

Simulación Composicional y Ajuste de Fluido en Reservorios de Gas y Condensado

Pablo Guizada, Petrobras Argentina S.A., pablo.guizada@petrobras.com

Sinopsis

A partir de un descubrimiento en la Cuenca Austral, se realizó una evaluación técnico-económica del recurso descubierto, planteando alternativas de desarrollo para soportar el programa de delimitación y una eventual etapa de producción temprana.

El tipo de fluido obtenido, de acuerdo al Análisis de PVT, da lugar a una variación drástica del tipo de yacimiento dentro del rango de incertidumbre de las variables medidas, entre los que podemos tener una acumulación de gas con condensado retrógrado o un halo de petróleo en equilibrio con un pequeño casquete de gas, o bien distintas combinaciones de halo-casquete.

La consideración de estos escenarios, tiene impacto importante, tanto en las estrategias de desarrollo, las propuestas de los pozos, así como en la conveniencia, timing y planificación de la etapa de producción temprana.

En este trabajo se presenta la utilización de un programa del tipo “Phase Property Program” para ajuste de propiedades de las fases del modelo de fluido y el ajuste de la ecuación de estado como así también para la identificación de los posibles modelos de reservorio a partir del análisis del gradiente composicional. También se analizan los modelos de reservorio, en cuanto a la probable geometría, compartimentalización y radialización, a partir de la interpretación de ensayos de transientes de presión.

Además, se presenta la utilización de una herramienta para la realización del Modelo de Simulación Numérica Composicional, que permitió la evaluación de los distintos escenarios de desarrollo planteados.

Finalmente se presenta un cuadro comparativo con los factores de recuperación asociados a los tipos de yacimiento y estrategias de desarrollo planteadas.

Introducción

A partir del descubrimiento de un nuevo yacimiento y de la determinación del tipo de fluido, surge la necesidad de aplicar distintas herramientas y metodologías suministradas por la Ingeniería de Reservorios, para evaluar el tipo de reservorio, así como las alternativas de desarrollo posibles y los factores de recobro asociados a cada una de ellas.

En este caso, el tipo de fluido encontrado es un Gas en condiciones de reservorio muy cercanas a su punto de saturación, lo cual da lugar a que puedan producirse variaciones en la composición del fluido a medida que se desarrolla la producción del campo.

Adicionalmente a lo anterior, se debe mencionar que existen incertidumbres en cuanto a la presión original del reservorio, ya que se obtuvieron datos diferentes provenientes de distintas fuentes de medición / estimación, a saber: Mediciones con herramienta de Wireline Formation Testing realizadas luego del perfilaje, Gradiente de Presión Estática y Ensayo de Terminación, en el cual se obtiene el dato de presión de reservorio luego de la interpretación del período de Build Up.

El rango de valores de presión inicial de reservorio, obtenido de las distintas fuentes mencionadas, se encuentra entre 269 kg/cm² y 276 Kg/cm².

Por lo anterior se define plantear este estudio en las siguientes etapas claves:

- 1. Muestreo de Fluido y Estudio PVT
- 2. Ajuste Ecuación de Estado
- 3. Estudio de Gradiente Composicional
- 4. Ensayos de Presión (Well Testing)
- 5. Simulación Numérica Composicional

Desarrollo

1. Muestreo de Fluido y Estudio PVT

A continuación se describen las etapas de muestreo de fluidos en campo, así como los procesos que se realizaron a las muestras durante el Estudio PVT.

1.1. Muestreo de fluido

Al momento de la toma de muestras, el pozo se encontraba en ensayo de terminación, produciendo por un separador en locación (previo calentamiento), con la descarga de la corriente gaseosa a fosa de quema y la descarga de líquidos a piletas de ensayos.

Se tomaron muestras presurizadas de la corriente gaseosa y líquida del separador con los siguientes valores operativos:

- **Presión de separador: 50 kg/cm²**
- **Temp. de separador: 32 °C**
- **Caudal gas : 79219 m³/d std (salida del separador)**
- **Caudal petróleo : 62 m³/d (medición de tanque)**

En el siguiente esquema, pueden observarse, las variables operativas en las instalaciones de superficie, al momento de la toma de muestra de los fluidos:

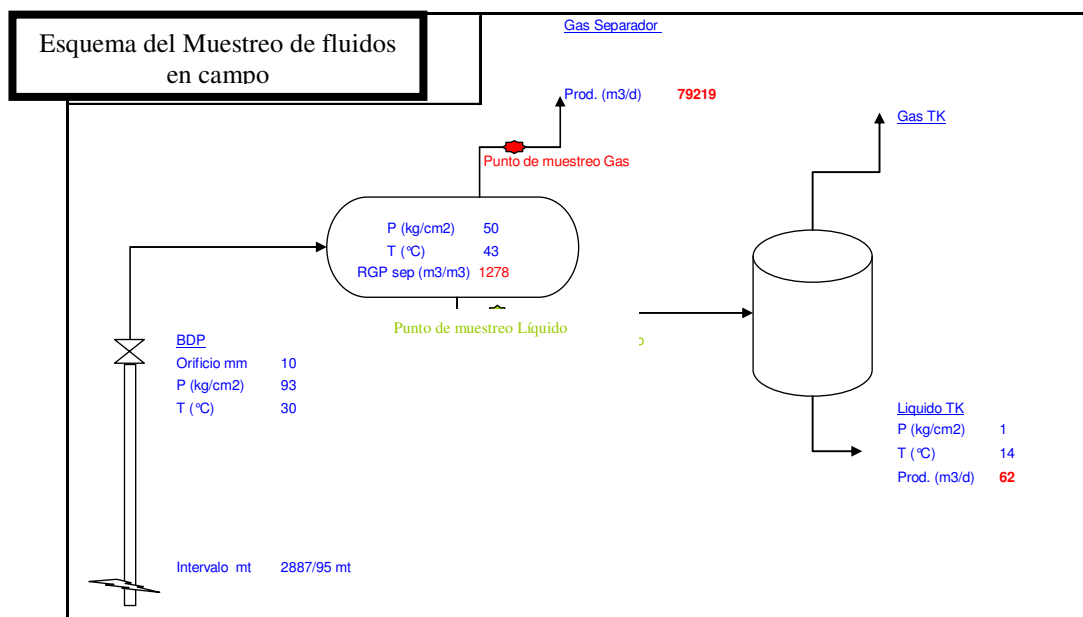


Fig.1. Esquema del Muestreo de Fluidos en campo.



Fig.2: Imagen del petróleo de tanque

1.2. Estudio PVT

En el estudio PVT se realizaron a las muestras provenientes del campo los siguientes procesos:

- **Verificación del estado de las muestras de separador:** se realizó por determinación de las presiones de apertura de los botellones de gas y líquido y la presión de burbuja a temperatura ambiente del botellón de líquido.
- **Estudio Composicional de las muestras de separador:** el estudio composicional de las muestras de gas y líquido se realizó por cromatografía gaseosa. Adicionalmente se realizó una destilación hasta 330 °C al líquido para cuantificar la proporción de C20+.
- **Recombinación física de las muestras de separador a la Relación Gas Condensado (RGC) determinada durante el muestreo:** para recombinar las muestras de separador, se utilizó la RGC determinada en el muestreo. La composición de la muestra resultante se obtuvo por cálculo mediante la recombinación numérica de los fluidos de separador.
- **Expansión del fluido de reservorio a masa constante y temperatura de reservorio (PV):** El proceso de expansión a masa constante se realizó a Temperatura de Reservorio (143.5 °C). En este ensayo se observó la Presión de Rocío de la muestra en 3,820 psia (268.57 Kg/cm²_{abs}). Esta presión es levemente inferior a la Presión Estática del Reservorio 3,929 psia (276.26 Kg/cm²_{abs}). La determinación de la presión de rocío "visual" se realiza por descompresión lenta del sistema hasta que se observa la formación de líquido disperso con la generación de opacidad en toda la celda.
- **Estudio de Depletación a Volumen Constante (CVD):** El ensayo de depletación a volumen constante se realizó en 7 etapas desde la Presión de Reservorio, obteniéndose todos los parámetros asociados a dicho proceso.

Durante la CVD el fluido es expandido en etapas. Luego de cada etapa el gas excedente es extraído manteniendo la presión constante en la celda de medición, el gas es producido a través de un separador en donde se condensa el líquido retrógrado. Este ensayo modela la depletación que ocurre en el reservorio, donde el líquido queda atrapado por su baja movilidad en relación con el gas. El efluente modela la composición del gas de producción durante la vida del reservorio.

A partir de la recombinación de los fluidos del separador, se obtiene la composición del fluido de reservorio, y a partir del ensayo de Expansión a Masa Constante a la temperatura de reservorio (143.5 °C) se obtuvo el Punto de Rocío, según el detalle que se presenta a continuación;

Composición Molecular del Fluido de Reservorio Calculada por Recombinación Numérica de los Fluidos de Separador					
Componente	Gas de Separador [% Molar]	Líquido de Separador [% Molar]	Fluido de Reservorio Recombinado [% Molar]	Valores Asignados Densidad [g/cm ³]	Peso Molecular
N ₂ Nitrógeno	3.137	0.280	2.503	0.804	28.01
CO ₂ Dioxido de Carbono	3.384	1.371	2.938	0.809	44.01
C ₁ Metano	72.229	16.608	59.888	0.300	16.04
C ₂ Etano	12.730	10.492	12.233	0.453	30.07
C ₃ Propano	5.540	12.271	7.034	0.508	44.09
iC ₄ i-Butano	1.086	5.277	2.016	0.563	58.12
nC ₄ n-Butano	1.098	7.404	2.497	0.584	58.12
iC ₅ i-Pentano	0.345	5.607	1.513	0.625	72.15
nC ₅ n-Pentano	0.157	3.473	0.893	0.631	72.15
C ₆ Hexanos	0.125	7.025	1.656	0.686	84.00
C ₇ Heptanos	0.104	8.233	1.908	0.723	96.00
C ₈ Octanos	0.051	8.094	1.836	0.746	107.00
C ₉ Nonanos	0.011	3.943	0.883	0.765	121.00
C ₁₀ Decanos	0.003	2.209	0.492	0.779	134.00
C ₁₁ Undecanos		1.871	0.415	0.790	147.00
C ₁₂ Dodecanos		0.783	0.174	0.801	161.00
C ₁₃ Tridecanos		1.128	0.250	0.812	175.00
C ₁₄ Tetradecanos		0.754	0.167	0.823	190.00
C ₁₅ Pentadecanos		0.606	0.135	0.833	206.00
C ₁₆ Hexadecanos		0.458	0.102	0.840	222.00
C ₁₇ Heptadecanos		0.340	0.075	0.848	237.00
C ₁₈ Octadecanos		0.296	0.066	0.853	251.00
C ₁₉ Nonadecanos		0.258	0.057	0.858	263.00
C ₂₀₊ Eicosanos y Sup		1.217	0.270	0.881	339.04
Total :	100.000	100.000	100.000		
Propiedades medias					
G. Esp. (aire=1)	0.767				
Densidad media @ 15.5°C [g/cm ³]		0.6491			
Peso Molecular Medio	22.1	72.1	33.2		
Propiedades calculadas de la fracción C7+					
Porcentaje Molar	0.169	30.192	6.830		
Densidad media @ 15.5°C [g/cm ³]	0.7344	0.7784	0.7778		
Peso Molecular Medio	101.6	133.6	133.0		
Relación Gas-Condensado			1,203 m³/m³	Sin corregir	
			726 m³/m³	Corregido	
Fracción molar de gas	0.7781				
Fracción molar de líquido	0.2219				

Fig.3. Composición del fluido de reservorio obtenida por recombinación.

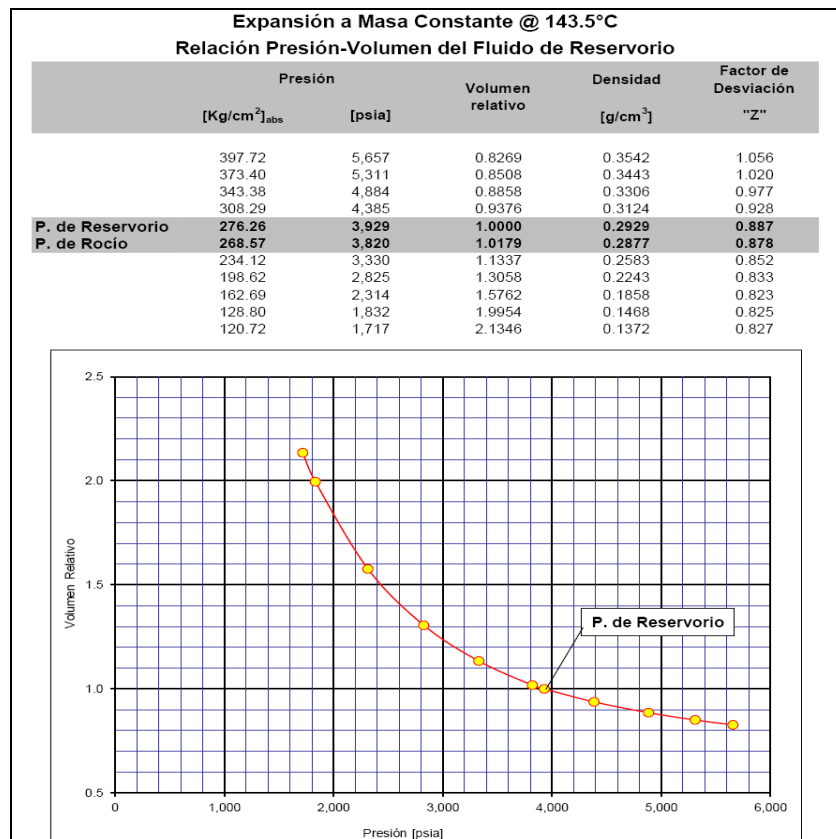


Fig.4. Expansión a Masa Constante – Obtención del Dew Point.

2. Ajuste de la Ecuación de Estado

A los fines de poder reproducir los valores experimentales obtenidos en el PVT, se requiere ajustar los parámetros de la Ecuación de Estado que representa los estados de equilibrio líquido-vapor. En este caso la Ecuación de Estado utilizada es la ecuación de Peng Robinson.

2.1. Fundamentos teóricos

Antes de continuar, es importante repasar algunos conceptos teóricos asociados a Ecuaciones de Estado para equilibrio líquido-vapor.

Las ecuaciones de estado conocidas como “ecuaciones cúbicas de estado” pueden expresarse como la conocida ecuación de los gases reales:

$$PV = ZnRT$$

En la que el “coeficiente de compresibilidad”, Z , es obtenido como solución, o raíz, de la ecuación cúbica:

$$Z^3 + E_2Z^2 + E_1Z + E_0 = 0$$

Donde:

$$E_2 = (m_1 + m_2 - 1)B - 1$$

$$E_1 = A - (2(m_1 + m_2) - 1)B^2 - (m_1 + m_2)B$$

$$E_0 = -[AB + m_1m_2B^2(B + 1)]$$

En el caso particular de la **Ecuación de Peng-Robinson** los coeficientes m_1 y m_2 toman los siguientes valores:

$$m_1 = 1 + \sqrt[3]{2} \quad m_2 = 1 - \sqrt[3]{2}$$

Por otro lado, las expresiones para A y B son las siguientes:

$$B = \sum_{j=1}^n (x_j B_j) \quad A = \sum_{j=1}^n \sum_{i=1}^n (x_j x_i A_{ij}) \quad A_{ij} = (1 - k_{ij})^2 \sqrt{A_j A_i}$$

Los coeficientes ***K_{ij}*** son conocidos como “coeficientes de interacción binarios”. Los mismos toman valores que, en general, se encuentran entre cero y uno, y pueden interpretarse fisicoquímicamente como una medida de cuan fuerte, o débil, es la interacción entre moléculas de diferentes especies presentes en el compuesto. En este sentido es que constituyen un parámetro de control fundamental a la hora de ajustar una ecuación de estado dado que al modificar el valor de estos coeficientes se obtiene una ecuación de estado que predice el comportamiento de un compuesto menos, o más, volátil.

Por último los coeficientes ***A_j*** y ***B_j*** están dados por:

$$A_j = \Omega_{A(T,j)} \frac{p_{rj}}{T_{rj}^2} \quad \text{y} \quad B_j = \Omega_{B(T,j)} \frac{p_{rj}}{T_{rj}}$$

Con:

$$\Omega_{A(T,j)} = (0.457235529) \left[1 + (0.37464 + 1.54226\omega_j - 0.2669\omega_j^2)(1 - \sqrt{T_{rj}}) \right]^2$$

$$\Omega_{B(T,j)} = (0.077796074)$$

Donde ***P_{rj}*** y ***T_{rj}*** son la presión y la temperatura reducida del componente ***j***, y ***ω_j*** su factor acéntrico.

En este caso se ha utilizado para el ajuste una variante de la ecuación de Peng Robinson propuesta por Peneloux A. et al (Peneloux, A., Rauzy, E., and Freze, F., “A Consistent Correction for Soave-Redlich-Kwong Volumes” Fluid Phase Equilibria 8 Page 7-231982), conocida como ecuación de estado de Peng Robinson de Tres Parámetros, en la que se incluye la corrección del volumen molar de cada componente puro. Como resultado, el volumen molar de solución resulta corregido de la siguiente manera:

$$V_{mc} = V_m - \sum_{i=1}^N z_i c_i$$

Donde ***V_{mc}*** es el volumen molar corregido, ***V_m*** es el volumen molar “sin corregir” (el volumen molar predicho por la ecuación de Peng Robinson de dos parámetros), ***Z_i*** es la fracción molar del componente “i” y ***C_i*** es el factor de corrección correspondiente a dicho componente.

Los corrimientos volumétricos habitualmente se expresan en forma adimensional mediante los factores ***S_i*** que están dados por:

$$s_i = c_i / b_i \quad \text{donde} \quad b_i = \Omega_{b,i} \frac{RT_{ci}}{p_{ci}}$$

2.2. Criterios y Parámetros de Ajuste de la Ecuación de Estado

En este caso los ajustes se han realizado siguiendo diferentes criterios publicados por distintos autores. Inicialmente se comenzó ajustando los coeficientes de interacción binarios (K_{ij}) y las presiones críticas (P_c), temperaturas críticas (T_c) y factores acéntricos (ω_j) para las fracciones más pesadas (C7+) (Al-Sadoon and Almarry 1985). Por último se mejoró el matcheo entre los datos calculados y los medidos en laboratorio, a partir del ajuste de los volúmenes molares (V_{mc}) y los omega A y B (Ω_A y Ω_B) para la fracción pesada (Coats et al 1986). No se realizó agrupamiento de componentes para el ajuste.

En tanto que, se asignaron los siguientes factores de ponderación, que mejor ajustaron las curvas experimentales:

- Liquid Volume: 10
- Gas Z factor: 50
- Dew Point Pressure: 50

A partir de los ajustes mencionados se obtiene el siguiente set de parámetros:

Component	P Crítica (atm)	T Crítica (°K)	Omega A	Omega B	Acentric factor	Parachor	V Crítico (l/mol)	Z Crítico	T Ebullición (°R)
N2	33.50	126.2	0.45724	0.07780	0.04000	41.00	0.0895	0.29115	140.32
CO2	72.90	304.7	0.45724	0.07780	0.22500	78.00	0.0940	0.27408	351.46
CH4	45.44	190.6	0.45724	0.07780	0.01300	77.00	0.0990	0.28473	201.88
C2H6	48.20	305.4	0.45724	0.07780	0.09860	108.00	0.1480	0.28463	333.28
C3H8	41.90	369.8	0.45724	0.07780	0.15240	150.30	0.2030	0.27616	416.98
IC4	36.00	408.1	0.45724	0.07780	0.18480	181.50	0.2630	0.28274	471.34
NC4	37.47	425.2	0.45724	0.07780	0.20100	189.90	0.2550	0.27386	491.86
IC5	33.45	460.4	0.45724	0.07780	0.22700	225.00	0.3060	0.27271	542.80
NC5	33.26	469.6	0.45724	0.07780	0.25100	231.50	0.3040	0.26844	557.56
FC6	29.71	507.5	0.45724	0.07780	0.29900	271.00	0.3440	0.25815	616.42
FC7	29.00	548.0	0.45724	0.07780	0.30000	312.50	0.3810	0.25608	659.80
FC8	28.42	575.0	0.45724	0.07780	0.31200	351.50	0.4210	0.25984	703.00
FC9	25.96	603.0	0.45724	0.07780	0.34800	380.00	0.4710	0.25623	749.80
FC10	23.88	626.0	0.45724	0.07780	0.38500	404.90	0.5210	0.25260	791.20
FC11	22.01	648.0	0.45724	0.07780	0.41900	429.30	0.5740	0.24880	830.80
FC12	20.53	668.0	0.45724	0.07780	0.45400	453.80	0.6260	0.24682	868.60
FC13	19.34	687.0	0.45724	0.07780	0.48400	478.30	0.6740	0.24538	902.80
FC14	18.36	706.0	0.45724	0.07780	0.51600	502.80	0.7230	0.24488	937.00
FC15	17.37	724.0	0.45724	0.07780	0.55000	550.60	0.7770	0.24411	971.20
FC16	16.38	740.0	0.45724	0.07780	0.58200	585.20	0.8350	0.24292	1003.60
FC17	15.69	755.0	0.45724	0.07780	0.61300	619.80	0.8840	0.24256	1032.40
FC18	15.10	767.0	0.45724	0.07780	0.63800	654.40	0.9300	0.24267	1055.80
FC19	14.61	778.0	0.45724	0.07780	0.66200	688.90	0.9730	0.24224	1077.40
FC20	10.69	821.3	0.54868	0.09336	1.29440	862.97	1.0270	0.20479	1268.50

Fig. 5. Parámetros utilizados en la Ecuación de Peng Robinson ajustada

	N2	CO2	C1	C2	C3	IC4	NC4	IC5	NC5	C6	C7	C8	C9	C10	C11	C12	C13	C14	C15
N2	0.00000	-0.01200	0.10000	0.10000	0.10000	0.10000	0.10000	0.10000	0.10000	0.10000	0.10000	0.10000	0.10000	0.10000	0.10000	0.10000	0.10000	0.10000	0.10000
CO2	-0.01200	0.00000	0.10000	0.10000	0.10000	0.10000	0.10000	0.10000	0.10000	0.10000	0.10000	0.10000	0.10000	0.10000	0.10000	0.10000	0.10000	0.10000	0.10000
C1	0.10000	0.10000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.02874	0.03392	0.03700	0.03966	0.04162	0.04316	0.04470	0.04624	0.04778	0.04918
C2	0.10000	0.10000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.01000	0.01000	0.01000	0.01000	0.01000	0.01000	0.01000	0.01000	0.01000	0.01000
C3	0.10000	0.10000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.01000	0.01000	0.01000	0.01000	0.01000	0.01000	0.01000	0.01000	0.01000	0.01000
IC4	0.10000	0.10000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
NC4	0.10000	0.10000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
IC5	0.10000	0.10000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
NC5	0.10000	0.10000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
C6	0.10000	0.10000	0.02874	0.01000	0.01000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
C7	0.10000	0.10000	0.03392	0.01000	0.01000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
C8	0.10000	0.10000	0.03700	0.01000	0.01000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
C9	0.10000	0.10000	0.03966	0.01000	0.01000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
C10	0.10000	0.10000	0.04162	0.01000	0.01000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
C11	0.10000	0.10000	0.04316	0.01000	0.01000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
C12	0.10000	0.10000	0.04470	0.01000	0.01000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
C13	0.10000	0.10000	0.04624	0.01000	0.01000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
C14	0.10000	0.10000	0.04778	0.01000	0.01000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
C15	0.10000	0.10000	0.04918	0.01000	0.01000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
C16	0.10000	0.10000	0.05016	0.01000	0.01000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
C17	0.10000	0.10000	0.05128	0.01000	0.01000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
C18	0.10000	0.10000	0.05198	0.01000	0.01000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
C19	0.10000	0.10000	0.23706	0.01000	0.01000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
C20+	0.10000	0.10000	0.09500	0.01000	0.01000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000

Fig. 6. Coeficientes de interacción binaria

Con este set de parámetros se logra ajustar la ecuación de estado, alcanzando un matcheo adecuado entre los resultados experimentales obtenidos en los ensayos de expansión a masa constante y depletación a volumen constante y los resultados obtenidos a partir de la ecuación de estado ajustada. Los gráficos siguientes muestran el ajuste alcanzado:

2.3. Depletación a Volumen Constante

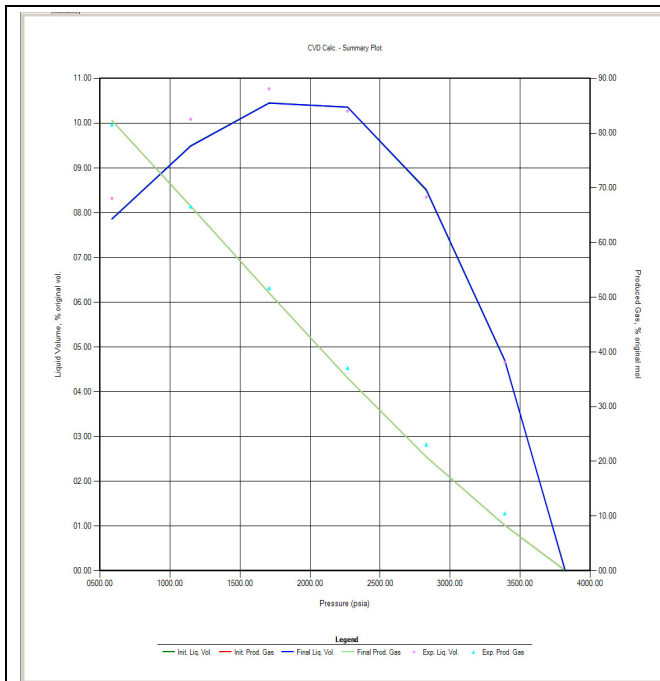


Fig. 7. Volumen de Líquido acum. en % de Volumen de Fluido en condiciones de reservorio y Producción de Gas acumulada

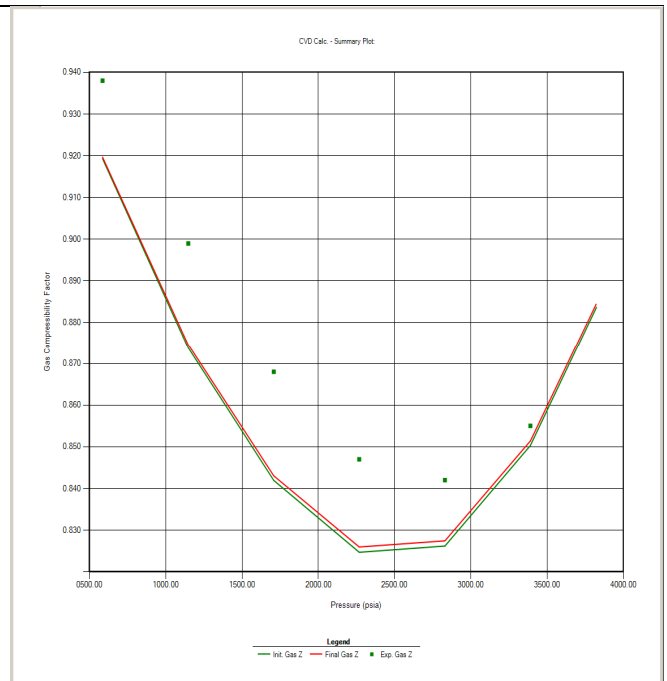


Fig. 8. Factor de Desviación del Gas Liberado (Z)

2.4. Expansión a Masa Constante

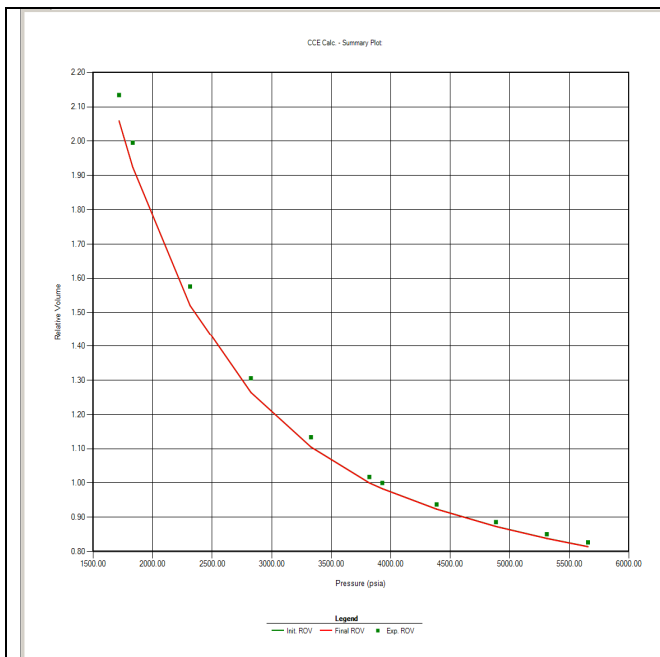


Fig. 9. Relación Presión-Volumen del fluido de Reservorio

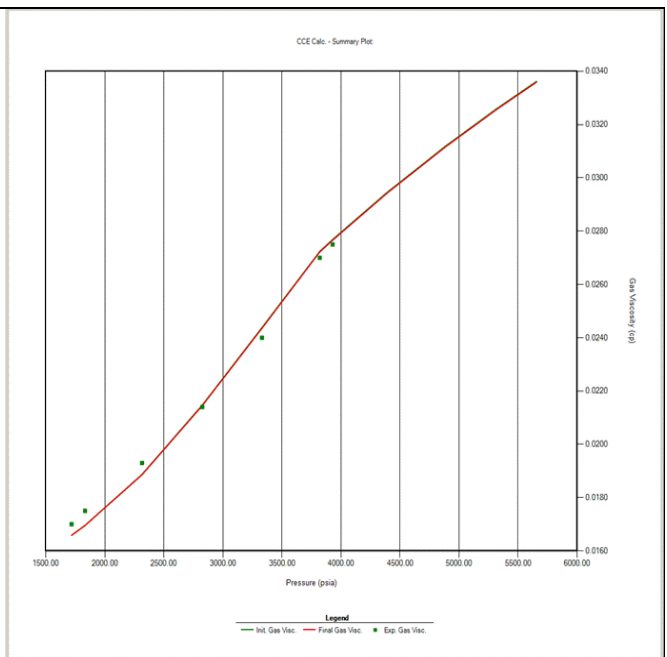


Fig. 10: Viscosidad del Gas en función de la presión

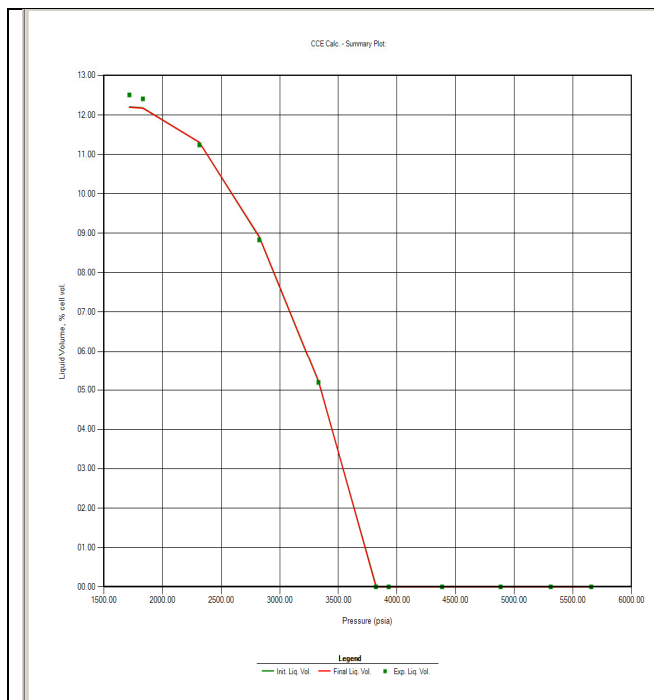


Fig. 11: Volumen de Líquido (%) vs Presión de Reservorio

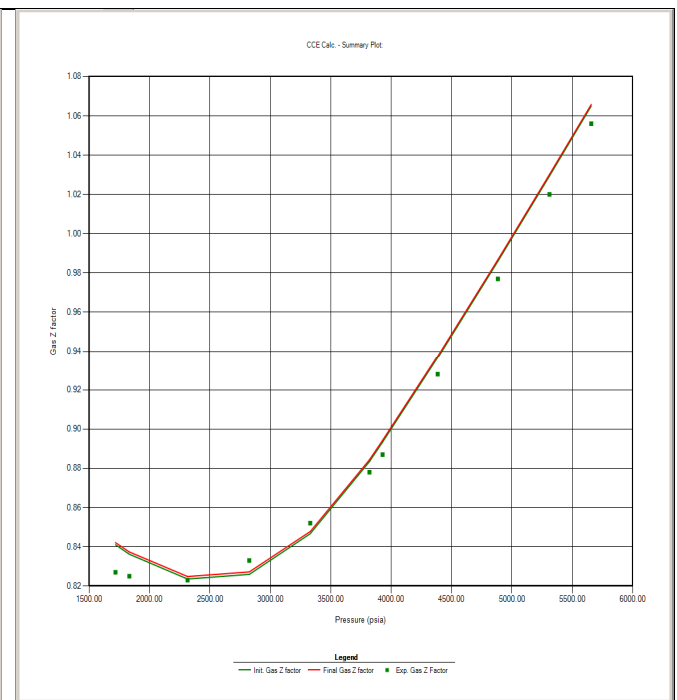


Fig. 12: Factor Z del gas vs Presión de Reservorio

2.5. Diagrama de Fases del fluido de Reservorio

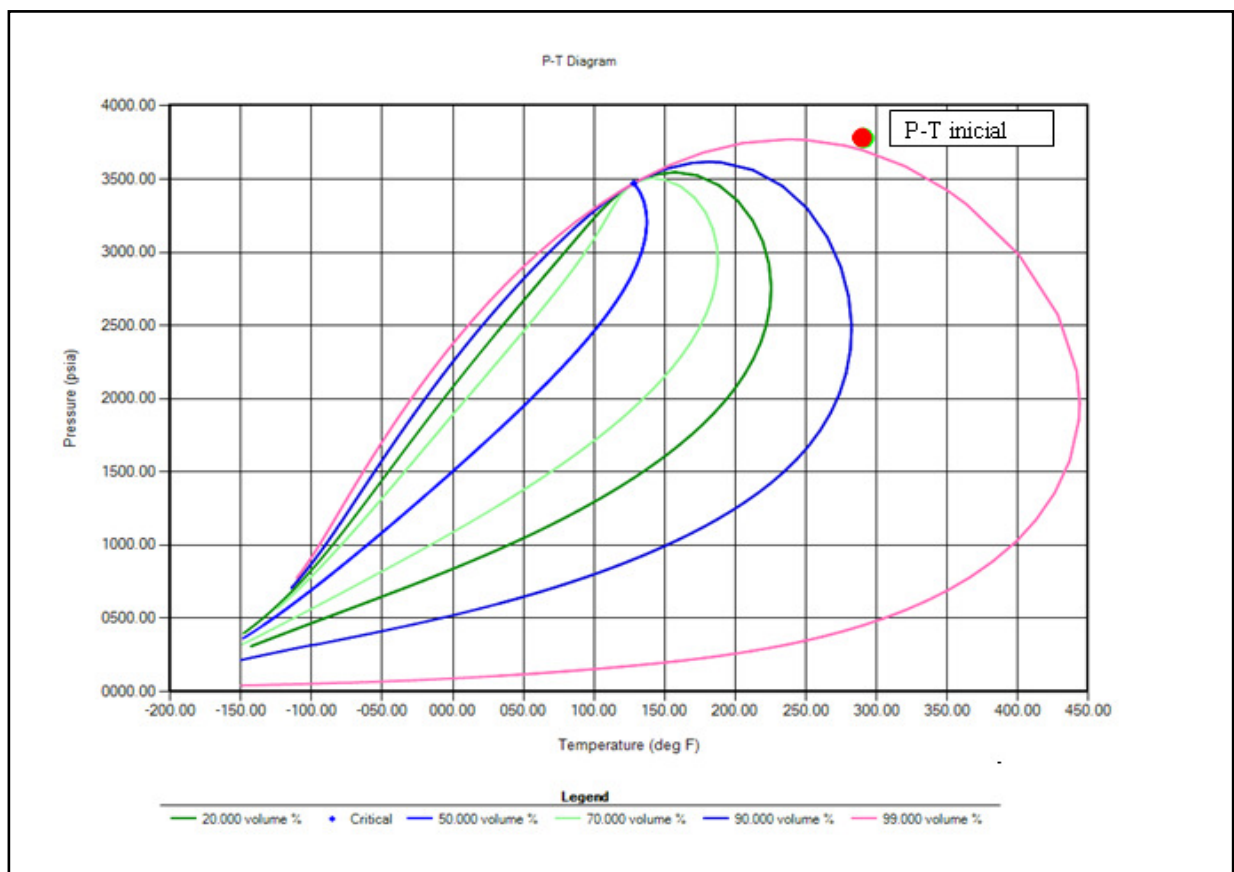


Fig. 13. Diagrama de Fases del fluido de reservorio.

A partir de la observación del diagrama de fases del fluido de reservorio encontrado, se puede apreciar que se trata de un gas levemente sub-saturado o saturado cuyo punto de Dew Point es 269 kg/cm² (3820 psi) a 143.5°C (Nota: no se puede aseverar categóricamente si se trata de un gas saturado o sub-saturado, ya que existe una incertidumbre en cuanto a la presión original de reservorio). Lo que si se puede predecir, es que

una vez que empiece el desarrollo y producción de este yacimiento, y comience a descender la presión de reservorio (en condiciones de desarrollo por depleción), se ingresará dentro de la “campana” de saturación, en la zona de condensación retrógrada, es decir que, a medida que caiga la presión de reservorio se comenzará a producir condensado en fondo y tenderá a incrementarse el GOR en superficie.

3. Estudio de Gradiente Composicional

3.1. Composiciones de los fluidos en equilibrio: Gas y Petróleo

A partir de la utilización de un simulador de procesos y luego del ajuste realizado en la ecuación de estado, se puede encontrar la composición del petróleo que estaría en equilibrio termodinámico con el gas en el reservorio, a las condiciones de presión y temperatura del Dew Point. A seguir se muestra un esquema del proceso realizado con el simulador termodinámico aplicando la ecuación de estado ajustada, que intenta representar el equilibrio termodinámico en el reservorio y la composición de los fluidos en equilibrio.

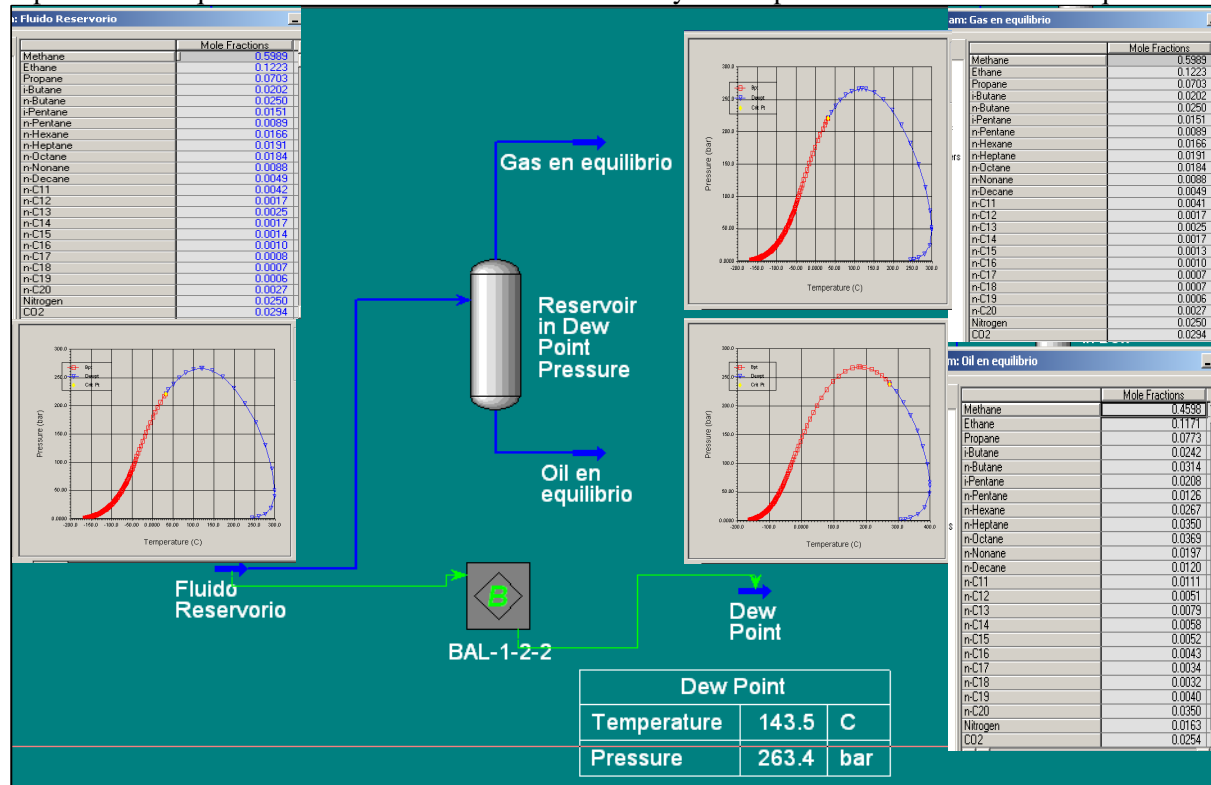


Fig.14. Esquema del equilibrio termodinámico del gas y el líquido en el reservorio.

Fluido Reservorio			
	Mole Fractions	Vapour Phase	Liquid Phase
Methane	0.5989	0.5989	0.4598
Ethane	0.1223	0.1223	0.1171
Propane	0.0703	0.0703	0.0773
i-Butane	0.0202	0.0202	0.0242
n-Butane	0.0250	0.0250	0.0314
i-Pentane	0.0151	0.0151	0.0208
n-Pentane	0.0089	0.0089	0.0126
n-Hexane	0.0166	0.0166	0.0267
n-Heptane	0.0191	0.0191	0.0350
n-Octane	0.0184	0.0184	0.0369
n-Nonane	0.0088	0.0088	0.0197
n-Decane	0.0049	0.0049	0.0120
n-C11	0.0042	0.0041	0.0111
n-C12	0.0017	0.0017	0.0051
n-C13	0.0025	0.0025	0.0079
n-C14	0.0017	0.0017	0.0058
n-C15	0.0014	0.0013	0.0052
n-C16	0.0010	0.0010	0.0043
n-C17	0.0008	0.0007	0.0034
n-C18	0.0007	0.0007	0.0032
n-C19	0.0006	0.0006	0.0040
n-C20	0.0027	0.0027	0.0350
Nitrogen	0.0250	0.0250	0.0163
CO2	0.0294	0.0294	0.0254

Fig. 15. Composición de las dos fases (Gas – Petróleo) en equilibrio en condiciones de Dew Point.

3.2. Determinación del Gradiente Composicional

El gradiente composicional se refiere a la variación en la composición del fluido con la profundidad en el reservorio. A medida que la profundidad se incrementa, la fracción molar de los componentes livianos decrece, la densidad se incrementa y el GOR decrece. Los fluidos saturados o cercanos a la curva de saturación (es decir volátil oil y gas con condensado) presentan los mayores efectos de gradiente composicional.

La estimación del gradiente composicional es importante para la estimación del volumen de fluidos in situ, para la inicialización de la simulación de reservorio y para la consideración de las alternativas de desarrollo. En el cálculo del gradiente composicional en condiciones isotérmicas, dada la composición y la presión a una profundidad de referencia, la composición y la presión a otra profundidad especificada puede ser determinada. Si hay una transición en las condiciones de saturación desde el Bubble Point al Dew Point en el intervalo de cálculo, la profundidad del contacto Gas-Petróleo puede ser estimada.

Lo que se pretende determinar a través de la herramienta de gradiente composicional, es conocer si existe un contacto gas-petróleo dentro de la trampa estructural, o dicho en otras palabras, si el reservorio encontrado, es solamente un casquete de gas, o es un casquete de gas en contacto con un halo de petróleo.

Para continuar el análisis, se esquematiza en la siguiente figura las profundidades de referencia más relevantes para el análisis de gradiente composicional, entre las que se tiene: tope y base de punzado y profundidad estimada del spill point.

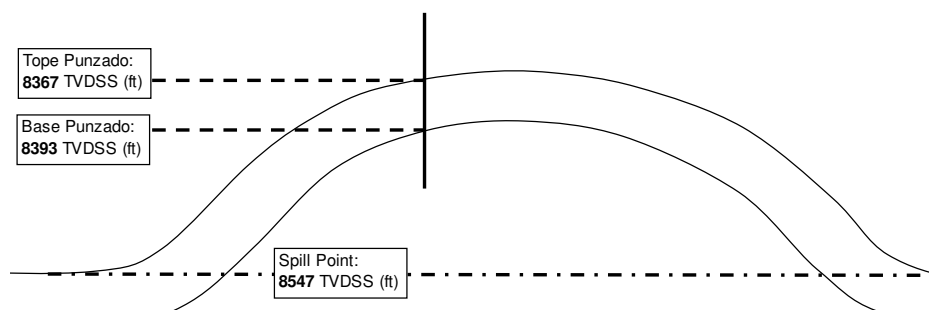


Fig. 16: Profundidades de referencia

Una vez revisadas las profundidades de referencia, y encontrada la composición del petróleo que estaría en equilibrio, en caso de estar presente, con el gas de reservorio cuya composición obtuvimos a partir del análisis PVT, el siguiente paso, consiste en determinar a qué profundidad se encontraría este posible contacto Gas-Petróleo.

Para determinar lo anterior es de gran importancia el dato de presión original del reservorio, ya que teniendo este dato y con la composición del fluido de reservorio, se puede determinar la ubicación de un posible halo de petróleo.

Teniendo en cuenta la incertidumbre que se tiene en cuanto al dato de presión original, ya que se obtuvieron valores diferentes provenientes de distintas fuentes: Wireline Formation Tester, Gradiente de presión estática, Análisis de transiente de presión (Build Up), se entiende que el valor de presión original de reservorio puede estar comprendido en el rango entre 276 kg/cm² y 269 kg/cm², este último coincidente con la presión de saturación, es decir el Dew Point del gas de reservorio.

Considerando lo anterior, se evalúa el gradiente composicional para estos dos casos extremos.

El resultado de este análisis se visualiza en las figuras a continuación:

- **Caso 1: Presión Reservorio = 276 Kg/cm²**
- **Caso 2: Presión Reservorio=269 Kg/cm²**

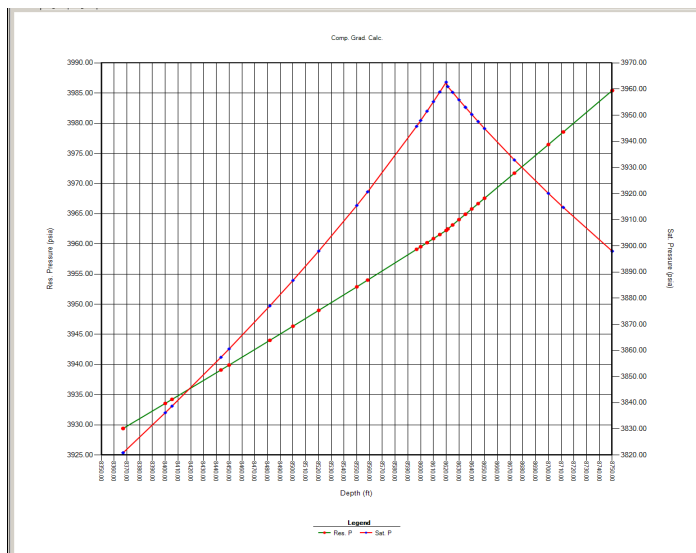


Fig.17.PRes=276 Kg/cm2: Grad. presión estática y de saturación

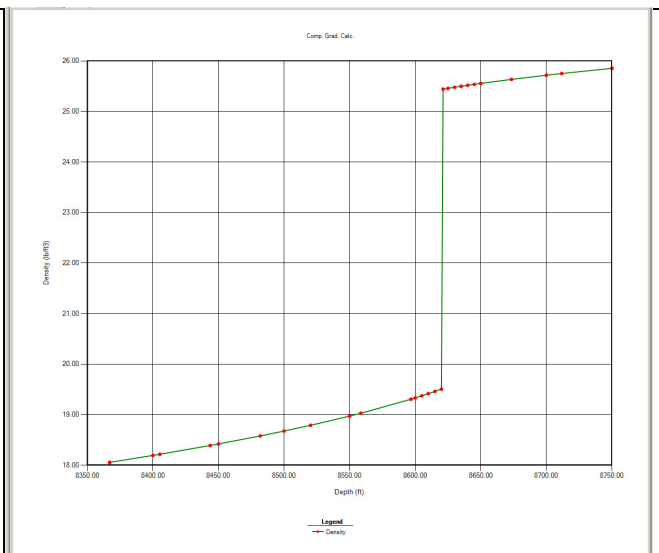


Fig.18. PRes=276 Kg/cm2: Gradiente de densidad del fluido

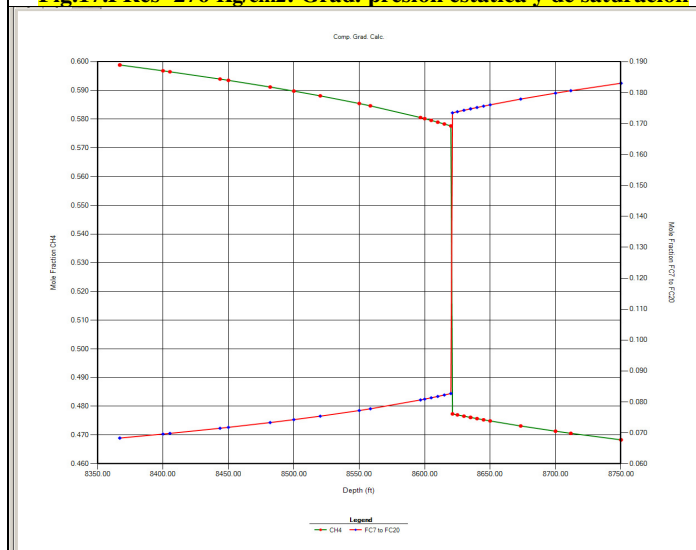


Fig.19. PRes=276 Kg/cm2: Gradiente composicional

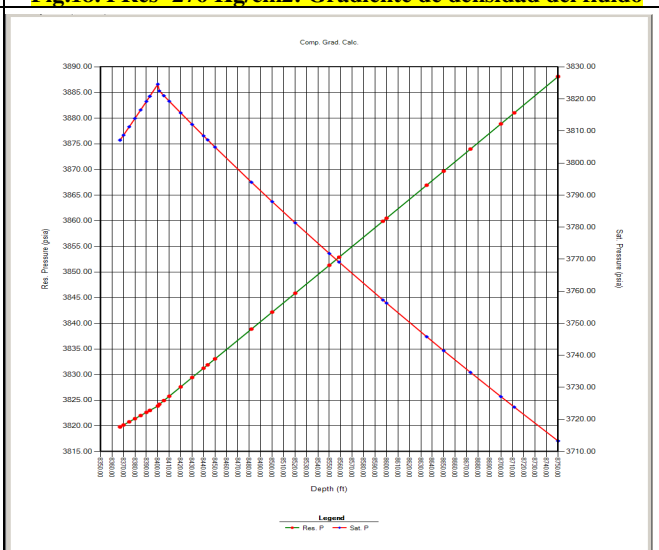


Fig.20.PRes=269 Kg/cm2: Grad. presión estática y P.saturación

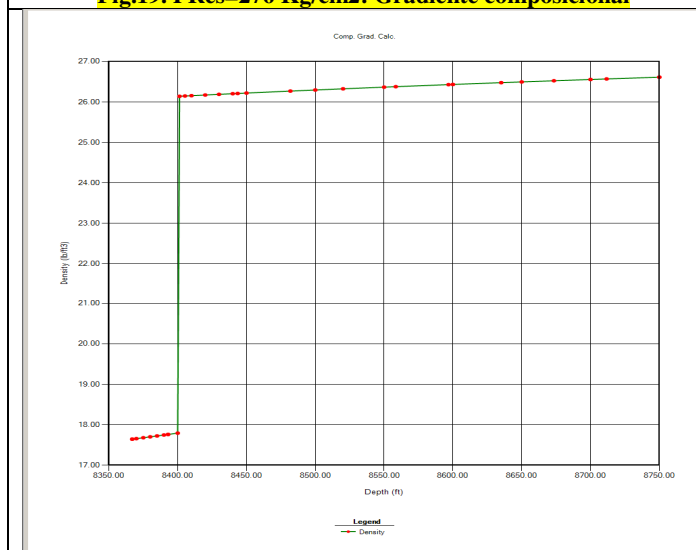


Fig.21. PRes=269 Kg/cm2: Gradiente de densidad del fluido

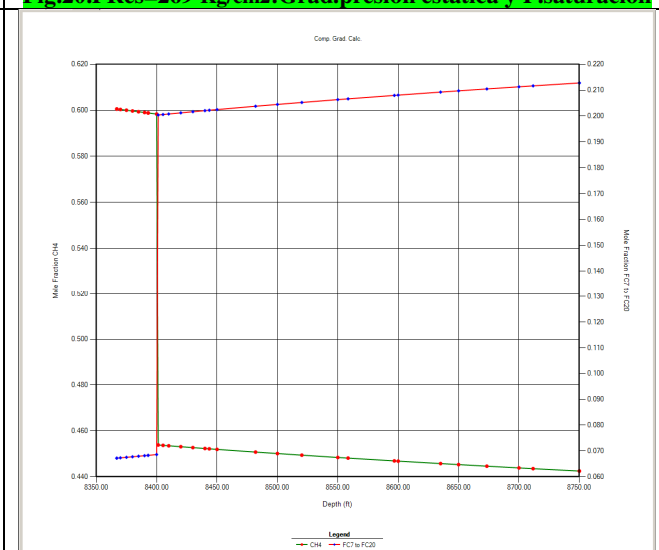


Fig.22. PRes=269 Kg/cm2: Gradiente composicional

3.3. Análisis y conclusiones acerca del gradiente composicional

Caso 1: PRes = 276 kg/cm²

Si se observan los resultados del estudio de gradiente composicional en el caso 1, es decir con una presión original de reservorio de 276 kg/cm², se puede observar que, la profundidad a la que se encontraría el contacto gas-petróleo sería de 8620 ft (TVDSS).

Esto se define a partir de obtenerse que en 8620 ft (TVDSS) se observa un cambio brusco en la densidad del fluido, así como también la fracción molar de CH₄ sufre un cambio brusco, cayendo de 58 % aprox hasta 47 % aprox, en tanto que la fracción molar de la mezcla de C₇ hasta C₂₀₊ tiene un incremento abrupto desde 7 % hasta 17 % aprox. En tanto que, si se observa el gráfico específico de gradiente composicional para este caso, se puede apreciar que el dew point del gas va aumentando, desde arriba hacia abajo en profundidad, a medida que se acerca al contacto, ya que el gas se va enriqueciendo en componentes más pesados, en tanto que, el bubble point del líquido también va aumentando, desde abajo hacia arriba en profundidad, a medida que se acerca al contacto, ya que el petróleo se va enriqueciendo en los componentes más livianos a medida que se acerca al contacto. Todas estas señales, son esperables en la interfase o contacto gas-petróleo, y son atribuibles al cambio de fases.

Esta ubicación del contacto para el caso 1, es decir a la profundidad de 8620 ft (TVDSS), caería más abajo del Spill Point, situado a 8547 ft (TVDSS) (ver Figura 16), lo cual es una incongruencia, ya que estaría fuera de la trampa estructural. Por ende, si la presión original fuera de 276 kg/cm², se puede concluir que el reservorio, no contiene un halo de petróleo, y se trata solamente de un casquete gasífero.

Caso 2: PRes = 269 kg/cm²

Si se observan los resultados del estudio de gradiente composicional para el caso 2, es decir con una presión original de reservorio de 269 kg/cm², coincidente con la presión de saturación o Dew Point de la muestra de fluido de reservorio, se puede apreciar que, la profundidad a la que se encontraría el posible contacto gas-petróleo sería de 8400 ft (TVDSS).

Esto se define a partir de obtenerse que en 8400 ft (TVDSS) se observa un cambio brusco en la densidad del fluido, así como también cambios bruscos en las fracciones molares de los componentes testigo, es decir el CH₄ y la mezcla de componentes pesados desde C₇ hasta C₂₀₊. Lo mismo sucede cuando se mira el gráfico específico de gradiente composicional, se puede apreciar que en 8400 ft (TVDSS) se observa el pico de la curva de presiones de saturación, teniendo el máximo valor de Dew Point y el máximo valor de Bubble Point, lo cual se produce en la interfase gas-petróleo. De igual forma en esta profundidad, se ve un quiebre o cambio de pendiente en el gradiente de presión estática correspondiente al cambio de fase.

Esta ubicación del contacto para el caso 2, es decir a la profundidad de 8400 ft (TVDSS), caería muy cerca de la base del punzado, situada a 8393 ft (TVDSS) (ver Figura 16), lo cual estaría indicando, que el reservorio consiste de un casquete gasífero en contacto con un halo de petróleo, este último, abarcando desde aprox. la base del punzado del pozo hasta el spill point. (Asumiendo que el contacto agua-petróleo estuviera localizado en el spill point).

Resumiendo el análisis, y considerando lo observado en los dos casos extremos en cuanto a presión original del reservorio, se puede decir que la ubicación del contacto gas-petróleo, podría encontrarse en cualquier profundidad entre la base del punzado del pozo y el spill point, o bien no estar presente el halo de petróleo en la trampa estructural considerada.

Esta conclusión da lugar a plantear distintos modelos de reservorio: Casquete de gas con condensado o Halo de Petróleo volátil en contacto con pequeño casquete de gas, o cualquier combinación de halo y casquete con distintos espesores.

4. Ensayos de Presión (Well Testing)

Teniendo en cuenta, las incertidumbres existentes en cuanto a la presión inicial de reservorio, a la geometría y al grado de compartimentalización del mismo y considerando el tipo de fluido, un gas con condensación retrógrada, reviste vital importancia, la realización de ensayos de presión, para intentar conocer el modelo de reservorio y el mecanismo que gobierna el flujo de fluidos en el mismo. En este caso se realizaron dos ensayos de presión, el primero, un ensayo de terminación, luego de la completación del pozo, y posteriormente un ensayo isocronal modificado, cuya finalidad fue evaluar el potencial del pozo testeando su performance para distintos orificios, a los fines de obtener una curva IPR (Inflow Performance Relationship), y fundamentalmente realizar una interpretación adecuada del modelo de reservorio a través de la interpretación del transiente de presiones, específicamente en el intervalo de cierre o Build Up.

A continuación se presentan los datos de entrada considerados en el Ensayo Isocronal Modificado:

Punzado inicial	2 887 a 2895 m (8367 a 8393 ft)
Ampliación de punzado	2895 a 2901 m (8393 a 8410 ft)
Pav Zone	14 m
Porosidad	15,9 %
Fase de Fluidos	Gas + Condensado
Temperatura de Reservorio	144,5 °C
Presión de Reservorio Inicial	273.4 Kg/cm ² a 2898 mbbp
GOR	1200 m ³ /m ³
Gas (S.G.)	0.767
Condensado (°API)	59.8
Dew point pressure	268.6 Kg/cm ²
Dew point temperature	144,5°C
Presión del Separador	20 Kg/cm ²

Fig. 23: Datos de Entrada del Ensayo Isocronal Modificado

4.1. Modelo Radial Compuesto – Fundamentos Teóricos

Considerando el tipo de fluido, gas con condensado, es importante repasar algunos fundamentos teóricos del Modelo Radial Compuesto, ya que es una de las posibilidades de modelo de reservorio que se suele presentar con este tipo de fluidos.

En este modelo se asume que el pozo está en el centro de una zona homogénea circular, comunicado con un reservorio homogéneo infinito. Las zonas interna y externa tienen diferentes características de reservorio y/o de fluido. No hay caída de presión en la interface entre las zonas.

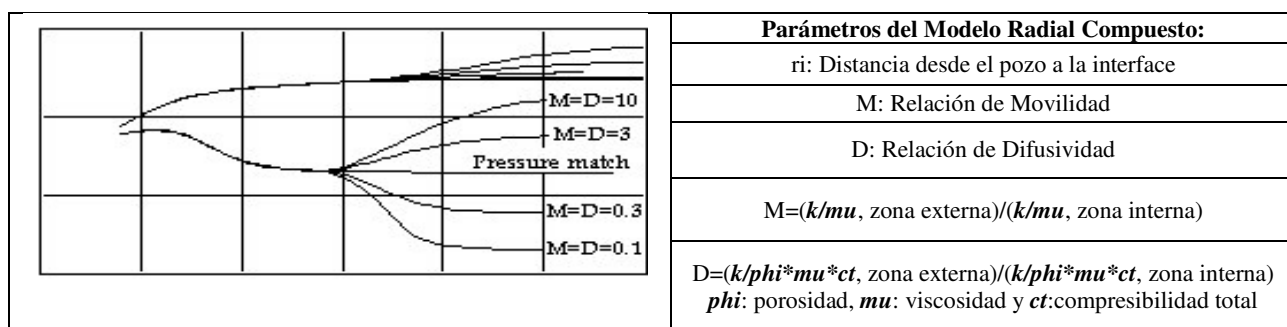


Fig. 24: Cuadro explicativo Modelo Radial Compuesto

A tiempos tempranos, una respuesta homogénea correspondiente a la zona interna podría ser vista. El matcheo de presión debe ser sobre la primera estabilización. Después de una transición, el reservorio muestra un segundo comportamiento homogéneo, correspondiente a la zona externa. La derivada de la presión puede mostrar dos estabilizaciones. El tiempo de transición entre los dos regímenes homogéneos es una función de $r_i^2 D$ y $k/\phi\mu^{*ct}$. La forma de la transición entre los dos comportamientos homogéneos es gobernada por la relación M/D.

4.2. Interpretación de los Ensayos de Presión

Luego de la interpretación de ensayos, se presentan dos modelos de reservorio distintos que explican el comportamiento del transiente de presión en los períodos de fluencia y build up. Estos modelos se consideran equiprobables, en esta etapa del estudio con la información disponible a la fecha.

Modelo de Reservorio 1: Reservorio Radial Compuesto Sin Límites

La posibilidad de ocurrencia de este modelo, está asociada al tipo de fluido encontrado, es decir un gas con condensación retrógrada. Este tipo de fluidos, suele dar lugar a este tipo de modelos, es decir reservorio radial compuesto. En estos casos, una vez que comienza la producción y cae la presión del reservorio por debajo del Dew Point, se comienza a formar un anillo de radio variable que rodea al pozo, con relación de movilidades diferente al resto del reservorio que aún se encuentra a presión original.

Dentro del Modelo Radial Compuesto a su vez se realizaron dos análisis, en el primero no se fija la presión del reservorio y en el segundo se define la presión inicial en un valor probable conforme a la incertidumbre.

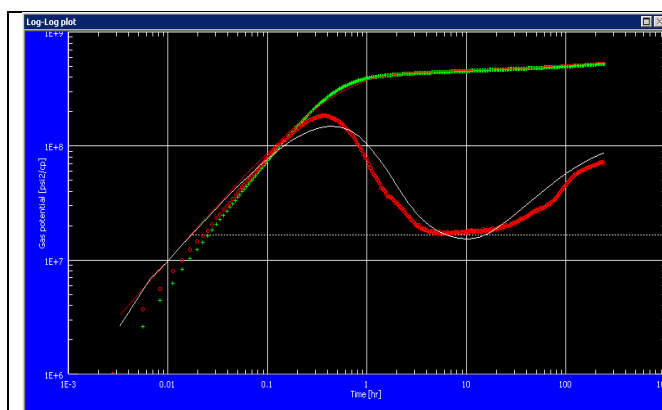


Fig.25: Radial Compuesto 1– Log-Log plot

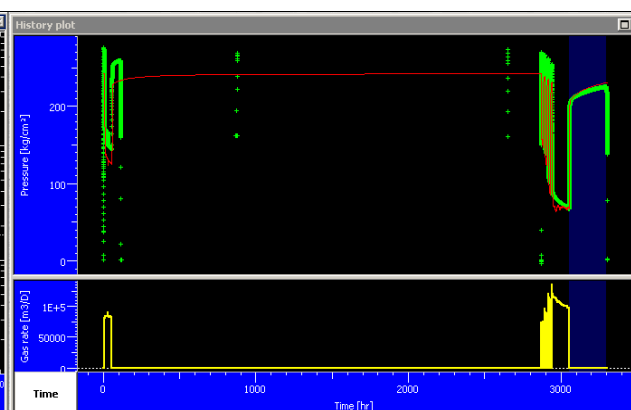


Fig.26: Radial Compuesto 1– History Plot

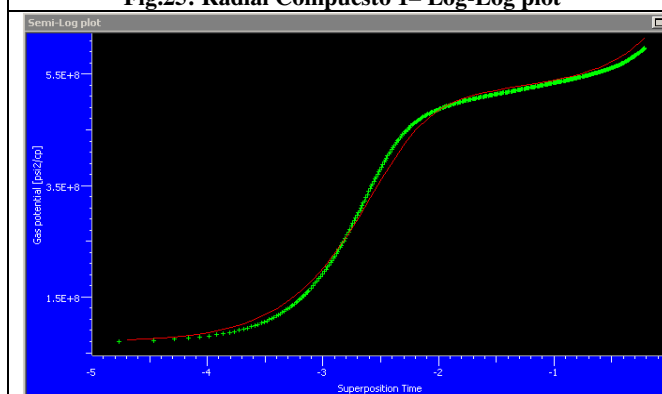


Fig.27: Radial Compuesto 1– Semi-Log plot

Fig. 20: Radial Composite 1 History Plot			
Selected Model			
Model Option	Standard Model		
Well	Vertical		
Reservoir	Radial composite		
Boundary	Infinite		
Main Model Parameters			
TMatch	30.4	[hr]-1	
PMatch	3.02E-8	[psi2/cp]-1	
C	0.0302	bb/psi	
Total Skin	7.77	--	
k.h, total	34.1	md.m	
k, average	3.1	md	
Pi	242.168	kg/cm²	
Model Parameters			
Well & Wellbore parameters (Tested well)			
C	0.0302	bb/psi	
Skin	7.77	--	
Reservoir & Boundary parameters			
Pi	242.168	kg/cm²	
k.h	34.1	md.m	
k	3.1	md	
Ri	74.4	m	
M	3.16	--	
D	0.212	--	

Fig.28: Radial Compuesto 1– Resultados

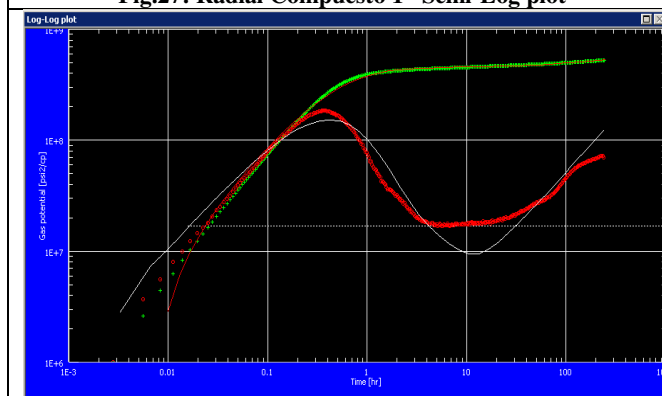


Fig.29: Radial Compuesto 2– Log-Log plot

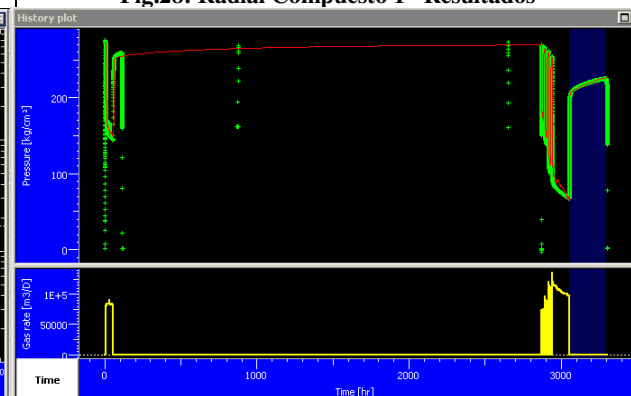


Fig.30: Radial Compuesto 2– History Plot

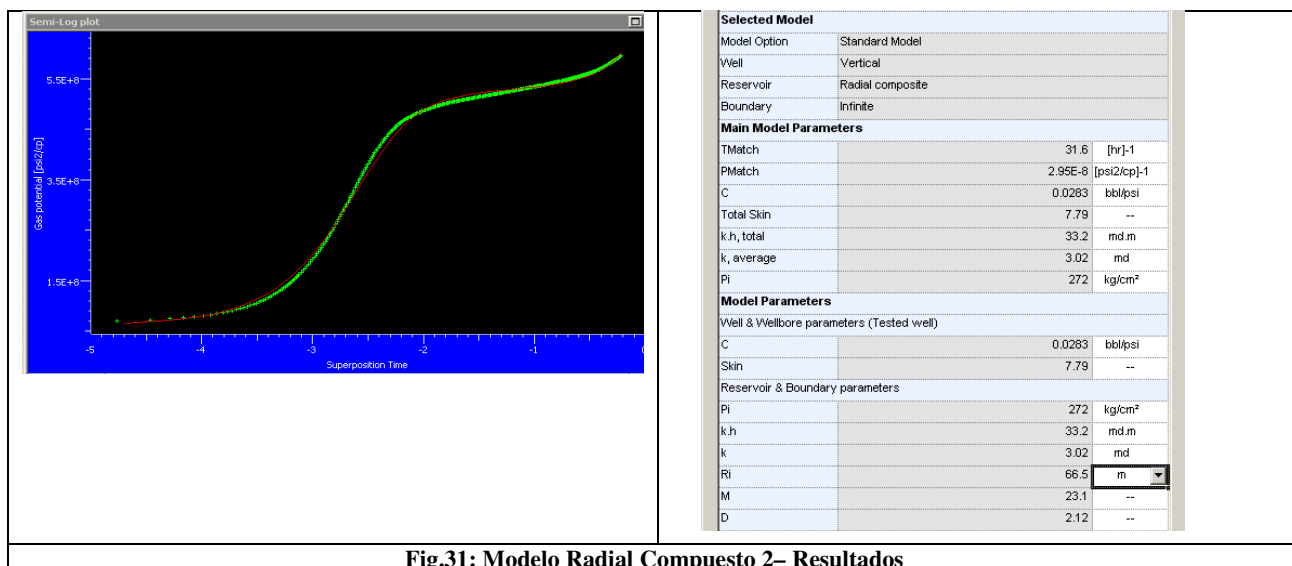


Fig.31: Modelo Radial Compuesto 2- Resultados

Modelo de Reservorio 2: Reservorio Homogéneo con Límites Sellantes:

El sustento teórico de este modelo, se basa en que el reservorio presenta fallas sellantes, algunas de ellas son visualizadas a través de la interpretación sísmica, pero probablemente puedan existir otras fallas subsísmicas, algunas de las cuales se comportan como barreras de flujo, lo que provocaría algún grado de compartimentalización en el reservorio. Esto justificaría la significativa caída de presión observada en los períodos de fluencia, así como las dificultades en la restauración de presiones iniciales observadas en los períodos de build-up.

Dentro del Modelo de Reservorio con límites, a su vez, se realizaron dos análisis, uno aplicando un Modelo Analítico, consistente en una geometría rectangular que encajona al pozo, cuya distancia a los límites se intenta determinar, y el segundo, un Modelo Numérico, aplicando un mapa estructural interpretado, y grillando el mapa con el modelo de celdas tipo Voronoi.

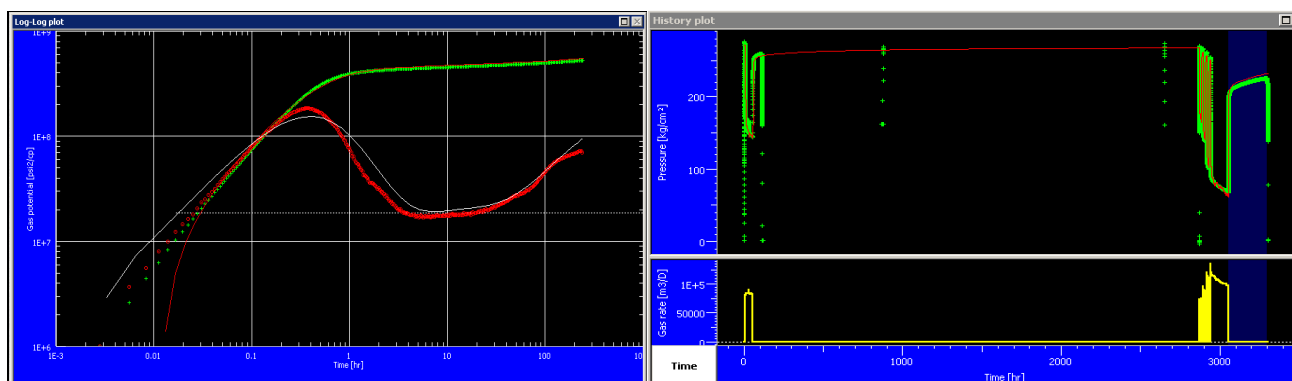


Fig. 32: Analítico Homogéneo c/Límites-Log-Log plot

Fig. 33: Analítico Homogéneo con Límites- History Plot

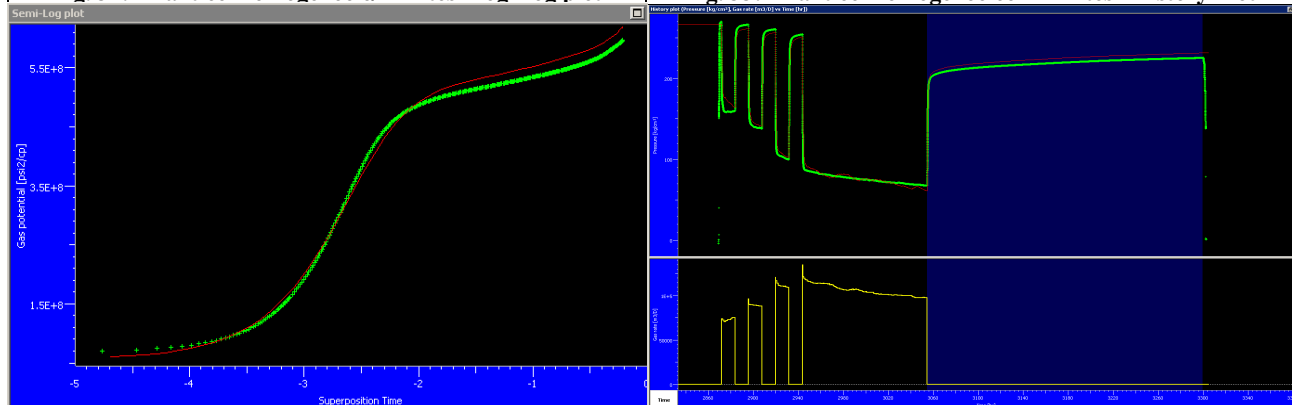


Fig. 34: Analítico Homogéneo c/Límites-Semi-Log plot

Fig. 35: Analítico Homogéneo c/Límites-History Plot-BU

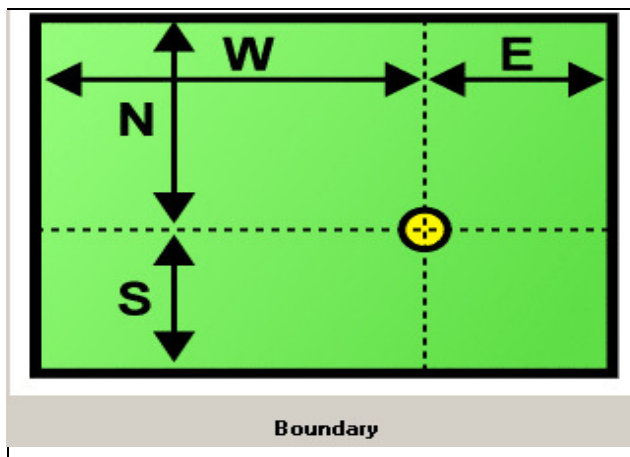


Fig. 36: Analítico Homogéneo c/Límites-Eschema

Selected Model			
Model Option	Standard Model		
Vwell	Vertical		
Reservoir	Homogeneous		
Boundary	Rectangle, No flow		
Main Model Parameters			
TMatch	29.6	[hr] ⁻¹	
PMatch	2.69E-8	[psi ² /cp] ⁻¹	
C	0.0275	bbl/psi	
Total Skin	6.93	--	
k.h, total	30.2	md.m	
k, average	2.75	md	
Pi	271	kg/cm ²	
Model Parameters			
Well & Wellbore parameters (Tested well)			
C	0.0275	bbl/psi	
Skin	6.93	--	
Reservoir & Boundary parameters			
Pi	271	kg/cm ²	
k.h	30.2	md.m	
k	2.75	md	
S - No flow	35.6	m	
E - No flow	106	m	
N - No flow	46	m	
VV - No flow	3970	m	

Fig. 37: Analítico Homogéneo c/Límites - Resultados

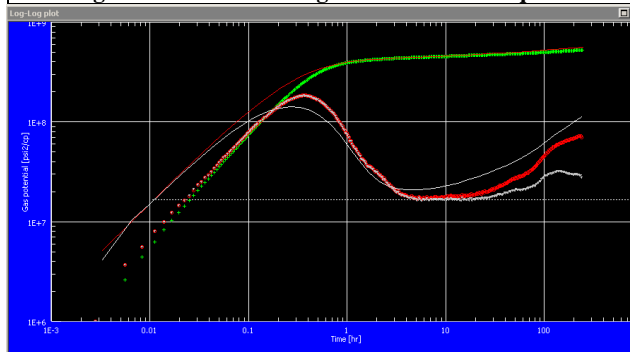


Fig. 38: Numérico Homogéneo c/Límites-Log-Log plot

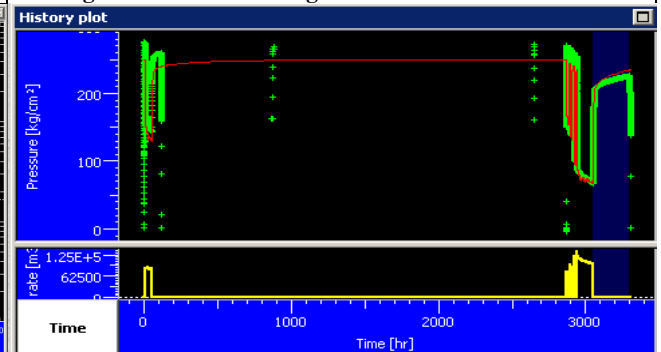


Fig. 39: Numérico Homogéneo con Límites- History Plot

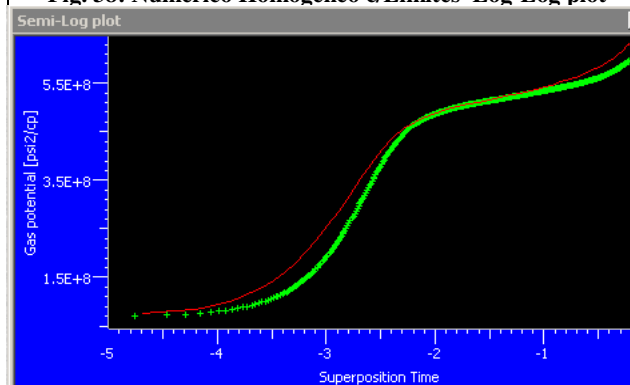


Fig. 40: Numérico Homogéneo c/Límites - Semi-Log plot

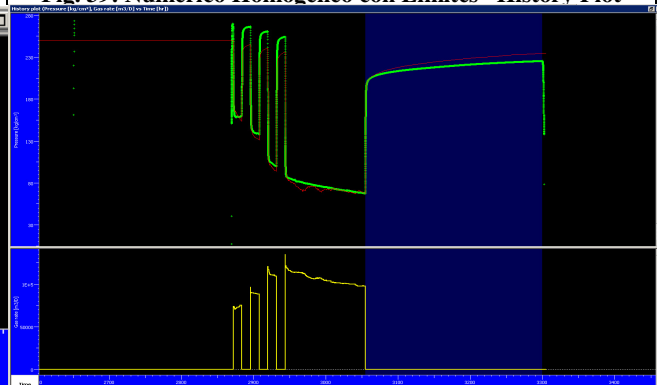
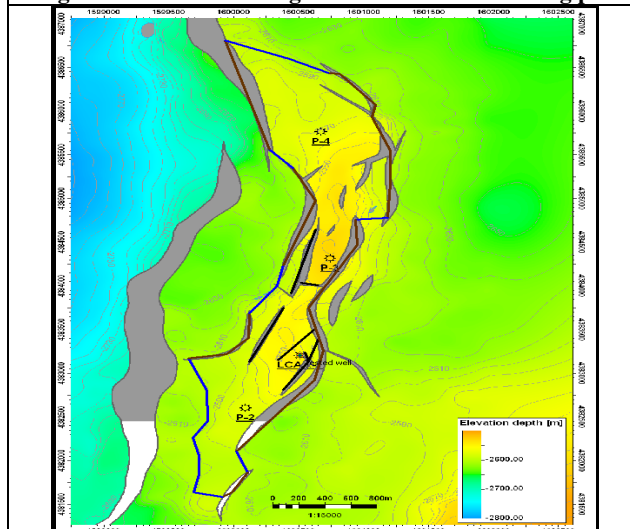


Fig. 41: Numérico Homogéneo c/Límites-History Plot-BU



(Fig. 42: Numérico Homogéneo c/Límites-Mapa Estructural

Model Option	Numerical	
Well	Vertical	
Reservoir	Homogeneous	
Boundary	Polygonal, Mixed CPres/No Flow	
Main Model Parameters		
TMatch	47.5	[hr]-1
PMatch	3.02E-8	[psi2/cp]-1
C	0.0193	bbl/psi
Total Skin	7.54	--
k.h, total	34	md.m
k, average	3.09	md
Pi	249.836	kg/cm²
Model Parameters		
Well & Wellbore parameters (Tested well)		
C	0.0193	bbl/psi
Skin	7.54	--
Reservoir & Boundary parameters		
Pi	249.836	kg/cm²
k.h	34	md.m
k	3.09	md

Fig. 43: Numérico Homogéneo c/Límites-Resultados

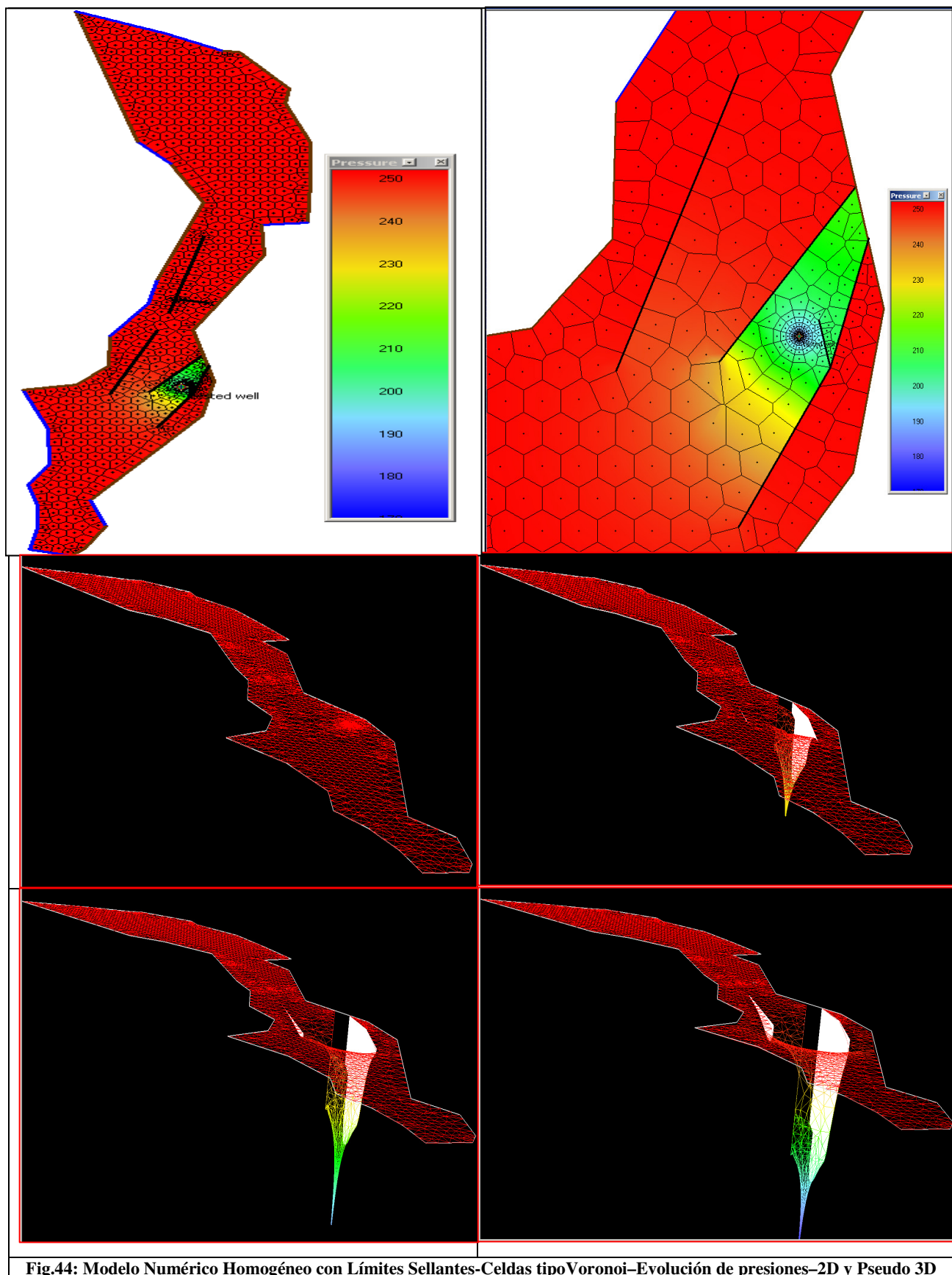


Fig.44: Modelo Numérico Homogéneo con Límites Sellantes-Celdas tipoVoronoi-Evolución de presiones-2D y Pseudo 3D

4.3. Resultados de la Interpretación de los Ensayos de Presión

A continuación se presentan los resultados obtenidos de los 4 modelos interpretados, a saber: 1. Modelo Radial Compuesto sin límites, que presenta a su vez dos sub-modelos: 1.1 Sin pre-fijar la presión inicial de reservorio y 1.2 Pre-fijando la presión de reservorio según el rango de valores probable de acuerdo a la incertidumbre existente, 2. Modelo Homogéneo con límites sellantes (Límites de No Flujo), que presenta a su vez dos sub-modelos: 2.1 Límites de No Flujo asociados a una geometría del tipo rectangular y 2.2 Límites de No Flujo asociados a una poligonal correspondiente a los límites de la capa de acuerdo al Mapa Estructural y a fallas sísmicas y sub-sísmicas interpretadas y grillado con celdas del tipo Voronoi.

EnsayoConsolidado_PG_v3.ks3		EnsayoConsolidado_PG_v3.ks3		EnsayoConsolidado_PG_v3.ks3		EnsayoConsolidado_PG_v3.ks3	
Analysis	Analysis 1	Analysis	Analysis 2	Analysis	Analysis 7	Analysis	Analysis 12
Default values are used!		Default values are used!		Default values are used!		Default values are used!	
Selected Model		Selected Model		Selected Model		Selected Model	
Model Option	Standard Model	Model Option	Standard Model	Model Option	Standard Model	Model Option	Numerical
Well	Vertical	Well	Vertical	Well	Vertical	Well	Vertical
Reservoir	Radial composite	Reservoir	Radial composite	Reservoir	Homogeneous	Reservoir	Homogeneous
Boundary	Infinite	Boundary	Infinite	Boundary	Rectangle, No flow	Boundary	Polygonal, Mixed CPres/No Flow
Top/Bottom	No flow/No flow	Top/Bottom	No flow/No flow	Top/Bottom	No flow/No flow	Top/Bottom	No flow/No flow
Main Model Parameters		Main Model Parameters		Main Model Parameters		Main Model Parameters	
TMatch	30.4 [hr]-1	TMatch	31.6 [hr]-1	TMatch	29.6 [hr]-1	TMatch	47.5 [hr]-1
PMatch	3.02E-8 [psi2/cp]-1	PMatch	2.95E-8 [psi2/cp]-1	PMatch	2.69E-8 [psi2/cp]-1	PMatch	3.02E-8 [psi2/cp]-1
C	0.0302 bbl/psi	C	0.0283 bbl/psi	C	0.0275 bbl/psi	C	0.0193 bbl/psi
Total Skin	7.77	Total Skin	7.79	Total Skin	6.93	Total Skin	7.54
k.h, total	34.1 md.m	k.h, total	33.2 md.m	k.h, total	30.2 md.m	k.h, total	34 md.m
k, average	3.1 md	k, average	3.02 md	k, average	2.75 md	k, average	3.09 md
Pi	242.168 kg/cm²	Pi	272 kg/cm²	Pi	271 kg/cm²	Pi	249.836 kg/cm²
Model Parameters		Model Parameters		Model Parameters		Model Parameters	
Well & Wellbore parameters (Tested well)		Well & Wellbore parameters (Tested well)		Well & Wellbore parameters (Tested well)		Well & Wellbore parameters (Tested well)	
C	0.0302 bbl/psi	C	0.0283 bbl/psi	C	0.0275 bbl/psi	C	0.0193 bbl/psi
Skin	7.77	Skin	7.79	Skin	6.93	Skin	7.54
Reservoir & Boundary parameters		Reservoir & Boundary parameters		Reservoir & Boundary parameters		Reservoir & Boundary parameters	
Pi	242.168 kg/cm²	Pi	272 kg/cm²	Pi	271 kg/cm²	Pi	249.836 kg/cm²
k.h	34.1 md.m	k.h	33.2 md.m	k.h	30.2 md.m	k.h	34 md.m
k	3.1 md	k	3.02 md	k	2.75 md	k	3.09 md
Ri	244 ft	Ri	218 ft	S - No flow	117 ft	Derived & Secondary Parameters	
M	3.16	M	23.1	E - No flow	346 ft		
D	0.212	D	2.12	N - No flow	151 ft		
Derived & Secondary Parameters		Derived & Secondary Parameters		WV - No flow	13000 ft	Delta P (Total)	66.473 kg/cm²
						Delta P Ratio (	0.397599 Fraction

Fig. 45: Cuadro comparativo con los resultados de los cuatro modelos interpretados

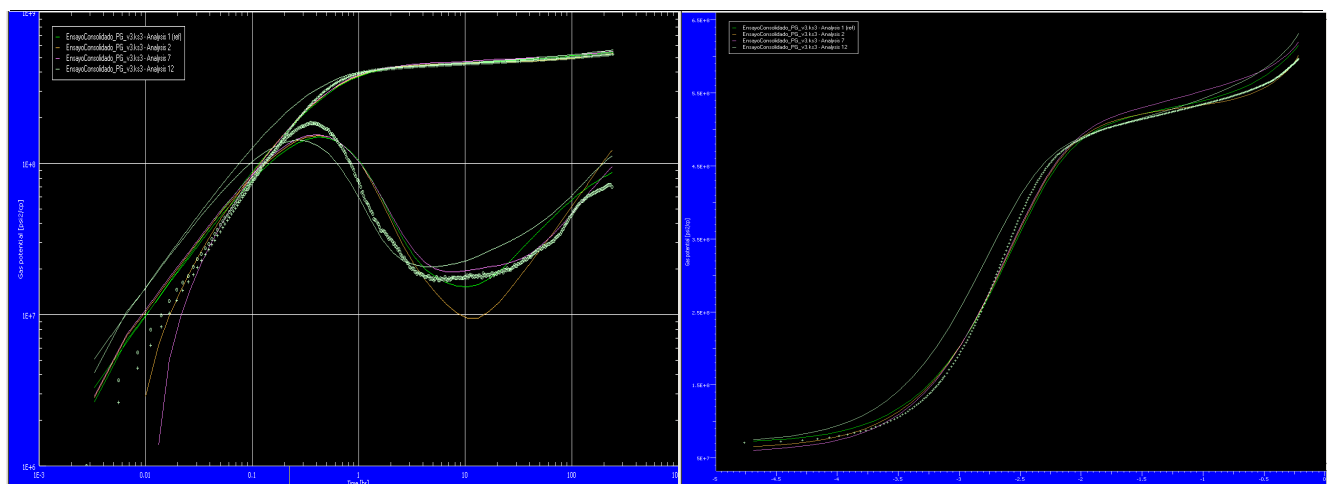


Fig. 46: Gráfico Log-Log y Semilog, comparativo p/los Modelos radial compuesto y Homogéneo c/ Límites sellantes

4.4. Análisis y conclusiones acerca de la Interpretación de los Ensayos de Presión

Si se revisan los resultados de los cuatro modelos presentados en el cuadro comparativo de la Figura 45 y los gráficos de la Figura 46, se puede arribar a las siguientes conclusiones: Las tendencias de las curvas presentadas en los gráficos especializados Log-Log plot (tanto curva derivada como primitiva) y Semi-log plot, matchean entre sí y también alcanzan un ajuste admisible con los datos experimentales. En cuanto a los parámetros de pozo como almacenamiento y daño, se puede observar que son similares entre sí, teniendo valores que rondan en el orden de 0.02 a 0.03 bbl/psi en cuanto a almacenamiento (wellbore storage) y valores del orden de 7 a 8 en cuanto al daño sobre la cara de los punzados (skin in near-wellbore). En cuanto a parámetros del reservorio, se puede visualizar, que la permeabilidad de la matriz en los cuatro modelos ronda en el orden de los 3 mD, y las principales diferencias se presentan en torno de la presión inicial del reservorio. Respecto de este último punto, cabe agregar algunos comentarios. Según se mencionó a lo largo de este trabajo, existe una incertidumbre en cuanto a la presión inicial del reservorio, del orden de los 7 Kg/cm². Adicionalmente a esto, se considera que a lo largo de la fluencia realizada en ambos ensayos de presión, se produce una variación en la densidad de la columna de fluidos dentro del pozo, tendiendo a alivianarse la misma, a medida que se produce el pozo, es decir, se inicia la fluencia con una columna con mayor contenido de líquidos y se finaliza la misma con una columna más liviana principalmente constituida por gas. Lo mismo se pudo corroborar con gradientes dinámicos realizados. Esto implica que la presión que mide el memory de fondo al inicio de la fluencia y al final de la misma, así como al final del build up, está afectada por el efecto de la variación de densidad de la columna. Explicando esto, en parte, la dificultad de arribar a la presión estática inicial luego del período de restauración o build up.

Por lo visto hasta aquí, los dos modelos de reservorio interpretados, Modelo radial compuesto sin límites y Modelo homogéneo con límites sellantes, tienen la capacidad de explicar el comportamiento del flujo de fluidos en el reservorio y el comportamiento del transiente de presiones. Por lo expuesto hasta aquí, se dice que ambos modelos son equiprobables, con la información disponible a la fecha.

Como corolario adicional, se puede agregar que, en caso de que el modelo que gobierne el reservorio, sea un modelo radial compuesto, la generación de condensado en fondo, y por ende el cambio de movilidades, en el anillo que rodea al pozo, y asociado a esto, la pérdida de productividad del pozo y la pérdida de condensado en fondo, se podría minimizar con una estrategia de desarrollo que prevea el mantenimiento de la presión de reservorio.

En tanto que, si el modelo real fuera un modelo homogéneo con límites sellantes, teniendo en cuenta la cercanía de los mismos (ver Modelo rectangular y Modelo Voronoi, con fallas sellantes a distancias entre 40 a 100 metros del pozo), la conclusión en este caso sería que, el reservorio en la región de influencia de este pozo, se presentaría muy compartimentalizado por las fallas, haciendo inviable su producción, por no arribar a caudales ni acumuladas económicas, lo cual, no inhabilitaría continuar la búsqueda de mejores zonas con nuevos pozos de avanzada.

5. Simulación Numérica Composicional:

En este punto, estamos en condiciones de realizar una simulación numérica composicional, habiendo concluido el ajuste de la ecuación de estado, que representa los equilibrios termodinámicos de los fluidos presentes en el reservorio, habiendo realizado los análisis de gradiente composicional, lo cual nos permite inferir los distintos tipos de reservorio que pueden estar presentes, ya sea un casquete gasífero solamente, o bien un casquete de gas en contacto con un halo de petróleo, y por último habiendo realizado las interpretaciones de los ensayos de presión, lo cual, permite inferir dos posibles modelos, que gobiernan el flujo de fluidos y el transiente de presiones en el reservorio, y que, al momento resultarían equiprobables, y estos son el modelo radial compuesto sin límites y el modelo homogéneo con límites sellantes. A continuación se presenta el Modelo 3D del reservorio, al tope de la estructura, utilizado en la simulación numérica composicional:

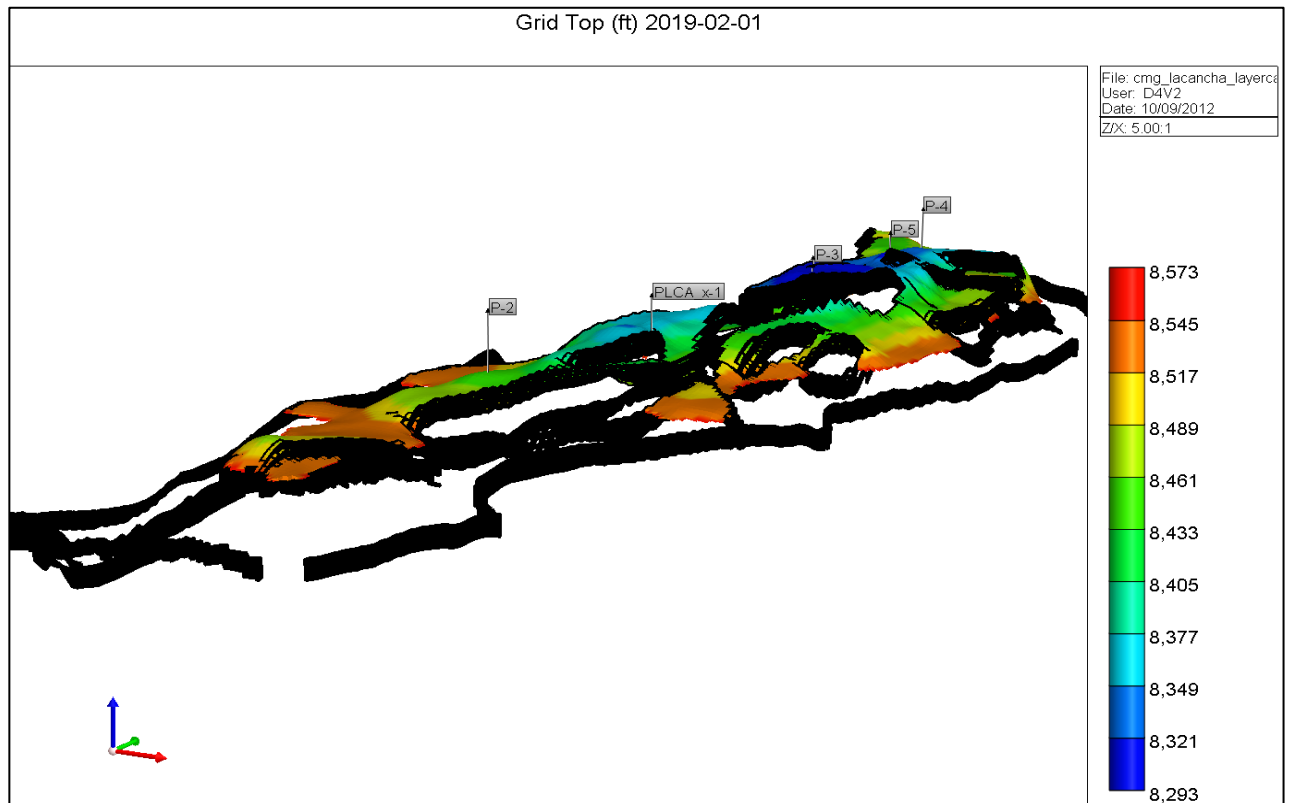


Fig. 47: Modelo 3D del reservorio, al tope de la estructura, usado en la simulación numérica composicional

Modelos de Yacimiento / Escenarios de Desarrollo:

Modelo A: Yacimiento de Gas con Condensado

- Escenario A1: Depleción + Compresión
- Escenario A2: Cycling + Blowdown

Modelo B: Yacimiento de Halo de petróleo con Casquete gasífero

- Escenario B1: Depleción + Artificial Lift + Blowdown casquete
- Escenario B2: Mantenimiento de Presión + Blowdown casquete

5.1. Modelo A: Yacimiento de Gas con Condensado

Escenario A1: Depleción + Compresión: en este escenario se produce el campo por expansión del gas del casquete, hasta el momento en que los pozos dejan de surgir naturalmente, momento en el cual inician las sucesivas etapas de compresión, a saber 25 kg/cm² y 10 kg/cm² en boca de pozo.

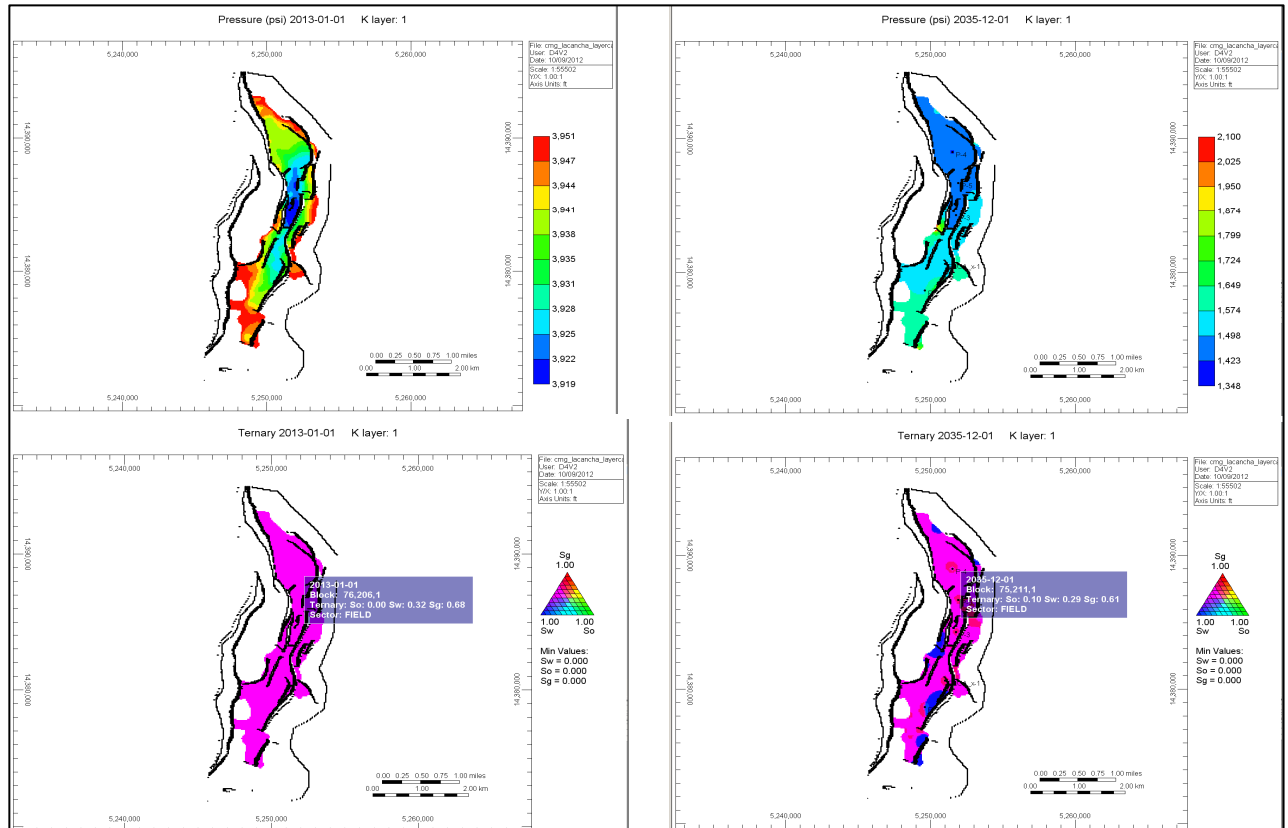


Fig.48: Ilustración de mapas de evolución de presiones de reservorio y diagrama ternario, años 2013 y 2035

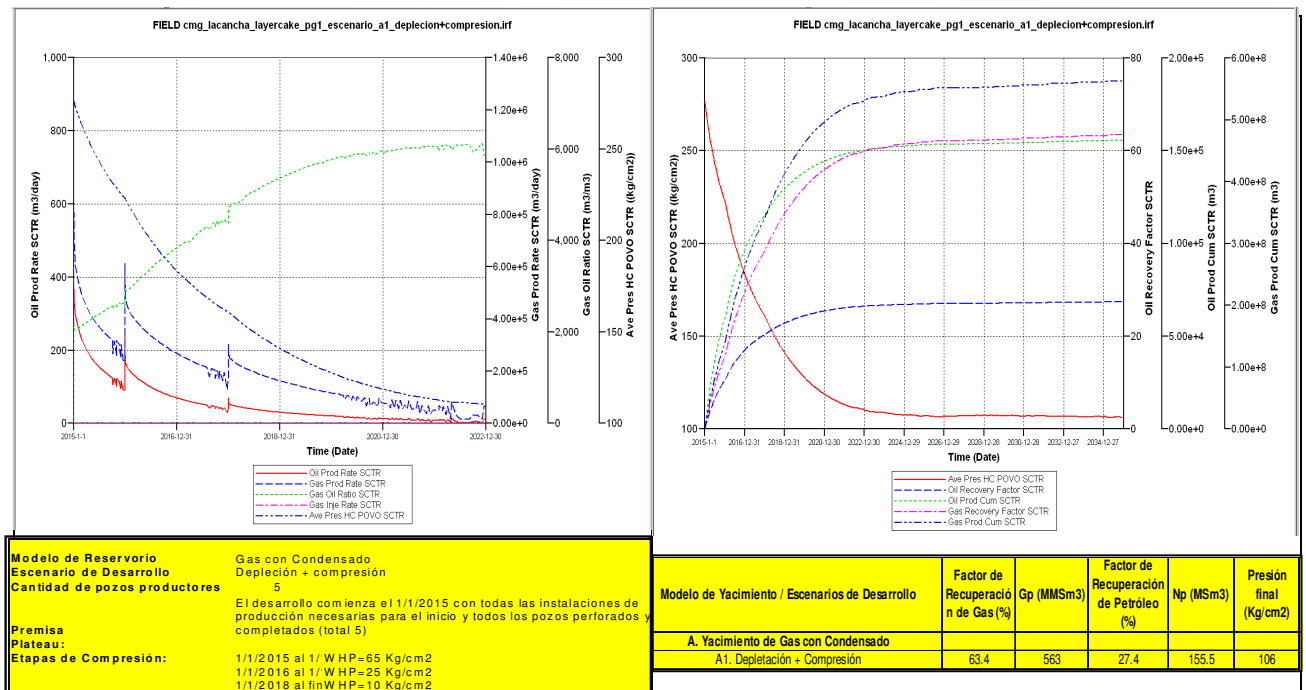


Fig 49: Caudales, Acumuladas, GOR y Presión de Reservorio para Escenario A1: Depleción + Compresión

Escenario A2: Cycling + Blowdown: en este escenario, se comienza con inyección de gas pobre al reservorio, utilizando 2 pozos inyector, con la finalidad de mantener la presión del mismo, y producir un Cycling de gas, produciendo gas rico e inyectando gas pobre. Luego de un período de 7 años, se discontinúa el cycling, y se comienza el blowdown del casquete, primero por surgencia natural y luego asistido por sucesivas etapas de compresión símil al escenario A1.

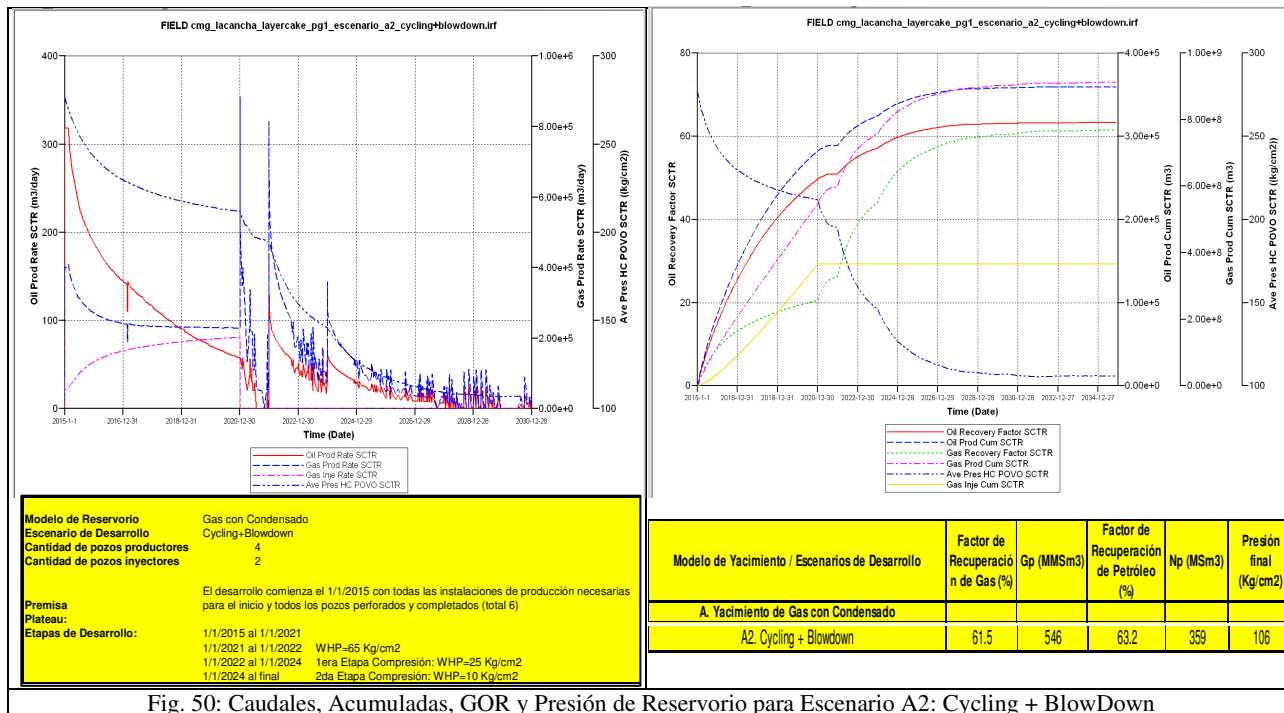


Fig. 50: Caudales, Acumuladas, GOR y Presión de Reservorio para Escenario A2: Cycling + BlowDown

5.2. Modelo B: Yacimiento de Halo de petróleo con Casquete gasífero

Estrategia de producción para escenarios con Halo de Petróleo:

En este tipo de reservorio es relevante la selección del sistema de levantamiento artificial, así como el análisis del timing en que se aplicará el mismo. Para este caso se concluye la siguiente estrategia de producción: Se producirá por surgencia natural de los pozos hasta la presión estática de 130 kg/cm2 y luego se asistirá a los pozos con gas lift. Esta estrategia es válida para los dos escenarios de petróleo: Depleción y Mantenimiento de Presión.

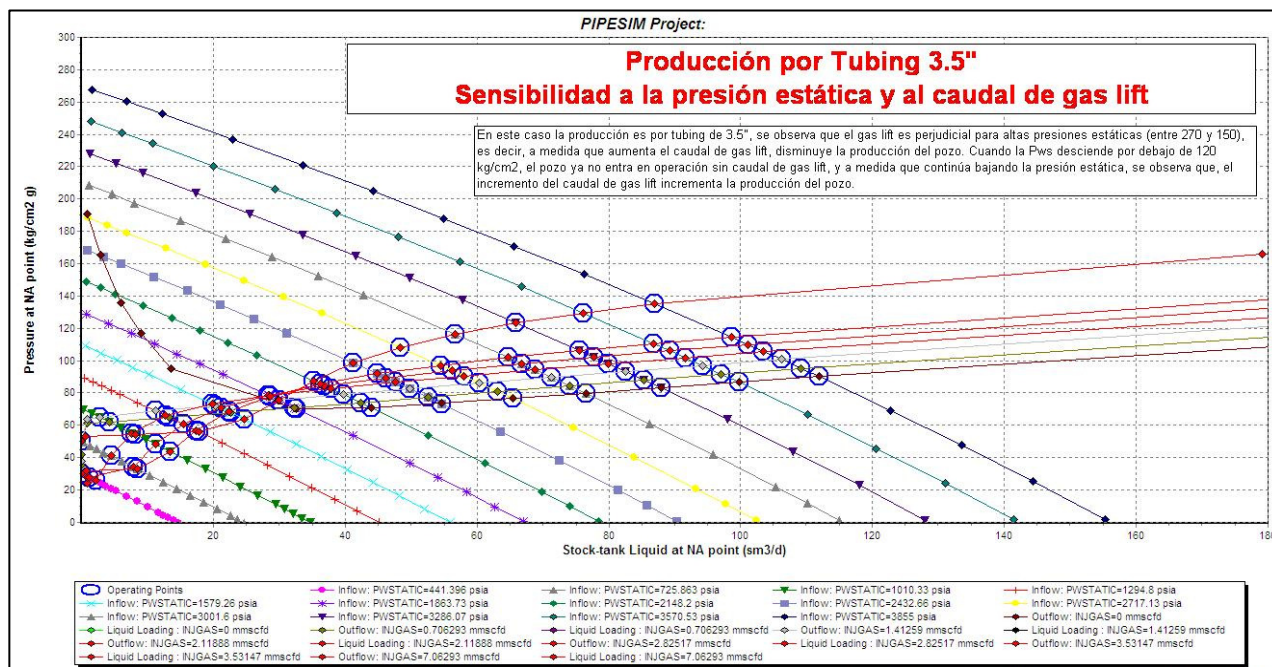


Fig. 51: Análisis Nodal en el pozo productor sensibilizado a la Presión Estática y al Caudal de Gas Lift

Escenario B1: Depleción + Artificial Lift + Blowdown casquete: en este escenario se producen los pozos por expansión de gas del casquete y gas disuelto, luego cuando termina la surgencia, se asisten con gas lift y por último se realiza el blowdown del casquete, asistido por compresión a 10 kg/cm en boca de pozo.

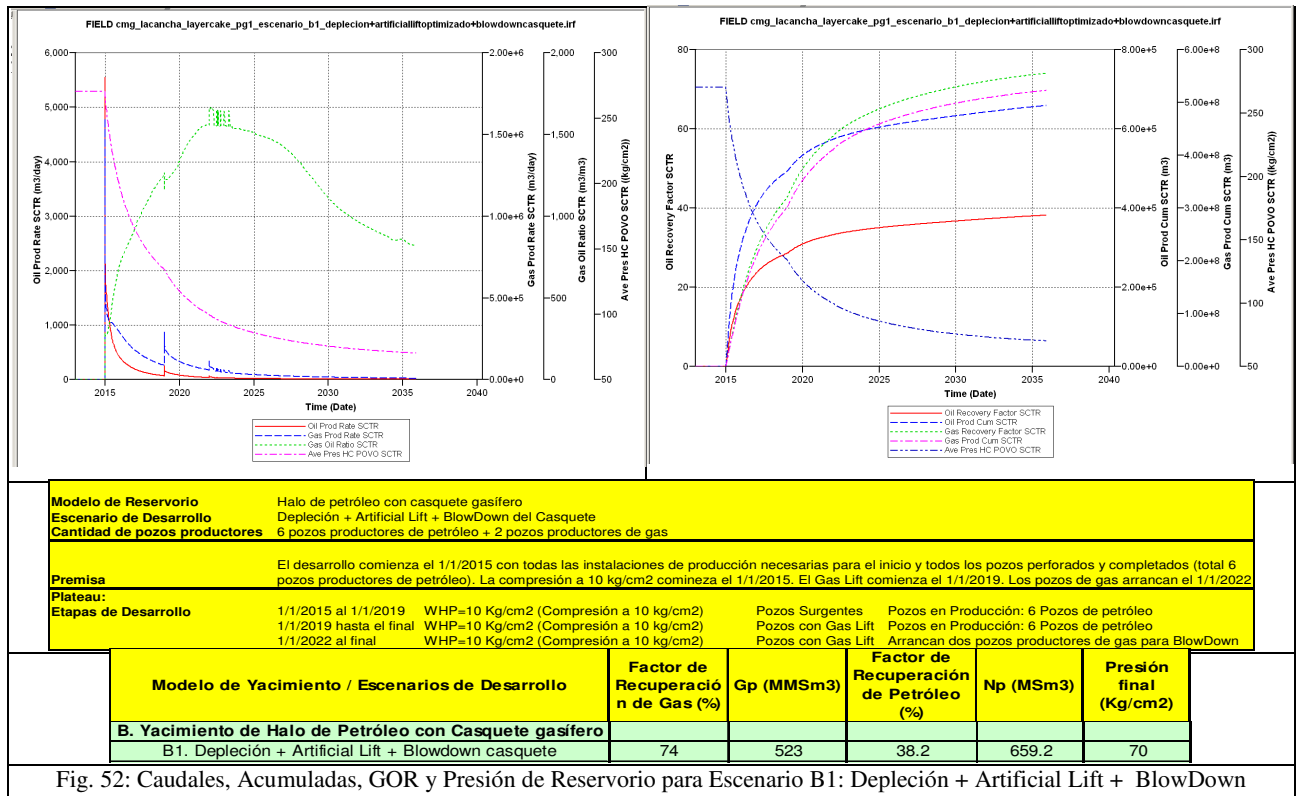


Fig. 52: Caudales, Acumuladas, GOR y Presión de Reservorio para Escenario B1: Depleción + Artificial Lift + BlowDown

Escenario B2: Mantenimiento de Presión+Blowdown casquete: se realiza mantenimiento de presión del reservorio, inyectando gas pobre a través de dos pozos inyectoros, durante 6 años, luego se suspende la inyección, se asisten los pozos con gas lift y se inicia el blow down del casquete símil al escenario B1.

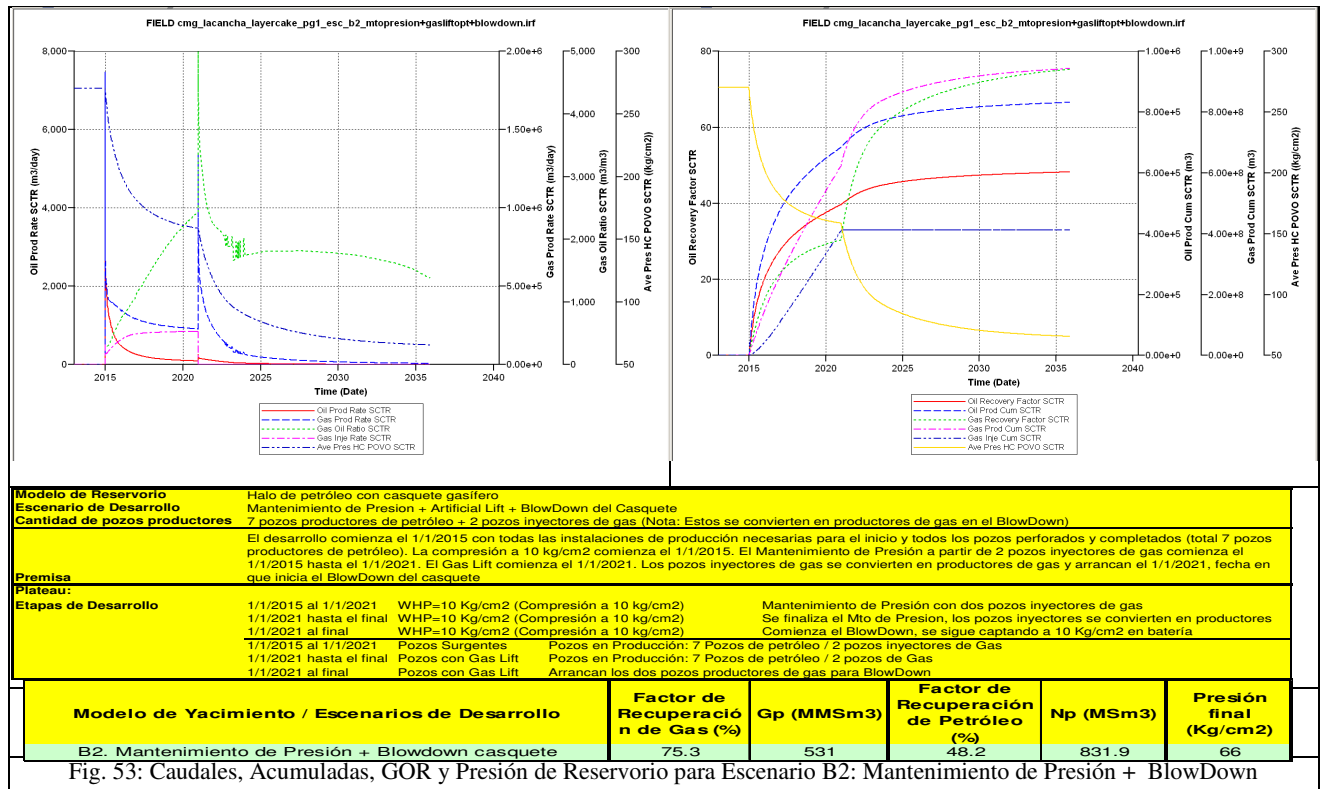


Fig. 53: Caudales, Acumuladas, GOR y Presión de Reservorio para Escenario B2: Mantenimiento de Presión + BlowDown

5.3. Comparación de alternativas de desarrollo

Modelo de Yacimiento / Escenarios de Desarrollo	Factor de Recuperación de Gas (%)	Factor de Recuperación de Petróleo (%)	Presión final (Kg/cm2)
A. Yacimiento de Gas con Condensado			
A1. Depletación + Compresión	63.4	27.4	106
A2. Cycling + Blowdown	61.5	63.2	106
B. Yacimiento de Halo de Petróleo con Casquete gasífero			
B1. Depleción + Artificial Lift + Blowdown casquete	74	38.2	70
B2. Mantenimiento de Presión + Blowdown casquete	75.3	48.2	66

Fig. 54: Resultados de la simulación numérica composicional – Comparación de los Escenarios de Desarrollo

Observando los resultados de las acumuladas y factores de recobro de los cuatro escenarios de desarrollo planteados, se puede apreciar que, en el caso del Modelo de Yacimiento de Gas con condensado, las acumuladas de petróleo son menores que en el caso del Modelo de Halo de petróleo con casquete, lo cual es lógico, ya que en el primer caso el petróleo producido proviene íntegramente de la condensación asociada al gas, en tanto que en el segundo, se produce petróleo del halo. Como consecuencia de esta menor acumulación de petróleo, los escenarios de gas, son menos robustos económicamente, que los escenarios de petróleo. Otra conclusión inmediata, es que las presiones de abandono, para los dos escenarios de petróleo son menores que para los escenarios de gas, lo cual está vinculado con la mayor eficiencia del sistema extractivo de gas lift, frente a la asistencia por compresión en el caso del yacimiento de gas. Por último, se comprueba que las dos alternativas de desarrollo que involucran mantenimiento de la presión del reservorio, ambas por inyección de gas pobre, generan mayor acumulada y mayor factor de recobro de petróleo que aquellas alternativas que no utilizan mantenimiento de presión, lo cual está asociado al tipo de fluido presente, y a la disminución en la producción del fluido de menor movilidad, es decir petróleo, al momento de caerse por debajo de la presión de saturación, tanto en el caso del yacimiento de gas, por dejar condensado en fondo, que tiene menos movilidad que el gas, así como en el caso del yacimiento de petróleo por comenzar a liberar gas en fondo, y afectar la permeabilidad relativa del petróleo.

Conclusiones Finales

- Se han analizado distintas metodologías para intentar reducir la incertidumbre asociada al reservorio descubierto.
- En primer lugar, alcanzar un adecuado ajuste de la Ecuación de Estado, incrementa la confiabilidad de los resultados obtenidos a partir del modelo de simulación numérica composicional.
- El estudio de gradiente composicional, permite conocer cuales son las posibles combinaciones de casquete de gas y halo de petróleo que podrían existir en el reservorio y conforme a esto plantear los posibles escenarios de desarrollo.
- La interpretación de los ensayos de presión, facilita un mejor entendimiento de la geometría del reservorio así como del modelo que gobierna el flujo de fluidos y el transiente de presiones en el reservorio, información relevante al momento de plantear los posibles escenarios de desarrollo.
- El modelo de simulación numérica composicional utiliza la información y conclusiones obtenidas en las etapas previas y permite modelar el reservorio y pronosticar las curvas de producción de gas y petróleo en cada escenario.
- A los fines de continuar reduciendo la incertidumbre previo al desarrollo, se prevé la realización de un ensayo prolongado, para observar evolución de fluidos, GOR, presencia de agua y restauración de presión en el período de Build Up luego de la fluencia extendida. Adicionalmente se prevé la realización de un pozo de avanzada para la delimitación del yacimiento que contribuirá a reducir incertidumbre en cuanto a modelo de reservorio, presión y tipo de fluido.

Bibliografía

- Peneloux, A., Rauzy, E., and Freze, F., "A Consistent Correction for Soave-Redlich-Kwong Volumes" Fluid Phase Equilibria 8 Page 7-23 1982
- R.Hosein, R.A.Dawe, "Tuning of the Peng-Robinson Equation of State for Gas Condensate Simulation Studies", SPE 158882
- Al-Sadoon, F.T. and Almarry, J.A. 1985. "Prediction of Liquid Hydrocarbon Recovery from a Gas Condensate Reservoir", SPE 13715
- Coats, K.H. and Smart, G.T. 1986. "Application of a Regression Based Equation of State PVT Program to Laboratory data", SPE Reservoir Engineering, 1(3) 277-299
- Katz, D.L. and Firoozabadi, A. 1978. "Predicting Phase Behavior of Condensate/Crude Oil Systems Using Methane Interaction Coefficients", J.Pet.Tech., 30(11):1649-1655.
- Pedersen, K.S. Fredenslund Aa. And Thomassen, P. 1989. "Properties of Oil and Natural Gases", Gulf Publishing Co., Houston.
- WINPROP. 2011. Phase Property Program. User's Guide – Practical Solutions in Reservoir Modeling by CMG. Calgary, Alberta, Canadá.
- Nghiem, L.X., Li, Y.-K. "Phase - Equilibrium Calculations for Reservoir Engineering and Compositional Simulation", Proceedings of the Second International Forum on Reservoir Simulation, Alpbach, Austria, September 4-8, 1989.
- Whitson, C.H. and Belery, P., "Compositional Gradients in Petroleum Reservoirs", SPE 28000, University of Tulsa Centennial Petroleum Engineering Symposium, Tulsa, Aug 29-31, 1994.
- GEM. 2011. Advanced Compositional Reservoir Simulator. User's Guide by CMG. Calgary, Alberta, Canadá.
- Kazemi, H., Vestal, C.F., and Deane Shank, G., "An Efficient Multicomponent Numerical Simulator", Soc. Petrol. Eng. J., Vol. 18, 1978, pp. 355-368.
- Carter, R.D., "Pressure Behavior of a Limited Circular Composite Reservoir", SPEJ December 1966.
- Olarewaju, J.S. et al., "An Analytical Model for Composite Reservoirs Produced at either Constant Bottomhole Pressure or Constant Rate", SPE 16763.
- Baarová, Hana., "Evaluation of Well Tests Using Radial Composite Model and Dietz Shape factor for Irregular Drainage Area", ISSN 1451-107X
- Tan, T.B., "Oil-in-place of Gas Condensate Reservoirs Discovered at Dewpoint Conditions", Paper 98-29, The Petroleum Society, 1998.
- Ayala, L., Turgary, E., Adewumi, M., "Compositional Modeling of Retrograde Gas-Condensate Reservoirs in Multimechanistic Flow Domains", SPE Journal, Dec 2006.
- Kolbikov, S., "Gas-Condensate Recovery For The Low Permeable Sands, Gas Cycling Efficiency", SPE 136380, 2010.
- Thomas, F.B., et al, "Towards Optimizing Gas Condensate Reservoirs", Paper 95-09, The Petroleum Society, 1995.
- Gringarten, A.C., Al-Lamki, A., Daungkaew, S., "Well Test Analysis in Gas-Condensate Reservoirs", SPE 62920-MS, 2000.
- Maytham I. Al Ismail, Roland N. Horne, "Pressure Buildup Test Analysis of a Gas Condensate Well in the Middle East", SPE 134671-MS, 2010.