo es medir el índice de productividad. Si se encuentra que es anormalmente bajo, (comparado con la etapa inicial de la vida del pozo o con pozos similares localizados en las vecindades, por ejemplo). Es necesario distinguir entre la baja capacidad de la formación y las restricciones de flujo en la vecindad del pozo o en la terminación. Este es el intento para efectuar pruebas de presión transitoria para medir el kh del yacimiento y factor de daño (s).

5.2 Producción Excesiva de Gas o Agua

La producción excesiva de gas o agua es un problema comúnmente visto en los pozos petroleros y las causas pueden ser por roturas de la tubería de revestimiento, canalizaciones detrás de la tubería de revestimiento, flujo preferencial a través de la zona de alta permeabilidad en el yacimiento, o la conificación. El registro de producción, se puede emplear para localizar la fuente de la producción de gas o de agua y son apropiados para determinar la causa de la baja producción no deseada.

Canalización

La canalización entre la tubería de revestimiento y la formación causada por condiciones de pobre cementación, son algunas veces las causas de producción de altas tasas de agua o gas. El registro de cementación o registros de pulso eco-ultrasónico pueden indicar la posibilidad de canalización al medir las propiedades del cemento detrás de la tubería de revestimiento. Para identificar una canalización, es necesario un registro de producción que puede responder al flujo detrás de la tubería de revestimiento. Los registros que pueden apoyar a este propósito son temperatura, trazador radioactivo y registros de ruido (frecuencia o sónico de cementación). El tratamiento que se aplica para eliminar la canalización es la cementación forzada; para diseñar el tratamiento de la cementación, se debe conocer toda la zona canalizada que aporta la producción no deseada.

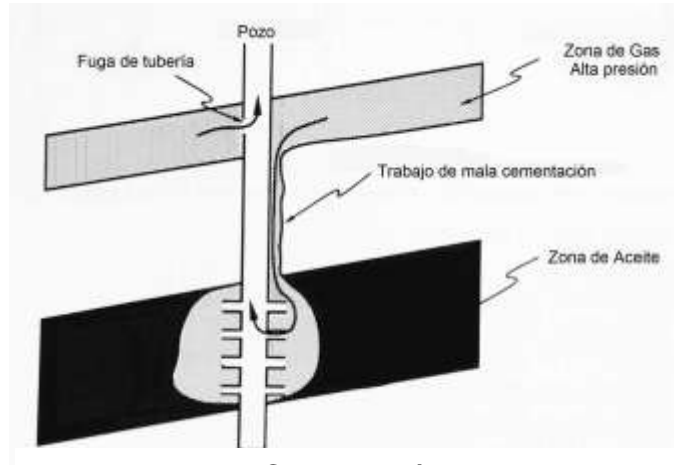


Fig. 5.1 Canalización de gas

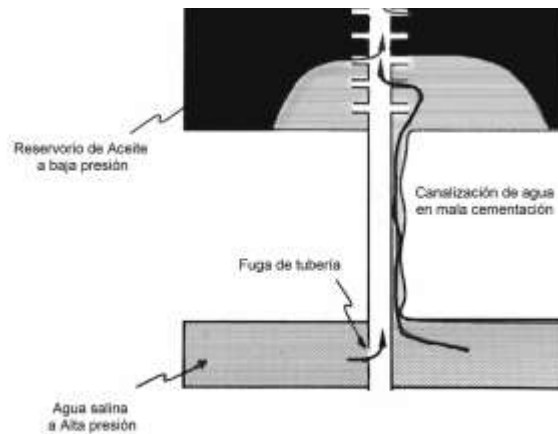


Fig. 5.2 Canalización de agua

Flujo preferencial de gas o agua a través de capas de alta permeabilidad

El flujo preferencial de agua o gas a través de zonas de alta permeabilidad (a menudo referidas como zonas ladronas), como se ilustra en las Figuras (Clark y Schultz, 1956), es una causa común de alta producción de gas o agua en pozos de aceite. Las entradas no deseadas de gas o de agua pueden ser localizadas con registros de producción.

Una excesiva producción de agua puede ser resultado de inyección de agua en un acuífero o en una invasión del acuífero. Un registro detallado del pozo productor puede identificar la localización de la zona de alta permeabilidad o zonas que contribuyen a la alta producción. Sin embargo, la localización de la entrada de agua no es generalmente información suficiente para identificar la causa de

producción de agua, como siendo un flujo a través de la zona ladrona. Particularmente, si la zona de entrada de agua está al fondo del intervalo terminado, la fuente de agua puede ser canalizada o conificada de zonas inferiores.

Debido a que la interpretación y cálculo de registros en la zona de flujo multifásico en pozos productores son generalmente menos resolutivos (y más caros) que aquéllos en un flujo de una sola fase, en operaciones de desplazamiento de agua, la distribución del agua en un yacimiento es a menudo monitoreada al calcular los perfiles de inyección y asumiendo la continuidad de las capas del yacimiento entre los pozos inyectoros y los productores.

Excesiva producción de gas, puede resultar de flujo de gas inyectado o de una zona de casquete de gas. De nuevo, un registro calculado en un pozo productor, identificará las zonas de entrada, o las zonas de alta permeabilidad causando alta producción de gas, puede ser inferida de cálculo de registros en los pozos de inyección de gas, cuando el gas es inyectado en el yacimiento.

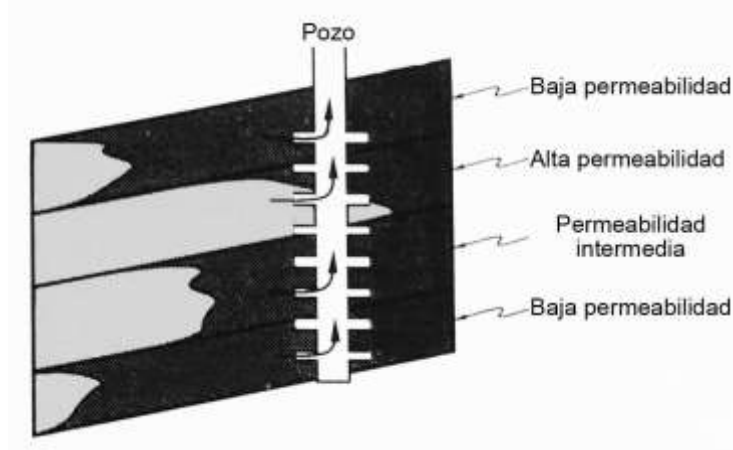


Fig. 5.3 Irrupción de agua temprana en capas altamente permeables

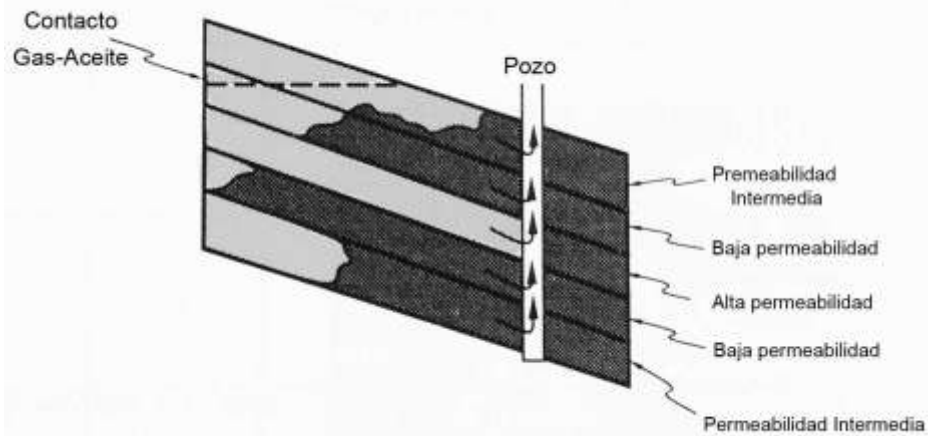


Fig. 5.4 Irrupción temprana de gas en capas altamente permeables

Conificación de gas y agua

La conificación de gas resulta cuando un pozo es terminado cerca del contacto gas/aceite y existe suficiente permeabilidad vertical para que migre el gas hacia la parte inferior en el pozo a medida que la presión disminuye alrededor del pozo. Similarmente, el agua puede ser conificada hacia arriba, proveniente de un acuífero inferior, si la permeabilidad vertical es suficientemente alta.

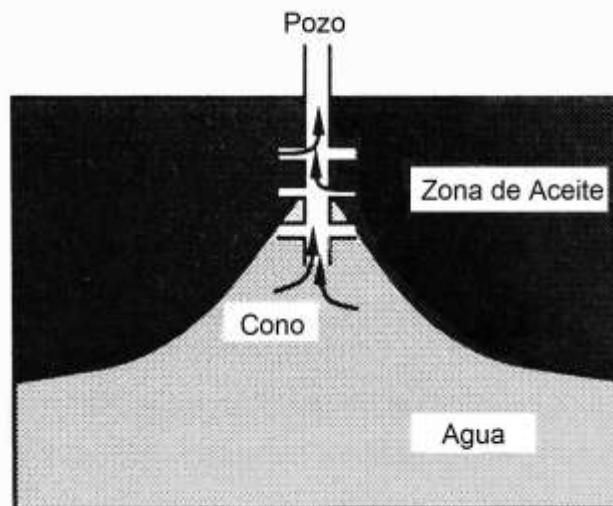


Fig.5.5 Conificación de agua

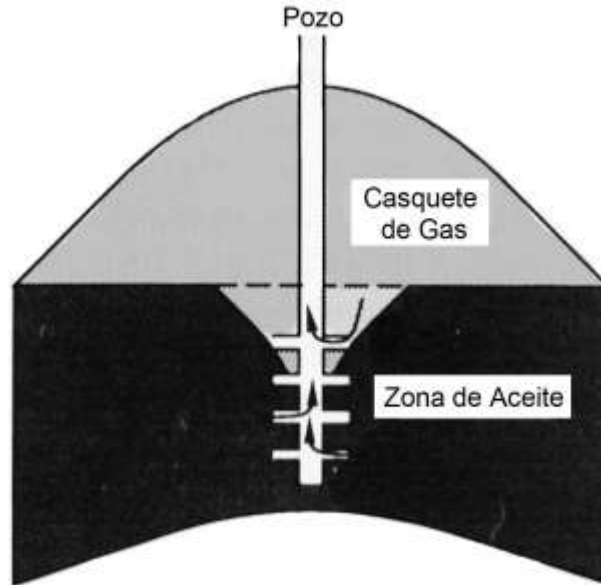


Fig. 5.6 Conificación de gas

La conificación es un fenómeno difícil de identificar conclusivamente con los registros de producción. Considera un pozo que está experimentando conificación de agua. Un registro de flujo, indicará producción de agua de la parte inferior del intervalo productor.

Esta agua podría resultar de la canalización localizada debajo del intervalo perforado, ya sea a través de la zona de alta permeabilidad del flujo en la parte inferior del intervalo o bien conificada. Un registro que responde al flujo externo de la tubería de revestimiento, como el registro sónico, se puede usar para identificar y eliminar la canalización como la fuente de agua (note que la temperatura del registro responderá similarmente a la conificación y canalización y no será distinguible entre ellas).

5.3 Uso de Registros de Producción para la Evaluación de Trabajos de Reparación

Los registros de producción proveen información útil para planear los trabajos de reparación, primero porque dan información de la distribución de los flujos de las diversas fases en el pozo. En forma similar, pueden ayudar a evaluar el éxito o fracaso de reparación de pozos. La mayoría de los trabajos de reparación que se pueden beneficiar con los registros de producción, son la cementación, perforaciones adicionales, acidificación, fracturamiento y eliminación de agua o registros de tratamientos de modificación.

La mayoría de las aplicaciones avanzadas en las reparaciones, es antes y después del tratamiento al pozo. Para la evaluación de los tratamientos al pozo, el uso de los registros de producción es similar a su aplicación en la planeación de las reparaciones: indican, que regiones del pozo fueron afectadas por la reparación y su impacto. Adicionalmente, al cálculo al perfil de producción después del tratamiento, algunos registros pueden usarse para evaluar directamente del tratamiento mismo. Los ejemplos más comunes son los registros de temperatura, trazadores radiactivos para medir el tamaño de la fractura en las cercanías del pozo.

5.4 Diagnostico de Pozos Inyectores

Los registros de producción se usan en inyección de pozos para monitorear el desempeño del yacimiento y para evaluar los problemas observados en los pozos de inyección o del yacimiento.

La mayoría de los problemas que pueden surgir son anormalmente bajos o de alta inyectabilidad, presión anormal o nivel de fluido en el espacio anular y la baja o alta productividad de agua en los pozos productores. Los registros de producción se usan para evaluar estos problemas en los pozos inyectores de forma similar a la descrita para los pozos productores, que es por la medición del flujo de cada intervalo del yacimiento para verificar un intervalo aislado por la localización de una zona de alta permeabilidad y para definir debilidades en el equipamiento del pozo.

La información fundamental que se solicita con un registro de producción en un pozo inyector es el flujo, la cantidad de fluido que está siendo inyectado en cada intervalo. Perfiles de flujo son calculados en pozos inyectores con temperatura, trazador radioactivo, y registro de medición de flujo (PLT) El registro de temperatura permitirá obtener información cualitativa de los intervalos de inyección en la formación, mientras que el medidor de flujo o trazador radioactivo definen más precisamente la distribución de flujo existente en el pozo.

La causa de un cambio de tasa en un pozo, es a menudo fácil de diagnosticar si los registros de producción se han corrido periódicamente a través de la vida del pozo. Por ejemplo, El bajo perfil de inyección de agua en el pozo, puede cambiar gradualmente en la vida del pozo, en la medida que la distribución de la saturación cambia en el yacimiento. Los registros obtenidos ocasionalmente deberían mostrar esta situación como una progresión natural en el barrido de agua. Sin el

conocimiento de este cambio gradual, una corrida obtenida años después de que se inició la inyección, puede aparecer suficientemente diferente del perfil y ocasionar una conclusión errónea que la canalización ha desarrollado o que otros Cambios Drásticos Han Sucedido.

5.5 Ejercicios de Aplicación

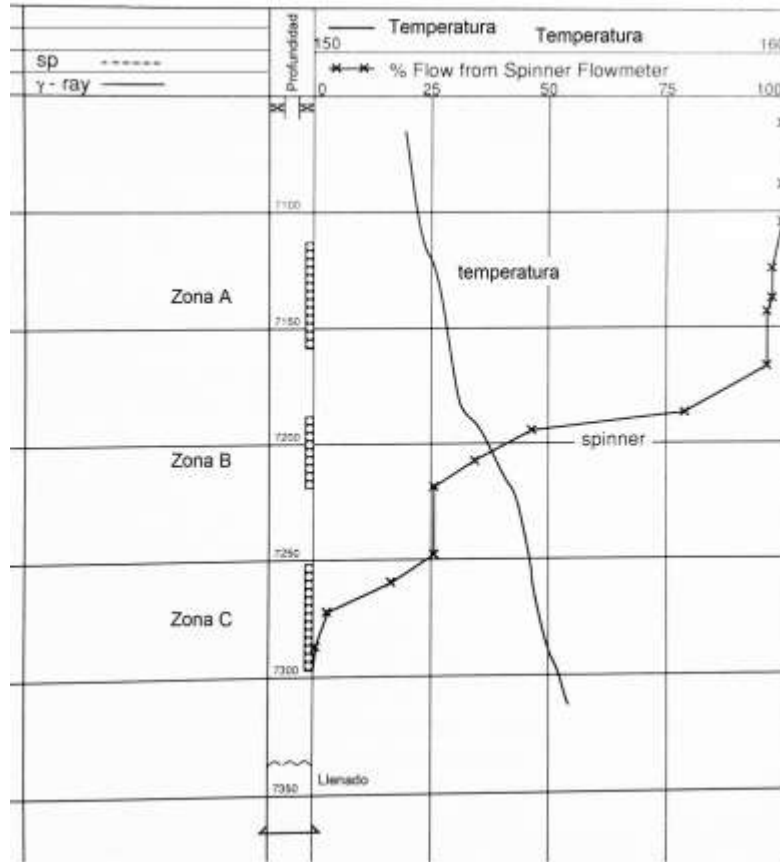
EJEMPLO 5.1

Uso del perfil de flujo (PLT) para evaluar un pozo dañado.

La tasa de producción del pozo *A-1* en el yacimiento Alfa rápidamente ha declinado a menos de la mitad de la producción inicial en un periodo de 6 meses. Estimaciones de la presión del yacimiento y mediciones de la presión de fondo fluyendo (P_{wf}), se mostró que el índice de productividad del pozo estaba 50% debajo de los pozos productores vecinos. Se realizó una prueba de presión-producción y el factor de daño se calculó de 20, mientras que la kh es cerca del valor esperado.

Solución:

Estrategia y análisis de registros de producción. De la rápida declinación y el alto factor de daño, el daño a la formación en las inmediaciones del pozo es la causa de la baja productividad del pozo. Para apoyar el diseño de un tratamiento de acidificación para eliminar el daño, se corrieron registros de temperatura y de medición de flujo (PLT) con el fin de medir el perfil de flujo del yacimiento. Los resultados interpretados se ilustran en la figura.



Registro de Medición de flujo y de temperatura

La pista de medición de flujo, muestra que la zona A produce menos del 10% del flujo total, la zona B produce cerca de 70% y la zona C contribuye con el 25% de la producción. El registro de temperatura, cualitativamente confirma la interpretación del registro de medición de flujo.

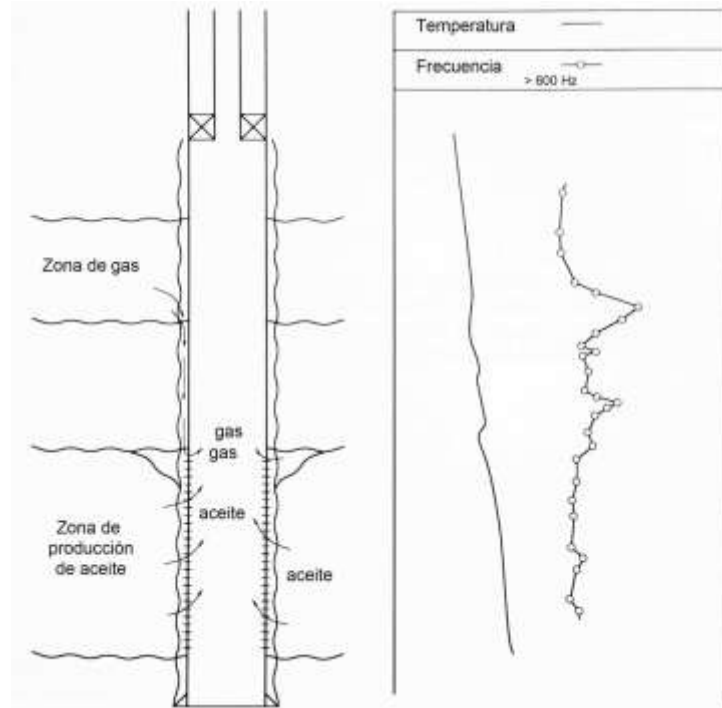
Aparentemente, la zona A ha sido significativamente dañada durante la producción, quizás por la migración de finos a la vecindad del pozo. El registro de producción, muestra la necesidad de un tratamiento para este pozo en forma selectiva para la zona A, quizás una menor cantidad de estimulación en la zona C. La zona B no requiere tratamiento; de hecho la pista de flujo muestra que una buena desviación y eliminación del tratamiento de estimulación se requiere para minimizar la inyección en la zona B.

Ejemplo 5.2

Localización de una zona canalizada de gas con registros de temperatura y de ruido.

Los registros de temperatura y de ruido (frecuencia, o sónico de cementación) mostrados en la Figura 5.4 se obtuvieron en un pozo, produciendo un alto contenido de Relación Gas-Aceite (RGA). Ambos registros claramente indican que el gas está siendo producido de una capa de arena con gas y existe canalización hacia abajo a las perforaciones superiores de la zona de aceite.

Ambos registros responden a la expansión de gas a través de las restricciones; el registro de temperatura muestra anomalías de zonas frías causadas por el enfriamiento Joule-Thompson en la zona de expansión de gas, mientras que el registro de ruidos (frecuencia, o sónico de cementación) mide la amplitud de frecuencia incrementado en las misma zona. De esta forma, ambos registros responden a la fuente de flujo de gas, a la restricción en el canal detrás de la tubería de revestimiento y la zona localizada de entrada de gas al pozo.



Registros de temperatura y de ruido

Solución:

Para eliminar la excesiva producción de gas, se requiere una cementación que debe bloquear el flujo de gas en la zona canalizada. Esto puede ser mejor completado al perforar cerca de la zona de gas y circular el cemento a través del canal (Nelson, 1990).

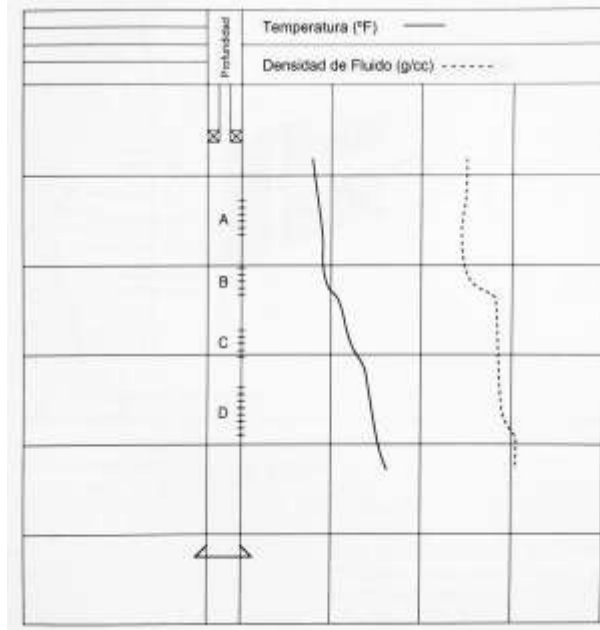
Note que la medición de la pista del registro en este pozo podría no ser particularmente útil para localizar la causa de la alta producción de gas o en la planeación de las acciones correctivas. Una pista de perfil de flujo podría mostrar producción de gas en el pozo en la parte superior de la zona de aceite. Esto podría ser debido a la canalización (como fue el caso) o la alta saturación en la parte superior de la zona de aceite, como puede ocurrir en un desarrollo de casquete de gas. Únicamente al correr los registros que claramente identifican la canalización pueden ser apropiados para la planeación de los trabajos de reparación.

Ejemplo 5.3*Excesiva producción de gas de una zona ladrona.*

Un pozo en el yacimiento Beta está produciendo a una inusual cantidad de gas, con una producción baja de aceite, comparado con pozos similares en el campo. ¿Qué registros de producción o pruebas se deberían correr para determinar mejor la migración de gas del casquete a través de una zona ladrona?

Solución:

Una prudente investigación sería primero, correr los registro de temperatura y registros de densidades de fluidos. Esos registros deberían localizar cualitativamente la entrada o entradas de gas; en adición, el registro de temperatura, ayudará a diferenciar entre la producción de una zona ladrona y la producción de gas resultado de una canalización.



Localización de entrada de gas en los registros de temperatura y densidad de fluidos.

La Figura muestra los registros de temperatura y gradiomanómetros (densidad de fluidos) que claramente indican producción de gas de una zona ladrona en dicho pozo. De la anomalía de enfriamiento en el registro de temperatura y la disminución de la densidad del fluido, la zona B es identificada como una zona ladrona. A partir de la producción de aceite de la zona A arriba de esta zona, se muestra por el ligero incremento de la densidad del fluido a través de la zona A, la producción de la zona de gas no es canalizada o conificada hacia abajo a este nivel. El registro de temperatura también indica que no ocurre la canalización.

Ejemplo 5.4

Determinar las causas de excesiva producción de agua en el fondo del pozo.

Una serie de registros de producción (temperatura, canasta de medición de flujo y densidad del fluido), se corrieron en un pozo productor de aceite que está produciendo una excesiva cantidad de agua, muestra que el agua está siendo producida del fondo a 20ft de las perforaciones. El campo está siendo barrido por agua en un patrón de cinco-spot, con la inyección de pozos de agua cercanos aproximadamente a 800ft.

¿Qué otra información (pruebas de pozos, registros de producción, etc.) sería útil en la planeación correctiva para este pozo y más generalmente, hacer más eficiente el manejo del barrido de agua?

Solución:

La información primaria requerida para definir el exceso de producción de agua en este pozo en particular (canalización o conificación) o puede ser debida al excedente de inyección de agua en la parte inferior del yacimiento. Primero, los registros de producción se deben enfocar para cualquier evidencia de canalización o conificación en el pozo. El registro de temperatura, en particular, puede indicar si la ocurrencia del flujo proviene de la zona que esté debajo de las perforaciones. Enseguida, el funcionamiento de la inyección de agua debe ser investigada en los pozos que están alrededor. Se deben registrar perfiles de inyección si no se han obtenido recientemente.

Si el patrón de inyección de agua en uno o más pozos inyectoros muestra altos volúmenes de agua en la zona inferior, con un flujo preferencial a través de la zona de alta permeabilidad, ésta puede ser la causa de la elevada producción de agua.

Finalmente, el volumen total de producción de agua en el pozo podría ser disminuido si se encuentra que la producción de agua ha cesado, y la conificación de agua ha sido identificada como la causa principal de excesiva producción de agua.

Ejemplo 5.5*Medición de la fractura*

El pozo 2, uno de los primeros pozos del campo D, es candidato a ser fracturado hidráulicamente. Para apoyar en el diseño de la fractura, se tomaron los registros de temperatura antes y después de la misma. Y las últimas 10,000 lb de sustentante se etiquetaron radioactivamente para medir el tamaño de la fractura. Determinar el tamaño de la fractura a partir de los registros de temperatura y de la investigación post fractura de los rayos gamma.

Solución:

Registro de Temperatura de tamaño de la fractura.

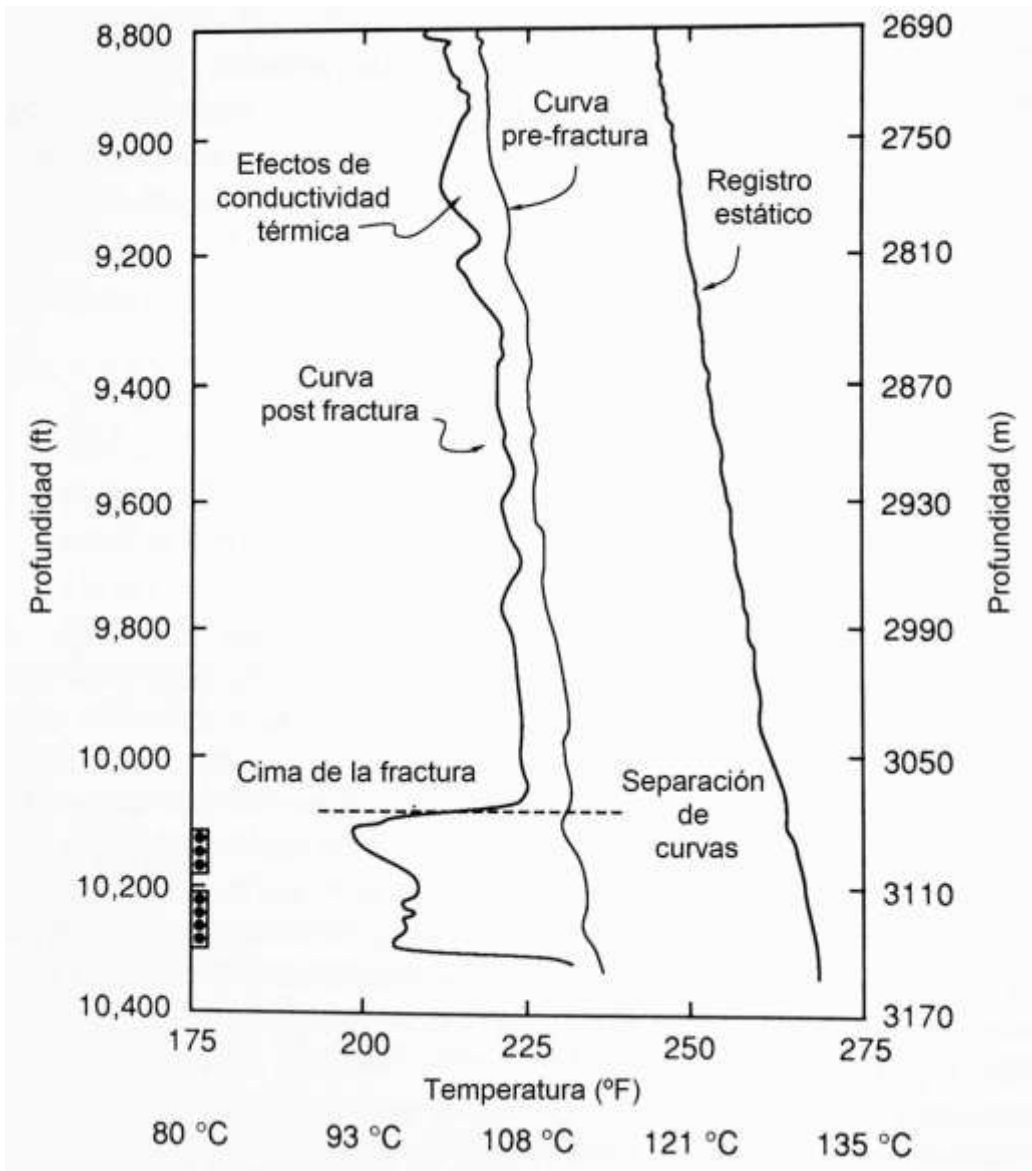
Debido a que el fluido de inyectado por lo general es significativamente más frío que la formación que está siendo fracturada a típicos rangos de inyección, la temperatura del fluido en la fractura del pozo, será cercana a la temperatura de la superficie. Como el tratamiento procede, la formación no fracturada alrededor del pozo es enfriada por el fenómeno de conducción radial de calor, como ocurre en cualquier pozo inyector, mientras que el fluido frío es introducido en la fractura. Cuando el pozo es cerrado, opuestamente al pozo, la formación no fracturada

inicia a regresar a la temperatura geotérmica por la inestable conducción radial de calor radial, mientras en la región fracturada la temperatura del pozo es afectada por la conducción lineal de calor de la formación a la fractura. Debido a que la transferencia radial de calor en la región no fracturada es más rápida que la conducción lineal de calor en la fractura, la región fracturada se calentará más lentamente, dando lugar a una anomalía fría en un registro de temperatura. De esta forma, el tamaño de la fractura puede identificarse por la localización de la anomalía fría en una corrida de registro de temperatura después de un breve cierre (unas horas) posterior al fracturamiento.

Las anomalías calientes en el registro post fractura que corresponden a anomalías calientes en el registro prefractura resultan de las variaciones propiamente térmicas; esas regiones no se deberían incluir en la interpretación de la zona fracturada. Cuando una anomalía caliente aparece en un registro postfractura y no corresponde a la anomalía existente en el registro prefractura, la anomalía caliente es aparentemente originada por movimiento del fluido en la fractura después del cierre o la derivación de la fractura de la intersección con el pozo. La anomalía caliente de la región, donde se ubica el pozo, debería ser incluida como parte interpretación de la zona fracturada.

En la Figura se muestran los registros de temperatura que se corrieron en el pozo D-2 después de circular el pozo con fluido frío y antes del fracturamiento y posteriormente al proceso de fracturamiento. La extensión vertical de la fractura está indicada por la región donde existe divergencia de las dos curvas de registros, mostrando que la fractura está localizada en este caso entre los 10,100 y los 10,300ft. Las anomalías de temperatura que aparecen en el registro de temperatura, aparentemente se deben a variaciones en difusibilidad térmica de la

formación.



Registros de temperatura pre y postfractura

Ejemplo 5.6

En una operación de desplazamiento de agua en el yacimiento A, el agua está siendo distribuida en diferentes pozos inyectoros en un sistema común de inyección; el agua está distribuida aproximadamente a la misma presión de cabeza de pozo. Mediciones rutinarias de la inyección individual de pozo muestran que un pozo estuvo recibiendo aproximadamente 40% más de agua que los pozos vecinos. La suma de kh de todos los pozos inyectoros fue aproximadamente la

misma y fueron terminados casi a la misma profundidad. ¿Cuáles son las posibles causas de la anormalmente alta cantidad de inyección en este pozo y cuáles registros de producción u otras pruebas que se pueden realizar para diagnosticar el problema y las acciones de solución?

Solución:

La mayoría de las posibles causas de la alta inyección son roturas en la tubería de producción, tubería de cementación, o empacador o canalización a otra zona. Fracturamiento no es la misma causa, porque la similaridad de terminación en los pozos inyectores que está alrededor, tiene la misma presión de cabeza, aún no exhiben anormalmente alto volumen de inyectabilidad. Otra menor pero posible causa es que todos los pozos inyectores vecinos estén dañados en extensión similar, mientras que el alto volumen de inyección en el pozo es relativamente no dañado, en comparación con el resto de los pozos.

Para este escenario, los registros de producción pueden detectar debilidades o canalizaciones y deberían ser corridos en un rango elevado de inyección, una combinación de un registro de temperatura y de ruidos sería una buena selección para localizar la rotura o canalización.

6. FUNDAMENTOS DEL FLUJO MULTIFÁSICO, FLUJO MULTIFÁSICO HORIZONTAL, FLUJO MULTIFÁSICO VERTICAL

6.1 Flujo Multifásico en Tuberías

La ecuación general que gobierna el flujo de fluidos a través de una tubería, se obtiene a partir de un balance macroscópico de la energía asociada a la unidad de masa de un fluido, que pasa a través de un elemento aislado del sistema, tal como se muestra en la Figura 6.1.

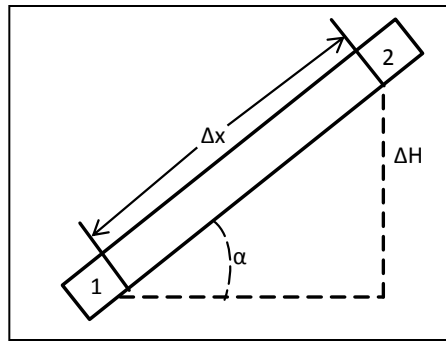


Fig. 6.1 diagrama de flujo en un conducto aislado

La ecuación general de energía expresa un balance de energía entre dos puntos en un sistema de flujo. De acuerdo con el principio de conservación de la energía, se establece que la energía de un fluido que entra en la sección 1 de una tubería, más el trabajo adicional realizado sobre el fluido entre las secciones 1 y 2, menos cualquier pérdida de energía en el sistema entre esas secciones, 1 y 2, es igual a la energía del fluido que sale de la sección 2.

La ecuación general de energía se utiliza para resolver muchos problemas que involucran flujo multifásico en dirección vertical, horizontal o inclinada. A partir del principio de conservación de la energía se tiene que:

$$E_1 + \Delta W_s - \Delta W_f = E_2 \quad (6.1)$$

Dónde:

E_1 = Energía por unidad de masa en la sección 1

E_2 = Energía por unidad de masa en la sección 2

ΔW_s = Pérdida de energía por fricción.

ΔW_f = Pérdida o adición de trabajo externo.

Para E_1 y E_2 contempla las siguientes energías

A. Energía de expansión (E_e)

$$E_e = pv \left[\frac{lb_f - pie}{lb_m} \right] \quad (6.2)$$

Donde:

p = presión

v = volumen específico $\left(\frac{1}{\rho} \right)$

B. Energía de potencial (E_p):

$$E_p = \frac{g}{g_c} h \left[\frac{lb_f - pie}{lb_m} \right] \quad (6.3)$$

Donde:

g = Aceleración gravitacional

g_c = Constante gravitacional

C. Energía cinética (E_c)

$$E_c = \frac{v^2}{2g_c} \left[\frac{lb_f - pie}{lb_m} \right] \quad (6.4)$$

Al sustituir las energías correspondientes a las secciones 1 y 2, suponiendo que el volumen específico no cambia, reordenando términos igualando a cero, considerando despreciables las pérdidas de energía

por trabajo externo y multiplicando por $\frac{\rho}{\Delta L}$ ($\Delta w_s = 0$) (*Transporte de Hidrocarburos, Garaicochea, pag.31-32*), se tiene:

$$\frac{\Delta p}{\Delta L} = \rho \frac{g\Delta h}{g_c \Delta L} + \rho \frac{\Delta v^2}{2g_c \Delta L} + \rho \frac{\Delta W_1}{\Delta L} \quad (6.5)$$

A la ec. 6.5 se acostumbra escribirse de la siguiente forma:

$$\left(\frac{\Delta p}{\Delta L}\right)_T = \left(\frac{\Delta p}{\Delta L}\right)_e + \left(\frac{\Delta p}{\Delta L}\right)_{ac} + \left(\frac{\Delta p}{\Delta L}\right)_f \quad (6.6)$$

Donde:

$\left(\frac{\Delta p}{\Delta L}\right)_T$ = Gradiente de presión total

$\left(\frac{\Delta p}{\Delta L}\right)_e$ = Gradiente de presión debido a la elevación

$\left(\frac{\Delta p}{\Delta L}\right)_{ac}$ = Gradiente de presión debido a la aceleración

$\left(\frac{\Delta p}{\Delta L}\right)_f$ = Gradiente de presión debido a la fricción

6.1.1 Pérdidas de presión por fricción

Ecuación de Darcy

Darcy, Weisbach y otros, dedujeron en 1857 una la siguiente ecuación para determinar las pérdidas de presión por fricción en unidades consistentes:

$$\left(\frac{\Delta p}{\Delta L}\right)_f = \frac{f\rho v^2}{2g_c d} \quad (6.7)$$

Donde:

f = Factor de fricción

ρ = Densidad del fluido $\left[\frac{lb_m}{pie^3}\right]$

g_c = Constante gravitacional (32.174) $\left[\frac{lb_m-pie}{lb_f-seg^2}\right]$

d = Diámetro interior de la tubería [pg]

Ecuación de Fanning

Una ecuación similar a la de Darcy fue establecida posteriormente por Fanning, quien obtuvo valores de f cuatro veces menores que los de Darcy, esta diferencia es por el uso del radio hidráulico en lugar del diámetro de la tubería en su correlación. La ecuación establecida por Fanning es:

$$\left(\frac{\Delta p}{\Delta L}\right)_f = \frac{f \rho v^2}{2g_c R_h} \quad (6.8)$$

Dónde:

$$R_h = \text{Radio hidráulico} = \frac{\text{área de la sección transversal}}{\text{perímetro mojado}}$$

Factor de fricción

El valor del factor de fricción (f) es función del número de Reynolds (N_{Re}) y la rugosidad (ξ) de la tubería, esto es

$$f = f(N_{Re}, \xi)$$

El número de Reynolds se define como:

$$N_{Re} = \frac{dv\rho}{\mu} \quad (6.9)$$

Donde

μ = viscosidad del fluido [cp]

En el caso de la rugosidad los valores más comúnmente empleados en la industria son:

Tubería Estriada	6×10^{-5} [pg]
Tubería de Producción	6×10^{-4} [pg]
Tubería de Escurrimiento	7×10^{-4} [pg]
Tubería Galvanizada	6×10^{-3} [pg]

Tabla 6.1
Valores más comunes para ξ
[pg] en la industria

Para conocer el valor de f es necesario determinar el régimen de flujo (laminar, crítico o turbulento). Para determinarlo se utiliza comúnmente el número de Reynolds, el cual determinara la ecuación a utilizar para la obtención de f , de la siguiente manera:

$N_{Re} < 2300$	Flujo laminar
$N_{Re} = 3100$	Zona de transición
$2300 < N_{Re} = 3100$	Flujo crítico
$N_{Re} > 3100$	Flujo turbulento

Flujo laminar

$$f = \frac{64}{N_{Re}} \quad (6.10)$$

Zona de transición

$$f = \left[-2 \log \left(\frac{\xi}{3.715d} \right) \right]^{-2} \quad (6.11)$$

Flujo turbulento

$$f = \left[-2 \log \left(\frac{\xi}{3.715d} + \frac{2.514}{\sqrt{f} N_{Re}} \right) \right]^{-2} \quad (6.12)$$

Flujo crítico

$$f = \frac{N_{Re} - 2300}{2300} \times \left[\frac{1.3521}{\left(2.3026 \log \left(\frac{\xi}{3.715d} + \frac{2.514}{\sqrt{f} N_{Re}} \right) \right)^2} \right] + 0.032 \quad (6.13)$$

6.1.2 Pérdidas de presión por elevación

Para calcular las pérdidas de presión por elevación, es necesario predecir con precisión el colgamiento (H_L) considerando el resbalamiento entre las fases.

El término “resbamiento” se usa para describir el fenómeno natural del flujo, cuando una de las dos fases fluye a mayor velocidad que la otra.

6.1.3 Colgamiento (H_L)

Se define como la relación entre volumen de líquido existente en una sección de tubería a las condiciones de flujo entre el volumen de la sección aludida.

La correlación más general para obtener el colgamiento del líquido es la de Mukherjee y Brill (1983). La ecuación que establecieron es la siguiente:

$$H_L = \exp \left(\left(C_1 + C_2 \sin \theta + C_3 \sin^2 \theta + C_4 N_L^2 \right) \frac{N_{gv}^{C_5}}{N_{Lv}^{C_6}} \right) \quad (6.14)$$

Dónde:

C_1 a C_6 = Coeficientes dependientes del tipo de flujo [adimensional]

H_L = Colgamiento del líquido, [adimensional]

N_L = Número de la viscosidad del líquido, [adimensional]

θ = Ángulo de inclinación de la tubería con respecto a la horizontal [grados]

Donde N_L , N_{gv} , N_{Lv} están dados por:

$$N_L = 0.15726 \mu_L \left(\frac{1}{\rho_L \sigma^3} \right)^{0.25} \quad (6.15)$$

Número de la viscosidad del gas

$$N_{gv} = 1.938 v_{sg} \left(\frac{\rho_L}{\sigma} \right)^{0.25} \quad (6.16)$$

Número de la velocidad del líquido

$$N_{Lv} = 1.938 V_{sL} \left(\frac{\rho_L}{\sigma} \right)^{0.25} \quad (6.17)$$

Las unidades utilizadas en los términos de estos números adimensionales son:

$$v_{sg} = \text{Velocidad superficial de gas} \quad \left[\frac{\text{pie}}{\text{seg}} \right]$$

$$v_{sL} = \text{Velocidad superficial del líquido} \quad \left[\frac{\text{pie}}{\text{seg}} \right]$$

$$\mu_L = \text{Viscosidad del líquido} \quad [\text{cp}]$$

$$\rho_L = \text{Densidad del líquido} \quad \left[\frac{\text{lb}_f}{\text{pie}^3} \right]$$

$$\sigma = \text{Tensión superficial} \quad \left[\frac{\text{dinas}}{\text{cm}} \right]$$

Dirección Del Flujo	Tipo De Flujo	C ₁	C ₂	C ₃	C ₄	C ₅	C ₆
Horizontal Y Ascendente	Todos	- 0.38011	0.12988	- 0.11979	2.34323	0.47569	0.28866
Descendente	Estratificado	- 0.33028	4.80814	4.17158	56.26227	0.07995	0.50489
	Cualquier otro	- 0.51664	0.78981	0.55163	15.51921	0.37177	0.39395

Tabla 6.2 Coeficientes de la Ec. 6.14

De acuerdo con Mukherjee y Brill (1983), sí:

$$N_{Lv} \leq 10^{(0.321 - 0.017 N_{gv} - 4.267 \text{sen } \theta - 2.972 N_L - 0.033 (\log N_{gv})^2 - 3.925 \text{sen}^2 \theta)} \quad (6.18)$$

entonces, el flujo es descendente estratificado.

Velocidades superficiales. Es la velocidad que tendría cualquiera de las dos fases si ocupara toda la tubería, y se definen con las siguientes expresiones:

$$v_{sL} = \frac{(0.01191 (q_o B_o + q_w B_w))}{d^2} \quad (6.19)$$

$$v_{sg} = \frac{(0.002122 q_o (R - R_s) B_g)}{d^2} \quad (6.20)$$

donde:

$$B_g = \text{Factor de volumen del gas, } \left[\frac{\text{pie}^3 @ \text{c.y.}}{\text{pie}^3 @ \text{c.s.}} \right]$$

$$B_o = \text{Factor de volumen del aceite, } \left[\frac{\text{pie}^3 @ \text{c.y.}}{\text{pie}^3 @ \text{c.s.}} \right]$$

$$B_w = \text{Factor de volumen del agua, } \left[\frac{\text{pie}^3 @ \text{c.y.}}{\text{pie}^3 @ \text{c.s.}} \right]$$

$$d = \text{Diámetro interno de la tubería, } [\text{pg}]$$

$$q_o = \text{Gasto de aceite, } \left[\frac{\text{bl}}{\text{día}} \right]$$

$$q_w = \text{Gasto del agua, } \left[\frac{\text{bl}}{\text{día}} \right]$$

$$R = \text{Relación gas- aceite, } \left[\frac{\text{pie}^3}{\text{bl}} \right]$$

$$R_s = \text{Relación de solubilidad, } \left[\frac{\text{pie}^3}{\text{bl}} \right]$$

La densidad real de la mezcla de fluidos se obtiene a partir del colgamiento de líquido, H_L , de la siguiente manera:

$$\rho_m = \rho_L H_L + \rho_g (1 - H_L) \quad (6.21)$$

Dónde:

$$\rho_g = \text{Densidad del gas} \quad \left[\frac{\text{lb}}{\text{pie}^3} \right]$$

$$\rho_L = \text{Densidad del líquido} \quad \left[\frac{\text{lb}}{\text{pie}^3} \right]$$

$$\rho_{ns} = \text{Densidad de la mezcla} \quad \left[\frac{\text{lb}}{\text{pie}^3} \right]$$

Otro concepto que se emplea con frecuencia en los cálculos de gradientes de presión para flujo multifásico, es el colgamiento sin resbalamiento, λ . Este se define en la misma forma que H_L y puede ser calculado directamente como:

$$\lambda_L = \frac{\text{gasto de líquido}}{\text{gasto total}} \quad (6.22)$$

O bien, a partir de las condiciones de presión y temperatura existentes considerando las producciones obtenidas en la superficie (q_o y R), esta es:

$$\lambda_L = \frac{1}{1 + \frac{q_o (R - R_s) B_g}{5.615 (q_o B_o + q_w B_w)}} \quad (6.23)$$

Para este caso, la densidad de la mezcla se calcula:

$$\rho_{ns} = \rho_L \lambda_L + \rho_g (1 - \lambda_L) \quad (6.24)$$

6.2 Flujo Multifásico Vertical

El trayecto de los fluidos a través de la tubería, consume la mayor parte de presión disponible para llevarlos del yacimiento a las baterías de separación. Se ha establecido que la caída de presión en esta área de flujo es alrededor de 40 a 80% del total, y depende de variables tales como diámetro de la tubería, profundidad del pozo, gasto de producción y relación gas-líquido (RGL).

Para describir el comportamiento de flujo a través de la tubería vertical, es decir el pozo, se requiere un estudio de pérdidas de presión en tuberías verticales que

conducen mezclas en dos fases (Donohue y Lang, 1986). La siguiente tabla muestra los principales patrones de flujo en la tubería de producción y sus características.

Tipo de flujo	Descripción
Flujo burbuja	Flujo de burbujas de gas dispersas en un medio líquido continuo
Flujo bache	Baches de aceite que contienen pequeñas burbujas de gas están separados entre sí por bolsas de gas que ocupan toda la sección transversal de la tubería, excepto por una película de aceite que se mueve relativamente despacio a lo largo de la pared de la tubería
Flujo anular	Bolsas de gas atravesando baches del aceite más viscoso, con el resultado de que el gas forma una fase continua cerca del centro de la tubería, llevando hacia arriba gotitas de aceite en ella
Flujo niebla	Una fase continua de gas en donde las gotitas de aceite son transportadas conjuntamente con el gas

Tabla 6.3 principales patrones de flujo en la tubería de producción.

6.2.1 Correlaciones para flujo multifásico

Las diversas correlaciones existentes para el cálculo de distribuciones de presión con flujo multifásico en tuberías, pueden clasificarse en tres grupos basándose en el criterio utilizado para su desarrollo (**Brown y Beggs, 1977, vol 1; Garaicochea, 1991; Donohue, 1986**).

Grupo I

No se considera resbalamiento entre las fases. La densidad de la mezcla se obtiene en función de las propiedades de los fluidos, corregidas por presión y temperatura. Las pérdidas por fricción y los efectos de colgamiento se expresan por medio de un factor de fricción correlacionando empíricamente. No se distinguen patrones de flujo. En este grupo se emplean los siguientes métodos:

Poettman y Carpenter (1952)

BaxenderII y Thomas (1961)

Fancher y Brown (1963)

Grupo II

Se toma en cuenta el resbalamiento entre las fases. La densidad de la mezcla se calcula utilizando el efecto del colgamiento. El factor de fricción se correlaciona con las propiedades combinadas del gas y el líquido. No se distinguen regímenes de flujo. En este grupo se utiliza el método de:

Hagendorn y Brown (1965)

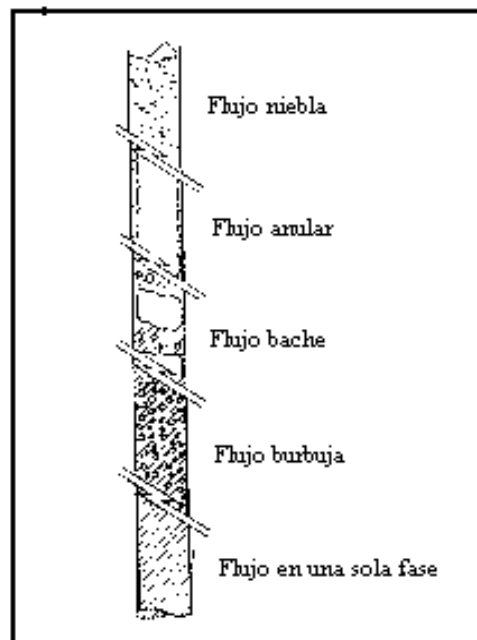


Fig. 6.2 Patrones de flujo durante el flujo vertical

Grupo III

Se considera resbalamiento entre las fases. La densidad de la mezcla se calcula utilizando el efecto de colgamiento. El factor de fricción se correlaciona con las

propiedades del fluido en la fase continua. Se distinguen diferentes patrones de flujo. Las principales correlaciones en este grupo son:

Duns y Ros (1963)

Orkiszewski (1967)

Beggs y Brill (1973)

Gould y Tek (1974)

La precisión de las correlaciones de flujo multifásico es bastante buena, lo cual permite las siguientes aplicaciones:

- Seleccionar el diámetro de la tubería de producción.
- Predecir cuándo un pozo dejará de fluir y por lo tanto predecir el tiempo para instalar un sistema de producción artificial.
- Diseñar instalaciones de producción artificial.
- Determinar las presiones de fondo fluyendo.
- Determinar los índices de productividad de los pozos.
- Predecir el gasto máximo de producción.
- Otros.

El gradiente de presión total (o cambio en la presión con respecto a la longitud de flujo) para flujo multifásico vertical es la suma de tres factores: gradiente de presión por elevación, gradiente de presión por fricción y gradiente de presión por aceleración, pero debido a que las caídas de presión por aceleración son muy pequeñas en comparación con las otras dos, se pueden considerar despreciables por lo que:

O bien:

$$\left(\frac{\Delta p}{\Delta L}\right)_T = \left(\frac{\Delta p}{\Delta L}\right)_e + \left(\frac{\Delta p}{\Delta L}\right)_f \quad (6. 25)$$

$$\left(\frac{\Delta p}{\Delta L}\right)_T = \frac{g}{g_c} \rho h \text{ sen } \theta + \frac{f \bar{v}^2 \rho}{2 g_c d} \quad (6.26)$$

Donde:

θ = Angulo de flujo, para flujo vertical $\theta=90^\circ$

Por lo que la ec. 6.26 se reduce a:

$$\left(\frac{\Delta p}{\Delta L}\right)_T = \frac{g}{g_c} \rho h + \frac{f \bar{v}^2 \rho}{2 g_c d} \quad (6.27)$$

6.2.2 Correlaciones para flujo multifásico vertical

Poettmann and Carpenter

$$\frac{\Delta P}{\Delta L} = \frac{1}{144} \left(\rho_{ns} + \frac{f_{tp} (q_o M)^2}{2.70 \times 10^5 \rho_{ns} d^5} \right) \quad (6.28)$$

Orkiszewski

Régimen de burbuja

Gradiente por elevación

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta L}\right)_e = \frac{1}{144} (\rho_L y_L + \rho_g (1 - y_L)) \quad (6.29)$$

De donde:

$$y_L = 1 - \frac{C_1 - C_2}{2} \quad (6.30)$$

$$C_2 = \left(C_1^2 - \frac{4}{0.8} v_{sg} \right) \quad (6.31)$$

$$C_1 = 1 + \frac{v_m}{0.8} \quad (6.32)$$

Gradiente por fricción

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta L} \right)_f = \frac{1}{144} \left(\frac{f \rho_L v_L^2}{64.4d} \right) \quad (6.33)$$

Régimen de bache

Gradiente por elevación

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta L} \right)_e = \frac{1}{144} \left(\frac{C_3}{v_b + v_m} + \rho_L d \right) \quad (6.34)$$

De donde:

$$C_3 = \rho_L (v_{sL} + v_b) + \rho_g v_{sg} \quad (6.35)$$

Donde:

v_{sg} : velocidad superficial del gas $\left[\frac{\text{pies}}{\text{seg}} \right]$

v_{sL} : velocidad superficial del liquido $\left[\frac{\text{pies}}{\text{seg}} \right]$

Gradiente por fricción

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta L} \right)_f = \frac{f v_m^2 \rho_L}{772.8d} \left(\frac{v_{sL} + v_b}{v_b + v_m} + d \right) \quad (6.36)$$

Régimen de transición bache-niebla

Gradiente por elevación

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta L}\right)_e = a \left(\frac{\Delta P}{\Delta L}\right)_{e_{bache}} + b \left(\frac{\Delta P}{\Delta L}\right)_{e_{niebla}} \quad (6.37)$$

Y el término por fricción, por:

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta L}\right)_f = a \left(\frac{\Delta P}{\Delta L}\right)_{f_{bache}} + b \left(\frac{\Delta P}{\Delta L}\right)_{f_{niebla}} \quad (6.38)$$

Donde a y b se refieren a la ponderación lineal y están dadas por:

$$a = \frac{L_m - N_{gv}}{L_m - L_s} \quad (6.39)$$

$$b = \frac{N_{gv} - L_s}{L_m - L_s} \quad (6.40)$$

De donde:

$$L_m = 84N_{Lv}^{0.75} + 75 \quad (6.41)$$

$$L_s = 50 + 36N_{Lv} \quad (6.42)$$

Donde:

 N_{Lv} : número de velocidad del líquido**Régimen de niebla**

Gradiente por elevación

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta L}\right)_e = \frac{1}{144} \left(\frac{\rho_L v_{sL} + \rho_g v_{sg}}{v_m} \right) \quad (6.43)$$

Gradiente por fricción

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta L}\right)_f = \frac{f \rho_g v_{sg}^2}{772.8d} \quad (6.44)$$

6.3 Flujo Multifásico Horizontal

El siguiente componente superficial es la línea de flujo o descarga, conocida comúnmente como línea de escurrimiento, cuya función es conducir la producción del pozo hacia el separador. Aquí se presenta una caída de presión adicional, cuyo rango varía entre 10 y 15% del total.

Asimismo, dependiendo del tipo de fluido producido por el pozo, los patrones de flujo presentes en la tubería horizontal son los siguientes (Gómez, 1984; Brown y Beggs, 1977, vol 1): figura 6.3.

A. Flujo Estratificado. En éste flujo, casi la mayor parte del líquido se desplaza en el fondo de la tubería y el gas en la parte superior de la tubería, formando así, una interfase entre el líquido y el gas, Figura 6.3 (a).

B. Flujo Ondulado. Este flujo es similar al flujo estratificado con la diferencia de que el gas se mueve a una velocidad más alta y la interfase (gas – líquido) es distorsionada por ondas en la dirección de flujo Figura 6.3 (b).

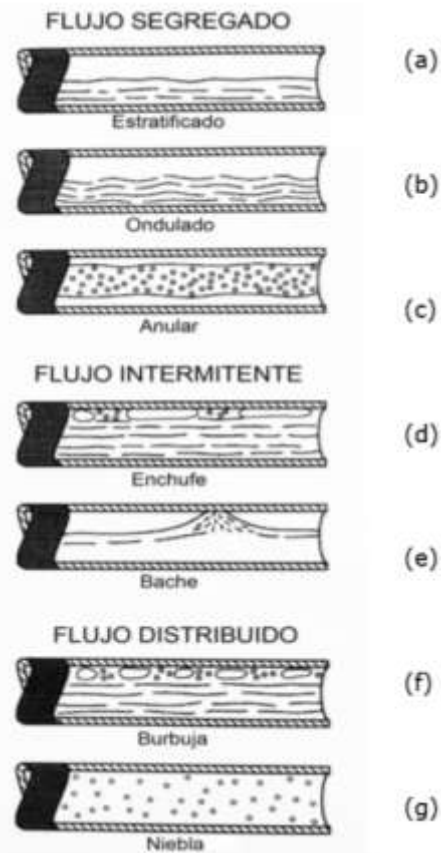
C. Flujo Anular. En este flujo, el líquido forma una película alrededor de la pared interna de la tubería y el gas fluye a una velocidad mayor a lo largo de la tubería Figura 6.3 (c).

D. Flujo Enchufe. En este flujo, burbujas de gas y líquido en forma alternada se desplazan en la parte superior de la tubería Figura 6.3 (d).

E. Flujo Bache. En éste flujo, una onda es levantada periódicamente debido al rápido desplazamiento del gas formando así, una ola espumosa la que se desplaza a lo largo de la tubería, a una velocidad mucho mayor que la velocidad promedio del líquido Figura 6.3 (e).

F. Flujo Burbuja. En este tipo de flujo, las burbujas de gas se desplazan a la parte superior de la tubería aproximadamente a la misma velocidad que el líquido Figura 6.3 (f).

G. Flujo Niebla.



En éste flujo, casi la mayor parte del líquido se pulveriza formando gotas diminutas de gas, desplazándose a la misma velocidad que el líquido restante Figura 6.3 (g).

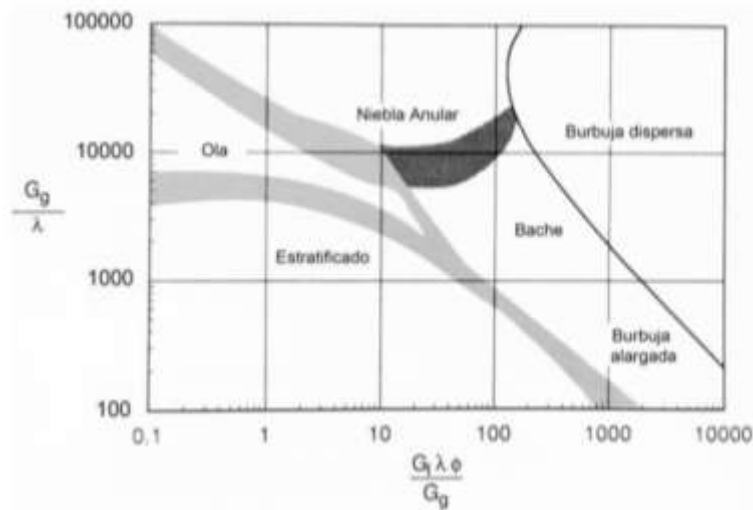


Fig. 6. 3 Patrones de flujo observados en tuberías horizontales

Los regímenes de flujo horizontal se pueden predecir con diagramas de régimen de flujo. Baker (1953) propuso el siguiente diagrama, el cual fue modificado por Scott (1963), mostrado en la Figura 6.4. Los ejes de esta gráfica son $G_g/(\lambda)$ y $G_l(\lambda) F_i/G_g$ donde G_l y G_g son las masas de flujo de líquido y gas respectivamente (lbm/hr-pie^2) y los parámetros λ y ϕ son:

$$\lambda = \left[\left(\frac{\rho_g}{0.075} \right) \left(\frac{\rho_l}{62.4} \right) \right]^{1/2} \quad (6. 28)$$

$$\phi = (73/\sigma_1) [\mu_l (62.4/\rho_l)^2]^3 \quad (6. 46)$$

Donde las densidades están en lbm/pie^3 , μ en cp, y σ_1 en dinas/cm. La región sombreada en el diagrama indica que las transiciones de un régimen de flujo a otro no son abruptas pero ocurren en esos rangos de condiciones de flujo.

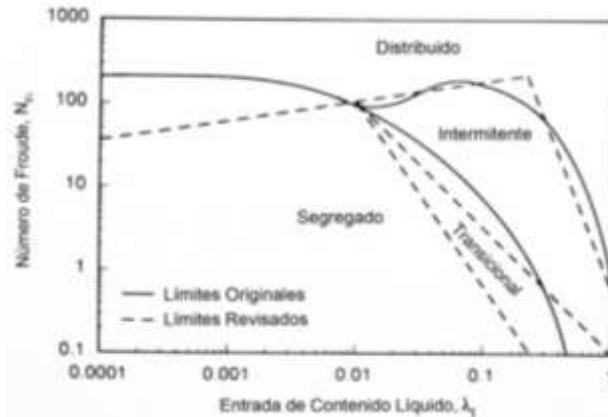


Fig. 6.4 Diagrama de régimen de flujo

Otro diagrama de régimen de flujo comúnmente usado es el de Mandhane et.al., (1974), Figura 6.5. Como muchos diagramas de régimen de flujo vertical, éste usa las velocidades superficiales de gas y líquido como las coordenadas.

La correlación de Beggs y Brill, está basada en un diagrama de régimen de flujo horizontal que divide el dominio en tres categorías de régimen de flujo, segregadas, intermitente y distribuido, este diagrama es mostrado en la Figura 6.5. El número de Froude está definido por: $NFr = um^2/gD$.

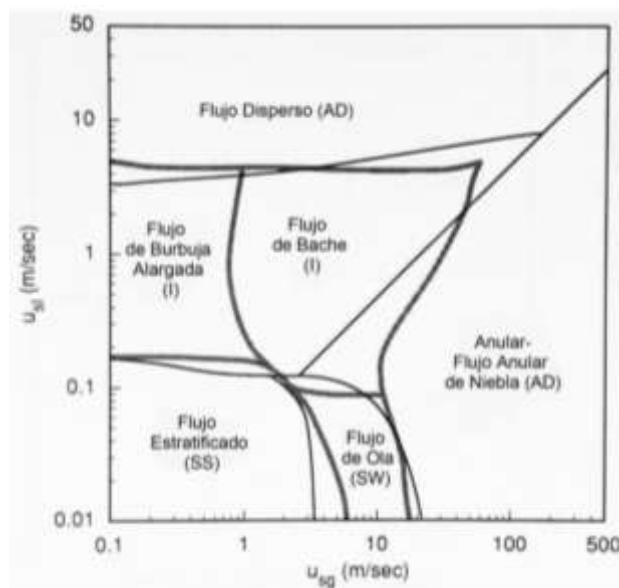


Fig. 6.5 Diagrama de régimen de flujo

Taitel y Dukler (1976) desarrollaron un modelo teórico de transición del flujo de régimen en un flujo horizontal Gas-Líquido; su modelo puede ser usado para generar diagramas de flujo para fluidos particulares y tamaños de tubo. La figura

6.6, muestra una comparación de sus predicciones de régimen con las de Mandhane et.al., para un flujo Aire-Agua en un tubo de 2.5cm.

Para flujo horizontal, el gradiente de presión debido al cambio de elevación es igual a cero, por lo que:

$$\left(\frac{\Delta p}{\Delta L}\right)_T = \left(\frac{\Delta p}{\Delta L}\right)_{ac} + \left(\frac{\Delta p}{\Delta L}\right)_f \quad (6.29)$$

O bien:

$$\left(\frac{\Delta p}{\Delta L}\right)_T = \frac{f\rho v^2}{2g_c d} + \frac{\rho\Delta v^2}{2g_c\Delta L} \quad (6.48)$$

La mayoría de los investigadores han adoptado la ecuación anterior para evaluar las características del flujo de dos fases y posteriormente determinar el gradiente de presión total. El problema de la variación de las características de flujo se elimina al suponer que la mezcla Gas - Líquido es homogénea en un intervalo pequeño de la tubería. Así, la E. 6.31 se puede escribir como:

$$\left(\frac{\Delta p}{\Delta L}\right)_T = f_{tp} \frac{\rho_m v_m^2}{2g_c d} + \frac{\rho_m \Delta v^2}{2g_c \Delta L} \quad (6.49)$$

En donde f_{tp} , ρ_m y v_m se refieren a la mezcla y son definidos en forma distinta por los autores de las diferentes correlaciones.

6.3.1 Correlaciones para flujo horizontal

Poetmann, Bertuzzi y Tek

La ecuación para obtener el gradiente de presión por fricción es:

$$\frac{\Delta p}{\Delta L} = \frac{174.158 f_{tp} w_m^2}{\rho_{ns} d^5} \quad (6.50)$$

De donde:

$$w_m = w_L + w_g \quad (6.51)$$

Dónde:

$$w_m: \text{Gasto masico} \left[\frac{\text{lb}_m}{\text{seg}} \right]$$

$$w_L: \text{Gasto masico del liquido} \left[\frac{\text{lb}_m}{\text{seg}} \right]$$

$$w_g: \text{Gasto masico del gas} \left[\frac{\text{lb}_m}{\text{seg}} \right]$$

f_{tp} = factor de fricción para las dos fases [Adimensional]

Correlación de Eaton, Andrews, Knowels y Brown

$$\frac{\Delta p}{\Delta L} = \frac{43.539 f_{tp} w_m^2}{\rho_{ns} d^5 (1 - E_k)} \quad (6.52)$$

De donde:

$$E_k = \frac{w_L \Delta(v_L^2) + w_g \Delta(v_g^2)}{9266.1 \left[\frac{w_L}{\rho_L} + \frac{w_g}{\rho_g} \right] \Delta p} \quad (6.53)$$

Correlación de Beggs y Brill

$$\frac{\Delta p}{\Delta L} = \frac{43.539 f_{tp} w_m^2}{\rho_{ns} d^5 (1 - E_k)} \quad (6.54)$$

Correlación de dukler

$$\frac{\Delta p}{\Delta L} = \frac{0.0012939 f_{tp} \rho'_m W_m^2}{\rho_{ns} d^5 (1 - E_k)} \quad (6.55)$$

Dónde:

$$\rho'_m = \frac{\rho_L \lambda^2}{y_L(o)} + \frac{\rho_g (1 - \lambda)^2}{1 - y_L(o)} \quad (6.56)$$

Dónde:

ρ'_m : Densidad real de la mezcla $\left[\frac{\text{lb}_m}{\text{pie}^3} \right]$

y_L : colagamiento del liquido

6.4 Ejercicios de Aplicación

Ejemplo 6.1

Calcular la pérdida de fricción mediante la ecuación de darcy para un fluido con densidad de 50 °API en tuberías de diámetros de 1/2" , 3/4" y 3 1/2" con una rugosidad de 0.0003, una velocidad de 5 m/s² y determine en cuál de estas tuberías existe la menor pérdida por fricción.

Solución:

Con la ec. De Darcy

$$\left(\frac{\Delta p}{\Delta L} \right)_f = \frac{f \rho v^2}{2 g_c d}$$

Para 1/2"

$$\left(\frac{\Delta p}{\Delta L} \right)_f = \frac{(0.0003)(50)(16.4)^2}{2(32.174)(.5)} = 0.1232$$

Para 3/4"

$$\left(\frac{\Delta p}{\Delta L} \right)_f = \frac{(0.0003)(50)(16.4)^2}{2(32.174)(.75)} = 0.0835$$

Para 3 ½"

$$\left(\frac{\Delta p}{\Delta L}\right)_f = \frac{(0.0003)(50)(16.4)^2}{2(32.174)(3.5)} = 0.0179$$

Por lo tanto lo que causa la menor pérdida por fricción es la tubería de 3 ½"

Ejemplo 6.2

Calcular la caída de presión por fricción en una tubería de 3000 pies de largo, 3.937 pulgadas de diámetro interno y con una rugosidad (ϵ) de 0.0006 pulgadas, donde fluye aceite de densidad relativa de 0.9, $\mu = 46$ (cp), si el gasto es:

a) 2,560 bl/día

b) 12,800 bl/día

Solución:

$$a) L = (3000 \text{ pies}) \frac{1 \text{ milla}}{5277 \text{ pies}} = 0.5685 \text{ millas}$$

$$N_{Re} = \frac{92.2q\gamma_L}{d\mu} = \frac{(92.2)(2560)(0.9)}{(3.937)(46)} = 1173$$

Ya que el $N_{Re} < 2300$, el flujo es laminar y f se calcula con la ecuación:

$$f = \frac{64}{N_{Re}} = \frac{64}{1173} = 0.05456$$

$$\Delta p_f = 0.06056 \frac{f\gamma_L q^2 L}{d^5}$$

$$\Delta p_f = \frac{(0.06056)(0.05456)(0.90)(2560)^2(0.5685)}{(3.937)^5} = 11.7 \left(\frac{lb}{pg^2}\right)$$

$$b) N_{Re} = \frac{(92.2)(12800)(0.9)}{(3.937)(46)} = 5864.89$$

Ya que $N_{Re} > 3100$ el flujo es turbulento .El factor de fricción ,según la ecuación 5 se puede obtener con el siguiente procedimiento iterativo.

$$f_c = \left[-2 \log \left(\frac{\epsilon}{3.715d} + \frac{2.514}{\sqrt{f_s} N_{Re}} \right) \right]^{-2}$$

Iniciando con $f_s = 0.03$ se obtienen los resultados que se muestran a continuación:

ITERACION	f_c
1	0.03700

2	0.03576
3	0.03596
4	0.03592
5	0.03593

Por lo tanto se tiene como resultado :

$$\Delta p_f = \frac{(0.06056)(0.03593)(0.9)(12800)^2(0.5685)}{(3.937)^5} = 192.8 \text{ lb/pg}^2$$

Ejemplo 6.3

Determinar con el método de Poettman y Carpenter el gradiente de presión para un pozo con flujo vertical que presenta las siguientes condiciones:

$$q_o: 943.5 \text{ [bl/día]} \quad \bar{T}: 153 \text{ °F}$$

$$R: 1122 \text{ pie}^3/\text{bl} \quad q_w: 0$$

$$d: 1.995 \text{ pg} \quad \gamma_o: 0.85$$

$$\bar{p}: 960 \text{ lb/pg}^2 \quad \gamma_g: 0.85$$

$$R_s: 297.59 \quad \gamma_{ga}: 0.91229$$

$$B_o: 1.1353 \quad B_g: 0.016784$$

$$\gamma_{gf}: 0.55532 \quad \rho_g: 2.5278$$

$$Z: 0.93043 \quad \rho_o: 49.976$$

$$\rho_{ns}: 17.497 \text{ lbm/pie}^3$$

Solución:

De las ec. 7.5 y 7.4

$$a = 5.979$$

$$f_{tp} = 936.58 \times 10^{-5}$$

Aplicando la ec. 7.2

$$\frac{\Delta p}{\Delta L} = 0.16547 \frac{lb}{pg^2} / pie$$

Ejemplo 6.4

Con los datos del problema anterior, determinar el gradiente de presión con el método de Orkizsewski.

q_o : 943.5 [bl/día]	\bar{T} : 153 °F
R : 1122 pie ³ /bl	q_w : 0
d : 1.995 pg	γ_o : 0.85
\bar{p} : 960 lb/pg ²	γ_g : 0.85
R_s : 297.59	γ_{gd} : 0.91229
B_o : 1.1353	B_g : 0.016784
γ_{gf} : 0.55532	ρ_g : 2.5278
Z : 0.93043	ρ_o : 49.976
ρ_L : 49.976	μ_L : 1.0619
V_{sL} : 3.2054	N_{Lv} : 8.6639
V_{sg} : 6.9605	N_{gv} : 18.8136
V_m : 10.1659	

Solucion:

De las ec. 7.10 , 7.16 y 7.42

$$L_B = -136.8059$$

$$L_S = 361.9004$$

$$L_m = 499.1938$$

Dado que : $0.6846 > -136.859$ y $18.8136 < 361.9004$ se deduce que es flujo bache, de las ec.

$$\delta = -0.148571$$

$$V_b = 3.201872$$

Con las ec. 7.18 y 7.17

$$C_3 = 337.8046$$

$$\left(\frac{\Delta p}{\Delta L}\right)_e = 0.1239242 \left[\frac{lb}{pg^2}/pie\right]$$

De la ec. 7.40

$$\left(\frac{\Delta p}{\Delta L}\right)_f = 0.0210624 \left[\frac{lb}{pg^2}/pie\right]$$

Aplicando la ec. 7.1 obtenemos como resultado final

$$\frac{\Delta p}{\Delta L} = 0.1449866 \left[\frac{lb}{pg^2}/pie\right]$$

7. FLUJO A TRAVÉS DE ESTRANGULADORES

7.1 Estranguladores

Los estranguladores son restricciones en una línea de flujo que provoca una caída de presión con el objetivo de controlar las condiciones de producción del pozo

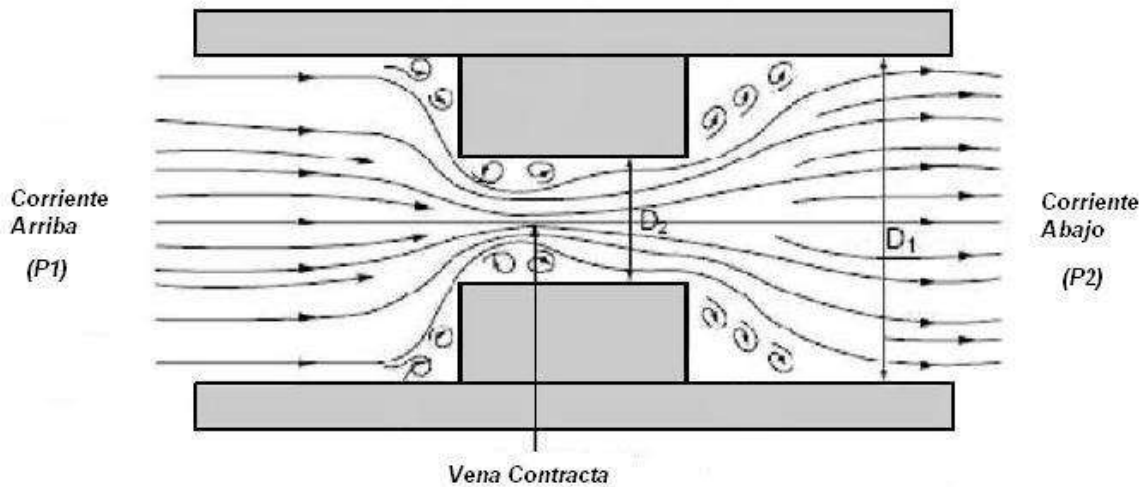
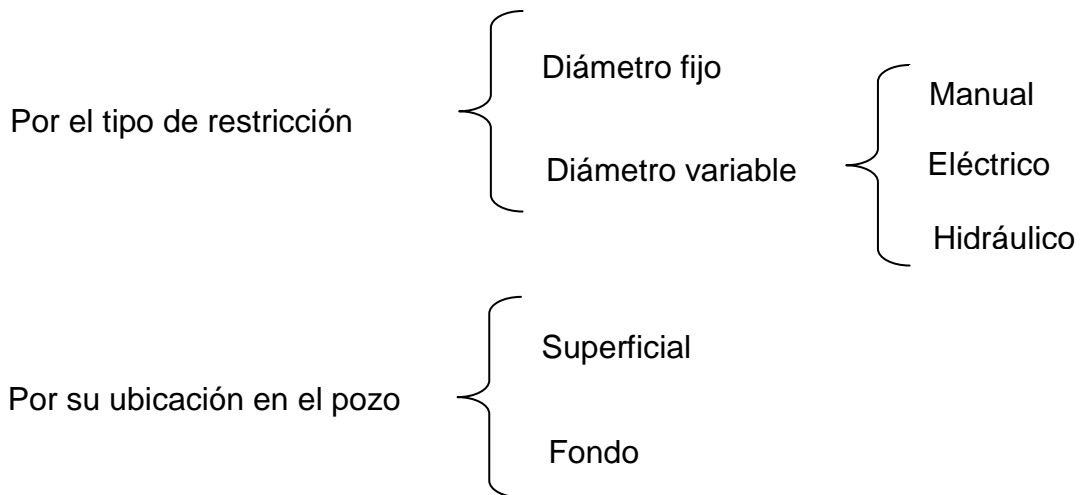


Fig.7.1 Estrangulador

Clasificación de los Estranguladores



* Estranguladores submarinos

Las principales razones para instalar un estrangulador superficial en el pozo son (Gilbert, 1954; Economides, 1994):

- Conservar la energía del yacimiento, asegurando una declinación más lenta de su presión.
- Mantener una producción razonable.
- Proteger el equipo superficial.
- Mantener suficiente contrapresión para prevenir entrada de arena.
- Prevenir conificación de gas.
- Prevenir conificación de agua.
- Obtener el gasto de producción deseado.

7.2 Flujo en Estranguladores

Una vez que los fluidos producidos por el pozo llegan a la superficie, éstos pueden o no pasar por alguna restricción denominada "estrangulador". La Figura 7.2 muestra esquemáticamente un pozo fluyente con un estrangulador instalado.

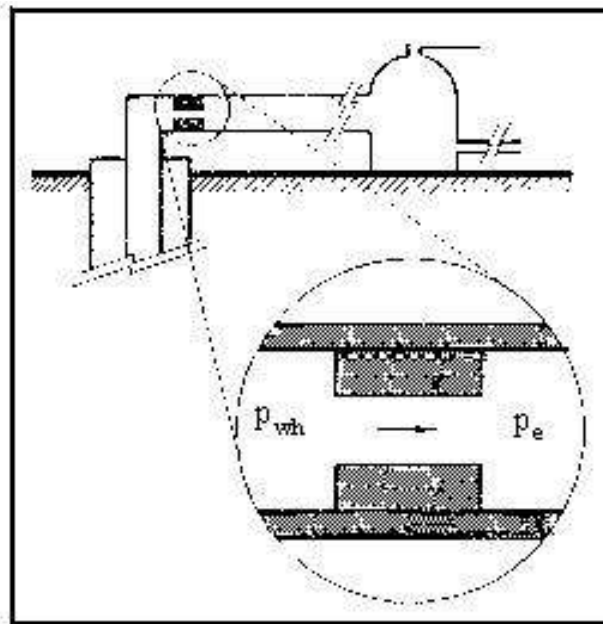


Figura 7.2. Estrangulador superficial

Las presiones presentes en un estrangulador son:

P_e : Presión corriente abajo (presión en la línea de descarga) $\left[\frac{lb}{pg^2} \right]$

P_{wh} : Presión corriente abajo (presión en la cabeza del pozo) $\left[\frac{lb}{pg^2} \right]$

Cuando un gas o una mezcla de gas-líquido fluyen a través de un estrangulador, el fluido es acelerado de tal manera que alcanza la velocidad del sonido en el interior del estrangulador. Al ocurrir esto, el flujo es llamado "flujo crítico", en términos generales esta condición se alcanza cuando la presión de entrada al estrangulador es aproximadamente el doble de la presión de salida.

Cuando se tiene flujo crítico (supersónico) en el estrangulador, las perturbaciones de presión corriente abajo del estrangulador no afectan a los componentes que están corriente arriba. Esto es, un cambio en la presión corriente abajo, por ejemplo, la presión en el separador no afectará el gasto o presión corriente arriba (presión en la cabeza del pozo).

El flujo crítico ocurre cuando:

$$\frac{p_2}{p_1} \leq 0.5283 \quad (7.1)$$

Varios autores han desarrollado expresiones para calcular la caída de presión en el estrangulador. Las expresiones propuestas por Gilbert (1954), Ros (1960), Baxendell (1961) y Achong (1974) tienen la misma forma, sólo difieren en los valores de las constantes empleadas por cada uno de ellos.

Varios métodos han sido desarrollados para describir el comportamiento del flujo multifásico a través de estranguladores. Entre ellos podemos mencionar los siguientes:

- 1 Gilbert.
- 2 Ros.
- 3 Baxendell.
- 4 Achong.
- 5 Poettmann y Beck.
- 6 Ashford.

7 Ashford-Pierce.

8 Omaña.

9 Pilehvari etc.

Gilbert, Ros, Baxendell y Achong.

A partir de datos de producción, Gilbert (1954) desarrolló una expresión aplicable al flujo simultáneo Gas - Líquido a través de estranguladores. En su trabajo describe en forma detallada el papel del estrangulador en un pozo y analiza cuál es el efecto sobre la producción de cambios bruscos en el diámetro del orificio. Tomando como base la relación entre las presiones antes y después de un orificio para flujo sónico de una fase, Gilbert recomendó para tener flujo crítico (sónico) una relación de 0.588 o menor, entre la presión promedio en el sistema de recolección (después del estrangulador) y la presión en la boca del pozo (antes del estrangulador).

Utilizando datos adicionales, Baxandell (1961) actualizó la ecuación de Gilbert, modificando los coeficientes de su ecuación.

Ros (1960) orientó su trabajo al flujo de mezclas con alta relación gas - aceite en las que el gas fue la fase continua. En su desarrollo llegó a una expresión similar a Gilbert pero con coeficientes diferentes.

Achong (1974) también revisó la ecuación de Gilbert y estableció una expresión que validó comparándola con más de cien pruebas de campo.

Las ecuaciones propuestas por Gilbert (1954), Ros (1960), Baxandell (1961), y Achong (1974) tienen la misma forma, sólo difieren en los valores de las constantes empleadas. La forma general es la siguiente:

$$p_1 = \frac{Aq_L(RGL)^B}{d^C} \quad (7.2)$$

Donde:

A, B, C : Coeficientes empíricos [adimensionales]

d : Diámetro interior del estrangulador [64 avos de pulgada]

p_1 : Presión corriente arriba $\left[\frac{lb}{pg^2} abs \right]$

q_L : Gasto del liquido total $\left[\frac{bl}{día} \right]$

RGL : Relación gas – liquido $\left[\frac{pie^2}{bl} \right]$

La tabla 7.1 muestra los valores obtenidos por los diferentes autores para dicha ecuación, coeficientes empíricos obtenidos de diversos experimentos

INVESTIGADOR	A (adimensional)	B (adimensional)	C (adimensional)
Ros (1954)	17.40	0.500	1.89
Gilbert (1960)	10.00	0.546	2.00
Baxandell (1961)	9.56	0.546	1.93
Achong (1974)	3.82	0.650	1.88

Tabla 7.1 Valores de los coeficientes para la ecuación 7.2

La ecuación solo describe el flujo a través del estrangulador si se tiene un flujo supersónico, como es inversamente proporcional a la pendiente de la recta, ésta se hace menor al aumentar el diámetro Figura 7.3.

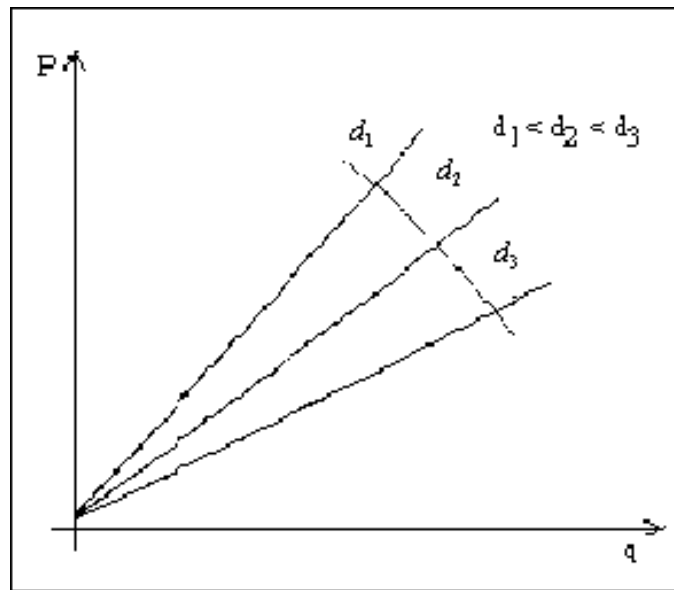


Fig. 7.3 Variación de la pendiente de la línea recta con el diámetro del estrangulador

Poettmann y Beck. (P y B)

Este modelo fue establecido a partir del trabajo presentado por Ros. La precisión de los resultados obtenidos se comprobó comparándolos con 108 datos medidos. El método fue establecido a partir de un análisis teórico del flujo simultáneo Gas - Líquido a velocidad sónica a través de orificios y una correlación para el comportamiento PVT de los fluidos. No se consideró producción de agua.

Para que exista flujo crítico se supuso que la presión corriente abajo, debe ser al menos 0.55 de la presión en la boca del pozo. Bajo estas condiciones el gasto (E.8) en el estrangulador es sólo función de la presión corriente arriba y de la relación gas-aceite a condiciones de flujo:

$$q_o = \frac{1.549d_\phi^2}{73.856\rho_o + \gamma_g R} \left(\frac{9273.6P_1}{V_1(1 + 0.5m)} \right)^{0.5} \left(\frac{0.4513\sqrt{r + 0.766}}{r + 0.5663} \right) \quad (7.3)$$

Donde:

$$r = \frac{0.00504T_1Z_1(R - R_s)}{P_1B_o} \quad (7.4)$$

$$m = \frac{1}{1 + r(\rho_g/\rho_o)} \quad (7.5)$$

$$V_1 = \frac{m}{\rho_o} \quad (7.6)$$

Siendo:

r: Relación gas libre – aceite a condiciones de flujo [ft³/ft³]

V: Volumen específico del líquido [ft³líquido/lb mezcla]

m: Masa de líquido por unidad de masa de mezcla

Ashford

A partir de un balance de energía y considerando que el fluido se expande politrópicamente al pasar por el estrangulador, Ashford derivó una ecuación que describe el flujo multifásico, bajo condiciones sónicas, a través de un orificio.

Para compensar la ecuación por las suposiciones incluidas en su desarrollo, se introdujo en ella un coeficiente de descarga. Sin embargo, al evaluarla, comparando sus resultados con datos medidos en 14 pozos, se encontró que el coeficiente de descarga resultaba muy cercano a la unidad.

$$q_o = 1.53\beta d_c^2 p_1 \frac{[(A + 151p_1)(\gamma_o + 0.00217\gamma_g R_s + F_{wo}\gamma_w)]^{0.5}}{(A + 111p_1)(\gamma_o + 0.000217\gamma_g R + F_{wo}\gamma_w)} \quad (7.7)$$

Donde:

$$A = T_1 z_1 (R - R_s) \quad (7.8)$$

$$\beta = \frac{1}{(\beta_o + WOR)^{0.5}} \quad (7.9)$$

En su derivación Ashford supuso una relación de calores específicos $k = 1.04$ y una relación de presiones, para obtener flujo sónico en el orificio de 0.544.

Ashford y Pierce

Establecieron una ecuación que describe la dinámica de las caídas de presión y capacidades de flujo en condiciones de flujo multifásico. Este modelo relaciona el comportamiento del estrangulador en ambos regímenes de flujo: crítico y no crítico.

La capacidad y caídas de presión que se presentan en la restricción se han relacionado con sus dimensiones y las propiedades de los fluidos manejados. Para validación del modelo, se diseñó una prueba de campo en un pozo fluvente.

Tanto las caídas de presión como el gasto se midieron directamente y luego se compararon con datos análogos obtenidos del modelo. Esta información se usó para determinar “el coeficiente de descarga del orificio (c)”, definido por la relación de gasto medido entre el gasto calculado.

Los resultados obtenidos en las pruebas, para diámetros de estrangulador de 4/64, 16/64 y 20/64 de pg son:

DIAMETRO DE ESTRANGULADOR (1/64 pg)	C
14	1.1511
16	1.0564
20	0.976

Para diámetros (d) menores de 20.81/64 pg puede aproximarse el coeficiente de descarga con la siguiente ecuación, que es el resultado del ajuste de la relación entre el diámetro del estrangulador y “c”:

$$c = 2.398 - 0.477 \ln(d) \tag{7.10}$$

Para valores mayores, el valor de “c” es constante e igual a 0.95.

Omaña

Desarrolló una correlación (para flujo crítico) entre el gasto, la presión corriente arriba del estrangulador, la relación Gas - Líquido, la densidad de los líquidos y el diámetro del orificio. Dicha correlación se obtuvo a partir de datos experimentales. En vista de que estos datos estuvieron dentro de rangos muy limitados, su aplicación sólo se recomienda para orificios hasta de 14/64 pg y gastos máximos de 800 bl/d. Las condiciones de flujo crítico se fijaron para una relación de presiones igual o menor de 0.546 y una relación Gas - Líquido mayor de 1.0.

7.3 Flujo de Gas a Través de Estranguladores

Para la adecuada interpretación del comportamiento de un pozo fluyente, se hace necesario tener un buen conocimiento del efecto que sobre éste tiene la colocación de estranguladores superficiales. Prácticamente todos los pozos fluyentes utilizan algún tipo de restricción, lográndose por este medio regular el gasto de producción. Muy pocos pozos producen sin ningún tipo de restricción,

encontrándose por lo tanto, produciendo al gasto máximo que sus condiciones le permiten.

El hecho de regular la presión en la cabeza del pozo puede requerirse por alguna de las siguientes razones:

- Ejercer la contrapresión suficiente para evitar la entrada de arena
- Conificación de agua y/o gas hacia el pozo.
- Conservar la energía del yacimiento, asegurando una declinación más lenta de su presión.
- Proteger el equipo superficial y subsuperficial.
- Producir el yacimiento a un gasto adecuado.

Los estranguladores que se instalan en la boca del pozo, para controlar la producción, están basados en el principio de flujo crítico.

El flujo crítico es un fenómeno de flujo definido por el flujo de gases compresibles en la sección de estrangulamiento de una restricción, cuando su velocidad es sónica (velocidad del sonido en el fluido) o el número de *Mach* es uno. El número de *Mach* (*M*) es una relación adimensional dada por el cociente de la velocidad del fluido entre la velocidad del sonido:

$$M = \frac{V_t}{V_p} \tag{7.11}$$

Para:

$M < 1$ el flujo es subsónico

$M > 1$ el flujo es supersónico (o supercrítico)

$M = 1$ el flujo es sónico (o crítico)

Existe flujo subcrítico sí:

$$\frac{P_e}{P_{wh}} > \left(\frac{2}{k+1} \right)^{\frac{k}{k-1}} \tag{7.12}$$

Y se tiene flujo crítico cuando:

$$\frac{P_e}{P_{wh}} < \left(\frac{2}{k+1} \right)^{\frac{k}{k-1}} \quad (7.13)$$

Donde:

$$k = \frac{C_p}{C_v} \quad (7.14)$$

C_p : Calor específico a presión constante

C_v : Calor específico a volumen constante

k: C_p/C_v

El diámetro del estrangulador se puede obtener con:

$$q_g = \frac{C_d P_{wh} d_\phi^2}{(\gamma_g (T_m + 460) Z)^{0.5}} \left[\left(\frac{k}{k-1} \right) H \right]^{0.5} \quad (7.15)$$

Donde:

$$H = \left(\frac{P_e}{P_{wh}} \right)^{\frac{2}{k}} - \left(\frac{P_e}{P_{wh}} \right)^{\frac{(k+1)}{k}} \quad (7.16)$$

para $p = 14.7$ psi y $T_o = 60$ °F, el coeficiente de descarga $C_d = 0.00019083$.

Cook y Dotterweich por su parte, plantearon la siguiente ecuación para calcular el diámetro del estrangulador:

$$q_g = 155500 C_d A P_{wh} \left[\frac{64.34 k H}{\gamma_g (T_m + 460) (k - 1)} \right]^{0.5} \quad (7.17)$$

Donde :

Para $\frac{2}{64} pg < d \leq \frac{32}{64} pg$ el coeficiente de descarga se obtiene con la siguiente ecuación:

$$C_d = 0.548924 + 0.03720401 d_0 - 0.001603191 d_0^2 + 2.387117 * 10^{-5} d_0^3 - 4.942371 * 10^{-8} d_0^4 \quad (7.18)$$

para valores de d_o superiores a 32/64 pg el coeficiente de descarga es constante e igual a 0.828; finalmente el diámetro del estrangulador en 1/64 de pg, se calcula mediante la siguiente ecuación:

$$d_o = 64 \left(\frac{4C_d A}{\pi} \right)^{0.5} \quad (7.19)$$

Cuando se tiene flujo crítico a través del estrangulador, la presión corriente arriba es independiente de la presión que prevalece en el sistema de recolección (línea de descarga, separadores, etc.). Se infiere que el control de la producción se logrará cuando las variaciones de presión en el sistema de recolección no se reflejan en la formación productora, provocando fluctuaciones en la producción. Esta situación prevalecerá al usar un estrangulador que permita obtener la producción deseada bajo condiciones de flujo crítico.

7.4 Ejercicios de Aplicación

Ejemplo 7.1

Dada la siguiente información, calcular el diámetro del estrangulador en 64 avos de pulgada empleando las correlaciones de Gilbert y Ros

$q_o = 1800 \text{ bpd}$	$R_{SL} = 335 \text{ pcn/bn}$
$q_g = 1.116 \text{ MMpcd}$	$B_o = 1.10 \text{ by/bn}$
$d_t = 2.994 \text{ pg} = 0.249 \text{ pies}$	$Z_1 = 0.78$
$A_p = 0.0487 \text{ pies}^2$	$\rho_{gl} = 6.856 \text{ lbm/pie}^3$
$C = 1$	$\rho_{ol} = 52.59 \text{ lbm/pie}^3$
$API = 30, \quad \gamma_o = 0.876$	$T = 128 \text{ }^\circ\text{F}$
$\gamma_g = 0.70$	$P_1 = 1663 \text{ lb/pg}^2$
$\sigma_{L1} = 9 \text{ dinas/cm}$	$f_o = 62.4$

Solución:

Despejando la ec. 8.2 despejamos d

$$d = \left[\frac{Aq'_L R_p^B}{P_1} \right]^{\frac{1}{c}}$$

De la tabla 8.1

Para Gilbert

$$A = 10.0$$

$$B = 0.546$$

$$C = 1.89$$

$$d = \left[\frac{10(1800)(620)^{0.546}}{1663} \right]^{\frac{1}{1.89}} = 22.59 \text{ 64 avos de pg}$$

Para Ros

$$A = 17.40$$

$$B = 0.500$$

$$C = 2.00$$

$$d = \left[\frac{17.40(1800)(620)^{0.500}}{1663} \right]^{\frac{1}{2}} = 21.655 \text{ 64 avos de pg}$$

Ejemplo 7.2

Determinar el diámetro del estrangulador que se requiere para calcular la producción máxima de un pozo mediante la correlación de Achong y Baxandell, cuya información es:

$$q_l = 480 \text{ bpd}$$

$$p_1 = 120 \text{ lb/pg}^2$$

$$R_p = 300 \text{ pcn/bn}$$

Solución:

Despejando la ec. 8.2 despejamos d

$$d = \left[\frac{Aq'_L R_p^B}{P_1} \right]^{\frac{1}{C}}$$

Para Baxandell

$$A = 9.56$$

$$B = 0.546$$

$$C = 1.93$$

$$d = \left[\frac{9.56(1800)(620)^{0.546}}{1663} \right]^{\frac{1}{1.93}} = 33.17 \text{ 64 avos de pg}$$

Para Baxandell

$$A = 3.82$$

$$B = 0.650$$

$$C = 1.88$$

$$d = \left[\frac{3.82(1800)(620)^{0.650}}{1663} \right]^{\frac{1}{1.88}} = 30.64 \text{ 64 avos de pg}$$

Ejemplo 7.3

Con los datos del ejemplo 8.1 determine el diámetro del estrangulador mediante la correlación de Poettmann y Beck.

Solución:

Calculando los para parámetros para la correlación de Poettmann

$$\rho_m = 5.614\rho_{LS.C} + 0.0765\gamma_g R_p$$

$$\rho_m = 5.614(0.876)(62.4) + 0.0765(0.7)(620) = 340 \frac{lb_m}{bN}$$

$$B_g = 0.028Z_1 \frac{T}{P_1} = 0.028(0.78) \frac{128}{1663} = 0.078$$

$$v_{sg} = \frac{q_o(R_p - R_s)B_g}{86400A_p} = \frac{1800(620 - 335)0.078}{86400(0.0487)} = 0.95 \text{ pies/seg}$$

$$v_{sl} = \frac{q_o B_o (5.614)}{86400A_p} = \frac{1800(1.10)(5.614)}{86400(0.0487)} = 2.64 \text{ pie/seg}$$

$$R = \frac{v_{sg}}{v_{sl}} = \frac{0.95}{2.64} = 0.36$$

$$\rho_g = \frac{\rho_{gs.c}}{B_g} = \frac{(0.7)(0.0764)}{0.0078} = 6.856 \text{ lb}_m/\text{pies}^3$$

$$m_L = \frac{1}{1 + R \frac{\rho_g}{\rho_L}} = \frac{1}{1 + \left(0.36 \frac{6.856}{52.59}\right)} = 0.955$$

$$v_L = \frac{m_L}{\rho_L} = \frac{0.955}{52.59} = 0.0182$$

Despejando A_o de la correlación de Poettmann.

$$A_o = \frac{q_l \rho_m}{86400C} \left\{ \sqrt{\frac{9273.6P_1}{v_L(1 + 0.5m_L)} \frac{0.4513\sqrt{R + 0.7660}}{R + 0.5663}} \right\}^{-1}$$

$$A_o = \frac{1800(340)}{86400(1)} \left\{ \sqrt{\frac{9273.6(1663)}{v_L(1 + 0.5(0.955))} \frac{0.4513\sqrt{0.36 + 0.7660}}{0.36 + 0.5663}} \right\}^{-1}$$

$$= 5.721 \times 10^{-4} = \frac{\pi d^2}{4}$$

$$d = 0.324 \text{ pg} = 20.73 \text{ 64 avos de pg}$$

Ejemplo 7.4

Dada la siguiente información, calcular el diámetro del estrangulador en 64 avos de pulgada empleando las correlaciones de Ashford

$$q_o = 1100 \text{ bpd}$$

$$C = 1$$

$$API = 30, \quad Y_o = 0.876$$

$$Y_g = 0.70$$

$$\sigma_{L1} = 9 \text{ dinas/cm}$$

$$T = 100 \text{ }^\circ\text{F}$$

$$R_{SL} = 400 \text{ pcn/bn}$$

$$B_o = 1.05 \text{ by/bn}$$

$$Z_1 = 0.7$$

$$\rho_{gl} = 6.3 \text{ lbm/pt}^3$$

$$\rho_{ol} = 59.6 \text{ lbm/pt}^3$$

$$P_1 = 1500 \text{ lb/pg}^2$$

Solución:

Despejando d de la correlación de Ashford tenemos

$$d = \left[\frac{q_o \left(\frac{A}{p_1} + 0.56 \right)}{0.858 C \beta \sqrt{\frac{A + 0.76 p_1}{(B + 0.01353 Y_g R_p)^2 (B + 0.01353 Y_g R_{sl})^{-1}}}} \right]^{1/2}$$

Calculando los parámetros

$$A = 5.04 \times 10^{-3} T_1 Z_1 (R_p - R_{sl}) = 5.04 \times 10^{-3} (100)(0.71)(510 - 400) = 39.36$$

$$B = 62.4 Y_o = 62.4(0.88) = 54.912$$

$$\beta = \frac{1}{\sqrt{B_o}} = \frac{1}{\sqrt{1.05}} = 0.975$$

Sustituyendo los parámetros

$$d = \left[\frac{1100 \left(\frac{39.36}{1500} + 0.56 \right)}{0.858(1)(0.975) \sqrt{\frac{39.36 + 0.76(1100)}{(54.912 + 0.01353(0.7)(510))^2 (54.912 + 0.01353(0.7)(400))^{-1}}}} \right]^{1/2}$$

$$d = 14.23/64 \text{ pg}$$

Ejemplo 7.5

Dada la siguiente información determine el diámetro óptimo del estrangulador , mediante el método de Omaña

$$q_o = 300 \text{ bpd}$$

$$\sigma_{L1} = 9 \text{ dinas/cm}$$

$$v_{sg} = 1.2 \text{ pie/seg}$$

$$v_{sl} = 2.5 \text{ pie/seg}$$

$$\rho_{gl} = 7 \text{ lbm/pie}^3$$

$$\rho_{ol} = 60 \text{ lbm/pie}^3$$

$$P_1 = 1000 \text{ lb/pg}^2$$

Solución:

Calculando los parámetros para Omaña

$$N_{ql} = 0.263 N_p^{-3.49} N_p^{3.19} Q_D^{0.657} N_d^{1.8}$$

$$R = \frac{N_{gv}}{N_{lv}} = \frac{V_{sg}}{V_{sl}} = \frac{1.2}{2.5} = 0.48$$

$$Q_D = \frac{1}{1 + R} = 0.675$$

$$N_\rho = \frac{\rho_{gl}}{\rho_{ol}} = \frac{7}{60} = 0.1167$$

$$N_p = 1.74 \times 10^{-2} p_1 \left(\frac{1}{\rho_{ol} \sigma_l} \right)^{0.5} = 1.74 \times 10^{-2} (1000) \left(\frac{1}{(60)(9)} \right)^{0.5} = 0.7315$$

$$N_{ql} = 1.84 q_l \left(\frac{\rho_{ol}}{\sigma_l} \right)^{1.25} = 1.84 (300) \left(\frac{60}{9} \right)^{1.25} = 5913.233$$

$$N_d = 120.872 d_o \sqrt{\frac{\rho_{ol}}{\sigma_l}} = 312.09 d_o$$

Sustituyendo valores en la ec..... y despejando para d_o tenemos

$$5913.233 = 0.263 (0.1167)^{-3.49} (0.7315)^{3.19} (0.675)^{0.657} (312.09 d_o)^{1.8}$$

$$d_o^{1.8} = 1.4175 \times 10^{-3}$$

$$d_o = \sqrt[1.8]{1.4175 \times 10^{-3}} = 0.0261 \text{ pies} = 0.313 \text{ pg}$$

$$d_o = \frac{20}{64} \text{ pg}$$

8. SISTEMA INTEGRAL DE PRODUCCIÓN, ANÁLISIS NODAL

8.1 Sistema Integral de Producción

Básicamente, un sistema integral de producción es un conjunto de elementos que transporta los fluidos del yacimiento hacia la superficie, los separa en aceite, gas y agua, y finalmente los envía a instalaciones para su almacenamiento y/o comercialización. Asimismo, un sistema integral de producción puede ser relativamente simple o puede incluir muchos componentes.

Los componentes básicos de un sistema integral de producción son (Golan y Whitson, 1991):

- Yacimiento
- Pozo
- Tubería de descarga
- Estrangulador
- Separadores y equipo de procesamiento
- Tanque de almacenamiento

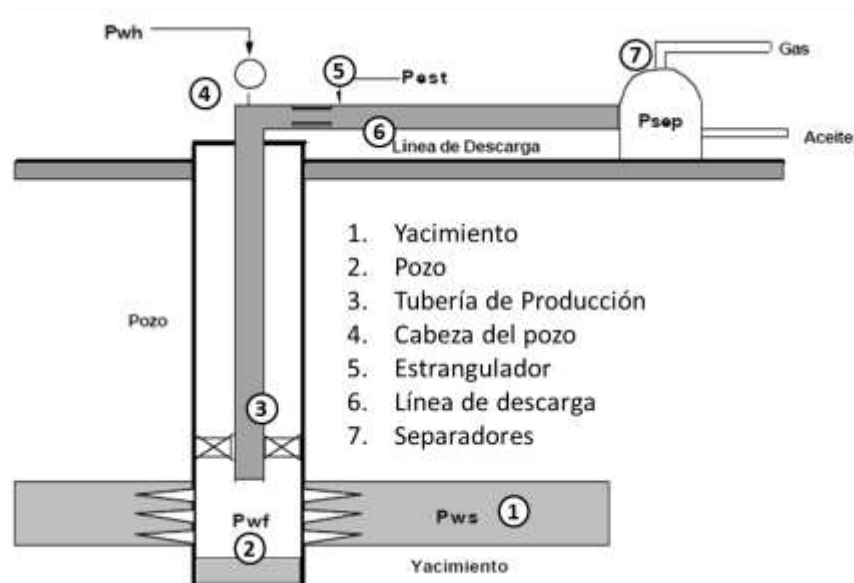


Fig.8.1 Sistema integral de producción.

Yacimiento

Se entiende por yacimiento, la porción de una trampa geológica que contiene hidrocarburos, la que se comporta como un sistema intercomunicado hidráulicamente. Los hidrocarburos que ocupan los poros o huecos de la roca almacén, se encuentran a alta presión y temperatura, debido a la profundidad que se encuentra la zona productora.

Pozo

Es un agujero que se hace a través de la roca hasta llegar al yacimiento; en este agujero se instalan sistemas de tuberías y otros elementos, con el fin de establecer un flujo de fluidos controlados entre la formación productora y la superficie.

Tubería de descarga

Las tuberías son estructuras de acero, cuya finalidad son transportar el gas, aceite y en algunos casos, agua desde la cabeza del pozo hasta el tanque de almacenamiento. Los costos específicos en el transporte, tanto de aceite como de gas, disminuyen cuando la capacidad de manejo aumenta; esto se logra si el aceite, gas y agua se transportan en tuberías de diámetro óptimo, para una capacidad dada.

Estrangulador

Es un aditamento que se instala en los pozos productores, con el fin de establecer una restricción al flujo de fluidos. Es decir, permite obtener un gasto deseado, además de prevenir la conificación de agua, producción de arena y sobre todo, ofrecer seguridad a las instalaciones superficiales.

Separadores

Los separadores como su nombre lo indica, son equipos utilizados para separar la mezcla de aceite y gas, y en algunos casos aceite, gas y agua que proviene directamente de los pozos. Los separadores pueden clasificarse por su forma o

geometría en horizontales, verticales y esféricos; y por su finalidad, separar dos fases (gas y líquido) o tres (gas, aceite y agua).

Tanques de almacenamiento

Son recipientes de gran capacidad para almacenar la producción de fluidos de uno o varios pozos. Los tanques de almacenamiento pueden ser estructuras cilíndricas de acero instalados en tierra firme, o bien, buque - tanques, usualmente utilizados en pozos localizados costa afuera. En la industria petrolera, los tanques pueden tener una capacidad de almacenamiento que va desde 100,000 hasta 500,000 barriles.

Para analizar el comportamiento de un pozo fluyente terminado, es necesario analizar las tres áreas de flujo, las que se tienen que estudiar en forma separada y unirlos después, antes de obtener una idea precisa del comportamiento de flujo del pozo productor.

Estas áreas de flujo son (Nind, 1964):

- Flujo del yacimiento al pozo
- Flujo en tuberías
- Flujo en estrangulador

8.2 Análisis Nodal

La razón fundamental de someter un sistema de producción a la técnica de Análisis Nodal, es simplemente porque ésta involucra en sus cálculos a todos los elementos del sistema, permite determinar el efecto de su variación en la capacidad de transporte y tener una imagen de conjunto del comportamiento del pozo.

Desde la perspectiva de evaluación esto es posible; sin embargo, en condiciones de diseño, sin restricciones económicas, es factible dimensionar el sistema de producción en su conjunto para obtener la capacidad de transporte requerida, o bien, la capacidad de transporte idónea, teniendo como limitante tan sólo la capacidad de afluencia del yacimiento al pozo.

El Análisis Nodal se puede aplicar a pozos fluyentes, inyectoros o productores ya sea fluyentes o con algún sistema artificial de producción. Por otra parte, del análisis del comportamiento de los elementos del sistema se pueden identificar las posibles restricciones que modifiquen negativamente la capacidad de transporte del mismo. Asimismo, es posible estudiar y comprender, con relativa facilidad, el comportamiento de cada uno de los componentes del sistema integral de producción (desde el yacimiento hasta la batería de recolección).

Análisis cualitativo del sistema

En la Figura 8.2 se muestra un sistema de producción, en el que se aprecian las posibles pérdidas de presión desde el yacimiento hasta los separadores.

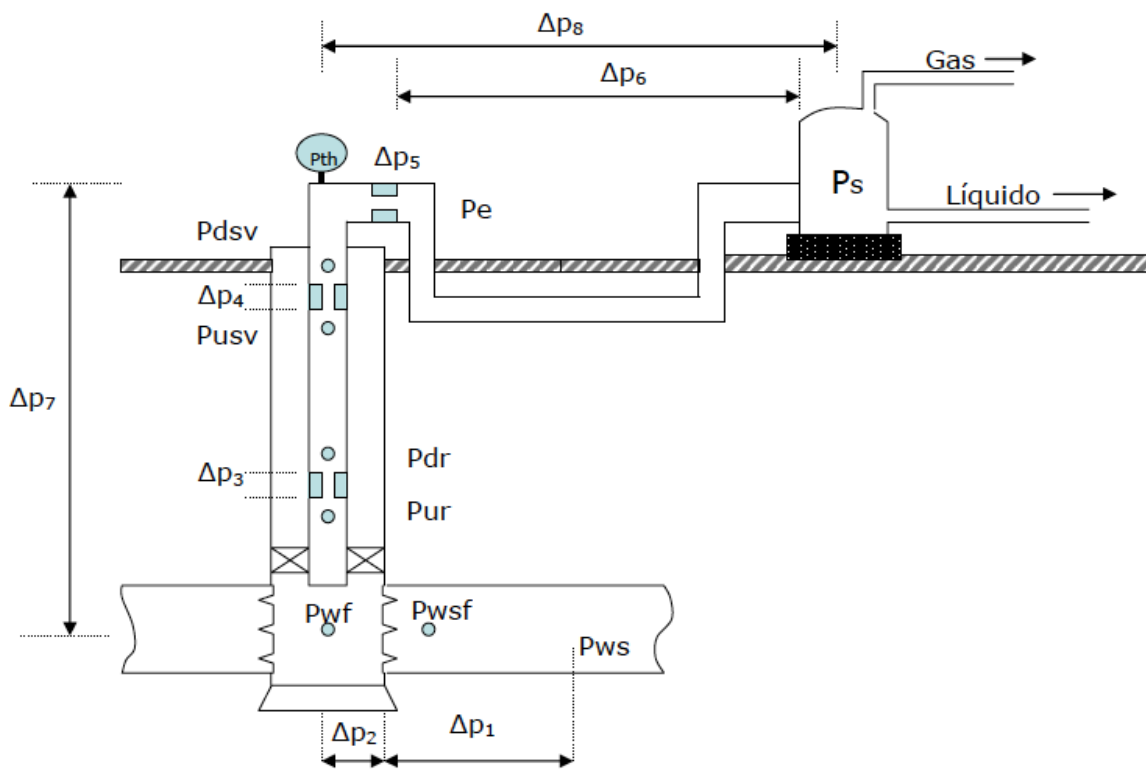


Fig.8.2 Pérdidas de presión en un sistema completo de producción.

- Δp1: $P_{ws} - P_{wsf}$ Pérdidas de presión en el yacimiento.
- Δp2: $P_{wsf} - P_{wf}$ Pérdidas de presión en el radio de daño.
- Δp3: $P_{ur} - P_{dr}$ Pérdidas de presión por restricciones en la TP.

Δp_4 : $P_{usv} - P_{dsv}$	Pérdidas de presión en la válvula de seguridad.
Δp_5 : $P_{th} - P_e$	Pérdidas de presión en el estrangulador superficial.
Δp_6 : $P_e - P_s$	Pérdidas de presión en la línea de flujo.
Δp_7 : $P_{wf} - P_{th}$	Pérdidas de presión totales en la TP.
Δp_8 : $P_{th} - P_s$	Pérdidas de presión en el estrangulador y la LD.

En la figura 8.3 se muestran en el mismo sistema de producción los nodos principales para su estudio.

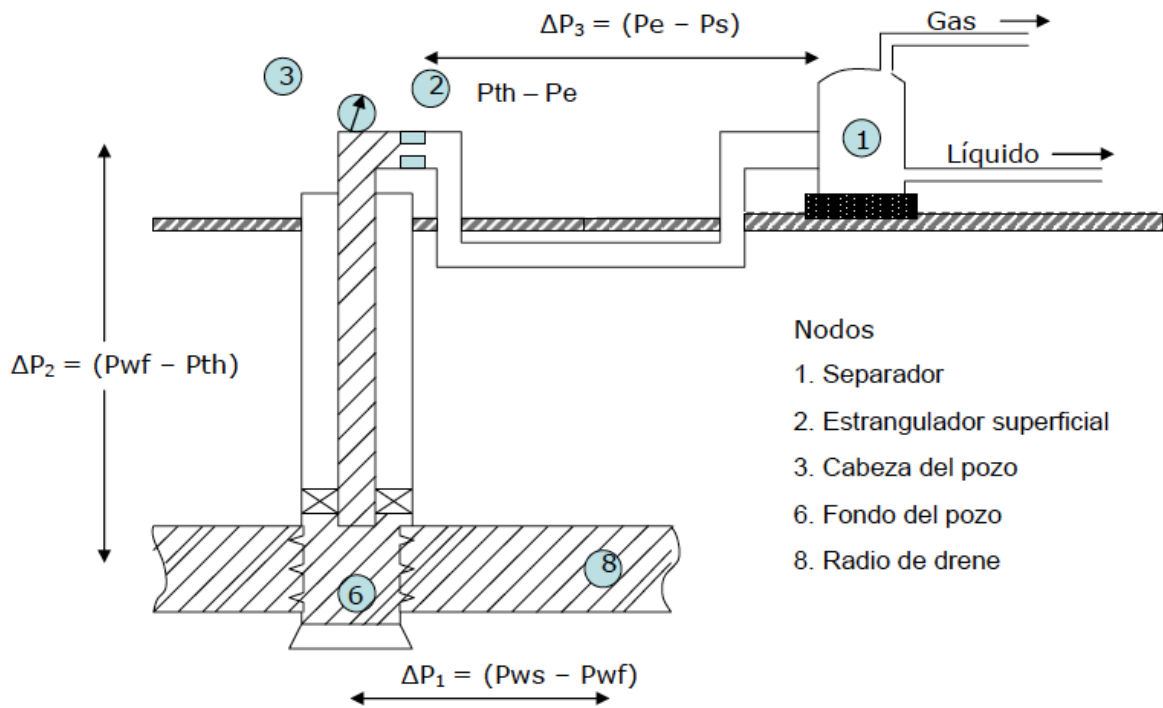


Fig. 8.3 Pérdidas de presión y nodos principales en un sistema básico de producción.

Δp_1 : pérdidas de presión en el medio poroso. Representan entre el 10 y el 50% de las pérdidas totales.

Δp_2 : pérdidas de presión en la tubería vertical. Representan entre el 30 y el 80% de las pérdidas totales.

Δp_3 : pérdidas de presión en la línea de descarga. Generalmente, constituyen entre el 5 y el 30% de las pérdidas totales.

En la Figura 8.4 se muestran las pérdidas de presión asociadas a cada elemento de la Figura 8.3.

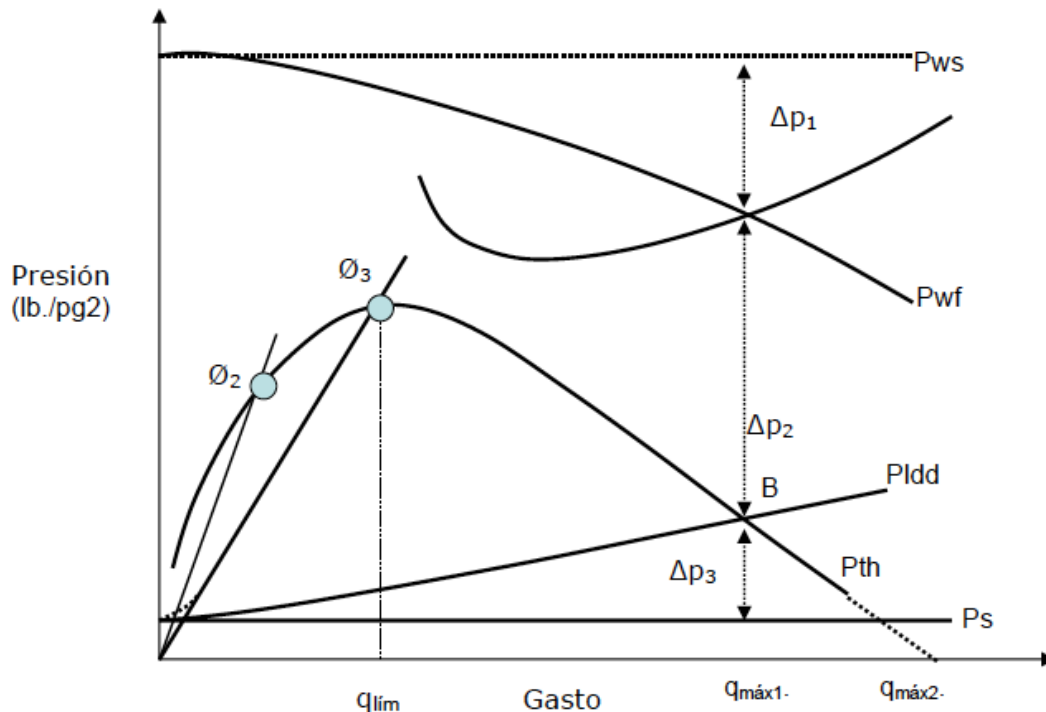


Fig. 8.4 Distribución de presión en un sistema de producción

Flujo en el yacimiento

Partiendo del análisis de la Figura 8.4 se puede distinguir un principio, que a medida que el gasto se incrementa, la diferencia entre la presión estática y la presión de fondo fluyendo se acentúa. Esta diferencia depende de las características del sistema roca-fluidos y de la eficiencia de la terminación.

Comportamiento del flujo por la TP

Nind, para relacionar el gasto de producción con la *RGL* supone constante esta última, mientras varía el gasto de líquido y muestra que: "para cualquier diámetro y

profundidad de tubería dados, hay un gasto de producción que ocasiona la mínima pérdida de presión en la tubería de producción”.

Es de esperarse, sin embargo, que la declinación de la presión del yacimiento permitirá un incremento de la *RGL*, que en principio beneficiará la producción de fluidos, pero después su continuo aumento, podría llegar a producir pérdidas por fricción paulatinamente mayores.

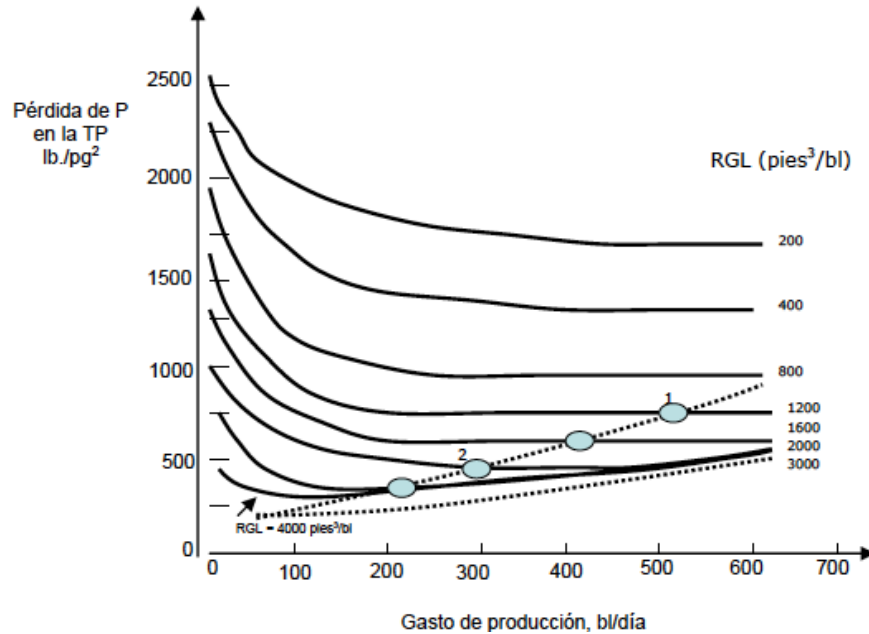


Fig. 8.5 Pérdidas de presión en función del gasto para varias RGL (tomado de Gillbert, W.E.)

La Figura 8.6 muestra los gastos que limitan el flujo estable. Un pozo que produzca con un gasto menor generalmente estará operando con “cabeceo” o flujo inestable. Las condiciones para obtener flujo estable deben ser tales, que al agregar a la curva anterior la curva *IPR*, se obtenga un resultado semejante al de la Figura 8.7.

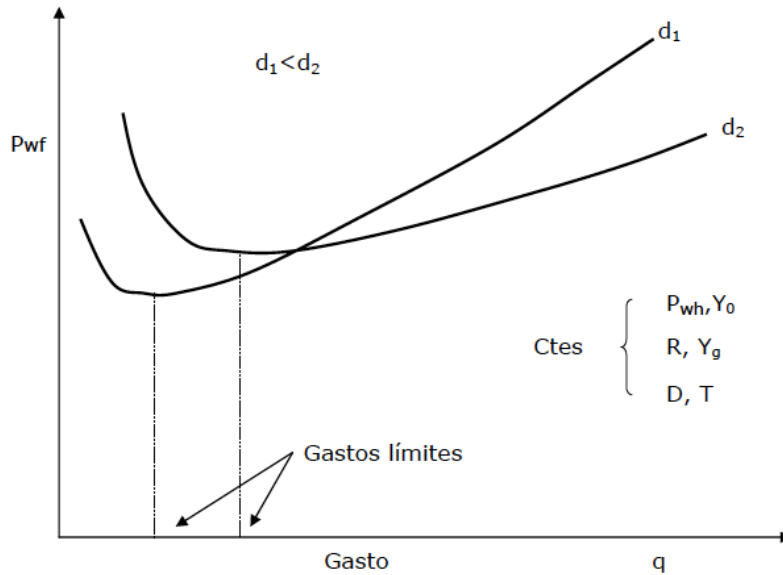


Fig. 8.6 Curvas típicas de gasto vs P_{wf} para diferentes diámetros de TP

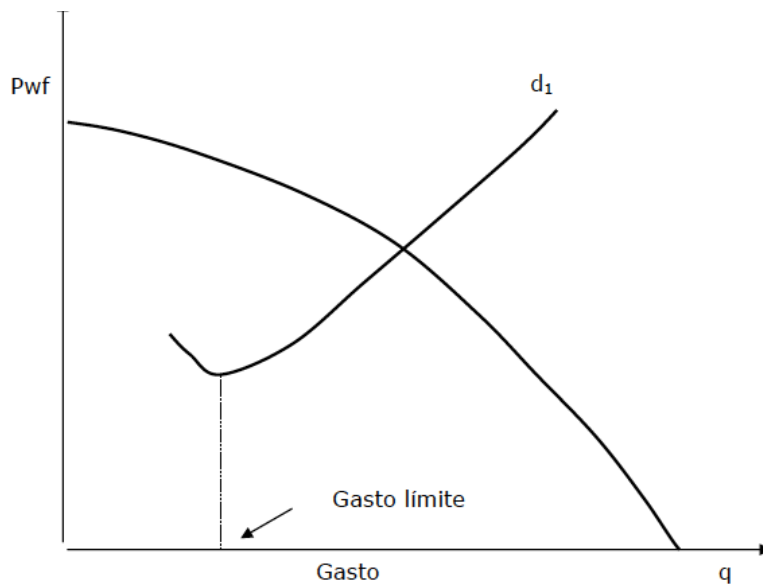


Fig. 8.7 Gráfica típica de condiciones de flujo estable.

Terminación del flujo natural

La determinación de la presión estática P_{ws} a la que el pozo dejará de fluir es una aplicación importante del flujo multifásico vertical. El procedimiento consiste en graficar los valores de la P_{wf} obtenidos a partir del comportamiento del flujo en el yacimiento y del flujo por la TP, Figura 9.7. Las curvas de IPR corresponden a

presiones estáticas de 1,200 y 1,300 lb/pg². El pozo tiene una TP de 3 1/2 pg, $P_{wh} = 100$ lb/pg². El pozo no fluirá a una $P_{ws} < 120$ lb/pg². A una $P_{ws} = 1,150$ lb/pg² el pozo estará “muerto”.

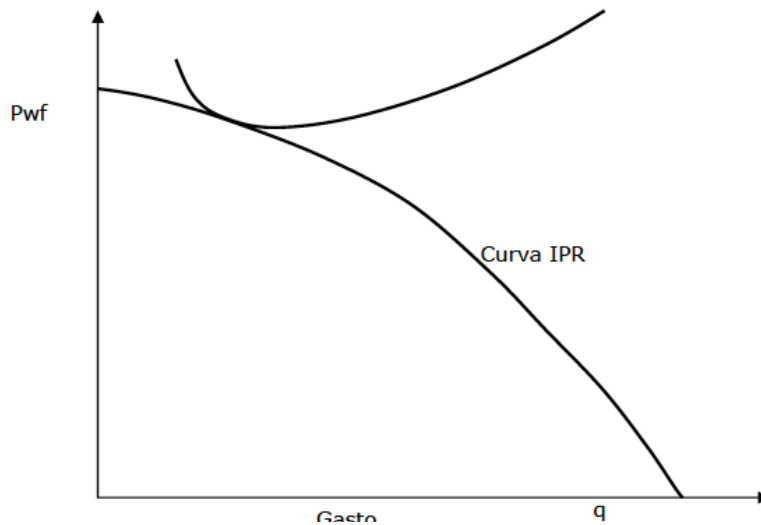


Fig. 8.8 Curvas de comportamiento de flujo correspondiente a un pozo “muerto”

Efecto del diámetro de la TP

Nind, demostró el efecto del cambio del diámetro de la TP, sobre el gasto de producción y la presión de fondo fluyendo. En sus cálculos consideró un pozo de 10,000 pies de profundidad y $P_{wh} = 0$ lb/pg².

Sus resultados se muestran en las Figuras 8.9 y 8.10. En ellas se distingue que a gastos bajos se reducen las pérdidas de presión al utilizar diámetros menores de TP (Figura 8.9). En relación a la Figura 8.10 se observa que para diámetros de TP pequeños, aumentan las caídas de presión al incrementar el gasto, pero esta situación se invierte para diámetros de TP mayores.

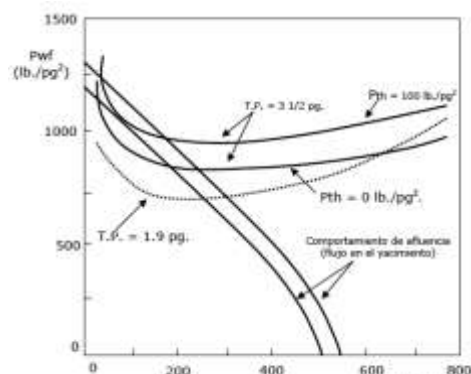


Fig.8.9 Determinación de la presión estática a la que el pozo deja de fluir. 199

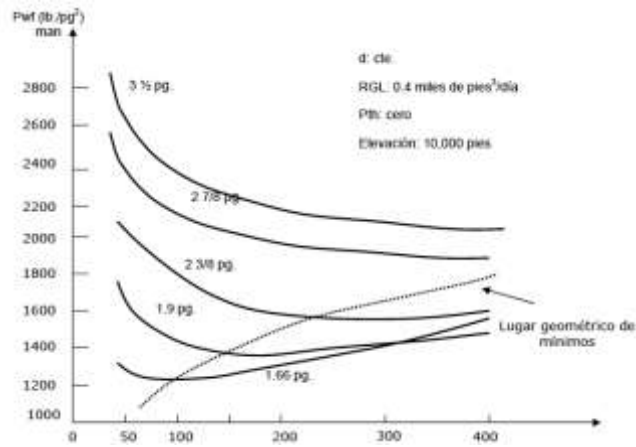


Fig. 8.10 Efecto del gasto sobre las pérdidas de presión por flujo vertical: diferentes diámetros de tubería de producción.

Se puede observar de la ecuación desarrollada por Gilbert (Figura 8.11), para un diámetro dado de estrangulador y una R constante, es una línea recta que pasa por el origen, Figura 8.4. Suponiendo un gasto muy pequeño, la presión en la cabeza y la presión corriente abajo tenderían a igualarse a la presión en el separador. Al fluir el pozo, el comportamiento del estrangulador sería semejante al mostrado en la Figura 8.12.

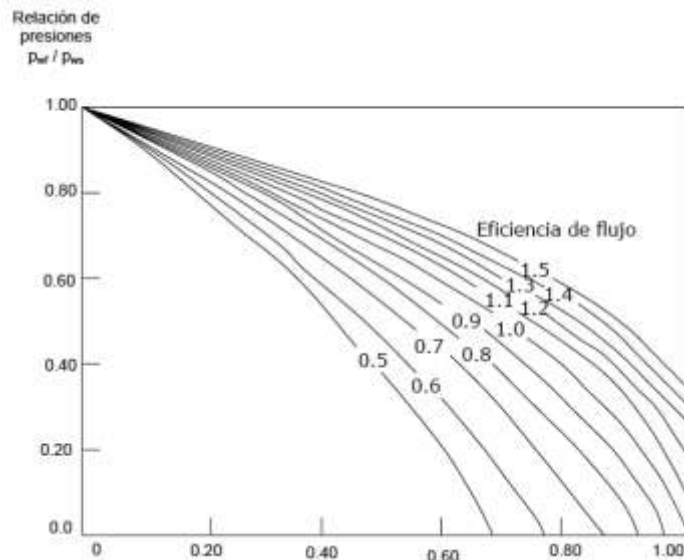


Fig.8.11 Curvas de afluencia para pozos con E.F. diferente a 1 de yacimientos con empuje por gas disuelto.

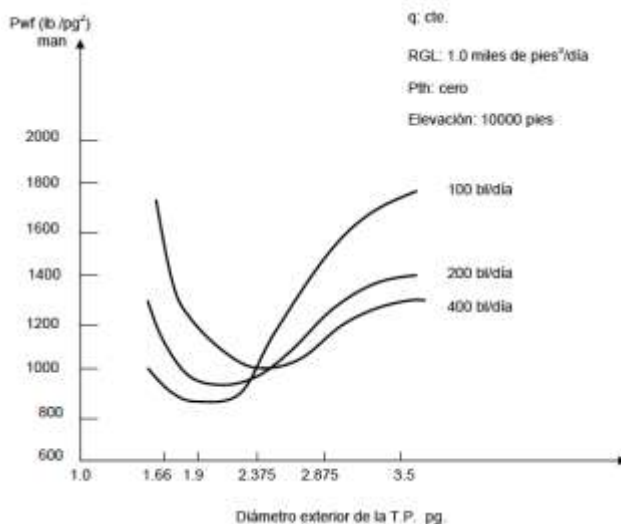


Fig. 8.12 Efecto del diámetro de la TP sobre las pérdidas de presión en flujo vertical con diferentes gastos

Comportamiento del flujo por la LDD

La caída de presión en la LD , se debe fundamentalmente a la fricción del fluido con las paredes de la tubería y sus características más significativas se reflejan en las figuras 8.13, 8.14 y 8.15.

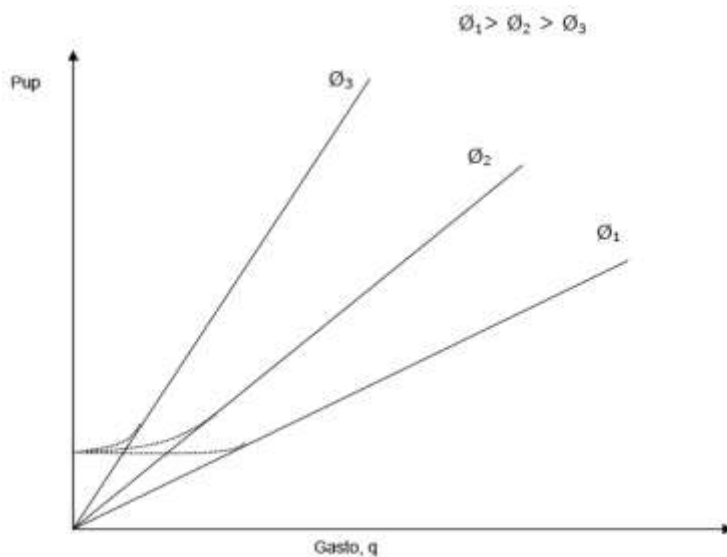


Fig.8.13 Gráfica de P_{th} vs q para diferentes diámetros de estrangulador.

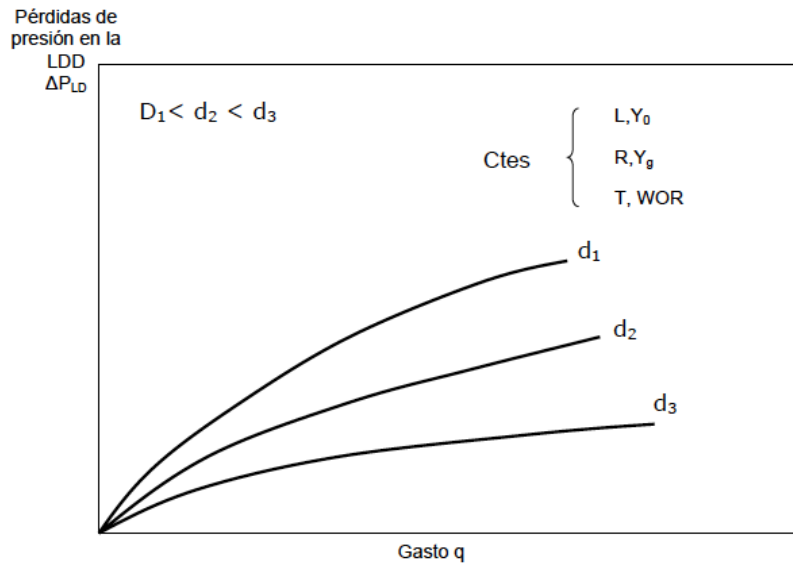


Fig. 8.14 Variación de las ΔP_{LD} vs Gasto para diferentes diámetros de la LDD

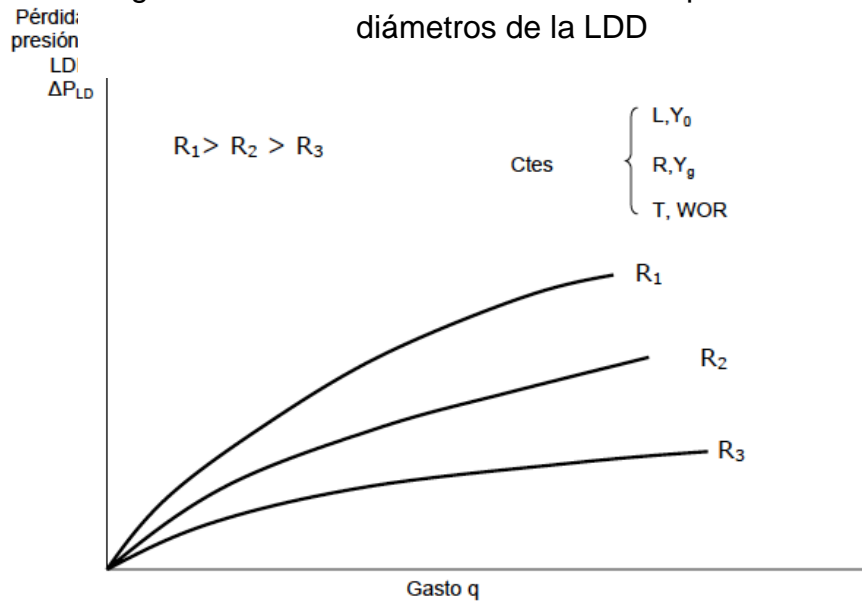


Fig. 8.15 Variación de las ΔP_{LD} vs Gasto para diferentes relaciones gas-aceite.

Para la selección del diámetro óptimo de la línea de descarga, es necesario tener en mente que el gasto alcanza un valor máximo, a partir del cual el empleo de tuberías de descarga de mayor diámetro, es innecesario. Esto se debe a que otro elemento del sistema (el yacimiento, la TP, el estrangulador o bien la presión del separador) limita el ritmo de producción.

8.3 Optimización de un Sistema de Producción

En conclusión, puede afirmarse que la aplicación de la técnica nodal a un sistema de producción, permite identificar los elementos que limitan la capacidad de flujo del sistema; es decir, que el Análisis Nodal se emplea para diagnosticar la variación del gasto de producción al realizar alguna de las modificaciones siguientes:

- a) Presión de separación.
- b) Eliminar o sustituir válvulas o conexiones inapropiadas.
- c) Colocar separadores a boca del pozo. En este caso se pueden analizar dos opciones:
 - c1) Separar con la presión necesaria para transportar el líquido (aceite + agua) hasta la central de recolección para continuar con su proceso.
 - c2) Separar a baja presión y bombear el aceite hasta la central de recolección para continuar con su proceso.
- d) Cambiar diámetro de la *TP*.
- e) Cambiar diámetro de la *LD* o construir una adicional.
- f) Instalar un sistema artificial de producción.

Es evidente que la selección de las modificaciones a un sistema y el orden de su aplicación deben basarse en un análisis económico, en el que se comparan los incrementos en la producción, al efectuar algún cambio, con la inversión adicional que sea necesario realizar.

El Análisis Nodal involucra en sus cálculos a todos los elementos del sistema, permite determinar el efecto de su variación en la capacidad de transporte y tener una imagen de conjunto del comportamiento del pozo. El Análisis Nodal se puede aplicar a pozos fluyentes, inyectores o productores ya sea fluyentes o con algún sistema artificial de producción. Por otra parte, del análisis del comportamiento de los elementos del sistema se pueden identificar las posibles restricciones que modifiquen negativamente la capacidad de transporte del mismo. Asimismo, es posible estudiar y comprender, con relativa facilidad, el comportamiento de cada uno de los componentes del sistema integral de producción (desde el yacimiento hasta la batería de recolección).

La elección del nodo de solución para pozos fluentes o inyectoras, depende del componente que se desee evaluar; esto es, que su análisis muestre convenientemente la respuesta del sistema a las condiciones dadas y a las que se establezcan como supuestas, de tal forma que se pueda identificar con certeza el problema y planear la solución técnica, tomando en cuenta una justificación económica, para su posterior ejecución.

8.4 Ejercicios de Aplicación

EJEMPLO 8.1 (Primer método P_{wf}):

Calcular el gasto máximo que puede fluir por una tubería de producción de 2'' D.I. de un pozo del cual se tienen los siguientes datos:

Profundidad de la T.P. = 5000 pies

¿Cuál sería el gasto para $P_{th} = 120$ [lb/pg²]?

$P_{ws} = 2000$ lb/pg²

$q_o = 350$ bl/día

$P_{wf} = 1250$ lb/pg²

$R = 300$ pie³/bl

$P_{wf} < P_b$

Solución:

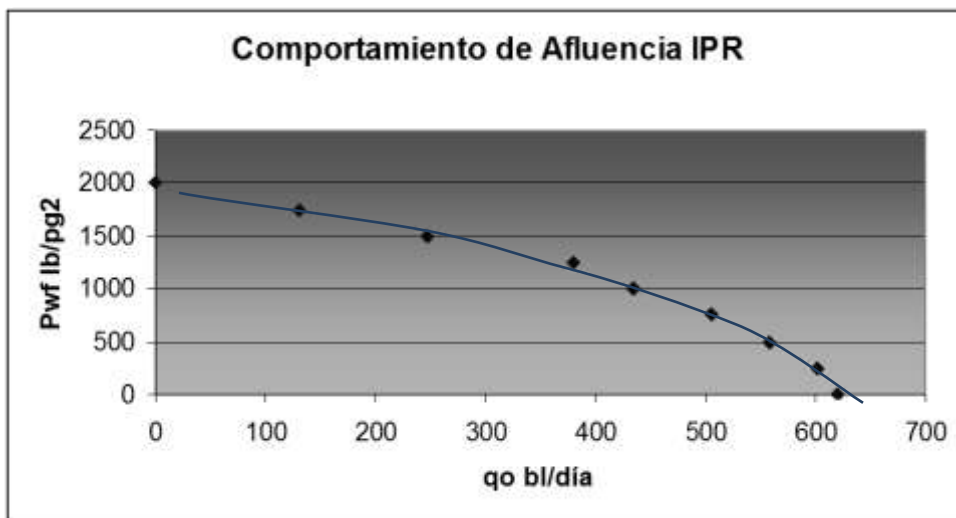
Se traza la curva de IPR, utilizando la curva de referencia de Vogel.

P_{wf} lb/pg ²	2000	1750	1500	1250	1000	750	500	250	0
q_o bl/día	0	130	248	380	434	505	558	601	620

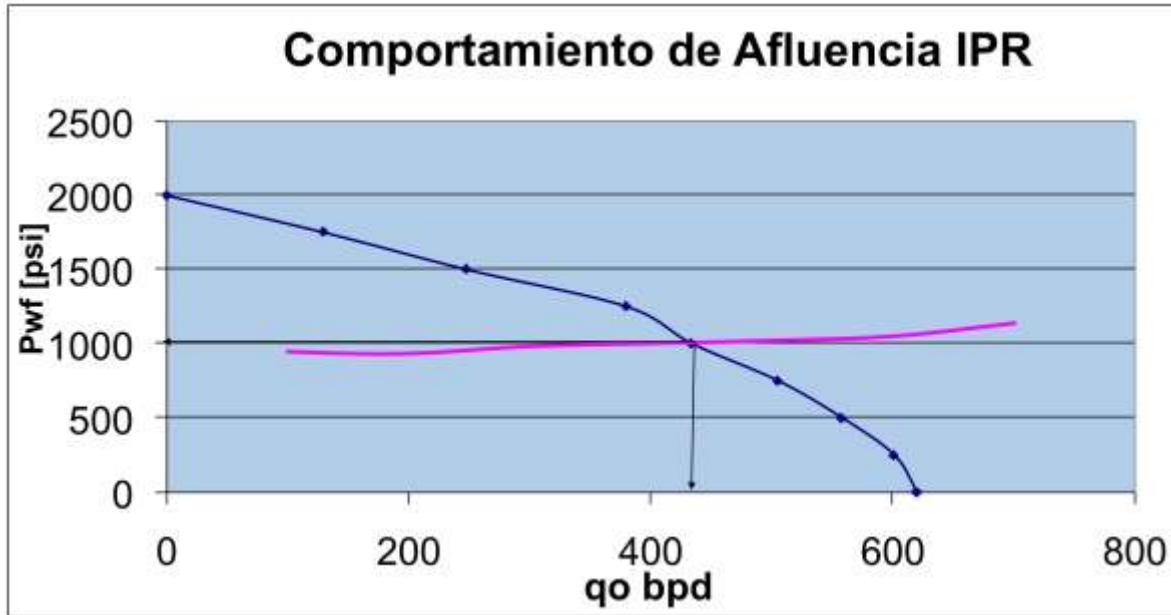
qo	Prof. Equivalente a Pth	Prof. Equivalente a Pwf	Pwf
(bpd)	(ft)	(ft)	(lb/pg2)
100	1900	6900	935
200	1700	6700	930
300	1600	6600	980
400	1400	6400	1000
500	1250	6250	1020
600	1150	6150	1050
700	1000	6000	1140

Utilizando las curvas de gradiente de presión, con gasto y diámetro de tubería conocidos, se determina la Pwf correspondiente para Pth = 120 [lb/pg2].

El proceso se presenta en la siguiente tabla:



Prof. Equivalente a P_{wf} = Prof. Equivalente a P_{th} + Prof de la TP



La intersección de la curva de P_{wf} con la curva de IPR, determina el gasto máximo que puede fluir hasta la superficie y la P_{wf} necesaria para vencer una contrapresión de 120 lb/pg² en la boca del pozo.

Ejemplo 8.2

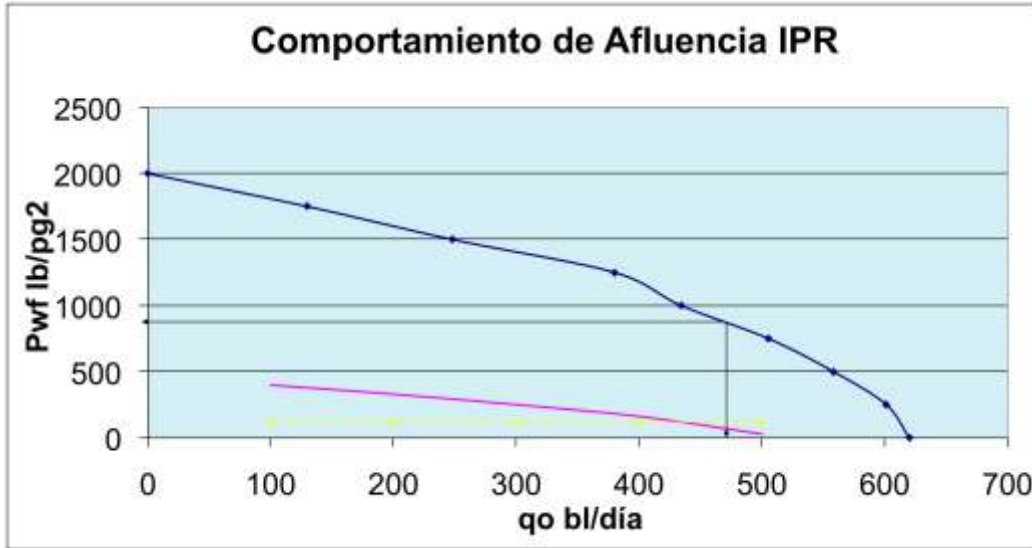
Se calcula P_{th} para gastos que coincidan con las curvas de gradiente conocidas a partir de la P_{wf} correspondientes a cada gasto obtenido de la curva de IPR. Los pasos a seguir se presentan en la siguiente tabla:

		a P_{wf}	a P_{th}	
(bpd)	(lb/pg ²)	(ft)	(ft)	(lb/pg ²)
100	1800	9400	4400	400
200	1600	8700	3700	330
300	1370	7800	2800	250
400	110	6750	1750	160
500	770	5300	300	25

* P_{wf} se obtiene de la curva de IPR

** Prof. equivalente a P_{th} = Prof. Equivalente a P_{wf} - Prof. de la TP

a intersección de la curva de P_{wf} con la curva de IPR, determina el gasto máximo que puede fluir hasta la superficie y la P_{wf} necesaria para vencer una contrapresión de 120 lb/pg^2 en la boca del pozo.



Considerando los siguientes datos:

$$q_o = 1000 \text{ bl/día (100\% aceite)}$$

$$R = 1000 \text{ pie}^3/\text{bl}$$

$$P_{sep} = 100 \text{ lb/pg}^2$$

Longitud de la tubería de descarga = 5000 pies
Calcular la presión de flujo en la boca del pozo P_{wh} para un diámetro de tubería de descarga de 3 pg.

Solución:

Diámetro de la tubería de descarga = 3 pg. Entrando en la abscisa con un valor de presión de 100 lb/pg^2 y bajando verticalmente hasta intersectar con la curva de $R = 1000 \text{ pie}^3/\text{bl}$.

Se lee en el eje de las ordenadas una longitud equivalente de 2000 pies, la que sumada a la longitud de la tubería de descarga es ahora 7000 pies.

Con esta profundidad y moviéndose ahora horizontalmente hasta intersectar la curva de $R = 1000 \text{ pie}^3/\text{bl}$ y subiendo hasta el eje de las presiones se lee un valor de 220 psi que es la presión solicitada.

Ejemplo 8. 4

Considerando los siguientes datos:

diámetro de la línea de descarga = 3 pg

$P_{sep} = 160 \text{ lb/pg}^2$

$P_{wh} = 600 \text{ lb/pg}^2$

Longitud de la tubería de descarga = 4500 pies

$R = 5000 \text{ pies}^3/\text{bl}$

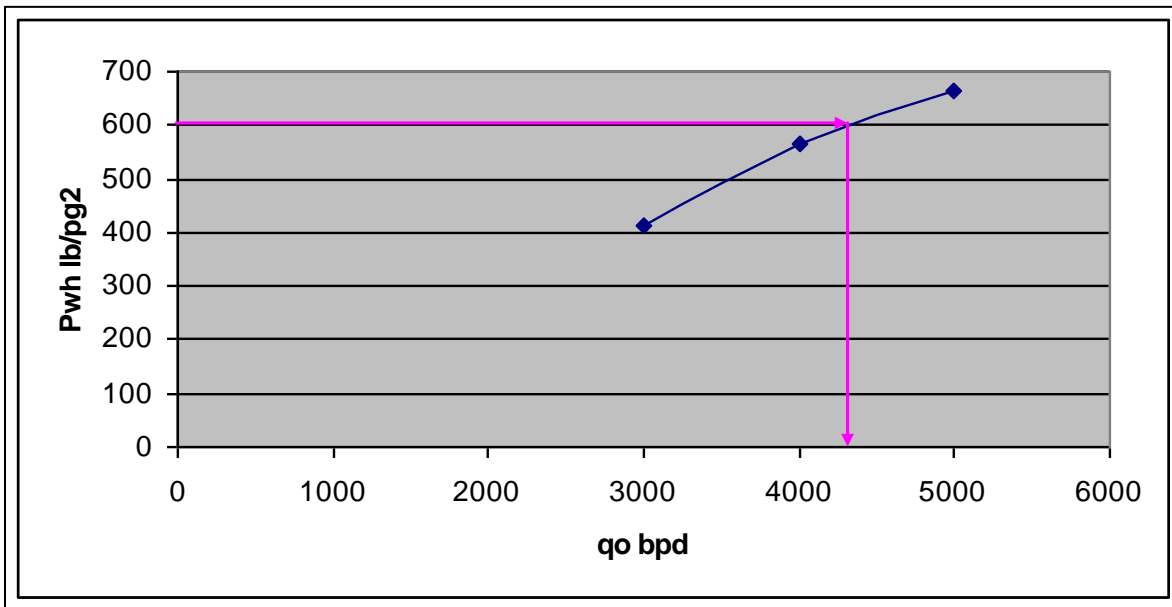
Encontrar el gasto posible de flujo a través de la tubería de descarga.

Solución:

- 1.- Suponer varios gastos.
- 2.- Determinar la presión en la cabeza del pozo para cada gasto, y preparar una tabla como la siguiente:

Gastos supuestos (bpd)	P _{wh} (psi)
3000	415
4000	565
5000	665

- 3.- Elaborar una gráfica de q vs P_{wh}.
- 4.- Con una presión en la cabeza de 600 lb/pg² se intersecta verticalmente la curva construida.
- 5.- Se lee horizontalmente hacia la izquierda hasta intersectar el eje de las abscisas y se lee el gasto de producción real de 4350 bl/día.



9 DISEÑO DEL APAREJO DE PRODUCCIÓN

El principal objetivo de un aparejo de producción es conducir los fluidos producidos por el yacimiento (gas, aceite, agua o ambos) hacia la superficie, y los de inyección hacia la formación en forma controlada.

Además, debe soportar los esfuerzos a los que estará sometido durante la terminación del pozo (inducciones, pruebas de admisión, estimulaciones, fracturamientos, fluidos corrosivos, etc.) y su vida productiva

9.1 Opciones de Terminación de un Pozo

La zona del yacimiento alrededor del pozo no debería perturbarse por las operaciones de la perforación. Muchos pozos son cementados con tubería de revestimiento para mantener la misma en seguridad del pozo y también para aislar el yacimiento. En caso de no haber aislamiento total, se puede hacer una terminación en agujero descubierto, siempre y cuando la formación sea lo suficientemente consolidada. Se puede usar la terminación de tubería ranurada, siempre y cuando la estabilidad del pozo lo permita, accede a no afectar al yacimiento con la cementación y tiene mayor área de comunicación del yacimiento con el pozo.

Para combatir el arenamiento del pozo y dañar al sistema y sus componentes, se usan los empacadores de grava que evitarán la incorporación de arena y granos finos a las tuberías ocasionando erosiones, sobre todo si las arenas son cuarcíferas; se usan mucho en sedimentos poco consolidados y tienen la función de preservar la permeabilidad e inclusive reducir la caída de presión por efecto de los empacadores.

Pozo fluyendo con T.P franca.- En la figura 9.1 se muestra la T.P que va colgada y situada a determinada profundidad sobre el intervalo productor. Los fluidos pueden ser explotados por dentro y fuera de la T.P, aunque no se recomienda que se produzca por espacio anular debido a que la T.R sería expuesta a danos por fricción y corrosión.

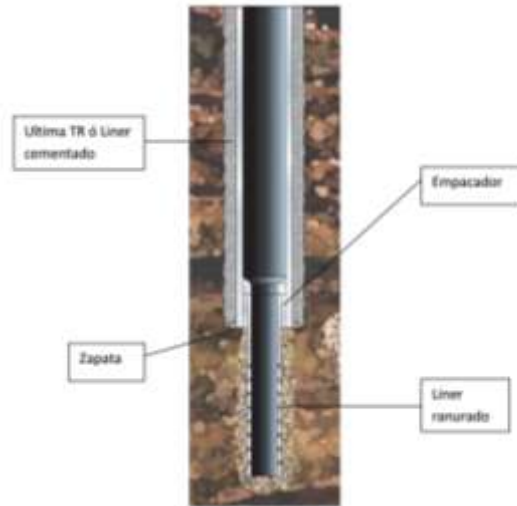


Fig 9.1 pozo fluyendo con TP franca

Después de que la zona productora sea perforada, una tubería de revestimiento o liner es introducida y cementada. Posteriormente es perforada a través de pistolas las cuales crean un conducto del yacimiento al pozo. Estas perforaciones deben atravesar la tubería de revestimiento, el cemento y la zona invadida del fluido de perforación, para que el flujo de hidrocarburos no pase por una zona dañada.

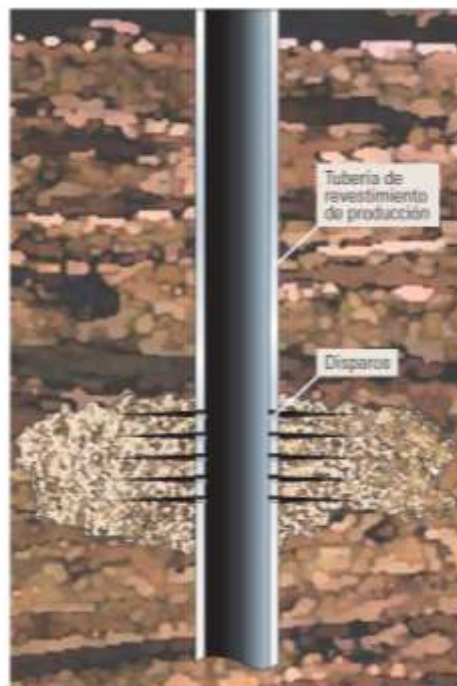


Fig 9.2 Terminación en agujero revestido

Después de haber perforado el intervalo productor se introduce una tubería ranurada o liner ranurado que se ancla por medio de un empacador cerca de la zapata de la tubería de revestimiento que por lo general se encuentra en la cima del intervalo productor. Esta tubería no es cementada.

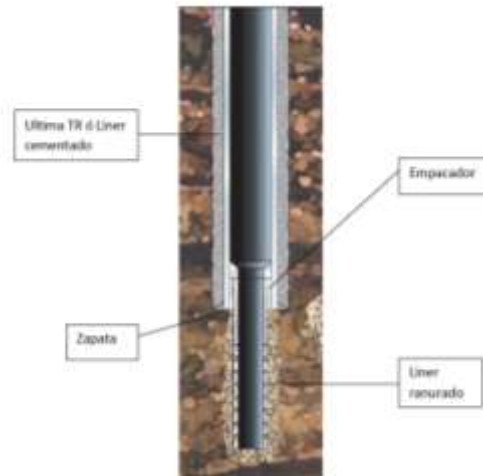


Fig 9.3 Terminación en tubería ranurada sin cementar

9.2 Clasificación de los Aparejos de Producción

De acuerdo a la función que realizan, los aparejos de producción, se clasifican en:

Bombeo Neumático Continuo (BNC)

En la figura 9.4 se observa el BNC, donde se introduce un volumen de gas a alta presión de forma constante por el espacio anular, donde mediante una válvula de fondo el gas pasara a la

T.P. La columna de fluido por encima del punto de inyección es aligerada por aireación causada por la baja densidad del gas inyectado. Esta disminución del peso de la columna de fluido permita la presión de fondo un incremento en la producción.

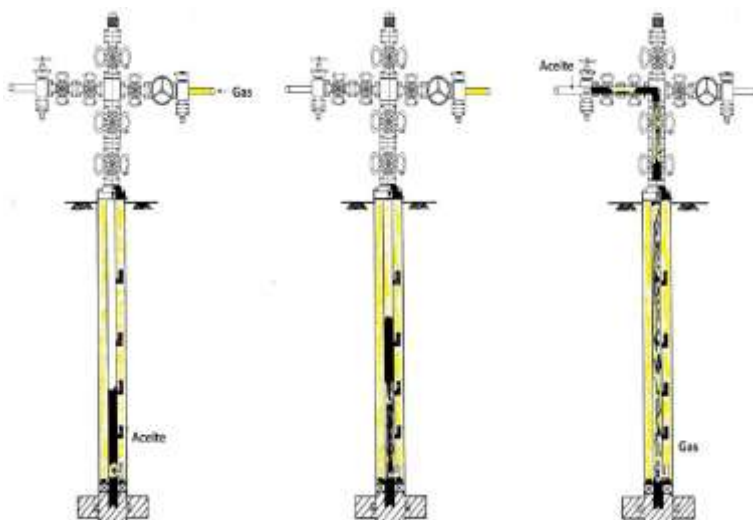


Fig 9.4 Bombeo Neumático Continuo.

Bombeo Neumático Intermitente (BNI)

En la figura 1.15 se observa el BNI, donde la producción del aceite es periódica, esto es debido a que el gas que es inyectado periódicamente en múltiples puntos o bien en un solo punto.

Un regulador en la superficie controla los tiempos de cada ciclo de inyección-producción.

Usualmente se utiliza en pozos con bajos volúmenes de fluido, un alto IP y bajas presiones de fondo, o bien, bajo IP y altas presiones de fondo. Debido a esto las válvulas serán abiertas para inyectar cierta cantidad de gas a distintos tiempos, donde la primera válvula será la que se encuentre por debajo de la columna o bache fluido, el fluido aligerado llegara a la siguiente válvula ubicada más arriba de la primera válvula, donde también será inyectado gas, que levantara aún más este fluido; esto se repite con las demás válvulas hasta llevar el fluido a la superficie.

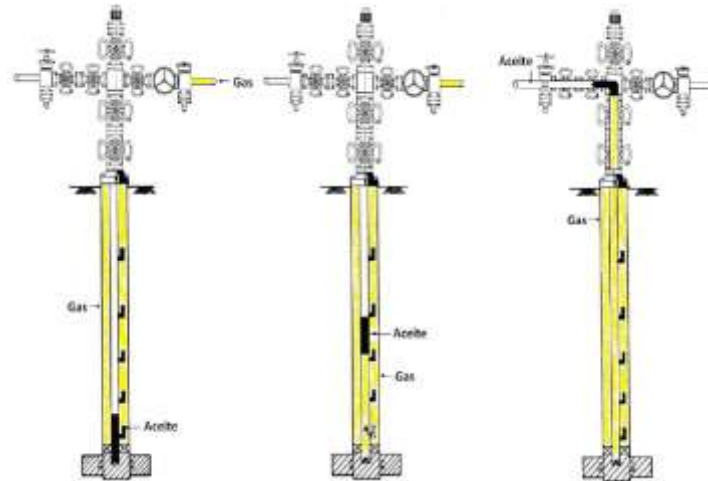


Fig 9.5 Bombeo Neumático Intermitente.

Sistema de Bombeo Hidráulico (BH)

El principio de funcionamiento del sistema de BH se basa en transmitir potencia mediante el uso de un fluido presurizado a través de la tubería, este fluido es conocido como fluido de potencia o fluido motriz, este fluido es utilizado por una bomba subsuperficial, la cual transforma la energía del fluido en energía potencial o de presión para el fluido producido, el cual será enviado a la superficie. En la figura 9.6 se ilustra el sistema de BH.

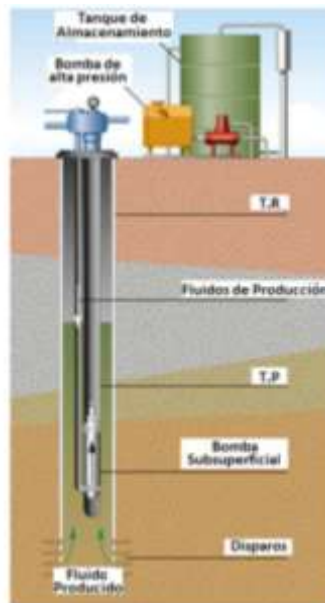


Fig 9.6 Sistema de Bombeo Hidráulico (BH)

Sistema de Bombeo Electrocentrífugo (BEC)

Un sistema BEC estándar consiste de instalaciones subsuperficiales como una bomba electrocentrífuga de etapas múltiples, intake y/o separador de gas, protector, motor eléctrico y cable de potencia. En sus instalaciones superficiales tiene un transformador, variador de frecuencia, caja de venteo y conexiones superficiales. También van incluidos todos aquellos accesorios que aseguran una buena operación como lo son: flejes de cable, extensión de la mufa, válvula de drene, válvula de contra presión, centradores, sensor de presión y temperatura de fondo, dispositivos electrónicos para control del motor, caja de unión y controlador de velocidad variable. En la figura 9.7 se muestra el sistema BEC.

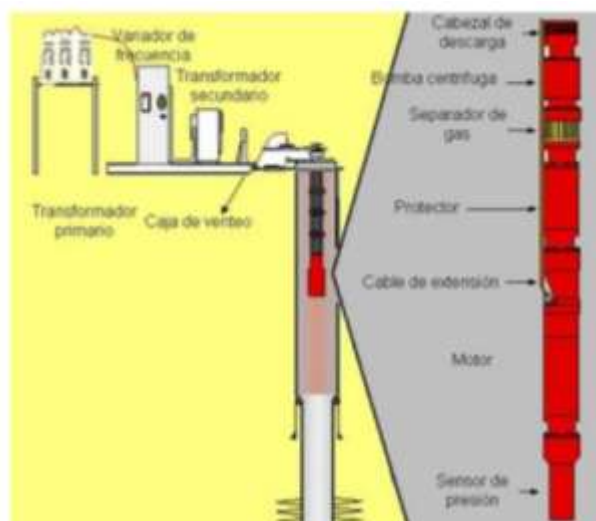


Fig 9.7 Sistema de Bombeo Electrocentrífugo (BEC)

Sistema de Bombeo Mecánico

La figura 9.8 muestra el sistema de bombeo mecánico, que básicamente consiste en instalar en el fondo de la T.P una bomba subsuperficial, la cual succiona aceite debido al movimiento recíprocante de un embolo, el cual se desplaza en forma ascendente y descendente en el interior de la bomba al ser puesto en operación desde la superficie por medio de un mecanismo conocido como unidad de bombeo mecánico, siendo accionado por la energía proporcionada de un motor eléctrico o de combustión interna, transmitiendo esta energía hasta el embolo a través de una sarta de varillas metálicas, las cuales van a unir a la unidad de bombeo mecánico con la bomba subsuperficial, siendo indispensable que la bomba se encuentre completamente sumergida en el fluido del pozo.

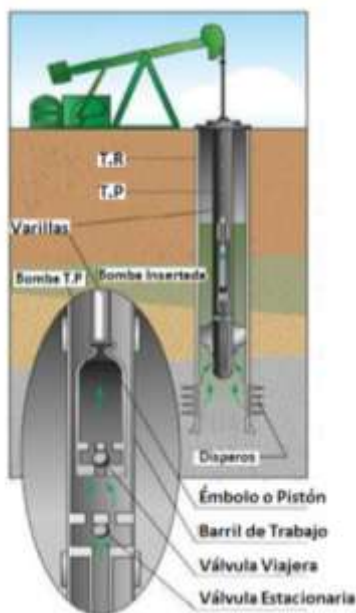


Fig 9.8 Sistema de Bombeo Mecánico (BEC)

9.3 Selección del Diámetro del Aparejo de Producción

El diámetro del aparejo de producción se realiza mediante un análisis nodal, que estudia simultáneamente el comportamiento de flujo del yacimiento al pozo y el IPR. El análisis nodal, relaciona las diferentes pérdidas de presión en el sistema, y en particular para este caso en el pozo, con la finalidad de optimizar la producción, para su análisis se selecciona el subsistema del pozo con el del flujo del yacimiento al pozo, en donde se encuentra la unión de estos subsistemas en el punto denominado nodo funcional.

La Figura 9.3, muestra un sistema de producción y los nodos más representativos y utilizados para el análisis del sistema mencionado:

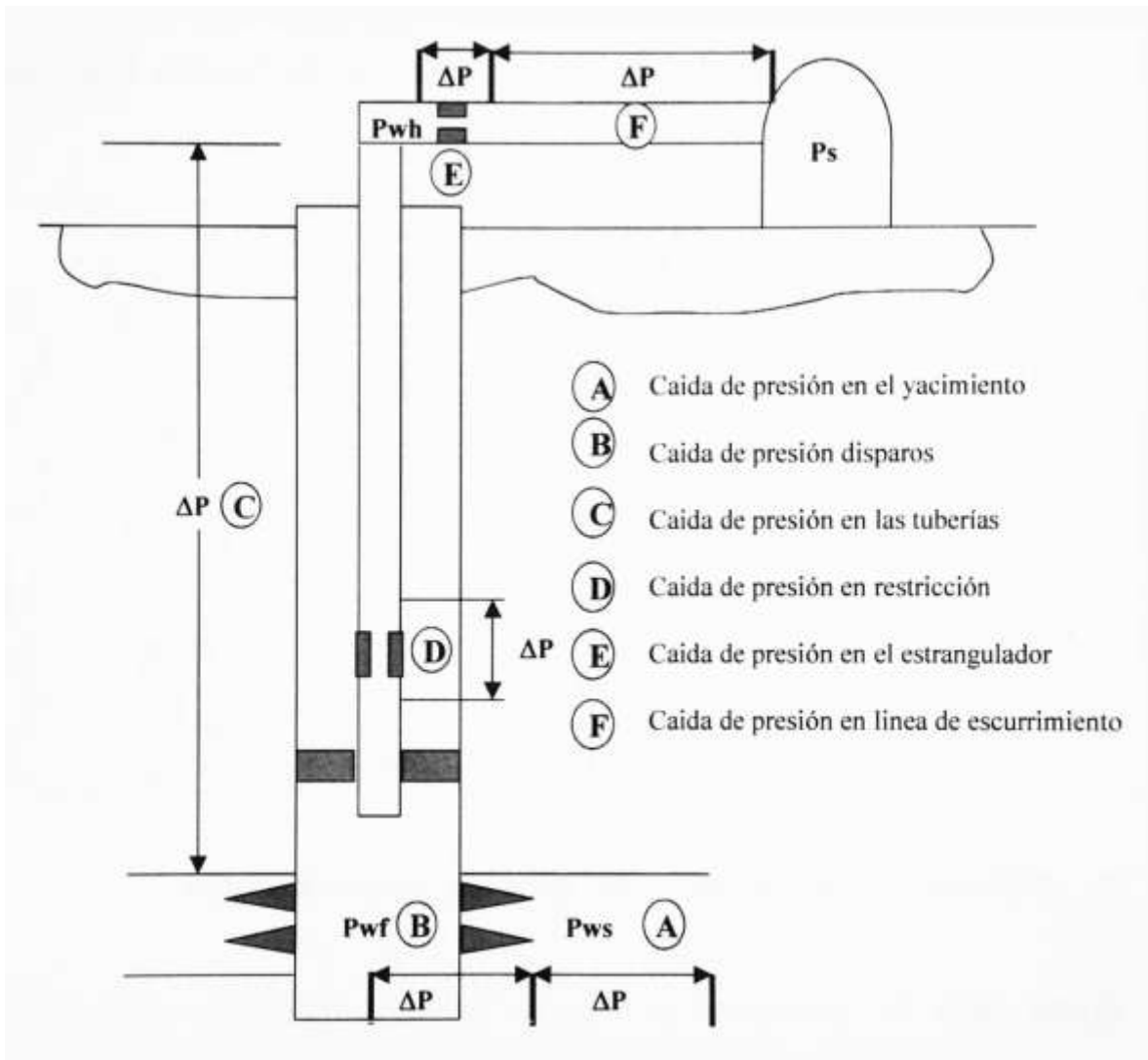


Fig. 9.9 Caídas de presión en el aparejo de producción.

Las caídas de presión en el aparejo de producción es resultado de los siguientes efectos:

Elevación

Siendo el componente más importante, representa el 90% de la caída de presión total y es una función de la densidad de la mezcla (agua, aceite y gas).

Fricción

Depende del tamaño y rugosidad de la tubería y es, principalmente, una función de la viscosidad del fluido.

Aceleración

Es el menos importante, en tuberías verticales, y es función del cambio de velocidad en la tubería.

El diámetro del aparejo debe ser tal que permita transportar los fluidos producidos con los gastos esperados, ya que si es muy pequeño restringirá la producción y si es muy grande se tendrían flujos inestables e intermitentes.

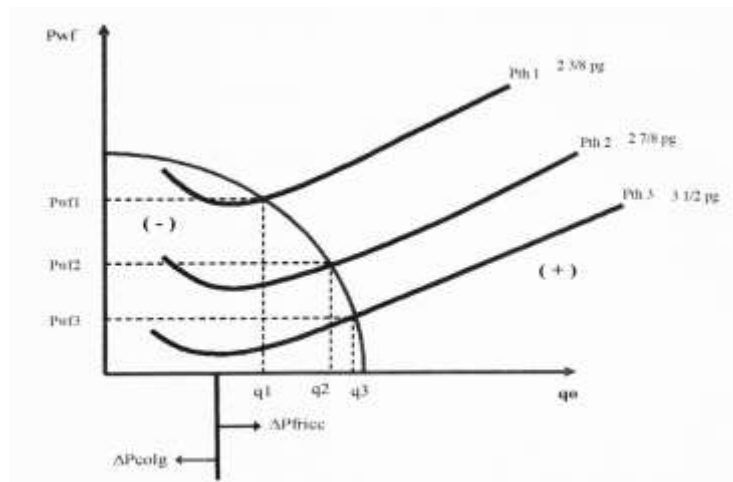


Fig. 9.10 Curvas típicas de IPR y comportamiento de flujo en aparejos de distintos diámetros.

La Figura 9.4 muestra un análisis de sensibilidad, con el que se determina el diámetro óptimo del aparejo de producción, observando que con un diámetro de 3 1/2 pg, se obtiene el máximo gasto. Las curvas tienen tres características importantes:

- La sección de pendiente negativa a gastos bajos es una indicación de flujo inestable en la tubería.
- El punto de inflexión de la curva indica el gasto crítico por debajo del cual el gas se separa del líquido y el pozo se cargará, cualquier gasto por abajo del gasto crítico mataría el pozo.
- La sección de pendiente positiva de la curva, muestra los gastos y presiones en los que la velocidad es lo suficientemente alta para llevar los fluidos a superficie.

9.4 Empacadores de Grava

El control de arena es posible con empacadores de arena que se emplean en las terminaciones del pozo, *Suman, et al (1983)*, hacen un resumen de las mejores prácticas de control de arena.

Un empacador de grava en la terminación, tiene arena de mayor tamaño que la arena de la formación y ésta es colocada dentro del empacador, sin embargo hay partículas más finas que se incorporan al flujo de fluidos en el sistema. Dos de los más comunes empacadores son los que están dentro de la tubería de revestimiento y los que se encuentran en agujero descubierto o denominados también como empacadores de grava anillados a la tubería de revestimiento (figura 9.5), éste último es exitoso ya que retiene la arena y ofrece la mínima resistencia al flujo dentro del empacador de grava, sin embargo, está limitado a terminaciones sencillas.

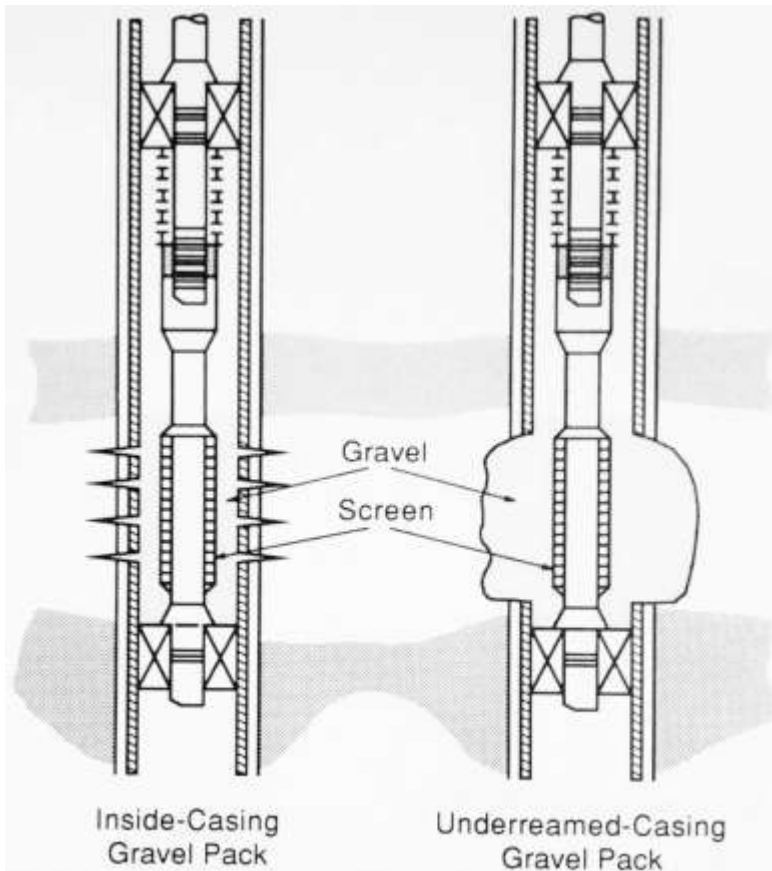


Fig. 9.11 Tipos comunes de empacadores en terminaciones.

9.5 Diseño de Grava y de la Malla

Un elemento crítico en el diseño de los empacadores de grava es el apropiado tamaño de la grava y la malla. Para mejorar el control de arena y maximizar la permeabilidad del empacador, la grava debe ser tan pequeña que los finos de la formación sean retenidos en el empacador y lo suficientemente grandes para que las arcillas y otras partículas pasen a través de empacador.

El primer paso para determinar el tamaño de la grava del empacador, es hacer la medición de la distribución del tamaño de las partículas de arena de la formación que constituye al yacimiento. Una muestra representativa del material de la formación debe ser obtenida, en orden de preferencia, fragmentos caídos, de núcleos o de núcleos de pared. Asimismo, las muestras de arena producida en pozos perforados no deben ser incluidas para este análisis del pozo, sin embargo, sí a manera de hacer una base de datos de la formación de tal forma que sea representativa en la distribución areal, siempre y cuando represente a la misma formación del yacimiento. En el pozo, la arena producida tenderá a tener partículas muy finas, mientras que la arena tendrá mayor proporción de granos de partículas más grandes.

El tamaño de la arena de la formación es obtenido con un análisis "Sieve", usando una serie del tamaño estándar de Sieve para los Estados Unidos, estandarizan el tamaño de la malla que está dado en la tabla 9.1, Perry, (1963). Los resultados del análisis de Sieve son reportados comúnmente en una escala semi-logarítmica de pesos acumulativos del material de la formación retenidos vs el tamaño del grano. Típicas distribuciones del tamaño de la arena en California y de la Costa del Golfo de los Estados Unidos, en arenas no consolidadas se muestran en la figura 9.6 Suman, et al (1983).

Tamaño estándar de la malla U.S.	TAMAÑO SIEVES	
	(µg)	(mm)
2 ½	0.315	8.00
3	0.265	6.73
3 ½	0.223	6.68
4	0.187	4.76
5	0.157	4.00
6	0.132	3.36
7	0.111	2.83
8	0.0937	2.38
10	0.0787	2.00
12	0.0661	1.68
14	0.0555	1.41
16	0.0469	1.19
18	0.0394	1.00
20	0.0331	0.840
25	0.0280	0.710
30	0.0232	0.589
35	0.0197	0.500
40	0.0165	0.420
45	0.0138	0.351
50	0.0117	0.297
60	0.0098	0.250
70	0.0083	0.210
80	0.0070	0.177
100	0.0059	0.149
120	0.0049	0.124
140	0.0041	0.104
170	0.0035	0.088
200	0.0029	0.074
230	0.0024	0.062
270	0.0021	0.053
325	0.0017	0.044

Tabla 9. 1 Tamaños estándar Sieve.

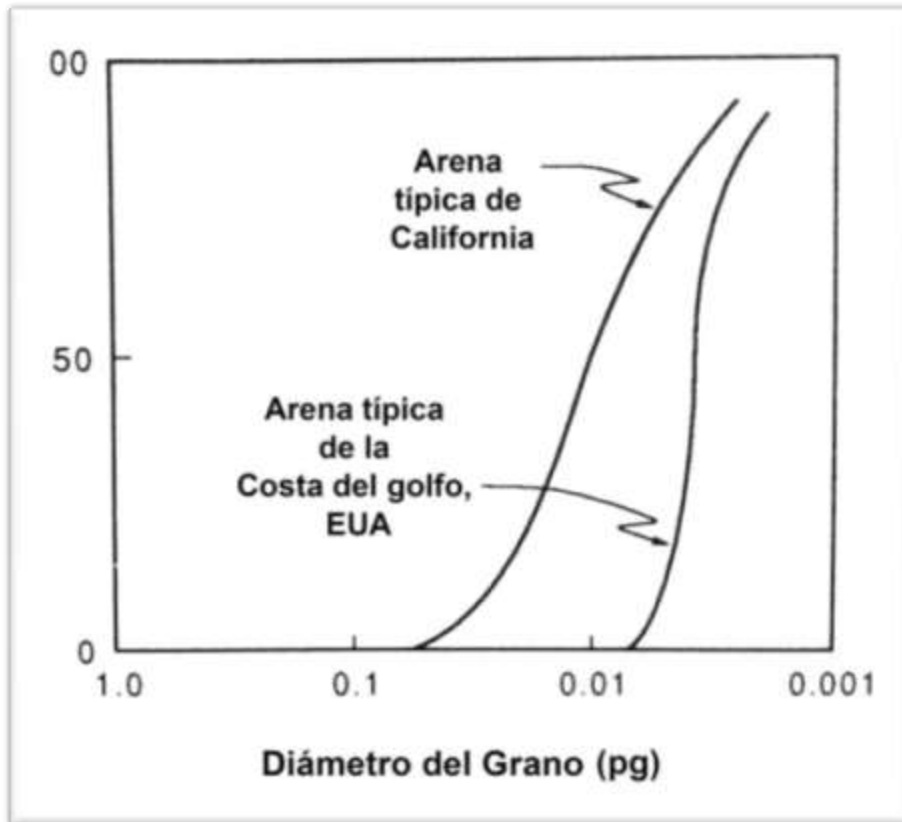


FIG.9.12 Distribución del tamaño de las arenas para California y Costa del Golfo, EUA (Suman et al, 1983).

Schwartz (1969) y Saucier (1974), presentaron correlaciones un tanto diferentes de tamaños de grava óptimos basados en el tamaño de la distribución del grano de formación. Las correlaciones de Schwartz dependen de la uniformidad de la formación y de la velocidad de la arena a través de la malla, pero para mayores condiciones de la arena no uniforme es:

$$D_{g40} = 6D_{f40} \tag{9.1}$$

Donde D_{g40} es el tamaño recomendado del tamaño de la grava y D_{f40} es el diámetro de la formación para la cual 40 wt % de los granos son de gran tamaño. Para fijar la distribución del tamaño de la grava, Schwartz recomienda que la distribución del tamaño de la grava se debería graficar como una línea recta en la gráfica estándar semi-logarítmica y un coeficiente de uniformidad, U_c , definido como:

$$U_c = \frac{D_{g40}}{D_{g90}} \quad (9.2)$$

Debería ser 1.5 o menos. De esos requerimientos encontramos:

$$D_{g,min} = 0.615D_{g40} \quad (9.3)$$

Y

$$D_{g,max} = 1.383D_{g40} \quad (9.4)$$

Donde $D_{g, min}$ y $D_{g, máx}$ son los tamaños mínimos y máximo de la grava a ser usados, respectivamente. Las ecuaciones (9.3 y 9.4) definen el rango del tamaño de la grava recomendado.

Saucier recomienda que la geometría del tamaño de la grava sea cinco o seis veces que la media del tamaño de la formación, o:

$$D_{g50} = (5 \text{ ó } 6)D_{f50} \quad (9.5)$$

Saucier no dio recomendaciones acerca del tamaño de distribución de la grava. Si aplicamos el criterio de Schwartz, entonces:

$$D_{g,min} = 0.667D_{g50} \quad (9.6)$$

$$D_{g,max} = 1.5D_{g50} \quad (9.7)$$

9.6 Productividad de Pozos con Empacadores de Grava

La productividad de un pozo con empacador de grava, está afectada por caída de presión en el empacador, si la caída de presión en el empacador es significativa al compararla con la caída de presión de la formación. En un empacador de agujero descubierto, la caída de presión debería ser muy pequeña comparada con la formación, a menos que la permeabilidad del empacador haya sido severamente reducida por las partículas de la formación. Si la productividad está expresada con base en el radio de la tubería, el empacador de grava debería contribuir a un efecto de daño negativo, así que funcionará como un pozo de mayor diámetro.

Para terminaciones con empacador dentro de la tubería, la caída e presión a través de las perforaciones pueden contribuir significativamente a una caída de presión. También desde la productividad de una arena no consolidada que requiere empacador de grava, es alta, la turbulencia en las perforaciones pueden agregar al flujo laminar, caída de presión a través de las perforaciones. Las contribuciones de caídas de presión a través de las perforaciones, pueden ser representadas por un factor de daño del empacador, s_g y el coeficiente para el relleno de grava en la perforación, D_g .

Golan y Whitson (1991), presentaron las siguientes ecuaciones para empacadores dentro de la tubería:

$$S_g = \frac{96khl_{perf}}{k_g(D_{perf})^2n} \quad (9.8)$$

Y para pozos de gas

$$D_{gg} = \frac{(2.5 \times 10^{-10} \gamma_g khl_{perf} \beta_g)}{\mu(D_{perf}^4)n^2} \quad (9.9)$$

Mientras que para pozos de aceite:

$$D_{go} = \frac{(1.8 \times 10^{-11} B_o \rho k h l_{perf} \beta_g)}{\mu (D_{perf}^4) n^2} \tag{9.10}$$

Dónde

kh = es el producto permeabilidad – espesor (md-pie)

l_{perf} = es la longitud de la perforación del empacador (pg)

k_g = es la permeabilidad de la grava (md)

D_{perf} = es el diámetro de perforación (pg)

γ_g = es la gravedad del gas, μ es la viscosidad (cp)

ρ = es la densidad del fluido (lbm/pie³)

n = es el número de perforaciones y (adimensional)

β_g = es el factor de turbulencia de la grava (adimensional)

El factor de turbulencia es correlacionado con la permeabilidad de la grava (Cooke, 1973), como:

$$\beta_g = b k_g^{-a} \tag{9.11}$$

Los valores a y b son constantes del tamaño de la grava común, están en la tabla 9.2 (Golan y Whitson, 1991).

Tamaño de la malla, E.U.A	Diámetro significativo (pg)	Permeabilidad (mD)	$\beta_g = b k_g^{-a}$	
			a	b
40/60	0.014	1.2x10 ⁵	1.6	2.12x10 ¹²
20/40	0.025	1.2x10 ⁵	1.54	3.37x10 ¹²
10/20	0.056	5x10 ⁵	1.34	8.4x10 ¹¹
8/12	0.080	1.7x10 ⁶	1.24	5.31x10 ¹¹

Tabla 9.2 Propiedades de la grava.

Las ecuaciones (9.8) a la (9.11) están basadas en el uso del radio de la tubería de revestimiento, no de la malla del radio como r_w . El término, $sg + D_{gq}$, cuando se agrega al término $[\ln(r_e/r_w) + s]$ se toma en cuenta para el aparente efecto de daños del empacador de grava. Otros efectos de daño están presentes, en particular, el efecto de daño de las perforaciones, ocurriendo también en el empacador que está dentro de la tubería y se agregará al factor de daño del empacador.

Finalmente, usando las ecuaciones (9.8) a la (9.11), las longitudes de las perforaciones únicamente deberían ser las longitudes a través de la tubería y del cemento, que es la diferencia entre el radio de la perforación y el radio interno de la tubería de revestimiento. Esto es porque parece poco probable que un túnel perforado sea mantenido en un medio no consolidado.

9.7 Ejercicios de Aplicación

Ejemplo 9.1

Selección del óptimo tamaño de la grava y de la malla.

Usando la correlación de Schwartz, determine el tamaño óptimo de la grava y de la malla para la arena no consolidada, cuya distribución del tamaño está dada en la figura 9.6.

Solución.

Correlación *Schwartz*. La distribución del tamaño de la arena no consolidada está graficada en la figura 9.7. Leyendo de la gráfica para una fracción de peso acumulativo de 40%, encontramos que $D_{f40} = 0.0135$ pg. El 40% del tamaño del grano de la grava es entonces $(6)(0.0135 \text{ pg}) = 0.081$ pg. El 90% del tamaño de grano es $D_{g40/1.5} = 0.054$ pg. La distribución del tamaño del grano recomendado se muestra gráficamente como la línea achurada en la figura 9.6; las intersecciones con la línea del peso acumulativo % 0 10, y % = 0, define el tamaño mínimo y máximo de la grava, respectivamente, calculado con las Ecs. (9.3) y (9.4) y son 0.05 y 0.11.

De la tabla 9.1, el tamaño Sieves más próximo corresponde al máximo y mínimo del tamaño de la grava son malla7 y malla16; una malla de arena 8/16 podría ser seleccionada, ya que la malla 7 es raramente usada. El tamaño de la malla debería ser menor que 0.0469 pg, así que todas gravas de malla 16 serán retenidas.

Ejemplo 9.2

Selección del óptimo tamaño de la grava y de la malla.

Usando la correlación de Saucier, determine el tamaño óptimo de la grava y de la malla para la arena no consolidada, cuya distribución del tamaño está dada en la figura 9.6.

Solución:

Correlación Saucier. De la distribución del tamaño de la arena, la media (D_{f50}) es encontrada que es 0.0117 pg. El tamaño de grava recomendado es $(5 \text{ ó } 6)(0.0117 \text{ pg}) = 0.059 \text{ ó } 0.070 \text{ pg}$, y de las Ecs. (9.6) y (9.7), el tamaño mínimo de grava es 0.039 a 0.047 pg, mientras que el máximo tamaño de la grava es 0.088 a 0.105 pg. Este rango se muestra como la zona sombreada en la figura 9.6. De la tabla 9.1, el tamaño de granos corresponde al tamaño Sieves de malla 8 y 16 ó 18. Una malla 8/16 podría ser seleccionada, con una malla menor a 0.0469 pg.

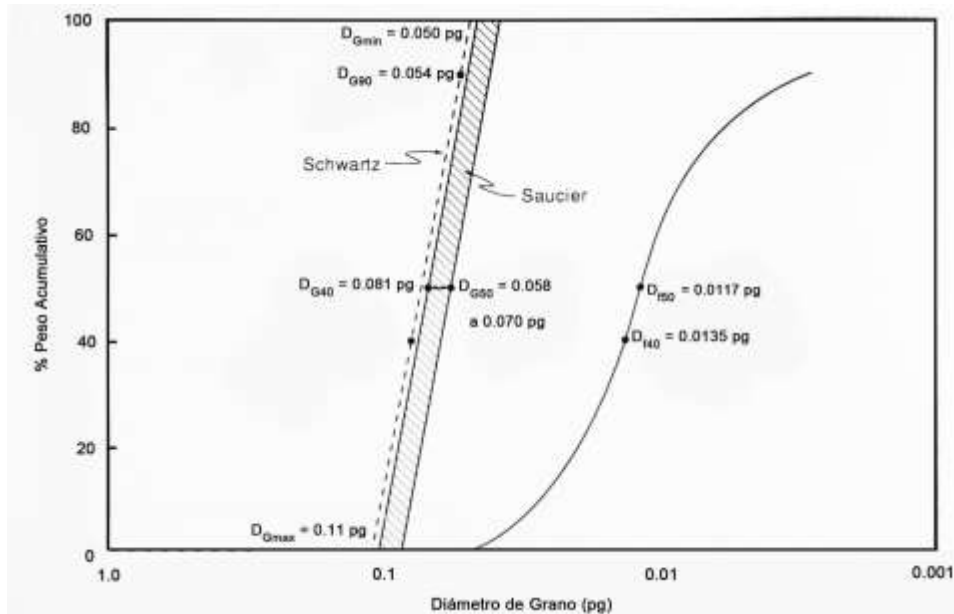


FIG.9 13 Predicciones de la distribución del tamaño de la grava por las correlaciones de Saucier y Schwartz.

Una vez que el tamaño de la grava ha sido seleccionado, es importante verificar que la grava usada esté conforme a este tamaño. La API (1986), recomienda que un mínimo de 96% del empacador de grava, la arena debiera pasar el curso designado por Sieve y ser retenida en el tamaño fino de Sieve

Ejemplo 9.3

Determine el gasto de un pozo de aceite con flujo radial con las siguientes características:

$$P_{ws} = 6200 \text{ lb/pg}^2$$

$$P_{wf} = 4900$$

$$\mu = 2 \text{ [cp]}$$

$$\rho_o = 39.27 \text{ [lb/pie}^3\text{]}$$

$$B_o = 1.63$$

$$\rho_{\text{disparos}} = 8 \text{ cargas/pie}$$

$$D_{\text{perf}} = 0.5 \text{ [pg]}$$

$$L_{\text{perf}} = 6 \text{ [pg]}$$

$$h = 23 \text{ [pies]}$$

$$k_g = 120,000 \text{ [mD]}$$

$$r_e = 835 \text{ [pies]}$$

$$r_w = 3 \frac{1}{2} \text{ [pg]} = 0.2917 \text{ [pies]}$$

tamaño de la malla = 20-40

Solución:

Calculando el daño S_g de la ec. 9.8

$$S_g = \frac{96khL_{\text{perf}}}{k_g(D_{\text{perf}})^2n} = \frac{96(578)(23)(6)}{120000(0.5)^2(8)(23)} = + 1.3872$$

De la ecu. Para flujo radial de aceite vista en el capítulo 2

Tenemos

$$q_o = \frac{k_o h (p_e - p_{wf})}{141.2 \mu_o B_o \ln\left(\frac{r_e}{r_w} - 0.75 + S_g\right)}$$

$$q_o = \frac{(578)(23)(6200 - 4900)}{141.2(2)(1.663)\left(\ln\left(\frac{835}{0.2917}\right) - 0.75 + 1.3872\right)} = 4280.7 \text{ BPD}$$

Ejemplo 9.4

Con la información del pozo del ejemplo 9.3 determine el coeficiente para relleno de grava en la perforación.

Solución:

Calculando el factor de turbulencia de la grava con la ec. 9.11 y obteniendo a y b de la tabla 9.2 se tiene

$$\beta_g = bk_g^{-a} = (2.12 \times 10^{12})(120000)^{1.54} = 31944.547$$

Sustituyendo β_g en la ecu. 9.10 tenemos

$$D_{go} = \frac{(1.8 \times 10^{-11} B_o \rho k h l_{perf} \beta_g)}{\mu (D_{perf}^4) n^2}$$

$$= \frac{(1.8 \times 10^{-11} (1.663) (39.27) (578) (23) (6) (31944.547))}{(2) (0.5^4) (8 \times 23)^2}$$

$$D_{go} = 7.08 \times 10^{-4} \text{ (bpd)}^{-1}$$

10. DISEÑO DE ESTIMULACIONES Y FRACTURAMIENTO

El sistema óptimo de producción es aquél que tiene las menores caídas de presión en sus componentes, uno de los aspectos que se pueden trabajar y optimizar es la permeabilidad de la formación que desde un principio es apretada y dada por las condiciones del medio ambiente de baja energía que ha ocasionado que la misma sea baja. También es necesario remover el daño que se ha producido durante la explotación del yacimiento con el fin de que el yacimiento provea de los hidrocarburos al sistema yacimiento–pozo–instalaciones superficiales.

Para realizar la estimulación o el fracturamiento, es necesario que se tenga el conocimiento de los ambientes de depósito con el fin de conocer las mineralogías que constituyen las formaciones de los yacimientos, el factor de daño kh y tener un equipo de trabajo integrado alrededor del yacimiento en las diferentes especialidades y los análisis de laboratorio.

10.1.1 Diseño de Acidificación en Areniscas

La acidificación que se emplea normalmente para remover el daño en las inmediaciones del pozo, es la técnica de estimulación matricial. El análisis contempla estudios de sensibilización de las rocas y su mineralogía con los ácidos y concentraciones a nivel de laboratorio, para definir las concentraciones y cantidades, así como volúmenes y ritmos de inyección. Se diseña un tratamiento para las areniscas que consiste en etapa de prelavado con la inyección de HCL , con 50 gal/ft, seguido de la inyección de 50 a 200 gal/ft de una mezcla de HF/HCl . Un post-lavado de diesel, agua salobre, o HCl que desplaza al HF/HCl del tubo del pozo. Una vez realizado el tratamiento, el gasto de ácido debe ser inmediatamente recuperado con el fin de evitar un daño por la reacción de los productos.

Selección del ácido

El tipo de ácido y las concentraciones que generalmente se seleccionan, han sido bajo la experiencia con las formaciones. Se han realizado tratamientos estandarizados que consisten en 15 % HCl para formaciones carbonatadas y una mezcla de 3% HF , 12% HCl . Para las areniscas se utiliza una etapa prelavado con 15% HCl como etapa. De hecho los 3/12 de la mezcla HF/HCl ha sido tan común que se ha referido genéricamente como ácido de lodo. En años recientes, se ha dado la tendencia a reducir la concentración de HF (Brannon et al, 1987) cuyo beneficio de reducción de concentración de HF es que disminuye el daño por los

precipitados de la reacción y evitar el riesgo de generar no consolidación de la formación en inmediaciones del pozo.

McLeod (1984), presentó algunas guías para la selección del ácido basado en experiencia intensa de campo. Sus recomendaciones para yacimientos de areniscas se muestran en la Tabla 10.1. Generalmente, las pruebas se realizan en núcleos de 1 pg de diámetro y 3 pg de longitud.

En la Figura 10.1 (Smith y Hendrickson, 1965), muestran la permeabilidad del núcleo como una función del ácido a través del volumen de poros y denominada como “curva de respuesta de ácido”. Las curvas muestran que las bajas concentraciones de HF disminuyen el daño en las etapas iniciales de inyección. Debe tomarse en cuenta que una prueba de laboratorio en un núcleo pequeño no es representativo a la escala de pozo, pero es una guía para el tratamiento de campo y tener el mejor modelo de acidificación. Experimentos de núcleos más grandes, como los reportados por Cheung y Van Arsdale (1992), reflejan mejor las condiciones de escala del campo.

Tabla 10.1 Acidificación de Arenisca

HCl solubilidad > 20%	Uso solo de HCl
Alta permeabilidad (+100 md)	
Alto cuarzo (80%), baja arcilla (<5%)	10% HCl-3% HF ^a
Alto feldespato (>20%)	13.5% HCl-1.5% HF ^a
Alta arcilla (>10%)	6.5 HCl-1% HF ^b
Alta arcilla de cloruro de hierro	3% HCl-0.5% HF ^b

Baja permeabilidad (10 md o menos)	
Baja arcilla (<5%)	6% HCl-1.5% HF ^c
Alta clorita	3% de HCl-0.5% HF ^d

^a Prelavado con 15% HCl
^b Prelavado con 5% HCl secuestrado
^c Prelavado con 7.5% de HCl o 10% de ácido acético
^d Prelavado con 5% de ácido acético

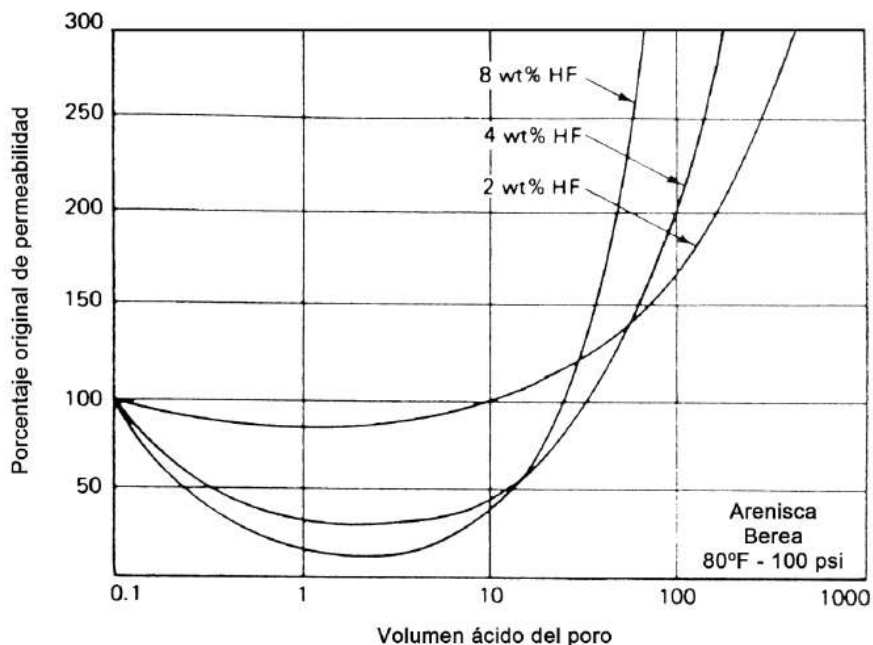


Figura 10.1. Curvas de respuesta de ácido (Smith y Hendrickson, 1965).

10.1.2 Volumen de Ácido y Gasto de Inyección

Las dos metas fundamentales de la acidificación son: remover el daño y disminuirlo por el proceso mismo de acidificación. Por ejemplo, si la zona dañada existe cerca de las perforaciones (i.e. 2 pg o menos de la región dañada), el daño puede ser removido con un mínimo gasto de ácido con una inyección a bajo gasto, así que el mayor volumen del ácido es reaccionado dentro de las 2 pg de la región dañada. El gasto bajo puede permitir precipitados de la reacción, reduciendo la efectividad del ácido. Así que el gasto óptimo está relacionado a la disolución de los minerales en la zona dañada.

La selección del volumen de ácido necesario está en función de: la profundidad de la zona dañada y de la curva de o respuesta del ácido en pruebas de laboratorio o análisis de sensibilidad de la roca al modelo de acidificación.

Modelos de Acidificación de Areniscas

Modelo de dos minerales.

El modelo común empleado es el de "dos minerales" (Hill et al, 1981; Heckim et al, 1982; Taha et al, 1989) que ubican a los minerales en una a dos categorías: especies de reacción rápida y de reacción lenta. Schechter (1982) categoriza los feldespatos, arcillas autigénicas y sílice amorfo como reacción rápida, mientras que los detritos de partículas minerales y granos de cuarzo son los minerales

primarios de reacción lenta. El modelo consiste de balance de materia aplicado al ácido HF y el reactivo de minerales, los que para flujo lineal, como en un núcleo impregnado por ácido, puede ser escrito como:

$$\frac{\delta(\varphi C_{HF})}{\delta t} + u \left(\frac{\delta C_{HF}}{\delta x} \right) = -(S_F^* V_F E_{f,F} + S_S^* V_S E_{f,S})(1 - \varphi) C_{HF} \quad (10. 1)$$

$$\left(\frac{\partial}{\partial t} \right) [(1 - \varphi) V_F] = \frac{(-M W_{HF} S_F^* V_F \beta_F E_{f,F} C_{HF})}{\rho_F} \quad (10. 2)$$

$$\left(\frac{\partial}{\partial t} \right) [(1 - \varphi) V_S] = \frac{(-M W_{HF} S_S^* V_S \beta_S E_{f,S} C_{HF})}{\rho_S} \quad (10. 3)$$

C_{HF} : es la concentración de HF

u : es el flujo de ácido

x : es la distancia

S_F^* y S_S^* : son las áreas específicas

V_F y V_S : son las fracciones de volumen

$E_{f,F}$ y $E_{f,S}$: son las reacciones de gasto constante basados en el gasto de reacción del HF

M_{WF} y M_{WS} : son los pesos moleculares

β_F y β_S : son las potencias de disolución de 100% de Hf

ρ_F y ρ_S : son las densidades de las reacciones rápida y lenta, respectivamente

Cuando son dimensionales, asumiendo que la porosidad permanece constante, esas ecuaciones son:

$$\frac{\delta \psi}{\delta \theta} + \frac{\delta \psi}{\delta \epsilon} + (M_{DA,F} \Lambda_F + N_{DA,S} \Lambda_S) \psi = 0 \quad (10. 4)$$

$$\frac{\delta \Lambda}{\delta \theta} = -N_{DA,F} N_{AC,F} \psi \Lambda_F \quad (10. 5)$$

$$\frac{\delta \Lambda_S}{\delta \theta} = -N_{DA,S} N_{AC,S} \psi \Lambda_S \quad (10. 6)$$

Donde las variables dimensionales están definidas como:

$$\psi = \frac{C_{HS}}{C_{HF}^0} \quad (10. 7)$$

$$\Lambda F = \frac{V_F}{V_F^0} \quad (10.8)$$

$$S = \frac{V_S}{V_F^0} \quad (10.9)$$

$$\epsilon = \frac{x}{L} \quad (10.10)$$

$$\theta = \frac{ut}{\phi L} \quad (10.11)$$

- ψ : es la concentración de HF (adimensional)
 Λ : es la composición mineral (adimensional)
 ϵ : es la distancia (adimensional)
 θ : porosidad (adimensional de tiempo)

Para el núcleo impregnado: L es la longitud del núcleo.

De las Ecs. (10.4) a la (10.6), dos grupos adimensionales aparecen para cada mineral, N_{Da} el número Damkohler y N_{Ac} el número de capacidad del ácido. Esos dos grupos describen la cinética y la *Stokiometría* de la reacción del HF con los minerales.

El número *Damkohler* es la relación entre el gasto de ácido consumido y el gasto de ácido convectivo, para la que la reacción rápida de mineral es:

$$N_{Da,F} = \frac{[(1 - \Phi_0)V_F^0 E_{f,F} S_F^* L]}{u} \quad (10.12)$$

El número de capacidad del ácido es la relación de la cantidad de mineral disuelto por el ácido por cada unidad de espacio poroso de la roca a la cantidad de mineral presente en la unidad de volumen de roca, para la que la reacción rápida de mineral es:

$$N_{Ac,F} = (\Phi \beta_F C_{HF}^0 \rho_{acid}) / [(1 - \Phi) V_F^0 \rho_F] \quad (10.13)$$

Donde la concentración de ácido está en fracción de peso.

Como el ácido es inyectado en la arenisca, se establece un frente de reacción entre el HF y los minerales de reacción rápida. La forma de este frente depende de N_{DaF} . Para los números *Damkohler*, el gasto de convección es alto con

respecto al gasto de reacción y el frente será difuso. Con un elevado número *Damkohler*, el frente de la reacción será relativamente de cuña porque el gasto de reacción es alto comparado con el gasto de concentración. La figura 10.2 (*da Motta et al, 1992^a*) muestra perfiles de concentración para valores altos y bajos de $N_{Da,F}$.

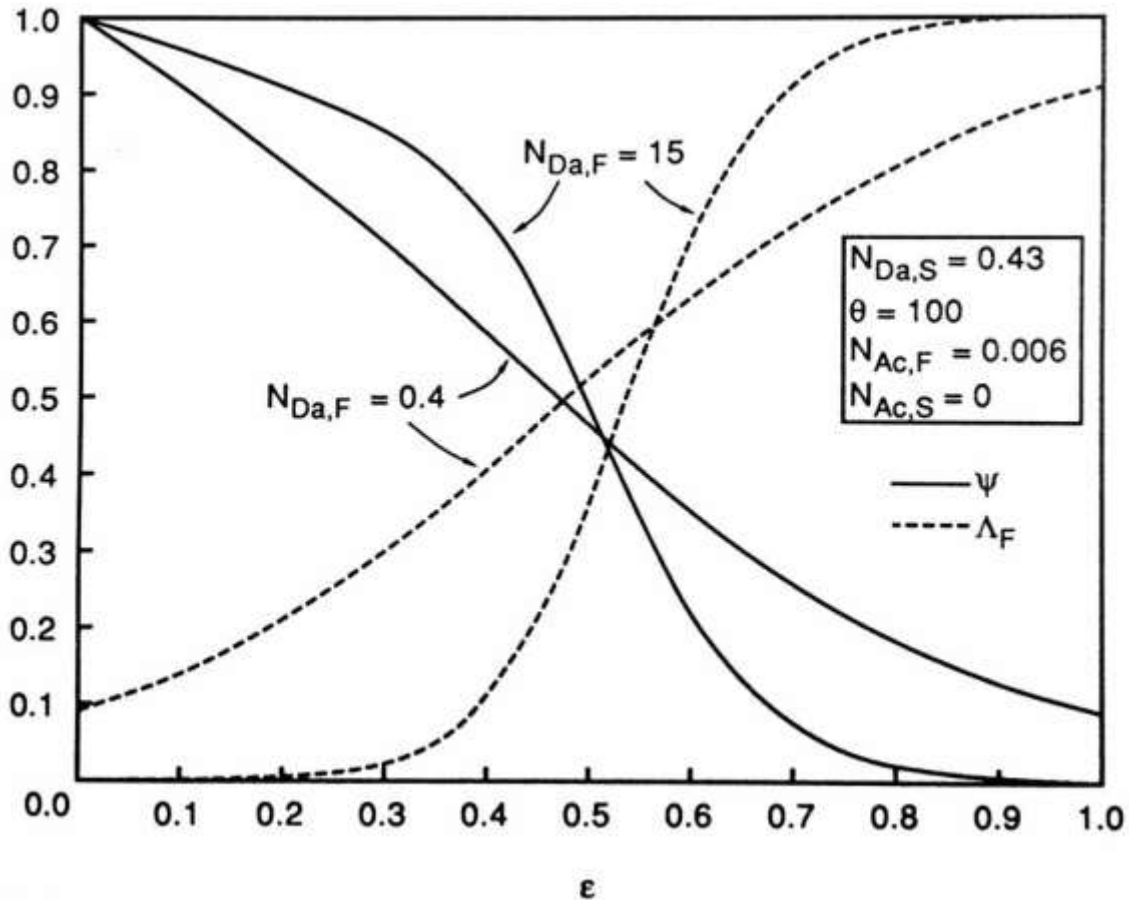


Figura 10.2. Perfiles de concentración de ácido y mineral de reacción rápida.

Schechter (1992) presento una solución aproximada que es válida para números altos de *Damkohler* ($D_a^{(F)} > 10$) y es útil para propósitos de diseño. Esta solución aproxima el frente de reacción rápida de minerales como un frente de cuña, de tal forma que detrás del frente todos los reactivos han sido removidos. Contrariamente, en el frente no ha ocurrido la disolución. La reacción entre los minerales de lenta reacción y el *HF* detrás del frente, sirve para eliminar la concentración de *HF* alcanzada en el frente. La localización del frente está dada por:

$$\theta = [\exp(N_{Da,S}\epsilon f) - 1]/(N_{Ac,F}N_{Da,S}) + \epsilon f \tag{10. 14}$$

La que relaciona el tiempo adimensional a la posición adimensional del frente dividido por la longitud del núcleo para flujo linear. La concentración adimensional detrás del frente es:

$$\Psi = \exp(-N_{Da,s}\epsilon) \tag{10. 15}$$

Una característica particularmente conveniente de esta aproximación es que es aplicable a flujo laminar, radial y elipsoidal. El flujo radial representa el flujo de ácido de un agujero abierto de la terminación y puede también ser una aproximación razonable a la del flujo de un pozo perforado con suficiente densidad de perforaciones. La geometría del flujo elipsoidal aproxima al flujo alrededor de una perforación (fig. 10.3). Las variables apropiadas adimensionales y grupos de esos tres campos de flujo (tabla 10.2.). Para la geometría de perforación, la posición del frente, ϵ_f , depende sobre la posición a lo largo de la perforación.

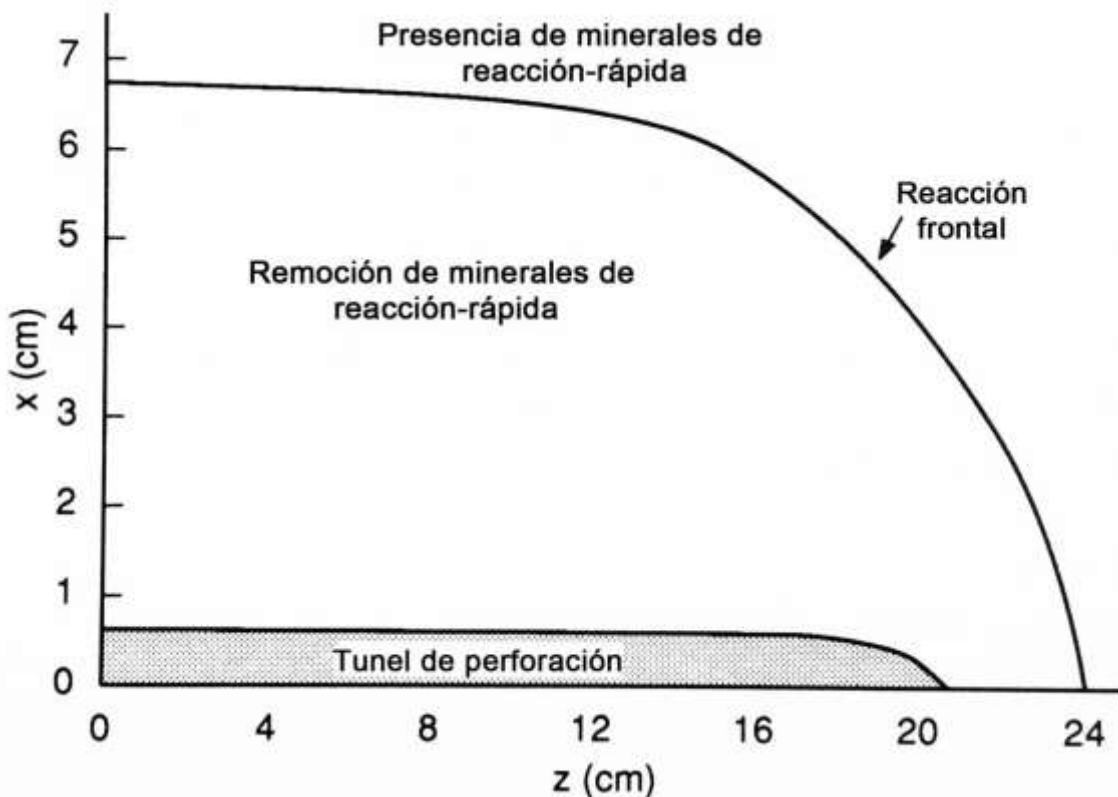


Figura 10.3. Flujo elipsoidal alrededor de una perforación.

Tabla 10.2 Grupos adimensionales en modelo de acidificación en areniscas.

Geometría de Flujo	ϵ	θ	$N_{Da,S}$
Linear	x/L	$ut/\Phi L$	$\frac{(1 - \Phi)V_S^0 E_{f,S} S_S^* L}{u}$
Radial	$\frac{r^2}{r_w^2} - 1$	$\frac{q_i t}{\pi r_w^2 h \Phi}$	$\frac{(1 - \Phi)V_S^0 E_{f,S} S_S^* \pi r_w^2 h}{q_i}$
Elipsoidal	Penetración desde el punto de la perforación $\frac{1}{3} \bar{z}^3 - \bar{z} + \frac{2}{3}; \bar{z} = z/l_{perf}$ Penetración adyacente al pozo $\frac{1}{3} \left(\bar{x} + \frac{1}{\bar{x} + \sqrt{\bar{x}^2 + 1}} \right)^3 - \frac{1}{3}$ $\bar{x} = \frac{x}{l_{perf}}$	$\frac{q_{perf} t}{2\pi l_{perf}^3 \Phi}$	$\frac{2\pi(1 - \Phi)l_{perf}^3 S_S^* V_S^0 E_{f,S}}{q_{perf}}$

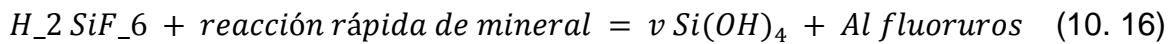
El número *Damkohler* para la reacción lenta de minerales y el número de capacidad del ácido para la reacción rápida de minerales, son únicamente los grupos adimensionales que aparecen en esta solución. $N_{Da,S}$ regula que tanto el *HF* alcanza el frente; si la reacción lenta de minerales reacciona relativamente rápido al gasto de concentración, poco ácido será disponible para propagar el frente de mineral rápido.

El número de capacidad del ácido para la reacción lenta de minerales no es importante, debido a que el suministro de fluido de reacción lenta de minerales es en la mayoría constante detrás del frente. $N_{AC,F}$ afecta directamente al gasto del frente de propagación: a mayor fluido de reacción rápida de mineral está presente, será lento el frente. $N_{DA,F}$ no aparece porque se ha asumido que el frente tiene forma de cuña, implicando que $D_{NA,F}$ es infinito. Esta solución puede ser usada para estimar el volumen de ácido necesario para remover el fluido de reacción rápida de minerales de una región dada alrededor del pozo o perforación.

$N_{AC,F}$ y $N_{DA,S}$ pueden ser calculados con la E.10.3 y la Tabla 10.2 basado en la mineralogía de la roca o puede ser obtenida de experimentos.

Modelo de tres minerales, dos ácidos

Bryant (1991) y *da Motta et al (1992b)*, presentaron evidencias que el proceso de acidificación de las areniscas no está descrito adecuadamente por el modelo de dos minerales, particularmente a elevadas temperaturas. Esos estudios sugieren que la reacción del ácido fluorsilíceo (H_2SiF_6) con los minerales aluminosilicatos (reacción rápida) puede ser significativo. Esto agrega la siguiente reacción al modelo de dos minerales:



Las implicaciones prácticas de esta reacción son significativas, porque se requiere menos cantidad de *HF* para consumir el fluido de reacción rápida de minerales con un volumen dado de ácido porque el ácido fluorsilíceo, también reaccionará con esos minerales y el producto de la reacción, $Si(OH)_4$ (gel de sílice) será precipitado. Esta reacción permite al *HF* penetrar más dentro de la formación

El modelo de tres minerales – dos ácidos, no ha sido probado extensamente, se sugiere que usando este modelo para predecir el volumen de ácido requerido será una investigación conservativa, principalmente para aplicaciones de alta temperatura.

Modelos de precipitación

Walsh et al (1982) propuso un modelo que asume que todas las reacciones están en equilibrio; todos los gastos de reacciones son infinitamente rápidos. En la figura 10.3 se muestra el resultado de este modelo, que es un diagrama de tiempo – distancia para la inyección de 4% de concentración de *HF/11*, concentración de *HCl* dentro de la formación que contiene calcita, kaolinita y cuarzo. La gráfica muestra regiones donde la sílice amorfa y el fluoruro de aluminio tenderán a precipitar. Una línea vertical, representa la especie de mineral presente como una función de la distancia si todas las reacciones están en equilibrio.

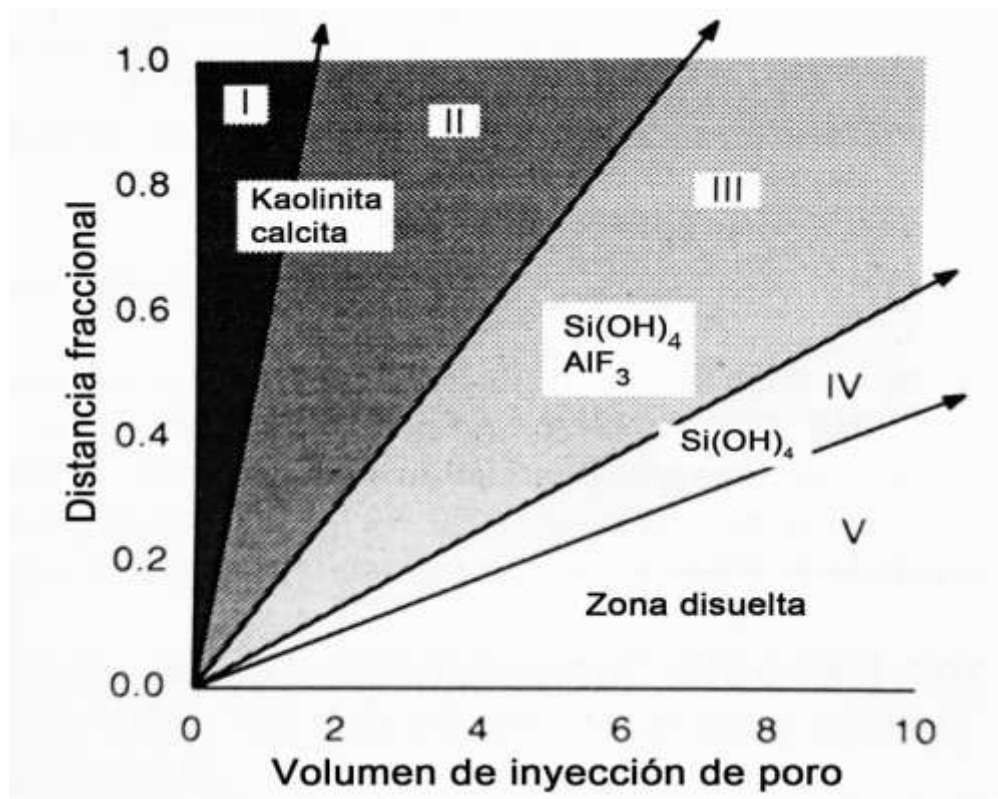


Figura10.3. Diagrama tiempo–distancia mostrando regiones de posible precipitación.

Sevougian et al (1992) presentó un modelo geoquímico que incluye la cinética para las reacciones de disolución y precipitación. Este modelo muestra que el daño de la precipitación será cada vez menos, si tanto la disolución como la precipitación no son instantáneas. La figura 10.4 muestra predicciones de regiones y concentraciones de precipitados para cuatro diferentes gastos de reacciones de precipitados (minerales AC y DB son precipitados). En la medida que el gasto disminuye la cantidad de daño del precipitado formado disminuye.

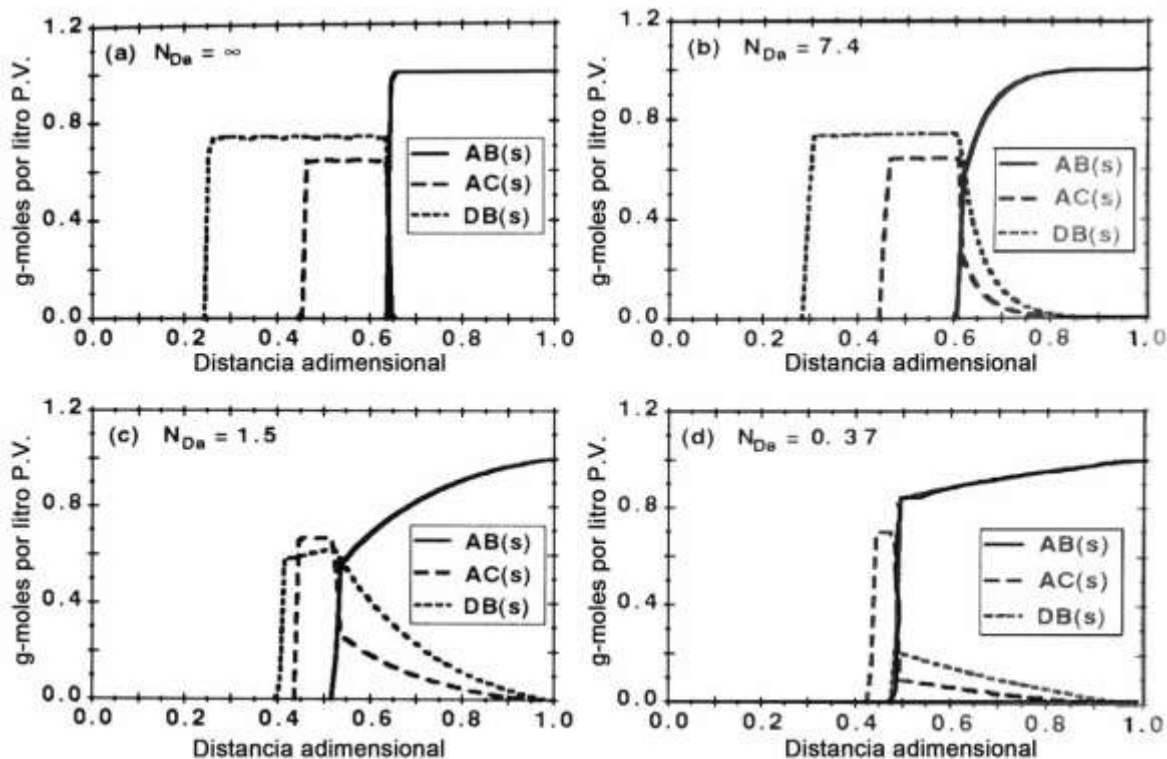


Figura 10.4. Efecto de precipitación cinética sobre regiones de precipitados de formación.

Modelos de permeabilidad

Para predecir la respuesta de acidificación de la formación, es necesario predecir los cambios en la permeabilidad, en la medida que el ácido disuelve algunos minerales de la formación y otros minerales precipitados. La permeabilidad se incrementa a medida que el poro y garganta de poro son agrandados por la disolución del mineral. Al mismo tiempo, pequeñas partículas son removidas del material cementante y algunas veces esas partículas se alojarán (quizás temporalmente) en las gargantas de poro, reduciendo la permeabilidad.

Cualquier precipitado formado, tenderá a disminuir la permeabilidad. La formación de CO_2 como minerales de carbonato son disueltos y pueden ser causa temporal de reducción relativa de la permeabilidad a los líquidos.

La compleja naturaleza de la permeabilidad ha hecho impráctica su predicción como resultado se han generado correlaciones empíricas relacionando el incremento de la porosidad durante la acidificación. Las correlaciones más comunes son las de *Labrid (1975)*, *Lund y Fogler (1976)* y *Lambert (1981)*:

$$\text{Labrid: } \frac{k_i}{k} = M \left(\frac{\phi_i}{\phi} \right)^n \quad (10.17)$$

Donde :

K y ϕ son la permeabilidad y porosidad inicial y k_i y ϕ_i son la permeabilidad y porosidad después de la acidificación. M y n son constantes empíricas, reportadas a ser 1 y 3 para la arenisca *Fontainbleu*.

$$\text{Lund y Fogler: } \frac{k_i}{k} = \exp \left[M \left(\frac{\phi_i - \phi}{\Delta\phi_{\max}} \right) \right] \quad (10.18)$$

Donde $M = 7.5$ y $\Delta\phi_{\max} = 0.08$ mejor ajustada para la arenisca *Phacoides*

$$\text{Lambert: } k_i/k = \exp [45.7(\phi_i - \phi)] \quad (10.19)$$

La expresión Lambert es idéntica a Lund y Fogler cuando: $M/\Delta\phi_{\max} = 45.7$

Usando los valores de las constantes sugeridas, la correlación de Labrid predice el más pequeño incremento de permeabilidad, seguido de *Lambert* y luego *Lund* y *Fogler*. El mejor acercamiento en usar esas correlaciones es seleccionar constantes empíricas basadas en respuestas de núcleos del yacimiento, si están disponibles. Careciendo de datos de la formación, la ecuación de Labrid permitirá el diseño más conservativo.

10.2 Fracturamiento Hidráulico

El objetivo del fracturamiento hidráulico es incrementar la productividad del pozo creando una ruta o camino altamente conductivo (en comparación con la permeabilidad del yacimiento) a partir de cierta distancia del pozo y hacia el interior de la formación. Generalmente la conductividad es mantenida por un sustentante o apuntalante de arena para mantener la fractura abierta logrando así que los hidrocarburos tengan una ruta o canal por donde fluir hacia el pozo.

El fracturamiento hidráulico consiste en mezclar una serie de componentes químicos para crear un fluido fracturante, dicho fluido es bombeado hacia la formación productora a presiones y gastos lo suficientemente altos para crear y propagar la fractura a través de la formación.

En primer lugar, se bombea un “colchón” o “pad” de fluido sin apuntalante, es decir, fluido o gel lineal para iniciar y establecer la propagación de la fractura a

través de la formación productora. Esto, es seguido por el gel mezclado con un sustentante o apuntalante. Este gel continúa siendo bombeado hasta extender la fractura y simultáneamente transportar el sustentante a través de la formación.

Después de que el fluido es bombeado y se han alcanzado los gastos y presiones deseadas para establecer la geometría de la fractura, el gel químicamente se rompe, es decir, baja su viscosidad logrando así que este fluya hacia fuera del pozo, dejando así una fractura altamente conductiva para que el aceite y/o gas fluyan fácilmente hacia el pozo, dejando así una fractura altamente conductiva para que el aceite y/o gas fluyan fácilmente hacia el pozo.

10.2.1 Diseño de un Fracturamiento Hidráulico

Muchos factores influyen en la efectividad y costo de un tratamiento de fracturamiento hidráulico. En esencia, se tiene muy poco control en cómo y dónde se propagaran las fracturas. Nuestros esfuerzos se han concentrado y están limitados en la selección del tipo de apuntalante, los volúmenes apropiados de materiales, los gastos de inyección y los volúmenes para ser bombeados, así como un programa de bombeo. Se han tenido algunos desarrollos exitosos en el crecimiento vertical de la fractura controlando la viscosidad y/o usando diferentes tipos de aditivos durante el fracturamiento hidráulico.

Con la tecnología actual, el proceso completo de un diseño puede usar un conjunto de datos y/o características como las mencionadas a continuación, para evaluar el potencial de producción del yacimiento y para especificar la información apropiada para el diseño del fracturamiento hidráulico.

1. Radio de drene y configuración
2. Distribución de la zona productora
3. Permeabilidad de la formación, porosidad, saturación de hidrocarburos y perfil de distribuciones de estos parámetros
4. Propiedades de los fluidos de formación
5. Presión estática del yacimiento
6. Temperatura de la formación
7. Altura de la fractura y crecimiento de la extensión de la misma que ocurrirá durante el tratamiento de fracturamiento
8. Extensión de la fractura y perfiles de esfuerzos de cierre
9. Presión neta crítica de fractura
10. Relación de Poisson y perfiles de densidad.

11. Características reológicas del fluido de fracturación, puede ser posible que sea necesario especificar estos valores como función de la velocidad de corte, tiempo y temperatura.
12. Características de flujo y pérdidas de presión por los disparos
13. Pérdida del fluido de fracturamiento y si es necesario, la dependencia de este con la temperatura.
14. Coeficiente de filtrado del fluido de fracturamiento, y si es necesario, el comportamiento como una función de la presión diferencial y la temperatura.
15. Extensión vertical y altura neta del filtrado.
16. Propiedades térmicas del fluido.
17. Tamaño del apuntalante.
18. Densidad del apuntalante.
19. Conductividad del apuntalante como función de los esfuerzos de cierre, tipo de apuntalante, tamaño de la distribución del apuntalante, concentración del apuntalante en la fractura, y empacamiento dentro de la formación.
20. Presión de empacamiento y/o integración de la formación
21. Configuración de los disparos (intervalos, disparos por pie, y tamaño de los agujeros)
22. Configuración y características del árbol de válvulas, tamaños y presiones que soportan.

Los puntos 1 al 4 pertenecen principalmente a las características de comportamiento del yacimiento. Los puntos 5 y 6 pertenecen tanto a aspectos del yacimiento como del fracturamiento. Los puntos 7 a 22 se refieren principalmente al diseño del fracturamiento hidráulico.

Aunque la lista parece ser un poco sencilla, no refleja fielmente los muchos factores que intervienen en el diseño de fracturamiento.

La sensibilidad y veracidad de la predicción de resultados depende de la calidad de la información y el costo del fracturamiento; de la naturaleza y experiencia de los equipos de trabajo. En algunas áreas, puede ser típico y normal para algunos operadores progresar a través de un extensivo proceso y probando con diferentes tipos de fluidos, tamaños del tratamiento y procedimientos que los llevan a conseguir resultados aceptables. En esas áreas donde los tratamientos de fracturamiento constituyen una pequeña parte del total de los costos de perforación y terminación por ejemplo, formaciones de alta permeabilidad donde las fracturas son muy cortas, estas aproximaciones generalmente son usadas para

obtener resultados efectivos. De cualquier manera, en formaciones de baja permeabilidad donde se requieren que los tratamientos sean muy penetrantes, la calidad de los parámetros antes mencionados tiene que ser muy buenos. En áreas donde existen grandes tratamientos y las cantidades son cercanas a la mitad del total de los costos del pozo, la importancia del fracturamiento es igual o mayor que el desarrollo de pozos para incrementar las reservas.

Existen métodos para cuantificar adecuadamente algunos de los parámetros de fracturamiento- como son longitud de la fractura, anchura, conductividad, altura, azimut, forma, y/o geometría cercana al pozo- aunque algunos de esos están en etapa de experimentación. Esto hace extremadamente difícil poder evaluar adecuadamente como podemos predecir el comportamiento y efectividad para un conjunto de datos dados en el diseño.

10.3 Ejercicios de Aplicación

Ejemplo 10.1

Se realizó una prueba de inyección de ácido en el laboratorio, a un núcleo de 0.87 [pg] de diámetro con una longitud de 1.57 [pg]. El flujo de ácido fue de 0.0114 ft/min. Determine el volumen de ácido necesario para remover todos los minerales que reaccionen a una distancia de 3[pg] y 6[pg] de un pozo con un $r_w = 0.328$ [pies]. Asuma que el gasto de ácido inyectado es de 0.1 bl/min-pie de espesor y la porosidad es de 0.2 y con $N_{Da,s} = 0.46$ y $N_{AC,f} = 0.007$

Solución:

$$(N_{Da,s})_{radial} = (N_{Da,s})_{lineal} \left(\frac{\pi r_w^2 h}{q_i} \right)_{pozo} \left(\frac{u}{L} \right)_{nucleo}$$

$$(N_{Da,s})_{radial} = 0.46 \left(\frac{\pi(0.328)^2}{(0.1)(5.615)} \right)_{pozo} \left(\frac{0.0114}{1.57/12} \right)_{nucleo} = 0.024$$

La posición adimensional del frente para flujo radial es

$$\epsilon_f = \left(\frac{0.328 + \frac{3}{12}}{0.328} \right)^2 - 1 = 2.1$$

De la ec. 10.14

$$\theta = \frac{\exp(N_{Da,s} \epsilon_f) - 1}{N_{AC,f} N_{Da,s}} + \epsilon_f = \frac{\exp(0.024 \times 2.1) - 1}{(0.007)(0.024)} + 2.1 = 310$$

De la definición de definición de θ para flujo radial

$$\frac{q_i t}{h} = \theta \pi r_w^2 \phi_o = (310)(\pi)(0.328)^2(0.2) \left(7.48 \frac{\text{gal}}{\text{pie}^3} \right) = 160 \frac{\text{gal}}{\text{pie}}$$

Ejemplo 10.2

Calcule el volumen de acido necesario en gal/pie para remover todos los minerales que reaccionan a una distancia de 3 [pg]. En un pozo que fue disparado con 4 cargas/pie, basado en las pruebas de laboratorio del ejemplo 10.1. la longitud de las perforaciones es de 6 [pg], la porosidad es de 0.2 y el gasto de inyección es de 0.1 bl/min-pie.

Solución:

De la tabla para flujo elipsoidal tenemos.

$$(N_{Da,s})_{elipsoidal} = (N_{Da,s})_{lineal} \left(\frac{2\pi L_{perf}^2}{q_{perf}} \right)_{pozo} \left(\frac{u}{L} \right)_{nucleo}$$

$$(N_{Da,s})_{elipsoidal} = 0.46 \left(\frac{2\pi(0.5)^3}{\left(\frac{0.1}{4}\right)(5.615)} \right)_{pozo} \left(\frac{0.0114}{1.57/12} \right)_{nucleo}$$

$$(N_{Da,s})_{elipsoidal} = 0.224$$

Utilizando la expresión de la tabala relacionamos la posición adimensional del frente para la penetración del acido

$$\bar{Z} = \frac{Z}{l_{perf}} = \frac{6 + 3}{6} = 1.5$$

$$\theta = \frac{\exp(N_{Da,s} \epsilon_f) - 1}{N_{AC,f} N_{Da,s}} + \epsilon_f = \frac{\exp(0.224 \times 0.292) - 1}{(0.007)(0.224)} + 0.292 = 43.4$$

Para el volumen inyectado por perforación

$$q_{perf} = 2\pi l_{perf} \phi \theta$$

$$q_{perf} = (2\pi)(0.5)^3(0.2)(43.4)(7.48) = 51 \frac{\text{gal}}{\text{perf}}$$

Para el gasto de inyección por pie

$$q_i = 4 \frac{\text{cargas}}{\text{pie}} \times 51 \frac{\text{gal}}{\text{perf}} = 204 \frac{\text{gal}}{\text{pie}}$$

Ejemplo 10.3

Una arenisca con una porosidad inicial de 0.2 y una permeabilidad inicial de 20 [mD] contiene 10 vol% de carbonato y minerales de reacción rápida en la región dañada. Calcular la permeabilidad después de remover todos estos minerales utilizando la correlación de Labrid.

Solución:

El cambio de la porosidad debido a la acidificación es la fracción inicial de volumen total $(1-\Phi)$ multiplicado por la fracción de sólido disuelto esto es:

$$\Delta\phi = (1 - 0.2)(0.1) = 0.08$$

Por lo que la porosidad después de la la acidificación es 0.28. la permeabilidad para después de la acidificación por la correlación de Labrid es:

$$k = (20) \left(\frac{0.28}{0.2} \right)^3 = 55 \text{ mD}$$

Ejemplo 10.4

Una arenisca con una porosidad inicial de 0.18 y una permeabilidad inicial de 9 [mD] contiene 10 vol% de carbonato y minerales de reacción rápida en la región dañada. Calcular la permeabilidad después de remover todos estos minerales utilizando la correlación de Lun and Floger

Solución:

El cambio de la porosidad debido a la acidificación es la fracción inicial de volumen total $(1-\Phi)$ multiplicado por la fracción de sólido disuelto esto es:

$$\Delta\phi = (1 - 0.18)(0.1) = 0.082$$

Por lo que la porosidad después de la la acidificación es 0.1882. la permeabilidad para después de la acidificación por la correlación de *Lun and Floger* es:

$$k = (9)e^{\left(\frac{7.5 \times 0.082}{0.082}\right)} = 1.6 \times 10^4$$

Ejemplo 10.5

Una arenisca con una porosidad inicial de 0.30 y una permeabilidad inicial de 250 [mD] contiene 6 vol% de carbonato y minerales de reacción rápida en la región

dañada. Calcular la permeabilidad después de remover todos estos minerales utilizando la correlación de *Lun and Floger*

Solución:

El cambio de la porosidad debido a la acidificación es la fracción inicial de volumen total $(1-\Phi)$ multiplicado por la fracción de sólido disuelto esto es:

$$\Delta\phi = (1 - 0.3)(0.06) = 0.042$$

Por lo que la porosidad después de la acidificación es 0.342. la permeabilidad para después de la acidificación por la correlación de *Lambert* es:

$$k = 250e^{45.7 \times 0.042} = 1704.21 \text{ mD}$$

Conclusiones.

Las propiedades de los fluidos petroleros se determinan más eficientemente con una caracterización directa del fluido, ya que a pesar de que las correlaciones numéricas generan resultados buenos, estos no representan el valor de una prueba de laboratorio, esto debido a la diferencia que existe en los fluidos a caracterizar y los fluidos en los cuales se basaron las correlaciones numéricas propuestas por los autores mencionados en esta tesis. Las correlaciones numéricas sirven como instrumento alternativo para la caracterización de los fluidos, siempre y cuando el fluido a ser caracterizado tenga las mismas condiciones, que el fluido para el cual fue desarrollado la correlación a utilizar.

No se puede tener un pozo que no tenga algún tipo de daño, sin embargo el daño puede ser despreciado, si por alguna razón este no representa una caída de presión significativa.

La medición del potencial de un pozo es indispensable, para obtener un estimado de lo que es capaz de producir el pozo, lo cual servirá como referencia para poder establecer el método de explotación más apropiado, tanto técnica como económicamente.

El análisis del sistema integral de producción genera una discretización, de los principales puntos en los que se tiene las caídas de presión más significativas en el transporte de hidrocarburos, lo cual ayuda para la implementación de líneas de acción para la disminución de estas caídas.

Bibliografía

1. Michael J. Economides; A. Daniel Hill; Christine Ehlig-Economides. *Petroleum Production System*. New Jersey: Precentice Hall, 1944
2. Francisco Garaicochea Petrirena; Cesar Bernal Huicochea: Oscar López Ortiz. *Transporte de Hidrocarburos por Ductos*, México: Colegio de Ingenieros Petroleros de México A.C.
3. Michael Golan; Curtis H. Whitson. *Well Performance*. 2da Edicion. Noruega: Tapir, 1996
4. Kermit E. Brown; H. Dale Beggs. *The Technology Artificial Methods*. Volumen 1. Tulsa, Oklahoma: Penn Well Books, 1984
5. Kermit E. Brown; H. Dale Beggs. *The Technology Artificial Methods*. Volumen 4. Tulsa, Oklahoma: Penn Well Books, 1984
6. H. Dale Beggs. *Production Optimizaction, Using Nodal Analysis*. OGCI Publication. Tulsa, 1991.
7. William D. McCain. *The Properties of Petroleum Flluids*. 2da Edición. Tulsa, Oklahoma: Penn Well Books, 1990.
8. Cuatli Hernández M.E (2005). *Propiedades de los Fluidos Petroleros y Aplicaciones*. Tesis de Licenciatura no publicada, Universidad Nacional Autónoma de México, Distrito Federal, México.
9. Segura Flores J.E (2010). *Trabajos de Reparación y Mantenimiento de Pozos para los Activos de la Región Norte*. Tesis de licenciatura no publicada. Universidad Nacional Autónoma de México, Distrito Federal, México.

Contenido

Introducción.....	1
1. USO DE CORRELACIONES PVT PARA OBTENER LAS PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS A DIFERENTES CONDICIONES DE FLUJO	3
Introducción	3
1.1 Propiedades de los Fluidos Petroleros.....	3
1.1.1 Propiedades del Gas Natural.....	3
1.1.2 Propiedades del Aceite	12
1.2 Clasificación General de los Yacimientos de Acuerdo a su Diagrama de Fase 19	
Yacimiento de Aceite Negro	20
Yacimiento de Aceite Volátil	21
Yacimiento de Gas y Condensado	22
Yacimiento de Gas Húmedo	23
Yacimiento de Gas Seco	24
1.3 Análisis de los Fluidos Petroleros	25
1.3.1 Métodos directos.....	25
1.3.2 Métodos indirectos.....	28
1.4 Ecuaciones de Estado	29
1.5 Correlaciones Numéricas PVT	35
Propiedades del aceite saturado	35
Propiedades del aceite bajosaturado.....	41
Correlaciones para obtener la presión en el punto de burbujeo	43
1.6 Ejercicio de Aplicación	44
2. COMPORTAMIENTO DE AFLUENCIA.....	49
2.1. Flujo del Yacimiento al Pozo.....	49
2.2 Ecuación de Afluencia.....	51
2.3 Geometría de Flujo	52
Flujo Lineal	53
Flujo Radial.....	55
2.4 Regímenes de Flujo	57

2.5 Análisis del Pozo Fluyente	59
Flujo en el Yacimiento.....	59
IP en Yacimientos Bajosaturados	60
IPR (Inflow Performance Relationship) en yacimientos saturados	61
Método de Vogel.....	62
Método de Standing.....	64
Método de Fetkovich.....	65
2.6 Curvas IPR Futuras.....	66
2.6.1 Método de Fetkovich.....	66
2.6.2 Método de Eickemer	67
2.6.3 Método de Standing.....	67
2.7 Ejercicio de Aplicación	69
3. FACTOR DE DAÑO Y SU RELACIÓN CON COMPORTAMIENTO DE AFLUENCIA	81
3.1 Factor de Daño	81
3.2 Flujo Restringido	87
Causas Físicas	88
Causas Químicas	93
Causas Biológicas	94
3.3 Factor de Daño Compuesto	96
3.4 Diagnostico del Daño	97
3.4.1 Determinación del daño a la formación.....	97
3.5 Ejercicio de Aplicación	102
4. CURVAS DE DECLINACIÓN.....	115
4.1 Declinación Transitoria.....	115
4.2 Declinación en Estado Pseudoestacionario	116
Declinación a Gasto Constante	117
Declinación a Presión Constante.....	117
Declinación exponencial	119
Declinación hiperbólica	122
Declinación Armónica	124

4.3 Ejercicios de Aplicación	126
5. REGISTROS DE PRODUCCIÓN.....	129
5.1 Productividad Anormalmente Baja	130
5.2 Producción Excesiva de Gas o Agua	131
Canalización	131
Flujo preferencial de gas o agua a través de capas de alta permeabilidad ..	132
Conificación de gas y agua.....	134
5.3 Uso de Registros de Producción para la Evaluación de Trabajos de Reparación.....	135
5.4 Diagnostico de Pozos Inyectores	136
5.5 Ejercicios de Aplicación	137
6. FUNDAMENTOS DEL FLUJO MULTIFÁSICO, FLUJO MULTIFÁSICO HORIZONTAL, FLUJO MULTIFÁSICO VERTICAL	147
6.1 Flujo Multifásico en Tuberías	147
6.1.1 Pérdidas de presión por fricción.....	149
6.1.2 Perdidas de presión por elevación	151
6.1.3 Colgamiento (H_L)	152
6.2 Flujo Multifásico Vertical	155
6.2.1 Correlaciones para flujo multifásico	156
6.2.2 Correlaciones para flujo multifásico vertical	159
6.3 Flujo Multifásico Horizontal	162
6.3.1 Correlaciones para flujo horizontal.....	166
6.4 Ejercicios de Aplicación	168
7. FLUJO A TRAVÉS DE ESTRANGULADORES	173
7.1 Estranguladores	173
Clasificación de los Estranguladores	173
7.2 Flujo en Estranguladores	174
Gilbert, Ros, Baxendell y Achong.	176
Poettmann y Beck. (P y B).....	178
Ashford	179
Ashford y Pierce	179

Omaña	180
7.3 Flujo de Gas a Través de Estranguladores	180
7.4 Ejercicios de Aplicación	183
8. SISTEMA INTEGRAL DE PRODUCCIÓN, ANÁLISIS NODAL	191
8.1 Sistema Integral de Producción	191
Yacimiento	192
Pozo.....	192
Tubería de descarga.....	192
Estrangulador	192
Separadores	192
Tanques de almacenamiento.....	193
8.2 Análisis Nodal	193
Análisis cualitativo del sistema	194
Flujo en el yacimiento	196
Comportamiento del flujo por la TP	196
Terminación del flujo natural.....	198
Efecto del diámetro de la TP.....	199
Comportamiento del flujo por la LDD	201
8.3 Optimización de un Sistema de Producción.....	203
8.4 Ejercicios de Aplicación	204
9 DISEÑO DEL APAREJO DE PRODUCCIÓN.....	211
9.1 Opciones de Terminación de un Pozo	211
9.2 Clasificación de los Aparejos de Producción	213
Bombeo Neumático Continuo (BNC)	213
Bombeo Neumático Intermitente (BNI)	214
Sistema de Bombeo Hidráulico (BH)	215
Sistema de Bombeo Electrocentrífugo (BEC).....	216
Sistema de Bombeo Mecánico	216
9.3 Selección del Diámetro del Aparejo de Producción	217
Elevación	218
Fricción	218

Aceleración	219
9.4 Empacadores de Grava	220
9.5 Diseño de Grava y de la Malla	221
9.6 Productividad de Pozos con Empacadores de Grava	225
9.7 Ejercicios de Aplicación	227
10. DISEÑO DE ESTIMULACIONES Y FRACTURAMIENTO	231
10.1.1 Diseño de Acidificación en Areniscas	231
Selección del ácido	231
10.1.2 Volumen de Ácido y Gasto de Inyección.....	233
Modelos de Acidificación de Areniscas.....	233
10.2 Fracturamiento Hidráulico	242
10.2.1 Diseño de un Fracturamiento Hidráulico.....	243
10.3 Ejercicios de Aplicación	245
Conclusiones.....	249
Bibliografía	250