

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DE LOS PARÁMETROS QUE AFECTAN LA PRODUCCIÓN DE UN YACIMIENTO DE GAS A TRAVÉS DE UN MODELO DE SIMULACIÓN INTEGRADO SUBSUELO - SUPERFICIE

Tutor Académico: MS. José R. Villa

Presentado por:
Br. Luzángela Fernández

CONTENIDO

- OBJETIVOS
- CONCEPTOS BÁSICOS
- METODOLOGÍA
- ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS
- CONCLUSIONES
- RECOMENDACIONES

OBJETIVO GENERAL

Realizar un análisis de sensibilidad de los parámetros que afectan el comportamiento de la producción de un yacimiento conceptual de gas, a través de un modelo integrado subsuelo-superficie.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Comparar un modelo de simulación convencional de yacimiento con un modelo integrado subsuelo - superficie.
- Establecer la diferencia entre las distintas configuraciones de red de superficie.
- Evaluar e identificar los parámetros que influyen en el comportamiento de la producción de un yacimiento de gas.

CONCEPTOS BÁSICOS

➤ Simulación Numérica de Yacimientos

Contempla la elaboración de un modelo que permite representar las propiedades y eventos que definen a un yacimiento.

Matemáticamente está definido por la combinación de las ecuaciones que representan los procesos físicos que ocurren dentro del yacimiento, condiciones de borde y condiciones iniciales.

CONCEPTOS BÁSICOS

➤ Simulación Integrada Subsuelo- Superficie

Requiere el modelaje del flujo multifásico en un volumen de control diferente al yacimiento, representado por las tuberías y líneas de producción.

Permite integrar dinámicamente el yacimiento con la superficie a través de:

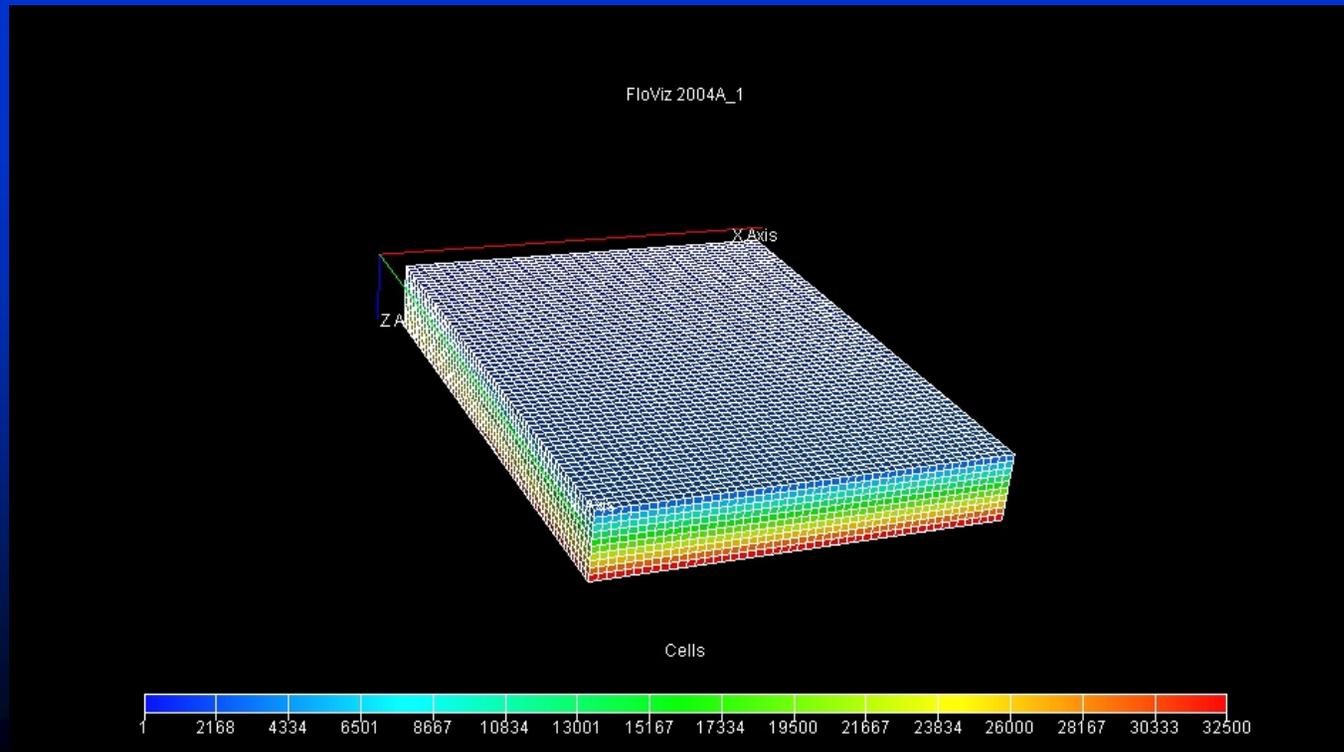
1. Modelo de simulación numérica, basado en la discretización de la Ley de Conservación de la Masa de Darcy.
2. Modelo de flujo multifásico a través de tuberías, basado en correlaciones empíricas limitadas por el tamaño de la tubería, características del fluido, condiciones y geometría del flujo.

METODOLOGÍA

➤ Definición del Caso Base:

Yacimiento STANFORD V con modificaciones

Bloque de 32500 celdas



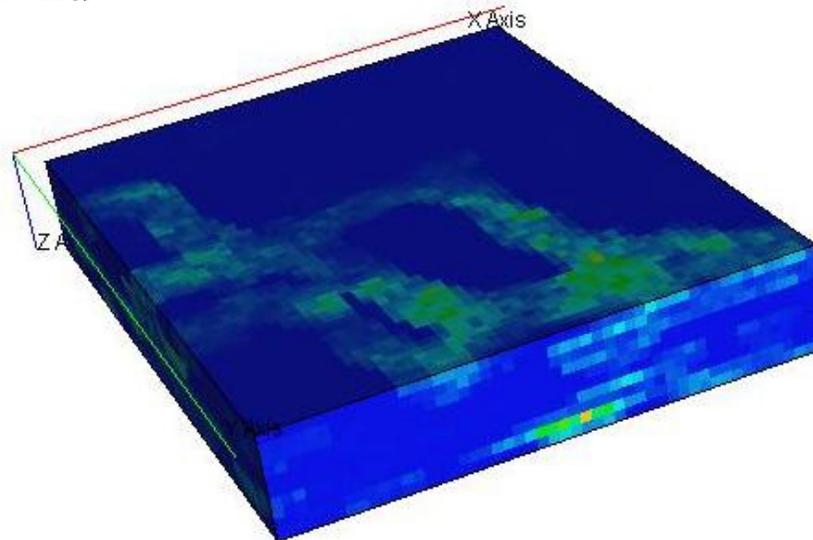
METODOLOGÍA

Este modelo describe un ambiente deposicional de canales fluviales cuyas propiedades de la roca presentan un comportamiento heterogéneo

$$K_x = K_y = 288.592 \text{ md}$$

FloViz 2004A_1

$$K_z = 310.021 \text{ md}$$



PermX (MDARCY)



METODOLOGÍA

Modelo de fluido: Gas Seco (PVT previamente caracterizado)

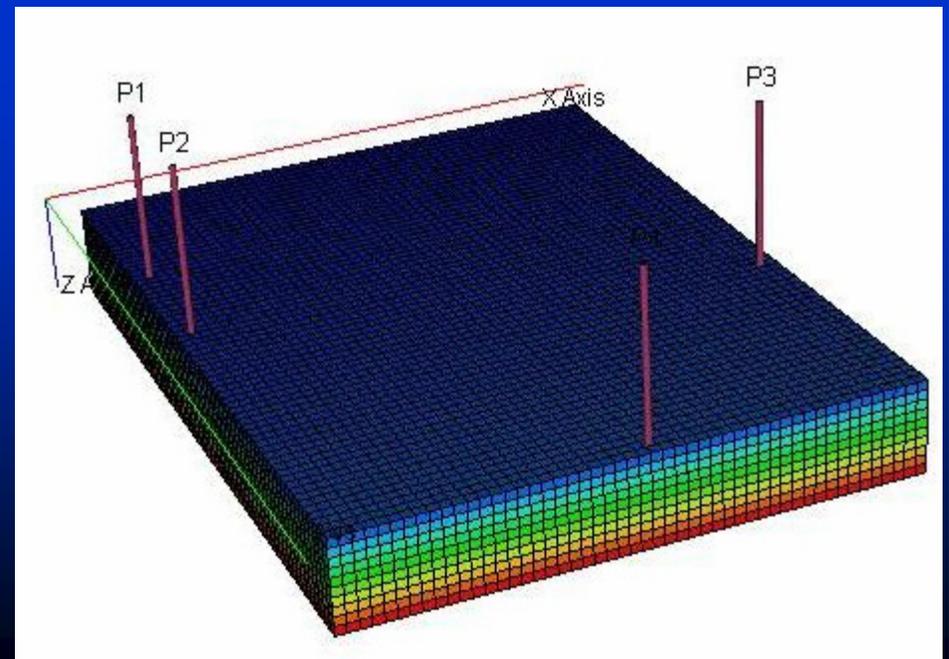
GOES= 457794.6 MMPCN.

El tope del yacimiento se encuentra a 7732 pies y el espesor de este es de 250 pies, la presión y temperatura iniciales son 4183.7 lpca y 180 °F, respectivamente.

Cuatro (4) pozos productores, ubicados de la siguiente forma:

Plateau de Producción: 200 MMPCND

Periodo de Simulación: 10 Años

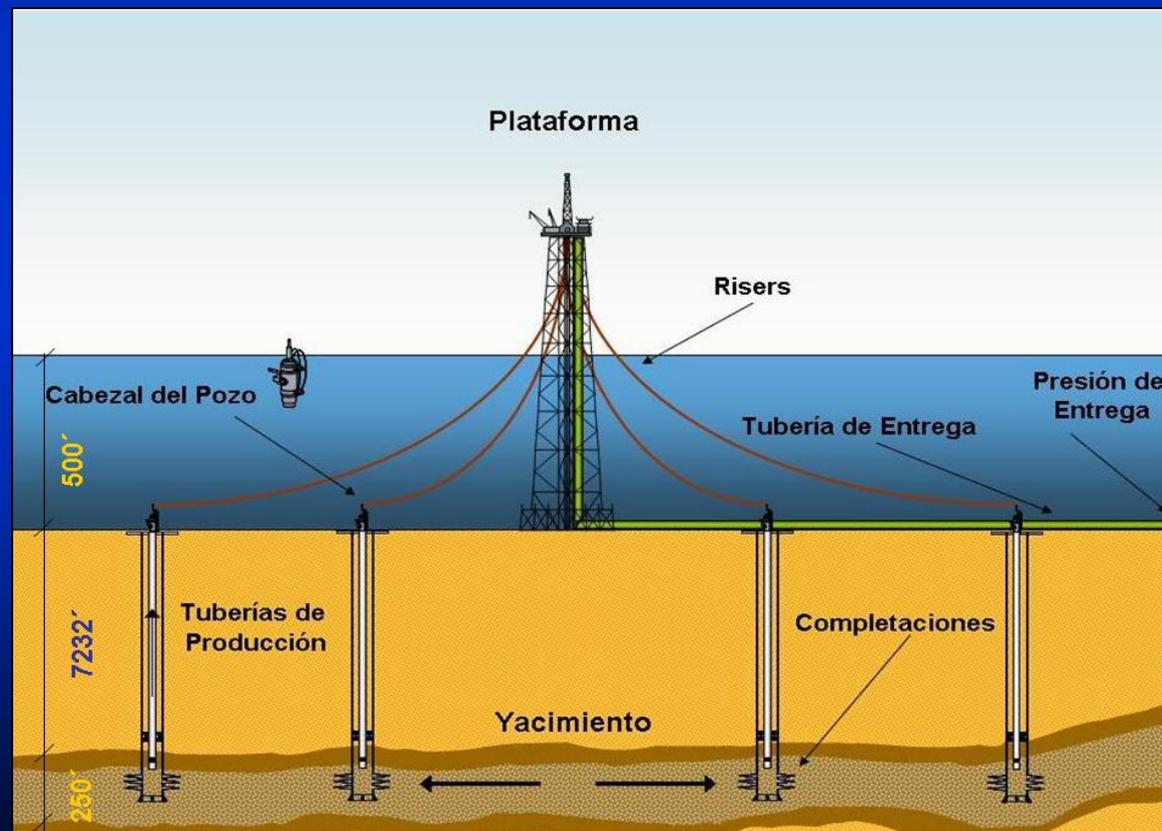


➤ **Definición de los Parámetros a evaluar :**

1. **Configuración de la Red de Superficie**
2. **Longitud la Tubería Entrega**
3. **Presión de Entrega**

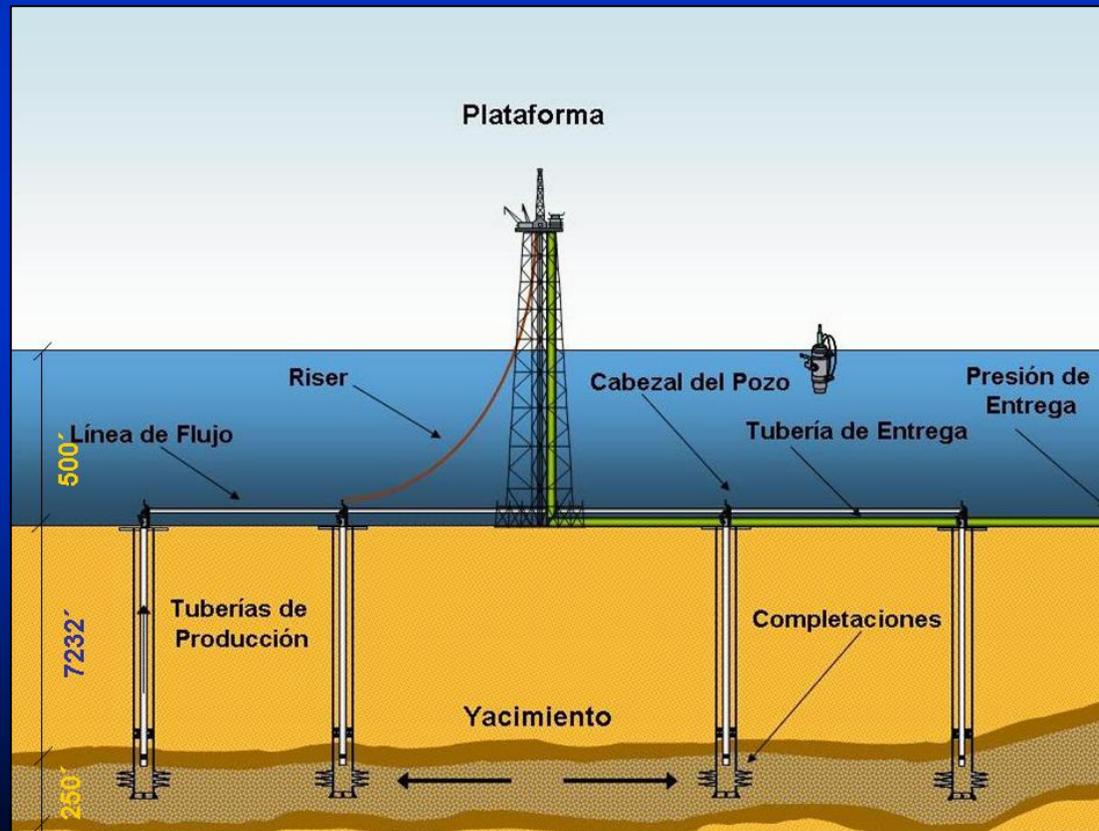
1. Configuración de la Red de Superficie

Red de Superficie Estándar



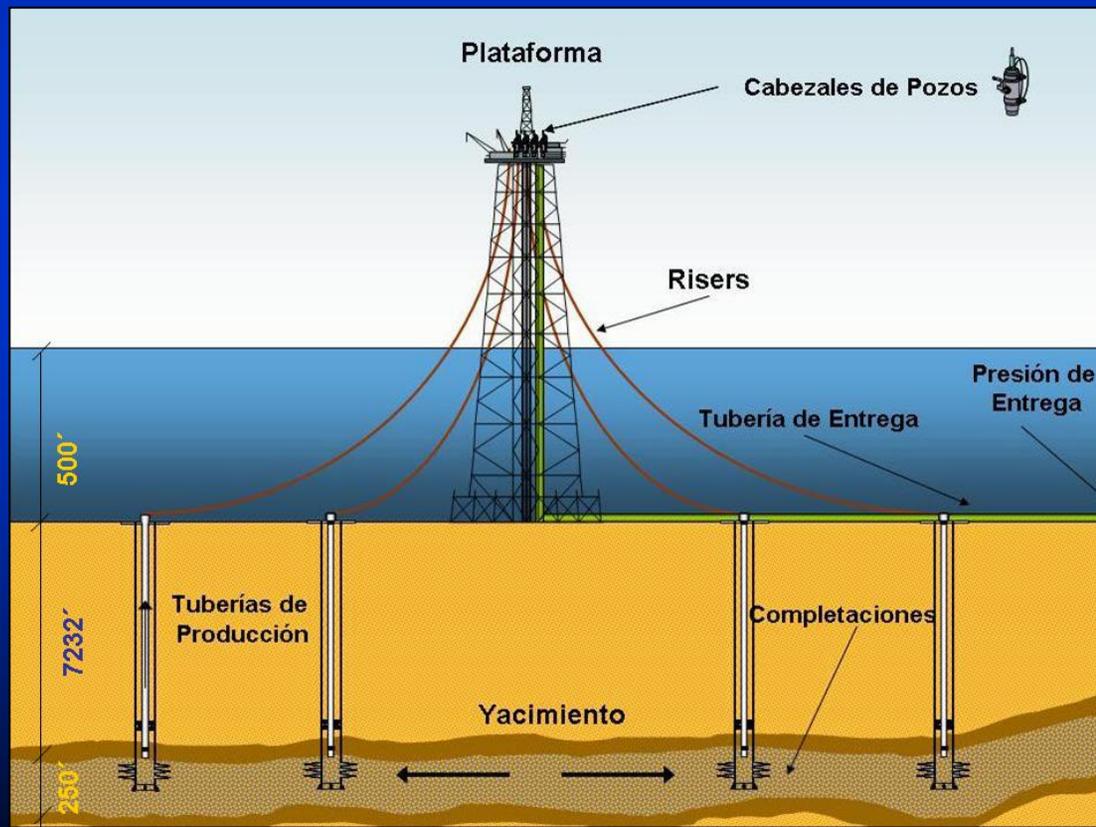
METODOLOGÍA

Red de Superficie Extendida



METODOLOGÍA

Red de Superficie Pozos Plataforma



2. Longitud de la tubería de Entrega:

10 Kms

50 Kms

100 Kms

3. Presión de Entrega:

50 lpca

300 lpca

600 lpca

900 lpca

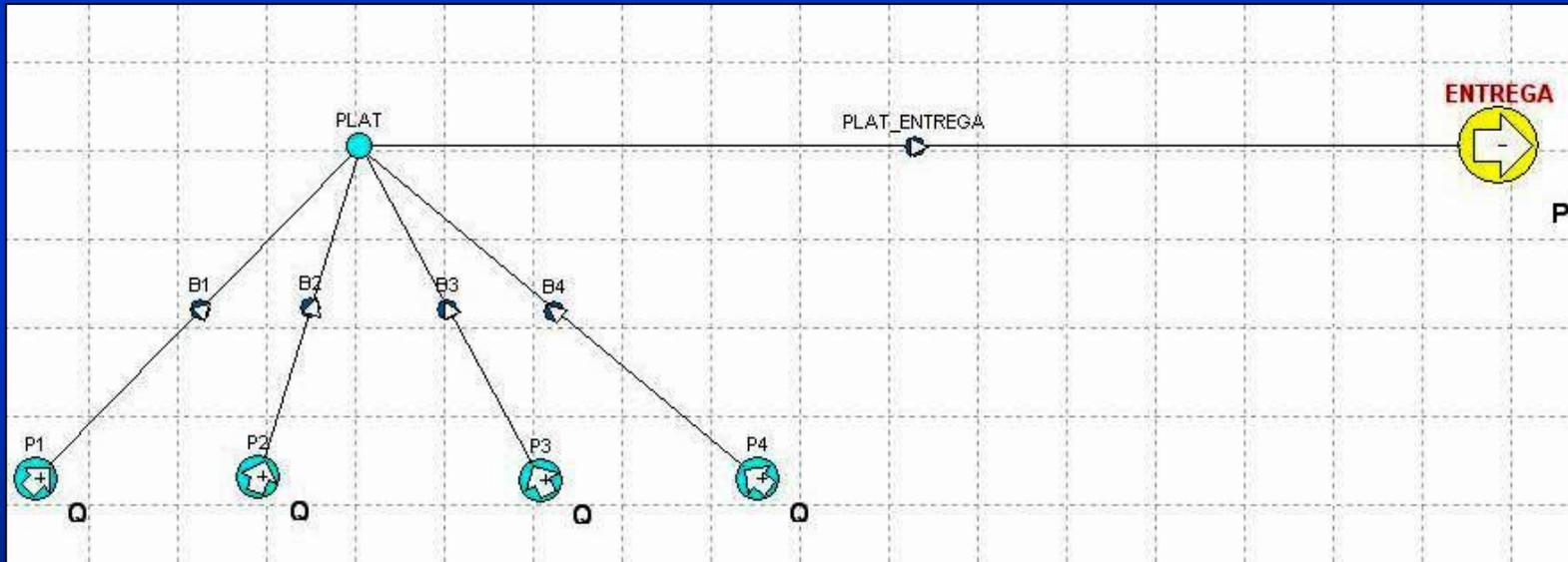
1200 lpca

1500 lpca

METODOLOGÍA

➤ Configuración de la Red de Superficie (PIPESIM):

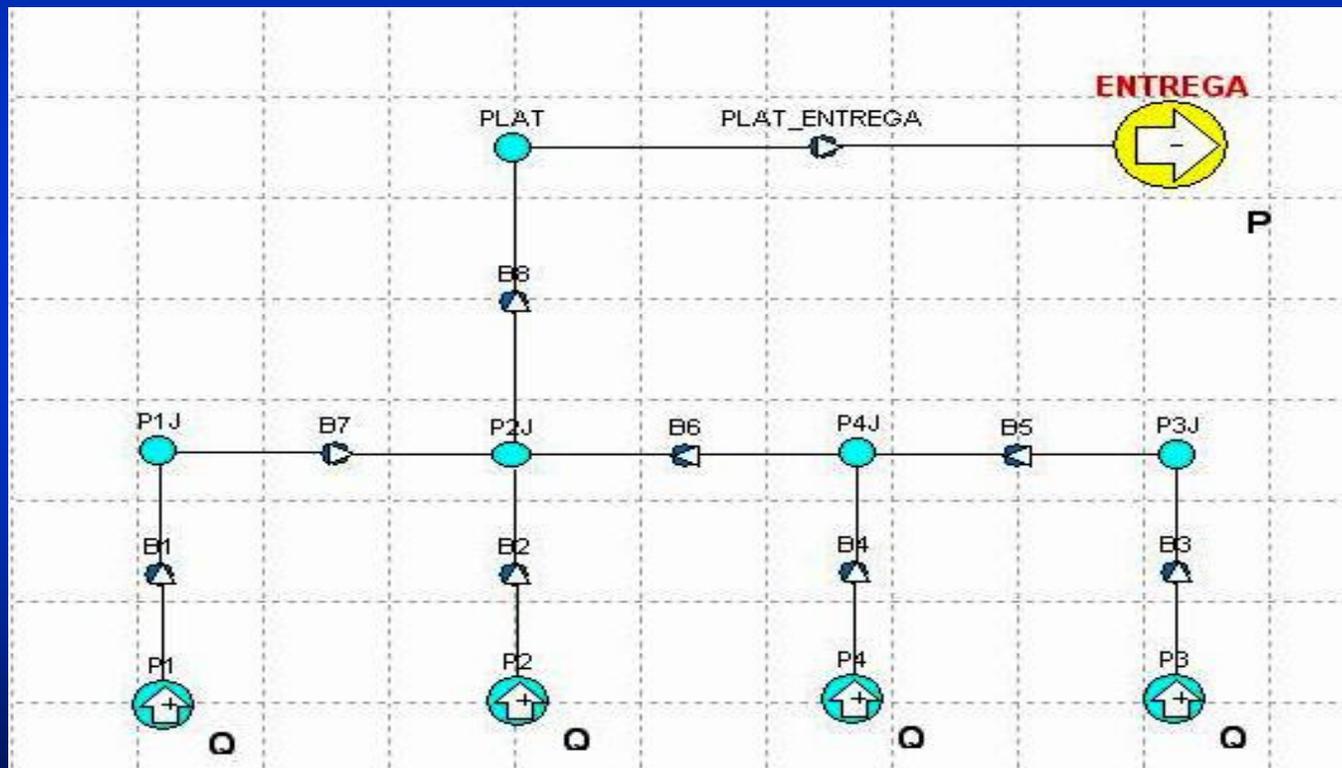
Red Estándar



METODOLOGÍA

➤ Configuración de la Red de Superficie (PIPESIM):

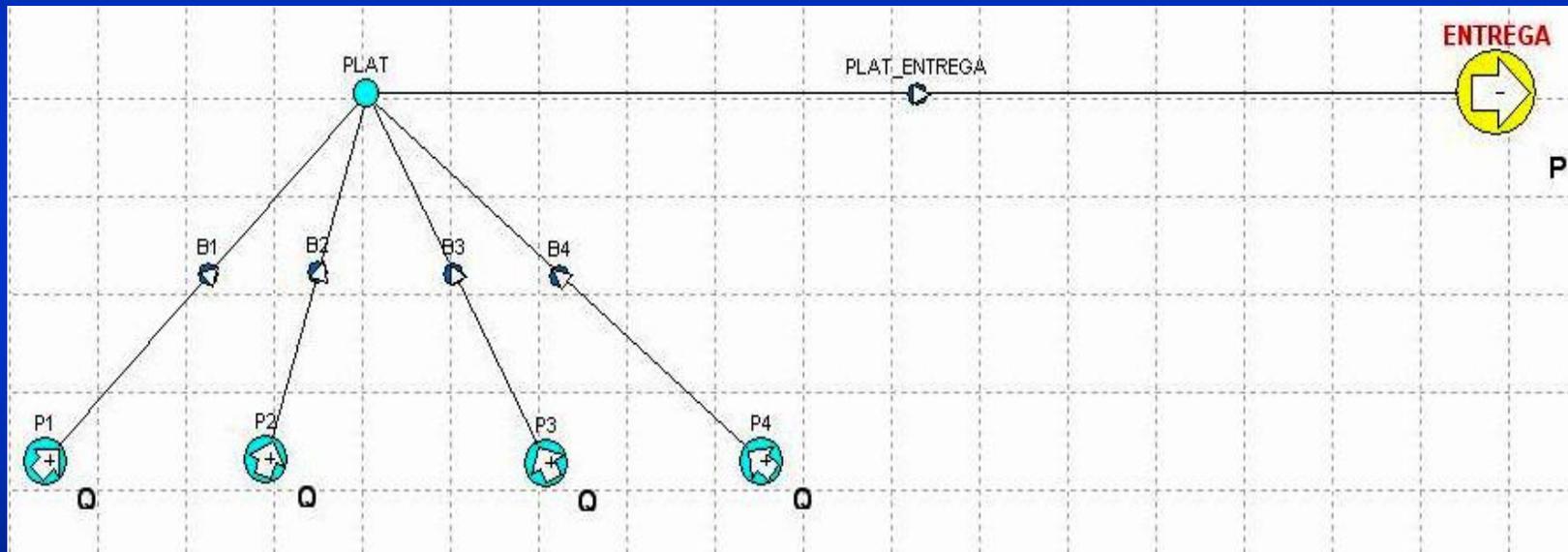
Red Extendida



METODOLOGÍA

➤ Configuración de la Red de Superficie (PIPESIM):

Red Pozos Plataforma



METODOLOGÍA

➤ Generación de las curvas VFP (PIPESIM):

Propiedades del fluido

$$^a\text{API} = 53.0$$

$$\text{GE}_{\text{gas}} = 0.55$$

$$\text{GE}_{\text{agua}} = 1.02$$

Propiedades de las Tuberías

Propiedades	Valores
Distancia Horizontal (pies)	Variable
Diámetro Interno, Tub. (pulg.)	12
Diámetro interno, Riser (pulg.)	16
Espesor de la Pared (pulg.)	0,5
Rugosidad (pulg.)	0,001
Temp. Ambiente (°F)	40

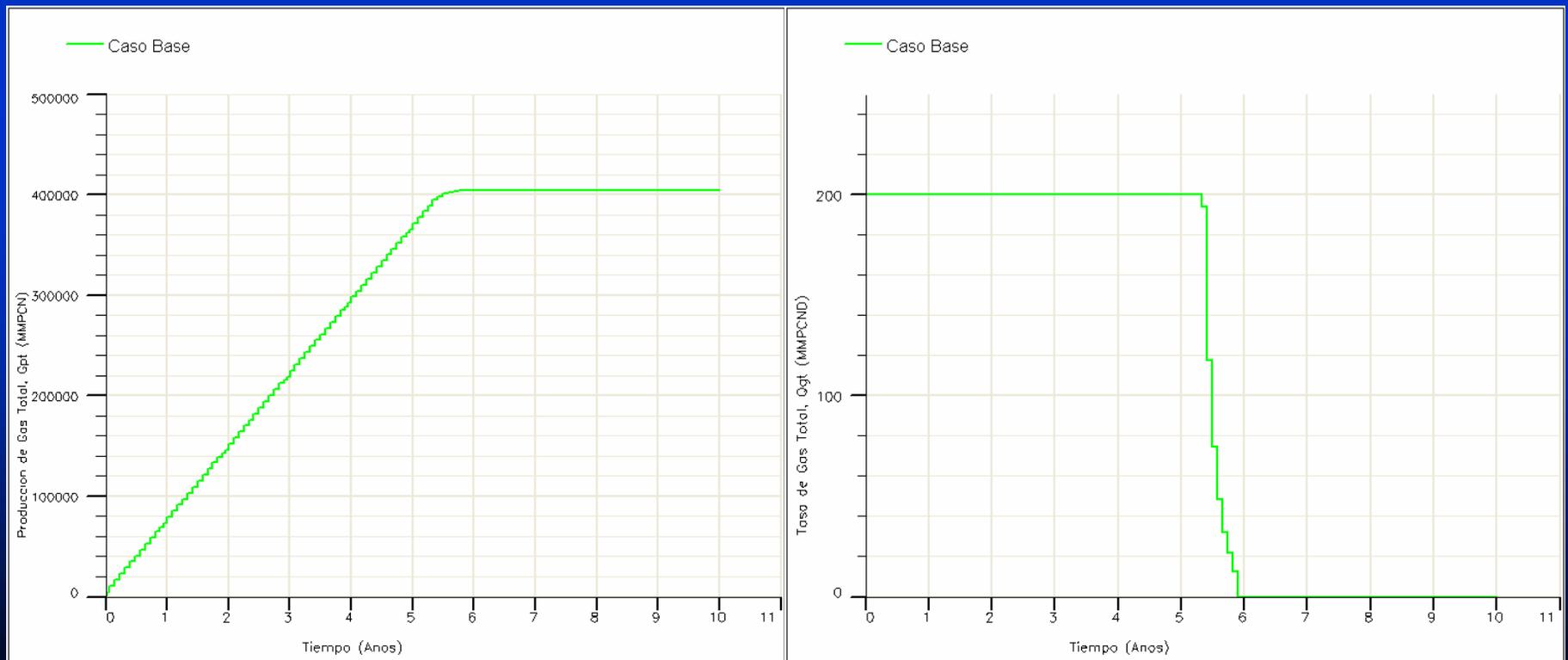
METODOLOGÍA

- **Modelo Integrado (Opción Networks de ECLIPSE)**
- **Análisis de Sensibilidades**
- **Análisis de Resultados**

ANÁLISIS DE RESULTADOS

➤ Caso Base

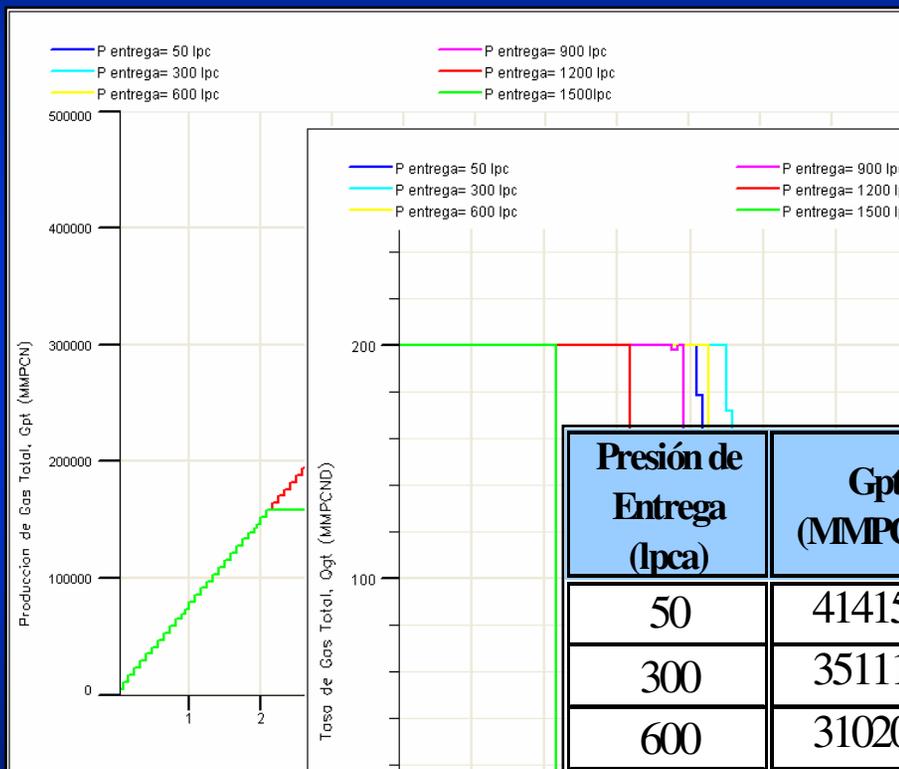
La producción total acumulada de gas durante los 10 años de la simulación es de 427163.89 MMPCN, lo que indica un factor de recobro de 93.30 %.



ANÁLISIS DE RESULTADOS

➤ Variando la Presión de Entrega

Configuración Red Estándar

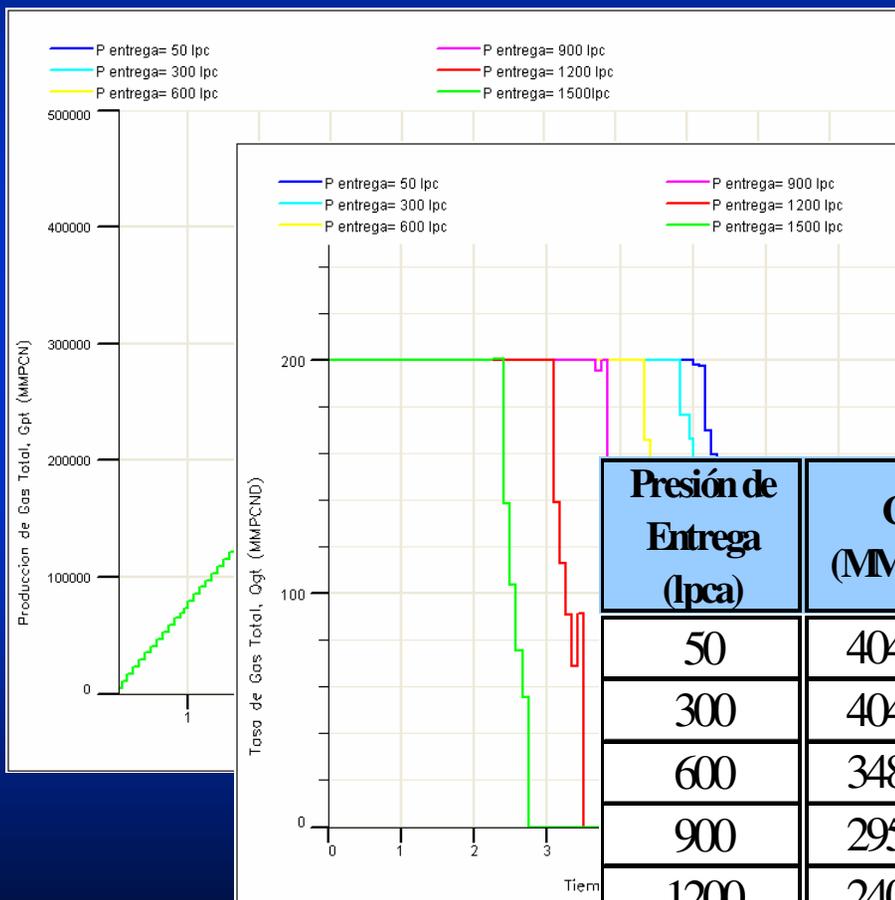


Presión de Entrega (lpca)	Gpt (MMPCN)	Factor de Recobro (%)	Caída del Plateau (días)	Cierre de Producción (días)
50	414158	90,46%	1491	2826
300	351112	76,70%	1641	1856
600	310200	67,76%	1551	1551
900	297308	64,94%	1426	1551
1200	245979	53,73%	1156	1396
1500	158200	34,56%	791	791

ANÁLISIS DE RESULTADOS

➤ Variando la Presión de Entrega

Configuración Red Extendida

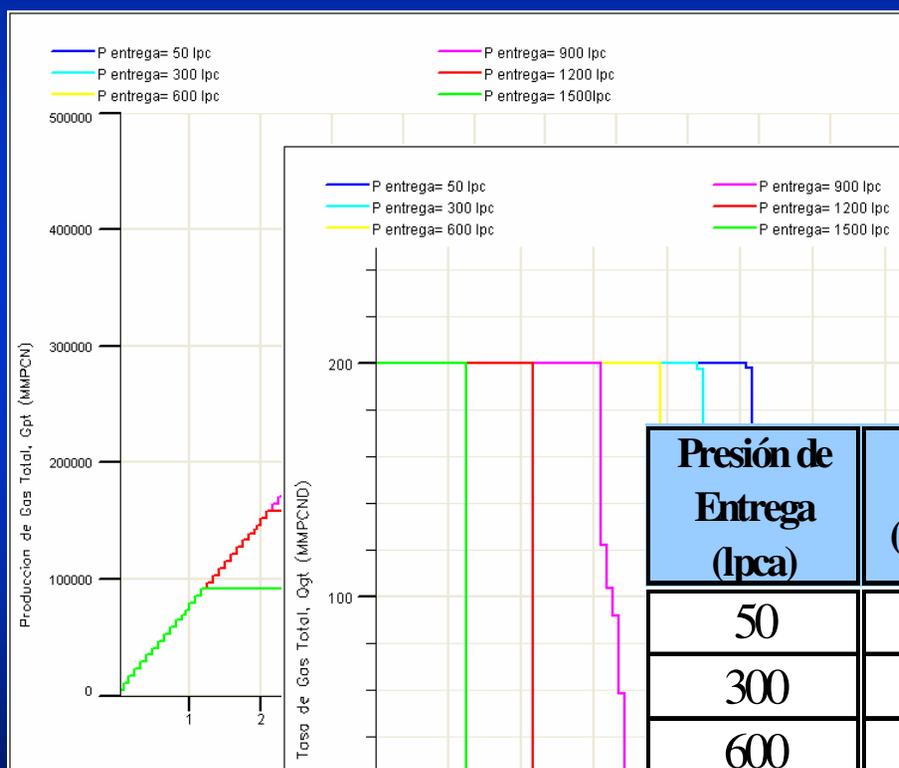


Presión de Entrega (lpca)	Gpt (MMPCN)	Factor de Recobro (%)	Caída del Plateau (días)	Cierre de Producción (días)
50	404205	88,29%	1826	2191
300	404301	88,31%	1761	2341
600	348614	76,15%	1581	1856
900	295033	64,45%	1396	1521
1200	240288	52,49%	1126	1276
1500	187427	40,94%	881	1001

ANÁLISIS DE RESULTADOS

➤ Variando la Presión de Entrega

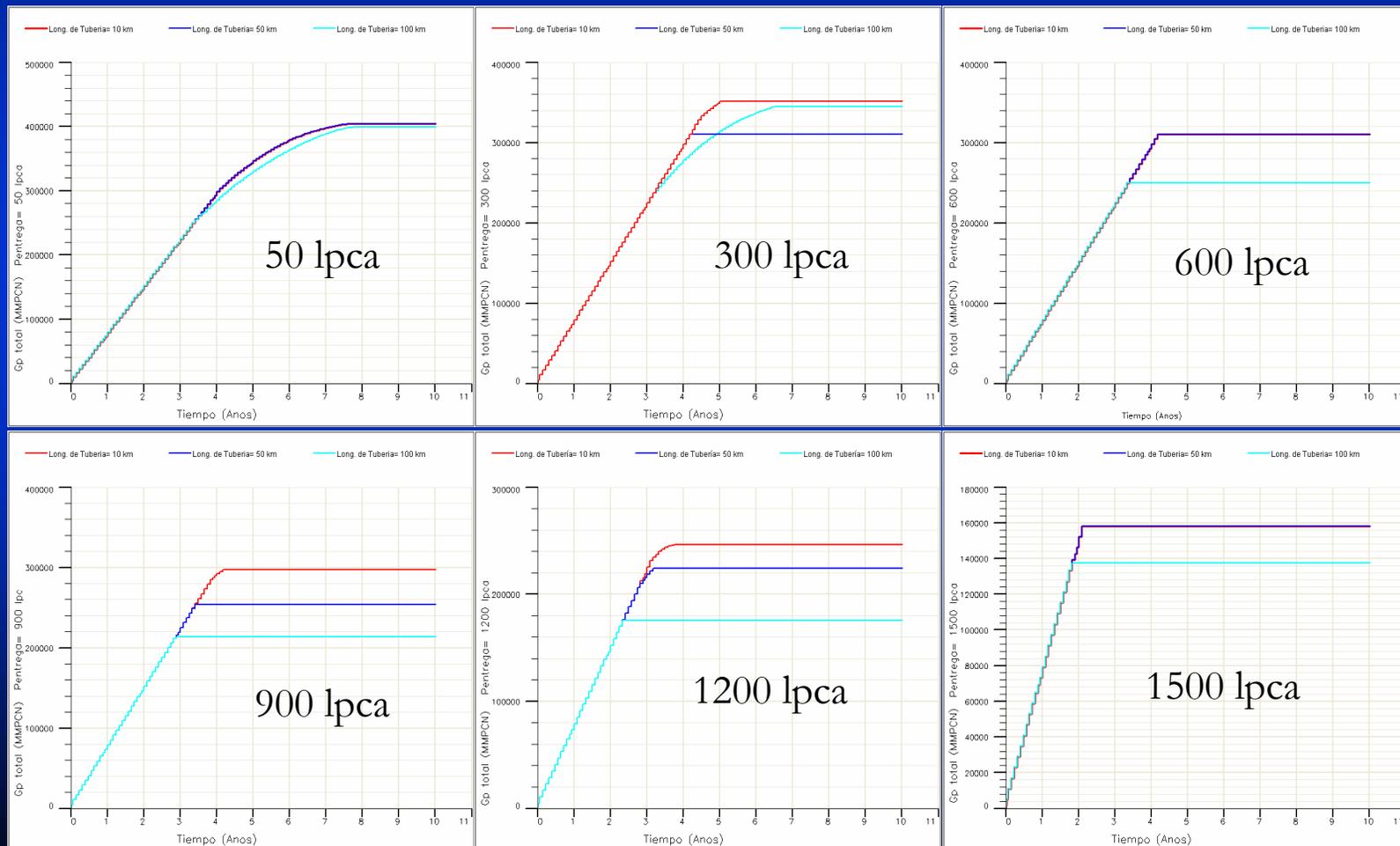
Configuración Pozos Plataforma



Presión de Entrega (lpc)	Gpt (MMPCN)	Factor de Recobro (%)	Caída del Plateau (días)	Cierre de Producción (días)
50	404140	88,28%	1856	2173
300	382601	83,57%	1611	2096
600	301564	65,87%	1426	1551
900	236482	51,66%	1126	1246
1200	158195	34,56%	791	791
1500	91200	19,92%	456	456

ANÁLISIS DE RESULTADOS

➤ Variando la Longitud de Tubería de Entrega Configuración Red Estándar



ANÁLISIS DE RESULTADOS

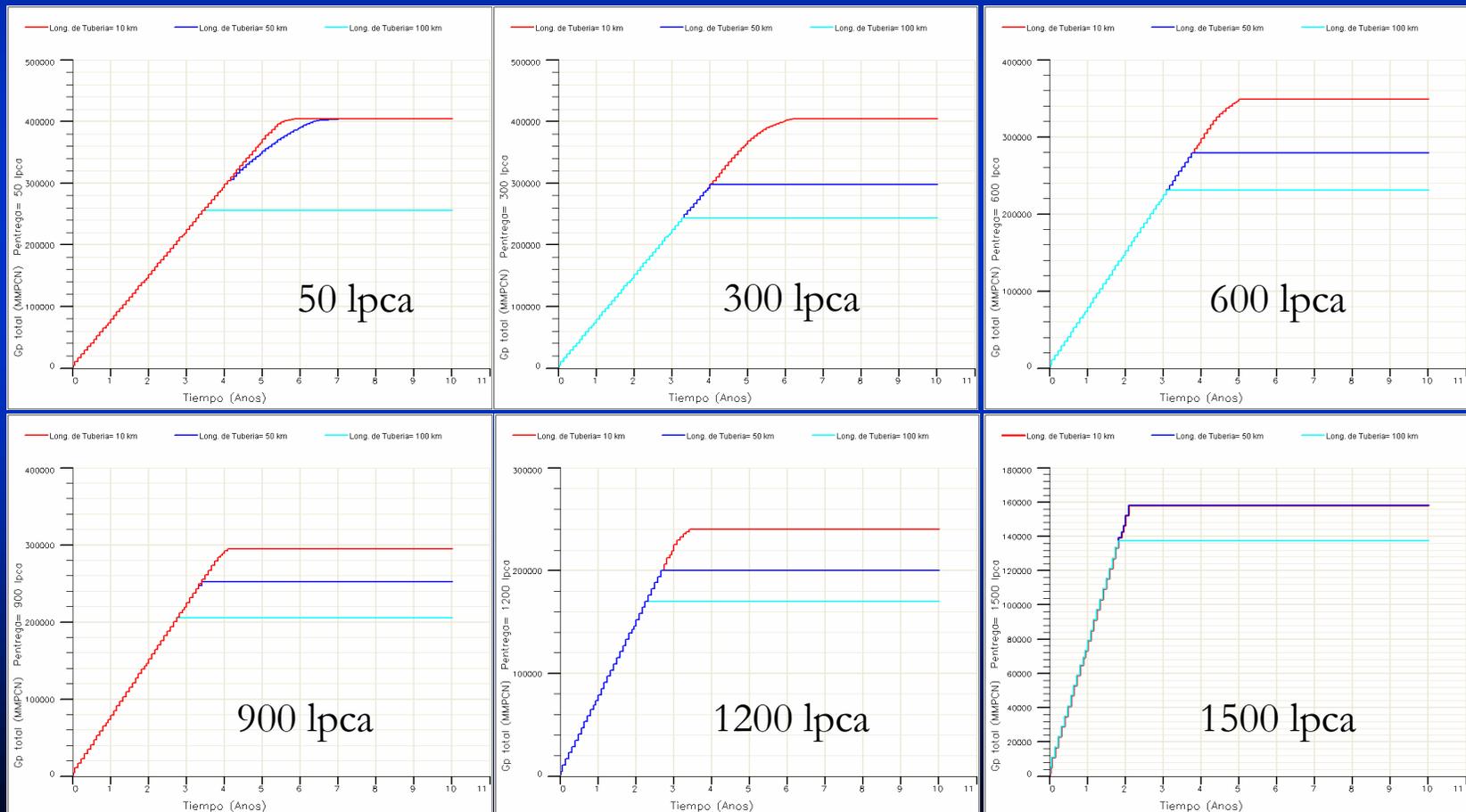
Configuración Red Estándar

Para los tres casos de longitudes de tubería de entrega, la máxima producción de gas se obtuvo con una presión igual a 50 lpca, donde para 10 kms se alcanzó una producción acumulada de 414158 MMPCN con una factor de recobro de 90.46 % y un plateau de producción que comienza a declinar a los 1491 días; la producción se cierra a los 2826 días.

ANÁLISIS DE RESULTADOS

➤ Variando la Longitud de Tubería de Entrega

Configuración Red Extendida



ANÁLISIS DE RESULTADOS

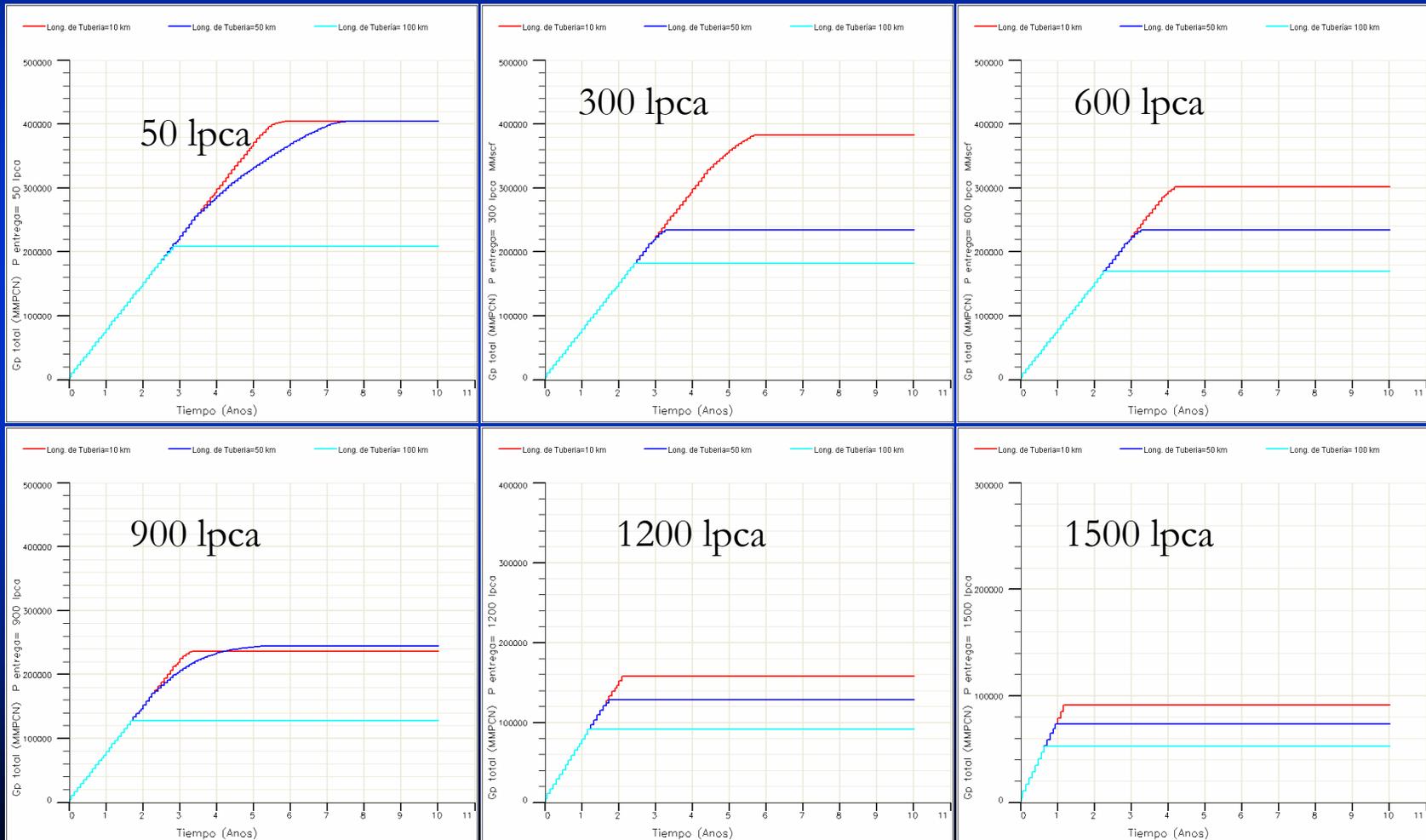
Configuración Red Extendida

La máxima producción de gas se obtuvo con una presión igual a 50 lpca, donde para 10 kms se alcanzó una producción acumulada de 404205 MMPCN, y un plateau de producción que comienza a declinar a los 1826 días; la producción se cierra a los 2191 días. Para 50 kms la producción fue de 404193 MMPCN, y un plateau de producción que comienza a declinar a los 1491 días; la producción se cierra a los 2676 días, en ambos casos el factor de recobro es de 88.29 %

ANÁLISIS DE RESULTADOS

➤ Variando la Longitud de Tubería de Entrega

Configuración Pozos Plataforma



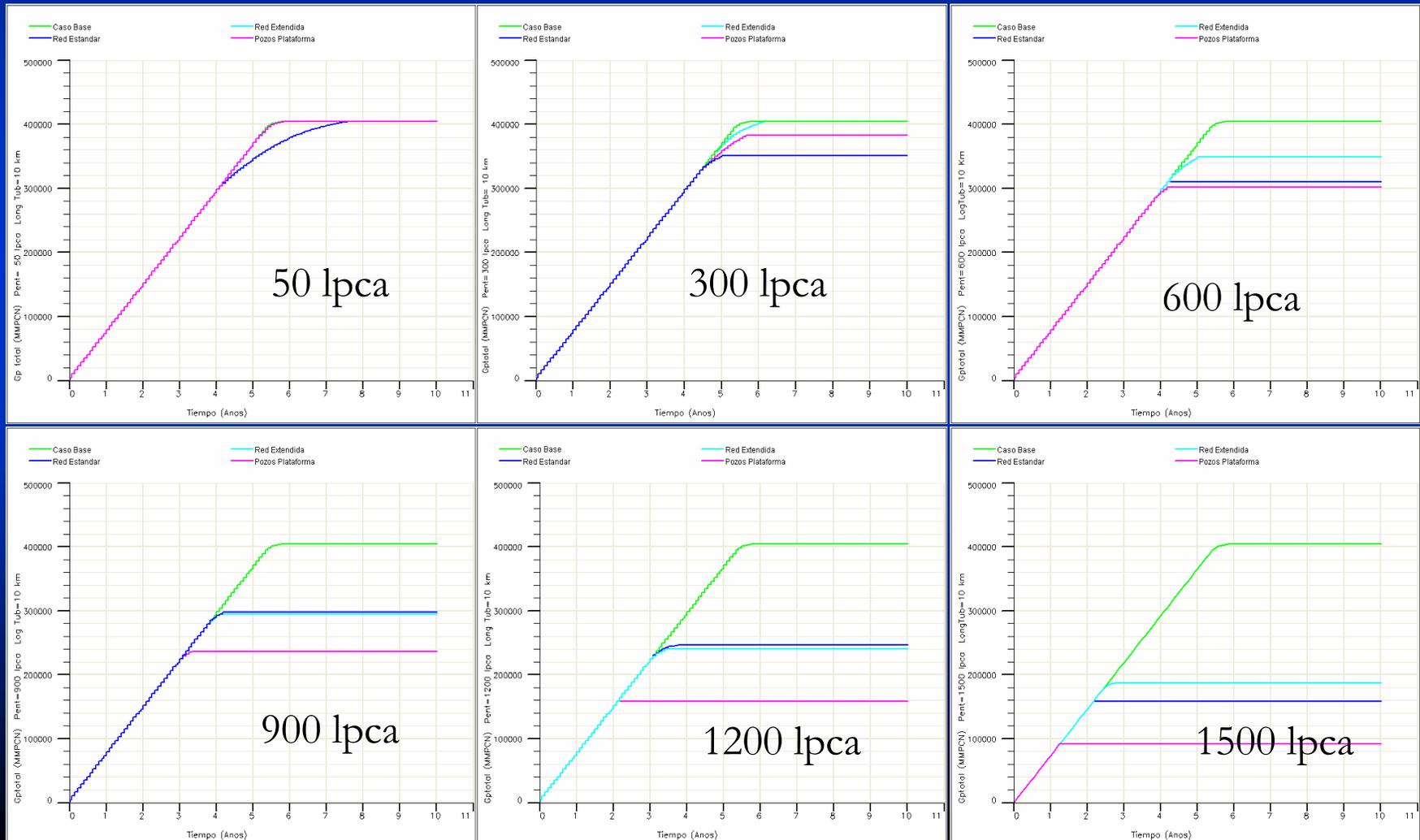
ANÁLISIS DE RESULTADOS

Configuración Pozos Plataforma

La máxima producción de gas se obtuvo con una presión igual a 50 lpca, donde para 10 kms se alcanzó una producción acumulada de 404140 MMPCN, y un plateau de producción que comienza a declinar a los 1856 días; la producción se cierra a los 2173 días. Para 50 kms la producción fue de 404144 MMPCN, y un plateau de producción que comienza a declinar a los 826 días; la producción se cierra a los 1306 días, en ambos casos el factor de recobro es de 88.28 %

ANÁLISIS DE RESULTADOS

Comparando las distintas configuraciones y el Caso Base, se tiene:



ANÁLISIS DE RESULTADOS

Comparando las distintas configuraciones y el Caso Base, se tiene:

La configuración que presenta mayor producción es la Red Estándar. Esto ocurre a una presión de entrega de 50 lpca y 10 Kms de longitud de tubería de entrega, con una producción acumulada de 414188 MMPCN y un factor de recobro de 90.46 %.

Las diferencias en cuanto a la producción acumulada entre todos los casos, son más notables a medida que se aumenta la presión de entrega y la longitud de tubería de entrega, encontrando así las menores producciones acumuladas en la configuración Pozos Plataforma

El valor más bajo se obtuvo con una presión de 1500 lpca y con una longitud de tubería de 100 kms, la producción acumulada es de 52736 MMPCN, con un factor de recobro de 11.52 %.

CONCLUSIONES

- En el caso base, los resultados del comportamiento de la producción son más optimistas y más alejados de la realidad, debido a que no se consideran las facilidades de superficie.
- En un modelo integrado subsuelo superficie la simulación es muy sensible a los cambios de presión de entrega; éste parámetro es muy importante ya que a mayor presión de entrega la presión de abandono del yacimiento es mayor, lo que se traduce en un menor recobro.
- En todos los casos evaluados se obtuvieron mayores factores de recobro para una presión de entrega de 50 lpca.

CONCLUSIONES

- A mayor longitud de tubería de entrega aumentan las caídas de presión por fricción y las diferencias son más notables a medida que se aumenta el rango de longitud.
- Cuando la longitud se varía de 10 Km a 100 Km la producción es mucho menor que cuando de varía de 10 Km a 50 Km.
- En todos los casos evaluados se obtuvieron mayores factores de recobro con una longitud de tubería de entrega de 10 Km.
- Las diferencias en cuanto a la producción entre los tipos de configuración de red no son muy marcadas, por lo que la decisión final para la selección del tipo de configuración dependerá de su operatibilidad y economía.

RECOMENDACIONES

- Realizar el análisis económico de los casos evaluados en este estudio.
- Evaluar distintos escenarios de explotación donde se contemple el cambio de Plateau de producción, como condición global.
- Extender el estudio actual evaluando el impacto del tipo de fluido sobre el comportamiento de la producción, ya que este estudio se realizó para Gas Seco.
- Evaluar una posible optimización de la ubicación de los pozos y de la configuración de la red de superficie.

RECOMENDACIONES

- Incorporar la activación de etapas de compresión como opción para prolongar la duración del plateau de producción cuando no sea posible mantenerlo por agotamiento natural; con su respectivo análisis económico.
- Desarrollar el estudio propuesto considerando adicionalmente incertidumbres en la geología del yacimiento.

Gracias