

PRONÓSTICOS DE PRODUCCIÓN COORDINADOS DE YACIMIENTOS DE PETRÓLEO VOLÁTIL Y GAS CONDENSADO RICO. UTILIZACIÓN DE MODELOS INTEGRALES EN MODO COMPOSICIONAL

Pedro R. Marin (CEPSA), Mikel Rodríguez Gortazar (CEPSA), Alejandro García (CEPSA), Carlos R. Gilardone (FDC), Carlos A. Canel (FDC)

Resumen

En este trabajo se describe la metodología utilizada para el análisis de alternativas de desarrollo de un campo con dos reservorios de petróleo volátil y dos reservorios de gas – condensado de importante condensación retrógrada.

Es conocido que en reservorios de petróleo volátil la reinyección de gas mediante un proceso miscible incrementa notablemente el factor de recuperación de petróleo y que en los reservorios de gas y condensado, el reciclado de gas seco incrementa notablemente el factor de recuperación de condensado, gasolina y licuables.

Algunos de los interrogantes que se plantean ante un proyecto de desarrollo como éste son por ejemplo: sobre que yacimientos se debe priorizar la reinyección y cual será el yacimiento que debe suministrar el gas para este proceso, si los escenarios de inyección serán fijos o cambiará el foco de la inyección en el tiempo, como complementar la inyección de gas con inyección de agua en los yacimientos de petróleo. A estos interrogantes particulares de este caso, se suman los de cualquier escenario de desarrollo: número de pozos productores e inyectores, presiones de captación y diseño del sistema de producción e inyección.

Para simular el proceso de explotación de este campo se desarrollaron modelos integrales de Balance de materiales – Análisis Nodal – Redes de superficie con caracterización composicional de los fluidos de reservorio. En el trabajo se describe el modelo desarrollado desde la caracterización de los fluidos y análisis de potencial de los pozos, hasta el sistema de superficie y condiciones de separación. Como herramienta de simulación se utilizó la suite IPM de Petroleum Experts (Mbal, Gap, Prosper, PVTP).

Se presentan los resultados de la simulación coordinada de los yacimientos bajo distintas alternativas de explotación del campo y considerando distintos objetivos de producción de petróleo y gas. También se presentan las conclusiones particulares sobre los pronósticos analizados y conclusiones generales sobre la utilización de modelos integrales en modo composicional para el análisis de proyectos de este tipo.

1. Introducción

El planeamiento del desarrollo de yacimientos que contienen fluidos con temperaturas de yacimiento cercanas al punto crítico requiere de un análisis mas complejo con técnicas más sofisticadas pero a su vez genera un abanico más amplio de alternativas a analizar posibilitando una mayor aplicación de herramientas de ingeniería de reservorios y producción.

Algunas características de este tipo de yacimientos que muestran el mayor grado de complejidad son las siguientes:

- La evaluación de volúmenes in – situ y reservas mediante el balance de materiales necesita de una configuración composicional de los fluidos de reservorio y de mayor detalle en los estudios PVT de laboratorio.
- Las alternativas de reciclado de gas en yacimientos de petróleo volátil y gas condensado rico provoca muy importantes incrementos en los factores de recuperación

de líquidos y licuables y esto tiene un alto impacto en el análisis económico. Un desarrollo racional de este tipo de yacimientos requiere de un análisis de detalle de estos procesos.

- Para la evaluación de comportamiento de pozos utilizando el análisis nodal es necesario una configuración composicional de los fluidos para tener un adecuado ajuste de los gradientes de presión y temperatura y por lo tanto una previsión realista de la evolución de pozos y sistemas de producción.
- Este tipo de fluidos tiene una importante sensibilidad a las condiciones de funcionamiento de los sistemas de separación en superficie por lo que se debe realizar también un análisis de detalle de las alternativas de diseño de este sistema.

El caso ejemplo que se presenta en este trabajo muestra la metodología de análisis y desarrollo para un campo que tiene tres formaciones productivas, una de petróleo volátil, una de condensado de muy alta riqueza y otra de condensado rico.

En la **FIGURA 1** puede observarse el esquema de las formaciones respetando su ubicación en profundidad y proporcional a sus volúmenes. Como se observa en la figura, las dos formaciones más profundas corresponden a los condensados retrógrados mientras que la formación por encima de éstas corresponde al petróleo volátil.

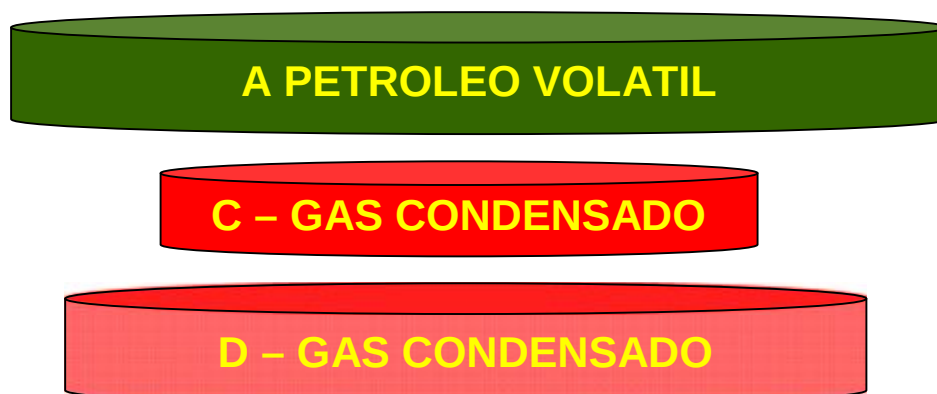


FIGURA 1

En la **TABLA 1** se observan las principales propiedades de los fluidos de reservorio de cada formación productiva.

Formación	Fluido	API	Psat(psi)	GOR(scF/b)	%Cpab
A	Petróleo Volátil	47	2700	1600	
C	Gas Condensado	51	4285	6000	17
D	Gas Condensado	50	5500	13392	6.5

TABLA 1

Referencias:

%Cpab = Porcentaje del espacio poral ocupado por líquido retrógrado a presión de abandono (500 psi).

La Formación **A** es explotada desde hace 15 años, contando actualmente con 13 pozos productores. Este yacimiento está sujeto a reinyección de gas en un proceso miscible desde el inicio de la explotación. El factor de recuperación actual de esta formación es del 26%.

Las formaciones de gas y condensado (**C** y **D**) registran una escasa historia de producción y su factor de recuperación apenas alcanzan al 2% del volumen original in-situ. Estos fluidos con condensados retrógrados con alto porcentaje de depositación de liquido y baja relación gas – condensado original tendrán una importante recuperación de liquido y una alta sensibilidad del factor de recuperación de esta fase a procesos de reciclado de gas.

Se desarrolló un modelo integral de Balance de Materiales – Análisis Nodal – Redes de Superficie en modo composicional que simula el comportamiento de los fluidos desde el reservorio hasta las plantas de procesamiento, utilizándolo para reproducir la historia de producción del campo y estudiar las distintas combinaciones de desarrollo para las diferentes formaciones productivas.

En los ítems siguientes en este estudio se describirá la caracterización composicional de los fluidos de reservorio y las etapas de desarrollo del modelo integral que implican la aplicación del balance de materiales, análisis nodal, modelado de sistema de superficie y ajuste y desarrollo de alternativas con el modelo integral.

2. Caracterización de fluidos de reservorio

2.1 Formación **A**

El fluido de esta formación es un petróleo volátil, subsaturado a presión original de yacimiento. Se cuenta con ensayos PVT de tres pozos. Las presiones de burbuja, relación de gas disuelto y factor de volumen de las tres muestras presentan diferencias menores del 5% entre si.

En la **TABLA 2** se presentan los principales valores de estos estudios PVT, mientras que en el **GRAFICO 1** se presenta la curva de factor de volumen del petróleo en función de la presión. Se observa el rápido decrecimiento de este factor de volumen por debajo de la presión de burbuja y la curvatura ascendente de este valor en el final de la parte monofásica, comportamiento típico de un petróleo volátil.

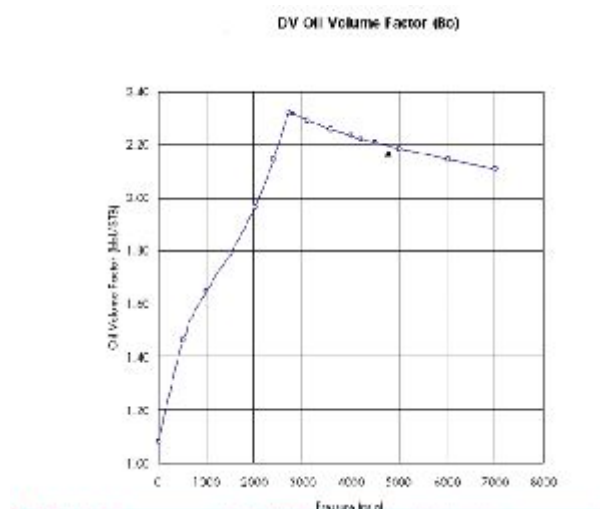


GRAFICO 1

<i>T. yacimiento</i>	210	F
<i>Presión</i>	4700	PSIA
<i>Pburbuja</i>	2,700	PSIA
<i>GOR original</i>	1,600	SCF/ b
<i>Grado API</i>	49	API
<i>FVF a Pwsi</i>	1,963 (*)	B/B
<i>Visco. a Pb</i>	0.184	Cps

TABLA 2

(*) Valor corregido por separador

La composición original del fluido de reservorio promedio de los 3 pozos fue cargada en un programa que utiliza ecuaciones de estado. Se utilizó para simular el comportamiento termodinámico la ecuación de Peng – Robinson ⁽¹⁾ con corrección de densidad de líquido ⁽²⁾.

La composición fue caracterizada con 24 componentes (10 componentes puros y 14 pseudo – componentes). Las propiedades críticas de los pseudocomponentes fueron calculados a partir de los valores de peso molecular y densidad informados en los reportes de laboratorio.

Sin utilizar metodologías de ajuste se obtuvieron los siguientes resultados:

Parámetro	PVT Laboratorio	Simulado
Presión de burbuja (psi)	2700	2702
GOR Original (*)	1600	1613
Factor de volumen a P _{ws} (*)	1.963	1.991

TABLA 3

(*) Corregido por separador

Dado el muy buen grado de ajuste obtenido no se consideró corregir las propiedades críticas, ni los coeficientes de interacción binaria de esta caracterización.

2.2 Formación C

El fluido de esta formación es un Gas Retrógado de alta condensación, subsaturado a presión original de yacimiento. Se cuenta con ensayos PVT de dos pozos.

En **TABLA 4** se presentan los principales valores de estos estudios PVT, mientras que en el **GRAFICO 2** se presenta la curva de porcentaje de volumen de líquido depositado en la liberación a volumen constante.

Temp. yacimiento	232	F
Pres. yacimiento	6000	PSIA
Presión de rocío	4270	PSIA
GOR Original	6000	SCF/B
Grado API	51	API
Liq Ret. % a P _{ab}	17	% HPSPC

TABLA 4

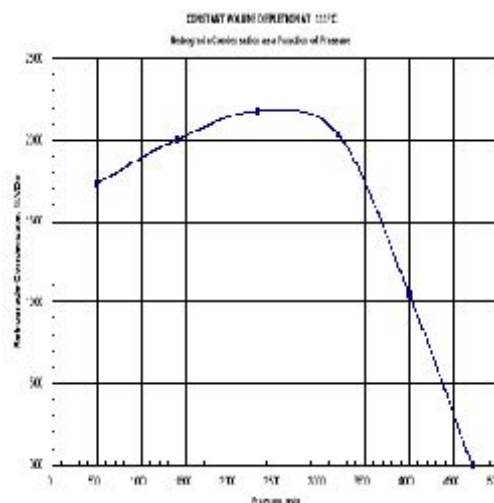


GRAFICO 2

A presión de abandono de 500 psi el 17% del volumen poral quedaría con condensado sin recuperar. Si la presión de abandono fuese mayor aumentaría más aun ese porcentaje.

Para el modelado con ecuaciones de estado se caracterizó esta composición con el mismo número de componentes puros y pseudocomponentes que en los casos anteriores y utilizando el mismo paquete termodinámico. Fue necesario ajustar la presión de rocío modificando los factores acentricos de la fracción C7+.

En la **TABLA 5** se observa la comparación entre los principales parámetros de la simulación con ecuaciones de estado y los datos de los ensayos de laboratorio.

Parámetro	PVT Laboratorio	Simulado
Presión de Rocío (psi)	4700	4688 (valor ajustado)
GOR Original (*)	6000	5982
% Cond.Ret a Pabandono	17.3	16.8

TABLA 5

2.4 Formación D

El fluido de esta formación es un Gas Retrógado aparentemente subsaturado a presión original de yacimiento. Se cuenta con un solo ensayo PVT y la diferencia entre la presión original de yacimiento y la presión de rocío es de solo 100 psi por lo que no es posible establecer con total seguridad de que se trata de un fluido subsaturado.

En la **TABLA 6** se presentan los principales valores de estos estudios PVT, mientras que en el **GRAFICO 3** se presenta la curva de porcentaje de volumen de líquido depositado en la liberación a volumen constante.

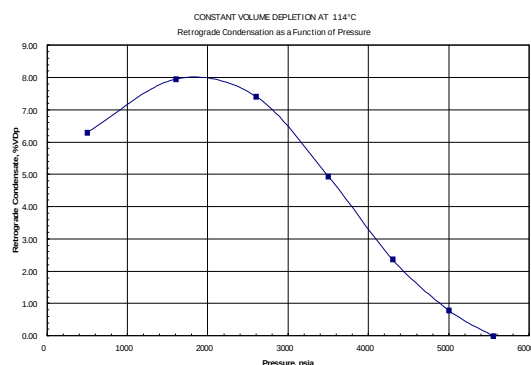


GRAFICO 3

Temperatura reservorio	237	F
presión estática inicial	5650	PSIA
presión de Rocío	5550	PSIA
GOR original	13932	SCF/B
Grado API Condensado	49.7	API
% Condensado a Pab	6.30	% HPSPC

TABLA 6

A presión de abandono de 500 psi el 6.5 % del volumen poral quedaría con condensado sin recuperar. Si la presión de abandono fuese mayor aumentaría más aun ese porcentaje.

Para el modelado con ecuaciones de estado se caracterizó esta composición con el mismo número de componentes puros y pseudocomponentes que en los casos anteriores y utilizando el mismo paquete termodinámico. Fue necesario ajustar la presión de rocío modificando los factores acéntricos de la fracción C7+ como en el condensado más rico de la formación **C**.

En la **TABLA 7** se observa la comparación entre los principales parámetros de la simulación con ecuaciones de estado y los datos de los ensayos de laboratorio.

Parámetro	PVT Laboratorio	Simulado
Presión de Rocío (psi)	5550	5551.8 (valor ajustado)
GOR Original (*)	13932	13518
% Cond.Ret. a Pabandono	6.3	6.42

TABLA 7

En la **TABLA 8** se observan las composiciones de los tres fluidos representativos de cada formación.

Comp	Tipo	FORMACION		
		A	C	D
N2	Pure Non H	1.13	0.89	0.659
CO2	Pure Non H	0.45	1.21	1.357
C1	Pure Hyd	38.14	62.55	73.088
C2	Pure Hyd	13.58	13.37	11.308
C3	Pure Hyd	9.7	7.22	5.09
IC4	Pure Hyd	1.65	1.21	0.863
NC4	Pure Hyd	4.71	2.65	1.621
IC5	Pure Hyd	1.57	1.02	0.69
NC5	Pure Hyd	2.47	1.08	0.536
C6	Pseudo	2.79	0.73	0.729
PS-1	Pseudo	3.48	1.59	0.789
PS-2	Pseudo	3.87	1.73	0.939
PS-3	Pseudo	2.79	1.09	0.44
PS-4	Pseudo	2.15	0.74	0.343
PS-5	Pseudo	1.79	0.51	0.236
PS-6	Pseudo	1.33	0.38	0.176
PS-7	Pseudo	1.19	0.35	0.16
PS-8	Pseudo	0.99	0.28	0.129
PS-9	Pseudo	0.88	0.23	0.105
PS-10	Pseudo	0.67	0.18	0.083
PS-11	Pseudo	0.52	0.17	0.078
PS-12	Pseudo	0.54	0.13	0.059
PS-13	Pseudo	0.55	0.10	0.044
PS-14	Pseudo	3.06	0.59	0.478
C7+		23.81	8.08	4.059

TABLA 8

3. Análisis Preliminar

En la **TABLA 9** se presentan las presiones y factores de recuperación de las distintas formaciones al momento de la realización de este análisis.

Formación	Pwsi(psi)	Psat(psi)	PwsActual(psi)	Fr% Oil	Fr% Gas
A	4700	2700	2987	26.59	-2.91
C	5494	4700	4799	9.6	7.9
D	5690	5550	5675	0.13	0.11

TABLA 9

El análisis de la historia de producción, inyección y presiones de las tres formaciones permite visualizar el siguiente escenario actual de explotación del yacimiento:

La formación **A** explotada actualmente en un proceso de gas miscible tiene expectativas de alcanzar un factor de recuperación en el orden del 50% si se continua este proceso con la menor declinación posible de la presión. Si bien la lectura de la tabla podría indicar que el yacimiento no ha alcanzado la presión de burbuja, hay que considerar que el fluido de reservorio actual es la mezcla del fluido original con el gas de reinyección, lo que hace que el actual sea un fluido mas liviano y con mayor presión de burbuja.

En el **GRAFICO 5** se puede observar el resultado de una simulación del proceso de mezclado en reservorio (Swelling) realizado con el modelo de ecuaciones de estado. Se utilizo el fluido caracterizado de la Formación **A** y como gas de reinyección la corriente de gas de separador

simulada a partir de ese fluido. Actualmente se han reinyectado 180 BCF a la Formación **A** por lo que si el mezclado tuviese una eficiencia del 100% la presión de burbuja del fluido actual de reservorio estaría en el orden de las 3300 psi. La historia de producción muestra que el valor del GOR pasó de 1600 scf/b originales a 2074 scf/b actuales confirmando que la formación tiene actualmente una presión estática promedio menor a la presión de burbuja.

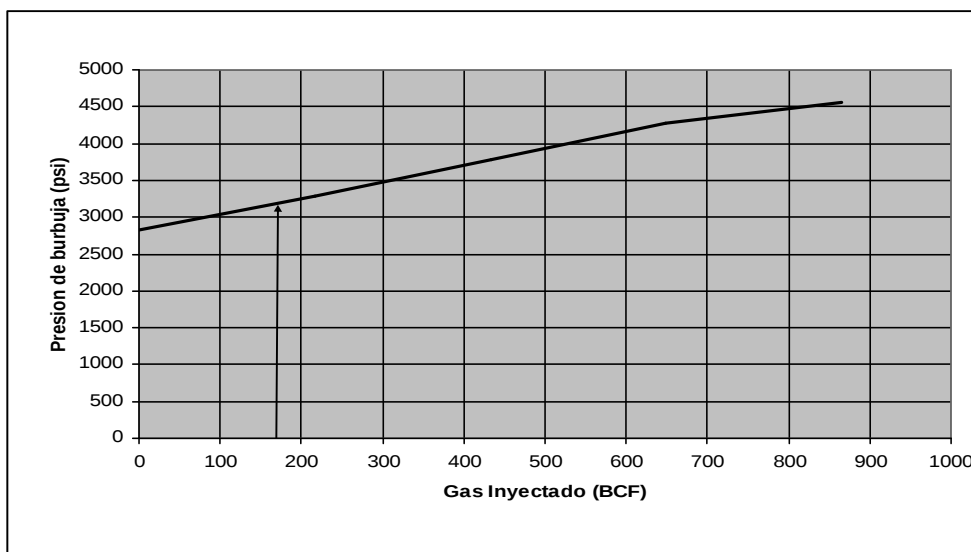


GRAFICO 4

La Formación **C** de gas retrógrado rico está en etapa primaria de su explotación. Hasta el momento se ha explotado sin reinyección y con la finalidad de obtener el condensado y producir el gas necesario para la reinyección en la Formación **A**. La presión estática en esta formación está muy cercana a alcanzar la presión de rocío. El factor de recuperación de líquido de esta formación tendrá una alta sensibilidad a la reinyección de gas por lo que es importante analizar esa alternativa en profundidad.

La Formación **D** de gas retrogrado esta prácticamente en el inicio de su explotación. La presión estática en esta formación está muy cercana a alcanzar la presión de rocío de acuerdo al único ensayo PVT. El factor de recuperación de líquido de esta formación también tendrá sensibilidad al reciclado de gas por lo que es necesario analizarlo.

Este análisis preliminar muestra que las tres formaciones tienen expectativas de importantes incrementos de los factores de recuperación de líquido, pero estos factores están asociados a los volúmenes de gas a inyectar en cada una de estas formaciones.

Para cuantificar esta incidencia y filtrar alternativas antes del desarrollo definitivo del modelo integral, se realizaron simulaciones preliminares con el modelo de balance de materiales en modo predictivo.

3.1 Análisis preliminar Formación **A**.

El modelo de balance fue desarrollado con caracterización composicional del fluido original de reservorio con la composición y propiedades descritas en el ítem 2.1 de este trabajo. Se cargaron las historias de producción, inyección y presiones y se realizaron las siguientes tareas de calibración del modelo:

- History Matching de Presiones
- Deducción de las curvas de flujo fraccional Gas – Petróleo
- Definición de pozos productores tipo de alta y media presión

Debido a que no hay prácticamente historia de producción de agua, la curva de flujo fraccional agua-petróleo no fue ajustada, es la que corresponde a las curvas de permeabilidad relativa de laboratorio.

Con este modelo de balance predictivo se simularon distintas alternativas de desarrollo contemplando diferentes caudales de reinyección de gas y agua. Todas las alternativas estudiadas contemplan el mantenimiento de un Plateau de producción en el orden del caudal de producción actual. Con esta limitante se observa en las simulaciones que la recuperación de petróleo tiene una importante sensibilidad con el caudal de gas inyectado y producido. Estos caudales están condicionados por la capacidad de la planta de tratamiento de gas.

En la **TABLA 11** se observa la variación del factor de recuperación de petróleo en función del caudal de gas producido e inyectado.

En el **GRAFICO 5** se observan los caudales de gas inyectado y producido en función del tiempo para un caso de máximo caudal de inyección. Se observa que en ciertos períodos de la explotación de la formación, el gas producido por la misma no alcanza para cumplir las metas de inyección. Esa diferencia entre el caudal producido y el inyectado deberá ser cubierta por gas de otra fuente para no comprometer los valores de factor de recuperación a alcanzar. Esta situación, con distintos valores, se verifica en todos los casos analizados

GasProd	GasIny	Fac.Rec
MMscf/d	MMscf/d	%
70	64	44.72
140	128	51.61
210	192	53.84

TABLA 10

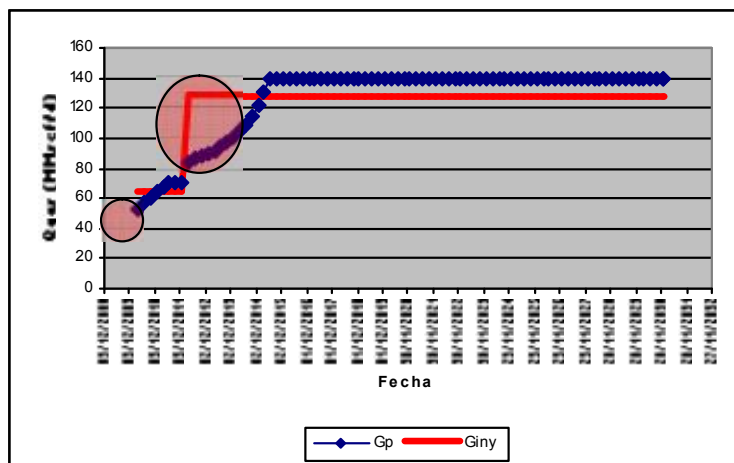
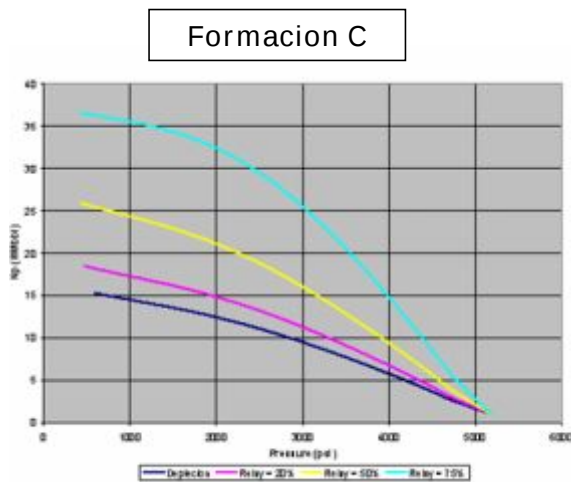
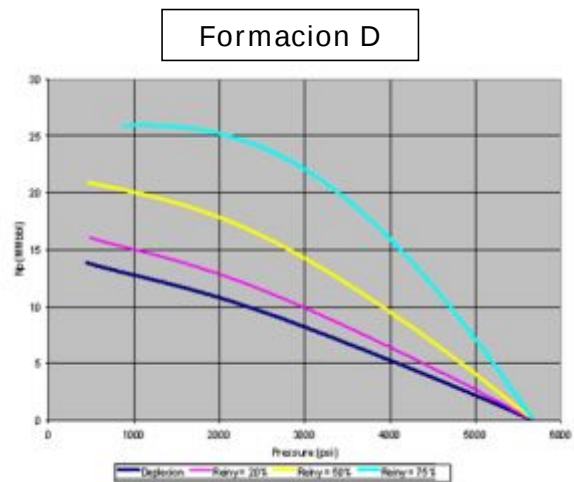


GRAFICO 5

3.2 Formaciones C y D

Dadas los importantes valores de condensación retrógrada que muestran los estudios PVT y los valores de condensado in-situ, es importante analizar con el modelo de Balance en modo predictivo la incidencia del reciclado de gas pobre en la recuperación de condensado de estas formaciones.

**GRAFICO 6****GRAFICO 7**

En los gráficos se observa la importante incidencia de la recuperación de condensado con el reciclado de gas pobre. Si se reinyecta el 50% del gas producido se recuperaría un volumen considerable de condensado adicional respecto de la explotación por depleción.

3.4 Conclusiones del análisis preliminar

El análisis preliminar muestra que es posible obtener una recuperación adicional de hidrocarburos líquidos mediante reinyección del gas producido a las formaciones **A**, **C** y **D**. Esto implica diferir proyectos de venta de gas hasta tanto cada formación esté en condiciones de comenzar su Blow – Down.

El análisis también muestra que habrá un faltante de gas para inyección en la formación **A** de petróleo volátil que debería ser suministrado por pozos de la formación **D** ya que es la de menor condensación retrograda y se espera menor recuperación adicional de líquido por reinyección de gas pobre.

4 Modelo Integral (Balance – Nodal – Redes de superficie)

Se desarrolló un modelo integral que considere el flujo de fluidos desde el yacimiento hasta las plantas de procesamiento para el análisis de detalle de las alternativas de explotación a analizar. Este modelo que acopla los modelos de tanque del balance de materiales, el comportamiento de pozos calculado a través del análisis nodal y el comportamiento del sistema de producción en superficie, tiene el objetivo de proporcionar pronósticos de producción realistas considerando la depleción y cambio de propiedades de cada formación posibilitando el análisis de diferentes alternativas.

Pronósticos de producción

- Base (continuación de operación sin modificaciones)
- Incorporación de pozos nuevos
- Cambios en instalaciones (tuberías de producción o superficie)
- Proyectos de compresión
- Distintos caudales de inyección de gas y/o agua

Perfiles de propiedades en el tiempo

- Perfil de presiones, temperaturas, velocidades, velocidades erosionales
- Composición de fluidos punto a punto del sistema
- Detección de “cuellos de botella”

Las principales características del modelo son las siguientes:

Reservorio

- Considera las 3 formaciones productivas

Caracterización de fluidos

- Reservorio : Full Composicional
- Redes de superficie : Full Composicional ⁽⁴⁾

Comportamiento de pozos

- Curvas IPR + Archivo VLP
- Todos los pozos incluidos en el sistema

Sistema de superficie

- Líneas
- Chokes
- Separadores

En la **FIGURA 2** puede observarse el modelo integral desarrollado. Se observan en semicírculos verdes y amarillos los reservorios y en triángulos verdes y amarillos los pozos. También pueden observarse los separadores, chokes y líneas que tiene el sistema.

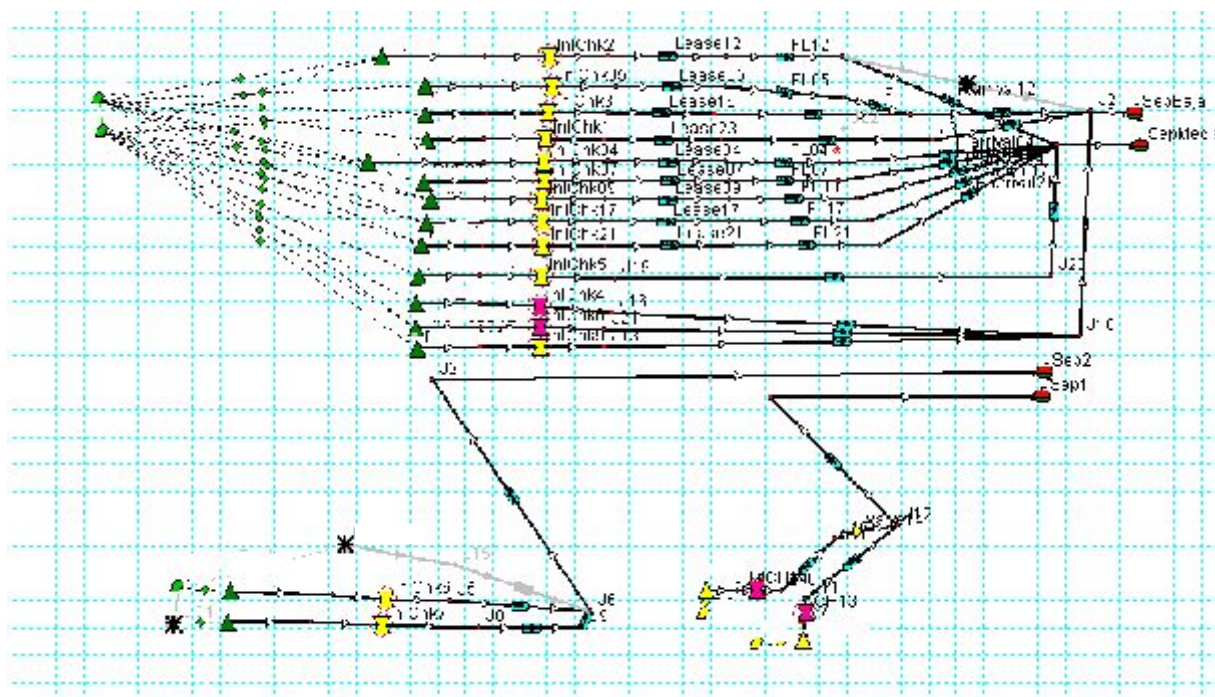


FIGURA 2

5 Análisis de alternativas con el modelo integral

El análisis preliminar de comportamiento de cada formación muestra claramente la incidencia del reciclado de gas en las producciones y recuperaciones de hidrocarburos líquidos de este campo. Tres de las cuatro formaciones productivas necesitan reinyección del gas producido para maximizar su recuperación de líquido pero todas estas formaciones necesitan del gas de las otras para alcanzar la máxima recuperación. En la **FIGURA 3** se observa un esquema de las producciones de gas y sus posibilidades de reinyección.

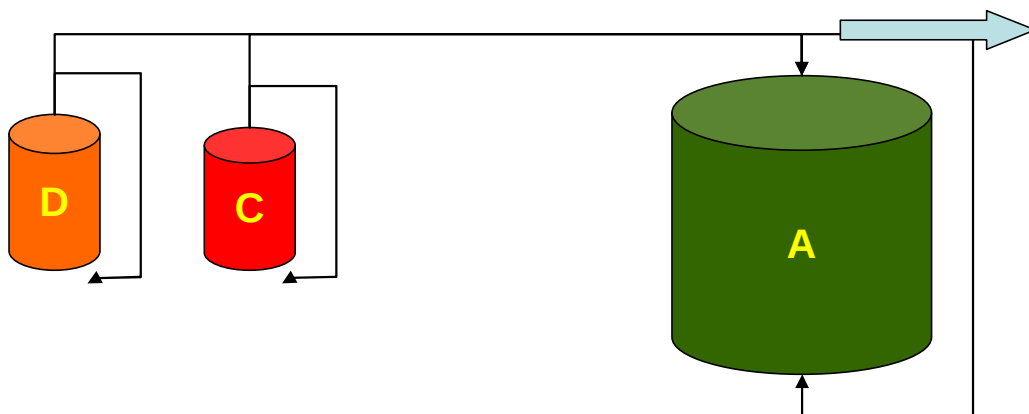


FIGURA 3

El principal interrogante que plantea este campo es la selección de las fuentes y los objetivos de los procesos de reinyección y los volúmenes a tratar en la planta de tratamiento de gas.

Para dar respuesta a ese interrogante se simuló con el modelo integral distintas alternativas de producción coordinada de las tres formaciones con los siguientes objetivos básicos:

- Mantenimiento de un PLATEAU de producción de petróleo el mayor tiempo posible
- Maximización de los factores de recuperación de hidrocarburos líquidos
- Mantenimiento de presión con inyección de gas y agua
- Definición de la capacidad óptima de la planta de tratamiento de gas
- Obtención de composiciones globales de fluido en entrada a planta para cada alternativa
- Cálculo de producciones de LPG y gasolina a partir de las composiciones de entrada a planta

Se realizó un número importante de simulaciones preliminares con el modelo integral. En el **GRAFICO 8** se observan los perfiles de producción de petróleo para 6 alternativas expresadas como porcentaje del caudal de petróleo actual de los pozos.

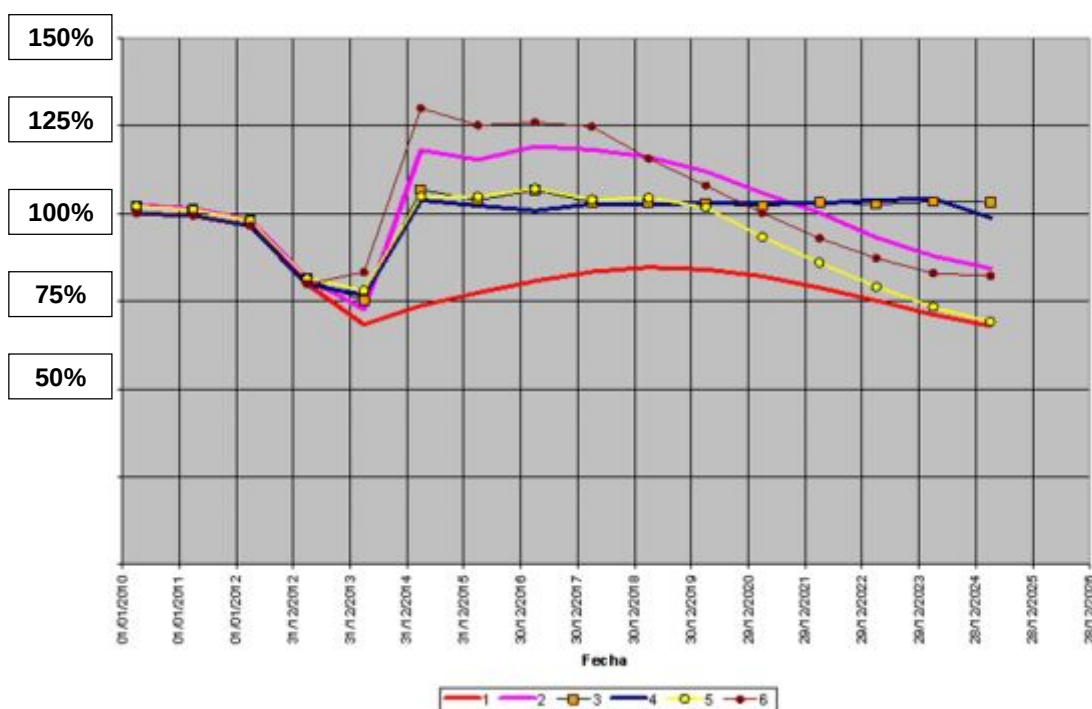


GRAFICO 8

En el **GRAFICO 9** pueden observarse los factores de recuperación de hidrocarburos líquidos (petróleo + condensado) para cada alternativa analizada.

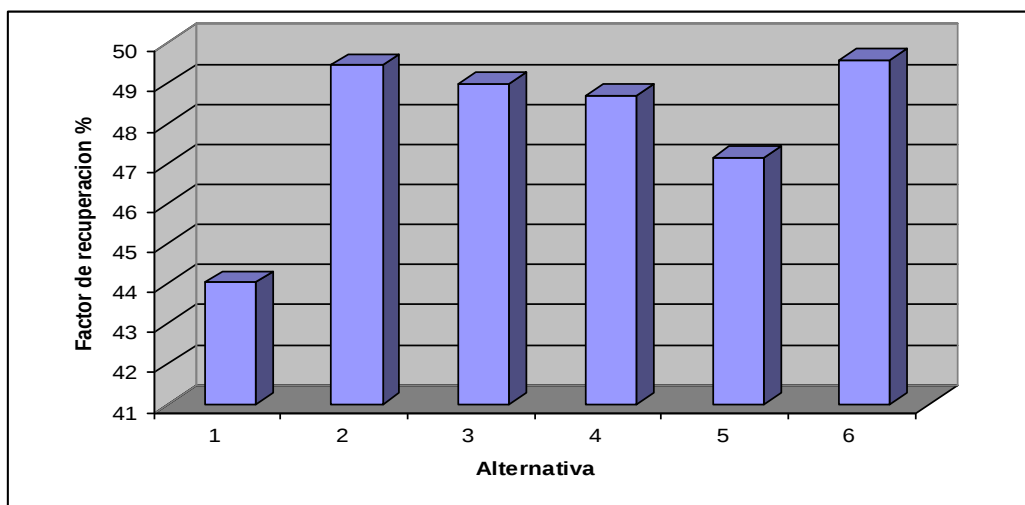


GRAFICO 9

En el **GRAFICO 10** se observan las producciones de condensado mas gasolina para cada alternativa analizada como porcentaje respecto del caudal de petróleo actual. Esta producción está ligada a la capacidad de la planta de gas y al porcentaje de gas reciclado en las formaciones de gas y condensado.

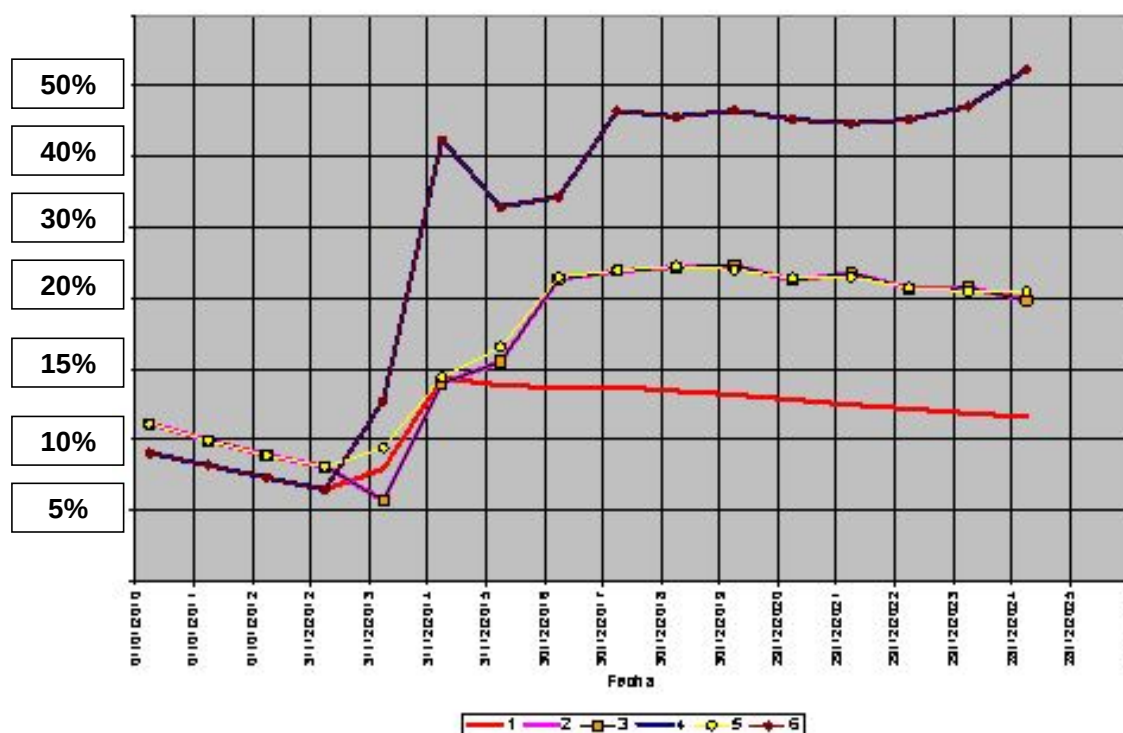


GRAFICO 10

En el **GRAFICO 11** se observa un Ranking de Valor Presente (NPV) donde el proyecto A toma valor 100 y se muestran los incrementos de NPV para el resto de las alternativas. Este cálculo de NPV no considera marco contractual alguno.

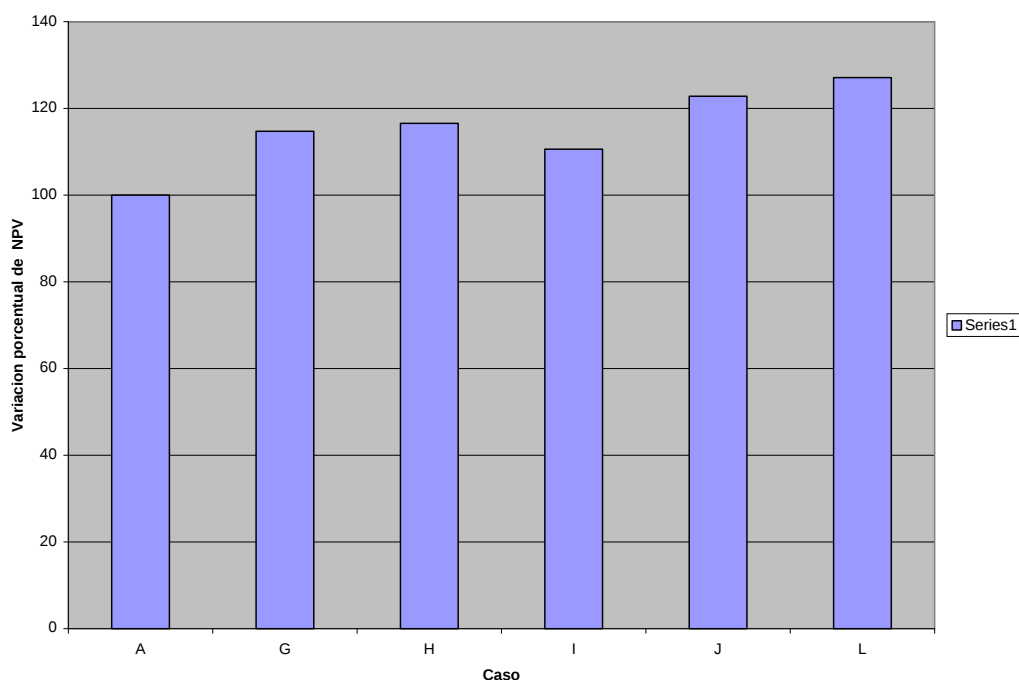


GRAFICO 11

6 Conclusiones – Contribuciones técnicas y económicas del trabajo

El trabajo muestra claramente la utilidad de los modelos integrales Balance – Nodal – Redes de Superficie en modo composicional, para el análisis de alternativas de desarrollo en campos con petróleos volátiles y condensados ricos.

Este tipo de modelos permite realizar un análisis de sensibilidad combinando distintos proyectos de desarrollo para cada formación y orientar hacia las combinaciones de máxima recuperación de los recursos.

Estos modelos suministran la información necesaria para el análisis económico y para el diseño de plantas de tratamiento y equipos de superficie.

7 Agradecimientos

Los autores de este trabajo desean expresar su agradecimiento a los Ingenieros Nicolas Bellini, Luciana de Marzio y Susana Ramirez y al Licenciado Jose Pisano por su valiosa colaboración y a las autoridades **CEPSA** por permitir la publicación de este trabajo

8 Bibliografía

- 1) **Peng D. - Robinson, D.:** A new two constant equation of state, Ind. & Eng. Chem. Fund. Nº 59 (1976)
- 2) **Peneloux, A. - Rauzy, E.:** A consistent correction for Redlich - Kwong - Soave volumes, Fluid Phase Eq. Nº 8, (1982)
- 3) **Mc. Cain, W.D.:** The properties of petroleum fluids, Pet. Pub.Co., (1973)
- 4) **J. Goyon, O. Shoham J. Brill:** Analysis of compositional procedures for multicomponent flow in pipelines, SPE 17573.