

**ALTERNATIVAS DE EXPLOTACIÓN DE UN CAMPO DE GAS: CASO
REAL COLOMBIANO.**

PEDRO JOYA HERNÁNDEZ

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE CIENCIAS FISCOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2006

**ALTERNATIVAS DE EXPLOTACIÓN DE UN CAMPO DE GAS: CASO
REAL COLOMBIANO.**

PEDRO JOYA HERNÁNDEZ

**Monografía para optar al título de
Especialista en Ingeniería de Gas**

Director.

MSc. SAMUEL FERNANDO MUÑOZ NAVARRO

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2006.

*Con mucho cariño, a mi esposa por su
incondicionalidad, apoyo y compañía,
A mi hija Catalina, que me alegra la vida,
A todos mis amigos, en especial a Tyrone,
Jorge, Otto y Silvia.*

PEDRO

AGRADECIMIENTOS

El autor manifiesta sus más sinceros agradecimientos a:

Ingeniero Samuel Fernando Muñoz N., por su orientación y asesoría a lo largo del trabajo realizado.

Ingeniero Carlos Jiménez, por su colaboración y por compartir su vasta experiencia.

Ingeniero Emiliano Ariza L., por su apoyo durante el desarrollo de la especialización.

A los profesores del consejo de escuela de Ingeniería de Petróleos (EIP), por su apoyo en la realización de la especialización.

A los docentes del programa de especialización en ingeniería de gas, por su contribución en mi formación como especialista.

Nini Catalina Moreno T., por su gran colaboración a lo largo del postgrado.

CONTENIDO

1. INTRODUCCIÓN	12
2. GENERALIDADES DEL CAMPO	14
2.1 Descripción geológica	14
2.2 Propiedades petrofísicas	15
2.3 Propiedades del fluido y parámetros de yacimiento	16
2.4 Historia de producción	18
3. PRINCIPIOS APLICADOS	21
3.1 Balance de materia	21
3.2 Análisis nodal aplicado a pozos de gas	23
3.2.1 Curvas de afluencia para pozos de gas (IPR)	26
3.2.2 Curvas de comportamiento de los pozos de gas	28
3.2.3 Curvas de comportamiento en el tubing	29
3.2.4 Pronóstico del comportamiento de un pozo de gas	30
3.3 Calidad y deshidratación del gas natural	31
3.3.1 Calidad del gas natural	31
3.3.2 Deshidratación de gas natural	33
4. SELECCIÓN Y ANÁLISIS DE ALTERNATIVAS	38
4.1 Bases de diseño	38
4.2 Descripción del proceso	39

4.3	Análisis nodal	39
4.3.1	Balance de materia	40
4.3.2	Curva de afluencia (IPR)	45
4.3.3	Configuración del sistema de producción	46
4.3.4	Facilidades de superficie	49
4.4	Reacondicionamiento del pozo	51
4.5	Alternativas para deshidratación del gas	53
4.5.1	Diseño del sistema de deshidratación	54
4.5.2	Alternativa seleccionada	56
4.6	Actualización del pronóstico de producción	57
4.6.1	Pronóstico sin restricciones por demanda	57
4.6.2	Pronóstico restringido por demanda	59
5.	ANALISIS FINANCIERO	62
5.1	Flujo de caja	62
5.1.1	Inversiones	62
5.1.2	Costos operativos	63
5.1.3	Ingresos	63
5.2	Resultados del análisis financiero	64
6.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	66
7.	BIBLIOGRAFIA	68
	ANEXO 1. DISEÑO PLANTA DE TEG	70
	ANEXO 2. DISEÑO UNIDAD CON DESECANTE	75

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1 Mapa de ubicación de los pozos	15
Figura 2.1 Historia de producción del campo	20
Figura 3.1 Ubicación de los nodos	25
Figura 3.2 Ejemplo de curva de comportamiento outflow pozo de gas	29
Figura 3.3 Efecto del tamaño del tubing vs. la curva de IPR	30
Figura 3.4 Contenido de vapor de agua en el gas natural	34
Figura 3.5 Desecantes no regenerativos	36
Figura 3.6 Esquema de una planta de TEG	37
Figura 4.1 Presión del yacimiento	41
Figura 4.2 Resultados de la regresión	42
Figura 4.3 Método grafico Havlena - Odeh	43
Figura 4.4 Contribución de los mecanismos	44
Figura 4.5 Simulación de la historia de producción	44
Figura 4.6 Curva de IPR del pozo X2	45
Figura 4.7 Estado mecánico del pozo X2	46
Figura 4.8 Punto de flujo del pozo X2	47
Figura 4.9 Aumento Q_g con cambio en el diámetro de tubing	48
Figura 4.10 Aumento Q_g con cambio en el diámetro del choke	49
Figura 4.11 Facilidades de superficie	50
Figura 4.12 Estado mecánico propuesto	52
Figura 4.13 Pronóstico sin restricción de demanda	58
Figura 4.14 Pronóstico con restricción de demanda	60
Figura 4.15 Pronósticos	61
Figura 5.1 Flujo neto	65

LISTA DE TABLAS

Tabla 2.1 Composición del gas	17
Tabla 2.2 Parámetros de yacimiento	18
Tabla 2.3 Estado actual de los pozos del campo	18
Tabla 3.1 Especificaciones de calidad del gas natural	32
Tabla 4.1 Matriz de selección de alternativas	53
Tabla 4.2 Condiciones de gas a deshidratar	54
Tabla 4.3 Especificaciones planta de TEG	55
Tabla 4.4 Especificaciones unidad con desecante no-Reg.	56
Tabla 4.5 Pronóstico sin restricciones	57
Tabla 4.6 Pronóstico sin restricciones	59
Tabla 5.1 Inversiones	63
Tabla 5.2 Flujo de caja	64

RESUMEN

TITULO: ALTERNATIVAS DE EXPLOTACIÓN DE UN CAMPO DE GAS: CASO REAL COLOMBIANO.*

AUTOR: PEDRO JOYA HERNÁNDEZ**

PALABRAS CLAVES:

Gas Natural
Análisis Nodal
Deshidratación
Campos de Gas

DESCRIPCIÓN

Este trabajo determinó la viabilidad de la reactivación de un campo de gas considerando aspectos técnicos y económicos de reservas, estado mecánico de pozos, facilidades y calidad del gas natural.

El informe ofrece una base teórica de los principios aplicados en el análisis, tales como balance de materia, análisis nodal a campos de gas natural, y deshidratación de gas. A partir de la verificación del OGIP, el análisis nodal de los componentes de la sarta de producción, la evaluación de las facilidades de superficie, el diseño de un sistema de deshidratación, y el cálculo de pronósticos de producción, se desarrolló el flujo de caja para el proyecto y se confirmó la viabilidad de la reactivación del campo.

De acuerdo al estudio, el OGIP es 121.9 GPCS, el gas producido hasta la fecha de cierre del campo es de 89.5 GPCS y representa un recobro del 73% del gas inicial. El volumen de reservas adicionales recuperadas por la apertura del campo se estima entre 13 y 15.5 GPCS, además, se encontró que una planta de TEG es la mejor alternativa para acondicionar el gas como gas de venta. Finalmente, se comprobó que la reactivación del campo es viable desde el punto de vista técnico y económico, teniendo en cuenta que las inversiones son relativamente bajas y los trabajos requeridos no son mayores y no implican riesgos de capital.

* Monografía.

** Facultad de ciencias Físicoquímicas. Especialización en Ingeniería de Gas Natural. Asesor: Samuel F. Muñoz.

ABSTRACT

TITLE: GAS FIELD EXPLOITATION ALTERNATIVES: COLOMBIAN REAL CASE.*

AUTHOR: PEDRO JOYA HERNÁNDEZ**

KEY WORDS:

Natural gas
Nodal Analysis
Dehydration
Gas fields

DESCRIPTION

This work determined the viability of a gas field reactivation considering technical and economics aspects of reserves, wells mechanical status, handling facilities, and gas quality.

The report gives a theoretical base about the principles applied in this analysis, such as material balance, nodal analysis of natural gas fields and gas dehydration. Starting from checking of original gas in place (OGIP), the nodal analysis of production assembly, the evaluation of surface facilities, the design of dehydration system, and the calculation of production forecast, the project cash flow was developed and the field reactivation viability was established.

According to the study, the OGIP is 121.9 GSCF; the produced gas to date is 89.5 GSCF, which is a recovery of 74%. The additional volume of reserves recovered with the field reactivation was calculated between 13 and 15.5 GSCF. Besides, a Triethylene glycol (TEG) plant was found like the best alternative to prepare the natural gas to sales gas conditions. Finally, it was verified that the field reactivation is recommendable since a technical and economical point of view, taking into account relative low investments and that minor jobs without capital risk are required.

* Monografía.

** Facultad de ciencias Físicoquímicas. Especialización en Ingeniería de Gas Natural. Asesor: Samuel F. Muñoz.

1. INTRODUCCIÓN

Es un hecho que a nivel nacional el gas natural no solo es importante por ser un combustible económico y ambientalmente limpio, sino además por su valor estratégico en términos del desarrollo de la industria nacional y el progreso de las regiones a las que se distribuye.

Según las estimaciones realizadas por la UPME, a futuro se espera que para el año 2012 el consumo de gas natural en el país y las exportaciones estén alrededor de 900 MPCSD, donde el sector con mayor aumento del consumo, será el de generación termoeléctrica. Además de éste sector, los otros sectores que se muestran como de gran potencialidad son el sector residencial, el sector industrial y en menor medida el Gas Natural Comprimido Vehicular (GNCV). También vale la pena resaltar que en corto plazo se prevén exportaciones de gas natural a Venezuela, y en el mediano plazo a Panamá. Con este panorama, es prioritario que aquellos campos de gas cerrados actualmente con reservas menores, pero que son atractivos para su explotación sean evaluados como alternativas para satisfacer la demanda.

La evaluación del campo de gas seleccionado permitirá a las compañías asociadas aprovechar la oportunidad en el momento más apropiado, de acuerdo con las proyecciones de demanda futuras.

El trabajo está basado en el desarrollo de la ingeniería conceptual para la reactivación de un campo de gas cuyo nombre no está mencionado por consideraciones de confidencialidad. Esta evaluación incluye la evaluación

de reservas por el método de balance de materiales, estudios de análisis nodal, evaluación del estado actual de los pozos, definición de alternativas para deshidratación del gas, actualización del pronóstico de producción y finalmente un análisis financiero de la reactivación del campo.

2. GENERALIDADES DEL CAMPO

2.1 Descripción geológica

El Campo hace parte de una cuenca sedimentaria continental conformada por cuatro subcuencas. El Campo pertenece a una subcuenca interpretada como un relleno marino de edad Oligoceno Plioceno y depositado sobre el basamento Mesozoico.

La estructura del yacimiento corresponde a una anomalía sísmica sobre el basamento de tipo anticlinal con tres bloques separados por fallas normales. De acuerdo con la figura 1.1, estas fallas configuran un bloque estructuralmente hundido en donde se localiza el Pozo X3, los pozos X1 y X2 se sitúan en bloques levantados y adyacentes.

El gas de la subcuenca tiene un origen biogénico. La roca sello está representada por las arcillositas y lutitas, las cuales fueron depositadas en ambientes de aguas relativamente profundas.

La unidad productora para el campo presenta evidencias de ambiente arrecifal y un espesor entre 96 y 127 pies con una porosidad promedio de 23.8%.

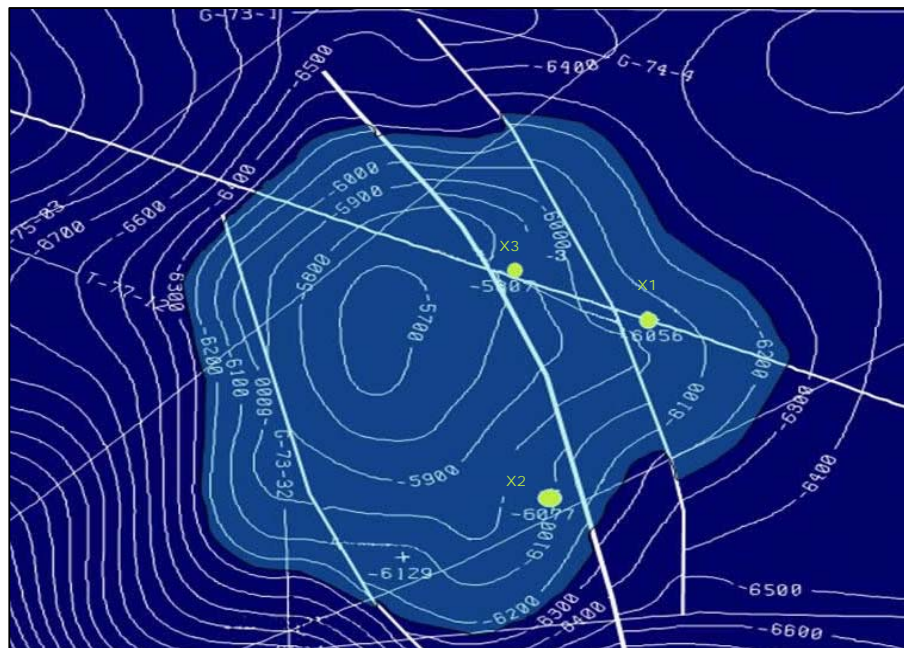


Figura 1.1 Mapa de ubicación de los pozos

Una evaluación realizada por la compañía operadora a cada uno de los pozos perforados estableció que existe una variación lateral de facies litológicas entre los tres pozos del campo. Los pozos X2 y X3 producen de arenas cuarzosas, mientras que el pozo X1 presenta calcarenitas en la parte inferior y calizas con intercalaciones de arenas en la parte superior.

2.2 Propiedades petrofísicas

De acuerdo con la caracterización del reservorio hecha por la compañía operadora a partir de los análisis de los corazones de los Pozos X-1, R-1, R-2, y los registros eléctricos de los pozos X-2 y X-3, en el campo se pueden diferenciar 2 unidades de flujo que corresponden con las unidades Caliza A y Unidad Clástica Basal. Los topes de cada unidad en los pozos se definieron con criterio litológico y cambios en la respuesta de los registros eléctricos.

Los únicos análisis petrofísicos de la Unidad Caliza A se realizaron en muestras del corazón del pozo X-1. La porosidad promedio en corazón es de 21.2% y permeabilidad promedio de 31.6 md. Los cálculos de porosidad a partir de los registros eléctricos están en promedio en 22%, la saturación de agua (SW) 19.5%.

La Unidad Clástica Basal corresponde a cuerpos de areniscas amarillas a blancas, conglomeráticas a gruesas, localmente medias a gruesas, pobremente seleccionadas, subredondeada a subangular, se clasifica como una arcosa y localmente arenisca sublítica. Se define la Unidad a partir de registros eléctricos en el pozo X-1 y el corazón del pozo R-2. Los cálculos de porosidad efectiva muestran un promedio de 18.3% y el promedio de la saturación de agua (SW) se incrementa considerablemente hasta 56%. La porosidad se puede ver afectada por efecto de la arcillosidad en la matriz debido a su composición.

2.3 Propiedades del fluido y parámetros de yacimiento

El gas del yacimiento es seco y su composición es de 98% metano, en la tabla 2 se muestra el resultado de la cromatografía del gas. En su composición están presentes en baja proporción el Nitrógeno (0.89%) y el Monóxido de Carbono (0.16%), que se deben controlar con inhibidor para evitar problemas de corrosión en la tubería de producción y en las líneas de superficie utilizadas para la transferencia al transportador desde cabeza de pozo.

La gravedad específica del gas es de 0.567. El agua de formación presenta una salinidad de 38500 ppm, un factor volumétrico de 1.0196 BY/BF y una compresibilidad de $2.7e-06$ psi⁻¹, según el análisis realizado por la compañía

operadora a las muestras del pozo X1. Los datos PVT se muestran en la tabla 2.1. Para realizar el balance de materia se han tenido en cuenta los parámetros del yacimiento de la tabla 2.2.

Tabla 2.1 Composición del gas

COMPONENTE	% Molar
N ₂	0.839
CO ₂	0.260
C ₁	98.443
C ₂	0.206
C ₃	0.042
i-C ₄	0.045
n-C ₄	0.011
i-C ₅	0.019
n-C ₅	0.004
C ₆	0.008
C ₇	0.015
C ₈	0.031
C ₉	0.033
C ₁₀	0.015
C ₁₁	0.012
C ₁₂	0.011
C ₁₃	0.006
Total	100

Fuente: Compañía Operadora

Tabla 2.2 Parámetros de yacimiento

Datos Básicos	Valor
Área (acres)	1425
Espesor Neto Promedio (pies)	70
Profundidad Tope del Yacimiento (pies)	5700
Profundidad contacto gas – agua (pies BNM)	6250
Presión inicial del yacimiento (psia)	2819
Presión @ 1999 (psia)	1833
Temperatura del yacimiento (°F)	160
Porosidad promedio (%)	23
Permeabilidad (md)	10 a 80

Fuente: Compañía operadora

2.4 Historia de producción

El campo fue descubierto mediante la perforación del pozo X1 en el año 1975. La producción inicial estimada fue de 20 MPCSD proveniente de tres pozos, para lo cual se planearon las perforaciones de los pozos X1, X2 y X3; en la tabla 2.3 se presenta la información correspondiente a los tres pozos.

Tabla 2.3 Estado actual de los pozos del campo

POZO	Año de Completamiento	TVD (pies)	Producción Acumulada de Gas (MPCS)	ESTADO
X-1	1975	6317	19080	Abandonado (09/1987)
X-2	1978	6350	61100	Cerrado (03/1999)
X-3	1978	6422	9314	Abandonado (07/1985)

Fuente. Compañía Operadora

La producción acumulada a la fecha es de 89500 MPCS. En la figura 2.1 se presentan las curvas de producción mensual de gas y agua, y la curva de producción acumulada de gas. Los pozos X1 y X3 fueron abandonados por presentar alto corte de agua, de manera que durante el periodo comprendido entre Septiembre de 1987 y Marzo de 1999 únicamente produjo el pozo X2 a una tasa promedio de 10 MPCSD, finalmente el pozo X2 fue cerrado temporalmente y taponado en fondo con calcita, por no tener facilidades de deshidratación que permitieran acondicionarlo a la norma de calidad de gas vigente y a la baja demanda de gas de la época.

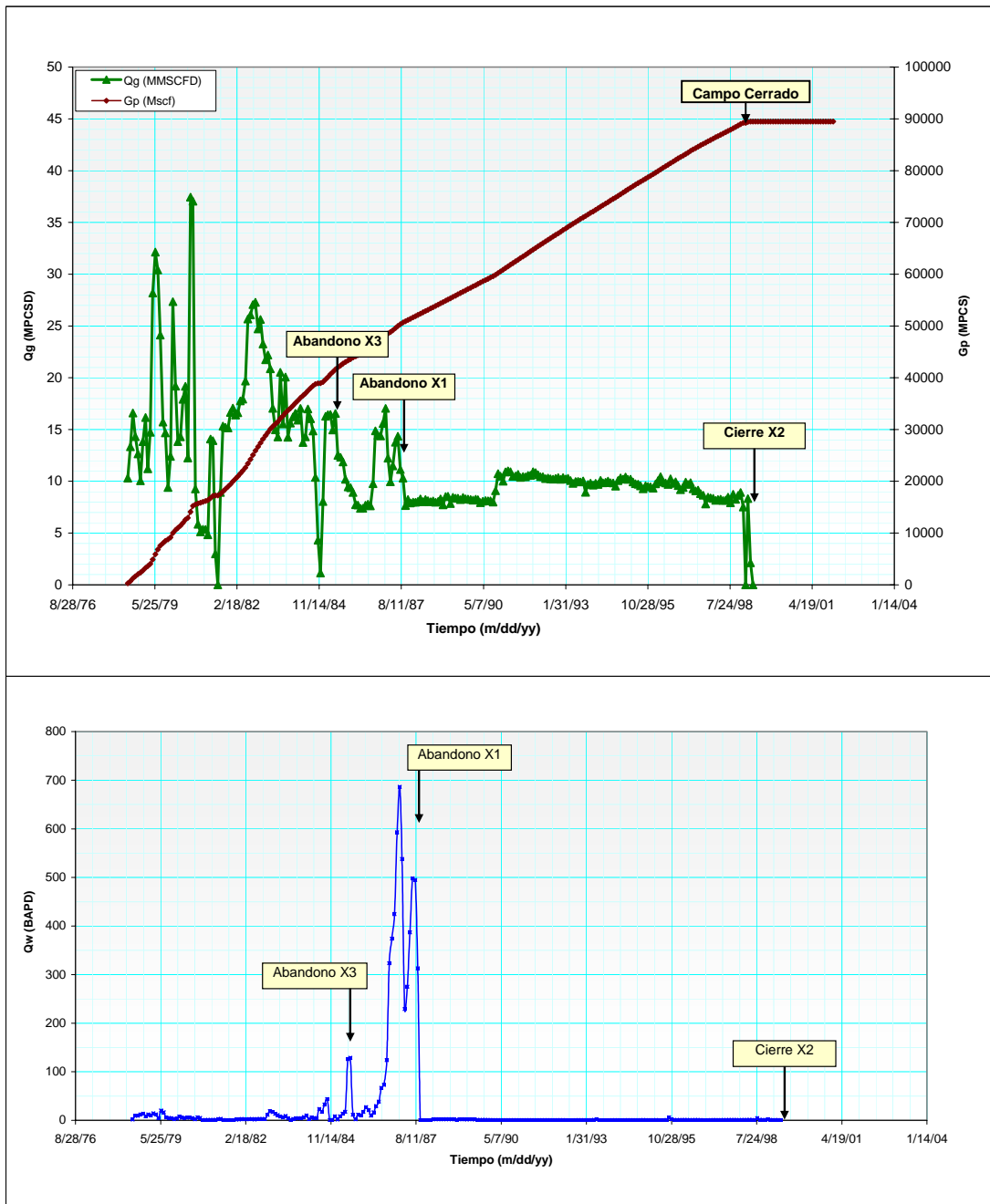


Figura 2.1 Historia de producción del campo

3. PRINCIPIOS APLICADOS

Para la evaluación general del campo se deben revisar preliminarmente principios relacionados con la ingeniería de yacimientos de gas y la ingeniería de producción. Específicamente en este capítulo se realiza una corta revisión de principios como el balance de materia en yacimientos de gas, el análisis nodal a pozos de gas, y los principios de deshidratación del gas natural.

3.1 Balance de materia

El balance de materia para un yacimiento de gas no es comúnmente usado, sin embargo puede ser utilizado para múltiples propósitos. Entre otras se utiliza para estimar el tamaño del yacimiento de gas, el recobro esperado, las tasas de producción de gas y los efectos de la intrusión de agua en el yacimiento.

Un balance de materia para un yacimiento de gas cerrado sin influjo de agua, puede ser desarrollado con la ecuación general para balance de materia:

$$GAS\ ORIGINAL = GAS\ PRODUCIDO + GAS\ REMANENTE \quad (1)$$

Dentro de los pies cúbicos remanentes se debe incluir el volumen de agua que ha invadido el volumen del yacimiento inicialmente saturado con hidrocarburo. Resolviendo la ecuación general de balance de materiales para

un yacimiento de gas, y asumiendo una eficiencia de barrido del acuífero del 100 %, se obtiene la siguiente ecuación:

$$G_p B_g + B_w W_p = G B_{gi} [(c_w S_{wi} + c_f) / (1 - S_w)] \Delta P + G (B_g - B_{gi}) + W_e \quad (2)$$

Donde:

G_p = Volumen de gas producido acumulado

B_g = Factor Volumétrico del Gas

c_f = Factor de compresibilidad del gas

B_{gi} = Factor volumétrico del gas

G = Volumen de gas inicial en el yacimiento

c_w = Compresibilidad del agua de formación

S_{wi} = Saturación inicial de agua en la formación

$1 - S_w$ = Saturación de gas

W_e = Volumen de agua que ha invadido el yacimiento

Para el caso de un yacimiento volumétrico, los volúmenes de agua son iguales a cero y la ecuación 2 se puede representar como la ecuación de una línea recta:

$$p/z = - p_i G_p / z_i G + p_i / z_i \quad (3)$$

La ecuación 3 se puede representar por un gráfico de una línea recta de p/z versus G_p en la cual, cuando el valor p/z es igual a cero el valor del gas producido G_p es la producción de todo el gas del yacimiento en cuyo caso $G = G_p$, igual al gas inicial en el yacimiento.

En caso de presentarse un acuífero activo el método de extrapolación de la línea recta de la anterior ecuación no es válido y existen otras soluciones a la

ecuación de balance de materiales para diferentes tamaños y comportamientos del acuífero.

Havlena y Odeh desarrollaron un método ampliamente conocido para resolver la ecuación 2 como una línea recta incluyendo el efecto de la intrusión de agua y para ello modificaron la ecuación de Balance como sigue:

$$(G_p B_g + W_p) / (B_g - B_{gi}) = G + W_e / (B_g - B_{gi}) \quad (4)$$

De tal manera que al graficar el primer término completo contra el último término, se debe obtener una línea recta siempre y cuando actúe el acuífero, y la intersección de esta línea recta con la abscisa es igual al volumen de gas inicial (G)

3.2 Análisis nodal aplicado a pozos de gas

El objetivo del análisis Nodal de sistemas de producción es combinar los distintos componentes de un pozo de gas con el propósito de predecir las tasas de flujo y optimizar los distintos componentes en el sistema.

El propósito es presentar la forma de aplicar el análisis del sistema nodal al sistema completo del pozo, desde el límite exterior del yacimiento hasta la cara de la arena a través de las perforaciones y la sección de la completación hasta el orificio de entrada a la tubería y las sartas de tubería ascendentes.

Un sistema de producción simple consta de tres secciones o módulos:

- Flujo a través del medio poroso
- Flujo a través de la tubería vertical o direccional.
- Flujo a través de la tubería horizontal o línea de flujo inclinada.

El análisis nodal estudia la habilidad del pozo para producir fluidos, combinada con la habilidad del sistema de tubería para manejar estos fluidos. Además, incluye el efecto de los distintos componentes del sistema.

Con el propósito de resolver los problemas del sistema de producción total, se colocan nodos para segmentar la porción definida por diferentes ecuaciones o correlaciones.

La figura 3.1 muestra la ubicación de los distintos nodos. Un nodo es clasificado como funcional cuando existe una presión diferencial a través del él y la respuesta de presión o tasa de flujo puede ser representada mediante alguna función matemática o física.

El nodo P_{sep} representa la presión del separador, la cual es usualmente regulada a un valor constante. Existen dos posiciones a través de las cuales las presiones no están en función de las tasas de flujo. Estas son la presión del yacimiento P_r y la presión del separador P_{sep} .

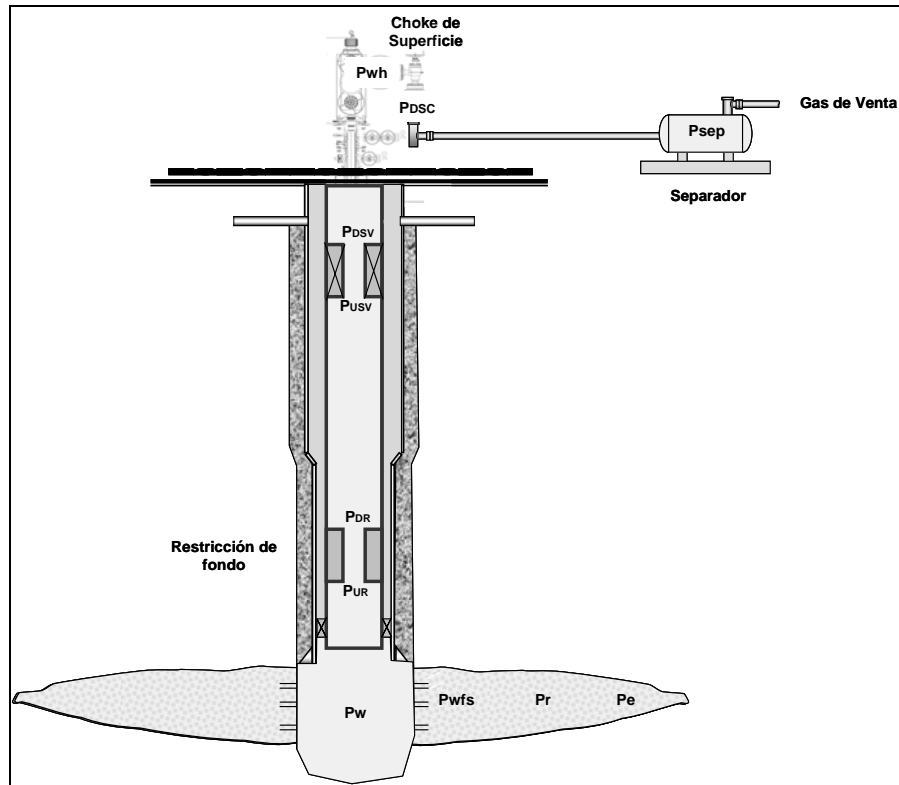


Figura 3.1 Ubicación de los nodos

Fuente: El autor

Varias posiciones son seleccionadas para nodos solución y las pérdidas de presión convergen sobre ese punto desde ambas direcciones. Los nodos pueden ser seleccionados para mostrar el efecto de ciertas variables tales como capacidad de flujo, sargas de tuberías, líneas de flujo y presiones de separador.

El análisis nodal para un pozo de gas se puede realizar a partir de dos componentes: el inflow y el outflow. El inflow, o entrega, es una medida de la habilidad del yacimiento para producir gas hacia el pozo. El inflow está representado por el IPR, el cual se utiliza para describir la relación entre la producción de gas y la presión de fondo fluyendo (BHFP). El IPR es

controlado por las propiedades del yacimiento y del fluido, incluyendo los efectos cercanos a la cara del pozo y la heterogeneidad en el área de drenaje del pozo, la presión promedio del yacimiento y las prácticas de campo desarrolladas. El outflow involucra el flujo desde condiciones de fondo hasta condiciones de superficie. En el sistema de producción de un pozo de gas, el outflow puede incluir varias restricciones en la cara del pozo y en el equipo de superficie. La presencia de líquido en el wellbore incrementa no sólo la pérdida de fricción sino también el gradiente de presión (pwf) requerido para levantar los líquidos más densos.

3.2.1 Curvas de afluencia para pozos de gas (IPR)

Para una mejor evaluación del desempeño de los pozos de gas, es necesario contar con las variaciones de las propiedades del fluido y el flujo no-Darcy. El componente no-Darcy es significativo solo en la región de alta caída de presión y velocidad de flujo, cercana a las paredes del pozo. Por lo tanto el flujo no-Darcy, generalmente, se incluye en las ecuaciones de flujo como un factor skin adicional, representando un diferencial adicional de pseudos presión, proporcional al cuadrado de la tasa de flujo.

$$\Delta m(p)_{nD} = Fq^2 \quad (5)$$

Donde F es el coeficiente de flujo no-Darcy en $\text{psia}^2/\text{cp}/(\text{Mscf/d})^2$. el término Fq^2 se puede incluir en la ecuación de flujo de la misma forma como se incluye el factor skin mecánico, interpretándolo como un skin dependiente de la tasa de flujo.

$$\Delta m(\bar{p}) - m(p_{wf}) = \frac{1422qT}{kh} \left(\ln \frac{r_e}{r_w} - \frac{3}{4} + s + Dq^2 \right) \quad (6)$$

Donde:

P	=	Presión promedio de yacimiento, psia
p_{wf}	=	Presión de flujo de fondo del pozo, psia
q	=	Tasa de gas, Mscfd
T	=	Temperatura de yacimiento, °R
k	=	Permeabilidad del gas, md
h	=	Espesor de la formación, pies
r_e	=	Radio del área de drenaje, pies
r_w	=	Radio del pozo, pies
s	=	Daño mecánico

Dq se interpreta como el factor skin dependiente de la tasa de flujo y

$$D = \frac{Fkh}{1442T} \quad (7)$$

Donde D está dado en 1/(Mscf/d). Hay dos métodos para calcular el coeficiente de flujo no-Darcy. El primero, y más confiable, es a partir de pruebas de presión, y el segundo a partir de datos experimentales con muestras de corazones.

Para determinar F a partir de pruebas de presión, se toma la ecuación de flujo 6 y se simplifica a:

$$\Delta m(\bar{p}) - m(p_{wf}) = Bq + Fq^2 \quad (8)$$

Donde F es el coeficiente de flujo no-Darcy y B es el coeficiente de flujo Darcy dado por:

$$B = \frac{1422qT}{kh} \left(\ln \frac{r_e}{r_w} - \frac{3}{4} + s \right) \quad (9)$$

Al realizar una prueba multitasa, se conocen las diferentes presiones de flujo de fondo para cada caudal. Con los valores de presiones se calculan las pseudopresiones y se grafica:

$$\frac{\Delta m(\bar{p}) - m(p_{wf})}{q} \text{ versus } q \quad (10)$$

Se obtiene una línea recta con pendiente F e intercepto B. La curva de afluencia, IPR, se construye despejando q, en función de las pseudopresiones,

$$q = \frac{-B + \sqrt{B^2 + 4F(\Delta m(\bar{p}) - m(p_{wf}))}}{2F} \quad (11)$$

3.2.2 Curvas de comportamiento de los pozos de gas

Greene describió el “comportamiento del outflow” de un pozo de gas. Esta relación describe la variación de la presión en cabeza con la tasa de flujo. La figura 3.2 muestra una curva de comportamiento típica de un pozo de gas. Él llamó punto de flujo al máximo P_{wh} , esto corresponde a la mínima tasa posible de flujo mantenido. Las tasas mas bajas son inestables (el pozo moriría porque la velocidad del gas no podría levantar el líquido del pozo).

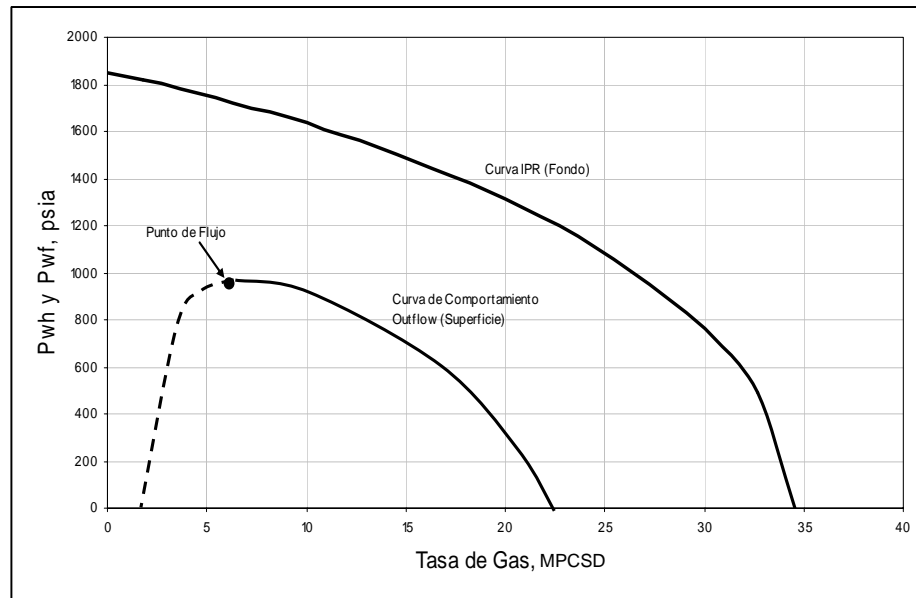


Figura 3.2 Ejemplo de curva de comportamiento outflow pozo de gas

3.2.3 Curvas de comportamiento en el tubing

Estas curvas muestran la variación de la presión de fondo P_{wf} con la tasa cuando la presión de superficie se mantiene constante. Estas curvas se grafican con curvas IPR para determinar la P_{wf} y la tasa para las presiones dadas en cabeza de pozo. La figura 3.3 muestra un ejemplo de una curva de desempeño con diferentes diámetros de tubing. El punto de intersección de cada curva con la curva IPR para una presión de yacimiento dada es llamado “punto de flujo natural”.

La curva de desempeño del tubing representa el comportamiento de la P_{wf} para una presión de cabeza y un diámetro de tubing dados. Cuando alguno de estos dos elementos cambia la curva también cambiará. Cuando los líquidos están siendo producidos, estas curvas, normalmente, son en forma de J y pueden cruzar la IPR en dos puntos.

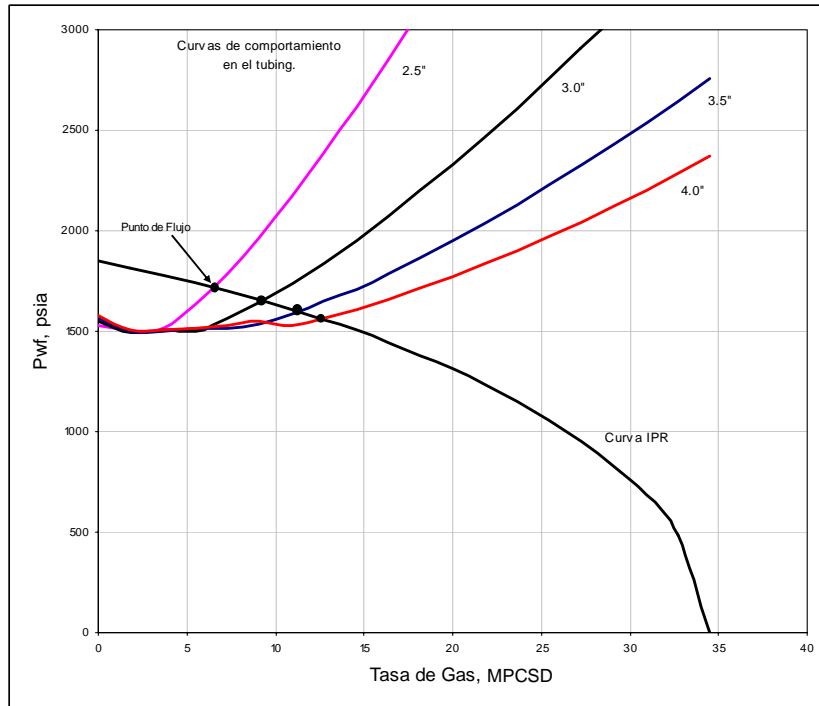


Figura 3.3 Efecto del tamaño del tubing vs. la curva de IPR

3.2.4 Pronóstico del comportamiento de un pozo de gas

La razón más común para hacer pronósticos es estimar la producción futura de los pozos. Aunque también son necesarios para estimar el flujo óptimo en algunos casos y para comparar el flujo de caja para decisiones de producción alternativas. En la elaboración de pronósticos se combina los métodos de flujo de pozos y el método de balance de materiales. Teniendo en cuenta que la presión del yacimiento declina tanto como el yacimiento se va depletando, que la relación gas-líquido puede cambiar con el tiempo, y que la sarta de flujo (tubing) y la presión de fondo fluendo pueden cambiar debido a las condiciones de operación; se debe aplicar una técnica muy elaborada para hacer pronósticos (en una escala de tiempo) que consideren estas condiciones de cambio. Generalmente se utilizan herramientas software para

realizar pronósticos a partir de cálculos de balance de materiales y condiciones de operación de los pozos.

3.3 Calidad y deshidratación del gas natural

El propósito del tratamiento de una mezcla de gas de producción es asegurar que cumpla las especificaciones de calidad requeridas para poder ser comercializado. Cuando se considera el diseño óptimo de una planta de gas, se debe conocer información de las especificaciones del gas de venta, la tasa de producción del gas de venta, y la composición de los fluidos que llegan al separador de entrada, tales como gas y condensado.

El usuario final del gas de ventas, antes de firmar cualquier contrato para uso del gas natural en su casa o industria, desea que se le garantice tanto una calidad consistente del gas como un suministro confiable de gas a la rata de flujo contratada. Por lo anterior, las facilidades para tratamiento tienen que ser diseñadas para convertir el gas de producción, en gas de venta de forma tal que cumpla con las especificaciones de calidad, y que dichas facilidades operen sin interrupción.

3.3.1 Calidad del gas natural

En el caso Colombiano el gas entregado al Sistema Nacional de Transporte debe cumplir con las especificaciones de calidad estipuladas en el Reglamento Único de Transporte (RUT) (Ver Tabla 3.1)

Tabla 3.1 Especificaciones de calidad del gas natural

Poder calorífico bruto mínimo, en MJ/m ³ (BTU/ft ³)	35,4	(950) Nota 1
Poder calorífico bruto máximo, en MJ/M ³ (Btu/ft ³)	42,8	1150
Cricodontérmico, °C (°F)	Nota 2	
Contenido total de H ₂ S máximo mgr/m ³ (granos/100 ft ³)	6	0,25
Contenido total de azufre máximo, mgr/m ³ (granos/100 ft ³)	23	1,0
Contenido de CO ₂ máximo, % Vol.	2	2
Contenido de N ₂ máximo, % Vol.	3	3
Contenido de inertes máximo, % Vol. (CO ₂ + N ₂ + O ₂) (Nota 3)	5	5
Contenido de oxígeno máximo, % Vol.	0,1	0,1
Contenido de agua máximo, mg / m ³ (lb /MPCS)	97	6,0
Temperatura de entrega máxima, °C (°F)	49	120
Temperatura de entrega mínima, °C (°F)	4,5	40
Contenido máximo de polvos y material en suspensión, ppm en peso (granos/1000 scf) (Nota 4)	30	0,7
Libre de gomas	Sí	Sí
<p>Nota 1: Todos los datos referidos a metro cúbico o pie cúbico de gas y a poder calorífico está a condiciones base, es decir a 1,010082 bar (14.65 psia) y 10.55 °C (60°F).</p> <p>Nota 2: El gas natural se entregará con una calidad tal que no deberá formar hidrocarburos líquidos a las condiciones de operación del sistema del transporte, y de las estaciones de regulación y medición en "puerta de ciudad". El parámetro para medir la calidad será el "Cricodontherm", que se calculara con la composición química del gas natural, obtenida mediante análisis cromatográficos realizados de acuerdo con la norma GPA-2261 en su ultima que publicación. Se cumplirá con el "Cricodontherm" que se establezca en conjunto con el TRANSPORTADOR dependiendo del uso y de la zona donde va a emplearse el gas.</p> <p>Nota 3: Se considera como contenido de inertes a la suma del contenido de CO₂, nitrógeno y oxígeno, suma que no debe exceder en un 5% en volumen. El gas no debe contener mas de un 5% en volumen total de no hidrocarburos.</p> <p>Nota 4: De tamaño máximo de partículas de 15 micrones.</p>		
Fuente: Reglamento Único de Transporte RUT. CREG		

3.3.2 Deshidratación de gas natural

Debido a la cantidad de agua que contiene el gas, es necesario someterlo a un proceso de deshidratación. La deshidratación del gas natural se define como el proceso de remover el vapor de agua que esta asociado al mismo. El gas húmedo es considerado saturado a la presión y temperatura de la cabeza de pozo. El vapor de agua es probablemente la impureza indeseable más común en un flujo de gas. La humedad del gas natural depende de su composición, presión y temperatura. (Ver Fig. 3.4 Contenido de vapor de agua del gas natural).

La deshidratación del gas, disminuye la corrosión en tuberías y mejora la eficiencia en las mismas, ya que se reduce la acumulación de líquidos en las partes bajas de la línea. Los métodos de deshidratación del gas natural más usados son los siguientes:

- Expansión – Refrigeración.
- Adsorción.
- Desecantes no-regenerativos
- Absorción.

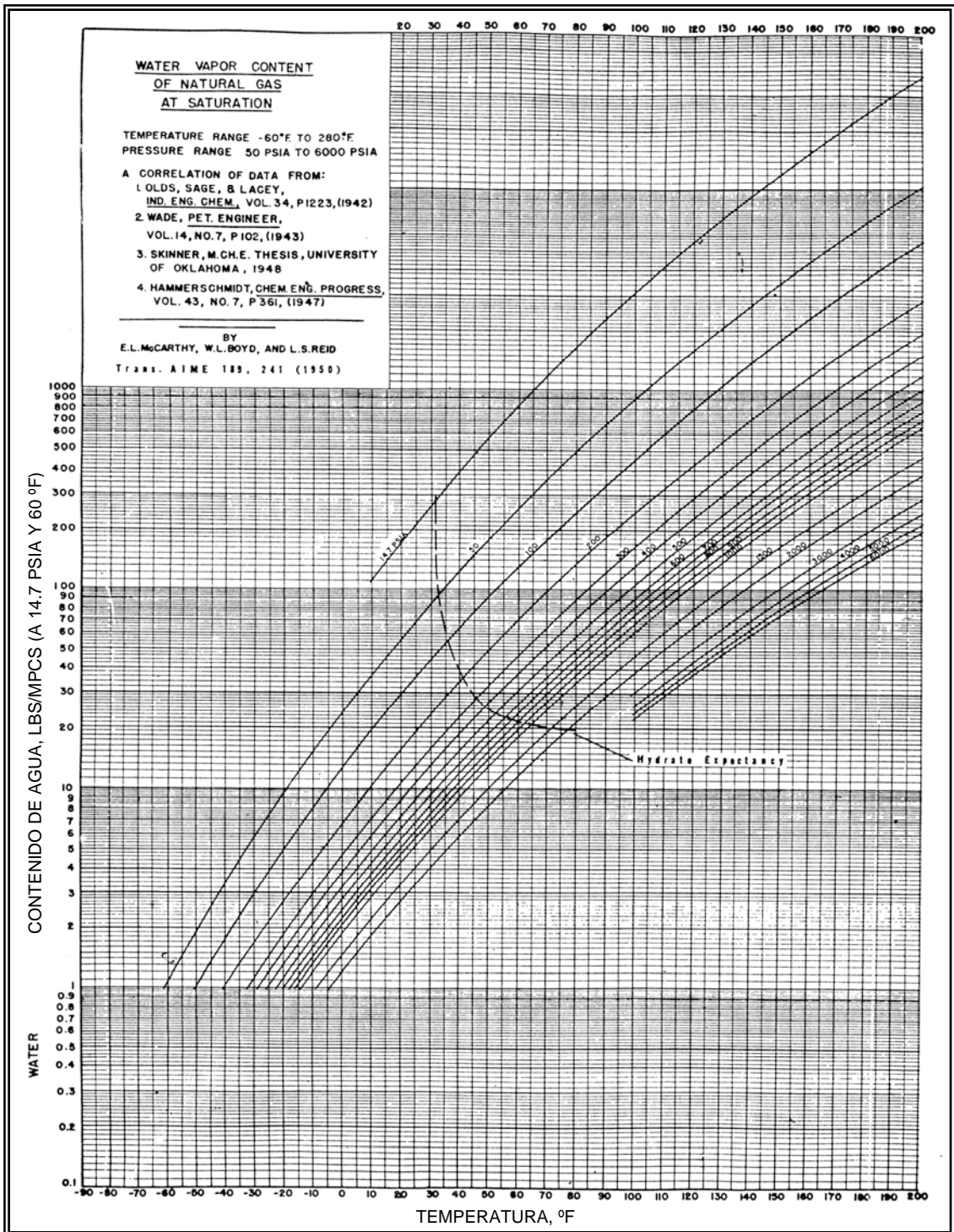


Figura 3.4 Contenido de vapor de agua en el gas natural

Fuente: GPSA.

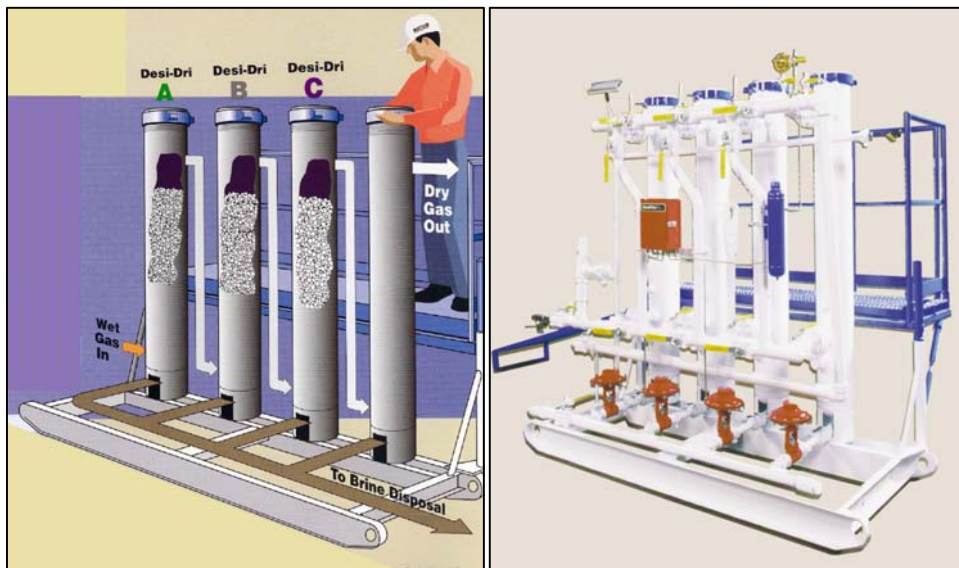
Expansión – Refrigeración. En éste método el gas se enfría adiabáticamente; al bajar la temperatura se produce condensación de líquidos, entre los cuáles está el agua. Existen dos tipos de procesos: con inhibidor y sin inhibidor. El proceso sin inhibidor se utiliza únicamente cuando la caída de presión disponible permite que el agua alcance el punto de rocío requerido sin formación de hidratos.

En el proceso de expansión sin inhibidor, el gas sale del separador de alta presión y pasa por un reductor de presión (estrangulador, válvula de expansión, etc.) lo cual ocasiona el enfriamiento del gas por el efecto de Joule - Thomson. Posteriormente, pasa a un serpentín dentro del separador de baja presión donde se produce la condensación, donde simultáneamente se le suministra calor para fundir los hidratos que se hayan formado. Finalmente, el gas llega a la sección de separación a baja temperatura.

Adsorción. La operación de adsorción ha tomado importancia en los procesos de purificación de gas. Los materiales que se desean adsorber de una corriente, son concentrados sobre la superficie de un sólido; de esta forma, la cantidad de material adsorbido es directamente proporcional al área del sólido.

Comercialmente los adsorbedores son materiales que poseen un área de superficie muy grande por unidad de peso. Para la purificación de gas, las partículas adsorbentes pueden ser de formas irregulares, formando un lecho sobre la superficie de la adsorbedora a través del cual pasa el gas con el fin de ser purificado. Los adsorbentes más utilizados son: Sílica gel, Alumina activa, Bauxita activada, Carbón activado, y Ceolitos.

Desecantes no regenerativos: Tecnología que utiliza desecantes sólidos no regenerativos. La figura 3.5 muestra es esquema de un sistema de regeneración de este tipo. El sistema es un proceso simple en el que el gas húmedo fluye desde abajo a través de una serie de columnas que contienen lechos secantes. A medida que el gas húmedo entra en contacto con las tabletas del desecante, la humedad es removida del gas y se acumula en la superficie de las tabletas. Eventualmente se acumulará suficiente agua para formar una gota de salmuera. Con el tiempo, la salmuera descenderá hasta el contenedor de salmuera en el fondo de la columna. Periódicamente la salmuera es drenada y no se requerirá ningún sistema de regeneración, de manera que simplemente se adicionan nuevas tabletas de desecante para rellenar los lechos a una tasa consistente con los requerimientos operacionales.



Fuente: NATCO Group

Figura 3.5 Desecantes no regenerativos

Absorción. Está tecnología esta basada en el principio de absorción, empleando como desecante líquido, el Trietilenglicol (TEG). En términos

generales, una planta deshidratadora que utiliza TEG se compone de dos zonas: la zona de deshidratación, la cual es favorecida por las altas presiones y las bajas temperaturas y la zona de regeneración, la cual es favorecida por bajas presiones y altas temperaturas. Además, se tienen dos operaciones complementarias: la primera se refiere a la limpieza del gas húmedo que entra a la torre de absorción y la segunda, corresponde a la descontaminación del glicol con el objeto de evitar que lleguen impurezas al rehervidor. Es importante saber, que la absorción del vapor de agua y la reconcentración del glicol están gobernadas por el equilibrio de las fases líquido - vapor. La figura 3.6 muestra el esquema general de una planta de TEG.

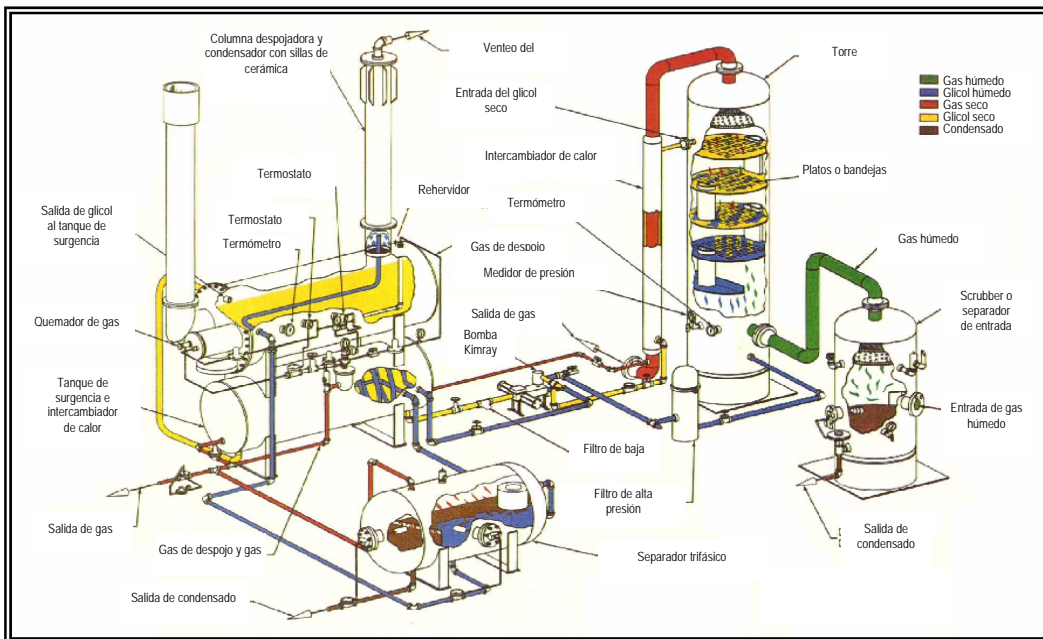


Figura 3.6 Esquema de una planta de TEG

Fuente: SIVALLS

4. SELECCIÓN Y ANÁLISIS DE ALTERNATIVAS

4.1 Bases de diseño

Este estudio fue preparado sobre la base establecida por la compañía operadora y esta delimitado por el documento denominado "Plan de Monografía", que constituye junto con la normatividad colombiana de calidad de gas especificada en RUT, y los estándares de diseño y manejo de las condiciones ambientales y de seguridad, la base para el desarrollo del presente trabajo. Además, se han establecido algunas alternativas para evaluar en secciones específicas del sistema. Estas alternativas son las siguientes:

Configuración del sistema de producción:

- Diámetro del tubing: 2-7/8" (Actual), 3-1/2" y 4".
- Diámetro del Choke: 3/4", 1" y 1.5".

Seleccionar la tecnología de deshidratación de acuerdo a los siguientes criterios:

- Aplicabilidad
- Facilidad en diseño/Instalación.
- Costos de instalación y sostenibilidad
- Requerimientos de atención y operabilidad.
- Cierres de planta.
- Requerimientos de mantenimiento.
- Menores impactos ambientales.

4.2 Descripción del proceso

El gas producido del pozo X2 es saturado y sale del yacimiento en estado natural esencialmente libre de líquidos o sólidos residuales. Es llevado hasta superficie en tubería de producción de 2-7/8" D.E. Desde cabeza de pozo hasta la estación es transportado por una línea de flujo de 4-1/2" D.E. por 890 metros de largo. Una vez en la estación el gas entra al separador de producción donde se le retira el agua producida por condensación. El separador de producción es de tipo horizontal con 36" de diámetro externo por 10 pies de longitud, diseñado para una presión de trabajo de 1440 psi, lo cual le da una capacidad de 20 MPCSD. Este separador está provisto de controles automáticos de flujo de entrada y salida de gas, salida de líquidos, controles de nivel y de alta y baja presión, válvulas y demás accesorios requeridos para su operación. Una vez los líquidos son retirados, el gas pasa a la estación de medición y desde este punto es transportado en línea de 8" D.E. por 1 km. de largo hasta unirse a un gasoducto que transporta gas de otros campos a 1200 psi. El campo nunca ha tenido facilidades para deshidratación y hasta marzo de 1999 era entregado al transportador en condiciones de saturación (50 lb. H₂O / MPCSD a 100 °F y 1200 psi)

4.3 Análisis nodal

Con base en la información histórica disponible de producción del campo se realiza el Balance de Materia, reevaluando el OGIP y las reservas recuperables con el fin de realizar pronósticos de producción que sirvan como base para el análisis económico de las inversiones requeridas para la reactivación del campo. Además, de acuerdo a las bases de diseño, se deben aplicar técnicas de análisis nodal para la evaluación de las diferentes configuraciones del sistema de producción.

4.3.1 Balance de materia

El programa utilizado se denomina MBAL Versión 8.2 desarrollado por Petroleum Experts Ltd.

Para este estudio se han seguido los siguientes pasos usando la herramienta software MBAL para el balance de materiales:

1. Recopilación y entrada de datos disponibles.
2. Encontrar la mejor coincidencia posible usando los algoritmos de regresión no lineal del método analítico disponible en el programa MBAL.
3. Confirmar la calidad y coincidencia de la regresión usando uno de los métodos gráficos disponibles en MBAL. En este caso, dadas las condiciones del acuífero activo del yacimiento, se ha seleccionado el método denominado "Havlena-Odeh (water drive)".
4. Realizar una corrida de simulación para probar la validez de la coincidencia.
5. Una vez se ha confirmado la validez del modelo, se puede realizar la predicción de producción.

En la Figura 2.1 se mostró la producción de gas y agua del campo hasta su cierre ocurrido en 1999, se observa claramente la irrupción del agua ocurrida en los pozos X-3 (abandonado en Julio de 1985) y en el pozo X-1 (abandonado en Septiembre de 1987). Desde esa fecha el único productor del campo ha sido el pozo X-2, el cual hasta el momento de su cierre en Marzo de 1999 no presentó producción de agua de formación.

En la Figura 4.1 se representa la historia de presión del yacimiento, donde se observa la tendencia inicial del agotamiento lineal de la presión cuando el mecanismo predominante es la expansión del gas. A partir de un acumulado

de aproximadamente 30 GPCS es muy notoria la inflexión de la curva a una tendencia de menor agotamiento de la presión a causa de la influencia del acuífero.

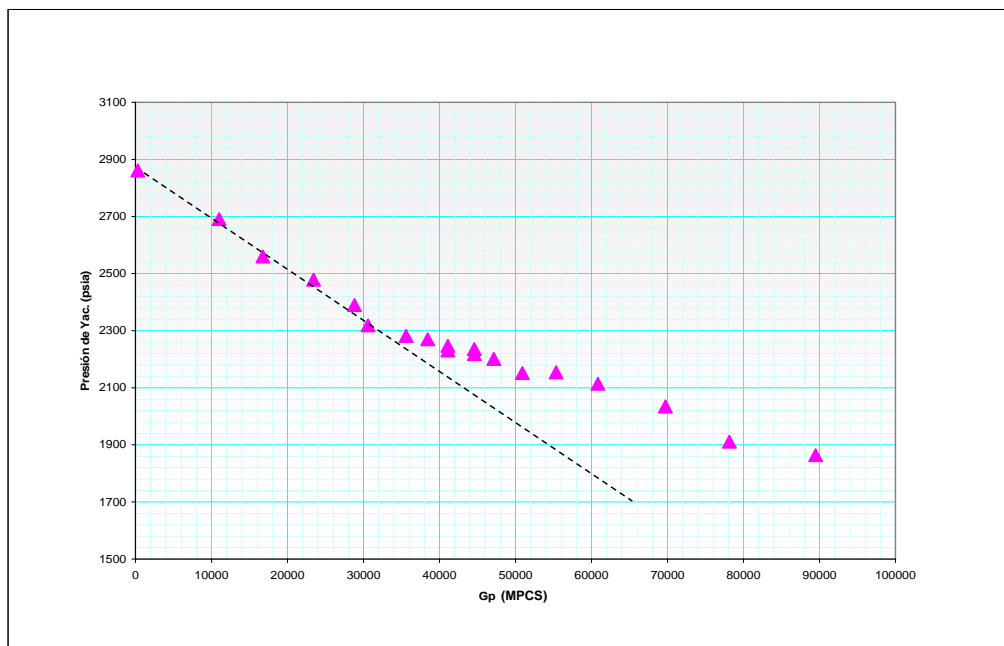


Figura 4.1 Presión del yacimiento

En las soluciones ofrecidas por el programa se escogió la solución con intrusión de agua proveniente de un acuífero radial con la relación radio del acuífero a radio del yacimiento de 5, usando el modelo de Hurst-Van Everdingen-Dake y con el radio de yacimiento más probable de acuerdo al conocimiento geológico igual a 5700 pies.

Se empleó el método analítico por regresión que determina el valor del OGIP con la desviación estándar mínima. La figura 4.2 muestra la coincidencia obtenida entre los datos históricos y la curva estimada por el modelo después de la regresión, encontrando un OGIP de 121.9 BPC. Hasta la fecha el volumen producido es igual a 89.5 BPC, lo cual indica un recobro de

aproximadamente el 73.4%, el cual esta cercano al máximo recobro obtenible de un yacimiento de gas con empuje de agua para los cuales se han reportado valores de recobro total desde el 50% para acuíferos muy activos, hasta el 80% para acuíferos débiles.

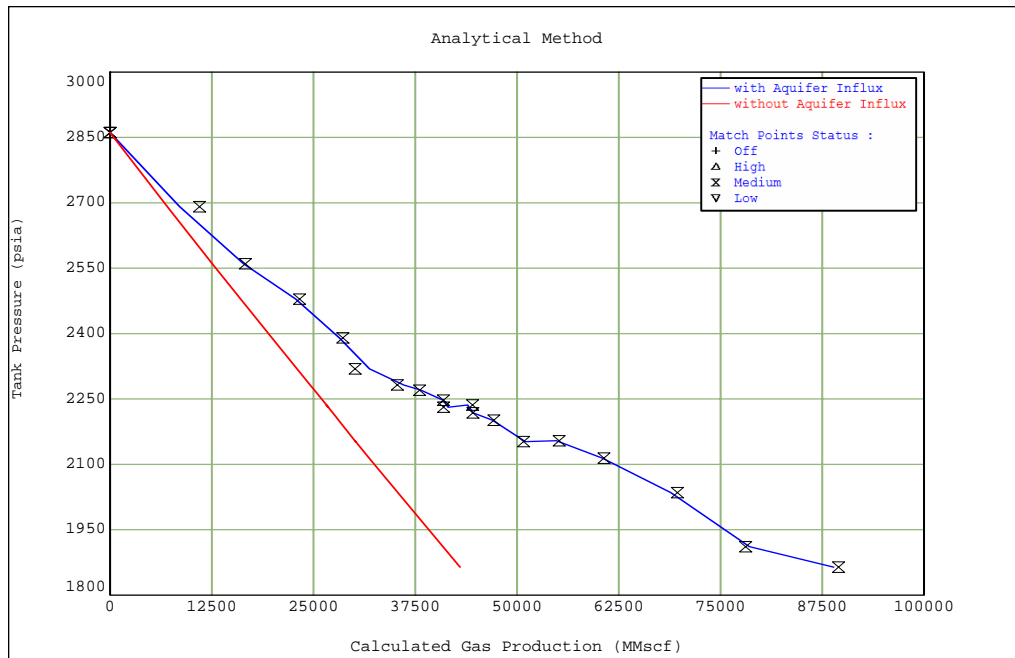


Figura 4.2 Resultados de la regresión

Además del método analítico, el simulador permite verificar la solución encontrada empleando un método gráfico. La figura 4.3 muestra los resultados de la aplicación del método de Havlena-Odeh con empuje de agua, en el cual se ha graficado $(G_p B_g + W_p) / (B_g - B_{gi})$ contra $W_e / (B_g - B_{gi})$, obteniendo una línea recta cuyo término independiente es el OGIP siempre y cuando actúe el acuífero. El valor calculado de OGIP por el método analítico se confirma.

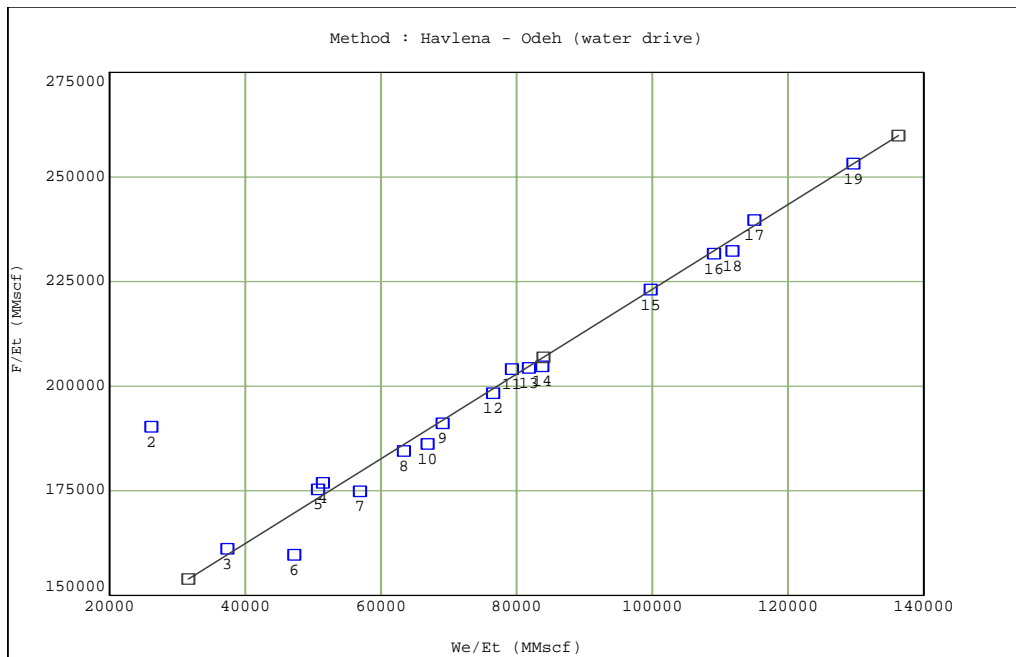


Figura 4.3 Método grafico Havlena - Odeh

En la Figura 4.4 se puede observar la contribución relativa de los diferentes mecanismos actuantes durante el periodo de producción y es de resaltar que actualmente el principal mecanismo es la intrusión de agua con una contribución ligeramente superior al 50% del total de energía y seguido por el mecanismo de expansión de gas con una contribución menor del 50% y decreciendo. El efecto de expansión de roca y del agua no es significativo.

Por último, MBAL permite realizar la simulación de la historia de producción y verificar la coincidencia de la presión y la producción de gas y agua calculadas contra los datos reales de producción del yacimiento como paso previo a la corrida de un pronóstico. La figura 4.5 muestra la buena coincidencia de la simulación.

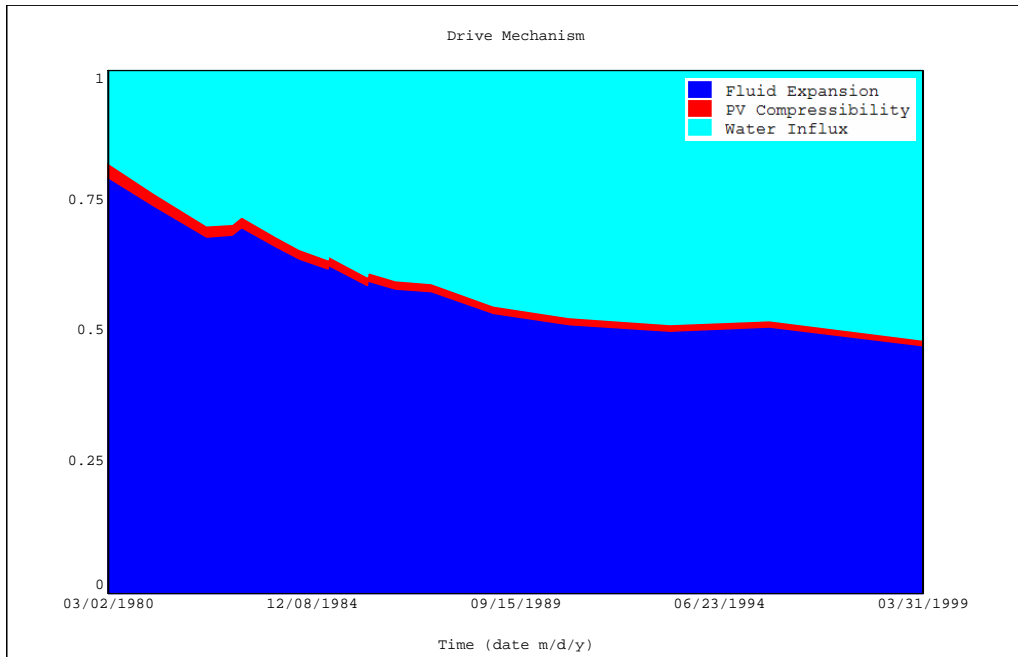


Figura 4.4 Contribución de los mecanismos

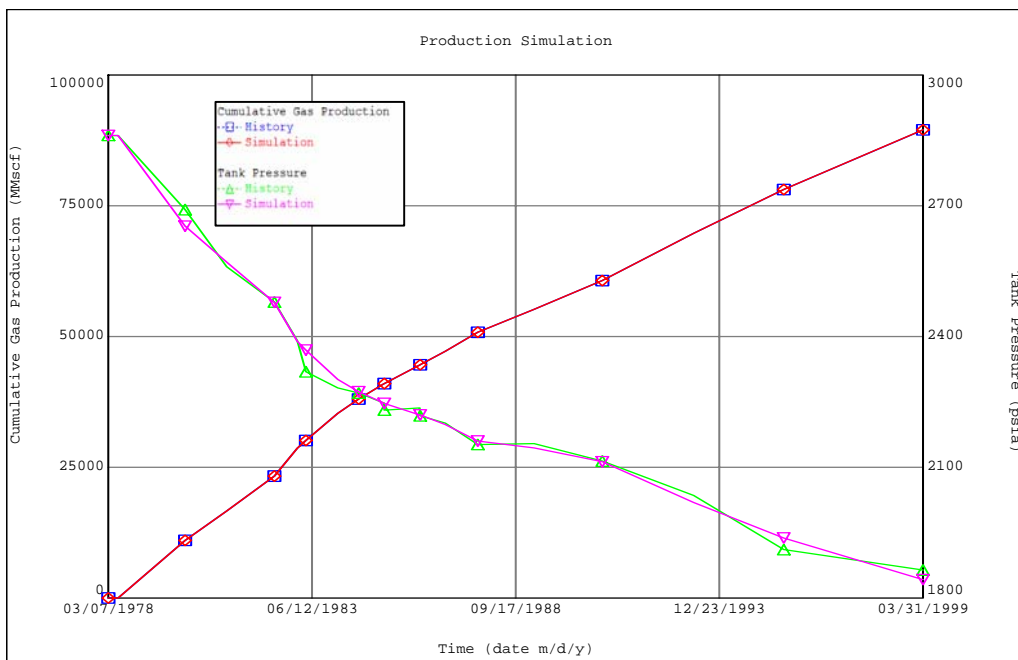


Figura 4.5 Simulación de la historia de producción

4.3.2 Curva de afluencia (IPR)

El programa utilizado para el modelamiento del pozo se denomina PROSPER Versión 9.2 desarrollado por Petroleum Experts Ltd.

La curva de afluencia del pozo fue estimada usando un modelo propio de los fabricantes del software denominado "Petroleum Experts", el cual permite ingresar manualmente el coeficiente de flujo no-Darcy o activar la opción de que sea calculado por correlación, además no requiere el ingreso de datos de pruebas multitasa. Para el caso del pozo X2, no hay disponibilidad de pruebas FAF, entonces se utilizaron los parámetros conocidos del yacimiento y el "wellbore" para estimar la curva de IPR. La figura 4.6 muestra la curva de IPR para el pozo, con una presión de yacimiento de 1848 psia registrada en la última prueba de asenso, en la que se obtuvo un AOF de 34.5 MPCSD.

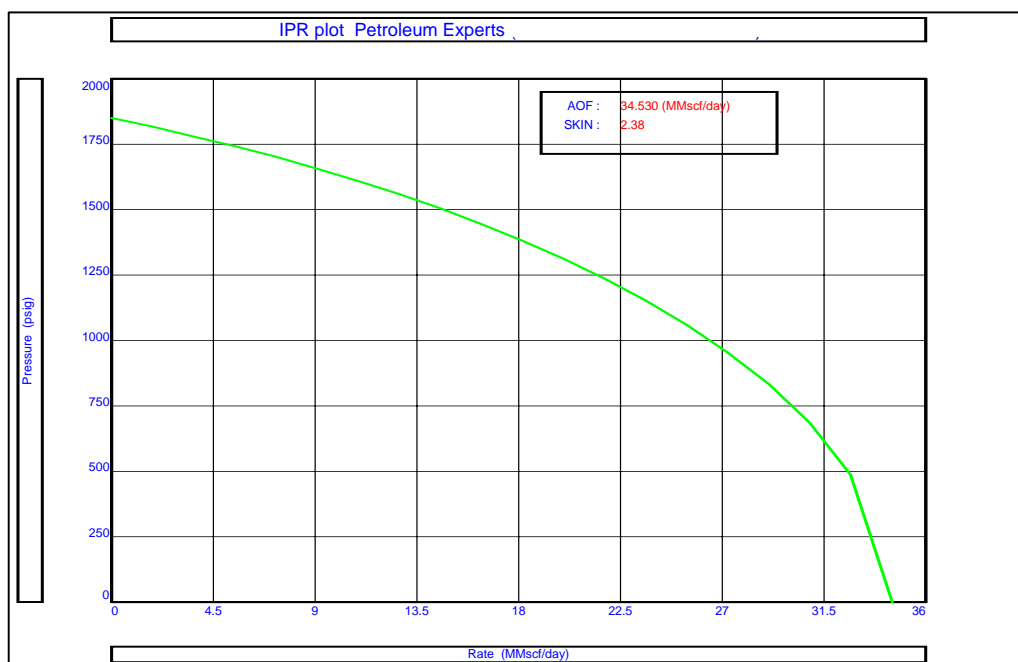


Figura 4.6 Curva de IPR del pozo X2

4.3.3 Configuración del sistema de producción

El modelo de tubería vertical para el pozo X2 fue construido y calibrado usando PROSPER, en el cual fueron representados las restricciones de la sarta de producción de acuerdo al estado mecánico del pozo (figura 4.7).

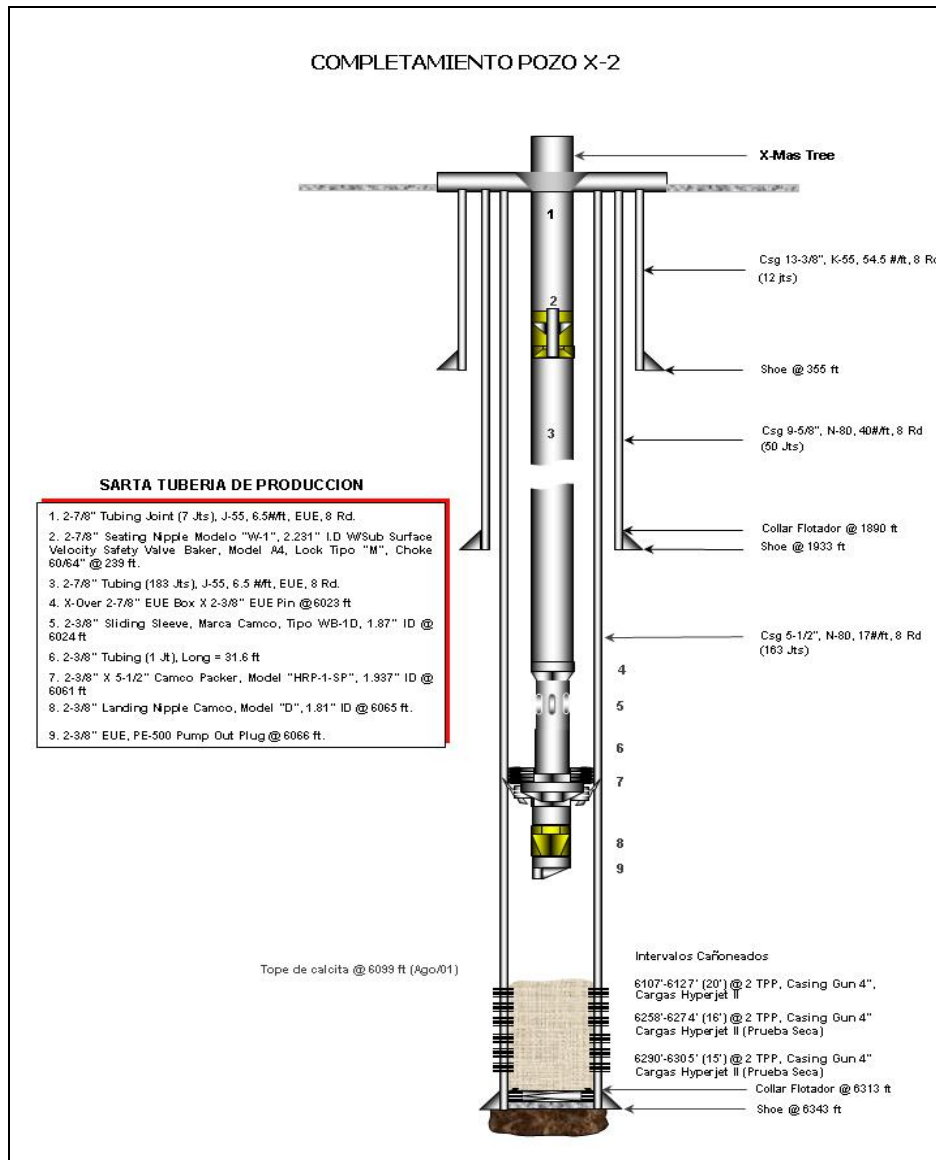


Figura 4.7 Estado mecánico del pozo X2

El modelo del pozo fue calibrado de acuerdo los datos de las pruebas de flujo disponibles seleccionando la correlación mas apropiada para el cálculo de la caída de presión en la tubería y el factor de rugosidad. La correlación que mejor coincidencia mostró con la prueba disponible fue el modelo de Gray que de acuerdo a la literatura funciona muy bien para pozos de gas. La figura 4.8 muestra que el punto de flujo encontrado por el corte de las curvas de IPR y VLP (Vertical Lift Performance) concuerda con el dato de la prueba (Qg = 9.7 MPCSD y Pwf = 1681.7 psia)

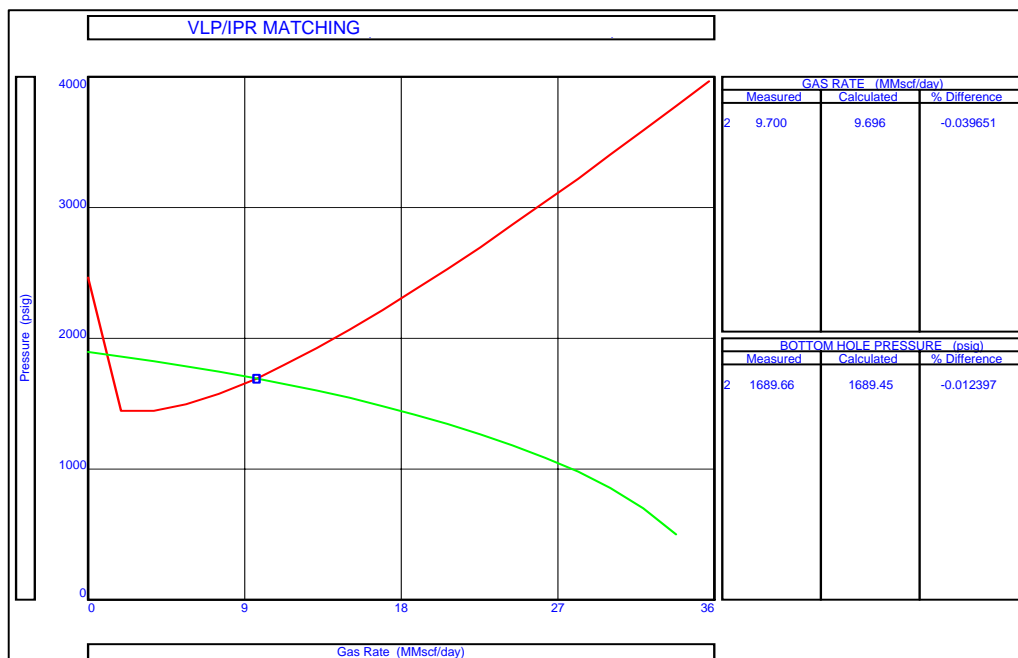


Figura 4.8 Punto de flujo del pozo X2

Una vez calibrados los modelos de IPR y VLP se puede realizar la evaluación de los escenarios posibles en el cambio de algunos componentes de la sarta de acuerdo a las bases de diseño dadas. Los escenarios posibles implican el cambio en la tubería de producción por una de mayor diámetro y la sensibilidad al diámetro del choke. Las figuras 4.9 y 4.10 muestran resultados

de la sensibilidad por análisis nodal, asumiendo una presión de entrega de 1200 psia y una presión de yacimiento de 2100 psia.

De acuerdo a los resultados, se puede notar que cambiar la tubería de 2-7/8" por la de 3-1/2" resulta en una ganancia aproximada en producción del 20%, y que un mayor diámetro no representa ganancias mayores al 30%. También se nota que con la tubería de 3-1/2" y un choke de 1" se lograrían tasas de gas de 14 MPCSD.

Adicionalmente, se debe tener en cuenta que para bajas relaciones Gas/Agua y la configuración encontrada (Tubing de 3-1/2"y Choke de 1") el software predice que a tasas menores a 2 MPCSD el gas no tendría la velocidad suficiente para levantar el líquido, ocasionando inestabilidad y baches en las facilidades de superficie (criterio de Turner).

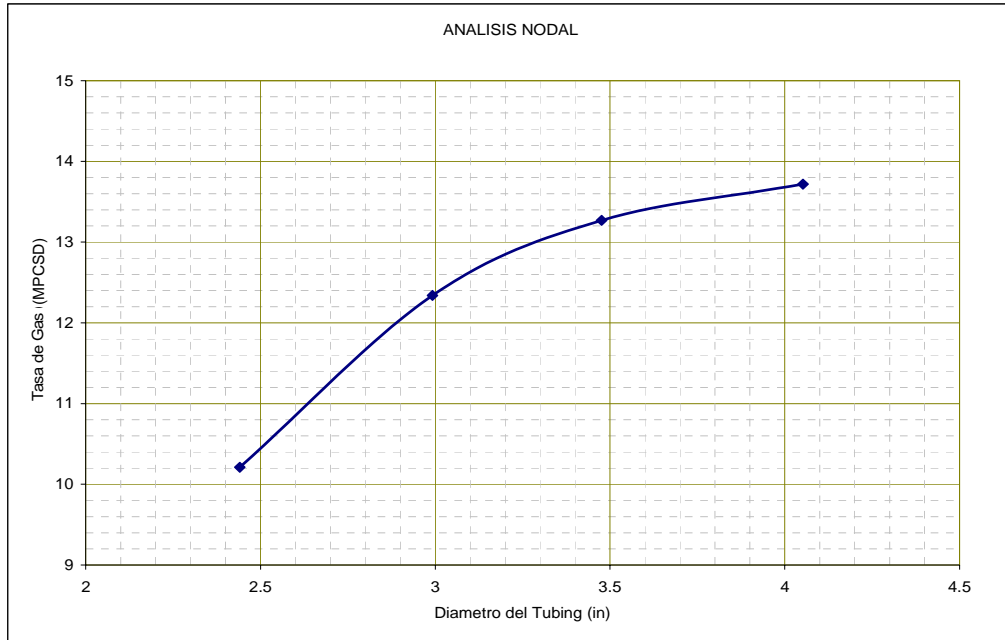


Figura 4.9 Aumento Qg con cambio en el diámetro de tubing

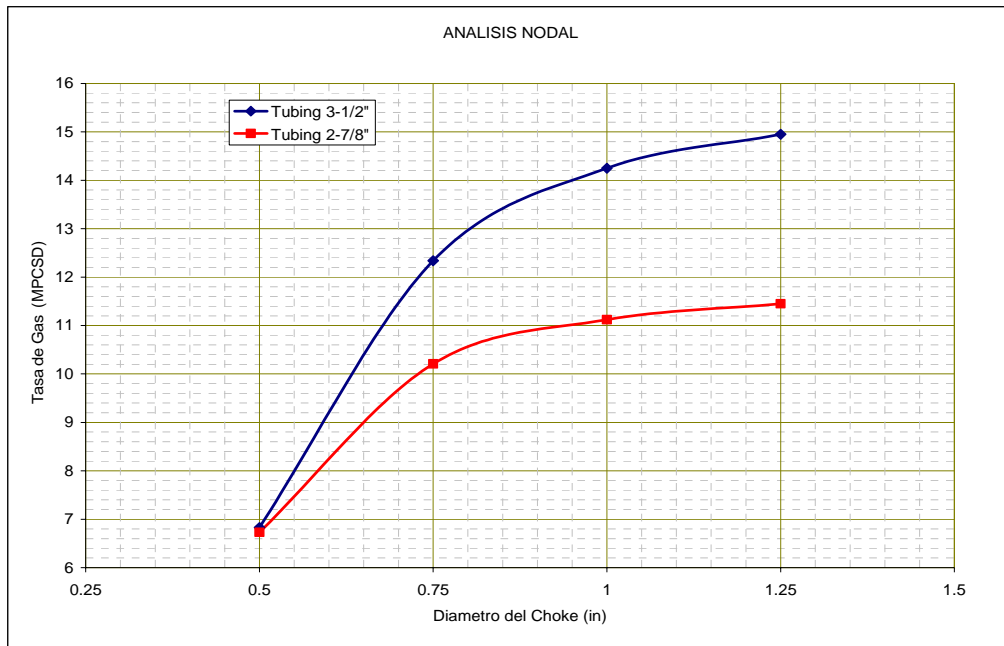


Figura 4.10 Aumento Qg con cambio en el diámetro del choke

4.3.4 Facilidades de superficie

Un modelo de las facilidades de superficie fue construido para representar la producción del pozo hasta la entrega al gasoducto. El modelo representa el flujo a través de la línea aguas abajo del choke, el separador de producción, el medidor de flujo y la línea de entrega al gasoducto. Este modelo fue calibrado con base en la información disponible de campo. La caída de presión en las líneas fue ajustada a los datos de campo mediante el ajuste de la rugosidad de las tuberías teniendo en cuenta las diferencias en las pérdidas por fricción.

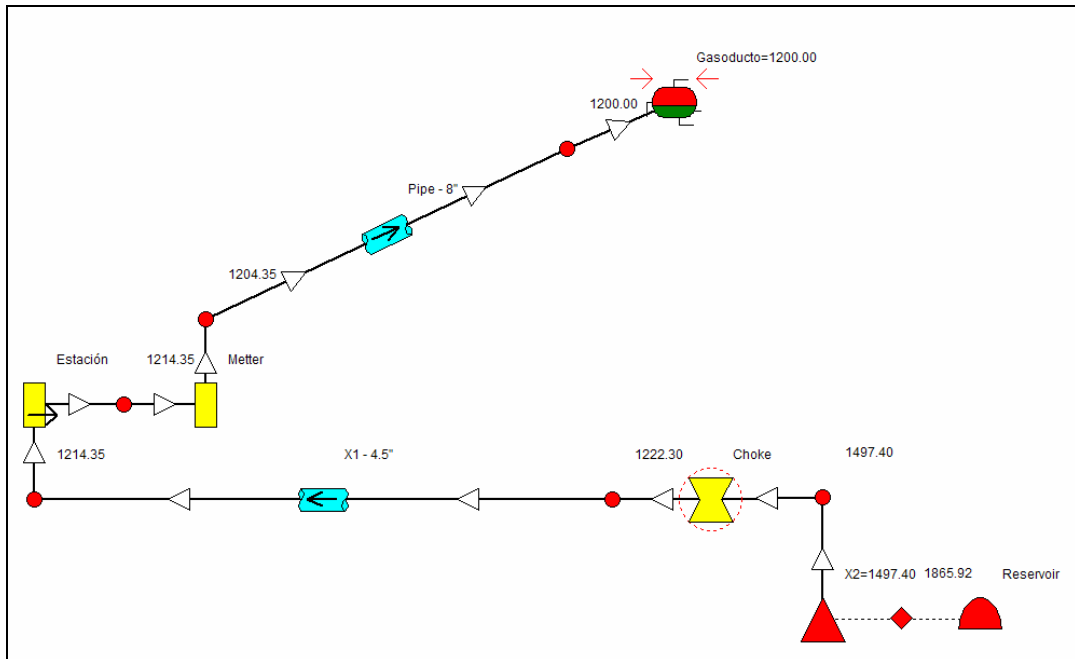


Figura 4.11 Facilidades de superficie

Con la corrida del modelo se confirma que se puede continuar operando bajo la misma configuración de líneas ya que las mismas tienen suficiente capacidad para manejar la tasa máxima del pozo que sería de 14 MPCSD con una relación gas/agua de 0.3 Bls/MPCS.

Luego de una inspección preliminar del estado actual de las facilidades se encontró que en general se requiere de inversión en mantenimiento general de las líneas y la estación. En el caso de las líneas de flujo, éstas requieren: desenterramiento, limpieza o retiro del recubrimiento deteriorado, una evaluación de espesores y el reemplazo de pequeños tramos con áreas altamente deterioradas por la corrosión, preparación de superficie y aplicación de un nuevo recubrimiento y protección catódica. En el caso de la estación, básicamente se requiere una evaluación de integridad mecánica del separador que involucra la evaluación de espesores y una inspección interna y externa de la superficie. Además se debe realizar un mantenimiento

general a la tea, y a los controles automáticos de flujo, drenaje de líquidos, controles de nivel y válvulas de alta y baja presión, y demás accesorios requeridos para la correcta operación del separador.

4.4 Reacondicionamiento del pozo

Desde enero del año 1993 el pozo X2 presentó comunicación entre el anular y la tubería de producción, de acuerdo con los niveles de presión registrados iguales a la THP. Una corrida del registro de corrosión realizado con sonda TGS de SLB, estableció que la falla puede ser causada por un empaque recuperable con pase o el deterioro de los empaques en el colgador de la tubería de producción. Para remediar esto se requiere un servicio a pozo para el cambio del colgador de tubería, el empaque recuperable y el cambio de la tubería de producción de 2-7/8" por una de 3-1/2" de acuerdo a los resultados del análisis nodal presentado en este estudio.

La figura 4.12 muestra el estado mecánico propuesto, donde se resalta la nueva tubería de producción de 3-1/2" junto con el sistema hidráulico de la válvula de seguridad.

COMPLETAMIENTO POZO X-2

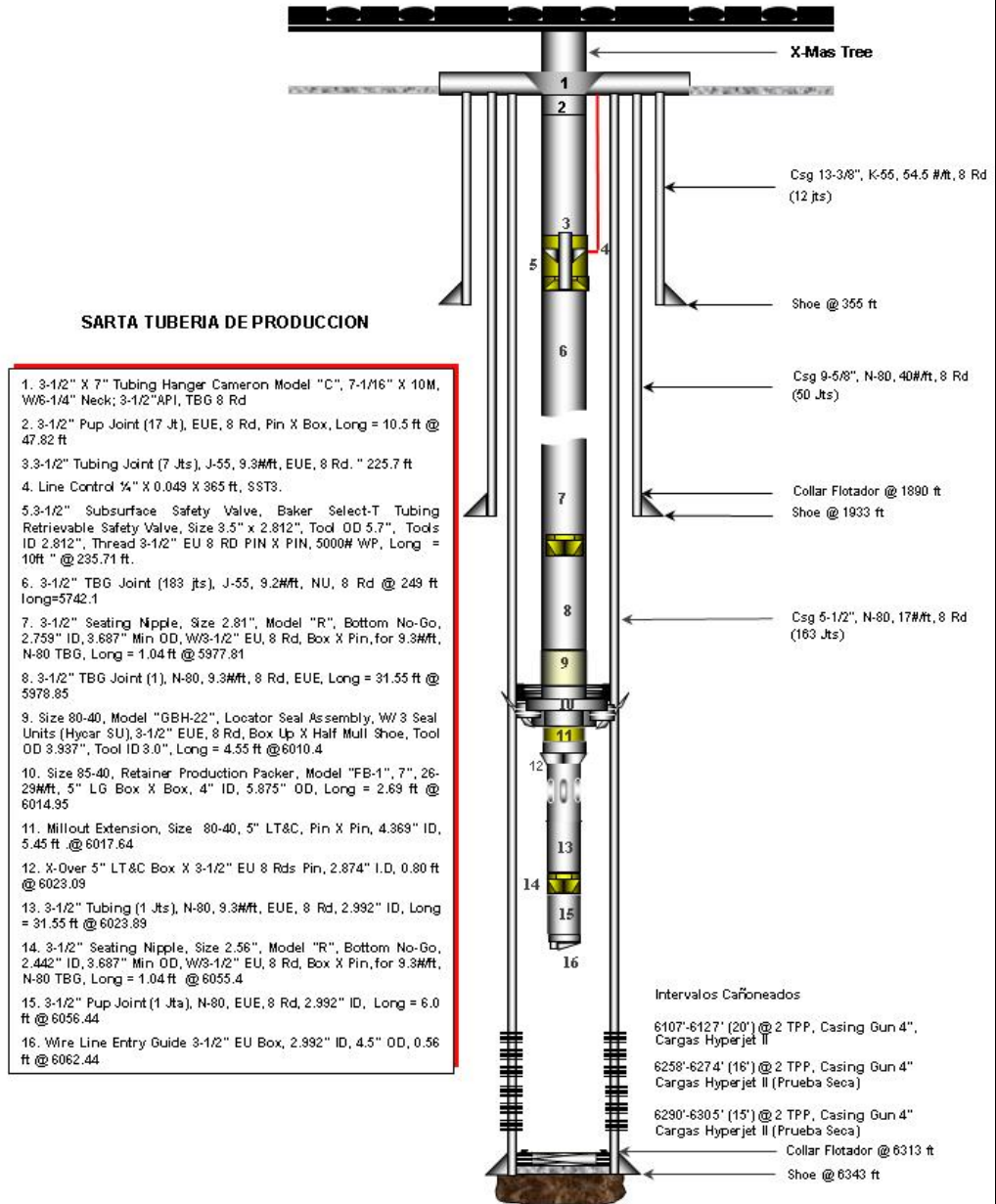


Figura 4.12 Estado mecánico propuesto

4.5 Alternativas para deshidratación del gas

Una parte esencial de la ingeniería para la reactivación del campo es la selección y diseño preliminar de la tecnología adecuada de deshidratación del gas que permita acondicionarlo a las especificaciones de calidad del RUT antes de su entrega al sistema nacional de transporte. De manera que se requiere un sistema de deshidratación con capacidad para 15 MPCSD de un gas seco a 1200 psig y 100 °F (53 Lbs/MPCS) para llevarlo a una especificación de 6 Lbs/MPCS.

Existen diferentes tecnologías disponibles para deshidratación, de manera que es necesario realizar una matriz de preselección de tecnologías con base en criterios como: aplicabilidad, facilidad en diseño/Instalación, costos de instalación y sostenibilidad, requerimientos de atención, mínimos cierres de planta, requerimientos de mantenimiento, y menores impactos ambientales. Los resultados de la preselección se muestran en la tabla 4.1.

Tabla 4.1 Matriz de selección de alternativas

Criterio	Peso Criterio	TEG	Desecantes		Refrigeración
			Regen.	No Regen.	
Aplicabilidad	15%	5	2	3	1
Facilidad en diseño/Instalación.	10%	3	2	4	1
Inversión Inicial	20%	3	3	3	1
Requerimientos de atención	25%	4	2	5	2
Cierre de planta mínimos.	10%	3	3	2	3
Requerimientos de mantenimiento.	10%	3	3	5	4
Menores impactos ambientales.	10%	2	4	3	2
TOTAL	100%	3.5	2.6	3.7	1.85

Como resultado de la preselección, se encontró que las tecnologías de deshidratación con TEG y con desecantes sólidos no regenerativos son las que mejor se ajustan al los requerimientos del campo.

4.5.1 Diseño del sistema de deshidratación

De acuerdo a las alternativas seleccionadas, se realizará el diseño para los dos casos con el fin de tener un criterio definitivo de selección de tecnología. La tabla 4.2 muestra las condiciones del gas a deshidratar.

Tabla 4.2 Condiciones de gas a deshidratar

Variable	Condición
Qg máximo,	15 MPCSD
Presión de Operación	1100 – 1200 psig
Temperatura de Operación	100 F
Saturación del Gas húmedo	55 Lbs/MPCS
Contenido de CO ₂	0.16% Molar
Saturación requerida en el gas seco	6 Lbs/MPCS
Temperatura Ambiente	60 – 90 F

- **Planta de TEG**

De acuerdo al procedimiento básico de diseño del “ENGINEERING DATA BOOK – GPSA” y con las condiciones del gas mostradas en la tabla 4.2 se puede ver en el anexo 1 la memoria de calculo del diseño de la planta. Los resultados se muestran en la tabla 4.3.

Tabla 4.3 Especificaciones planta de TEG

PLANTA DE TEG	
Generales	
Capacidad	15 MPCSD
Presión de Diseño	1440 psig
# Etapas Teóricas	2 Etapas
Torre Contactora de Platos	
#Platos de Burbujeo 24"de espaciamiento	6 platos
Altura	14 Pies. S/S
Diámetro	30"
Torre Contactora empacada	
Empaque Estructurado	10 Pies.
Diámetro	20"
TEG	
Concentración	98.6% wt.
Tasa de recirculación	92 gal/hr
Pérdidas Anuales de TEG	550 gal.
Rehervidor	
Calor total	103183 Btu/hr
Costos	
Compra e instalación	285.000 US\$
Reposición de TEG	2462 US\$/año
Gas combustible	1028 US\$/año
Otros	1500 US\$/año

- **Desecante no regenerativo**

De acuerdo a las características de éste sistema, se realizó el diseño mostrado en el anexo 2. La tabla 4.3 muestra el resumen de los resultados. Los desecantes empleados PRIME y MAX fueron seleccionados teniendo en cuenta que el primero retira la mayor parte de la humedad al gas y el segundo, que tiene mayor capacidad higroscopica, finaliza la deshidratación

hasta los niveles bajos requeridos, requiriendo menor cantidad, dado su mayor costo.

Tabla 4.4 Especificaciones unidad con desecante no-Reg.

Sistema no-Reg.	
Capacidad	15 MPCSD
Presión de Diseño	1440 psig
# Etapas en serie	2 Etapas
Diámetro externo de cada etapa	36"
Altura de cada etapa	8'- 6" S/S
Orientación	Vertical
Desecantes empleados	Etapa A: PRIME Etapa B: MAX
Compra e Instalación	120.000 US\$
Costos operativos	326.000 US\$/año

4.5.2 Alternativa seleccionada

De acuerdo a los resultados del diseño de las unidades de deshidratación se ha seleccionado la planta de TEG como la mejor alternativa para este proyecto, basado en los siguientes criterios:

- La planta de TEG es una tecnología conocida de fácil operación. Además, a pesar de requerir una inversión inicial relativamente alta, los costos operativos no sobrepasan los cinco mil dólares anuales.
- El sistema con desecante no requiere una inversión tan alta comparada con la planta de TEG, pero este sistema requiere un consumo excesivamente alto de los dos desecantes debido a la alta temperatura del gas y por tanto una mayor cantidad de agua a remover. El consumo de desecante se ve bastante afectado por la alta temperatura y la tasa de gas.

4.6 Actualización del pronóstico de producción

Con base en los resultados del Balance de Materia, se utilizó el programa MBAL para realizar los pronósticos de producción del campo de acuerdo a las condiciones propuestas en el presente estudio. Teniendo en cuenta las expectativas de venta de gas y considerando la demanda actual de gas se corrieron dos pronósticos de producción, uno que no considera restricciones por demanda y otro considerando cierres temporales durante el año de acuerdo a la demanda.

4.6.1 Pronóstico sin restricciones por demanda

Para este pronóstico no se realizan restricciones por demanda, simplemente se produce el pozo a una tasa constante hasta el agotamiento. Las fechas y restricciones usadas para la corrida se encuentran listadas en la tabla 4.5.

Tabla 4.5 Pronóstico sin restricciones

Condición	Valor
Fecha de inicio predicción	31/03/1999
Fecha de Inicio de Producción	01/01/2007
Finalización del Pronóstico	01/01/2015
Qg máxima, MPCSD	12
RGW máxima, STB/MPCS	50
Presión del Manifold, psig	1200

Los resultados del pronóstico se muestran en la figura 4.13. A continuación se describen las principales conclusiones:

- Se observa un incremento de presión de yacimiento desde los 1842 psia que tenía al momento del cierre en marzo de 1999 hasta una presión de 2255 psia en Enero de 2007. Este incremento es

interpretado como un fuerte efecto del acuífero durante ocho años de cierre.

- El pozo mantiene la producción de 12 MPCSD durante 3 años (Ene/2007 – Dic/2009) y declina hasta 7 MPCSD seis meses después, fecha en la que se esperaría la intrusión de agua y se cerraría el campo.
- La producción total acumulada para este escenario a Junio del año 2010 se estima en 105 GPCS de gas, correspondientes a un recobro del 86.1% de las reservas.
- El volumen de reservas adicionales recuperadas por la apertura del campo sería de 15.5 GPCS.

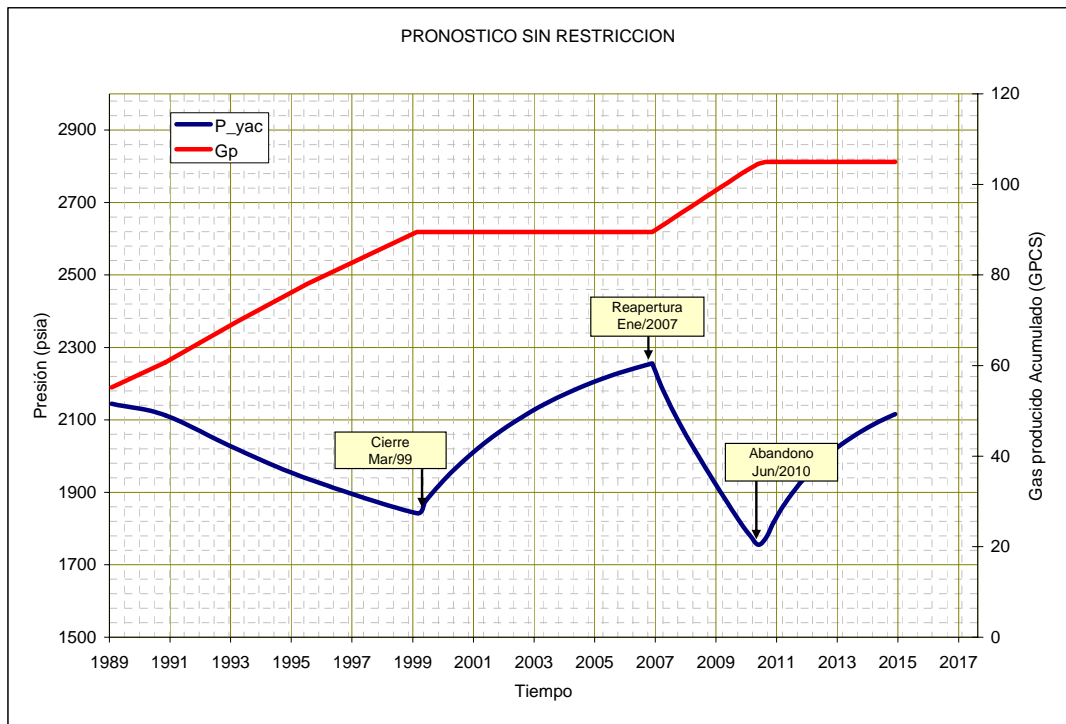


Figura 4.13 Pronóstico sin restricción de demanda

4.6.2 Pronóstico restringido por demanda

De acuerdo a las variaciones mensuales de la demanda de gas, se consideraron cierres mensuales del campo durante algunos meses del año. Las fechas y restricciones usadas para la corrida se encuentran listadas en la tabla 4.6.

Tabla 4.6 Pronóstico sin restricciones

Condición	Valor
Fecha de inicio predicción	31/03/1999
Fecha de Inicio de Producción	01/01/2007
Finalización del Pronóstico	01/01/2015
Qg máxima, MPCSD	12
RGW máxima, BLS/MPCS	50
Presión del Manifold, psig	1200
Meses Produciendo @ 12 MPCSD	Feb, Mar, Jun, Jul, Sep, Oct.

Los resultados del pronóstico se muestran en la figura 4.14. A continuación se describen las principales conclusiones:

- El efecto del acuífero durante los 8 años de cierre es el mismo incremento de la presión de yacimiento desde 1842 hasta 2255 psia encontrado en el pronóstico anterior.
- El pozo mantiene la producción de 12 MPCSD hasta octubre del año 2012 (6 años) debido a que prácticamente permanece cerrado 6 meses por año según los picos de demanda, declinando rápidamente hasta la intrusión de agua y el abandono del campo.
- La producción total acumulada para este escenario a Octubre del año 2012 se estima en 102.5 GPCS de gas, correspondientes a un recobro del 84% de las reservas.
- El volumen de reservas adicionales recuperadas por la apertura del campo sería de 13 GPCS.

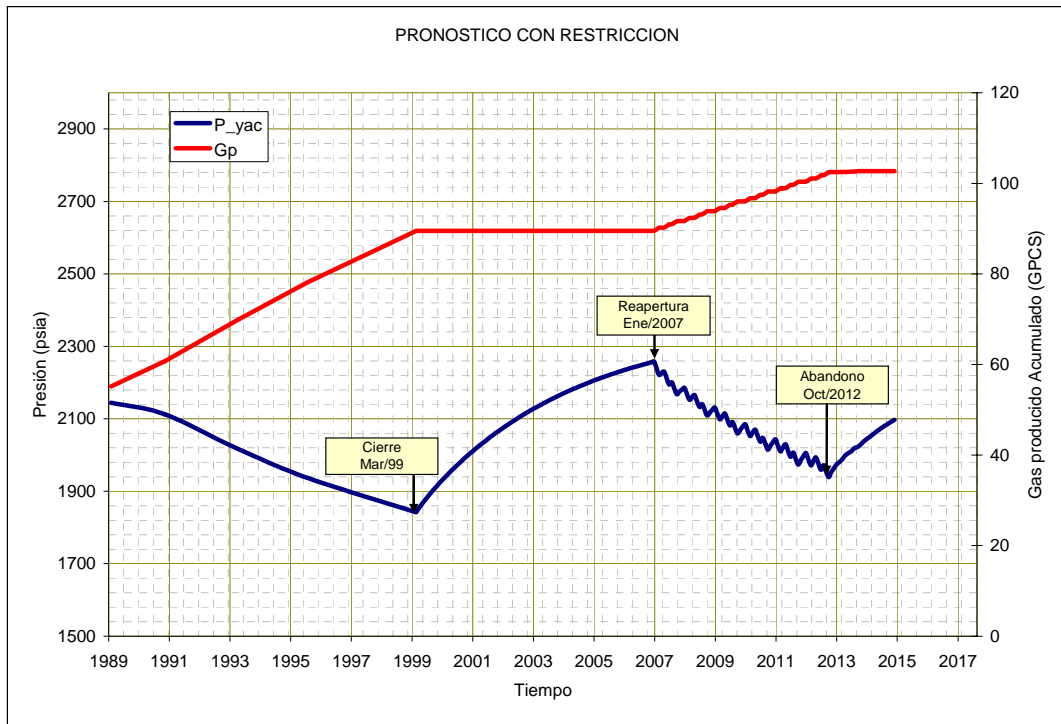


Figura 4.14 Pronóstico con restricción de demanda

La figura 4.15 muestra los dos pronósticos sobrepuestos para ilustrar el retraso que tendría el abandono del campo si la demanda no permite abrir el campo el 100% del tiempo, además se pueden notar las reservas adicionales recuperadas por producir el campo sin cierres frecuentes por baja demanda.

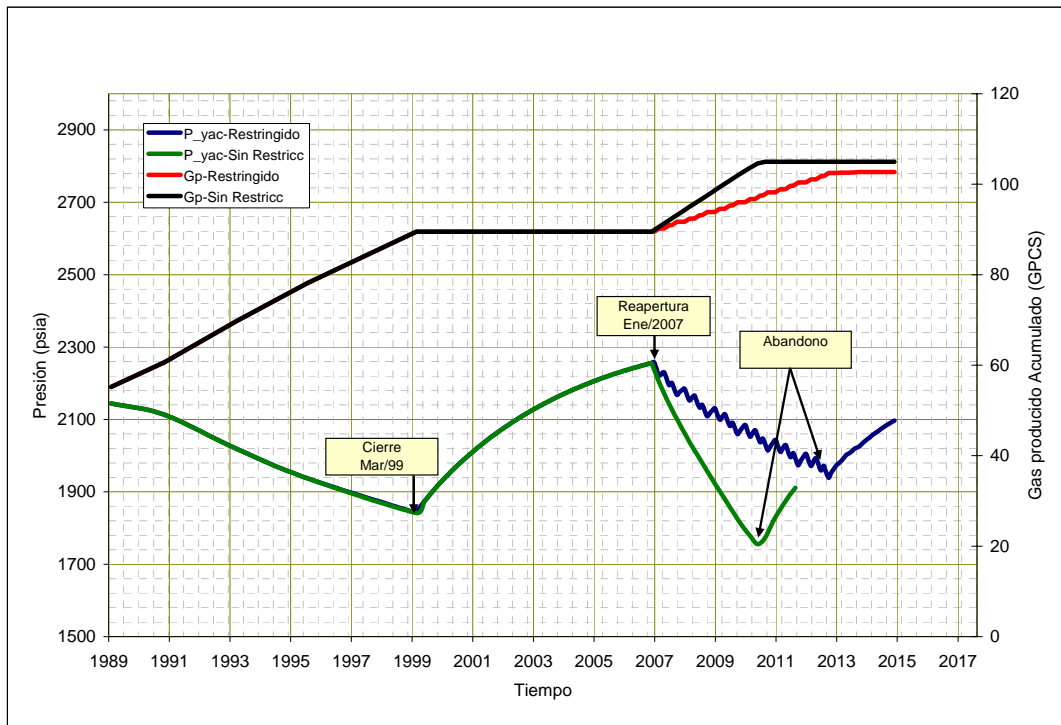


Figura 4.15 Pronósticos

5. ANALISIS FINANCIERO

Con el fin de establecer la viabilidad de reactivación del campo, se realizó el análisis financiero de acuerdo con el alcance de las inversiones requeridas y los pronósticos del campo.

De acuerdo con los resultados de los pronósticos se evaluaron los dos escenarios generados de acuerdo a las restricciones por demanda. Es importante mencionar que la evaluación fue realizada sobre la base de la producción total del pozo y no sobre producción adicional ganada por aumento del diámetro del tubing, ya que todas las inversiones listadas son requeridas para reactivar el campo y sin ellas no se podrían producir las reservas remanentes.

5.1 Flujo de caja

5.1.1 Inversiones

Las inversiones requeridas para reactivar el campo están concentradas básicamente en los trabajos de reacondicionamiento del pozo X2, la compra e instalación de una planta deshidratadora y el mantenimiento de las facilidades de superficie. La tabla 5.1 muestra el detalle de las inversiones mencionadas.

Tabla 5.1 Inversiones

Ítem	Detalle, US\$	Total, US\$
Reacondicionamiento del pozo X2		884,000
Intangibles (servicios)	529,000	
Tangibles (materiales)	354,000	
Facilidades		317,000
Ingenierías básica y detallada	10,000	
Inspección de tuberías y equipos	2,000	
Mantenimiento de facilidades	20,000	
Compra e instalación deshidratadora	285,000	
Total		1,201,000

5.1.2 Costos operativos

La operación del campo demanda algunos costos fijos de personal, servicio y mantenimiento y algunos costos variables de consumibles como los productos químicos, los insumos para la planta de deshidratación y el manejo del agua producida. En total se estima un costo anual de 2.3 US\$/MPCS de gas producido.

5.1.3 Ingresos

Los ingresos por concepto de venta de gas se calcularon con base en los pronósticos de producción obtenidos en el capítulo anterior y con precios del gas proyectados bajo un escenario conservador, el cual oscila alrededor de los 1.3 dólares por cada mil pies cúbicos estándar de gas.

5.2 Resultados del análisis financiero

La tabla 5.2 muestra los resultados del flujo de caja anual para los dos escenarios planteados en los pronósticos. En el primer escenario se produce el campo a una tasa de 12 MPCSD sin cierres temporales por baja demanda de gas durante 3.5 años. En el segundo escenario se produce el campo bajo una demanda restringida que obliga a cierres mensuales que en total pueden significar que el campo permanece cerrado la mitad del año, lo que extiende la vida del campo a seis años produciendo a una tasa de 12 MPCSD.

Tabla 5.2 Flujo de caja

Año	Qg	Precio Gas	Qg Neta Operador	Ingresos	OPEX	CAPEX	Flujo de Caja
	MPCSD	US\$/KPC	MPCSD	Millones US\$	Millones US\$	Millones US\$	Millones US\$
Escenario 1: No restringido por demanda							
2006						1.20	-1.20
2007	12.0	1.33	6.0	2.92	0.01	0.00	1.16
2008	12.0	1.27	6.0	2.78	0.01	0.00	1.09
2009	12.0	1.30	6.0	2.84	0.01	0.00	1.12
2010	4.0	1.32	2.0	0.96	0.00	0.00	0.38
						VPN @ 10%	1.85 MM\$
						TIR	80.5%
						PT	1.1 años
Escenario 2: Restringido por demanda							
2006						1.20	-1.20
2007	12.00	1.33	6.00	1.46	0.01	0.00	0.57
2008	12.00	1.27	6.00	1.39	0.01	0.00	0.53
2009	12.00	1.30	6.00	1.42	0.01	0.00	0.55
2010	12.00	1.32	6.00	1.44	0.01	0.00	0.56
2011	12.00	1.34	6.00	1.47	0.01	0.00	0.57
2012	12.00	1.36	6.00	1.49	0.01	0.00	0.58
						VPN @ 10%	1.23 MM\$
						TIR	40.1%
						PT	2.2 años

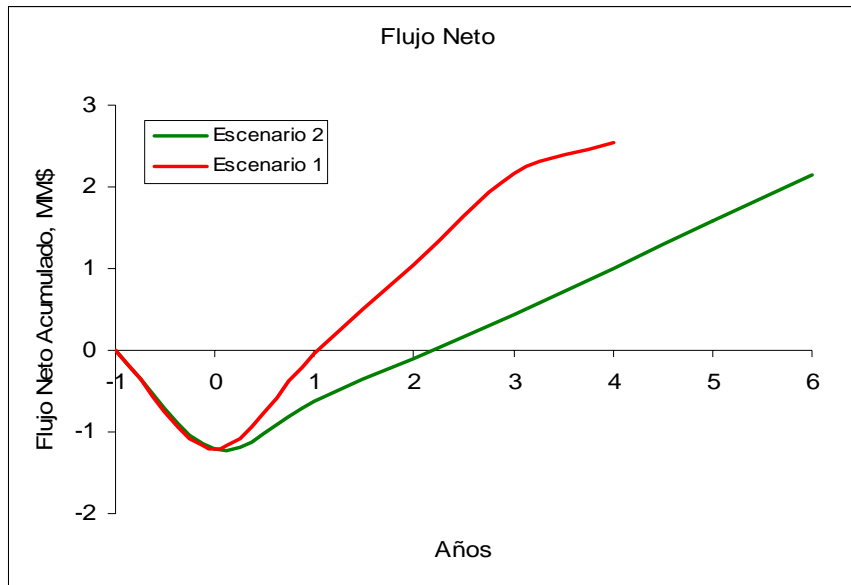


Figura 5.1 Flujo neto

De acuerdo a la figura 5.1, se puede notar que la reactivación del campo es viable ya que el flujo de caja es positivo a partir del primer año en el escenario 1 y el segundo año para el escenario 2. El valor presente neto calculado a la tasa del 10% en los dos escenarios muestra que el escenario 2 se ve castigado por la lenta recuperación de la inversión dada las restricciones por baja demanda.

6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- Se presentó un ejemplo de la aplicación de las técnicas de balance de materiales y análisis nodal para realizar el análisis de campos de gas.
- El volumen inicial de Gas en el Campo es igual a 121.9 GPCS. El gas producido hasta la fecha de cierre del Campo es igual a 89.5 GPCS y representa un recobro del 73% del gas inicial.
- El volumen de reservas adicionales recuperadas por la apertura del campo fueron estimadas de acuerdo a los escenarios posibles de demanda, usando el método de balance de materiales y estarían oscilando entre 13 y 15.5 GPCS.
- Se recomienda realizar una reevaluación al pronóstico de producción utilizando un modelo geológico en un simulador de yacimientos y realizando una prueba de ascenso de presión después de retirar el tapón de fondo de calcita.
- Se recomienda realizar una prueba multitasa para estimar la curva de afluencia y la máxima tasa posible de producción después del reacondicionamiento y el cambio de sarta.
- La correlación que mejor coincidencia mostró en los cálculos de caídas de presión en la tubería fue el modelo de Gray, coincidiendo con lo recomendado en la literatura para pozos de gas natural.

- Aunque el cambio de tubería de producción de 2-7/8" por una de 3-1/2" no genera una ganancia alta en producción, se recomienda realizarlo, teniendo en cuenta que el pozo X2 requiere servicio de workover y cambio de toda la sarta debido los problemas de alta presión en el anular.
- Se recomienda instalar una planta de TEG como la mejor alternativa para acondicionar el gas a las condiciones de gas de venta.
- Se comprobó que la tecnología de desecantes sólido no regenerativos para deshidratación de gas a condiciones de venta no es aplicable todavía en pozos con tasas superiores a 5 MPCSD y a temperaturas superiores a 80 °F debido al alto consumo de los desecantes.
- Se requieren mayores desarrollos en la tecnología de desecantes no regenerativos para flujo de gas superiores a 5 MPCSD y temperaturas mayores a 80 °F, específicamente se debe de mejorar el rendimiento de los desecantes y disminuir sus costos, a fin de sean competitivos y reemplacen las plantas de TEG.
- La reactivación del campo es viable desde el punto de vista técnico y económico, teniendo en cuenta que las inversiones son relativamente bajas y los trabajos requeridos no son mayores y no implican riesgos de capital.

7. BIBLIOGRAFIA

ARNOLD Ken and STEWARD Maurice, Surface Production Operations, 1999, 2nd Edition, Gulf Publishing Company, 569 p.

CRAFT B. C. and HAWKINS, Applied Petroleum Reservoir Engineering, 2nd Edition, Prentice Hall PTR, 1991. 431 p.

CAMPBELL, J., M., Gas Conditioning and Processing, Chapters 17, 18, & 19, Campbell Petroleum Series, Norman, Oklahoma, 1981.

ENGINEERING DATA BOOK, Gas Processor Suppliers Association-GPSA, 11th Edition – FPS, 1998. 349 p.

HYPROTECH LTD., Hysys Process Simulator Program, 300 Hyprotech Centre, 1110 Centre Street North, Calgary, Alberta T2E 2R2, Canada.

LEE J, and WATTENBARGER R. Gas Reservoir Engineering. SPE Textbook Series Vol.5. Richardson Texas. 1996.

PAEZ Ruth, Análisis nodal en la optimización de la producción de pozos de gas. Monografía Especialización en Ingeniería de Gas UIS, 1998.

PETROLEUM EXPERTS LIMITED, MBAL Reservoir Engineering Toolkit – User Guide, Version 8.1, 2005.

PETROLEUM EXPERTS LIMITED, PROSPER Single well System Analysis
– User Guide, Version 9.1, 2005.

SATTER Abduz and GANESH Thakur, Integrated Petroleum Reservoir
Management, Penn Well Books, 1994, 335 p.

ANEXO 1. DISEÑO PLANTA DE TEG

A continuación se muestra la memoria de cálculo detallada de la planta de deshidratación de TEG con base en el procedimiento de la GPSA.

1. Estimar la concentración de TEG requerida (Fig. A1).

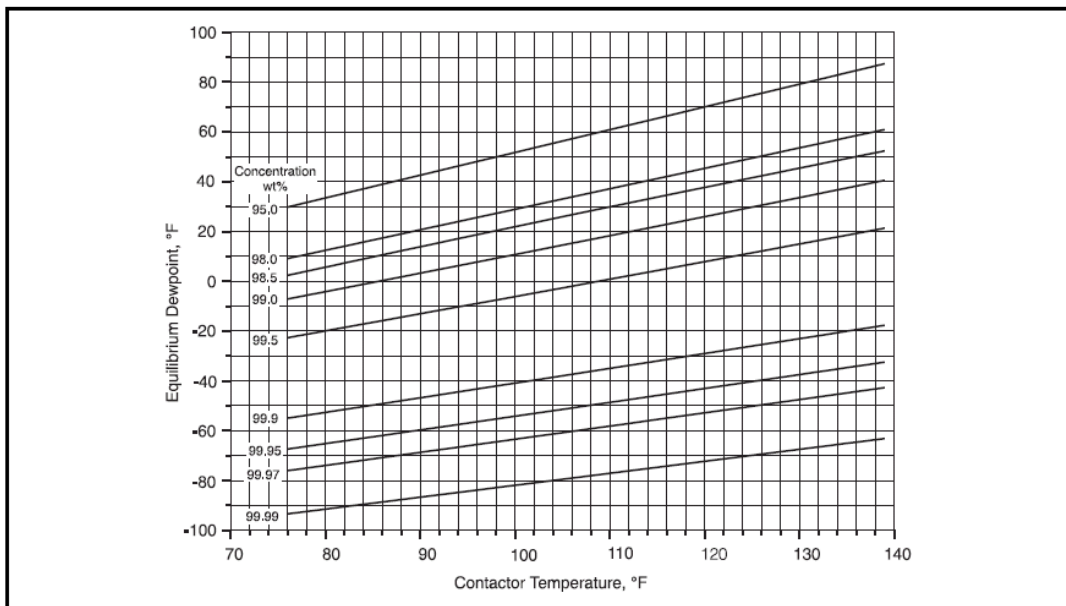


Fig. A1. Punto de rocío del agua vs. temperatura a diferentes concentraciones de TEG. Fuente: GPSA.

- 6 Lb/MPCS es igual un punto de rocío H₂O de 30 F, (Fig. 3.4).
- Asumiendo 10 F de aproximación al equilibrio (Factor de Seguridad), el dewpoint requerido será de 20 °F.

- Con la temperatura de contactor de 100 F, la concentración requerida de TEG pobre será de 98.6% wt. (Fig. A1).

2. Estimar el número de etapas teóricas de la torre contactora.

- Calcular la eficiencia de remoción de agua:

$$\frac{W_{in} - W_{out}}{W_{in}} = \frac{55 - 6}{55} = 0.891$$

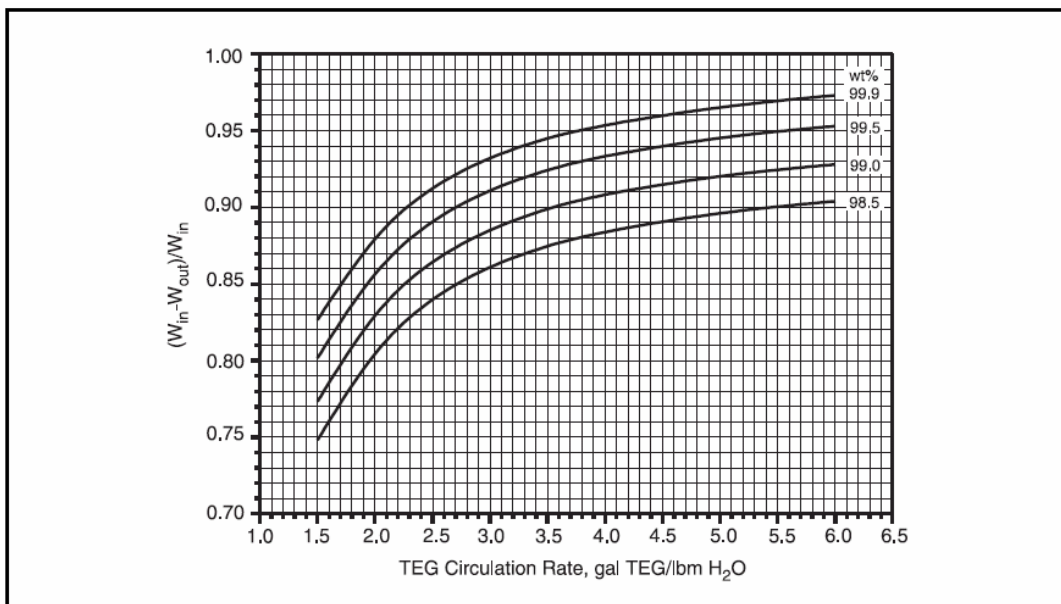


Fig. A2. Remoción de agua vs. Tasa de TEG a diferentes concentraciones

Fuente: GPSA.

En la figura A2, tenemos $N=1.5$, 3 gal/LbH₂O como criterio de diseño común en estas plantas y 98.5% calculado en el paso 1.

$$\frac{W_{in} - W_{out}}{W_{in}} = 0.9$$

0.9 concuerda con el valor calculado de 0.891, se requieren entonces 2 etapas teóricas. Si el espaciamiento es de 24" se requieren 6 platos

de burbujeo de 35% de eficiencia y 14 pies de altura. Por otro lado, 2 platos teóricos corresponden a 10 pies de empaque estructurado.

3. Dimensiones de la torre contactora.

- Para platos de burbujeo (24" de espaciamiento)

$$G = C[\rho_v(\rho_L - \rho_v)]^{0.5}$$

De acuerdo a la GPSA, C para 24" es 576.

$$G = 576[1.73(69.9 - 1.73)]^{0.5} = 6248 \text{ Lb} / \text{ft}^2 \cdot \text{hr}$$

$$\dot{m} = \left[\frac{15000000 \text{ scf}}{\text{dia}} \right] \left[\frac{1 \text{ Lbmol}}{379.5 \text{ scf}} \right] \left[\frac{0.561 \times 28.97 \text{ Lb}}{\text{Lbmol}} \right] \left[\frac{1 \text{ dia}}{24 \text{ hr}} \right] = 26765 \text{ Lb} / \text{hr}$$

$$A = \frac{\dot{m}}{G} = \frac{26765}{6248} = 4.28 \text{ ft}^2$$

$$D = \left[\frac{4A}{\pi} \right]^{0.5} = \left[\frac{4 \times 4.28}{\pi} \right]^{0.5} = 2.33 \text{ ft} \cong 30"$$

- Para empaque estructurado

$$D = \left[\frac{C_{\text{Burbujeo}}}{C_{\text{Empaque}}} \right]^{0.5} (D_{\text{Burbujeo}}) = \left[\frac{576}{1200} \right]^{0.5} (2.33) = 1.61 \text{ ft} \cong 20"$$

4. Calor del rehervidor.

- Criterio: TEG Rico entrando al rehervidor a 300 F y la temperatura del rehervidor 400 F.
- Base de calculo 1 gal de TEG.
- Calor Sensible:

$$Q_s = m C_p \Delta t = 9.3 \frac{\text{Lb}}{\text{gal}} \left[\frac{0.665 \text{ Btu}}{\text{Lb}^\circ \text{F}} \right] (400^\circ \text{F} - 300^\circ \text{F}) = 618 \text{ Btu} / \text{gal}$$

- Calor de vaporización del agua absorbida:

$$Q_v = \Delta H_{vap} (\Delta W) = \left(\frac{970 \text{ Btu}}{\text{LbH}_2\text{O}} \right) \left(\frac{1 \text{ LbH}_2\text{O}}{3 \text{ gal}_{\text{TEG}}} \right) = 323_{\text{ Btu / gal}}$$

- Calor de condensación (25% de Relación de Reflujo)

$$Q_c = 0.25 Q_v = 81_{\text{ Btu / gal}}$$

- Total calor, incluyendo 10% de pérdidas de calor en el sistema

$$Q_r = (Q_s + Q_v + Q_c) \times 1.1 = 1124_{\text{ Btu / gal}}$$

- Teniendo en cuenta la tasa de glicol requerida así:

$$L_{\text{TEG}} = 3 \frac{\text{galTEG}}{\text{LbH}_2\text{O}} \left(\frac{(55-6) \text{ LbH}_2\text{O}}{\text{MMscf}} \right) \left(\frac{15 \text{ MMscf}}{24 \text{ hr}} \right) = 91.8 \text{ galTEG / hr}$$

- El calor total es:

$$Q_r = 1124 \text{ Btu / gal} (91.8 \text{ gal / hr}) = 103183_{\text{ Btu / hr}}$$

5. Pérdidas anuales de TEG:

$$\text{Pérdidas}_{\text{ Anuales}_{\text{ TEG}}} = 0.1 \frac{\text{gal}}{\text{MMscf}} (15 \text{ MMscfd}) (365_{\text{ dias / Año}}) = 547_{\text{ gal}}$$

6. Los costos de TEG a 4.5 US\$/gal serían de US\$2462 anuales.

7. Costos del gas natural combustible:

FGR = Gas combustible al rehervidor (Mscf/año)

Q = Tasa de gas = 15 MPCSD

W = Agua removida = 44 lb/MPCS

Qr = Calor total del rehervidor = 1124 Btu/gal TEG

Hv = Poder Calorífico del gas natural = 1027 Btu/scf

R = Relación agua-glicol = 3 gal TEG/lb agua

$$FGR = \frac{Q * W * Q_r * R * 365 \text{ dias / año}}{H_v * 1000 \text{ scf / Mscf}} = \frac{15 * 44 * 1124 * 3 * 365}{1027 * 1000} = 791 \text{ Mscf / año}$$

Con un precio de 1.3 U\$/Mscf, los costos de combustible serían de 1028 U\$/año.

ANEXO 2. DISEÑO UNIDAD CON DESECANTE

A continuación se muestra la memoria de cálculo detallada de diseño de la unidad de deshidratación con desecante sólido no-regenerativo con base en el procedimiento sugerido en la literatura.

Se diseñará una unidad paquete de dos etapas con dos tipos de desecante para ganar confiabilidad y optimizar el uso del desecante.

1. Determinar el consumo diario de desecante:

- Dada la tasa de flujo de gas °F de 15 MPCSD @ 1200 psia y 100 °F, el contenido de agua es 50 Lb/MPCS, y la humedad de salida requerida de 6 Lb/MPCS.
- De acuerdo al rendimiento del desecante de menor rendimiento (A) se puede alcanzar una humedad de 30 lb/MPCS a la salida de la etapa A. Para la etapa B con un desecante de mayor rendimiento (B) se alcanzaría una humedad de 6.8 Lb/MPCS.
- De acuerdo a las tablas del fabricante, se requieren 6 lb/MPCS de desecante A y 7.6 lb/MPCS de desecante B.
- El consumo diario de desecante "D", en lb/día es igual a:

$$\text{Etapa A} = D = Qg * B_A = 15 * 6 = 90 \text{ lb / dia}$$

$$\text{Etapa B} = D = Qg * B_B = 15 * 7.6 = 114 \text{ lb / dia}$$

2. Determinar el tamaño de las unidades de desecante:

- Dados los siguientes criterios:

H = 18 in (altura de trabajo)

T_A = 7 días (tiempo para reposición de desecante A)

T_B = 5 días (tiempo para reposición de desecante B)

B_A = 72 lb/ft³ (densidad del desecante A)

B_B = 60 lb/ft³ (densidad del desecante A)

- El diámetro interno de cada unidad en pulgadas será:

$$\text{Etapa A} = ID = 12 * \sqrt{\frac{4 * D * T * 12}{H * \pi * B}} = 12 * \sqrt{\frac{4 * 90 * 7 * 12}{18 * \pi * 55}} = 32.7in \cong 36in$$

$$\text{Etapa B} = ID = 12 * \sqrt{\frac{4 * D * T * 12}{H * \pi * B}} = 12 * \sqrt{\frac{4 * 114 * 5 * 12}{18 * \pi * 55}} = 34in \cong 36in$$

3. De acuerdo al fabricante, para 24 in se requiere una columna de 100 in de alto.

4. Calculo de los costos operativos de la unidad de deshidratación con desecante.

- Donde:

TO = Costos Operativos Totales (U\$/Año)

CD = Costos del desecante (U\$/año)

CB = Costo de disposición de la salmuera (U\$/Año)

I = Contenido de Agua a la entrada (lb/MMcf)

O = Contenido de agua a la salida (lb/MMcf)

F = Tasa de flujo de gas (MMcf/día)

P = Precio del desecante (U\$/lb)

D = Consumo diario de desecante (lb/día)

S = Densidad de una salmuera de CaCl₂ (lb/bbl)

BD = Costo de disposición de la salmuera (U\$/bbl)

LC = Costo de Labor (U\$)

LT = Tiempo de labor del operador para reposición de desecante (hr)

LR = Tasa del operador del operador (U\$/hr)

Dados los siguientes datos:

F = 15 MPCSD de producción de gas @ 1200 y 100 °F

P_A = U\$ 2.2 / lb desecante

P_B = U\$ 6 / lb desecante

S = 490 lb/bbl

BD = U\$1 / bbl

LT = 2 hr / semana

LR = U\$30 / hr

Calcular:

$$CD = (D_A * P_A + D_B * P_B) * 365 = (90 * 2.2 + 114 * 6) * 365 = U\$321,930 / \text{año}$$

$$CB = \frac{(((I - O) * F) + D) * BD * 365 \text{ días} / \text{año}}{S}$$

$$CB = \frac{(((50 - 6) * 15) + 204) * 1 * 365}{490} = U\$644 / \text{año}$$

$$LC = LT * LR * 52 \text{ semanas} / \text{año} = 2 * 30 * 52 = U\$3120 / \text{año}$$

$$TO = CD + CB + LC = 321930 + 644 + 3120 = U\$325,694 / \text{año}$$