



**UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE MÉXICO**

FACULTAD DE INGENIERÍA

**"ANÁLISIS Y EXPLOTACIÓN DE POZOS DE GAS CON
TERMINACIÓN MULTI-INTERVALO ALTERNATIVA
COSTAFUERA"**

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL GRADO DE:

INGENIERO PETROLERO

PRESENTA:

FIDEL MENDOZA AGUIRRE

DIRECTOR: M. I. JOSÉ ÁNGEL GÓMEZ CABRERA

DIRECTOR ADJUNTO: ING. ESP. SANDRO F. MANCILLA GUERRERO



Ciudad Universitaria. México, D. F.

2005



Universidad Nacional
Autónoma de México



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.

AGRADECIMIENTOS

Más que a nadie, quiero agradecer a mis padres por el ejemplo que me dieron para que yo pudiera ser una mejor persona, y también porque sin su ayuda difícilmente hubiera culminado esta etapa de mi vida. A ellos, dedico este trabajo como una insignificante muestra de mi agradecimiento.

A Alicia, quiero agradecerle el cariño desinteresado que siempre me demostró, y porque ahora en esta nueva etapa, me ha demostrado cuánto vale como mujer y cuánto valgo yo para ella. Recuerda, todo estará bien. Te amo.

A mis hermanos, por la familia que tengo y todo lo que ello implica.

A mis valiosos amigos, Eduardo Israel Álvarez Rangel, Edmundo Carmona Corona, Haydee Coronado Díaz, Verónica Ledesma Peña, Patricia Noemí y Jorge Alberto Luna Olvera, Daniel y Guillermo Fabián Martínez Ruiz, Arturo Medina Tirado, Ivan Vinicio Olea Uribe y Arturo Zamora Cruz, por demostrar que nuestra amistad es a prueba de todo y que el todo es más importante que cada una de las partes.

Para no dejar a nadie fuera, quiero agradecer a todos aquellos que a lo largo de toda mi vida me brindaron su amistad y me ayudaron de manera desinteresada, viendo en mí a una persona en la cual pudieron confiar.

Agradezco al H. Jurado: Ing. Jesús Héctor Díaz Zertuche, M. I. José Ángel Gómez Cabrera, Ing. Carlos Javier Lira Sil, M. C. José Manuel Reyes Aguirre e Ing. Martín Carlos Velázquez Franco por brindar algo de su tiempo para la revisión de este trabajo y en general por mejorarlo con sus acertados comentarios.

Especialmente, quiero agradecer a los Ingenieros Díaz Zertuche, Gómez Cabrera y Lira Sil por sus valiosos consejos y su ayuda siempre desinteresada, pues desde que los conocí no hicieron otra cosa que apoyarme en cualquier situación y bajo cualquier circunstancia.

A la Universidad Nacional Autónoma de México, a la Facultad de Ingeniería y a todos los profesores involucrados, agradezco la preparación que obtuve en sus aulas y también agradezco el brindarme la gran oportunidad de formar parte de sus filas y hacerme sentir muy orgulloso de ser universitario.

Agradezco al Ing. Esp. Sandro Flavio Mancilla Guerrero su ayuda, consejos y conocimientos para la realización de este trabajo.

Al Instituto Mexicano del Petróleo y al personal que participó en mayor o menor medida en la realización de este trabajo, pues su ayuda y todas las facilidades otorgadas contribuyeron a que esto concluyera positivamente.

Y principalmente, agradezco a Dios por permitir que yo llegara hasta este punto, por ponerme obstáculos en el camino que hicieron replantearme cada situación y por darme más oportunidades de las que creo merecer.

ÍNDICE

	Página
RESUMEN	v
INTRODUCCIÓN	vii
CAPÍTULO 1. CLASIFICACIÓN DE LOS YACIMIENTOS DE ACUERDO A LOS FLUIDOS QUE PRODUCEN	2
1.1 Los cinco tipos de fluido de yacimiento	2
1.1.1 Identificación del tipo de fluido	3
1.2 Yacimientos de aceite negro	3
1.2.1 Diagrama de fases de un aceite negro	4
1.2.2 Identificación de un aceite negro	5
1.3 Yacimientos de aceite volátil	6
1.3.1 Diagrama de fases de un aceite volátil	6
1.3.2 Identificación de un aceite volátil	8
1.4 Yacimientos de gas y condensado	9
1.4.1 Diagrama de fases de un gas y condensado	9
1.4.2 Identificación de un gas y condensado	10
1.5 Yacimientos de gas húmedo	11
1.5.1 Diagrama de fases de un gas húmedo	11
1.5.2 Identificación de un gas húmedo	12

1.6 Yacimientos de gas seco	13
1.6.1 Diagrama de fases de un gas seco	13
1.7 Otras clasificaciones	14
1.8 Consideraciones generales sobre yacimientos de areniscas	15
1.8.1 Influencia de la propiedades texturales	15
1.8.2 Características sobre los tipos de porosidad	16

CAPÍTULO 2. CARACTERÍSTICAS SOBRE LAS TERMINACIONES

MULTI-INTERVALO	21
2.1 Pozos multi-intervalo	22
2.2 Explotación multi-intervalo de pozos	25
2.2.1 Decisión de perforar un pozo multi-intervalo	25
2.2.2 Aspectos generales para producir arenas lenticulares	26
2.3 Criterios de diseño para un sistema multi-intervalo	29
2.4 Beneficios de los pozos multi-intervalo	31

CAPÍTULO 3. ANÁLISIS DE POZOS DE GAS CON TERMINACIÓN

MULTI-INTERVALO	33
3.1 Análisis de pozos multi-intervalo	34

3.2 Curva de afluencia	36
3.3 Modelos de flujo para gas	39
3.3.1 Ecuación de Contrapresión	40
3.3.2 Ecuación de Forchheimer	42
3.3.3 Ecuación para Flujo Pseudoestacionario	45
3.4 Aspectos adicionales para considerar en el análisis de un sistema multi-intervalo	47
3.4.1 La importancia del agua en la explotación de yacimientos	47
3.4.1.1 Saturación	48
3.4.1.2 Generalidades del agua de yacimiento	49
3.4.1.3 Relación entre el gas y el agua del yacimiento	50
3.4.1.4 Causas posibles de la producción de agua	51
3.4.2 Aseguramiento de flujo	53
3.4.2.1 Problemas en el fluido producido	54
3.4.3 Flujo crítico	56
 CAPÍTULO 4. TERMINACIÓN MULTI-INTERVALO APLICADA A POZOS DE GAS EN YACIMIENTOS LENTICULARES	 61
4.1 Análisis de la terminación sencilla	65
4.2 Análisis de la terminación multi-intervalo sencilla	71
4.3 Análisis de la terminación dual y multi-intervalo	78

4.4 Resultados generales	86
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	89
NOMENCLATURA	91
ANEXO	93
REFERENCIAS	96

RESUMEN

El propósito del presente trabajo es el de mostrar la aplicación de la tecnología multi-intervalo existente en la actualidad, combinada además con la de las terminaciones duales. La aplicación mencionada es el resultado de una extensa investigación sobre los avances más recientes en este campo, pues se observan a cada momento los beneficios que traen el utilizar estas terminaciones comparadas con las de tipo convencional.

Debido a que el estudio de los sistemas multi-intervalo es extenso, el trabajo se enfoca exclusivamente al área de la explotación (excluyendo, por lo tanto, al de la perforación) de yacimientos lenticulares de gas ubicados en instalaciones costafuera. Así, se desarrolla en cuatro capítulos principales, así como en un anexo y las referencias utilizadas.

En el Capítulo 1 se hace una revisión sobre la clasificación de los tipos de yacimientos de acuerdo con los fluidos que producen, mostrando su diagrama de fases respectivo así como algunos métodos de identificación en campo. También, se tratan algunas consideraciones generales acerca de las características petrofísicas de los yacimientos de areniscas.

En el Capítulo 2 se tratan algunas características relacionadas con las terminaciones multi-intervalo, tales como el perfil de un pozo o algunos criterios para que éste sea sometido a dicha tecnología. Asimismo, se mencionan algunas consideraciones de diseño y las ventajas que conlleva la implantación del sistema.

En cuanto al Capítulo 3, éste trata sobre el análisis de pozos multi-intervalo, del proceso de construcción de la curva de afluencia del sistema y también sobre distintos modelos para representar el flujo de gas, como son el de Contrapresión, el de

Forchheimer o el modelo de flujo en estado Pseudoestacionario. Además, se habla de algunos aspectos adicionales para una mejor operación, como la importancia que desempeña el agua cuando se explota un yacimiento, del aseguramiento de flujo que acarrea considerar esto, así como del flujo crítico.

Además, el Capítulo 4 muestra la aplicación de un ejemplo real sobre yacimientos lenticulares de gas separados por zonas impermeables, en el cual se hace un análisis de acuerdo con los datos disponibles, considerando todas las consecuencias posibles para dar como resultado la decisión de efectuar una explotación multi-intervalo con terminación dual.

Por último, se incluyen las conclusiones y recomendaciones pertinentes derivadas del desarrollo del trabajo, la nomenclatura necesaria, una parte de referencias en las que éste apoya, así como un anexo relacionado con el contenido de los capítulos.

INTRODUCCIÓN

Los pozos multi-intervalo han existido desde hace décadas, pero los avances en la tecnología han hecho que su implantación en la actualidad sea más factible. La razón para desarrollar un sistema multi-intervalo puede variar de un pozo a otro, pero sin duda el factor principal es el impacto positivo que causa en el aspecto económico.

Los pozos de este tipo pueden reducir los costos debido a que: (1) proporcionan una mayor productividad por pozo, (2) reducen los costos de perforación y (3) reducen la cantidad de tubería requerida para alcanzar diversos objetivos. Estos logros pueden conducir a tener ventajas como la de explotar lentes de arena o zonas delgadas de arena verticalmente separadas.

La decisión de desarrollar un sistema multi-intervalo debe basarse, además del aspecto económico, en un análisis y predicción del comportamiento del pozo. En cuanto a lo económico, se debe incluir una evaluación del riesgo comparando este tipo de pozos contra los convencionales, mientras que respecto al comportamiento del pozo debe llevarse a cabo una evaluación exhaustiva considerando todos los escenarios de explotación multi-intervalo posibles, también comparados con los de una terminación convencional.

Se entiende, por lo tanto, que una práctica conveniente para demostrar la viabilidad de un sistema multi-intervalo es la de destacar sus ventajas en muchos sentidos contra las de los sistemas convencionales. Una manera efectiva de hacer esto es comparando su productividad mediante las respectivas curvas de afluencia y de capacidad de transporte. En este punto, puede quedar demostrado el incremento en la producción, y con ello, resaltar la ventaja de la implantación de un sistema multi-intervalo.

Obviamente, el aspecto económico es fundamental en la decisión de implantar un sistema de este tipo, pero puede darse por descontado que se tiene además un plus debido a que se cuenta con una manera efectiva para la recuperación de hidrocarburos de distintos horizontes productores. Un beneficio adicional se relaciona con la reducción de las instalaciones de producción, hecho que aumenta cuando se trata de instalaciones costafuera.

En el presente trabajo, se muestra un ejemplo que destaca las bondades de un sistema multi-intervalo comparado contra uno de tipo convencional, haciendo énfasis en el aspecto de la producción mediante el comportamiento del pozo, probando ser un sistema promisorio que puede mejorar la explotación de los yacimientos al aumentar la cantidad de hidrocarburos producidos a un costo relativamente bajo.

El propósito de esto es demostrar que es necesario (y conveniente) utilizar la tecnología disponible en la actualidad para maximizar la explotación de los yacimientos de este tipo que existen en el país, con lo cual puede hacerse un uso racional de estos recursos para obtener un beneficio colectivo.

CAPÍTULO 1

CLASIFICACIÓN DE LOS YACIMIENTOS DE ACUERDO A LOS FLUIDOS QUE PRODUCEN

El comportamiento del fluido de un yacimiento durante su etapa de producción está determinado por la forma de su diagrama de fases y por la posición de su punto crítico. A partir de esto, a continuación se exponen las características de cada uno de los cinco tipos de fluido de yacimiento, haciendo énfasis en la forma de su diagrama de fases típico; también, se señalarán las características más importantes de cada uno para determinar de qué tipo es de acuerdo con los datos de producción disponibles.

1.1 LOS CINCO TIPOS DE FLUIDO DE YACIMIENTO ^{(1), (2), (3)}

Cada yacimiento puede caracterizarse de acuerdo con los fluidos que producen. Así, se tienen yacimientos *de aceite negro, de aceite volátil, de gas y condensado, de gas húmedo y de gas seco*. Los yacimientos han sido clasificados de esta manera debido a que cada uno requiere diferentes enfoques tanto para los ingenieros de yacimientos como para los de producción.

El ingeniero petrolero debe determinar el tipo de fluido en una etapa muy temprana en la vida del yacimiento. Este, es un factor fundamental en muchas de las decisiones que deben tomarse en cuanto al yacimiento, pues algunos de los factores que dependen del tipo de fluido son: el método de muestreo, el tipo y tamaño de instalaciones superficiales, los procedimientos de cálculo para determinar los volúmenes

de aceite y gas in-situ, las técnicas para la predicción de reservas, el plan de declinación y la selección de los métodos de recuperación secundaria y mejorada, entre otros.

1.1.1 Identificación del tipo de fluido

El tipo de fluido de un yacimiento sólo puede confirmarse por estudios en el laboratorio. Sin embargo, una buena información sobre los datos de producción, puede indicar el tipo de fluido. De esta manera, tres propiedades deben estar fácilmente disponibles: *la relación gas-aceite inicial, la gravedad específica y el color del fluido (para el caso de yacimientos de gas, esta propiedad no aplica)*. La relación gas-aceite inicial es, por mucho, el indicador más importante del tipo de fluido. El color, por sí sólo, no es un buen indicador, pero si se combina al mismo tiempo la información de la gravedad específica con la del color, se puede confirmar el tipo de fluido indicado por la relación gas-aceite. Si con los tres indicadores no puede determinarse el tipo de fluido, entonces deberá recurrirse irremediablemente a los análisis de laboratorio.

1.2 YACIMIENTOS DE ACEITE NEGRO

Los yacimientos de aceite negro consisten en una amplia variedad de especies químicas, incluyendo moléculas largas, pesadas y no volátiles. Su diagrama de fases cubre un amplio rango de temperaturas. Además, su punto crítico está muy arriba sobre la envolvente de fases. A este tipo de yacimientos también se les denomina de *aceite de bajo encogimiento o de aceite ordinario*.

1.2.1 Diagrama de fases de un aceite negro

El diagrama de fases de un aceite negro típico se muestra en la figura 1-1. Las líneas dentro de la envolvente de fases representan volúmenes constantes de líquido, medidos como porcentaje del volumen total; estas líneas son llamadas *líneas de calidad*.

La línea vertical 123 indica la reducción de la presión, a temperatura constante, que ocurre en el yacimiento durante la producción. Asimismo, la línea 124 indica el comportamiento tanto de la presión como de la temperatura desde el fondo del pozo hasta el separador. Cuando la presión en el yacimiento se encuentra en cualquier punto sobre la línea 12, se dice que el aceite es *bajosaturado*. Esta palabra es utilizada en este sentido para indicar que el aceite puede disolver aún más gas si más gas estuviera presente. Si la presión del yacimiento se encuentra en el punto 2, el aceite está en su punto de burbujeo y en este caso se le llama *saturado*. El aceite contiene tanto gas como puede disolver y una reducción en la presión liberará gas que formará una fase de gas libre dentro del yacimiento.

A medida que la presión del yacimiento declina a lo largo de la línea 23, una cantidad adicional de gas se presenta dentro del yacimiento. El volumen de gas, en porcentaje, es de cien menos el porcentaje de líquido. Cabe mencionar que el agua estará siempre presente en el yacimiento. Actualmente, el aceite es "*saturado*" en cualquier punto sobre la línea 23. El punto de burbujeo (punto 2), es un caso especial de saturación en el cual la primera burbuja de gas se forma.

Una cantidad adicional de gas se liberará del aceite a medida que éste se mueve hacia la superficie, lo cual causa algo de encogimiento. Sin embargo, las condiciones del separador observadas en el diagrama de fases son correctas, mostrando que hasta ese punto llega una cantidad relativamente grande de líquido. Cabe mencionar que las figuras mostradas para todos los tipos de fluido muestran únicamente el comportamiento típico de cada uno, y que por lo tanto, son meramente ilustrativas.

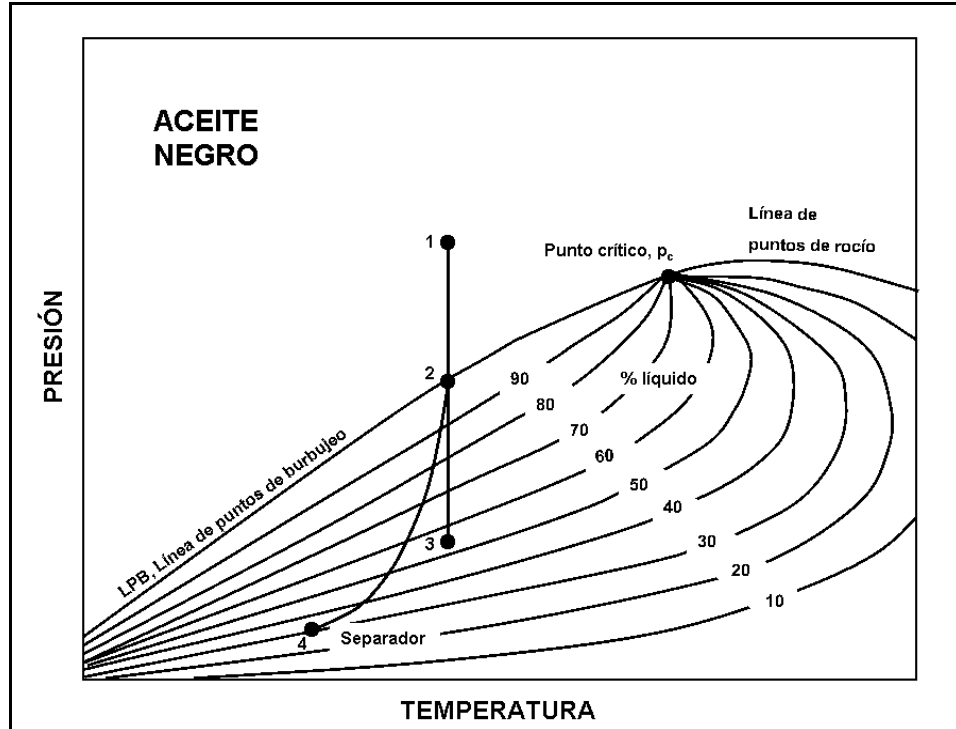


Figura 1-1. Diagrama de fases de un aceite negro, en el cual se observa la línea de comportamiento isotérmico en el yacimiento (123) así como el comportamiento rumbo al separador (124).

1.2.2 Identificación de un aceite negro

Un aceite negro se caracteriza por tener relaciones gas-aceite iniciales de 2,000 [pie³/bl] o menores. Las relaciones gas-aceite se incrementan durante la producción cuando la presión del yacimiento cae por debajo de la presión del punto de burbujeo del aceite. El aceite del separador usualmente tiene una densidad de entre 12 y 18 °API; este valor declinará ligeramente a medida que se vaya alcanzando el periodo de abandono del yacimiento. El aceite del separador es muy oscuro, generalmente de color negro, pero también color verdoso o hasta café, lo cual indica la presencia de hidrocarburos pesados. Por otro lado, los análisis de laboratorio de un aceite negro indicarán un factor de formación de volumen inicial de 2.0 ó menor y una composición de heptano plus mayor de 20 mol por ciento.

1.3 YACIMIENTOS DE ACEITE VOLÁTIL

Los yacimientos de aceite volátil contienen relativamente pocas moléculas pesadas y una mayor cantidad de intermedias (que van del etano hasta los hexanos). A este tipo de yacimientos también se les denomina de *aceite de alto encogimiento o de aceite cercano al punto crítico*.

1.3.1 Diagrama de fases de un aceite volátil

El diagrama de fases de un aceite volátil típico (figura 1-2) es algo diferente al de un aceite negro. El rango de temperatura cubierto por la envolvente de fases es algo menor, pero la posición del punto crítico es más interesante. La temperatura crítica es mucho más baja que para un aceite negro, y de hecho, se encuentra más cercana a la temperatura del yacimiento. Asimismo, las líneas de calidad no están tan igualmente espaciadas pero están más desplazadas en dirección hacia la línea de puntos de burbujeo.

Nuevamente, la línea vertical 123 muestra el comportamiento de la presión en el yacimiento a temperatura constante durante la producción, mientras que la línea 124 ejemplifica el comportamiento tanto de la presión como de la temperatura, desde el fondo del pozo hasta el separador. Nótese que la línea 12 es un poco más corta, y que por lo tanto, el periodo de bajosaturación también es menor.

Un aceite volátil puede convertirse en hasta 50 por ciento de gas en el yacimiento a sólo unos pocos cientos de $[\text{lb/pg}^2]$ por debajo de la presión de burbujeo. Asimismo, puede observarse que una línea de calidad con menor porcentaje cruza las condiciones del separador. De aquí el nombre de aceite volátil.

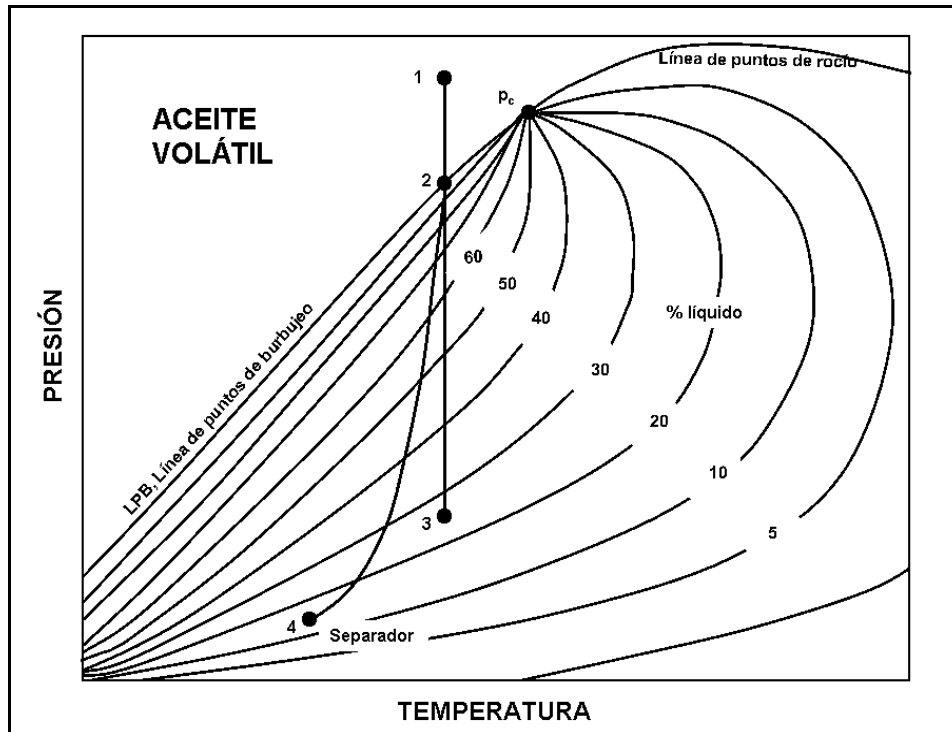


Figura 1-2. Diagrama de fases de un aceite volátil, en el cual se observa la línea de comportamiento isotérmico en el yacimiento (123) así como el comportamiento rumbo al separador (124).

Cabe destacar que el conjunto de ecuaciones conocidas como *Ecuaciones de Balance de Materia* utilizadas para aceites negros no aplican para los aceites volátiles. Estas ecuaciones fueron obtenidas bajo la suposición de que el gas asociado al aceite es un gas seco. Esto se cumple para los aceites negros excepto cuando se tienen bajas presiones de yacimiento. Sin embargo, el gas asociado a un aceite volátil es muy rico en componentes ligeros, que en su conjunto suele ser un fluido conocido como *gas y condensado*. Este gas con riqueza de ligeros, libera una gran cantidad de aceite a medida que se mueve hacia la superficie. Frecuentemente, más de la mitad del aceite en el separador producido durante la vida de un yacimiento de aceite volátil entró al pozo como parte del gas. Es por ello que no es válido utilizar las ecuaciones de balance de materia para este caso.

1.3.2 Identificación de un aceite volátil

La línea divisoria entre un aceite negro y un aceite volátil es algo arbitraria. La diferencia depende en gran medida del punto en el que las ecuaciones de balance de materia comienzan a tener inexactitudes considerables. Por otro lado, la línea divisoria entre un aceite volátil y un gas y condensado está bien definida. Para que un fluido sea de tipo volátil, su temperatura crítica debe ser mayor que la temperatura del yacimiento.

Un aceite volátil se caracteriza por tener relaciones gas-aceite iniciales que varían entre 2,000 y 3,300 [pie³/bl]. Estas relaciones aumentan a medida que la producción lo hace y la presión del yacimiento cae por debajo de la presión de burbujeo del aceite. En el separador, la densidad del aceite es de entre 20 y 26 °API y aumenta por las mismas razones que se explicaron para las relaciones gas-aceite.

Por otro lado, los análisis de laboratorio muestran que este tipo de aceite tiene un factor de formación de volumen inicial mayor a 2.0. El aceite producido en el punto 2 de la figura 1-2 se encogerá a más de la mitad y frecuentemente hasta a tres cuartos de su volumen original en su viaje hacia el separador. Los aceites volátiles deben producirse en tres o más etapas de separación en superficie con el propósito de minimizar este encogimiento.

La composición determinada en el laboratorio para un aceite de este tipo es de 12.5 hasta 20 por ciento mol de heptano plus. La línea divisoria entre un aceite negro y uno volátil de 12.5 por ciento mol de heptano plus está bien definida. Cuando la concentración de heptano plus es mayor a 12.5 por ciento mol, el fluido es casi siempre líquido y presenta un punto de burbujeo; por otro lado, si la concentración es menor a 12.5 por ciento mol, el fluido casi siempre es gas y exhibe un punto de rocío.

1.4 YACIMIENTOS DE GAS Y CONDENSADO

Un gas y condensado también es llamado *gas retrógrado*, *gas-condensado retrógrado* o *gas retrógrado de condensación*. El líquido producido puede ser de color café, naranja o verdoso. El gas en superficie es muy rico en componentes intermedios y frecuentemente se le somete a distintos procesos para remover el propano, los butanos, pentanos y componentes más pesados. Frecuentemente, a estos líquidos se les llama *líquidos de planta*.

1.4.1 Diagrama de fases de un gas y condensado

El diagrama de fases de un gas y condensado es algo más pequeño que para los aceites, y el punto crítico está más abajo y cargado a la izquierda en la envolvente de fases. Estos cambios son el resultado de que un gas y condensado contiene una cantidad más pequeña de componentes pesados si se compara con los aceites.

El diagrama de fases de un gas y condensado tiene una temperatura crítica menor que la del yacimiento y una cricondenterma mayor que la temperatura del mismo. Con respecto a la figura 1-3, inicialmente el gas y condensado es solamente gas en el yacimiento (punto 1); a medida que disminuye la presión del yacimiento, el fluido presenta un punto de rocío (punto 2). Conforme la presión disminuye, el líquido se condensa del gas y forma una fase continua en el yacimiento. Normalmente, este líquido no fluye ni puede ser producido.

En dicha figura, el comportamiento de la presión del yacimiento indica que a presiones bajas el líquido comienza a revaporizarse; este fenómeno ocurre en el laboratorio, sin embargo, es probable que no ocurra a gran escala en el yacimiento debido a que la composición total del fluido cambia durante la producción.

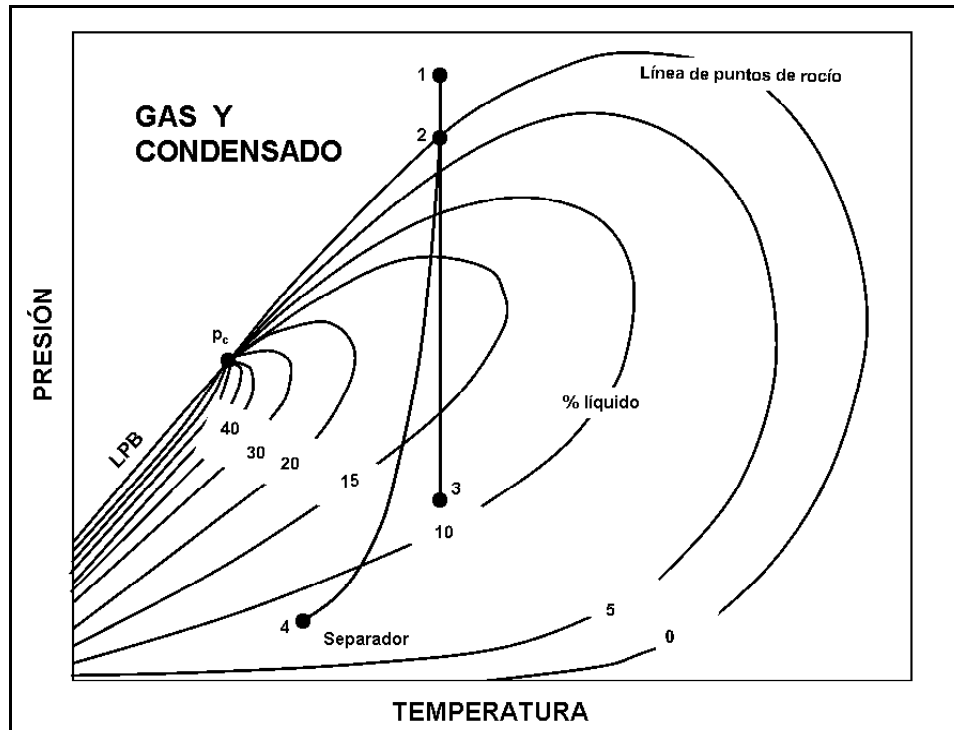


Figura 1-3. Diagrama de fases de un gas y condensado, en el cual se observa la línea de comportamiento isotérmico en el yacimiento (123) así como el comportamiento rumbo al separador (124).

1.4.2 Identificación de un gas y condensado

El límite inferior de la relación gas-aceite inicial es de aproximadamente 3,300 [pie³/bl], mientras que el límite superior no está bien definido, pues se han observado valores de hasta 150,000 [pie³/bl]. Las relaciones gas-aceite de esta magnitud indican que el diagrama de fases es mucho más pequeño que el de la figura 1-3. Los gases con relaciones gas-aceite altas tienen cricondentermas cercanas a la temperatura del yacimiento y liberan muy pocas cantidades de líquido dentro de éste. Como regla práctica, si la relación gas-aceite inicial es superior a 50,000 [pie³/bl], la cantidad de líquido en el yacimiento no es de consideración y al fluido en el yacimiento puede tratarse como si fuera un gas. Si se presentan valores de entre 3,000 y 5,000 [pie³/bl] en las relaciones gas-aceite iniciales, es indicio de que el gas es muy rico en componentes intermedios y condensará suficiente líquido como para llenar el 35 por

ciento o más en volumen del yacimiento. Aún con esta cantidad, el líquido rara vez fluye y puede producirse.

Para un gas y condensado, las relaciones gas-aceite de producción se incrementarán después de que la producción comience y la presión del yacimiento caiga por debajo de la presión de rocío del gas. Por otro lado, el fluido en el separador presenta una densidad que va de 27 a 34 °API y se incrementa por las mismas razones que lo hace la relación gas-aceite de producción. En cuanto a la composición, la fracción de heptano plus es menor a 12.5 por ciento mol. El comportamiento retrógrado ocurre a condiciones de yacimiento para gases con menos de 1 por ciento mol en contenido de heptano plus, por lo que para estos gases la cantidad de líquido condensado es despreciable.

1.5 YACIMIENTOS DE GAS HÚMEDO

1.5.1 Diagrama de fases de un gas húmedo

Para una mezcla en la que predominan moléculas pequeñas, su diagrama de fases se ubica por debajo de la presión del yacimiento. Un ejemplo del diagrama de fases de un gas húmedo se muestra en la figura 1-4.

Un gas húmedo existe solamente como gas en el yacimiento durante toda la reducción de la presión en este sitio. La trayectoria de la presión (línea 12), no entra a la envolvente de fases, y por lo tanto, no se forma líquido dentro del yacimiento. Sin embargo, las condiciones del separador sí están dentro de la envolvente de fases, lo cual indica que algo de líquido se condensa en la superficie.

1.5.2 Identificación de un gas húmedo

Los gases húmedos producen líquidos en el separador con densidades parecidas a las de un gas y condensado. Sin embargo, la densidad del líquido no cambia durante la vida del yacimiento. Usualmente, el color del líquido en el separador es como el de "agua blanca".

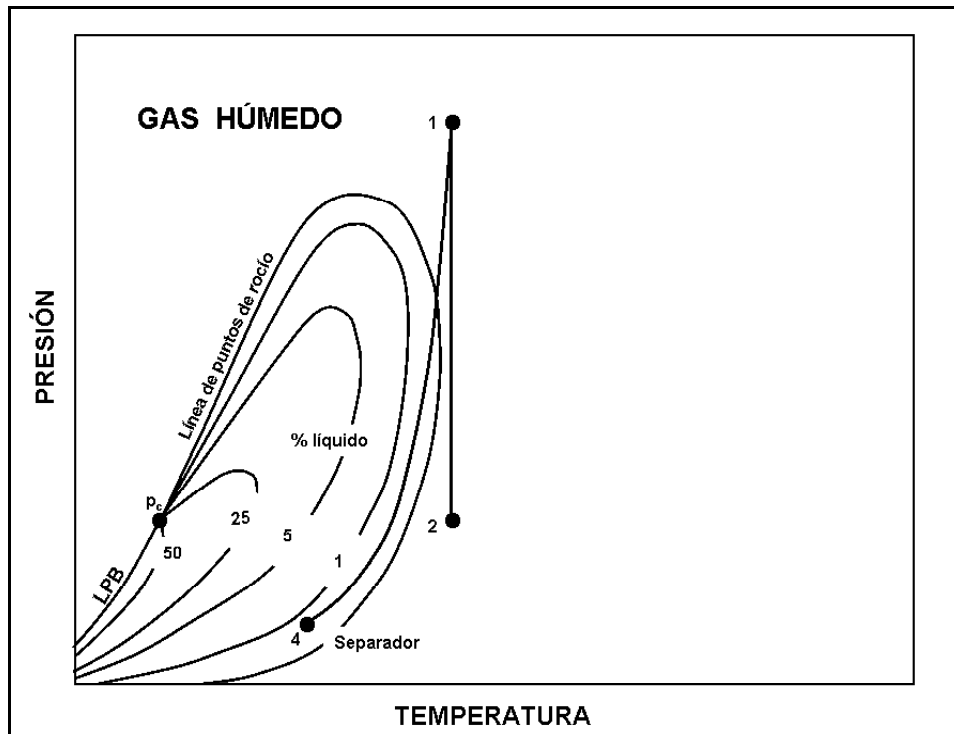


Figura 1-4. Diagrama de fases de un gas húmedo, en el cual se observa la línea de comportamiento isotérmico en el yacimiento (12) así como el comportamiento rumbo al separador (14).

Los gases húmedos reales tienen altas relaciones gas-aceite de producción y se mantienen constantes a lo largo de la vida útil del yacimiento. Para propósitos ingenieriles, puede decirse que un gas es de tipo húmedo si produce más de 50,000 [pie³/bl].

1.6 YACIMIENTOS DE GAS SECO

1.6.1 Diagrama de fases de un gas seco

Un gas seco es principalmente metano con algo de componentes intermedios. En la figura 1-5 se observa que la mezcla de hidrocarburos es fundamentalmente gas en el yacimiento y que las condiciones del separador en la superficie caen fuera de la envolvente de fases. Esto quiere decir que no se condensa líquido ni en el yacimiento ni en la superficie.

La palabra "seco" en los yacimientos de gas seco indica que no existe la suficiente cantidad de moléculas pesadas como para formar hidrocarburos líquidos en el separador. Algunas veces, se condensa algo de líquido en superficie.

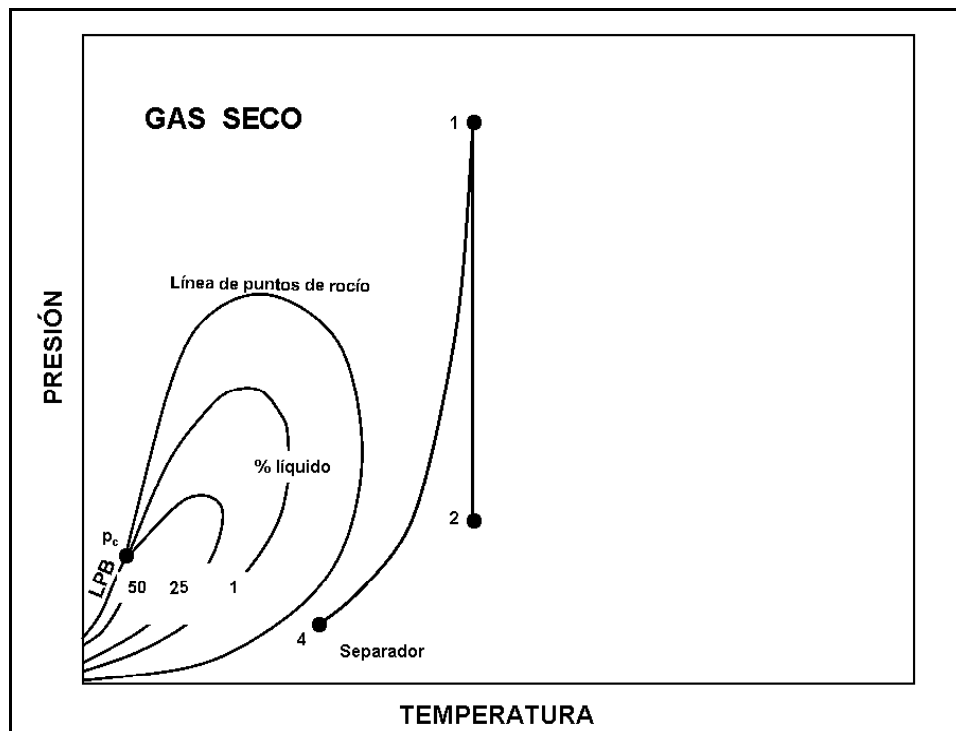


Figura 1-5. Diagrama de fases de un gas seco, en el cual se observa la línea de comportamiento isotérmico en el yacimiento (12) así como el comportamiento rumbo al separador (14).

Se han desarrollado una serie de ecuaciones conocidas en su conjunto como *Ecuaciones de Balance de Materia de Gas* con el propósito de determinar tanto el volumen de gas in-situ como las reservas de gas. Estas ecuaciones, aunque fueron desarrolladas para gases secos, pueden utilizarse también para gases húmedos teniendo cuidado en definir correctamente las propiedades de los gases húmedos. Asimismo, estas ecuaciones pueden aplicarse a yacimientos de gas y condensado únicamente a condiciones de presión del yacimiento superiores a la del punto de rocío.

1.7 OTRAS CLASIFICACIONES^{(2), (3)}

Hasta aquí, se presentó la clasificación de los yacimientos de acuerdo con los fluidos que producen, pero cabe mencionar que existen otras clasificaciones de acuerdo con diversos aspectos. Así, los yacimientos también se clasifican de acuerdo con:

1. El tipo de roca.

- Arena
- Arenisca
- Caliza
- Ígnea
- Dolomía

2. El tipo de trampa.

- Estructural
- Estratigráfica
- Mixta

3. Aspectos petrofísicos.

- Con base en la porosidad
- Por sus características de porosidad y permeabilidad
- Por su mojabilidad

4. El tipo de empuje.

- Sistema roca-fluido
- Liberación de gas disuelto
- Segregación gravitacional
- Inducido (artificial)
- Hidráulico (acuífero asociado)
- Casquete de gas
- Combinado

5. La presión original.

- Bajosaturado (presión inicial mayor a la presión de burbujeo)
- Saturado (presión inicial menor a la presión de burbujeo)

1.8 CONSIDERACIONES GENERALES SOBRE YACIMIENTOS DE ARENISCAS⁽¹⁰⁾

1.8.1 Influencia de las propiedades texturales

La porosidad inicial, la permeabilidad y la geometría de poro en las arenas (tamaño, forma y orientación) son controladas en gran parte por la distribución del tamaño de grano. Otras propiedades texturales como la forma y orientación del grano, así como el empacamiento, tienen menor influencia en la porosidad y la permeabilidad iniciales.

Algunos autores han demostrado que la porosidad inicial depende casi por completo de la clasificación del grano pero es independiente del tamaño de éste, mientras que la permeabilidad inicial sí es función tanto de la clasificación como del tamaño de grano. Estudios en rocas superficiales han mostrado que algunas veces, y de manera drástica, la cementación, compactación, lixiviación y el fracturamiento alteran los espacios de poro iniciales. En muchas areniscas subsuperficiales se ha encontrado que el tamaño, así como la clasificación del grano, controlan significativamente la

porosidad, la permeabilidad y la geometría de poro de este tipo de rocas, aún cuando estén compactadas y cementadas.

En rocas con baja porosidad (12 – 15 %) y baja permeabilidad (10 – 20 [mD]), detallados estudios petrográficos han demostrado la importancia de las arcillas y de otros finos, así como de la porosidad secundaria, en la determinación de la porosidad, permeabilidad, geometría de poro, saturación de fluido y productividad. Las rocas más compactas tienen geometrías de poro que se aproximan en complejidad a las características de las rocas carbonatadas.

Dentro de distintos estudios desarrollados sobre propiedades geológicas y petrofísicas de areniscas en rocas de todas las edades y de diversas profundidades, se ha encontrado que los conceptos mencionados por Archie y otros autores para rocas carbonatadas son muy valiosos para correlacionar el tipo de roca con las propiedades de poro así como con propiedades fisicoquímicas. Varios estudios han demostrado que las propiedades petrofísicas de las areniscas pueden relacionarse con (1) el tamaño y la clasificación del grano, (2) el grado de consolidación de la roca, (3) el porcentaje en volumen de arcillas, cementantes y otros materiales de este tipo, y (4) el tamaño de poros e interconexiones entre estos. En estos casos, se ha encontrado que existe un número finito de tipos de roca y sus correspondientes geometrías de poro (tipos de poro) cuando se consideran los parámetros de los espacios porosos que controlan el flujo de fluidos.

1.8.2 Características sobre los tipos de porosidad

Existen tres tipos principales de porosidad que ocurren en las areniscas: *intergranular*, *por disolución* y *microporosidad*, los cuales pueden considerarse como miembros de un diagrama ternario de la matriz rocosa. Generalmente, la permeabilidad y el tamaño de poro aumentan con la porosidad intergranular, mientras que el agua irreductible

incrementa con la microporosidad. En la figura 1-6 se muestra un diagrama de este tipo. La porosidad por fractura puede considerarse como una característica secundaria que mejora a los otros tipos de porosidad; cabe mencionar que cualquiera de los miembros principales puede alojar hidrocarburos bajo ciertas condiciones.

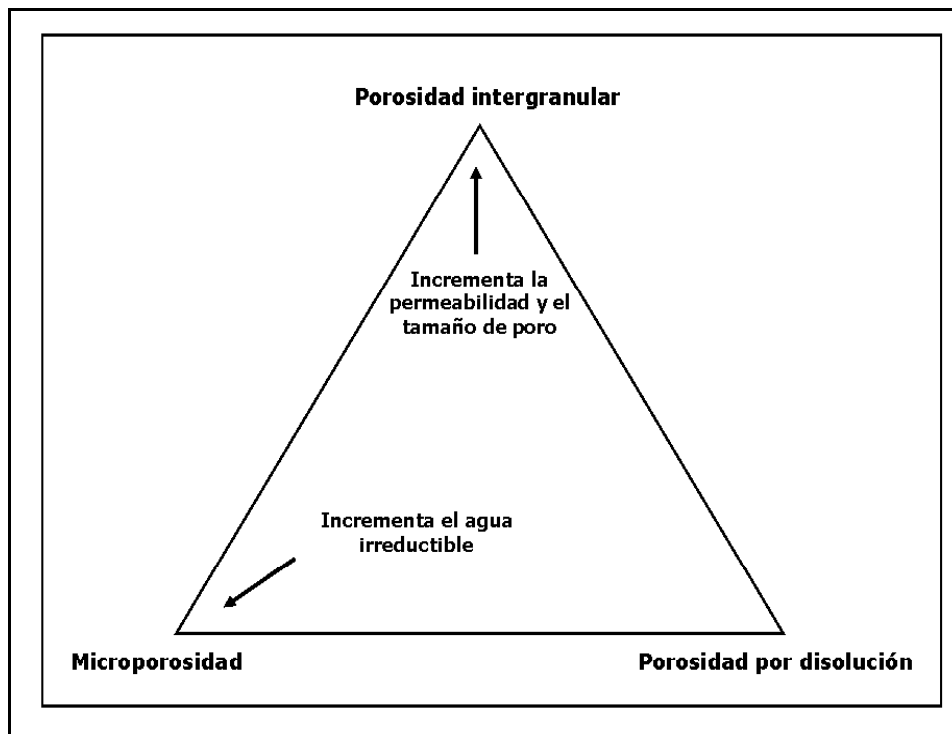


Figura 1-6. Diagrama ternario de la porosidad relacionada con la matriz de roca. La porosidad por fracturas representa un cuarto tipo de porosidad.

No hay que ignorar que la diagénesis puede causar un cambio en los tipos de porosidad. Por ejemplo, la precipitación de minerales arcillosos en los poros y en las gargantas de estos, crea la microporosidad, disminuye la macroporosidad intergranular efectiva y disminuye la permeabilidad. Por supuesto, cualquier tipo de porosidad puede ser parcial o completamente ocluida por la precipitación de minerales cementantes. La diagénesis puede también crear espacios vacíos mediante la disolución de componentes solubles de la roca.

Porosidad intergranular. Los poros de este tipo ocurren entre granos de arena detríticos. Los mejores yacimientos de areniscas desde el punto de vista de almacenamiento y productividad tienen predominantemente porosidad intergranular, y el valor de ésta va desde un 5 % hasta un 40 % en yacimientos no consolidados.

Todas las arenas inician con poros de tipo intergranular que después son modificados tanto en forma como en tamaño, siendo incluso destruidos por procesos diagenéticos; puede formarse una porosidad intergranular primaria a través de la disolución de cemento de carbonato. Generalmente, la permeabilidad y la apertura en el tamaño de poro aumentan a medida que lo hace la porosidad intergranular, mientras que el agua irreductible aumenta con la microporosidad.

Porosidad por disolución. Los poros por disolución son resultado de la remoción de carbonatos, feldespatos, sulfatos u otros materiales solubles, los cuales pueden ser granos detríticos, cemento de minerales autigénicos o un remplazamiento de minerales.

Las areniscas con este tipo de porosidad pueden tener esencialmente una permeabilidad de la matriz no mensurable si los granos solubles están diseminados debido a que en la etapa de lixiviación formaron poros aislados con interconexiones microporosas. Existirá además buena permeabilidad si el material soluble es lo suficientemente abundante como para estar en contacto debido al empacamiento de los granos o por la interconexión del material cementante.

Papel que desempeñan las fracturas. La porosidad por fracturas, que contribuye en un porcentaje pequeño de espacios para el almacenamiento, mejora la productividad de los yacimientos de areniscas. La porosidad intergranular, a menos que tenga una calidad pobre, no necesita fracturas asociadas para que el yacimiento sea el idóneo, pues los poros están interconectados.

Un yacimiento de arenisca con una cantidad significativa de microporos o con poros resultado de disolución, necesita un sistema de fracturas, ya sea natural o inducido, con el propósito de que se tenga la suficiente permeabilidad así como ritmos de producción rentables.

Las fracturas naturales pueden representar toda la porosidad efectiva así como toda la permeabilidad en el yacimiento. Este tipo de porosidad usualmente es menor al uno por ciento, y los yacimientos que la presentan tienen la característica de tener altos ritmos de producción seguidos por rápidas declinaciones. Además, las fracturas naturales pueden proporcionar la permeabilidad necesaria para aumentar la permeabilidad de un yacimiento cuya permeabilidad de la matriz es baja. Puede esperarse que en un yacimiento que tenga un sistema de fracturas bien desarrollado, se presente una producción inicial alta seguida por una declinación gradual a medida que la porosidad de la matriz decrezca.

Cuando se tiene una buena porosidad y permeabilidad propias de la matriz rocosa, combinada con un buen sistema de fracturas, éstas mejoran tanto la capacidad de producción como la eficiencia de la recuperación primaria (asumiendo que la conificación de agua no es un problema). Por otro lado, las fracturas inducidas pueden proporcionar la permeabilidad necesaria cuando la porosidad de la matriz está presente pero tanto la permeabilidad de la matriz como las fracturas naturales están ausentes. Un yacimiento fracturado hidráulicamente presentará altos ritmos de producción iniciales con una rápida declinación temprana, seguida por una declinación posterior lenta a medida que la matriz ceda el fluido a la fractura.

CAPÍTULO 2

CARACTERÍSTICAS SOBRE LAS TERMINACIONES MULTI-INTERVALO

Un pozo multilateral consiste en un agujero principal del cual se derivan uno o más ramales secundarios. El pozo puede ser exploratorio, intermedio o puede ser una re-entrada a un pozo ya existente. Puede ser tan simple como un pozo vertical con un ramal único o tan complejo como un pozo horizontal de alcance extendido con múltiples ramales y sub-ramales. Las configuraciones generales de los pozos multilaterales incluyen pozos multiramales, pozos bifurcados, pozos con ramales que parten de un agujero horizontal principal, pozos con ramales que parten de un agujero vertical principal, pozos con ramales superpuestos y pozos con ramales duales y opuestos entre sí (ver figura 2-1).

Como se observa en dicha figura, los pozos multilaterales tienen la característica de que la penetración es profunda, es decir, la tubería de producción entra hasta una gran parte de la extensión total del yacimiento con el propósito de optimizar el drene; estos pozos son utilizados en yacimientos de aceite debido a que a veces éste puede no fluir con mucha facilidad a causa de una baja permeabilidad, por lo que al aumentar la exposición del yacimiento, se favorece el movimiento del fluido.

Por otro lado, aunque parecen términos equivalentes, los pozos multilaterales difieren de los pozos multi-intervalo. En los últimos, el pozo es vertical o ligeramente inclinado, y aunque comparten la característica de que tienen un agujero principal, difieren de los pozos multilaterales en el sentido de que no penetran al yacimiento, sino que simplemente una vez que se ha alcanzado la profundidad vertical deseada para cada intervalo, se efectúan los disparos con las técnicas aplicables y se hace la

terminación necesaria en cada uno de estos para iniciar la producción. Estos pozos son utilizados para la explotación de yacimientos de gas, pues el movimiento de este fluido es mucho más sencillo comparado con el del aceite.

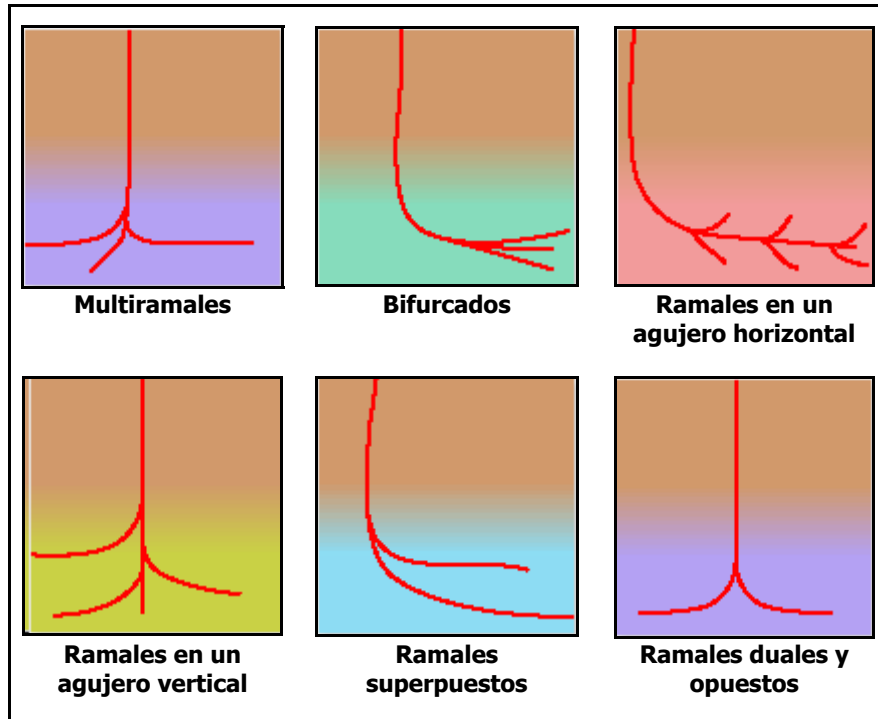


Figura 2-1. Configuraciones comunes de pozos multilaterales. El diseño del agujero y su configuración están regidos por el tipo de formación y por el drene requerido.

2.1 POZOS MULTI-INTERVALO ^{(4), (13)}

Los pozos multi-intervalo, en su forma más simple, se han utilizado en la industria de los hidrocarburos desde la década de los 50's. Sin embargo, estos sistemas eran apropiados para aplicarse a pequeños segmentos de pozos. Afortunadamente, al paso de los años, las técnicas de perforación y terminación han mejorado hasta el punto en el que un gran número de pozos puede quedar, al mismo tiempo, con terminación de este tipo.

Cuando se va a desarrollar un pozo que se acople a estas características, el reto no es ver qué tipo de terminación multi-intervalo está disponible, sino determinar qué tipo de terminación es la apropiada de acuerdo con las características tanto del yacimiento como de producción perseguidas.

Cuando se considera la aplicación de una terminación multi-intervalo, existen cuatro parámetros que deben tomarse en consideración:

1. Adaptabilidad del yacimiento. El objetivo de un sistema multi-intervalo es el de maximizar la producción del yacimiento con un mínimo incremento en los costos de perforación y terminación. Este requerimiento puede solventarse de la manera siguiente:

El sistema puede construirse con las zonas disparadas localizadas en formaciones productoras separadas. Esto permite que produzcan formaciones marginales que de otra manera podrían no ser factibles económicamente de ser terminadas.

En la mayoría de los casos, desarrollar una terminación multi-intervalo costará más que si fuera una para un pozo vertical o uno horizontal, pero los beneficios de esta decisión se verán reflejados en un incremento en la producción. Para asegurar tales beneficios, es de vital importancia tener un conocimiento completo de la mecánica del yacimiento (refiriéndose en este caso a la mecánica de la roca) para utilizarlo en el diseño del sistema multi-intervalo que habrá de aplicarse.

2. Características de la formación de cada intervalo. Tal como sucede en los pozos convencionales, la estabilidad del pozo debe considerarse cuando se haya tomado la decisión de revestir o no el agujero perforado. Además, con un sistema multi-intervalo, la geología de cada punto en donde se harán los disparos deberá estar bien analizada. Las terminaciones multi-intervalo más flexibles son aquellas que consideran el

mayor número de intervalos potenciales, y cuyas distancias entre sí sean mínimas, además de tener una presión diferencial que permita su explotación.

3. Presión diferencial entre intervalos. Aún si el punto donde se harán los disparos es competente, el diseño de la terminación debe tomar en cuenta la respuesta de cada formación cuando el pozo se someta a producción y se presente además el abatimiento de la presión. Es decir, no es suficiente proporcionar un soporte únicamente para los primeros meses de producción; los sistemas multi-intervalo deben diseñarse para toda la vida productiva del pozo. Si la zona de disparos no puede mantener su integridad a medida que el abatimiento de la presión avanza, debe considerarse la necesidad de proveer el aislamiento necesario a dicha zona.

4. Mecánica de la producción. La mecánica de la producción, así como los requerimientos ambientales, ejercen una fuerte influencia sobre el diseño de una terminación multi-intervalo, particularmente en lo que se refiere al aspecto del aislamiento. Cualquiera de estos factores, ya sea que se consideren de manera individual o en conjunto, podrán necesitar de aislamiento o de aparejo de producción doble hacia la superficie cuando la producción provenga de múltiples yacimientos con características diferentes. Por otro lado, la tubería de revestimiento y el equipo a boca de pozo frecuentemente necesitan que la producción sea unida y producida a través de un aparejo único. Actualmente, los sistemas multi-intervalo están disponibles ya sea para tener un aparejo de producción doble o para que se tenga la producción a través de un aparejo único. Cabe mencionar que, aún cuando se logra a expensas de un mayor costo de terminación, la producción a través de un aparejo dual permite una mayor flexibilidad en la explotación del sistema; sin embargo, ambos tipos de terminación tienen tanto ventajas como desventajas.

2.2 EXPLOTACIÓN MULTI-INTERVALO DE POZOS^{(6), (8), (9), (11)}

El concepto de una explotación multi-intervalo consiste en hacer fluir los hidrocarburos almacenados en un grupo de yacimientos incomunicados entre sí a través de una tubería de producción. Para lograr esto, deben considerarse al menos los siguientes aspectos, los cuales influyen sobre la explotación: propiedades del fluido, condiciones de presión, temperatura, permeabilidad, longitud o distancia entre intervalo. La condición de presión dentro del medio, como es sabido, al igual que el tipo de fluido, son factores de importancia, lo cual no indica que los otros factores no lo sean.

Si se pretende caracterizar un sistema multi-intervalo con el propósito de optimizar su explotación, se requiere contar con los siguientes parámetros con respecto a cada intervalo: daño (s), permeabilidad (k), radio del pozo (r_w), radio de drene (r_e), porosidad (ϕ), viscosidad (μ), espesor (h), temperatura y presión del yacimiento (T_y , P_y), datos de aforo (Q , P_{wf}) y características de la TR (profundidad, diámetro, etc.).

2.2.1 Decisión de perforar un pozo multi-intervalo

La decisión de perforar un pozo multi-intervalo se basa en la necesidad de contactar la mayor cantidad posible de yacimientos productores. Los factores que conducen a tomar esta decisión son:

Múltiples objetivos. Mediante estudios geológicos puede observarse la existencia de múltiples horizontes productores o de zonas aisladas geológicamente, lo cual origina la consideración de la tecnología multi-intervalo con el propósito de explotar dichas zonas, ahorrar en cuestión de costos y maximizar la producción aprovechando el hecho de que se alcanza un mayor número de yacimientos con un solo pozo.

Pozos convencionales contra pozos multi-intervalo. Con la ayuda de un modelo de simulación se puede determinar la viabilidad del uso de un pozo multi-intervalo en lugar de uno convencional. Factores como el costo, riesgos, recuperaciones finales, profundidades a perforar, entre otros, determinan la viabilidad para perforar un pozo multi-intervalo. Cuando se trata de zonas especiales, como es el caso de lentes de arena, deben considerarse aspectos adicionales como la distancia entre cada uno.

Para determinar el tipo de terminación a realizarse (sencilla, dual, etc.) deben tomarse en cuenta además los resultados del modelo de simulación así como los riesgos técnicos y mecánicos asociados con la terminación de cada zona o intervalo a explotar.

Reservas y recuperaciones. Las reservas estimadas a partir de los modelos de simulación pueden explotarse de manera muy benéfica utilizando una terminación multi-intervalo, obteniendo una mayor ventaja de esta terminación cuando se tienen zonas aisladas, con lo cual se optimizan los costos de perforación.

Los pozos de este tipo tienen algunas ventajas y desventajas parecidas a las de los pozos horizontales cuando se comparan con pozos verticales, siendo en muchos casos acentuadas en ambos sentidos. Entre las ventajas generales se incluyen los altos índices de productividad, la posibilidad de drenar capas relativamente delgadas así como la aplicación de sistemas específicos de recuperación mejorada. Por otro lado, algunas de las desventajas de este tipo de terminaciones son los altos costos iniciales, incremento de la sensibilidad a heterogeneidades y anisotropías, sensibilidad ante una pobre permeabilidad efectiva, perforación complicada, entre otras.

2.2.2 Aspectos generales para producir arenas lenticulares

En la actualidad, se han desarrollado distintas tecnologías que pueden ser de gran utilidad para la explotación de arenas lenticulares así como en la optimización de los

costos relacionados. Las tecnologías se basan en herramientas de tipo geológico, geofísico y de imágenes, entre otras, y han sido utilizadas con éxito en otros yacimientos con estas características. Algunos ejemplos de esta tecnología se muestran a continuación.

Identificación de fracturas naturales. La combinación del uso de estudios aeromagnéticos de alta resolución, datos gravimétricos e información geológica adicional, ofrece el potencial para identificar frentes de fracturas naturales. Utilizadas de forma individual, estas herramientas proporcionan información incompleta, y en ciertos casos hasta errónea, pero cuando se utilizan de forma complementaria, se convierten en tecnología confiable y valiosa para la identificación de zonas con fracturas. El poder de estas herramientas consiste en la identificación de características propias de fracturas en yacimientos superpuestos, utilizando instrumentos de tipo geológico y geofísico.

Análisis de registros geofísicos. El análisis de registros geofísicos provenientes de yacimientos de este tipo puede ser un gran reto debido a la presencia de arcillas o algún otro tipo de roca alrededor de los lentes de arena, a la variación en las propiedades de las arenas, a la incertidumbre en la identificación de los horizontes productores o a la determinación del espesor efectivo de las formaciones de interés. Una correcta valoración de los parámetros petrofísicos conducirá a la construcción de un modelo de simulación adecuado para la evaluación apropiada del desempeño futuro de las arenas descubiertas.

Terminaciones mejoradas y estimulaciones. Hasta hace poco tiempo se creía que el fracturamiento hidráulico no era efectivo cuando se realizaba en lentes de arena; sin embargo, la experiencia ha demostrado que una selección correcta del intervalo a disparar en cada lente combinada con técnicas de estimulación apropiadas (lo cual incluye una aplicación adecuada tanto del método de estimulación como de los fluidos a utilizar) proporciona un escenario mucho más óptimo para la aplicación de métodos de

fracturamiento hidráulico. Además, se recomienda, entre otros aspectos, hacer una predicción de qué arenas serán tocadas por la fractura así como incrementar la conductividad de ésta a lo largo y ancho, con el propósito de mejorar aún más los resultados de la aplicación de las estimulaciones. Obviamente, en este apartado hay que considerar la complejidad económica y operativa que implicaría el que una fractura tocara, para no ir más allá, a dos lentes de arena; esto es, hay que considerar aspectos como el de las presiones y la cantidad de fluido en superficie que se manejarían en una operación con estos alcances.

Desarrollo óptimo de pozos intermedios. Esto se hace con el propósito de optimizar el drene de los pozos a perforar. El tamaño, continuidad y grado de contacto entre los lentes de arena son aspectos muy importantes tanto para el desarrollo óptimo de los pozos como para la determinación del espaciamiento vertical. El "contacto" entre cada lente definirá el espaciamiento vertical entre pozos, y por lo tanto, el tipo de drene apropiado (el "contacto", no se refiere a que dos o más lentes de arena compartan alguna frontera o que tengan una parte en común, pues se trataría de un yacimiento único, sino que vistos en planta, tengan un espacio vertical compartido por mínimo que éste sea). Un diagrama representativo de la disposición de cada lente puede mostrar tanto su ubicación como su extensión, y con esto, pueden establecerse varios escenarios para el espaciamiento vertical de los pozos. Posteriormente, mediante el análisis de pruebas de presión puede deducirse si la presión de cada lente interfiere con la de los otros, y con esto, desarrollar análisis adicionales en pozos representativos para determinar el drene de cada uno en diferentes porciones. Por supuesto, debe considerarse qué áreas de menor permeabilidad tendrán tanto un menor drene como una recuperación más baja.

Re-terminación de pozos. Esta práctica debe llevarse a cabo cuando el yacimiento en cuestión tenga desarrollos previos, en los cuales las zonas disparadas no hayan sido las más adecuadas o tenga que cambiarse dicho intervalo; asimismo, debe hacerse cuando las operaciones de estimulación hayan sido pocas o nulas. Esta técnica necesita, entre

otras cosas, mejorar los procedimientos de pruebas y análisis de datos para determinar el daño, así como de la simplificación de los procedimientos empleados en la identificación de pozos con problemas específicos.

2.3 CRITERIOS DE DISEÑO PARA UN SISTEMA MULTI-INTERVALO ⁽⁵⁾

El propósito principal de un sistema multi-intervalo es el de la explotación de dos o más zonas productoras aisladas geológicamente, utilizando un solo agujero. Una vez que cada intervalo se ha contactado, pueden utilizarse las técnicas convencionales para llevar a cabo la terminación.

Los criterios principales para el diseño de un sistema multi-intervalo son:

- Proporcionar un método confiable para que a partir de un agujero principal puedan contactarse múltiples intervalos que producirán de manera conjunta.
- Suministrar métodos confiables para seleccionar cualquiera de los intervalos, con el propósito de probar, correr registros, aislar, estimular, reparar y abandonar alguna zona productora independientemente de cualquier otra zona o intervalo productor.

Asimismo, los criterios secundarios que deben considerarse son:

- Proveer de medios para aislar los intervalos entre sí y del agujero principal.
- Proporcionar herramientas para correr liners, cementados o no, en cualquiera de los intervalos, para mantener la estabilidad del agujero o para producir

selectivamente de determinadas zonas sin obstruir ni el agujero principal ni las zonas restantes.

- Proporcionar formas que permitan la operación de sistemas artificiales así como la implementación de sistemas de separación en fondo con el propósito de producir la menor cantidad de agua en los pozos de gas.

En cuanto a los criterios económicos a considerar en el diseño se encuentran:

- El sistema debe ser del costo más bajo posible.
- Se debe minimizar el tiempo de perforación para la construcción del sistema.
- Hacer que el sistema sea de construcción sencilla para reducir los tiempos de entrega de éste.

Finalmente, deben considerarse los criterios operacionales:

- Proporcionar un sistema flexible que pueda ser fácilmente adaptado a una gran variedad de diámetros de tubería y terminaciones distintas.
- Proveer de un sistema confiable y robusto que sobreviva a las operaciones de perforación y terminación convencionales.
- Hacer un sistema simple. No llevar hasta los límites la tecnología ni los materiales existentes.

2.4 BENEFICIOS DE LOS POZOS MULTI-INTERVALO⁽⁵⁾

El propósito principal de los sistemas multi-intervalo es mejorar la productividad de los pozos y la recuperación de hidrocarburos con una inversión relativamente baja. Además de los ya mencionados, otros beneficios de los sistemas multi-intervalo son:

- Contactar la mayor cantidad de yacimientos potenciales y drenar la mayor área posible a partir de un pozo vertical.
- La reducción en los costos de perforación.
- Hablando de plataformas, una reducción en la cantidad de perforaciones a partir de éstas, así como una reducción de las instalaciones superficiales.
- Tener la capacidad para drenar más de un horizonte productor o explotar eficientemente el sistema multi-intervalo.
- La reducción de la inversión en equipos de fondo, tales como sistemas artificiales de producción.
- Explotar yacimientos con forma irregular utilizando la menor cantidad posible de pozos.
- La reducción en el número de pozos necesarios para explotar un yacimiento, y por lo tanto, reducción del impacto ambiental en el área de desarrollo.
- La factibilidad para aplicar sistemas de separación y eliminación del agua producida desde el fondo del pozo.

CAPÍTULO 3

ANÁLISIS DE POZOS DE GAS CON TERMINACIÓN MULTI-INTERVALO

El uso de pozos multi-intervalo se está convirtiendo en un método emergente para mejorar la recuperación de hidrocarburos; un pozo de este tipo puede producir fluidos de dos o más zonas productoras que están separadas. A diferencia de un pozo vertical, la curva de afluencia de un sistema multi-intervalo está influenciada por la hidráulica del agujero de cada zona. Ya que las propiedades de la roca y los fluidos pueden variar considerablemente de una zona a otra, la construcción de la curva de afluencia integral del sistema se convierte en algo fundamental con el propósito de evaluar y optimizar el comportamiento de la producción.

Como ya se ha dicho, el propósito de que cada yacimiento o lente de arena tenga su propio intervalo disparado es el de crear condiciones de explotación óptimas. Las ventajas de esto son una mayor productividad, menor invasión de agua y una reducción en el número de pozos a perforar. El hidrocarburo contenido en cada capa puede ser producido ya sea por separado utilizando una sarta múltiple o a través de una tubería sencilla empleando una válvula de no retorno para evitar el flujo cruzado. De la misma forma que un pozo sencillo o uno horizontal, un pozo multi-intervalo puede estar sujeto a una reducción de la productividad debido a las pérdidas de presión que se presentan en los ramales.

3.1 ANÁLISIS DE POZOS MULTI-INTERVALO^{(6), (12)}

Como se mencionó anteriormente, el concepto de una explotación multi-intervalo consiste en lograr hacer fluir los hidrocarburos almacenados en un grupo de yacimientos incomunicados entre sí a través de una tubería de producción. La consideración de aspectos como las condiciones de presión, las propiedades del fluido, la permeabilidad, la temperatura, la longitud o distancia entre intervalos, entre otros, es una labor que debe realizarse para lograr dicha explotación.

Para determinar la factibilidad de explotar un conjunto de yacimientos mediante una terminación multi-intervalo, así como también la viabilidad de que ésta sea sencilla o dual, el análisis debe partir de la construcción de un modelo de simulación que permita ver el comportamiento que se tendrá para las distintas condiciones de operación esperadas. Dicho modelo debe construirse en etapas, y en cada una de éstas, debe considerarse la mayor cantidad de datos disponibles para obtener el modelo que más se apegue a la realidad. En la figura 3-1 se muestra un esquema de dos terminaciones multi-intervalo, una sencilla y otra de tipo dual; en la última, se aíslan los intervalos productores para que sus fluidos puedan ser transportados hasta la superficie.

De forma general, el modelo de simulación para llevar a cabo el análisis del sistema debe seguir las siguientes etapas:

- 1^a. Debe construirse de manera individual para cada uno de los intervalos considerados, ajustando cada pozo en el simulador a las condiciones resultantes de las pruebas de presión.

- 2^a. El modelo debe integrarse con el propósito de analizar las condiciones de explotación de manera grupal y observar el comportamiento con la característica de explotación multi-intervalo.

- 3ª. Mediante el ensayo de diversas combinaciones entre intervalos, se determina la que tenga mayor viabilidad para utilizar una explotación multi-intervalo con terminación dual.

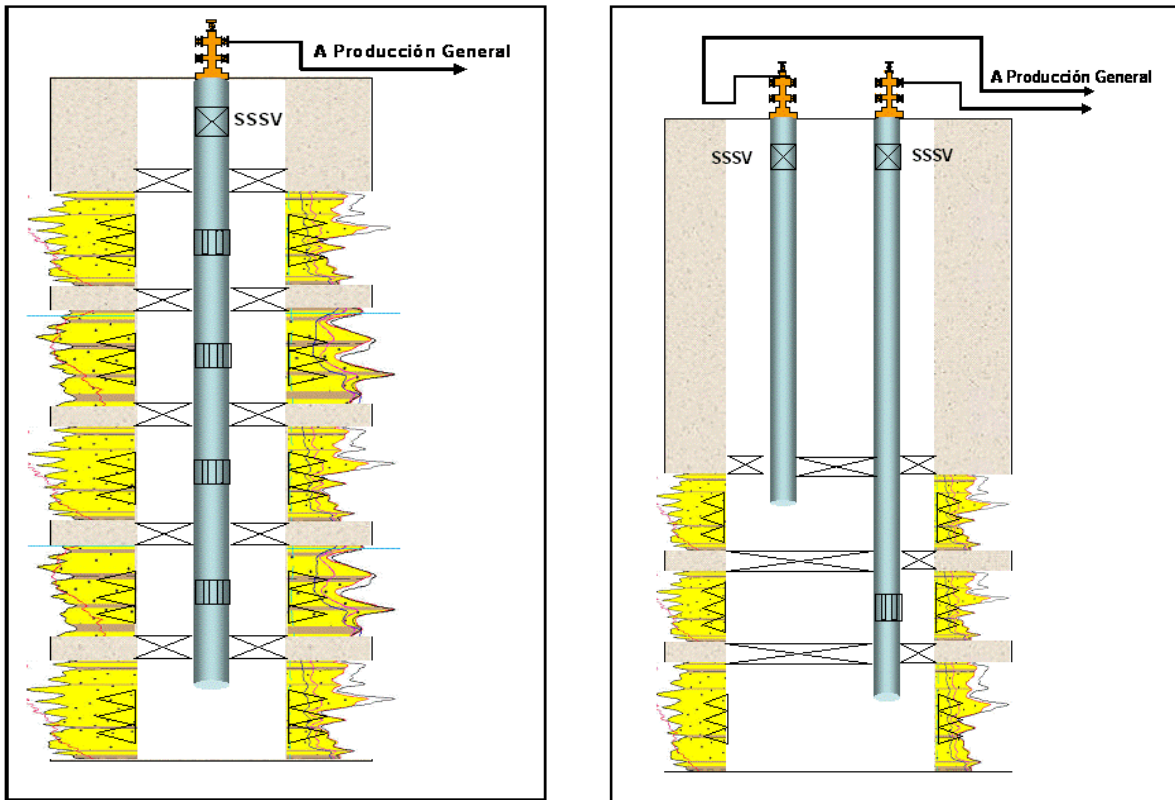


Figura 3-1. Esquema de dos terminaciones multi-intervalo, una sencilla (izquierda) y la otra dual (derecha).

Aunque el programa de simulación utilizado para efectuar el análisis del pozo lo hace, es importante mencionar cuál es el procedimiento y las consideraciones para la construcción de la *Curva de Afluencia Integral* de un sistema multi-intervalo. A continuación, se presenta una explicación que hace referencia a este hecho

3.2 CURVA DE AFLUENCIA

Para explicar la construcción de la curva de afluencia, será necesario apoyarse en algunas figuras ilustrativas que a continuación se describen. Primero, supongamos que se tiene un pozo con ciertas condiciones tanto del yacimiento, del estado mecánico, así como superficiales. En la figura 3-2, se observa el comportamiento típico tanto de la curva de afluencia como de la curva de capacidad de transporte para este pozo.

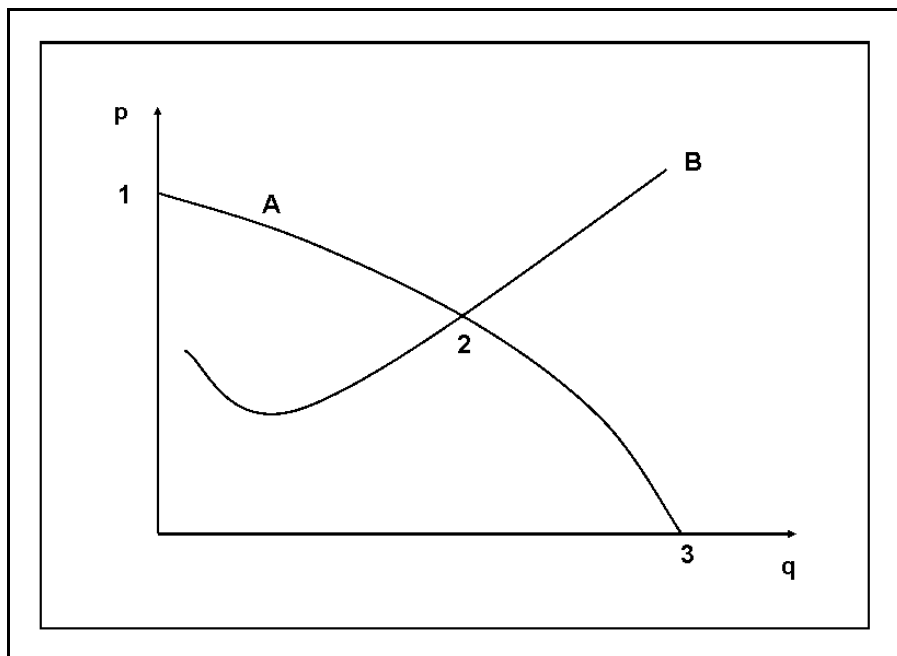


Figura 3-2. Comportamiento de las curvas de afluencia y transporte.

La curva A representa el comportamiento de afluencia, esto es, la capacidad de aporte del yacimiento; en esta curva, se observa el punto donde se presenta el potencial máximo (punto 3). En cuanto a la curva B, ésta representa el comportamiento de la curva de capacidad de transporte, es decir, el comportamiento del fluido en la tubería de producción. Como es sabido, el punto de intersección entre ambas curvas (punto 2) representa el ritmo de producción del pozo a las condiciones de operación dadas.

Por otro lado, en la figura 3-3 se observan curvas de cuatro yacimientos distintos. Supongamos que los intervalos están incomunicados entre sí por zonas impermeables y que serán explotados de manera independiente. Entonces, cada intervalo tiene una gráfica propia, con valores diferentes tanto para su potencial máximo como para su producción esperada. La figura 3-4 muestra el mismo comportamiento de los cuatro intervalos pero plasmados en un solo esquema.

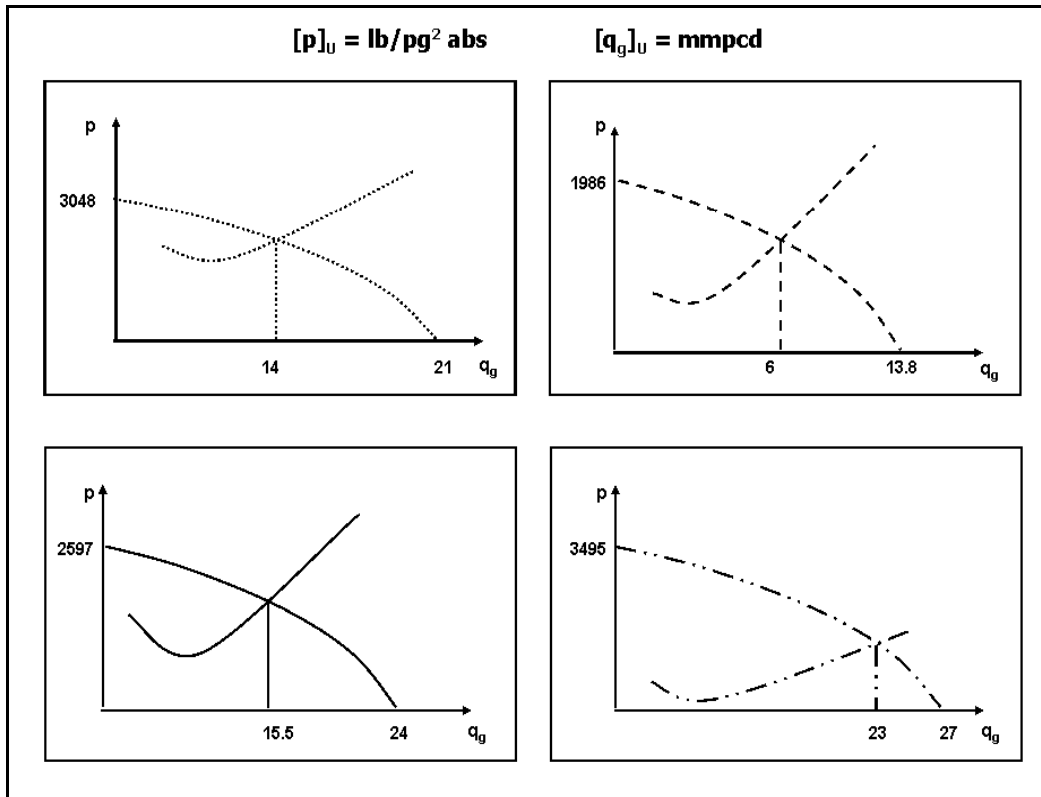


Figura 3-3. Comportamiento de cuatro intervalos distintos.

Si el propósito fuera el de explotar los intervalos de manera conjunta en un sistema multi-intervalo, la curva de afluencia integrada y la de transporte se verían como en la figura 3-5. Ésta, representa la curva de afluencia integrada para los cuatro intervalos, de la cual deben destacarse varios aspectos. La presión de fondo estática para el sistema será la menor presión de los cuatro yacimientos, pues es obvio que el

fluido de este yacimiento no se incorporará a la producción si tiene que vencer una presión mayor a la que dispone (para el ejemplo, la presión será de 1986).

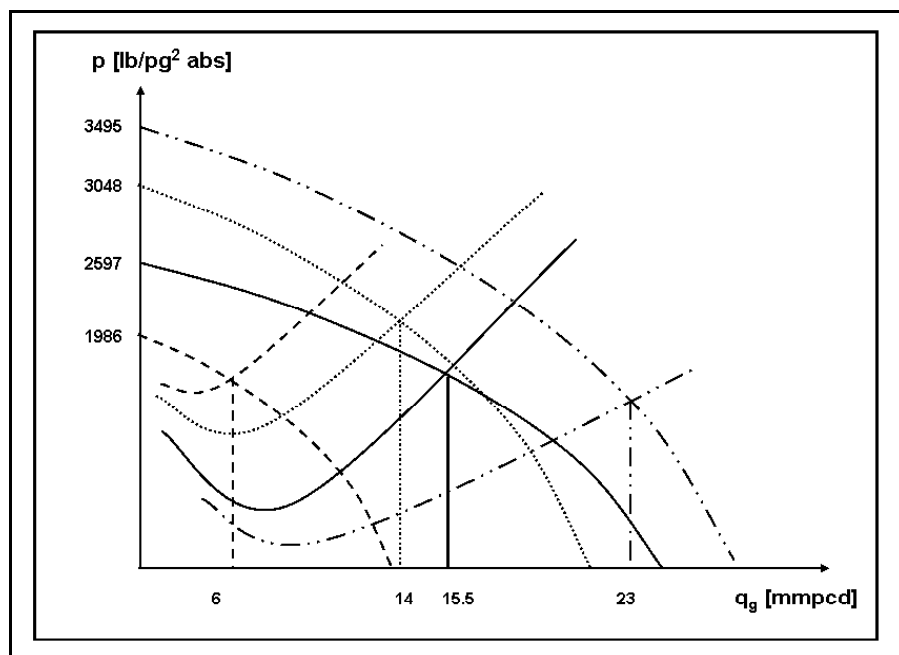


Figura 3-4. Comportamiento para los mismos cuatro intervalos.

Por otro lado, el potencial máximo del sistema multi-intervalo es la suma de todos los potenciales máximos de cada uno de los yacimientos por separado (85.8), pero no sucede lo mismo con el ritmo de producción del sistema, es decir, no se suman los ritmos de producción de cada intervalo para obtener el totalizado del sistema debido a las diferencias en las propiedades de cada intervalo.

Para que se pueda decir que conviene hacer la explotación mediante un sistema multi-intervalo en lugar de una explotación de un pozo por cada yacimiento, el ritmo de producción para el sistema (señalado en la figura 3-5 como q_{mi}) tendrá un valor tal que estará entre el ritmo de producción de la curva de afluencia con mayor presión y la suma de todos los ritmos de producción totalizados (es decir, entre 23 y 58.5); esto es debido a que el sistema funcionará deficientemente y la decisión de su implantación será errónea si se obtiene un valor por debajo de este límite.

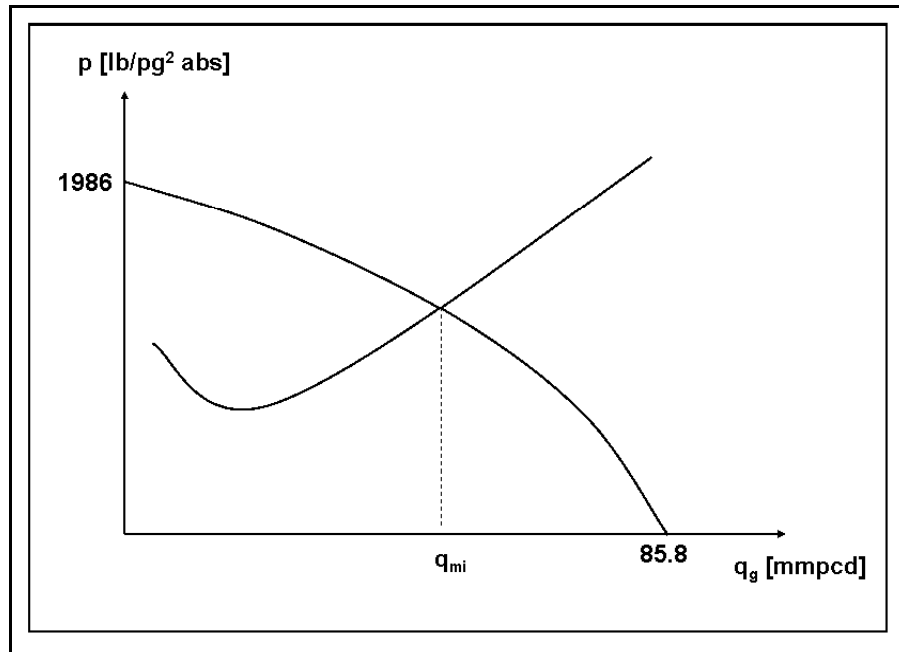


Figura 3-5. Comportamiento de la curva de afluencia integrada de un sistema multi-intervalo.

En el análisis de un conjunto de intervalos candidatos a conformar un sistema multi-intervalo, se pueden obtener los valores de cada uno de sus ritmos de producción al momento de integrarse. En el caso de que algún valor tenga un signo negativo, será debido a que en el intervalo del que se haya obtenido dicho valor se presentará un efecto de amortiguamiento de gas, debido a que su presión estática es menor a la presión fluyente que el sistema tiene en conjunto.

3.3 MODELOS DE FLUJO PARA GAS

En el desarrollo del presente trabajo, se hace uso de un programa específico, y dentro de éste, de distintos modelos para simular el comportamiento del flujo de gas con base en diferentes consideraciones, tanto de la etapa de recopilación de datos como de las de diseño y producción.

En dicha simulación, se toman en cuenta datos tales como el tipo de prueba de producción o las características del yacimiento, entre otros, para lo cual es necesario conocer los principios teóricos de cada modelo de simulación con el propósito de tener un criterio con base en el cual decidir qué tipo de modelo es el más adecuado de acuerdo con los datos disponibles.

A continuación, se mostrarán aspectos importantes sobre cada método, las bases y criterios sobre los que operan, así como también diversos criterios para decidir cuándo debe utilizarse uno u otro, como ya se dijo, de acuerdo con los datos que se tengan.

3.3.1 Ecuación de Contrapresión ^{(16), (17), (18), (21)}

La ecuación más común para flujo de gas en estado estacionario en medios porosos es la ecuación para las pruebas de contrapresión:

$$q_g = C(p_{ws}^2 - p_{wf}^2)^n \dots\dots\dots (3.1)$$

Donde:

$$C = \frac{703 \times 10^{-6} k_g h}{\mu_g z T \ln\left(\frac{0.606 r_e}{r_w}\right)} \dots\dots\dots (3.2)$$

La ecuación 3.1 puede utilizarse cuando se tienen yacimientos con baja permeabilidad. El exponente n es un término de turbulencia incluido para cuantificar los efectos del flujo no-darciano ocurridos en la vecindad del agujero, mientras que el coeficiente C , llamado por algunos autores "*Coficiente de Comportamiento*"

Estabilizado”, representa una constante que equivale a las propiedades del sistema roca-fluidos.

En dicha ecuación, el coeficiente C varía con el factor z , con la permeabilidad relativa y con la viscosidad del gas, así como con el radio de drene del yacimiento. Por otro lado, a medida que el régimen de flujo cambia de laminar (flujo darciano) a completamente turbulento, es usual considerar que el valor de n varía de 1.0 a 0.5. Los valores tanto de C como de n deben obtenerse a partir de una gráfica log-log que contenga los datos de la prueba, en la cual el valor de n es el valor que tenga la pendiente de dicha gráfica.

En cuanto a las pruebas de contrapresión, éstas son de gasto múltiple en estado transitorio, consistentes de tres o más periodos de flujo, las cuales proporcionan tanto información del yacimiento como de la terminación. Hay dos pruebas de este tipo, la llamada *Flow after Flow* y la *Isocronal*. La primera comienza a partir de condiciones de estabilización en un periodo de cierre, después de que se han impuesto una serie de periodos de flujo de incremento o decremento. No ocurren periodos de cierre entre flujo y los periodos deben ser de suficiente duración como para alcanzar el estado pseudoestacionario (o flujo estabilizado).

Las pruebas isocronales son un método empírico y fueron diseñadas para utilizarse en pozos que no se estabilizan en un periodo de tiempo relativamente corto. Estas pruebas requieren que cada periodo de flujo comience con condiciones estáticas, pues de este modo los periodos de cierre tendrán la suficiente duración como para alcanzar la presión estática del yacimiento.

Durante una prueba convencional de contrapresión, el flujo estabilizado o pseudoestacionario usualmente no existe debido a que los efectos del cambio de presión que ocurren en el agujero no han tenido el tiempo suficiente para alcanzar el radio de drene de la terminación. Debido a que el radio de drene cambia

instantáneamente con el tiempo, los valores de C y de n medidos en una prueba convencional serán distintos a los valores que existirán cuando el pozo alcance una condición de flujo en estado pseudoestacionario. El valor correcto de n para una terminación dada debe obtenerse ya sea por medio de una prueba isocronal o ajustando los datos de una prueba convencional de contrapresión a los de una prueba isocronal.

Varios métodos propuestos para predecir el valor del coeficiente C requieren del uso de datos de pruebas adicionales (usualmente una prueba de incremento); sin tales datos, lo que procede es hacer ciertas suposiciones para encontrar su valor. Este procedimiento consiste en suponer que los factores de daño y de turbulencia expresados en las ecuaciones tanto para flujo pseudoestacionario como no estacionario de gas en el yacimiento pueden ser reemplazados por el valor de n ajustado isocronalmente, el cual cuantificará todos los efectos de daño y de turbulencia.

La curva final sobre producción estabilizada puede obtenerse resolviendo las ecuaciones de flujo pseudoestacionario y no estacionario para la caída de presión requerida en estado estacionario de acuerdo con un valor de gasto dado. Si se sospecha que los valores de los factores de daño y turbulencia son muy grandes, entonces deben evaluarse de manera independiente a través de pruebas de incremento y decremento.

Asimismo, la curva final sobre producción estabilizada debe permanecer constante para cada terminación, mientras que las características del gas producido (viscosidad y factor z) así como la permeabilidad relativa del gas permanecen también sin cambio.

3.3.2 Ecuación de Forchheimer^{(18), (19), (20), (22)}

En diversos estudios, Forchheimer observó que a altas velocidades las pérdidas de presión eran significativamente diferentes a las predichas por la ecuación de flujo

laminar propuesta por Darcy, por lo que propuso una ecuación alternativa que comparada con la mencionada, implica un método de análisis teóricamente más exacto. Las diferencias con respecto al flujo darciano comienzan cuando las fuerzas tanto viscosas como inerciales se vuelven significativas. Así, una forma de la ecuación propuesta por Forchheimer (aplicable para flujo lineal y radial) es:

$$p_{ws}^2 - p_{wf}^2 = A_1 q_g + B_1 q_g^2 \quad \dots\dots\dots (3.3)$$

Donde:

Para flujo radial

$$A_1 = \frac{1422 \mu_g z T}{k_f} \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - 0.5 \ln C_A + 0.977 + s \right] \quad \dots\dots\dots (3.4)$$

$$B_1 = 3.161 \times 10^{-12} \frac{\beta_f z T \gamma}{h_d^2 r_w} \quad \dots\dots\dots (3.5)$$

Para flujo lineal:

$$A_1 = 8930 \frac{\mu_g z T L}{k_g A} \quad \dots\dots\dots (3.6)$$

$$B_1 = 1.247 \times 10^{-10} \frac{\beta_g z \gamma T L}{A^2} \quad \dots\dots\dots (3.7)$$

Además:

$$\beta_f = 5.5 \times 10^9 k_f^{-5/4} \phi^{-3/4} \quad \dots\dots\dots (3.8)$$

$$\beta_g = 1.47 \times 10^7 k_f^{-0.55} \dots\dots\dots (3.9)$$

El primer término de la ecuación ($A_1 q_g$) es un término de flujo darciano, el cual es función del tiempo que dure el periodo de flujo transitorio. El segundo término ($B_1 q_g^2$) se refiere al término de flujo no-darciano y es relativamente independiente del tiempo.

Como se mencionó, la ecuación de Forchheimer fue obtenida a partir de la ecuación de flujo de Darcy con el propósito de cuantificar los efectos de turbulencia. Dicha ecuación resume que la influencia de la turbulencia es la de incrementar la caída de presión o el abatimiento de presión requerido para producir el gasto de gas dado. Por lo tanto, se deduce que la presencia de turbulencia reduce la producción neta de un pozo. Este efecto puede minimizarse reduciendo la velocidad del fluido cerca del agujero; la mayor velocidad ocurre cerca de esta región, donde el flujo converge. Por lo tanto, si no hay turbulencia en el agujero, tampoco la habrá en el yacimiento. La velocidad del fluido, cerca del agujero, puede minimizarse incrementando el intervalo disparado.

Para confirmar la existencia de efectos de alta velocidad en el pozo, puede utilizarse una prueba de gasto múltiple. Estas pruebas son desarrolladas con diferentes presiones superficiales; para cada presión, se registra un gasto de gas estabilizado, y basándose en ambos datos, puede calcularse la presión de fondo fluyente, p_{wf} . Los datos se ubican en una gráfica log-log de q_g vs. $(p_{ws}^2 - p_{wf}^2)$; si la pendiente es igual a 1.0, entonces no hay turbulencia, sin embargo, si el valor decrece de 1.0 hasta 0.5, la turbulencia va en aumento, alcanzando su máximo valor justamente en 0.5.

Como se mencionó, la ecuación aplica tanto para flujo lineal como para flujo radial, y cuando se hace la gráfica de $(p_{ws}^2 - p_{wf}^2) / q_g$ vs. q_g en coordenadas cartesianas,

se obtiene el coeficiente de flujo laminar con el valor de la ordenada al origen, mientras que el coeficiente de flujo turbulento se obtiene a través del valor de la pendiente.

Es común asumir que los fluidos cesaran su flujo radial al dejar la formación para entrar a un régimen de flujo lineal a través de la TP. Por lo tanto, debe aclararse que los datos medidos de las pruebas en el pozo darán un valor compuesto de los parámetros A_1 y B_1 , el cual será resultado del tipo de flujo que irá de radial a lineal.

3.3.3 Ecuación para Flujo Pseudoestacionario ^{(19), (23), (24)}

Muchas ecuaciones de flujo en el yacimiento, así como diversos cálculos, asumen geometrías radiales, lo cual implica que el área de drene de un pozo es circular y éste se encuentra en el centro, pero en muchos casos, el área de drene es triangular, rectangular o carece de alguna forma geométrica definida. Entonces, se deduce que aplicar estas ecuaciones a áreas de drene no circular conduce a errores apreciables.

En muchos casos, el flujo pseudoestacionario ocurre durante la mayor parte de la vida productiva del pozo. La ecuación para describir el comportamiento de un pozo con flujo pseudoestacionario es:

$$q_g = \frac{1422 kh(p_{ws}^2 - p_{wf}^2)}{\mu_g T z [\ln x - 0.75 + s + Dq_g]} \dots\dots\dots (3.10)$$

Donde:

x , es una relación entre el radio de drene y el radio del pozo multiplicada por una constante que depende tanto del área de drene como de la localización del pozo (es equivalente a C_A en la ecuación de Forchheimer). En el Anexo, se dan los valores de x para distintas geometrías de drene.

$$D = \frac{2.222 \times 10^{-15} \gamma_g k_* h \beta'}{\mu_{pwf} r_w h_d^2} \dots\dots\dots (3.11)$$

$$\beta' = 2.73 \times 10^{10} k_*^{-1.1045} = 2.33 \times 10^{10} k_*^{-1.201} \dots\dots\dots (3.12)$$

La obtención de esta ecuación tiene un principio básico. Cuando de un pozo se produce gas por primera vez, el radio de drene incrementa continuamente con el tiempo hasta que se alcanza una frontera, la cual puede ser el límite efectivo del yacimiento. Sin embargo, en yacimientos con múltiples terminaciones, es más probable que esta frontera sea en realidad el radio de drene de pozos adyacentes. En este caso, el radio de drene se ubica en un punto relativamente fijo en una distancia intermedia entre los pozos y será directamente proporcional al gasto promedio de producción.

Si la presión del yacimiento se mantiene constante en estos límites, se presenta flujo en estado estacionario, pero si por el contrario se presenta una declinación en la presión como resultado de la etapa de producción, entonces prevalece el flujo en estado pseudoestacionario.

Dos factores limitan la estricta aplicación de la ecuación 3.10 cuando se resuelven problemas prácticos de flujo: (a) el suponer flujo laminar y (b) el considerar que la viscosidad y la compresibilidad del fluido son constantes. En muchos casos, los yacimientos de gas son producidos a ritmos de producción tales que el flujo cerca del agujero es predominantemente turbulento más que laminar. Además, las terminaciones en pozos de gas que presentan caídas de presión significativas a lo largo del radio de drene, causan una gran variación tanto en la compresibilidad como en la viscosidad del gas.

Cuando al mismo tiempo se presentan flujo turbulento y la variación de la viscosidad y la compresibilidad, se obtienen resultados con errores significativos; una ecuación que compensa satisfactoriamente estas limitaciones es la ecuación de contrapresión, de la cual ya se habló anteriormente.

3.4 ASPECTOS ADICIONALES PARA CONSIDERAR EN EL ANÁLISIS DE UN SISTEMA MULTI-INTERVALO

3.4.1 La importancia del agua en la explotación de yacimientos ⁽²⁷⁾

El agua producida en la superficie tiene dos orígenes:

1. La que proviene del proceso de sedimentación, es decir, la que se origina al momento de que la roca se forma, la cual es conocida como *agua congénita*.
2. La que procede de acuíferos asociados con actividad baja, media o alta, y que por lo regular tienen siempre una fuente natural asociada como lo es un río, un lago o un brazo de mar, por poner algunos ejemplos.

Ambos tipos de agua están contenidos en la formación, y como se dijo, pueden producirse en superficie dependiendo de la influencia y la actividad que tengan asociada con el yacimiento.

3.4.1.1 Saturación

Debido a las variaciones en las propiedades de la roca, fluidos y del sistema roca-fluidos, se tiene en el yacimiento más de una fase, por lo que debe obtenerse el valor de saturación de cada fluido con el propósito de determinar, entre otras cosas, la cantidad de hidrocarburos presente, la recuperación de estos, así como la profundidad del contacto entre fluidos mediante un perfil de saturaciones.

Para llevar a cabo lo anterior, de manera eficaz, es necesario conocer algunos de los tipos de saturaciones de agua que pueden presentarse en la vida del yacimiento. Estas saturaciones son:

- *Saturación congénita u original:* Es la saturación retenida en los espacios porosos de una roca al momento de su formación.
- *Saturación irreductible:* Es la mínima saturación de agua que tiene el yacimiento.
- *Saturación crítica:* Es el valor de saturación a partir del cual el agua puede empezar a moverse. Esta saturación es la mayor que el espacio poroso puede mantener mientras produce hidrocarburos antes de que empiece a fluir el agua.
- *Saturación inicial:* Se refiere a la saturación de agua que se tiene antes de iniciar un proceso de recuperación secundaria o mejorada.
- *Saturación final:* Es el valor de saturación que se tiene al término de la explotación del yacimiento, ya sea por energía propia o por energía adicionada al yacimiento (obtenida mediante un proceso de recuperación).

- *Saturación residual*: Es la saturación presente en los poros de la roca después de que se aplicó un proceso de desplazamiento de algún fluido contenido en el yacimiento.

Para obtener la saturación de fluidos, puede recurrirse a dos métodos:

1. Directos, los cuales se efectúan, por ejemplo, al hacer mediciones en núcleos.
2. Indirectos, los cuales se calculan utilizando información de alguna propiedad de la roca, obtenida por ejemplo, a través de registros geofísicos.

3.4.1.2 Generalidades del agua de yacimiento

Debido a la presencia del agua en el yacimiento, es necesario conocer sus propiedades químicas con el fin de aplicar un plan de explotación adecuado, tanto en lo relacionado con las instalaciones apropiadas como en cuanto a su manejo en superficie.

Las propiedades a conocer son, entre las más importantes, la composición química y la salinidad. El estudio de la composición química debe ser preciso para conocer su evolución y ayudar a reconstruir la historia geológica del yacimiento y la historia de la acumulación de los hidrocarburos contenidos. Por otro lado, se sabe que la salinidad del agua de un yacimiento aumenta con la profundidad, debido a que se establece un equilibrio en las aguas en función de su densidad, quedando en la parte alta las de menor valor, y en la parte baja las más densas o con mayor concentración de sales. Otra razón es que el agua presente en la parte baja del yacimiento pudo haber estado más tiempo formando parte del sedimento, y por lo tanto, tuvo mayor oportunidad de disolver una mayor cantidad de sales.

La variación de la salinidad con la profundidad no es una regla general, y esto puede ser debido a múltiples causas; por ejemplo, que haya habido entrada de agua meteórica al yacimiento, originando la dilución de agua congénita y disminuyendo el contenido de sales, que haya existido una diferencia de solubilidad en las formaciones por donde circuló el agua, o también, puede deberse a que las sales se hayan precipitado.

3.4.1.3 Relación entre el gas y el agua del yacimiento

La *solubilidad del gas en el agua* depende de la temperatura y de la presión del agua, aumentando conforme la presión lo hace para una misma condición de temperatura. Puesto que se han establecido correlaciones para determinar la solubilidad, se ha encontrado que al corregir la solubilidad por el efecto de salinidad, el gas tiene una mayor solubilidad en el agua de yacimiento comparada con su solubilidad en agua pura, ambas a las mismas condiciones de presión y temperatura (ver figura 3-6).

En cuanto a la *solubilidad del agua en el gas*, su valor depende de la presión, de la temperatura y de la composición tanto del gas como del agua. Para una misma condición de temperatura, la solubilidad del agua en el gas aumenta a medida que disminuye la presión. Es de suma importancia conocer y tener control sobre esta propiedad, pues influye en el tratamiento, proceso y transporte del gas. Al igual que para el caso anterior, este comportamiento se observa en la figura 3-6.

Respecto a la *tensión interfacial entre gas y agua*, se ha observado que para una misma condición de presión, la tensión interfacial aumenta conforme la temperatura disminuye, obteniéndose el mismo efecto tanto a presiones bajas como altas.

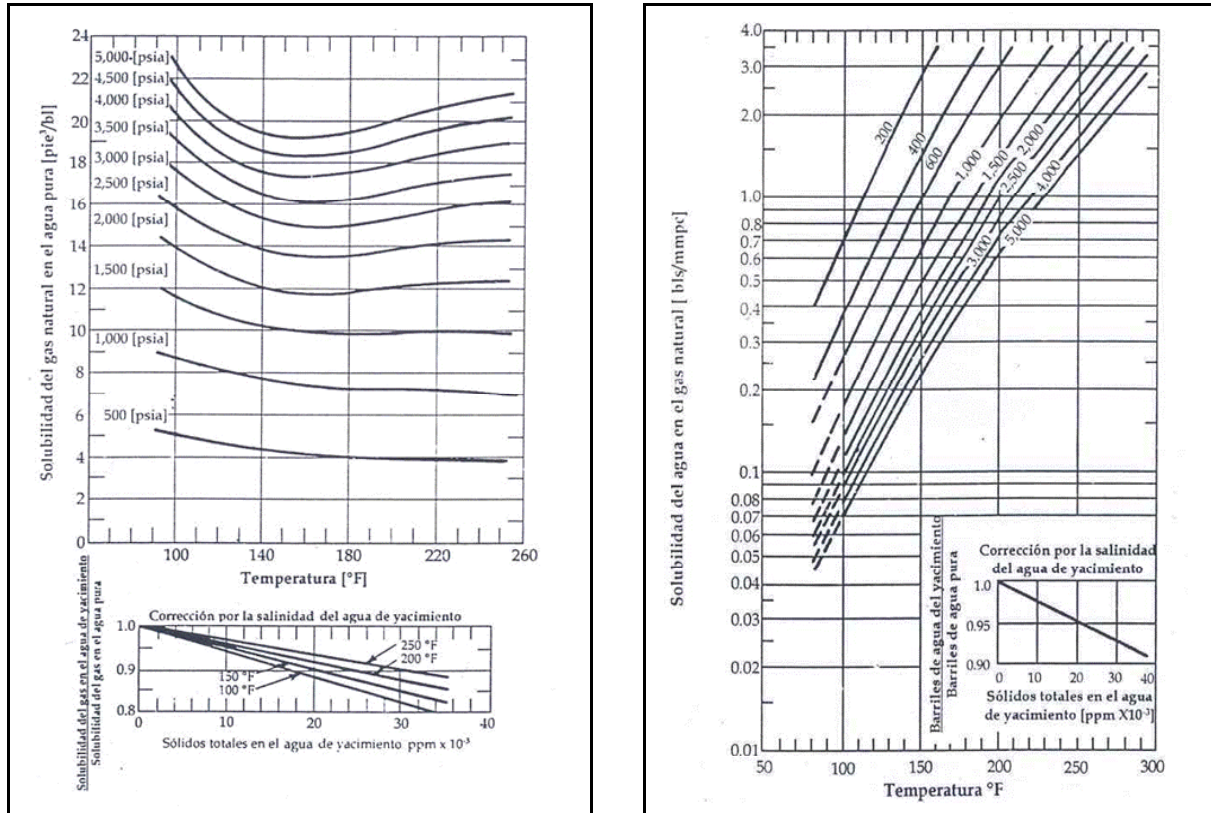


Figura 3-6. Gráficas de la solubilidad del gas en el agua de yacimiento (izquierda) y de la solubilidad del agua de yacimiento en el gas (derecha).

3.4.1.4 Causas posibles de la producción de agua

Puesto que la rentabilidad de un pozo disminuye a medida que la producción de agua rebasa a la del gas, es necesario establecer que fenómenos originan esto. Así, las causas posibles pueden deberse a:

A. Condiciones del pozo.

- Filtraciones en la TR, en la TP o en el empacador
- Entrada de agua al pozo por flujo de fluidos en áreas cercanas al pozo
- Terminación inapropiada del pozo, incluyendo filtraciones en la TR, diseño inapropiado del pozo, mala localización del pozo, intervalo disparado equivocado, etc.

En realidad, los tres puntos anteriores son uno solo, o pueden decirse que van ligados, pues es obvio que si entra agua por la TP o la TR es debido a que se hizo una terminación defectuosa, mientras que si el agua entra al pozo en regiones cercanas a éste, es debido a que el empacador algunas veces no soporta la presión que ejercen los fluidos. Lo mismo sucede cuando el agua entra por la TP, pues es casi seguro que se debe a que la profundidad del intervalo disparado fue incorrecta.

B. Características de la formación.

- Movimiento de agua hacia arriba del contacto agua-hidrocarburo
- Alta permeabilidad
- Fisuras entre pozos inyectoros y productores
- Capas y canales de alta conductividad
- Capas segregadoras de agua
- Conificación de agua

Cabe mencionar que el movimiento del contacto agua-hidrocarburo regularmente es originado por una alta producción del último, mientras que las capas segregadoras pueden ser en realidad algún acuífero que aporta agua al yacimiento debido a que está ubicado en una falla.

Es importante decir que puede producirse agua cuando hay un avance uniforme del frente que invade a la zona productora, cuando se tiene un yacimiento con alta saturación de agua o cuando el agua que está en el fondo del yacimiento se desplaza a la zona productora.

Para identificar las causas de producción de agua deben analizarse parámetros tales como:

A. Del yacimiento.

- Geometría
- Porosidad
- Litología
- Saturación de fluidos
- Presión
- Temperatura
- Permeabilidad
- Fracturas/fisuras

B. De la terminación del pozo.

- Perfiles de gastos
- Integridad del afianzamiento del cemento
- Integridad de la TR/TP

3.4.2 Aseguramiento de flujo ⁽¹⁵⁾

La estrategia de diseño de muchos descubrimientos ha estado supeditada a aspectos tales como las reservas, el desempeño del yacimiento, el ambiente (terrestre vs. marino) y por el periodo de producción. Sin embargo, a medida que se presentan nuevos descubrimientos, así como nuevas tecnologías, hacen que campos difíciles sean cada vez más y más atractivos; otro factor, conocido como el *Aseguramiento de Flujo* o la operabilidad, está incidiendo en el diseño. La habilidad para solucionar distintos problemas, que van desde pequeñas operaciones hasta cierres temporales, e incluso el abandono temprano del yacimiento, son aspectos que toman cada vez mayor relevancia.

Anteriormente, los diseños tradicionales proporcionaron un fácil acceso tanto a los cabezales como a la tubería de producción o a las líneas de descarga, y cuando los fluidos presentaban problemas de producción tales como parafinas o incrustaciones, las operaciones para su corrección eran relativamente fáciles y no tan costosas comparadas con el beneficio obtenido. A medida que se tienen descubrimientos costafuera (como es el caso del yacimiento que se analizará más adelante), el acceso al sistema de producción se vuelve más costoso, y por lo tanto, limitado.

La combinación de flujo multifásico con reparaciones limitadas hace necesario que en la actualidad contemos con un entendimiento detallado del comportamiento de los fluidos en todo el sistema de producción; los riesgos asociados de no conocer dicho comportamiento así como su impacto en la operabilidad del sistema han estado demostrados en casos lamentables como el remplazamiento de líneas de flujo e incluso el abandono temprano del yacimiento.

Es a través de estas malas experiencias que el factor miedo asociado a los problemas de los fluidos producidos se traduce en un alto nivel de conservadurismo durante el diseño; por lo tanto, los sistemas son diseñados ya sea para evitar los potenciales problemas de flujo a través de un completo aislamiento (por ejemplo) o para dar la habilidad de hacer una intervención confiable mediante herramientas apropiadas. Con el propósito de alcanzar mayores logros desde la etapa de diseño, mediante costos aceptables para lograr el correcto desempeño sistema, debe haber una predicción y un control confiables durante toda la etapa de producción.

3.4.2.1 Problemas en el fluido producido

El uso de sistemas multifásicos para producir y transportar fluidos en largas distancias está en incremento. Los fluidos producidos, que pueden ser una combinación de aceite

o gas y condensado con agua y sólidos tales como arena e incrustaciones, tienen el potencial de causar muchos problemas, entre los que se incluyen:

- Ceras/parafinas
- Hidratos
- Incrustaciones
- Asfaltenos
- Arenas
- Corrosión/erosión
- Emulsiones
- Taponamientos

Por esto, debe existir la capacidad de identificar cualquier aparición potencial así como cuantificar su magnitud dentro del sistema. Las dificultades mencionadas tienen que ver con los cambios de presiones, temperaturas y con los perfiles de producción durante toda la vida del yacimiento. Sin embargo, no sólo es suficiente predecir, hay que ser capaces de controlar o evitar los problemas potenciales; es necesario contar con la capacidad para predecir y controlar dichos problemas durante periodos transitorios. Por ejemplo, el sistema debe tener la capacidad de abrir y cerrar de manera controlada.

La industria en general es confiable cuando se trata de identificar la potencial formación de sólidos tales como hidratos, asfaltenos e incrustaciones. Sin embargo, no es tan buena con relación a la cuantificación de la magnitud con que se presentarán así como del impacto de la deposición y de los riesgos de operar con estos problemas. Aún si los sólidos se forman, y su presencia es tolerable si permiten el flujo del fluido y no se aglomeran, es necesario identificar el potencial para que se presenten así como su impacto en la producción con el propósito de diseñar estrategias de mitigación efectivas y con un costo relativamente bajo. Más aún, si no se puede cuantificar su presencia, debe contarse tanto con una estrategia como con las herramientas apropiadas para controlar el problema, tanto de manera efectiva como a un costo apropiado.

3.4.3 Flujo crítico ^{(19), (21), (25), (26), (29)}

Cuando en el pozo se instala un estrangulador, éste sirve para controlar los ritmos de producción y proteger tanto al yacimiento como a las instalaciones superficiales de cualquier fluctuación en la presión. El flujo a través de un estrangulador puede describirse como crítico o subcrítico. En la región de flujo crítico, el ritmo de producción alcanza un valor tal que es independiente de las caídas de presión aplicadas en todo el estrangulador. De esta forma, una vez que se alcanza el flujo crítico, cualquier disturbio originado corriente abajo del estrangulador no afectará las condiciones corriente arriba, y por lo tanto, no hay variación en el ritmo de producción, aún cuando la presión corriente abajo del estrangulador caiga. Por lo tanto, los estranguladores son operados bajo condiciones de flujo crítico para aislar al yacimiento de cualquier fluctuación de presión originada en las instalaciones superficiales.

El mecanismo que gobierna la transición a flujo crítico para un gas en fase sencilla está bien definido. Para que se alcance esta condición, la velocidad del gas en la garganta del estrangulador debe ser igual a la velocidad del sonido. Cuando un estrangulador está operando bajo condiciones subcríticas, puede ser considerado como otra unidad de producción en superficie. En este caso, la caída de presión a través de sí mismo, es función del ritmo de producción, como sucede en cualquier otra unidad. Cuando un estrangulador opera bajo flujo crítico, aísla al pozo y al yacimiento de los sistemas de producción en superficie; sin embargo, debe aclararse que aunque el ritmo de producción corriente arriba del estrangulador es independiente de la presión, son necesarios una serie de cálculos para determinar si el flujo es crítico o subcrítico.

Los requisitos para escoger un modelo de estrangulador son:

- Resultados de calidad para flujo crítico y subcrítico
- Predicción exacta del límite entre flujo crítico y subcrítico
- Transición suave entre los dos tipos de flujo

La última consideración es importante con el fin de evitar problemas de convergencia en los cálculos cuando se lleva a cabo una simulación del sistema. Usando diferentes modelos para cada tipo de flujo se podrían obtener buenos resultados, pero como se usan diferentes ecuaciones para cada modelo, la transición de un tipo de flujo a otro puede producir discontinuidades en los resultados.

Puesto que la predicción del comportamiento de mezclas gas-líquido en estranguladores es un problema difícil, diversos autores han desarrollado distintos estudios y han encontrado correlaciones que involucran el ritmo de producción a través del orificio y el área de estrangulamiento cuando el flujo es crítico. Algunas de estas correlaciones están basadas en trabajos experimentales y se ajustan razonablemente a los rangos probados; sin embargo, se desconoce su precisión fuera de estos límites. Por mencionar algunas, las correlaciones existentes son las de Gilbert, Ros, Achong, Omaña y la de Poettman y Beck; también existen ecuaciones como la de Ashford o modelos como el de Ashford y Pierce (para saber más acerca de estas correlaciones, se encontrará la información necesaria en la referencia 21).

Por otro lado, es importante mencionar que todos los yacimientos de gas tienen un acuífero asociado que sirve a su vez como mecanismo de empuje. El valor del gasto de gas cuando se produce mediante este mecanismo y se presenta flujo crítico depende principalmente de:

- Diámetro de la TP
- Relación agua/gas
- Comportamiento del yacimiento
- Presión en la TP

Estos parámetros definen la posición y forma de las curvas de afluencia y de capacidad de transporte, como se muestra en la figura 3-7.

La curva de afluencia representa la presión de fondo fluente cuando se calcula con ecuaciones de la terminación y de flujo del yacimiento, utilizando parámetros del yacimiento, de la perforación y de empacamiento del pozo. La curva de capacidad de transporte representa la presión de fondo fluente cuando se calcula con la correlación de Gray, utilizando parámetros superficiales, de la TP y de los fluidos producidos.

La curva de presión en la cabeza es un cálculo aproximado de la respuesta de presión en la cabeza del pozo. Su magnitud es una medición de la distancia vertical existente entre las curvas de afluencia y la de capacidad de transporte. El punto señalado con el número 1, ubicado en la cresta de esta curva, representa el gasto en flujo crítico para las condiciones del pozo asociadas con la curva de capacidad de transporte; también, puede explicarse como el gasto mínimo requerido para que el pozo opere bajo condiciones estables.

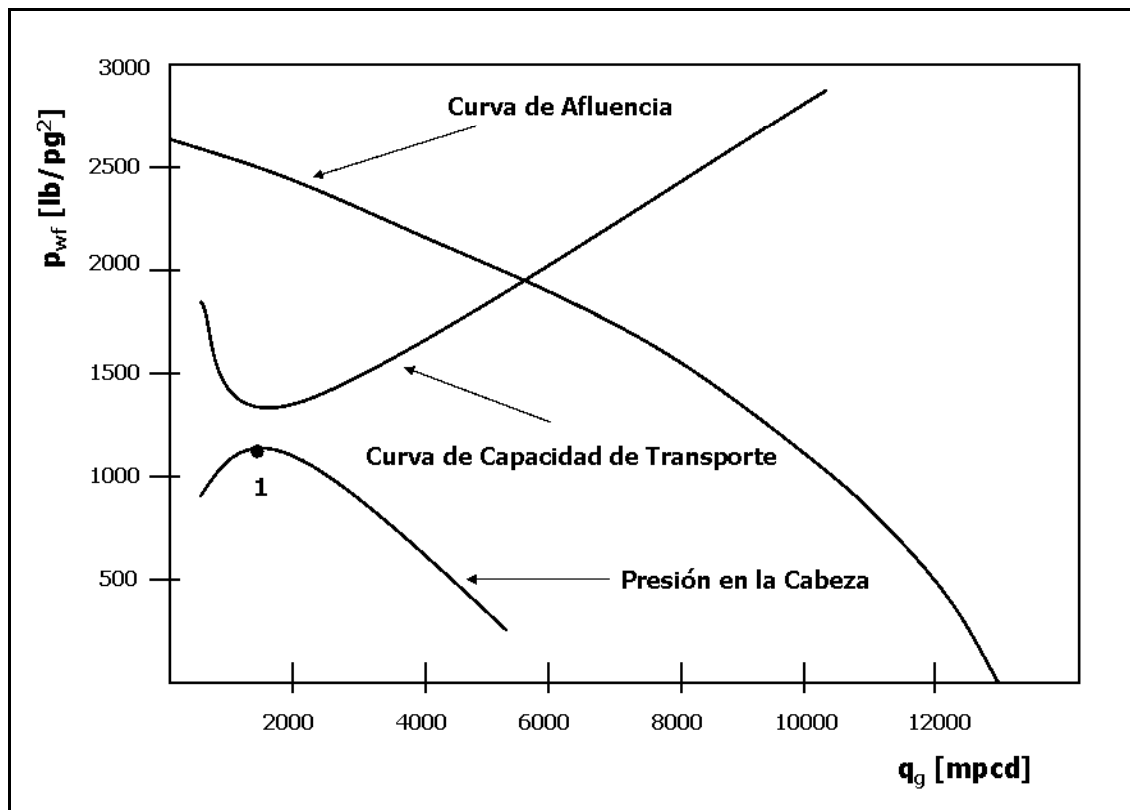


Figura 3.7. Gráfica de análisis para el flujo de gas.

La curva de presión en la cabeza indica que una reducción en el gasto por debajo de este punto de flujo traerá como consecuencia un decremento en la presión de flujo en la TP, atribuible a una acumulación de agua en dicha tubería. Sin embargo, un pozo que produce por debajo de este gasto puede fluir por un largo periodo hasta antes de que se abandone por completo.

CAPÍTULO 4

TERMINACIÓN MULTI-INTERVALO APLICADA A POZOS DE GAS EN YACIMIENTOS LENTICULARES

Con el avance de los años, y a medida que nuevas técnicas de terminación se incorporan a la tecnología existente, la explotación a través de sistemas multi-intervalo de yacimientos compuestos por lentes de arena va en crecimiento. Para nuestro país, este tipo de explotación es relativamente nuevo, lo cual exige una preparación y un conocimiento del tema sumamente importantes, y más aún por el hecho de que yacimientos lenticulares como el que se estudia en el presente trabajo están ubicados en instalaciones costafuera.

El trabajo de análisis de un sistema multi-intervalo inicia desde la primera etapa de desarrollo del pozo, pues exige que cada uno de los especialistas involucrados se aboquen a caracterizar el yacimiento de la mejor manera posible, con el propósito de contar con los datos suficientes para llevar a cabo un excelente trabajo, tanto en la etapa de desarrollo como en la de explotación.

Como ya se dijo, el análisis y la explotación de yacimientos lenticulares exigen un grado de conocimiento alto, pues es obvio que por su configuración, el yacimiento presentará características diferentes en cada uno de los lentes de arena. Por lo tanto, es de esperarse que durante las pruebas de presión, así como en el muestreo de núcleos (práctica muy útil para el análisis del yacimiento), se observen diferencias en los parámetros petrófisicos así como en algunos valores propios de la producción.

Con el propósito de ilustrar la utilidad de lo expuesto en los capítulos anteriores, en éste se muestra el análisis de un yacimiento de gas compuesto por formaciones de lentes de arena separadas por zonas impermeables, ubicado en un ambiente costafuera.

La decisión de utilizar un sistema de pozos dual y multi-intervalo estuvo basada en un análisis detallado, bien fundamentado y sostenido además de la utilización de un programa de simulación (PIPESIM[®]), en el cual se consideraron todas las características posibles relacionadas con el yacimiento, con el estado mecánico del pozo y con las condiciones superficiales. El análisis del comportamiento de la afluencia se realizó considerando el modelo de Contrapresión, debido a que se contaba con la información de las pruebas de presión, pero además, con fines comparativos y para garantizar buenos resultados, se emplearon también los modelos de Forchheimer y de flujo Pseudoestacionario, obteniendo los mejores resultados con el modelo de Contrapresión.

Como ya se dijo, para iniciar el análisis del yacimiento, es necesario contar con la mayor cantidad de datos disponibles, pues entre más completa esté la información, mejor será la caracterización y los resultados de la simulación estarán lo más apegado posible a lo que sucede en la realidad. Así, para empezar, debe conocerse toda la información acerca de la terminación así como de la línea superficial; además, es muy importante considerar los resultados de las pruebas de presión, en los cuales deben incluirse los datos de aforo (q_g , p_{ws} y p_{wf}), diámetros de estrangulador utilizados, así como las presiones y temperaturas registradas tanto en la cabeza del pozo, en el estrangulador y en el separador, pues no hay que olvidar que se va a trabajar con un sistema y que ninguno de los elementos que lo componen puede evaluarse por sí solo.

Así, las consideraciones para iniciar el estudio son:

$$d_w = 8.68 \text{ [pg]}$$

$$T_{amb} = 27 \text{ [}^\circ\text{C]}$$

$$d_{TP} = 3.5 \text{ [pg]}$$

$$\text{Rugosidad} = 0.001 \text{ [pg]}$$

$$d_{estr} = 1/2 \text{ [pg]}$$

Mediante un análisis cromatográfico del gas, se conoce la composición.

Composición (%)	
N ₂ =	0.13
CO ₂ =	0.26
C ₁ =	97.79
C ₂ =	1.04
C ₃ =	0.4
i-C ₄ =	0.12
n-C ₄ =	0.13
i-C ₅ =	0.05
n-C ₅ =	0.02
C ₆ =	0.06

Tabla 4-1. Composición del fluido.

Como ya se ha mencionado, el pozo a estudiar consiste en arenas de tipo lenticular y está formado por 5 intervalos bien definidos; a continuación, se presenta información necesaria para desarrollar el estudio.

	Profundidad [m]	r_e [m]	Nivel Medio de los Disparos [m]	s	k [mD]	γ_g
I – 1	2652 – 2664	600	2658	14	7.5	0.5620
I – 2	2573 – 2592	600	2582	1.5	9.5	0.5550
I – 3	2470 – 2480	600	2475	+100	16.5	0.5600
I – 4	2428 – 2439	600	2433	-3	12	0.5580
I – 5	2017 – 2026 2053 – 2063	600	2021	5.9	1.5	-

Tabla 4-2. Información de cada uno de los lentes de arena y del fluido.

Con el propósito de contar con mayores herramientas, así como con datos adicionales para elaborar un análisis más detallado, los resultados completos de las pruebas de presión pueden observarse en la tabla 4-3.

Arena	p_{ws} [lb/pg ² abs]	T_y [°C]	d_{estr} [pg]	q_g [mmpcd]	p_{wf} [lb/pg ² abs]	p_{wh} [lb/pg ² abs]	T_{wh} [°C]	p_{sep} [lb/pg ² abs]	T_{sep} [°C]
I – 1	3955	75	5/16	5.63	3573.97	2437.88	26.13	133.95	-
			3/8	7.50	3005.45	2456.65	26.53	456.89	20.53
			1/2	10.30	2454.30	1712.51	26.57	215.29	-
I – 2	3912	75	1/4	5.63	3749.10	3022.89	28.56	399.01	-
			3/8	10.05	3557.98	2776.74	30.16	398.59	-
			5/8	20.20	3089.29	1982.27	31.03	393.61	-
			3/4	22.56	2899.31	1714.79	30.12	399.01	-
I – 3	3614	70	3/8	1.92	742.40	424.89	18.94	102.95	11.64
			1/2	1.99	467.70	314.69	18.87	97.83	13.22
I – 4	3603	67	1/2	16.12	3196.20	2355.40	30.62	503.10	11.43
			3/4	23.65	2974.40	1758.02	32.01	501.82	16.41
			1	26.50	2835.00	1310.37	31.73	541.78	24.28
I - 5	2872	67	3/8	3.24	1240.38	1000.52	21.89	187.56	-
			1/2	3.39	813.65	540.93	21.32	143.48	-
			3/4	3.70	602.70	285.82	22.29	149.74	-

Tabla 4-3. Resultados de las pruebas de presión para cada intervalo.

4.1 ANÁLISIS DE LA TERMINACIÓN SENCILLA

Como se mencionó en el capítulo anterior, el análisis de factibilidad para la explotación del yacimiento mediante una terminación multi-intervalo debe iniciarse con la elaboración de un modelo de simulación, primero, de cada uno de los intervalos por separado, y después, del modelo integrado, considerando en este caso que las condiciones de explotación son en forma grupal. Por último, debe hacerse un estudio de sensibilidad con diversos parámetros (por ejemplo, el diámetro del la TP) para decidir qué combinación, de acuerdo con los valores utilizados en cuanto a los parámetros ya mencionados, es la que tiene mayor viabilidad para ser puesta en marcha.

Con la ayuda de los resultados de las pruebas de presión, cada uno de los lentes de arena debe analizarse de forma independiente y se debe presentar tanto la curva de afluencia (comportamiento del yacimiento) como la de capacidad de transporte (comportamiento en la tubería vertical), con el propósito de observar la respuesta a los datos introducidos y contar con parámetros que permitan soportar la decisión más factible en cuanto al aspecto técnico.

Así, en la figura 4-1 se observa la curva de afluencia así como la de capacidad de transporte del intervalo I-1. En la primera, puede verse que la arena analizada presenta un potencial absoluto de casi 15 [mmpcd], con una respuesta en la presión de fondo estática mayor a 3950 [lb/pg² abs], reflejando de manera aceptable los resultados de las pruebas de presión. En cuanto a la lectura conjunta de ambas curvas, se observa que se presenta un ritmo de producción de gas de ± 9.5 [mmpcd] con una presión de fondo fluyente de 2650 [lb/pg² abs]. Es importante mencionar que en el análisis de la terminación sencilla, para este intervalo y los cuatro restantes, se consideró una TP de 3½ [pg], con un estrangulador de 0.5 [pg] y una presión de separación de 1200 [lb/pg² abs].

También, en esta figura se aprecia que la presión de descarga es de casi 1500 [lb/pg² abs], y se observa que el pozo operaría en condiciones estables, pues mediante la aplicación de un modelo mecánico para flujo crítico, puede verse que al utilizar la información de P_{wh} y P_{sal} , se tiene un régimen de flujo crítico a nivel del estrangulador.

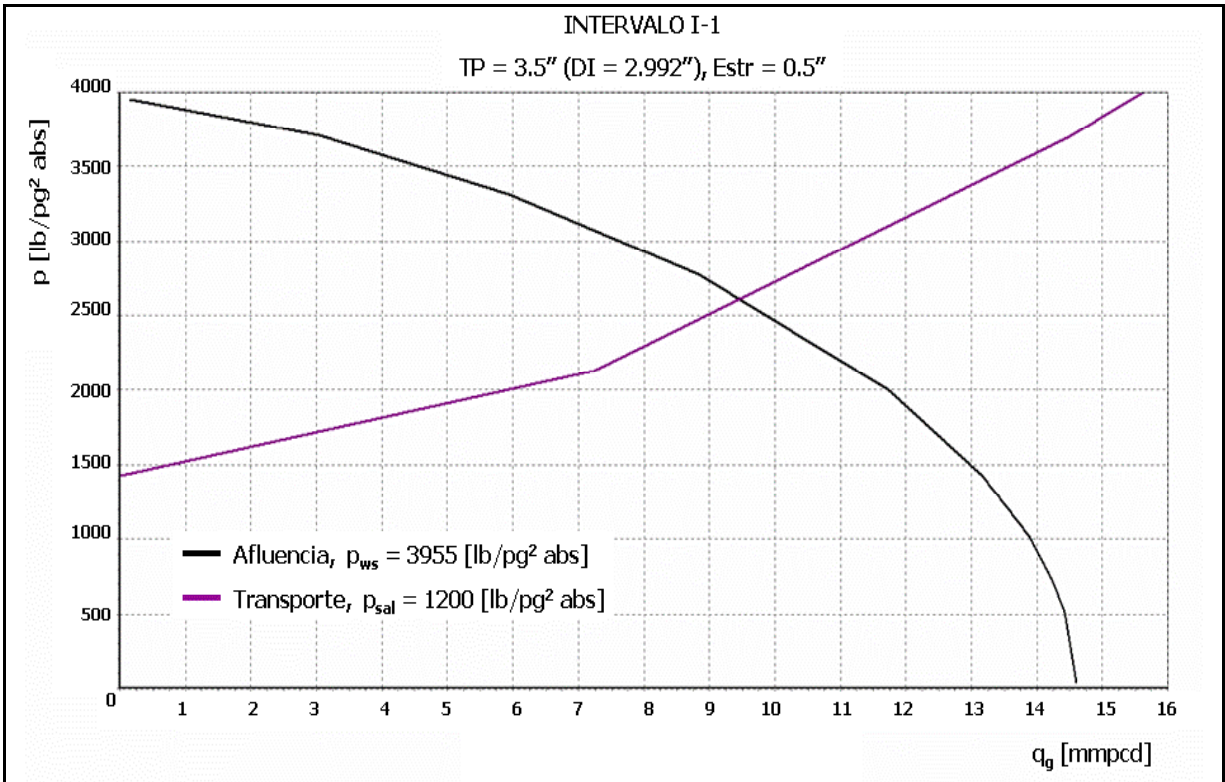


Figura 4-1. Comportamientos de afluencia y transporte del intervalo I-1.

En la figura 4-2, se observa el comportamiento del intervalo I-2, en el cual su potencial absoluto es de casi 70 [mmpcd] con una presión de fondo estática de más de 3900 [lb/pg² abs]; por otro lado, al observar la curva de capacidad de transporte, se aprecia que este intervalo tendría un aporte de más de 13 [mmpcd], con una presión de fondo fluyente de 3450 [lb/pg² abs].

Se observa también, con los valores de la figura, que el pozo puede trabajar por un periodo de tiempo en régimen estable, y que al igual que para I-1, la presión de

descarga es de casi 1500 [lb/pg² abs]; al compararlos resultados de I-1 con I-2, se observa que ambos intervalos tienen una presión de fondo estática muy similar, lo cual es necesario considerar en el diseño que se hará más adelante para un sistema multi-intervalo.

Para el intervalo I-2, cabe destacar que la simulación se hizo variando algunos parámetros del yacimiento, y es importante tomarlo en cuenta cuando los datos de las pruebas de producción sean inciertos o cuando se pretenda dar un sentido diferente para obtener resultados más confiables si es que estos no se han presentado.

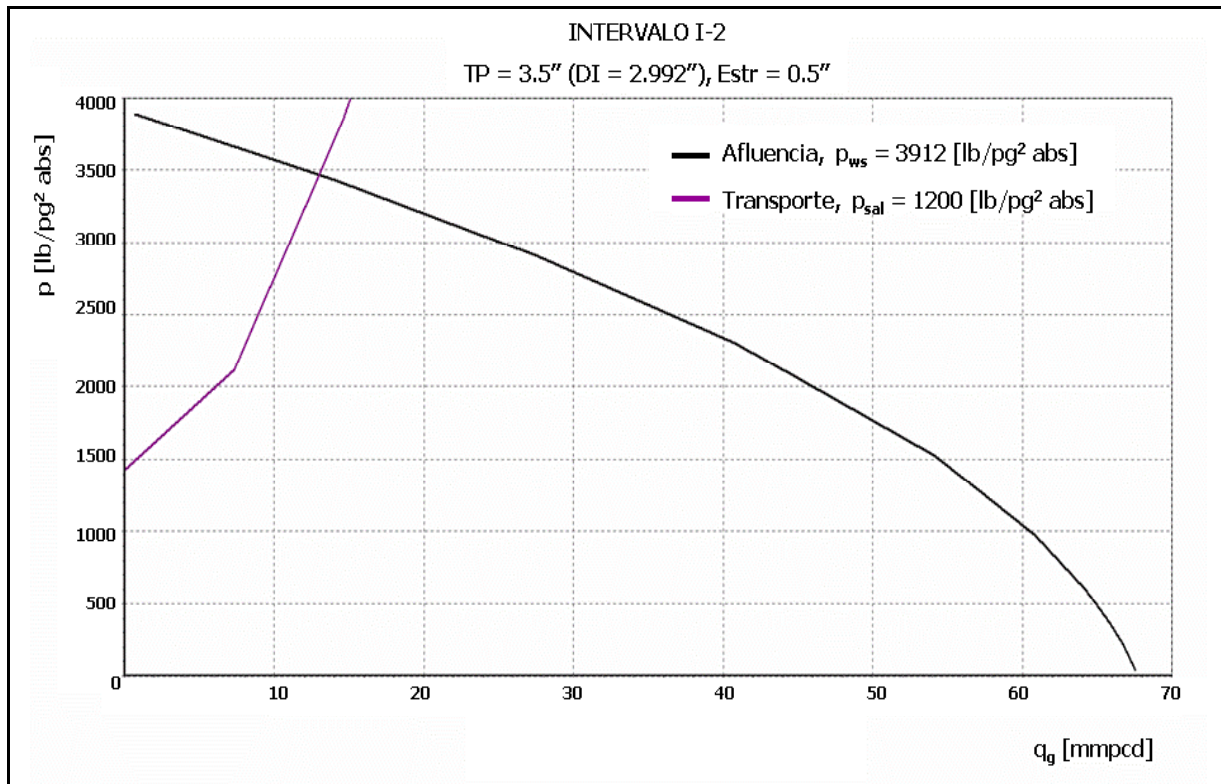


Figura 4-2. Comportamientos de afluencia y transporte del intervalo I-2.

En la etapa de análisis del intervalo I-3 se observó un reporte de daño de +100, valor sumamente alto que originó que los valores de las pruebas de producción fueran bajos, obteniendo en los resultados de simulación un valor muy pobre en cuanto al potencial absoluto para este intervalo, hecho que se observa en la figura 4-3. Aunque

puede decirse que la presión de fondo estática es aceptable, esto no es de gran utilidad cuando se obtienen resultados como los mostrados en dicha figura. Debido a las condiciones mencionadas, la curva de transporte refleja que se tendrían ritmos de producción y presiones de fondo fluyente muy pobres en caso de que el intervalo operara de manera independiente. Para este intervalo, cabe mencionar que no es posible aclarar si debido a los valores obtenidos en las pruebas de presión, el pozo trabajaría con flujo estable o inestable en caso de que éste fuera el propósito, pues en la figura 4-3 no puede apreciarse la zona límite entre cada flujo.

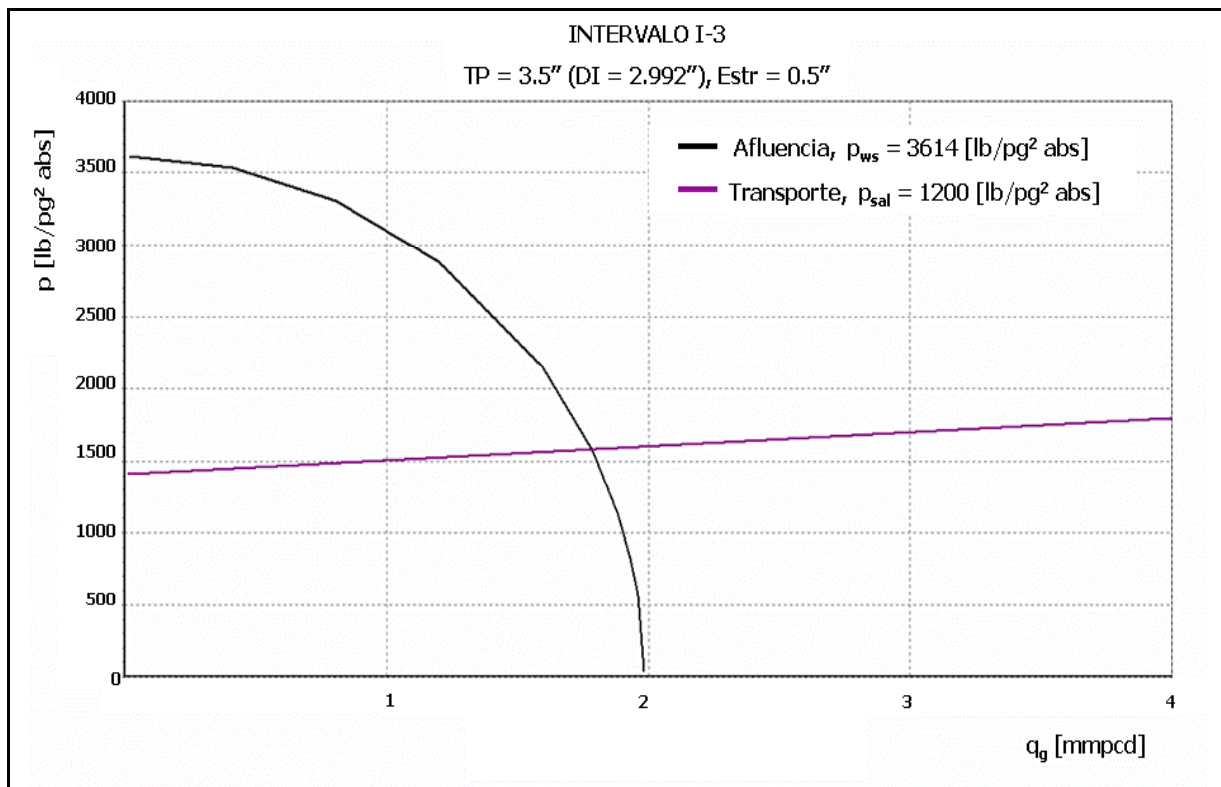


Figura 4-3. Comportamientos de afluencia y transporte del intervalo I-3.

Respecto a la figura 4-4, en ésta se muestra la curva de afluencia del intervalo I-4. Con los valores obtenidos en las pruebas de presión para este intervalo, en dicha figura se observa que la curva de afluencia presenta características buenas en cuanto a la explotación, con ritmos de producción y presiones de fondo fluyendo favorables y en condiciones de flujo crítico. Al analizar la curva de capacidad de transporte, se observa

que la presión de fondo fluyente es buena (3300[lb/pg² abs]) y el ritmo de producción obtenido para este intervalo estaría alrededor de los 13 [mmpcd], presentando un potencial absoluto mayor a 60 [mmpcd].

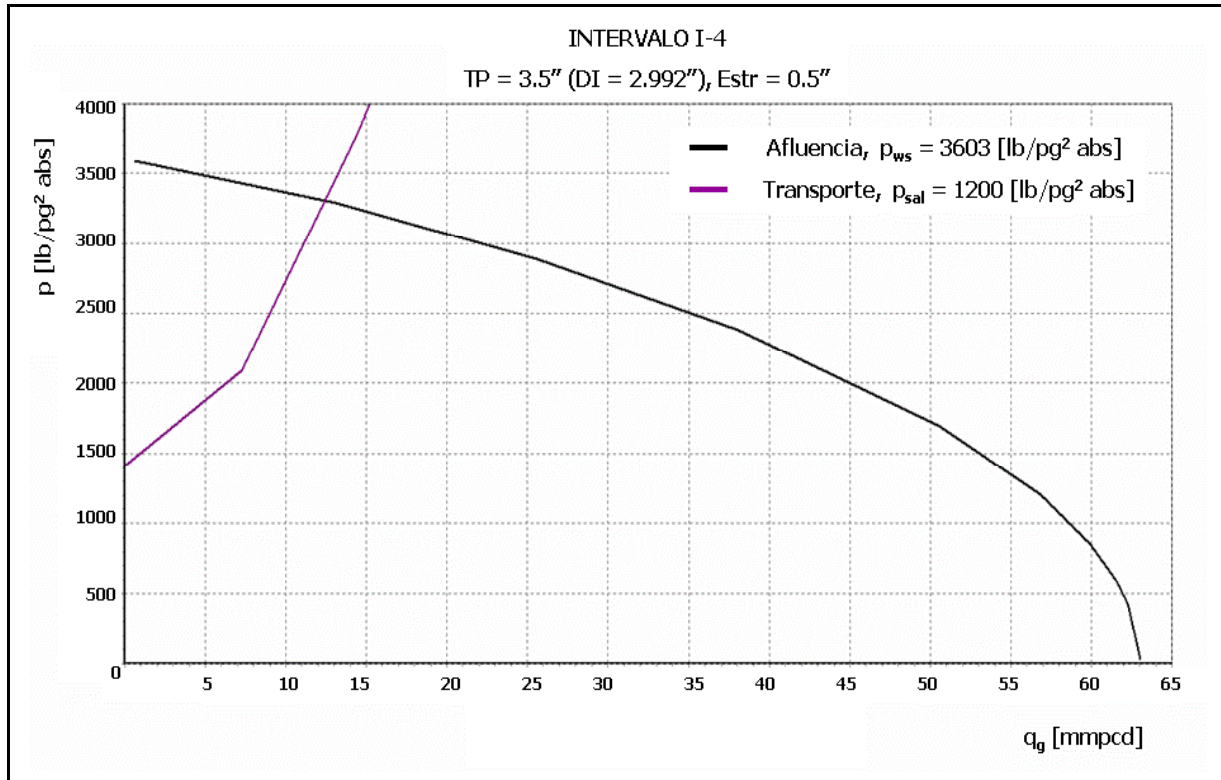


Figura 4-4 Comportamientos de afluencia y transporte del intervalo I-4.

Por último, el análisis del intervalo I-5 muestra, de acuerdo con la figura 4-5, que tanto el potencial absoluto como las presiones son bajas, originando ritmos de producción de poca magnitud y limitando, al igual que el intervalo I-3, su operación bajo condiciones de flujo crítico. Este hecho se confirma analizando la curva de afluencia en conjunto con la curva de transporte. En la figura 4-5, al igual que en la figura 4-3, se observa que la curva de capacidad de transporte es incierta y que no puede definirse si los pozos trabajarán bajo régimen estable.

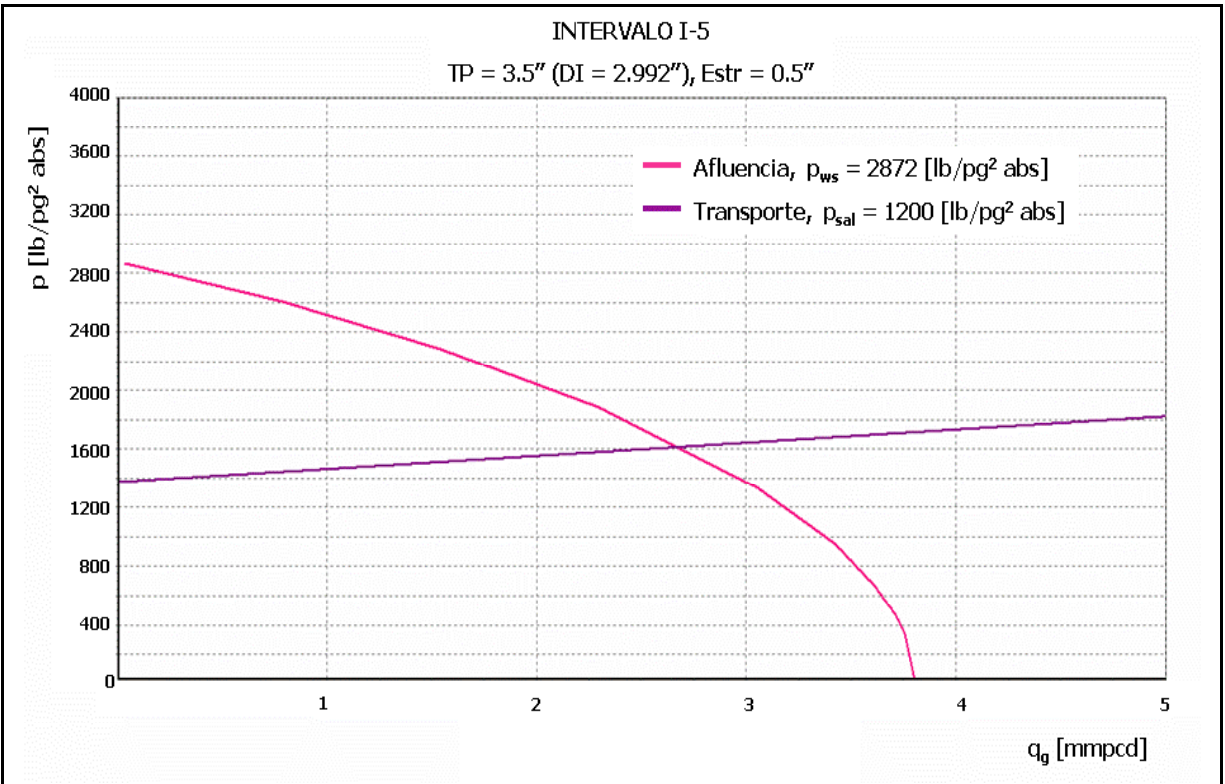


Figura 4-5. Comportamientos de afluencia y transporte del intervalo I-5.

En la tabla 4-4 se muestran los resultados del análisis anterior. En ésta, se observan tanto los ritmos de producción como las presiones obtenidas en el modelo de simulación para cada intervalo.

Intervalo	q_g [mmpcd]	p_{wf} [lb/pg ² abs]
I-1	9.50	2650
I-2	13.20	3450
I-3	1.75	1600
I-4	13.00	3300
I-5	2.60	1650

Tabla 4-4. Resultados del modelo de simulación para cada intervalo.

De esta tabla debe destacarse que si el propósito fuera el de explotar todas las arenas de manera individual, sin que alguna interfiriera con la producción de otra, se obtendría un ritmo de producción de ± 40 [mmpcd], lo cual no sería costeable comparando la dimensión de la inversión contra el beneficio obtenido, pues haciendo de lado por un instante los ritmos de producción obtenidos, no hay que ignorar que el yacimiento en cuestión es de tipo lenticular y está localizado en la zona marina, en donde los costos en general aumentan considerablemente.

4.2 ANÁLISIS DE LA TERMINACIÓN MULTI-INTERVALO SENCILLA

Al hacer el análisis de un sistema multi-intervalo utilizando las mismas características que en el anterior (es decir, TP de $3\frac{1}{2}$ [pg], estrangulador de 0.5 [pg] y presión de separación de 1200 [lb/pg² abs]), se obtienen resultados muy diferentes, y que contrastan con los obtenidos mediante la simulación para cada intervalo de forma independiente. La comparación de ambos resultados se muestra en la tabla 4-5, en la cual se aprecia que, con excepción de I-2, la reducción del ritmo de producción para cada intervalo es notable en caso de que la terminación fuera de tipo multi-intervalo.

Además, se interpreta que por el valor observado en su ritmo de producción, el intervalo I-5 presenta interferencia en la producción debida a un efecto de amortiguamiento del gas, el cual hace que éste se "almacene" a la entrada del intervalo. Es importante mencionar que dicho efecto se presenta debido a que el intervalo presenta presiones de fondo estática y fluyendo menores a las de los intervalos restantes, y el gas proveniente de estos intervalos se queda en la zona donde se presenta dicho efecto de amortiguamiento. Este fenómeno desaparecerá cuando las presiones se encuentren en estado de equilibrio favorables a la producción.

Intervalo	q_g por pozo [mmpcd]	q_g multi-intervalo [mmpcd]
I-1	9.50	3.74
I-2	13.20	9.30
I-3	1.75	0.29
I-4	13.00	2.13
I-5	2.60	-1.80

Tabla 4-5. Comparación entre el ritmo de producción de cada intervalo operando de forma independiente contra su producción si operaran mediante un sistema multi-intervalo.

Independientemente de cualquier modelo que se haga más adelante, a partir de los resultados de la tabla 4-5 se puede deducir que los intervalos I-3 e I-5 son incompatibles para producir de manera conjunta con los restantes, por lo que lo más recomendable es dejarlos fuera del análisis del comportamiento de los intervalos restantes en un sistema multi-intervalo. Esto significa que en la premisa para la selección de los intervalos que trabajaran como un sistema multi-intervalo sencillo deben considerarse, principalmente, los ritmos de producción, las presiones de fondo estática y fluyente registradas en las pruebas de presión, así como las características petrofísicas, y que para los resultados de los intervalos I-1, I-2 e I-4 son similares.

Como se mencionó, en el análisis del comportamiento de las arenas de manera independiente, así como cuando operan en un sistema multi-intervalo, se consideró una TP de 3½ [pg], un diámetro de estrangulador de 0.5 [pg] y una presión de salida de 1200 [lb/pg² abs]. A partir de estos parámetros, puede hacerse un análisis de sensibilidad, el cual arrojará resultados más contundentes que permitirán tomar la decisión sobre cuál es la mejor opción. En cada uno de estos análisis, se observará la influencia que tienen estos parámetros sobre las curvas de afluencia y de transporte, y por ello, es importante comparar todos los resultados obtenidos.

Así, una vez que se ha considerado la exclusión en el análisis de los intervalos I-3 e I-5 por no presentar las condiciones favorables para su explotación, se procedió a la elaboración de varios modelos agrupando a los intervalos restantes en distintas combinaciones; los resultados de este análisis se muestran en las tablas 4-6 y 4-7.

En la tabla 4-6, se aprecia una situación muy similar en todos los casos ahí resumidos (en ella, se incluyeron los resultados del intervalo I-5 con el propósito de apreciar y comparar todas la diferencias posibles). Así, suponiendo que la explotación se hiciera de manera simultánea para todos los intervalos, se observa que la terminación con cinco de estos no es la más factible, pues como ya se mencionó, hay interferencia en la producción. En este caso, las presiones de fondo fluyente son parecidas para los cuatro intervalos restantes.

	5 intervalos		4 intervalos		3 intervalos (1, 2, 4)	
	q _g [mmpcd]	p _{wf} [lb/pg ² abs]	q _g [mmpcd]	p _{wf} [lb/pg ² abs]	q _g [mmpcd]	p _{wf} [lb/pg ² abs]
I-1	3.74	3554	3.59	3572	3.63	3570
I-2	9.30	3538	8.76	3556	8.84	3554
I-3	0.29	3510	0.21	3529	-	-
I-4	2.13	3499	1.17	3519	1.31	3516
I-5	-1.80	3388*	-	-	-	-
Total	13.66 [mmpcd]		13.73 [mmpcd]		13.78 [mmpcd]	

Tabla 4-6. Resumen de ritmos de producción considerando una explotación multi-intervalo.

*Presión de fondo fluyendo mayor a la presión estática disponible (p_{ws} = 2872 [lb/pg² abs])

Para el caso en que se agrupan cuatro intervalos, los ritmos de producción no presentan cambios considerables comparados con el caso de cinco. Lo mismo sucede para el caso en el que se agrupan tres, en donde se especifica exactamente qué intervalos fueron considerados para la simulación; además, para este caso, puede observarse un incremento muy ligero en la producción por parte de cada uno, resultado de la eliminación del intervalo I-3, el cual como se comentó antes, no era factible que trabajara en conjunto con las arenas 1, 2 y 4. En estos resultados, se observa que la presión de fondo fluyente no varía de gran manera al comparar dos mismos intervalos pero de diferentes casos.

En la tabla 4-7 se observa algo distinto para el caso en el que se agrupan dos intervalos, en especial cuando se combinan I-1 con I-4, pues se aprecia que el último presenta un incremento en su ritmo de producción. Cuando se hizo la simulación para 5, 4 y 3 intervalos, se observó en I-4 una falta de capacidad de respuesta en cuanto a su ritmo de producción, estando ésta en un rango de entre 1 y 3 [mmpcd], pero al agruparse con I-1, su producción aumentó de manera favorable a casi 8.5 [mmpcd].

En los resultados de los intervalos 2 y 4 combinados se observa que aún cuando la diferencia de presión no es significativa, sí es suficiente como para limitar la producción del intervalo I-4, pero una vez que la agrupación se hace considerando que exista cierta compatibilidad entre intervalos (como es el caso de las combinaciones 1 y 4 y la de 1 y 2), los ritmos de producción mejoran notablemente.

	Combinados (2, 4)		Combinados (1, 4)		Combinados (1, 2)**	
	q_g [mmpcd]	p_{wf} [lb/pg² abs]	q_g [mmpcd]	p_{wf} [lb/pg² abs]	q_g [mmpcd]	p_{wf} [lb/pg² abs]
I-1	-	-	4.95	3463	3.87	3537
I-2	10.34	3612	-	-	9.78	3521
I-3	-	-	-	-	-	-
I-4	3.63	3576	8.47	3414	-	-
I-5	-	-	-	-	-	-
Total	13.97 [mmpcd]		13.42 [mmpcd]		13.65 [mmpcd]	

Tabla 4-7. Resumen de ritmos de producción considerando una explotación multi-intervalo.

Por lo tanto, de esta observación se deduce que no sólo es importante hacer énfasis en obtener la mayor producción totalizada, sino también lo es el definir cuáles son las combinaciones más factibles que permitan la mayor producción de cada arena de acuerdo a la forma en que sean agrupadas, considerando tanto ritmos de producción como presiones de fondo. En los resultados de las pruebas de presión se observa que I-1 tiene una producción de alrededor de 6 [mmpcd], mientras que para I-2 es de ±10 [mmpcd]. Entonces, considerando la premisa relativa a la selección de los intervalos que trabajarán en un sistema multi-intervalo, se observa que la explotación conjunta de I-1 e I-2 es factible de realizarse como un sistema multi-intervalo sencillo, dejando que el intervalo I-4 sea explotado de forma independiente.

** Combinación de arenas factible de explotar de acuerdo a sus ritmos de producción probados

I-4: Intervalo factible de explotarse de manera independiente

Para realizar esta explotación, debe recurrirse a otro tipo de terminación, el cual será tratado más adelante. De aquí, se observa la importancia de hacer todas las consideraciones y combinaciones posibles para obtener el escenario de explotación óptimo.

Con el propósito de observar la influencia del cambio de diámetro del estrangulador, se presentan las siguientes dos figuras, las cuales ilustran el comportamiento de la curva de afluencia y de transporte para una explotación multi-intervalo, considerando distintos diámetros de TP y excluyendo en esta simulación el intervalo I-5. A partir de aquí, se inicia el estudio del comportamiento de estranguladores para asegurar el flujo crítico.

En la figura 4-6 se observa el comportamiento de afluencia de un sistema multi-intervalo, así como el comportamiento de las curvas de capacidad de transporte, considerando diferentes diámetros de TP y un solo estrangulador. Puede verse que entre los distintos diámetros de TP ($2\frac{7}{8}$, $3\frac{1}{2}$, 4 y $4\frac{1}{2}$ [pg]) existe una diferencia apreciable entre las distintas curvas de transporte, pero para asegurar que el sistema opere de forma efectiva, se señala la división de la zona de flujo crítico de la de subcrítico.

Además, de esta figura cabe mencionar lo siguiente. Se observa que la condición de flujo crítico se alcanza únicamente para un flujo alto, obtenido sólo con la TP de $4\frac{1}{2}$ [pg], pero debido a que la afluencia de un pozo tiende a cambiar con el tiempo, entonces esta condición se convierte en transitoria. Por lo tanto, es conveniente esclarecer la relación entre diámetros de TP y estrangulador, considerando constantes los primeros y cambiando el diámetro del segundo. A partir de estos resultados, es conveniente empezar a considerar que durante toda la vida del pozo se tenga un programa de estranguladores adecuado con el propósito de mantener la producción en este régimen. Más adelante, se muestran los resultados de llevar a cabo este análisis.

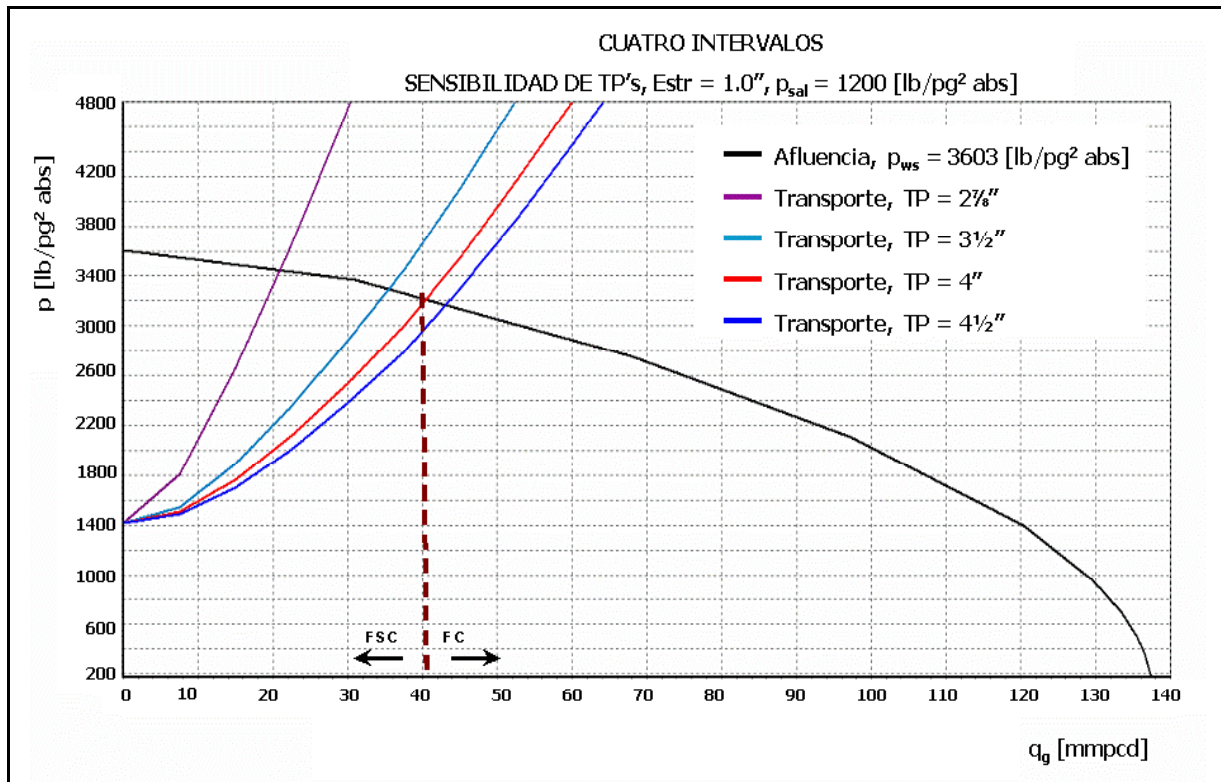


Figura 4-6. Comportamientos de afluencia y transporte (estrangulador de 1.0 [pg]), 4 intervalos.

En la figura 4-7 se muestran los resultados del cambio el diámetro del estrangulador, de 1.0 a 0.5 [pg]; se observa que la diferencia entre el comportamiento de las distintas curvas de transporte es casi nula para los distintos diámetros de TP utilizados, excepto entre la de 2 7/8 y la de 3 1/2 [pg], en donde se aprecia una diferencia en el ritmo de producción de casi 1.5 [mmpcd]. En este caso, se aprecia que la condición de flujo crítico se alcanza para cualquier diámetro de TP, sin embargo, como ya se mencionó, a lo largo de la vida productiva del pozo su afluencia cambia, por lo que la condición de flujo crítico se perderá con el tiempo.

Con base en los análisis preliminares mostrados y con el propósito de mantener la vida productiva del pozo, evitar los problemas de arenamiento y posibles reintervenciones futuras, así como para ser concordantes con un buen programa de diámetros de estranguladores y ritmos de producción adecuados, se puede establecer

que el diámetro adecuado de TP es el de 3½ [pg], pero, ¿es factible tener una mayor respuesta por parte del pozo? Esta pregunta podrá ser respondida a continuación.

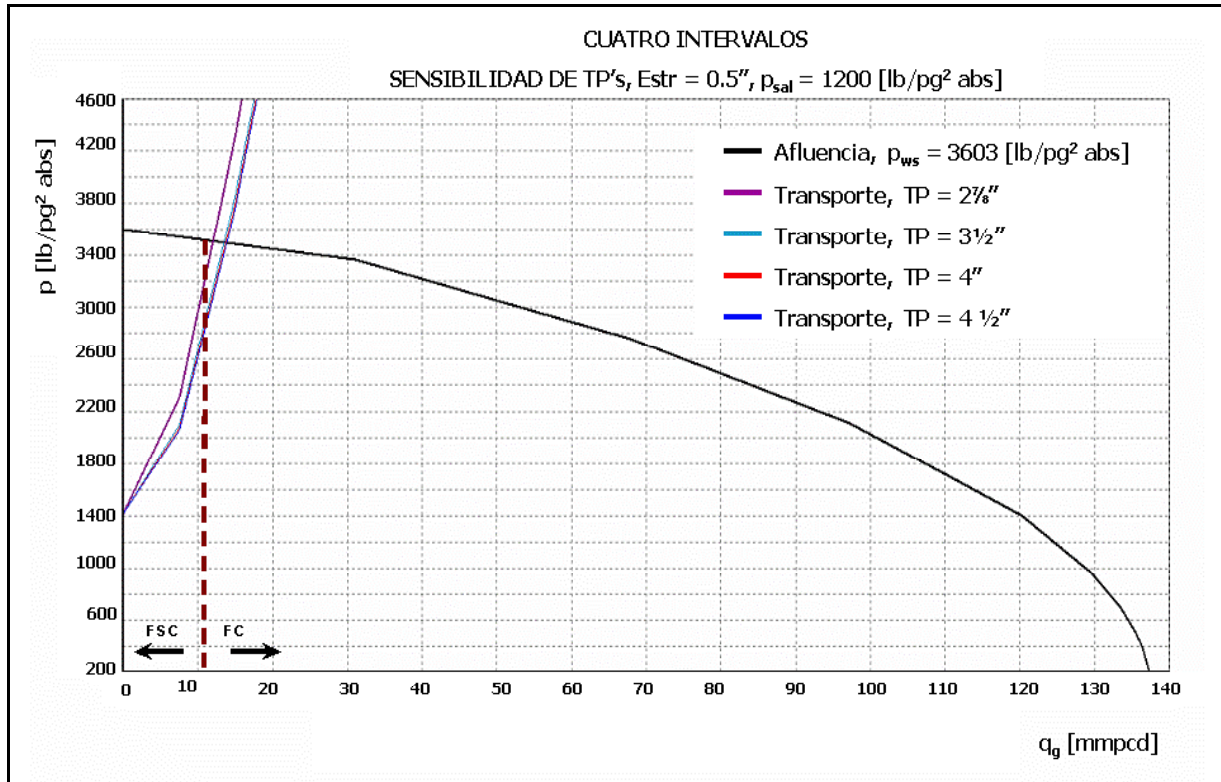


Figura 4-7. Comportamientos de afluencia y transporte (estrangulador de 0.5 [pg]), 4 intervalos.

4.3 ANÁLISIS DE LA TERMINACIÓN DUAL Y MULTI-INTERVALO

En la figura 4-8 se presenta un esquema que ilustra una terminación dual y multi-intervalo, en la cual se señalan los intervalos propuestos de acuerdo con el análisis anterior, toda vez que se decidió tanto el número a incorporar así como la combinación entre ellos.

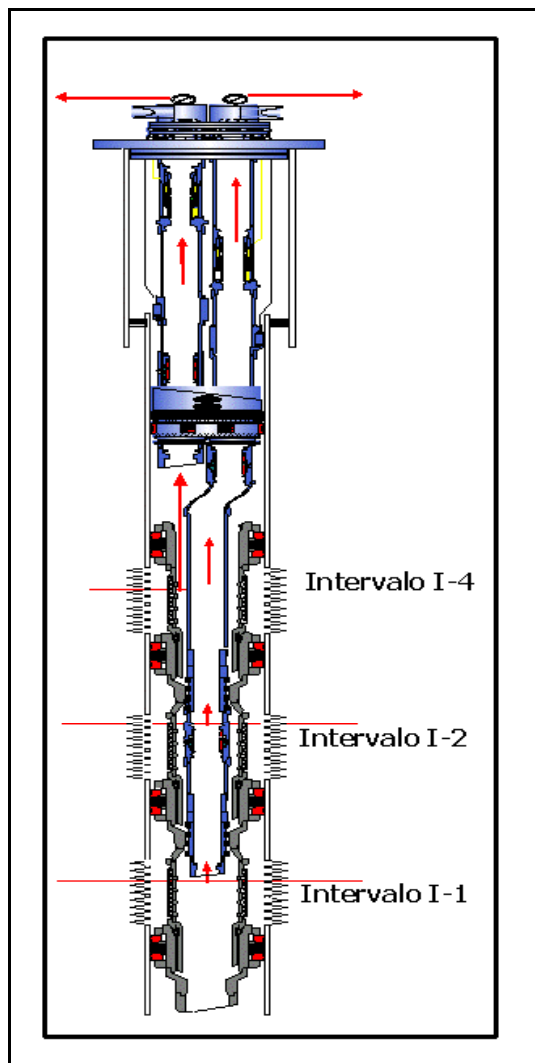


Figura 4-8. Ilustración de una terminación dual y multi-intervalo.

La decisión de explotar el yacimiento de acuerdo a como se muestra en la figura 4-8 se originó debido a que se tiene conocimiento de las condiciones esperadas con respecto a los ritmos de producción y a sus presiones asociadas, así como a la necesidad de mantener un ritmo de producción tal, que no se afecten las condiciones de flujo crítico y se reduzcan al mismo tiempo los costos originados por hacer este tipo de terminación en lugar de una sencilla para cada intervalo.

Una vez que se hizo el análisis para mostrar la influencia que tienen los estranguladores en la explotación, considerando que son elementos de unión entre el sistema yacimiento-pozo-instalaciones superficiales, conviene hacer la elaboración de un programa que incluya los diámetros de estrangulador más adecuados para mantener los ritmos de producción óptimos. Los resultados, se mostrarán más adelante.

En dicho análisis se consideró la utilización de diámetros de TP's y estranguladores, que combinados, dieran un ritmo de producción que mantuviera la condición de flujo crítico. Así, se hicieron combinaciones para TP's de 2 $\frac{7}{8}$, 3 $\frac{1}{2}$, 4 y 4 $\frac{1}{2}$ [pg], con diámetros de estrangulador que fueron de 2/16 hasta 14/16 [pg], registrando para cada caso la condición de flujo que se presentó. Como se ha tomado la decisión de hacer una explotación dual y multi-intervalo, la simulación se hizo primero para los intervalos I-1 e I-2, trabajando simultáneamente, y para el intervalo I-4 operando por separado.

Así, en las figuras 4-9 y 4-10 se presentan los resultados de los comportamientos de afluencia y de transporte para algunas de las combinaciones mencionadas, relativas a la explotación de los intervalos 1 y 2, mientras que en las figuras 4-11 y 4-12 se observan los resultados obtenidos en el análisis del intervalo I-4. Los resultados completos del análisis se observan en la tabla 4-8.

En la figura 4-9, se muestran los resultados gráficos de la simulación hecha para los intervalos 1 y 2, considerando los diámetros de TP mencionados y un diámetro de estrangulador de 1.0 [pg]. Se observa que, aún cuando se tienen presiones y ritmos de producción muy aceptables, ninguna de las cuatro curvas, y por lo tanto ninguno de los cuatro diámetros de TP, operan en la zona de flujo crítico, lo cual es algo que se busca mantener a lo largo de toda la vida del pozo. Por lo tanto, de acuerdo con los resultados obtenidos en las figuras 4-6 y 4-7, conviene considerar diámetros de estrangulador menores para alcanzar las condiciones de operación deseadas.

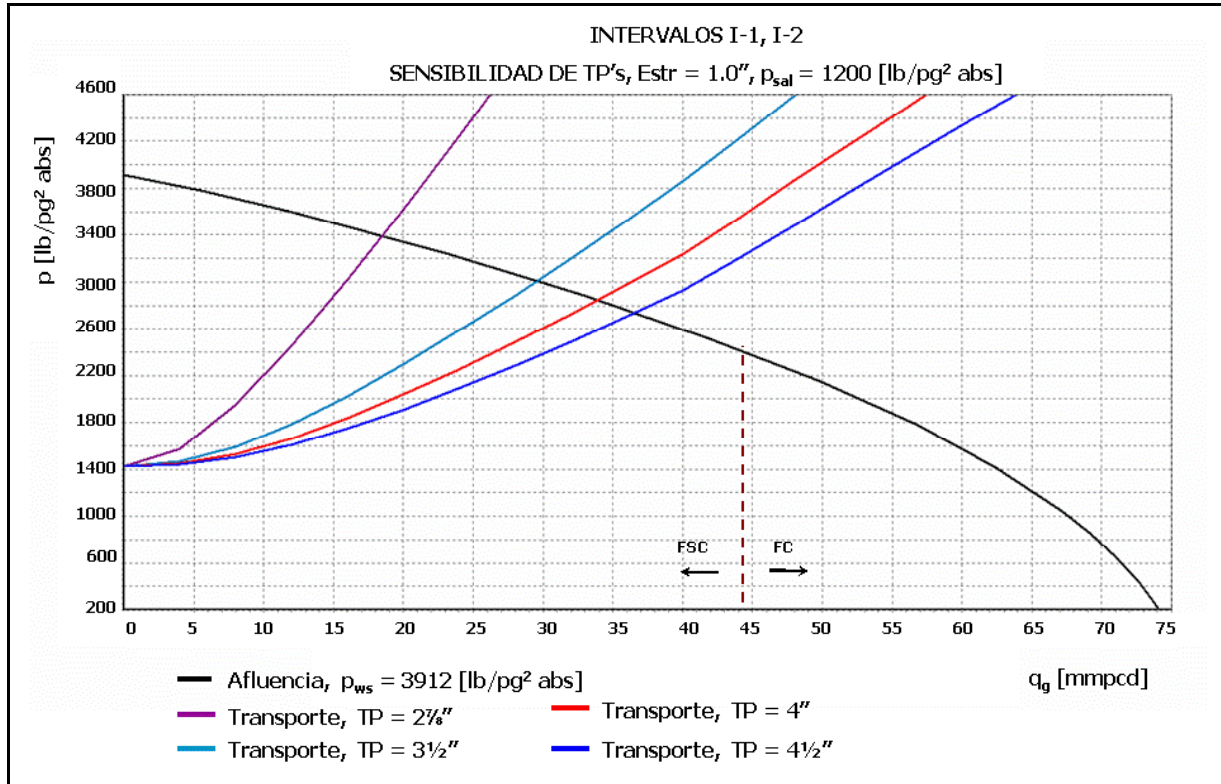


Figura 4-9. Comportamientos de afluencia y transporte (estrangulador de 1.0 [pg]), intervalos 1 y 2.

En la figura 4-10 puede apreciarse el efecto del cambio de estrangulador; para las mismas condiciones de TP, aunque los ritmos de producción disminuyen, se garantiza que prácticamente todos los diámetros están en la zona de flujo crítico, deduciendo con esto la conveniencia de operar con diámetros de estrangulador menores que 1.0 [pg].

Como se comentó, el diámetro de TP óptimo para trabajar con las condiciones de operación deseadas es el de 3 1/2 [pg]. Así, los resultados de este análisis pueden verse en la tabla 4-8. En ella, se observa que a medida que cambia el diámetro del estrangulador, de menor a mayor, cambia también el ritmo de producción y se va avanzando hasta entrar en la zona de flujo subcrítico. De acuerdo con estas observaciones, puede deducirse que al operar con una TP de 3 1/2 [pg] y un

estrangulador de 0.5 [pg], se garantiza trabajar durante un largo tiempo en régimen de flujo crítico.

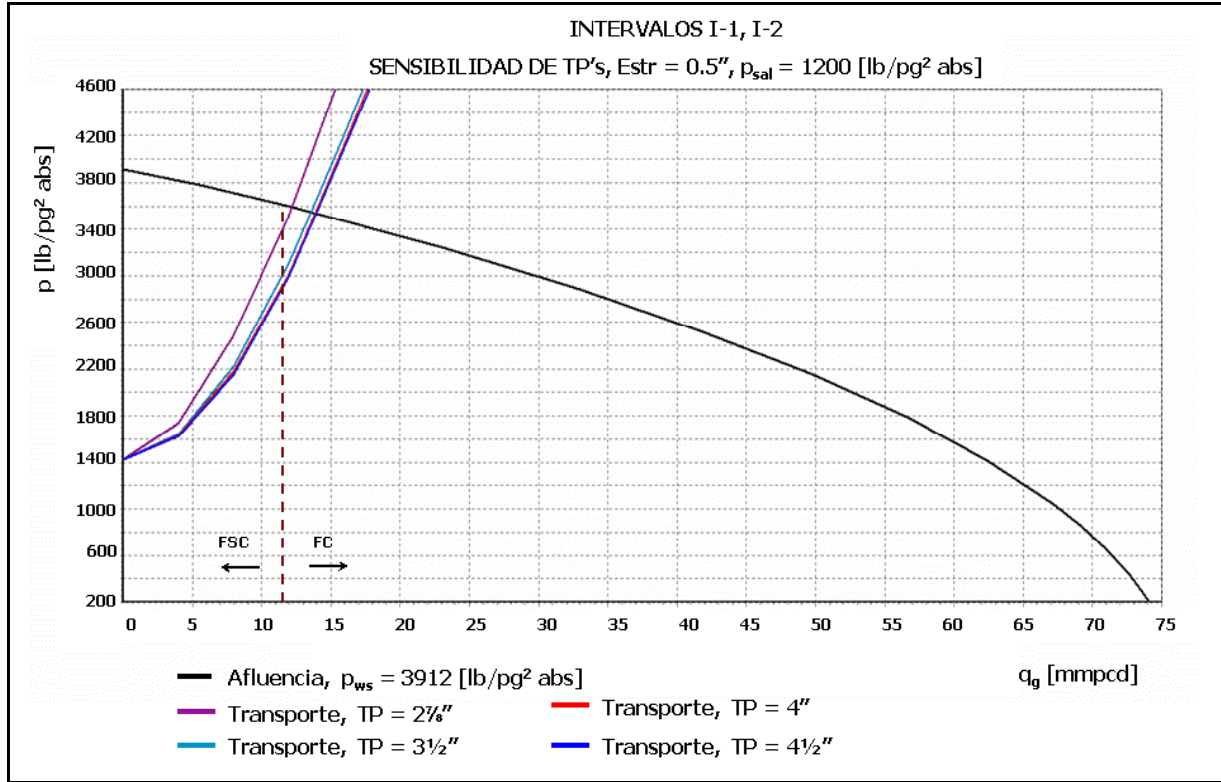


Figura 4-10. Comportamientos de afluencia y transporte (estrangulador de 0.5 [pg]), intervalos 1 y 2.

De la misma forma, en las figuras 4-11 y 4-12 se presenta el comportamiento de las curvas de afluencia y de transporte para el intervalo I-4; los resultados completos del análisis se observan también en la tabla 4-8.

En la figura 4-11, se analiza el intervalo I-4 operando independientemente a los demás intervalos y regulando su explotación en superficie con un diámetro de estrangulador de 1.0 [pg] y los diámetros de TP ya mencionados.

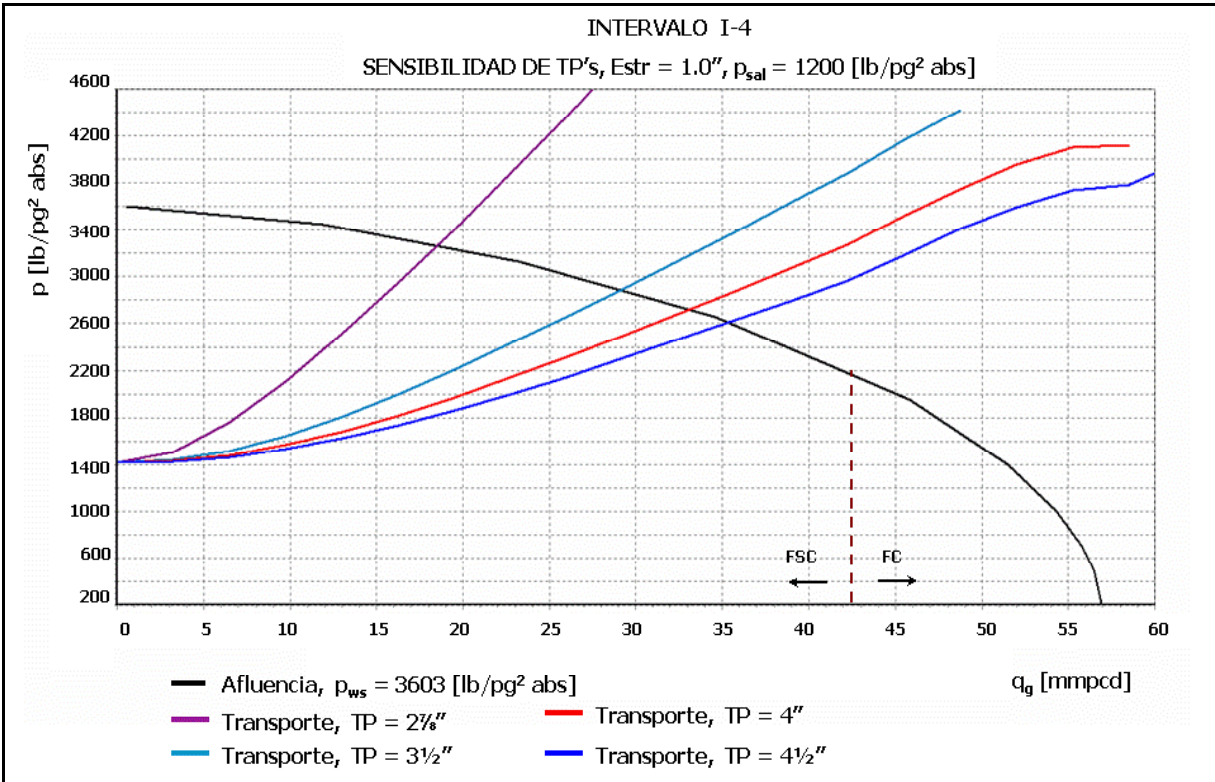


Figura 4-11. Comportamientos de afluencia y transporte (estrangulador de 1.0 [pg]), intervalo I-4.

Continuando con el análisis de sensibilidad del intervalo I-4, se evaluó el comportamiento de las curvas de transporte considerando un estrangulador de 0.5 [pg]; estos resultados se muestran en la figura 4-12.

En dicha figura, se observa la entrada de casi todas las TP's hacia la zona de flujo crítico. Con base en los análisis elaborados se establece que no por existir un diámetro de TP mayor, se pueda obtener una mayor producción de hidrocarburos de un pozo. Cabe destacar que para establecer el criterio de selección se consideraron los conceptos de aseguramiento de flujo y flujo crítico, además de la recuperación de reservas y probables intervenciones futuras al pozo.

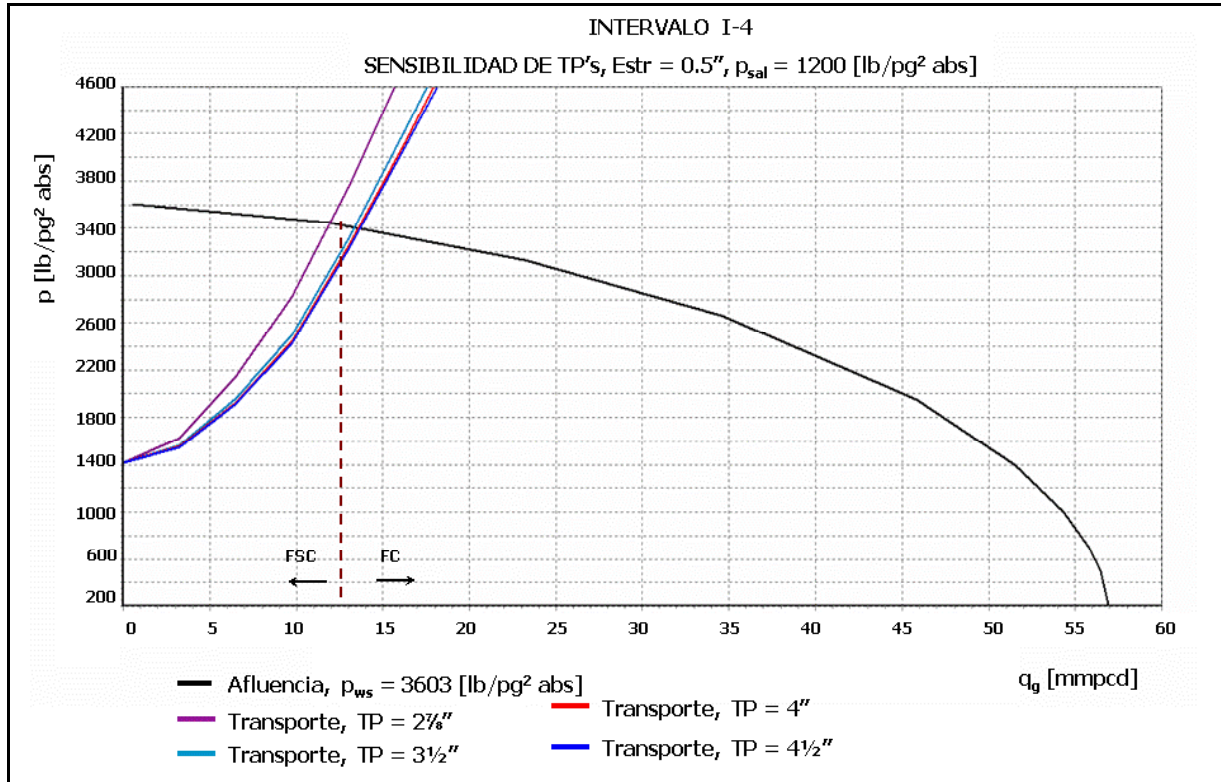


Figura 4-12. Comportamientos de afluencia y transporte (estrangulador de 0.5 [pg]), intervalo I-4

Como ya se mencionó, en la tabla 4-8 se observan los resultados de los cálculos del comportamiento del intervalo I-4.

Intervalos 1, 2						
TP [pg]	q_g [mmpcd]	p_{wf} [lb/pg² abs]	p_{wh} [lb/pg² abs]	p_{sal} [lb/pg² abs]	d_{estr} [pg]	Régimen de Flujo
2 7/8	0.99	3855	3243	1200	0.125	Crítico
	3.82	3784	3152	1200	0.250	Crítico
	7.85	3674	2910	1200	0.375	Crítico
	12.09	3550	2502	1200	0.500	Crítico
	15.37	3449	2038	1200	0.625	SC
3 1/2	0.99	3855	3244	1200	0.125	Crítico
	3.87	3782	3184	1200	0.250	Crítico
	8.23	3663	3054	1200	0.375	Crítico
	13.65	3503	2838	1200	0.500	Crítico
	19.18	3325	2550	1200	0.625	Crítico
	24.21	3156	2221	1200	0.750	Crítico
	26.26	3084	2062	1200	0.8125	SC
Intervalo I-4						
2 7/8	0.94	3600	3063	1200	0.125	Crítico
	3.65	3579	3017	1200	0.250	Crítico
	7.67	3525	2835	1200	0.375	Crítico
	11.98	3444	2482	1200	0.500	Crítico
	15.45	3363	2043	1200	0.625	SC
3 1/2	0.94	3600	3064	1200	0.125	Crítico
	3.69	3578	3046	1200	0.250	Crítico
	8.00	3519	2970	1200	0.375	Crítico
	13.40	3412	2806	1200	0.500	Crítico
	19.17	3261	2545	1200	0.625	Crítico
	24.35	3094	2224	1200	0.750	Crítico
	26.41	3018	2066	1200	0.8125	SC

Tabla 4-8. Resultado del comportamiento para los intervalos I-1 e I-2, así como de I-4.

4.4 RESULTADOS GENERALES

Para evaluar los resultados entre las distintas alternativas de explotación, en la tabla 4-9 se observa una comparación entre los ritmos de producción que se presentarían, por una parte, si la terminación fuera sencilla, y por la otra, si fuera dual, considerando que ambas son de tipo multi-intervalo.

	Terminación Dual				Terminación Sencilla	
	Intervalo 4		Intervalos 1, 2		4 intervalos	
	q_g [mmpcd]	p_{wf} [lb/pg² abs]	q_g [mmpcd]	p_{wf} [lb/pg² abs]	q_g [mmpcd]	p_{wf} [lb/pg² abs]
I-1	-	-	3.87	3537	3.59	3572
I-2	-	-	9.78	3521	8.76	3556
I-3	-	-	-	-	0.21	3529
I-4	13.40	3412	-	-	1.17	3519
Total	27.05 [mmpcd]				13.73 [mmpcd]	

Tabla 4-9. Resultados del comportamiento para una terminación dual y otra sencilla, considerando para ambas un sistema multi-intervalo con TP = 3½ [pg], estrangulador = 0.5 [pg] y p_{sal} = 1200 [lb/pg² abs].

Del estudio de la terminación dual se analizó otra combinación de intervalos; los resultados de dicho análisis se presentan en la tabla 4-10. En ésta, se observa la diferencia entre resultados y se deduce que la alternativa 1 es la mejor opción, pues se observa un mayor ritmo de producción comparada con la alternativa 2. Además, la alternativa 1 da un

mayor margen de apertura en el estrangulador al poder trabajar con distintos diámetros, lo cual permite operar en régimen estable o de flujo crítico.

d_{estr} [pg]	Alternativa 1				Alternativa 2			
	Intervalo 4		Intervalos 1, 2		Intervalo 4		Intervalo 2	
	q_g [mmpcd]	Régimen de Flujo	q_g [mmpcd]	Régimen de Flujo	q_g [mmpcd]	Régimen de Flujo	q_g [mmpcd]	Régimen de Flujo
1/2	13.4	Crítico	13.6	Crítico	13.4	Crítico	12.9	Crítico
5/8	19.2	Crítico	19.2	Crítico	19.2	Crítico	18.3	Crítico
11/16	-	-	21.8	Crítico	-	-	20.0	SC
3/4	24.3	Crítico	24.2	SC	24.3	Crítico	22.63	SC
13/16	26.4	SC	26.3	SC	26.4	SC	24.1	SC
Total	46.1 [mmpcd]				42.6 [mmpcd]			

Tabla 4-10. Resultados obtenidos considerando una terminación dual y multi-intervalo.

Por último, en la tabla 4-11 se presenta una comparación que resalta el beneficio de utilizar un sistema multi-intervalo, uno con terminación dual y otro con terminación sencilla, en el cual se hizo la simulación considerando los 3 intervalos que tenían mayor factibilidad para trabajar de manera conjunta de acuerdo con los análisis elaborados previamente.

	Terminación Dual				Terminación Sencilla	
	Intervalo 4		Intervalos 1, 2		3 intervalos (1, 2, 4)	
d_{estr} [pg]	q_g [mmpcd]	Régimen de Flujo	q_g [mmpcd]	Régimen de Flujo	q_g [mmpcd]	Régimen de Flujo
1/2	13.4	Crítico	13.6	Crítico	13.7	Crítico
5/8	19.2	Crítico	19.2	Crítico	19.9	Crítico
11/16	-	-	21.8	Crítico	23.1	Crítico
3/4	24.3	Crítico	24.2	SC	26.1	Crítico
13/16	26.4	SC	26.3	SC	28.8	Crítico
7/8	-	-	-	-	31.3	Crítico
1	-	-	-	-	34.6	SC
Total	46.1 [mmpcd]				31.3 [mmpcd]	

Tabla 4-11. Comparación entre los resultados obtenidos para una terminación dual y una sencilla, considerando para ambos casos distintos diámetros de estrangulador y un sistema multi-intervalo.

Con base en los resultados mostrados, puede decirse que la terminación dual y multi-intervalo es una alternativa factible de llevarse a cabo en instalaciones costafuera.

Las simulaciones se hicieron para una TP de 3½ [pg], con una presión de 1200 [lb/pg² abs] después del estrangulador.

SC: Flujo Subcrítico

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

La utilidad de las terminaciones multi-intervalo quedó demostrada en el desarrollo del trabajo. Aún cuando no se explotaran los cinco intervalos, el factor económico tiene un balance positivo, pues se tiene un ahorro en la cantidad de tubería y una disminución en los costos de perforación así como en las instalaciones superficiales necesarias.

Se deduce que gracias a este tipo de explotación se aumenta la productividad (referida a los ritmos de producción) y puede decirse que se hace una terminación selectiva al perforar, y posteriormente disparar, en los intervalos deseados, reduciendo el aspecto de la conificación y beneficiando con esto a la producción.

Cabe resaltar la trascendencia que implica el conocimiento del tipo de fluido a una edad temprana en la explotación del yacimiento, así como tener una gran cantidad de datos de éste para la correcta caracterización de sus parámetros. El conocimiento de datos adicionales permite obtener resultados lo más verídico posibles.

Se concluye también que es necesario tener un conocimiento de los principios operacionales de las ecuaciones de flujo, ya que este hecho influye notablemente en la fidelidad de la reproducción de los resultados de las pruebas de presión cuando se manipulan los datos de éstas. Además, es recomendable saber bajo qué circunstancias se desarrollaron las pruebas de presión, lo cual dará como resultado una buena reproducción de dichas pruebas al someterlas al proceso de simulación.

Se observó que el proceso de construcción del sistema multi-intervalo, empleado de manera correcta, genera buenos resultados. Por ejemplo, aunque el análisis continuó con mayor profundidad, a partir de las tablas 4-6 y 4-7 se hicieron

conclusiones preliminares en cuanto a los intervalos a considerar para el análisis posterior de la terminación dual y multi-intervalo.

Se recomienda hacer un análisis de sensibilidad con distintos parámetros una vez que se hayan establecido los intervalos más factibles de explotar de manera conjunta, pues se demostró que esta práctica genera resultados más precisos con respecto al régimen de flujo con el que se trabajaría así como los diámetros de estrangulador más confiables para obtener dicho régimen.

También, se concluye que entre mayor profundidad tenga el análisis, mejores serán los resultados obtenidos. Un ejemplo de ello es la tabla 4-11, en la cual se observa que el ritmo de producción es mayor para el sistema multi-intervalo con aparejo doble que para uno del mismo tipo pero con terminación sencilla.

Por último, no hay que olvidar lo relativo al tema de aseguramiento de flujo. Debido a que el yacimiento en estudio se ubica en instalaciones costafuera, cabe la posibilidad de que en el transporte se presenten problemas de flujo. Por ello, es recomendable poner especial atención tanto en los perfiles de presión como en los de temperatura y producción. De cualquier manera, hay que asegurar que durante todo el proceso de producción no se presenten problemas, pero si llegaran suceder, es necesario contar con estrategias que sigan permitiendo el flujo del hidrocarburo a un costo aceptable.

NOMENCLATURA

A : Área abierta al flujo

A_1 : Término para flujo darciano (término de flujo laminar)

B_1 : Término para flujo no-darciano (término de flujo turbulento)

C : Coeficiente de comportamiento estabilizado

C_A : Factor de forma, depende de la geometría del yacimiento (es equivalente a x en la ecuación de flujo Pseudoestacionario)

D : Factor de turbulencia

h : Espesor del yacimiento

h_d : Longitud del intervalo disparado

k : Permeabilidad

k_f : Permeabilidad de la formación

k_g : Permeabilidad del gas

k_* : Permeabilidad en la región cercana al agujero

L : Trayectoria de flujo lineal

n : Exponente de turbulencia para cuantificar los efectos no-darcianos

P_{sal} : Presión de salida

P_{wf} : Presión de fondo fluyente

P_{wh} : Presión en la cabeza del pozo

P_{ws} : Presión de fondo estática

q_g : Ritmo de producción de gas

q_{mi} : Ritmo de producción de gas de un sistema multi-intervalo

r_e : Radio de drene

r_w : Radio del pozo

s : Factor de daño (adimensional)

T : Temperatura del yacimiento

x : Relación entre r_e y r_w (es equivalente a C_A en la ecuación de Forchheimer)

z : Factor de compresibilidad del gas

β_f, β_g : Coeficientes de flujo de alta velocidad o de flujo turbulento (ecuación de Forchheimer)

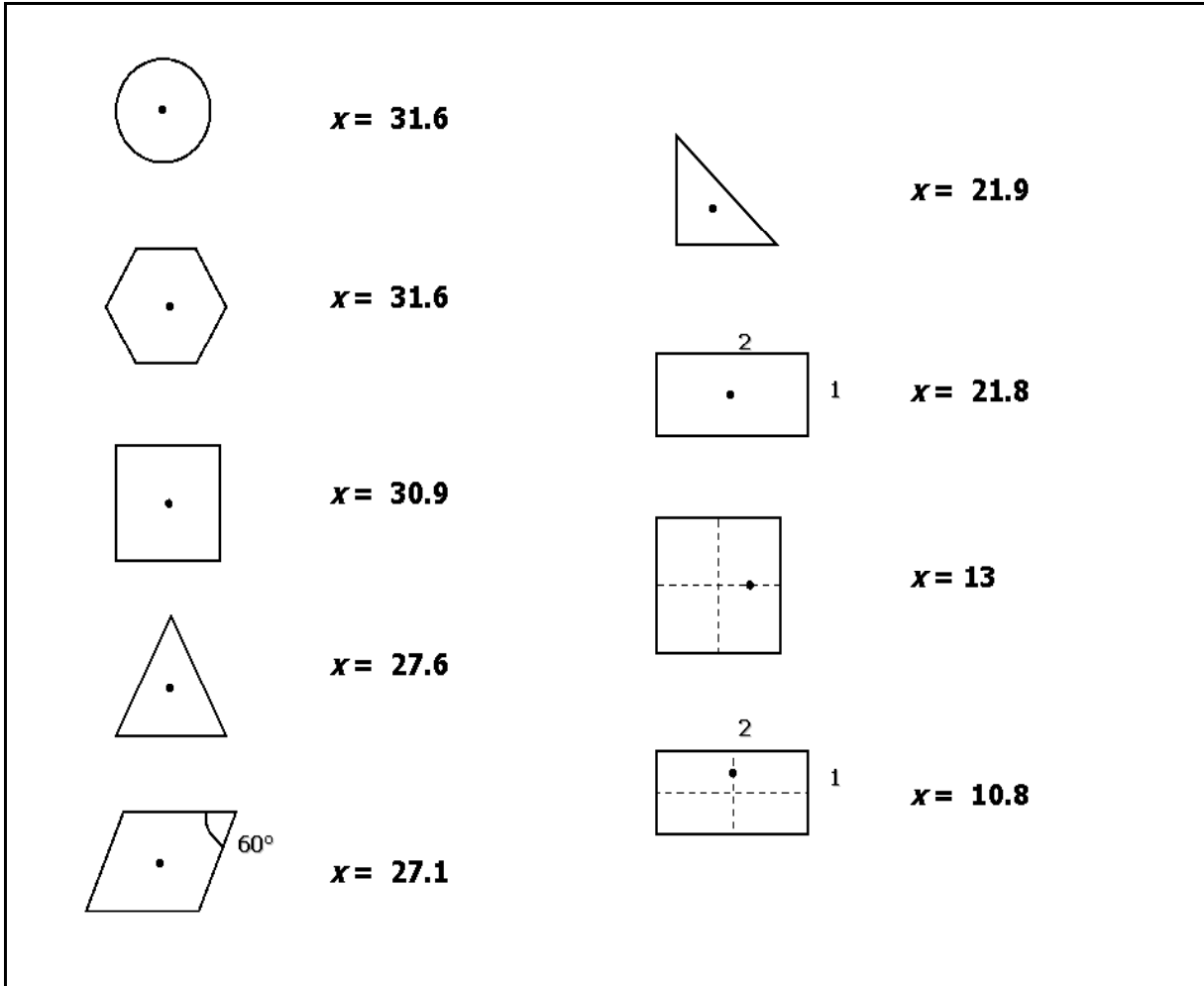
β' : Coeficiente de flujo de alta velocidad (Ecuación de flujo Pseudoestacionario)

γ_g : Gravedad específica del gas

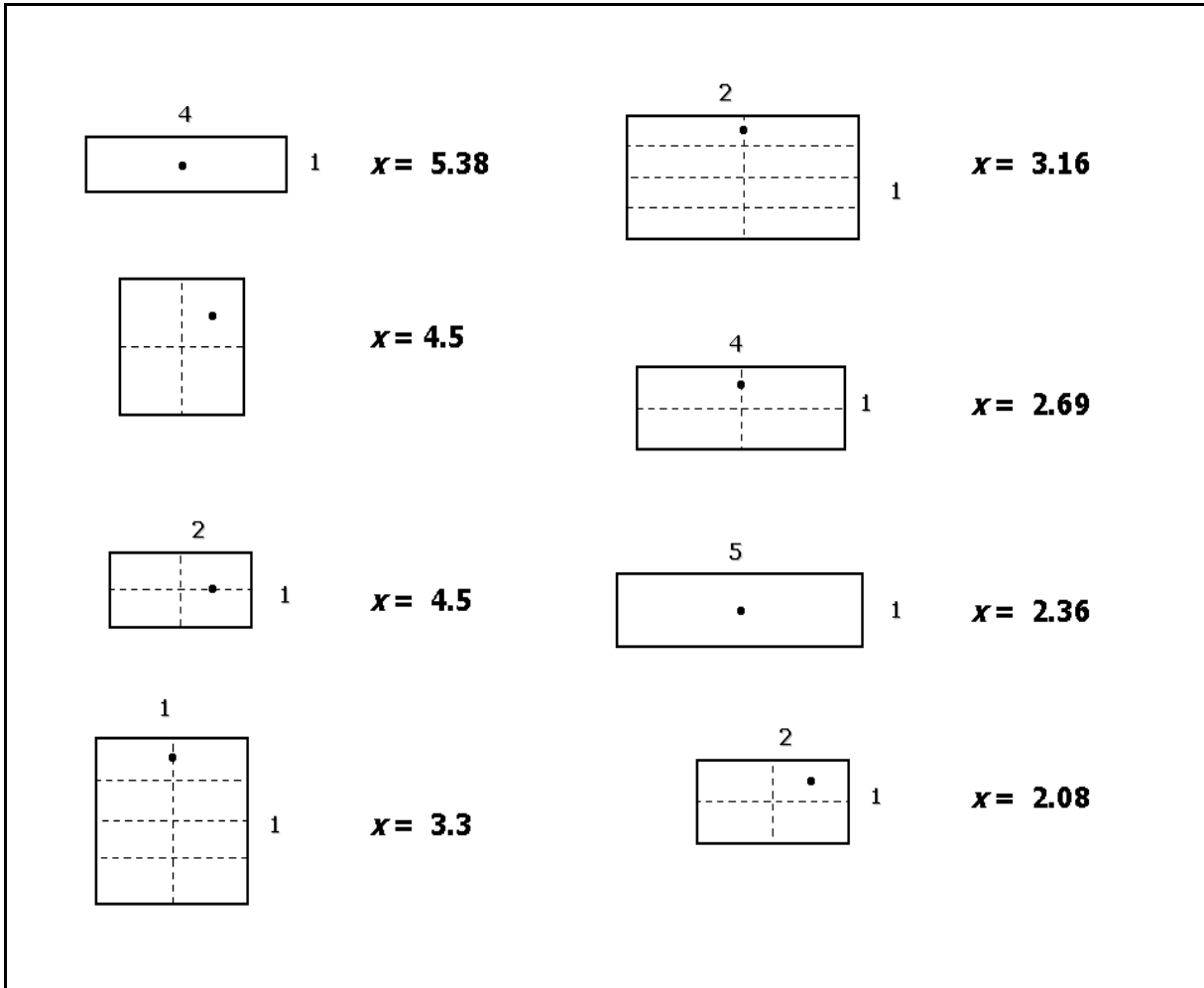
μ_g : Viscosidad del gas

μ_{pwf} : Viscosidad del gas a condiciones de flujo del pozo

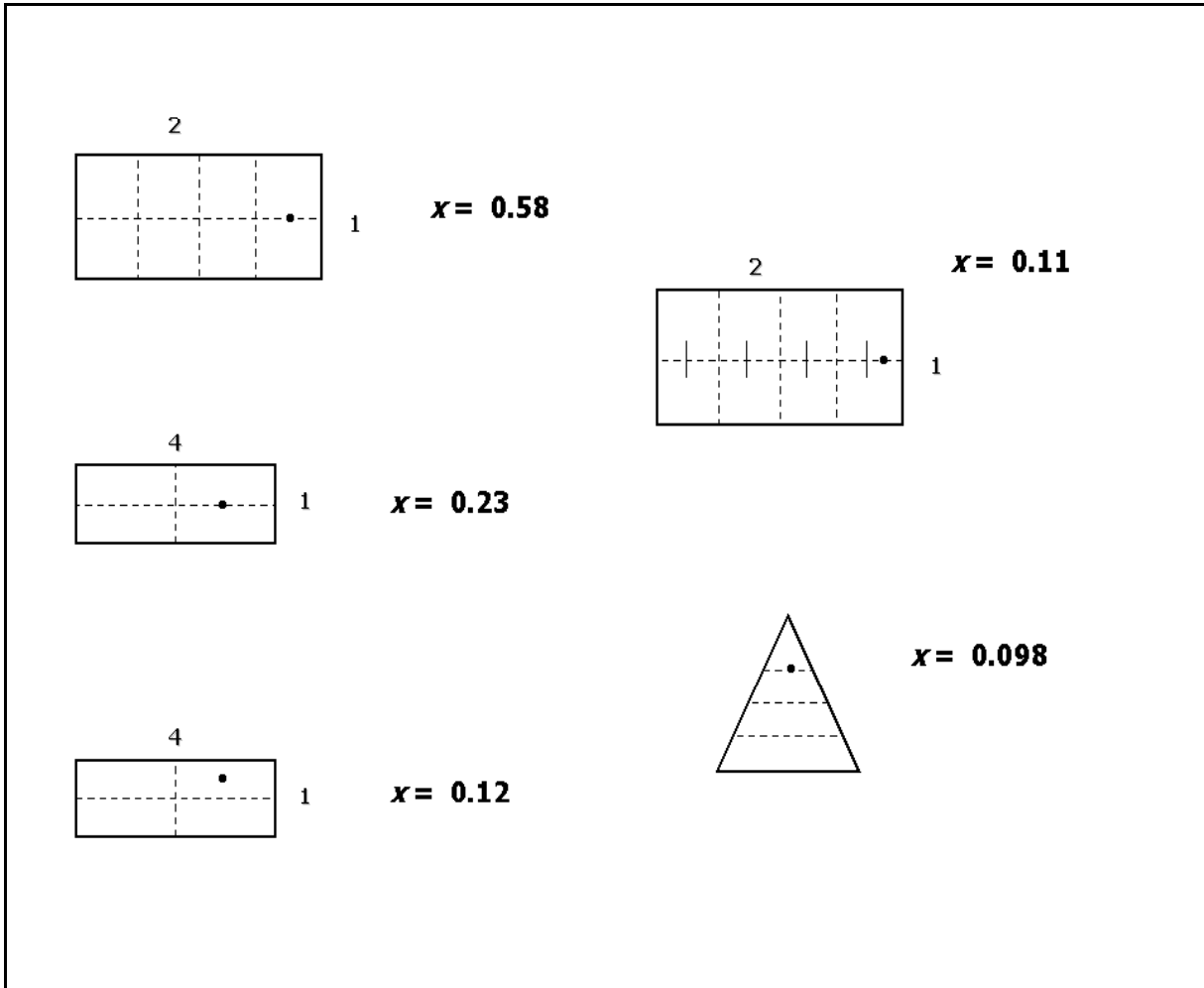
ANEXO (28)



Valores de x (C_A) para distintas geometrías de drenaje y ubicaciones de pozo.

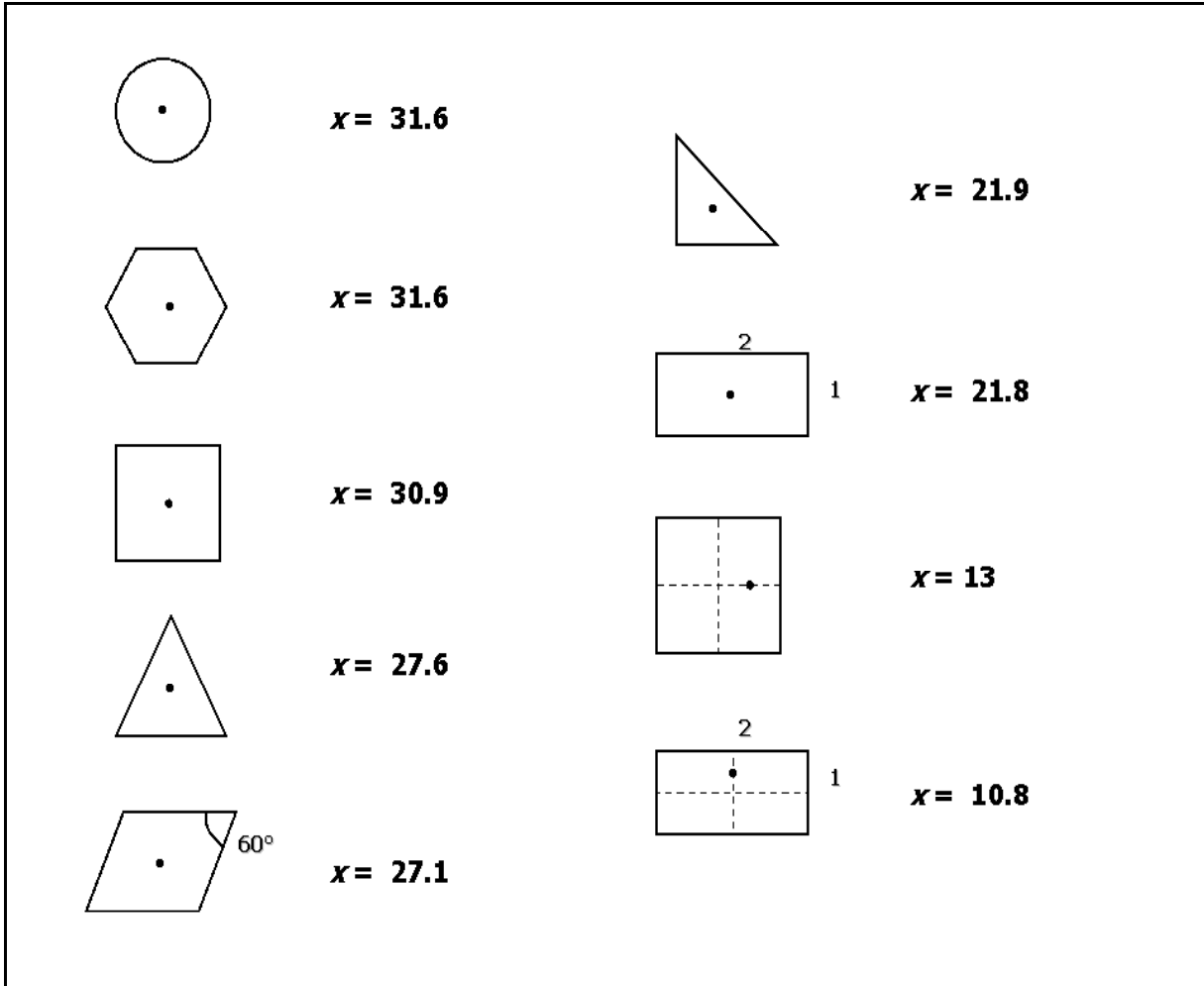


Valores de x (C_A) para distintas geometrías de drenes y ubicaciones de pozo.

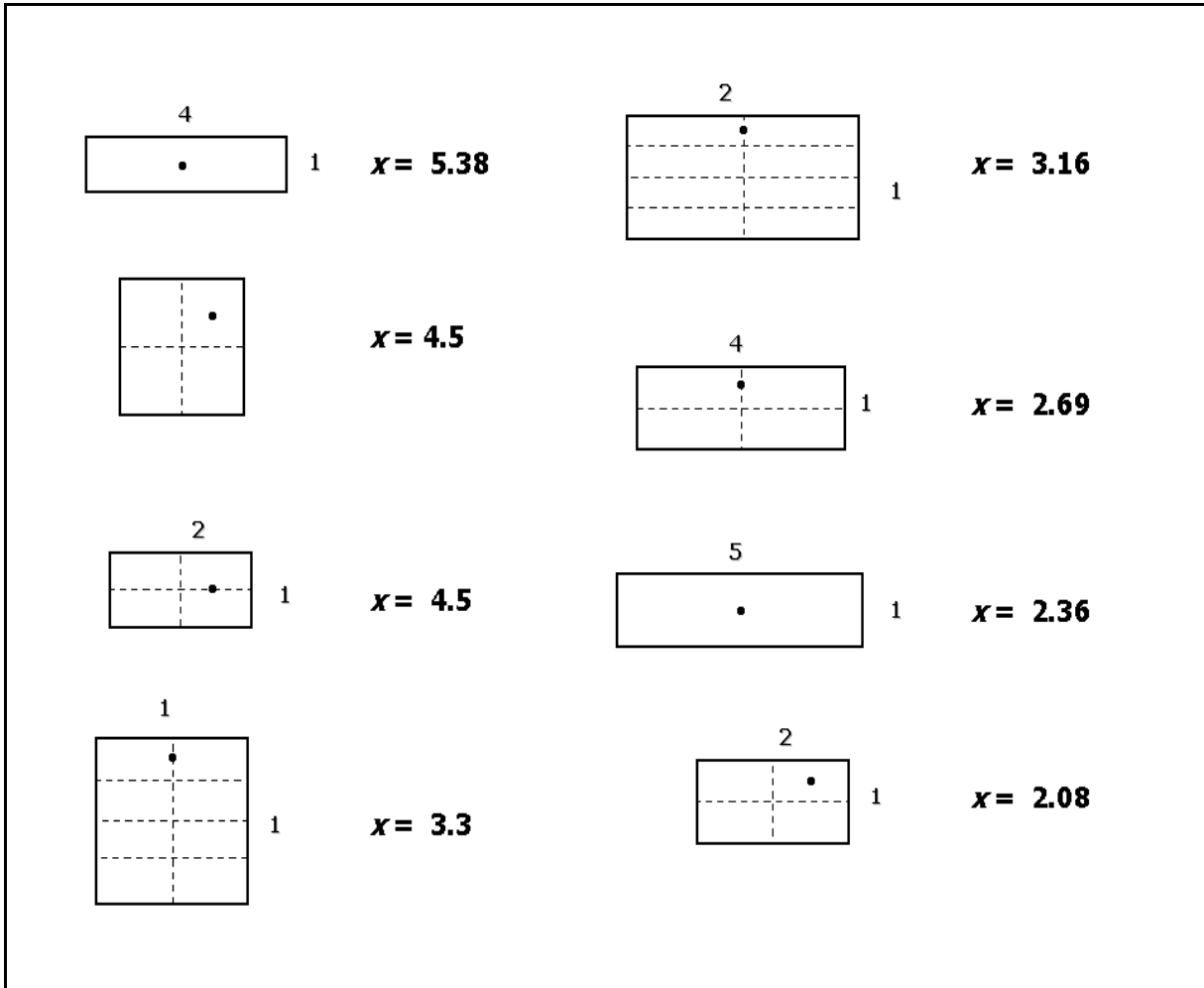


Valores de x (C_A) para distintas geometrías de drene y ubicaciones de pozo.

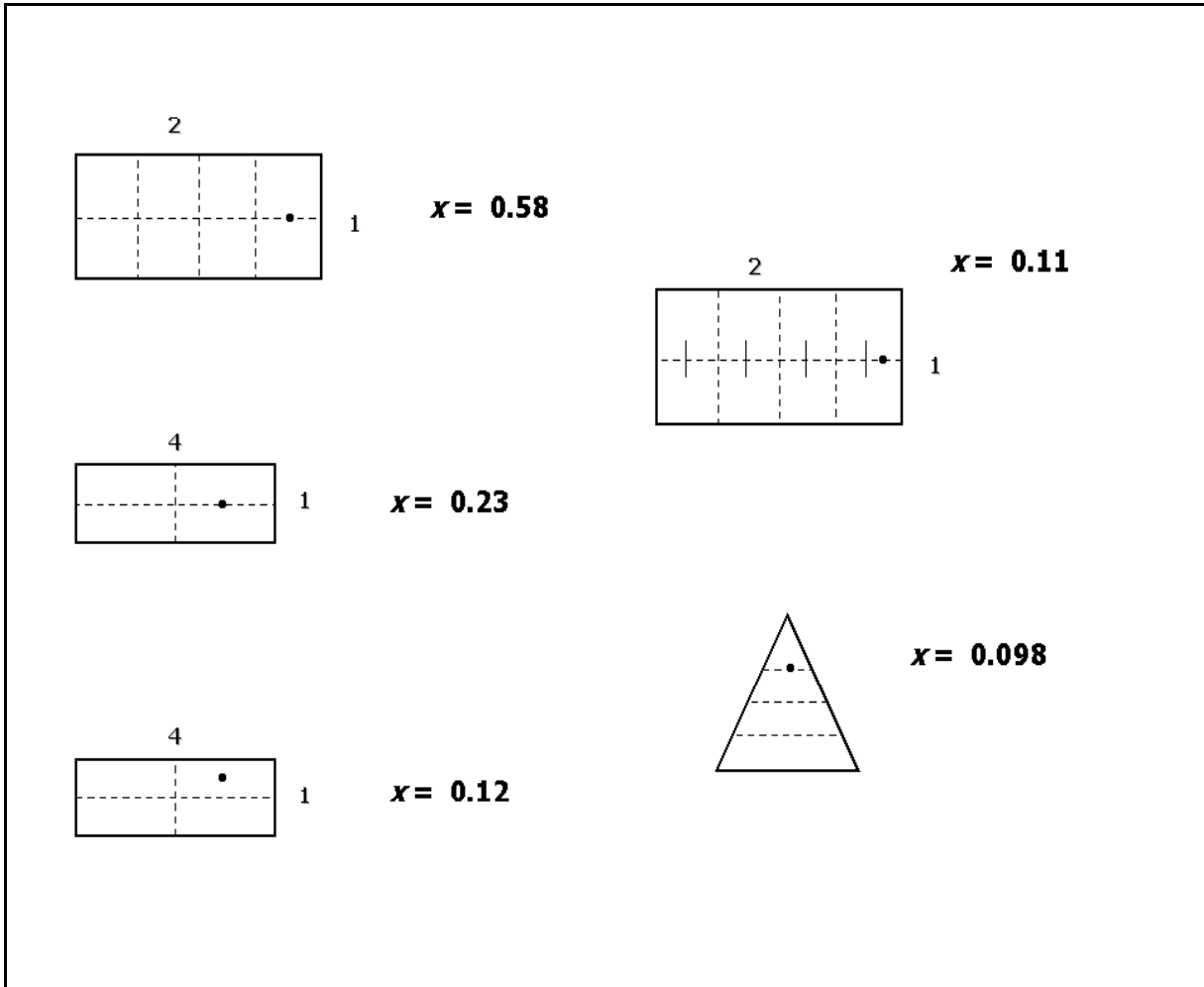
ANEXO (28)



Valores de x (C_A) para distintas geometrías de drenaje y ubicaciones de pozo.



Valores de x (C_A) para distintas geometrías de drenaje y ubicaciones de pozo.



Valores de x (C_A) para distintas geometrías de drenaje y ubicaciones de pozo.

REFERENCIAS

Gómez Cabrera, José Ángel: Apuntes de la asignatura **“Conducción y Manejo de la Producción”**. Facultad de Ingeniería, UNAM. México, 2002.

Sánchez Olea, Eva: Apuntes de la asignatura **“Comportamiento de Pozos”**. Facultad de Ingeniería, UNAM. México, 2002.

(1). McCain Jr., William D.: **“The Properties of Petroleum Fluids”**. PennWell Books, 1990.

(2). Mancilla Guerrero, Sandro F.: **“Producción de Hidrocarburos y Bombeo Electrocentrífugo”**. Instituto Mexicano del Petróleo, 2002.

(3). Mendoza López, Isaac **“Evaluación Integral del Efecto de Daño en la Formación”**. Tesis de Licenciatura. Facultad de Ingeniería, UNAM. México, 2000.

(4). Hogg, Cliff: **“Comparison of Multilateral Scenarios and Their Application”**. Paper SPE38493. SPE/IADC Drilling Conference, 1995.

(5). Konopczynski, M. R.; Hughes, John; Best, J. E.: **“A Novel Approach to Initiating Multi-Lateral Horizontal Wells”**. Paper SPE/IADC29385. SPE Inc., 1997

(6). Mancilla Guerrero, Sandro F.: **“Proyecto Lankahuasa: Resumen del Estudio de Factibilidad Técnica sobre la Terminación de Pozos Duales”**. Instituto Mexicano del Petróleo. Diciembre 2003.

-
-
- (7). Mancilla Guerrero, Sandro F.: **"Proyecto Lankahuasa: Informe Ejecutivo"**. Instituto Mexicano del Petróleo. 2003.
- (8). Bokhari, S. W.; Hatch, A. J., et al: **"Improved Recoveries in the Pickerill Field from Multilateral Drilling into Tight Gas Sands"**. Paper SPE38629. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 1997.
- (9). Retnanto, A.; Economides. M. J., et al: **"Optimal Configurations of Multiple-Lateral Horizontal Wells"**. Paper SPE35712. SPE Western Regional Meeting, 1996.
- (10). Beaumont, Edward A.: **"Reservoirs II. Sandstones"**. Treatise of Petroleum Geology. American Association of Petroleum Geologists, 1987, p. 63-72, 447-461.
- (11). Kuuskraa, Vello A.; Prestidge, Andrew L.: **"Advanced Technologies for Producing Massively Stacked Lenticular Sands"**. Paper SPE35630. SPE Gas Technology Conference, 1996.
- (12). Permadi, P.; Wibowo, W.; Permadi, A. K.: **"Inflow Performance of a Stacked Multilateral Well"**. Paper SPE39750. SPE Asia Pacific Conference on Integrated Modelling for Asset Management, 1998.
- (13). Bosworth, S.; Retnanto, A., et al: **"Key Issues in Multilateral Technology"**. Oilfield Review, Winter, 1998. Vol. 10, No. 4.
- (14). Permadi, P.: **"Practical Methods to Forecast Production Performance of Horizontal Wells"**. Paper SPE29310. SPE Asia Pacific Oil & Gas Conference, 1995.

-
-
- (15). Forsdyke, I. N.: **"Flow Assurance in Multiphase Environments"**. Paper SPE37237. SPE International Symposium on Oilfield Chemistry, 1997.
- (16). Graham, J. R.; Boyd, W. E.: **"An Analysis of Changing Backpressure Test Curves From Some Gulf Coast Area Gas Wells"**. Paper SPE01945. Diciembre, 1967.
- (17). Bringham, William E.: **"Estimating Reservoir Parameters from the Gas Backpressure Equation"**. Paper SPE13302 (SPE Reservoir Engineering, Mayo 1988).
- (18). Hinchman, S. B.; Poettmann, F. H.: **"Error Analysis and Design Considerations for Backpressure Testings of Gas Wells"**. Paper SPE15520. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 1986.
- (19). Joshi, S. D.: **"Horizontal Well Technology"**. PennWell Books, 1991.
- (20). Buell, R. S.; Crafton, J. W.: **"The Application of the Cubic and Quadratic Forchheimer Equations in the Design of High-Rate, Gravel-Packed Gas Well Completions"**. Paper SPE14448. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 1985.
- (21). Garaicochea P., F. et al: **"Transporte de Hidrocarburos por Ductos"**. CIPM, 1991.
- (22). Himmatramka, Alok K.: **"Analysis of Productivity Due to Non-Darcy Flow and True Skin in Gravel-Packed Wells"**. Paper SPE10084. SPE Annual Fall Technical Conference and Exhibition, 1981.

-
-
- (23). Odeh, A. S.: **"Pseudosteady-State Flow Equation and Productivity Index for a Well with Noncircular Drainage Area"**. Paper SPE07108 (Journal of Petroleum Technology. Noviembre, 1978).
- (24). Lewis, R. C.: **"Reserve Determination Using Pseudosteady-State Techniques in a High-Pressure Sour Gas Field: A Case History"**. Paper SPE14363. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 1985.
- (25). Surbey, D. W.; Brill, J. P.: **"Study of Multiphase Critical Flow through Wellhead Chokes"**. Paper SPE15140 (SPE Production Engineering, Mayo 1989).
- (26). Upchurch, Eric R.: **"Expanding the Range for Predicting Critical Flow Rates of Gas Wells Producing from Normally Pressured Waterdrive Reservoirs"**. Paper SPE16906 (SPE Production Engineering, Agosto 1989).
- (27). Ruiz Noria, Edgar G.: **"El Agua en la Explotación de Yacimientos Petroleros"**. Tesis de Licenciatura. Facultad de Ingeniería, UNAM. México, 2002.
- (28). Economides, Michael J. et al: **"Petroleum Production Systems"**. Prentice Hall, 1994.
- (29). Schiozer, Denis J.; Aziz, Khalid: **"Effect of Chokes on Simultaneous Simulation of Reservoir and Surface Facilities"**.