

UNIVERSIDAD NACIONAL DE
INGENIERIA
FACULTAD DE PETROLEO

" EVALUACION DE PRUEBAS DE PRESION PARA DETERMINAR EL
POTENCIAL PRODUCTIVO EN POZOS DE GAS Y CARACTERIZACION DE
RESERVORIOS DEL NOR-OESTE "

T E S I S

PRESENTADA POR :

ERLING WILLIAM MARTINEZ SANDOVAL

PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE:

INGENIERO DE PETROLEO

LIMA - PERU

1990

" EVALUACION DE PRUEBAS DE PRESION PARA DETERMINAR EL POTENCIAL PRODUCTIVO EN POZOS DE GAS Y CARACTERIZACION DE RESERVORIOS DEL NOR-OESTE "

1 INDICE

TABLA DE CONTENIDO

- 1 Indice
- 2 Sumario
- 3 Introducción
- 4 Pruebas de Potencial de Flujo de Gas
 - 4.1 Flujo despues de Flujo
 - 4.2 Isocronal verdadera
 - 4.3 Isocronal modificada
- 5 Desarrollo de las pruebas
 - 5.1 Información previa del pozo a realizar la prueba de potencial
 - 5.1.1 Análisis las condiciones perforación y completación del pozo.
 - 5.1.2 Acondicionamiento y/o preparación del pozo en estudio.
 - 5.1.3 Determinación del equipo a utilizar la prueba.
 - 5.1.4 Preparación del equipo.
 - 5.1.5 Recopilación y preparación de los datos de Campo y Reservorios.
 - 5.1.6 Selección del método a utilizar.
 - 5.2 Descripción del equipo necesario para la prueba.
 - 5.3 Descripción de la prueba.
- 6 Desarrollo y analisis de prueba de presión en los pozos seleccionados:
 - 6.1 7609 Carrizo
 - 6.2 6344 Carrizo

- 6.3 6409 Carrizo
- 6.4 6829 Org. Norte
- 7 Costos de pruebas de Potencial.
- 8 Conclusiones
- 9 Anexos
 - 9.1 Gráficos y fotos
 - 9.2 Tablas
- 10 Bibliografía.

2 SUMARIO

A los pozos de gas se les mide su potencial productivo a través de las pruebas de capacidad de entrega de pozos de gas.

Estas pruebas consisten en medir la producción de gas a presiones fluyentes de fondo fijadas por estranguladores que se colocan en la línea de flujo en superficie.

Las pruebas son las siguientes:

- Flujo después de Flujo (FLOW AFTER FLOW).
- Isocronal verdadera; é
- Isocronal modificada.

El presente trabajo enfoca los criterios seguidos para seleccionar la prueba isocronal modificada, la operación efectuada y los cálculos realizados para determinar el AOFF (Absolute Open Flow Potencial) de dichos pozos.

Así como también la determinación del bien óptimo para la producción adecuada de los reservorios, analizamos las pruebas de presión build-up, drawdown, registros de temperatura, obteniendo la presión inicial del reservorio, la pendiente de la recta (psi/ciclo), etc.

Desde el punto de importancia económica podemos destacar que el costo de las pruebas representa el 2% de la inversión inicial del pozo, logrando con las pruebas obtener información fundamental para el desarrollo de nuestro reservorio, como es:

Permeabilidad, gradiente del fluido, etc. también podemos realizar un análisis cromatográfico del gas para determinar su composición.

Además enfocaremos los problemas que se presentan en los pozos de gas, y que durante su completación hayan tenido problemas de "arenamiento"; por lo que se tiene que realizar trabajos de ACONDICIONAMIENTO (Servicio de Pozos).

3 INTRODUCCION

Historia

Es importante hacer notar el desarrollo histórico de las pruebas de Capacidad de entrega ó deliverabilidad de flujo de pozos de gas.

En los primeros años, un pozo era probado por apertura plena, este fluía hacia la atmósfera y se medía la cantidad de flujo de gas, que era llamado el potencial práctico de flujo abierto.

Este método era poco apropiado por que el potencial así obtenido dependía del tamaño del tubo ó hueco del pozo, y también por el serio desperdicio de energía, resultados de tales practicas. Los pozos eran siempre dañados por la prematura conificación de agua y el roce de partículas de arena (Cuando se encuentren presentes).

El trabajo básico hacia el desarrollo de una prueba práctica fué llevado a cabo por Pierce y Rawlins (1929), y culminado con la publicación del ya conocido y ampliamente usado Monógrafo 7 de Rawlins y Schellhardt (1936). Su experimento conocido como "Pruebas convencionales de contrapresión (back pressure)" consistía en fluir el pozo a diferentes caudales de flujo. El tiempo de flujo para cada caudal termina una vez lograda la estabilización de la presión.

Ellos observaron que la diferencia entre el cuadrado de la presión estática de reservorio y el cuadrado de la presión de flujo de superficie, versus el correspondiente caudal de flujo tendía a una línea recta en un grafico de coordenada logarítmica.

Ellos demostraron que esta curva estabilizada de deliverabilidad podría ser aplicada para determinar la capacidad del pozo a cualquier presión de flujo de superficie, incluido el cero, correspondiente a condiciones absolutas de flujo abierto y también demostraron que ésta podría ser usada para predecir el comportamiento de un pozo con mecanismo de impulsión de depleción.

El aspecto práctico de la prueba convencional de deliverabilidad de Rawlins y Schellhardt es que cada caudal de flujo debe durar hasta que la presión alcance condiciones estabilizadas. En reservorios de baja permeabilidad, el tiempo requerido para lograr la estabilización de presión puede ser muy largo. Como consecuencia la duración real de flujo mientras se realizan las pruebas convencionales en tales reservorios, algunas veces no duran lo suficiente y el dato resultante de presión puede ser equivocado.

Cullender (1955) describió el método "Prueba Isocronal" que comprende flujo de pozos a diferentes regimenes de flujo para periodos de igual duración. Normalmente midió menos que el tiempo requerido para la estabilización en cada periodo de flujo empezando de condiciones estaticas iniciales

En la industria del petróleo uno de los principales problemas que se presenta cuando se completa un pozo gasífero, es el de determinar su capacidad de producción a diferentes presiones de fondo. Este último es importante, pues de ello depende las inversiones a realizarse para poder enviar el gas de la cabeza del pozo al área de consumo.

Para determinar esta capacidad de producción, una de las principales herramientas con la que cuenta la industria es la llamada Prueba de Contrapresión de Gas (Back Pressure Testing).

La presente tesis define las pruebas de potencial de gas, el procedimiento a seguir para realizar la prueba, herramientas y materiales a usarse durante la prueba, condiciones en las que se realizaron las pruebas y algunos ejemplos prácticos.

Se enfoca también la importancia de dichas pruebas, así como la metodología para pozos del Nor-Oeste, en la determinación del bean óptimo, analisis de las pruebas de build-up, drawdown, registros electricos, temperatura, etc.

Metodología para la realización de pruebas de presión

en pozos del Nor-Oeste:

- Chequear que el pozo no este arenado y/o tenga alguna herramienta en el pozo (pescado).
- El cabezal y las conexiones de superficie se encuentren en óptimas condiciones.
- Tomar fondo con línea para determinar que los intervalos baleados estén libres.
- Tomar Presiones con Paradas (PCP) para determinar la gradiente del fluido.
- Tomar BHP (Build-up) semestralmente, el registrador a bajarse debe ubicarse en el punto medio de las perforaciones.
- Seleccionar estranguladores para la prueba 1/8"; 3/16"; 1/4" y 5/16" para controlar el caudal de flujo de gas.
- Del analisis de los resultados de los 4 bean's seleccionamos uno (1), para la realización de la prueba de Drawdown; el cual debe poseer minimo las siguientes características:
 - Que haya tenido menor caída de presión.
 - Durante el flujo no produjera liquidos. y
 - Haya tenido buen aporte de flujo de gas.
- Realizar la prueba de Drawdown por 48 ó 72 hrs.
- Trazamos una línea paralela a la línea obtenida del grafico Q Vs. Variación de presión, y determinaremos Q_{max} .

Además se explica el procedimiento integral de la completación de un pozo de gas, los problemas que se

presentan y soluciones a realizar para evitar dañar el pozo, como consecuencia de un trabajo de Servicio de Pozos.

4 PRUEBA DE POTENCIAL DE FLUJO DE GAS

i) Prueba de Potencial de Gas y Determinación del Flujo Absoluto de Gas

La prueba de potencial de gas consiste en registrar una serie de flujos con sus correspondientes presiones de fondo bajo condiciones estabilizadas. Cuando se grafica los valores de flujo (q) y su correspondiente diferencia de cuadrado de la presión estática y fluyente en la cara del pozo ($P_s^2 - P_f^2$) en papel logarítmico y se une por medio de una línea recta se obtendrá la capacidad de producción del pozo para diferentes valores de presión estática y fluyente de fondo.

Esta línea tiene por ecuación:

$$q = C (P_s^2 - P_f^2)^n$$

La relación anterior es empírica y es el resultado del estudio de muchas pruebas. Los valores del exponente (n) varían entre 0.5 y 1.0, pruebas que resultan con valores menores de 0.5 ó mayores de 1.0 no deben ser consideradas correctas. La constante n es función del tipo de flujo, $n=0.5$ flujo turbulento; $n=1.0$ flujo laminar; debemos tener en consideración que C y n dependen también de la viscosidad, temperatura, compresibilidad del fluido y de propiedades del reservorio.

El flujo absoluto de gas AOFF (Q_{max}), es aquél que produciría el pozo si la "Presión en la cara de la arena fuese igual a la presión atmosférica".

Este valor es generalmente determinado gráficamente, extrapolar la curva de capacidad de producción (curva de potencial) hasta encontrar un valor de flujo al que le corresponda un valor de $(P_s^2 - P_f^2)$ igual a P_s^2 .

- El valor del flujo absoluto de gas es teórico, pero da una idea de la capacidad de producción del pozo. Además es un patrón para comparar dos ó más capacidades de producción.

ii) Métodos

Una gran variedad de técnicas se han desarrollado para determinar la capacidad de producción de un pozo gasífero sintetizados en los que a continuación se mencionan:

- Prueba Isocronal Continua (Flow after flow)
- Prueba Isocronal Verdadera.
- Prueba Isocronal Modificada.

4.1 Continuo (Flow after flow)

Esta prueba consiste en hacer producir el pozo a diferentes flujos de igual duración, sin cerrar el pozo entre los flujos. Este tipo de pruebas se recomienda para pozos de alta permeabilidad y en los que la presión de fondo

se estabiliza rápidamente.

En pozos en que la presión de fondo no se llega a estabilizar ($P_s^2 - P_f^2$), para cada flujo se debe efectuar los cálculos por medio de la teoría de superposición, de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$\frac{(P_s^2 - P_f^2) q_n}{(P_s^2 - P_f^2) \sum \Delta q} = \frac{q_n (\ln Td + 0.809)}{\sum_1^n q (\ln Td + 0.809)}$$

Dicha fórmula se complementará mediante un gráfico. (Gráfico I), Pags. 79 y 80.

Esta fórmula nos permite convertir una prueba continua no estabilizada, en una isocronal no estabilizada, del mismo tiempo de flujo.

Mediante un ejemplo (b*) Pag. 15, se indicarán los pasos a seguir para llevar a cabo este cambio.

4.2 Isocronal Verdadera (Isocronal Test)

Consiste en una serie de flujos de igual duración pero considerando periodo de cierre entre los flujos, de tal forma que se alcance la presión estática inicial antes de iniciar el siguiente flujo. Este tipo de prueba se recomienda en pozos de baja permeabilidad y que se estabilizan lentamente.

Una de las características de este método es que la pendiente de la curva es constante para pruebas de diferentes tiempos de flujo y que la constante de la curva es función del tiempo que dura la prueba y por consiguiente del radio de investigación.

En pozos que no se llega a alcanzar la presión estática cuando se cierra el pozo, se debe extrapolar la curva de erección de presión hasta un tiempo igual del flujo, este valor representará la P_s (Presión estática) para ese flujo, y la presión fluente será la existente al final de él.

Conociendo la curva Isocronal no estabilizada y un punto estabilizado es posible determinar la curva de potencial estabilizado. Como podremos ver en un **ejemplo (c*)**, Pag. 20, donde se indicará los pasos a seguir para resolver este tipo de problemas.

4.3 Isocronal Modificada

En yacimientos de baja permeabilidad puede requerirse días para obtener una curva de incremento completa después de relativamente períodos cortos de flujo (2 ó 3 horas).

En un intento de acortar el tiempo de prueba, fue propuesta la prueba isocronal modificada. Esta es conducida con períodos de flujo igual a los períodos de cierre. Las presiones de cierre no estabilizadas son usadas para calcular la relación de diferencia en presión usada con el flujo siguiente de cierre.

Este método nunca fue adecuadamente justificado ni teóricamente ni por comparaciones con pruebas isocronal verdaderas. La poca discusión teórica publicada justificando este método ha estado basada en la suposición de que el comportamiento de presión fluyente con el tiempo (superposición) es una función del logaritmo del tiempo $P = f(\ln t)$.

EJEMPLO b*

En un pozo se ha realizado una prueba de potencial de gas continuo (FLOW AFTER FLOW), de una hora de duración por flujo, obteniéndose los siguientes datos:

<u>q (MPC/D)</u>	<u>RHP (psia)</u>
0	2800
1800	2710
2700	2653
3600	2596
4500	2532

Las características de la formación son:

Porosidad (ϕ) : 15%

Permeabilidad (K) : 74 md.

Viscosidad gas (μ) : 0.021 cp

Radio del pozo (r_w) : 0.25 pies

Después de cierto tiempo el pozo se ha estabilizado con un flujo de 4,500 MFC/D y una presión fluyente de 2425 psia. Determinaremos la curva de potencial continua, isocronal y estabilizada.

- Haremos uso de la teoría de la superposición para convertir la curva continua a isocronal mediante la siguiente ecuación.

$$\frac{(P_s^2 - P_f^2) q_n}{(P_s^2 - P_f^2) \sum \Delta q} = \frac{q_n (\ln T_d + 0.809)}{\sum_1^n \Delta q (\ln T_d + 0.809)}$$

En el gráfico (Pag. 79) se indica los valores de Δq y sus respectivos tiempos que se usarán para calcular el parametro de tiempo adimensional (t_D).

El tiempo adimensional (t_D) está expresado por la siguiente ecuación:

$$t_D = \frac{6.33 K * p * t}{\phi * \mu}$$

Con los datos formaremos el siguiente cuadro:

t(min.)	t _D	ln t _D	q(MPC/D)
0	-	-	0
60	27.7x 10 ⁴	12.50	1,800
120	55.5x 10 ⁴	13.22	2,700
180	83.2x 10 ⁴	13.64	3,600
240	111.0x 10 ⁴	14.00	4,500

P _s	P _f	P _s ² - P _f ²
2800	-	-
2800	2710	0.496x 10 ⁶
2800	2653	0.802x 10 ⁶
2800	2596	1.106x 10 ⁶
2800	2532	1.429x 10 ⁶

CALCULO DE (P_s² - P_f²) para q = 4500 MPCF/D)

$$\frac{P_s^2 - P_f^2}{4500 (12.5 + 0.809)}$$

$$1.429 \times 10^6 \quad 1800(14 + .809) + 900(13.64 + .809)$$

$$+ 900(13.22 + .809) + 900(12.5 + .809)$$

$$P_s^2 - P_f^2 = 1.35 \times 10^6 \text{ psi}^2$$

CALCULO DE $(P_s^2 - P_f^2)$ para $q = 3600$ MFCF/D

$$\frac{P_s^2 - P_f^2}{1.116 \times 10^6} = \frac{3600 * (12.5 + 0.809)}{1800(13.64 + 0.809) + 900(13.22 + 0.809) + 900(12.5 + 0.809)}$$

$$P_s^2 - P_f^2 = 1.05 \times 10^6 \text{ psi}^2$$

CALCULO DE $(P_s^2 - P_f^2)$ para $q = 2700$ MFCF/D

$$\frac{P_s^2 - P_f^2}{0.802 \times 10^6} = \frac{3600 * (12.5 + 0.809)}{1800(13.22 + 0.809) + 900(12.5 + 0.809)}$$

$$P_s^2 - P_f^2 = 0.77 \times 10^6 \text{ psi}^2$$

CALCULO DE $(P_s^2 - P_f^2)$ para $q = 1800$ MMPCF/D

$$P_s^2 - P_f^2 = 1800(12.5 + 0.809)$$

$$0.496 \times 10^6 = 1800(12.5 + 0.809)$$

$$P_s^2 - P_f^2 = 0.496 \times 10^6 \text{ psi}^2$$

Luego los valores de la curva Isocronal no estabilizada serán:

<u>q (MMPCF/D)</u>	<u>$P_s^2 - P_f^2$</u>
1800	0.496×10^6
2700	0.770×10^6
3600	1.050×10^6
4500	1.350×10^6

En el gráfico 3* (Pag. 80), se muestran las tres (3) curvas: Continua, Isocronal y Estabilizada; obtenidas de plotear los valores de Presión Vs. Q. para cada caso.

El flujo absoluto de gas para la curva continua no estabilizada es de 20.2 MMPCF/D y de la curva isocronal no estabilizada 22.8 MMPCF/D.

EJEMPLO c*

En un pozo de gas se ha realizado una prueba Isocronal de 1 hora cuyos resultados son:

<u>q (MPC/D)</u>	<u>BIIP (psia)</u>
0	2800
1800	2710
2700	2659
3600	2605
4500	2545

Después de un cierto tiempo el pozo muestra una producción continua de 4,500 MPC/D y su presión de fondo permanece constante y equivale a 2425 psia. Las características de la arena son:

Porosidad (ϕ) : 15%

Permeabilidad (K) : 74 md.

Viscosidad gas (μ): 0.021 cp

Con estos datos determinaremos la Curva Isocronal de 1 hora y la Curva Estabilizada

A) CALCULO DE LA CURVA ISOCRONAL DE UNA (1)

HORA:

q (MPC/D)	P_s	P_s^2	P_f	P_f^2	$P_s^2 - P_f^2$
1800	2800	7.84×10^6	2710	7.34×10^6	0.50×10^6
2700	2800	7.84×10^6	2659	7.07×10^6	0.77×10^6
3600	2800	7.84×10^6	2605	6.79×10^6	1.05×10^6
4500	2800	7.84×10^6	2545	6.48×10^6	1.36×10^6

B) CALCULO DE LA CURVA ESTABILIZADA

Según la condición del problema, cuando el pozo produce 4500 MPC/D. le corresponde una presión fluente de 2425 psia. y está estabilizado. Por consiguiente esta condición sería un punto de la curva estabilizada que será paralela a la curva Isocronal de una hora, por ser las pendientes iguales.

q (MMPCD)	P_s	P_s^2	P_f	P_f^2	$P_s^2 - P_f^2$
4500	2800	7.84×10^6	2545	6.48×10^6	1.36×10^6

El flujo absoluto de gas para la curva Isocronal de una hora sera de 22.8 MMPCD, mientras que para la curva estabilizada 16.2 MMPCD (Gráfico 2*, PAg. 81.)

5 DESARROLLO DE LAS PRUEBAS

5.1 INFORMACION PREVIA DEL POZO A REALIZAR LA PRUEBA DE POTENCIAL

Cuando se desea realizar una prueba de potencial se tiene que obtener y/o realizar una recopilación de datos del pozo y tomar todas las precauciones como:

- Análisis de la perforación y completación del pozo
- Acondicionamiento y/o preparación del pozo
- Determinar el equipo que se va a utilizar
- Preparación del equipo
- Recopilar datos de campo é reservorio que serán necesarios para determinar la curva de potencial
- Escoger el método a utilizarse

5.1.1 Análisis de las Condiciones de Perforación y Completación del pozo en Estudio

Es muy importante observar las condiciones de perforación y completación de un pozo, donde podemos resaltar los puntos más representativos como son:

a) Perforación

- Densidad del fluido de perforación lb/gln. (Lodo)
- Determinar el diametro del hueco (con caliper)

b) Completación

- Analizar los registros de resistividad y densidad-neutron para obtener datos de la roca reservorio, y sección neta con aporte gasifero.
- Registro CBL-VDL para determinar que no exista canalización "mala cementación", microanillos, etc.; y cálculo del tope de cemento.
- Balear el pozo selectivamente y con alta densidad de balao (Nº tiros/pie).
- Fracturar el pozo si es necesario, teniendo en cuenta el fluido de fracturamiento para no dañar el reservorio; así como también dejar el pozo con arena (arenamiento).

5.1.2 Acondicionamiento y/o Preparación del Pozo en Estudio

El pozo al cual se le desea realizar la prueba de presión, se le tiene que acondicionar y dejarlo limpio.

Si éste ha sido completado recientemente se debe tomar mayor precaución pues es posible que el pozo contenga lodo de perforación, sólidos u otros flúidos usados en su estimulación.

Para limpiar el pozo se debe producir a altos regímenes por un período mínimo de 24 horas y luego cerrarse con la finalidad de igualizar la presión del reservorio en la vecindad del pozo.

Los pozos que se estabilizan lentamente deben cerrarse de 48 a 72 horas, tratando de obtener una presión en la cabeza del pozo que nos permitirá asumir una presión equivalente a la presión estática del reservorio, la cual es necesaria en la prueba. La presión estática del reservorio también se puede determinar con un registrador ó bomba de presión.

5.1.3 Determinación del Equipo a Utilizar en la Prueba

Después de haber terminado de acondicionar el pozo, procedemos a seleccionar el equipo y materiales para la prueba de potencial, que consta de lo siguiente:

a.- Equipo de superficie

- Separador de alta presión (ROLO) en óptimas condiciones
- Registradores continuos tipé "Barton" debidamente calibrados para medir volúmenes de gas y presión
- Termómetro debidamente calibrado para medir la temperatura en superficie (°F)
- Manómetros Rango 0 - 5000 psi, calibrados
- Balones de alta presión, para tomar muestras de gas
- Juego de Estranguladores (bean), de las siguientes dimensiones (1/8", 3/16", 1/4", 5/16"); inclusive 1/2"

b.- Equipo del pozo

- Registrador de presión Amerada A-5-1, de rango de presión 0-5000 psi.
- Termómetro debidamente calibrado para medir la temperatura de fondo del pozo durante la prueba, (°F).
- Como mínimo tres (3) relojes de 72 hrs. y otro (1) de 5 hrs. para el registro de la carta durante la prueba.

5.1.4 Preparación del Equipo

Después que el equipo a ser usado para medir el flujo de gas y la presión fluyente de fondo ó cabeza se haya seleccionado y armado, un chequeo de rutina se debe realizar para estar seguro de que cada uno de los instrumentos ó equipos se encuentren en perfectas condiciones de operación. La siguiente secuencia se recomienda:

- a.- Probar el equipo y detectar si muestra grietas, escapes, etc.
- b.- Chequear si existe acumulación de parafina, lodo ó arena en el equipo

y conexiones.

c.- Si el flujo de gas se va a medir con un registrador de orificio, éste debe ser calibrado; los platos por usarse deben estar en perfecto estado, se debe chequear el diámetro de los platos y la pluma del diferencial ubicada en el punto cero.

d.- Si el probador de flujo crítico es usado para medir el flujo de gas, se deben chequear los platos, pues éstos deben estar limpios y en perfecto estado.

El lado agudo del plato debe ubicarse directamente al flujo de gas (Up Stream) no así el lado concavo, el que debe estar ubicado donde la presión es menor (Down Stream).

e.- Las válvulas de control, desfogue y del equipo en general deben estar ubicadas de tal forma que faciliten la operación de la prueba.

f.- Chequear que los termómetros y registradores de presión por usarse estén calibrados.

5.1.5 Recopilación y preparación de los datos de Campo y reservorios.

Antes de realizar una prueba de potencial, es importante que se analice una muestra del gas con la finalidad de conocer la gravedad específica y el contenido de líquidos, datos importantes para calcular el flujo de gas y para conocer el factor de compresibilidad, el que se usará en la determinación de las presiones del reservorio.

Además de los datos de completación del pozo (tipo de fracturamiento, intervalo baleado, etc.).

Si una bomba de presión es usada para determinar las presiones, ésta debe ser ubicada en el punto medio de las perforaciones por lo que es necesario conocer el intervalo abierto.

Se debe preparar é realizar un programa de los platos de orificios por usarse y del tiempo que durará cada flujo de acuerdo al tiempo que se demora en estabilizarse el pozo y tipo de pruebas que se realizará. El tiempo de estabilización (t_s) se puede determinar por la siguiente regla

empírica.

$$a.- \quad t_s = \frac{0.04 \phi \mu c r^2}{K}$$

ó también

$$t_s = \frac{0.04 r^2}{n}$$

donde:

$$n = \frac{K}{\phi \mu c}$$

η Cte. de difusividad

ϕ Porosidad de la formación productiva

μ Viscosidad del fluido

c Compresibilidad del fluido

r Radio del sistema

K Permeabilidad del reservorio

b.- Por pruebas preliminares

c.- Por pruebas de erección de presión ó de doble flujo

5.1.6 Selección del método a utilizar

Luego de tener toda la información necesaria, así como las herramientas necesarias podremos analizar y determinar el método a usarse, como pueden ser:

Isocronal Continua.

Isocronal Verdadera.

Isocronal Modificada.

METODO ISOCRONAL

Para determinar la capacidad de producción del pozo por el método isocronal se deben realizar:

PRUEBAS DE MULTIFLUJO EN POZOS DE GAS

Las pruebas de multiflujo consisten de una serie de al menos tres ó más flujos con registros de presiones, gastos y otros datos como una función del tiempo. Las pruebas son usualmente efectuadas para obtener suficiente información para estudios de Ingeniería de Producción y Yacimientos, los cuales consisten en:

a.- Predicción de producción (Tipo agotamiento ó simulación de

reservorios)

- b.- Determinación del número de pozos y su ubicación para desarrollo del campo
- c.- Dimensionar la tubería de producción
- d.- Dimensionar las líneas de recolección
- e.- Dimensionar las líneas troncales
- f.- Diseño de requerimientos de compresión
- g.- Determinación de necesidades de estimulación
- h.- Evaluación correcta del daño (Efecto Skin)
- i.- Establecer curvas en base de comportamiento para comparación futura

PRUEBAS DE CAMPO

Una vez que el equipo está seleccionado y armado, el programa de platos y el tiempo de cada flujo se haya diseñado, el procedimiento para llevar a cabo la prueba es el siguiente:

- 1.- Medir la presión estática en la cabeza del pozo con registrador de peso muerto u otro registrador de

presión. Si la presión fluyente de fondo se va a registrar directamente de una bomba de presión, bajándola hasta el punto medio de las perforaciones.

2.- Si el volumen de gas se va a registrar con un medidor de orificio, chequear que las conexiones ya instaladas estén en perfecto estado de operación.

3.- Si el volumen de gas se va medir con un probador de flujo crítico, instalarlo en la cabeza del pozo en posición vertical en lo posible.

4.- Instalar en la brida ó en el probador de flujo crítico el primer plato de orificio seleccionado.

5.- Instalar el termómetro ó el registrador de temperatura.

6.- Abrir la válvula de control del pozo lentamente para permitir el flujo total de gas, el cual estará restringido solamente por la capacidad del orificio a la presión de operación.

Si se baja bomba de presión estará demás la válvula instalada antes del medidor de orificio ó del

probador de flujo crítico.

7.- Si la presión de flujo se registra con un medidor de peso muerto, registrar ésta y la temperatura periódicamente durante la prueba, hasta ver que la presión y la temperatura estén estabilizados. Si la presión se mide con un registrador de presión, ver el comportamiento de ésta en el disco y registrar la temperatura periódicamente hasta que se estabilice la presión y la temperatura. Dejar fluir el pozo durante el tiempo que se haya estimado para cada flujo. Si la presión no llega a estabilizarse durante el tiempo programado, se deberá seguir con el siguiente paso.

8.- Cerrar el pozo e instalar el siguiente plato de orificio. Si se ha bajado bomba de presión cierre únicamente la válvula instalada antes del medidor de orificio ó del probador de flujo crítico e instalar el siguiente plato de orificio.

9.- Si la prueba es continua, abrir inmediatamente el pozo y repetir los pasos 6, 7 y 8.

Si se ha bajado bomba de presión abrir la válvula instalada antes del medidor de orificio ó del probador de flujo crítico y repetir pasos 6, 7 y 8.

10.- Si la prueba es isocronal el tiempo de cierre debe ser igual ó diferente al tiempo de flujo, dependiendo del tipo de prueba. Luego abrir el pozo y repetir los pasos 6, 7 y 8.

11.- Continuar este procedimiento hasta que se hallan obtenido por lo menos cuatro lecturas de flujo.

CALCULO DE LOS REGIMENES DE FLUJO

1. Del medidor de orificio

La carta del medidor de orificio registra la presión estática y diferencial, con estos datos el volumen de gas es determinado por:

$$Q = C_1 * \sqrt{(H_w * P_f)}$$

donde:

Q : Flujo de gas, P.C./hr.

C : Constante del orificio

H_w : Presión diferencial, pulgadas de agua.

P_f : Presión estática, psia.

La constante de orificio está dada por la siguiente igualdad:

$$C_1 = F_b * F_{pb} * F_{tb} * F_g * F_{tf} * F_r * Y * F_{pv} * F_m$$

donde:

F_b : Factor del orificio

F_{pb}: Factor de la presión base

F_{tb} : Factor de la temperatura base
 F_g : Factor de la gravedad específica
 F_{tf} : Factor de la temperatura fluyente
 F_r : Factor del Número de Reynolds
 Y : Factor de expansión
 F_{pv} : Factor de super compresibilidad
 F_m : Factor manométrico

Todos estos factores se pueden encontrar en catálogos é publicaciones de los fabricantes de dichos instrumentos.

2 DEL PROBADOR DE FLUJO CRITICO

El volumen de gas cuando se utiliza el probador de flujo critico esta dado por la siguiente formula:

$$Q = \frac{C * P}{\sqrt{(G * T)}}$$

donde:

Q = Producción de gas. MFCD

C = Coeficiente del plato de orificio

P = Presión de flujo, psia.

G = Gravedad específica del gas

T = Temperatura de flujo, °F

La condición principal para usar la fórmula es que la velocidad de flujo a través del probador de flujo critico esté bajo condiciones críticas.

Se dice que un flujo de gas está en condiciones críticas cuando la relación de las presiones absolutas después del plato de orificio (down stream) y la presión antes del plato de orificio (up stream) es menor de 0.56 ó 0.58. A continuación se indican los valores del coeficiente para diferentes platos,

siendo el diámetro del probador de 2".

Diametro del plato Pulg.	Coficiente
-----	-----
1/16	1.5
3/32	3.4
1/18	6.3
3/16	14.5
7/32	19.9
1/4	25.9
5/16	39.8
3/8	56.6
7/16	81.1
1/2	101.8
5/8	154.0
3/4	224.9
7/8	309.3
1	406.7
1-1/8	520.8
1-1/4	657.5
1-3/8	807.8
1-1/2	1002.0

CALCULO DE LAS PRESIONES ESTATICAS Y FLUYENTES DE FONDO

Existen 2 formas para determinar é
calcular las presiones estáticas y
fluyentes de fondo, son:

- a.- Por medio de una bomba de presión
- b.- Por medio de fórmulas y gráficos

A. POR MEDIO DE UNA BOMBA DE PRESION

consiste en bajar un registrador de
presión hasta una profundidad
cercana al intervalo abierto, el
cual registrará los cambios de
presión durante las diferentes
pruebas.

En pozos de alta presión se debe
tener mucho cuidado cuando se baja
bomba pues es posible que ésta sea
levantada hacia la superficie
cuando el flujo de gas es
considerable.

B. POR MEDIO DE FORMULAS Y GRAFICOS

Existen gráficos elaborados y
desarrollados por Texas Petroleum
Research Committee Bulletin N° 72,
con cuales se puede determinar las
presiones estáticas y fluyentes del

reservorio en base a las presiones registradas en la cabeza del pozo.

Estos gráficos se han realizado por medio de computadoras, considerando los valores de la diferencia de presiones entre dos puntos muy pequeños. Esto se ha realizado con la finalidad de que la temperatura sea constante y por consiguiente, el valor del factor de compresibilidad también.

La determinación de las presiones del reservorio por medio de fórmula, se basa en la ecuación general de flujo de gas.

CURVA DE POTENCIAL DE GAS

Con los flujos calculados y sus respectivas presiones determinadas ($P_s^2 - P_f^2$), se procede a graficar en papel logarítmico estos valores y unirlos con una línea recta.

Esta representará la curva de potencial de gas. El flujo absoluto de gas se determinará extrapolando esta línea hasta encontrar un valor de flujo que le corresponda un valor de ($P_s^2 - P_f^2$) igual a P_s^2 .

5.2 DESCRIPCION DEL EQUIPO NECESARIO PARA LA PRUEBA

Una vez seleccionado el equipo procederemos a describir cada uno de ellos para observar las características de los mismos, así como su importancia en dicha prueba.

- Separador de alta presión (ROLO).
- Registradores continuos tipo "Barton".
- Termómetro debidamente calibrado para medir la temperatura en superficie y en el pozo durante la prueba, (°F).
- Manómetros Rango 0 - 5000 psi.
- Balones de alta presión, para tomar muestras de gas.
- Juegos de estranguladores (bean), de las siguientes dimensiones (1/8", 3/16", 1/4", 5/16").
- Registrador de presión RPG-3 Amerada A-5-1, de rango de presión de 0 - 5000 psi.
- Relojes de 72, 96 y 120 hrs. para el registro de la carta durante la prueba.

5.3 DESCRIPCION DE LA PRUEBA

El procedimiento para la realización de la prueba isocronal es el siguiente:

- (1) El cabezal debe estar en óptimas condiciones (sin fuga).
- (2) Chequear profundidad del pozo (tomar tope

- de fondo con línea).
- (3) Bajar registrador Amerada hasta el punto medio de las perforaciones (intervalo baleado), para tomar gradiente de fluido (prueba de presión con paradas).
 - (4) Abrir el pozo (4 hrs.) para desfogar liquido y arena de fracturamiento que podria encontrarse en el fondo.
 - (5) Tomar registro de temperatura.
 - (6) Cerrar el pozo por 72 hrs. con registrador de presión (RFG-3 Amerada A-5-1) y temperatura en el punto medio de las perforaciones.
 - (7) Iniciaremos la prueba isocronal, con estrangulador (bean) de 1/8"; abrir el pozo por 4 ó 6 hrs. y luego cerrar el pozo por el mismo tiempo.
 - (8) Repetir el paso (7) para los estranguladores 3/16", 1/4" y 5/16".
 - (9) Registrar prueba de presión fluyente de fondo, con estrangulador de 1/4" durante 48 hrs.
 - (10) Tomar muestras de gas (2), a la salida del separador, para analisis cromatografico (debe incluir presencia de CO_2 , H_2S).

(11) La modificación del programa de la prueba isocronal se realiza de acuerdo a los resultados que se vayan obteniendo.

6 DESARROLLO Y ANALISIS DE PRUEBA DE PRESION EN LOS POZOS SELECCIONADOS

De la evaluación de las pruebas (build-up, isocronal, drawdown) en los pozos seleccionados, se desprende la importancia de un mayor control en la producción de gas, usando un estrangulador óptimo y manteniendo buenas condiciones en el separador del pozo.

También resaltamos la importancia de realizar este tipo de pruebas como una acción tendiente a la toma de información, que permita un mejor conocimiento de las características de los reservorios como también poder evaluar bien su potencial.

6.1 POZO 7609 CARRIZO (Fm. Mogollón)

El pozo 7609 ubicado en el Yacimiento Carrizo (Fig. N° 1), productor de la formación Mogollón fué sometido a las pruebas de build-up, isocronal y drawdown, entre el 30.01.90 al 06.02.90; ello con la finalidad de conocer entre otros, la presión inicial del reservorio, potencial de gas del reservorio y determinar el estrangulador óptimo.

el pozo 7609 Carrizo fué completado el 14.04.89, (Fig. N° 2), con casing de 5 1/2", a la profundidad de 6234'. Posteriormente, el 16.01.90 se baleó y fracturó la formación Mogollón en tres etapas, siendo los intervalos: 5978'-6089', 5694'-5889' y 5386'-5612'.

El fracturamiento fue realizado con alcogel (Alcohol Isopropilico y aditivos), agua tratada y arena.

El 30.01.90 se asignó una producción inicial de: RPI 6 BOPD x 22 BOPD x 2.176 MMPCD x 1/4" x SF x -/1300 psi.

La tabla N° 1 muestra la secuencia de eventos más importantes durante la perforación y completación. Las Fig's N° 2 y 3 muestran el diagrama de completación y el registro eléctrico del pozo 7609.

DESARROLLO Y ANALISIS DE LA PRUEBA

La figura N° 4 muestra la secuencia de las pruebas realizadas (Build-up, Isocronal, Drawdown) entre el 30.01.90 y 06.02.90. Las pruebas de presión producción programadas, consisten de lo siguiente:

- (.) Pruebas de Presión de Build-up
- (.) Pruebas de Presión con Paradas
- (.) Prueba Isocronal
- (.) Prueba Drawdown

Pruebas de Presion Build-up

Del analisis de Build-up se optiene que la presión estatica extrapolada inicial es del orden de 2640 psi (5600'); asimismo, se puede mencionar que existe la posibilidad de efectos causados por anomalias en el reservorio (posibles fallas sellantes a una distancia de

aproximadamente 1200').

La prueba de presión con paradas tomadas al final del cierre, confirmó la presión estática inicial del reservorio Mogollón (Fig. N° 5). La gradiente obtenida fué de 0.058 psi/pie, lo que indica que dentro del pozo existe solo un fluido (gas).

Prueba Isocronal

La Fig. N° 6 muestra la variación de la presión fluyente de fondo con el diametro del estrangulador, observandose lo siguiente:

<u>Estrangulador</u>	<u>Presión Fluyente de Fondo</u>		<u>Producción</u> (MMPCD)
	<u>Inicial</u>	<u>Final</u>	
3/16"	2539	2345	1.636
1/4"	2531	2235	1.892
3/8"	2516	1816	3.557

Los regimenes de producción mencionados, se lograron sin contrapresión (producción al aire).

Considerando el comportamiento de la presión fluyente, el estrangulador óptimo para producir el pozo es de 3/16".

Del analisis de la prueba isocronal, se ha calculado que la máxima capacidad de producción del pozo (AOFF) es de 6.3 MMPCD

(Fig. N° 7).

La ecuación de flujo obtenida para esta prueba, es la siguiente:

$$Q_{sc} = C (P_i^2 - P_{wf}^2)^n$$

donde:

C : Constante de comportamiento para el pozo
163.42

n : Exponencial 0.67

Se concluye que de acuerdo con el valor de n, el flujo que tuvo lugar en el pozo fue turbulento.

La tabla N° 2 muestra los resultados de la prueba de potencial de gas (Isocronal).

Prueba Drawdown

Esta prueba se efectuó con la finalidad de estimar la curva de entrega estabilizada en el gráfico de Q vs. P^2 , básico para determinar el potencial del pozo sin contrapresión.

La presión fluyente obtenida después de un flujo de 46 hrs. con bean de 3/16" fue del orden de 2264 psi. (Fig. N° 8).

Al final de la prueba drawdown, se procedió a tomar registro de temperatura (Fig. N° 9), notándose mayor enfriamiento por efecto de la

producción de gas en el intervalo abierto (5386'-5800').

El registro de producción programado no fué posible tomarlo, debido a que la parte de los intervalos abiertos se encontraban cubiertos (69 pies) con arena del fracturamiento. Sin embargo, este registro deberá ser tomado una vez que el pozo este puesto en producción. Los resultados de este registro nos permitira optimar la apertura a producción en otros pozos de gas vecinos del área.

CARACTERISTICAS DEL GAS PRODUCIDO

Los resultados de los analisis cromatograficos efectuados a 3 muestras (Tabla N° 3), muestran que el gas es seco, con un alto contenido de metano (95%). El rendimiento en liquidos (teórico) del gas natural producido es de 10 Bbls./MMFC.

La gravedad especifica es de : 0.60.

6.2 POZO 6344 CARRIZO (Fm. Mogollón).

El pozo 6344 ubicado en el yacimineto Carrizo (Fig. N° 1), fué sometido a las pruebas de build-up, isocronal y drawdown, con la finalidad de conocer las propiedades del reservorio y en base a ello determinar el estrangulador óptimo y el potencial de gas del

pozo.

El pozo 6344 Carrizo fué completado el 26.07.81, con la apertura y fracturamiento de la formación Mogollón en los intervalos siguientes: 6365'-5923' y 5885'-5677'. Luego de las pruebas de producción el 04.08.81 se le asignó RPI: 88 x 40 x 24 x 1/4" x SF x 16577 x 980 psi.

El pozo quedó cerrado por falta de facilidades para producir gas (separador, tuberías, válvulas, etc.). Posteriormente, en coordinación con Operaciones Nor-Oeste se puso en producción en Noviembre 1984.

Observando la Fig. N° 2 veremos el diagrama de completación del pozo.

Pruebas de Presión de Fondo y Pruebas de Producción

La Fig. N° 3 muestra la secuencia de las pruebas realizadas del 18 al 23 de Enero de 1985. Asimismo en la tabla N° 1 se observa las condiciones de operación y medición de las mismas.

Del gráfico de la figura N° 4 (Curva: P_{ws} Vs. $(t + \Delta t) / \Delta t$), se obtiene una pendiente de 23 psi / ciclo. De los

registros eléctricos se obtuvo una porosidad promedio de 5.3% y un espesor de arena neta de 150 pies. Con la información indicada se ha estimado una capacidad de flujo y permeabilidad en 116.8 md-pie y 0.773 md, respectivamente. También se ha estimado el daño en 4.78, cuyo valor positivo indica que la formación está dañada.

La tabla N°2 muestra un resumen de las características de la roca reservorio y del fluido. La presión con paradas (Fig. N°5), muestra la gradiente de gas.

Del análisis de la prueba isocronal se estima que la máxima capacidad de producción del pozo (OAF) es de 5.3 MMPCD (Fig. N°6). La Tabla N°3 indica la producción (sin contrapresión) que podría alcanzarse con diferentes estranguladores.

La Fig. N°7 muestra la variación de la presión fluyente de fondo del pozo con el diámetro del estrangulador, observándose lo siguiente:

<u>Estrangulador</u>	<u>Pres.Fluy.Fondo</u>		<u>Producción</u> (MPCD)
	<u>(Psi)</u>		
	<u>Inicial</u>	<u>Final</u>	
3/32"	3091	2976	516
1/8"	3072	2930	632
5/32"	3079	2938	997
3/16"	3083	2978	1370

Los regímenes de producción mencionados se lograrán sin contrapresión.

Considerando el comportamiento de la presión fluyente y el volumen producido, el estrangulador óptimo para producir el pozo es 5/32".

Gas Original Insitu y Reservas Recuperables

El cálculo volumétrico basado en las características de roca reservorio y de fluidos que aparecen en la Tabla N°4, indica que el gas original insitu para el pozo es de 1470 MMPC. Siendo las reservas recuperables de 1020 MMPC, que representan el 69% del gas insitu. El pronóstico de producción para desarrollar estas reservas aparece en la Fig. N°8.

Para el estimado de reservas de gas se ha considerado el intervalo abierto 6365'-5677' y el no abierto 5677'-5530', debido a que se trata de un mismo cuerpo arenoso.

La parte superior de Mogollón 5400' 5310' tiene reservas recuperables de 200 MMPC, que no se han considerado en las reservas del pozo, debido a que están separadas por 70 pies de lutita.

Características del Gas Producido

La Tabla N°5 muestra los resultados de análisis de gas del pozo, observándose un alto contenido de metano (95.45%), siendo su gravedad específica de 0.585. El rendimiento en líquidos del gas natural producido es de 8.33 Bbl/MMPC.

6.3 .POZO 6409 CARRIZO (Fm. Mogollón)

El pozo 6409 ubicado en el yacimiento Carrizo (Ver Tablas Fig. N°1) fue sometido a las pruebas de build-up, isocronal y drawdown, con la finalidad de conocer las propiedades del reservorio y en base a ello determinar el estrangulador óptimo y el potencial de gas del pozo.

El pozo 6409 Carrizo fue completado durante el mes de mayo de 1982 (Fig. N°2), originalmente para producir petróleo de la formación Mogollón (6310'-6042'). Después de un corto periodo de producción, el pozo quedó muerto.

Al no obtener resultados positivos con suabeo, se procedió a tomar BHP, registrándose una presión de fondo de aproximadamente 1600 psi (no estabilizada). La prueba de presiones con paradas dio una gradiente de 0.039 psi/pie (gas), recomendándose fracturar la formación Mogollón para producir gas.

En Junio de 1982 se recomendó abrir y fracturar las arenas gasíferas superiores e inferiores (intervalos: 5998'-5829', 5791'-5606' y 6310'-6042', respectivamente).

Luego de las pruebas de producción se asignó un RPI como pozo de gas: 1425 MPC x 0 x 24 x 1/4 x 900 psi (23.06.82), quedando cerrado el pozo por falta de facilidades para producir gas (separador, tuberías, válvulas, etc.).

Posteriormente, en coordinación con Noroeste se puso a producción en Abril de 1984. (Fig. N°4).

6.4 POZO 6829 ORGANOS NORTE (Fm. Mogollón)

El pozo 6829 ubicado en el yacimientos Organos Norte (Fig. 1), fue sometido a pruebas de presión (drawdown, buildup é isocronal); entre el Nov. 24 y Dic. 04 de 1987, con la finalidad de conocer las propiedades del reservorio y en base a ello; determinar las condiciones óptimas de producción y el potencial productivo del pozo.

El pozo 6829 Org. Norte fue perforado hasta 8120' y completado con forros de 5 1/2" (Mayo 1986).

Se abrió la Fm. Mogollon Inferior en dos etapas. Efectuó prueba de formación, concluyéndose que las arenas tienen baja permeabilidad, pobre aporte productivo y producción de agua. En Julio 20-1986, se sentó tapón Mercury a 7665' y se aislo la Fm. Mogollon inferior.

Se abrió y fracturó Mogollon Superior en 4 etapas (6739' - 7632'). Ver Fig. N° 2, Su ultima producción reportada fue **SOLID GAS: 220 MPCD x 1/16" x SF x 2340 psi.**

La Fig. N° 3 muestra una secuencia de pruebas de presión realizadas de Nov.- Dic. 1987.

Para efectuar el análisis de las pruebas de presión, se asumió que el pozo está en un

reservorio que tiene una presión promedio inferior a la presión de burbuja.

Asimismo, se consideró que con las pruebas de presión solo se evaluó el intervalo 6739'-7163', es decir; que el intervalo 7256'-7632' está aislado por el arenamiento ocurrido en trabajos de fracturamiento.

La primera prueba analizada fué de drawdown, para lo cual se gráfico la curva de diagnóstico $\text{Log}(P_i - P_{wf})$ Vs. $\text{Log } t$ (Fig. N° 4), donde se observa que el comportamiento de la presión es afectada por las maniobras (apertura de válvula lateral de cabezal en etapas), regulación de la contrapresión asimismo; se notó que el comportamiento de la presión es irregular durante el tiempo que ocurre la devolución de los fluidos acumulados en el pozo cuando estuvo cerrado (±3 horas).

La presión tiene un comportamiento regular, a partir de $\text{Log } t = 0.95$, donde se observa el último tramo de almacenamiento y el inicio de la tendencia de la presión a la estabilización, la que no se alcanzó en la prueba, por lo que no es analizable.

Después se procedió a tomar registro de temperatura, manteniendo el pozo abierto, el que se corrió hasta 7020' (Fig. N° 5a).

Del registro de temperatura, observamos que

existe enfriamiento el único intervalo abierto, el que no permite precisar la zona entrada de gas (Fig. N° 5b).

Para el análisis de la prueba de build-up, gráfico la curva P_{wf} Vs. $(t + \Delta t) / \Delta t$ (Fig. N° 6), obteniéndose una pendiente de 54.4 psi/ciclo y una presión de reservorio de 3112 psi, a una profundidad de 6800'.

Por registros eléctricos se obtuvo un espesor de arena neta de 190 pies (Fig. N° 7). De los yacimientos afines, se estimó una porosidad de 7% y una saturación de agua de 44%, así como propiedades PVT. Con la información indicada se estimó una capacidad de flujo de 690.2 md-pie y una permeabilidad de 3.6 md.

tabla 1 muestra los resultados del análisis de la prueba de build-up.

La prueba de presiones con paradas (Fig. N° 8) registró hasta 3557' una gradiente de 0.044 psi/pie (gas), de 3557' hasta 6927' una gradiente de 0.318 psi/pie (petróleo) y de 6927' hasta 7048' una gradiente 0.419 psi/pie (agua).

La tabla N° 2 muestra el resumen de información de presión y régimen de producción registrados durante la prueba isocronal.

El análisis de la prueba isocronal, se trató de efectuar considerando regimenes de petróleo y

gas por separado, siendo posible solo en el caso de gas, ya que los regimenes de producción de petróleo no guardan una relación típica en una prueba isocronal.

Asimismo se detectó la necesidad de contar con los regimenes de los fluidos producidos a intervalos de tiempo de apertura parciales, es decir para el caso de la prueba cada hora.

Del analisis de la prueba isocronal con los regimenes de gas, se estima que la maxima capacidad de producción de gas del pozo (AOPP) es de 3.5 MMPCD (Fig. N° 9).

La Fig. 10 muestra la variación de la presión fluyente de fondo del pozo, para cada bean, observandose lo siguiente:

- Bean 3/32" : Comportamiento de la presión irregular.
- Bean 1/8" : Rapida estabilización de presión fluyente.
- Bean 5/32": La presión fluyente tiende estabilizarse.
- Bean 7/32": La presión fluyente continua decreciendo.

Conclusión : Bean óptimo 3/16" considerando el comportamiento de presión fluyente y el volumen producido.

La tabla N° 3 muestra el analisis del gas.

7 COSTOS DE PRUEBAS DE POTENCIAL

Seleccionaremos y evaluaremos los costos de las pruebas de presión de los pozos en estudio realizaremos una evaluación económica del proyecto perforación del pozo de gas y determinar rentable el proyecto.

7.1 Costos de Pruebas de Presión

a) Equipos contratados:

	COSTO \$
Fondo con linea (Wire Line)	
Cargo basico	750
Hasta 5000'	600
Cada 1000' (adicional)	70
SUB-TOTAL:	1420
Presión de Fondo (BHP de 96 hrs.)	
Cargo basico	750
Hasta 24 hrs.	150
Tiempo adicional 10 \$/hr.	720
SUB-TOTAL:	1620
Prueba Isocronal: 4 bean's	
Tiempo de prueba y cierre : 6 hrs.	
Cargo basico	750
Hasta 24 hrs.	150
Tiempo adicional 10 \$/hr.	240
SUB-TOTAL:	1140

Drawdown : 72 hrs.

Cargo basico	750
Hasta 24 hrs.	150
- Tiempo adicional 10 \$/hr.	480
SUB-TOTAL:	1380

Equipos de superficie:

Separador de alta presión ROLLO	
500 \$/dia	1000
- Balones de alta presión (2), para muestra de gas 50 \$. c/u.	100
- Registradores continuos (BARTON)	100
Manómetros 0 - 5000 psi.	20
- Termómetros (°F)	20
SUB-TOTAL:	1240

Analisis cromatografico (2)	500
SUB-TOTAL :	500

GRAN-TOTAL:	7300
--------------------	-------------

Nota: El costo de la prueba de temperatura es de 1500 \$, se toma hasta 200' encima del ultimo intervalo baleado.

a) Equipos propios:

PETROPERU cuenta con una sección de instrumentos que puede realizar dichas pruebas de presión (equipos de superficie y de fondo del pozo).

CONCLUSIONES:

Durante la realización de la prueba (considerando que las pruebas duren 6 días), y se deja de producir el pozo resultando un costo equivalente a \$ 3,000; considerando una producción de 1 MMPCD costo del gas según parámetros de la empresa 0.61 \$/MPC.

el costo total de la inversión es de 610000 \$ podemos concluir que el costo de las pruebas de presión es menor ó igual (≤) 2%

Se recomienda tomar BHP semestralmente debido a la importancia de la información a obtener y como su costo es menor al 0.4 % de la inversión inicial.

Tener equipos propios de WIRE LINE en buen estado y/o con un buen mantenimiento.

7.2 Evaluación Económica del proyecto del Pozo 7609 Carrizo

Para determinar la justificación económica de nuestro proyecto, iremos explicando cada una de las columnas de nuestro análisis.

A.- Producción

Teniendo como objetivo primario y secundario las formaciones Mogollon Superior y Ostrea Helico, con reservas estimadas de 2,000 MMPC gas y 15 MBbls petróleo respectivamente.

Conociendo las curvas de declinación de producción gas y petróleo de los reservorios vecinos, podemos hacer un estimado de la declinación de nuestras reservas hasta el límite económico del proyecto.

Año	Producción	
	gas MMPC	Petroleo MBbl
1	510	
2	364	
.	.	
.	.	
10	70	4.12
.	.	.
16		0.83

B.- Valor de la producción.

Teniendo como parametros el costo 0.61 \$/MPC y 17.2 \$/Bbl del precio de gas y petroleo obtenemos:

Valor de la producción M\$

Año

1	311.10
2	222.04
.	.
.	.
10	113.56
.	.
16	14.28

C.- Gastos de Operación

Con los parametros de nuestra empresa para los gastos Variables y Fijos para cada fluido producido por el pozo en analisis.

Gastos Variables Petróleo (\$/Bbl)	0.07
" Fijos " (M\$/pozo-año)	4.95
" Variables Gas (\$/MPC)	0.01
" Fijos " (M\$/pozo-año)	0.06

NOTA: Cuando obtengamos producción de gas y petróleo no considerar Gasto Fijo por Petróleo

Gast. Opr. = (G.V. + G.F.)gas + (G.V. + G.F.)oil

D.- Inversiones de bienes.

Son aquellas inversiones de bienes que se realizan durante la vida del proyecto, los cuales son: Inversiones Tangibles é Intangibles. (debemos considerar el WORKOVER que se realiza en el año 10); las depreciaciones de los bienes intangibles se realizan en los año 1 y 10 respectivamente; mientras los bienes tangibles son depreciados en forma proporcional a la producción del pozo durante la vida del proyecto.

E.- Ingreso antes de los Impuestos.

Es el resultado del Valor de Producción menos Gastos de Operación menos las depreciaciones (tangibles e Intangibles). expresados en M\$.

F.- Impuestos.

De acuerdo a la tasa (35%), se impondra a todos los ingresos positivos, en los años que dure el proyecto.

AÑO 1: Como el ingreso antes del impuesto es negativo (-158.82 M\$), no sera posible aplicarle la tasa impositiva.

AÑO 2: Restamos los ingresos del .1er año y al resultado le aplicamos la tasa impositiva.

G.- Ingreso despues de los impuestos.

Es el resultado del ingreso antes de los impuestos menos los impuestos, en todo el proyecto; debemos tener presente de mantener el mismo valor para el año 1 por ser los ingresos negativos.

H.- Inversión.

Durante el año 1 (año CER0), se realizan las inversiones primarias de bienes Intangibles y Tangibles, que equivalen a 555.56 M\$; y en el año 10 se realiza un WORKOVER Reacondicionamiento con una inversión de 58.23 M\$.

I.- Flujo de Efectivo.

Es el resultado del ingreso despues de los impuestos más la depreciación (Tangibles é Intangibles) menos la inversión.

J.- Factor de descuento.

El factor de descuento esta determinado por la siguiente formula $\frac{1}{(1+i)^n}$ donde:

n: El año ó periodo determinado.

i: Tasa de descuento (%)

Llamemos AÑO CER0 al 1er año donde ocurre la inversión; obteniendo $i = 0.20$

determinamos la siguiente tabla:

AÑO	Factor de Descuento
0	1
1	0.833..
2	0.694..

K.- Flujo de efectivo Actualizado.

Es el resultado del flujo Efectivo por el factor de descuento para cada año durante la vida del proyecto; la sumatoria de los mismos nos dará el Valor Actual Neto (V.A.N.); a la tasa de descuento que la empresa considero como parametro.

L.- Efectivo Acumulado Actualizado.

Aqui podremos observar ó visualizar el tiempo en que ocurre el pago de nuestra inversión ó PAY OUT.

LL.- Tasa Interna de Retorno.

Es la tasa i (%) para obtener a que se pague nuestra inversión ó flujo efectivo acumulado es cero; para un determinado i %

8 CONCLUSIONES

Se han obtenido las conclusiones siguientes de las pruebas de Build-up, Isocronal y Drawdown en forma generalizada para cualquier pozo, así como de los pozos en estudio; como lo expresaremos en forma individual para cada caso.

8.1 Conclusiones

- Calcularemos la Presión inicial del reservorio (P_i).
- Cálculo del Caudal máximo, Q_{max} .
- Determinación del Bean óptimo.
- De la prueba de Presión con Paradas determinamos la gradiente del fluido o fluidos en el pozo.
- Análisis Cromatográfico para determinar la composición del gas, en % mol.
- Calcularemos el gas original insitu y la recuperación de final de gas del reservorio; del gráfico P/Z Vs G_p .
- Determinaremos el factor Skin, y poder evaluar si existe daño.
- Tomar registro de Temperatura, para determinar las zonas de mayor aporte de gas.
- Chequear que no existan fugas en el cabezal y conexiones del pozo.
- Producir el pozo con el bean óptimo.

Todo pozo de gas debe ser sometido a pruebas de presión (Buildup, Drawdown e Isocronal).

El gas seco producido debe ser usado en proyectos de mantenimiento de presión ó como materia prima en planta de fertilizantes.

Tomar pruebas de presión de fondo Buildup, por lo menos 2 veces/año; para la evaluación del reservorio convenientemente.

Los intervalos abiertos no deben estar cubiertos con arena de fracturamiento.

Las conexiones en superficie; cabezal; separadores deben estar en óptimas condiciones, ni presentar fugas.

8.2 Conclusiones y Recomendaciones de los pozos en Evaluación.

a.- 7609 CARRIZO

CONCLUSIONES

1. La presión inicial del reservorio se ha calculado en 2640 psi (5600').
2. La máxima capacidad de flujo del pozo es de 6.3 MMPCD.
3. En base al análisis de la prueba isocronal, el estrangulador óptimo para producir el pozo es 3/16". con el que produciría aproximadamente 1.4 MMPCD, con una presión

- fluyente de cabeza de 1800 psi. El flujo que tuvo lugar en el pozo fue turbulento.
4. La prueba de presiones con paradas, registradas hasta 6120' muestra una gradiente de 0.058 psi/pie, indicando que dentro del pozo existe solamente gas.
 5. En la prueba de Build-up se observa influencia de anomalías (posibles fallas sellantes a una distancia de 1200 pies).
 6. Existen evidencias de producción de líquidos (condensado), cuando el pozo es producido con estrangulador de 1/4" o más grande.
 7. El gas tiene un alto contenido de metano (95%), el cual puede ser usado para mantenimiento de presión y/o como materia prima en Planta Fertilizantes.
 8. El registro de producción no fue posible tomarlo, debido a que parte de los intervalos abiertos estaban cubiertos con arena de fracturamiento (69').

RECOMENDACIONES

1. Producir el pozo con estrangulador 3/16".
2. El gas seco producido debe ser usado en proyectos de mantenimiento de presión o como materia prima en Planta Fertilizantes.

3. Tomar presiones de fondo (Build-up), por lo menos dos veces por año. La información que se obtenga permitira evaluar los reservorios convenientemente.
4. Tomar registro de producción, despues que el pozo entre a producción y los intervalos abiertos se encuentren descubiertos de arena de fracturamiento.
5. Inspeccionar convenientemente los materiales antes de colocar los cabezales, a fin de evitar fugas de gas.

b.- 6344 CARRIZO

CONCLUSIONES

1. El gas original insitu calculado volumétricamente para la formación Mogollón es de 1470 MMPC. la recuperación final se ha estimado en 1020 MMPC, que representa el 69% del gas original insitu. A Diciembre de 1984 la producción acumulada de gas es de 8 MMPC.
2. la máxima capacidad de flujo del pozo es de 5.3 MMPCD.
3. En base al análisis de la prueba isocronal, el estrangulador óptimo para producir el pozo es 5/32". Actualmente el pozo tiene este estrangulador y produce 0.7 MMPCD con

una presión fluyente de cabeza mayor de 1400 psi.

4. Según el pronóstico de producción se estima que el 69% de las reservas recuperables remanentes (1012 MMPC) se producirían a una presión fluyente en la cabeza mayor de 650 psi.
5. La presión inicial del reservorio se ha estimado en 3120 psi (5503').
6. La capacidad productiva del reservorio (Kh) es de 116.8 md-pie.
7. El daño a la formación se ha calculado en 4.78.
8. La prueba con presiones con paradas, registró hasta 6020' una gradiente de 0.062 psi/pie (gas) y de 6020' hasta el fondo (6225') una gradiente 0.287 psi/pie (gasolina).
9. Existen evidencias de producción de líquidos (petróleo y agua), sin embargo; no ha sido posible medir esta producción por no haber facilidades de medición.
10. Del análisis del gas producido se calculó un contenido líquido (condensado) de 8.33 BBL/MMPC.
11. Por el alto contenido de metano (95.45%), es apropiado usar el gas como materia prima

y/o en operaciones de inyección para mantenimiento de presión.

RECOMENDACIONES

1. Continuar produciendo el pozo con estrangulador de 5/32".
2. Mantener el separador del pozo en óptimas condiciones. El drenaje del líquido debe ser continuo y medido (petróleo y agua).
3. Establecer como práctica que el gas seco producido por los pozos de gas sea utilizado preferentemente como materia prima y/o en operaciones de inyección de gas para mantenimiento de presión.
4. Tomar presión de fondo (estática fluyente) en este pozo en la forma siguiente:

Posición de Amerada .	Presión Registrada	Duración
Cabeza del Pozo	Fluyente	6 hr.
Fondo del pozo (6100')	Fluyente	18 hr.
Fondo del pozo (6100')	Estática	36 hr.

Las fechas en que se tomarán estas pruebas son:

	<u>Fecha</u>	<u>Duración, hrs.</u>
1ra Prueba	Jun. 85	60
2da Prueba	Dic. 85	60

Posteriormente deben repetirse este tipo de pruebas semestralmente.

c.- 6409 CARRIZO

CONCLUSIONES

1. El gas original insitu calculado volumétricamente para la formación Mogollón, es de 1110 MMPC.
La recuperación final se ha estimado en 865 MMPC, que representa el 78% del gas original insitu. A diciembre de 1984 la producción acumulada es de 71 MMPC.
2. La máxima capacidad de flujo del pozo es de 2.9 MMPCD.
3. En base al análisis de la prueba isocronal, al estrangulador óptimo para producir el pozo es de 5/32". En este caso, la producción sería de 0.5 MMPCD con la presión fluyente en la cabeza de 1600 psi. Actualmente el pozo tiene un estrangulador de 1/4" y produce 0.6 MMPCD.
4. Según el pronóstico de producción se estima que el 67% de las reservas recuperables remanentes (794 MMPC) se producirían a una presión fluyente en la cabeza mayor de 650 psi.
5. La presión inicial del reservorio se ha estimado en 2868 psi (-5200').
6. La capacidad productiva del reservorio (Kh) es de 31.66 md-pie.

7. La prueba de presiones con paradas, registró hasta 5800' una gradiente de 0.064 psi/pie (gas) y 5800' hasta el fondo (6138') una gradiente 0.276 psi/pie (gasolina)
8. Existen evidencias de **producción de** líquidos (petróleo y agua), sin embargo; no ha sido posible medir esta producción por no haber facilidades de medición.
9. Del análisis del gas producido se calculó un contenido líquido (condensado) de 10.95 RBI /MMPC.
10. Por el alto contenido de metano (95.3%) es apropiado usar el gas como materia prima y/o en operaciones de inyección de gas para mantenimiento de presión.

RECOMENDACIONES

1. Producir el pozo con estrangulador de 5/32".
2. Mantener el separador del pozo en óptimas condiciones. El drenaje del líquido debe ser continuo y medido (petróleo y agua).
3. Establecer como práctica que el gas seco producido por los pozos de gas, sea utilizado preferentemente como materia

prima y/o en operaciones de inyección de gas para mantenimiento de presión.

4. Tomar presión de fondo (estática y fluyente) en este pozo en la forma siguiente:

Posición de Amerada .	Presión Registrada	Duración
Cabeza del Pozo	Fluyente	6 hr.
Fondo del pozo (5800')	Fluyente	18 hr.
Fondo del pozo (5800')	Estática	36 hr.

Las fechas en que se tomarán estas pruebas son:

	<u>Fecha</u>	<u>Duración, hrs</u>
1ra Prueba	Jun. 85	60
2da Prueba	Dic. 85	60

Posteriormente deben repetirse este tipo de pruebas semestralmente.

d.- 6829 ORGANIS NORTE

CONCLUSIONES

1. La presión actual del reservorio se ha calculado en 3112 psi (6800').
La permeabilidad es del orden de 3.6 md.
2. La máxima capacidad de flujo del pozo es de 3.5 MMPCD de gas.
3. En base al análisis de la prueba isocronal, el estrangulador óptimo para producir el

pozo es de 3/16", con el que produciría aproximadamente 60 BOPD x 800 MMPCD de gas.

4. No hay daño en la formación.
5. Los resultados de las pruebas de presiones con paradas son:

<u>Intervalo</u> <u>(pies).</u>	<u>Gradiente</u> <u>(psi/pie)</u>	<u>Fluido</u>
0-3557	0.044	Gas
3557-6927	0.318	Petróleo
6927-7048	0.419	Agua

6. Del análisis de gas producido se calculó un contenido líquido (Condensado) de 11.0 BBL /MMPC.
7. Por el alto contenido de metano (90.81%), es apropiado el uso de gas como materia prima y/o en operaciones de inyección para mantenimiento de presión, después que el gas producido, sea tratado en una planta de recuperación de líquidos.
8. El registro de temperatura muestra enfriamiento frente al intervalo superior abierto (6739-6949').

RECOMENDACIONES

1. Producir el pozo con bean de 3/16".
2. Utilizar el gas producido por el pozo, de ser posible como materia prima y/o en operaciones de inyección.
3. Limpiar el pozo hasta el tapón Mercury.
Evaluar el aporte producido del pozo.

10 BIBLIOGRAFIA

- * Theory and practice of the testing of gas wells
third edition (1975)
- * G. W. Govier
Energy Resources Conservation Board
- * Braw Ed. 1983
- * Pressure Buildup and flow tests in wells
C.S. Mattheews - D.G. Russell
Ed. 1967
- * A Note on the Skin Effect
Trans, AIME (1956)207, 356-357
Hawkins M. F. Jr.
- * Analysis of Pressure Buil-up Data
Trans, AIME (1953) 198, 125-128
Thomas, G.B.
- * Advances in Estimating Gas Well Deliverability
J. Can. Pet Tech (July-September, 2965) 111-119
Winestock, A.G. and Colpitts, G.P.
- * The Isochronal Performance Method of Determining
the flow characteristics of Gas Wells.
Trans, AIME (1965) 204, 137-142
- * Handbook of Natural Gas Engineering
Mc Graw - Hill Book Co Inc., New York (1959)
Katz, D. L., Cornell, D.
- * Pruebas de Multiflujo en pozos de Gas
M. J. Fetkovich, Phillips Petroleum Co. SPE (1975)