

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

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

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por la Br. Luzángela Fernández Betancourt
Para optar al Título
de Ingeniero de Petróleo

Caracas, Julio de 2006.

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

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

Tutor Académico: MS. José R. Villa

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por la Br. Luzángela Fernández Betancourt
Para optar al Título
de Ingeniero de Petróleo

Caracas, Julio de 2006.

Caracas, Julio de 2006.

Los abajo firmantes, miembros del jurado designado por el Consejo de Escuela de Ingeniería de Petróleo, para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por la bachiller Luzángela Fernández Betancourt, titulado:

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

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



Prof. Pedro Vaca
Jurado



Prof. Angel Da Silva
Jurado



MS. José R. Villa
Tutor Académico

DEDICATORIA

A mis **Padres**, por ser tan maravillosos, quienes me han apoyado incondicionalmente y guiado para alcanzar todas mis metas en la vida, como ser humano y como profesional. **Mi Madre**, sencillamente el mejor ejemplo de sencillez, fortaleza, constancia y lucha. **Mi Padre**, muestra de que todo aquello en la vida se puede lograr y que podemos superar cualquier dificultad y ser mejores seres humanos en cada tropiezo.

A mis **Abuelos**; **Eduardo**, porque todos los días tu sonrisa y tus palabras me acompañan, **Angélica**, tu fuerza y valentía, **Luz María** tu humildad y sencillez, de ustedes mis tres abuelos solo recibí muchísimo amor y atenciones.

A **Héctor**, cuyo apoyo ha sido fundamental para alcanzar muchos sueños y lograr esta meta.

AGRADECIMIENTOS

A la ilustre **Universidad Central de Venezuela** por ser pilar fundamental en mi educación.

A **José R. Villa** cuyo apoyo fue incondicional durante la realización de este gran logro.

A **Kelly Ramírez**, por su apoyo infinito de amiga en tantos años, consejos y las numerosas cosas extraordinarias que me ayudaron a alcanzar esta meta.

A **Legna Mendoza**, por recibirme en su oficina, guiarme y ayudarme a formar las bases de este trabajo.

Al **PMS**, por permitirme realizar parte importante de este trabajo en sus instalaciones.

A Toda mi **Familia**, mis tías **Betty** y **Leticia** por ser tan especiales en todo momento, a mis primos **Fabiana**, **Federico**, **Carmelo** y **Camila**, porque me inspiran, me llenan de energías positivas y alegría. A mi tío **Carmelo**, quien me ha dado todo el afecto y la atención tal como si fuera una hija. A mi tío **Mauro**, por ser tan especial todos los días y por transmitirme mucho amor.

A mis **Amigos**, **Gustavo Romero**, mi amigo de siempre y para siempre, en todo y para todo **Marino Morillo**, el mejor ejemplo de una persona dispuesta ayudar incondicionalmente y de una manera especial, **Suzett Urbano**, mi amiga eterna, sencillamente en cualquier circunstancia , **Víctor Arria**, por estar a mi lado ofreciéndome todo el afecto y el apoyo en cada uno de estos últimos días tan difíciles; y todos aquellos que de una u otra forma colaboraron para alcanzar esta meta y ahora no están tan cerca pero han estado a lo largo de la carrera y en los momentos más importantes de mi vida con una palabra de aliento siempre dispuestos a ayudar.

Fernández B., Luzángela

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

Tutor Académico: Msc. José Villa.

Trabajo Especial de Grado.

Caracas, U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería de Petróleo. Año 2006,
98 p.

Palabras Claves: Análisis de Sensibilidades, Modelo Integrado Subsuelo Superficie, Simulación

Resumen: La importancia de un estudio integrado subsuelo-superficie radica en que este enfoque permite representar eficazmente lo que suceden en la realidad en cuanto a la explotación de un yacimiento. Tiene un impacto trascendental en los propósitos de planificación en cuanto toma en consideración parámetros significativos a lo largo del proceso de producción, ya que considera la integración dinámica entre el modelo de yacimiento y el modelo de facilidades de superficie. El objetivo principal de este trabajo es realizar un análisis de sensibilidad de los parámetros que afectan el comportamiento de la producción de un yacimiento conceptual de gas, a través de un modelo integrado de simulación.

La metodología a utilizar en este trabajo consiste en evaluar el comportamiento de la producción del yacimiento en forma aislada (dentro de los límites del mismo) y posteriormente integrar el modelo de yacimiento con el modelo de superficie, para realizar un análisis de sensibilidades evaluando los siguientes parámetros: Configuración de la Red (red de superficie estándar, red de superficie extendida y pozos plataforma), Presión de Entrega y Longitud de la Tubería de Entrega, y de esta manera establecer comparaciones y cuantificar el impacto de la variación de los mismos.

INDICE

INTRODUCCIÓN.....	1
CAPITULO I.....	3
GENERALIDADES	3
1.1 OBJETIVOS Y ALCANCE DEL ESTUDIO.	3
1.1.1 <i>Objetivo General</i>	3
1.1.2 <i>Objetivos Específicos</i>	3
1.1.3 <i>Alcance del estudio</i>	3
1.2 PLANTEAMIENTO Y JUSTIFICACIÓN	3
CAPITULO II.....	5
MARCO TEORICO	5
2.1 SIMULACIÓN DE YACIMIENTOS	5
2.1.1 <i>Fundamentos</i>	5
2.1.2 <i>Funcionamiento</i> :	6
2.1.3 <i>Propósitos</i>	6
2.1.4 <i>Utilidad</i>	6
2.1.5 <i>Limitaciones</i>	7
2.1.6 <i>Tipos</i>	8
2.1.7 <i>Ecuaciones de flujo</i>	8
2.1.8 <i>Suposiciones</i>	10
2.1.9 <i>Métodos de Solución de los Sistemas No Lineales</i> :	10
2.1.9.1 <i>Método de Newton</i> [1] [2].....	11
2.1.10 <i>Métodos de Solución de los Sistemas Lineales</i> :	13
2.1.10.1 <i>Métodos directos</i> [1] [2].....	14
2.1.10.2 <i>Métodos iterativos</i>	16
2.2 SIMULACIÓN INTEGRADA SUBSUELO-SUPERFICIE	18
CAPITULO III	23
METODODOLOGÍA	23
3.1 TIPO DE INVESTIGACIÓN	23
3.2 FLUJO DE TRABAJO.....	23
3.2.1 <i>Revisión Bibliográfica y Recopilación de Información</i>	23
3.2.2 <i>Manejo de Herramientas</i>	23

3.2.3 Definición del Caso Base.....	26
3.2.4 Definición de los Parámetros a evaluar	29
3.2.4.1 Configuración de la Red de Superficie.....	29
3.2.4.2 Longitud de la tubería de Entrega.....	32
3.2.4.3 Presión de Entrega.....	32
3.2.5. Modelo Integrado Subsuelo-Superficie.....	32
3.2.6. Análisis de Sensibilidades.....	36
3.2.7 Análisis de los resultados obtenidos.....	36
CAPITULO VI	37
RESULTADOS Y ANALISIS	37
4.1 CASO BASE.....	37
4.2 VARIANDO LA PRESIÓN DE ENTREGA	39
4.2.1 Red Estándar	39
4.2.1.2 Longitud de Tubería: 50 Km.	41
4.2.1.3 Longitud de Tubería: 100 Km.	43
4.2.2 Red Extendida.....	44
4.2.2.1 Longitud de Tubería: 10 Km.	45
4.2.2.2 Longitud de Tubería: 50 Km.	46
4.2.2.3 Longitud de Tubería: 100 Km.	48
4.2.3 Pozos Plataforma.....	49
4.2.3.1 Longitud de Tubería: 10 Km.	50
4.2.3.2 Longitud de Tubería: 50 Km.	51
4.2.3.3 Longitud de Tubería: 100 Km.	53
4.3 VARIANDO LA LONGITUD DE LA TUBERÍA DE ENTREGA.....	55
4.3.1 Red Estándar	56
4.3.2 Red Extendida.....	57
4.3.2 Pozos Plataforma.....	58
4.4 VARIANDO LA CONFIGURACIÓN DE LA RED (INCLUYENDO CASO BASE).....	60
4.4.1 Longitud de Tubería: 10 Km.	60
4.4.2 Longitud de Tubería: 50 Km.	61
4.4.3 Longitud de Tubería: 100 Km.	62
CAPITULO V.....	64
CONCLUSIONES.....	64
RECOMENDACIONES.....	65
ABREVIATURAS Y SIMBOLOS.....	69

APÉNDICE A	71
ECLIPSE	71
APÉNDICE B	73
MODELO ECLIPSE-NETWORKS	73
APÉNDICE C	76
RESULTADOS DE PRODUCCIÓN ACUMULADA POR POZO	76
C.1 CASO BASE	76
C.2 CONFIGURACIÓN RED ESTÁNDAR	77
C.2.1 Longitud de Tubería: 10 Km.	77
C.2.2 Longitud de Tubería: 50 Km.	80
C.2.3 Longitud de Tubería: 100 Km.	82
C.3 CONFIGURACIÓN RED EXTENDIDA	86
C.3.1 Longitud de Tubería: 10 Km.	86
C.3.2 Longitud de Tubería: 50 Km.	89
C.3.3 Longitud de Tubería: 100 Km.	91
C.4 CONFIGURACIÓN POZOS PLATAFORMA	95
C.4.1 Longitud de Tubería: 10 Km.	95
C.4.2 Longitud de Tubería: 50 Km.	98
C.4.3 Longitud de Tubería: 100 Km.	100
BIBLIOGRAFÍA CITADA	105
INDICE	IV
INDICE DE FIGURAS	VII
INDICE DE TABLAS	XVI

INDICE DE FIGURAS

Figura 2.1: Método de Newton	11
Figura 2.2: Sistema de Newton para n incógnitas	13
Figura 2.3: Matriz de coeficientes y matriz triangular	14
Figura 2.4: Sistema de ecuaciones (Método de Gauss)	15
Figura 2.5: arreglo LU para la matriz de coeficientes A	16
Figura 2.6: Sistema de ecuaciones (Método de Jácobi)	17
Figura 2.7: Sistema de producción. Izquierda: elementos de un sistema de producción, desde el yacimiento hasta las líneas de exportación que llevan los fluidos al punto de entrega. Derecha: caídas de presión que ocurren a lo largo del sistema de producción.	20
Figura 3.1: Flujo de Trabajo	25
Figura 3.2: Representación Gráfica del mallado del modelo.....	27
Figura 3.3: Distribución de Porosidades del Modelo.....	27
Figura 3.4: Distribución de Permeabilidad del Modelo.....	28
Figura 3.5: Ubicación de los Pozos en la Malla.....	29
Figura 3.6: Red de Superficie Estándar	30
Figura 3.7: Red de Superficie Extendida	31
Figura 3.8: Red de Pozos Plataforma.....	31
Figura 3.9: Instalaciones en operaciones costa afuera.	33
Figura 3.10: Diagrama de la Red de Superficie Estándar	34

Figura 3.11: Diagrama de la Red de Superficie Extendida.....	34
Figura 3.12: Diagrama de la Red de Superficie Pozos Plataforma.....	34
Figura 4.1: Producción Acumulada Total de Gas, Gpt vs Tiempo. Caso base.....	37
Figura 4.2: Tasa de Producción Total de Gas, Qgt vs Tiempo. Caso Base.....	38
Figura 4.3: Producción Acumulada Total de Gas, Gpt vs Tiempo. Red Estándar, Longitud de Tubería: 10 Km.....	40
Figura 4.4: Tasa de Producción Total de Gas, Gpt vs Tiempo. Red Estándar, Longitud de Tubería: 10 Km.....	41
Figura 4.5: Producción Acumulada Total de Gas, Gpt vs Tiempo. Red Estándar, Longitud de Tubería: 50 Km.....	41
Figura 4.6: Tasa de Producción Total de Gas, Gpt vs Tiempo. Red Estándar, Longitud de Tubería: 50 Km.....	42
Figura 4.7: Producción Acumulada Total de Gas, Gpt vs Tiempo. Red Estándar, Longitud de Tubería: 100 Km.....	43
Figura 4.8: Tasa de Producción Total de Gas, Gpt vs Tiempo. Red Estándar, Longitud de Tubería: 100 Km.....	44
Figura 4.9: Producción Acumulada Total de Gas, Gpt vs Tiempo. Red Extendida, Longitud de Tubería: 10 Km.	45
Figura 4.10: Tasa de Producción Total de Gas, Gpt vs Tiempo. Red Extendida, Longitud de Tubería: 10 Km.	46
Figura 4.11: Producción Acumulada Total de Gas, Gpt vs Tiempo. Red Extendida, Longitud de Tubería: 50 Km.	46

Figura 4.12: Tasa de Producción Total de Gas, Gpt vs Tiempo. Red Extendida, Longitud de Tubería: 50 Km.	47
Figura 4.13: Producción Acumulada Total de Gas, Gpt vs Tiempo. Red Extendida, Longitud de Tubería: 100 Km.	48
Figura 4.14: Tasa de Producción Total de Gas, Gpt vs Tiempo. Red Extendida, Longitud de Tubería: 100 Km.	49
Figura 4.15: Producción Acumulada Total de Gas, Gpt vs Tiempo. Pozos Plataforma, Longitud de Tubería: 10 Km.	50
Figura 4.16: Tasa de Producción Total de Gas, Gpt vs Tiempo. Pozos Plataforma, Longitud de Tubería: 10 Km.	51
Figura 4.17: Producción Acumulada Total de Gas, Gpt vs Tiempo. Pozos Plataforma, Longitud de Tubería: 50 Km.	51
Figura 4.18: Tasa de Producción Total de Gas, Gpt vs Tiempo. Pozos Plataforma, Longitud de Tubería: 50 Km.	52
Figura 4.19: Producción Acumulada Total de Gas, Gpt vs Tiempo. Pozos Plataforma, Longitud de Tubería: 100 Km.	53
Figura 4.20: Tasa de Producción Total de Gas, Gpt vs Tiempo. Pozos Plataforma, Longitud de Tubería: 100 Km.	54
Figura 4.21: Producción Acumulada total de Gas variando Longitud de Tubería de Entrega para cada Presión de Entrega. Red Estándar	56
Figura 4.22: Producción Acumulada total de Gas variando Longitud de Tubería de Entrega para cada Presión de Entrega. Red Extendida.....	57
Figura 4.23: Producción Acumulada total de Gas variando Longitud de Tubería de Entrega para cada Presión de Entrega. Pozos Plataforma	58

Figura 4.24: Producción Acumulada total de Gas variando la configuración de Red (con Caso Base) para cada Presión de Entrega. Longitud de Tubería de Entrega 10 km.	60
Figura 4.25: Producción Acumulada total de Gas variando la configuración de Red (con Caso Base) para cada Presión de Entrega. Longitud de Tubería de Entrega 50 km.	61
Figura 4.26: Producción Acumulada total de Gas variando la configuración de Red (con Caso Base) para cada Presión de Entrega. Longitud de Tubería de Entrega 100 km.	62
Figura B.1: Diagrama de múltiple de producción común.....	74
Figura B.2: Estructura de una red de superficie.....	74
Figura C.1: Producción Acumulada de Gas de todos los Pozos, G_p vs Tiempo.....	76
Figura C.2 Tasa de Producción de Gas de todos los Pozos, Q_g vs Tiempo.....	77
Figura C.3: Presión de Entrega de 50 lpca. Izq: Q_g vs Tiempo. Der: G_p vs Tiempo	77
Figura C.4: Presión de Entrega de 300 lpca. Izq: Q_g vs Tiempo. Der: G_p vs Tiempo	78
Figura C.5: Presión de Entrega de 600 lpca. Izq: Q_g vs Tiempo. Der: G_p vs Tiempo.....	78
Figura C.6: Presión de Entrega de 900 lpca. Izq: Q_g vs Tiempo. Der: G_p vs Tiempo.....	79
Figura C.7: Presión de Entrega de 1200 lpca. Izq: Q_g vs Tiempo. Der: G_p vs Tiempo.....	79

Figura C.8: Presión de Entrega de 1500 lpca. Izq: Qg vs Tiempo. Der: Gp vs Tiempo.....	79
Figura C.9: Presión de Entrega de 50 lpca. Izq: Qg vs Tiempo. Der: Gp vs Tiempo.....	80
Figura C.10: Presión de Entrega de 300 lpca. Izq: Qg vs Tiempo. Der: Gp vs Tiempo.....	80
Figura C.11: Presión de Entrega de 600 lpca. Izq: Qg vs Tiempo. Der: Gp vs Tiempo.....	81
Figura C.12: Presión de Entrega de 900 lpca. Izq: Qg vs Tiempo. Der: Gp vs Tiempo.....	81
Figura C.13: Presión de Entrega de 1200 lpca. Izq: Qg vs Tiempo. Der: Gp vs Tiempo.....	82
Figura C.14: Presión de Entrega de 1500 lpca. Izq: Qg vs Tiempo. Der: Gp vs Tiempo.....	82
Figura C.15: Presión de Entrega de 50 lpca. Izq: Qg vs Tiempo. Der: Gp vs Tiempo.....	82
Figura C.16: Presión de Entrega de 300 lpca. Izq: Qg vs Tiempo. Der: Gp vs Tiempo	83
Figura C.17: Presión de Entrega de 600 lpca. Izq: Qg vs Tiempo. Der: Gp vs Tiempo.....	83
Figura C.18: Presión de Entrega de 900 lpca. Izq: Qg vs Tiempo. Der: Gp vs Tiempo.....	83
Figura C.19: Presión de Entrega de 1200 lpca. Izq: Qg vs Tiempo. Der: Gp vs Tiempo.....	84

Figura C.20: Presión de Entrega de 1500 lpca. Izq: Qg vs Tiempo. Der: Gp vs Tiempo.....	84
Figura C.21: Presión de Entrega de 50 lpca. Izq: Qg vs Tiempo. Der: Gp vs Tiempo.....	86
Figura C.22: Presión de Entrega de 300 lpca. Izq: Qg vs Tiempo. Der: Gp vs Tiempo.....	87
Figura C.23: Presión de Entrega de 600 lpca. Izq: Qg vs Tiempo. Der: Gp vs Tiempo.....	87
Figura C.24: Presión de Entrega de 900 lpca. Izq: Qg vs Tiempo. Der: Gp vs Tiempo.....	87
Figura C.25 Presión de Entrega de 1200 lpca. Izq: Qg vs Tiempo. Der: Gp vs Tiempo.....	88
Figura C.26: Presión de Entrega de 1500 lpca. Izq: Qg vs Tiempo. Der: Gp vs Tiempo	88
Figura C.27: Presión de Entrega de 50 lpca. Izq: Qg vs Tiempo. Der: Gp vs Tiempo.....	89
Figura C.28: Presión de Entrega de 300 lpca. Izq: Qg vs Tiempo. Der: Gp vs Tiempo.....	89
Figura C.29: Presión de Entrega de 600 lpca. Izq: Qg vs Tiempo. Der: Gp vs Tiempo.....	90
Figura C.30: Presión de Entrega de 900 lpca. Izq: Qg vs Tiempo. Der: Gp vs Tiempo.....	90
Figura C.31: Presión de Entrega de 1200 lpca. Izq: Qg vs Tiempo. Der: Gp vs Tiempo.....	90

Figura C.32: Presión de Entrega de 1500 lpca. Izq: Qg vs Tiempo. Der: Gp vs Tiempo.....	91
Figura C.33: Presión de Entrega de 50 lpca. Izq: Qg vs Tiempo. Der: Gp vs Tiempo.....	91
Figura C.34: Presión de Entrega de 300 lpca. Izq: Qg vs Tiempo. Der: Gp vs Tiempo.....	92
Figura C.35: Presión de Entrega de 600 lpca. Izq: Qg vs Tiempo. Der: Gp vs Tiempo.....	92
Figura C.36: Presión de Entrega de 900 lpca. Izq: Qg vs Tiempo. Der: Gp vs Tiempo.....	92
Figura C.37: Presión de Entrega de 1200 lpca. Izq: Qg vs Tiempo. Der: Gp vs Tiempo.....	93
Figura C.38: Presión de Entrega de 1500 lpca. Izq: Qg vs Tiempo. Der: Gp vs Tiempo.....	93
Figura C.39: Presión de Entrega de 50 lpca. Izq: Qg vs Tiempo. Der: Gp vs Tiempo.....	95
Figura C.40: Presión de Entrega de 300 lpca. Izq: Qg vs Tiempo. Der: Gp vs Tiempo.....	96
Figura C.41: Presión de Entrega de 600 lpca. Izq: Qg vs Tiempo. Der: Gp vs Tiempo.....	96
Figura C.42: Presión de Entrega de 900 lpca. Izq: Qg vs Tiempo. Der: Gp vs Tiempo.....	97
Figura C.43: Presión de Entrega de 1200 lpca. Izq: Qg vs Tiempo. Der: Gp vs Tiempo.....	97

Figura C.44: Presión de Entrega de 1500 lpca. Izq: Qg vs Tiempo. Der: Gp vs Tiempo.....	97
Figura C.45: Presión de Entrega de 50 lpca. Izq: Qg vs Tiempo. Der: Gp vs Tiempo.....	98
Figura C.46: Presión de Entrega de 300 lpca. Izq: Qg vs Tiempo. Der: Gp vs Tiempo.....	98
Figura C.47: Presión de Entrega de 600 lpca. Izq: Qg vs Tiempo. Der: Gp vs Tiempo.....	99
Figura C.48: Presión de Entrega de 900 lpca. Izq: Qg vs Tiempo. Der: Gp vs Tiempo.....	99
Figura C.49: Presión de Entrega de 1200 lpca. Izq: Qg vs Tiempo. Der: Gp vs Tiempo.....	100
Figura C.50: Presión de Entrega de 1500 lpca. Izq: Qg vs Tiempo. Der: Gp vs Tiempo.....	100
Figura C.51: Presión de Entrega de 50 lpca. Izq: Qg vs Tiempo. Der: Gp vs Tiempo.....	100
Figura C.52: Presión de Entrega de 300 lpca. Izq: Qg vs Tiempo. Der: Gp vs Tiempo.....	101
Figura C.53: Presión de Entrega de 600 lpca. Izq: Qg vs Tiempo. Der: Gp vs Tiempo.....	101
Figura C.54: Presión de Entrega de 900 lpca. Izq: Qg vs Tiempo. Der: Gp vs Tiempo.....	101
Figura C.55: Presión de Entrega de 1200 lpca. Izq: Qg vs Tiempo. Der: Gp vs Tiempo.....	102

Figura C.56: Presión de Entrega de 1500 lpcá. Izq: Q_g vs Tiempo. Der:
Gp vs Tiempo..... 102

INDICE DE TABLAS

Tabla 3.1: Dimensiones del mallado.....	26
Tabla 3.2: Propiedades de las Tuberías.....	35
Tabla 4.1: Producción Acumulada total de Gas variando presiones de entrega. Red Estándar, Longitud de Tubería: 10 Km.	40
Tabla 4.2: Producción Acumulada total de Gas variando presiones de entrega. Red Estándar, Longitud de Tubería: 50 Km.	42
Tabla 4.3: Producción Acumulada total de Gas variando presiones de entrega. Red Estándar, Longitud de Tubería: 100 Km.	43
Tabla 4.4: Producción Acumulada total de Gas variando presiones de entrega. Red Extendida, Longitud de Tubería: 10 Km.	45
Tabla 4.5: Producción Acumulada total de Gas variando presiones de entrega. Red Extendida, Longitud de Tubería: 50 Km.	47
Tabla 4.6: Producción Acumulada total de Gas variando presiones de entrega. Red Extendida, Longitud de Tubería: 100 Km.	48
Tabla 4.7: Producción Acumulada total de Gas variando presiones de entrega. Pozos Plataforma, Longitud de Tubería: 10 Km.....	50
Tabla 4.8: Producción Acumulada total de Gas variando presiones de entrega. Pozos Plataforma, Longitud de Tubería: 50 Km.....	52
Tabla 4.9: Producción Acumulada total de Gas variando presiones de entrega. Pozos Plataforma, Longitud de Tubería: 100 Km.....	53
Tabla C.1: Producción Acumulada de Gas de todos los Pozos, Gp vs Tiempo	76
Tabla C.2: Producción Acumulada de Gas del Pozo 1. Red Estándar....	85

Tabla C.3: Producción Acumulada de Gas del Pozo 2. Red Estándar....	85
Tabla C.4: Producción Acumulada de Gas del Pozo 3. Red Estándar....	85
Tabla C.5: Producción Acumulada de Gas del Pozo 4. Red Estándar....	86
Tabla C.6: Producción Acumulada de Gas del Pozo 1. Red Extendida .	94
Tabla C.7: Producción Acumulada de Gas del Pozo 2. Red Extendida .	94
Tabla C.8: Producción Acumulada de Gas del Pozo 3. Red Extendida .	94
Tabla C.9: Producción Acumulada de Gas del Pozo 4. Red Extendida .	95
Tabla C.10: Producción Acumulada de Gas del Pozo 1. Pozos Plataforma	103
Tabla C.11: Producción Acumulada de Gas del Pozo 2. Pozos Plataforma	103
Tabla C.12: Producción Acumulada de Gas del Pozo 3. Pozos Plataforma	103
Tabla C.13: Producción Acumulada de Gas del Pozo 4. Pozos Plataforma	104

INTRODUCCIÓN

Usualmente, la planificación de yacimientos considera el comportamiento de los mismos y la red de superficie en forma relativamente aislada. La mayoría de los modelos de simulación numérica de yacimiento no considera las condiciones impuestas por la red de superficie. De forma análoga, la mayoría de los modelos de superficie considera solo el comportamiento analítico de flujo alrededor del pozo y no toma en cuenta el efecto de producción o inyección de otros pozos en medios heterogéneos y anisotrópicos.

La imprecisión de estos enfoques aislados tiene dos impactos potenciales: planificación innecesaria de pozos y el sobredimensionamiento de las facilidades de producción.

Un modelo de simulación integrado subsuelo-superficie permite acercarnos a resultados más reales. En un sistema de producción costa afuera, en el cual la producción de uno o varios yacimientos es enviada a través de las líneas de producción a un punto único del sistema (estación central de recolección), la consideración de las interacciones entre la red de superficie y el yacimiento es de crucial importancia. La ventaja de este método es que permite simular el proceso de explotación en una forma robusta, ya que considera la integración dinámica del modelo de yacimiento y el modelo de superficie; y versátil, ya que puede ser utilizado para evaluar las incertidumbres de ambos modelos integrados a través de la simulación de diferentes casos que consideren las posibles variaciones de los parámetros de incertidumbre.

En este trabajo se describe el procedimiento realizado para configurar un modelo de simulación numérica integrado subsuelo-superficie y de esta manera, evaluar el comportamiento de la producción con la variación de parámetros de superficie.

El objetivo principal es determinar que parámetros afectan el comportamiento de la producción, usando un modelo conceptual de yacimiento de gas integrado a una red de superficie donde se definen tres (3) parámetros significativos:

- ✓ Tipo de Configuración de la Red de Superficie
- ✓ Presión de Entrega
- ✓ Longitud de la Tubería de Entrega.

En vista de que existen incertidumbres en los parámetros, se debe realizar un análisis de sensibilidades a través de la simulación integrada para identificar cual de estos tiene mayor influencia en el proceso y de esta manera cuantificar su impacto en términos del comportamiento de la producción.

Para el desarrollo de la investigación se dividió el trabajo en 5 capítulos, los cuales son:

- ✓ Capítulo I, se perfila los objetivos generales y específicos, el alcance y el planteamiento del problema de la investigación.
- ✓ Capítulo II, se dan a conocer todos aquellos aspectos teóricos pertinentes al estudio, que sirven de base para el entendimiento de la problemática propuesta.
- ✓ Capítulo III, se expone la metodología aplicada y demás herramientas a utilizar para realizar esta investigación.
- ✓ Capítulo IV, se presentan resultados obtenidos y el análisis de los mismos.
- ✓ Capítulo V, se exponen las conclusiones más relevante en cuanto a los resultados obtenidos y en base a los objetivos planteados.

CAPITULO I

GENERALIDADES

1.1 Objetivos y alcance del estudio.

1.1.1 Objetivo General

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

1.1.2 Objetivos Específicos

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

1.1.3 Alcance del estudio

Cuantificar el impacto de los parámetros más significativos en el comportamiento de la producción de un yacimiento de gas, en términos de la configuración de la red de superficie.

1.2 Planteamiento y Justificación

En muchos casos, para representar de forma apropiada y precisa un esquema de explotación, se deben definir condiciones de borde más allá del fondo del pozo. La simulación de las condiciones de flujo aguas abajo del yacimiento, lo que incluye la

red de superficie, requiere el modelaje del flujo multifásico en un volumen de control diferente al yacimiento, representado por las tuberías y líneas de producción. Los volúmenes de fluidos y presiones de fondo fluyente y cabezal de los pozos calculados por los simuladores de yacimientos pueden ser significativamente imprecisos e irreales, lo cual puede comprometer las decisiones que resulten del análisis de los resultados obtenidos en la simulación numérica. La implementación de un modelo subsuelo-superficie permite integrar dinámicamente el yacimiento con la superficie, considerando los diversos cambios de presión a través de los componentes del sistema de producción y ajustando las tasas de producción de los pozos para satisfacer las condiciones de borde globales establecidas en el punto de entrega durante el período de explotación.

CAPITULO II

MARCO TEORICO

2.1 Simulación de Yacimientos

2.1.1 Fundamentos

Siempre se ha tenido como objetivo principal en la ingeniería de yacimientos explicar el comportamiento y los sucesos que ocurren en el yacimiento, para lograr predecir el comportamiento futuro del mismo cuando es sometido a procesos de explotación. Anteriormente para lograr esto se usaban diferentes métodos, los cuales a través del tiempo han ido evolucionando, pasando por curvas de declinación, métodos de predicción basados en balance de materiales, modelos físicos, modelos analíticos, modelos de resistencia eléctrica, entre otros, hasta llegar a la simulación numérica (modelos numéricos) que es la técnica más aplicada en estos tiempos.

La simulación numérica de un yacimiento contempla la elaboración de un modelo que permita representar las propiedades y eventos que definen a un yacimiento, de manera confiable y con el objetivo de evaluar y estudiar el comportamiento actual y futuro del mismo y así tomar decisiones acertadas acerca de su explotación. Los modelos numéricos han ido evolucionando desde sus inicios a mediados de 1950, con Peaceman & Rachford, y su crecimiento prácticamente permite simular cualquier tipo de yacimiento en esta época.

El modelo matemático está basado en la combinación de las ecuaciones que representan los procesos físicos que ocurren dentro del yacimiento, condiciones de borde y condiciones iniciales. Para la resolución de este modelo se tienen que determinar los valores de los parámetros independientes que satisfagan las ecuaciones que describen los procesos físicos y las condiciones mencionadas.

2.1.2 Funcionamiento:

- ✓ Etapa de inicialización: después de obtener y analizar la información inherente del yacimiento, ya sea la descripción estática o de las propiedades de los fluidos presentes en el yacimiento, se procede a introducir estos datos en el simulador.
- ✓ Etapa de ajuste histórico: se introducen los datos de los pozos incluidos en la simulación, condiciones de producción, así como los datos históricos de los pozos existentes, con el objetivo de realizar un cotejo o comparación entre los datos de producción ya reportados y los datos que arroja el simulador a través de sus cálculos matemáticos.
- ✓ Etapa de predicción: el simulador muestra los resultados de la simulación realizada en los cálculos anteriores. El ingeniero o el equipo de trabajo determina las variables necesarias para su estudio de predicción; a partir de ahí, se comienza el análisis económico y toma de decisiones.

2.1.3 Propósitos

Calcular a lo largo del tiempo [1]:

- ✓ Presiones en función del tiempo y del espacio
- ✓ Saturaciones en función del tiempo y del espacio
- ✓ Comportamiento de los pozos en función del tiempo, de las presiones

2.1.4 Utilidad

En comparación con la técnica de balance de materiales [1]:

-
-
- ✓ Toma en cuenta las variaciones espaciales y temporales en presión, rocas, fluidos, geometría, pozos, etc.
 - ✓ Sirve de base para análisis económico de proyectos
 - ✓ Da a la solución credibilidad objetividad
 - ✓ Sirve de base para toma de decisiones
 - ✓ Es útil para el monitoreo de comportamiento de yacimientos
 - ✓ Puede usarse para generar diversos escenarios de producción
 - ✓ Sirve para la optimización de políticas de explotación

2.1.5 Limitaciones

Las limitaciones de esta técnica son representadas en la aproximación de las soluciones obtenidas.

- ✓ Producen soluciones aproximadas
 - ✓ Los resultados dependen de los datos de entrada
 - ✓ El ajuste de la historia no es garantía de predicción precisa del futuro (la solución no es única)
 - ✓ Los datos históricos suelen tener cierto grado de incertidumbre. Igualmente los datos geológicos y petrofísicos (se extrapola de algunas puntos, como son los pozos, al campo completo)
 - ✓ Las mismas ecuaciones diferenciales son simplificaciones de la realidad
 - ✓ Mayor costo, esfuerzo, etc.
-
-

2.1.6 Tipos

Los simuladores se clasifican según la simplificación que se haga en la descripción de los fluidos hidrocarburos presentes:

- ✓ Simulador de petróleo negro
- ✓ Simulador composicional
- ✓ Simulador térmico
- ✓ Simulador de líneas de flujo

También se pueden clasificar según el número de fases que pueda manejar el simulador (una, dos o tres), las direcciones de flujo (unidimensional, bidimensional o tridimensional) y el tipo de formulación creado para la resolución del sistema de ecuaciones (explícito, implícito, etc.).

El simulador más común en la industria petrolera en estos días es el simulador de petróleo negro. Este simulador puede describir el flujo multifásico en el medio poroso sin tomar en cuenta (en detalle) la composición del hidrocarburo, lo cual puede ser una desventaja en la práctica de la ingeniería. Este modelo se deduce aplicando los principios básicos de la conservación de la masa y combinándolos con la ley de Darcy, extendida al flujo multifásico a través del concepto de permeabilidades relativas.

2.1.7 Ecuaciones de flujo

- ✓ Modelo de Flujo:

Las ecuaciones de flujo para cada una de las fases están expresadas por:

$$\nabla \cdot \left[\frac{kk_{ro}}{\beta_o \mu_o} \cdot (\nabla p_o - \gamma_o \nabla z) \right] - q_o = \frac{\partial}{\partial t} \left[\phi \frac{S_o}{\beta_o} \right] \quad (2.1)$$

$$\nabla \cdot \left[\frac{kk_{rw}}{\beta_w \mu_w} \cdot (\nabla p_w - \gamma_w \nabla z) \right] - q_w = \frac{\partial}{\partial t} \left[\phi \frac{S_w}{\beta_w} \right] \quad (2.2)$$

$$\nabla \cdot \left[\frac{kk_{rg}}{\beta_g \mu_g} \cdot (\nabla p_g - \gamma_g \nabla z) + \frac{R_s k k_{ro}}{\beta_o \mu_o} \cdot (\nabla p_o - \gamma_o \nabla z) \right] - q_g + R_s q_o = \frac{\partial}{\partial t} \left[\phi \left[\frac{S_g}{\beta_g} + R_s \frac{S_o}{\beta_o} \right] \right] \quad (2.3)$$

Las ecuaciones de la 2.1 a la 2.3 contienen seis variables dependientes (presiones y saturaciones de cada fase). Por lo tanto es necesario incluir tres relaciones adicionales para completar la descripción del sistema. Estas son:

$$P_{cow} = p_o - p_w \quad (2.4)$$

$$P_{cog} = p_g - p_o \quad (2.5)$$

$$S_o + S_w + S_g = 1 \quad (2.6)$$

Las ecuaciones de la 2.1 a la 2.6 definen el modelo de flujo de Petróleo Negro.

✓ Modelo de Pozo:

Se han desarrollado modelos que permiten relacionar la presión calculada por el simulador en las celdas con pozo, con la presión correspondiente al pozo. Peaceman desarrolló el primer modelo básico de pozos en 1978, haciendo algunas aproximaciones y extensiones de su trabajo en el tiempo.

$$p_{wj} = p_{ij} - \frac{q_{wj} \mu}{2\pi k h} \left[\ln \left(\frac{r_o}{r_w} \right) + s \right] \quad (2.7)$$

Donde dependiendo del caso toma los siguientes valores:

$$r_o = 0,2\Delta x \quad (2.8)$$

Si es una celda rectangular:

$$r_o = 0,14\sqrt{\Delta x^2 + \Delta y^2} \quad (2.9)$$

Si es una celda rectangular y medio anisotrópico:

$$r_o = 0,28 \frac{\sqrt{\Delta x^2 \sqrt{\frac{k_y}{k_x}} + \Delta y^2 \sqrt{\frac{k_x}{k_y}}}}{\sqrt[4]{\frac{k_x}{k_y}} + \sqrt[4]{\frac{k_y}{k_x}}} \quad (2.10)$$

Destacando que en todos los casos se supone que el pozo está ubicado en el centro de la celda.

2.1.8 Suposiciones

- ✓ La fase gaseosa puede disolverse en la fase de petróleo
- ✓ La temperatura es constante
- ✓ No permite mezcla o disolución de petróleo y gas en el agua
- ✓ Ocurre una definición del movimiento en el medio poroso descrito por la ley de Darcy
- ✓ La fase de petróleo no se evapora en fase de gas

2.1.9 Métodos de Solución de los Sistemas No Lineales:

El método de Newton, es el más utilizado por los simuladores para resolver los sistemas de ecuaciones no lineales. A continuación se mostrará una descripción de la formulación de dicho método.

2.1.9.1 Método de Newton [1] [2]

2.1.9.1.1 Método de Newton en una variable

Se asume que $f(x) = 0$, a continuación se plantea la serie de Taylor,

$$0 = f(x_1) = f(x_0) + f'(x_0)(x_1 - x_0) + (1/2!)f''(x_0)(x_1 - x_0)^2 + \dots \quad (2.11)$$

El objetivo es encontrar los valores de x , tal que la función $f(x) = 0$. Cortando la serie de Taylor en el término de segundo orden y despejando el valor de x_1 , la ecuación se convierte en un método iterativo de la siguiente forma:

$$x_{i+1} \approx x_i - f(x_i) / f'(x_i) \quad (2.12)$$

Partiendo de un valor inicial x_0 se halla el subsiguiente x_1 y así sucesivamente hasta conseguir un valor cercano al verdadero x , el cual hace que $f(x) = 0$. Ver Figura 2.1

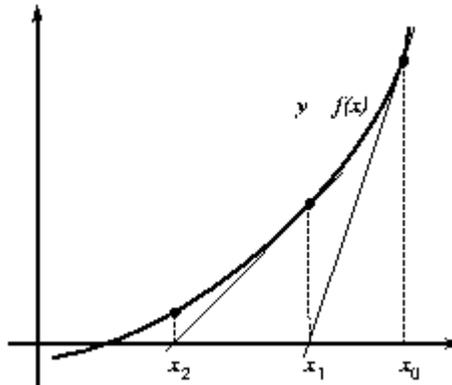


Figura 2.1: Método de Newton

2.1.9.1.2 Método de Newton en dos variables [2]

En este caso, la ecuación será representada a través de vectores para las variables y matrices para los coeficientes de las variables, ahora se tienen derivadas parciales en vez de totales.

$$\begin{pmatrix} 0 \\ 0 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} f_1(x_1, y_1) \\ f_2(x_1, y_1) \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} f_1(x_0, y_0) \\ f_2(x_0, y_0) \end{pmatrix} + \begin{pmatrix} \frac{\partial f_1(x_0, y_0)}{\partial x} & \frac{\partial f_1(x_0, y_0)}{\partial y} \\ \frac{\partial f_2(x_0, y_0)}{\partial x} & \frac{\partial f_2(x_0, y_0)}{\partial y} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} x_1 - x_0 \\ y_1 - y_0 \end{pmatrix} + \dots \quad (2.13)$$

Donde:

$$F'(x_0, y_0) = \begin{pmatrix} \frac{\partial f_1(x_0, y_0)}{\partial x} & \frac{\partial f_1(x_0, y_0)}{\partial y} \\ \frac{\partial f_2(x_0, y_0)}{\partial x} & \frac{\partial f_2(x_0, y_0)}{\partial y} \end{pmatrix} \quad (2.14)$$

Despejando el vector de la función evaluada en (x_0, y_0)

$$-\begin{pmatrix} f_1(x_0, y_0) \\ f_2(x_0, y_0) \end{pmatrix} = F'(x_0, y_0) \begin{pmatrix} x_1 \\ y_1 \end{pmatrix} - \begin{pmatrix} x_0 \\ y_0 \end{pmatrix} \quad (2.15)$$

Ahora es posible despejar el vector (x_1, y_1)

$$\begin{pmatrix} x_1 \\ y_1 \end{pmatrix} \approx \begin{pmatrix} x_0 \\ y_0 \end{pmatrix} - (F')^{-1} \begin{pmatrix} f_1(x_0, y_0) \\ f_2(x_0, y_0) \end{pmatrix} \quad (2.16)$$

En forma general, el método iterativo puede ser descrito como:

$$\begin{pmatrix} x \\ y \end{pmatrix}_{i+1} \approx \begin{pmatrix} x \\ y \end{pmatrix}_i - (F')^{-1} \begin{pmatrix} f_1(x_0, y_0) \\ f_2(x_0, y_0) \end{pmatrix} \quad (2.17)$$

2.1.9.1.3 Método de Newton para varias variables [2]

La ecuación 2.17 se puede ampliar y escribir para n incógnitas de la siguiente manera:

$$\begin{bmatrix} \frac{\partial f_1}{\partial x_1} & \dots & \frac{\partial f_1}{\partial x_n} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial f_n}{\partial x_1} & \dots & \frac{\partial f_n}{\partial x_n} \end{bmatrix} \begin{pmatrix} \delta x_1 \\ \vdots \\ \delta x_n \end{pmatrix}_{k+1} = \begin{pmatrix} f_1 \\ \vdots \\ f_n \end{pmatrix}_k$$

Figura 2.2: Sistema de Newton para n incógnitas [1]

Dependiendo de la cantidad de celdas, dimensionalidad del modelo y las fases presentes en el sistema, el simulador repetirá el método iterativo de Newton, tomando como función las ecuaciones del modelo de flujo (descritas anteriormente). Las variables principales en un sistema trifásico son presión del petróleo (P_o), y las saturaciones de gas y agua (S_g y S_w), las cuales forman un sistema de ecuaciones lineales.

2.1.10 Métodos de Solución de los Sistemas Lineales:

Después de formar un sistema lineal de ecuaciones matricial (a través del método de Newton), se necesita resolver el sistema formado. Por lo tanto se recurre a diversos métodos directos o iterativos.

Generalmente los métodos directos son utilizados para problemas poco complejos, de pocas celdas, mientras que los métodos iterativos resuelven de forma más eficiente los modelos complejos.

El sistema generado por una iteración del método de Newton, tiene la siguiente forma:

$$Ax = b \quad (2.18)$$

donde:

A= matriz de coeficientes

x= valor de variables

b= valores constantes fronteras y de iteraciones posteriores

A continuación se describirán algunos métodos aplicados por los simuladores para solucionar los sistemas de ecuaciones lineales.

2.1.10.1. Métodos directos [1] [2]

- ✓ Método de Gauss: es un método sencillo basado en construir a partir de operaciones secuenciales, otra matriz de coeficientes, la cual es más sencilla que la anterior. Esta matriz adquiere la forma de una matriz triangular. Ver Figura 2.3.

$$\begin{bmatrix} \cdot & \cdot \\ \cdot & \cdot \\ \cdot & \cdot \\ \cdot & \cdot \\ \cdot & \cdot \\ \cdot & \cdot \\ \cdot & \cdot \\ \cdot & \cdot \end{bmatrix} \rightarrow \begin{bmatrix} \cdot & \cdot \\ & \cdot \\ & & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot \\ & & & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot \\ & & & & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot \\ & & & & & \cdot & \cdot & \cdot \\ & & & & & & \cdot & \cdot \\ & & & & & & & \cdot \end{bmatrix}$$

Figura 2.3: Matriz de coeficientes y matriz triangular [1]

La matriz de coeficientes es transformada en una matriz triangular superior, ahora el sistema adquiere la siguiente forma (Ver Figura 2.4):

$$\begin{bmatrix} \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot \\ & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot \\ & & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot \\ & & & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot \\ & & & & \cdot & \cdot & \cdot \\ & & & & & \cdot & \cdot \\ & & & & & & \cdot \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \cdot \\ \cdot \\ \cdot \\ \cdot \\ \cdot \\ \cdot \\ \cdot \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cdot \\ \cdot \\ \cdot \\ \cdot \\ \cdot \\ \cdot \\ \cdot \end{bmatrix}$$

Figura 2.4: Sistema de ecuaciones (Método de Gauss) [1]

El siguiente cálculo está basado en despejar el valor de la última variable, ya que es una ecuación con una incógnita, la forma general del despeje sería:

$$\delta x_n = b_n / a_{n,n} \quad (2.19)$$

donde:

δx_n = variable despejada

b_n = constante

$a_{n,n}$ = coeficiente

Después de conocida esta variable se introduce en la ecuación de la fila superior y así sucesivamente hasta llegar a la primera ecuación, en la cual se realiza el siguiente despeje:

$$\delta x_1 = (b_1 - (..)) / a_{1,1} \quad (2.20)$$

- ✓ Método de descomposición LU: este se basa en la descomposición de la matriz de coeficientes en dos matrices triangulares, una inferior y la otra superior. Ver Figura 2.5.

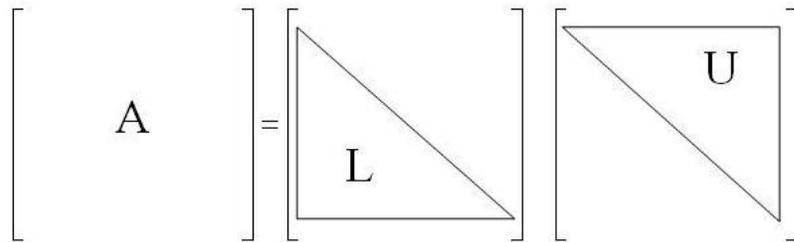


Figura 2.5: arreglo LU para la matriz de coeficientes A [1]

La descomposición de la matriz A en la expresión LU se escribe como:

$$L(U_x) = b \quad (2.21)$$

Se define un nuevo sistema, y se halla una incógnita intermedia

$$(U_x) = y \quad (2.22)$$

$$Ly = b \quad (2.23)$$

Finalmente, se resuelve la ecuación 2.23 para conseguir los valores de la variable buscada, sin olvidar que la matriz U es triangular superior, por lo que se llega al método de Gauss.

De la matriz A depende la eficiencia de los métodos directos. Por ello es primordial el ordenamiento de las celdas.

2.1.10.2 Métodos iterativos

Los métodos iterativos resuelven con mayor facilidad que los métodos directos, los problemas complejos de numerosas celdas. La cantidad de iteraciones dependerá de la complejidad del problema, y en gran medida de la precisión requerida por el usuario para la simulación. Los principales métodos son:

- ✓ Método Jácobi: el sistema de ecuaciones formado a través del método no lineal de Newton es $Ax = b$, donde la matriz A puede ser descompuesta de la siguiente forma:

$$\begin{bmatrix} & & & \\ & & & \\ & & & \\ & & & \end{bmatrix} A = \begin{bmatrix} & & & \\ & & & \\ & & & \\ & & & \end{bmatrix} L + \begin{bmatrix} & & & \\ & & & \\ & & & \\ & & & \end{bmatrix} D + \begin{bmatrix} & & & \\ & & & \\ & & & \\ & & & \end{bmatrix} U$$

Figura 2.6: Sistema de ecuaciones (Método de Jácobi) [1]

La matriz L es triangular inferior, D es diagonal y U es triangular superior.

$$A = L + D + U \quad (2.24)$$

$$(L + D + U)x = b \quad (2.25)$$

Se despeja, de tal forma que el vector de variables aparezca en ambos lados de la igualdad.

$$(D)x = b - (L + U)x \quad (2.26)$$

La iteración $n + 1$ se despejará en el lado izquierdo y en el lado derecho se considera el valor actual de la variable x .

$$x_{n+1} = D^{-1}b - D^{-1}(L + U)X_n \quad (2.27)$$

- ✓ Método de Gauss-Seidel: este método es similar al de Jácobi. La solución del sistema es secuencial. Para resolver la iteración $k + 1$ de la variable i -ésima, utiliza variables anteriores ya calculadas para la iteración $k + 1$ y las variables de la iteración k de las variables posteriores a la i -ésima.

En ecuaciones:

$$x_i^{k+1} = \left(\sum_{j=1}^{j=i+1} a_j x_j^{k+1} + \sum_{j=i+1}^{j=n} a_j x_j^k \right) / a_i \quad (2.28)$$

- ✓ Método de Gauss-Seidel con relajación: se introducen los siguientes factores, para dos iteraciones diferentes de la variable x_i :

$$R_i^{k+1} = a_i x_i^{k+1} - \left(\sum_{j=1}^{j=i+1} a_j x_j^{k+1} + \sum_{j=i+1}^{j=n} a_j x_j^k \right) \quad (2.29)$$

$$R_i^k = a_i x_i^k - \left(\sum_{j=1}^{j=i+1} a_j x_j^{k+1} + \sum_{j=i+1}^{j=n} a_j x_j^k \right) \quad (2.30)$$

El término R_i^k es igual a cero, restando las dos ecuaciones anteriores, se obtiene:

$$x_i^{k+1} = x_i^k + R_i^k / a_i \quad (2.31)$$

El término R_i^{k+1} permite obtener una convergencia más rápida.

Finalmente, los simuladores plantean, a partir de ecuaciones no lineales, sistemas de ecuaciones lineales para una iteración del método de Newton. Gracias al método de Newton, también resuelven las ecuaciones lineales para la iteración en específico. Una vez resueltas las ecuaciones lineales, se avanza en las iteraciones de Newton y posteriormente, resueltas las iteraciones se avanza en un paso de tiempo.

2.2 Simulación Integrada Subsuelo-Superficie

La simulación integrada subsuelo-superficie no es un proceso convencional en simulación de yacimientos. Básicamente, la simulación de yacimientos es un proceso complejo en el cual se determina como varía de presión y saturación de los fluidos en el yacimiento en el tiempo bajo condiciones específicas iniciales y de

borde. Las condiciones de borde están representadas por los límites físicos del yacimiento así como la ubicación y condiciones de producción de los pozos.

En la simulación de yacimientos convencional, las condiciones de producción están definidas al fondo del pozo, donde se mide la presión de fondo fluyente (BHP). Usualmente el valor de BHP mínimo se mantiene constante luego que el pozo no es capaz de producir a una tasa máxima de producción definida arbitrariamente.

En muchos casos, para representar de forma apropiada y precisa el esquema de explotación, se deben definir condiciones de borde más allá del fondo del pozo. Esto puede incluir la presión en el cabezal de los pozos (THP) o la presión del múltiple de producción. La simulación de las condiciones de flujo aguas abajo del yacimiento, lo que incluye la red de superficie, requiere el modelaje del flujo multifásico en un volumen de control diferente al yacimiento, representado por las tuberías y líneas de producción. En estos elementos, la geometría de flujo se simula mediante modelos matemáticos diferentes a los usados en la simulación numérica del yacimiento. No obstante, existe un punto en el que la presión y condiciones de flujo son exactamente iguales en la simulación del yacimiento y la simulación de la red de superficie. Este punto es usualmente denominado punto de acoplamiento [3].

Un simulador de superficie incorpora todos los componentes de la producción, desde el yacimiento hasta las refinerías o estaciones centrales de entrega. Calcula las tasas de flujo y presiones basado en las condiciones de presión y flujo de borde especificados en los nodos de entrada mientras que simultáneamente considera el comportamiento del yacimiento [4].

En otras palabras, cada modelo de simulación esta constituido por [5]:

1. Modelo de simulación numérica, basado en la discretización de la Ley de Conservación de la Masa de Darcy.

- Modelo de flujo multifásico a través de tuberías, basado en correlaciones empíricas limitadas por el tamaño de la tubería, características del fluido, condiciones y geometría del flujo.

En un sistema de producción costa afuera, en el cual la producción de uno o varios yacimientos es enviada a través de las líneas de producción a un punto único del sistema (estación central de recolección), la consideración de las interacciones entre la red de superficie y el yacimiento es de crucial importancia. La Figura 2.7 muestra los componentes de un sistema de producción, la cual permite apreciar como las condiciones de flujo del yacimiento y la red de superficie son mutuamente dependientes.

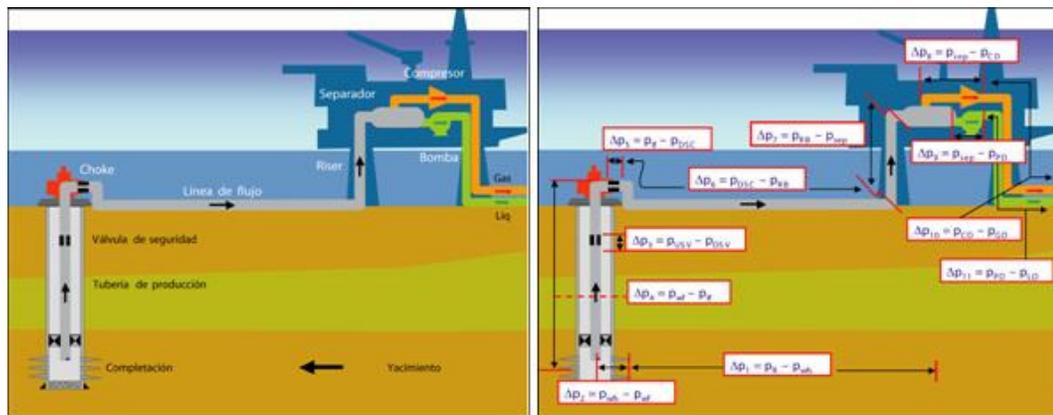


Figura 2.7: Sistema de producción. Izquierda: elementos de un sistema de producción, desde el yacimiento hasta las líneas de exportación que llevan los fluidos al punto de entrega. Derecha: caídas de presión que ocurren a lo largo del sistema de producción. [6]

Fuerzas viscosas, gravitacionales y capilares. Las fuerzas viscosas ocurren debido al diferencial de presión entre el fondo de un pozo y el yacimiento. Este diferencial de presión (draw-down) motiva a los fluidos a moverse hacia el pozo. Esta es la primera diferencia de presión en el sistema de producción (Δp_1 y Δp_2). La siguiente diferencia de presión ocurre dentro de la tubería de producción debido a los efectos de gravedad, aceleración y deslizamiento en el recorrido del flujo desde el fondo del

pozo hasta el cabezal (Δp_4). En el choke hay una caída de presión adicional, ya que este elemento representa una restricción física del sistema de producción (Δp_5). A lo largo de la línea de producción existe una caída de presión adicional (Δp_6), hasta que antes de llegar a la plataforma ocurre una caída de presión a través del riser (Δp_7). Dentro de la plataforma, ocurren caídas de presión adicionales dentro del compresor y bomba (Δp_8 y Δp_9). Finalmente, existen caídas de presión dentro de las tuberías de exportación que llevan los fluidos desde la plataforma hasta el punto de entrega ubicado aguas abajo del sistema de recolección de fluidos. La sumatoria de todas las caídas de presión del sistema de producción debe ser igual a la diferencia de presión entre el yacimiento y el punto de entrega. En caso que esta relación no se garantice, los volúmenes de fluidos y presiones de fondo fluyente y cabezal de los pozos calculados por los simuladores de yacimientos pueden ser significativamente imprecisos e irreales, lo cual puede comprometer las decisiones que resulten del análisis de los resultados obtenidos en la simulación numérica.

Usualmente, la planificación de yacimientos considera estos el comportamiento del yacimiento y la red de superficie en forma relativamente aislada. La mayoría de los modelos de simulación numérica de yacimiento no considera las condiciones impuestas por la red de superficie. De forma análoga, la mayoría de los modelos de superficie considera solo el comportamiento analítico de flujo alrededor del pozo y no toma en cuenta el efecto de producción o inyección de otros pozos en medios heterogéneos y anisotrópicos. En consecuencia, la imprecisión de estos enfoques aislados tiene dos impactos potenciales: planificación innecesaria de pozos y el sobredimensionamiento de las facilidades de producción.

A pesar de que los modelos matemáticos aplicados para simular el comportamiento de los fluidos en el medio poroso son diferentes de los modelos aplicados en la simulación del flujo de fluidos multifásicos en tuberías, existe un punto en el que la presión y las condiciones de flujo convergen. Este punto es conocido como el punto

de acoplamiento y generalmente está ubicado en el cabezal del pozo y está representado por el “choke”, el cual es una restricción física donde existe una caída de presión que garantiza la continuidad del flujo de fluidos en el sistema.

La implementación de un modelo subsuelo-superficie permite integrar dinámicamente el yacimiento con la superficie, considerando los diversos cambios de presión a través de los componentes del sistema de producción y ajustando las tasas de producción de los pozos para satisfacer las condiciones de borde globales establecidas en el punto de entrega durante el período de explotación.

La habilidad para incorporar rigurosamente el efecto de las redes de tuberías multifásicas, así como también cambiar las facilidades de compresión, separación y bombeo, es crítico para precisar la simulación del comportamiento del yacimiento para los propósitos de planificación [7].

En un yacimiento de gas, la producción puede ser aumentada con el incremento en la implementación de la energía de compresión, sin embargo hay costos asociados. El objetivo es maximizar la diferencia entre las mejoras de la producción y los costos asociados a la compresión [8]

CAPITULO III

METODODOLOGÍA

3.1 Tipo de investigación

Este trabajo de investigación es caracterizado por una metodología que combina la observación directa, documental y analítica, a partir del uso de gráficas para la interpretación del análisis de los resultados, conclusiones y recomendaciones del estudio.

3.2 Flujo de Trabajo

Con la finalidad de alcanzar los objetivos planteados al comienzo de la investigación y realizar un procedimiento adecuado para lograr los mismos, se siguió un flujo metodológico basado en varias etapas (Figura 3.1).

3.2.1 Revisión Bibliográfica y Recopilación de Información

En la recolección de la información necesaria para sustentar la investigación en curso fueron empleados varios medios que permitieron cumplir los objetivos previamente establecidos, para esto fue necesario una revisión exhaustiva de fundamentos teóricos relacionados con la simulación numérica convencional y la simulación integrada subsuelo-superficie; a través de libros, manuales, tesis, sitios de Internet y publicaciones que estuvieran asociadas al tema, con el fin obtener la comprensión necesaria y las herramientas para resolver el problema desde el punto de vista de ingeniería de yacimientos.

3.2.2 Manejo de Herramientas

Durante esta fase se adquirió los conocimientos necesarios para el manejo de herramientas como el simulador ECLIPSE (Ver APENDICE A, Pág. 71), para comprender y realizar la simulación numérica convencional (subsuelo) y la definición

del Caso Base; luego fue necesario generar las configuraciones de redes de superficie, con las respectivas curvas VFP (Vertical Flow Performance) o curvas de comportamiento de flujo en las líneas de producción a través del simulador de superficie PIPESIM (y posteriormente se integró los dos modelos, Subsuelo y Superficie, a través de la opción Networks de ECLIPSE (Ver APÉNDICE B, Pág. 73).

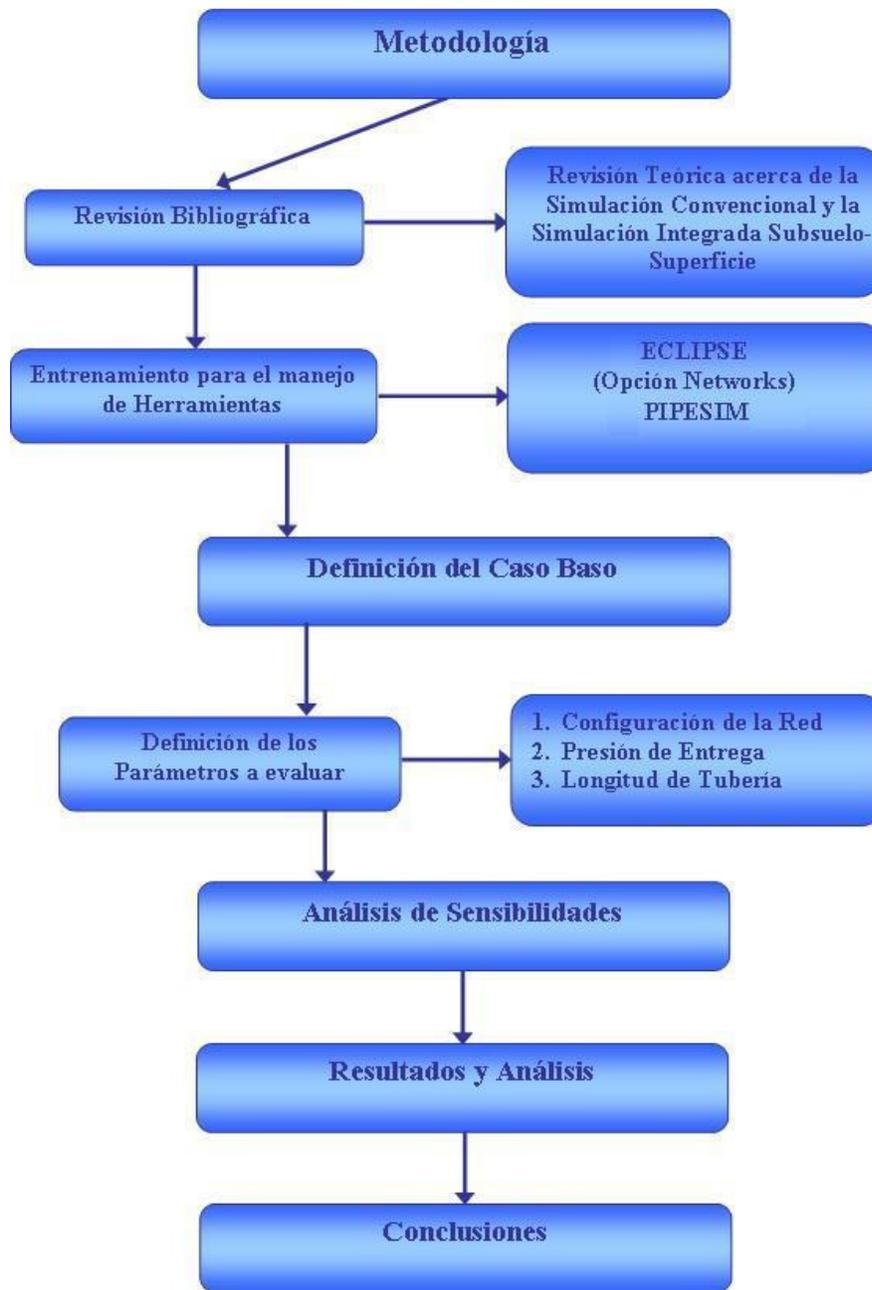


Figura 3.1: Flujo de Trabajo

3.2.3 Definición del Caso Base

El Caso Base consiste en un modelo de yacimiento conceptual de referencia llamado STANFORD V [9], al cual se le realizaron ciertas modificaciones para que el mismo fuera un modelo representativo de los casos a evaluar según los objetivos planteados.

En cuanto a la malla, consiste en un bloque de 32500 celdas, cuyas dimensiones se presentan a continuación.

Tabla 3.1: Dimensiones del mallado

Dimensiones de la Malla			Tamaño de los bloques (pies)		
X	Y	Z	DX	DY	DZ
50	65	10	150	150	25

Una visualización gráfica de este modelo es la que se muestra a continuación en la Figura 3.2.

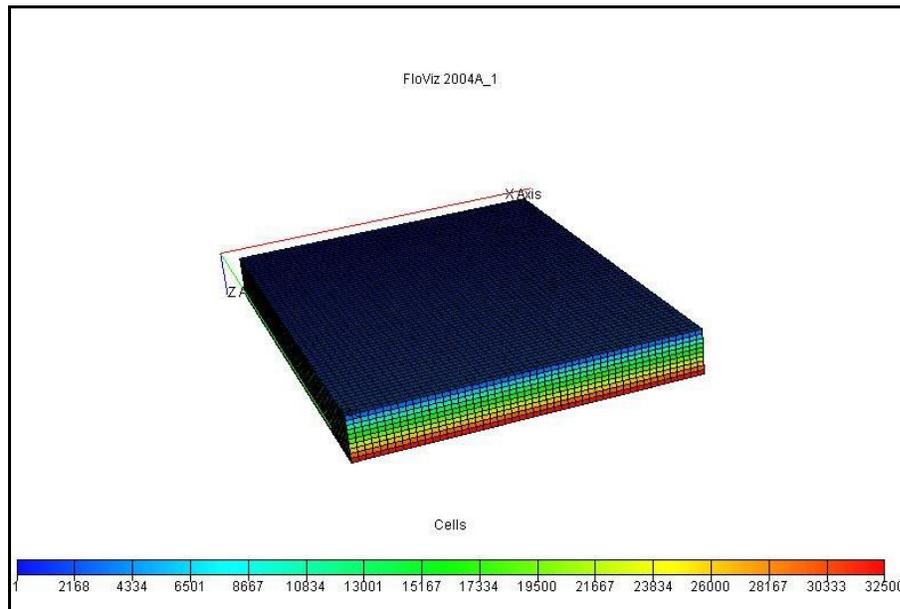


Figura 3.2: Representación Gráfica del mallado del modelo

Este modelo describe un ambiente depositacional de canales fluviales cuyas propiedades de la roca presentan un comportamiento heterogéneo. El valor de la porosidad media es de 24.263 % (Figura 3.3) y las permeabilidades medias tienen valores con distribuciones $K_x= 288.592$ md, $K_y= 288.592$ md y $K_z= 310.021$ md (Figura 3.4).

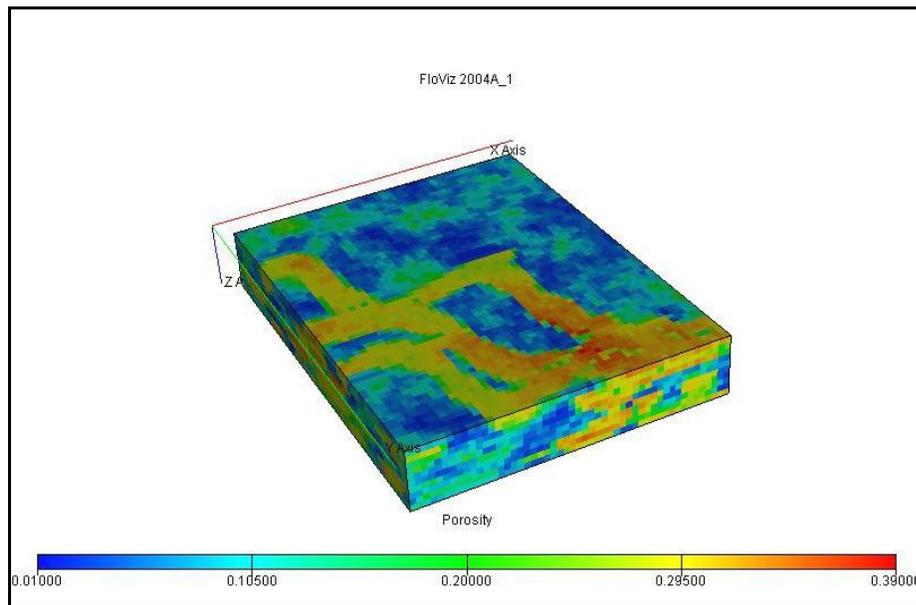


Figura 3.3: Distribución de Porosidades del Modelo

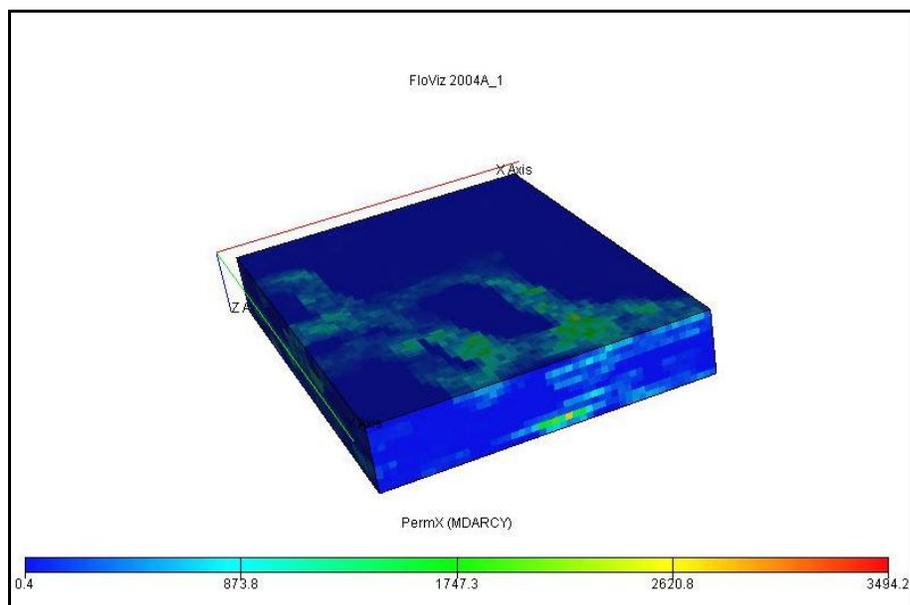


Figura 3.4: Distribución de Permeabilidad del Modelo

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

Otro aspecto importante del modelo es que este originalmente tenía definido un sistema de fluidos Petróleo–Agua y para los objetivos establecidos este sistema fue cambiado a un modelo de fluido solo Gas Seco con PVT previamente caracterizado; con un GOES= 457794.6 MMPCN.

El modelo incluye cuatro pozos productores ubicados como se muestra en la Figura 3.5.

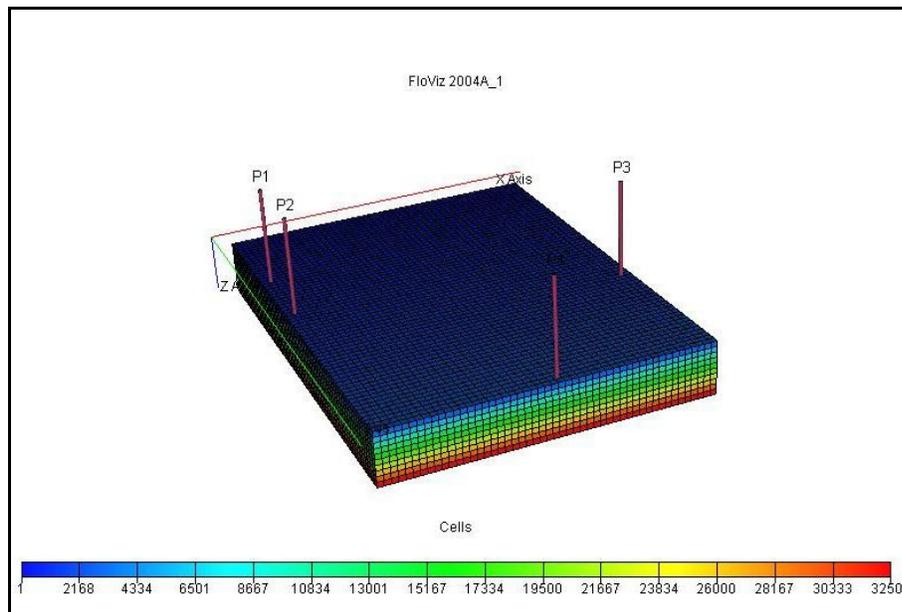


Figura 3.5: Ubicación de los Pozos en la Malla.

3.2.4 Definición de los Parámetros a evaluar

Se establecieron tres (3) parámetros significativos en el proceso, que fueron evaluados en un tiempo de simulación de diez (10) años:

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

3.2.4.1 Configuración de la Red de Superficie

Se definieron tres (3) configuraciones de redes de superficie, teniendo en cuenta que este es un yacimiento de gas ubicado costa afuera, cuyas facilidades de producción deben ser diseñadas de acuerdo a la ubicación del mismo.

✓ Red de Superficie Estándar

En esta configuración, los cuatro (4) pozos tienen sus respectivos cabezales en el fondo del mar y cada uno de ellos tiene un riser hasta la plataforma, de ahí la producción va hasta una estación central de recolección a través de la tubería de entrega (Figura 3.6).

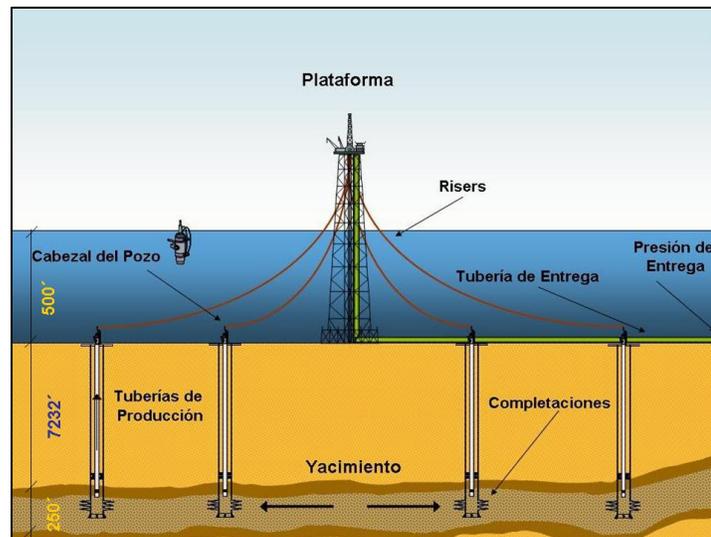


Figura 3.6: Red de Superficie Estándar

✓ Red de Superficie Extendida

Para esta configuración se colocaron líneas de producción horizontales para conectar los pozos P_3 con P_4 , P_4 con P_2 y P_1 con P_2 , de manera que toda la producción llega al pozo P_2 que tiene un riser hasta la plataforma. Se escogió el pozo P_2 porque era el más cercano a la plataforma, la cual se ubicó en superficie con respecto al centro del yacimiento (Figura 3.7).

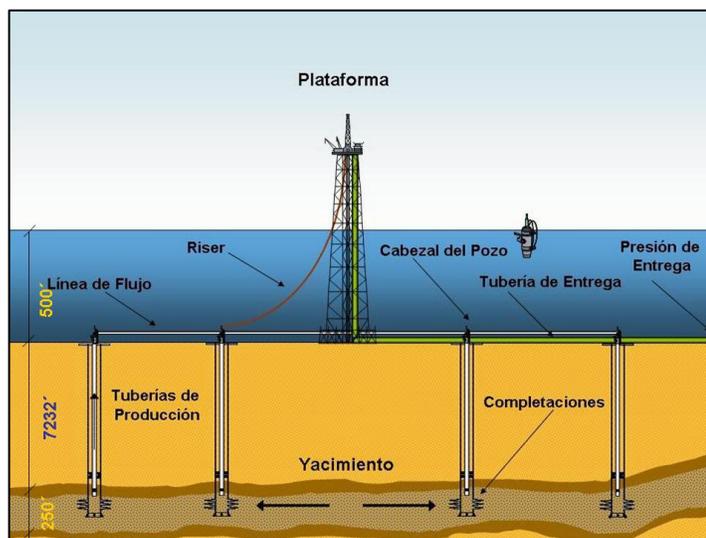


Figura 3.7: Red de Superficie Extendida

✓ **Pozos Plataforma**

Esta configuración es muy parecida a la red de superficie estándar, la diferencia radica en que cada uno de los pozos tiene sus respectivos cabezales en plataforma (Figura 3.8).

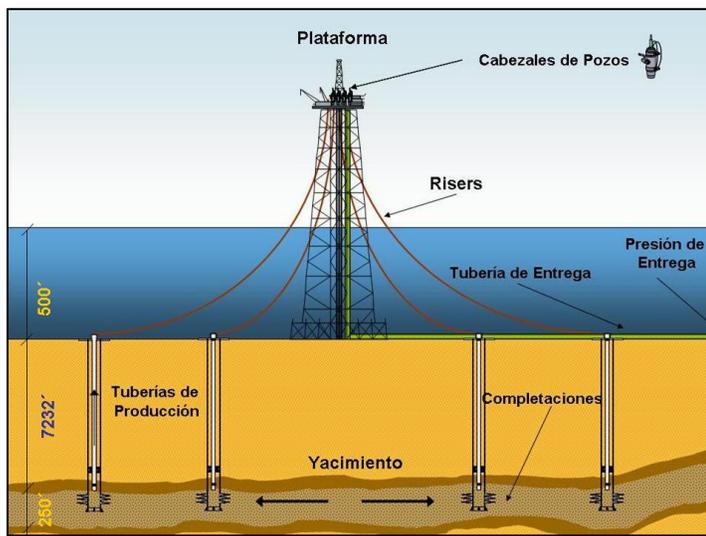


Figura 3.8: Red de Pozos Plataforma

3.2.4.2 Longitud de la tubería de Entrega

Esta variable se refiere a la longitud de la tubería que va desde la plataforma hasta la estación central de entrega. Se establecieron tres (3) valores para evaluar este parámetro:

- ✓ Diez (10) Km.
- ✓ Cincuenta (50) Km.
- ✓ Cien (100) Km.

3.2.4.3 Presión de Entrega

Esta variable se refiere al valor de la presión a la cual es entregada la producción total de gas a la estación central. Se establecieron seis (6) valores para evaluar este parámetro:

- ✓ Cincuenta (50) lpca
- ✓ Trescientas (300) lpca
- ✓ Seiscientas (600) lpca
- ✓ Novecientas (900) lpca
- ✓ Mil doscientas (1200) lpca
- ✓ Mil quinientas (1500) lpca

3.2.5. Modelo Integrado Subsuelo-Superficie

En los tres casos de configuraciones de red, con sus respectivas variaciones de longitud de tubería de entrega y presión de entrega; el modelo de simulación es un modelo integrado subsuelo-superficie que permite simular de manera simultánea y

acoplada las condiciones de flujo en el medio poroso y las condiciones de flujo en la red de superficie en función del tiempo.

Estas configuraciones de red se encuentran integradas al modelo de subsuelo, mediante la opción Networks del simulador ECLIPSE (Ver APÉNDICE B, Pág. 73).

El modelo de superficie está conformado por la simulación del flujo multifásico y caídas de presión/temperatura del fluido en las líneas de producción y los risers.



Figura 3.9: Instalaciones en operaciones costa afuera.

Para generar las curvas de flujo multifásico (curvas VFP) de las líneas de flujo y risers, en cada uno de los casos, se utiliza la herramienta PIPESIM, que es un simulador de estado estable dedicado a la estimación de propiedades de flujo de fluidos multifásicos.

En las siguientes figuras se presenta el diagrama de cada una de las configuraciones de redes de superficie utilizada en PIPESIM para generar las curvas VFP.

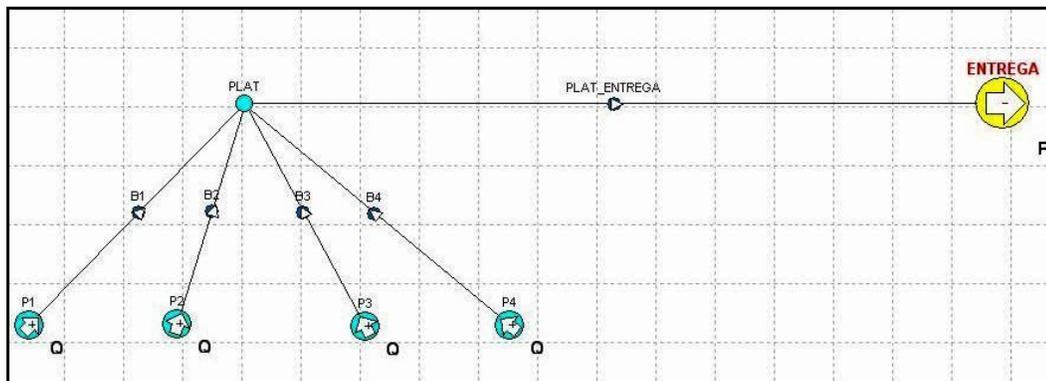


Figura 3.10: Diagrama de la Red de Superficie Estándar.

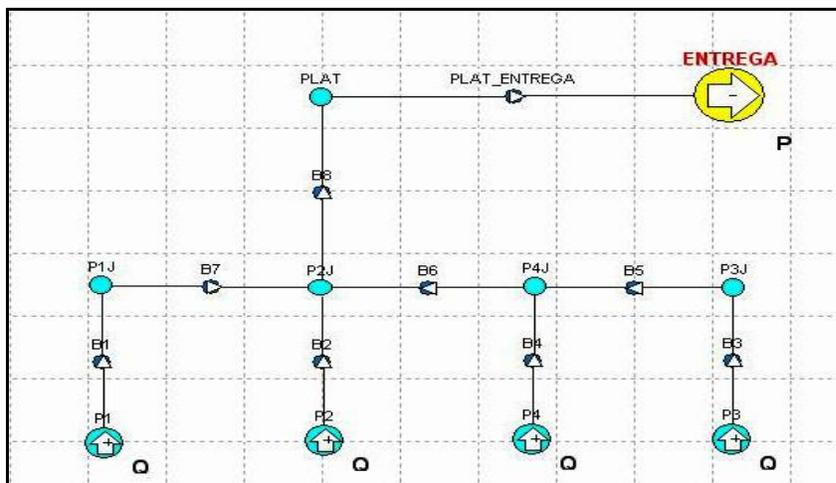


Figura 3.11: Diagrama de la Red de Superficie Extendida.

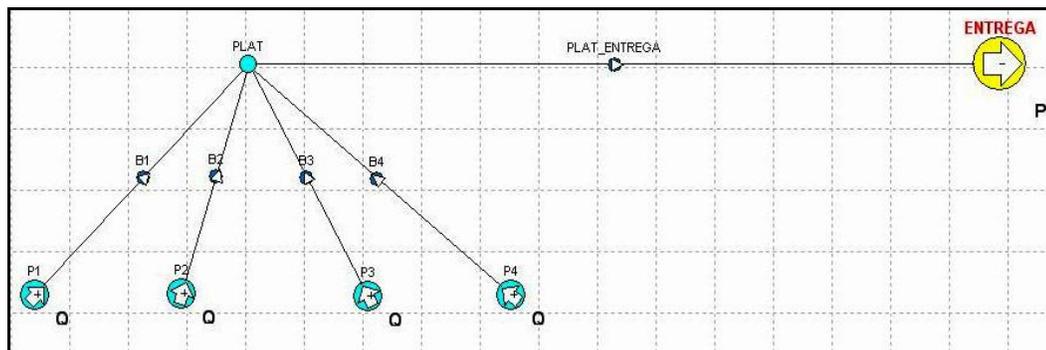


Figura 3.12: Diagrama de la Red de Superficie Pozos Plataforma.

Para obtener las curvas VPF en cada una de las tuberías fue necesario definir las propiedades del fluido introduciendo datos como $\rho_{API}= 53.01$, $\gamma_{gas}= 0.55$ y $\gamma_{agua}= 1.02$. Luego se definieron las propiedades de las líneas de flujo (Tabla 3.2) y el ambiente donde se encuentran que es agua:

Tabla 3.2: Propiedades de las Tuberías.

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

Luego se introducen los rangos de presión, tasa de producción de gas, relación petróleo-gas y relación agua-gas para los cuales se quieren obtener las tablas de las curvas VFP.

Para los tres casos el modelo de simulación, el sistema de producción está conformado por una plataforma, a la cual se encuentran acoplados cuatro (4) pozos productores. También existen, risers, conexiones de superficie, líneas de flujo y elementos que permiten transportar los fluidos desde los pozos a una Estación Central de Recolección. Se definió un plateau de producción de gas para el yacimiento de 200 MMPCNPD y un límite económico de producción para cada uno de los cuatro pozos de 5 MMPCND; la presión y la longitud de la tubería de entrega a la Estación Central de Recolección son parámetros que fueron variados en cada una de las tres configuraciones de red.

3.2.6. Análisis de Sensibilidades

Esta etapa fue de gran importancia debido a que permitió determinar el grado de sensibilidad del proceso a cada parámetro a nivel de la simulación, en vista de que existen incertidumbres.

3.2.7 Análisis de los resultados obtenidos

En esta fase se evaluaron los resultados obtenidos y en general toda la información generada para cuantificar el impacto de los parámetros mas significativos en el comportamiento de la producción.

CAPITULO IV

RESULTADOS Y ANALISIS

En este capítulo se muestran los resultados obtenidos al aplicar la metodología, y se ilustran los comportamientos y tendencias que marcarán la discusión y análisis de los resultados del trabajo.

4.1 Caso Base

Para estudiar las diversas Configuraciones de Red, con la variación de los parámetros: Longitud de Tubería de Entrega y Presión de Entrega fue necesario evaluar los resultados de un Caso Base donde la simulación fue hecha sin considerar una red de superficie, es decir, solo en subsuelo de manera aislada, y de esta forma establecer las diferencias en las consideraciones.

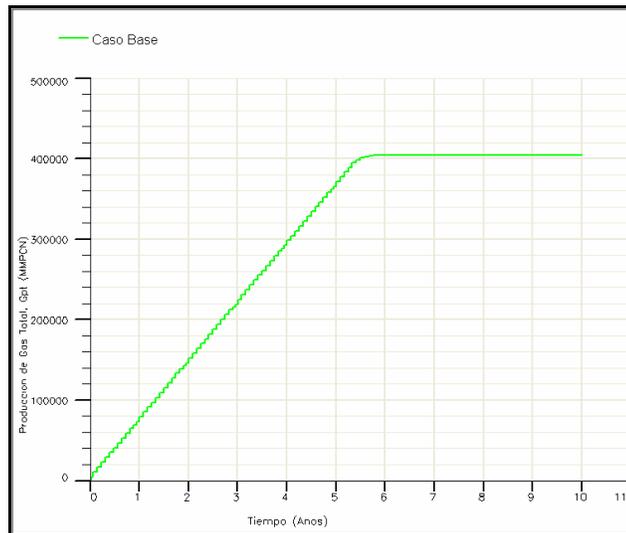


Figura 4.1: Producción Acumulada Total de Gas, Gpt vs Tiempo. Caso base

La producción total acumulada de gas durante los 10 años de la simulación es de 427163.89 MMPCN (Figura 4.1), lo que indica un factor de recobro de 93.30 %. Este factor de recobro podría parecer muy elevado, sin embargo, por experiencia

es usual encontrar que los factores de recobro en campos de gas tienen valores entre 80 y 90 por ciento, además no están considerados los requerimientos de superficie.

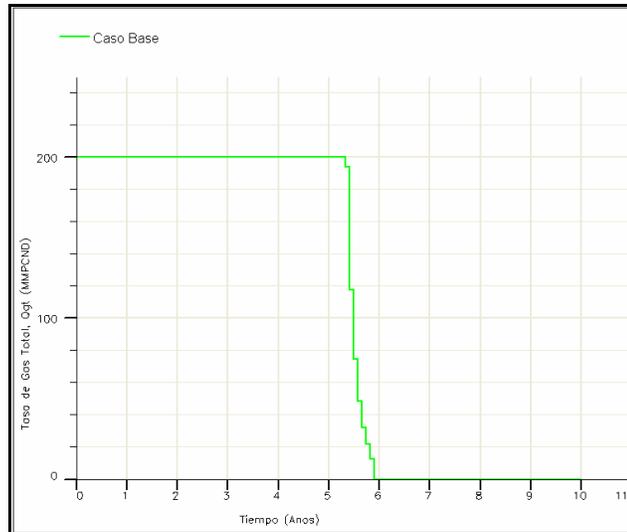


Figura 4.2: Tasa de Producción Total de Gas, Qgt vs Tiempo. Caso Base

El plateau de producción establecido para el yacimiento es de 200 MM PCND y comienza a decaer luego de 1946 días (Figura 4.2).

Las sensibilidades para los tres tipos de configuraciones de red arrojaron los siguientes resultados de producción acumulada y tasa de producción (los de cada pozo, pueden verse en el Apéndice C, Pág. 76), con la variación de los parámetros Longitud de Tubería de Entrega y Presión de Entrega.

4.2 Variando la Presión de Entrega

Para la tres configuraciones de red: Red Estándar, Red Extendida y Pozos Plataforma, se estudiaron 3 casos de longitudes de tubería de entrega con 10 km, 50 km y 100 km, cada uno estos con presiones de entrega de 50 lpca, 300 lpca, 600 lpca, 900 lpca, 1200 lpca y 1500 lpca.

4.2.1 Red Estándar

Para los tres casos de longitudes de tubería de entrega, la máxima producción de gas se obtuvo con una presión igual a 50 lpca, donde para 10 km se alcanzó una producción acumulada de 414158 MMPCN con una factor de recobro de 90.46 % y un plateau de producción que comienza a declinar a los 1491 días; la producción se cierra a los 2826 días (Figura 4.3) .Se puede observar que la producción disminuye proporcionalmente cuando los valores de presión de entrega son mayores. Así, en el caso en el que la presión de entrega es de 1500 lpca y la longitud de tubería es 100 km, la producción disminuye considerablemente encontrando un factor de recobro es de 29.98 %, una producción acumulada de 137250 MMPCN cuya caída del plateau ocurre hasta los 666 días y el cierre de la producción a los 696 días (Figura 4.7).

4.2.1.1 Longitud de Tubería: 10 Km.

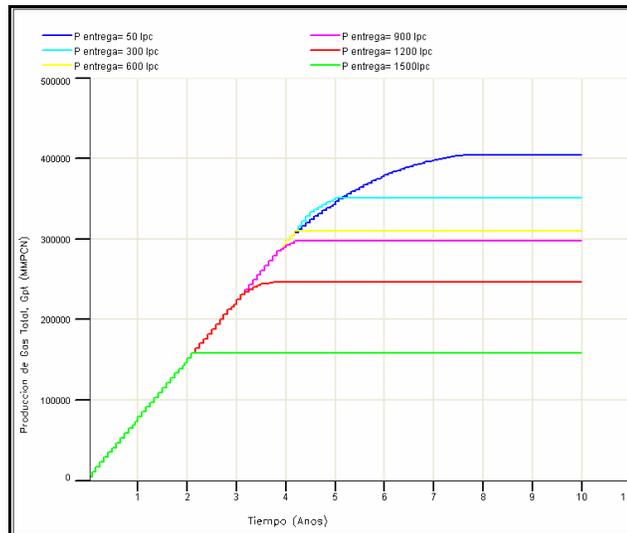


Figura 4.3: Producción Acumulada Total de Gas, Gpt vs Tiempo. Red Estándar, Longitud de Tubería: 10 Km

Tabla 4.1: Producción Acumulada total de Gas variando presiones de entrega. Red Estándar, Longitud de Tubería: 10 Km.

Presión de Entrega (lpca)	Gpt (MMPCN)	Factor de Recobro (%)	Caída del Plateau (días)	Cierre de Producción (días)
50	404158	90.46	1491	2826
300	351112	76.70	1641	1856
600	310200	67.76	1551	1551
900	297308	64.94	1426	1551
1200	245979	53.73	1156	1396
1500	158200	34.56	791	791

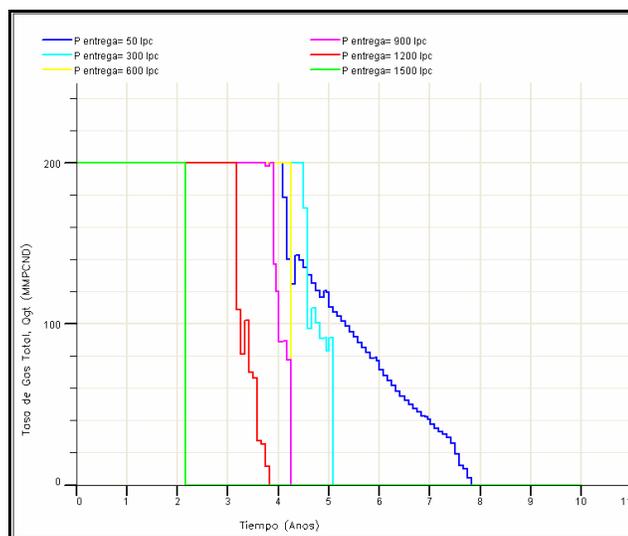


Figura 4.4: Tasa de Producción Total de Gas, Gpt vs Tiempo. Red Estándar, Longitud de Tubería: 10 Km.

4.2.1.2 Longitud de Tubería: 50 Km.

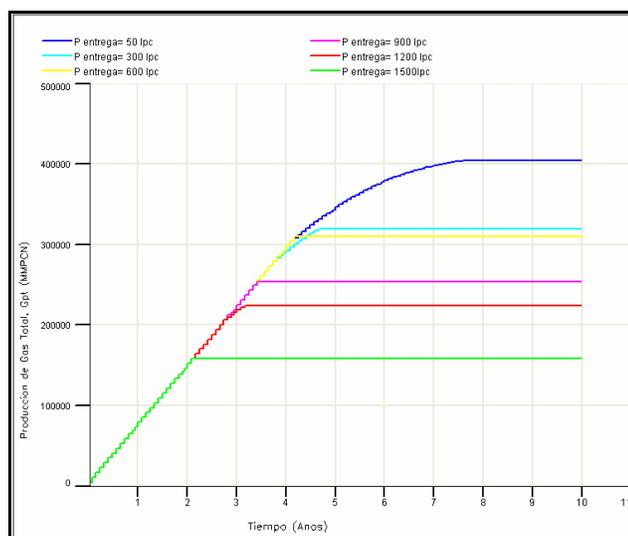


Figura 4.5: Producción Acumulada Total de Gas, Gpt vs Tiempo. Red Estándar, Longitud de Tubería: 50 Km.

Tabla 4.2: Producción Acumulada total de Gas variando presiones de entrega. Red Estándar, Longitud de Tubería: 50 Km.

Presión de Entrega (lpca)	Gpt (MMPCN)	Factor de Recobro (%)	Caída del Plateau (días)	Cierre de Producción (días)
50	404158	88.28	1491	2856
300	319258	69.74	1396	1731
600	310220	67.76	1551	1551
900	253776	55.43	1216	1276
1200	223895	48.91	1001	1186
1500	158200	34.56	791	791

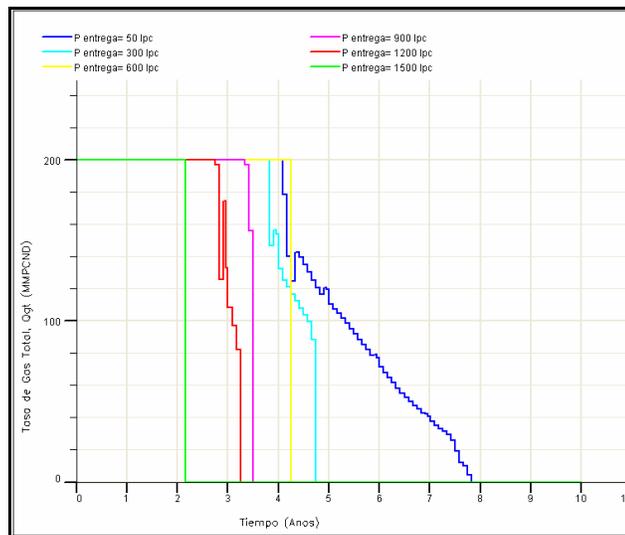


Figura 4.6: Tasa de Producción Total de Gas, Gpt vs Tiempo. Red Estándar, Longitud de Tubería: 50 Km.

4.2.1.3 Longitud de Tubería: 100 Km.

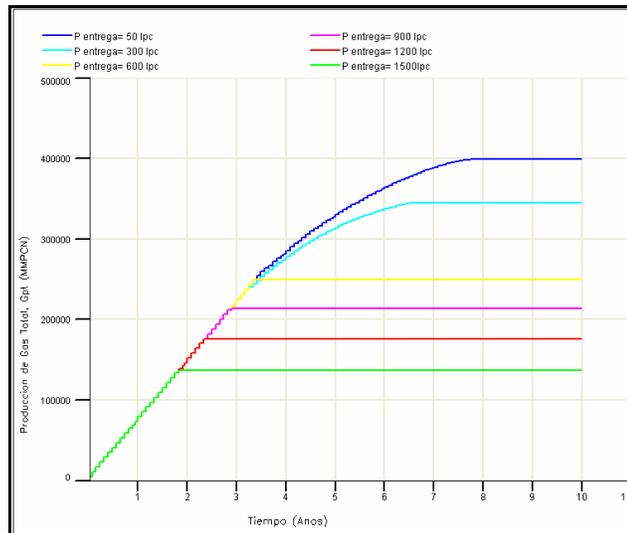


Figura 4.7: Producción Acumulada Total de Gas, Gpt vs Tiempo. Red Estándar, Longitud de Tubería: 100 Km.

Tabla 4.3: Producción Acumulada total de Gas variando presiones de entrega. Red Estándar, Longitud de Tubería: 100 Km.

Presión de Entrega (lpc)	Gpt (MMPCN)	Factor de Recobro (%)	Caída del Plateau (días)	Cierre de Producción (días)
50	398955	87.15	1246	2856
300	345006	75.36	1156	2401
600	249200	54.43	1246	1246
900	213568	46.65	1031	1079
1200	175402	38.31	851	881
1500	137250	29.98	666	696

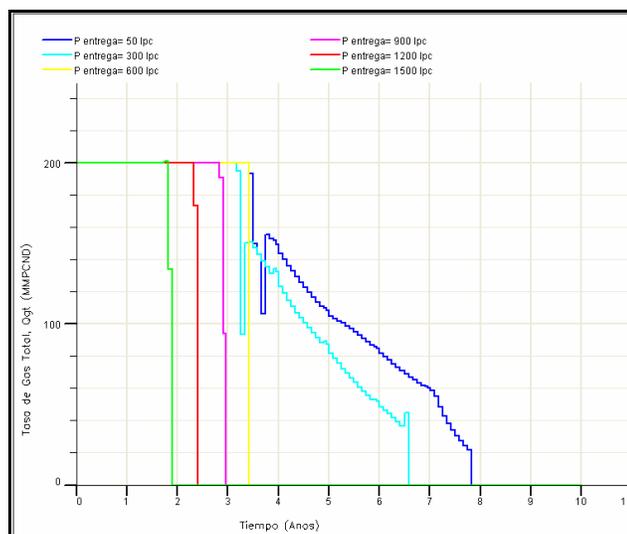


Figura 4.8: Tasa de Producción Total de Gas, Gpt vs Tiempo. Red Estándar, Longitud de Tubería: 100 Km.

4.2.2 Red Extendida

Para los tres casos de longitudes de tubería de entrega, la máxima producción de gas se obtuvo con una presión igual a 50 lpca, donde para 10 km se alcanzó una producción acumulada de 404205 MMPCN, y un plateau de producción que comienza a declinar a los 1826 días; la producción se cierra a los 2191 días (Figura 4.9). Para 50 km la producción fue de 404193 MMPCN, y un plateau de producción que comienza a declinar a los 1491 días; la producción se cierra a los 2676 días, en ambos casos el factor de recobro es de 88.29 % (Figura 4.11). En estos dos casos se observa la mayor producción.

Se puede observar que la producción disminuye proporcionalmente cuando los valores de presión de entrega son mayores. Así, en el caso en el que la presión de entrega es de 1500 lpca y la longitud de tubería es 100 km, la producción es la menor de todos los casos; la producción acumulada es de 133200 MMPCN, con un factor de recobro es de 29.10 %, cuya caída del plateau y cierre de la producción ocurren a los 666 días (Figura 4.13).

4.2.2.1 Longitud de Tubería: 10 Km.

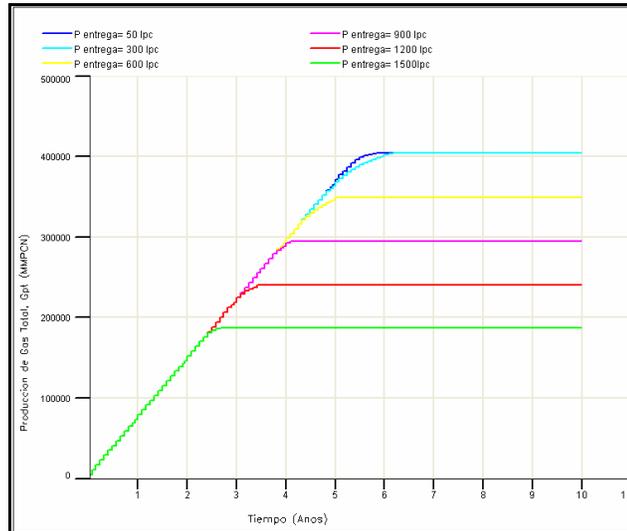


Figura 4.9: Producción Acumulada Total de Gas, Gpt vs Tiempo. Red Extendida, Longitud de Tubería: 10 Km.

Tabla 4.4: Producción Acumulada total de Gas variando presiones de entrega. Red Extendida, Longitud de Tubería: 10 Km.

Presión de Entrega (lpc)	Gpt (MMPCN)	Factor de Recobro (%)	Caída del Plateau (días)	Cierre de Producción (días)
50	404205	88.29	1826	2191
300	404301	88.31	1761	2341
600	348614	76.15	1581	1856
900	295033	64.45	1396	1521
1200	240288	52.49	1126	1276
1500	187427	40.94	881	1001

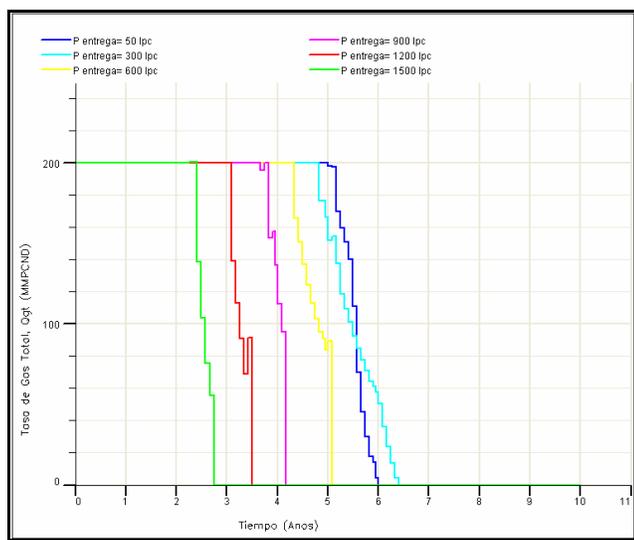


Figura 4.10: Tasa de Producción Total de Gas, Gpt vs Tiempo. Red Extendida, Longitud de Tubería: 10 Km.

4.2.2.2 Longitud de Tubería: 50 Km.

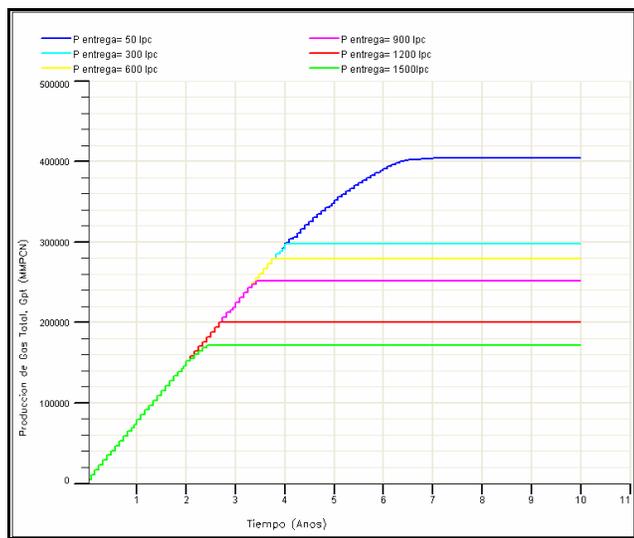


Figura 4.11: Producción Acumulada Total de Gas, Gpt vs Tiempo. Red Extendida, Longitud de Tubería: 50 Km.

Tabla 4.5: Producción Acumulada total de Gas variando presiones de entrega. Red Extendida, Longitud de Tubería: 50 Km.

Presión de Entrega (lpca)	Gpt (MMPCN)	Factor de Recobro (%)	Caída del Plateau (días)	Cierre de Producción (días)
50	404193	88.29	1491	2676
300	297780	65.05	1443	1491
600	278999	60.94	1366	1396
900	251818	55.01	1186	1276
1200	200110	43.71	1001	1001
1500	171592	37.48	761	911

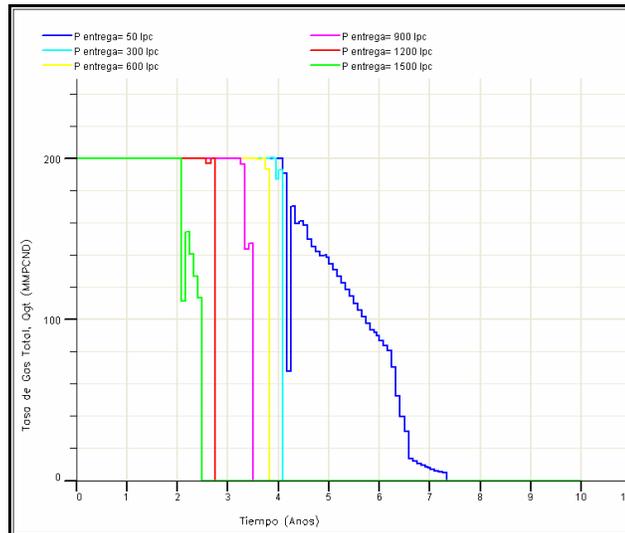


Figura 4.12: Tasa de Producción Total de Gas, Gpt vs Tiempo. Red Extendida, Longitud de Tubería: 50 Km.

4.2.2.3 Longitud de Tubería: 100 Km.

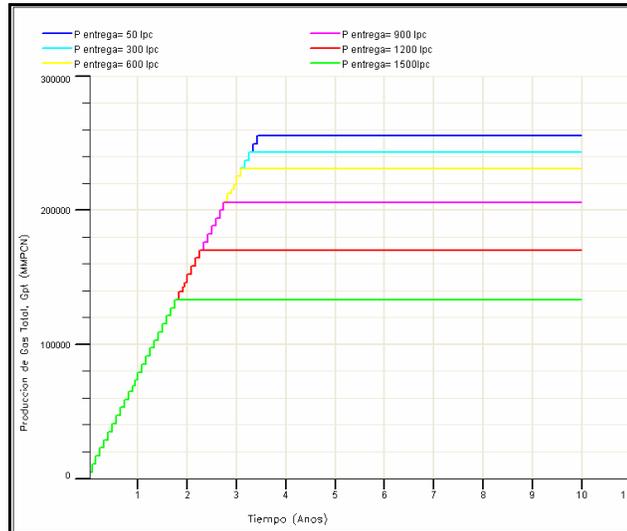


Figura 4.13: Producción Acumulada Total de Gas, Gpt vs Tiempo. Red Extendida, Longitud de Tubería: 100 Km.

Tabla 4.6: Producción Acumulada total de Gas variando presiones de entrega. Red Extendida, Longitud de Tubería: 100 Km.

Presión de Entrega (lpca)	Gpt (MMPCN)	Factor de Recobro (%)	Caída del Plateau (días)	Cierre de Producción (días)
50	255179	55.74	1246	1276
300	243200	53.12	1216	1216
600	230928	50.44	1126	1156
900	205715	44.94	1001	1031
1200	170200	37.18	851	851
1500	133200	29.10	666	666

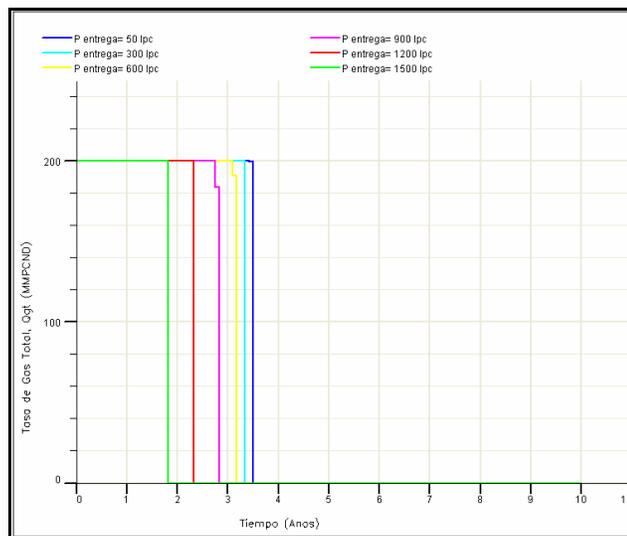


Figura 4.14: Tasa de Producción Total de Gas, Gpt vs Tiempo. Red Extendida, Longitud de Tubería: 100 Km.

4.2.3 Pozos Plataforma

Para los tres casos de longitudes de tubería de entrega, la máxima producción de gas se obtuvo con una presión igual a 50 lpca, donde para 10 km se alcanzó una producción acumulada de 404140 MMPCN, y un plateau de producción que comienza a declinar a los 1856 días; la producción se cierra a los 2173 días (Figura 4.15) .Para 50 km la producción fue de 404144 MMPCN, y un plateau de producción que comienza a declinar a los 826 días; la producción se cierra a los 1306 días, en ambos casos el factor de recobro es de 88.28 % (Figura 4.17). En estos dos casos se observa la mayor producción.

Se puede observar que la producción disminuye proporcionalmente cuando los valores de presión de entrega son mayores. Así, en el caso en el que la presión de entrega es de 1500 lpca y la longitud de tubería es 100 km, la producción es la menor de todos los casos; la producción acumulada es de 52736 MMPCN, con un factor de recobro es de 11.52 %, cuya caída del plateau ocurre a los 234 y cierre de la producción a los 264 días (Figura 4.19).

4.2.3.1 Longitud de Tubería: 10 Km.

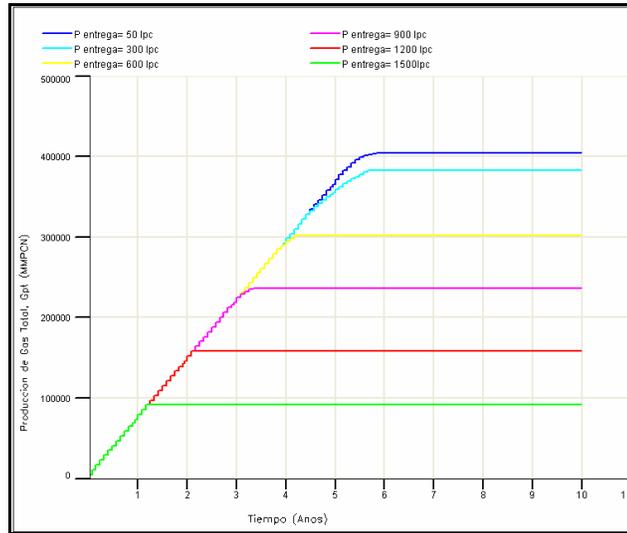


Figura 4.15: Producción Acumulada Total de Gas, Gpt vs Tiempo. Pozos Plataforma, Longitud de Tubería: 10 Km.

Tabla 4.7: Producción Acumulada total de Gas variando presiones de entrega. Pozos Plataforma, Longitud de Tubería: 10 Km.

Presión de Entrega (lpc)	Gpt (MMPCN)	Factor de Recobro (%)	Caída del Plateau (días)	Cierre de Producción (días)
50	404140	88.28	1856	2173
300	382601	83.57	1611	2096
600	301564	65.87	1426	1551
900	236482	51.66	1126	1246
1200	158195	34.56	791	791
1500	91200	19.92	456	456

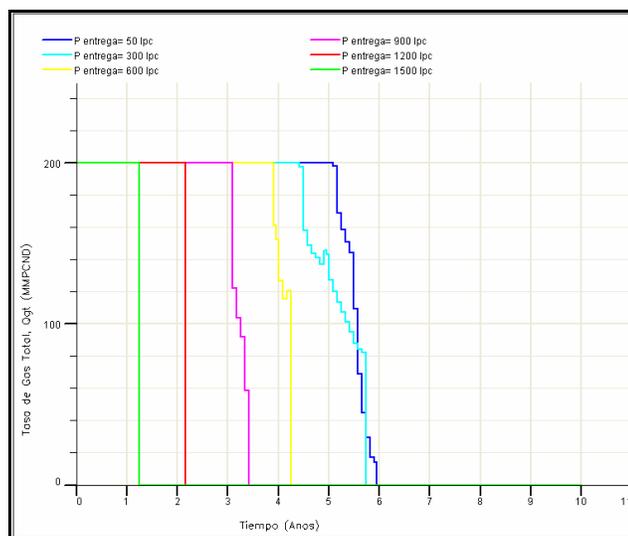


Figura 4.16: Tasa de Producción Total de Gas, Gpt vs Tiempo. Pozos Plataforma, Longitud de Tubería: 10 Km.

4.2.3.2 Longitud de Tubería: 50 Km.

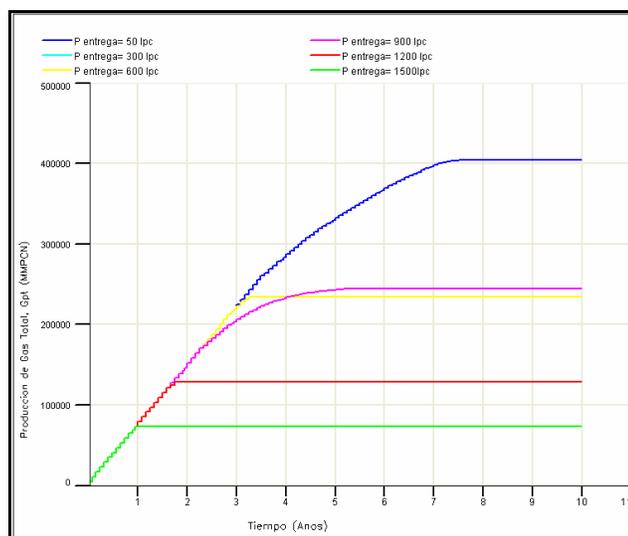


Figura 4.17: Producción Acumulada Total de Gas, Gpt vs Tiempo. Pozos Plataforma, Longitud de Tubería: 50 Km.

Tabla 4.8: Producción Acumulada total de Gas variando presiones de entrega. Pozos Plataforma, Longitud de Tubería: 50 Km.

Presión de Entrega (lpca)	Gpt (MMPCN)	Factor de Recobro (%)	Caída del Plateau (días)	Cierre de Producción (días)
50	404144	88.28	826	1306
300	234042	51.12	1096	1216
600	234042	51.12	1096	1216
900	244154	53.33	851	1916
1200	12812	27.98	606	666
1500	73475	16.05	345	366

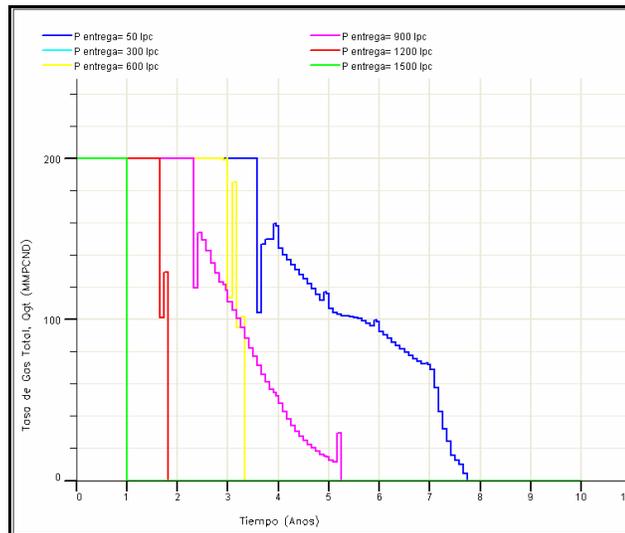


Figura 4.18: Tasa de Producción Total de Gas, Gpt vs Tiempo. Pozos Plataforma, Longitud de Tubería: 50 Km.

4.2.3.3 Longitud de Tubería: 100 Km.

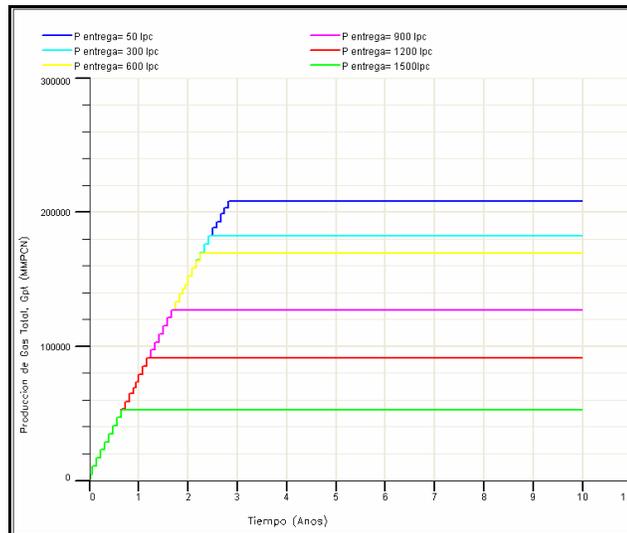


Figura 4.19: Producción Acumulada Total de Gas, Gpt vs Tiempo. Pozos Plataforma, Longitud de Tubería: 100 Km.

Tabla 4.9: Producción Acumulada total de Gas variando presiones de entrega. Pozos Plataforma, Longitud de Tubería: 100 Km.

Presión de Entrega (lpca)	Gpt (MMPCN)	Factor de Recobro (%)	Caída del Plateau (días)	Cierre de Producción (días)
50	208252	45.49	911	1061
300	181981	39.75	881	881
600	169499	37.03	791	851
900	127200	27.79	636	636
1200	91172	19.92	426	456
1500	52736	11.52	234	264

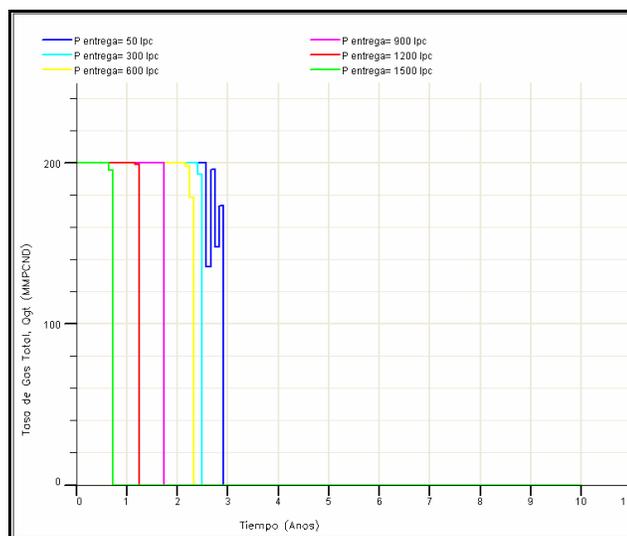


Figura 4.20: Tasa de Producción Total de Gas, Gpt vs Tiempo. Pozos Plataforma, Longitud de Tubería: 100 Km.

En estos resultados se puede apreciar que el yacimiento aporta una mayor producción a medida que la presión de entrega es menor, ya que la exigencia en la entrada de la estación de recolección permite que el gas llegue con más facilidad aún cuando existen pérdidas por fricción a lo largo de todo el recorrido de las líneas de producción. Las diferencias en cuanto al comportamiento de la producción son más marcadas a medida que se aumenta la presión de entrega. La sumatoria de todas las caídas de presión del sistema de producción es mucho mayor a la diferencia de presión entre el yacimiento y el punto de entrega, entonces se puede observar que cuando la presión exigida en este punto es menor, el gas posee mayor energía para llegar a la entrega. La tasa de producción establecida para el yacimiento o plateau en consecuencia tiene una mayor duración y el cierre de producción está más lejos en el tiempo.

4.3 Variando la Longitud de la Tubería de Entrega

La longitud de la tubería de entrega fue evaluada para 10km, 50 km y 100 km con cada una de las presiones de entrega y en cada una de las configuraciones de red.

4.3.1 Red Estándar

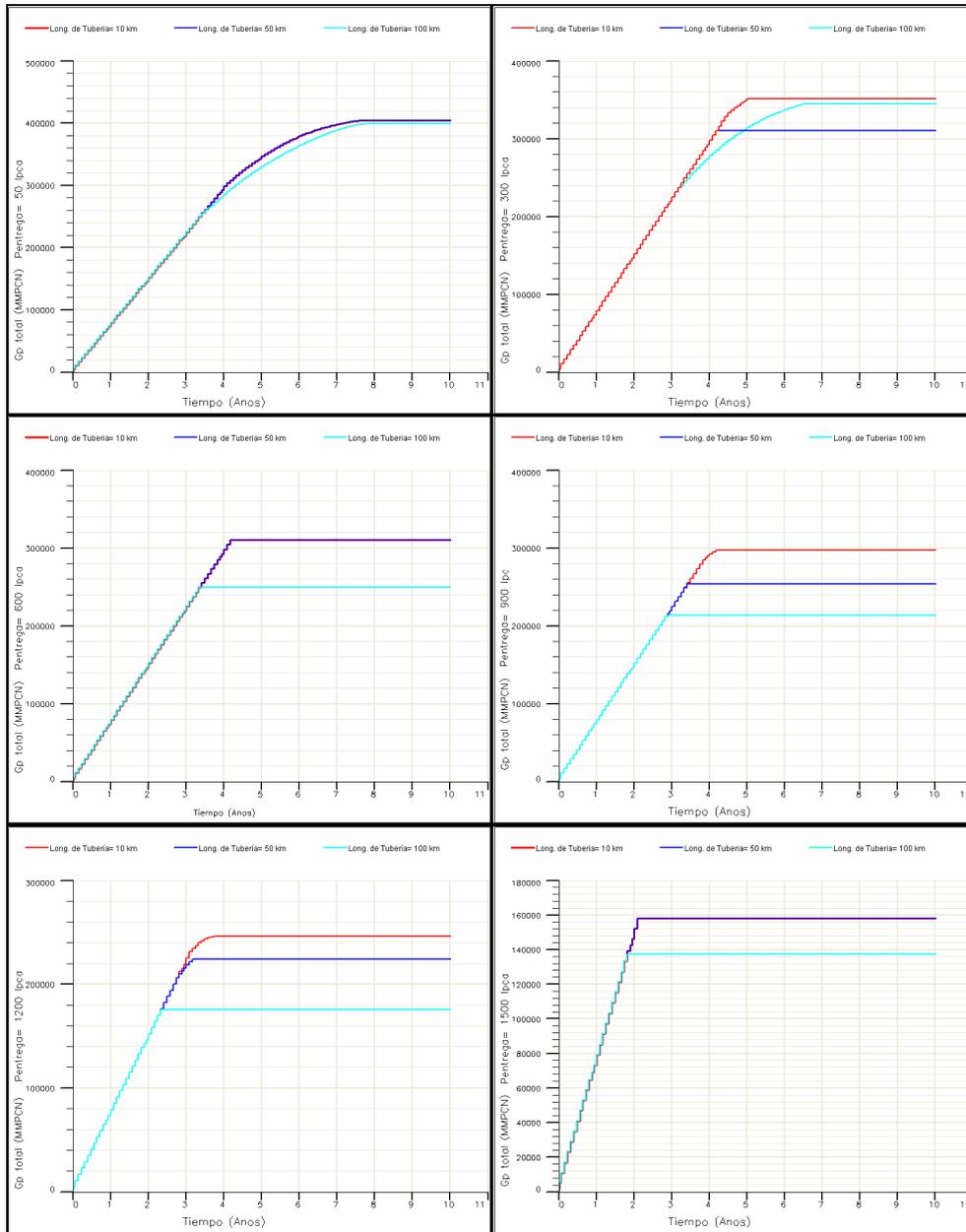


Figura 4.21: Producción Acumulada total de Gas variando Longitud de Tubería de Entrega para cada Presión de Entrega. Red Estándar

4.3.2 Red Extendida

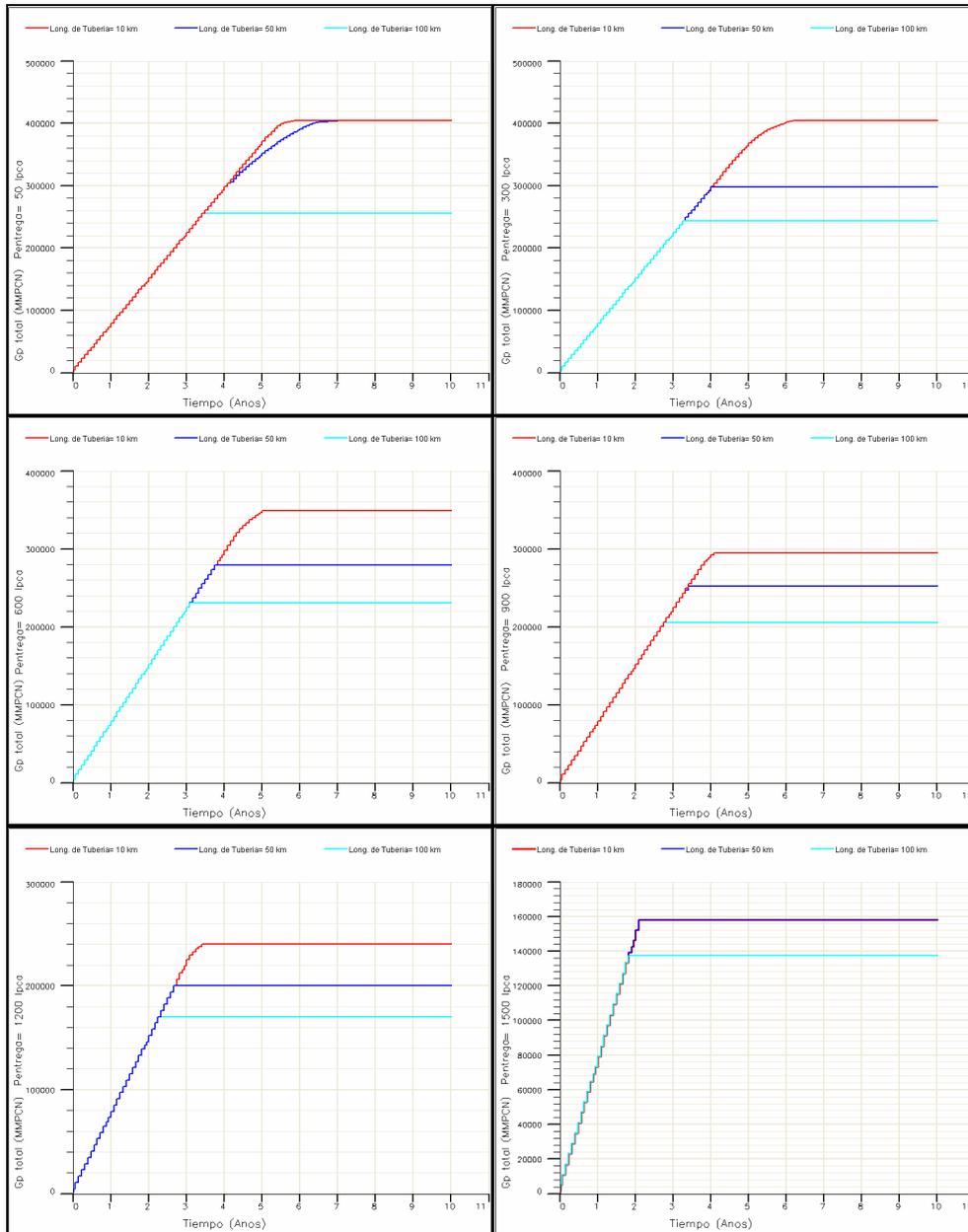


Figura 4.22: Producción Acumulada total de Gas variando Longitud de Tubería de Entrega para cada Presión de Entrega. Red Extendida

4.3.2 Pozos Plataforma

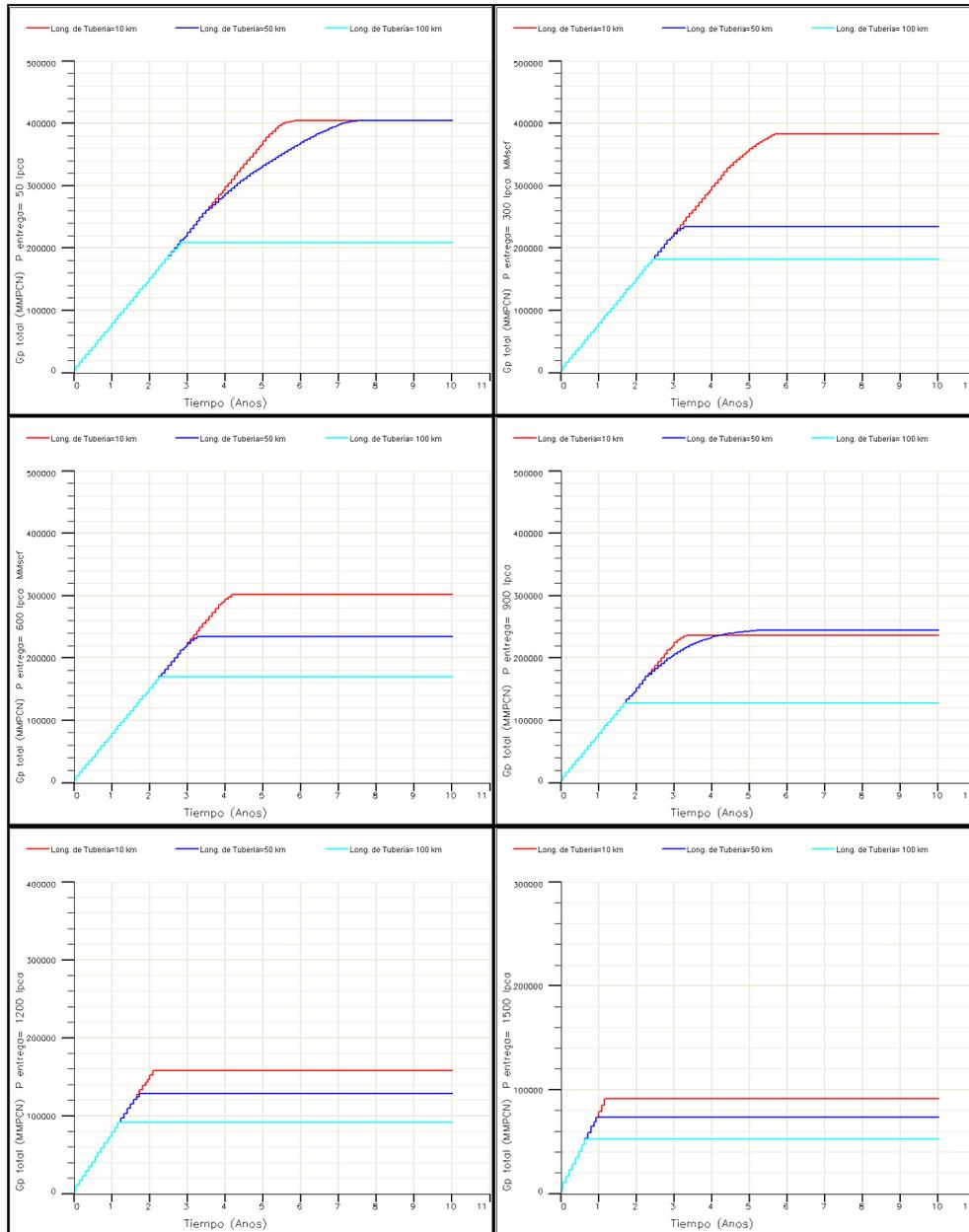


Figura 4.23: Producción Acumulada total de Gas variando Longitud de Tubería de Entrega para cada Presión de Entrega. Pozos Plataforma

En las tres configuraciones de red de superficie (Figura 4.21, Figura 4.22 y Figura 4.23) se observa que la longitud de tubería de 10 km aporta la mayor

producción en cada una de estas; obteniéndose la mayor producción acumulada en el caso de la configuración Red Extendida con un valor de 404205 MMPCN, con un factor de recobro de 88.29 % (Figura 4.21); sin embargo estos valores son muy parecidos en la tres configuraciones.

A medida que se aumenta la longitud de tubería de entrega se observan menores valores de producción ya que el gas debe recorrer una mayor distancia para llegar al punto de entrega, la importancia de esto radica en que es muy necesario tomar en cuenta las pérdidas de energía por la fricción a lo largo de la tubería; si el gas debe recorrer distancias cortas las caídas de presión son menores y se puede mejorar la eficiencia de producción.

Las diferencias en cuanto a la producción acumulada en cualquiera de los casos, no son significativas cuando se aumenta la longitud de la tubería de 10 km a 50 km, son mucho más notables cuando la longitud de tubería se aumenta a 100 Km.

4.4 Variando la Configuración de la Red (incluyendo Caso Base)

4.4.1 Longitud de Tubería: 10 Km.

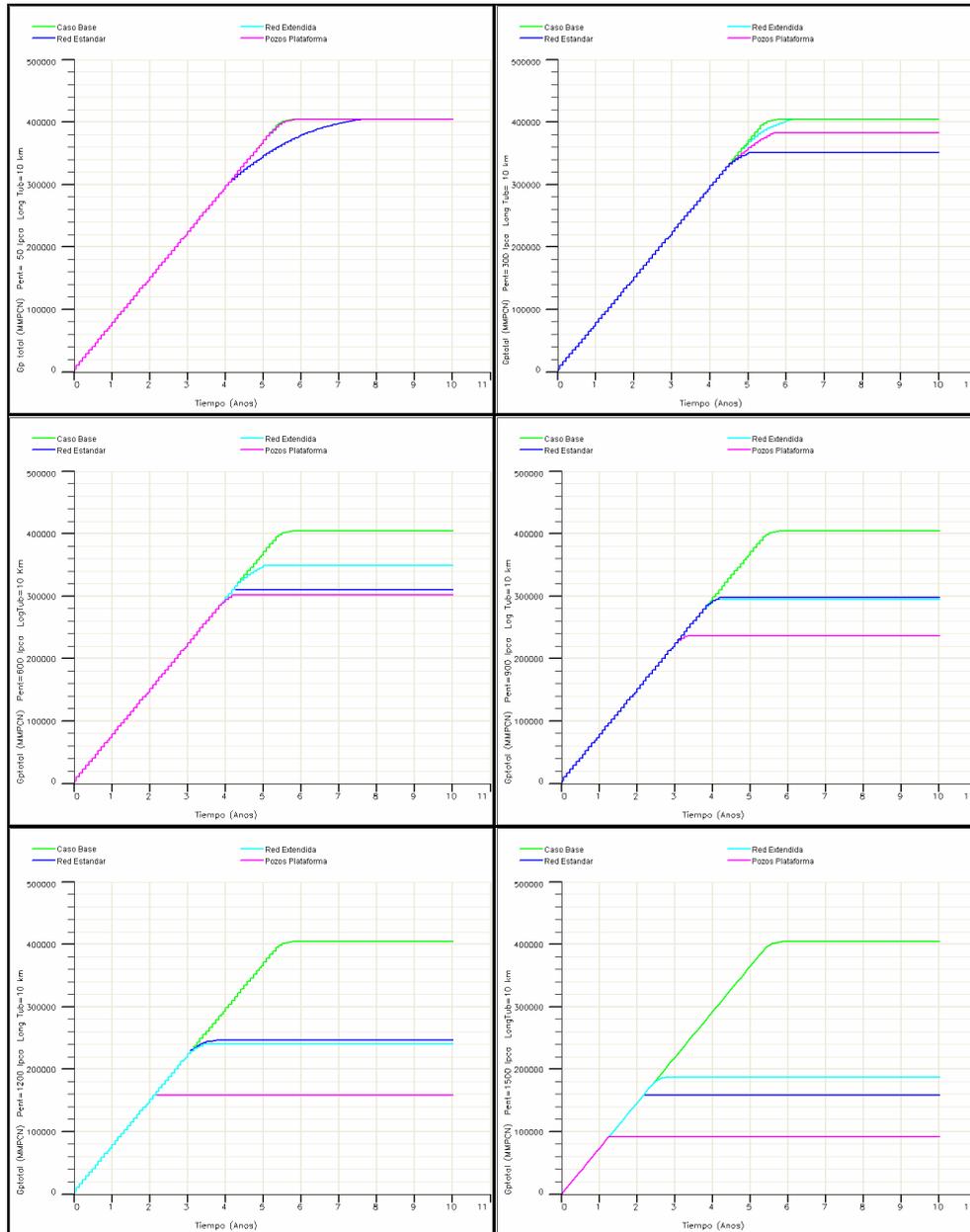


Figura 4.24: Producción Acumulada total de Gas variando la configuración de Red (con Caso Base) para cada Presión de Entrega. Longitud de Tubería de Entrega 10 km.

4.4.2 Longitud de Tubería: 50 Km.

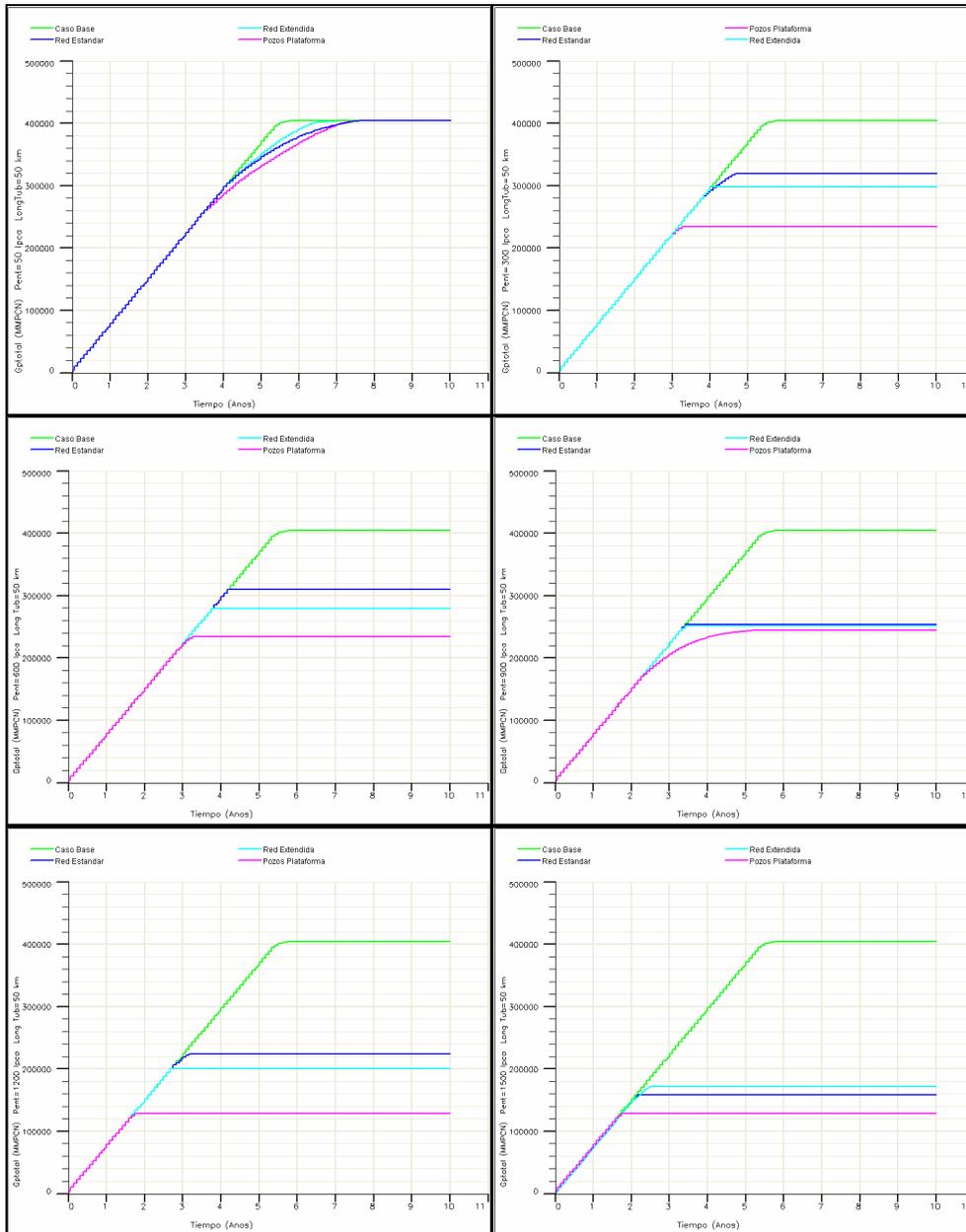


Figura 4.25: Producción Acumulada total de Gas variando la configuración de Red (con Caso Base) para cada Presión de Entrega. Longitud de Tubería de Entrega 50 km.

4.4.3 Longitud de Tubería: 100 Km.

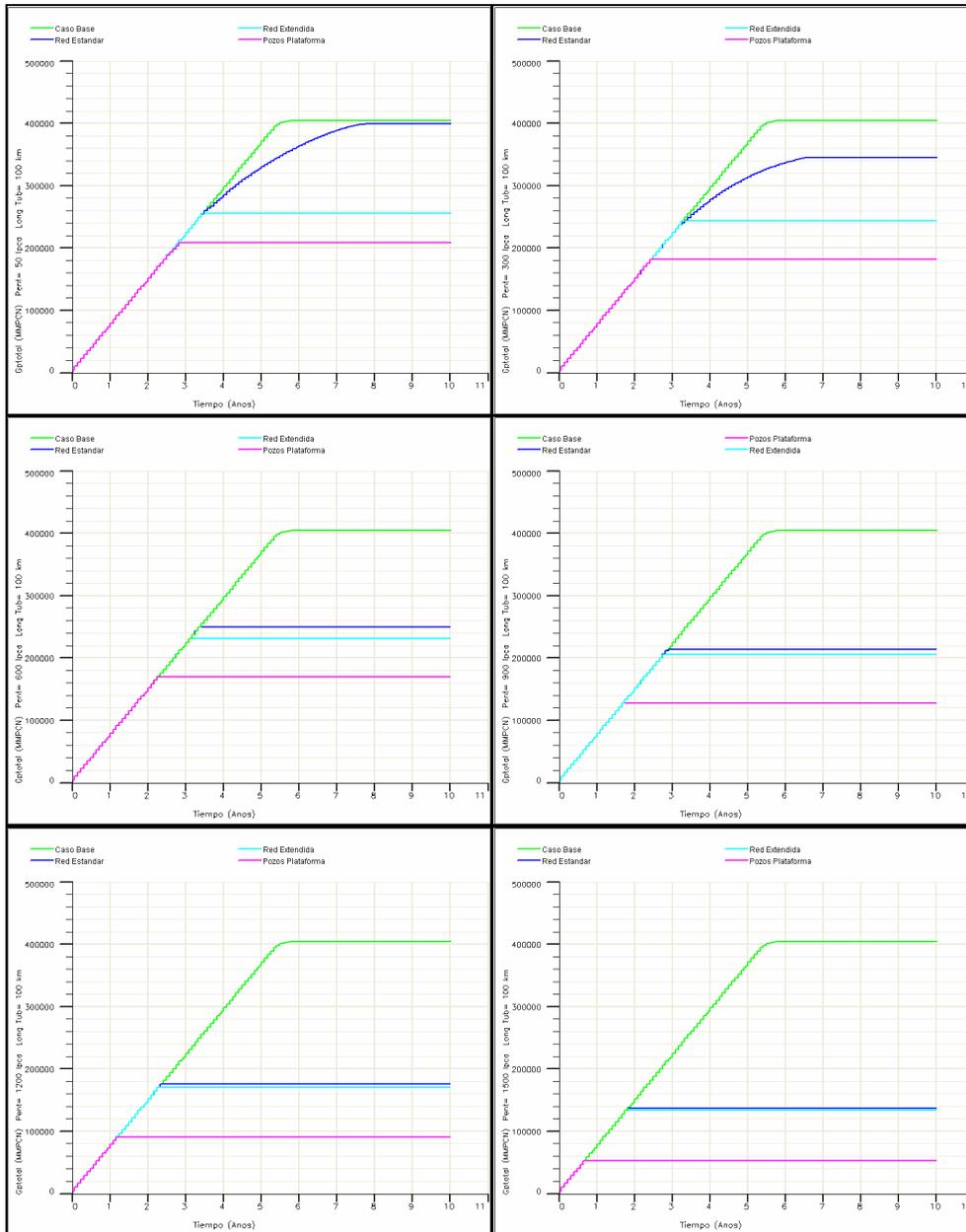


Figura 4.26: Producción Acumulada total de Gas variando la configuración de Red (con Caso Base) para cada Presión de Entrega. Longitud de Tubería de Entrega 100 km.

El caso base presenta la mayor producción de gas acumulado de 427163.89 MMPCN y un factor de recobro de 93.30 %, comparado con las tres configuraciones de red en cualquiera de los casos evaluados, siendo este el más optimista pero el que más se aleja de las condiciones reales de producción, por las razones ya discutidas anteriormente.

Comparando el comportamiento de la producción en las tres configuraciones de red, la que presenta mayor producción es la Red Estándar, donde cada uno de los pozos tiene su propio riser de producción hasta la plataforma, y sus respectivos cabezales debajo del mar. Esto ocurre a una presión de entrega de 50 lpc y 10 Km de longitud de tubería de entrega, con una producción acumulada de 414188 MMPCN y un factor de recobro de 90.46 %; sin embargo la red extendida y los pozos plataforma presentan una producción muy similar a esta.

Las diferencias en cuanto a la producción acumulada entre todos los casos, son más notables a medida que se aumenta la presión de entrega y la longitud de tubería de entrega, encontrando así las menores producciones acumuladas en la configuración Pozos Plataforma, donde cada uno de los pozos tiene su riser de producción, pero los cabezales se encuentran en la plataforma. El valor más bajo se obtuvo con una presión de 1500 lpc y con una longitud de tubería de 100 km, la producción acumulada es de 52736 MMPCN, con un factor de recobro de 11.52 %.

La Red Extendida presenta un comportamiento de producción muy similar y escasamente menor que la Red Estándar para las presiones de entrega más altas, las diferencias van aumentando a medida que se imponen menores presiones de entrega. En la Red Extendida, los pozos se conectan entre sí a través de líneas de flujo horizontales colocadas en el lecho marino, de manera que toda la producción confluye en un solo pozo y desde allí es llevada a través de un solo riser a la superficie.

CAPITULO V

CONCLUSIONES

- ✓ En el caso base los resultados del comportamiento de la producción son más optimistas y más alejados de la realidad, debido a que no se consideran las facilidades de superficie.
- ✓ En un modelo integrado subsuelo superficie la simulación es muy sensible a los cambios de presión de entrega; éste parámetro es muy importante ya que a mayor presión de entrega la presión de abandono del yacimiento es mayor lo que se traduce en un menor recobro.
- ✓ En todos los casos evaluados se obtuvieron mayores factores de recobro para una presión de entrega de 50 lpca.
- ✓ A mayor longitud de tubería de entrega aumentan las caídas de presión por fricción y las diferencias son más notables a medida que se aumenta el rango de longitud. Cuando la longitud se varía de 10 Km a 100 Km la producción es mucho menor que cuando de varía de 10 Km a 50 Km.
- ✓ En todos los casos evaluados se obtuvieron mayores factores de recobro con una longitud de tubería de entrega de 10 Km.
- ✓ Las diferencias en cuanto a la producción entre los tipos de configuración de red no son muy marcadas, por lo que la decisión final para la selección del tipo de configuración dependerá de su operabilidad y economía.
- ✓ La configuración de red que ofrece un mayor factor de recobro (90.46 %) es la Red Estándar, con un $G_{pt} = 414158$ MMPCN, una presión de entrega a la estación de recolección de 50 lpca y una longitud de tubería de entrega de 10 Km.

RECOMENDACIONES

- ✓ Realizar el análisis económico de los casos evaluados en este estudio.
- ✓ Evaluar distintos escenarios de explotación donde se contemple el cambio de Plateau de producción, como condición global.
- ✓ Extender el estudio actual evaluando el impacto del tipo de fluido sobre el comportamiento de la producción, ya que este estudio se realizó para Gas Seco.
- ✓ Evaluar una posible optimización de la ubicación de los pozos y de la configuración de la red de superficie.
- ✓ Incorporar la activación de etapas de compresión como opción para prolongar la duración del plateau de producción cuando no sea posible mantenerlo por agotamiento natural; con su respectivo análisis económico.
- ✓ Desarrollar el estudio propuesto considerando adicionalmente incertidumbres en la geología del yacimiento.

GLOSARIO

- ✓ **Análisis de Sensibilidad:** estudio que permite identificar aquellos parámetros inciertos que influyen en la respuesta.
- ✓ **Anisotropía:** el comportamiento de una variable regionalizada es diferente en todas las direcciones.
- ✓ **API:** *American Petroleum Institute*, Sociedad Americana de Petróleo, organismo sin fines de lucro, que sirve para coordinar y promover el interés de la industria petrolera en su relación con el gobierno y otros.
- ✓ **Bottom Hole Pressure:** *Presión de Fondo*, la presión en el fondo de pozo en un punto opuesto a la formación productora.
- ✓ **Cabezal:** Ensamblaje superficial del pozo, compuesto por válvulas de control, medidores de presión, reductores de flujo, etc., para regular la presión del pozo.
- ✓ **Choke:** orificio instalado en una línea para restringir el flujo y controlar la tasa de producción
- ✓ **Darcy:** una roca o cualquier material tiene permeabilidad de un darcy, cuando una atmósfera de presión es capaz de forzar un líquido de un centipoise de viscosidad, a través de una muestra de un centímetro de largo y un centímetro de cuadrado de sección transversal , imprimiéndole una velocidad de un centímetro por segundo.
- ✓ **Draw Down:** diferencial de presión entre el fondo de un pozo y el yacimiento
- ✓ **Factor de Recobro:** Porcentaje de hidrocarburos que se extraen de un yacimiento en relación a la cantidad total que estaba originalmente en el subsuelo.

-
-
- ✓ **Gravedad API (°API):** Escala arbitraria del Instituto Americano de Petróleo, que guarda relación con la gravedad específica del petróleo y sus derivados. Cuanto más ligero es el petróleo, mayor es la gravedad API y mientras más pesado es el petróleo la gravedad API será menor. Indica la ligereza del petróleo.
 - ✓ **Incertidumbre:** la aleatoriedad o el error proveniente de varias fuentes de información.
 - ✓ **Límite Económico:** Es el periodo de tiempo que se estima funcione determinado activo.
 - ✓ **Malla de simulación:** forma de discretizar el modelo de simulación y modelo geológico. Las propiedades no son representadas de manera continua en el espacio computacional sino de manera discreta.
 - ✓ **Media:** es la media aritmética de la distribución.
 - ✓ **Modelo de Simulación:** es la forma de representación de las características del yacimiento en un espacio computacional, con el objeto de simular el comportamiento del mismo.
 - ✓ **Múltiple:** un sistema accesorio de tubería secundaria para la tubería principal (u otro conductor) que sirve para dividir un flujo en varias partes, para combinar varios en uno, o redirigirlo a varios destinos posibles.
 - ✓ **Permeabilidad:** propiedad de la roca que mide la facilidad con que la misma transmite los fluidos o permite el movimiento de ellos a través de una red de poros interconectados, de hecho, si los poros de la roca no se conectan no existe permeabilidad. Se clasifica en:

Permeabilidad Absoluta: se determina cuando el medio poroso está saturado 100 por ciento del fluido en movimiento.

Permeabilidad efectiva: se mide cuando el medio poroso está saturado por más de un fluido, por tanto es una medida de la conductividad de la roca cada uno de ellos.

Permeabilidad relativa: razón entre la permeabilidad efectiva y la permeabilidad absoluta, específicamente a una saturación dada del fluido en estudio.

- ✓ **Petróleo Negro:** tipo de crudo donde los cambios composicionales no son considerados relevantes.
- ✓ **Plataforma:** estructura costa afuera inmóvil construida en pilas desde las cuales los pozos son perforados, producidos o ambos.
- ✓ **Plateau:** meseta o piso horizontal que corresponde a la tasa de producción establecida o requerida en la explotación de un yacimiento.
- ✓ **Porosidad:** medida del espacio intersticial (espacio existente entre grano y grano). Se define como la relación entre el volumen poroso y el volumen total de la roca.
- ✓ **Riser:** Sección de tubería vertical que se extienden desde la plataforma hasta el lecho marino y viceversa, de manera que permiten conectar las instalaciones en operaciones costa-afuera.
- ✓ **Tubing Head Pressure:** Presión de cabezal. Presión que existe entre el casing y la parte de afuera del tubing.

ABREVIATURAS Y SIMBOLOS

°: *Grados*

°F: *Grados Fahrenheit*

API: *American Petroleum Institute*

Bg: *Factor volumétrico del gas*

Bo: *Factor volumétrico del petróleo*

Bw: *Factor volumétrico del agua*

μ : *Viscosidad de un fluido*

γ : *Gravedad específica de un fluido*

ϕ : *Porosidad*

BHP: *Bottom Hole Pressure (presión de fondo)*

Fr: *Factor de Recobro*

GOES: *Gas original en sitio*

Gp: *Producción Acumulada de Gas*

K: *Permeabilidad absoluta*

Km: *Kilómetros*

Krg: *Permeabilidad relativa al gas*

Kro: *Permeabilidad relativa al petróleo*

Krw: *Permeabilidad relativa al agua*

Lpca: *Libras por pulgadas cuadradas absolutas*

md: $1 \cdot 10^3$ *Darcy*

MMPCN: *Millones de pies cúbicos normales*

MMPCND: *Millones de pies cúbicos normales por día*

P: *Presión*

Pulg.: *Pulgadas*

Qg: *Tasa de producción de gas*

Sg: *Saturación de gas*

So: *Saturación de petróleo*

Sw: Saturación de agua

THP: Tubing Head Pressure (presión de cabezal)

APÉNDICE A

ECLIPSE

Consiste en tres simuladores separados ECLIPSE 100 especializado en el modelaje de petróleo negro, ECLIPSE 300 especializado en modelaje composicional y FrontSim, especializado en el estudio de líneas de corriente. ECLIPSE es un simulador totalmente implícito, trifásico, tridimensional, con propósitos generales, que incluye controles de pozos versátiles, grupos y controles económicos, así como funcionalidades de perforación y secuencia de tareas automática. Tiene propósitos para crudo negro y con opciones de gas condensado [10] [11]. Este simulador contiene seis secciones de archivos de datos, las cuales son necesarias para realizar una simulación, estas son descritas a continuación:

- ✓ RUNSPEC: en esta sección se incluye el título de la simulación, las dimensiones de la malla, fases presentes en el yacimiento a simular, fluidos presentes en el modelo y cierta cantidad de comandos que permiten establecer características especiales de la simulación.
- ✓ GRID: esta sección se introduce mediante una serie de Keywords, los cuales permiten incorporar las características estructurales del yacimiento al simulador, tales como: Mapas Estructurales, Isópacos, Topes, Información Sísmica, Porosidad, Permeabilidad, NTG, que juntas conforman el modelo estático.
- ✓ PROPS: esta es una de las secciones más importantes ya que en ella se introducen en el simulador los parámetros PVT, las presiones capilares, permeabilidades relativas y densidades de los fluidos, propiedades de la roca, tales como la compresibilidad de la misma.

-
-
- ✓ SOLUTION: en esta sección se especifican las condiciones iniciales del yacimiento para el cálculo de la distribución de los fluidos presentes en el yacimiento (datum, presión al datum, contactos agua / petróleo y contactos gas / petróleo).
 - ✓ SUMMARY: sección en las que se especifican las variables de salida, o que se requieren que sean salidas del simulador, para su futura utilización en la interpretación de los resultados de la simulación. Los parámetros colocados en esta sección pueden ser visualizados en forma de gráficos.
 - ✓ SCHEDULE: en esta sección se asignan los datos de pozos tales como: ubicación, completaciones o eventos, producción o inyección y con estos datos determinar el cotejo histórico y las predicciones de cada uno de los pozos presentes en el yacimiento.

APÉNDICE B

Modelo Eclipse-Networks

La opción *Networks* del simulador ECLIPSE, está diseñada para simular la interacción entre el modelo de simulación de yacimientos y el modelo de superficie. El proceso consiste en calcular dinámicamente los límites para la presión del cabezal (THP) de un grupo de pozos que fluyen a un mismo punto de recolección, variando las tasas de flujo de acuerdo a las caídas o pérdidas de presión en la red de superficie.

Para la aplicación de esta opción es necesario definir la red de superficie del yacimiento, a través de un diagrama jerárquico que permita identificar los puntos de entrada y salida de los fluidos, así como también los nodos del sistema y las condiciones de entrega en la estación final (presión de entrega y plateau). Para la construcción de una red, los pozos pueden ser agrupados a través de múltiples y luego conectados por una tubería a una estación central. Como se ilustra en la Figura B1, donde se muestran tres pozos conectados a un mismo múltiple y la línea de salida del múltiple a la estación central (separador), punto en el cual converge la producción de diferentes grupos y pozos.

En la Figura B.2: se pueden observar diferentes grupos de pozos (GA1, GA2, GB1, GB2) conectados a través de nodos (N1, N2, N3, N4), los cuales alimentan una estación final (FIELD).

Con base a esta información se realiza un proceso iterativo para calcular la presión en cada nodo (o el grupo) del sistema, de manera que este valor sea consistente con las tasas de flujo y las pérdidas de presión en tuberías. En cada iteración, las tasas de producción de los grupos se determinan utilizando las condiciones que existen en el yacimiento en el principio del paso de tiempo (time step) y la última iteración de la presión en los nodos. Las pérdidas de presión generadas por estas tasas de flujo son calculadas, y la presión de los nodos se

actualiza en cada uno de los niveles que conforman la estructura de la red utilizando el método secante. Las iteraciones se terminan cuando la presión en los nodos concuerda con las caídas de presión en la tubería, dentro de un margen de tolerancia.

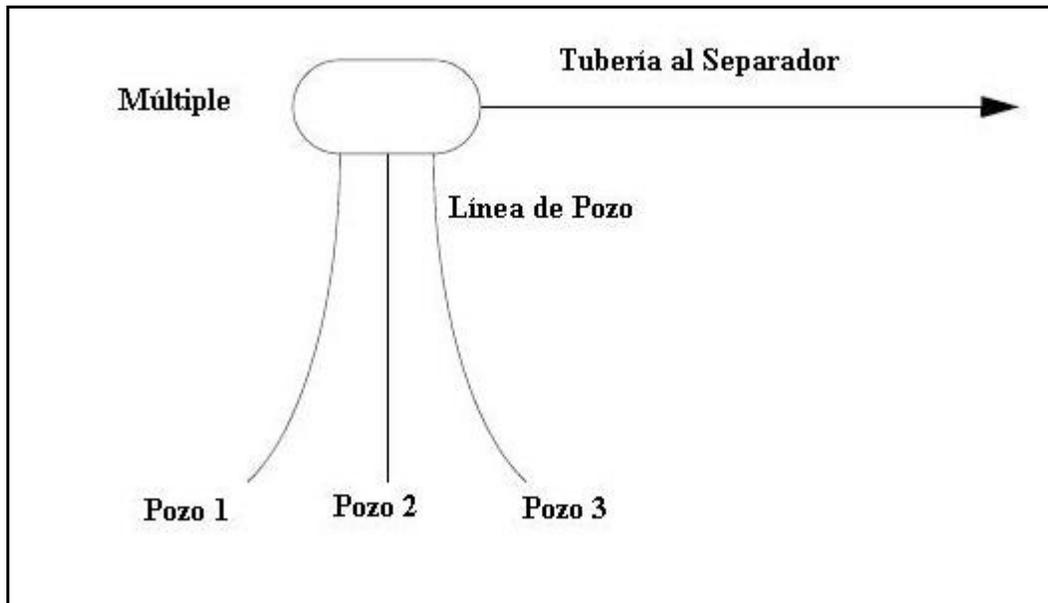


Figura B.1: Diagrama de múltiple de producción común

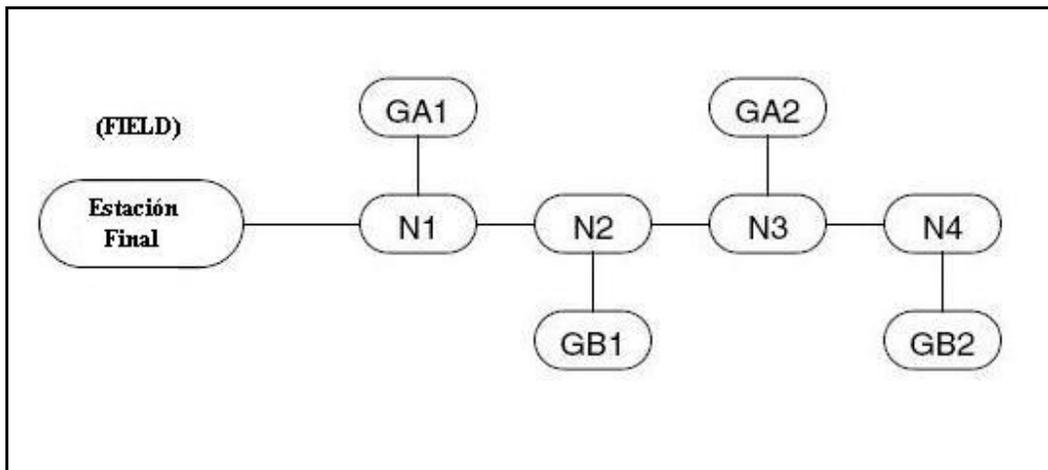


Figura B.2: Estructura de una red de superficie

Los cálculos de las pérdidas de presión en la tubería son realizados en base a las curvas de flujo multifásico (Curvas VFP), generadas según el tipo de red (producción o inyección) a simular. Cada tubería debe estar asociada a una tabla VFP.

Las variaciones de la tasa de flujo son controladas, mediante la instalación de un choke en el cabezal del grupo de pozos. La función de esta herramienta es determinar una presión de cabezal común para el grupo, que permita controlar las tasas de flujo de los pozos para obtener una tasa óptima, la cual compense las caídas de presión en el sistema de redes con el propósito de satisfacer las condiciones de entrega (presión y plateau de producción). De igual forma, para la red de inyección se establecen condiciones de salida, y por ello la tasa y presión de inyección pueden ser controladas a través de un choke.

APÉNDICE C

Resultados de Producción Acumulada por pozo

C.1 Caso Base

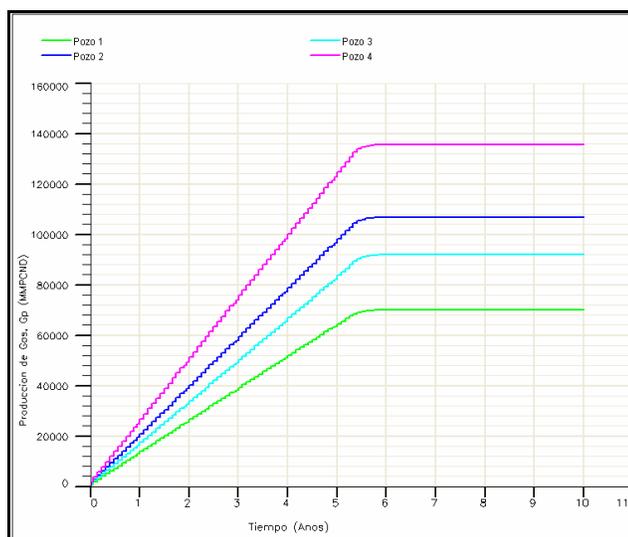


Figura C.1: Producción Acumulada de Gas de todos los Pozos, Gp vs Tiempo

Cada uno de los cuatro (4) pozos productores presenta una producción acumulada como se muestra en la Tabla B.1, con un cierre a los 2156 días simultáneamente.

Tabla C.1: Producción Acumulada de Gas de todos los Pozos, Gp vs Tiempo

Presión de Entrega (lpca)	Gpt (MMPCN)	Cierre de Producción (días)
Pozo 1	69870	2156
Pozo 2	106789	2156
Pozo 3	91896	2156
Pozo 4	135677	2156

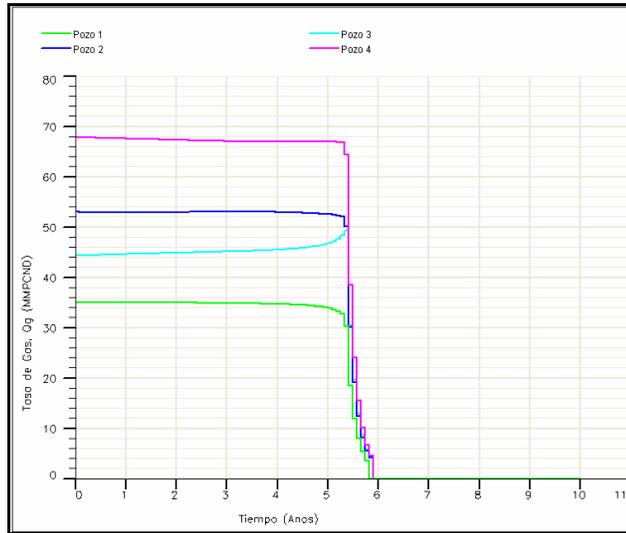


Figura C.2 Tasa de Producción de Gas de todos los Pozos, Q_g vs Tiempo

C.2 Configuración Red Estándar

C.2.1 Longitud de Tubería: 10 Km.

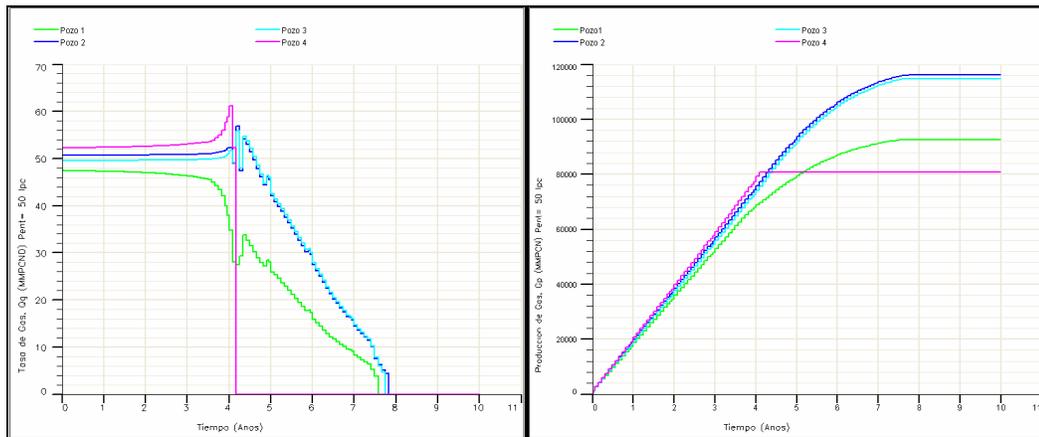


Figura C.3: Presión de Entrega de 50 lpc. Izq: Q_g vs Tiempo. Der: G_p vs Tiempo

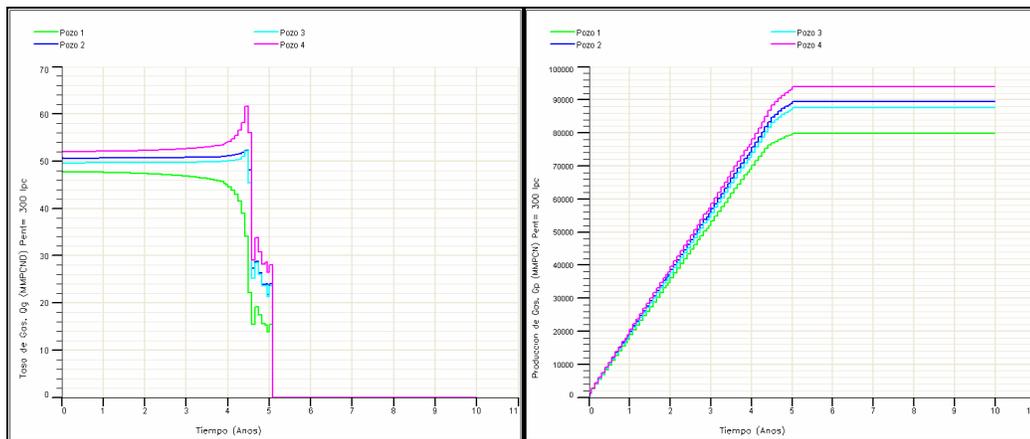


Figura C.4: Presión de Entrega de 300 lpc. Izq: Qg vs Tiempo. Der: Gp vs Tiempo

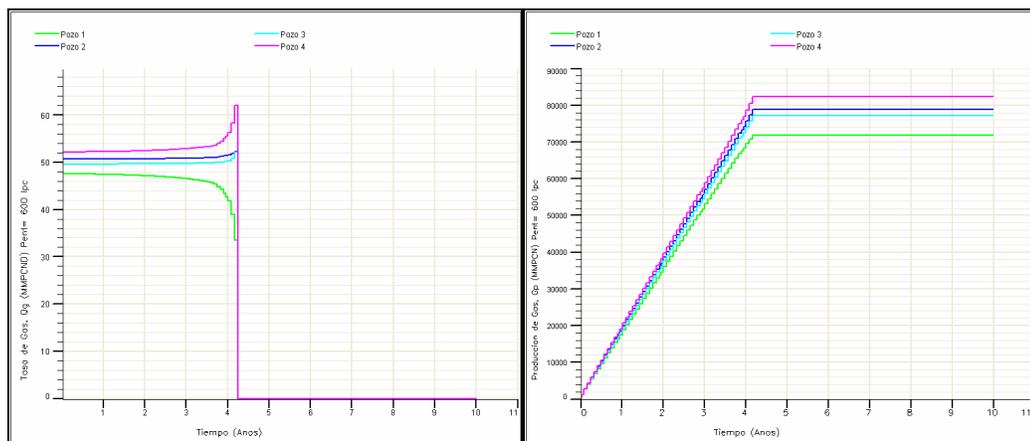


Figura C.5: Presión de Entrega de 600 lpc. Izq: Qg vs Tiempo. Der: Gp vs Tiempo

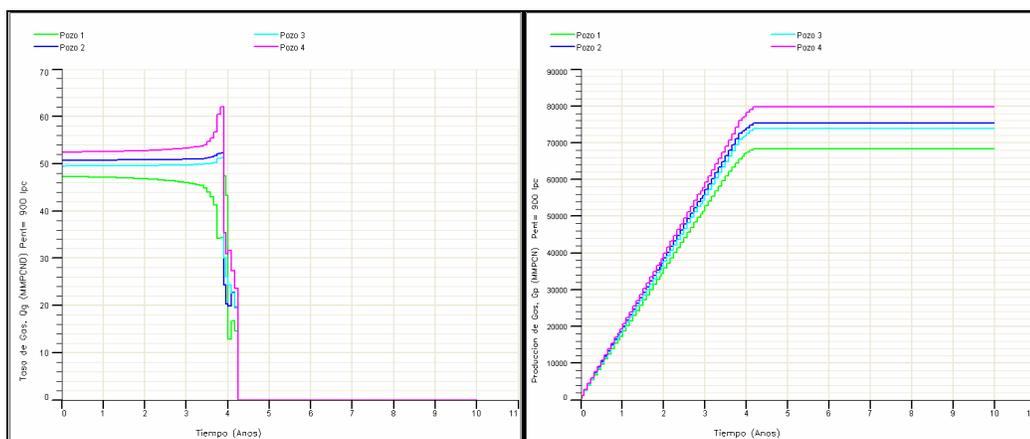


Figura C.6: Presión de Entrega de 900 lpc.a. Izq: Qg vs Tiempo. Der: Gp vs Tiempo

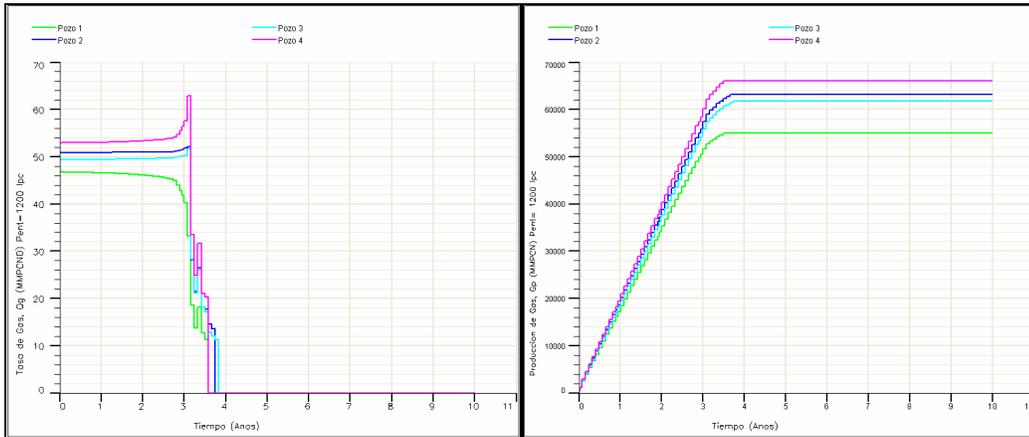


Figura C.7: Presión de Entrega de 1200 lpc.a. Izq: Qg vs Tiempo. Der: Gp vs Tiempo

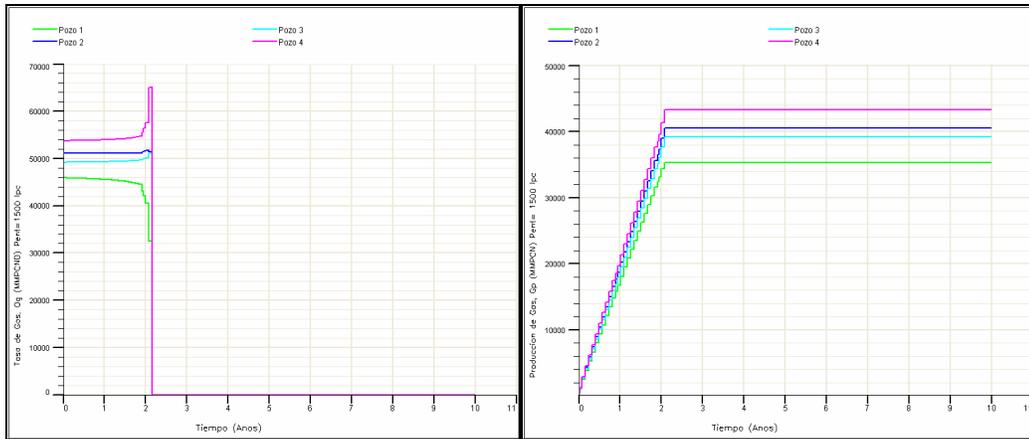


Figura C.8: Presión de Entrega de 1500 lpc.a. Izq: Qg vs Tiempo. Der: Gp vs Tiempo

C.2.2 Longitud de Tubería: 50 Km.

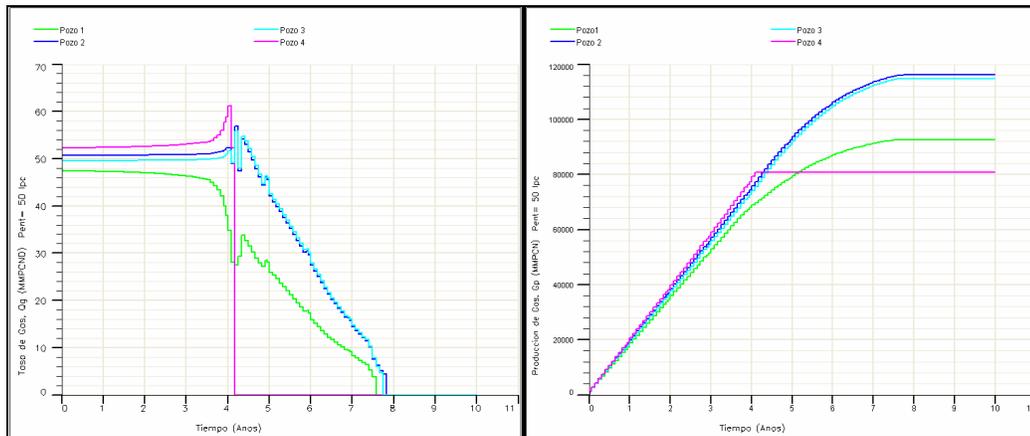


Figura C.9: Presión de Entrega de 50 lpc. Izq: Qg vs Tiempo. Der: Gp vs Tiempo

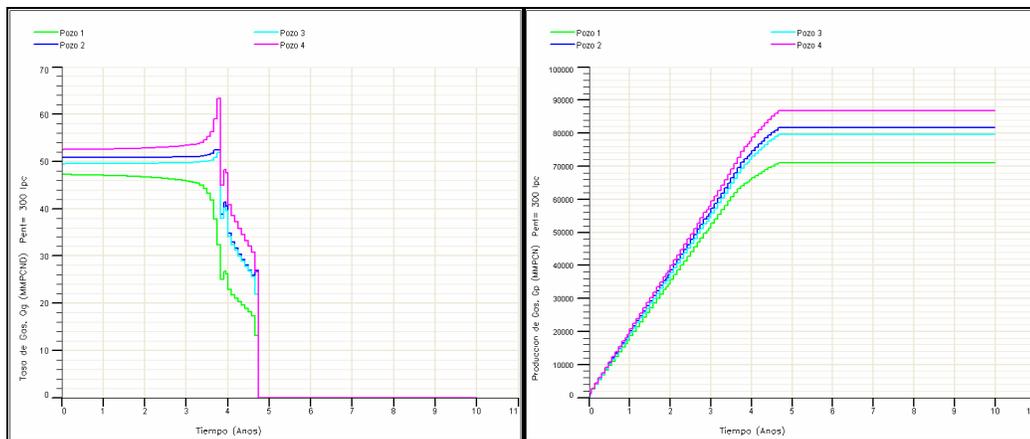


Figura C.10: Presión de Entrega de 300 lpc. Izq: Qg vs Tiempo. Der: Gp vs Tiempo

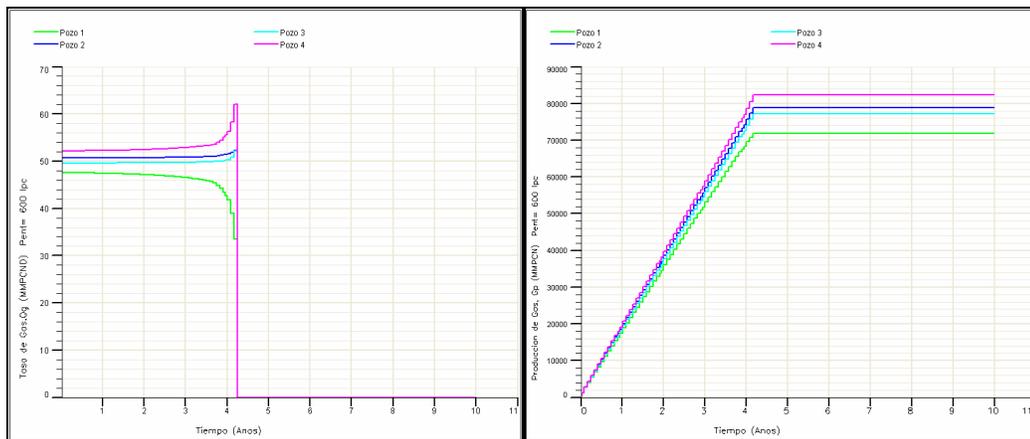


Figura C.11: Presión de Entrega de 600 lpc. Izq: Qg vs Tiempo. Der: Gp vs Tiempo

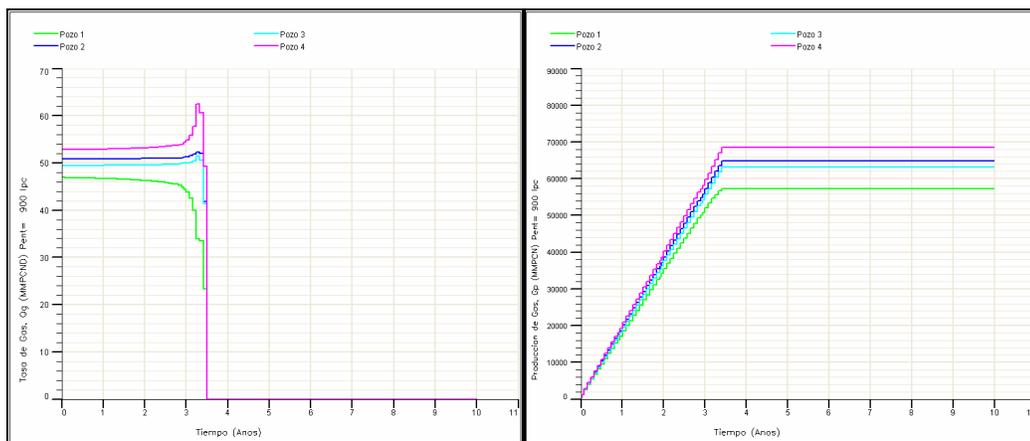


Figura C.12: Presión de Entrega de 900 lpc. Izq: Qg vs Tiempo. Der: Gp vs Tiempo

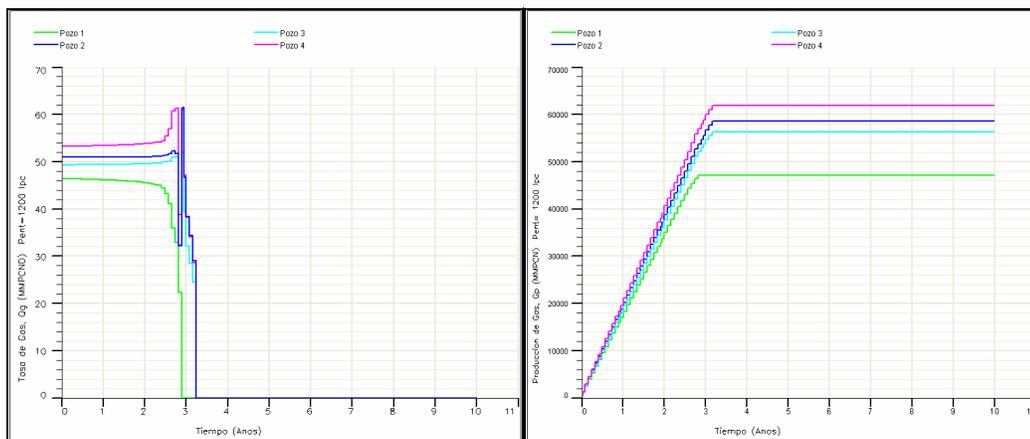


Figura C.13: Presión de Entrega de 1200 lpc. Izq: Qg vs Tiempo. Der: Gp vs Tiempo

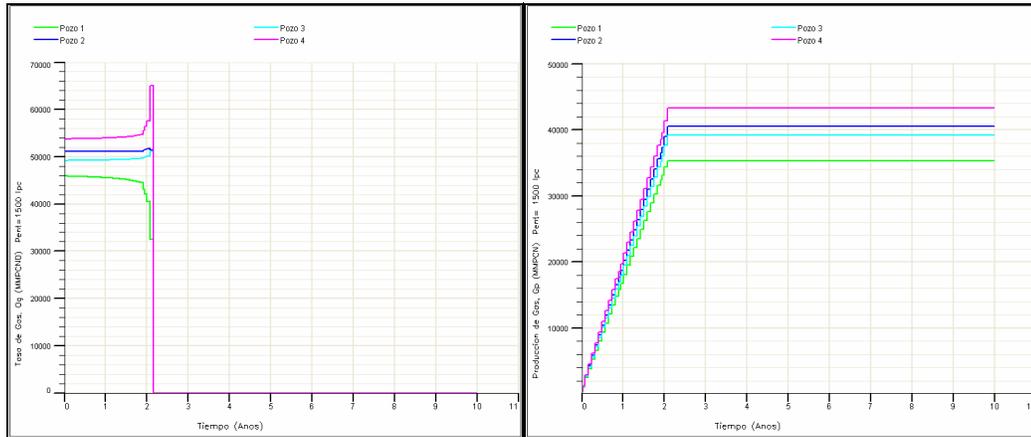


Figura C.14: Presión de Entrega de 1500 lpc. Izq: Qg vs Tiempo. Der: Gp vs Tiempo

C.2.3 Longitud de Tubería: 100 Km.

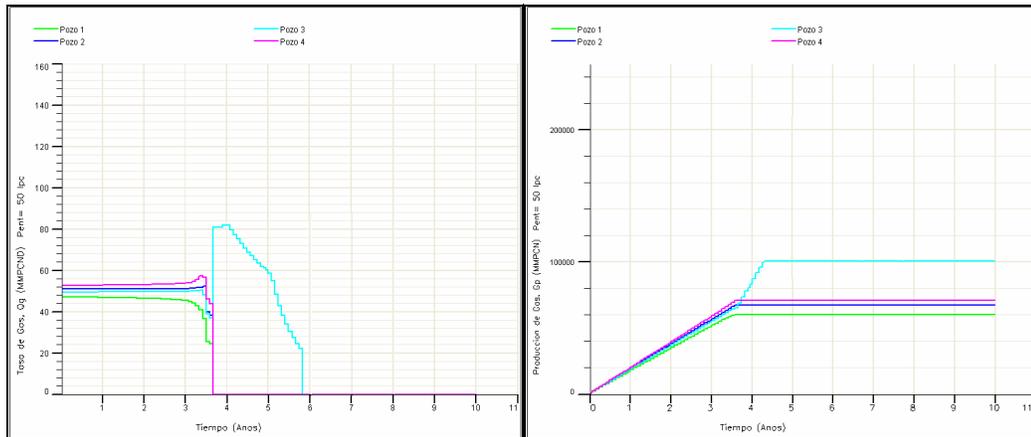


Figura C.15: Presión de Entrega de 50 lpc. Izq: Qg vs Tiempo. Der: Gp vs Tiempo

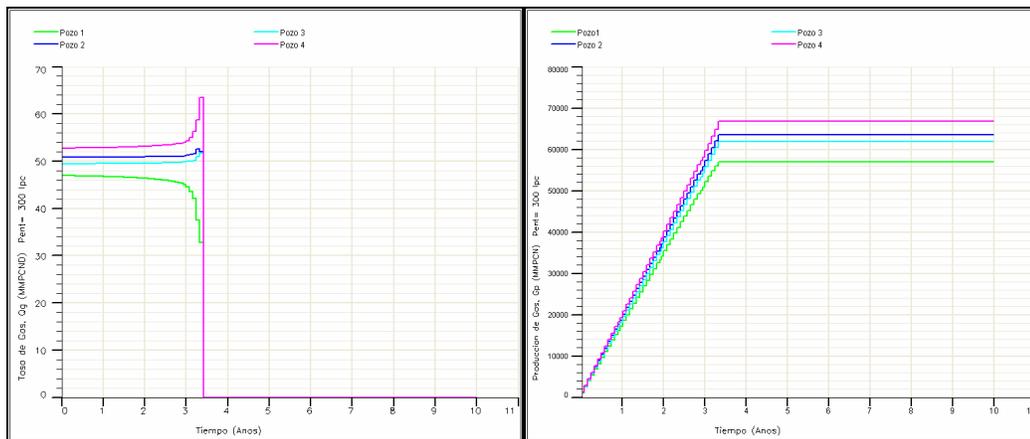


Figura C.16: Presión de Entrega de 300 lpc. Izq: Qg vs Tiempo. Der: Gp vs Tiempo

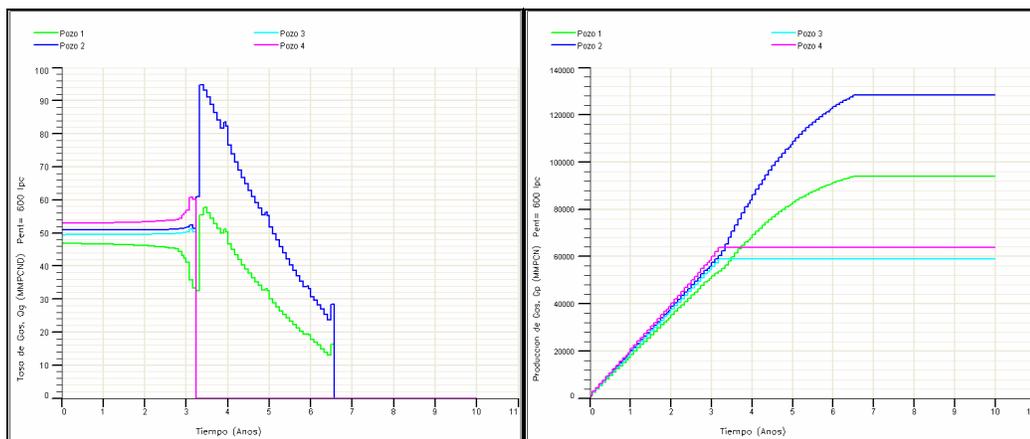


Figura C.17: Presión de Entrega de 600 lpc. Izq: Qg vs Tiempo. Der: Gp vs Tiempo

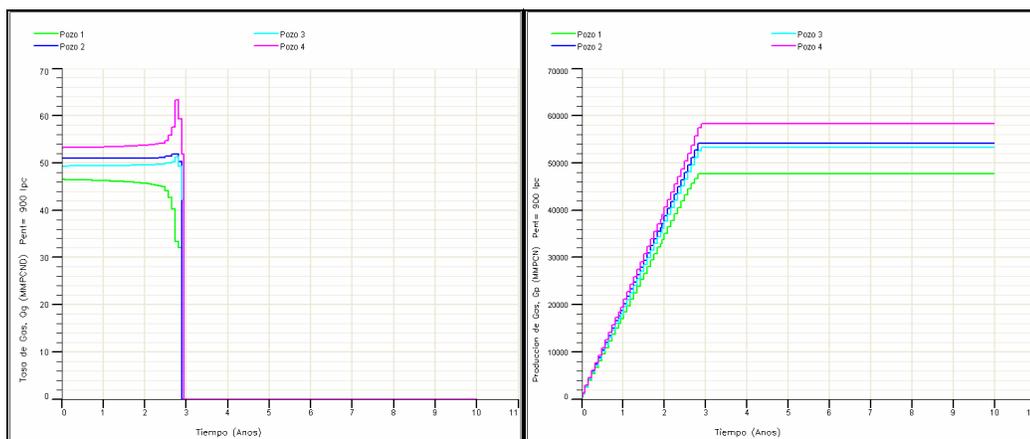


Figura C.18: Presión de Entrega de 900 lpc. Izq: Qg vs Tiempo. Der: Gp vs Tiempo

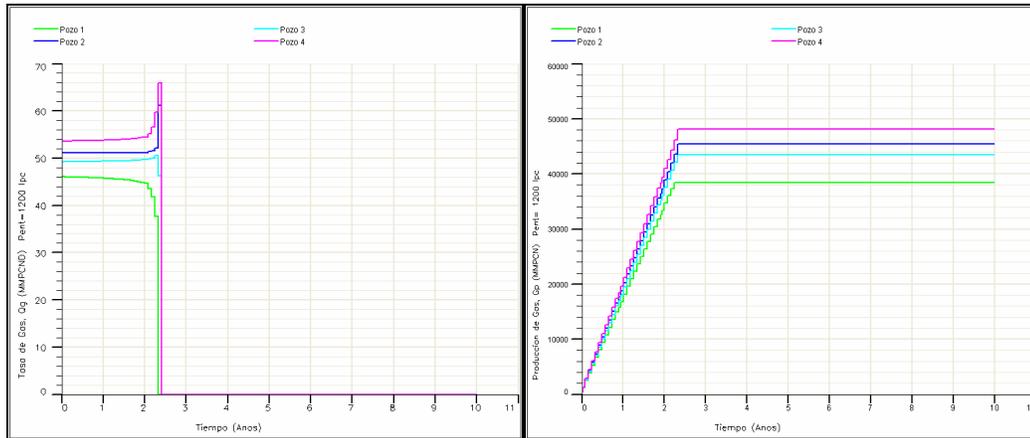


Figura C.19: Presión de Entrega de 1200 lpc. Izq: Qg vs Tiempo. Der: Gp vs Tiempo

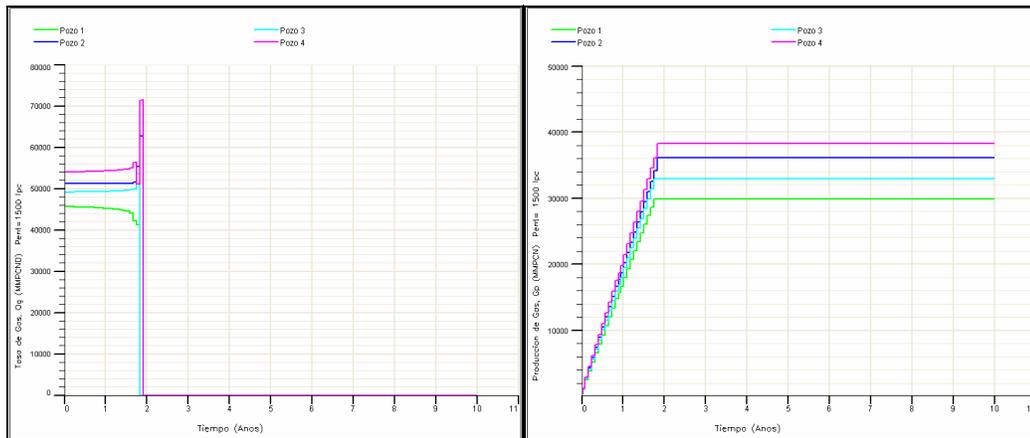


Figura C.20: Presión de Entrega de 1500 lpc. Izq: Qg vs Tiempo. Der: Gp vs Tiempo

En las siguientes tablas se puede observar cual es la producción de cada uno de los pozos variando la presión de entrega y la longitud de la tubería de entrega en la configuración Red Estándar.

Tabla C.2: Producción Acumulada de Gas del Pozo 1. Red Estándar

Pozo 1	Producción Acumulada de Gas, Gp (MMPCN)		
Presión de Entrega (lpca)	Longitud de Tubería de Entrega (km)		
	10	50	100
50	92467	92467	94054
300	79906	79983	60164
600	71823	71823	56923
900	68398	57330	47696
1200	54948	47103	38411
1500	35331	35331	29894

Tabla C.3: Producción Acumulada de Gas del Pozo 2. Red Estándar

Pozo 2	Producción Acumulada de Gas, Gp (MMPCN)		
Presión de Entrega (lpca)	Longitud de Tubería de Entrega (km)		
	10	50	100
50	116118	116118	128296
300	89544	81744	67384
600	78881	78881	63564
900	75282	64842	64169
1200	65196	58610	45373
1500	40478	40478	36100

Tabla C.4: Producción Acumulada de Gas del Pozo 3. Red Estándar

Pozo 3	Producción Acumulada de Gas, Gp (MMPCN)		
Presión de Entrega (lpca)	Longitud de Tubería de Entrega (km)		
	10	50	100
50	114780	114780	100487
300	87701	79694	61898
600	77215	77215	58861
900	73888	63133	53326
1200	61780	56248	43488
1500	39140	39140	32990

Tabla C.5: Producción Acumulada de Gas del Pozo 4. Red Estándar

Pozo 4	Producción Acumulada de Gas, Gp (MMPCN)		
	Longitud de Tubería de Entrega (km)		
	10	50	100
50	93958	119780	70709
300	82279	79694	66812
600	80790	77215	63792
900	79738	63133	58375
1200	66053	56248	48128
1500	43249	39140	38264

C.3 Configuración Red Extendida

C.3.1 Longitud de Tubería: 10 Km.

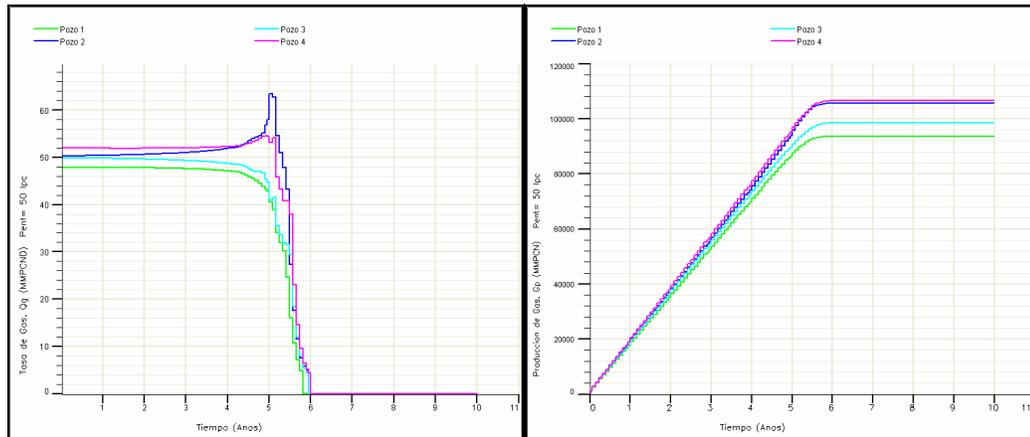


Figura C.21: Presión de Entrega de 50 lpc. Izq: Qg vs Tiempo. Der: Gp vs Tiempo

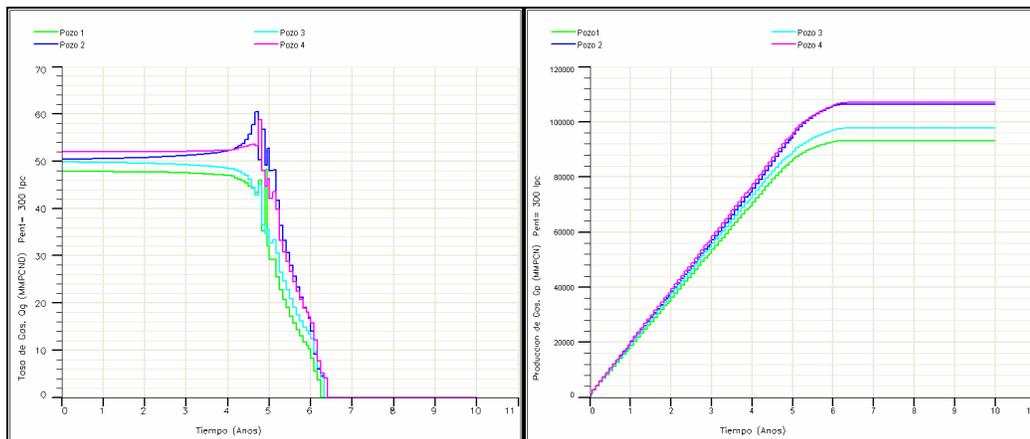


Figura C.22: Presión de Entrega de 300 lpc. Izq: Qg vs Tiempo. Der: Gp vs Tiempo

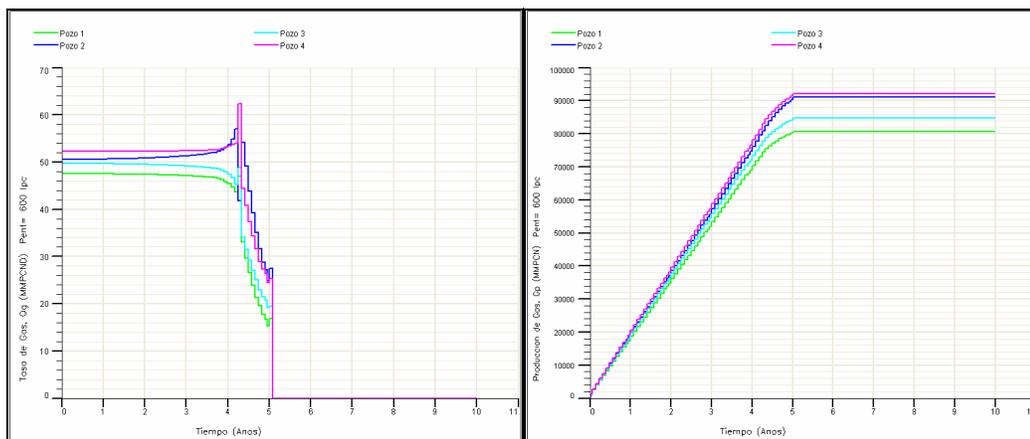


Figura C.23: Presión de Entrega de 600 lpc. Izq: Qg vs Tiempo. Der: Gp vs Tiempo

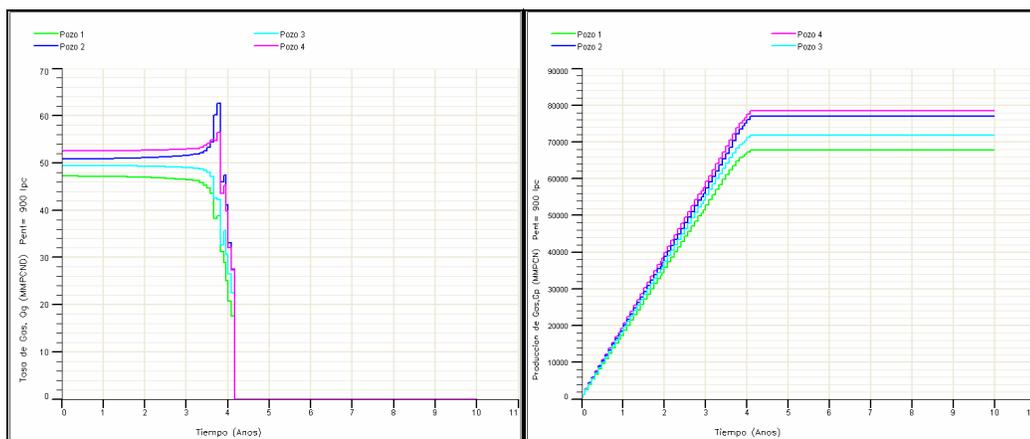


Figura C.24: Presión de Entrega de 900 lpc. Izq: Qg vs Tiempo. Der: Gp vs Tiempo

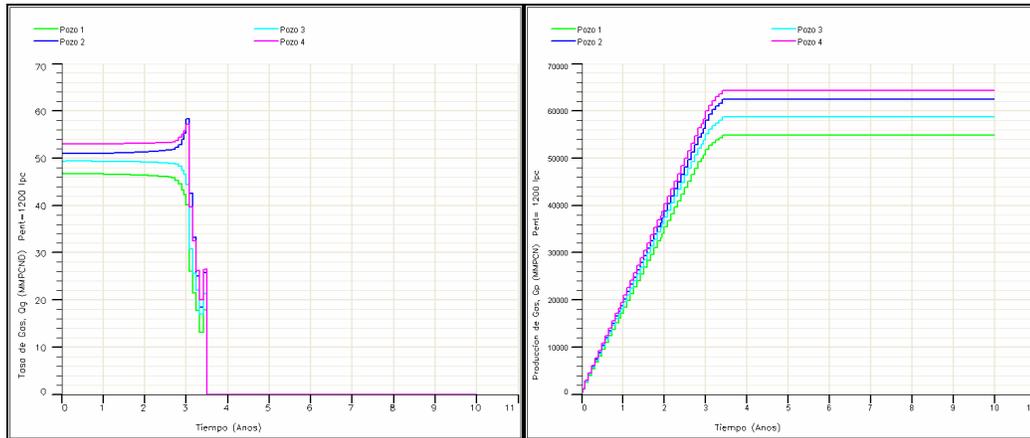


Figura C.25 Presión de Entrega de 1200 lpc. Izq: Qg vs Tiempo. Der: Gp vs Tiempo

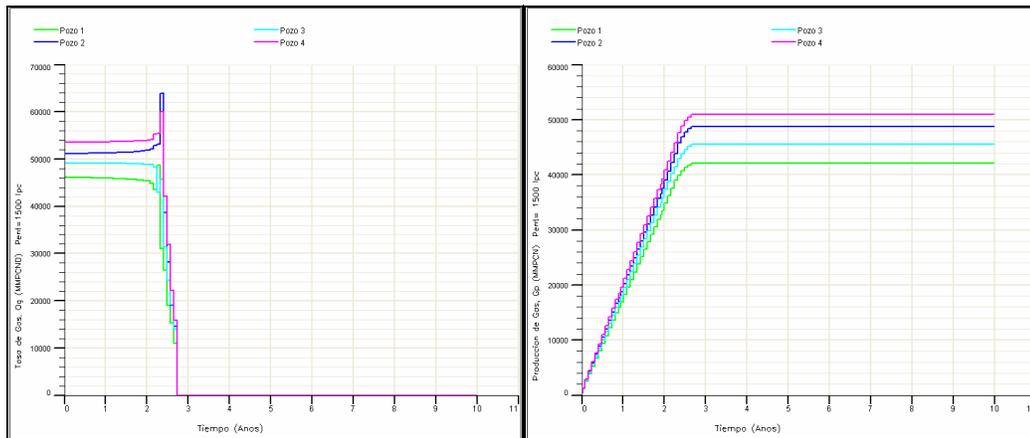


Figura C.26: Presión de Entrega de 1500 lpc. Izq: Qg vs Tiempo. Der: Gp vs Tiempo

C.3.2 Longitud de Tubería: 50 Km.

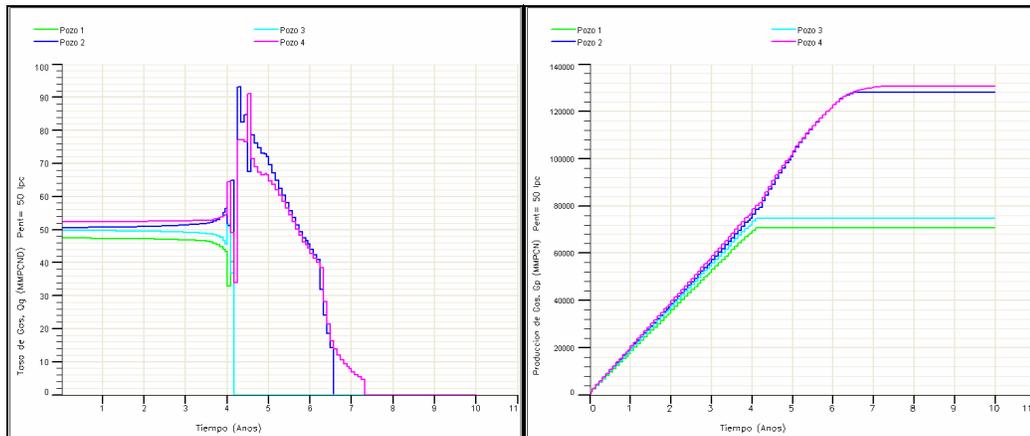


Figura C.27: Presión de Entrega de 50 lpc. Izq: Qg vs Tiempo. Der: Gp vs Tiempo

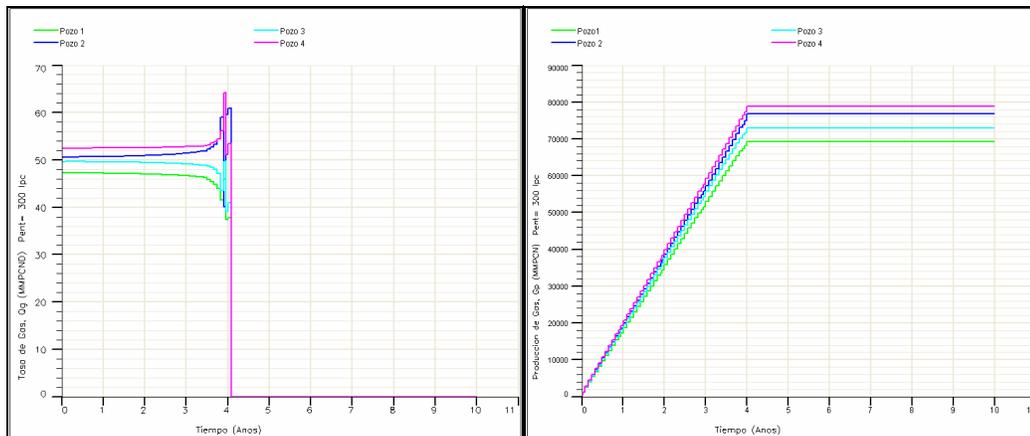


Figura C.28: Presión de Entrega de 300 lpc. Izq: Qg vs Tiempo. Der: Gp vs Tiempo

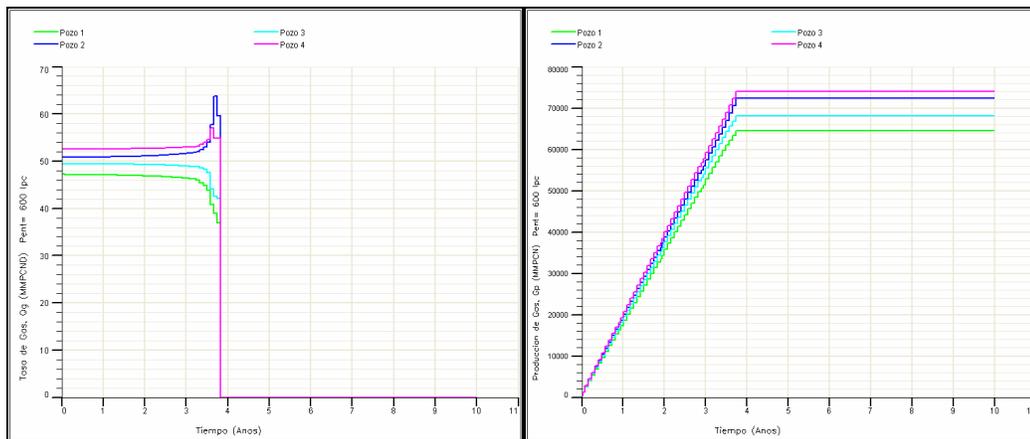


Figura C.29: Presión de Entrega de 600 lpc. Izq: Qg vs Tiempo. Der: Gp vs Tiempo

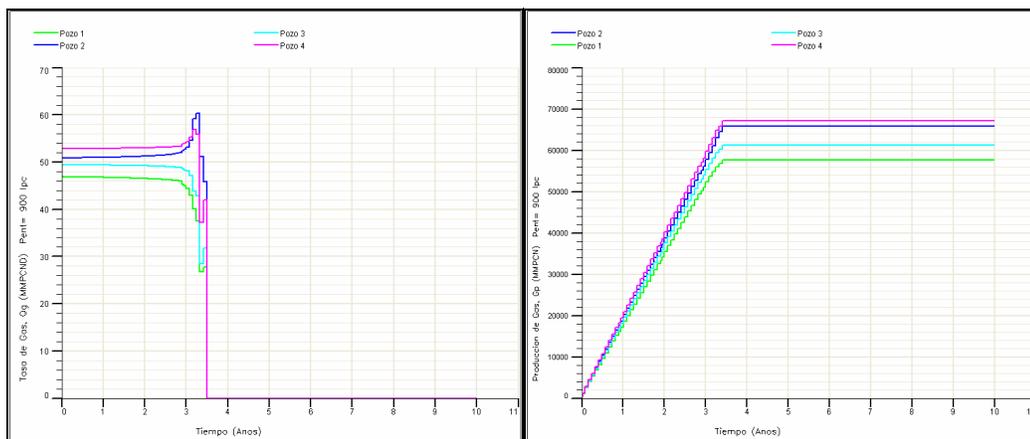


Figura C.30: Presión de Entrega de 900 lpc. Izq: Qg vs Tiempo. Der: Gp vs Tiempo

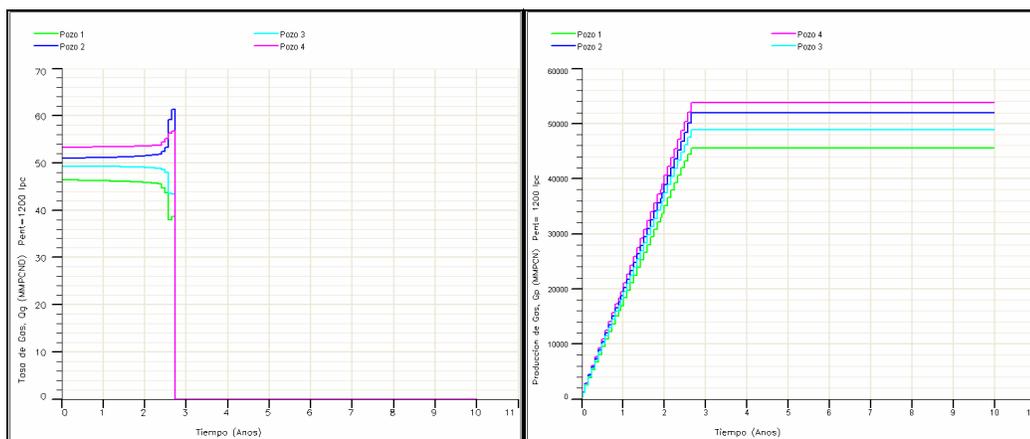


Figura C.31: Presión de Entrega de 1200 lpc. Izq: Qg vs Tiempo. Der: Gp vs Tiempo

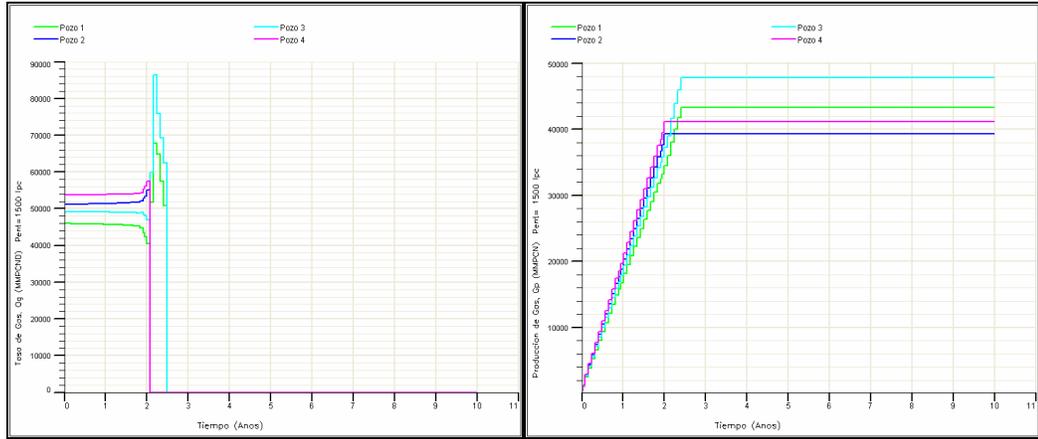


Figura C.32: Presión de Entrega de 1500 lpc. Izq: Qg vs Tiempo. Der: Gp vs Tiempo

C.3.3 Longitud de Tubería: 100 Km.

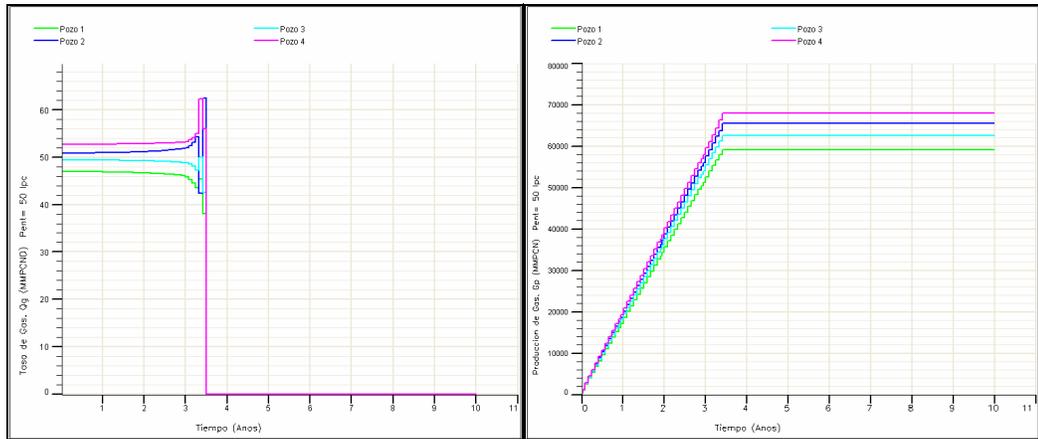


Figura C.33: Presión de Entrega de 50 lpc. Izq: Qg vs Tiempo. Der: Gp vs Tiempo

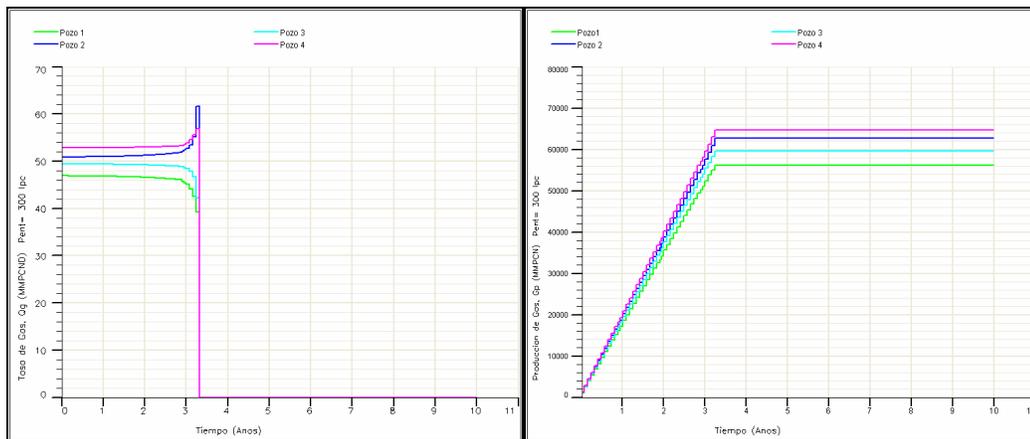


Figura C.34: Presión de Entrega de 300 lpc. Izq: Qg vs Tiempo. Der: Gp vs Tiempo

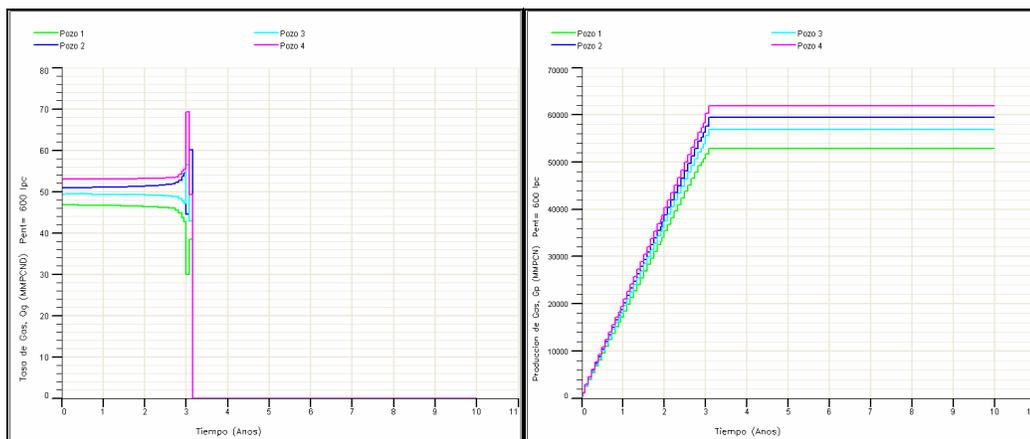


Figura C.35: Presión de Entrega de 600 lpc. Izq: Qg vs Tiempo. Der: Gp vs Tiempo

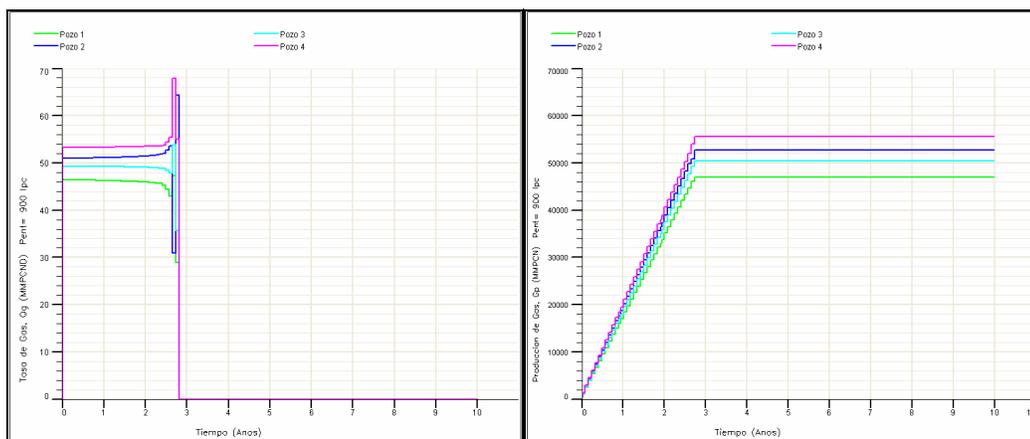


Figura C.36: Presión de Entrega de 900 lpc. Izq: Qg vs Tiempo. Der: Gp vs Tiempo

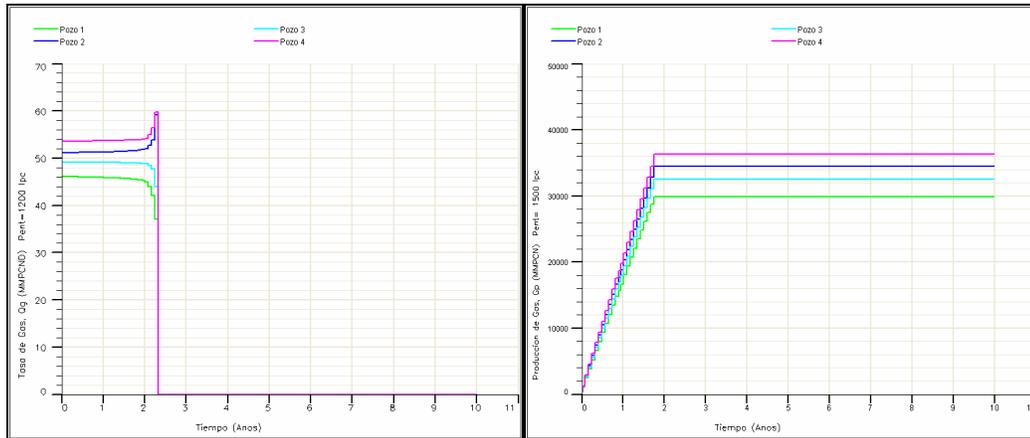


Figura C.37: Presión de Entrega de 1200 lpc. Izq: Qg vs Tiempo. Der: Gp vs Tiempo

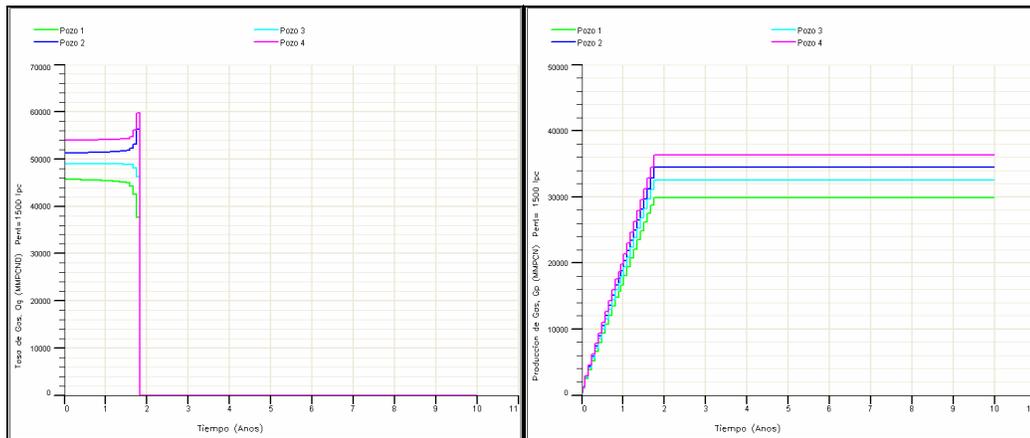


Figura C.38: Presión de Entrega de 1500 lpc. Izq: Qg vs Tiempo. Der: Gp vs Tiempo

En las siguientes tablas se puede observar cual es la producción de cada uno de los pozos variando la presión de entrega y la longitud de la tubería de entrega en la configuración Red Extendida.

Tabla C.6: Producción Acumulada de Gas del Pozo 1. Red Extendida

Pozo 1	Producción Acumulada de Gas, Gp (MMPCN)		
	Longitud de Tubería de Entrega (km)		
	10	50	100
50	93532	70747	59107
300	93129	69201	56225
600	80666	64529	52816
900	67783	57597	46960
1200	54805	45573	38554
1500	42113	432065	29906

Tabla C.7: Producción Acumulada de Gas del Pozo 2. Red Extendida

Pozo 2	Producción Acumulada de Gas, Gp (MMPCN)		
	Longitud de Tubería de Entrega (km)		
	10	50	100
50	105628	128057	65546
300	106435	76756	62784
600	91004	72389	59417
900	76950	65862	52744
1200	62409	51941	44079
1500	48761	39800	34487

Tabla C.8: Producción Acumulada de Gas del Pozo 3. Red Extendida

Pozo 3	Producción Acumulada de Gas, Gp (MMPCN)		
	Longitud de Tubería de Entrega (km)		
	10	50	100
50	98449	74609	62563
300	97727	72927	59529
600	84770	68124	56838
900	71859	61206	50377
1200	58670	48830	41538
1500	45587	47842	32520

Tabla C.9: Producción Acumulada de Gas del Pozo 4. Red Extendida

Pozo 4	Producción Acumulada de Gas, Gp (MMPCN)		
	Longitud de Tubería de Entrega (km)		
	10	50	100
50	106594	130778	67961
300	107009	78894	64666
600	92172	73955	61857
900	78428	67151	56632
1200	64402	53764	46027
1500	50964	41184	36284

C.4 Configuración Pozos Plataforma

C.4.1 Longitud de Tubería: 10 Km.

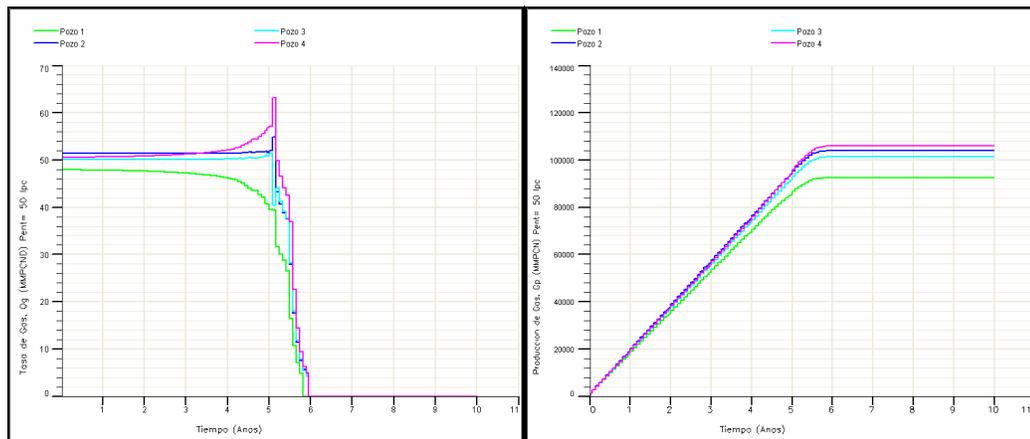


Figura C.39: Presión de Entrega de 50 lpc. Izq: Qg vs Tiempo. Der: Gp vs Tiempo

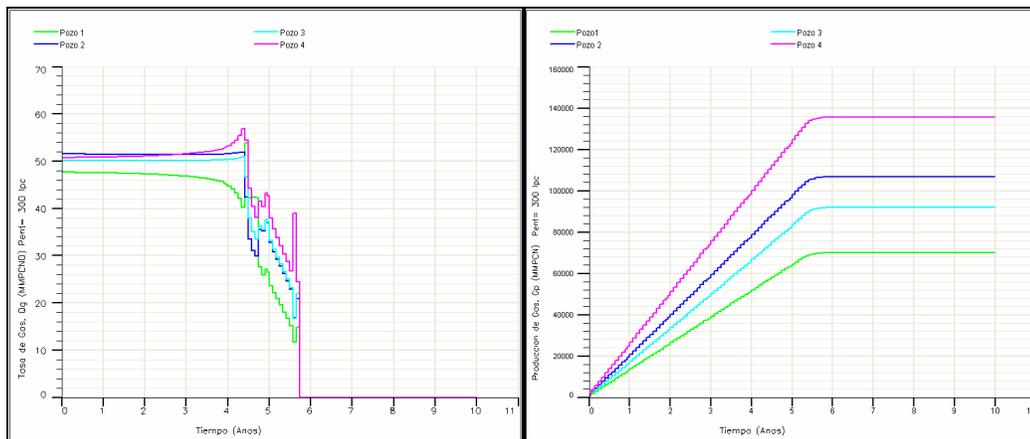


Figura C.40: Presión de Entrega de 300 lpc. Izq: Qg vs Tiempo. Der: Gp vs Tiempo

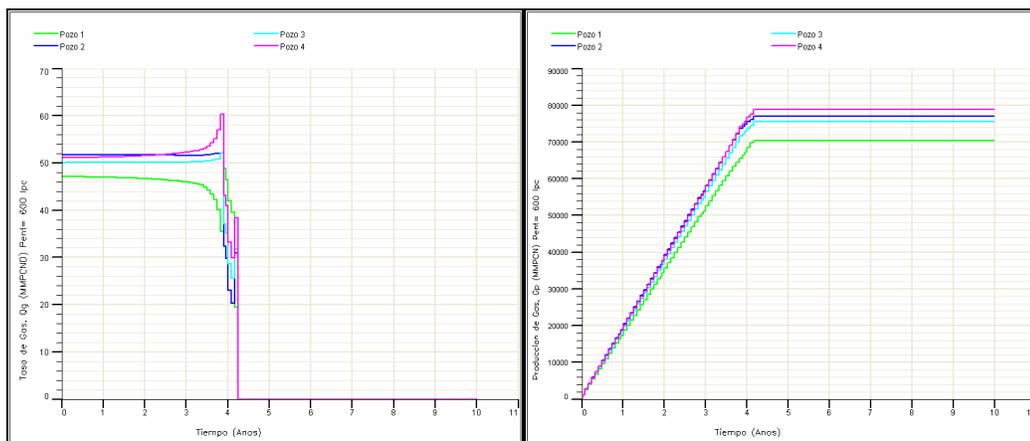


Figura C.41: Presión de Entrega de 600 lpc. Izq: Qg vs Tiempo. Der: Gp vs Tiempo

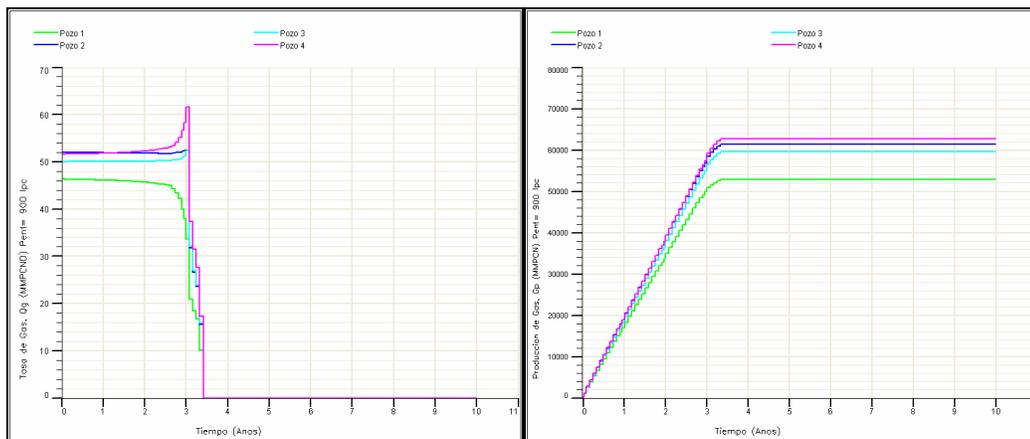


Figura C.42: Presión de Entrega de 900 lpc. Izq: Qg vs Tiempo. Der: Gp vs Tiempo

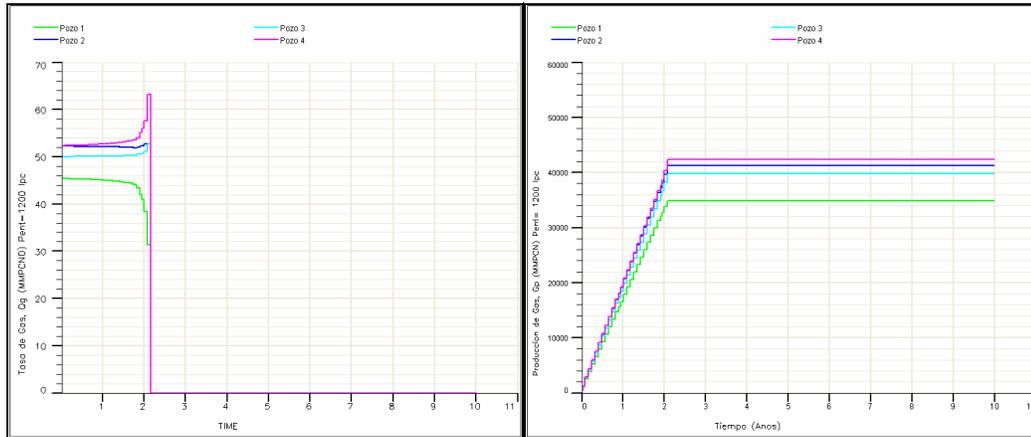


Figura C.43: Presión de Entrega de 1200 lpc. Izq: Qg vs Tiempo. Der: Gp vs Tiempo

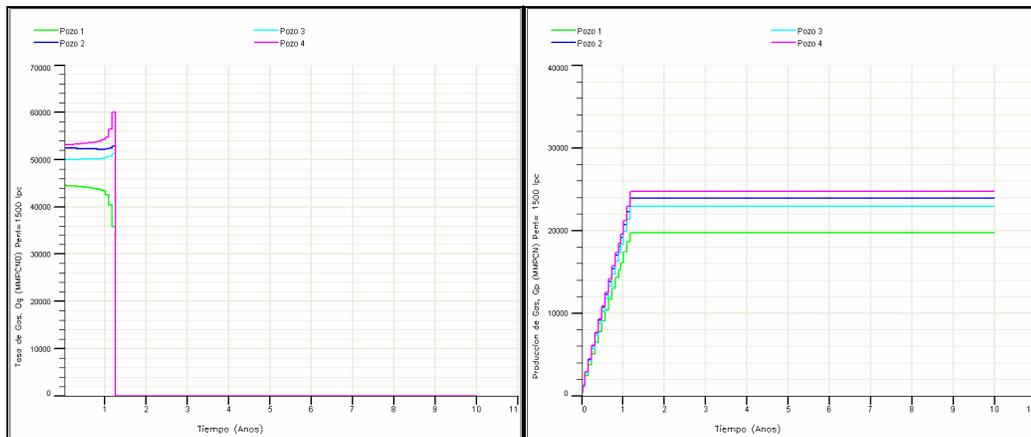


Figura C.44: Presión de Entrega de 1500 lpc. Izq: Qg vs Tiempo. Der: Gp vs Tiempo

C.4.2 Longitud de Tubería: 50 Km.

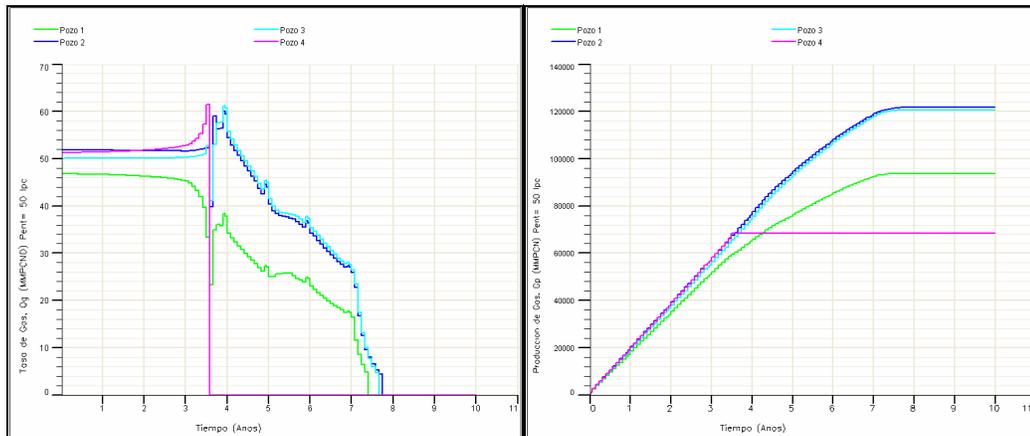


Figura C.45: Presión de Entrega de 50 lpc. Izq: Qg vs Tiempo. Der: Gp vs Tiempo

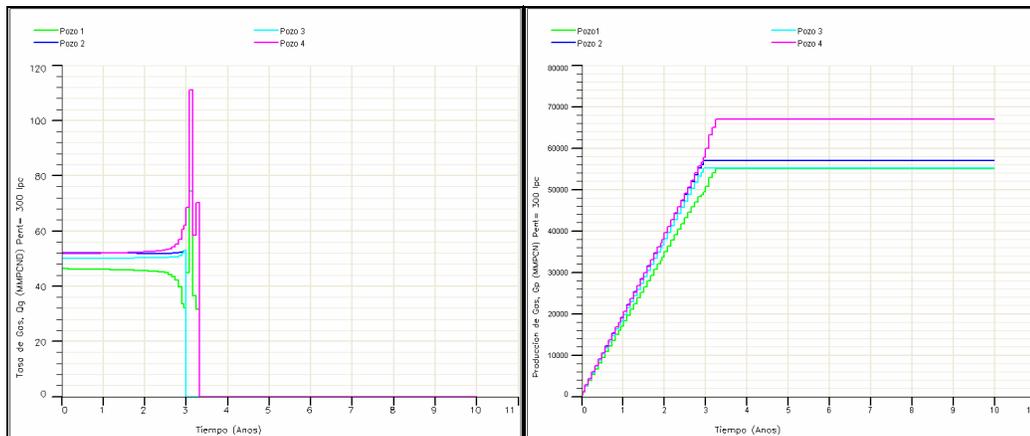


Figura C.46: Presión de Entrega de 300 lpc. Izq: Qg vs Tiempo. Der: Gp vs Tiempo

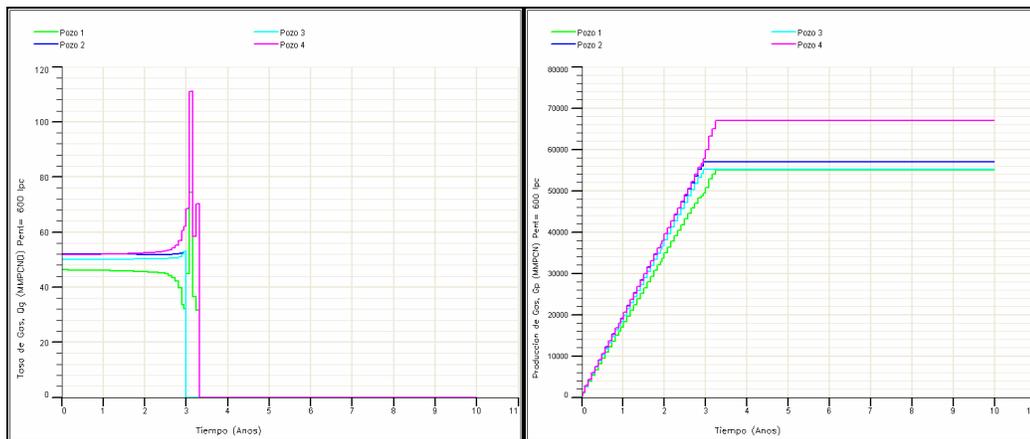


Figura C.47: Presión de Entrega de 600 lpc. Izq: Qg vs Tiempo. Der: Gp vs Tiempo

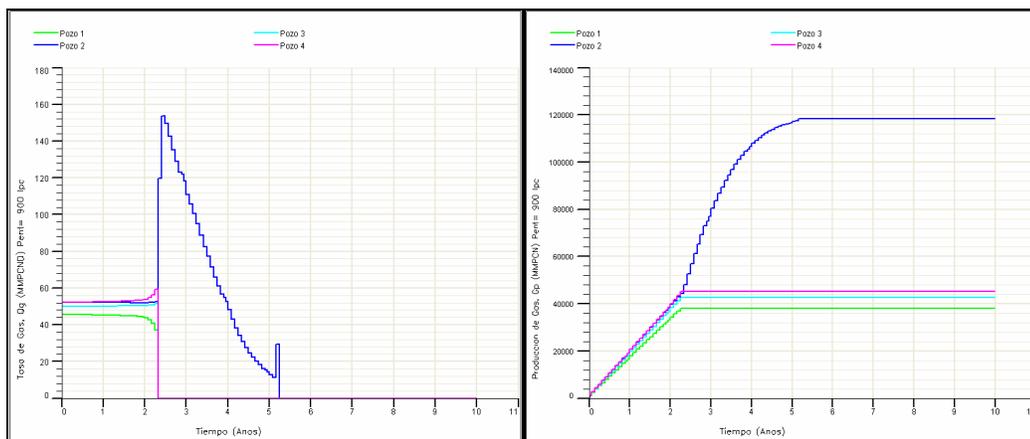


Figura C.48: Presión de Entrega de 900 lpc. Izq: Qg vs Tiempo. Der: Gp vs Tiempo

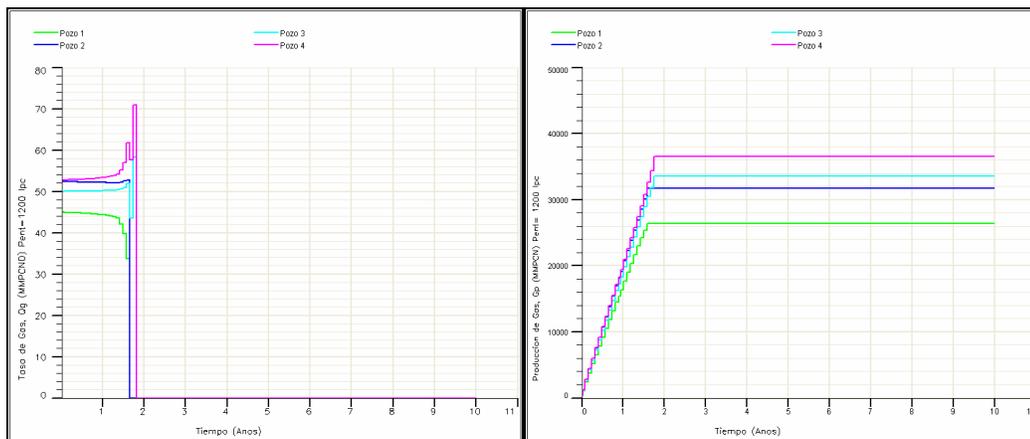


Figura C.49: Presión de Entrega de 1200 lpc. Izq: Qg vs Tiempo. Der: Gp vs Tiempo

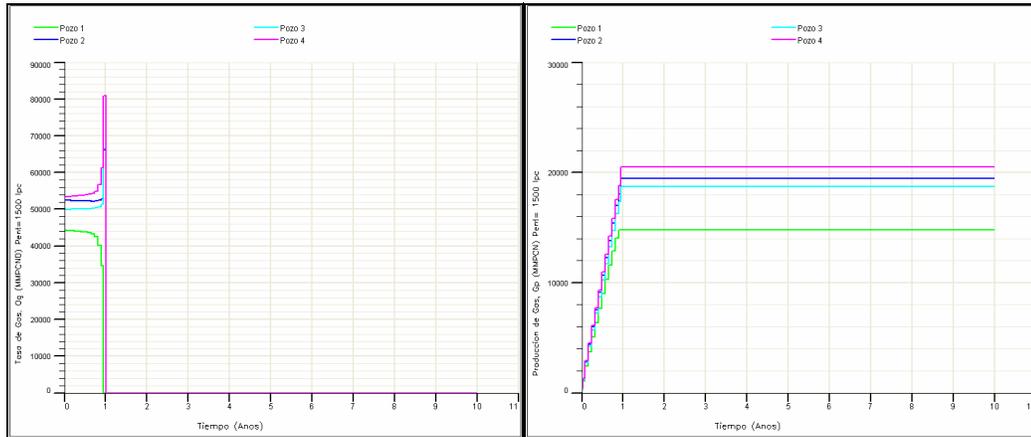


Figura C.50: Presión de Entrega de 1500 lpc. Izq: Qg vs Tiempo. Der: Gp vs Tiempo

C.4.3 Longitud de Tubería: 100 Km.

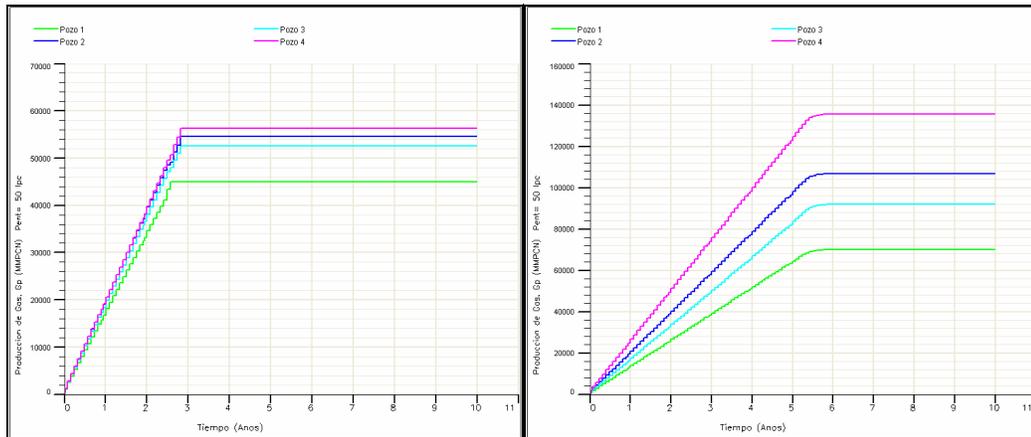


Figura C.51: Presión de Entrega de 50 lpc. Izq: Qg vs Tiempo. Der: Gp vs Tiempo

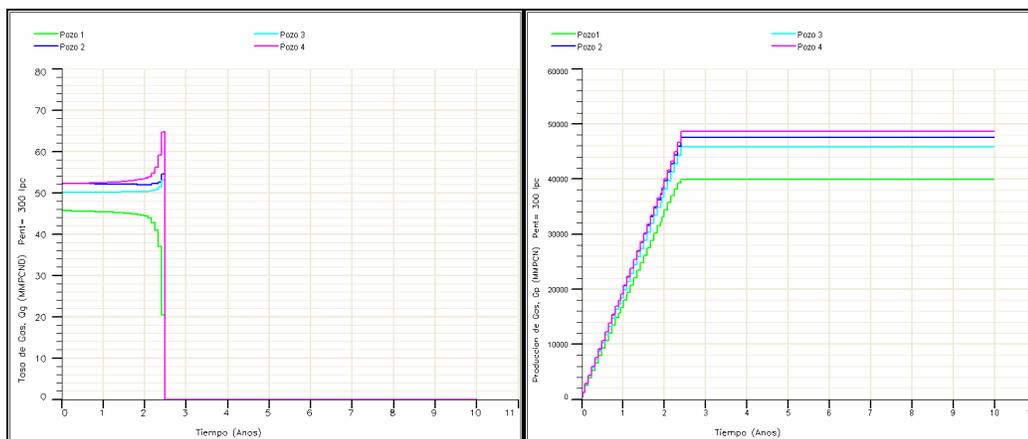


Figura C.52: Presión de Entrega de 300 lpc. Izq: Qg vs Tiempo. Der: Gp vs Tiempo

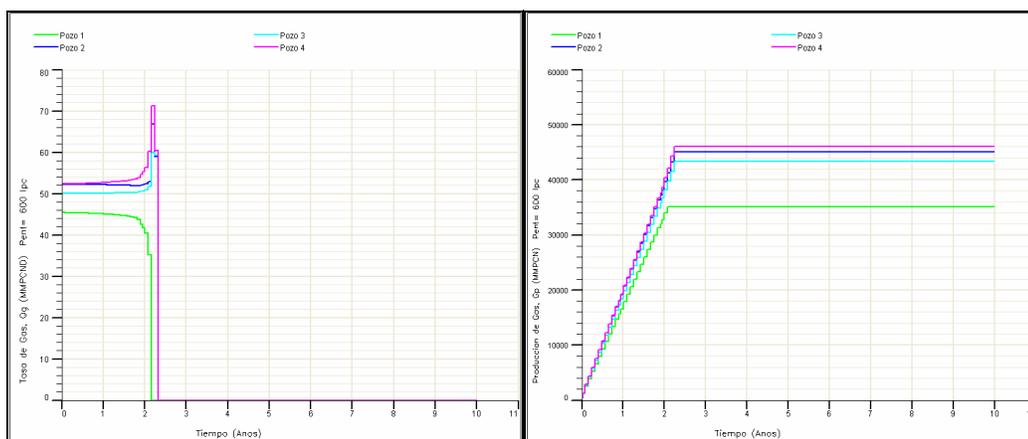


Figura C.53: Presión de Entrega de 600 lpc. Izq: Qg vs Tiempo. Der: Gp vs Tiempo

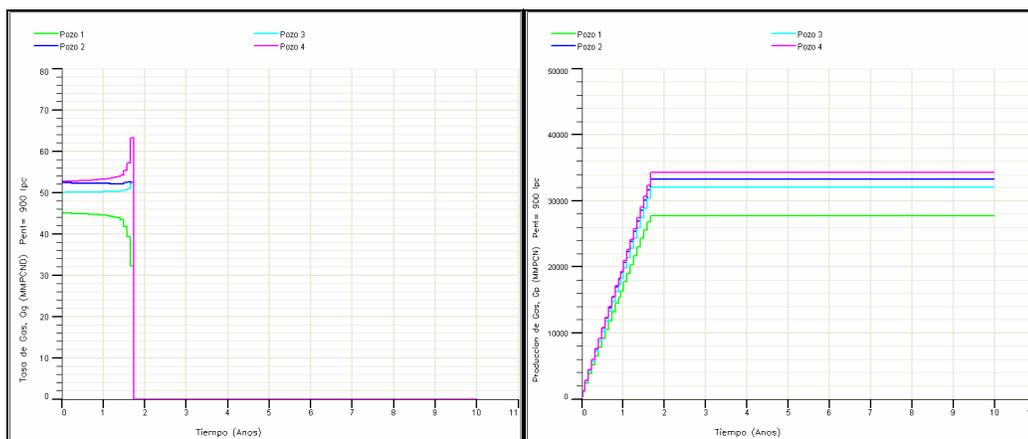


Figura C.54: Presión de Entrega de 900 lpc. Izq: Qg vs Tiempo. Der: Gp vs Tiempo

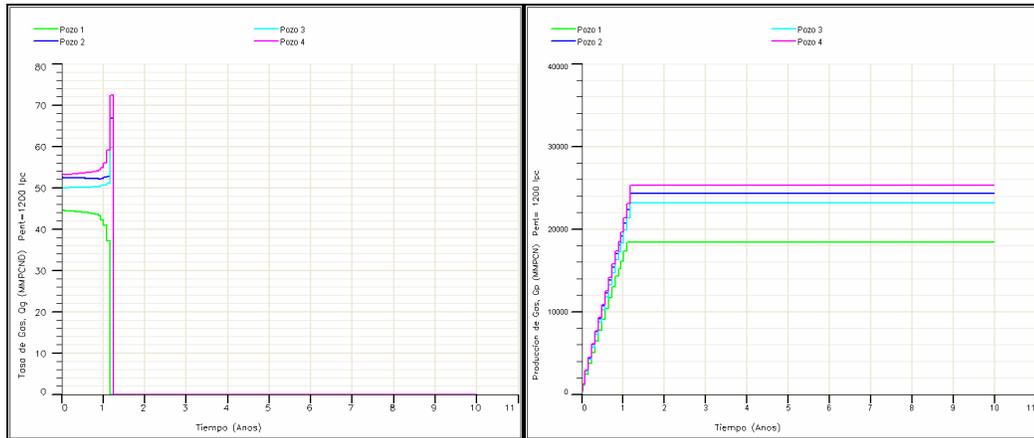


Figura C.55: Presión de Entrega de 1200 lpc. Izq: Qg vs Tiempo. Der: Gp vs Tiempo

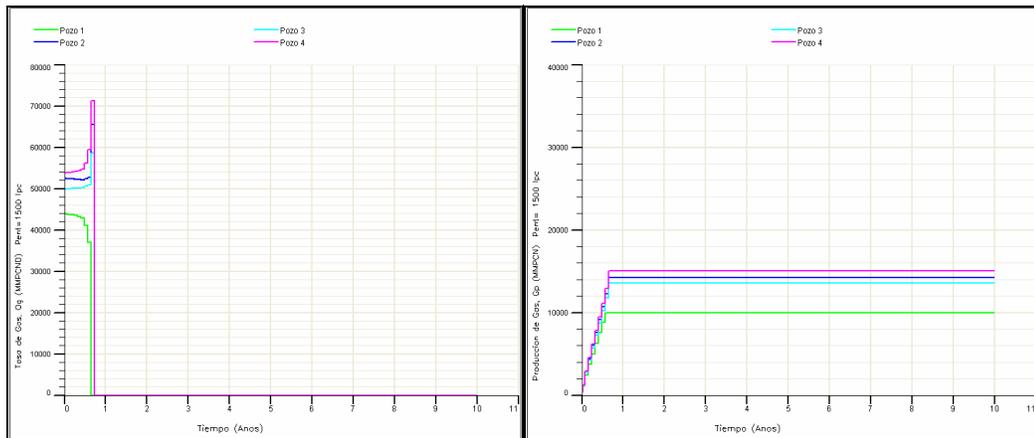


Figura C.56: Presión de Entrega de 1500 lpc. Izq: Qg vs Tiempo. Der: Gp vs Tiempo

En las siguientes tablas se puede observar cual es la producción de cada uno de los pozos variando la presión de entrega y la longitud de la tubería de entrega en la configuración Pozos Plataforma.

Tabla C.10: Producción Acumulada de Gas del Pozo 1. Pozos Plataforma

Pozo 1	Producción Acumulada de Gas, Gp (MMPCN)		
Presión de Entrega (lpca)	Longitud de Tubería de Entrega (km)		
	10	50	100
50	92520	93557	44920
300	88060	54971	39958
600	70302	54971	35047
900	52832	37939	27720
1200	34806	26417	18423
1500	19699	14796	9920

Tabla C.11: Producción Acumulada de Gas del Pozo 2. Pozos Plataforma

Pozo 2	Producción Acumulada de Gas, Gp (MMPCN)		
Presión de Entrega (lpca)	Longitud de Tubería de Entrega (km)		
	10	50	100
50	104082	121671	54566
300	97468	56937	47534
600	77031	56937	45031
900	61383	104596	33224
1200	41270	31670	24300
1500	23868	19442	14236

Tabla C.12: Producción Acumulada de Gas del Pozo 3. Pozos Plataforma

Pozo 3	Producción Acumulada de Gas, Gp (MMPCN)		
Presión de Entrega (lpca)	Longitud de Tubería de Entrega (km)		
	10	50	100
50	101488	120596	52523
300	95978	55101	45839
600	75453	55101	43323
900	59559	42744	31985
1200	39795	33518	23186
1500	22910	18719	13526

Tabla C.13: Producción Acumulada de Gas del Pozo 4. Pozos Plataforma

Pozo 4	Producción Acumulada de Gas, Gp (MMPCN)		
	Longitud de Tubería de Entrega (km)		
	10	50	100
50	106051	68318	56239
300	101903	67031	48648
600	78777	67031	46096
900	62706	45168	34269
1200	42321	36505	25261
1500	24721	20517	15052

BIBLIOGRAFÍA CITADA

- [1] P. Vaca. *Simulación de Yacimientos*. UCV, Caracas, Venezuela, 2003.
- [2] A. Da Silva and D. Arias. *Implatación, Actualización y Mejora de un Simulador de Yacimientos de Dominio Público*. Technical Report, UCV, Caracas, Venezuela, 2004..
- [3] Villa J. and Ramírez K. *Simulación integrada subsuelo-superficie de campos costa-afuera de gas y condensado del norte de paria. Proyecto Mariscal Sucre*. Technical Report, PDVSA Intevep, Los Teques, Venezuela, Abril 2005.
- [4] G. Gokhan., S. Barua. and W, Bard. *Integration of a Field Surface & Production Network with a Reservoir Simulator*. In Paper SPE, Simulation Sciences Inc. and GeoQuest Resrvoir Technologies.
- [5] Mendoza, Legna., (2005). Trabajo Especial de Grado. *Simulación Probabilística de un Proceso de Reinyección de Gas en un Yacimiento de Gas Condensado Costa-Afuera utilizando Diseño Experimental*. LUZ. Maracaibo, Venezuela.
- [6] Schlumberger. *Pipesim Suite User Guide*, 2004.
- [7] G. Gokhan., K. Dutta-Roy. *Applications of a Field Surface & Production Network Simulato Integrated with a Reservoir Simulator*. In Paper SPE 38007, Reservoir Simulation Symposium. Dallas, Texas, June 1997.
- [8] K. Dutta-Roy., S. Barua and A. Heiba. *Computer-Aided Gas Field Planning and Optimization*. In paper SPE 37447. SPE Production Operations Symposium. Oklahoma, Oklahoma, March 1997.
- [9] S. Mao., A. G. Journal. *Generation of a Reference Petrophysical / Seismic Data Set (The Stanford V Reservoir)*. Stanford Center for Reservoir Forecasting, Stanford University. California. May 2000.
-

[10] Schlumberger. *ECLIPSE Technical Description*. Schlumberger, 2005.

[11] Schlumberger. *ECLIPSE. Referente Manual*. Schlumberger, 2005.