



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**ANÁLISIS DE LA PRODUCTIVIDAD DE POZOS DE ACEITE EN
FORMACIONES DE BAJA PERMEABILIDAD**

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE

INGENIERO PETROLERO

P R E S E N T A

FABIOLA VIVAS TRUJILLO

DIRECTOR DE TESIS:

M.I. TOMÁS EDUARDO PÉREZ GARCÍA



CIUDAD UNIVERSITARIA, MÉXICO, D.F.

2012



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

Mención

Este trabajo es el desarrollo del planteamiento original hecho por el M.I. Juan de la Cruz Clavel López, Líder Tecnológico del Instituto Mexicano del Petróleo.

Agradecimientos

A la vida.

A mi familia, por su apoyo incondicional, cariño, comprensión y los valores inculcados. Quedo eternamente en deuda con ustedes.

A mi Alma Mater, por la oportunidad de andar este sendero, porque me ha dejado la mayor de las enseñanzas: sólo la perseverancia, dedicación y disciplina permiten alcanzar cualquier meta.

A cada uno de los sinodales, gracias por su dedicación, tiempo y amables consejos.

Agradezco particularmente al grupo de Instalaciones Superficiales de Producción del Instituto Mexicano del Petróleo, por todas las enseñanzas, tiempo compartido y el privilegio de pertenecer al equipo, especialmente al M.I. Juan de la Cruz Clavel López, por el apoyo en el enriquecimiento de este proyecto.

Este trabajo es dedicado a las personas que me han acompañado en este viaje, especialmente a quienes han arriesgado en ser parte de mi mundo.

Contenido

Mención	i
Agradecimientos	i
Resumen	1
Introducción	2
1 MÉTODOS DE ANÁLISIS DE LA PRODUCTIVIDAD DE POZOS PRODUCTORES DE ACEITE Y GAS.....	4
1.1 Propiedades de los fluidos.....	4
1.1.1 Identificación de fluidos en los yacimientos	4
1.1.2 Propiedades del aceite	5
1.1.3 Propiedades del gas.....	6
1.1.4 Comportamiento de fases.....	6
1.2 Propiedades de la roca.....	7
1.2.1 Porosidad	8
1.2.2 Saturación	9
1.2.3 Mojabilidad	10
1.2.4 Permeabilidad.....	11
1.2.5 Yacimientos de baja permeabilidad	14
1.3 Sistema integral de producción.....	17
1.4 Ecuaciones de flujo.....	19
1.5 Comportamiento de pozos.....	23
1.5.1 Índice de productividad en un yacimiento bajosaturado ^(Golan Michel, 1996)	23
1.5.2 Comportamiento de Afluencia.....	25
1.5.3 Método de Vogel	27
1.5.4 Método de Standing.....	28
1.5.5 Análisis de pozos de gas	30
1.5.6 Productividad en pozos horizontales y multilaterales	32

1.5.7	Productividad de pozos empacados con grava.....	39
1.5.8	Comportamiento de afluencia de pozos hidráulicamente fracturados	41
2	ANÁLISIS NODAL DEL COMPORTAMIENTO DE POZOS	45
2.1.	Análisis Nodal.....	45
	Figura 2. 6. Efecto del tamaño de tubería.	49
2.1.1	Metodología de Análisis Nodal	49
2.1.2	Fondo del pozo como nodo solución	50
2.1.3	Cabeza del pozo como nodo solución	51
2.1.4	Separador como nodo solución	54
2.1.5	Estrangulador	54
4.1.	Aplicaciones del Análisis Nodal	55
3.	ANÁLISIS INTEGRADO DEL COMPORTAMIENTO DE POZOS	57
3.1.	Descripción de la problemática	57
3.2.	Comportamiento histórico de producción.....	60
3.3.	Análisis del comportamiento de fases.....	61
3.4.	Análisis Nodal.....	62
	CONCLUSIONES	75
	RECOMENDACIONES.....	76
	REFERENCIAS Y BIBLIOGRAFÍA	78

Resumen

El objetivo principal de este trabajo de tesis es resaltar los parámetros que afectan el comportamiento de la productividad de pozos de aceite mediante un análisis en el que se integren las propiedades de los fluidos, el comportamiento de fases, y el de afluencia, a fin de lograr la condición óptima de producción de los pozos productores localizados en formaciones de baja permeabilidad.

En un inicio se describen los conceptos básicos requeridos para llevar a cabo el análisis de los pozos productores de aceite o gas, lo anterior a fin de introducir al lector en un lenguaje común, así como definir los mínimos requerimientos para tal efecto. Del mismo modo se incluyen las características preponderantes en las formaciones de baja permeabilidad.

En esta tesis se ha desarrollado un trabajo de análisis fundamentado en las condiciones de producción de un pozo localizado en una de las formaciones altamente complejas, dada la característica de baja permeabilidad, Chicontepec. Lo anterior, resaltando que el comportamiento del caso de estudio es apreciable en un número considerable de pozos de la misma formación. Se incluye de la misma manera, la descripción de la técnica de análisis nodal, empleada para establecer la interacción entre los componentes del Sistema Integral de Producción. Igualmente, la descripción de la problemática que se presenta en las formaciones de baja permeabilidad y que además se extraen hidrocarburos a una presión próxima a la presión de burbuja.

El análisis integral del caso de estudio se efectuó considerando el comportamiento de fases de los fluidos hidrocarburos que se explotan del yacimiento, el mismo también se vale del uso de la técnica de análisis nodal, con la que se obtiene el comportamiento de la energía requerida para llevar los volúmenes de fluidos desde el yacimiento a la superficie, y la energía disponible de éste.

En este estudio se destaca la necesidad de tomar en cuenta el ritmo de explotación y las técnicas para esta actividad en paralelo con el comportamiento de los fluidos, evitando ignorar sus propiedades y ubicar la condición óptima para la extracción de hidrocarburos.

Finalmente se incluyen las conclusiones derivadas de la observación de los resultados del análisis realizado, así como las recomendaciones que podrían encausar a una posible solución a la problemática de las formaciones con baja permeabilidad.

Introducción

Las formaciones de baja permeabilidad figuran entre aquellas que tienen altas probabilidades de aportar hidrocarburos para la satisfacción de la demanda de energía a nivel mundial. Por lo que resulta de importante interés la implementación de estudios y acciones correspondientes a fin de incrementar los factores de recuperación y como consecuencia derivar en la atractiva rentabilidad de un proyecto de explotación de yacimientos de esta naturaleza.

Las formaciones de baja permeabilidad son el resultado de diversos procesos deposicionales y de diagénesis, entre sus características se destacan la pobre continuidad y alta heterogeneidad, así como encontrarse en capas aisladas, espesores pequeños y cambios en propiedades horizontales y verticales, lo anterior mencionado tiene como consecuencia principal bajos factores de recuperación.

En nuestro país, las formaciones de baja permeabilidad representan una reserva de relevancia considerable, puesto que se estima en 39% de la reserva total de hidrocarburos es decir, cerca de 17.7 miles de millones de barriles de petróleo crudo equivalente. ^(PEMEX, 2011) Chicontepec es un claro ejemplo de una formación de baja permeabilidad, esta formación se localiza en la cuenca Tampico-Misantla y una de sus principales características es la baja productividad de los pozos, aunado a la problemática de las condiciones de explotación del hidrocarburo.

Los pozos ubicados en formaciones con características de baja permeabilidad además de enfrentar la problemática de poseer un índice de productividad reducido, esta condición se verá altamente agravada dadas los contextos operativos a los que se verán sometidos, es decir la implementación de sistemas artificiales, estimulaciones ácidas o fracturamientos hidráulicos y como consecuencia en la reducción de la presión de fondo fluyendo.

Las estrategias de producción efectuadas a la fecha han permitido y fomentado que la condición de producción de los pozos en este yacimiento de baja permeabilidad se encuentren por debajo del valor de la presión de burbuja o próximo a éste, propiciando la presencia de gas en el medio poroso, repercutiendo a su vez en el comportamiento de la permeabilidad relativa a las fases producidas.

Para la detección de la problemática es imprescindible disponer de aquellos elementos permitan identificarla, herramientas de análisis y estudio de información así como el

conocimiento de los posibles fenómenos asociados a la tarea de producir hidrocarburos. La técnica de mayor valor para efectuar un análisis de esta naturaleza, será el Análisis Nodal.

Es pues, objetivo del presente evidenciar la problemática degenerativa en la productividad de pozos en formaciones de baja permeabilidad, apoyado en la técnica de análisis nodal, así como en el manejo e interpretación de información disponible para sugerir una modificación en la estrategia de producción.

La explotación de formaciones complejas clasificadas como de baja permeabilidad demandará un vasto conocimiento de los procesos involucrados en el flujo de fluidos hidrocarburos desde el yacimiento a las instalaciones superficiales, asimismo el estudio de la información de cada caso particular a fin de determinar aquella alternativa óptima para las condiciones actuales y futuras del pozo.

1 MÉTODOS DE ANÁLISIS DE LA PRODUCTIVIDAD DE POZOS PRODUCTORES DE ACEITE Y GAS

Se entenderá como productividad de un pozo la capacidad de aportación de fluidos de una sección del yacimiento como respuesta a una variación de presión. Los factores que afectan la productividad de un pozo se pueden dividir en dos grupos principalmente: propiedades de los fluidos y propiedades del yacimiento. Dentro del primer grupo encontraremos la densidad, viscosidad, tensión superficial, tensión interfacial, factor de volumen del gas y aceite, relación gas-aceite; mientras que en el segundo: tipo de roca, porosidad, permeabilidad, presión capilar y presión del yacimiento dominada principalmente por el tipo de empuje. Tomar en cuenta la interacción de las variables mencionadas, permitirá establecer una relación para la estimación de la productividad de un pozo.

1.1 Propiedades de los fluidos

1.1.1 Identificación de fluidos en los yacimientos

Los sistemas hidrocarburos se encuentran en el yacimiento como mezclas de componentes orgánicos que presentan comportamientos multifásicos en amplios rangos de presión y temperatura. Las acumulaciones de hidrocarburos pueden ocurrir en estado gaseoso, estado líquido o sólido, así como en combinaciones diferentes de éstos.

En general, los yacimientos se clasifican en yacimientos de aceite o gas, sin embargo, esta clasificación general se subdivide dependiendo de:

- La composición de la mezcla de hidrocarburos en el yacimiento
- Presión inicial y temperatura del yacimiento
- Presión y temperatura en la superficie

También es posible clasificar a los yacimientos con base en la posición que tiene el punto de presión y temperatura en el diagrama de fases del fluido correspondiente, y se tiene básicamente dos tipos:

Yacimientos de aceite: si la temperatura del yacimiento es menor que la temperatura crítica del fluido del yacimiento.

Dependiendo de la presión inicial del yacimiento, es posible clasificarlos en:

1. Yacimientos de aceite bajosaturado: La presión inicial del yacimiento es mayor que la presión de burbuja.
2. Yacimientos de aceite saturado: la presión inicial del yacimiento es igual a la presión de burbuja.
3. Yacimientos con casquete de gas: La presión inicial del yacimiento es menor que la presión de burbuja. El yacimiento puede tener ya un casquete de gas o bien presentar dos fases.

Yacimientos de gas: Si la temperatura del yacimiento es mayor que la crítica del fluido hidrocarburo.

Con base en el diagrama de fase y prevaleciendo las condiciones del yacimiento, los gases naturales pueden clasificarse en las siguientes categorías: gas y condensado, gas seco y gas húmedo.

En un diagrama de fases, Figura 1. 1, es posible apreciar el comportamiento de la envolvente de fases de cada uno de los fluidos contenidos en los yacimientos descritos anteriormente.

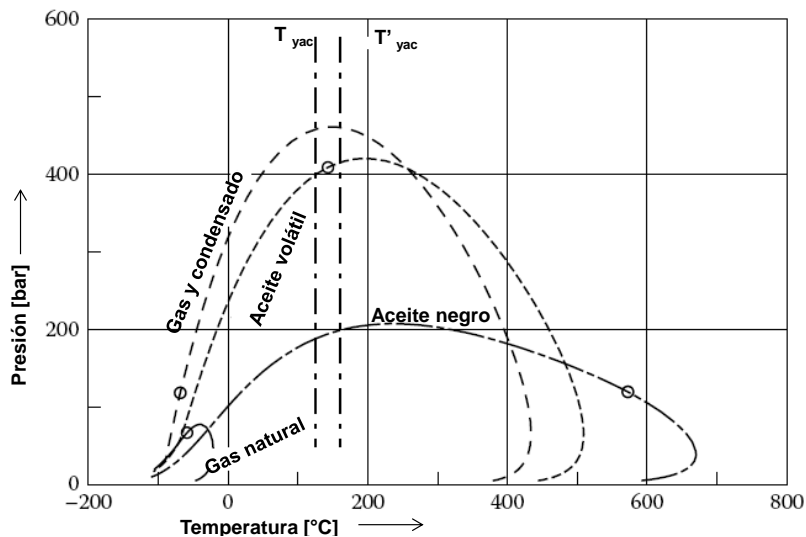


Figura 1. 1. Envolvente de fases de los distintos tipos de yacimientos. ¹

1.1.2 Propiedades del aceite

Con el objetivo de comprender y predecir el comportamiento volumétrico de los fluidos del yacimiento, como función de la presión y temperatura, será necesario conocer las propiedades físicas del aceite y gas. Estas propiedades, se determinan en el laboratorio

¹ (Schou Pedersen Karen, 2007)

mediante experimentos realizados a muestras representativas de los yacimientos y en ausencia de éstos, habrá que recurrir a modelos empíricos disponibles.

El aceite es una mezcla de hidrocarburos que puede contener algunos otros componentes como sulfuro, nitrógeno, oxígeno y helio en menor proporción. Las propiedades de interés particular en la ingeniería petrolera incluyen: gravedad del fluido, gravedad específica del relación de solubilidad, solubilidad del gas, presión de burbuja, factor de volumen del aceite, compresibilidad isotérmica, densidad del aceite, viscosidad y tensión superficial.

1.1.3 Propiedades del gas

Un gas se define como un fluido homogéneo de baja viscosidad y densidad que no tiene un volumen definido y ocupa el recipiente que le contiene. Los gases hidrocarburos que pueden presentarse son metano, etano, propano, butano, pentano, algunos hexanos y más pesados; los gases no hidrocarburos o impurezas incluyen el dióxido de carbono, sulfuro de hidrógeno y nitrógeno. Para dar solución a la problemática de la ingeniería de los yacimientos de gas es indispensable el conocimiento de la relación P-T (PVT), así como propiedades físicas y químicas de estos fluidos. Estas propiedades incluyen: el peso molecular aparente, la gravedad específica, factor de compresibilidad, densidad, volumen específico, compresibilidad, factor de volumen, factor de expansión y viscosidad.

1.1.4 Comportamiento de fases

Lo anteriormente mencionado dará la pauta al análisis del comportamiento que tienen las fases presentes en el yacimiento y durante la producción de estos fluidos. El aceite que fluye del yacimiento a través de la frontera de drene al pozo, y posteriormente a la tubería de producción, y por las instalaciones superficiales eventualmente alcanza una condición de saturación. Después de eso, el gas se libera a medida que la presión disminuye a lo largo de la tubería de producción, formando de este modo un sistema de dos fases: gas-aceite. Con base en las características de los fluidos, las condiciones de presión y temperatura, el punto en el que se alcanza la condición de saturación puede presentarse en cualquier elemento del sistema integral de producción, el yacimiento, la tubería vertical, en el tanque de almacenamiento o bien en la línea de transporte.

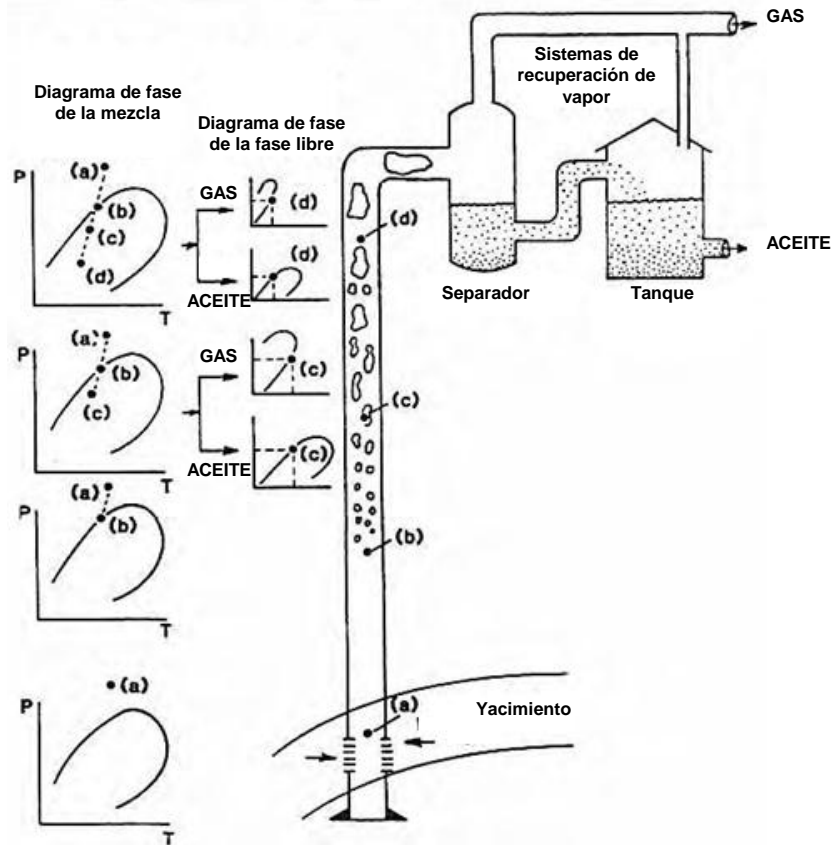


Figura 1. 2. Cambios en el comportamiento de fases en la tubería de producción. (Golan Michel, 1996)

1.2 Propiedades de la roca

Uno de los parámetros que determinarán la productividad de un pozo, es el tipo de roca en la que está almacenado el hidrocarburo. Rocas sedimentarias (areniscas, conglomerados, calizas, dolomitas, etc.) caracterizadas por cierta porosidad y permeabilidad que les permiten la acumulación y el flujo a través de éstas.

En una primera etapa los procesos de diagénesis y litificación comprimieron la roca madre obligándola a expulsar su contenido de agua e hidrocarburos, provocando la migración de éstos hacia los poros de la capa superior. En una segunda etapa estos fluidos se segregan en el yacimiento, ordenándose según sus densidades en las zonas de agua, aceite y gas. Los procesos mencionados fijarán las propiedades de las rocas, que a su vez se determinan mediante análisis de laboratorio en núcleos tomados de los yacimientos. Algunas de las pruebas que se realizan a los núcleos para la determinación de sus atributos son las pruebas de rutina: determinación de porosidad, saturación y permeabilidad; y pruebas especiales: estimación de presión capilar, tensión superficial e

interfacial, mojabilidad y permeabilidad relativa (no es objeto del presente describir cada una de las pruebas). Enseguida se describen brevemente las características de la roca.

1.2.1 Porosidad

La porosidad de una roca es la medida del volumen máximo disponible para la acumulación de fluidos. Se define como la relación entre el volumen de todos los intersticios y el volumen total de la roca. Esta es la llamada porosidad absoluta. Matemáticamente se define:

$$\phi = \frac{V_{Poros}}{V_{roca}} \quad \text{Ecuación 1}$$

Donde:

ϕ : Porosidad [adimensional]

V_{Poros} : Volumen de poros

V_{roca} : Volumen de roca

La porosidad efectiva es la relación entre el volumen vacío pero interconectado de la roca y el volumen total de ésta. Esta porosidad depende de varios factores, tales como el tipo de roca, heterogeneidad del tamaño de grano, el empaque de éstos, la cementación y contenido de arcilla, etc. En la Figura 1. 3 se aprecia una representación ideal del sistema de poros, es decir, poros intergranulares a partir de granos esféricos todos del mismo tamaño. La porosidad para un arreglo de estas características, considerando que el radio de las esferas es de la unidad, será del 47%.

$$V_{total} = (2r)^3 \text{ y } V_{esferas} = \frac{1}{8} \left(\frac{4}{3} \pi r^3 \right) \cdot 8 = \frac{4}{3} \pi r^3$$

$$\phi = \frac{\text{Volumen de poros}}{\text{Volumen total}} = \frac{V_{total} - V_{esferas}}{V_{total}} = \frac{8r^3 - \frac{4}{3}\pi r^3}{8r^3} = \left(1 - \frac{\pi}{6}\right) \cdot 100 = 47.6\%$$

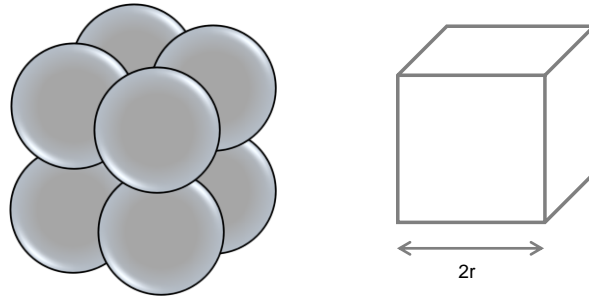


Figura 1. 3. Representación ideal del sistema de poros.

Clasificación de la porosidad

La clasificación de la porosidad puede se hecha con base en el momento en que ésta se formó: porosidad primaria y porosidad secundaria. La porosidad primaria se divide a su vez en intragranular, que se presenta entre los granos del sedimento, y la porosidad intragranular, exhibida en la matriz de la roca. Mientras que la porosidad secundaria se forma después de la depositación, es causada principalmente por la acción de los fluidos de la formación o fuerzas tectónicas que afectan la matriz de la roca. Entre los principales fenómenos que derivan en la porosidad secundaria son: solución, fracturas, recristalización o dolomitización, cementación y compactación. El valor de la porosidad determinará la capacidad de la roca para almacenar fluidos.

1.2.2 Saturación

La saturación se define como la fracción o porcentaje del volumen de poros ocupados por un fluido en particular (aceite, agua o gas), en la Figura 1. 4 se observa la distribución de los fluidos en el medio poroso. Expresada como:

$$\text{Saturación} = \frac{\text{Volumen total de fluidos}}{\text{Volumen de poros}}$$

Ecuación 2

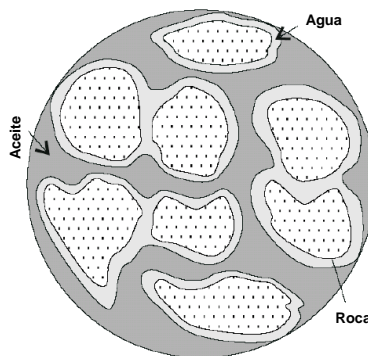


Figura 1. 4. Fluidos en el medio poroso

La saturación de cada fase se encuentra en un rango de cero a la unidad, y la suma de éstas no será mayor que uno.

$$S_g + S_o + S_w = 1$$

Ecuación 3

Donde:

S_g = Saturación de gas

S_o = Saturación de aceite

S_w = Saturación de agua

Los fluidos en el yacimiento alcanzan un estado de equilibrio y como consecuencia tenderán a separarse de acuerdo a sus densidades, así en el fondo se tendrá al agua, posteriormente al aceite y finalmente el gas. La Figura 1. 5 muestra la distribución de los fluidos en el yacimiento.

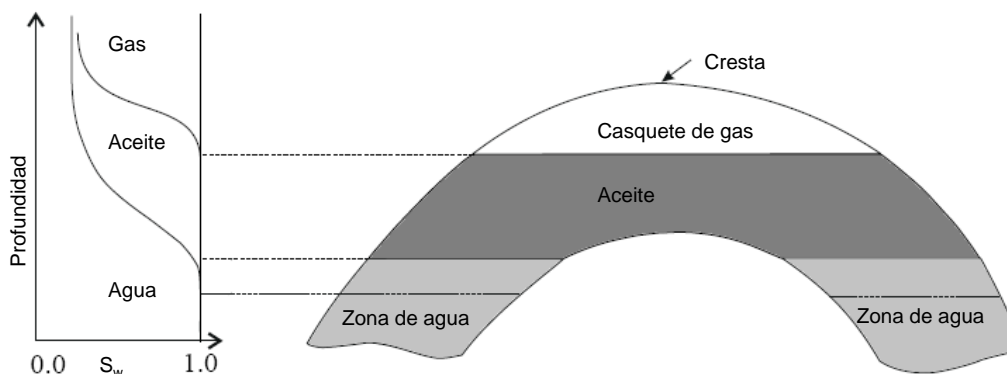


Figura 1. 5. Distribución de los fluidos en el yacimiento.

La saturación de agua intersticial reduce la cantidad de espacios disponibles para las fases aceite y gas. El volumen de agua no está distribuido uniformemente en el yacimiento. Otro concepto de interés relacionado con la saturación, es la *saturación crítica*, y para cada una de las fases, aceite/agua/gas se define como el valor de saturación al cual los fluidos inician su desplazamiento a través del medio poroso.

1.2.3 Mojabilidad

Este término hace referencia a la interacción entre un fluido y un sólido, el aceite/gas/agua y la propia roca, y se define como la capacidad que tiene un fluido a esparcirse o adherirse en una superficie sólida en la presencia de otro fluido inmisible. La preferencia mojante de un fluido está determinada por el ángulo de contacto, que es medido entre una tangente sobre la superficie de la gota, trazada desde el punto de contacto y la tangente.

El ángulo de contacto, θ , y cuando $\theta < 90^\circ$, el fluido moja al sólido y se denomina mojante, mientras si $\theta > 90^\circ$, el fluido es no mojante. En la Figura 1. 6 se representa el comportamiento del ángulo θ y la preferencia del medio para ser mojado por un fluido.

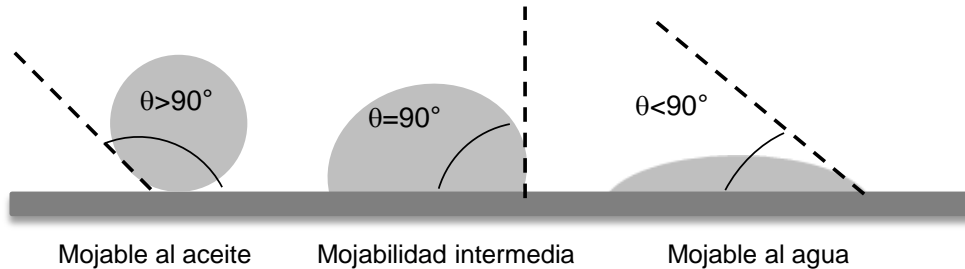


Figura 1. 6. Representación de la mojabilidad.

1.2.4 Permeabilidad

La permeabilidad se define como la propiedad de la roca para permitir el flujo de fluidos a través ésta, es decir, la conductividad del medio del medio poroso. La permeabilidad se clasifica en: absoluta, efectiva y relativa.

La permeabilidad absoluta es la propiedad de la roca para permitir el paso de un fluido a través de ella, cuando se encuentra saturada al 100 % de éste. La permeabilidad absoluta del medio poroso debe ser la misma para cualquier fluido que no reaccione con el material de la roca. Esta condición no se cumple con los gases debido a un efecto de resbalamiento. La permeabilidad efectiva es la facilidad con que una roca permite el flujo de un fluido, en presencia de otros fluidos.

Mientras que la permeabilidad relativa es la relación existente entre la permeabilidad efectiva y la permeabilidad absoluta. Es el factor más importante en lo que respecta al movimiento de las fases inmiscibles dentro del medio poroso, representa una medida de la forma cómo un fluido se desplaza a través de éste. Por ejemplo para estimar la permeabilidad relativa al aceite, se estima de la siguiente manera:

$$k_{ro} = k_o/k$$

Donde:

k_{ro} = Permeabilidad relativa al aceite

k_o = Permeabilidad efectiva al aceite

k = Permeabilidad absoluta

El comportamiento de la permeabilidad relativa se representa mediante un juego de curvas de datos derivados de experimentos en el laboratorio, su forma depende de variables como: la geometría del sistema poroso, mineralogía de la roca, permeabilidad absoluta de la roca, preferencia de la mojabilidad de la roca, viscosidad de los fluidos, tensión interfacial, presión del yacimiento y presencia de fases inmóviles. En un gráfico en el que se describe el comportamiento de la permeabilidad relativa, la curva k_{rnm} se refiere a la fase no mojanante mientras que k_{rfm} se refiere a la fase mojanante. Para un sistema aceite-gas o agua-gas, la fase no mojanante siempre es el gas. Mientras que si se tiene un sistema aceite-agua, no es posible definir tan fácilmente a la fase mojanante, puesto que la preferencia del medio a ser mojado por una u otra fase dependerá de las características de la roca.

Sistema agua-aceite

En un sistema agua-aceite, graficando la permeabilidad relativa como función de la saturación, en el punto de la saturación de agua irreductible, la permeabilidad relativa al agua es cero, mientras que la del aceite es próxima a la unidad, es decir, sólo podrá fluir el aceite y su capacidad para hacerlo se verá reducida sólo por la presencia del agua congénita.

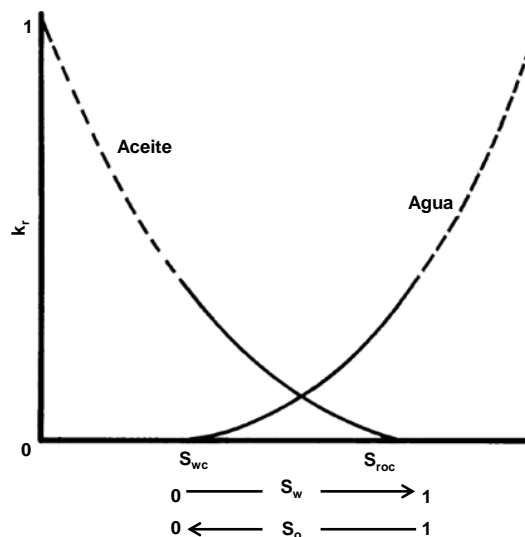


Figura 1. 7. Curvas de permeabilidad relativa, sistema agua-aceite. (Mehdi Honarpour)

Sistema gas-aceite

Al igual que en un sistema agua-aceite, la permeabilidad relativa al gas (k_{rg}) se mantiene en cero hasta alcanzar la saturación crítica de gas (S_{gc}); en este punto se ha acumulado

suficiente gas como para llegar a ser móvil. Como consecuencia del incremento de la saturación del gas, la permeabilidad relativa al aceite se reduce.

Efecto Klinkenberg

Klinkenberg ^(Mehdi Honarpour) descubrió que las mediciones de permeabilidad hechas con aire como fluido de prueba en un núcleo, mostraron diferentes valores de permeabilidad, siendo éstos mayores en comparación con uno por el que se hace se tratara de un líquido. Klinkenberg postuló, con base en sus análisis de laboratorio, que los líquidos tienen una velocidad cero en la superficie del grano, mientras que los gases exhiben una velocidad finita en la misma superficie, es decir, los gases muestran resbalamiento.

La forma que adquieren las curvas de permeabilidades relativas para sistemas de dos fases varía según el tipo de fluido, así pues la curva de permeabilidad relativa al aceite es cóncava hacia arriba, mientras que la de permeabilidad relativa al gas tiene la forma de una "S". La Figura 1. 8, muestra que la permeabilidad relativa al aceite cuando se alcanza la saturación crítica del gas es menor que la permeabilidad relativa para la saturación irreductible de aceite.

La forma de la curva de permeabilidad al aceite en la Figura 1. 8 indica que para una pequeña reducción en la saturación de aceite, se presenta un considerable decremento en la permeabilidad relativa a éste. Esta rápida declinación se debe a la ocupación de los poros por la fase de gas.

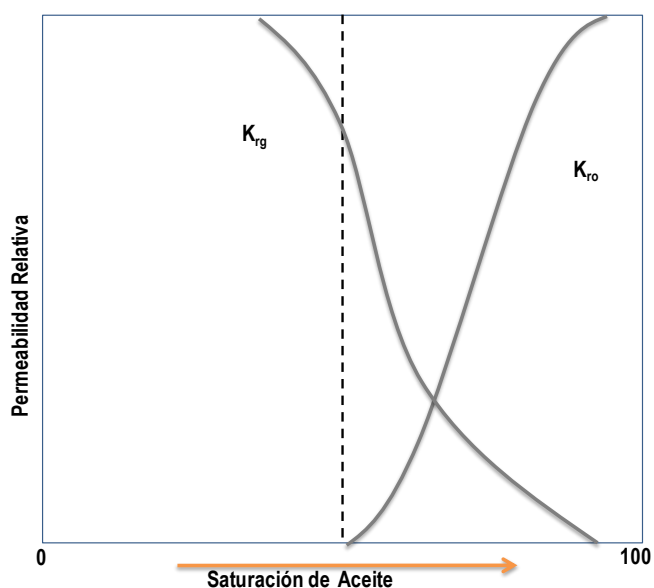


Figura 1. 8. Comportamiento de la permeabilidad relativa en un sistema aceite-gas.

Como se ha mencionado, la determinación de la permeabilidad relativa es de suma importancia, sin embargo, en su determinación existen varios factores que pueden considerarse como fuentes de error, entre ellas: realizar la muestra en un núcleo que no representativo del yacimiento, su información puede estar incompleta, durante la toma pudo sufrir alteraciones que no permitan efectuar un adecuado análisis. Por lo que habrá que prestar especial atención al interpretar los resultados de un análisis de laboratorio.

1.2.5 Yacimientos de baja permeabilidad

La permeabilidad de estos yacimientos se encuentran entre 1 mD para el aceite y 0.1 mD para el gas, yacimientos de estas características, en comparación con los de media o alta se caracterizan geológicamente por la pobre continuidad y alta heterogeneidad. Los ambientes sedimentarios que dan origen a estos yacimientos presentan cambios considerables en sus propiedades, tales como la porosidad y permeabilidad. Los yacimientos de baja permeabilidad interactúan con otros de permeabilidad media, generando violentas fases de transición y una severa heterogeneidad horizontal, muchas de éstas aisladas, impregnadas de aceite que producen un contraste de permeabilidad vertical.

1.2.5.1 Características de los yacimientos de baja permeabilidad

Con el objetivo de comprender los fenómenos que se presentan en los yacimientos de baja permeabilidad, resulta necesario iniciar con el conocimiento de su génesis y naturaleza. Es posible que se presente un yacimiento de baja permeabilidad por diferentes razones, la Figura 1. 9 muestra las principales razones por las que se genera un yacimiento de baja permeabilidad.

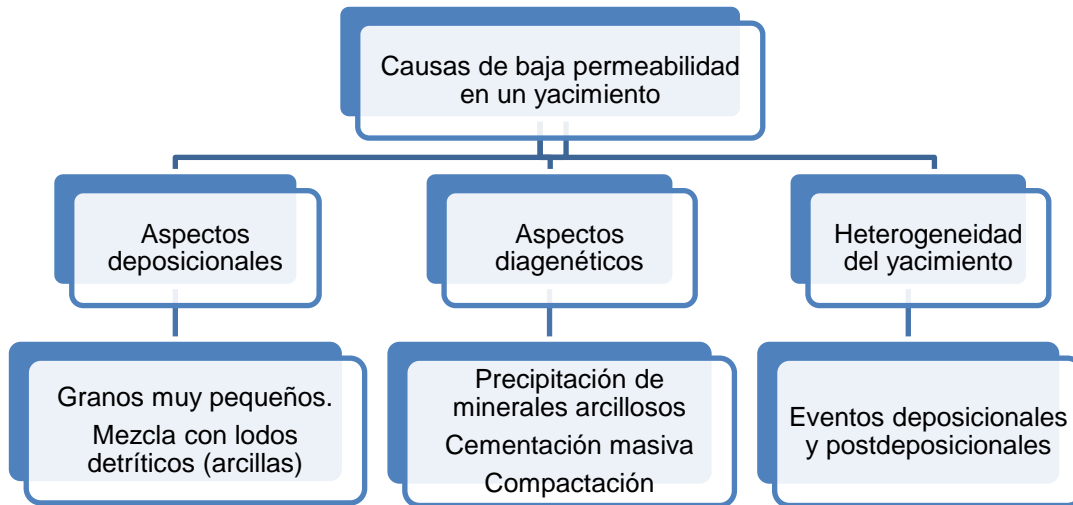


Figura 1. 9. Causas que generan yacimientos de baja permeabilidad.

Como consecuencia de lo detallado anteriormente, es fácil concluir que los yacimientos de baja permeabilidad tienen un pobre desempeño al conducir hidrocarburos, por lo que los factores de recuperación son pequeños.

1.2.5.2 Problemas en yacimientos de baja permeabilidad

La producción de hidrocarburos en formaciones de baja permeabilidad, requerirán de programas en los que se adquiriera una gran cantidad de información que involucren aspectos críticos para el desarrollo del campo. Son necesarios datos petrofísicos y geológicos, sin embargo es sumamente recomendable que exista el monitoreo constante de presiones y gastos, para calibrar el modelo del pozo y yacimiento continuamente.

Una de las alternativas para tener acceso a las reservas de un yacimiento de baja permeabilidad es la estimulación mediante el fracturamiento hidráulico, que genera canales conductivos del yacimiento al pozo.

La información petrofísica derivada de los núcleos, registros de pozos, herramientas de imágenes son necesarias para el desarrollo óptimo de los yacimientos de baja permeabilidad. Dentro de los aspectos que deberán evaluarse son las características geológicas incluyendo el efecto de la presencia de las arcillas en el potencial de producción del yacimiento. Es necesario destacar la importancia de que se efectúen análisis especializados del potencial de flujo real del sistema, tales como la presión capilar y la permeabilidad relativa. El desarrollo de una descripción detallada es de particular

1.3 Sistema integral de producción

El sistema integral de producción ^(Beggs, Production Optimization Using Nodal Analysis, 2003.) se define como el conjunto de elementos que se encuentran involucrados en el proceso de producción de hidrocarburos, desde el yacimiento hasta la superficie, la Figura 1. 13 lo representa. Entre los componentes se pueden mencionar:

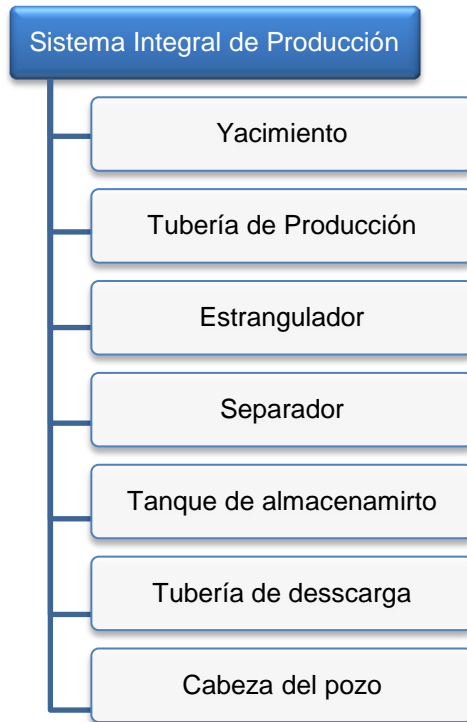


Figura 1. 11. Componentes del Sistema Integral de Producción.

Un yacimiento de gas o aceite se encuentra constituido por fluidos hidrocarburos altamente compresibles a condiciones de presión y temperatura elevadas. La producción eficiente de los fluidos del yacimiento requiere una apropiada liberación de la energía a través del sistema. La productividad del sistema depende de las caídas de presión que ocurren a lo largo de éste. En general es posible definir tres áreas de flujo a fin de llegar a una mejor comprensión del comportamiento que tendrá el sistema de producción.

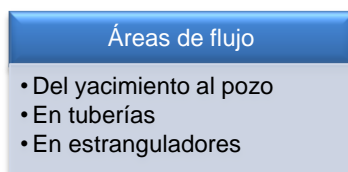


Figura 1. 12. Áreas de flujo en el Sistema Integral de Producción.

Sin duda alguna, uno de los factores más importantes en el Sistema Integral de Producción es el yacimiento, puesto que si no se tienen predicciones confiables de cómo es que ocurrirá el flujo en este componente, el comportamiento del sistema no puede ser analizado apropiadamente. El flujo dentro del pozo depende de la contrapresión o caída de presión en el yacimiento.

La relación entre el gasto de flujo y la caída de presión que ocurre en el medio poroso puede ser muy complejo y depende de parámetros tales como las propiedades de la roca, el régimen de flujo, la saturación de los fluidos en la roca, compresibilidad de los fluidos, el daño a la formación o estimulación a la misma, la turbulencia y el mecanismo de empuje.

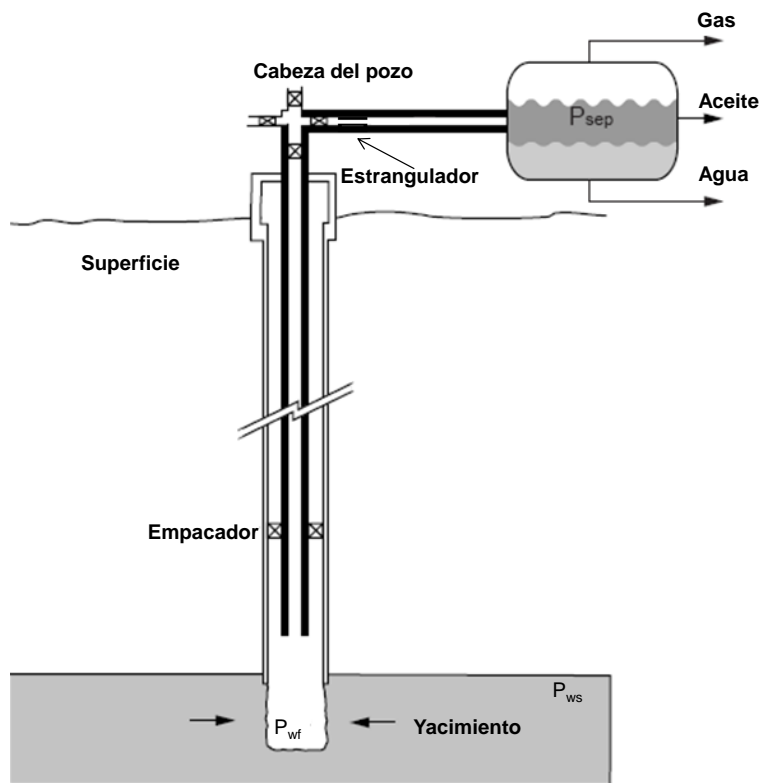


Figura 1. 13. Esquema del Sistema Integral de Producción.

El flujo del yacimiento al pozo se denomina Comportamiento de Afluencia y el gráfico del gasto de producción contra la presión de fondo fluyendo da como resultado lo que se conoce como Relación de Comportamiento de Afluencia (IPR).

Para proceder al estudio del comportamiento de la producción de un pozo, es menester reconocer que al calcular la caída de presión que ocurre en un yacimiento, se requiere una expresión que incluya las pérdidas de presión o de energía debido a los esfuerzos viscosos o las fuerzas de fricción, éstas como función de la velocidad o del gasto. Aunque

la forma de las ecuaciones puede ser diferente para distintos tipos de fluidos, existe una ecuación de la que se tienen variantes y es aplicable, la Ley de Darcy.

1.4 Ecuaciones de flujo

Ley de Darcy

En 1856 ^(Michael Economides, 1994.), mientras desarrollaba experimentos para el diseño de filtros de arena para la purificación del agua, Henry Darcy propuso una expresión que relaciona la velocidad aparente del fluido con la caída de presión a través del filtro. Aunque los experimentos se desarrollaron con flujo sólo en dirección vertical, la expresión también es válida para flujo horizontal, lo que es de más interés en la industria del petróleo.

Es posible apreciar que los experimentos de Darcy también involucran sólo un fluido, el agua, y que el filtro de arena se encuentra completamente saturado con este líquido. Por lo que no se consideran los efectos de las propiedades de los fluidos o de saturación.

El filtro de arena de Darcy mantuvo el área transversal constante, así que las variaciones de la velocidad con respecto a su posición no sufren cambios. Escrita en forma diferencial la Ley de Darcy queda:

$$v = \frac{k dP}{\mu dx} \quad \text{Ecuación 4}$$

Donde:

v = Velocidad del flujo

k = Permeabilidad

μ = Viscosidad

$\partial p/\partial x$: es el gradiente de presión en dirección del flujo (negativo)

O en términos del flujo volumétrico q :

$$q = vA = \frac{kA dP}{\mu dx} \quad \text{Ecuación 5}$$

Donde:

q = Flujo volumétrico

v = Velocidad aparente del fluido

k = Permeabilidad del medio poroso

A = Área abierta al flujo

μ : viscosidad del fluido

$\partial p/\partial x$: es el gradiente de presión en dirección del flujo (negativo)

Flujo lineal

Para el flujo lineal, para un área constante, la ecuación puede integrarse para dar como resultado las caídas de presión ocurridas en una longitud L . (Michael Economides, 1994.) La Figura 1. 14, representa un esquema del comportamiento del flujo lineal. Para determinar el modelo matemático que reproduzca este tipo de flujo, habrá de suponer que el valor de k, μ y q son independientes de la presión o bien, que pueden ser evaluados a la presión promedio en el sistema, entonces la expresión que representa el flujo lineal queda definida como:

$$q = \frac{CkA(P_1 - P_2)}{\mu L} \quad \text{Ecuación 6}$$

Donde:

C = Factor de conversión

k =Permeabilidad

A = Área abierta al flujo

μ = Viscosidad del fluido

L =Longitud

$(P_1 - P_2)$ = Diferencia de presiones

El valor de C en la Ecuación 6, es la unidad empleando unidades de Darcy, mientras que que para unidades de campo 1.127×10^{-3} .

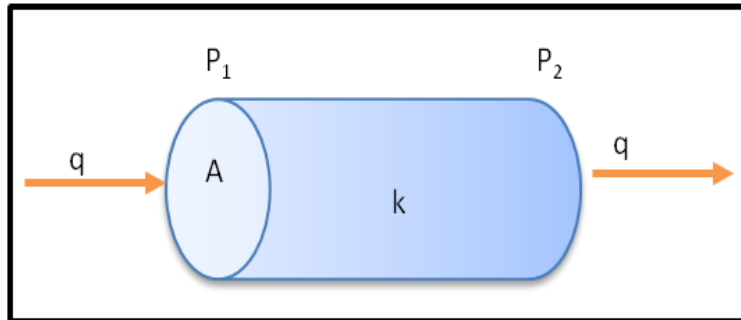


Figura 1. 14. Geometría para flujo lineal.

Flujo radial

La Ley de Darcy también puede emplearse para el cálculo del flujo dentro de un pozo donde el fluido converge radialmente a un agujero relativamente pequeño (Beggs, Production Optimization Using Nodal Analysis, 2003.). En este caso el área abierta al flujo no es constante. Haciendo referencia a la geometría de flujo ilustrada en la Figura 1. 15, el área de sección transversal abierta a flujo para cualquier radio queda definida como: $A = 2\pi rh$.

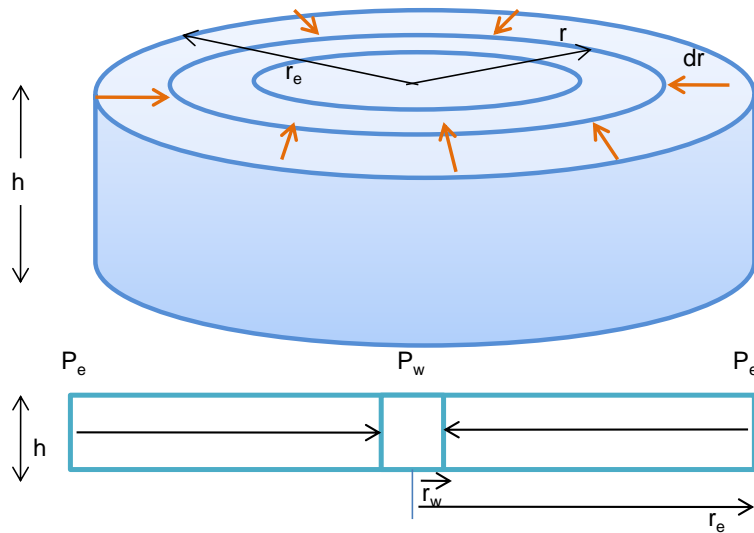


Figura 1. 15. Esquema de flujo radial.

Definiendo el cambio de la presión con la posición negativo con respecto a la dirección de flujo, $dp/dx \rightarrow -dp/dr$. Realizando las sustituciones correspondientes el modelo que representa este tipo de flujo queda:

$$q = \frac{2\pi r h k}{\mu} \frac{dp}{dr} \quad \text{Ecuación 1. 1}$$

Donde:

r = Radio del pozo

h = Espesor neto del yacimiento

k = Permeabilidad

μ = Viscosidad del aceite

dp/dr =Variación de la presión con respecto del diámetro

Para flujo de aceite

Cuando se aplica la ecuación de Darcy al flujo de aceite (Beggs, Production Optimization Using Nodal Analysis, 2003.) en un yacimiento, se supone que el fluido es ligeramente compresible. El pequeño cambio en el gasto, q , con la presión puede despreciarse considerando el factor de volumen, B_o , de modo tal que el gasto pueda expresarse a las condiciones de superficie. Para el flujo de aceite se tiene:

$$q_o B_o = \frac{2\pi r h k}{\mu} \left(\frac{dp}{dr} \right)$$

importancia para los sistemas de baja permeabilidad. Algunos de los aspectos notables que han de considerarse para caracterizar un yacimiento de baja permeabilidad son:



Figura 1. 10. Parámetros para la caracterización de un yacimiento de baja permeabilidad.

Donde:

B_o =Factor de volumen del aceite

h =Espesor neto del yacimiento

μ = Viscosidad del aceite

dp/dr =Variación de la presión con el radio

Manteniendo la suposición que la permeabilidad, viscosidad y gasto son independientes de la presión, entonces se tiene:

$$q_o = \frac{2\pi k_o h (P_{ws} - P_{wf})}{\mu_o B_o \ln(r_e/r_w)} \quad \text{Ecuación 7}$$

Donde:

k_o = Permeabilidad al aceite

h = Espesor neto del yacimiento

r_e =Radio del drene

r_w = Radio del pozo

B_o = Factor de volumen del aceite

μ_o = Viscosidad del aceite

Mientras que en unidades de campo:

$$q_o = \frac{0.00708 k_o h (P_e - P_{wf})}{\mu_o B_o \ln(r_e/r_w)}$$

q_o = Gasto de aceite[bpd]

k_o = Permeabilidad efectiva al aceite, [mD]

h =Espesor del yacimiento [ft]

P_e = Presión a $r = r_e$ [psia]

P_{wf} = Presión de fondo fluyendo, [psia]

r_e =Radio de drene del pozo, [ft]

r_w =Radio del pozo, [ft]

μ_o = Viscosidad del aceite, [cp]

B_o = Factor de volumen del aceite, [bb/STB]

La ecuación anterior aplica para la condición de régimen pseudo-estacionario (P_e =constante) para flujo laminar en el centro de un área de drene circular.

Para flujo de gas

El gas en un fluido compresible, por lo que para la determinación del modelo que represente el comportamiento de afluencia, se hace uso de la ecuación de los gases.

Para flujo estabilizado, definiendo $P_{sc} = 14.7$ [psia] y $T_{sc} = 520$ [R] y para unidades de campo:

$$q_g = \frac{703 \times 10^{-6} k_g h (\bar{P}_r^2 - P_{wf}^2)}{\mu_g Z T \ln(0.472 r_e / r_w)} \quad \text{Ecuación 8}$$

Donde

- q_g = Gasto de gas [MMPCD]
- k_g = Permeabilidad efectiva al gas, [mD]
- h = Espesor del yacimiento, [ft]
- P_e = Presión a $r = r_e$, [psia]
- \bar{P}_r = Presión promedio del yacimiento, [psia]
- P_{wf} = Presión de fondo fluyendo, [psia]
- r_e = Radio de drenaje del pozo, [ft]
- r_w = Radio del pozo, [ft]
- μ_g = Viscosidad del gas, a T , $\bar{P} = 0.5(\bar{P}_r + P_{wf})$, [cp]
- T = Temperatura, [R]

1.5 Comportamiento de pozos

1.5.1 Índice de productividad en un yacimiento bajosaturado (Golan Michel, 1996)

Para yacimientos en los que la presión de fondo fluyendo es mayor que la presión de burbuja entonces el comportamiento de la relación entre el gasto y la presión es lineal, en la Figura 1. 16, y definido con la siguiente expresión:

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

Donde

- q_o = Es el gasto de aceite
- P_{ws} = Presión estática del yacimiento
- P_{wf} = Presión de fondo fluyendo
- J = Índice de Productividad del pozo.

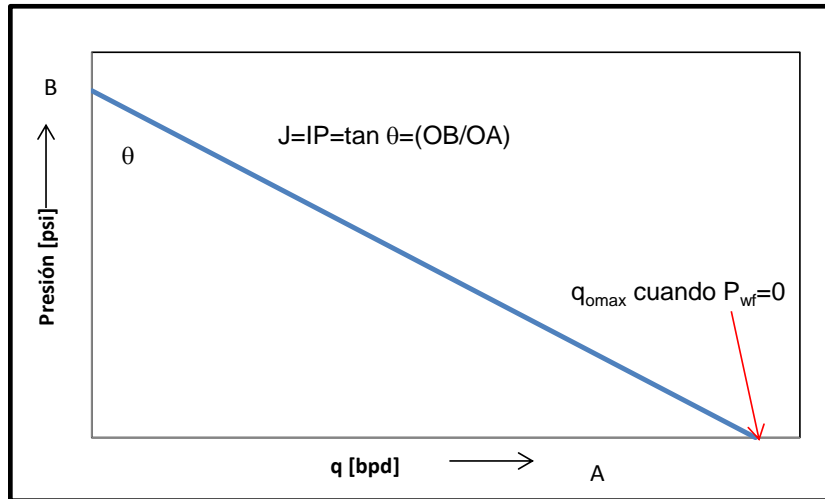


Figura 1. 16. Índice de Productividad lineal.

Se observa que cuando el valor de P_{wf} es cero, se alcanza el valor máximo de gasto, siendo éste un valor teórico de lo que podría aportar un pozo y P_{wf} alcanzara el valor de la presión atmosférica.

Si consideramos los efectos que puede tener las propiedades del yacimiento y empleando la expresión de Darcy para un flujo radial y en unidades de campo, el índice de productividad se define como:

$$q_o = \frac{7.08k_a k_{ro} h (P_{ws} - P_{wf})}{\mu_o B_o \ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right)}$$

Ecuación 9

Donde:

k_a = Permeabilidad absoluta de la formación

k_{ro} = Permeabilidad relativa al aceite

h = Espesor neto de la formación

P_{ws} =Presión estática del yacimiento

P_{wf} = Presión de fondo fluyendo

r_e = Radio de drene

r_w = Radio del pozo

q_o = Gasto de aceite

Si sustituimos esta expresión en la definida como el índice de productividad se tiene que:

$$J = IP = \frac{q}{P_{ws} - P_{wf}} = \frac{7.08k_a k_{ro} h (P_{ws} - P_{wf})}{\mu_o B_o \ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) (P_{ws} - P_{wf})}$$

Ecuación 10

Donde:

J = Índice de productividad
 q = Gasto de fluidos
 k_a = Permeabilidad absoluta
 k_{ro} = Permeabilidad relativa al aceite
 h = Espesor neto del yacimiento
 P_{ws} = Presión estática
 P_{wf} = Presión de fondo fluyendo
 B_o = Factor de volumen del aceite
 μ_o = Viscosidad del aceite
 r_e = Radio de drene
 r_w = Radio del pozo

Simplificando los términos, queda:

$$J = IP = \frac{7.08k_a k_{ro} h}{\mu_o B_o \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)}$$

Ecuación 11

Donde:

J = Índice de productividad
 k_a = Permeabilidad absoluta
 k_{ro} = Permeabilidad relativa al aceite
 h = Espesor neto del yacimiento
 r_e = Radio de drene
 r_w = Radio del pozo
 B_o = Factor de volumen del aceite
 μ_o = Viscosidad del aceite

Expresión con la que es posible obtener el índice de productividad, para flujo radial en unidades de campo.

1.5.2 Comportamiento de Afluencia

Una vez que se tiene la condición de que la presión de fondo fluyendo es menor que la presión de burbuja, entonces se presenta un comportamiento diferente de la relación entre el gasto de producción y el abatimiento de presión, el gas se libera y entonces la relación gas-aceite aumenta (Golan Michel, 1996). Lo que resulta en un comportamiento de afluencia no lineal, la Figura 1. 17 representa la curvatura.

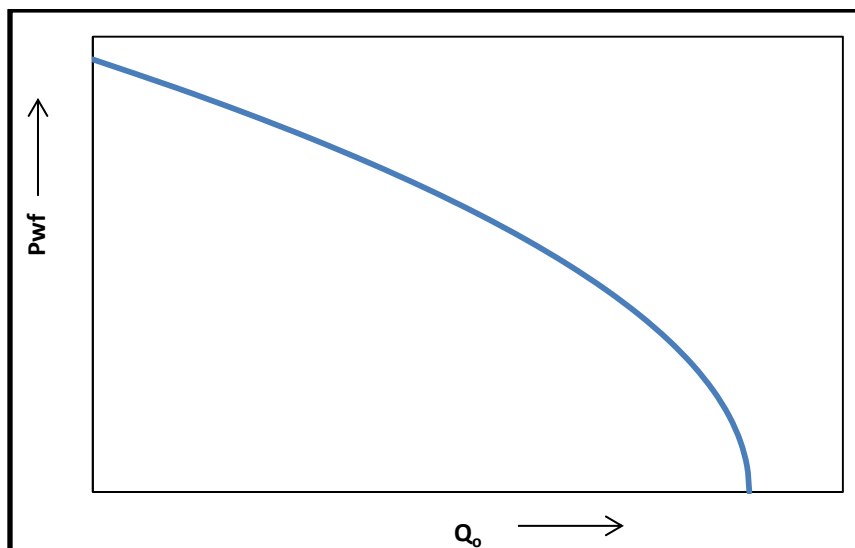


Figura 1. 17. Gráfico del comportamiento de afluencia.

La expresión que representa este comportamiento, será la primera derivada del gasto con respecto al abatimiento de presión:

$$IPR = - \frac{dq}{dP_{wf}}$$

Donde:

IPR = Comportamiento de afluencia

$\frac{dq}{dP_{wf}}$ = Variación del gasto con la presión

Cuando existe flujo de dos fases en el yacimiento la relación que representa al índice de productividad no se cumple, pues el valor de la pendiente cambia continuamente en función del abatimiento en la presión. Esto se entiende ya que el valor de P_{wf} es menor que el de P_b ; y dado que el abatimiento de presión es continuo se permite la liberación del gas.

Como consecuencia de dicho fenómeno la permeabilidad relativa al gas (k_{rg}) se incrementa por encima de la permeabilidad relativa al aceite (k_{ro}), lo que resulta en un incremento en la relación gas-aceite instantánea y una disminución en el índice de Productividad.

A continuación se mencionan los métodos existentes que se emplean para la descripción del comportamiento de afluencia de un pozo.

1.5.3 Método de Vogel

En 1968, Vogel ^(Golan Michel, 1996) elaboró un estudio numérico de varios tipos de pozos con empuje de gas disuelto y propuso una curva, reportó los resultados empleando un modelo matemático para calcular el IPR de pozos productores de aceite en yacimientos saturados. El estudio se realizó con muchos yacimientos hipotéticos incluyendo aquellos con amplias diferencias en las características del aceite, permeabilidad relativa al aceite, espaciamiento entre los pozos y el daño en los mismos. La expresión final está basada en 21 condiciones de yacimientos.

Para la elaboración de la curva, Vogel se valió de las siguientes consideraciones: un yacimiento circular y totalmente limitado con un pozo penetrándolo completamente en el centro, un medio poroso uniforme e isotrópico, con la saturación de agua constante, con efectos de segregación gravitacional despreciables, no se considera compresibilidad de la roca, ni del agua de formación, la composición y el equilibrio entre fases son constantes para aceite y gas, existe la misma presión en la fase de aceite y en la fase de gas, régimen pseudo-estacionario y el mecanismo de empuje es por gas disuelto.

Aunque este método se propuso sólo para yacimientos saturados con empuje por gas disuelto, se encontró que para su aplicación se extiende a yacimientos en los que la saturación de gas incrementa a medida que la presión disminuye.

El método original de Vogel no considera los efectos que puede ocasionar el factor de daño, sin embargo el trabajo que propone Standing ya incluye pozos dañados o estimulados. Vogel graficó un conjunto de curvas de IPR con presiones y gastos adimensionales. La presión adimensional se define como la presión de fondo fluyendo entre el valor promedio de la presión del yacimiento P_{wf}/\bar{P}_r o P_{wf}/P_{ws} . El gasto

adimensional se define como el cociente del gasto correspondiente a P_{wf} , dividido por el gasto que resultaría al tener una presión de fondo igual a cero $q_o/q_{o,max}$. Se determinó que la forma general de la curva de IPR es similar para todas las condiciones consideradas.

Después de graficar las curvas a dimensionales de IPR para todos los casos considerados, Vogel encontró una relación entre los gastos y presiones adimensionales, representada en la Figura 1. 18. La expresión que se obtuvo para determinar las curvas de afluencia mediante el modelo propuesto de Vogel, es la Ecuación 12.

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

Ecuación 12

Donde:

q_o = Gasto de aceite

$q_{o_{max}}$ = Gasto máximo de producción

P_{wf} = Presión de fondo fluyendo

P_{ws} = Presión de fondo estática

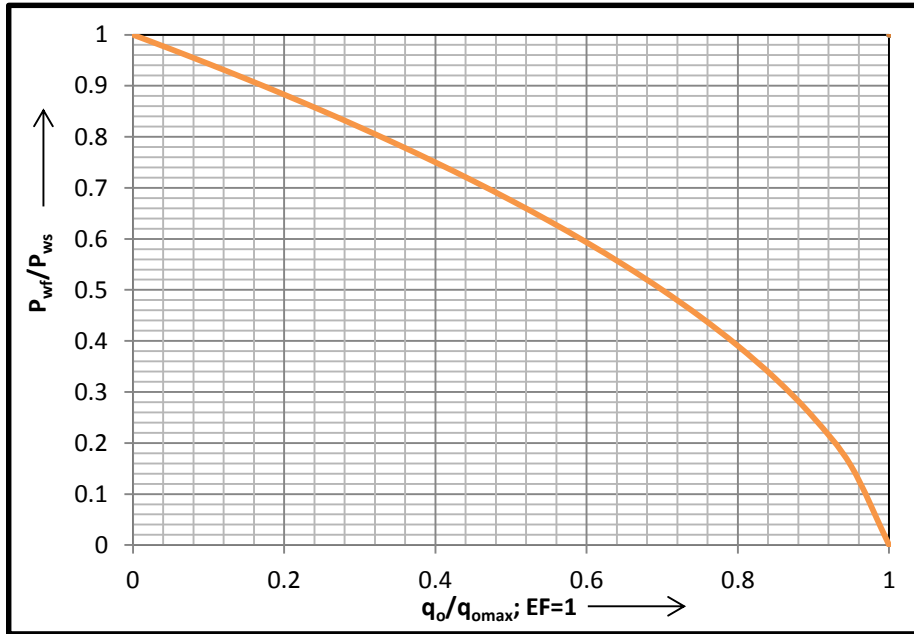


Figura 1. 18. Gráfico adimensional de Vogel.

1.5.4 Método de Standing

Como una extensión al trabajo de Vogel, Standing Desarrolló una gráfica adimensional para pozos dañados y estimulados, variando la eficiencia de flujo desde 0.5 hasta 1.5, la familia de curvas adimensionales desarrolladas para describir este tipo de pozos se muestra en la Figura 1. 20. La Para describir el modelo desarrollado por Standing, se requiere inicialmente mencionar lo que representa la eficiencia de flujo.

Cuando ocurre el flujo de fluidos en el medio poroso, existe una caída de presión, sin embargo como consecuencia del algún mecanismo de daño, se observará una caída de presión adicional, generando una presión de fondo fluyendo menor que aquella sin daño, este proceso se halla descrito en la Figura 1. 19.

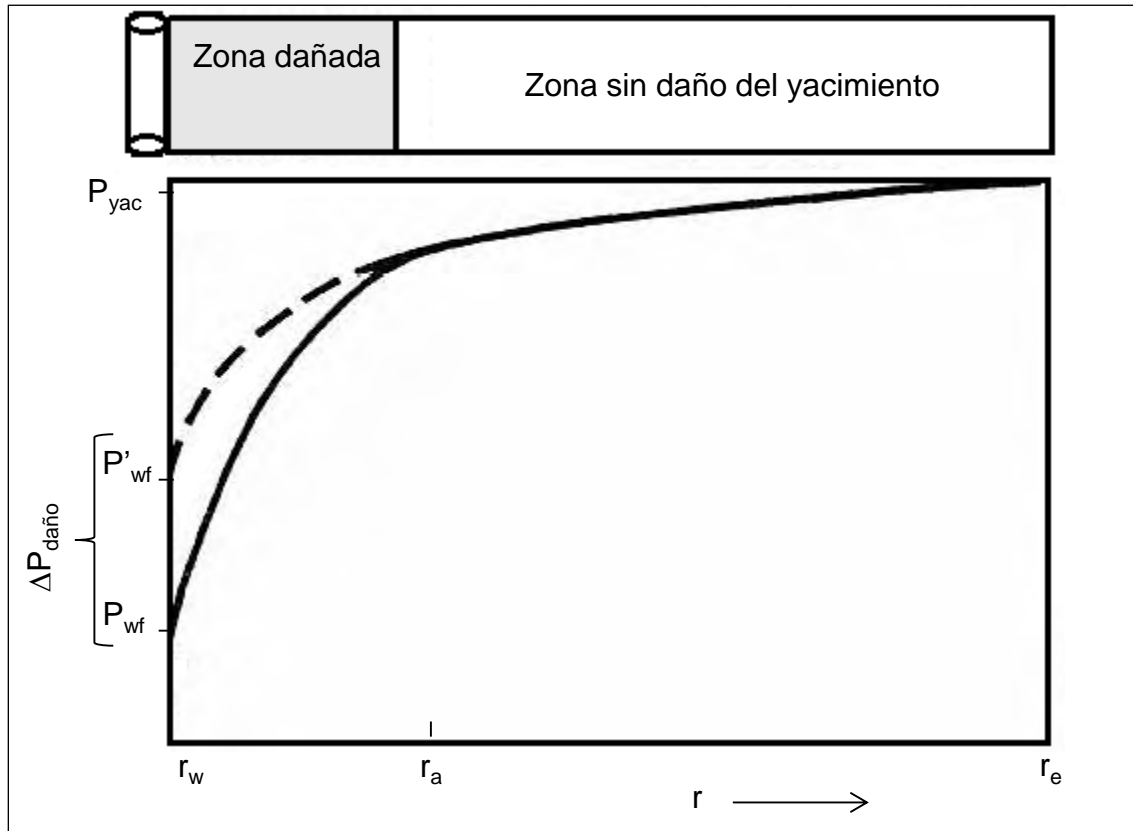


Figura 1. 19. Esquema de presiones para un pozo con daño.

$$EF = \frac{P_{ws} - (P'_{wf} + \Delta P_{daño})}{P_{ws} - P'_{wf}}$$

Ecuación 13

Donde:

P_{ws} =Presión de fondo estática

P'_{wf} =Presión de fondo fluyendo ideal

$\Delta P_{daño}$ =Caída de presión adicional ocasionado por el daño

$$P'_{wf} = P_{wf} - \Delta P_{daño}$$

Ecuación 14

Donde:

P'_{wf} = Presión de fondo fluyendo ideal

P_{wf} = Presión de fondo fluyendo real

$\Delta P_{daño}$ = Caída de presión adicional ocasionado por el daño

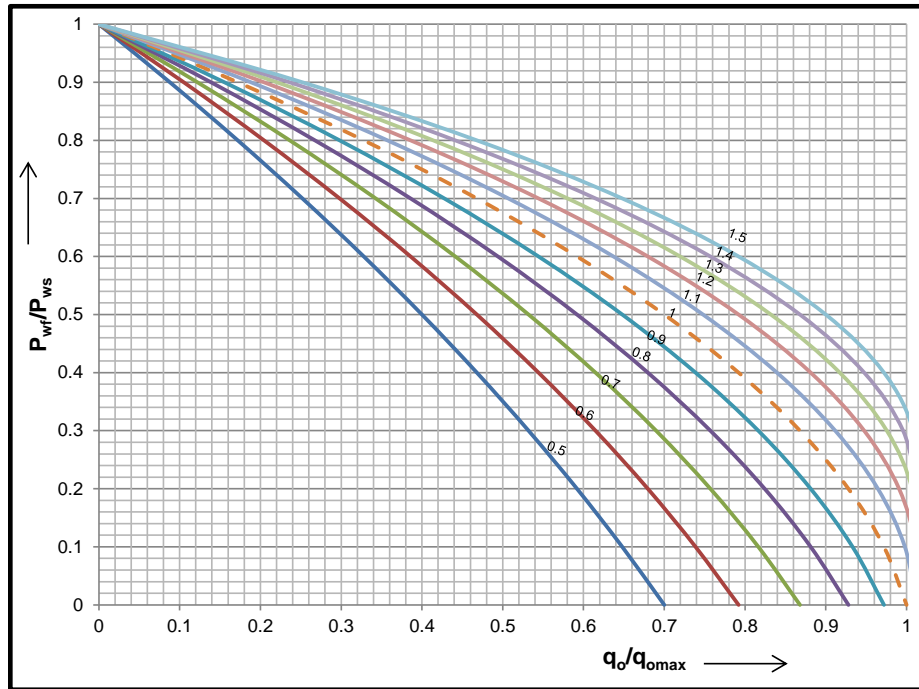


Figura 1. 20. Curvas de Standing

1.5.5 Análisis de pozos de gas

Para los pozos de gas ^(Bradly) existen modelos que describen su comportamiento, la ecuación para flujo radial de gas en un pozo perfectamente centrada en el área de drene considerando el efecto de daño, se tiene:

$$q_g = \frac{0.000703k_g h(P_{ws}^2 - P_{wf}^2)}{\mu_g Z T \ln\left(0.0472 \frac{r_e}{r_w} + S\right)} \quad \text{Ecuación 15}$$

Donde:

q_g = Gasto de gas [MPCD]

k_g = Permeabilidad efectiva al gas [md]

h = Espesor del yacimiento [ft]

P_{ws} = Presión estática del yacimiento [psia]

P_{wf} = Presión de fondo fluyendo al nivel medio de los disparos [psia]

μ_g = Viscosidad del gas [cp]

Z = Factor de compresibilidad del gas a presión y temperatura del yacimiento

T = Temperatura del yacimiento [R]

r_e = Radio de drene [ft]

r_w = Radio del pozo [ft]

S = Daño total

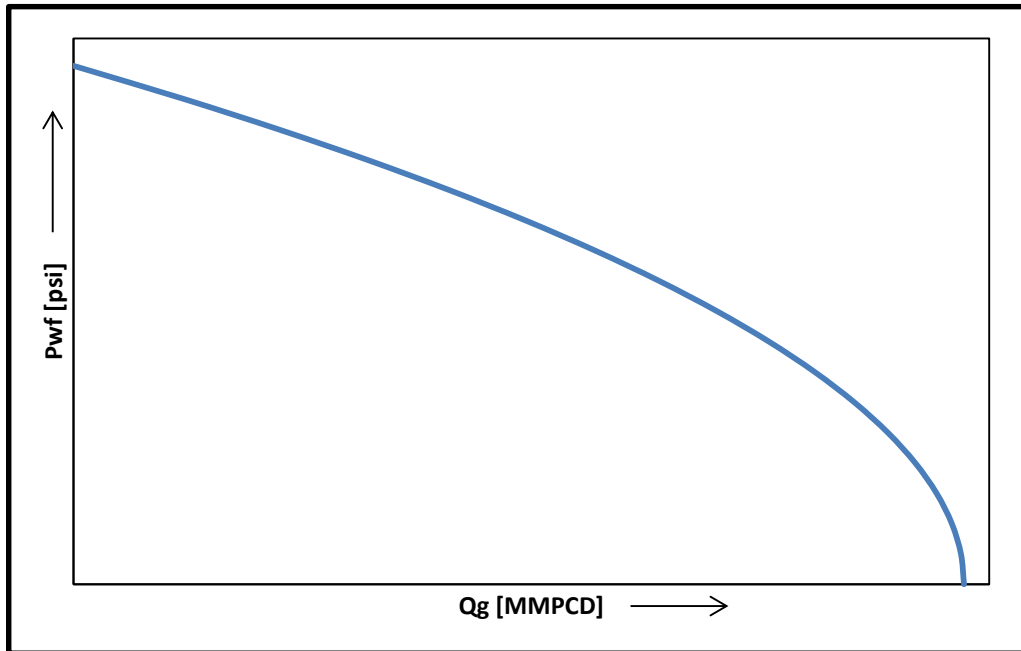


Figura 1. 21. Curva de IPR para un pozo de gas.

La Ecuación 15 puede emplearse para generar la curva de afluencia de un pozo de gas, la forma que adquiere ésta se muestra en la Figura 1. 21 sin embargo, es común que los datos requeridos no se dispongan por lo que se hace necesario contar con otro modelo capaz de describir el comportamiento del sistema, la para tales casos, se tiene la siguiente expresión:

$$Q_g = C(P_{ws}^2 - P_{wf}^2)^n \quad \text{Ecuación 16}$$

Donde

q_g = Es el gasto de gas, en unidades consistentes con la constante C [MMPD/psia²]
 $n = 0.5-1$; si $n=0.5$ indica que se tiene alta turbulencia y para el valor de 1, se tiene un índice de no turbulencia.

Para determinar el valor de estos parámetros, se tienen cuatro puntos en una prueba, los cuales pueden ser graficadas en un papel log-log, el cuadrado de la diferencia de las presiones, la Ecuación 17 permite obtener el valor de C y n

$$\log(q_g) = \log(C) + n \log(P_{ws}^2 - P_{wf}^2) \quad \text{Ecuación 17}$$

En un gráfico log-log si se traza el gasto vs $(P_r^2 - P_{wf}^2)$, n es la pendiente de la línea recta y $\ln(C)$ es la intersección con el eje Y, el valor de $(P_{ws}^2 - P_{wf}^2)$ es igual a 1. Para los puntos de las pruebas, el valor de n puede ser determinado de la Ecuación 18:

$$n = \frac{\log(q_{g2}) - \log(q_{g1})}{\log(P_{ws}^2 - P_{wf}^2)_2 - \log(P_{ws}^2 - P_{wf}^2)_1} \quad \text{Ecuación 18}$$

La Ecuación 16, es la expresión conocida como el modelo de Back Pressure, en la que la constante C absorbe los valores de la Ecuación 15.

Para las situaciones en las que las pruebas multipuntos no pueden ser aplicadas en los pozos por razones económicas o algunos otros factores, es posible que se emplee una prueba de un solo valor para generar la curva de afluencia de un pozo de gas, una vez que se conozca sólo la presión de fondo cerrado.

1.5.6 Productividad en pozos horizontales y multilaterales

Los pozos horizontales ^(Albertus Retnanto, 1998) no constituyen una solución nueva pero ha sido el gran desarrollo de Perforación direccional y caracterización de los yacimientos, lo que ha incrementado el uso de esta técnica derivando en un mejor entendimiento de las variables que son cruciales para los pozos, como permeabilidades horizontal y vertical.

Los modelos anteriormente mencionados se han empleado para la descripción del comportamiento de pozos en su mayoría verticales o bien considerando esta configuración. Sin embargo, las necesidades de la industria se han modificado de tal modo que los análisis convencionales no resultan factibles.

Con los avances en la tecnología han hecho poner en práctica metodologías no convencionales tanto en perforación como en terminación de pozos, con lo que se tiene como resultado la necesidad del análisis del comportamiento de estos pozos en las condiciones anteriormente mencionadas.

Dentro de los sistemas que se requieren analizar, se encuentra el comportamiento de pozos horizontales, multilaterales y fracturados hidráulicamente.

Productividad en pozos horizontales

Los pozos horizontales alcanzan longitudes entre 1000 y 3000 [ft], que se perforan desde la superficie, es posible perforar un solo pozo lateral o multilateral, a través de un solo pozo vertical. La perforación de este tipo de pozos ofrece ventajas considerables, entre las que se encuentran:

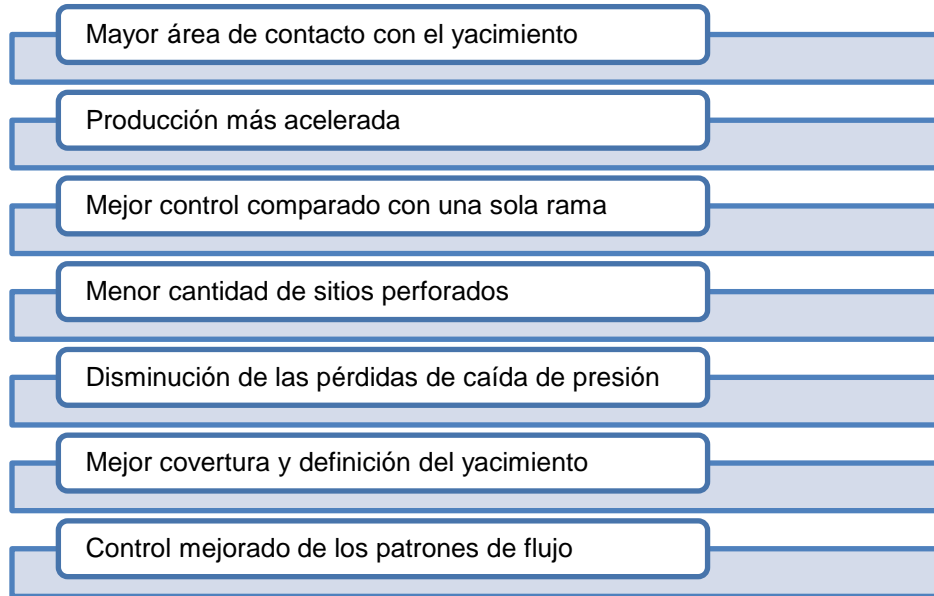


Figura 1. 22. Ventajas del uso de pozos horizontales y multilaterales.

En la predicción y optimización del comportamiento de un pozo simple, multilateral o un pozo con una arquitectura compleja, dentro de una unidad de flujo, se requiere del empleo de modelos analíticos o semi-analíticos.

El comportamiento de flujo de un pozo horizontal con casquete de gas no es el mismo que se presenta en un pozo vertical, por lo que las ecuaciones que se emplean para el cálculo de la curva de IPR en los pozos verticales no aplican para un pozo horizontal.

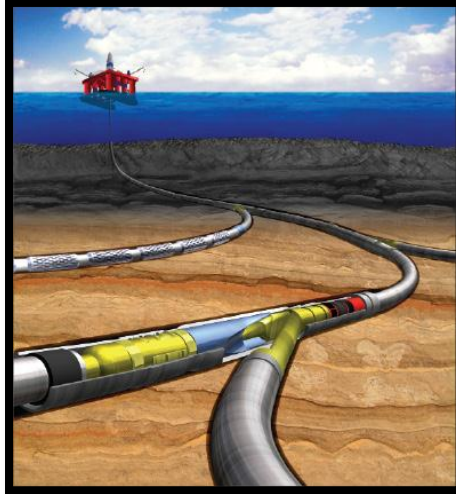


Figura 1. 23. Esquema de un pozo multilateral. (Drilling Contractor)

Plahn y colaboradores fueron los primeros en intentar predecir el comportamiento de pozos horizontales en yacimientos con empuje por gas disuelto, generaron curvas tipo basadas en simulaciones numéricas empleando un conjunto de suposiciones.

Bendakhlia and Aziz desarrollaron curvas de IPR para pozos horizontales empleando una serie de propiedades de los fluidos. Este trabajo está en la línea del trabajo de Vogel. Las curvas de IPR resultantes, curvas adimensionales, se emplearon para comparar la variación del gasto de producción con el cambio de la presión de fondo fluyendo. La combinación de las ecuaciones de Vogel y Fetkovich sugiere que para este tipo de pozos se tiene:

$$\frac{q_o}{q_{o_{max}}} = \left(1 - c \frac{P_{wf}}{P_{ws}} - (1 - c) \left(\frac{P_{wf}}{P_{ws}} \right)^2 \right)^n \quad \text{Ecuación 19}$$

Donde:

- q_o = Gasto de aceite
- $q_{o_{máx}}$ = Gasto máximo de producción de aceite
- P_{wf} = Presión de fondo fluyendo
- P_{ws} = Presión de fondo estática
- n = Exponente del modelo
- c = Constante

Esta ecuación se ajustó a las curvas de IPR que se comportaron linealmente en la recuperación inicial, pero reportaron un comportamiento más cóncavo a medida que la recuperación acumulada se incrementaba.

Empleando simulación numérica, Cheng presentó otra forma de la ecuación de Vogel para pozos desviados y horizontales. Esta expresión para pozos horizontales puede escribirse como sigue:

$$\frac{q_o}{q_{o_{max}}} = 0.9885 - 0.2055 \left(\frac{P_{wf}}{P_{ws}} \right) - 1.1818 \left(\frac{P_{wf}}{P_{ws}} \right)^2 \quad \text{Ecuación 1. 2}$$

Donde:

q_o = Gasto de aceite
 $q_{o_{max}}$ = Gasto máximo de aceite
 P_{wf} = Presión de fondo fluyendo
 P_{ws} = Presión de fondo estática

En esta expresión se observa que cuando P_{wf} es igual a cero, el gasto no iguala al gasto máximo, por el factor que emplea la correlación.

Kabir propuso IPR para pozos desviados y horizontales basados en la aproximación de Fetkovich que se emplea para pozos verticales. Mostraron que una vez que se evalúa apropiadamente los modelos de Vogel y Fetkovich, inicialmente empleados para pozos verticales es posible emplearse para otro tipo de pozos. La expresión para el Potencial Absoluto usado en la ecuación de Fetkovich es:

$$q_{o_{max}} = \frac{JP_b}{2} \quad \text{Ecuación 20}$$

Donde:

$q_{o_{m\acute{a}x}}$ = Gasto máximo de aceite
 J = índice de productividad
 P_b = Presión de burbuja

Así mismo, uno puede fácilmente mostrar que la ecuación de Vogel queda:

$$q_{o_{max}} = \frac{JP_b}{1.8} \quad \text{Ecuación 21}$$

Donde:

$q_{o_{max}}$ = Gasto máximo de aceite

J = índice de productividad

P_b = Presión de burbuja

El Potencial Absoluto puede calcularse empleando cualquiera de las expresiones para el cálculo de índices de productividad para varias condiciones de frontera. En general, los pozos horizontales suelen ser efectivos en yacimientos con baja porosidad y permeabilidad, así como en algunos yacimientos fracturados.

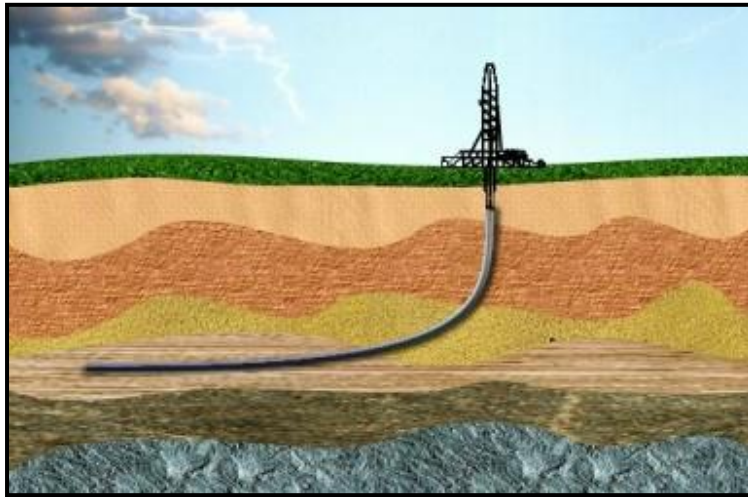


Figura 1. 24. Esquema de un pozo horizontal. (Amerex, Energy Today for Tomorrow, 2006)

Con un comportamiento analítico y semi-analítico de un pozo simple o multilateral, Economides presentó ambos modelos, según la condición del pozo. Con base en los cálculos del comportamiento y funcionamiento de los pozos, así como consideraciones prácticas, es posible evaluar varias condiciones de terminación. Las evaluaciones del comportamiento de pozos se efectúan, con frecuencia, en un régimen pseudo-estacionario empleando el índice de productividad, que Economides propone calcular del siguiente modo:

$$J = \frac{q}{P_{ws} - P_{wf}} = \frac{\bar{k}x_e}{887.22\mu_o \left(P_D + \frac{x_e}{2\pi L} \sum s \right)} \quad \text{Ecuación 22}$$

Donde:

P_{ws} : Presión estática del yacimiento

P_{wf} : Presión de fondo fluyendo

P_D = Presión adimensional

μ_o = Viscosidad del aceite

\bar{k} : Permeabilidad promedio $\bar{k} = \sqrt[3]{k_x k_y k_z}$

$\sum s$: Es la suma de los factores de daño

L : Longitud horizontal del pozo

x_e : Longitud del yacimiento

La solución generalizada para el cálculo de la presión adimensional P_D , comienza con un régimen transitorio, y termina con un régimen pseudo-estacionario si las fronteras de drene se alcanzan a sentir.

Para desarrollar una ecuación general de predicción del comportamiento de afluencia en yacimientos por un empuje de gas disuelto, se generaron curvas adimensionales para pozos horizontales de un número considerable de yacimientos. Se estudiaron los efectos de la presión del yacimiento, la caída de presión que ocurre en éste, la gravedad del aceite, la saturación residual de aceite, la saturación crítica al gas, saturación inicial del agua, porosidad y permeabilidad relativa a este fluido.

Siguiendo el modelo de Klins y Majcher, se desarrolló un modelo empírico para el cálculo de IPR, se emplearon técnicas de regresión lineal para el desarrollo de estas ecuaciones empíricas. Y el modelo adimensional que se emplea para pozos multilaterales y horizontales es:

$$\frac{q_o}{q_{o_{max}}} = 1 - 0.25 \left(\frac{P_{wf}}{P_{ws}} \right) - 0.75 \left(\frac{P_{wf}}{P_{ws}} \right)^n \quad \text{Ecuación 23}$$

Donde

q_o =Gasto de aceite

$q_{o_{max}}$ = Gasto máximo de aceite

P_{wf} = Presión de fondo fluyendo

P_{ws} =Presión de fondo estática

n = Se obtiene de la Ecuación 24

$$n = \left(-0.27 + 1.46 \left(\frac{P_{ws}}{P_b} \right) - 0.96 \left(\frac{P_{ws}}{P_b} \right)^2 \right) (4 + 1.66 \times 10^{-3} P_b) \quad \text{Ecuación 24}$$

Donde:

P_{ws} = Presión de fondo estática

P_b =Presión de burbuja

Para evaluar el Potencial Absoluto, se distingue entonces:

$$q_{o_{max}} = \frac{JP_{ws}}{0.25 + 0.75n} \quad \text{Ecuación 25}$$

Donde:

J = Índice de productividad

P_{ws} = Presión de fondo estática

n =Parámetro en función de la presión de burbuja, definido en la Ecuación 24

Para un régimen estacionario se tiene que los estudios y análisis que se reportan se describe el siguiente modelo:

$$q_H = \frac{0.00707k\beta h\Delta p/(\mu_o B_o)}{\ln \left[\frac{a + \sqrt{a^2 - (L/2)^2}}{L/2} \right] + \frac{\beta h}{L} \left[\frac{(\beta h/2)^2 + \beta^2 \delta^2}{\beta h r_w/2} \right]} \quad \text{Ecuación 26}$$

Donde:

q_H = Gasto de aceite del pozo horizontal

k = Permeabilidad efectiva al aceite

β = Relación entre la permeabilidad horizontal y vertical, $\beta = \sqrt{k_v/k_h}$

h = Espesor del yacimiento

ΔP = Caída de presión

μ_o = Viscosidad del aceite

B_o = Factor de volumen del aceite

L = Longitud del pozo

δ = Distancia vertical de un pozo de la longitud media del yacimiento

r_w = Radio del pozo

a = Relación entre el radio de drene y la longitud del pozo, definida en la Ecuación 27

$$a = 0.5L[0.5 + 0.25 + (2r_{eh}/L)^4]^{0.5} \quad \text{Ecuación 27}$$

Para $L > \beta h$, $\delta < \frac{h}{2}$ y $L < 0.9r_{eh}$

Modelo de Joshi

En el modelo propuesto por Joshi postula que el flujo de los fluidos puede ser dividido en vertical y horizontal. La ecuación de Joshi queda definida como:

$$q = \frac{2\pi k_h h \Delta P}{(\mu_o B_o) \ln \left(\frac{a + \sqrt{a^2 - (L/2)^2}}{L/2} \right) + \frac{h}{L} \ln \frac{h}{2r_w}}$$

Ecuación 28

Donde:

q = Gasto de aceite

k_h = Permeabilidad horizontal

h = Espesor del yacimiento

L = Longitud del pozo

ΔP = Caída de presión

μ_o = Viscosidad del aceite

B_o = Factor de volumen del aceite

a = Relación entre el radio de drene y la longitud del pozo, definida en la Ecuación 27

1.5.7 Productividad de pozos empacados con grava

La productividad de los pozos que se encuentran empacados con grava es afectada por la caída de presión a través de empacamiento, esta caída de presión es significativamente mayor con la caída de presión en la formación. En un agujero abierto empacado con grava, la caída de presión puede ser más pequeña en comparación con la caída de presión en la formación, si la permeabilidad no ha sido reducida por las partículas de la formación. El empacamiento con grava que se lleva a cabo dentro del casing, contribuye considerablemente a la caída de presión, misma que se puede representar mediante el modelo de Darcy como el factor de daño, s_{eg} , mientras que el coeficiente de flujo no-Darciano como D_g . Así, partiendo de la Ecuación 29 y Ecuación 30 para determinar las caídas de presión para el aceite y gas respectivamente, se deberá sumar la caída de presión ocasionada por el empacamiento con grava y representado por s_{eg} y D_{eg} , representadas en las ecuaciones

$$P_{ws} - P_{wf} = \frac{1412 q_o B_o \mu_o}{k_o h} \left(\ln \frac{r_e}{r_w} + s_{eg} + D_{eg} q_o \right)$$

Ecuación 29

Donde:

P_{ws} = Presión de fondo estática

P_{wf} = Presión de fondo fluyendo

q_o = Gasto de aceite

B_o = Factor de volumen del aceite

μ_o = Viscosidad del aceite

k_o = Permeabilidad al aceite

h = Espesor del yacimiento

r_e = Radio de drene

r_w = Radio del pozo

s_{eg} = Factor de daño ocasionado por el empacamiento y definido en la Ecuación 31

D_{ego} = Efecto del flujo no-Darciano en pozos de aceite, definido en la

$$P_{ws}^2 - P_{wf}^2 = \frac{1412q_g\bar{\mu}_g\bar{Z}}{kh} \left(\ln \frac{r_e}{r_w} + s_{eg} + D_{egg}q_g \right)$$

Ecuación 30

Donde:

P_{ws} = Presión de fondo estática

P_{wf} = Presión de fondo fluyendo

q_g = Gasto de gas

\bar{Z} = Factor de compresibilidad del gas

μ_g = Viscosidad del gas

k_g = Permeabilidad al gas

h = Espesor del yacimiento

r_e = Radio de drene

r_w = Radio del pozo

s_{eg} = Factor de daño

D_{egg} = Factor de flujo no darciano para gas

El modelo descrito propone una expresión matemática para calcular el factor de daño causado por el empacamiento con grava, Ecuación 31.

$$s_{eg} = \frac{96khl_{perf}}{k_g D^2 n}$$

Ecuación 31

Donde:

s_{eg} = Daño por empacamiento con grava

k = Permeabilidad del medio

h = Espesor del yacimiento

l_{perf} = Longitud perforada del empacamiento con grava

D_{perf} = Diámetro de la perforación

n = Número de perforaciones

$$D_{ego} = \frac{1.80 \times 10^{-11} B_o \rho k_o h l_{perf} \beta_g}{\mu_o D_{perf}^4 n^2}$$

Ecuación 32

Donde:

B_o = Factor de volumen de aceite
 ρ = Densidad del aceite
 k_o = Permeabilidad al aceite
 h = Espesor del yacimiento
 l_{perf} = Longitud perforada por el empacamiento con grava
 β_g = Factor de turbulencia, definido en la Ecuación 33
 μ_o = Viscosidad del aceite
 D_{perf} = Diámetro de la perforación
 n = Número de perforaciones
 D_{egg} = Factor de flujo no darciano para aceite

$$\beta_g = bk_g^{-a} \quad \text{Ecuación 33}$$

Donde

β_g = Factor de turbulencia
 k_g = Permeabilidad del empacamiento
 a y b son factores que dependen del tamaño de la grava del empacamiento ^(Golan Michel, 1996)

Mientras que para el gas, el factor de flujo no Darciano queda expresado en la

$$D_{egg} = \frac{2.45 \times 10^{-10} \gamma_g k h l_{perf} \beta_g}{\mu_g D_{perf}^4 N^2} \quad \text{Ecuación 34}$$

Donde:

k_o = Permeabilidad al aceite
 h = Espesor del yacimiento
 l_{perf} = Longitud perforada por el empacamiento con grava
 β_g = Factor de turbulencia, definido en la Ecuación 33
 μ_o = Viscosidad del aceite
 D_{perf} = Diámetro de la perforación
 N = Número de perforaciones

1.5.8 Comportamiento de afluencia de pozos hidráulicamente fracturados

El fracturamiento hidráulico es una técnica que permite el incremento de la productividad de los pozos. Para la estimación del comportamiento de afluencia de un pozo bajo esta característica, se representó gráficamente en términos de la relación de producción incluyendo las fracturas. Van Pollen concluyó que el daño a la formación inmediatamente en la zona vecina a la fractura tiene el menor efecto, mientras que el daño a la capacidad de flujo de la fractura tiene mayor efecto sobre la productividad del pozo.

Un gasto que se produce, q , de un pozo que es intersecado por N fracturas queda dado por la siguiente expresión:

$$q_o = \frac{0.00508Nk_m l_f (1 - e^{-\sqrt{cx_f}})}{B_o \mu (z_e \sqrt{c} + S)} (p_{ws} - p_{wf}) \quad \text{Ecuación 35}$$

Donde

k_m : Permeabilidad de la matriz
 l_f : Largo de la fractura
 x_f : Valor medio de lo largo de la fractura
 P_{ws} : Presión en la distancia (z_e)
 P_{wf} : Presión de fondo fluyendo
 B_o : Factor de volumen del aceite
 μ_o : Viscosidad del aceite
 s : Factor de daño de la matriz de la roca
 c : Se define como un grupo de variables;

$$c = \frac{2k_m}{z_e w k_f} \quad \text{Ecuación 36}$$

w : Ancho de la fractura
 k_f : Permeabilidad de la fractura
 k_m : Permeabilidad de la matriz
 $z_e =$

Por lo que Índice de Productividad queda expresado en la Ecuación 37:

$$IP = \frac{Q}{(p_{ws} - p_{wf})} = \frac{0.00508Nk_m h (1 - e^{-\sqrt{cx_f}})}{B_o \mu (z_e \sqrt{c} + S)} \quad \text{Ecuación 37}$$

Donde:

Q : Gasto de producción
 P_{ws} : Presión de fondo fluyendo
 P_{wf} : Presión de fondo estática
 k_m : Permeabilidad de la matriz

Para estimar la permeabilidad de la fractura:

$$k_f = \frac{\phi_f^3 w^2}{12} \quad \text{Ecuación 38}$$

Donde:

ϕ_f = Porosidad de la fractura, causada por el volumen de minerales de la roca, y del apuntalante introducido durante el fracturamiento.

Con el incremento del uso de los pozos horizontales fracturados y multi-fracturados es necesario usar un mejor método de aproximación para determinar el índice de productividad, considerando rangos en algunas variables tales como la longitud del pozo, la permeabilidad del yacimiento y fracturas.

Entre los estudios que se han llevado a cabo en relación con el comportamiento de los pozos que tienen fracturas, encontramos tres modelos usados ampliamente:

- Conductividad vertical infinita de la fractura
- Flujo vertical uniforme en la fractura
- Flujo horizontal uniforme en la fractura

El análisis para pozos que se encuentran en formaciones naturalmente fracturadas, se ha empelado una conductividad infinita, el modelo de fractura vertical, los pozos acidificados se analizan con los modelos de flujo uniforme.

A través de la introducción de un número de simplificaciones y aproximaciones del comportamiento de afluencia de un pozo que ha sido hidráulicamente fracturado en un régimen pseudo-estacionario. Se definirá un radio del pozo, como un radio imaginario de una circunferencia en el que se presenta una caída de presión como si éste fuese un pozo facturado.

$$r_w = \frac{x_f}{\frac{1}{C_r} + 2} \quad \text{Ecuación 39}$$

Donde

x_f = Longitud media de las fracturas
 C_r = Conductividad adimensional de la fracturas
 α = Capacidad relativa de la fractura.

$$\alpha = \frac{2\pi k x_f}{4k k_f w_f} \quad \text{Ecuación 40}$$

Donde:

k = Permeabilidad de la formación
 k_f = Permeabilidad de la fractura

w_f = Ancho de la fractura

Empleando el concepto del radio efectivo del pozo en el régimen pseudo estacionario, con el flujo en una sola fase, aceite, en un flujo psedo-radial, se calcula:

$$P_{ws} - P_{wf} = \frac{1}{C_1} \frac{q_o \mu_o B_o}{k_o h} \left(\ln \frac{r_e}{r_w} - \frac{3}{4} + S \right) \quad \text{Ecuación 41}$$

Donde:

P_{ws} : Presión de fondo estática

P_{wf} : Presión de fondo fluyendo

q_o : Gasto de producción

μ_o : Viscosidad del aceite

B_o : Factor de volumen del aceite

r_e : Radio de drene

r_w : Radio del pozo

k_o : Permeabilidad efectiva al aceite

S : Daño

h : Espesor neto de la formación

Es posible realizar una aproximación similar en los pozos de gas si se supone que en éstos sólo existe flujo laminar en las paredes de la tubería y que el flujo turbulento, es despreciable, en la formación y en la fractura. Si estas condiciones son conocidas en un régimen pseudo-estacionario y un flujo laminar, la expresión queda dada:

$$P_{ws}^2 - P_{wf}^2 = C_3 \frac{q_o \mu_g \bar{Z} T}{k_g h} \left(\ln \frac{r_e}{r_w} - \frac{3}{4} + S \right) \quad \text{Ecuación 42}$$

Donde:

P_{ws} : Presión de fondo estática

P_{wf} : Presión de fondo fluyendo

q_o : Gasto de producción

μ_g : Viscosidad del gas

Z : Factor de compresibilidad del gas

T : Temperatura

r_e : Radio de drene

r_w : Radio del pozo

k_g : Permeabilidad efectiva al gas

s : Daño

h : Espesor neto de la formación

2 ANÁLISIS NODAL DEL COMPORTAMIENTO DE POZOS

2.1. Análisis Nodal

En el capítulo anterior se definió al Sistema Integral de Producción como el conjunto de elementos que se encuentran involucrados en el proceso de producción de hidrocarburos, desde el yacimiento hasta la superficie. Partiendo de este concepto habrá que considerar los elementos que le componen, yacimiento, tuberías verticales, horizontales, restricciones y equipos de superficie, para establecer la relación que existe entre éstos. El balance de energía en el Sistema Integral de Producción, Figura 2. 1, a cualquier tiempo, será la presión inicial de los fluidos menos la presión final de los mismos. Las caídas de presión a través de cualquier componente varían con el gasto de producción, y a su vez, este gasto se verá controlado por los componentes del sistema. La técnica mediante la cual se diseña, optimiza y estudia el Sistema Integral de Producción es el *análisis nodal*. Esta herramienta empleada por el Ingeniero de Producción, permitirá determinar el efecto de cada uno de los componentes del Sistema Integral en su comportamiento conjunto.

Las principales caídas de presión que ocurren en el Sistema Integral de Producción se distribuyen de la siguiente manera:

Elemento	Pérdida de presión (totales)
Yacimiento	10-50 %
Tubería vertical	30-80 %
Tubería horizontal	5- 30 %

El procedimiento del análisis nodal consiste en seleccionar un nodo en el pozo y dividir el sistema a partir de ese punto. El nodo puede ser seleccionado en cualquier elemento del sistema y generalmente se suponen constantes las presiones en el yacimiento y en el separador. Las posiciones más comunes seleccionadas como nodos son el separador, estrangulador, cabeza del pozo, válvulas de seguridad, fondo de pozo, yacimiento y el tanque de separación, estos puntos se muestran en la Figura 2. 3, también se aprecian las caídas de presión que pueden ocurrir entre los componentes mencionados.

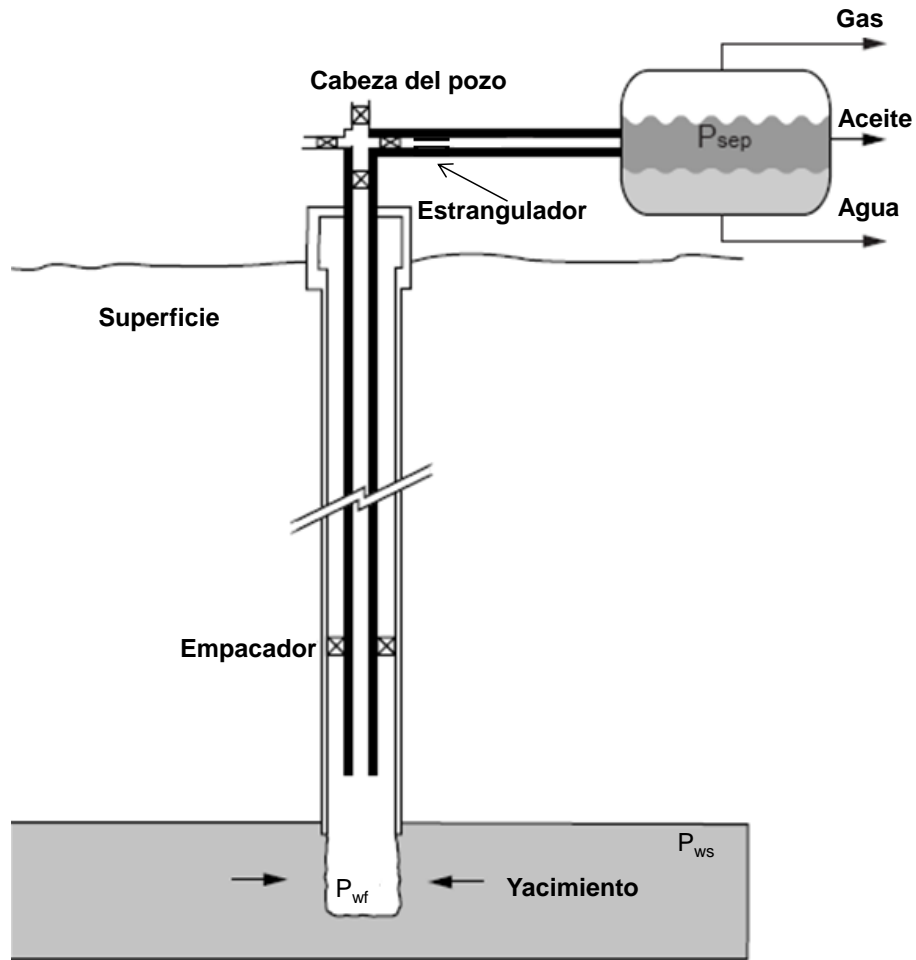


Figura 2. 1. Caídas de presión en el Sistema Integral de Producción.

Todos los componentes corriente arriba del nodo comprenden la sección de aporte de fluidos, mientras que la sección de salida del nodo la componen los elementos corriente abajo.

Se requiere disponer de la relación entre el gasto de producción y las caídas de presión para cada componente en el sistema; el flujo que se tiene a través del sistema se puede determinar al satisfacer alguno de los siguientes requerimientos:

- El flujo dentro del nodo, debe ser el mismo que fuera de éste.
- Sólo puede existir una presión en un nodo.

Figura 2. 2. Condiciones a satisfacer en el Análisis Nodal.

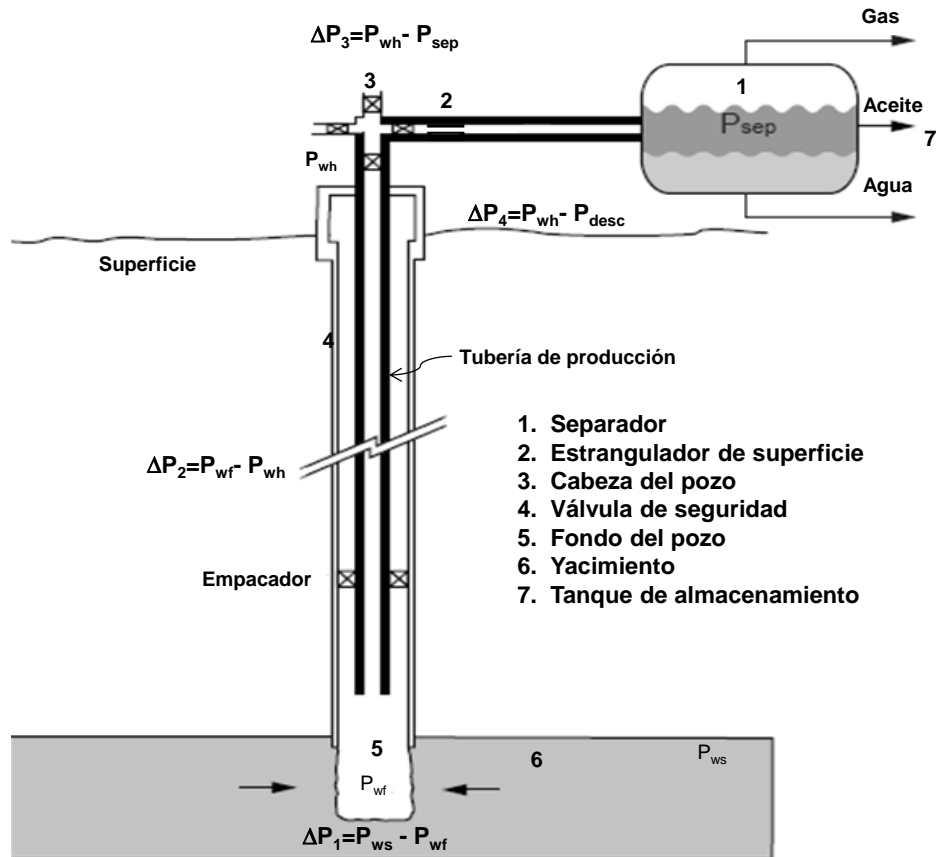
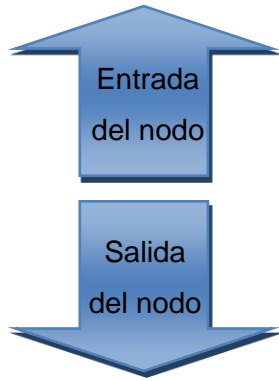


Figura 2. 3. Nodos comunes en el SIP empleados en el análisis nodal.

A un tiempo en particular de la vida del pozo, existen dos presiones que permanecen constantes y no son función del gasto de producción, una de estas presiones es la del yacimiento y la otra es la de salida del sistema, que con frecuencia se emplea la del separador, pero si el pozo no está controlado con estrangulador en superficie, se puede emplear la presión en la cabeza.

La selección del nodo solución estará en función del componente que se requiera evaluar, y esta conveniencia será definida con base en la respuesta que proporcione el sistema a las condiciones dadas, esto permitirá la identificación de la problemática y el planteamiento de soluciones. Una vez que el nodo es seleccionado, se procede al cálculo de la presión en éste de ambas direcciones comenzando en el punto donde se tiene la presión fija, a partir de este valor se estiman las caídas de presión.



$$P_{entrada} - \Delta P_{(corriente\ arriba)} = P_{nodo}$$

$$P_{salida} + \Delta P_{(componentes\ corriente\ abajo)} = P_{nodo}$$

Figura 2. 4. Determinación de la presión en el nodo solución.

Donde:

$P_{entrada}$ = Presión de entrada del sistema

P_{salida} = Presión de salida del sistema

P_{nodo} = Presión del nodo

ΔP = Caídas de presión

La caída de presión, ΔP , varía en cualquier componente con el gasto, q . Por lo que, un gráfico de la presión del nodo contra el gasto a que se producirá generará dos curvas, la intersección de éstas dará la condición satisfactoria para los requerimientos del balance de energía del sistema.

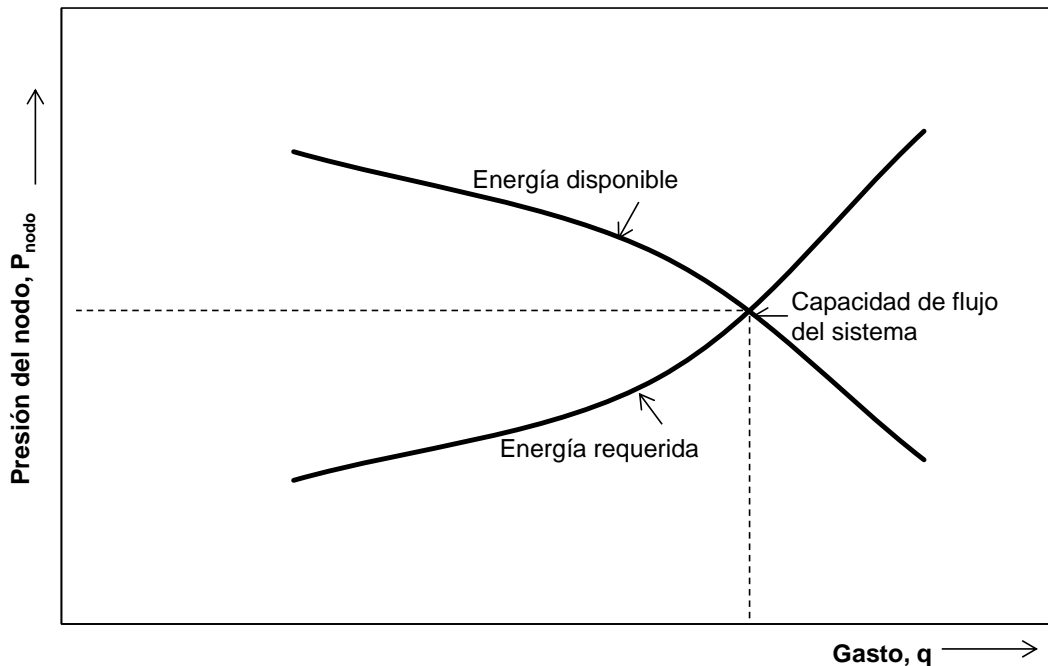


Figura 2. 5. Determinación de la capacidad de flujo del sistema.

La variación en los componentes del Sistema Integral de Producción modificará el comportamiento de las curvas que representan la energía disponible y requerida para transportar los fluidos desde el fondo hasta la superficie. El efecto del cambio en cualquiera de los componentes puede analizarse recalculando la presión del nodo y graficando contra el gasto, valores estimados bajo las nuevas características del sistema. Pro ejemplo, el cambio en la capacidad de transporte por una variación en el diámetro de la tubería se aprecia en la Figura 2. 6. Una tubería de mayor diámetro reducirá las pérdidas de presión, y como consecuencia modificará el punto de intersección entre las curvas de energía disponible y requerida.

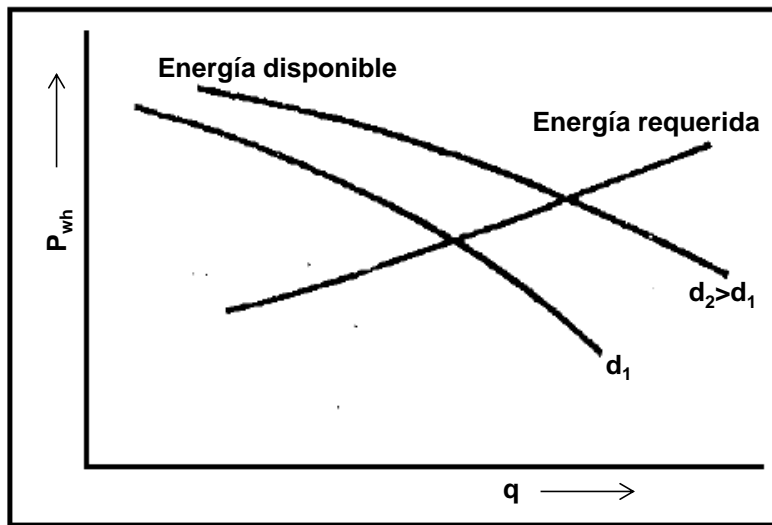


Figura 2. 6. Efecto del tamaño de tubería.

2.1.1 Metodología de Análisis Nodal

Implementar la técnica del análisis nodal requiere considerar los componentes que pueden ser modificados, la selección del componente susceptible a ser optimizado y con base en esto, determinar el nodo más apropiado para observar el comportamiento del elemento de interés, identificar las expresiones adecuadas, recopilar la información necesaria para efectuar los cálculos y finalmente obtener las curvas de la energía requerida y la disponible.

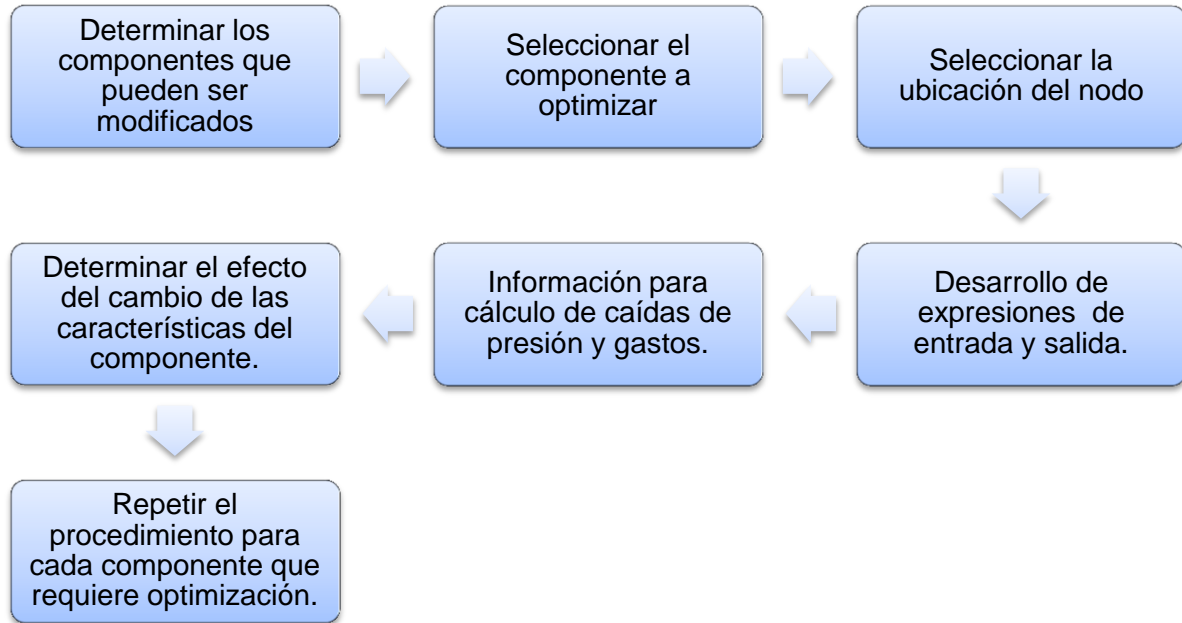


Figura 2. 7. Metodología sugerida para el análisis nodal.

2.1.2 Fondo del pozo como nodo solución

La selección del fondo del pozo como nodo solución, es una de las opciones más utilizadas en el análisis nodal, al seleccionar este punto se divide el sistema en dos componentes principalmente: el yacimiento y el conjunto de tuberías.

El comportamiento de la energía disponible, se representará mediante el índice de productividad del pozo en estudio, calculado con los modelos descritos en el capítulo anterior dependiendo del caso; mientras que la curva de energía requerida incluirá las pérdidas de presión de la tubería de producción y de descarga, que serán estimadas mediante correlaciones de flujo multifásico o curvas de gradiente, considerando que no existen restricciones entre estos elementos. La ventaja que proporciona elegir este nodo sobre otras posiciones, radica en la predicción de comportamientos de afluencia futuros, detección de mala terminación, determinación de la remoción del daño y el efecto de la tubería.

La presión del nodo seleccionado será la presión de fondo fluyendo, P_{wf} , para la estimación de los valores de este parámetro, se emplearán los siguientes modelos:

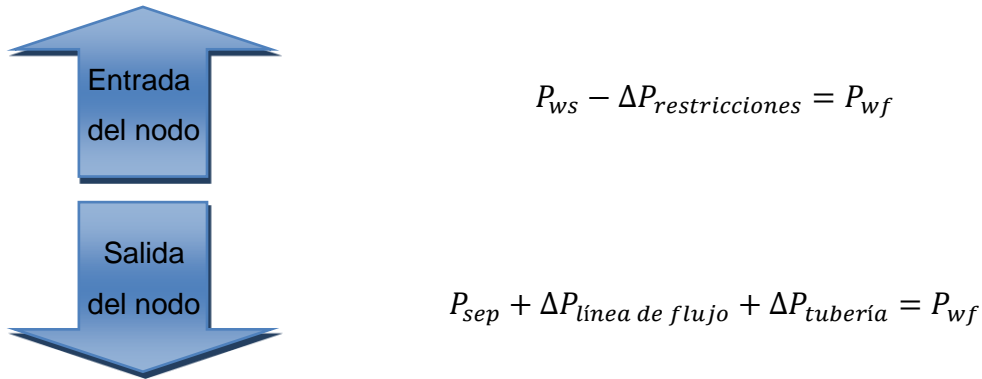


Figura 2. 8. Determinación de la presión en el nodo solución, fondo del pozo.

Donde:

P_{ws} = Presión de fondo estática

ΔP = Caídas de presión

P_{wh} = Presión en la cabeza

P_{sep} = Presión de separación

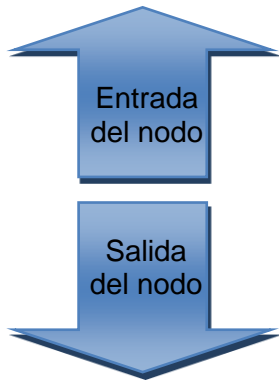
El procedimiento para el análisis nodal, con el nodo solución en el fondo es el siguiente:

1. De la presión media del yacimiento, suponer varios gastos de producción y calcular la presión de fondo fluyendo (P_{wf}) para dichos gastos y construir la curva de IPR.
2. Partiendo de la presión del separador, suponer varios gastos de producción y obtener la presión en la cabeza del pozo (P_{wh}), utilizando una correlación de flujo multifásico en tubería horizontal o curvas de gradiente de presión.
3. Con los mismos gastos del punto anterior y las correspondientes presiones en la cabeza del pozo (P_{wh}), determinar la presión de fondo fluyendo (P_{wf}), utilizando una correlación de flujo multifásico en tubería vertical o curvas de gradiente de presión.
4. Sobre el gráfico de IPR, trazar los gastos y las presiones de fondo fluyendo obtenidas, con estas curvas se tendrá una intersección, que representará la capacidad del sistema para el transporte de fluidos.

2.1.3 Cabeza del pozo como nodo solución

Cuando se considera la cabeza del pozo como nodo solución, el separador y la línea de descarga conforman la primera parte del sistema, mientras que la tubería de producción y

el yacimiento son el otro componente. Las expresiones para la estimación de la presión en este nodo son:



$$P_{ws} - \Delta P_{restricciones} - \Delta P_{tubería} = P_{wh}$$

$$P_{sep} + \Delta P_{línea de flujo} = P_{wh}$$

Figura 2. 9. Determinación de presión en el nodo, cabeza del pozo.

Donde:

P_{ws} = Presión de fondo estática

ΔP = Caídas de presión

P_{wh} = Presión en la cabeza

P_{sep} = Presión de separación

El gráfico que representa la relación entre el gasto de producción y la presión en la cabeza, se aprecia en la Figura 2.9, la curva de la energía disponible comprende las caídas de presión en el yacimiento o el comportamiento de afluencia y las ocurridas en la tubería vertical, mientras que la curva correspondiente a la energía requerida está formada por las caídas de presión en la línea de descarga y el separador.

La conveniencia de seleccionar la cabeza como nodo solución radica en la posibilidad de observar el efecto de los cambios en la línea de descarga, la Figura 2. 10 muestra que cambiar el diámetro de la línea de descarga por uno mayor ocasionará el incremento en el gasto de producción,

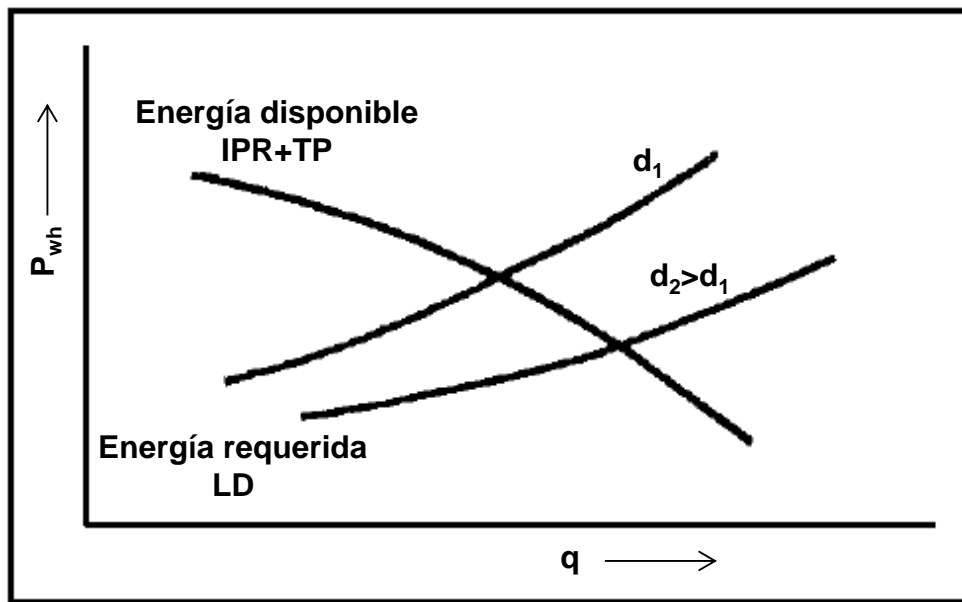


Figura 2. 10. Efecto del cambio de diámetro en la línea de descarga.

El procedimiento para el cálculo es el siguiente:

1. De la presión media del yacimiento, se requiere suponer varios gastos de producción y calcular la presión de fondo fluyendo (P_{wf}) para dichos gastos y construir la curva de IPR.
2. Con estos mismos gastos y su respectiva presión de fondo, determinar la presión en la cabeza del pozo, con una correlación de flujo multifásico en tubería vertical o curvas de gradiente de presión
3. A partir de la presión del separador, suponer varios gastos de producción y obtener la presión en la cabeza del pozo con una correlación de flujo multifásico en tubería horizontal o curvas de gradiente de presión
4. Graficar los gastos y las presiones en la cabeza del pozo obtenidas. Sobre esa misma gráfica, graficar los gastos y las presiones en la cabeza del pozo. La intersección de las curvas mostrará el gasto posible para este sistema, este gasto no es el gasto máximo u óptimo del sistema.

2.1.4 Separador como nodo solución

Es útil realizar el análisis permitirá realizar el diseño de sistemas de bombeo o compresión, puesto que la presión en el separador controla la presión de succión o de compresión de estos equipos. Elegir este nodo como solución permitirá determinar el efecto de la variación de la presión de separación. Las expresiones para emplear este nodo son:

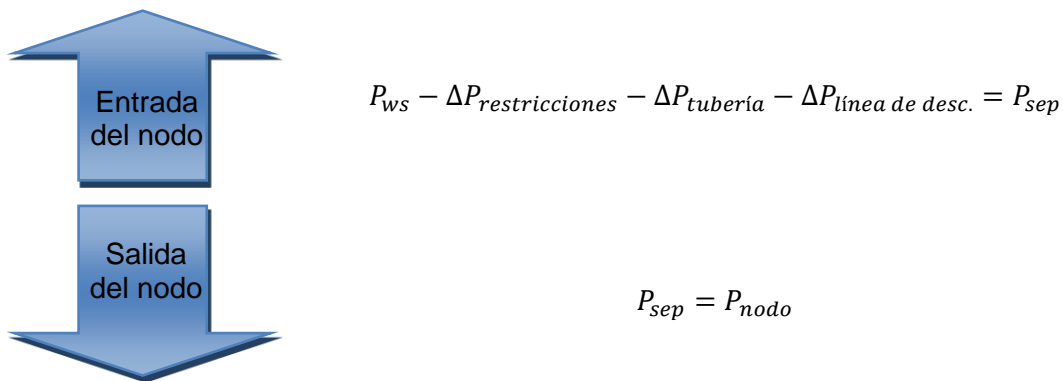


Figura 2. 11. Determinación de la presión en el nodo solución, separador

El procedimiento para su cálculo se describe enseguida:

1. De la presión del yacimiento (P_{ws}), suponiendo varios gastos y empleando el modelo de afluencia que reproduzca obtener los valores de la presión de fondo fluyendo.
2. Con las presiones y gastos calculados en el punto anterior, obtener el valor de la presión en la cabeza del pozo, mediante correlaciones de flujo multifásico o curvas de gradiente de presión.
3. Con las presiones en la cabeza estimada en el paso previo, determinar las caídas de presión en la línea de descarga mediante correlaciones de flujo multifásico o curvas de gradientes, esta presión será la de separación.
4. Trazar la curva de gastos vs presiones.

2.1.5 Estrangulador

Los estranguladores son elementos restrictivos empleados en los pozos para controlar el flujo de fluidos, y resultan de interés en el análisis nodal, por lo que también puede

seleccionarse como componente de estudio. En sentido estricto, no se selecciona el estrangulador como nodo solución, sino la cabeza del pozo, sin embargo, en efecto que se visualiza bajo este análisis es el del estrangulador, seleccionar y optimizar su diámetro, así como ubicarle dentro del sistema para conservar la condición de flujo crítico.

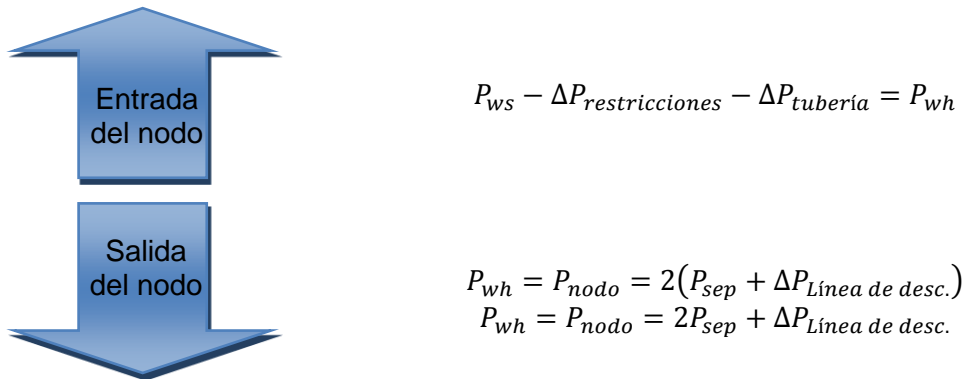


Figura 2. 12. Determinación de la presión en el nodo solución, con estrangulador.

El procedimiento de cálculo para el análisis nodal se describe:

1. Determinar el comportamiento de afluencia del pozo en estudio con el uso del modelo que mejor se ajuste al caso, con gastos supuestos estimar el valor de la presión de fondo fluyendo.
2. Con esos gastos y presiones de fondo fluyendo se obtiene la presión en la cabeza del pozo, empleando correlaciones de flujo multifásico o curvas de gradientes de presión.
3. A partir de la presión de separación, se suponen gastos y se estima la caída de presión adicional ocasionada por la presencia del estrangulador.
4. Dibujar en un gráfico los puntos de presión y gasto calculados, la intersección de las curvas indicará la capacidad del sistema para transportar fluidos.

4.1. Aplicaciones del Análisis Nodal

El análisis nodal, puede emplearse para el estudio de pozos con problemas de producción, en pozos con sistemas artificiales, y hasta inyectores con las apropiadas modificaciones a las expresiones correspondientes. La técnica del análisis nodal, es útil, porque involucra todos los elementos del sistema y permite determinar el efecto de la variación de la capacidad de flujo del sistema, así como tener una imagen del comportamiento del pozo.

Un sistema puede optimizarse seleccionando la combinación de características de los componentes que provean de la máxima producción al menor costo. Aunque la presión total del sistema puede ser fija para determinado tiempo, la capacidad de producción de un sistema depende de las posiciones en las que ocurren las caídas de presión. Si el valor de las caídas de presión es considerable, seguramente la presión del sistema será insuficiente para un eficiente comportamiento de los otros componentes. Así por ejemplo, si se tiene una tubería muy pequeña, aunque el yacimiento sea capaz de producir una cantidad considerable de fluidos, se presentarán caídas fuertes de presión a lo largo de la tubería por lo que el comportamiento de afluencia se verá afectado.

El empleo del análisis nodal como herramienta de optimización, es aplicable en los sistemas artificiales, así por ejemplo si se tiene que el sistema artificial adecuado para un pozo es el Bombeo Neumático, la inyección de gas hará que la densidad de la mezcla gas-líquido disminuya y con ello también la presión de fondo requerida. Sin embargo, a medida que el gasto de gas incrementa, también lo hace la velocidad del fluido y por ende las pérdidas de presión por fricción también incrementa. Se alcanzará un punto tal que las pérdidas por fricción incrementen más que la densidad o las pérdidas hidrostáticas disminuyen con el incremento del gasto de gas.

Entre las aplicaciones que pueden destacar encontramos:

- Selección del tamaño de tubería.
- Diseño del empacamiento con grava.
- Dimensionamiento del estrangulador y válvula de seguridad
- Diseño y optimización del sistema artificial.
- Evaluación de la estimulación del pozo.
- Análisis del efecto de la densidad de perforación.
- Análisis de sistemas multipozos

3. ANÁLISIS INTEGRADO DEL COMPORTAMIENTO DE POZOS

3.1. Descripción de la problemática

Yacimientos de baja permeabilidad tienen valores en esta propiedad entre 0.1mD y 1mD, en México el Paleocanal de Chicontepec es un ejemplo de formaciones con esta característica.

Estudios internos que se llevaron a cabo en Pemex durante la década de los ochenta, resultaron en la determinación de la perforación de 79 pozos exploratorios de los cuales 61 resultaron productores. Fue durante este tiempo que ocurrió el desarrollo parcial de los campos; Agua Fría y Escobal, mientras que para los años noventa se llevaron a cabo estudios en los campos ya descubiertos, como Coapechaca, Corralillo y Coyula. ^(Hidrocarburos, 2010)

En la Figura 3. 1 , se muestra el histórico de producción de Chicontepec, en el mismo gráfico en el que se coloca el número de pozos que se han perforado al menos hasta el año 2009, en dicho gráfico se observa un notable crecimiento en la cantidad de pozos que se han perforado, mientras que no ocurre lo mismo con la producción de aceite.

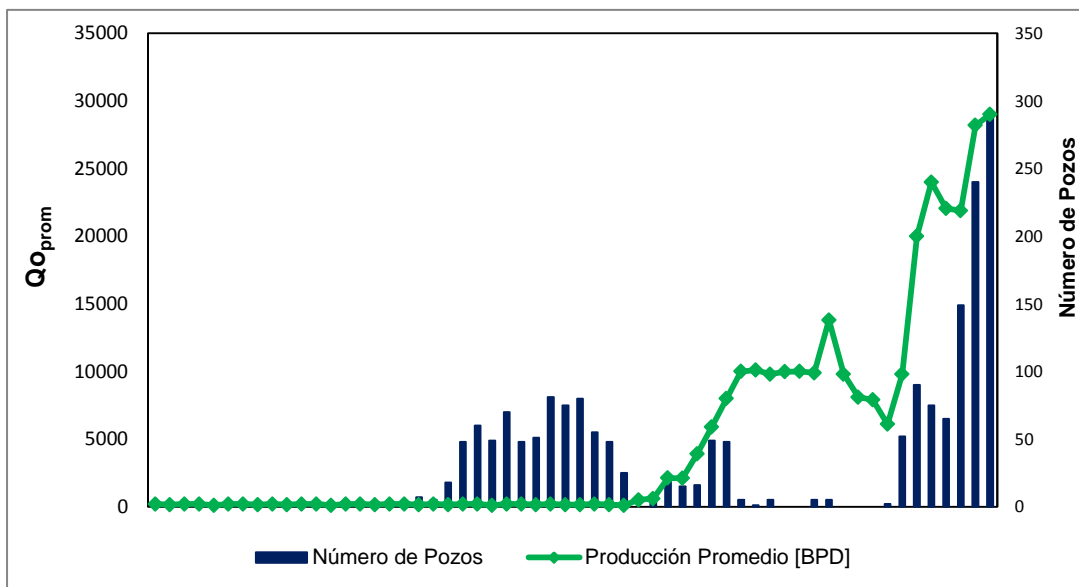


Figura 3. 1. Histórico de producción en Chicontepec (Yacimiento de baja permeabilidad).

Lo que ahora se conoce como el proyecto Aceite Terciario del Golfo, ATG, se encuentra en etapa de inicio con un desarrollo limitado, en comparación con el potencial que promete y la cantidad de recursos que pudieran obtenerse.

Si bien es conocido que el proyecto de explotación del Aceite Terciario del Golfo es complicado, es indispensable prestar atención en los factores que influyen en la explotación de los yacimientos y con base en esta información determinar las decisiones más acertadas para la optimización de recuperación de hidrocarburos.

Actualmente se sabe que el factor de recuperación en ATG por agotamiento natural es del 2%, y entre las dificultades que se presentan en el proyecto, inicialmente se tiene la incertidumbre en el cálculo del volumen original, dados los métodos que se emplean, así como la falta de información y conocimiento del subsuelo. También la necesidad de una metodología adecuada de planeación a fin de reducir la incertidumbre en las distintas áreas que se abarcan en el proyecto y definir la estrategia óptima, considerando que uno de los parámetros críticos al proponer y ejecutar un programa de explotación es la selección de la tecnología más adecuada, decisión que se toma según la información disponible, resultados de las pruebas piloto y estudios ejecutados.

En el caso de Chicontepec, el diagnóstico de la problemática de sus yacimientos se podrá llevar a cabo sólo si se incorporan los elementos que componen el Sistema Integral de Producción, considerando el comportamiento de los fluidos, las propiedades de la roca y la interacción entre éstos.

A medida que se incrementan los volúmenes extraídos, la presión declinará y su variación tendrá como efecto la liberación del gas, por lo que en el medio poroso se tendrá la presencia de dos fases, líquido-gas. El gas liberado alcanzará el valor de la saturación crítica en el yacimiento, por lo que éste comenzará a fluir, modificando la permeabilidad relativa a las fases, disminuyendo la permeabilidad relativa al aceite y la producción de esta fase.

Las estrategias empleadas para lograr el incremento de recuperación de hidrocarburos contemplan por ejemplo fracturamiento hidráulico, sistemas artificiales, inyección de agua, CO₂ y perforación de pozos multilaterales, entre otras. El fracturamiento hidráulico incrementará la productividad de los pozos en los que se implemente, sin embargo, en un yacimiento de baja permeabilidad, el efecto del fracturamiento reducirá en un tiempo

relativamente corto, generará mayores caídas de presión en el yacimiento y quizá se alcance la presión de saturación en el medio poroso.

En un histórico de producción se distinguirá el resultado del incremento de la producción de hidrocarburos ocasionado por el fracturamiento hidráulico, no obstante, la declinación de la producción es acelerada. La Figura 3. 2 muestra un esquema en el que posterior al fracturamiento hidráulico se obtiene la producción máxima del pozo, empero esta variable rápidamente disminuye.

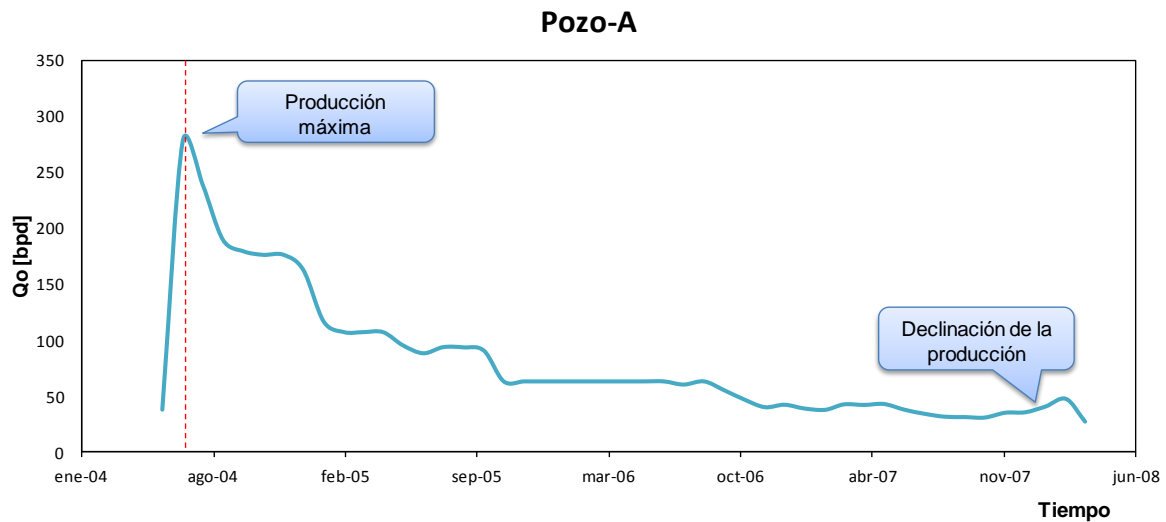


Figura 3. 2. Histórico de producción del Pozo-A.

Otra de las técnicas mencionadas para obtener más aceite fueron los sistemas artificiales de producción, una vez que la energía natural del yacimiento se agota, es indispensable adicionar energía a los pozos para llevar los hidrocarburos desde el fondo a la superficie, para lo cual se tienen como posibilidades el Bombeo Mecánico, Bombeo por Cavidades Progresivas, Bombeo Neumático, por mencionar algunos. El uso de sistemas artificiales reduce la presión de fondo fluyendo, por lo que la caída de presión en el medio poroso será mucho mayor, y en un breve tiempo se reducirá también la producción.

En ambos casos es evidente el inconveniente de reducir la presión de fondo fluyendo, y si ésta se aproxima a la presión de saturación aún más, una vez que ocurre se presentará un fenómeno degenerativo en el yacimiento. Se liberará gas, saturará el medio poroso, reducirá la permeabilidad relativa al aceite y la producción de aceite, conforme decline la presión este volumen de gas incrementará.

Los métodos de inyección de fluidos a los yacimientos añaden energía al yacimiento, por lo que sólo mediante técnicas de esta índole se evitará alcanzar la presión de saturación y tener dos fases en el yacimiento.

3.2. Comportamiento histórico de producción

El caso que enseguida se presenta no es aislado del comportamiento que exhiben otros pozos en Chicontepec, situación apreciable en el histórico de producción. Al principio de la vida productiva del pozo el volumen que se obtiene de hidrocarburos es reducido, y una vez que se fractura hidráulicamente se obtiene el valor máximo de la producción para posteriormente observar la declinación pronunciada de ésta, hasta el momento en que se dispone de información el volumen producido es al menos igual al reportado a la apertura del pozo, en la Figura 3. 3 se observa el comportamiento descrito previamente.

Obsérvese el caso del Pozo-B, la producción en el tiempo exhibe un comportamiento similar al reportado en el Pozo-A, es decir, la producción inicia en un valor marginal, para posteriormente alcanzar el valor máximo de producción y declinar a un ritmo acelerado y finalmente (hasta la fecha de conocimiento) presentar valores inferiores a los iniciales.

Tal como se muestran el histórico de los pozos anteriores, sería posible destacar a la mayoría de todos los comprendidos en Chicontepec, un yacimiento de muy baja permeabilidad.

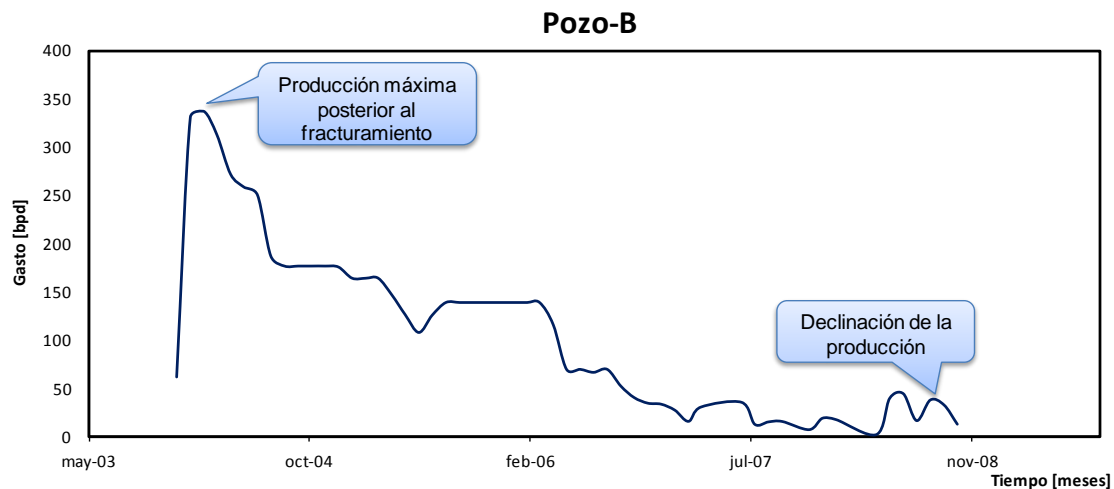


Figura 3. 3. Histórico de producción del Pozo-A.

3.3. Análisis del comportamiento de fases

El análisis del comportamiento de fases será de importancia relevante, puesto que derivado de las condiciones de explotación se modificará la presencia de los fluidos en el yacimiento. Dada la característica de baja permeabilidad del medio, se identifica que ocurra una gran caída de presión en la vecindad del pozo, por lo que el ΔP entre la presión del yacimiento y la de fondo fluyendo será considerablemente elevado. En un diagrama de fases se apreciará que el valor de la presión de fondo fluyendo P_{wf} , es próximo al de presión de saturación, por lo que un ritmo acelerado de producción provocará que se entre a la región de dos fases, y como consecuencia que la saturación del gas en el yacimiento se incremente.

En la Figura 3. 4 se muestra un diagrama de fases en el que se indica el valor de la presión del yacimiento, la presión de fondo fluyendo y la presión de saturación (de burbuja). Esta condición se tiene en un inicio de la vida productiva del pozo, es posible distinguir la proximidad entre la presión de saturación y de fondo fluyendo, por lo que la declinación de la presión en el yacimiento, posteriormente ocasionará que se alcance la presión de burbuja o un valor inferior en el fondo.

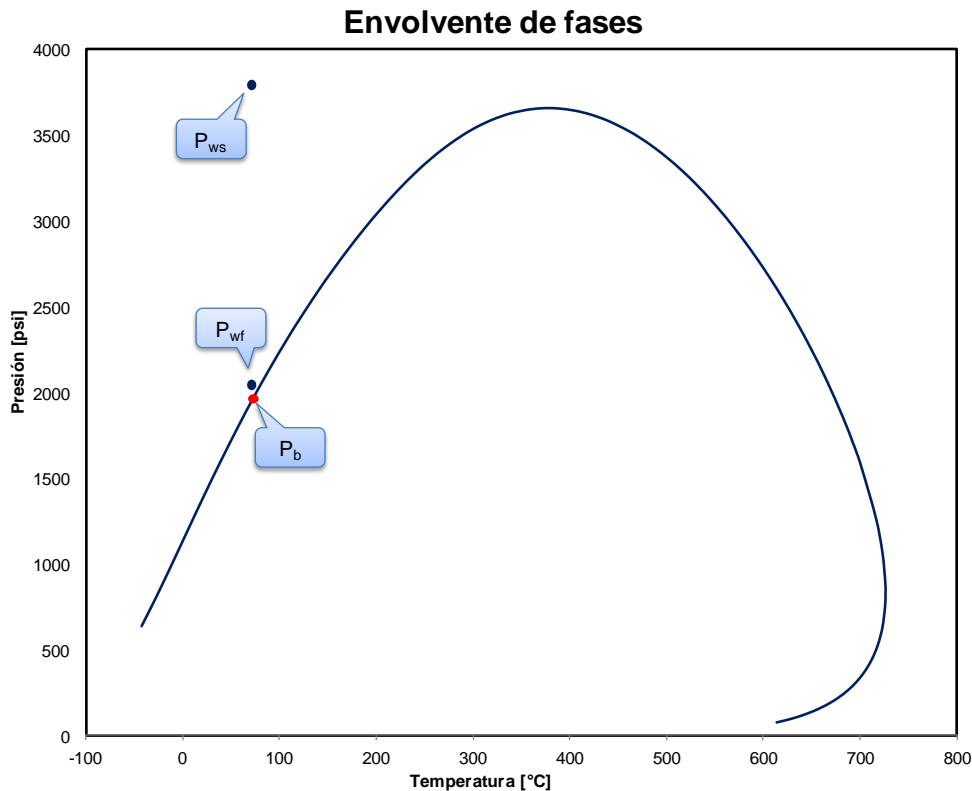


Figura 3. 4. Diagrama de fases al inicio de la vida productiva del fluido del caso de estudio.

Al continuar con la extracción de hidrocarburos, la presión tenderá a declinar en ausencia de algún mecanismo de mantenimiento de la misma, por lo que si se representa la trayectoria que siguen los hidrocarburos en un diagrama PvsT se observará que la presión del fondo fluyendo cae por debajo de la presión de burbuja, lo que significa un incremento en la presencia del gas en el medio poroso.

3.4. Análisis Nodal

En este apartado se incluye el estudio de un pozo productor de una formación de baja permeabilidad, en el que se valorará la condición de explotación mediante el uso de la técnica de análisis nodal, mismo que permitirá evaluar si los esquemas actuales resultan óptimos para la vida productiva de un pozo, así como para maximizar los volúmenes de hidrocarburos obtenidos.

Considérese un pozo, Pozo.1, ubicado en un yacimiento de baja permeabilidad como lo es Chicontepec, con un valor promedio de esta propiedad indicado en 4.8 mD, característica fuertemente influenciada por el contenido de material arcilloso, con un valor del 55%. El espesor es de 5 m, las condiciones en las que se inicia la explotación se mencionan en la Tabla 3. 3 .

Condiciones previas al fracturamiento	
P_b=	2020 [psi]
P_{ws}=	3797[psi]
P_{wf}=	2048 [psi]
T_{yac}=	70 [°C]
%W=	3%
RGA=	100 [m ³ /m ³]
API=	25.41°
Qo=	65 [bpd]

Tabla 3. 1. Condiciones al inicio de la explotación.

Lo Pozo-1, en estudio presenta un gasto de producción de 65 [bpd], condición previa al fracturamiento hidráulico y que se conserva durante un breve periodo. La simulación de este caso refleja que el potencial absoluto del pozo alcanza un valor no mayor a 104 [bpd] (Véase Figura 3. 5). Una de las alternativas más comunes para la explotación de pozos

en yacimientos de baja permeabilidad, es el fracturamiento hidráulico, que gracias a los canales de flujo provocan un incremento en la productividad del pozo, por lo que se tomará como referencia el comportamiento de esta técnica para compararle con otra alternativa. Es necesario señalar que implementar un fracturamiento hidráulico como técnica para incrementar la productividad de un pozo de aceite, provocará una modificación en el ΔP entre la presión de yacimiento y la de fondo, al abrir mayores canales de flujo, por lo que ésta será de mayor magnitud. En la Figura 3. 5, se muestra un gráfico típico de un análisis nodal, con nodo solución en el fondo del pozo, es posible apreciar la curva de afluencia, la curva VLP. Se incluye también la línea que indica el valor de la presión de saturación con el objetivo de poner en evidencia la diferencia de presión que ocurre entre la de fondo y la estática y ésta.

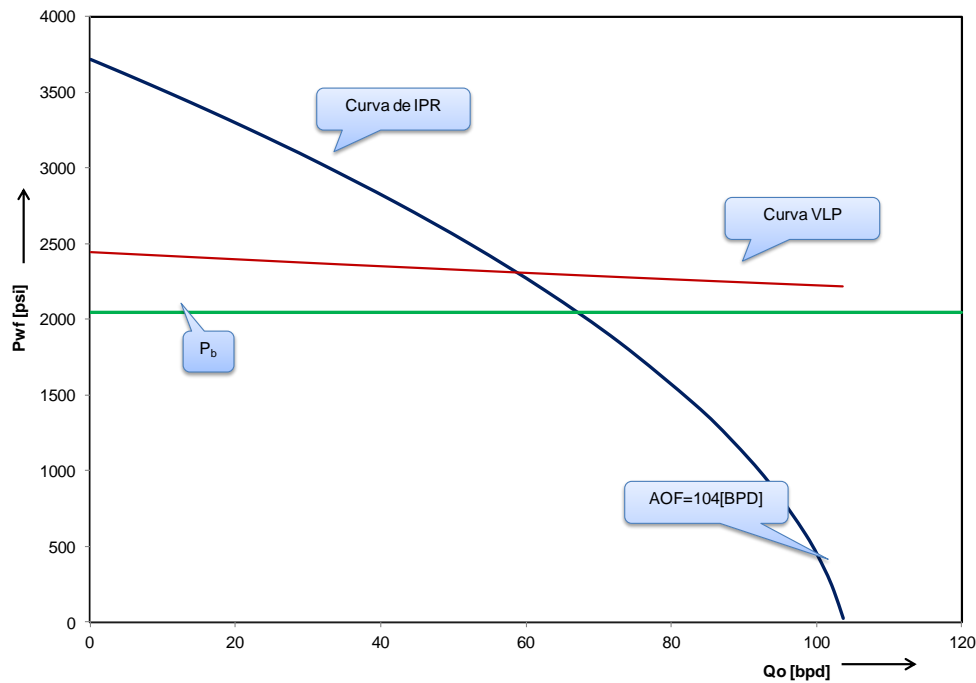


Figura 3. 5. Análisis nodal previo al Fracturamiento Hidráulico.

De conservar las condiciones anteriormente descritas en el tiempo, la presión del yacimiento declinará en función de la producción obtenida, por lo que a medida que este valor disminuya llegará un momento en el que la producción del pozo cese. En la Figura 3. 6, se aprecia la variación de las curvas de afluencia como consecuencia de la disminución de la presión de fondo estática. La declinación de la presión está en función del volumen de hidrocarburos que se extrae de la formación, por lo que de conservar este ritmo de producción, la disminución en 1000 [psi] de la presión estática ocasionará que se detenga la producción de hidrocarburos.

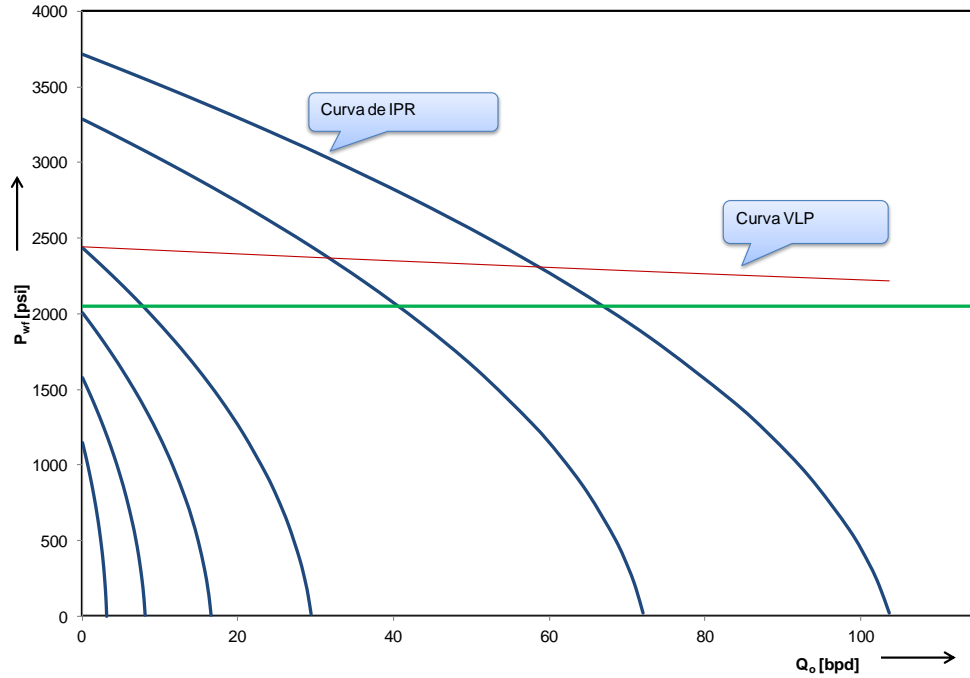


Figura 3. 6. Análisis de sensibilidad de P_{ws} .

Una vez que se efectúa el Fracturamiento Hidráulico, al abrir canales francos al flujo, uno de los parámetros que gobiernan el comportamiento de afluencia se verá modificado, la permeabilidad, por lo que el potencial del pozo incrementará alcanzando valores ampliamente distantes del inicial reportado previo a esta práctica.

Condiciones posteriores al fracturamiento

$P_b=$	2020 [psi]
$P_{ws}=$	3797[psi]
$P_{wf}=$	2105 [psi]
$T_{yac}=$	70 [°C]
$\%W=$	0%
$RGA=$	100 [m ³ /m ³]
$API=$	25.41°
$L_f=$	60 [m]
$K_f=$	90000 [mD]
$W_f=$	12 [pg]
$Q_o=$	496 [bpd]

Tabla 3. 2. Condiciones posteriores al fracturamiento hidráulico.

Se distingue en las curvas obtenidas del análisis nodal, Figura 3. 7, que la presión de fondo fluyendo se encuentra muy próxima al de saturación. En un gráfico comparativo, Figura 3. 8, se distingue el incremento considerable de la productividad del pozo en estudio a consecuencia del fracturamiento hidráulico, alcanzando un potencial al menos 7 veces mayor que el obtenido inicialmente, 795[bpd], con un gasto de producción de 496 [bpd].

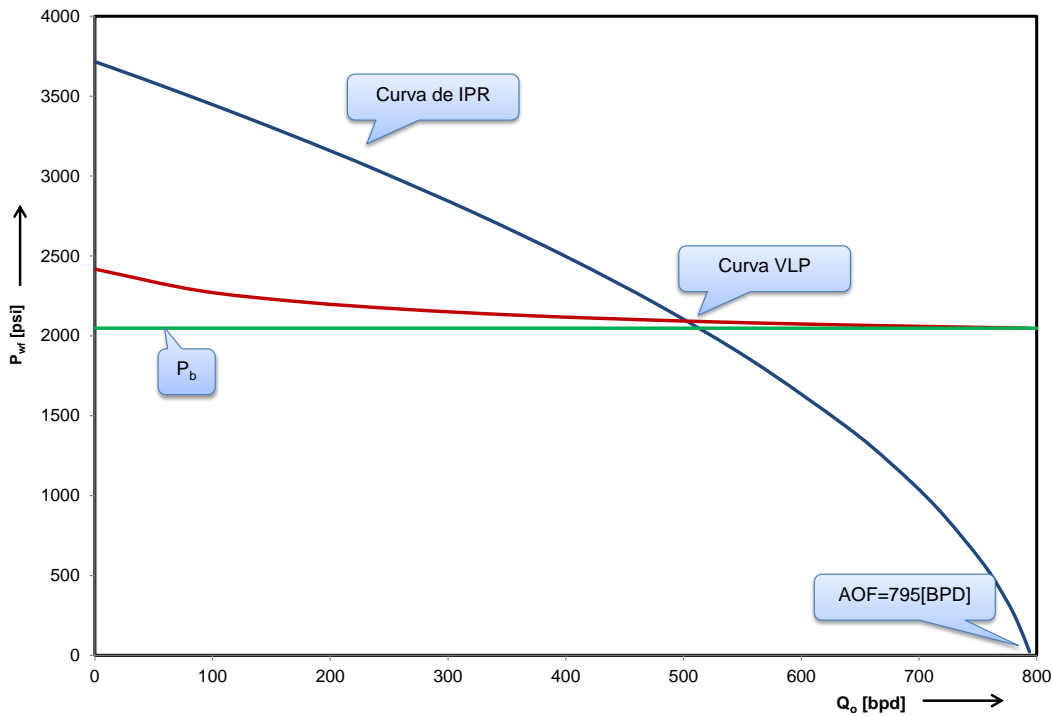


Figura 3. 7. Análisis nodal después del Fracturamiento Hidráulico.

A pesar de que el gasto de producción reportado es de 496 [bpd], inmediatamente después del fracturamiento hidráulico, una vez que se establecen las condiciones de operación, se espera que éste disminuya. Esquemáticamente se aprecia la diferencia entre el potencial de los pozos de acuerdo a la condición en la que se encuentra operando posterior al fracturamiento hidráulico en el pozo, Figura 3. 8.

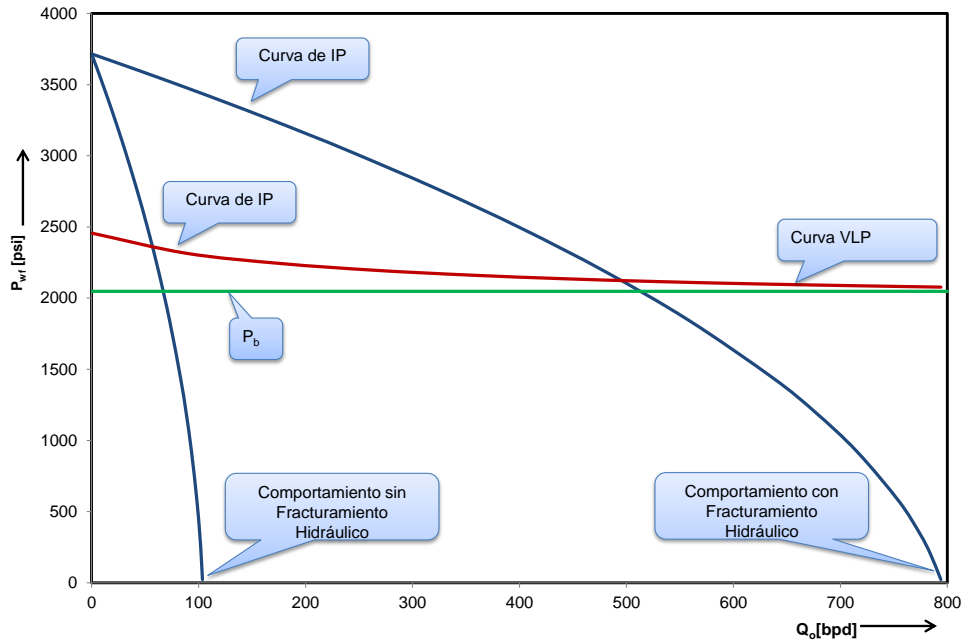


Figura 3. 8. Comparación de comportamientos de afluencia.

Considerando que continúa la explotación del yacimiento, la presión de fondo estática declinará a un ritmo estimado de 28.37 [psi/Mbls], por lo que se aprecia que rápidamente se dejaría de producir bajo los parámetros considerados. Una reducción en 1000 [psi] de la presión estática ocasionarán el cese de la producción, la Figura 3. 9 muestra el comportamiento futuro de las curvas de afluencia.

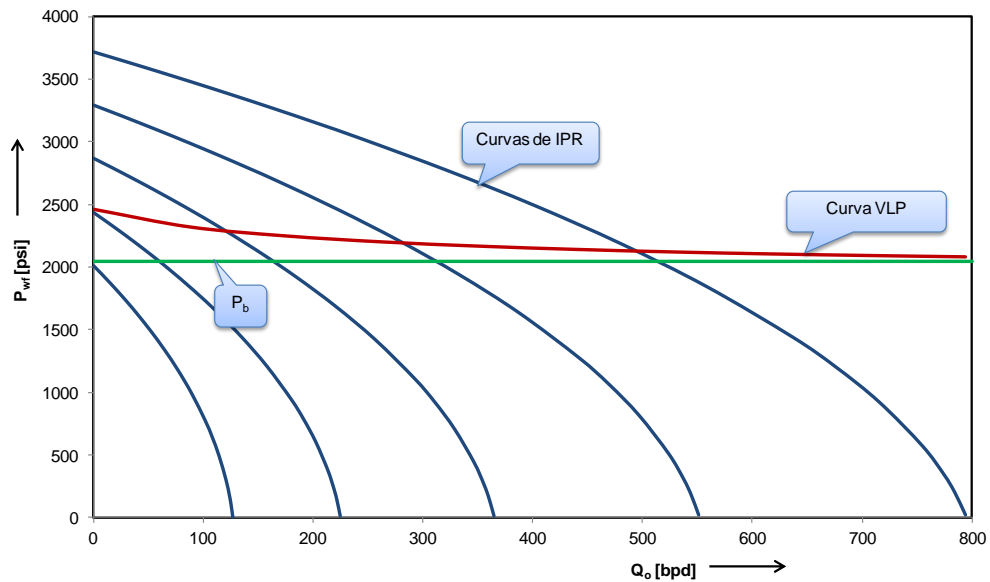


Figura 3. 9. Comportamiento futuro de curvas de afluencia.

La declinación natural de la presión en el yacimiento, producirá una condición diferente a la exhibida posterior inmediata al fracturamiento hidráulico. La presión del yacimiento llegará a ser menor que la presión de burbuja. En el caso de estudio, el diferencial de presión entre la estática y la fondo fluyendo es de 483 [psi], la RGA reportada es de 90[m³/m³], mientras que el gasto se habrá reducido hasta 43 [bpd].

Condiciones posteriores al fracturamiento	
P_b=	2020 [psi]
P_{ws}=	2005 [psi]
P_{wf}=	1522[psi]
T_{yac}=	70 [°C]
%W=	0%
RGA=	90[m ³ /m ³]
API=	25.41°
Q_o=	43[bpd]

Tabla 3. 3. Condiciones con la producción estabilizada.

Como consecuencia de la reducción en la presión de fondo estática, el poro comenzará a saturarse de la fase gaseosa, con lo que se reducirá la permeabilidad relativa al aceite e incrementará la del gas. Una vez que la fase gaseosa comience a fluir, el valor de la producción de aceite decrecerá, hasta que se requiera el uso de un sistema artificial o bien, ya no sea posible continuar con la producción de hidrocarburos.

Del análisis del comportamiento exhibido por el caso de estudio se observa que en las condiciones actuales (Figura 3. 10), la presión de fondo estática está situada por debajo de la presión de saturación. Es por eso que la producción obtenida de este pozo se ha visto disminuida si se compara con el comportamiento posterior al fracturamiento.

De reproducir las curvas futuras de afluencia de este pozo, Figura 3. 11, se aprecia que una reducción mínima en la presión del yacimiento generará que no exista cruce entre las curvas de energía requerida y disponible del análisis nodal, el sistema bajo estas cualidades no tendrá la capacidad de producir hidrocarburos.

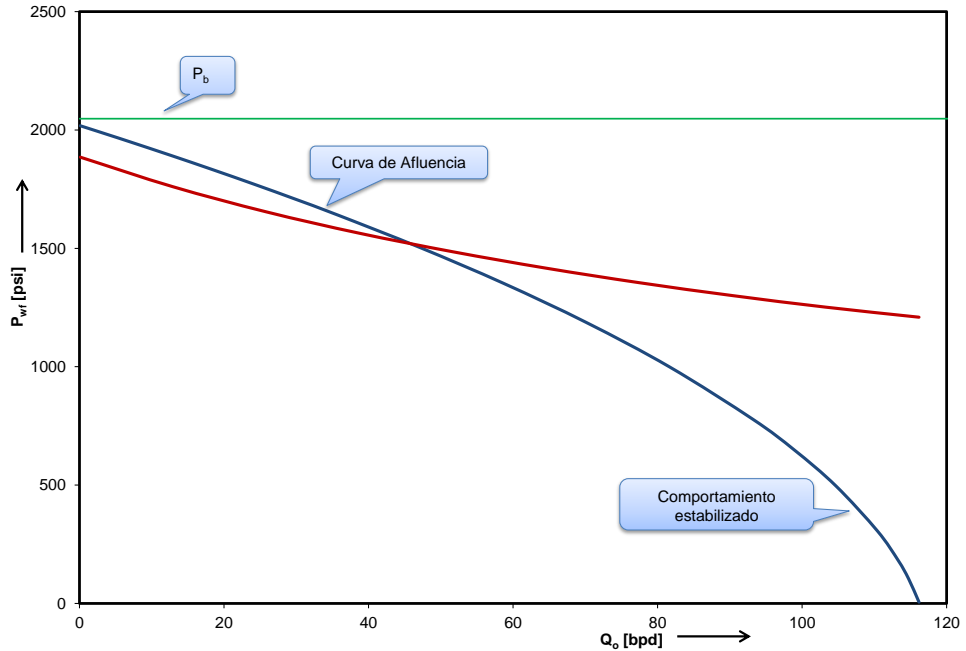


Figura 3. 10. Comportamiento de afluencia en la condición estabilizada.

Así que, debido al bajo aporte de hidrocarburos y las características descritas fue necesario el cierre del pozo. El pozo se consideró como candidato a la aplicación de un Sistema Artificial, se recurrió a producir mediante Bombeo Neumático (el diseño del sistema no es objeto de este trabajo, por lo que sólo se reproducirán las condiciones de operación bajo las que produce el Sistema).

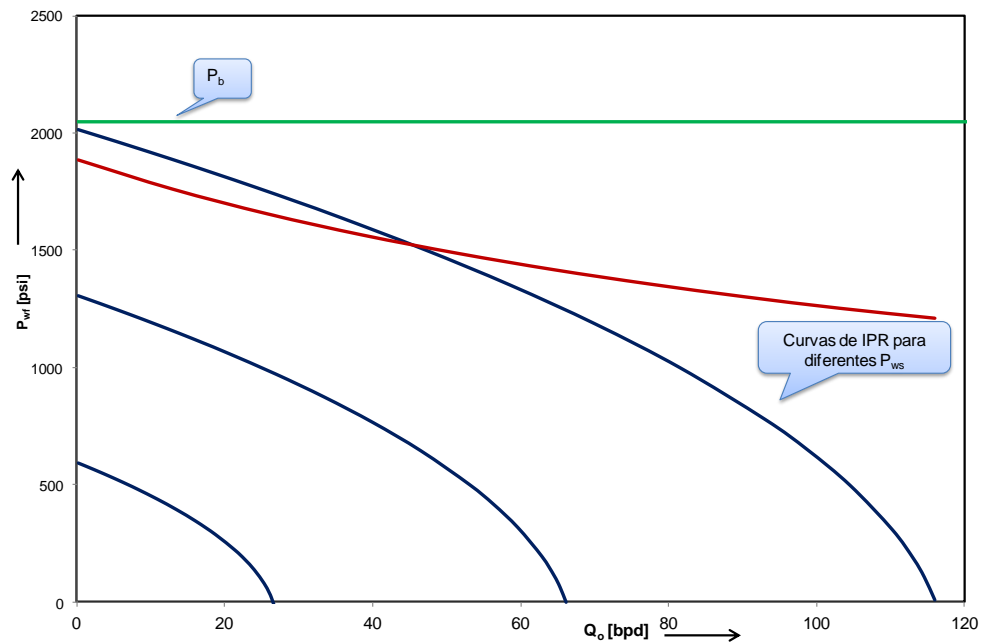


Figura 3. 11. Variación de P_{ws} en la condición estabilizada, energía natural del yacimiento.

La presencia de un sistema artificial de producción reducirá la contrapresión en el fondo, por lo que ésta se hallará en un valor aún mucho menor que el de la presión de burbuja, el fenómeno de saturación de gas en el medio poroso progresará rápidamente, y en un corto tiempo la producción de aceite del pozo se verá reducida considerablemente. La Figura 3. 12 muestra que el ΔP entre la presión de burbuja es de 1442 [psi] y no de 498 [psi] como ocurría con la producción mediante energía natural. Mediante la producción de aceite con Bombeo Neumático, es posible alcanzar valores próximos al potencial del pozo.

Condiciones en el Bombeo Neumático	
$P_b=$	2020 [psi]
$P_{ws}=$	2005 [psi]
$P_{wf}=$	578 [psi]
$T_{yac}=$	70 [°C]
$\%W=$	0%
$RGA=$	90[m ³ /m ³]
$API=$	25.41°
$Q_o=$	43[bpd]

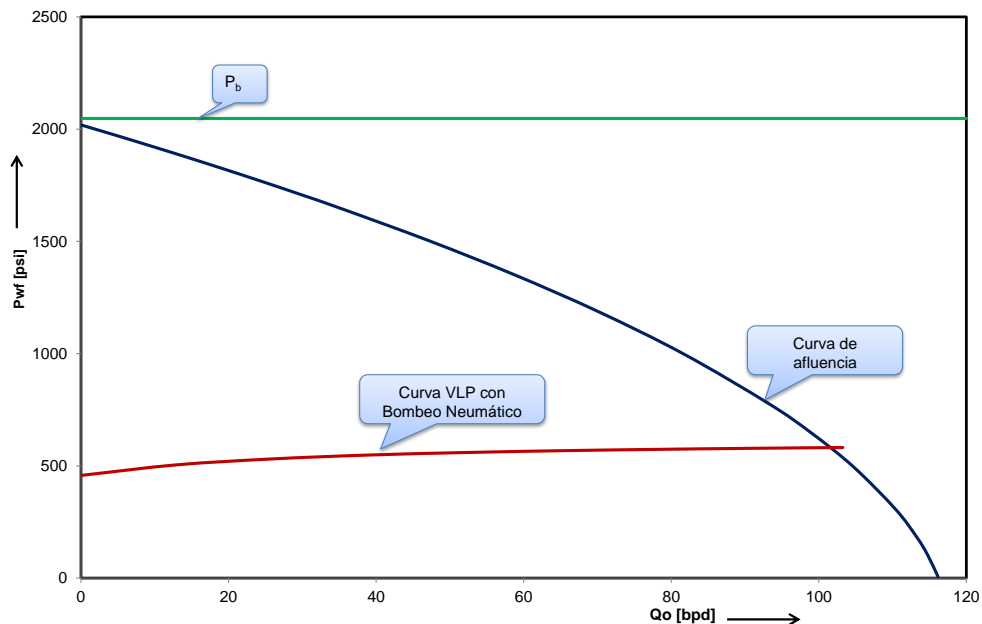


Figura 3. 12. Análisis Nodal con Sistema Artificial de Producción, Bombeo Neumático.

Como consecuencia de una mayor caída de presión entre el yacimiento y el fondo del pozo se incrementará el volumen de gas liberado en el medio poroso y derivado de este

fenómeno se reducirá la producción de aceite. Al proyectar en el futuro las curvas de afluencia de este pozo, y de conservar la producción mediante Bombeo Neumático, se continuará la obtención de hidrocarburos. Sin embargo, se conservarían las demandas de energía para extraer cada vez menores volúmenes de hidrocarburos, la Figura 3. 13 muestra las curvas de afluencia futuras al declinar la presión del yacimiento.

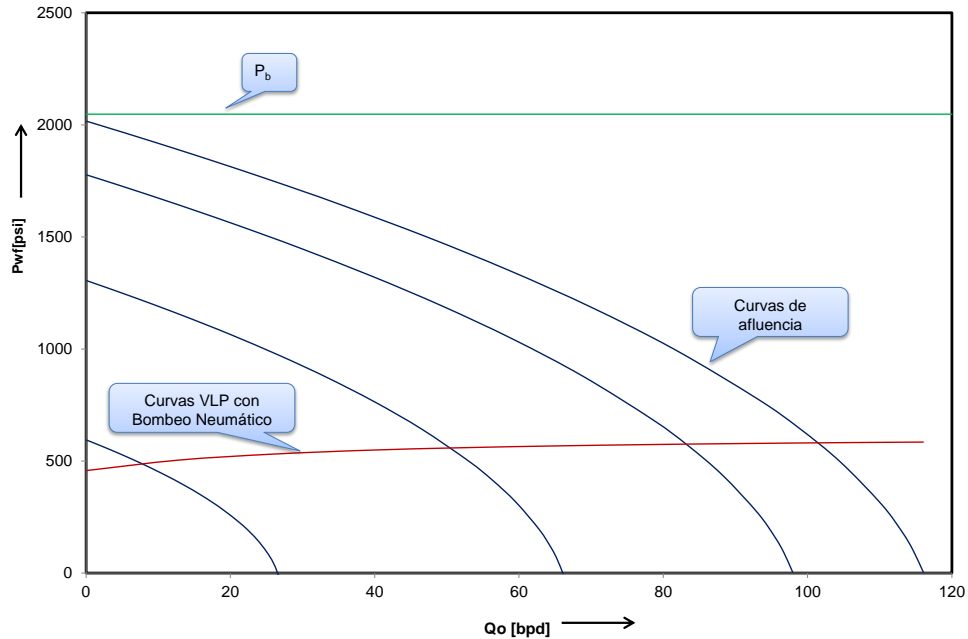


Figura 3. 13. Pronóstico comportamiento de afluencia con Sistema Artificial de Producción, Bombeo Neumático.

Es indispensable reconocer que el fenómeno de liberación de gas en el medio poroso será degenerativo, por lo que en el histórico de producción se reflejarán decrementos en los volúmenes de aceite reportados, como consecuencia directa de la reducción en la contrapresión del pozo. Cuando se inicia el uso de sistemas artificiales se observará que la producción de aceite aportado por la formación alcanza valores muy superiores a los promedio, sin embargo en un tiempo reducido se verán nuevamente producciones del mismo orden previo a la implementación del sistema artificial o inferiores.

Si se reporta en el mismo gráfico el comportamiento de producción de agua y relación gas aceite (RGA) se observará que mientras disminuye el volumen de aceite aportado, se incrementará el correspondiente al de gas. Una vez que se comienza la producción con ayuda del primer Sistema Artificial, Bombeo Mecánico, se aprecia un incremento en el valor de la RGA, mismo que se intensifica cuando inicia la inyección de gas. Se reduce la

contrapresión en el fondo del pozo, se incrementa la producción de aceite obtenida, pero en un corto periodo la declinación de la producción es acelerada.

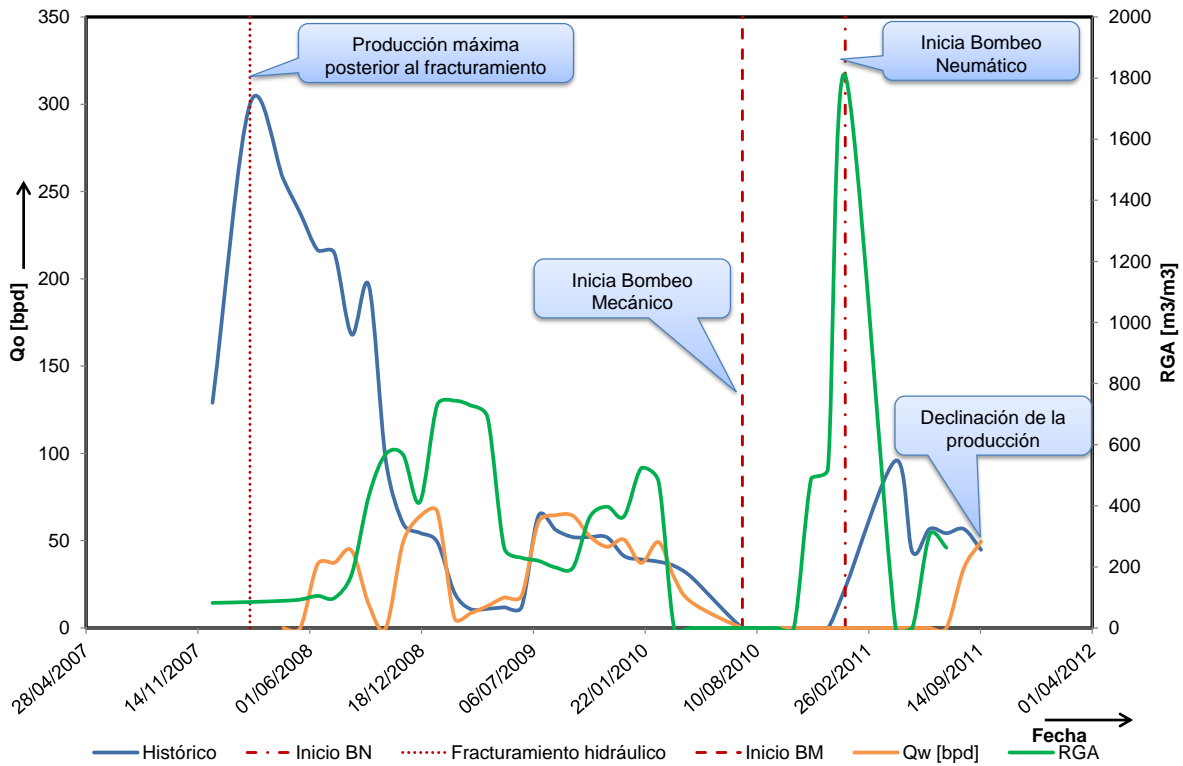


Figura 3. 14. Histórico de producción del caso de estudio.

Fruto del análisis realizado, es evidente que el problema no se encuentra en los sistemas subsuperficiales y superficiales empleados para la recuperación de hidrocarburos, sino en el yacimiento. Por lo que las acciones que reducirán el efecto del fenómeno degenerativo de liberación de gas en el medio poroso y como consecuencia la reducción de la permeabilidad relativa al aceite se encuentran en evitar que la presión en el yacimiento alcance la presión de saturación, o en su defecto evitar un diferencial de presión entre éstas muy grande.

Energizar el yacimiento resulta una potencial solución o medida de reducción del fenómeno degenerativo. Para soportar tal aseveración, se realizó un ejercicio hipotético, en el que se incrementa la presión del yacimiento a valores inferiores al de presión de fractura y se obtuvo que al conservar el índice de productividad lineal, es posible continuar con la producción de hidrocarburos sin estar debajo de la presión de saturación. La Figura 3. 15 muestra las características de las curvas de afluencia construidas bajo la suposición del incremento de la presión del yacimiento. Si la primera curva de afluencia (de derecha

a izquierda) representa el comportamiento actual, es evidente el incremento de la producción de hidrocarburos al implementar un método de mantenimiento de presión. La manera en la que se puede incrementar o mantener la presión se logra mediante la inyección de algún fluido energizante, teniendo como alternativas algunos gases o agua. Su selección dependerá de la disponibilidad de los recursos, así como las características del yacimiento.

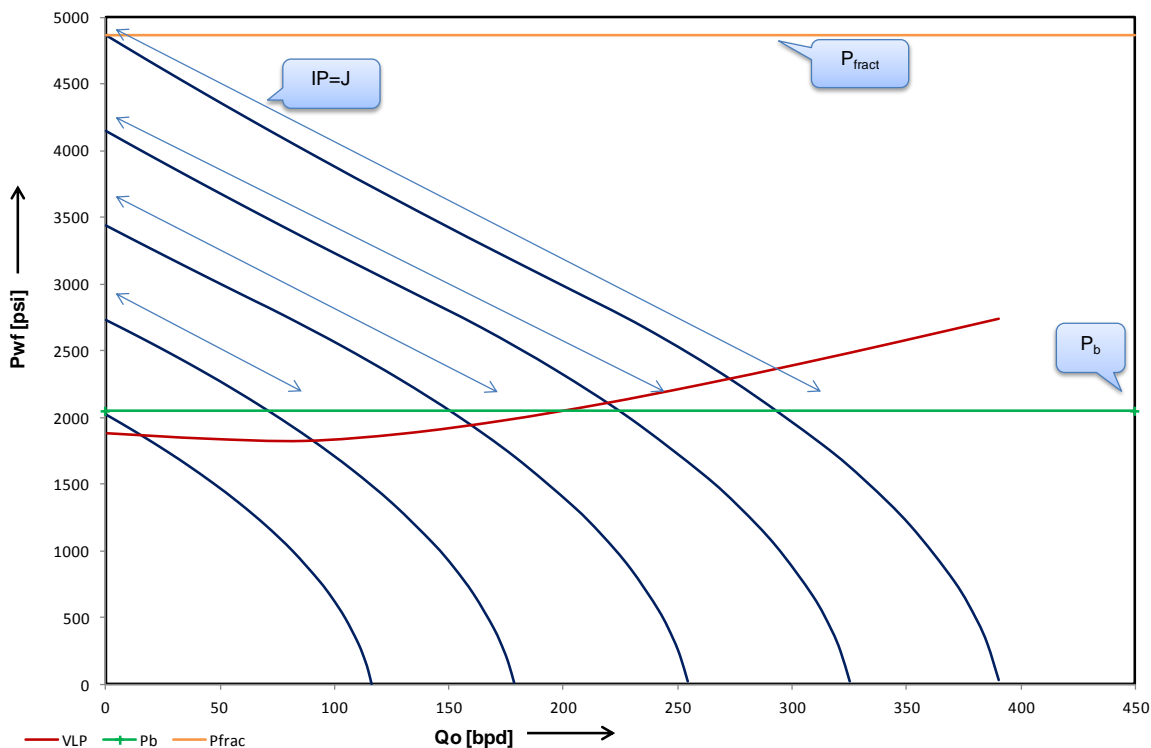


Figura 3. 15. Comportamiento de yacimiento energizado

La baja permeabilidad, la presencia de arcillas, la baja productividad de los pozos, una presión de yacimiento y de fondo menor que la presión de saturación, así como la presencia degenerativa de la liberación de gas en el medio poroso obligarán a implementar una metodología integral para el análisis de un pozo de esta naturaleza.

Lo anteriormente descrito establece las bases mínimas necesarias para identificar la primera exigencia de los yacimientos de baja permeabilidad: un análisis integral que incluya:

1. Identificación de la problemática mediante estudio e interpretación de históricos de producción, caracterización estática y dinámica del yacimiento.

2. Caracterizar el fluido del yacimiento. Mediante las metodologías de dominio, determinar el comportamiento que asumirán los hidrocarburos ante las variaciones de presión y temperatura.
3. Evaluar propiedades del yacimiento, tener en conocimiento las características de permeabilidad relativa a los fluidos contenidos en el yacimiento. Análisis del comportamiento de fases de los fluidos de la formación.
4. Disponer de la información mínima indispensable para hacer uso de la técnica de análisis nodal. Conocer en qué etapa de la vida productiva se encuentra cada caso de estudio.
5. Elaborar el análisis nodal del caso de interés.
6. Diagnosticar la problemática, identificar el elemento del Sistema Integral de Producción en el que se encuentra.
7. Evaluar si las condiciones bajo las que encuentra produciendo el pozo son las óptimas.
8. Determinar el esquema de producción más adecuado, considerando evitar la producción de hidrocarburos con una presión de yacimiento igual o menor a la de saturación y la posible necesidad de energizar el yacimiento.

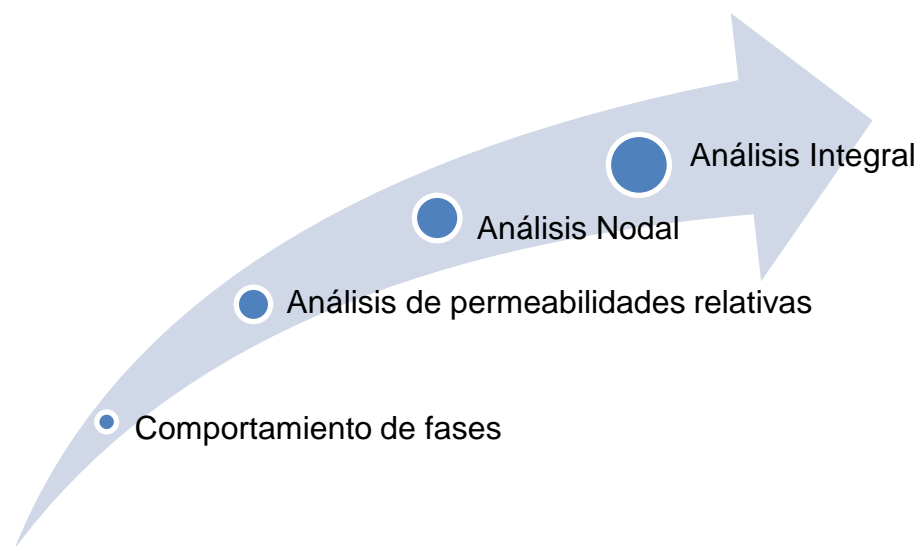


Figura 3. 16. Proceso de análisis integral de un pozo de aceite en formaciones de baja permeabilidad.

Es decir, una metodología pueda calificarse como integral y ordenada, así como homogénea. La implementación de este análisis en cada uno de los pozos que exhiben el comportamiento similar, permitirá determinar si las alternativas existentes serán aplicables dadas sus características específicas.

La explotación de yacimientos de gran complejidad, como lo son los de baja permeabilidad además del conocimiento de los fenómenos involucrados en su explotación requerirán una estrategia de desarrollo prudente, como consecuencia de la incertidumbre en la información, misma que será necesario recopilarla a medida que se extraigan los hidrocarburos y posteriormente la masificación de ésta.

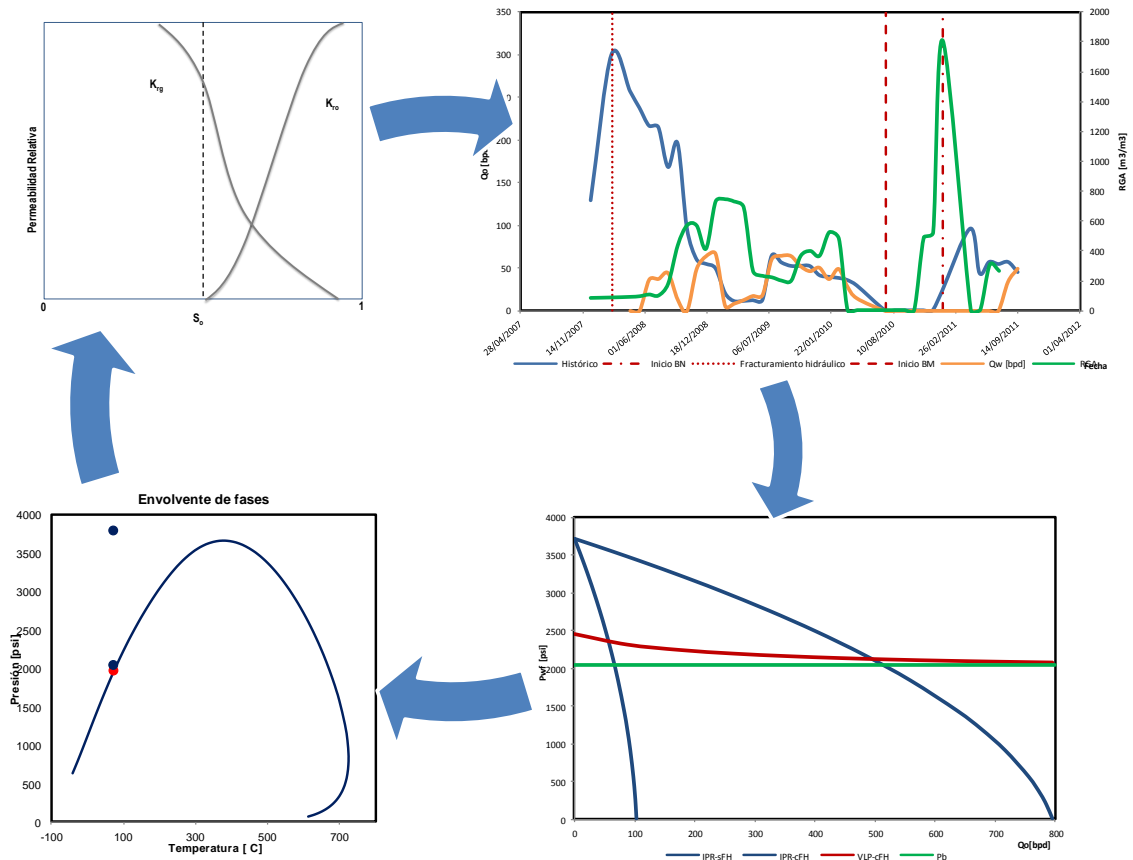


Figura 3. 17. Elementos del análisis integral

CONCLUSIONES

- Los yacimientos de baja permeabilidad requieren integrar la interacción entre: las propiedades de los fluidos, permeabilidades relativas, disposición y requerimientos de energía para el transporte de los fluidos.
- El fenómeno degenerativo de liberación de gas en el medio poroso se intensifica al incrementar la diferencia de presión entre la del yacimiento y fondo, con la presión de saturación.
- La permeabilidad relativa al aceite reducirá al tener mayor presencia de gas en el medio poroso.
- Fracturar hidráulicamente generará un aumento considerable en la producción, no obstante en un corto periodo la producción declinará a un ritmo acelerado.
- Implementar Sistemas artificiales para obtener mayor producción de hidrocarburos acelera la liberación de gas en el yacimiento.
- Producir con la presión del yacimiento y de fondo en valores mayores a la presión de saturación evitará la presencia del fenómeno degenerativo de liberación de gas en el medio poroso.
- Los pozos de Chicontepec exhiben el comportamiento similar al del caso de estudio.

RECOMENDACIONES

Aun cuando las técnicas desarrolladas como medida de mitigación de la problemática (fracturamientos hidráulicos, estimulaciones, sistemas artificiales) de disminuida producción de los pozos pertenecientes a yacimientos de baja permeabilidad, particularmente con las características de Chicontepec han permitido la obtención de volúmenes de hidrocarburos en apariencia considerables, no resuelven la dificultad observada de la *baja productividad* de los pozos. Es por ello menester tomar en cuenta alternativas tales que permitan lograr la producción de aceite sobre la presión de burbuja, energizar el yacimiento. La problemática de Chicontepec, no se halla sólo en los sistemas de producción, sino en el yacimiento, por lo que a pesar de los esfuerzos desmedidos que se efectúen para producir más fluidos. Un sistema artificial agudiza la situación del fenómeno degenerativo, derivado de la liberación del gas en el medio poroso.

El objetivo principal de proveer de energía adicional al yacimiento mediante la inyección de fluidos, agua, agua-surfactantes o gas condenderá la posibilidad de disponer de una presión en el yacimiento con valores mayores a los de la presión en la que se presenta la primera burbuja de gas. De esta manera, la liberación de esta fase ocurrirá en otro elemento del sistema integral de producción diferente del yacimiento, evitando así, la modificación de las permeabilidades relativas al aceite y gas. La inyección del fluido energizante tendrá como limitante la presión de fractura de la formación, puesto que se deberá evitar alcanzar este valor con el objetivo de controlar el flujo de agua a través del yacimiento, la presión que se alcance con la inyección del fluido podrá ser superior al registrado como inicial.

Del caso en estudio, se presenta esquemáticamente cómo se comportaría la propuesta de inyección del fluido energizante. Como consecuencia directa de esta acción se verán modificados los índices de productividad del pozo, dado que se incrementará la presión del yacimiento. Será posible encontrar la intersección entre las curvas de energía disponible y requerida en un índice de productividad lineal. Bajo las mismas condiciones de operación se obtendrá un gasto superior, sin necesidad de recurrir a sistemas artificiales de producción.

Lo señalado como alternativa de solución permitirá eliminar los costos generados por la implementación de sistemas artificiales de producción, y aún cuando energizar el yacimiento representa inversiones considerablemente más grandes en comparación con los esquemas de explotación convencionales.

REFERENCIAS Y BIBLIOGRAFÍA

Law, A., Megson, J., & Pye, M. (2001). Low permeability reservoirs: introduction. V.7, (p.2).

Albertus Retnanto, S. a. (1998). *SPE 50659. Inflow Performance Relationships of Horizontal and Multibranch Wells in a Solution-Gas-Drive Reservoir*. Society of Petroleum Engineers, Inc.

Amerex, *Energy Today for Tomorrow*. (2006). From <http://www.amerexco.com/DirectionalDrilling.html>

Barandiran, L. C. (2006). *Ingeniería de Reservorios, Apuntes de Clase*. Ingeniería de Reservorios .

Beggs, H. D. (2003). *Production Optimization Using Nodal Analysis*. Tulsa, Oklahoma: OGCI and Petroskills Publications.

Beggs, H. D. (2003.). *Production Optimization Using Nodal Analysis*. OGCI and Petroskills Publications.

Bradly, H. B. *Petroleum Engineering Handbook*. Society of Petroleum Engineers.

Drilling Contractor. (n.d.). From <http://drillingcontractor.org/2010-iadcsp-drilling-conference-tomorrows-workplace-the-essential-ingredients-3959>

Golan Michel, W. C. (1996). *Well Performance, Second Edition*. Norwegian University of science and Technology, TAPIR.

Hidrocarburos, C. N. (2010). *PROYECTO ACEITE TERCIARIO DEL GOLFO. PRIMERA REVISIÓN Y RECOMENDACIONES*. CNH.

Mehdi Honarpour, L. K. *Relative Permeability of Petroelum Reservoir*. Boca Raton, Florida : CRC, Press, Inc. .

Michael Economides, A. D.-E. (1994.). *Petroleum Production Systems*. New Jersey: Prentice Hall.

PEMEX. (05 de Abril de 2011). *PEMEX*. Retrieved 12 de Septiembre de 2011 from PEMEX: <http://www.pemex.com/index.cfm?action=content§ionid=136&catid=11897>

Schlumberger Excellence in Educational Development . (2012). Retrieved 1 de Abril de 2012 from SEED: <http://www.planetseed.com/es/node/93975>

Schou Pedersen Karen, C. L. (2007). *Phase Behaviour of Petroleum Reservoir Fluids*. United States of America: Taylor & Francis.