



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**Teoría de la producción de gas en
campos maduros: análisis de los
efectos de la compactación en
sistemas de doble porosidad**

TESIS

Que para obtener el título de

Ingeniero Petrolero

P R E S E N T A

Díaz Morales Mauricio

DIRECTOR DE TESIS

Ing. Héctor Erick Gallardo Ferrera



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2017

Dedicado a mis padres, mi hermana y a toda la comunidad universitaria.

CONTENIDO

Contenido	3
Introducción.....	7
Capítulo 1.- Oferta y demanda de gas natural a nivel nacional	8
Importancia de la producción de gas en México	11
Capítulo 2.- Propiedades del gas natural.....	12
Fracción molar	12
Clasificación del gas natural por su Comportamiento p-t.....	13
Propiedades volumétricas del gas natural.....	15
Capítulo 3.- Fundamentos de la geología aplicados a yacimientos de gas ..	23
Revisión de las propiedades petrofísicas de la roca del yacimiento	23
Principios de geomecánica	30
Compartimentalización.....	35
Características generales de los compartimentos.....	37
Factores que generan sobrepresiones.....	38
Presiones Anormales	41
Capítulo 4.- Tipos de pozos utilizados en los yacimientos de gas	46
Perforación de pozos sin aparejo de producción	46
Perforación de pozos no convencionales.....	49
Perforación convencional con aparejo de producción, produciendo por dos ramales	60
Capítulo 5.- Clasificación de los yacimientos de gas	62
De acuerdo al Tipo de Roca Almacenadora.....	62
De acuerdo al Tipo de Trampa.....	63
De acuerdo al Tipo de Fluidos Almacenados.....	63
De acuerdo a la Presión Original	64
De acuerdo al Tipo de Empuje Predominante.....	64

Recursos No Convencionales	65
Aceite/Gas en lutitas (shale gas/oil)	66
Gas en Arenas Compactas (tight gas)	66
Gas Grisú (Coal Bed Methane)	67
Hidratos de Metano	67
Capítulo 6.- Productividad.....	68
Sistema Integral de Producción	68
Flujo del Yacimiento al Pozo	70
Flujo en Tuberías	72
Flujo en estranguladores.....	78
Flujo de Gas a través de estranguladores	80
Curvas De Comportamiento de Afluencia (IPR).....	85
Declinación de la Producción	88
Declinación Transitoria.....	90
Gasto de producción constante	91
Presión de fondo fluyendo constante	92
Declinación en estado pseudoestacionario.....	94
Declinación de presión del yacimiento a gasto constante.....	95
Declinación de presión del yacimiento a presión constante.....	95
Límite Económico.....	98
Declinación Exponencial	98
Declinación Hiperbólica.....	101
Declinación Armónica.....	103
Curvas tipo de Arps.....	104
Análisis nodal para Pozos de Gas	106
Métodos para graficar curvas IPR para pozos de Gas.....	109
Correlaciones de Flujo Multifásico para Yacimientos de Gas	112

Problemáticas en Pozos de Gas	123
Carga de Líquido en pozos de Gas.....	123
Síntomas de colgamiento de líquidos en pozos de gas	127
Métodos de Producción para Pozos de Gas	131
Apertura de pozos a la atmósfera	132
Inyección de Nitrógeno a pozos (tubería flexible o por espacio anular) ...	132
Introducción de reactivos espumantes.....	132
Sarta de velocidad	134
Émbolo viajero	135
Válvula motora	135
Compresora a boca de pozo y/o módulos de compresión	136
Capítulo 7.- Análisis de los efectos de la compactación en sistemas de doble porosidad.....	137
Sistemas de doble porosidad	139
Efectos de la compactación sobre la productividad de los sistemas de doble porosidad	142
Hipótesis	144
Base experimental	144
Resultados de los experimentos	145
Preparación de las muestras.....	145
Comportamiento de porosidad efectiva.....	147
Permeabilidad al gas.....	148
Análisis de los resultados.....	170
Conclusiones y Recomendaciones	172
Bibliografía	174
ANEXO A. Marco Estratigráfico y estructural de la cuenca de burgos.....	181
Marco Geológico	181
Situación de la producción en la cuenca de burgos	182

Extensión geográfica de los sistemas petroleros Tithoniano-Cretácico ...	187
Proyecto Integral Burgos.....	188
Anexo B. Presiones de Formación.....	192
Presión Normal de Formación.....	192
Presión Anormal (Alta).....	192
Presión Subnormal (Baja).....	193
Anexo C. Indicadores de Compartimentalización.....	194
Yacimientos Compartimentalizados.....	195
Tipos de Compartimentos según Escalas de Longitud.....	196
Sellos.....	200
Anexo D. Técnicas de Rejuvenecimiento de Campos Maduros.....	206
Fracturamiento Hidráulico.....	206
Perforación de alcance extendido.....	207
Sistemas Artificiales de Producción (SAP).....	209
Recuperación Secundaria y Mejorada.....	210
Anexo E. Preparación de las muestras.....	212
Limpieza de núcleos.....	212
Anexo F. Procesamiento del Gas Natural.....	216
Etapa 1 – Remoción de Condensados y agua.....	218
Etapa 2 – Endulzamiento.....	219
Etapa 3 – Recuperación del azufre.....	220
Etapa 4 – Recuperación de Licuables.....	221
Etapa 5 – Fraccionamiento de Hidrocarburos.....	223
Gas Natural Licuado.....	224
Transporte y Almacenamiento.....	225

INTRODUCCIÓN

En el proceso de explotación de los yacimientos de gas requiere reconocer las diversas problemáticas que pueden presentarse a lo largo de su vida productiva, tales como la entrada de agua, la formación de condensados o la compactación a altas presiones. En este trabajo se busca presentar una guía práctica de aspectos a considerar para la explotación de yacimientos de gas en las ramas de yacimientos, perforación y producción, haciendo énfasis en sistemas maduros de doble porosidad que presentan entrada de agua.

El primer capítulo muestra una revisión del estado actual de oferta y demanda del gas en el país para señalar la relevancia de este recurso.

El segundo capítulo identifica las principales propiedades del gas natural para esta tesis, incluyendo algunas correlaciones útiles para su caracterización en condiciones operativas.

El tercer capítulo presenta las nociones básicas de geología, requeridas para comprender el origen de estos yacimientos, así como las características poroelásticas que poseen algunos de ellos.

El cuarto capítulo presenta una recopilación de técnicas de perforación y terminación de pozos, así como algunas consideraciones, en sistemas de gas de la cuenca de Burgos.

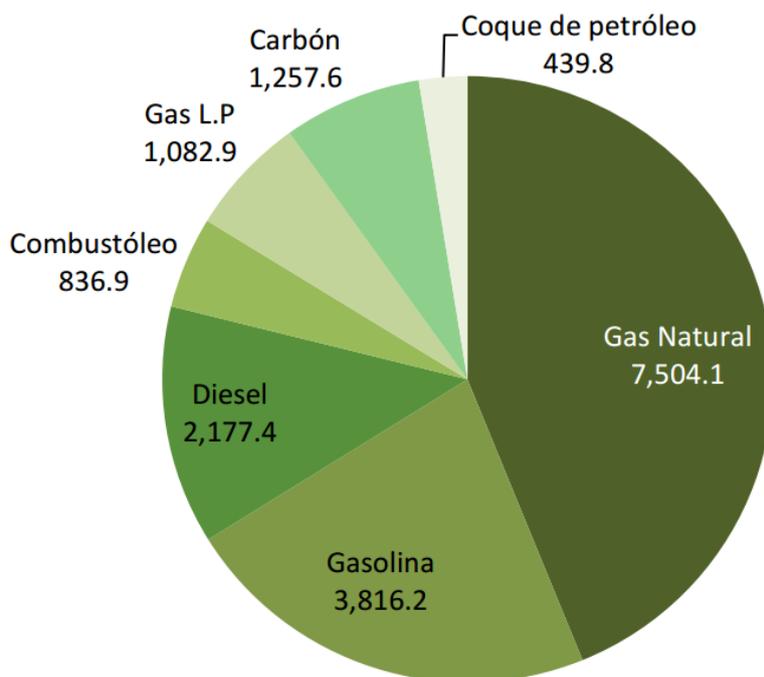
El quinto capítulo indica una breve clasificación de los yacimientos de gas.

El sexto capítulo se centra en presentar una revisión de conceptos básicos de productividad de pozos y transporte de gas en tuberías.

El último capítulo centra su discusión en los yacimientos maduros de gas y el efecto que tiene la entrada de agua en los mismos, principalmente aquellos que presentan doble porosidad por efecto de una red de fracturas.

CAPÍTULO 1.- OFERTA Y DEMANDA DE GAS NATURAL A NIVEL NACIONAL

En 2015, la demanda de combustibles fósiles a nivel nacional alcanzó un volumen de 17,115.0 mmpcdgne (millones de pies cúbicos diarios de gas natural equivalente), lo que representó un incremento de 1.7% respecto a 2014. Del total de esta demanda, el gas natural tuvo una participación de 43.8% con un volumen de 7,504.1 mmpcd, le sigue la gasolina con una participación de 22.3%, diésel con 12.7%, carbón con 7.3%, gas L.P. con 6.3%, combustóleo 4.9% y finalmente coque de petróleo con 2.6% de participación. (Gráfica 1)

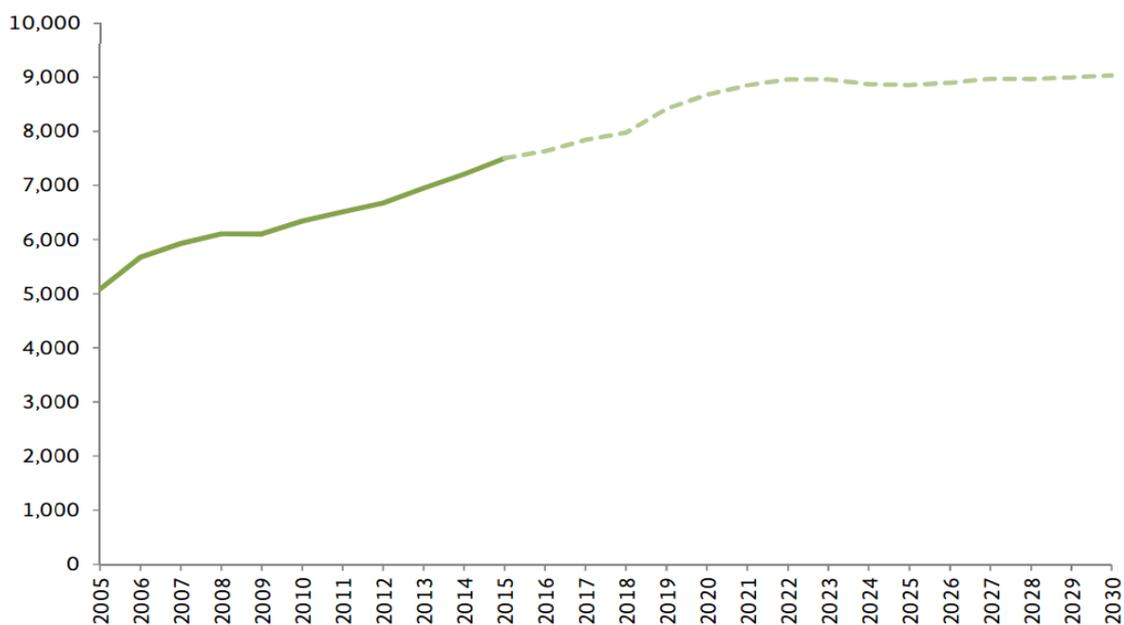


Gráfica 1. Demanda Nacional de Combustibles, 2015 (millones de pies cúbicos de gas natural equivalente). (Fuente SENER con datos del IMP)

Aquí se puede observar que el principal combustible utilizado en el país es el gas natural.

En México se espera que, en 2030, la demanda de gas natural se incremente 20.3% respecto a 2015, alcanzando un volumen de 9,030.4 mmpcd. En el periodo de 2015-2030 la demanda de gas presentará una tmca de 1.2%. Este

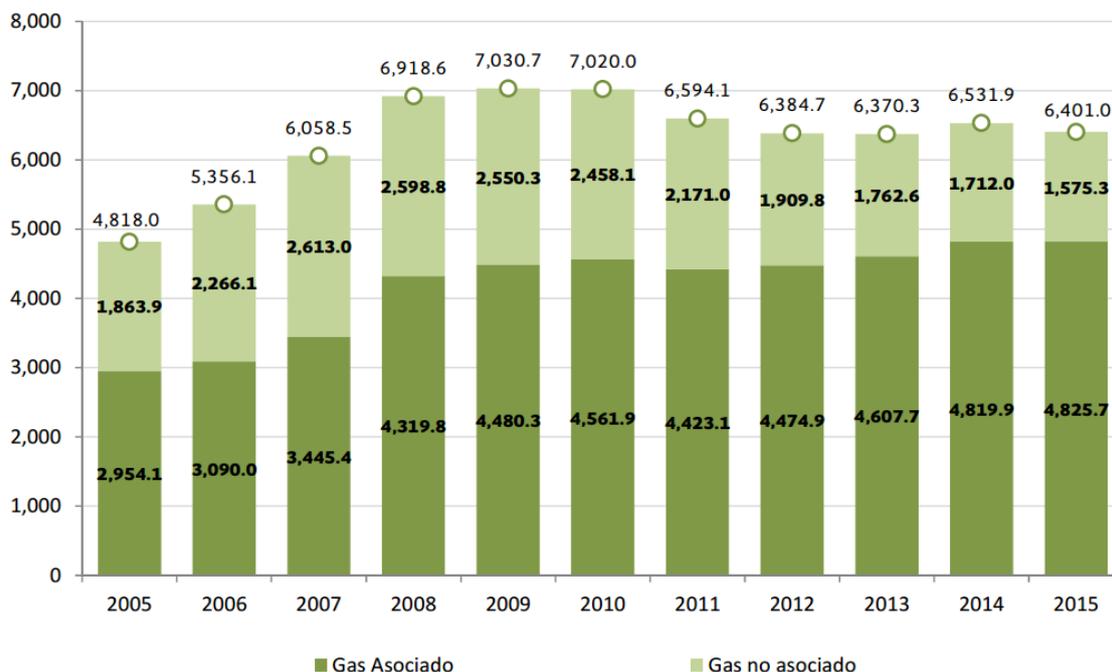
incremento se explica por la construcción y entrada de nuevos gasoductos, que permitirán llevar gas natural a zonas donde antes no se tenía acceso, y por el aumento de gas natural en la demanda del sector eléctrico e industrial. Gráfica 2.



Gráfica 2. Demanda nacional de gas natural 2015-20130 (mmpcd). Fuente: SENER con información de IMP.

En 2015, la producción de gas natural alcanzó un volumen de 6,401.0 mmpcd, lo que presentó una disminución de 2.0% respecto a 2014, esta producción incluye un volumen de nitrógeno de 896.7 mmpcd. Por clasificación, la producción de gas asociado, que incluye aguas someras y producción terrestre, alcanzó un volumen de 4,825.7 mmpcd, lo que representó un ligero aumento de 0.1% respecto a 2014; y una participación de 75.4%. La producción de aguas someras se ubicó en 3,283.0 mmpcd, un incremento de 6.3% respecto a 2014, y una participación de 51.3% del total de la producción; de este volumen 776.9 mmpcd fueron de nitrógeno. Por otro lado, en el caso de la producción terrestre, se tuvo una disminución de 10.9% respecto a 2014, pasando de 1,732.0 mmpcd a 1,542.7 mmpcd; este volumen representó una participación de 24.1% del total de la producción, y un contenido de nitrógeno de 119.7 mmpcd. Finalmente la producción de gas no asociado alcanzó un volumen de

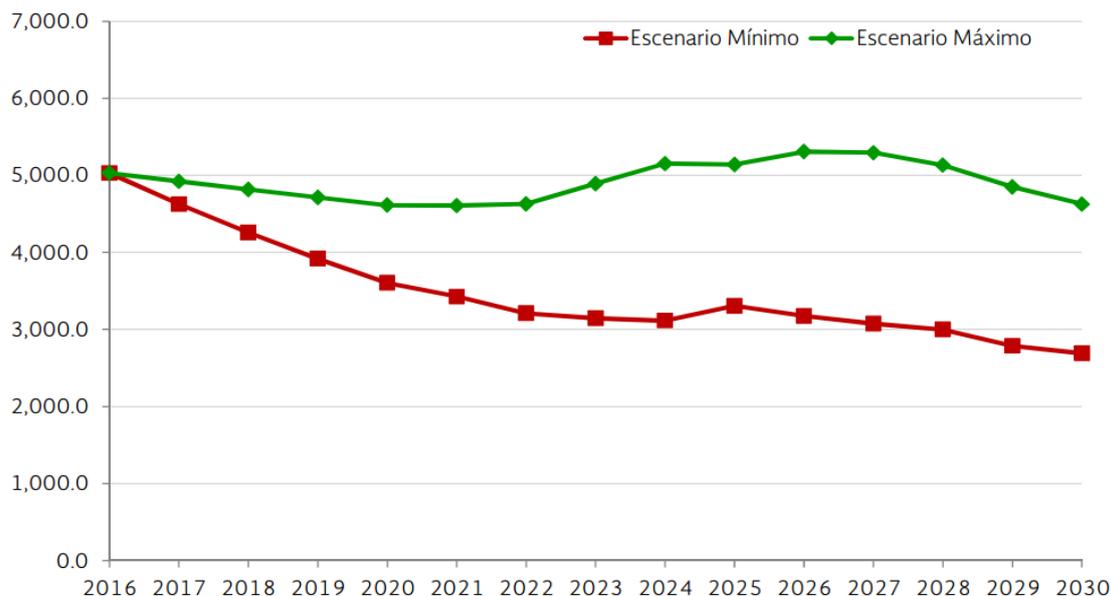
1,573.3 mmpcd, es decir, una disminución de 8.0% respecto a 2014, y una participación de 24.6% respecto al año anterior. (Gráfica 3)



Gráfica 3. Producción de gas natural asociado y no asociado, 2005-2015, (millones de pies cúbicos diarios) Fuente: CNH

Si se hace un balance se puede observar que la oferta de gas natural, que es de 6,401.0 mmpcd, no alcanza a cubrir la demanda de 7,504.1 mmpcd. Y para cubrir el déficit de 1,103.1 mmpcd se recurre a la importación de gas natural.

Se estima que la producción de gas natural para el escenario mínimo, alcanzará un volumen de 2,691.8 millones de pies cúbicos diarios (mmpcd) en el año 2030, es decir, una disminución de 51.1% respecto a 2015. En este escenario se observa que los primeros años la producción presentan una caída, estabilizándose a partir de 2024. En el escenario máximo, la producción tendrá una disminución en los próximos años y, a partir de 2022, la producción comenzará a crecer debido a la producción por parte de las empresas ganadoras de las licitaciones, y se estima que la producción de gas alcanzará un volumen de 4,628.2 mmpcd en 2030, lo que representará una disminución de 15.9% respecto a 2015. Gráfica 4.



Gráfica 4. Producción de Gas Natural, escenarios máximo y mínimo. (mmpcd). Fuente: SENER con datos de la CNH.

IMPORTANCIA DE LA PRODUCCIÓN DE GAS EN MÉXICO

El gas es un eje fundamental del desarrollo nacional, por lo que se espera que, con ayuda de diversos motores de inversión, la producción total de gas natural sea de 10,540.0 MMpc/D en 2028, de los cuales 6,261.2 MMpc/D los producirá la Empresa Productiva Subsidiaria (EPS) de Explotación y Producción (PEP), incluyendo proyectos en los que se asocie, y 4,278.8 MMpc/D serán producidas empresas privadas. Esta estimación incluye la producción prevista de las licitaciones futuras (rondas).

Para el 2028, la región Norte será la mayor productora con un volumen de 2,810.3 MMpc/D, seguida de la región Marina Suroeste con 2,252.3 MMpc/D, la región Sur con 967.1 MMpc/D y finalmente la región Marina Noreste con 231.6 MMpc/D.

Por esta razón, en este trabajo se presenta una guía práctica para la explotación de campos de gas.

CAPÍTULO 2.- PROPIEDADES DEL GAS NATURAL

Se denomina gas natural a la mezcla formada por los elementos más volátiles de la serie parafínica de hidrocarburos, principalmente CH_4 (metano), menores cantidades de C_2H_6 (etano), C_3H_8 (propano) y C_4H_{10} (butano) y, mucho menores de otros compuestos más pesados. Además, pueden encontrarse gases no-hidrocarburos, como: CO_2 , H_2S , N_2 , He , H_2O , entre otros.

FRACCIÓN MOLAR

Los constituyentes principales del gas natural son parafinas volátiles, principalmente metano. Adicionalmente, el gas natural puede tener cantidades considerables de gases no-hidrocarburos, notablemente: hidrogeno, dióxido de carbono y ácido sulfhídrico; menores cantidades de gases nobles como: Helio, argón y neón. Como el agua en su fase líquida siempre está presente en los sistemas de hidrocarburos, el gas natural también se encuentra saturado con vapor de agua.

La composición de las mezclas de hidrocarburos usualmente se expresa en términos de las fracciones mole y fracciones peso de sus constituyentes. La fracción mol de un componente puede expresarse como:

$$y_i = \frac{n_i}{\sum_{j=1}^N n_j}, \dots\dots\dots (1)$$

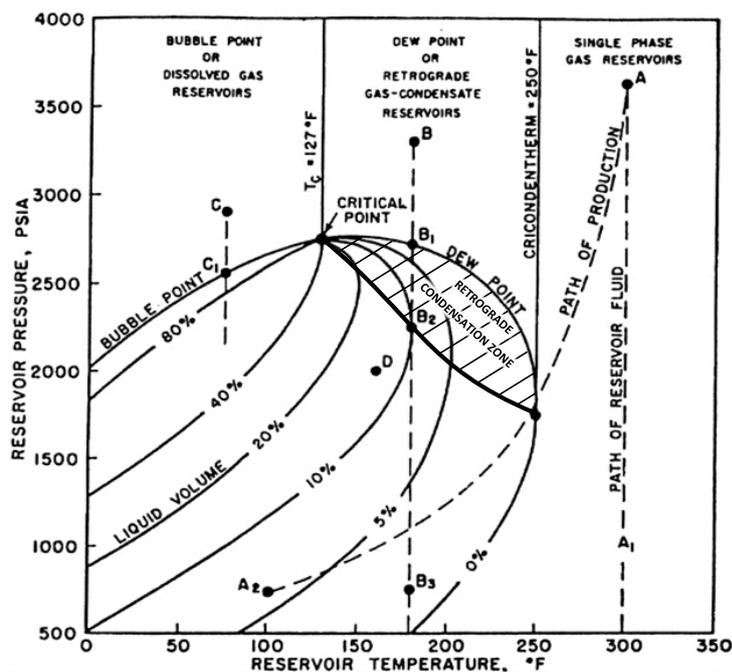
donde y_i y n_i son la fracción mole y el número de moles del i-ésimo componente, respectivamente, y N el número de componentes totales del sistema.

De acuerdo con los componentes de una mezcla, el gas puede clasificarse como dulce cuando posee cantidades despreciables de ácido sulfhídrico, y gas amargo en caso contrario. Los gases amargos son altamente corrosivos y muy peligrosos, por lo que es necesario tratarlos para remover el ácido sulfhídrico.

La cantidad de componentes condensables también afecta el comportamiento del gas natural, así como su valor comercial.

CLASIFICACIÓN DEL GAS NATURAL POR SU COMPORTAMIENTO P-T

La Gráfica 5 ilustra el comportamiento de fases de los mismos en un diagrama genérico. Puede observarse que el gas natural presenta propiedades y trayectorias de explotación dependientes de su composición, razón por la que se le clasifica como: gas seco, si no presenta condensados en el yacimiento; gas húmedo, si presenta condensados durante la producción y gas y condensados, si presenta condensados en el yacimiento.



Gráfica 5. Diagrama p-T de los fluidos petroleros (Craft y Hawkins, 1959).

Una ecuación de estado (EDE) es un modelo que relaciona la presión, temperatura y volumen de un sistema. El modelo más simple para predecir el comportamiento volumétrico de los gases acertadamente es el del factor Z:

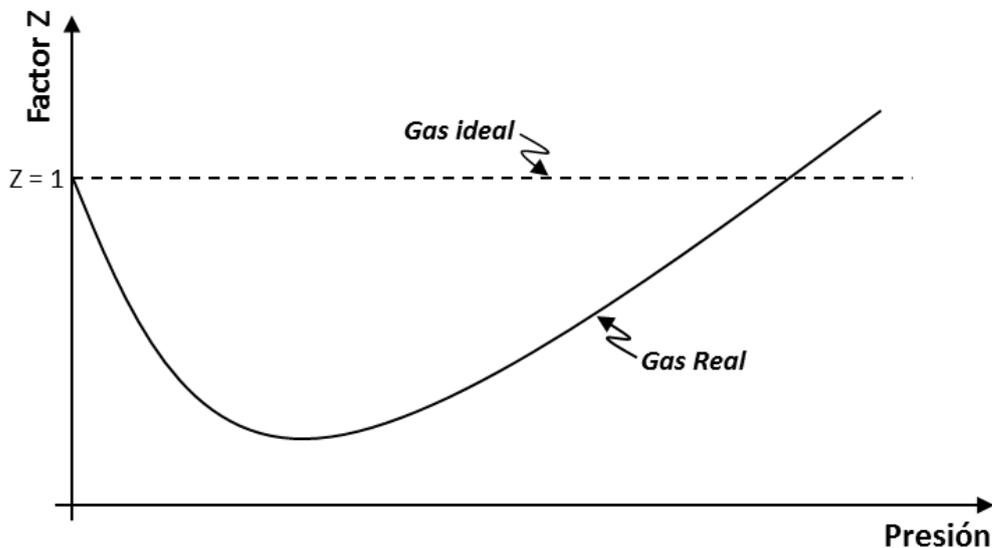
$$pV = ZnRT, \quad \dots\dots\dots (2)$$

donde p es la presión, V el volumen, n el número de moles de gas, R es la constante universal de los gases y T la temperatura en escala absoluta. Donde el factor de desviación se define como:

$$Z = \frac{V_{real}@c_{p,T}}{V_{ideal}@c_{p,T}}, \dots\dots\dots (3)$$

donde V_{real} es el volumen real que ocupa un gas a una presión p y temperatura T , y V_{ideal} es el volumen que ocuparía dicha fase a esas condiciones si tuviese un comportamiento ideal.

El comportamiento isotérmico del factor Z respecto a la presión se muestra en la Gráfica 6. A bajas presiones el factor Z converge a la unidad, y conforme la presión aumenta se observan dos comportamientos: El primero se debe a la alta compresibilidad de los gases reales, que ocasiona la disminución del factor Z hasta llegar a un mínimo; la segunda parte es dominada por el volumen molecular.



Gráfica 6. Comportamiento isotérmico del factor Z con p (Gallardo, 2014).

Para generalizar el comportamiento de los gases se hace uso del principio de los estados correspondientes, que propone que todos los gases exhiben el mismo comportamiento cuando se les estudia en términos de sus propiedades reducidas, mismas que se definen al normalizar una variable con su valor en el punto crítico, por ejemplo:

$$p_R = \frac{p}{p_C}, T_R = \frac{T}{T_C}, V_R = \frac{V}{V_C}, \dots \quad (4)$$

donde los subíndices R y C indican el estado reducido y crítico de la propiedad.

El principio de los estados correspondientes (PEC) puede extenderse para su uso en mezclas de gases mediante el uso de pseudo-valores críticos. Estos se obtienen ponderando el valor de la propiedad θ de cada componente con su concentración (molar o peso) en la mezcla como:

$$\theta_{pc} = \sum_{i=1}^n z_i \theta_i, \dots \quad (5)$$

donde el subíndice pc refiere a la condición pseudo-crítica.

El uso de pseudo-propiedades es ampliamente aceptado en el desarrollo de correlaciones para estimar el comportamiento del gas en forma práctica, siendo la aplicación más generalizada en la industria petrolera: el diagrama de Standing y Katz, Gráfica 7. Este se desarrolló con mediciones a presiones mayores a 8200 psia y 250°F en sistemas de metano y otros gases naturales.

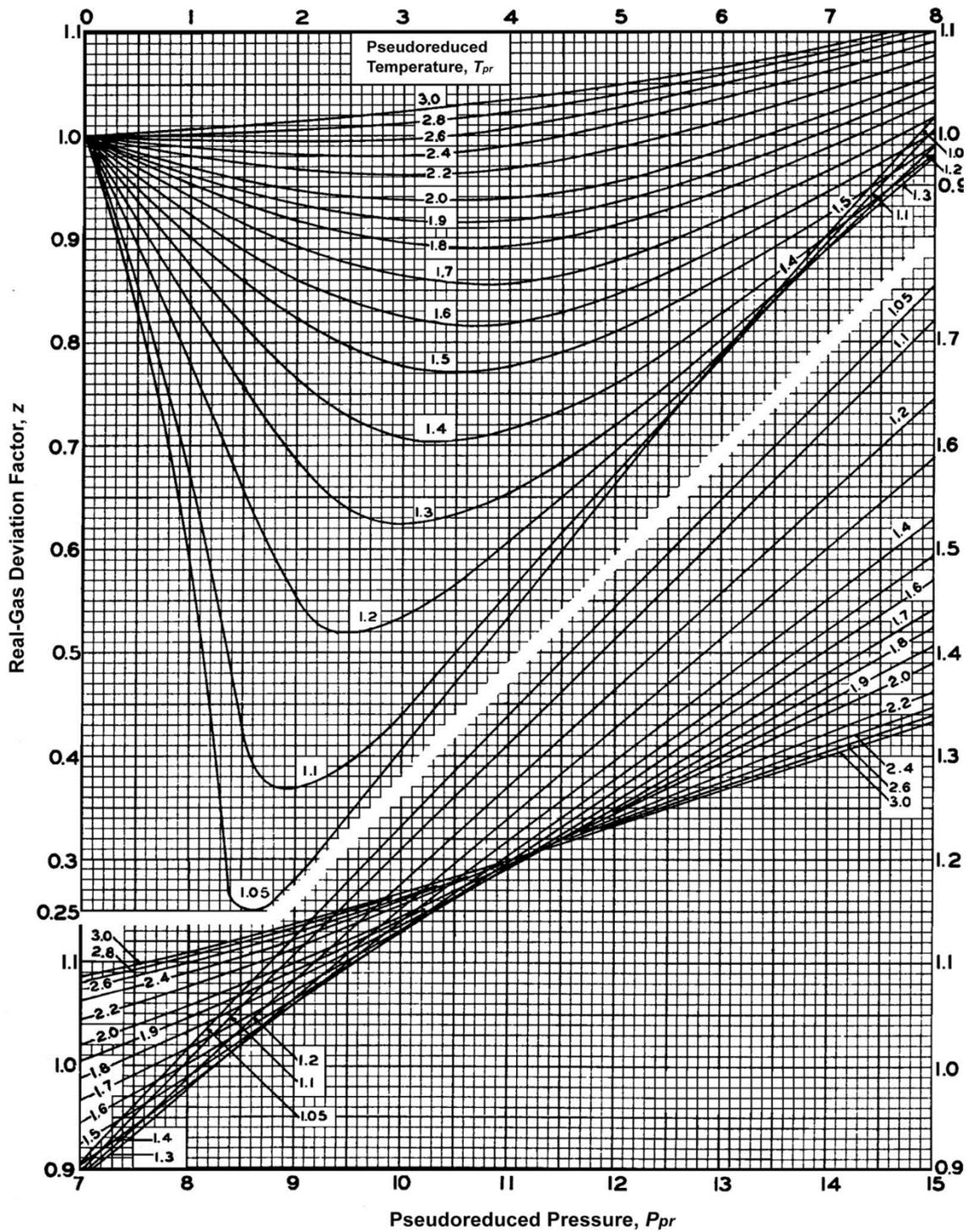
PROPIEDADES VOLUMÉTRICAS DEL GAS NATURAL

En esta sección se definen las propiedades de interés del gas en términos de la EDE del factor de desviación Z.

Factor de volumen

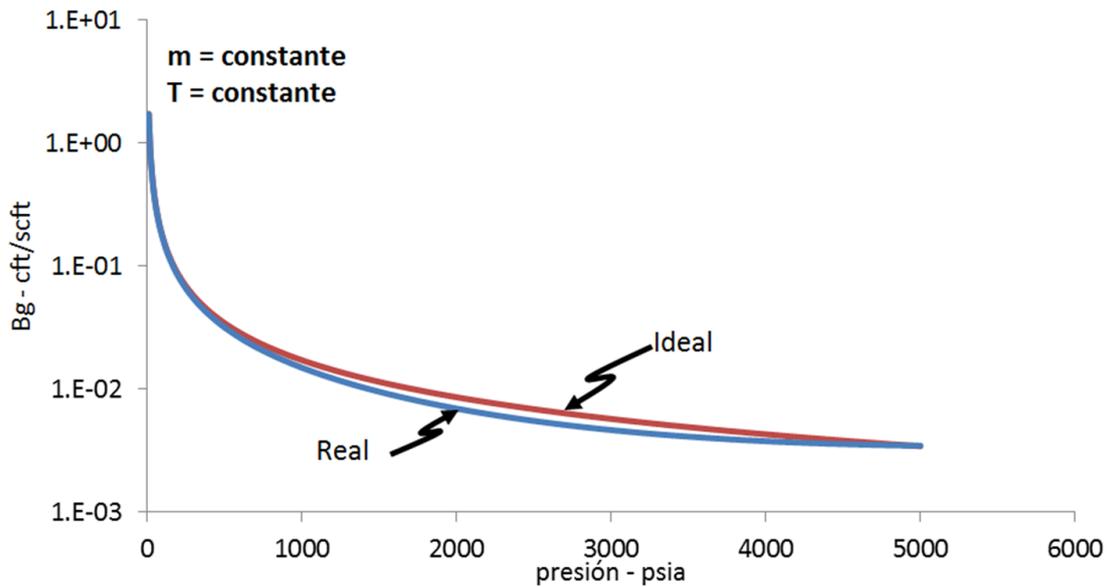
El factor de volumen del gas (B_g) se define como la relación de volúmenes de una masa de gas, cuando se encuentra a condiciones del yacimiento y cuando está a condiciones estándar (14.7 psia y 60 °F); y en términos del factor Z es:

$$B_g = \frac{p_{C.E.} Z T}{T_{C.E.} p}, \dots \quad (6)$$



Gráfica 7. Correlación gráfica del factor Z de Standing-Katz.

El comportamiento isotérmico del factor de volumen a diversas presiones se muestra en la Gráfica 8.



Gráfica 8. Comportamiento isotérmico de B_g contra p (Gallardo, 2014).

Densidad

La densidad del gas puede ser calculada con la EDE del factor Z como:

$$\rho_g = \frac{M_g p}{ZRT}, \dots\dots\dots (7)$$

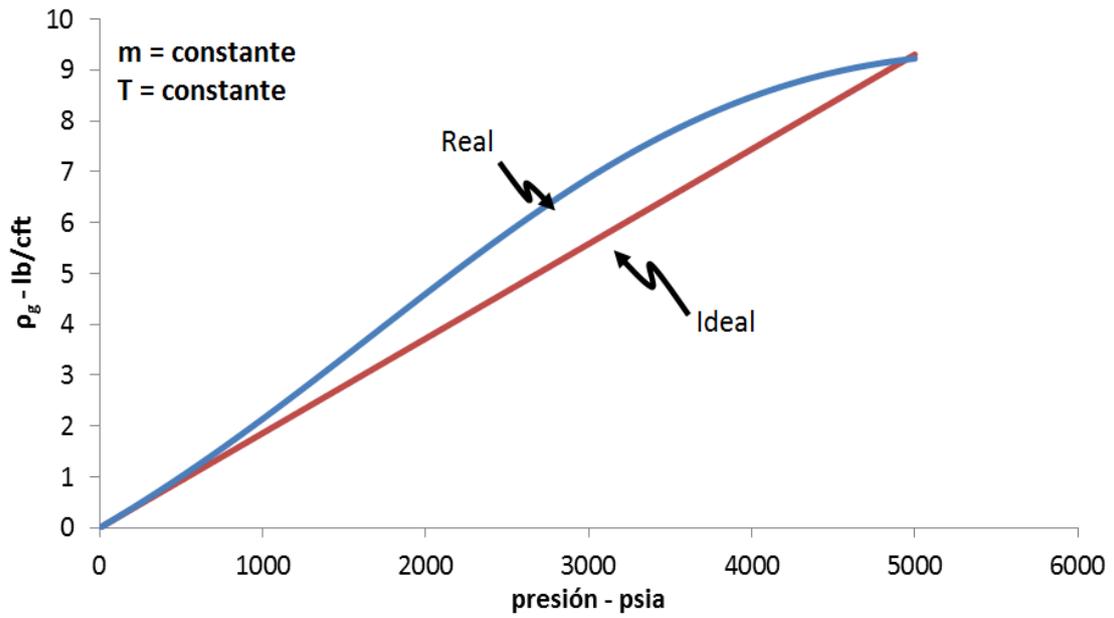
cuyo comportamiento isotérmico se muestra en la Gráfica 9.

La densidad relativa de un gas (γ_g) suele ser un parámetro más utilizado durante la práctica. Esta se define como el cociente entre las densidades del gas y del aire ($M_{aire} = 28.97 \text{ lb/lb - mole}$) a condiciones estándar como:

$$\gamma_g = \frac{\rho_g}{\rho_{aire}} = \frac{M_g}{M_{aire}} = \frac{M_g}{28.97} \cdot \dots\dots\dots (8)$$

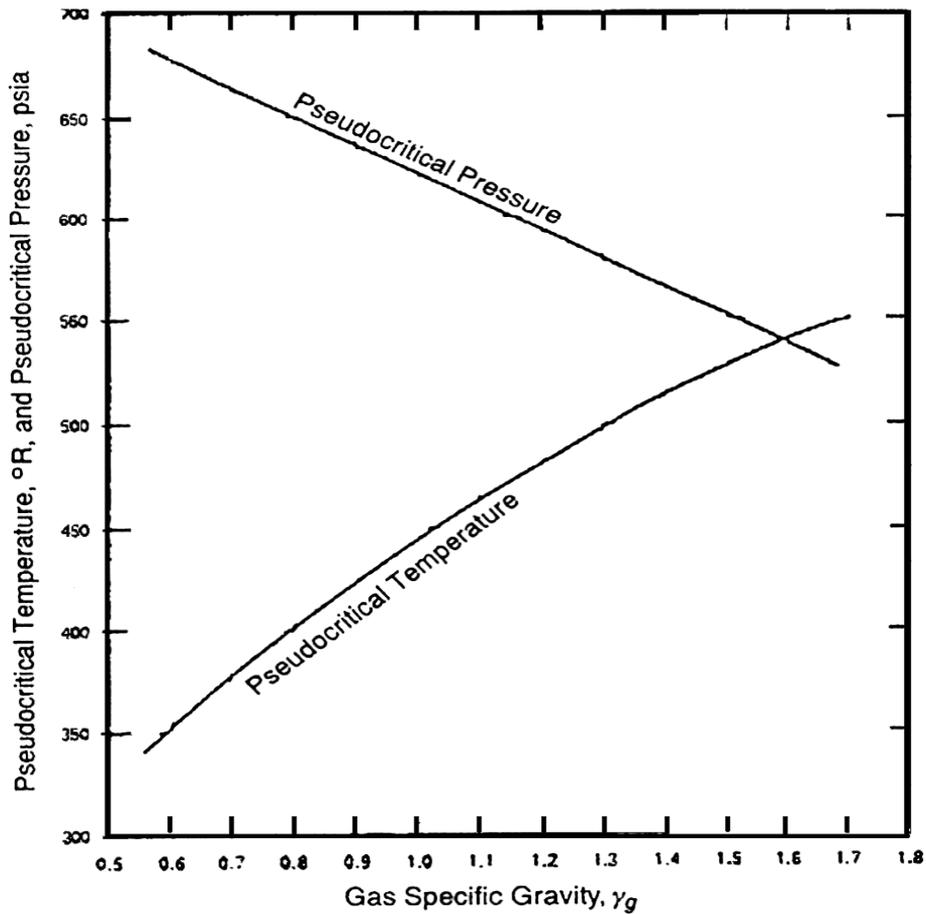
La Ec. 7 puede combinarse con la Ec. 8, resultado en:

$$\rho_g = 28.97 \frac{\gamma_g p}{ZRT}, \dots\dots\dots (9)$$



Gráfica 9. Comportamiento isotérmico de ρ_g con p (Gallardo, 2014).

La densidad relativa de un gas puede ser utilizada para estimar el valor de las propiedades pseudo-críticas de la mezcla (cuando la composición no se conoce) mediante la correlación de Sutton, Gráfica 10.



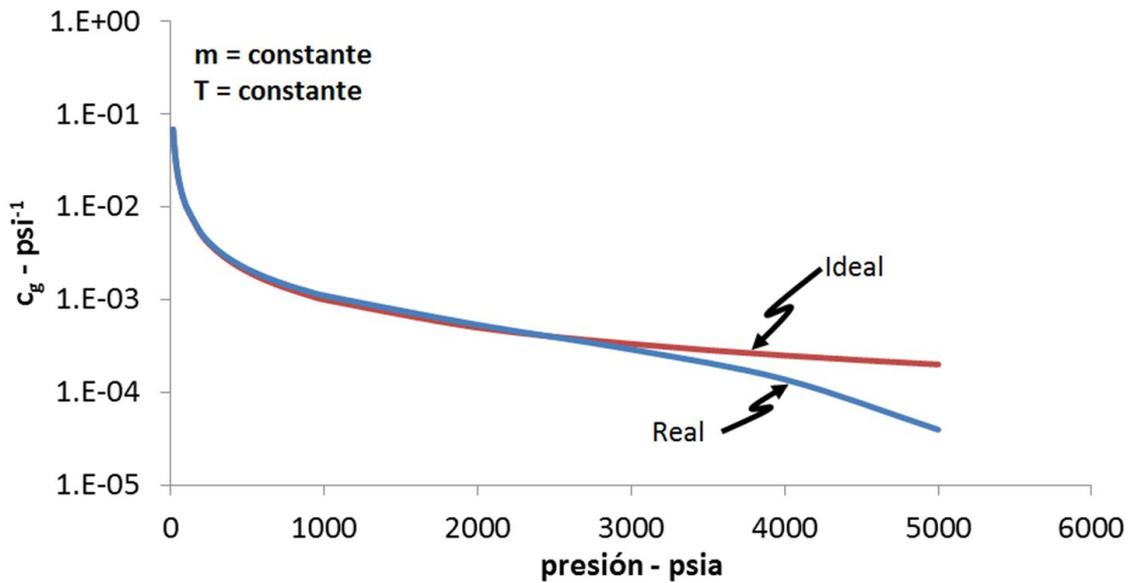
Gráfica 10. Correlación de Sutton para las propiedades pseudo-críticas.

Factor de compresibilidad isotérmico

Una forma conveniente de describir el comportamiento volumétrico del gas es mediante su factor de compresibilidad isotérmico (c_g), como:

$$c_g = -\frac{1}{V_g} \left(\frac{\partial V_g}{\partial p} \right)_T, \dots\dots\dots (10)$$

El comportamiento de c_g respecto a la presión se muestra en la Gráfica 11.

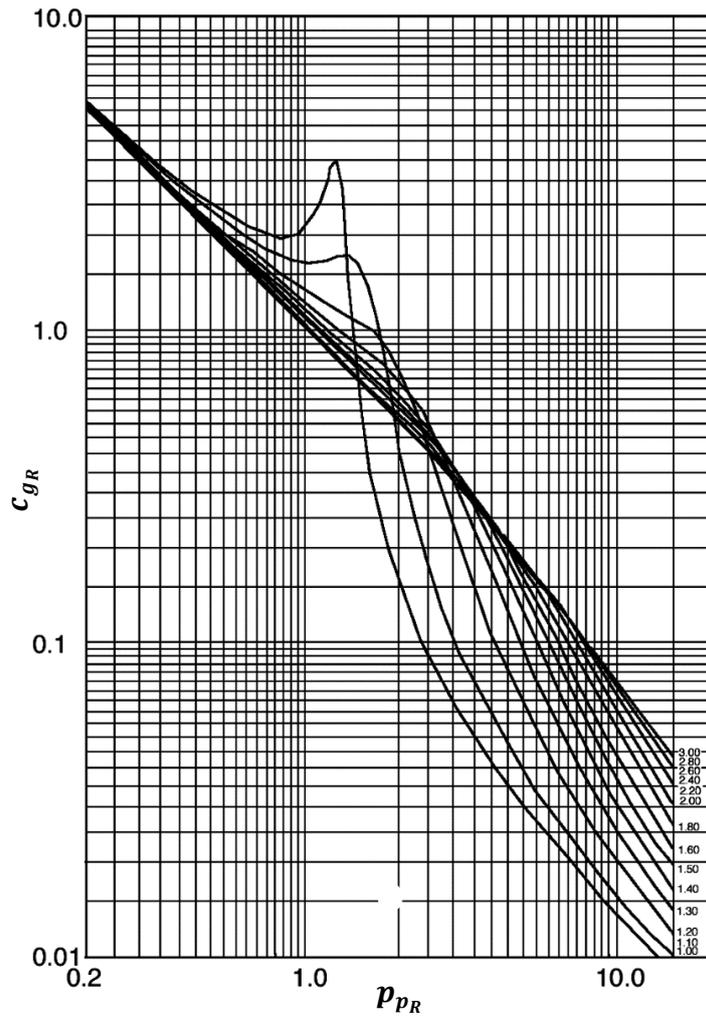


Gráfica 11. Comportamiento isotérmico de c_g con p (Gallardo, 2014).

Para estimar directamente esta propiedad, Mattar, Brar y Aziz (MBA) propusieron las correlaciones gráficas incluidas en la Gráfica 12 y Gráfica 13.

Viscosidad del gas natural

La viscosidad de un fluido es una medida de la resistencia al flujo causada por la fricción molecular. A diferencia de los líquidos, cuyas moléculas se encuentran próximas entre sí, a bajas presiones la viscosidad del gas (μ_g) aumenta con la temperatura, mientras que, a altas presiones, donde las moléculas del gas se encuentran más próximas entre sí, un incremento térmico implica una disminución de viscosidad, Gráfica 14.



Gráfica 12. Correlación de c_{gR} para $3 \geq T_R \geq 1.05$ y $15 \leq p_R \leq 0.2$ (Mattar et al., 1975).

Rara vez se mide μ_g en los laboratorios, por falta de equipo, y el valor reportado normalmente se obtiene con la correlación de Lee-González como:

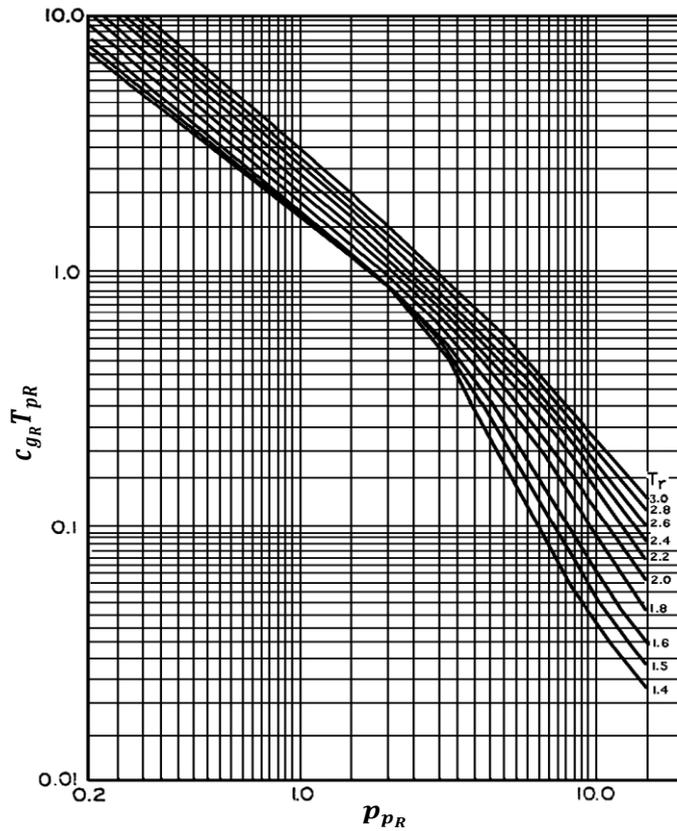
$$\mu_g = K \times 10^{-4} \exp \left[X \left(\frac{\rho_g}{62.428} \right)^Y \right], \quad \dots \dots \dots (11)$$

donde:

$$K = \frac{(9.4 + 0.5794\gamma_g)(T + 460)^{1.5}}{209 + 550.4\gamma_g + (T + 460)}, \quad \dots \dots \dots (12)$$

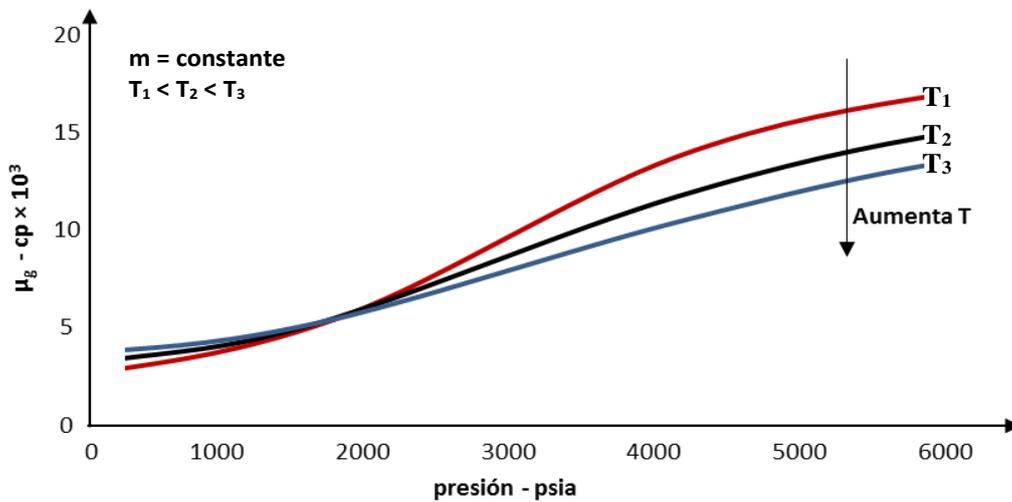
$$Y = 2.447 - 0.2224X, \quad \dots \dots \dots (13)$$

$$X = 3.448 + \frac{986.4}{T + 460} + 0.2897\gamma_g, \quad \dots \dots \dots (14)$$



Gráfica 13. Correlación de $c_{gR} T_{pR}$ para $3 \geq T_R \geq 1.4$ y $15 \leq p_R \leq 0.2$ (Mattar et al., 1975).

donde μ_g está en cp y T en $^{\circ}F$. La desviación de esta correlación es del 2 al 4% para $\gamma_g < 1.0$, y los errores observados para sistemas de gas y condensado con $\gamma_g > 1.5$ sobrepasan el 20%.



Gráfica 14. Comportamiento isotérmico de ρ_g con p (Gallardo, 2014).

CAPÍTULO 3.- FUNDAMENTOS DE LA GEOLOGÍA APLICADOS A YACIMIENTOS DE GAS

Como se indicó anteriormente, los yacimientos de gas se definen por la ubicación de la presión y temperatura inicial en un diagrama de fases $p - T$, y se subdividen como sistemas de: gas seco, gas húmedo y de condensación retrógrada. En este capítulo se discute brevemente el origen de los sistemas de gas y algunas nociones de la geomecánica útiles para este trabajo. Además, se presentan algunas condiciones típicas asociadas a las presiones iniciales de estos yacimientos.

REVISIÓN DE LAS PROPIEDADES PETROFÍSICAS DE LA ROCA DEL YACIMIENTO

El gas puede formarse en diferentes etapas: (Figura 1)

1. Durante la Diagénesis (referida a la etapa de depositación y sepultamiento de la materia orgánica), pueden encontrarse depósitos someros de metano biogénico. Ocurre a bajas temperaturas (menores a 50°C).
2. Durante la Catagénesis (referida a la etapa de sepultamiento y transformación de la materia orgánica, y también conocida como la “ventana generadora”) se puede encontrar gas seco o húmedo, dependiendo de la naturaleza del material que le origina (dependiendo de la misma, pueden encontrarse diferentes tipos de kerógeno: tipo I – si tiene un alto contenido algáceo marino, y forma principalmente líquidos hidrocarburos; tipo II – si tiene un contenido algáceo y de material terrígeno intermedio, llegando a formar gases húmedo y con un contenido de alto a medio de componentes pesados; tipo III – si se constituye principalmente de material terrígeno, pudiendo formar gas con contenido de medio a bajo de componentes pesados; y tipo IV – si se constituye de materia orgánica altamente oxidada y forma carbón y gas), y de la temperatura (entre 60 y 175°C se forman líquidos, y gas de 175 a 225°C).

3. Durante la Metagénesis (referida a la etapa de alteración de la materia orgánica, posterior a la generación de hidrocarburos), se forma principalmente gas metagénico (gas seco) y carbón. Ocurre a temperaturas entre 225 y 250°C.

La razón principal para estos cambios es que, conforme aumenta la profundidad, también lo hace la presión y temperatura, y además se reduce el contenido de componentes pesados condensables en la mezcla.

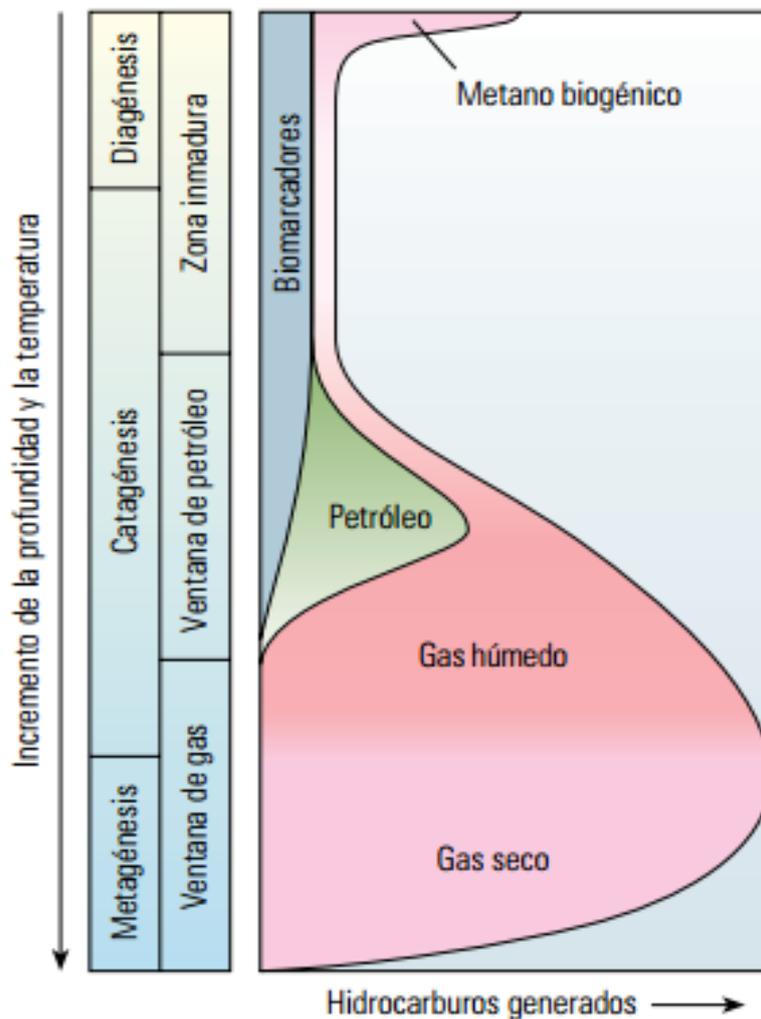


Figura 1. Transformación térmica del kerógeno (https://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish11/sum11/03_basic_petro.pdf).

En términos del sistema petrolero, un yacimiento de gas además se refiere a una porción de trampa permeable y porosa, con continuidad hidráulica en su interior y donde se aloja una cantidad de hidrocarburos que puede ser explotado en forma rentable.

El sistema petrolero se constituye de los siguientes elementos:

1. Roca Madre o Generadora. Es aquel medio que contiene la materia orgánica y dónde ocurren los principales cambios por los que se forman los fluidos del yacimiento.
2. Roca Almacenadora. Medio poroso y permeable intercomunicado, donde se alojan los hidrocarburos una vez que son expulsados de la roca madre.
3. Roca Sello. Medio prácticamente impermeable que evita que los hidrocarburos continúen su ascenso hacia la superficie una vez que estos salen de la roca madre.
4. Trampa. Arreglo geológico que permite la acumulación de hidrocarburos en una roca almacenadora. Pueden ser estructurales si se deben a eventos que involucran el relieve geológico de la sección analizada, estratigráfica si se deben a cambios de facies, o mixtas si combinan a ambos elementos.
5. Migración. Proceso por el que los hidrocarburos se transportan a través de los medios porosos. Al proceso de transporte de la roca madre a la almacenadora se le denomina migración primaria, mientras que el movimiento al interior de la roca almacén se le conoce como migración secundaria.
6. Sincronía. Refiere a la correspondencia en tiempo geológico de los elementos descritos.

Las propiedades petrofísicas de interés en estos sistemas se presentan a continuación. Se aclara que las mismas se encuentran relacionadas a las condiciones de formación del yacimiento.

Un medio poroso (MP) es un sistema en cuyo volumen lo conforman dos elementos: (1) granos sólidos de rocas dispuestos en arreglos que, la mayoría de las veces, resultan complejos y poco uniformes; y (2) un espacio poroso que permite el almacenamiento y flujo de los fluidos.

Porosidad

La porosidad (ϕ) es una medida de la capacidad de almacenamiento de fluidos disponible en el MP:

$$\phi_a = \frac{\text{volumen poroso}}{\text{volumen total de roca}} = \frac{V_p}{V_b}, \quad \dots\dots\dots (15)$$

Si bien la naturaleza de la porosidad es variable, esta puede generalizarse como:

1. **Porosidad primaria**, cuando se preserva la capacidad de almacenamiento asociada a la depositación, durante la litificación.
2. **Porosidad secundaria**, cuando se altera la porosidad de la roca después de la litificación mediante un proceso geológico, ya sea por dolomitización, disolución y fracturamiento.

Saturación

La saturación de un fluido (S_f) es una medida del volumen de fluidos (aceite, o ; gas, g ; o agua, w) alojados en el MP:

$$S_f = \frac{\text{volumen del fluido alojado}}{\text{volumen poroso}} = \frac{V_f}{V_p}, \quad \dots\dots\dots (16)$$

Las saturaciones, como el caso de la porosidad, pueden expresarse como fracción o porcentaje. En un yacimiento petrolero puede haber presencia de agua, gas y/o aceite de manera natural, y la suma de la saturación de cada uno de estos fluidos será igual a la unidad ($S_o + S_w + S_g = 1$).

Compresibilidad isotérmica de la roca y de la formación

La compresibilidad isotérmica de la formación (c_f) indica la variación del volumen poroso de una roca al estar expuesto a un cambio en la presión de poro del sistema:

$$c_f = \frac{1}{V_p} \left(\frac{\partial V_p}{\partial p} \right)_T, \quad \dots\dots\dots (17)$$

mientras que la compresibilidad de la roca indica la posibilidad de los granos que conforman al MP para modificar su volumen al cambiar la presión de poro:

$$c_r = -\frac{1}{V_r} \left(\frac{\partial V_r}{\partial p} \right)_T \dots\dots\dots (18)$$

Permeabilidad

Otro parámetro de interés, no relacionado con la capacidad de almacenar fluidos, sino con la de permitir su paso en el MP es la permeabilidad (*k*). En presencia de un solo fluido que no altera las propiedades del sistema, esta se define como:

$$q = -k_i \frac{A_i \partial p}{\mu \partial i}, \dots\dots\dots (19)$$

donde *A* es el área transversal a la dirección de flujo, μ la viscosidad del fluido, e *i* la dirección respecto a la que se estima el valor. El signo negativo de la Ec. 19 indica que el movimiento de los fluidos ocurre en dirección contraria al gradiente. Como en el caso de los esfuerzos, la permeabilidad puede ser representada por un tensor (*k*), que puede reducirse para estudiar tres permeabilidades principales: una vertical y dos horizontales, Figura 2.

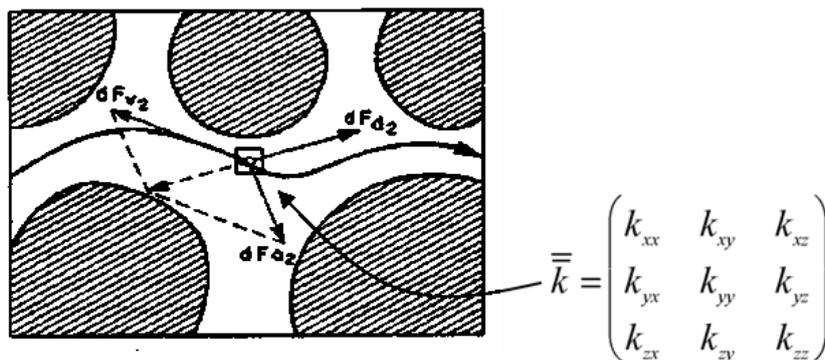
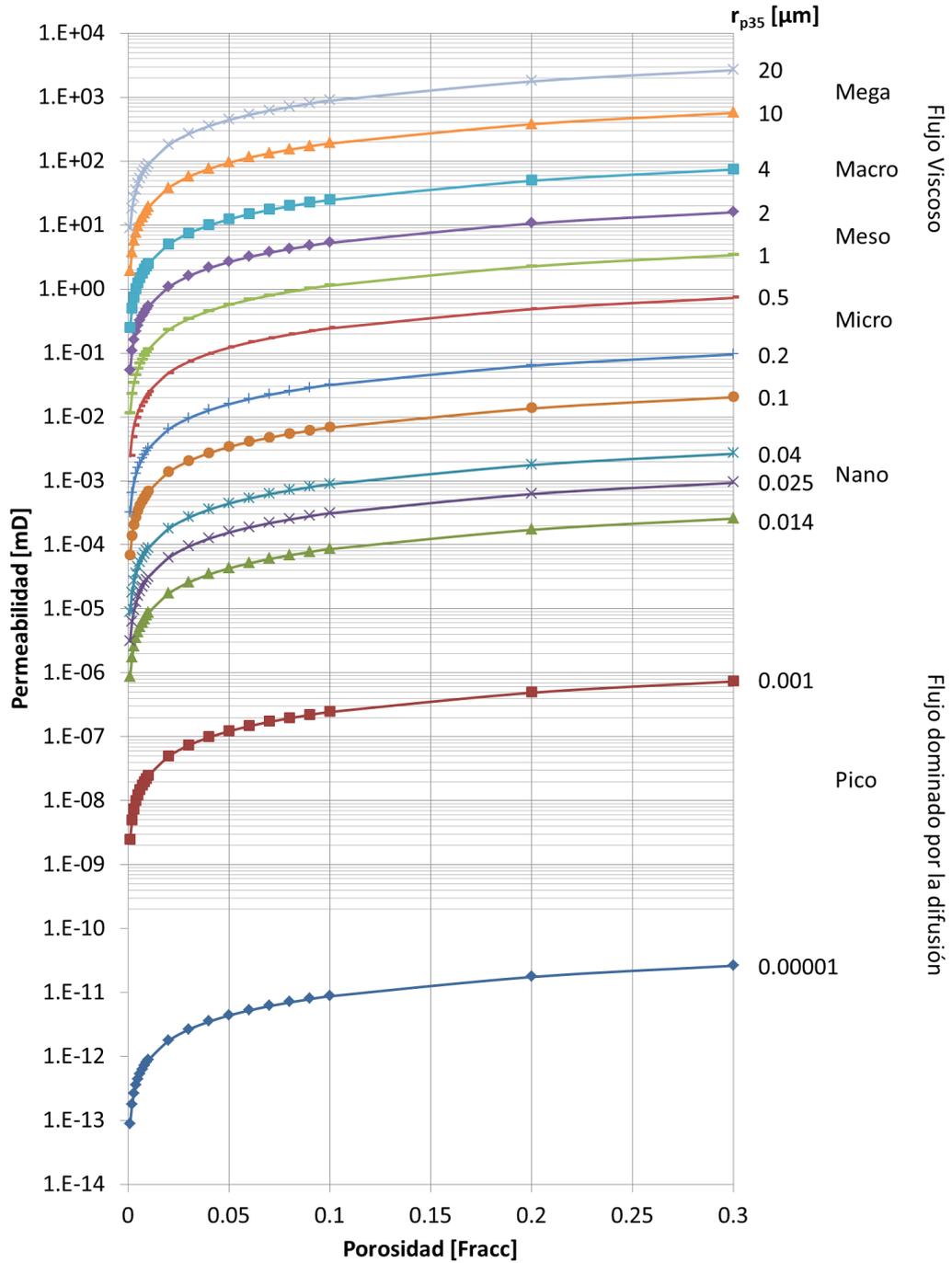


Figura 2. Esquema de la permeabilidad de un medio poroso (Modificado de Hubert, 1956).

La porosidad y la permeabilidad pueden ser correlacionadas en un yacimiento como se muestra en la Gráfica 15. Se tiene que, de acuerdo a los valores

observados a diversas escalas, el flujo en una formación es dominado por efectos diferentes (Aguilera, 2001).



Gráfica 15. Correlación entre la porosidad, permeabilidad y el tamaño de garganta de poro

$$r_{p35} = 2.665 \times (k/100)^{0.45} \text{ (Modificado de Aguilera, 2001).}$$

Es importante remarcar que la porosidad por sí sola no ofrece información del tamaño y distribución de los poros dentro del MP, ya que su valor corresponde a un promedio de un elemento estudiado (como se presenta más adelante), y debe tenerse el respaldo de estudios geológicos y petrofísicos detallados.

Variación de las propiedades de la roca con la escala

El valor de las propiedades de los yacimientos depende de la escala de medición. Para este trabajo se distingue entre los fenómenos que ocurren a nivel de poro como una escala microscópica y aquellos que ocurren de manera continua en el yacimiento a nivel macroscópico, Figura 3. La diferencia entre los valores obtenidos en cada escala se debe a la cantidad de información contenida en el tamaño elegido para la muestra.

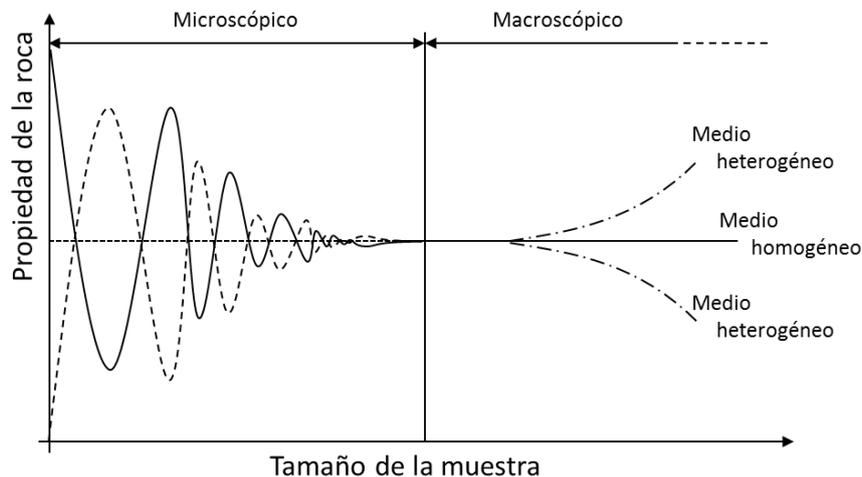


Figura 3. Variación del valor promedio de las propiedades de la roca con la escala y tamaño de la muestra (Modificado de Hubert, 1956).

De acuerdo al comportamiento macroscópico de los yacimientos pueden tenerse dos tipos de medios porosos:

- **Medios homogéneos:** cuando al incrementar el tamaño de la muestra el valor promedio de las propiedades permanece constante.
- **Medios heterogéneos:** Cuando el valor promedio de las propiedades aumenta o disminuye al incrementar el tamaño de la muestra.

Adicionalmente, algunas de las propiedades del MP pueden exhibir dependencia direccional, confiriendo un carácter anisótropo al sistema. No

obstante, debe señalarse que únicamente las variables que no poseen una definición volumétrica, como la permeabilidad, pueden exhibir dependencia direccional, ya que poseen al menos una dirección en la cual cambiar.

Además, de los cambios comentados, debido a la profundidad a la que pueden encontrarse, así como la composición del medio poroso, algunos sistemas de gas pueden poseer comportamientos dependientes de la presión en sus propiedades petrofísicas. Para comprenderlos en forma adecuada deben definirse algunas nociones de geomecánica que se presentan en seguida.

PRINCIPIOS DE GEOMECÁNICA

Existen diversas fuerzas que actúan directamente sobre la superficie terrestre, y que varían en magnitud y sentido dependiendo del lugar en donde son medidas. Estas pueden representarse mediante una serie de esfuerzos (S_{ij}), como en la Figura 4, que se definen como una fuerza por unidad de área. Aquellos que actúan de forma perpendicular a la superficie donde son aplicados se denominan esfuerzos normales, mientras que los que lo hacen en forma paralela se conocen como esfuerzos cortantes. Asimismo, por convención se define a los esfuerzos compresivos con magnitud positiva, y a los tensionantes como negativos (Day, 2012).

Por su naturaleza, el conjunto de esfuerzos (S) aplicados sobre un elemento puede representarse mediante un tensor, compuesto de nueve elementos, tres normales sobre la diagonal principal, y seis cortantes en los elementos restantes. En realidad como el tensor de esfuerzos es simétrico ($S_{ij} = S_{ji}$), el número de esfuerzos independientes corresponde a seis (tres normales y tres cortantes). De la Figura 4 puede observarse que es posible reorientar el sistema y obtener una configuración en la que el valor de todos los esfuerzos cortantes sea cero. A los valores resultantes de la rotación se les denomina esfuerzos principales, y poseen magnitudes que corresponden a S_1 , S_2 y S_3 , que corresponden al esfuerzo principal mayor, principal intermedio y principal menor, respectivamente (Anderson, 1951). La magnitud y dirección de estos

esfuerzos son importantes pues gobiernan la formación y propagación de las fracturas en un sistema.

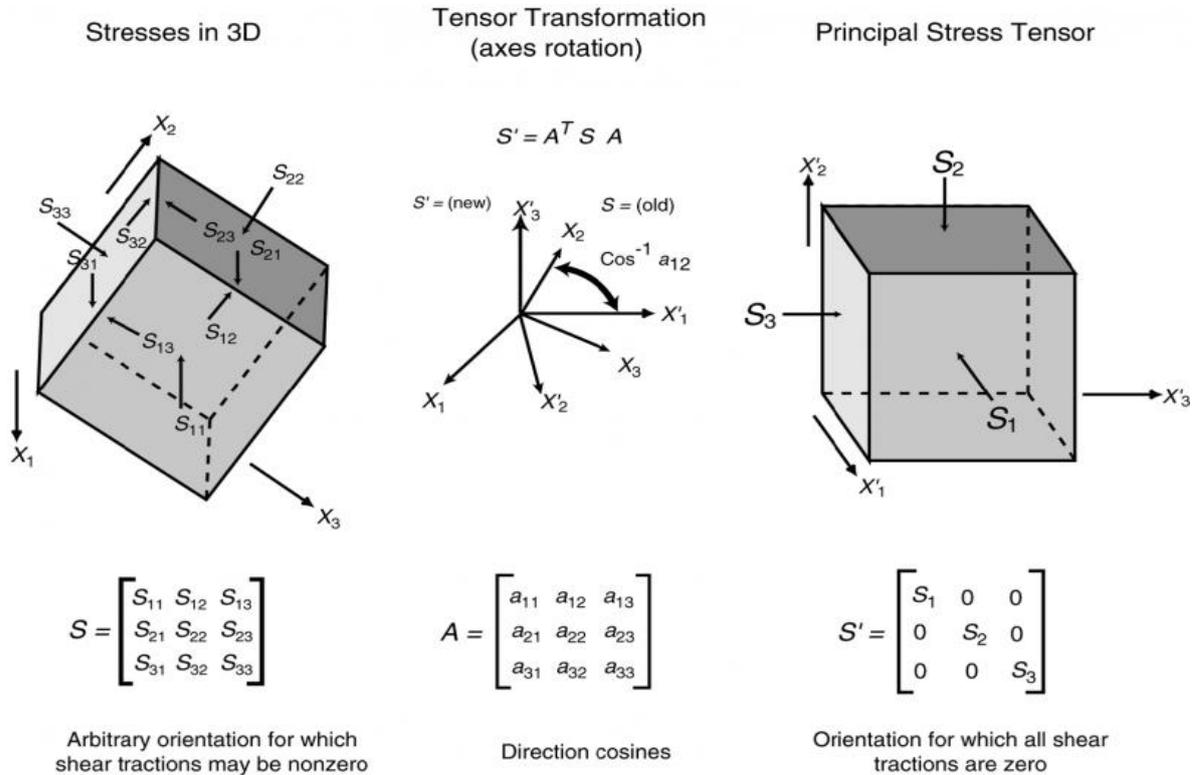


Figura 4. Esquemización de los diferentes esfuerzos que actúan sobre la superficie terrestre, y su representación mediante los esfuerzos principales.

Sobrecarga, presión de poro y esfuerzo efectivo

Una consecuencia directa de la rotación realizada para simplificar el diagrama de la Figura 4 es que el peso de los cuerpos superiores actúa en dirección a uno de los esfuerzos principales. En la geología, al peso que ejercen los estratos y fluidos suprayacentes a una formación en dirección vertical se les denomina esfuerzo o presión de sobrecarga (S_{ob}), mientras que a la fuerza que ejerce únicamente un fluido debido a una columna hidrostática se le denomina presión de poro (p).

En general se tiene que la sobrecarga corresponde al esfuerzo vertical (S_v), y que los dos esfuerzos horizontales se refieren a uno máximo (S_H) y otro mínimo

(S_h). Dado que la presión de poro tiene el mismo valor en un nivel dado, en una formación puede ayudar a soportar los esfuerzos ejercidos (Terzaghi, 1924), de esta manera, el esfuerzo efectivo que soporta una formación puede definirse como:

$$\sigma = S - \alpha p, \dots\dots\dots (20)$$

donde α es el coeficiente de Biot, que indica el grado de compresibilidad de la formación respecto a sus granos. Normalmente los granos son casi incompresibles y α tiene un valor unitario (Patzek, 2005).

Relaciones de deformación y módulos de un material

Dado que las características de las rocas y los fluidos definen como actúan y se distribuyen los esfuerzos en una formación, es necesario determinar sus propiedades para comprender el efecto de los diferentes esfuerzos en un sistema. Para un material como el representado en la Figura 5, donde se aplica un solo esfuerzo efectivo vertical (σ_v), un parámetro que resulta de interés caracterizar es el módulo de Young (E), que se define como el inverso de la deformación longitudinal vertical por unidad de esfuerzo vertical:

$$E = \frac{\sigma_v}{\Delta L/L}, \dots\dots\dots (21)$$

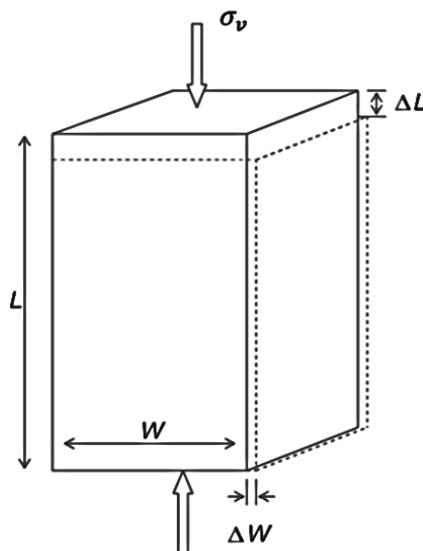


Figura 5. Esquema de las deformaciones de un material debido a un esfuerzo vertical.

Este mismo esfuerzo resultará en una deformación lateral, ΔW . Esta puede ser estudiada en términos de la relación de Poisson (ν), que se define como la razón de deformación horizontal por unidad de deformación vertical debida a un esfuerzo vertical:

$$\nu = -\frac{\Delta W/W}{\Delta L/L}, \dots\dots\dots (22)$$

donde el signo negativo se debe a la deformación que ocurrirá será contraria a la vertical. Finalmente, otro parámetro de interés es el módulo de la roca (K), que se define como el inverso de la deformación volumétrica unitaria de un material por unidad de presión ejercida, Figura 6:

$$K = -\frac{p}{\Delta V/V}, \dots\dots\dots (23)$$

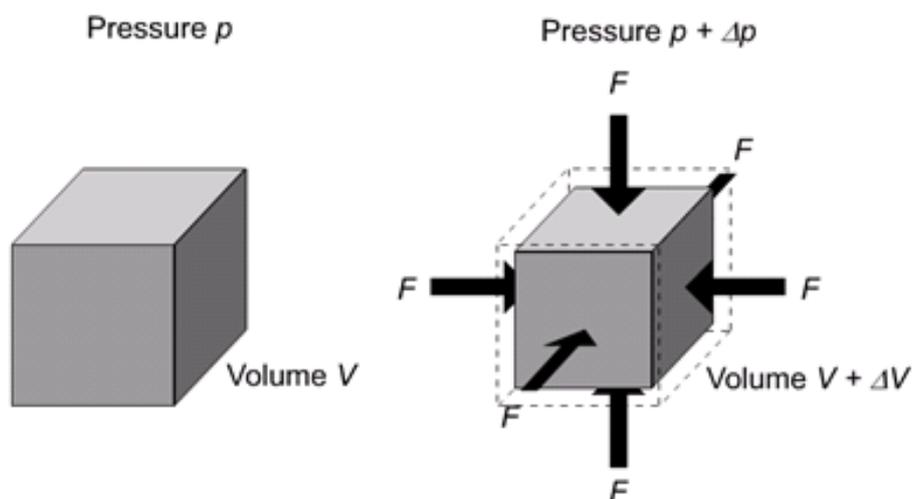


Figura 6. Deformación volumétrica de un material por el efecto de una presión de sobrecarga.

En forma práctica, el módulo de Young da una idea del tamaño de separación entre las fracturas, valores pequeños implican separaciones grandes; mientras que la relación de Poisson es un indicativo de la longitud que tendrá la fractura (Castañeda, 2014). Estos parámetros pueden estimarse experimentalmente en laboratorio, o de forma práctica mediante información sísmica y registros (Zoback et. al., 1985).

Regímenes de fracturamiento en la corteza terrestre

Las fracturas se forman y propagan en dirección perpendicular al mínimo esfuerzo, con lo que pueden establecerse tres estados de fracturamiento de acuerdo a la distribución que exista entre los esfuerzos principales (Anderson, 1951), Figura 7:

- Normal, cuando el esfuerzo vertical es mayor a los dos horizontales.
- Por desplazamiento, cuando el esfuerzo vertical es el intermedio.
- Inverso, cuando el esfuerzo vertical es el menor.

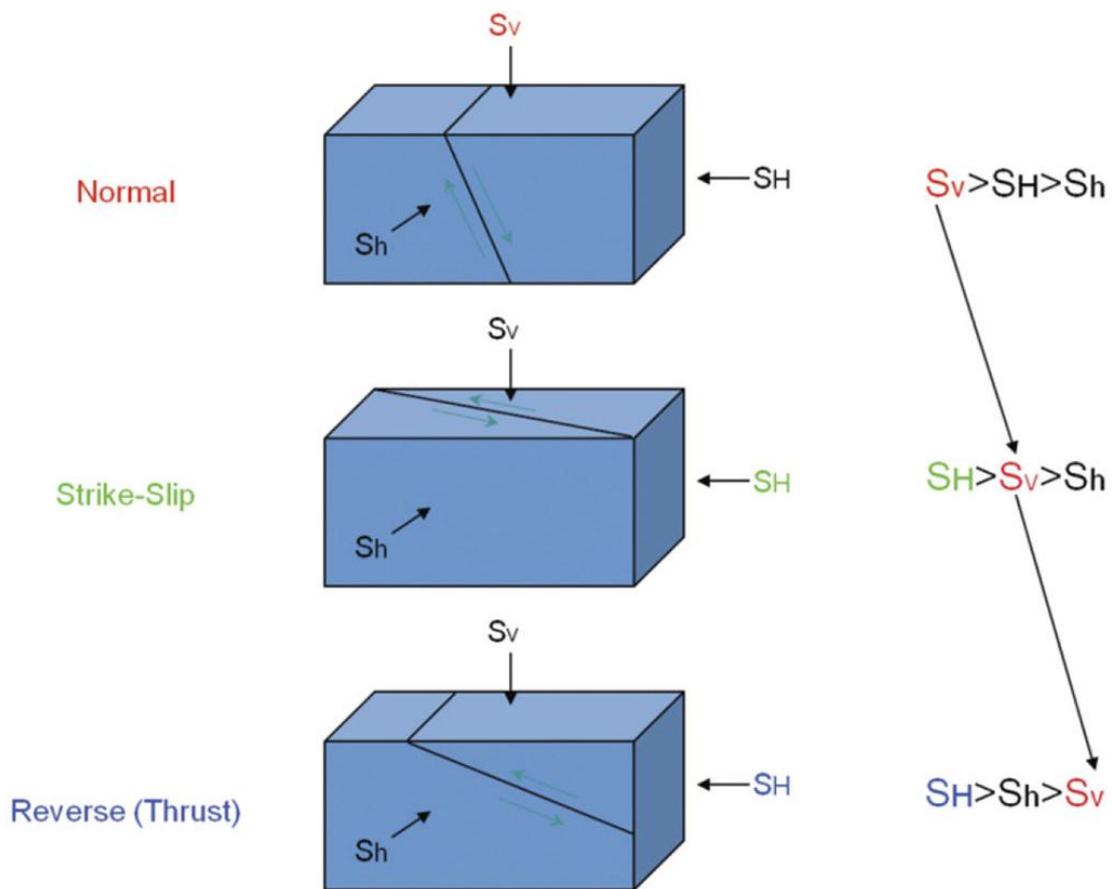


Figura 7. Esquematización de la clasificación de fallas de Anderson (Wikel, 2011).

Las magnitudes de los esfuerzos con la profundidad dictan el tipo de fallas en una región. Los regímenes normales tienden a ocurrir a profundidades mayores a los 2000 ft, mientras que los otros tienen lugar a profundidades más someras (Gidley, 1990). Debido a que no hay una forma directa de medirlo, el esfuerzo horizontal máximo resulta el más complicado de caracterizar (Sayers, 2010; Barton et al, 2009).

Una consecuencia directa de los diferentes eventos geológicos y tectónicos de un sistema es la compartimentalización. Esto permite que existan yacimientos sobrepresionados. Debido a que muchos yacimientos de gas presentan estas características, a continuación se discuten estos fenómenos.

COMPARTIMENTALIZACIÓN

La compartimentalización es la segmentación geológica de yacimientos que alguna vez fueron continuos en compartimentos aislados. Los yacimientos que se compartimentalizan requieren métodos de interpretación y producción diferentes de los de los yacimientos continuos. El grado de compartimentalización puede variar como consecuencia de la producción.

Estos compartimentos son el segmento productivo de un campo de petróleo o gas en el que los fluidos no se encuentran comunicados con el resto del campo. Los compartimentos productivos pueden aislarse en el momento de la acumulación como resultado de los procesos depositacionales o aislarse después de la depositación y el sepultamiento como resultado de la diagénesis o de cambios estructurales, tales como la formación de fallas.

A comienzos de la década de los setenta, Powley y Bradley reconocieron que los campos petroleros a nivel mundial habían presentado un inesperado grado de segregación hidrológica. Observaron regiones de un campo sedimentario que estaban aisladas de sus alrededores por una envolvente de roca relativamente delgada de baja permeabilidad que mantenía un gradiente hidrostático de presión constante. Ellos llamaron a estas regiones “compartimentos de fluido”.

Un yacimiento compartimentalizado es aquel que está subdividido en segmentos que se comportan como unidades de flujo separadas durante la producción. La compartimentalización de un yacimiento es causada por barreras al flujo de fluidos. Un yacimiento puede estar compartimentalizado lateralmente por fallas que generan sellos o por variaciones laterales en la calidad del yacimiento. La compartimentalización vertical ocurre donde las zonas del yacimiento están separadas por extensas zonas laterales de rocas

de baja permeabilidad, tales como lutitas o zonas cementadas con carbonatos. Las barreras al flujo pueden ser de diferentes tipos, desde las que pueden inhibir el flujo de fluidos casi en su totalidad a otras que no permiten ningún tipo de comunicación.

El conocimiento de los compartimentos y de los fluidos que ellos contienen es de vital importancia para ajustar y diseñar las instalaciones de superficie. El número de compartimentos también afecta el número de pozos necesario para drenar el crudo del yacimiento; cuanto más grande sea la complejidad de la compartimentalización del campo, mayor es el número de pozos y menor es su atractivo económico. La predicción de los límites de los compartimentos, inicialmente, facilita la ejecución segura de un programa de perforación y evita errores en la toma de decisiones de desarrollo. En el caso de campos maduros, la identificación de la compartimentalización permite elegir el mejor método de recobro secundario que pueda implementarse en el campo.

Los compartimentos de presión tienen varios comportamientos notables.

- Sus presiones internas pueden ser significativamente mayores o menores que alguna región topográficamente controlada por su hidrología o drenaje, ya que no se ha logrado explicar o relacionar con otra presión similar del yacimiento o de otra región más profunda.
- Sus estratos, generalmente no siguen una unidad estratigráfica sencilla. Tienen una envolvente que sirve como Sello que puede retener la presión del fluido por largos periodos de tiempo geológico. Estos sellos tienen tope, fondo y todos los lados cubiertos, en las zonas horizontales del sello, las alteraciones están asociadas a los límites laterales de fallas y a compartimentos que se encuentran altamente presurizados en su interior y muchas veces naturalmente fracturados.

Los factores que favorecen la formación de las capas del sello son: granos de tamaño pequeño, depositación rápida, presión de fluido relativamente baja y alto gradiente geotérmico, así como los conjuntos de esfuerzos, reacciones y transporte. Dichos conjuntos de sellos pueden formarse espontáneamente en sedimentos relativamente uniformes o pueden darse como la amplificación de los comportamientos sedimentarios ocurridos en la diagénesis.

Cuando se hace un ajuste histórico de los datos de presión y producción con los datos de modelado del yacimiento, frecuentemente, se hace evidente la compartimentalización. Pero para poder identificar una compartimentalización a una etapa temprana de vida del campo se deben obtener datos semidinámicos como las composiciones de los fluidos. Las variaciones composicionales del fluido proveen información acerca de cómo los fluidos han sido capaces de moverse a través del yacimiento en una escala de tiempo geológico.

CARACTERÍSTICAS GENERALES DE LOS COMPARTIMENTOS

Están definidos por potenciales hidráulicos calculados a partir de medidas de presión que pueden ser indicadas por diferencias en la composición de las salmueras y de los hidrocarburos, por diferencias mineralógicas, por resistividades eléctricas, velocidad sónica y densidad de las arcillas y por los requerimientos del peso del lodo y los cambios en la velocidad de perforación.

Los compartimentos de presión están caracterizados por un sello efectivo en tres dimensiones, que impide que la presión alcance la presión hidrostática normal.

Una presión de goteo del sello, llamada tasa de sello, ocurre cuando la diferencia de presión causada por una sedimentación subsidente o una erosión “uplift” y otras fuentes de presión son más grandes que la presión de goteo del sello. Cuando la presión interna del fluido en el compartimento excede la presión de fractura del sello, éste se fractura y los fluidos escapan del compartimento. La fractura y la restauración del sello pueden ocurrir repetidamente.

Se deben tener en cuenta los múltiples orígenes de los sellos de presión para explicar su estratigrafía y geometría. Algunos sellos de presión parecen estar controlados estratigráficamente por el aumento de los procesos diagenéticos, particularmente aquellos con una estratificación cruzada, parecen ser enteramente diagenéticos. Los sellos laterales que podrían ser verticales o

inclinados, se generaron posiblemente por fallas y fracturas en las facies laterales.

Las diferentes posibilidades de entrapamiento en un yacimiento compartimentalizado muestran la importancia del estudio de este fenómeno. Lo ancho del sello o rampa de transición es por lo general determinada por el espaciamiento entre las medidas de presión. Se ha visto que la compartimentalización se encuentra solamente en los límites de baja permeabilidad. En estos límites, el modelo de flujo dinámico tiende a convertirse en un modelo estático de no flujo.

El flujo es inferido indirectamente por las diferencias en la composición química de la salmuera o por las medidas de presión del fluido en la formación. Las medidas de presión corregidas con el potencial hidráulico, infieren flujo desde un potencial más alto a uno más bajo.

La falta de conexión hidráulica o sello, da origen al concepto de compartimentalización de un yacimiento, según Bradley. El entendimiento del movimiento del fluido en un yacimiento sedimentario es esencial para comprender los procesos diagenéticos que cambian la porosidad y la permeabilidad. La pérdida de la porosidad primaria y la creación de la porosidad secundaria por solución afectan la permeabilidad que controla que tan lucrativos pueden ser los yacimientos.

FACTORES QUE GENERAN SOBREPRESIONES

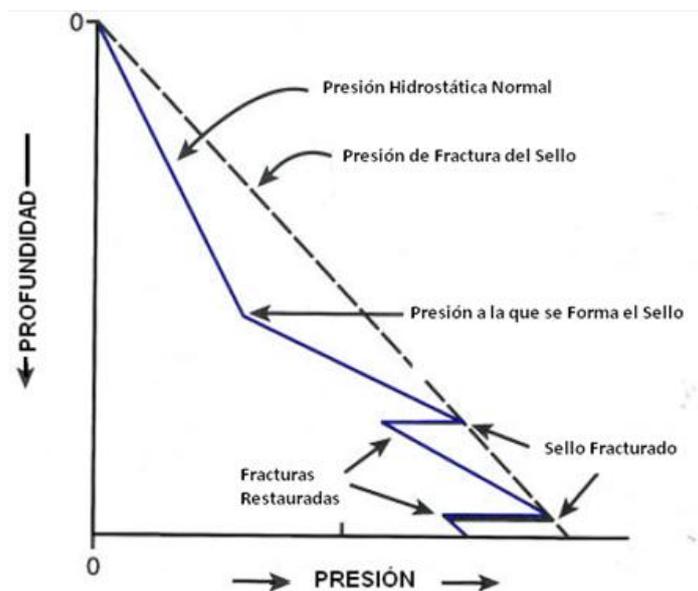
Los factores que causan el cambio de volumen se dan por todo el yacimiento y durante todo el tiempo del movimiento epirogénico. El lugar y el tiempo para la formación de los sellos lo determina la presión y/o los regímenes de flujo.

La sobrepresurización puede ser causada por el efecto de boyanza de los hidrocarburos sobre la salmuera. La presión de boyanza es una función de la diferencia del gradiente de densidad de los fluidos y la altura de la columna de hidrocarburos.

En el punto a lo largo del sello donde la presión interna del fluido exceda la presión de fractura del sello (P_f), éste se fracturará y los fluidos se escaparán del compartimento, Gráfica 16. De esta forma tenemos que:

$$P_F = \sigma_H + p + T_s \dots\dots\dots (24)$$

donde P_F es la presión de fractura dentro del sello (en psi), σ_H es el mínimo esfuerzo horizontal efectivo afuera del sello (en psi), p es la presión de poro (en psi), y T_s es el esfuerzo de tensión del sello (en psi).



Gráfica 16. Relación entre la presión y la profundidad

Las presiones anormalmente altas pueden originarse debido a un descenso en el flujo dada la presencia de una barrera poco permeable a la que el flujo llega a una tasa más alta que la tasa de fluido que sale de la barrera. Hasta aquí, el desarrollo de presiones anormalmente altas en la sección estratigráfica puede darse por la presencia de una unidad de roca de baja permeabilidad en el camino del flujo. La sobrepresurización puede aumentar significativamente por una variedad de procesos geológicos como la deshidratación de minerales, generación de hidrocarburos y CO_2 , la expansión térmica del agua, y la rápida subsidencia que genera la no compactación (los sedimentos de baja permeabilidad expulsan fluidos a una tasa más rápida que la necesaria para la

compactación normal de los sedimentos). La sobrepresurización resultante por la presencia de una barrera de poca permeabilidad, es un proceso altamente dinámico y por lo general es un fenómeno de corta vida geológica.

Existen dos hipótesis distintas para explicar los compartimentos de presión en sistemas de rocas sedimentarias:

1. Powley y Bradley usan la hidrodinámica para explicar las presiones anormales, requiriendo de una fuente de fluido que le permita a éste llegar a la barrera de baja permeabilidad a una tasa más alta que la tasa de transferencia en la barrera. La fuente de fluidos puede ser un acuífero activo, o fluido expulsado de sedimentos compactados, o fluidos creados por la generación de hidrocarburos u otras reacciones químicas, o también puede ser agua liberada en la conversión de minerales en las arcillas.
2. La otra hipótesis es propuesta por Hunt en su artículo "*Generation and Migration of Petroleum from Abnormally Pressure Fluid Compartments*" de 1990. Esta hipótesis es a una escala más grande y consiste en un modelo estático de compartimentos de presión. En este modelo de compartimentalización, el régimen hidrodinámico de relativa superficialidad está separado de uno más profundo, aislando el régimen mediante sellos impermeables que existen por largos periodos de tiempo geológico, de muchos millones de años.

Ambas hipótesis no son mutuamente excluyentes. El desarrollo de ambos tipos de rocas presurizadas anormalmente puede ocurrir en el mismo yacimiento. Sin embargo, varían notablemente en términos de las características dinámicas y temporales de las rocas presurizadas. Un modelo es altamente dinámico, y requiere de una fuente de fluido continuo durante la vida del compartimento de presión, y también requiere la presencia de zonas relativamente impermeables. El otro modelo es estático, permitiendo la existencia por un largo tiempo pero requiere de la presencia de sellos que retengan el fluido dentro del compartimento.

PRESIONES ANORMALES

Una presión anormal es cualquier presión de formación mayor o menor que la presión normal (referenciada al gradiente hidrostático del agua). Las formaciones con presiones anormales son depósitos o yacimientos cerrados no conectados a la superficie.

Los depósitos de este tipo, generalmente se encuentran asociados a gruesas formaciones de sedimentos. Se cree que el agua exprimida fuera de los sedimentos debido al peso de las rocas se puede acumular en las zonas de arenas más permeables y si se atrapan crearán presiones excesivas. Es decir, que estas presiones se generan usualmente por la compresión de los fluidos de la formación (o las lutitas adyacentes) debido al peso de los estratos suprayacentes. Si la formación está completamente sellada, los fluidos no pueden escapar, soportando éstos, parte de la presión de sobrecarga.

Las presiones anormalmente bajas se observan frecuentemente en los yacimientos agotados. Se trata de yacimientos cuya presión original ha sido reducida como resultado de la producción o de pérdidas. El fenómeno de agotamiento no es inusual en los yacimientos maduros en los que se han producido volúmenes significativos de petróleo y gas sin implementación de programas de inyección de agua o mantenimiento de la presión. Por el contrario, las presiones anormalmente altas son características de la mayoría de las regiones productoras de petróleo. Las sobrepresiones anormales siempre involucran una zona particular que se sella o aísla. La magnitud de la sobrepresión depende de la estructura, el ambiente sedimentario, y los procesos y tasa de sedimentación.

Algunas de las causas de las presiones anormales se indican a continuación:

Efectos Relacionados con la Depositación

Subcompactación: Proceso mediante el cual se desarrolla una presión de poros anormal debido a la interrupción del balance entre la velocidad de

sedimentación de las arcillas y la velocidad de expulsión de los fluidos desde los poros al compactarse las mismas por el cubrimiento con capas superiores

Si los fluidos no pueden escapar debido a la disminución de la permeabilidad de los poros, el resultado será una presión anormal alta dentro de los poros

Deposición de Evaporitas: La presencia de depósitos de evaporitas puede causar alta presión anormal cercana al gradiente de sobrecarga

La Halita es totalmente impermeable a los fluidos y se comporta plásticamente pudiendo ejercer una presión igual al gradiente de sobrecarga en todas direcciones.

Procesos diagenéticos

La diagénesis se define como la alteración de sedimentos y sus minerales durante la compactación posterior a la depositación.

Diagénesis de la Arcilla: Con los aumentos de la presión y la temperatura, los sedimentos sufren un proceso de cambios químicos y físicos. Los cambios diagenéticos se dan en las lutitas y pueden generar presiones anormales altas dentro de ellas.

Efectos relacionados con la tectónica

La actividad tectónica puede resultar en el desarrollo de presión de poros anormal como consecuencia de mecanismos como los que se mencionan a continuación:

Plegamientos: se produce por la compresión tectónica de una cuenca geológica lo cual resulta en el desarrollo de altas presiones de poro anormales.

Fallas: El desarrollo de fallas puede llevar a presión anormal por un aumento en la velocidad y volumen de la sedimentación a través de una falla en un bloque hundido, esto puede introducir un sello contra la formación permeable que evita la expulsión del fluido. Una falla no sellada puede transmitir fluidos de la formación más profunda a la más somera, lo cual resulta en presiones anormales en la zona somera.

Diapirismo de Sal: Se define como la penetración de una formación por otra formación plástica, móvil, menos densa. La formación se curva hacia arriba formando un domo de sal, Figura 8.

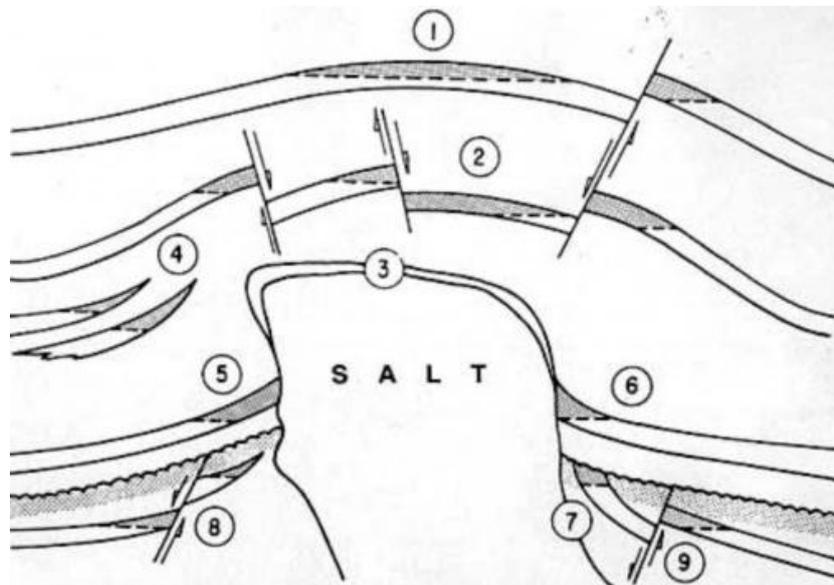


Figura 8. Diapiro o domo salino y los diferentes efectos estructurales en los yacimientos de aceite.

La identificación de las presiones anormales es de alta importancia en la explotación de sistemas de gas natural, pues en muchos casos pueden tenerse efectos directos sobre las propiedades petrofísicas de los mismos durante la producción. Algunos de los métodos utilizados para este fin son:

- Datos Sísmicos: Esta técnica se realiza antes del comienzo de las operaciones de perforación y se basa en la compactación normal de la formación a la profundidad del agujero. A mayor compactación de las formaciones, mayor será la velocidad del sonido. Los incrementos en la velocidad del sonido se convierten después en presiones anormales. Después de perforar el pozo, se corre un registro de confirmación de las presiones anormales, como el Perfil Sísmico Vertical (VSP).
- Velocidad de Perforación. Es una herramienta muy útil en la detección de cambios en la presión de poros y está afectada por:
 1. Cambios en la litología
 2. Limpieza del fondo del pozo

3. Presión diferencial entre la columna del lodo y la presión de poros
 4. Peso sobre la barrena
 5. Velocidad de rotación
 6. Propiedades de los fluidos
 7. Tipo de barrena
- Desprendimiento de Lutitas (lutitas deleznales): Pudiera ser resultado de las siguientes condiciones del agujero:
 1. La presión de la formación es mayor que la presión hidrostática
 2. Hidratación o hinchamiento de las lutitas
 3. Erosión causada por la circulación del fluido, presión de surgencia o movimientos de la tubería
 4. Algunas veces es la combinación de más de una de estas condiciones
 5. Este fenómeno se debe observar cuidadosamente cuando se aumente la ROP (velocidad de perforación) y se note desprendimiento de lutitas
 6. Podría verse con facilidad observando los recortes en las temblorinas
 - Gas en el Lodo: El gas puede entrar en el lodo como resultado de lo siguiente:
 1. Gas de Conexión: relacionado con el “suaveo” en las conexiones
 2. Gas de Viaje: relacionado con el “suaveo” durante los viajes redondos de la sarta de perforación
 3. Gas de la Formación: Gas en las lutitas o en la arena liberado de los recortes mientras se está perforando
 4. Brote o flujo imprevisto del Pozo (Influjo)
 5. La medición de las propiedades del lodo dentro y que entra y sale del agujero pudieran dar la primera advertencia de cambios en el contenido de gas o de cloruro
 6. El gas reducirá la densidad del lodo
 - Contenido de Cloruro: El contenido de cloruro causará floculación del fluido de perforación que se traducirá en un aumento de la Viscosidad Plástica y del Punto de Cedencia. Por lo tanto debe prestarse atención si suceden tales problemas mientras se perfora.

- Indicación de Temperatura: La medición continua de la temperatura en línea de retorno (línea de flote) pudiera advertir sobre la entrada en una zona sobre presurizada. Al compactarse la formación, aumenta la conductividad térmica. La temperatura en la línea aumentará, lo cual indica que se ha entrado a una zona sobre presurizada. No aplica para la región marina (con tubería conductora - Riser).

Otros factores que podrían causar un aumento en la temperatura son: - Aumento en la velocidad de circulación (gasto o caudal), cambios en el contenido de sólidos en el lodo, aumento en la torsión de la barrena.

Los Anexos B y C de este trabajo dan más información acerca de los estados de la presión inicial de la formación y la conformación de estructuras en compartimientos, respectivamente.

CAPÍTULO 4.- TIPOS DE POZOS UTILIZADOS EN LOS YACIMIENTOS DE GAS

La perforación y terminación de pozos en yacimientos de gas requiere optimizar las diferentes variables del proceso, ya que los costos de venta del gas son considerablemente menores que los del aceite. Por ello deben considerarse todos los aspectos relacionados a la naturaleza de la formación y los esquemas de producción adecuados. A continuación se dan algunas pautas sobre el tipo de pozos que son típicamente utilizados en los sistemas de gas.

PERFORACIÓN DE POZOS SIN APAREJO DE PRODUCCIÓN

Se basa en la utilización de pozos con terminación tipo “tubingless,” la cual impacta directamente en la reducción del costo de perforación hasta en un 30%, excluyendo los costos de fracturamiento, los indirectos y los gastos administrativos; entre las ventajas operativas se pueden citar la reducción de los volúmenes del lodo, fluidos de terminación, cemento y tubería de acero empleados. Las ventajas económicas son la reducción de costos por menores volúmenes de lodo, cemento, acero, entre otros, y la reducción del tiempo necesario para empezar la producción. En cuanto al cuidado del medio ambiente, reduce el volumen de recortes generados y el de lodos a tratar.

La terminación tubingless, traducido como sin tubería de producción es una tubería de explotación que se extiende hasta la superficie y se utiliza como tubería de producción para explotar los hidrocarburos. Una vez que es perforada la última etapa del pozo, se introduce la tubería de producción la cual se cementa como tubería de revestimiento de explotación y que finalmente opera como aparejo de producción. En la Figura 9 se pueden ver los diferentes tipos de terminación de pozos y en el último de la extrema derecha se encuentra el estado mecánico de un pozo tubingless.

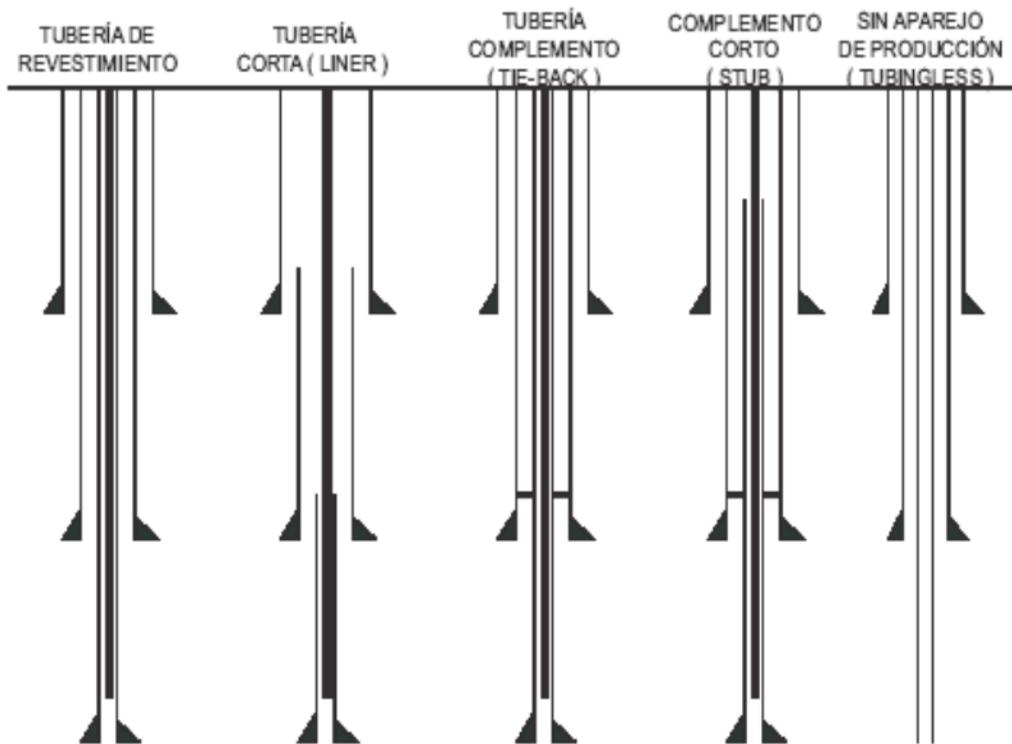


Figura 9. Diferentes tipos de estados mecánicos de pozos petroleros. (<http://cdigital.uv.mx/bitstream/123456789/40370/1/delangeldiazedson.pdf>)

Es aplicable en campos de bajo riesgo donde hay suficiente conocimiento del área, aunque algunas veces se ha utilizado este tipo de terminación en pozos exploratorios o delimitadores; cuando los problemas de corrosión no son críticos y cuando se tiene un alto índice de éxito en las cementaciones primarias.

Las ventajas de al aplicar la terminación tubingless son:

- Reducción del volumen de lodo en 49.5%, fluidos de terminación y cemento 40.6%
- Uso de menor cantidad de acero en 32.8%
- Reducción del costo de barrenas utilizadas
- Reducción del volumen de arena a utilizar en los tapones para los múltiples trabajo de fracturamiento hidráulico.
- Limpieza más rápida y eficiente del pozo después del fracturamiento hidráulico.

- Las reparaciones mediante tubería flexible son más económicas que las técnicas convencionales.
- Se elimina el uso de empacadores así como del equipo de línea de acero para colocar dicho empacador la reparación de fallas mecánicas asociadas.
- Se tienen menores tiempos de perforación.

Desventajas de aplicar la terminación tubingless:

- Requiere de un estricto control de calidad en la cementación primaria, ya que la geometría reducida complica su corrección.
- Su aplicación está limitada por profundidad a 3200 m.
- Las reparaciones mayores resultan más complicadas debido al diámetro reducido.
- El manejo de la tubería de producción 3 ½" en todo momento debe ser bajo procedimientos más cuidadosos para evitar un daño tanto al cuerpo de la tubería como a la rosca.

A partir de que se inició el uso del sistema de terminación tubingless en la terminación de los pozos de la Cuenca de Burgos se ha facilitado el aspecto operativo de la misma, esto debido a que la terminación se lleva a cabo sin equipo, es decir, cuando se termina de perforar el pozo y se cementa la última tubería se desmantela el equipo de perforación, efectuándose todas las operaciones de terminación sólo con el árbol de válvulas instalado, esto es posible debido a dos causas, la primera es que la última tubería de revestimiento se utiliza como tubería de producción y la segunda a que el diámetro interior del árbol de válvulas es mayor que el de la tubería, por lo que permite el paso de toda herramienta con un equipo móvil, ayudando de esta forma a reducir el costo de las operaciones.

Para este tipo de terminaciones se pueden utilizar los siguientes sistemas artificiales de producción en etapas maduras de explotación del pozo:

Bombas para tuberías de revestimiento (TR): existen instalaciones de bombas para TR regularmente para diámetros de 2 7/8", los factores más importantes a considerar son, si la TR estará sujeta al desgaste interno por la acción de las

varillas, si todo el gas debe de pasar a través de la bomba, si se esperan partículas de arena, incrustaciones o parafinas que deriven en pegadura de la bomba y causen trabajos de reparación costosos o la posibilidad de pérdida del pozo.

Bombeo con varillas dentro de una sarta tipo macarroni (tuberías de diámetro reducido de 2 3/8" a 1"), en este sistema se utiliza una bomba tipo inserto, y las ventajas de utilizar el bombeo dentro de una sarta extra tipo macarroni son la reducción del desgaste de la TR, el gas puede ser ventilado incrementando con ello la eficiencia de la bomba, los inhibidores de corrosión y las parafinas pueden ser circulados más abajo a través del espacio anular TR-tubing (2 7/8"-1 1/4"), la arena se puede confinar en la tubería facilitando con esto la pesca si la bomba se pega.

Bomba de tubería con varilla hueca, ese sistema tiene un manejo de volumen restringido comparado con una bomba de TR, el desgaste de la tubería y a TR son similares.

Bombeo hidráulico, es similar al tradicional pero en forma miniaturizada.

Gas lift, existen sistemas de inyección de gas utilizando válvulas hasta con 1 1/4".

PERFORACIÓN DE POZOS NO CONVENCIONALES

Considera la perforación de pozos no convencionales (principalmente incrementar la perforación de localizaciones horizontales y multilaterales), lo mismo que la utilización de macroperas para perforar de 2 a 4 localizaciones, minimizando el daño al medio ambiente. La ventaja de esta opción estriba en el alto índice de productividad de los pozos con alto ángulo de desviación y horizontales al tener mayor contacto con los yacimientos productores, para lo cual, se requieren herramientas de geonavegación avanzadas, registros acimutales y periscópicos.

La perforación horizontal es una de estas técnicas que se presenta como una alternativa para solucionar el reto que de lograr una mejora y optimización, tanto de recursos como del proceso de la explotación de hidrocarburos y así lograr incrementar la productividad de los pozos.

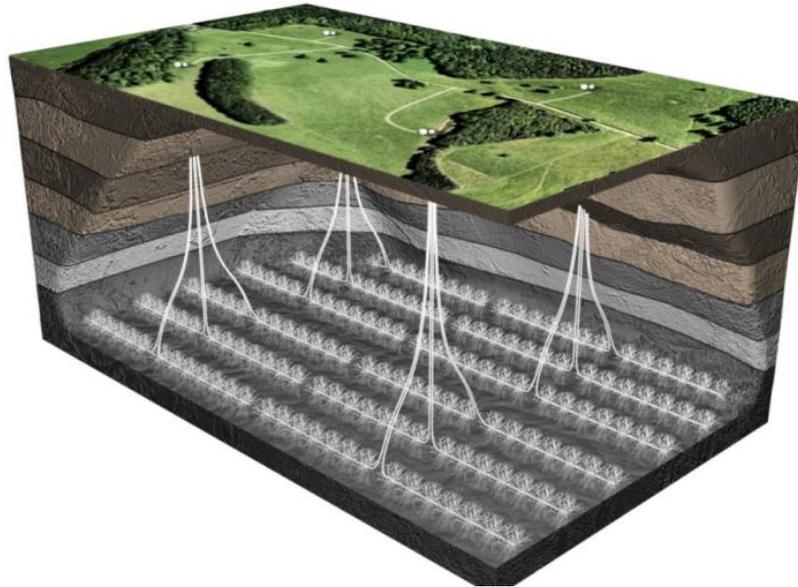


Figura 10. Cuatro plataformas con seis perforaciones horizontales cada una.
(<https://www.upyd.es/contenidos/ficheros/90227>)

Este tipo de pozo mantiene una trayectoria aproximadamente paralela a la formación productora o la penetra con un ángulo de 80° u 95° .

El diseño de un pozo horizontal es diferente al diseño de un pozo direccional porque la productividad del pozo depende sobre todo de la longitud del mismo. Sin embargo, la longitud de un pozo horizontal depende de la técnica de perforación a utilizar.

La otra consideración importante está en la terminación del pozo: se puede tener un pozo en agujero descubierto, introducir una tubería corta con empacadores externos o uno revestido, dependiendo de lo que se necesite y la experiencia de la región. El tipo de terminación es de suma importancia en cuanto a resultados de la producción del pozo, y ciertos tipos de terminaciones son posibles solamente con determinadas técnicas de perforación. Así que, la longitud del pozo, la localización física del mismo yacimiento, la tolerancia en la

perforación y el tipo de terminación dependen básicamente del método de perforación.

Las aplicaciones para este tipo de perforación son:

- Perforación de varios pozos desde plataformas o estructuras fijas
- Perforación de domos salinos
- Perforación en fallas geológicas
- Perforación de pozos de alivio

Actualmente la perforación de pozos horizontales se ha desarrollado con el objetivo de resolver:

- Problemas con conificación de agua y/o gas
- Extracción de aceite pesado
- Tener mayor contacto con el yacimiento
- Incremento de producción
- Incremento en el factor de recuperación
- Reducir el número de pozos en proyectos de desarrollo
- Para yacimientos naturalmente fracturados
- Para yacimientos de espesor delgado
- Objetivos en localizaciones inaccesibles

La selección del método de terminación para un pozo horizontal requiere de ciertas consideraciones tales como estabilidad del agujero, diámetro del agujero, alternativas de TR's, capacidad y sistemas artificiales de producción, aislamiento de zonas de agua, gas y de fracturas naturales. Su correcta selección determinará la tasa de producción.

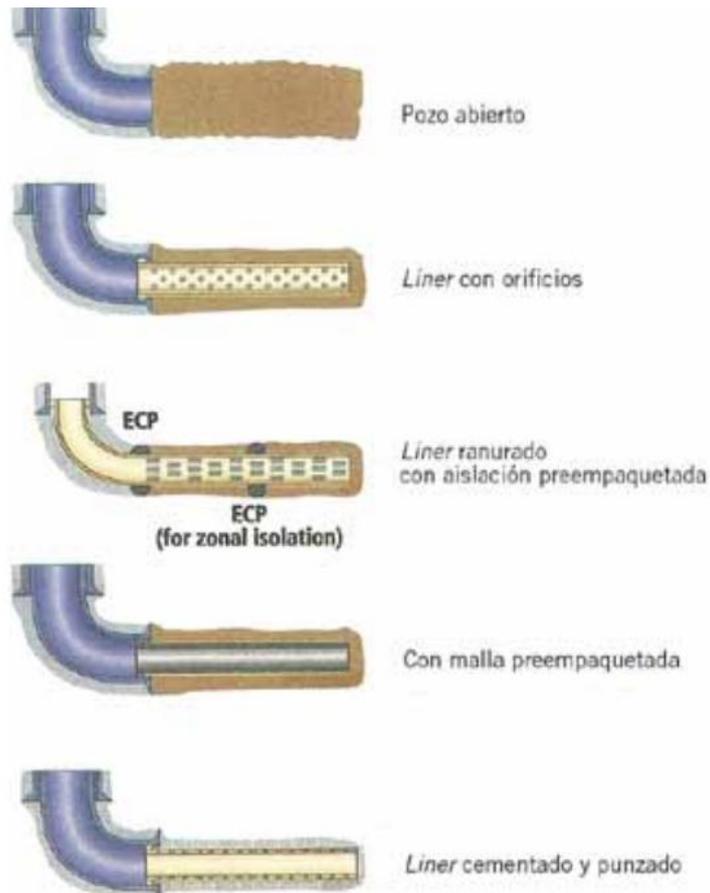


Figura 11. Algunas de las diferentes formas de terminación de pozos horizontales

(<http://www.petrotecnica.com.ar/abril14/Petro/Como-es.pdf>)

efectiva en formaciones altamente permeables y donde la conificación de agua y gas no se hagan presentes.

La producción esperada en agujero descubierto es tres veces más alta que alguna otra opción de terminación, y se debe a que se logra una gran área abierta al flujo del hidrocarburo y menos restricciones de producción.

- Con tubería ranurada (liner)

Esta terminación es económica y muy común para los pozos horizontales. Su mayor ventaja es la protección para evitar colapsos, ya que soporta la estabilidad del agujero cuando se presenta cavidades en el frente que restringen severamente a producción. También mantiene la integridad del agujero cuando la presión de formación decrece con el tiempo de producción.

Los tipos de terminación para pozos horizontales son, Figura 11:

- Con pozo descubierto

Esta terminación se caracteriza por su simplicidad y bajo costo. Prácticamente la tubería de revestimiento es cementada en la cima de la zona productora. La selección horizontal se deja en agujero descubierto.

Es aplicable en formaciones estables y es apropiada para carbonatos y zonas de calizas fracturadas. También es

Este tipo de terminación se utiliza en pozos horizontales de radio largo, medio y corto perforados en formaciones poco consolidadas.

Las ranuras de esta terminación están orientadas paralelas al eje de la tubería. El ancho de las ranuras se selecciona para impedir la entrada de partículas de arena excepto las más finas y el tipo de acero para evitar la abrasión y erosión por arena.

- Con tubería preempacada

Esta terminación es aplicable a yacimientos con formaciones poco consolidadas, con gran producción de arena, y con permeabilidades alrededor de 1 Darcy. La técnica consiste en la colocación de una malla preempacada con grava y resina en la tubería para el control de la producción de la arena. El diseño de la malla depende de las condiciones del yacimiento. No se recomienda para terminaciones donde sea necesario aislar intervalos de gas y agua.

Están conformados por una tubería de doble pared preperforada con orificios redondos relativamente pequeños, la tubería interna está rodeada por un tamiz rígido como el tipo estándar que se usa cuando se realizan empaques con grava. El espacio anular está relleno por arena muy bien escogida y cementada con resina para evitar su pérdida por los orificios preperforados. Para escoger la arena se debe considerar la alta permeabilidad y evitar al máximo la entrada de arena en el hoyo. Este es considerado el mejor forro disponible para terminaciones de secciones horizontales en cualquier tipo de formación pero es el más costoso.

- Con tubería ranurada y empacadores externos

Este tipo de terminación es similar al de la tubería ranurada, con excepción que se corre con un empacador externo para conseguir aislar alguna zona que requiera de una acidificación o para separar algunos intervalos, sin comentar todo el agujero.

Las aplicaciones para este tipo de terminación son por lo regular: aislar zonas de fracturas indeseables, cementación o producción en intervalos de interés,

estimulaciones selectivas en los intervalos productores y cementar zonas por debajo de la tubería ranurada.

- Con tubería de revestimiento cementada

Este tipo de terminación es muy costosa y muy complicada, pero ofrece buena integridad, prolonga la vida del pozo evitando el colapso del agujero, también facilita los trabajos de reparación, requerimientos de estimulación y limpieza, abandonos temporales y totales. La terminación con tubería cementada es aplicable a pozos exploratorios, pozos de alta presión y pozos con problemas de conificación.

- Con tubería expandible

Esta terminación es aplicable a yacimientos con formaciones poco consolidadas, con gran producción de arena, y con permeabilidades alrededor de 1 Darcy.

La finalidad de la tubería expandible es realizar la cementación de tuberías cortas de explotación en una sola etapa, en formaciones con pérdida de circulación y posterior migración de gas, garantizando el sello mecánico en la parte superior y mejorando el sello hidráulica del cemento.

Las ventajas de la tubería expandible son: que permite continuar la perforación y mantener el diseño del pozo, terminar los pozos con diámetros de TR's convencionales con la cual se optimiza la explotación del yacimiento, se puede probar la hermeticidad de boca de liner ahorrando tiempo, y se ha probado ser alternativa para garantizar que en pozos exploratorios se alcancen los objetivos programados.

La perforación multilateral es la perforación de múltiples pozos desde un agujero descubierto vertical sencillo, horizontal, o inclinado para mejorar la recuperación de hidrocarburos y minimizar los costos de producción.

Los sistemas de pozos multilaterales permiten que múltiples agujeros descubiertos productores sean perforados desde una sección individual de un agujero matriz. Una diferencia importante entre este método y la desviación

lateral convencional, es que en la multilateral tanto el agujero matriz como las extensiones producen hidrocarburos.

Debido a que sólo se requiere de un agujero vertical individual, los diseños de pozos multilaterales requieren menor tiempo de perforación, pueden tener menores requerimientos de equipo y material e incrementan la producción.

Una de las mayores ventajas de seleccionar este tipo de perforación, es el máximo contacto con el yacimiento, aumentando el área de drenaje del pozo y reduciendo la caída de presión, esto mitiga la entrada de arena y la conificación de agua o gas, con lo cual aumenta la productividad o la inyección y permite mejorar los factores de recuperación.

La geometría de un pozo multilateral se compone de (Figura 12):

- Un pozo o agujero principal
- Una junta multilateral (conexión entre el agujero principal y los laterales)
- Una rama o agujero lateral (ramas salientes desde el agujero principal)

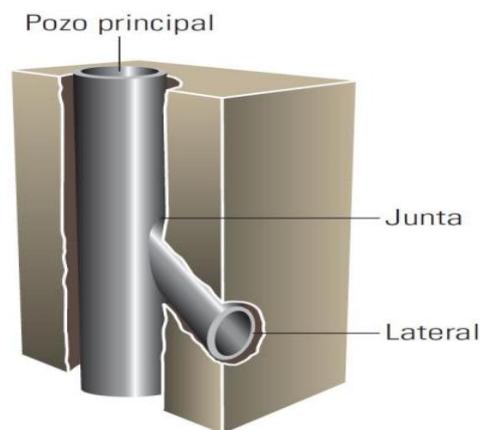


Figura 12. Geometría de un pozo multilateral (WEC México 2010, capítulo 2, 2010)

Existen dos tipos principales de pozos multilaterales, los esquemas de estos pozos se mostrarán en las siguientes figuras:

1. En un mismo plano horizontal (misma profundidad vertical)

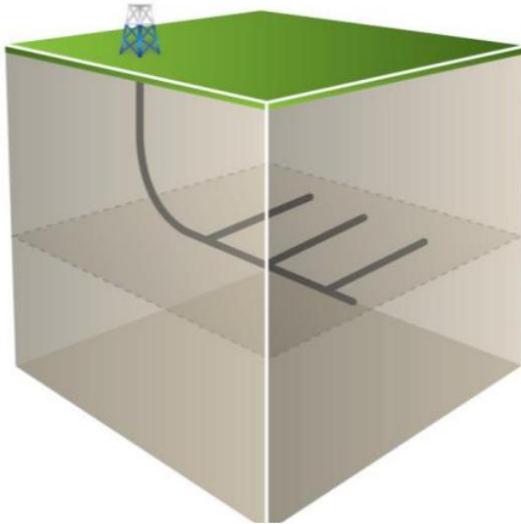


Figura 14. Lateral con forma de esqueleto de pescado

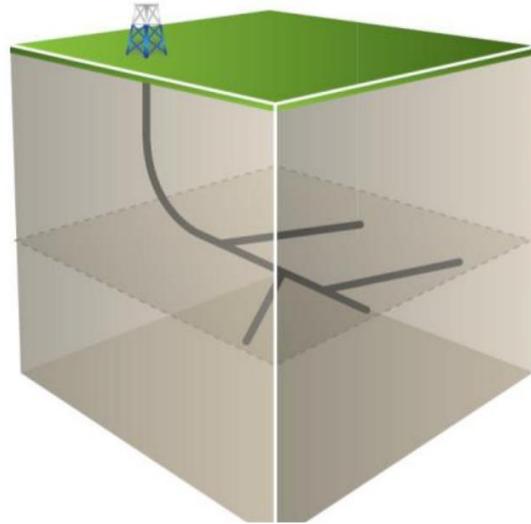


Figura 13. Lateral con forma de esqueleto de pescado opuesto

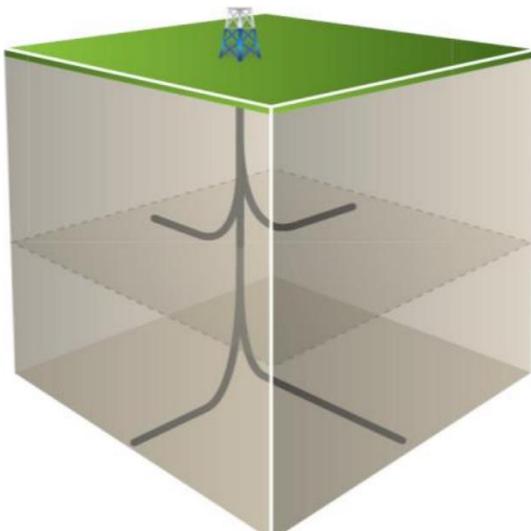


Figura 16. Cuadrilateral planar

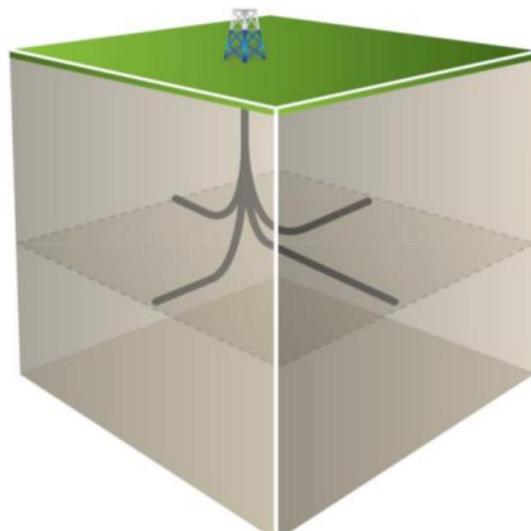


Figura 15. Cuadrilateral planar apilado

En la Figura 16 se aprecia un esquema que se utiliza para yacimientos de petróleo pesado. Además de mejorar la inyección de vapor, los tramos laterales horizontales maximizan la producción y mejoran la recuperación de depósitos de petróleo pesado y de yacimientos delgados, someros o agotados, mediante

el incremento del área de drenaje del pozo. En yacimientos con columnas de petróleo delgadas, los tramos laterales horizontales mitigan la irrupción prematura de agua o gas, o la conificación.

En la Figura 15 se observa un esquema de pozo multilateral que se utiliza para yacimientos de baja permeabilidad o naturalmente fracturados. Los tramos laterales horizontales aumentan la probabilidad de intersectar fracturas naturales y de terminar un pozo rentable en formaciones naturalmente fracturadas con fracturas cuyas orientaciones se desconocen. Si se conoce la orientación de los esfuerzos en el subsuelo, los dos tramos laterales opuestos permiten optimizar el contacto del pozo con el yacimiento.

2. En un mismo plano vertical (misma dirección a diferentes profundidades)

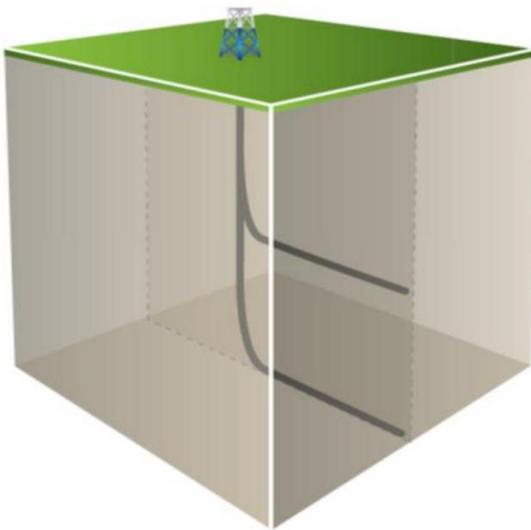


Figura 18. Lateral doble apilado

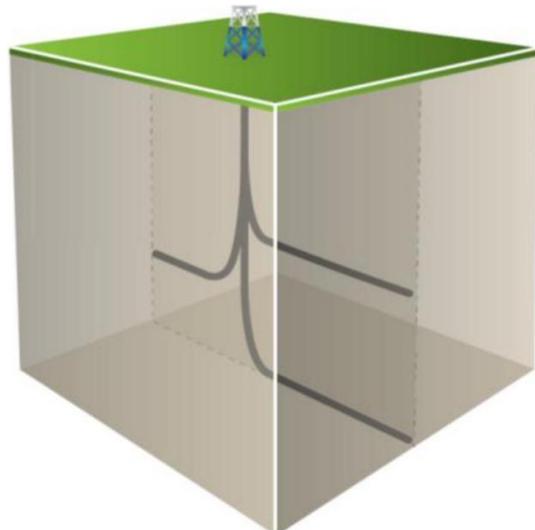


Figura 17. Triple lateral opuesto apilado y doble opuesto

En formaciones laminadas o yacimientos estratificados, varios tramos laterales apilados como en la Figura 17, verticalmente contactan un área más extensa del yacimiento que un solo pozo vertical y pueden explotar múltiples formaciones productivas. Mediante la modificación de la inclinación de los tramos laterales y de la profundidad vertical de cada pozo de drenaje es posible drenar múltiples formaciones delgadas.

Para yacimientos satélites se utiliza un arreglo como el de la figura Figura 18, donde los pozos multilaterales constituyen una forma eficaz y económica de explotar campos remotos y yacimientos pequeños que contiene volúmenes de hidrocarburos limitados.

Pozos multilaterales en un mismo plano vertical

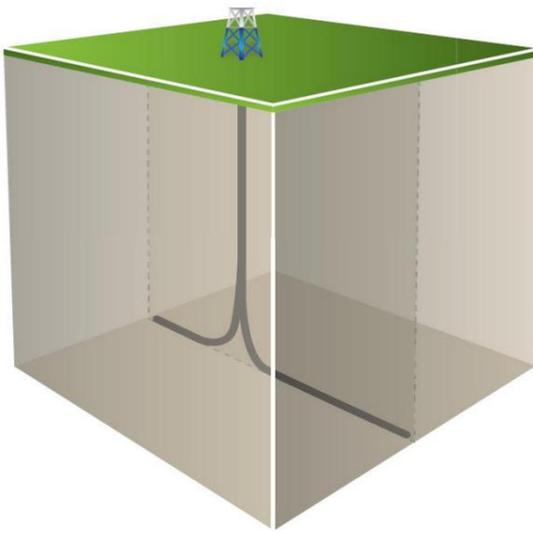


Figura 20. Lateral doble planar opuesto

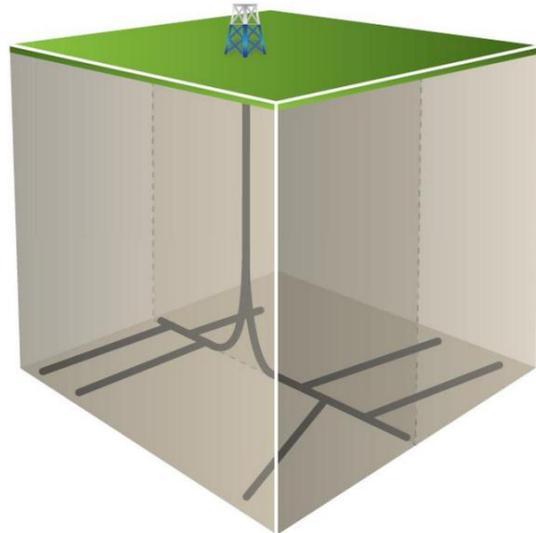


Figura 19. Lateral planar doble opuesto con forma de esqueleto de pescado

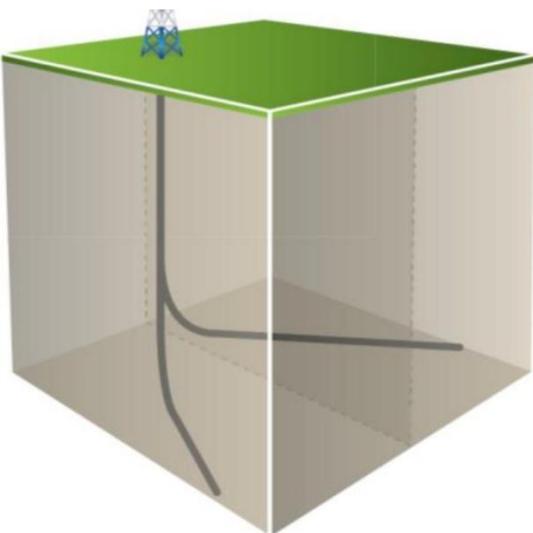


Figura 22. Lateral doble planar

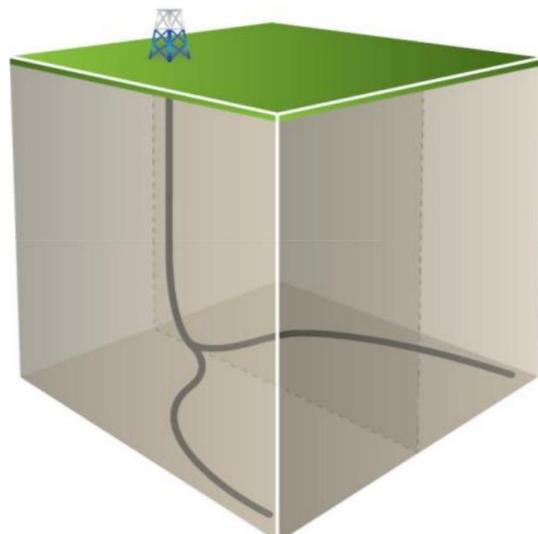


Figura 21. Doble lateral apilado

La configuración de los pozos multilaterales puede variar desde un pozo principal de arreglos de tipo abanicos horizontales, apilados verticales o dos tramos laterales opuestos.

En la Figura 23 se pueden observar algunas configuraciones de pozos horizontales.

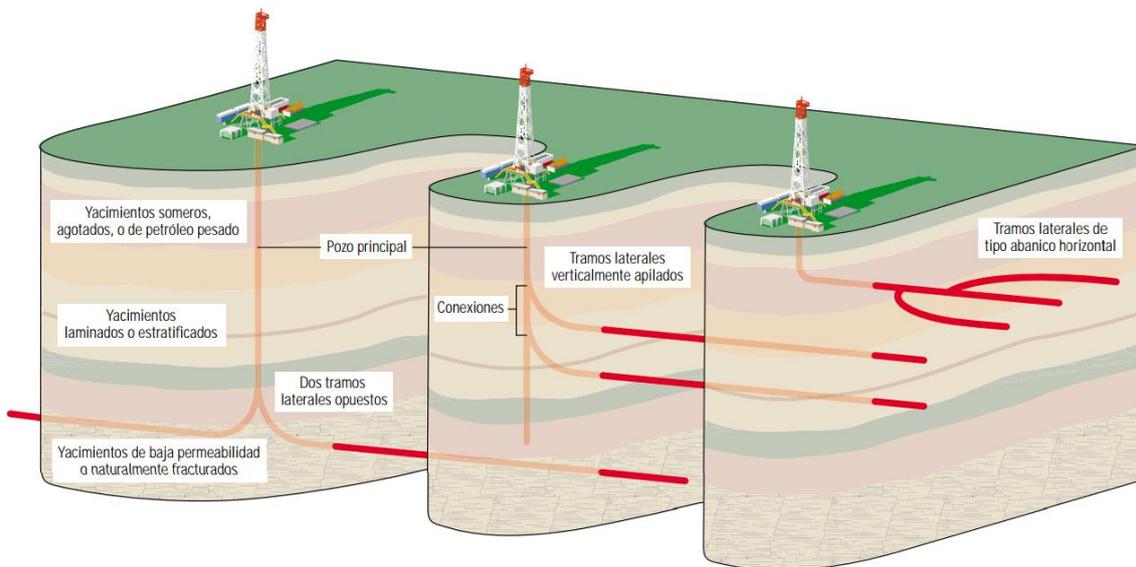


Figura 23. Configuraciones básicas de pozos multilaterales (Schlumberger)

En formaciones de baja permeabilidad y naturalmente fracturados, los dos tramos laterales opuestos pueden intersectar más fracturas que un solo pozo horizontal y también puede reducir la caída de presión por fricción durante la producción.

Los tramos laterales apilados verticalmente resultan efectivos en formaciones laminadas o en yacimientos estratificados; la mezcla de la producción de varios horizontales aumenta la productividad del pozo y mejora la recuperación de hidrocarburos.

Los tramos laterales horizontales, que conforman arreglos de tipo horquilla, abanico o espina dorsal, tienen como objetivo una sola zona y están destinados a maximizar la producción de yacimientos someros de baja presión o yacimientos de petróleo pesado, y campos con agotamiento parcial.

Los pozos horizontales pueden alcanzar uno o más yacimientos compartimentalizados, y pozos multilaterales o multiramificados guiados permiten el drene de los compartimentos individuales y también permite el cierre de una rama que produce agua o gas no deseados

PERFORACIÓN CONVENCIONAL CON APAREJO DE PRODUCCIÓN, PRODUCIENDO POR DOS RAMALES

Considera la perforación convencional con aparejo de producción, produciendo por dos ramales, tubería de producción y espacio anular. El diseño de los pozos de esta opción, consiste en una arreglo de tuberías capaz de explotar independientemente los yacimientos profundos cuyas presiones superan las 5,000 libras por pulgada cuadrada en la tubería de producción y de 3,000 libras por pulgada cuadrada por el espacio anular, entre tuberías de $5\frac{1}{2}$ " y $2\frac{7}{8}$ ".

En la terminación múltiple simple se usan dos o más tubería de producción. Se utiliza cuando se requiere producir simultáneamente varios yacimientos en un solo pozo, sin mezclar los fluidos. Generalmente reduce el número de pozos a perforar. La zona superior produce a través del espacio anular entre la tubería de revestimiento y la tubería de producción, mientras que la zona inferior produce a través del interior de la tubería de producción. Generalmente, se aplica donde la zona superior no requiera levantamiento artificial, no tenga problemas de arena, corrosión, etc. (Figura 24).

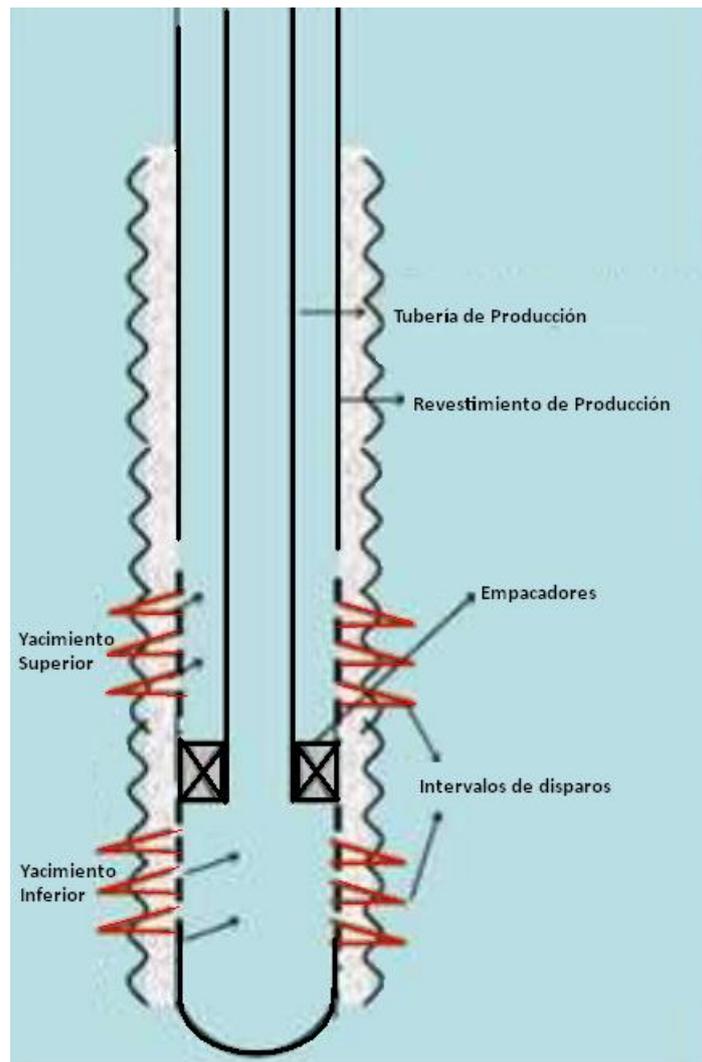


Figura 24. Terminación múltiple simple con producción por espacio anular

Las ventajas de esta terminación son:

- Se reduce el equipo necesario para la implementación de éste método
- El área de flujo es mayor
- Se reduce el tiempo instalación

Sus desventajas:

- Los fluidos están en contacto con la tubería de revestimiento
- Mayor dificultad a la hora de una reparación

CAPÍTULO 5.- CLASIFICACIÓN DE LOS YACIMIENTOS DE GAS

En congruencia a los criterios indicados anteriormente, los yacimientos de gas se pueden clasificar de acuerdo a los siguientes criterios:

1. Tipo de roca almacenadora
2. Tipo de trampa
3. Fluidos almacenados
4. Presión original del yacimiento
5. Empuje predominante

A continuación se amplían dichos criterios.

DE ACUERDO AL TIPO DE ROCA ALMACENADORA

De acuerdo a los tipos de rocas almacenadoras, se puede clasificar al yacimiento como un sistema productor en:

- **Arenas:** Cuya porosidad se debe a la textura de los fragmentos que la forman. Pueden ser arenas limpias o sucias (limo, cieno, lignito, bentonita, etc.).
- **Areniscas:** Son arenas cementadas por materiales calcáreos o silicosos.
- **Calizas porosas cristalinas:** Su porosidad primaria es muy baja, es porosidad intercrystalina, puede tener espacios porosos muy importantes debidos a la disolución.
- **Calizas oolíticas:** Su porosidad se debe a la textura oolítica, con intersticios no cementados o parcialmente cementados.
- **Calizas detríticas:** Están formadas por la acumulación de fragmentos de material calcáreo cementado.

- **Calizas fracturadas y/o con cavernas:** Son sumamente atractivas por su alta permeabilidad debida al fracturamiento y a la comunicación entre los vórgulos y cavernas.
- **Calizas dolomíticas o dolomitizadas:** Su porosidad se debe al cambio del mineral calcita a dolomita.

DE ACUERDO AL TIPO DE TRAMPA

De acuerdo al tipo de trampa, un yacimiento puede ser conformado en:

- **Estructuras, como los anticlinales:** En estos casos la acción de la gravedad originó el entrampamiento de hidrocarburos.
- **Por penetración de domos salinos:** Igual a casos anteriores, puede ir ligado adicionalmente a fallas y/o discordancias.
- **Por fallas:** Las fallas pueden ocasionar una discontinuidad a las propiedades de flujo de la roca y por ello la acumulación de hidrocarburos.
- **Estratigráficos:** En este caso la acumulación de hidrocarburos se debe a los cambios de facies y/o discordancias, por disminución de la permeabilidad, por acuñaamiento.
- **Mixtos o combinados:** Donde intervienen más de un tipo de los anteriores (Combinados).

DE ACUERDO AL TIPO DE FLUIDOS ALMACENADOS.

Como se indicó en el capítulo 2, un yacimiento de gas suele ser clasificado por sus fluidos como:

- **De gas seco:** Su composición y condiciones de T y P es tal que el yacimiento siempre tendrá gas en superficie; se llega a recuperar volúmenes mínimos de líquidos.

- **De gas húmedo:** Su composición y condiciones de P y T son tales que en el yacimiento es gas, pero a condiciones superficiales se tiene gas y líquido.
- **De gas y condensado retrogrado:** A las condiciones originales de P y T es gas, pero al declinar la presión se forma una fase líquida.

DE ACUERDO A LA PRESIÓN ORIGINAL

- **Bajo saturados:** La presión inicial es mayor que la saturación y sólo hay gas en el yacimiento.
- **Saturados:** La presión inicial es igual o menor que la de saturación, por lo que puede haber presencia de gas y condensados en el yacimiento.

DE ACUERDO AL TIPO DE EMPUJE PREDOMINANTE

La producción de un pozo se obtiene en realidad por uno o varios procesos de desplazamiento del yacimiento hacia el pozo productor.

El gradiente de presión obliga al fluido a moverse hacia los pozos productores, pero este movimiento se lleva a cabo solamente si otro material ocupa el espacio desocupado por el fluido y lo mantiene a la presión requerida para que continúe el movimiento del aceite. Es por esto que el fluido no fluye del yacimiento al pozo, sino que es expulsado por un proceso de desplazamiento.

Los yacimientos de gas básicamente producen por tres mecanismos:

1. Expansión del gas: que suele ser el predominante, dado que la compresibilidad del gas es la mayor de la de todos los elementos que conforman al yacimiento.
2. Expansión del sistema roca-fluidos, que no suele ser significativo a menos que el sistema se encuentre a una presión anormalmente alta, por lo que se manifiestan efectos de compactación a condiciones a las que la compresibilidad del gas se ve considerablemente reducida. Esta condición dura hasta que se alcanzan condiciones de colapso del

yacimiento, después de las que nuevamente domina la expansión del gas.

3. Entrada de agua: que suele inducir un mantenimiento de presión al yacimiento, evitando la expansión del gas y restringiendo la producción por efecto de la canalización y el ascenso del nivel de agua. En presencia de un acuífero los ritmos de producción deben de ser siempre elevados para contrarrestar sus efectos.

La entrada de agua depende de las propiedades petrofísicas del acuífero (permeabilidad, porosidad y compresibilidad), así como del tamaño del acuífero y su configuración respecto al yacimiento (entrada basal, lateral o periférica).

Durante la producción, el yacimiento puede experimentar diferentes combinaciones de los mecanismos expuestos. En general, en los yacimientos de gas se debe preferir que la producción ocurra por la expansión del gas.

RECURSOS NO CONVENCIONALES

Los yacimientos de hidrocarburos no convencionales incluyen el gas en arenas compactas, el gas asociado al carbón, los hidratos de metano, las arenas/lutitas bituminosas y el aceite/gas en lutitas (shale oil/gas).

La Agencia Internacional de Energía define el gas no convencional como el “gas que es tecnológicamente más difícil o más caro de producir que el gas convencional.” Una definición generalmente aceptada en la industria es la de “reservas que no tienen una producción de gas natural económicamente rentable salvo que se utilicen tratamientos de estimulación o procesos y tecnologías especiales de recuperación.”

ACEITE/GAS EN LUTITAS (SHALE GAS/OIL)

Los yacimientos de aceite y gas en lutitas se definen como un sistema (play) de rocas arcillosas orgánicamente ricas y de baja permeabilidad, que actúan a la vez como generadoras, almacenadoras, trampa y sello.

Para que éste funcione de manera rentable se requiere crear permeabilidad a través de pozos horizontales con multifracturamiento hidráulico, su explotación demanda un desarrollo masivo continuo.

Para considerar un play no convencional de aceite y gas en lutitas se deben cumplir al menos las siguientes características de la roca:

- Riqueza orgánica total: COT > 2%, kerógeno tipo II y III.
- Rangos de madurez térmica: $R_o > 0.9\%$, $T_{max} > 440^{\circ}\text{C}$.
- Litología arcillosa intercalada con calizas o rocas clásticas con propiedades mecánicas favorables para el fracturamiento hidráulico.
- Aceite y/o gas libre en los espacios porosos (micro, nanoporosidad) y fracturas.
- Gas adsorbido en el kerógeno y en las partículas arcillosas.

El volumen original *in situ* de aceite y gas en lutitas es de mayor magnitud comparado con los convencionales debido a que la mayor parte de los hidrocarburos generados son retenidos por la roca con respecto a los hidrocarburos expulsados.

Una de las claves para producir estos recursos es localizar áreas y pozos de producción donde abunden las fracturas naturales (conocidos como puntos “dulces” – *sweet spots*).

GAS EN ARENAS COMPACTAS (TIGHT GAS)

Se conoce como gas en arenas compactas al gas natural encontrado en formaciones de areniscas (o calizas) de baja porosidad y permeabilidad.

Un yacimiento de arenas compactas tiene una roca matriz con:

- Porosidad < 10%
- Permeabilidad < 0.1 mD

Así como en el gas en lutitas, es importante encontrar los *sweet points*. Prácticamente en todos los yacimientos de arenas compactas requieren técnicas de estimulación hidráulica para obtener una producción de gas rentable, a menos que se encuentre alguna fractura natural.

GAS GRISÚ (COAL BED METHANE)

Se trata del metano adsorbido por la roca que es asociado al carbón. Se genera por un proceso biológico (acción microbiana) o térmico (el aumento de la temperatura de los sedimentos debido a la profundidad en que se encuentran). Ya que generalmente este gas está disuelto en agua, se tiene que bajar la presión del agua para poder producirlo. Esto implica que el pozo produzca sólo agua por periodos de hasta dos años antes de comenzar a producir el gas. Su atractivo consiste en que es ubicable y no es complicado extraerlo; sus desventajas son económicas y ambientales, ya que involucra grandes volúmenes de agua que contienen muchas sales y pueden ser contaminantes; su aprovechamiento implica altos costos.

HIDRATOS DE METANO

Los hidratos de metano no son más que una mezcla de agua y gas, principalmente metano, que se forman a altas presiones y baja temperatura. Existen dos regiones donde se dan estas condiciones: la primera es bajo tierra en latitudes extremas con bajas temperaturas, y la segunda debajo del lecho marino en aguas profundas.

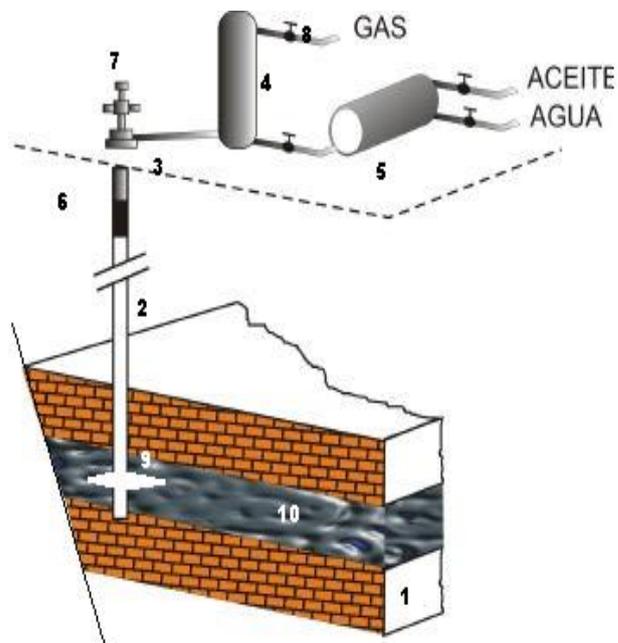
Si una muestra de hidrato de metano se transporta a condiciones normales sobre la superficie de la tierra, 20°C y 1 atmósfera, el gas se multiplica por 164, es decir, 1m³ de hidrato de metano se transforma en 164 m³ de gas mas 0.84 m³ de agua.

CAPÍTULO 6.- PRODUCTIVIDAD

Hoy en día la industria petrolera se enfrenta a grandes desafíos, y por ello requiere de personal altamente calificado que tenga un conocimiento profundo y una clara comprensión de los principios que gobiernan el movimiento de los fluidos en el yacimiento y los equipos que ayudan a que los fluidos lleguen desde la formación hasta el tanque de almacenamiento.

SISTEMA INTEGRAL DE PRODUCCIÓN

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. Así mismo, un sistema integral de producción puede ser relativamente simple o puede incluir muchos componentes y puntos de referencia de presión, como los muestra la Figura 25:



1. Yacimiento
2. Tubería de producción
3. Estrangulador
4. Separador
5. Tanque de almacenamiento
6. Válvula de tormenta (para pozos marinos)
7. Cabeza del pozo (Pwh)
8. Gasoducto a refinación
9. Presión de fondo fluyendo (Pwf)
10. Presión de yacimiento (Py)

Figura 25. Sistema Integral de Producción (SIP)
(<http://ingenieraenpetroleo.blogspot.mx/2013/02/optimizacion-de-aparejos-de-produccion-i.html>)

Los componentes básicos de un sistema integral de producción (SIP) son:

- Yacimiento

Porción de trampa geológica que contiene hidrocarburos, la cual 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 es transportar el gas, aceite y 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 los fluidos 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 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 de los pozos. Los separadores pueden clasificarse por su forma en

horizontales, verticales y esféricos, y por su finalidad, separar dos fases (gas y líquido) o tres (gas, aceite y agua).

- Válvula de tormenta

Son utilizadas mayormente en pozos costa afuera, se instalan de 100 a 150 metros de la superficie y se clasifican de acuerdo a su operatividad en: Auto controladas, que son las que operan por cambios de presión, y a control remoto, que son operadas desde la superficie.

- Tanque de almacenamiento

Son recipientes de gran capacidad para almacenar la producción de hidrocarburos de uno o varios pozos. Estos tanques pueden ser cilindros de acero instalados en tierra firme o pueden ser buque-tanques, usualmente utilizados en pozos costa afuera.

Para analizar el comportamiento de un pozo fluyente terminado, es necesario analizar las tres áreas de flujo, las cuales se tiene que estudiar en forma separada y unir las después, antes de obtener una idea precisa del comportamiento de flujo del pozo productor.

Estas áreas de flujo son:

1. Flujo del yacimiento al pozo
2. Flujo en tuberías
3. Flujo en estranguladores

FLUJO DEL YACIMIENTO AL POZO

En el yacimiento la pérdida de energía se encuentra en un rango de 10% a 30%, según Beggs. 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 ($P_y - P_{wf}$). 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 mecanismo de empuje.

Para describir el comportamiento de flujo en el yacimiento se usa la Ley de Darcy:

$$V = -\frac{k}{\mu} \frac{dp}{dx}, \dots\dots\dots (25)$$

y en términos de gasto volumétrico:

$$q = VA = -\frac{k_a}{\mu} \frac{dp}{dx}, \dots\dots\dots (26)$$

Donde:

A : Área total transversal al flujo; (cm²)

k_a : Permeabilidad absoluta del medio poroso; (darcy)

q : gasto volumétrico a condiciones de flujo; (cm²/seg)

V : velocidad del fluido; (cm/seg)

μ : viscosidad del fluido; (cp)

$\frac{dp}{dx}$: gradiente de presión en dirección del flujo (atm/cm)

En la Tabla 1 se muestran las diferentes unidades empleadas en la Ley de Darcy.

El signo negativo asociado a las ecuaciones anteriores 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.

Tabla 1. Unidades frecuentes para la Ley de Darcy

Unidades					
Variable	Símbolo	Unidades S.I.	Darcy	Campo	Unidades Inglesas
Gasto	q	$\left[\frac{m^3}{seg}\right]$	$\left[\frac{m^2}{seg}\right]$	$\left[\frac{bl}{día}\right]$	$\left[\frac{pie^2}{seg}\right]$
Permeabilidad	k	$[m^2]$	[Darcy]	[mD]	[mD]
Área	A	$[m^2]$	$[cm^2]$	$[m^2]$	$[pie^2]$
Presión	p	[Pa]	[Atmósferas]	$\left[\frac{lb}{pulgada^2}\right]$	$\left[\frac{lb}{pulgada^2} abs\right]$
Viscosidad	μ	[Pa.seg]	[cp]	[cp]	$\left[\frac{lb.seg}{pie^2}\right]$
Longitud	L	[m]	[cm]	[pie]	[pie]

Por otra parte, la permeabilidad (k), puede variar ampliamente en el yacimiento, debido a la heterogeneidad y anisotropía, es decir, $k_x \neq k_y \neq k_z$

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

- En un medio homogéneo e isotrópico
- En un medio poroso saturado al 100% por un fluido de viscosidad constante
- Flujo laminar

FLUJO EN TUBERÍAS

Una vez que se establece la comunicación entre el yacimiento y la superficie, los fluidos aportados por el yacimiento viajan a través de tuberías (verticales, horizontales e inclinadas) hasta llegar a los separadores y tanques de almacenamiento. Para esto se cuenta con una ecuación que describe el comportamiento de los fluidos en función de las caídas de presión existentes a lo largo de la trayectoria de flujo.

$$\frac{\Delta p}{\Delta L} = \rho \frac{g\Delta h}{g_c\Delta L} + \rho \frac{\Delta v^2}{2g_c\Delta L} + \rho \frac{\Delta w_f}{\Delta L} \dots\dots\dots (27)$$

Donde:

Δp : $p_1 - p_2$

ΔL : longitud

ρ : densidad del fluido; (lb_m/pie³)

g : aceleración de la gravedad; (pies/seg)

g_c : constante gravitacional; 32.174(lb_m-pie/lb_f-seg²)

Δh : $h_1 - h_2$

Δv^2 : $v_1^2 - v_2^2$

Δw_f : Pérdida de energía por fricción que corresponde a la fricción interna del fluido (viscosidad) y la fricción del fluido contra las paredes rugosas de la tubería.

La ecuación anterior también se puede escribir de la siguiente forma:

$$\left(\frac{\Delta p}{\Delta L}\right)_T = \left(\frac{\Delta p}{\Delta L}\right)_e + \left(\frac{\Delta p}{\Delta L}\right)_{ac} + \left(\frac{\Delta p}{\Delta L}\right)_f \dots\dots\dots (28)$$

Donde:

$\left(\frac{\Delta p}{\Delta L}\right)_T$: gradiente de presión total por unidad de longitud, a temperatura constante

$\left(\frac{\Delta p}{\Delta L}\right)_e = \rho \frac{g\Delta h}{g_c\Delta L}$: gradiente de presión por elevación

$\left(\frac{\Delta p}{\Delta L}\right)_{ac} = \rho \frac{\Delta v^2}{2g_c\Delta L}$: gradiente de presión por aceleración

$\left(\frac{\Delta p}{\Delta L}\right)_f = \rho \frac{\Delta w_f}{\Delta L}$: gradiente de presión por fricción

Por otro lado, el transporte de los fluidos del fondo del pozo hasta el separador, puede o no involucrar flujo multifásico a través de las tuberías, lo cual depende de las propiedades del fluido y del gasto. En algunos pozos productores y en la

mayoría de pozos inyectores se tiene presente el flujo monofásico. Si se considera flujo monofásico, de un fluido incompresible, el flujo puede ser caracterizado como flujo laminar o turbulento dependiendo del valor del número de Reynolds. El número de Reynolds, N_{re} , es un parámetro adimensional que relaciona las fuerzas de inercia y las fuerzas viscosas:

$$N_{Re} = \frac{\rho D v}{\mu} \dots\dots\dots (29)$$

Donde:

ρ : densidad del fluido; (lb_m/pe^3)

D : diámetro interno de la tubería; (pie)

v : velocidad de flujo; (pie/seg)

μ : viscosidad del fluido; ($lb_m/pe-seg$)

Ahora, si se considera un flujo multifásico en las tuberías, el problema se puede dividir en las siguientes categorías:

- Flujo multifásico vertical
- Flujo multifásico horizontal

En el 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, la cual depende de variables como el diámetro de la tubería, profundidad del pozo, gasto de producción, relación gas-aceite y propiedades del fluido.

El gradiente de presión total, o cambio en la presión con respecto a la longitud del 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, quedando la siguiente ecuación:

$$\left(\frac{\Delta p}{\Delta L}\right)_T = \left(\frac{\Delta p}{\Delta L}\right)_e + \left(\frac{\Delta p}{\Delta L}\right)_f \dots\dots\dots (30)$$

O bien:

$$\left(\frac{\Delta p}{\Delta L}\right)_T = \frac{g}{g_c} \rho h \text{sen} \theta + \frac{fv^2 \rho}{2g_c d} \dots\dots\dots (31)$$

Donde:

d: diámetro interior de la tubería; (pulgadas)

f: factor de fricción; (adimensional)

ρ : densidad del fluido a condiciones medias; (lb/pie³)

θ : ángulo de flujo , para flujo vertical

Esta ecuación se puede aplicar para cualquier fluido y para cualquier ángulo de flujo. Si se considera flujo vertical, la ecuación se reduce a:

$$\left(\frac{\Delta p}{\Delta L}\right)_T = \frac{g}{g_c} \rho h + \frac{fv^2 \rho}{2g_c d} \dots\dots\dots (32)$$

Las diversas correlaciones existentes para el cálculo de distribuciones de presión en tuberías con flujo multifásico, pueden clasificarse en tres grupos basándose en el criterio utilizado para su desarrollo.

- **Grupo I**

No se considera resbalamiento entre las fases. El término “resbalamiento” se emplea para el fenómeno natural del flujo, cuando una de las dos fases fluye a mayor velocidad que la otra. Las pérdidas por fricción y los efectos del colgamiento se expresan por medio de un factor de fricción correlacionando empíricamente. El colgamiento se define como la relación entre el volumen de líquido existente en una sección de tubería a las condiciones de flujo entre el volumen de la sección aludida. Esta relación de volúmenes depende de la cantidad de líquido y gas que fluyen simultáneamente en la tubería.

La densidad de la mezcla se obtiene en función de las propiedades de los fluidos, corregidos por presión y temperatura. No se distinguen patrones de flujo. En este grupo se emplean los siguientes métodos:

- Pottmann y Carpenter (1952)
- Baxendell 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:

- Hagedorn y Brown (1965)

- **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)
- Orkiosewski (1967)
- Beggs y Brill (1973)
- Could y Tek (1974)

El siguiente componente superficial es la línea de flujo o descarga, conocida como línea de escurrimiento, cuya función es conducir la producción del pozo hacia el separador. En esta línea de descarga se presenta una caída de presión adicional, cuyo rango varía entre 10% y 15% del total. La predicción de

las caídas de presión en tuberías horizontales para flujo multifásico es de vital importancia para la industria petrolera.

Para flujo horizontal, el gradiente de presión debido al cambio de elevación es igual a cero, por lo que la ecuación queda:

$$\left(\frac{\Delta p}{\Delta L}\right)_T = \left(\frac{\Delta p}{\Delta L}\right)_{ac} + \left(\frac{\Delta p}{\Delta L}\right)_f \dots\dots\dots (33)$$

O bien:

$$\left(\frac{\Delta p}{\Delta L}\right)_T = \rho \frac{\Delta v^2}{2g_c \Delta L} + \rho \frac{f v^2}{2g_c d} \dots\dots\dots (34)$$

Las principales correlaciones desarrolladas para calcular el gradiente de presión en tuberías horizontales son las siguientes:

- Bertuzzi, Tek y Poettmann (1956)
- Eaton, Andrews y Knowless (1967)
- Beggs y Brill (1973)
- Dukler (1964)

La predicción de las caídas de presión en tuberías horizontales para flujo multifásico permite:

- Diseñar las líneas de transmisión, así como también la longitud de las líneas costa afuera para transportar mezclas de gas y aceite.
- Diseñar las líneas de flujo superficial desde la cabeza del pozo hasta la batería de separación.

Las fórmulas y técnicas utilizadas para predecir la caída de presión en flujo multifásico horizontal también se pueden aplicar en el diseño de líneas para:

- Inyección de glicol en pozos de gas húmedo para prevenir o controlar la formación de hidratos.
- Sistemas de tuberías en plantas industriales, incluyendo refinerías.
- Sistemas de transporte de gas acarreado agua o condensados, o estos, arrastrando gas con una mezcla multicomponente de gas, condensados y agua.

FLUJO EN ESTRANGULADORES

Una vez que los fluidos producidos por el pozo llegan a la superficie, éstos pueden o no pasar por un estrangulador, Figura 26.

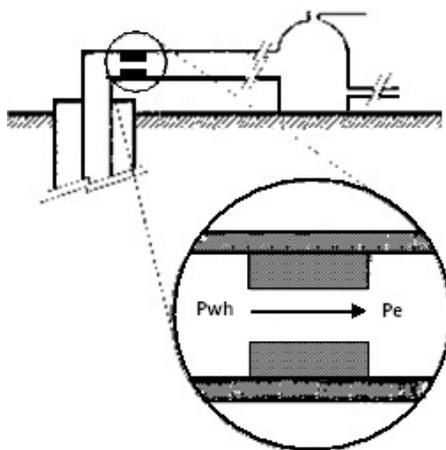


Figura 26. Estrangulador superficial (Garaicochea, 1991)

Donde:

P_e : Presión corriente abajo, presión en la línea de descarga; (lb/pg^2)

P_{wh} : Presión corriente arriba, presión en la cabeza del pozo; (lb/pg^2)

Cuando un gas o una mezcla de gas-líquido fluye 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". Cualquier correlación que se utilice sólo será válida cuando se tenga la condición de flujo sónico a través del estrangulador. De otra manera la producción del pozo no será regulada y se caerá en una situación de flujo inestable, en la que las variaciones de presión corriente abajo del estrangulador se reflejarán en la formación productora, provocando fluctuaciones en la producción. Para flujo sónico el gasto es independiente de la presión corriente abajo del estrangulador.

Para garantizar flujo sónico a través de un estrangulador, la relación de presiones antes y después del estrangulador deberá cumplir con los siguientes valores:

El flujo crítico ocurre cuando:

$$\frac{p_2}{p_1} \leq 0.5283. \dots\dots\dots (35)$$

Donde:

p_1 : presión antes del estrangulador

p_2 : presión después del estrangulador

O bien, la relación que sugiere Gilbert:

$$\frac{p_2}{p_1} \leq 0.70. \dots\dots\dots (36)$$

Para flujo crítico, el gasto es una función de la presión corriente arriba, de la relación gas-aceite y del diámetro del estrangulador.

Las principales razones para instalar un estrangulado superficial en el pozo son:

- Conservar la energía del yacimiento, asegurando una declinación más lenta de 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

FLUJO DE GAS A TRAVÉS DE ESTRANGULADORES

Un estrangulador es una herramienta cuya función es la de restringir el paso del fluido bajo presión, con el objeto de controlar el gasto del pozo en las cantidades deseadas y con ésto poder:

- Ejercer una contrapresión suficiente para evitar la entrada de arena en el pozo o la conificación de agua
- Conservar la energía del yacimiento, asegurando una declinación más lenta de su presión
- Proteger el equipo superficial y subsuperficial

El estrangulador se instala en el cabezal del pozo, en un múltiple de distribución, o en el fondo de la tubería de producción.

Se pueden clasificar de dos formas:

1. Estranguladores Superficiales:

a. Estrangulador Positivo:

Están diseñados de tal forma que los orificios van alojados en un receptáculo fijo (porta-estrangulador), del que deben ser extraídos para cambiar su diámetro. Su uso en la industria es amplio por su bajo costo y fácil aplicación.

b. Estrangulador Ajustable:

A este estrangulador se le puede modificar el diámetro del orificio sin ser retirado del porta-estrangulador que lo contiene, mediante un dispositivo mecánico tipo revólver.

Una variante de este tipo de estranguladores es la válvula de orificio múltiple. Tiene un principio de operación muy sencillo, ya que con el desplazamiento de los orificios del elemento principal equivale a un nuevo diámetro de

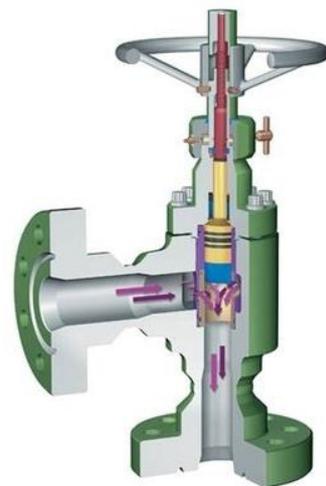


Figura 27. Estrangulador ajustable
(<https://www.logismarket.com.mx/vacoisa->

orificio, y dicho desplazamiento se logra con el giro de un mecanismo operado manual o automáticamente y de fácil ajuste, como se muestra en la Figura 27.

2. Estranguladores de Fondo:

- a. Estranguladores que se alojan en un dispositivo llamado “niple de asiento”, que va conectado en el fondo de la tubería de producción. Estos estranguladores pueden ser introducidos o recuperados junto con la tubería, o manejados con línea de acero operada desde la superficie.
- b. Estranguladores que se aseguran en la tubería de producción por medio de un mecanismo de anclaje que actúa en un cople de la tubería, y que es accionado con línea de acero.

Una ecuación general para el flujo a través de restricciones se puede obtener combinando la ecuación de Bernoulli con una ecuación de estado y asumiendo que no hay pérdidas irreversibles o por fricción. Un coeficiente de descarga empírico se incluye para tomarse en cuenta por las simplificaciones utilizadas al derivar la ecuación. La siguiente ecuación puede ser utilizada para flujo crítico (sónico) o subcrítico (subsónico) a condiciones estándar de 1 atm y 15°C.

$$q_g = \left(\frac{C_n P_1 d^2}{\sqrt{\gamma_g T_1 Z_1}} \right) \sqrt{\left[\left(\frac{K}{K-1} \right) \left(\left(\frac{P_2}{P_1} \right)^{\frac{2}{K}} - \left(\frac{P_2}{P_1} \right)^{\frac{K+1}{K}} \right) \right]}, \dots \dots \dots (37)$$

Donde:

$$C_n = \frac{C_s C_d T_{@cs}}{P_{@cs}} \dots \dots \dots (38)$$

q_g : gasto de gas

C_n : Coeficiente basado en el sistema de unidades

d : diámetro interno del agujero abierto para el flujo de gas

γ_g : densidad específica del gas (aire=1.0); adimensional

K : Relación de calores específicos (C_p/C_v); adimensional

P_1 : Presión corriente arriba; unidades absolutas

P_2 : Presión corriente abajo; unidades absolutas

T_1 : Temperatura corriente arriba; unidades absolutas

Z_1 : Factor de compresibilidad a P_1 y T_1 ; adimensional

C_s : Coeficiente basado en el sistema de unidades

C_d : Coeficiente de descarga (empírico); adimensional

$T_{@cs}$: Temperatura a condiciones estándar; unidades absolutas

$P_{@cs}$: Presión a condiciones estándar; unidades absolutas

R_{pc} : Relación de la presión crítica; adimensional

En la Tabla 2 se muestran valores para las constantes en la ecuación para varios sistemas de unidades:

Tabla 2. Coeficientes y unidades para la ecuación anterior

Símbolo	Sistema Inglés	Sistema Métrico	Sistema Métrico Internacional
q_g	mmpc _{@cs} /d	m ³ /d	m ³ /d
D	pulgada	mm	Mm
P_{abs}	lb/pg ² _{abs}	kg/cm ²	kPa
T_{abs}	°R	°K	°K
C_s	27.611	1.6259	1.6259
C_d	0.865	0.865	0.865
$P_{@cs}$	14.969 lb/pg ²	1.0332 kg/cm ²	101.325 kPa
$T_{@cs}$	519.68°R	288.72 °K	288.72 °K
C_n	344.57	393.01	4.0075

Los valores de K se pueden obtener de:

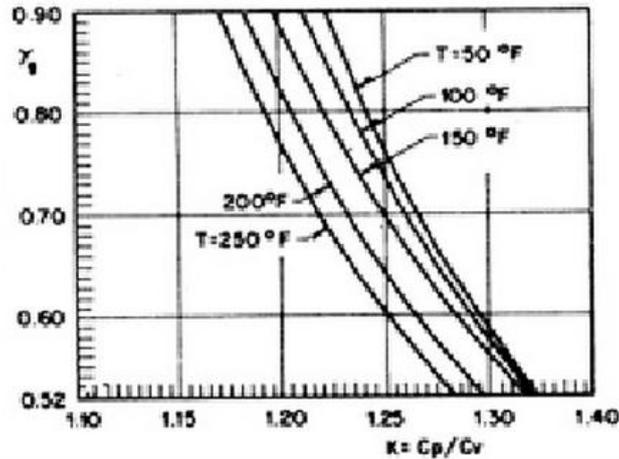
$$K = \frac{c_p}{c_v} = \frac{MC_p}{MC_p - 1.987} \dots \dots \dots (39)$$

Donde:

M : Peso molecular; lb_m/mol

C_p : Calor específico, BTU/lb_m-°R

El valor de K también se puede obtener con la Gráfica 17.



Gráfica 17. Relación de calores específicos en función de la temperatura y la densidad relativa

La relación de presión en donde el flujo se vuelve crítico depende del valor de K para el gas y está dada por:

$$R_{pc} = \left(\frac{2}{K+1} \right)^{\frac{K}{K-1}} \dots \dots \dots (40)$$

En el cálculo de valores para C_n dados en la Tabla 2, se utilizó un coeficiente de descarga de 0.865. El coeficiente de descarga depende actualmente de Número de Reynolds, de la relación del diámetro de la restricción y de la geometría de la restricción.

CURVAS DE COMPORTAMIENTO DE AFLUENCIA (IPR)

Históricamente el primer intento para construir una curva de comportamiento de afluencia de un pozo o IPR (Inflow Performance Relationship), resultó de suponer que la IPR era una línea recta. Por lo tanto, bajo esta suposición, el flujo de líquido en un pozo será directamente proporcional a la caída de presión en el fondo del mismo. La constante de proporcionalidad con la cual se mide la productividad de un pozo se llama índice de productividad (IP) y la ecuación que la define es:

$$IP = \frac{q_o}{p_{ws} - p_{wf}} \dots\dots\dots (41)$$

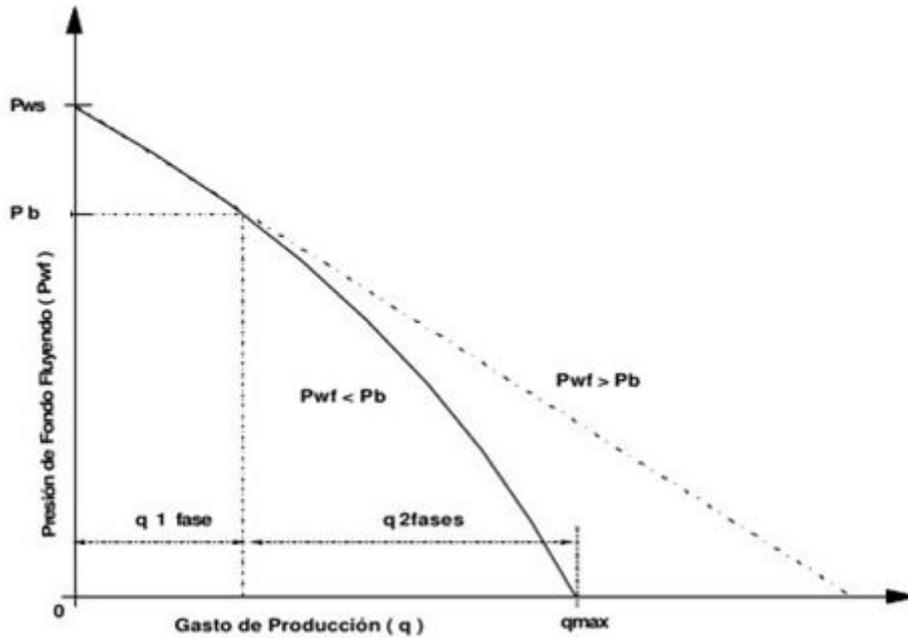
Donde:

q_o = gasto del aceite; BPD

p_{ws} = Presión promedio en el yacimiento = Presión de Fondo estática en el Pozo (p_{sia})

p_{wf} = Presión de Fondo fluyendo en el Pozo

Sin embargo, posteriormente W. E. Gilbert (1954) realizó diversas observaciones en campos productores de hidrocarburos y se dio cuenta de que esto sólo se cumplía cuando la P_{wf} se encontraba por encima del punto de burbuja o presión de saturación, mientras que para la mayoría de los pozos, los cuales su P_{wf} estaba por debajo del punto de burbuja, la IPR graficada formaba una curva debido a que la fase gaseosa presente en el aceite tenía un efecto en la producción. (Gráfica 18).



Gráfica 18. Curvas de comportamiento de Presión – Producción

Este investigador encontró que el índice de productividad variaba con respecto al tiempo. Esto se debe a que la presión en el yacimiento disminuye conforme a la explotación del mismo, lo cual se traduce en un incremento en la saturación de gas y en un incremento en la resistencia a fluir del aceite. Para una caída constante de presión, el IP también dependerá del mecanismo de empuje del yacimiento.

Para un yacimiento con empuje asociado a un acuífero, el IP permanecerá casi constante cuando produzca por encima del punto de burbuja, debido a que no existe gas liberado en el yacimiento que pueda afectar las permeabilidades relativas del aceite y del agua.

Todo esto es para mostrar que se necesitan correlaciones útiles para construir curvas de IPR. En 1968 M. V. Vogel desarrolló un estudio sobre IPR para yacimientos con empuje por gas en solución derivando ecuaciones que describían los perfiles de presión y saturación de gas desde el agujero del pozo hasta las fronteras del yacimiento. Con estas ecuaciones consideró variaciones en las caídas de presión y en las propiedades del sistema roca-fluido, hasta obtener una relación adimensional para el índice de productividad.

La correlación de Vogel para obtener una curva IPR adimensional es la siguiente:

$$\frac{q_o}{q_{o\max}} = 1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P_{ws}} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_{ws}} \right)^2 \dots\dots\dots (42)$$

Donde:

q_o = gasto de aceite correspondiente a la P_{wf}

$q_{o\max}$ = gasto máximo de producción cuando la P_{wf} es igual a cero

P_{ws} = Presión promedio en el yacimiento

P_{wf} = Presión de fondo fluyendo

M.J. Fetkovich, en 1973, demostró que los pozos de aceite y los pozos de gas que producen por debajo de la presión de saturación o punto de burbuja, se comportaban de manera similar en términos del índice de productividad, por lo que se desarrolló la siguiente correlación:

$$q_o = C(P_{ws}^2 - P_{wf}^2)^n \dots\dots\dots (43)$$

Donde:

q_o = gasto de aceite correspondiente a la P_{wf}

C = coeficiente de la curva

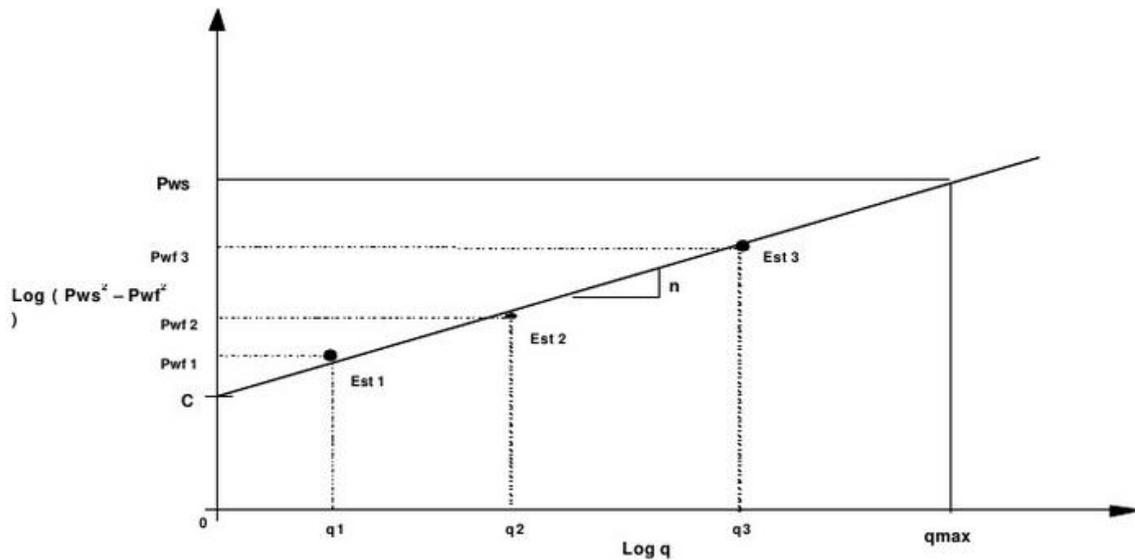
P_{ws} = Presión promedio en el yacimiento

P_{wf} = Presión de fondo fluyendo

n = exponente (un valor entre 0.5 y 1.0)

Para aplicar el método de Fetkovich, es necesario determinar los valores de C y de n . Estos coeficientes se obtienen a través de una prueba de presión-producción de un pozo, donde se miden los gastos aportados por tres diferentes diámetros de estrangulador con sus respectivas presiones de fondo fluyendo, así como la presión de fondo estática con el pozo cerrado. En escala log-log se grafican los valores de presión contra gasto, obteniendo una línea recta.

El valor de C es la ordenada al origen y el valor de n es la pendiente de dicha recta. El potencial del pozo o gasto máximo teórico se obtiene de la intersección del valor de la P_{ws} con la recta obtenida, y así encontrar su correspondiente valor de gasto. Gráfica 19.



Gráfica 19. Comportamiento Presión-Producción de acuerdo con la correlación de Fetkovich

DECLINACIÓN DE LA PRODUCCIÓN

La declinación es el descenso en la capacidad de producción de aceite y/o gas de un pozo o conjunto de pozos como consecuencia de una disminución de la presión del yacimiento debido al vaciamiento de éste. Casi todos los análisis convencionales de curvas de declinación están basados en las relaciones empíricas de la tasa de producción (q) contra el tiempo (t), dadas por Arps (1945), como:

$$q_t = \frac{q_i}{(1+bDt)^{1/b}} \dots\dots\dots (44)$$

Donde:

q_t : gasto producido a un tiempo t ; (MMPCD)

q_i : gasto inicial; (MMPCD)

D : rapidez de declinación; (día⁻¹)

t : tiempo; (días)

b : exponente de declinación; adimensional

Cuando:

$b = 0$: representa la declinación exponencial

$0 < b < 1$: representa la declinación hiperbólica

$b = 1$: representa la declinación armónica

La capacidad para calcular los cambios en las ecuaciones de IPR y los comportamientos de flujo vertical durante el abatimiento de un yacimiento permitirá determinar:

- La disminución de presión en la cabeza del pozo, y el mantenimiento del gasto constante de producción
- La declinación del gasto de producción si la presión en la cabeza del pozo se mantiene constante

Al conocer los gastos futuros de producción por pozo es posible determinar la producción futura total de un campo o yacimiento, ya que al tener los datos puntuales por pozo se puede tener mas certeza sobre las reservas probadas de la formación.

Estas curvas son el resultado de investigaciones empíricas y desarrollos matemáticos y son sugeridas para soluciones rápidas en una gran variedad de problemas relacionados con la declinación de la producción.

Los principales periodos de declinación de un pozo productor son:

- Declinación transitoria
- Declinación en estado pseudoestacionario

La declinación en estado pseudoestacionario se puede calcular por medio de estos tres tipos de declinación:

1. Declinación exponencial
2. Declinación hiperbólica
3. Declinación Armónica

Los factores que afectan las curvas de declinación son:

- Periodos desiguales entre pruebas de medición de pozos
- Reducción del índice de productividad
- Terminación de nuevos pozos
- Cierres de producción
- Cambio de parámetros

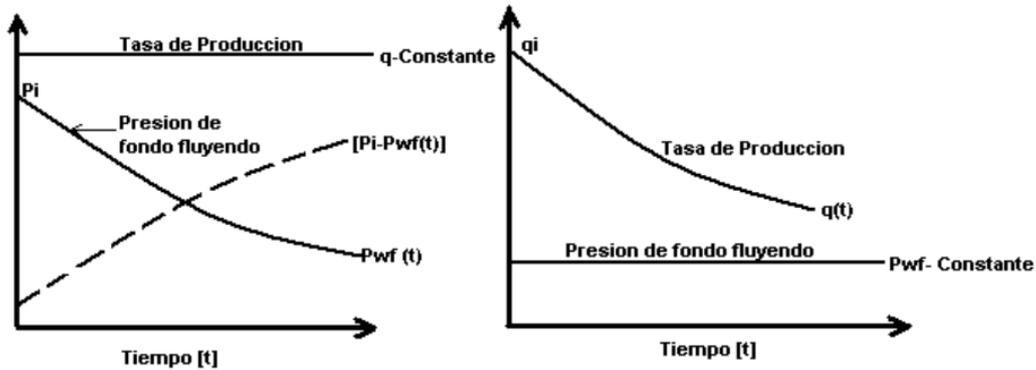
DECLINACIÓN TRANSITORIA

La declinación transitoria se considera una declinación natural causada por la expansión de aceite, gas y agua en una región de drene con un incremento continuo del radio de drene. Es decir, cuando se abre un pozo a producción altera el estado de equilibrio del yacimiento y crea una respuesta en la presión 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 en el pozo cambian rápidamente, en función del tiempo.

Existen dos tipos de producción transitoria, los cuales son considerados y tratados matemáticamente:

- a) Gastos de producción constante
- b) Presión de fondo fluyendo constante

Estos dos tipos de producción se ilustran esquemáticamente en la Gráfica 20 donde se muestra que un gasto constante implica una declinación en la presión del pozo y que una presión constante implica una declinación en el gasto de producción.



Gráfica 20. Declinación transitoria para gasto y presión de fondo fluyendo constante

GASTO DE PRODUCCIÓN CONSTANTE

Para poder expresar el gasto contra el tiempo, se debe considerar la producción transitoria como una serie de producciones en estado estacionario con un incremento del radio de drene. De este modo se expresa la ecuación de flujo radial en estado estacionario, para un abatimiento de presión constante y un incremento de radio de drene:

$$q_o(t) = \frac{kh(p_e - p_{wf})}{141.2\mu_o B_o \ln\left(\frac{r_e(t)}{r_{wa}}\right)} \dots\dots\dots (45)$$

Donde:

r_{wa} : radio aparente del pozo; (pies), y está definido como $r_{wa} = r_w e^{-s}$

En esta ecuación se indica que el incremento del radio de drene da como resultado una declinación en el gasto de producción.

El problema de cuantificar $r_e(t)$ y $q_o(t)$ se ha estudiado mucho y ha resultado en una forma de gasto adimensional q_D contra tiempo adimensional t_D :

$$q_D = \frac{141.2\mu_o B_o}{kh(p_i - p_{wf})} q_o, \dots\dots\dots (46)$$

$$t_D = \frac{0.000264k}{\phi\mu_i C_{ti} r_{wa}^2} t. \dots\dots\dots (47)$$

El tiempo real está dado en horas

C_{ti} : compresibilidad total inicial; ((1/lb)/pie³)

k : permeabilidad; (mD)

r_{wa} : radio del pozo aparente; (pie)

ϕ : porosidad; (fracción)

μ_i : viscosidad inicial; (cp)

Si t está dado en días, entonces el tiempo se escribe como:

$$t_D = \frac{0.000634k}{\phi\mu_i C_{ti} r_{wa}^2} t. \dots\dots\dots (48)$$

Es importante reconocer que el concepto de radio de drene en expansión es válido sólo durante el periodo de declinación transitoria.

PRESIÓN DE FONDO FLUYENDO CONSTANTE

El cálculo del gasto en declinación transitoria con una presión de fondo fluyendo constante es similar al discutido previamente para gasto de producción constante.

El caso de declinación de presión se puede expresar como:

$$p_i - p_{wf}(t) = \frac{141.2q_o\mu_o B_o}{kh} \ln\left(\frac{r_e(t)}{r_{wa}}\right). \dots\dots\dots (49)$$

Estudios teóricos de flujo transitorio (Earlougher, 1977) han mostrado que el tiempo adimensional es suficiente para definir cuando un pozo alcanza el flujo en estado pseudoestacionario estabilizado. Una ecuación en términos del tiempo real generalizada para cualquier geometría no radial se tiene:

$$t_{PSS} = 3790 \frac{\phi \mu_i C_{ti} A}{k} t_{D_{APSS}} \dots\dots\dots (50)$$

Donde:

A : área; (pies²)

C_{ti} : compresibilidad total inicial; ((1/lb)/pie³)

k : permeabilidad; (mD)

t_{pss} : tiempo; (horas)

μ_i : viscosidad inicial; (cp)

$t_{D_{APSS}}$: constante para geometrías no radiales

La $t_{D_{APSS}}$ depende de la geometría y ubicación del pozo. La Figura 28 proporciona valores de $t_{D_{APSS}}$ para diferentes geometrías y posiciones del pozo. Los valores de $t_{D_{APSS}}$ representan el tiempo cuando la presión de fondo fluyendo comienza a declinar como una función lineal del tiempo.

Con esta ecuación se puede concluir que el tiempo al final del periodo transitorio es una función de la permeabilidad, pero no una función del daño o radio del pozo aparente.

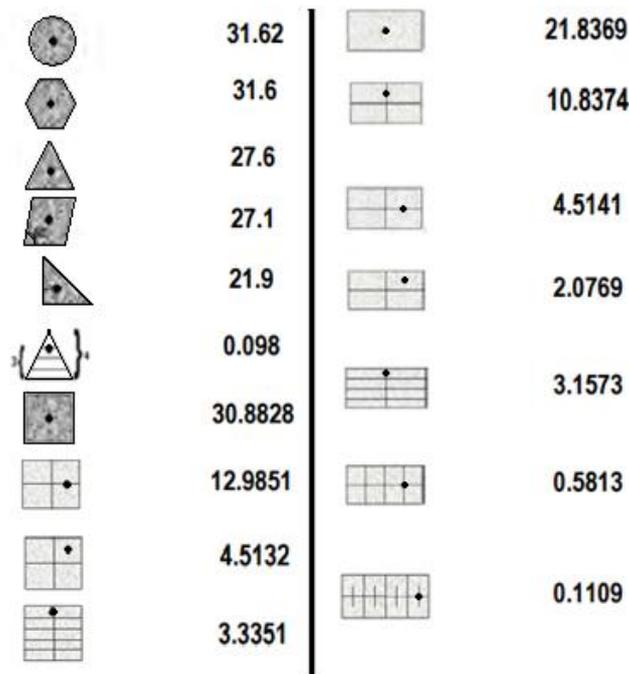


Figura 28. Factores de forma para varias áreas de drene (Earlougher, 1977)

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 de abatimiento de presión está determinado por el tiempo en el cual, el radio de drene ha alcanzado las fronteras externas de no-flujo. De ahí en adelante, como resultado de la producción, la región total drenada por el pozo comienza a ser depresionada y de este modo, cae la presión a lo largo del área total de drene. El rango de declinación de la presión depende de tres factores:

1. Rapidez con la que los fluidos son producidos
2. Expansión de los fluidos del yacimiento
3. Compactación del volumen de poros

El efecto más importante de la declinación es el deterioro del comportamiento de afluencia, reflejado mediante la declinación de la presión medida del yacimiento y el incremento de la resistencia al flujo.

DECLINACIÓN DE PRESIÓN DEL YACIMIENTO A GASTO CONSTANTE

La distribución de presión radial general para el flujo pseudoestacionario de un fluido ideal (líquido) en un yacimiento circular cerrado es:

$$p(r) = p_{wf} + \frac{141.2q\mu B}{kh} r p(r) dr. \dots\dots\dots (51)$$

Ecuación de IPR que relaciona el gasto, presión del yacimiento y presión de fondo fluyendo:

$$q_o = \frac{kh(p_{ws} - p_{wf})}{141.2\mu_o B_o \left[\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - 0.75 \right]}. \dots\dots\dots (52)$$

Estas ecuaciones sirven para combinar el balance de materia y la curva de IPR lo cual permite obtener la presión de fondo fluyendo como una función del tiempo. El resultado es una indicación de cuanto puede producir el pozo a gasto constante sin recurrir a un sistema artificial de producción.

DECLINACIÓN DE PRESIÓN DEL YACIMIENTO A PRESIÓN CONSTANTE

En caso de una declinación de presión del yacimiento (bajosaturado) a presión constante, su expresión es más complicada, ésta ecuación está expresada por la ecuación de flujo radial:

$$q_o = \frac{kh(p_e(t) - p_{wf})}{141.2\mu_o B_o \left[\ln\left(\frac{r_e}{r_{wa}}\right) \right]} \dots\dots\dots (53)$$

Donde la presión en la frontera externa, $p_e(t)$ declina en función del tiempo. Una ecuación de balance de materia relaciona la producción acumulada N_p con la presión $p_e(t)$, ésta la expresa como una 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 $p_i - p_e(t)$. Se expresa como:

$$N_p = V_p(1 - S_w)C_{ta}[p_i - p_e(t)]. \dots\dots\dots (54)$$

Donde C_{ta} es la compresibilidad total aparente, la cual varía con $p_e(t)$.

El procedimiento de cálculo propuesto por Tracy (1955) y Traner (1944) son, quizás, los más simples disponibles, que a pesar de su relativa simplicidad, pueden no estar disponibles cuando se realiza el análisis del comportamiento del pozo.

La declinación en el periodo de transición generalmente no se considera y para fines prácticos es considerada como nula.

Una expresión general para la declinación en un estado pseudoestacionario para presión constante de producción, de acuerdo a la solución analítica es:

$$q_D = Ae^{-Bt_D} \dots\dots\dots (55)$$

Donde A y b son constantes definidas por la relación $\frac{r_e}{r_{wa}}$.

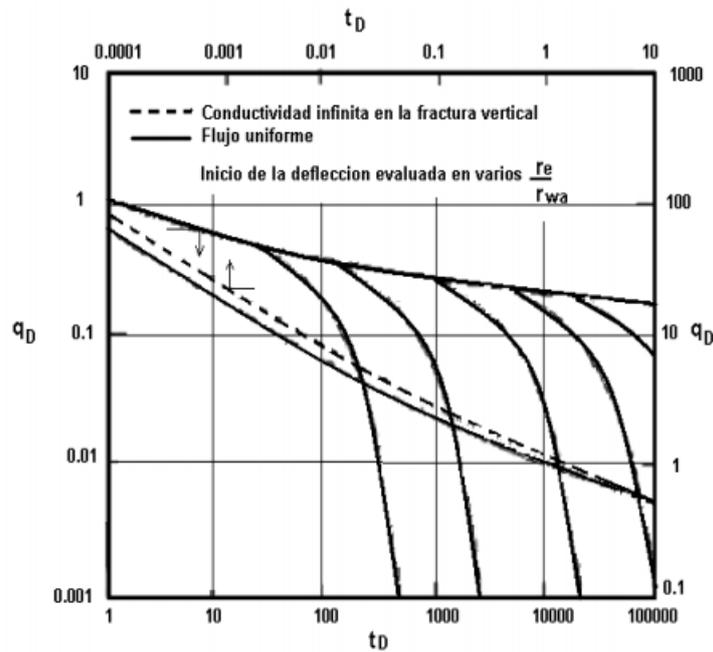
$$A = \frac{1}{\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - 0.5} \dots\dots\dots (56)$$

$$B = \frac{2A}{\left(\frac{r_e}{r_w}\right)^2 - 1} \dots\dots\dots (57)$$

Para realizar el análisis de declinación en estado pseudoestacionario se pueden emplear las ecuaciones anteriores o bien la Gráfica 21, empleando las siguientes ecuaciones:

$$q_D = \frac{141.2\mu_o B_o}{kh(p_i - p_{wf})} q_o, \dots\dots\dots (58)$$

$$t_D = \frac{0.000264k}{\phi\mu_i c_{ti} r_{wa}^2} t. \dots\dots\dots (59)$$



Gráfica 21. Solución analítica a presión constante en estado pseudoestacionario (Golan y Whitson, 1991)

LÍMITE ECONÓMICO

La extrapolación gráfica debe llevarse hasta un punto en el que el valor de la producción sea equivalente a los gastos de producción, ya que de continuar la extrapolación, los egresos serán mayores que los ingresos.

El valor de la producción mínima que sufraga los costos de operación, mantenimiento de equipo, personal empleado, pago de regalías, etc., es conocido con el nombre de límite económico. La expresión matemática que permite determinar este valor es la siguiente:

$$L.E. = \frac{C}{O-S} \dots\dots\dots (60)$$

Donde:

L.E.: límite económico; (mmpc/año) ó (mpc/día)

C: costo estimado de operación al límite económico; (\$/año) ó (\$/día)

O: Precio de aceite; (\$/bl)

S: Monto de regalías, impuestos, etc; (\$/bl)

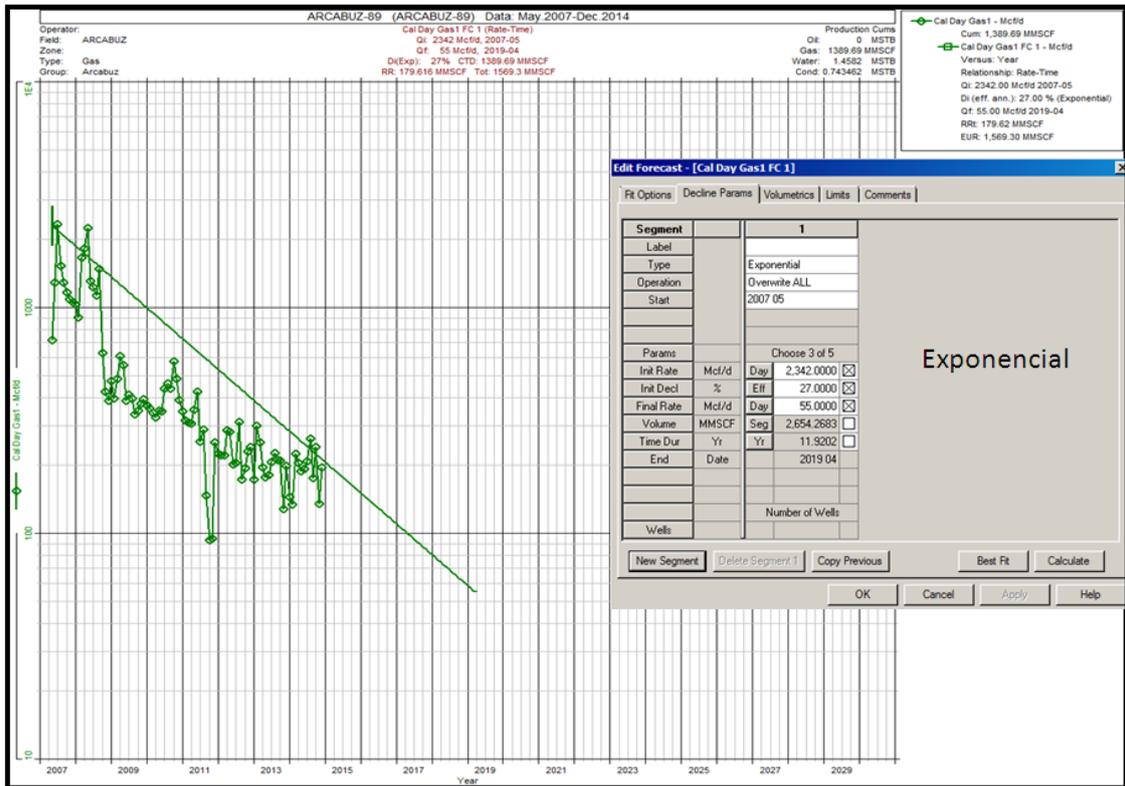
El valor límite económico está sujeto a la variación de los factores considerados anteriormente, como el aumento de costos, varía con la profundidad del pozo, el número de pozos en el área, el tipo de fluidos producidos, el método de producción y la demanda, sin embargo el factor preponderante es el precio del aceite por unidad de volumen en el mercado.

DECLINACIÓN EXPONENCIAL

La declinación exponencial (Gráfica 22) es la más empleada en la industria petrolera por las siguientes razones: La mayoría de los pozos siguen un gasto de declinación constante en gran parte de su vida productiva. Las matemáticas

involucradas, se describen por expresiones lineales dadas que son más sencillas de aplicar a diferencia de las implicadas en la declinación hiperbólica y armónica.

- Se aplican siempre y cuando las condiciones mecánicas del pozo y el área de drene del yacimiento permanezcan constantes.
- Este análisis consiste en graficar datos de producción contra tiempo con papel semi-log e intentar ajustar estos datos con una recta la cual se extrapola en el tiempo.
- Las reservas se calculan con base en una tasa de producción promedio anual



Gráfica 22. Declinación exponencial (obtenido de un software comercial)

$$q = q_i e^{-D(t_i - t)} \dots \dots \dots (61)$$

Donde:

q : Gasto de producción; (mmpcd)

q_i : Gasto de producción inicial; (mmpcd)

D : Rapidez de la declinación; (días⁻¹)

t : tiempo; (días)

t_i : tiempo inicial; (días)

El área bajo la curva de declinación del gasto contra el tiempo entre un intervalo de tiempo es la cantidad de la producción acumulada de aceite o de gas durante ese lapso:

$$N_p = \frac{(q_{oi} - q_o)}{D} \dots\dots\dots (62)$$

Donde:

N_p : Producción acumulada de aceite; (bls)

Y en el caso del gas:

$$G_p = \frac{(q_{gi} - q_g)}{D} \dots\dots\dots (63)$$

G_p : Producción acumulada de gas; (MMPC)

El factor de declinación, fd , se obtiene cuando al gasto se le resta periódicamente el factor de declinación producido. Así al final de cada periodo, el gasto de producción que se tiene es el gasto anterior menos el factor de declinación producido por ese gasto en dicho periodo, se expresa de la siguiente manera:

$$q_o = q_{oi} \left(1 - \frac{fd}{100}\right)^n \dots\dots\dots (64)$$

Despejando el factor de declinación:

$$fd = \left[1 - \left(\frac{q_o}{q_{oi}}\right)^{1/n}\right] * 100 \dots\dots\dots (65)$$

Si se quiere conocer el factor de declinación de un periodo, n_2 , a partir del factor de declinación de otro periodo, n_1 , se tiene:

$$fd_2 = \left[1 - \left(1 - \frac{fd_1}{100} \right)^{n_1/n_2} \right] * 100. \dots\dots\dots (66)$$

Para encontrar una relación entre el factor de declinación y la rapidez de declinación, se utiliza la siguiente expresión:

$$fd = [1 - e^{-(D)(t-t_i)}] * 100. \dots\dots\dots (67)$$

Es importante tener cuidado con las unidades del tiempo, que sean siempre consistentes entre la rapidez de la declinación y el intervalo de tiempo, así como en que periodo se quiere el factor de declinación.

El porcentaje de declinación se calcula:

$$\text{porcentaje de declinación} = \frac{100}{N_p} (q_i - q). \dots\dots\dots (68)$$

El tiempo de vida útil del yacimiento se determina sustituyendo el valor del Límite Económico:

$$t = \frac{2.3}{D_i} (\log L. E. - \log q_i). \dots\dots\dots (69)$$

DECLINACIÓN HIPERBÓLICA

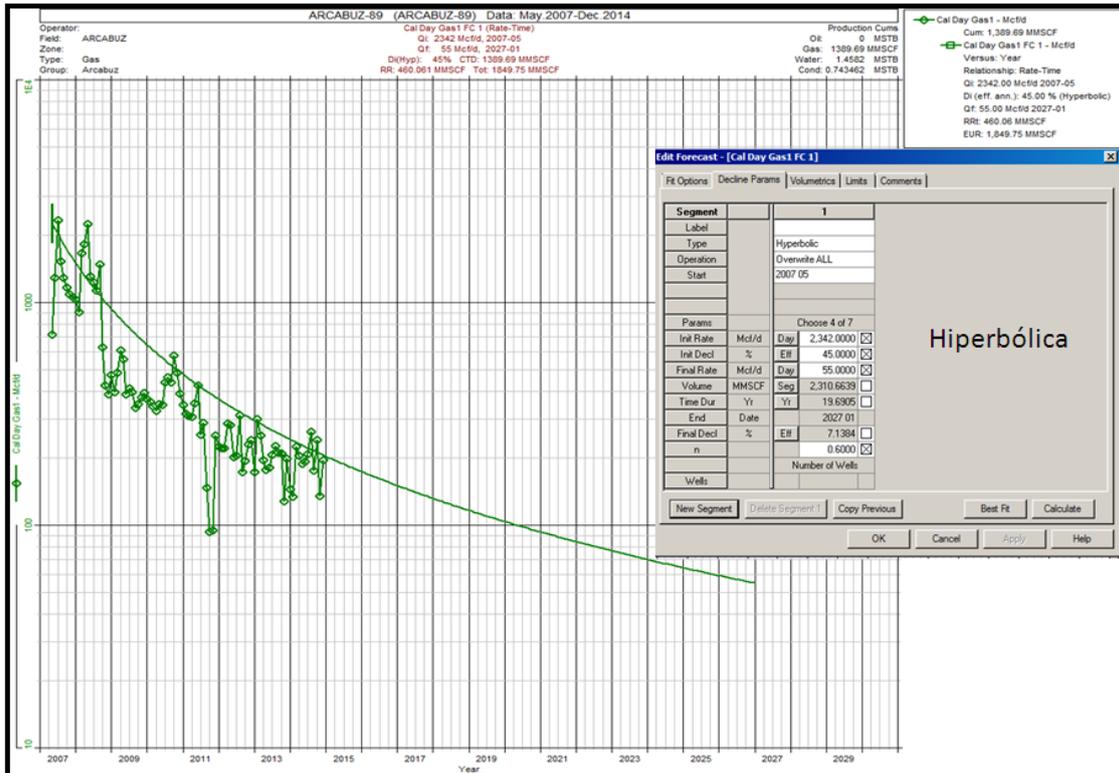
No todos los pozos productores presentan una declinación exponencial durante la declinación de presión del yacimiento. En muchos casos se puede observar una declinación hiperbólica gradual donde el comportamiento de gasto contra tiempo es estimada de mejor forma que a partir de la solución analítica.

La declinación hiperbólica (Gráfica 23) se presenta si el mecanismo de empuje es gas en solución, expansión de casquete de gas o empuje de agua. También se presenta cuando el mecanismo de empuje natural es suplementado por inyección de gas o agua. En cualquier caso, la presencia de estos mecanismos de empuje implica que la compresibilidad total se incremente y la recuperación de hidrocarburos sea mejorada en comparación con el mecanismo de empuje de expansión del aceite.

Su expresión matemática es:

$$-b = \frac{q}{(dq/dt)} \dots\dots\dots (70)$$

Donde b representa la constante de declinación o ritmo de declinación (constante positiva) $0 < b < 1$.



Gráfica 23. Declinación hiperbólica (obtenido de un software comercial)

Al integrar en dos ocasiones la ecuación anterior, tenemos que:

$$q = q_i(1 + D_i b t)^{-1/b} \dots\dots\dots (71)$$

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:

$$N_p = \frac{q_i^b}{D_i(1-b)} [q_i^{(1-b)} - q^{(1-b)}] \dots\dots\dots (72)$$

El porcentaje de declinación mensual se obtiene mediante:

$$\text{porcentaje de declinación} = -\frac{100D}{(1-Dbt)} \dots\dots\dots (73)$$

Por otra parte, tanto las ecuaciones para la declinación exponencial como para la hiperbólica nos permiten realizar una extrapolación matemática de datos, difiriendo una respecto a 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.

El tiempo de vida útil para la declinación hiperbólica se calcula:

$$t = \frac{1}{D_i b} \left[\left(\frac{q_i}{L.E.} \right)^2 - 1 \right] \dots\dots\dots (74)$$

DECLINACIÓN ARMÓNICA

Algunas veces cuando la producción es controlada predominantemente por la segregación gravitacional, la rapidez de declinación, D, es proporcional al gasto q.

Este tipo de declinación es un caso particular de la declinación hiperbólica cuando $b=1$. Como consecuencia, la rapidez de la declinación, D, es inversamente proporcional al gasto q. Su expresión es la siguiente:

$$q = \frac{q_i}{(1+D_i)} \dots\dots\dots (75)$$

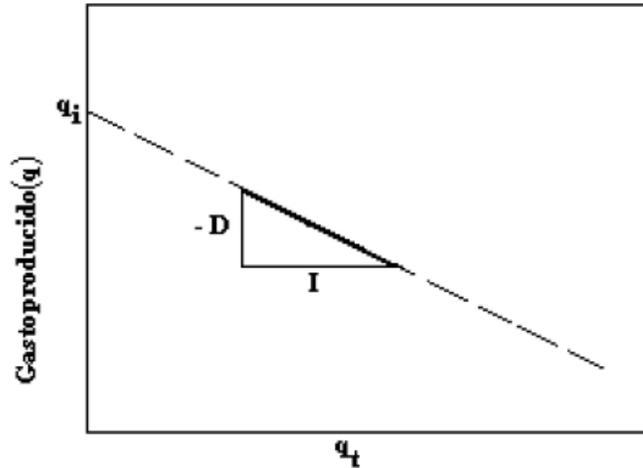
Por otra parte, la ecuación de gasto producido-producción acumulada se expresa de la siguiente manera:

$$N_p = \frac{q_i}{D} (\log q_i - \log q) \dots\dots\dots (76)$$

La ecuación anterior puede ser representada por una línea recta en papel logarítmico, graficando gasto producido en la escala logarítmica.

$$q = q_i - Dtq. \dots\dots\dots (77)$$

La cual represente la ecuación de una línea recta de pendiente $-D$, al graficar gasto producido contra qt , como se ilustra en la Gráfica 24.



Gráfica 24. Representación gráfica de la declinación armónica log-log

Para calcular el porcentaje de declinación:

$$\text{porcentaje de declinación} = -\frac{100D}{(1+Dt)}. \dots\dots\dots (78)$$

Y su tiempo de vida útil:

$$t = \frac{1}{D_i} \left(\frac{q_i}{L.E.} - 1 \right). \dots\dots\dots (79)$$

CURVAS TIPO DE ARPS

La mayoría de los análisis convencionales de curvas de declinación se basan en las ecuaciones empíricas dadas por Arps (1954):

$$\frac{q(t)}{q_i} = \frac{1}{(1+Dbt)^{\frac{1}{b}}}. \dots\dots\dots (80)$$

De donde para $b=0$, se tiene la ecuación que define a la declinación exponencial:

$$\frac{q(t)}{q_i} = e^{-Dt}. \dots\dots\dots (81)$$

Y si $b=1$ se tiene la ecuación que define la declinación armónica:

$$\frac{q(t)}{q_i} = \frac{1}{(1+Dt)} \dots\dots\dots (82)$$

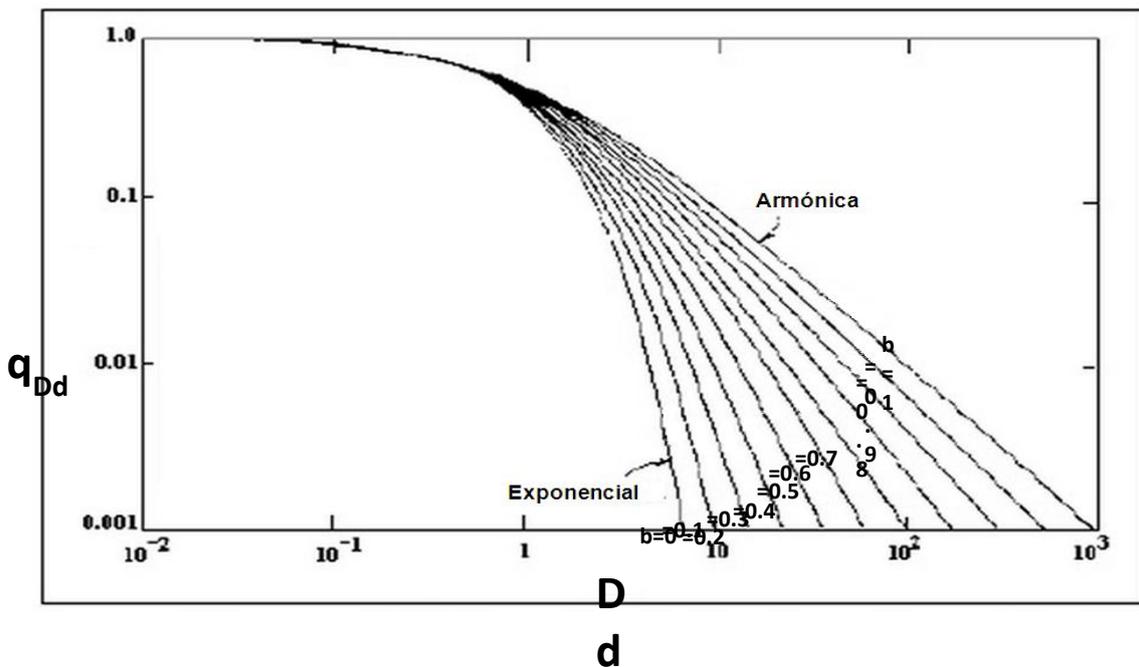
La solución unitaria (D=1) de la ecuación dada por Arps es desarrollada para valores de b, entre 0 y 1, con incrementos de 0.1. Los resultados son graficados como un ajuste de curvas tipo log-log en términos de una curva de declinación con gasto adimensional.

$$q_{Dd} = \frac{q(t)}{q_i} \dots\dots\dots (83)$$

Y una curva de declinación con tiempo adimensional:

$$t_{Dd} = D_i t \dots\dots\dots (84)$$

De la Gráfica 25 se puede observar que todas las curvas coinciden y llegan a confundirse cuando t_{Dd} toman un valor de aproximadamente 0.3. Cualquier dato que tenga un valor menor de 0.3 se toma como dato de declinación exponencial, haciendo caso omiso del verdadero valor de b, y así graficar dicho dato o datos en papel semilogarítmico para obtener una línea recta.



Gráfica 25. Curva tipo de declinaciones, basada en las ecuaciones empíricas de Arps

El análisis nodal de un sistema de producción, permite determinar el comportamiento actual y futuro de un pozo productor de hidrocarburos, y consiste en dividir este sistema de producción en nodos de solución para calcular las caídas de presión y los gastos de los fluidos producidos, y de esta manera, poder determinar las curvas de comportamiento de afluencia y el potencial de producción de un yacimiento. Como resultado de este análisis se obtiene generalmente un incremento en la producción y el mejoramiento de la eficiencia de flujo cuando se trata de un pozo productor, pero cuando se trata de un pozo nuevo, permite definir el diámetro óptimo de las tuberías de producción, del estrangulador, y la línea de descarga por el cual debe fluir dicho pozo, así como predecir su comportamiento de flujo y presión para diferentes condiciones de operación.

El procedimiento del análisis nodal ha sido reconocido en la industria como un medio adecuado para el diseño y evaluación, tanto en pozos fluyentes como en pozos que cuentan con un sistema artificial de producción. En el análisis nodal se evalúa un sistema de producción dividiéndose en tres componentes básicos.

1. Flujo a través de un medio poroso (yacimiento), considerando el daño ocasionado por lodos de perforación, cemento, etc.
2. Flujo a través de la tubería vertical (aparejo de producción), considerando cualquier posible restricción como empacamientos, válvulas de seguridad, estranguladores de fondo, etc.
3. Flujo a través de la tubería horizontal (línea de descarga), considerando el manejo de estranguladores en superficie.

Para predecir el comportamiento del sistema, se calcula la caída de presión en cada componente. Este procedimiento comprende la asignación de nodos en varias de las posiciones claves dentro del sistema (Figura 29). Entonces, variando los gastos y empleando el método y correlación de flujo multifásico que se considere adecuado dependiendo de las características de los fluidos, se calcula la caída de presión entre dos nodos.

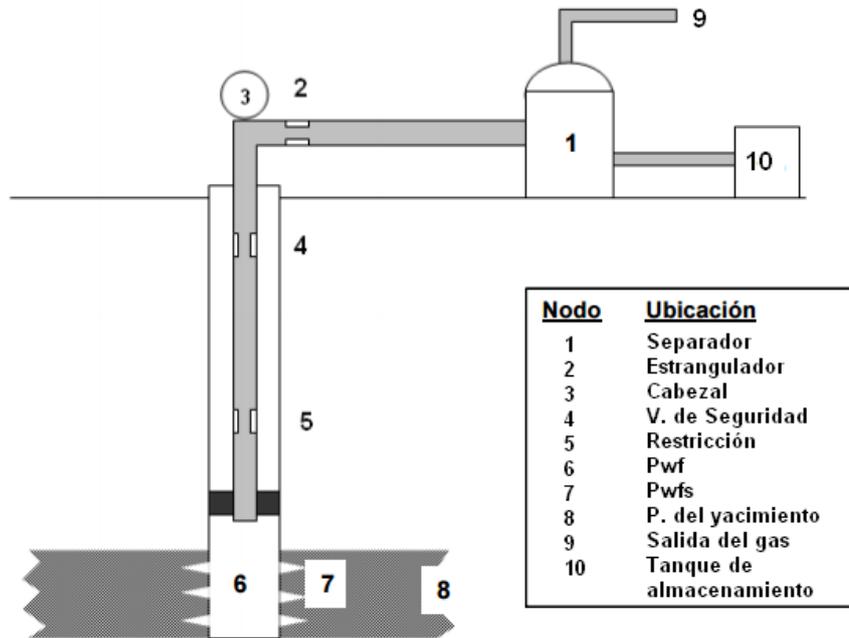
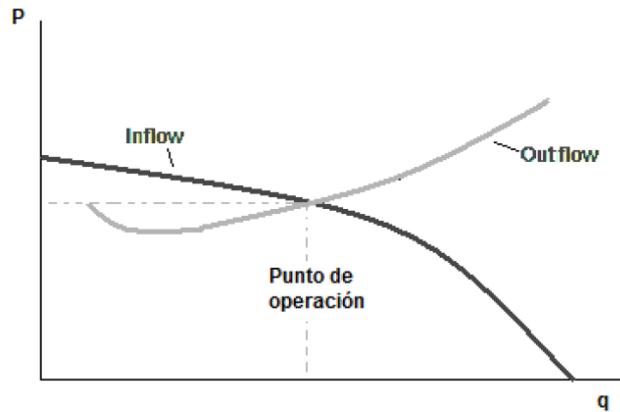


Figura 29. Ubicaciones más comunes para los nodos

El análisis nodal divide el sistema integral de producción en dos subsistemas, en un lugar específico llamado “punto nodal”. El primer subsistema considera la entrada de flujo desde el yacimiento hasta el punto nodal (inflow) con todos sus componentes, corriente arriba del nodo (upstream), el otro subsistema considera la salida del flujo desde la superficie hasta el punto nodal (outflow) con todos los componentes que se encuentran corriente abajo (downstream) del nodo. Para cada subsistema la presión en el punto nodal es calculada y graficada por separado, es decir, dos curvas independientes de presión contra gasto. La intersección de las dos curvas nos muestra el punto de operación donde el gasto y la presión de las dos curvas son iguales (Gráfica 26). En cada subsistema se debe conocer la presión en el punto de partida, la cual será la presión estática del yacimiento (P_{ws}) y la presión de separación en la superficie (P_{sep}). Por lo que los cálculos pueden iniciar con cualquiera de ellas, para después determinar la presión en los nodos de solución intermedios entre estas posiciones de partida.



Gráfica 26. Sistemas de análisis nodal

Los resultados del análisis del sistema no solamente permitirán la definición de la capacidad de producción de un pozo para una determinada serie de condiciones, sino que también muestran los cambios en cualquiera de los parámetros que afectan su comportamiento. Por lo tanto, el resultado neto es la identificación de los parámetros que controlan el flujo en el sistema de producción.

Las curvas de comportamiento de afluencia obtenidas son función de los siguientes puntos clave del sistema:

- Características del yacimiento
- Características de la tubería de producción y línea de descarga
- Presión en el nodo inicial y final del sistema
- Porcentaje de agua producida
- Relación Gas-Líquido
- Longitud de las tuberías
- Temperatura
- Características de los fluidos a manejar
- Topografía del terreno en el caso de la línea de descarga
- Grado de desviación del pozo

La selección del nodo o nodos iniciales depende del componente del sistema que se desea evaluar, pero su posición deberá ser tal que muestre la respuesta del sistema a una serie de condiciones, para que como resultado final se tenga una evaluación total del problema, dando así una solución confiable. Un punto

importante es, que además de las razones técnicas, se tendrá que aportar también una justificación económica, validando con ello de manera completa la solución encontrada.

MÉTODOS PARA GRAFICAR CURVAS IPR PARA POZOS DE GAS

Veremos tres métodos para graficar curvas de IPR para pozos de gas:

- Cuando el IP es constante:

$$q_g = J(P_{ws}^2 - P_{wf}^2), \dots\dots\dots (85)$$

Donde:

J : índice de productividad; (bpd/lb/pg²)

q_g : gasto de gas; (pies³/día)

P_{ws} : presión estática, (lb/pg²)

P_{wf} : presión de fondo fluyendo; (lb/pg²)

- Cuando existe estado pseudo-estacionario:

Combinando las ecuaciones de estado y continuidad con la ley de Darcy obtenemos el comportamiento de flujo radial para pozos de gas, incluyendo el factor de daño “s”.

$$Q = \frac{703 \times 10^{-6} kh (P_r^2 - P_{wf}^2)}{[\mu_g T \bar{z} (\ln(0.472 \frac{r_e}{r_w}) + s)]}, \dots\dots\dots (86)$$

Donde:

Q : gasto de gas; (mpc)

k : permeabilidad; (mD)

h : espesor de la formación; (pies)

P_r : presión en el radio de drene; (lb/pg²)

P_{wf} : presión de fondo fluyendo; (lb/pg²)

μ_g : viscosidad del gas a presión media (cp)

T : temperatura del yacimiento; °R

\bar{z} : factor de compresibilidad del gas a presión media; (adimensional)

r_e : radio de drene; (pies)

r_w : radio del pozo; (pies)

s : factor de daño; (adimensional)

- Contrapresión

Desarrollada por Rawlins y Schellhardt en 1935. La constante “C” y la inversa de la pendiente “n”, son parámetros calculados a partir del IPR del pozo constituida con pruebas de presión (pruebas de potencial al mismo).

$$Q_g = C(P_{ws}^2 - P_{wf}^2)^n, \dots\dots\dots (87)$$

Donde:

Q_g : gasto de gas; (mpc)

C : coeficiente de la curva de contrapresión para pozos de gas

n : coeficiente de turbulencia (valores entre 0.5 y 1)

Los valores de “n” cercanos a 0.5 indica flujo turbulento, y para los valores cercanos a 1, indica flujo laminar.

Esta ecuación es de las más usadas en la industria petrolera para encontrar la curva IPR. En la aplicación de este método es necesario determinar que tan potente es un pozo por medio de pruebas multigastos o pruebas de potencial. Estas pruebas pueden ser de dos tipos (isocronales o flujo continuo), en las cuales un pozo es producido a varios gastos y de esta forma medir el gasto de gas (q_g) y la presión de fondo fluyendo (p_{wf}) correspondientes a cada prueba. Se requiere por lo menos dos pruebas, pero se recomiendan cuatro pruebas para minimizar los errores en la medición.

El valor de C depende de las características del pozo y de las propiedades del gas, puede ser obtenido analíticamente con la siguiente ecuación:

$$C = \frac{703 \times 10^{-6}}{[\bar{\mu}_g T \bar{z} (\ln(0.472 \frac{r_e}{r_w}) + s)]} \dots\dots\dots (88)$$

Para predecir el comportamiento de las curvas IPR para pozos de gas en un tiempo futuro se puede utilizar la siguiente aproximación:

$$Q_F = C_F (P_{ws}^2 - P_{wf}^2)^n \dots\dots\dots (89)$$

Y se sabe que C_F es igual a:

$$C_F = C_p \frac{(\bar{\mu}_g \bar{z})_p}{(\bar{\mu}_g \bar{z})_F} \dots\dots\dots (90)$$

Donde:

Q_F : gasto de gas futuro

C_F : coeficiente al tiempo futuro

C_p : coeficiente al tiempo presente

La elaboración de curvas de IPR futuras es importante, ya que con ellas se pueden determinar los gastos futuros de producción para los pozos fluyentes o en su defecto saber el momento óptimo para la instalación de un Sistema Artificial de Producción conforme declina la presión del yacimiento.

CORRELACIONES DE FLUJO MULTIFÁSICO PARA YACIMIENTOS DE GAS

El flujo simultáneo de gas y líquido en una tubería es muy importante en las operaciones modernas. Para muchas instalaciones el uso de tuberías que maneja fluidos multifásicos es la solución más económica, ya que disminuye el costo un 20% a 25% con respecto a utilizar dos tuberías para manejar fluidos en una sola fase.

Diversos investigadores han desarrollado diferentes correlaciones de flujo multifásico en tuberías verticales y horizontales (Tabla 3), basándose en los principios termodinámicos y de flujo de fluidos, pero principalmente en observaciones empíricas limitadas por caídas de presión por fricción, diámetros de tuberías, características de los fluidos utilizados, geometría y condiciones de flujo, y relaciones gas-líquido.

Tabla 3. Correlaciones de flujo multifásico en tuberías

Correlación	Fecha	Sustento	Diámetro de la tubería	Fluidos
Flujo Vertical				
Duns & Ross	1961	Datos de campo y laboratorio	Amplio Rango	Aceite, gas y agua
Hagedorn & Brown	1965	Datos de campo y laboratorio	De 1 a 4 pulgadas	Aceite, gas y agua
Orkiszowski	1967	Revisión y modificación de otros modelos	Amplio rango	Aceite, gas y agua
Azizz & Govier	1972	Datos de campo y laboratorio	Amplio rango	Aceite, gas y agua
Beggs & Brill	1973	Datos de laboratorio	De 1 a 1.5 pulgadas	Gas y agua
Gray	1974	Datos de campo	< 3.5 pulgadas	Gas y condensado
Flujo Horizontal				
Lochart-Martinelli	1949	Datos de laboratorio	0.0596 a 1.01017 pulgadas	Aceite, gas y agua
Eaton	1966	Datos de campo y laboratorio	2 a 4 pulgadas	Aceite, gas y agua
Dudier	1696	Datos de laboratorio	Amplio rango	Aceite, gas y agua
Flujo Inclinado				
Mukherjee-Brill	1983	Datos de laboratorio	1.5 pulgadas	Keroseno, Aceite, lubricante y gas

No existe una correlación que sea la más adecuada para utilizarla en todas las aplicaciones. Cuando se utiliza algún modelo, se debe examinar la clase de sistemas en los que está basado, es decir, si el modelo y los datos que lo

soportan son compatibles físicamente con el sistema propuesto para su aplicación. Algunas correlaciones están basadas en datos para tuberías horizontales de diámetro pequeño, su aplicación es limitada para tuberías de diámetro mayor con perfiles topográficos que presenten diferencias de nivel con respecto a un plano de referencia.

PATRONES DE FLUJO

En el flujo multifásico en tuberías se pueden tener variaciones en la distribución geométrica o volumétrica de una fase respecto a la otra, llamando a esto “patrón de flujo”. Nos interesa ver los patrones de flujo en las tuberías verticales ya que dependiendo de la forma en que fluyen los fluidos será el comportamiento y la problemática de los pozos de gas (Figura 34).

- Flujo Burbuja:

La tubería se encuentra prácticamente llena de líquido y la fase de gas libre se presenta en pequeñas burbujas las cuales se mueven a diferentes velocidades exceptuando aquellas que por su densidad tienen pequeños efectos en el gradiente de presión. La pared de la tubería está siempre en contacto con la fase líquida. El aceite forma la fase continua (Figura 30).



Figura 30. Flujo burbuja

- Flujo Bache o Tapón:

La fase gaseosa es más significativa. Sin embargo la fase líquida sigue siendo continua, las burbujas de gas se unen y forman tapones, los cuales ocupan prácticamente toda la sección transversal de la tubería. El líquido que rodea la burbuja puede moverse a bajas velocidades en forma descendente. El gas y el líquido tienen efectos significativos en la caída de presión (Figura 31).

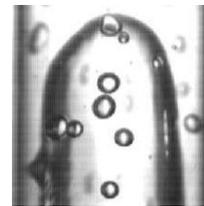


Figura 31. Flujo bache

- Flujo de transición:

Ocurre cuando hay un cambio de la fase líquida continua a la fase de gas continua. Las burbujas de gas pueden unirse y el líquido puede entrar en la burbuja. Aunque los efectos del líquido son significantes, dominan los de la fase gaseosa (Figura 32):



Figura 32. Flujo de transición

- Flujo Anular o Niebla:

La fase gaseosa es continua y la mayor parte del líquido se introduce en esta fase en forma de finas gotas. La pared de la tubería está cubierta por una película de líquido y la fase gaseosa controla la caída de presión.

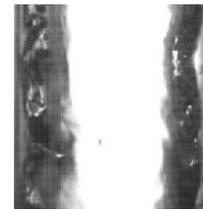


Figura 33. Flujo niebla

Este flujo se produce en un yacimiento de gas y condensado.

El gas condensado existe únicamente como un gas en el yacimiento durante toda su vida productiva. Debido a esto no hay formación de líquidos en el yacimiento. Sin embargo, las condiciones de separación caen dentro de la envolvente ocasionando la formación de líquidos en la tubería de producción y en la superficie (Figura 33).

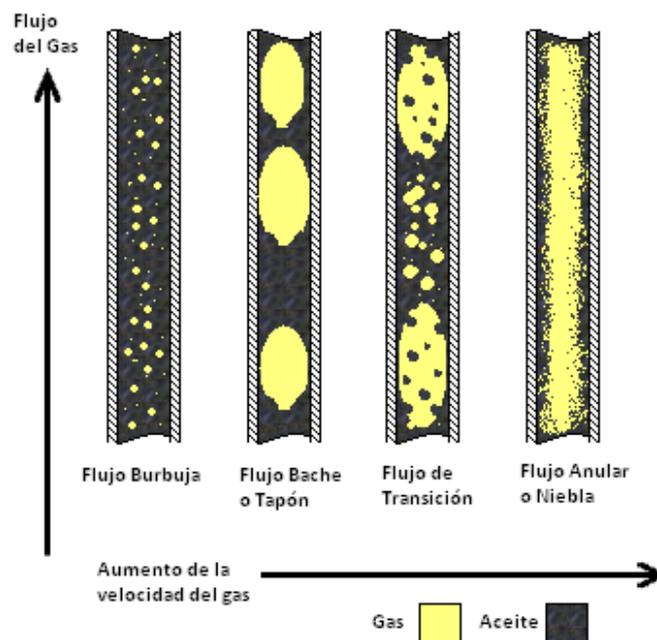


Figura 34. Patrones de flujo (elaboración propia)

CONCEPTOS PARA FLUJO MULTIFÁSICO

Estos conceptos se han utilizado por distintos autores para explicar el flujo multifásico en tuberías verticales y por desarrollar sus correlaciones.

- **Colgamiento (y_L)**

El colgamiento es la relación entre el volumen de líquido existente en una sección de tubería a las condiciones de flujo, y el volumen de la sección aludida. Esta relación de volúmenes depende de la cantidad de líquido y gas que fluyen al mismo tiempo en la tubería, por lo que si la mezcla es homogénea, el colgamiento se considera despreciable. Generalmente, la velocidad con que fluye el gas es diferente de la velocidad con que fluye el líquido, lo que hace que se dé un “resbalamiento” entre las fases.

Para calcular las pérdidas de presión por elevación (carga hidrostática), es necesario predecir con precisión el colgamiento considerando el resbalamiento entre fases.

Las expresiones establecidas por Mukherjee y Brill son:

$$y_L = \exp \left[\left(C_1 + C_2 \text{sen} \theta + C_3 \text{sen}^2 \theta + C_4 N_{L\mu}^2 \right) \frac{N_{gv}^{C_5}}{N_{Lv}^{C_6}} \right] \dots\dots\dots (91)$$

Donde:

$$N_{L\mu}^2 = 0.15726 \mu_L \left(\frac{1}{\rho_L \sigma^3} \right)^{0.25} \dots\dots\dots (92)$$

$$N_{Lv} = 1.938 v_{sL} \left(\frac{\rho_L}{\sigma} \right)^{0.25} \dots\dots\dots (93)$$

$$N_{gv} = 1.938 v_{sg} \left(\frac{\rho_L}{\sigma} \right)^{0.25} \dots\dots\dots (94)$$

Donde σ es la tensión superficial del líquido y los valores de C_1 , C_2 , C_3 y C_4 se encuentran en la Tabla 4.

Tabla 4. Coeficientes "C" de la ecuación para diferentes patrones de flujo

Dirección del Flujo	Tipo de Flujo	C ₁	C ₂	C ₃	C ₄	C ₅	C ₆
Horizontal o Ascendente	Todos	-0.38011	0.12988	-0.11979	2.34323	0.47569	0.28866
	Estratificado	-1.33028	4.80814	4.17156	56.26227	0.07995	0.50489
Descendente	Otros	-0.51664	0.78981	0.55163	15.51921	0.37177	0.39395

- **Velocidades Superficiales**

Es la velocidad que tendría cualquiera de las fases si ocupara toda la tubería. Se definen con las siguientes expresiones:

Velocidad superficial del líquido:

$$v_{sL} = \frac{q'_L}{A_p} = \frac{0.01191(q_o B_o + q_w B_w)}{d^2} \dots\dots\dots (95)$$

Velocidad superficial del gas:

$$v_{sg} = \frac{q'_g}{A_p} = \frac{0.002122q_o(R-R_s)B_g}{d^2} \dots\dots\dots (96)$$

Velocidad de la mezcla:

$$v_m = \frac{q'_L + q'_g}{A_p} = v_{sL} + v_{sg} \dots\dots\dots (97)$$

Donde A_p es el área de la sección transversal de la tubería y q' es el gasto a condiciones de escurrimiento.

La condición de escurrimiento es la temperatura más baja a la que un líquido todavía fluye.

- **Viscosidad de la mezcla**

Dependiendo del método que se aplique, se usan las siguientes ecuaciones para obtener la viscosidad de la mezcla de fluidos:

Viscosidad de la mezcla sin resbalamiento:

$$\mu_{ns} = \mu_L \lambda + \mu_g^{(1-\lambda)} \dots\dots\dots (98)$$

Viscosidad de la mezcla con resbalamiento:

$$\mu_m = \mu_L^{y_L} \mu_g^{(1-y_L)} \dots\dots\dots (99)$$

Donde:

$$\mu_L = \mu_o f_o + \mu_w f_w \dots\dots\dots (100)$$

$$f_o = \frac{q_o B_o}{q_w B_w + q_o B_o} \dots\dots\dots (101)$$

$$f_o = \frac{B_o}{B_o + W O R B_w} \dots\dots\dots (102)$$

$$f_w = 1 - f_o \dots\dots\dots (103)$$

- **Resbalamiento**

El resbalamiento describe el fenómeno natural del flujo a mayor velocidad de una de las dos fases. Las causas de este fenómeno son diversas. La resistencia al flujo por fricción es mucho menor en la fase gaseosa que en la fase líquida. La diferencia de compresibilidades entre el gas y el líquido, hace que el gas en expansión viaje a mayor velocidad que el líquido. Cuando el flujo es ascendente o descendente actúa la segregación gravitacional ocasionando que el líquido viaje a menor velocidad que el gas, para el primer caso, y a mayor velocidad para el segundo caso.

La diferencia entre el colgamiento y el resbalamiento radica en que el colgamiento es la relación entre el volumen de líquido y el volumen de la tubería a condiciones de flujo, y el resbalamiento es la diferencia entre las velocidades de las fases en la tubería.

- **Colgamiento sin resbalamiento (λ)**

Se define de la misma forma que el colgamiento (y_L) pero se calcula a partir de las condiciones de presión y temperatura de flujo existentes considerando las producciones obtenidas en la superficie (q_o y R):

$$\lambda = \frac{q'_L}{q'_L + q'_g} = \frac{1}{1 + \frac{q_o(R - R_s)B_g}{5.615(q_o B_o + q_w B_w)}} \dots\dots\dots (104)$$

- **Densidad de la Mezcla**

La densidad de la mezcla de fluidos se obtiene a partir del colgamiento con:

$$\rho_m = \rho_L y_L + \rho_g (1 - y_L) \dots\dots\dots (105)$$

Algunos autores calculan la densidad de la mezcla sin considerar el resbalamiento entre las fases, esto es:

$$\rho_{ns} = \rho_L y_L \lambda + \rho_g (1 - \lambda) \dots\dots\dots (106)$$

También puede obtenerse a partir de la siguiente expresión:

$$\rho_{ns} = \frac{M}{V_m} = \frac{350.5(\gamma_o + \gamma_w WOR) + 0.0764 R \gamma_g}{5.615(B_o + B_w WOR) + (R - R_s)B_g} \dots\dots\dots (107)$$

Ya que:

M : Masa de la mezcla @c.s. por barril de aceite producido @c.s.

V_m : Volumen de la mezcla @c.s. por barril de aceite producido @c.s.

γ_o : densidad relativa del aceite

γ_w : densidad relativa del agua

γ_g : densidad relativa del gas

CORRELACIONES DE FLUJO MULTIFÁSICO PARA GAS Y CONDENSADO, GAS HÚMEDO Y GAS SECO

Estas son las principales correlaciones que se manejan para calcular las caídas de presión en tuberías verticales para pozos de gas.

CORRELACIÓN DE DUNS Y ROS

En esta investigación se utilizaron mezclas de gas-líquidos que van desde gas con agua hasta aceites lubricantes de alta viscosidad. La correlación sirve para calcular pérdidas de presiones y colgamiento determinando el régimen de flujo por la correlación que desarrollaron ellos mismos. Tomaron como base para su estudio el balance de presión en vez de la ecuación de balance de energía.

Desarrollaron ecuaciones para tres regiones de flujo:

- I. Régimen de flujo burbuja, tapón y transición
- II. El remanente de flujo de transición y régimen de flujo bache
- III. Régimen de flujo niebla

La correlación está en términos de la velocidad del gas adimensional, el diámetro de la tubería, la viscosidad del líquido y una expresión adimensional.

Duns y Ros correlacionaron la velocidad con el resbalamiento como una relación entre el colgamiento del líquido y la relación del colgamiento de gas-líquido. Las correlaciones para la velocidad con resbalamiento dieron el método para calcular el gradiente de presión total.

Su trabajo tuvo las siguientes conclusiones:

- La ecuación de balance de presión puede ser resuelta utilizando diferentes correlaciones para varios regímenes de flujo.
- Los tres regímenes de flujo deben usarse para predecir los gradientes de presión

- La precisión de las correlaciones es razonable en rangos de baja producción de gas
- La correlación no es aplicable para un cálculo con tres fases

CORRELACIÓN DE GOVIER Y AZIZ

Esta correlación está basada en datos de laboratorio y campo para todo tipo de fluidos y para cualquier tamaño de tubería. La correlación es usada para calcular las caídas de presión, colgamiento y patrones de flujo; fue desarrollada en un estudio de pozos productores de gas y condensado. Se analizaron datos de gasto contra caídas de presión provenientes de 102 pozos con relaciones de gas-líquido entre 3900 y 1,170,000 pies³/bl. Las condiciones de fase en el agujero se determinaron usando cálculos flash.

Los datos de gradientes de presión para flujo bajo condiciones de una sola fase fueron comparados con las predicciones convencionales, y generalmente se confirmaron. Para el caso de las condiciones de flujo bifásicas, los datos de campos se compararon con varios métodos empíricos de predicción y con este nuevo método de predicción basado parcialmente en la mecánica del flujo. La predicción incorpora una estimación empírica de la distribución de la fase líquida entre la que fluye como una película sobre la pared y la que entra en el núcleo de gas. Utiliza ecuaciones de momento separadas para la mezcla gas-líquido en el núcleo y para el contenido total en la tubería.

CORRELACIÓN DE GRAY Y ROS

La correlación de Gray es usada para predecir las pérdidas de presión y el colgamiento existente en la tubería. Esta correlación fue desarrollada para flujo vertical en sistemas de gas y condensado en los que predomina la fase gaseosa. El flujo es tratado como una sola fase, y el agua o el condensado que

caen se asume que se adhieren a la pared de la tubería. Se recomienda utilizar en casos con flujo vertical donde la velocidad es menor a 50 pie/seg, el tamaño de la tubería es menor a 3 ½", el gasto de condensado es menor a 5 bl/mmp y el gasto de agua es menor a 5 bl/mmpc.

La correlación no define patrones de flujo pero sí propone una ecuación para el resbalamiento donde intervienen diversos números adimensionales. Para el cálculo de la pérdida de presión por fricción, Gray propone que la rugosidad se calcule a partir de una correlación desarrollada por él donde interviene la tensión superficial.

CORRELACIÓN DE BEGGS Y BRILL

La correlación de Beggs y Brill se desarrolló a partir de 584 pruebas tomadas de datos obtenidos experimentalmente de una pequeña prueba a escala. Este método es aplicable para flujo horizontal, vertical e inclinado.

Los experimentos se desarrollaron en tubos de acrílico transparente, los cuales podían ser cambiados de posición horizontal a vertical y viceversa. En realidad fue la aportación de su trabajo, el poder calcular las pérdidas de presión en tuberías inclinadas y pozos direccionales. Estos experimentos tenían dispositivos para medir gastos, caídas de presión ángulos de inclinación y colgamiento. Con lo anterior, presentaron los resultados de los estudios en tuberías de 1" y 1 ½" utilizando aire y agua.

No obstante la correlación fue desarrollada para rangos limitados pero se ha comprobado que permite predecir con bastante exactitud las caídas de presión en tuberías verticales con flujo simultáneo de aceite, gas y agua, y para pozos relativamente secos.

PROBLEMÁTICAS EN POZOS DE GAS

La principal problemática en los pozos de gas es la presencia de líquidos, y es por esto que ha surgido la necesidad de buscar soluciones a ello, ya que estos líquidos hacen una contrapresión en el yacimiento y llega el momento en que no tiene suficiente energía para descargar los líquidos acumulados en el fondo del pozo, provocando una declinación súbita en la producción de gas, hasta que el pozo deja de producir.

Los sistemas artificiales de producción convencionales no son una alternativa para atacar esta problemática ya que están diseñados para operar en pozos de aceite. Es por esto que se han tenido que desarrollar nuevos métodos de producción para poder extraer el gas de una forma más económica y rápida ya que el consumo de éste hidrocarburo es muy alto para cubrir las necesidades del país.

CARGA DE LÍQUIDO EN POZOS DE GAS

La carga de líquidos ocurre en pozos con baja presión de fondo cuando la tasa de flujo de gas se vuelve insuficiente para cargar y remover continuamente el líquido del fondo del pozo hasta la superficie.

Es esencial mantener los pozos de gas libres de líquidos para que la producción no se vea reducida por la contrapresión que los líquidos acumulados generan, y por la permeabilidad relativa reducida del gas en la zona cercana al pozo.

Es muy importante hacer la selección correcta del diámetro de la tubería de producción para poder mantener las condiciones fluyentes sin carga de líquidos, así como también la selección apropiada del diámetro de la tubería de producción y la energía natural del yacimiento.

Si el gasto declina en un campo maduro de gas, el régimen de flujo cambia de flujo anular a flujo de transición y la capacidad de levantar el líquido disminuye drásticamente. El gasto al cual ocurre este cambio de régimen de flujo es en el gasto de gas crítico, que sucede cuando el líquido no puede ser levantado hasta la superficie, provocando que se acumule en el pozo de tal forma que el pozo crea una contrapresión no deseada en la formación, restringiendo la producción de gas.

Si no se implementa un método específico de levantamiento como los agentes espumantes, émbolo viajero, etc., la producción de gas continuará declinando y finalmente el pozo terminará su producción de manera acelerada.

La fuente de energía del yacimiento para el transporte del hidrocarburo se vuelve baja y no es suficiente para soportar el levantamiento del líquido desde el fondo del pozo y así se va acumulando en el fondo de la tubería.

Mientras más líquido se va acumulando en el fondo del pozo, mayor será la presión hidrostática adicional y reducirá la caída de presión frente a la formación así como el gasto de gas. Si el proceso de acumulación continua, el pozo tendrá líquidos suficientes (agua y condensado) para equilibrar la energía disponible del yacimiento y causará que el pozo muera.

La carga de líquidos en los pozos de gas está relacionada con el cambio de régimen de flujo (continuo a intermitente). El gas fluye a la cabeza en forma de burbujas a través del líquido. La caída de presión a través de la tubería de producción se incrementa y existen rápidas fluctuaciones de la relación gas-líquidos (GLR), fenómenos típicos del proceso de carga de líquidos. La velocidad del gas en la tubería disminuye por debajo del mínimo requerido para remover los líquidos hacia arriba y afuera del pozo.

La fuente de líquido es:

- El condensado de gas debido a la pérdida de la temperatura del pozo
- El agua y condensado producidos junto con el gas

Otros problemas que pueden ocurrir debido a la carga de líquido:

- La zona cercana al pozo puede estar saturada con líquido, causando un decremento de la permeabilidad relativa del gas que reducirá la producción potencial del pozo.
- El condensado puede causar daño a la región en la vecindad del pozo, particularmente si la formación contiene arcillas hidratables.

Las variables más significativas que influyen en la carga del líquido son:

1. Presión estática del yacimiento
2. Temperatura del pozo
3. Diámetro de la tubería de producción del pozo
4. Presión en la cabeza del pozo
5. Propiedades del gas y líquidos (gravedad específica, tensión interfacial, etc.)

La temperatura del pozo controla la cantidad de líquido que será separada de la corriente del gas. Cuando la temperatura aumenta, la cantidad de líquido que sale del gas se incrementará también.

El levantamiento de líquidos para un pozo de gas produciendo líquidos se vuelve un problema cuando la velocidad dentro de la tubería se hace muy pequeña para mantener las condiciones de flujo estable.

El problema es debido a una relación gas-líquido insuficiente, pero puede ser atribuido a un gasto de gas bajo, debido a una baja presión y/o permeabilidad del yacimiento. Pozos con tuberías de diámetro pequeño tienen mejor capacidad de levantamiento debido a que la velocidad de transporte de gas se incrementa.

La instalación de un empacador a una distancia grande por arriba de los intervalos puede ocasionar un problema prematuro de carga de líquido. Para una presión en la cabeza del pozo alta, se requiere una producción alta para prevenir la acumulación de líquidos.

ETAPAS DE LA FORMACIÓN DE CARGA DE LÍQUIDOS

1. Etapa 1. Cuando el gasto de gas es mayor que el gasto crítico ($q_g > q_c$).

Todos los líquidos producidos son acarreados hacia la superficie por el gas y el pozo exhibe un comportamiento estable y relativamente predecible

La energía disponible que permite al gas fluir desde el yacimiento está limitada por la presión promedio del pozo en el área de drene (P_r) y la presión del sistema (P_s).

La presión de donde fluye depende del comportamiento del yacimiento. La presión de cabeza del pozo (P_{wh}) es controlada por el comportamiento de cualquier equipo o tubería superficial.

2. Etapa 2. Cuando el gasto de gas es menor que el gasto crítico ($q_g < q_c$).

El líquido puede ser llevado a la superficie, y se queda en el pozo en una columna gasificada. La presión fluyendo en la cara del pozo (P_{sf}) y la presión de la cabeza del pozo (P_{wh}) convergen a los límites de presión, a medida que el líquido producido se acumula e incrementa la presión hidrostática de la columna de gas fluyendo. La presión fluyendo en la cara del pozo incrementa hasta que se iguala con la presión promedio del yacimiento (P_r).

Este incremento de la presión de fondo fluyendo ocasiona la declinación del gasto de gas y de la presión en la cabeza del pozo. Durante el periodo de carga, las caídas de presión en la línea de flujo, en la columna de gas y en el yacimiento disminuyen, porque las caídas de presión son principalmente debidas a la fricción y éstas decrecen al disminuir el gasto.

La presión causada por el incremento de la columna hidrostática del líquido en el pozo incrementa. La columna hidrostática continúa creciendo hasta que las condiciones hidrostáticas del pozo, combinadas con la P_{wh} equilibran las fuerzas de empuje del yacimiento causando que el pozo muera, en ese momento el gasto de gas es cero.

3. Etapa 3. La presión promedio del yacimiento (P_r) se iguala a la presión en el radio de drene (P_e).

En algunos casos se provoca una carga hidrostática inducida y empieza la descarga del pozo. Cuando un pozo pueda completar más del ciclo de descarga naturalmente, entonces se ha alcanzado su "límite de flujo".

En la Figura 35 se observan las etapas de formación de cargas de líquidos:

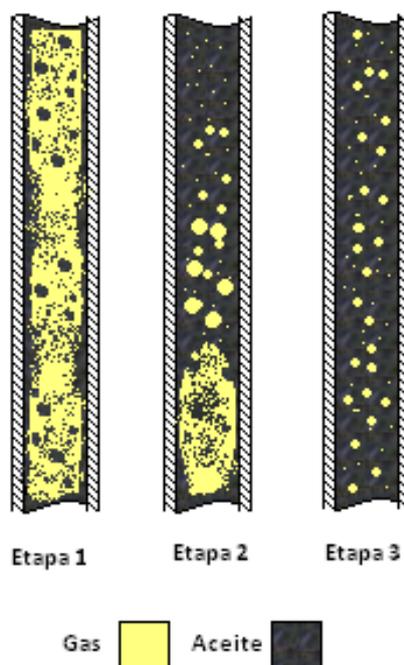


Figura 35. Etapas de formación de carga de líquido (elaboración propia)

SÍNTOMAS DE COLGAMIENTO DE LÍQUIDOS EN POZOS DE GAS

A través de la vida de un pozo de gas, el volumen de líquidos que se producen se incrementa mientras que el volumen de gas que se produce van declinando. Esta situación de cómo resultado la acumulación de líquidos en el fondo del pozo hasta que eventualmente el pozo muere o el gasto del gas se va minimizando.

Si se diagnostica tempranamente este problema, las pérdidas de producción de gas pueden ser minimizadas al implementar alguno de los métodos de producción para pozos de gas.

Por otro lado, si se diagnostica la presencia de carga de líquidos, éstos podrían acumularse en el fondo del pozo adjunto al yacimiento y posiblemente causar un daño temporal o permanente. Es vital detectar a tiempo los efectos causados por la carga de líquidos para prevenir la pérdida de producción o un posible daño al yacimiento.

Los principales síntomas de que el pozo de gas está teniendo problemas con la carga de líquidos son:

1. Una producción de gas muy variable

Una forma de detectar la carga de líquidos es por medio de un “registrador de flujo”, con él se puede medir el gasto de gas a través de un orificio todo el tiempo. Cuando un pozo produce líquidos sin problemas de carga, el líquido es producido junto con el gas (flujo niebla) y tiene pequeños efectos en la caída de presión del orificio. Cuando el líquido que pasa por el orificio tiene una densidad relativamente alta causa cambios abruptos (flujo bache) y son registrados en una gráfica.

En la Figura 36 se observa del lado izquierdo un registro de flujo con una producción de líquidos en forma normal (flujo niebla) y del lado derecho se muestra un pozo con problemas de carga de líquidos (flujo bache). Cuando los líquidos se empiezan a acumular, estos cambios se tornan más abruptos hasta que la presión superficial y el gasto del gas disminuyen.

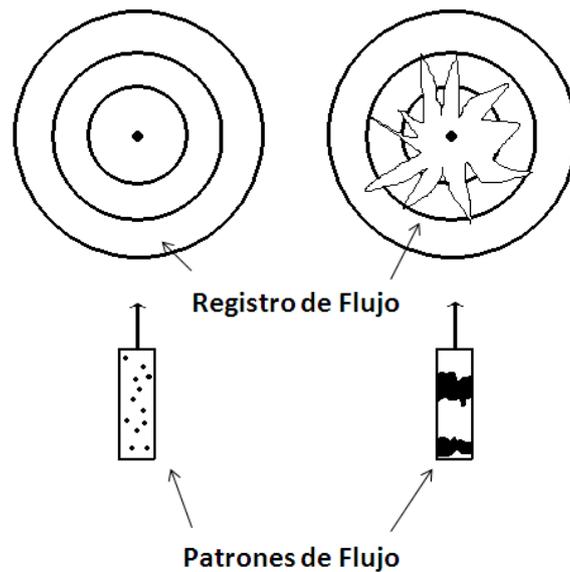
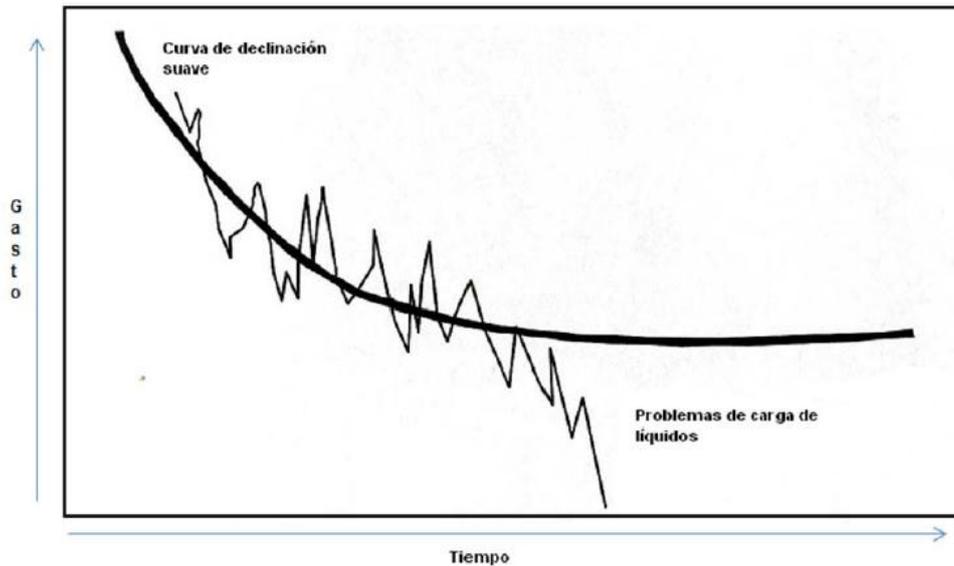


Figura 36. Registrador de flujo (elaboración propia)

2. Declinación del gasto de gas

La forma de la curva de declinación del pozo puede indicar si existe algún problema de carga de líquidos, es por esto que debe observarse periódicamente para ver si hay cambios en ella.

En la Gráfica 27 se muestran dos curvas de declinación. La curva exponencial (suave) es característica de una declinación del yacimiento normal, la cual indica que no existe el problema de cargas de líquidos. La forma de la segunda curva es muy variante; esta curva indica que el pozo se depresiona más rápidamente que la curva anterior.



Gráfica 27. Análisis de la declinación de la curva

3. La presión en la tubería de producción disminuye y la presión en la tubería de revestimiento aumenta

Si los líquidos se comienzan a acumular en el fondo del pozo y además se aumenta la producción de éstos, se forma una contrapresión en contra de la formación y de este modo se reduce la presión en la tubería de producción.

En terminaciones sin obturadores de empaque, donde el fenómeno puede ser observado, la presencia de líquidos en la tubería muestra un incremento de la presión en la tubería de revestimiento.

4. Los registros de presión muestran distintos cambios en el gradiente de presión

Los registros de presión estática o fluyendo son de los métodos más precisos para determinar el nivel de líquido en un pozo de gas. Estos registros miden la presión respecto a la profundidad del pozo ya sea fluyendo o no. Debido a que la densidad del gas es más baja que la densidad del agua o condensado, la curva del gradiente medido mostrará un cambio en la pendiente cuando la herramienta de medición entre a la parte donde los líquidos estén localizados. En la Figura 37 se esquematiza el principio asociado con el registro de presión.

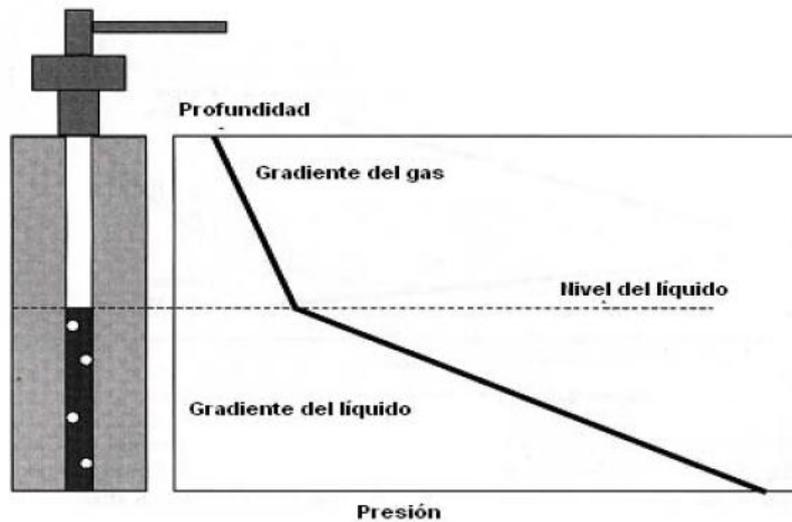


Figura 37. Registro de presión que muestra el nivel del líquido (Martínez Gómez, 2009)

5. Hay cabeceo en la cabeza del pozo

En pozos donde la producción es inestable se pueden observar descargas intermitentes de líquido o “cabeceo”. Estos cambios de presión en la cabeza del pozo se originan por la descarga de las columnas de líquidos que se forman en el fondo del pozo y al acumularse la presión necesaria son arrastradas a la superficie en forma de tapones, estas descargas se generan en pozos que se encuentran en un régimen semi-fluyente.

MÉTODOS DE PRODUCCIÓN PARA POZOS DE GAS

Para resolver la problemática de la carga de líquidos en los pozos de gas se utilizan varios métodos de producción que pueden trabajar independientes o en conjunto dependiendo de las necesidades y características del pozo. Algunos de estos métodos son:

APERTURA DE POZOS A LA ATMÓSFERA

Este método consiste en abrir el pozo al quemador para no tomar en cuenta la contrapresión que existe en la cabeza del pozo y aligerar la carga que ejerce la columna de líquidos, esto hace que los líquidos vuelvan a fluir y lleguen a la línea de flujo.

Este método no se utiliza en la actualizada debido al daño ecológico que causaba al entorno, como dañar la vecindad del pozo al triturar y/o expulsar la arena, debido a los cambios bruscos de presión.

INYECCIÓN DE NITRÓGENO A POZOS (TUBERÍA FLEXIBLE O POR ESPACIO ANULAR)

En este método se emplea el uso de tubería flexible para inyectar el nitrógeno o también se puede inyectar por el espacio anular en pozos que constan de tubería de producción o sarta de velocidad. Los líquidos acumulados en el pozo son llevados a la superficie por el nitrógeno. Este método no es muy recomendable para pozos de baja presión o que se utilice de manera continua, por los altos costos de operación.

INTRODUCCIÓN DE REACTIVOS ESPUMANTES

En este método los reactivos espumantes pueden ser introducidos al pozo de forma líquida o en barras, su funcionamiento es similar; ambas opciones contienen surfactantes que se emplean para la generación de espumas y éstas a su vez transforman las columnas cortas de líquidos dentro del pozo en

columnas de espuma de mayor longitud para alcanzar la superficie y descargar los líquidos en forma parcial o completa.

Los agentes espumantes contenidos en las barras y en los líquidos reactivos son absorbidos en una interface gas-líquido y disminuyen la tensión superficial. Los químicos que pueden ser usados como agentes espumantes son sustancias que presentan una gran actividad superficial; debido a esta propiedad se llaman agentes activadores de superficie o surfactantes, en presencia de estos componentes, la tensión superficial disminuye significativamente.

Los componentes principales de los agentes espumantes son los surfactantes y éstos pueden ser cadenas cortas de ácidos grasos, alcoholes, jabones, detergentes sintéticos, proteínas u otras macromoléculas solubles en agua. Entre mayor es la concentración de agente espumante mejor es la estabilidad de la espuma. Estos agentes proveen un medio de reducción de la densidad del líquido para que pueda ser removido del pozo con el flujo de gas. Por ejemplo, una columna de espuma de baja densidad puede ser expulsada del pozo con cierta presión, mientras que una columna similar de agua no lograría salir del pozo manejando esa misma presión. La acción espumante disminuye la contrapresión hidrostática y por ello incrementa la producción de gas.

a. Barras espumantes (manualmente o con lanzadores de barras)

Las barras espumantes son elementos no metálicos en forma cilíndrica de diámetro y longitud variable que reacciona con el fluido contenido en el interior del pozo.

Se aplican generalmente en pozos que se encuentran con una producción por debajo del flujo crítico. Existen diferentes tipos de barras dependiendo de la cantidad de agua y condensado que tenga el pozo. Para seleccionar la barra adecuada es necesario conocer la altura de la columna de líquidos en el pozo, el contenido de cloruros, la presión de fondo fluyendo, el contenido de hidrocarburos, entre otras cosas.

Las barras espumantes se pueden aplicar de dos formas:

- I. Manual: se utiliza un lubricador en la válvula de sondeo que permita aplicar las barras sin cerrar el pozo o mediante una operación de cierre y apertura de válvulas superficiales del pozo.
- II. Automático: Se instalan lanzadores automáticos de barras, que son de tipo carrusel y pueden ser de 4, 9 y 18 barras. Previamente se debe optimizar la cantidad de barras necesarias en el pozo, de forma que sean lanzadas de forma controlada y la cantidad adecuada en cierto tiempo.

b. Líquidos reactivos (tubería flexible)

Un líquido reactivo es un fluido que contiene surfactantes al igual que las barras, sólo que en forma líquida, lo que nos permite reducir la velocidad crítica del gas. Se pueden utilizar reactivos como: inhibidores de corrosión, inhibidores de incrustaciones, reductores de viscosidad, espumantes, ácidos, etc. Para este método se requiere como parte del sistema un tanque para contener el reactivo, el cual es inyectado con una bomba a través de la tubería flexible, tubería capilar o del espacio anular entre la tubería de producción y la de revestimiento, la inyección puede ser de forma continua o intermitente con la ayuda de una válvula motora.

SARTA DE VELOCIDAD

Se considera como un sistema de extracción artificial, es una tubería de diámetro reducido (tubería flexible). Se baja a través de la tubería de producción, su finalidad es la de reducir el área de flujo para que los líquidos

alcancen una velocidad de producción mayor a la velocidad crítica para que de esta forma no haya acumulación de líquidos en el fondo del pozo. En algunos casos la tubería de producción puede funcionar como sarta de velocidad, siempre y cuando, sea de diámetro más pequeño que la actual, debido a que la velocidad del gas aumenta al disminuir el área de flujo. Los diámetros pueden ser de 2", 1 ¾", 1 ½" y hasta de 1 ¼".

ÉMBOLO VIAJERO

En este sistema se instala en el fondo de la tubería de producción un pistón viajero, el cual tiene una válvula de retención que permite el paso de fluidos del yacimiento a la tubería de producción.

Mediante un controlador (tiempo o presión) se cierra la descarga de la tubería de producción en la superficie para permitir el llenado de fluidos y la acumulación de gas provocando presión en la tubería de revestimiento. A cierto tiempo se abre la descarga superficial de la tubería de producción y el émbolo viajero inicia su camino a partir del fondo, arrastrando y descargando los líquidos existentes arriba de él, impulsado por el gas que se acumuló en la tubería de revestimiento durante el tiempo de cierre del pozo.

El émbolo o pistón llega a la superficie y se permite un tiempo adicional de flujo antes de cerrar la descarga nuevamente, con lo que el pistón cae por su propio peso, iniciándose un nuevo ciclo de operación. Este sistema utiliza la energía propia del pozo.

VÁLVULA MOTORA

La válvula motora es un dispositivo mecánico que nos permite abrir o cerrar alternativamente la comunicación del pozo con la superficie a través de una

señal electrónica programada. Esta válvula se utiliza principalmente para tener un control sobre los pozos que operan de una forma intermitente, lo cual ayuda a evitar gastos innecesarios de operación y mantenimiento. Su función es similar al sistema de émbolo viajero con la diferencia de que la producción de gas se obtendrá por la acumulación de la presión en el pozo, pudiendo arrojar durante los ciclos de apertura parte de la columna de líquidos.

La válvula motora que es colocada en la línea de descarga usa batería y una celda solar para poder programar su funcionamiento durante cierto periodo de tiempo.

COMPRESORA A BOCA DE POZO Y/O MÓDULOS DE COMPRESIÓN

Con este tipo de sistemas se obtendrá una reducción en la presión en la cabeza del pozo dando como resultado un decremento en la presión de la formación, lo cual incrementa la capacidad productiva del pozo. Con esto se beneficia a pozos que manejan altos porcentajes de líquidos evitando que estos ejerzan una contrapresión adicional.

Para aplicar este método se necesita tener un buen proceso de separación, además por medio de un análisis nodal se puede realizar un pronóstico de producción para considerar la entrada adicional de gas y determinar la capacidad de compresión que se requiere.

CAPÍTULO 7.- ANÁLISIS DE LOS EFECTOS DE LA COMPACTACIÓN EN SISTEMAS DE DOBLE POROSIDAD

Según Tayfun Babadagli “Los campos petroleros son calificados como maduros después de alcanzar su pico de producción y empieza la etapa de declinación; pudiendo también hacer referencia con este concepto a los campos que llegan a su límite económico después de los esfuerzos de recuperación primaria y secundaria.” La definición de campos maduros, sin embargo, aún no es del todo clara, ya que en las diferentes regiones petroleras del mundo se toman en cuenta las consideraciones regulatorias, productivas, económicas, técnicas, entre otras del lugar.

En México, el Ing. Antonio Narváez definió que los campos maduros y/o marginales son aquellos donde el margen de utilidad, aunque rentable, no son suficientemente competitivos con otros proyectos de PEMEX Exploración y Producción (PEP). Posteriormente el Dr. Edgar Rangel mencionó que los campos maduros son aquellos donde su producción acumulada es mayor que su reserva 2P.

Las tecnologías para revitalizar los campos maduros de aceite y/o gas, están basadas en operaciones a pozos y/o a todo el yacimiento. Una vez que el máximo número de pozos que puedan tener posibilidades de aplicarles alguna práctica operativa que beneficie al campo se hayan agotado, como terminaciones, estimulaciones, tratamientos de limpieza, fracturamiento, optimización de los sistemas artificiales y toma de información bajo el concepto de “mejores prácticas”, se procederá a perforar pozos de inyección con propósitos de mantenimiento de presión o desplazamiento horizontal y vertical de algún fluido, precisando la recuperación secundaria o terciaria.

Para PEMEX un campo marginal es aquel campo maduro cuyo comportamiento de presión-producción impide que se asignen recursos suficientes por tener bajos índices de rentabilidad, posee altos costos de producción y además genera requerimientos de tecnología especializada. En ocasiones recibe recursos de otros proyectos para mantenerlos en actividad. El

concepto de marginalidad es dinámico; es decir, puede ser temporal a función de las condiciones de mercado y del nivel de los costos.

Las problemáticas asociadas a estos campos son: la canalización y producción de agua, reservas muy pequeñas, baja productividad de los pozos, falta de presión a nivel de pozo y yacimiento, infraestructura física sobredimensionada y muy cercana al término de su vida útil, incremento de los costos de operación por pozo y por producción, lo que ocasiona bajos valores de flujo de efectivo y en consecuencia, con un modelo de impuestos como el del gobierno federal, provocan que estos campos terminen en números negativos de valor presente neto (Narváez).

Para estudiar un campo y poder determinar si es un campo maduro es necesario clasificar la información en diferentes tipos de datos:

- Datos sísmicos y geológicos
 - Caracterización del yacimiento
- Datos de ingeniería del yacimiento
 - Propiedades petrofísicas
 - Históricos de producción
 - Problemas existentes
 - Mecanismos de empuje
- Datos de ingeniería de perforación
 - Estado mecánico de los pozos
 - Efectividad de la terminación
 - Diseño del pozo
 - Los fluidos de perforación y terminación utilizados
- Datos de producción e inyección
 - Contactos agua-aceite y gas-aceite
 - Inyección inicial
 - Producción de los pozos después del proceso de recuperación
 - Longevidad del pozo
 - Capacidad de producción
 - Daño inicial y subsecuente de la formación
 - Acciones correctivas realizadas

- Optimización de los SAP
- El perfil de los fluidos inyectados
- Datos de las instalaciones superficiales
 - Condiciones actuales del equipo
 - Evaluar si el equipo y las instalaciones son útiles
- Datos económicos del campo
 - Valor Presente Neto (VPN)
 - Periodo de recuperación
 - Análisis de riesgo
 - Análisis de sensibilidad

La actualización de los datos es relevante para realizar las operaciones eficientes. El Anexo D muestra algunas estrategias y técnicas de rejuvenecimiento de campos maduros.

En esta sección nos centraremos en el estudio de la producción de gas en campos maduros, en un sistema naturalmente fracturado de doble porosidad, donde se observen los efectos de la compactación en su productividad.

SISTEMAS DE DOBLE POROSIDAD

La doble porosidad se presenta en algunos yacimientos naturalmente fracturados cuando la porosidad y permeabilidad asociada a la matriz de la roca aportan los fluidos a las fracturas, y sólo la porosidad y permeabilidad de las fracturas aportan los fluidos al pozo, Figura 38.

Un yacimiento de doble porosidad es aquel donde se superponen dos medios porosos, y en los que ambos interactúan y uno sólo aporta fluidos al pozo. Un ejemplo de este tipo de yacimientos son algunos sistemas naturalmente fracturados donde se presenta un sistema de fracturas y uno de matricial. Generalmente la matriz tiene relativamente baja permeabilidad y una porosidad suficiente para acumular grandes cantidades de fluidos; y las fracturas tienen alta permeabilidad y muy baja porosidad, y éstas actúan como canales intercomunicados que transportan los fluidos hacia el pozo, funcionando como

vías de drenaje (Lee John, B. Rollins, P. Spivey John.: “Pressure transient testing”, SPE textbook, volume 9, Richardson, Texas 2003).

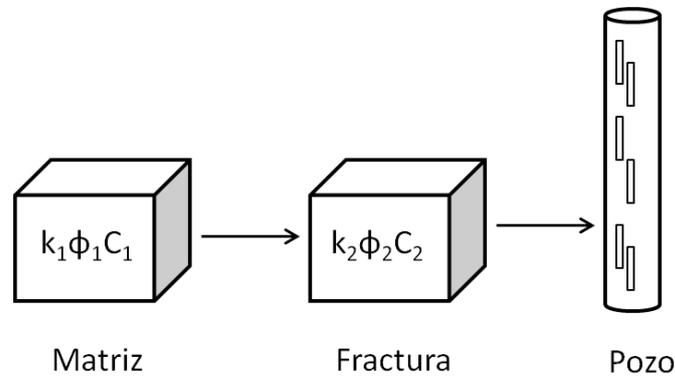


Figura 38. Doble porosidad (elaboración propia)

Existen diferentes modelos de doble porosidad (Aguilera, 2001); sin embargo, en esta tesis se trabaja con aquel donde la matriz posee una alta capacidad de almacenaje y baja transmisibilidad, y se encuentra ligada a un medio de alta transmisibilidad, representados por bloques de matriz y fracturas, respectivamente. En este caso, el flujo de fluidos hacia los pozos es a través de las fracturas y, a un cierto tiempo, la matriz aporta fluidos hacia las fracturas.

De acuerdo a lo anterior, cada medio posee propiedades distintas (ϕ_m , k_m y ϕ_f , k_f), que afectarán su comportamiento. Dos parámetros que resultan de interés para caracterizarlos son el coeficiente de almacenamiento ω y el de flujo interporoso λ , que se definen a continuación:

$$\omega = \frac{\phi_f C_f}{(\phi_f C_f + \phi_m C_m)}, \dots\dots\dots (108)$$

$$\lambda = \sigma \frac{k_m}{k_f} r_w^2, \dots\dots\dots (109)$$

en donde el factor geométrico σ , será función de la forma de los bloques de matriz. Algunos valores característicos, para diferentes geometrías se pueden ver en la Tabla 5:

Tabla 5. Facto geométrico de σ

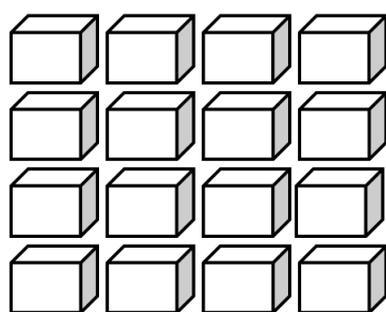
Geometría	Valor de σ	Figura
Cubos y esferas	$\sigma = 60/x_m^2$	
Cilindros	$\sigma = 32/x_m^2$	
Estratos	$\sigma = 12/h$	

siendo h la altura de la capa con porosidad secundaria y x_m es la longitud característica de los bloques de la matriz.

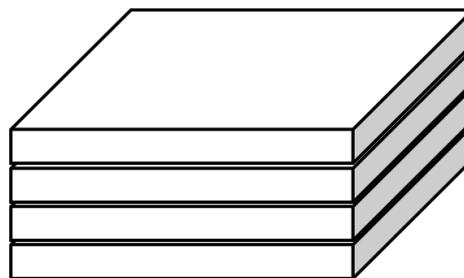
El valor de ω usualmente varía en el rango de 10^{-3} hasta la unidad, y ya que es el cociente de la capacidad de almacenamiento en la porosidad secundaria con respecto a la del sistema total, su valor indica en dónde se encuentra alojada la mayor cantidad de fluidos. Por otro lado, λ normalmente cambia entre valores de 10^{-3} a 10^{-8} , y al ser un parámetro que describe la transferencia de fluidos entre la matriz y la red de fracturas, su valor indica la facilidad con la que ocurre el flujo interporoso. Cabe mencionar que ambos parámetros son adimensionales, que su determinación es de gran importancia en la estimación del tamaño de bloque.

Dos de los modelos más importantes para representar a los yacimientos que producen con un comportamiento característico de doble porosidad son, Figura 39:

- Warren y Root, donde el flujo de la matriz a la red de fracturas se da en estado pseudoestacionario, proponen un arreglo de bloques uniformes, que representan a la matriz, separados entre sí por la red de fracturas.
- Kazemi, donde el flujo de la matriz a la fractura se da en un estado de flujo transitorio, muestra un arreglo de capas uniformes, que representan a la matriz, horizontalmente espaciadas por las fracturas. la matriz contribuye al flujo dentro del pozo,



a) Warren y Root (1963)



b) Kazemi (1969)

Figura 39. Idealización de un yacimiento fracturado hecha por Warren y Root (a) y por Kazemi (b), en el cual se muestra una sección representativa del yacimiento. (elaboración propia)

La discusión presentada hará referencia al comportamiento esperado en un sistema tipo Warren y Root.

EFFECTOS DE LA COMPACTACIÓN SOBRE LA PRODUCTIVIDAD DE LOS SISTEMAS DE DOBLE POROSIDAD

Nelson (1980) presenta un conjunto de criterios, información y gráficas que aplicados a porciones de roca quebradiza, permite concluir que el valor del esfuerzo horizontal efectivo varía entre $1/10$ y $1/3$ del esfuerzo vertical efectivo, dependiendo del tipo y características de la roca. Esto permite suponer que para roca naturalmente fracturada este esfuerzo es aún más pequeño.

Además, Nelson comenta la existencia de fracturas en todos los yacimientos de hidrocarburos y que su influencia en el flujo, depende del ancho, longitud y número de fracturas en la roca, encontrándose un comportamiento lineal de la permeabilidad contra esfuerzo efectivo.

Nelson y Aguilera indican la influencia de la mineralización sobre las propiedades de flujo de los yacimientos naturalmente fracturados, señalando que, dado que los minerales se comportan como apuntalantes naturales, la presencia de una mineralización parcial en las fracturas evita su cierre completo durante el cambio en el estado de los esfuerzos que ocurre en la

producción; y que el cierre completo de las fracturas altera el comportamiento de los modelos de doble porosidad.

Inicialmente, en un yacimiento que tiene componentes de permeabilidad en dirección vertical y horizontal, el sistema produce a través de la red de fracturas en todas las direcciones de flujo disponibles, Figura 40 a. No obstante, con el cambio en σ_v por la producción, la resistencia a la compactación opuesta por los fluidos se reduce paulatinamente, con lo que las fracturas se compactan y reducen el espacio entre los canales existentes perpendiculares al esfuerzo vertical, hasta que el medio fracturado colapsa y se cierran las fracturas, Figura 40 b. Esto obstaculiza el flujo y reduce la productividad del sistema.

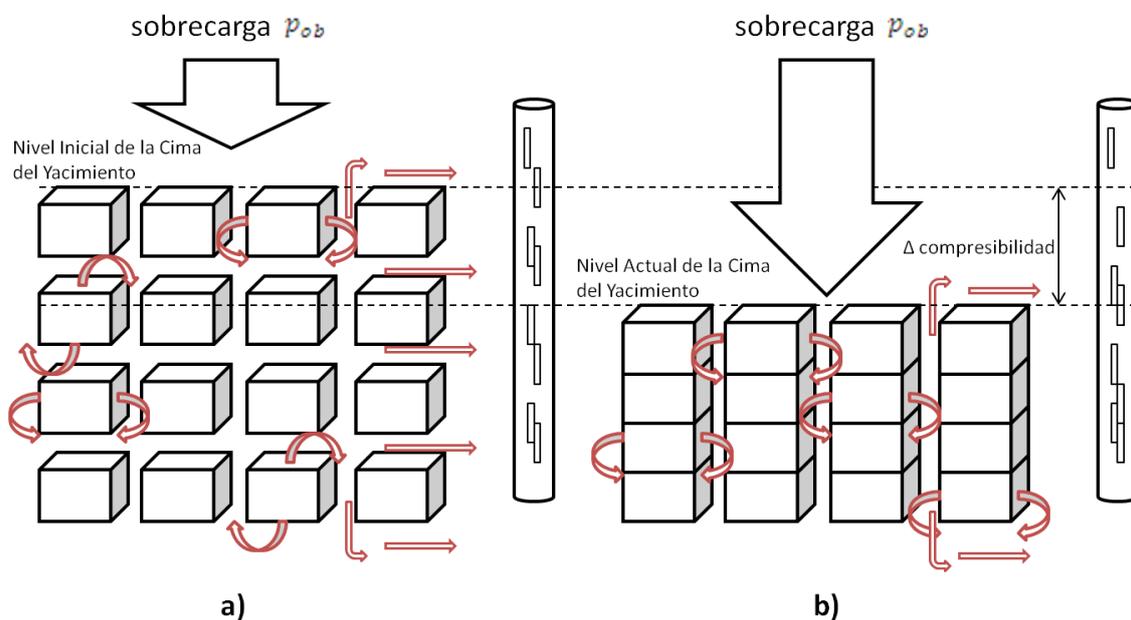


Figura 40. Esquema idealizado de fracturas y sus principales direcciones de flujos (elaboración propia)

Para cuantificar estos efectos se analizarán resultados experimentales sobre núcleos de sistemas naturalmente fracturados midiendo la porosidad y permeabilidad al gas en los mismos.

HIPÓTESIS

En los sistemas con vórgulos conectados a la red de flujo del yacimiento, el cierre de fracturas planares provoca que estos queden incomunicados. En consecuencia, se tienen cambios en la productividad (la permeabilidad promedio del sistema fracturado se reduce) y en la saturación remanente en la matriz (que podría aumentar al asimilar a los vórgulos que permanecen).

BASE EXPERIMENTAL

Herrera (2000) indica la importancia de los núcleos de diámetro completo para estudiar las propiedades de los sistemas naturalmente fracturados de forma representativa, y propone una metodología de caracterización para medir la porosidad y permeabilidad en función del esfuerzo efectivo a las muestras naturalmente fracturadas, de tal forma que se definan y se puedan determinar sus comportamientos predominantes de fractura y/o de matriz. También se indica el procedimiento a seguir para determinar la saturación residual de aceite a presión de confinamiento efectiva constante.

Para simular la variación del esfuerzo real de confinamiento efectivo que actúa en la roca en un yacimiento, por medio de la variación de presión de confinamiento a la que es sometida una muestra de roca en el laboratorio, se supone lo siguiente (Herrera 2010):

- El esqueleto o red de flujo compuesto de poros y fracturas en la roca sometida a un esfuerzo efectivo en el yacimiento y en las muestras, a una presión confinamiento efectiva en el laboratorio, es estable y el sistema alcanza un estado de deformación límite para las condiciones de esfuerzo o presión efectiva a las que esté sometida.
- Al reducirse la presión de los fluidos contenidos en el yacimiento se produce un incremento del esfuerzo de confinamiento. Por lo que el cierre de las fracturas ocurre en yacimientos con flujo no-estacionario.

- Al aumentar la presión exterior ejercida en la muestra, se produce un incremento de presión de confinamiento efectivo en la muestra de roca.
- Se supone que ambos incrementos, el de esfuerzo efectivo en el yacimiento y el de presión de confinamiento efectivo en el laboratorio son análogos.

La porosidad se midió a través de la ley de los gases, y la compresibilidad se obtuvo mediante la definición de la compresibilidad de la formación. Por su parte, la permeabilidad al gas fue medida con la ley de Darcy, y su valor fue corregido por efecto del resbalamiento del gas (Klinkenberg).

RESULTADOS DE LOS EXPERIMENTOS

Las muestras seleccionadas se presentan en la Tabla 6. Los resultados son presentados de la Tabla 7 a la Tabla 18, y de la Gráfica 28 a la Gráfica 39.

Tabla 6. Muestras seleccionadas para el estudio.

Muestra	Diámetro [cm]	Longitud [cm]	Peso seco [g]
A-1	10.16	6.90	1325.83
A-2	8.89	14.81	2466.15
A-3	10.16	13.20	2553.69
A-4	8.89	14.38	2098.08
A-5	8.89	17.00	2611.51
A-6	8.89	7.00	1181.74
A-7	8.89	12.85	2071.89
A-8	8.89	14.50	2030.43
A-9	8.89	11.00	1559.39
A-10	10.16	16.70	2474.01

Preparación de las muestras

- Las muestras fueron limpiadas mediante el procedimiento Soxhlet-Dean Stark, recirculando una mezcla de tolueno y alcohol metílico durante 43 días.

- Los núcleos fueron introducidos durante siete días a un horno operado a presión de vacío de 20 in_{Hg} y a 100 °C, hasta que se eliminó la presencia de solvente.

Porosidad Total:

Esta propiedad se midió a todas las muestras de diámetro completo, determinándose el volumen total de ellas por medio de sus dimensiones y su volumen de sólidos, empleando una técnica de comparación con el porosímetro Terratek, relacionando volúmenes de sólidos de la muestra, se obtiene el volumen de poros y se calcula la porosidad dividiendo el volumen de poros entre el volumen total. La porosidad de las diez muestras se presenta en la Tabla 7, variando de 12 a 27%, con un valor promedio de 21%.

Tabla 7. Datos de porosidad total medidos para las muestras estudiadas.

Muestra	Fragmento	Parte	Porosidad	Intervalo [m]
1	10	5	17%	BP
2	23	SUP	19%	BP
3	17	SUP	12%	1375 - 1384
4	06	UNI	26%	BP
5	04	SUP	24%	BP
6	01	UNI	20%	2751.85
7	25	2	22%	3188 - 3198
8	06	2	27%	3188 - 3198
9	02	UNI	15%	BP
10	12	UNI	23%	2187 - 2193.5

La porosidad efectiva es por definición menor o igual que la porosidad total, dependiendo su valor de las características de la roca y del nivel de incremento de presión de confinamiento efectivo a que se mida. Para determinar la porosidad efectiva se combina el módulo de medida del porosímetro Terratek con la celda básica de permeabilidades.

Los valores observados para la porosidad efectiva se reportan de la Tabla 8 a la Tabla 17, mismos que van de valores entre 0.0355 y 0.2988; y el

comportamiento de la permeabilidad efectiva respecto a la presión de confinamiento se describe en la siguiente sección.

Comportamiento de porosidad efectiva:

Para definir el comportamiento de porosidad efectiva de una muestra, se mide el volumen de poros, fracturas y canales de disolución intercomunicados, a varios valores de incrementos de presión de confinamiento efectivo, definiéndose comportamientos o relaciones lineales, que representan, de acuerdo a lo señalado en la sección de bases experimentales y sus suposiciones, la variación del volumen de poros comunicados que caracterizan los efectos predominantes, para diferentes grados de fracturamiento y el de matriz, que simula al incrementarse el esfuerzo efectivo en el laboratorio, el comportamiento de la roca en el yacimiento al reducirse la presión original del yacimiento.

El comportamiento de porosidad efectiva medida a temperatura de yacimientos en función del esfuerzo efectivo muestra dos tendencias, una que indica el efecto predominante del sistema fracturado, y otro de la matriz, estos comportamientos se muestran de la Gráfica 29 a la Gráfica 38.

Compresibilidad de formación

La compresibilidad del sistema fracturado y matricial se determina de acuerdo al comportamiento de la porosidad efectiva de las muestras respecto a la presión de confinamiento a temperatura del yacimiento. Los valores reportados de compresibilidad se incluyen en la Tabla 18, mismos que son referidos a la porosidad promedio encontrada durante el período de ajuste analizado. Los valores van de 13 a $358 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$, con un promedio de $162.7 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$.

Permeabilidad al gas:

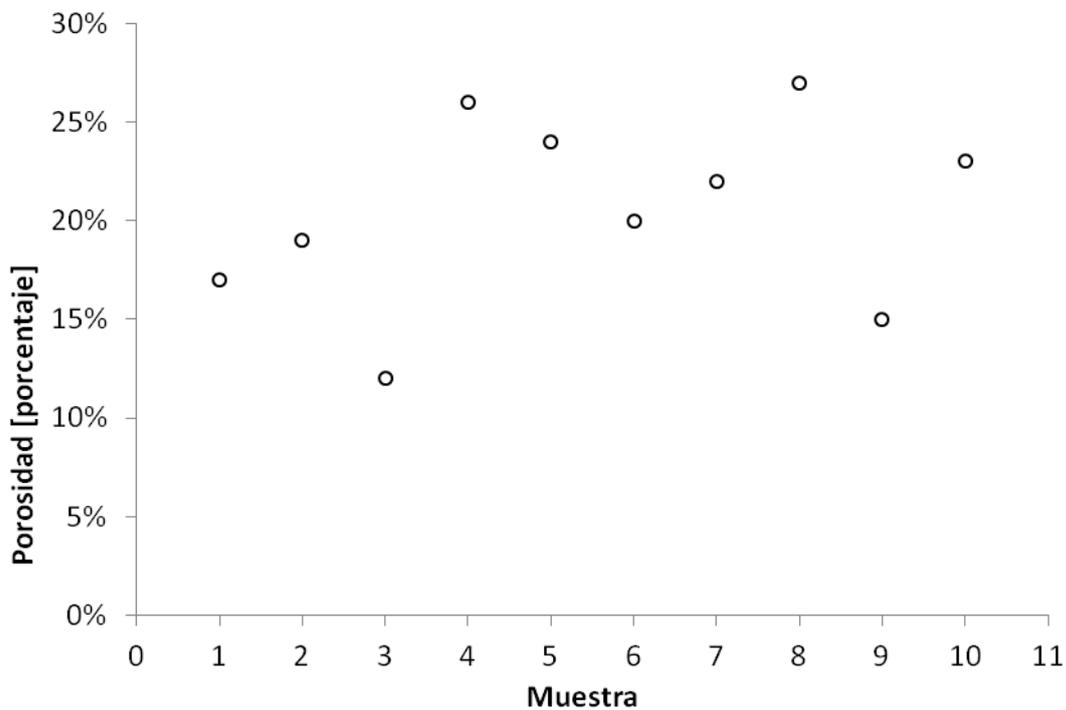
Se midieron grupos de datos de permeabilidad al gas para las diez muestras, en tres direcciones perpendiculares entre sí; una axial (vertical), y dos horizontales, sumando alrededor de 160 mediciones; una de las direcciones horizontales se escogió arbitrariamente por desconocimiento de la orientación del núcleo, identificada como horizontal 1 y la otra como horizontal 2, realizándose las mediciones a varias presiones de flujo para corregir por efecto de deslizamiento o de Klinkenberg y/o de alta velocidad, tratando siempre de medir con presiones medias lo más pequeñas posible, dentro de la capacidad de medida del equipo, para reducir tiempos de operación y mantenerse preferentemente dentro del rango de comportamiento de flujo laminar. Además se midió a varios incrementos de presión de confinamiento efectivo, con excepción de alguna de las direcciones de varias muestras, por problemas de ruptura de las muestras cuando se midió permeabilidad a un esfuerzo efectivo alto en alguna de estas direcciones, optándose en otras muestras no medir la permeabilidad al gas con esfuerzos efectivos altos, para evitar su ruptura. Además, cuando la permeabilidad resultó muy baja en alguna de las direcciones de la muestra, se suspendió la medición por la magnitud de los valores medidos.

La permeabilidad absoluta (o permeabilidad a un líquido no reactivo), se obtuvo corrigiendo cada grupo de permeabilidades medidas al gas por efecto de flujo a alta velocidad, de acuerdo al gráfico especializado de Forcheimer. Del ajuste de una recta pueden obtenerse los parámetros de flujo a alta velocidad de la pendiente, que es usada para corregir la permeabilidad para cada valor de permeabilidad leído. Posteriormente se corrigen los valores por el deslizamiento molecular, para lo cual se utiliza el gráfico de Klinkenberg.

El rango de variación entre las diez muestras de la permeabilidad absoluta (al líquido), para la dirección vertical es de 0.0337 a 82.1175 md, para la permeabilidad horizontal 1, de 0.5029 a 195.2013 md y para la permeabilidad horizontal 2, de 1.0482 a 106.1690 md. La permeabilidad vertical es mayor que la horizontal únicamente en las muestras A-3 y A-10.

De la Gráfica 40 a la Gráfica 48 presentan el comportamiento de la permeabilidad absoluta contra el incremento de presión de confinamiento efectivo, para las tres direcciones perpendiculares de cada muestra, observándose que la permeabilidad decrece conforme aumenta el incremento de presión de confinamiento efectivo, presentando comportamiento predominante de matriz y fractura en la mayoría de las muestras, de acuerdo a las suposiciones del párrafo de bases experimentales.

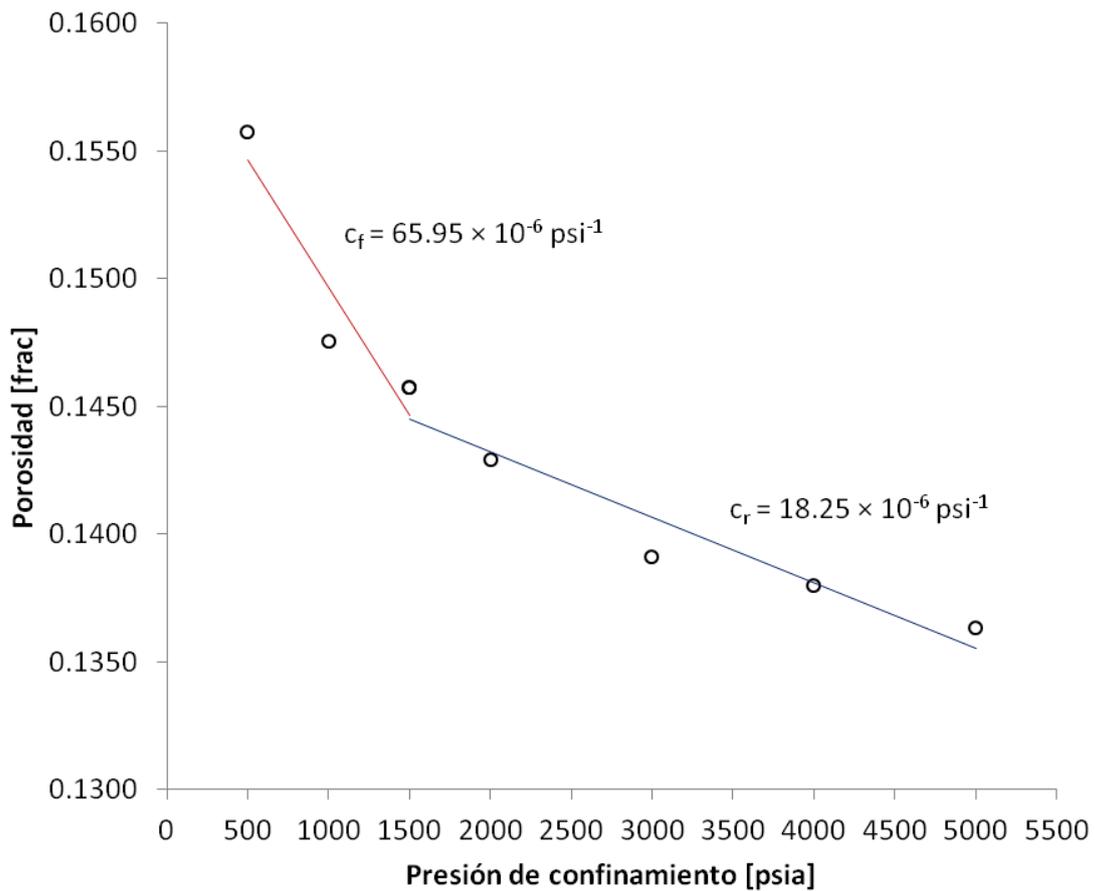
En la Gráfica 42, Gráfica 43, Gráfica 45 y Gráfica 47 también se observa que la permeabilidad absoluta horizontal es mayor que la vertical y las permeabilidades horizontales son muy parecidas. Por lo contrario entre la Gráfica 42 y la Gráfica 48 la permeabilidad vertical es notablemente mayor que la horizontal y en la Gráfica 44 y la Gráfica 48 hay gran diferencia entre las horizontales, lo que indica la heterogeneidad del medio y barreras de flujo existentes en el sistema.



Gráfica 28. Comparación de la porosidad total para las muestras analizadas.

Tabla 8. Datos de porosidad efectiva medidos para la muestra A-1.

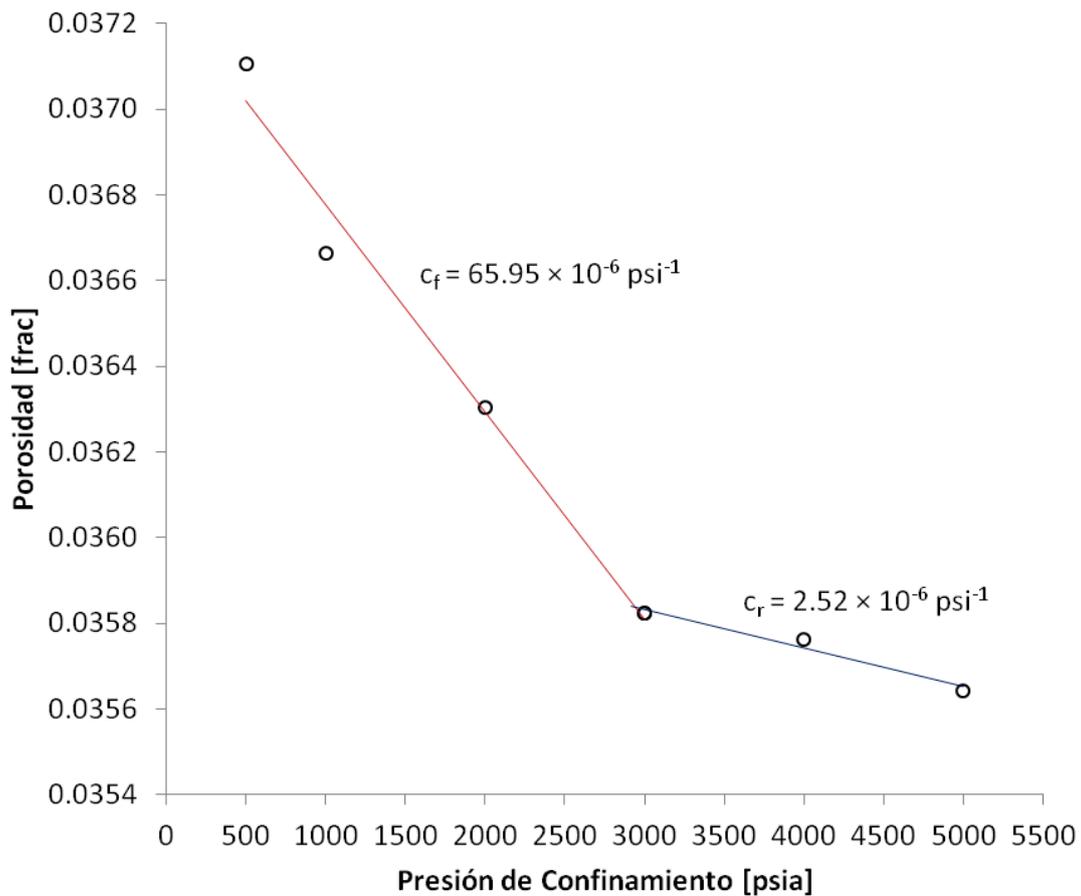
Porosidad Efectiva		
Muestra: A-1		
Longitud: 6.9 cm Diámetro in: 4 in Volumen de roca: 559.4064 cc		
pC [psia]	Volumen poroso promedio [cc]	Porosidad promedio [Frac.]
500	87.1118	0.1557
1000	82.5281	0.1475
1500	81.5175	0.1457
2000	79.9337	0.1429
3000	77.8315	0.1391
4000	77.1834	0.1380
5000	76.2731	0.1363



Gráfica 29. Comportamiento de la porosidad respecto a la presión de confinamiento a temperatura del yacimiento para la muestra A-1.

Tabla 9. Datos de porosidad efectiva medidos para la muestra A-2.

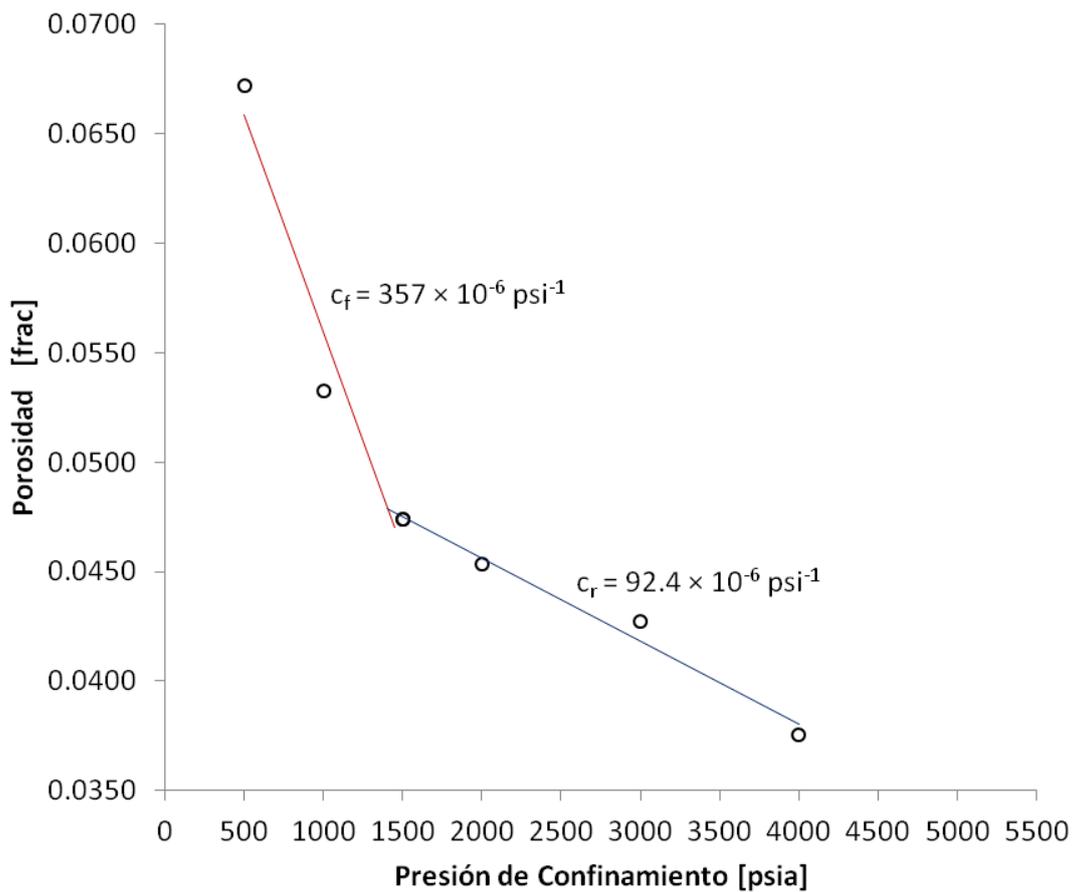
Porosidad Efectiva		
Muestra: A-2		
Longitud: 14.81 cm Diámetro in: 3.5 in Volumen de roca: 919.2835 cc		
pC [psia]	Volumen poroso promedio [cc]	Porosidad promedio [Frac.]
500	34.1109	0.0371
1000	33.7050	0.0367
1500	33.3733	0.0363
2000	32.9318	0.0358
3000	32.8767	0.0358
4000	32.7665	0.0356
5000	34.1109	0.0371



Gráfica 30. Comportamiento de la porosidad respecto a la presión de confinamiento a temperatura del yacimiento para la muestra A-2.

Tabla 10. Datos de porosidad efectiva medidos para la muestra A-3.

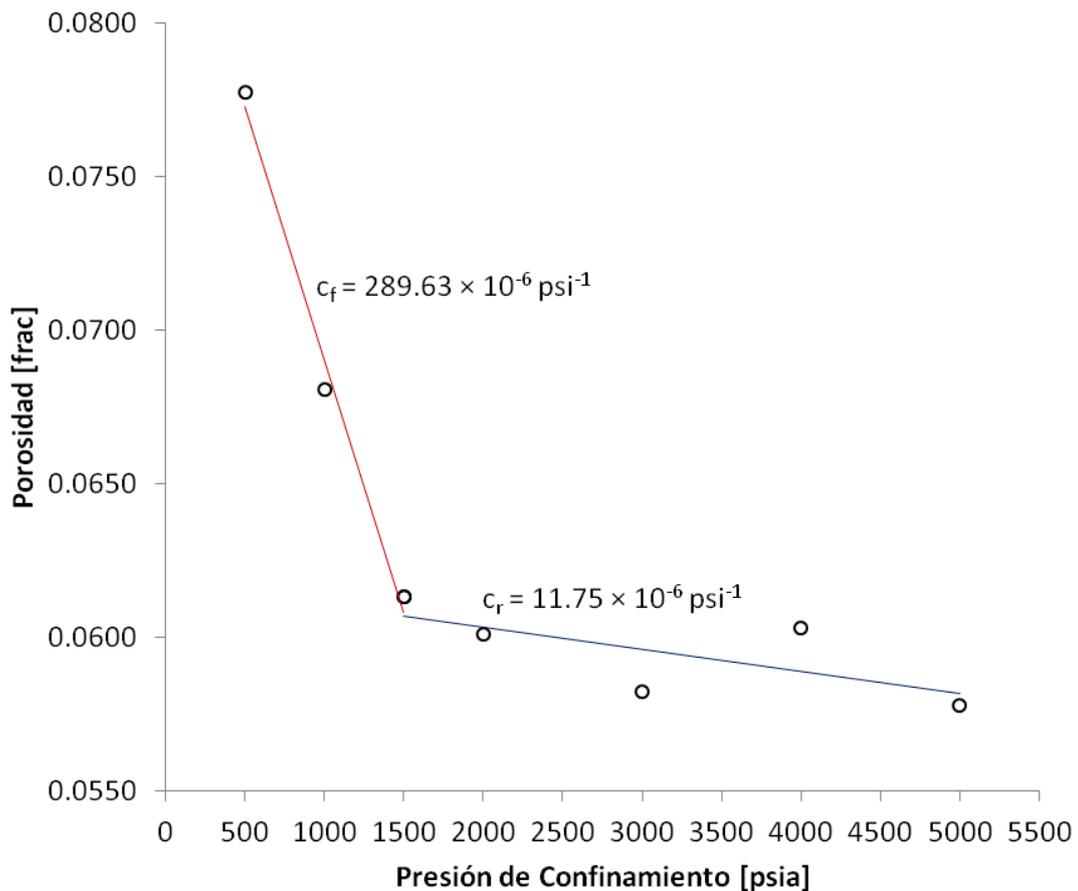
Porosidad Efectiva		
Muestra: A-3		
Longitud: 13.2 cm Diámetro in: 4 in Volumen de roca: 1070.1687 cc		
pC [psia]	Volumen poroso promedio [cc]	Porosidad promedio [Frac.]
500	71.9208	0.0672
1000	56.9988	0.0533
1500	50.6930	0.0474
2000	48.5507	0.0454
3000	45.7410	0.0427
4000	40.2041	0.0376



Gráfica 31. Comportamiento de la porosidad respecto a la presión de confinamiento a temperatura del yacimiento para la muestra A-3.

Tabla 11. Datos de porosidad efectiva medidos para la muestra A-4.

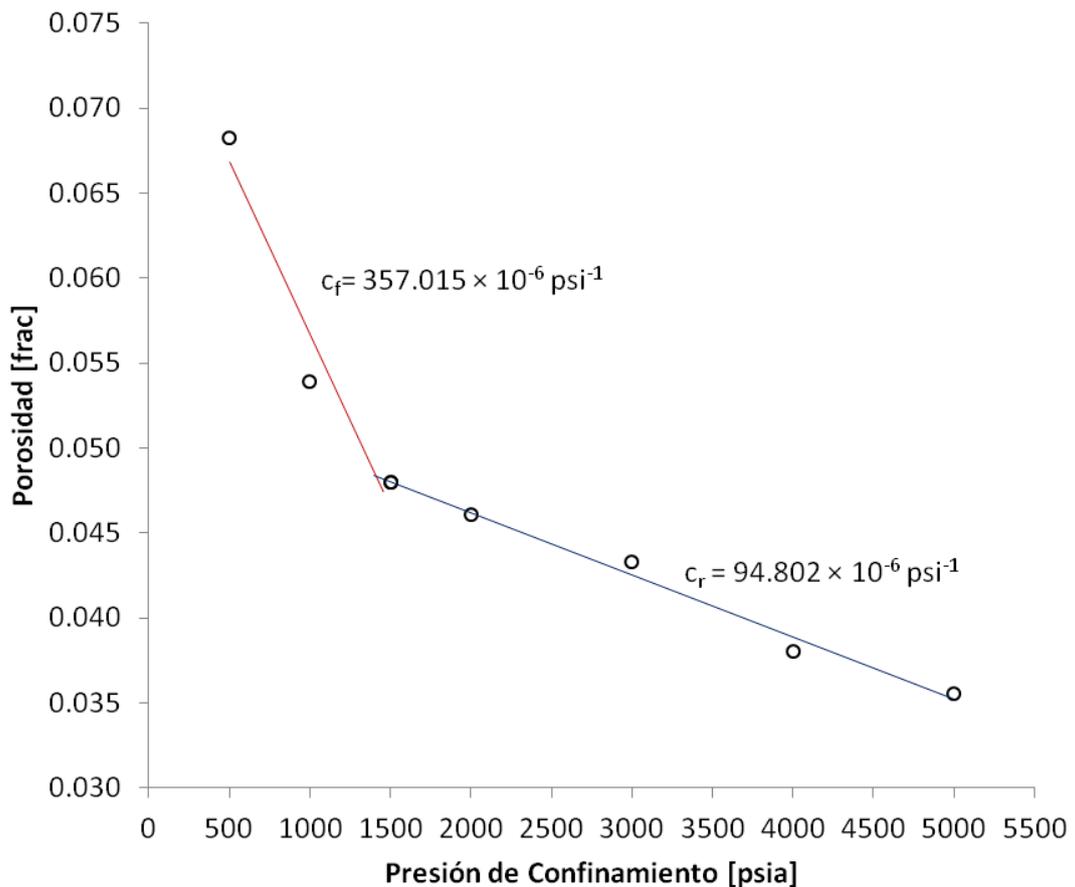
Porosidad Efectiva		
Muestra: A-4		
Longitud: 14.38 cm Diámetro in: 3.5 in Volumen de roca: 892.5926 cc		
pC [psia]	Volumen poroso promedio [cc]	Porosidad promedio [Frac.]
500	69.4134	0.0778
1000	60.7553	0.0681
1500	54.7374	0.0613
2000	53.6591	0.0601
3000	51.9734	0.0582
4000	53.8218	0.0603
5000	51.5860	0.0578



Gráfica 32. Comportamiento de la porosidad respecto a la presión de confinamiento a temperatura del yacimiento para la muestra A-4.

Tabla 12. Datos de porosidad efectiva medidos para la muestra A-5.

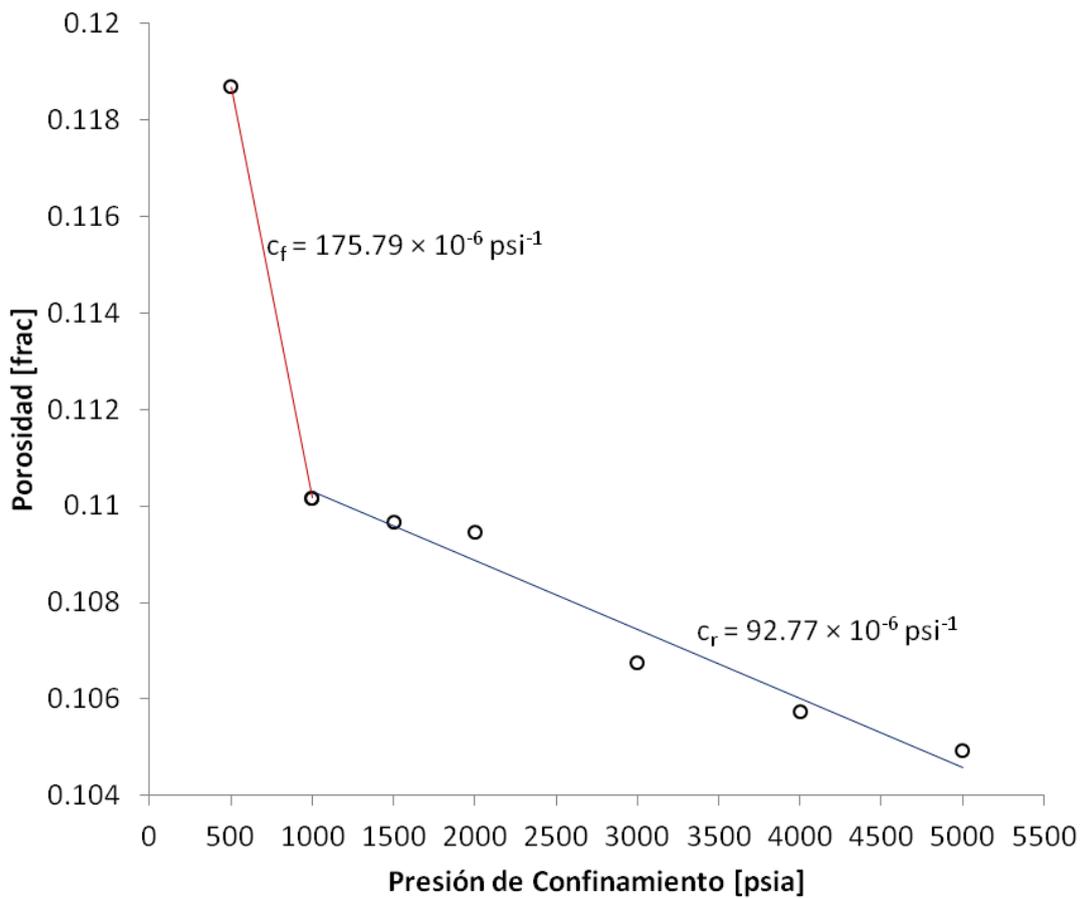
Porosidad Efectiva		
Muestra: A-5		
Longitud: 17.00 cm Diámetro in: 3.5 in Volumen de roca: 1055.2207 cc		
pC [psia]	Volumen poroso promedio [cc]	Porosidad promedio [Frac.]
500	71.9994	0.0682
1000	56.8676	0.0538
1500	50.6371	0.0479
2000	48.6246	0.0460
3000	45.7226	0.0433
4000	40.0951	0.0379
5000	37.5342	0.0355



Gráfica 33. Comportamiento de la porosidad respecto a la presión de confinamiento a temperatura del yacimiento para la muestra A-5.

Tabla 13. Datos de porosidad efectiva medidos para la muestra A-6.

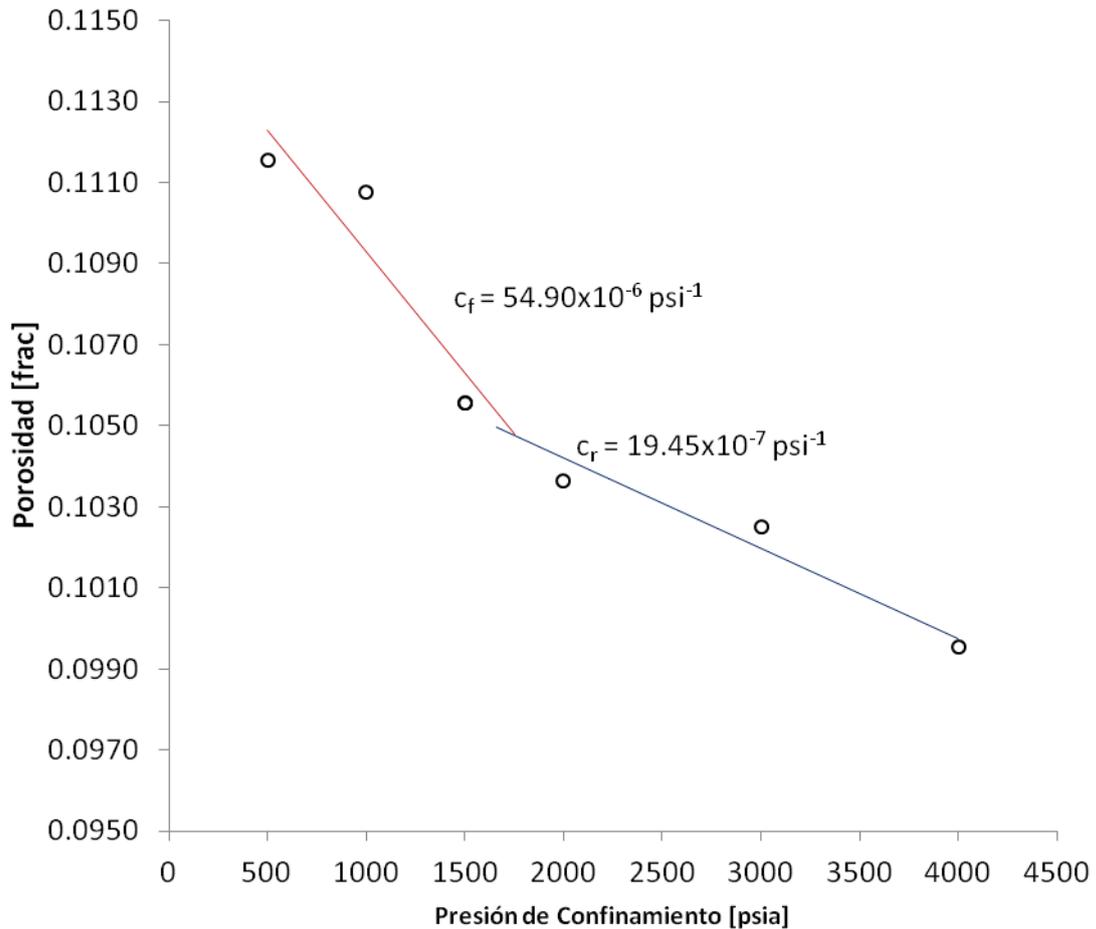
Porosidad Efectiva		
Muestra: A-6		
Longitud: 7.7 cm Diámetro in: 3.5 in Volumen de roca: 477.9529 cc		
pC [psia]	Volumen poroso promedio [cc]	Porosidad promedio [Frac.]
500	56.7253	0.1186
1000	52.6552	0.1101
1500	52.4115	0.1096
2000	52.3170	0.1094
3000	51.0277	0.1067
4000	50.5401	0.1057
5000	50.1576	0.1049



Gráfica 34. Comportamiento de la porosidad respecto a la presión de confinamiento a temperatura del yacimiento para la muestra A-6

Tabla 14. Datos de porosidad efectiva medidos para la muestra A-7.

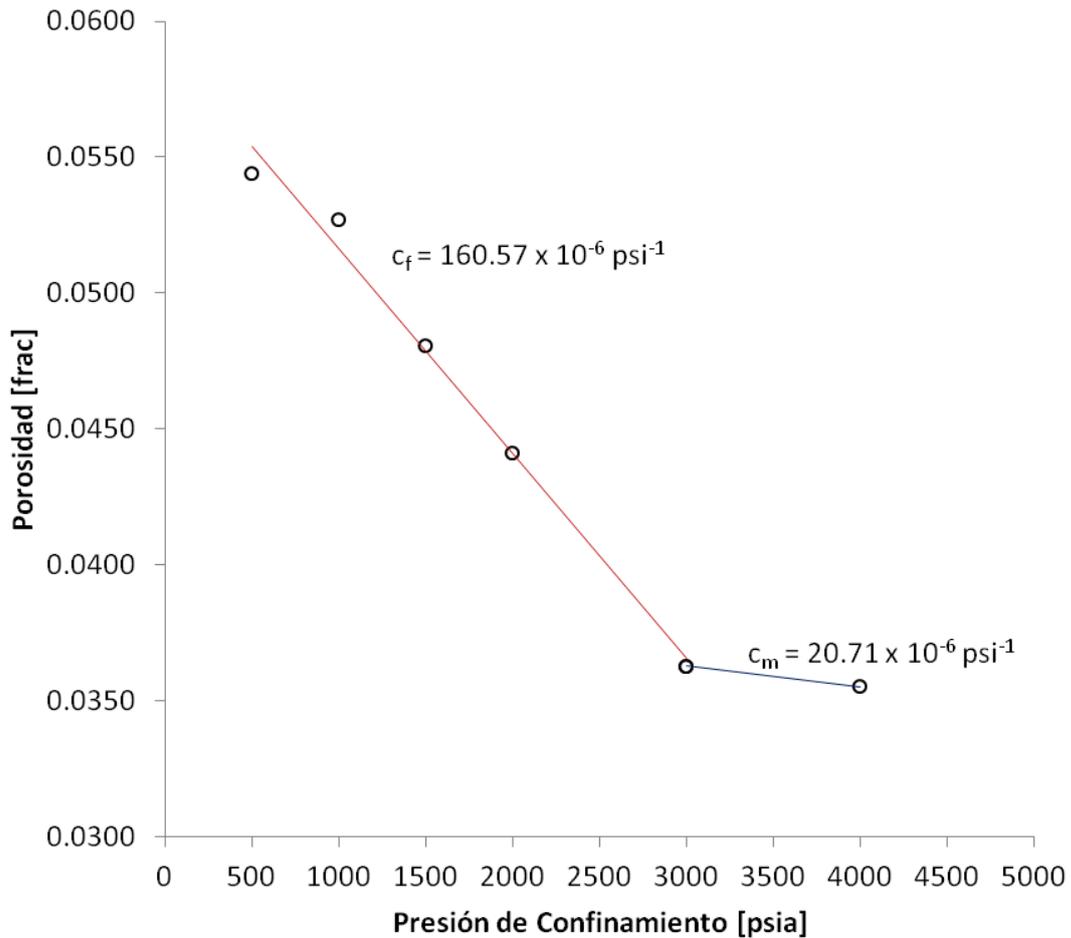
Porosidad Efectiva		
Muestra: A-7		
Longitud: 12.85 cm Diámetro in: 3.5 in Volumen de roca: 797.6227 cc		
pC [psia]	Volumen poroso promedio [cc]	Porosidad promedio [Frac.]
500	88.9688	0.1115
1000	88.3422	0.1108
1500	84.1990	0.1056
2000	82.6565	0.1036
3000	81.7712	0.1025
4000	79.4068	0.0996



Gráfica 35. Comportamiento de la porosidad respecto a la presión de confinamiento a temperatura del yacimiento para la muestra A-7.

Tabla 15. Datos de porosidad efectiva medidos para la muestra A-8.

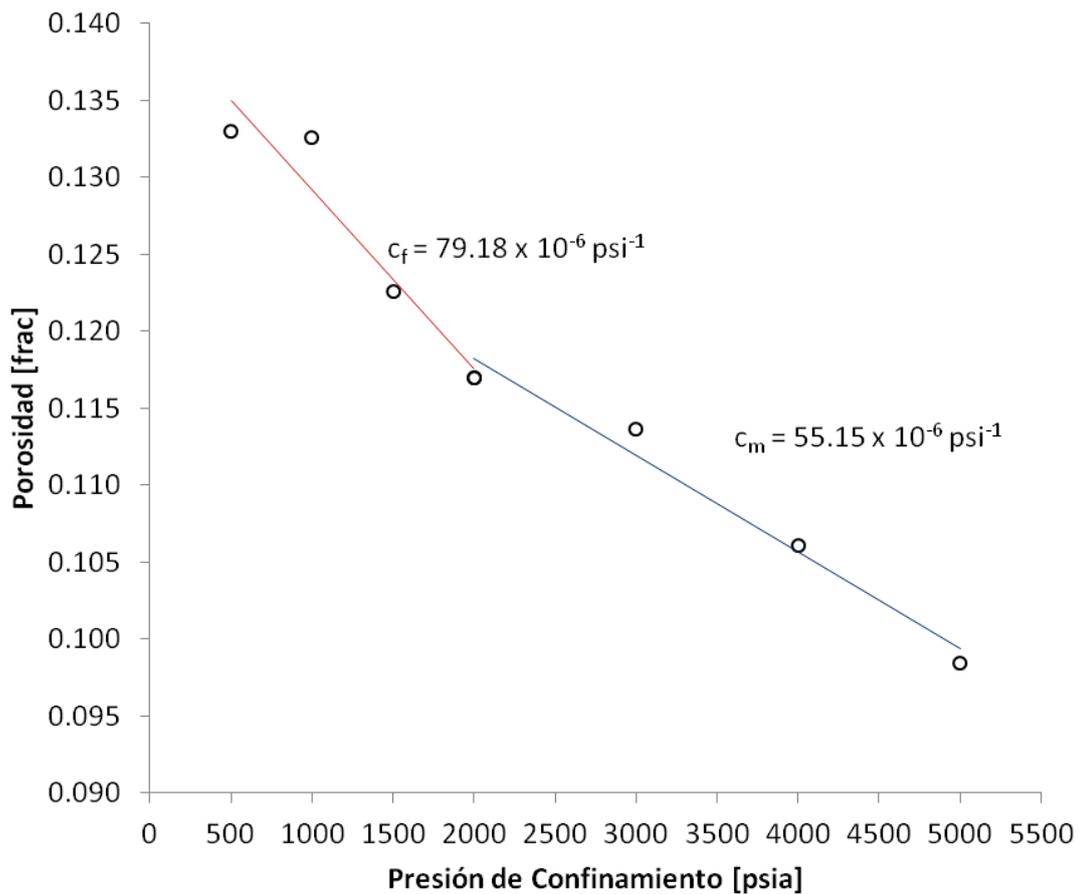
Porosidad Efectiva		
Muestra: A-8		
Longitud: 14.5 cm Diámetro in: 3.5 in Volumen de roca: 900.0413 cc		
pC [psia]	Volumen poroso promedio [cc]	Porosidad promedio [Frac.]
500	48.97448033	0.05441359
1000	47.43564713	0.05270386
1500	43.25673334	0.04806083
2000	39.69810826	0.04410699
3000	32.65126367	0.03627752
4000	31.95823149	0.03550752



Gráfica 36. Comportamiento de la porosidad respecto a la presión de confinamiento a temperatura del yacimiento para la muestra A-8.

Tabla 16. Datos de porosidad efectiva medidos para la muestra A-9.

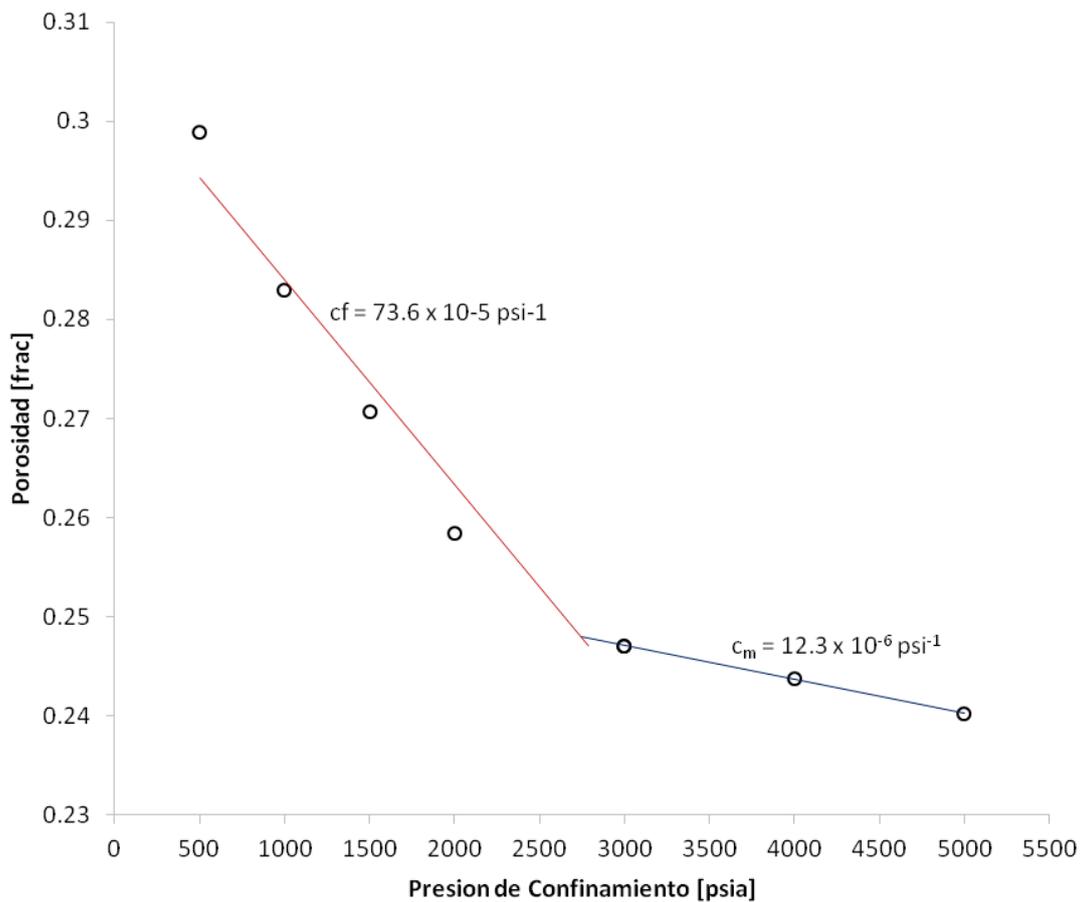
Porosidad Efectiva		
Muestra: A-9		
Longitud: 11.00 cm Diámetro in: 3.5 in Volumen de roca: 1559.39 cc		
pC [psia]	Volumen poroso promedio [cc]	Porosidad promedio [Frac.]
500	90.8107	0.1329
1000	90.5343	0.1325
1500	83.6895	0.1225
2000	79.8634	0.1169
3000	77.5909	0.1136
4000	72.4397	0.1060
5000	67.2305	0.0984



Gráfica 37. Comportamiento de la porosidad respecto a la presión de confinamiento a temperatura del yacimiento para la muestra A-9.

Tabla 17. Datos de porosidad efectiva medidos para la muestra A-10.

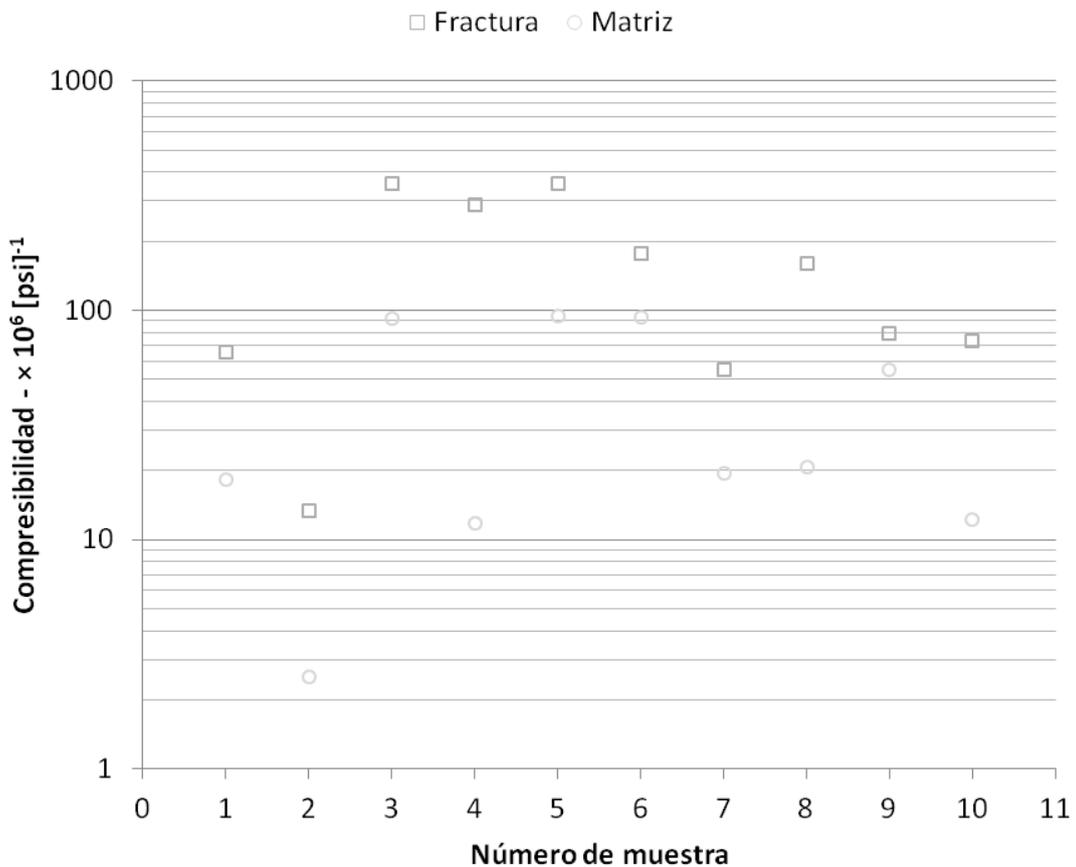
Porosidad Efectiva		
Muestra: A-10.		
Longitud: 16.70 cm Diámetro in: 4.0 in Volumen de roca: 1353.93 cc		
pC [psia]	Volumen poroso promedio [cc]	Porosidad promedio [Frac.]
500	397.4356	0.2988
1000	378.1240	0.2829
1500	361.7250	0.2706
2000	342.0381	0.2583
3000	332.9489	0.2470
4000	328.5589	0.2437
5000	324.0223	0.2401



Gráfica 38. Comportamiento de la porosidad respecto a la presión de confinamiento a temperatura del yacimiento para la muestra A-10.

Tabla 18. Compresibilidad media del sistema fracturado y matricial a temperatura del yacimiento para las muestras analizadas.

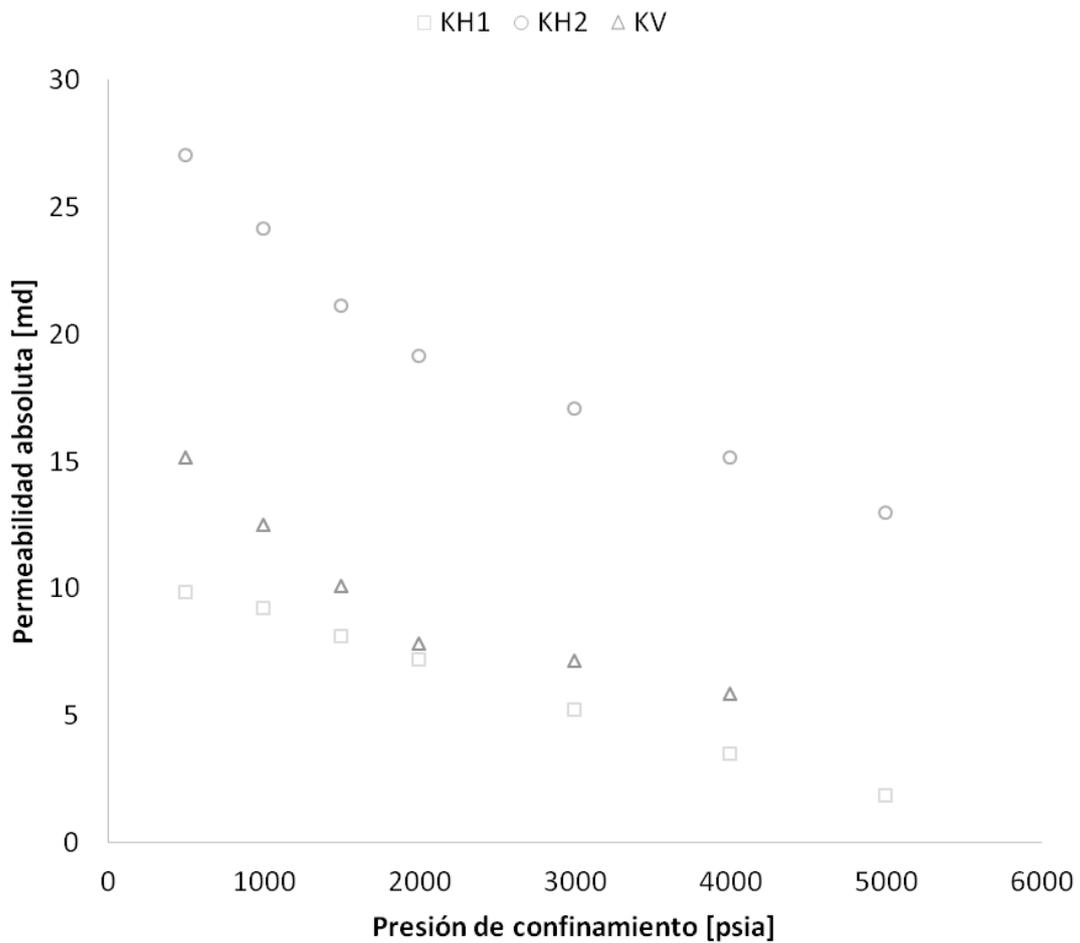
Número	Muestra	$C_f \times 10^6$ [psi] ⁻¹	$C_m \times 10^6$ [psi] ⁻¹
1	A-1	65.95	18.25
2	A-2	13.35	2.52
3	A-3	357.01	92.40
4	A-4	289.63	11.75
5	A-5	357.01	94.80
6	A-6	175.79	92.77
7	A-7	54.90	19.45
8	A-8	160.57	20.71
9	A-9	79.18	55.15
10	A-10	73.61	12.30



Gráfica 39. Comparación de la compresibilidad de la matriz y fractura para las muestras analizadas.

Tabla 19. Datos de permeabilidad absoluta corregida por efecto de flujo a alta velocidad y resbalamiento para el núcleo A-1.

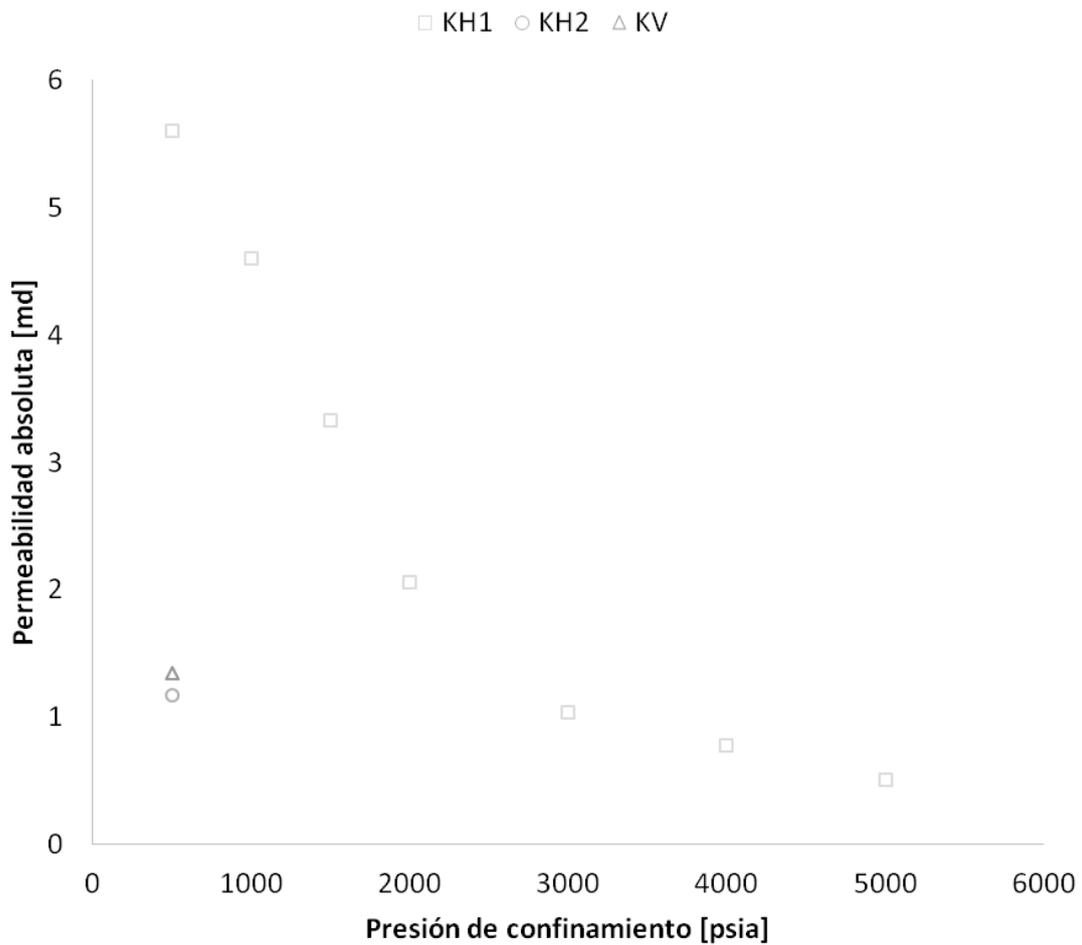
Muestra: A-1			
pC [psia]	Kh1 [md]	Kh2 [md]	Kv [md]
500	9.8410	27.0532	15.1373
1000	9.2091	24.1848	12.4989
1500	8.1058	21.1457	10.1066
2000	7.1941	19.1589	7.8171
3000	5.2256	17.0591	7.1319
4000	3.5018	15.1343	5.8571
5000	1.8311	13.0038	5.1274



Gráfica 40. Comportamiento de la permeabilidad absoluta para el núcleo A-1.

Tabla 20. Datos de permeabilidad absoluta corregida por efecto de flujo a alta velocidad y resbalamiento para el núcleo A-2.

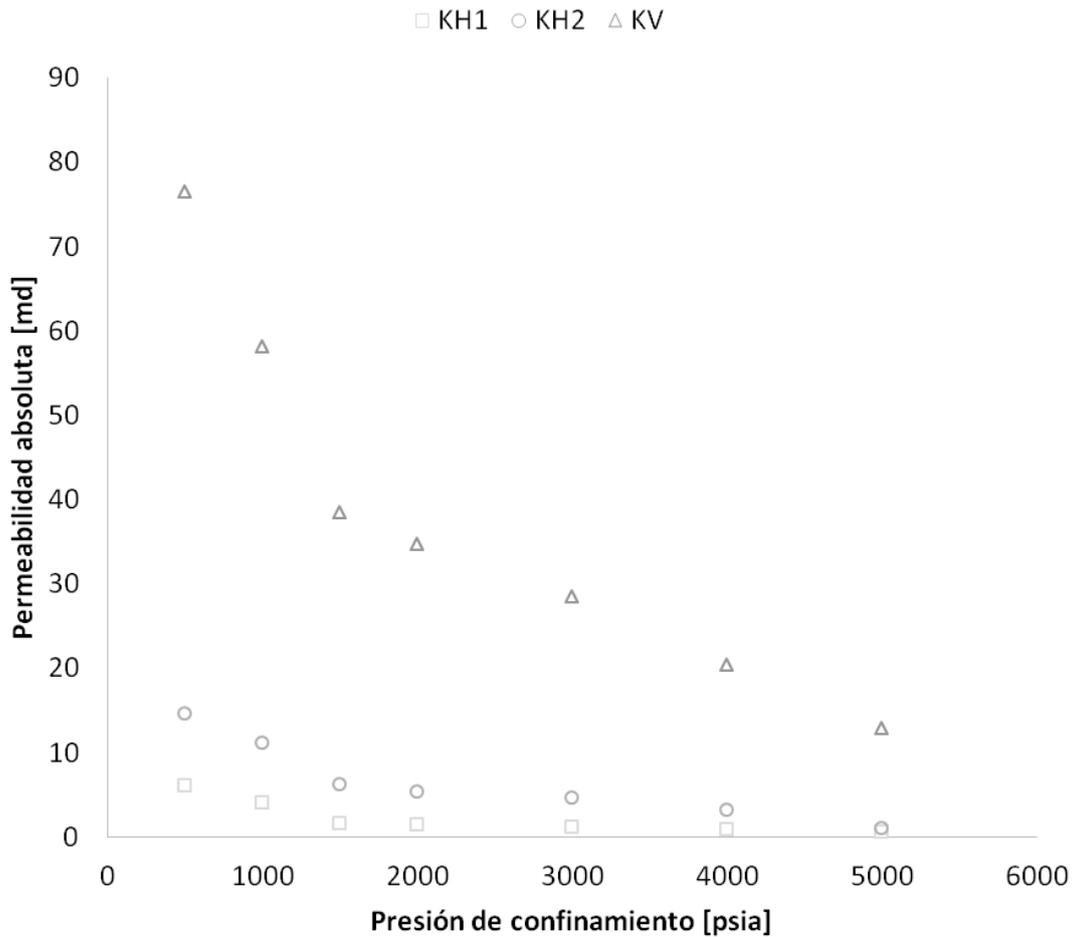
Muestra: A-2			
pC [psia]	Kh1 [md]	Kh2 [md]	Kv [md]
500	5.6010	1.1710	1.3447
1000	4.5991		
1500	3.3328		
2000	2.0526		
3000	1.0382		
4000	0.7716		
5000	0.5029		



Gráfica 41. Comportamiento de la permeabilidad absoluta para el núcleo A-2.

Tabla 21. Datos de permeabilidad absoluta corregida por efecto de flujo a alta velocidad y resbalamiento para el núcleo A-3.

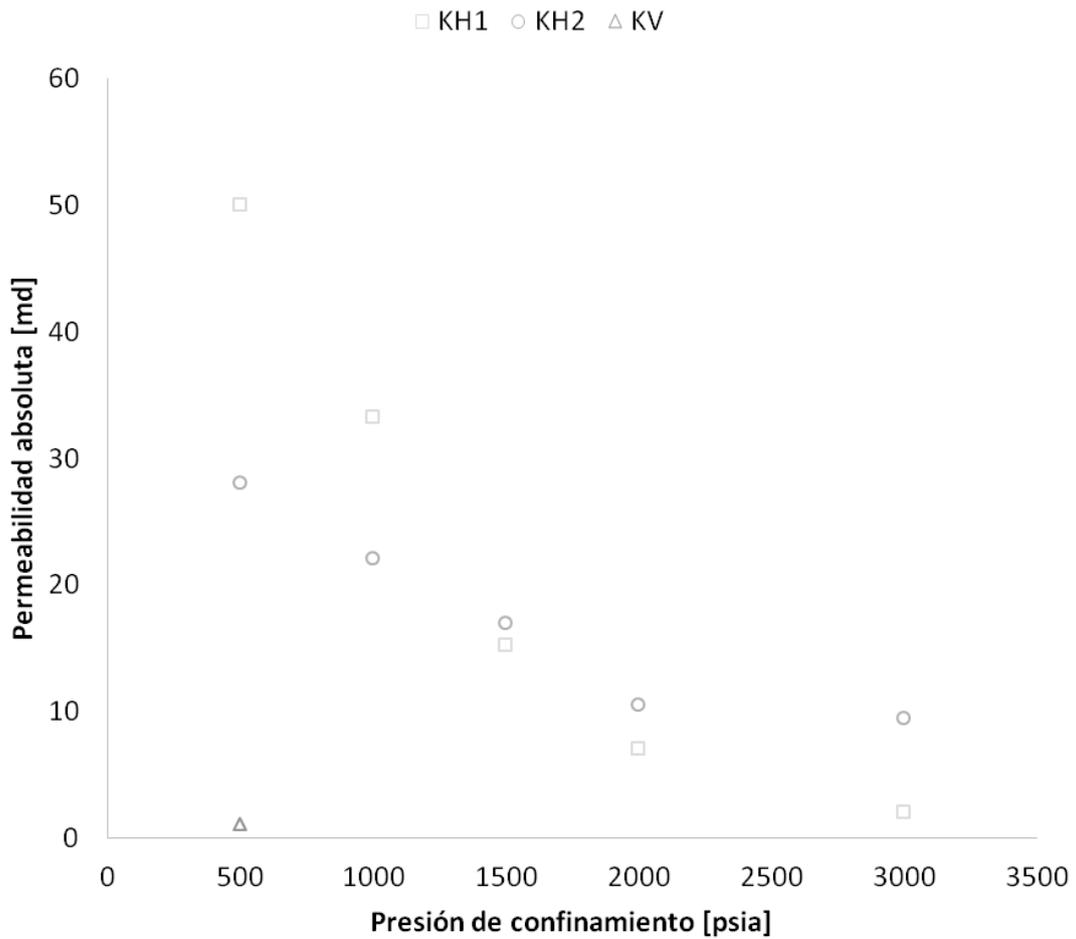
Muestra: A-3			
pC [psia]	Kh1 [md]	Kh2 [md]	Kv [md]
500	6.1441	14.7017	76.5474
1000	4.0759	11.1710	58.1455
1500	1.6521	6.2464	38.4738
2000	1.5262	5.4224	34.6838
3000	1.2293	4.6518	28.4674
4000	0.9265	3.1705	20.4189
5000	0.5782	1.0482	12.9495



Gráfica 42. Comportamiento de la permeabilidad absoluta para el núcleo A-3.

Tabla 22. Datos de permeabilidad absoluta corregida por efecto de flujo a alta velocidad y resbalamiento para el núcleo A-5.

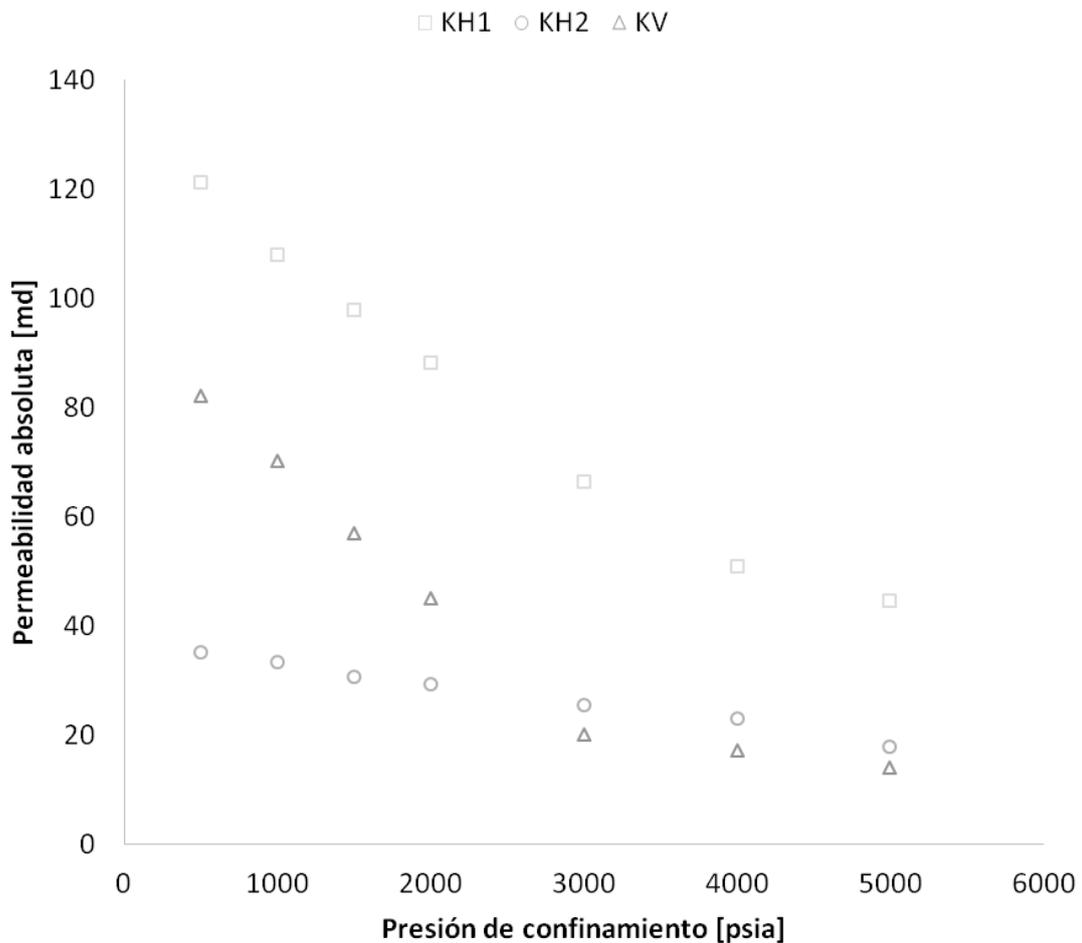
Muestra: A-5			
pC [psia]	Kh1 [md]	Kh2 [md]	Kv [md]
500	50.0291	28.0717	1.0537
1000	33.3113	22.1237	
1500	15.2675	17.0189	
2000	7.0604	10.5062	
3000	2.0221	9.5036	



Gráfica 43. Comportamiento de la permeabilidad absoluta para el núcleo A-5.

Tabla 23. Datos de permeabilidad absoluta corregida por efecto de flujo a alta velocidad y resbalamiento para el núcleo A-6.

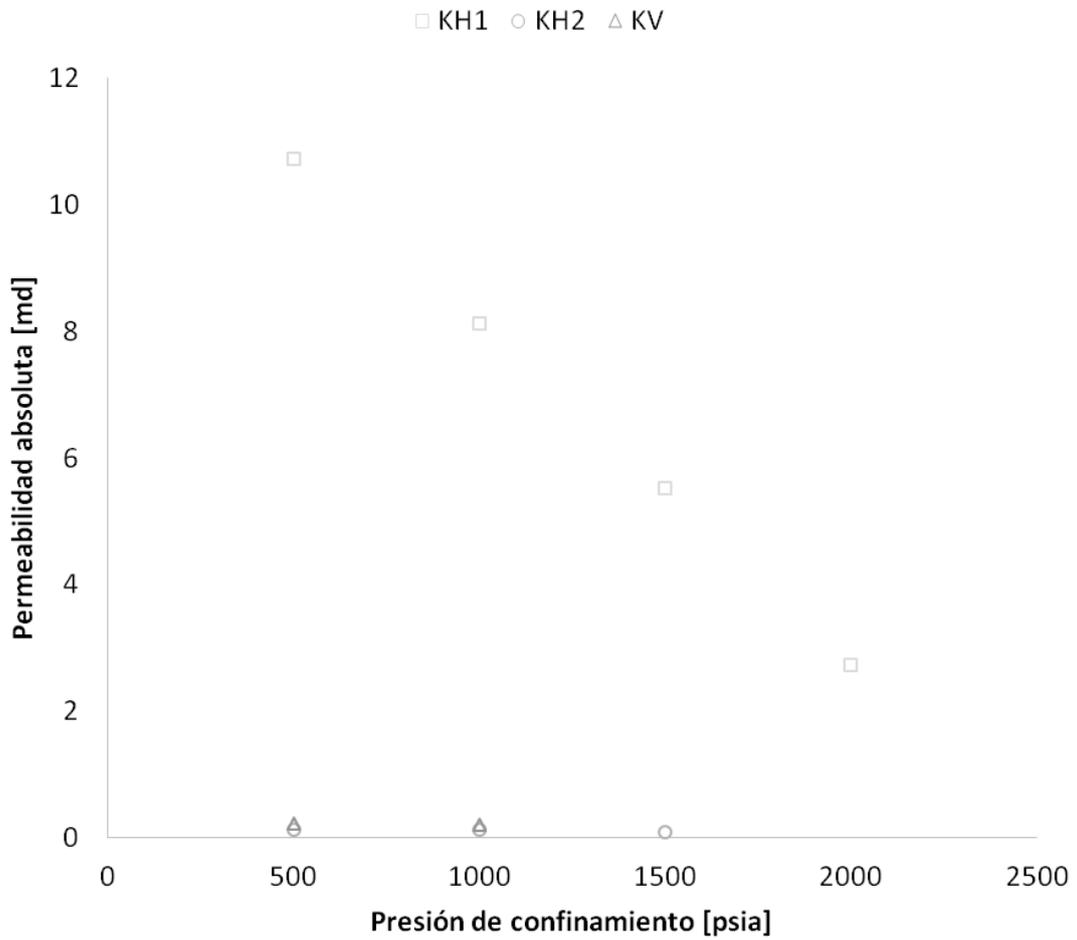
Muestra: A-6			
pC [psia]	Kh1 [md]	Kh2 [md]	Kv [md]
500	121.2222	35.1481	82.1175
1000	108.0102	33.3244	70.1945
1500	97.8967	30.6842	57.0967
2000	88.2895	29.3950	45.0488
3000	66.5159	25.5552	20.0452
4000	50.9756	23.1163	17.0831
5000	44.5155	17.7945	14.0677



Gráfica 44. Comportamiento de la permeabilidad absoluta para el núcleo A-6.

Tabla 24. Datos de permeabilidad absoluta corregida por efecto de flujo a alta velocidad y resbalamiento para el núcleo A-7.

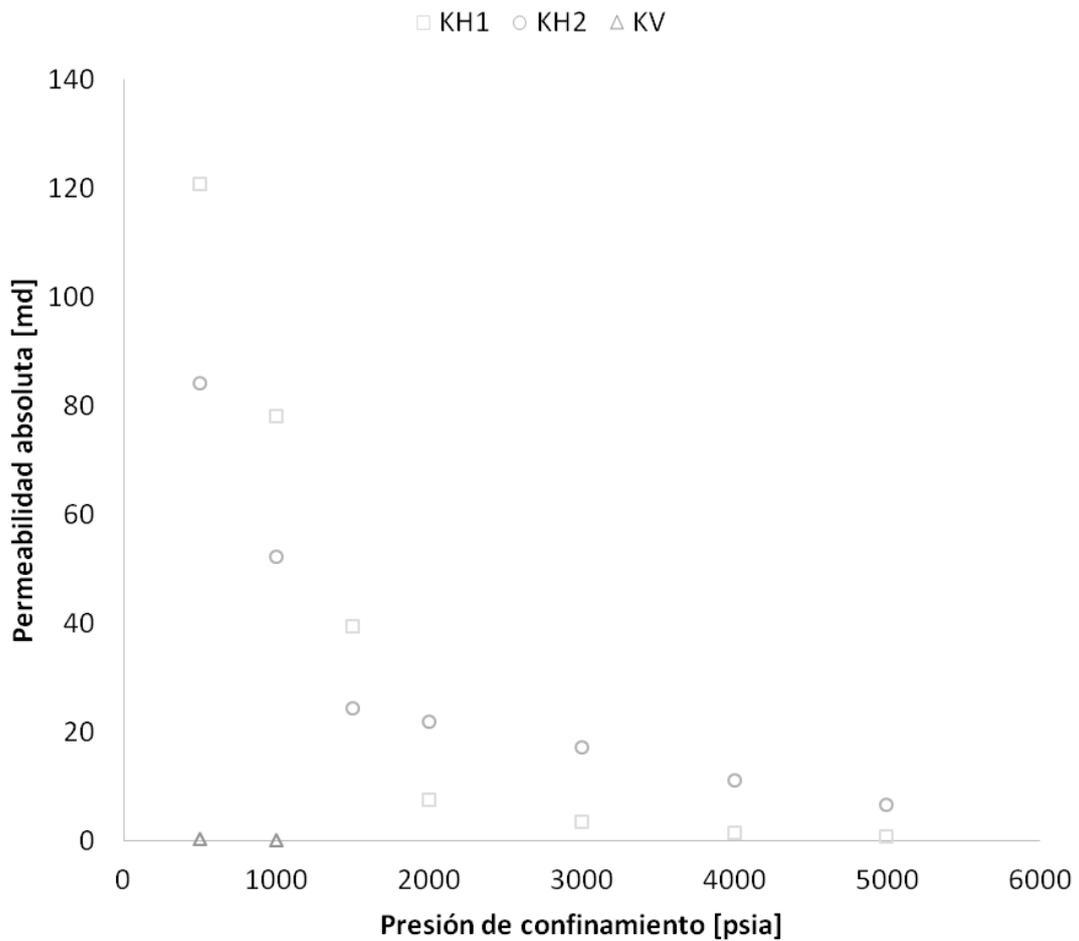
Muestra: A-7			
pC [psia]	Kh1 [md]	Kh2 [md]	Kv [md]
500	10.7205	0.1310	0.2117
1000	8.1236	0.1162	0.2007
1500	5.5254	0.0910	
2000	2.7172		



Gráfica 45. Comportamiento de la permeabilidad absoluta para el núcleo A-7.

Tabla 25. Datos de permeabilidad absoluta corregida por efecto de flujo a alta velocidad y resbalamiento para el núcleo A-8.

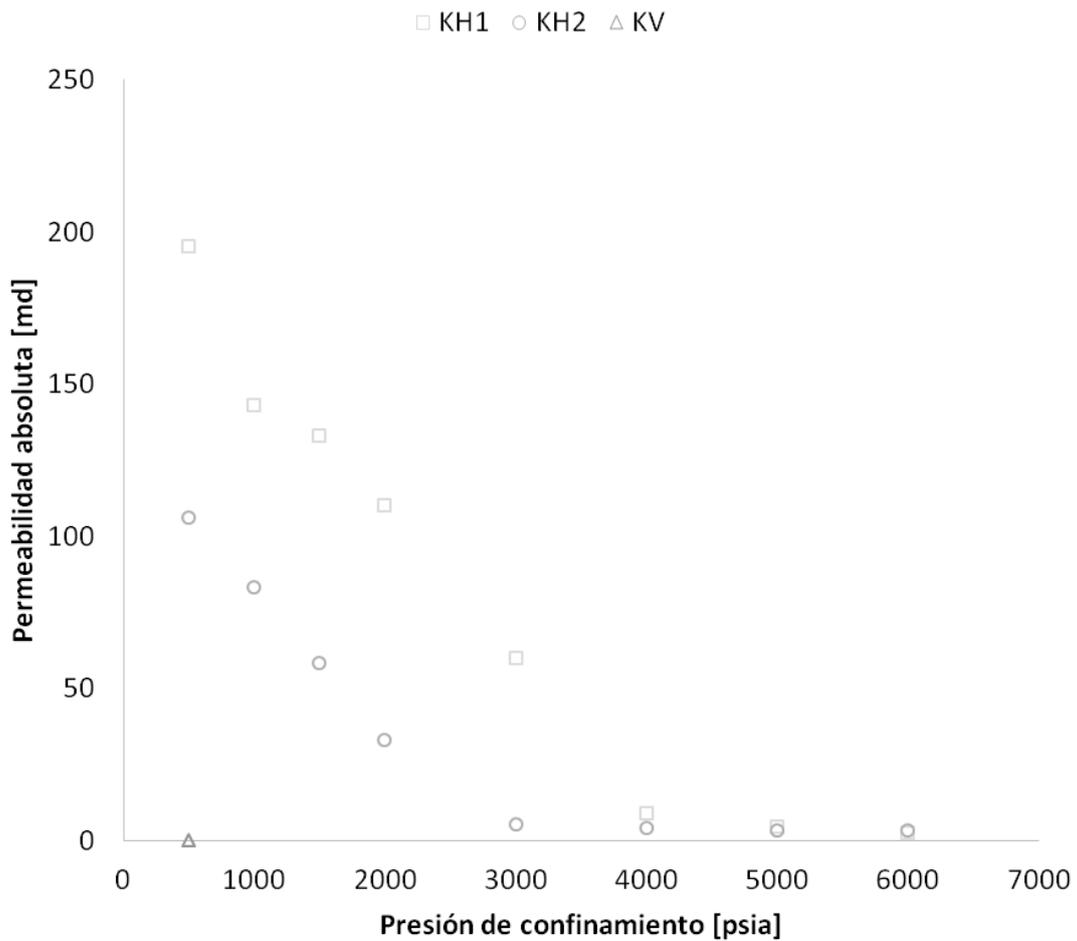
Muestra: A-8			
pC [psia]	Kh1 [md]	Kh2 [md]	Kv [md]
500	120.8599	84.1855	0.4107
1000	78.1872	52.3398	0.1325
1500	39.4292	24.4615	
2000	7.5814	21.9484	
3000	3.5230	17.1354	
4000	1.5249	11.1034	
5000	0.8344	6.6205	



Gráfica 46. Comportamiento de la permeabilidad absoluta para el núcleo A-8.

Tabla 26. Datos de permeabilidad absoluta corregida por efecto de flujo a alta velocidad y resbalamiento para el núcleo A-9.

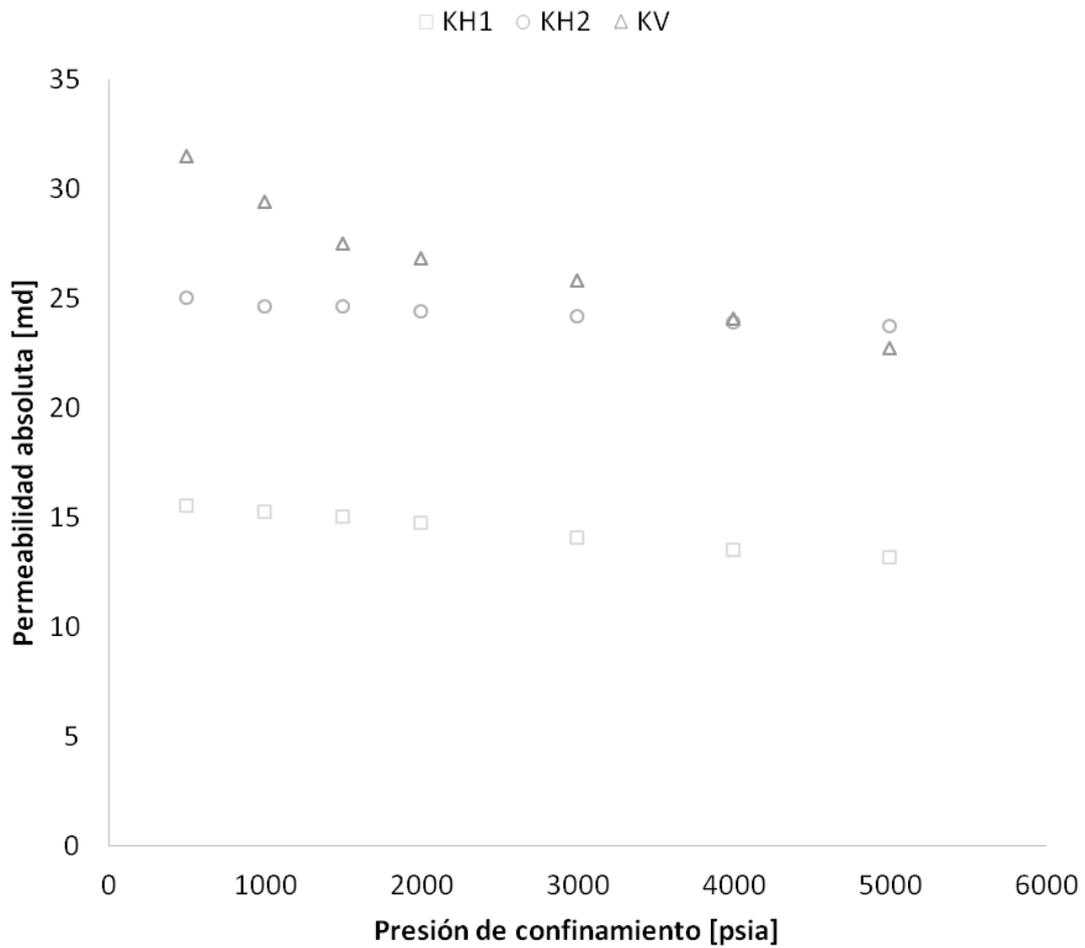
Muestra: A-9			
pC [psia]	Kh1 [md]	Kh2 [md]	Kv [md]
500	195.2013	106.1690	0.0337
1000	143.0962	83.1440	
1500	133.1646	58.2031	
2000	110.1986	33.2813	
3000	60.1793	5.3125	
4000	9.1152	4.1121	
5000	4.5503	3.4166	
6000	2.6226	3.3119	



Gráfica 47. Comportamiento de la permeabilidad absoluta para el núcleo A-9.

Tabla 27. Datos de permeabilidad absoluta corregida por efecto de flujo a alta velocidad y resbalamiento para el núcleo A-10.

Muestra: A-10			
pC [psia]	Kh1 [md]	Kh2 [md]	Kv [md]
500	15.5153	25.0579	31.5280
1000	15.2472	24.6318	29.4374
1500	15.0379	24.6211	27.5166
2000	14.7456	24.4311	26.8520
3000	14.1044	24.2158	25.8230
4000	13.5259	23.9281	24.1130
5000	13.1627	23.7394	22.7169



Gráfica 48. Comportamiento de la permeabilidad absoluta para el núcleo A-10.

ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS

En todos los casos se aprecia una reducción en la permeabilidad y porosidad del sistema, llegándose a observar casos donde la permeabilidad se reduce en más de un 90%.

Como se indicó, en el modelo de Warren y Root, el coeficiente de flujo interporoso (λ) y la relación almacenamiento (ω) definen el comportamiento de los sistemas de doble porosidad con flujo pseudo-estacionario de la matriz a la fractura. Considerando el cierre de las fracturas planares en el yacimiento, λ debe experimentar un cambio por la reducción de la permeabilidad del sistema fracturado, y ω es alterado por la formación de nuevos bloques pseudo-matriciales que confinan a los vórgulos y a los hidrocarburos que contienen. Se cree que durante el proceso, el coeficiente geométrico (α) no cambia.

Una consecuencia directa de este fenómeno es que, al cerrarse los canales de flujo, la permeabilidad promedio (definida como, $k = \sqrt{k_v k_h}$) se reduzca, y con ella: la productividad (siendo que el gasto es directamente afectado por esta magnitud).

Por otro lado, y como se dijo con anterioridad, las fracturas parcialmente mineralizadas pueden tener un efecto positivo dentro del flujo de gas al evitar su cierre total, pero este efecto puede ser perjudicial en presencia de un acuífero, ya que se favorece el flujo de agua y la canalización. (Figura 41)

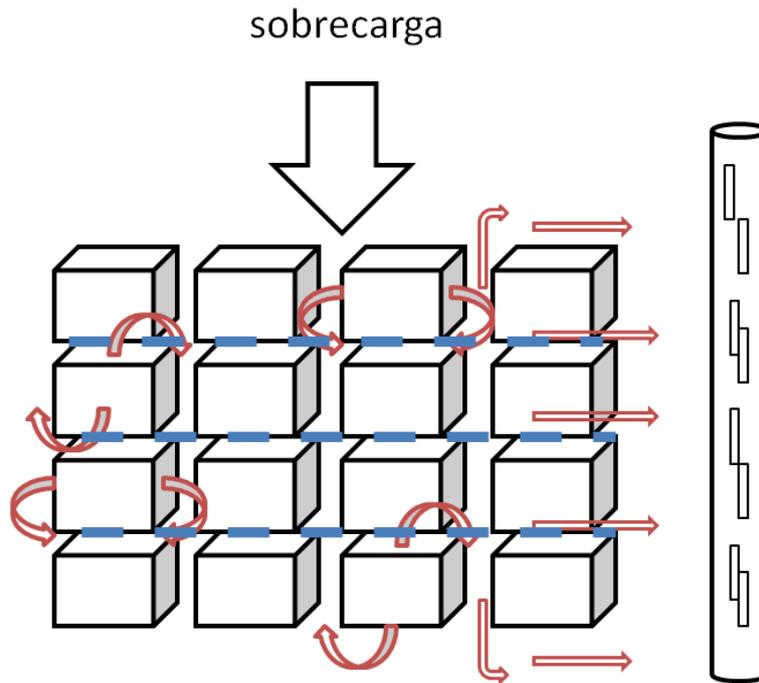


Figura 41. Esquema de fracturas idealizado con efecto de sobrecarga y mineralización
(elaboración propia)

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Durante la carrera, en las materias que cursé, sólo hubo una que hablaba únicamente del gas y sus propiedades y algunos métodos de extracción, es por esto que decidí abarcar una buena parte de este documento para lograr obtener una guía amplia y didáctica en cuanto a lo que se refiere al gas y su comportamiento durante su explotación y así facilitar la comprensión de los conceptos que durante la carrera se ven en pocas materias por la importancia que tiene el estudio del petróleo.

La compartimentalización es un concepto al cual se le debe de prestar especial atención por la particularidad que éste representa. Un yacimiento compartimentalizado requiere de una perforación y una terminación no convencional para poder aprovechar de manera óptima los hidrocarburos que se encuentran atrapados en cada compartimento. En la Cuenca de Burgos se encuentran diversos compartimentos que contienen gas, pero que son poco rentables si se perfora un pozo para cada compartimento, en cambio, si se hace un pozo horizontal con varios ramales se puede obtener con un solo pozo, la producción de varios compartimentos.

La correcta selección de las terminaciones de pozos nos va a ayudar, al momento de la operación, a obtener una mayor cantidad de hidrocarburo, con menos complicaciones, a un menor costo y un menor tiempo. Es por esto que se debe hacer un análisis de qué tipo de terminación es la más adecuada para el pozo que se está perforando en un campo maduro, de gas y con varios compartimentos.

La Cuenca de Burgos es una zona gasífera muy importante para el país y que requiere de análisis enfocados a la explotación de gas en campos maduros, ya que sus características y necesidades se van particularizando conforme se van explotando y consecuentemente depresionando sus pozos.

La tecnología y los métodos de explotación de gas van avanzando y es de vital importancia implementar esta tecnología y estos métodos para poder

aprovechar cada centímetro cúbico de gas que se va quedando dentro de los yacimientos.

Se recomienda hacer una evaluación económica con los datos actuales de tipo de cambio y precio del gas de cada una de las alternativas para tener una visión más amplia de los costos y beneficios que implican con los movimientos económicos mundiales recientes. Así como el análisis económico de la explotación del gas en lutitas que promete ser el siguiente paso para la explotación de gas en México.

En el dictamen de la CNH donde se hace mención de las alternativas de explotación de la Cuenca de Burgos no se habla de la producción del gas en lutitas ni del método del fracking, por lo que se recomienda hacer una evaluación técnico económica de la explotación del gas atrapado en lutitas y el fracking para evaluar su implementación en los proyectos de explotación del gas en la zona. Si se toma en cuenta que la Cuenca de Burgos es la cuarta reserva de gas en lutitas del mundo, debemos ver cómo aprovechar este importante recurso para beneficio del país

La poca rentabilidad del gas ayuda a que sean pocos los esfuerzos para el aprovechamiento de este hidrocarburo, pero si tomamos en cuenta que el país tiene un déficit en cuando al consumo del gas, es decir, se produce menos de los que se consume, y que para poder cubrir este déficit se está importando gas a un precio mayor que si lo produjéramos, lo más lógico es pensar en optimizar los métodos de producción y ser un país autosuficiente en cuanto al gas se refiere.

BIBLIOGRAFÍA

Meléndez H. F. (1982). *El origen del petróleo*. Universidad Complutense: Departamento de Paleontología

Ramos R. H., Zinat C. D., Ramírez M. T. (2008) *Registros Geofísicos en México*, Tomo I, Primera Edición, Schlumberger Offshore Services; Villahermosa, Tabasco.

Islas C. (2006) *Conceptos Básicos del Comportamiento de Yacimientos* (Tesis). UNAM, Ciudad de México, México.

Martell A. *Apuntes de la clase de petrofísica y registro de pozos* "Propiedades Petrofísicas Parte 2", 2010.

La Comunidad Petrolera. (2008-2012). *Permeabilidad. Determinación de la Permeabilidad Absoluta*. España. Recuperado de:
<http://www.lacomunidadpetrolera.com/cursos/propiedades-de-la-roca-yacimiento/determinacion-de-la-permeabilidad-absoluta.php>

La Comunidad Petrolera. (2008-2012). *Mojabilidad de Fluidos*. España. Recuperado de:
<http://ingenieria-de-petroleo.lacomunidadpetrolera.com/2009/01/la-hora-de-hacer-el-estudio-de-algun.html>

Schlumberger Oilfield Glossary en Español. (2017). *Tortuosidad*. Recuperado de: <http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/t/tortuosity.aspx>

Schlumberger Oilfield Glossary en Español. (2017). *Compartimentalización*. Recuperado de:
<http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/c/compartmentalization.aspx>

Schlumberger Oilfield Glossary en Español. (2017). *Compartimento*. Recuperado de: <http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/c/compartment.aspx>

Schlumberger Oilfield Glossary en Español. (2017). *Sistema Petrolero*. Recuperado de: http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/p/petroleum_system.aspx

Schlumberger Oilfield Glossary en Español. (2017). *Roca Generadora*. Recuperado de: http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/s/source_rock.aspx

Schlumberger Oilfield Glossary en Español. (2017). *Punto de Esguerrimiento*. Recuperado de: http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/p/pour_point.aspx

Schlumberger Oilfield Glossary en Español. (2017). *Cuencas Sedimentarias*. Recuperado de: http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/s/sedimentary_basin.aspx

Steffani V. (2009). *Apuntes de la clase de Comportamiento de Yacimientos, Propiedades de los fluidos*. Recuperado de: <http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/xmlui/bitstream/handle/132.248.52.100/1089/A5.pdf?sequence=5>

Instituto Mexicano del Petróleo. (2013). *Tipos de petróleo*. México. Recuperado de: <http://www.imp.mx/petroleo/?imp=tipos>

McCain, W. (1933). *Properties of Petroleum Fluids*. Segunda Edición. Jr. Pennwell Books. Tulsa, Oklahoma. Recuperado de: <http://es.scribd.com/doc/72485900/Factor-de-Volumen-Del-Gas>

Craft, B., Hawkins, M. & Terry, R. (1991). *Applied Petroleum Reservoir Engineering*. Segunda Edición. Prentice Hall.

Tomkoeff, S. (1962) *Unconformity - an hisorical study*. Proceedings of the Geologists' Association. Recuperado de:

<http://glosarios.servidor-alicante.com/geologia/discordancia>

Martínez B. (2011) *Comunicación artificial entre yacimientos compartimentalizados para maximizar el valor en campos costa fuera con infraestructura existente*. (Tesis). UNAM. Ciudad de México, México.

Acosta F. & Blanco R. (2008). *Evaluación de las Metodologías utilizadas para el Análisis de la Compartimentalización en Yacimientos de Petróleo. Aplicación Campo Escuela Colorado*. (Tesis). Universidad de Santander. Bucaramanda.

Pemex Exploración y Producción & Schlumberger. (2011). *Programa de Entrenamiento Acelerado para Ingenieros Supervisores de Pozo*. Recuperado de: <https://escueladeperfora.files.wordpress.com/2011/09/10-presiones-de-formacic3b3n.pdf>

Rasso Z. *Un siglo de la Perforación en México*. Tomo 13, Control de Brotes.

Adams, Neal. (1985). *Drilling Engineering*. Pennwell Books.

Petróleos Mexicanos PEP-UPMP. *Programa de Acreditación de Control de Pozos*. Wellcap.

Gómez C. (2011) *Apuntes de manejo la producción en superficie*. Recuperado de:

http://www.ingenieria.unam.mx/~jagomez/materias/ARCHIVOS_CONDUCCION/CAPITULO%20II.pdf

Flujo en Estranguladores. Recuperado de:

http://www.academia.edu/10286291/FLUJO_EN ESTRANGULADORES

Pérez H., Estrada S., Cuevas R & Olán Z. (2012). *Análisis de la declinación exponencial*. Pemex Exploración y Producción. Recuperado de: http://www.aipmac.org.mx/villahermosa/Presentaciones/Jornadas_Tec_2012/Sala_1/12-30%20A%2013-00/Declinacion%20exponencial.pdf

Gómez C. *La industria Petrolera, Historia y conceptos básicos*. Biblioteca de la AIPM A.C.

Santana. (2014). *Características Físicas, Químicas y Biológicas de las Rocas Generadoras*. (Presentación) Recuperada de: <http://es.slideshare.net/luisgustavogomezvelazquez5/24-roca-generadora>

AAPG. Hartmann & Beaumont. *Predicting Sandstone Reservoir System Quality and Example of Petrophysical Evaluation*. Search and Discovery Article #40005. Capítulo 3.

AAPG. Magoon & Beaumont. *Predicting Sandstone Reservoir System Quality and Performance*. Search and Discovery Article #40005. Capítulo 9

Schlumberger. Noles-Hoeksema. *Elementos de fracturamiento hidráulico*.

Galicia M. (2009). *Geomecánica aplicada a yacimientos naturalmente fracturados para determinación de compresibilidad de la formación*. (Tesis). UNAM, Ciudad de México, México.

Pemex Gas y Petroquímica Básica. (2015). *Características del gas natural*. Subdirección de Gas Natural. Recuperado de: http://www.gas.pemex.com/PGPB/Productos+y+servicios/Gas+natural/SGN_Caracteristicas.htm

Pemex Exploración y Producción. (2011). *Las reservas de hidrocarburos de México*. PEMEX. Recuperado de: http://www.pemex.com/informes/pdfs/reservas_hidrocarburos_2011.pdf

Centro Mario Molina. Escalona. (2009). *Gas Natural*. (Presentación). Recuperado de:
<http://profesores.fi-b.unam.mx/l3prof/Carpeta%20energ%EDa%20y%20ambiente/Gas%20Natural.pdf>

Oilproduction.net. Hirschfeldt. (2009). *Análisis de un sistema de Producción y Analisis Nodal*. Recuperado de:
http://www.oilproduction.net/files/analisis_nodal_hirschfeldt.pdf

Álvarez C. *Diseño de un sistema de recolección y transporte de gas natural*. (Tesis), Universidad Nacional de Ingeniería, Lima, Perú.

Garaicochea P.F., Bernal H.C. y López O.O. (1991). *Transporte de Hidrocarburos por Tuberías*. Colegio de Ingenieros Petroleros de México.

Martínez G., Bastos R.& Gelbert R. (2009). *Método de producción para pozos de gas depresionados con carga líquidos*. (Tesis). UNAM. Ciudad de México, México.

TECNA. (2011). *Nuevas Tendencias en los Esquemas de Procesamiento de Gas*. (Presentación). Instituto Argentino del Petróleo y del Gas. Recuperado de:
<http://www.iapg.org.ar/sectores/eventos/eventos/listados/presentacionesjornadas/004.pdf>

PEMEX Gas y Petroquímica Básica. (2006). *Procesos Industriales*. (Presentación). Recuperado de:
<http://www.gas.pemex.com/NR/rdonlyres/05E98E6D-E390-4A3D-AAC7-5E170558FA20/0/PROCESOSINDUSTRIALESnoviembre06.pdf>

Pemex Gas y Petroquímica Básica. (2015). *Gas Natural*. Subdirección de gas natural. Recuperado de:
<http://www.gas.pemex.com.mx/PGPB/Productos+y+servicios/Gas+natural/>

Martínez H. (1999). *Fisicoquímica de los Hidrocarburos*. (Tesis)

Vargas L. & Reyes H. *Aplicación del dispositivo mejorado de patrón de flujo tipo venturi para la optimización de la producción de pozos de gas*. (Tesis). UNAM. Ciudad de México, México.

Endo H. *Análisis y retos técnicos del desarrollo de shale gas en México*. (Tesis). UNAM. Ciudad de México, México.

Cuencas sedimentarias. (Presentación). Recuperado de:

<https://www.google.com.mx/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=9&cad=rja&uact=8&ved=0CD0QFjAlahUKEwjHh8KAyvDIAhVE6WMKHSJeDGw&url=http%3A%2F%2Fgaia.geologia.uson.mx%2Facademicos%2Fgrijalva%2Fambientes%2520y%2520cuencas%2520sedimentarias%2Fpresentaciones%2Fclasificacion%2520de%2520cuencas.ppt&usg=AFQjCNGyg9ZtJgtFE45ePVZXiSJZ29wNIA&sig2=9oktP6UufjaMMGY-HR7Enw>

Gardiner. (2008). *La Corteza de la Tierra, la Litosfera y la Astenosfera*. Ventanas al Universo. Recuperado de:
http://www.windows2universe.org/earth/interior/earths_crust.html&lang=sp

Boggs, Sam Jr. (2009). *Petrology of Sedimentary Rocks*. Segunda Edición. Recuperado de:
http://www.fanarco.net/books/geology/Petrology_of_Sedimentary_Rocks_Second_Edition.pdf

Spalletti (2006) *Curso de Sedimentología*. (Presentación). Facultad de Ciencias Naturales y Museo (UNLP). Recuperado de:
<http://usuarios.geofisica.unam.mx/cecilia/CT-SeEs/65bcuencasSed.pdf>

Narváez, R.A., Pemex Exploración y Producción. (2004). *New Strategy for Explotation of Mature Heavy Oil Fields in the Mexican Northern Region*. AAPG International Conference in Cancun, Mexico

Cortes V & Jardón N. (2012). *Rejuvenecimiento de Campos Maduros en México*.(Tesis). UNAM, Ciudad de México, México.

Sanchez M. (2008). *Modelo Hidráulico para la planeación de la perforación de pozos de alcance extendido en la cuenca terciaria de Veracruz*. (Tesis). UNAM. Ciudad de México, México. Recuperado de:
<http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/xmlui/bitstream/handle/132.248.52.100/2491/sanchezmartinez.pdf?sequence=1>

Jiménez B. (2013). *Análisis de la madurez de las cuencas productoras de aceite y gas en México, mediante su distribución fractal*. Órgano de Divulgación Técnica e Información de la Asociación de Ingenieros Petroleros de México A.C. Vol. 53 No. 1 ENERO DE 2013 www.aipmac.org.mx/web/revista

Vera Torres, J.A. (1994). *Estratigrafía. Principios y Métodos*. Madrid:Editorial Rueda. Pp.806

SENER. (2016). *Prospectiva de Gas Natural y Gas L.P. 2016-2030*. Recuperado de:
https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/177624/Prospectiva_de_Gas_Natural_2016-2030.pdf

Pemex Exploración y Producción. (2013). *Provincia Petrolera Burgos*. Subdirección de Exploración, versión 2.0.

Comisión Nacional de Hidrocarburos. 2012. *Dictamen del Proyecto Integral Burgos*. CNH. México.

Velázquez O. (2010). *Perforación de Pozos de Gas Aplicando Terminación Tubingless*. (Tesis). UNAM. Ciudad de México, México.

Camacho R. *Pozos horizontales y/o alto ángulo como estrategia para la explotación del campo Chicontepec*. (Tesina). Universidad Veracruzana.

ANEXO A. MARCO ESTRATIGRÁFICO Y ESTRUCTURAL DE LA CUENCA DE BURGOS

MARCO GEOLÓGICO

La Cuenca de Burgos está definida por un potente paquete sedimentario de rocas mesozoicas y terciarias acumuladas en el margen Occidental del Golfo de México. Geológicamente forma parte de la Cuenca del Río Bravo que regionalmente comprende el extremo Sureste de Texas y la parte Norte de los estados de Tamaulipas y Nuevo León; cubre una superficie de 120,000 km².

El marco geológico de la Cuenca de Burgos corresponde, para el Mesozoico, a una cuenca marina somera con amplias plataformas, donde a partir del Jurásico Superior y hasta el término del Mesozoico, tuvieron lugar depósitos de areniscas, evaporitas, calizas y lutitas. En el Cretácico Tardío, como consecuencia del evento de la Orogenia Laramide, esta carpeta sedimentaria fue levantada y plegada en el Occidente de la cuenca, para dar lugar a los grandes pliegues estructurales de la Sierra Madre Oriental (Figura 42).



Figura 42. Ubicación geográfica de la Provincia Petrolera Burgos y su relación con las fajas plegadas de la Sierra madre Oriental (SMO), Sabinas (SB) y el Arco del salado-Cruillas. (http://www.scielo.org.mx/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S1405-33222011000200004)

A causa del marco geológico descrito, los yacimientos se presentan como cuerpos pequeños en formaciones compuestas de material siliciclástico de baja permeabilidad, y están organizados en pequeños compartimientos a causa de la presencia de fallas normales (Figura 43). Cada compartimiento debe ser considerado por separado con diferentes propiedades petrofísicas además de las propiedades que varían con respecto a la profundidad.

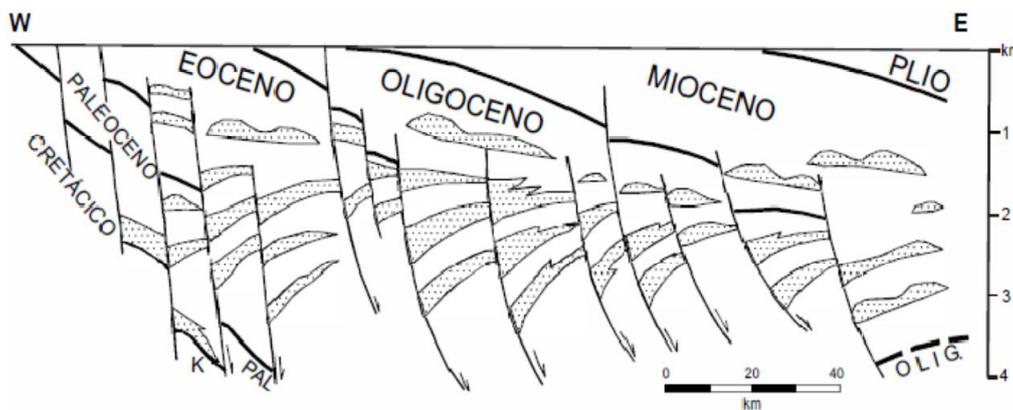
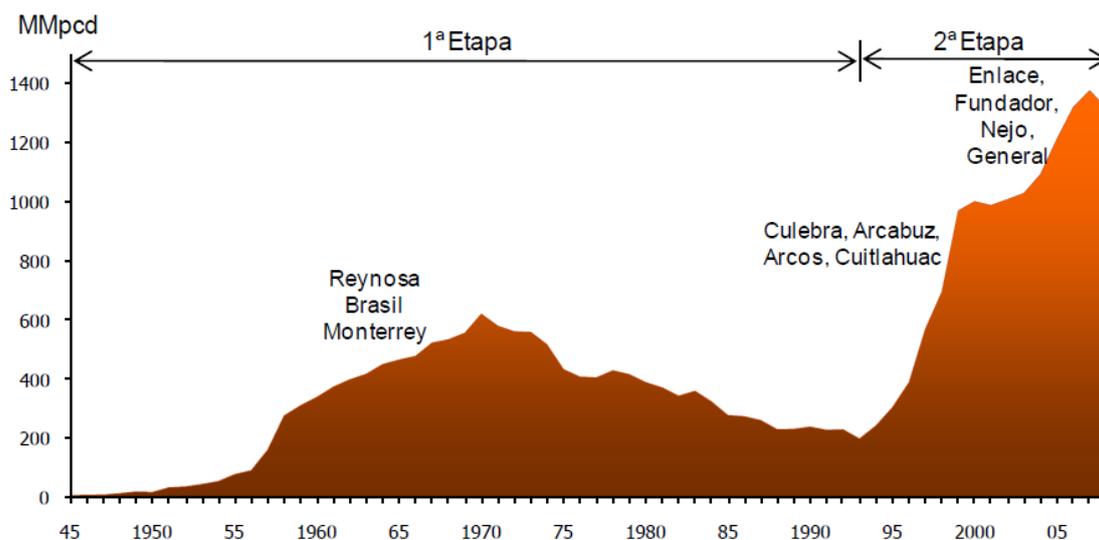


Figura 43. Sección transversal tipo de la Cuenca de Burgos.

En esta compleja geología, las formaciones con problemas de pérdida de circulación y alta presión plantean serios desafíos a los perforadores. La mayor parte de los pozos son perforados hasta alcanzar profundidades de 2000 a 3000 m, y posteriormente son fracturados hidráulicamente, su índice de productividad inicial es alta, sin embargo, declinan rápidamente.

SITUACIÓN DE LA PRODUCCIÓN EN LA CUENCA DE BURGOS

Como se muestra en la Gráfica 49, la producción de la provincia de Burgos ha presentado diferentes etapas, siendo la primera la comprendida entre 1956 y 1970, cuando se comenzó el desarrollo del campo Reynosa, y que llegó a un pico de 620 MMpc/D. Durante los años setenta y ochenta la producción declinó debido a que las inversiones y recursos humanos se enfocaron a la exploración y explotación de los campos en la región Petrolera Sur del país.



Gráfica 49. Producción histórica anualizada de la Provincia Petrolera de Burgos.

A principios de los años noventa, como consecuencia de un cambio en la política energética y el impulso a fuentes limpias de energía, se inició entonces una campaña de adquisición sísmica tridimensional, aplicación de nuevos conceptos geológicos, nuevas tecnologías de perforación y terminación de pozos. Como resultado, la cuenca inició un proceso de revitalización en 1994, revirtiendo la declinación e incrementando la producción de 200 MMpc/D a más de 1,000 MMpc/D.

A partir de 2004 la cuenca produce más de 1,000 MMpc/D, habiendo acumulado más de 2.4 MMMbpc de gas. Las reservas remanentes de la cuenca, al 1 de enero de 2016 se presentan en la Tabla 28.

Tabla 28. Reservas de aceite y gas (fuente: CNH)

Categoría	Volumen Original		Reserva Remanente		
	Condensados mmb	Gas mmmpc	Condensados mmb	Gas mmmpc	Crudo equivalente mmbpce
1P	157.4	19,583.0	12.6	1,111.7	228.6
2P	205.7	21,812.0	17.8	1,870.6	380.0
3P	142.3	25,662.0	21.6	2,793.7	562.8

El marco geológico de la Cuenca de Burgos corresponde, para el Mesozoico, a una cuenca marina somera con amplias plataformas, donde a partir del Jurásico Superior y hasta el término del Mesozoico, tuvieron lugar depósitos de areniscas, evaporitas, calizas y lutitas. En el Cretácico Tardío, como consecuencia del evento de la Orogenia Laramide, esta carpeta sedimentaria fue levantada y plegada en el occidente de la cuenca, para dar lugar a los grandes pliegues estructurales de la Sierra Madre Oriental.

Este levantamiento fue acompañado por el desarrollo de cuencas, paralelas al cinturón plegado, entre ellas la denominada Cuenca de Burgos, hacia el frente de la Sierra Madre Oriental, en donde los paleoelementos de la península de Tamaulipas y la Isla de San Carlos, sirvieron como límite Occidental del depocentro originado que operó como centro de recepción del gran volumen de sedimentos cenozoicos y en donde se encuentra el límite en cuanto a los estilos estructurales que actuaron para la conformación del marco estructural de la Cuenca de Burgos, teniendo fallamiento normal, y reactivaciones posteriores a la parte terminal de la Orogenia Laramide a finales del Oligoceno.

Las secuencias de areniscas y lutitas de ambientes que varían de marginales a marinos, progradaron sobre el margen de la plataforma Cretácica, siendo depositada una columna sedimentaria Cenozoica que alcanza espesores de aproximadamente 10,000 metros (Figura 44)

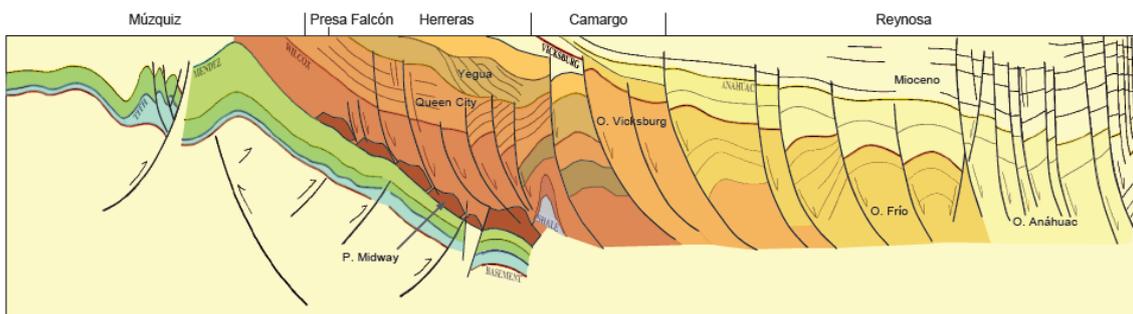


Figura 44. Sección esquemática estructural tipo de la Cuenca de Burgos (Recursos prospectivos al 1 de enero de 2010)

Sus características estratigráficas y estructurales obedecen a progradaciones que dieron lugar a un arreglo en forma de franjas, variando cronológicamente

de occidente a oriente desde el Paleoceno hasta el Mioceno y obedecen primordialmente a regresiones marinas y a la actividad de fallas extensionales de crecimiento sinsedimentarias que desarrollaron estructuras “roll-over”. Siguiendo estos lineamientos estructurales se encuentran los campos petroleros de la cuenca en trampas estructurales, estratigráficas y combinadas, (Figura 45).

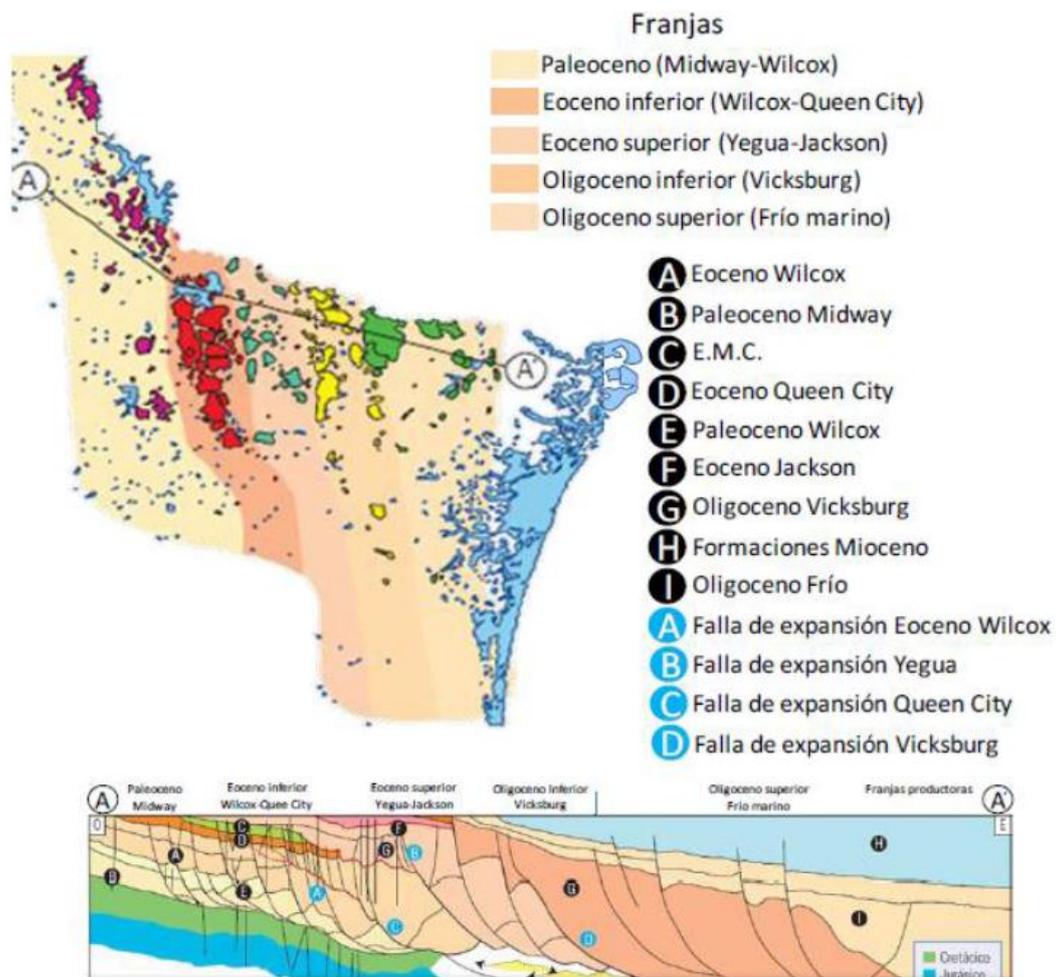


Figura 45. Franjas de deposición y de producción de la Provincia Petrolera Burgos y Sección estratigráfica-estructural regional

Las fallas de crecimiento presentan caída hacia el oriente y muestran desplazamientos de algunos cientos de metros. En forma general, estos alineamientos de fallas muestran una orientación Noroeste-Sureste que, como se mencionó, se hacen más jóvenes hacia el oriente, pudiéndose distinguir en el área tres grandes estilos de fallamiento normal (Figura 46), uno hacia la

porción occidental que involucra la franja del Paleoceno, en donde predominan las fallas normales postdeposicionales, otro hacia las denominadas franjas del Eoceno y Oligoceno en las cuales son comunes las fallas sinsedimentarias de mediano a bajo ángulo, y finalmente una zona en donde las fallas son también de crecimiento pero con trazas que tienden a la verticalidad y que afectan predominantemente la columna del Mioceno.

Típicamente, para la denominada Franja del Paleoceno, la acción de fallas de crecimiento es de poca intensidad, ya que si bien esta región se ve afectada por una gran presencia de fallas normales, estas no muestran mayor influencia en la columna sedimentaria salvo en algunas áreas en particular, sin embargo para la Franja del Eoceno estos crecimientos son notables desarrollándose trampas estructurales de tipo “roll-over” asociadas a fallas de crecimiento de bajo ángulo que generalmente despegan sobre sedimentos arcillosos del Paleoceno inferior, estos crecimientos alcanzan varias centenas de metros.

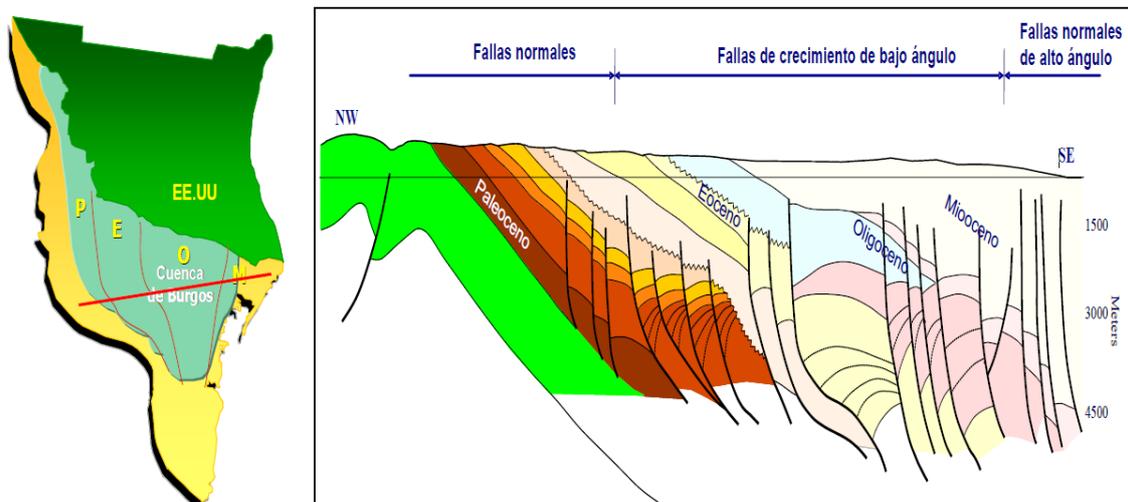


Figura 46. Distribución de franjas progradantes y estilos estructurales.

La región se ha individualizado de las áreas circundantes por su distinta evolución, caracterizada por dos sucesos mayores: una es la acumulación de una potente secuencia sedimentaria, relacionada con el desarrollo de sistemas deltaicos y turbidíticos; el otro es una manifestación de una deformación extensiva definida primordialmente por numerosas fallas normales.

EXTENSIÓN GEOGRÁFICA DE LOS SISTEMAS PETROLEROS
TITHONIANO-CRETÁSICO

Actualmente se considera que la extensión geográfica de los sistemas petroleros ligados al Tithoniano se extiende por toda la Provincia Petrolera Burgos (Figura 47) mientras que los sistemas petroleros relacionados a generadoras del Paleógeno se extienden hacia el oriente de la Cuenca y se postula que se adentre hacia el Golfo de México.

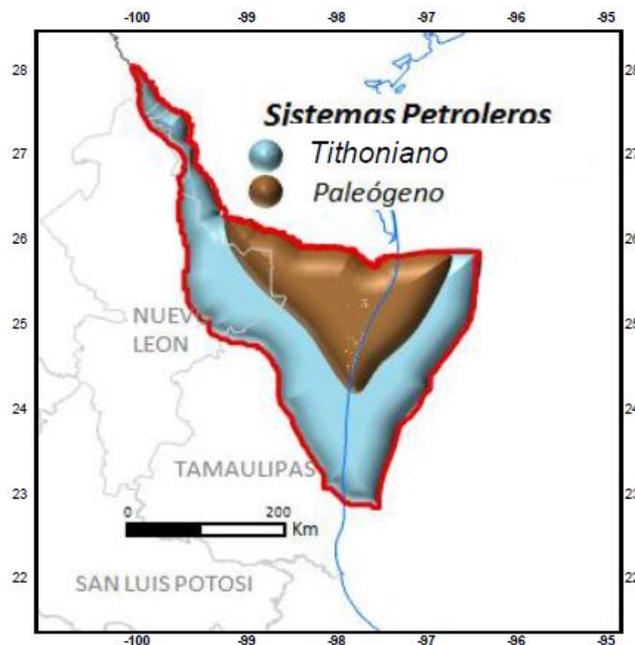


Figura 47. Extensión geográfica del sistema petrolero Tithoniano-Cretácico-Paleógeno y Paleógeno-Paleógeno

La Cuenca de Burgos representa principalmente los siguientes sistemas petroleros: Midway, Wilcox y Vicksburg-Frío. La evidencia para considerarlos como tal es la existencia en común de rocas generadoras con buenas características de cantidad, calidad y madurez de materia orgánica para la generación de hidrocarburos.

km² de sísmica 3D, con una inversión total exploratoria de 71,604 millones de pesos.

Para enfocar las actividades de exploración hacia áreas estratégicas y/o de mayor potencial prospectivo se designaron tres clases de criterios principales: geológicos, operativos y geográficos.

- Para los criterios geológicos se analizaron la complejidad geológica, la distribución y características de los plays, la diversidad en los tipos de hidrocarburos esperados, el grado de madurez en el proceso exploratorio y el recurso prospectivo identificado en las oportunidades y localizaciones exploratorias aprobadas.
- En los criterios operativos se consideraron la ubicación de la infraestructura de producción existente y las restricciones ambientales.
- Para el criterio geográfico se consideraron básicamente las dimensiones de las áreas del proyecto.

En este contexto, el proyecto Integral Burgos, comprende 5 áreas bien definidas: la primera corresponde al proyecto Reynosa (plays del Oligoceno-Mioceno) que produce gas húmedo y poco aceite; la segunda corresponde al proyecto Camargo (plays del Eoceno Superior y Oligoceno Inferior) que produce gas húmedo y gas seco; la tercera corresponde al proyecto Herreras (plays del Paleoceno-Eoceno) que produce gas seco principalmente y poco gas húmedo; la cuarta comprende al proyecto Presa Falcón (plays del Cretácico Superior y Paleoceno-Eoceno) que produce gas seco, y la quinta que corresponde al proyecto Múzquiz, integrado por la Cuenca de Sabinas (plays del Jurásico Superior y Cretácico Inferior) produce solo gas seco y el área Piedras Negras (plays del Cretácico Superior) que produce gas húmedo y aceite. (Figura 49)

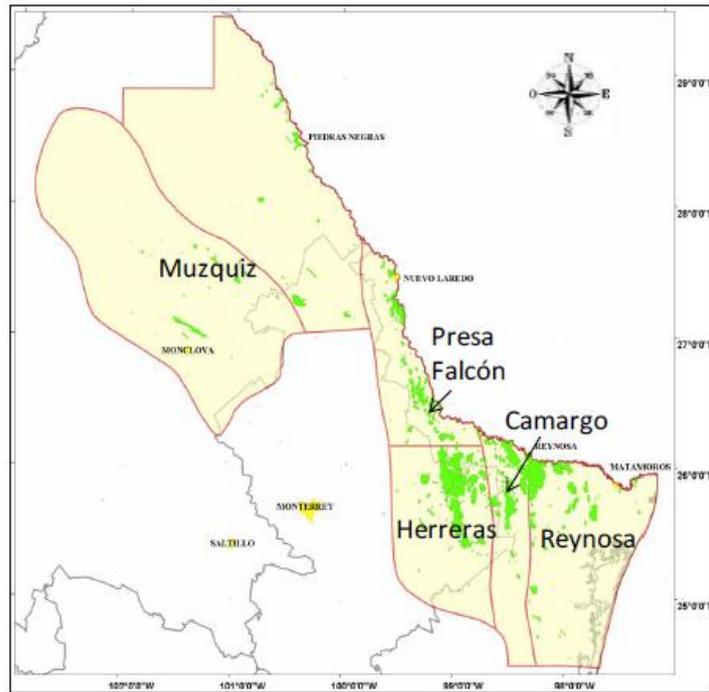


Figura 49. Áreas del Proyecto Integral Burgos

Las áreas exploratorias que corresponden a las áreas del Proyecto Integral Burgos, se muestran en la Tabla 29.

Tabla 29. Oportunidades exploratorias del proyecto

Áreas del Proyecto	Numero de oportunidades
Reynosa	234
Camargo	175
Herrerias	153
Presa Falcón	204
Múzquiz	113
Total	879

Lo volúmenes prospectivos sin riesgo, en el área del Proyecto Integras Burgos se muestran en la Tabla 30.

Tabla 30. Distribución del volumen prospectivo

Áreas del proyecto	Volumen prospectivo
Reynosa	2,088
Camargo	1,308
Herrerias	1,153
Presa Falcón	1,025
Múzquiz	1,531
Total	7,105

Los recursos prospectivos a incorporar se muestran en la Tabla 31.

Tabla 31. Recursos prospectivos a incorporar

Áreas del proyecto	Recursos prospectivos a incorporar (mmbpce)
Reynosa	502
Camargo	342
Herrerias	299
Presa Falcón	285
Múzquiz	350
Total	1,778

ANEXO B. PRESIONES DE FORMACIÓN

PRESIÓN NORMAL DE FORMACIÓN

La presión normal de formación es aquella presión requerida para subir una columna de fluido desde la formación hasta la superficie. Cualquier desviación de esta definición es considerada anormal (Bradley, 1975; Fertl, 1976; Gretener, 1990; Hunt, 1990; Pickering e Indelicata, 1985; Sahay y Fetl, 1988).

La presión normal de formación también es conocida como presión hidrostática. Ésta presión es el producto de una unidad de peso y la altura vertical de la columna de fluido. El tamaño y forma de esta columna de fluido no tiene efecto en la magnitud de la presión hidrostática. La unidad de peso está afectada por varias cosas, incluyendo la temperatura y la concentración o disolución de sólidos y gases. Un gradiente de presión hidrostático normal, varía de área a área, dependiendo sobre todo de la naturaleza del fluido de formación. Los gradientes hidrostáticos generalmente varían desde 0.433 psi/pie para columnas de agua dulce hasta 0.465 psi/pie para columnas de agua salada.

PRESIÓN ANORMAL (ALTA)

Son aquellas en que la presión de formación es mayor a la que se considera como presión normal o hidrostática. Las densidades de los fluidos requeridos para controlar estas presiones equivalen a gradientes hasta de 0.224 (kg/cm²)/m. Se caracterizan por el movimiento restringido de los fluidos en los poros, es decir, es imposible que la formación pueda liberar presión; de lo contrario se convertirían en formaciones de presión normal. Para que esto ocurra debe existir un mecanismo de entrapamiento que permita generar y mantener las presiones anormales en el sistema roca-fluidos.

Las zonas de presión de formación anormales se originaron durante el proceso de depositación y compactación, formándose una barrera impermeable que

impidió la liberación del agua de la formación por debajo de esta barrera. Dicha barrera se formó debido a que el proceso de sedimentación y compactación ocurrió a un ritmo más rápido que el movimiento ascendente del agua. Por lo tanto, la porosidad de la formación que está debajo de esta barrera impermeable difiere de la tendencia normal.

Aunque muchos mecanismos capaces de generar sobrepresiones han sido descritos en la literatura, la mayoría de los estudios de rocas con presiones anormales citan a la subcompactación o la generación de hidrocarburos como las responsables de la generación de la sobrepresión.

PRESIÓN SUBNORMAL (BAJA)

Esta presión ocurre cuando la presión de la formación es menor que la presión normal o hidrostática, y se pueden controlar con una densidad menor que la del agua dulce, equivalente a un gradiente menor de $0.100 \text{ (kg/cm}^2\text{)/m}$.

Pueden encontrarse en formaciones someras, parcial completamente agotadas y en aquellas que afloran en superficie. Esto indica que estas presiones existen, en áreas con bajas presiones de sobrecarga o en depósitos calcáreos. También pueden desarrollarse en rocas saturadas con gas, no consolidadas, y aisladas a profundidades superficiales. Una baja presión se desarrolla debido a la presurización térmica del gas con la profundidad, y ocurre a una tasa más baja que el incremento en la presión hidrostática, por lo que el gas se disuelve en cualquier agua presente.

ANEXO C. INDICADORES DE COMPARTIMENTALIZACIÓN

La mayoría de los indicadores de compartimentalización están relacionados con presiones de fluido en el poro, ya sean medidas o derivadas. Sin embargo, existen parámetros químicos que también pueden suponer o confirmar la compartimentalización. La composición química del hidrocarburo puede mostrar variaciones similares. La mineralogía también puede reflejar los cambios en la química del agua. Se ha mostrado que la composición química de los fluidos difiere entre compartimentos.

Los indicadores más directos de compartimentalización son las pruebas de presión de fluido en el poro que se obtienen de las pruebas de formación y en pruebas de producción que dan el valor de la presión final de cierre. Variaciones en la presión al inyectar el lodo y las pérdidas de circulación pueden también indicar la presión de formación cuando se conoce la profundidad de ésta y la densidad del lodo. Los diagramas de presión-profundidad, para pequeñas áreas, obtenidos de estos datos pueden ser un fuerte indicio de compartimentos de presión y áreas en las que se requieren estudios más detallados de presión.

Un método menos directo pero que también relaciona la presión es la resistividad de las arcillas (datos obtenidos de registros de pozos), el cual muestra una reducción en la resistividad cuando se incrementa la presión de poro.

Los registros sísmicos pueden también indicar sobrepresión de los compartimentos al mostrar bajas velocidades. Esto se debe probablemente a la reducción del esfuerzo efectivo en la roca debido al incremento de la presión de poro o puede ser debida a una baja densidad de las arcillas. Las densidades de las arcillas pueden a menudo, pero no siempre, ser indicadores de sobrepresiones (Bradley 1976). La densidad de las arcillas puede ser menor en las zonas de presiones más altas.

Ni el registro sísmico ni el sísmico pueden delinear zonas subpresurizadas.

Un sello puede estar directamente implicado por un repentino descenso en la tasa de perforación causada por una alta densidad, baja porosidad en la litología del sello.

Todos estos modelos requieren de un conocimiento previo de la compartimentalización del yacimiento y de las barreras de flujo. Sin embargo, esta información no se encuentra disponible por lo general, en especial, en etapas tempranas del desarrollo del campo en que se halla limitada la información geológica y del pozo. Es por esto que es necesario encontrar una técnica para identificar la compartimentalización del yacimiento y las barreras de flujo a partir de los datos de producción del pozo, especialmente, a partir de los datos de producción primaria.

YACIMIENTOS COMPARTIMENTALIZADOS

Según Powley y Bradley, un yacimiento sedimentario, por debajo de una profundidad de 10,000 pies, puede ser dividido en celdas, cada una de las cuales está aislada hidráulicamente de sus alrededores. Estos compartimentos son más fácilmente reconocidos por sus presiones anormales de fluidos; los compartimentos pueden estar subpresurizados o sobrepresurizados en relación a la presión hidrostática, lo que supone que pueden existir compartimentos tridimensionales aislados.

Ninguna celda o modelo puede tener un aislamiento hidráulico perfecto. Todas las rocas tienen alguna permeabilidad residual. La noción de Powley y Bradley es una idealización basada en el reconocimiento de una separación importante de las escalas de tiempo. Ninguna celda puede estar separada de su ambiente permanentemente, pero sí puede estar aislada por un intervalo significativo en tiempo geológico. Por consiguiente, dentro de un compartimento no hidrostático los gradientes de presión se disipan en una escala de tiempo mucho menor a la asociada con el intercambio entre el interior y sus alrededores. A partir de este concepto, se puede caracterizar los compartimentos y los sellos que lo rodean, y por consiguiente, determinar su desarrollo, estructura y dinámica.

Un modelo de compartimento idealizado se presenta en la Figura 50, sus sellos limitantes lo dejan en un aislamiento hidráulico tridimensional, un cascarón de roca que tiene baja permeabilidad y que no permite el paso de fluidos hacia el interior o hacia sus alrededores. El interior del compartimento tiene una permeabilidad relativamente alta por lo que la comunicación hidráulica dentro del compartimento es buena; por lo que las desviaciones del gradiente de presión hidrostática dentro del compartimento se disipan rápidamente en comparación a la tasa de intercambio de fluidos entre el interior del compartimento y sus alrededores.

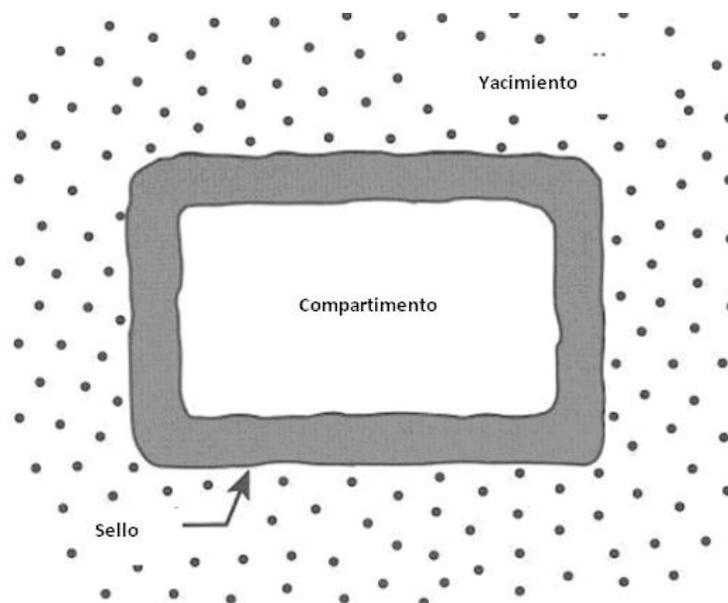


Figura 50. Compartimento genérico de Powley y Bradley (Acosta Flores, 2008)

TIPOS DE COMPARTIMENTOS SEGÚN ESCALAS DE LONGITUD

De acuerdo con Powley y Bradley, un yacimiento puede ser dividido en una celda de trabajo de compartimentos separados por sellos, Figura 51.

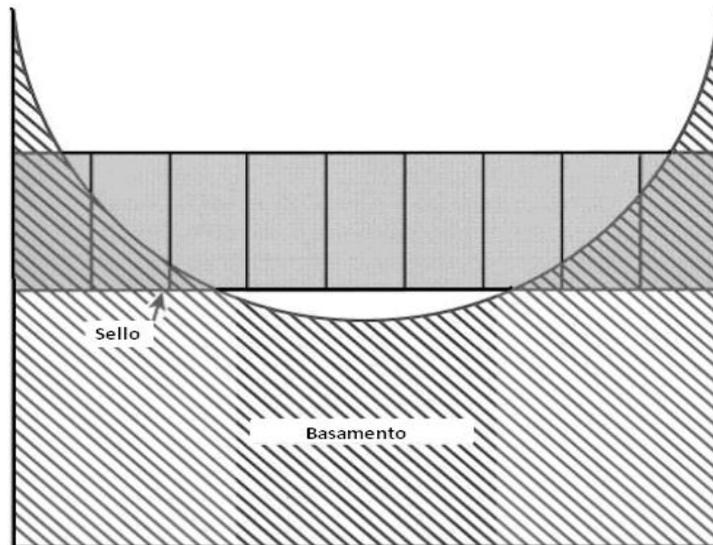
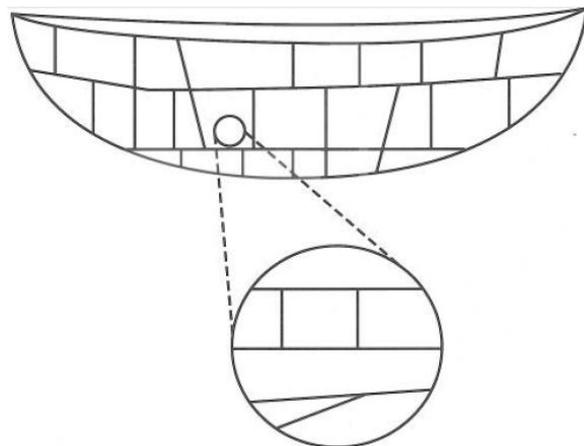


Figura 51. Yacimiento sedimentario dividido en una celda de compartimentos (Acosta Flores, 2008)

Existen diversas geometrías, simétricas y no simétricas, de gran magnitud y de muy poca extensión, en las que se pueden encontrar los compartimentos, en yacimientos a lo largo del mundo.

- **Compartimentos Anidados**

Dentro de un compartimento pueden residir otros compartimentos, Figura 52. Este anidamiento puede existir a lo largo de un gran rango de escalas espaciales, desde los suprakilómetros hasta los submetros. Las últimas deducciones indican que los orígenes de los compartimentos



son independientes de la escala espacial si son de grandes órdenes de magnitud. Pero no parece ser el mismo caso para las escalas de milímetros, centímetros, metros y kilómetros, y muchos de los yacimientos compartimentalizados observados poseen estas escalas menores.

Figura 52. Compartimentos anidados (Acosta Flores, 2008)

- **Mega Compartimentos y Satélites**

Un megacompartimento, Figura 53, es una escala de compartimentos a lo largo de una gran extensión con un sello tope y un sello base, generalmente estratigráficamente asociado. El sello tope es diagenético y puede estar cruzado estratigráficamente. Su interior puede estar subdividido en un arreglo de pequeños compartimentos; el modo de ensamblaje de éstos varía el grado de complejidad estructural del megacompartimento. Los compartimentos externos de menor escala, llamados satélites, a menudo residen fuera del megacompartimento.

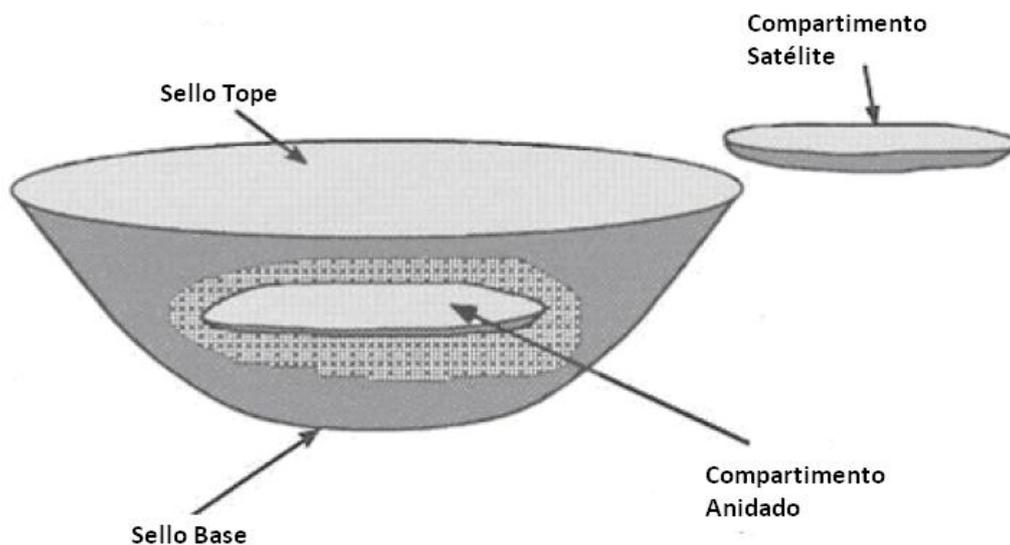


Figura 53. Megacompartimento, compartimento anidado y compartimento satélite (Acosta Flores, 2008)

- **Compartimento Intraestratos**

Un estrato individual puede constituir un compartimento, es decir, el compartimento puede existir totalmente dentro de un estrato sedimentario. Esto ocurre cuando el estrato está rodeado por una capa de baja permeabilidad o cuando algunos procesos diagenéticos tienden a causar un aumento en la cementación o la compactación cerca del perímetro del estrato, Figura 54. En

los casos más complejos, el sello no es necesariamente impermeable. Además, tanto el compartimento interior como el sello se desarrollan dentro de estrato sedimentario original.

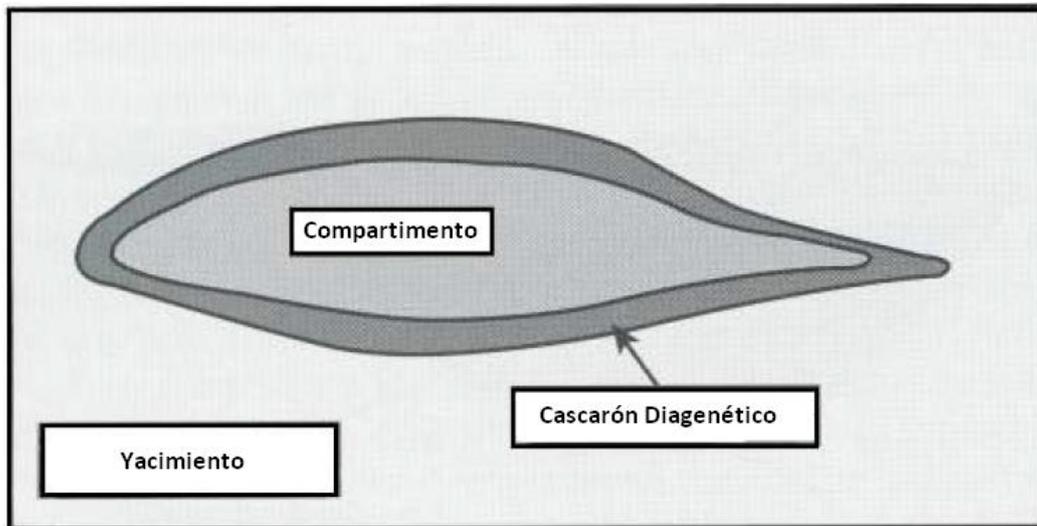


Figura 54. Compartimento dentro de un estrato sedimentario (Acosta Flores, 2008)

Micro Compartimento

Se trata de una capa muy delgada de roca ubicada por completo dentro de un estrato sencillo que puede estar aislado hidráulicamente. Tales microcompartimentos pueden hallarse como secuencia de capas.

Para la producción de este tipo de yacimientos es muy conveniente perforar pozos horizontales y multilaterales

En yacimientos compactos con fallamiento considerable, las fallas pueden ser asociadas con fallas naturales que pueden ser alcanzadas con pozos horizontales, o la dirección de las fallas pueden proporcionar información confiable sobre la dirección que es esencial para planificar fracturas hidráulicas en pozos verticales u horizontales. (Figura 55 y Figura 56)



Figura 55. Pozo horizontal atravesando varias unidades de un yacimiento compartimentalizado

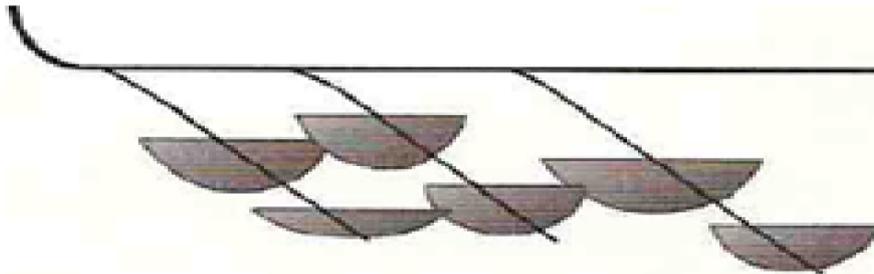


Figura 56. Multiramales guiados con apropiada caracterización de la formación desde un pozo principal

SELLOS

La existencia de un potencial común a lo largo de un gran volumen de roca porosa, que está adyacente a un volumen similar con diferencias de potencial implica la existencia de un sello rodeando completamente el volumen. Si los distintos sellos no existieran, la presión estaría equilibrada. Los sellos son relativamente delgados cuando se comparan con las dimensiones verticales y laterales del volumen de roca.

De acuerdo con Hunt el término “seal” se refiere a una zona de roca capaz de sellar hidráulicamente, que previene esencialmente el movimiento de todos los fluidos del poro a través de intervalos significativos de tiempo geológico. Esta definición no excluye que las rocas puedan fallar y permitir el paso de fluidos, pero requiere que al menos, bajo ciertas condiciones, las rocas no permitan el flujo de ningún fluido a lo largo de ella.

Las barreras son básicamente rocas de baja conductividad hidráulica que constantemente permiten el flujo de fluidos a través de ellas, pero a una tasa

reducida comparada con las tasas de flujo a través de las rocas de los alrededores.

TIPOS DE SELLOS

a) Sellos Geométricos

Los compartimentos están limitados y sellados por encima y por debajo, por el tope y la base. Los compartimentos pueden estar limitados en sus lados por sellos laterales, aunque estos pueden estar ausentes cuando el cierre ocurre mediante la convergencia del tope y la base de los mismos.

b) Sellos Estratigráficos

Estos sellos están compuestos por una unidad litológica uniforme que ha sido compactada (o cementada) preferencialmente debido a su composición química o textura original. Los ejemplos comunes son camas de arcillas y anhidritas. Algunos sellos horizontales parecen tener un aumento de tamaño durante el sepultamiento. Estos sellos parecen ascender a través de unidades litológicas y podrían atravesarlas.

c) Sellos Diagenéticamente Estratificados

Los sellos pueden tener una estructura laminar interna, que han desarrollado en la diagénesis y que está en una escala espacial inferior al espesor de una unidad litológicamente individual. También se han observado sellos verticales diagenéticamente estratificados.

d) Sellos Repetitivamente Estratificados

La estratificación de los sellos puede involucrar muchas alteraciones de la misma unidad de repetición textural. El más común está compuesto de:

- Arreglos de estiolitas regularmente espaciados
- Estratos de compactación y porosidad aumentadas, alternadas con estratos de rocas de relativamente alta cementación

e) Sellos Precipitados

Son el resultado de la precipitación de cementos, como los carbonatos en las areniscas. Estos pueden haber llenado poros o fracturas o incluso remplazado los granos originales. Los cementos pueden provenir de capas cercanas o lejanas

f) Sellos Gradacionales

Estos sellos no son necesariamente láminas horizontales o verticales, sino que pueden tomar la forma según los cambios texturales y podrían culminar en láminas planas de muy baja permeabilidad.

g) Sellos Asociados a Fallas

Muchos de los sellos verticales están asociados a una falla. La falla puede constituir (o contener) el sello, o puede generar una perturbación que desarrolla un sello adyacente a la falla a través de una interacción de la misma con el ambiente durante la diagénesis.

h) Sellos Verticalmente Libres

Los sellos verticales pueden formarse algunas veces en la ausencia de una falla. Estos pueden interceptar muchas unidades litológicas y pueden formar meandros.

CARACTERÍSTICAS DE LOS SELLOS ASOCIADOS A PRESIONES ANÓMALAS

- Tienen gradientes hidrostáticos más altos que los normales, pero como los sellos son compactos (tight), las mediciones de presión no pueden ser obtenidas dentro de ellos y los gradientes extrapolaciones de las tasas de presión derivados desde la parte superior e inferior del sello.

- Los sellos permiten el paso de fluidos, periódicamente; no hay evidencia de soporte, la existencia de un sello perfecto que conserve su integridad indefinidamente.
- Los sellos tiene zonas de transición. El gradiente de presión dentro de una zona de transición es considerablemente mayor que el gradiente hidrostático, pero permanece por debajo del gradiente litostático. Las zonas de transición podrían aparecer por encima, por debajo y en las zonas laterales de las zonas de presiones anómalas.
- Los “seals” se caracterizan por un retraso en la tasa de penetración. En una zona sobrepresurizada, la alta presión reduce el esfuerzo mecánico de la roca. Como la presión se incrementa en la zona de transición, la tasa de perforación se incrementa.
- No se ha presentado evidencia en la literatura de lo que se considera litológicamente un sello perfecto (impermeable, dúctil y lateralmente continuo).
- Núcleos tomados de sellos en el Mar del Norte indican que estos están compuestos de capas permeables y no permeables.
- Usando registros de presión de poro se ha evidenciado que las arcillas recubren las zonas de presión anormal. Los cortes de arcilla de estas zonas muy resistivas muestran ser más limos en comparación con otros intervalos.

SELLOS SEGÚN EL MECANISMO QUE PERMITE EL PASO DE FLUIDOS

Existen muy pocos documentos que hablan acerca de las características y los orígenes de los sellos que involucren regiones de presiones anormales. Se ha

escrito mucho más acerca de los orígenes y de las características de las presiones anormales que de los orígenes y características de lo que sea que lo contiene. Respecto a los sellos, las investigaciones que se han realizado respecto al estudio de las presiones anormales asumen dos posturas:

1. Todas las barreras gotean (continuamente) porque el concepto de un sello perfecto es difícil de aceptar geológicamente
2. Los sellos efectivos deben existir porque las presiones anormales existen

Estudios concluyen que las fuerzas capilares dentro de un sistema multifásico de fluidos con permeabilidades variables son las que determinan la capacidad de contención del sello (tanto en términos de presión como de longitud de la columna de fluido que contienen), y no algunas características absolutas de la roca.

De acuerdo con Watts (1987), se pueden reconocer dos tipos de sellos basados en el mecanismo mediante el cual éstos permiten el paso de fluidos.

1. Sello de membrana: este sello va a gotear periódicamente sea cual sea el lugar donde el diferencial de presión se encuentre a lo largo del sello, excede el umbral de presión de desplazamiento y permite que los fluidos entre y pasen a través del sistema capilar poroso del sello. Este tipo de sello tan sólo permite que pase tanto fluido como sea necesario para que el diferencial de presión caiga por debajo de la presión de desplazamiento, y luego se sella de nuevo.
2. Sello hidráulico: este sello gotea preferencialmente por fracturamiento, tienen una presión de desplazamiento tan alta que el gradiente de presión requerido para fracturarlo es menor que el gradiente necesario para el desplazamiento de fluidos. También presentan fallas de sellos hidráulicos periódicamente, aunque no continuamente, y se resellan cuando la presión interna se reduce debido al escape de fluidos y al cierre de la fractura.

Ni los sellos de membrana ni los hidráulicos requieren de la existencia de rocas impermeables, ellos son capaces de mantener relativamente altos los diferenciales de presión.

ANEXO D. TÉCNICAS DE REJUVENECIMIENTO DE CAMPOS MADUROS

FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

El fracturamiento hidráulico (fracking) es el proceso de bombeo de un fluido dentro de un pozo a una velocidad de inyección que es demasiado grande para la formación. A medida que la resistencia al flujo en la formación aumenta, la presión en el pozo se incrementa a un valor que supera la ruptura de formación. Una vez que la formación “se rompe”, una fractura se forma y el fluido que se inyecta comienza a moverse debajo de la fractura. (Figura 57)

Los tratamientos de fracturamiento hidráulicos se utilizan para generar canales o fisuras conductoras de flujo en la roca matriz entre el pozo y el yacimiento con el fin de aumentar el índice de productividad de un pozo productor y aumenta el área de exposición del pozo de la formación circundante y obtener así canales mediante los cuales los hidrocarburos puedan fluir hacia el pozo.

Los beneficios de un fracturamiento hidráulico son:

- Aumenta la velocidad del flujo del hidrocarburo en yacimientos de baja permeabilidad
- Aumenta la velocidad de flujo del hidrocarburos en yacimientos que hayan sido dañados
- Conecta las fracturas naturales y/o inducidas de la formación hacia el pozo
- Minimiza la producción de arenas
- Aumenta el área de drene
- Minimiza los problemas con los asfaltenos y/o depósitos de parafinas

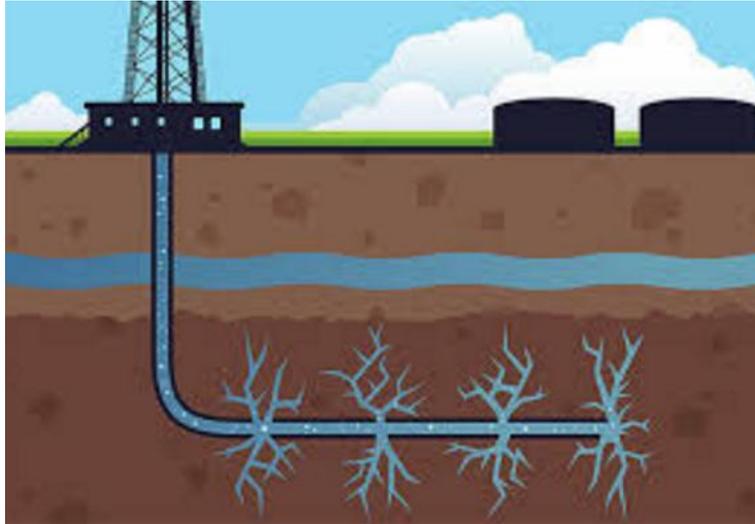


Figura 57. Pozo horizontal con fracturamiento hidráulico

Los fluidos fracturantes pueden ser de cualquier tipo como agua, geles, espumas, ácidos, nitrógeno, dióxido de carbono, incluso aire, y para mantener las fracturas abiertas se agregan apuntalantes, que por lo general son arenas.

PERFORACIÓN DE ALCANCE EXTENDIDO

La perforación de alcance extendido es una curva del pozo resultante de la relación del desplazamiento horizontal dos veces mayor a la profundidad vertical. Esta relación puede ser dos veces mayor a dos y en algunos casos hasta cinco, como es el caso de los pozos perforados en Mar del Norte. En el caso de ser esta relación mayor a tres se le llama mega alcance extendido y si es mayor a cinco se le llama pozo de ultra alcance extendido.

La problemática que se trata de resolver con un alcance extendido es llegar y explotar yacimientos alejados de la ubicación actual, ya sea en tierra o costa fuera desde una sola plataforma o una sola macropera, donde por motivos técnicos, económicos o ambientales no es posible perforar un pozo vertical o

direcciona. Con la perforación de pozos de alcance extendido se requieren menos pozos para drenar un yacimiento debido a que se logra una mayor área de exposición al yacimiento y con esto una mayor productividad.

Para este tipo de perforación se deben tener en cuenta diversos parámetros:

- Estabilidad mecánica del agujero
- Limpieza de los recortes de perforación
- Hidráulica de perforación
- Presión de poro y gradientes de fractura

Existen algunas limitaciones que las operadoras fijan para que sus proyectos sean exitosos, y estos se refieren a aspectos mecánicos y los relacionados a la formación.

Los límites mecánicos se refieren a los relacionados con las operaciones de perforación, como uso de top drive, máximo de torque y arrastre, material de la sarta de perforación, gasto proporcionado por la bomba, hidráulica de perforación, dimensiones y capacidad del equipo de perforación.

Los límites relacionados con la formación dependen de las propiedades del yacimiento, formaciones que son cortadas, estabilidad del agujero, presión de poro y gradiente de fractura, problemas de derrumbes y de pérdida de circulación, con base a éstos se calcula la densidad adecuada del fluido de perforación.

Para las trayectorias, la limitación es lograr que el pozo no tenga cambios de azimut para evitar problemas a la hora de construir la curva, con un diseño óptimo de la sarta de perforación se evitarán problemas de torque y arrastre y se minimizarían los problemas al inducir la tubería de revestimiento.

Los sistemas artificiales de producción (SAP) son mecanismos externos que se le aplican a los pozos cuando la energía no es suficiente para producirlo; con el propósito de levantar el petróleo desde una formación productora a un determinado gasto de producción. Los SAP son la primera opción a la que se recurre cuando se desea incrementar la producción de un campo, ya sea para reactivar pozos muertos o para aumentar la tasa de flujo en pozos activos. Estos operan de diferentes formas sobre los fluidos del pozo, ya sea modificando alguna de sus propiedades o aportando un empuje adicional a los mismo.

Los SAP trabajan de dos formas básica, ya sea disminuyendo la densidad del fluido que se produce o añadiendo una energía extra en un punto dado de la tubería.

La selección de un sistema en particular dependerá de condiciones de operación como el caudal, el corte de agua, la relación gas-líquido, la profundidad del pozo, etc., y de características de los fluidos, como la cantidad de CO₂ y H₂S y la viscosidad.

Los SAP que más se utilizan son:

- Bombeo Mecánico
- Bombeo Electrocentrífugo
- Bombeo de Cavidades Progresivas
- Bombeo Hidráulico
- Bombeo Neumático
- Bombeo Neumático Continuo
- Bombeo Neumático Autoabastecido
- Bombeo Neumático Intermitente
- Émbolo Viajero
- Sistemas Combinados

Todos estos métodos son principalmente para mejorar la producción de aceite.

Es la tercera etapa de la recuperación de hidrocarburos, aplicando la tecnología más moderna, sofisticada y más costosa; con estos métodos se llega a recuperar de un 7 a un 12% adicional a la recuperación secundaria, dependiendo de las condiciones de cada yacimiento.

La distribución del petróleo móvil remanente es mucho mayor como función de la heterogeneidad del yacimiento. El petróleo residual es predominante debido a las fuerzas capilares y de superficie que afectan a escala microscópica y a la geometría de los pozos. La recuperación del aceite residual es un objetivo potencial para los métodos de recuperación mejorada.

La fracción del petróleo original producida por una combinación de recuperación primaria y secundaria varía de yacimiento en yacimiento y depende de las características físicas del petróleo y de la roca.

Hay tres factores físicos principales que influyen en una mejor recuperación de petróleo por la inyección de fluidos:

1. Una alta viscosidad del petróleo (baja movilidad del petróleo)
2. Fuerzas interfaciales
3. Heterogeneidad de los yacimientos

Los procesos de recuperación mejorada son:

- Procesos químicos
- Inyección de surfactantes
- Inyección de polímeros
- Inyección de agua alcalina
- Recuperación por procesos miscibles
- Inyección de CO₂
- Inyección de nitrógeno
- Recuperación por procesos térmicos
- Inyección de vapor

- Inyección alternada o cíclica de vapor
- Inyección continua de vapor
- Inyección de agua caliente
- Combustión in-situ

Al igual que los SAP, estos métodos son principalmente para aumentar la producción de aceite.

ANEXO E. PREPARACIÓN DE LAS MUESTRAS.

La Figura 58 muestra los aparatos usados durante la preparación.



Figura 58. Aparatos utilizados para la experimentación

La implementación de adaptadores Dean-Stark en un aparato Soxhlet convencional permite menores tiempos de operación, evita la pérdida de productos analizables, así como la contaminación de la muestra.

LIMPIEZA DE NÚCLEOS

La correcta caracterización de las propiedades de los núcleos requiere de la limpieza adecuada de los núcleos. Con este fin, el lavado se realizó mediante la técnica Soxhlet-Dean Stark de extracción (SDSE). En ella se aplica calor a un solvente volátil, en este caso una mezcla de tolueno y alcohol metílico, usado para reducir la afinidad eléctrica roca-fluido. Inicialmente, la mezcla se coloca en un recipiente a condiciones de ebullición del solvente. Una vez evaporado, el solvente transita a lo largo del aparato hasta llegar a un condensador, que permite su cambio a una fase líquida. Una vez condensado,

el solvente gotea y entra en contacto con el recipiente donde se encuentra el núcleo, disolviendo al aceite y la salmuera contenidos durante su escurrimiento. Finalmente el producto de este proceso es recuperado en el frasco de ebullición al fondo del aparato. El proceso se repite hasta que el solvente recuperado sea prácticamente transparente.

El secado de las muestras, se realizó con un horno operado a una presión de vacío de hasta 20 in_{Hg}, a una temperatura de 100 °C, durante siete días para evaporar por completo los solventes residuales. Periódicamente, las muestras son pesadas para identificar la existencia de residuos. Cuando las mediciones del peso indican un valor constante, se determina que la muestra se encuentra completamente limpia de solvente.

POROSIDAD TOTAL

La porosidad total se estima con base en la expansión de gas, método descrito a detalle por Ruth y Pohjoisrinne. Para medir el volumen de sólidos de una muestra, se coloca el juego de camisa y cilindros correspondiente al diámetro de la muestra dentro de la celda, empleando tantos cilindros como sean necesarios para que la celda quede llena, después de ello se cierra la tapa de la celda, se selecciona un volumen de referencia, y se incrementa la presión en este volumen hasta la presión inicial del experimento. Posteriormente se expande el gas al conectarse el volumen de referencia con la celda y se mide la presión final estabilizada, y se determina el volumen de sólidos de la roca en la celda por medio de la diferencia de volumen de sólidos en la celda menos el volumen de los cilindros de relleno.

Con las dimensiones de la muestra se determina su volumen bruto o total y por diferencia del volumen total menos el de sólidos de la muestra, se obtiene el volumen de poros y, finalmente, por medio del cociente entre el volumen de poros y el volumen de la muestra, se obtiene la porosidad absoluta.

POROSIDAD EFECTIVA

El procedimiento usado emplea la expansión del helio para determinar la porosidad efectiva en muestras de diámetro completo, considerando para ello que el helio se comporta como un gas ideal a bajas presiones. Para ello se introduce el gas en la muestra a través de la dirección de mayor permeabilidad. Para realizar lo anterior, se combinan dos equipos: el propio porosímetro Terratek y la celda básica de permeabilidades. Es importante hacer notar que la porosidad efectiva se determina a temperatura de yacimiento.

PERMEABILIDAD ABSOLUTA

Para medir esta propiedad, es necesario cubrir la muestra lateralmente con una manga y los extremos con malla de alambre y dispersores de flujo. Posteriormente la muestra cubierta se conecta a la tapa superior de la celda básica de permeabilidades, se introduce en dicha celda, se asegura la tapa y después la celda se llena de aceite mineral, con el cual se comprime exteriormente la muestra y también se calienta, hasta alcanzar las condiciones de prueba que se desee.

El sistema de flujo está compuesto por el módulo de presión corriente arriba, o de regulación de presión del gas antes de la muestra, el módulo de presión diferencial, el módulo de válvulas que regula la presión del gas después de la muestra y el módulo de fluómetros, interconectados todos los módulos con líneas de acero de alta presión.

El suministro de gas se hace por medio de un tanque de nitrógeno que se conecta al módulo de presión corriente arriba, de donde sale el gas para la muestra, y de ambos al módulo diferencial, después de la muestra el gas fluye al módulo de válvulas de regulación y finalmente el gas pasa al módulo de fluómetros o sistema de medición de gasto del flujo que purga a la atmósfera.

Los datos que se miden durante la prueba son: presión de confinamiento, presión de poro, gasto de gas, caída de presión y temperatura.

El gas natural tiene que procesarse para poder cumplir con estándares de calidad que son especificados por las compañías de transmisión y distribución que varían dependiendo del diseño del sistema de ductos y de las necesidades del mercado que se quiere atender.

Los estándares especifican:

- El poder calorífico del gas (en México debe ser entre 34 y 40 MJ/m³)
- La ausencia de partículas sólidas y agua líquida, para prevenir erosión y corrosión de los gasoductos.
- Los porcentajes máximos de componentes como el H₂S, N, mercaptanos y vapor de agua.
- Índice de Wobbe: es la relación del poder calorífico superior con respecto a la raíz cuadrada de la densidad relativa, en México es de 43.0 a 47.5, se expresa de la siguiente forma:

$$W = \frac{H_s}{\sqrt{\rho}}, \dots\dots\dots (110)$$

El procesamiento del gas natural son los procesos industriales que transforman el hidrocarburo extraído del subsuelo en: (1) Gas seco o gas natural comercial, y (2) Gas Licuado de Petróleo (GLP) (Ver Figura 59 y Figura 60).

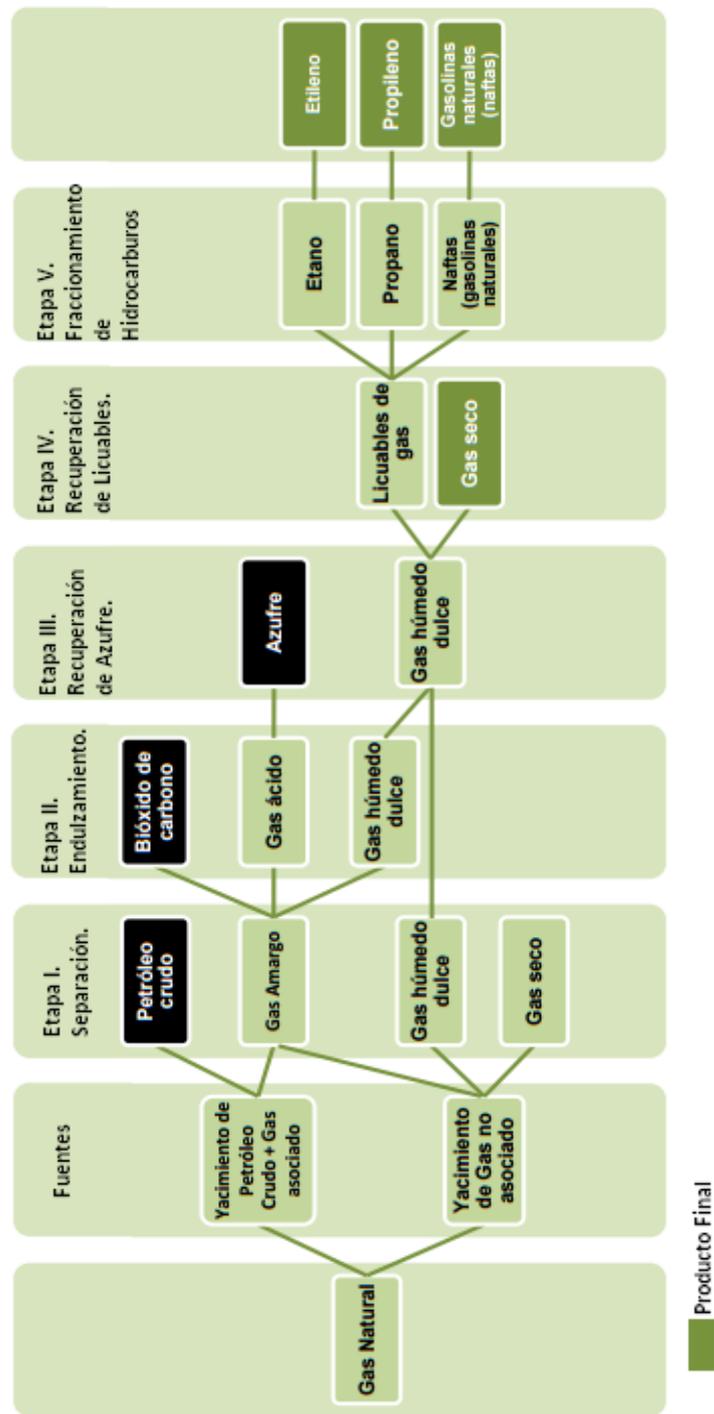


Figura 59. Etapas del procesamiento de gas natural. (SENER)

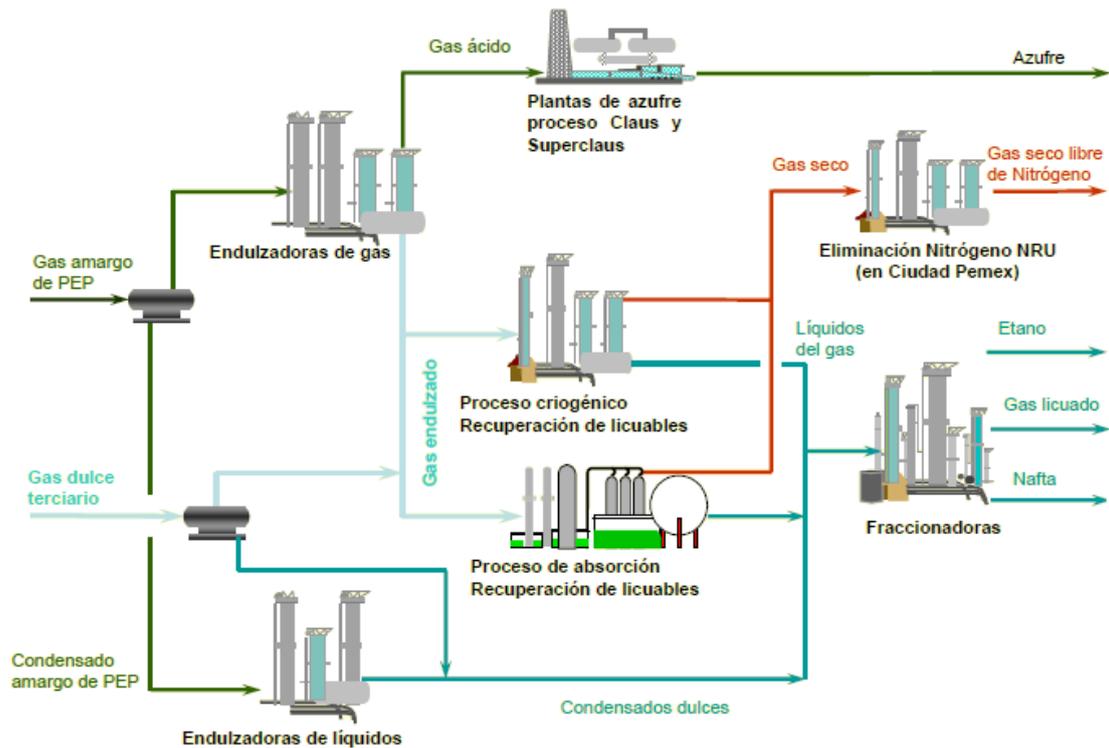


Figura 60. Procesamiento del gas natural (PEMEX Gas, 2006)

ETAPA 1 – REMOCIÓN DE CONDENSADOS Y AGUA

Los condensados son llamados también gasolina natural, porque se compone de hidrocarburo cuyo punto de ebullición está en el rango de la gasolina.

Su composición puede ser:

- H_2S
- Mercaptanos
- CO_2
- Alcanos (de entre 2 y 12 átomos de carbono)
- Ciclohexanos (C_6H_{12})
- Aromáticos (benceno, tolueno, xileno, etilbenceno)

Los condensados se envían usualmente a una refinería de petróleo y el agua se desecha. En la figura Figura 61 se muestran los procesos para remover los condensados y el agua del gas natural.

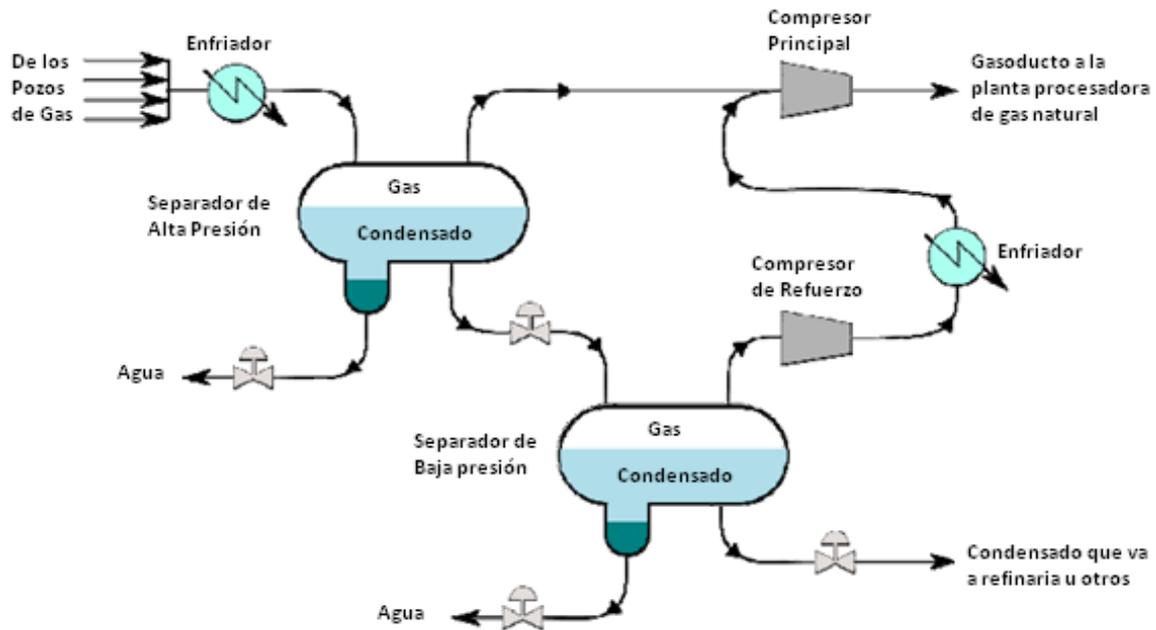


Figura 61. Remoción de condensados y agua (<http://profesores.fi-b.unam.mx/l3prof/Carpeta%20energ%EDA%20y%20ambiente/Gas%20Natural.pdf>)

ETAPA 2 – ENDULZAMIENTO

Separación de agua y gases ácidos, específicamente ácido sulfhídrico (H_2S) y bióxido de carbono (CO_2); se llama así porque se remueven los olores amargos y sucios y sirve para:

- Evitar la corrosión de las tuberías
- Tener una mejor seguridad personal y menor toxicidad
- Proteger el medio ambiente
- Disminuir el volumen a transportar
- Minimizar los costos de compresión
- Cumplir las especificación de venta

Los productos de este proceso son: gas dulce, gas húmedo y gases ácidos; se les llaman gases ácidos porque en presencia de agua forman ácidos.

Existen varios procesos para lograr el endulzamiento de un gas:

- Tratamiento de gas con aminas
- Proceso Benfiel
- Unidad PSA

El proceso de endulzamiento de gas (Figura 62) consiste en remover los contaminantes, H₂S (ácido sulfhídrico) y CO₂ (bióxido de carbono), del gas húmedo amargo recibido de los pozos productores. Este proceso consiste en la absorción selectiva de los contaminantes, mediante una solución acuosa, a base de una formulación de amina, la cual circula en un circuito cerrado donde es regenerada para su continua utilización.

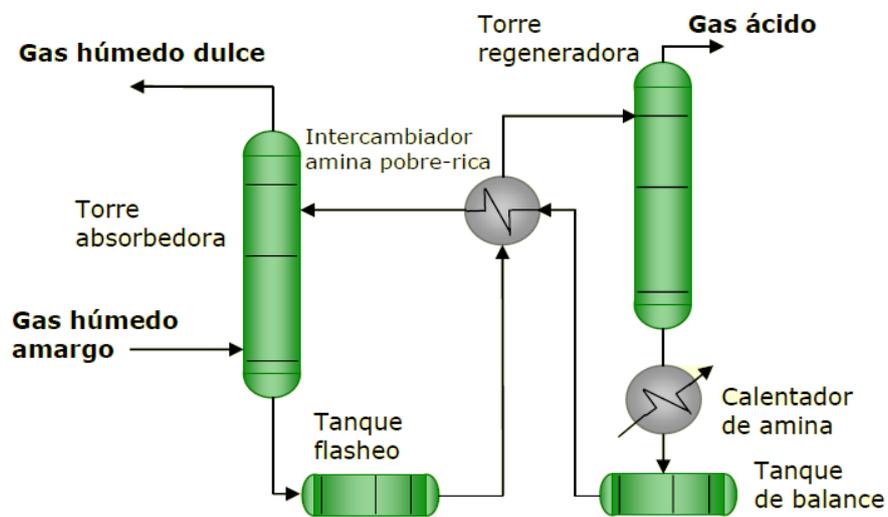


Figura 62. Unidad de endulzamiento con aminas (PEMEX Gas, 2006)

ETAPA 3 – RECUPERACIÓN DEL AZUFRE

Separación del azufre a través de reacciones térmicas y catalíticas. El azufre como producto terminado se comercializa en el mercado.

El gas ácido (H₂S ácido sulfhídrico + CO₂ bióxido de carbono), proveniente del proceso de endulzamiento, pasa por un reactor térmico (cámara de combustión) y posteriormente pasa a dos reactores catalíticos, donde finalmente se logra la conversión del H₂S (ácido sulfhídrico) en azufre

elemental. El azufre elemental se almacena, transporta y entrega en estado líquido. (Figura 63)

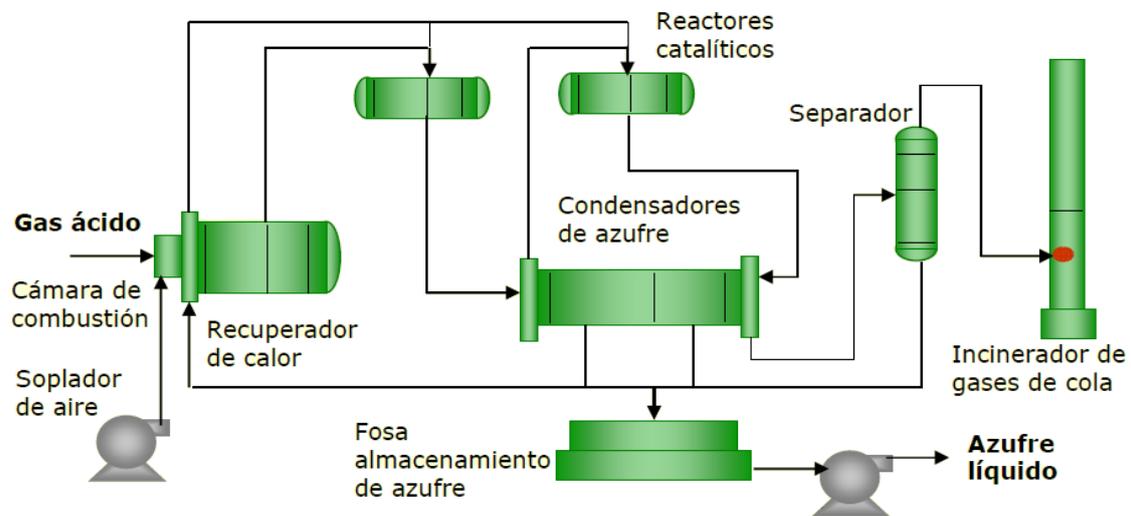


Figura 63. Recuperación de azufre (PEMEX Gas, 2006)

ETAPA 4 – RECUPERACIÓN DE LICUABLES

Separación de los hidrocarburos líquidos mediante procesos criogénicos.

Las razones principales para implementar un proceso de recuperación de líquidos son:

- a. Administrar la energía de yacimientos de alta presión y temperatura
- b. Evitar al máximo la condensación de líquidos durante el transporte de gas en ductos
- c. Alcanzar especificaciones del gas en los puntos de venta
- d. Maximizar la recuperación de líquidos para su comercialización (aceite y/o condensados)
- e. Disminuir costos de operación y mantenimiento por concepto de corridas de diablos instrumentados y de limpieza en ductos de transporte

Los tres procesos básicos de recuperación de líquidos son:

- I. Expansión Joule-Thomson o separación a baja temperatura (LTS)
- II. Refrigeración externa o mecánica (ciclos de expansión-compresión de vapor)
- III. Turbinas de expansión ó expansión criogénica

El proceso criogénico recibe gas dulce húmedo de las plantas endulzadoras de gas y en algunos casos directamente de los campos productores, el cual entra a una sección de deshidratado, donde se remueve el agua casi en su totalidad, posteriormente es enfriado por corrientes frías del proceso y por un sistema de refrigeración mecánica externo. (Figura 64)

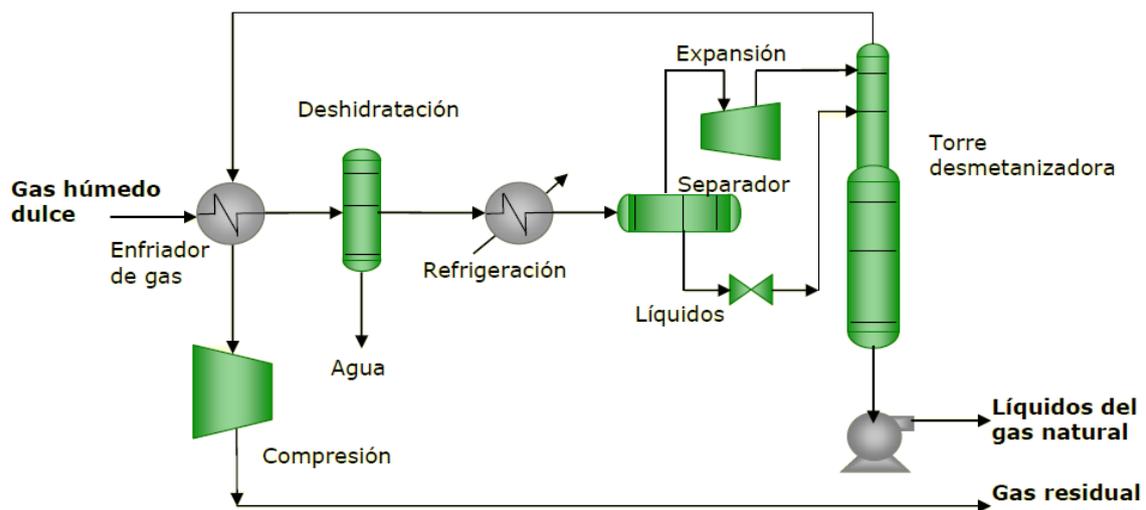


Figura 64. Separación criogénica (PEMEX Gas, 2006)

Mediante el enfriamiento y la alta presión del gas es posible la condensación de los hidrocarburos pesados (etano, propano, butano, etc.), los cuales son separados y enviados a rectificación en la torre desmetanizadora.

El gas obtenido en la separación pasa a un turboexpansor, donde se provoca una diferencial de presión (expansión) súbita, enfriando aún más esta corriente, la cual se alimenta en la parte superior de la torre desmetanizadora.

El producto principal de esta planta es el gas residual (gas natural, básicamente metano, listo para su comercialización), el cual es inyectado al Sistema Nacional de Ductos para su distribución y, en algunos lugares, se usa como bombeo neumático. No menos importante es el producto denominado líquidos del gas natural, el cual es una corriente en estado líquido constituida por hidrocarburos licuables, esta corriente constituye la carga de las plantas fraccionadoras.

En la Tabla 32 se muestran las diferentes temperaturas de ebullición de los componentes y los productos que se obtienen de ellos.

Tabla 32. Separación Criogénica

Componente	Temperatura de ebullición °C	Producto
Neopentano	36.07	Líquidos Gas Natural (NGL)
Isopentano	27.85	
n-Butano	-0.5	Gas L.P.
Isobutano	-11.72	
Propano	-42.04	
Etano	-88.6	Gas Natural Licuado (LNG)
Metano	-161.49	

ETAPA 5 – FRACCIONAMIENTO DE HIDROCARBUROS

Los licuables del gas son separados en tres productos terminados para ser comercializados.

El proceso de fraccionamiento recibe líquidos del gas del proceso criogénico y condensados dulces, que pueden provenir de las plantas endulzadoras de líquidos o directamente de los campos productores. Consiste en varias etapas de separación que se logran a través de la destilación. Con lo anterior se logra la separación de cada uno de los productos, como se muestra en la Figura 65.

En la primera columna se separa el etano, en la segunda el gas licuado (propano y butano), y en caso necesario, en la columna despropanizadora se

puede separar también el propano y butano y finalmente la nafta (pentanos, hexanos más pesados). El etano se comercializa con Pemex Petroquímica como carga de las plantas de etileno, el gas licuado se almacena y distribuye para su consumo nacional y la nafta se comercializa con Pemex Refinación, además de su exportación.

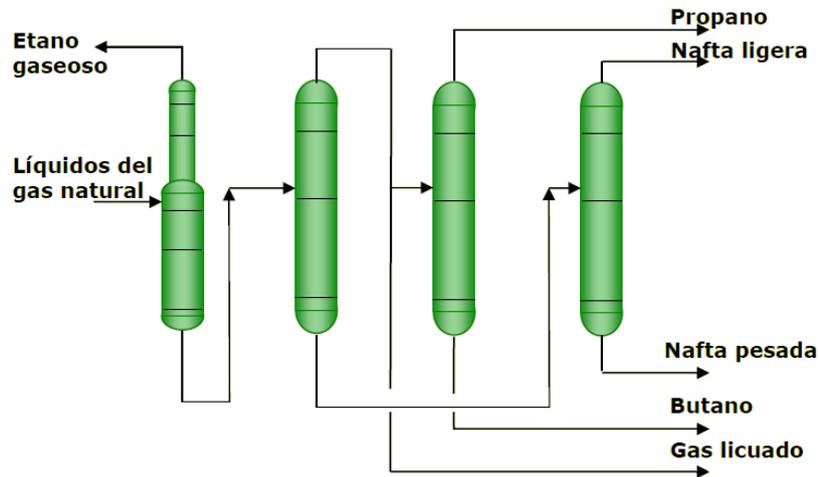


Figura 65. Proceso de fraccionamiento (PEMEX Gas, 2006)

GAS NATURAL LICUADO

El Gas Natural Licuado (GNL) es licuado en plantas de licuefacción, reduciendo su temperatura a -160°C a presión atmosférica. Las impurezas admitidas son mucho menores que para el gas con calidad de gasoducto, se necesita una remoción más agresiva de agua, nitrógeno y CO_2 .

Existen 4 procesos disponibles para la licuefacción del gas natural:

- APCI
- Cascada. Diseñada por Conoco Phillips
- Shell DMR
- Ciclo refrigerante de Linde

Hoy en día, el Gas Natural seco es transportado hacia su mercado de consumo, hasta en tres maneras distintas:

- Gasoductos

Es la forma más conocida y usada de transporte del Gas Natural a gran escala. Los gasoductos pueden unir distancias de hasta 3000 km, aproximadamente, y suelen tener una red de ductos que se conectan al ducto principal con el fin de abastecer a las poblaciones cercanas a la trayectoria del mismo.

- Buques Metaneros

Este sistema de transporte se usa cuando las distancias son bastante amplias entre el punto de producción y el de consumo. En este caso la opción de la construcción de un gasoducto llegaría a ser demasiado costosa. Para que sea viable esta opción de transporte, se debe contar con:

- Plantas de criogenización (que enfrían el gas natural a -161°C hasta reducir en 600 veces su volumen y convirtiéndolo en líquido, es decir en Gas Natural Licuado (GNL)), para hacer económicamente viable y seguro su transporte.
- El servicio de buques metaneros. Estos buques metaneros cuentan con tanques especialmente acondicionados para mantener el GNL a la temperatura indicada y transportarlo de manera segura. Uno de estos buques metaneros puede transportar hasta 170 mil metros cúbicos de GNL.
- Plantas regasificadoras en los puertos de destino.

- Gasoductos Virtuales

Este sistema consiste en el transporte terrestre de Gas Natural, a distancias relativamente cortas utilizando camiones especialmente acondicionados

para este fin. Existen diversas tecnologías desarrolladas en este campo que permiten abastecer a lugares cuya demanda resulta pequeña y no justifica económicamente la construcción de un gasoducto.

Hay dos opciones de hacer uso de este transporte:

- Usando Gas Natural Comprimido (GNC): cuando lo que se lo que se transporta es el Gas Natural que se comprime al someterlo a grandes presiones (de allí su nombre), logrando que su volumen se reduzca en 100 veces. El GNC se almacena en módulos independientes de hasta 1,500 metros cúbicos de capacidad cada uno, transportándose en cada camión de hasta 4 módulos. Esto totaliza una capacidad máxima de transporte de 6,000 metros cúbicos de GNC por camión. La ruta del camión es lo que llamamos Gasoducto Virtual. Una vez en su destino, el GNC es descomprimido para su posterior uso en plantas industriales o comercialización en estaciones de Gas Natural Vehicular (GNV).
- Usando Gas Natural Licuado (GNL) : Para este sistema de transporte se replica lo indicado en el caso buques metaneros, debido a que se enfría el Gas Natural a -161°C , convirtiéndolo en líquido (GNL) y reduciendo en 600 veces su volumen. Igualmente, existen diversas tecnologías para el transporte del GNL. Algunas ofrecen el almacenamiento en cilindros horizontales (de mayor volumen) o verticales (compartimientos independientes de menor volumen). Al igual que en el caso anterior, el transporte de GNL constituye un gasoducto virtual. Debido a su mayor reducción de volumen frente al GNC, esta opción transporta un mayor volumen hacia puntos distantes. Sin embargo, para que su uso sea viable, es necesario contar con plantas de regasificación en las zonas de destino, para su posterior uso y distribución final como Gas Natural a través de una estación de servicios (GNV) o de una red de distribución domiciliaria.