

METODOLOGÍA SISTEMATIZADA PARA PRONÓSTICOS DE PRODUCCIÓN EN YACIMIENTOS DE GAS Y CONDENSADO. SU APLICACIÓN AL YACIMIENTO LOMA LA LATA

Ana María Casamayor	REPSOL-YPF
Carlos A. Canel	TECPAC Consultora Petrolera
Iván Cetkovic	REPSOL-YPF
Fernando Oliva	REPSOL-YPF

RESUMEN

El nuevo escenario en que se desarrolla la industria de los hidrocarburos gaseosos, caracterizado por una demanda fluctuante y con tendencia creciente, variaciones en los precios y continuo desarrollo de nuevos proyectos, crea en las empresas productoras la necesidad de contar con herramientas para pronosticar el comportamiento de la producción de los yacimientos para distintas alternativas de explotación.

Cuando se opera yacimientos de gas y condensado, la evaluación de la recuperación de líquidos tiene una marcada influencia en el análisis económico, por lo que las herramientas de pronóstico deben contemplar el tratamiento riguroso de la evolución de los líquidos y licuables con la producción de gas.

En este trabajo se presenta una metodología sistematizada para el desarrollo de pronósticos de producción de gas, condensado, gasolina y licuables que utiliza el acoplamiento entre el análisis nodal y el balance composicional de materiales.

Esta metodología permite considerar distintas alternativas de explotación del yacimiento, como perforación de pozos nuevos, optimización de la producción de los pozos existentes, cambios en las presiones de captación, y evolución de la producción de líquidos y licuables.

Como caso de aplicación de la metodología se presentan evaluaciones realizadas en el yacimiento LOMA LA LATA.

INTRODUCCIÓN

La metodología desarrollada debía tener como objetivo básico dar una respuesta rápida y confiable del potencial de producción de un yacimiento de gas y condensado en todas las etapas de su desarrollo. Esto significa responder dos importantes interrogantes para la empresa operadora que son, si puede el yacimiento satisfacer una determinada curva de demanda, cuales son las inversiones necesarias para llegar a esas metas de producción y cuando deben realizarse estas inversiones.

Hay que tener muy en cuenta que con la dinámica actual del negocio de los hidrocarburos las curvas de demanda pueden tener importantes variaciones en corto tiempo, lo que hace fundamental que la metodología brinde resultados en muy corto plazo.

Las características mencionadas en el párrafo anterior hacen al yacimiento LOMA LA LATA como un excelente candidato para la aplicación de este tipo de metodología.

El yacimiento LOMA LA LATA ubicado en la provincia de Neuquén, es el mayor productor de gas de la República Argentina, produciendo en los meses de mayor demanda aproximadamente 40 millones de metros cúbicos standard de gas por día. Esto representa el 30 % de la producción total del país.

Actualmente esta producción se obtiene de 128 pozos. El mayor porcentaje de la producción se obtiene de pozos explotados en alta presión. Esta característica sumado a los excelentes potenciales de la mayoría de los pozos, hace que sea posible lograr incrementos de producción con distintas alternativas de rediseño de instalaciones o cambios en las condiciones operativas.

Estas características hacen ideal este yacimiento para la aplicación sistemática del análisis nodal.

Los pasos seguidos para el análisis del comportamiento de los pozos y el desarrollo de pronósticos de producción del yacimiento y que componen la metodología de evaluación, fueron los siguientes:

Análisis y procesamiento de la información

Simulaciones preliminares

Análisis nodal a nivel pozo

I. Desarrollo de alternativas. Sistematización

II. Pronósticos de producción

En adelante se describirán las tareas desarrolladas y los principales resultados obtenidos

I. Análisis y procesamiento de la información

I.a). Trabajos anteriores

La aplicabilidad de la metodología del análisis nodal y los importantes incrementos de producción que es factible esperar en los pozos de este yacimiento, ya habían sido analizados en estudios preliminares realizados por profesionales de REPSOL-YPF^(1,2).

En estos estudios se analizó fundamentalmente la incidencia del gradiente de presión en el tubing con caudal de producción en pozos de alto potencial (18 pozos), recomendándose cambios de diámetro de tubing que aportaron importantes incrementos de producción en los pozos corroborando las evaluaciones realizadas. También se realizó un análisis de sensibilidad a los diámetros de tubing, cañerías de conducción y presión de captación para pozos en un amplio rango de potenciales absolutos y relaciones gas líquido (40 pozos) y se realizó una evaluación de la performance de las correlaciones de flujo multifásico en flujo vertical.

Estos trabajos fueron un importante punto de partida para la realización del presente estudio, permitiendo acotar alternativas de diseño para incrementos de producción, fijando correlaciones de flujo multifásico válidas para las condiciones operativas y tipo de fluidos de este yacimiento y proporcionando valores guía para las distintas evaluaciones.

I.b) Información utilizada - Sistematización

Para los estudios de análisis nodal y balance composicional propuestos se recopiló la siguiente información básica

Datos a nivel pozo:

- Controles de producción
- Ensayos de pozos
- Dimensiones físicas de las instalaciones de pozo (diámetros, longitudes etc.)
- Presiones estáticas

Esta información fue cargada en planillas de cálculo y luego importada a una base de datos para sistematizar el acceso a datos y poder obtener información sobre rangos o valores promedios de las distintas variables.

Datos a nivel yacimiento:

- Estudio PVT representativo
- Gas original in-situ
- Producciones acumuladas de gas, condensado, gasolina y licuables
- Configuración del sistema de superficie

La información a nivel yacimiento no presentaba inconvenientes en su manejo, pero la información a nivel pozo debía ser cargada en archivos individuales por pozo en los programas de análisis nodal.

Para acelerar el proceso de carga de datos y a la vez minimizar los errores en este proceso se desarrolló un software de interface que confecciona automáticamente los archivos de datos del programa de análisis nodal los datos de las planillas de cálculo. Este módulo graba automáticamente el archivo de datos en el directorio que corresponde a la unidad separadora a la que corresponde el pozo.

Con este procedimiento se logró un importante ahorro de tiempo en la carga de datos a la vez que se eliminaron los errores de tipeo, asegurando que los archivos de análisis nodal contiene la misma información que la base de datos.

II. Simulaciones preliminares

II.a) Introducción

Con la finalidad de obtener valores típicos del comportamiento de pozos y a nivel yacimiento, se realizaron simulaciones preliminares utilizando pozos tipo.

Con estos pozos tipo se estudiaron a través del análisis nodal, distintas alternativas de diámetro de tubing, cañería de conducción y presión de captación en USP.

De acuerdo a los estudios mencionados en el ítem anterior se definieron tres pozos tipo de acuerdo al potencial absoluto (AOF) de los mismos como se observa en la siguiente tabla.

<i>Pozo Tipo</i>	<i>AOF (Mm³std/d)</i>
<i>Potencial bajo</i>	300
<i>Potencial medio</i>	620
<i>Potencial alto</i>	2000

Tabla II.1

Debido a la influencia de la longitud de la cañería de conducción encontrada en estas simulaciones cada uno de los grupos definidos en Tabla II.1 se subdividió en dos grupos como se observa en

<i>Pozo Tipo</i>	<i>Longitud cañería (m)</i>
<i>Pozo cercano a la USP</i>	1000
<i>Pozo alejado de la USP</i>	3000

Tabla II.2

Las alternativas analizadas para los seis grupos de pozos definidos fueron las siguientes:

<i>Alternativa</i>	<i>Diám.Tubing</i>	<i>Diám.Cañería</i>	<i>Presión USP</i>
<i>Base</i>	2.99	4	70
<i>T4</i>	4	4	70
<i>C6</i>	2.99	6	70
<i>P35</i>	2.99	4	35
<i>P35T4</i>	4	4	35
<i>P35C6</i>	2.99	6	35
<i>P35T4C6</i>	4	6	35

Tabla II.3

II.b) Conclusiones análisis nodal

- De los casos analizados puede observarse que en general se obtienen incrementos de producción rentables con todas las alternativas de diseño ensayadas. La incidencia de los distintos cambios propuestos varían de acuerdo al caso analizado, pero el cambio de la presión de captación es importante para todos los casos mientras que la influencia de los cambios de diámetro es mayor cuanto mayor es el potencial del pozo.
- Los incrementos de producción calculados varían entre 50 Mm³ std/d (mínimo para los pozos de bajo potencial), hasta 550 Mm³ std/d (máximo para los pozos de alto potencial).
- No es posible definir “cuellos de botella” generales en el sistema Pozo – USP.

- La correlación GID⁽³⁾ para el cálculo del gradiente de presión en el tubing y la correlación de Dukler-Eaton⁽⁴⁾ para el flujo en la cañería de conducción mostraron muy buen ajuste con los datos de campo disponibles.

III. Análisis nodal a nivel pozo

El análisis preliminar realizado a partir de pozos tipo mostró que con todas las alternativas de mejora de producción desarrolladas se obtenían incrementos de producción que a priori justificarían su implementación.

Por este motivo se decidió correr la totalidad de las alternativas para todos los pozos actualmente en producción en el yacimiento.

III.a) Curvas de comportamiento de pozo (curvas IPR)

Para definir adecuadamente la curva de comportamiento de un pozo de gas es conveniente contar con un ensayo isocronal modificado con por lo menos dos pares de datos presión – caudal y una correcta medición de la presión estática.

Se contaba con algunos ensayos isocronales que fueron utilizados e interpretados en los estudios mencionados en ítems anteriores, pero además de contarse solo para algunos pozos, los mismos fueron realizados en fechas distintas con lo que para utilizarlos habría que corregir el factor C de la ecuación de FETCOVICH⁽⁵⁾ por la diferencia en las presiones estáticas.

Para adoptar una misma metodología uniforme de análisis para todos los pozos del yacimiento se decidió calcular las curvas IPR de cada pozo de acuerdo a los siguientes pasos:

1. Con los datos de los últimos controles de producción y con la información de datos físicos de la instalación de pozo, se calcula la presión dinámica de fondo del pozo con la correlación GID
2. Con la presión estática tomada de la celda del pozo tomada de la simulación numérica, la presión dinámica calculada en el punto anterior y los datos de caudales de fluido se calculó la curva IPR de cada pozo utilizando el método NELLY-RUSSELL⁽⁶⁾.

Con esta metodología se calcularon las curvas IPR para los 128 pozos de los que se disponía de los datos requeridos

III.b) Análisis nodal - Alternativas de diseño

Las alternativas adoptadas para la evaluación de análisis nodal son las que se muestran en TABLA III.b1

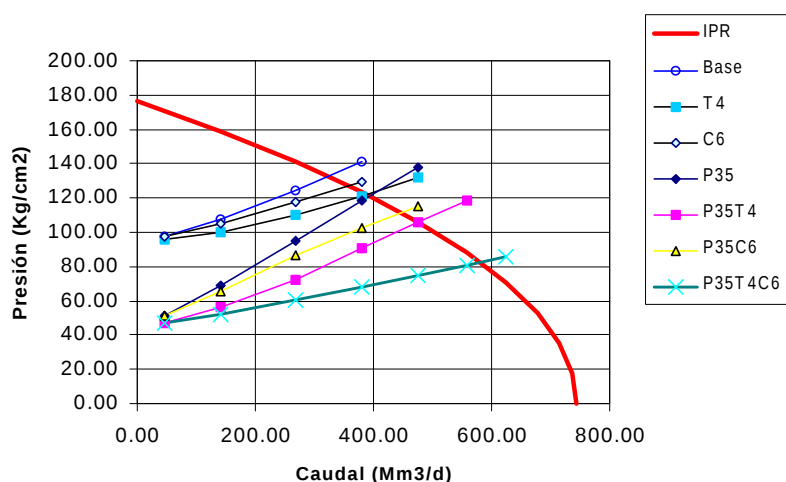
Alternativa	Diám.Tubing	Diám.Cañería	Presión USP
Base	2.99	4	70
T4	4	4	70
C6	2.99	6	70
P35	2.99	4	35
P35T4	4	4	35
P35C6	2.99	6	35
P35T4C6	4	6	35

Tabla III.b1

La evaluación gráfica de resultados de estas corridas permiten visualizar rápidamente si un pozo es candidato a optimizar su producción y cual es la modificación que brinda un mayor incremento de caudal. A modo de ejemplo puede observarse el gráfico nodal del pozo LLL149 en el **Gráfico III.b2**

Análisis Nodal Pozo Lll149

Gráfico III.b2



Se observa que en este pozo todas las modificaciones ensayadas proporcionan incrementos en los caudales de gas a producir.

Puede prácticamente el pozo duplicar el actual caudal de producción pasando a media presión (35Kg/cm²) y cambiando el tubing por 4 pulgadas y la cañería de conducción por 6 pulgadas.

En el caso del pozo LLL187 Gráfico III.b3 se observa claramente que en el mismo no existe incidencia de los diámetros de tubing y cañería debido a que cuenta ya con tubing de 4 pulgadas y doble cañería de conducción por lo que únicamente se observa sensibilidad al cambio en la presión de captación.

Análisis Nodal Pozo III187

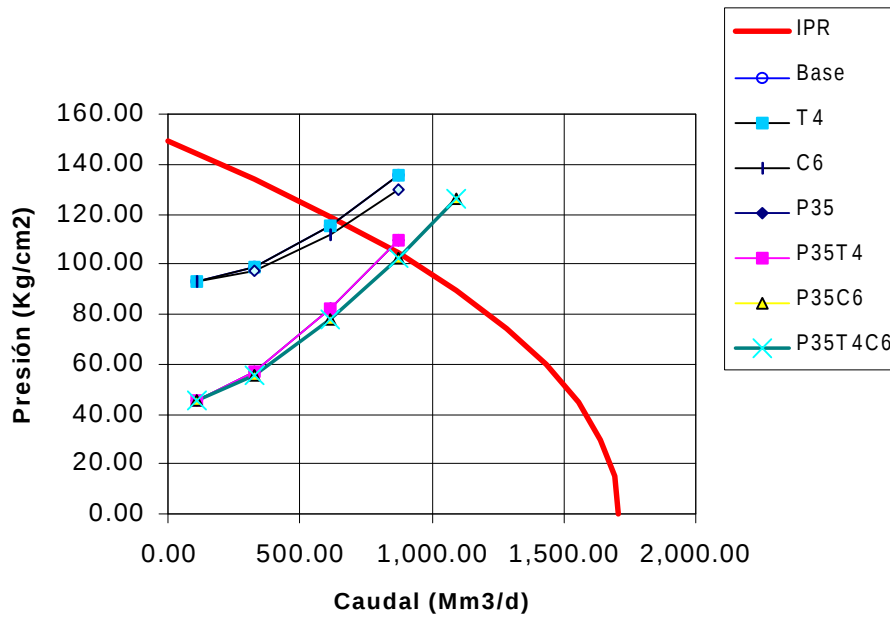


Gráfico III.b3

Para cada uno de los pozos del yacimiento se realizó un análisis similar al de los pozos mostrados en los párrafos anteriores.

IV. Desarrollo de alternativas – Sistematización

IV.a) Resultados obtenidos

La observación de los resultados del análisis nodal ya sea en forma gráfica o analítica permite tener un excelente panorama de las posibilidades de optimización de producción a nivel de pozo, pero un proyecto de optimización global y pronóstico a largo plazo requiere la visualización de la influencia que tienen las distintas alternativas adoptadas para cada pozo en la producción global del yacimiento.

Por este motivo se desarrolló una “PLANILLA DINÁMICA ” que permite observar cuanto puede producir cada pozo en cualquiera de las alternativas estudiadas en el análisis nodal y visualizar inmediatamente los totales por unidad separadora y yacimiento.

Esta planilla también permite observar cual será la evolución del caudal por pozo y los totales con la caída de la presión estática. En la misma planilla puede observarse el gráfico nodal de cualquier pozo con una sencilla combinación de teclas (los gráficos que se observan en el ítem anterior fueron pegados desde esta planilla).

Una ventaja adicional es que cualquier usuario no experto en análisis nodal puede observar el comportamiento de pozo bajo distintas alternativas de diseño sin modificar las corridas originales. Además es posible adicionar pozos o re-calcular un pozo o grupo de pozos en forma sencilla.

A través de esta planilla fue posible calcular el potencial actual del yacimiento para las distintas alternativas de diseño evaluadas como se muestra en Tabla IV.1

	Alternativa						
	1	2	3	4	5	6	7
USP1	2347	2897	2434	2894	3720	3204	4342
USP2	3565	4279	3813	4397	5601	5095	6832
USP3	5107	5123	5177	6800	6654	6169	6937
USP4	2019	3091	2149	2199	3413	2377	3957
USP5	829	964	862	1035	1138	1106	1393
USP6	4280	4501	4552	5151	5791	5833	7134
USP7	6222	6700	6473	7445	8348	8062	9510
USP8	1413	1520	1492	1471	1630	1602	1890
USP9	2738	3057	3023	2794	3228	3199	4109
USP10	3817	3965	3844	4774	5187	4969	5557
USP11	433	459	443	468	495	478	509
USP12	2545	2854	2602	3108	3569	3176	3728
USP6B	558	597	574	602.5	647	619	672
USPL-1	2524	3175	2665	3013	3983	3282	4981
TOTAL	38397	43182	40103	46151.5	53404	49171	61551

Tabla IV.1

Como se observa en la tabla, si se bajara la presión de captación a 35 Kg/cm², y se cambiaran todos los diámetros de tubing y cañerías, la formación Sierras Blancas tendría un potencial actual de 61 MMm³ std./d, considerando los 128 pozos en producción a julio 1999.

Alternativa	Diám.Tubing	Diám.Cañería	Presión USP
1	2.99	4	70
2	4	4	70
3	2.99	6	70
4	2.99	4	35
5	4	4	35
6	2.99	6	35
7	4	6	35

Tabla IV.1

IV.b) Descripción de la PLANILLA DINÁMICA

La PLANILLA DINAMICA para cálculo de caudales por pozo, USP y yacimiento para distintas alternativas de diseño fue diseñada en planilla de cálculo utilizando el lenguaje de programación.

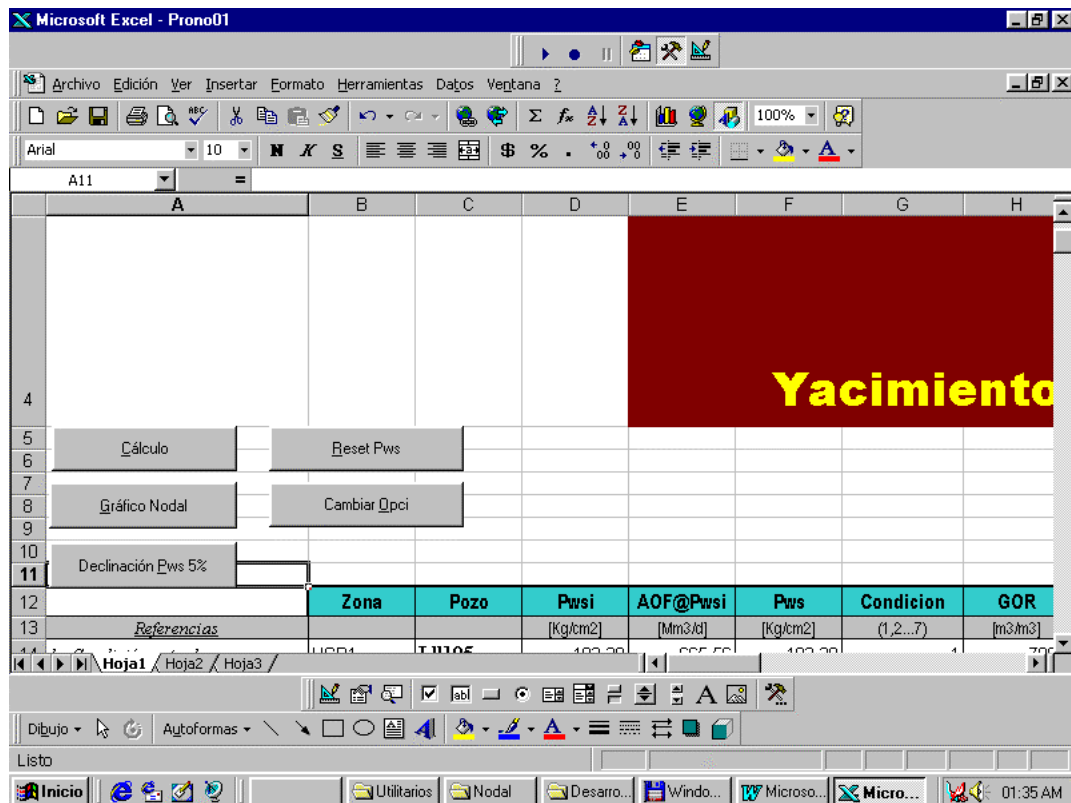
Esta planilla contiene rutinas de interpolación para calcular los puntos de funcionamiento entre las curvas INFLOW y OUTFLOW de las distintas alternativas. Los archivos de datos están cargados en un directorio raíz que está compuesto por subdirectorios correspondientes a cada USP.

También están incluidas las rutinas de generación de curvas IPR futuras, que generan las curvas IPR para presiones estáticas distintas a las que fueron obtenidas y las rutinas de cálculo de factor de compresibilidad “Z” y viscosidad de gases a distintas condiciones de presión y temperatura.

La planilla consta de tablas individuales por USP, la suma de valores a nivel yacimiento y en la parte superior los botones de operación para realizar los distintos cálculos programados.

Para realizar un cálculo sobre un pozo determinado solo es necesario ubicar el cursor sobre la fila del pozo correspondiente. Si se selecciona mas de una fila, el cálculo se realizará sobre todos los pozos seleccionados. Automáticamente la planilla busca el nombre del pozo y unidad de separación de acuerdo a la fila, y abre del subdirectorio correspondiente el archivo de datos que requiere para hacer el cálculo.

A continuación se describen las funciones de los botones de operación que pueden observarse en la figura.



Botón Cálculo (Alt+c) : Cuando el cursor está sobre la fila de un pozo o grupo de pozos, accionando este botón el programa calcula el caudal del pozo para la opción (1 a 7) seleccionada.

Botón Gráfico (Alt+g) : Cuando el cursor está sobre la fila de un pozo, accionando este botón el programa muestra el gráfico nodal del pozo

Botón Declinación Pws 5% (Alt+p) : Cuando el cursor está sobre la fila de un pozo o grupo de pozos, accionando este botón el programa declina un 5% el valor de las presiones estáticas de los pozos y recalcula el caudal del pozo para la opción (1 a 7) seleccionada.

Botón Reset (Alt+c) : Cuando el cursor está sobre la fila de un pozo o grupo de pozos, accionando este botón el programa restablece los valores de presión estática a los tomados en los controles de producción y recalcula el caudal del pozo para la opción (1 a 7) seleccionada.

Botón Opción (Alt+o) : Cuando el cursor está sobre la fila de un pozo o grupo de pozos, accionando este botón el programa presenta una ventana de diálogo en la que se debe ingresar la opción de cálculo, presionando OK cambia los valores de la columna opción por este valor y luego recalcula el caudal del pozo para la opción seleccionada.

IV. Pronósticos de producción

V.a) Información de entrada al modelo

Para el desarrollo de los pronósticos de producción se utilizó el modelo de balance composicional de materiales que consta de un programa principal de balance de materiales que interactúa con un modelo de comportamiento termodinámico basado en ecuaciones de estado. Este esquema permite predecir la variación de la relación gas-condensado, la variación composicional del fluido de pozo y otros parámetros, en las distintas etapas de la explotación del yacimiento ⁽⁷⁾.

Este modelo requiere como dato de entrada la evolución de los caudales por pozo o por unidad separadora en función de la presión estática del yacimiento.

Estas curvas por unidad separadora fueron calculadas para las distintas alternativas de diseño utilizando la PLANILLA DINÁMICA descrita en el ítem anterior.

Debido a que no se contaba con información de la evolución de la formación LOTENA a los pozos de esta formación se les asigna una variación del caudal con respecto a la presión estática igual al promedio de la formación SIERRAS BLANCAS.

Para desarrollar los pronósticos se trabajó con la composición del fluido de reservorio detallada en TABLA V.a1:

La composición del fluido de reservorio utilizado es la siguiente:

Componente	Frac. Molar
N2	0.01010
CO2	0.01640
SH2	0.00000
C1	0.87350
C2	0.04580
C3	0.01990
iC4	0.00350
C4	0.00650
iC5	0.00210
C5	0.00250
C6	0.00270
X1	0.00850
X2	0.00420
X3	0.00230
X4	0.00130
X5	0.00070

Tabla V.a1

Las propiedades de los 5 pseudocomponentes definidos pueden observarse en Tabla V.a2

PesoMolec.	SPG	Pc	Tc
		PSIA	R
100.00	0.7072	407.05	965.41
137.76	0.7726	326.92	1073.05
175.53	0.8155	284.94	1158.02
213.29	0.8459	259.77	1230.08
251.06	0.8685	243.17	1293.91

Tabla V.a2

Se ajustaron los coeficientes de interacción binaria y las propiedades críticas de la fracción C7+ para reproducir la evolución histórica de la relación gas-condensado promedio del yacimiento

V.b) Desarrollos de pronósticos de producción

El ejemplo que consideraremos en este trabajo consiste en analizar dos alternativas distintas de desarrollo del yacimiento para poder satisfacer la demanda hasta fines del año 2000 (1 año y medio) a contar desde el momento del estudio, aclarando que se trata de curvas de demanda a solo título de ejemplo, que no corresponden a ningún caso real.

Se analizaron las dos alternativas más usuales en explotación de yacimientos de gas que son perforación de nuevos pozos y cambio en la presión de captación (recompresión).

La curva de demanda utilizada es la que se muestra en el **GRAFICO V.b1**

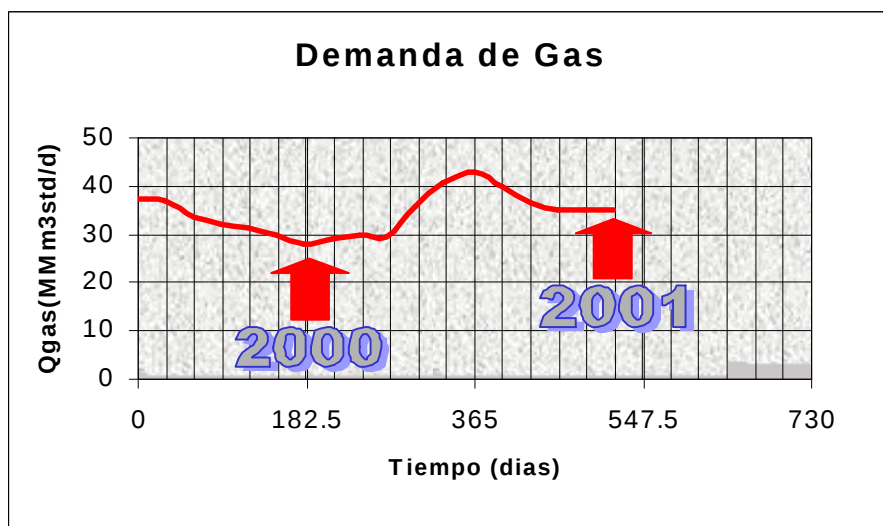


Gráfico V.b1

Cabe aclarar que al modelo de balance composicional se le suministra una curva de demanda, el mismo toma el valor de esa curva como producción de los pozos si la sumatoria de los caudales de los pozos en la condición de presión estática correspondiente al tiempo de análisis es MAYOR que la producción dada por la curva de demanda. En otras palabras si el yacimiento es capaz de producir mas que la curva de demanda, el modelo “restringe” los pozos automáticamente.

Previo al desarrollo de las alternativas mencionada, se simuló el comportamiento del yacimiento sin perforar ningún pozo nuevo y sin cambiar la presión de captación, ante la misma curva de demanda.

Como se observa en el **GRÁFICO V.b2** con los pozos actualmente en producción podría cubrirse la demanda hasta Abril del año 2000.

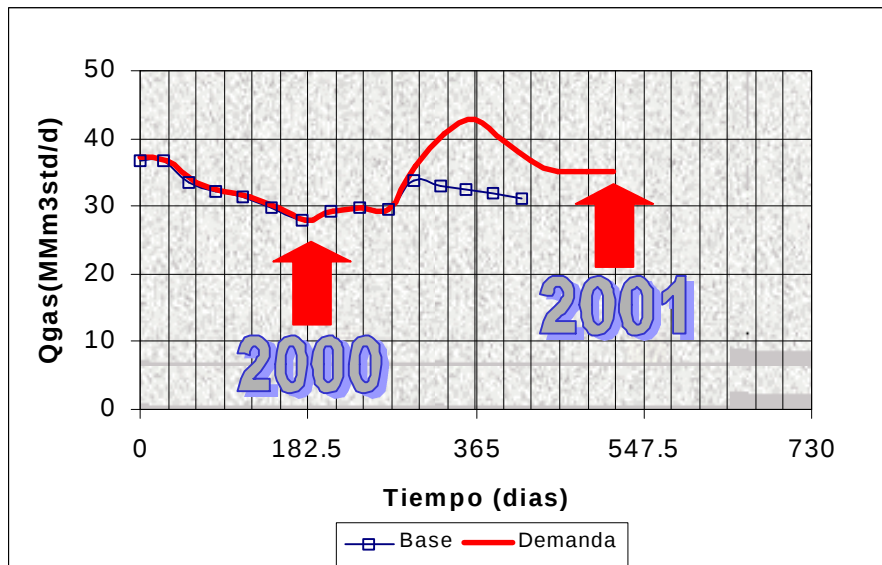


Gráfico V.b2

Las dos alternativas de desarrollo consisten básicamente en lo siguiente:

ALTERNATIVA I

- Perforación de 15 pozos nuevos
- Curva IPR pozos nuevos de acuerdo al promedio de pozos cercanos
- Pozo nuevo terminado con tubing de 4.5 pulgadas de diámetro nominal y 6 pulgadas diámetro nominal de cañería de conducción

ALTERNATIVA II

- Cambio en la presión de captación de 21 pozos
- Cambio de Tubing de 3.5" a 4.5"
- La selección de pozos se realizó considerando el comportamiento de los mismos estudiado con el análisis nodal a través de la planilla dinámica

En el **GRAFICO V.b3** puede observarse que con ambas alternativas analizadas puede satisfacerse la curva de demanda.

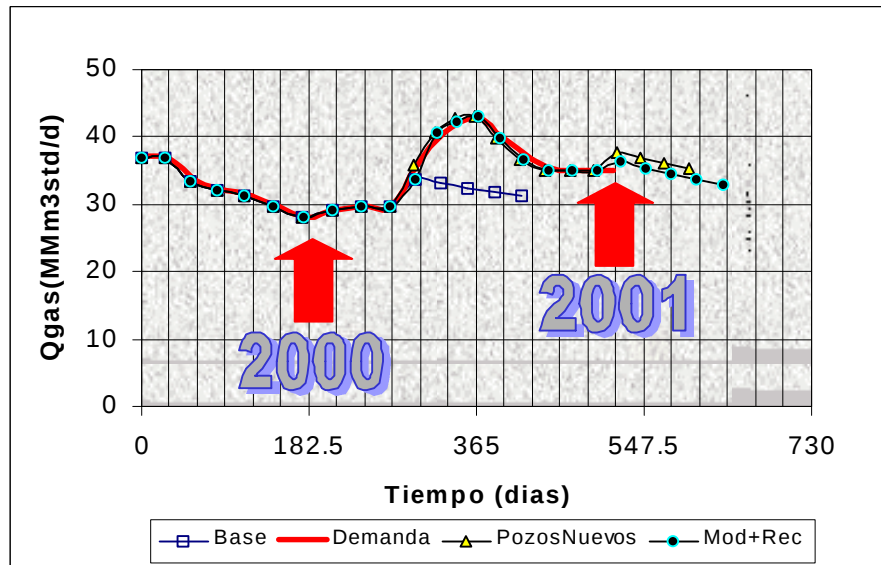


Gráfico V.b3

En el último mes del año 2000 no se le suministró al programa la curva de demanda para que pueda visualizarse el potencial del yacimiento en este momento. Para la ALTERNATIVA I el potencial del yacimiento es 2.4 MMm3std/d mayor que la curva de demanda, mientras que para la ALTERNATIVA II el potencial está 1.65MMm3std/d por sobre dicha curva.

VI. CONCLUSIONES

La metodología desarrollada permite desarrollar pronósticos de producción para yacimientos de gas y condensado en con rapidez y precisión

Esta metodología puede aplicarse a cualquier yacimiento de gas o gas y condensado, independientemente de las características de los fluidos y formaciones productivas.

Las herramientas utilizadas permiten en forma sencilla realizar las correcciones necesarias para ajustar los pronósticos con nueva información de ensayos de pozo.

VII. AGRADECIMIENTOS

Los autores desean expresar su agradecimiento a las autoridades de REPSOL-YPF por permitir la publicación de este trabajo y a los ingenieros Miguel Angel Meriggiola, Carlos Arnao, Evandro Correa Nacul y Hugo Sívori, sin cuya valiosa colaboración no hubiese sido posible el desarrollo de este trabajo.

VIII. BIBLIOGRAFIA

- 1) Cetkovich Iván, Gentil Pablo. YPF reporte interno
- 2) Casamayor Ana YPF Reporte interno
- 3) Canel C., Savoy E., Mondino L. “Aplicación de modelos híbridos y desarrollo de una nueva correlación para gradientes de presión en pozos de gas y condensado” I Congreso Latinoamericano de Hidrocarburos. Buenos Aires 1986
- 4) A. DUKLER, et al: “Frictional pressure drop in two-phase flow” AICHEJ. Enero 1964
- 5) FETCKOVICK, SPE paper 4529, 1973
- 6) D. RUSSEL et al. “Methods for predicting gas well performance”, JPT, Enero 1966.
- 7) Rosbaco J., Canel C, “Compositional balance of materials, its application to retrograde condensation gas fields” 2nd LAPEC Caracas 1992