

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA

FACULTAD DE INGENIERIA DE PETROLEO



**"ESTUDIO DE PRODUCTIVIDAD DE LOS POZOS
DE GAS Y CONDENSADO, YACIMIENTO SAN
MARTIN - FM. AGUA CALIENTE"**

TESIS

PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE

INGENIERO DE PETROLEO

MERCEDES INES PRIALE PEÑAFLORES

ALDO ABEL IZQUIERDO CARBAJAL

LIMA - PERU

1992

ESTUDIO DE PRODUCTIVIDAD DE LOS POZOS DE GAS Y CONDENSADO YACIMIENTO SAN MARTIN - FORMACION AGUA CALIENTE

SUMARIO

INTRODUCCION

1. CONSIDERACIONES TEORICAS

1.1 Flujo de Gas a través del Medio Poral

1.1.1 Ecuaciones Fundamentales

- Asunciones Generales
- Ecuación de Flujo de Gas en términos de Pseudopresión
- Ecuación de Flujo para una Geometría Radial Cilíndrica
- Forma Adimensional de la Ecuación General de Flujo

1.1.2 Soluciones Analíticas de la Ecuación de Flujo

- Flujo Radial Cilíndrico, Caudal de Producción Constante y Reservorio Infinito
- Flujo Radial Cilíndrico, Caudal de Producción Constante, Reservorio Circular Finito sin Flujo en el Límite Externo
- Flujo Radial Cilíndrico, Caudal de Producción Constante, Reservorio Circular Finito con Presión Constante en el Límite Externo
- Flujo Radial Cilíndrico, Caudal de Producción Constante, Reservorio Circular Finito o Infinito, Soluciones en el Pozo (P_r)

1.1.3 Desviaciones del Modelo Ideal

- Factor Daño (Skin)
- Efecto del Flujo Inercial - Turbulento

- Efecto del Almacenamiento / Descarga del Pozo
- Efecto del Flujo de Condensado
- Efecto de Penetración Parcial

1.2 Pruebas de Capacidad de Entrega en Pozos de Gas

1.2.1 Ecuaciones Fundamentales

- Análisis Simplificado
- Análisis LIT con Pseudopresión

1.2.2 Determinación de las Constantes de Flujo Estabilizado

- Análisis Simplificado
- Análisis LIT con Pseudopresión

1.2.3 Pruebas que involucran Flujo Estabilizado

- Prueba Convencional
- Prueba Isocronal
- Prueba Isocronal Modificada

1.2.4 Pruebas que no involucran Flujo Estabilizado

1.3 Simulador de Reservorios

1.3.1 Introducción

1.3.2 Análisis Básico

1.3.3 Tipos de Simuladores de Reservorios

1.3.4 Descripción del Simulador FIRST

1.3.5 Ingreso de Datos

- Datos Individuales
- Datos Empíricos
- Datos del Mallado
- Datos de Producción

1.3.6 Ajuste de Historia

2. CARACTERISTICAS GENERALES DEL YACIMIENTO

2.1 Geología

2.1.1 Geología Regional

2.1.2 Geología Estructural

2.1.3 Estratigrafía

2.2 Ingeniería de Reservorios

2.2.1 Determinación del Tipo de Reservorio

2.2.2 Propiedades de la Roca Reservorio

2.2.3 Distribución de Fluidos

2.3 Descubrimiento

2.3.1 Perforación y Completación

- Pozo San Martín 1X

- Pozo Segakiato 2X

2.3.2 Reservas

- Volumen "in situ" de Gas Natural

- Reservas Probadas

3. PROCESAMIENTO DE LA INFORMACION

3.1 Interpretación Geológica

3.1.1 Análisis Estructural

3.1.2 Análisis Estratigráfico

3.2 Evaluación de Perfiles

3.2.1 Multiprobador de Formaciones (RFT)

3.2.2 Perfiles para determinar Gas Movable (MGP)

3.3 Curvas de Presión Capilar y Permeabilidad Efectiva

3.3.1 Normalización de las Curvas de Presión Capilar del pozo Aguaytía 3X

3.3.2 Ajuste de Permeabilidad Efectiva a partir de Pruebas de Producción y Perfiles Eléctricos

3.4 Análisis PVT

3.4.1 Condiciones del Reservorio

3.4.2 Propiedades del Gas

3.4.3 Propiedades del Agua de Formación

4. ANALISIS DE LA PRUEBA DE PRODUCCION

4.1 Historial de la Prueba

4.2 Determinación de las Propiedades del Reservorio

4.2.1 Análisis de los Periodos de Cierre 6, 10 y 15

4.3 Determinación del Daño por Perforación, Penetración Parcial, Turbulencia y Formación de Condensado

4.3.1 Análisis de los Periodos de Flujo 13 y 14

4.3.2 Cálculo del Daño por Penetración Parcial y Formación de Condensado

4.4 Comparación de Resultados

5. CONSTRUCCION DEL MODELO RADIAL

5.1 Descripción

5.1.1 Configuración de la Malla

5.1.2 Tamaño del Acuífero

5.2 Caracterización del Modelo

5.2.1 Definición de Capas

5.2.2 Determinación de Permeabilidad Efectiva por Capa

5.2.3 Comunicación Vertical

5.3 Definición de Regiones

5.3.1 Desnormalización de Curvas de Presión Capilar

5.3.3 Determinación de Curvas de Permeabilidad Relativa por Región

5.4 Validación del Modelo

5.4.1 Ajuste de Presiones

5.4.2 Caídas de Presión ocasionadas por los diferentes Tipos de Daño en la vecindad del Pozo

5.4.3 Ajuste Build Up del Periodo 10

5.4.4 Ajuste del Potencial de Flujo Absoluto (AOFB)

5.5 Comparación de Ajustes

6. CONSTRUCCION DEL MODELO DE SECCION TRANSVERSAL

6.1 Descripción

6.1.1 Configuración de la Malla

6.1.2 Tamaño del Acuífero

6.1.3 Validación del Modelo

7. PREDICCIONES

7.1 Determinación del Potencial Productivo de los Pozos

7.1.1 Caso Base: Completación Actual

7.1.2 Caso 1: Apertura del 25% superior del espesor total

7.1.3 Caso 2: Apertura del 45% superior del espesor total

7.1.4 Caso 3: Apertura del 55% superior del espesor total

7.1.5 Caso 4: Apertura del espesor total

7.2 Estudio de Conificación de Agua en el Pozo-2x

7.2.1 Apertura del 55% superior del espesor total

7.2.2 Apertura del 35% superior del espesor total

7.3 Comportamiento Productivo de los Pozos

7.3.1 Pozo 1X

- Análisis sin Ciclaje de Gas

- Análisis con Ciclaje de Gas

7.3.2 Pozo 2X

- Análisis sin Ciclaje de Gas

- Análisis con Ciclaje de Gas

CONCLUSIONES

REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

TABLAS

FIGURAS

APENDICE

- Cálculo de Pseudopresión

SUMARIO

El presente es un estudio de productividad de los pozos de gas y condensado del yacimiento San Martín en la formación Agua Caliente, con el objeto de pronosticar el comportamiento productivo de pozos de desarrollo en esta área. EL estudio permite definir los niveles de perforación y criterios de completación para estos pozos a fin que el esquema de explotación a implementarse sea el más conveniente.

Para simular el comportamiento productivo de un pozo de desarrollo en el yacimiento San Martín - formación Agua Caliente, se hizo uso del simulador bidimensional FIRST (Fully Implicit Reservoir Simulation Technique), desarrollado por la Cía. Scientific Software Corporation.

El estudio comprende dos (2) etapas:

- * Recolección de datos y procesamiento de la información
- * Simulación numérica del reservorio Agua Caliente

En la primera etapa, se revisaron los estudios geológicos, análisis PVT y registros de pozo, realizados por las Cías. Shell, Petroperú y Scientific Software Intercomp (SSI); asimismo, se volvió a analizar la prueba de producción efectuada en el pozo San Martín-1X, obteniéndose así una caracterización del reservorio Agua Caliente.

Posteriormente se construyeron los modelos radial y de sección transversal para simular el comportamiento del reservorio Agua Caliente, verificando la validez de estos modelos mediante el respectivo Ajuste de Historia con la prueba de producción.

Luego de conseguir un razonable Ajuste de Historia, se procedió a efectuar las predicciones; así se estimó que el potencial absoluto de flujo a hueco abierto (AOFP) para un pozo de desarrollo similar al 1X está dentro del rango de 47 a 428 MMscfd, dependiendo del porcentaje de espesor total abierto a producción.

Del estudio de conificación de agua llevado a cabo con el modelo radial en un pozo que atraviese el contacto gas-agua y que encuentre el 60% del espesor total saturado con gas; podemos afirmar que no existirá producción de agua por conificación al abrir el 35% superior del espesor total (62% de la zona saturada con gas), y producir a 20 MMscfd durante los cinco (5) primeros años de vida productiva. En caso de abrirse el 55% superior del espesor total (94% de la zona saturada con gas) se presentarán problemas de conificación de agua antes del quinto año.

Mediante el modelo de sección transversal se evaluó el comportamiento productivo de pozos ubicados en diferentes posiciones estructurales con respecto al contacto gas-agua y bajo la influencia de diferentes volúmenes de acuífero y esquemas de producción (con y sin ciclaje de gas).

Un pozo que no atraviese el contacto gas-agua y que encuentre completa la formación Agua Caliente (280'), podrá producir a través de todo el espesor productivo y con un adecuado diseño de completación hasta 60 MMscfd, es decir, al 15% de su potencial absoluto de flujo a hueco abierto (AOFP).

Con estas características, el pozo no presentará problemas de digitación de agua durante los primeros nueve (9) años de vida productiva si se emplea ciclaje de

gas, minimizándose la formación de condensado en el reservorio. Sin ciclaje de gas, deberá tenerse en cuenta la fuerte caída de presión en el reservorio que se genera por el mecanismo de depletación natural.

Un pozo que atraviese el contacto gas-agua encontrando el 60% del espesor total saturado con gas, podría producir 20 MMscfd sin ciclaje de gas, abriendo sólo el 35% superior del espesor total (62% de la zona saturada con gas) lográndose de esta forma no tener problemas de digitación de agua hasta aproximadamente el tercer año de producción, en que deberá efectuarse un reacondicionamiento. En el caso de producir con ciclaje de gas, no se presentarán problemas de este tipo por lo menos los primeros cinco (5) años de vida productiva.

A lo largo de este estudio, se ha hecho evidente que el mantenimiento de presión en el reservorio es independiente del volumen del acuífero, dependiendo solamente de la transmisibilidad del acuífero hacia el reservorio. Asimismo, se confirma que el aumento del volumen del acuífero disminuye la recuperación final del gas.

Entre las conclusiones más importantes se puede mencionar que el esquema de producción con ciclaje de gas retarda el avance del agua en el reservorio y favorece el mantenimiento de presión por lo que resulta la mejor alternativa de producción.

INTRODUCCION

El presente trabajo es el resultado de un estudio de simulación a nivel pozo, con el fin de estimar el comportamiento productivo de un pozo de desarrollo completado en la formación Agua Caliente del yacimiento San Martín.

Este trabajo es complementario a los diversos estudios realizados por Petroperú y la Compañía Shell, incluido un estudio de simulación composicional de reservorios; los cuales fueron efectuados con el propósito de estimar las reservas de gas y líquidos de gas natural (LGN) en el área de Camisea, pronosticar el comportamiento productivo de los yacimientos de San Martín y Cashiriari y determinar el esquema de explotación más conveniente. Dichos estudios por su naturaleza, alcance y extensión, no han estudiado en detalle cada una de las cinco formaciones productivas definidas en el área.

El objetivo general del presente trabajo de tesis es profundizar el análisis efectuado en el estudio de simulación y encontrar respuestas a algunas interrogantes específicas para la formación Agua Caliente, como son:

- Caudal de gas a producir en cada pozo de este reservorio,
- Efecto del acuífero sobre la producción de estos pozos,
- Influencia de la inyección de gas en el mantenimiento de presión del reservorio y en el avance y producción del agua proveniente del acuífero.

El yacimiento San Martín está ubicado en el extremo sur del Lote 42 en la Selva Sur del Perú, a 260 Kms. al Noroeste de la ciudad del Cuzco. Allí se han perforado dos (2) pozos de los cuales sólo el pozo San Martín-1X ha sido completado y probado.

Los objetivos específicos del presente estudio son los siguientes:

- (1) Diseñar un modelo del reservorio Agua Caliente que reproduzca el comportamiento productivo mostrado por el pozo San Martín 1X durante la prueba de producción.
- (2) Estimar el potencial absoluto de flujo a hueco abierto (AOF) para un pozo de desarrollo, considerando diversos esquemas de completación.
- (3) Evaluar el fenómeno de conificación de agua diseñando un modelo radial que simule un pozo que atraviese el contacto gas-agua, considerando diferentes volúmenes del acuífero.
- (4) Evaluar el comportamiento productivo de un pozo de desarrollo que no atraviese el contacto gas-agua mediante un modelo de sección transversal, produciendo por mecanismo de depletación natural (sin ciclaje de gas) o con ciclaje de gas y examinando el fenómeno de digitación de agua y el mantenimiento de presión.
- (5) Evaluar el comportamiento productivo de un pozo de desarrollo que atraviese el contacto gas-agua mediante un modelo de sección transversal, produciendo por mecanismo de depletación natural (sin ciclaje de gas) o con ciclaje de gas y examinando el fenómeno combinado de digitación y conificación de agua así como el efecto del ciclaje sobre el mantenimiento de presión.

En la primera parte de este trabajo, se presenta el fundamento teórico acerca del flujo de gas a través del medio poral y del análisis de pruebas de capacidad de entrega de pozos de gas en un sistema de gas-condensado. También se presentan los fundamentos básicos de la simulación de reservorios así como una breve descripción del simulador utilizado.

En la segunda parte de este trabajo se describe la construcción de los modelos necesarios para el presente estudio: modelo radial y de sección transversal.

Una vez diseñado el modelo radial, el siguiente paso fue comparar la historia productiva real del pozo con las respuestas obtenidas del modelo, para determinar su validez. La prueba de presión en el pozo San Martín-1X fue la base para la comparación. El modelo representó con razonable exactitud el comportamiento real del reservorio, como lo demuestra el gráfico de Ajuste de Historia, lo cual garantiza la confiabilidad de las predicciones.

Siendo válido el modelo radial, se inició la etapa de predicciones estimando en primer lugar el potencial de flujo absoluto de un pozo de desarrollo en el área si se pusiera a producción el 25%, 45%, 55% y el 100% del espesor total de la formación Agua Caliente si se encontrara completamente saturada con gas. También estimamos las caídas de presión en la vecindad del pozo para cada caso, debido a los diferentes efectos de completación y fenómenos que se presentan al producir reservorios de gas sujetos a condensación retrógrada.

El modelo radial sirvió también para analizar el efecto de conificación de agua en pozos que atravesen el contacto gas-agua. Básicamente con los mismos datos y asunciones ya validados del modelo radial, se diseñó el modelo de sección transversal.

El comportamiento productivo de los pozos con ciclaje y sin ciclaje de gas fue estudiado mediante el modelo de sección transversal, considerando pozos ubicados en diferentes posiciones estructurales con respecto al contacto gas-agua, así como también diferentes volúmenes del acuífero. Para ello se simuló un pozo inyector XX ubicado en la parte más alta de la estructura.

Los resultados que se presentan en este trabajo de tesis describen el potencial productivo más probable de un pozo de desarrollo en el yacimiento San Martín - formación Agua Caliente bajo diferentes estrategias de producción, de manera que se pueda planificar su desarrollo futuro.

Sin embargo, debemos señalar que la validez de los resultados y pronósticos que aquí se presentan, dependen de la exactitud de la información disponible en la actualidad acerca de la formación en estudio así como de las asunciones hechas. Por lo tanto, este trabajo deberá tomarse como una primera aproximación que deberá irse ajustando a medida que se obtenga mayor información del reservorio.

Finalmente, deseamos agradecer a Petroperú y en forma muy especial a la Unidad Gas Natural por la oportunidad que nos ha brindado para desarrollar este trabajo de tesis. Asimismo nuestro profundo agradecimiento a todo el personal de esta Unidad, por su continuo apoyo y colaboración.

1. CONSIDERACIONES TEORICAS

1.1 FLUJO DE GAS A TRAVES DEL MEDIO PORAL

En esta sección se presentan las ecuaciones fundamentales del flujo de fluidos en el medio poral así como las soluciones de la ecuación diferencial del flujo de fluidos para las condiciones de frontera y geometría de reservorio de interés para el presente estudio.

Describiremos las asunciones y aproximaciones necesarias para definir el sistema y resolver la ecuación diferencial. La teoría desarrollada en la primera parte de esta sección se aplica a flujo laminar monofásico, pero posteriormente se toma en consideración las desviaciones debido al efecto inercial y de turbulencia así como al daño de la formación, efecto de almacenamiento y penetración parcial.

También se presentan las soluciones numéricas de la ecuación fundamental del flujo de fluidos. En todo el desarrollo de las ecuaciones se utilizan las variables adimensionales debido a su simplicidad.

1.1.1 Ecuaciones Fundamentales

Las ecuaciones utilizadas para la deducción de la ecuación general del flujo de fluidos en medio poroso, se describen a continuación (ref. 22):

- (a) Ecuación constitutiva, la cual describe el comportamiento reológico de los fluidos. Esta ecuación relaciona el esfuerzo de corte impuesto sobre un fluido con la velocidad de corte resultante. La ecuación constitutiva define la viscosidad de un fluido newtoniano para una determinada temperatura y presión.

(b) Ecuación de momentum, la cual es una aplicación de la segunda ley de Newton para el movimiento de un sistema fluido; es esencialmente un balance de fuerzas del sistema. La ecuación de balance de momentum generalizada para flujo estable y con efectos de flujo inercial-turbulento (LIT) se expresa como:

$$-dp/dx = (\mu/k)u + \beta \int u^2 \quad (1.1)$$

reformulando esta ecuación obtenemos:

$$u = -\delta(k/\mu) dp/dx \quad (1.2)$$

donde δ es el factor de corrección por flujo turbulento y está expresado por:

$$\delta = (1 + \beta \int ku/\mu)^{-1/2} \quad (1.3)$$

(c) Ecuación de continuidad, que es una expresión de la ley de conservación de masa y viene expresada por:

$$-\epsilon/\epsilon t (\phi \int) = 1/r \epsilon/\epsilon r (r \int \mu) \quad (1.4)$$

(d) Ecuación de estado, la cual relaciona la densidad de un fluido con la temperatura y presión, se expresa para el caso de gases de la siguiente manera:

$$c = 1/P - (1/Z) \epsilon Z/\epsilon p |_{\tau} \quad (1.5)$$

(e) Ecuación de energía que es una expresión de la ley de conservación de energía tomando en cuenta los diferentes tipos de cambios de energía y es de interés en sistemas de flujo no isotérmico. En el flujo de fluidos en un reservorio de gas, estos efectos de energía pueden ser despreciados.

Combinando la ecuación de continuidad con la de momentum, obtenemos la ecuación diferencial generalizada para el flujo de fluidos en medio poroso:

$$\frac{\partial}{\partial t}(\rho f) = \nabla \cdot (fk\delta/\mu \nabla p) \quad (1.6)$$

Esta es la forma general de la ecuación de flujo que relaciona densidad, porosidad, viscosidad, permeabilidad, factor de turbulencia, tiempo, distancia y presión. Si se introduce la ecuación de estado apropiada dentro de la ecuación anterior, se obtendrá una ecuación diferencial parcial la cual describe el flujo de fluidos en el sistema en términos de las variables ya mencionadas a excepción de la densidad. Esta ecuación es no lineal y, sin ninguna simplificación, solamente puede ser resuelta por técnicas numéricas. La forma simplificada de la ecuación de flujo para un fluido altamente compresible y en condiciones isotérmicas será:

$$\frac{\partial}{\partial t}(\rho p/Z) = \nabla \cdot [(p/\mu Z)k\delta \nabla p] \quad (1.7)$$

* **Asunciones Generales**

Las ecuaciones de flujo dadas anteriormente en forma generalizada, pueden ser resueltas solamente por técnicas numéricas. Sin embargo, aplicando varias asunciones, estas ecuaciones pueden ser linealizadas y resueltas analíticamente para ciertas condiciones de frontera. A continuación se resumen las asunciones que se toman en cuenta para el desarrollo teórico de la ecuación de flujo.

- (a) Condiciones isotérmicas (asumidas en el desarrollo de la ecuación de estado).
- (b) Efectos gravitacionales despreciables (asumida en el desarrollo de la ecuación de momentum).
- (c) Flujo monofásico (implícito en la ecuación de momentum).

Otras asunciones son:

- (d) El medio es homogéneo, isotrópico e incompresible, y la porosidad es constante.

(e) El flujo es laminar; $\delta = 1$.

La asunción de flujo laminar no se ajusta al caso de flujo de gases, pero ello será compensado por la caída de presión adicional debido al efecto del flujo inercial-turbulento (IT), la cual será tratada posteriormente.

* Ecuación de Flujo de Gas en términos de Pseudopresión

La ecuación para el flujo de gas se puede escribir en términos de la presión, presión cuadrada o pseudopresión.

Si se resuelve la ecuación de flujo de gas en función de la presión, se tienen que hacer las siguientes asunciones adicionales:

1. La permeabilidad es independiente de la presión;
2. La viscosidad del fluido es constante e independiente de la presión ($p/\mu Z$ es constante);
3. Las gradientes de presión son pequeñas, por lo cual $(\nabla p)^2 = 0$.

con lo cual se obtiene la siguiente ecuación:

$$\nabla^2 p = \phi \mu c / k \delta p / \delta t \quad (1.8)$$

Si se resuelve la ecuación de flujo de gas en función de la presión al cuadrado también se tienen que hacer asunciones adicionales que son las siguientes:

1. La permeabilidad es independiente de la presión
2. El término μZ es constante
3. Las gradientes de presión son pequeñas, por lo que $(\nabla p^2)^2 = 0$
4. Comportamiento de gas ideal ($Z = 1$) y la viscosidad del gas constante.

con lo cual se obtiene la siguiente ecuación:

$$\nabla^2 p^2 = (\phi \mu / k p) \delta p^2 / \delta t \quad (1.9)$$

Estas asunciones adicionales pueden causar un significativo grado de inexactitud. Por ejemplo, la asunción de gradientes de presión pequeñas nos induce a errores cuando estimamos la distribución de presiones en formaciones de baja permeabilidad, y ya que esta asunción esta implícita en todos los métodos actualmente usados de análisis de restauración y declinación de presión (build up y drawdown), los cuales están basados en la solución de flujo de gas ideal; se deberá eliminar al igual que las asunciones mencionadas anteriormente.

Introduciendo el concepto de pseudopresión $m(p)$ pueden evitarse dichas asunciones (ref. 4). Así usando $m(p)$, puede ajustarse la variación de μ y Z con respecto a la presión y de esta forma sólo se requerirán las asunciones generales para resolver la ecuación diferencial además de asumir que la permeabilidad es independiente de la presión.

Se define la pseudopresión $m(p)$ de la siguiente manera:

$$m(p) = 2 \int_{p^0}^p \frac{p}{\mu Z} dp \quad (1.10)$$

donde p^0 es alguna presión de referencia específica, entonces:

$$\nabla m(p) = \frac{\partial}{\partial p} [m(p)] \nabla p = 2 \frac{p}{\mu Z} \nabla p \quad (1.11)$$

y

$$\frac{\partial}{\partial t} [m(p)] = 2 \frac{p}{\mu Z} \left(\frac{\partial p}{\partial t} \right) \quad (1.12)$$

sabiendo que,

$$\frac{\partial}{\partial t} (p/Z) = c \frac{p}{Z} \frac{\partial p}{\partial t} \quad (1.13)$$

sustituyendo estas ecuaciones en la ecuación general obtenemos:

$$\nabla^2 m(p) = \phi \mu c / k \frac{\partial}{\partial t} [m(p)] \quad (1.14)$$

Como podemos observar esta ecuación es similar a la solución de la ecuación diferencial para flujo de gases en términos de p o p^2 . Pero se debe notar sin embargo, que esta ecuación se ha deducido sin hacer uso de las asunciones 1,2,3 y 4 necesarias para las deducciones de las soluciones en términos de p o p^2 .

Además, si conocemos la variación de la permeabilidad con la presión se puede redefinir la pseudopresión como:

$$m(p)' = 2 \int_{p^a}^p k p / \mu Z dp \quad (1.15)$$

y por lo tanto la ecuación 1.14 se transforma en:

$$\nabla^2 m(p)' = \phi \mu c \partial / \partial t [m(p)'] \quad (1.16)$$

Entonces, en el cálculo de $m(p)'$ no solamente se consideran las propiedades del gas μ y Z sino también la permeabilidad del reservorio (k), como una función de la presión.

A partir de p , μ y Z se puede construir la gráfica $m(p)$ vs p de tal forma que sea fácil convertir cualquier valor de $m(p)$ a p y viceversa, o en su defecto utilizar un método de integración numérica o interpolación para hallar la equivalencia de $m(p)$ a p . En el Apéndice se presenta el método semianalítico que se ha utilizado en este trabajo para la conversión de $m(p)$ a p .

Para un gas específico, la curva o correlación $m(p)$ vs p es válida solamente para la temperatura a la cual fue desarrollada. Los reservorios de gas son en su mayoría isotérmicos y su composición no varía significativamente de pozo a pozo. En tales casos, solamente se necesita de una curva para todo el reservorio. En caso que la temperatura o la composición del gas no sea uniforme a través del reservorio, se necesitará de una relación $m(p)$ vs p para cada pozo.

Para el presente trabajo se ha elaborado una gráfica $m(p)$ vs p para el reservorio Agua Caliente, la cual se muestra en la Figura A-1.

*** Ecuación de Flujo para una Geometría Radial-Cilíndrica**

En ingeniería de petróleo es frecuente idealizar el reservorio considerándolo circular y de espesor constante h , con un pozo abierto al flujo en todo el intervalo productivo. Además se considera que el flujo es de dirección radial y las líneas de flujo convergen al punto central de cada plano y el área transversal al flujo disminuye a medida que nos acercamos al centro. A este modelo de flujo se le denomina el flujo radial cilíndrico y la ecuación de flujo aplicable está dada por (ref. 40):

$$1/r \frac{\partial}{\partial r} (r \frac{\partial \Phi}{\partial r}) = 1/\epsilon \frac{\partial \Phi}{\partial t} \quad (1.17)$$

Donde Φ y ϵ tienen las siguientes interpretaciones:

Φ	ϵ
p^2	$k/\phi\mu c$
$m(p)$	$k/\phi\mu c_1$

*** Forma Adimensional de la Ecuación General de Flujo**

Es conveniente expresar la ecuación general de flujo y sus condiciones de frontera en términos adimensionales de la siguiente manera:

$$\nabla^2(\Delta p_D) = \partial/\partial t_D (\Delta p_D) \quad (1.18)$$

donde el subíndice D significa adimensional, siendo los términos adimensionales descritos en las Tablas 1.1a y 1.1b para los distintos tipos de flujo.

Las ventajas de escribir la ecuación en términos adimensionales son las siguientes:

- (a) Con una apropiada definición de los términos Δp_D , t_D y q_D de la Tabla 1.1a, los casos de presión, presión cuadrada y pseudopresión pueden ser representados todos por la ecuación 1.18, así, la solución solamente de una ecuación servirá para los tres casos.
- (b) Se disminuye el número de variables de las que depende la ecuación.
- (c) La ecuación 1.18 es equivalente a la ecuación standard de flujo de calor, para la cual ya existen soluciones a varias condiciones de frontera. Estas soluciones pueden aplicarse directamente en los problemas de flujo de fluidos en medio poroso.

De esta forma podemos expresar la ecuación de flujo para un sistema radial cilíndrico en términos adimensionales de la siguiente manera:

$$\frac{1}{r_D} \frac{\partial}{\partial r_D} \left[r_D \frac{\partial}{\partial r_D} (\Delta p_D) \right] = \frac{\partial}{\partial t_D} (\Delta p_D) \quad (1.19)$$

Las condiciones iniciales y de frontera se describen a continuación:

- (a) Condición de límite interno: El caudal de flujo q en el pozo es constante. De la Ley de Darcy:

$$q/2\pi r h|_{\text{pozo}} = k/\mu \left. \frac{\partial p}{\partial r} \right|_{\text{pozo}}, \quad t > 0 \quad (1.20)$$

que en términos adimensionales se transforma en:

$$r_D \frac{\partial}{\partial r_D} (\Delta p_D) \Big|_{r_D=1} = -1, \quad \text{para } t_D > 0 \quad (1.21)$$

- (b) Condición de límite externo: Para todo tiempo la presión en el límite externo es la misma que la presión inicial, p_i , esto es:

$$p \rightarrow p_i \text{ a medida que } r \rightarrow \infty \text{ para todo } t$$

que en términos adimensionales se expresa así:

$$\Delta p_D \rightarrow 0 \text{ cuando } r_D \rightarrow \infty, \text{ para todo } t_D$$

(c) Condición inicial: La presión a través de todo el reservorio es constante, esto es:

$$p = p_i \text{ cuando } t = 0, \text{ para todo } r$$

expresándose en términos adimensionales de la siguiente manera:

$$\Delta p_D = 0 \text{ cuando } t_D = 0, \text{ para todo } r$$

1.1.2 Soluciones Analíticas de la Ecuación de Flujo

Las ecuaciones de flujo derivadas hasta aquí pueden ser resueltas analíticamente sólo para un número limitado de geometrías de flujo, y para algunas condiciones iniciales y de frontera.

Un caso que puede resolverse y que es de particular interés para el desarrollo de las pruebas de presión, es el del flujo radial cilíndrico. Por lo general, se considera un caudal constante en el pozo junto con alguna de las siguientes condiciones de frontera:

1. Reservorio infinito;
2. Reservorio circular finito sin flujo a través del límite exterior;
3. Reservorio circular finito con flujo a través del límite exterior.

Para el propósito de pruebas de pozos de gas, la condición de caudal de flujo constante en cabeza de pozo es la más útil, y de aquí en adelante nos referiremos a ella como el caso de caudal de producción constante.

*** Flujo Radial-Cilíndrico, Caudal de Producción constante y Reservorio Infinito.**

Como mencionamos anteriormente, la geometría de flujo radial cilíndrico es de gran interés en las pruebas de

presión de pozos de gas. La ecuación de flujo para este caso fue presentada en términos adimensionales en la ecuación 1.19.

El problema a resolver ahora, es el de un flujo radial cilíndrico de gas hacia el pozo, a un caudal de producción constante y en un reservorio de extensión infinita. Las condiciones iniciales y de frontera para este caso son:

(a) El caudal de flujo en el pozo es constante.

$$r_D \frac{\partial}{\partial r_D} (\Delta p_D) \Big|_{r_D=1} = -1, \text{ para } t_D > 0$$

Como una simplificación que en la práctica nos da idénticos resultados, podemos asumir que el pozo de radio r_w es reemplazado por una línea, de tal forma que la ecuación de frontera ahora se transforma en:

$$\lim_{r_D \rightarrow 0} r_D \frac{\partial}{\partial r_D} (\Delta p_D) = -1, \text{ para } t_D > 0 \quad (1.22)$$

(b) Para todo tiempo t , la presión en el límite exterior es la presión inicial en el reservorio, esto es,

$$\Delta p_D \rightarrow 0 \text{ cuando } r_D \rightarrow \infty, \text{ para todo } t_D$$

(c) Inicialmente la presión a través del reservorio es uniforme

$$\Delta p_D = 0 \text{ a } t_D = 0, \text{ para todo } r_D$$

La transformación de Boltzman $X = r_D^2/(4t_D)$ se aplica a la ecuación 1.19 para reducirla a una ecuación diferencial ordinaria (ref. 40). Esta ecuación entonces puede ser resuelta separando variables e integrando con las tres condiciones de frontera descritas anteriormente. El resultado es:

$$p_D = -\frac{1}{2} E_1(-r_D^2/4t_D) = -\frac{1}{2} E_1(-\phi \mu c r^2/4 kt) \quad (1.23)$$

donde E_1 es la integral exponencial definida como:

$$E_1(-X) = \int_{\omega}^X e^{-\epsilon} / \epsilon \, d\epsilon \quad (1.24)$$

donde ϵ es una variable de integración. La integral exponencial puede ser obtenida de tablas de funciones matemáticas (ref. 30), pero también puede ser expresada en forma conveniente por una expansión de series (ref. 9):

$$E_1(-X) = \ln(1.781 X) + \sum (-X)^n / n n! \quad (1.25)$$

El número de términos requerido depende de la magnitud de X y de la exactitud deseada. Para valores de $X < 0.01$ la integral exponencial se aproxima a:

$$E_1(-X) = \ln(1.781 X) \quad , \quad \text{para } X < 0.01 \quad (1.26)$$

Para valores de $X > 5$, la integral exponencial se aproxima a cero. El gráfico de la función E_1 se presenta en la Figura 1.1a.

Así, para $X < 0.01$, la ecuación 1.23 se transforma en:

$$P_D = \frac{1}{2} [\ln(t_D/r_D^2) + 0.80907] \quad , \quad \text{para } t_D/r_D^2 > 25 \quad (1.27)$$

Por lo general, la zona de mayor interés es la cercana al pozo, donde $r = r_w$ ($r_D=1$). En este punto, la solución de la ecuación de flujo radial (ec. 1.19), tiene un nombre particular P_e . P_e está expresado en términos adimensionales y es el valor de Δp_D en el pozo sin tomar en cuenta los efectos de daño y flujo inercial-turbulento. P_e varía con las condiciones de frontera, pero para el caso de caudal de producción constante en un reservorio infinito, P_e está dada por:

$$P_e = \Delta p_D |_{r=r_w} = -\frac{1}{2} E_1(-1/4t_D) \quad (1.28)$$

En términos de la aproximación logarítmica, de la ecuación 1.27:

$$P_e = \frac{1}{2} (\text{Lnt}_D + 0.809) \quad , \quad \text{para } t_D > 25 \quad (1.29)$$

Posteriormente se discute la función P_e con más detalle, pero es interesante notar ahora que P_e representa el efecto de flujo laminar solamente. Los efectos del daño, flujo inercial-turbulento y otros, serán discutidos posteriormente.

*** Flujo Radial Cilíndrico, Caudal de Producción Constante, Reservorio Circular Finito sin Flujo en el Límite Exterior**

A continuación se analiza el caso de flujo radial en un reservorio cilíndrico finito (con las superficies superior e inferior selladas) a un caudal de producción constante. El límite interior es el pozo. El reservorio es volumétrico, esto es, el límite exterior está sellado. Las condiciones iniciales y de frontera para esta situación son:

(a) El caudal de flujo en el pozo es constante. Sin necesidad de introducir el concepto de línea fuente, la condición de frontera interna es la misma que en la ecuación 1.21

$$r_D \frac{\partial}{\partial r_D} (\Delta p_D) \Big|_{r_D=1} = -1 \quad , \quad \text{para } t_D > 0 \quad (1.30)$$

(b) El flujo en el límite exterior es cero para todo tiempo t , esto es, la gradiente de presión en el límite es cero

$$\frac{\partial p}{\partial r} \Big|_{r=r_w} = 0 \quad , \quad \text{para todo } t \quad (1.31)$$

donde r_w es el radio del límite exterior. En términos adimensionales:

$$\frac{\partial}{\partial r_D} (\Delta p_D) \Big|_{r_D=D} = 0 \quad , \quad \text{para todo } t_D \quad (1.32)$$

donde:

$$r_{eD} = r_w / r_w$$

(c) Inicialmente la presión a través del reservorio es uniforme

$$\Delta p_D = 0 \text{ cuando } t_D = 0, \text{ para todo } r_D$$

La ecuación diferencial parcial aplicable a este caso puede escribirse como:

$$\frac{\partial^2 \Delta p_D}{\partial r_D^2} + \frac{1}{r_D} \frac{\partial \Delta p_D}{\partial r_D} = \frac{\partial \Delta p_D}{\partial t_D} \quad (1.33)$$

Usando la transformada de Laplace, Mathews y Russell (ref. 40), obtuvieron la siguiente solución:

$$p_D = [2/r_{eD}^2 - 1] (r_D^2/4 + t_D) - r_{eD}^2 \ln(r_D)/(r_{eD}^2 - 1) - \\ 3r_{eD}^4 - 4 r_{eD}^4 \ln r_{eD} - 2 r_{eD}^2 - 1 / 4(r_{eD}^2 - 1)^2 + \\ e^{-\alpha_n^2 t_D} J_1^2(\alpha_n r_{eD}) [J_1(\alpha_n) Y_0(\alpha_n r_{eD}) - Y_1(\alpha_n) J_0(\alpha_n r_{eD})] \\ \pi \sum \frac{1}{\alpha_n [J_1^2(\alpha_n r_{eD}) - J_1^2(\alpha_n)]} \quad (1.34)$$

donde α_n son las raíces de:

$$J_1(\alpha_n r_{eD}) Y_1(\alpha_n) - J_1(\alpha_n) Y_1(\alpha_n r_{eD}) = 0 \quad (1.35)$$

J_1 y Y_1 son las funciones de Bessel de primera y segunda clase respectivamente, siendo ambas de primer orden. α_n puede ser obtenida de tablas de funciones matemáticas o por solución de series dada por Abramowitz y Stegun. P_e , que es la solución en el pozo, se obtiene evaluando la ecuación 1.34 para $r_D=1$.

Para valores de $t_D < 0.25 r_{eD}^2$, P_e es equivalente a la ecuación 1.29; esto es, los efectos del límite exterior son insignificantes y el reservorio se comporta como si fuera infinito. A medida que t_D aumenta, el término

sumatoria en la ecuación 1.34 disminuye, y puede ser despreciado para grandes valores de t_D . Así, para $r_w \gg r_w$, lo cual es usualmente el caso, la presión en el pozo se expresa por:

$$P_e = 2t_D/r_{wD}^2 + \ln(r_{wD}) - 3/4 \quad , \quad \text{para } t_D/r_{wD}^2 > 0.25 \quad (1.36)$$

Muskat (ref. 41), demostró que si se asumía el radio del pozo muy pequeño, esto es, como una línea fuente, entonces Δp_D estaría dada en función de α_1 que se puede obtener fácilmente de las tablas de funciones matemáticas ya mencionadas. Para tiempos largos, y cuando $r_w \ll r_w$ la solución en el pozo se reduce a la ecuación 1.36.

En la Figura 1.1b se muestra un gráfico de P_e en función del tiempo para varios valores de r_{wD} . Puede notarse que para tiempos tempranos, la solución corresponde a la recta $r_D=1$, que es la solución para el caso de reservorio infinito de la Figura 1.2a. A tiempos mayores, la solución se representa por la ecuación 1.36. La transición de comportamiento infinito a finito ocurre a $t_D = 0.25 r_{wD}^2$.

*** Flujo Radial-Cilíndrico, Caudal de Producción Constante, Reservorio Circular Finito con Presión Constante en el Límite Externo**

En este caso, el flujo radial toma lugar en un reservorio circular finito con los límites superior e inferior cerrados y a un caudal de producción constante. La presión en el límite exterior se mantiene constante debido a un mantenimiento natural o artificial de presión en la zona. Las condiciones iniciales y de frontera son:

(a) El caudal de flujo en el pozo es constante. Como antes, esta es la ecuación 1.21

$$r_D \delta/\delta r_D (\Delta p_D) |_{r_D=1} = -1 \quad , \quad \text{para } t_D > 0$$

(b) La presión en el límite exterior es constante para todo tiempo t . Esto expresado en términos adimensionales es:

$$\Delta p_D = 0 \text{ a } r_D = r_{wD}, \text{ para todo } t_D$$

(c) Inicialmente la presión a través del reservorio es uniforme

$$\Delta p_D = 0 \text{ a } t_D = 0, \text{ para todo } r_D$$

Mediante el uso de la transformada de Laplace y con las condiciones de frontera ya mencionadas, Carslaw y Jaeger (ref. 6) encontraron la solución de la siguiente manera:

$$p_D = \ln(r_{wD}/r_D) + \frac{e^{-\beta n^2 t_D} J_0^2(r_{wD}\beta_n) [J_0(r_D\beta_n)Y_1(\beta_n) - Y_0(r_D\beta_n)J_1(\beta_n)]}{\beta_n [J_1^2(\beta_n) - J_0^2(r_{wD}\beta_n)]} \quad (1.37)$$

donde β_n son las raíces de:

$$J_1(\beta_n) Y_0(r_{wD}\beta_n) - Y_1(\beta_n) J_0(r_{wD}\beta_n) = 0 \quad (1.38)$$

y se pueden obtener de la misma fuente como α_n en la sección previa. Para $r_D=1$:

$$P_e \equiv \Delta p_D|_{p_D=0} = \ln r_{wD} - 2 \sum \frac{e^{-\beta n^2 t_D} J_0^2(r_{wD}\beta_n)}{\beta_n [J_1^2\beta_n - J_0^2 r_{wD}\beta_n]} \quad (1.39)$$

A medida que t_D aumenta, el término de sumatoria disminuye y la ecuación 1.39 se transforma en:

$$P_e = \ln r_{wD}, \text{ para } t_D > 1.0 r_{wD}^2 \text{ (aprox.)} \quad (1.40)$$

En la Figura 1.2b se muestra una gráfica de la ecuación 1.39 para varios valores de r_{wD} . Se observa que en la parte temprana del período de producción el pozo actúa como si fuera un reservorio infinito. Después de un cierto tiempo, sin embargo, los efectos del límite se hacen notar ($t_D > 0.25 r_{wD}$), y un período de transición precede la condición de flujo estable representado por la ecuación 1.40.

*** Flujo Radial Cilíndrico, Caudal de Producción Constante, Reservorio Circular Finito o Infinito, Soluciones en el Pozo (P_e).**

En las secciones anteriores, las soluciones a la forma adimensional de la ecuación diferencial parcial de flujo, ecuación 1.19, han sido dadas para las tres condiciones de frontera, por las ecuaciones 1.23, 1.34 y 1.37. Estas pueden ser evaluadas a cualquier valor de r y t .

Las soluciones a $r = r_w$ son de gran interés dada su facilidad de referencia, por lo cual se les ha dado el nombre particular de P_e . Así, P_e es por definición la solución de la ecuación 1.19 a $r_D=1$.

La razón para introducir la función de presión P_e , es que la función de presión real en el pozo Δp_w , varía con los efectos daño y LIT, y por lo tanto es conveniente tener una función de presión definida en forma precisa, P_e , la cual es la solución analítica a la ecuación diferencial parcial y es independiente de efectos extraños como daño, almacenamiento de pozo, efectos de flujo LIT, etc.

En la Figura 1.3a se muestra un gráfico de P_e vs $\log t_D$ para varios valores de r_{wD} . Esta es una representación gráfica combinada de las soluciones en el pozo para reservorio infinito y reservorio finito con y sin flujo a través del límite exterior. Esto es, una gráfica combinada de las ecuaciones 1.28, 1.36 y 1.39.

Las funciones P_e para los casos de reservorios circulares finitos e infinitos pueden usarse juntas para determinar el tiempo de estabilización para cualquier reservorio circular. Este es el tiempo requerido para que el radio de investigación sea igual al radio externo.

1.1.3 Desviaciones del Modelo Ideal

En la derivación de la ecuación de flujo de fluidos en medio poroso, se ha asumido hasta ahora que el medio era homogéneo e isotrópico y que el flujo era monofásico y cumplía con la Ley de Darcy. También se supuso que las aperturas y cierres en el pozo se efectuaban en la cara de la arena.

Estas asunciones si bien son convenientes, no son realistas, y en realidad ocasionan desviaciones bastante frecuentes y significativas como para despreciarlas. Por ello en esta sección se explican las formas de cuantificar el efecto daño, el efecto de flujo inercial-turbulento (IT), almacenamiento de pozo y formación de condensado así como el efecto de la penetración parcial.

* Factor Daño (Skin)

Es un hecho conocido que la permeabilidad de la formación inmediatamente alrededor del pozo puede encontrarse dañada por el proceso de perforación o puede estar mejorada por un fracturamiento o acidificación en la completación del pozo. Van Everdingen (ref. 65) definió el factor daño justamente para cuantificar esta permeabilidad alterada, de la siguiente manera:

$$(\Delta p_D)_{\text{skin}} = s, \text{ una constante} \quad (1.41)$$

así,

$$\Delta p_D|_{\text{pozo}} \text{ (incluyendo daño)} = P_e + s \quad (1.42)$$

Esta definición representa la diferencial de presión adicional debido al efecto daño dada por la ecuación 1.42. Este concepto de s corresponde a un daño infinitesimal alrededor del pozo que ocasiona una adicional o una menor resistencia al flujo. Puede considerarse que s está compuesto de varios efectos daño, tales como: permeabilidad alterada, s_k , por penetración parcial, s_{pp} , y por efecto del baleo s_{pwr} (ref. 50).

Un valor positivo de s indica un pozo dañado mientras que un valor negativo de s nos indica estimulación del pozo. En el caso de que s sea negativo, este concepto, el cual es matemáticamente correcto, conlleva cierta dificultad en la interpretación física (ref. 28). Hawkins propuso que el daño sea tratado como una región de radio r_{wk} con permeabilidad k_{wk} , con el factor daño dado por (ref. 9):

$$s = \left[\frac{k}{k_{wk}} - 1 \right] \ln \frac{r_{wk}}{r_w} \quad (1.43)$$

Este concepto es válido para daño positivo y negativo pero no hay un juego único de valores de r_{wk} y k_{wk} para un s particular. Este problema ha sido tratado numéricamente por Watterbarger y Ramey (ref. 68).

Un tratamiento alternativo del efecto daño fue propuesto por Mathews y Russell (ref. 40) y es el de un "radio efectivo del pozo", definido como el radio que ocasiona la caída de presión en un reservorio ideal igual al de un reservorio real con daño. Así:

$$r_w \text{ efectivo} = r_w e^{-s} \quad (1.44)$$

Esto es equivalente a hacer $k_{wk} = \infty$ en la ecuación 1.43. Para daño positivo, $r_w \text{ efectivo} < r_w$, esto es, el fluido debe viajar a través de una porción adicional de formación para ocasionar la caída de presión observada.

Para daño negativo, $r_w \text{ effective} > r_w$. Este es un concepto muy útil en pozos hidráulicamente fracturados.

Varias interpretaciones del efecto daño se ilustran en la Figura 1.3b. En la solución de problemas reales, el concepto de daño infinitesimal es el más ampliamente utilizado como en la ecuación 1.42.

* Efecto del Flujo Inercial-Turbulento

Todas las soluciones presentadas hasta aquí están basadas en la asunción que la Ley de Darcy es válida para el flujo a través del reservorio y para todo tiempo t . Como se mostró en las secciones previas, es posible linealizar las ecuaciones diferenciales parciales con las asunciones apropiadas cuando existe flujo Darciano.

Para flujo de gas, sin embargo, los efectos del flujo inercial y/o turbulento (IT), que no son cuantificados por la Ley de Darcy, son significativos, y no pueden ser despreciados. Si estos efectos de flujo se toman en cuenta en la ecuación diferencial parcial, el resultado es la ecuación general 1.7, la cual siendo no lineal, puede ser resuelta solamente por métodos numéricos.

Ya que la velocidad de flujo en un sistema radial se incrementa a medida que nos acercamos al pozo, (aún para el caso de caudal de producción constante), el flujo IT es más pronunciado cerca al pozo, lo que ocasiona una caída de presión adicional similar al efecto daño, con la diferencia que no es una constante sino que varía directamente con el caudal de flujo. Smith (ref. 59) confirmó con resultados reales de pruebas y con soluciones numéricas que el flujo IT podría ser tratado como un efecto daño adicional dependiente del caudal.

$$(\Delta p_D)_{IT} = Dq_w e$$

(1.45)

donde:

D = factor de flujo IT para el sistema

Por consiguiente, para flujo de gas en un reservorio, la presión en el pozo está dada por

$$\Delta p_D|_{\text{pozo}} = P_t + s + Dq_{wg} \quad (1.46)$$

(incluyendo daño y efecto IT)

Ya que ambos efectos de flujo IT y daño están concentrados alrededor del pozo, serán usualmente detectados como un solo efecto, esto es, el factor daño aparente, s'

$$s' = (\Delta p_D)_{\text{daño}} + (\Delta p_D)_{IT} = s + Dq_{wg} \quad (1.47)$$

Es importante reconocer esto y calcular cada efecto por separado. Mientras que la caída de presión por efecto daño puede ser eliminada por estimulación, la caída de presión debido al efecto IT persistirá aún después de la estimulación ya que depende del caudal de flujo. Calculando s' a dos caudales de flujo diferentes y aplicando la ecuación 1.47, se obtiene un par de ecuaciones simultáneas de donde podemos determinar s y D (ref. 50 y 62).

En la ecuación 1.46, el flujo en la región turbulenta se asume estabilizado. Wattenbarger y Ramey (ref. 68) mostraron que el efecto IT se estabiliza a un valor de $t_D = 2000$, para distintos valores de q_D y k . Ya que D depende de k , es posible alterar $(\Delta p_D)_{IT}$ por estimulación ya que varía la permeabilidad alrededor del pozo.

La ecuación 1.46 es una solución aproximada a caudal constante, que no toma en cuenta la variación de la viscosidad del gas con la presión. Wattenbarger integró la ecuación tridimensional de Forchheimer con las siguientes asunciones:

- (a) El radio de drenaje es lo suficientemente mayor que el radio del pozo como para que el efecto de turbulencia sea despreciable en el límite externo;
- (b) El reservorio se encuentra en estado estable o pseudoestable.

Para dar:

$$(\Delta p_D)_{IT} = \left[\frac{2.715 \cdot 10^{-12} \beta k M p_{we}}{h T_{we}} \int_{r_w}^{r_d} \frac{dr}{\mu r^2} \right] q_{we} \quad (1.48)$$

Ya que la viscosidad depende de la presión, la cual cambia con la distancia al pozo, el valor de la integral en la ecuación 1.48 varía con el tiempo, aún cuando la turbulencia se haya estabilizado. Por lo tanto, una forma más rigurosa de la ecuación 1.46, propuesta por Wattenbarger es:

$$\Delta p_D|_{\text{pozo}} = P_t + s + D\{\mu\} q_{we} \quad (1.49)$$

donde $D\{\mu\}$ representa el efecto de la viscosidad del gas en la turbulencia.

La forma adimensional de la ecuación 1.48 puede escribirse como:

$$(\Delta p_D)_{IT} = 1.916 \cdot 10^{-18} \beta k^2 q_D \left[\frac{m(p)_{IM}}{2RT} \int_{r_w}^{r_d} \frac{dr}{\mu r^2} \right] \quad (1.50)$$

La ecuación 1.50 muestra que $D\{\mu\} q_{we}$ es proporcional a βk^2 para un q_D dado. Katz (ref. 33) demostró que aproximadamente β es inversamente proporcional a k . Esto significa que $D\{\mu\} q_{we}$ es aproximadamente proporcional a k para un q_D dado. Además, ya que q_D tiene a k en el denominador, el término $D\{\mu\} q_{we}$ dependerá esencialmente del caudal de flujo por unidad de espesor de formación, casi independientemente de k .

En conclusión, aunque la forma rigurosa de la ecuación 1.49 debería ser usada en grandes caídas de presión para

ajustar la variación de la viscosidad con el tiempo, la ecuación 1.46 es una buena aproximación para muchas situaciones prácticas.

* Efecto del Almacenamiento / Descarga del Pozo

Cuando un pozo productor se cierra en superficie, el flujo de la formación no cesa inmediatamente, sino que persiste por algún tiempo después del cierre debido a la compresibilidad del fluido. El caudal de flujo cambia gradualmente desde q_{we} al tiempo de cierre, hasta cero durante un cierto periodo de tiempo. Este efecto es conocido como post-flujo o almacenamiento de pozo.

Para el caso de pruebas de presión drawdown, ocurre el fenómeno inverso. Cuando se apertura el pozo en superficie, el caudal de flujo inicial se debe a la descarga del pozo. Esta descarga disminuye gradualmente hasta cero, mientras que el flujo de la formación hacia el pozo se incrementa desde cero hasta q_{we} .

El caudal de flujo constante mantenido en superficie, por lo tanto, es la suma de estos dos caudales que varían en direcciones opuestas, esto es, la decreciente descarga del pozo más el ascendente caudal de flujo de la formación.

Esto ilustra el hecho de que el efecto de almacenamiento de pozo sea asociado con un caudal de flujo continuamente variable en la formación. Una solución es asumir que el caudal de flujo en la formación está dado por (ref. 65):

$$q = q_{we}(1 - e^{-b_s t}) \quad (1.51)$$

donde b_s es una constante adimensional derivada de observaciones en el cabezal del casing, cabezal del tubing y presiones de fondo, así como de un conocimiento de las dimensiones del casing y tubing.

Un método alternativo para solucionar este problema, es asumir que el caudal de descarga o almacenamiento del pozo por unidad de diferencia de presión es constante (ref. 64). Esta constante es conocida como la constante de almacenamiento, C_w , y está dada por:

$$C_w = V_{wm} c_{wm} \quad (1.52)$$

donde:

V_{wm} = volumen del tubing (o del anular si no hay empaque)

c_{wm} = compresibilidad del fluido del pozo evaluado a la presión y temperatura media del pozo, y no a las condiciones de reservorio como es usualmente el caso.

La constante de almacenamiento puede ser expresada en términos adimensionales como:

$$C_{wD} = \frac{n C_w}{\phi h c r_w^2} \quad (1.53)$$

donde:

n = constante

= $1/2\pi$, en unidades darcianas

= 0.159, cuando V_{wm} está en ft^3

= 0.894, cuando V_{wm} está en bbl

El caudal de flujo de fluido de la formación puede ser obtenido entonces de:

$$q = q_{we} [1.0 - C_{wD} \delta/\delta_D(\Delta p_D)|_{\text{pozo}}] \quad (1.54)$$

Este último método es el más frecuente en la literatura técnica, pero ambos métodos muestran resultados similares. A tiempos tempranos, se observa una desviación de la solución de caudal constante; después de un cierto período de tiempo t_{wm} , esta desviación se vuelve despreciable, y la caída de presión adimensional en el

pozo está dada por Pe. Ramey (ref. 50) ha demostrado que a varios valores de C_{wD} , el tiempo para el cual el efecto del almacenamiento de pozo es significativo está dado por:

$$t_{wuD} = 60 C_{wD} \quad (1.55)$$

Por definición (Tabla 1.1a)

$$t_{wuD} = (\lambda k t_{wm}) / (\phi \mu c r_w^2) \quad (1.56)$$

combinando las ecuaciones 1.55 y 1.56 con las ecuaciones 1.52 y 1.53 obtenemos

$$t_{wm} = (60 \eta \mu V_{wm} C_{wm}) / (\lambda kh) \quad (1.57)$$

Esta ecuación nos revela las siguientes características interesantes:

- (a) El efecto de almacenamiento de pozo aumenta directamente con la profundidad del pozo e inversamente con la capacidad de flujo de la formación.
- (b) El efecto de almacenamiento de pozo disminuye con el incremento del nivel de presión.

En general, el efecto de almacenamiento se torna importante en pruebas de corta duración, aproximadamente menores de un día (ref. 50).

Agarwal, Al-Hussainy y Ramey (ref. 4), demostraron que para efectos prácticos, la duración del efecto de almacenamiento está dado por $t_{wuD} > 60 C_w$ para factores de daño positivos o negativos. En particular, para $s > 0$, ellos demostraron que:

$$t_{wuD} = (60 + 3.5 s) C_{wD} \quad (1.58)$$

También demostraron que para efectos daño mayores o iguales a cero, y a tiempos muy tempranos

$$\Delta p_D |_{\text{pozo}} (s, C_{wD}, t_D) = t_D / C_{wD} \quad (1.59)$$

lo cual muestra que el comportamiento de la caída de presión inicial esta controlada íntegramente por el almacenamiento de pozo hasta un tiempo t_D , del orden de $0.5 C_{wD}$ a $1.0 C_{wD}$.

* Efecto del Flujo de Condensado

La producción en superficie es frecuentemente una mezcla multifásica de gas, condensado y agua. Esto podría ser el resultado de un flujo monofásico en el reservorio con una posterior formación de líquidos en el pozo por las condiciones de presión y temperatura existentes.

En estas circunstancias, se puede aplicar directamente la teoría de flujo de una sola fase desarrolladas previamente y las correcciones para flujo multifásico se harán solamente para el flujo en tuberías y no en la formación.

Algunas veces, como es el caso de los reservorios de Camisea, la condensación ocurre en la formación misma y en estos casos la teoría de flujo monofásico puede ser adaptada con razonable éxito.

Frecuentemente, el flujo en el reservorio se iniciará como flujo monofásico de gas. A medida que la presión disminuya debido al flujo, puede ocurrir condensación retrógrada en las vecindades del pozo.

Este fenómeno reduce la permeabilidad relativa al flujo de gas y causa una resistencia adicional al flujo, la cual puede ser tratada como un efecto daño. Sin embargo, este daño es dependiente de la presión, ya que el efecto de condensación o revaporización depende directamente de la presión para un gas determinado y a una temperatura dada.

Este factor daño variable afecta la capacidad de entrega del pozo a largo plazo y es uno de los factores que determinan la frecuencia de las pruebas de pozos.

Los problemas que involucran flujo multifásico pueden ser resueltos numéricamente. Las permeabilidades relativas a cada fase deberán ser determinadas como una función del tiempo y de la ubicación en el reservorio.

Perrine (ref. 46), sugirió que la ecuación previamente desarrollada para flujo monofásico podría ser modificada para aplicarse a flujos multifásicos, sustituyendo la movilidad efectiva total del sistema, la compresibilidad y el caudal de flujo en sus equivalentes monofásicos.

Martin (ref. 37) postuló la base teórica para el análisis de Perrine. Las propiedades efectivas totales están definidas a continuación, donde las sufijos t, g, o, w, y f se refieren a total, gas, petróleo, agua y formación respectivamente.

La movilidad efectiva total, $(k/u)_t$ está dada, en términos de la permeabilidad in situ de cada una de las fases de la siguiente manera:

$$(k/\mu)_t = (k/\mu)_o + (k/\mu)_g + (k/\mu)_w \quad (1.60)$$

La permeabilidad in situ de cada fase es el producto de la permeabilidad de la formación y la permeabilidad relativa de esa fase. Este último factor depende de las condiciones de saturación existentes.

La compresibilidad efectiva total c_t , es la suma de las compresibilidades fraccionales,

$$c_t = c_o + c_g + c_w + c_f \quad (1.61)$$

La compresibilidad fraccional de un fluido es su compresibilidad multiplicada por la fracción del volumen poroso que ocupa, esto es, su saturación.

El caudal de producción efectivo total es simplemente la suma de los caudales de los fluidos individuales

$$q_e = q_g + q_o + q_w \quad (1.62)$$

Sustituyendo estas propiedades efectivas totales y la porosidad total ϕ_e , por sus equivalentes monofásicos en la ecuación 1.19, se hace posible utilizar la solución de esta ecuación en problemas de flujo multifásico.

Fetkovich encontró una ecuación aproximada para calcular el factor daño causado por condensación alrededor del pozo, en términos de caudal y tiempo. El efecto es similar al del flujo IT ya que ambos dependen del caudal; sin embargo, el efecto daño por formación de condensado también es dependiente del tiempo. Esta ecuación en unidades de campo es (ref. 15):

$$s_c = \frac{k - k_{wk_{in}}}{2 k_{wk_{in}}} \ln \left[\frac{4729.2 q_{we}^2 \mu Z R_e' t}{h^2 \phi k_p S_c r_w^2} \right] \quad (1.63)$$

donde:

$R_e' = ft^2$ de acumulación de condensado en el reservorio por MMscf de gas producido total (recombinado), por psi.

S_c = saturación de hidrocarburo líquido requerido para alcanzar la movilidad, fracción de volumen poroso

k_{wk} = permeabilidad efectiva al gas en la región del pozo que se encuentra saturada con condensado

s_c = factor daño debido a la formación de condensado en el reservorio

* Efecto de Penetración Parcial

El efecto de penetración parcial se presenta cuando solamente una parte de la arena productora es abierta al flujo. Según A.S. Odeh (ref. 43), se puede cuantificar el

daño resultante de la penetración parcial en función de la relación del intervalo perforado al espesor total de la arena así como del grado de anisotropía de la formación.

De esta forma, podemos expresar el daño por penetración parcial de la siguiente manera:

$$S_r = 1.35 [(h_e/h_p - 1)^{0.222} \{ \ln (h_e(K_H/K_V)^{1/2} + 7) - [0.49 + 0.1 \ln (h_e(K_H/K_V)^{1/2})] \ln r_{wc} - 1.95 \}] \quad (1.64)$$

donde:

S_r = factor daño debido a la penetración parcial

h_e = espesor total de arena, ft.

h_p = longitud del intervalo perforado, ft.

K_H/K_V = razón de permeabilidades horizontal y vertical

r_{wc} = radio del pozo corregido, ft., y esta dado por:

$$r_{wc} = r_w e^{0.2126 (z_m/h_e + 2.753)} \quad , \quad \text{para } y \geq 0 \quad (1.65)$$

$$r_{wc} = r_w \quad , \quad \text{para } y = 0$$

siendo:

y = distancia entre el tope de la arena y el tope del intervalo abierto

z_m = distancia entre el tope de la arena y el punto medio del intervalo abierto

La relación entre y , h_p y z_m es:

$$z_m = y + h_p/2$$

Todos los métodos discutidos aquí son muy aproximados y solamente a través del uso de simuladores composicionales de reservorios es posible obtener resultados más exactos.

1.2 PRUEBAS DE CAPACIDAD DE ENTREGA EN POZOS DE GAS

Las pruebas de capacidad de entrega, comúnmente llamadas pruebas de contrapresión, tienen por objetivo predecir la forma en que el caudal de flujo declinará a medida que el reservorio se vaya depletando.

El potencial de flujo absoluto a hueco abierto (AOFP) de un pozo, se define como el caudal al cual el pozo podría producir con una contrapresión de cero psi en la cara de la arena. Obviamente, este parámetro no puede ser medido directamente, por lo cual hacemos uso de las pruebas de entrega.

Actualmente se practican varios tipos de pruebas de capacidad de entrega de pozos de gas. La más conocida y antigua de estas pruebas es la presentada por Pierce y Rawlins en 1929 (ref. 47), a la que llamaron "Prueba de Contrapresión Convencional" o simplemente "Flow-After-Flow". Esta prueba consiste en hacer fluir el pozo a diferentes caudales de flujo hasta alcanzar condiciones estabilizadas en cada uno de los flujos.

Posteriormente, en 1955, Cullender (ref. 10) presentó la "Prueba Isocronal", la cual consiste en hacer fluir el pozo a diferentes caudales de flujo por periodos de tiempo de igual duración, normalmente, mucho menor que el tiempo requerido para la estabilización. Cada uno de estos periodos de flujo debería empezar a partir de condiciones esencialmente estáticas.

Otro tipo de prueba isocronal fue presentada por Katz en 1959 (ref. 33). Esta "Prueba Isocronal Modificada" es en la actualidad ampliamente usada en la Industria. La modificación requiere que cada periodo de cierre entre los flujos sea de la misma duración que los periodos de flujo sin importar que sea lo suficientemente largo como para alcanzar condiciones estáticas.

1.2.1 Ecuaciones Fundamentales

Dependiendo del grado de exactitud que se requiera para analizar las pruebas de capacidad de entrega de pozos de gas, se aplican dos métodos de interpretación. Estos se conocen como el "Análisis Simplificado" y el "Análisis de Flujo LIT".

* Análisis Simplificado

Este método se basa en la conocida Monografía 7 de Rawlins y Schellhardt (ref. 40), la cual fue el resultado de un gran número de observaciones empíricas. La relación comúnmente se expresa de la siguiente forma:

$$q_{sc} = C (p_{rc}^2 - p_{wr}^2)^n \equiv C (\Delta p^2)^n \quad (1.66)$$

donde:

q_{sc} = caudal de flujo a condiciones standard, MMscfd

p_{rc} = presión promedio del reservorio obtenida cerrando el pozo hasta alcanzar una completa estabilización

p_{wr} = presión fluyente en la cara de la arena

C = coeficiente que describe la posición de la línea de entrega estabilizada

n = exponente que describe la inversa de la pendiente de la línea de entrega estabilizada

Debemos notar que p_{wr} en la ecuación anterior es la presión fluyente estabilizada en la cara de la arena, resultante del flujo constante q_{sc} . Si la presión no es estabilizada, C disminuye con la duración del flujo hasta que eventualmente se hace constante en la estabilización.

El exponente n variará de 1.0 para flujo completamente laminar en la formación, hasta 0.5 para flujo completamente turbulento y puede ser considerado como una medida del grado de turbulencia.

Un gráfico de la diferencia de presión al cuadrado vs el caudal de producción q_{sc} en coordenadas logarítmicas es

una línea recta de pendiente $1/n$. Tal gráfico se utiliza para obtener el potencial de entrega de un pozo a cualquier presión de fondo de pozo, incluyendo el AOFP, que es la entrega del pozo a una presión fluyente de cero psi.

C y n pueden considerarse constantes para un rango limitado de caudales de flujo y se puede esperar que esta relación de entrega funciona bien solamente para un rango de caudales de flujo utilizados durante la prueba. Las extrapolaciones fuera de este rango puede ocasionar resultados erróneos (ref. 21).

C y n dependen de las propiedades del gas tales como viscosidad, temperatura y factor de compresibilidad, así como de propiedades del reservorio como permeabilidad, espesor de arena neta, límite externo, radio del pozo y daño de la formación. Mientras que estos valores no cambien apreciablemente, se podrá utilizar la misma curva de entrega estabilizada durante la vida productiva del pozo.

En la práctica, la viscosidad, el factor de compresibilidad del gas y las condiciones del pozo pueden variar durante la vida productiva del pozo por lo que es recomendable verificar los valores de C y n ocasionalmente.

*** Análisis LIT con Pseudopresión**

La utilidad de la ecuación 1.66 es limitada debido a su naturaleza aproximada. La teoría de flujo desarrollada anteriormente, confirma que la línea recta de la Figura 1.4a es en realidad una aproximación aplicable al rango de caudales de flujo de la prueba. La relación real, si se grafica en coordenadas logarítmicas es una curva con

pendiente inicial de $1/n = 1.0$ a muy bajos valores de q_{we} , y una pendiente posterior de $1/n = 2.0$ a muy altos valores de q_{we} .

Es de uso general la forma cuadrática de la ecuación de flujo, frecuentemente llamada la ecuación de Forchheimer o la ecuación de Houpeurt o algunas veces llamada la ecuación de flujo turbulento

$$\Delta p^z \equiv p_{rx}^z - p_{wr}^z = a' q_{we} + b' q_{we}^2 \quad (1.67)$$

donde:

$a' q_{we}$ = caída de presión cuadrática debido al flujo laminar y efectos del pozo.

$b' q_{we}^2$ = caída de presión cuadrática debido a los efectos de flujo inercial-turbulento.

Esta ecuación ya es aplicable a todo los valores de q_{we} , siendo la ecuación 1.66 solamente una aproximación de la ecuación 1.67 para un rango limitado de q_{we} .

Sin embargo, hay que recordar que esta ecuación ha sido desarrollada con las asunciones presentadas en la sección 1.1 de este trabajo, y que resumimos a continuación:

1. Condiciones isotérmicas prevalecientes en todo el reservorio
2. Efectos gravitacionales despreciables
3. Flujo de fluidos en una sola fase
4. Medio homogéneo e isotrópico y de porosidad constante
5. Permeabilidad independiente de la presión
6. Viscosidad del fluido y factor de compresibilidad constante. Compresibilidades y gradientes de presión pequeñas
7. Modelo de flujo radial cilíndrico

La asunción 6 puede ser fuente de grandes errores en el caso de flujo de gas, por lo que se prefiere utilizar el

método de pseudopresión en lugar del método de presión o presión cuadrada (ref. 15).

Entonces, la ecuación de flujo laminar inercial turbulento (LIT) en su forma rigurosa es la siguiente:

$$\Delta m(p) \equiv m(p)_{p_r} - m(p)_{w_r} = a q_{w_c} + b q_{w_c}^2 \quad (1.68)$$

donde:

$m(p)_{p_r}$ = pseudopresión correspondiente a p_r

$m(p)_{w_r}$ = pseudopresión correspondiente a p_{w_r}

$a q_{w_c}$ = caída de pseudopresión debido a flujo laminar y condiciones del pozo.

$b q_{w_c}^2$ = caída de pseudopresión debido a efectos de flujo inercial turbulento.

Para obtener un gráfico que sea consistente con la Figura 1.4a, se puede trazar una línea recta graficando [$\Delta m(p) - b q_{w_c}^2$] vs q_{w_c} , como se muestra en la Figura 1.4b.

Cuando $m(p)_{w_r}$ refleja la presión estabilizada debido a un caudal de flujo constante q_{w_c} , ya no incrementa más con la duración del flujo, sino que permanece constante a un valor estabilizado.

Un gráfico de $\Delta m(p)$ vs q_{w_c} en coordenadas aritméticas, daría una curva cóncava hacia arriba pasando a través del origen. Esta curva tiene una pendiente inicial de 1, correspondiente a flujo laminar, aumentando a medida que aumenta el caudal de flujo hasta una pendiente de 2 correspondiente a flujo turbulento. Por lo tanto, para grandes extrapolaciones, se observarán considerables diferencias entre el AOFD obtenido de esta curva y el encontrado de la línea recta en el análisis simplificado.

El potencial de entrega de un pozo contra cualquier presión en la cara de la arena puede obtenerse resolviendo la ecuación cuadrática 1.68 para un valor particular de $\Delta m(p)$

$$q_{we} = \frac{-a + [a^2 + 4b \Delta m(p)]^{1/2}}{2b} \quad (1.69)$$

Las constantes a y b en el análisis de flujo LIT $[m(p)]^2$ dependen de las mismas propiedades del gas y del reservorio que las constantes C y n en el análisis simplificado, excepto para la viscosidad y factor de compresibilidad del gas. Estas dos variables ya han sido tomadas en cuenta en la conversión de p a m(p) y por lo tanto no afectarán a las constantes de relación de entrega a y b.

1.2.2 Determinación de las Constantes de Flujo Estabilizado

Las pruebas de capacidad de entrega entre otras cosas se llevan a cabo para determinar los valores de las constantes de flujo estabilizado. Existen en la actualidad varias técnicas para evaluar C y n del análisis simplificado, y a y b del análisis de flujo LIT, a partir de los datos de las pruebas.

* Análisis Simplificado

Un gráfico en coordenadas logarítmicas de Δp^2 vs q_{we} representará una línea recta sobre el rango de caudales de flujo empleados durante la prueba. La pendiente de esta línea de entrega estabilizada será $1/n$, de donde se puede obtener la constante n. El coeficiente C se obtiene despejando de la ecuación 1.66:

$$C = \frac{q_{we}}{(\rho_{pg}^2 - \rho_w r^2)^{1/n}} \quad (1.70)$$

* Análisis de Flujo LIT con Pseudopresión

Un gráfico en coordenadas logarítmicas de $[\Delta m(p) - b q_{we}^2]$ vs q_{we} nos proporcionará la línea de entrega

estabilizada. Las constantes a y b se pueden calcular por el método de los mínimos cuadrados con las siguientes ecuaciones:

$$a = \frac{\Sigma \Delta m(p)/q_{wc} \Sigma q_{wc}^2 - \Sigma q_{wc} \Sigma \Delta m(p)}{N \Sigma q_{wc}^2 - \Sigma q_{wc} \Sigma q_{wc}} \quad (1.71)$$

$$b = \frac{N \Sigma \Delta m(p) - \Sigma q_{wc} \Sigma \Delta m(p)/q_{wc}}{N \Sigma q_{wc}^2 - \Sigma q_{wc} \Sigma q_{wc}} \quad (1.72)$$

donde N = número de datos

Aún cuando la relación de entrega puede calcularse por las fórmulas anteriormente presentadas, es recomendable que la ecuación obtenida sea graficada en coordenadas logarítmicas junto con los datos. Deberán descartarse los puntos erróneos y volver a calcular la relación de entrega.

1.2.3 Pruebas que Involucran Flujo Estabilizado

En el análisis anterior, C y n son constantes solamente cuando se ha alcanzado la estabilización. Antes que la estabilización se alcance, se dice que el flujo es transitorio. Las pruebas para determinar la entrega estabilizada de un pozo pueden combinar ambas condiciones de flujo transitorio y estabilizado.

En esta parte se describen algunas de las pruebas que se utilizan para determinar la capacidad de entrega o el AOFD de un pozo. Todas las pruebas tratadas en esta sección tienen por lo menos un periodo de flujo extendido hasta alcanzar una presión estabilizada. Posteriormente discutiremos las pruebas en las cuales ninguno de los flujos alcanza condiciones estabilizadas.

*** Prueba Convencional**

Como se mencionó anteriormente, Pierre y Rawlins (ref. 47) fueron los primeros en proponer un método para probar los pozos de gas, midiendo la habilidad del pozo para fluir a diferentes contrapresiones. Para llevar a cabo una prueba convencional, se determina en primer lugar la presión estabilizada del reservorio P_r . Luego se selecciona un caudal de flujo y se hace fluir el pozo hasta la estabilización, registrando estas presiones fluyentes estabilizadas.

En la Figura 1.5a se muestran las historias de caudal de flujo y presiones para tal prueba.

Este método de prueba y la interpretación de sus datos es relativamente simple, por lo que ha sido considerado por muchos años como un método standard de pruebas de pozos de gas.

En un reservorio de alta permeabilidad, el tiempo requerido para obtener caudales de flujo y presiones fluyentes estabilizadas no es muy largo, por lo que se puede llevar a cabo una prueba de este tipo en un tiempo razonable. Sin embargo, en reservorios de baja permeabilidad, el tiempo requerido para alcanzar condiciones de flujo estabilizado puede ser muy largo y por lo tanto este tipo de pruebas no resultan prácticas.

*** Prueba Isocronal**

Las pruebas de flujo isocronales, propuestas por Cullender en 1955, están basadas en el principio que el radio de drenaje efectivo en un reservorio dado es función solamente del tiempo adimensional, y es independiente del caudal de flujo.

El sugirió que el comportamiento de una serie de pruebas de flujo a diferentes caudales y de igual periodo de

tiempo, pueden representarse por una línea recta en coordenadas logarítmicas. También demostró que tal curva tenía un valor del exponente n esencialmente igual al obtenido de condiciones estabilizadas.

La teoría de flujo LIT confirma que b también es independiente de la duración del flujo y por lo tanto, puede ser determinado de pruebas cortas de flujo isocronal. No sucede lo mismo con las constantes C ó a , las cuales pueden ser obtenidas solamente de condiciones estabilizadas.

Los datos de flujos isocronales pueden entonces ser usados junto con un punto de flujo estabilizado para reemplazar una prueba de entrega convencional estabilizada.

Brevemente, una prueba isocronal consiste en hacer fluir el pozo a diferentes caudales de flujo por un periodo de tiempo t y registrar la presión fluyente de pozo en cada caudal. Solamente un periodo de flujo se extiende lo suficiente como para alcanzar condiciones estabilizadas y es conocido como el periodo de flujo extendido. En la Figura 1.5b presentamos la secuencia de caudales de flujo y presiones en este tipo de pruebas.

El método para determinar el potencial de un pozo mediante el análisis simplificado, es dibujar la mejor línea recta a través de los datos graficados en coordenadas logarítmicas; esta es la línea de entrega transitoria. A través del punto de flujo estabilizado, se traza una línea recta paralela a la línea de entrega transitoria; esta recta así hallada corresponde a la línea de entrega estabilizada.

Mediante el análisis LIT, se halla las constantes a_e y b de las ecuaciones 1.71 y 1.72, donde a_e se refiere al valor de a al tiempo isocronal t . El dato obtenido a

partir del caudal de flujo extendido, es introducido, junto con el valor de b ya determinado en la ecuación 1.68 para obtener el valor de a mediante:

$$a = [\Delta m(p) - bq_{we}^2] / q_{we} \quad (1.73)$$

* Prueba Isocronal Modificada

En un esfuerzo por acortar aún más el tiempo de prueba, y teniendo en cuenta los reservorios de muy baja permeabilidad, es que se ha desarrollado la Prueba Isocronal Modificada.

La modificación consiste en que cada periodo de cierre dure lo mismo que el periodo de flujo en lugar de dejar que se alcancen las condiciones estabilizadas.

La manera de graficar los resultados es idéntica a la prueba isocronal pero utilizando la presión de cierre no estabilizada (P_{ws}), para calcular la diferencia de pseudopresiones ó presiones cuadradas para el siguiente flujo. Como se hizo con la prueba isocronal, el último caudal se extiende hasta alcanzar condiciones de estabilización.

En la Figura 1.6a se muestra la historia de caudales y presiones para una prueba de este tipo.

1.2.4 Pruebas que no Involucran Flujo Estabilizado

Para reservorios de gas de muy baja permeabilidad, en donde no se pueden conseguir condiciones estabilizadas, no es posible calcular la relación de entrega en forma directa. En estos casos, podemos calcular el potencial de entrega a partir del análisis LIT $m(p)$ de una prueba transitoria y del conocimiento del radio de drenaje del pozo.

Posteriormente, cuando el pozo es puesto en producción, es necesario llevar a cabo una prueba de caudal simple (single rate) extendido para confirmar la exactitud de la entrega calculada.

Como vimos anteriormente, el valor de b puede ser calculado de pruebas transitorias y el valor estabilizado de a tendrá que calcularse de la siguiente ecuación.

$$a = 3.263 * E6 \frac{T}{kh} \left[\text{Log} (0.472 r_w / r_w) + \frac{s}{2.303} \right] \quad (1.74)$$

donde:

- k = permeabilidad efectiva al gas, md
- h = espesor de arena neta, pies
- T = temperatura del reservorio, °R
- r_w = radio externo del área de drenaje, pies
- r_w = radio del pozo, pies
- s = factor daño, adimensional

Así, para determinar la relación de entrega estabilizada, es suficiente con efectuar la parte isocronal de las pruebas sin llevar a cabo el flujo extendido. De las pruebas transitorias se consigue el valor de b y el valor de a se calcula a partir de la ecuación 1.74.

1.3 SIMULADOR DE RESERVORIOS

1.3.1 Introducción

La simulación de reservorios está basada en las mismas ecuaciones y técnicas de ingeniería de reservorios que han sido utilizadas durante años por los ingenieros de petróleo.

En general, simulación se refiere a la representación de cualquier proceso físico, mediante el uso de modelos teóricos o físicos. El presente trabajo, se refiere a la

simulación de reservorios de petróleo, interesándonos por el desarrollo y uso de modelos que describan el comportamiento de un reservorio bajo diversas condiciones operativas (ref. 63).

La simulación de reservorios no es nueva y los ingenieros han utilizado desde hace mucho tiempo modelos matemáticos para realizar cálculos de ingeniería de reservorios. Sin embargo, antes del desarrollo de las computadoras, los modelos fueron relativamente simples. Por ejemplo, cuando se calcula el petróleo "in situ" por el método volumétrico, se está simulando el reservorio como un modelo simple que utiliza los valores promedios de porosidad, saturación de agua y espesor.

Las descripciones más detalladas, sin embargo, requieren expresiones matemáticas complejas que son difíciles de entender, y esta dificultad ha causado que algunos ingenieros se aparten del uso de simuladores y otros a mal usarlos (ref. 7). Se debe tener en cuenta cuatro (4) aspectos básicos para desarrollar un estudio de simulación de reservorios:

- (1) Buen conocimiento del reservorio en estudio
- (2) Conocer cómo trabaja un simulador de reservorios
- (3) Conocer cómo opera el simulador ha ser usado
- (4) Capacidad para evaluar los resultados

Un estudio de simulación puede tomar un año o más para completarse, y por un tiempo demandará un intenso uso del computador y tiempo de procesamiento; así como, de personal idóneo. La mayoría de estudios comprende esencialmente las mismas actividades, aunque la distribución de esfuerzos entre las mismas variará de proyecto a proyecto.

La Figura 1.6b muestra las principales actividades en un estudio típico de simulación de reservorios. Los tiempos

y duración mostrados son válidos para un estudio preliminar o para la actualización de un estudio de reservorios previo (ref. 39).

1.3.2 Análisis Básico

Si se considera un reservorio homogéneo, es correcto utilizar los valores promedio de las propiedades del reservorio, para describirlo adecuadamente. Los métodos que se utilizan para calcular la presión, el tiempo o el comportamiento de la producción en reservorios de este tipo, emplean la ecuación de balance de materiales (MBE) cuya expresión es la siguiente (ref. 42):

$$\text{(Producción neta acumulada en STB)} - \text{(Petróleo inicial "in situ" en STB)} - \text{(Petróleo remanente "in situ" en STB)}$$

La producción neta acumulada es la diferencia entre el petróleo que sale del reservorio y el petróleo que ingresa a él. En este análisis básico, no hay petróleo que ingresa al reservorio ya que los límites se consideran impermeables al flujo.

Así la MBE se reduce a su forma más simple y a tal modelo de reservorio se le denomina modelo tanque. Este es un modelo de dimensión cero, ya que las propiedades de la roca y de los fluidos, así como los valores de presión no varían de punto a punto; más aún, son valores promedio para todo el reservorio. Este modelo tanque es el bloque básico de los simuladores de reservorios.

Considerando ahora un reservorio representado por una barra, donde cada mitad de ella varía en litología; la barra como un todo no puede ser representada por propiedades promedias pero cada mitad sí. Así, la barra consiste de dos unidades tanque o celdas como generalmente se les conoce. La MBE describe el comportamiento de los fluidos en cada celda de la misma forma que en el modelo tanque anterior.

Sin embargo, la producción neta es ahora más complicada que en el caso anterior, ya que puede haber migración de fluidos de una celda a otra dependiendo de los valores de presión promedio en cada celda. Esta transferencia de fluidos entre las dos celdas es calculada por la Ley de Darcy. Este modelo ya no es de dimensión cero, pues los parámetros del reservorio pueden variar de una celda a otra; más bien este es un modelo de una dimensión, ya que consiste de más de una celda en una dirección y sólo una celda en las otras dos direcciones.

Este análisis se puede extender a reservorios en donde las propiedades así como las presiones varíen en dos o tres dimensiones. Los simuladores que representan estos reservorios son llamados respectivamente simuladores bidimensionales y tridimensionales.

Sin importar el número de dimensiones utilizado, la MBE es la ecuación básica que describe el comportamiento de los fluidos en la celda y la ecuación de Darcy es la que rige la interacción entre las celdas.

En las refs. 29, 39, 42, 45 y 63, se describe toda la formulación matemática de las ecuaciones fundamentales que se utilizan en simulación de reservorios.

1.3.3 Tipos de Simuladores de Reservorios

Una base para clasificar los simuladores es el número de dimensiones como vimos en la sección anterior. Los más comúnmente usados son los modelos de dos dimensiones, existiendo varias geometrías bidimensionales, tales como, areal (x-y), sección transversal (x-z) y geometría radial (r-z) (ref. 39).

Los simuladores se pueden clasificar también de acuerdo al tipo de reservorio o proceso que intenten representar. Así por ejemplo, existen simuladores de reservorios de

gas, petróleo, gas-condensado y desplazamiento miscible. Además cada uno de estos simuladores puede o no puede cuantificar las fuerzas gravitacionales y presiones capilares.

Al escoger un determinado simulador de reservorios se deben tener en cuenta los siguientes factores:

- (1) Tipo y complejidad del problema (es decir, geometría del sistema, heterogeneidad de la roca, tipos de fluido presentes y tipo de proceso de depleción que está siendo considerado).
- (2) Calidad de respuestas necesaria para decisiones de manejo del reservorio.
- (3) Tiempo disponible para completar el estudio del reservorio.
- (4) Factores económicos.
- (5) Capacidad del simulador de reservorios y características del computador disponible.

A continuación se presentan los modelos de simulación según su dimensión, en orden ascendente en cuanto a su costo, dificultad y tiempo de procesamiento; aunque puede haber excepciones en el orden:

- (1) Modelo tanque (dimensión cero)
- (2) Modelo 1-D (una dimensión)
- (3) Modelo 2-D Areal (x,y ; r,θ ; curvilíneo)
- (4) Modelo 2-D Sección Transversal (x,y) o Radial (r,z)
- (5) Modelo Multicapa (juegos de 2-D Areal), y
- (6) Modelo 3-D

En el presente estudio se han diseñado los modelos 2-D radial (r,z) y de sección transversal (x,z).

El modelo radial es usado principalmente para:

- * Desarrollar funciones o pseudofunciones de pozo para usarlas en los modelos 2-D areal y 3-D.

* Evaluar el comportamiento productivo de un pozo cuando los efectos verticales dominan su rendimiento, tales como la conificación de gas y agua.

Los modelos 2-D radiales (r,z) pueden ser usados para representar el flujo convergente o divergente en una región simétrica radialmente de un reservorio (Fig. 1.7a).

Son especialmente útiles en estudios del comportamiento productivo de pozos en reservorios con empuje de agua de fondo (bottomwater drive), reservorios con empuje de capa de gas (gas-cap drive), o reservorios que tienen una delgada columna de petróleo y por encima gas y debajo agua.

Para estos tipos de reservorio, la selección de los intervalos de completación inicial y el reconocimiento de oportunidades para recompletación son factores importantes en la planificación del desarrollo de un campo y la optimización del rendimiento del mismo.

Los modelos radiales también han sido usados para desarrollar relaciones especiales (funciones de pozo) que puedan predecir el comportamiento productivo de un pozo en el estudio de un modelo 2-D areal .

El modelo de sección transversal se usa principalmente para:

- * Desarrollar funciones o pseudofunciones de pozo para usarlas en los modelos 2-D areal y 3-D.
- * Simular inyección periférica de agua, inyección crestal de gas u otros procesos en los cuales las velocidades frontales hacia los pozos productores son ampliamente uniformes.

Los modelos de sección transversal pueden ser usados para evaluar la interacción de gravedad, capilaridad y

fuerzas viscosas, así como el efecto resultante sobre las eficiencias de barrido vertical y desplazamiento. Si la eficiencia de barrido areal es una consideración importante, este tipo de modelo no puede ser usado directamente para estimar el rendimiento de todo un campo.

Son también usados a menudo en estudios de procesos miscibles para evaluar la influencia de la gravedad y heterogeneidad sobre la eficiencia de desplazamiento y eficiencia de barrido.

Estos modelos pueden ayudar a justificar simplificaciones en modelos de campo completos o segmentos grandes de un campo (Fig. 1.7b).

Una importante aplicación de ambos modelos, 2-D radial y sección transversal, es la evaluación del efecto del caudal de producción sobre el rendimiento del reservorio y la recuperación final.

1.3.4 Descripción del Simulador FIRST

El simulador usado en el presente estudio fue adquirido por PETROPERU en 1975, denominado FIRST (Fully Implicit Reservoir Simulation Technique) versión 3.0 y actualizado en 1981, el cual fue desarrollado por Scientific Software Corporation (ref. 52).

FIRST es un simulador bidimensional para reservorios de petróleo "negro" (black-oil) que asume un proceso isotérmico; además, puede manejar fases de gas, petróleo y agua inmiscibles con una solubilidad del gas simple dependiente de la presión en la fase petróleo.

En este tipo de simulador, las composiciones de petróleo y gas se consideran constantes (independiente de la presión), no se volatiliza el petróleo para formar parte

de la fase gaseosa y la solubilidad del gas en el petróleo y agua se considera igual a cero (ref. 8). Se utiliza generalmente para definir:

- (1) Patrón y espaciamento de pozos
- (2) Intervalos de completación de pozos
- (3) Conificación de gas y/o agua como una función del caudal de producción
- (4) Caudal óptimo de producción
- (5) Aumento del empuje natural de agua por inyección de agua y la conveniencia de que sea de flanco o periférica opuesta al patrón de inundación de agua
- (6) Perforación adicional

Para realizar el estudio a nivel pozo utilizando los modelos de simulación numérica; tanto la descripción del reservorio así como las historias de producción y presión, fueron expresadas en forma digitizada a fin de que sean compatibles con el simulador FIRST, es decir, se construyó el modelo numérico del reservorio Agua Caliente.

Siendo la formación Agua Caliente un reservorio de gas-condensado sujeto a un proceso de condensación retrógrada, se establecieron ciertas asunciones para poder utilizar un simulador de petróleo "negro" (black-oil) que simulara el flujo de gas a través del medio poral. Esta asunciones se dan a continuación:

- * Sólo existen dos componentes en el reservorio, gas y agua.
- * La composición del gas permanece constante a través de toda la etapa productiva del pozo.
- * Al formarse condensado en las cercanías del pozo este no se moverá

1.3.5 Ingreso de Datos

Un modelo de simulación requiere tres (3) tipos de ingreso de datos (ref. 48). Primero, datos sobre la descripción del reservorio que incluye:

1. Geometría del mismo
2. Especificaciones del tamaño del mallado
3. Permeabilidad, porosidad y elevación para cada una de las celdas
4. Tablas o funciones de permeabilidad relativa y presión capilar versus saturación de agua

Para definir los datos del 1 al 3, se requiere de un estudio geológico y petrofísico en base a núcleos convencionales y perfiles eléctricos. Las pruebas de laboratorio en muestras de núcleos nos permitirán estimar las relaciones de permeabilidad y presión capilar.

Segundo, las propiedades PVT de los fluidos, tales como: factor de volumen de formación, gas en solución y viscosidad se obtienen de pruebas de laboratorio en muestras representativas de fluidos tomadas en los pozos.

Finalmente, también se necesita especificar la ubicación de los pozos, intervalos perforados, índices de productividad (PI) e historias de producción.

En la Figura 1.8 se muestra un esquema típico de todo estudio de reservorios, en el cual se resumen todas las etapas descritas anteriormente (ref. 34).

Toda la información referente a la caracterización del reservorio, así como la historia de la prueba de producción que se efectuó en la formación Agua Caliente, fue introducida al simulador FIRST dentro de cuatro (4) secciones:

*** Datos Individuales (Single Point Data)**

Esta sección agrupa datos de características individuales de la geometría del modelo y del reservorio, como son:

1. Dimensiones del mallado (IMAX y JMAX para modelos radiales; IMAX, JMAX y WTH para sección transversal)
2. Compresibilidad de la roca (PV/PV-psi)
3. Nivel de referencia (-ft)
4. Tiempo cero
5. Presión inicial del reservorio al plano de referencia (psi)

*** Datos Empíricos (Empirical Data Section)**

Esta sección contiene datos de permeabilidad relativa y datos de presión capilar como función de la saturación de agua para cada región. Los datos PVT de fluidos del reservorio están también incluidos en esta sección. Las tablas que se incluyen en esta sección son:

1. Tabla de permeabilidades relativas al agua como función de la saturación de agua
2. Tabla de permeabilidades relativas al gas como función de la saturación de gas
3. Tabla de presiones capilares agua-gas como función de la saturación de agua
4. Tabla de factores de volumen de formación, densidades, viscosidades del gas y agua y solubilidad del gas en el agua como función de la presión. En este caso no se han considerado los datos referentes a las propiedades del petróleo, porque el sistema dentro del reservorio es gas-agua.

*** Datos del Mallado (Grid Data Section)**

Esta sección contiene datos de propiedades del reservorio para cada celda del modelo, como son:

1. Porosidad
2. Permeabilidad absoluta (puede ser direccional) (md)
3. Espesor de la zona porosa (ft)
4. Elevación del tope y base de cada celda (-ft)

*** Datos de Producción (Schedule Data Section)**

En esta sección se presentan los datos referentes a la ubicación de los pozos, intervalos perforados, índices de productividad (PI), así como la historia productiva del pozo; esto es, caudales de producción o presiones de fondo de pozo, según sea el caso.

Si introducimos al simulador el caudal de producción de uno de los fluidos presentes, éste calculará las presiones en el fondo de pozo así como las presiones y saturaciones en cada celda; además, la producción de los otros fluidos presentes en el reservorio para cada periodo de tiempo que previamente se especifique.

Por otro lado, si la respuesta de presiones del pozo es la que se introduce al simulador, éste calculará los caudales de producción de cada uno de los fluidos presentes así como las presiones y saturaciones en cada celda.

En nuestro caso, se han ingresado en esta sección los datos de la prueba de producción efectuada en la formación Agua Caliente y que servirán para el Ajuste de Historia (history match). En ella se presentan las producciones de gas a lo largo de la prueba como una función del tiempo.

En esta sección, se incluyen los intervalos abiertos a producción y se pueden especificar los factores limitantes que permitan variar los esquemas de completación para las corridas de predicciones. Asimismo,

podemos especificar el formato de impresión de los resultados de cada corrida para facilitar su posterior análisis.

Debemos señalar que para la construcción de los modelos radial y de sección transversal que se han diseñado se utiliza la misma forma de tabulación de datos con algunas variaciones de acuerdo al tipo de modelo.

1.3.6 Ajuste de Historia

El principal propósito de una simulación de reservorios es predecir el comportamiento de un reservorio bajo diferentes esquemas de explotación. Si los datos existentes acerca del área son de suficiente exactitud, se puede confiar en la validez de las predicciones efectuadas; sin embargo, si los datos no son representativos, estas predicciones sólo serán referenciales (ref. 29).

El ajuste de historia se efectúa con el propósito de determinar si los datos que se han ingresado al simulador, reproducen un modelo que represente con razonable exactitud al reservorio en estudio. Para ello, se calcula mediante el simulador el comportamiento del reservorio utilizando la información disponible; comparándose estos resultados con la respuesta real del reservorio. Si el ajuste no es bueno, se deberán modificar algunos datos, tales como: propiedades petrofísicas, saturación de fluidos o geometría del modelo, hasta alcanzar un ajuste aceptable.

El comportamiento de un reservorio está influenciado por tantos factores que nunca se sabe a ciencia cierta todo acerca de él. Lo que el ingeniero obtiene es solamente una combinación de estas variables con la cual se alcanza un ajuste razonable.

Como regla general se acepta que cuanto mayor sea la historia productiva del campo en estudio, más confiables serán las predicciones que se obtengan de su comportamiento futuro. Esto obliga a efectuar una constante supervisión de la predicción efectuada así como a una actualización periódica de los modelos de simulación

2. CARACTERISTICAS GENERALES DEL YACIMIENTO

2.1 GEOLOGIA

Los yacimientos de gas natural y condensado de San Martín y Cashiriari están ubicados a orillas del río Camisea cerca de su desembocadura en el río Urubamba, provincia de La Convención, Dpto. del Cuzco, en la Selva Sur del Perú, a 260 Km. al Noroeste de la ciudad del Cuzco (Fig. 2.1). Las coordenadas geográficas referenciales son: longitud 72°50' Oeste, latitud 11°55' Sur, altitud entre 400 y 900 m. sobre el nivel del mar.

Los yacimientos están ubicados geológicamente en el borde Sur de la denominada Cuenca Ucayali y emplazados en anticlinales asimétricos muy alargados.

En San Martín se han identificado dos (2) formaciones del Cretáceo con acumulaciones importantes de gas y condensado, Cushabatay y Agua Caliente, y la formación Ene del Paleozoico. Estas formaciones tienen buenas características de roca reservorio en términos de porosidad y permeabilidad, constituyendo reservorios de gas independientes.

2.1.1 Geología Regional

La denominada Cuenca Ucayali, que es parte de la gran cuenca cretácea que se desarrolló en el continente sudamericano y en particular en el Oriente Peruano, limita por el Este con el levantamiento Moa-Divisor de la frontera Perú-Brasil, por el Oeste con la posición actual de la Cordillera Oriental de los Andes y por el Sur con el Arco de Fitzcarrald.

La secuencia sedimentaria la constituyen rocas del Paleozoico, de gran distribución areal y en su mayor parte depositadas en ambiente marino; rocas del Triásico-

Jurásico, calizas marinas de poca profundidad y capas rojas continentales en el Jurásico Superior.

Los sedimentos cretáceos, mayormente terrígenos y maduros, han provenido de la erosión desde el Oriente del escudo Brasilerio-Guayano y fueron depositados conformando ciclos transgresivos y regresivos. La deformación tectónica de la secuencia sedimentaria de la cuenca del Ucayali está relacionada principalmente con esfuerzos tensionales durante el Paleozoico, que originaron un fallamiento gravitacional y con esfuerzos compresivos del Terciario que han originado fuerte plegamiento, fallamiento inverso y sobrescurrimiento.

2.1.2 Geología Estructural

La determinación de la configuración estructural de Camisea está basada principalmente en la interpretación sísmica de un total de 3000 Km. de líneas sísmicas bidimensionales (2-D) en el Lote 42. Las líneas están orientadas principalmente Sur-Suroeste/Norte-Noreste y con un espaciamento promedio de 5 Km. También se ha utilizado la información de pozo y geología de superficie (Fig. 2.2).

El anticlinal San Martín tiene en el Cretáceo 25 Km. de largo, 5.5 Km. de ancho máximo y un cierre vertical de 450 m. Es el más alto y oriental de los cinco del gran anticlinal Picha, cuya orientación es Oeste-Noroeste/Este-Sureste y cuya longitud supera los 80 Km. El plano axial del anticlinal es vertical y está orientado de Este a Oeste y tiene el flanco Sur más empinado con 23° de buzamiento.

Este anticlinal está limitado por el Norte por la falla inversa San Martín. El sobre-escurrimiento Picha (Picha Thrust) ha ocasionado la repetición de la sección cretácea por debajo del Paleozoico en el pozo San Martín-

1X (SM-1X). Por el Este existen pequeñas fallas de orientación Noroeste/Sureste. Sin embargo, no se puede precisar el límite por el flanco Este. El flanco Oeste de buzamiento suave termina en una silla donde se inicia la culminación Pagoreni. En la parte central existe una silla que divide el anticlinal en dos culminaciones, no habiéndose perforado aún la culminación más oriental.

2.1.3 Estratigrafía

La columna estratigráfica atravesada en el área de Camisea comprende rocas del Paleozoico, Cretáceo y Terciario, las que están afectadas por fuerte plegamiento y fallamiento (Fig. 2.3).

La mayor sección del Paleozoico ha sido penetrada por el Pozo SM-1X y esta constituida por los grupos Cabanillas, Ambo y Tarma- Copacabana y por la formación Ene. El espesor del Paleozoico penetrado es de 1100 m. (3609').

La secuencia cretácea esta representada de la base al tope por las formaciones Cushabatay, Raya, Agua Caliente, Chonta, Vivian, Cachiyacu y Huchpayacu.

La formación Cushabatay que constituye la base del Cretáceo, sobreyace a la formación Ene en discordancia ligeramente angular. Su espesor promedio es de 200 m. (656'). Su litología está compuesta por areniscas de grano grueso a medio, depositadas en secuencia transgresiva. Presenta intercalaciones de arcillita y limolitas.

La formación Raya, es una secuencia de 75 m. (246') de lutitas de color gris oscuro de ambiente costa afuera, con intercalaciones delgadas de areniscas. Constituye la roca sello de San Martín.

La formación Agua Caliente, que pertenece a un ciclo regresivo, es una secuencia de 85 m. (279´) de areniscas con intercalaciones delgadas de lutitas y limolitas.

En el inicio de un nuevo ciclo transgresivo se deposita la formación Chonta, una secuencia de 270 m. (886´) constituida por areniscas con intercalaciones de lutitas y limolitas en la base y lutitas marinas con delgadas intercalaciones de areniscas, calizas y anhidritas en el tope. Las lutitas de Chonta también constituyen roca sello.

La formación Vivian es una secuencia regresiva de 90 m. (295´) de espesor, compuesta por areniscas limpias de grano grueso a fino depositadas cerca de la línea de costa, con escasas intercalaciones de limolitas. La sección superior es algo arcillosa.

A fines del Cretáceo, se acentúa el proceso regresivo depositándose más de 2000 m. (6562´) de capas rojas durante el Terciario. Aún no se ha diferenciado la secuencia terciaria; sin embargo, podrían corresponder a las formaciones Yahuarango y Chambira de Selva Norte.

2.2 INGENIERIA DE RESERVORIOS

En la estructura San Martín se han identificado acumulaciones de gas natural con alto contenido de hidrocarburos C_{3+} . La acumulación inferior está emplazada en la formación Cushabatay y la superior en la formación Agua Caliente. Ambas acumulaciones tienen contactos gas/agua independientes.

Las rocas reservorio están constituidas por areniscas de buena porosidad y permeabilidad con intercalaciones arcillosas de espesor variable. Como unidades porosas y permeables, los diferentes reservorios tienen buena continuidad y extensión variable. Sin embargo al estar

afectados por fallamiento se espera que la impulsión de agua sea limitada como fuente de energía de los reservorios.

2.2.1 Determinación del Tipo de Reservorio

El gas natural de los reservorios de San Martín está constituido casi totalmente por hidrocarburos parafínicos. El análisis composicional efectuado a partir de muestras recombinadas de gas y condensado obtenidos del Pozo SM-1X se muestra en la Tabla 2.1.

Considerando que la presión del reservorio es mayor que la presión de rocío del gas y que la temperatura del reservorio es menor que la del punto cricondentérmico, es evidente que se trata de un reservorio de gas natural por condensación retrógrada.

La riqueza del gas natural de Camisea en términos de contenido de LGN es de 76 Bbl/MMscf en San Martín, correspondiendo al condensado 38 Bbl/MMscf

El agua de formación tanto del reservorio como del acuífero tiene una salinidad del orden de 20000 ppm de ClNa, de acuerdo con los cálculos a partir de los perfiles de pozo, ya que no se dispone de muestras representativas del agua de formación de los reservorios. La gravedad específica del agua ha sido calculada en 1.02 y su viscosidad a las condiciones de reservorio en 0.4 cp.

2.2.2 Propiedades de la Roca Reservorio

Las propiedades físicas de la roca reservorio de las diferentes formaciones han sido estimadas a partir del análisis de los perfiles de pozo. Así mismo, se ha utilizado la información de registros de flujos y presiones (RFT) y pruebas de presión efectuadas a hueco entubado.

La porosidad es principalmente intergranular y primaria, aún cuando existen algunas evidencias de variación de la porosidad por sobrecrecimiento y disolución de cuarzo. Así mismo, la existencia de las fracturas podría generar alguna porosidad secundaria que, sin embargo, no se considera significativa.

La permeabilidad ha sido estimada principalmente a partir de las pruebas de presión y registros de flujo y presiones (RFT). En este caso, si bien la permeabilidad es principalmente intergranular la existencia de fracturas puede contribuir a acentuar la variación direccional de la permeabilidad.

La anisotropía podría ser acentuada, ya que el eje de máxima permeabilidad deposicional Este-Oeste de las rocas de origen fluvial y fluviodeltaico coincide con el eje de los anticlinales y con el de mayor probabilidad de ocurrencia de fracturas. Sin embargo, no es posible hacer una apreciación cuantitativa de este parámetro.

La comunicación vertical dependerá de la extensión y continuidad de las intercalaciones arcillosas mayores.

La saturación de agua connata ha sido calculada a partir de los perfiles eléctricos ya que no se dispone de análisis de presión capilar en núcleos. Así mismo, se ha considerado que la saturación de gas residual a la invasión de agua está en el mismo orden que el yacimiento Aguaytía.

El espesor neto gasífero es esencialmente uniforme dada la poca información actual, y no se consideran las variaciones de espesor ocasionadas por la repetición de algunas secciones debido al fallamiento inverso, ya que abarcan un área relativamente pequeña.

2.2.3 Distribución de Fluidos

De acuerdo con las características de los fluidos, la gradiente de presión indicada por el RFT y la presión y temperatura del reservorio Agua Caliente, los hidrocarburos están sólo en fase gaseosa, constituyendo una acumulación de gas natural no asociado del tipo de condensación retrógrada.

La relación entre el gas y el agua de formación del acuífero debe ser de equilibrio hidrostático. Como en cada reservorio sólo existe como máximo un punto de control del contacto gas/agua, no se puede descartar totalmente la posibilidad de hidrodinamismo. La Fig. 2.4 presenta la ubicación del nivel de agua libre y contacto de fluidos en San Martín.

Es probable que en el flanco norte del yacimiento San Martín el contacto gas/agua esté más levantado debido a que presenta una zona aislada por debajo del nivel de derrame de las dos culminaciones de San Martín, que no habría sido desplazada por el gas durante la migración.

No es posible evaluar el espesor de la zona de transición pues no se dispone de información de presión capilar.

2.3 DESCUBRIMIENTO

El yacimiento San Martín se descubrió, con la perforación y completación del pozo 42-46-1X en el flanco Sur-Oeste de la culminación San Martín, al extremo Este del gran anticlinal Picha. El pozo probó producción comercial de gas natural y condensado de 63 °API, proveniente de las areniscas de las formaciones Cushabatay y Agua Caliente de edad cretácea, aproximadamente a 2300 m. de profundidad.

El anticlinal San Martín, que es la culminación más alta y oriental del gran anticlinal Picha, fue detectado por

sísmica de reflexión y geología de superficie, tiene una longitud de 25 Km., un ancho máximo de 5.5 Km. y un cierre vertical de 450 m. en el Cretáceo. El descubrimiento de San Martín fue confirmado con la perforación del pozo 42-46-2X Segakiato, ubicado a 750 m. al Sur-Oeste del pozo 1X.

2.3.1 Perforación y Completación

Los dos pozos ubicados en el yacimiento San Martín se perforaron por el método rotatorio convencional, utilizando como fluido de perforación un lodo de base agua. El pozo descubridor 1X fue completado, mientras que el confirmatorio 2X fue abandonado sin completarse. En la Tabla 2.2 se muestran los datos de perforación de los pozos.

La información que se ha obtenido de estos pozos específicamente en la formación Agua Caliente, está constituida principalmente por perfiles de pozo: eléctricos, acústicos, radioactivos y sísmicos; así como registros de flujos y presiones obtenidos mediante el multiprobador de formaciones RFT y núcleos de pared por impacto. No se obtuvieron núcleos convencionales por lo que no se dispone de información petrofísica directa y en consecuencia no se ha podido calibrar la información de perfiles. La calidad de los perfiles de pozo es buena y ha permitido evaluar las propiedades petrofísicas de los reservorios con razonable aproximación.

Para evaluar el potencial productivo de los pozos, se efectuaron pruebas de producción del tipo convencional (flow-after-flow) en el pozo 1X, utilizando el probador MUST de Flopetrol, con lecturas de presión en superficie. Se obtuvieron muestras de gas y condensado en el separador para efectuar análisis PVT y composicional, los mismos que se realizaron en los laboratorios de las Cías. Flopetrol y Shell.

*** Pozo San Martín-1X (SM-1X)**

El Pozo SM-1X fue perforado en el flanco Sur-Oeste de la culminación San Martín con el objeto de explorar su potencial petrolero. La perforación del pozo alcanzó la profundidad final de 3894 m. (12776'), después de penetrar 31 m. (102') en la sección repetida de la formación Cushabatay.

El pozo se perforó con brocas de 12 1/4" y 8 1/2", utilizando lodo de base agua tipo KCl-Polímero, con densidades variables entre 9.2 y 9.6 lb/gal, y fue completado con tubería de revestimiento de 9 5/8" hasta la profundidad de 2332 m. (7651') y con tubería de producción de 7" hasta 2649 m. (8691').

La interpretación de los perfiles de pozo y registros de flujo y presiones (RFT), permitió detectar varios niveles con saturación de gas en la secuencia paleozoica y cretácea por lo que, para evaluar el contenido de fluidos, se efectuaron ocho (8) pruebas de formación (DST) y dos (2) pruebas de producción. Los DST mostraron muy pequeñas indicaciones de hidrocarburos en la secuencia paleozoica, mientras que las pruebas de producción probaron volúmenes comerciales de gas en las formaciones cretáceas Agua Caliente y Cushabatay. El pozo fue sellado con cuatro (4) tapones de cemento (ref. 53).

*** Pozo Segakiato-2X (SE-2X)**

El Pozo SE-2X fue perforado a 750 m. al Sur-Oeste y a 150 m. buzamiento abajo del Pozo SM-1X, con el objeto de investigar la existencia de un posible anillo de petróleo en la culminación San Martín.

La perforación alcanzó una profundidad de 2550 m. (8366'), luego de penetrar 85 m. (279') en la

formación Ene del Paleozoico. El pozo fue perforado con broca de 8 1/2" usando lodo tipo lignosulfonato de 10.2 lb/gal.

La interpretación de los perfiles y RFT confirmó el descubrimiento de gas natural y permitió detectar los contactos gas/agua de las formaciones Cushabatay y Agua Caliente. Sin embargo, el pozo no fue completado y no fue posible obtener una evidencia directa de la ausencia de un anillo de hidrocarburos líquidos en el yacimiento (ref. 54).

2.3.2 Reservas

Desde el descubrimiento del gas natural en el Pozo SM-1X, se han efectuado diversos estimados de las reservas de gas y líquidos de gas natural (LGN) de Camisea. Estos estimados han ido variando de acuerdo con la nueva información aportada por la perforación de los pozos. Así mismo, se han efectuado varios pronósticos del comportamiento productivo de los yacimientos.

Con la información disponible se ha alcanzado una descripción razonable del reservorio Agua Caliente y se han estimado los volúmenes "in situ" y reservas de gas y LGN mediante el método volumétrico. En el estimado de reservas efectuado por Petroperú, se ha tomado en cuenta la incertidumbre de los diferentes parámetros utilizando simulación Montecarlo. Estos estimados han sido esencialmente confirmados por el estudio de simulación composicional de reservorios efectuado por la Cía. Scientific Software Intercomp (SSI) (ref.19).

*** Volumen "In Situ" de Gas Natural**

El volumen de gas natural "in situ" de los reservorios de San Martín se han estimado en 4.4 Tscf. El detalle de estos estimados por formación se muestra a continuación:

Formación	Volumen (Tscf)
Agua Caliente	2.9
Cushabatay-Ene	1.5
TOTAL	4.4

Estos volúmenes constituyen el valor más probable estimado hasta el momento. Existe cierta incertidumbre asociada con algunos parámetros como la saturación de agua connata y la ubicación de los contactos de fluidos.

Si bien a condiciones de reservorio todos los hidrocarburos están en su fase gaseosa, para uso referencial se han calculado los volúmenes "in situ" de gas seco y LGN en el Yacimiento San Martín:

Gas Seco	2.8 Tscf
LGN	230 MMbbl

* Reservas Probadas

El estimado de las reservas de gas natural y LGN del yacimiento San Martín se ha efectuado siguiendo las normas y definiciones internacionalmente aceptadas (ref. 60), a partir de la información recolectada de los pozos perforados y de la información sísmica interpretada por el Dpto. de Geología de Petroperú y la Cía. Shell (refs. 1, 38 y 70).

En la Tabla 2.3 se presentan los volúmenes más probables que se pueden recuperar en el área de Camisea utilizando tecnologías y métodos conocidos de explotación y bajo las condiciones de precios y regulaciones existentes.

El rango de variación de los factores de recuperación final estaría entre 55 y 80% del LGN inicialmente "in situ" y entre el 60 y 75% del gas inicialmente "in situ". Es muy importante que estos factores sean precisados periódicamente mediante estudios de simulación composicional de reservorios.

Se han clasificado como reservas probadas las que tienen una probabilidad de recuperarse igual o mayor del 90% y como probables, aquellas con una probabilidad de recuperación entre 50 y 90%, siguiendo el sistema usado internacionalmente.

En el estimado anterior no se incluyen las reservas posibles de San Martín que pueden existir en la culminación oriental de la estructura.

3. PROCESAMIENTO DE LA INFORMACION

Para construir el modelo radial y el de sección transversal necesarios para este estudio de simulación a nivel pozo, fue necesario recopilar toda la información disponible del área de Camisea, así como de áreas vecinas.

En vista de que en la etapa de exploración no se obtuvieron algunos datos importantes, se hizo uso de información del yacimiento Aguaytía por ser un reservorio de gas-condensado sujeto a condensación retrógrada y encontrarse en la Cuenca Ucayali.

3.1 INTERPRETACION GEOLOGICA

El objetivo de toda evaluación geológica es identificar diversas características de los reservorios y en cada uno de ellos determinar o estimar:

- * Tipo de roca reservorio
- * Continuidad y extensión de la roca reservorio
- * Dirección de los ejes principales de máxima permeabilidad
- * Tipo y continuidad de las intercalaciones arcillosas
- * Geometría actual del reservorio
- * Tipo y extensión de la roca sello (cap rock)
- * Extensión del acuífero

Excepto por datos de secciones sísmicas, mapas estructurales, perfiles eléctricos y una prueba de presión efectuada en la formación Agua Caliente del yacimiento San Martín, muy poca información adicional de importancia básica se encuentra disponible relacionada con el control deposicional y geometría de los reservorios, tales como: análisis de núcleos, estudios sedimentológicos detallados e información de

paleontología y palinología. Esto indudablemente llevará a desarrollar el presente estudio dentro de una cierta incertidumbre que podrá irse superando con información que se obtenga a futuro.

3.1.1 Análisis Estructural

Desde el descubrimiento de este reservorio, se han realizado diversas interpretaciones geológicas por parte de la Cía. Shell (ref. 70), luego por PETROPERU (ref. 38) y posteriormente por SSI (ref. 19). Sin embargo, todavía persisten ciertas dudas, principalmente con respecto a la profundidad del contacto gas-agua (GWC) en el pozo SM-1X y a la presencia de una posible barrera impermeable entre los pozos SM-1X y SE-2X.

Los perfiles eléctricos corregidos a la profundidad vertical verdadera identifican los límites verticales del reservorio Agua Caliente y la última versión del mapa estructural en tiempo (ref. 19 y 38) fue la base para definir los límites areales de este reservorio.

Estimando la extensión areal del yacimiento, la pregunta crítica es si la columna de gas se extiende hasta la base de la formación Agua Caliente en el pozo SM-1X y existe un GWC @ 6056 ft.ss (1847 mss) solamente en el pozo SE-2X (Fig. 3.1), o si los contactos encontrados en los dos pozos están separados (Fig. 3.2).

En la Figura 3.1, la extensión vertical del reservorio ha sido descrita como se presenta en los reportes de PETROPERU deducido de datos del RFT.

En la Figura 3.2, la extensión vertical del reservorio en cada pozo ha sido indicada sobre la base de datos de perfiles eléctricos, según una de las teorías presentadas por SSI.

La interpretación actual realizada por PETROPERU asume que el reservorio es continuo entre los pozos SM-1X y SE-2X, descartando la presencia de una falla entre ambos pozos. Por lo tanto, en el presente trabajo se ha asumido la continuidad del reservorio entre los pozos. Sin embargo, se deberá efectuar un estudio más detallado al respecto empleando sísmica a detalle (sísmica 3-D) y correlacionando con pruebas de presión largas (pruebas de interferencia), para descartar la presencia de dicha barrera impermeable.

3.1.2 Análisis Estratigráfico

Como unidades litológicas las formaciones cretáceas tienen una excelente continuidad y extensión del orden de centenares de kilómetros; sin embargo, como unidades porosas y permeables, al estar afectadas fuertemente por fallamiento, es probable que la continuidad esté restringida significativamente en alguna parte de los reservorios y la extensión limitada a las áreas entre las fallas mayores.

Los cambios de espesor de la arenisca Agua Caliente son más rápidos en la dirección Suroeste-Noreste, entre los pozos SM-1X y SE-2X, en una distancia de 280-360 ft.; lo que no sucede en la dirección Noroeste-Sureste entre los pozos SM-1X y Cashiriari-3X, en una distancia de 280-340 ft.

Para fines del estudio se ha considerado que las intercalaciones arcillosas mayores presentes en la sección estratigráfica de los pozos SM-1X y SE-2X elaborada por PETROPERU (Fig. 3.3) , constituyen restricciones verticales al flujo en las cercanías de estos pozos que va desde el 75-85% hasta una completa comunicación hacia el Noreste del pozo SM-1X.

De acuerdo con las consideraciones anteriores, es probable que la impulsión del agua sea moderada actuando como fuente de energía. Para el diseño tanto del modelo radial como del modelo de sección transversal, se ha asumido la homogeneidad del reservorio y espesor uniforme.

3.2 EVALUACION DE PERFILES

La revisión de la información básica recolectada y de interpretaciones cualitativas y cuantitativas de perfiles eléctricos previas a este estudio, realizadas por las compañías Shell, PETROPERU y SSI, han servido para determinar la distribución de los siguientes parámetros del reservorio Agua Caliente:

- * Porosidad
- * Saturación de Agua Connata
- * Espesor Total
- * Espesor Neto Gasífero
- * Contacto Gas-Agua (GWC)
- * Permeabilidad

Todos los perfiles de los pozos en el área se encuentran digitizados en el intervalo correspondiente a la formación Agua Caliente, teniendo como datum o patrón principal de normalización una lutita característica de la formación Chonta (Fig. 3.4).

Para evaluar los valores de porosidad y saturación de la formación Agua Caliente en el pozo SM-1X, se tomó en cuenta el informe presentado por la División Control de Pozos - Dpto. de Geología de PETROPERU (ref. 12), el cual describe el tope de la formación @ 6771' abdf con una resistividad de agua de formación (R_w) de 0.204 oh-m @ 140 °F, correspondiente @ 15842 ppm de NaCl. Esta formación presenta dos zonas bien definidas en cuanto a sus características petrofísicas.

El primer intervalo 6771' - 6932' abdf presenta altos valores de resistividad y de rayos gamma, así como también bajas lecturas de densidad. En esta zona el contenido arcilloso es de 25% en promedio. La determinación de la porosidad y saturación de agua es en promedio 18% y 31% respectivamente.

El segundo intervalo 6939' - 7051' abdf presenta valores bajos de resistividad en comparación al intervalo anterior, las lecturas de rayos gamma son más bajas, mientras que las lecturas de densidad aumentan. El contenido arcilloso promedio es de 14% y los valores promedio de porosidad y saturación de agua son 17% y 55% respectivamente (Fig. 3.3).

La zona mojada por agua, identificada por los perfiles eléctricos en el pozo SE-2X entre 6056 y 6244 ft.ss, tienen una resistividad laterolog de 10 oh-m y velocidades sónicas de +/- 74 microseg/ft. El GWC está en 6056 ft.ss (1847 mss).

La parte superior de la arenisca Agua Caliente entre 5432 y 5502 ft.ss., que probó gas a un caudal de 23.2 MMscfd y condensado a 980 stbd en el pozo SM-1X, tiene resistividades laterolog de 75-100 oh-m y velocidades sónicas del orden de 83 microseg/ft.

3.2.1 Multiprobador de Formaciones (RFT)

En el pozo SE-2X se observa un claro GWC derivado de perfiles eléctricos @ 1847 mss (2303 mabdf), el cual fue confirmado por el GWC del RFT @ 1839 mss (2295 mabdf) como observamos en la Figura 3.5b. Los resultados de pruebas previas y muestreo del RFT se presentan en la Tabla 3.1 y 3.2 para los pozos SM-1X y SE-2X, respectivamente.

La primera muestra tomada en el pozo SE-2X recuperó 100% de agua y filtrado @ 2336 mabdf, que está por debajo del

GWC. La segunda muestra recuperó 86% de agua y filtrado y 14% de gas @ 2292 mabdf, que está por encima del GWC (ref. 1).

Los datos de presión RFT obtenidos en el pozo SM-1X son de regular calidad (Fig. 3.5a). Las presiones fueron tomadas con un medidor mecánico (strain gauge) y la revisión de las presiones indican que se requiere de un cambio de todas las presiones registradas en la corrida 2 de -33 psi, para alinearlas con las corridas restantes (ref. 36).

Los datos de presión RFT del pozo SE-2X son, en cambio, de muy buena calidad. Las presiones fueron tomadas usando un medidor electrónico (HP quartz gauge).

La interpretación de datos del RFT estableció que los sistemas encontrados en ambas formaciones objetivo (Agua Caliente y Cushabatay) son de gas-agua. Fue posible un excelente ajuste de datos de presiones RFT tomados en las formaciones Vivian, Chonta, Agua Caliente y Ene de ambos pozos por corrección del juego de datos completo en el pozo SM-1X en 24 psi. (reflejando un error del medidor mecánico) y un menor ajuste de la profundidad vertical.

Las presiones del RFT en Agua Caliente confirman el GWC derivado de perfiles encontrado en Segakiato, e indican fuertemente la comunicación de presión entre el gas en Agua Caliente de ambos pozos. Bajo esta asunción, la comunicación entre el gas en Agua Caliente y Cushabatay es ahora descartada.

Podemos concluir de los datos del RFT que los reservorios de gas en las formaciones principales de Agua Caliente y Cushabatay forman acumulaciones separadas, las cuales son continuas entre los dos pozos y que no existe zona productora de petróleo (oil bearing).

En el presente estudio, se ha tomado un valor promedio de la profundidad del GWC en el pozo SE-2X @ 7543' abdf (2299 mabdf), en vista de la diferentes interpretaciones.

3.2.2 Perfil para Determinar Gas Movible (MGP)

El perfil de gas movible (MGP) viene a ser una interpretación de perfiles a nivel pozo, efectuada en forma semicuantitativa. El MGP ha demostrado ser una excelente herramienta para reconocer si las arenas contienen gas o agua, así como para diseñar el modelo radial en lo que respecta al número de capas (layers).

De acuerdo al MGP del pozo SM-1X elaborado por PETROPERU, se observa un intervalo con buen potencial productivo de 6771' a 6932' abdf, que muestra valores de saturación de agua en el rango de 20-50% y los valores de porosidad se encuentran dentro del rango de 15-20%.

Así mismo, se observa un intervalo inferior desde 6952' a 7051' abdf con propiedades de reservorio desmejoradas con respecto al intervalo anterior. La saturación de agua está entre 45-50% y la porosidad en un rango de 10-15%. La Tabla 3.3 muestra los valores estimados de saturación de agua y porosidad, de acuerdo al análisis del MGP de los pozos SM-1X y SE-2X (Figs. 3.6 y 3.7).

A fin de precisar la información básica necesaria para el modelo radial y la sección transversal de la interpretación de perfiles, se hizo una comparación de los resultados encontrados por la compañías Shell y PETROPERU, así como la interpretación realizada por SSI, cuyo resumen se encuentra en la Tabla 3.4.

3.3 CURVAS DE PRESION CAPILAR Y PERMEABILIDAD EFECTIVA

Ya que en ninguno de los cuatro pozos exploratorios perforados en el área de Camisea se han tomado muestras de núcleos convencionales, se han obtenido las curvas de

presión capilar del análisis de núcleos del pozo Aguaytía-3x, utilizando técnicas de normalización y desnormalización (ref. 66) para adaptarlas a las características de la formación Agua Caliente en San Martín.

3.3.1 Normalización de las Curvas de Presión Capilar

Para la determinación de las curvas de presión capilar, hemos utilizado los datos presentados en el informe de análisis de núcleos del pozo Aguaytía-3X (ref. 26).

En este pozo se cortaron 48 pies de núcleos convencionales de la formación Cushabatay, procediéndose a analizar 14 muestras correspondientes a una profundidad de 2561 a 2570 mabdf para elaborar sus respectivas curvas de presión capilar.

A partir de este análisis se han normalizado 13 de las 14 curvas presentadas, haciendo uso de la función J de Leverett (ref. 66) cuya expresión es la siguiente:

$$J(S_w) = \frac{P_c}{\sigma \cos \theta} (K/\phi)^{1/2} \quad (3.1)$$

donde:

- J = Función J de Leverett (adimensional)
- σ = Tensión interfacial gas-agua (36 dinas/cm)
- θ = Angulo de contacto (40°)
- Pc = Presión capilar (dinas/cm²)
- K = Permeabilidad efectiva (cm²)
- ϕ = Porosidad

Los valores de tensión interfacial y ángulo de contacto fueron obtenidos por pruebas de laboratorio (ref. 14). Reformulando la ecuación anterior en unidades de campo obtenemos:

$$J(S_w) = \frac{0.21727 F_c(\text{psi})}{\sigma(\text{dinas/cm})} \left[\frac{K(\text{md})}{\phi} \right]^{1/2} \quad (3.2)$$

También se normalizaron las saturaciones de agua mediante la siguiente relación:

$$S_w^* = \frac{(S_w - S_{w_i})}{(1 - S_{w_i})} \quad (3.3)$$

De esta manera se obtuvo una familia de curvas que pueden representarse por la siguiente ecuación parabólica:

$$S_w^* J^b = a \quad (3.4)$$

Mediante una regresión lineal del logaritmo de la ecuación 3.4 se determinaron las constantes a y b, cuyos valores son 0.305 y 0.775 respectivamente.

En la Figura 3.8, se muestra la familia de curvas así como la gráfica que representa la ecuación parabólica. Esta última gráfica se asemeja a la curva normalizada de la muestra 29H (Fig. 3.9), la cual se considera representativa de toda esa familia de curvas.

Esta curva de presión capilar normalizada será utilizada posteriormente para determinar las curvas de presión capilar de cada región del modelo, en base a sus permeabilidades efectivas, porosidades y saturaciones de agua connata. En la sección 5.3, se define el concepto de región así como su utilidad dentro del modelo radial y de sección transversal.

3.3.2 Ajuste de Permeabilidad Efectiva

Para determinar las permeabilidades efectivas a partir de pruebas de producción y perfiles eléctricos, se han usado las ecuaciones para la normalización de la presión capilar de la siguiente manera (ref. 57):

De:

$$J(S_w) = \frac{F_c}{\alpha \cos \theta} (K/\phi)^{1/2}$$

y:

$$S_w * J^b = a$$

obtenemos:

$$K = \frac{\phi(a^{1/b} \alpha \cos \theta)^2}{S_w^{2/b} F_c^2} \quad (3.5)$$

Cuando $S_w = S_{wi}$:

$$\text{Log}(K/\phi) = \text{Log Cte} + 2/b \text{ Log}(1 - S_{wi}) \quad (3.6)$$

La constante se determinará por regresión lineal de la ecuación 3.6, en base a los valores de permeabilidad obtenidos de las pruebas de producción tomadas tanto en Camisea como en Aguaytía; y a los valores de porosidad y saturación de agua connata estimados de perfiles eléctricos correspondientes a los intervalos probados (refs. 13, 36 y 61).

En la Tabla 3.5 se encuentran los datos de las pruebas de producción utilizados en este ajuste así como los cálculos efectuados para el ajuste de la curva

De la regresión lineal obtenemos:

$$\begin{array}{ll} \text{Log Cte} & = 3.779448 & \text{Cte} & = 6017.94 \\ 2/b & = 2.809264 & b & = 0.725 \end{array}$$

De esta forma, la ecuación resultante es:

$$(K/\phi) = 6017.94 (1 - S_{wi})^{2.81} \quad (3.7)$$

En la Figura 3.10 se observa el ajuste de esta ecuación con los datos de las pruebas de producción y perfiles

eléctricos. Este ajuste será utilizado posteriormente, en el sección 5.2.2, para determinar las permeabilidades efectivas de cada capa.

3.4 ANALISIS PVT

Las propiedades de los fluidos del reservorio están basadas en el análisis de muestras recombinadas de gas y condensado obtenidas en el pozo SM-1X para la formación Agua Caliente, efectuados por las compañías Flopetrol y Shell (refs. 18 y 69).

El reporte elaborado por Shell fue considerado no representativo pues dada la incertidumbre de la razón condensado/gas (GLR) usado en la recombinación del fluido del separador, la gradiente del gas calculada es significativamente inferior a la gradiente observada en el RFT de 0.089 psi/ft. Esto puede ser el resultado de un muestreo inapropiado del fluido o una posible contaminación de la muestra por hidrocarburos más pesados (grasa). Por lo tanto, en este trabajo sólo se ha considerado el reporte de Flopetrol para el cálculo de las propiedades del gas.

3.4.1 Condiciones del Reservorio

Las condiciones iniciales del reservorio Agua Caliente son:

- * Presión inicial : 3097 psig.
- * Temperatura inicial : 165 °F

La presión en el punto de rocío, determinada de la muestra seleccionada para el estudio PVT es:

- * Presión de rocío @ 165 °F : 3080 psig
- * Factor de compresibilidad del gas @ 165 °F : 0.815

Se ha considerado un valor promedio de la compresibilidad de la roca reservorio encontrada por Shell y Flopetrol:

* Compresibilidad de la roca : 0.41×10^{-5} psi⁻¹

3.4.2 Propiedades del Gas

Para efectos de recopilar la información referente a las propiedades físicas del gas natural en el reservorio Agua Caliente que requiere el modelo de simulación, se revisó los análisis de laboratorio PVT realizados por las compañías Shell y Flopetrol.

El análisis composicional del gas, así como la determinación de pseudo-propiedades de la mezcla, tales como: presión y temperatura pseudo-críticas y el peso molecular promedio de la mezcla se resumen en la Tabla 3.6.

Las curvas de viscosidad y gravedad específica del gas que están en función de la temperatura, presión y composición de la mezcla, se han obtenido del reporte de Flopetrol. Las Figuras 3.11a y b muestran la viscosidad y gravedad específica del gas a diferentes niveles de presión que requiere el simulador.

El factor de compresibilidad del gas fue obtenido de los reportes antes mencionados y confirmado por el método semianalítico desarrollado en el Apéndice A (Fig. 3.11c).

El factor de volumen de formación del gas fue obtenido de la aplicación de la ecuación general de los gases, evaluando a diferentes niveles de presión del reservorio y considerando un proceso isotérmico (Fig. 3.11d).

Los datos de viscosidad, gravedad específica, factor de volumen de formación y factor de compresibilidad del gas encontrado en la formación Agua Caliente, se resumen en la Tabla 3.7.

3.4.3 Propiedades del Agua de Formación

Las propiedades físicas del agua de formación que requerimos para modelar el reservorio son: el factor volumen de formación del agua, viscosidad, compresibilidad, salinidad (o resistividad) y solubilidad del gas en el agua.

En vista de que no existen análisis de muestras de agua de la formación Agua Caliente, se han empleado diversas correlaciones para estimar dichas propiedades a diferentes niveles de presión.

Para determinar la solubilidad del gas en el agua de formación, se ha hecho uso de la correlación propuesta por Jones (ref. 66), en función de la temperatura, presión y salinidad del agua; proponiendo la siguiente relación empírica:

$$R_{sw} = R_{sw_p} (1 - XY/10000) \quad (3.7)$$

donde:

R_{sw_p} = Solubilidad del gas natural en agua pura (cuft/bbl)

R_{sw} = Solubilidad del gas natural en agua de formación (cuft/bbl)

Y - Salinidad del agua de formación (ppm)

X - Factor de corrección por salinidad (X @ 165 °F - 0.047)

Para estimar el factor de volumen de formación del agua, se ha usado la correlación presentada por Dobson y Standing (ref. 66), en función de las sales disueltas, gas en solución, temperatura y presión. Ellos propusieron la siguiente ecuación:

$$B_w = B_{w_p} + R_{sw}/R_{sw_p} ((B_w)_{\text{gas en sol.}} - (B_w)_{\text{pura}}) \quad (3.8)$$

donde:

B_{w_p} = Factor volumen de formación del agua pura (bbl/stb)

Teniendo en cuenta que la salinidad del agua de la formación Agua Caliente está aproximadamente entre 15000 y 20000 ppm, estimada de perfiles eléctricos, se ha determinado la solubilidad del gas en el agua de formación y el factor de volumen de formación del agua a diferentes niveles de presión como requiere el simulador (Figs. 3.12a y b). Los valores se resumen en la Tabla 3.8.

La viscosidad y densidad del agua se obtuvieron del informe presentado por la compañía Shell (ref. 36), el cual considera:

- * Viscosidad del agua de formación : 0.4 cp.
- * Densidad del agua de formación : 64.25 lb/cuft.
- * Gravedad específica del agua : 1.02

4. ANALISIS DE LA PRUEBA DE PRODUCCION

4.1 HISTORIAL DE LA PRUEBA

Las historias de producción y presiones de la prueba de producción del pozo SM-1X en la formación Agua Caliente, se han tomado del reporte EP87-1390 de Shell International (ref. 36).

* Intervalo perforado : 2067-2073 mabdf
* Producción: Gas : 23 MMscfd
* CGR : 40 bls/MMscf
* Agua : N.A.
* Gas producido total : 34 MMscf
* Puntos de medición : Amerada RPG-3 @ 2043 mabdf
Flop petrol SDDR @ 2041.2 mabdf

PERIODO	CAUDAL (MMscfd)	DURACION (hrs)	COMENTARIOS
1	---	---	Pi = 3113 psia
2	10.0	0.00	Periodo de Limpieza
3	12.5	0.30	Periodo de Limpieza
4	17.7	0.12	Periodo de Limpieza
5	21.3	5.33	Periodo de Limpieza
6	0.0	11.98	Restauración Inicial
7	17.7	0.40	Prueba de Caudal Simple
8	16.7	0.45	Prueba de Caudal Simple
9	17.7	9.17	Prueba de Caudal Simple
10	0.0	10.23	Restauración
11	16.1	8.00	Prueba de Entrega
12	17.4	8.20	Prueba de Entrega
13	21.3	7.80	Prueba de Entrega
14	23.2	8.00	Prueba de Entrega
15	0.0	3.50	Restauración Final

Esta prueba fue efectuada en Mayo de 1984 y duró en total 74 horas (3.08 días). En la Figura 4.1 se presenta la secuencia de la prueba.

Para el registro de presiones, se bajaron dos registradores en paralelo, uno electrónico Flopetrol SDDR y otro mecánico, Amerada RPG-3, con el propósito de conseguir confiabilidad en las presiones registradas;

obteniéndose una buena calidad de datos. Debido a problemas operativos durante la prueba, no se pudo cerrar el pozo en el fondo sino en superficie.

4.2 DETERMINACION DE LAS PROPIEDADES DEL RESERVORIO

Para determinar el valor de la capacidad productiva del reservorio (K_h) se han analizado solamente los datos de los periodos de cierre 6, 10 y 15. No así los periodos de flujo de la prueba, ya que cuando existe una significativa turbulencia durante el flujo, el valor de K_h obtenido de pruebas de flujo (drawdown) se distorsiona. Sin embargo, la turbulencia no afecta la determinación de K_h del análisis de una prueba de restauración de presión (build up) (ref. 68).

Por otro lado, a partir de los estudios de Jones y Raghavan (refs. 31 y 32), la teoría de flujo monofásico puede ser utilizada para determinar con exactitud el valor de K_h y la presión promedio (P^*) de un reservorio de gas-condensado.

Los parámetros de pozo y reservorio usados para la determinación de las propiedades del reservorio son los siguientes:

Intervalo perforado	: 20'
Intervalo drenado	: 65'
μ_i	: 0.0215 cp
c_e	: $2.028 \cdot 10^{-4} \text{ psi}^{-1}$
r_w	: 0.5'
ϕ	: 0.18
Γ_g	: 0.77
T	: 165°F

4.2.1 Análisis de los Periodos de Cierre 6, 10 y 15

Para efectuar el análisis de estos periodos de cierre, se construyeron en primer lugar los gráficos logarítmicos de

diagnóstico [$dm(p)$ vs dt] y derivada [$dm(p)'dt$ vs dt] para cada periodo. Posteriormente se construyeron los gráficos correspondientes al análisis de Horner modificado para pruebas build up precedidas por periodos de flujo variable.

En los gráficos de diagnóstico (Figs. 4.2, 4.3 y 4.4), se observa que no se forma la pendiente unitaria en la etapa inicial de la prueba. Esto se debe a una variación de la constante de almacenamiento, producto de la segregación de fases que ocurre en el pozo durante los periodos de cierre. Por esta razón, no se utilizó el método de ajuste con curvas tipo para el análisis de estos periodos.

En los gráficos de la derivada, se observa un valor mínimo que puede deberse a un fenómeno de recarga debido a la revaporización del líquido producido por condensación retrógrada. Este comportamiento de la derivada podría corresponder también, a un sistema heterogéneo. Pero como sabemos, la profundidad del mínimo de la derivada en sistemas heterogéneos es función inversa de la relación de almacenamiento (w). Cuando w se incrementa, la profundidad y duración del mínimo en la derivada decrece y el comportamiento del sistema se aproxima al de un sistema homogéneo (refs. 24 y 25).

Debido a que en este análisis particular, el mínimo en la derivada no es pronunciado, y que además, no se dispone de estudios sedimentológicos para precisar la existencia de doble porosidad o doble permeabilidad, es que se ha optado por utilizar para el análisis el modelo de un reservorio homogéneo con almacenamiento y daño.

Para calcular el valor de Kh se ha hecho uso de la extensión del método de Odeh y Jones (ref. 15) para análisis de build up precedido por periodos de flujo a caudal variable.

La secuencia de flujos es un caudal q_1 por un tiempo $t_{1,}$, un caudal q_2 hasta un tiempo $t_{2,}$ y así sucesivamente para un caudal Q_j hasta un tiempo $t_{j,}$. El cierre, posterior al flujo Q_j , se extiende sobre el periodo de tiempo dt ; así tenemos:

$$\frac{m(p)_1 - m(p)_{\infty}}{Q_j} = m' \sum \left[\frac{dq_j}{Q_j} \text{Log} (t+dt-t_{j-1}) \right]$$

donde:

$$m' = 1.632 * E6 \text{ T/Kh}$$

y

$$\begin{aligned} dq_j &= q_j - q_{j-1} \\ q_{n+1} &= 0 \\ t_{j,} &= q_{j,} = 0 \\ t &= t_n \end{aligned}$$

Los gráficos de $[m(p)_1 - m(p)_{\infty}] / Q_j$ vs $\sum [dq_j / Q_j \text{Log}(t+dt-t_{j-1})]$ correspondientes a los periodos de cierre 6, 10 y 15 se presentan en las Figuras 4.5, 4.6 y 4.7.

En las Figuras 4.5 y 4.6, se observa una doble pendiente que podría reflejar la presencia de una barrera impermeable a 500 m. del pozo SM-1X o un sistema heterogéneo.

Esta última posibilidad puede descartarse observando el prolongado tiempo de duración del periodo de la línea de transición, la cual en pozos de gas debe ser más corta, debido a la alta transmisibilidad del fluido.

Por otro lado, tampoco podemos asegurar que este comportamiento se debe a la presencia de una barrera impermeable, ya que no existen suficientes evidencias geológicas; por lo que se recomienda estudios geológicos más detallados y pruebas de producción más largas para verificar o descartar esta posibilidad. Los resultados del análisis se muestran en la Tabla 4.1.

La extrapolación de P^* en los tres periodos de cierre aproximadamente es el mismo valor, lo cual indica que no se han alcanzado los límites del reservorio durante la prueba.

4.3 DETERMINACION DEL DAÑO POR PERFORACION, PENETRACION PARCIAL, TURBULENCIA Y FORMACION DE CONDENSADO

4.3.1 Análisis de los Periodos de Flujo 13 y 14

Del análisis de los periodos de flujo 13 y 14 se han determinado los valores correspondientes al daño mecánico (S_m) y al factor de turbulencia D . Para efectuar el análisis de los periodos de flujo hemos utilizado el principio de superposición en el tiempo, que es básicamente el mismo método usado en el análisis build up.

Los gráficos de $[m(p)_i - m(p)_{w,r}]/Q_i$ vs $\Sigma [q_i/Q_n \text{ Log}(t - t_{i-1})]$ se muestran en las Figuras 4.8 y 4.9. Para este análisis no se han tomado en cuenta los periodos de flujo 11 y 12, por encontrarse fuertemente afectados por la continua limpieza del pozo. Este efecto se produce debido a que el periodo de limpieza de la prueba sólo duró 6 horas, cuando en pozos exploratorios se recomienda un mínimo de 24 horas (ref. 16).

De ambos gráficos se obtuvo una pendiente igual a $m' = 0.052$. El factor skin aparente S_n' , asociado con cada caudal de flujo Q_n , se ha calculado de la siguiente ecuación:

$$S_n' = 1.151 [\Delta m(p)/m' - \text{Log} (K/\phi\mu_i c_{i,r} r_w^2) + 3.23]$$

Los dos periodos de flujo han sido analizados por el método descrito para el enésimo periodo de flujo. De este análisis se obtuvieron dos relaciones del tipo:

$$S_n' = S_m + D * q$$

para el periodo 13: $177 = S_m + D*21.3$

para el periodo 14: $187 = S_m + D*23.2$

de donde:

$$S_m = 65 \text{ y } D = 5.26$$

Este factor de turbulencia también ha sido calculado por medio de una expresión matemática desarrollada por Dake (ref. 11), según:

$$D = 2.2229 * E^{-15} B T_o K h / (\mu_w h_p^{2.2} r_w)$$

donde:

$$E = 2.73 * E^{10} / (K_a)^{1.1043}$$

K_a representa la permeabilidad en la zona alterada igual a 20 md (asumida de acuerdo a S) y por lo tanto, $D = 5.84$.

Se puede apreciar, que el valor de D obtenido del análisis de los periodos de flujo no difiere significativamente del valor de D calculado en forma analítica.

4.3.2 Cálculo del Daño por Penetración Parcial y Formación de Condensado.

El daño mecánico comprende los daños producidos por operaciones de perforación y completación y por efecto de la penetración parcial. Para calcular la caída de presión debido a la penetración parcial, se evaluaron las respuestas de presión obtenidas del simulador considerando primero, la condición actual de completación (20' de apertura del intervalo productivo) y luego, la apertura de todo el intervalo productor (280') saturado con gas.

Para convertir esta caída de presión por penetración parcial en un valor de daño equivalente, se hizo uso de la ecuación:

$$\Delta m(p) = 0.869 \text{ m}^3/\text{sq. m.}$$

de donde se obtuvo un daño por penetración parcial de 59.

El daño asociado con las operaciones de perforación y completación, corresponde a la diferencia entre el daño mecánico (65) y el daño por penetración parcial (59). Este daño de +6, indica una condición normal del pozo, originando una caída de presión que ha sido representada en el modelo por un factor equivalente a la eficiencia de flujo (impairment factor) igual a 0.75.

La diferencia entre la respuesta de presiones de este conjunto de efectos con respecto a la respuesta real del reservorio, es la caída de presión por acumulación de líquidos en el reservorio producto de su naturaleza retrógrada. Esta caída de presión adicional representa una restricción al flujo considerándose como otro tipo de daño igual a 23.

4.4 COMPARACION DE RESULTADOS

En la Tabla 4.2 se muestran los resultados de los análisis de la prueba de producción del pozo SM-1X efectuados por Shell, Scientific Software Intercomp y los nuestros

En dicha tabla observamos que los valores encontrados son bastante aproximados entre sí, lo que asegura la confiabilidad de estos resultados siempre y cuando el modelo que se ha considerado, de un reservorio homogéneo con almacenamiento y daño, sea el adecuado.

El análisis de la prueba de producción forma parte importante de la información requerida para el modelo de simulación. En primer lugar nos ayuda a caracterizar el reservorio y luego nos permite estimar las propiedades de

la roca reservorio y las restricciones al flujo, que posteriormente servirán para predecir el comportamiento futuro de este reservorio (ref. 67).

Dentro de este marco es claro observar, que la confiabilidad de nuestras predicciones depende del grado de exactitud del análisis de la prueba de producción; lo que nos motivó a efectuar el análisis de dicha prueba nuevamente y luego compararlo con los análisis anteriores

5. CONSTRUCCION DEL MODELO RADIAL

5.1 DESCRIPCION

En el presente trabajo se ha diseñado un modelo bidimensional radial con el objeto de hacer un estudio de detalle a nivel pozo y poder estimar el potencial productivo de los pozos de desarrollo en el yacimiento San Martín - formación Agua Caliente, tomando en cuenta los problemas ocasionados por las restricciones verticales al flujo en la vecindad del pozo y el efecto de penetración parcial.

Otro objetivo de construir el modelo radial, es obtener un mejor conocimiento del movimiento de agua de fondo bajo diferentes esquemas de completación en los pozos que atraviesan el contacto gas-agua (GWC), como es el caso del pozo SE-2X.

Se diseñaron dos modelos radiales; uno para simular el comportamiento productivo de un pozo que no atraviesa el GWC (similar al pozo SM-1X) y otro en el cual el pozo atraviesa el GWC (similar al pozo SE-2X).

5.1.1 Configuración de la Malla

En el primer modelo radial (pozo SM-1X) se estimó un radio de aproximadamente 8100' (2.4 Km.), considerando un poco más del radio de drenaje de un pozo de gas en el área de 5270' (2 Km.). Se establecieron 14 coronas cuyos radios varían en progresión geométrica desde 0.5 ft. en el pozo hasta el radio de 8100'. En la Figura 5.1 se muestra el esquema del mallado utilizado para este caso. EL espesor total de la formación Agua Caliente se ha dividido en diez (10) capas, las que serán definidas en la sección 5.2.1 y se muestran en la Figura 5.3.

También se construyó otro modelo radial para representar un pozo similar al SE-2X, es decir, un pozo que atravesase el GWC. En este caso, se utilizó el mismo radio externo que el modelo anterior, pero se consideró solamente doce (12) coronas por haber unido las coronas 2 y 3 en una sola con el propósito de equilibrar el modelo, evitando así errores de convergencia (Fig. 5.2).

Tanto el radio del pozo como el de las demás coronas permaneció igual al primer modelo radial. Así mismo, el espesor total de la formación Agua Caliente se ha dividido en diez (10) capas para ambos modelos; considerando en el segundo modelo radial que las capas 9 y 10 están completamente saturadas de agua.

Para simular el acuífero se incrementó la porosidad de la capa 10 a 450% ó 900%, dependiendo del volumen de acuífero que se deseaba representar.

5.1.2 Tamaño del Acuífero

Para determinar el tamaño del acuífero fue necesario calcular la extensión que cubre la acumulación de agua según el mapa estructural en profundidad al tope de la formación Agua Caliente para toda el área de Camisea (Fig. 2.2). De esta manera se encontró que la relación entre el volumen del acuífero y el volumen del reservorio es aproximadamente treinta (30). La determinación más precisa del tamaño del acuífero en el área será lograda con un estudio geológico más detallado.

En el caso del modelo radial, para simular este tamaño de acuífero en el estudio de conificación (pozo 2X), se multiplicó la porosidad de la capa 10 que representa el acuífero por 35, obteniéndose una porosidad de aproximadamente 450%.

Para la etapa de predicciones se consideró el efecto que tendría el tamaño del acuífero en el comportamiento productivo de los pozos de desarrollo y los problemas de conificación y digitación que podrían producirse en la etapa productiva. Para ello se llevaron a cabo corridas en el simulador considerando un acuífero de 30 veces el tamaño del reservorio. Posteriormente se efectuaron corridas adicionales de sensibilidad al tamaño del acuífero para observar el efecto sobre las predicciones.

5.2 CARACTERIZACION DEL MODELO

Con toda la información correspondiente a la formación Agua Caliente presentada en los capítulos tercero y cuarto, se ha efectuado una primera caracterización del modelo.

En este modelo, la distribución areal por capa de los topes, los espesores de cada capa, así como la saturación de agua irreducible y las propiedades petrofísicas de cada celda están basadas en la correlación de los pozos SM-1X y SE-2X.

5.2.1 Definición de Capas

El reservorio Agua Caliente fue zonado verticalmente en 10 capas, con el objeto de representar en el modelo las características de la formación de la manera más detallada posible. Esta zonación se ha efectuado en base a los registros eléctricos de los pozos SM-1X y SE-2X, así como de los MGP de dichos pozos.

Se ha definido la capa 2 (20') para que represente solamente el intervalo abierto a producción durante la

prueba de presión, y así poder simular el efecto que tiene sobre la productividad del pozo, el abrir sólo esta capa u otras capas adicionales.

El reservorio Agua Caliente está constituido litológicamente por una secuencia de areniscas de aproximadamente 280' de espesor con intercalaciones arcillosas mayores de espesor variable.

Estas areniscas marinas presentan continuidad lateral y extensión areal limitada, considerándose una geometría homogénea. Las intercalaciones se extienden hacia la ubicación del pozo SE-2X, no teniéndose un control estratigráfico hacia el NE como mencionamos anteriormente, pero son correlacionables entre los pozos del yacimiento.

Ha resultado necesario subdividir cuerpos arenosos de espesores significativos en unidades que muestren cierta homogeneidad al flujo de fluidos a través de todo el modelo.

Las capas en que se ha dividido el espesor total de la formación Agua Caliente se presentan a continuación:

CAPA	TOPE (pies abdf)	FONDO	ESPEJOR (pies)
1	6771	6781	10
2	6781	6801	20
3	6801	6811	10
4	6811	6837	26
Primera Intercalación Arcillosa			7
5	6844	6859	15
6	6859	6878	19
7	6878	6901	23
Segunda Intercalación Arcillosa			5
8	6906	6934	28
Tercera Intercalación Arcillosa			10
9	6944	7008	64
10	7008	7051	43

Esta distribución se muestra en la Figura 5.3. No se definen como capas a las tres intercalaciones arcillosas mayores, pero su efecto será cuantificado en la sección 5.2.3.

5.2.2 Determinación de la Permeabilidad Efectiva por Capa

Una vez definido el número de capas, se procedió a determinar las respectivas propiedades de porosidad y saturación de agua irreducible para cada capa. Con estos valores y utilizando la ecuación 3.7, se determinaron las permeabilidades efectivas de cada capa; las cuales se presentan a continuación:

CAPA	ϕ	Swi	Ke
1	0.18	0.37	186
2	0.18	0.32	249
3	0.16	0.45	99
4	0.19	0.25	382
5	0.15	0.50	64
6	0.18	0.35	210
7	0.14	0.32	194
8	0.14	0.19	378
9	0.14	0.47	75
10	0.12	0.50	52

Es importante observar que existe coherencia entre las permeabilidades efectivas determinadas por este método para las cuatro primeras capas y el valor de la permeabilidad efectiva determinado de la prueba de producción, en que se asume que la zona drenada es de 65' que justamente corresponde a estas cuatro capas.

En la tabla anterior, se hace evidente que existen dentro de la formación Agua Caliente dos intervalos bien diferenciados en cuanto a sus características petrofísicas como se mencionó en la sección 3.2. Las ocho primeras capas corresponderían a la zona de mejores propiedades de roca reservorio, mientras que las capas 9 y 10 corresponderían a la zona de menor permeabilidad efectiva al gas y mayor saturación de agua irreducible. Esto presumiblemente se deba a diferentes tipos de roca dentro de la misma formación, debido al tipo de ambiente deposicional en que se han formado y que se deberá definir con estudios geológicos más detallados.

5.2.3 Comunicación Vertical

En vista de la poca información de pozos perforados en la estructura (sólo dos (2) pozos), se correlacionó el

ambiente deposicional con el del yacimiento Aguaytía (ref. 56), es decir, ambiente marino cuyo modelo deposicional esta basado en:

- * Estudio sedimentológico detallado de núcleos convencionales del pozo Aguaytía 3X.
- * Información de núcleos convencionales del pozo Aguaytía 1X y descripción de muestras de canaleta de los pozos perforados en el área.
- * Correlación estratigráfica detallada.
- * Información geológica regional.

La comunicación vertical en cada una de las celdas (Kz), se determinó tomando en cuenta:

- * La relación permeabilidad vertical (Kv) y permeabilidad horizontal (radial) (Kr) máxima, que se consideró igual a 0.1 teniendo en cuenta la asunción de un ambiente deposicional marino en toda la formación Agua Caliente.
- * La presencia, naturaleza y espesor de las intercalaciones arcillosas
- * La distribución areal y continuidad de las intercalaciones

En vista de la limitada información con que se cuenta, la interpretación de perfiles fue gravitante en la estimación de la comunicación vertical. Se consideró que las capas de mayor comunicación son la 2, 3 y 6 por considerarse que presentan menos intercalaciones arcillosas dentro de cada una. Así mismo, las capas con menor comunicación son la 5, 9 y 10.

Para la comunicación vertical entre capas (Zr), se tomó en cuenta la presencia de intercalaciones arcillosas entre capas y su extensión areal.

Como se puede observar en los perfiles eléctricos, no existen intercalaciones arcillosas importantes entre las capas 1, 2 y 3, por lo que la comunicación entre ellas es del 100%. En cambio, entre las capas 4 y 5, 7 y 8 así como entre las capas 8 y 9, existen intercalaciones arcillosas mayores teniendo espesores de 7, 5 y 18 pies, respectivamente; las que restringen la comunicación vertical entre estas capas en la vecindad del pozo, en donde el valor de Z_r es de 15% pero luego se incrementa en las celdas que se alejan del pozo hasta 100%, es decir; comunicación total entre estas capas en la corona 12.

No existen evidencias de que estas intercalaciones arcillosas mayores impidan totalmente la comunicación vertical entre capas, ya que no se tiene un control de su extensión ni tampoco un análisis sedimentológico detallado. Será necesario despejar estas dudas con perforaciones futuras. Los detalles se dan a continuación:

CAPA	K_v	K_r	Z_r
1	10% Kr	50% Kv	100%
2	10% Kr	80% Kv	100%
3	10% Kr	100% Kv	50%
4	10% Kr	50% Kv	15%
5	10% Kr	30% Kv	20%
6	10% Kr	70% Kv	40%
7	10% Kr	50% Kv	25%
8	10% Kr	50% Kv	15%
9	10% Kr	40% Kv	50%
10	10% Kr	40% Kv	

La Tabla 5.1 resume los valores considerados para la caracterización del reservorio.

5.3 DEFINICION DE REGIONES

En este tipo de simuladores se pueden definir regiones, que vienen a ser porciones de roca reservorio con características similares que representan diferentes unidades de flujo, con la finalidad de poder representar con mayor detalle el comportamiento de cada una de las unidades.

En el presente modelo se definieron 10 regiones de roca (como máximo se pueden definir 15 regiones según la última versión del FIRST) para la formación Agua Caliente, debido a las diferentes características que presenta cada capa, lo que no permitió agruparlas en unidades de flujo. Cada región de roca tiene sus propias curvas de permeabilidad relativa y presión capilar, representativas de esa parte del reservorio.

Se ha considerado una sola tabla de propiedades de los fluidos, es decir, se asume que las características PVT y de viscosidad del gas y del agua son las mismas en todas las regiones.

5.3.1 Desnormalización de Curvas de Presión Capilar

Las curvas de presión capilar para cada una de las regiones fueron estimadas a partir de la curva de Presión Capilar Representativa (Fig. 3.9) y de las siguientes ecuaciones:

$$P_c = J_T \cos\theta (\phi/K)^{1/2}$$

$$S_w = S_{w_1} + S_w^*(1 - S_{w_1})$$

Reemplazando en estas ecuaciones los valores de permeabilidad efectiva (K_e), porosidad y saturación de agua irreducible (S_{w_1}) para cada una de las regiones, y

obteniendo los valores de J y Sw^* de la curva de presión capilar normalizada, obtenemos las correspondientes curvas de presión capilar para cada región (Figs. 5.4, 5.5, 5.6, 5.7, 5.8).

5.3.2 Determinación de las Curvas de Permeabilidad Relativa

Cuando no se dispone de datos de laboratorio de permeabilidades relativas, el único medio de obtenerlas es mediante correlaciones. Wyllie y Gardner (ref. 66) han desarrollado relaciones de permeabilidad relativa para varias distribuciones y tamaños de poros, las cuales creen que sean característica de diferentes tipo de roca. Las relaciones para una arenisca consolidada y un flujo bifásico están dadas a continuación:

$$Sw^* = (Sw - Sw_1) / (1 - Sw_1)$$

$$Krg^* = (1 - Sw^*)^{2.2} * (1 - (Sw^*)^{2.2})$$

$$Krw^* = (Sw^*)^4$$

Los valores de Sw^* , Krg^* y Krw^* representan valores normalizados que forman parte de una técnica que ha sido desarrollada para ajustar las curvas a las condiciones reales del reservorio. Así, en primer lugar, el proceso de normalización determina una curva ajustada promedio de las permeabilidades relativas.

En la segunda parte del procedimiento se desnormaliza la curva promedio para que refleje las condiciones reales del reservorio tales como Sw_1 , Sgr , $Krg @ Sw_1$ y $Krw @ Sgr$. Estos parámetros son usualmente determinados de un promedio de datos de núcleos, interpretación de perfiles o correlaciones (ref. 66).

Para este estudio, se han estimado los valores de saturación de gas residual (S_{gr}) de 0.35, $K_{rg} @ S_{w1}$ de 0.8 y $K_{rw} @ S_{gr}$ de 0.15 (refs. 17 y 20). La S_{w1} ha sido definida anteriormente para cada una de las capas ó regiones.

Luego, se hizo uso de las siguientes relaciones para la respectiva desnormalización:

$$S_w = S_w^* * (1 - S_{w1} - S_{gr}) + S_{w1}$$

$$K_{rg} = K_{rg}^* * (K_{rg} @ S_{w1})$$

$$K_{rw} = K_{rw}^* * (K_{rw} @ S_{gr})$$

Las Figuras 5.4, 5.5, 5.6, 5.7 y 5.8 muestran las curvas de permeabilidad relativa para cada región.

En este punto, hay que aclarar que para hacer un análisis riguroso se debería determinar las permeabilidades relativas para flujo trifásico; pero aquí es donde se encuentra la principal limitación de este modelo, y es que se asumió que el condensado que se forma en el reservorio producto de la disminución de presión, no fluye; y por lo tanto, sólo se considera su efecto en la disminución de la permeabilidad como un efecto de daño como ya se indicó en la sección 4.3.2.

5.4 VALIDACION DEL MODELO

Una vez diseñado el modelo radial, el siguiente paso fue realizar el Ajuste de Historia. Esto es, ingresar los datos de producción al simulador para estimar, de acuerdo al modelo diseñado, el comportamiento del reservorio.

Si los resultados no coinciden, lo cual es generalmente el caso cuando usamos los datos de entrada iniciales, se

realizan ajustes en los datos. Cuando la comparación de los resultados llega a un razonable ajuste, se asume que el modelo matemático está representando adecuadamente el problema físico y puede ser utilizado para predecir comportamientos futuros.

5.4.1 Ajuste de Presiones

El periodo de historia del pozo SM-1X, que se limita a la prueba de producción realizada en la formación Agua Caliente, consiste, como ya se detalló anteriormente, en un periodo de limpieza, un primer periodo de cierre, un periodo de flujo, un segundo periodo de cierre, una prueba de capacidad de entrega y por último un periodo de cierre corto, que totaliza un tiempo de 3.5 días.

El ajuste ha consistido principalmente en ingresar al simulador los datos de caudales y tiempos durante la prueba de producción del pozo SM-1X para que, de acuerdo al modelo diseñado, calcule las presiones de fondo de pozo (BHFP) registradas durante la prueba.

En la Figura 5.9 se observa el ajuste de las presiones obtenidas del modelo con las presiones reales durante la prueba de producción; el cual es bastante aceptable. En la Tabla 5.2 se presenta el listado de las presiones simuladas y reales.

No es posible ajustar los periodos de flujo en los cuales la presión aumenta, por ser estos comportamientos anómalos debidos al efecto de la continua limpieza del pozo.

Comparando los ajustes de historia realizados por las compañías Shell y SSI con el resultado obtenido en este

trabajo, se observa la cercana aproximación con la respuesta de presión real durante la prueba de producción (Figs. 5.10 y 5.11).

5.4.2 Caídas de Presión Ocasionadas por Diferentes Tipos de Daño en la Vecindad del Pozo

Se ha creído conveniente separar los efectos de los diferentes tipos de daño (perforación y completación, turbulencia, penetración parcial y formación de condensado) en la respuesta de presión de la prueba, para así analizarlos individualmente (Fig. 5.12).

Con el propósito de obtener las caídas de presión ocasionadas por los diferentes tipos de daño que se presentan al producir un reservorio de gas condensado; en primer lugar, se ha representado en el simulador la caída de presión por efecto del flujo laminar y por efecto del daño por perforación y completación.

Posteriormente, con los valores de daño por penetración parcial (S_{pp}), formación de condensado (S_{cd}) y turbulencia (D) obtenidos del análisis de la prueba de presión; se determinaron las caídas de presión adicionales debido a cada uno de estos efectos. La presión resultante de esta sumatoria de presiones representa la presión fluyente de fondo de pozo a cada tiempo t .

La caída de presión ocasionada por el daño a la formación en las etapas de perforación y completación debido a la invasión de fluidos, no es significativa. Se considera que el pozo SM-1X fue perforado y completado en condiciones normales.

En cambio, la caída de presión debido a efectos de turbulencia sí es significativa, siendo de casi 400 psi

en el último periodo de flujo de la prueba, como puede verse en la Figura 5.12. Cabe señalar que este fenómeno se presenta con bastante frecuencia en la producción de reservorios de gas y está en función de la viscosidad, caudal de producción y apertura del espesor neto productivo (ref. 44).

Otra caída de presión adicional es la que se presenta por penetración parcial debido a la completación del pozo SM-1X. En este pozo, sólo se perforaron 20' (7% del espesor total) de la formación Agua Caliente; lo que ocasionó una caída de presión adicional de casi 80 psi en el último periodo de flujo.

Es interesante notar la relación que existe entre el fenómeno de turbulencia y la penetración parcial en la producción de reservorios de gas. Cuanto mayor sea el efecto de penetración parcial, mayor será la turbulencia que se origine en las cercanías del pozo.

Por último, la caída de presión originada por formación de condensado en el reservorio se calculó considerando un factor daño constante debido a la limitación del simulador en este aspecto.

5.4.3 Ajuste Build Up del Periodo 10

Otra forma de verificar que el modelo representa el comportamiento real de la prueba, es analizar las respuestas de presión obtenidas por el modelo durante un determinado periodo de cierre. Si el análisis build up de este periodo nos proporciona valores de Kh similares a los obtenidos de datos reales, significa que nuestro modelo representa adecuadamente las condiciones del reservorio.

En nuestro caso, se escogió la respuesta de presiones del periodo de cierre 10 simulado, obteniéndose los siguientes resultados:

ANALISIS B.U. - PERIODO 10

	RESULTADO REAL	RESULTADO DEL MODELO
Capacidad productiva (Kh)	14560	15275
Permeabilidad efectiva (Ke)	224	235
Presión	3103	3110

En la Figura 5.13a se muestran las curvas de diagnóstico, notándose un ajuste razonable con los datos reales de la prueba. Como se explicó anteriormente, no se pueden representar los comportamientos anómalos de la presión debido a la revaporización del condensado, pues el modelo no toma en cuenta este efecto.

En la Figura 5.13b el análisis generalizado de Horner de los datos obtenidos del modelo, también muestra un ajuste razonable con la curva obtenida a partir de los datos reales de la prueba.

5.4.4 Ajuste del Potencial Absoluto de Flujo (AOF)

El potencial absoluto de flujo a hueco abierto (AOF) de un pozo, es una medida fundamental de su habilidad para producir. Es una buena medida de comparación entre pozos de gas de diferentes áreas, porque se trabaja con mediciones de flujo y presiones pozo abajo y no en superficie (ref. 23).

Se utilizaron las presiones calculadas por el simulador para determinar un AOF que debe ser básicamente el mismo al calculado de presiones obtenidas durante la prueba.

En la Figura 5.14a, se observa el ajuste del AOFP de datos observados durante la prueba y el obtenido por el simulador. La diferencia entre las rectas de ajuste se debe a la sensibilidad de la escala logarítmica. Los cálculos se resumen en la Tabla 5.3.

En la Figura 5.14b, se muestra el ajuste de la curva de rendimiento de flujo interno (INFLOW) de datos reales y los obtenidos por el simulador. Nótese un ajuste razonable, estimándose un AOFP de 47 MMscfd contra 44 MMscfd obtenido de la prueba.

6. CONSTRUCCION DEL MODELO DE SECCION TRANSVERSAL

6.1 DESCRIPCION

El propósito de diseñar un modelo de sección transversal es el de investigar el movimiento del agua en la formación Agua Caliente, y en particular, definir la acción simultánea de la entrada lateral de agua y el agua de fondo, así como observar el efecto del ciclaje de gas sobre el acuífero y en el mantenimiento de presión.

La sección de datos empíricos utilizada para el modelo de sección transversal es la misma que la utilizada para el modelo radial. Esto es, se mantienen inalterables todos los datos PVT así como las curvas de permeabilidad relativa y presión capilar.

Cada celda en el modelo de sección transversal tiene datos equivalentes de permeabilidad efectiva, porosidad y saturación de agua irreducible a los ingresados en la sección de datos del mallado para el modelo radial.

6.1.1 Configuración de la Grid

La sección transversal del yacimiento San Martín fue escogida de tal forma que atravesase por los pozos SM-1X y SE-2X, extendiéndose en la dirección Suroeste-Noreste a través de todo el reservorio hasta la falla sellante San Martín (A-A') (Fig. 6.1). Su longitud es de 25057' (7.6 Km.) y el ancho se ha considerado uniforme teniendo en cuenta un radio de drenaje para cada pozo de 5270' (2 Km.).

En el modelo construido, el agua es suministrada por el extremo Suroeste de la sección mediante celdas acuíferas para simular el avance del agua a través de las diferentes capas. La longitud de las celdas acuíferas

varían de 369' a 5000', en cambio, las celdas que representan el reservorio tienen una longitud uniforme de 210'.

El número total de celdas en que se ha dividido la sección transversal es de 81 en el eje X (IMAX), correspondiendo a las celdas 1-7 estar completamente saturadas con agua. Las celdas 8-11 tienen algunas capas saturadas con agua de acuerdo al nivel del GWC y las restantes representan el reservorio saturado con gas.

El número de capas fue establecido en diez (10) al igual que el modelo radial, teniendo en cuenta la presencia de las intercalaciones arcillosas mayores que restringen el flujo vertical a nivel pozo hasta en un 85%, según lo mencionado en el análisis estratigráfico; por lo tanto, no representan barreras impermeables que separen la formación Agua Caliente en reservorios independientes hasta no tener mayor información geológica detallada que indique lo contrario.

La Figura 6.2 muestra un esquema de las 81 x 10 celdas correspondientes a la sección transversal de la formación Agua Caliente, destacando la naturaleza anticlinal de la estructura con fuerte buzamiento hacia el Suroeste, la ubicación de los pozos SM-1X y SE-2X y un pozo inyector-XX para simular el ciclaje de gas.

6.1.2 Tamaño del Acuífero

Al igual que para el caso del modelo radial se tomaron las mismas relaciones de volúmenes del acuífero y del reservorio, esto es de 30 y 60, para observar el efecto que tiene el tamaño del acuífero en el comportamiento productivo de los pozos

Para simular el tamaño del acuífero en el modelo de sección transversal, se variaron la porosidad de las celdas acuíferas multiplicándose por 50 y 100 veces para representar el acuífero de 30 y 60 veces el volumen del reservorio, respectivamente.

6.1.3 Validación del Modelo

Al igual que en el caso del modelo radial, se verificó el ajuste de presiones comparando las respuestas de presión obtenidas del modelo con las presiones obtenidas durante la prueba de producción.

Ya que este modelo al igual que el modelo radial, representan el mismo reservorio, el ajuste de historia fue inmediato teniéndose que variar solamente el factor de corrección (impairment factor) para ajustar de acuerdo a la nueva geometría del modelo.

7. PREDICCIONES

Una vez logrado un buen Ajuste de Historia y validado el modelo sin modificaciones significativas en la descripción inicial del reservorio Agua Caliente, se consideró que existía un buen margen de confiabilidad para iniciar la etapa más importante de este estudio; esto es, la predicción del comportamiento futuro de un pozo de desarrollo.

En primer lugar, se simulan varios esquemas de completación, con el objeto de estimar el potencial productivo del pozo en cada caso. También se tratará de predecir el comportamiento productivo de un pozo de desarrollo sin ciclaje y con ciclaje de gas, observando los fenómenos de conificación y digitación de agua en cada caso.

La versatilidad que ofrece un estudio de simulación nos permite predecir el comportamiento de pozos de desarrollo ubicados en diferentes posiciones estructurales dentro del yacimiento y considerar diferentes volúmenes del acuífero. Para ello se definieron dos tipos de pozos:

- * El pozo 1X representará cualquier pozo ubicado en el Yacimiento San Martín que encuentre completa a la formación Agua Caliente sin atravesar el contacto gas-agua; esto es, en una posición estructural similar a la del pozo SM-1X.
- * El pozo 2X representará a un pozo en el Yacimiento San Martín que encuentre completa la formación Agua Caliente y saturada con agua en un 40% de su espesor total; esto es, que atraviese el contacto gas-agua en una posición similar al pozo SE-2X.

Posteriormente, para simular el ciclaje de gas, se definirá el pozo XX como un pozo de inyección crestal que encuentre completa la formación Agua Caliente.

7.1 DETERMINACION DEL POTENCIAL PRODUCTIVO DE LOS POZOS

En esta sección se estima el potencial absoluto de flujo a hueco abierto (AOF) de un pozo de desarrollo en el reservorio Agua Caliente, mostrando las caídas de presión ocasionadas por los diferentes tipos de daño que se presentan durante la producción de un reservorio de gas condensado.

Se consideraron los siguientes casos de predicción para un pozo de desarrollo similar al pozo SM-1X:

- Caso Base : Completación Actual
- Caso 1 : Apertura del 25% superior del espesor total
- Caso 2 : Apertura del 45% superior del espesor total
- Caso 3 : Apertura del 55% superior del espesor total
- Caso 4 : Apertura del espesor total

7.1.1 Caso Base - Completación Actual

El caso base, usado como patrón de comparación para los otros casos, consiste en producir el reservorio bajo el esquema de completación que se tiene actualmente en el pozo. Es decir, la apertura de 20' que representa el 7% del espesor productivo total (280'). Este intervalo está representado en el modelo radial por la capa 2.

Se diseñó una prueba de producción consistente en nueve (9) periodos, los cuales se detallan a continuación:

PERIODO	TIEMPO (días)	CAUDAL (MMscfd)	DESCRIPCION
1	3	12	Limpieza
2	2	0	Cierre Inicial
3	6	12	Prueba de Entrega
4	6	20	
5	6	30	
6	6	45	
7	6	60	
8	6	100	
9	6	0	Cierre Final

El primer periodo es de limpieza del pozo, que por lo menos debe durar 24 horas (ref. 16). Luego viene un corto periodo de cierre seguido de una prueba de capacidad de entrega (flow-after-flow test) consistente en seis (6) periodos de flujo y finalmente, un periodo de cierre extendido de 6 horas. El tiempo total de la prueba es de 47 días.

Con esta prueba de producción simulada y bajo el esquema de completación base, se obtuvo del simulador la respuesta de presiones mostrada en la Figura 7.1. En ella se puede observar las caídas de presión ocasionadas por cada uno de los factores que restringen el flujo hacia el pozo, destacando la elevada caída de presión por efectos de turbulencia y penetración parcial.

Al final del periodo 5, la presión de fondo declina hasta un valor de 2146 psia, no mostrándose una respuesta de presión para los siguientes periodos de flujo en vista que el AOFP bajo estas condiciones se estima en 47.19 MMscfd.

El método utilizado para estimar el AOFP es el análisis LIT, descrito en la sección 1.2, cuya representación gráfica para este caso se muestra en la Figura 7.6a.

La presión fluyente de fondo para cada caudal de producción de gas, puede predecirse gráficamente mediante la curva de rendimiento de flujo interno (INFLOW) (ref. 24), como se muestra en la Figura 7.6b.

Del análisis de la Figura 7.6b, se observa que para asegurar una presión en superficie (THFP) de 1600 psi, como se recomienda en el Estudio de Factibilidad Proyecto Integral Gas de Camisea (ref. 49), se deberá trabajar con una presión fluyente de fondo (BHFP) de aproximadamente 2400 psia y a un caudal de producción máximo de 24 MMscfd.

7.1.2 Caso 1 - Apertura del 25% Superior del Espesor Total

Este caso considera una apertura de 66' del espesor productivo total saturado con gas, correspondiente a las cuatro (4) primeras capas del modelo. Como se puede observar en la sección estratigráfica, estas cuatro (4) capas están comprendidas entre el tope y la primera intercalación arcillosa importante dentro de la formación que restringe el flujo vertical en la vecindad del pozo.

La secuencia de la prueba es la misma que para el caso base. Con esta prueba de producción simulada y bajo este esquema de completación se obtuvo del simulador, una respuesta de presiones como se presenta en la Figura 7.2. Se observa que a diferencia del caso base, la presión de fondo declina hasta 1820 psia al final del periodo 8.

El AOFPP bajo estas condiciones se estima, según el análisis LIT, en 134 MMscfd como se muestra en la Figura 7.6a.

Comparando las respuestas de presión obtenidas en este caso con respecto al caso base para un flujo de 30 MMscfd, se nota una significativa disminución en las caídas de presión. Sin embargo, a altos flujos se observa una fuerte caída de presión principalmente por efecto de turbulencia.

En la Figura 7.6b se muestra la curva inflow a estas condiciones, observando que para asegurar una presión fluyente de fondo de 2400 psia se puede producir un pozo de desarrollo a un caudal máximo de producción de 65 MMscfd.

7.1.3 Caso 2 - Apertura del 45% Superior del Espesor Total

Este caso considera la apertura de 130' del espesor productivo total saturado con gas, representado por las

siete (7) primeras capas del modelo radial. Es decir, aquellas capas comprendidas entre el tope y la segunda intercalación arcillosa importante dentro de la formación, como se muestra en la sección estratigráfica.

Esta predicción también es válida para estimar el AOFD de un pozo de desarrollo hipotético que se encontrara en la misma posición estructural del pozo SE-2X.

La secuencia de la prueba es la misma que para el caso base. La Figura 7.3 muestra la respuesta de presiones obtenida por el simulador, observándose una mayor disminución en las caídas de presión para un flujo de 30 MMscfd, en comparación con el Caso 1. Nótese también que la caída de presión por efecto de penetración parcial se reduce aproximadamente a la mitad comparada con el caso anterior.

Mediante el análisis LIT se estimó el AOFD para un pozo de desarrollo bajo estas condiciones, el cual es de 233 MMscfd como se muestra en la Figura 7.6a.

La Figura 7.6b muestra la curva inflow para este caso, estimándose que para lograr una presión de fondo de 2400 psia se podrá producir el pozo a un caudal máximo de 110 MMscfd.

7.1.4 Caso 3 - Apertura del 55% Superior del Espesor Total

En este caso se considera una completación de 163' del espesor productivo total saturado con gas, representado por las ocho (8) primeras capas del modelo. Estas capas se encuentran entre el tope y la tercera intercalación arcillosa importante en la formación, correspondiendo a la zona de mejores características petrofísicas a que se hizo mención en la sección 3.2.

La secuencia de la prueba es la misma que para el caso base. En la Figura 7.4 se encuentra la respuesta de presiones del simulador, en donde se observa que las caídas de presión por penetración parcial han disminuido considerablemente con respecto a los casos anteriores, así como también la caída de presión por turbulencia.

La Figura 7.6a muestra el AOFP mediante el análisis LIT, el cual es de 288 MMscfd para un pozo de desarrollo en estas condiciones.

En la Figura 7.6b se presenta la curva inflow para este caso, de donde se estima un caudal máximo de 120 MMscfd para asegurar una presión de fondo de 2400 psia.

7.1.5 Caso 4 - Apertura del Espesor Total

Este último caso consiste en abrir a producción los 280' del espesor productivo total saturado con gas, correspondiente a las diez (10) capas del modelo.

La secuencia de la prueba es la misma que para el caso base. Como se muestra en la Figura 7.5 las caídas de presión ocasionadas por los diferentes factores que restringen el flujo continúa disminuyendo en relación con los casos anteriores; notándose en especial que la caída de presión por penetración parcial se hace cero.

Según el análisis LIT se estima que el AOFP para un pozo de desarrollo en estas condiciones es de 428 MMscfd, como se muestra en la Figura 7.6a.

En la Figura 7.6b se presenta la curva inflow para este caso, estimándose un caudal máximo de 150 MMscfd para asegurar un presión de fondo de 2400 psia.

Del análisis de las Figuras 7.1, 7.2, 7.3, 7.4 y 7.5 se demuestra la sensibilidad de la respuesta de presión al

esquema de completación a implementarse en los pozos de desarrollo en la formación Agua Caliente del yacimiento San Martín.

Asimismo, se observa la incidencia del daño por penetración parcial y turbulencia en la caída de presión del reservorio; el daño por formación de condensado se ha considerado constante para todos los casos, debido a las limitaciones del simulador.

Finalmente, en las Figuras 7.6a y b, se presentan las curvas de potencial productivo (AOF_P) y rendimiento de flujo interno (inflow) para los cinco (5) casos descritos, en donde se puede estimar fácilmente la capacidad de entrega de un pozo a diferentes esquemas de completación y para cualquier presión fluyente de fondo.

7.2 ESTUDIO DE CONIFICACION DE AGUA - POZO 2X

En esta parte del trabajo se simula la posible conificación de agua al poner en producción un pozo que atraviese el contacto gas-agua (GWC), con 60% del espesor productivo total saturado con gas.

Para este fin, hacemos uso del modelo radial considerando un pozo en la misma posición estructural del pozo SE-2X, es decir, con las capas 9 y 10 completamente saturadas de agua (GWC @ 7543'abdf).

Para simular la conificación de agua según el modelo radial, fue necesario efectuar una corrida de equilibración para asegurar la estabilidad del modelo. Se empleó el método EQUIL 2 en el simulador (ref. 52), estabilizando las presiones en el modelo después de cien (100) años de cierre.

7.2.1 Apertura 55% Superior del Espesor Total

Como primera aproximación, se consideran 163' del espesor total abierto a producción, es decir, el 100% del espesor saturado con gas, representados en el modelo por las ocho (8) primeras capas.

Se efectuó una primera corrida asumiendo un caudal de gas de 60 MMscfd por un periodo de cinco (5) años de producción sin ciclaje de gas. Se consideraron dos tamaños diferentes de acuífero, esto es, de 30 y 60 veces el volumen del reservorio, para observar el efecto del tamaño del acuífero sobre el fenómeno de conificación de agua.

En las Figuras 7.7a y b, se muestran el comportamiento de la presión y las producciones de gas y agua en un pozo productor con estas características. Como puede observarse, al final del quinto año, se produce una caída de presión en el pozo de 460 y 360 psi con acuíferos de 30 y 60 veces, respectivamente.

Al cabo de este tiempo, se nota una elevada producción de agua, alcanzando 135 stbd con acuífero de 30 y 185 stbd con acuífero de 60 con una marcada tendencia creciente. Esto demuestra la influencia del volumen del acuífero en el comportamiento productivo del pozo al producir a un caudal de 60 MMscfd.

En cambio, si se produce este pozo bajo las mismas condiciones pero a un caudal de gas de 20 MMscfd a lo largo de los 5 años, podemos observar que el tamaño del acuífero no influye, siendo el comportamiento del pozo prácticamente el mismo para ambos volúmenes de acuífero (Figs. 7.7c y d).

Es interesante notar que al producir el pozo a un caudal de gas de 20 MMscfd, la producción de agua disminuye

significativamente a 15 stbd al cabo del quinto año y la caída de presión producida en el pozo es de 110 psi.

En la Figura 7.8, se observa el efecto de conificación de agua cuando se produce el pozo a un caudal de gas de 60 MMscfd. Con un acuífero de 30 veces el volumen del reservorio, el cono se eleva hasta la capa 7 ($S_{wi} = 32\%$), alcanzando un cambio de saturación de agua de 20% hasta la corona 7 y disminuyendo a 10% hasta la corona 10. En la capa 8 ($S_{wi} = 19\%$), se presenta un cambio de saturación de 40% hasta la corona 9, disminuyendo luego a 30% en la corona 10 y a 20% en las coronas 11 y 12.

En caso de tener un acuífero de 60 veces el volumen del reservorio, el cono se eleva también hasta la capa 7 alcanzando solamente un cambio de saturación de agua de 10% hasta la corona 8. En la capa 8, se observa un cambio de saturación de 50% hasta la corona 9, disminuyendo a 40% en las coronas 10 y 11 y a 30% en la corona 12. Estos cambios de saturación se observan en la Figura 7.9.

El factor de recuperación del modelo con acuífero de 60 veces el volumen del reservorio es 20% menor que el factor de recuperación con acuífero de 30 veces. Esto confirma lo indicado en las referencias 2 y 3 acerca de la disminución de la recuperación de gas con el aumento del tamaño del acuífero.

7.2.2 Apertura 35% del Espesor Total

Con la finalidad de observar el fenómeno de conificación al variar las condiciones de completación, se procedió a simular el comportamiento productivo del reservorio abriendo solamente las primeras seis (6) capas del modelo radial, lo cual representa el 35% del espesor productivo

total, es decir, 62% del espesor saturado con gas, a un caudal de producción de 60 MMscfd y bajo la influencia de dos volúmenes de acuífero (Figs. 7.10a y b).

Al término del quinto año, se produce una caída en la presión fluyente de 560 y 470 psi para un acuífero de 30 y 60 veces el volumen del reservorio respectivamente, sin observarse producción de agua.

Si se produce el pozo a un caudal de gas de 20 MMscfd bajo este mismo esquema de completación, se observa en las Figuras 7.10c y d que la respuesta de presión es la misma aproximadamente para ambos acuíferos, notándose claramente además que no se presenta flujo de agua a lo largo de cinco (5) años de producción. Al igual que los casos anteriores, la recuperación bajo la influencia de un acuífero de 30 veces el volumen del reservorio, es 20% mayor que cuando se tiene un acuífero de 60 veces.

En la Figura 7.11 se muestra el cono que se forma como consecuencia de producir el pozo a un caudal de gas de 60 MMscfd, bajo la influencia de un acuífero de 30 veces el volumen del reservorio. El cono se eleva hasta la capa 6 ($S_{wi}=35\%$), notándose un cambio de saturación de agua de 10% hasta la corona 7. En la capa 8, el cambio de saturación es de 50% hasta la corona 7, de 40% en las coronas 8 y 9 y de 30% en las coronas 10, 11 y 12.

Considerando un acuífero de 60 veces el volumen del reservorio, la formación del cono igualmente se eleva hasta la capa 6 pero el cambio de saturación de agua de 10% sólo alcanza la corona 6. En la capa 8, el cambio de saturación es de 50% hasta la corona 9 disminuyendo a 30% en la corona 12. Estos cambios de saturación de agua se observan en la Figura 7.12.

Considerando los dos esquemas de completación, apertura de 35% y 55% del espesor total, la producción a un caudal

menor de gas proporciona mejor mantenimiento de presión y retarda el efecto de conificación de agua.

7.3 COMPORTAMIENTO PRODUCTIVO DE LOS POZOS

Con la finalidad de evaluar el efecto del ciclaje de gas sobre el fenómeno de digitación de agua considerando diferentes volúmenes de acuífero y ubicaciones de los pozos, se hizo uso del modelo de sección transversal ya descrito en la sección 6.1.

Para simular la inyección crestal de gas se utilizó el modelo de sección transversal ubicando un pozo inyector en la parte más alta de la estructura (pozo XX en la celda 51). El caudal de inyección se estimó en 90% del gas producido e inyectándose en todo el espesor productivo.

Mediante el simulador FIRST no es posible controlar problemas de canalización de gas seco, pues no se diferencia entre gas seco de inyección y gas húmedo de producción, por lo que las sugerencias que aquí se plantean, no toman en cuenta estos posibles problemas.

7.3.1 Pozo 1X

Se ha estimado el comportamiento productivo de este pozo con y sin ciclaje de gas, a lo largo de 5 años de producción y considerando una apertura total del intervalo productivo. En estas predicciones también se ha tomado en cuenta dos volúmenes de acuífero.

Para llevar a cabo esta predicción se ha escogido un caudal de producción de 60 MMscfd, que representa el 15% del potencial absoluto de flujo a hueco abierto (AOF) estimado para la apertura total y que fue de 428 MMscfd. En general, en muchos países se regula la producción de los pozos de gas en un 10 a 35% del AOF (ref. 16).

*** Sin Ciclaje de Gas**

Con el propósito de observar la influencia del acuífero en el comportamiento productivo del pozo 1X sin ciclaje de gas, se efectuaron corridas de sensibilidad al volumen del acuífero.

Como se observa comparando las Figuras 7.13a y c, la caída de presión fluyente de fondo para los acuíferos de 30 y 60 veces el volumen del reservorio no varía considerablemente, siendo de 733 y 713 psi respectivamente; lo cual indica que la actividad del acuífero como mecanismo para el mantenimiento de presión del reservorio no ejerce una significativa influencia en el comportamiento productivo del pozo 1X. La mayor influencia se debe a la transmisibilidad del acuífero al reservorio.

Al igual que las corridas anteriores, la recuperación de gas disminuye a medida que el volumen del acuífero aumenta.

Habiéndose estimado que el volumen del acuífero es de aproximadamente 30 veces el volumen del reservorio, como se describió en la sección 5.1.2, se ha querido mostrar con el modelo de sección transversal (Fig. 7.14) el avance del agua a través de cada capa del reservorio (digitación). Nótese que el mayor avance se tiene en las capas de mayor permeabilidad 4 y 8, alcanzándose un cambio de saturación de hasta 40% con respecto a su saturación inicial.

En su conjunto, el aumento de saturación de agua para todas las capas alcanza en promedio hasta la celda 15 a los 5 años de producción, no observándose ningún cambio de saturación en las celdas siguientes.

En ninguno de los casos analizados se obtuvo producción de agua en la celda-pozo (celda 21); estimándose este

comportamiento para cualquier pozo perforado en una posición estructural similar al pozo SM-1X y produciendo a estas mismas condiciones.

*** Con Ciclaje de Gas**

Se ha simulado el comportamiento productivo de este pozo teniendo en cuenta los mismos volúmenes de acuífero que en el caso anterior, produciendo 60 MMscfd de gas e inyectando 54 MMscfd de gas (90% del gas producido).

En las Figuras 7.13a y c se observan las respuestas de presión para ambos volúmenes de acuífero. La caída de presión es prácticamente la misma y del orden de 185 psi, siendo esta caída de presión mucho menor que la ocasionada sin ciclaje de gas y bajo las mismas condiciones de producción; esto es, espesor total abierto a producción (280') y cinco (5) años de vida productiva.

La distancia del pozo inyector XX al pozo productor SM-1X es de 6300' (1.92 Kms) según el modelo de sección transversal en la Figura 7.15.

Los factores de recuperación disminuyen conforme aumenta el volumen del acuífero, confirmando nuevamente lo mencionado en las refs. 2 y 3.

Es interesante observar en la Figura 7.15 que el ciclaje de gas retarda el avance del frente de agua a través de las capas del modelo, alcanzando el cambio de saturación de agua en su conjunto la celda 12, a diferencia del caso sin ciclaje de gas en que alcanza la celda 15. Además contrarresta eficazmente el fenómeno de digitación de agua que se presenta en las capas 4 y 8, permitiendo así un avance más homogéneo del frente de saturación de agua.

La predicción del comportamiento productivo de este pozo es válida para cualquier pozo ubicado en la misma

posición estructural y bajo las mismas condiciones de producción del pozo 1X, no teniendo problemas de digitación de agua hasta el noveno año de vida productiva.

7.3.2 Pozo 2X

Al igual que para el pozo 1X, se ha estimado el comportamiento productivo a lo largo de 5 años con y sin ciclaje de gas.

Como se mencionó anteriormente, este pozo atraviesa el contacto gas-agua a 7543' abdf, es decir, las capas 9 y 10 se encuentran totalmente saturadas de agua.

Se establecieron dos factores limitantes al efectuar las corridas para estas predicciones:

1. La presión mínima fluyente de fondo fue fijada en 2400 psia, para asegurar una presión en superficie de 1600 psia, que es la mínima presión de trabajo requerida en superficie para el transporte del gas y condensado.
2. Un corte de agua (WCT) máximo de 25%, que corresponde a una relación gas/líquido (GLR) mínima de 20000 scf/stb. Este corte de agua es el máximo permisible para evitar que la producción de agua impida el flujo del gas a superficie.

* Sin Ciclaje de Gas

Inicialmente, haciendo uso del modelo de sección transversal se trató de producir el pozo sin ciclaje de gas a un caudal de 60 MMscfd y abriendo a producción 163' (55%) del espesor productivo total, representado por las 8 primeras capas del modelo. En este caso también se consideraron acuíferos de 30 y 60 veces el volumen del reservorio.

En las Figuras 7.16a, b, c y d, se observa la respuesta de presión y caudales de gas y agua obtenidos del simulador para estas condiciones y bajo estas limitaciones. La presión de fondo declina rápidamente alcanzando el valor mínimo de 2400 psia poco después del primer año de producción para los dos volúmenes de acuífero.

Asimismo, a los seis meses se nota un incremento rápido de la producción de agua alcanzando a los 15 meses un WCT de 32% y 33% para los acuíferos de 30 y 60 respectivamente, lo cual representa en ambos casos un GLR menor de 20000 scf/stb, al mismo tiempo que la presión de fondo declina hasta 2400 psia.

Esto demuestra que si se tratara de producir un pozo en una posición estructural similar al pozo SE-2X a un caudal de 60 MMscfd, ya sea con un volumen de acuífero de 30 o 60 veces el volumen del reservorio, se tendría que efectuar un reacondicionamiento al primer año de producción por el rápido descenso de la producción de gas e incremento de la producción de agua, para lo cual sera necesario aislar las capas de mayor producción de agua (capas 4 y 8).

Evidentemente la alternativa anterior no es viable, debido a la irrupción prematura del agua en el pozo y por la fuerte caída de presión que ocasiona en el reservorio, lo cual como ya hemos dicho anteriormente disminuye la recuperación final de líquidos.

Se efectuaron otras corridas considerando diversos esquemas de completación y diferentes caudales de producción, dando lugar a la siguiente alternativa. Se considera una apertura de 107' (35%) del espesor productivo total representado por las seis primeras capas

del modelo y una producción de gas de 20 MMscfd, bajo la influencia de un acuífero de 30 y 60 veces el volumen del reservorio.

En las Figuras 7.17a y b se muestran las respuestas de presión y caudal de producción de gas y agua si el acuífero fuera de 30 veces. A los tres años y medio de iniciada la producción, se alcanza la presión de fondo mínima de 2400 psia y se tiene un WCT de 24%, que significa un GLR de 22000 scf/stb. Debido a ello será necesario reacondicionar el pozo y aislar las capas 4 y 6 que se encontrarán saturadas de agua ocasionando el descenso de la producción de gas y el aumento de la producción de agua.

El cambio de saturación de agua que ocurre a lo largo de cada capa en el modelo de sección transversal se muestra en la Figura 7.18, en la cual se puede observar que al tercer año y medio de producción, las capas 4, 6 y 7 poseen un cambio de saturación de agua de 20% y la capa 8 de 40% respecto a su saturación de agua irreducible en la celda-pozo (celda 10).

En caso de tener un acuífero de 60 veces el volumen del reservorio, las Figuras 7.17c y d muestran las respuestas de presión y caudal de producción de gas y agua a las mismas condiciones. Nótese que a los 3 años de producción se alcanza la presión mínima de 2400 psia y se tiene un GLR de 21700 scf/stb; siendo necesario reacondicionar el pozo para aislar las capas 4 y 6 que son las de mayor producción de agua y que por lo tanto ocasionan un descenso en la producción de gas.

El cambio de saturación de agua en cada capa se muestra en la Figura 7.19, en la cual se puede observar que al tercer año de producción, las capas 4 y 6 alcanzan un

cambio de saturación de agua de 20%, la capa 7 de 30% y la capa 8 de 40% con respecto a su saturación de agua irreducible en la celda-pozo.

Se puede concluir que si se produce un pozo en una posición estructural similar al pozo SE-2X y bajo el esquema de completación de abrir el 35% del espesor total produciendo 20 MMscfd, ya sea con un acuífero de 30 o 60 veces el volumen del reservorio, se tendría que reacondicionar el pozo aproximadamente al tercer año de producción. Aún cuando esta alternativa retarda la producción de agua en el pozo, produce una fuerte caída de presión en el reservorio.

El cambio en la saturación de agua observada en el modelo de sección transversal, indica un flujo de fluidos bastante complejo, produciéndose fuerte digitación de agua en la capa 4 y 6, y fundamentalmente una combinación de digitación y conificación de agua en las capas 7 y 8.

*** Con Ciclaje de Gas**

Tomando el mismo modelo de sección transversal, se predice el comportamiento con inyección de gas del 90% de gas producido y con los factores limitantes ya mencionados anteriormente como son presión mínima de fondo de 2400 psi y WCT máximo de 25% que a su vez representa un GLR mínimo de 20000 scf/stb.

Para simular la inyección ubicamos el pozo inyector en la parte más alta de la estructura a 8610' (2.6 Km.) de distancia del pozo 2X, es decir, en la celda 51 del modelo.

Inicialmente se trató de producir el pozo a 60 MMscfd abriendo 163' del espesor neto productivo representado por las primeras ocho capas e inyectando 54 MMscfd de gas seco a través de las 10 capas en el pozo XX.

Con un acuífero de 30 veces el volumen de reservorio se obtiene una caída de presión de 530 psi, WCT de casi 25% y GLR de 21800 scf/stb al cabo de 5 años de producción como se muestra en las Figuras 7.16a y b.

Con un acuífero de 60 veces el volumen del reservorio alcanzamos la presión mínima de 2400 psi aproximadamente a los 4 años y 9 meses, pero el WCT es de 32% que está por encima del máximo permitido que es de 25%. Como se observa en las Figuras 7.16c y d, poco después de los tres años y medio se alcanzará una producción de agua de 700 stbd con la cual se llega al valor límite de WCT, haciéndose necesario reacondicionar el pozo para aislar las capas de mayor producción de agua.

Es necesario destacar en este punto, que aún con ciclaje de gas, no se puede producir un pozo que cruza el contacto gas-agua a un caudal de 60 MMscfd pues con cualquier volumen de acuífero, antes del quinto año de producción se estarían generando los fenómenos de conificación y digitación de agua.

La otra alternativa que se manejó fue producir el pozo a un caudal de 20 MMscfd y abrir solamente 107' (35%) del espesor productivo representado por las primeras seis capas del modelo, e inyectando 18 MMscfd de gas a través de las 10 capas del pozo XX.

En este caso al igual que en todos los anteriores de esta sección siguen vigentes los factores limitantes de la presión de fondo de pozo mínima de 2400 psi y un WCT máximo de 25%, que para este caso de una producción de gas de 20 MMscfd representa un caudal de agua máximo de 230 stbd de agua.

En las Figuras 7.17a, b, c y d se observa una caída de presión de solamente 50 psi y la producción de agua es

prácticamente despreciable al cabo de cinco (5) años de producción para los dos tamaños de acuífero (30 y 60 veces el volumen del reservorio).

En las Figuras 7.20 y 7.21 que representan las secciones transversales, observamos un buen control del fenómeno de digitación comparando con las secciones obtenidas sin considerar ciclaje de gas.

En el caso más crítico, de considerar un acuífero de 60 veces el volumen del reservorio, el máximo cambio de saturación de agua en la celda-pozo (celda 10) es de 20% con respecto a la saturación de agua irreducible en la capa B.

Esto demuestra la posibilidad de producir a estas condiciones sin ningún problema de digitación o conificación de agua, con un buen mantenimiento de presión que nos garantice una presión de reservorio por encima de la presión de rocío y evitar así la formación de condensado en las cercanías del pozo.

CONCLUSIONES

1. El yacimiento de gas y condensado de San Martín, se encuentra ubicado en el Lote 42, provincia de La Convención, Dpto. del Cuzco. El anticlinal San Martín es la culminación más alta y oriental del gran anticlinal Picha en el borde Sur de la Cuenca Ucayali, en donde se han identificado dos acumulaciones importantes de gas y condensado: Cushabatay y Agua Caliente.
2. Para simular a nivel pozo el comportamiento productivo de la formación Agua Caliente del yacimiento San Martín, se construyeron dos modelos radiales y una sección transversal. El modelo radial para simular el pozo 1X consta de 14 coronas y 10 capas. El segundo modelo radial, con el cual se simuló el pozo 2X consta de 12 coronas y 10 capas. La sección transversal es de 810 celdas (81 x 10 x 1).
3. La formación Agua Caliente se comporta como un solo reservorio, pudiendo tener diferentes unidades de flujo delimitadas por las intercalaciones arcillosas mayores que restringen la comunicación vertical en la vecindad de los pozos. Sin embargo, es necesario mayor información de núcleos convencionales tal como: (a) curvas de permeabilidad relativa y presión capilar, (b) propiedades petrofísicas del reservorio para compararlas con los registros eléctricos y calibrarlos, (c) un estudio sedimentológico detallado de la formación; para una mejor caracterización de este reservorio.

4. Los modelos numéricos diseñados en este trabajo representan el comportamiento productivo del reservorio Agua Caliente validado por el Ajuste de Historia, lo que garantiza un buen margen de confiabilidad en las predicciones.

5. Se ha estimado que el potencial absoluto de flujo a hueco abierto (AOFP) de un pozo de desarrollo bajo condiciones geológicas y de ingeniería similares al pozo San Martín-1X estará en el rango de 47 a 428 MMscfd, para porcentajes de apertura entre 7% y 100% del espesor productivo total. Este potencial será precisado a medida que se obtenga mayor información de este reservorio.

6. El volumen del acuífero se ha estimado, en base a información geológica disponible, en 30 veces el volumen del reservorio. Al efectuarse corridas de sensibilidad al tamaño del acuífero, para determinar su influencia en el mantenimiento de presión en el reservorio, se llegó a la conclusión que los efectos están más asociados a la transmisibilidad del acuífero al reservorio que al volumen del mismo.

7. Bajo un diseño de completación adecuado, un pozo de desarrollo en una posición estructural similar al pozo 1X, podrá producir a un caudal máximo de 60 MMscfd. Este caudal representa el 15% del AOFP estimado para la apertura del 100% del espesor productivo. Un caudal mayor ocasionaría acelerar los fenómenos de conificación y digitación de agua en el reservorio, que no podrían ser controlados con el esquema de ciclaje de gas de 90% utilizado en este estudio.

8. Con un esquema de explotación por mecanismo de agotamiento natural, los pozos de desarrollo en posición estructural similar al pozo 1X, con caudal máximo de 60 MMscfd y 100% del espesor productivo abierto, producirán los ocho (8) primeros años sin problemas de digitación de agua. Sin embargo, se ocasionará una fuerte caída de presión en el reservorio que originará la formación de condensado y por lo tanto la disminución de la recuperación de líquidos de gas natural.

9. Del estudio de conificación de agua, llevado a cabo con el modelo radial, en un pozo que atraviese el contacto gas-agua y que encuentre el 60% del espesor total saturado con gas; podemos afirmar que no existirá producción de agua por conificación al abrir el 35% superior del espesor total (62% de la zona saturada con gas), y producir a 20 MMscfd durante los cinco (5) primeros años de vida productiva. En caso de abrirse el 55% superior del espesor total (94% de la zona saturada con gas) se presentarán problemas de conificación de agua antes del quinto año.

10. Pozos de desarrollo similares al pozo 2X, podrán producir a 20 MMscfd abriendo el 35% del espesor total (62% del espesor saturado con gas) por un periodo máximo de tres (3) años, al cabo de los cuales tendrán que cerrarse las capas 6 y 4 por encontrarse saturadas de agua. En este caso también se originará una fuerte disminución de la presión dentro del reservorio que disminuirá la recuperación final de líquidos.

11. En pozos de desarrollo que atraviesen el contacto gas-agua y que produzcan por mecanismo de agotamiento natural, se presentará un efecto combinado de digitación y conificación de agua en las capas inferiores cercanas al contacto.
12. Efectuando ciclaje de gas, el pozo 1X podrá producir durante los primeros cinco (5) años a un caudal de 60 MMscfd y abriendo el 100% del espesor productivo, sin problemas de presencia de agua ni de formación de condensado.
13. El pozo 2X con ciclaje de gas podrá producir durante los primeros cinco (5) años a un caudal de 20 MMscfd y abriendo el 35% del espesor productivo, sin problemas de elevada producción de agua y garantizando un mantenimiento de presión que evite la formación de condensado en el reservorio.
14. El ciclaje de gas retarda el avance de agua en las capas más permeables así como evita la caída de presión en el reservorio.
15. En base al estudio efectuado, se concluye que durante la etapa de desarrollo del yacimiento se deberá considerar lo siguiente:
 - (a) Un estudio de sísmica de detalle en el área, pues con la información geológica actual, no es posible verificar o descartar la existencia de fallas a pequeña y mediana escala.
 - (b) Extraer núcleos convencionales en los próximos pozos a perforarse en la zona, así como efectuar pruebas de presión de larga duración con la finalidad de obtener mayor información del

reservorio. Asimismo, es conveniente efectuar dichas pruebas con cierre en el fondo para evitar distorsiones de los datos debido a la segregación de fluidos en la tubería; así como, considerar un periodo de limpieza mínimo de 24 horas y un tiempo de estabilización mayor de 30 horas.

- (c) Ampliar el intervalo perforado y probar el pozo San Martín-1X, si fuera el caso reacondicionarlo, para evitar los efectos de penetración parcial y turbulencia que se observaron en la prueba de producción tomada en 1984
- (d) Efectuar el ciclaje de gas desde el inicio de la vida productiva del reservorio considerando la reducida diferencia que existe entre la presión inicial del reservorio y la presión de rocío (33 psi); y por la significativa influencia que dicho efecto tiene en el mantenimiento de presión del reservorio y sobre el avance del agua del acuífero.
- (e) Para definir los niveles de perforación y completación, se deberá tener en cuenta el espesor productivo saturado con gas. Los pozos que encuentren la formación Agua Caliente saturada con gas en un mínimo de 60% de su espesor total, podrán completarse si el esquema de producción es por ciclaje de gas.

REFERENCIAS

- (1) Abdel-Mohsen, A.
"Petrophysical Evaluation of Well Segakiato 42-46-2X,
Peru"
Shell Internationale Petroleum Maatschappij B.V., The
Hague, Octubre 1986
- (2) Agarwal, R.G., A-Hussainy, R.
"The Importance of Water Influx in Gas Reservoirs"
Gas Technology SPE Rprints Series 13, Vol. I, 1977
- (3) Al-Hashim, H.S., Bass Jr., D.M.
"Effect of Aquifer Size on the Performance of Partial
Waterdrive Gas Reservoirs"
SPE Reservoir Engineering, Mayo 1988
- (4) Al-Hussainy, R., Ramey Jr., H.J., Crawford, P.B.
"The Flow of Real Gases Through Porous Media"
Journal Petroleum Technology, Mayo 1966
- (5) Azis, R.M.
"A 1982 Critique on Gas Cycling Operations on Gas-
Condensate Reservoirs
SPE 11477, Bahrain, Marzo 1983
- (6) Carslaw, H.S., Jaeger, J.C.
"Conduction of Heat in Solids"
Oxford University, London, 1959
- (7) Coats, K.H.
"Use and Misuse of Reservoir Simulation Models"
Journal Petroleum Technology, Noviembre 1969
- (8) Coats, K.H.
"Reservoir Simulation: State of the Art"
Journal Petroleum Technology, Agosto 1982

- (9) Craft, B.C., Hawkins Jr., M.F.
"Applied Petroleum Reservoir Engineering"
McGraw-Hill Book Co., New Jersey, 1959
- (10) Cullender, M.H.
"The Isochronal Performance Method of Determining
the Flow Characteristics of Gas Wells"
Trans. AIME (204), 1955
- (11) Dake, L.P.
"Fundamentals of Reservoir Engineering"
Elsevier Scientific Publishing Co., New York, 1978
- (12) Delgado, R.
"Evaluación de Registros Eléctricos Pozo San Martín-
1X"
Dpto. de Geología, PETROPERU,
- (13) Departamento Ingeniería de Petróleo
"Archivos de Pozo Aguaytía-2X y Aguaytía-3X "
PETROPERU, Mayo - Agosto 1986
- (14) Desbrandes, R.
"In Situ Wettability Determination Improves
Formation Evaluation, Part 1 - 2"
Petroleum Engineer, Mayo - Agosto 1989
- (15) Energy Resources Conservation Board
"Theory and Practice of the Testing of Gas Wells"
Third Edition, Canada, 1975
- (16) Escobar, J.
"Determinación del Potencial Absoluto de Pozos
Productores de Gas por Medio de Pruebas Isocronales"
Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB),
Julio 1990

- (17) Fishlock, T.P., Smith, R.A., Soper, B.M., Wood, R.W.
"Experimental Studies on the Waterflood Residual Gas Saturation and Its Production by Blowdown"
SPE Reservoir Engineering, Mayo 1988
- (18) Flopetrol-Johnston Schlumberger
"PVT Study Report San Martin 42-46-1X, Agua Caliente Formation"
Flopetrol-Johnston, Agosto 1984
- (19) Fortems, C., Mogensen, A., Biswas, B., Carlson, M.
"Camisea Gas Project Reservoir Development Study"
Scientific Software Intercomp (SSI), Petro-Canada International Assistance Corporation (PCIAC),
Calgary, Abril 1990
- (20) Geffen, T.M., Parrish, D.R., Haynes, G.W., Morse, R.A.
"Efficiency of Gas displacement from Porous Media by Liquid Flooding"
Trans. AIME (195), 1952
- (21) Govier, G.W.
"Interpretation of the Results of Back-Pressure Testing of Gas Wells"
Trans. AIME (64), 1961
- (22) Govier, G.W., Azis, K.
"The Flow of Complex Mixtures in Pipes"
New York, 1972
- (23) Greene, W.R.
"Analyzing the Performance of Gas Wells"
Journal Petroleum Technology, Julio 1983

- (24) Gringarten, A.C.
"Interpretation of Tests in Fissured and Multilayered Reservoir with Double-Porosity Behavior: Theory and Practice"
Journal Petroleum Technology, Abril 1984
- (25) Gringarten, A.C.
"How to Recognize Double-Porosity Systems from Well Tests"
Journal Petroleum Technology, Junio 1987
- (26) Guzukuma, R., Carranza, J.
"Prueba de Presión Capilar (Método Inyección de Mercurio) Pozo 3X-Aguaytía, Formación Cusshabatay"
Centro de Investigación y Desarrollo, PETROPERU, Julio 1987
- (27) Hawkins Jr., M.F.
"A Note on the Skin Effects"
Trans. AIME (207), 1956
- (28) Hurst, W., Clark, J.D., Brauer, E.B.
"The Skin Effect in Producing Wells"
Journal Petroleum Technology (21), 1969
- (29) Intercomp Resource Development and Engineering
"Advances in New Analysis Tools for the Petroleum Industry"
Caracas, Venezuela, Noviembre 1979
- (30) Janke, E., Emde, F.
"Tables of Functions with Formulas and Curves"
Dover Publications, New York, 1945
- (31) Jones, J.R., Raghavan, R.
"Interpretation of Flowing Well Response in Gas-Condensate Wells"
SPE Formation Evaluation, Setiembre 1988

- (32) Jones, J.R., Vo, D.T., Raghavan, R.
"Interpretation of Pressure Build Up Responses in Gas-Condensate Wells"
SPE Formation Evaluation, Marzo 1989
- (33) Katz, D.L., Cornell, D., Kobayashi, R., Poettmann, F.H.
"Handbook of Natural Gas Engineering"
McGraw-Hill Book Co., New York, 1959
- (34) Lake, L.W., Carroll Jr., H.B.
"Reservoir Characterization"
Academic Press Inc., Toronto, 1986
- (35) Lidel, G.
"Gas Recycling in Gas-Condensate Reservoirs"
1972
- (36) Linge, F., Cliff, W.J., Kramer, C.
"Results of Formation and Production Tests on Wells San Martin 42-46-1X and Segakiato 42-46-2X, Peru"
Shell Internationale Petroleum Maatschappij B.V.,
The Hague, Setiembre 1987
- (37) Martin, J.C.
"Simplified Equations of Flow in Gas Drive Reservoirs and the Theoretical Foundation of Multiphase Pressure Build Up Analysis"
Trans. AIME (216), 1959
- (38) Martínez, E.
"Evaluación Sísmica de la Estructura San Martín"
División Geofísica - Dpto. de Geología, PETROPERU,
Enero 1990
- (39) Mattax, C.C., Dalton, R.L.
"Reservoir Simulation"
SPE Monograph Vol.13, 1990

- (40) Matthews, C.S., Russell, D.G.
"Pressure Build Up and Flow Tests in Wells"
SPE Monograph Vol. I, 1967
- (41) Muskat, M.
"The Flow of Homogeneous Fluids Through Porous Media"
McGraw-Hill Book Co., New York, 1937
- (42) Odeh, A.S.
"Reservoir Simulation -- What is it?"
Journal Petroleum Technology, Noviembre 1969
- (43) Odeh, A.S.
"An Equation for Calculating Skin Factor Due to Restricted Entry"
Journal Petroleum Technology, Junio 1980
- (44) Oren, P.E., Lee, R.L., Teek, M.R.
"The Effects of Wellbore Storage, Skin and Turbulence Intensity on Early-Time Transient Flow of Real Gas Through Porous Media"
SPE Formation Evaluation, Setiembre 1988
- (45) Peaceman, D.W.
"Fundamentals of Numerical Reservoir Simulation"
Elsevier Scientific Publishing Co., New York, 1977
- (46) Perrine, R.L.
"Analysis of Pressure Build Up Curves"
API Drilling and Production Practice, 1956
- (47) Pierce, H.R., Rawlins, E.L.
"The Study of a Fundamental Basis for Controlling and Gauging Natural Gas Wells"
U.S. Department of Commerce - Bureau of Mines, 1929

- (48) Poquioma, W.
"Aplicación de Simulación Numérica para el Estudio de Yacimientos Petrolíferos"
Tesis de Grado, Facultad de Petróleo - UNI, 1974
- (49) Proyecto Desarrollo Gas Natural
"Proyecto Integral de Desarrollo del Gas de Camisea"
PETROPERU, Agosto 1990
- (50) Ramey Jr., H.J.
"Non-Darcy Flow and Wellbore Storage Effects in Pressure Build Up and Drawdown of Gas Wells"
Journal Petroleum Technology (7), 1965
- (51) Rawlins, E.L., Schellhardt, M.A.
"Back-Pressure Data on Natural Gas Wells and their Application to Production Practices"
U.S. Bureau of Mines, Monograph, 1936
- (52) Scientific Software Corporation
"User's Guide to FIRST - Version 3.0"
SSC Petroleum Systems, Inc., Junio 1975
- (53) Shell Exploradora y Productora del Perú
"Well Report San Martin 42-46-1X, Peru"
Shell Internationale Petroleum Maatschappij B.V.,
The Hague, Mayo 1984
- (54) Shell Exploradora y Productora del Perú
"Well Report Segakiato 42-46-2X, Peru"
Shell Internationale Petroleum Maatschappij B.V.,
The Hague, Octubre 1986
- (55) Sierra, J., Díaz, T., Azálgara, C.
"Estudio de Simulación Yacimiento Corrientes - Fm. Chonta"
PETROPERU, Mayo 1983

- (56) Sierra, J., Tomaylla, E., Sarango, E., Oré, J.
"Estudio de Explotación de Gas Natural - Yacimiento
Aguaytía"
PETROPERU, Setiembre 1987
- (57) Sierra, J.
"Ajuste de Permeabilidad Efectiva con Datos de
Pruebas y Perfiles"
Comunicación Personal, Marzo 1991
- (58) Sierra, J.
"Algunos Efectos Litológicos y de Fluidos en la
Interpretación de Registros en el Oriente Peruano"
Primer Congreso Andino de Petróleo, 1977
- (59) Smith, R.V.
"Unsteady-State Gas Flow into Gas Wells"
Journal Petroleum Technology (13), 1961
- (60) Society Petroleum Engineer
"Definitions for Oil and Gas Reserves"
Journal Petroleum Technology, Mayo 1987
- (61) Staghouwer, K.J., Cliff, W.J., Chavée, C.R.
"Results of Production Tests on Well Cashiriari 42-
50-3X, Peru"
Shell Internationale Petroleum Maatschappij B.V.,
The Hague, Febrero 1987
- (62) Swift, G.W., Kiel, O.G.
"The Prediction of Gas Well Performance Including
the Effect of Non-Darcy Flow"
Journal Petroleum Technology (14), 1962
- (63) Thomas, G.W.
"Principles of Hydrocarbon Reservoir Simulation"
IHRDV - Boston, 1982

- (64) Van Everdingen, A.F., Hurst, W.
"The Application of the Laplace Transformation to
Flow Problems in Reservoirs"
Trans. AIME (179), 1949
- (65) Van Everdingen, A.F.
"The Skin Effect and Its Influence on the Productive
Capacity of a Well"
Trans. AIME (198), 1953
- (66) Van Poolen, H.K.
"Applied Reservoir Engineering: Volume I - II"
H.K. Van Poolen and Associates, Inc. - PETROPERU,
Diciembre 1981
- (67) Watson, A.T., Gattens III, J.M., Lane, H.S.
"Model Selection for Well Test and Production Data
Analysis"
SPE Formation Evaluation, Marzo 1988
- (68) Wattenbarger, R., Ramey Jr., H.
"Gas Well Testing with Turbulence, Damage and
Wellbore Storage"
Gas Technology SPE Reprints Series 13, Vol. I, 1977
- (69) Zeelenberg, J.P.W.
"PVT Analysis of Reservoir Fluid from Well San
Martin 42-46-1X, Peru"
Shell Internationale Petroleum Maatschappij B.V.,
The Hague, Diciembre 1984
- (70) Zon, C.A.A.M. Van der
"Petrophysical Evaluation of Well San Martin 42-46-
1X, Peru"
Shell Internationale Petroleum Maatschappij B.V.,
The Hague, Mayo 1984