

**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA**

**FACULTAD DE INGENIERIA DE PETROLEO**

**GAS NATURAL Y PETROQUIMICA**



**“UTILIZACION DE FLUIDO ESPUMANTE PARA LA PREDICTIBILIDAD DEL  
INCREMENTO DE LIQUIDO EN POZO DE GAS”**

**TESIS**

**PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE:**

**INGENIERO DE PETROLEO Y GAS NATURAL**

**ELABORADO POR:**

**ISRAEL GERMAN DIESTRA GARCIA**

**PROMOCION 2011-I**

**LIMA - PERU**

**2015**

## DEDICATORIA

“Esta tesis se la dedico a Rosas Diestra, Inés García, Lourdes Diestra, Hilda Torreblanca, Daniel García, Felipe García, Mauricio García, Iván García, Gustavo García, Julio Diestra, Carmen Diestra, Jorge Ramírez, Gaby Cabrera, Richard Fernández, Freddy Montilla, Rubén Mantilla, Marisol Reátegui y Camila Ruiz”

## AGRADECIMIENTO

“Agradecimiento a las personas que colaboraron directamente e indirectamente para lograr esta hazaña: Luis Colan, Lourdes Diestra, Freddy Montilla, Marisol Reátegui, Giancarlo Canales Buleje, Richard Fernández”.

## SUMARIO

El objetivo de esta tesis, es determinar la presencia de líquidos en el fondo de un pozo de gas, por medio de herramientas de cálculo, y gráficas y determinar la liberación de la acumulación de líquidos por medio de la aplicación de espuma.

Dentro del planteamiento del problema, en los antecedentes se habla de la información del pozo, en la justificación, se habla de la producción del caudal desde el 2004 y posteriormente al 2010, donde se nota una baja producción de caudal haciendo una comparación con los datos históricos. En el planteamiento del problema, nos habla sobre la disminución de caudal y que hay una acumulación de líquidos en el fondo. El contenido teórico, para este trabajo, se menciona la fuente de líquidos en el pozo como condensados y agua de producción.

En el objetivo general, se quiere determina la comparación de caudales con el caudal crítico, para determinar la presencia de líquidos en el pozo, en los objetivos generales se quiere obtener la curva de declinación, la curva IPR y la comparación del caudal crítico y el caudal de producción.

En la hipótesis, el análisis del caudal crítico, permite determinar la acumulación de líquidos en el fondo y poder realizar la aplicación de la espuma.

En el marco teórico, se usa la fuente de líquidos en el fondo que pueden se condensados o agua de producción, índice de productividad (IPR), método P/Z, curva de declinación y velocidad critica.

Se explica la aplicación del equipo y uso del surfactante, ventajas y desventajas y su diagrama de proceso.

Los cálculos y resultados, acompañadas con graficas nos ayudan a determinar la hipótesis que se quiere plantear, el análisis económico nos determina que el equipo de bombeo y el surfactante es un buen candidato para poder mejorar la producción.

**“UTILIZACION DE FLUIDO ESPUMANTE PARA LA PREDICTIBILIDAD  
DEL INCREMENTO DE LIQUIDO EN POZO DE GAS”**

**INDICE**

<b>CAPITULO 1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....</b>	<b>1</b>
1.1 Antecedentes.....	1
1.2 Justificación.....	1
1.3 Planteamiento del Problema.....	2
1.4 Objetivo General.....	2
1.5 Objetivo Especifico.....	2
1.6 Formulación de la Hipótesis.....	2
1.7 Sistemas de Variables.....	2
<b>CAPITULO 2 MARCO TEORICO.....</b>	<b>3</b>
2.1 Antecedente Teórico.....	3
2.2 Fuente de Líquidos en un pozo de Gas.....	3
2.2.1 Condensados.....	3
2.2.2 Agua de Producción.....	3
2.2.2.1 Agua Conificada.....	3
2.2.2.2 Agua de otra zona.....	4
2.2.2.3 Agua proveniente de un Acuífero.....	4
2.2.2.4 Agua Condensada.....	5
2.3 Índice de Productividad (IPR).....	6
2.3.1 Estado Estable.....	6
2.3.2 Estado Pseudo Estable.....	7
2.4 Método P/Z.....	7
2.5 Curva de Declinación.....	9
2.5.1 Curvas Típicas Obtenidas de la Historia de Producción.....	10
2.6 Caudal Critico (Velocidad Crítica).....	13
2.6.1 Velocidad Crítica para Pozos de baja Presión.....	15
2.6.2 Velocidad Crítica con la Profundidad.....	15

<b>CAPITULO 3 APLICACION DEL EQUIPO Y USO DEL SURFACTANTE (O ESPUMA)</b> .....	17
3.1 Definición.....	17
3.2 Descripción del Equipo.....	18
3.3 Elementos del Equipo.....	18
3.4 Aplicaciones.....	19
3.5 Agente Espumantes.....	19
3.6 Ventajas y Desventajas.....	20
3.7 Diagrama de Proceso.....	22
<b>CAPITULO 4 CALCULOS Y RESULTADOS</b> .....	24
<b>CAPITULO 5 ANALISIS ECONOMICO</b> .....	30
<b>CAPITULO 6 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES</b> .....	31
<b>CAPITULO 7 BIBLIOGRAFIA</b> .....	33
<b>CAPITULO 8 ANEXOS</b> .....	34

## **CAPITULO 1**

### **PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA**

#### **1.1 Antecedentes:**

La producción de un pozo de gas, a través del tiempo tiene como principal problema la acumulación de líquidos en el fondo.

Para propósitos, de este trabajo, se utilizara la siguiente información.

El pozo tiene una presión inicial de reservorio de 3316 psia, con una profundidad de 1000 pies, temperatura de reservorio de 183 °F, presión de burbuja 3216 psia, permeabilidad (K) de 20 md, API con 53, viscosidad de 0.02 cp, factor de compresibilidad (Z) de 0.83, radio de drenaje (Re) de 6231 ft, radio de pozo (Rw) de 0.35 ft, diámetro de tubería de 8.031 pulgadas, saturación de agua del 20%, porosidad de 0.15, peso molecular de 72 g/mol, gas original in place (OGIP) de 0.8 TCF, daño (S) de 5. Espesor del reservorio de 185 pies, intervalo de perforados de 180 pies, área de drenaje de 2800 acre.

En superficie la presión en cabeza de pozo es de 1600 psia, temperatura de superficie de 120 °F, temperatura del separador 80 °F, presión del separador 1300 psia, con un GOR del separador de 15000 scf/STB, un GOR del tanque de 200 scf/STB. Gravedad específica del separador de 0.75 y gravedad específica del tanque de 0.85.

#### **1.2 Justificación:**

El pozo, inicio con una producción en el 2004, con un caudal inicial de 39.25 MMscf/d, posteriormente en el 2005, 2006 y 2007, tienen caudales de producción de 39.37, 39.08 y 36.31 MM scf/día, respectivamente, a partir del 2007 y 2008 sufre una caída de caudal, paralelamente con la presión de reservorio y presión de flujo, hasta el 2014.

A partir del 2010 hasta el 2014 el caudal de producción decae a 28.12 y 16.48 MMscf/día, es un caudal generalmente muy bajo lo que nos determina que hay una acumulación de líquidos en el fondo.

### 1.3 **Planteamiento del Problema:**

Dentro de su data histórica, entre el 2004 al 2008, los caudales se mantenido casi constantes, pero entre el 2007 y 2008 hubo una disminución de caudal, a partir del 2008 hasta el 2014 los caudales disminuyeron, presentando una curva de declinación esta curva nos indica que hay una disminución de la presión y una posible acumulación de líquidos en el fondo.

### 1.4 **Objetivo General:**

Los cálculos de los caudales de producción, comparando con el caudal crítico, nos determinar la acumulación de líquidos en el fondo.

### 1.5 **Objetivos Generales:**

- Determinar un cambio en la curva de declinación.
- Generación de la curva in-flow (curva IPR).
- Comparación del caudal crítico con el caudal de producción.

### 1.6 **Formulación de la Hipótesis:**

El análisis del caudal crítico, permite determinar la acumulación de líquidos en el fondo y poder realizar la aplicación de la espuma.

### 1.7 **Sistemas de Variables:**

**Variables Dependientes:** Caudal crítico, IPR, cantidad de espuma para la columna de líquido.

**Variables Independientes:** Presión en cabeza de pozo, presión del reservorio, densidad del gas, factor de compresibilidad, temperatura y presión de superficie, temperatura y presión promedio, diámetro interno de la tubería.

## **CAPITULO 2**

### **MARCO TEORICO**

#### **2.1 Antecedente Teórico:**

Weatherford (2006): En la cuenca Neuquina de Argentina, se realizó la primera operación de Tecnología Capilar en el país. Los resultados obtenidos fueron altamente satisfactorios ya que se logró triplicar la producción de gas del pozo intervenido. Donde se registró un incremento de gas de 10800 m<sup>3</sup>/día, siendo la producción previa al tratamiento de 5500 m<sup>3</sup>/día.

#### **2.2 Fuente de Líquidos en un pozo de Gas:**

Los líquidos producidos en un pozo de gas pueden ser de dos tipos:

##### **2.2.1 Condensados:**

Estos se presentan en el pozo una vez el yacimiento se ha depletado lo suficiente como para que la presión de yacimiento sea menor a la presión de rocío del gas, o se pueden condensar a medida que van fluyendo a través de la tubería de producción y la presión cae por debajo de la presión de rocío.

##### **2.2.2 Agua de Producción:**

El agua presente en el yacimiento puede llegar al pozo productor de gas de varias formas:

###### **2.2.2.1 Agua de Conificada:**

Si el caudal de producción de gas es muy alto, el gas puede llegar a traer consigo agua proveniente de formaciones subyacentes, aun cuando el pozo no tenga perforaciones en estas zonas de agua. Por lo general, los pozos horizontales no presentan este problema debido a la menor diferencia entre el gradiente de presión de la zona productora y las zonas subyacentes de agua. (Figura 2-1).

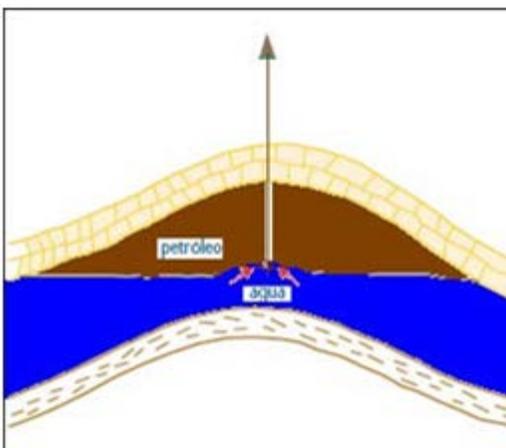


Figura 2-1: Agua de Conificación

#### 2.2.2.2 **Agua de otra Zona:**

El agua proveniente de otra zona productora puede alcanzar el pozo si las zonas productoras están intercomunicadas (Figura 2-2).

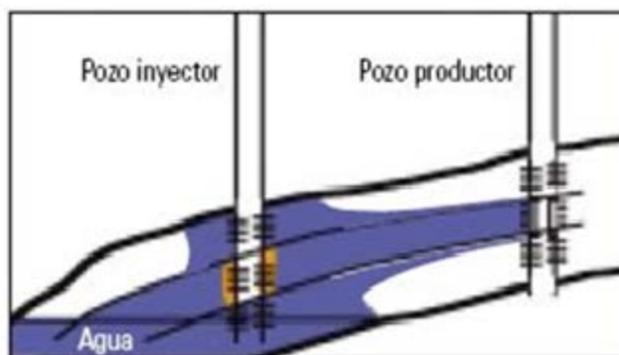


Figura 2-2: Agua de otra zona

#### 2.2.2.3 **Agua proveniente de un Acuífero:**

Si el yacimiento presenta un acuífero activo, el agua invadirá la zona productora y eventualmente alcanzará al pozo (Figura 2-3).

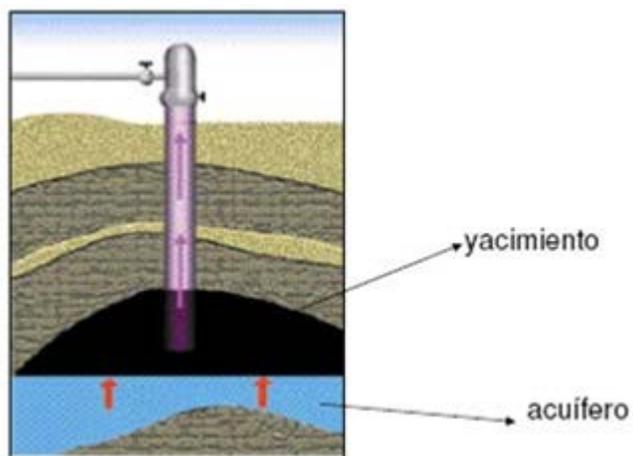


Figura 2-3: Agua proveniente de un Acuífero.

#### 2.2.2.4 Agua de Condensación:

El agua puede llegar al pozo en forma de vapor de agua pero a medida que sube por la tubería de producción puede condensarse y caer por debajo del punto de rocío del agua, una vez ocurrido esto, el agua en fase líquida aumentará el gradiente de presión y si la velocidad del gas está por debajo de la velocidad crítica, empezará a producirse la carga de líquidos (Figura 2-4).

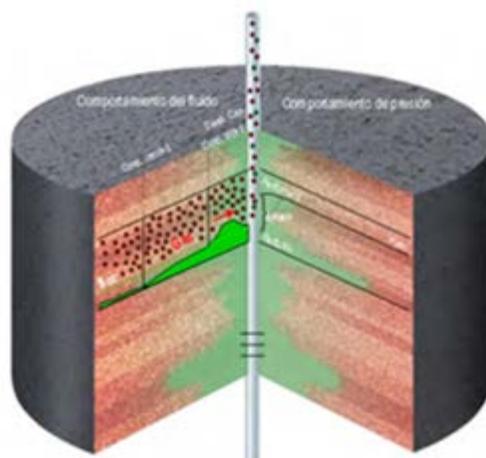


Figura 2-4: Agua de Condensación.

### 2.3 Índice de Productividad (IPR para pozos de Gas):

El IPR, para los pozos de gas es una versión desarrollada a partir del IPR, para pozos de petróleo, en la cual se toma en cuenta el tipo de flujo (laminar o turbulento) y la compresibilidad del gas con respecto a la presión y la temperatura.

#### 2.3.1 Estado Estable:

A partir de la ley de Darcy se obtuvo la ecuación para un fluido (aceite), incompresible.

$$P_e - P_{wf} = \frac{141.2qB_g\mu}{kh} \left( \ln \frac{r_e}{r_w} + S \right)$$

La anterior ecuación es modificada para pozos de gas al convertir el caudal  $q$  de STB/d a MSCF/d y al usar un valor promedio del factor volumétrico de formación del gas,  $B_g$ :

$$B_g = \frac{0.0283ZT}{\left[ \frac{(P_e - P_{wf})}{2} \right] kh}$$

Sustituyendo lo anterior:

$$P_e - P_{wf} = \frac{1424 \left( \frac{1000}{5.615} \right) q (MSCF/d) ZT\mu}{\left[ \frac{(P_e - P_{wf})}{2} \right] kh} \left( \ln \frac{r_e}{r_w} + S \right)$$

Después de agrupar y reorganizar se obtiene:

$$P_e^2 - P_{wf}^2 = \frac{1424q\mu ZT}{kh} \left( \ln \frac{r_e}{r_w} + S \right)$$

Obteniendo así el índice de productividad de un pozo de gas en estado estable asumiendo flujo Darcy:

$$J = \frac{q}{(P_e^2 - P_{wf}^2)} = \frac{kh}{1424\mu ZT(\ln \frac{r_e}{r_w} + S)}$$

### 2.3.2 Estado Pseudo Estable:

Una aproximación similar a la anterior fue desarrollada para estado pseudo estable:

$$P^2 - P_{wf}^2 = \frac{1424q\mu ZT}{kh} (\ln 0.472 \frac{r_e}{r_w} + S)$$

$$J = \frac{q}{(P^2 - P_{wf}^2)} = \frac{kh}{1424\mu ZT(\ln 0.472 \frac{r_e}{r_w} + S)}$$

Para tasas de flujo de gas pequeñas estas aproximaciones son aceptables.

### 2.4 Método de P/Z:

El volumen de gas del reservorio puede ser puesto en unidades de pie<sup>3</sup> estándar, utilizando el Bgi.

Aplicando la ley de la conservación de la masa a un reservorio de gas:

Moles producidos = Moles iniciales in place – Moles remanentes.

Sabemos que:

$$pv = ZnRT \quad n = \frac{pv}{ZRT}$$

Aplicando la ley de gases ideales:

$$\frac{P_{sc}G_p}{Z_{sc}RT_{sc}} = \frac{P_iV_i}{Z_iRT_r} - \frac{P(V_i - W_e + W_p)}{ZRT_r}$$

Tr: Temperatura del reservorio.

Vi: Volumen inicial de gas a condiciones de reservorio.

Gp: Gas producido a condiciones estándar, scf.

Pi: Presion inicial del reservorio.

P: Presion del reservorio después de producir Gp, scf.

We: Entrada de agua acumulada.

Wp: Producción acumulada de agua.

$V_i = GB_{gi}$                       G, es el gas original in place a condiciones estándar.

Combinando las dos ecuaciones anteriores y despejando P/Z, tenemos que:

$$\frac{P_{sc}G_p}{T_{sc}Z_{sc}} = \frac{P_iGB_{gi}}{T_rZ_i} - \frac{PGB_{gi}}{T_rZ}$$

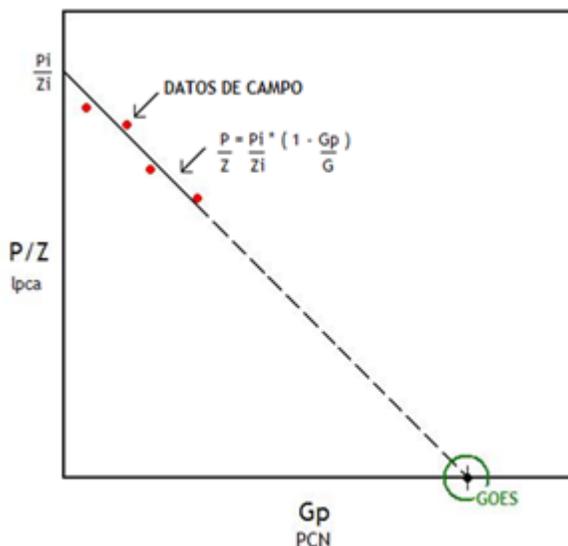
$$\frac{P_{sc}G_pT_r}{T_{sc}GB_{gi}} = \frac{P_i}{Z_i} - \frac{P}{Z}$$

$$\frac{P}{Z} = \frac{P_i}{Z_i} - \frac{P_{sc}T_r}{T_{sc}B_{gi}G} G_p$$

$$Y = a - mX$$

Esta ecuación es conocida como el método de P/Z, para calcular el gas in place. Ya que cuando se grafica P/Z vs Gp, se tendrá una línea recta de pendiente  $(P_{sc}T_r/T_{sc}B_{gi}G)$ . He intercepto  $P_i/Z_i$  a  $G_p = 0$ . Entonces, tanto el gas original in place G y  $P_i/Z_i$  pueden ser obtenidas gráficamente. Una vez que estos valores han sido obtenidos se puede calcular el gas acumulado Gp a cualquier presión.

Para nuestros cálculos, ya tenemos el gas original in place y el  $P_i/Z_i$ , uniendo esos puntos tenemos la recta (Grafica 1).



Grafica 2-1: P/Z versus Gp

## 2.5 Curva de Declinación:

Una de las tareas de las tareas de la Ingeniería de Yacimiento, es la revisión y cálculo de las reservas de hidrocarburos de los yacimientos, con el fin de poder determinar el volumen total recuperable hasta alcanzar un límite económico.

Las curvas de declinación de la producción son ampliamente utilizadas en la industria petrolera. Para evaluar el comportamiento de los yacimientos y hacer las predicciones de comportamiento de los mismos. Cuando las estimaciones se basan en el análisis matemático o la técnica de analizar las curvas de declinación de la producción, deberá recordarse siempre que este análisis es simplemente por conveniencia, y es un método que está sujeto a tratamiento matemático o gráfico y “no tiene bases en las leyes físicas que gobiernan el flujo de aceite y gas en la formación”. Tales curvas pueden dibujarse para pozos individuales, para un grupo de pozos dentro del mismo yacimiento, o para todos los pozos juntos en el yacimiento. Puesto que es obvio graficar la producción contra el tiempo, este fue el primer método utilizado. Se basa en el

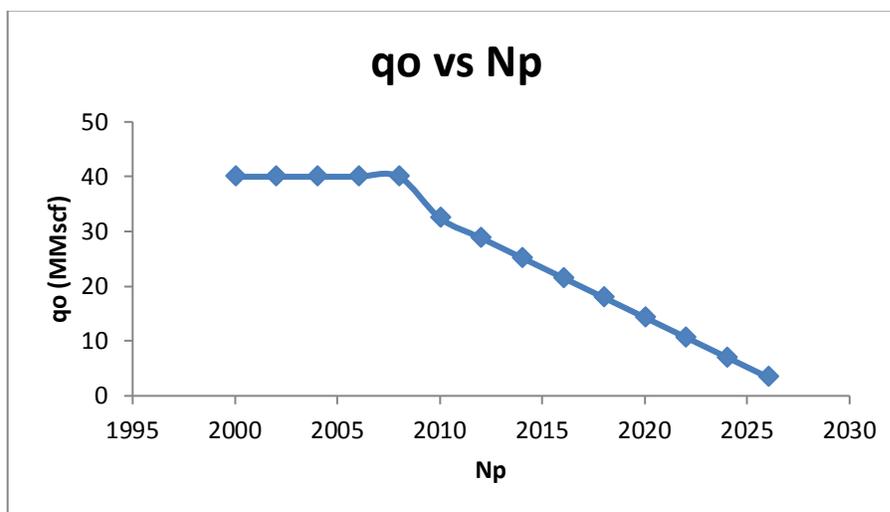
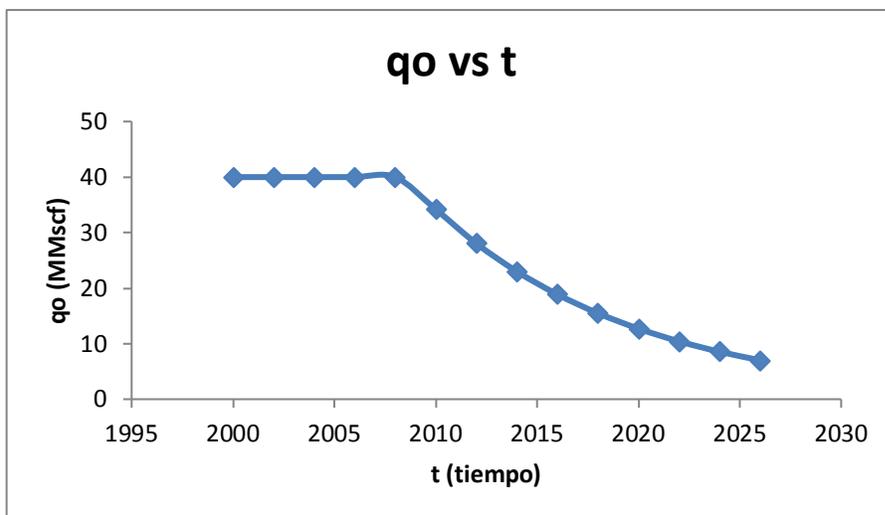
hecho de que después de un periodo durante el cual la producción pedida y en consecuencia, esta disminuirá gradualmente o sea que declinara conforme transcurra el tiempo.

La grafica 2, representa una curva típica de  $q_0$  vs  $t$ , sobre la cual, se ha trazado una línea punteada. Evidentemente al ajustar una ecuación a la línea punteada, se puede extrapolar y hacer predicciones, es decir determinar lo que el pozo o pozos pudieran producir en el futuro.

### **2.5.1 Curvas Típicas Obtenidas de la Historia de Producción:**

Los datos de la historia de producción de un yacimiento, pueden graficarse de diversas formas, los tipos más comunes son:

- a.- Ritmo de producción contra tiempo,  $q_0$  vs  $t$ .
- b.- Ritmo de producción contra producción acumulada,  $q_0$  vs  $N_p$ .
- c.- Porcentaje de agua en la producción contra producción acumulada, WOR vs  $N_p$  (WOR= razón agua aceite).
- d.- Presión contra producción,  $P$  vs  $N_p$ .
- e.- Profundidad del contacto agua-aceite contra producción acumulativa,  $D$  vs  $N_p$ .
- f.- Producción acumulativa de gas contra producción acumulativa de aceite,  $G_p$  vs  $N_p$ .



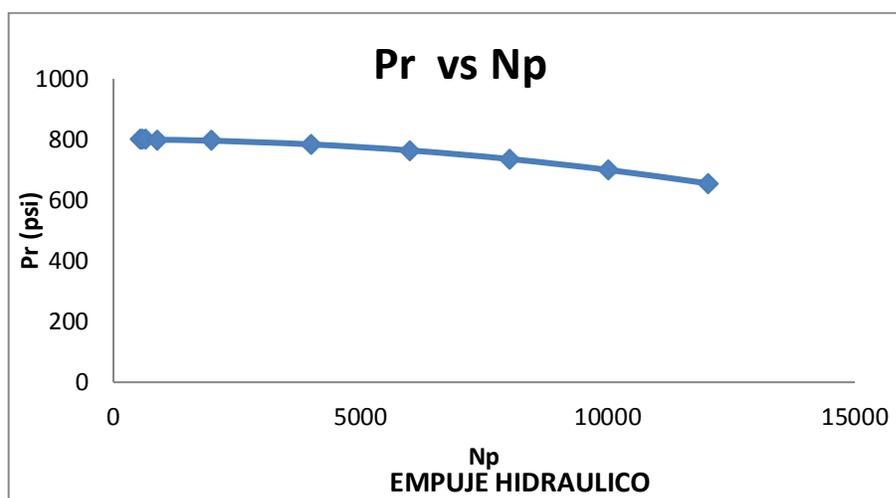
Fuente: ANÁLISIS DE LOS TIPOS DE CURVAS DE DECLINACIÓN DEPRODUCCIÓN, APLICANDO EL MÉTODO GRÁFICO Y CURVA TIPOFETKOVICH PARA UN YACIMIENTO DE GAS.

Grafica 2-2: Curvas de Declinación.

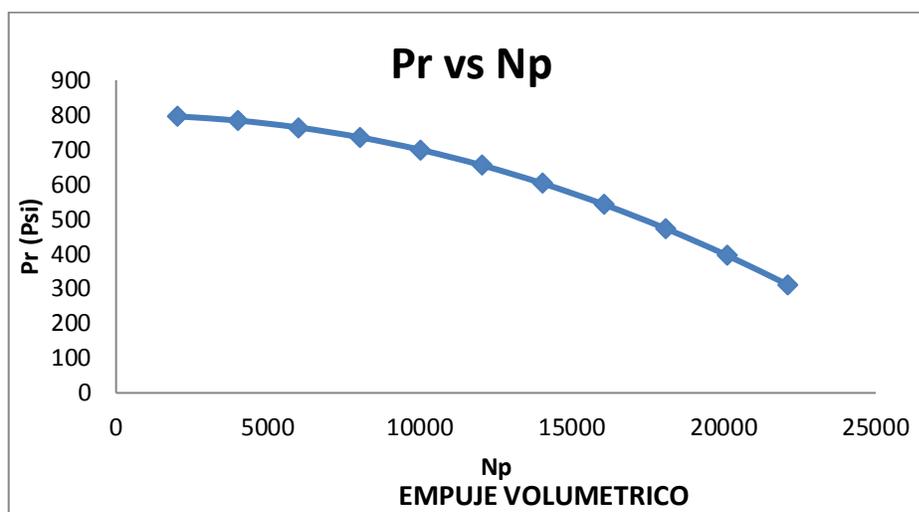
Las gráficas de  $q_0$  vs  $t$ , de la gráfica 2, son las que se utilizan con mayor frecuencia para fines de interpretación de la declinación de la producción.

Las gráficas que relacionan el porcentaje de agua con la producción y la producción acumulada son empleadas en yacimientos donde la última producción se fija por el porcentaje de agua, más que por la misma declinación de la producción de tal forma, que los datos puedan extrapolarse hasta el porcentaje de agua que representa el límite económico.

Las gráficas de presión contra la producción acumulativa, permiten tener idea del tipo de energía predominante en el yacimiento; así, cuando se trata de un yacimiento con empuje hidráulico, las presiones mantendrán casi constante grafica 2-3-1, mientras que en los yacimientos con empuje volumétrico, la presión tendrá a declinarse más rápidamente, grafica 2-3-2.



Gráfica 2-3-1



Gráfica 2-3-2

Fuente: ANÁLISIS DE LOS TIPOS DE CURVAS DE DECLINACIÓN DEPRODUCCIÓN, APLICANDO EL MÉTODO GRÁFICO Y CURVA TIPOFETKOVICH PARA UN YACIMIENTO DE GAS.

## 2.6 Caudal Crítico (Velocidad Crítica):

La velocidad crítica es definida como la mínima velocidad del gas en la tubería de producción requerido para mover las pequeñas gotas de líquidos hacia arriba, este fenómeno fue estudiado primeramente por Turner, quien desarrollo el Modelo de la Gótica de Turner. Según este modelo, el peso de la gótica actúa hacia abajo y la fuerza de arrastre del gas actúa hacia arriba. Cuando la fuerza de arrastre y del peso de la gótica se iguala, se dice que está a "velocidad critica". Por debajo de esta velocidad, las góticas caen y los líquidos se acumulan en el wellbore (Figura 5).

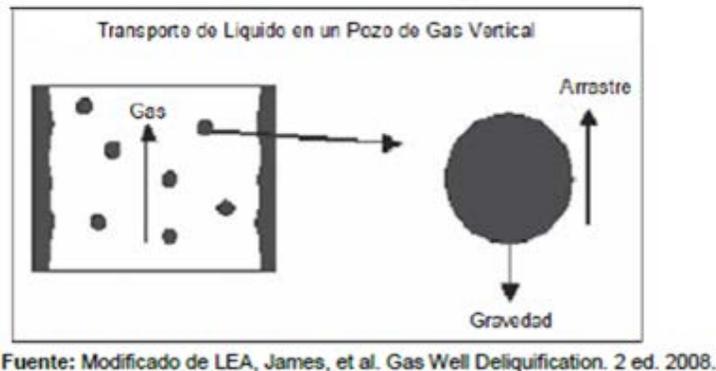


Figura 2-5: Modelo de la Gota de Turner

Turner desarrollo una serie de ecuaciones para determinar la velocidad crítica de una corriente de gas que transporta tanto condensado como agua.

$$V_{c, condensado} = \frac{4.043(45 - 0.0031P)^{1/4}}{(0.0031P)^{1/2}}$$

$$V_{c, agua} = \frac{5.321(67 - 0.0031P)^{1/4}}{(0.0031P)^{1/2}}$$

Con  $V_c$ , velocidad crítica en pies/seg y  $P$ , presión en psia, siendo por lo general la Presión de Cabeza.

Como se puede observar, la velocidad crítica no es en función del caudal de producción de gas o de líquido del pozo si no de la presión en cabeza, además

cuando un pozo produce a la vez tanto condensado como agua, se debe usar la ecuación para el agua, ya que esta es más pesada que el condensado y por lo tanto tendrá una velocidad crítica más alta.

La ecuación de velocidad crítica puede ser fácilmente transformada a la ecuación de caudal crítico,  $Q_c$ , la cual es mucho más práctica.

$$Q_c = \frac{3,067PV_c A}{(T + 460)Z} \text{ MMSCF/D}$$

Siendo,

$$A = \frac{(\pi)D_{ti}^2}{4 \times 144} \text{ pies}^2$$

T = Temperatura en superficie en F.

Z = Factor de formación de gas real.

P = Presión en superficie en cabeza de pozo psia.

A = Área transversal de la tubería.

$V_c$  = Velocidad crítica del gas.

$D_{ti}$  = Diámetro interno de la tubería, pulgadas.

Ahora, si reemplazamos las ecuaciones de velocidad crítica tanto para condensado como para agua en la fórmula de caudal crítico tendremos:

$$V_{c, \text{condensado}} = \frac{0.0676PD_{ti}^2(45 - 0.0031P)^{1/4}}{(T + 460)Z(0.0031P)^{1/2}} \text{ MMscf/D}$$

$$V_{c, \text{agua}} = \frac{0.0890PD_{ti}^2(67 - 0.0031P)^{1/4}}{(T + 460)Z(0.0031P)^{1/2}} \text{ MMscf/D}$$

De esta forma es posible calcular el caudal mínimo de producción de gas necesario para evitar la carga de líquidos en el pozo en función del diámetro de la tubería de producción, la presión en cabeza, la temperatura en superficie y el

factor de compresión del gas. Además, despejando  $D_{ti}$ , es posible determinar el diámetro de la tubería interna crítica o el máximo posible sin que se produzca la carga de líquidos.

$$D_{ti} = \sqrt{\frac{59,94Q_c(T + 460)Z}{PV_c}} \text{ pies}$$

### 2.6.1 Velocidad Crítica para Pozos de baja Presión:

La ecuación desarrollada por Turner está basada en datos de pozos de alta presión fluyendo, para pozos con baja presión, menores a 1000 psia es necesario ajustar la ecuación de Turner al multiplicar las ecuaciones por un factor de 0,8.

$$V_{c, \text{condensado}} = \frac{3.369(45 - 0.0031P)^{1/4}}{(0.0031P)^{1/2}}$$

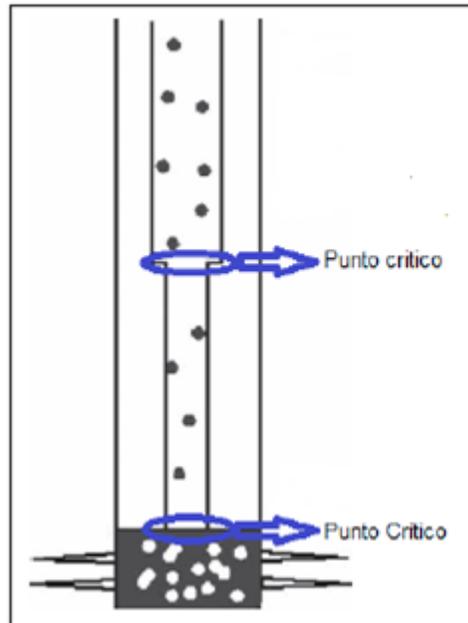
$$V_{c, \text{condensado}} = \frac{0.0563PD_{ti}^2(45 - 0.0031P)^{1/4}}{(T + 460)Z(0.0031P)^{1/2}} \text{ MMscf/D}$$

$$V_{c, \text{agua}} = \frac{0.0742PD_{ti}^2(67 - 0.0031P)^{1/4}}{(T + 460)Z(0.0031P)^{1/2}} \text{ MMscf/D}$$

### 2.6.2 Velocidad Crítica con la Profundidad:

Debido a que la gran mayoría de los casos se perforan y completan pozos con diámetros de tubería de producción diferentes, es necesario evaluar la velocidad crítica en los puntos de la sarta de tubería en donde se cambia un diámetro de la tubería de producción pequeño por uno de mayor diámetro, igualmente ocurre lo mismo en pozos donde se completan con el casing colgando, lejos de las perforaciones, en este caso, las velocidades más bajas se encontraran en el fondo del pozo ya que será en donde estará el diámetro más grande de flujo y por ello será el punto más crítico y el primero en cargarse con líquidos (Figura 6).

Por lo general, si un pozo con una sarta de diámetro constante, tiene una velocidad crítica en el fondo del pozo que es aceptable, es decir, la velocidad de flujo del gas es mayor que la velocidad crítica, entonces, la velocidad crítica será aceptable para todo el resto de la tubería.



Fuente: Modificado de LEA, James, et al. Gas Well Deliquification. 2 ed. 2008.

Figura 2-6: Puntos Críticos en el Wellbore.

La gráfica permite observar los dos puntos críticos en los cuales se presenta la velocidad de flujo más baja debido al cambio en el diámetro de la tubería.

Es importante también entender que la presión y la temperatura pueden variar de forma significativa a lo largo de la tubería lo cual puede llevar a cambios en la velocidad de un punto a otro a lo largo de la tubería de producción aun cuando la tasa de flujo sea constante.

## **CAPITULO 3**

### **APLICACION DEL EQUIPO Y USO DEL SURFACTANTE (O ESPUMA)**

#### **3.1 Definición:**

Una instalación de sarta o capillary string, es un sistema de “microtubing”, el cual es colgado en el pozo de manera similar a una tubería de producción convencional, esta sarta capilar puede ser instalada dentro de la tubería de producción o a un lado por fuera de esta (espacio anular).

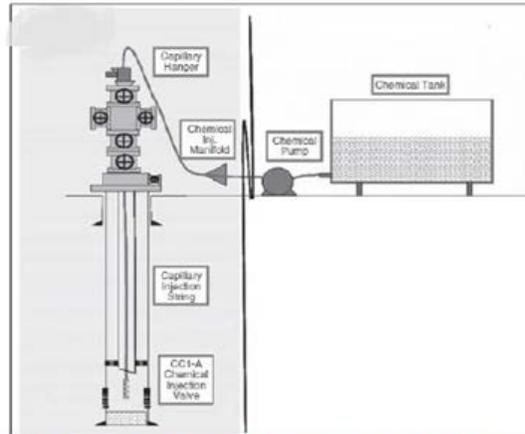
La sarta capilar es generalmente instalada usando una unidad de tubería enrollada capilar o CCTU, por sus siglas en inglés (Figura 7). Algunas de las ventajas de usar sistemas de inyección capilares son su facilidad de instalación, versatilidad y bajo costo del sistema.



Figura 3-7 Tubería Enrollada Capilar

### 3.2 Descripción del Equipo:

El sistema capilar está compuesto de cuatro partes principales, que además están unidos al sistema de tanque o bomba de inyección de surfactantes en superficies (Figura 8).



Fuente: Modificado de LEA, James, et al. Gas Well Deliquification. 2 ed. 2008.

Figura 3-8: Sistema de Tanque.

### 3.3 Elementos del Equipo:

- Válvulas de inyección de químicos o válvula de pie, la cual está presurizada a las condiciones del pozo y solo permite la inyección del surfactante bajo determinadas condiciones.
- La sarta capilar, la cual está compuesta de aleaciones de acero inoxidable y tienen un diámetro externo que varía entre  $\frac{1}{4}$  a  $\frac{3}{8}$  de pulgada.
- El capillary hanger, que sostiene la sarta capilar en su sitio y sella la sarta de modo que previene cualquier tipo de derrame o escape de fluidos producidos.

### 3.4 **Aplicaciones:**

- Plantas de tratamiento.
- Tratamientos de pozos.
- Líneas de producción.

### 3.5 **Agente Espumante:**

El uso de la espuma producida por surfactantes puede ser efectivo para pozos de gas que acumulan líquidos a promedios bajos. La espuma reduce la densidad y la tensión de superficie de la columna de líquido, lo cual reduce la velocidad crítica de gas necesaria para elevar los fluidos a la superficie y ayuda a la remoción de líquidos del pozo. Comparado con otros métodos de levantamiento artificial, los agentes espumantes son uno de los recursos más baratos para descargar los pozos de gas. Los agentes espumantes funcionan mejor si el fluido en el pozo es de al menos 50% de agua (Figura 9).



Figura 3-9: Agente espumante líquido.

Los surfactantes se aplican al pozo como barras de jabón o como un líquido inyectado directamente en el espacio anular entre la tubería de revestimiento y la tubería de producción o por capilaridad hacia debajo de la sarta de la tubería de producción. Para pozos poco profundos, ingresa, el surfactante hacia el

espacio anular del pozo a través de una válvula abierta. Para pozos profundos, un sistema de inyección de surfactantes requiere de la instalación de equipo de superficie, así como de un seguimiento regular. El mencionado equipo incluye un recipiente de surfactante o “jabón”, una bomba de inyección, una válvula de motor con un temporizador (dependiendo del diseño de la instalación), y una fuente de energía para la bomba.

Las bombas eléctricas pueden ser alimentadas con corriente alterna, o por energía solar para cargar baterías, también están las bombas mecánicas o neumáticas accionadas por presión del gas.

La aplicabilidad de los surfactantes para deshidratar pozos de gas está determinada por dos limitantes los cuales son el costo económico y la efectividad de los surfactantes para reducir la presión en el fondo del pozo. El límite económico está determinado por el costo en el equipo (el cual es proporcional a la cantidad de líquido a deshidratar) y los costos en el equipamiento necesario para inyectar el surfactante en el fondo del pozo así como su posterior tratamiento en superficie.

Los pozos de gas con un bajo caudal y una relación Gas-Líquido, RGL, entre 1000 a 8000 scf/bbl son los mejores candidatos para la aplicación de surfactantes como un método para deshidratar los pozos. Para pozos con RGL mas altos, puede ser más viable utilizar plunger lift, mientras que con un RGL más bajo, es más viable un método de bombeo.

### 3.6 Ventajas y Desventajas:

#### **Ventajas:**

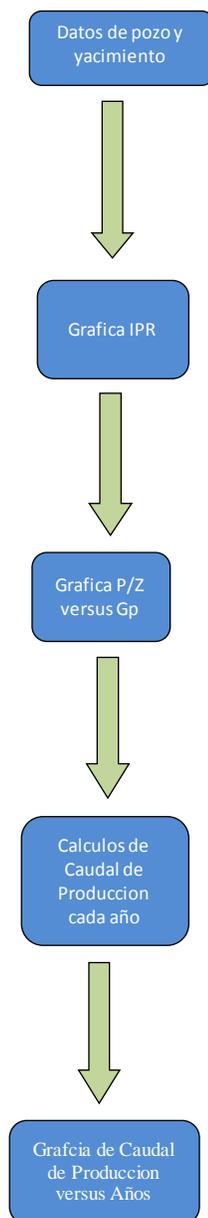
- La espuma es un método muy simple y barato para pozos con bajo caudal de producción, ya que los costos de los químicos son proporcionales al caudal de agua removido.

- No se requiere de un equipo en fondo de pozo.
- El método es aplicable a pozos con caudales muy bajos de producción y por ende con bajas velocidades de flujo de gas.

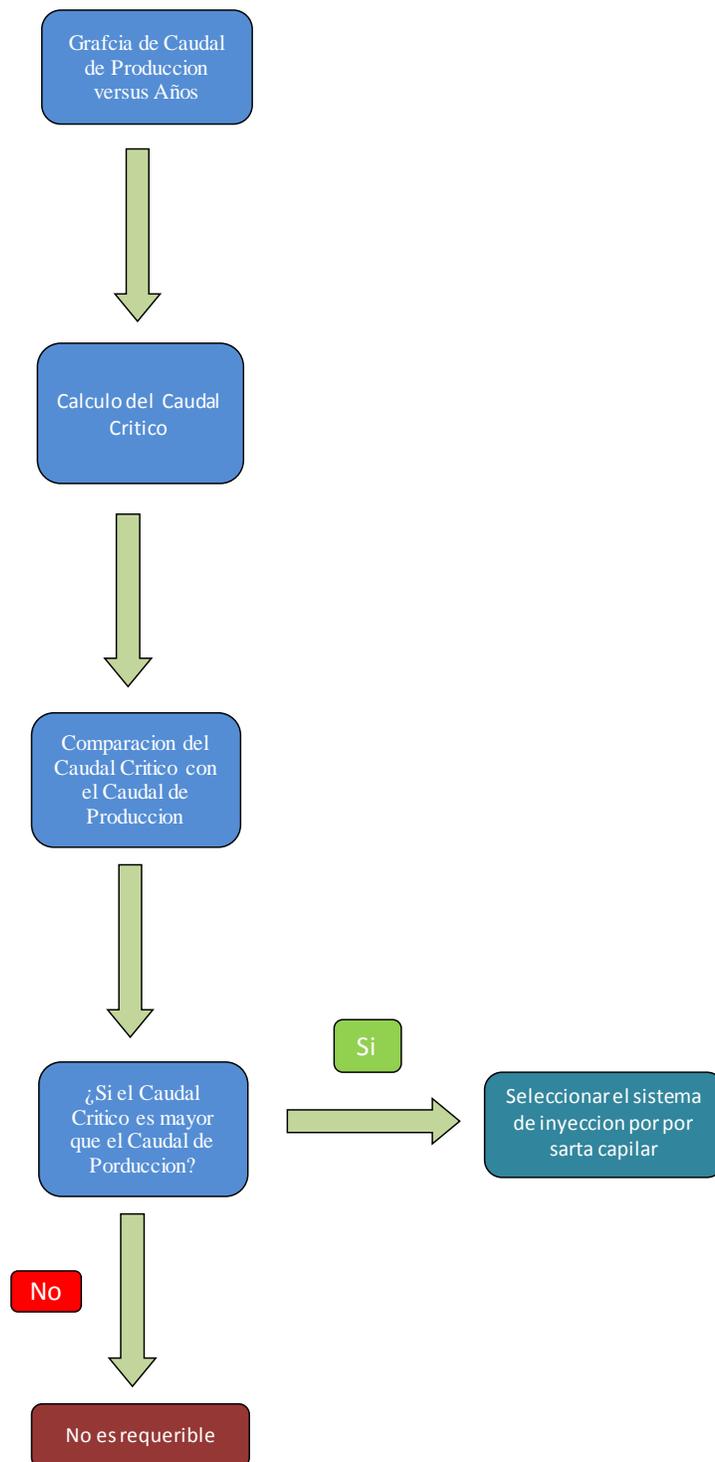
**Desventajas:**

- Según el surfactante usado, se pueden generar problemas de emulsiones.
- La efectividad de la espuma depende en gran medida de la cantidad y tipo de fluido en el pozo.
- Los surfactantes no son efectivos para líquidos de gas natural o para hidrocarburos líquidos.

### 3.7 Diagrama del Proceso:



Grafica 3-4: Diagrama de Proceso.



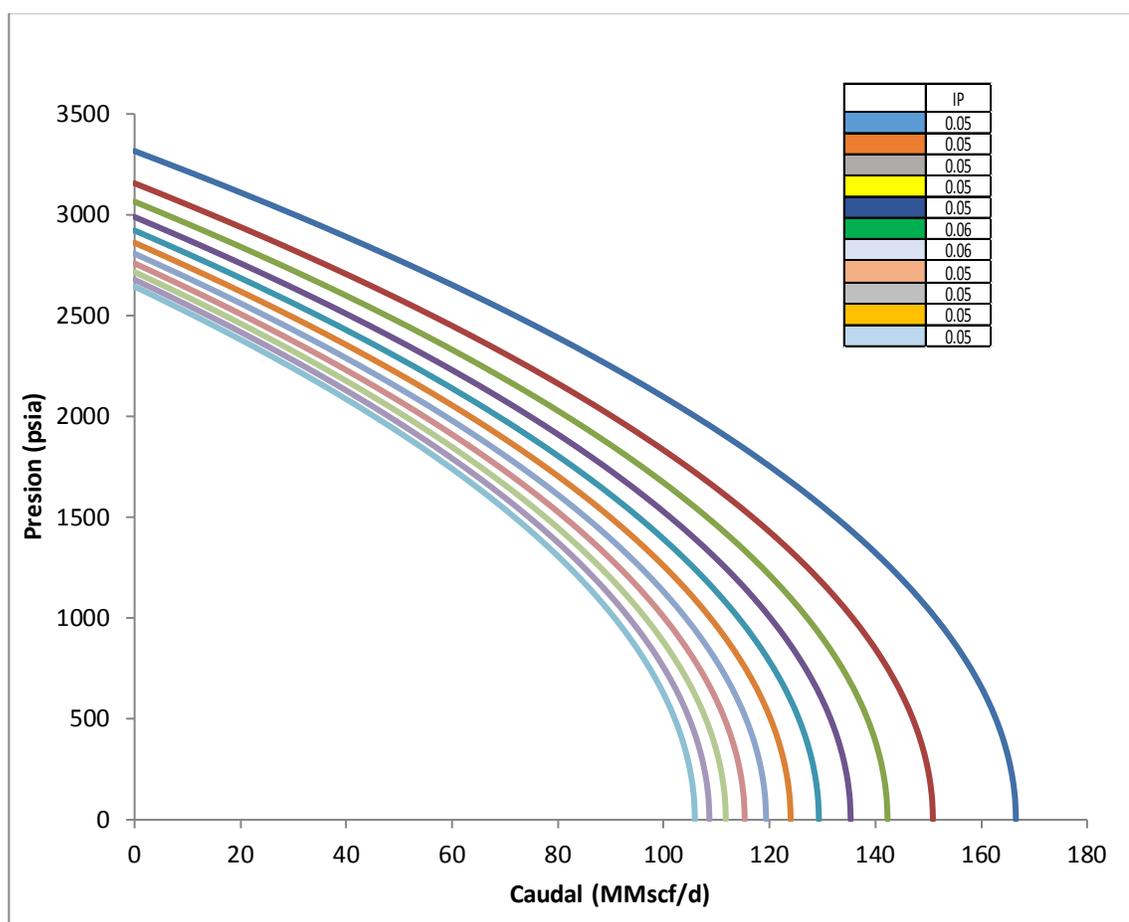
Grafica 3-5: Diagrama de Proceso.

## CAPITULO 4

### CALCULOS Y RESULTADOS

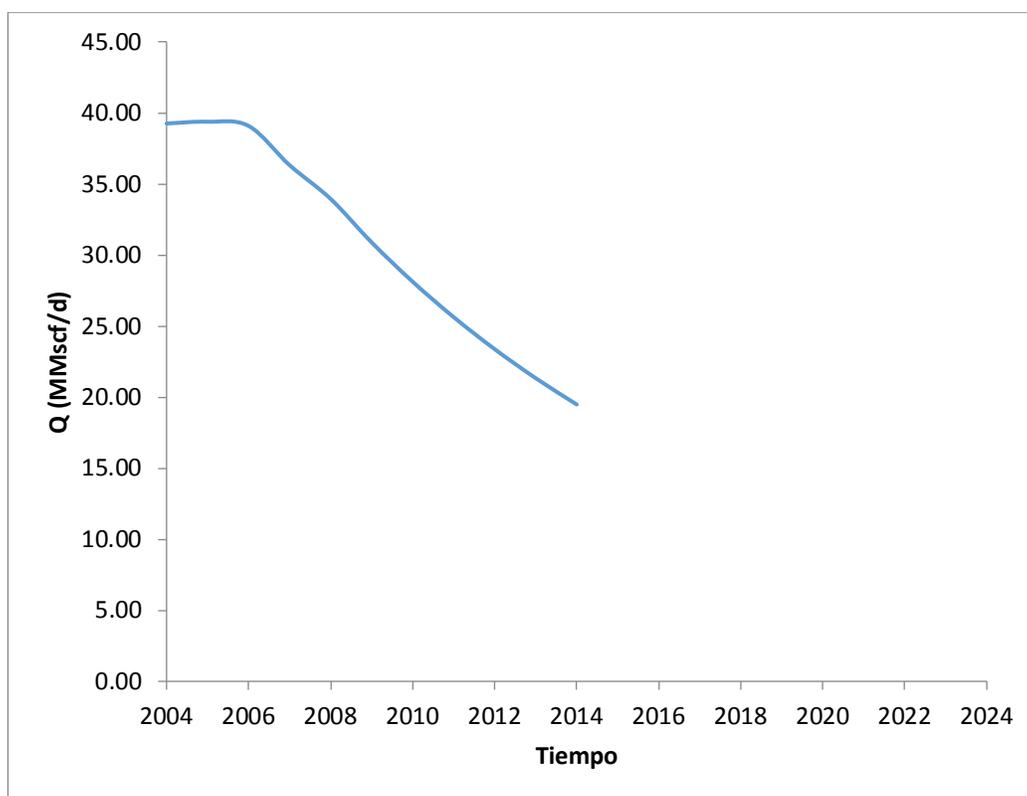
Primero formamos la curva IPR (Grafica 4-6), esto se determina con la fórmula de caudal y los datos de reservorio (Anexo A):

$$\frac{q}{(P_e^2 - P_{wf}^2)} = \frac{kh}{1424\mu ZT \left( \ln \frac{r_e}{r_w} + S \right)}$$



Grafica 4-6: Curva IPR

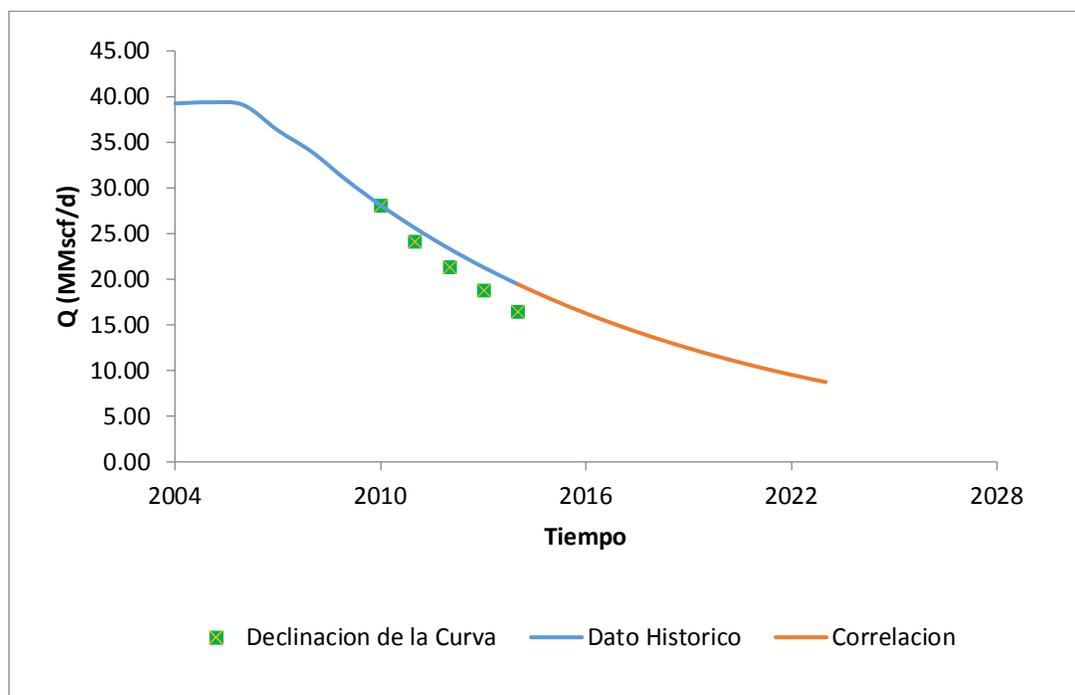
Dentro de la información, generamos la gráfica 4-7, Caudal versus Tiempo (grafica histórica-Anexo B).



Grafica 4-7: Caudal versus Tiempo

En esta gráfica, se ve el comportamiento del caudal, al inicio, empezando en el 2004, un caudal casi constante, hasta el 2007 y desde aquí, empieza a declinar, esto es un comportamiento normal, donde no hay acumulación de agua, ya que su producción de caudal, disminuye por efecto de la disminución natural de la presión.

En la siguiente gráfica 4-8, nos muestra, el cambio de la curva, con el dato histórico.



Gráfica 4-8: Declinación de la Curva

Esto nos muestra una posible acumulacion, de agua dentro del pozo a partir del 2011 hasta el 2014.

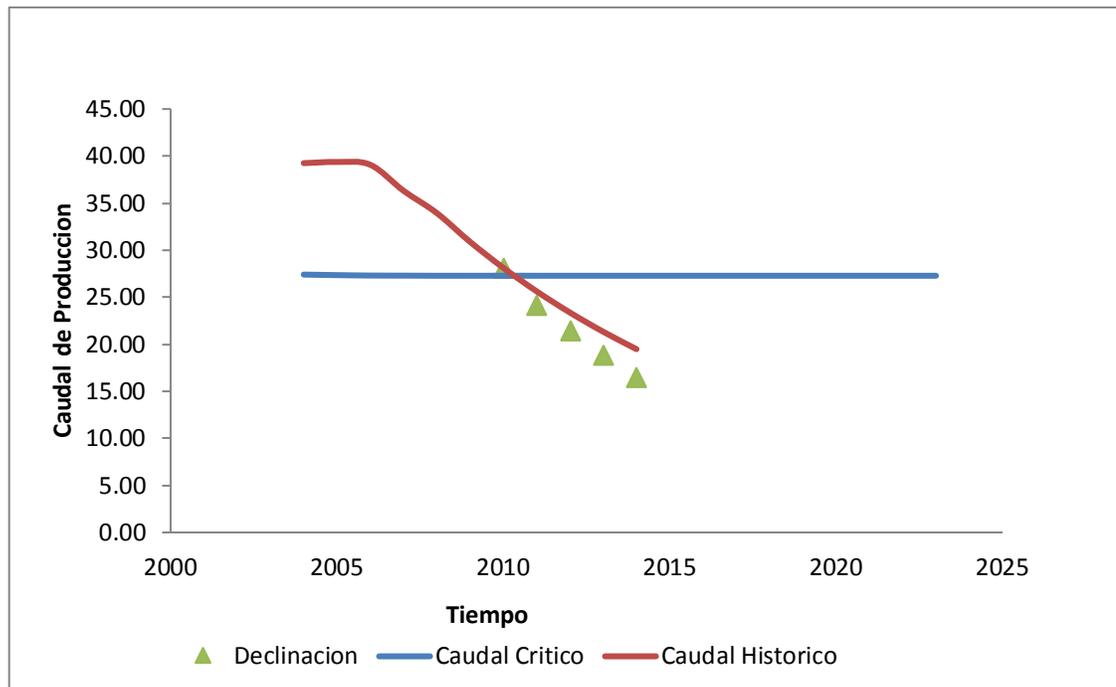
Para determinar la acumulación de líquidos en el fondo debemos de calcular su caudal crítico y compararlo con el caudal de producción.

Esta velocidad crítica se obtiene de la siguiente formula:

$$Q_c = \frac{0.0890D_{ti}^2(67 - 0.0031P)^{1/4}}{(T + 460)Z(0.0031P)^{1/2}}$$

Donde la velocidad critica es de 27.8 MMscf/d, donde a partir del 2011 su velocidad de producción es de 24.12 MMscf/d, esto nos indica que el caudal critico (Anexo C), es mayor que el caudal de producción y nos da como resultado la presencia de líquidos en el fondo.

Esto se puede apreciar en la siguiente gráfica 4-9.



Grafica 4-9: Declinación y Caudal Crítico

Como se muestra en la gráfica, hay una acumulación de líquidos en el fondo, para poder liberar esa columna de líquidos, debemos de inyectar surfactante, para generar la espuma en el fondo del pozo, depende en gran medida de la cantidad de líquido a descargar, ya que de este volumen depende de la cantidad de químico a inyectar. Una regla general, es inyectar 1000 ppm de concentración de surfactante por barril de agua a deshidratar. Sabiendo que:

$$1 \text{ ppm} = \frac{1 \text{ mg}}{1 \text{ Litro}}$$

Haciendo la conversión de unidades:

$$10000 \text{ ppm} \times \frac{1 \text{ mg}}{1 \text{ Litro}} \times \frac{1 \text{ Litro}}{0.035 \text{ pies}^3} \times \frac{5.64 \text{ pies}^3}{1 \text{ bbl}} \times \frac{1 \text{ gr}}{1000 \text{ mg}} = 1611 \frac{\text{gr}}{\text{bbl}}$$

Para poder determinar la cantidad de surfactante, debemos de obtener la cantidad de masa de agua por medio de la siguiente formula.

$$m_{agua} = \frac{P_{v-agua} \times 4.73 \times 10^4}{P - P_{v-agua}} \frac{lbs}{MMscf}$$

Dónde:

$P_{v-agua}$  , es Presion de vapor de agua. Psia

La presión de vapor de agua se calcula de la siguiente formula:

$$P_{vapor-agua} = \exp\left(A + \frac{B}{(T + 459.6)} + C \ln(T + 459.6) + D(T + 459.6)^E\right)$$

Dónde:

A=69.103501.

B=-13064.76.

C=-7.3037.

D=1.2856E-06.

E=2

P: la presión en °F.

Después hacemos la corrección por salinidad:

$$m_{agua-corr} = m_{agua} (1 - 2.87 \times 10^{-8} \times Cl^{1.266})$$

Dónde: Cl: en ppm.

Para el caculo del volumen de agua debemos de calcular la masa de agua tanto a condiciones de reservorio y a condiciones en cabeza de pozo, luego pasamos a calcular la masa de agua corregida y restamos las dos cantidades de masa de agua corregida (a condiciones de reservorio y a condiciones de cabeza de pozo).

De ahí calculamos el volumen de agua:

$$v_{\text{agua}} = \frac{m_{\text{agua-corr}} \frac{\text{lbs}}{\text{MMscf}} \text{ pie}^3}{62.4 \frac{\text{Lbs}}{\text{pie}^3} \text{ MMscf}}$$

El valor de volumen de agua que se calculó es de por cada 1 MMscf hay 8.91 Bbls.

Desde el 2010 hasta el 2014, hay un incremento de agua eso se ve por la disminución de caudal, que se muestra en la gráfica, la acumulación total es ese periodo de tiempo es de 9 MMscf.

Haciendo una regla de tres obtenemos el caudal de agua.

Caudal de agua, bpd	Cantidad de surfactante al día (Kg)	Cantidad de surfactante al mes (Kg)
80.19	129.2	3876

## CAPITULO 5

### ANALISIS ECONOMICO

1. Costo del equipo:

EQUIPO	PRECIO (\$)
Capillary Hanger	10,000
Chemical Injection Manifold	Incluido al Chemical Pump
Chemical Pump	1,500
Chemical Tank	Incluido al Chemical Pump
Capillary Injection String (7 \$/ft)	70,000
Chemical Injection Valve	950
TOTAL	82,450

2. Costo del insumo para el equipo

El costo del insumo químico generalmente es un promedio de los 330 galones (\$4,381.67).

3. Volumen de fluido que se saca: 19.48 MMscf/d.

4. Costo operativo: 2748 \$ por día.

5. Tiempo de evaluación: En la hoja de cálculo (Anexo D), se ve que el tiempo de evaluación sale positivo, esto quiere decir que es viable.

## **CAPITULO 6**

### **CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

#### **Conclusiones:**

Es posible determinar la formación de líquidos en la tubería usando la teoría de curvas de declinación en reservorios volumétricos (historia de presión-caudal) y realizando una comparación con la declinación teórica.

La variable que determina que el reservorio no es capaz de levantar los líquidos está dada por el caudal crítico. Al comparar este valor teórico con la producción real es posible determinar en qué momento empieza a disminuir el draw down y los líquidos no pueden ser llevados a superficie.

El caudal mínimo de levantamiento para una tubería de 7" pulgadas es de 28.12 MM scf/día, cuando se obtenga este caudal se requiere hacer un monitoreo de niveles de fluido.

De acuerdo a los análisis realizados para un caudal de agua de 80 BPD, en un diámetro de pozo de 0.35 ft, se requiere de 3876 Kg de surfactante al mes, para poder recuperar la capacidad, este tratamiento se debe de aplicarse cada tres meses.

El sistema que se requiere para poder hacerlo operativamente es el sistema de inyección capilar, que usa los siguientes equipos: Válvulas de inyección de químicos, sarta capilar, colgador capilar, bomba química y tanque químico.

La evaluación económica efectuada muestra un VAN positivo para este tipo de tratamiento, siendo una opción viable técnica-económica.

#### **Comentarios:**

El monitoreo del pozo se debe realizar en forma continua en especial las variables de caudal (gas, agua, condensado), presión de cabeza, análisis del agua de producción, composición del gas producido. Esto se debe graficar y realizar los cálculos de caudal crítico y declinación real vs esperada para determinar si hay o no formación de líquidos en el pozo.

En general esto es útil para pozos que presenta bajo caudal de producción, en el caso específico de los pozos de la Camisea el caudal de producción es superior a 50 MM scf/día razón por la cual los líquidos son levantados a superficie.

Es necesario realizar pruebas de laboratorio que permitan demostrar que el surfactante no causa problemas de emulsión ni mojabilidad, del mismo modo permite evaluar la efectividad de la espuma.

## **CAPITULO 7**

### **BIBLIOGRAFIA**

- Juan Dupré, Raúl Giérega, René Segura Unidad Económica Loma La Lata, Repsol- YPF S.A Pablo Cabral, Pedro Constanza, Martín Donino, Luis Mardones, Alejandro Suriano PQB (Productos Químicos Bolland), Bolland y Cia. S.A. WW.OILPROCUCER.COM-WEATHERFORD.
- Evaluación de Tecnologías y Metodologías utilizadas para efectuar la deshidratación (DEWATERING) en pozos de gas, aplicación a un prospecto Colombiano (UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER).
- Manejo de la Producción de agua en un Yacimiento Gasífero naturalmente fracturado: Optimización de la Extracción Natural Mediante la Aplicación de Espumantes en fondo atreves de Capilar.
- Corrosión en la Industria Petrolera por CO<sub>2</sub> o H<sub>2</sub>S, Profa. Marianela Fernández.
- Foamatron™VDF-137, Pozos ahogados obtienen producción a partir de un tratamiento con espumantes.
- LEA, James; NIKENS, Henry, WELLS, Mike, GAS WELL DELIQUIFICATION Gulf Professional Publishing, Segunda Edición, 2008.
- LIBSON, Tim, Henry, James, Case Histories: Identification of and Remedial Action for Liquid Loading in Gas Wells-Intermediate Shelf Gas Play, SPE 7467. Año 1980.
- Program PROSPER, version 13.8.

**CAPITULO 8****ANEXOS****Anexo "A"**

<b>DATOS</b>		
K	20	md
Pr	3316	psia
Tr	643	R
u	0.02	cp
Z	0.83	
Re	6231	ft
Rw	0.35	ft
hn/hb	0.8	
hn	185	ft
OGIP	0.8	TCF
M	27	g/mol
S	5	
Tsup	120	°F

<b>IPR</b>	
Pwf ( psia )	Q ( MMscf/D)
3316	0
3200	11.449
3100	20.991
3000	30.231
2900	39.167
2800	47.801
2700	56.132
2600	64.159
2500	71.884
2400	79.306
2300	86.425
2200	93.241
2100	99.754
2000	105.964
1900	111.871
1800	117.476
1700	122.777
1600	127.776
1500	132.471
1400	136.864
1300	140.953
1200	144.740
1100	148.224
1000	151.404
900	154.282
800	156.857
700	159.129
600	161.098
500	162.764
400	164.128
300	165.188
200	165.945
100	166.400
0	166.551

<b>IPR</b>	
Pwf ( psia )	Q ( MMscf/D)
3156	0
3100	5
3000	15
2900	23
2800	32
2700	40
2600	48
2500	56
2400	64
2300	71
2200	78
2100	84
2000	90
1900	96
1800	102
1700	107
1600	112
1500	117
1400	121
1300	125
1200	129
1100	133
1000	136
900	139
800	141
700	143
600	145
500	147
400	148
300	150
200	150
100	151
0	151

<b>IPR</b>	
Pwf ( psia )	Q ( MMscf/D)
3065	0
3000	6
2900	15
2800	24
2700	32
2600	40
2500	48
2400	55
2300	62
2200	69
2100	75
2000	82
1900	88
1800	93
1700	99
1600	104
1500	108
1400	113
1300	117
1200	120
1100	124
1000	127
900	130
800	133
700	135
600	137
500	139
400	140
300	141
200	142
100	142
0	142

<b>IPR</b>	
Pwf ( psia )	Q ( MMscf/D)
2989	0
2900	8
2800	17
2700	25
2600	33
2500	41
2400	48
2300	55
2200	62
2100	69
2000	75
1900	81
1800	86
1700	92
1600	97
1500	101
1400	106
1300	110
1200	114
1100	117
1000	120
900	123
800	126
700	128
600	130
500	132
400	133
300	134
200	135
100	135
0	135

<b>IPR</b>	
Pwf ( psia )	Q ( MMscf/D)
2922	0
2900	2
2800	11
2700	19
2600	27
2500	35
2400	42
2300	49
2200	56
2100	63
2000	69
1900	75
1800	80
1700	86
1600	91
1500	95
1400	100
1300	104
1200	108
1100	111
1000	114
900	117
800	120
700	122
600	124
500	126
400	127
300	128
200	129
100	129
0	129

<b>IPR</b>	
Pwf ( psia )	Q ( MMscf/D)
2861	0
2800	5
2700	14
2600	22
2500	29
2400	37
2300	44
2200	51
2100	57
2000	63
1900	69
1800	75
1700	80
1600	85
1500	90
1400	94
1300	98
1200	102
1100	106
1000	109
900	112
800	114
700	117
600	119
500	120
400	122
300	123
200	123
100	124
0	124

<b>IPR</b>	
Pwf ( psia )	Q ( MMscf/D)
2807	0
2800	1
2700	9
2600	17
2500	25
2400	32
2300	39
2200	46
2100	53
2000	59
1900	65
1800	70
1700	76
1600	81
1500	85
1400	90
1300	94
1200	98
1100	101
1000	104
900	107
800	110
700	112
600	114
500	116
400	117
300	118
200	119
100	119
0	119

<b>IPR</b>	
Pwf ( psia )	Q ( MMscf/D)
2759	0
2700	5
2600	13
2500	21
2400	28
2300	35
2200	42
2100	49
2000	55
1900	61
1800	66
1700	72
1600	77
1500	81
1400	86
1300	90
1200	93
1100	97
1000	100
900	103
800	106
700	108
600	110
500	112
400	113
300	114
200	115
100	115
0	115

<b>IPR</b>	
Pwf ( psia )	Q ( MMscf/D)
2716	0
2700	1
2600	9
2500	17
2400	24
2300	32
2200	38
2100	45
2000	51
1900	57
1800	63
1700	68
1600	73
1500	78
1400	82
1300	86
1200	90
1100	93
1000	97
900	99
800	102
700	104
600	106
500	108
400	109
300	110
200	111
100	112
0	112

<b>IPR</b>	
Pwf ( psia )	Q ( MMscf/D)
2678	0
2600	6
2500	14
2400	21
2300	29
2200	35
2100	42
2000	48
1900	54
1800	60
1700	65
1600	70
1500	75
1400	79
1300	83
1200	87
1100	90
1000	93
900	96
800	99
700	101
600	103
500	105
400	106
300	107
200	108
100	108
0	109

<b>IPR</b>	
Pwf ( psia )	Q ( MMscf/D)
2644	0
2600	3
2500	11
2400	19
2300	26
2200	33
2100	39
2000	45
1900	51
1800	57
1700	62
1600	67
1500	72
1400	76
1300	80
1200	84
1100	88
1000	91
900	94
800	96
700	98
600	100
500	102
400	103
300	105
200	105
100	106
0	106

**Anexo "B"**

Análisis de Reservorio																
Año	Pe	Pwf	Z	u	Q (MMscf/d)	Gp Well (BCF)	P/Z	P	Pm	Z	u	Q (MMscf/d)	Gp Well (BCF)	P/Z	P	
2004	3316	2600	0.83	0.02	64.16	23.40	3894.20	32723	32662	0.80	0.03	38.89	14.20	39425789	3163.95	329396
2005	3356	2408	0.8006	0.03	37.67	37.17	3023.98	306162	30085	0.79	0.03	39.39	28.58	38704088	3065.22	310164
2006	3365	2340	0.7921	0.03	37.96	51.02	3753.22	297281	3033.00	0.79	0.03	39.38	42.88	37882655	2907.86	302652
2007	2989	2300	0.7800	0.03	35.42	63.90	3807.00	280177	2946.47	0.78	0.03	36.46	56.17	37319754	2920.21	295469
2008	2922	2300	0.7830	0.03	33.19	76.04	3625.32	283834	2880.21	0.78	0.03	34.16	68.61	36939299	2839.21	288055
2009	2661	2300	0.7797	0.03	30.27	87.11	3583.90	278235	2821.88	0.78	0.02	31.00	79.92	36128888	2805.11	283310
2010	2807	2300	0.7769	0.02	27.62	97.93	3374.42	273238	2769.99	0.77	0.02	28.24	90.23	35619399	2757.05	278210
2011	2759	2300	0.7747	0.02	25.22	106.38	3470.40	268837	2723.88	0.77	0.02	25.74	99.62	35139443	2714.20	273670
2012	2716	2300	0.7729	0.02	23.04	114.88	3427.45	264904	2680.74	0.77	0.02	23.48	108.19	34707993	2635.85	268614
2013	2678	2300	0.7714	0.02	21.06	122.45	3388.19	261362	2645.88	0.77	0.02	21.43	116.02	34317283	2614.48	265979
2014	2644	2300	0.7702	0.02	19.36	128.94	3353.20	258178	2612.78	0.77	0.02	19.57	123.16	33958053	2610.45	262711
2015	2613	2300	0.7691	0.02	17.61	135.92	3319.46	255310	2580.97	0.77	0.02	17.89	129.69	33631074	2582.51	259767
2016	2585	2300	0.7683	0.02	16.11	141.84	3289.42	252721	2556.07	0.77	0.02	16.35	135.66	33338652	2571.26	257109
2017	2560	2300	0.7676	0.02	14.75	147.27	3261.93	250380	2531.75	0.77	0.02	14.95	141.11	33053048	2549.40	254705
2018	2537	2300	0.7670	0.02	13.30	152.14	3235.77	248239	2509.73	0.77	0.02	13.68	146.10	32803536	2533.68	253527
2019	2516	2300	0.7666	0.02	12.36	156.66	3213.73	246335	2489.76	0.77	0.02	12.51	150.67	32578627	2494.88	250552
2020	2497	2300	0.7660	0.02	11.32	160.88	3192.69	244588	2471.62	0.77	0.02	11.45	154.85	32368837	2477.79	248738
2021	2480	2300	0.7658	0.02	10.37	164.57	3173.30	243000	2455.15	0.77	0.02	10.48	158.68	32178886	2462.25	247127
2022	2465	2300	0.7655	0.02	9.50	168.06	3155.60	241535	2440.15	0.77	0.02	9.60	162.18	32001125	2448.10	245643
2023	2451	2300	0.7653	0.02	8.70	171.21	3139.39	240239	2426.59	0.76	0.02	8.79	165.39	31840858	2435.21	244291

Cálculo Z	
Tr	643
Psc	648
Tsc	433
Tsr	1.485
A	0.409222653
B	B
C	0.077046117
D	0.966459866

Cálculo u	
K	118.5940654
X	5.304418648
Y	1.33911627



**Anexo "D"**

**FLUJO DE CAJA MENSUAL**

Detalle	MESES	MES O	ENERO			FEBRERO			MARZO			ABRIL			MAYO			JUNIO			JULIO			AGOSTO			SEPTIEMBRE			OCTUBRE			NOVIEMBRE			DICIEMBRE		
					31		28		31		30		31		30		31		30		31		30		31		30		31		30		31					
Ganancia de producción Mscf/d	19480		603,880	545,440	603,880	584,400	603,880	603,880	584,400	603,880	603,880	603,880	584,400	603,880	603,880	603,880	584,400	603,880	603,880	603,880	603,880	584,400	603,880	603,880	603,880	584,400	603,880	603,880	584,400	603,880	603,880	584,400	603,880	603,880				
Precio del gas \$/Mscf	2.061		1,244,597	1,124,152	1,244,597	1,204,448	1,244,597	1,244,597	1,204,448	1,244,597	1,244,597	1,244,597	1,204,448	1,244,597	1,244,597	1,244,597	1,204,448	1,244,597	1,244,597	1,244,597	1,244,597	1,204,448	1,244,597	1,244,597	1,244,597	1,204,448	1,244,597	1,244,597	1,204,448	1,244,597	1,244,597	1,204,448	1,244,597	1,244,597				
Ingreso			1,244,597	1,124,152	1,244,597	1,204,448	1,244,597	1,244,597	1,204,448	1,244,597	1,244,597	1,244,597	1,204,448	1,244,597	1,244,597	1,244,597	1,204,448	1,244,597	1,244,597	1,244,597	1,244,597	1,204,448	1,244,597	1,244,597	1,244,597	1,204,448	1,244,597	1,244,597	1,204,448	1,244,597	1,244,597	1,204,448	1,244,597	1,244,597				
Costos operativo por día \$	2748		85,188	76,944	85,188	82,440	85,188	85,188	82,440	85,188	85,188	85,188	82,440	85,188	85,188	85,188	82,440	85,188	85,188	85,188	85,188	82,440	85,188	85,188	85,188	82,440	85,188	85,188	82,440	85,188	85,188	82,440	85,188	85,188				
Equipos \$	86500		86,500	86,500	86,500	86,500	86,500	86,500	86,500	86,500	86,500	86,500	86,500	86,500	86,500	86,500	86,500	86,500	86,500	86,500	86,500	86,500	86,500	86,500	86,500	86,500	86,500	86,500	86,500	86,500	86,500	86,500	86,500	86,500				
Regalias (37.24% de la producción)	0.3724		463,488	418,634	463,488	448,537	463,488	463,488	448,537	463,488	463,488	463,488	448,537	463,488	463,488	463,488	448,537	463,488	463,488	463,488	463,488	448,537	463,488	463,488	463,488	448,537	463,488	463,488	448,537	463,488	463,488	448,537	463,488	463,488				
Egresos	314133		635,176	582,078	635,176	617,477	635,176	635,176	617,477	635,176	635,176	635,176	617,477	635,176	635,176	635,176	617,477	635,176	635,176	635,176	635,176	617,477	635,176	635,176	635,176	617,477	635,176	635,176	617,477	635,176	635,176	617,477	635,176	635,176				
Impuestos (30% de la producción)	181164		181,164	163,632	181,164	175,320	181,164	181,164	175,320	181,164	181,164	181,164	175,320	181,164	181,164	181,164	175,320	181,164	181,164	181,164	181,164	175,320	181,164	181,164	181,164	175,320	181,164	181,164	175,320	181,164	181,164	175,320	181,164	181,164				
Flujo de caja	-495,296.9		428,257	378,442	428,257	411,652	428,257	428,257	411,652	428,257	428,257	411,652	428,257	411,652	428,257	428,257	411,652	428,257	428,257	428,257	411,652	428,257	428,257	411,652	428,257	428,257	411,652	428,257	428,257	411,652	428,257	428,257	411,652	428,257				
				806,699																																		
			1,234,955																																			
			1,646,607																																			
			2,074,864																																			
				2,486,516																																		
				2,914,773																																		
				3,343,030																																		
				3,754,662																																		
				4,182,938																																		
<b>TOTAL \$</b>																																			5,022,847			