

24



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA
DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

EVALUACION INTEGRAL DEL COMPORTAMIENTO
DE PRODUCCION DE UN POZO

TESIS PROFESIONAL
QUE PARA OBTENER EL TITULO DE
INGENIERO PETROLERO
P R E S E N T A
JORGE MARTINEZ FLORES

DIRECTOR DE TESIS: M. en I. NESTOR MARTINEZ ROMERO



MEXICO, D. F.

1999

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

277382



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.



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

SR. JORGE MARTINEZ FLORES
Presente

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor M. I. Néstor Martínez Romero y que aprobó esta Dirección para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de Ingeniero Petrolero:

**EVALUACION INTEGRAL DEL COMPORTAMIENTO DE PRODUCCION DE UN
POZO**

	RESUMEN
I	INTRODUCCION
II	PROCESO INTEGRAL DE DIAGNOSTICO DE POZOS
III	ANALISIS DE LA INFORMACION Y DEFINICION DE ALTERNATIVAS DE SOLUCION
IV	EJEMPLO ILUSTRATIVO
V	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES
	NOMENCLATURA
	REFERENCIAS

Ruego a usted cumplir con la disposición de la Dirección General de la Administración Escolar en el sentido de que se imprima en lugar visible de cada ejemplar de la tesis el título de ésta.

Asimismo, le recuerdo que la Ley de Profesiones estipula que se deberá prestar servicio social durante un tiempo mínimo de seis meses como requisito para sustentar examen profesional.

Atentamente

"POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU"

Ciudad Universitaria, a 13 de agosto de 1999

EL DIRECTOR

ING. GERARDO FERRANDO BRAVO

GFR*RLLR*gtg

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

DIVISION DE INGENIERIA EN CIENCIAS DE LA TIERRA

NOMBRE DE LA TESIS:

EVALUACION INTEGRAL DEL COMPORTAMIENTO DE PRODUCCION DE UN POZO

TESIS QUE PRESENTA:

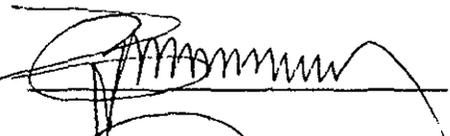
JORGE MARTINEZ FLORES

DIRIGIDA POR:

M. en I. NESTOR MARTINEZ ROMERO

JURADO PARA EXAMEN PROFESIONAL:

Presidente.- ING. MANUEL VILLAMAR VIGUERAS



Vocal.- M. en I. NESTOR MARTINEZ ROMERO



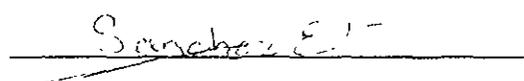
Secretario.- ING. SALVADOR MACIAS HERRERA



Primer Suplente.- ING. CARLOS LIRA SIL



Segundo Suplente.- ING. EVA SANCHEZ OLEA



Agradecimientos

A mi madre **Margarita Flores Martínez**, te dedico este trabajo y te doy las gracias mamá porque siempre estuviste pendiente de mí, dándome cariño y apoyo, sobre todo enseñándome los valores de la vida, fuiste mi lucero guiándome por el camino correcto; en el lugar en el que te encuentras espero que disfrutes de este logro tanto como yo. Ojalá estuvieras con nosotros.

Nunca te olvidaré.

A mi padre **Tomás Martínez Vargas**, él cuál me ha brindado todo su apoyo y gracias a tus enseñanzas he logrado terminar mi Carrera Profesional, que es para mí la mejor de las herencias, te dedico este trabajo. Los regañones sirvieron para algo, gracias.

A mis **hermanos**: José de Jesús, Eva, Ana y Wendy, con los cuales he pasado por los momentos más difíciles y hemos superado estos momentos estando siempre unidos, gracias a su apoyo incondicional he terminado este trabajo en el cuál ustedes contribuyeron en gran parte.

A mis **hermanas**: Martha, Estela, Virginia y Margarita por estar pendiente de nosotros y seguir unidos como siempre lo hemos estado.

A mis **sobrinos**: por darnos momentos felices y agradables, haciéndonos recordar que también nosotros fuimos niños. Esperando que cuando lean este trabajo los motive a superarse, recuerden que las metas que valen la pena en la vida cuestan trabajo y hay que prepararse para alcanzarlas.

A la **Universidad Nacional Autónoma de México**, en especial a la **Facultad de Ingeniería**, mi Alma Mater, por contribuir con sus aulas y bibliotecas a que nuestro país sea mejor, más armónico, próspero, productivo y humano. Siempre será un orgullo para mí ser Universitario.

A mis **maestros**: a todos y cada uno de ellos por compartir sus conocimientos.

A mis **sinodales**: por dedicar su valioso tiempo a este trabajo y gracias a sus observaciones lo han mejorado.

A los **ingenieros** que laboran en el Departamento de Diseño de la Explotación y en el Departamento de Yacimientos del Activo Abkatún - Caan - Taratunich de la Región Marina Suroeste por el apoyo brindado y las facilidades prestadas para la realización de este trabajo.

Al **Ing. Luis Enrique Burgos V**, por haberme brindado la oportunidad de empezar a desarrollarme profesionalmente con la Cia. CEALC y aplicar los conocimientos obtenidos en la universidad.

Al **M. en C. José Luis Arrellano**, por los consejos que me brindo desinteresadamente, el apoyo y el aprendizaje que tuve con él en los proyectos realizados.

A **Eduardo Páez Pérez**, por las facilidades prestadas para la terminación de este trabajo.

Al M. en I. Raúl León Ventura, por su esfuerzo y su dedicación para la realización de este trabajo y por brindarme siempre su apoyo dandome consejos importantes que siempre llevaré conmigo y aplicaré de la mejor manera en beneficio de la sociedad, esperando seguir contando con sus consejos en mi vida profesional y con su confianza para mi desarrollo como persona; además, felicitarlo por su energía y entrega incondicional que le dedicó a la docencia, gracias a la cuál varias generaciones de ingenieros petroleros tuvimos la oportunidad de contar con un excelente profesor.

*MANTENER SIEMPRE UNA ACTITUD
POSITIVA*

El pesimista se queja del viento;
el optimista espera que cambie;
el realista ajusta las velas.

WILLIAM ARTHUR WARD

*..... NOS AYUDA HA
ALCANZAR CON MAYOR FACILIDAD
NUESTRAS METAS.*

George Martínez Flores.

CONTENIDO

RESUMEN	-----	I
I	INTRODUCCIÓN	----- 1
II	PROCESO INTEGRAL DE DIAGNÓSTICO DE POZOS	
II.1	Sistema Integral de Producción	
II.1.1	Descripción	----- 3
II.1.2	Flujo de Fluidos de la Formación al Pozo	----- 5
II.1.3	Índice de Productividad y Comportamiento de Flujo	----- 11
	a) Índice de Productividad	----- 11
	b) Comportamiento de Flujo	----- 12
II.1.4	Flujo en Tuberías de Producción	----- 15
II.1.5	Flujo a Través de Estranguladores	----- 21
II.1.6	Flujo en la Línea de Descarga	----- 24
II.1.7	Análisis Nodal	----- 26
II.2	Proceso de Diagnóstico	
II.2.1	Consideraciones Básicas	----- 34
II.2.2	Proceso de Diagnóstico	----- 39
III	ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN Y DEFINICIÓN DE ALTERNATIVAS DE SOLUCIÓN	
III.1	Información del yacimiento	
III.1.1	Modelo Geológico	----- 42
III.1.2	Caracterización Petrofísica	----- 43
III.1.3	Comportamiento Dinámico	----- 48
III.2	Información del Pozo	
III.2.1	Geometría	----- 51
III.2.2	Terminación e Intervenciones	----- 51
III.2.3	Tuberías de Producción	----- 53
III.3	Información Superficial	
III.3.1	Cabezal del Pozo	----- 54
III.3.2	Estranguladores	----- 56
III.3.3	Líneas de Descarga	----- 56
III.3.4	Separadores	----- 56

III.4 Alternativas de Solución

III.4.1	Análisis Nodal	58
III.4.2	Estimulaciones	59
III.4.3	Fracturamientos	61
III.4.4	Cambio de Intervalo	63
III.4.5	Recuperación Secundaria	65
III.4.6	Sistemas Artificiales	66
III.4.7	Reducción de Contrapresión	66

IV EJEMPLOS ILUSTRATIVOS

IV.1	Ejemplo 1 (Datos Obtenidos de Brown K. E.)	69
IV.2	Ejemplo 2 (Pozo Taratunich 43)	74

V CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES 86

NOMENCLATURA	88
---------------------	-----------

REFERENCIAS	92
--------------------	-----------

RESUMEN

La planeación de la explotación de un campo debe tomar en cuenta todos los factores técnicos, operativos, ecológicos y económicos, que de alguna manera puedan afectar las condiciones existentes. Desde el punto de vista técnico, es de vital importancia disponer de información de buena calidad, aplicar la tecnología adecuada y capitalizar el conocimiento de los especialistas sobre el área, y de esta manera, *efectuar el apropiado proceso de diagnóstico sobre el sistema integral de producción*, que permita identificar con precisión los problemas que ocasionan la baja productividad de los pozos y diseñar las intervenciones o tratamientos más recomendables para optimizar la explotación.

Se describen los conceptos del sistema integral de producción que definen el comportamiento de flujo de los fluidos desde el yacimiento hacia el fondo del pozo y posteriormente al cabezal del pozo hasta llegar al separador, pasando a través de posibles restricciones que se puedan presentar en *la tubería de producción* y en la línea de descarga. También se describe la información con la que se tiene que contar para poder analizar las condiciones de producción de un pozo y así poder hacer un buen diagnóstico de él.

Se realizó el método de análisis nodal al sistema integral de producción para determinar las condiciones de producción del pozo, concluyéndose que es adecuado un cambio de línea de descarga de 2 pg por una de 3 pg de diámetro interior^{1*}.

Se aplicó un análisis detallado de las condiciones de producción existentes del pozo Taratunich 43 mediante el proceso de diagnóstico al sistema integral de *producción*, involucrando: revisión de las diferentes intervenciones efectuadas al pozo, historia de presión, análisis de pruebas de presión-producción y simulación de flujo multifásico.

* Referencias al final de los capítulos.

Del estudio del análisis integral de producción, se determinó que la problemática de este pozo radica en la baja permeabilidad de la formación que ocasiona altas caídas de presión y que a su vez acelera la depositación de material orgánico², se recomienda realizar un fracturamiento hidráulico para mejorar las condiciones de flujo, y tomar muestras de fluidos de fondo, para determinar la composición de los sólidos orgánicos y diseñar una intervención para la remoción de éstos³.

CAPÍTULO I

INTRODUCCIÓN

La planeación de la explotación de un pozo petrolero debe tomar en cuenta los factores técnicos, ecológicos y económicos, que de alguna manera pueden modificar las condiciones existentes.

Una recomendación importante para hacer producir un pozo, es que el ingeniero de producción, necesita entender y comprender en forma clara y completa los principios que rigen el movimiento del aceite, gas y agua desde la formación productora al cabezal del pozo y hasta llegar al separador. Sólo si se comprende lo anterior el ingeniero puede aplicar correctamente las técnicas de ingeniería disponibles y decidir las especificaciones precisas del equipo de producción que se deban usar en cualquier pozo.

En ingeniería petrolera es esencial que los pozos produzcan a un gasto deseable, especificado y óptimo en cada caso. Sin embargo, muchos pozos ya no son capaces de producir con los gastos que demanda el mercado y ésto, combinado con los altos costos para encontrar nuevas reservas, incrementa la importancia en aplicar las tecnologías adecuadas para mantener una producción óptima de los pozos.

Para saber si un pozo puede producir o está produciendo en óptimas condiciones, es necesario tener un cierto conocimiento acerca de: características del yacimiento, propiedades de los fluidos, condiciones de producción, saturación de fluidos, daño a la formación, etc. A partir de ésto pueden investigarse las causas de una baja productividad, identificando el o los problemas que afectan a los pozos y definir con precisión los tratamientos que permitan mejorar las condiciones de producción.

Con el propósito de conocer y difundir las metodologías de análisis de las condiciones de producción de pozos petroleros, en este trabajo se revisa y aplica el proceso de diagnóstico sobre un sistema integral de producción, involucrando: revisión de intervenciones realizadas, *historia de presión*, pruebas de presión-producción y análisis de flujo multifásico, que ayudan hacer las recomendaciones para extender la vida productiva de los pozos, manteniendo las condiciones óptimas de explotación.

CAPÍTULO II

PROCESO INTEGRAL DE DIAGNÓSTICO DE POZOS

II.1 SISTEMA INTEGRAL DE PRODUCCIÓN

II.1 Descripción

Un pozo fluvente es aquel que, con la energía propia del yacimiento, es capaz de vencer las caídas de presión que ocurren a través del medio poroso, de las tuberías verticales y de descarga, de los estranguladores y separadores.

Un pozo productor constituye sólo una parte del llamado "Sistema Integral de Producción", el cual comprende el yacimiento, el pozo y las instalaciones superficiales, la figura II.1 muestra los componentes del sistema integral de producción. Cada elemento del sistema afecta a los otros y para lograr una operación eficiente es necesario garantizar una compatibilidad mutua.

Para determinar el gasto de producción y diagnosticar apropiadamente un pozo fluvente, deben considerarse simultáneamente factores, tales como:

- Comportamiento del flujo de la formación hacia el pozo.
- Comportamiento del flujo vertical.
- Sistema superficial.
- Elementos subsuperficiales.
- Elementos superficiales.

Todos estos términos son conectados en una trayectoria común y juntos gobiernan el flujo de aceite, gas y agua desde el yacimiento hasta los elementos superficiales.

Entre el yacimiento y la boca del pozo productor de aceite, gas y agua, se tiene el equipo subsuperficial que consiste de tuberías de revestimiento, tuberías de producción, empacadores, dispositivos de seguridad, estranguladores de fondo, válvulas, nipples de asiento, conexiones, etc.

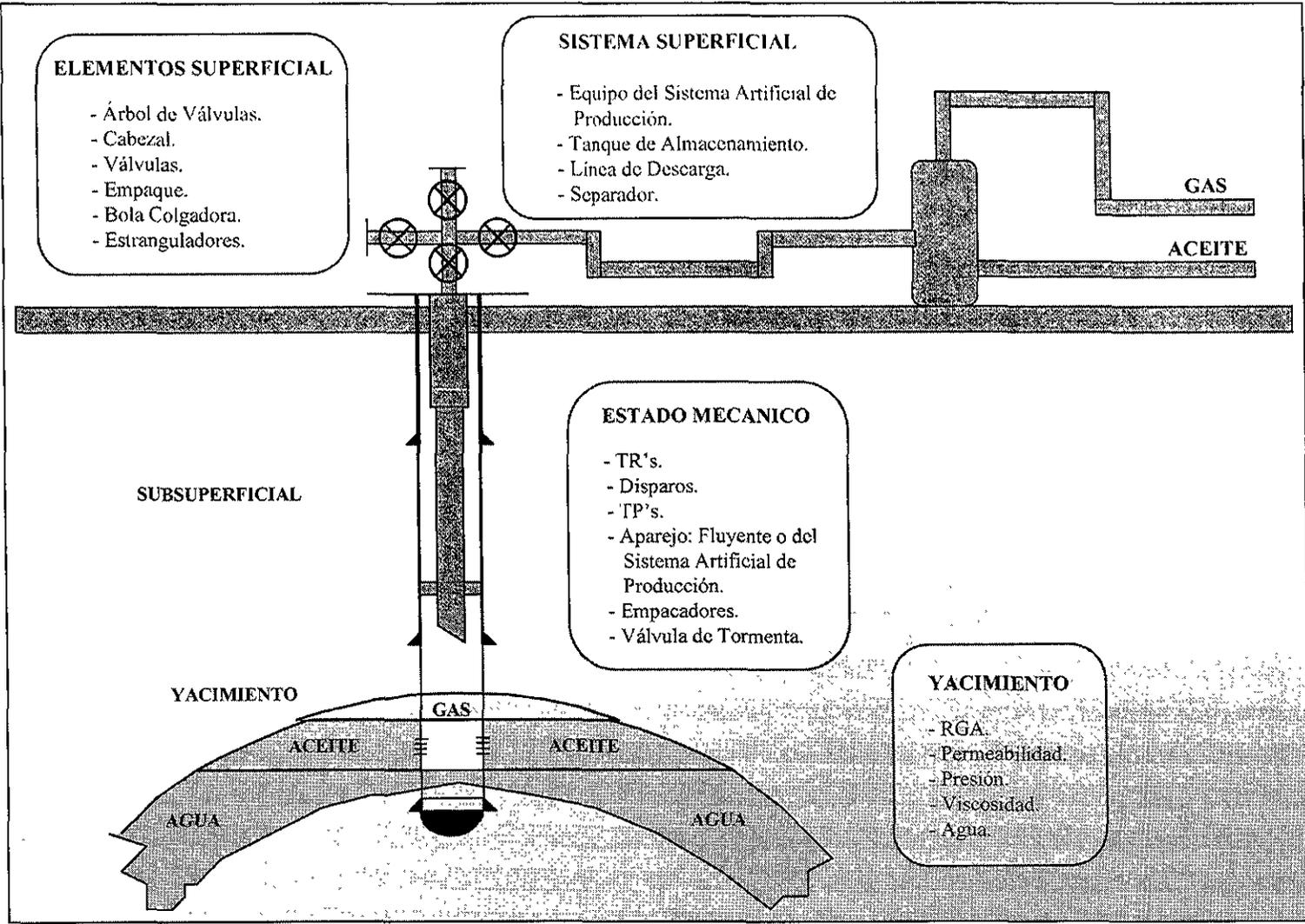


Figura II.1. Sistema Integral de Producción: Yacimiento - Pozo - Instalaciones.

Entre el pozo productor de aceite, gas y agua y las líneas de descarga de flujo, se tiene el equipo superficial para controlar el pozo, cuyo principal elemento es el estrangulador de flujo el cual permite regular la presión de flujo en la tubería de producción, la tubería de revestimiento y en el fondo del pozo, así también se cuenta con equipo de seguridad y equipo para realizar operaciones especiales relacionadas con el comportamiento del pozo productor.

Entre las líneas de descarga de flujo y las instalaciones superficiales, se tiene el equipo que permite la separación de las diferentes fases (gas, aceite y agua).

Un ingeniero de producción recurre a bastante información y conocimiento disponible para determinar con mayor eficiencia el comportamiento de un pozo fluyente. Al seleccionar y usar toda la información disponible, se puede conseguir el comportamiento perfecto del pozo estudiándolo como un Sistema Integral de Producción, es decir como una unidad.

Si el comportamiento del pozo es conocido satisfactoriamente, cualquier anomalía puede ser detectada y con la combinación de los datos del comportamiento del pozo y de las condiciones mecánicas es posible diagnosticar problemas mayores de producción.

II.1.2 Flujo de Fluidos de la Formación al Pozo

El comportamiento de flujo del yacimiento al pozo representa la capacidad que tiene un yacimiento para aportar fluidos. Esta capacidad depende del tipo de yacimiento, del mecanismo de empuje y de variables tales como: presión, permeabilidad, saturación, daño, etc. También el flujo del yacimiento al pozo se relaciona con el gasto total del pozo, con la producción acumulada total de dicho pozo y del yacimiento para una cierta etapa de la historia de producción.

Para que un pozo fluyente comience a producir debe existir una diferencia de presión entre el pozo y el yacimiento, lo cual ocasiona el movimiento de los fluidos. Las ecuaciones que han sido desarrolladas describen la distribución de presión dentro de la formación desde el pozo hacia el yacimiento, estando en función del tiempo y del gasto de producción. Estas ecuaciones indican que cuando un pozo empieza a producir, altera la presión del yacimiento, una onda de presión empieza a viajar desde el pozo hacia el yacimiento provocando que la presión en la región afectada decrezca continuamente con respecto al tiempo como lo muestra la figura II.2. La presión de fondo fluyendo o cerca del pozo (p_{wf}), al principio cae rápidamente y tiende a estabilizarse con el tiempo (figura II.3) dependiendo del gasto de producción (q).

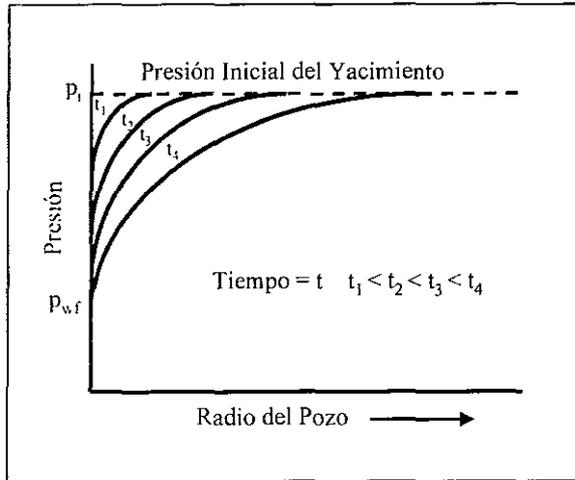


Figura II.2. Distribución de la Presión del Yacimiento en Función del Tiempo⁽⁴⁾.

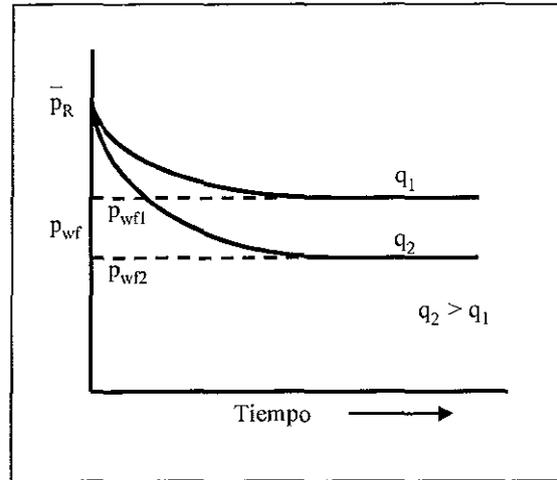


Figura II.3. Estabilización de la Presión de Fondo Fluyendo con el Tiempo⁽⁴⁾.

Si un pozo produce con un gasto constante, la presión de fondo fluyendo se estabiliza rápidamente como se indica en la figura II.4.

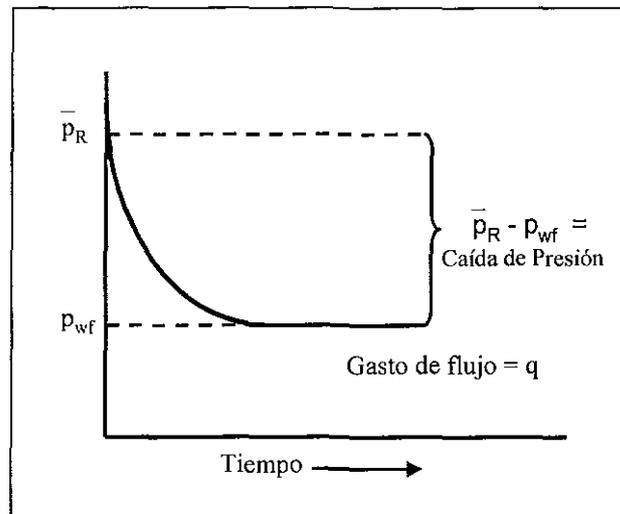


Figura II.4. Decremento de Presión para un Pozo que Fluye a Gasto Constante⁽⁴⁾.

Los dos sistemas geométricos de mayor interés práctico son los flujos lineal y radial. En el flujo lineal, las líneas de flujo son paralelas y la sección transversal expuesta al flujo es constante. En el flujo radial las líneas de flujo son rectas y convergen en dos dimensiones a un centro común, la sección transversal

expuesta al flujo disminuye a medida que se aproxima al centro. Ocasionalmente, el flujo esférico es de interés y en éste las líneas de flujo son rectas y convergen en tres dimensiones hacia un centro común. Estas geometrías de flujo se muestran en la figura II.5.

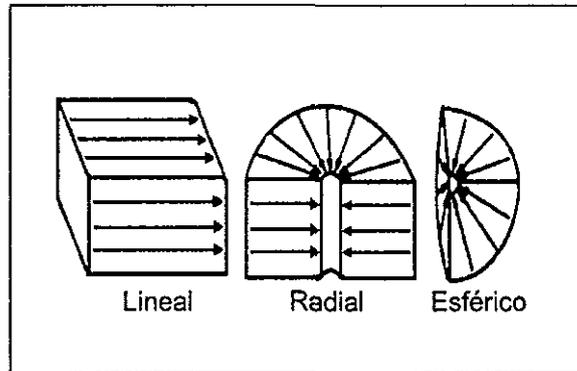


Figura II.5. Geometrías Comunes de Flujo de Fluidos⁽⁵⁾.

En los yacimientos de aceite, gas y agua no se encuentran ninguna de estas geometrías exactamente, pero para fines prácticos pueden esperarse las geometrías de flujo mostradas en la figura II.6. Los sistemas de flujo en yacimientos también se clasifican en función del tiempo en estacionario o permanente, pseudoestacionario o semi-permanente y variable o no-estacionario, figura II.7.

El movimiento de los fluidos a través de las formaciones se representa por medio de la Ley de Darcy, cuya forma más simple es:

$$v = -\frac{k}{\mu} \frac{dp}{dx} \tag{1}$$

Para el caso de flujo radial de aceite, la ecuación de Darcy puede ser expresada como:

$$q = -\frac{k A}{\mu_o} \frac{dp}{dr} \tag{2}$$

La aplicación de la ley de Darcy al flujo de fluidos en el yacimiento requiere de la definición de las fronteras interna y externa del yacimiento.

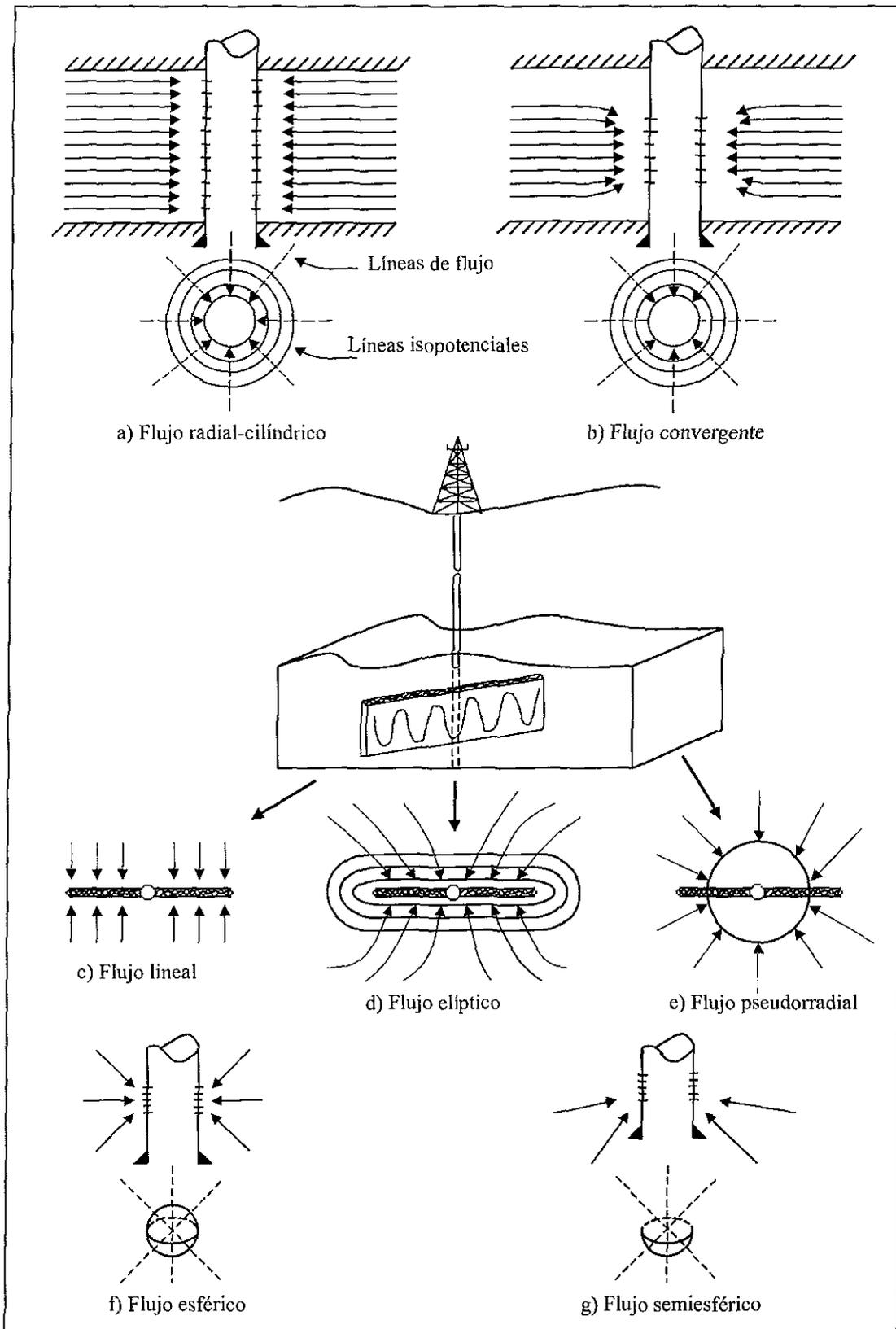


Figura II.6. Geometrías de Flujo de un Pozo Productor⁽⁶⁾.

En la práctica, se consideran dos condiciones de frontera externa:

Frontera externa a presión constante que representa la frontera a lo largo de la cual la presión del yacimiento se mantiene en su valor inicial. Esta condición, generalmente es causada por la entrada de agua proveniente de un acuífero asociado. En otras palabras, implica que la presión en los límites del yacimiento se conserva en su valor inicial.

Frontera externa cerrada que representa la frontera a lo largo de la cual no penetran fluidos al área de drenaje. Las fronteras sin flujo, típicamente resultan de barreras geológicas tales como fallas y cambios de facies.

Cuando se alcanza la estabilización, en el caso de frontera a presión constante, al flujo se le conoce como “flujo estacionario”. Los pozos que producen bajo condiciones de flujo estacionario no experimentan agotamiento de presión, ya que la presión del yacimiento permanece constante.

Por otro lado, al flujo estabilizado bajo la condición de frontera cerrada, se le conoce como “flujo pseudoestacionario”. Al contrario del flujo estacionario, el flujo pseudoestacionario resulta en un agotamiento de la presión de los pozos productores, como consecuencia de la declinación de la presión del yacimiento. La figura II.7 ilustra la diferencia entre los flujos estacionario y pseudoestacionario.

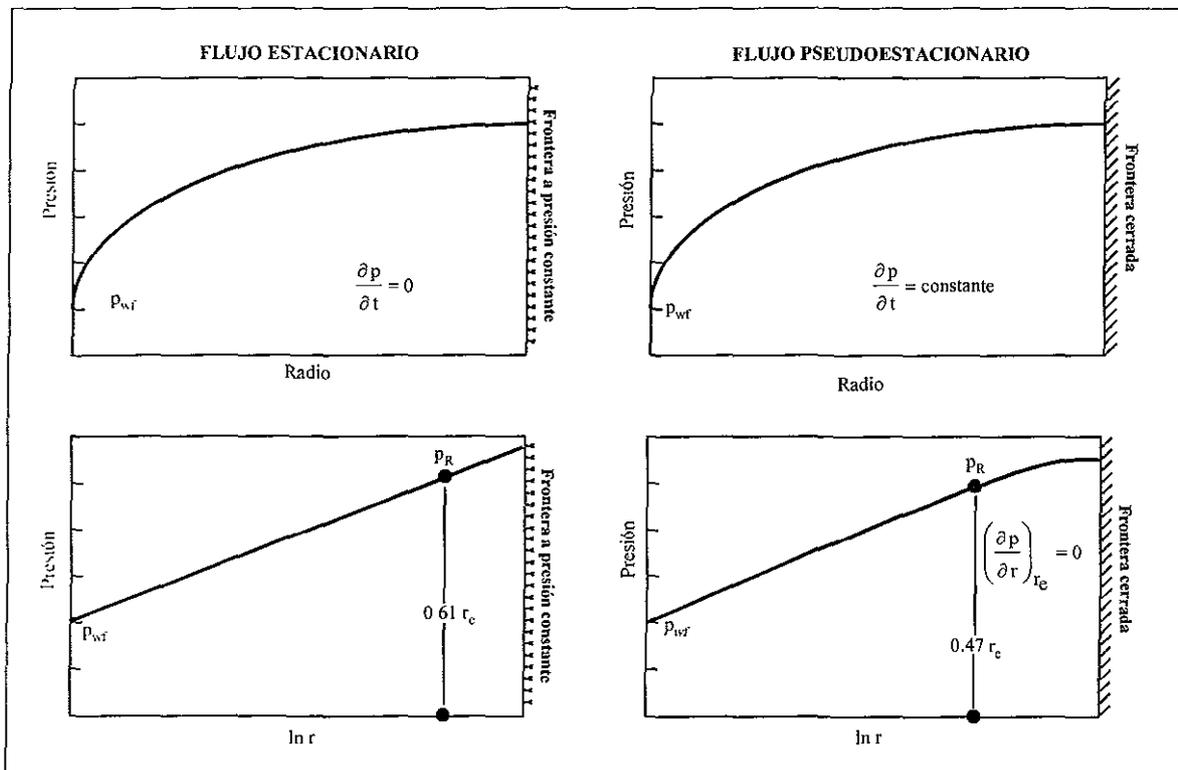


Figura. II.7. Distribución de la Presión Bajo Condiciones de Flujo Estacionario y Pseudoestacionario.

Para el caso de flujo estacionario, considerando condiciones ideales de flujo, éste es, un pozo que penetra completamente un yacimiento homogéneo e isótropo de espesor constante y que produce un líquido ligeramente compresible en flujo radial y bajo condiciones laminares, la solución de la ecuación 2 está dada por:

$$q_o = \frac{7.08 \times 10^{-3} k h (\bar{p} - p_{wf})}{\mu_o B_o \text{Ln} \left(\frac{r_e}{r_w} \right)} \quad (3)$$

Y para el caso de flujo pseudoestacionario:

$$q_o = \frac{7.08 \times 10^{-3} k h (\bar{p}_R - p_{wf})}{\mu_o B_o \left[\text{Ln} \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - 0.75 \right]} \quad (4)$$

El daño se define como un factor que causa, en o alrededor del pozo, una caída de presión adicional a la que ocurre cuando el yacimiento es homogéneo y el pozo penetra totalmente a la formación.

Van Everdingen⁽⁷⁾ definió el factor de daño:

$$(\Delta p)_s = \frac{141.2 q B \mu}{k h} s \quad (5)$$

Sumando la ecuación 5 a la ecuación de aproximación logarítmica, desarrollando en unidades prácticas y simplificando se tiene la ecuación para calcular el factor de daño, expresándose de la siguiente manera:

$$s = 1.151 \left[\frac{p_i - p_{1HR}}{m} - \log \left(\frac{k}{\phi \mu c_t r_w^2} \right) + 3.2275 \right] \quad (6)$$

de los datos graficados de la prueba de presión, p_{1HR} es la presión sobre la línea recta semilogarítmica, una hora después del cierre y m es la pendiente de la recta semilogarítmica, determinada con la ecuación:

$$m = \frac{162.5 q_o B_o \mu_o}{k h} \quad (7)$$

Hawkins⁽⁸⁾ encontró que:

$$s = \left(\frac{k}{k_s} - 1 \right) \text{Ln} \left(\frac{r_s}{r_w} \right) \quad (8)$$

donde se encuentra que si $s > 0$, indica una reducción en la permeabilidad cercana al agujero (existe daño). Si $s = 0$, no hay daño. Si $s < 0$, indica un aumento de la permeabilidad (estimulación ácida o fracturamiento).

II.1.3 Índice de Productividad y Comportamiento de Flujo

Para saber si un pozo produce en forma apropiada, es necesario conocer su potencial. El potencial es el gasto máximo que aportaría un pozo si se le impusiera el mejor conjunto de condiciones posibles. El potencial debe compararse con lo que el pozo es capaz de producir en las condiciones en las que se encuentra. El conocimiento del yacimiento, las propiedades de los fluidos, estado actual de depresionamiento, saturaciones de fluidos, permeabilidades relativas, daño al pozo y las características de la tubería de producción y la línea de descarga permiten determinar lo que un pozo en particular puede producir.

a) Índice de Productividad ($p_{wf} > p_b$)

La presión p_{wf} en el fondo del pozo es conocida generalmente como la presión de fondo fluyendo, la diferencia entre esta presión y la presión estática del yacimiento p_{ws} , es la caída de presión en el pozo, la cual puede expresarse como:

$$\Delta p = p_{ws} - p_{wf} \quad (9)$$

La relación entre el gasto de producción de un pozo y la caída de presión es conocida como índice de productividad:

$$J = \frac{q}{p_{ws} - p_{wf}} \quad (10)$$

Si se construye un gráfico de los gastos de producción contra su correspondiente p_{wf} , resulta una línea recta como se muestra en la figura II.8, donde la pendiente es:

$$m = - \frac{\partial p}{\partial q} = - \frac{\Delta p}{\Delta q} = - \frac{(p_{ws} - p_{wf})}{q} \quad (11)$$

y el índice de productividad también se puede expresar como:

$$J = \frac{1}{m} \quad (12)$$

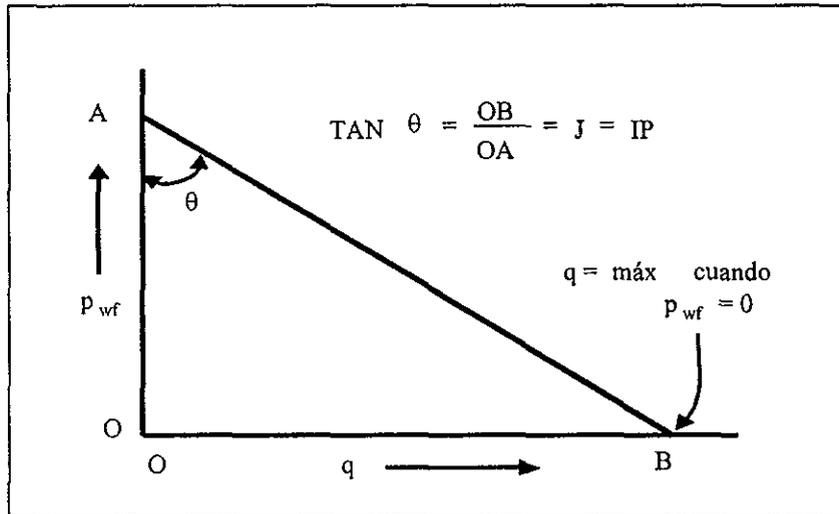


Figura II.8. Índice de Productividad para un Caso Ideal.

b) Comportamiento de Flujo IPR ($p_{wf} < p_b$)

El índice de productividad cambia con la producción acumulativa y también existen cambios cuando se tienen en el yacimiento mecanismos de empuje de gas disuelto y de expansión de gas; sin embargo, el empuje por entrada de agua en el yacimiento muestra un J constante con el tiempo, pero en éste también se pueden dar cambios debidos principalmente a variaciones en la permeabilidad (agua y gas) y cuando el fluido está por abajo de la presión de saturación.

La mayoría de los cambios en el J se deben al aumento de la saturación de gas libre alrededor del fondo del pozo, mediante el cual aumenta la permeabilidad al gas y se reduce la permeabilidad al aceite. Otras razones son el incremento en la viscosidad del aceite cuando la presión está por abajo del punto de burbujeo y cuando existe una reducción en la permeabilidad debida a la compresibilidad de la formación.

Muskat, Gilbert y Vogel⁽⁹⁾ señalaron que cuando existen dos fases (líquido-gas) fluyendo en el yacimiento, no se debe esperar una relación lineal semejante a la del índice de productividad; cuando se grafican los gastos de producción contra la presión de fondo fluyendo para dos fases, se encuentra que en lugar de ser línea recta, se tiene una curva como se muestra en la figura II.9.

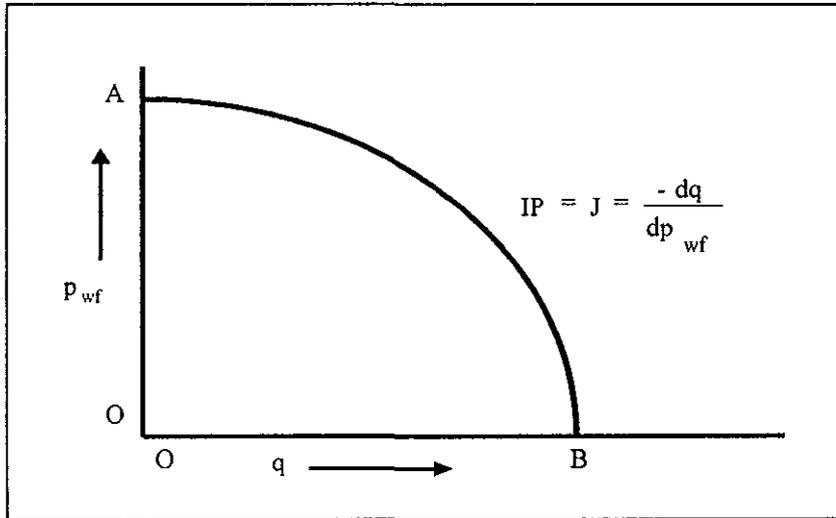


Figura II.9. Índice de Productividad para un Caso Real.

Cuando existe una curva, un pozo no puede tener un solo valor de J ya que el valor de la pendiente varía continuamente con la presión. Por esta razón, Gilbert⁽¹⁰⁾ propuso métodos de análisis de pozos que utilizan completamente la curva de gastos de producción contra la presión y a este gráfico lo llamó relación de comportamiento de flujo de un pozo (IPR).

Vogel⁽¹¹⁾ demostró que las curvas IPR, calculadas para diferentes condiciones, exhibían casi el mismo comportamiento y desarrolló una ecuación general para poder calcular la producción que puede aportar un pozo:

$$\frac{q_o}{q_{o\text{m}\acute{a}\text{x}}} = 1 - 0.20 \left(\frac{p_{wf}}{p_{ws}} \right) - 0.80 \left(\frac{p_{wf}}{p_{ws}} \right)^2 \tag{13}$$

La figura II.10 muestra la representación gráfica de la ecuación 13. De aquí se puede estimar el valor de la p_{wf} para cualquier gasto, quedando de la siguiente manera:

$$p_{wf} = 0.125 p_{ws} \left[-1 + \sqrt{81 - 80 \frac{q_o}{q_{o\text{m}\acute{a}\text{x}}}} \right] \tag{14}$$

Esta ecuación solamente es válida para yacimientos con empuje de gas disuelto y cuando fluyen dos fases (aceite-gas).

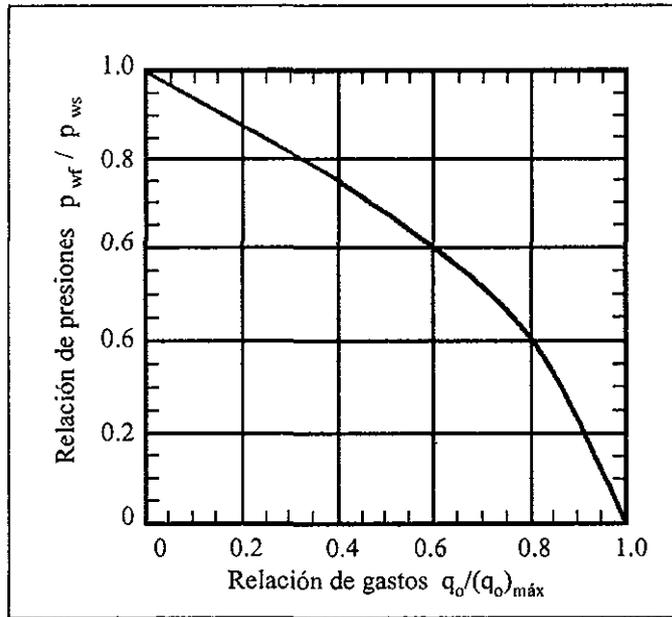


Figura II.10. Comportamiento de Flujo (IPR) de un Pozo en un Yacimiento con Empuje de Gas en Solución⁽¹¹⁾

En la figura II.11 la eficiencia de flujo está definida como:

$$EF = \frac{\Delta p_{ideal}}{\Delta p_{real}} = \frac{p_{ws} - p_{wf'}}{p_{ws} - p_{wf}} \quad (15)$$

donde: $p_{wf'} = p_{wf} - \Delta p_s$

sustituyendo:

$$EF = \frac{p_{ws} - p_{wf} - \Delta p_s}{p_{ws} - p_{wf}} \quad (16)$$

La EF también expresa la relación del gasto de flujo de un pozo dañado entre el gasto de flujo de un pozo sin daño.

Fetkovich⁽¹¹⁾ encontró que el gasto máximo $(q_o)_{máx}$ puede ser diferente dependiendo del gasto de flujo y su correspondiente presión de fondo fluído a la cual fue medido, y que esto se debía principalmente a que el gasto depende del factor de daño.

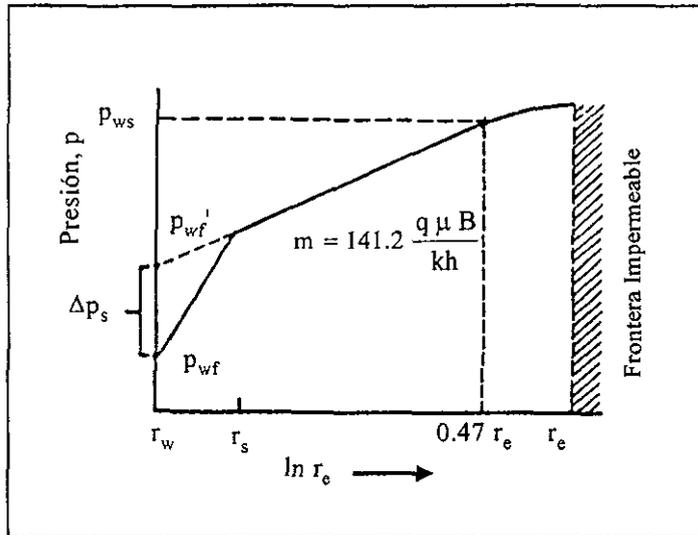


Figura II.11. Perfil de Presiones de Pozos Dañados que Producen con Empuje de Gas Disuelto⁽¹²⁾

Los pozos que producen por debajo de la presión de burbujeo se asemejan más a los pozos de gas, esto significa que si se gráfica en papel doble logarítmico $(p_{ws}-p_{wf})^2$ contra q_o debe de ser una línea recta con la pendiente cercana a la unidad. La ecuación propuesta por Fetkovich es más general y similar a la usada en los pozos de gas:

$$q_o = J_o' (p_{ws}^2 - p_{wf}^2)^n \tag{17}$$

donde encontró que el exponente de n esta en el rango de 0.568 a 1.0.

II.1.4 Flujo en Tuberías de Producción

Al pasar los fluidos del yacimiento a través de la tubería de producción, se consume la mayor parte de presión disponible para llevarlos del yacimiento a las baterías de separación, por lo que es de suma importancia realizar una evaluación precisa de la distribución de la presión a lo largo de dichas tuberías. Al hacerlo conjuntamente como un análisis integral del sistema de producción es posible:

- a) Diseñar las tuberías de producción y líneas de descarga.
- b) Diseñar aparejos de producción artificial (bombeo neumático, mecánico, eléctrico).
- c) Obtener la presión de fondo fluyendo.
- d) Calcular el efecto de los estranguladores sobre el gasto.

- e) Determinar la vida fluyente de los pozos.
- f) Corroborar los datos obtenidos para su ajuste.

Una vez que los fluidos del yacimiento alcanzan el fondo del pozo, estos deberán iniciar un recorrido a través de la tubería de producción, el flujo puede ser en una sola fase en la cual la tubería sólo transporta gas o líquido o en fase de flujo multifásico, en la cual al fluir dos fases simultáneamente, lo pueden hacer en diversas formas, cada una de estas formas presentan una distribución relativa de una fase con respecto a la otra, constituyendo un patrón o tipo de flujo en las tuberías de producción las cuales se indican en la figura II. 12.

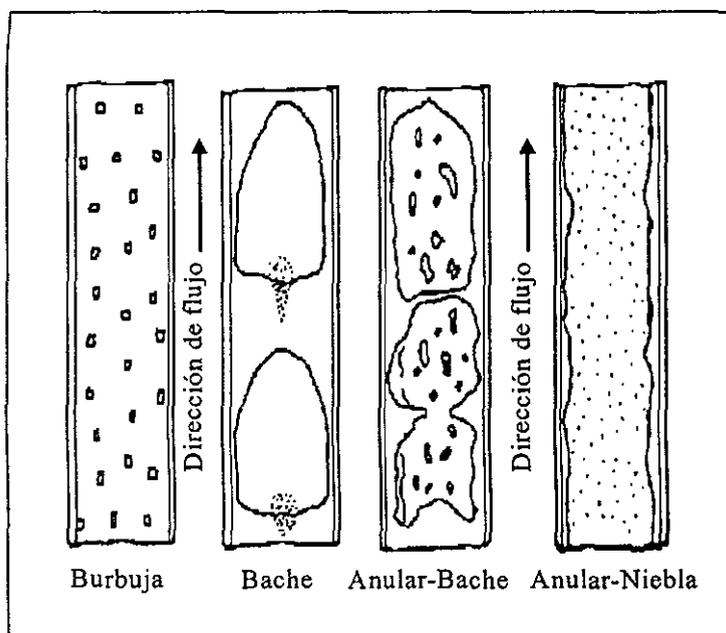


Figura II. 12. Configuraciones Geométricas en Flujo Vertical⁽¹³⁾

Independientemente de la forma en que se efectúe el transporte de los fluidos a través de tuberías, al igual que en el flujo dentro del yacimiento, se requiere de una cierta cantidad de energía para pasar de un lugar a otro y que es necesario cuantificar.

La ecuación general que gobierna el flujo de fluidos a través de una tubería, se tiene a partir de un balance macroscópico de la energía asociada a la unidad de masa de un fluido, que pasa a través de un elemento del sistema. De acuerdo con la ley de la conservación de la energía:

$$E_1 + \Delta w_f + \Delta w_s = E_2 \tag{18}$$

Sustituyendo en la ecuación 18 la energía de expansión, potencial y cinética, considerando despreciables las pérdidas de energía por trabajo externo y positiva la caída de presión en la dirección del flujo, se tiene:

$$\frac{\Delta p}{\Delta L} = \rho \frac{g \Delta h}{g_c \Delta L} + \rho \frac{\Delta v^2}{2 g_c \Delta L} + \rho \frac{\Delta w_f}{\Delta L} \quad (19)$$

A la ecuación 19 se le acostumbra escribir de la forma siguiente:

$$\left(\frac{\Delta p}{\Delta L} \right)_T = \left(\frac{\Delta p}{\Delta L} \right)_e + \left(\frac{\Delta p}{\Delta L} \right)_{ac} + \left(\frac{\Delta p}{\Delta L} \right)_f \quad (20)$$

donde:

$$\left(\frac{\Delta p}{\Delta L} \right)_T = \text{gradiente de presión total.}$$

$$\left(\frac{\Delta p}{\Delta L} \right)_e = \text{gradiente de presión de elevación.}$$

$$\left(\frac{\Delta p}{\Delta L} \right)_{ac} = \text{gradiente de presión debido a la aceleración.}$$

$$\left(\frac{\Delta p}{\Delta L} \right)_f = \text{gradiente de presión debido a la fricción.}$$

En los experimentos que desarrolló Reynolds⁽¹⁴⁾, relacionados con el flujo de fluidos en tuberías, estableció los regímenes de flujo, laminar, turbulento y uno crítico entre los dos.

Osborne Reynolds estableció experimentalmente un parámetro para determinar el régimen de flujo en tuberías. A este parámetro se le conoce como número de Reynolds y está representado por la siguiente ecuación:

$$N_{Re} = \frac{d v \rho}{\mu} \quad (21)$$

Para cuestiones prácticas, el régimen de flujo está determinado por los siguientes rangos del número de Reynolds:

$$\begin{aligned} N_{Re} < 2000 & \text{ Flujo laminar} \\ 2000 < N_{Re} < 3100 & \text{ Flujo crítico} \\ N_{Re} > 3100 & \text{ Flujo turbulento} \end{aligned}$$

Otros conceptos importantes en la determinación de las caídas de presión en el flujo de fluidos a través de tuberías son: la rugosidad y el factor de fricción.

La rugosidad de la tubería (ϵ), es una característica de su superficie, la cual está constituida por deformaciones, formando una superficie homogéneamente distribuida y depende del tipo de material que se emplee en su construcción y terminación.

El valor del factor de fricción (f) es una función de la rugosidad de la tubería (ϵ) y del número de Reynolds (N_{Re}), esto es:

$$f = f(\epsilon, N_{Re})$$

Si el flujo es laminar, f depende exclusivamente del número de Reynolds y está dado por:

$$f = \frac{64}{N_{Re}} \quad (22)$$

Para el flujo en la región crítica:

$$f = \frac{N_{Re} - 2300}{2300} \left[\frac{1.3521}{\left(2.3026 \log \left(\frac{\epsilon}{3.715d} + \frac{2.514}{3100\sqrt{f}} \right) \right)^2} \right] + 0.032 \quad (23)$$

en donde f se determina iterativamente, un valor inicial para f puede ser establecido por:

$$f = 0.0056 + 0.5 N_{Re}^{-0.32}$$

En el caso de flujo completamente turbulento, f es independiente del número de Reynolds y varía únicamente con la rugosidad, y está dado por:

$$f = \left[-2 \log \left(\frac{\epsilon}{3.715d} \right) \right]^{-2} \quad (24)$$

Cuando el flujo es vertical, las caídas de presión por aceleración son muy pequeñas por lo que el gradiente de presión debido a la misma generalmente se desprecia, quedando la ecuación 20 de la forma siguiente:

$$\left(\frac{\Delta p}{\Delta L}\right)_T = \left(\frac{\Delta p}{\Delta L}\right)_e + \left(\frac{\Delta p}{\Delta L}\right)_f \tag{25}$$

El flujo de un pozo petrolero, desde la formación, a través de la tubería de producción y hasta el estrangulador de la línea de descarga, nunca es completamente estable. El gasto de producción, la RGA y la presión de fondo fluyendo varían continuamente. En tanto que sean reducidos los límites de estas fluctuaciones, el sistema de flujo puede considerarse como estable. Cualquier tendencia que indique un incremento en las variaciones, es indicación de inestabilidad y puede tener consecuencias como la muerte del pozo o lo que es más raro, el incremento excesivo de las variaciones de producción. La figura II.13 muestra los gastos que limitan el flujo estable, si el pozo produce con un gasto menor generalmente estará operando con "cabeceo" o flujo inestable. Las condiciones para tener flujo estable deben ser tales que al agregar a la curva anterior la curva IPR, se obtenga un resultado semejante al de la figura II.14.

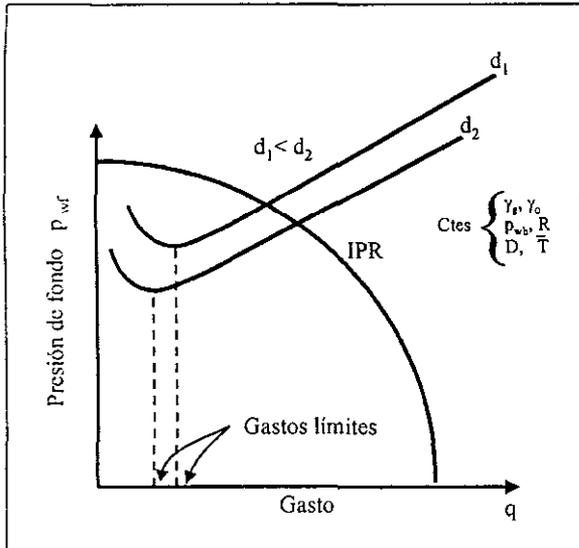


Figura II.13. Curvas Típicas de Gasto vs. p_{wf} para Diferentes Diámetros de T.P.

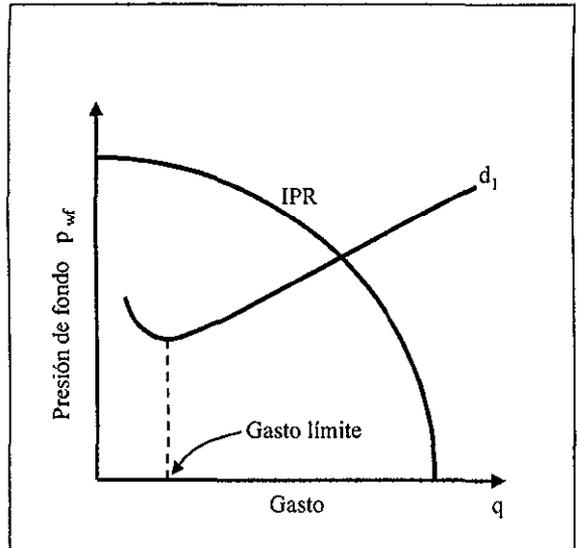


Figura II.14. Gráfico Típico de Condiciones de Flujo Estable(19)

La figura II.15 muestra la condición en la cual la curva de flujo por la tubería de producción corta a la de IPR en dos puntos. En la posición 2 a la derecha del gasto límite el flujo será estable, mientras que el flujo en la posición 1 no ocurrirá, a menos que se estrangule la cabeza del pozo, provocando flujo inestable o "cabeceo". Reducciones al diámetro del estrangulador provocarán un desplazamiento hacia arriba de la curva del flujo por la tubería de producción hasta llegar al caso extremo mostrado en la figura II.16, donde el pozo dejará de fluir.

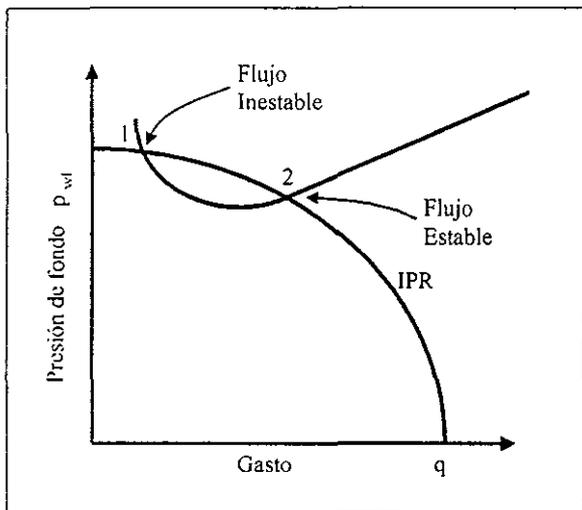


Figura II.15. Pozo Fluyente en la Posición 2⁽¹⁵⁾.

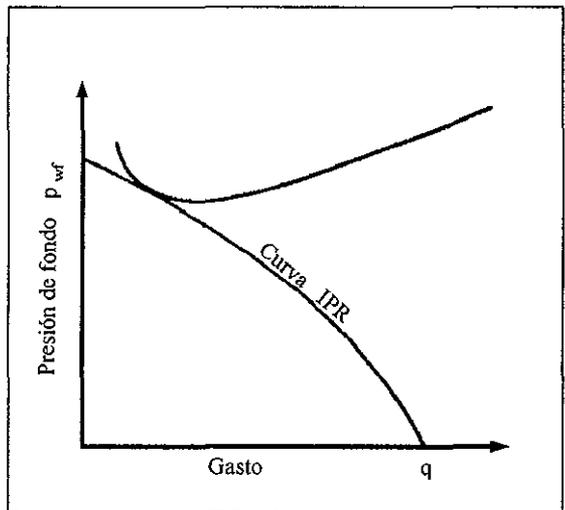


Figura II.16. Curvas de Comportamiento de Flujo Correspondiente a un Pozo "Muerto"

Es necesario conocer el efecto de las distintas variables tales como el diámetro de la tubería de producción, el gasto, la relación gas-líquido, viscosidad, densidad, etc., para realizar una buena terminación y diseños de aparejos de producción. La selección del tipo de terminación y del aparejo de producción debe hacerse antes de la perforación del pozo. Estos efectos son importantes en el cálculo de las caídas de presión y en la determinación del diámetro de las tuberías.

Si se construye un gráfico de las caídas de presión en tuberías de producción contra el gasto del líquido, considerando el diámetro de la tubería y la relación gas-aceite constantes (figura II.17), se observa que las caídas de presión disminuyen al aumentar el gasto del líquido hasta un punto mínimo a partir del cual aumentan, debido a que a altos gastos de líquido las caídas de presión son principalmente causadas por la fricción, dado que la velocidad de la mezcla es alta. Conforme disminuye el gasto del líquido, la velocidad de la mezcla también disminuye, por lo que las caídas de presión por fricción van disminuyendo, hasta que la caída de presión total alcanza un valor mínimo. Después de este valor, la velocidad del líquido y la capacidad de arrastre del gas van disminuyendo, provocando que las pérdidas de presión se deban principalmente al efecto de colgamiento y al correspondiente aumento en la densidad de la mezcla, hasta llegar a un flujo inestable⁽¹⁶⁾.

Un gráfico de las caídas de presión en tuberías de producción contra el diámetro de la tubería, manteniendo los gastos de gas y líquido constantes, figura II.18, muestra que conforme va aumentando el diámetro de la tubería, las caídas de presión van disminuyendo hasta un valor mínimo, después del cual se incrementa notablemente. Para diámetros grandes de tuberías de producción la velocidad del líquido con respecto a la velocidad del gas es menor, por lo que el resbalamiento

entre fases y el consecuente colgamiento del líquido provocan las mayores caídas de presión. Al ir disminuyendo el diámetro de la tubería, los efectos anteriores se van reduciendo hasta que, para diámetros pequeños, las velocidades del líquido y del gas van aumentando, solo que ésta lo hace en menor proporción que aquella, debido a la compresibilidad del gas. En esta etapa las pérdidas de presión se deben principalmente a la fricción.

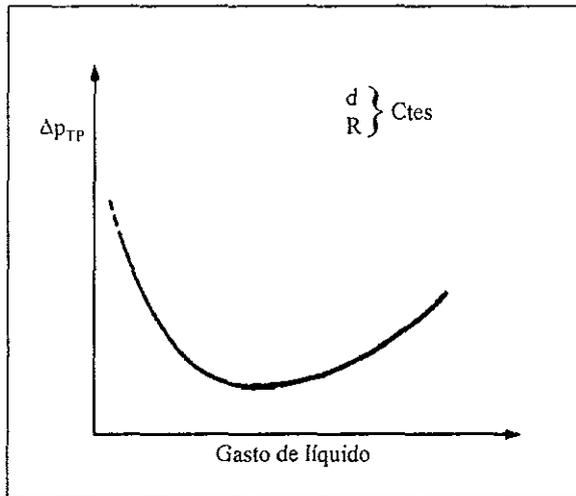


Figura II.17. Representación Cualitativa de las Caídas de Presión por T.P. con la Variación del Gasto de Líquido.

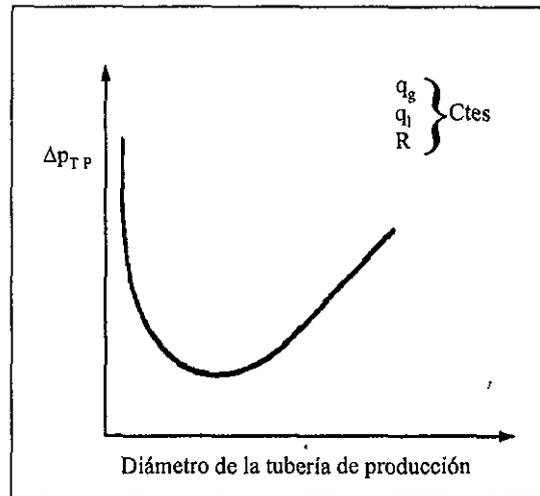


Figura II.18. Representación Cualitativa de las Caídas de Presión por T.P. con la Variación del Diámetro.

II.1.5 Flujo a Través de Estranguladores

Los estranguladores, orificios o reductores, constituyen un estrechamiento en las tuberías de flujo para restringir el flujo y aplicar una contrapresión al pozo.

El control desde la cabeza del pozo con un estrangulador puede ser necesario por alguna de la siguientes razones:

- Mantener un gasto de producción adecuado.
- Mantener una contrapresión suficiente para prevenir la entrada de arena y en algunas ocasiones sirve para regular la deposición de parafina.
- Protección del equipo superficial.
- Prevenir la conificación de gas o de agua.
- Explotar el yacimiento a un gasto más eficiente.

Los principios sobre los cuales se soporta esta teoría son los que se deducen de la ecuación general de balance de energía:

$$\int_1^2 \left(V dp + \frac{g}{g_c} \cdot dh + \frac{1}{2} \frac{dv^2}{g_c} + dw_s \right) = 0 \quad (26)$$

Esta ecuación indica que para un fluido de una sola fase, que fluye normalmente entre cualesquiera de dos puntos bajo condiciones estacionarias, la suma de energía de expansión, energía potencial, energía cinética y energía debida al trabajo debe ser constante.

En la figura II.19 se muestran las líneas de corriente de flujo del fluido que pasa a través de un estrangulador, por lo que los límites de integración de la ecuación 26 son: a la entrada (1) y a la salida (2) del fluido en el estrangulador.

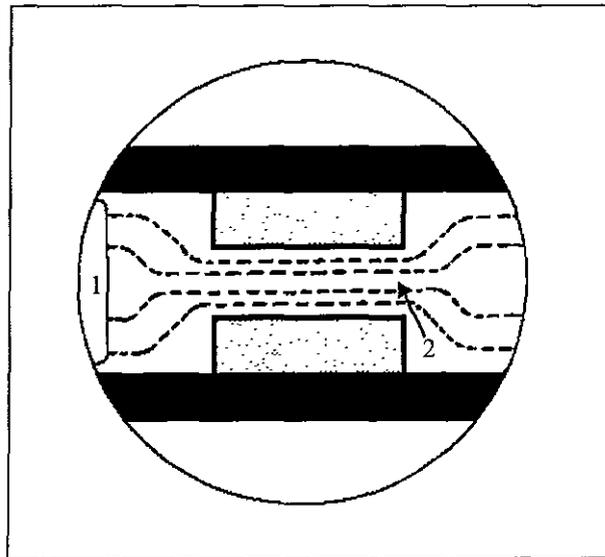


Figura II.19. Límites de Integración y Líneas de Flujo⁽¹⁷⁾.

Como los estranguladores que se instalan a boca de pozo para controlar la producción, están basados en el principio de flujo crítico, esto es, cuando la presión corriente abajo (p_2) es aproximadamente menor que la mitad de la presión corriente arriba (p_1), la presión después del estrangulador no debe afectar a la presión en la cabeza del pozo y como consecuencia, su comportamiento.

Esto se puede lograr utilizando el número de Mach, que se define como la relación de la velocidad real del fluido (v_f) entre la velocidad de propagación de una onda acústica en el fluido (v_p)

$$M = \frac{v_f}{v_p} \quad (27)$$

En función de este número, se definen tres diferentes regímenes de flujo:

- Para $M < 1$ el flujo es subsónico (o subcrítico),
- Para $M = 1$ el flujo es sónico (o crítico),
- Para $M > 1$ el flujo es supersónico (o supercrítico).

Cuando $M = 1$, el área de flujo alcanza su valor mínimo y se dice que se ha logrado una condición de garganta a cuyas propiedades se les denomina "críticas".

La mayoría de las correlaciones de flujo multifásico a través de estranguladores son válidas únicamente para el flujo crítico. Si existe flujo sónico a través del estrangulador la presión corriente arriba es independiente de la presión que prevalezca en el sistema de recolección (línea de descarga, separadores, bombeo y tanques de almacenamiento). El control de la producción se logrará cuando las variaciones de presión en el sistema de recolección no se reflejen en la formación productora, provocando variaciones en la producción. Esta situación prevalecerá usando un estrangulador que permita obtener la producción deseada bajo condiciones de flujo sónico.

El flujo crítico de gas ocurre aproximadamente a las mismas condiciones donde la relación de la presión corriente abajo y la presión corriente arriba es $\cong 0.528$. El flujo sónico para gases es diferente que para líquidos. Se ha determinado que para una mezcla de gas y líquido la velocidad sónica es menor que para una sola fase.

En la figura II.20 se observa la influencia del diámetro del estrangulador en el gasto de flujo en un pozo fluyente. La presión en la cabeza del pozo, primero se incrementa conforme se reduce el diámetro del estrangulador, ocasionando pequeños gastos de flujo; pero a medida que disminuye se tiene menos resistencia al flujo por lo que el gasto aumenta.

El estrangulador se instala en el cabezal del pozo, en un múltiple de distribución o en el fondo de la tubería de producción. De acuerdo con el diseño de cada fabricante, los estranguladores presentan ciertas características, cuya descripción se proporciona en diversos manuales; se pueden clasificar en estranguladores superficiales y estranguladores de fondo.

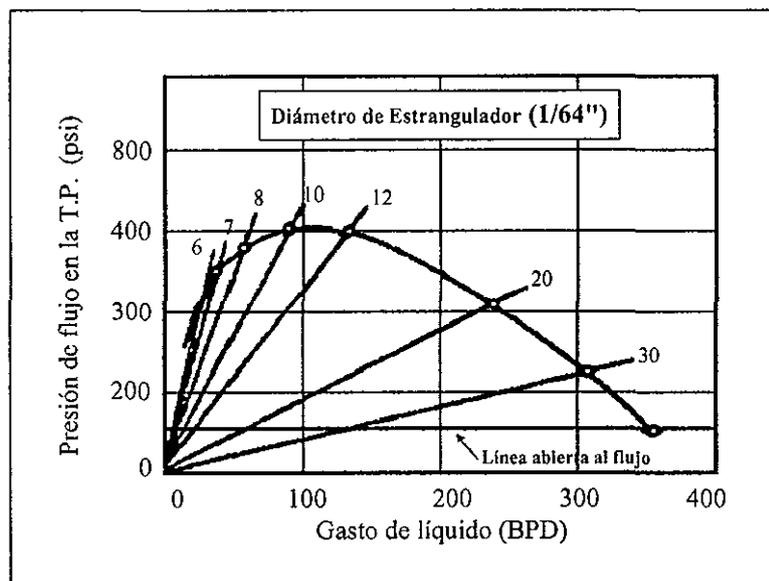


Figura II.20. Efecto del Diámetro de Estrangulador Sobre el Gasto de Líquido.

II.1.6 Flujo en la Línea de Descarga

Los mecanismos y características de los sistemas en los que existe flujo multifásico horizontal han sido de gran interés para la industria desde hace muchos años. En las operaciones de producción de crudo es necesario, en algunos casos, considerar el transporte de aceite y de gas a través de una tubería común, desde los campos productores hasta las plantas de tratamiento y separación, para recibir la producción de varios campos productores, a través de líneas de recolección en los que fluye más de una sola fase, teniéndose los patrones de flujo indicados en la figura II.21.

La predicción de las pérdidas de presión en tuberías horizontales en las que existe flujo multifásico, es de gran utilidad para resolver problemas operativos y optimizar la capacidad de transporte:

- En la producción de campos en zonas marinas; dimensionar las líneas de conducción de las mezclas de aceite y gas,
- Dimensionar las líneas de conducción superficiales desde el cabezal del pozo hasta la línea de descarga,

- Con las pérdidas de presión predichas para la línea de conducción existente y dependiendo de las condiciones deseadas (presión de separación o presión en el cabezal) determinar el gasto que el pozo puede producir.

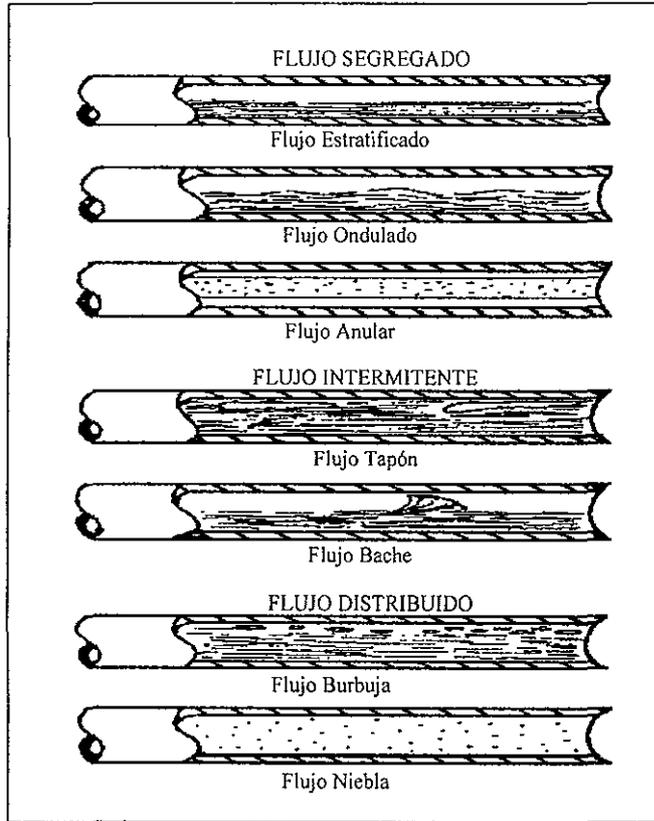


Figura II.21. Patrones en Flujo Horizontal⁽¹⁸⁾.

Los factores básicos involucrados en el flujo horizontal de fluidos en tuberías son esencialmente los mismos que para flujo multifásico en tuberías de producción. En un flujo horizontal, el gradiente de presión debido al cambio de elevación es igual a cero, por lo que la ecuación 20 queda de la siguiente manera:

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

En el campo, las líneas de descarga de los pozos raramente conservan la posición horizontal debido a lo accidentado del terreno sobre el que se tienden. Por tanto, es necesario considerar los tres gradientes de presión que se tienen a lo largo de la línea de descarga, los cuales están involucrados en la ecuación 20 y debe emplearse para los cálculos correspondientes.

Para la selección del diámetro óptimo de la línea de descarga es necesario tomar en cuenta que el gasto alcanza un valor máximo, a partir del cual el empleo de tuberías de descarga de mayor diámetro, es innecesario, esto se debe a que otro elemento del sistema (el yacimiento, la tubería de producción, el estrangulador o bien, la presión de separación) limitan el ritmo de producción. Además, la elección del diámetro requiere de un análisis económico.

II.1.7 Análisis Nodal

El sistema de análisis nodal ha sido aplicado para analizar el comportamiento de sistemas compuestos por componentes iterativos, como son los circuitos eléctricos o sistemas complejos de redes de tuberías, sistemas de bombeo, etc. Su aplicación a sistemas de pozos productores fue propuesta por Gilbert⁽¹⁰⁾ y aplicado por Nind⁽¹⁹⁾ y Brown⁽¹¹⁾.

El propósito del análisis nodal es el de analizar los componentes de sistemas físicos (como son: pozos de aceite o de gas, líneas de descarga, redes de tuberías, etc.) para predecir la capacidad de flujo del sistema y optimizar dichos componentes.

Un sistema de producción simple puede ser dividido en tres secciones o módulos de flujo principales:

- a) Flujo a través del medio poroso,
- b) Flujo a través del conducto vertical o inclinado,
- c) Flujo a través de la línea horizontal o inclinada.

La figura II.22 ilustra las caídas de presión que pueden existir en un sistema integral de producción de hidrocarburos, desde el yacimiento hasta el separador.

El análisis nodal involucra la manera en la cual se interrelacionan las caídas de presión. En particular, se analiza la relación entre la capacidad del pozo para producir fluidos con la capacidad del sistema para manejar esos fluidos⁽²⁰⁾. La manera en la cual se estudia el efecto de los componentes se realiza por un concepto nodal.

Para resolver problemas de producción totales, los nodos son colocados entre segmentos del sistema (conectores) definidos por ecuaciones o correlaciones. La figura II.23 muestra la localización de los nodos en el sistema integral de producción.

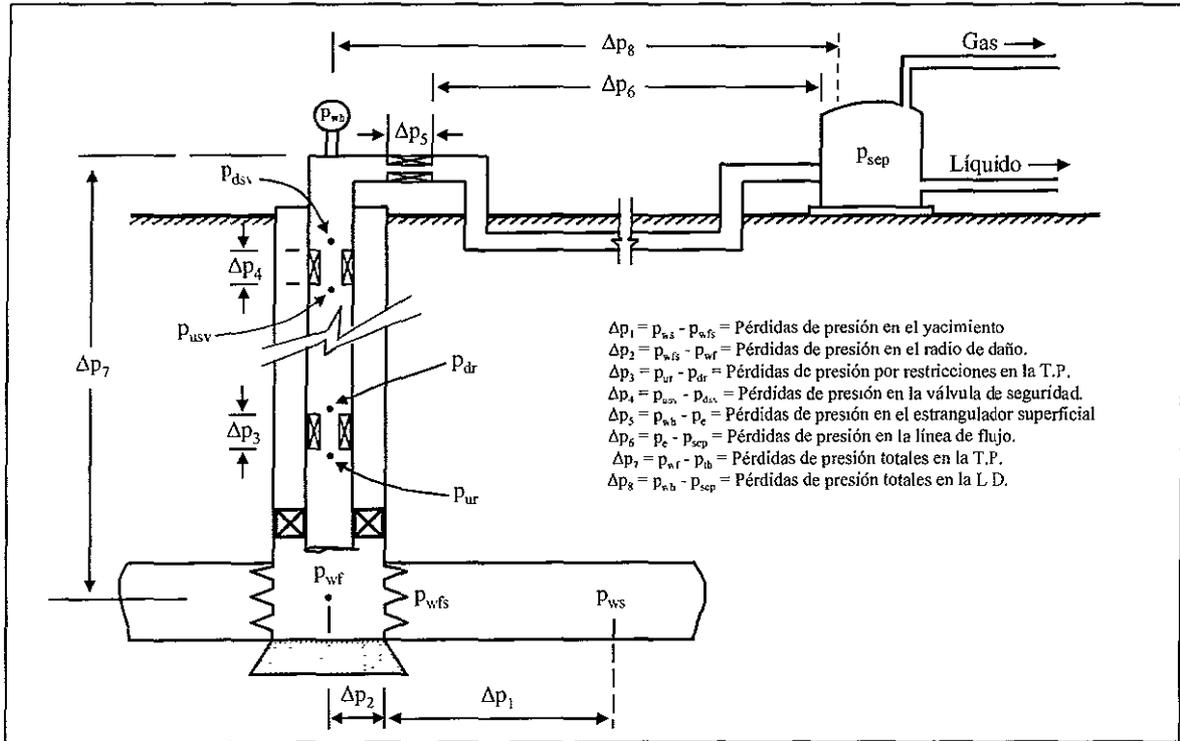


Figura II.22. Pérdidas de Presión en un Sistema Integral de Producción.

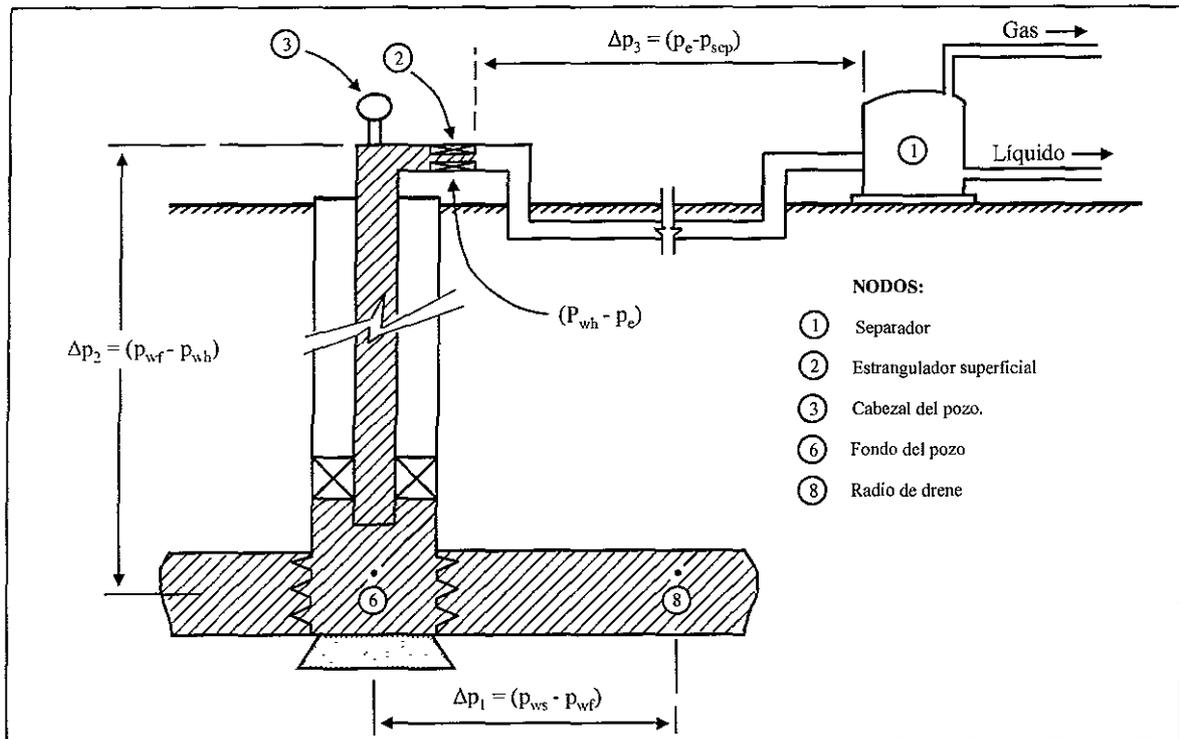


Figura II.23. Pérdidas de Presión y Nodos Principales en un Sistema Básico de Producción.

En un sistema integral de producción se tiene al menos un punto o nodo donde existe una diferencial de presión a través de él mismo, este nodo es llamado nodo funcional, ya que la respuesta del gasto al flujo de la presión se puede representar por alguna función física o matemática. Un nodo funcional es aquel en donde existe una pérdida de presión inmediata en una distancia pequeña. Pueden ser nodos funcionales los estranguladores superficiales, válvulas de seguridad, estranguladores de fondo, reguladores, terminaciones con empacamiento de grava y terminaciones normalmente perforadas.

El análisis nodal se emplea para obtener el efecto que sobre el gasto tendrían las acciones siguientes:

- a) Disminuir la presión de separación.
- b) Eliminar o cambiar válvulas o conexiones inapropiadas.
- c) Colocar separadores a boca de pozo. En este caso se pueden analizar dos opciones:
 - i) Separar con la presión necesaria para transportar el aceite hasta la central de recolección.
 - ii) Separar a baja presión y bombear el aceite hasta la central de recolección.
- d) Cambiar la tubería de producción.
- e) Cambiar la línea de descarga o instalar una adicional.
- f) Determinar el gasto al que producirá un pozo de aceite o gas, considerando la geometría del pozo y las limitaciones de la terminación.
- g) Determinar las condiciones de flujo a las que un pozo se agotará.
- h) Instalar un sistema artificial de producción.

El método de análisis nodal, requiere de la elección de un nodo, llamado **nodo solución**. La elección del nodo solución para pozos fluyentes o inyectores, depende del componente que se desee evaluar; ésto es, que su análisis muestre convenientemente la respuesta del sistema a las condiciones dadas y a las que se establezcan como supuestas, de tal forma que se pueda identificar con certeza el problema y planear la solución técnica, a la luz de una justificación económica para su posterior ejecución⁽¹⁶⁾.

Probablemente, la posición más común de solución es **el fondo del pozo** y se localiza a la profundidad media del intervalo disparado. En estas condiciones el sistema se divide en dos componentes; el yacimiento o capacidad del pozo y el sistema total de tuberías. La figura II.24 muestra el comportamiento del sistema. La elección de este nodo, permite observar los cambios de gastos al cambiar la presión del yacimiento a lo largo del tiempo como lo muestra la figura II.25.

También pueden mostrar las diferencias del gasto esperado al estimular un pozo como lo muestra la figura II.26. Se logran tales observaciones debido a que se "aisla" el componente yacimiento o capacidad del pozo del resto del sistema,

manejándose los parámetros que afectan su comportamiento y visualizando fácilmente la forma como afectan al sistema completo.

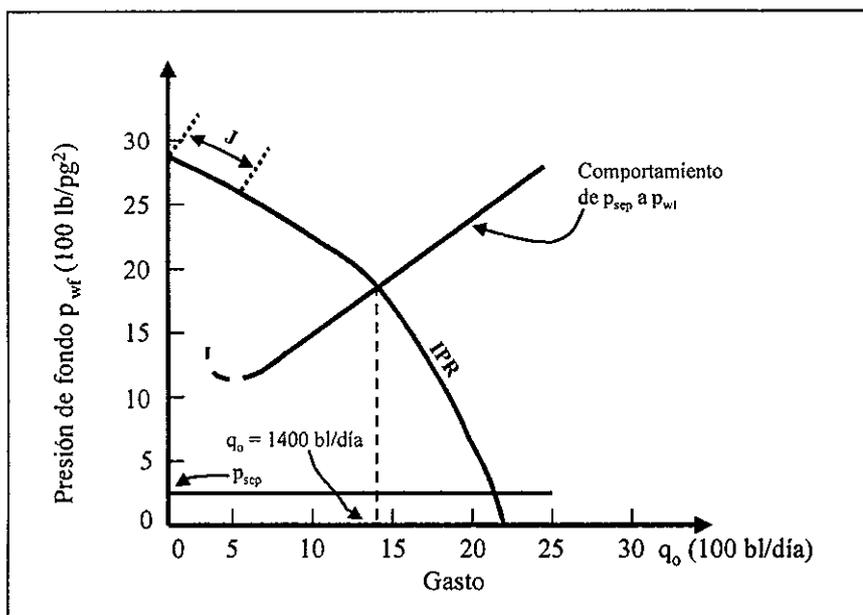


Figura II.24. Comportamiento del Sistema, Tomando como Nodo de Solución la Presión de Fondo Fluendo.

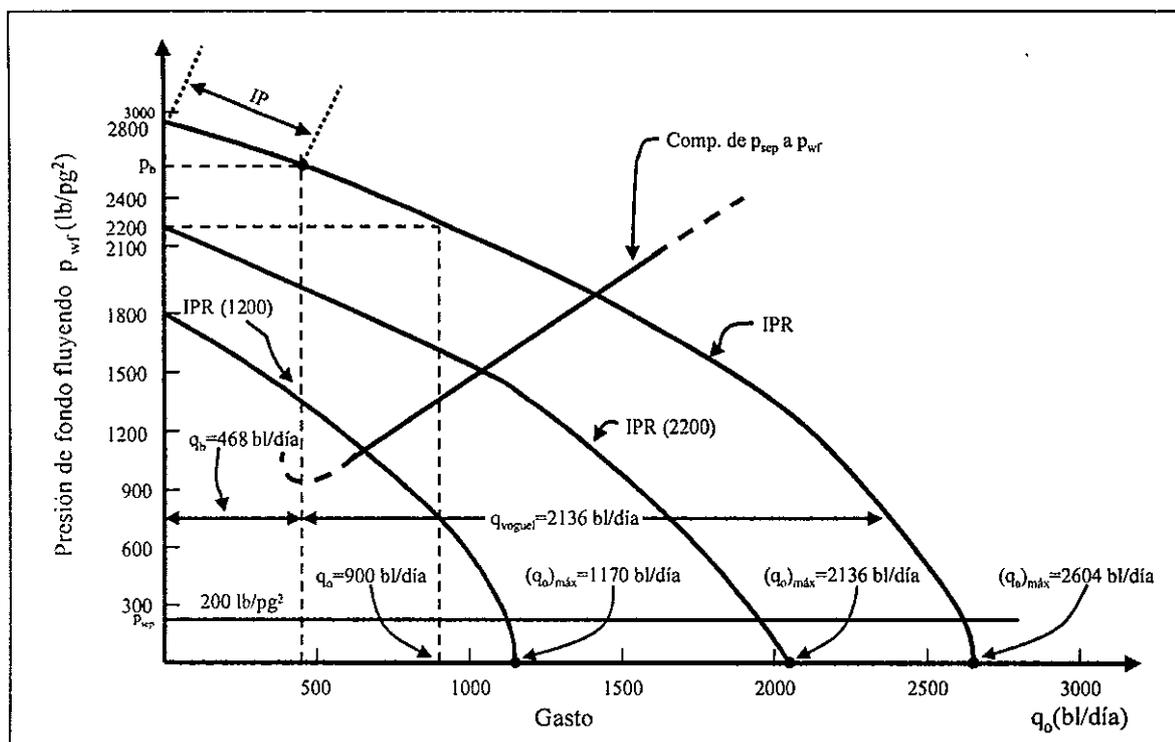


Figura II.25. Pronóstico del Comportamiento de Afluencia para Diferentes Presiones Estáticas Supuestas.

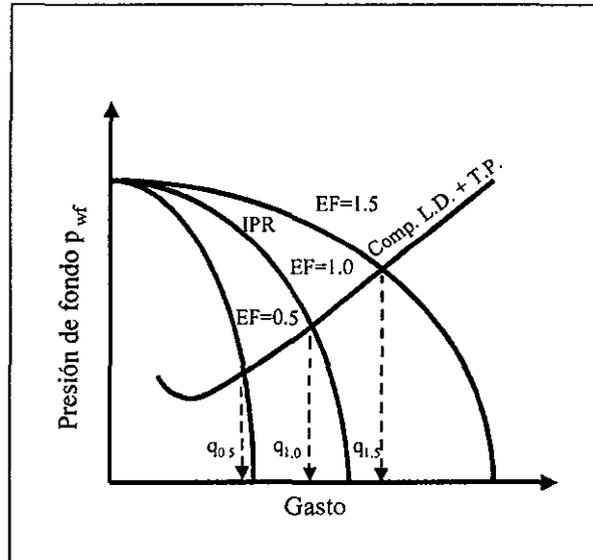


Figura II.26. Eficiencia de Flujo y su Relación con el Ritmo de Producción.

La cabeza del pozo es también un nodo de solución muy común y se localiza en la parte superior del pozo. En estas condiciones el sistema se divide en dos componentes; uno contiene al separador y a la línea de descarga, el otro se forma con el yacimiento y la sarta de tuberías de producción. La figura II.27 muestra el comportamiento del sistema.

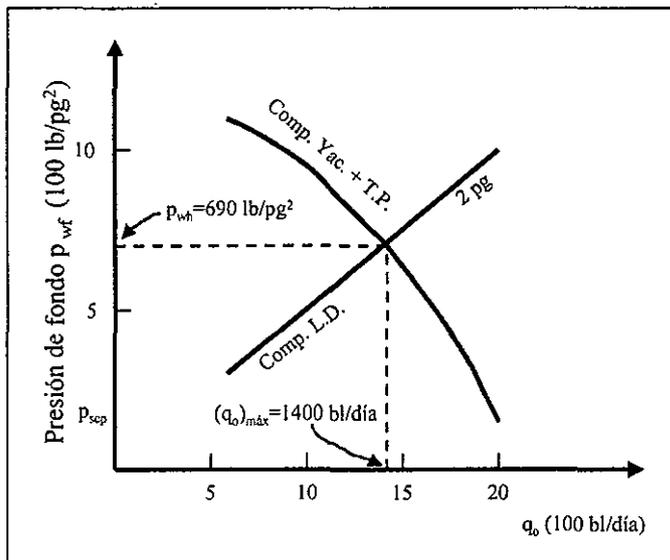


Figura II.27. Comportamiento del Sistema, Tomando como Nodo de Solución la Cabeza del Pozo.

Al considerar este nodo como solución, se aísla la línea de descarga y de esta forma es fácil mostrar el efecto que tiene el cambio de diámetro sobre el gasto como lo muestra la figura II.28.

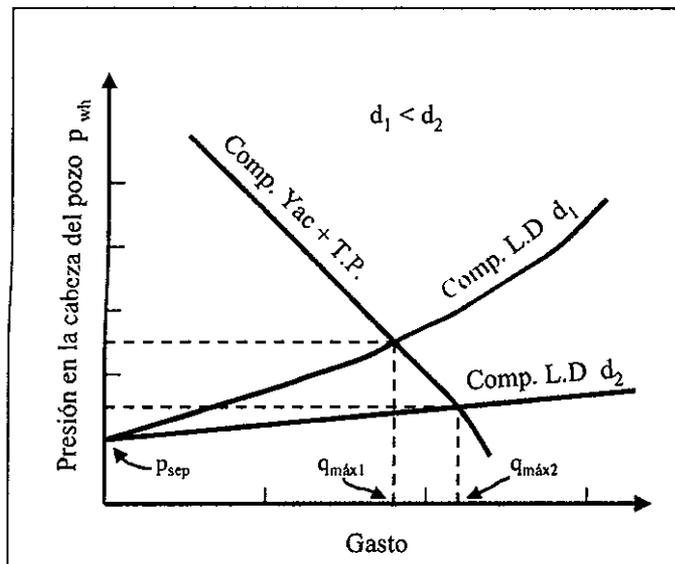


Figura II.28. Influencia del Cambio de Diámetro de una Línea de Escurrimiento.

La elección de la **presión de separación** como nodo de solución es importante cuando se diseña un sistema de bombeo neumático o cuando la presión del gas debe incrementarse para fluir en un sistema de mayor presión. La presión de separación controla la presión de succión del compresor, lo que la relaciona directamente con su potencia. Entonces, la variación de la presión de separación debe analizarse considerando el sistema en su conjunto, pues no siempre una reducción de ella se traduce en un incremento del gasto. La razón es que la línea de descarga, o la tubería de producción, o el yacimiento en pozos de baja productividad pueden constituir la restricción principal al flujo.

Al tomar el **separador** como nodo de solución, es fácil visualizar el efecto de la presión de separación sobre el gasto de flujo. El gasto es influenciado por el sistema total, incluyendo la capacidad de producción del pozo (curva IPR) y los diámetros y longitudes de las tuberías de producción y de descarga. En todo caso, la elección de la presión de separación está sujeta a la razón costo-comportamiento. La figura II.29 presenta el efecto de la presión de separación sobre el gasto.

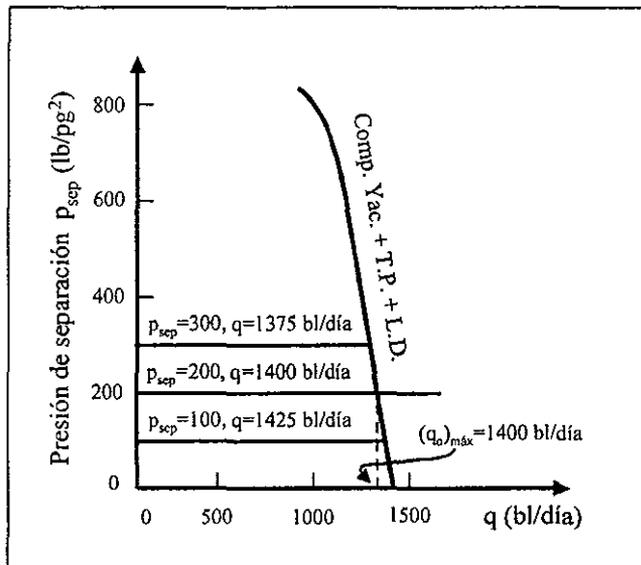


Figura II.29. Efecto de la Presión de Separación Sobre el Gasto Máximo del Sistema.

Tomando al yacimiento como nodo de solución, se puede determinar en forma inmediata el gasto de flujo para diferentes presiones promedio del yacimiento. Sin embargo, su utilidad es relativa si no se considera la variación de la relación gas-aceite. Su cambio provoca, a su vez, una nueva curva que representa al resto del sistema. La figura II.30 muestra el comportamiento del sistema.

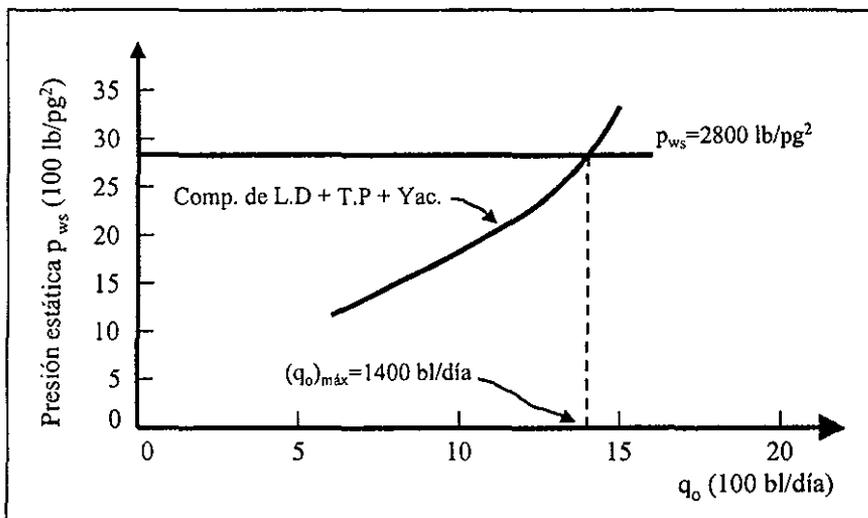


Figura II .30. Nodo de Solución la Presión Estática del Yacimiento.

El estrangulador como nodo solución responde de igual forma que la cabeza del pozo. En el procedimiento de solución se agrega un paso más, en el que se incluye el efecto del cambio del diámetro del estrangulador. Su efecto se presenta en la figura II.31.

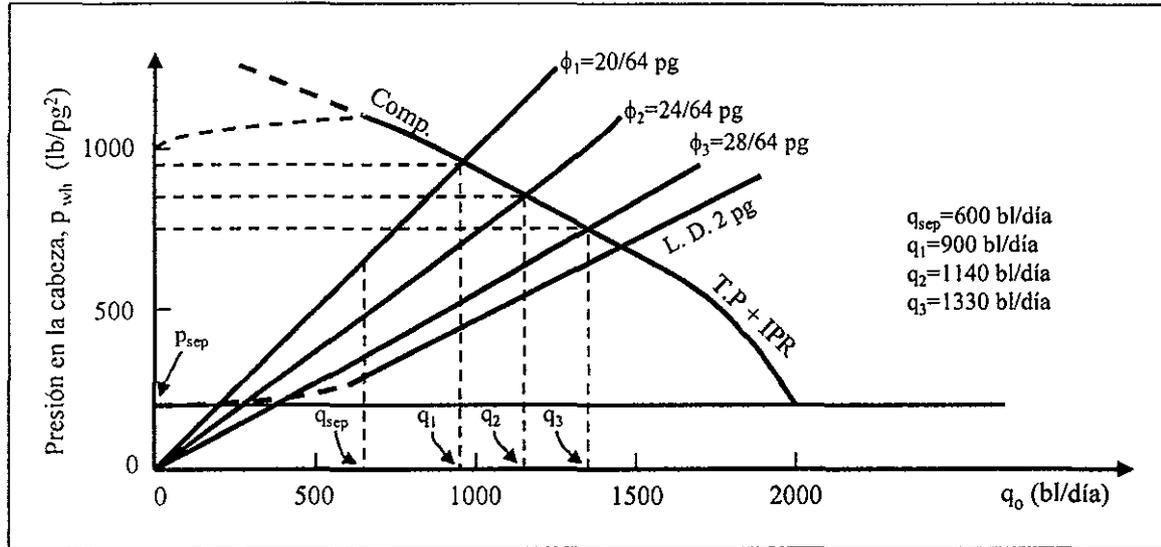


Figura II.31. Efecto del Estrangulador Sobre el Gasto y la Presión en la Boca del Pozo.

Como puede verse, el análisis nodal es de gran utilidad en el estudio del comportamiento de los sistemas de producción, dado que permite analizar cada uno de los componentes del sistema, sin perder de vista que cada uno de éstos forma parte de un todo, y que la modificación de uno, afectará al comportamiento de los otros.

II.2 PROCESO DE DIAGNÓSTICO

II.2.1 Consideraciones Básicas

Para analizar las condiciones de producción, es necesario considerar el sistema de producción, figura II.32, la cual muestra las posibles causas por las cuales se cierra el pozo. La importancia de conocer las causas de la baja productividad de los pozos, radica en determinar un tratamiento adecuado para contrarrestarlas. Esto sólo se logrará si se realiza un buen diagnóstico del pozo⁽²¹⁾.

A continuación se describen tres puntos de consideración en el proceso de diagnóstico:

a) Variación en las Mediciones

La variación en las mediciones es de gran ayuda en la interpretación de datos recolectados para propósitos de diagnóstico. De una sola medición, como lo es una prueba de presión se puede determinar si existen condiciones de daño en un pozo. Si éste presenta daño, no se sabe si ocurrió recientemente o si ha estado presente durante un largo periodo de tiempo; sin embargo, hasta hoy se presentan las consecuencias. Para saber cuando ocurrió el problema es necesario realizar mediciones de varios parámetros periódicamente (RGA, gasto de aceite y de gas, producción de agua, condiciones de presión y temperatura, salinidad del agua, etc.) para detectar las variaciones del comportamiento del pozo. La periodicidad de las mediciones está limitada por el aspecto económico y operativo.

b) Revisión de Archivos

Un análisis preliminar de información concisa será una ayuda significativa para complementar el diagnóstico del pozo. Es por ello que todos los pozos tienen un expediente de todos los problemas que han tenido durante las etapas de perforación y explotación.

c) Selección Económica

Un estudio económico de la inversión necesaria para reparar el daño de un pozo, es un factor de consideración, si se toma en cuenta la rentabilidad del pozo al ser tratado. Este proceso tiende hacia la optimización del dinero invertido en trabajos de perforación, terminación, reparación y estimulación.

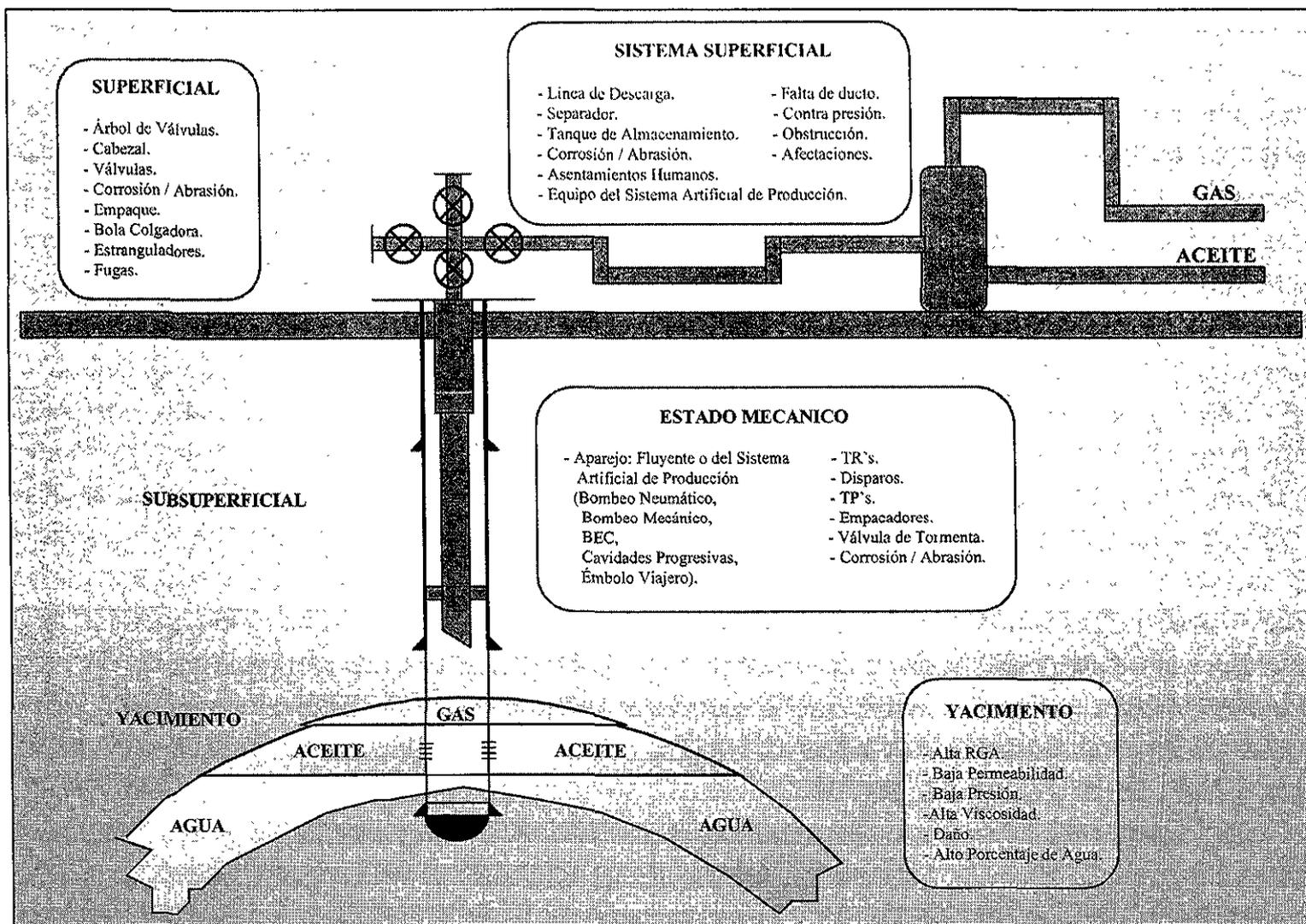


Figura II.32. Conceptualización de un Pozo Cerrado.

La información que se puede utilizar en el proceso de diagnóstico se ha clasificado en tres categorías de acuerdo al tipo de datos, estas son:

❶ Datos de Superficie

- Datos de Producción

Por varias razones la información de producción es más extensa que cualquier otro tipo de información. Del comportamiento de producción de un pozo se puede tener la primera indicación de la existencia de algún problema. Una declinación anormal en el gasto de aceite por lo general está relacionada con cambios graduales o repentinos de altas relaciones gas-aceite y/o agua-aceite. Este análisis puede realizarse por medio de:

Comparación entre Pozos.

Si un grupo de pozos tiene un mismo comportamiento de producción y uno de ellos difiere de este, el pozo en cuestión es candidato a una investigación más detallada.

Potencial de los Pozos según Curvas de Declinación.

El análisis de curvas de declinación de la producción es la mejor herramienta para hacer predicciones del potencial de los pozos. Los tipos más comunes son: Gasto de Producción-Tiempo, logaritmo del Gasto de Producción-Tiempo, Gasto de Producción-Producción Acumulada y logaritmo del Gasto de Producción-Producción Acumulada.

Potencial de los Pozos según Curvas IPR.

Otro procedimiento para poder predecir el comportamiento de la producción de un pozo, es mediante el uso de las curvas de IPR. Una simple comparación de la productividad real del pozo con la esperada, según el comportamiento de la curva de IPR, puede determinar cuándo un pozo es prospecto para una estimulación.

Anomalías en la Producción.

Comportamientos distintos a los que muestran las curvas de declinación de la producción y de IPR pueden indicar la presencia de algún problema. Por ejemplo, una declinación significativa en la producción de aceite acompañada de un incremento en la relación gas-aceite, puede ser debida a una conificación de gas.

Cambios en los Ritmos de Producción.

Si el comportamiento del pozo se desvía repentinamente del pronosticado, puede ser indicativo de que fugas u otro tipo de fallas mecánicas ocasionan el problema. Si el cambio es de manera gradual se tratará de problemas relacionados con la formación.

- Datos de Presión

Presión de Fondo Estática.

La presión de fondo estática puede ser estimada de datos de pruebas de presión si se dispone de suficientes datos.

Presión de Fondo Fluyendo.

La presión de fondo fluyendo puede ser estimada en pozos sin empacadores a partir de la presión en la cabeza del pozo y el gradiente de fluidos en el espacio anular. Otra técnica para determinar la presión de fondo fluyendo es con métodos de flujo multifásico en tuberías verticales, conociendo la presión en la superficie y los gastos de producción.

Cese del Flujo.

Los datos de presión son útiles para hacer estimaciones de la presión a la cual el pozo dejará de fluir.

Presión Superficial.

Los datos de la presión superficial pueden también ser indicadores de problemas que están ocurriendo. Por ejemplo, los cambios de presión en la tubería de revestimiento pueden indicar la presencia de fugas.

- Análisis de los Fluidos Producidos

Análisis del Agua.

Los análisis del agua son usualmente realizados cuando los pozos son perforados por primera vez en una zona. Las características del agua de formación son definidas por estos análisis. Realizar análisis del agua de cada pozo periódicamente, permite detectar la ocurrencia de fugas en tuberías de revestimiento o comunicación interzonal.

Análisis de Hidrocarburos.

Cambios en las propiedades del crudo y gas producidos pueden indicar que existen comunicación interzonal, cambios de RGA y conificación de gas.

- Información Adicional.

Existen otros tipos de información contenidas en los archivos de los pozos que pueden ayudar en la realización del diagnóstico. En adición a las mencionadas, existen reportes de perforación, terminación, reparación y estimulación.

② Datos del Equipo

Los problemas relacionados con el mal funcionamiento del equipo son generalmente mas fáciles de diagnosticar en comparación con los de la formación⁽²¹⁾. Se consideran:

- Mediciones Dinamométricas.

La apropiada interpretación de las cartas dinamométricas proporciona información de las condiciones de bombeo como: fuga a través de válvulas, varillas rotas, compresión de gas, bomba desanclada, fricción excesiva de las varillas con la tubería de producción, etc., que impiden parcial o totalmente que el pozo produzca.

- Pruebas de Nivel del Líquido.

La aplicación más común e importante de determinar el nivel del líquido es en pozos con sistema de bombeo, para determinar la presión de fondo fluyendo, la presión de succión y la presión de fondo estática.

- Pruebas de Fugas en Empacadores.

Si en un empacador se sospecha tener alguna fuga, esto puede ser verificado mediante una prueba hidráulica. Para ello la válvula de la tubería de producción y el pozo deberán estar cerradas. Si el espacio anular está en comunicación con la formación, las presiones en las tuberías de revestimiento y de producción serán las mismas.

- Pruebas a los Sistemas de Bombeo.

Existe una variedad de circunstancias asociadas a sistemas de bombeo que pueden contribuir a la baja productividad del pozo, fugas o taponamientos en la tubería de producción, en válvulas de inyección y líneas superficiales. Los

síntomas de estas circunstancias son reflejados en el comportamiento de la presión superficial y/o la presión en la tubería de revestimiento.

③ Mediciones en el Pozo

Una información adicional útil en el diagnóstico de un pozo son las mediciones realizadas en el pozo. Estas podrían ser divididas en dos partes esencialmente: pruebas de presión y registros de producción⁽²¹⁾.

II.2.2 Proceso de Diagnóstico

Cuando un pozo produce en condiciones no satisfactorias se deben determinar las causas de su baja productividad para establecer el método correctivo más adecuado, el cual depende de la naturaleza del problema y de su rentabilidad económica. Los problemas que ocurren en el sistema integral de producción pueden estar asociados a la formación tales como: baja capacidad de flujo (kh), baja porosidad, baja presión, depósitos orgánicos e inorgánicos, materiales de estimulación, presencia de arcillas, flujo no darciano, etc.; asociados a los fluidos: viscosidad, densidad, saturación, relación gas-aceite y entrada de agua. Otros problemas se relacionan con los disparos (densidad, penetración y arreglo), con el pozo (tubería de revestimiento, calidad del cemento, aparejos de producción, empacadores, válvulas, etc.), con el equipo superficial (árbol de válvulas, cabezal, estranguladores, etc.) y con el equipo de sistemas artificiales⁽³⁾.

Para efectuar la evaluación integral del comportamiento de producción de un pozo, se ha establecido un proceso de diagnóstico⁽³⁾, el cual se ilustra en la figura II.33. Este proceso de diagnóstico para el análisis del sistema integral de producción abarca todos los factores críticos, desde el yacimiento y los elementos subsuperficiales, hasta aquellos que pueden tener su origen en el diseño y condiciones de operación de la *infraestructura superficial de producción*⁽²²⁾. Generalmente los problemas causantes de baja productividad en los pozos no ocurren en forma individual, sino que pueden presentarse uno o varios problemas en forma simultánea o combinados; por tanto, es importante que después de identificarlos sean jerarquizados y elaborar el plan de acción, es decir, diseñar la o las intervenciones que tiendan a remediar el problema y optimizar las condiciones de producción, cuando sea posible.

Con referencia a la figura II.33, es importante que como primer paso sea revisada y validada toda la información disponible en los archivos del pozo. De aquí se define si la información básica es suficiente para realizar el proceso de diagnóstico o bien, es necesario programar la adquisición de información complementaria en el pozo.

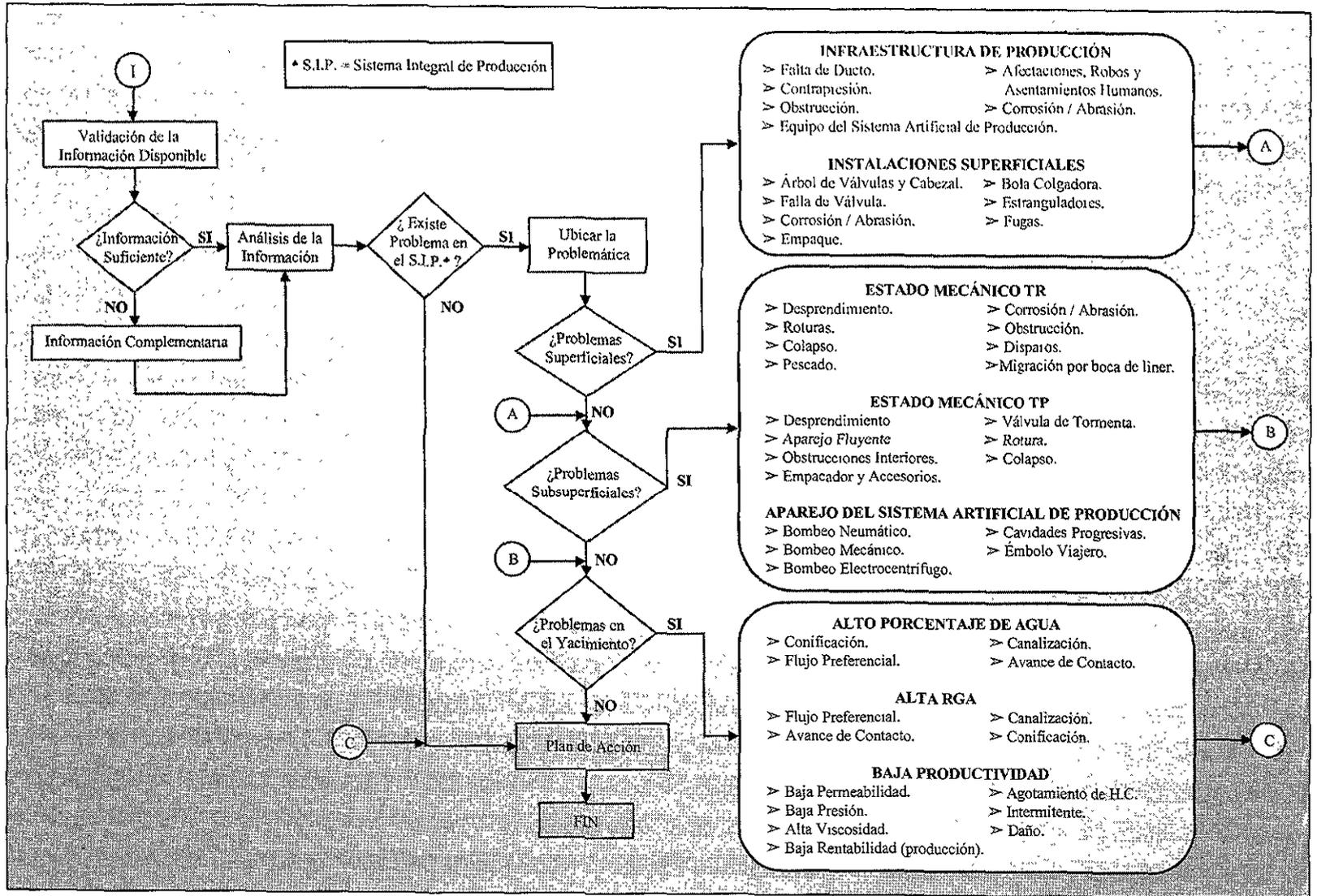


Figura II.33. Proceso de Diagnóstico para el Análisis Integral del Sistema de Producción.

Una vez satisfecho este requerimiento de información, se procede a efectuar su análisis e interpretación, utilizando las técnicas adecuadas: software especializado, métodos de simulación y modelos de interpretación, para determinar con exactitud si existen problemas de baja productividad en los pozos.

La revisión de la información nos proporciona las bases para poder determinar los problemas existentes en el pozo productor, dividiéndose los problemas en: superficiales, subsuperficiales y en el yacimiento.

CAPÍTULO III

ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN Y DEFINICIÓN DE ALTERNATIVAS DE SOLUCIÓN

Para lograr un buen análisis de la información y aplicar adecuadamente el proceso de diagnóstico, descrito en el Capítulo II, es necesario integrar los resultados obtenidos con información del yacimiento, del pozo y del equipo superficial. Esta integración puede efectuarse de acuerdo a una metodología gobernada tanto por la calidad y cantidad de información, como por la experiencia y los criterios del analista.

III.1 INFORMACIÓN DEL YACIMIENTO

III.1.1 Modelo Geológico

El modelo geológico es aquel que representa las condiciones estáticas del yacimiento y debe considerar al conjunto de características litológicas y paleontológicas que definen unidades estratigráficas o estratos, denominados facies. Éstas también incluyen al conjunto de características genéticas reinantes durante el tiempo de depósito.

A partir de estas características litológicas se determina una secuencia de roca, formada durante el tiempo geológico, representada por la columna geológica. Las unidades de roca son ordenadas en secuencia cronológica de la más antigua a la más joven. La columna geológica se refiere a unidades de roca y una escala de tiempo geológico a unidades de tiempo.

Para estudiar e interpretar la columna geológica, así como la identificación, la descripción, la secuencia tanto vertical y horizontal, levantamiento cartográfico y correlaciones de roca se emplea la estratigrafía. Con la estratigrafía se determina la organización sistemática de las rocas de la corteza terrestre tal como se encontraban en su secuencia original, en unidades de acuerdo con las características, propiedades o atributos que la poseen y apoyada con la

correlación se establece cuáles rocas de diferentes regiones son de la misma edad y la secuencia de depósito de las rocas de diferentes edades.

La columna geológica sufre deformaciones al variar su nivel en la corteza terrestre, variaciones producidas por el diastrofismo, ocasionando plegamientos, fallas y dando origen a las estructuras, las cuales conservan sus atributos característicos que identifican algún aspecto del ambiente en que se formó la roca y que se diferencian a los que aparecieron por efecto de una deformación posterior.

Las trampas son la etapa final del diastrofismo que representan receptáculos cerrados y son cuerpos de rocas almacenadoras rodeadas por rocas impermeables, es decir; una trampa es un obstáculo que impide la migración de los hidrocarburos, quedando éstos acumulados en ella. Todas las trampas tienen un cierre estructural que es la distancia vertical entre la curva estructural cerrada más baja y la cima de la estructura. Por tanto, es la distancia máxima vertical en que los hidrocarburos se pueden acumular en el receptáculo.

La interpretación correcta del modelo geológico es la base para determinar las características y propiedades de las heterogeneidades, el modelo debe contener aspectos estructurales y estratigráficos, tal como lo ilustra la figura III.1.

III.1.2 Caracterización Petrofísica

La caracterización petrofísica en un campo petrolero consiste en determinar las características físicas de la roca, tales como: porosidad, saturación, tensión superficial, mojabilidad, presión capilar, permeabilidad, etc. Esta caracterización petrofísica se efectúa a través de métodos indirectos (registros geofísicos, pruebas de presión) y de métodos directos (análisis de laboratorio). Es importante conocer la porosidad efectiva porque los hidrocarburos contenidos en ella, son los que podrán fluir de la roca a la vecindad del pozo. El medio poroso presenta porosidad primaria que es la que se tiene como resultado de los procesos originales de formación y porosidad secundaria que es aquella que se debe a procesos posteriores que experimenta el medio, como disolución del medio calcáreo por corrientes subterráneas, fracturamiento, etc. Como la presión varía con el tiempo y el medio poroso es compresible tiene que tomarse en cuenta la variación de la porosidad con respecto al tiempo.

La figura III.2 es un método directo que muestra el esquema del porosímetro de baja presión, que permite determinar en forma precisa el volumen de sólidos de una muestra, bajo el principio de la ley de Boyle y el volumen de roca aplicando el principio de Arquímedes. El método consiste en la medida del volumen de la muestra a presiones bajas y atmosférica, la porosidad se determina mediante la relación del volumen de roca menos el volumen de sólidos entre el volumen de la roca.

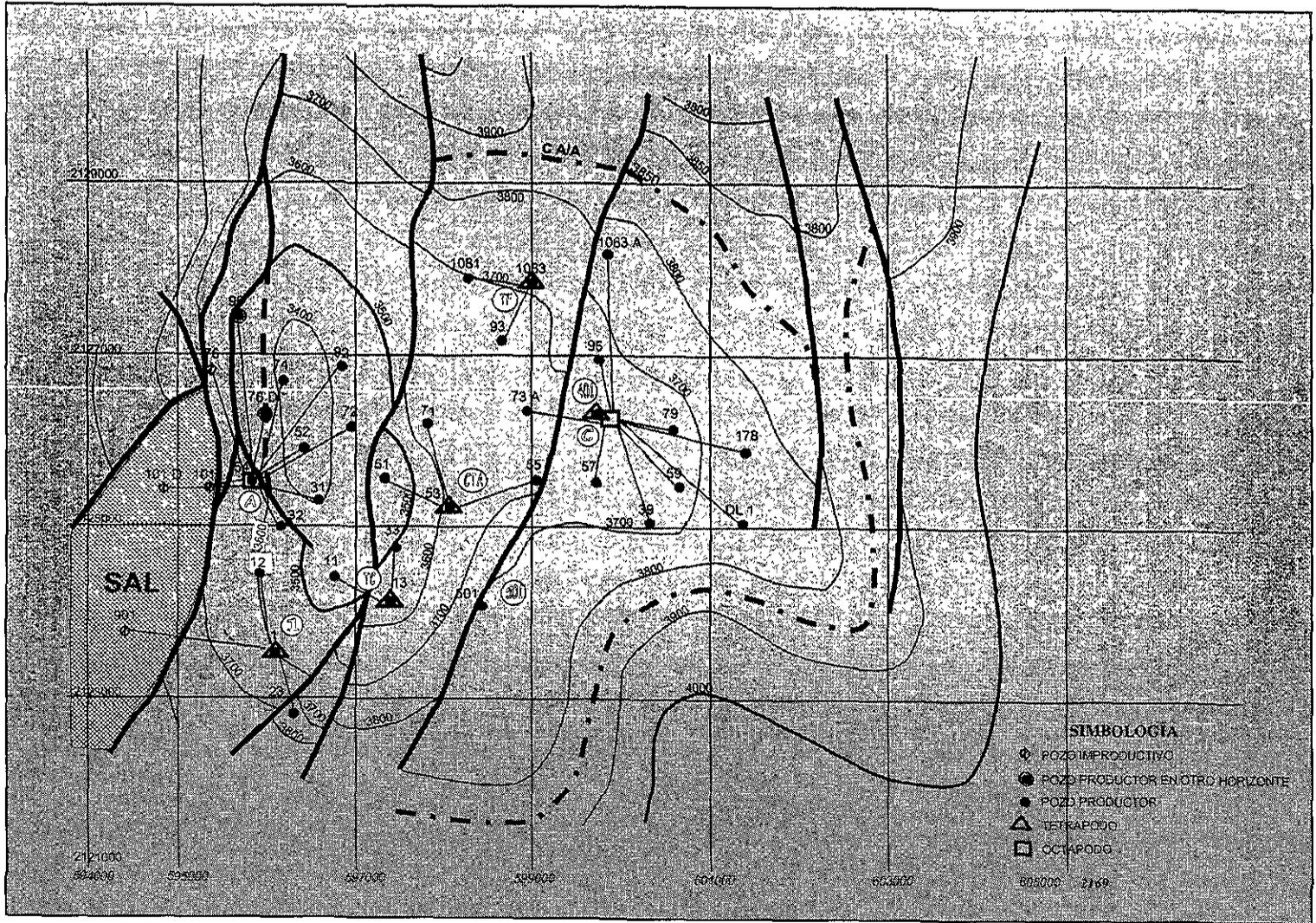


Figura III.1. Plano Estructural de la Formación Brecha del Palbeceno del Campo.

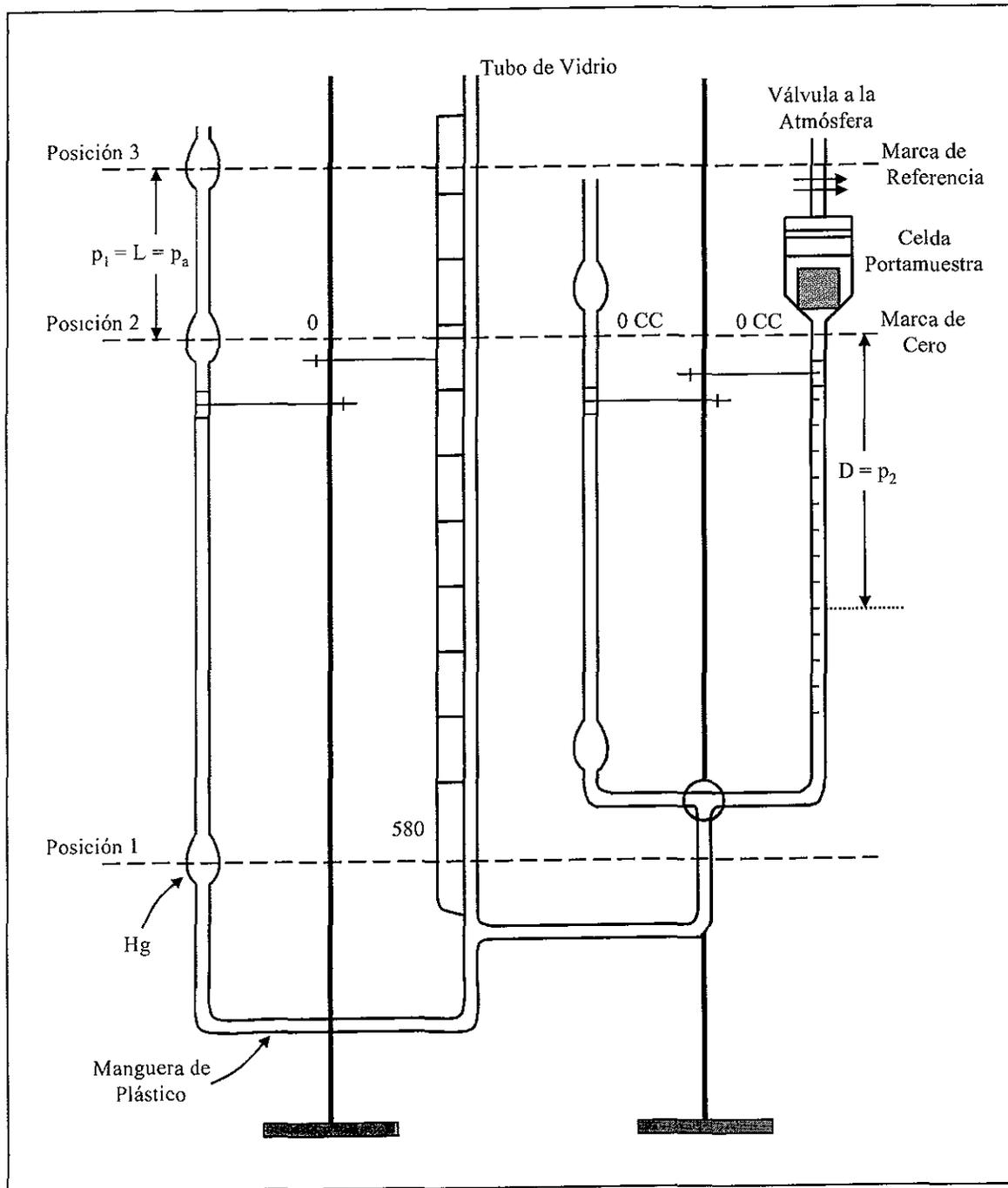


Figura III.2. Diagrama Esquemático del Porosímetro de Baja Presión.

La figura III.3 es un método indirecto que muestra el esquema de un registro procesado de un pozo. Con el calibrador se conoce la calidad del agujero, con el de rayos gamma el volumen de arcilla y con el eléctrico las resistividades de la formación. La saturación de agua se calcula con la ecuación propuesta por Archie.

También se muestra la arcillosidad de la roca, la porosidad, la litología y la composición del sistema poroso que están en función del factor de formación, de la porosidad y del exponente de cementación.

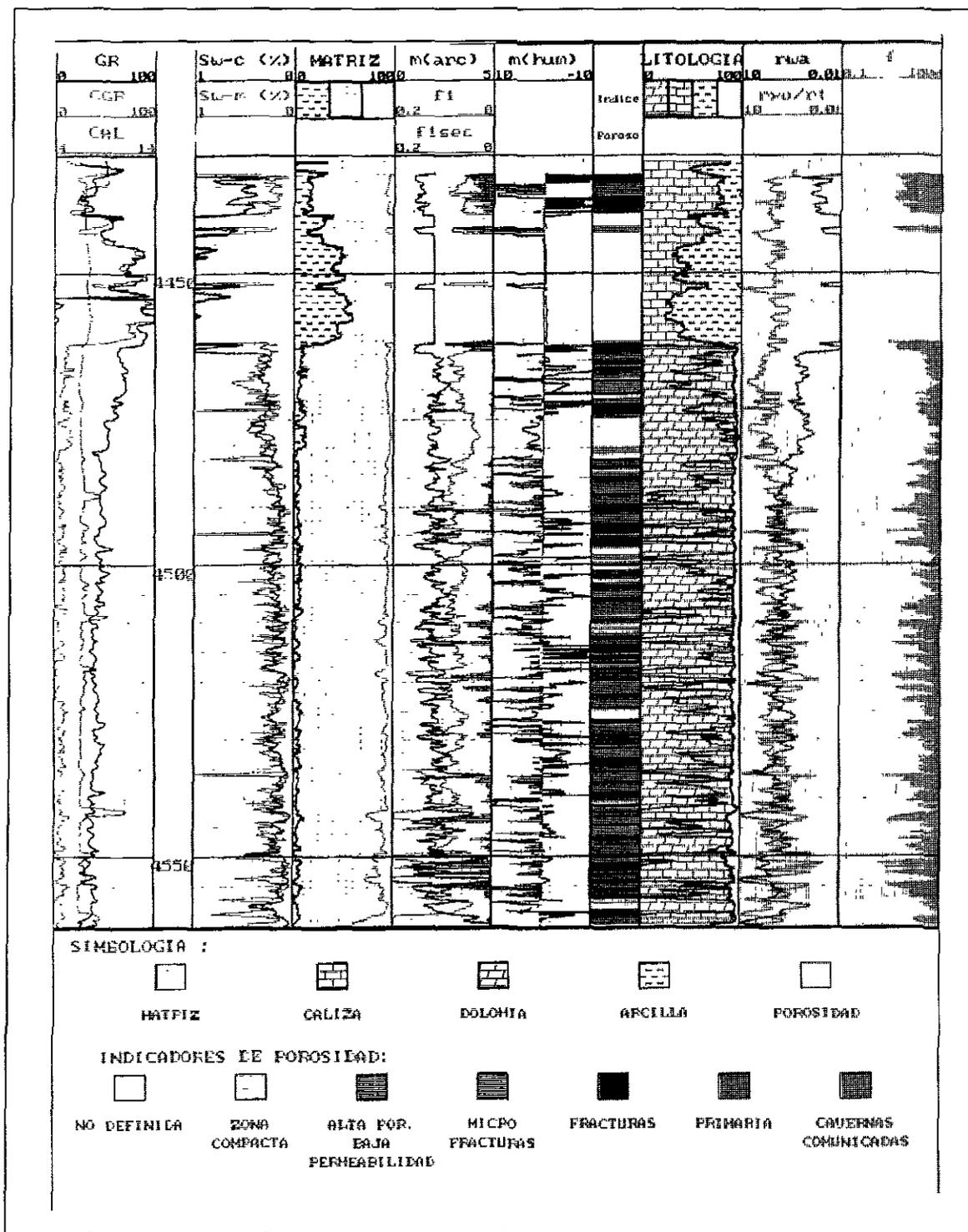


Figura III.3. Registro Procesado a Partir de la Combinación de Varios Registros Geofísicos y Diferentes Métodos de Interpretación.

La permeabilidad absoluta k , puede ser modificada alrededor del pozo, ya sea incrementándola mediante una estimulación o disminuyéndose por daño a la formación, hinchamiento de arcillas o taponamiento de los poros. La figura III.4 es un método indirecto que presenta una curva de presión, con la cual se determinan parámetros de la formación tales como: permeabilidad, factor de daño, modelo de yacimiento, coeficiente de almacenamiento y las características de la fractura en el caso de un modelo de doble porosidad.

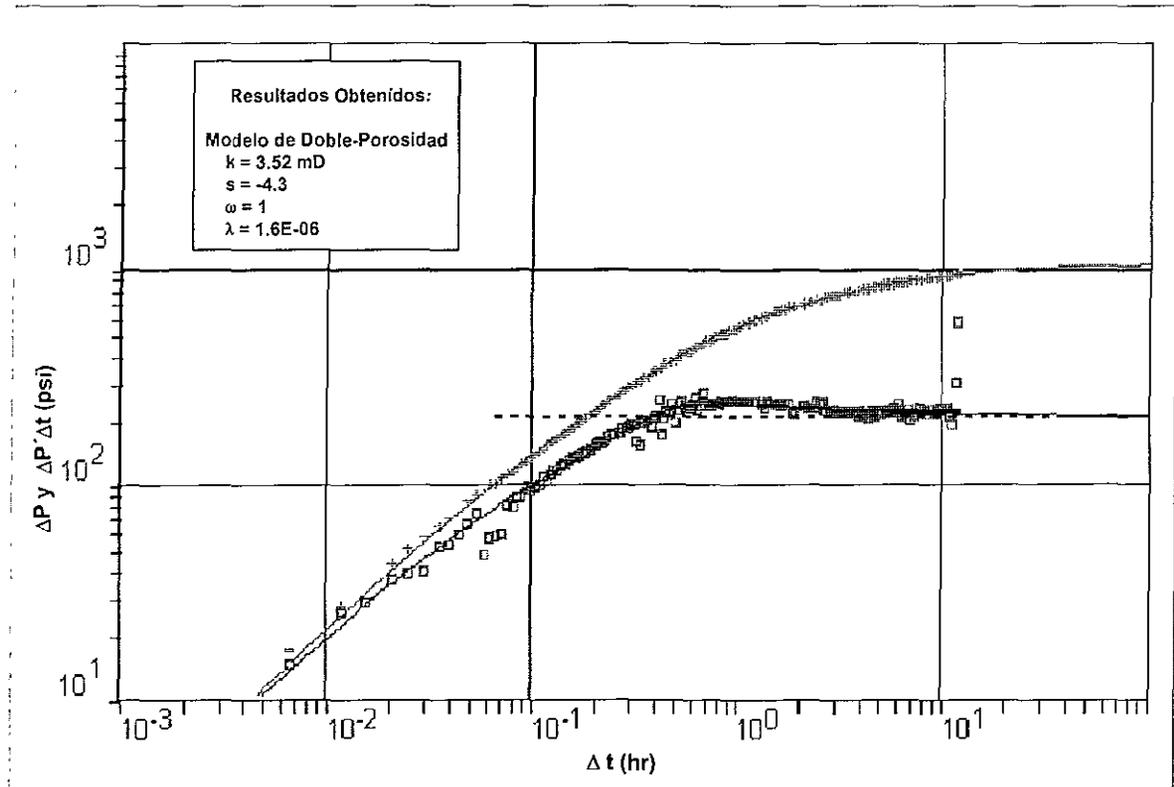


Figura III.4. Análisis de una Prueba de Presión Usando los Datos y su Derivada con Método log-log.

La presión de burbujeo y la presión de rocío son factores importantes que tendrán que considerarse debido a la enorme importancia de la saturación de gas sobre las permeabilidades relativas al aceite. Si la presión en cualquier punto del yacimiento cae abajo de la presión de saturación, se forma la primer burbuja de gas libre y k_{ro} deberá de tender a reducirse. Conforme se va formando y expandiendo el gas libre en el yacimiento la habilidad para fluir de la fase líquida va disminuyendo. Aunque la saturación de gas no pueda ser lo suficientemente grande para permitir el flujo de gas, el espacio ocupado por el gas reduce el área efectiva de flujo del líquido. Las permeabilidades relativas son definidas como la relación de la permeabilidad efectiva de un líquido en particular a la permeabilidad absoluta de la roca, de la manera siguiente:

$$k_{ro} = \frac{k_o}{k} \quad (29)$$

La permeabilidad relativa al gas disminuirá si la saturación del líquido se desarrolla en un yacimiento de gas, ya sea como un resultado de condensación retrógrada o agua de formación en los poros.

El valor de la permeabilidad relativa de cada fase depende de la saturación y su evaluación representa las interacciones roca-fluido y fluido-fluido. La permeabilidad relativa se deberá determinar experimentalmente, siendo alternativas el uso de correlaciones o a partir de datos del pozo. La figura III.5 muestra una gráfica típica de curvas de permeabilidades relativas al agua y al aceite.

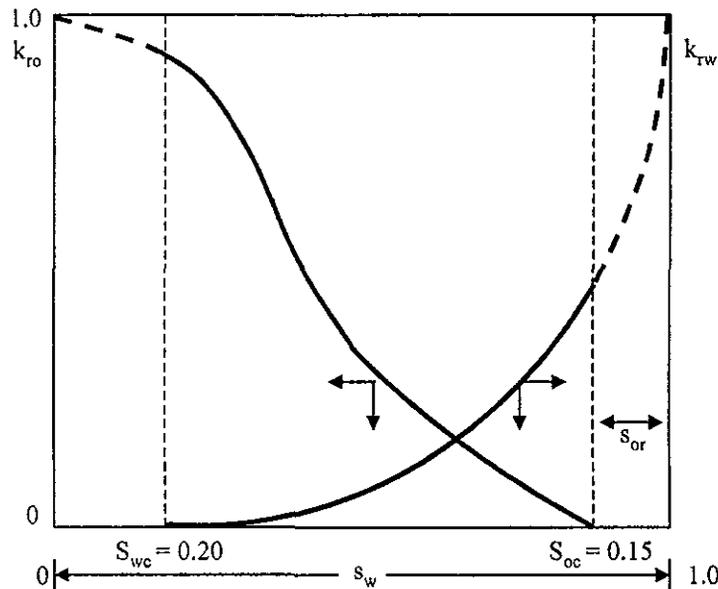


Figura III.5. Permeabilidades Relativas al Agua y al Aceite.

III.1.3 Comportamiento Dinámico

La recuperación de aceite se obtiene mediante un proceso de desplazamiento. El gradiente de presión obliga al aceite a fluir hacia los pozos, pero ese movimiento ocurre solamente si otro material llena el espacio desocupado por el aceite y mantiene en dicho espacio, la presión requerida para continuar el movimiento de los fluidos. En cierto modo el aceite no fluye de los yacimientos, sino que es expulsado mediante un proceso de desplazamiento, siendo los principales agentes desplazantes el gas y el agua.

En un yacimiento bajosaturado, hasta que se alcanza la presión de saturación el proceso desplazante es la expansión del aceite, el agua congénita y la roca, desalojando hacia los pozos productores el aceite contenido en el yacimiento.

La viscosidad de un aceite bajosaturado a temperatura constante disminuirá si la presión disminuye de p_i a p_b . Abajo de p_b , la viscosidad se incrementa conforme el gas se libera, dejando las moléculas pesadas en la fase líquida. La figura III.6 ilustra cualitativamente el comportamiento de la viscosidad del aceite con la presión, a temperatura constante.

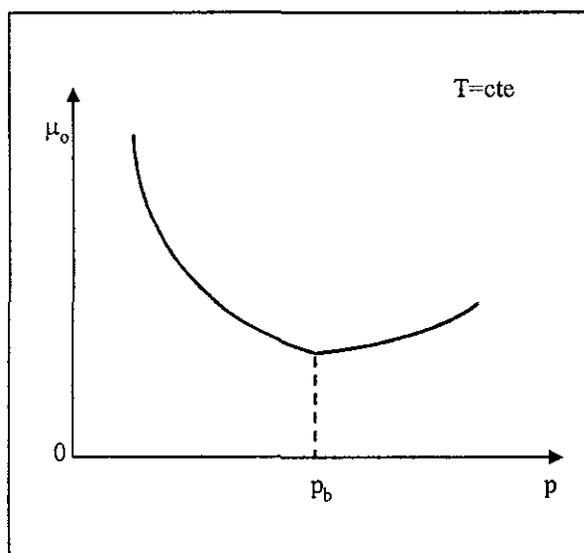


Figura III.6. Comportamiento de la Viscosidad del Aceite

Conforme la presión disminuye en un líquido, el líquido se expande. Cuando se alcanza la presión de burbuja en un líquido el gas saldrá y causará que el aceite se encoja. El comportamiento de B_0 contra la presión a temperatura constante se muestra en la figura III.7.

Cuando en un yacimiento se presenta el empuje de gas libre, ninguna fuente externa está presente, pero está saturado con gas desde su presión inicial y por tanto, el gas libre está presente. Cuando se produce aceite, la capa de gas se expande ayudando a mantener la presión del yacimiento. Pero como la capa de gas se expande, algunos pozos estructuralmente superiores producirán con altas relaciones gas-aceite. Bajo las condiciones primarias la recuperación podrá ser entre 20% y 40% del volumen original.

Cuando se presenta en el yacimiento el empuje de agua, la zona de aceite está en contacto con el acuífero cuya capa suministra el material para reemplazar el aceite y gas producido. El agua que aparece puede venir desde la expansión del agua congénita o desde el acuífero que está conectado al yacimiento.

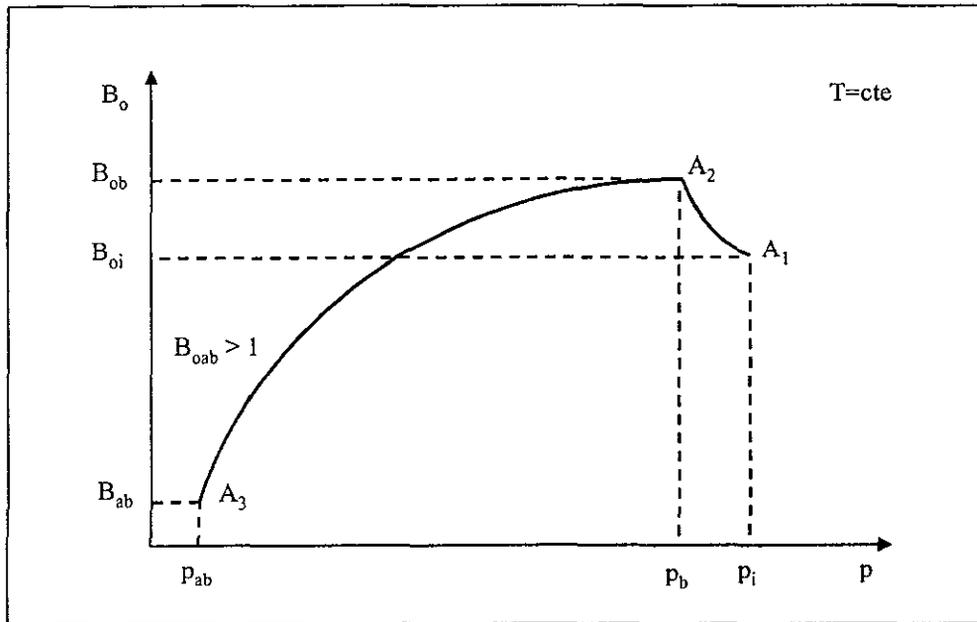


Figura III.7. Comportamiento del Factor de Volumen del Aceite.

El aceite es bajosaturado inicialmente, si la presión declina por abajo de la p_b , se formará una capa de gas libre y el mecanismo de empuje por gas disuelto también estará presente contribuyendo a la energía para la producción. La recuperación que se espera para este tipo de empuje varía entre 35% y 45% del volumen original.

La segregación gravitacional es la tendencia del aceite, gas y agua a distribuirse en el yacimiento de acuerdo a sus densidades. En un yacimiento bajo condiciones favorables de segregación, gran parte del gas liberado fluirá a la parte superior del yacimiento, en vez de ser arrastrado a los pozos por la fuerza de presión, contribuyendo así a la formación o agrandamiento del casquete de gas y aumentando la eficiencia total de desplazamiento. La recuperación en estos yacimientos, es sensible al ritmo de producción, mientras menores sean los gastos, menores serán los gradientes de presión y mayor la segregación.

Sin embargo, la mayoría de los yacimientos quedan sometidos durante su explotación a más de uno de los mecanismos de desplazamiento mencionados.

Un yacimiento ideal se comporta inicialmente como productor por empuje de gas disuelto. Después de un periodo de producción, la capa de gas asociado actúa efectivamente y contribuye substancialmente a desplazar el aceite. Posteriormente, después de una extensa extracción, la presión del yacimiento caerá lo suficiente como para establecer la entrada de agua del acuífero, de modo que el empuje por agua se presentará como parte importante del mecanismo de desplazamiento.

III.2 INFORMACIÓN DEL POZO

III.2.1 Geometría

El estado mecánico del pozo está integrado por los dispositivos del pozo como son: tuberías de revestimiento, empacadores, tuberías de producción, válvulas, etc., los cuales deben de funcionar de la mejor manera. Estos dispositivos se muestran en la figura II.1. El estado mecánico del pozo es resultado de la aplicación de diferentes tecnologías para proporcionar la mejor comunicación con el yacimiento, permitiendo un control efectivo de la formación productora, incluyendo la posibilidad de una reparación especial como la estimulación y en operaciones de terminación para tratar de evitar problemas en la producción.

Para lograr lo anterior, es necesario que durante la etapa de perforación se introduzcan varias tuberías de revestimiento para alcanzar el intervalo productor y junto con el cemento tienen las siguientes funciones:

- Evita los derrumbes de las paredes del pozo.
- Previene la contaminación de los acuíferos dulces de la intrusión de fluidos del pozo.
- Impide la contaminación proveniente de zonas problemáticas (ácido sulfhídrico, formaciones salinas, etc).
- Confina la producción del intervalo seleccionado al aislar la zona productora del agua del yacimiento.
- Suministra un medio para la instalación del equipo de control del pozo.
- Permite la instalación de equipo para la terminación del pozo o para su producción a través de sistemas artificiales de producción.

III.2.2 Terminación e Intervenciones

La terminación en un pozo petrolero es el conjunto de operaciones que se realizan para comunicar la formación productora con el pozo, mediante la perforación de la tubería de explotación, que es la que aísla la zona productora.

La función primordial de la terminación de un pozo es obtener la producción óptima de hidrocarburos al menor costo. Para esto deben emplearse técnicas y equipos adecuados a las características del yacimiento (tipo de formación, mecanismos de empuje). En la planeación no sólo se deben considerar los costos iniciales y la producción en la etapa fluyente de la vida productora del pozo, sino las condiciones del pozo a largo plazo, previendo las futuras reparaciones y la instalación de sistemas artificiales de producción.

Para elegir el correcto sistema de terminación deberá considerarse la información recabada, indirecta o directamente, durante la perforación, a partir de: muestras de canal, núcleos, pruebas de formación, de producción, análisis petrofísicos, análisis PVT y los registros geofísicos de explotación.

En muchos casos el flujo de entrada en un pozo está controlado, más por la eficiencia de la terminación, que por las características reales del yacimiento.

Básicamente hay tres tipos de terminación que pueden hacerse en un pozo, dependiendo del tipo de pozo, la profundidad del pozo y el tipo de yacimiento o formación. Las terminaciones pueden ser:

- Pozo en agujero descubierto,
- Pozo en agujero ademado,
- Pozo en agujero reducido revestido (TR corta).

Es importante seleccionar adecuadamente el intervalo productor de un pozo para ello es necesario recopilar y analizar toda la información disponible del yacimiento (modelo geológico). La selección es función del tipo de yacimiento, del empuje que pueda prevalecer y de las propiedades del sistema roca-fluido del yacimiento. La determinación de la variación de las saturaciones de fluidos con la profundidad y el espesor de la zona de transición, es esencial en la selección del intervalo productor y permite evitar la producción de gas o de agua.

Los intervalos se seleccionan considerando los valores de porosidad y saturaciones de agua obtenidos de registros; y conociendo la geología del yacimiento y los mecanismos de desplazamiento que participan, en forma natural o artificial, durante la explotación futura de los hidrocarburos.

Disparar es la más importante de todas las operaciones en la terminación de los pozos con tubería de revestimiento, ya que comunica al yacimiento con el pozo.

Para evaluar y optimizar la producción y la recuperación de cada zona es esencial obtener una comunicación adecuada entre el fondo del pozo y las zonas de interés, así como un buen aislamiento de dichas zonas.

La densidad de los disparos generalmente depende del ritmo de producción requerido, de la permeabilidad de la formación y la longitud del intervalo disparado.

Para pozos con alta producción de aceite y gas, la densidad de los disparos debe permitir el gasto deseado con una caída de presión razonable. En los pozos que serán fracturados, los disparos se planean para permitir la comunicación con todas las zonas deseadas. En tuberías de revestimiento de diámetro pequeño debe de hacerse una selección adecuada de la carga de los disparos debido a que puede agrietar la tubería de revestimiento. También el cemento puede fracturarse severamente, siendo necesario efectuar cementaciones forzadas para controlar la

producción indeseable de agua o de gas. Los coples de las tuberías de revestimiento pueden dañarse al efectuar múltiples disparos sobre ellos.

Después de la terminación del pozo, si se le realiza alguna modificación es llamada como intervención, entre las cuales se tienen: cambio de válvula de tormenta, cambio de aparejo de producción, estimulación, toma de información, cambio de ½ árbol de válvulas, cambio de intervalo, etc.

III.2.3 Tuberías de Producción

El elemento principal del equipo subsuperficial es la tubería de producción, la cual permite que fluyan los hidrocarburos desde el fondo del pozo hasta la superficie, como lo muestra la figura III.8.

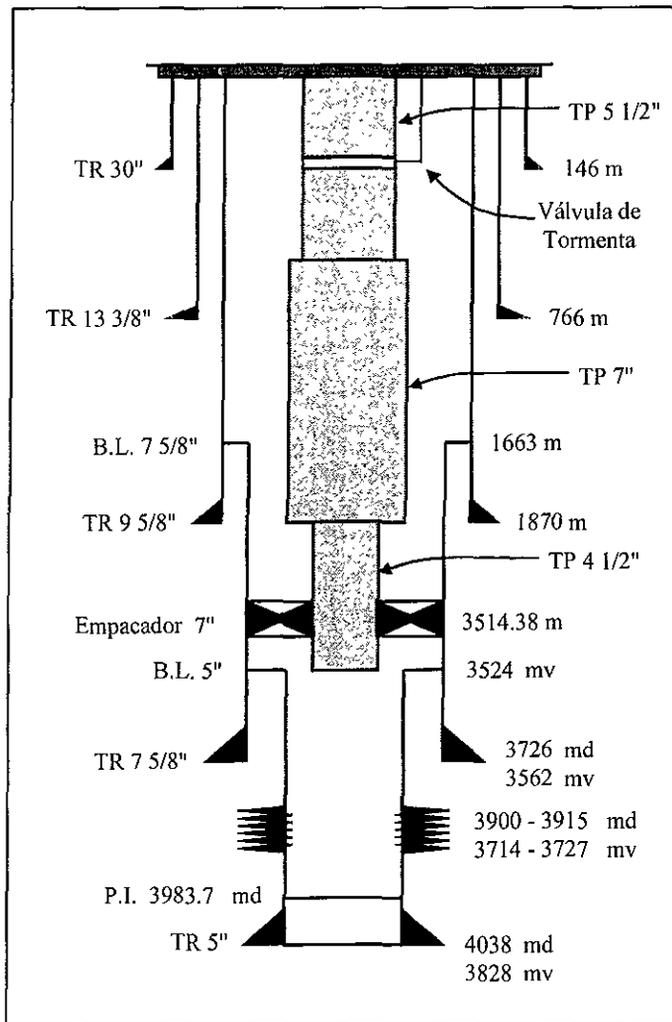


Figura III.8. Arreglo de Tuberías de Producción (5 1/2" - 7" - 4 1/2") instaladas en un pozo.

Para proporcionar un cierre o aislamiento del espacio anular, entre la tubería de producción y la tubería de revestimiento, se utilizan empacadores. De esta manera, se logra prevenir el movimiento de fluidos, ocasionado por una presión diferencial en el área de cierre o sello. Cuando sea necesario controlar los ritmos de producción y estabilizar la relación gas-aceite, es posible colocar estranguladores de fondo en la parte inferior del aparejo.

Para que exista un buen funcionamiento del equipo subsuperficial se cuenta con accesorios como: niples de asiento, válvula de seguridad, válvulas de circulación, junta de expansión, unidades de sello (multi-V), junta de seguridad, coples de flujo y juntas de abrasión.

III.3 INFORMACIÓN SUPERFICIAL

III.3.1 Cabezal del Pozo

Con el propósito de controlar la producción y dar acceso a la tubería de producción se instala el cabezal del pozo, el cual está constituido por conexiones de válvulas y otros accesorios. La figura III.9 muestra el árbol de válvulas, que se conecta en las tuberías de revestimiento en la parte superior, que a la vez que las sostiene, proporciona un sello entre ellas.

Entre los accesorios se cuenta con: cabezales de tuberías de revestimiento que soportan las tuberías de revestimiento y proporcionan un sello entre ellas; colgador de tubería de revestimiento; cabezales de tubería de producción que soportan la tubería de producción y proporcionan un sello entre ésta y la tubería de revestimiento; colgador de tubería de producción que proporciona un sello entre la tubería de producción y el cabezal de la tubería de producción; válvula maestra, que controla todo el sistema con capacidad suficiente para soportar las presiones máximas del pozo, también permiten el paso de diferentes herramientas, tales como empacadores, pistolas para disparos de producción, etc.; otros accesorios son válvula de seguridad en pozos marinos se conocen como válvula de tormenta, válvula de compuerta, válvula de globo, válvula macho, válvula check y válvula de control.

El cabezal del pozo sirve para tener un control sobre el pozo y poder tomar información cuando sea necesario la presión del pozo cerrado y la de flujo a boca de pozo. Asimismo, para efectuar operaciones posteriores a la terminación, tales como: desparafinamiento, registro de presiones de fondo fluyendo y cerrado, disparos, etc.

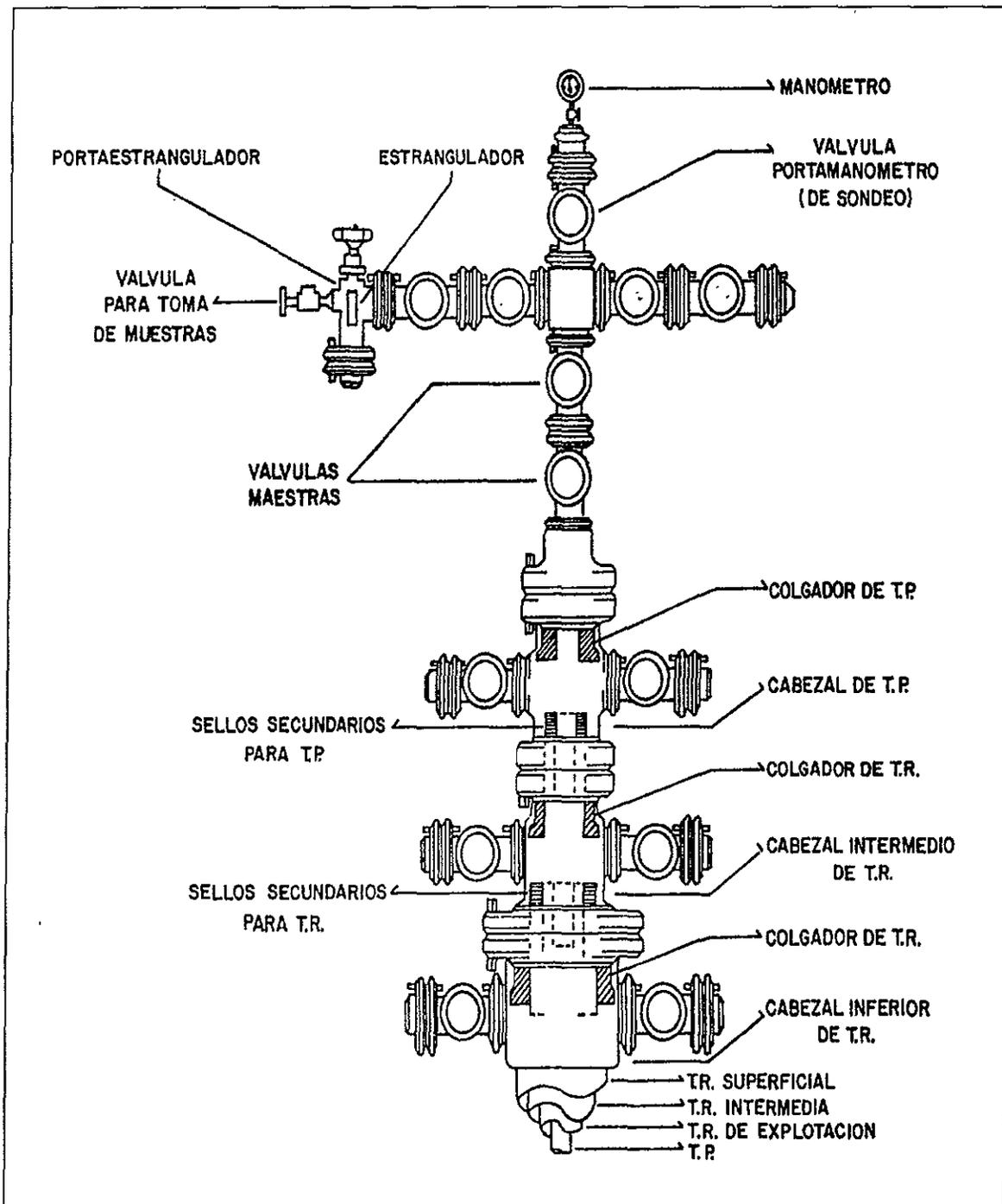


Figura III.9. Árbol de Válvulas

III.3.2 Estranguladores

Para interpretar apropiadamente el comportamiento de un pozo fluyente, se debe conocer el efecto que causan los estranguladores superficiales. Prácticamente todos los pozos fluyentes utilizan alguna restricción superficial con el propósito de regular el gasto. Solamente muy pocos pozos producen sin ninguna restricción con el objeto de obtener un gasto máximo de producción. La función de un estrangulador en la línea de descarga es regularizar el flujo, manteniendo el gasto y la presión en la cabeza del pozo tan constante como sea posible. Entre los estranguladores más comunes se tienen: estrangulador positivo y estranguladores ajustables.

La ecuación de Gilbert es la más utilizada en los cálculos concernientes al flujo multifásico a través de estranguladores superficiales.

III.3.3 Líneas de Descarga

Para que la producción de hidrocarburos desde el cabezal del pozo fluya hacia los separadores, se realiza a través de la línea de descarga en la cual el tendido está determinado por la topografía del terreno.

Para alcanzar la máxima eficiencia de operación en la línea de descarga, es necesario predecir el comportamiento de la presión en la misma, con la finalidad de obtener la máxima producción con las menores pérdidas de energía. Estas presiones pueden ser determinadas por medio de cálculos matemáticos mediante las correlaciones de flujo multifásico o modelos mecanísticos tomando en cuenta: la longitud y diámetro de la tubería de descarga, grado de inclinación, regímenes de flujo, propiedades de los fluidos producidos, condiciones de presión y temperatura, etc. Otro método que se emplea para determinar estas presiones es mediante las curvas de gradiente de presión¹, que se utilizan en los casos en los que no se cuenta con una computadora que permita la aplicación de alguna correlación, y que requiera de una solución inmediata.

III.3.4 Separadores

Para la separación de los hidrocarburos, procedentes de yacimientos de aceite, el equipo utilizado es el separador. Este puede ser de dos fases (líquido y gas) o de dos fases con tres fluidos (aceite, gas y agua). Estos separadores además de separar las fases líquida y gaseosa, separan el líquido en aceite y agua no emulsionada en el aceite. Sin embargo, para separar el agua del aceite, ha sido más exitoso utilizar equipos conocidos como eliminadores de agua.

Entre los separadores de dos fases, existen 3 diferentes tipos de acuerdo a su forma: verticales, horizontales y esféricos, la figura III.10, muestra el esquema de un separador horizontal convencional. Para facilitar la selección del tipo de separador más adecuado, de acuerdo con las características de los fluidos a manejar se deben de considerar también: eficiencia de separación, capacidad, costo por capacidad de operación, inspección y mantenimiento, etc.

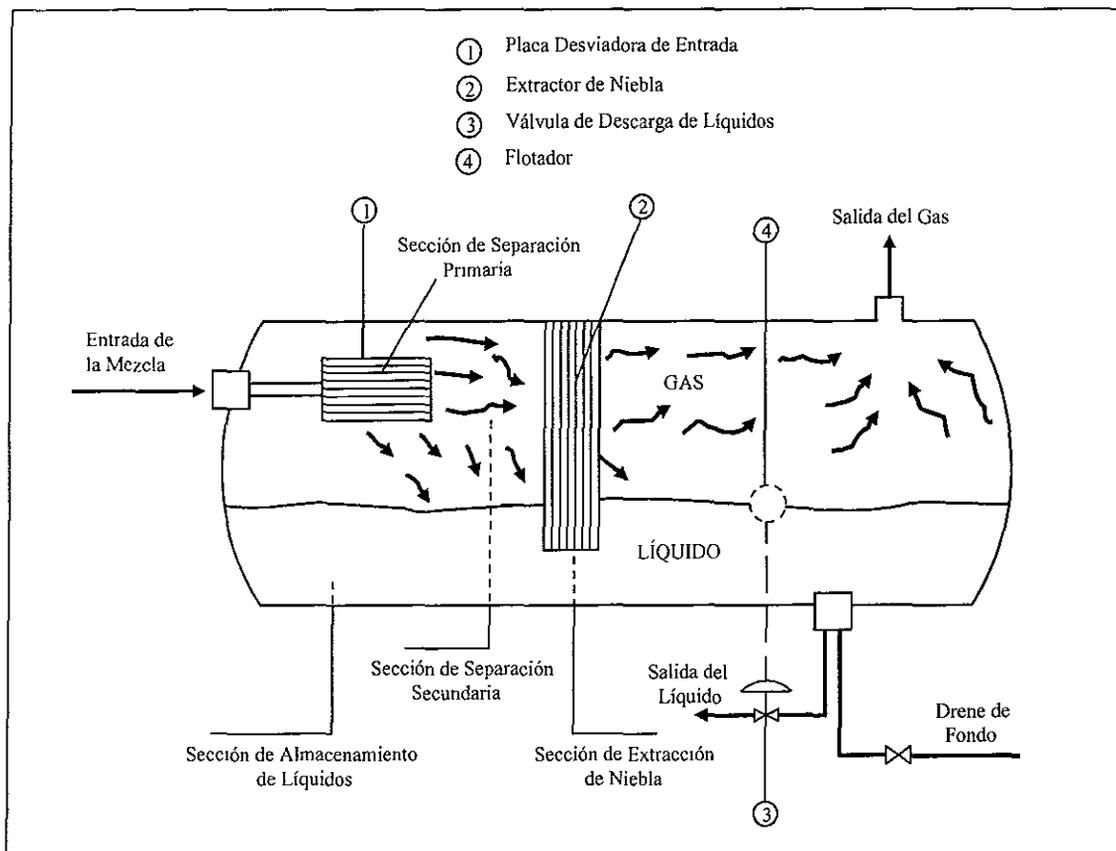


Figura III.10. Esquema de un Separador Horizontal.

III.4 ALTERNATIVAS DE SOLUCIÓN

III.4.1 Análisis Nodal

Como se detalló en el Capítulo II, un análisis nodal se utiliza para evaluar efectivamente un sistema integral de producción. Es necesario considerar todos los componentes en el pozo, comenzando con la presión estática (p_{ws}) y finalizando con la presión en el separador (p_{sep}). Esto incluye el flujo a través del medio poroso, a través de las perforaciones y terminaciones, flujo ascendente en la sarta de tuberías de producción pasando por una posible restricción de fondo y/o válvula de seguridad, y flujo en la línea horizontal a través del estrangulador superficial y el separador⁽¹⁾.

Los nodos de solución pueden ser adecuadamente seleccionados para mejorar el efecto de ciertas variables, tales como la capacidad de flujo del yacimiento, los disparos, las restricciones, las válvulas de seguridad, los estranguladores superficiales, la sarta de tubería de producción, las líneas de flujo y las presiones de separación, como se ilustra en la figura II.23.

Un medio efectivo de analizar un pozo, haciendo cambios recomendados o planeando adecuadamente la estructura de un nuevo pozo, puede ser a través del análisis nodal del sistema⁽¹⁾.

De esta manera, es posible identificar las alternativas de solución al problema de baja productividad de los pozos⁽¹⁾.

Normalmente en los yacimientos de alto potencial, después de un tiempo de explotación, la productividad de los pozos empieza a declinar principalmente por el abatimiento de la presión y por distintos factores que pueden alterar severamente las condiciones de producción⁽²³⁾. Cuando ésto sucede, es conveniente aplicar una alternativa de solución entre las cuales se tienen: recuperación secundaria, sistemas artificiales de producción, estimulación y fracturamiento.

La figura III.11 muestra un pronóstico de producción de un campo, en el cual se grafica el gasto de aceite y la producción acumulativa con respecto al tiempo, ilustrando el comportamiento que se tendría con flujo natural y considerando las alternativas de inyección de agua y bombeo neumático continuo⁽²³⁾.

Es evidente que la selección de las soluciones a un problema y el orden de su aplicación debe basarse en el aspecto económico, en el que se comparan los incrementos en la producción, al aplicar una alternativa, con la inversión que sea necesario realizar.

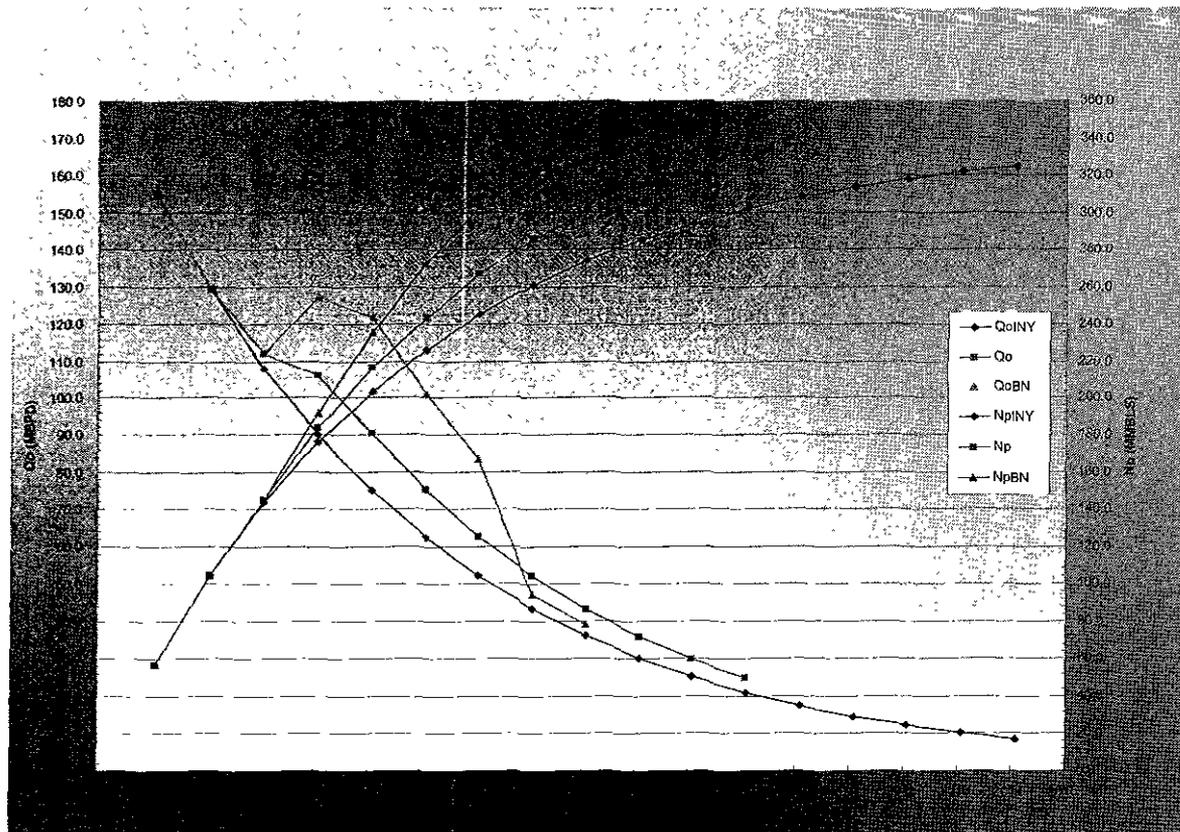


Figura III.11. Diferentes Alternativas de Explotación para un Campo.

III.4.2 Estimulaciones

La estimulación de un pozo es el proceso mediante el cual se restituye o se crea un sistema extensivo de canales en la roca productora de un yacimiento, para facilitar el flujo de fluidos de la formación al pozo, o de éste a la formación. La función de una estimulación es: para pozos productores, incrementar la producción de hidrocarburos; para pozos inyectores, aumentar la inyección de fluidos como agua, gas o vapor. Tal es la importancia de la estimulación de pozos que se puede asegurar que no existe pozo en el mundo en el que no se haya aplicado uno o más de estos procedimientos; aún más, muchos pozos existen como productores comerciales debido precisamente a tratamientos de estimulación.

En la figura III.12 se muestra el análisis de sensibilidades con respecto al daño, si se reduce el daño a un valor negativo de 3 se incrementa notablemente la producción del pozo, recomendándose un tratamiento de estimulación.

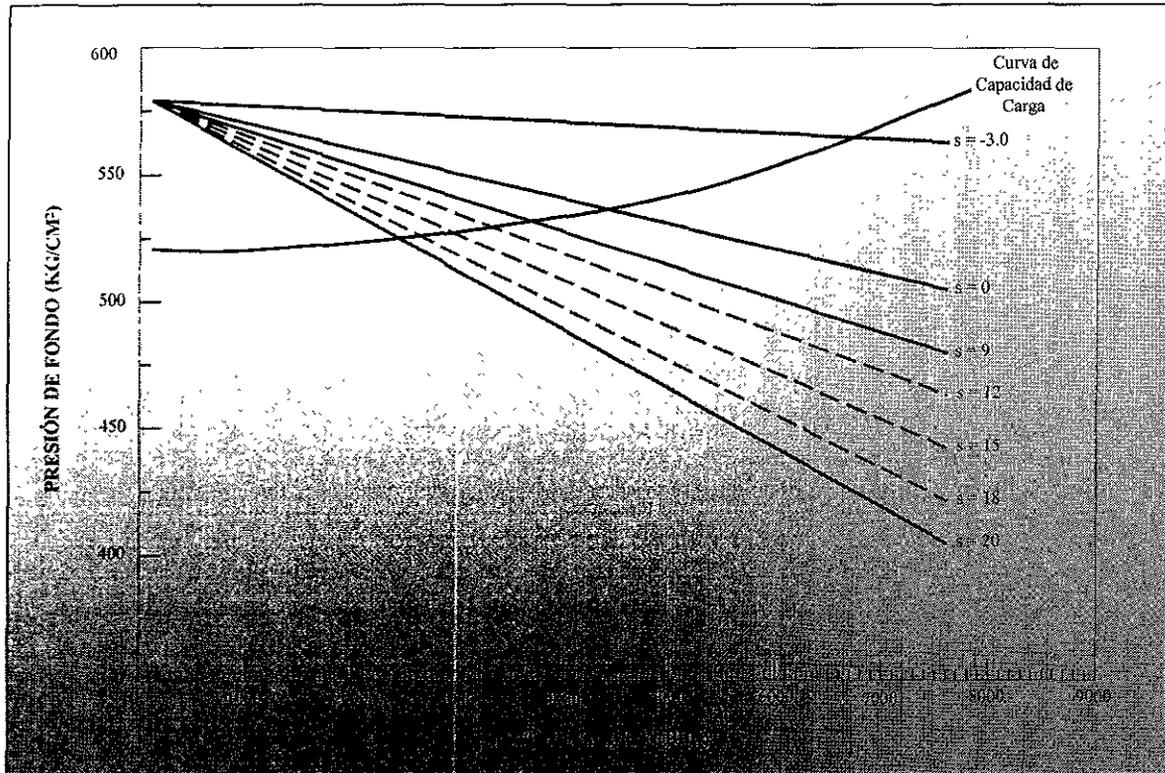


Figura III.12 Análisis de Sensibilidad de Daño, Recomendando Estimular el Pozo.

Los pozos requieren comúnmente de estimulación al inicio de su explotación, debido al daño ocasionado durante la perforación y la terminación, es obvio que la condición de daño debe de ser removida antes que el pozo produzca a su potencial natural. La remoción es la función de las estimulaciones matriciales consistiendo en la inyección a gasto y presión bajas de pequeños volúmenes de soluciones de estimulación. Dependiendo de la interacción entre estas soluciones y el tipo de daño presente en la roca, la estimulación matricial puede ser:

- Estimulación matricial no reactiva (o no ácida), en la cual los fluidos de tratamiento no reaccionan químicamente con los materiales sólidos de la roca. En este caso se utilizan principalmente soluciones oleosas o acuosas, alcoholes o solventes mutuos, con aditivos, principalmente los surfactantes. Estas estimulaciones comúnmente se emplean para remover daños por bloqueo de agua, aceite o emulsión; daños por pérdida de lodo, por depósitos orgánicos, etc.
- Estimulación matricial reactiva, en la cual los fluidos de tratamiento reaccionan químicamente disolviendo materiales que dañan la formación y los propios sólidos de la roca. En este caso se utilizan los sistemas ácidos. Esta estimulación se emplea para remover algunos tipos de daño como los daños ocasionados por partículas sólidas (arcillas), precipitaciones inorgánicas, etc.

En algunos casos, principalmente en formaciones de alta productividad, la estimulación matricial reactiva se utiliza no sólo para remover el daño, sino también para estimular la productividad natural del pozo, a través del mejoramiento de la permeabilidad de la formación en la vecindad del pozo. En este caso se tienen técnicas de acidificación matricial en arenas y areniscas y en rocas calcáreas.

El éxito de la estimulación matricial depende primordialmente de la selección apropiada del fluido de tratamiento. El proceso de selección de un fluido es en lo general muy complejo, debido a muchos parámetros involucrados que varían ampliamente, como son: el tipo de daño, las características de la formación, las condiciones del pozo, el criterio económico, etc.

III.4.3 Fracturamientos

Cuando el análisis de sensibilidad indica que se puede reducir el daño a valores de $s=-5$, es posible proponer un tratamiento de fracturamiento, como se muestra en la figura III.13, obtenida de una simulación considerando diferentes valores de daño(s).

La estimulación por fracturamiento, se divide en dos métodos los cuales son:

- El fracturamiento con ácido, consiste en inyectar ácido a la formación a una presión suficientemente alta para fracturar la formación o abrir las fracturas existentes. La estimulación se logra cuando después del tratamiento permanece abierto un canal o serie de canales altamente permeables. Este canal se forma por la reacción del ácido sobre las paredes de la fractura soluble en ácido. Se formará una fractura de alta conductividad.

En este fracturamiento es necesario definir la geometría de la fractura, calcular la temperatura del fluido, determinar la penetración del ácido en la fractura y calcular el incremento en la productividad originado por la reacción del ácido con las paredes de la fractura. El fracturamiento con ácido es la técnica más usada para estimular las formaciones calcáreas.

- El fracturamiento hidráulico, es un método de estimulación que permite aumentar considerablemente la producción de los pozos. El procedimiento consiste en aplicar presión a la formación hasta lograr su ruptura. El fluido utilizado para transmitir la presión hidráulica, denominado fluido fracturante, penetra a la formación, ampliando y extendiendo la fractura. La consideración más importante en la selección de un fluido fracturante es su compatibilidad con la roca del yacimiento y sus fluidos. Junto con el fluido fracturante se introduce a la formación un agente sustentante, a fin de mantener abierta la

fractura al terminar el tratamiento y establecer un conducto de alta permeabilidad entre la formación y el pozo. Los sustentantes que se utilizan generalmente son arenas de sílice, fragmentos de cáscara de nuez arredondados y perlas de vidrio de alta resistencia a la compresión. El sustentante se adiciona al fluido fracturante, cuando la fractura en la pared del pozo es suficientemente amplia para permitir su introducción libremente, sin que se arene el pozo.

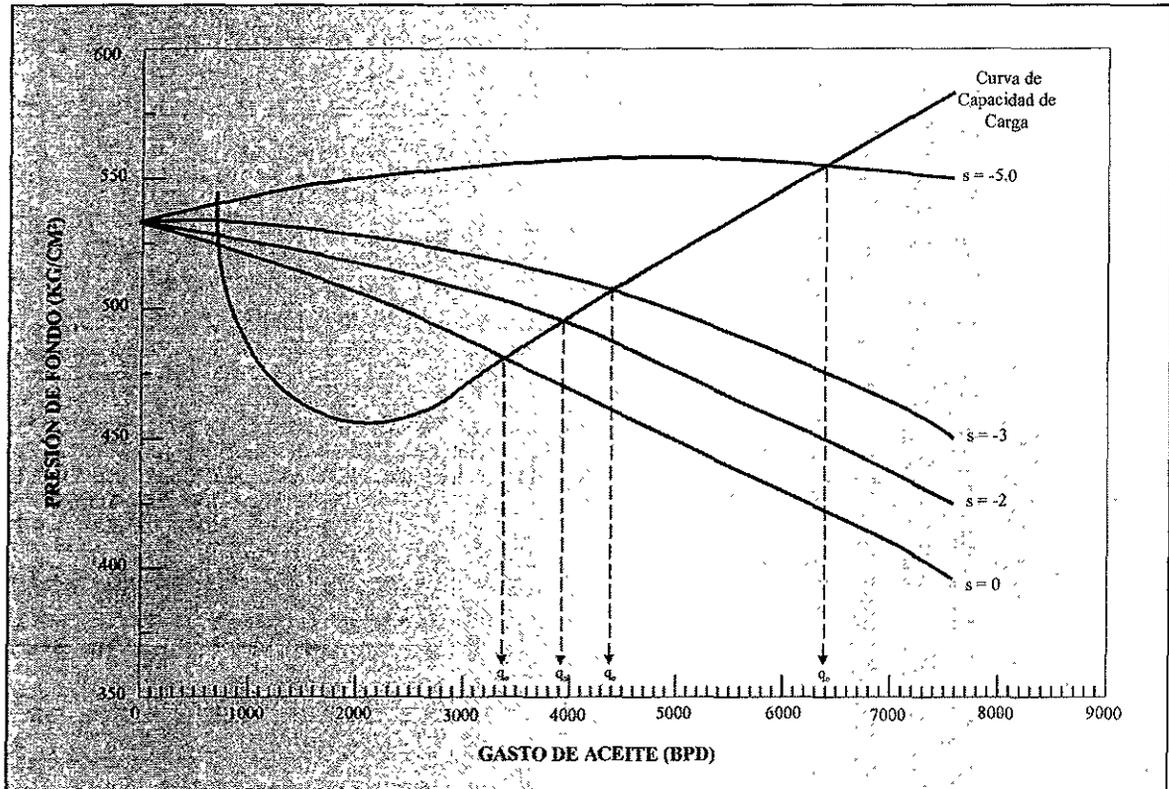


Figura III.13 Análisis de Sensibilidad de Daño, Recomendando Fracturar el Pozo.

Los dos tipos básicos de estimulación son caracterizados por los gastos y presiones de inyección. Gastos de inyección a presiones inferiores a la presión de fractura caracterizan a la estimulación matricial, mientras aquellos gastos a presiones superiores a la presión de fractura, caracterizan a la estimulación por fracturamiento. Para definir estos rangos de gasto y presión es común realizar, previo a cualquier estimulación, pruebas de admisión o inyección en el intervalo productor, definiendo a través de las mismas el comportamiento de la presión al incrementar el gasto de inyección. La figura III.14 ilustra el comportamiento típico de la presión durante una prueba de inyectividad.

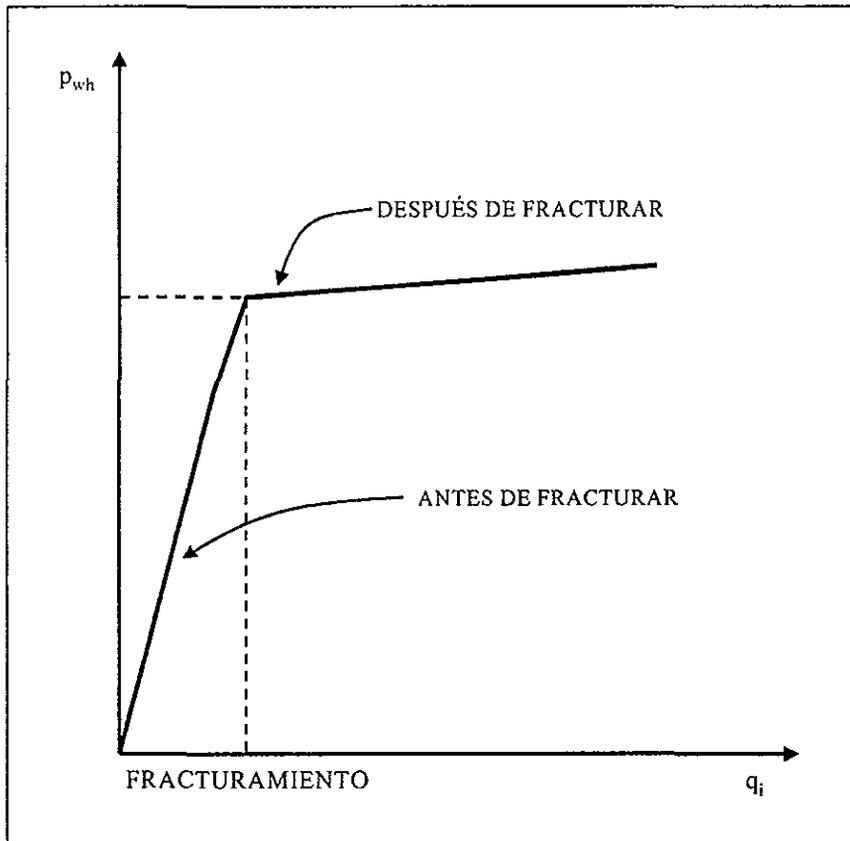


Figura III.14. Comportamiento de la Presión de Inyección en la Cabeza del Pozo, Durante una Prueba de Admisión a la Formación.

III.4.4 Cambio de Intervalo

Durante la vida productiva de un pozo se puede presentar la necesidad de realizarle un cambio de intervalo, generalmente ocasionado por invasión de agua y/o gas. En el caso de invasión de agua, generada por avance del contacto agua-aceite o por la canalización del agua, se realiza el cambio de intervalo cuando el agua ya no es posible controlarla en la superficie (estrangulando el pozo) o se incrementa el flujo de agua considerablemente a pesar de controlar el pozo desde la superficie.

En tanto, en la invasión de gas, por lo general el intervalo del pozo es disparado estructuralmente cerca del contacto aceite-gas, durante la explotación la presión va declinando y parte del gas liberado se incorpora al casquete de gas ayudando a que se expanda provocando que se produzca con alta RGA; conforme avanza el contacto aceite-gas, se produce gas liberado y con el tiempo se producirá junto con el gas del casquete, no es conveniente producir este gas porque se pierde energía del casquete.

La figura III.15 muestra el estado mecánico final de un pozo al realizarle un cambio de intervalo, el intervalo inferior se obtura por tener problemas los cuales no pueden controlarse siendo necesario disparar el intervalo superior.

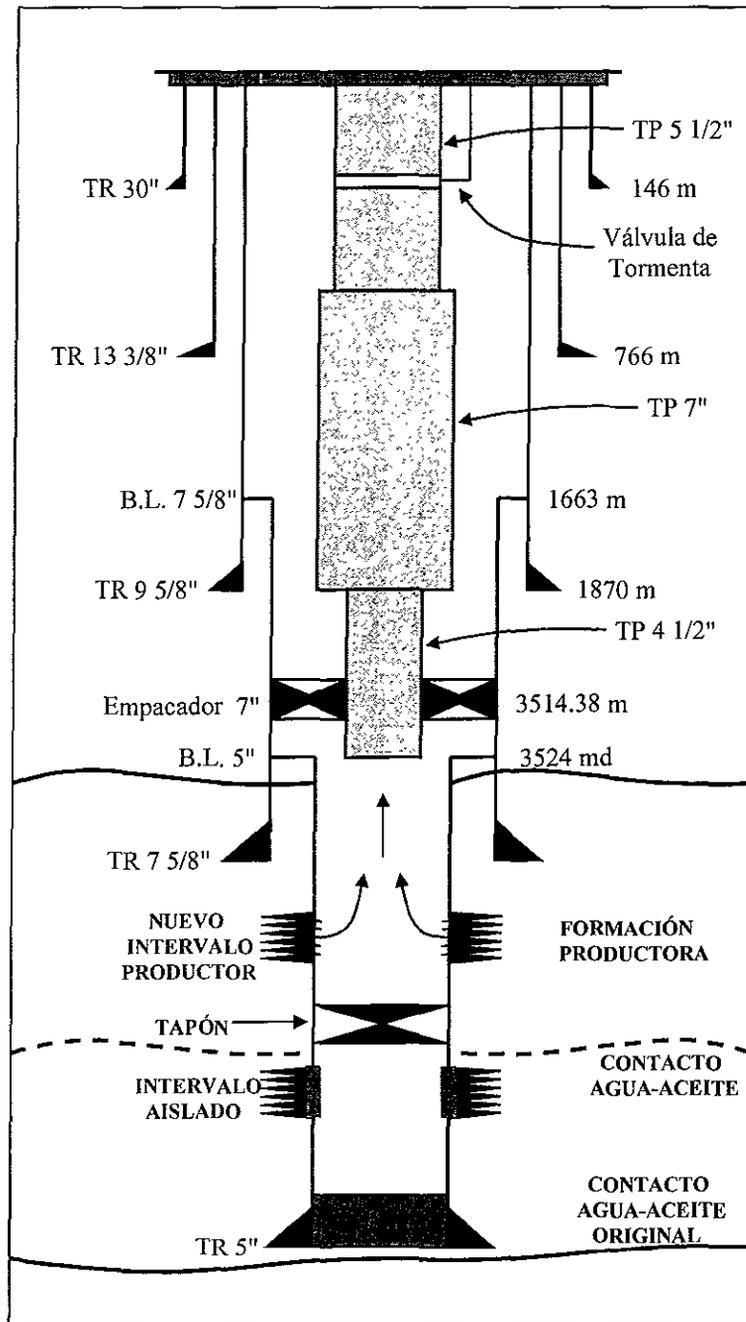


Figura III.15. Cambio de Intervalo para Optimizar la Producción de un Pozo.

En pozos que atraviesan varios intervalos productores y solamente es disparado uno con el tiempo la producción se agota o no es costeaable, recomendándose disparar otro intervalo.

III.4.5 Recuperación Secundaria

Al aplicar algún método de recuperación secundaria, lo que se pretende es, bajo ciertos criterios económicos, extraer al máximo los hidrocarburos del yacimiento que no fluyeron por energía propia a la superficie. Estos hidrocarburos fluirán a la boca del pozo o de los pozos productores, pero no siempre se logrará que el pozo o los pozos productores se conviertan en fluyentes, sino que cuando se requiera se tendrá que ayudarlos por medio de algún sistema artificial de producción para extraer los hidrocarburos a la superficie.

Muchas veces conviene proporcionar esa energía adicional al yacimiento desde etapas iniciales de la vida productiva, manteniendo la presión entre valores adecuados para los fines económicos y los de recuperación buscados. A este tipo de explotación se le llama "mantenimiento de presión".

El método de recuperación secundaria que con más éxito se ha aplicado es la inyección de agua, que consiste en inyectar al yacimiento agua a través de un pozo inyector para barrer la zona de aceite y producir por medio del pozo productor como lo ilustra la figura III.16.

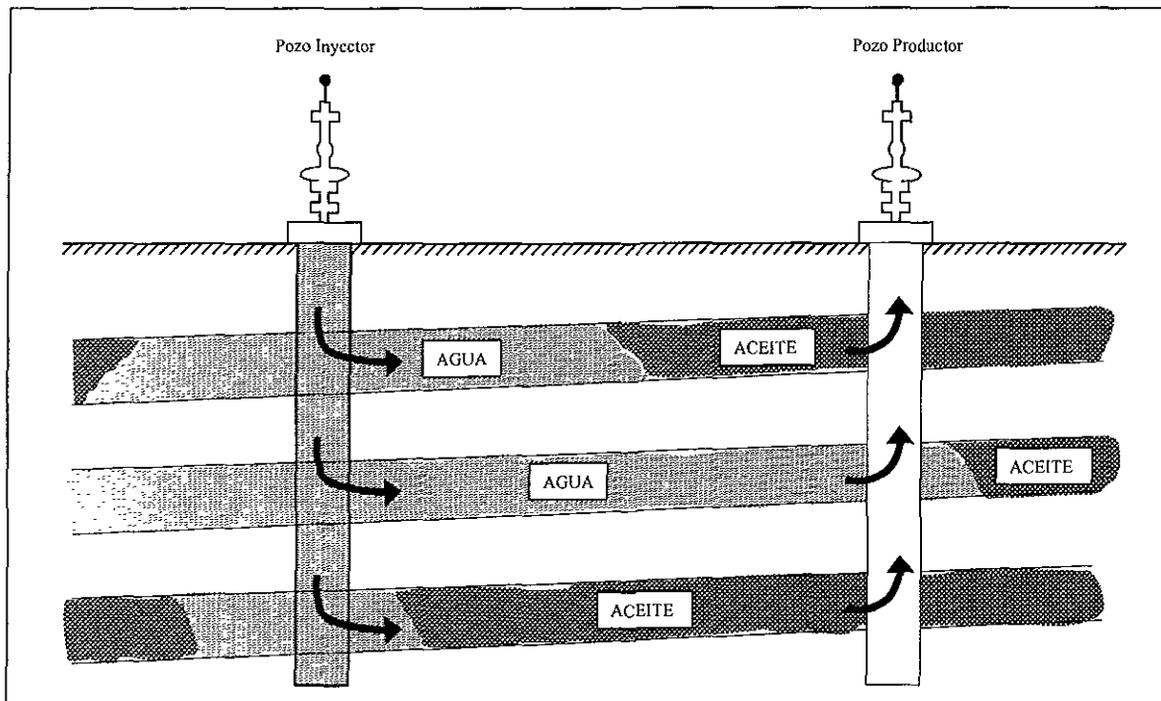


Figura III.16 Comportamiento de Pozos en un Proceso de Inyección de Agua.

III.4.6 Sistemas Artificiales

Eventualmente, en la última etapa de la vida fluyente del pozo, éste es capaz de producir solamente una porción de los fluidos deseados, hasta que llega un momento en el que el pozo muere, por lo que, resulta necesaria la implantación de un sistema de producción artificial para que la presión de fondo fluyendo requerida pueda ser mantenida.

Cuando se decide aplicar algún sistema de producción artificial en un pozo, es necesario tomar en cuenta los distintos atributos de cada uno de ellos para cada instalación específica. El atributo más importante debe ser la capacidad del pozo para producir el gasto deseado y por el tiempo requerido.

La selección de un sistema artificial de producción implica una decisión muy importante, ya que una equivocación puede ocasionar reducciones en la producción e incrementos considerables en los costos de operación; por tanto, es necesario tener conocimientos suficientes acerca de las características y limitaciones de dichos sistemas artificiales.

Existen factores claves que inciden en la eficiencia o en la aplicación de algún sistema. Por ejemplo, la profundidad del pozo, el gasto de producción que maneja el pozo, etc., además, si los pozos se localizan costafuera requerirán sistemas artificiales con instalaciones especiales que aseguren una larga vida de operación y mínimos costos de mantenimiento^(11,24).

Se cuenta con diferentes sistemas artificiales de producción entre los cuales se encuentran: bombeo neumático continuo e intermitente, bombeo hidráulico, bombeo mecánico, bombeo electro-centrífugo, cavidades progresivas y émbolo viajero. La figura III.17 muestra el conjunto de instalaciones requeridas para el bombeo neumático continuo que se instala en un pozo.

III.4.7 Reducción de Contrapresión

El sistema de tuberías, bombas, tanques, válvulas y otro equipo adicional por medio del cual se transporta el fluido producido y se controla el flujo desde los pozos hasta un punto principal de almacenamiento o distribución, se llama "sistema de recolección" o "sistema colector". Puesto que un campo es generalmente un área probada, perforando primero pozos en los límites, pronto quedará rodeada por una línea de recolección principal con ramales que se extienden a los tanques de almacenamiento, como lo muestra la figura III.18, en la cual, las líneas principales forman un circuito en el área donde se recolecta la producción, extendiéndose los ramales de este anillo a cada pozo que suministra la producción.

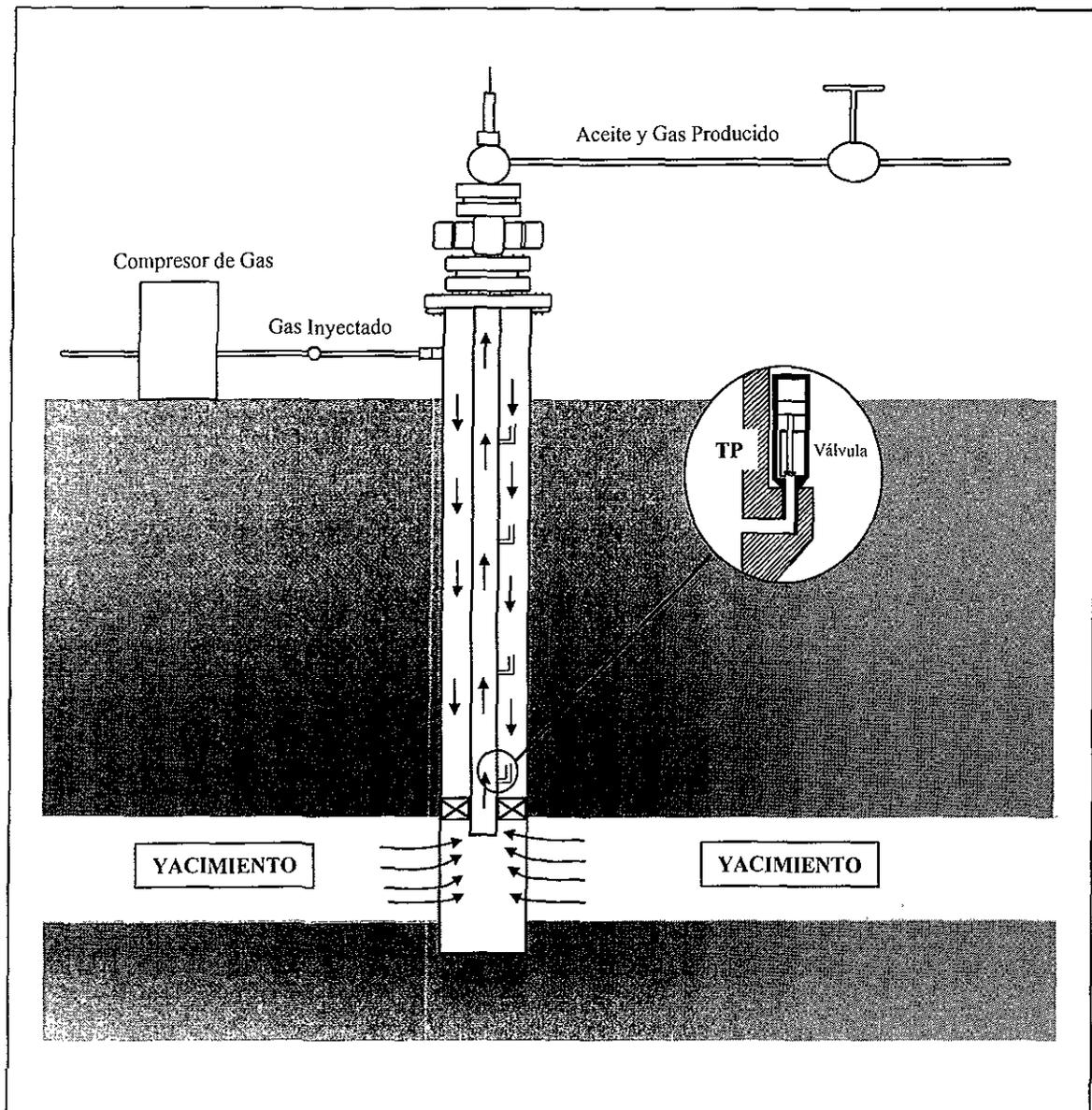


Figura III.17. Instalación del Sistema Artificial de Bombeo Neumático Continuo en el Pozo.

Si la presión en los ramales es mayor que la presión en la línea recolectora principal, el pozo fluirá. En caso contrario, se presentará una contrapresión entre los ramales y la línea recolectora principal ocasionando que los pozos no fluyan, en tal caso, se tiene que realizar sensibilidades de presiones en la línea principal y los ramales para determinar las presiones óptimas a manejar y evitar que exista contrapresión.

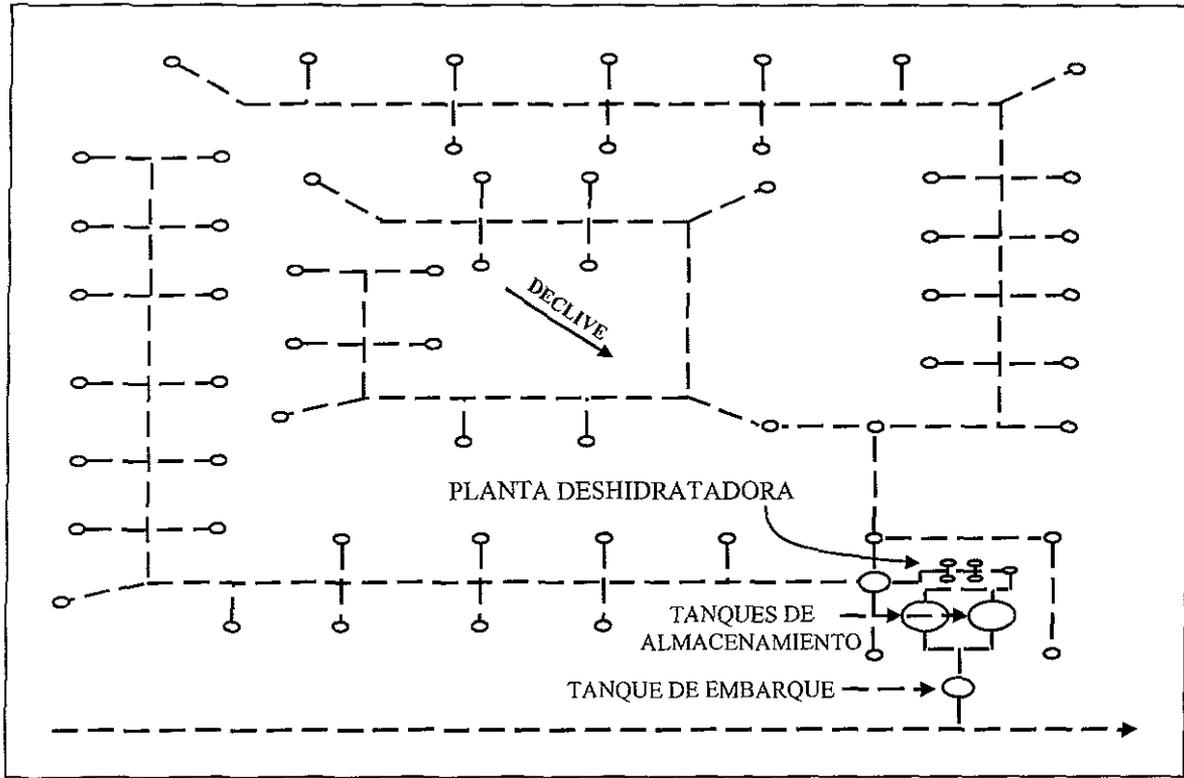


Figura III.18. Sistema de Recolección Ideal para Terreno con Declive Uniforme.

CAPÍTULO IV

EJEMPLOS ILUSTRATIVOS

Para ilustrar la aplicación de la metodología descrita en los capítulos previos, se presentan dos ejemplos: el primero describe el procedimiento del método de análisis nodal aplicado al sistema integral de producción para determinar las condiciones en las que está produciendo el pozo, el segundo presenta el caso del pozo Taratunich 43, con el cual se muestra de manera completa y detallada el análisis de la información y aplicación del proceso de diagnóstico, para obtener las diferentes alternativas de solución a la problemática encontrada en este pozo⁽³⁾.

IV. 1 EJEMPLO 1 (Datos Obtenidos de Brown K. E.).

Para ilustrar el procedimiento de evaluación integral de producción de un pozo desde el yacimiento hasta el separador, se empleará el ejemplo de un pozo productor de aceite¹, para poder determinar si las condiciones de producción siguen siendo las adecuadas. La figura IV.1 muestra los componentes del sistema al utilizar como nodo de solución la presión en la cabeza del pozo. El separador y la línea de descarga se consideran como un componente, aquí se principia con la presión de separación y se calcula la presión en la cabeza, necesaria para mover un gasto supuesto a través de la línea de descarga hasta el separador. El yacimiento y la tubería de producción es el otro componente, en éste, se principia con la presión en el yacimiento, se supone un gasto, para obtener la presión de fondo fluyendo; utilizando esta presión se continúa con el flujo a través de la tubería de producción para determinar la presión en la cabeza necesaria para producir el gasto supuesto.

Para desarrollar el ejemplo se utiliza la información del pozo presentada en la tabla1, el procedimiento de solución es el siguiente:

a) Suponer varios gastos de flujo (tabla 2, columna 1).

Gasto Supuesto bl/día	p_{wf} J Constante lb/pg ²	p_{wh} $p_{sep} = 100$ lb/pg ²	P_{wh} J Constante lb/pg ²	p_{wf} Vogel lb/pg ²	p_{wh} Vogel lb/pg ²
200	2000	115	610	2000	610
400	1800	140	540	1800	540
600	1600	180	450	1590	440
800	1400	230	330	1350	300
1000	1200	275	180	1067	100
1400	800	390	-	0	-
1500	700	420	-	0	-

Tabla 2. Presiones Permisibles en el Cabezal del Pozo Contra Gastos de Producción Supuestos ⁽¹⁾.

- b) A partir de la presión de separación se calcula la presión en la cabeza requerida para mover los fluidos a través de la línea de descarga, esto se puede hacer mediante las gráficas de gradiente de presión¹ o empleando un método de flujo multifásico horizontal adecuado; para el ejemplo, una línea de 2 pg de diámetro interior y de 3000 pies de longitud (columna 4 y 6, tabla 2).
- c) Utilizando los gastos supuestos, iniciar ahora desde la presión estática del yacimiento y determinar las presiones de fondo fluyendo (columna 2 y 5, tabla 2).
- d) A partir de las presiones de fondo fluyendo determinadas y el gasto de cada una de ellas, calcular la presión en la cabeza del pozo, esto se puede hacer mediante las gráficas de gradientes de presión¹ o empleando un método de flujo multifásico vertical adecuado (columna 3, tabla2).
- e) Se grafican las presiones obtenidas en la cabeza del pozo, inciso b y las calculadas en el inciso d. En la figura IV.2 se muestra la intersección de las dos curvas de presión que determinan el gasto de flujo del sistema, así como también la presión en la cabeza del pozo. Para el ejemplo se tiene 900 BPD para un índice de productividad constante (figura VI.2a) y 870 BPD para un índice de productividad variable (figura IV.2b).

En la figura IV.3 se realizó un análisis de sensibilidad considerando una línea de descarga de 3 pg. En la figura se muestra que utilizando una línea de descarga de 3 pg se tiene un gasto de 1040 BPD, que es mayor comparado con 900 BPD para la tubería de 2 pg. Se puede notar que la curva para la línea de 3 pg, es prácticamente horizontal para todo el rango de gastos, indicando que las pérdidas de presión por fricción no son grandes en esta línea, cuando los gastos son altos. No hay necesidad de evaluar una tubería de un diámetro mayor, dado que la tubería de 3 pg es lo suficientemente grande para maximizar el gasto.

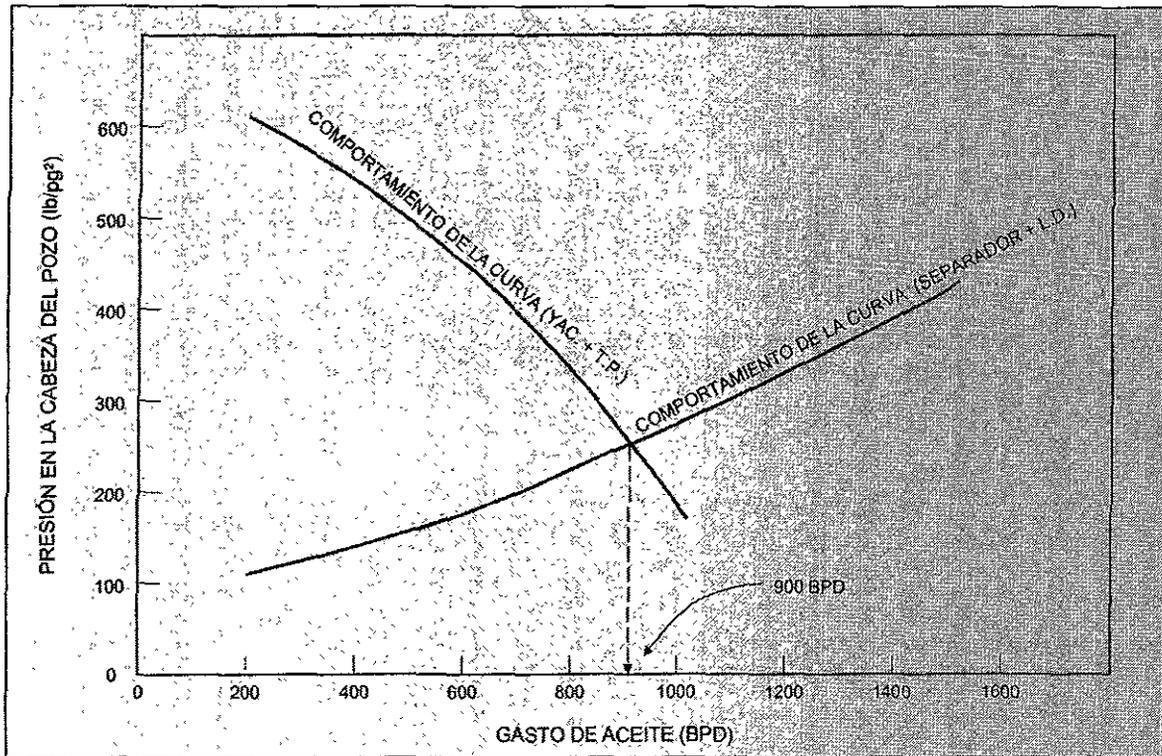


Figura IV.2a. Caso para el Índice de Productividad Constante ⁽¹⁾.

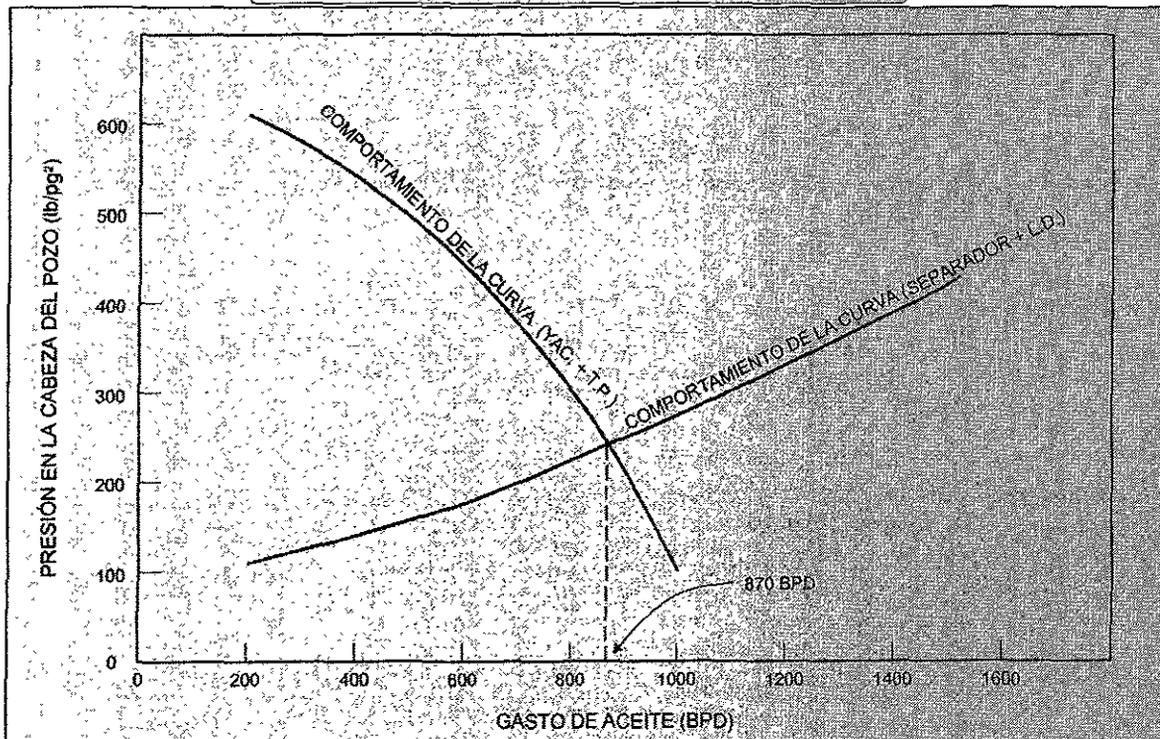


Figura IV.2b. Caso para el Índice de Productividad Variable (IPR por Vogel) ⁽¹⁾.

Figura IV.2. Nodo de Solución la Cabeza del Pozo.

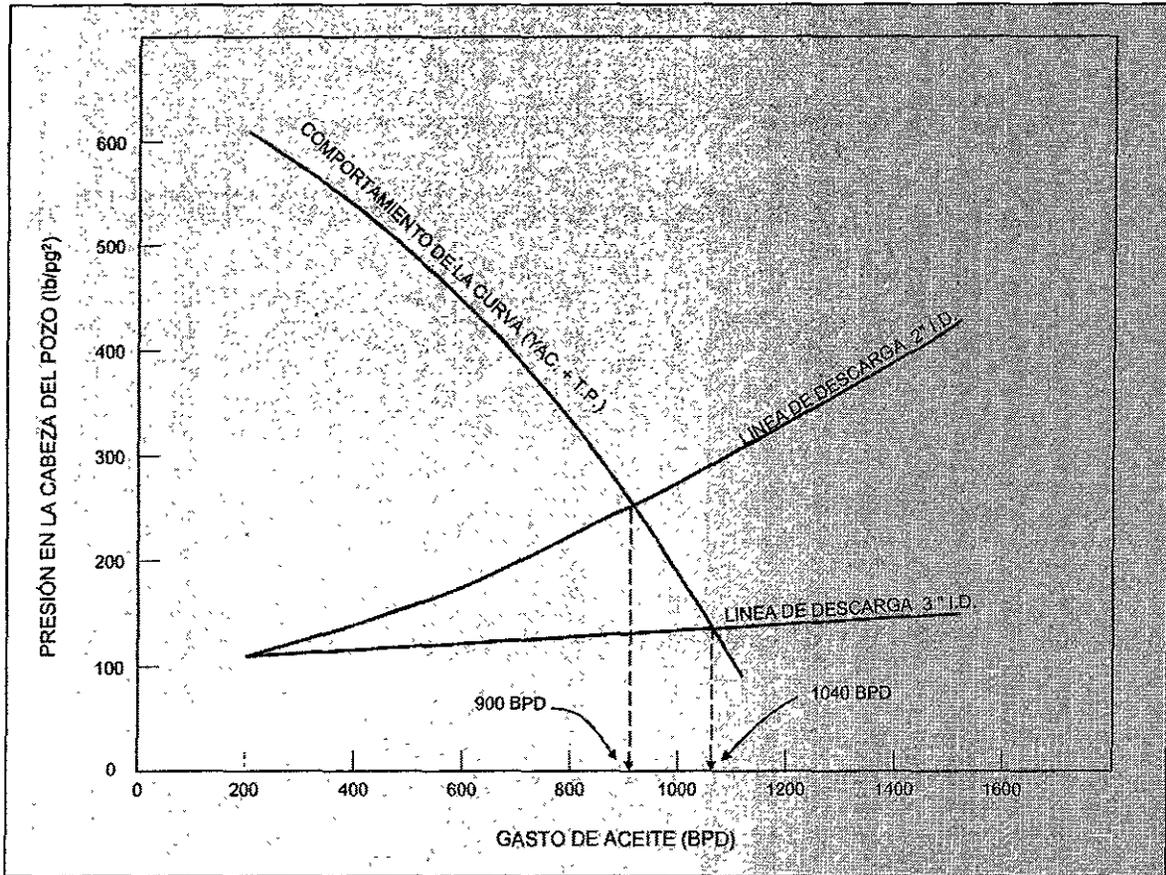


Figura IV.3 Efecto del Cambio de Diámetro en la Línea de Descarga ⁽¹⁾.

IV.2 Ejemplo 2 (Pozo Taratunich 43).

La recopilación de la información para el estudio del análisis del sistema integral de producción del pozo Taratunich 43, comprende los datos del pozo y de la formación, el estado mecánico, las historias de perforación y terminación, los registros geofísicos, los registros de presión, los datos de producción y las operaciones realizadas al pozo.

El estado mecánico de este pozo se presenta en la figura IV.4. En diciembre de 1993 se disparan los intervalos 4491-4481 y 4480-4467 mdbmr, manifestando hasta 1500 psi de presión en superficie después del segundo disparo. A continuación se disparó el intervalo 4466-4459 mdbmr y se hicieron pruebas de admisión con 5000 psi sin admitir, se efectúa estimulación y nuevamente prueba de admisión teniendo éxito con 400 psi. Posteriormente se lleva a cabo estimulación selectiva, se registran pruebas de presión e inicia su producción en enero de 1994:

$$q_o = 1085 \text{ bpd}$$

$$\text{RGA} = 100 \text{ m}^3/\text{m}^3$$

$$p_{wh} = 58 \text{ kg/cm}^2$$

$$\text{Estrangulador} = \frac{3}{8}''$$

Las intervenciones realizadas posteriormente fueron las siguientes:

Mayo de 1994: Evaluación del perfil de aportación con el molinete, detectándose que la aportación de flujo proviene únicamente del intervalo 4467-4480 mdbmr y además una baja productividad. La figura IV.5 muestra la producción obtenida de los intervalos abiertos. Se observa del registro que la producción proviene principalmente de los intervalos: 4465-4468 mdbmr (3 m) y 4470-4475 mdbmr (5 m). El registro de temperatura indica que existe una pequeña aportación de producción del intervalo inferior (4481-4490 mdbmr), sin embargo la gráfica del molinete no muestra ninguna producción.

Junio de 1994: Pozo abatido por igualación de presiones en la línea de descarga.

Octubre de 1994: Ampliación de intervalo (4345-4375 y 4402-4415 mdbmr), la figura IV.6 muestra el registro procesado del pozo indicando que el intervalo a disparar presenta condiciones propicias para tener hidrocarburos almacenados.

La figura IV.7 muestra con detalle los intervalos disparados los cuales no contienen arcillas, el intervalo superior presenta porosidad promedio del 6 al 10% y saturación de agua promedio del 30 al 40% mientras el intervalo inferior porosidad promedio del 5% y saturación de agua promedio del 20 al 30%, la formación productora para ambos intervalos es caliza.

Con el molinete se mide el perfil de aportación, definiéndose que solamente fluye a través del intervalo 4345-4375 mdbmr. La figura IV.8 muestra que el intervalo 4345-4375 mdbmr la curva del molinete tiene un incremento pequeño debido al

bajo gasto de producción, mientras que en la curva de temperatura se aprecia mejor el incremento, al permanecer constante la temperatura en los otros intervalos indica que no están aportando fluidos.

Noviembre de 1994: Pozo abatido por igualación de presiones en la línea de descarga.

Diciembre de 1994: Aisla intervalos 4459-4491 y 4402-4415 mdbmr. Se efectuó fracturamiento hidráulico al intervalo 4345-4375 mdbmr y prueba de presión-producción.

Junio de 1995: Pozo abatido por igualación de presiones en la línea de descarga.

Julio de 1995: Efectúa estimulación ácida. Registro de nivel de aceite a 2500 md, $p_{ws}=340 \text{ kg/cm}^2$, $p_{wf}=272 \text{ kg/cm}^2$, $\Delta p=76 \text{ kg/cm}^2$ y $RGA=85 \text{ m}^3/\text{m}^3$.

Octubre de 1995: Pozo abatido por igualación de presiones en la línea de descarga.

Mayo de 1996: Efectuó registro estático por estaciones, cuyo gradiente representa alto contenido de sedimento (asfaltenos). Se realiza estimulación nitrogenada y el pozo queda cerrado por igualación de presiones en la línea de descarga.

Después del fracturamiento hidráulico (diciembre de 1994) se realizó una prueba de presión-producción⁽²⁵⁾, cuya interpretación se muestra en la figura IV.9 y que permitió definir el modelo de un yacimiento infinito con comportamiento de doble-porosidad y con el efecto de un pozo estimulado, pero sin presentar la respuesta de una fractura hidráulica, obteniéndose:

$q_o = 2468 \text{ bpd}$	$kh = 461.22 \text{ mD-pie}$
$RGA = 110 \text{ m}^3/\text{m}^3$	$k = 3.52 \text{ mD}$
$p_{wh} = 71 \text{ kg/cm}^2$	$s = -4.31$
Estrangulador = $1/2''$	$\omega = 1$
	$\lambda = 1.6E-06$

La figura IV.10 muestra el comportamiento de la presión en la cabeza del pozo (p_{wh}) junto con los cambios de diámetro de estranguladores realizados durante la vida productiva del pozo.

Debido a los constantes abatimientos de este pozo, figura IV.11, se analizó la opción de un cambio de aparejo que pudiera mejorar las condiciones de producción y prolongar su vida fluyente⁽²⁶⁾. Para este análisis se utilizó la información determinada después del fracturamiento hidráulico (diciembre de 1994), se afinó el valor de la permeabilidad de la formación y se estimó con mayor precisión el espesor efectivo al flujo en el pozo: $k=6.8 \text{ mD}$ y $h=114.8 \text{ pies}$, respectivamente. Los resultados de dichos análisis se muestran en la figura IV.12,

los cuales indican que ninguno de los casos ensayados proporciona mejores condiciones de producción, concluyéndose que la problemática de este pozo radica en la baja permeabilidad de la formación que ocasiona altas caídas de presión y que a su vez acelera la depositación de material orgánico⁽²⁷⁾.

Por tanto, se recomienda realizar un fracturamiento hidráulico bien diseñado y asegurar que se cumplan todos los requerimientos para mejorar las condiciones de flujo; así como tomar muestras de fondo para determinar la composición de los sólidos orgánicos y diseñar una intervención más efectiva de remoción de éstos. También se propone que este tratamiento sea aplicado a los intervalos inferiores, así como tomar la información necesaria para evaluar su aportación y continuar produciendo aquellos que ofrezcan las condiciones más favorables de producción, quedando el pozo como se ilustra en la propuesta de la figura IV.4.

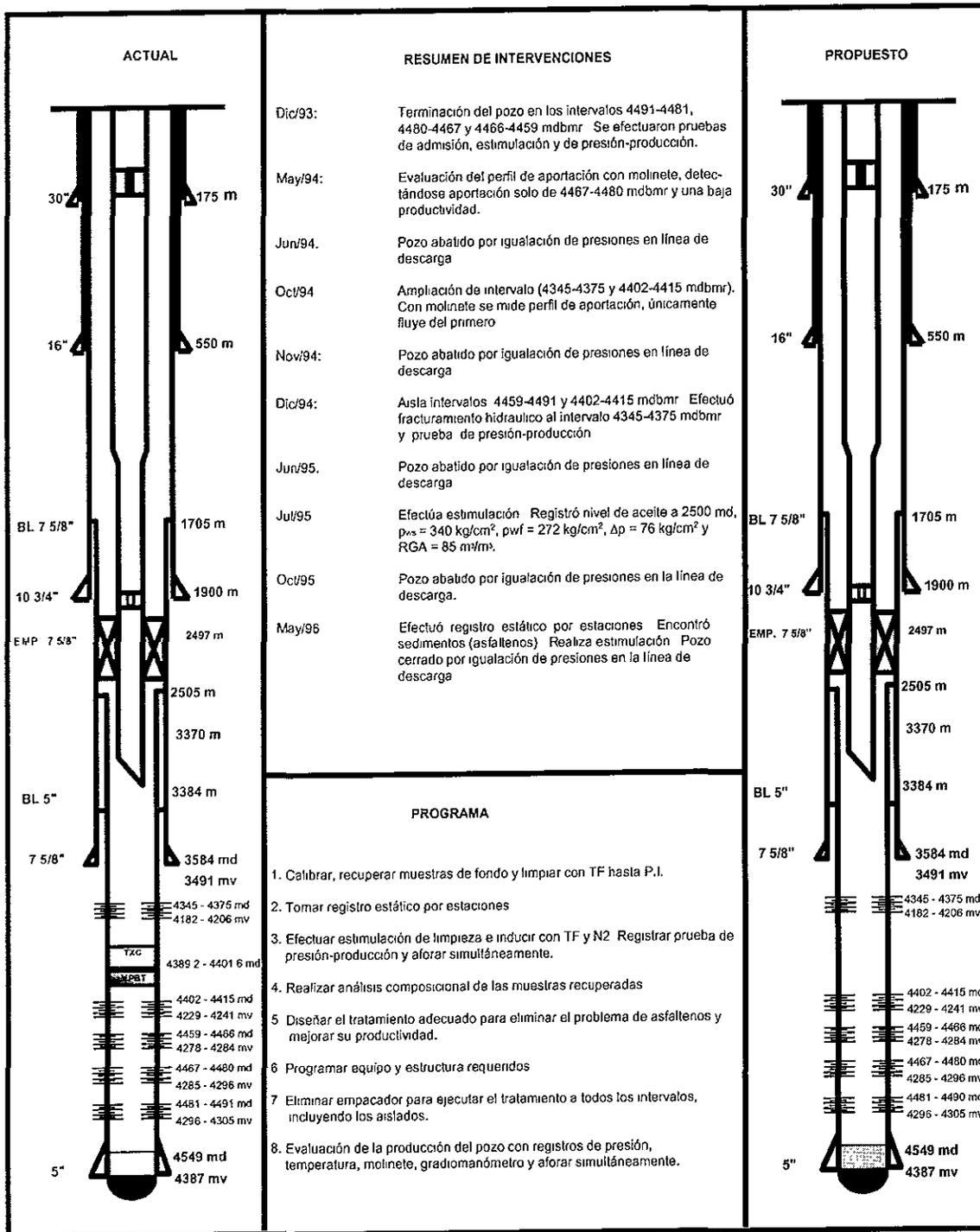


Figura IV.4. Estado Mecánico del Pozo Taratunich 43 (Noviembre, 95) ⁽³⁾.

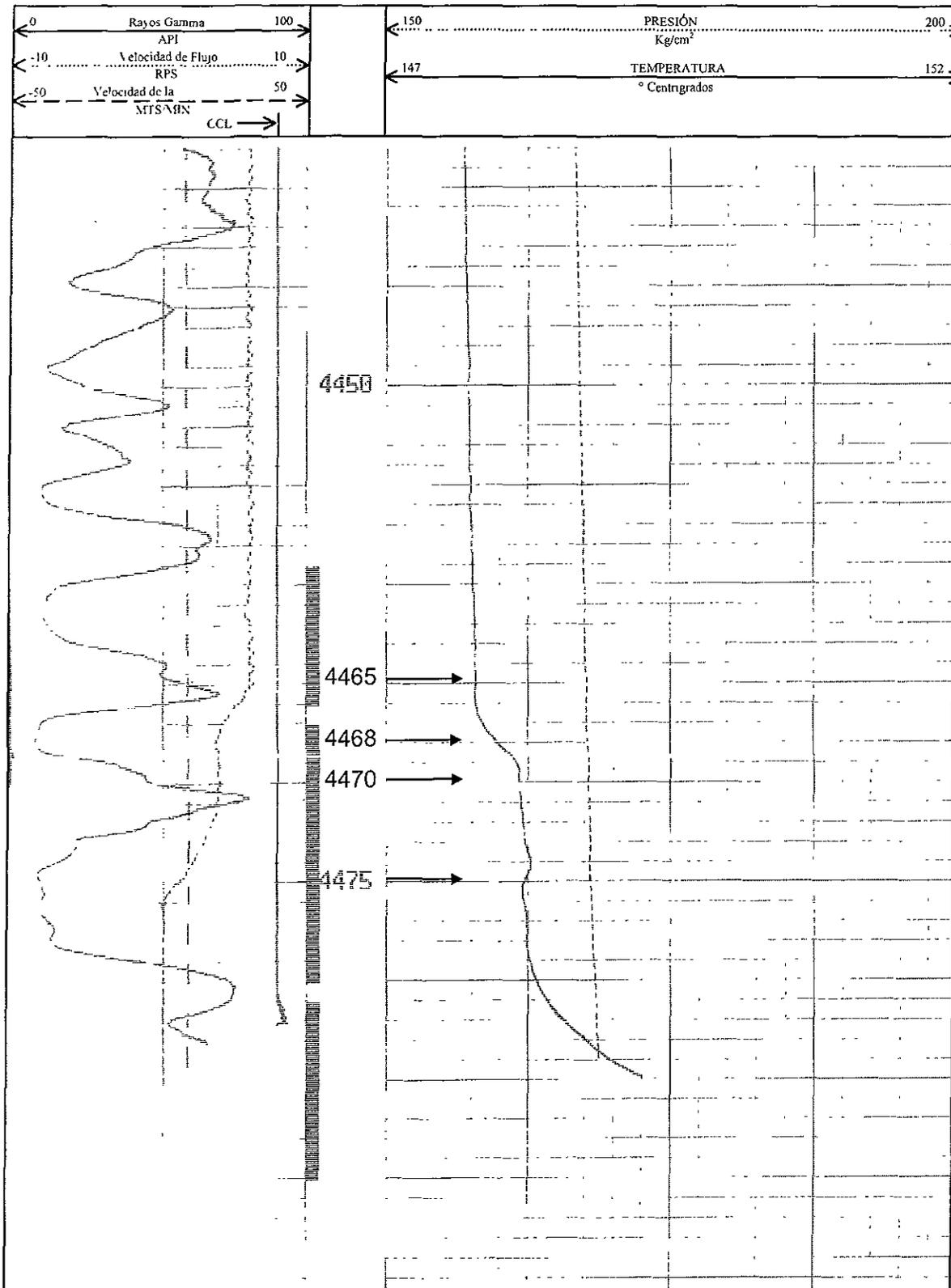


Figura IV.5. Análisis del Registro de Molinete (Mayo, 1994) ⁽³⁾.

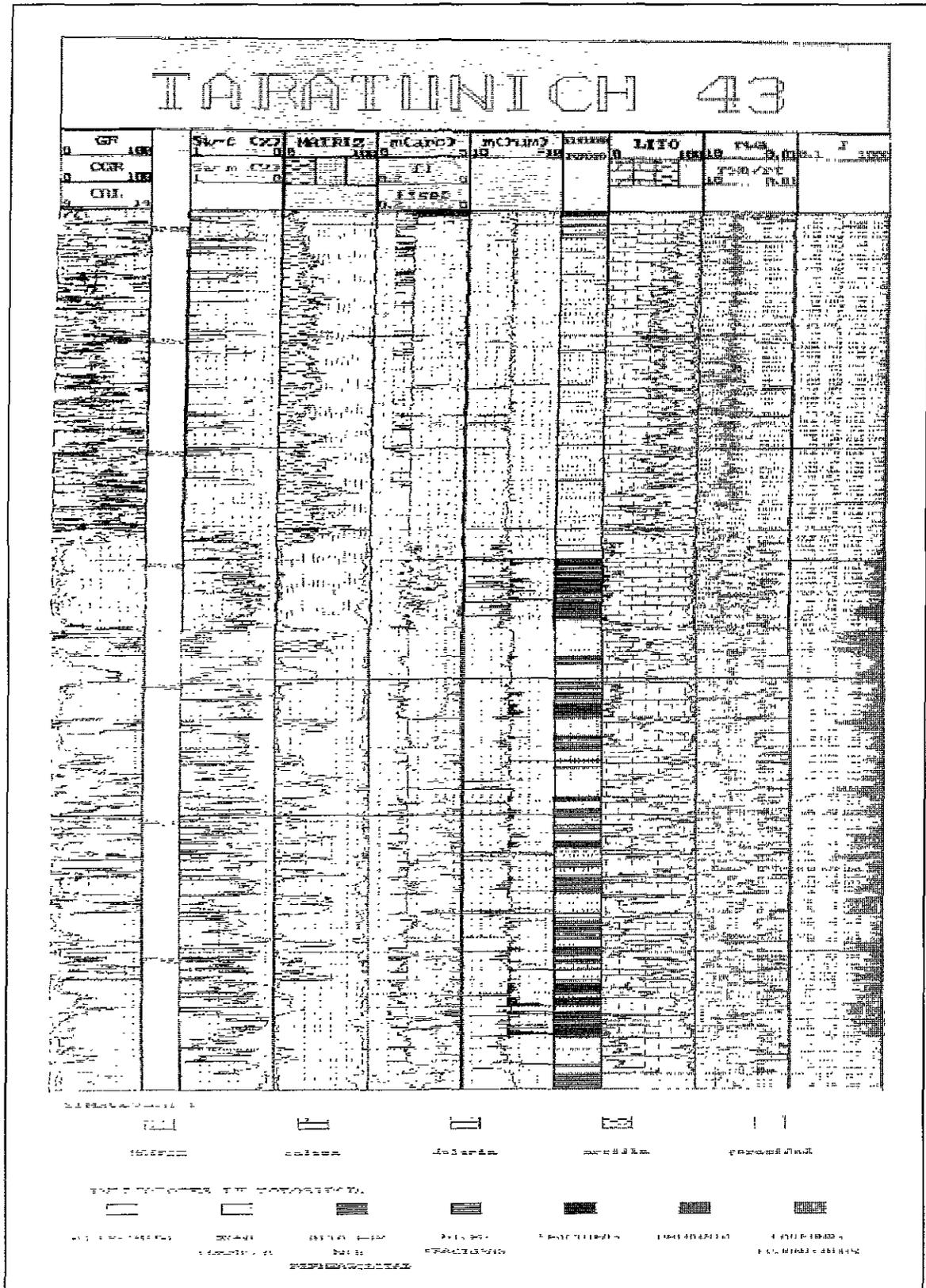


Figura IV.6. Registro Procesado del Pozo Taratunich 43.

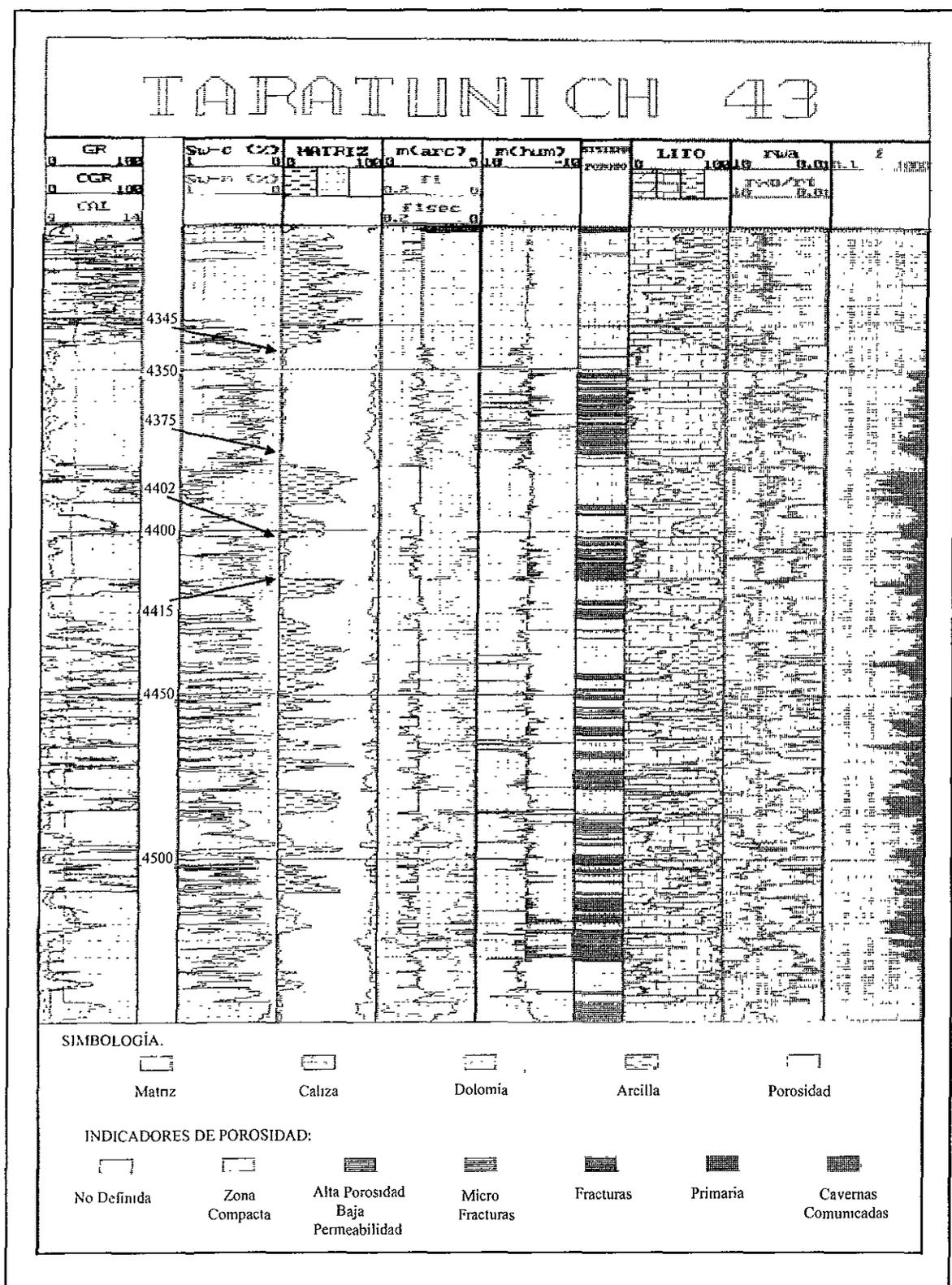


Figura IV.7. Ampliación del Registro Procesado del Pozo Taratunich 43.

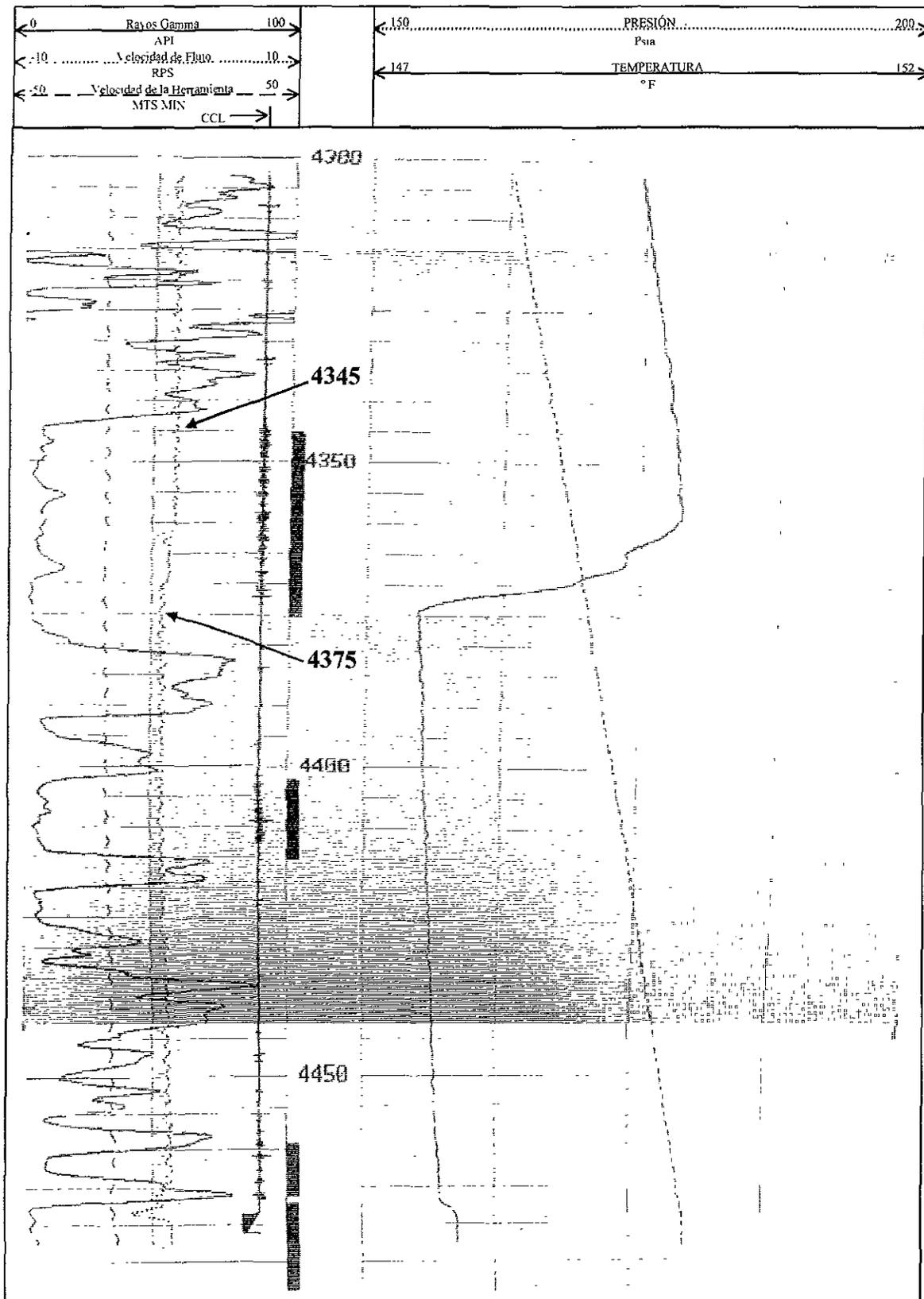


Figura IV.8. Análisis del Registro de Molinete (Octubre, 1994) (3).

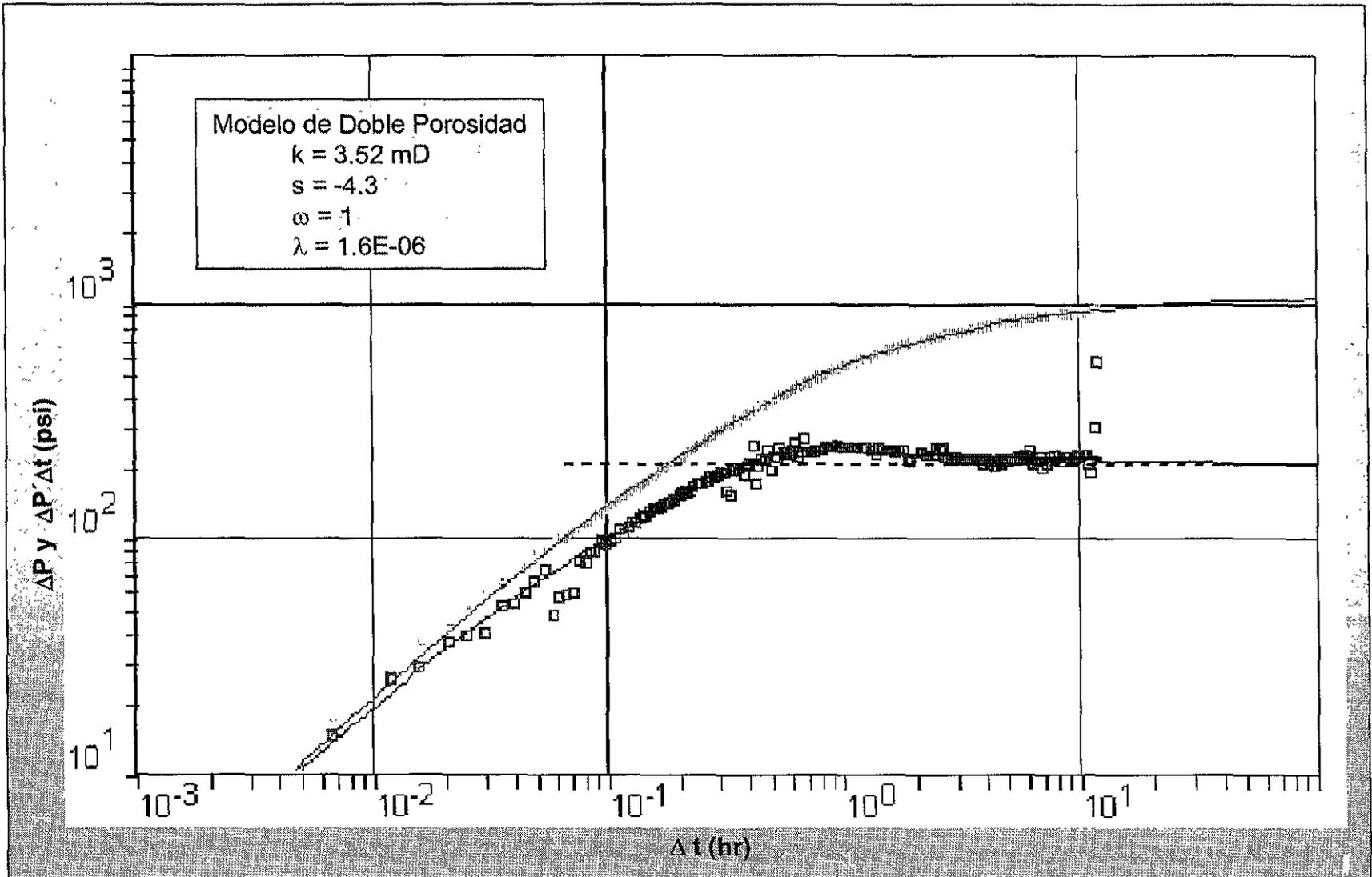


Figura IV.9. Análisis de la Curva de Incremento de Presión Registrada en el pozo Taratunich 43 (Enero, 1995) ⁽³⁾.

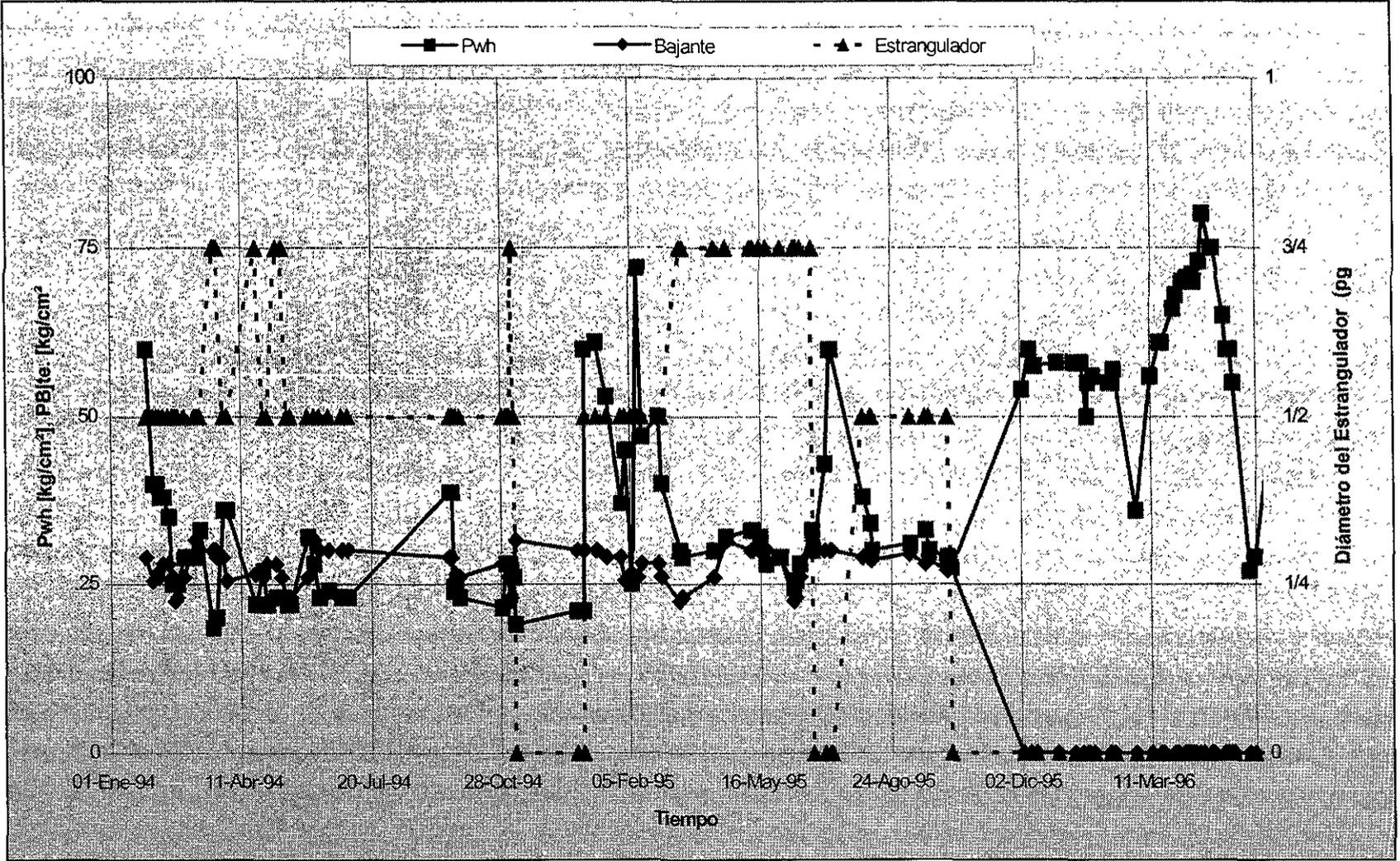


Figura IV.10. Comportamiento de la Presión en la Cabeza del Pozo Taratunich 43 ⁽³⁾.

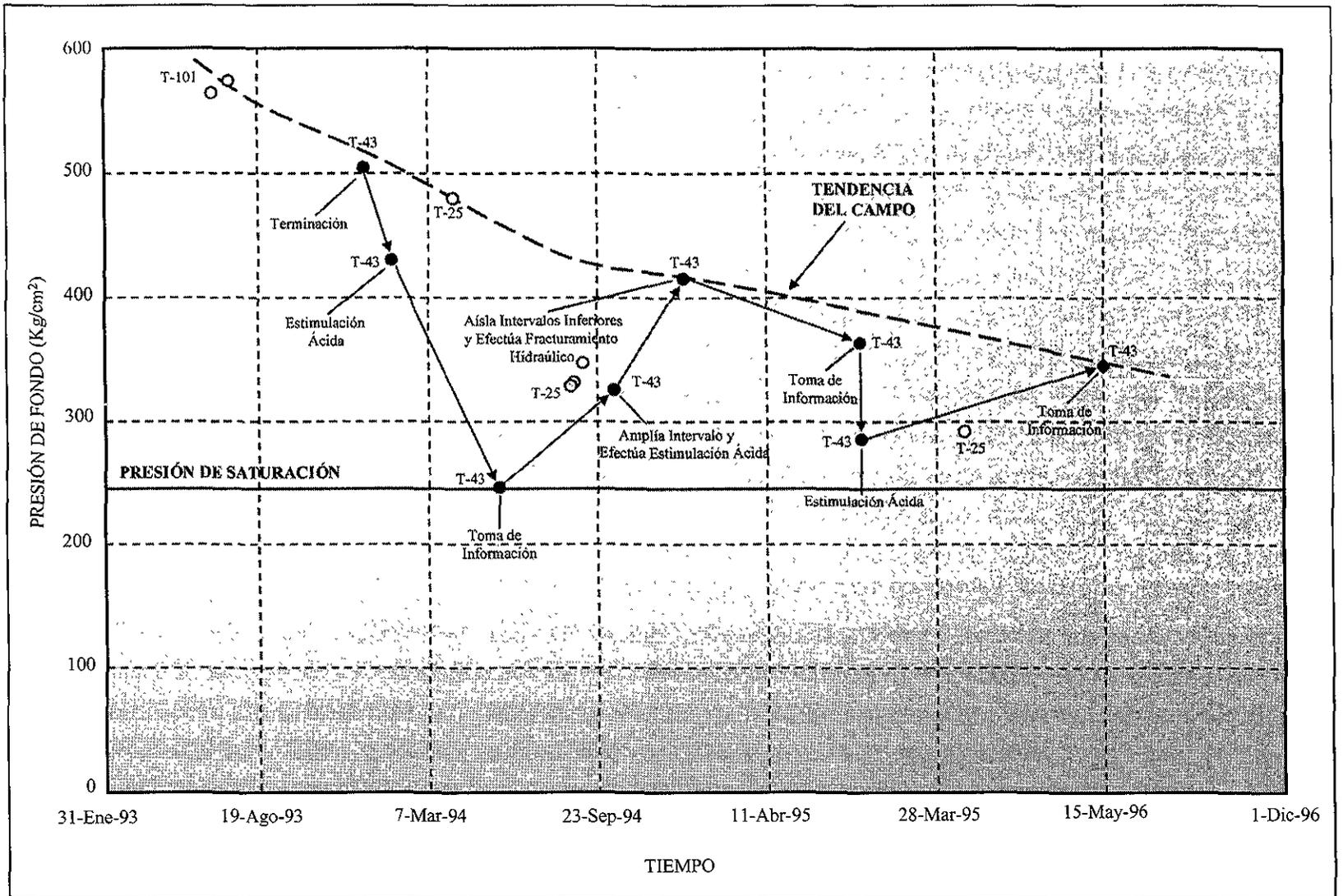


Figura IV.11. Comportamiento de la Presión de Fondo del Pozo Taratunich 43 (3)

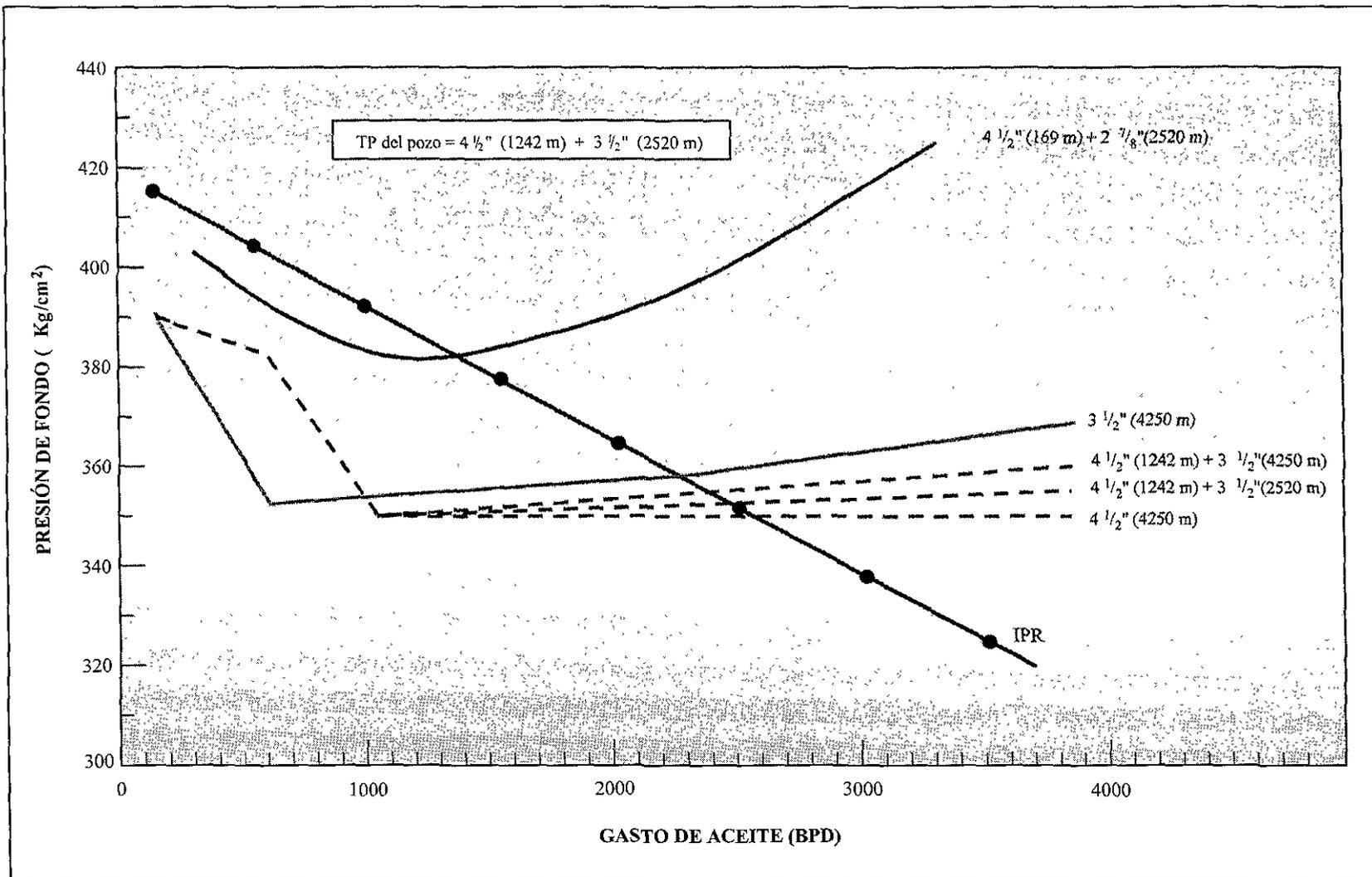


Figura IV.12. Comportamiento de Flujo Multifásico del Pozo Taratunich 43⁽³⁾

CAPÍTULO V

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- ❖ El análisis de las condiciones de explotación de los yacimientos de un Campo, constituye una oportunidad de gran relevancia para los ingenieros de yacimientos, ya que abarca el estudio y reinterpretación de toda la información existente sobre la producción de todos los pozos del Campo. De esta manera se contribuye al planteamiento y al diseño de las intervenciones que optimicen la producción de los pozos y a complementar o apoyar la caracterización de los yacimientos.

- ❖ El estudio del análisis integral de producción comprende la revisión, el análisis y la reinterpretación de la historia de producción, de presiones de la cabeza del pozo, de pruebas de presión-producción, registros geofísicos, propiedades PVT, tratamientos, estimulaciones y problemas operativos; así como la presentación de recomendaciones que mejoren las condiciones de producción en todos los pozos.

- ❖ Los procedimientos, resultados y planteamientos expresados en este trabajo serán de gran beneficio para planear la explotación de los yacimientos, ya que se tratan todos los aspectos de información, tratamientos y problemas operativos que ocurren durante la vida productiva de los pozos.

- ❖ Los resultados de los análisis de flujo multifásico, soportan suficientemente las intervenciones a pozos, de tal manera que se tiene la oportunidad de elegir la mejor alternativa de intervención que aporte el mayor beneficio en cada uno de los casos. Para obtener una buena simulación es de vital importancia disponer de información de buena calidad.

- ❖ Del resultado del análisis nodal aplicado al ejemplo 1, se concluye que es recomendable el cambio de diámetro interior de la línea de descarga por uno de 3 pg, dado que es lo suficientemente grande para maximizar el gasto, mientras que, con una línea de descarga de mayor diámetro no se obtendría beneficio en el gasto y si una mayor erogación en el costo de esta línea de descarga.

- ❖ Se recomienda tomar en cuenta el proceso de diagnóstico para el análisis del sistema integral de producción planteado en este trabajo, ya que redundará en la mejor explotación de los yacimientos.

- ❖ Como se ilustra en el ejemplo Taratunich 43, a través de la aplicación del proceso de diagnóstico es posible obtener recomendaciones, tales como realizar un fracturamiento hidráulico para mejorar las condiciones de flujo; así como tomar muestras de fluidos de fondo, para determinar la composición de los sólidos orgánicos y diseñar una intervención para la remoción de éstos. También se propone que este tratamiento sea aplicado a los intervalos inferiores, toma de información necesaria para evaluar su aportación y continuar produciendo aquellos que ofrezcan las condiciones más favorables de producción.

NOMENCLATURA

<u>SÍMBOLO</u>	<u>DESCRIPCIÓN</u>	<u>UNIDADES</u>
A	Area expuesta al flujo	pies ²
API	Densidad API del aceite	-----
B _o	Factor de volumen del aceite	bl @ c.y./ bl @ c.s.
C _t	Compresibilidad total	1/(lb/pg ²)
d	Diámetro de la tubería	pulgadas
D	Profundidad	pies
E	Energía	Joules
E ₁	Energía por unidad de masa, en la posición uno	Joules
E ₂	Energía por unidad de masa, en la posición dos	Joules
EF	Eficiencia de flujo en el yacimiento	Fracción
f	Factor de fricción	Adimensional
f	Factor de formación	Adimensional
f1	Porosidad primaria	Fracción
f1sec	Porosidad secundaria	Fracción
g	Constante de aceleración gravitacional	32.2 pies/seg ²
g _c	Constante de conversión	32.2 lb _m -pie/lb _f -seg ²
h	Espesor neto de la formación	pies
I.D.	Diámetro interior de la tubería	pg
IP	Índice de productividad	BPD/(lb/pg ²)
IPR	Comportamiento de afluencia del yacimiento al pozo para valores de $p_{wf} < p_b$	BPD/(lb/pg ²)
J	Índice de productividad	BPD/(lb/pg ²)
k	Permeabilidad absoluta de la formación	mD
kh	Capacidad de flujo de la formación	mD-pie
k _o	Permeabilidad efectiva al aceite	mD
k _{ro}	Permeabilidad relativa al aceite	Fracción
k _{rw}	Permeabilidad relativa al agua	Fracción
k _s	Permeabilidad en la zona de daño	mD
L.D.	Línea de descarga	-----
m	Exponente de cementación	-----
m	Pendiente de la línea recta semilogarítmica	(lb/pg ²)/ciclo
md	Metros desarrollados	m
mv	Metros verticales	m
mdbmr	Metros desarrollados bajo mesa rotaria	m
mvbmr	Metros verticales bajo mesa rotaria	m

<u>SÍMBOLO</u>	<u>DESCRIPCIÓN</u>	<u>UNIDADES</u>
M	Número de Mach	Adimensional
NMD	Profundidad al nivel medio de los disparos	m, pies
N_p BN	Volumen acumulativo de aceite producido por bombeo neumático continuo	MMBLS
N_p INY	Volumen acumulativo de aceite producido por inyección de agua	MMBLS
N_p	Volumen acumulativo de aceite producido por flujo natural	MMBLS
N_{Re}	Número de Reynolds	Adimensional
O.D.	Diámetro exterior de la tubería	pg
\bar{p}	Presión	(lb/pg ²)
\bar{p}	Presión promedio en el área de drene del pozo	(lb/pg ²)
p_a	Presión atmosférica	cmHg, lb/pg ²
p_b	Presión de saturación o burbujeo	lb/pg ²
p_i	Presión inicial	lb/pg ²
p_R	Presión media del yacimiento	lb/pg ²
p_{sep}	Presión de separación	lb/pg ²
p_{wh}	Presión en la cabeza del pozo	lb/pg ²
p_{wf}	Presión de fondo fluyendo	lb/pg ²
p_{wf}^*	Presión de fondo fluyendo ideal	lb/pg ²
p_{wfs}	Presión de fondo fluyendo antes de entrar el fluido al intervalo terminado	lb/pg ²
p_{ws}	Presión de fondo estática	lb/pg ²
p_{1HR}	Presión a 1 hora	lb/pg ²
p_1	Presión antes del estrangulador	lb/pg ²
p_2	Presión después del estrangulador	lb/pg ²
q	Gasto de producción en superficie	BPD
q_b	Gasto de aceite a la presión de burbujeo	BPD
q_g	Gasto total de gas producido	BPD
q_l	Gasto de líquido	BPD
$q_{máx}$	Gasto máximo	BPD
q_o	Gasto de aceite	BPD
Q_o BN	Gasto de aceite producido por bombeo neumático Continuo	BPD
Q_o INY	Gasto de aceite producido por inyección de agua	BPD
Q_o	Gasto de aceite producido por flujo natural	BPD
r_e	Radio de drene	pies
r_s	Radio de daño	pies
r_l	Resistividad verdadera	Ohm-m
r_w	Radio del pozo	pies
r_{wa}	Resistividad del agua en la zona no invadida	Ohm-m
r_{xo}	Resistividad en la zona lavada	Ohm-m
RGA	Relación gas-aceite	pies ³ /bl

<u>SÍMBOLO</u>	<u>DESCRIPCIÓN</u>	<u>UNIDADES</u>
s	Factor de daño	Adimensional
s_{or}	Saturación de aceite residual	Fracción
s_w	Saturación de agua	Fracción
s_{wc}	Saturación de agua crítica	Fracción
t	Tiempo	días
\bar{T}	Temperatura media	°F
T.P.	Tubería de producción	-----
T.R.	Tubería de revestimiento	-----
v	Velocidad de flujo	pie/seg
v_f	Velocidad real del fluido	pie/seg
v_p	Velocidad de propagación de la onda acústica en el fluido	pies/seg
V	Volumen	bl, pies ³

Símbolos Griegos

<u>SÍMBOLO</u>	<u>DESCRIPCIÓN</u>	<u>UNIDADES</u>
Δp	Caída de presión	lb/pg ²
Δp_s	Caída de presión debida al daño	lb/pg ²
Δp_{TP}	Caída de presión por la T.P.	lb/pg ²
ΔW_f	Pérdidas de energía por fricción	Joules
ΔW_s	Pérdidas de energía por trabajo externo	Joules
γ_o	Densidad relativa del aceite	-----
γ_g	Densidad relativa del gas producido	-----
ε	Rugosidad de la tubería	pulgadas
μ	Viscosidad del fluido	cp
μ_o	Viscosidad del aceite	cp
ϕ	Porosidad de la formación	Fracción
ρ	Densidad del fluido	gr/cm ³ , lb _m /pie ³

Subíndices

<u>SÍMBOLO</u>	<u>DESCRIPCIÓN</u>
i	Condición inicial
s	Región de daño
g	Gas
o	Aceite
l	Líquido
w	Pozo
wf	Fondo fluyendo
ws	Fondo estático

REFERENCIAS:

1. Brown K. E., Sukarno P., Lea J, Schmidt Z., Doty D. R., Granger C., Ledlow L., Mach J., Proaño E., Szilas A.P., Agena B., Tigue B., Aguilera R. Y Acevedo L.: "The Technology of Artificial Lift Methods". Penn Well Books. Co., Volumen 4 (1984).
2. "Campo Taratunich. Análisis de las Condiciones de Explotación". Grupo Interdisciplinario Taratunich-Batab, Región Marina Suroeste (Agosto, 1996).
3. Leon V. R., Noyola O. A., Tinajero Z. J., García M. J. L. e Inda L. A.: "Análisis de las Condiciones de Explotación del Campo Taratunich". Colegio de Ingenieros Petroleros de México, A. C. (1997).
4. Donohue, D. A. T. and Lang, K. R.: "Petroleum Technology". International Human Resources Development Corporation, Boston (1986).
5. Craft, B. C. and Hawkins, M. F. Jr.: "Applied Petroleum Reservoir Engineering". Prentice-Hall Book Company, Inc., Englewood Cliffs, N. J. (1959).
6. Golan, M. and Whitson, C. H.: "Well Performance". Second Edition, Prentice Hall Inc. (1991).
7. Van Everdingen A. F.: "The Skin Effect and Its Influence on the Productive Capacity of a Well". Trans. AIME, Vol. 198 (1953).
8. Hawkins M. F. Jr.: "A Note on the Skin Effect". Trans. AIME, Vol. 207 (1956).
9. Vogel, J. V.: "Inflow Performance Relationship for Solution-Gas Drive Wells". Journal of Petroleum Technology. (January 1968).
10. Gilbert, W. E.: "Flowing and Gas-Lift Well Performance". API Drilling and Production Practice (1954), 126.
11. Brown, K. E. and Beggs, D. H.: "The Technology of Artificial Lift Methods". Penn Well Books. Co., Volumen 1 (1978).
12. Standing, B. M.: "Inflow Performance Relationships for Damage Well Producing by Solution-Gas Drive". Journal Petroleum Technology. (November, 1970).
13. Orkiszewski: "Prediction Two-Phase Pressure Drops in Vertical Pipes". Journal Petroleum Technology. (April, 1967).

14. Crane: "Flujo de Fluidos en Válvulas, Accesorios y Tuberías". McGraw-Hill Book Company, Inc. (1988).
15. Patton, D.; et al.: "The Well Outflow System: Tubing Performance". Pet. Eng. Intl. (March, 1981).
16. Garaicochea P. F., Bernal H. C. y López O. O.: "Transporte de Hidrocarburos por Ductos". Colegio de Ingenieros Petroleros de México. (1991).
17. Nind, T. E. W.: "Fundamentos de Producción y Mantenimiento de Pozos Petroleros". Ed. Limusa. (1987).
18. Beggs, H. D. and Brill, J. P.: "A Study of Two Phase Flow in Inclined Pipes". Transactions, AIME. (1973).
19. Nind, T. E. W.: "Principles of Oil Well Production". McGraw-Hill Book Company. (1964).
20. Garaicochea, P. F.: "Apuntes de Transporte de Hidrocarburos". Departamento de Explotación del Petróleo, Facultad de Ingeniería, UNAM (1985).
21. Strubhar M. K., Blackburn J. S. and Lee W. J.: "Production Operations Course II Well Diagnosis". SPE Textbook (1972).
22. De la Cruz M. H. E.: "Aspectos de Reingeniería en Pemex-Exploración y Producción". Ingeniería Petrolera, Vol. XXXVI, No. 10 (Octubre, 1996).
23. "Historia de Producción Campo Abkatún". Subgerencia de Diseño de Explotación, Activo Abkatún, Región Marina Suroeste, Pemex Exploración y Producción. (1998).
24. Clegg J. D., Bucaram S. M. and Hain N. W. Jr. "Recommendations and Comparisons for Selecting Artificial Lift Methods". Journal of Petroleum Technology. (December, 1993).
25. Reporte de "Pruebas de Presión-Producción del Campo Taratunich". Grupo Interdisciplinario Taratunich-Batab. Dos Bocas, Paraíso, Tabasco.
26. Martínez G. J. L.: "Comportamiento de Pozos Fluyentes". Curso Celebrado en Dos Bocas, Paraíso, Tabasco (Junio, 1996).
27. "Campo Taratunich. Análisis de las Condiciones de Explotación". Grupo Interdisciplinario Taratunich-Batab, Región Marina Suroeste (Agosto, 1996).