

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

ESTUDIO DE LA OPCIÓN “GAS LIFT OPTIMIZATION” DE ECLIPSE®

Presentado ante la ilustre
Universidad Central de Venezuela
Para optar al Título de
Ingeniero de Petróleo
Por los bachilleres:
Henry Miguel Ramírez Rodríguez
Oliver Alberto Barreto Pérez

Caracas, Diciembre 2003

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

ESTUDIO DE LA OPCIÓN “GAS LIFT OPTIMIZATION” DE ECLIPSE®

TUTOR ACADÉMICO: MSc. Pedro Vaca González

Presentado ante la ilustre
Universidad Central de Venezuela
Para optar al Título de
Ingeniero de Petróleo
Por los bachilleres:
Henry Miguel Ramírez Rodríguez
Oliver Alberto Barreto Pérez

Caracas, Diciembre 2003

Caracas, diciembre de 2003

Los abajo firmantes, miembros del jurado designado por el Consejo de la Escuela de Petróleo, Facultad de Ingeniería, para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por los bachilleres Henry Miguel Ramírez Rodríguez y Oliver Alberto Barreto Pérez, titulado:

ESTUDIO DE LA OPCIÓN “GAS LIFT OPTIMIZATION” DE ECLIPSE®

Consideran que el mismo cumple con los requisitos exigidos por el plan de estudios conducente al Título de Ingeniero de Petróleo, sin que ello signifique que se hacen solidarios con las ideas expuestas por los autores, lo declaran APROBADO.

Prof. Wladimiro Kowalchuk

Jurado

Prof. Víctor Escalona

Jurado

Prof. Pedro Vaca

Tutor Académico

RESUMEN

Henry Ramírez y Oliver Barreto

Estudio de la opción “Gas Lift Optimization” de ECLIPSE®

Tutor académico: MSc. Pedro Vaca González.

Tesis. Caracas, U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería de Petróleo, 2003,
129 páginas.

Palabras clave:

1. Optimización

2. Simulación

3. “Gas lift”

Uno de los métodos de producción que existe es el levantamiento artificial por gas. El simulador ECLIPSE100® (simulador de petróleo negro) tiene una opción especial llamada “Gas lift optimization”, la cual es aplicable a un pozo ó un grupo de pozos. El objetivo fundamental de este Trabajo Especial de Grado es estudiar el comportamiento de las diferentes variables involucradas en el proceso de optimización de la opción.

El estudio se basa en la variación de los parámetros involucrados en la opción, los cuales son: variación de la disponibilidad máxima de gas para el campo, variación de valores de inyección mínima para el campo, uso de distintas correlaciones para el cálculo de las caídas de presión en la tubería de producción (VFPPROD). Además se estudió el comportamiento de la opción favoreciendo y desfavoreciendo pozos asignándoles distintos factores de peso (“weighting factor”), se varió el mínimo gradiente económico, se realizó un análisis en el cual no se optimizaba la inyección de gas, se estudió la influencia del incremento de la tasa de gas y se realizó un estudio sin “gas lift” para poder identificar la influencia de esta opción en el recobro del yacimiento.

De los resultados obtenidos se puede concluir que algunos de los parámetros más influyentes en la opción son: el factor de peso, el tamaño del incremento de gas, las correlaciones utilizadas para el cálculo de las caídas de presión en la tubería de producción, el mínimo gradiente económico y la disponibilidad máxima de gas por día. Se considera que la opción “Gas lift optimization” del simulador ECLIPSE® representa una gran herramienta para maximizar la producción de petróleo bajo restricciones económicas.

OBJETIVOS

Objetivos Generales

- Evaluar la opción especial “Gas Lift Optimización” del Simulador ECLIPSE®.

Objetivos Específicos:

- Describir la formulación para calcular la tasa de inyección óptima del gas para un pozo, un grupo de pozos o un campo.
- Identificar las ventajas y desventajas en el uso de la opción.
- Realizar análisis de sensibilidad a diferentes variables relevantes para precisar el comportamiento del programa en situaciones extremas.
- Generar recomendaciones acerca de la utilización de la opción “Gas lift Optimización”.

ÍNDICE DE CONTENIDOS

Capítulo 1: MARCO TEÓRICO

1.1 CONCEPTOS BÁSICOS RELACIONADOS AL YACIMIENTO	1
1.1.1 Porosidad	1
1.1.2 Permeabilidad	1
1.1.3 Saturación de fluidos	2
1.1.4 Permeabilidad efectiva y relativa	2
1.1.4.1 Permeabilidad efectiva	2
1.1.4.2 Permeabilidad absoluta	2
1.1.5 Temperatura del yacimiento	3
1.1.6 Propiedades PVT para los sistemas de hidrocarburos	3
1.1.6.1 Presión de burbujeo (P_b)	3
1.1.6.2 Factor volumétrico del petróleo (B_o)	3
1.1.6.3 Relación del gas disuelto en el petróleo (R_s)	4
1.1.6.4 Compresibilidad isotérmica (C_{o_t})	4
1.1.6.5 Viscosidad del petróleo (μ_o)	4
1.1.7 Índice de productividad	4
1.2 CONCEPTOS BÁSICOS RELACIONADOS AL SISTEMA DE PRODUCCIÓN	7
1.2.1 Curva de oferta de fluidos (IPR)	7
1.2.2 Curva de demanda de fluidos (TPR)	8
1.2.3 Comportamiento de flujo vertical	9
1.2.3.1 Patrones de flujo o regímenes de flujo vertical	10
1.2.3.1.1 Flujo monofásico	10
1.2.3.1.2 Flujo burbuja	10
1.2.3.1.3 Flujo tapón	11
1.2.3.1.4 Flujo anular	11
1.2.3.1.5 Flujo espuma	11
1.2.3.1.6 Flujo neblina	12
1.2.4 Curvas de gradiente de presión	13
1.2.4.1 Curvas de gradiente estático	13
1.2.4.2 Curvas de gradiente dinámico	13
1.2.5 Cálculo del gradiente de presión	15
1.2.5.1 Gradiente de presión hidrostática	15
1.2.5.2 Cálculos de pérdidas de presión por fricción	17
1.2.5.3 Cálculo de las pérdidas de presión por aceleración	17
1.2.6 Correlaciones de flujo multifásico	19

1.3 LEVANTAMIENTO POR INYECCIÓN DE GAS (LAG)	21
1.3.1 Levantamiento por inyección continua de gas	23
1.3.1.1 Consideraciones para el diseño y optimización en sistemas de LAG continuo	24
1.3.2 Levantamiento por inyección intermitente de gas	25
1.3.3 Ventajas y Desventajas de cada uno de los métodos de levantamiento por inyección de gas	25
1.3.3.1 Flujo continuo	25
1.3.3.1.1 Ventajas	25
1.3.3.1.2 Desventajas	26
1.3.3.2 Flujo intermitente	26
1.3.3.2.1 Ventajas	26
1.3.3.2.2 Desventajas	26
1.3.4 Optimización de la inyección de gas	26
1.4 CONCEPTOS BÁSICOS DE LA SIMULACIÓN DE YACIMIENTOS	28
1.4.1 Tipos de simuladores	29
1.4.1.1 Simuladores de petróleo negro	29
1.4.1.2 Simuladores composicionales	29
1.4.1.3 Simuladores térmicos	29
1.4.1.4 Simuladores químicos	30
1.4.2 Metodología para la simulación de yacimientos	30
1.4.2.1 Proceso de inicialización	30
1.4.2.2 Proceso para cotejo histórico del yacimiento	30
1.4.2.3 Proceso para la predicción del comportamiento futuro del yacimiento	31
1.4.3 Simulador de yacimientos ECLIPSE®	33
Capítulo 2: “GAS LIFT OPTIMIZATION”	34
2.1 OPCIÓN “GAS LIFT OPTIMIZATION” DEL SIMULADOR ECLIPSE®	34
2.1.1 Gas lift sin optimizar la tasa de inyección	35
2.1.2 Aplicación de la opción “gas lift optimization” a un pozo	35
2.1.3 “Gas lift optimization” para un grupo de pozos	38
2.2 COMANDOS UTILIZADOS EN LA OPCIÓN “GAS LIFT OPTIMIZATION”	42
2.2.1 WLIFTOPT (“Well lift gas optimization data”)	42
2.2.1.1 Pozo	42
2.2.1.2 ¿Quiere optimizar por “gas lift”?:	43
2.2.1.3 Máxima tasa de inyección de “gas lift”	43
2.2.1.4 Factor de peso	43
2.2.1.5 Mínima tasa de gas para el pozo	43
2.2.2 GLIFTOPT (Group gas limit for artificial lift)	44

2.2.2.1 Grupo	45
2.2.2.2 Cantidad de gas disponible para el campo	45
2.2.2.3 Máxima tasa de gas para el grupo	45
2.2.3 LIFTOPT (Turn on gas lift optimization)	46
2.2.3.1 Tamaño del incremento de la tasa de inyección gas	46
2.2.3.2 Mínimo gradiente económico	47
2.2.3.3 Intervalo de optimización	47
2.2.3.4 ¿Optimización por LAG en el comienzo de cada de cada iteración NUPCOL del paso del tiempo?	47
Capítulo 3: METODOLOGÍA	48
Capítulo 4: ANÁLISIS DE RESULTADOS	57
CONCLUSIONES	104
RECOMENDACIONES	106
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	107
GLOSARIO DE TÉRMINOS	109
ANEXOS	
ANEXO A	111
ANEXO B	113

ÍNDICE DE FIGURAS

MARCO TEÓRICO

Fig. 1.1 Curva de comportamiento de afluencia (IPR)	7
Fig. 1.2 Curva de demanda de los pozos	9
Fig. 1.3 Regímenes de flujo	13
Fig. 1.4 Curvas de gradiente de presión	14
Fig. 1.5 Efecto de la inyección de gas	23
Fig. 1.6 Curva de comportamiento de la inyección de gas	27
Fig. 1.7 Diagrama del proceso de simulación de yacimientos (tomado de las clases de Yacimientos V; dictadas por el Prof. Pedro Vaca)	32
Fig. 1.8 Malla en 3D de un campo completo simulada en ECLIPSE®	33

OPCIÓN “GAS LIFT OPTIMIZATION”

Fig. 2.1 Optimización de la tasa de petróleo para un solo pozo	36
Fig. 2.2 Diagrama del proceso de optimización cuando es un solo pozo	38
Fig. 2.3 Optimización de la tasa de petróleo para un grupo de pozos	39
Fig. 2.4 Comando WLIFTOPT	42
Fig. 2.5 Comando GLIFTOPT	45
Fig. 2.6 Comando LIFTOPT	46

METODOLOGÍA

Fig. 3.1 Vista areal del mallado	49
Fig. 3.2 Propiedades PVT del crudo	52
Fig. 3.3 Función de saturación de petróleo	53
Fig. 3.4 Función de saturación de agua	53
Fig. 3.5 Comportamiento de la presión capilar	54

ANÁLISIS DE RESULTADOS

Sin aplicar la opción “Gas Lift Optimization”

Fig. 4.1 Comportamiento de la producción de petróleo del campo	57
--	----

Fig. 4.2 Comportamiento de la producción ante distintos esquemas de explotación	58
Fig. 4.3 Producción acumulada de petróleo en los distintos objetivos de producción del campo	59
Fig. 4.4 Producción acumulada de los pozos cuando el objetivo de producción es 63000 BN/D	60

Variación del tamaño del incremento de la inyección de gas

Fig. 4.5 Comportamiento de la tasa de inyección en el campo en los distintos casos de variación del incremento	62
Fig. 4.6 Producción del campo cuando se varía el incremento	63
Fig. 4.7 Comportamiento de la inyección de gas en el pozo PA37	64
Fig. 4.8 Comportamiento de la inyección de gas en el pozo PA44	64
Fig. 4.9 Comportamiento de la inyección de gas en el pozo PB55	64
Fig. 4.10 Comportamiento de la inyección de gas en el pozo PB57	65
Fig. 4.11 Comportamiento de la inyección de gas en el pozo PC63	65
Fig. 4.12 Comportamiento de la inyección de gas en el pozo PC75	65
Fig. 4.13 Producción acumulada de petróleo en cada caso	67

Influencia de no optimizar la tasa de inyección de gas

Fig. 4.14 Tasa de inyección de gas en el campo en los distintos casos	70
Fig. 4.15 Comportamiento de la tasa de producción de petróleo del campo bajo los distintos esquemas de inyección de gas	71
Fig. 4.16 Comportamiento de la producción acumulada de petróleo del campo bajo los distintos esquemas de inyección de gas	73

Variando la cantidad de gas máxima disponible por día

Fig. 4.17 Comportamiento de la producción del campo	76
Fig. 4.18 Comportamiento de la tasa de inyección de gas todos los pozos	77
Fig. 4.19 Producción acumulada de petróleo vs. Cantidad de gas disponible	79
Fig. 4.20 Inyección de gas para el campo vs. Tiempo	80

Variación del mínimo gradiente económico

Fig. 4.21 Comportamiento de la inyección de gas en el campo	82
Fig. 4.22 Comportamiento de la producción del campo en los distintos casos	83
Fig. 4.23 Comportamiento de la tasa de inyección de todos los pozos	84
Fig. 4.24 Producción acumulada de petróleo en cada caso	84

Variación de la tasa mínima de inyección de gas

Fig. 4.25 Comportamiento de la tasa de inyección de gas al campo	87
Fig. 4.26 Comportamiento de la inyección de gas en todos los pozos	88
Fig. 4.27 Producción acumulada de petróleo	89

Influencia del factor de peso en la opción

Fig. 4.28 Tasa de producción de petróleo con el WF igual a 1	91
Fig. 4.29 Tasa de producción de petróleo PA37	92
Fig. 4.30 Tasa de inyección de gas del pozo PA37 favoreciendo y desfavoreciéndolo	93
Fig. 4.31 Tasa de producción de petróleo del campo favoreciendo y desfavoreciendo al pozo PA37	93
Fig. 4.32 Tasa de producción del pozo PA37 considerando este pozo con daño	94
Fig. 4.33 Tasa de inyección del pozo PA37 considerando este pozo con daño	95
Fig. 4.34 Producción total de petróleo del campo considerando el pozo PA37 con daño	95

Variación del intervalo de optimización

Fig. 4.35 Comportamiento de la tasa de inyección en el campo en distintos intervalos de optimización	96
Fig. 4.36 Comportamiento de la producción del campo en los distintos intervalos de optimización	98

Influencia de la selección de las correlaciones para el cálculo del comando VFPROD

Fig. 4.37 Presión de cabezal del PA37 en todos los casos	100
Fig. 4.38 Presión de fondo fluyente del pozo PA37 en todos los casos	101
Fig. 4.39 Comportamiento de la producción del campo en los distintos casos	102
Fig. 4.40 Comportamiento de la inyección de gas en el campo	102

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.1 Valores de índices de productividad basados en la experiencia de campo	6
Tabla 2.1 Comparación de los gradientes crecientes y decrecientes de los pozos	40
Tabla 3.1 Dimensiones de la malla	48
Tabla 3.2 Dimensiones de los bloque de malla	49
Tabla 3.3 Características de los pozos	50
Tabla 3.4 Densidad de los fluidos	51
Tabla 3.5 Propiedades PVT del agua	52
Tabla 3.6 Gas disuelto en el petróleo	53
Tabla 3.7 Porosidad y permeabilidad de la malla	54
Tabla 3.8 Compresibilidad de la roca a la presión de referencia	54
Tabla 3.9 Condiciones de inicialización del yacimiento	55
Tabla 3.10 Casos Estudiados	56
Tabla 4.1 Valores de la producción acumulada y el factor de Recobro en cada caso	59
Tabla 4.3 Casos estudiados en la variación del tamaño del incremento	61
Tabla 4.4 Incrementos de gas disponibles en cada caso	66
Tabla 4.5 Producción acumulada de petróleo	67
Tabla 4.6 Casos de asignación 'manual' de gas a cada pozo	69
Tabla 4.7 Cantidad de gas total inyectado a los mil días	72
Tabla 4.8 Producción acumulada de petróleo a los 2500 días en los distintos casos	73
Tabla 4.9 Casos estudiados en la variación de la cantidad de gas máxima disponible por día	75
Tabla 4.10 Comportamiento de la producción acumulada en cada caso	79
Tabla 4.11 Casos estudiados en la variación del mínimo gradiente económico	81
Tabla 4.12 Producción acumulada de petróleo y factor de recobro obtenido en cada caso	85

Tabla 4.13 Casos estudiados en la variación de la tasa mínima de inyección de gas	86
Tabla 4.14 Casos estudiados en el WF	90
Tabla A.1 Propiedades PVT del crudo	109
Tabla A.2 Funciones de saturación	109
Tabla A.3 Funciones de saturación	110
Tabla B.1 Número de la tabla VFP y la profundidad de referencia de la tabla VFP	111
Tabla B.2 Tabla de parámetros para la construcción de la tabla VFP	111
Tabla B.3 Tabla VFP	111
Tabla B.4 Primera fila de la tabla VFP	113

INTRODUCCIÓN

En la industria petrolera existen métodos de levantamiento artificial, los cuales se utilizan cuando un pozo no es capaz de cumplir con sus objetivos de producción por métodos naturales (ya sea el pozo fluyendo o no).

Uno de los métodos más utilizados para lograr este propósito es el levantamiento artificial por gas, el cual puede ser continuo o intermitente. La selección del método a utilizar va a depender de las características existentes tanto en el yacimiento como en el pozo.

Herramientas muy útiles y poderosas en la industria petrolera para diseñar procesos y predecir comportamientos son los simuladores. Estas herramientas tienen como función representar todos los aspectos del yacimiento y de los pozos, para realizar pronósticos, planificaciones, análisis económicos, optimizaciones, etc.

El simulador de yacimientos ECLIPSE100[®] es un simulador de Petróleo Negro, dotado de numerosas opciones, entre ellas la opción especial de optimización de levantamiento artificial por gas (LAG) para representar de manera apropiada la operación de este mecanismo. La optimización de LAG en ECLIPSE100[®] puede ser aplicada ya sea a un pozo, a un grupo de pozos o al campo entero.

Mediante esta opción se realiza la distribución del gas entre los pozos para obtener la tasa de producción de petróleo necesaria en función de maximizar el beneficio económico

El estudio aquí presentado muestra que, mediante el uso de la opción “Gas Lift Optimization” en un campo, se distribuye la cantidad de gas disponible a los pozos que puedan hacer un mejor uso de éste, considerando diversas restricciones o controles (por ejemplo, control de THP, control de la tasa de producción, restricciones económicas).

CAPÍTULO 1 MARCO TEÓRICO

En este capítulo se presentan algunos de los conceptos básicos más relevantes utilizados en la tesis. Estos se presentaran en cuatro grupos: los conceptos básicos relacionados al área de yacimiento, los relacionados al área de producción, los relacionados con LAG y los conceptos básicos relacionados a la simulación de yacimientos.

1.1 CONCEPTOS BÁSICOS RELACIONADOS AL YACIMIENTO

Es necesario el conocimiento de los siguientes conceptos relacionados al yacimiento para conocer las variables más importantes que están involucrados en el flujo de los fluidos en el medio poroso (yacimiento).

1.1.1 Porosidad

La porosidad de una roca es la medida de su capacidad de almacenamiento. La porosidad se expresa como la fracción del volumen total de la roca que está compuesta por espacio vacío.

1

1.1.2 Permeabilidad

Es la propiedad de la roca que mide la facilidad con que la roca permite el paso de fluidos. La permeabilidad es una función del grado de interconexión entre los poros de la roca. La unidad de la permeabilidad se denomina darcy, pero usualmente en la industria se utiliza el milidarcy (**md**), una milésima parte del darcy. La ecuación que desarrolló Henry Darcy toma en cuenta los siguientes parámetros: la permeabilidad (**K**), la tasa de flujo (**q**) en función de la viscosidad de fluido (**μ**), la caída de presión (**ΔP**), el área transversal de flujo (**A**) y la longitud del sistema (**L**).¹ La ecuación es la siguiente:

$$q = \frac{K A \Delta p}{\mu L} \quad (1.1)$$

1.1.3 Saturación de fluidos

Es la relación del volumen que un fluido ocupa en un espacio poroso. Esta medida es importante para conocer la cantidad de agua, petróleo y gas existente en la roca.²

$$S_x = \frac{V_x}{V_p} \quad (1.2)$$

donde:

S_x, saturación del Fluido x, (ya sea Agua, Petróleo, Gas).

V_x, volumen del fluido x.

V_p, volumen poroso.

1.1.4 Permeabilidad efectiva y relativa

A continuación se definen la permeabilidad efectiva y la permeabilidad relativa.

1.1.4.1 Permeabilidad efectiva: Es la conductividad de un material poroso a una fase cuando dos o más fases están presentes y también se mide en darcy. Cuando dos o más fases están fluyendo simultáneamente en un medio poroso permeable, la permeabilidad efectiva a una fase dada es menor que la permeabilidad absoluta y es función de la saturación de la fase.²

1.1.4.2 Permeabilidad relativa: Es la relación o razón entre la permeabilidad efectiva y la permeabilidad absoluta.²

1.1.5 Temperatura del yacimiento

El gradiente geotérmico es definido como el gradiente de temperatura existente por debajo de la superficie de la tierra, tomando la temperatura en la superficie como la temperatura ambiental promedio. Dado que la temperatura en un yacimiento en particular es controlada por el gradiente geotérmico existente en el área, esta permanece constante a lo largo de la vida del yacimiento, lo que significa que todos los procesos en el yacimiento son isotérmicos.² A menos que se implanten procesos térmicos.

1.1.6 Propiedades PVT para los sistemas de hidrocarburos

Para poder reconocer qué tipo de crudo se encuentra en el yacimiento se le deben realizar a este una serie de pruebas en el laboratorio con la finalidad de conocer ciertas propiedades físicas, tales como: Presión en el punto de burbujeo (P_b), Factor volumétrico del petróleo (B_o), Relación del gas disuelto en el petróleo (R_s), Coeficiente de compresibilidad isotérmico ($C_o|_t$) y la viscosidad de crudo (μ_o). Para el agua y el gas se miden propiedades similares.

1.1.6.1 Presión de burbujeo P_b

Es la presión a la cual aparece la primera burbuja de gas.³

1.1.6.2 Factor volumétrico del petróleo (B_o)

Es definido como la relación del volumen de petróleo (más su gas en solución) a condiciones del yacimiento con respecto al volumen de petróleo a condiciones estándar. Tiene unidades de (BY/BN).³

1.1.6.3 Relación del gas disuelto en el petróleo (R_s)

Es el volumen de gas, en pies cúbicos estándar (PCN), que se disolverá en un barril de petróleo del tanque (BN) a unas condiciones dadas de presión y temperatura. Tiene unidades de (PCN/BN).³

1.1.6.4 Compresibilidad isotérmica ($C_o |_t$):

La compresibilidad isotérmica de una sustancia es dada por la siguiente ecuación:

$$C = -\frac{1}{v} \frac{dv}{dp} \quad (1.3)$$

donde:

C, compresibilidad isotérmica.

V, volumen.

P, presión.

La ecuación describe el cambio de volumen a medida que la presión varía, mientras se mantiene la temperatura.⁴

1.1.6.5 Viscosidad del petróleo (μ_o)

La viscosidad es una propiedad del fluido y ésta ofrece resistencia al movimiento relativo de sus moléculas. Los principales parámetros que afectan la viscosidad son la temperatura y la presión.³

1.1.7 Índice de productividad

La relación entre la tasa de producción de un pozo y la caída de presión en la formación expresa el concepto de índice de productividad, **J**. Igualmente, el índice de productividad es

una medida de su capacidad de producir, y es una propiedad de los pozos que es comúnmente medida.⁵

$$J = \frac{q_o}{(P_e - P_{wf})} \quad (1.4)$$

donde:

q_o , tasa de producción del pozo,

P_e , presión estática del yacimiento o la presión promedio del área de drenaje.

P_{wf} , presión de fondo fluyente del pozo.

En algunos pozos el índice de productividad es directamente proporcional a la presión diferencial ($P_e - P_{wf}$) de fondo, por lo tanto éste permanecerá constante. En otros pozos, a altas tasas de flujo la proporcionalidad no se mantiene y el índice de productividad disminuye. La causa de esta disminución puede ser debida a diversos factores: a) turbulencia a altas tasas de flujo, b) disminución en la permeabilidad del petróleo debido a la presencia de gas libre resultante de la caída de presión en el pozo, c) aumento de la viscosidad del petróleo con la caída de presión por debajo del punto de burbujeo, d) reducción de la permeabilidad debido a la compresibilidad de la formación.

En la práctica los valores del índice de productividad son variados dependiendo de las características de cada pozo y de la zona donde se encuentre el pozo. En base a una experiencia general se han fijado los siguientes valores como indicativos de índice de productividad de un pozo⁶:

Tabla 1.1 Valores de índices de productividad basados en la experiencia de campo⁶

$J < 0.5$ BPD/lpc	Es un J bajo.
-------------------	-----------------

$0.5 \leq J \leq 1.5$ BPD/lpc	Es un J intermedio.
$J > 1.5$ BPD/lpc	Es un J alto.

1.2 CONCEPTOS BÁSICOS RELACIONADOS AL SISTEMA DE PRODUCCIÓN

Esta sección está estructurada tomando en cuenta dos fases primordiales en el comportamiento del sistema de producción. La primera fase es el comportamiento de afluencia o curva de oferta de fluidos (Yacimiento-Perforaciones); y el segundo es la curva de demanda de fluidos (Perforaciones-Cabezal).

1.2.1 Curva de oferta de fluidos (IPR)⁷

La Relación de Comportamiento de Afluencia o IPR (“Inflow Performance Relation”) normalmente es usada para definir la relación entre la tasa de petróleo en la superficie (q_o) y la presión de fondo fluyente en el punto medio de las perforaciones (P_{wf}) y representa la habilidad que tiene un yacimiento para aportar fluidos a un determinado pozo.⁷ Generalmente esta relación se representa por un gráfico de q_o versus P_{wf} .

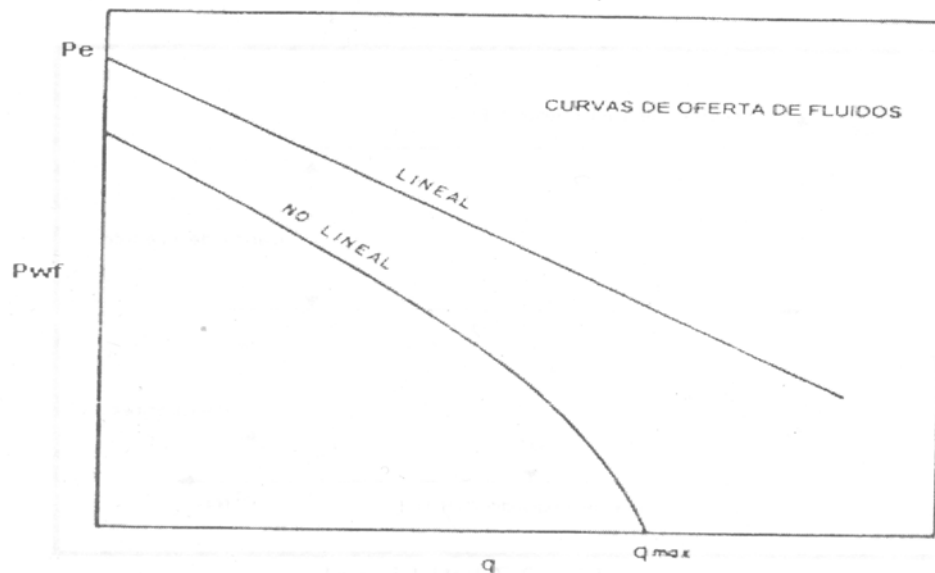


Fig. 1.1 Curva de comportamiento de afluencia (IPR)

El flujo desde el yacimiento hasta las perforaciones se puede obtener utilizando las ecuaciones propuestas por Darcy para el flujo en un medio poroso. Utilizar esta ecuación para predecir el comportamiento de afluencia del yacimiento puede generar resultados

erróneos, a menos que se puedan realizar predicciones confiables del flujo de fluidos a través de la formación productora, es decir, se tenga conocimiento de las condiciones de presión, de las propiedades de los fluidos y del medio poroso con un buen grado de certeza.

Por lo tanto, desde los comienzos de las prácticas de pruebas a los pozos, muchos esfuerzos se han concentrado en la formulación de simples ecuaciones que expresen el comportamiento de afluencia del yacimiento (**IPR**). Algunas de las ecuaciones de comportamiento de afluencia más utilizadas son:

- Método lineal.
- Método de Vogel.
- Método de Fetkovich.

Es importante señalar que estas ecuaciones son de carácter empírico.

1.2.2 Curva de demanda de fluidos (TPR)⁵

Es la curva de demanda de los pozos; esta curva es totalmente independiente de la curva de oferta de fluidos, pero dado que el volumen de fluido que aportará un yacimiento a un determinado pozo aumenta a medida que la presión de fondo fluyente en el pozo disminuye, y a su vez la tubería de producción va a necesitar una mayor presión de fondo fluyente para poder producir el mismo volumen, entonces debe existir una presión única de fondo fluyente para la cual la presión que ofrece el yacimiento sea igual a la presión que demande el pozo. Esta presión única de fondo fluyente es la intercepción entre el IPR y el TPR y se conoce como presión de flujo natural.

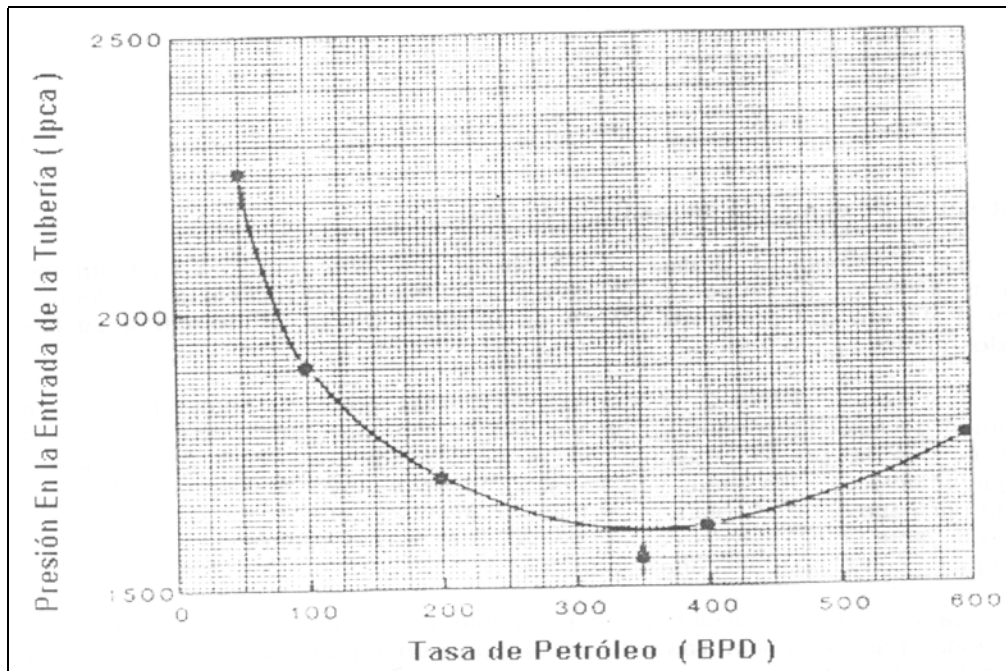


Fig. 1.2 Curva de demanda de los pozos

1.2.3 Comportamiento de flujo vertical⁶

Para un valor dado de presión de fondo fluyente (P_{wf}), la formación producirá petróleo, agua y gas hacia el pozo a una cierta tasa. La pregunta que ahora debe ser respondida es: ¿La caída de presión generada a lo largo de toda la tubería producción va a permitir producir el volumen deseado de fluidos?

La presión en el fondo de la tubería está compuesta por:

- La contrapresión en el cabezal (THP), ejercida en la superficie desde el reductor hasta el separador de producción.
- Las pérdidas de presión a lo largo de la tubería de producción.

Estas pérdidas de presión son función de la tasa de producción, de las características de los fluidos fluyentes y de los componentes del sistema de producción (diámetros de tubería,

estranguladores, etc.). Para la predicción de la presión en uno de los extremos de la tubería de producción, se debe considerar qué tipo de flujo está ocurriendo; si el flujo a través de la tubería de producción es **flujo monofásico** (petróleo, agua o gas), existen técnicas sencillas para determinar el perfil de presiones a través del sistema de producción. No así para el **flujo multifásico**, como generalmente ocurre en los pozos productores, donde el gas libre y el agua fluyen conjuntamente con el petróleo en pozos petrolíferos, o agua y líquidos condensados fluyen conjuntamente con el gas en pozos gasíferos. ⁶

La presencia de un **flujo multifásico** complica considerablemente el cálculo de la caída de presión en cualquier componente del sistema, ya que se producen cambios de fases en los fluidos fluyentes con cambios de la presión promedio. Esto origina cambios en las densidades, velocidades, volumen de cada fase y propiedades de los fluidos. La temperatura también juega un papel muy importante en el flujo a través de tuberías, principalmente en el flujo vertical, debido a la gran diferencia entre la existente en el fondo del pozo y la de superficie. Todos los cambios de estado de la fase líquida y gaseosa, que ocurren a lo largo de la tubería de producción, forman configuraciones geométricas denominadas **patrones de flujo o regímenes de flujo**.

1.2.3.1 Patrones de flujo o regímenes de flujo vertical

1.2.3.1.1 Flujo monofásico: se refiere al de una sola fase líquida sin gas libre. La presión en la tubería es aún mayor que la presión de burbujeo.

1.2.3.1.2 Flujo burbuja: este tipo de régimen de flujo tiene lugar debido al agotamiento de la presión en la tubería de producción, lo cual causa la formación de burbujas de gas, las cuales se dispersan en el líquido (fase continua), siendo la distribución aproximadamente homogénea a través de la sección transversal de la tubería. La reducción en la densidad da como resultado un aumento en la velocidad, con la cual la fricción asume más importancia. La fuerza de flotación de las burbujas causa una diferencia entre la velocidad del gas (que sube a diferentes velocidades dependiendo del diámetro de la burbuja) y la velocidad del líquido (que sube a una velocidad más o menos constante), produciendo un aumento en la

densidad aparente del fluido, basada en la relación gas-líquido medida en la superficie. El gas permanece menos tiempo en la tubería que el líquido y excepto por su densidad, tiene muy poco efecto sobre el gradiente de presión. Este régimen es dividido en flujo burbuja y flujo disperso. El primero ocurre a tasas relativamente bajas de líquido y se caracteriza por desplazamiento entre las fases de gas y líquido mientras que el segundo ocurre a tasas relativamente altas de líquido, logrando esta fase arrastrar burbujas de gas.

1.2.3.1.3 Flujo tapón: dicho régimen de flujo comienza cuando las burbujas de gas aumentan de tamaño y se vuelven más numerosas, por lo que las burbujas más grandes se deslizan hacia arriba a mayor velocidad que las pequeñas, arrastrando a las mismas. Puede llegarse a una etapa en la cual estas burbujas son del diámetro de la tubería de producción y el régimen de flujo ha llegado a ser tal, que los tapones de líquido que contiene pequeñas burbujas de gas están separados entre sí por bolsas de gas que ocupan toda la sección transversal de la tubería de producción, excepto por una película de líquido que se mueve relativamente despacio a lo largo de la pared de la tubería. Estas condiciones se conocen como flujo por tapones o baches. La velocidad del gas es siempre mayor que la del líquido. Esta diferencia de velocidades origina no solo pérdidas de presión por fricción contra la pared de la tubería, sino también una cantidad de líquido retenido en la tubería que afectará notablemente la densidad de la mezcla fluyente. Tanto la fase gaseosa como la líquida influyen significativamente en el gradiente de presión.

1.2.3.1.4 Flujo anular: se produce cuando las burbujas de gas se expanden y atraviesan los tapones de líquidos más viscosos, originando que el gas forme una fase continua cerca del centro de la tubería, llevando hacia arriba pequeñas gotas de líquido en ella, y a lo largo de la tubería se produce una película de líquido que se mueve hacia arriba.

1.2.3.1.5 Flujo espuma: si el líquido tiene tensión interfacial alta, las burbujas no se unen. En su lugar, el gas y el líquido se combinan para formar una espuma perdurable. Cuando esto ocurre, el fluido es muy ligero, no hay diferencia entre las velocidades del líquido y del gas, pero la fricción es muy grande. Cuando se trata de crudos con menos de 14° API, o

emulsiones con más de 90 % de agua, la espuma que se forma causa problemas de producción, separación y medición.

1.2.3.1.6 Flujo neblina: finalmente, a medida que la velocidad del gas continúa aumentando (a causa de la reducción de presión), se produce una inversión en el medio continuo. El gas pasa a ser el medio continuo y el flujo pasa a condición neblina, es decir, el líquido fluye en forma de pequeñas gotas suspendidas en una fase gaseosa continua, por lo que no se considera deslizamiento entre fases. La mezcla es muy liviana, pero existe una diferencia entre el gas y el líquido. La fricción no tiene importancia en este tipo de flujo. En este régimen se observa una película de líquido que cubre la pared interna de la tubería, por lo que algunos autores lo llaman régimen anular-neblina. Esta película facilita el avance del gas afectando la rugosidad efectiva de la tubería. El efecto de líquido no se toma en cuenta en los cálculos de las pérdidas de energía por fricción y en general la fase gaseosa es la que gobierna la caída de presión total a lo largo de la tubería.

Es posible encontrar uno o varios regímenes de flujo en un pozo. La secuencia de formación de los diferentes regímenes de flujo puede variar con respecto a lo discutido anteriormente.

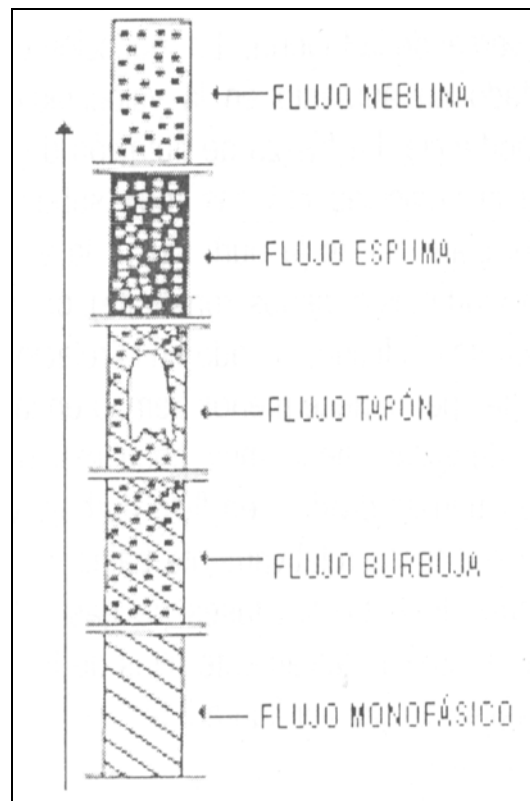


Fig. 1.3 Regímenes de flujo

1.2.4 Curvas de gradiente de presión ⁶

Las curvas de gradiente de presión de un fluido es el perfil de presiones que tiene este a lo largo de la tubería por donde viaja. Dicha curva permite visualizar la variación de la presión del fluido en todos los puntos de la tubería. Las curvas de gradiente se pueden clasificar de la siguiente manera:

1.2.4.1 Curvas de gradiente estático: Ocurre cuando el pozo no fluye, por lo que las curvas de gradiente para la fase líquida son líneas rectas y para la fase gaseosa son curvas.

1.2.4.2 Curvas de gradiente dinámico: También conocidas como curvas de presión de fondo fluyente para el flujo multifásico en tuberías verticales, describen la forma en que varía la presión dentro de la tubería de producción de un pozo produciendo fluidos. Estas curvas de gradiente toman en cuenta los efectos gravitacionales, los efectos debido a la fricción y a la aceleración, la existencia de deslizamiento de fases y de los regímenes de flujo. También

introducen complicaciones en el análisis del flujo multifásico y requiere que se desarrollen conceptos y metodologías para la obtención del gradiente de presión.

Un gran número de investigadores han presentado curvas de gradiente presión-profundidad, tratando el problema del flujo multifásico vertical, algunos en forma de correlaciones matemáticas y otros en formas de correlaciones empíricas.

A continuación se presentan los fundamentos utilizados por las correlaciones matemáticas para predecir las caídas de presión a lo largo de la tubería de producción.

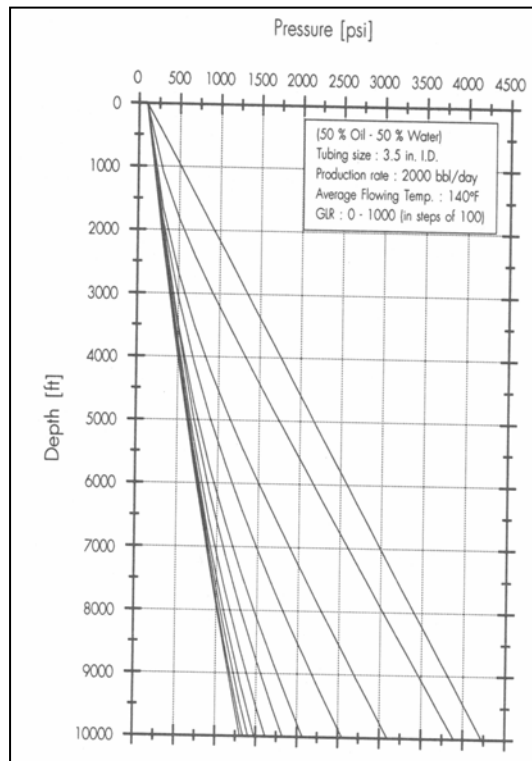


Fig. 1.4 Curvas de gradiente de presión

1.2.5 Cálculo del gradiente de presión ⁸

Existen simuladores que calculan las caídas de presión a través de la tubería de producción. Uno de ellos es el programa de la compañía Schlumberger, **VFPI** (“Vertical Flow Performance”) utilizado por ECLIPSE100[®]. A continuación se presentan los componentes de las caídas de presión y los fundamentos para el cálculo de ésta, según la formulación de este programa que será el utilizado en este trabajo.

El incremento de la presión (ΔP) a medida que aumenta la profundidad es la suma de:

- El gradiente de presión Hidrostático (Ph)
- Las pérdidas de presión por fricción (Pf)
- Las pérdidas por aceleración (Pa).

Por lo tanto:

$$\Delta P = \Delta Ph + \Delta Pf + \Delta Pa \quad (1.5)$$

1.2.5.1 Gradiente de presión hidrostática cuando los pozos están fluyendo

El gradiente de presión hidrostática (ΔPh) depende de la densidad de la mezcla que esté fluyendo. La siguiente ecuación expresa la relación existente entre ambos:

$$\Delta Ph = \frac{g}{144 g_c} \rho_m \text{Long}_{step} \quad (1.6)$$

donde:

ΔPh , gradiente de presión hidrostático (**lpc**);

g , aceleración gravitacional ($32 \frac{pie}{seg^2}$);

g_c , factor de conversión ($32.2 \frac{lbm \cdot pie}{lbf \cdot seg^2}$);

ρ_m , densidad de la mezcla ($\frac{lbm}{pie^3}$)

$Long_{step}$, valor del incremento en la profundidad en cada paso (**pie**);

La densidad de la mezcla depende de las densidades de cada una de las fases en la mezcla, así como de la fracción de gas presente. Por lo tanto, la densidad se expresa de la siguiente manera:

$$\rho_m = H_g \rho_g + (1 - H_g) \rho_l \quad (1.7)$$

donde:

ρ_m , densidad de la mezcla

H_g , fracción de volumen de gas

ρ_g , densidad de la fase gaseosa

ρ_l , densidad de la fase líquida que a su vez puede estar compuesta por agua y petróleo

La fracción del volumen de gas es determinada a través de las correlaciones de flujo. Cuando el caso más simple está presente (flujo homogéneo), donde el gas y el líquido fluyen con la misma velocidad (como en el régimen de flujo neblina), la fracción de gas es dada mediante:

$$H_g = \frac{q_g}{q_g + q_l} \quad (1.8)$$

donde:

q_g , tasa de flujo volumétrico de gas ($\frac{pie^3}{seg}$)

q_l , tasa de flujo volumétrico de líquido ($\frac{pie^3}{seg}$)

Pero en general existe deslizamiento entre la fase gaseosa y la fase líquida. La velocidad de deslizamiento depende de las propiedades y de las tasas de flujo de las fases. Las correlaciones de flujo multifásico toman en cuenta estos factores para calcular la fracción volumétrica del gas.

Las fases de agua y petróleo son tratadas como una sola fase, llamada fase líquida combinada. Con la excepción de la viscosidad, las propiedades de la fase líquida son calculadas como promedios ponderados de las correspondientes propiedades de la fase petróleo y fase agua.

1.2.5.2 Cálculos de pérdidas de presión por fricción

Las pérdidas de presión por fricción (ΔP_f) vienen expresadas de la siguiente forma:

$$\Delta P_f = \frac{dP_f}{d_L} Long_{.step} \quad (1.9)$$

donde:

$\frac{dP_f}{d_L}$, caída de presión por fricción por unidad de longitud del eductor

$Long_{.step}$, valor del incremento en la profundidad en cada paso (pie)

El gradiente de pérdida de presión por fricción ($\frac{dP_f}{d_L}$) es calculado mediante el uso de las correlaciones de flujo multifásico.

1.2.5.3 Cálculo de las pérdidas de presión por aceleración

Las pérdidas de presión por aceleración (ΔP_a) vienen expresadas de la siguiente forma:

$$\Delta P_a = \frac{\rho_m V_m \Delta V_m}{144 g_c} \quad (1.10)$$

donde:

ΔP_a , pérdidas de presión por aceleración

V_m , velocidad del flujo de la mezcla

ΔV_m , cambio de la velocidad del flujo de la mezcla por unidad de longitud

g_c , factor de conversión ($32.2 \frac{lbm \cdot pie}{lbf \cdot seg^2}$).

El programa **VFPI**, en vez de calcular este término directamente, sigue el método planteado por Orkiszewski, asumiendo que las pérdidas por aceleración solo son importantes en el régimen de flujo neblina o en el flujo de gas. Por lo tanto, debido a que se consideran estas pérdidas de presión solo cuando están presentes los regímenes anteriores, se puede utilizar la ley de los gases de la siguiente manera:

$$\frac{\rho_m V_m \Delta V_m}{144 g_c} = \frac{W_m q_g \Delta P}{144 g_c A^2 P} \quad (1.11)$$

donde:

W_m , flujo másico de la mezcla

A^2 , cuadrado del área transversal del eductor o del espacio anular y el resto de las variables ya han sido definidas.

Por lo tanto, la **Caída de Presión Total** (ΔP) viene expresada como:

$$\Delta P = \frac{\Delta Ph + \Delta Pf}{\left(1 - \frac{W_m q_g}{144 g_c A^2 P}\right)} \quad (1.12)$$

Si el denominador es cero o negativo, se presenta un comportamiento no realista, por lo que el flujo es detenido. Si esto ocurre, el programa **VFPI** abandona los cálculos y envía un mensaje de alerta.

1.2.6 Correlaciones de flujo multifásico

Como es mencionado anteriormente las correlaciones de flujo multifásico son utilizadas para calcular: la fracción del volumen de gas y las caídas de presión por fricción.

Las correlaciones utilizadas por el programa **VFPI** son:

- Aziz, Govier & Fogarasi
- Gray
- Orkiszewski
- Hagedorn & Brown
- Beggs & Brill
- Mukherjee & Brill
- Petalas & Aziz

Estas correlaciones están basadas principalmente en reconocer qué tipo de patrón de flujo está ocurriendo en la tubería de producción y a su vez poder calcular las caídas de presión por fricción. Por lo tanto para utilizar el programa **VFPI** se deben tomar en cuenta las siguientes consideraciones de manera de poder seleccionar la correlación adecuada de acuerdo al caso que se presente. Una opción importante de este programa es que pueden usarse distintas correlaciones a lo largo de la tubería de producción.

Cuando la correlación de Orkiszewski o la correlación de Aziz et al. son usadas, las pérdidas de presión por aceleración son calculadas si sólo está presente el flujo simple de gas o en el régimen de flujo neblina.

Si se utiliza la correlación de Hagedorn & Brown, las pérdidas por aceleración van a ser calculadas usando la correlación de Orkiszewski.

Con la correlación de Beggs & Brill, se calcula la caída de presión en todos los regímenes de flujo, pero en general éste puede ser sólo significativo cuando está presente flujo a altas velocidades con una fracción de gas substancial.

Con la correlación de Gray sólo se realizan los cálculos para pozos en los que fluya gas condensado y las pérdidas por aceleración son calculadas para el régimen de flujo de gas y para el flujo de dos fases.

Las pérdidas de presión por aceleración causan que el flujo se detenga, cuando la velocidad de la mezcla alcanza la velocidad del sonido en un gas ideal. Esta limitación, sin embargo, no es lo suficientemente estricta considerando la mezcla de dos fases. Primero, la pérdida por aceleración es sólo aplicada a un número limitado de regímenes de flujo; y segundo, la velocidad del sonido en una mezcla de dos fases puede ser substancialmente menor que cuando sólo está presente gas.

1.3 LEVANTAMIENTO POR INYECCIÓN DE GAS (LAG) ⁹

El levantamiento artificial por gas es un método que utiliza gas a presión como medio de levantamiento, produciendo una columna más ligera (flujo continuo), o inyectando gas por debajo de un tapón de líquido acumulado en un período relativamente corto de tiempo para empujarlo hacia la superficie (flujo intermitente).

Todos los pozos que se quieran tratar con levantamiento artificial por gas deben poseer una fuente de gas. Comúnmente se utilizan sistemas cerrados de gas, los cuales constan de compresores que se encargan de aumentar la presión del gas para realizar la reinyección al pozo.

El pozo puede trabajar con el gas asociado al petróleo y a veces el mismo es capaz de satisfacer todos los requerimientos. Esto ocurre ya que el pozo arrojará cierta cantidad de gas mayor a la inyectada, aunque, si es necesario el uso de una fuente externa para la administración de gas, debe disponerse.

Para que se aplique el levantamiento artificial por gas es muy importante tomar en cuenta la profundidad del pozo y las características del crudo, ya que estos parámetros afectarán directamente el cálculo de la presión de inyección.

El levantamiento artificial por gas puede ser utilizado también en pozos que en un tiempo producían por flujo natural y que posteriormente se requiera su reactivación de una manera rápida y económica.

El LAG es probablemente el más flexible de todos los métodos de levantamiento artificial. El diseño de una instalación de LAG puede ser llevado a cabo considerando las condiciones cambiantes del pozo con respecto a las tasas de producción y a las profundidades de levantamiento. Un caso extremo puede ser el empleo de LAG para un pozo que produzca por empuje de gas en solución con una rápida declinación de la presión del yacimiento. La instalación debe ser lo suficientemente flexible para permitir el flujo continuo desde un punto

de inyección relativamente alto para después permitir una operación intermitente desde el fondo del pozo cuando se requiera una declinación de la presión de fondo.

El LAG es uno de los mejores métodos de levantamiento para el manejo de pozos que presentan arenamiento. Ofrece la ventaja de dejar totalmente libre la sarta de producción para poder "correr" herramientas de registros, limpiar el hoyo, etc., lo cual puede ser llevado a cabo a través de guaya fina. Pozos con altas relaciones gas-petróleo (RGP) no representan un serio problema para la aplicación del LAG. Este método también es aplicable en pozos con completaciones múltiples.

El costo inicial del equipo es menor que el de cualquier otro método de levantamiento artificial si se dispone de gas a alta presión y generalmente esta condición se sigue cumpliendo aun cuando se requiera la instalación de una estación compresora. El bajo costo de operación asociado con el LAG es un factor importante en pozos profundos, pozos con arenamiento, pozos con alto corte de agua, pozos con eductores bastante reducidos y en pozos con variaciones de la altura de levantamiento.

Una instalación de LAG debe estar diseñada para adaptarse a las condiciones específicas del pozo y del yacimiento involucrado. La versatilidad del LAG permite el diseño de instalaciones que concurren con las condiciones de cambio que se vayan dando a la par del agotamiento del pozo. La selección de los equipos tales como el tipo de válvula de LAG, el tipo de instalación requerida, la presión de trabajo de las válvulas, su espaciamiento, el diámetro de la tubería y el equipo de superficie variará de acuerdo con cada pozo.

El diseño de un sistema de inyección continua de gas debe comprender la determinación del espaciamiento entre las válvulas, la profundidad de inyección y la presión de inyección del gas usado para aligerar la columna de fluido en el pozo. El estudio de un sistema de flujo por inyección continua de gas consiste en determinar el comportamiento de un pozo cuando se aligera la carga dentro de él y se estabiliza la operación. Este estudio se realiza a partir de un diseño previo.

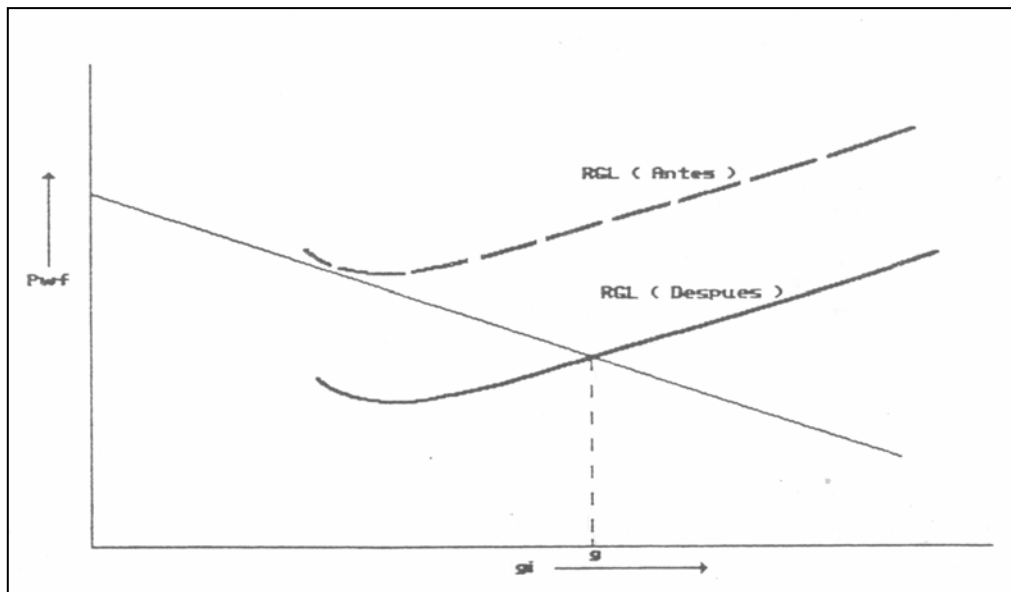


Fig. 1.5 Efecto de la inyección de gas

1.3.1 Levantamiento por inyección continua de gas

La inyección de gas en forma continua tiene como objetivo aligerar la columna de fluido inyectando gas a través de un punto en la tubería. Al realizar la inyección de gas, la relación gas-petróleo aumenta causando que la curva TPR se mueva hacia abajo y a la derecha, y así puede interceptar la curva IPR, como se observa en la figura 1.5.

Cuando se inyecta gas desde el fondo de la tubería, el peso de la columna de fluidos disminuye, pero aumenta las caídas de presión por fricción.

Controlando la cantidad de gas que se inyecta, un pozo puede producir entre su tasa por flujo natural y su tasa máxima.

El flujo continuo es utilizado en pozos con un índice de productividad alto y con presión de fondo alta.

Para la inyección del gas se utiliza el espacio anular que existe entre el revestidor y la tubería de producción. Las válvulas de LAG son instaladas en la tubería de producción y permiten el paso del gas desde el espacio anular hacia la tubería de producción.

1.3.1.1 Consideraciones para el diseño y optimización en sistemas de LAG continuo

Para el óptimo funcionamiento y diseño de un sistema de levantamiento por inyección continua de gas se deben seleccionar diversos valores de presión de inyección de superficie, presión del separador, diámetro de tubería, diámetro de la línea de flujo, para luego optimizar cada uno de los parámetros a partir de análisis de sensibilidades de producción. Algunos sistemas gráficos que relacionen la tasa de producción con los parámetros de inyección pueden ser necesarios para realizar una decisión lógica y así obtener el óptimo funcionamiento del sistema. Con la finalidad de analizar eficientemente la dinámica de sistemas asociados a LAG continuo, uno de los principales parámetros de inyección que se relaciona con la tasa de producción es la relación gas inyectado-líquido, permitiendo obtener la tasa de inyección de gas asociada a la máxima producción de fluido.

Como el gas, después de inyectado, y el fluido del yacimiento alcanzan la superficie, se debe contar con suficiente presión en el cabezal del pozo para mover los fluidos hasta el separador. Una cantidad de gas adicional podría causar un incremento en la presión y por lo tanto reducir la producción del fluido del yacimiento. Líneas de flujo de diámetro suficientemente grande podrían permitir alcanzar el mínimo gradiente de presión en la tubería de producción.

La presión del separador es muy importante en el estudio del comportamiento de las instalaciones de levantamiento artificial por inyección continua de gas. Dependiendo de las condiciones del sistema, una disminución en la presión del separador puede o no afectar la tasa de flujo del pozo. La presión en el revestidor también afecta la tasa de producción del pozo.

Hay dos efectos del incremento del corte de agua sobre el comportamiento de un sistema de levantamiento artificial por inyección continua de gas. Uno es la alta densidad del agua comparada con la del petróleo. El otro, y principal, es el efecto causado por la baja relación gas líquido por debajo del punto de inyección de gas debido a la producción de agua, lo cual causa un incremento en la densidad del fluido del pozo, y por lo tanto se requerirá mayor

presión para levantar los fluidos hasta la superficie. El efecto del corte de agua sobre sistemas de levantamiento por inyección continua de gas dependerá del tipo de yacimiento que se está explotando mediante el pozo productor.

1.3.2 Levantamiento por inyección intermitente de gas

En el levantamiento artificial por gas en Flujo Intermitente (LAGI), se realiza la inyección de gas por un período de tiempo para luego detener dicha inyección. Este ciclo se repite cuantas veces sea necesario para optimizar la producción de petróleo. En este tipo de levantamiento artificial por gas no se aligera la columna de fluidos, sino que se utiliza la energía del gas para realizar el levantamiento.

El levantamiento artificial por gas en flujo intermitente es aplicable generalmente para pozos que presentan un bajo índice de productividad, ya que un pozo con estas características es sinónimo de tasas de producción bajas. El levantamiento artificial por gas en flujo intermitente es capaz de poner a producir pozos con estas características, levantando su producción a los objetivos trazados.

1.3.3 Ventajas y Desventajas de cada uno de los métodos de levantamiento por inyección de gas

1.3.3.1 Flujo continuo

1.3.3.1.1 Ventajas:

- Maximiza el uso del gas disponible en el reservorio.
- Maneja grandes volúmenes de producción fácilmente.
- Puede centralizarse el equipo.
- Pueden manejarse fácilmente el agua y el sedimento.
- Pueden recuperarse las válvulas usando guaya o tubería

1.3.3.1.2 Desventajas:

- Se debe disponer de una fuente de gas.

1.3.3.2 Flujo intermitente

1.3.3.2.1 Ventajas:

- Puede obtenerse menor presión de fondo que en flujo continuo y con menor relación de gas de inyección.
- Puede centralizarse el equipo.
- Pueden recuperarse las válvulas, usando guaya o tubería.

1.3.3.2.2 Desventajas:

- La tasa de producción máxima es limitada.
- Causa intermitencias en el equipo de superficie.
- Debe disponerse de una fuente de gas.

1.3.4 Optimización de la inyección de gas ¹⁰

En pozos que producen por sistemas de levantamiento por inyección de gas se presenta un comportamiento de la curva de gradiente de presión diferenciado en dos tramos. Uno por debajo del punto de inyección hasta las perforaciones, donde la tasa de gas viene dada por el aporte de gas del yacimiento. El otro tramo de la curva de gradiente de presión es desde la profundidad de la válvula de inyección hasta la superficie. En este tramo la tasa de gas del flujo multifásico viene dado por el aporte de gas del yacimiento más el gas de inyección relacionado con el método de producción.

En análisis de sistemas que producen por inyección de gas se asumen varias tasas de producción de petróleo, para luego calcular la tasa de producción de equilibrio del pozo para cada tasa de inyección supuesta, a partir de correlaciones de flujo multifásico y del análisis del sistema de producción.

Luego de obtener las tasas de petróleo de equilibrio para cada una de las tasas de inyección supuestas, se representan las tasas de producción (q_o) vs. las tasas de inyección de gas (q_{iny}), lo cual teóricamente debe presentar un máximo punto de producción de líquido que será la tasa de producción óptima del pozo a cada profundidad de inyección dada, y la tasa de inyección óptima del pozo será la correspondiente a la máxima producción posible de fluido del yacimiento.

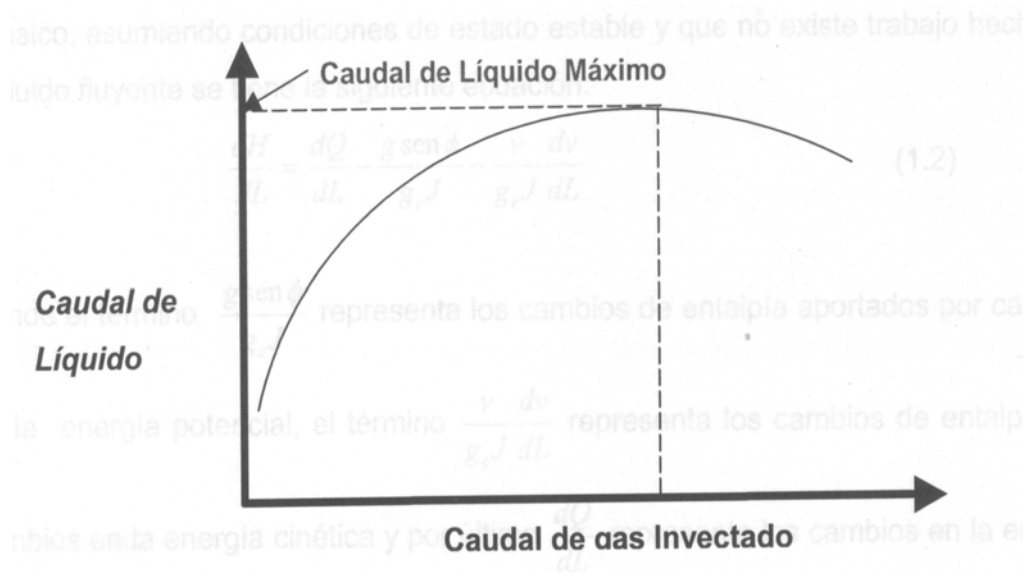


Fig. 1.6 Curva de comportamiento de la inyección de gas

1.4 CONCEPTOS BÁSICOS DE LA SIMULACIÓN DE YACIMIENTOS

La simulación de yacimientos es una tecnología de uso generalizado en la industria petrolera para evaluar el comportamiento actual y futuro del yacimiento. Hoy en día tal propósito continúa siendo el mismo, sin embargo la manera de llevarlo a cabo ha cambiado en forma determinante. Así, curvas de declinación, métodos de predicción basados en el balance de materiales, modelos físicos y otros han sido utilizados en el pasado hasta llegar, en fecha relativamente reciente, a la simulación numérica (matemática) de yacimientos. ¹¹

La simulación numérica de yacimientos se refiere a la construcción y puesta en operación de un modelo matemático cuyo comportamiento refleje adecuadamente el comportamiento real del yacimiento. Aunque el modelo mismo obviamente carece de la realidad del yacimiento, el comportamiento de un modelo válido se aproximará bastante al comportamiento real del yacimiento. ¹²

El modelo matemático completo resulta de la combinación de ecuaciones que gobiernan los procesos físicos que ocurren dentro del sistema (entre otros, el flujo de fluidos en un medio poroso), condiciones límites o de borde y condiciones iniciales. Para resolver el modelo matemático se tienen que determinar los valores de parámetros independientes que satisfagan conjuntamente las condiciones enumeradas y las ecuaciones que describen los procesos físicos.

El simulador de yacimientos es un programa de computadora que resuelve un sistema de ecuaciones diferenciales parciales, por métodos numéricos, que describen el flujo de fluidos multifásicos (agua-petróleo-gas) en un medio poroso.

Los simuladores se pueden clasificar de varias maneras:

- a. Petróleo negro.
- b. Composicionales.
- c. Térmicos.
- d. Químicos.

Acoplados con otros:

- Geomecánicos
- Modelos de flujo en tubería
- Instalaciones de superficie.

Otras clasificaciones corresponden al número de fases que puede manejar un simulador (una, dos o tres), a las direcciones de flujo (unidimensionales, bidimensionales o tridimensionales) y al tipo de formulación creado para la resolución del sistema de ecuaciones (cálculos de presión implícita – saturación explícita, todos los cálculos implícitos, etc).

1.4.1 Tipos de simuladores ¹¹

1.4.1.1 Simuladores de petróleo negro

Los simuladores de petróleo negro fueron el primer tipo de simulador desarrollado y aun son los más usados. Estos simuladores pueden simular el flujo de petróleo, agua y gas, y calcular la cantidad de gas disuelto en el petróleo pero estos modelos no pueden cambiar la composición del gas ni del petróleo a lo largo del tiempo.

1.4.1.2 Simuladores composicionales

Consideran la variación de la composición de las fases con la presión. Se utilizan para desarrollar estudios en yacimientos de gas condensado y petróleo volátil.

1.4.1.3 Simuladores térmicos

Los métodos de recuperación térmica son típicamente usados en yacimientos que contengan petróleo pesado, donde la viscosidad del petróleo es alta a la temperatura del yacimiento, pero la viscosidad puede ser reducida si se aumenta la temperatura. En este tipo de

simuladores se pueden realizar los mismos estudios que realiza un simulador de petróleo negro, pero también pueden realizar otros estudios tales como inyección de vapor, inyección de gas.

1.4.1.4 Simuladores químicos

Consideran el flujo de fluidos, el transporte de masa debido a dispersión, adsorción, filtración, cinética de reacción y cambios de comportamiento de fases. Se utilizan en procesos de inyección de surfactantes, polímeros, emulsiones, sistemas gelificantes y flujo de compuestos alcalinos.

1.4.2 Metodología para la simulación de yacimientos¹³

Para realizar la simulación de yacimiento existe una metodología muy utilizada, sintetizada por N. Sánchez et al. Esta metodología consta de los siguientes pasos:

1.4.2.1 Proceso de inicialización

El proceso de inicialización consiste en la validación del modelo de yacimiento a través del cálculo del volumen de fluido original en sitio (POES). El modelo de inicialización permite establecer la saturación de fluido inicial y la distribución de presión en el yacimiento.

1.4.2.2 Proceso para cotejo histórico del yacimiento

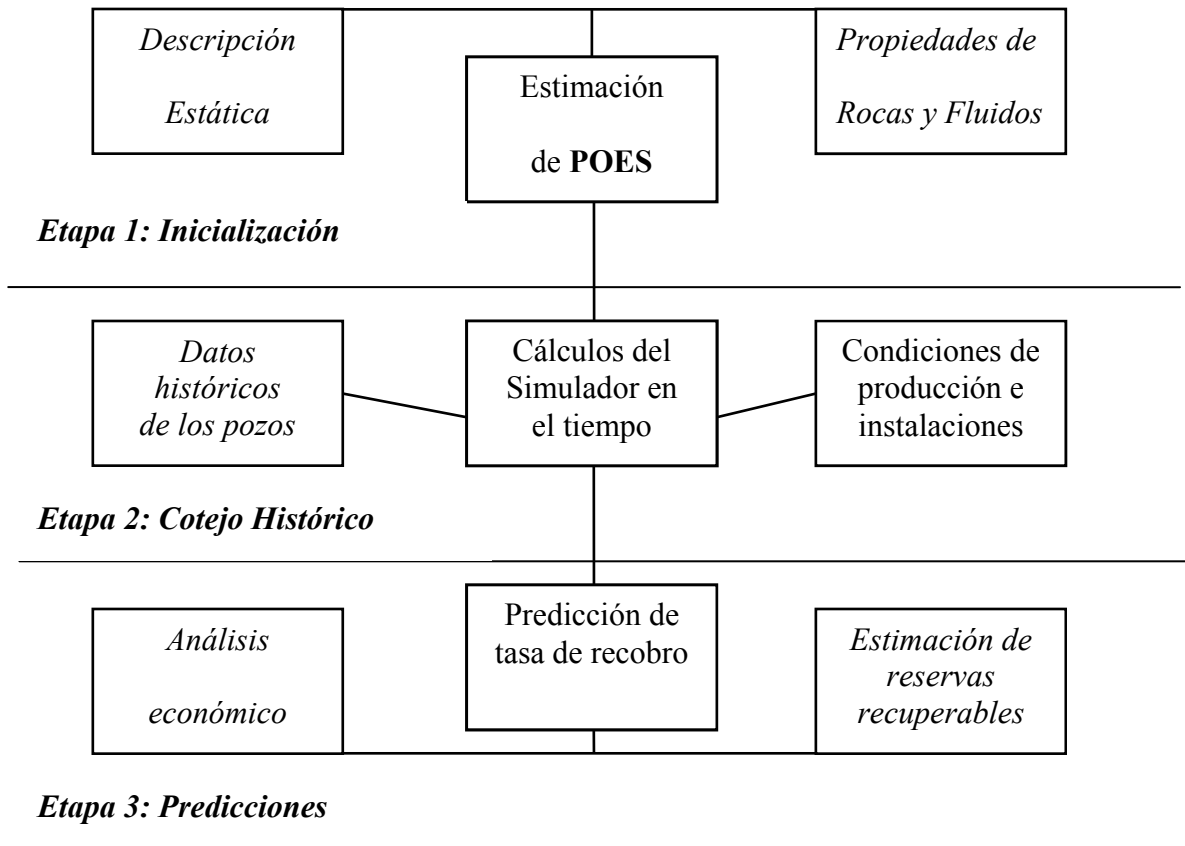
Este es un proceso para reproducir el comportamiento histórico del yacimiento. Consiste en la entrada de datos históricos como tasas de producción de petróleo y tasas de inyección de fluidos, dejando que el modelo simule el comportamiento de presión, la relación gas petróleo y el corte de agua. Para conseguir el cotejo ("match"), normalmente es necesario realizar modificaciones en ciertos parámetros del yacimiento (ya sea de carácter geológico o de los fluidos), haciendo sensibilidades para cambiar las variables requeridas hasta obtener un cotejo satisfactorio.

1.4.2.3 Proceso para la predicción del comportamiento futuro del yacimiento

Después de que se ha alcanzado un adecuado cotejo del comportamiento de la historia del yacimiento, se tiene disponible un modelo que es capaz de predecir el comportamiento futuro de éste. Las características del yacimiento, el conocimiento del ingeniero acerca del área de estudio, las pautas de producción y el programa estratégico determinará las opciones de explotación que puedan ser llevados a cabo en el yacimiento. Las siguientes son las alternativas más comunes a evaluar:

- Evaluar el comportamiento futuro del yacimiento bajo agotamiento natural, inyección de agua o gas.
- Determinar el efecto de la localización de un pozo y espaciamiento.
- Investigar el efecto de las variaciones de la tasa de inyección en el recobro.
- Definir los esquemas de completación de un pozo en yacimientos estratificados.
- Estudiar la factibilidad de un recobro adicional mediante el uso de un proceso de recuperación mejorada.

Fig. 1.7 Diagrama del proceso de simulación de yacimientos (tomado de las clases de Yacimientos V; dictadas por el Prof. Pedro Vaca)



1.4.3 Simulador de yacimientos ECLIPSE® 14

El simulador de yacimientos ECLIPSE® ofrece múltiples técnicas de simulación numérica para obtener soluciones rápidas y precisas, con todos los tipos de yacimientos y todos los grados de complejidad, geología, fluidos y esquemas de desarrollo.

ECLIPSE® provee soluciones para un amplio espectro de simulaciones de yacimiento. Algunas de las variantes de ECLIPSE que posee la compañía Schlumberger son: ECLIPSE Blackoil®, ECLIPSE Compositional® y ECLIPSE Thermal®.

El simulador ECLIPSE® viene provisto de opciones especiales tales como: “The Coal Bed Methane Model”, “Environmental Tracers”, “Flux Boundary Conditions”, “Foam Model”, “**Gas Lift Optimization**”, “Gas Field Operations” y muchas otras mas. El trabajo especial de grado consiste en estudiar la opción especial “Gas Lift Optimization”.

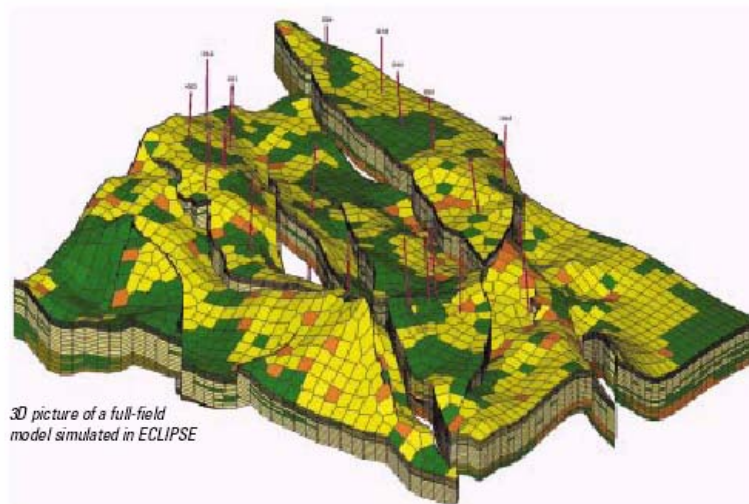


Fig. 1.8 Malla en 3D de un campo completo simulada en ECLIPSE®

CAPÍTULO 2

2.1 OPCIÓN “GAS LIFT OPTIMIZATION” DEL SIMULADOR ECLIPSE® 15

Es una opción especial del simulador ECLIPSE®. Esta opción sólo puede ser utilizada con ECLIPSE100® (Blackoil®) y su propósito es determinar cuánto gas se debe distribuir a cada pozo con el fin de obtener los objetivos de producción ya sea de un pozo, de un campo o de una red de campos. La opción “Gas Lift Optimization” la podemos usar de dos maneras:

Sin optimizar la cantidad de gas inyectado

Puede utilizar la opción sin optimizar la tasa de inyección de gas, con el propósito de:

- Asignar una cantidad fija de gas a cualquier pozo.
- Utilizar el excedente de gas producido antes de eliminarlo, siempre y cuando se pueda obtener el beneficio de mejorar la producción de petróleo.

Optimizando el gas inyectado

La opción “Gas Lift Optimization” está diseñada con la finalidad de solucionar los siguientes problemas:

- ¿Cuánto gas se le debe asignar a un pozo para obtener su objetivo de producción?
- ¿Cuál es la tasa de inyección de gas que se debe asignar a un pozo para maximizar el beneficio económico?
- ¿Cuánto gas necesita un grupo de pozos para alcanzar su objetivo de producción?
- ¿Cuánto gas debería ser distribuido entre los pozos de un grupo para maximizar la producción de petróleo?
- ¿Cuánto gas debería ser distribuido para mantener a los pozos produciendo a su tasa máxima?

La opción “Gas Lift Optimization” es aplicada a pozos que estén controlados por la presión de cabezal (THP) y bajo régimen de LAG continuo.

2.1.1 Gas lift sin optimizar la tasa de inyección

La producción de gas puede ser tratada como un excedente. Si este excedente no es distribuido, el gas puede ser reinyectado o quemado. La prioridad de este excedente de gas es proveer rentabilidad a los pozos que utilicen levantamiento artificial por gas, ya que de otro modo algunos de estos pozos deberían ser cerrados porque las limitaciones económicas son tales que la tasa de petróleo es muy baja o el corte de agua es alto. Si el proceso de inyección no tiene costos agregados, el gas puede ser provisto hasta que se obtenga la tasa máxima de producción de petróleo, siempre y cuando no viole las otras limitaciones que pueda tener el pozo.

La tabla del comportamiento del flujo vertical (ver ANEXO B), asociada con el pozo, modela el efecto del gas lift en la dinámica de los fluidos del pozo. El número del “Artificial Lift Quantity” (ALQ) en la tabla del comportamiento del flujo vertical es arbitrario. Es usado únicamente para informar a ECLIPSE® la presencia de algún método de levantamiento artificial. Como se trata de la opción “Gas Lift Optimization”, el ALQ debe ser la tasa de inyección de gas (GRAT). La tabla VFP, es construida con el programa VFPi para luego incluirlo en el archivo de datos (“dataset”) de ECLIPSE®.

El parámetro ALQ puede ser definido también como la Relación Gas Líquido Inyectado (IGLR) o como la relación Gas Líquido Total (TGLR).

Cuando no se quiere hacer uso de la opción “Gas Lift Optimization” el usuario puede fijar la tasa de inyección de gas manualmente, éste debe ser distribuido explícitamente, es decir, el usuario deberá definir el valor de la tasa de gas inyectado que desee en cada pozo. Si la tasa de inyección de gas varía frecuentemente, la actividad de colocar la tasa de inyección de gas cada cierto tiempo puede ser muy laboriosa.

2.1.2 Aplicación de la opción “gas lift optimization” a un pozo

Si existen cantidades ilimitadas de gas, la tasa de inyección óptima será en el punto A, el punto de la máxima producción de petróleo. El punto A debería ser el punto de producción

óptima sin considerar restricciones económicas. La derivada de la curva de producción de petróleo versus la tasa de inyección de gas será cero a esta tasa. Sin embargo, el gas que va a ser inyectado siempre está sujeto a costos (por ejemplo, el costo de compresión). El punto B será la tasa óptima de producción de petróleo con restricciones económicas.

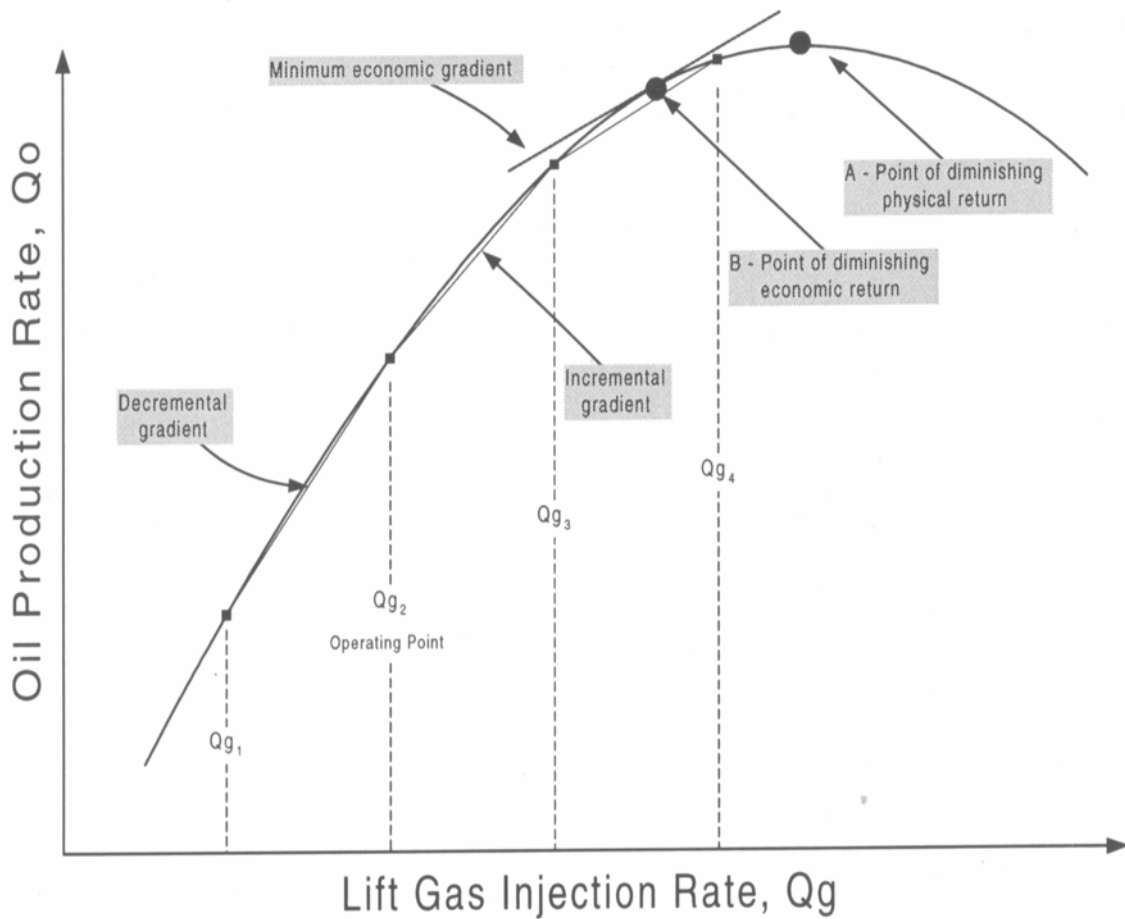


Fig. 2.1 Optimización de la tasa de petróleo para un solo pozo

El mínimo gradiente económico es expresado como ingresos de petróleo por unidad de costo del gas. Con programas que realicen modelos económicos del comportamiento de pozos se puede calcular el mínimo gradiente económico en tales unidades. ECLIPSE[®], sin embargo, no contiene características de modelaje económico; como consecuencia el mínimo gradiente económico debe ser expresado como producción de petróleo por unidad de tasa del gas inyectado, (BN/MPCN; en unidades de campo). El usuario debe calcular el mínimo gradiente económico fuera de ECLIPSE[®] y convertirlo a las unidades apropiadas.

En la práctica ECLIPSE® no calcula la derivada de la tasa de petróleo con respecto a los costos o a la tasa de inyección de gas. En lugar de esto, la tasa de inyección de gas es dividida en cantidades discretas, conocidas como incremento y la tasa de petróleo es simulada para cada incremento.

Para simular la tasa de petróleo en cada incremento se asume que las fracciones de gas y de agua no varían con la presión de fondo fluyente. Al asumir estos parámetros constantes el simulador realiza una interpolación lineal entre las tasas de producción de petróleo agregando y eliminando un incremento de gas en las tablas VFP. El incremento en la tasa de producción de petróleo obtenida al aumentar un incremento de gas es dividida entre el tamaño del incremento y esta división se conoce como gradiente creciente de la tasa de producción de petróleo. El mismo cálculo es realizado pero quitando un incremento de gas, la tasa de petróleo obtenida es dividida entre el incremento y esta división se conoce como gradiente decreciente de la tasa de petróleo. Luego, si el gradiente creciente es mayor que el mínimo gradiente económico se agrega un incremento al pozo; por el contrario, si es menor que el mínimo gradiente económico no se le asigna gas al pozo.

Si el campo o el pozo están obteniendo su objetivo de producción no se inyecta gas a los pozos. Este procedimiento es repetido por el simulador en cada paso del tiempo en aquellos pozos en los que la tasa de inyección de gas es calculada mediante la opción “gas lift optimization”.

Un factor de peso puede ser aplicado al gradiente de la producción de petróleo de cada pozo para distribuir el gas más eficientemente. En este caso ECLIPSE® compara el producto del factor de peso y el gradiente creciente de la producción de petróleo con el mínimo gradiente económico.

El simulador ECLIPSE® calcula los valores de tasa de petróleo, corte de agua y relación gas petróleo en cada paso del tiempo. Una vez conocidos estos valores el simulador realiza el siguiente procedimiento:

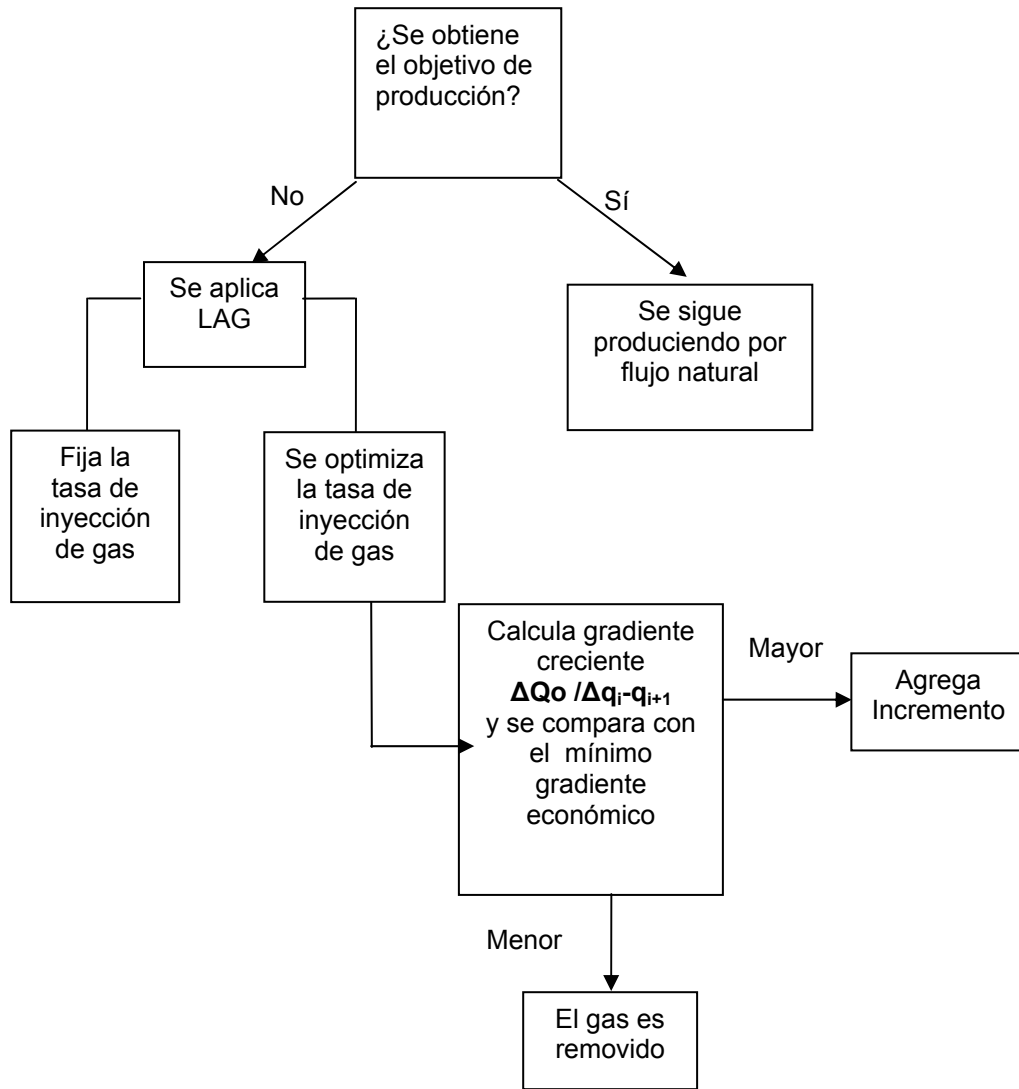


Fig. 2.2 Diagrama del proceso de optimización cuando es un solo pozo

2.1.3 “Gas lift optimization” para un grupo de pozos

Si un grupo de pozos está bajo controles en la tasa de producción y/o tiene limitaciones en la cantidad de gas total que se inyecta, ECLIPSE® distribuye el gas preferencialmente a los pozos que obtendrán el mayor beneficio.

Los incrementos de gas son redistribuidos dentro de un grupo clasificando los pozos de acuerdo al orden de sus gradientes crecientes y decrecientes de la tasa de petróleo. Si el mayor gradiente creciente pertenece al pozo 1 (W1) y es mayor que el menor gradiente

decreciente (el cual pertenece al pozo 2, W2), entonces será más rentable transferir un incremento de gas del pozo 2 al 1. Los gradientes son recalculados después de transferir el incremento y la transferencia es repetida hasta que ningún gradiente creciente exceda ningún gradiente decreciente.

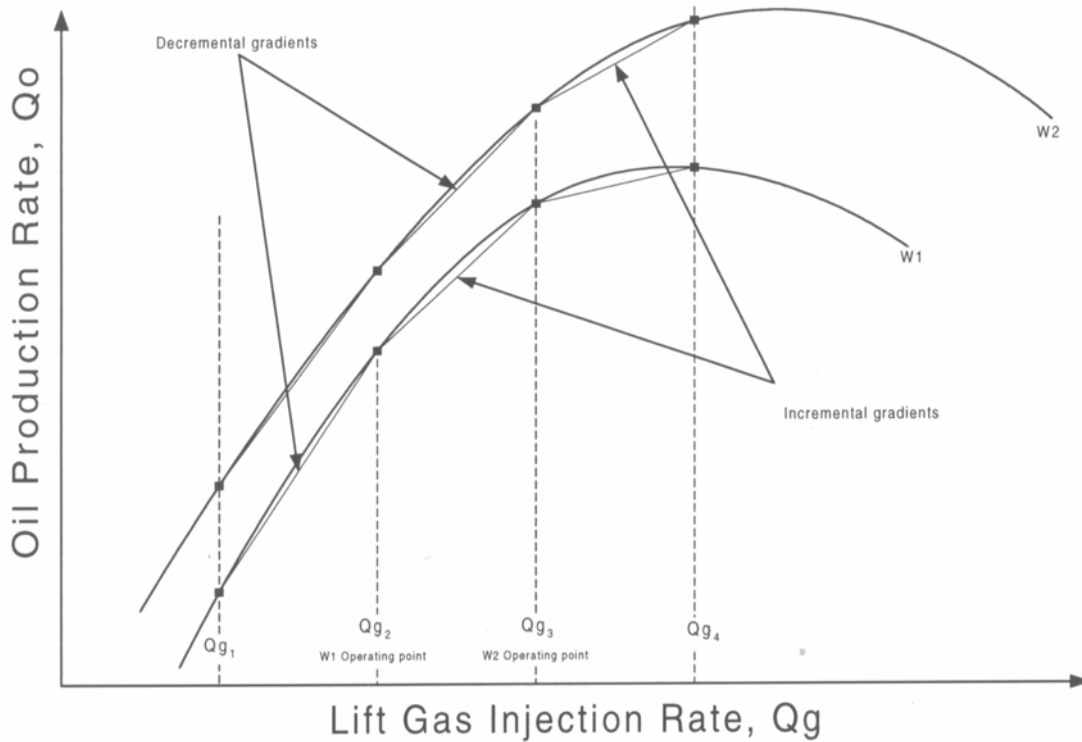


Fig. 2.3 Optimización de la tasa de petróleo para un grupo de pozos

Un grupo tiene excedente de gas si:

- Los límites de producción del grupo son excedidos
- El suministro de gas es excedido
- Si cualquier pozo en el grupo tiene gradientes decrecientes menores que el mínimo gradiente económico.

El gas inyectado es removido de los pozos que tienen un gradiente decreciente menor al mínimo gradiente económico.

Posteriormente, ECLIPSE® intenta suministrar incrementos de gas en otro lugares del campo. El pozo que tenga el mayor gradiente creciente que exceda el mínimo gradiente

económico recibirá incrementos extras, siempre y cuando, éste no exceda sus límites de producción y mientras no pertenezca a un grupo que exceda la tasa de producción límite o la tasa de gas disponible para el campo.

La redistribución del gas excedente continúa de esta manera hasta que ningún pozo pueda rentablemente recibir ningún incremento.

Si la distribución de gas es optimizada al comienzo de un paso del tiempo largo, las condiciones del yacimiento pueden variar lo suficiente para que los objetivos de producción no sean logrados. La distribución del gas al comienzo del paso del tiempo puede no ser adecuada al final ya que pueden ser violadas algunas restricciones, por ejemplo, el corte de agua.

El proceso de optimización es similar a cuando se considera un solo pozo. La diferencia está cuando se ha inyectado la cantidad máxima de gas disponible, caso en el cual se debe quitar gas de un pozo para asignarlo a otro. El procedimiento de comparación es el siguiente.

Una vez calculados todos los gradientes crecientes y decrecientes de los pozos se listan y comparan de la siguiente forma:

Tabla 2.1 Comparación de los gradientes crecientes y decrecientes de los pozos

Pozo		Gradiente creciente de la tasa de petróleo	Gradiente decreciente de la tasa de petróleo
Pozo 1	← Decreciente	A	Y
Pozo 2		B	Z

Si $A > Z$ entonces se le asigna el incremento al pozo 1 en vez de asignárselo al pozo 2. Ya que el pozo 1 va a obtener mayor producción que el pozo 2 si se le asigna el incremento (ver

Fig. 2.2). Al asignarle el incremento al pozo 1 los gradientes crecientes y decrecientes son recalculados y comparados, la transferencia de incrementos es repetida hasta que ningún gradiente creciente exceda a ningún gradiente decreciente.

2.2 COMANDOS UTILIZADOS EN LA OPCIÓN “GAS LIFT OPTIMIZATION”

A continuación se definen los comandos de la opción “gas lift optimization”. En éstos se encuentran los parámetros de la opción.

2.2.1 WLIFTOPT (“Well lift gas optimization data”)

Este comando se encuentra ubicado en la sección “SCHEDULE” y está definido para cada uno de los pozos productores de petróleo a los cuales se les hará la optimización por LAG. Igualmente este comando permite asignar la cantidad máxima o mínima de gas a inyectar en cada uno de los pozos productores y, por último, éste permite realizar una jerarquización de los pozos mediante el uso del factor de peso (“weighting factor”).

En la siguiente figura se observa cada uno de los parámetros presentes en el comando.

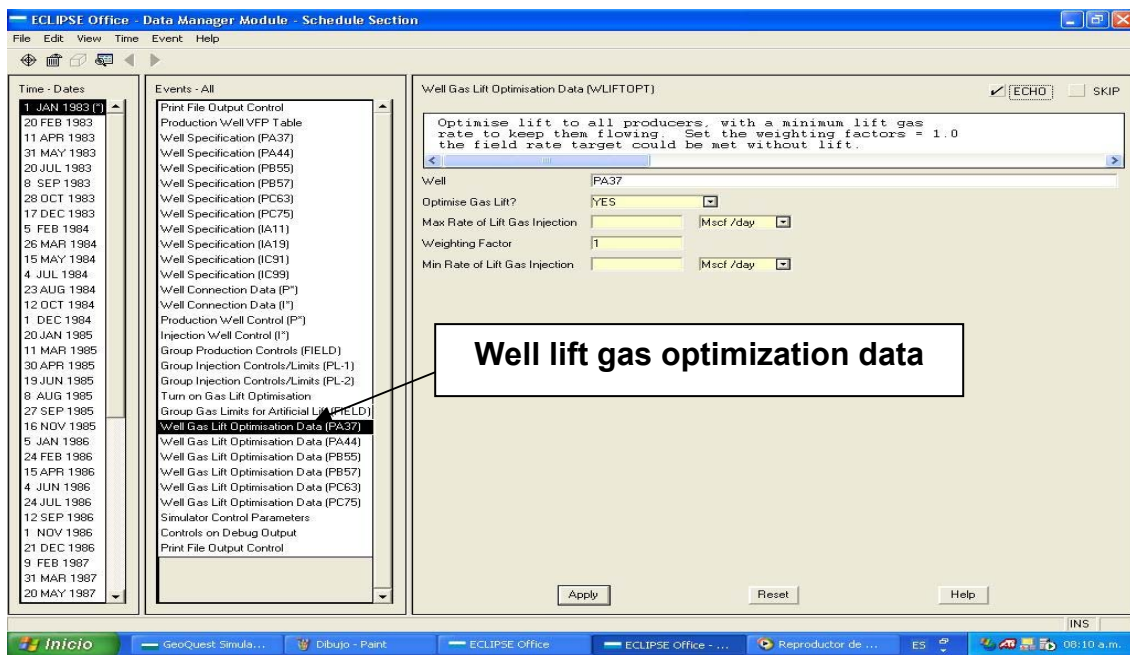


Fig. 2.4 Comando WLIFTOPT

2.2.1.1 Pozo: Se debe introducir el nombre del pozo al cual se le va a realizar la optimización por LAG.

2.2.1.2 ¿Quiere optimizar por “gas lift”?: Se debe decidir si se quiere optimizar el pozo o no. En caso afirmativo se coloca “yes” y en caso negativo se coloca “no”.

SI. El pozo será optimizado por “gas lift” y se realizan todos los cálculos debidos para su ejecución.

NO. La tasa de “gas lift” será fijada entre el máximo y mínimo valor permitido para evitar interpolaciones. Este valor es introducido por el usuario en el comando WLIFTOPT.

2.2.1.3 Máxima tasa de inyección de “gas lift”: Se introduce la tasa máxima de “gas lift” que se va a suministrar durante la optimización en MPCN/D.

Este parámetro previene las extrapolaciones en las tablas VFP y ningún valor introducido aquí puede exceder los valores asignados de ALQ en dichas tablas.

Unidades: MPCN/D (campo). Por defecto: toma el mayor valor de las tablas VFP (ALQ mayor).

2.2.1.4 Factor de peso: El factor de peso es un parámetro adimensional, que multiplica el gradiente local (creciente y decreciente) de los pozos antes de compararlo con el mínimo gradiente económico y permite beneficiar algunos pozos sobre otros.

El incremento de gas va a ser distribuido a los pozos que tengan mayor gradiente creciente ponderado (esto es la multiplicación del incremento en la producción del pozo por el factor de peso entre el incremento en la tasa de gas). Los pozos que tengan un gradiente creciente ponderado menor que el mínimo gradiente económico no reciben gas. Por defecto: 1.0.

Se realiza la jerarquización de los pozos asignándole un valor al factor de peso; aquellos que tengan un valor mayor de este parámetro recibirán una mayor cantidad de gas para su producción.

2.2.1.5 Mínima tasa de gas para el pozo: Se introduce la tasa mínima de “gas lift” que se va a suministrar durante la optimización en MPCN/D.

Si se especifica un valor positivo, al pozo se le asigna por lo menos dicha cantidad, a menos que éste sea incapaz de producir con la cantidad de gas asignado o que el pozo pueda cumplir con sus objetivos sin que se le asigne la cantidad mínima de gas.

Si se especifica un valor negativo, al pozo se le asigna suficiente gas para que pueda fluir, con tal de que la inyección se encuentre entre los límites establecidos. La magnitud del número negativo no es importante.

Si no hay suficiente gas para satisfacer los mínimos requerimientos de los pozos, la asignación de gas se realiza en forma decreciente dependiente del factor de peso de cada pozo, cumpliendo así con los requerimientos mínimos de aquellos pozos que posean un mayor factor de peso.

Si el pozo pertenece a un grupo y los objetivos de producción se pueden alcanzar sin inyectar gas, el programa no asigna gas al pozo, ignorando sus mínimos requerimientos. Sin embargo, si el pozo posee un factor de peso mayor que uno recibe su mínimo requerimiento de gas, aunque el campo pueda cumplir con sus objetivos de producción sin inyección de gas. Unidades: MPCN/D (campo). Por defecto: 0.0.

2.2.2 GLIFTOPT (Group gas limit for artificial lift)

Este comando se encuentra ubicado en la sección "SCHEDULE" y está definido para un grupo de pozos, colocando la cantidad de gas disponible que se puede suministrar en MPCN/D. También permite fijar la tasa máxima total de gas en MPCN/D. En la siguiente figura se observa cada uno de los parámetros presentes en el comando.

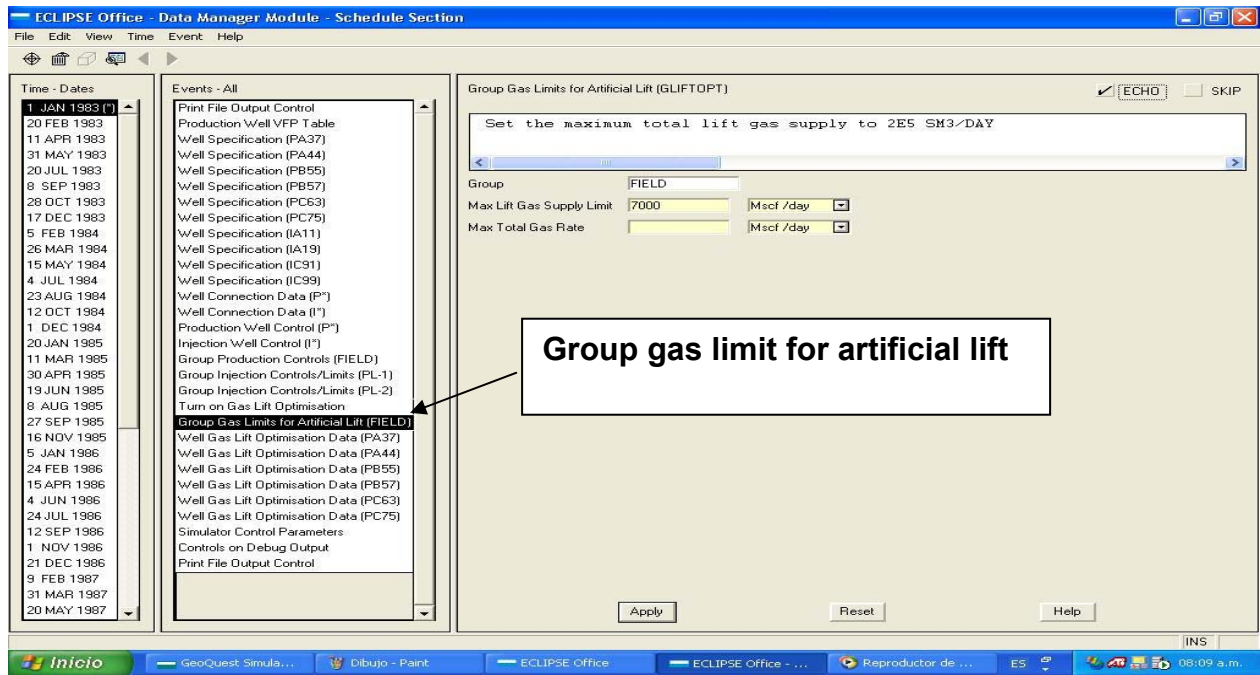


Fig. 2.5 Comando GLIFTOPT

2.2.2.1 Grupo: Se debe introducir el nombre del grupo al cual se le va a realizar la optimización por LAG.

2.2.2.2 Cantidad de gas disponible para el campo: Se introduce la cantidad máxima de “gas lift” que se suministrará para realizar la optimización en MPCN/D. La cantidad de gas disponible para el campo es la suma de las tasas de inyección de gas de cada pozo o grupo. Unidades: MPCN/D. Por defecto: Si no se define un valor o se coloca un valor negativo, la opción asume que no hay límites en el abastecimiento de gas para el grupo.

2.2.2.3 Máxima tasa de gas para el grupo: Es la suma del gas inyectado más el gas proveniente de la formación para cada pozo o grupo. Unidades: MPCN/D. Por defecto: Si no se define un valor o se coloca un valor negativo, la opción asume que no hay límites en el abastecimiento de gas para el grupo.

2.2.3 LIFTOPT (Turn on gas lift optimization)

Este comando se encuentra ubicado en la sección “SCHEDULE” y permite asignar el incremento de gas en MPCN/D. También se asigna el mínimo gradiente económico en BN/MPCN, el intervalo de optimización deseado en días y por último permite decidir si se quiere o no realizar la optimización por LAG.

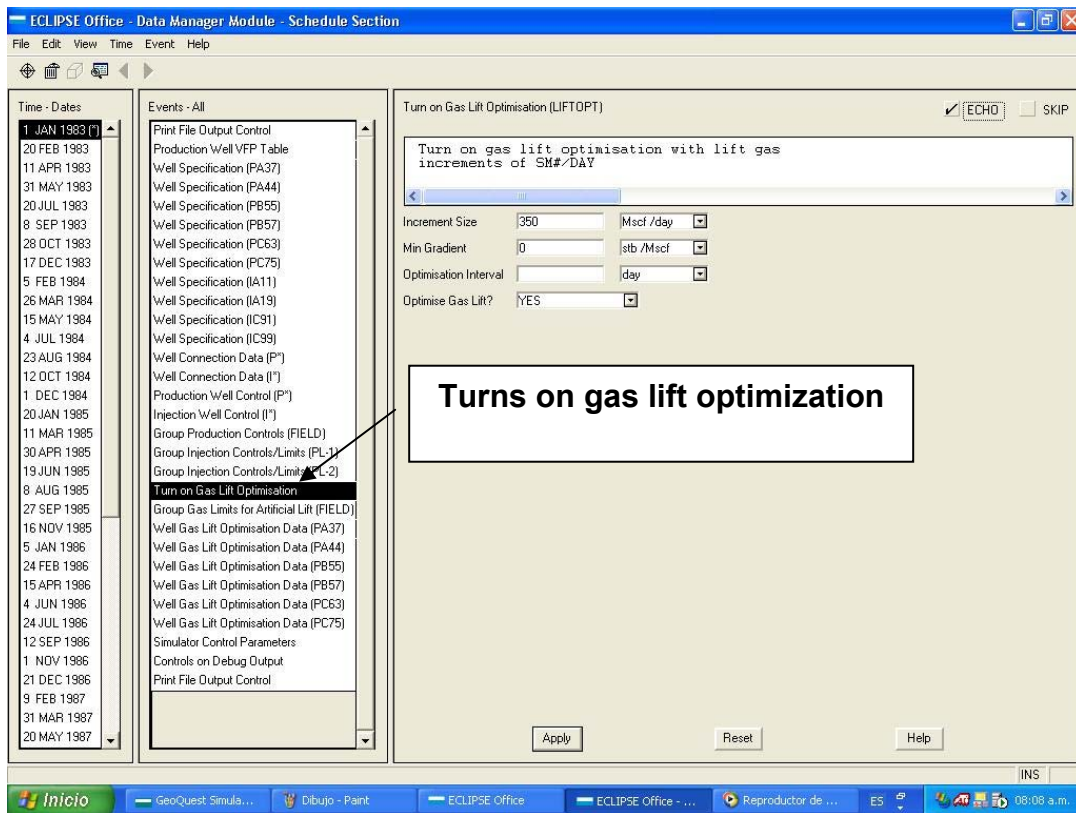


Fig. 2.6 Comando LIFTOPT

2.2.3.1 Tamaño del incremento de la tasa de inyección gas: Se debe introducir el tamaño del incremento, que es la cantidad de gas que se le asigna a un pozo para que sea inyectado en un intervalo dado. La cantidad de gas disponible para la inyección en el campo es dividida en cantidades discretas, conocidas como incremento.

Si no se desea la optimización por LAG, se puede introducir un valor igual a cero o negativo. Unidades: MPCN/D. Por defecto: Debe ser definido.

2.2.3.2 Mínimo gradiente económico: Es la cantidad extra de petróleo para compensar económicamente los costos de compresión del gas.

Los incrementos no serán asignados a un pozo si los resultados en la cantidad extra en la tasa de producción multiplicado por el factor de peso de los pozos y dividido por el incremento de gas, es menor que el mínimo gradiente. Unidades: BN/MPCN (campo). Por defecto: cero (0) BN/MPCN

2.2.3.3 Intervalo de optimización: Se introduce el intervalo de optimización deseado, el cual representa la frecuencia con que se realizará la optimización.

La optimización de gas se realiza al comienzo de cada intervalo. Unidades: días (campo). Por defecto: 0.0 (lo que causa que la optimización se realice cada paso del tiempo).

2.2.3.4 ¿Optimización por LAG en el comienzo de cada iteración NUPCOL del paso del tiempo?

Se realiza o no la optimización para las primeras iteraciones de Newton

SÍ. La distribución del gas es optimizada al comienzo de cada iteración de Newton NUPCOL del paso del tiempo. Esto permite que los objetivos de producción y los límites sean observados con mayor precisión. Durante cualquier iteración restante, la asignación de gas permanecerá constante mientras no se impida su convergencia.

NO. La optimización sólo se realiza en la primera iteración de Newton (NUPCOL) del paso del tiempo. Ésta toma menos tiempo que cuando la opción es “SI”, pero si las condiciones del yacimiento cambian considerablemente al finalizar el paso del tiempo, entonces las tasas de producción objetivo y los límites puede que no tengan gran precisión. Por defecto: SÍ.

CAPÍTULO 3

METODOLOGÍA

Para realizar el estudio de la opción "Gas Lift Optimization" de ECLIPSE[®], se siguen una serie de pasos, los cuales se presentan a continuación:

1) Estudio de la optimización por levantamiento artificial por gas (LAG): Dicho estudio se realiza revisando toda aquella bibliografía relacionada con el LAG específicamente aquellos de optimización por LAG.

2) Uso del simulador ECLIPSE[®]: Se realiza un estudio de este simulador, dando mayor énfasis a la opción de "Gas Lift Optimization", realizando todas las corridas necesarias, tomando en cuenta todos aquellos parámetros que afectan directamente la opción "Gas Lift Optimization", para obtener los objetivos propuestos en la realización de este proyecto.

3) Estudio del caso base: El caso base se encuentra incluido en la base de datos del simulador ECLIPSE[®]. Se debieron realizar algunas modificaciones al caso base con la finalidad de hacerlo más comprensivo, en cuanto a las unidades y a las dimensiones de la malla. Los cambios que se realizaron fueron los siguientes:

- Cambios de unidades (de unidades métricas a unidades de campo).
- Cambio en las dimensiones de la malla.

El caso base está formado por un bloque de malla de 2916 celdas cuyas dimensiones se presentan a continuación:

Tabla 3.1 Dimensiones de la malla

X (Bloques)	Y (Bloques)	Z (Capas)
27	27	4

Tabla 3.2 Dimensiones de los bloque de malla

DX (pies)	DY (pies)	DZ (pies)
546.8	546.8	82.02

El campo contiene seis (6) pozos productores de petróleo, que se encuentran ubicados en el centro de la malla, y cuatro (4) pozos inyectoros de agua, que se encuentran en las esquinas. A continuación se presenta una vista areal de este mallado:

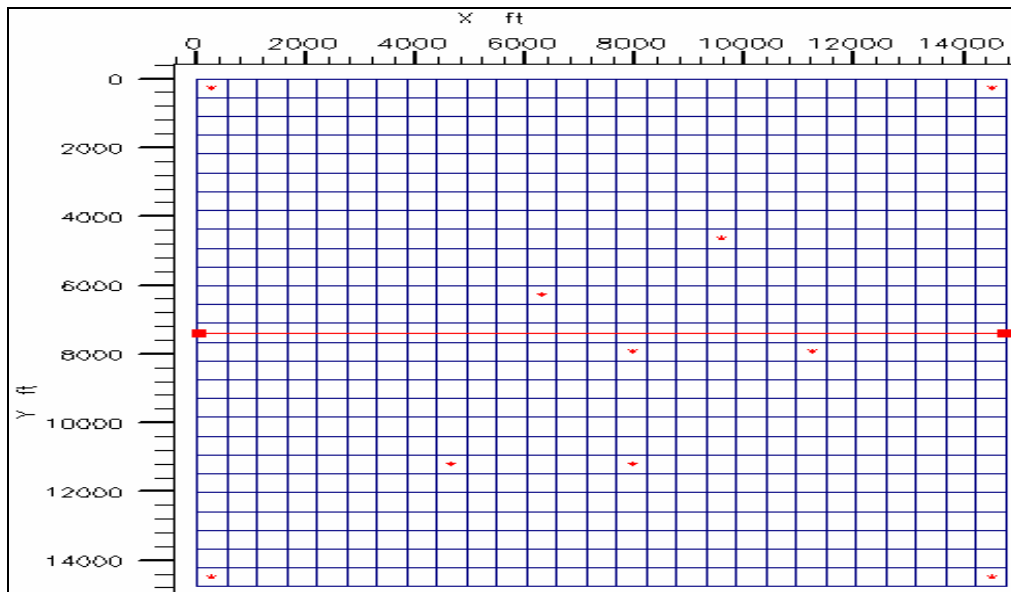


Fig. 3.1 Vista areal del mallado

A continuación se presenta la tabla con las características de los pozos productores y de los inyectoros.

Tabla 3.3 Características de los pozos

Pozo	Coordenada I	Coordenada J	Tipo	Diámetro del pozo (pie)	BHP (lpca)	THP (lpca)
PA37	9	21	Prod. de Petróleo	0.328	1450.73	870.22
PA44	12	12	Prod. de Petróleo	0.328	1450.73	870.22
PB55	15	15	Prod. de Petróleo	0.328	1450.73	870.22
PB57	15	21	Prod. de Petróleo	0.328	1450.73	870.22
PC63	18	9	Prod. de Petróleo	0.328	1450.73	870.22
PC75	21	15.	Prod. de Petróleo	0.328	1450.73	870.22
IA11	1	1	Iny. de Agua	0.328	5076.321	-
IA19	1	27	Iny. de Agua	0.328	5076.321	-
IC91	27	1	Iny. de Agua	0.328	5076.321	-
IC99	27	27	Iny. de Agua	0.328	5076.321	-

Los valores de I y J están referidos a la posición del pozo en el mallado. El tipo de pozo define si se trata de un pozo inyector o de un pozo productor. El diámetro está referido al diámetro del pozo.

Para los pozos productores o inyectores se deben definir controles. Los cuales van a controlar la producción o la inyección en los pozos.

Los pozos productores están controlados por la presión de cabezal (THP), es importante mencionar que no se consideran las condiciones de flujo desde el cabezal hasta la estación de flujo. Cuando un pozo está controlado por la presión de cabezal quiere decir que la presión por la cual se registrará la producción del pozo es por la presión en este nodo; por ejemplo, si la presión en este nodo (cabezal del pozo) es demasiado alta como para poder obtener influjo del yacimiento al pozo, ECLIPSE® cerrará el pozo generando un mensaje de advertencia de lo ocurrido. Por lo tanto, la presión de fondo fluvente y la presión de cabezal de cada uno de los pozos representan la presión objetivo o el límite inferior permitido.

Los pozos inyectoros de agua están controlados por el volumen de agua que inyectan, éste volumen está representado como una fracción del volumen producido de petróleo, también se define un valor de la presión de fondo fluvente (ver Tabla 3.3) éste representa el límite máximo permitido.

Los fluidos que están presentes en el campo son petróleo y agua, se tiene una cantidad de gas asociado con el petróleo. El resto del gas que se obtiene en la producción es producto del gas inyectado para el levantamiento. A continuación se presentan las propiedades de los fluidos presentes.

Tabla 3.4 Densidad de los fluidos

$\rho_{\text{agua}} \text{ (lb/pie}^3\text{)}$	$\rho_{\text{petróleo}} \text{ (lb/pie}^3\text{)}$	$\rho_{\text{gas}} \text{ (lb/pie}^3\text{)}$	°API
60.80139	49.94238	0.06184739	45.375

Propiedades PVT del petróleo

La presión en el punto de burbujeo es, $P_{\text{burbujeo}} = 1437 \text{ lpca}$, las tablas PVT se reportan hasta la presión de burbujeo debido a que siempre se estará en condiciones de crudo subsaturado ($P > P_{\text{burbujeo}}$). Los valores de PVT del crudo se encuentran en la tabla N° del apéndice A.

A continuación se presenta el gráfico de las propiedades PVT del crudo, tales como la viscosidad μ_o expresada en centipoise (cp) y el factor volumétrico del petróleo B_o expresado en (BY/BN).

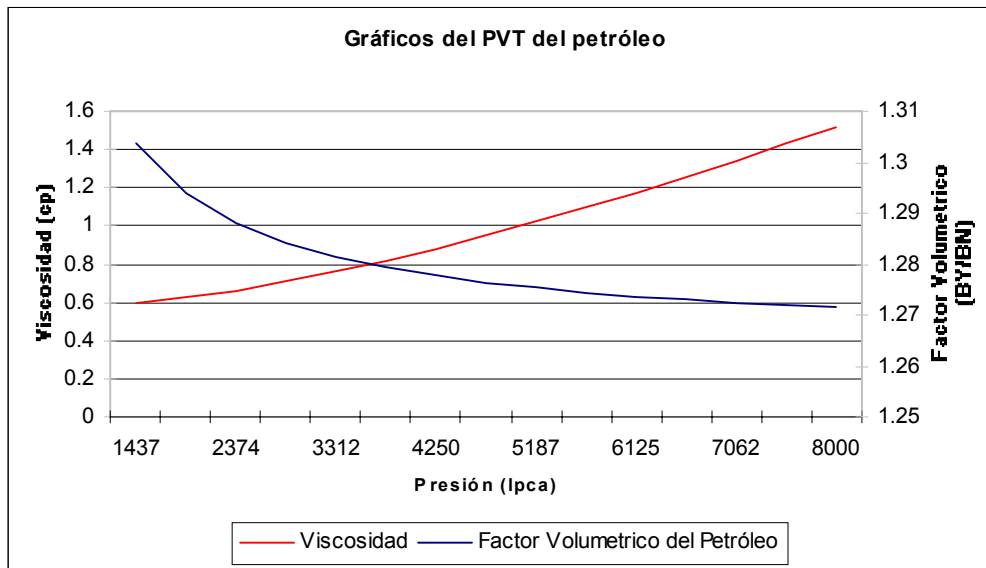


Fig. 3.2 Propiedades PVT del crudo

La tabla que contiene los datos PVT del crudo se encuentran en el apéndice A (Tabla A.1).

Tabla 3.5 Propiedades PVT del agua

P_{ref} (lpca)	$\beta_w @ P_{\text{ref}}$ (BY/BN)	C_w (lpc ⁻¹)	$\mu @ \text{Pref}$ (cp)
4439	1.03	0.00000282	0.3

Tabla 3.6 Gas disuelto en el petróleo

$P_{\text{burbujeo}} \text{ (lpca)}$	$R_s \text{ (MPCN/BN)}$
1436.730	0.56145

El R_s se mantiene constante debido a que en ningún momento el yacimiento se encuentra por debajo del punto de burbujeo.

Las gráficas de la permeabilidad relativa en función de la saturación de los fluidos presentes en el campo (interacción entre la roca y el fluido) se presentan a continuación:

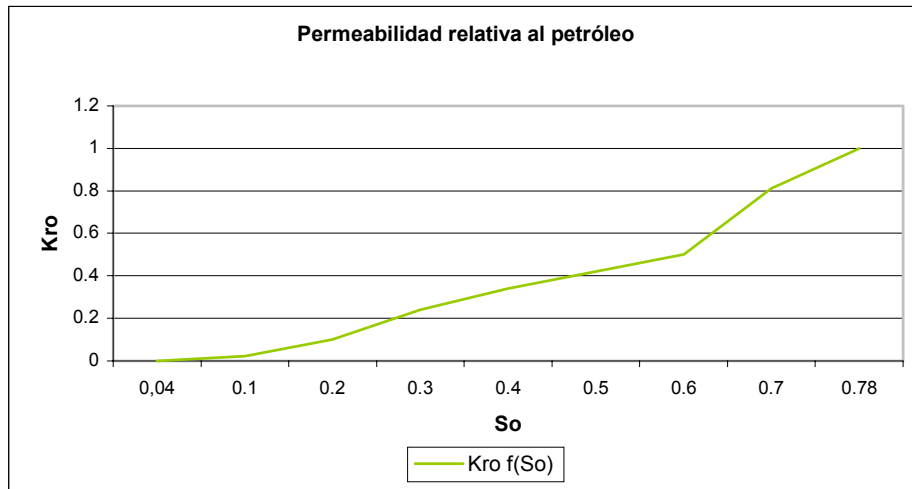


Fig. 3.3 Función de saturación de petróleo

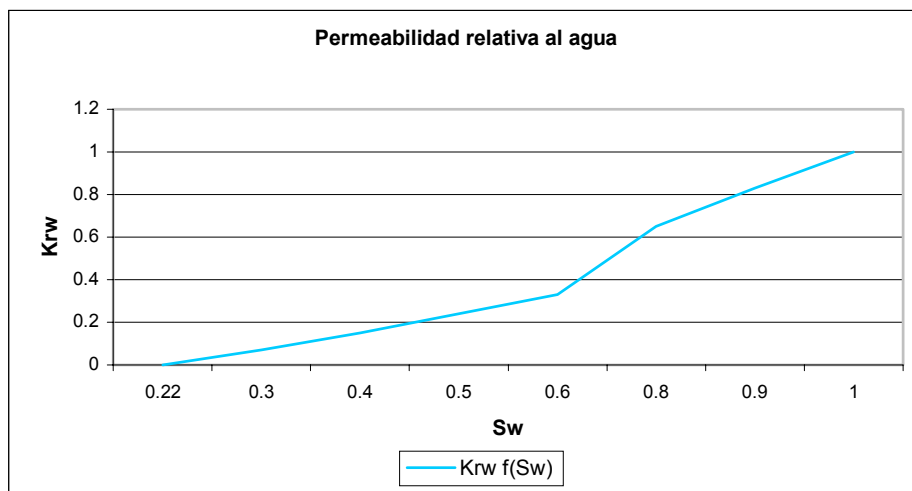


Fig. 3.4 Función de saturación de agua

Las tablas de datos de los gráficos anteriores se muestran en el apéndice A, Tabla A.2 y Tabla A.3 respectivamente.

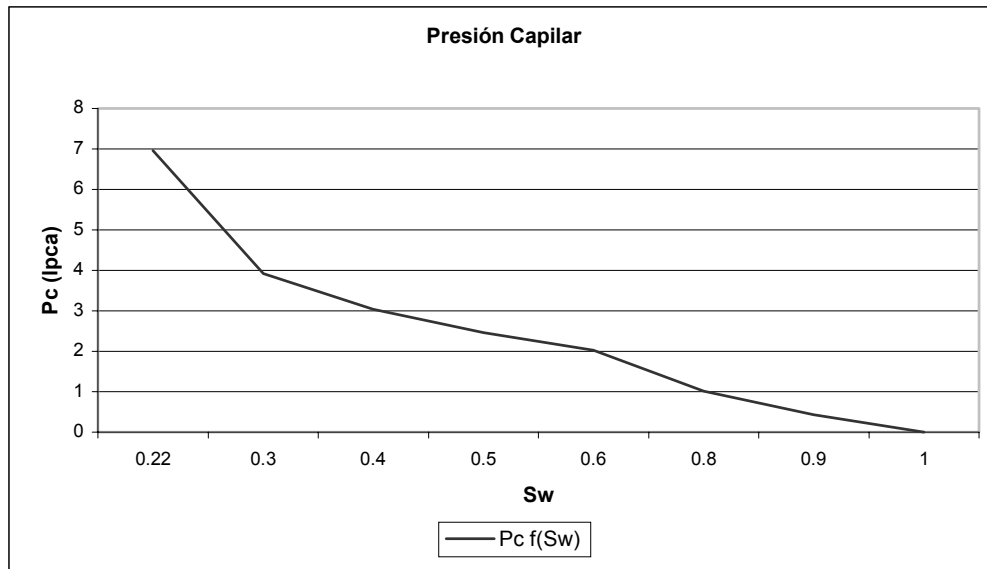


Fig. 3.5 Comportamiento de la presión capilar

La tabla de datos del gráfico anterior se muestra en el ANEXO A, Tabla A.3

Las propiedades de la roca, muestran valores constantes a lo largo del mallado, siendo la porosidad y la permeabilidad constante en todo el yacimiento. A continuación se muestran los valores.

Tabla 3.7 Porosidad y permeabilidad de la malla

Porosidad	Perm X (md)	Perm Y (md)	Perm Z (md)
0.30	1000	1000	100

Tabla 3.8 Compresibilidad de la roca a la presión de referencia

P_{ref} (lpcas)	C_r (lpc ⁻¹)
4439	0.000003654

La estructura geológica del yacimiento es un anticlinal. La profundidad del datum del yacimiento es de, Prof. datum = 6560 pies.

Para calcular las caídas de presión a lo largo de la tubería de producción se utiliza el programa VFP_i, éste realiza los cálculos tomando en cuenta distintos parámetros relacionados con la mecánica del pozo (profundidad de la última válvula, profundidad del pozo, diámetro de la tubería de producción), las propiedades de los fluidos (viscosidad, factores volumétricos de los fluidos presentes) y el flujo en la tubería de producción.

Se debe conocer: el diámetro y la profundidad de la tubería de producción, las propiedades de los fluidos del yacimiento. También deben estimarse los rangos dentro de los cuales variará: las tasas de producción (petróleo, agua o gas), las presiones (BHP o THP), relación agua/petróleo, relación gas/líquido y por último el ALQ (“Artificial Lift Quantity”) el cual es usado para incorporar una nueva variable, tal como un método de levantamiento artificial.

Una vez conocidos estos parámetros e introducidos al programa, éste realiza una serie de cálculos basándose en la formulación propuesta en el capítulo I (ver I.2.5), generando una tabla conocida con el nombre de tabla VFP, esta tabla contiene valores de la presión de fondo fluente (BHP) para las distintas combinaciones posibles de los parámetros. En el ANEXO B, la tabla B.1, es la tabla VFP utilizada en la simulación.

Las condiciones de inicialización del modelo son presentadas a continuación.

Tabla 3.9 Condiciones de inicialización del yacimiento

Prof. Datum (pies)	P @ Datum (lpca)	CAP (pies)
6560	2900	7119

Análisis de sensibilidad: Se realiza con los parámetros que afectan directamente al proceso de optimización por LAG. Estos parámetros se encuentran en los siguientes comandos del simulador ECLIPSE®: LIFTOPT, GLIFTOPT, WLIFTOPT y VFPROD.

A continuación se presentan todos los casos que se han estudiado para realizar el análisis de sensibilidad y para así obtener un mayor entendimiento de la opción.

Tabla 3.10 Casos Estudiados

1 ^{er} Caso	Sin aplicar la opción “Gas Lift Optimization”.
2 ^{do} Caso	Variación del tamaño del incremento de la inyección de gas.
3 ^{er} Caso	Influencia de no optimizar la tasa de inyección de gas.
4 ^{to} Caso	Variando la cantidad de gas máxima disponible por día.
5 ^{to} Caso	Variación del mínimo gradiente económico.
6 ^{to} Caso	Variación de la tasa mínima de inyección de gas.
7 ^{mo} Caso	Influencia del factor de peso en la opción.
8 ^{vo} Caso	Variación del intervalo de optimización.
9 ^{no} Caso	Influencia de la selección de las correlaciones para el cálculo de las caídas de presión en la tubería de producción.

Al realizar las corridas de todos éstos casos y obtener los reportes y sus respectivas gráficas, se realiza el análisis de resultados, para así, poder obtener las conclusiones y recomendaciones a partir de los logros en el presente trabajo de investigación.

CAPÍTULO 4 ANÁLISIS DE RESULTADOS

Como se menciona anteriormente, se analizan una serie de casos en los cuales se varían los diferentes parámetros de la opción “Gas Lift Optimización” a fin de conocer mejor su comportamiento.

4.1 Sin aplicar la opción “Gas Lift Optimization”

En el siguiente caso se presenta el estudio del campo sin aplicar la opción “Gas Lift Optimization”. Este caso sirve de patrón de comparación con el resto de los casos y a su vez para clasificar los pozos productores de acuerdo a su potencial. El POES del campo es 1832 MM BN. El objetivo de producción deseado para el campo (límite máximo) es $Q_o = 63$ MBN/D.

A continuación se presentan los gráficos que permiten observar el comportamiento del yacimiento sin aplicar la opción “Gas Lift Optimization”

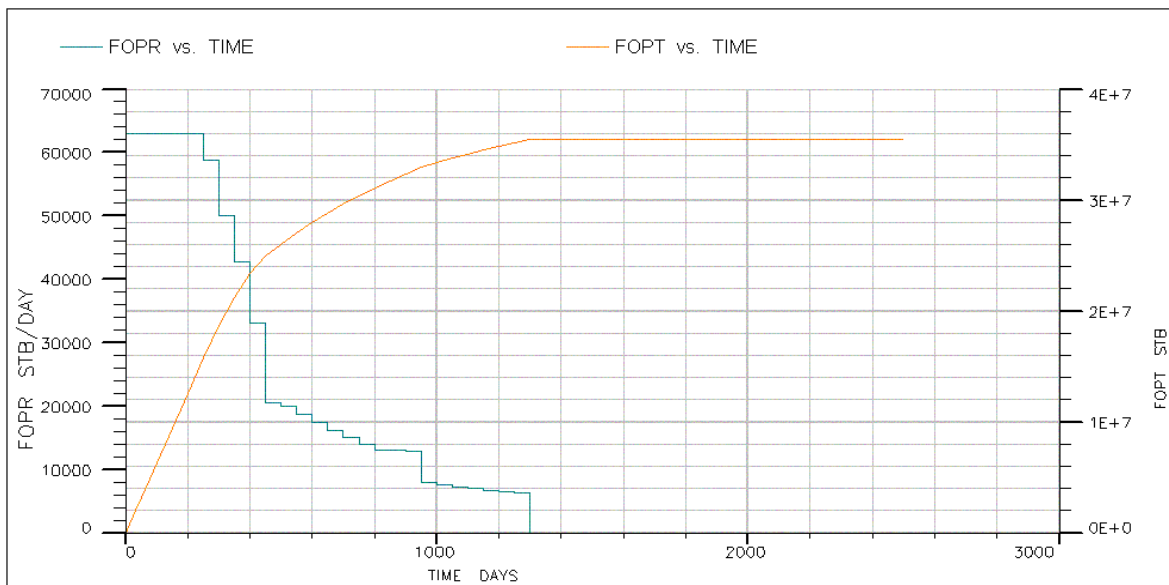


Fig. 4.1 Comportamiento de la producción de petróleo del campo

Se observa que el objetivo de producción del campo es obtenido hasta los $t = 300$ días, luego va disminuyendo gradualmente hasta llegar a $t = 1300$ días, fecha en la cual todos los pozos productores han sido cerrados porque violan los controles que tienen impuestos ($TPH = 870$ lpc). A los $t = 1300$ días la producción del campo se ha acumulado hasta 35,5 MMBN de petróleo.

Se considera realizar variaciones del objetivo de producción del campo con la finalidad de observar el comportamiento del yacimiento ante distintos esquemas de explotación. Los objetivos de producción se fijaron en los siguientes valores: 10, 20, 40 y 63 MBN/D.

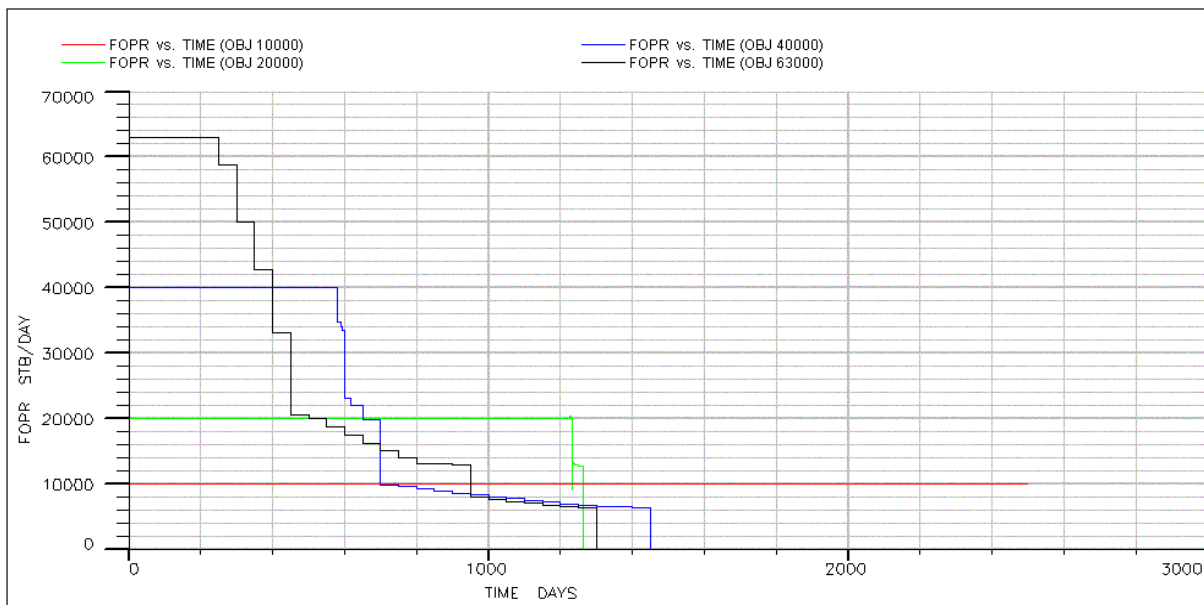


Fig. 4.2 Comportamiento de la producción ante distintos esquemas de explotación

En el gráfico anterior se puede observar que a medida que se disminuye el objetivo de producción del campo, es posible mantener este objetivo por mucho más tiempo, como era de esperarse.

A continuación se presenta el gráfico de las producciones acumuladas en cada uno de los casos.

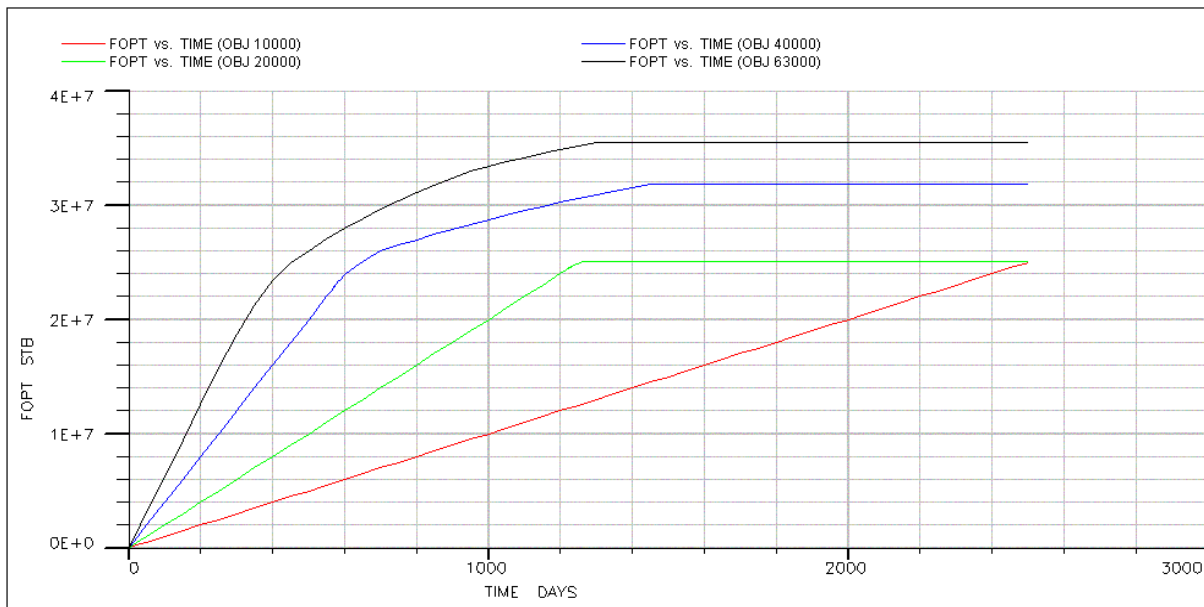


Fig. 4.3 Producción acumulada de petróleo en los distintos objetivos de producción del campo

Efectivamente se observa que cuando disminuye el objetivo de producción también disminuye la producción acumulada. A continuación se presenta la tabla con los valores de la producción acumulada de petróleo en cada caso, así como sus respectivos factores de recobro y el tiempo en el cual fue obtenido este recobro.

Tabla 4.1 Valores de la producción acumulada y el factor de Recobro en cada caso

Casos	Tiempo (días)	Producción acumulada (MMBN/D)	Factor de Recobro (%)
Obj. 63000 BN/D	1300	35,48	1,93
Obj. 40000 BN/D	1400	31,85	1,73
Obj. 20000 BN/D	1250	25,05	1,367



Obj. 10000 BN/D	2500	25,00	1,364
-----------------	------	-------	-------

Por lo tanto, se decide mantener el objetivo de producción en 63 MBN/D, debido a que el recobro es mayor y su obtención es en menor tiempo.

Este caso se utilizó para clasificar los pozos de acuerdo a su potencial de producción. A continuación se presenta la producción acumulada de cada uno de los pozos cuando el objetivo de producción del campo es 63 MBN/D. Se observa que el pozo PA37 puede considerarse el mejor, seguido del PA44 y luego el resto de los pozos tienen un comportamiento similar.

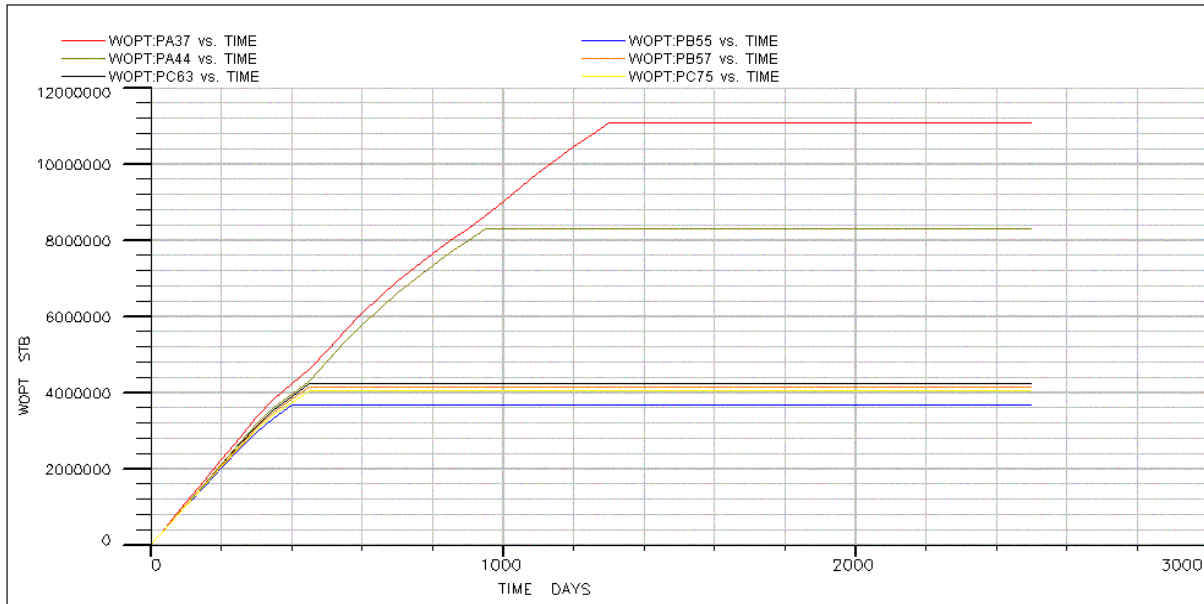


Fig. 4.4 Producción acumulada de los pozos cuando el objetivo de producción es 63000 BN/D

4.2.1 Variación del tamaño del incremento de la inyección de gas

La cantidad de gas disponible para la inyección en el campo es $Q_{\text{gas}} = 7 \text{ MMPCN/D}$. Ésta es dividida en cantidades discretas, conocidas como incrementos. El tamaño del incremento es un parámetro definido por el usuario y la importancia de su selección estriba en realizar una optimización con mejores distribuciones de gas en el campo, ya que a medida que aumenta el incremento se asigna gas a un menor número de pozos; sin embargo, cuando el incremento es muy pequeño puede que se le asigne gas a todos los pozos, pero esto no quiere decir que se va a aumentar la producción, ya que no importa la cantidad de pozos a los que se les asigne gas sino la respuesta de los pozos ante la inyección de gas.

Las variaciones que se realizaron a este parámetro fueron:

Tabla 4.3 Casos estudiados en la variación del tamaño del incremento

Tamaño del incremento MPCN/D
350
700
1050
1400
2100
4200
6300
7000

A continuación se presenta el gráfico de la tasa de inyección de gas en cada uno de los casos en los que se varía el incremento.

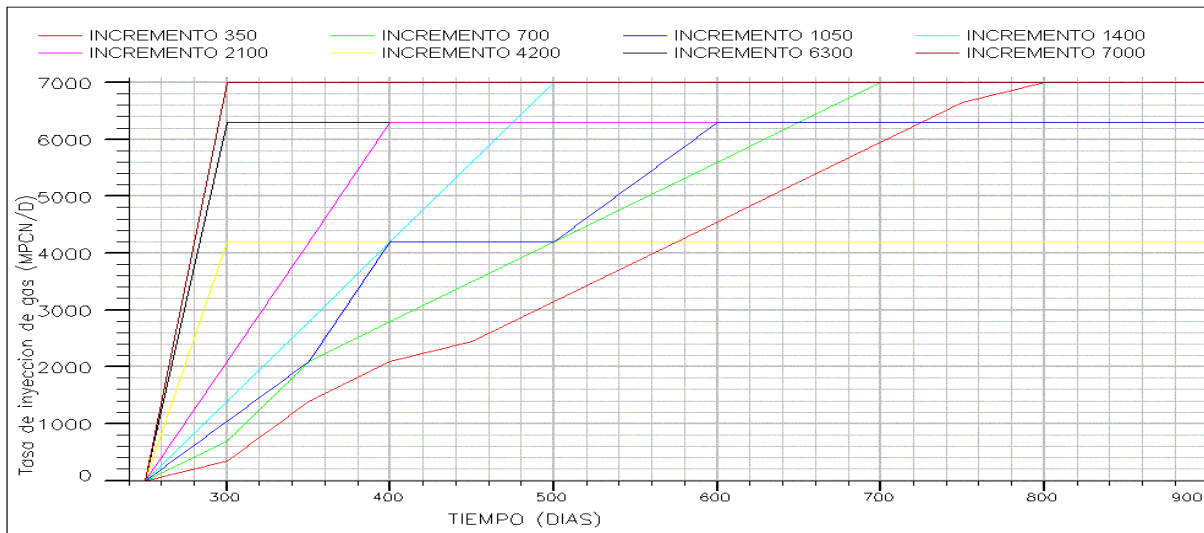


Fig. 4.5 Comportamiento de la tasa de inyección en el campo en los distintos casos de variación del incremento

Se puede observar que se empieza a inyectar gas a los 250 días, precisamente el mismo día en el cual no se puede alcanzar el objetivo de producción por flujo natural. También se observa que a medida que aumenta el valor del incremento de gas se presenta un aumento brusco en la tasa de inyección de gas al campo, debido a que cuando el incremento es mayor la cantidad de gas que se asigna a los pozos en cada paso del tiempo es mayor.

A continuación se presenta el gráfico de la producción del campo con los distintos valores de incremento.

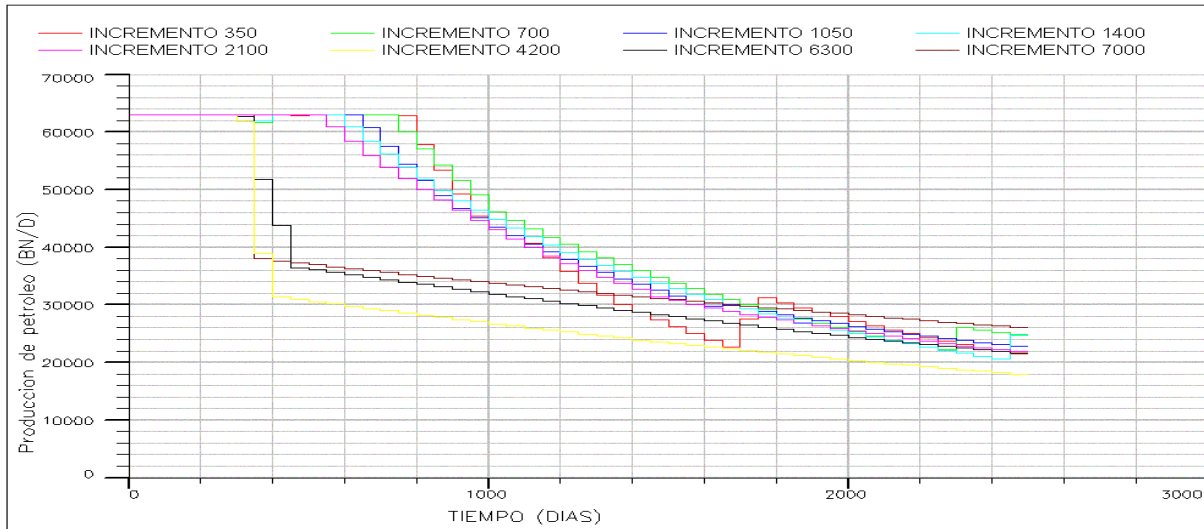


Fig. 4.6 Producción del campo cuando se varía el incremento

En la Fig. 4.6 se observa la influencia del incremento en la producción del campo. Cuando el incremento es 350, 700, 1050, 1400 y 2100 MPCN/D la producción tiene un comportamiento similar; pero al tomar un incremento de 4200, 6300 y 7000 la producción disminuye significativamente.

Cuando se tienen incrementos grandes como 4200, 6300 y 7000 MPCN/D el número de pozos al que se les asigna gas es menor; se debe a que en cada incremento se le inyecta mayor cantidad de gas a los pozos y por supuesto se les asignará a aquellos pozos que hagan mejor uso de éste. Prácticamente se está inyectando gran parte del gas que se dispone. En cambio, cuando este valor disminuye a 350, 700, 1050 y 1400 MPCN/D, es posible distribuir el gas a un mayor número de pozos, debido a que hay más incrementos que ofrecer al resto de los pozos presentes en el campo; por lo tanto, no se asigna una cantidad grande de gas a un solo pozo.

A continuación se presentan los gráficos de la tasa de inyección de gas en cada pozo cuando el incremento es: 350, 1050, 2100, 4200 y 7000 MPCN/D.

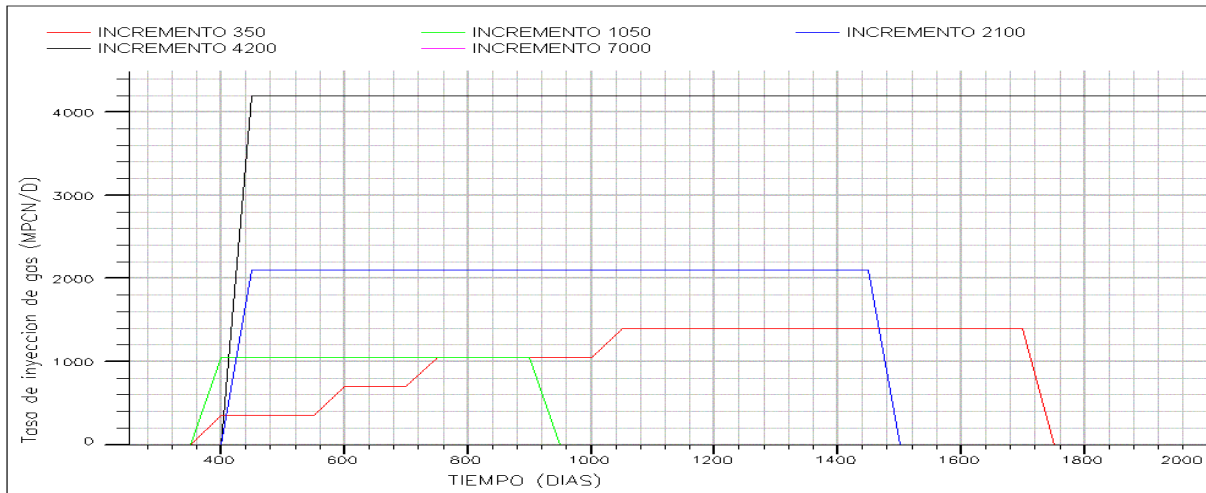


Fig. 4.7 Comportamiento de la inyección de gas en el pozo PA37

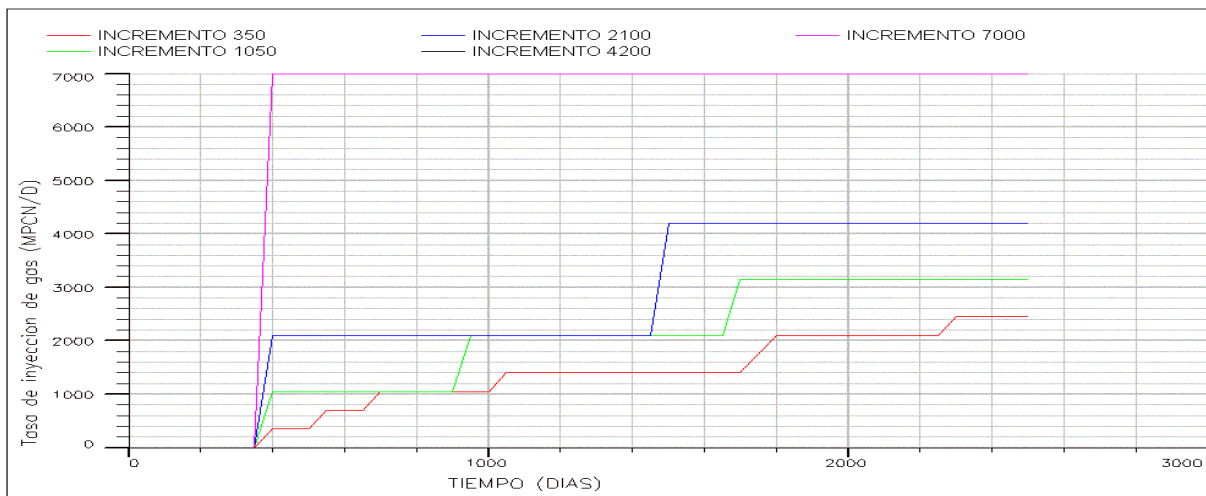


Fig. 4.8 Comportamiento de la inyección de gas en el pozo PA44

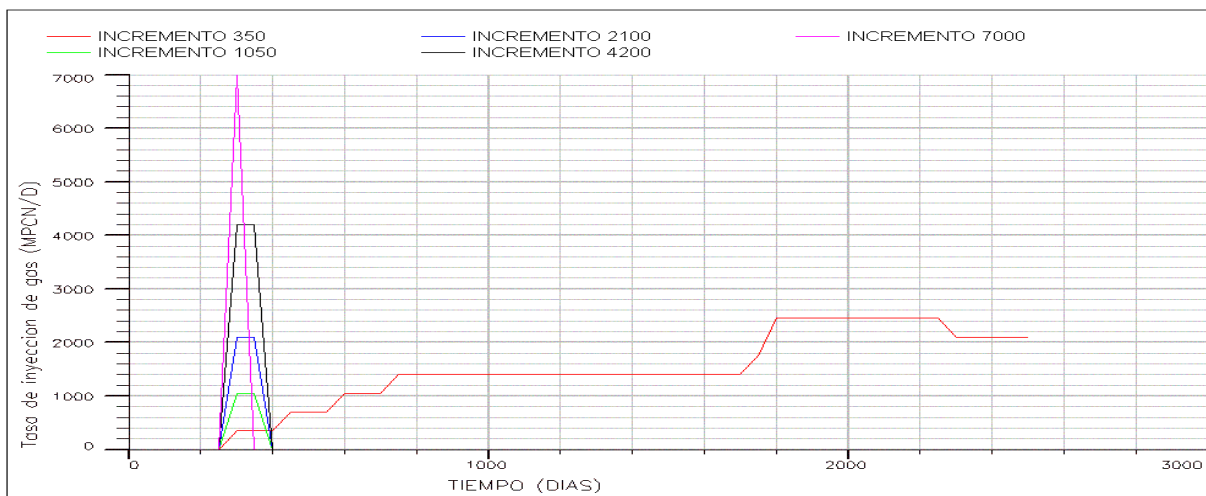


Fig. 4.9 Comportamiento de la inyección de gas en el pozo PB55

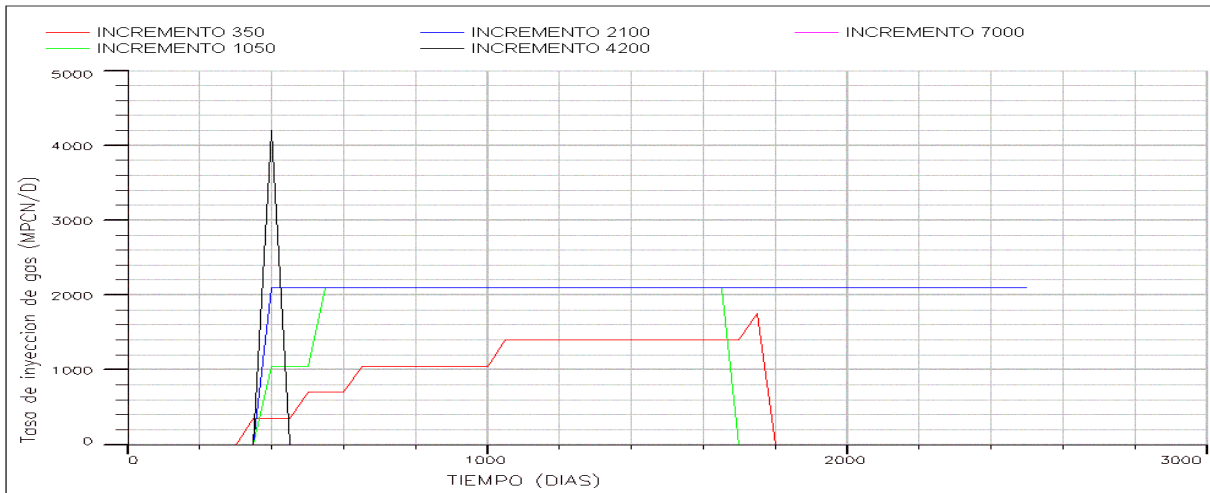


Fig. 4.10 Comportamiento de la inyección de gas en el pozo PB57

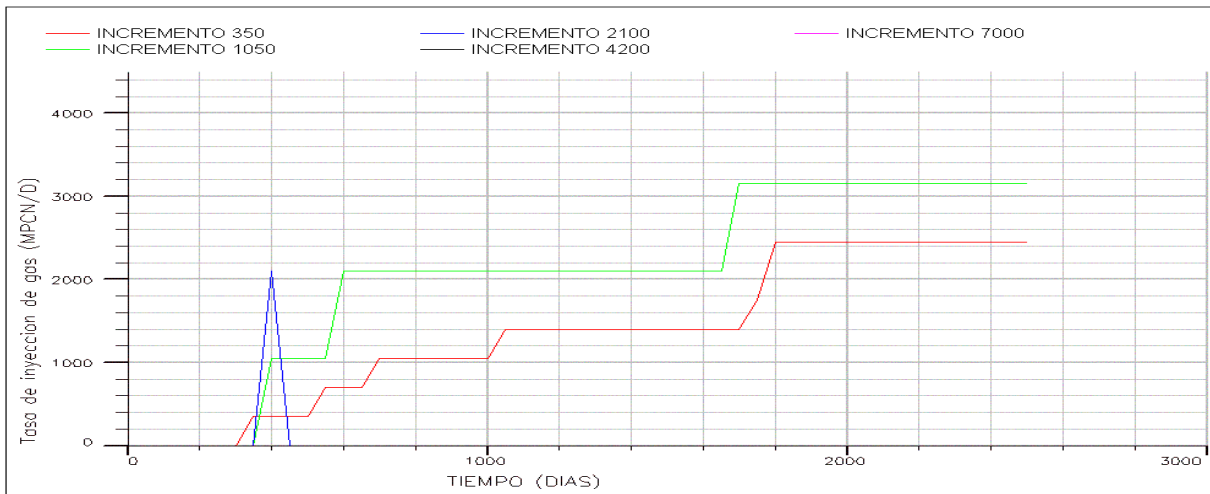


Fig. 4.11 Comportamiento de la inyección de gas en el pozo PC63

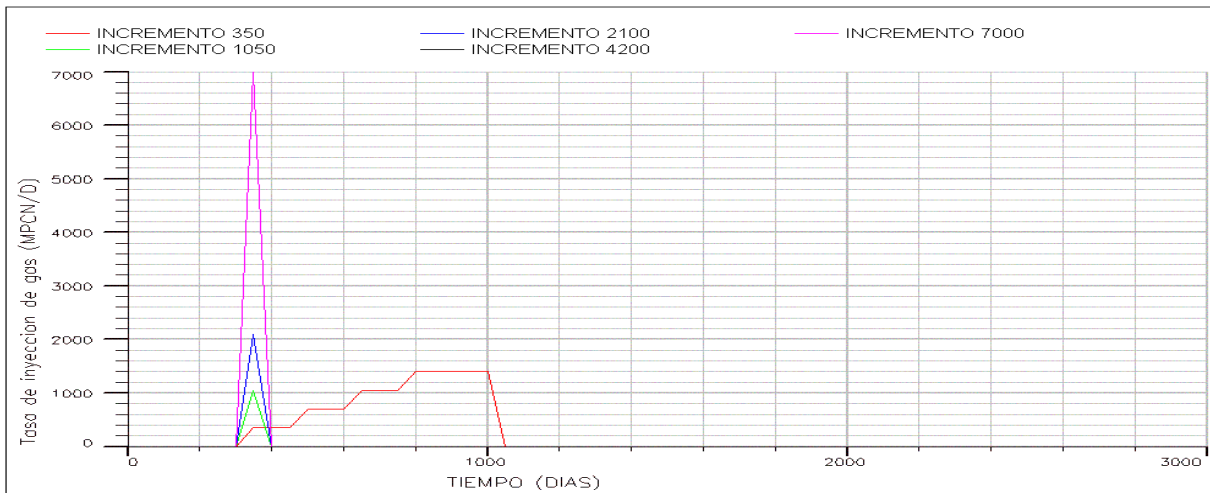


Fig. 4.12 Comportamiento de la inyección de gas en el pozo PC75

Cuando el incremento es de 350, 1050 y 2100 MPCN/D a todos los pozos se les inyecta gas. Obviamente a medida que aumenta el incremento se llega mucho más rápido a la cantidad máxima de gas disponible. Aunque se dispone de 7 MMPCN/D, en el caso en el cual el incremento es 1050 y 2100 MPCN/D, la máxima tasa de gas que se logra inyectar en el campo es 6300 MPCN/D, es decir, que en estos casos se dispone de 6 y 3 incrementos respectivamente. Por lo tanto es muy importante considerar valores de incremento que sean fracción de la cantidad de gas máxima disponible (en éste caso de 7 MMPCN/D), con la finalidad de utilizar todo el gas disponible en el campo. A continuación se presenta una tabla con los incrementos disponibles en cada caso.

Tabla 4.4 Incrementos de gas disponibles en cada caso

Caso	Nº de incrementos disponibles
350	20
700	10
1050	6
1400	5
2100	3
4200	1
6300	1
7000	1

Con esta tabla se tiene una idea de cuántos incrementos hay disponibles para los pozos en cada caso. A continuación se presenta la producción acumulada en cada uno de los casos para observar en cuál caso se obtiene el mayor recobro.

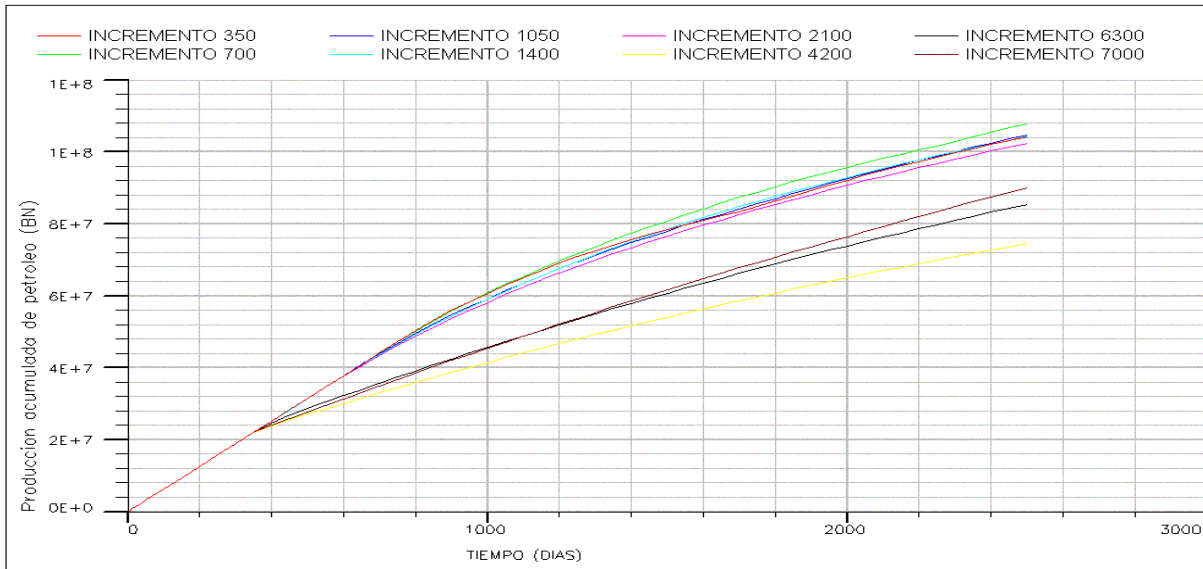


Fig. 4.13 Producción acumulada de petróleo en cada caso

Tabla 4.5 Producción acumulada de petróleo

Caso	Producción acumulada de petróleo (MMBN)
350	104,18
700	107,88
1050	104,72
1400	104,42
2100	102,46
4200	74,52
6300	85,37
7000	90,05

En la tabla 4.5 se observa que cuando los incrementos son grandes, 4200, 6300 y 7000 MPCN/D, la producción acumulada de petróleo disminuye significativamente con respecto a

los casos en los que se asigna menor tamaño al incremento. Sin embargo, al inyectar 7 MMPCN/D se obtiene una producción acumulada mayor a los casos donde se inyecta 4200 y 6300 MPCN/D, debido a que en estos últimos casos no se está inyectando toda la cantidad de gas disponible (por no ser divisores de 7000).

También se presenta que en los casos en que el incremento es 350, 700 y 1400 MPCN/D, sí se está inyectado los 7 MMPCN/D de gas disponible, por lo tanto se van a comparar estos tres casos. La mayor producción acumulada se obtiene cuando el tamaño del incremento es 700 MPCN/D, luego cuando el incremento es 1400 MPCN/D y por último cuando el incremento es 350 MPCN/D (ver tabla 4.5).

Se esperaba que, a medida que el incremento fuese menor se pudiese obtener un mayor recobro en el campo, debido a que se le asigna gas a un mayor número de pozos, pero no fue así. Cuando el tamaño del incremento es pequeño (caso: tamaño incremento es 350 MPCN/D) hay capacidad de asignarle gas a todos los pozos, debido a que hay un mayor número de incrementos disponibles. Pero se evidencia que se puede obtener mejores resultados en la producción si el gas es utilizado en aquellos pozos que respondan mejor ante la inyección; es decir, que obtengan mayor producción con cada incremento que se le asigne (caso: tamaño incremento es 700 MPCN/D). Los pozos que hacen mejor uso del gas son: el PA37, PA44, PC63 y PB57.

4.2.2 Influencia de no optimizar la tasa de inyección de gas

Como fue mencionado anteriormente en el Marco Teórico, se puede presentar el caso de que no se quiera optimizar la tasa de inyección de gas con fines de levantamiento. Esta decisión puede estar motivada por diferentes razones explicadas en el Capítulo 2, donde se describe la opción “Gas Lift Optimization”.

Cuando se decide no optimizar la tasa de inyección de gas, el usuario asigna el valor de dicha tasa para cada pozo. La máxima cantidad de gas disponible para el campo es de 7 MMPCN/D. Consecuentemente, se considera distribuir ‘manualmente’ y con criterio “razonable” la cantidad de gas disponible entre los pozos y comparar éstos resultados con los de asignar la tasa utilizando la opción “Gas Lift Optimization”.

Los casos que se van a analizar son: primero, se divide la cantidad de gas total disponible para el campo entre el número de pozos, asignándole cantidades iguales de gas a todos los pozos; segundo, se asigna gas en orden decreciente entre los pozos; tercero, se asigna gas a los pozos en orden creciente; por último se utiliza la opción “Gas Lift Optimization” (ver tabla 4.3).

Tabla 4.6 Casos de asignación ‘manual’ de gas a cada pozo

Nombre del pozo	Posición de acuerdo al potencial	Tasa de inyección de gas (MPCN/D)		
		1er caso	2do caso	3er caso
PA37	1	1166.66	2000	300
PA44	2	1166.66	1700	500
PC63	3	1166.66	1500	1000
PB57	4	1166.66	1000	1500
PC75	5	1166.66	500	1700

PB55	6	1166.66	300	2000
------	---	---------	-----	------

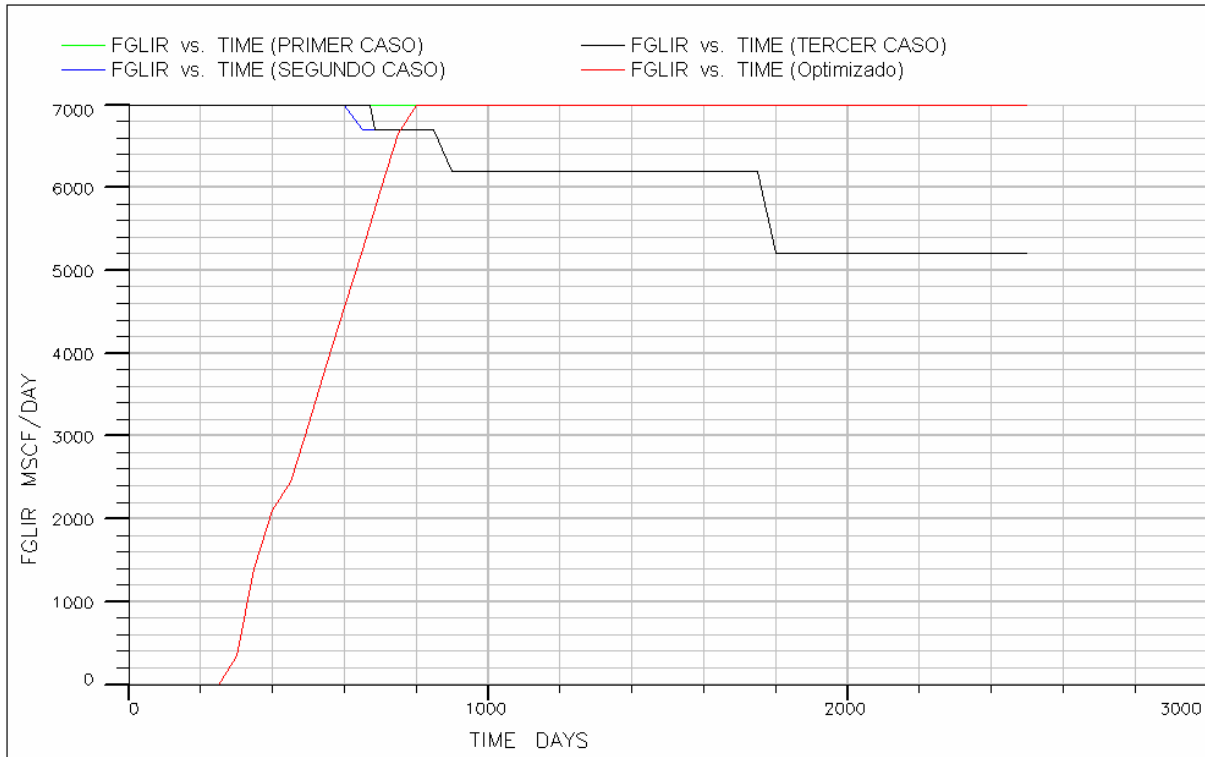


Fig. 4.14 Tasa de inyección de gas en el campo en los distintos casos

En la figura anterior, se observa el comportamiento de la tasa de inyección de gas en el campo para los distintos casos estudiados. En el primer caso se observa que cuando se asigna a todos los pozos la misma cantidad de gas, la tasa de inyección en el campo se mantiene constante en 7 MMPCN/D. Esto se debe a que la cantidad de gas que se fija es lo suficientemente alta como para mantener a los pozos produciendo sin violar ninguno de los controles impuestos.

En el segundo caso, a partir de los seiscientos días (600) comienza a disminuir la tasa de inyección de gas en el campo, ya que el pozo PC75 para esta fecha no puede producir a la presión en el cabezal requerida, por lo tanto se violan los controles de producción ($THP_{\text{límite}} = 870$ lpca) y se cierra. Luego, a los ochocientos cincuenta (850) días, se observa otra disminución en la tasa de inyección de gas en el campo debido a que el pozo PC63 viola

también los controles impuestos; por último a los 1750 días ocurre lo mismo con el pozo PB57.

El tercer caso está solapado con el segundo y la disminución en la tasa de inyección de gas al campo es debido a las mismas razones señaladas en el caso anterior, pero para los pozos PA37, PA44 y PB55 respectivamente.

Cuando se deja que la opción realice la distribución del gas a los pozos, mediante la optimización, se empieza a inyectar a los $t = 250$ días ya que es a partir de este momento cuando los objetivos de producción no se pueden obtener por flujo natural y se observa un crecimiento paulatino de la tasa de inyección de gas en el campo.

A continuación se presenta el comportamiento de la tasa de producción de petróleo del campo bajo los distintos esquemas de inyección de gas.

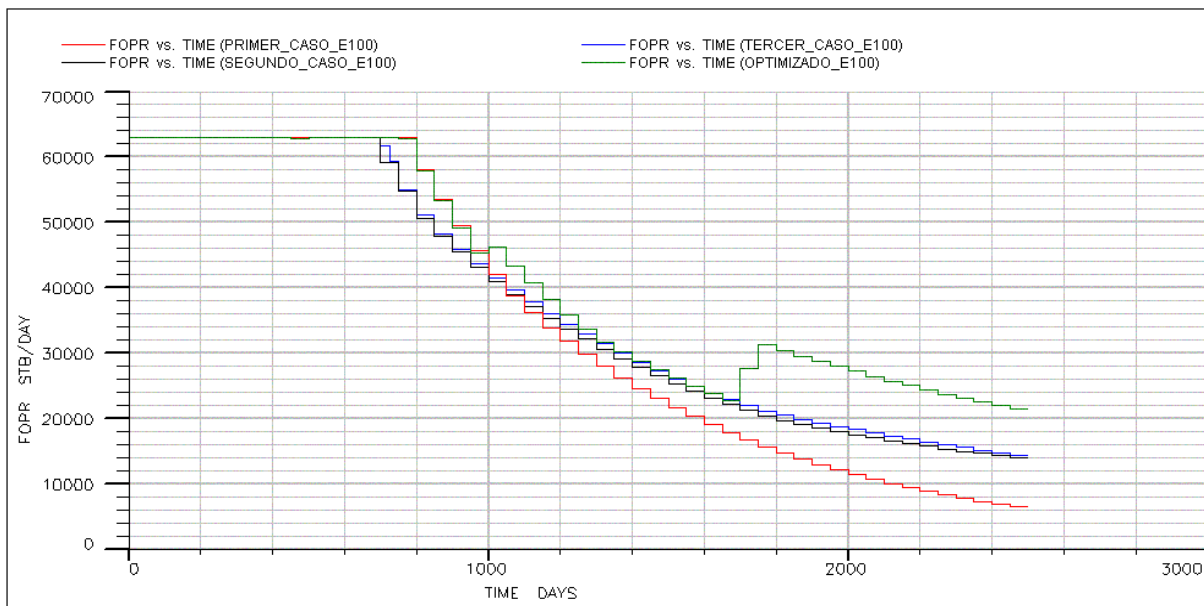


Fig. 4.15 Comportamiento de la tasa de producción de petróleo del campo bajo los distintos esquemas de inyección de gas

El comportamiento de la tasa de producción del campo varía significativamente en los distintos esquemas de inyección de gas. Cuando se asigna cantidades iguales de gas a

todos los pozos (1er caso), la tasa de producción del campo se comporta de manera similar a la producción obtenida cuando se utiliza la opción “Gas Lift Optimization”, durante los primeros ochocientos (800) días. Luego la tasa declina de manera similar hasta los mil (1000) días. A partir de los mil (1000) días la tasa de producción de petróleo para el primer caso declina mucho más rápido que cuando se utiliza la opción “Gas Lift Optimization”. A continuación se muestra la tabla con las cantidades totales de gas que se ha inyectado al campo a los mil (1000) días, ya que para esta fecha, asignar cantidades de gas similares a los pozos y utilizar la opción “Gas Lift Optimization” se comportan de manera similar.

Tabla 4.7 Cantidad de gas total inyectado a los mil días

Caso	Cantidad Total de gas inyectado (MMPCN)
1er caso	6650
Utilizando la opción	3167

En el primer caso, a los mil días se ha inyectado más del doble de la cantidad de gas que se ha inyectado utilizando la opción “Gas lift Optimization”.

En los casos en que se ha asignado gas ‘manualmente’ a los pozos se observa que la producción de petróleo empieza a declinar a los setecientos cincuenta (750) días y esta declinación se mantiene a lo largo del tiempo.

Por último se presenta la producción acumulada de petróleo en cada uno de los esquemas de inyección de gas.

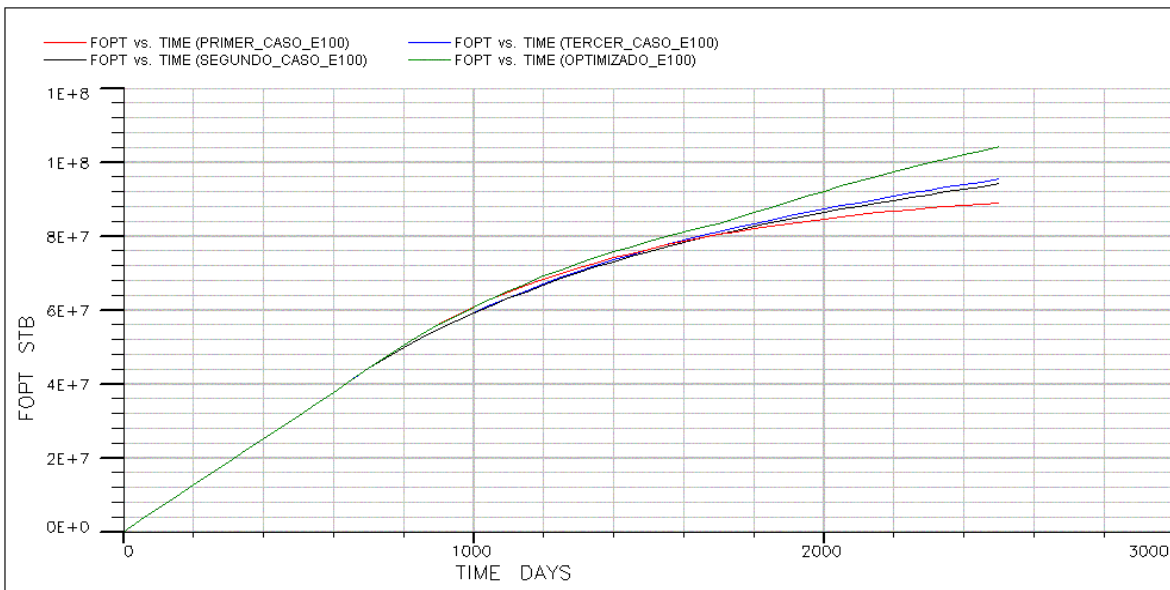


Fig. 4.16 Comportamiento de la tasa de producción de petróleo del campo bajo los distintos esquemas de inyección de gas

Efectivamente la producción acumulada de petróleo en el caso en que se utiliza la opción “Gas Lift Optimization” es mayor que en el resto de los casos.

Tabla 4.8 Producción acumulada de petróleo a los 2500 días en los distintos casos

Casos	Producción Acumulada (MMBN)	Factor de recobro (%)	Cantidad de Gas Total inyectado (MMMPCN)
1er caso	89,008	4,859	17,500
2do caso	94,105	5,137	15,355
3er caso	95,351	5,205	15,376
Utilizando la opción “Gas Lift Optimization”	104,183	5,687	14,017

Se puede observar que la producción acumulada, cuando se utiliza la opción “Gas Lift Optimization”, es mayor que en el resto de los casos y se está inyectando menor cantidad de gas.

Este resultado muestra con toda claridad la ventaja de esta opción, ya que permite maximizar la producción de petróleo y minimizar la inyección de gas, a diferencia de la asignación manual de los valores por parte del usuario.

4.2.3 Variando la cantidad de gas máxima disponible por día

La disponibilidad máxima de gas diaria es la máxima tasa de gas que puede inyectarse en el campo diariamente. La opción “Gas Lift Optimization” está diseñada para asignar la cantidad de gas que debe ser inyectado a un grupo de pozos para maximizar su producción de petróleo. El objetivo de producción deseado para el campo es de 63 MBN/D de petróleo.

Se realizan distintas variaciones de la cantidad máxima de gas disponible por día para inyectar, con la finalidad de conocer cómo se comporta la opción en los diferentes escenarios, ya sea que exista abundancia o limitación en la cantidad de gas. Aquí interesa conocer cómo se distribuye el gas en cada caso.

En la siguiente tabla se presentan las diferentes variaciones realizadas a este parámetro:

Tabla 4.9 Casos estudiados en la variación de la cantidad de gas máxima disponible por día

Casos	Cantidad de gas máxima disponible por día (MMPCN/D)
1 ^{er} caso	0
2 ^{do} caso	0.35
3 ^{er} caso	3.00
4 ^{to} caso	7.00
5 ^{to} caso	15.00

Cuando se dispone de mayor cantidad de gas para el campo, la opción “Gas Lift Optimization” utiliza todo el gas disponible; por lo tanto si se dispone de mayor cantidad de gas, el objetivo de producción es alcanzado por mayor tiempo, debido a que hay suficiente gas para que todos los pozos obtengan la máxima producción de petróleo. A continuación se presenta el comportamiento de la producción de petróleo en los distintos casos.

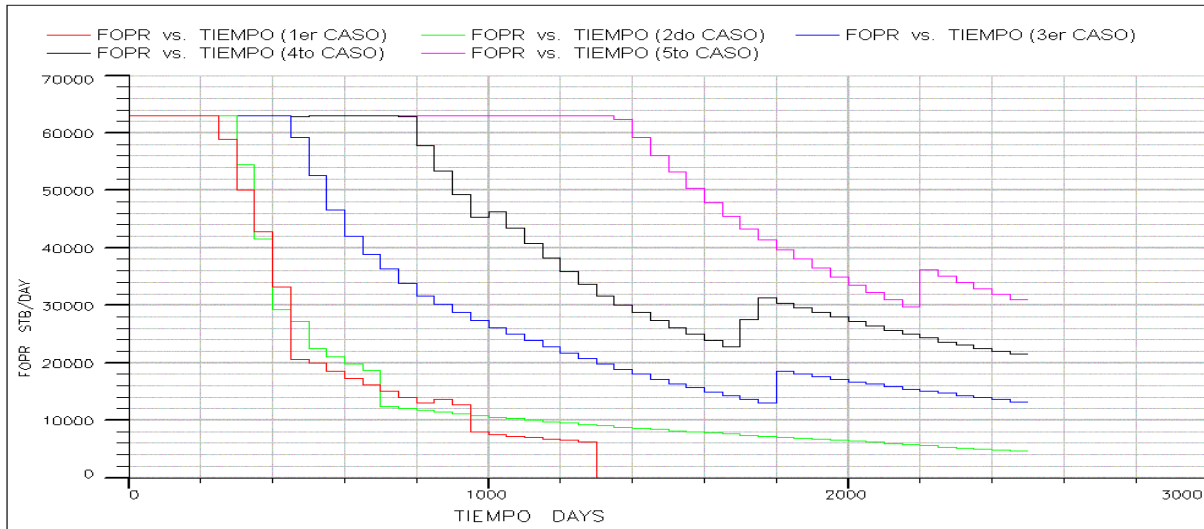


Fig. 4.17 Comportamiento de la producción del campo

Se observa que a medida que aumenta la disponibilidad de gas para el campo el objetivo de producción deseado se obtiene por mayor tiempo.

Como se decía antes, la importancia de este caso es observar cómo la opción distribuye el gas entre los pozos productores de petróleo. A continuación se presenta la tasa de inyección de gas de los pozos en cada uno de los casos.

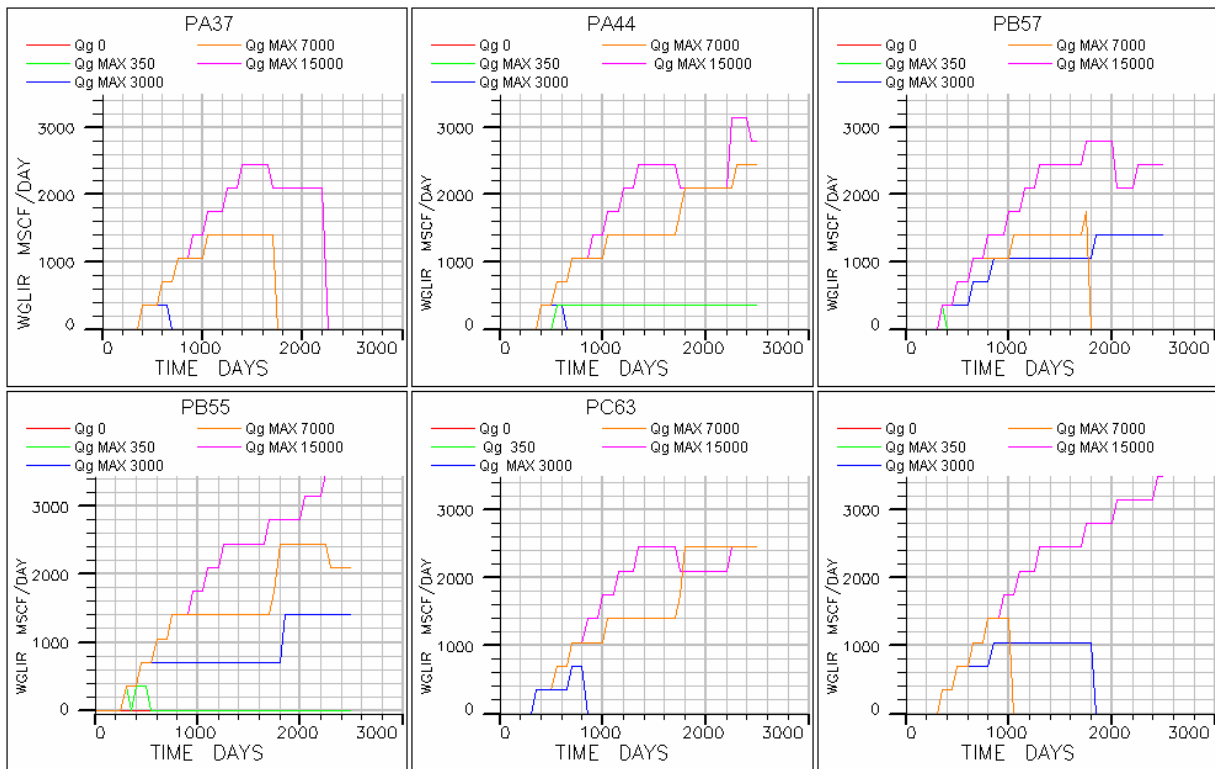


Fig. 4.18 Comportamiento de la tasa de inyección de gas todos los pozos

En el 5^{to} caso, cuando se dispone de mayor cantidad de gas en el campo (15 MMPCN/D) todos los pozos reciben gas hasta los 1400 días. En dicha fecha se está inyectando al campo todo el gas disponible y en esta misma fecha empieza a declinar la tasa de producción de petróleo (ver Fig. 4.19). Si se dispone de mucho gas para inyectar, la optimización en la distribución de gas es significativa ya que la opción le asignará la cantidad de gas que necesiten los pozos para producir su máxima tasa de producción de petróleo.

Por el contrario, en el 2^{do} caso, cuando se dispone de menor cantidad de gas en el campo (350 MPCN/D), el simulador sí debe elegir el pozo al cual le va a asignar gas. A los 250 días recibe gas el pozo PB55 hasta los 300 días, luego desde los 300 días hasta los 350 días se le asignó gas al pozo PB57, a partir de los 350 días se le vuelve a asignar gas al pozo PB55 hasta los 500 días; por último la opción le asigna gas al pozo PA44 por el resto del tiempo de simulación. Con esta conducta se puede adelantar que el simulador siempre le va asignar gas al pozo que haga mejor uso de éste.

Cuando se ha inyectado todo el gas disponible por día, se comienza a quitar gas de algunos pozos para asignárselo a otros. En el 4^{to} caso se dispone de 7 MMPCN/D y se observa que a todos los pozos se les asigna gas hasta los ochocientos días (800); a partir de este día la opción empieza a quitarle gas a unos pozos para asignárselo a otros; por tal motivo se observa que en algunos pozos se mantiene la tasa de inyección de gas mientras que en otros pozos la tasa de inyección de gas disminuye. El comportamiento es similar en el 3^{er} caso.

Es interesante observar que no se mantiene el mismo patrón de inyección en cada pozo al ser sometido a los distintos casos. Por ejemplo, en la figura 4.19 se observa que en el 4to. y 5to. caso, a pesar de mantenerse la inyección en el campo a lo largo del tiempo de simulación, el patrón de inyección difiere. A medida que hay menor cantidad de gas disponible, los controles de producción son violados y por ello se observa que algunos pozos son cerrados y sólo se asigna gas a aquellos pozos que puedan hacer un mejor uso de éste.

En el 4to. caso el pozo PC75 es cerrado a los 1000 días (ver Fig. 4.19). Hasta la fecha este pozo había recibido cuatro incrementos de gas y la inyección se ha mantenido constante desde los 800 días. En esta fecha el pozo es cerrado debido a que el programa realiza la optimización y decide quitar un incremento de gas a este pozo. Esto trae como consecuencia la violación del control de THP por lo cual se cierra y los incrementos que el pozo poseía son redistribuidos a otros pozos presentes en el campo. Estos incrementos son asignados a los pozos PA44, PC63, PB57 Y PA37.

Tabla 4.10 Comportamiento de la producción acumulada en cada caso

Casos	Cantidad máx. de gas disponible para el campo MMPCN/D	Producción Acumulada (MMBN)
1 ^{er} caso	0	35.48
2 ^{do} caso	0.35	45.19
3 ^{er} caso	3.00	75.79
4 ^{to} caso	7.00	104.18
5 ^{to} caso	15.00	131.82

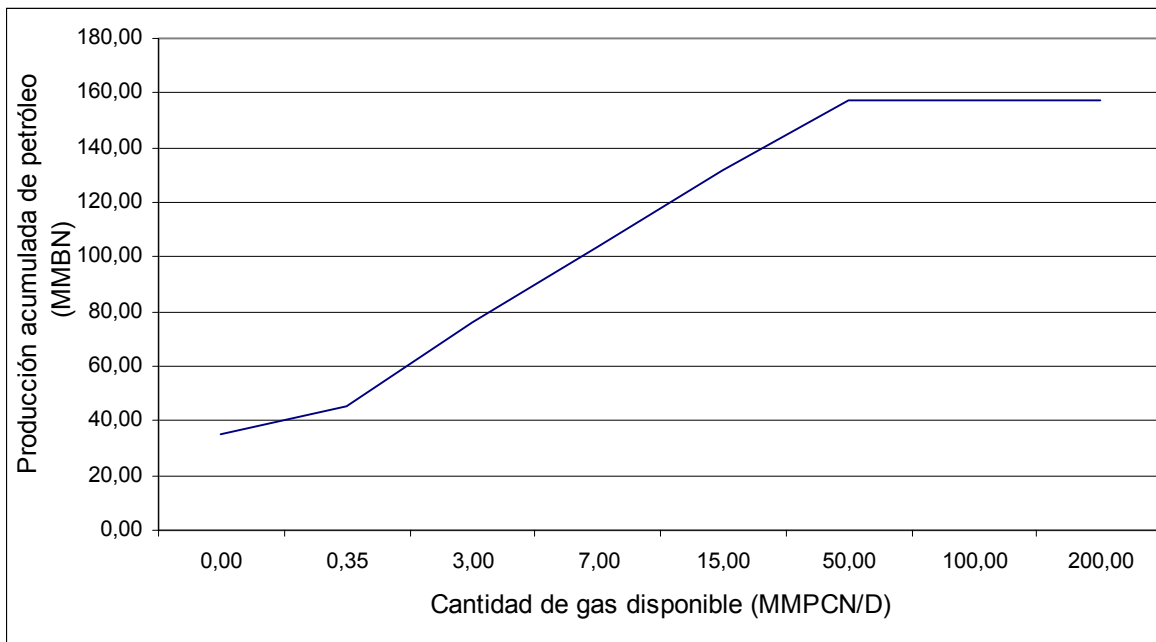


Fig. 4.19 Producción acumulada de petróleo vs. Cantidad de gas disponible

Es interesante observar (Fig. 4.20) que a medida que se aumenta la cantidad de gas disponible la producción acumulada de petróleo aumenta de igual manera. No obstante, llega un punto (50 MMPCN/D) en que la producción acumulada del campo adopta un valor constante y por más gas que se inyecte (100 ó 200 MMPCN/D) esta producción permanece constante. Este comportamiento indica que se inyecta gas hasta cierto valor (producción de petróleo óptima). Luego de este punto, por más gas que se disponga para el campo, el programa utiliza una porción del mismo y el resto del gas disponible es utilizado si es necesario a lo largo del tiempo de simulación. Este comportamiento se observa en la siguiente figura:

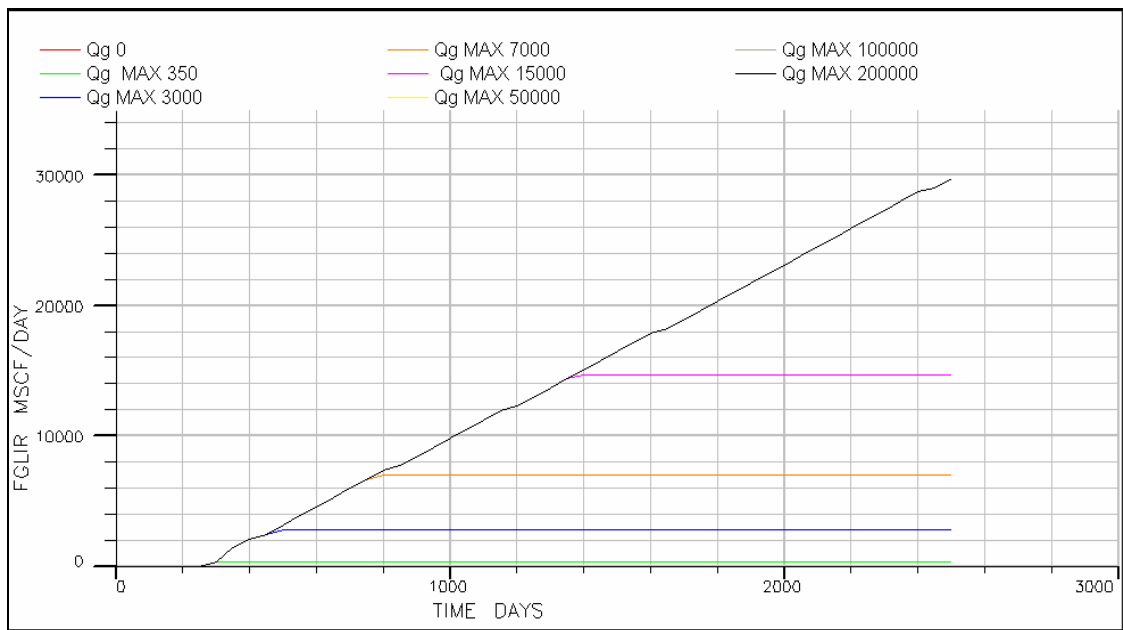


Fig. 4.20 Inyección de gas para el campo vs. Tiempo

4.2.4 Variación del mínimo gradiente económico

El mínimo gradiente económico es la cantidad extra de petróleo (en unidades monetarias; por ejemplo, dólares) que compensa económicamente los costos adicionales de compresión. Por lo tanto es una limitación en la distribución del gas a los pozos.

La variación del mínimo gradiente económico se realiza en el comando LIFTOPT (está activa la opción “Gas Lift Optimization”) de la sección Schedule de ECLIPSE. Las unidades del Mínimo Gradiente Económico son BN/MPCN (unidades de campo). Sin embargo ECLIPSE no realiza modelaje económico por lo que el usuario debe calcular este gradiente fuera de ECLIPSE. El mínimo gradiente económico representa una limitación del programa.

Se considera que este parámetro es de suma importancia para realizar la Optimización por Levantamiento Artificial por Gas, por ello se analizan una serie de casos en donde el valor del Mínimo Gradiente Económico es sometido a varios cambios, adoptando diferentes valores. Si el usuario no especifica ningún valor del mínimo gradiente económico el programa asume un valor de cero.

La cantidad de gas disponible para el campo es de 7 MMPCN/D.

Tabla 4.11 Casos estudiados en la variación del mínimo gradiente económico

Casos	Mínimo gradiente económico (BN/MPCN)
1 ^{er} caso	0
2 ^{do} caso	1
3 ^{er} caso	5
4 ^{to} caso	10
5 ^{to} caso	15
6 ^{to} caso	50

A continuación se presenta el comportamiento de la inyección de gas en el campo para los distintos casos.

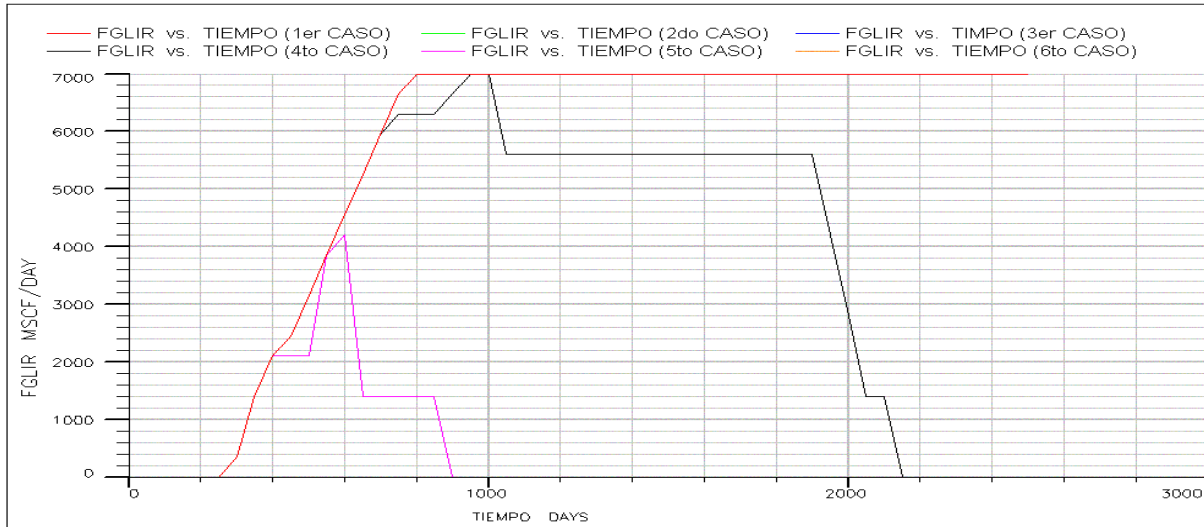


Fig. 4.21 Comportamiento de la inyección de gas en el campo

El primero, segundo y tercer caso (mínimo gradiente económico: 0, 1 y 5 BN/MPCN respectivamente) están solapados en la misma curva, debido a que para poder inyectar una cantidad extra de gas es necesario producir pocos barriles de petróleo, es decir, siempre es rentable inyectar gas para levantamiento. Por el contrario, en el cuarto y quinto caso (10 y 15 BN/MPCN, respectivamente) existe una disminución en la tasa de inyección de gas debido a que ha aumentado esta restricción, es decir, los costos adicionales de compresión son excesivamente altos. Por último en el sexto caso (mínimo gradiente económico 50 BN/PCN), no se inyecta gas a ningún pozo porque económicamente no es rentable inyectar gas.

La producción del campo se ve fuertemente afectada por el mínimo gradiente económico. A continuación se presenta el comportamiento de la producción del campo en los distintos casos.

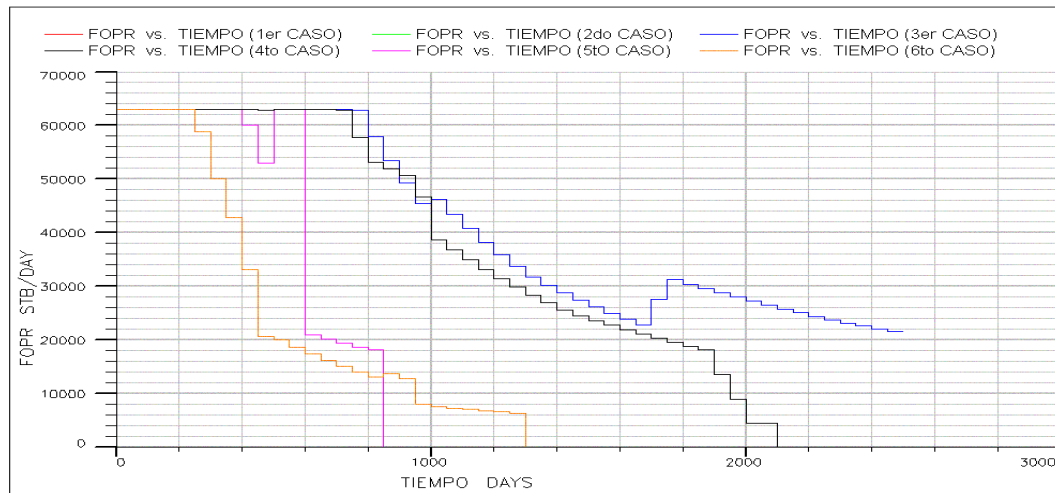


Fig. 4.22 Comportamiento de la producción del campo en los distintos casos

Indudablemente se observa la influencia de este parámetro en el comportamiento de la producción del campo, ya que en los primeros tres casos (mínimo gradiente económico: 0, 1 y 5 BN/MPCN respectivamente) la tasa de producción de petróleo es la misma; pero a medida que el gradiente aumenta la tasa de producción de petróleo naturalmente disminuye, hasta el sexto caso en el cual la producción se comporta igual que cuando no se inyecta gas al campo. La disminución en la tasa de producción de petróleo es causada por los altos costos que implica inyectar gas a los pozos. A continuación se presenta la tasa de inyección de gas de cada pozo en los distintos casos.

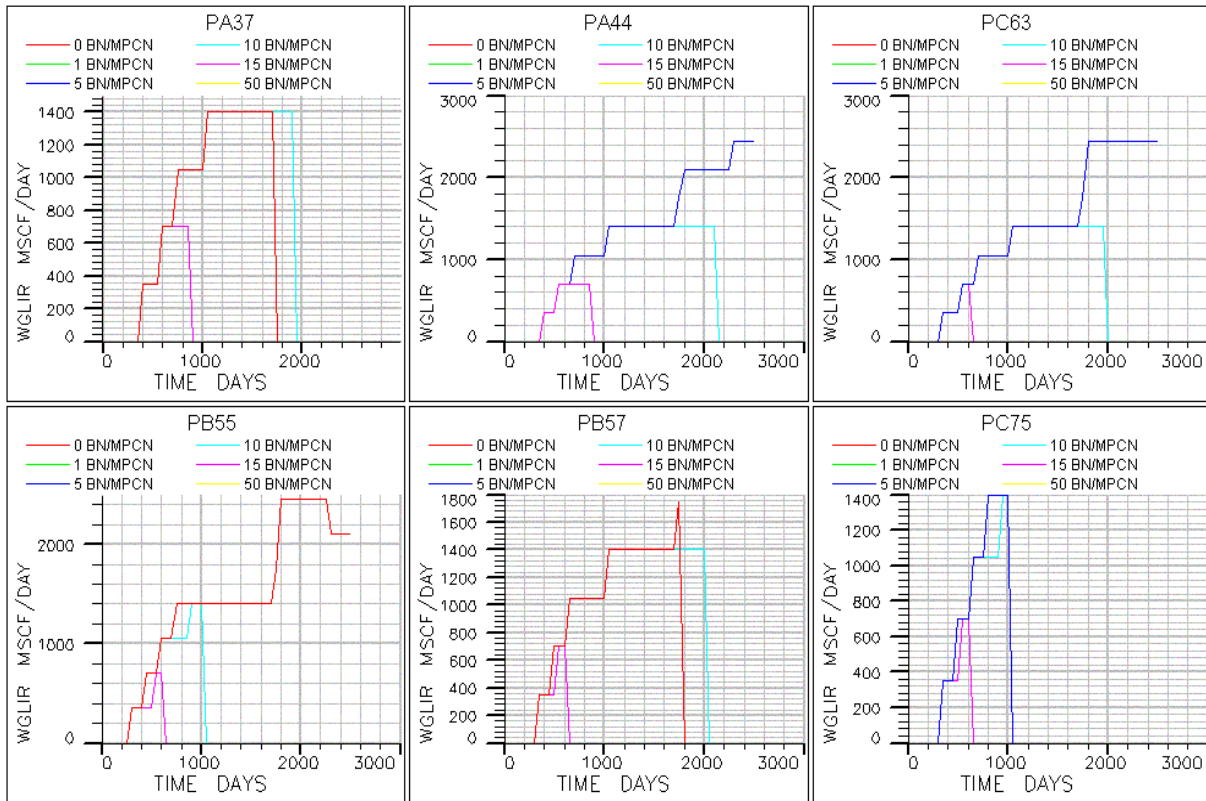


Fig. 4.23 Comportamiento de la tasa de inyección de todos los pozos

En las figuras anteriores se puede observar que a medida que aumenta el mínimo gradiente económico, menores cantidades de gas son asignadas a los pozos. A continuación se presenta el gráfico de la producción acumulada.

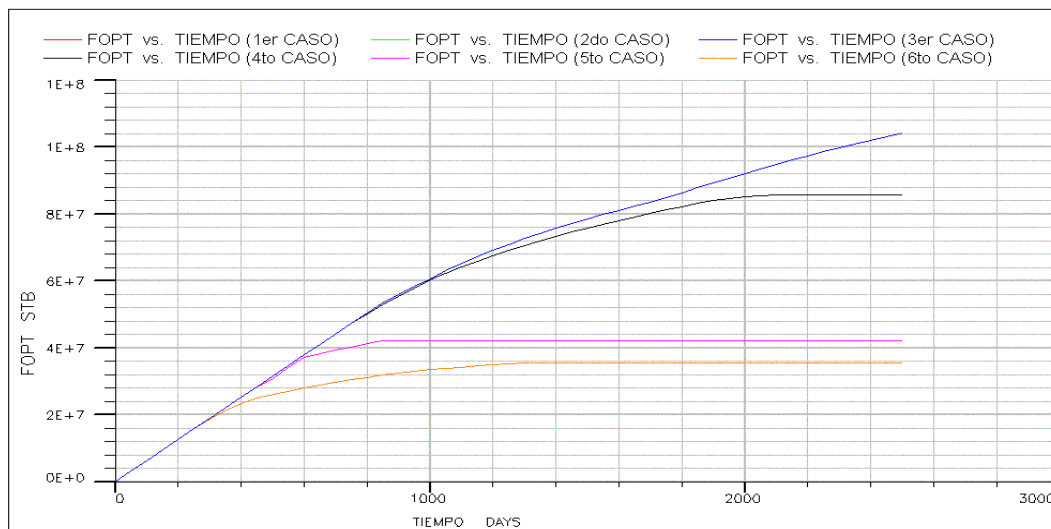


Fig. 4.24 Producción acumulada de petróleo en cada caso

Tabla 4.12 Producción acumulada de petróleo y factor de recobro obtenido en cada caso

Casos	Mínimo gradiente Económico (BN/MPCN)	Producción acumulada de petróleo (MMBN)	Factor de Recobro (%)
1 ^{er} caso	0	104,18	5,687
2 ^{do} caso	1	104,18	5,687
3 ^{er} caso	5	104,18	5,687
4 ^{to} caso	10	85,57	4,671
5 ^{to} caso	15	42,01	2,293
6 ^{to} caso	50	35,50	1,938

En la tabla anterior se observa la influencia que tiene el mínimo gradiente económico en el factor de recobro del campo. A medida que se aumenta el mínimo gradiente económico es más costoso inyectar gas; por ende los pozos reciben menor cantidad de gas para levantamiento lo que conlleva a la disminución en la tasa de producción de petróleo.

4.2.5 Variación de la tasa mínima de inyección de gas

La tasa mínima de inyección de gas es la mínima tasa de gas que se puede inyectar a un pozo. Este parámetro se encuentra en la sección “Schedule” (ver comando WLIFTOPT). Los valores que puede adoptar la mínima tasa de inyección de gas puede ser: cero, un valor positivo o un valor negativo.

Se realizaron las siguientes variaciones de este parámetro para observar el comportamiento del campo:

Tabla 4.13 Casos estudiados en la variación de la tasa mínima de inyección de gas

Casos	Tasa mínima de inyección de gas (MMPCN/D)
1 ^{er} caso	0
2 ^{do} caso	-0,001
3 ^{er} caso	1
4 ^{to} caso	5
5 ^{to} caso	7

Cuando el valor de la tasa de inyección es -0,001 MMPCN/D se inyecta la mínima cantidad de gas para que los pozos puedan fluir.

A continuación se presenta el comportamiento de la tasa de inyección de gas en el campo.

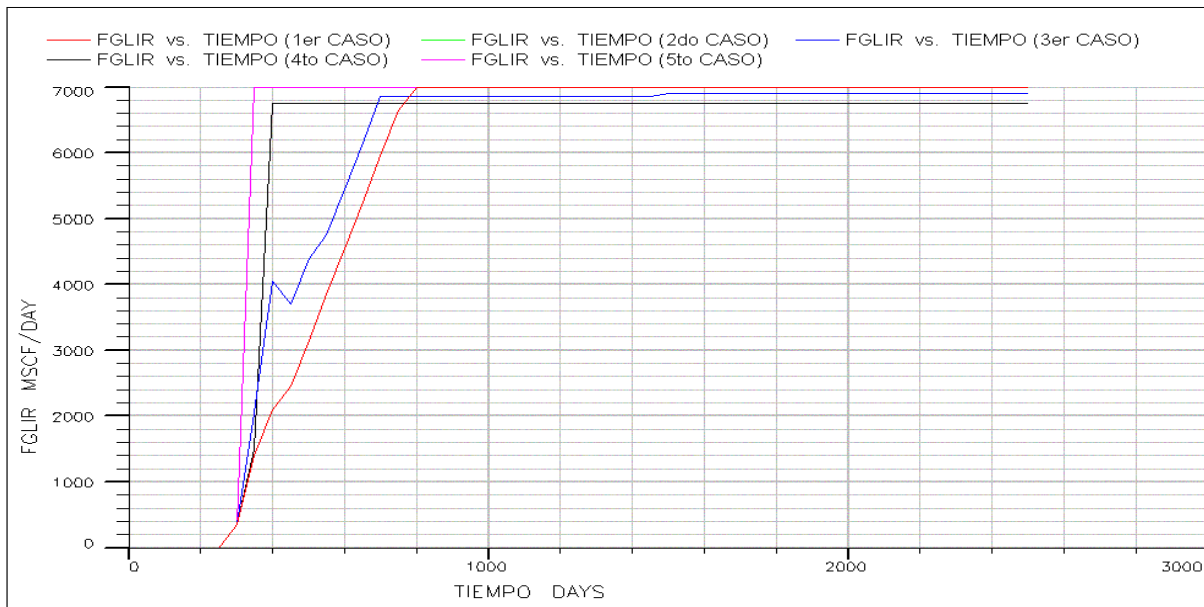


Fig. 4.25 Comportamiento de la tasa de inyección de gas al campo

En el gráfico anterior se puede observar que en todos los casos se empieza a inyectar a los 250 días. En el primer y segundo caso (0 y -0,001 MMPCN/D respectivamente) la inyección de gas se comporta de manera similar, las curvas están solapadas. Para el tercer, cuarto y quinto caso (1, 5 y 7 MMPCN/D respectivamente) las curvas sí varían significativamente.

Esta variación en el tercero, cuarto y quinto caso es debido a que los pozos, para producir por “gas lift”, requieren al menos inyectar la tasa mínima de gas, es decir deben inyectar 1, 5 y 7 MMPCN/D respectivamente. Obviamente, a medida que aumenta esta tasa mínima de gas, se llega mucho más rápido a la máxima tasa de gas disponible para el campo y al fijar tasas mínimas muy altas se está disminuyendo la posibilidad de distribuir el gas a otros pozos.

En las siguientes figuras se presenta la inyección de gas de cada pozo en cada uno de los casos.

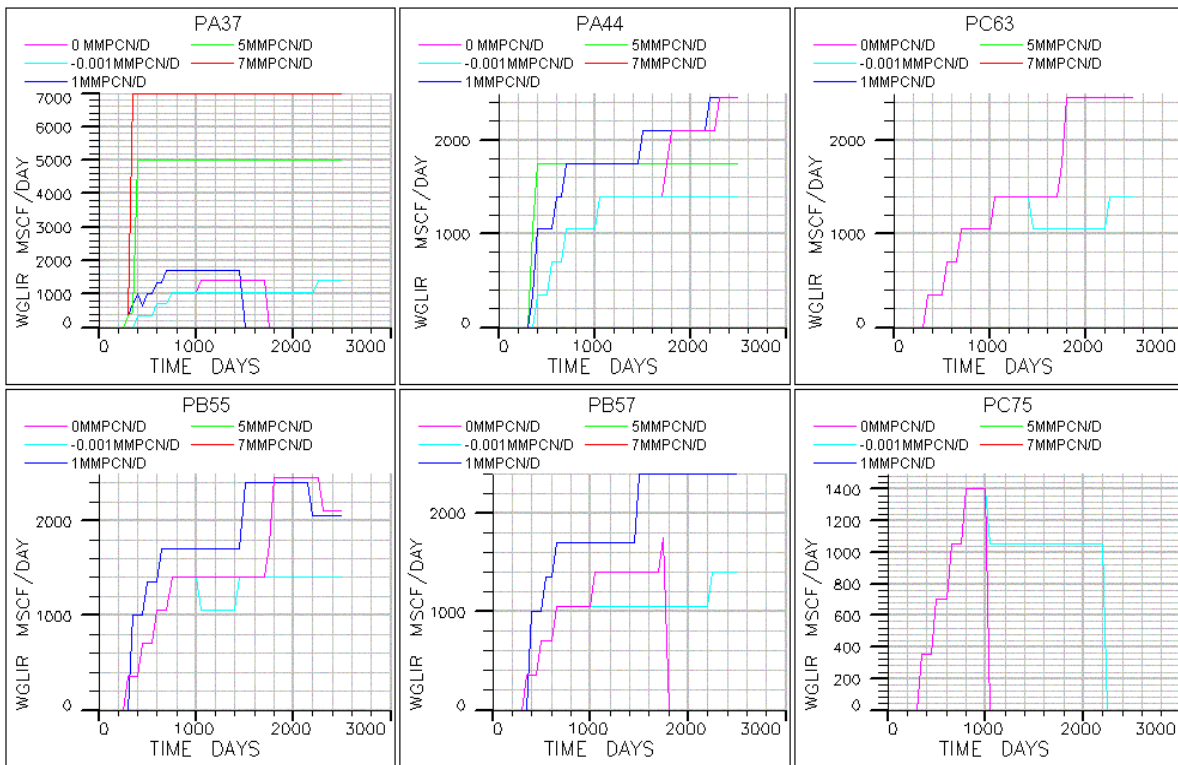


Fig. 4.26 Comportamiento de la inyección de gas en todos los pozos

En la figura anterior se puede observar que cuando aumenta la mínima tasa de inyección de gas en los pozos, se distribuye el gas a un menor número de éstos.

A continuación se presenta la producción acumulada en cada uno de los casos. La finalidad de esta figura es observar en qué caso se puede obtener un mayor recobro de petróleo.

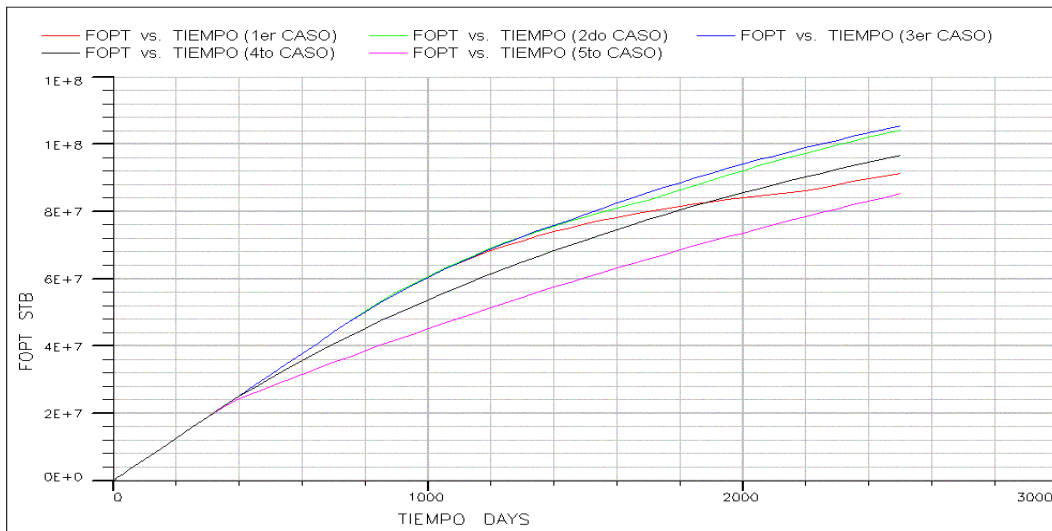


Fig. 4.27 Producción acumulada de petróleo

Un caso peculiar es el 2^{do} caso, cuando se asigna un valor negativo (-0.001 MMPCN/D). En la Fig. 4.26 se puede observar que se está inyectando la misma cantidad de gas que en el 1^{er} caso (cuando la tasa mínima de inyección es 0 MMPCN/D). Pero en el 1^{er} caso la producción acumulada de petróleo es menor que en el 2^{do} caso. Al asignar un valor negativo, sin importar la magnitud del número, la opción “Gas Lift Optimization” le asigna a cada pozo la mínima cantidad de gas que éstos necesitan para fluir, como se mencionó anteriormente.

Por lo tanto, aunque se está inyectando la misma cantidad de gas al campo, la distribución del gas es mejor en el 2^{do} caso (-0.001 MMPCN/D). Es importante señalar que un valor negativo le indica al programa que inyecte lo mínimo de gas para que los pozos fluyan tomando en cuenta las restricciones que tengan impuestas.

El caso en el cual se obtiene mayor recobro es el tercero (tasa mínima de gas = 1 MMPCN/D), ya que es mejor fijar una tasa mínima de gas un poco más alta porque se está asegurando que solo se le asignará gas a aquellos pozos que necesiten como mínimo 1 MMPCN/D para fluir. Se puede observar que a los pozos PC63 y PC75 no se les asigna gas debido a que el gas disponible ha sido asignado a otros pozos que harán un mejor uso del mismo y no violarán ningún control de producción impuesto.

4.2.6 Influencia del factor de peso en la opción

El WF es un factor de jerarquización de los pozos, el cual permite favorecer ó desfavorecer a un pozo o a un grupo de pozos sobre los otros, asignándoles mayor cantidad de gas a los pozos que posean un mayor WF.

Se considera que esta variable es de suma importancia en la opción y los casos que se realizan para comprender la influencia de este parámetro son:

Tabla 4.14 Casos estudiados en el WF

Casos	Valores de Factor de Peso
1	Todos los pozos con WF iguales, WF = 1
2	Se desfavorece al pozo PA37, WF = 0.7
3	Se favorece al pozo PA37, WF = 1,01
4	Se favorece al pozo PA37, WF = 10
5	Igual al 3 ^{er} caso, asignándole daño al pozo

Al asignar valores de WF positivo e igual para todos los pozos presentes en el campo, el programa hace la misma distribución de gas independientemente de la magnitud del WF, es decir, al asignar el mismo valor a cada uno de los pozos, se está obteniendo el mismo resultado que se obtiene al no colocar ningún valor, por lo que el programa asume, por defecto, que el valor es igual a uno (1.0) para cada uno de los pozos.

Cuando se asignan WF iguales el programa realiza la distribución de gas en el campo, asignando una cantidad de gas a cada uno de los pozos, sin ningún tipo de preferencias, es decir, sin favorecer o desfavorecer a ningún pozo. En este caso el criterio para distribuir el gas disponible es el especificado en el Capítulo 2, en donde se explica la opción “Gas Lift Optimization”.

En la siguiente figura se observa cómo la producción de petróleo de cada pozo durante los primeros 250 días es mantenida sin LAG. Desde los 250 días hasta 1000 días, se inyecta gas cubriendo las necesidades de cada pozo. A partir de los 1000 días (aproximadamente) hay pozos que cierran su producción. Los cierres son debidos a que se inyecta la cantidad máxima de gas disponible para el campo e inevitablemente se debe asignar gas a los pozos que hagan un mejor uso del mismo.

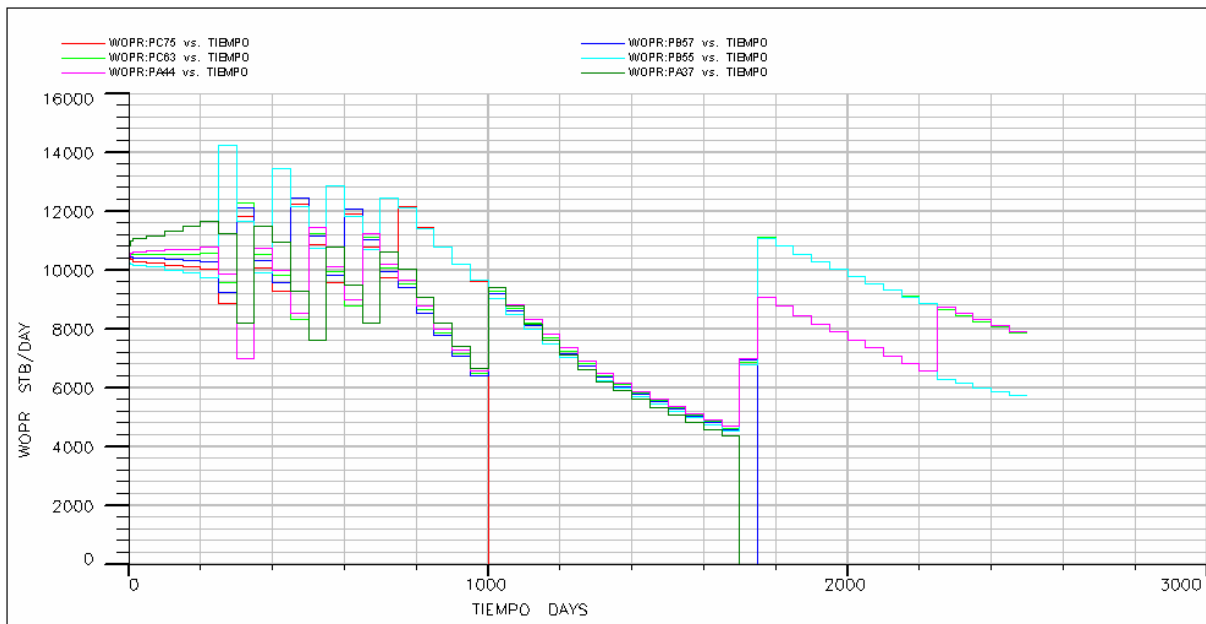


Fig. 4.28 Tasa de producción de petróleo con el WF igual a 1

Se disponen de 7 MMPCN/D para ser distribuidos a los pozos.

En el gráfico anterior se puede observar que el pozo PC75 es el primero que cierra. Esto es debido a que el mismo no puede cumplir con los controles de THP con la cantidad de gas que se le asigna. El mismo es cerrado a los 1000 días. Se decide otorgarle la cantidad de gas a otro pozo.

El segundo pozo que es cerrado es el PA37. Esto ocurre a los 1750 días. Las causas del cierre son similares a las del pozo anterior. El pozo PB55 es cerrado a los 1800 días.

Los tres pozos restantes continúan su producción (PC63, PA44 y PB55) ya que pueden cumplir con los controles impuestos de producción y son los que pueden aprovechar en mayor grado la cantidad de gas que se le asigna.

Al favorecer un pozo sobre los demás, asignándole un valor de WF mayor que al de los otros pozos, se asigna mayor cantidad de gas a este pozo. Esto puede mejorar la producción de petróleo del pozo hasta cierto punto. Por otro lado, si se desfavorece el mismo pozo con respecto a los demás, esto es colocando un valor de WF menor al de los otros pozos, la cantidad de gas que se asigna al pozo es menor, causando disminución en la producción de petróleo del mismo. Este comportamiento se observa en las siguientes figuras:

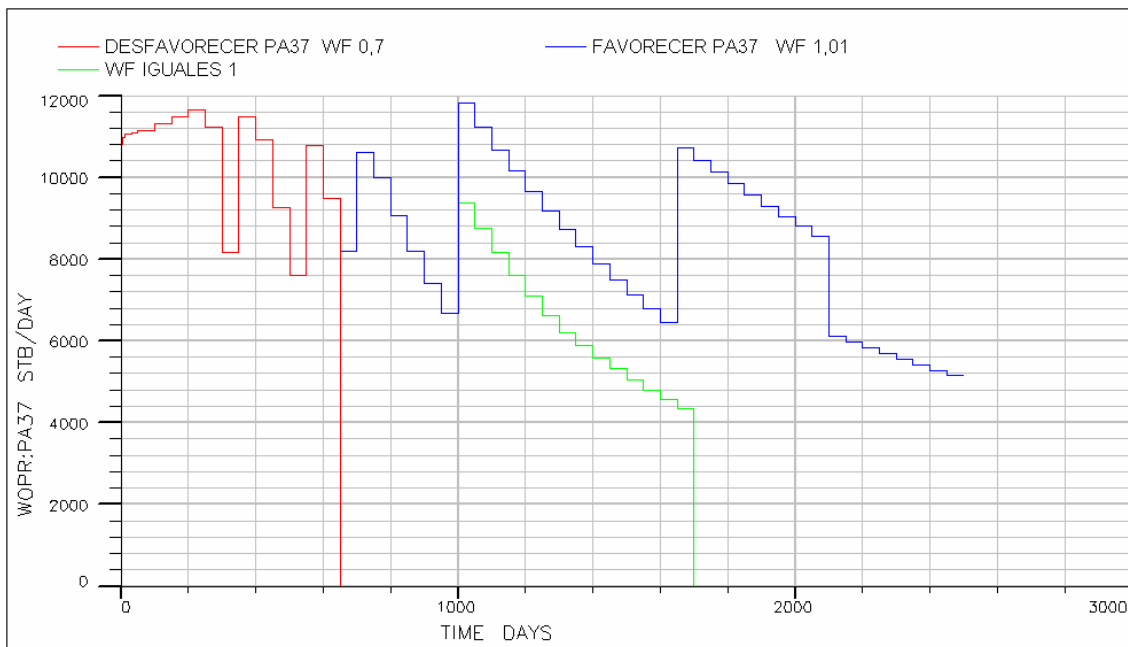


Fig. 4.29 Tasa de producción de petróleo PA37

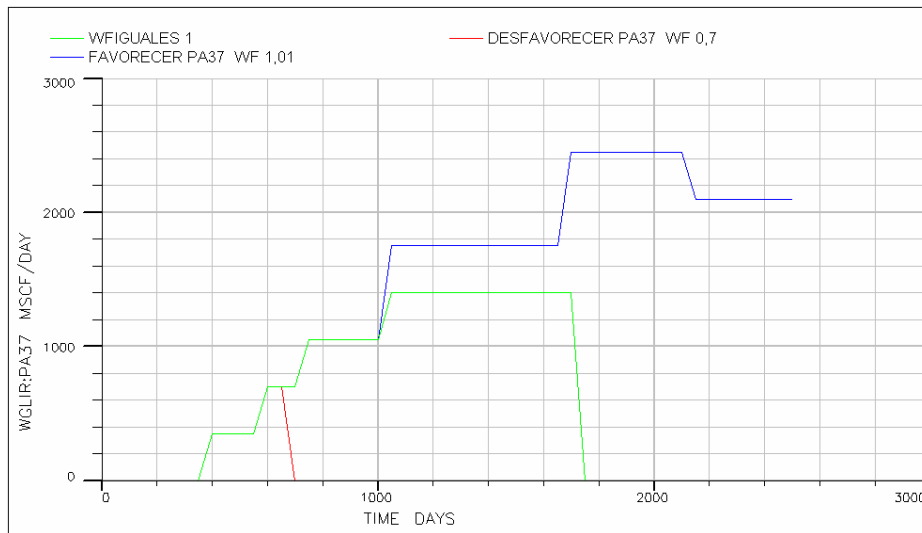


Fig. 4.30 Tasa de inyección de gas del pozo PA37 favoreciendo y desfavoreciéndolo

Cuando se asigna un WF de 1.01, hay un aumento en la producción de petróleo del campo. En este caso la producción del campo tiene un ligero aumento (cómo se observa en la Fig. 4.31), esto implica que si se favorece a este pozo en particular, se pueden obtener mayores ganancias en el campo. Si el WF es aumentado exageradamente, puede que se obtengan mayores tasas de producción de petróleo en el pozo; pero se inyecta mayor cantidad de gas a ese mismo pozo, obteniendo menores tasas de producción para el campo. Este comportamiento puede observarse en el siguiente gráfico:

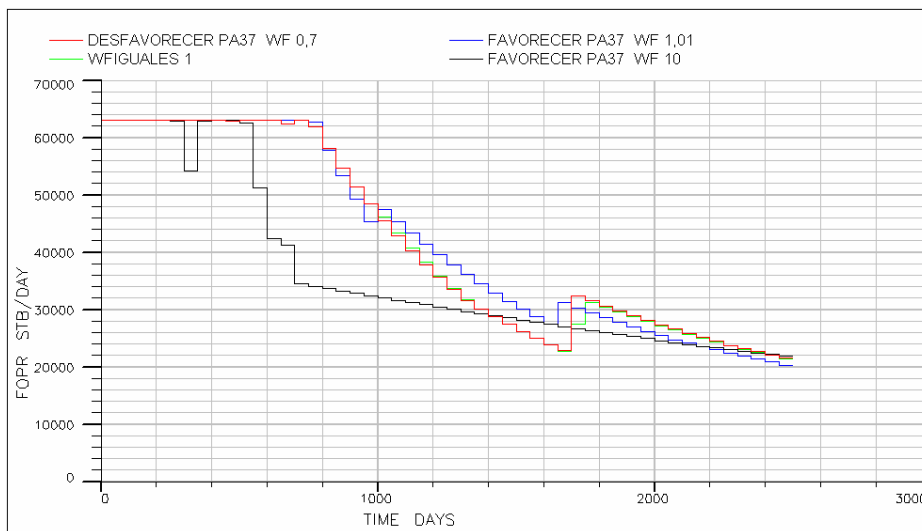


Fig. 4.31 Tasa de producción de petróleo del campo favoreciendo y desfavoreciendo al pozo PA37

Esta observación es la que indica la importancia de asignar el gas disponible de manera optimizada.

Se considera trabajar con un pozo que presenta daño. Al mismo se le asigna un factor de peso mayor que el de los otros pozos para conocer si la herramienta realiza una distribución de gas preferencial a ese pozo.

En los siguientes gráficos se muestra que un pozo con un WF superior obtiene una mayor cantidad de gas inyectado, por ende presenta una mayor producción de petróleo con respecto al caso donde se asigna gas a los pozos sin realizar ninguna preferencia (como se mencionó anteriormente). Pero, cuando se asigna un mayor WF a un pozo con daño, se observa cómo la cantidad de gas que se inyecta es mucho menor (a pesar de tener una mayor preferencia sobre el resto de los pozos). Esto indica que la opción no necesariamente inyecta gas al pozo con un mayor WF, ya que si el mismo no es capaz de dar un mejor uso del gas que otros pozos, esta inyección es dada a otros pozos.

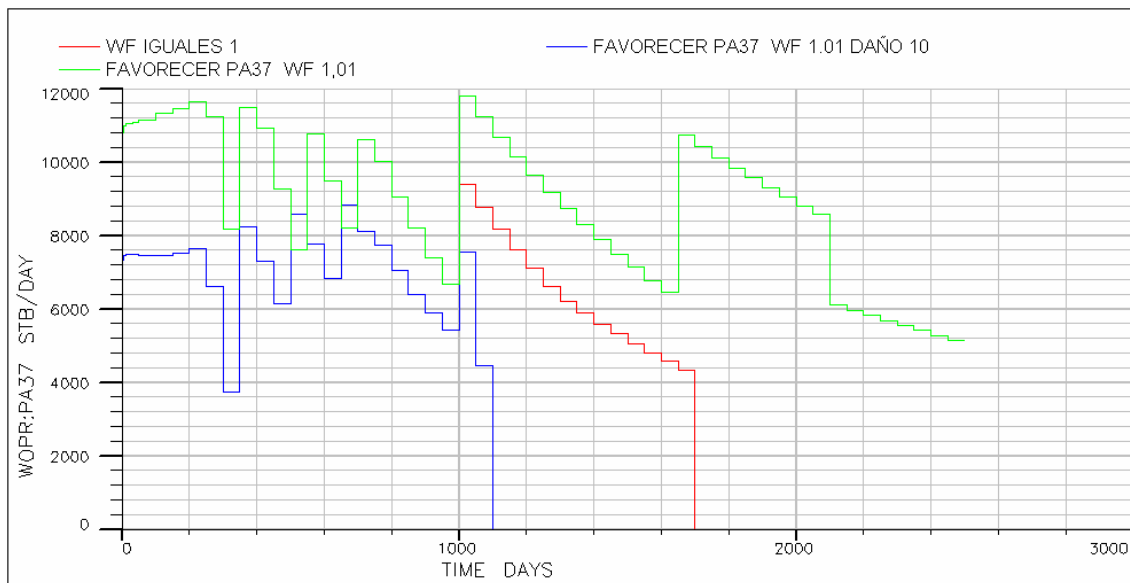


Fig. 4.32 Tasa de producción del pozo PA37 considerando este pozo con daño

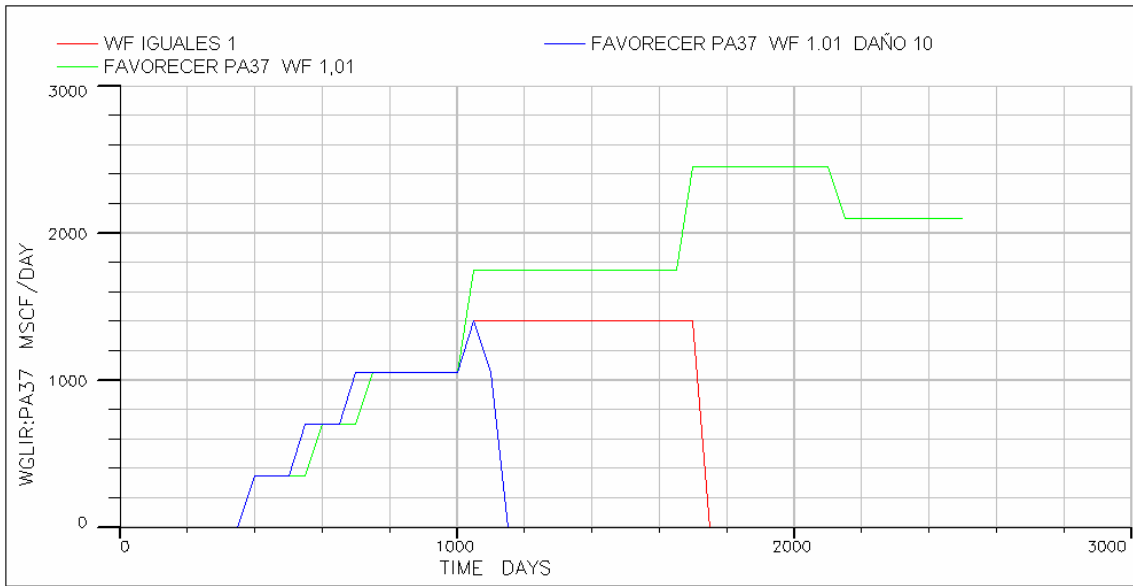


Fig. 4.33 Tasa de inyección del pozo PA37 considerando este pozo con daño

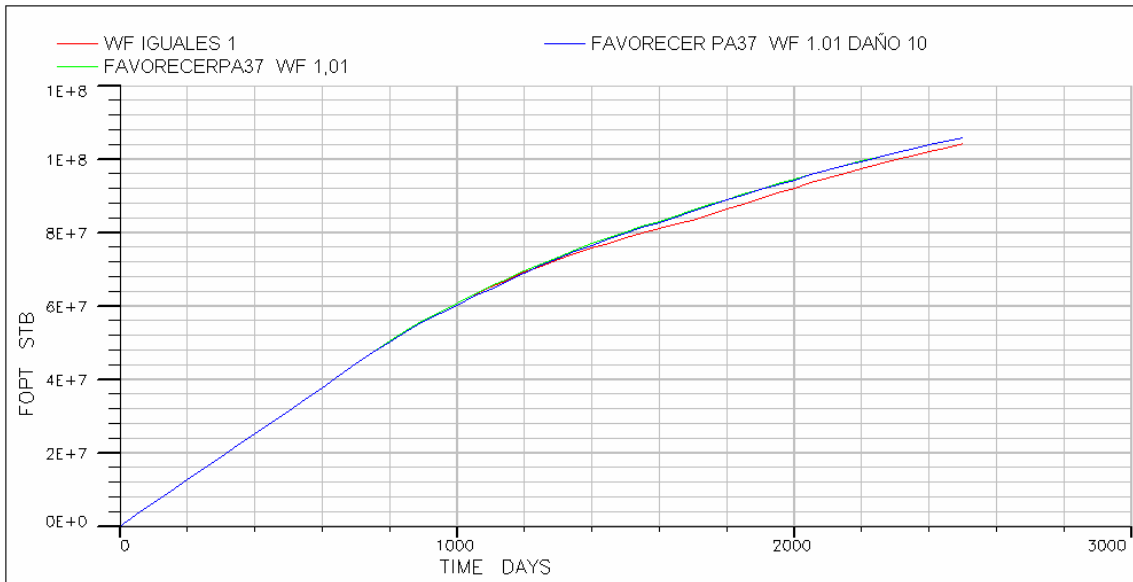


Fig. 4.34 Producción total de petróleo del campo considerando el pozo PA37 con daño

4.3.7 Variación del intervalo de optimización

El intervalo de optimización determina la frecuencia con que se realiza la optimización. El intervalo de optimización tiene unidades de tiempo.

Si los intervalos son mayores al paso del tiempo la distribución del gas es llevada a cabo en el primer paso de tiempo del intervalo y debe transcurrir el intervalo de tiempo especificado completo para que la opción vuelva a optimizar. Si son menores al paso del tiempo o cero, la optimización se realiza cada paso del tiempo. Igualmente ocurre cuando el valor es negativo (por defecto).

El motivo de estudiar este caso es observar el comportamiento de la opción si dicho parámetro es variado. Se consideraron los siguientes valores: -100, 0, 1, 25, 100 y 500 días.

En el siguiente gráfico se observa la influencia del intervalo de optimización en la tasa de inyección de gas en el campo.

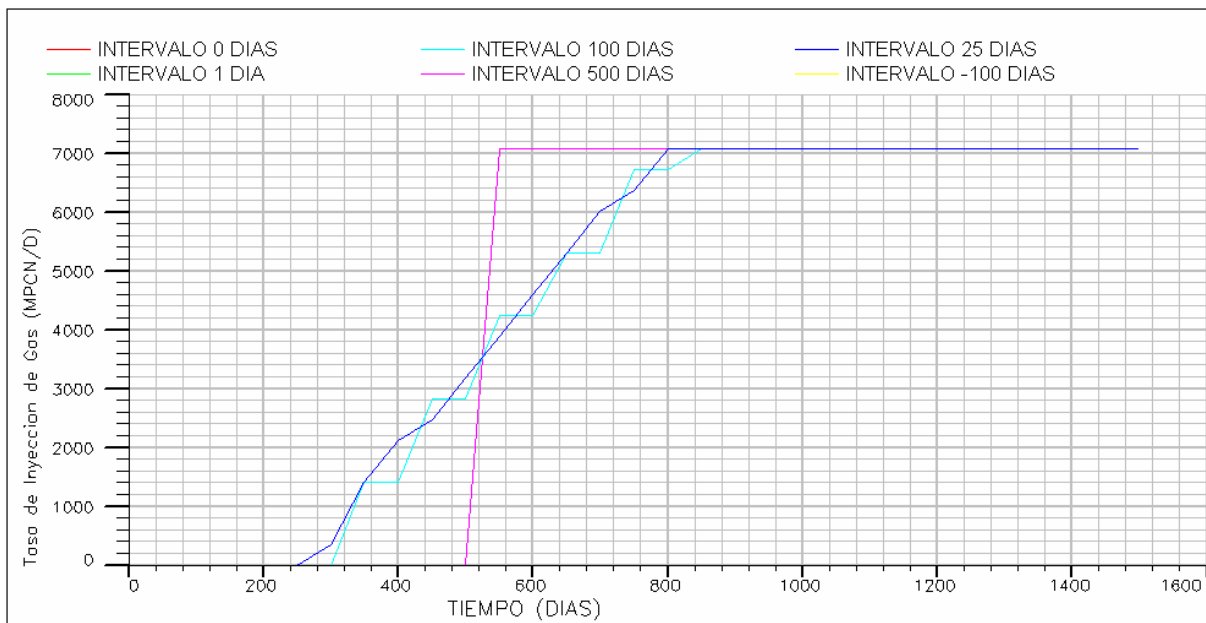


Fig. 4.35 Comportamiento de la tasa de inyección en el campo en distintos intervalos de optimización

Cuando se seleccionan los intervalos 0, 1, 25 y -100 días el comportamiento de la opción es el mismo; no obstante cuando los intervalos son mayores (100 y 500 días) sí hay variación en el comportamiento de la inyección de gas al campo.

La primera variación observada es que no se comienza a inyectar el mismo día. Obviamente, a medida que aumenta el intervalo de optimización el simulador debe esperar a que transcurra este intervalo para poder realizar la siguiente optimización. Por ejemplo, cuando se fija el intervalo en 500 días el simulador hace lo siguiente: en el día cero (0) el simulador realiza algunos cálculos y en base a éstos decide si se optimiza o no la tasa de producción del campo mediante la inyección de gas; en el día cero no es necesario inyectar gas debido a que el yacimiento cuenta con la energía suficiente para producir el objetivo deseado. Luego deben transcurrir 500 días para realizar la próxima optimización y a los 500 días sí es necesario inyectar gas. La diferencia está en que probablemente se necesitaba inyectar gas mucho antes de los 500 días.

Por este motivo se deben seleccionar intervalos de optimización cortos o considerar el valor que la opción trae por defecto (cada paso del tiempo).

Sin embargo, si el paso del tiempo es muy corto, ello implica aumentar el tiempo computacional de la corrida.

En el siguiente gráfico se presenta el comportamiento de la producción del campo considerando los distintos intervalos de tiempo.

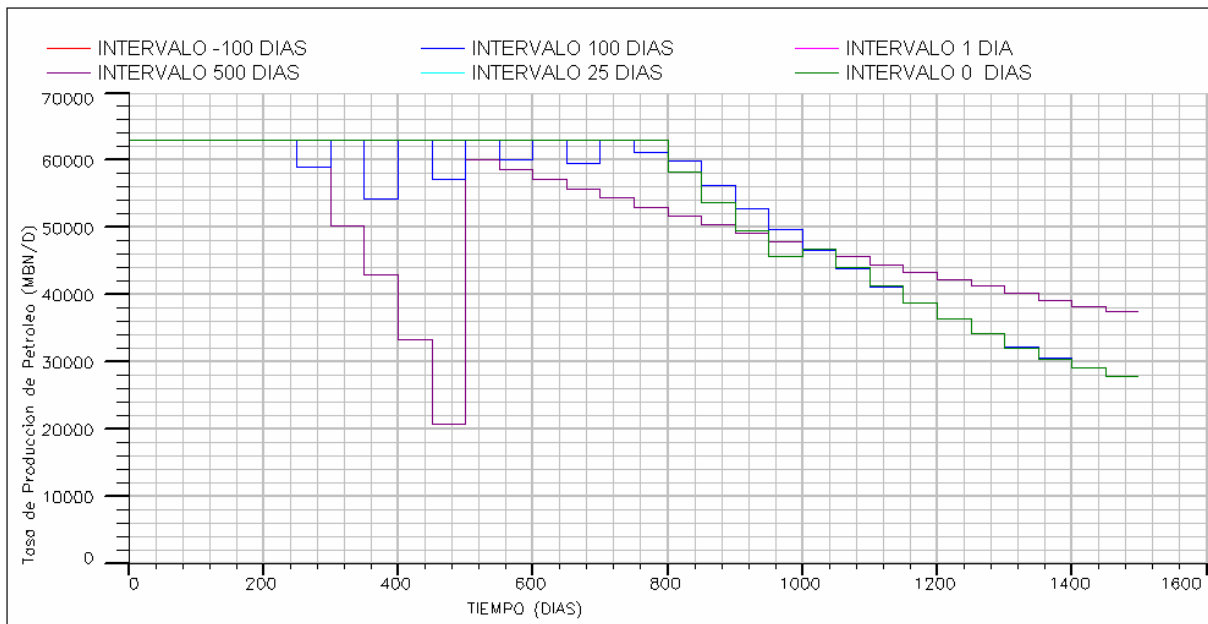


Fig. 4.36 Comportamiento de la producción del campo en los distintos intervalos de optimización

Para los intervalos de 100 y 500 días la producción del campo declina a los trescientos (300) días, mientras que para los intervalos de 0, 1, 25 y -100 la producción declina aproximadamente a los 800 días. En el gráfico anterior se demuestra la necesidad de definir intervalos optimización más cortos ya que el campo puede requerir la inyección de gas con antelación.

4.3.8 Influencia de la selección de las correlaciones para el cálculo de las caídas de presión en la tubería de producción

El efecto de la inyección de gas en los pozos es modelado por la tabla VFP (ver ANEXO B, Tabla B.1). Esta tabla es generada por el programa VFPI. Una vez definidos los aspectos mecánicos del pozo (profundidad de las perforaciones, diámetro de la tubería y profundidad de la válvula de inyección de gas), así como las propiedades de los fluidos presentes en el yacimiento, se debe seleccionar mediante qué correlación queremos que el simulador calcule las caídas de presión a través de la tubería de producción (ver 1.2.5 Cálculo de las caída de presión).

La importancia de este caso es advertir la influencia que tienen las correlaciones en el cálculo de las caídas de presión a través de la tubería de producción y a su vez observar cómo se comporta la opción “Gas Lift Optimization” en los distintos casos.

Se considera utilizar las siguientes correlaciones: Aziz et al., Gray, Orkiszewski, Hagedorn & Brown, Beggs & Brill, Mukherjee & Brill y Petalas & Aziz.

Es conocido que los pozos están controlados por la presión de cabezal. Ésta es la que va a controlar el influjo del yacimiento hacia el pozo. La presión de cabezal límite es THP = 870 lpca. El simulador trata de producir la tasa asignada al pozo para lo cual calcula qué BHP necesita.

En el siguiente gráfico se muestra el comportamiento de la presión de cabezal del pozo PA37 (THP).

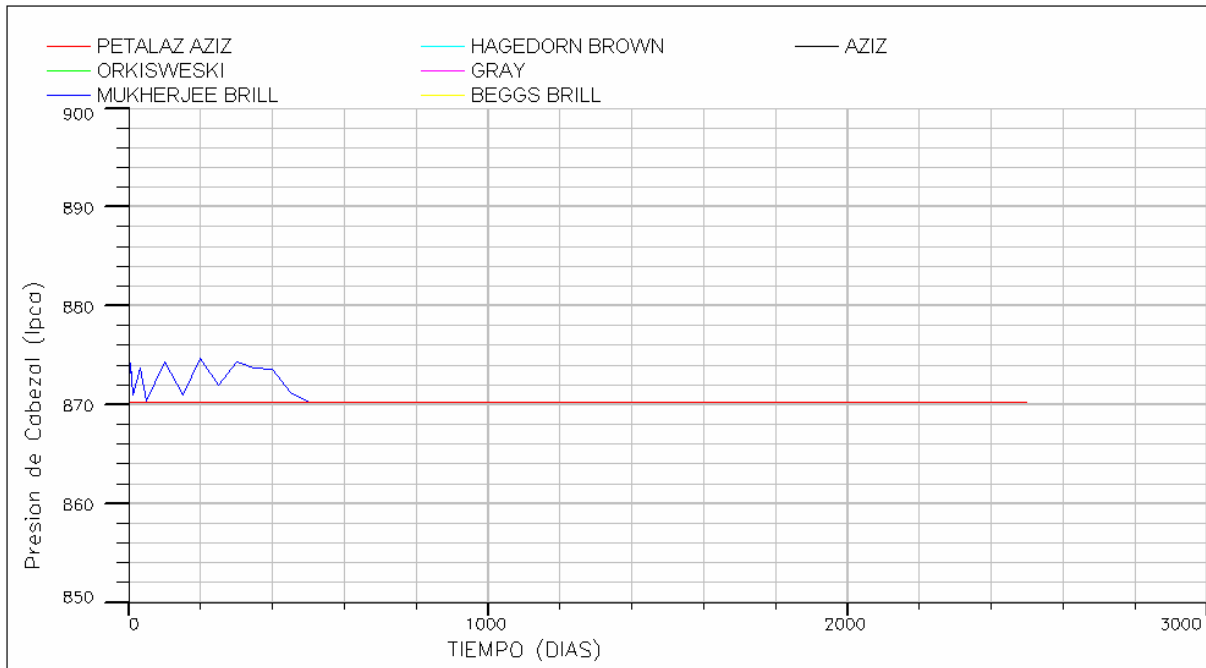


Fig. 4.37 Presión de cabezal del PA37 en todos los casos

Se observa que en todos los casos la THP se encuentra en el límite inferior. Esto es debido a que en ninguno de estos casos se puede obtener el objetivo de producción del campo deseado y por ello se debe inyectar gas desde el inicio. Sin embargo, en la correlación de Mukherjee & Brill la THP varía debido a que los pozos son controlados por la tasa de producción (ORAT) hasta los 450 días. Luego de dicha fecha se fija la THP ya que pasa a este tipo de control.

A partir de la THP se calcula la presión de fondo fluyente, por lo que es importante observar el comportamiento de la presión de fondo fluyente en todos los casos.

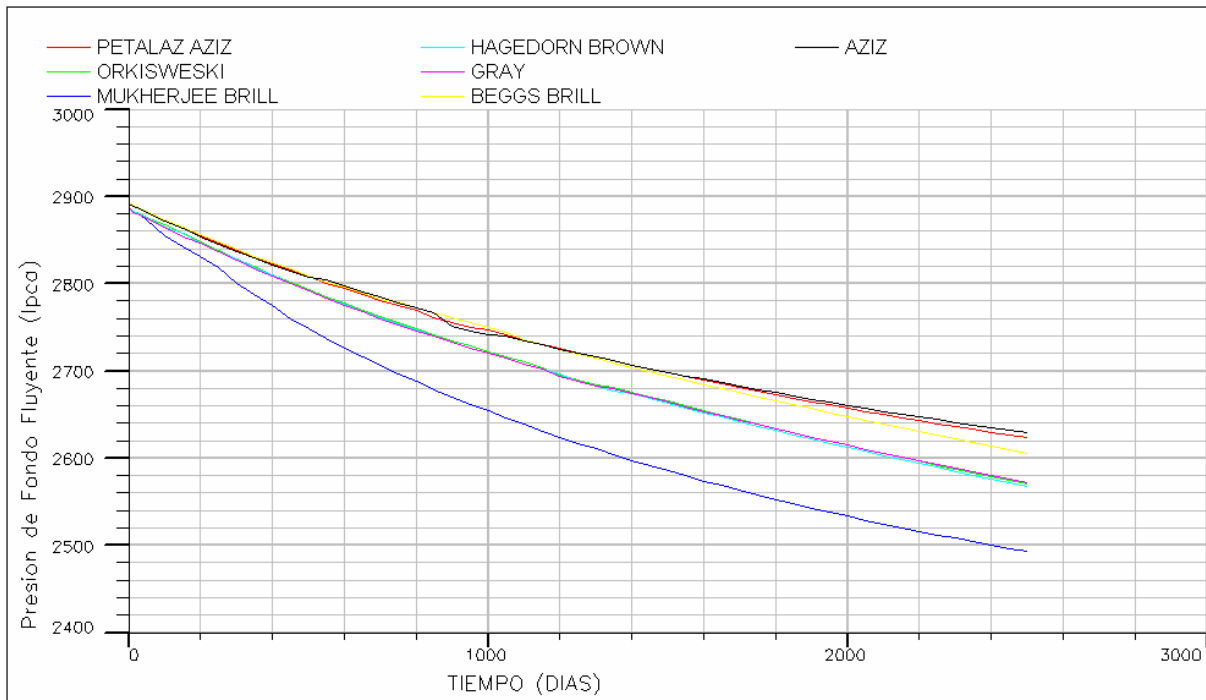


Fig. 4.38 Presión de fondo fluente del pozo PA37 en todos los casos

En el gráfico anterior se observa que Aziz et al., Hagerdorn & Brown y Petalas & Aziz presentan comportamiento semejante. Orkiszewsky y Gray exhiben comportamiento similar. Indudablemente el uso de distintas correlaciones afecta el comportamiento de las caídas de presión a través de la tubería de producción. Por lo tanto esto afectará el comportamiento de la producción del campo e igualmente la producción de los pozos. A continuación se presenta el gráfico de la producción del campo en los distintos casos.

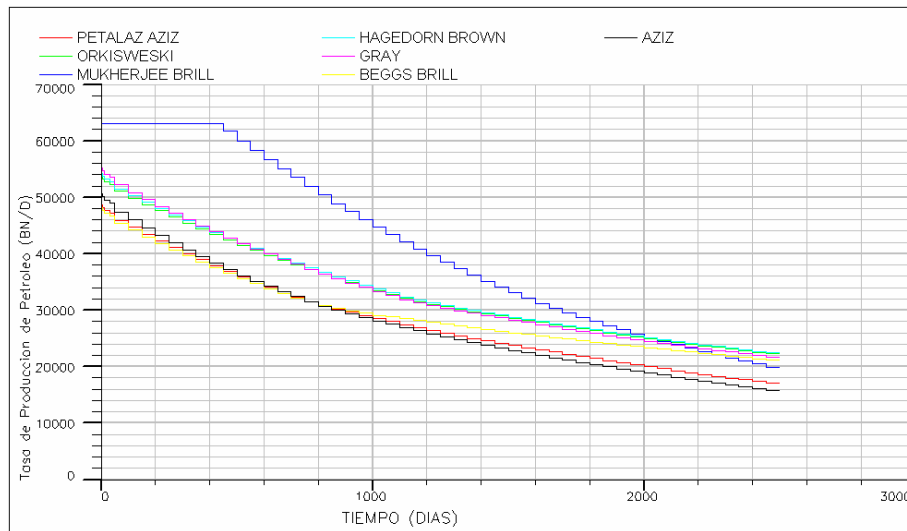


Fig. 4.39 Comportamiento de la producción del campo en los distintos casos

En el gráfico se observa la influencia de las distintas correlaciones en las tasas de producción del campo. Por lo tanto es importante seleccionar adecuadamente la correlación que se vaya a utilizar. Esta selección depende del comportamiento real de las presiones en el pozo. Para esto el programa VFPi cuenta con una sección que permite comparar los valores reales con los valores obtenidos de las correlaciones. A continuación se presenta la inyección de gas en el campo.

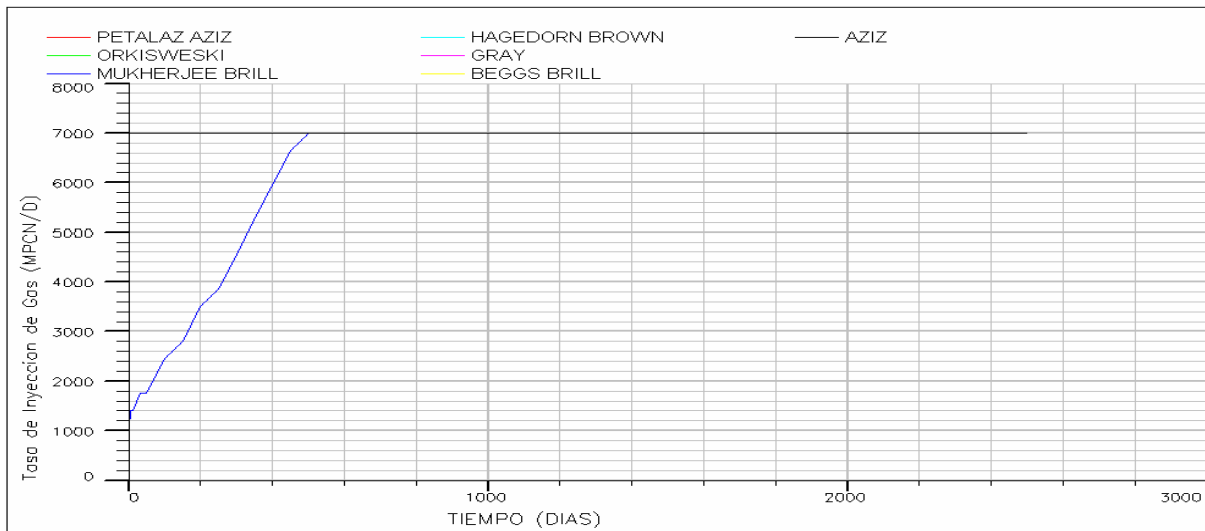


Fig. 4.40 Comportamiento de la inyección de gas en el campo

En el gráfico anterior se presenta el comportamiento de la inyección de gas en el campo usando las distintas correlaciones. En todos los casos se comienza a inyectar gas desde el inicio debido a que los pozos no pueden fluir por sí mismos debido a la caída de presión en la tubería de producción.

Estos fueron los casos estudiados para conocer el comportamiento de la opción “Gas Lift Optimization”, a continuación se presentan las conclusiones y recomendaciones obtenidas de los análisis.

CONCLUSIONES

- La opción “Gas Lift Optimization” del simulador ECLIPSE[®] representa adecuadamente el comportamiento del yacimiento ante la inyección de gas para levantamiento artificial en los pozos productores.
- El tamaño del incremento de gas inyectado influye directamente en la producción de petróleo del campo y en la distribución de gas a los pozos. Mientras mayor sea el incremento menor es la producción del campo y se asigna gas a un menor número de pozos.
- La producción acumulada de petróleo cuando se emplea la opción “Gas Lift Optimization” es mayor que cuando se fija la tasa de inyección de gas en cada pozo, y al utilizar la opción se inyecta menor cantidad de gas.
- La opción distribuye la cantidad máxima disponible de gas entre los pozos que realicen un mejor uso del mismo. Mientras la disponibilidad de gas es mayor para el campo se distribuye gas a un mayor número de pozos; por ende el objetivo de producción deseado se mantiene por más tiempo.
- El mínimo gradiente económico representa la limitación económica impuesta a los pozos a causa de la inyección del gas, por lo tanto, si el mínimo gradiente económico se incrementa, los pozos deberían producir más barriles de petróleo para compensar los costos de inyección de gas.
- La tasa mínima de inyección de gas en los pozos representa una restricción que al incrementarse causa una disminución en la producción del campo, ya que algunos pozos no producen bajo esta restricción.
- El factor de peso es un parámetro que indica jerarquización en el momento de asignarle gas a los pozos. Favorecer a un pozo es asignarle mayor factor de peso que al resto de

los pozos. Favorecer a un pozo en particular mejora su producción; sin embargo, puede aumentar o disminuir la producción del campo.

- A medida que los intervalos de optimización se incrementan las condiciones del yacimiento pueden variar demasiado entre las optimizaciones, no permitiendo que haya una distribución del gas óptima. Se obtiene una mejor distribución del gas si se consideran intervalos de optimización cortos.
- Las tablas VFP (vertical flow performance) modelan las condiciones de flujo en la tubería vertical. Cuando los pozos son controlados por la THP, las tablas VFP permiten el cálculo de la presión de fondo fluyente a partir de THP y de la tasa de producción de los pozos.

RECOMENDACIONES

- No definir incrementos mayores que la disponibilidad de gas, ya que el programa no toma en cuenta ese gas para inyectarlo a los pozos.
- Incorporar en el ECLIPSE®, un modelaje económico, con el propósito de evitar el cálculo del valor mínimo del gradiente económico fuera del programa.
- No asignar valores altos en la tasa mínima de inyección ya que la optimización será realizada bajo grandes restricciones.
- No favorecer a un pozo con un valor exagerado de factor de peso, ya que toda la producción de petróleo se centrará en este pozo, causando que caiga la producción del campo globalmente.
- Aplicar este estudio a un campo real.
- Conocer los fundamentos teóricos de las diferentes correlaciones de flujo multifásico a través de la tubería, para tomar una decisión acertada de la que debe utilizar.
- Prestar atención a los intervalos de optimización ya que el campo puede requerir la inyección de gas con antelación a la finalización del intervalo seleccionado.
- Considerar el comportamiento de las caídas de presión en la línea de flujo desde el cabezal hasta el separador u o estación de flujo por parte del simulador ECLIPSE®.
- Considerar la inyección intermitente de gas.

Referencias Bibliográficas

1. Jones-Parra, J. Elementos de Ingeniería de Yacimientos. EdIT. Caracas. noviembre 1994. .
2. Nind, T.E.W. "Principles of Oil Well Production". Publicado por McGraw –Hill Book Company. 1964.
3. McCain, William "The Properties of Petroleum Fluids, Second Edition". Publicado por PennWell Books. 1989.
4. Craft B.C.; Hawkins M. "Applied Petroleum Reservoir Engineering, Second Edition". Publicado por Prentice Hall. 1991.
5. Golan, M. "Well Performance". Publicado por Prentice Hall. 1991.
6. Cestari S.; García R. Manual de Ingeniería de Producción Petrolera de la Escuela de Ingeniería de Petróleo de la UCV. 2002.
7. Díaz, C. Ingeniería de Producción Aplicaciones Prácticas. Agosto. 1999.
8. Schlumberger, Geoquest. Guía de usuario del programa VFPI. 2002.
9. PDVSA, CIED. Levantamiento Artificial por Gas para Ingenieros, segunda versión.1994.
10. Villegas, Rossmay. Simulación Del Comportamiento De Pozos Que Producen Mediante Sistemas De Levantamiento Artificial Por Inyección Continua De Gas. Universidad Central de Venezuela, Facultad de Ingeniería, Escuela de Petróleo, Trabajo Especial de Grado. Junio de 2000.
11. Bradley, H. Petroleum Engineering Handbook en CD. Publicado por SPE. 1992.
12. Mattax, C.; Dalton, R. "Reservoir Simulation". Publicado por SPE. 1990.

13. Sanchez, N; et al. "Methodological Approach for Reservoir Simulation". Paper SPE 23616. 1992.
14. Schlumberger, Geoquest. ECLIPSE Brochure. 2002.
15. Schlumberger, Geoquest. Technical Description, Gas Lift Optimization, Capt. 20. 2002.

Glosario de Términos

ALQ “Artificial Lift Quantity”: Es la quinta variable que se define para construir la tabla VFP y representa la tasa de inyección de gas que se está inyectando.

Anticlinal: Plegamiento de las capas superiores de las rocas similar a un arco en forma de domo.

Comandos: estos son definidos para indicar al simulador los datos de entrada necesarios para realizar los cálculos o acciones que debe tomar éste en diversas situaciones.

Factor de peso: Es uno de los parámetros de la opción “Gas Lift Optimization” el cual es definido por el usuario, y su función es darle flexibilidad a la opción en la asignación de gas a los pozos, el pozo que posea mayor factor de peso será el pozo que se le asigne gas con preferencia.

“Gas Lift”: es un método de levantamiento artificial que consiste en la inyección de gas a través del espacio anular hacia la tubería de producción, con la finalidad de aligerar la columna de fluidos contenida en la tubería de producción.

Mínimo gradiente económico: este representa la mínima cantidad de petróleo que se debe producir para compensar los costos relacionados al proceso de inyección de gas.

Optimizar: se refiere a obtener la producción de petróleo necesaria para maximizar los beneficios económicos con la cantidad de gas que se dispone.

Paso del tiempo (time step): Es el tiempo que representa la frecuencia con la cual el simulador genera un reporte.

POES: es el petróleo original en sitio y está expresado en barriles normales de petróleo.

Programa VFPI: es un programa de la compañía Schlumberger el cual genera las tablas VFP (ver ANEXO B).

Simuladores de petróleo negro: estos simuladores pueden simular el flujo de petróleo, agua y gas, y calcular la cantidad de gas disuelto en el petróleo pero estos modelos no pueden cambiar la composición del gas ni del petróleo a lo largo del tiempo.

Tablas VFP: Las siglas significan “Vertical Flow Performance” y es una tabla en la cual se representan las caídas de presión a través de la tubería de producción.

ANEXO A

Tabla A.1 Propiedades PVT del crudo

P (lpca)	β_o (BY/BN)	μ_o (cp)
1436.73	1.3038007	0.59548843
1905.53	1.2940461	0.62501996
2374.34	1.2881789	0.6628595
2843.14	1.2842616	0.70790003
3311.95	1.2814605	0.75940881
3780.75	1.2793582	0.8168296
4249.56	1.2777221	0.87968072
4718.36	1.2764126	0.94749835
5187.17	1.2753408	1.0198042
5655.97	1.2744474	1.0960876
6124.78	1.2736912	1.1757973
6593.58	1.2730429	1.2583395
7062.39	1.272481	1.3430809
7531.19	1.2719892	1.4293552
8000	1.2715552	1.516472

Tabla A.2 Funciones de saturación

S_o	K_{ro}
0,04	0
0.1	0.022
0.2	0.1
0.3	0.24
0.4	0.34
0.5	0.42
0.6	0.5
0.7	0.8125
0.78	1.0

Tabla A.3 Funciones de saturación

S_w	K_{rw}	$P_c (Ipca)$
0.22	0	6.961812
0.3	0.07	3.916019
0.4	0.15	3.045793
0.5	0.24	2.465642
0.6	0.33	2.030528
0.8	0.65	1.015264
0.9	0.83	0.435113
1	1	0

ANEXO B

Esta tabla fue creada para las siguientes condiciones:

Tabla B.1 Número de la tabla VFP y la profundidad de referencia de la tabla VFP

Tabla N°	1
Profundidad de referencia (pies)	6561

Tabla B.2 Tabla de parámetros para la construcción de la tabla VFP

		Parámetros			
		A	B	C	D
Tasas de petróleo (BN/D)	Número del parámetro	Presión de cabezal (lpca)	Corte de agua (adimensional)	Relación gas-petróleo (MPCN/STB)	Tasa de gas para levantamiento (MPCN/D)
3000	1	260	0	0,561457	350
6000	2	870	0,4	-	1400
9000	3	1450	0,8	-	5000
12000	4	-	-	-	7000
18000	5	-	-	-	15000
20000	6	-	-	-	-

Tabla B.3 Tabla VFP

Combinación de los parámetros				BHP	BHP	BHP	BHP	BHP	BHP
A	B	C	D						
1	1	1	1	1869	1578	1370	1363	1405	1458
2	1	1	1	2756	2745	2757	2774	2800	2842
3	1	1	1	3399	3405	3426	3460	3506	3563
1	2	1	1	2300	2239	2105	2040	2048	2086

2	2	1	1	3089	3085	3098	3129	3174	3232
3	2	1	1	3714	3719	3739	3771	3815	3870
1	3	1	1	2827	2805	2805	2832	2878	2929
2	3	1	1	3495	3497	3515	3544	3585	3638
3	3	1	1	4097	4103	4121	4151	4192	4244
1	1	1	2	610	748	937	1071	1182	1284
2	1	1	2	2104	2247	2398	2514	2599	2684
3	1	1	2	2972	3103	3241	3330	3410	3491
1	2	1	2	774	982	1294	1484	1633	1746
2	2	1	2	2391	2586	2782	2878	2964	3044
3	2	1	2	3199	3350	3509	3608	3692	3775
1	3	1	2	1227	1534	1942	2153	2325	2443
2	3	1	2	2671	2886	3117	3256	3366	3465
3	3	1	2	3475	3650	3833	3944	4034	4119
1	1	1	3	542	641	812	942	1069	1185
2	1	1	3	1486	1744	2064	2265	2396	2508
3	1	1	3	2461	2769	3025	3174	3279	3374
1	2	1	3	591	725	972	1178	1349	1495
2	2	1	3	1717	2033	2396	2598	2747	2871
3	2	1	3	2855	3117	3117	3478	3591	3695
1	3	1	3	655	839	1215	1584	1840	2041
2	3	1	3	2019	2365	2745	2962	3124	3259
3	3	1	3	3102	3366	3621	3780	3904	4014
1	1	1	4	534	613	749	887	1016	1137
2	1	1	4	1390	1596	1898	2099	2247	2365
3	1	1	4	2253	2509	2814	2993	3121	3227
1	2	1	4	574	671	866	1048	1212	1361
2	2	1	4	1449	1695	2069	2341	2539	2689
3	2	1	4	2429	2724	3108	3299	3449	3575
1	3	1	4	628	749	1017	1280	1516	1722
2	3	1	4	1523	1824	2347	2656	2870	3047
3	3	1	4	2674	3003	3411	3613	3766	3897
1	1	1	5	546	613	734	866	992	1114
2	1	1	5	1347	1514	1788	1990	2146	2274
3	1	1	5	2179	2404	2704	2895	3035	3149
1	2	1	5	580	658	822	983	1136	1281
2	2	1	5	1396	1596	1928	2179	2375	2537
3	2	1	5	2239	2503	2867	3106	3287	3440
1	3	1	5	632	723	931	1148	1357	1551
2	3	1	5	1450	1680	2080	2388	2633	2835

En la tabla anterior, las primeras cuatro (4) columnas indican los parámetros que están siendo combinados y las otras seis son las presiones de fondo fluyente (BHP) correspondientes a

cada tasa de producción que se obtienen de tal combinación, a continuación se presenta la primera fila de la tabla VFP con su respectiva explicación.

Tabla B.4 Primera fila de la tabla VFP

A	B	C	D	BHP = f(Q₁)	BHP = f(Q₂)	BHP = f(Q₃)	BHP = f(Q₄)	BHP = f(Q₅)	BHP = f(Q₆)
1	1	1	1	1869	1578	1370	1363	1405	1458

Los primeros cuatro dígitos (A,B,C,D) están referidos a los parámetros que se combinan y $BHP = f(Q_0, A, B, C, D)$, son las presiones de fondo fluyente en función de la tasa de producción y de los parámetros mencionados anteriormente. Por ejemplo, en esta fila se combina los siguientes valores: cero (0) de corte de agua, 260 lpca, 0.561457 BY/BN y 350 MPCN/D, con los cuales se obtienen los siguientes valores: para la tasa de 3000 BN/D se obtiene 1869 lpca, con 6000 BN/D se obtiene 1578 lpca así sucesivamente hasta llegar al último valor.