

**TRABAJO ESPECIAL DE GRADO**

**EVALUACIÓN DEL EFECTO DE LAS CAÍDAS DE PRESIÓN  
POR FRICCIÓN SOBRE EL COMPORTAMIENTO DE POZOS  
HORIZONTALES DEL CAMPO AYACUCHO**

Presentado ante la Ilustre  
Universidad Central de Venezuela  
por el Br. Arias A., José A  
Para optar al Título  
de Ingeniero de Petróleo

Caracas, 2006

# **TRABAJO ESPECIAL DE GRADO**

## **EVALUACIÓN DEL EFECTO DE LAS CAÍDAS DE PRESIÓN POR FRICCIÓN SOBRE EL COMPORTAMIENTO DE POZOS HORIZONTALES DEL CAMPO AYACUCHO**

TUTOR ACADÉMICO: Prof. Pedro Vaca

TUTOR INDUSTRIAL: Ing. Alfred H. Kent

Presentado ante la Ilustre  
Universidad Central de Venezuela  
por el Br. Arias A., José A  
Para optar al Título  
de Ingeniero de Petróleo

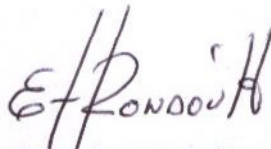
Caracas, 2006

Caracas, Junio de 2006

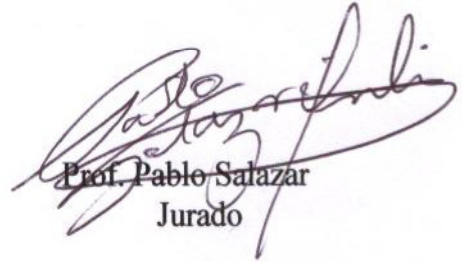
Los abajo firmantes, miembros del Jurado designado por el Consejo de Escuela de Ingeniería de Petróleo, para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por el Bachiller José Arias, titulado:

**“Evaluación del efecto de las caídas de presión por fricción sobre el comportamiento de pozos horizontales del campo Ayacucho”**

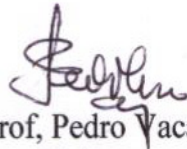
Consideran que el mismo cumple con los requisitos exigidos por el plan de estudios conducente al Título de Ingeniero de Petróleo, y sin que ello signifique que se hacen solidarios con las ideas expuestas por el autor, lo declaran APROBADO.



Prof. Enrique Rondón  
Jurado



Prof. Pablo Salazar  
Jurado



Prof. Pedro Vaca  
Tutor

## DEDICATORIA

A mis padres, quienes representan  
mi más grande orgullo y motivación

## AGRADECIMIENTOS

A Dios por darme vida, salud e inteligencia para llegar hasta donde estoy hoy.

A la escuela de Petróleo de la Universidad Central de Venezuela, quién me brindó la oportunidad de desarrollar mis estudios bajo patrones de excelencia.

A Petrolera Ameriven, quien me brindó la oportunidad de desarrollar esta investigación. Especialmente a mi tutor Fred Kent, a Mike Waite, Rafael Nava, Anilec Fermín, Máximo Rodríguez, Guillermo Rincón, César González, Julio Sánchez, Ronelba Blanco, David Reddie, Diomar Ferreira, Luisana Peraza, Iván Prado, Javier Sánchez, Pedro López. También a Jhairo García de Landmark VIP. Todos y cada uno de ustedes me brindaron una gran colaboración durante la ejecución de este trabajo. Por supuesto, a Adri López, por todo el apoyo brindado desde el primer día. Gracias por tu paciencia (sobretudo con el inglés) y por ser una de mis mejores amigas durante esta estadía en la empresa.

A mi tutor y profesor Pedro Vaca, quien desde el primer momento siempre tuvo la disposición de ayudarme, incluso disponiendo muchas veces de su tiempo los fines de semana

A los chicos de soporte de Schlumberger, Rupp Malhotra y Carlos Emilio Damas, quienes siempre brindaron su apoyo en el desarrollo de este trabajo.

A mis padres, quienes con su ejemplo han motivado en mí la necesidad de superarme cada día.

A mi hermana María, por brindarme siempre su infinito apoyo.

A mi madre de crianza, mi mamá Vasa, por consentirme tanto.

A mi familia, quienes siempre me han ayudado y apoyado en todo momento.

A mis grandes amigos Víctor Arría, Ángel Da Silva, Jesús Conde y Percy Zúñiga, hermanos que me deja la vida universitaria. Por supuesto, a la guayita Mariella Infante, a Maria Alejandra Russo y a Irenita Quiroga, las mejores amigas que me regaló la UCV.

**Arias A, José A.**

**EVALUACIÓN DEL EFECTO DE LAS CAÍDAS DE PRESIÓN POR  
FRICCIÓN SOBRE EL COMPORTAMIENTO DE POZOS HORIZONTALES  
DEL CAMPO AYACUCHO**

**Tutor Académico: Prof. Pedro Vaca      Tutor Industrial: Ing. Alfred H. Kent**

**Tesis. Caracas, U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería de  
Petróleo. Año 2006, 152 págs.**

**Frases Claves:** Pozo horizontal, caída de presión, simulación de yacimientos, Campo  
Ayacucho (Faja Petrolífera del Orinoco)

**Resumen**

El bloque H del campo Ayacucho de la Faja Petrolífera del Orinoco abarca yacimientos de alta porosidad y permeabilidad que almacenan crudo extra-pesado (8,5° API) con viscosidades comprendidas entre 1.000 y 10.000 centipoises a condiciones de yacimiento. La estrategia de producción de este campo se ha basado en la perforación de largos pozos horizontales de 6000 pies de sección lateral promedio y 7 pulgadas de diámetro.

El monitoreo de presiones en tres pozos horizontales que contienen sensores permitió determinar perfiles de presión que indican que existe una pérdida de presión por fricción a lo largo de los pozos, hecho por el cual se hizo necesario investigar la influencia de esta variable en las estimaciones de productividad de los pozos mismos.

El siguiente trabajo evalúa la importancia de considerar las caídas de presión por fricción en los estudios de simulación numérica de este campo, determinando el impacto sobre los procesos de ajuste histórico y predicciones a corto y largo plazo. Además se presenta un análisis de sensibilidad que define algunos parámetros que incrementan las pérdidas de presión por fricción de este campo. Finalmente, se propone un método para aproximar los efectos causados por las pérdidas de presión por fricción en un simulador de yacimientos que no cuenta con opciones destinadas para tal fin.

## ÍNDICE

<b>INTRODUCCIÓN .....</b>	<b>1</b>
<b>CAPÍTULO I.....</b>	<b>3</b>
<b>MARCO TEÓRICO .....</b>	<b>3</b>
SIMULACIÓN NUMÉRICA DE YACIMIENTOS .....	3
ESTRUCTURA DE UN SIMULADOR .....	4
ETAPAS DE UN ESTUDIO DE SIMULACIÓN DE YACIMIENTOS .....	4
Inicialización .....	4
Ajuste histórico .....	5
Predicciones .....	7
OBJETIVOS DE LA SIMULACIÓN DE YACIMIENTOS .....	8
PRODUCTIVIDAD DE POZOS HORIZONTALES .....	9
COMPORTAMIENTO DE FLUJO EN EL POZO .....	11
Flujo monofásico y flujo multifásico .....	11
Regímenes de flujo.....	12
PATRONES DE FLUJO EN POZOS HORIZONTALES .....	13
FENÓMENO DE RETENCIÓN DE LÍQUIDO (HOLDUP) .....	15
CAÍDAS DE PRESIÓN EN POZOS HORIZONTALES.....	15
Técnicas para modelar caídas de presión en pozos horizontales .....	20
Correlaciones empíricas .....	21
Modelos homogéneos .....	23
Modelos mecanísticos .....	24
Otras técnicas para modelar pérdidas de presión por fricción en pozos horizontales .....	24
Tablas hidráulicas.....	27
<b>CAPÍTULO II .....</b>	<b>28</b>
<b>CARACTERÍSTICAS DEL ÁREA EN ESTUDIO.....</b>	<b>28</b>
CUENCA ORIENTAL DE VENEZUELA.....	28
FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO.....	29

CAMPO AYACUCHO.....	32
Ubicación .....	32
Características geológicas y estructurales.....	32
Sub-División .....	34
Bloque H del Campo Ayacucho.....	<b>34</b>
Características generales .....	34
Características geológicas .....	35
Características estructurales.....	36
Características de los yacimientos .....	36
Formaciones presentes en el bloque Huyaparí.....	38
PROYECTO HAMACA .....	43
Métodos de Producción.....	44
Simulación Numérica del Bloque Huyaparí .....	45
Modelo Estático .....	45
Modelo Dinámico .....	47
<b>CAPÍTULO III.....</b>	<b>50</b>
<b>METODOLOGÍA .....</b>	<b>50</b>
REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA.....	50
ESTUDIO DE LA COMPLETACIÓN DE LOS POZOS DEL ÁREA .....	50
IDENTIFICACIÓN DE LAS PROPIEDADES DE LOS POZOS QUE CONTIENEN SENSORES DE PRESIÓN.....	53
DETERMINACIÓN DE LOS PERFILES DE PRESIÓN DE LOS POZOS ESTUDIADOS.....	55
ESTUDIO DE LAS PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS.....	56
CREACIÓN DE MODELOS DE SIMULACIÓN DE YACIMIENTOS.....	60
CREACIÓN DE POZOS MULTI-SEGMENTADOS .....	65
CREACIÓN DE TABLAS HIDRÁULICAS.....	67
MODELAJE DEL COMPORTAMIENTO DE PRESIONES OBSERVADAS EN LOS POZOS J4-P01, C6-P01 Y H3-P04 .....	70
Ajuste de presiones modeladas y presiones reales.....	70
Modelaje de presiones sin la completación del stinger y sensores .....	70



ESTUDIO DEL IMPACTO DE LA DISTRIBUCIÓN DE PRESIONES SOBRE EL COMPORTAMIENTO DEL POZO .....	71
ESTUDIO DE SENSIBILIDAD .....	71
MÉTODOS PARA MODELAR LOS EFECTOS DE LAS CAÍDAS DE PRESIÓN POR FRICCIÓN EN UN SIMULADOR DE YACIMIENTOS QUE NO CUENTA CON DICHAS FACILIDADES ....	72
Factor de Corrección de la Productividad .....	72
Asignación de una presión de fondo fluyente mínima más alta.....	79
<b>CAPÍTULO IV .....</b>	<b>80</b>
<b>RESULTADOS Y ANÁLISIS.....</b>	<b>80</b>
ANÁLISIS DE LA COMPLETACIÓN DE LOS POZOS DEL ÁREA .....	80
ANÁLISIS DEL RÉGIMEN DE FLUJO ESPERADO .....	82
ANÁLISIS DE LOS PERFILES DE PRESIÓN OBSERVADOS EN LOS POZOS QUE CONTIENEN SENSORES DE PRESIÓN .....	83
Perfiles de presión observados en el pozo J4-P01 .....	83
Perfiles de presión observados en el pozo C6-P01 .....	87
Perfiles de presión observadas en el pozo H3-P04 .....	90
MODELAJE DE PRESIONES EN LOS POZOS CON STINGER Y SENSORES.....	94
Ajuste de presiones para el pozo J4-P01 .....	95
Ajuste de presiones para el pozo C6-P01 .....	96
Ajuste de presiones para el pozo H3-P04 .....	98
REPRESENTACIÓN DE LAS PÉRDIDAS DE PRESIÓN POR FRICCIÓN EN LOS POZOS SIN STINGER .....	99
Perfil de presión del pozo J4-P01 sin stinger .....	100
Perfil de presión para el pozo C6-P01 sin stinger .....	101
IMPACTO DE LAS PÉRDIDAS DE PRESIÓN POR FRICCIÓN SOBRE LAS ESTIMACIONES DE PRODUCTIVIDAD DE LOS POZOS Y EL COMPORTAMIENTO DE LOS MISMOS.....	102
Impacto sobre las estimaciones de tasa de petróleo .....	103
Pozo J4-P01 .....	103
Pozo C6-P01 .....	105
Impacto sobre la relación gas-petróleo .....	107

Pozo J4-P01.....	107
Pozo C6-P01 .....	107
Impacto sobre el petróleo acumulado .....	109
Pozo J4-P01.....	109
Pozo C6-P01 .....	109
Impacto sobre el influjo de petróleo.....	110
Pozo J4-P01.....	110
Pozo C6-P01 .....	115
Relación entre la longitud del pozo y las caídas de presión por fricción.....	118
Relación entre la viscosidad del petróleo y las caídas de presión por fricción .	118
EVALUACIÓN DE LOS MÉTODOS UTILIZADOS PARA MODELAR LOS EFECTOS DE LAS CAÍDAS DE PRESIÓN POR FRICCIÓN EN UN SIMULADOR QUE ASUME CONDUCTIVIDAD INFINITA .....	122
Factor de corrección de la productividad del pozo .....	122
Resultados obtenidos al incrementar la presión de fondo fluyente mínima de los pozos .....	132
<b>CAPÍTULO V.....</b>	<b>136</b>
<b>CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....</b>	<b>136</b>
<b>APÉNDICE A.....</b>	<b>138</b>
<b>APÉNDICE B .....</b>	<b>141</b>
<b>APÉNDICE C.....</b>	<b>143</b>
<b>APÉNDICE D.....</b>	<b>145</b>
<b>APÉNDICE E .....</b>	<b>147</b>
<b>APÉNDICE F .....</b>	<b>148</b>
<b>REFERENCIAS .....</b>	<b>149</b>

## INDICE DE TABLAS

Tabla 1. Patrones de flujo en pozos horizontales.....	14
Tabla 2. Dimensiones de las tuberías utilizadas en las distintas secciones de los pozos del área .....	51
Tabla 3. Dimensiones del stinger y de los sensores de presión .....	52
Tabla 4. Arenas donde se encuentran completados los pozos con stinger y sensores .....	54
Tabla 5. Longitud de la sección horizontal de los pozos con stinger y sensores .....	54
Tabla 6. Localización de los sensores de los pozos en estudio.....	55
Tabla 7. Propiedades PVT asociadas al área del pozo J4-P01 .....	57
Tabla 8. Propiedades PVT asociadas al área del pozo C6-P01.....	58
Tabla 9. Propiedades PVT asociadas al área del pozo H3-P04.....	59
Tabla 10. Parámetros de entrada para la creación de las tablas hidráulicas para los pozos con stinger y sensores .....	69
Tabla 11. Parámetros de entrada para la creación de las tablas hidráulicas para los pozos que no presentan stinger y sensores en su completación.....	70
Tabla 12. Comparación del área transversal para las distintas completaciones.....	81
Tabla 13. Presiones observadas en el pozo J4-P01 para una tasa de producción de petróleo de 877 BN/D .....	83
Tabla 14. Presiones observadas en el pozo J4-P01 para una tasa de producción de petróleo de 1132 BN/D .....	84
Tabla 15. Presiones observadas en el pozo J4-P01 para una tasa de producción de petróleo de 1361 BN/D .....	84

Tabla 16. Presiones observadas en el pozo C6-P01 para una tasa de producción de petróleo de 1992 BN/D .....	87
Tabla 17. Presiones observadas en el pozo C6-P01 para una tasa de producción de petróleo de 2295 BN/D .....	87
Tabla 18. Presiones observadas en el pozo C6-P01 para una tasa de producción de petróleo de 2938 BN/D .....	88
Tabla 19. Presiones observadas en el pozo H3-P04 para una tasa de producción de petróleo de 921 BN/D .....	90
Tabla 20. Presiones observadas en el pozo H3-P04 para una tasa de producción de petróleo de 1031 BN/D .....	91
Tabla 21. Presiones observadas en el pozo H3-P04 para una tasa de producción de petróleo de 1191 BN/D .....	91
Tabla 22. Propiedades de las arenas perforadas por el pozo H3-P04. ....	94
Tabla 23. Comparación entre presiones observadas y modeladas en el pozo J4-P01 para una tasa de producción de 1132 BN/D.....	95
Tabla 24. Comparación entre presiones observadas y modeladas en el pozo C6-P01 para una tasa de producción de 1992 BN/D.....	97
Tabla 25. Comparación entre presiones observadas y modeladas en el pozo H3-P04 para una tasa de producción de 1031 BN/D.....	98
Tabla 26. Comparación entre presiones simuladas en el pozo J4-P01 en los casos con y sin stinger para una tasa de producción de 1132 BN/D. ....	100
Tabla 27. Comparación entre presiones simuladas en el pozo C6-P01 en los casos con y sin stinger para una tasa de producción de 1992 BN/D. ....	101
Tabla 28. Propiedades de las arenas perforadas por el pozo J4-P01.....	112
Tabla 29. Propiedades de las arenas perforadas por el pozo C6-P01.....	117

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Diferencia entre los regímenes de flujo laminar y turbulento .....	13
Figura 2. Caídas de presión en pozos inclinados .....	16
Figura 3. Rugosidad para diferentes materiales .....	19
Figura 4. Diagrama de Moody .....	19
Figura 5. Cuencas petrolíferas de Venezuela.....	28
Figura 6. Ubicación de la Faja Petrolífera del Orinoco .....	29
Figura 7. Sub-división de la Faja Petrolífera del Orinoco .....	31
Figura 8. Columna estratigráfica correspondiente al Campo Ayacucho.....	33
Figura 9. Ubicación del bloque Huyaparí .....	34
Figura 10. Facies sedimentarias existentes en el área.....	35
Figura 11. Distribución de viscosidades en el área.....	37
Figura 12. Columna estratigráfica del bloque H del campo Ayacucho .....	38
Figura 13. Localización geográfica de la formación Mesa.....	39
Figura 14. Localización geográfica de la formación Las Piedras .....	40
Figura 15. Localización geográfica de la formación Freites.....	41
Figura 16. Localidad tipo de la formación Oficina .....	42
Figura 17. Localización geográfica de la formación Merecure .....	43
Figura 18. Sub-zonas del bloque Huyaparí.....	44
Figura 19. Modelo estático del bloque H del Campo Ayacucho .....	46
Figura 20. Proceso de escalamiento del modelo estático .....	48
Figura 21. Modelo dinámico del bloque H del campo Ayacucho.....	49
Figura 22. Diagrama de completación típico utilizado en el área.....	51

Figura 23. Completación de los pozos con stinger y sensores de presión .....	52
Figura 24. Ubicación de los pozos con sensores de presión dentro del bloque Huyaparí.....	53
Figura 25. Respuestas generadas por los sensores de presión .....	54
Figura 26. Organización típica de las macollas en el área .....	60
Figura 27. Curvas de permeabilidades relativas del sistema petróleo-agua.....	62
Figura 28. Curvas de permeabilidades relativas del sistema petróleo-gas.....	63
Figura 29. Modelo numérico del pozo J4-P01 .....	64
Figura 30. Modelo numérico del pozo C6-P01 .....	64
Figura 31. Modelo numérico del pozo H3-P04.....	65
Figura 32. Esquema de los pozos multisegmentados.....	66
Figura 33. Diferencias de drawdown cuando se asume conductividad infinita y cuando se representan las pérdidas de presión por fricción en el pozo.....	74
Figura 34. Presión de fondo fluyente vs. longitud para diferentes tiempos de predicción en el pozo C6-P01. Viscosidad Inicial 2000 cp .....	75
Figura 35. Presión de fondo fluyente vs. longitud para diferentes tiempos de predicción en el pozo C6-P01. Viscosidad Inicial 4000 cp .....	75
Figura 36. Presión de fondo fluyente vs. longitud para diferentes tiempos de predicción en el pozo C6-P01. Viscosidad Inicial 6000 cp .....	76
Figura 37. Presión de fondo fluyente vs. longitud para diferentes tiempos de predicción en el pozo C6-P01. Viscosidad Inicial 8000 cp .....	76
Figura 38. Diferencial de presión entre el yacimiento y el pozo vs. tiempo para casos con distintas viscosidades .....	77
Figura 39. Incremento de la presión de fondo fluyente implementado para aproximar los efectos de las pérdidas de presión por fricción.....	79

Figura 40. Disminución del área transversal al flujo causada por el stinger y sensores .....	81
Figura 41. Número de Reynolds para diferentes tamaños de tubería y tasas de producción de petróleo. Viscosidad del petróleo 1.000 cp. y 10° API.....	82
Figura 42. Perfiles de presión observados en el pozo J4-P01 para diferentes tasas de producción de petróleo .....	85
Figura 43. Gráfico de caídas de presión por fricción observadas en el pozo J4-P01 para distintas tasas de producción .....	86
Figura 44. Perfiles de presión observados en el pozo C6-P01 para diferentes tasas de producción de petróleo .....	88
Figura 45. Gráfico de caídas de presión por fricción observadas en el pozo C6-P01 para distintas tasas de producción .....	89
Figura 46. Perfiles de presión observados en el pozo H3-P04 para distintas tasas de producción.....	92
Figura 47. Gráfico de caídas de presión por fricción observadas en el pozo H3-P04 para distintas tasas de producción .....	93
Figura 48. Gráfico de comparación entre presiones observadas y simuladas en el pozo J4-P01 para una tasa de producción de petróleo de 1132 BN/D.....	96
Figura 49. Gráfico de comparación entre presiones observadas y simuladas en el pozo C6-P01 para una tasa de producción de petróleo de 1992 BN/D.....	97
Figura 50. Gráfico de comparación de ajustes obtenidos entre presiones observadas y simuladas en el pozo H3-P04 para una tasa de producción de petróleo de 1031 BN/D .....	99
Figura 51. Gráfico de comparación entre los perfiles de presión simulados para el pozo J4-P01 con y sin stinger para una tasa de producción de petróleo de 1132 BN/D .....	100

Figura 52. Gráfico de comparación entre los perfiles de presión simulados para el pozo C6-P01 con y sin stinger .....	102
Figura 53. Predicción de tasa de petróleo vs. tiempo para el pozo J4-P01 .....	103
Figura 54. Tasa de petróleo vs. tiempo para los primeros 100 días de predicción del pozo J4-P01 .....	104
Figura 55. Predicción de tasa de petróleo vs. tiempo para el pozo C6-P01 .....	105
Figura 56. Tasa de petróleo vs. tiempo para los primeros 2000 días de predicción del pozo C6-P01 .....	106
Figura 57. Gráfico de predicción de relación gas-petróleo vs. tiempo para el pozo J4-P01 .....	107
Figura 58. Gráfico de predicción de relación gas-petróleo vs. tiempo para el pozo C6-P01 .....	108
Figura 59. Gráfico de predicción de petróleo acumulado vs. tiempo para el pozo J4-P01 .....	109
Figura 60. Gráfico de predicción de petróleo acumulado vs. tiempo para el pozo C6-P01 .....	110
Figura 61. Gráfico del porcentaje de influjo de petróleo mostrado en el pozo J4-P01 a los 10 días de predicción .....	111
Figura 62. Gráfico de porcentaje de influjo de petróleo mostrado en el pozo J4-P01 a los 40 días de predicción .....	113
Figura 63. Comparación del porcentaje de influjo de petróleo para distintos tiempos de predicción del pozo J4-P01 .....	114
Figura 64. Gráfico de porcentaje de influjo de petróleo mostrado en el pozo C6-P01 a los 10 días de predicción .....	115
Figura 65. Gráfico del porcentaje de influjo de petróleo mostrado en el pozo C6-P01 a los 150 días de predicción .....	116



Figura 66. Comparación del porcentaje de influjo de petróleo para distintos tiempos de predicción del pozo C6-P01 .....	117
Figura 67. Variación de la pérdida de presión por fricción para distintas longitudes de pozo. Tasa de producción de petróleo de 1100 BN/D. Viscosidad inicial del petróleo 6000 centipoises.....	118
Figura 68. Variación de la pérdida de presión por fricción para distintas longitudes de pozo. Tasa de producción de petróleo de 2000 BN/D. Viscosidad inicial del petróleo 2000 centipoises.....	119
Figura 69. Error de productividad para distintos valores de viscosidad en el pozo C6-P01 .....	120
Figura 70. Error en el petróleo acumulado al no considerar pérdidas por fricción para diferentes viscosidades.....	121
Figura 71. Ajuste logrado en la tasa de petróleo al aplicar el factor de corrección en el pozo C6-P01 para un período de 6000 días. Caso de viscosidad inicial 2000cp.....	123
Figura 72. Ajuste logrado en la tasa de petróleo al aplicar el factor de corrección en el pozo C6-P01 para los primeros 600 días de predicción. Caso de viscosidad inicial 2000cp.....	123
Figura 73. Ajuste logrado en la tasa de petróleo al aplicar el factor de corrección en el pozo C6-P01 para 30 años de predicción. Caso de viscosidad inicial 4000cp.....	124
Figura 74. Ajuste logrado en la tasa de petróleo al aplicar el factor de corrección en el pozo C6-P01 para los primeros 1000 días de predicción. Caso de viscosidad inicial 4000cp .....	124
Figura 75. Ajuste logrado en la tasa de petróleo al aplicar el factor de corrección en el pozo C6-P01 para 30 años de predicción. Caso de viscosidad inicial 8000cp.....	125

Figura 76. Ajuste logrado en la tasa de petróleo al aplicar el factor de corrección en el pozo C6-P01 para los primeros 1000 días de predicción. Caso de viscosidad inicial 8000cp .....	125
Figura 77. Ajuste logrado sobre el petróleo acumulado al aplicar el factor de corrección. Caso viscosidad inicial 2000cp .....	126
Figura 78. Ajuste logrado sobre el petróleo acumulado al aplicar el factor de corrección. Caso viscosidad inicial 4000 cp .....	126
Figura 79. Ajuste logrado sobre el petróleo acumulado al aplicar el factor de corrección. Caso viscosidad inicial 8000 cp .....	127
Figura 80. Ajuste logrado en la relación gas-petróleo al aplicar el factor de corrección. Caso viscosidad inicial 2000 cp .....	128
Figura 81. Ajuste logrado en la relación gas-petróleo al aplicar el factor de corrección. Caso viscosidad inicial 4000 cp .....	128
Figura 82. Ajuste logrado en la relación gas-petróleo al aplicar el factor de corrección. Caso viscosidad inicial 8000 cp .....	129
Figura 83. Comparación de los factores de corrección que produjeron los mejores ajustes en los casos de distintas viscosidades .....	129
Figura 84. Ajuste logrado en la tasa de petróleo del pozo J4-P01 para 30 años de predicción al aplicar el factor de corrección resultante de la evaluación en el pozo C6-P01 .....	130
Figura 85. Ajuste logrado en la tasa de petróleo del pozo J4-P01 para los primeros 600 días de predicción al aplicar el factor de corrección resultante de la evaluación en el pozo C6-P01 .....	131
Figura 86. Ajuste logrado en la relación gas-petróleo del pozo J4-P01 para 30 años de predicción al aplicar el factor de corrección resultante de la evaluación en el pozo C6-P01 .....	131

Figura 87. Ajuste logrado en el petróleo acumulado del pozo J4-P01 para 30 años de predicción al aplicar el factor de corrección resultante de la evaluación en el pozo C6-P01 .....	132
Figura 88. Ajuste logrado en la tasa de petróleo del pozo C6-P01 para los primeros 1000 días de predicción al incrementar la presión de fondo en 15 lpc ...	133
Figura 89. Ajuste logrado en la relación gas-petróleo del pozo C6-P01 para 4000 días de predicción al incrementar la presión de fondo en 15 lpc.....	133
Figura 90. Ajuste logrado en la relación gas-petróleo del pozo C6-P01 para 4000 días de predicción al incrementar la presión de fondo en 15 lpc.....	134
Figura 91. Ajuste logrado en la tasa de petróleo del pozo C6-P01 para los primeros 1000 días de predicción al incrementar la presión de fondo en 20 lpc. Caso de viscosidad inicial de 4000cp. ....	134
Figura 92. Ajuste logrado en la relación gas-petróleo del pozo C6-P01 para 30 años de predicción al incrementar la presión de fondo en 20 lpc. Caso de viscosidad inicial de 4000cp. ....	135
Figura 93. Ajuste logrado en el petróleo acumulado del pozo C6-P01 para 30 años de predicción al incrementar la presión de fondo en 20 lpc. Caso de viscosidad inicial de 4000cp. ....	135

## INTRODUCCIÓN

El desarrollo de la tecnología de perforación ha permitido incrementar la longitud de los pozos horizontales y por ende alcanzar un mayor contacto con el yacimiento. Sin embargo, es importante destacar que este hecho también pudiera implicar un efecto negativo en la productividad, ya que mientras se extiende el alcance de los pozos, se incrementan las pérdidas de presión por fricción en los mismos. Esto implica que la productividad de los pozos horizontales estará influenciada por el balance entre estos dos factores opuestos.

Muchos de los estudios de simulación de yacimientos asumen que los pozos son infinitamente conductivos. Asumir este principio sólo se justifica en ciertos casos en los que las caídas de presión por fricción en los pozos resultan muy pequeñas al ser comparadas con el diferencial de presión (*drawdown*) con el cual se produce el yacimiento. Sin embargo, los pozos horizontales son caracterizados porque tienen la habilidad de producir altas tasas de producción a través de bajos diferenciales de presión, especialmente en yacimientos de alta permeabilidad. En tales casos, el diferencial de presión en el yacimiento estaría en un mismo orden de magnitud al de las caídas de presión por fricción, razón por la cual se corren grandes riesgos de sobrestimar la productividad de los pozos si éstas no se tomaran en cuenta.

El bloque H del campo Ayacucho presenta una serie de características que, teóricamente, indican que las pérdidas de presión por fricción de los pozos podrían ser significativas, como por ejemplo: la gran longitud alcanzada por los pozos horizontales perforados (alrededor de 6.000 pies en promedio), altas porosidades y permeabilidades, tasas de producción de petróleo relativamente altas, crudo extrapesado (8,5 °API) con viscosidades comprendidas entre 1.000 y 10.000 centipoises; pozos completados con forros (*liners*) ranurados.

El presente Trabajo Especial de Grado evalúa la importancia de considerar las pérdidas de presión por fricción en los estudios de simulación de yacimientos de este campo. Para ello se recopilaron y procesaron datos obtenidos de sensores de presión

colocados a lo largo de tres (3) laterales horizontales, permitiendo caracterizar el comportamiento de presiones en los pozos. Luego, se representan dichas pérdidas de presión por fricción utilizando como herramienta la simulación numérica, para así proceder a evaluar el impacto de las mismas sobre el ajuste histórico y predicciones de corto y largo plazo. Además, se realiza un análisis de sensibilidad, cuyos resultados permiten definir algunas de las variables que más afectan las caídas de presión por fricción en los pozos horizontales del bloque H del campo Ayacucho. Finalmente, se desarrolló un método que permite aproximar los efectos de las pérdidas de presión en un simulador que no cuenta con opciones para considerar tales efectos.

# CAPÍTULO I

## MARCO TEÓRICO

Este capítulo contiene los fundamentos teóricos necesarios para comprender la metodología a emplear durante el desarrollo de la investigación, haciendo énfasis en los principios básicos que rigen tanto la simulación numérica de yacimientos como el comportamiento de presiones en pozos horizontales.

### **Simulación numérica de yacimientos**

La simulación numérica es una técnica usada para predecir el comportamiento de los yacimientos basándose en la resolución de un modelo matemático, el cual se encuentra conformado por un conjunto de ecuaciones que representan los procesos que ocurren en el yacimiento. Debido a la complejidad de dichas ecuaciones, éstas no pueden ser tratadas de una manera analítica, lo que ha implicado el uso de métodos numéricos para obtener soluciones aproximadas de las mismas.

Una de las principales desventajas que presenta este método es que las soluciones que produce son aproximadas, sin embargo, se ha logrado demostrar que puede llegar a producir resultados representativos. Por otra parte, ofrece la gran ventaja de permitir tomar en cuenta todas las variaciones que puedan ocurrir en un determinado yacimiento, ventaja que no ofrece ningún otro método y que ha convertido a la simulación numérica en una técnica cada vez más fundamental<sup>1</sup>.

Según Crichlow<sup>2</sup>, los estudios de simulación numérica forman parte esencial en la caracterización y planificación de la producción de los yacimientos, ya que permiten describir de una manera representativa el comportamiento de los mismos, obtener resultados confiables, identificar y resolver problemas operacionales durante distintas etapas del desarrollo de un campo, establecer predicciones y plantear el modelo más favorable para la optimización de los esquemas de explotación.

## **Estructura de un simulador**

Los simuladores de yacimientos son programas de computación que resuelven las ecuaciones para flujo de masa en el medio poroso, tomando en cuenta apropiadas condiciones iniciales y de borde<sup>2</sup>. Las primeras tienen que ver con condiciones dadas al momento en el que aún no se ha producido ningún pozo en el yacimiento, mientras que las condiciones de frontera son usadas para definir la presencia de flujo a través de los bordes, acuíferos, gradientes de presión, tasas constantes o condiciones similares.

Los simuladores se encuentran estructurados de manera que realicen dos tipos de cálculos fundamentales, como lo son: cálculos de inicialización (al tiempo cero) y cálculos a medida que avanza el tiempo.

La inicialización da razón de las condiciones iniciales del yacimiento, es decir, presiones y saturaciones en cada celda del modelo numérico. Por otra parte, los cálculos con el avanzar del tiempo van dando razón de cómo se está comportando el yacimiento en distintos momentos de su historia o de su futuro<sup>1</sup>.

## **Etapas de un estudio de simulación de yacimientos**

En un estudio de simulación de yacimientos, por lo general, se distinguen tres etapas: inicialización, ajuste histórico y predicciones.

### **Inicialización**

La inicialización del modelo es la etapa de un estudio de simulación que permite describir el estado de equilibrio en el que se encuentra el yacimiento antes de que el primer pozo sea perforado. Esto implica que las tasas de flujo de todas las fases deben ser cero en cada una de las conexiones entre bloques adyacentes del mallado.

Durante esta etapa se debe lograr reproducir la cantidad correcta de petróleo en sitio en cada bloque, mantener las condiciones de equilibrio, las propiedades de la

roca y de los fluidos, así como también las leyes físicas que gobiernan la distribución inicial de los fluidos en el yacimiento<sup>2</sup>.

Uno de los principales objetivos del proceso de inicialización es la determinación del petróleo original en sitio, el cual se encuentra definido por la siguiente ecuación:

$$POES = 7758 * \frac{A * h * \phi * S_{oi}}{B_{oi}}$$

Donde A es la extensión superficial del yacimiento (acres), h su espesor (pies),  $\phi$  su porosidad promedio,  $S_{oi}$  su saturación de petróleo inicial y por último  $B_{oi}$  será el factor volumétrico del petróleo (BY/BN).

Por lo general, este es el primer resultado con el cual se calibra el modelo que ha sido creado. El simulador debe lograr reproducir un volumen de petróleo en sitio aproximado al que ha sido calculado usando alguna otra técnica, como por ejemplo: balance de materiales o métodos volumétricos.

### **Ajuste histórico**

El ajuste histórico es la etapa de un estudio de simulación de yacimientos en la cual se evalúa el modelo que ha sido creado con el objetivo de determinar su validez. Generalmente, este proceso de validación es ejecutado realizando corridas en el simulador y comparando las respuestas generadas por el modelo con la data de producción real del yacimiento. Como resultado de esta comparación se logra determinar si el modelo representa o no el comportamiento mostrado por el yacimiento<sup>3</sup>.

La corrida del modelo elaborado, por lo general, no reproduce un resultado representativo del comportamiento real del yacimiento, razón por la cual los parámetros de entrada deben ser modificados hasta el punto en que el modelo reproduzca resultados aproximados a los datos observados. Este proceso es conocido como ajuste histórico y se caracteriza por establecer una retroalimentación, en la cual



se reformula la concepción básica del yacimiento partiendo del análisis de los efectos que resultaron después de realizar ciertos cambios para una corrida en particular<sup>2</sup>.

El autor Le Ravalec-Dupin<sup>4</sup>, relaciona el proceso de ajuste histórico con problemas de optimización, en donde una función principal es definida para cuantificar la diferencia entre la data real y las respuestas obtenidas por el modelo numérico del yacimiento, para luego determinar un punto crítico mínimo de dicha función a través de la modificación iterativa de los parámetros de entrada.

Como se mencionó anteriormente, este proceso persigue el objetivo principal de mejorar y dar validez al modelo numérico generado, aunque contribuye de manera implícita a mejorar el entendimiento de la distribución y movimiento de los fluidos en el sistema, a verificar o identificar el mecanismo de producción principal y a suministrar bases razonables para la descripción del yacimiento.

Una de las principales características de esta etapa es que por lo general representa la que más tiempo consume en un estudio de simulación, debido principalmente a la gran dificultad que implica el poder entender las múltiples interacciones entre los elementos que conforman un yacimiento y que determinan su comportamiento<sup>3</sup>. Además, se debe tomar en cuenta que no sólo se debe invertir tiempo en conseguir el ajuste como tal (el cual demanda tiempo para cada corrida), sino que también se debe emplear el tiempo suficiente para recopilar y preparar datos de calidad que al ser cargados en el simulador logren suministrar respuestas consistentes y representativas. La complejidad implicada en este proceso conlleva a que se requiera de mucha pericia, experiencia y conocimiento del yacimiento que se estudia<sup>5</sup>.

Sin embargo, y pese a la dificultad que implica, el llevar a cabo el ajuste histórico representa una etapa de fundamental importancia para lograr construir un modelo consistente con la data disponible, el cual a su vez permitirá realizar predicciones confiables del comportamiento futuro del yacimiento, basándose en el principio de

que los mecanismos que han estado operando en el mismo durante su historia seguirán estando presentes en los períodos futuros<sup>2</sup>.

Obviamente, existen muchas variables que se encuentran distribuidas a través del sistema yacimiento y que pueden ser modificadas para lograr un ajuste histórico. Sin embargo, este es un proceso que debe ser llevado a cabo con mucho cuidado, ya que una selección al azar y sin respeto por las relaciones de causa y efecto entre los parámetros de entrada y las variables de respuesta no tendría la suficiente validez como para realizar predicciones. Si este proceso no se ejecuta cuidadosamente y no se invierte tiempo suficiente en analizar los resultados de las corridas particulares se pudiera estar incurriendo en obtener un ajuste histórico carente de validez<sup>6</sup>. Un simulador puede ser una herramienta poderosa en la descripción de un yacimiento, sólo cuando los cambios de la data sean consistentes con la base de datos conocida del mismo<sup>3</sup>.

Otro aspecto importante a destacar es que dentro del ajuste histórico no existe una solución única, es decir, diferentes conjuntos de datos de entrada pueden reproducir el mismo comportamiento sobre un limitado período de tiempo de la historia de un yacimiento. Sería un error asumir que los parámetros de entrada ajustados sean los valores reales en el yacimiento. En todo caso, el ajuste obtenido se puede considerar como el más aproximado, ya que éste sólo representaría un conjunto del total de combinaciones que pueden llegar a reproducir las respuestas deseadas<sup>6</sup>.

## **Predicciones**

Luego que el modelo ha sido validado mediante el desarrollo del ajuste histórico, se considera que el mismo está en capacidad de reproducir el comportamiento futuro del yacimiento. Basándose en esto, se plantean diferentes escenarios de explotación que serán evaluados a fin de recomendar el que resulte más favorable.

El análisis de los resultados generados por cada escenario planteado, permitirá definir aquél que conlleve a obtener un mayor recobro de petróleo y que por lo tanto

representaría la manera óptima para comenzar o continuar la explotación del yacimiento estudiado.

Según Vaca<sup>1</sup>, el esquema general para llevar a cabo un proceso de predicciones es el siguiente:

1. Formular el caso base: Generalmente se usa como caso base el plan de explotación existente.
2. Definir los posibles futuros escenarios.
3. Correr todos los casos o escenarios.
4. Comparar resultados.
5. Realizar un análisis económico para cada caso.
6. Decidir y recomendar el escenario óptimo.

Partiendo del análisis de los resultados obtenidos, se pueden llegar a modificar o plantear nuevos esquemas de explotación, lo cual caracteriza a la etapa de predicciones como un proceso dinámico.

El proceso de predicciones basa su importancia en que permitirá identificar los posibles problemas operacionales que pueden ocurrir durante las etapas del desarrollo de un campo, permitiendo tomar las previsiones del caso con la debida anticipación<sup>6</sup>.

### **Objetivos de la simulación de yacimientos**

Los simuladores de yacimientos son utilizados generalmente para cumplir los siguientes objetivos<sup>3</sup>:

- Estudiar yacimientos compuestos por un solo pozo, un grupo de pozos o varios pozos interactuando de forma compleja.

- Representar el comportamiento del yacimiento cuando es sometido a diversos escenarios de producción.
- Determinar el recobro de petróleo, cuando el yacimiento es sometido a diferentes condiciones de operación.
- Evaluar el impacto de variadas localizaciones y espaciamiento entre pozos sobre el comportamiento de los yacimientos.
- Estimar efectos sobre el desenvolvimiento del yacimiento, cuando el mismo es sometido a diversas condiciones de operación.
- Evaluar los efectos de diferentes métodos de recuperación secundaria.
- Monitorear la migración de los fluidos en el yacimiento.
- Estimar líneas de drenaje en yacimientos heterogéneos de petróleo y/o gas.

Además, para el desarrollo del área en estudio se recurre a la simulación numérica para alcanzar los siguientes objetivos adicionales<sup>7</sup>:

- Determinar las mejores localizaciones para la perforación de pozos, estableciendo un orden de perforación de las macollas.
- Sustentar y optimizar la perforación de pozos por macolla, evaluando el cumplimiento de ciertos criterios pre-establecidos de mínimas reservas disponibles.
- Realización de estudios de sensibilidad y probabilidad que permitan disminuir la incertidumbre en el área.

### **Productividad de pozos horizontales**

La mayoría de las estimaciones de productividad de pozos horizontales asumen que estos son infinitamente conductivos o que el flujo es uniforme a lo largo de toda

su longitud. Sin embargo, se debe tener presente que, si bien los largos pozos horizontales presentan un mayor contacto con el yacimiento este hecho no implica que su productividad aumente en igual proporción, ya que a medida que es mayor la longitud del pozo también aumentará la pérdida de presión debida a la fricción. Por lo tanto, el comportamiento total del pozo dependerá entonces del balance entre estos dos factores opuestos.

Por lo general, los simuladores de yacimientos asumen una presión de fondo fluyente constante a lo largo de la longitud del pozo, lo que se conoce como conductividad infinita. Asumir este principio sólo se justifica en ciertos casos en donde las caídas de presión en el mismo son muy pequeñas al ser comparadas con el diferencial de presión (*drawdown*) en el yacimiento; en caso contrario, las caídas de presión en el pozo deben ser tomadas en cuenta<sup>8</sup>.

Considerando el punto anterior, resulta importante destacar que la perforación de pozos horizontales precisamente ha tenido su auge gracias a que los mismos poseen la capacidad de producir los yacimientos con altas tasas mediante un diferencial de presión bajo<sup>9</sup>. Este hecho se hace aún más notorio cuando se presentan yacimientos con altas permeabilidades (como los observados en el bloque H del Campo Ayacucho), en donde la gran conductividad que presenta el medio poroso podría implicar que el diferencial de presión (*drawdown*) necesario para producirlo sea bajo, pasando a estar en el mismo orden de magnitud de las caídas de presión por fricción. Para tales casos, si estas últimas no son tomadas en cuenta se podría correr el riesgo de sobrestimar la productividad de los pozos<sup>8</sup>.

Con el objetivo de propiciar una mejor comprensión del problema planteado, en las siguientes secciones de este capítulo se presenta una revisión de las variables y los principios que influyen directamente en el comportamiento de presión en tuberías.

## Comportamiento de flujo en el pozo

Los estudios de comportamiento de flujo principalmente tienen el objetivo de predecir la presión entre el fondo del pozo y la superficie como función de la posición, además de determinar el perfil de velocidades y la distribución de las fases.

Para alcanzar los mencionados objetivos resulta necesario conocer los factores que afectan directamente el comportamiento de flujo en los pozos<sup>10</sup>. Estos son:

- Tipo de flujo presente: El flujo de fluidos se puede presentar como una única fase (flujo monofásico) o por el contrario varias fases pueden fluir simultáneamente (flujo multifásico).
- Geometría del flujo: El flujo puede desarrollarse a través de una tubería circular, a través del espacio anular, así como entre la tubería de producción (*tubing*) y el revestidor (*casing*).
- Propiedades de los fluidos: La reología y el comportamiento de las propiedades PVT (Presión-Volumen-Temperatura) son características propias para cada crudo y dependen de su estructura molecular.
- Régimen de flujo: Dependiendo de las tasas de flujo y de las propiedades de los fluidos, el flujo en el pozo puede ser laminar o turbulento.

## Flujo monofásico y flujo multifásico

El modelo más sencillo de flujo de fluidos a través de una tubería se obtiene cuando éstos se presentan en una única fase (monofásico), ya que éste tendrá disponible la totalidad del área para fluir, sin ningún tipo de interrupción en su movimiento debido a la presencia de otras fases.

Sin embargo, la mayoría de los pozos productores de petróleo presentan flujo simultáneo de dos o más fases de fluido, el cual es conocido como multifásico. En este caso, el comportamiento del flujo de fluidos pasa a depender de la distribución de

las fases en la tubería y por ende de la dirección de flujo relativa al campo gravitacional<sup>10</sup>.

### **Regímenes de flujo**

El flujo de fluidos puede ser caracterizado como laminar o turbulento dependiendo del valor de un término adimensional conocido como el número de Reynolds. Dicho término es el resultado del cociente entre las fuerzas inerciales y las fuerzas viscosas de un fluido en movimiento. Para flujo en una tubería circular el número de Reynolds viene dado por la siguiente relación

$$N_{Re} = \frac{D u \rho}{\mu}$$

Donde  $D$  representa el diámetro de la tubería,  $u$  la velocidad del fluido,  $\rho$  la densidad del fluido y  $\mu$  su viscosidad.

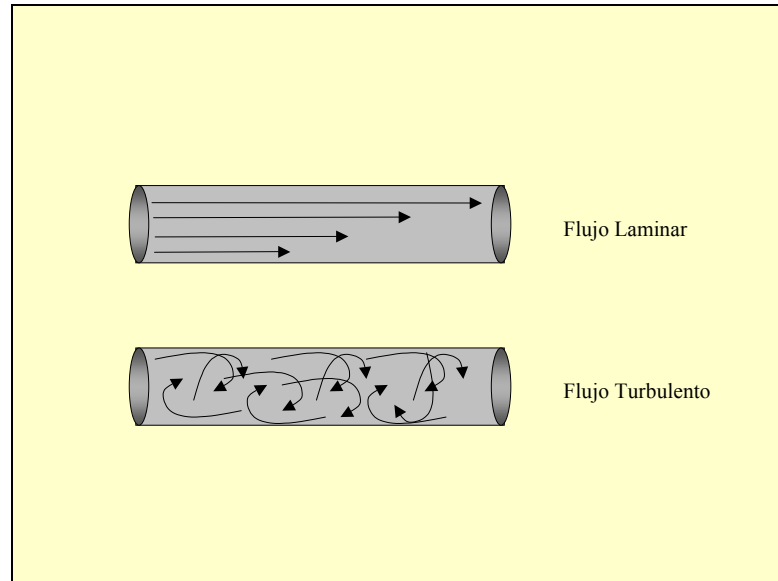
La transición de flujo laminar a turbulento en tuberías circulares generalmente ocurre cuando el número de Reynolds toma valores de 2100, aunque este valor puede variar dependiendo de otros factores, como por ejemplo la rugosidad de la tubería.

### **Flujo Laminar y Flujo Turbulento**

Se está en presencia de flujo laminar cuando el fluido se mueve en distintas láminas paralelas, es decir, sin movimiento transversal a la dirección del flujo. Este régimen de flujo se presenta cuando la viscosidad es un parámetro dominante en el flujo de fluidos.

Por otra parte, si el parámetro que domina el flujo de fluidos es la velocidad se estaría en presencia de un régimen turbulento. Este es caracterizado por la presencia de remolinos que causan fluctuaciones en los componentes de la velocidad hacia todas las direcciones, produciendo que sus líneas de flujo se corten entre sí<sup>11</sup>.

La representación de ambos regímenes de flujo se puede observar gráficamente en la siguiente figura.



*Figura 1. Diferencia entre los regímenes de flujo laminar y turbulento*

El perfil de velocidades en la tubería y el comportamiento de las caídas de presión dependerá del régimen de flujo presente, razón por la cual estas variables deben ser tomadas en cuenta en los estudios de ingeniería de producción.

Es importante destacar en este punto que el petróleo producido en el bloque H del campo Ayacucho es clasificado como extra-pesado (8,5 °API) y a su vez presenta viscosidades entre 1.000 y 10.000 centipoises, hecho que a su vez permite afirmar que para las máximas tasas de producción esperadas en los pozos de este campo se presenta un régimen de flujo laminar, ya que los efectos viscosos dominan a los inerciales.

### **Patrones de flujo en pozos horizontales**

Los patrones de flujo han sido definidos para describir cualitativamente la distribución de las fases en la tubería, y son de especial importancia ya que de ellos dependen otros aspectos esenciales en el flujo como lo son el deslizamiento entre las fases y los gradientes de presión.



Para flujo de dos fases en una tubería horizontal no se espera que los regímenes de flujo afecten de manera significativa las caídas de presión como sí lo hacen para flujo en tuberías verticales, ya que no habría contribución de la energía potencial. Sin embargo, estos son considerados por algunas correlaciones de caídas de presión en pozos horizontales, como la de Beggs & Brill, cuya clasificación se muestra en la siguiente tabla<sup>12</sup>:

Tabla 1. Patrones de flujo en pozos horizontales. (Tomado de Beggs & Brill, 1973)

Patrón de flujo	Clasificación	Características
Segregado (Las dos fases están separadas en su mayor parte)	Liso	Se caracteriza por una separación completa de las fases, en la cual el líquido fluye a través de la parte baja de la tubería mientras que el gas fluye hacia el tope de la misma.
	Ondulado	Se caracteriza por presentar interfase ondulada, y se produce con altas tasas de gas.
	Anular	Consiste en que la fase líquida cubre la pared de la tubería y un núcleo central de flujo de gas, con gotas de líquido dispersas en el gas.
Intermitente (El gas y el líquido se alternan)	Tapón de gas	Consiste de flujo de grandes burbujas de gas en la parte superior de la tubería, la cual es también llenada con líquido.
	Tapón de líquido	Consiste de grandes tapones de líquido ( <i>slugs</i> ) de líquido alternados con burbujas de gas de gran velocidad que llenan casi toda la tubería.
Distribuido (Una fase dispersa en la otra)	Burbuja	Las burbujas de gas en flujo horizontal son concentradas en la cara superior de la tubería.
	Niebla ó Espuma	Consiste en gas con gotas de líquido dispersas en él. Ocurre a altas tasas de gas y bajas tasas de líquido.

### **Fenómeno de retención de líquido (*Holdup*)**

En la presencia de flujo multifásico se presenta el fenómeno de retención de líquido o *holdup*, el cual se define como la relación entre el volumen que ocupa la fase líquida contenida en un segmento de tubería y el volumen total de dicho segmento, para un instante de tiempo y una posición determinada dentro de la tubería<sup>13</sup>.

$$H_L = \frac{V_L}{V_L + V_G}$$

Se puede notar que este parámetro puede variar desde cero cuando el fluido es únicamente gas hasta la unidad cuando la tubería contiene sólo líquido.

El *holdup* es un parámetro muy utilizado en la caracterización de flujo multifásico, y es de notar que en la mayoría de las correlaciones empíricas que se nombran más adelante se encuentra considerado.

El *holdup* sin deslizamiento se define como la relación entre el volumen de líquido presente en un segmento de tubería, que existiría si el gas y el líquido viajaran a la misma velocidad, y el volumen de la tubería<sup>14</sup>.

$$\lambda_L = \frac{Q_L}{Q_L + Q_G}$$

### **Caídas de presión en pozos horizontales**

Con el objeto de analizar las pérdidas de presión en pozos horizontales resulta conveniente tomar como punto de partida un modelo de pozo inclinado (como el mostrado en la Figura 2). En éste se puede notar que las pérdidas de presión son causadas por tres factores: la fuerza de fricción, el cambio de energía cinética y los gradientes hidrostáticos.

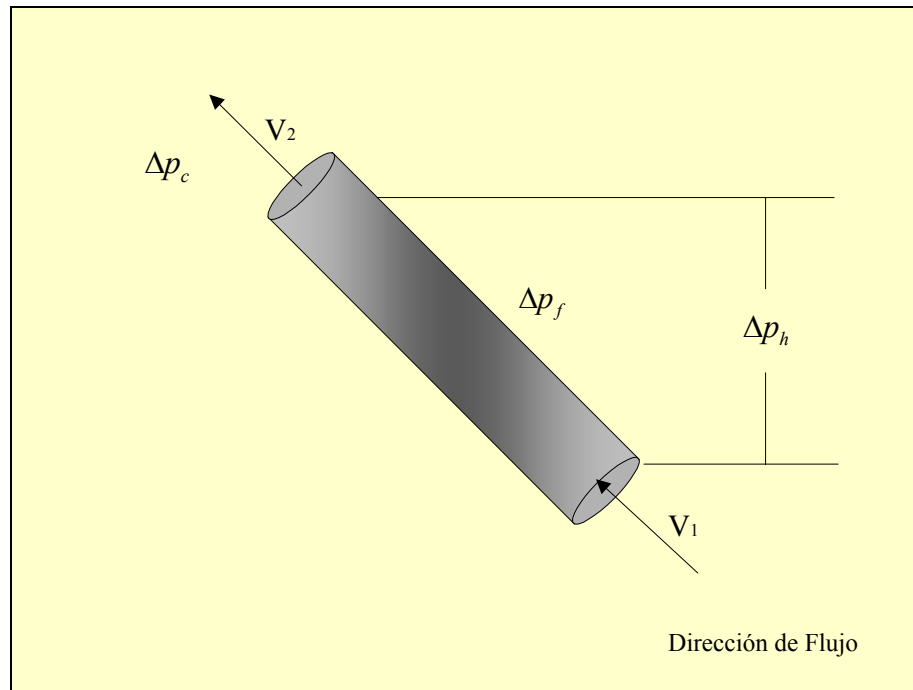


Figura 2. Caídas de presión en pozos inclinados

Se podría escribir entonces que la pérdida de presión en un pozo inclinado viene dada por la siguiente ecuación:

$$\text{Caída de presión} = \Delta p_f + \Delta p_c + \Delta p_h$$

En donde  $\Delta p_f$  sería la pérdida de presión debida a la fricción,  $\Delta p_c$  la pérdida de presión debida a la energía cinética y  $\Delta p_h$  la causada por gradientes hidrostáticos.

En el caso de pozos horizontales, no se presentan diferencias de altura significativas entre distintos puntos de la trayectoria de los mismos, razón por la cual las caídas de presión debidas a los gradientes hidrostáticos podrían ser despreciables.

Por otra parte, si el diámetro de la tubería es constante y a su vez está produciendo un fluido incompresible, la caída de presión debida a la energía cinética se hace cero, debido a que no existirían causas que produzcan cambios en la velocidad del fluido<sup>10</sup>.

Tomando en cuenta las ideas expuestas anteriormente, resulta importante destacar que dado el hecho de que los pozos objeto de este estudio son horizontales, que además presentan un diámetro de tubería constante, y considerando que la relación gas-petróleo en solución inicial es menor a 100 PCN/BN (lo que implica que inicialmente el fluido es poco compresible) se podría presumir que de los tres elementos que contribuyen a las pérdidas de presión en el pozo, la fuerza de fricción es la variable más significativa, presentando mayores magnitudes a las pérdidas de presión causadas por los efectos gravitacionales o por cambios en la velocidad del fluido. Por tal razón estas últimas no han sido consideradas en el presente estudio.

Según lo anteriormente planteado, para los efectos de esta investigación, la ecuación anterior quedaría simplificada a

$$\text{Caída de presión} = \Delta p_f$$

A su vez, la caída de presión por fricción es obtenida de la ecuación de Fanning

$$\Delta p_f = \frac{2f_f \rho u^2 L}{g_c D}$$

donde  $f_f$  es el factor de fricción de Fanning,  $\rho$  representa la densidad del fluido,  $u$  es la velocidad del fluido,  $g_c$  es la constante gravitacional,  $L$  y  $D$  la longitud y el diámetro de la tubería respectivamente.

Por otra parte, el factor de fricción de Fanning depende del régimen de flujo presente. Para flujo laminar, no es más que una simple función del número de Reynolds, así:

$$f_f = \frac{16}{N_{Re}}$$

Para el caso de flujo turbulento, dicho factor de fricción pasa a depender tanto del número de Reynolds como de la rugosidad relativa de la tubería, la cual es expresada a través de la siguiente relación

$$\epsilon = \frac{k}{D}$$

En donde  $\epsilon$  es la rugosidad, mientras que  $k$  y  $D$  son las protuberancias de la pared y el diámetro total de la tubería respectivamente.

La rugosidad relativa de algunos tipos comunes de tuberías se muestra en la figura 3<sup>15</sup>. Sin embargo, es importante notar que la rugosidad es un parámetro empírico que puede ser obtenido de las medidas de caídas de presión para un determinado material.

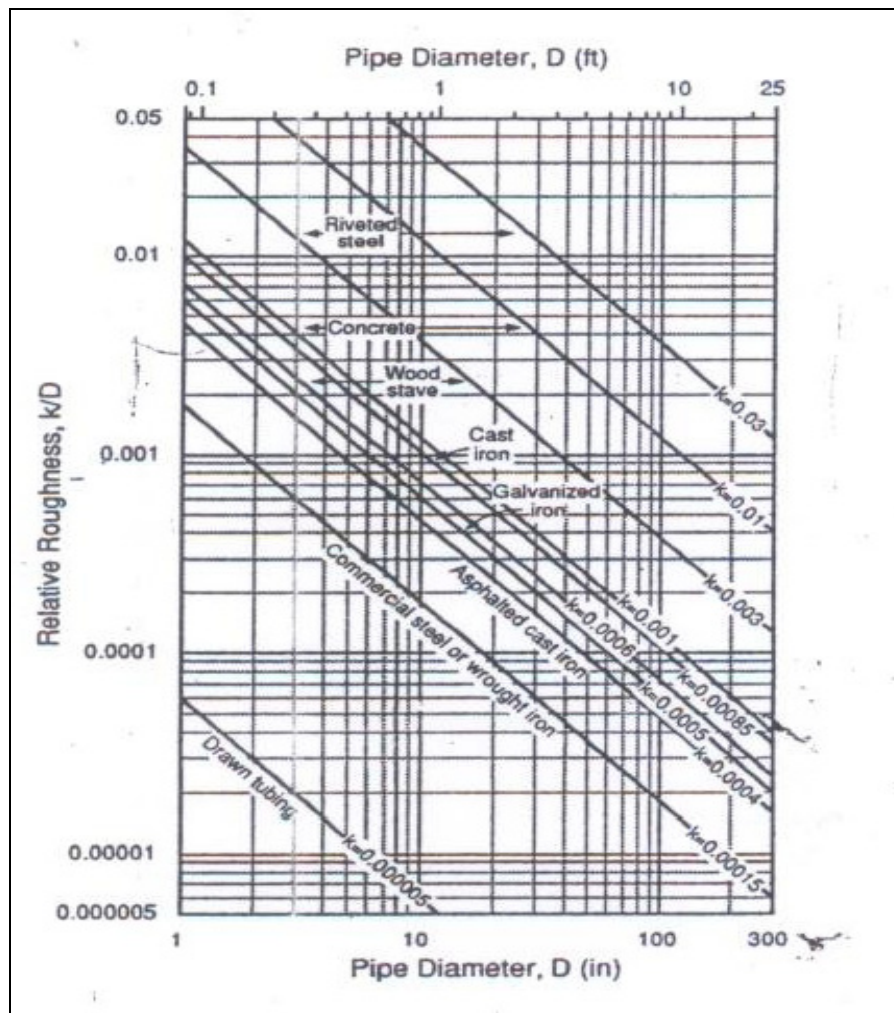


Figura 3. Rugosidad para diferentes materiales (Tomado de L.F. Moody, Trans. ASME, vol. 66, 1944)

El factor de fricción de Fanning es comúnmente obtenido del gráfico de Moody<sup>15</sup>, mostrado en la figura 4.

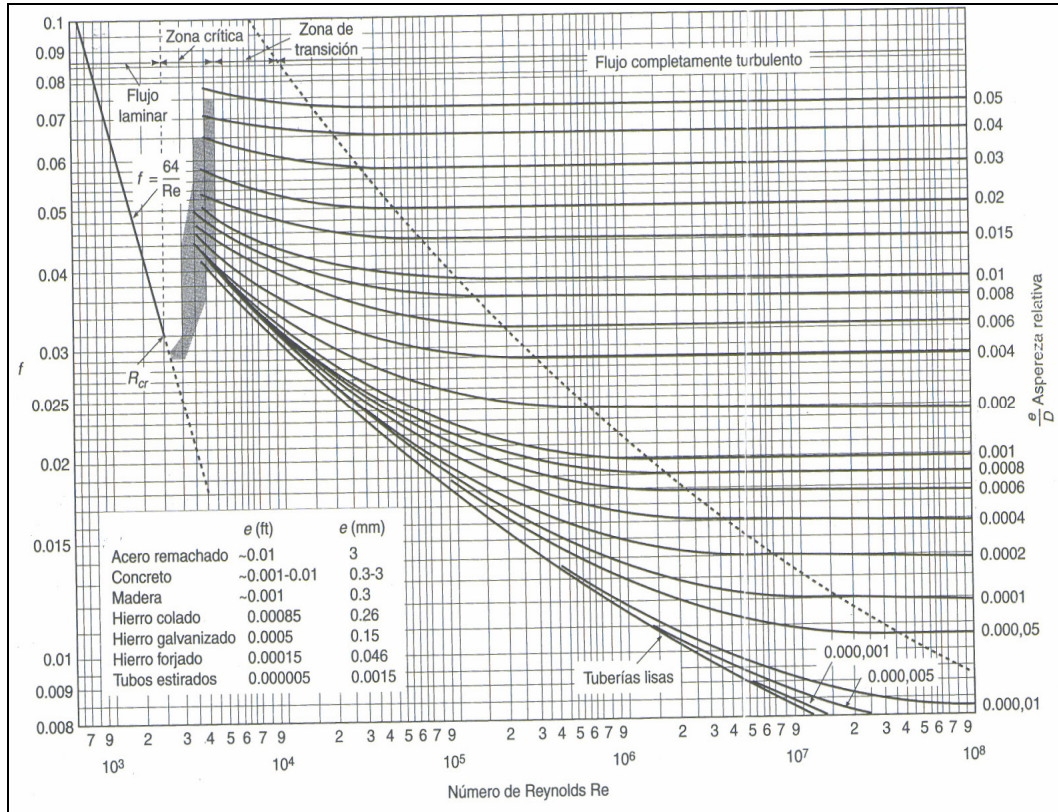


Figura 4. Diagrama de Moody (Tomado de L.F. Moody, Trans. ASME, vol. 66, 1944)

Este gráfico fue generado a partir de la ecuación de Colebrook-White<sup>16</sup>, la cual se expresa como sigue:

$$\frac{1}{\sqrt{f_f}} = -4 \log \left( \frac{\epsilon}{3.7065} + \frac{1.2613}{N_{Re} \sqrt{f_f}} \right)$$

La ecuación de Colebrook-White es implícita en  $f_f$ , por lo que requiere de un procedimiento iterativo para obtener su solución. Una ecuación explícita para el factor de fricción es la ecuación de Chen<sup>17</sup> (1979)

$$\frac{1}{\sqrt{f_f}} = -4 \log \left\{ \frac{\epsilon}{3.7065} - \frac{5.0452}{N_{Re}} \log \left[ \frac{\epsilon^{1.1098}}{2.8257} + \left( \frac{7.149}{N_{Re}} \right)^{0.8981} \right] \right\}$$

Debido a que se espera que los pozos bajo estudio presenten un régimen de flujo laminar, no se consideró que la rugosidad de la tubería pueda significar una variable que afecte las pérdidas de presión por fricción<sup>18</sup>.

### **Técnicas para modelar caídas de presión en pozos horizontales**

Muchos de los estudios de simulación de yacimientos utilizan formulaciones que no toman en cuenta los fenómenos que suceden en la tubería. Dichas formulaciones son denominadas de “línea fuente”<sup>1</sup>. Sin embargo, el incremento de las tasas de producción y el desarrollo de la tecnología de perforación (la cual permite actualmente perforar pozos de mayor longitud) ha producido un mayor interés por la hidráulica de los pozos, lo que ha conllevado a que se estén realizando esfuerzos por desarrollar formulaciones que permitan modelar y considerar los diversos fenómenos que ocurren en la tubería, como es el caso de las caídas de presión debidas a la fricción<sup>19</sup>.

Modelar estos efectos, aunque implican una alta complejidad, se ha convertido en una necesidad, ya que si la caída de presión en los pozos es considerable, entonces las tasas de producción predichas usando la formulación de “línea fuente” podrían presentar una notoria sobreestimación.

Una de las dificultades presentadas al modelar el comportamiento de presiones de los pozos es que se debe considerar que, por lo general, la distribución del influjo de fluidos aumenta a medida que la sección horizontal se acerca a la sección vertical (*heel*). En el caso de los pozos evaluados en el presente estudio, esta sección corresponde a aquella donde se encuentra ubicada la bomba de cavidad progresiva.

Otro aspecto a considerar durante la simulación de caídas de presión por fricción es la magnitud del modelo de simulación, ya que al representar de manera detallada el

comportamiento de presiones en los pozos se estarían incluyendo cálculos adicionales que a su vez se traducen en un incremento del tiempo de corrida. Sin embargo, se debe al menos estar consciente del error asociado que conlleva asumir un modelo de línea fuente para estimar las tasas de producción de los pozos<sup>1</sup>.

Con el objetivo de resolver la problemática antes planteada, en el contexto de la ingeniería de petróleo se han aplicado tres técnicas generales para modelar los fenómenos del flujo en los pozos y por lo tanto las pérdidas de presión en los mismos. Estas son: correlaciones empíricas, modelos homogéneos y modelos mecánicos<sup>20</sup>.

### **Correlaciones empíricas**

Las correlaciones empíricas han sido desarrolladas basándose en el ajuste de resultados experimentales a una curva de tendencia, lo que implica que su rango de aplicabilidad está generalmente limitado al rango de variables que fueron evaluadas en los experimentos<sup>20</sup>.

En la literatura existen una serie de correlaciones que pueden ser usadas para calcular caídas de presión cuando se presenta flujo de dos fases (gas-líquido) en los pozos. El desarrollo de estas correlaciones parte de un balance de energía mecánica, el cual viene dado por la siguiente ecuación

$$\Delta p = \Delta p_h + \Delta p_c + \Delta p_f$$

En donde  $\Delta p_f$  sería la pérdida de presión debida a la fricción,  $\Delta p_c$  la pérdida de presión debida a la energía cinética y  $\Delta p_h$  la causada por gradientes hidrostáticos.

En las distintas correlaciones desarrolladas se pueden notar diferentes definiciones para la velocidad promedio de dos fases, viscosidad, y factor de fricción, parámetros a través de los cuales se calcula la energía cinética y los gradientes de presión debidos a la fricción.



Las correlaciones comúnmente usadas son: el método de Beggs & Brill (1973), Eaton (1967), Mukjerhee & Brill (1983) y Petalas & Aziz (1997).

### **La correlación de Beggs & Brill**

El desarrollo de esta correlación se basó en estudiar el régimen de flujo que ocurría en una tubería perfectamente horizontal y partiendo de allí se hicieron correcciones para tomar en cuenta los cambios en el comportamiento de la retención de líquido (*holdup*) con la inclinación.

En la literatura el método de Beggs & Brill<sup>12</sup> es el más recomendado para pozos inclinados o preferiblemente horizontales, ya que ofrece la ventaja de poder ser empleado para cualquier inclinación de la tubería y dirección de flujo.

Los regímenes de flujo horizontal usados para correlacionar parámetros en el método de Beggs & Brill son: segregado, transición, intermitente y distribuido.

### **La correlación de Eaton**

La correlación de Eaton<sup>21</sup> fue desarrollada empíricamente a partir de una serie de evaluaciones en tuberías de 2 y 4 pulgadas de diámetro y 1.700 pies de longitud. Ésta consiste principalmente de correlaciones para retención de líquido (*holdup*) y factor de fricción. Dicha correlación es derivada de la aplicación de balances de energía mecánica para cada fase (gas y líquido), balances que luego son sumados uno con otro.

### **La correlación de Dukler**

El modelo de Dukler<sup>22</sup>, al igual que el trabajo de Eaton, está basado en correlaciones empíricas para los factores de fricción y retención de líquido (*holdup*). Para el desarrollo de esta correlación se asumió que el vapor y el líquido fluyen a la misma velocidad (sin deslizamiento) y, así las propiedades del fluido podían ser promediadas.

### **La correlación de Mukjerhee & Brill**

Para el desarrollo de esta correlación los autores<sup>23</sup> estudiaron el comportamiento de la retención de líquido (*holdup*) en flujo de dos fases para una tubería inclinada, utilizando como herramienta un simulador de flujo en tuberías. Los autores, presentaron dos conjuntos de ecuaciones empíricas, una para flujo descendente y otra para flujo ascendente, aunque también presentaron una ecuación adicional para flujo descendente estratificado. Las ecuaciones para calcular la retención de líquido fueron planteadas como funciones de números adimensionales de velocidades de gas y líquido, números para viscosidades de líquido y un ángulo de inclinación. Esta correlación utiliza estos cuatro parámetros para definir las transiciones de patrones de flujo de dos fases para una tubería inclinada. Como consecuencia, las ecuaciones de retención de líquido presentadas también son dependientes del patrón de flujo.

### **La correlación de Petalas & Aziz**

Esta correlación<sup>24</sup> es una de las más actuales (1997). Puede ser usada para calcular la retención de líquido (*holdup*) y caídas de presión en flujo de dos fases, para todas las geometrías de flujo y para flujo ascendente o descendente. Este modelo fue validado contra una base de datos de medidas de laboratorio y de campo.

### **Modelos homogéneos**

Los modelos homogéneos asumen que las propiedades de los fluidos pueden ser representadas por propiedades de mezclas, y basándose en esto se aplican técnicas de flujo monofásico.

Dichos modelos ofrecen las ventajas de ser relativamente simples, continuos y diferenciables, pudiendo ser implementados en los simuladores de yacimientos. Sin embargo, se debe tener en cuenta que los modelos homogéneos más simples, los cuales obvian el deslizamiento entre las fases (asumiendo que todas las fases se

mueven a la misma velocidad) no podrían capturar la relación entre la fracción del volumen en sitio y la fracción del volumen de entrada.

Existe otra modalidad de modelos homogéneos (llamados *modelos drift-flux*) que permiten estudiar el deslizamiento entre fases, aunque igualmente requieren de ciertos parámetros empíricos<sup>20</sup>.

### **Modelos Mecanísticos**

Los modelos mecanísticos son por lo general los más precisos, ya que ellos introducen modelos basados en la física detallada de cada uno de los diferentes patrones de flujo. Sin embargo, desde una perspectiva de la ingeniería de yacimientos, estos modelos pueden mostrar discontinuidades en las caídas de presión, retención de líquido (*holdup*) y en algunas transiciones de patrones, razón por la cual podrían generar problemas de convergencia en el simulador<sup>20</sup>.

### **Otras técnicas para modelar pérdidas de presión por fricción en pozos horizontales**

Son muchas las investigaciones que se han desarrollado con el objetivo de estudiar los efectos de las caídas de presión debidas a la fricción en pozos horizontales. En el año 1990, Dikken<sup>25</sup> plantea una formulación basada en asumir un índice de productividad constante por unidad de longitud para un pozo horizontal. Dicho trabajo se basó en la formulación de una ecuación diferencial no lineal que relaciona el yacimiento y el pozo, y que logró ser resuelta mediante métodos numéricos. Landman<sup>26</sup> y Halvorsen<sup>27</sup> presentaron soluciones analíticas a esta ecuación diferencial no lineal, sin embargo las soluciones de ambos incluyen funciones complejas y están limitadas para casos especiales. Luego, Penmatcha<sup>18</sup> tomó como referencia el modelo de Dikken y desarrolló un trabajo con el objeto de optimizar la longitud de los pozos horizontales. Asheim y Oudeman<sup>28</sup> sugirieron una densidad de perforación variable en los pozos con el objetivo de conseguir una distribución de flujo uniforme en el hoyo.

Luego, Ozkan<sup>29</sup> presentó una técnica analítica para modelar los efectos de las caídas de presión sobre el comportamiento del flujo en pozos horizontales bajo condiciones de presión transitoria, introduciendo el concepto de conductividad del pozo como uno de los parámetros que controlan la productividad de un pozo horizontal.

Otros autores<sup>30-32</sup> usaron técnicas numéricas o incorporaron ecuaciones para pérdidas de presión en el hoyo en los simuladores numéricos de yacimientos. Folefac<sup>30</sup> acopló un modelo homogéneo con deslizamiento (*drift-flux*) con las ecuaciones de flujo del yacimiento, con lo cual logró representar el flujo multifásico en el hoyo. Pudo concluir que los pozos con alta productividad (mayor de 94 bbl/d/lpc) y pequeños diámetros presentarían pérdidas de presión significativas en el hoyo.

Por otra parte, Seines<sup>31</sup> incorporó la relación de pérdidas de presión por fricción de la tubería en los cálculos de flujo de los bloques del mallado en un simulador numérico. Luego simuló la influencia de las pérdidas de presión por fricción en la productividad de pozos horizontales del Campo Troll. Concluyó que, inicialmente, las tasas de flujo de los pozos son afectadas significativamente por el diámetro del hoyo y caídas de presión por fricción, produciendo que las secciones más distantes de los largos pozos horizontales pudieran no contribuir a la producción. Como la explotación de los yacimientos continúa, las tasas de flujo declinan, los diferenciales de presión y la caída de presión por fricción también se ven reducidas y los largos pozos producían mucho más.

Otros autores<sup>32</sup> usaron un simulador numérico de yacimiento/pozo y concluyeron que el perfil de producción en el hoyo se encuentra significativamente influenciado por los factores hidráulicos, obteniendo en la mayoría de los casos que el recobro de petróleo era menor al estimado cuando no se tomaban en cuenta las pérdidas de presión.

En el año 1991 la Sociedad de Ingenieros de Petróleo (SPE) planteó un estudio comparativo entre catorce (14) empresas petroleras en el campo de la simulación de pozos horizontales<sup>33</sup>. En dicho estudio se evaluaron las distintas técnicas de las organizaciones para modelar, entre otros aspectos, las pérdidas de presión por fricción en pozos horizontales. En general, las soluciones propuestas consistían en acoplar algunas correlaciones de flujo en tuberías a los simuladores, para que fuesen resueltas en conjunto con las ecuaciones de flujo del yacimiento. La Compañía Maraton Oil, por su parte, creó un programa auxiliar que utilizaba la correlación de Mukjerhee & Brill<sup>31</sup> para construir tablas de caídas de presión partiendo de ciertos valores de tasas de petróleo, relaciones gas-petróleo y cortes de agua. Luego estas tablas eran data de entrada al simulador y las caídas de presión entre dos puntos específicos del pozo eran interpoladas a partir de las mismas. Otra de las empresas planteó como solución el representar el hoyo por filas de bloques de alta transmisibilidad, donde el valor de dicha transmisibilidad sería aquél que mostrara un ajuste con el valor de caída de presión obtenido mediante alguna correlación de flujo multifásico para pozos horizontales.

Además de esas experiencias, en el año 2005 Archer<sup>34</sup> realizó una investigación que se basó en los resultados obtenidos de someter alrededor de 5000 corridas en un simulador que permitía incluir pérdidas de presión para plantear una correlación que establece un porcentaje de error con el cual se logra corregir la productividad de los pozos que ha sido estimada sin considerar las pérdidas de presión por fricción.

Por otra parte, Collins<sup>35</sup> presentó una técnica para modelar los pozos horizontales, en la cual el hoyo es tratado como un elemento que provee una segunda porosidad. La “permeabilidad del pozo” y las “permeabilidades relativas” fueron ajustadas a manera de producir las caídas de presión y deslizamiento entre las fases que fueron predichas mediante correlaciones de flujo multifásico.

Otro principio aplicado con el objetivo de calcular la caída de presión total,  $\Delta p$ , sobre una distancia considerable de un pozo (distancia sobre la cual el gradiente de

presión en flujo gas-líquido puede variar significativamente a medida que las propiedades de flujo en el hoyo cambian con la temperatura y la presión) es el de dividir la distancia total del pozo en segmentos bastante pequeños de manera que las propiedades de flujo, y por lo tanto el gradiente de presión, sea casi constante en cada uno de los segmentos. Al sumar las caídas de presión individuales de cada segmento, se obtendría la caída de presión total. Este procedimiento de cálculo por etapas es conocido en la literatura como cálculos de travesías de presión.

Debido a que tanto la temperatura como la presión se encuentran variando, los cálculos de travesías de presión son usualmente iterativos. Por lo general, se asume un perfil de temperatura lineal. Luego, los cálculos de travesías de presión podrían ser ejecutados de dos maneras: fijando la longitud de los segmentos y encontrando la caída de presión sobre ellos, o, fijando la caída de presión y encontrando el intervalo sobre el cual ésta ocurriría<sup>14</sup>. El primer método resultaría más conveniente para calcular las travesías de presión a través del uso de un computador, mientras que el segundo sería conveniente para realizar cálculos manuales<sup>10</sup>.

### **Tablas hidráulicas**

Esta técnica se basa en el uso de correlaciones empíricas para calcular la caída de presión que existe en una tubería de propiedades determinadas (inclinación, longitud, diámetro y rugosidad) y para ciertas combinaciones de condiciones de flujo (tasas de petróleo, relación gas-petróleo y corte de agua). Los resultados de estos cálculos son luego proporcionados como datos de entrada al simulador, el cual, al estimar la presión que existe en uno de los extremos del pozo, recurre al uso de las tablas hidráulicas y determina la presión que correspondería en el otro extremo del mismo. El uso de tablas hidráulicas era generalmente aplicado en la sección vertical del pozo para relacionar la presión de fondo fluyente y la presión de cabezal. Sin embargo, algunos simuladores hoy día permiten aplicar dicho principio en pozos horizontales, como otra de las alternativas para modelar la distribución de presiones que se obtienen a lo largo de los mismos a causa de las pérdidas de presión por fricción<sup>36</sup>.

## CAPÍTULO II

### CARACTERÍSTICAS DEL ÁREA EN ESTUDIO

#### Cuenca Oriental de Venezuela

La Cuenca Oriental de Venezuela es una depresión estructural ubicada en la región Centro-Este del país. Abarca una extensión aproximada de 800 kilómetros de Este a Oeste y un ancho promedio de 200 kilómetros en sentido Norte-Sur, comprendiendo una superficie de 160.000 kilómetros cuadrados.

Abarca los estados Guárico, Anzoátegui, Monagas y Delta Amacuro, llegando a extenderse hasta la Plataforma Deltana y Sur de Trinidad, como se muestra en la figura 5. Se encuentra limitada al Norte por el Cinturón Móvil de la Serranía del Interior Central y Oriental, al Sur por el curso del Río Orinoco (desde la desembocadura del Río Arauca hasta el Delta del Orinoco), al Este la cuenca se extiende hasta la Plataforma Deltana y al Oeste es limitada por el levantamiento de El Baúl<sup>37</sup>.



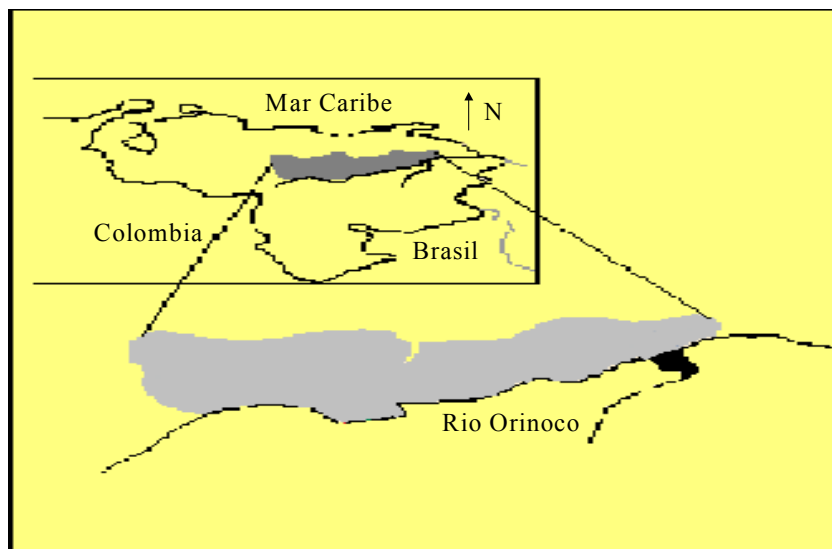
Figura 5. Cuenas petrolíferas de Venezuela

Esta cuenca se encuentra inclinada hacia el Este, por lo que su parte más profunda se encuentra al Noreste de Venezuela, hacia Trinidad, donde se estima que pudieron acumularse unos 40.000 pies de sedimentos.

Las principales áreas productoras de petróleo de la Cuenca Oriental de Venezuela son: Área de Guárico, Área Mayor de Anaco, Área Mayor de Oficina, Área Mayor de Temblador, Área de Quiriquire, Área Mayor de Jusepín, Área de Pedernales y la Faja del Orinoco.

### **Faja Petrolífera del Orinoco**

La Faja Petrolífera del Orinoco es una gigante trampa estratigráfica ubicada en la franja meridional de la Cuenca Oriental de Venezuela, al sur de los estados Guárico, Anzoátegui, Monagas y Delta Amacuro. Su nombre ha sido asignado debido a que limita geográficamente por el Sur con el importante Río Orinoco. Comprende una extensión de 600 kilómetros de Este a Oeste, mientras que de Norte a Sur, abarca un rango de 32 a 100 kilómetros. En total, esta superficie engloba un área de aproximadamente de 55.314 kilómetros cuadrados<sup>38</sup>. Su ubicación se puede observar en la siguiente figura.



*Figura 6. Ubicación de la Faja Petrolífera del Orinoco*



La Faja Petrolífera del Orinoco representa actualmente una de las mayores acumulaciones del mundo en lo que se refiere a crudo pesado, extra-pesado y bitumen, estimándose que almacena unos 236 mil millones de barriles de petróleo, lo que la convierte en la reserva de petróleo más grande del mundo<sup>38</sup>.

El tipo de petróleo presente en esta área posee muy poca cantidad de gas en solución, situación por la cual este mecanismo de producción no llega a ser lo suficientemente importante como para permitir que los yacimientos se produzcan mediante flujo natural, razón que a su vez ha implicado el uso de métodos de levantamiento artificial para llevar el crudo hasta la superficie.

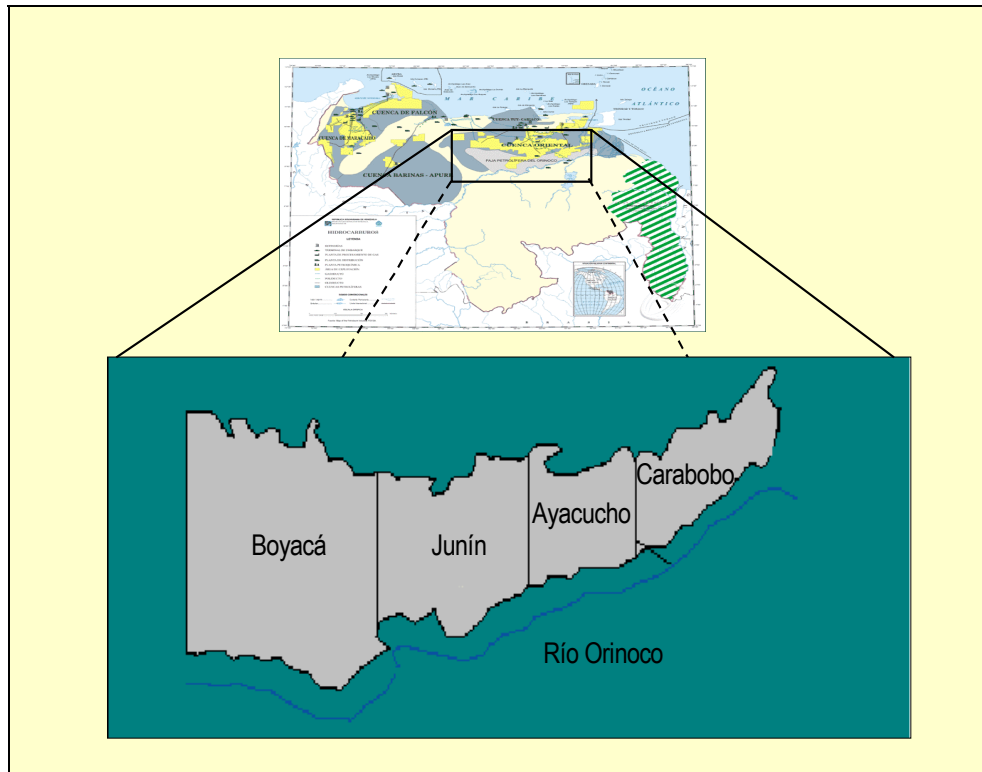
Otra de las características principales de esta área es que las formaciones que conforman sus yacimientos se presentan como arenas no consolidadas, es decir, los granos de las arenas presentan poca adhesión. Esta misma propiedad ha implicado que en esta zona se presenten yacimientos con alta permeabilidad y porosidad<sup>39</sup>.

La Faja Petrolífera del Orinoco se encuentra dividida en cuatro campos. Dicha sub-división fue planteada en los años 1970 con el objetivo de iniciar evaluaciones rigurosas en áreas independientes. Estas evaluaciones luego permitirían determinar las reservas existentes en la totalidad del área<sup>40</sup>. Los cuatro (4) campos en los cuales se encuentra actualmente sub-dividida la Faja Petrolífera del Orinoco son:

- *Boyacá*, (anteriormente nombrada *Machete*), localizado al Oeste de la Faja Petrolífera del Orinoco, en la Zona Centro-Sur del Estado Guárico.
- *Junín* (anteriormente nombrada *Zuata*), ubicado al Sur de la Faja Petrolífera del Orinoco, al Sur-Este del Estado Guárico y Sur-Oeste del Estado Anzoátegui.
- *Ayacucho* (anteriormente nombrada *Hamaca*), localizado al Este de la Faja Petrolífera del Orinoco, en la zona Centro-Sur del Estado Anzoátegui.

- *Carabobo (anteriormente nombrada Cerro Negro)*, se encuentra ubicado al extremo Este de la Faja Petrolífera del Orinoco, entre el Centro-Sur del Estado Monagas y el Sur-Este del Estado Anzoátegui.

La ubicación de estos sectores se muestra en la siguiente figura



*Figura 7. Sub-división de la Faja Petrolífera del Orinoco*

Cuando el gobierno dio inicio a la llamada “Apertura Petrolera” (En Julio del año 1995), se permitió la participación de compañías extranjeras para acelerar el desarrollo de algunas áreas productoras de hidrocarburos en Venezuela. Producto de estas negociaciones se establecieron una serie de asociaciones estratégicas encargadas de algunos bloques de los campos que conforman la Faja Petrolífera del Orinoco. Estas empresas son: Petrozuata y Sincor quienes operan en el Campo Junín, Petrolera Ameriven quien desarrolla sus actividades en el Campo Ayacucho y finalmente Cerro Negro que opera en el Campo Carabobo. El área objeto de este estudio es la correspondiente al Campo Ayacucho y se describe a continuación.

## **Campo Ayacucho**

### **Ubicación**

Ayacucho (anteriormente denominado Hamaca) es uno de los cuatro campos que conforman la Faja Petrolífera del Orinoco, y se encuentra localizado en la zona central de la misma, al Sur de la Cuenca Oriental de Venezuela en el Estado Anzoátegui. Se ubica entre la ciudad de El Tigre y el Río Orinoco, siendo limitado al Norte por los campos Yopales Sur, Miga, Melones, Adas y Lejos, al Sur por el Río Orinoco, al Este por el campo Carabobo (anteriormente denominado Cerro Negro) y al Oeste por el campo Junín (anteriormente denominado Zuata).

### **Características geológicas y estructurales**

Desde el punto de vista geológico, esta estructura es definida estratigráficamente como una cuña de rocas sedimentarias con buzamiento hacia el Norte, suprayacente al basamento ígneo-metamórfico de edad Precámbrica.

Estructuralmente, el Campo Ayacucho se encuentra constituido por fallas complejas de dirección Este-Oeste, con deslizamiento hacia el lateral derecho. Esta zona consiste de dos sistemas de fallas normales. El primer sistema Noreste-Suroeste de extensión regional, buzamiento hacia el norte y corrimiento de 600 pies aproximadamente, desde el basamento hasta el tope de la Formación Oficina. El segundo sistema representa un conjunto de extensión Noroeste-Sureste, constituido por fallas normales inclinadas tanto hacia el Norte como hacia el Sur, las cuales desplazan hacia el sureste las fallas del primer sistema<sup>41</sup>.

La columna estratigráfica correspondiente a esta área está representada por los siguientes grupos y formaciones (figura 8):

- Formación Mesa, correspondiente a la edad del Pleistoceno.
- Formación Las Piedras, de edad Plioceno.
- Formaciones Freites y Oficina, pertenecientes a la edad del Mioceno.

- Formación Merecure Correspondiente al Mioceno Temprano-Oligoceno.
- Grupo Temblador, perteneciente al Cretáceo.
- Formaciones Carrizal y Hato Viejo, pertenecientes a la edad del Paleozoico.

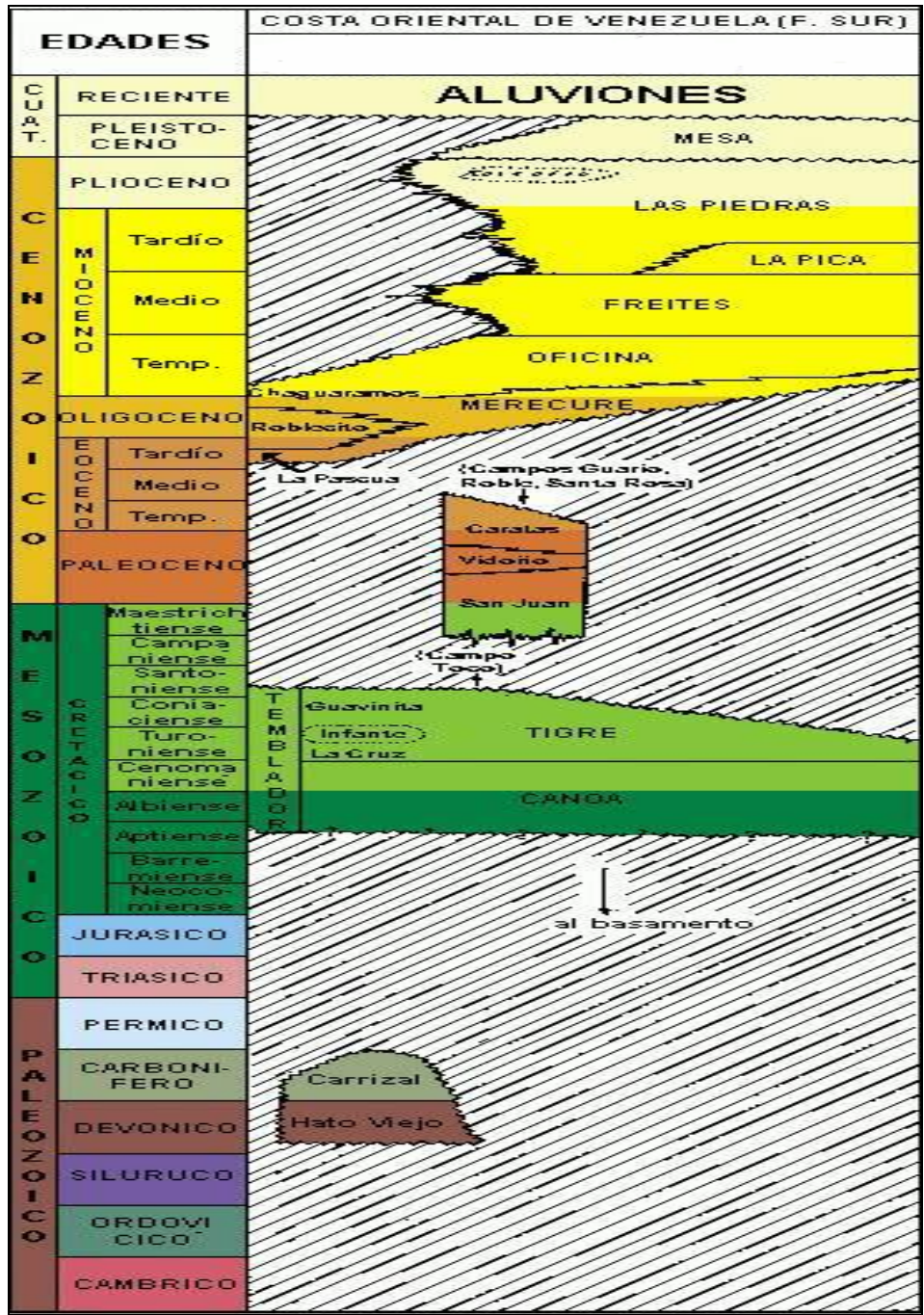


Figura 8. Columna estratigráfica correspondiente al Campo Ayacucho<sup>41</sup>

## Sub-División

El Campo Ayacucho se encuentra subdividido en 25 bloques, los cuales han sido identificados con letras del abecedario desde la A hasta la Y. Dichas letras representan a su vez la inicial de los nombres de cada bloque. El bloque Huyaparí (bloque H) corresponde al área objeto de este estudio y se describe a continuación.

## Bloque H del Campo Ayacucho

### Características generales

El bloque Huyaparí (Bloque H), objeto de esta investigación, se encuentra localizado en la parte Centro-Occidental del Campo Ayacucho (Figura 9), estando delimitado al Norte por el bloque Bare, al Sur por el bloque Makiritare, al Oeste por el bloque Guahibo y al Este por los bloques Irapa y Ninan, abarcando un área de explotación de aproximadamente unos 465 kilómetros cuadrados.

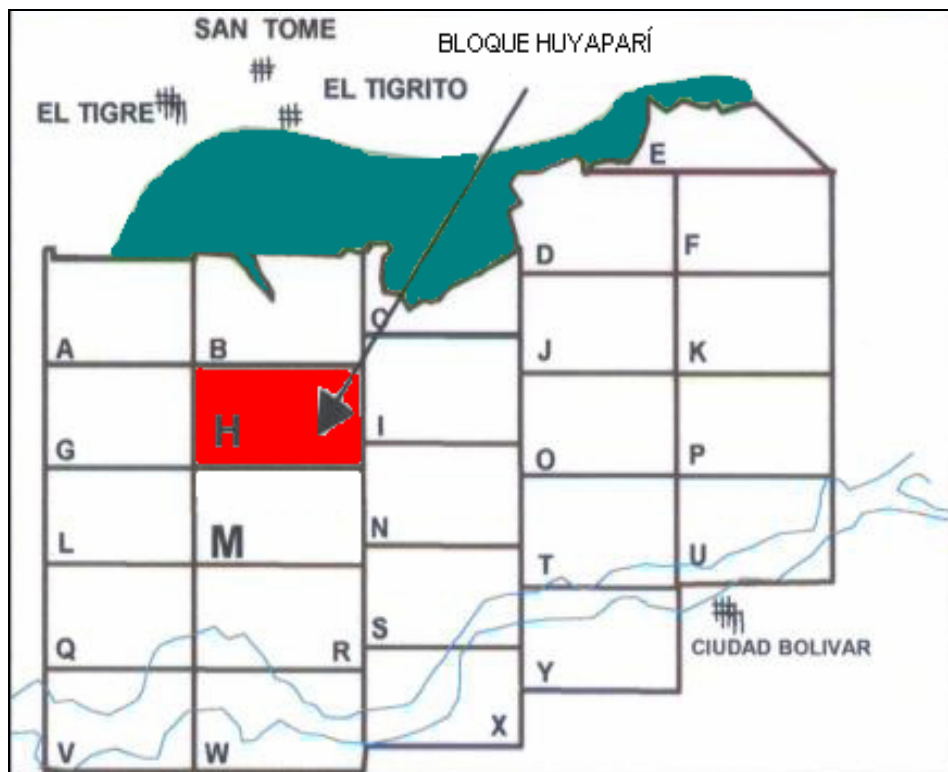


Figura 9. Ubicación del bloque Huyaparí

## Características geológicas

El petróleo del bloque Huyaparí (Bloque H) del Campo Ayacucho se encuentra atrapado en tres yacimientos fluvial-deltaicos de la Formación Oficina (era Mioceno). El yacimiento superior (que comprende las arenas K-P), el yacimiento medio (que comprende las arenas R) y el inferior (que comprende las arenas S-U).

Los sedimentos que forman el Bloque H se depositaron en dos ambientes: uno basal que tiende a presentar gruesos espesores de arena con arenisca de grano medio e intercalaciones de lutitas y que se considera como canales meándricos o depósitos fluviales; y una sucesión superior que constituye una deposición de ambiente marino (figura 10).

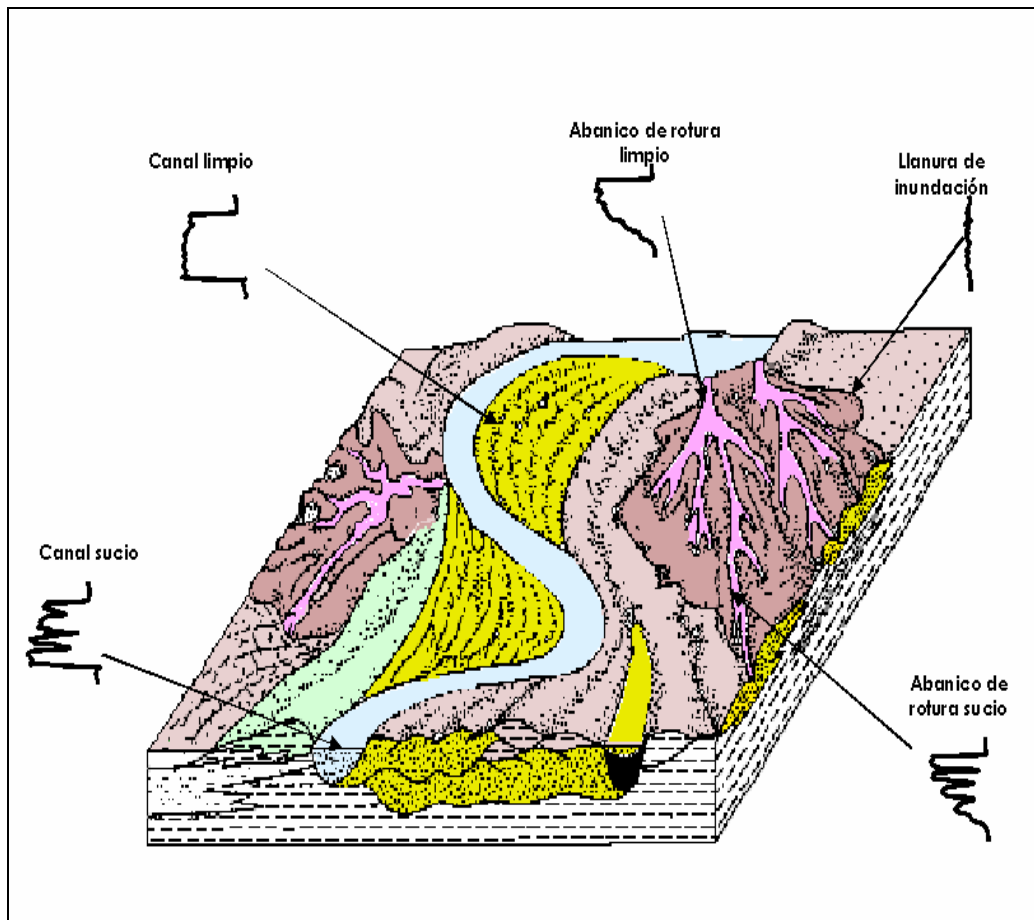


Figura 10. Facies sedimentarias existentes en el área <sup>41</sup>

### **Características estructurales**

La estructura se presenta como un homoclinal fallado de rumbo Este-Oeste y buzamiento hacia al Norte con una inclinación de 6° al Noroeste y 2° hacia el Sur. El entrapamiento hacia el Norte es estructural-estratigráfico, el cual está constituido por una combinación de fallas cuya orientación es de 80° hacia el Noreste y 60° al Noroeste, mientras que hacia el Sur el entrapamiento es stratigráfico, debido a un adelgazamiento de Este a Oeste y Sur de las formaciones Oficina y Merecure. Las fallas principales tienen desplazamientos verticales aparentes menores de 120 pies.

### **Características de los yacimientos**

El Bloque Huyaparí cuenta con un petróleo original en sitio (POES) de 37.000 MMBN aproximadamente, representando la zona con mayor acumulación de petróleo pesado y extra-pesado del Campo Ayacucho.

Las rocas componentes de estos yacimientos cuentan con una gran capacidad de almacenar fluido, con valores de porosidad de aproximadamente 32%. También se caracterizan por presentar una gran conductividad que se ha cuantificado con valores de permeabilidad superiores a los 30 darcies. Las presiones iniciales de los yacimientos se encuentran comprendidas en un rango de 1200 hasta 700 lpc.

La gravedad API del petróleo encontrado en esta área varía en un rango de 8 a 10°, con un promedio de 8,6°. La viscosidad del petróleo a condiciones de yacimiento varía dentro de un rango desde 1.000 a 10.000 centipoises (como se muestra en la Figura 11), diferencias principalmente debidas a la variación de temperatura a través del campo que se cuantifica en unos 50 °F. El contenido de gas en solución inicial es generalmente menor a 100 PCN/BN.

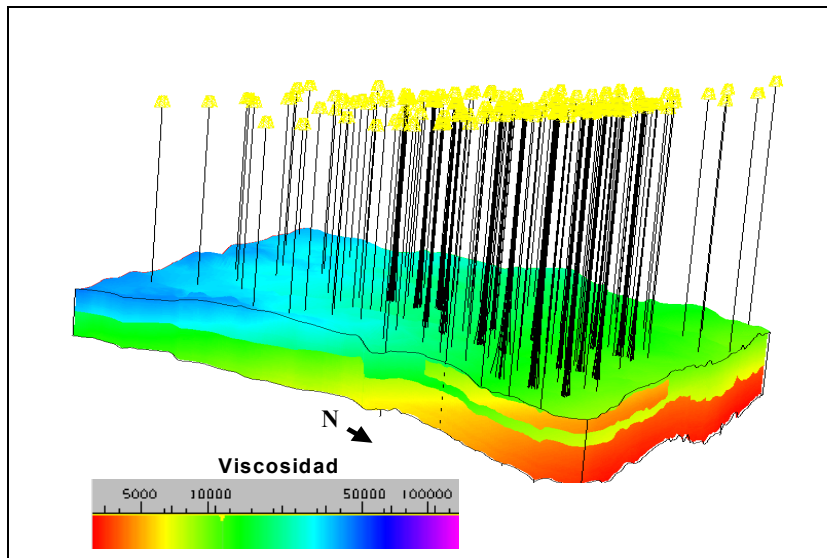


Figura 11. Distribución de viscosidades en el área

El petróleo del Bloque H del Campo Ayacucho está generalmente saturado con gas a condiciones de yacimiento y es caracterizado como “espumante”. Este último término (también conocido como *Foamy Oil*) es utilizado para describir a los petróleos pesados que son producidos mediante el mecanismo de expansión del gas en solución, el cual se presenta como espuma en las muestras de crudos tomadas en los cabezales de los pozos<sup>42</sup>.

Este fenómeno se manifiesta bajo una despresurización rápida, en donde se presenta un flujo bifásico crudo-gas en el cual las dos fases no llegan a separarse, formando entonces una fase dispersa muy estable. Las burbujas de gas que se forman como resultado de la caída de presión permanecen dispersas en la fase líquida, no llegando a coalescer y formando una espuma con el petróleo.

Esta propiedad mejora la eficiencia del mecanismo de producción de estos yacimientos debido a que la expansión del gas permite rellenar los espacios vacíos dejados por el petróleo que ha sido producido, permitiendo un mayor desplazamiento de crudo a medida que la presión se reduce. La cantidad de gas que permanece disperso es función de factores como la presión, tiempo, gradiente de presión, tensión superficial y composición del crudo.



Este gas disperso permite incrementar la compresibilidad de la mezcla petróleo-gas y a su vez reducir tanto la viscosidad del petróleo como la permeabilidad relativa del gas, lo que resulta en mayores tasas de producción de petróleo y en una menor relación gas-petróleo. Todo esto se traduce en que el factor de recobro obtenido mediante el mecanismo de gas en solución en los yacimientos de esta área pueda alcanzar valores entre 7 y 9%.

### Formaciones presentes en el bloque Huyaparí

La columna estratigráfica correspondiente a esta área se encuentra comprendida por un conjunto de formaciones de diversas edades geológicas, las cuales se muestran en la siguiente figura.

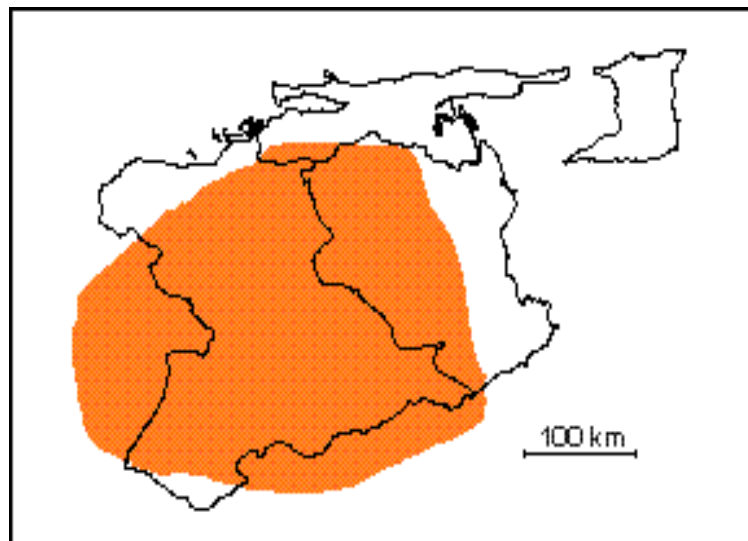
Edades		Formación
C E M O Z O I C O	Reciente	Aluvión
	Pleistoceno	Mesa
	Plioceno	Las Piedras
	Mioceno	S
M		Oficina
I		
Oligoceno		Merecure
	PreCámbrico	Basamento

Figura 12. Columna estratigráfica del bloque H del campo Ayacucho<sup>43</sup>

### **Formación Mesa**

La Formación Mesa se extiende por los llanos centro-orientales y orientales (estados Guárico, Anzoátegui, Monagas). Algunos de sus afloramientos se encuentran en los estados Sucre y Bolívar, inmediatamente al sur del río Orinoco (Ver Figura 13).

Esta formación, caracterizada como de edad Pleistoceno, consiste de arenas de grano grueso y gravas, con cemento ferruginoso cementadas y muy duras; conglomerado rojo a casi negro, arenas blanco-amarillentas, rojas y púrpuras, con estratificación cruzada; además contiene lentes discontinuos de arcilla fina arenosa y lentes de limolita<sup>41</sup>.



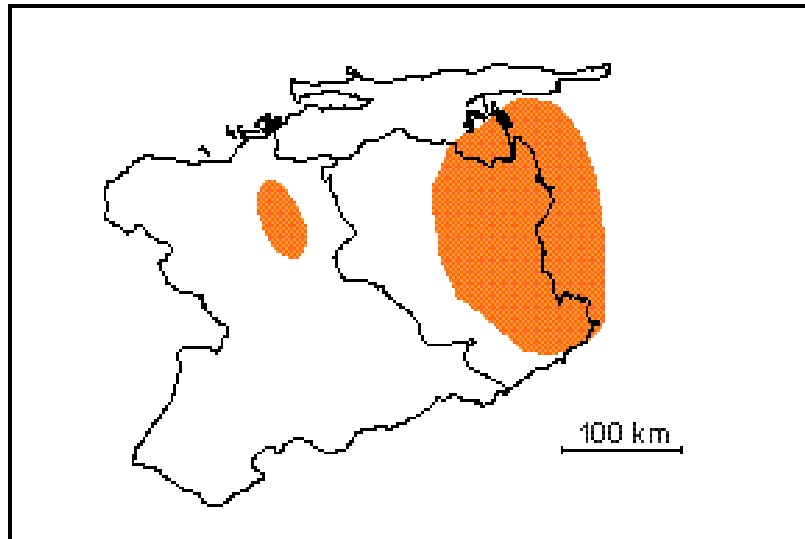
*Figura 13. Localización geográfica de la formación Mesa*

### **Formación Las Piedras**

La Formación Las Piedras aflora en la porción septentrional de los estados Anzoátegui y Monagas, mientras que en el subsuelo se extiende al Este hasta Pedernales, Delta Amacuro y Golfo de Paria y hacia el sur llega a las cercanías del Río Orinoco en la Faja Petrolífera (Ver Figura 14).

Esta formación es caracterizada como de edad Mioceno Tardío a Plioceno, y consiste en areniscas micáceas, friables, de grano fino y colores gris claro a gris verdoso, interlaminada con lutitas gris a verdoso, arcilitas sideríticas grises, lutitas ligníticas y lignitos, encontrándose a su vez calizas duras y de color verde<sup>44</sup>.

Las arenas pertenecientes a esta formación se caracterizan por ser productoras de petróleo pesado.



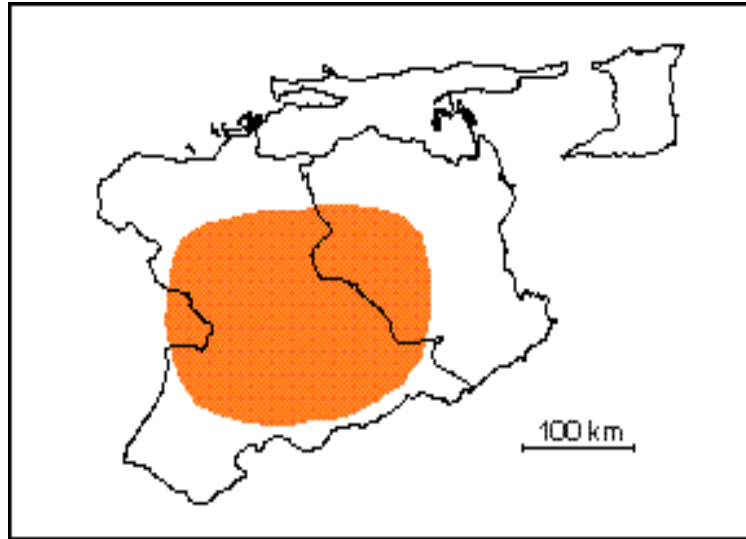
*Figura 14. Localización geográfica de la formación Las Piedras*

### **Formación Freites**

Esta formación se extiende en el subsuelo a través de todo el flanco sur de la subcuenca de Maturín hasta casi llegar al Río Orinoco (Ver Figura 15) y presenta sus afloramientos en los domos de Santa Ana y San Joaquín del área de Anaco y en una faja amplia al oeste del campo Santa Ana y al norte hasta Aragua de Barcelona.

La formación Freites es caracterizada como de edad Mioceno medio a Mioceno tardío basal y consiste de lutitas fósiles verdes a gris verdoso, con areniscas en el tope y la base. En las lutitas a través de toda la formación son frecuentes concreciones amarillentas, calcáreo-ferruginosas<sup>44</sup>.

La importancia esta formación se basa en que ésta representa el sello principal de los yacimientos petrolíferos de la formación Oficina, a la cual suprayace concordantemente en casi la totalidad de su extensión.



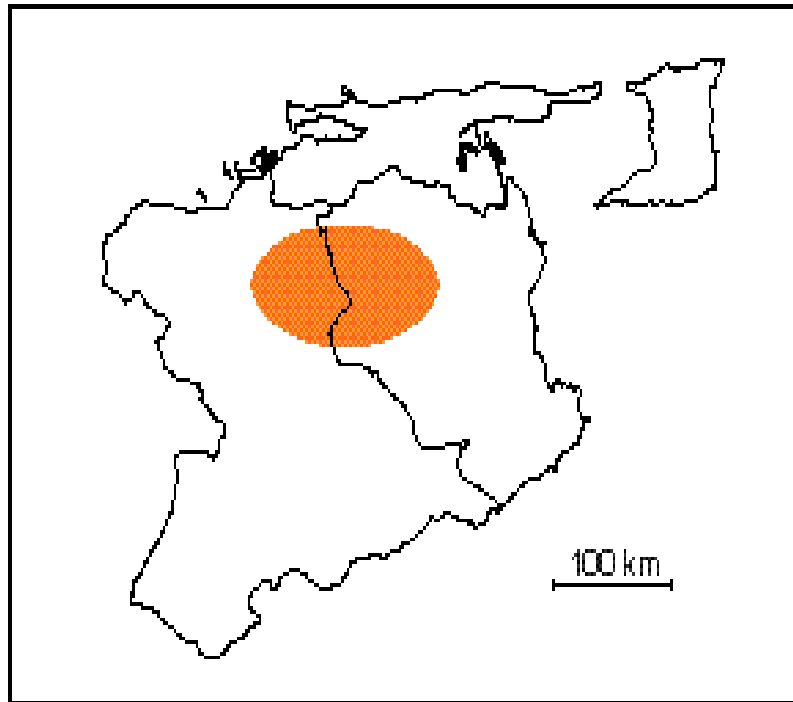
*Figura 15. Localización geográfica de la formación Freites*

### **Formación Oficina**

Se encuentra ubicada en el subsuelo de los estados Anzoátegui y Monagas, aflorando a la superficie en los domos de Santa Ana, San Joaquín y en las cercanías del campo Cerro Pelado (Ver Figura 16).

La Formación Oficina, caracterizada como de edad Mioceno Temprano a Mioceno Medio, se encuentra conformada de una alternancia de lutitas grises, gris oscuro y gris marrón intercaladas e interestratificadas con areniscas y limolitas de color claro y grano fino a grueso<sup>44</sup>.

Las arenas correspondientes a esta formación constituyen los principales yacimientos de petróleo localizados en la Cuenca Oriental de Venezuela, mientras que algunos autores consideran sus lutitas como posibles rocas generadoras de hidrocarburos.



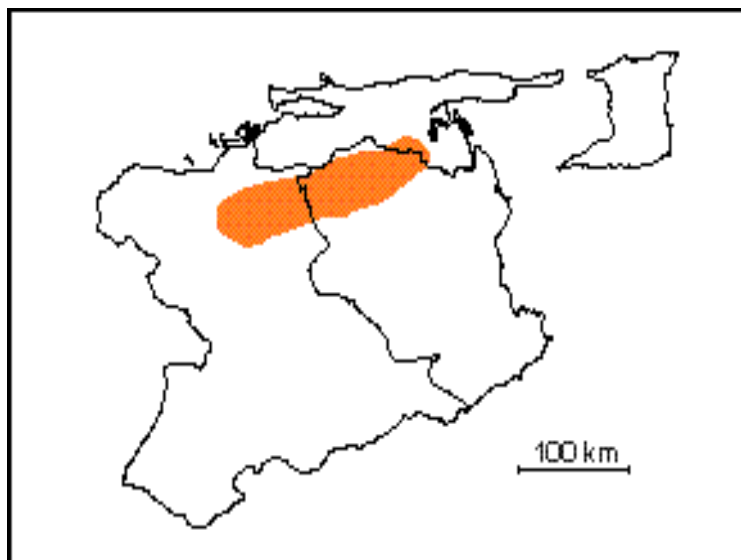
*Figura 16. Localidad tipo de la formación Oficina*

### **Formación Merecure**

Se encuentra localizada en el subsuelo de la subcuenca de Maturín, al sur del frente de deformación y en los campos de Anaco. Se caracteriza por un adelgazar hacia el sur hasta acuñarse por debajo de la Formación Oficina en los límites Sur del Área Mayor de Oficina (Ver Figura 17).

Esta Formación corresponde tanto al Oligoceno como al Mioceno Temprano, y consiste de areniscas en más de un 50%, cuyo color varía de gris claro a gris oscuro, mal estratificadas y muy lenticulares, su grano va de fino a grueso, incluso conglomerática, con estratificación cruzada y gran variación de porosidad y permeabilidad.

La formación Merecure representa una de las principales unidades productoras de hidrocarburos de la Cuenca Oriental de Venezuela<sup>41</sup>.



*Figura 17. Localización geográfica de la formación Merecure*

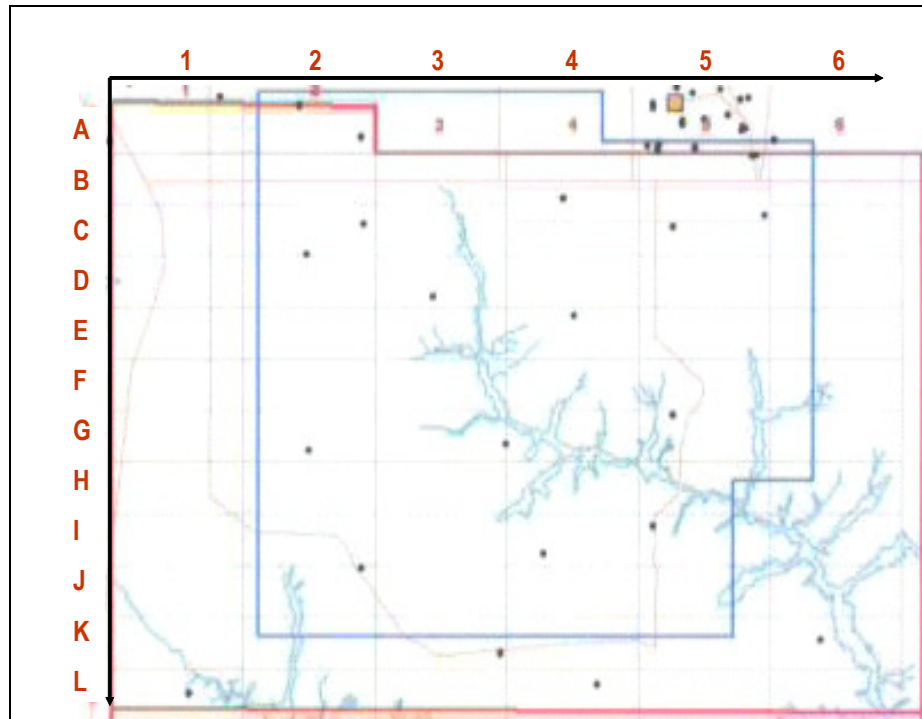
### **Proyecto Hamaca**

Desde el año 1999 el bloque Huyaparí (Bloque H) del Campo Ayacucho fue asignado a Petrolera Ameriven, empresa conformada mediante un plan de Asociación Estratégica entre Conoco Phillips (40%), Chevron Texaco (30%) y Petróleos de Venezuela PDVSA (30%).

Para el desarrollo de esta área se ha planificado un proyecto por una duración de 35 años, durante los cuales se pretende perforar más de un mil (1.000) laterales horizontales en orden de suministrar un total de 190.000 BNPD a un mejorador, en el cual se remueve el azufre y coque contenido en el crudo extra-pesado de 8,5° API y se logra elevar su gravedad API hasta unos 26°. La producción estimada en toda la vida del proyecto es de aproximadamente 2.200 millones de barriles de petróleo.

El plan de desarrollo del Proyecto Hamaca se planificó a través de sub-zonas, razón por la cual el área total del Bloque H se sub-dividió en cuadrángulos de 4500 metros de largo y 1500 metros de ancho (1668 acres). Por razones de simplicidad, dichos cuadrángulos fueron identificados usando un sistema de coordenadas en el que el eje de las abcisas usa números que van desde el 1 hasta el 6 mientras que el eje de las ordenadas usa letras que van de la A hasta la L. La combinación de alguna letra y

un número entre los rangos anteriormente mencionados permite ubicar rápidamente alguna sub-zona específica de interés. La manera en que se encuentra dividido y organizado el Bloque H del Campo Ayacucho se presenta en la siguiente figura.



*Figura 18. Sub-zonas del bloque Huyaparí*

Las primeras actividades en el área comenzaron en el año 2000, con la perforación de pozos verticales estratigráficos que permitieron delimitar las unidades de arena yacimiento.

Hasta la fecha Petrolera Ameriven ha perforado 287 pozos productores horizontales, cada uno de los cuales ha sido dirigido durante la perforación con el objeto de acceder al yacimiento de la manera más eficiente.

### **Métodos de Producción**

El principal mecanismo de producción de estos yacimientos es la expansión de gas en solución, sin embargo, dicho mecanismo no es lo suficientemente efectivo para producir el crudo de este campo por flujo natural, razón por la cual se usan

bombas de cavidad progresiva como método de levantamiento artificial. Luego, el petróleo pesado es mezclado con nafta de 50° API en el cabezal de los pozos, con el objetivo de disminuir su viscosidad y así facilitar su transporte hacia la planta mejoradora de crudo.

La producción de estos yacimientos ha sido exitosa (aún sin adición de calor) gracias a la gran longitud de los pozos horizontales (6000' en promedio), altas porosidades y permeabilidades y la naturaleza del crudo “espumante”.

## **Simulación Numérica del Bloque Huyaparí**

### **Modelo Estático**

Los modelos de simulación son desarrollados con el objetivo de brindar el soporte necesario a un amplio y continuo conjunto de actividades planificadas durante el desarrollo de algún proyecto. Basándose en este principio, en el año 2000 Petrolera Ameriven comenzó a construir un modelo estático que pudiera satisfacer las necesidades primordiales para sustentar las diversas actividades del Proyecto Hamaca.

Para poder caracterizar la complejidad estratigráfica de los sistemas fluvio-deltaicos del Bloque H del Campo Ayacucho se requería crear un modelo capaz de representar con un alto nivel de detalle la data proveniente de las evaluaciones sísmicas del campo y de los pozos perforados. Además, debía poder ser manejado en un tiempo eficiente.

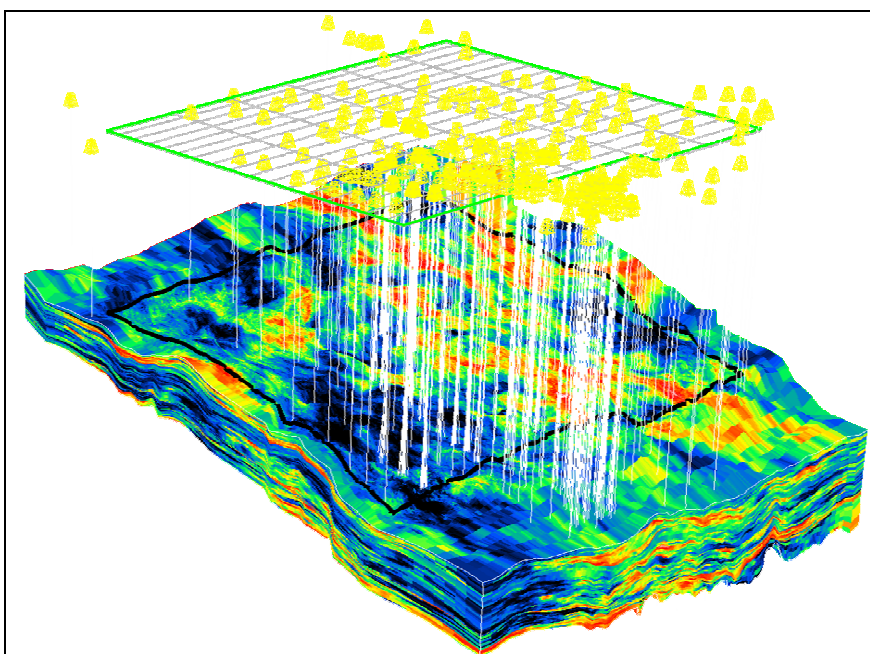
Para poder seleccionar las dimensiones óptimas de las celdas del modelo se consideró la compensación entre la resolución y la eficiencia computacional. Algunos de los factores de más peso que se consideraron en la elección del tamaño de las celdas fueron:

- Suficiente muestreo de las heterogeneidades verticales y horizontales esperadas como las definidas por variografía.



- Precisión en la simulación de diferenciales de presión y producción asociada de gas en las vecindades de los pozos.
- La habilidad para actualizar el modelo geológico con nueva información
- Simulación de flujo y ajuste histórico
- Limitaciones de hardware y software.

Después de extensas evaluaciones, la longitud óptima de las celdas se definió de 100 metros por 100 metros, en la escala horizontal, y 0,6 metros en la escala vertical, resultando en un modelo estático de aproximadamente 38 millones de celdas (Figura 19) distribuidas entre 11 unidades estratigráficas mayores<sup>45</sup>.



*Figura 19. Modelo estático del bloque H del Campo Ayacucho*

Para dar flexibilidad computacional, dichas unidades estratigráficas mayores fueron construidas en mallas separadas. Sin embargo, cuando se necesita simular el flujo de fluidos y planificar las actividades de perforación, dichas unidades pueden ser combinadas.

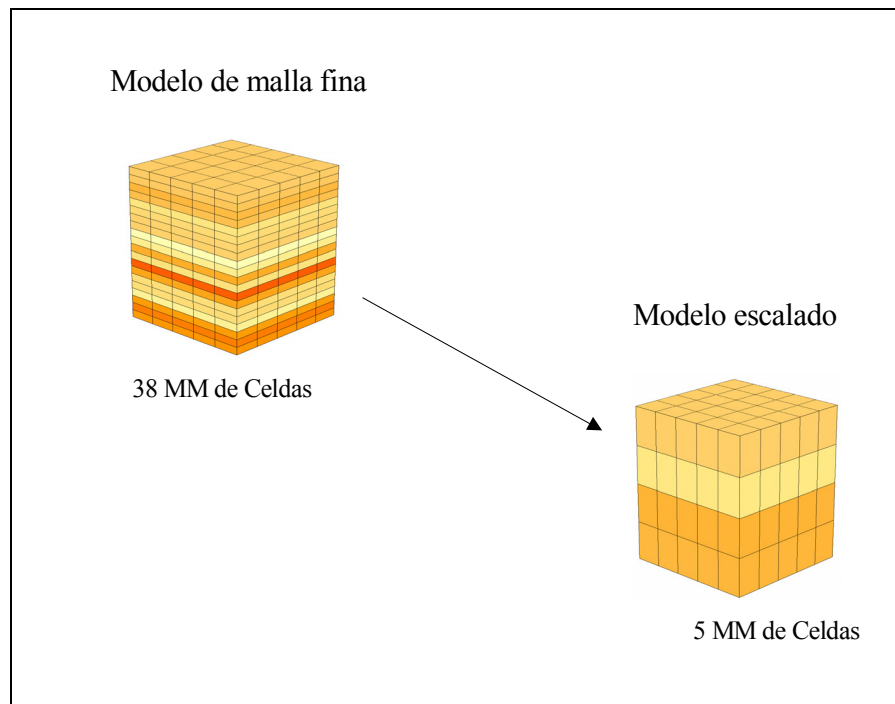
Este modelo estático actualmente es conocido con el nombre de GC5.1, y es actualizado con la data proveniente de los mapas geológicos, núcleos, perfiles de pozos, petrofísica, sísmica 2D/3D, sísmica de pozo, perforación, producción y simulación. Para su desarrollo fue utilizada información proveniente de tres mediciones de sísmica 3D, dos de ellas realizadas en los años 1998 y 2002 y otra tomada en el campo Bare. También se utilizaron líneas sísmicas 2D recopiladas en años anteriores en diferentes áreas del campo. La elaboración de este modelo empleó información proveniente de aproximadamente 52 mapas que describen la superficie del área de estudio, así como registros de Rayos Gamma, Resistividad, Densidad Neutrón, entre otros.

Partiendo de estos datos y mediante la aplicación de métodos geoestadísticos se logra poblar los valores de porosidad, permeabilidad, saturación de agua, saturación de agua irreducible, temperatura, viscosidad del petróleo y volumen de lutita en el modelo de la manera más representativa.

### **Modelo Dinámico**

Debido a que la simulación del flujo de fluidos no puede llevarse a cabo en un modelo con las dimensiones presentadas por el modelo estático (aproximadamente 38 millones de celdas), ya que no existe un simulador de yacimientos que pueda simular los cambios de presión y saturación en un modelo de esta magnitud, el mismo es sometido a un proceso de escalamiento, mediante el cual se obtiene un modelo de menor dimensión.

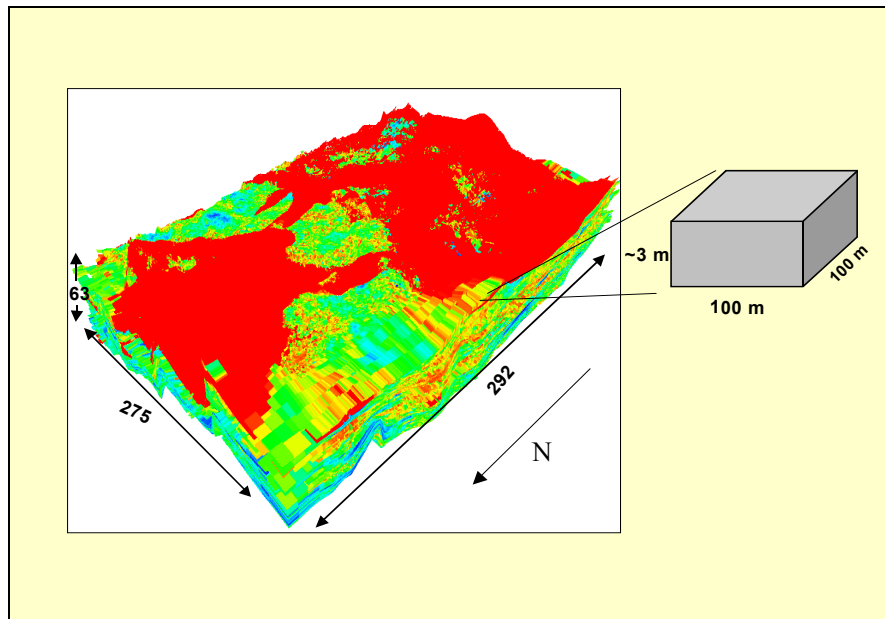
El escalamiento es sólo realizado en la escala vertical. Las dimensiones finales de las celdas del modelo dinámico son de 100 metros por 100 metros, en la escala horizontal, y aproximadamente 3 metros en la escala vertical.



*Figura 20. Proceso de escalamiento del modelo estático*

Luego de dicho proceso de escalamiento, se obtiene un modelo de 292 celdas en el eje X, 275 en el eje Y y 63 en el eje Z, las cuales se traducen en un total de 5.098.900 celdas de las cuales sólo 2.942.000 se encuentran activas. Las celdas restantes han sido desactivadas ya que presentan volúmenes porosos o permeabilidades muy bajas, razón por la cual no tienen relevancia en la simulación de flujo de fluidos.

La ilustración del modelo dinámico del bloque H del Campo Ayacucho se muestra en la figura 21.



*Figura 21. Modelo dinámico del bloque H del campo Ayacucho*

Para realizar las corridas de este modelo dinámico se acude a un proceso de simulación paralela en el que se divide el yacimiento en 24 dominios o arreglos de celdas. Estos dominios han sido diseñados de manera de balancear la carga de procesamiento en 24 procesadores. Luego que cada procesador realiza la simulación de flujo de fluidos de los dominios asignados, los resultados son reunidos en un solo archivo de salida para poder ser evaluados.

Este proceso alcanza una duración de 86 horas aproximadamente: 1 hora durante el período de inicialización, 20 horas durante el ajuste histórico (de 4 años y medio) y 65 horas para las predicciones por 33 años.

Siguiendo este procedimiento se logra la simulación de uno de los modelos de yacimientos de mayor dimensión a nivel mundial. El mismo ha sido completamente manufacturado y aplicado en Venezuela.

## **CAPÍTULO III**

### **METODOLOGÍA**

Con el propósito de alcanzar los objetivos planteados en este Trabajo Especial de Grado, se organizó una metodología que permitiera desarrollar la investigación de la manera más efectiva. En este capítulo se describen las distintas etapas que conforman el marco metodológico y que fueron abarcadas para desarrollar el presente trabajo.

#### **Revisión Bibliográfica**

Durante esta etapa de la investigación se recopiló la información relacionada con dos aspectos fundamentales que enmarcan el desarrollo del trabajo, como lo son: los estudios de simulación numérica de yacimientos y la hidráulica de pozos. En primer lugar se acudió a un conjunto de textos, manuales e informes técnicos relacionados con la materia, para luego proceder a la consulta de experiencias previas con profesionales expertos en las áreas de simulación de yacimientos e ingeniería de producción. A partir de la información recopilada se crearía la base teórica sobre la cual se sustenta el desarrollo de la investigación.

#### **Estudio de la completación de los pozos del área**

El primer punto de esta investigación consistió en estudiar el diagrama típico de completación empleado en el área. Mediante la ejecución de esta actividad se definieron las características principales de los pozos perforados en el bloque H del Campo Ayacucho, tales como: tamaño del hoyo, dimensiones de la sarta de tuberías utilizadas en las distintas secciones, longitudes promedio de la sección horizontal y método de levantamiento artificial utilizado.

Así, se logró definir el diagrama típico de completación utilizado por Petrolera Ameriven en los pozos del área; el mismo se muestra en la siguiente figura:

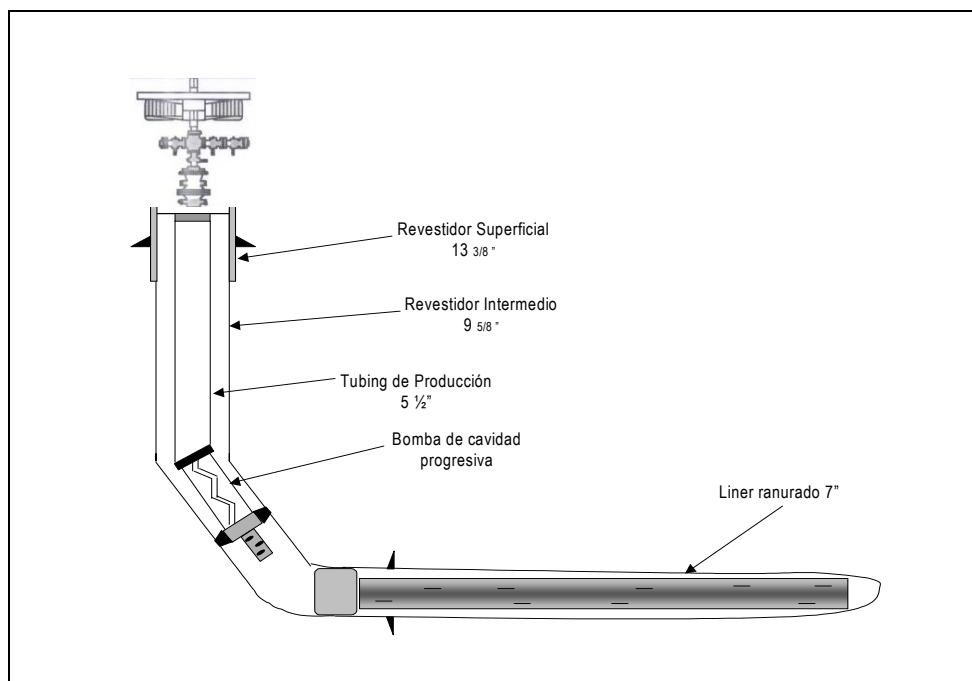


Figura 22. Diagrama de completación típico utilizado en el área

Es importante destacar que justo en la bomba de cavidad progresiva se encuentran instalados dos sensores, los cuales indican la presión en la entrada y salida de la bomba.

Las dimensiones de las tuberías que son utilizadas en los pozos del área en estudio se resumen en la siguiente tabla.

Tabla 2. Dimensiones de las tuberías utilizadas en las distintas secciones de los pozos del área

Sección	Diámetro externo (pulgadas)	Diámetro interno (pulgadas)
Superficial	13,375	12,615
Intermedia	9,625	8,835
Horizontal	7	6,366

El esquema de completación anteriormente mostrado es usado en la mayoría de los pozos del área; sin embargo, existen tres pozos en los cuales Petrolera Ameriven ha empleado un tipo de completación especial, el cual consiste en incorporar dentro del *liner* ranurado cuatro (4) sensores de presión y temperatura en distintos puntos del

lateral, mediante una tubería de 2 3/8" de diámetro que se encuentra conectada a la completación del pozo. La tubería sobre la cual se encuentran instalados los sensores es conocida como *stinger*. Este tipo de completación especial se muestra en la siguiente figura.

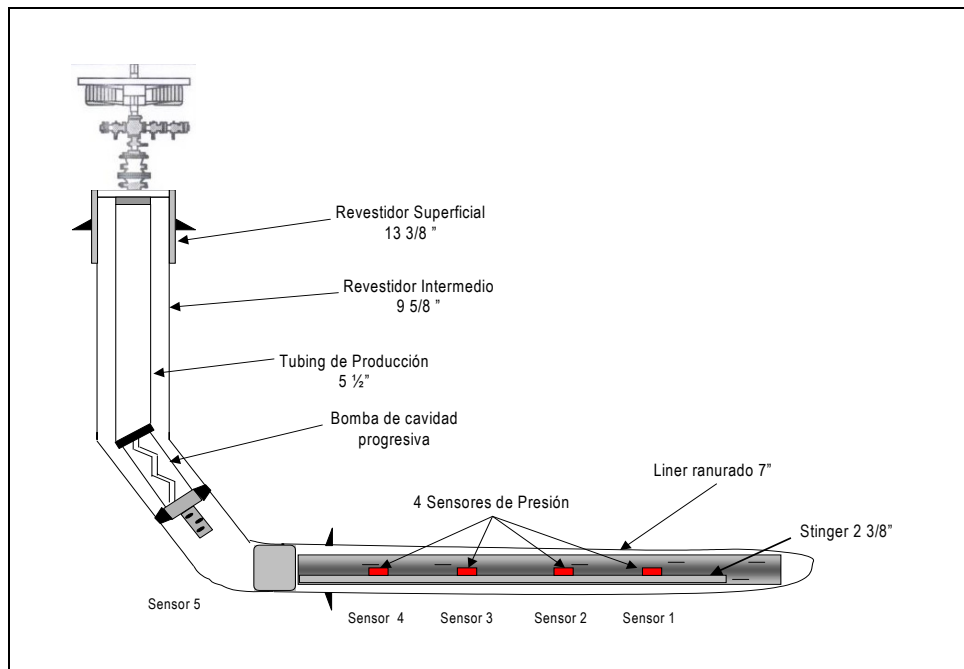


Figura 23. Completación de los pozos con stinger y sensores de presión

Las mediciones provenientes de estos sensores colocados en distintos puntos del lateral permiten monitorear el comportamiento de presión del pozo y representan la principal fuente de datos reales que serían procesados durante el desarrollo de esta investigación para determinar la magnitud de las pérdidas de presión por fricción en los pozos. Las dimensiones de los equipos empleados en este tipo de completación se muestran en la siguiente tabla.

Tabla 3. Dimensiones del stinger y de los sensores de presión

Sección	Diámetro externo del Stinger (pulgadas)	Diámetro externo de los sensores (pulgadas)
Intermedia	3,5	-
Horizontal	2,375	1,375

## Identificación de las propiedades de los pozos que contienen sensores de presión

Para esta etapa de la investigación se procedió a recopilar la información asociada a los pozos que contienen sensores de presión instalados en cuatro puntos distintos a lo largo de la sección lateral. Se determinó la ubicación de los mismos dentro del bloque H del Campo Ayacucho, las propiedades de las arenas donde se encuentran completados y la longitud de su sección horizontal. Además, se recopilaron los historiales de mediciones de presión que se han tomado en los pozos hasta la fecha.

Los pozos que contienen *stinger* y sensores de presión son identificados como: J4-P01, C6-P01 y H3-P04. Su ubicación dentro del bloque H del Campo Ayacucho se puede observar en la siguiente figura:

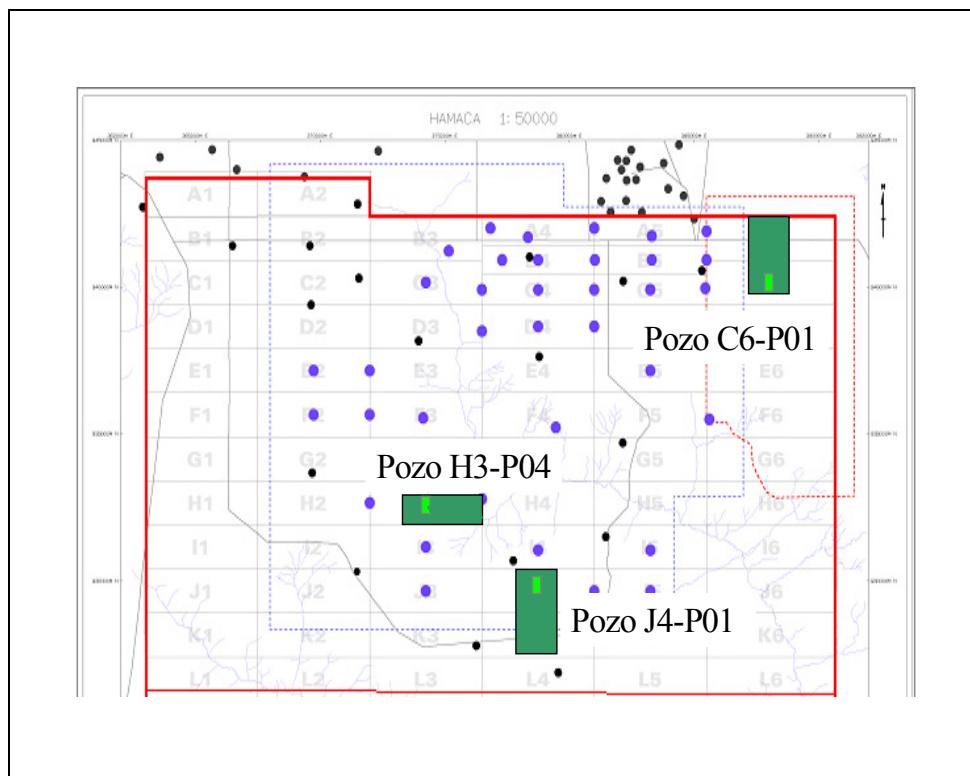


Figura 24. Ubicación de los pozos con sensores de presión dentro del bloque Huyapari

Las arenas donde han sido perforados y completados dichos pozos se muestran en la siguiente tabla:



Tabla 4. Arenas donde se encuentran completados los pozos con stinger y sensores

Nombre del pozo	Nombre oficial de la arena
J4-P01	T/U1
C6-P01	U2/U3
H3-P04	T/U1

Otra de las características importantes a tomar en cuenta en esta investigación es la longitud de la sección horizontal de los pozos en estudio. Las mismas se resumen en la siguiente tabla:

Tabla 5. Longitud de la sección horizontal de los pozos con stinger y sensores

Nombre del pozo	Longitud de la sección horizontal (pies)
J4-P01	5402
C6-P01	4765
H3-P04	5267

Seguidamente se recopilaron los datos provenientes de los sensores, los cuales se encontraban en gráficos como el mostrado a continuación:

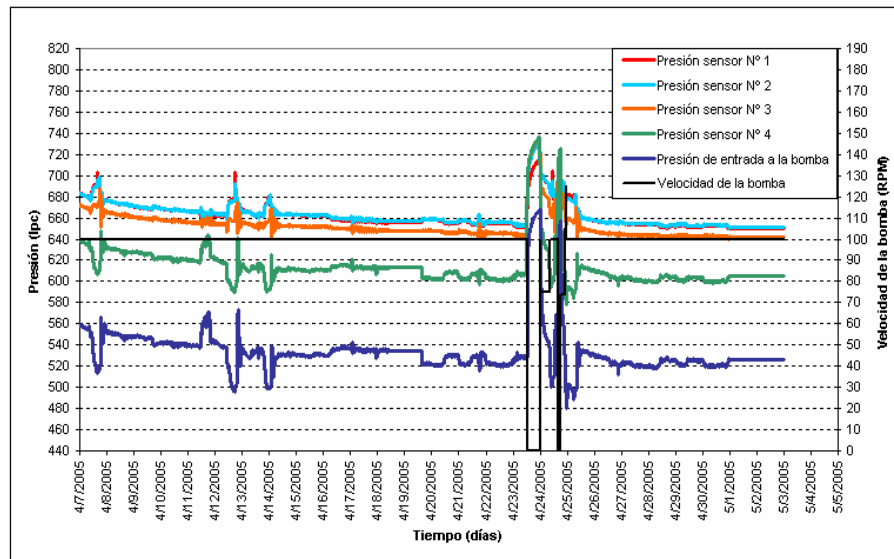


Figura 25. Respuestas generadas por los sensores de presión

Como se puede observar, este gráfico tipo contiene las respuestas de los sensores de presión ubicados a lo largo del lateral, así como también la presión a la entrada de la bomba de cavidad progresiva y la velocidad de operación de la misma para el momento de la medición.

### **Determinación de los perfiles de presión de los pozos estudiados**

Con el objetivo de determinar qué tan realista sería asumir conductividad infinita a lo largo de los pozos estudiados, se procedió a cuantificar la magnitud de la caída de presión presentada en los pozos que contienen sensores de presión. Seguidamente, se estudiaron las tendencias presentadas en los mismos, precisando similitudes o diferencias.

En primer lugar se revisó el diagrama de completación de los pozos J4-P01, C6-P01 y H3-P04, determinando la profundidad vertical verdadera y la profundidad medida donde se encuentran colocados los sensores en cada uno de estos pozos. Dichos datos se reflejan en la siguiente tabla.

*Tabla 6. Localización de los sensores de los pozos en estudio*

Nombre del Pozo	Sensor N°	Profundidad	
		Vertical (pies)	Medida (pies)
J4-P01	1	1738	7320
	2	1759	5990
	3	1763	5007
	4	1768	3507
	5	1600	2624
C6-P01	1	2456	7922
	2	2458	6210
	3	2459	5480
	4	2443	4207
	5	2194	3154
H3-P04	1	1869	7430
	2	1857	6444
	3	1864	5553
	4	1860	4662
	5	1719	2737

Una vez determinada la localización de los sensores se procedió a evaluar las respuestas emitidas por los mismos, logrando asignar las presiones medidas a cuatro puntos específicos de la sección horizontal de cada pozo.

Las presiones medidas por los sensores de los tres pozos fueron referenciadas a una profundidad vertical común (*datum*) con el objeto de poder establecer el diferencial de presión existente entre los extremos del lateral, asegurando así que éste no estuviese relacionado con diferencias de profundidad. Para ello se utilizó el gradiente de presión del agua (0,433 lpc/pie), el cual se aproxima al gradiente de crudo extrapesado, ya que sus gravedades específicas son bastante similares.

Los datos de presiones fueron procesados para tres (3) tiempos distintos, en los cuales los pozos exhibían diferentes tasas de producción. Esto con el objetivo de determinar la influencia de la tasa de producción en las medidas de presión observadas y a su vez establecer un rango de caídas de presión en los tres pozos.

### **Estudio de las propiedades de los fluidos**

Con el objetivo de evaluar las diferencias mostradas en los perfiles de presión obtenidos para los pozos J4-P01, C6-P01 y H3-P04, se definieron las propiedades de los fluidos correspondientes a las áreas donde los mismos se encuentran perforados.

Las propiedades PVT con las que se caracterizan los fluidos del área en estudio provienen de algunas muestras tomadas en campo, sin embargo, debido al amplio rango de viscosidades que exhibe el petróleo asociado a distintos sectores del bloque Huyaparí, Petrolera Ameriven planteó la necesidad de crear una herramienta con la cual se pudieran caracterizar las propiedades de los fluidos para la totalidad del campo. Atendiendo a esta necesidad la empresa ConocoPhillips desarrolló un programa computacional denominado Hamaca PVT Generator, versión 1-6<sup>46</sup>, el cual se basa en algunos datos de entrada tales como: temperatura del yacimiento, presión de burbujeo y viscosidad del petróleo almacenado en tanque; para generar tablas donde se asignan valores para el factor volumétrico del petróleo y del gas, gravedad

específica del gas, viscosidad del gas y del petróleo y la relación gas-petróleo en solución.

Las propiedades PVT asociadas a los sectores donde se encuentran los pozos en estudio se encuentran reflejadas en las siguientes tablas:

*Tabla 7. Propiedades PVT asociadas al área del pozo J4-P01*

Presión de Saturación (lpc)	Rs (PCN/BN)	Bo (BY/BN)	Bg (BY/MPCN)	Gravedad Específica del Gas	Viscosidad del Petróleo (cp)	Viscosidad del Gas (cp)
1456	141,1	1,0639	1,867	0,5675	1603,2	0,01424
1400	135,6	1,0618	1,943	0,5687	1964,4	0,01413
1300	125,8	1,0581	2,095	0,5708	2631,8	0,01394
1200	116	1,0544	2,272	0,5732	3331,2	0,01376
1100	106,2	1,0507	2,482	0,5757	4067	0,01357
1000	96,4	1,047	2,734	0,5785	4844,6	0,01339
900	86,7	1,0433	3,043	0,5815	5671,2	0,01322
800	76,9	1,0396	3,429	0,585	6555,9	0,01305
700	67,1	1,0359	3,927	0,5889	7511,1	0,01288
600	57,3	1,0322	4,592	0,5935	8554,1	0,01271
500	47,5	1,0285	5,526	0,599	9710,5	0,01255
400	37,7	1,0248	6,93	0,606	11020,6	0,01238
300	27,9	1,0211	9,28	0,6152	12555,1	0,01221
200	18,1	1,0174	14,005	0,6294	14460	0,01202
100	8,3	1,0137	28,303	0,6586	17157,2	0,01178
50	3,5	1,0118	57,198	0,699	19361,4	0,01153
14.7	0	1,0105	198,155	0,8247	24569,8	0,01093

La gravedad API del fluido en el sector del pozo J4-P01 es de aproximadamente 8,47 grados. La presión inicial del yacimiento es de 868 lpc, lo que implica que la viscosidad inicial del petróleo estimada para esta zona está en el orden de los 5945 centipoises.

Tabla 8. Propiedades PVT asociadas al área del pozo C6-P01

Presión de Saturación (lpc)	Rs (PCN/BN)	Bo (BY/BN)	Bg (BY/MPCN)	Gravedad Específica del Gas	Viscosidad del Petróleo (cp)	Viscosidad del Gas (cp)
1456	138,2	1,0646	1,893	0,5692	1027,7	0,01435
1400	132,9	1,0625	1,97	0,5703	1183,1	0,01425
1300	123,3	1,0589	2,124	0,5725	1470,1	0,01406
1200	113,7	1,0552	2,304	0,5748	1770,6	0,01387
1100	104,1	1,0516	2,517	0,5774	2086,5	0,01369
1000	94,5	1,0479	2,772	0,5802	2420,2	0,01352
900	84,9	1,0443	3,085	0,5832	2774,6	0,01335
800	75,3	1,0406	3,447	0,5867	3153,5	0,01318
700	65,7	1,037	3,981	0,5907	3562,3	0,01301
600	56,1	1,0333	4,656	0,5953	4008,1	0,01285
500	46,5	1,0297	5,602	0,6008	4501,6	0,01269
400	37	1,026	7,026	0,6077	5059,9	0,01252
300	27,4	1,0224	9,409	0,6171	5712,3	0,01236
200	17,8	1,0187	14,199	0,6313	6519,9	0,01217
100	8,2	1,0151	28,696	0,6605	7658,1	0,01192
50	3,4	1,0133	57,991	0,7011	8582,1	0,01168
14.7	0	1,012	200,905	0,8271	10714,7	0,01107

La gravedad API del fluido en el sector del pozo C6-P01 es de aproximadamente 8,62 grados. La presión inicial del yacimiento es de 1160 lpc, lo que implica que la viscosidad inicial del petróleo de esta zona está es de aproximadamente 1900 centipoises.

La viscosidad del petróleo a condiciones de yacimiento para el área asociada al pozo C6-P01 es la más baja de todos los casos estudiados, ya que el mismo fue perforado en la sección Norte del bloque Huyaparí (Ver figura 24), donde la temperatura del yacimiento es mayor.

Como se describió en el capítulo anterior, la viscosidad del petróleo se incrementa a medida que se avanza hacia el Sur del campo, ya que el mismo presenta un diferencial de temperatura de aproximadamente unos 50° F.

Tabla 9. Propiedades PVT asociadas al área del pozo H3-P04

Presión de Saturación (lpc)	Rs (PCN/BN)	Bo (BY/BN)	Bg (BY/MPCN)	Gravedad Específica del Gas	Viscosidad del Petróleo (cp)	Viscosidad del Gas (cp)
1456	139,7	1,0642	1,88	0,5684	1095,5	0,0143
1400	134,2	1,0622	1,957	0,5695	1293,7	0,01419
1300	124,5	1,0585	2,11	0,5717	1659,8	0,014
1200	114,9	1,0548	2,288	0,574	2043,4	0,01382
1100	105,2	1,0512	2,499	0,5765	2446,7	0,01363
1000	95,5	1,0475	2,753	0,5793	2872,9	0,01346
900	85,8	1,0438	3,064	0,5824	3325,7	0,01328
800	76,1	1,0401	3,453	0,5858	3810,1	0,01311
700	66,4	1,0364	3,954	0,5898	4332,9	0,01294
600	56,7	1,0328	4,624	0,5944	4903,4	0,01278
500	47	1,0291	5,564	0,5999	5535,5	0,01262
400	37,3	1,0254	6,978	0,6068	6250,9	0,01245
300	27,6	1,0217	9,345	0,6162	7088	0,01228
200	18	1,0181	14,102	0,6304	8125,8	0,0121
100	8,3	1,0144	28,499	0,6596	9591,6	0,01185
50	3,4	1,0125	57,595	0,7001	10785,6	0,01161
14.7	0	1,0113	199,53	0,8259	13573,8	0,011

La gravedad API del fluido en el sector del pozo H3-P04 es de aproximadamente 8,29 grados. La presión inicial del yacimiento es de 913 lpc, lo que implica que la viscosidad inicial del petróleo de esta zona está en el orden de los 3250 centipoises.

### **Determinación del régimen de flujo esperado en el área**

Como es bien sabido, la manera de estudiar el comportamiento de presiones en las tuberías depende del régimen de flujo presentado. Con el objetivo de definir este parámetro se realizaron cálculos del número de Reynolds, el cual es un factor adimensional que permite definir si el flujo presente en el pozo es laminar, turbulento o transitorio.

## Creación de modelos de simulación de yacimientos

Tomando en cuenta que el modelo dinámico del bloque H del Campo Ayacucho presenta alrededor de 3 millones de celdas activas, en el cual se encuentran cargados un total de 247 pozos interactuando, se procedió entonces a tomar algunas secciones del mismo, a fin de evaluar de manera más detallada el impacto de las caídas de presión por fricción sobre el comportamiento de los pozos.

Tomando en cuenta que los tres (3) pozos que cuentan con sensores de presión, (J4-P01, C6-P01 y H3-P04) representan los datos reales a partir de los cuales se calibrarían los resultados de la investigación, se construyeron modelos particulares para los sectores a los cuales pertenecen cada uno de estos pozos.

La variable fundamental a tomar en cuenta para la escogencia de las secciones a estudiar fue el área de drenaje de los pozos. Según estimaciones de Petrolera Ameriven sobre las cuales se basa el diseño de perforación de las macollas, el radio de drenaje promedio de estos pozos es por lo general de 250 metros. La aplicación de este criterio se refleja en la siguiente figura.

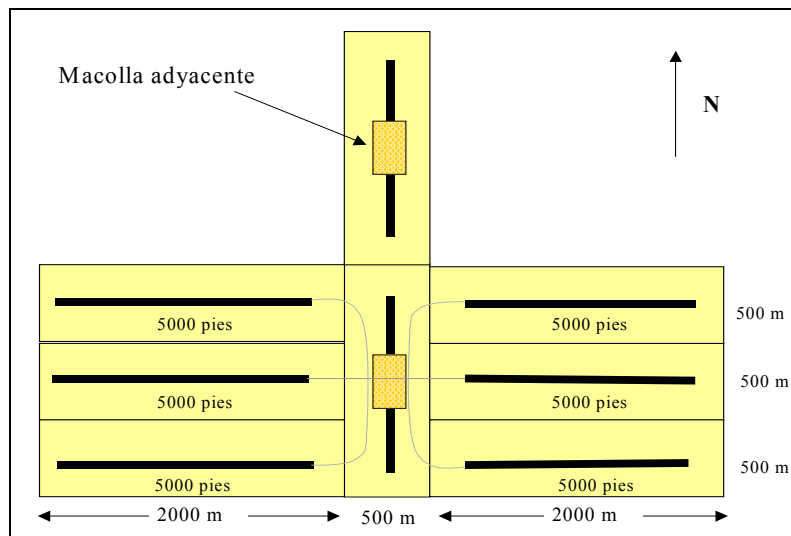


Figura 26. Organización típica de las macollas en el área  
(Tomado y modificado del paper SPE 78990)

Tal y como se muestra en la figura 26, la organización de las macollas en el área se basa en asumir que cada pozo drena un cuadrángulo de 500 metros de ancho. En los límites del área enmarcada por cada cuadrángulo se considera que no existe flujo, razón por la cual no se hizo necesario considerar los efectos de borde en los modelos a crear.

Tomando en cuenta esta información, se procedió entonces a definir mediante coordenadas UTM los cuadrángulos que delimitan el área de drenaje estimada para los pozos antes mencionados.

Una vez fijados los cuatro puntos de coordenadas que identifican la sección superficial, y ya conociendo las arenas en donde se encuentran completados dichos pozos, se procedió a extraer desde el modelo estático GC5.1 (descrito en el capítulo anterior) las propiedades de la malla y de la roca que se encuentran asignadas para los sectores y las arenas seleccionadas. Dichas propiedades serían: permeabilidad y porosidad, espesores; así como también las propiedades de la malla, tales como: dimensiones, orientación, etc.

En este punto se tuvo la opción de extraer un modelo de malla fina o un modelo escalado. Se decidió construir modelos escalados, ya que estos podrían ser más representativos del modelo dinámico del campo.

Ya que las propiedades PVT asociadas a los diversos sectores fueron estudiadas en etapas previas, se procedió entonces a recopilar la información correspondiente a las curvas de permeabilidades relativas de los fluidos.

Los datos utilizados para generar las curvas de permeabilidades relativas provienen de análisis especiales realizados a núcleos de las arenas T/U1 y R. Los estudios correspondientes al sistema gas-petróleo fueron realizados ejecutando pruebas con altas y bajas tasas de desplazamiento. En dichas pruebas se pudo notar que los efectos de capilaridad se presentaban a tasas bajas de desplazamiento<sup>47</sup>.



Para la generación de las curvas de permeabilidades relativas utilizadas para esta investigación se utilizó un programa computacional generado por la compañía Chevron-Texaco, el cual utiliza un conjunto de fórmulas basadas en el exponente de Corey y mediante la entrada de datos como la permeabilidad relativa al gas a saturación de petróleo residual, en este caso 0,25; y el exponente de Corey del gas, petróleo-gas, agua y petróleo-agua, para este caso 4,1; 1,8; 2,5 y 2 respectivamente, el programa es capaz de generar y normalizar las curvas de permeabilidades relativas del petróleo al agua y las del petróleo al gas<sup>48</sup>.

Las curvas de permeabilidades relativas en los sistemas petróleo-agua y petróleo-gas que fueron utilizadas para desarrollar esta investigación se muestran en las figuras 27 y 28 respectivamente. Las tablas correspondientes a estas gráficas se muestran en el Apéndice A.

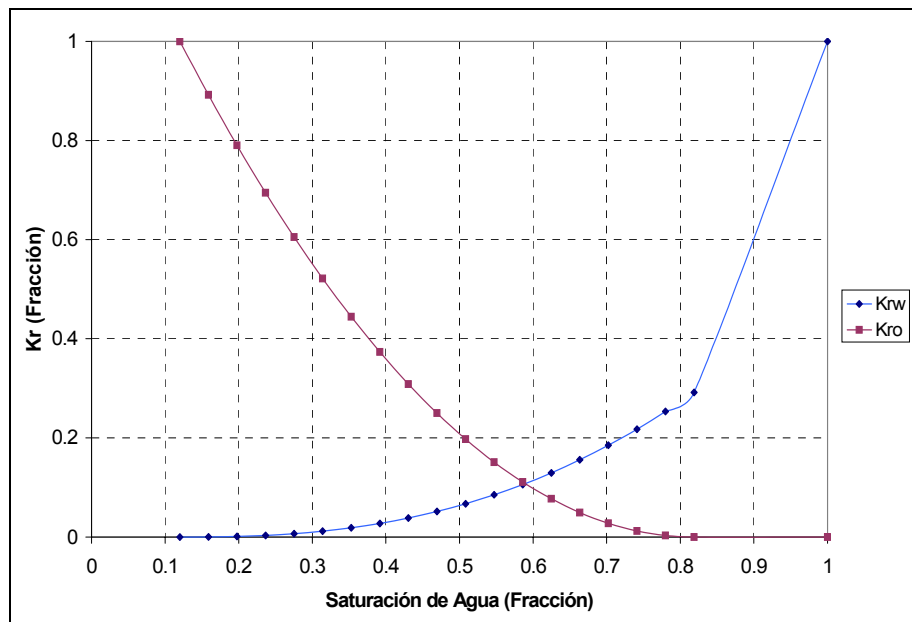


Figura 27. Curvas de permeabilidades relativas del sistema petróleo-agua

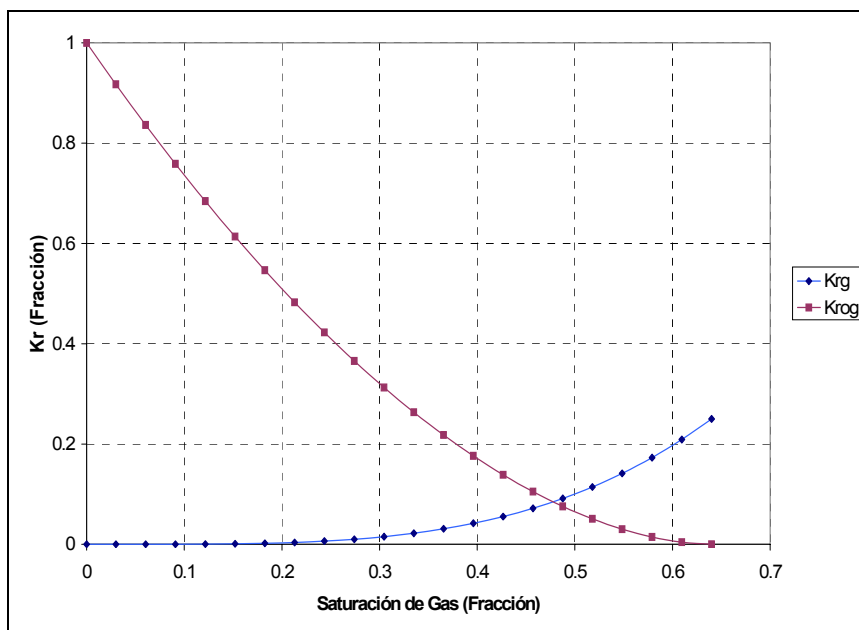


Figura 28. Curvas de permeabilidades relativas del sistema petróleo-gas

El valor de compresibilidad de la roca utilizado fue definido a partir de estudios realizados a núcleos extraídos de diversos pozos localizados en los bloques H y M del Campo Ayacucho, aunque luego éste ha sido calibrado y adaptado basándose en las experiencias adquiridas por las otras compañías que operan en la Faja Petrolífera del Orinoco. El valor utilizado fue de  $8,22 \times 10^{-5} \text{ lpc}^{-1}$ .

Una vez recopilados todos estos datos se cargaron en el simulador de yacimientos y se inicializaron los modelos. Después de comprobar el equilibrio de los mismos se evaluó el petróleo original en sitio de cada uno de ellos, para luego poder determinar el factor de recobro que exhibirían los pozos estudiados.

Finalmente, se definieron las trayectorias de los pozos. Dichas trayectorias son directamente reportadas a medida que los pozos están siendo perforados; sin embargo, esta información debía adaptarse según el formato reconocido por los simuladores de yacimientos usados durante el desarrollo de este proyecto.

La ilustración de los modelos creados para los pozos J4-P01, C6-P01 y H3-P04 se muestran en las siguientes figuras:

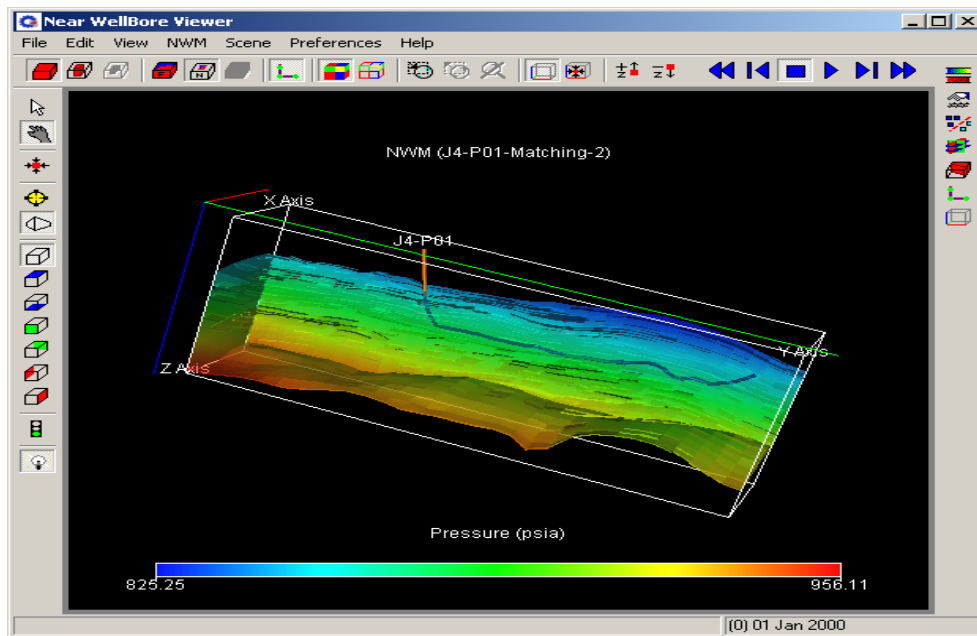


Figura 29. Modelo numérico del pozo J4-P01

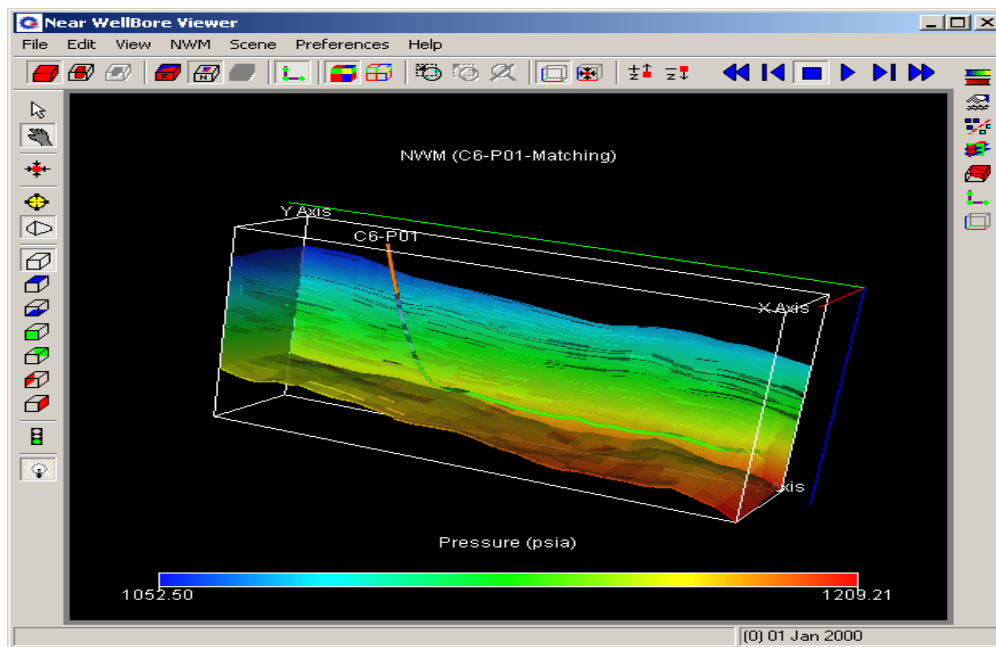


Figura 30. Modelo numérico del pozo C6-P01

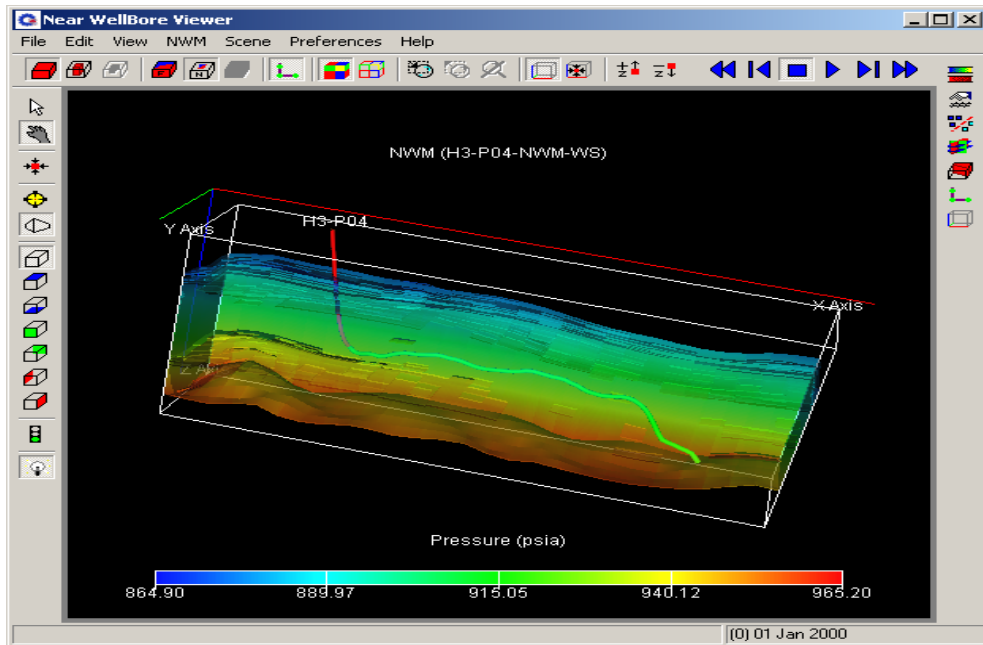


Figura 31. Modelo numérico del pozo H3-P04

### Creación de pozos multi-segmentados

Actualmente el simulador comercial de yacimientos ECLIPSE 100 cuenta con una opción que permite modelar de una manera detallada los fenómenos que ocurren en los pozos, la cual consiste en dividir los mismos en segmentos unidimensionales. Cada segmento tiene asignado un nodo, y para cada uno de ellos el simulador puede determinar variables como presión, tasa de petróleo, gas y agua.

Dichas variables son evaluadas para cada segmento resolviendo ecuaciones de balance de materiales para cada fase o componente, de manera implícita en conjunto con las ecuaciones del yacimiento. También, el modelo puede considerar las caídas de presión en el pozo, tomando en cuenta los gradientes de presión hidrostática, fricción y aceleración. El esquema de funcionamiento de esta opción se puede observar en la siguiente figura<sup>45</sup>.

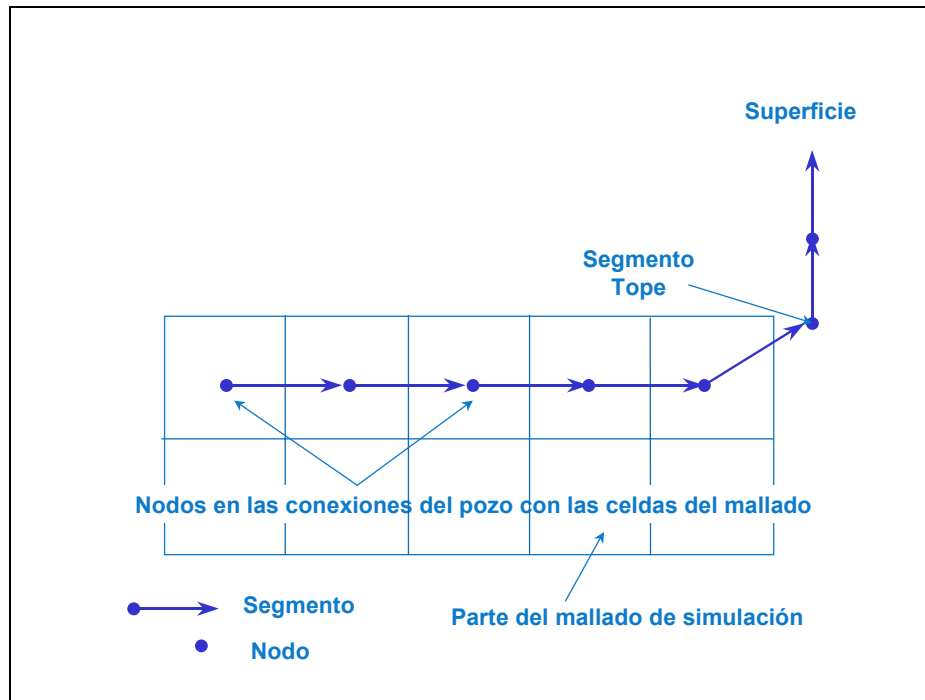


Figura 32. Esquema de los pozos multisegmentados

Mediante esta técnica se permite asignar tablas hidráulicas pre-calculadas mediante el uso de alguna correlación de flujo multifásico, permitiendo modelar las caídas de presión en pozos horizontales.

La herramienta sugiere una segmentación óptima basándose en las conexiones con las celdas del mallado. Aunque se utilizó esta opción, luego se modificaron datos de algunos de los segmentos definidos con el fin de asignar nodos en los puntos de la trayectoria de los pozos en donde se encuentran ubicados los sensores de presión.

Aplicando esta técnica el simulador podría generar una respuesta de presión en cada segmento definido, lo que permitiría comparar y calibrar los resultados provenientes de la simulación con los valores observados en los sensores.

Un aspecto importante a destacar es la asignación del segmento tope. El primer segmento definido es aquel donde el programa fija la presión de fondo fluyente mínima para los controles de producción del pozo. Por esta razón el segmento tope

fue definido para los tres pozos en el punto donde se encuentra localizada la entrada de la bomba.

Los detalles acerca del funcionamiento de la opción de pozos multisegmentados se encuentran en el Apéndice B.

### **Creación de tablas hidráulicas**

Una vez definidos los segmentos unidimensionales para los pozos J4-P01, C6-P01 y H3-P04 se procedió entonces a escoger el método que permitiera modelar el comportamiento de presiones observado en los mismos. Debido a que la opción de pozos multisegmentados permitía modelar las caídas de presión en el pozo mediante la asignación de tablas hidráulicas, se procedió a desarrollar las mismas.

Para la creación de las tablas hidráulicas se utilizó el programa denominado VFPI (referirse al Apéndice C), el cual es un módulo especial del simulador comercial ECLIPSE 100. Al suministrar los datos de tubería y del fluido, este programa es capaz de generar tablas hidráulicas utilizando alguna correlación de flujo multifásico previamente seleccionada.

Actualmente es difícil encontrar en la literatura correlaciones que representen la complejidad del flujo multifásico y aún resulta más complicado que éstas logren representar el comportamiento de crudos extra-pesados, ya que la mayoría de ellas han sido desarrolladas a través de experimentos en los que se utilizan fluidos livianos, tales como el agua.

Sin embargo, debido a que existía un estudio previo promovido por Petrolera Ameriven y elaborado por Ouyang<sup>18</sup>, en el cual se pudieron obtener resultados ajustados a los observados en el pozo J4-P01 utilizando la correlación de Beggs & Brill en un simulador comercial de flujo en tuberías, se escogió dicha correlación para proceder con la investigación.

La correlación de Beggs & Brill considera como variable la inclinación de la tubería, por lo que se hizo necesario dividir cada uno de los pozos estudiados en segmentos que presentaran propiedades similares en cuanto a este parámetro.

Se definieron rangos de tasa de petróleo, relación gas-petróleo, corte de agua y presión de cabezal que cubrían los valores estimados para cada una de estas condiciones de flujo en cada pozo. Para determinar dichos rangos se realizaron unas corridas previas de los modelos de simulación y se determinaron los valores mínimos y máximos de cada una de estas variables.

También es importante resaltar que las tablas hidráulicas pueden contener información de las pérdidas de presión hidrostática y por fricción o solamente contener las pérdidas de presión por fricción. Para este último caso, el simulador calcularía por su parte las pérdidas de presión hidrostática y las sumaría a la pérdida de presión por fricción interpolada de las tablas pre-calculadas. Se escogió el método que produjo el mejor ajuste.

### **Tablas hidráulicas para modelar las caídas de presión en los pozos considerando el stinger y los sensores de presión**

En la literatura no se encontró la manera de modelar el flujo de fluidos a través de un espacio anular, lo cual representaba un problema para modelar el comportamiento de los fluidos en los pozos con *stinger* y sensores. Ante esta dificultad Ouyang<sup>18</sup> propuso las siguientes alternativas:

- Definir un diámetro hidráulico, el cual puede ser determinado para dos tuberías concéntricas o excéntricas como la resta de sus diámetros. Esta opción produce un resultado de 3,991 pulgadas.
- Definir un diámetro efectivo que represente al área transversal que queda abierta al flujo cuando el stinger se encuentra dentro del liner. Esta opción produce un diámetro de 5,996 pulgadas.

- Variar los distintos diámetros y así determinar cuál de ellos logra producir el mejor ajuste entre presiones medidas y observadas.

Al revisar los resultados de la investigación de Ouyang<sup>18</sup>, se pudo notar que se había logrado un buen ajuste entre las presiones observadas en el pozo J4-P01 y las modeladas cuando se utilizó la correlación de Beggs & Brill y un diámetro interno de 5 pulgadas.

Tomando en consideración este antecedente se escogieron los mismos parámetros de entrada utilizados por Ouyang durante su investigación para construir las tablas hidráulicas mediante las cuales se modelarían las presiones observadas en los pozos J4-P01, C6-P01 y H3-P04. Dichos parámetros se encuentran reflejados en la siguiente tabla.

Tabla 10. Parámetros de entrada para la creación de las tablas hidráulicas para los pozos con *stinger* y sensores

Correlación	Beggs & Brill
Diámetro de tubería	5 pulgadas
Data PVT	Tablas 7, 8 y 9

Ilustración de las tablas generadas se muestran en el Apéndice D.

### **Tablas hidráulicas para modelar las caídas de presión en los pozos que no presentan *stinger* y sensores en su completación**

Con el objetivo de modelar las caídas de presión en los pozos sin considerar la restricción del *stinger* y los sensores se crearon tablas hidráulicas cambiando el diámetro del pozo de 5 pulgadas por el valor usado en la mayoría de los pozos del área, el cual es de 6,366 pulgadas.

Los parámetros de entrada al programa VFPi para generar las tablas para estudiar los casos sin considerar el *stinger* y los sensores se muestran en la siguiente tabla



Tabla 11. Parámetros de entrada para la creación de las tablas hidráulicas para los pozos que no presentan stinger y sensores en su completación

Correlación	Beggs & Brill
Diámetro de tubería	6,366 pulgadas
Data PVT	Tabla 7, 8 y 9

### **Modelaje del comportamiento de presiones observadas en los pozos J4-P01, C6-P01 y H3-P04**

#### **Ajuste de presiones modeladas y presiones reales**

En este punto se suministró como datos de entrada al simulador las tablas hidráulicas pre-calculadas que han sido descritas en el punto anterior utilizando la correlación de Beggs & Brill y 5 pulgadas de diámetro interno.

Luego de realizar las corridas de los modelos, se procedió a comparar los valores de presión medidos en el pozo con los valores obtenidos de las corridas de simulación. Esto con la finalidad de asegurar que la correlación y los parámetros que estaban siendo utilizados reprodujeran los valores medidos por los sensores. En caso de no tener éxito utilizando los valores sugeridos por Ouyang<sup>18</sup>, se variarían los parámetros de entrada a fin de obtener resultados similares entre presiones medidas y observadas.

#### **Modelaje de presiones sin la completación del stinger y sensores**

Una vez representado el comportamiento observado en los pozos usando las tablas hidráulicas se procedió a modelar el comportamiento de presiones para un pozo sin la restricción del *stinger* y sensores, es decir, se suministró como datos de entrada al simulador las tablas hidráulicas generadas usando la correlación de Beggs & Brill y un diámetro interno del pozo de 6,366 pulgadas.

Con este procedimiento se quería estimar la magnitud de las caídas de presión en los pozos que no presentan *stinger* y sensores en su completación, los cuales representan la mayoría de los pozos del área. Es conocido que las pérdidas de presión por fricción resultarían en valores menores ya que el área transversal es mayor para estos casos. Sin embargo, ya que no existe una manera exacta de estimar en cuánto se ven reducidas dichas caídas de presión para una tubería de 6,366 pulgadas de diámetro, se utilizó para ello la correlación de Beggs & Brill.

### **Estudio del impacto de la distribución de presiones sobre el comportamiento del pozo**

Una vez representadas las caídas de presión por fricción en el pozo a través del uso de tablas hidráulicas se procedió a estudiar los distintos aspectos que en conjunto determinan el comportamiento del pozo, evaluando la influencia de las caídas de presión sobre las estimaciones de tasa de petróleo, relación gas-petróleo, petróleo acumulado y sobre el comportamiento del influjo de fluidos en distintas secciones del pozo.

Además, se estudiaron los tiempos de predicción en los cuales se observan diferencias más críticas, con el objetivo de definir los períodos en los cuales resultaría necesario tomar en cuenta las pérdidas de presión por fricción y en cuáles no.

### **Estudio de sensibilidad**

Con el objetivo de mejorar la evaluación de los casos anteriores y para determinar cómo el cambio de ciertos parámetros podría afectar los comportamientos obtenidos previamente, se realizaron dos análisis de sensibilidad.

El primero de ellos consistió en variar la longitud de los pozos, con lo que se pretendía determinar la relación entre la longitud del pozo y las pérdidas de presión por fricción.

El siguiente análisis de sensibilidad se basó en variar la viscosidad del petróleo. Se quería constatar qué tanto es el efecto sobre las predicciones a medida que el crudo es más viscoso. Para este análisis el pozo escogido fue el C6-P01, ya que éste presenta menos variaciones en su trayectoria y además una contribución bastante significativa desde la parte final del pozo (cercanas a la profundidad final).

### **Métodos para modelar los efectos de las caídas de presión por fricción en un simulador de yacimientos que no cuenta con dichas facilidades**

Con el objetivo de incorporar los efectos de las caídas de presión que fueron observados mediante el estudio en los pozos multisegmentados, se procedió a evaluar un método que permitiera observar efectos similares en un simulador que no cuenta con opciones para modelar un perfil de presión variable a través de la longitud del pozo.

Ya que no se contó con el acceso al programa fuente del simulador de yacimientos, los métodos desarrollados e implementados fueron basados en la modificación de parámetros de entrada, mediante los cuales se pudieran observar los efectos previamente obtenidos al modelar las pérdidas de presión en los pozos horizontales estudiados.

### **Factor de Corrección de la Productividad**

En primer lugar se decidió evaluar la formulación usada por el simulador comercial VIP para estimar las tasas de petróleo. Dicha formulación es la siguiente

$$Q_o = 0.001127 \sum_{i=1}^L W I_i K_i H_i \frac{k_{ro,i}}{\beta_{o,i} \mu_{o,i}} [P_{grid,i} - P_{w,i}]$$

En donde  $Q_o$  es la tasa de petróleo,  $W I_i$  es el índice de productividad,  $K_i H_i$  es la capacidad de flujo,  $\frac{k_{ro,i}}{\beta_{o,i} \mu_{o,i}}$  es la movilidad del petróleo y finalmente  $[P_{grid,i} - P_{w,i}]$  representa el diferencial de presión entre la celda del mallado y la presión de fondo

fluyente del pozo. Como se puede apreciar, cada uno de estos términos se encuentra definido para cada perforación que conforma un pozo en particular.

El problema presentado en esta formulación es que la presión de fondo fluyente  $P_{w,i}$  es un valor constante a lo largo del pozo horizontal. Con el objetivo de corregir esta formulación se tendría que introducir lo siguiente:

$$Q_o = 0.001127 \sum_{i=1}^L W I_i K_i H_i \frac{k_{ro,i}}{\beta_{o,i} \mu_{o,i}} [P_{grid,i} - P_{w,i}']$$

En donde el término  $P_{w,i}'$  sería la presión de fondo fluyente que varía como función de la longitud. Para ello se planteó el siguiente término

$$PE_f = \frac{[P_{grid,i} - P_{w,i}']}{[P_{grid,i} - P_{w,i}]}$$

El numerador de esta fracción se puede definir de la siguiente manera

$$[P_{grid,i} - P_{w,i}'] = P_{grid,i} - P_{w,i} - \Delta P_{w,i}'$$

Dicho factor varía en función de la longitud, y estaría expresado como:

$$PE_f = \frac{[P_{grid,i} - P_{w,i} - \Delta P_{w,i}']}{[P_{grid,i} - P_{w,i}]} = \frac{drawdown_{sf} - \Delta P_{w,i}'}{drawdown_{sf}} = 1 - \frac{\Delta P_{w,i}'}{drawdown_{sf}}$$

En donde  $drawdown_{sf}$  sería el diferencial de presión entre el yacimiento y la presión de fondo fluyente del pozo cuando las caídas de presión en el pozo no son consideradas.

Como se puede observar, esta es una fracción que relaciona un *drawdown* en el cual la presión de fondo fluyente del pozo varía como función de la longitud con un *drawdown* resultante de asumir conductividad infinita en el pozo.

Gráficamente esto podría ser representado como se muestra en la siguiente figura

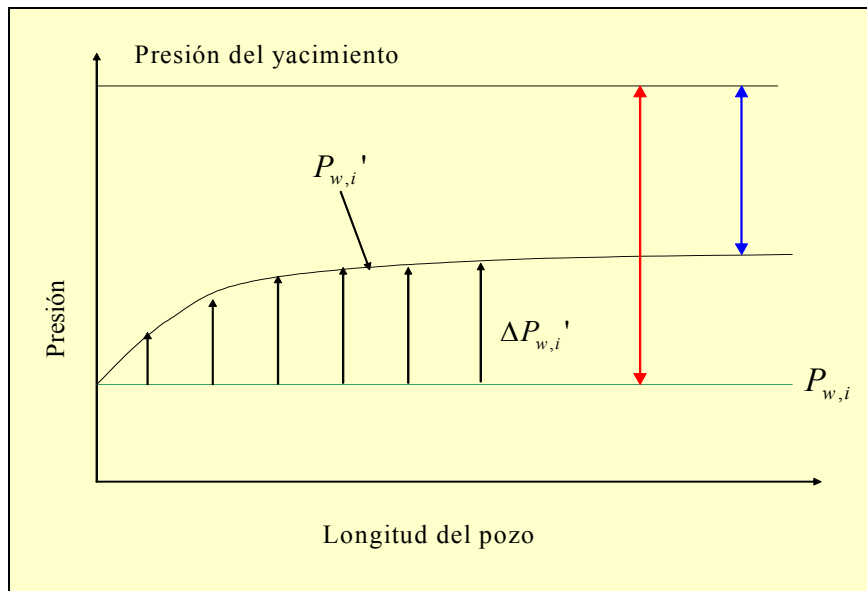


Figura 33. Diferencias de drawdown cuando se asume conductividad infinita y cuando se representan las pérdidas de presión por fricción en el pozo

La línea roja estaría representando el *drawdown* que se produce al asumir conductividad infinita, cuyo perfil a su vez se encuentra representado por la línea verde en esta figura. Al modelar un perfil de presión más realista en el pozo se establece un  $\Delta p$  entre la línea verde y la función  $P_{w,i}'$ . Este  $\Delta p$  se incrementaría a medida que la longitud del pozo es mayor.

Finalmente, el factor que corrige la tasa de petróleo sería la relación existente entre la línea azul y la línea roja de la figura anterior para cada segmento del pozo.

La función  $\Delta P_{w,i}'$  se definió a partir de las respuestas de presión de fondo fluvente vs. longitud del pozo que fueron generadas por el simulador comercial ECLIPSE 100 cuando se modelaron las caídas de presión por fricción a través de la correlación de Beggs & Brill y un diámetro de 6,366 pulgadas para cada uno de los casos estudiados. Se tomó la curva que representaba la caída de presión promedio en el lateral y se ajustó mediante un polinomio de tercer grado. Las mismas se muestran en las siguientes figuras.

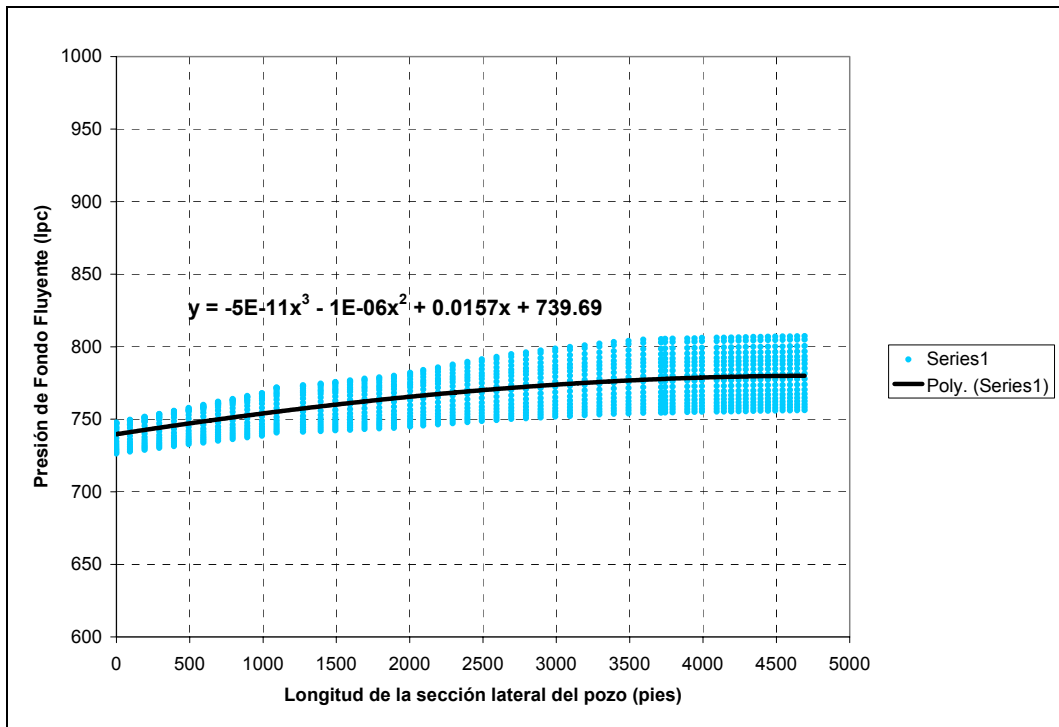


Figura 34. Presión de fondo fluvente vs. longitud para diferentes tiempos de predicción en el pozo C6-P01. Viscosidad Inicial 2000 cp

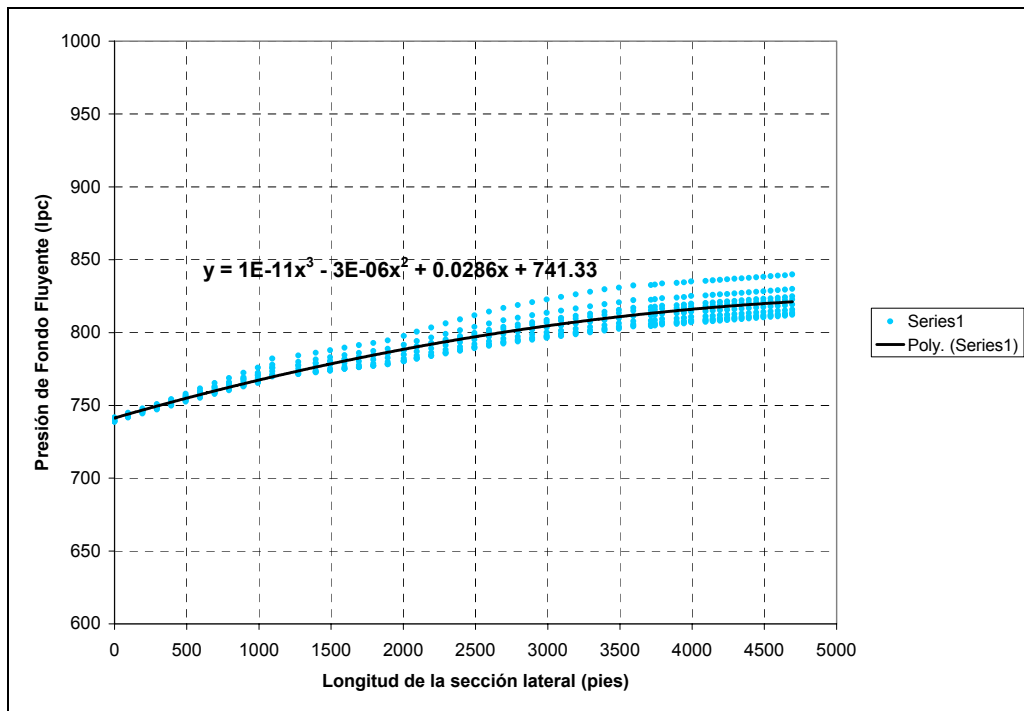


Figura 35. Presión de fondo fluvente vs. longitud para diferentes tiempos de predicción en el pozo C6-P01. Viscosidad Inicial 4000 cp

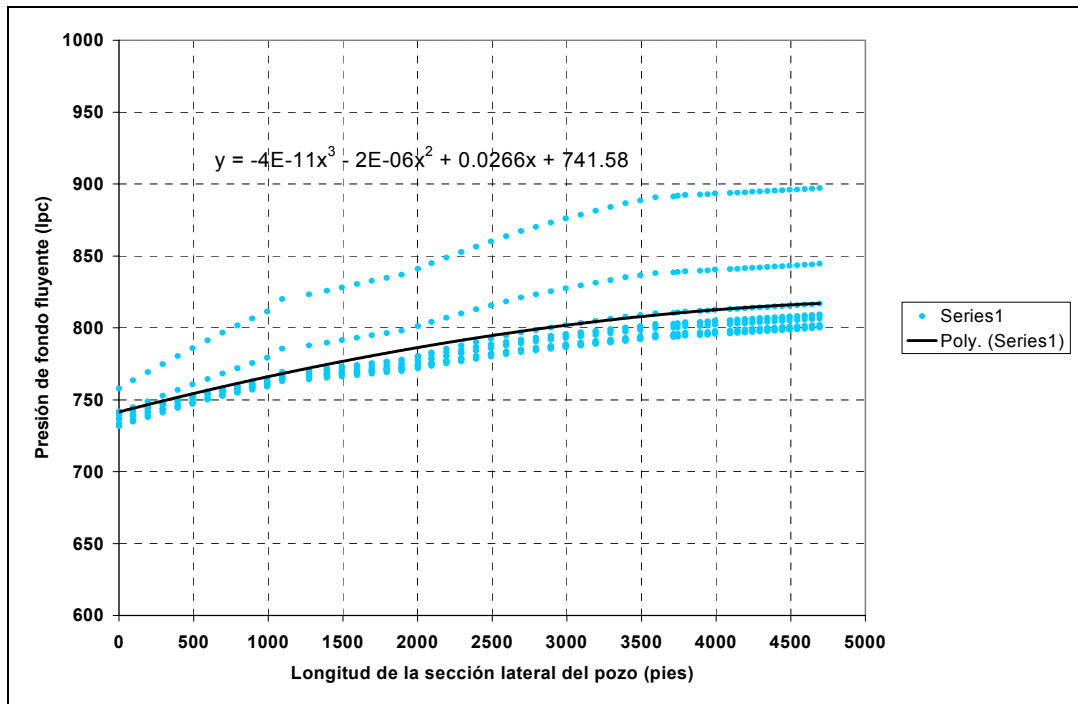


Figura 36. Presión de fondo fluvente vs. longitud para diferentes tiempos de predicción en el pozo C6-P01. Viscosidad Inicial 6000 cp

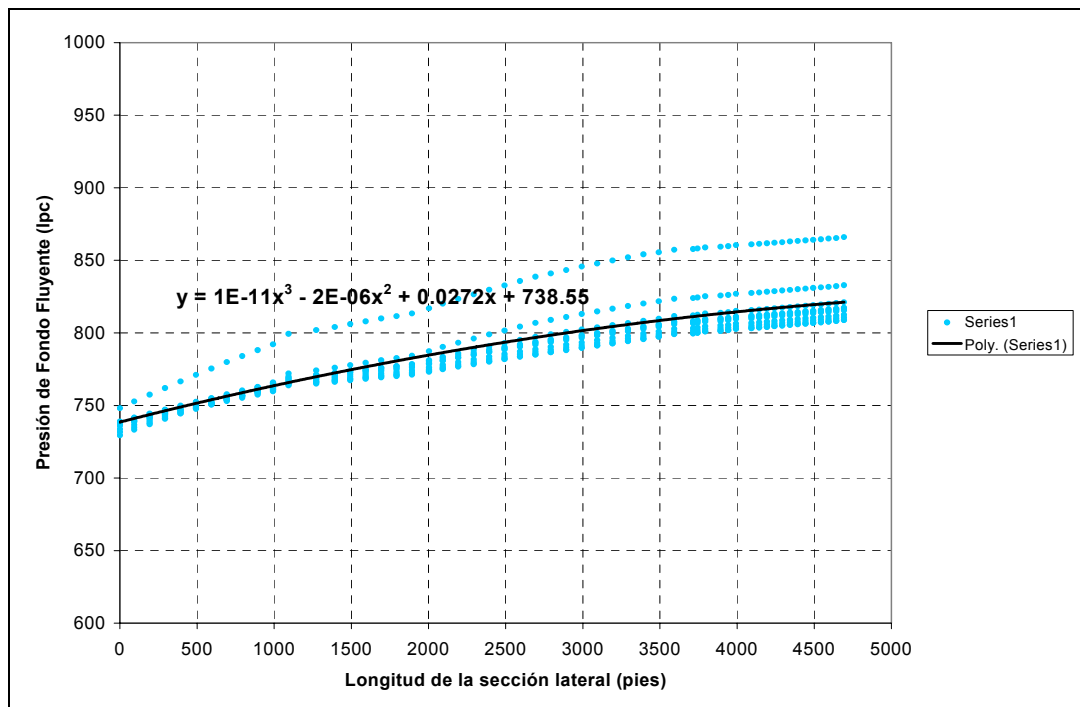


Figura 37. Presión de fondo fluvente vs. longitud para diferentes tiempos de predicción en el pozo C6-P01. Viscosidad Inicial 8000 cp

La otra variable de la cual dependería el valor del factor de corrección  $PE_f$  sería el *drawdown* sin fricción. Para ello se determinó mediante el simulador de yacimientos los valores mínimos y máximos de esta variable al comienzo y final del período de predicción para cada uno de los casos corridos, los mismos se muestran en la siguiente figura.

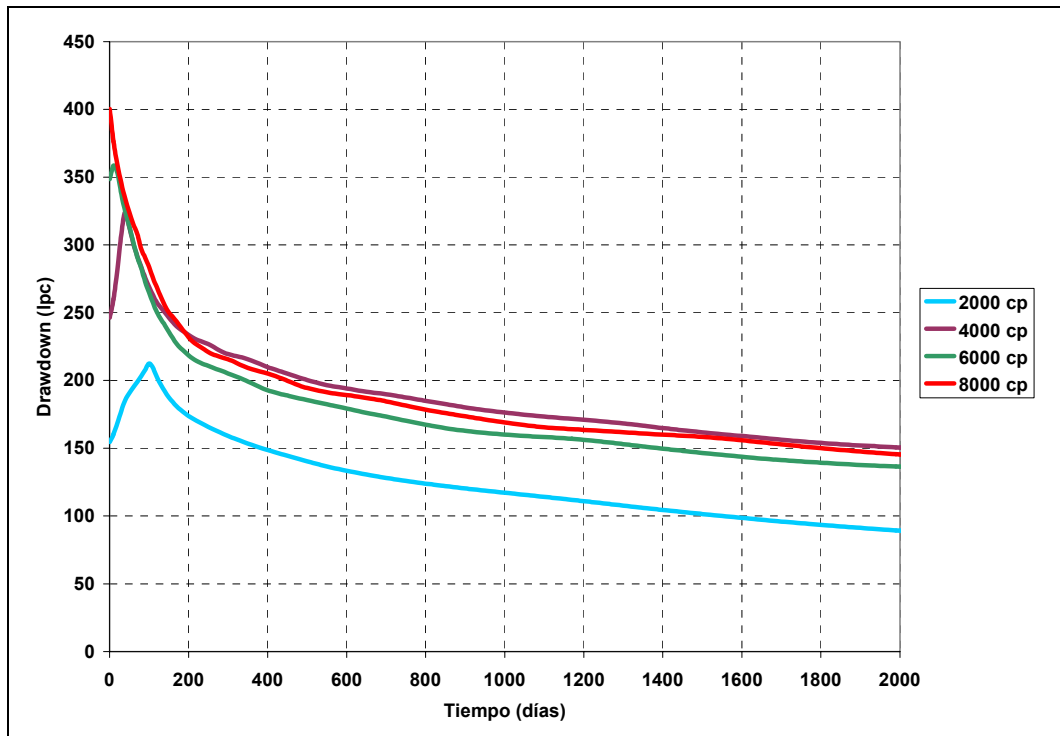


Figura 38. Diferencial de presión entre el yacimiento y el pozo vs. tiempo para casos con distintas viscosidades

A partir de esta información se procedió entonces a modificar el valor de esta variable entre dichos valores mínimos y máximos, para así obtener los valores de la función  $PE_f$  para cada uno de los valores evaluados.

La manera de incorporar los valores generados por esta función  $PE_f$  sería a través del término WI de la ecuación utilizada por el simulador VIP para calcular la tasa de petróleo. Este WI es un parámetro adimensional que es determinado por el



simulador al inicio de la corrida, el mismo se encuentra definido por la siguiente ecuación.

$$WI = \frac{2\pi}{\ln\left(\frac{r_b}{r_w}\right) + S}$$

Donde  $r_b$  sería el radio equivalente calculado por la fórmula de Peaceman,  $r_w$  sería el radio del pozo y  $S$  sería el factor de daño. Como se puede notar, éste término es un valor adimensional.

El término WI es calculado por el simulador cuando se introducen como datos de entrada los valores del radio del pozo y del factor de daño. Sin embargo, también existe la opción de suministrar directamente como dato de entrada los valores de WI para cada perforación definida.

Se procedió entonces a tomar los valores de WI calculados por el simulador VIP, luego éstos serían multiplicados por el término  $PE_f$  obtenido para cada perforación cuando se consideraron diferentes *drawdown*. Finalmente se suministraron directamente como datos de entrada los nuevos valores de WI para cada perforación y se realizaron las corridas.

Los resultados de este procedimiento fueron comparados con aquellos obtenidos utilizando las tablas hidráulicas en el simulador comercial ECLIPSE 100 para distintos casos, con el objeto de definir los valores de la función  $PE_f$  que producían los mejores ajustes, tomando en cuenta distintas viscosidades. Los resultados de los cálculos del parámetro WI se encuentran reflejados en el Apéndice F.

### Asignación de una presión de fondo fluuyente mínima más alta

El otro método evaluado para representar los efectos de las caídas de presión por fricción fue el de asignar una presión de fondo fluuyente mínima mayor a la que es medida por los sensores a la entrada de la bomba de cavidad progresiva y comparar dichos resultados con los generados por el simulador comercial ECLIPSE 100 cuando se usaron tablas hidráulicas para modelar las caídas de presión por fricción en el lateral.

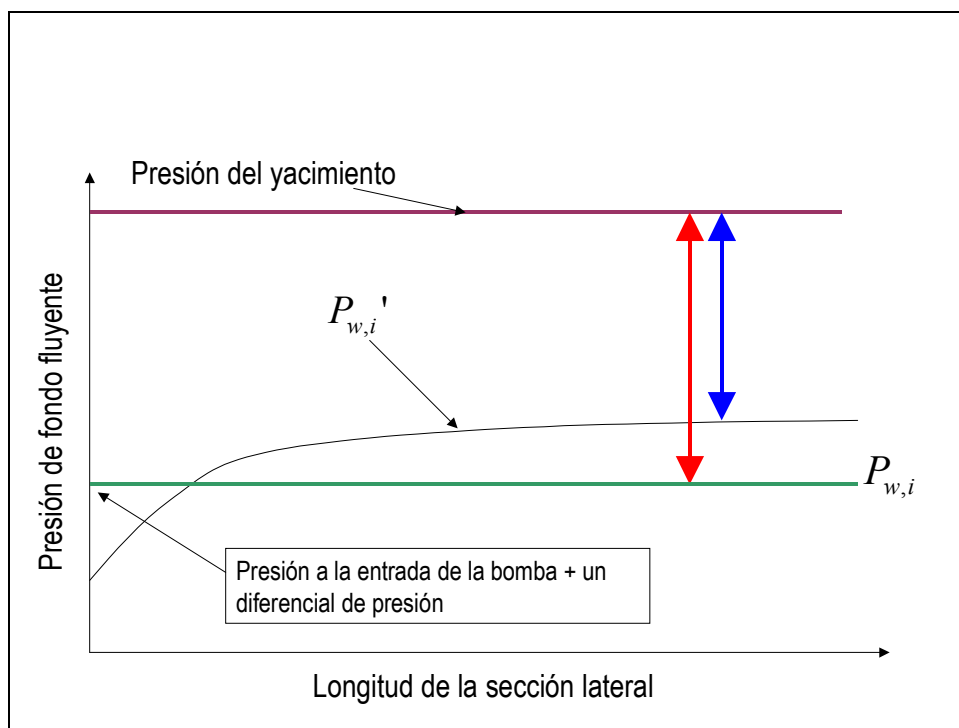


Figura 39. Incremento de la presión de fondo fluuyente implementado para aproximar los efectos de las pérdidas de presión por fricción.

## CAPÍTULO IV

### RESULTADOS Y ANÁLISIS

En este capítulo se describen y analizan los resultados obtenidos durante la ejecución de las distintas etapas que conforman el marco metodológico descrito en el capítulo anterior.

#### **Análisis de la completación de los pozos del área**

Un punto importante a tener en cuenta cuando se analiza la completación de los pozos del área es que la mayoría de ellos utilizan bombas de cavidad progresiva como método de levantamiento artificial, y éstas se encuentran provistas de sensores que miden la presión en su entrada y salida. Esto implica que la presión conocida para la mayoría de los pozos es aquella que resulta luego de que la fricción ha causado su efecto, sin embargo, este dato es usado de igual forma y se establece como la presión de fondo fluyente mínima para realizar las predicciones mediante el modelo de simulación numérica. Por tal razón, en este estudio se relacionó la presión medida a la entrada de la bomba de cavidad progresiva y partiendo de este punto se representó entonces el perfil de presiones a lo largo del pozo.

En cuanto a los tres pozos que contienen sensores de presión, es necesario destacar que, aunque con la tecnología utilizada se logró recopilar datos de presión y relacionarlos con puntos específicos del lateral, se debe tener en cuenta que las restricciones en el área de flujo presentadas por el uso de este tipo de completación ha implicado que las mediciones de las caídas de presión a lo largo del pozo se encuentren sobreestimadas, ya que existe una reducción del área de flujo por la presencia del *stinger* y los sensores.

Al calcular el área transversal que está abierta al flujo para los pozos con y sin *stinger* se obtuvieron los siguientes resultados.

Tabla 12. Comparación del área transversal para las distintas completaciones

Tipo de Completación	Área transversal (pies <sup>2</sup> )
Sin stinger	0,8841
Con stinger	0,7610

Como se puede notar, al incluir el *stinger* en el pozo el área transversal se reduce en un 13,9% (Figura 40). Esto evidentemente implica que la caída de presión esperada en los pozos que no presentan *stinger* sea menor. Sin embargo, dichas mediciones representaban la data real medida y podían ser utilizadas para observar las tendencias de los perfiles de presión en el pozo y así, de cierta manera, calibrar los resultados de la investigación.

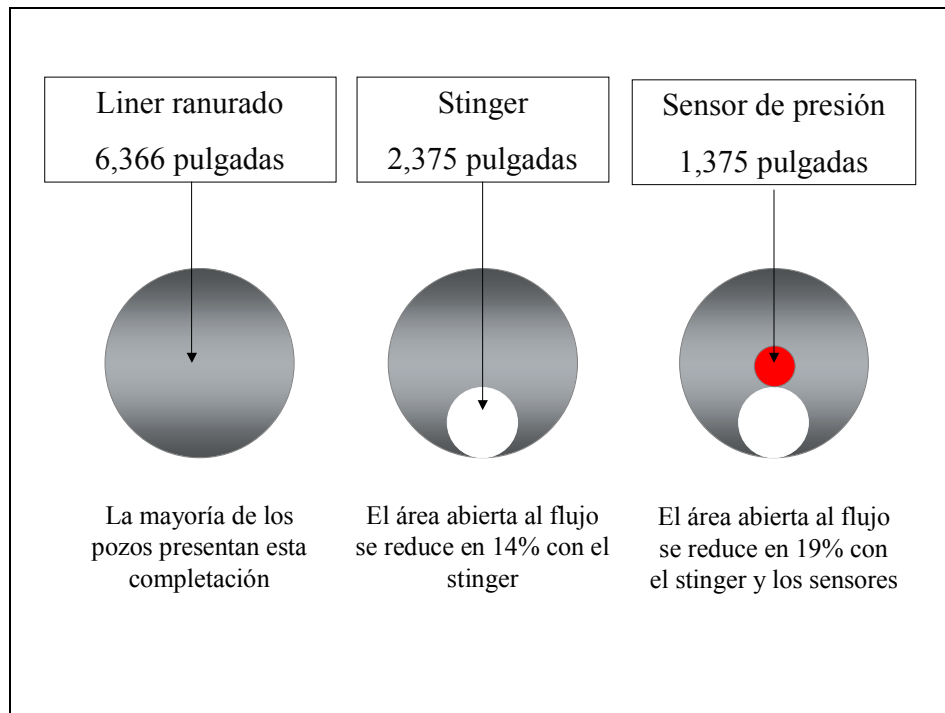


Figura 40. Disminución del área transversal al flujo causada por el stinger y sensores

## Análisis del régimen de flujo esperado

El Número de Reynolds es un parámetro adimensional que permite determinar el régimen de flujo esperado basado en la densidad, velocidad y viscosidad del fluido y diámetro de la tubería por la cual éste se encuentra fluyendo. Para valores de Número de Reynolds menores a 2100 el régimen de flujo esperado es laminar, mientras que para valores mayores a 4000 se estaría esperando flujo turbulento. Finalmente, entre estos dos valores se establecería un régimen de transición.

En este punto resulta importante hacer notar que cuando la viscosidad del fluido es un parámetro dominante sobre los factores inerciales (velocidad y densidad) se espera que el régimen de flujo sea laminar. Basados en esta idea y dado que la viscosidad del petróleo en este campo varía entre 1.000 y 10.000 centipoises se esperaba entonces que el régimen de flujo presente fuese laminar. Sin embargo, con el objetivo de comprobarlo, se realizaron los cálculos correspondientes del Número de Reynolds. (Apéndice E). Los resultados se muestran en la siguiente figura

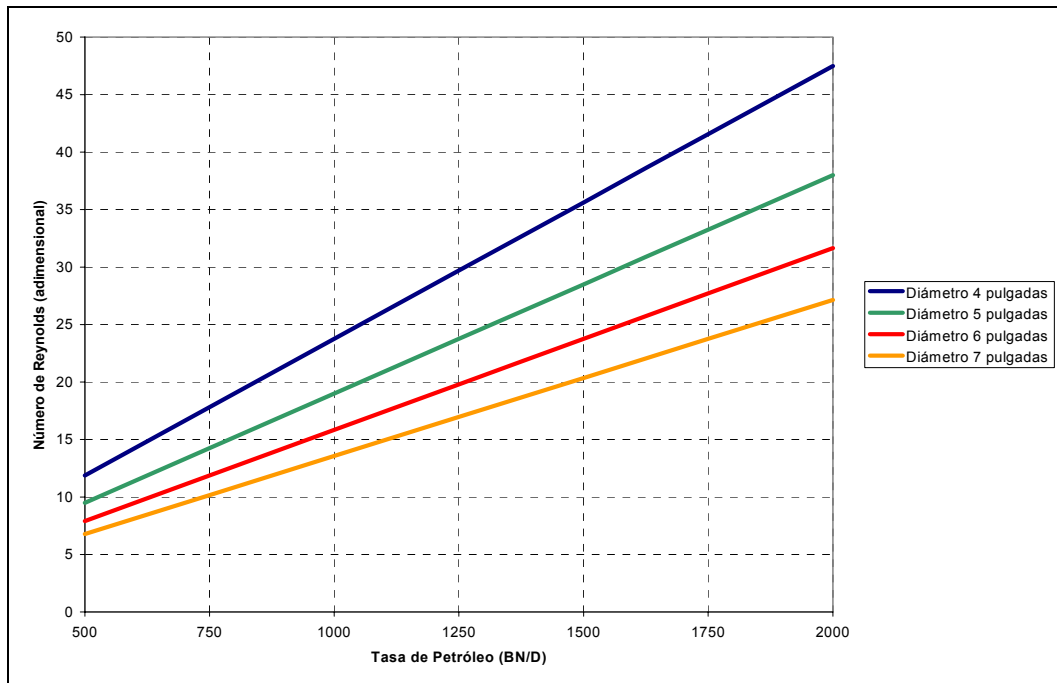


Figura 41. Número de Reynolds para diferentes tamaños de tubería y tasas de producción de petróleo. Viscosidad del petróleo 1.000 cp. y 10° API

Como se puede observar en la figura anterior, cuando se usa la menor viscosidad de petróleo del área (1.000 centipoises), un diámetro de tubería de 4 pulgadas y una tasa de producción de petróleo de 2000 BN/D el mayor valor encontrado para el número de Reynolds fue de 47. Tomando en cuenta que el diámetro interno del liner usado en el área es de 6,366 pulgadas se puede notar que el valor del Número de Reynolds para este caso se encontraría entre 27 y 31 para la mayor tasa considerada para realizar estos cálculos, la cual fue de 2.000 BN/D. Estos resultados permitieron comprobar que el régimen de flujo esperado en los pozos del Bloque H del Campo Ayacucho es laminar.

### **Análisis de los perfiles de presión observados en los pozos que contienen sensores de presión**

Al procesar la información registrada por los sensores y referenciarla a una profundidad vertical común (*datum*) se pudieron generar los perfiles de presión para los pozos estudiados; los mismos se muestran y describen a continuación.

#### **Perfiles de presión observados en el pozo J4-P01**

Las respuestas de los sensores del pozo J4-P01 para tres pruebas distintas, así como los resultados obtenidos después de referenciar las mismas a una profundidad de 1738 pies, se encuentran reflejados en las siguientes tablas.

*Tabla 13. Presiones observadas en el pozo J4-P01 para una tasa de producción de petróleo de 877 BN/D*

Sensor N°	Profundidad medida (pies)	Presión medida (lpc)	Presión referenciada a 1738 pies (lpc)
1	7320	715	715
2	5990	710	700,97
3	5007	690	679,25
4	3507	618	605,1
5	2624	523	582,34

Tabla 14. Presiones observadas en el pozo J4-P01 para una tasa de producción de petróleo de 1132 BN/D

Sensor N°	Profundidad medida (pies)	Presión medida (lpc)	Presión referenciada a 1738 pies (lpc)
1	7320	692,5	692,5
2	5990	682,5	674,1
3	5007	657,5	647,5
4	3507	565	553
5	2624	475	530,2

Tabla 15. Presiones observadas en el pozo J4-P01 para una tasa de producción de petróleo de 1361 BN/D

Sensor N°	Profundidad medida (pies)	Presión medida (lpc)	Presión referenciada a 1738 pies (lpc)
1	7320	725	725
2	5990	715	705,97
3	5007	690	679,25
4	3507	590	577,1
5	2624	480	539,34

Se puede notar que después de referenciar las presiones a una profundidad vertical común se presenta una diferencia entre las presiones observadas en los sensores N° 1 (más cercano al final del pozo) y N° 4 (más cercano al comienzo del lateral).

Los perfiles de presión observados en el pozo J4-P01 se pueden apreciar en la siguiente figura.

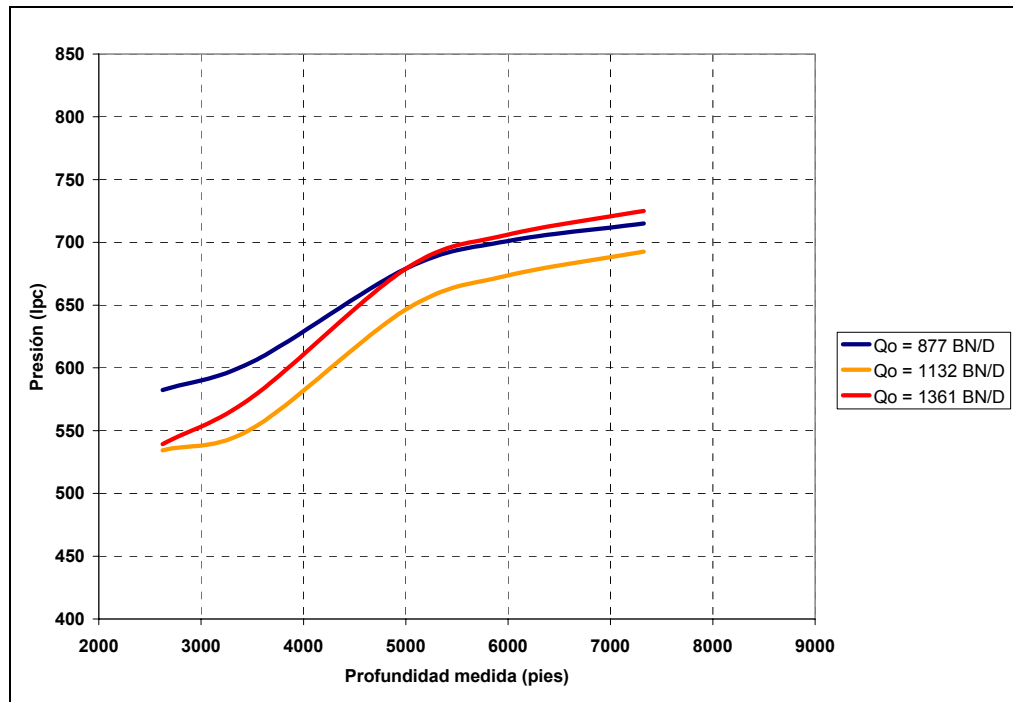


Figura 42. Perfiles de presión observados en el pozo J4-P01 para diferentes tasas de producción de petróleo

En esta gráfica se pueden notar algunos cambios en los gradientes de presión a lo largo del pozo, siendo más pronunciados entre 3421 y 5007 pies, lo cual puede ser una indicación de que este pozo presenta una mayor contribución en esta sección.

Otro punto importante a destacar es que la sección horizontal de este pozo comienza a 3421 pies de profundidad medida. Se puede notar que para profundidades menores a ésta el gradiente de presión disminuye bruscamente hasta llegar a la entrada de la bomba de cavidad progresiva. Esto es debido principalmente a que en esta sección la tubería presenta una mayor dimensión, siendo su diámetro de 9 5/8 pulgadas, lo que evidentemente disminuye las pérdidas debidas a la fricción y produce este cambio en las tendencias. Además, este mismo intervalo corresponde a la sección tangente donde se encuentra ubicada la bomba de cavidad progresiva, la cual se caracteriza por ser una sección que presenta de 65 a 75 grados de inclinación y en la cual se produce un cambio de altura de aproximadamente 160 pies para este pozo. Debido a esto las pérdidas por fricción pasan a ser de menor orden a las causadas por los gradientes hidrostáticos, hecho que se refleja en la gráfica anterior.



A manera de cuantificar las pérdidas de presión por fricción observadas en el pozo J4-P01 se fijó la presión medida en el sensor N° 1 (el más alejado de la bomba de cavidad progresiva) y a partir de este punto se determinó el diferencial de presión obtenido hasta llegar al sensor N° 4 (el más cercano al inicio de la sección horizontal del pozo). Los resultados se muestran en la figura 43.

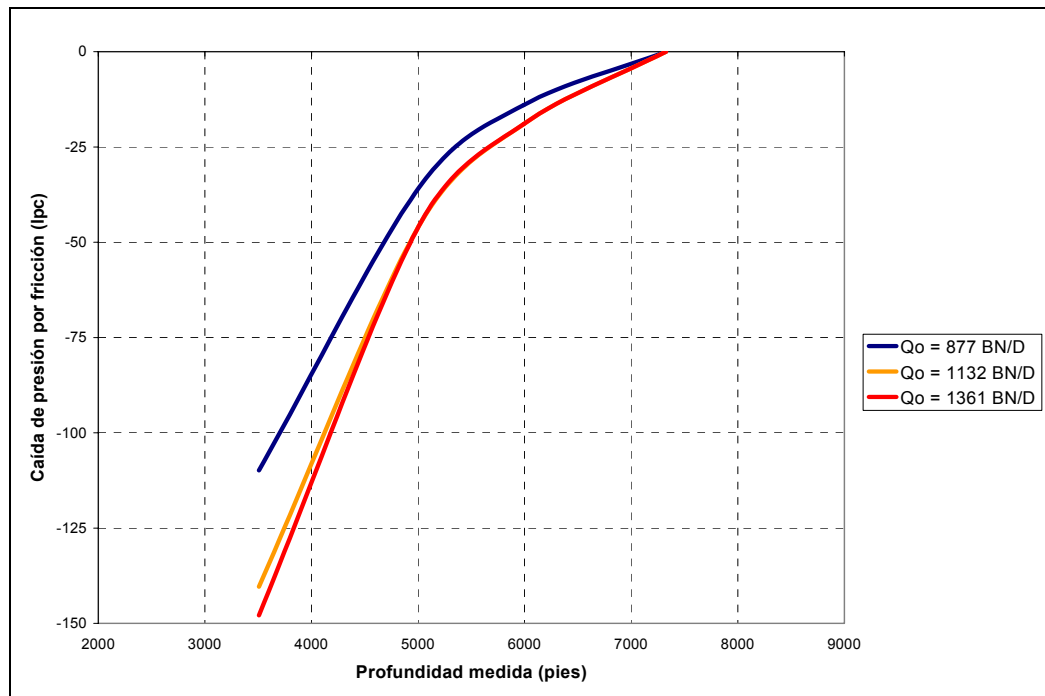


Figura 43. Gráfico de caídas de presión por fricción observadas en el pozo J4-P01 para distintas tasas de producción

Dicho gráfico muestra que el pozo J4-P01 con el *stinger* dentro del liner presenta un diferencial de presiones entre el sensor N° 1 (cercano a la profundidad final del pozo) y el sensor N° 4 (cercano al comienzo del lateral) entre 110 y 148 lpc. Es importante hacer notar que las caídas de presión se hacen más evidentes a medida que se está más cerca del inicio de la sección horizontal (*heel*). Esto se debe fundamentalmente a que esta es la zona más próxima a la bomba de cavidad progresiva, lo que se traduce en un alto diferencial de presión que implica que en esta sección del pozo se presente un incremento en la velocidad de flujo.

Además, se puede notar la influencia de la tasa de producción en las magnitudes de las caídas de presión. Si se comparan la línea azul y roja de la gráfica anterior se puede observar como un incremento de 480 BN/D en la tasa de producción de este pozo generó que las caídas de presión por fricción aumentaran en 38 lpc.

### **Perfiles de presión observados en el pozo C6-P01**

Análogamente al análisis hecho con las presiones observadas en el pozo anterior se procesó la información proveniente de los sensores localizados en el pozo C6-P01 y se llevaron a un nivel de referencia común de 2456 pies de profundidad vertical. Los resultados se muestran en las siguientes tablas.

*Tabla 16. Presiones observadas en el pozo C6-P01 para una tasa de producción de petróleo de 1992 BN/D*

Sensor N°	Profundidad medida (pies)	Presión medida (lpc)	Presión referenciada a 2456 pies (lpc)
1	7992	1044	1044
2	6210	1019	1018,14
3	5480	1000	998,71
4	4207	950	955,59
5	3154	838	950,66

*Tabla 17. Presiones observadas en el pozo C6-P01 para una tasa de producción de petróleo de 2295 BN/D*

Sensor N°	Profundidad medida (pies)	Presión medida (lpc)	Presión referenciada a 2456 pies (lpc)
1	7992	1025	1025
2	6210	1000	999,14
3	5480	980	978,71
4	4207	927	932,59
5	3154	813	925,66

Tabla 18. Presiones observadas en el pozo C6-P01 para una tasa de producción de petróleo de 2938 BN/D

Sensor N°	Profundidad medida (pies)	Presión medida (lpc)	Presión referenciada a 2456 pies (lpc)
1	7992	970	970
2	6210	942	941,14
3	5480	917	915,71
4	4207	858	863,59
5	3154	750	862,66

Se puede notar que después de referenciar las presiones a una profundidad vertical común se presenta una diferencia entre las presiones observadas en los sensores N° 1 (más cercano al final del pozo) y N° 4 (más cercano al comienzo del lateral).

Los perfiles de presión observados en el pozo C6-P01 se presentan en la siguiente figura.

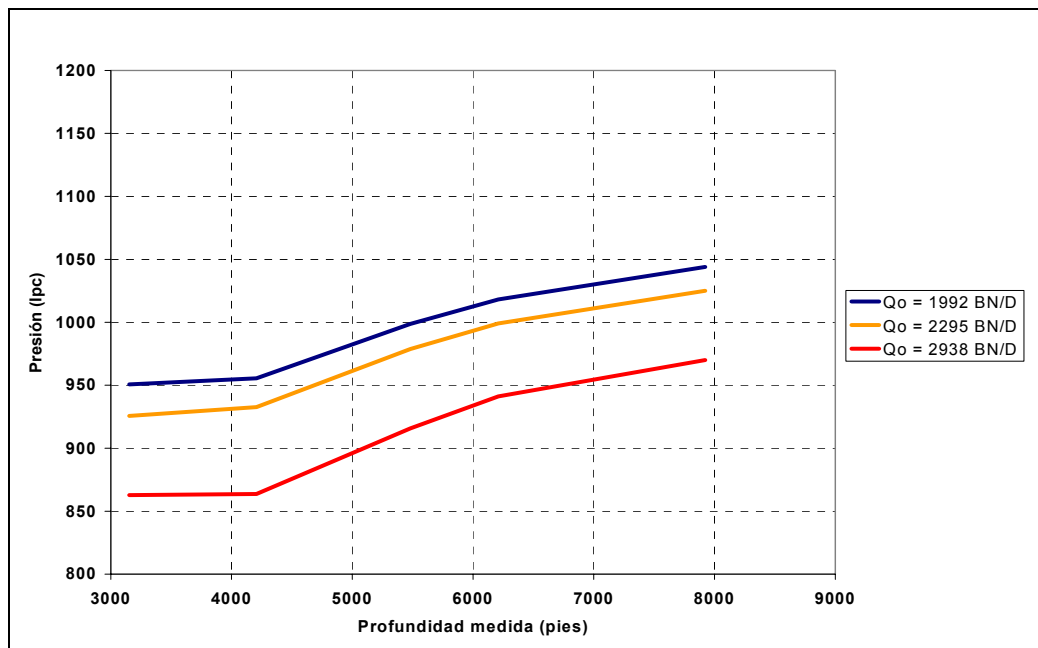


Figura 44. Perfiles de presión observados en el pozo C6-P01 para diferentes tasas de producción de petróleo

Igualmente en este pozo se pudo notar un cambio en los gradientes de presión aún más significativo a profundidades menores a 4207 pies, profundidad a la cual comienza la sección lateral del pozo C6-P01. En dicho pozo la diferencia de altura entre la sección lateral y el punto donde se encuentra ubicada la bomba de cavidad progresiva (3154 pies) es de 249 pies. Se puede observar entonces cómo en esta sección los cambios en las presiones se deben principalmente a los gradientes hidrostáticos.

Además, en la figura 44 se puede observar que los cambios en los gradientes de presión a lo largo de la sección horizontal son menores a los observados en el pozo J4-P01, lo cual podría implicar que en el pozo C6-P01 existe una contribución mucho más uniforme, incluso desde las regiones más profundas del mismo.

Con el objetivo de cuantificar las pérdidas de presión por fricción observadas en el pozo C6-P01 se fijó la presión medida en el sensor N° 1 y a partir de este punto se determinó el diferencial de presión obtenido hasta llegar al sensor N° 4. Los resultados se muestran en la figura 45.

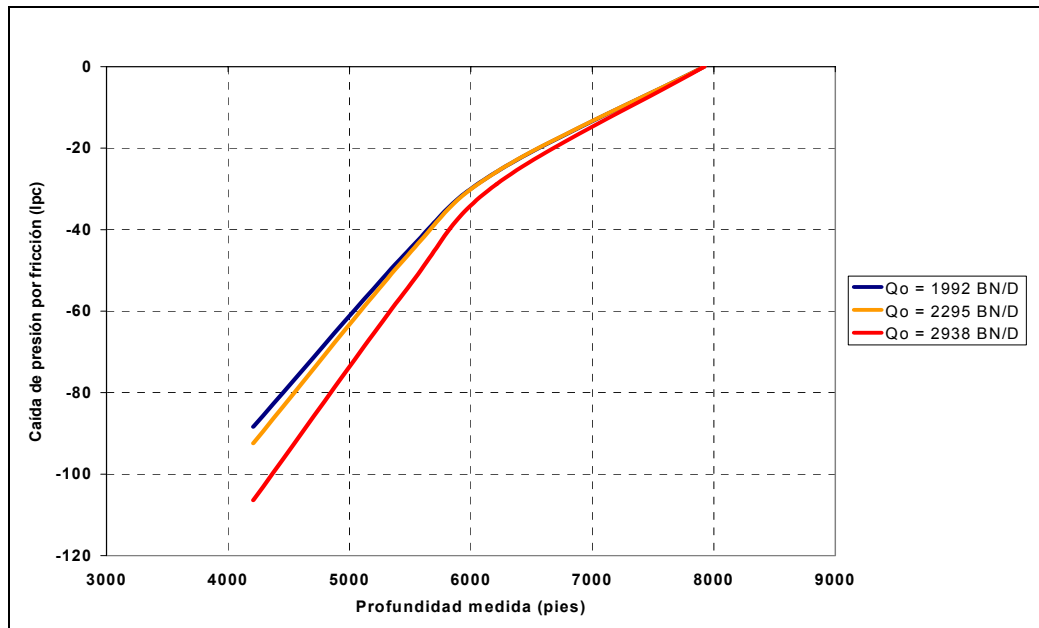


Figura 45. Gráfico de caídas de presión por fricción observadas en el pozo C6-P01 para distintas tasas de producción

Al analizar estos resultados se puede notar que el pozo C6-P01 presenta un diferencial de presiones entre los sensores N° 1 (cercano al fondo del pozo) y N° 4 (cercano al comienzo del lateral) entre 88 y 107 lpc. Un incremento en la tasa de producción de aproximadamente 950 BN/D, propiciaron un aumento en las caídas de presión de 19 lpc. La razón principal por la cual se justifica haber obtenido una caída de presión menor en comparación con los valores observados en el pozo J4-P01 es la diferencia de viscosidades entre los sectores del campo donde se encuentran perforados ambos pozos, ya que en el sector del pozo C6-P01 se estima una viscosidad inicial del petróleo alrededor de los 1900 centipoises, mientras que para el sector del pozo J4-P01 la viscosidad inicial estimada es de 5945 centipoises.

En este caso también se pudo notar que las caídas de presión se hacen mucho más importantes a medida que se está más cerca del inicio de la sección horizontal del pozo (*heel*).

#### **Perfiles de presión observados en el pozo H3-P04**

Al igual que el análisis hecho con las presiones observadas en los dos pozos anteriores se procesó la información proveniente de los sensores localizados en el pozo H3-P04 y se llevaron a un nivel de referencia común de 1870 pies de profundidad vertical. Los resultados se muestran en las siguientes tablas.

*Tabla 19. Presiones observadas en el pozo H3-P04 para una tasa de producción de petróleo de 921 BN/D*

Sensor N°	Profundidad medida (pies)	Presión medida (lpc)	Presión referenciada a 1870 pies (lpc)
1	7355	777	777
2	6443	762	768,09
3	5553	748	750,58
4	4662	706	710,3
5	2737	598	662,93

*Tabla 20. Presiones observadas en el pozo H3-P04 para una tasa de producción de petróleo de 1031 BN/D*

Sensor N°	Profundidad medida (pies)	Presión medida (lpc)	Presión referenciada a 1870 pies (lpc)
1	7355	775	775
2	6443	756	761,59
3	5553	736	738,58
4	4662	691	695,3
5	2737	562	626,93

*Tabla 21. Presiones observadas en el pozo H3-P04 para una tasa de producción de petróleo de 1191 BN/D*

Sensor N°	Profundidad medida (pies)	Presión medida (lpc)	Presión referenciada a 1870 pies (lpc)
1	7355	759	759
2	6443	739	744,59
3	5553	716	718,58
4	4662	661	665,3
5	2737	514	578,93

Al igual que en los dos casos estudiados previamente, se puede notar que existe una diferencia en las presiones observadas en distintos puntos del lateral, las cuales sólo son asociadas con la fricción ya que son resultados obtenidos al referenciar las presiones a una profundidad vertical común.

Los distintos perfiles de presión observados en el pozo H3-P04 se muestran en la siguiente figura.

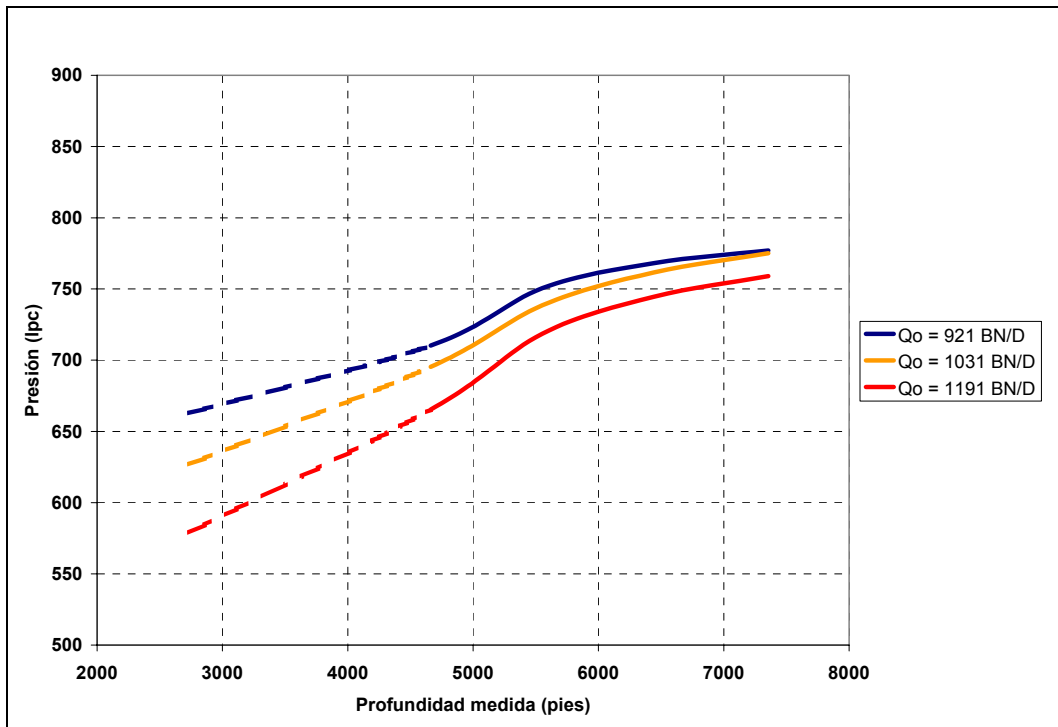


Figura 46. Perfiles de presión observados en el pozo H3-P04 para distintas tasas de producción

El sensor N° 4 de este pozo se encuentra ubicado a 1182 pies de distancia del comienzo de la sección horizontal, razón por la cual no se pudo monitorear el comportamiento de las presiones entre 3480 y 4662 pies. Además, cabe destacar que el sensor N° 1 se encuentra ubicado a 7355 pies, por lo que tampoco se cuenta con información de presión para los últimos 1392 pies de la sección horizontal de este pozo. En total, de los 5267 pies de sección lateral del pozo H3-P04 no se cuenta con información en 2574 pies, lo cual representa casi la mitad de dicha sección. La localización de estos sensores no fue producto de alguna planificación específica por parte de la empresa.

Una vez observados los perfiles de presión mostrados por el pozo H3-P04 se cuantificaron las pérdidas de presión por fricción, al igual que con los dos pozos anteriores. Se fijó la presión medida en el sensor N° 1 y a partir de este punto se determinó el diferencial de presión obtenido hasta llegar al sensor N° 4. Los resultados se muestran en la siguiente figura.

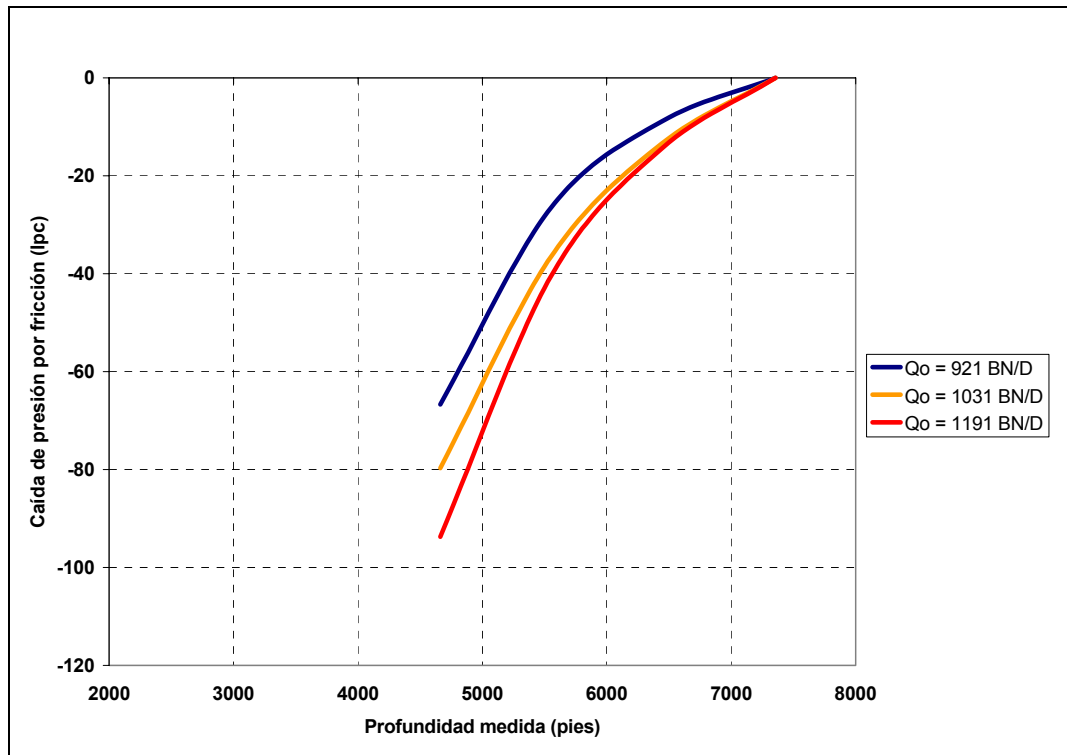


Figura 47. Gráfico de caídas de presión por fricción observadas en el pozo H3-P04 para distintas tasas de producción

Como se puede observar, el pozo H3-P04 mostró un rango de caídas de presión entre 66 y 94 lpc entre los sensores N° 1 y N° 4. Al igual que en los dos casos anteriores las pérdidas de presión mostradas en el pozo H3-P04 se hicieron mayores a medida que la tasa de producción de petróleo se incrementó.

Además, en este pozo se observa una caída de presión bastante pronunciada, incluso se aproxima a la mostrada por el pozo J4-P01, en el cual los sensores cubrían una mayor distancia del lateral y en el que la viscosidad del petróleo es mayor. Estas pérdidas de presión tan importantes en el pozo H3-P04 se asocian al hecho de que el influjo de fluidos en el mismo es bastante uniforme, es decir, las secciones cercanas a la profundidad final aportan un porcentaje considerable de la producción total de este pozo. Con el objetivo de dar validez a esta explicación se acudió a los reportes de perforación del pozo H3-P04, los mismos demuestran que este pozo fue perforado en



arenas petrolíferas excelentes, incluso en las secciones finales del mismo (cercanas a su profundidad final). Esto se puede observar en la siguiente tabla.

Tabla 22. Propiedades de las arenas perforadas por el pozo H3-P04. Fuente: Petrolera Ameriven

Intervalo	Descripción	Resistividad ( $\Omega$ m)	Rayos Gamma (unidades API)
3491 – 3712	Arena petrolífera buena	215	19
3712 – 4229	Arena petrolífera pobre de baja resistividad	15	28
4229 – 4286	Arena petrolífera buena	116	19
4286 – 4412	Lutita	5	73
4412 – 4687	Arena petrolífera muy buena	95	27
4687 – 5680	Arena petrolífera muy buena a excelente	1091	20
5680 – 6175	Arena petrolífera excelente	2091	20
6175 – 6453	Arena petrolífera excelente	930	21
6453 – 6595	Arena de baja resistividad, haciéndose moderada	74	29
6595 – 6918	Arena petrolífera moderada a muy buena	395	21
6918 – 7430	Arena petrolífera muy buena a excelente	1040	16
7430 – 7825	Arena petrolífera de baja resistividad	70	25
7825 – 7850	Lutita	3	90
7850 – 7964	Arena petrolífera de baja resistividad	12	43
7964 - 8736	Arena petrolífera buena, haciéndose excelente	1839	23
8736-8747	Lutita	3	90

### Modelaje de presiones en los pozos con stinger y sensores

Tomando como antecedente el trabajo de Ouyang<sup>18</sup>, se utilizó la correlación de Beggs & Brill y 5 pulgadas de diámetro interno para construir tablas hidráulicas que

permitieran modelar las caídas de presión observadas en los pozos con sensores a través de la simulación de yacimientos. Los resultados obtenidos usando este método fueron consistentes con la anterior investigación. Los mismos se presentan a continuación.

### **Ajuste de presiones para el pozo J4-P01**

Se decidió trabajar primero en el ajuste de presiones de este pozo ya que existía una investigación previa con la cual se podían comparar resultados, a manera de comprobar que los mismos son consistentes.

Al correr el modelo sencillo de simulación incluyendo como datos de entrada las tablas hidráulicas construidas utilizando la correlación de Beggs & Brill y 5 pulgadas de diámetro interno, se pudo observar que las presiones simuladas resultaron bastante similares a las observadas para iguales condiciones de flujo en el pozo. Las presiones reportadas luego de correr la simulación para los nodos asignados en las mismas profundidades donde se encuentran instalados los sensores, también fueron referenciadas a una profundidad de 1738 pies de profundidad vertical para poder ser comparados con las presiones observadas. Los resultados se presentan en la siguiente tabla.

*Tabla 23. Comparación entre presiones observadas y modeladas en el pozo J4-P01 para una tasa de producción de 1132 BN/D.*

Sensor N°	Profundidad medida (pies)	Presión medida (lpc)	Presión simulada (lpc)
1	7320	692,5	689,67
2	5990	673,47	667,36
3	5007	646,75	650,13
4	3507	552,1	566,45
5	2624	534,34	534,34

La comparación entre las presiones observadas y simuladas se muestran gráficamente en la siguiente figura.

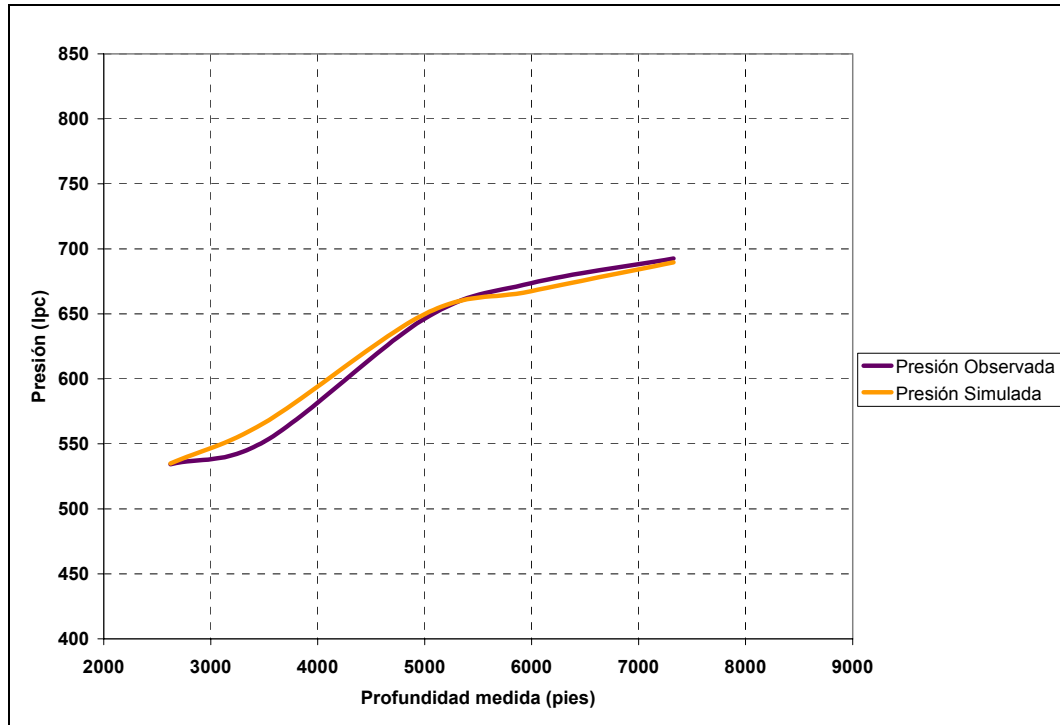


Figura 48. Gráfico de comparación entre presiones observadas y simuladas en el pozo J4-P01 para una tasa de producción de petróleo de 1132 BN/D

Este gráfico muestra cómo utilizando la correlación de Beggs & Brill y un diámetro interno de 5 pulgadas se pudo reproducir de una manera satisfactoria el comportamiento de presiones observadas en el pozo J4-P01 para condiciones de flujo similares, logrando un ajuste bastante aceptable para los distintos puntos donde se encuentran localizados los sensores del pozo. El máximo error presentado en este ajuste fue de 13 lpc de diferencia, para el punto donde se encuentra localizado el sensor N° 4.

#### **Ajuste de presiones para el pozo C6-P01**

Utilizando la correlación de Beggs & Brill y un diámetro interno de 5 pulgadas también se pudo lograr un ajuste aceptable con las presiones observadas en el pozo C6-P01. Los resultados provenientes de la simulación para los nodos colocados en las

mismas profundidades donde se encuentran instalados los sensores se presentan en la siguiente tabla.

Tabla 24. Comparación entre presiones observadas y modeladas en el pozo C6-P01 para una tasa de producción de 1992 BN/D.

Sensor N°	Profundidad medida (pies)	Presión medida (lpc)	Presión simulada (lpc)
1	7992	1044	1040,12
2	6210	1018,14	1004,63
3	5480	998,71	992,37
4	4207	955,59	956,33
5	3154	950,66	950,66

Esta comparación se puede observar de manera gráfica en la siguiente figura.

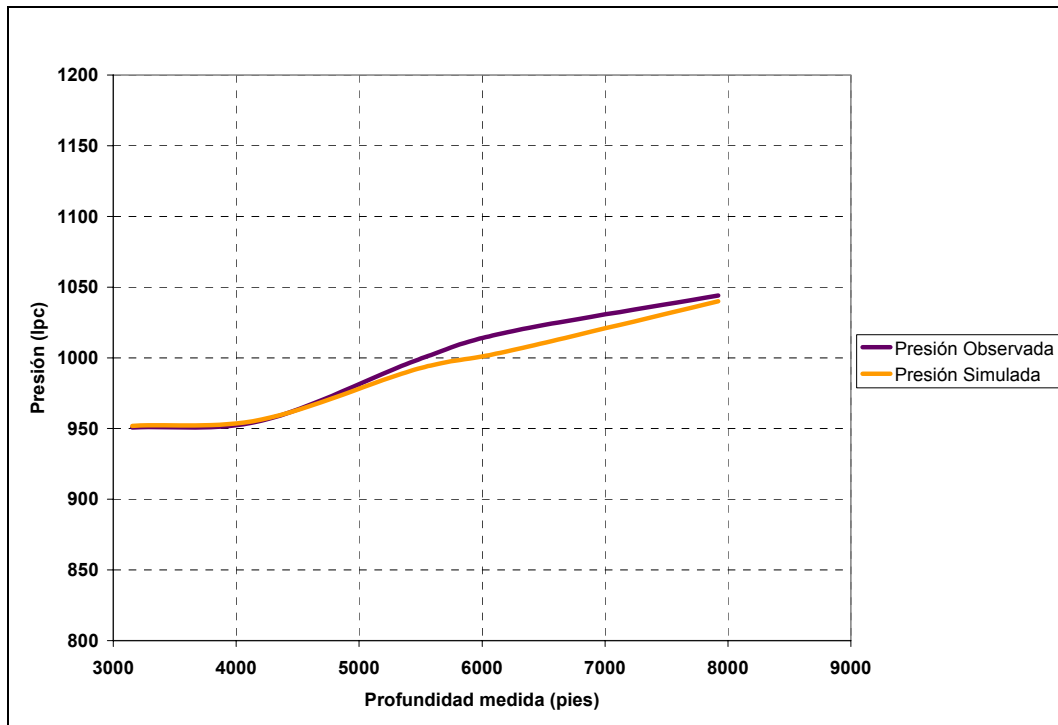


Figura 49. Gráfico de comparación entre presiones observadas y simuladas en el pozo C6-P01 para una tasa de producción de petróleo de 1992 BN/D

Como se puede observar, para el pozo C6-P01 también se obtuvo un buen ajuste entre las presiones observadas y simuladas cuando se utilizó la correlación de Beggs & Brill y un diámetro interno de 5 pulgadas, presentando una máxima diferencia de 14 lpc para el punto donde se encuentra localizado el sensor N° 2.

### **Ajuste de presiones para el pozo H3-P04**

Para el pozo H3-P04 no se pudo obtener un ajuste de presiones utilizando parámetros de entrada similares a los dos casos anteriores (Ver figura 50). Esto pudiera estar asociado a que los datos PVT no representan de manera adecuada las propiedades del fluido que produce esta zona, aunque también se debe tener presente que la correlación de Beggs & Brill pudiera no estar produciendo resultados confiables.

Disminuyendo el tamaño del diámetro hasta 4 pulgadas y evaluando los resultados de la corrida se notó que la diferencia presentada en tres de los cinco puntos evaluados se encontraba entre 13 y 15 lpc. Los valores de presión simulados y observados en el pozo H3-P04 se muestran en la siguiente tabla.

*Tabla 25. Comparación entre presiones observadas y modeladas en el pozo H3-P04 para una tasa de producción de 1031 BN/D.*

Sensor N°	Profundidad medida (pies)	Presión medida (lpc)	Presión simulada (lpc)
1	7355	775	767,02
2	6443	761,59	748,92
3	5553	738,58	723,76
4	4662	695,3	699,46
5	2737	626,93	626,93

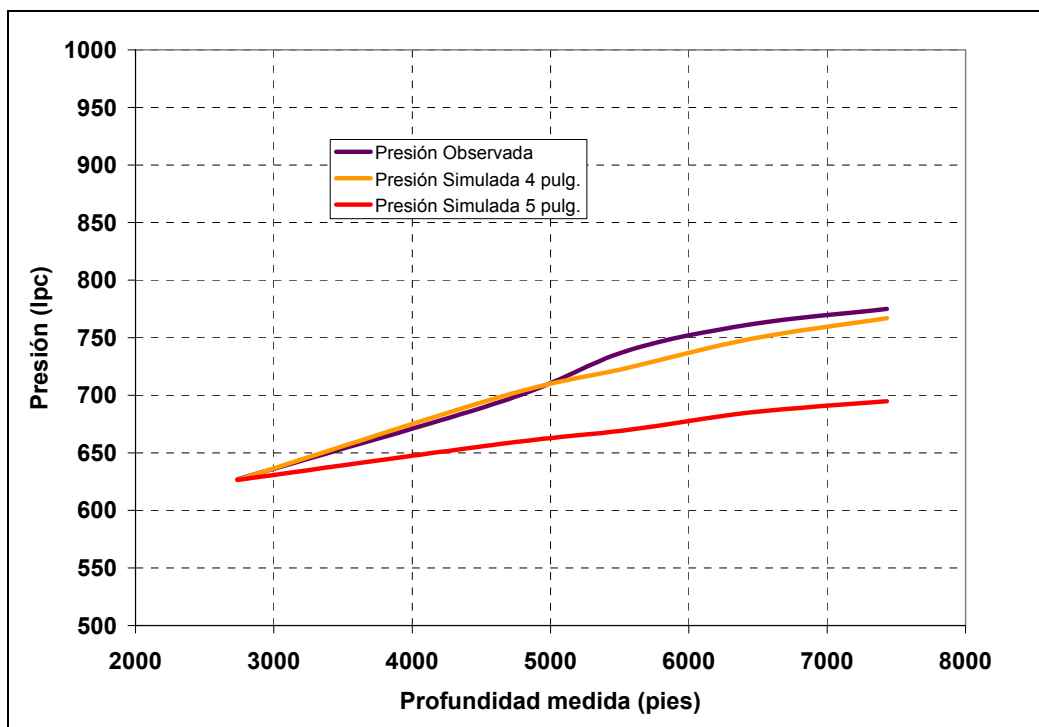


Figura 50. Gráfico de comparación de ajustes obtenidos entre presiones observadas y simuladas en el pozo H3-P04 para una tasa de producción de petróleo de 1031 BN/D

Debido a las limitaciones encontradas en el pozo H3-P04 en cuanto a la falta de información en los primeros 1182 pies y en los 1392 pies finales de su sección lateral, la irregularidad en su trayectoria y la dificultad presentada para obtener un ajuste entre las presiones simuladas y observadas se decidió no tomar en cuenta este pozo para continuar con la investigación.

### **Representación de las pérdidas de presión por fricción en los pozos sin stinger**

Luego de obtener los ajustes presentados en la sección anterior, se procedió entonces a correr los mismos casos ahora introduciendo como datos de entrada las tablas hidráulicas generadas utilizando la correlación de Beggs & Brill y un diámetro de 6,366 pulgadas de diámetro de tubería, con lo cual se quería representar la mayoría de los pozos presentes en el bloque H del Campo Ayacucho. Los resultados de este procedimiento se muestran a continuación.

## Perfil de presión del pozo J4-P01 sin stinger

Los resultados de la simulación del pozo J4-P01 al incluir como datos de entrada las tablas hidráulicas pre-calculadas utilizando la correlación de Beggs & Brill y 6,366 pulgadas de diámetro interno, se muestran en la siguiente tabla.

Tabla 26. Comparación entre presiones simuladas en el pozo J4-P01 en los casos con y sin stinger para una tasa de producción de 1132 BN/D.

Sensor N°	Profundidad medida (pies)	Presión Simulada (lpc)	
		Con 5 pulgadas de diámetro interno	Con 6,366 pulgadas de diámetro interno
1	7320	689,67	616,87
2	5990	667,36	603,99
3	5007	650,13	594,96
4	3507	566,45	555,86
5	2624	534,92	534,92

La diferencia entre ambos casos se puede notar en la figura 51

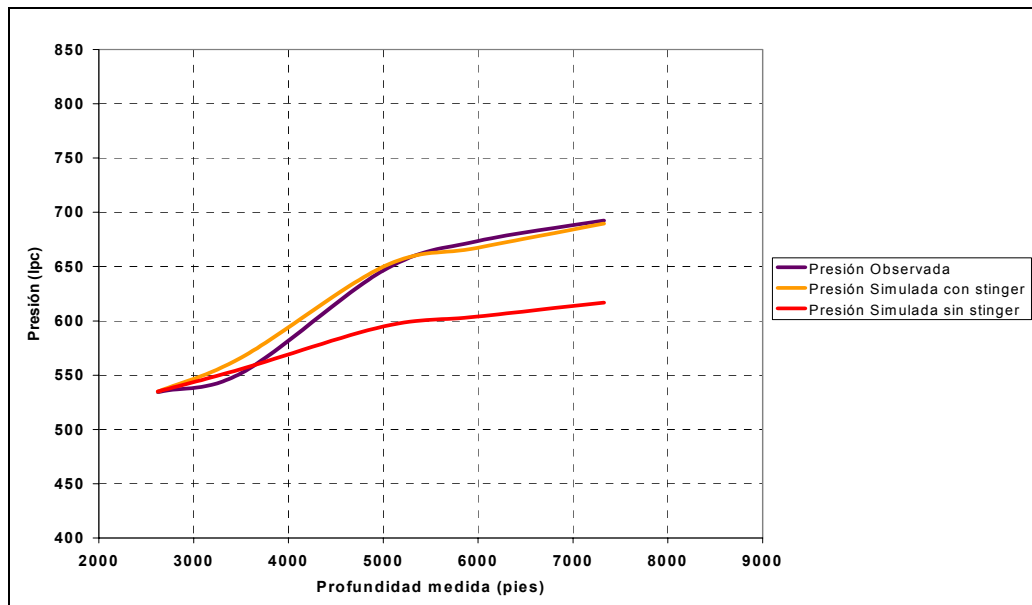


Figura 51. Gráfico de comparación entre los perfiles de presión simulados para el pozo J4-P01 con y sin stinger para una tasa de producción de petróleo de 1132 BN/D

En el gráfico anterior se puede observar cómo, al representar el perfil de presión estimado para el pozo J4-P01 usando el diámetro que presenta la mayoría de los pozos del área, se pudo observar una gran disminución en cuanto al caso en el que se usó un diámetro de tubería de 5 pulgadas para representar el pozo con *stinger* y sensores. Para el caso en el que la restricción del *stinger* no fue considerada se estimó a partir de la simulación un diferencial de presión entre el sensor N° 1 (cercano al fondo del pozo) y el sensor N° 4 (cercano al comienzo del lateral) de 61 lpc cuando el pozo se encontraba produciendo una tasa de petróleo de 1132 bbl/d.

### Perfil de presión para el pozo C6-P01 sin *stinger*

Análogamente en el pozo C6-P01 se aplicó el mismo procedimiento usado para el pozo J4-P01. Se introdujeron como datos de entrada las tablas hidráulicas del pozo C6-P01 generadas usando la correlación de Beggs & Brill y un diámetro de 6,366 pulgadas y se corrió el modelo de simulación de este pozo. Los resultados obtenidos se reflejan en la siguiente tabla.

*Tabla 27. Comparación entre presiones simuladas en el pozo C6-P01 en los casos con y sin *stinger* para una tasa de producción de 1992 BN/D.*

Sensor N°	Profundidad medida (pies)	Presión Simulada (lpc)	
		Con 5 pulgadas de diámetro interno	Con 6,366 pulgadas de diámetro interno
1	7992	1055,61	991,98
2	6210	1009,81	975,47
3	5480	993,62	969,52
4	4207	952,59	955,18
5	3154	950,66	950,66

Los resultados se muestran gráficamente en la siguiente figura



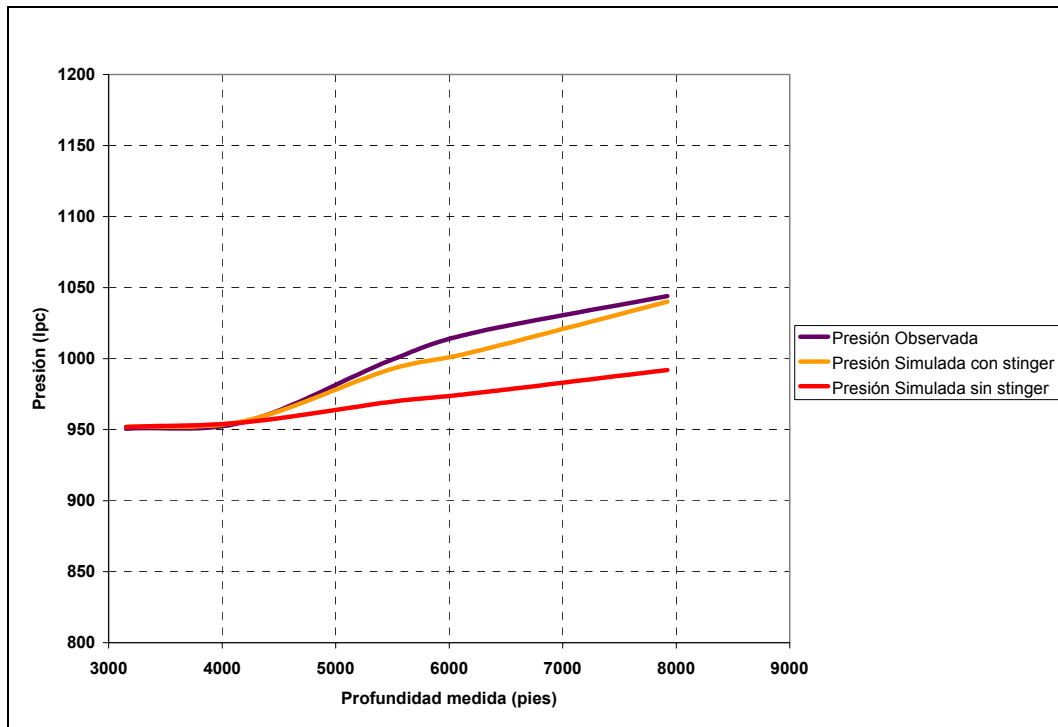


Figura 52. Gráfico de comparación entre los perfiles de presión simulados para el pozo C6-P01 con y sin stinger

Como se puede observar, según la correlación de Beggs & Brill la caída de presión estimada para un pozo sin la completación del stinger es de 37 lpc entre el sensor N° 1 (cercano al final del lateral) y el sensor N° 4 (cercano al inicio del liner) cuando el pozo se encuentra produciendo 1992 BN/D.

### **Impacto de las pérdidas de presión por fricción sobre las estimaciones de productividad de los pozos y el comportamiento de los mismos**

Uno de los objetivos principales de esta investigación es estudiar cómo puede cambiar el comportamiento de los pozos y las estimaciones de productividad de los mismos cuando se asume conductividad infinita y cuando se representa un perfil de presión más realista a lo largo de la sección horizontal de los pozos de este campo. Para lograr esto, se compararon las predicciones generadas por los modelos de simulación numérica para casos en que se representaron las caídas de presión por fricción y casos corridos representando una presión de fondo fluyente constante a lo largo de la sección lateral del pozo. Las pérdidas por fricción se modelaron mediante

el uso de tablas hidráulicas construidas utilizando la correlación de Beggs & Brill y diámetro de 6,366 pulgadas (el cual usa la mayoría de los pozos del área). Los resultados se muestran a continuación.

### Impacto sobre las estimaciones de tasa de petróleo

#### Pozo J4-P01

Las diferencias causadas por las pérdidas de presión debidas a la fricción en el pozo J4-P01, a simple vista no parecen ser significativas, ya que se puede observar en este gráfico que para un tiempo de predicción de 30 años los estimados parecen ser bastante aproximados.

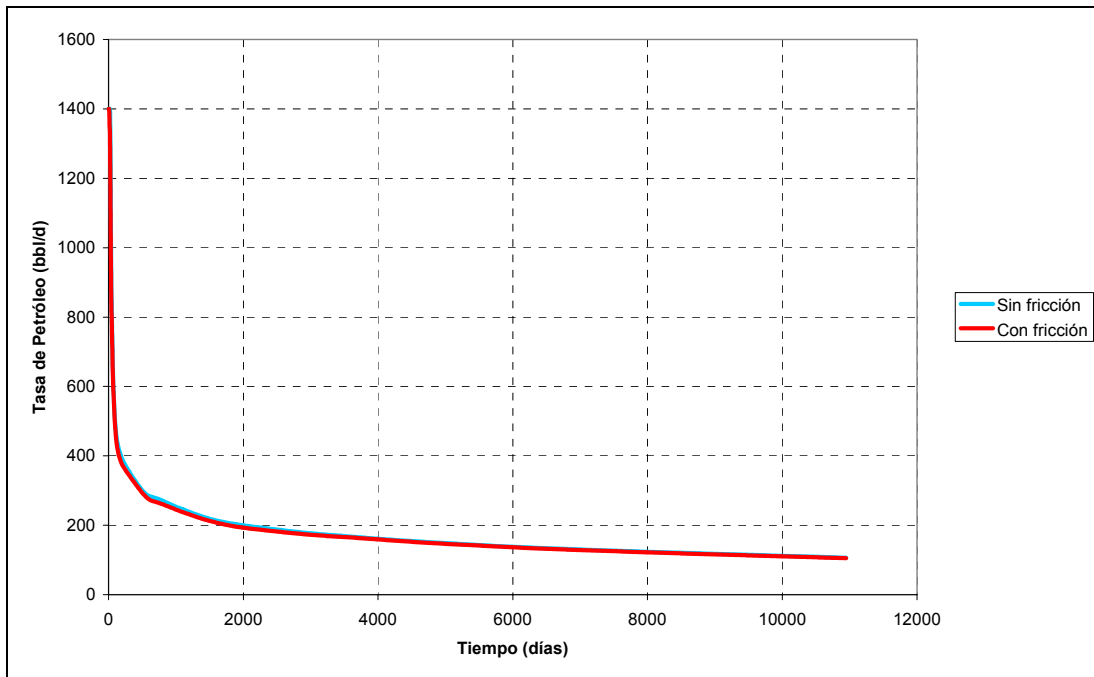


Figura 53. Predicción de tasa de petróleo vs. tiempo para el pozo J4-P01

Sin embargo, haciendo énfasis en las estimaciones a corto plazo para ambos casos, se puede notar una diferencia significativa, tal y como se muestra en la siguiente figura.

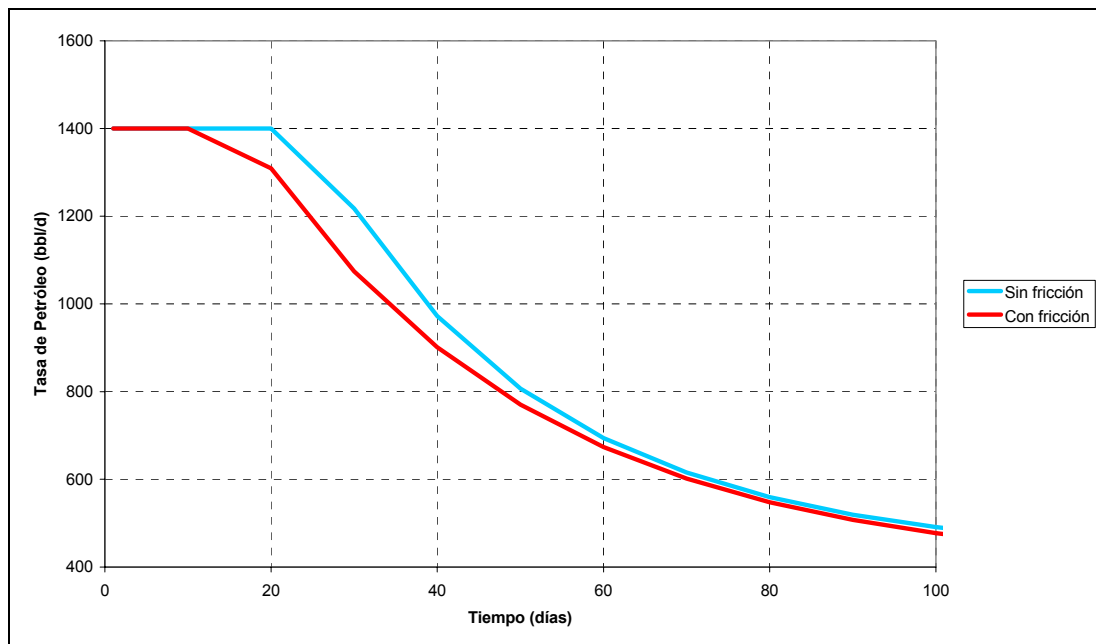


Figura 54. Tasa de petróleo vs. tiempo para los primeros 100 días de predicción del pozo J4-P01

En el pozo J4-P01 se observó que la tasa de petróleo se sobreestima en un rango de 5 a 13,33 %, cuando el pozo fluye con tasas de petróleo entre 750 y 1300 BN/D. Para tasas menores a 750 BN/D la diferencia notada está entre un rango de 2 a 4 %.

La figura 54 representa uno de los impactos más importantes de no considerar las pérdidas de presión por fricción en los estudios de simulación de este campo. Como se puede notar, las diferencias más significativas entre los casos con y sin fricción se producen en períodos cortos de predicción, especialmente cuando las estimaciones de la productividad de los pozos arrojan resultados mayores a los 800 BN/D. Durante estos períodos se debe tener en cuenta que los resultados en las predicciones al asumir conductividad infinita serán optimistas. Esta sobreestimación por supuesto debe considerarse en la planificación a corto plazo del desarrollo del campo.

La segunda consecuencia de importancia es que estas diferencias en la productividad de los pozos durante períodos cortos de predicción deben tomarse en cuenta durante el proceso de ajuste histórico. Antes de modificar los parámetros del yacimiento con el objetivo de corregir la sobreestimación de las tasas de producción

que presenta el modelo en los períodos cortos de su historia, se debe tener presente que el no considerar las pérdidas de presión por fricción presenta una influencia significativa sobre este aspecto.

También se puede notar que a medida que las tasas de producción van disminuyendo las curvas prácticamente se solapan. En este caso, ello ocurre cuando el pozo alcanza una tasa de producción de petróleo de aproximadamente unos 500 BN/D. Este resultado pareciera indicar que para predicciones a largo plazo no resultaría necesario considerar las pérdidas de presión por fricción.

### Pozo C6-P01

Un comportamiento similar pudo ser observado al analizar las predicciones de las tasas de petróleo en el pozo C6-P01. Las predicciones de la tasa de petróleo para 30 años se muestran en el siguiente gráfico.

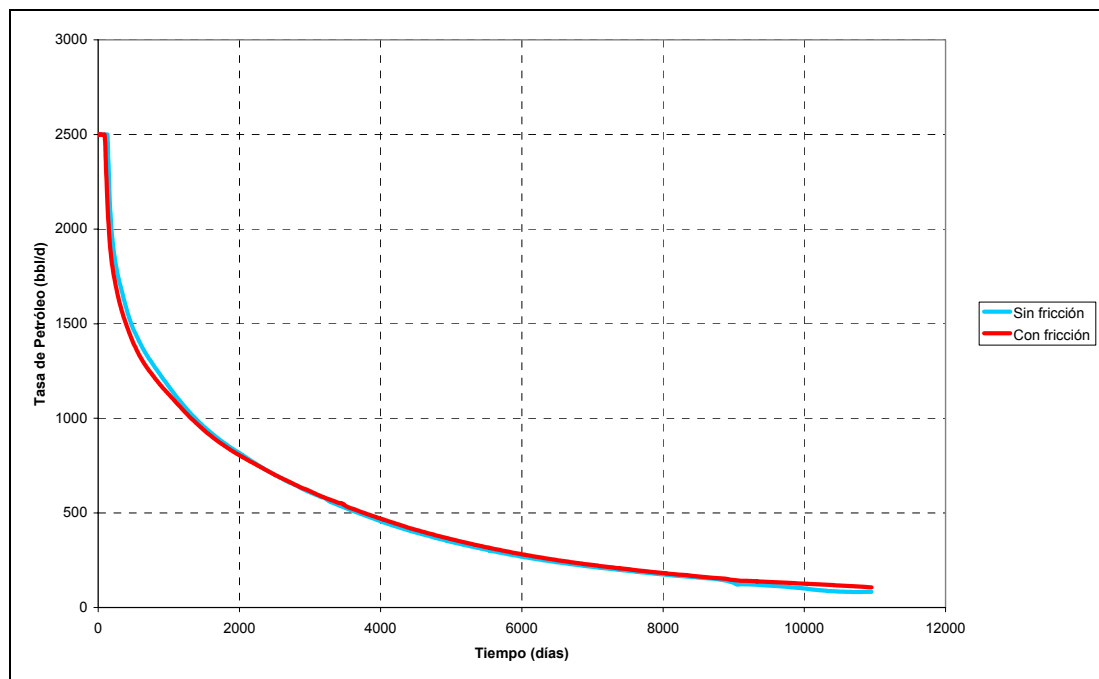
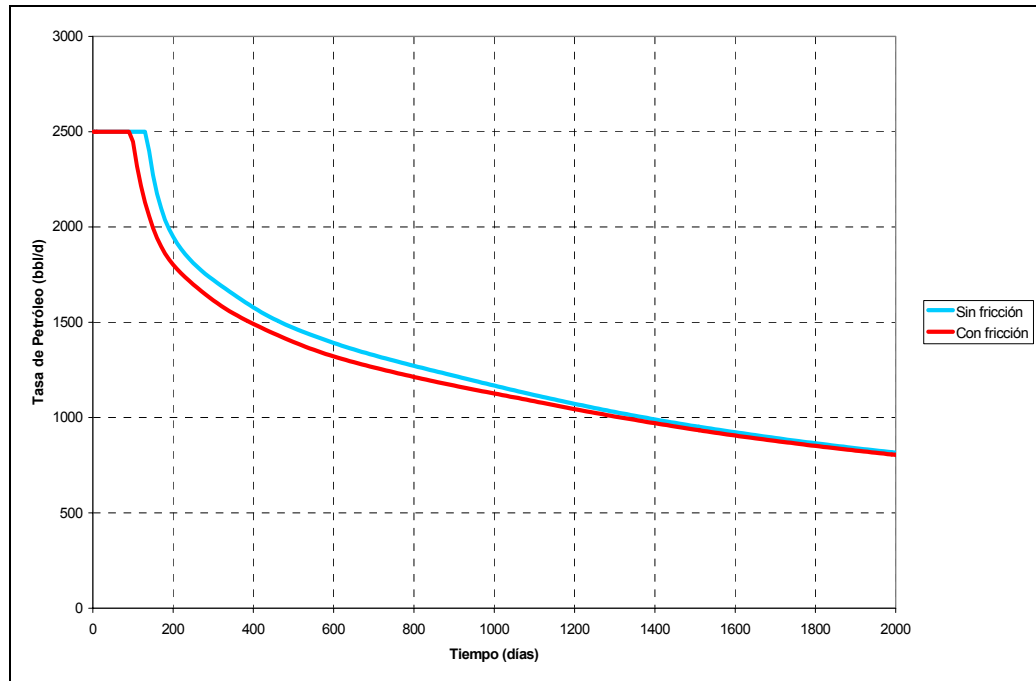


Figura 55. Predicción de tasa de petróleo vs. tiempo para el pozo C6-P01

Al igual que el comportamiento observado en el pozo J4-P01, en términos generales la predicción de la tasa de petróleo para 30 años no presenta una variación

significativa. Sin embargo, al hacer énfasis en períodos tempranos de predicción, en los cuales el pozo experimenta su máximo potencial (tasas mayores a 800 BN/D) se pudieron observar diferencias más significativas, tal y como se muestra en la siguiente figura.



*Figura 56. Tasa de petróleo vs. tiempo para los primeros 2000 días de predicción del pozo C6-P01*

En esta oportunidad las pérdidas de presión por fricción en el pozo causaron el efecto más significativo hasta el momento en el cual el pozo alcanzó una tasa de producción de 1400 BN/D, lo cual ocurrió a los 600 días, es decir, luego de año y 8 meses de predicción. Luego de este período la diferencia entre las curvas es muy pequeña, incluso las mismas llegan a solaparse cuando el pozo produce alrededor de 800 BN/D.

Este caso confirma la importancia de tomar en cuenta las pérdidas de presión por fricción como una variable de peso para estimar el potencial de producción en la vida temprana de los pozos y, evidentemente, para el proceso de ajuste histórico.

En términos cuantitativos, para la tasa de petróleo en este caso se observó una sobreestimación en un rango entre 8 y 15% para tasas mayores a los 1800 BN/D, entre 4 y 7% para tasas entre 1100 y 1800 BN/D y entre 1 y 3% para tasas entre 1100 y 800 BN/D.

### Impacto sobre la relación gas-petróleo

#### Pozo J4-P01

La relación gas-petróleo del pozo J4-P01 mostró una sobreestimación de sólo un 10 % al tiempo final de predicción cuando las pérdidas de presión por fricción no fueron consideradas, tal y como se muestra en la figura 57.

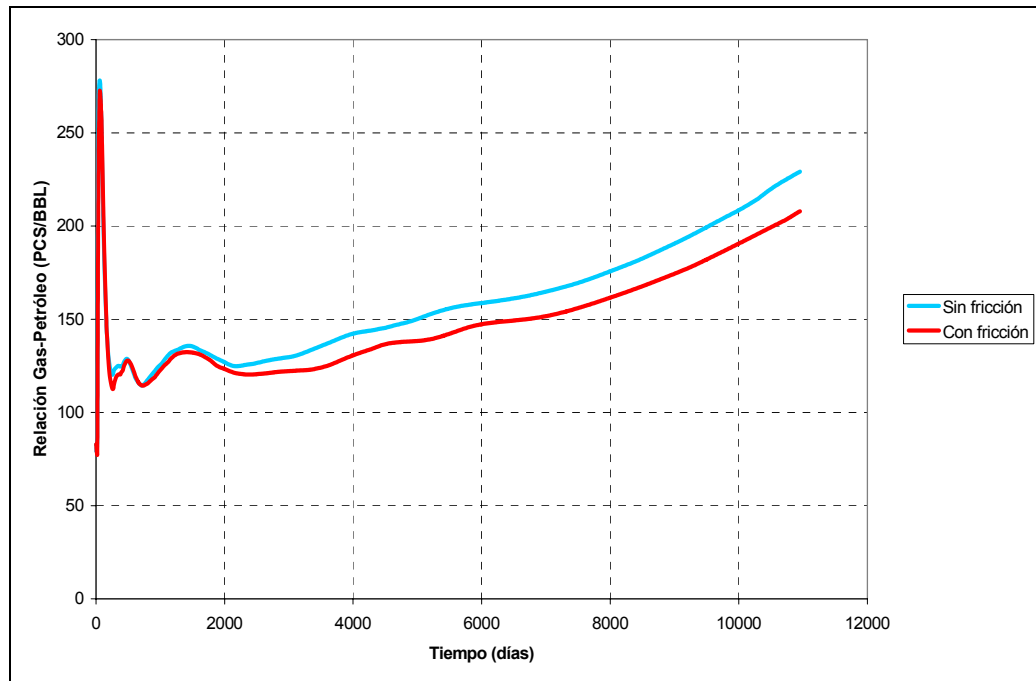


Figura 57. Gráfico de predicción de relación gas-petróleo vs. tiempo para el pozo J4-P01

#### Pozo C6-P01

Al igual que para el caso anterior el pozo C6-P01 también mostró una relación gas-petróleo menor cuando las pérdidas por fricción en el pozo son tomadas en cuenta, tal y como se muestra en la figura 58.

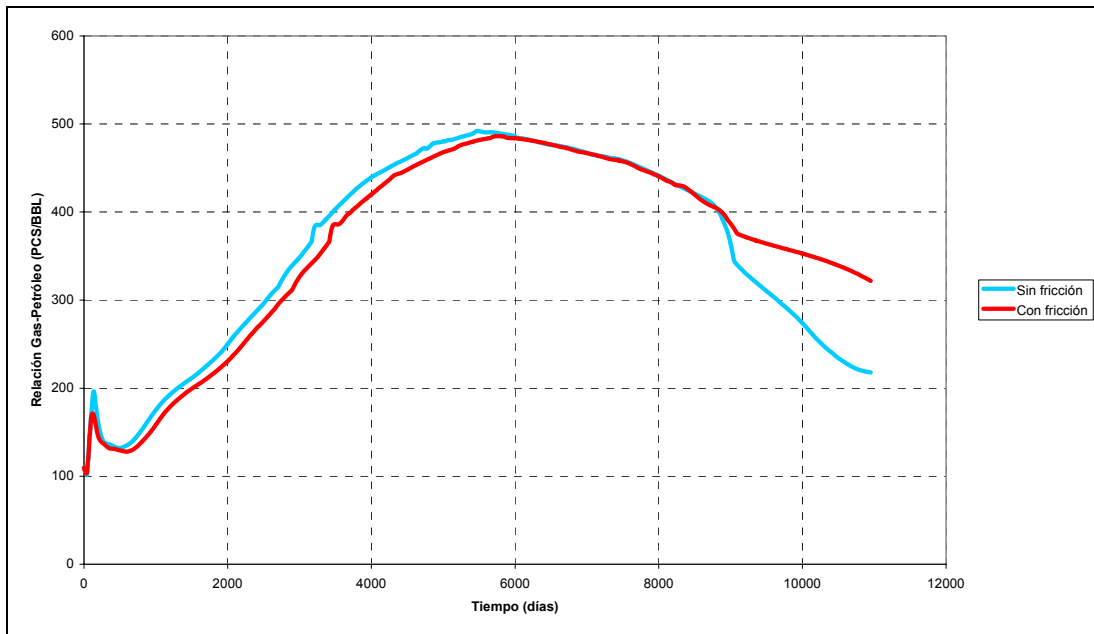


Figura 58. Gráfico de predicción de relación gas-petróleo vs. tiempo para el pozo C6-P01

Estos resultados permiten afirmar que la relación gas-petróleo se ve disminuida cuando se representa un perfil de presión más realista a lo largo del pozo horizontal. Sin embargo, también se puede afirmar que dicha disminución resultó poco significativa para los dos casos estudiados.

Muchos estudios han concluido que la relación gas-petróleo puede verse incrementada cuando se incluyen las pérdidas de presión por fricción. Sin embargo, dichos estudios han considerado yacimientos de petróleo liviano que presentan capa de gas, en los cuales al no considerar las pérdidas de presión por fricción no se notaría cómo esta capa de gas podría llegar a irrumpir en el pozo de manera mucho más rápida, aumentando así la producción de este fluido de manera brusca. Sin embargo, el yacimiento en estudio no presenta tales características.

El haber obtenido como resultado una relación gas-petróleo menor se asocia con que la presión de fondo fluyente, al ser mayor a lo largo del pozo implica que se reduzca el *drawdown* y que a su vez se libere menos gas.

## Impacto sobre el petróleo acumulado

### Pozo J4-P01

La diferencia total mostrada en las predicciones de petróleo acumulado para este pozo fue de aproximadamente 2,25%, es decir, el valor final obtenido asumiendo conductividad infinita en el pozo resultó bastante aproximado al valor encontrado cuando las pérdidas de presión por fricción fueron tomadas en cuenta.

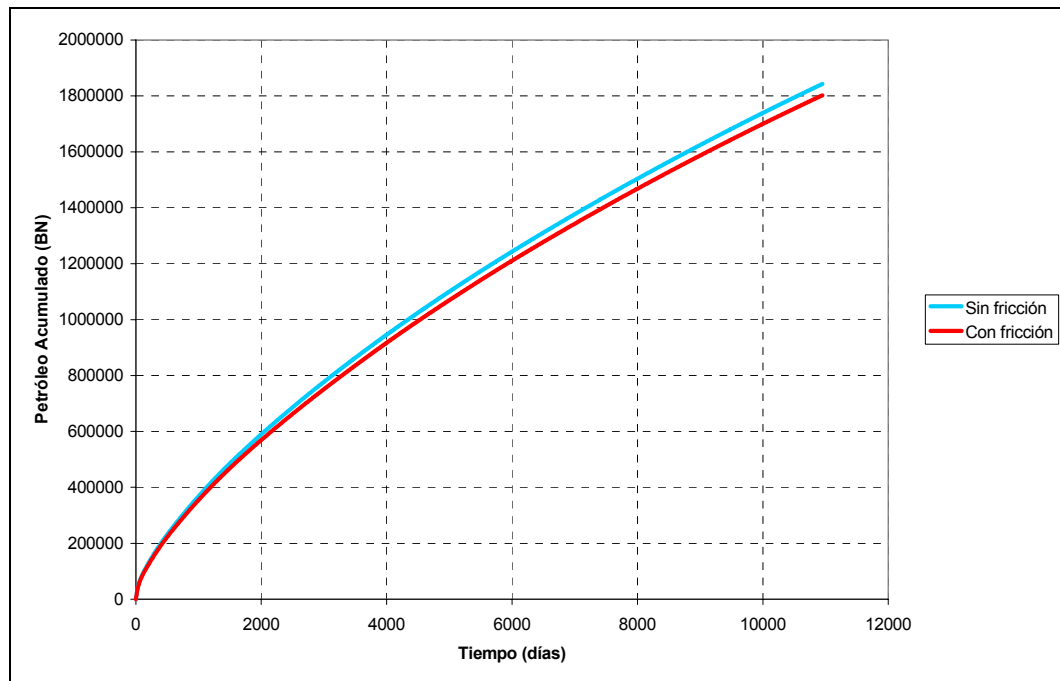


Figura 59. Gráfico de predicción de petróleo acumulado vs. tiempo para el pozo J4-P01

### Pozo C6-P01

Al analizar los resultados de las predicciones de petróleo acumulado para el pozo C6-P01 se pudo notar que, al igual que el pozo J4-P01, no se notó una diferencia significativa en la cantidad predicha para el tiempo total de 30 años. Para este caso la diferencia total fue incluso de 1% cuando se tomaron en cuenta las pérdidas por fricción con respecto al caso en el que las mismas no fueron consideradas.



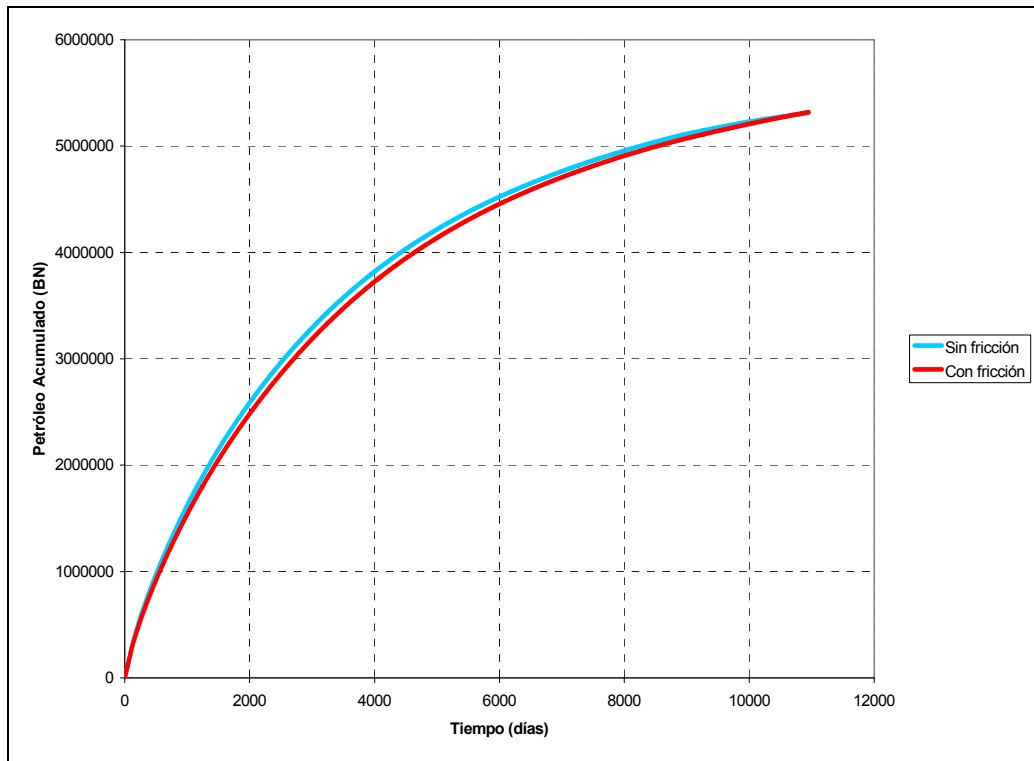


Figura 60. Gráfico de predicción de petróleo acumulado vs. tiempo para el pozo C6-P01

Este resultado pareciera indicar que para contabilizar el recobro de petróleo que puede ser recuperado por cada pozo no resultaría necesario tomar en cuenta las pérdidas de presión por fricción, ya que asumiendo conductividad infinita se logran obtener resultados aproximados.

### Impacto sobre el influjo de petróleo

#### Pozo J4-P01

Analizando el comportamiento del influjo de petróleo en distintas secciones del pozo se pudo observar la mayor diferencia a los 10 días de predicción, tiempo para el cual, tanto el caso en el que se considera pérdidas de presión en el pozo como el otro en el que la fricción no es considerada, presentaban una producción de 1400 BN/D, que corresponde a la tasa máxima fijada para evaluar las predicciones de este pozo.

En la figura 61 se muestra el porcentaje de influjo de petróleo acumulado desde la profundidad final del pozo, el cual se encuentra ubicado a 8823 pies, hasta el comienzo de la sección horizontal, ubicado a 3421 pies de profundidad medida. Es por ello que la gráfica muestra un valor constante de 100 % entre 0 y 3421 pies de profundidad medida, ya que ésta es la sección del pozo que no contribuye a la producción. Dicho gráfico muestra una máxima diferencia de 4% en el porcentaje de influjo de petróleo cuando se representan las pérdidas de presión por fricción.

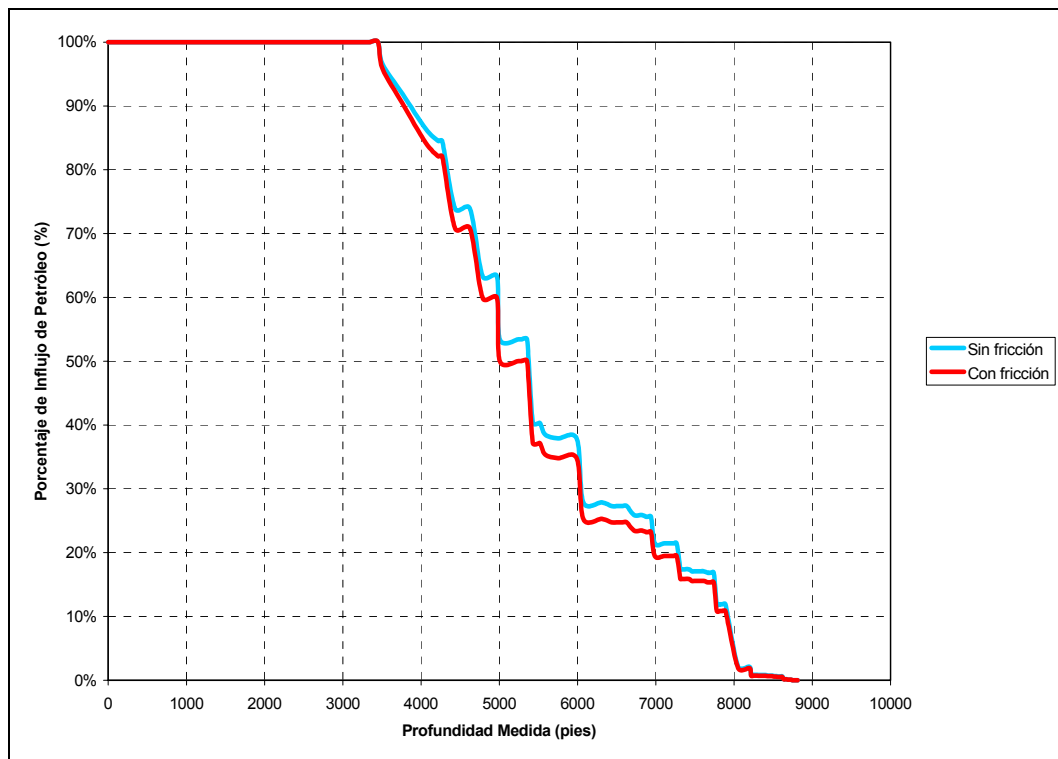


Figura 61. Gráfico del porcentaje de influjo de petróleo mostrado en el pozo J4-P01 a los 10 días de predicción

Además, si se divide la sección horizontal de este pozo en dos partes de igual longitud, dicho punto medio se encontraría ubicado en 6122 pies de profundidad medida. Se puede notar cómo la segunda mitad de esta sección horizontal (entre 6122 y 8823 pies de profundidad medida) contribuye en un 25 a 27% a la producción total de este pozo para este tiempo, mientras que la primera mitad de la sección horizontal (entre 3421 y 6122 pies) estaría contribuyendo entre 73 y 75 %.

Aunque los resultados obtenidos en este caso muestran una clara desigualdad de producción entre la primera y segunda mitad del lateral, se pudo notar que dicho comportamiento también pudo observarse en el caso en el que la fricción no fue considerada, razón por la cual la tendencia de este pozo a producir significativamente hacia la primera mitad de su sección horizontal debe ser atribuida principalmente a que las arenas perforadas al inicio del pozo poseen una mayor calidad, por ningún motivo se debe atribuir esta tendencia a las pérdidas de presión por fricción. Con el objetivo de aclarar esta incertidumbre se evaluaron las propiedades de las arenas que fueron atravesadas por este pozo, las cuales se muestran en la siguiente tabla.

Tabla 28. Propiedades de las arenas perforadas por el pozo J4-P01. Fuente: Petrolera Ameriven

Intervalo	Descripción	Resistividad ( $\Omega$ m)	Rayos Gamma (unidades API)
3438 - 3585	Arena petrolífera buena a muy buena	360	20
3585 - 5495	Arena petrolífera muy buena a excelente	1405	15
5495 - 5730	Arena petrolífera moderada a muy buena	235	30
5730 - 6186	Arena petrolífera muy buena a excelente	1155	20
6186 - 6448	Arena petrolífera excelente	950	24
6448 - 6585	Lutita	7	86
6585 - 6758	Arena petrolífera pobre de baja resistividad	20	38
6758 - 7272	Arena petrolífera pobre a moderada	48	30
7272 - 7388	Arena petrolífera moderada a buena	130	27
7388 - 7456	Lutita	7	92
7456 - 8259	Arena petrolífera muy buena a excelente	670	20
8259 - 8407	Lutita	6	82
8407 - 8823	Arena petrolífera pobre a buena	80	46

Tal y como se muestra en la tabla 28, las mejores arenas con las que tiene contacto el mismo se encuentran en la primera mitad de su sección horizontal.

Al evaluar la distribución de la producción mostrada por el pozo para otros tiempos de predicción se pudieron notar dos aspectos fundamentales. El primero de ellos es que la diferencia entre las curvas mostrada en la figura 61 fue disminuyendo con el tiempo, hasta el punto en el que ambas curvas quedaron solapadas. Si se toma en cuenta que el máximo porcentaje mostrado fue de 4 %, es importante notar que en este caso las pérdidas de presión por fricción parecen no afectar significativamente a la distribución del influjo de petróleo hacia el pozo. En la figura 62 se muestra la distribución de influjo mostrada por ambos casos a los 40 días. Para este tiempo el caso sin fricción presentaba una tasa de petróleo de 970 BN/D, mientras que en el caso en el que la fricción en el pozo era considerada la producción era de 900 BN/D. Es decir, aunque la producción del pozo para ambos casos es distinta (siendo menor en el caso en el que las pérdidas por fricción fueron consideradas) el porcentaje de contribución de las distintas secciones del pozo fue similar.

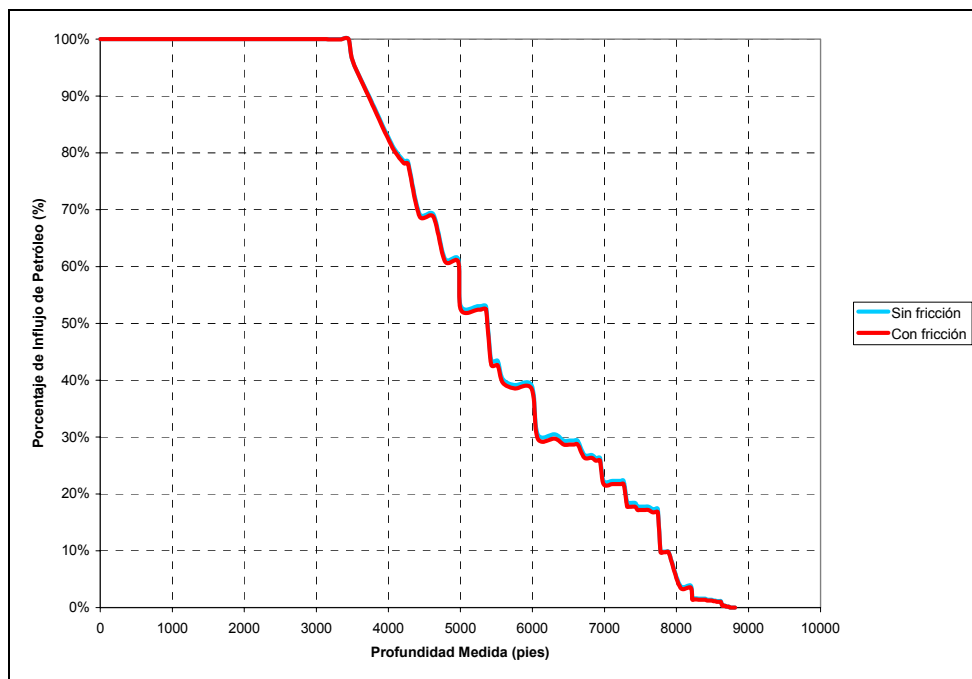


Figura 62. Gráfico de porcentaje de influjo de petróleo mostrado en el pozo J4-P01 a los 40 días de predicción

El segundo aspecto importante a destacar es que si bien las secciones más cercanas al final de la sección horizontal del pozo (*toe*) no contribuían en gran forma al inicio de la producción de este pozo, se pudo observar cómo con el pasar del tiempo dichas secciones aumentaban su porcentaje en cuanto a la producción total del mismo. Este último aspecto pudiera ser una indicación de que efectivamente las secciones más lejanas del pozo pudieran no contribuir al principio de la vida del pozo; sin embargo, para tiempos posteriores dicho comportamiento del pozo tiende a buscar un equilibrio, el cual implica que las secciones más cercanas a la profundidad final de la sección horizontal (*toe*) aumenten de manera progresiva su contribución a la producción del pozo. La figura 63 muestra el porcentaje de influjo en el pozo para 10, 50, 100 y 400 días de predicción para el caso en que las pérdidas de presión por fricción fueron consideradas.

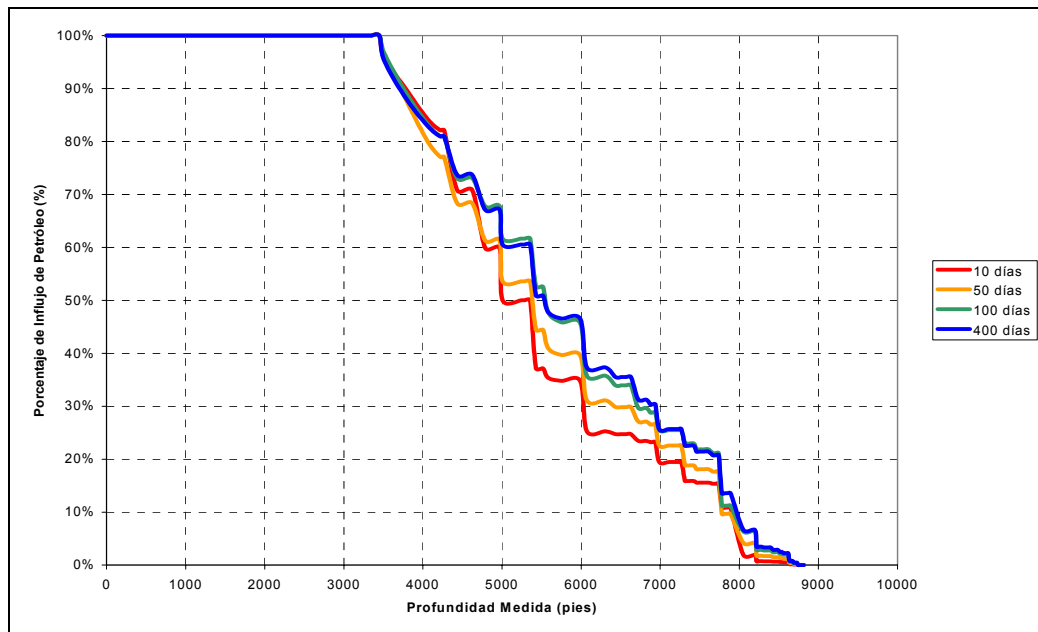


Figura 63. Comparación del porcentaje de influjo de petróleo para distintos tiempos de predicción del pozo J4-P01

El punto medio del lateral de este pozo se localiza en 6122 pies de profundidad medida. La figura anterior muestra cómo la contribución a la producción del pozo de la segunda mitad del lateral se incrementó a medida que pasaron los días de predicción. Si se analiza el punto medio del lateral es fácilmente notable en la

figura 63 que para 10 días de predicción el influjo proveniente de la segunda sección del pozo representaba solo un 25% de la producción total del mismo, porcentaje que luego fue incrementando hasta alcanzar un 38 % a los 400 días de predicción.

Esto puede aclarar la duda que surge de algunos ingenieros sobre la utilidad de perforar secciones horizontales muy largas. Si bien ellas no contribuyen mucho al comienzo de la vida del pozo, luego su contribución se hace mucho más significativa, implicando ello que el pozo de mayor longitud tendrá una vida más larga.

### Pozo C6-P01

El pozo C6-P01 también mostró una diferencia muy baja al comparar el influjo de petróleo resultante en los casos con fricción y sin fricción. La mayor diferencia fue observada a los 10 días de predicción, fecha en la que en ambos casos el pozo se encontraba produciendo la tasa de máxima fijada para realizar las predicciones de este pozo, la cual fue de 2500 BN/D. La mayor diferencia observada al comparar ambos casos fue de un 4%, tal y como se muestra en la siguiente figura.

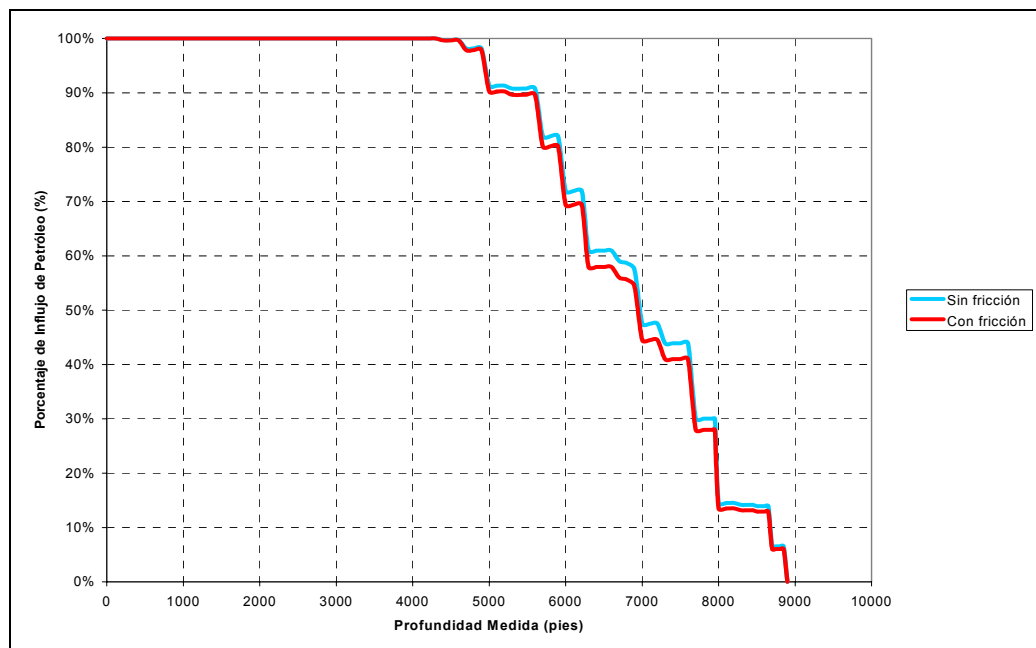


Figura 64. Gráfico de porcentaje de influjo de petróleo mostrado en el pozo C6-P01 a los 10 días de predicción

Al igual a lo observado en el pozo J4-P01, la diferencia entre ambos casos (con y sin fricción) en cuanto al influjo de petróleo disminuyó para distintos tiempos de predicción, para que finalmente ambas curvas quedaran solapadas aproximadamente a los 150 días, tiempo para el cual el caso sin fricción presentó una tasa de producción de 2270 BN/D, mientras que el caso en el que la fricción estaba siendo considerada producía 1995 BN/D. Aunque la producción de petróleo del pozo exhibió valores distintos para el mismo tiempo de 150 días, el porcentaje de la contribución de dichas tasas se encuentra asociado a las mismas secciones del pozo. Esta comparación se muestra en la siguiente figura.

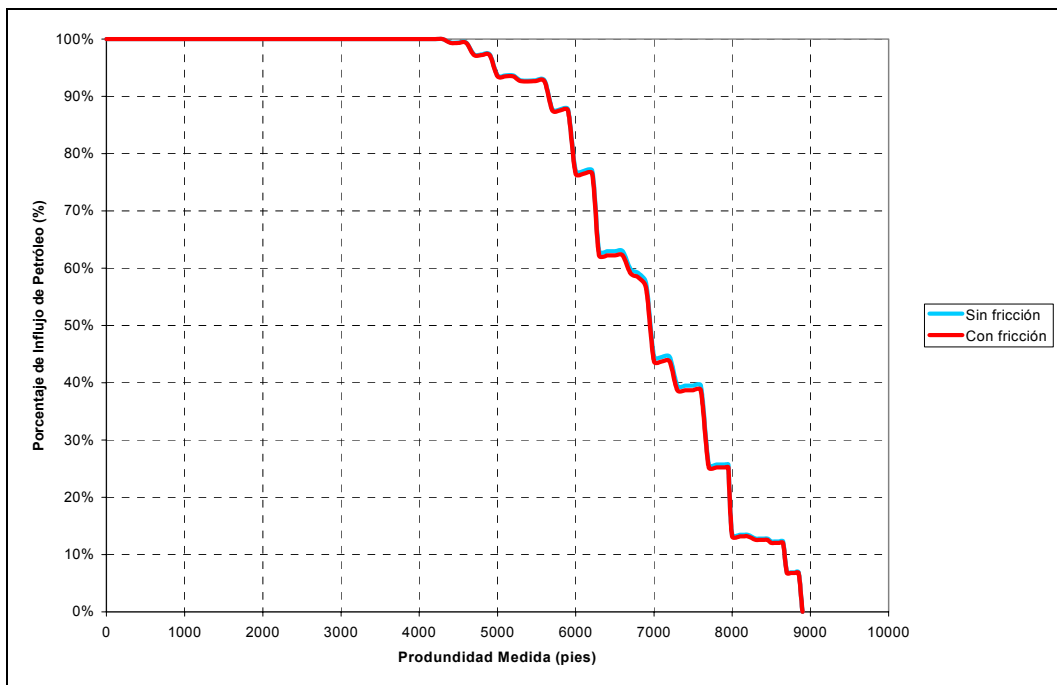


Figura 65. Gráfico del porcentaje de influjo de petróleo mostrado en el pozo C6-P01 a los 150 días de predicción

Ahora, si se divide la sección horizontal de este pozo en dos partes iguales, dicho punto medio estaría ubicado justo a los 6600 pies de profundidad medida. En el caso de este pozo se puede notar cómo la mayor parte de su producción proviene de la segunda mitad de la sección horizontal, la cual corresponde a la sección que presenta las arenas de mejor calidad que fueron atravesadas por este pozo. Los datos que demuestran este hecho se encuentran en la siguiente tabla.

Tabla 29. Propiedades de las arenas perforadas por el pozo C6-P01. Fuente: Petrolera Ameriven

Intervalo	Descripción	Resistividad ( $\Omega$ m)	Rayos Gamma (unidades API)
4028 - 4300	Arena petrolífera de baja resistividad	10	40
4300 - 5520	Arena petrolífera buena a muy buena	500	19
5520 - 5534	Lutita	2	81
5534 - 6214	Arena petrolífera excelente	1600	14
6214 - 6410	Arena petrolífera buena	70	17
6410 - 6490	Arena petrolífera muy buena	225	18
6490 - 8213	Arena petrolífera excelente	1250	20
8213 - 8276	Arena petrolífera pobre de baja resistividad	20	30
8276 - 8514	Lutita	3	80
8514 - 8982	Arena petrolífera muy buena	425	23

En este caso se puede notar cómo el pozo busca un equilibrio hacia la primera mitad de la sección horizontal, la cual al principio de su vida mostró una menor contribución, tal y como se muestra en la siguiente figura.

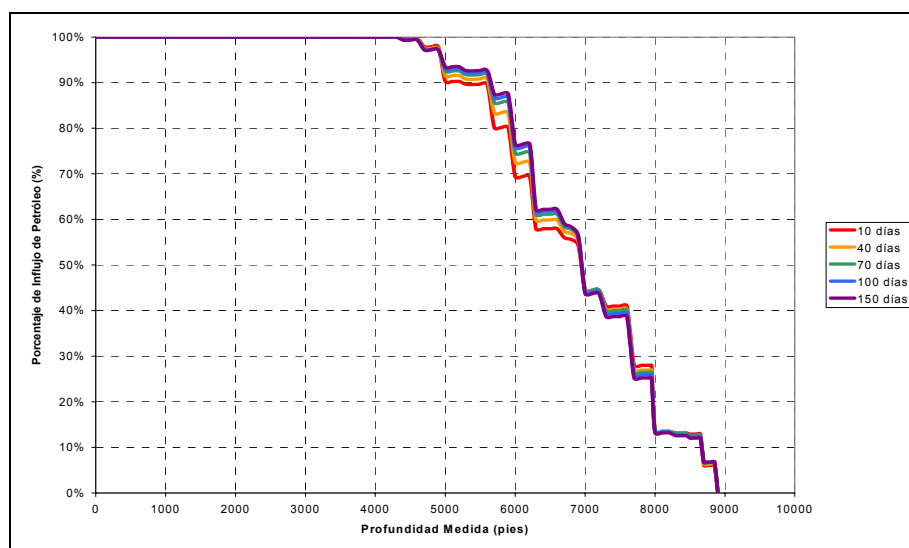


Figura 66. Comparación del porcentaje de flujo de petróleo para distintos tiempos de predicción del pozo C6-P01



## Estudio de sensibilidad

### Relación entre la longitud del pozo y las caídas de presión por fricción

El primer estudio de sensibilidad realizado se basó en estudiar el comportamiento de las pérdidas de presión por fricción cuando la longitud de la sección horizontal fue disminuida. El primer pozo estudiado en este análisis de sensibilidad fue el J4-P01, el cual presenta una longitud de sección lateral de unos 5402 pies. Esta longitud se redujo hasta 4051 y 2701 pies, las cuales representan respectivamente una reducción del 25 y 50% de la longitud total de la sección lateral de este pozo.

Los diferenciales de presión entre la profundidad final del pozo y el inicio de su sección horizontal fueron determinados ajustando las presiones para una profundidad vertical común (*datum*). Las diferencias presentadas entre los tres casos se presentan a continuación.

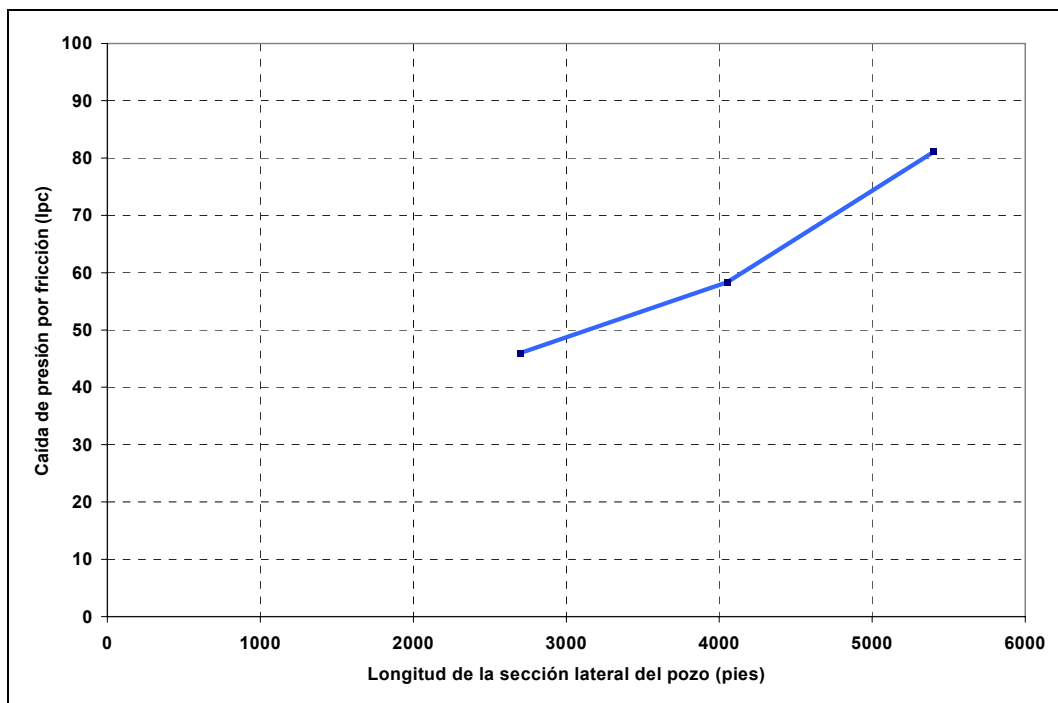


Figura 67. Variación de la pérdida de presión por fricción para distintas longitudes del pozo J4-P01. Tasa de producción de petróleo de 1100 BN/D. Viscosidad inicial del petróleo 6000 centipoises.

Se procedió de igual forma con el pozo C6-P01. Dicho pozo presenta una longitud de sección horizontal de 4765 pies, la cual fue reducida hasta 2283 pies y 3574 pies para los dos casos comparativos. Los diferenciales de presión entre la profundidad final del pozo y el inicio de la sección lateral fueron determinados referenciando las presiones para una profundidad vertical común (*datum*). Los resultados se muestran en la siguiente figura.

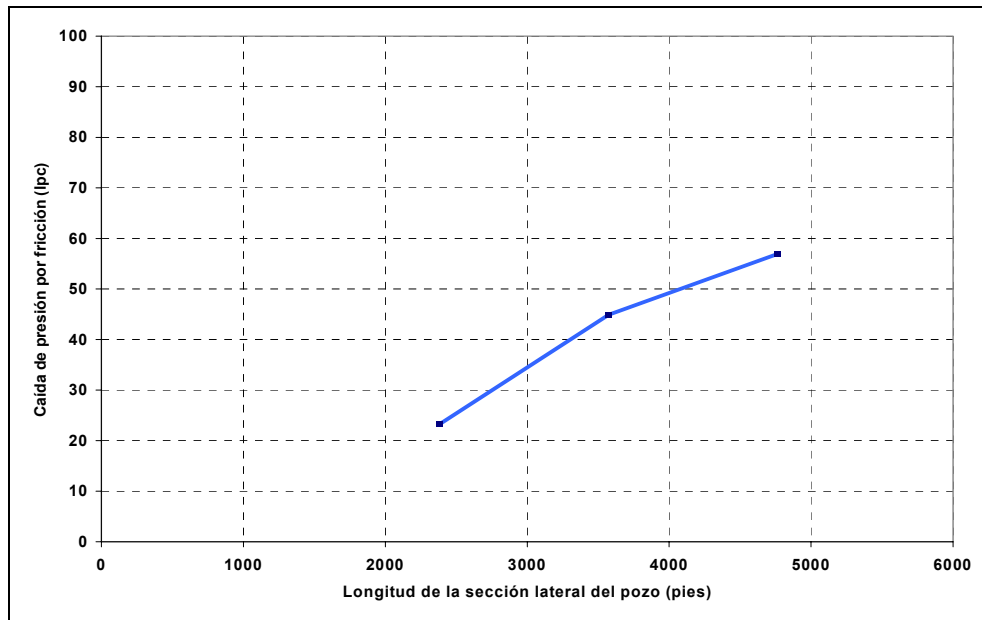


Figura 68. Variación de la pérdida de presión por fricción para distintas longitudes del pozo C6-P01. Tasa de producción de petróleo de 2000 BN/D. Viscosidad inicial del petróleo 2000 centipoises.

En ambos casos se demuestra cómo a medida que la longitud de los pozos aumenta, las pérdidas de presión por fricción también incrementan su magnitud.

Sin embargo, puede notarse cómo el incremento de las caídas de presión en el caso del pozo J4-P01 se hace mucho más significativo que el observado para el pozo C6-P01. Esto claramente indica que en zonas en las cuales se esté en presencia de un crudo con una viscosidad mayor debería tomarse muy en cuenta que al aumentar la longitud de los pozos podría implicar un incremento significativo de las pérdidas de presión por fricción, y por lo tanto podría afectar la productividad de los pozos al inicio de su vida, aunque no se espera un impacto significativo en el volumen de petróleo que se logre recobrar.

## Relación entre la viscosidad del petróleo y las caídas de presión por fricción

Con el objetivo de evaluar la influencia de la viscosidad del petróleo en las pérdidas de presión por fricción y el efecto que puede causar esta variable sobre las predicciones de productividad de los pozos se realizó este análisis de sensibilidad.

A manera de comparar los resultados de este estudio de sensibilidad se utilizó el término de error de productividad para comparar los resultados entre los casos corridos con diferentes viscosidades. El error de productividad es un término que ha sido empleado en otras investigaciones<sup>19, 34</sup> para cuantificar el impacto de las pérdidas de presión por fricción, el mismo es expresado de la siguiente manera:

$$EP = \frac{\text{Tasa de petróleo sin fricción} - \text{Tasa de petróleo con fricción}}{\text{Tasa de petróleo sin fricción}}$$

El error de productividad fue evaluado para casos en los que se utilizó el modelo sencillo del pozo C6-P01 con diferentes datos PVT que implicaron considerar viscosidades iniciales para el petróleo de 2.000, 4.000 y 8.000 centipoises. Los resultados se muestran en la siguiente figura.

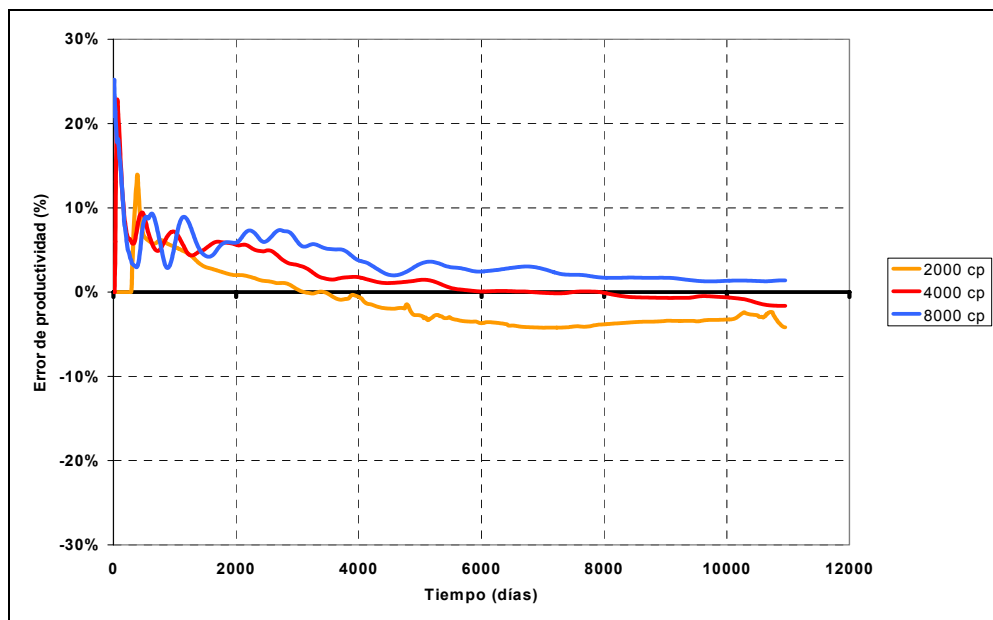


Figura 69. Error de productividad para distintos valores de viscosidad en el pozo C6-P01

En este gráfico se puede notar cómo las tasas de producción son sobreestimadas por un mayor tiempo a medida que el petróleo es más viscoso. En el caso en que se consideró un petróleo de viscosidad inicial de 2000 centipoises se puede observar cómo a los 3120 días las predicciones entre ambos casos (con y sin fricción) resultaron iguales. Para este momento el pozo se encontraba produciendo una tasa diaria de petróleo de 536 barriles. Para el caso en el que se consideró una viscosidad de 4000 centipoises el error de productividad tomó un valor de 0% alrededor de los 6870 días de predicción, momento para el cual el pozo se encontraba produciendo un total de tasa de petróleo de 200 BN/D. Finalmente el caso en el que se consideró una viscosidad de petróleo de 8000 centipoises se pudo notar que durante los 30 años de predicción el error de productividad nunca alcanzó el valor de 0%.

Además, si se considera la magnitud de los máximos errores obtenidos fueron de 14, 23 y 25 % para los casos de 2000, 4000 y 8000 centipoises de viscosidad inicial del petróleo respectivamente. Estos resultados estarían demostrando que a medida que se consideran petróleos de mayor viscosidad se estarían obteniendo mayores diferencias entre las tasas de producción estimadas considerando y no la fricción, lo cual implica un mayor error en el petróleo acumulado final a medida que el petróleo es más viscoso, hecho que se demuestra en la siguiente figura.

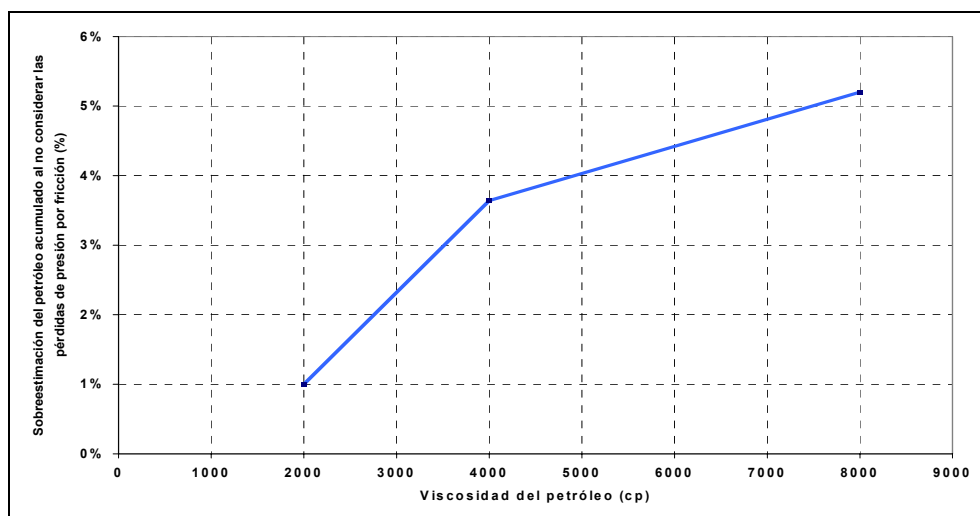


Figura 70. Error en el petróleo acumulado al no considerar pérdidas por fricción para diferentes viscosidades

## **Evaluación de los métodos utilizados para modelar los efectos de las caídas de presión por fricción en un simulador que asume conductividad infinita**

Ya que los resultados obtenidos hasta ahora en esta investigación han demostrado de manera clara que no tomar en cuenta las pérdidas de presión por fricción conduce a sobreestimar la productividad de los pozos (especialmente en los períodos tempranos de su historia) se procedió entonces a emplear dos métodos distintos que permitieran aproximar las estimaciones hechas por un simulador que asume conductividad infinita.

### **Factor de corrección de la productividad del pozo**

Tal y como se describió en el capítulo anterior el factor de corrección a la productividad del pozo relaciona los diferenciales de presión entre el yacimiento y el pozo para casos con y sin fricción.

El factor  $PE_f$  fue implementado en el modelo numérico del pozo C6-P01 generado con el simulador comercial VIP, el cual asume conductividad infinita para estimar la productividad de los pozos. Al aplicar este método y comparar las respuestas ofrecidas al modelar las caídas de presión por fricción en este pozo mediante la asignación de tablas hidráulicas pre-calculadas en el simulador comercial ECLIPSE 100 se obtuvieron los siguientes resultados.

### **Ajustes logrados en las predicciones de tasa de petróleo para casos con diferentes viscosidades**

Al utilizar el factor de corrección se logró aproximar los efectos de las pérdidas de presión por fricción sobre las predicciones a corto y largo plazo de la tasa de petróleo. Los ajustes obtenidos para los 4 casos evaluados se muestran en las siguientes figuras.

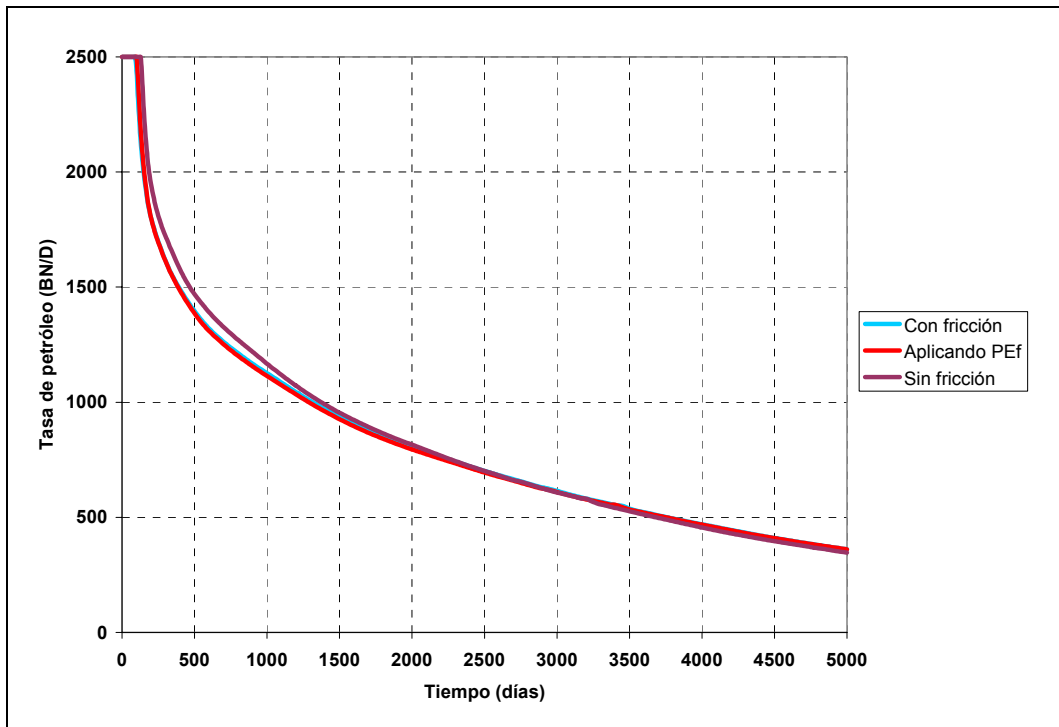


Figura 71. Ajuste logrado en la tasa de petróleo al aplicar el factor de corrección en el pozo C6-P01 para un periodo de 6000 días. Caso de viscosidad inicial 2000cp

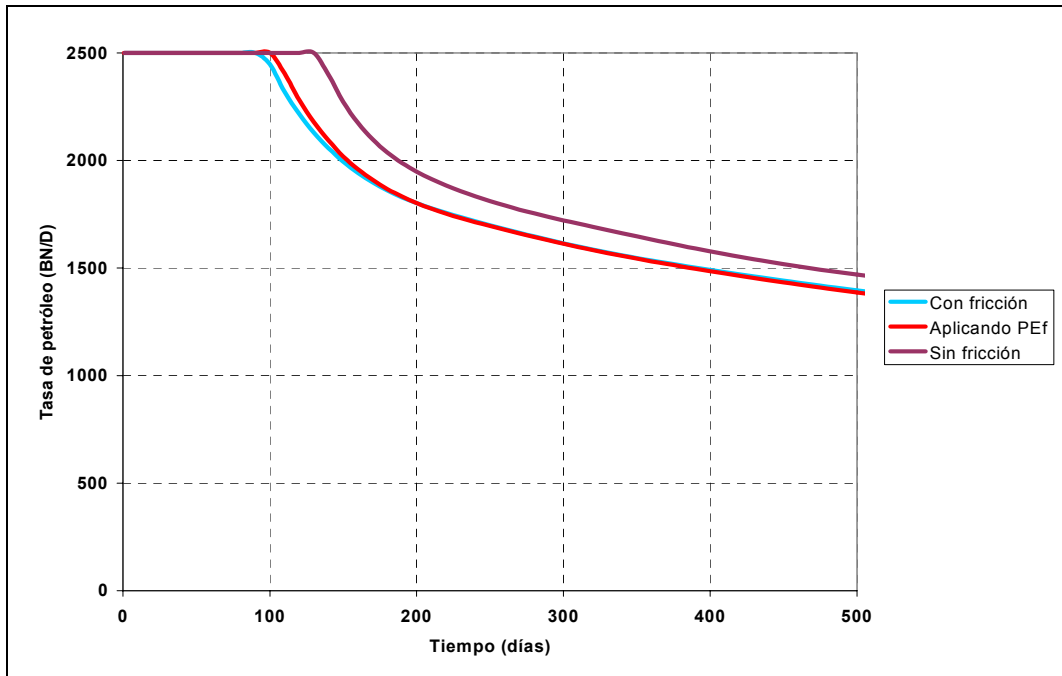


Figura 72. Ajuste logrado en la tasa de petróleo al aplicar el factor de corrección en el pozo C6-P01 para los primeros 600 días de predicción. Caso de viscosidad inicial 2000cp.

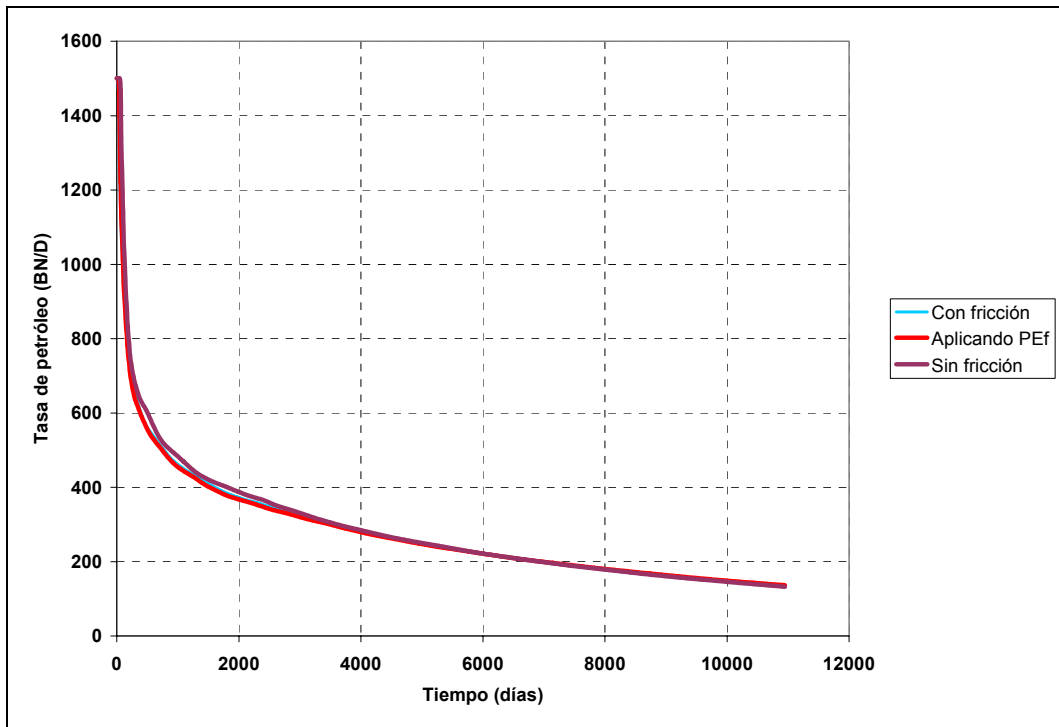


Figura 73. Ajuste logrado en la tasa de petróleo al aplicar el factor de corrección en el pozo C6-P01 para 30 años de predicción. Caso de viscosidad inicial 4000cp

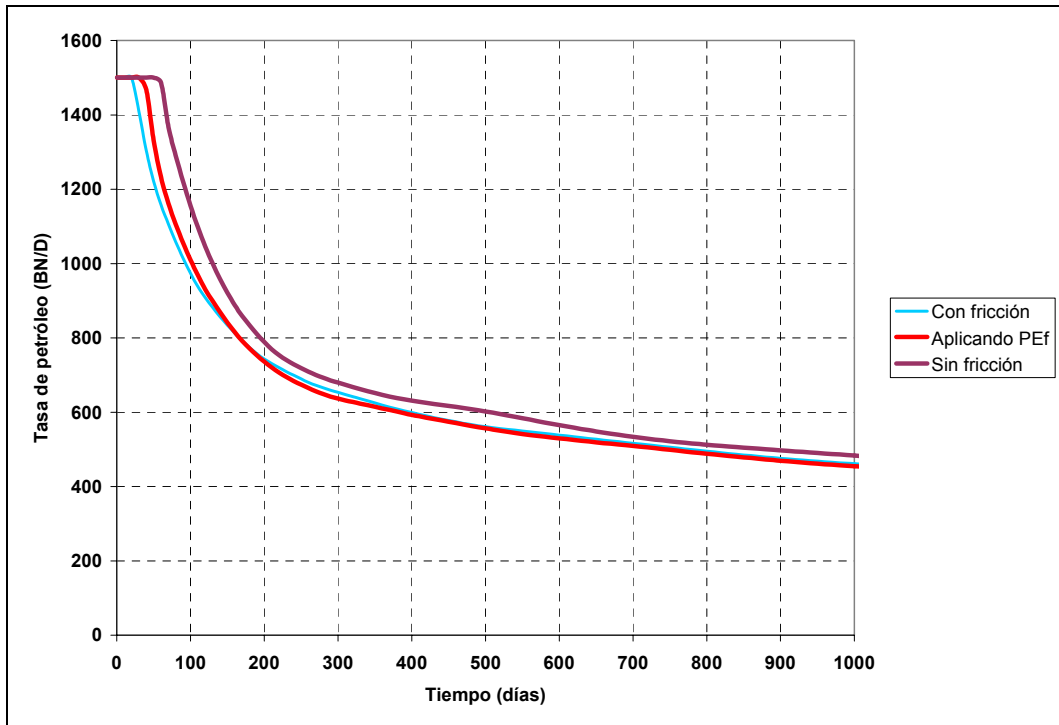


Figura 74. Ajuste logrado en la tasa de petróleo al aplicar el factor de corrección en el pozo C6-P01 para los primeros 1000 días de predicción. Caso de viscosidad inicial 4000cp

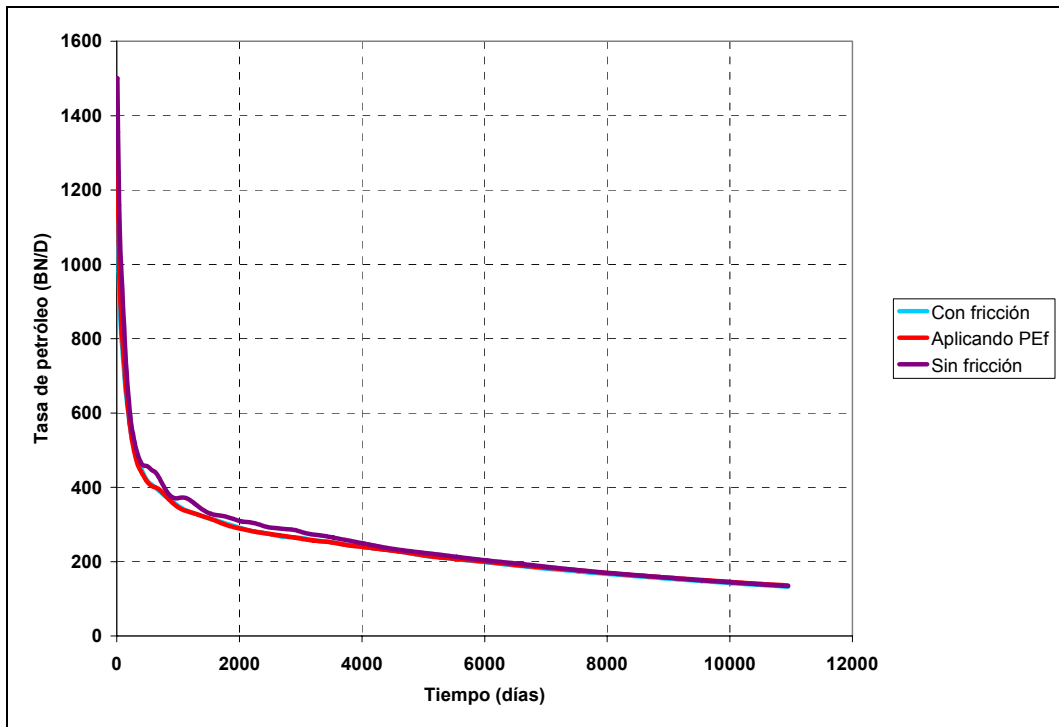


Figura 75. Ajuste logrado en la tasa de petróleo al aplicar el factor de corrección en el pozo C6-P01 para 30 años de predicción. Caso de viscosidad inicial 8000cp

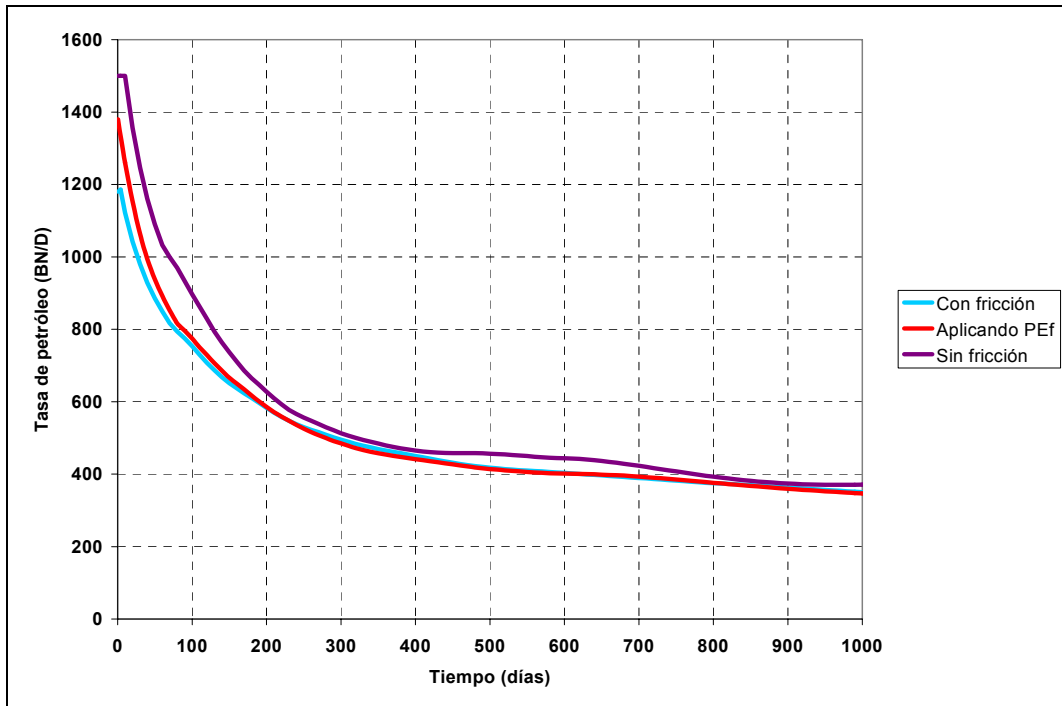


Figura 76. Ajuste logrado en la tasa de petróleo al aplicar el factor de corrección en el pozo C6-P01 para los primeros 1000 días de predicción. Caso de viscosidad inicial 8000cp



## Ajustes logrados en el petróleo acumulado para casos con diferentes viscosidades

Al aplicar el factor de corrección y evaluar el comportamiento del petróleo acumulado por un período de 30 años se pudieron obtener resultados aproximados a los generados por el simulador comercial ECLIPSE 100 cuando se consideraron las pérdidas de presión por fricción en el pozo. Los resultados de los cuatro casos evaluados se muestran en las siguientes figuras.

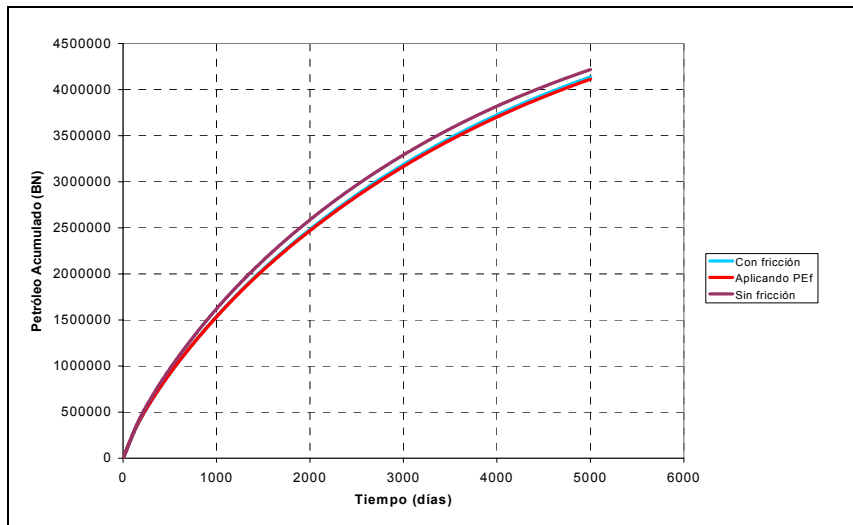


Figura 77. Ajuste logrado sobre el petróleo acumulado al aplicar el factor de corrección.  
Caso viscosidad inicial 2000cp

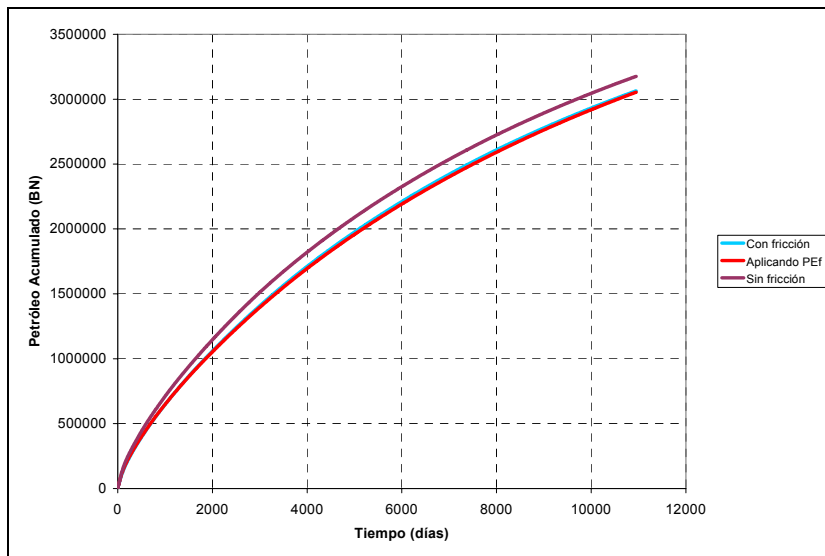


Figura 78. Ajuste logrado sobre el petróleo acumulado al aplicar el factor de corrección.  
Caso viscosidad inicial 4000 cp

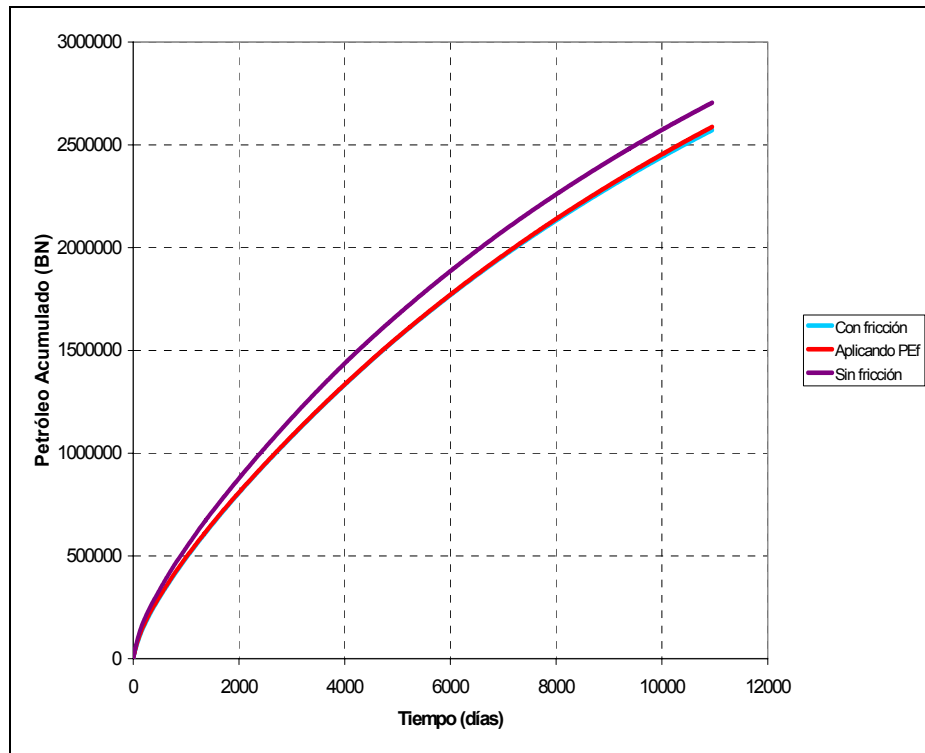


Figura 79. Ajuste logrado sobre el petróleo acumulado al aplicar el factor de corrección.  
Caso viscosidad inicial 8000 cp

### Ajustes logrados en la relación gas-petróleo para casos con distintas viscosidades

Al aplicar el factor de corrección y evaluar las predicciones de la relación gas-petróleo se pudieron obtener resultados similares a los generados por el simulador comercial ECLIPSE 100 cuando se consideraron las pérdidas de presión por fricción en el pozo. Sin embargo, se puede observar una ligera desviación en la tendencia hacia finales del período de predicción.

Los resultados de esta comparación se muestran en las siguientes figuras.

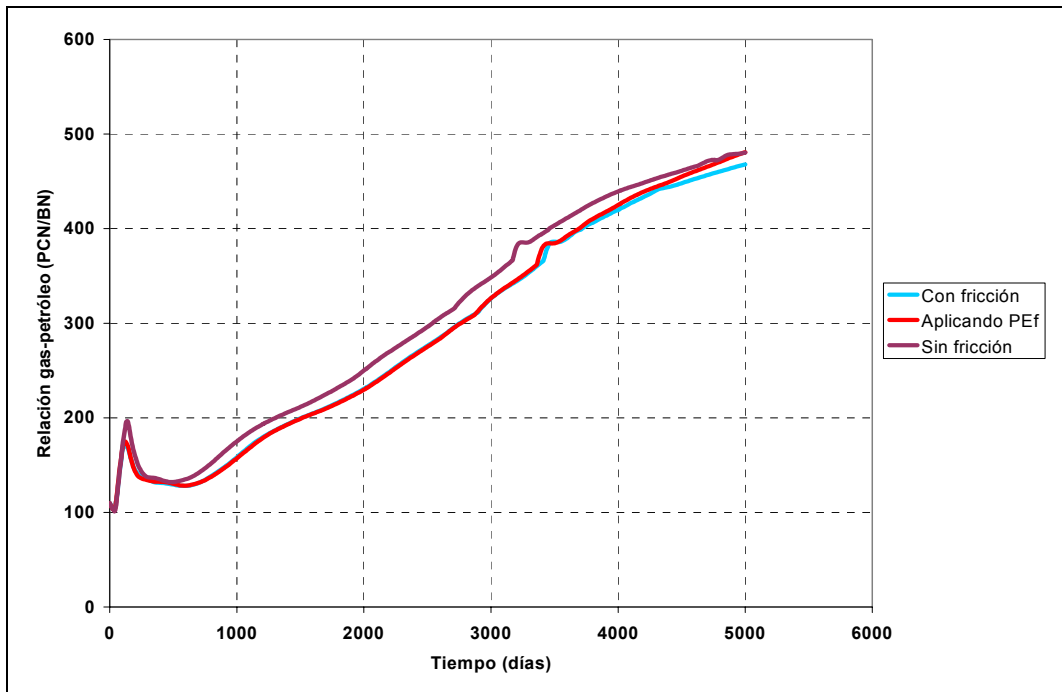


Figura 80. Ajuste logrado en la relación gas-petróleo al aplicar el factor de corrección.  
Caso viscosidad inicial 2000 cp

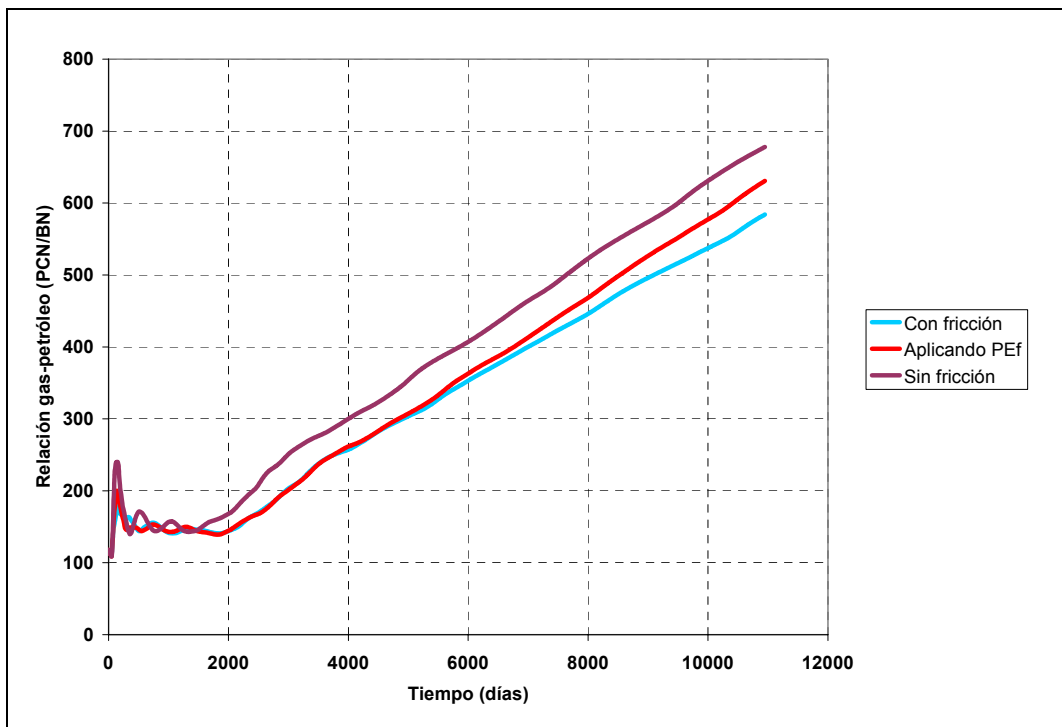


Figura 81. Ajuste logrado en la relación gas-petróleo al aplicar el factor de corrección.  
Caso viscosidad inicial 4000 cp

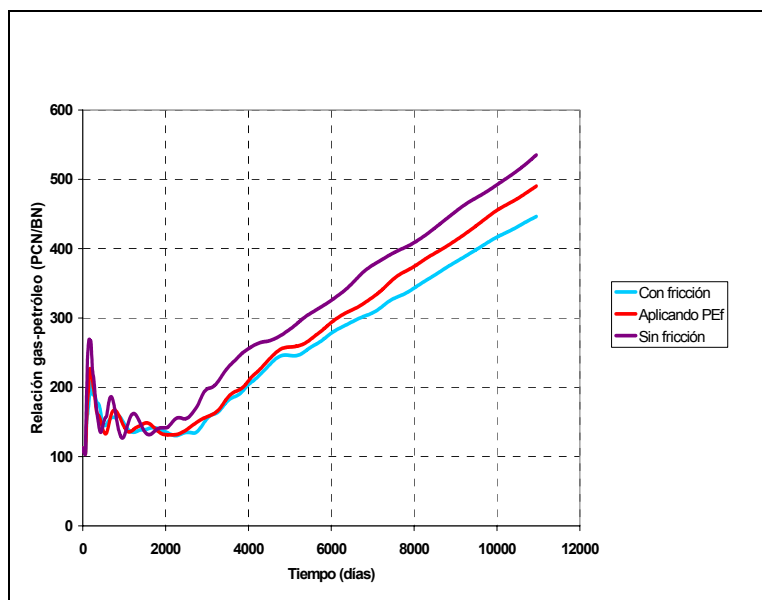


Figura 82. Ajuste logrado en la relación gas-petróleo al aplicar el factor de corrección.  
Caso viscosidad inicial 8000 cp

### Comparación de los factores de corrección usados para distintas viscosidades

Una vez obtenidos estos resultados se decidió comparar los factores que ajustaron de manera satisfactoria las predicciones hechas en el pozo C6-P01 utilizando distintas viscosidades. Dichos factores resultaron bastante similares, tal y como lo muestra la siguiente figura.

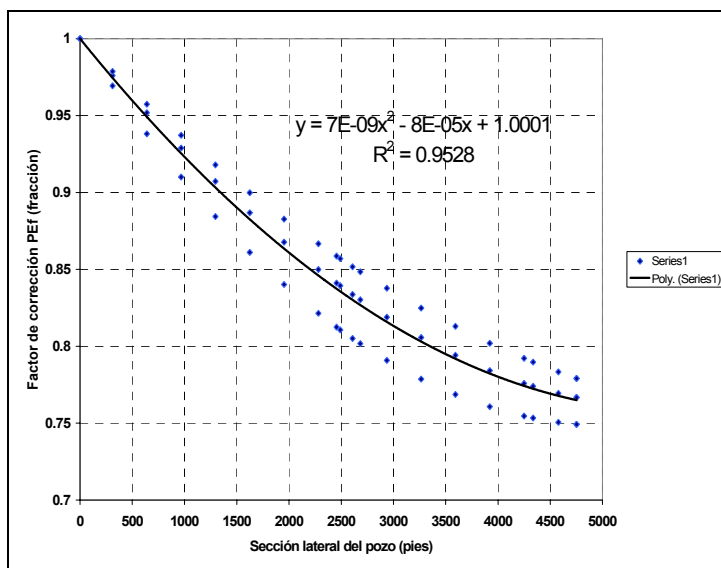


Figura 83. Comparación de los factores de corrección que produjeron los mejores ajustes en los casos de distintas viscosidades

Dado que los factores obtenidos resultaron bastante similares se decidió ajustar las tres tendencias observadas mediante un polinomio de segundo grado. Luego, este polinomio fue evaluado en las perforaciones del pozo J4-P01 y aplicado directamente para ajustar los valores de WI previamente calculados por el simulador VIP para este pozo.

Los resultados de la corrida del pozo J4-P01 al incluir esta modificación se reflejan en las siguientes figuras.

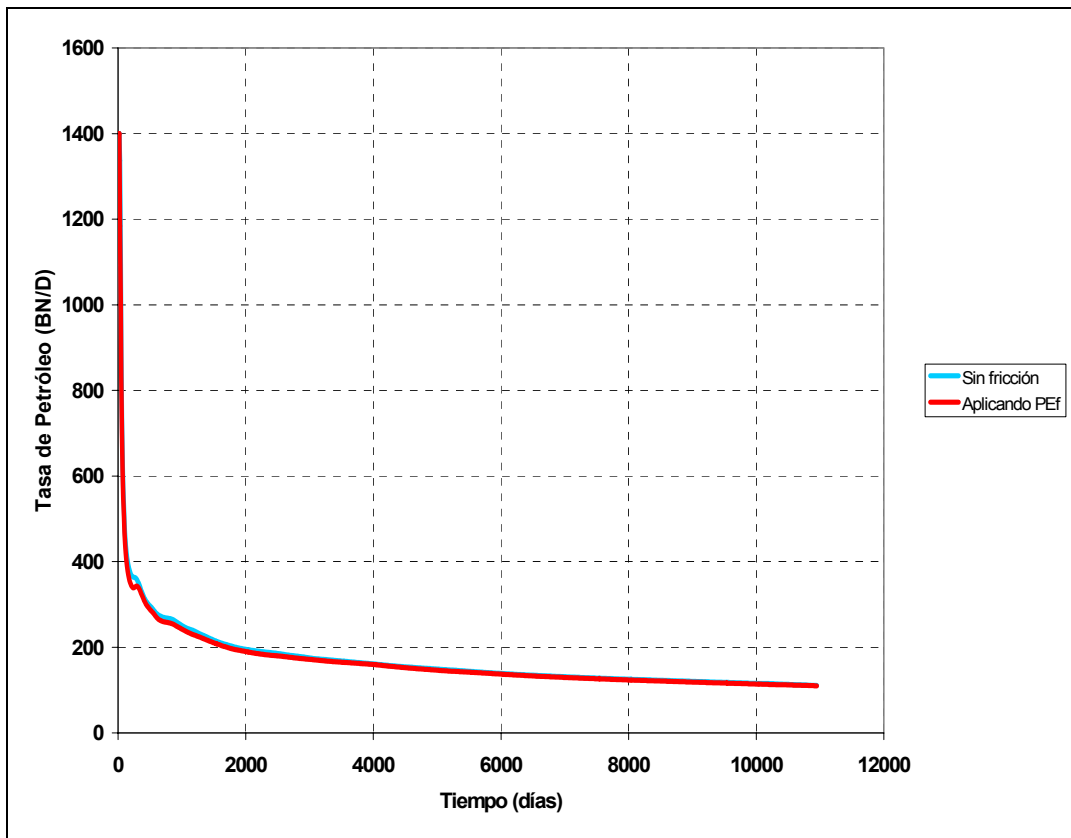


Figura 84. Ajuste logrado en la tasa de petróleo del pozo J4-P01 para 30 años de predicción al aplicar el factor de corrección resultante de la evaluación en el pozo C6-P01

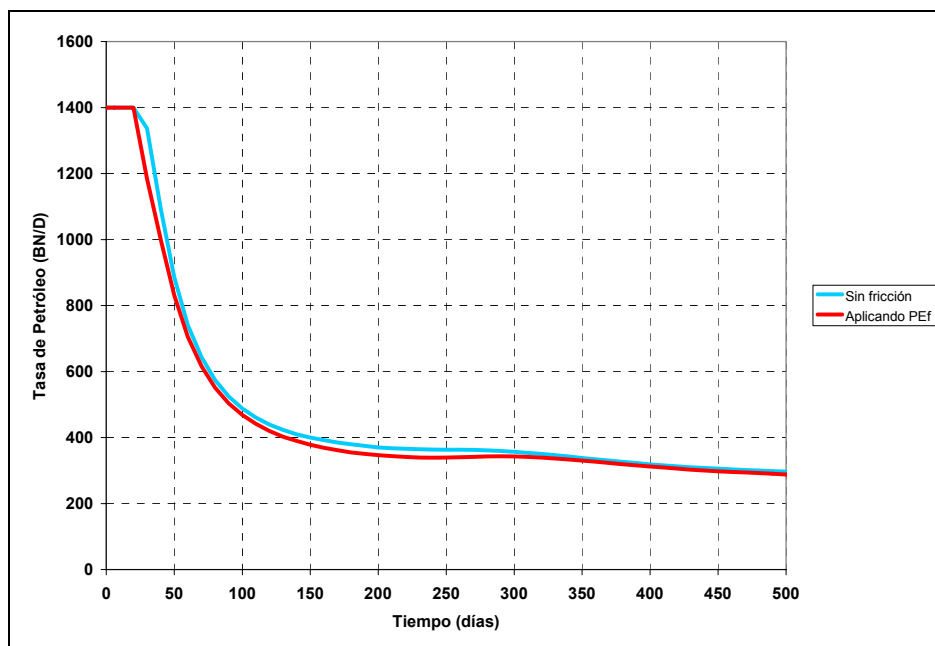


Figura 85. Ajuste logrado en la tasa de petróleo del pozo J4-P01 para los primeros 600 días de predicción al aplicar el factor de corrección resultante de la evaluación en el pozo C6-P01

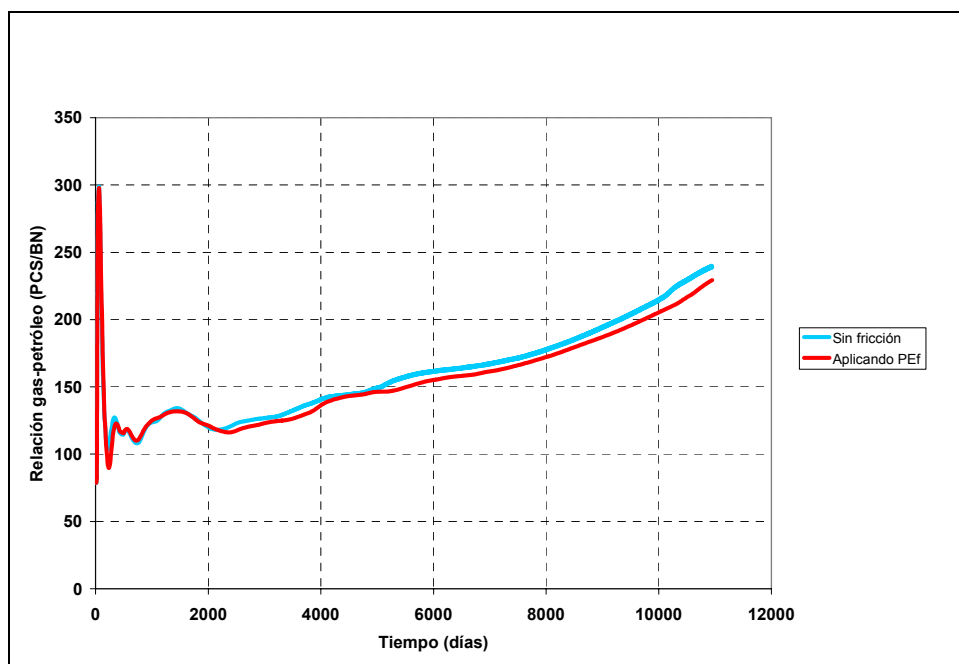


Figura 86. Ajuste logrado en la relación gas-petróleo del pozo J4-P01 para 30 años de predicción al aplicar el factor de corrección resultante de la evaluación en el pozo C6-P01

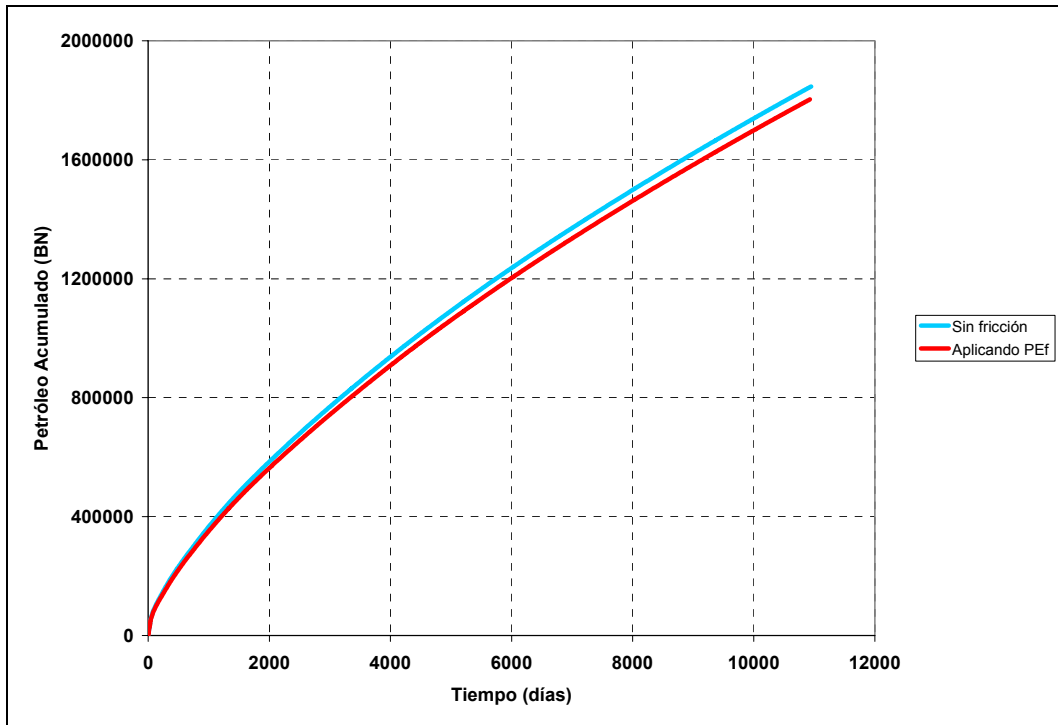


Figura 87. Ajuste logrado en el petróleo acumulado del pozo J4-P01 para 30 años de predicción al aplicar el factor de corrección resultante de la evaluación en el pozo C6-P01

Con los resultados obtenidos en los modelos sencillos de simulación de los pozos J4-P01 y C6-P01 se pudo validar la aplicabilidad de este método y su funcionalidad para aproximar los efectos de las caídas de presión por fricción.

### **Resultados obtenidos al incrementar la presión de fondo fluvente mínima de los pozos**

Al incrementar el valor mínimo de la presión de fondo fluvente fijada como control de producción en el pozo se logró representar el comportamiento de la relación gas-petróleo y del petróleo acumulado generado por el simulador ECLIPSE 100 al considerar las pérdidas de presión por fricción. Sin embargo, este cambio no logró ajustar la sobreestimación de las tasas de producción en períodos cortos de predicción. Por esta razón no se considera este método para ajustar las tasas de

producción durante los procesos de ajuste histórico. Los resultados de esta prueba se muestran a continuación.

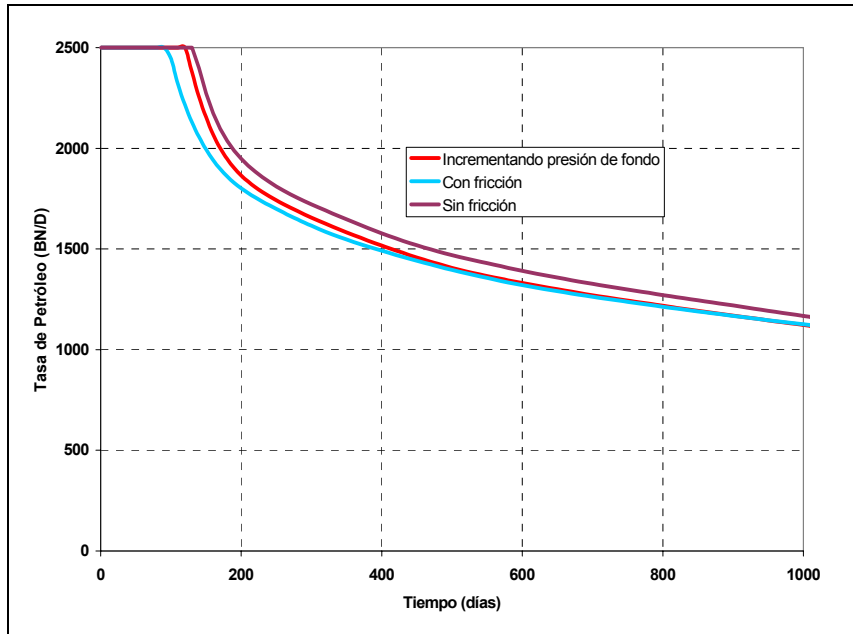


Figura 88. Ajuste logrado en la tasa de petróleo del pozo C6-P01 para los primeros 1000 días de predicción al incrementar la presión de fondo en 15 lpc.

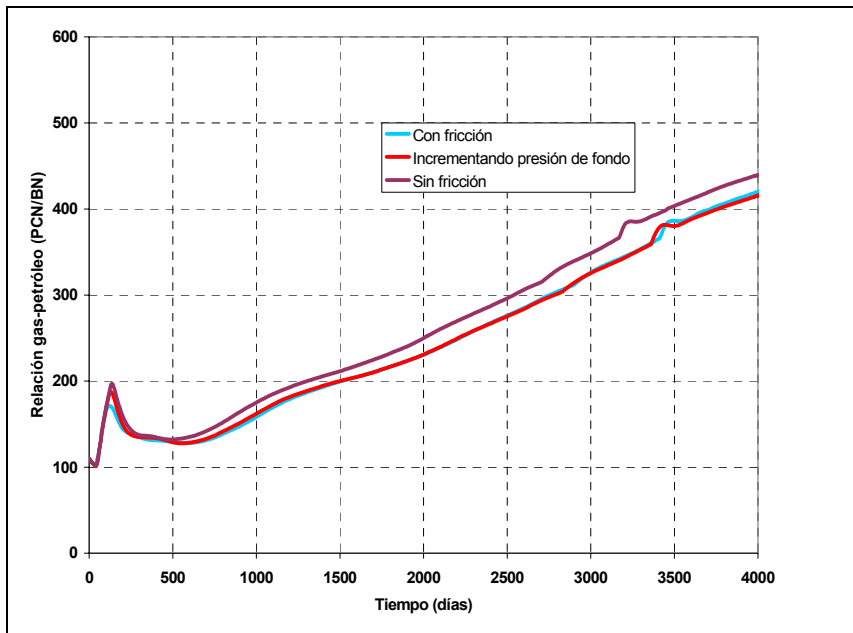


Figura 89. Ajuste logrado en la relación gas-petróleo del pozo C6-P01 para 4000 días de predicción al incrementar la presión de fondo en 15 lpc.



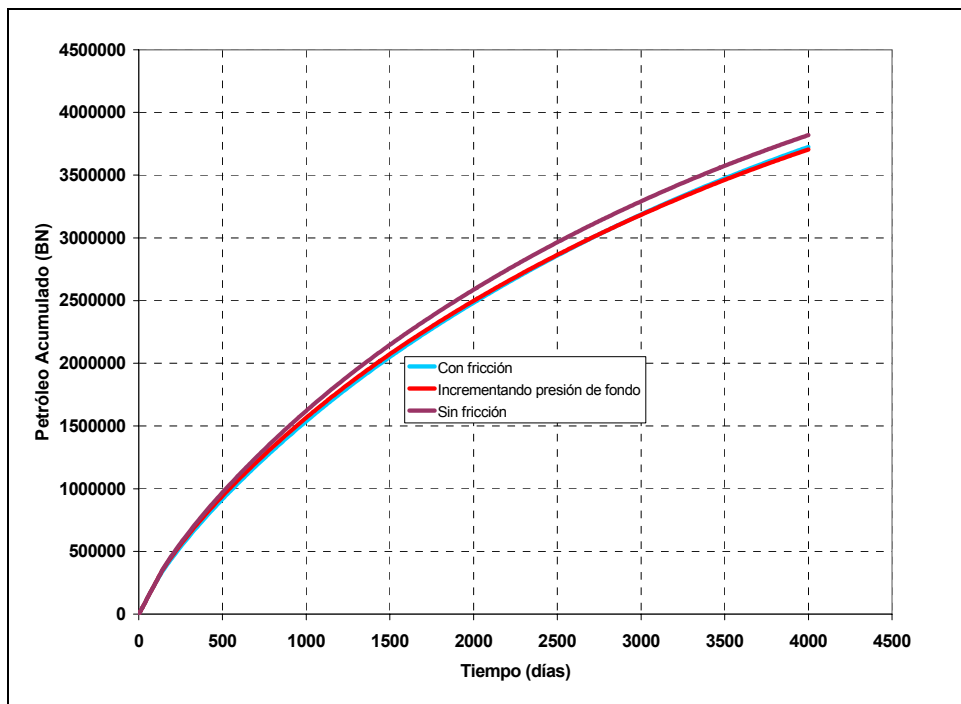


Figura 90. Ajuste logrado en la relación gas-petróleo del pozo C6-P01 para 4000 días de predicción al incrementar la presión de fondo en 15 lpc.

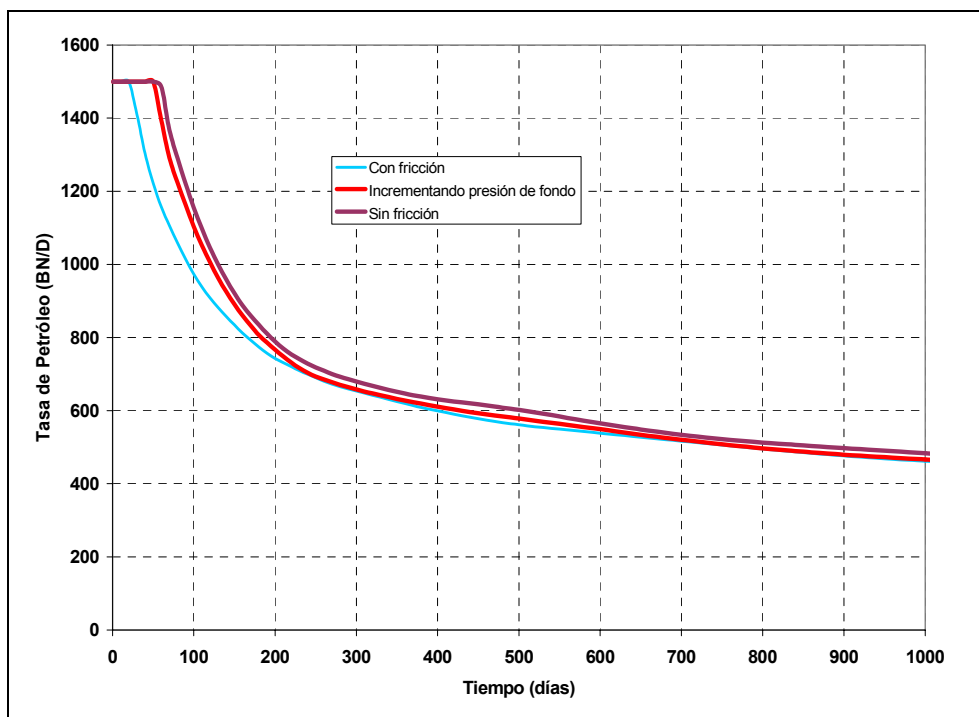


Figura 91. Ajuste logrado en la tasa de petróleo del pozo C6-P01 para los primeros 1000 días de predicción al incrementar la presión de fondo en 20 lpc. Caso de viscosidad inicial de 4000cp.

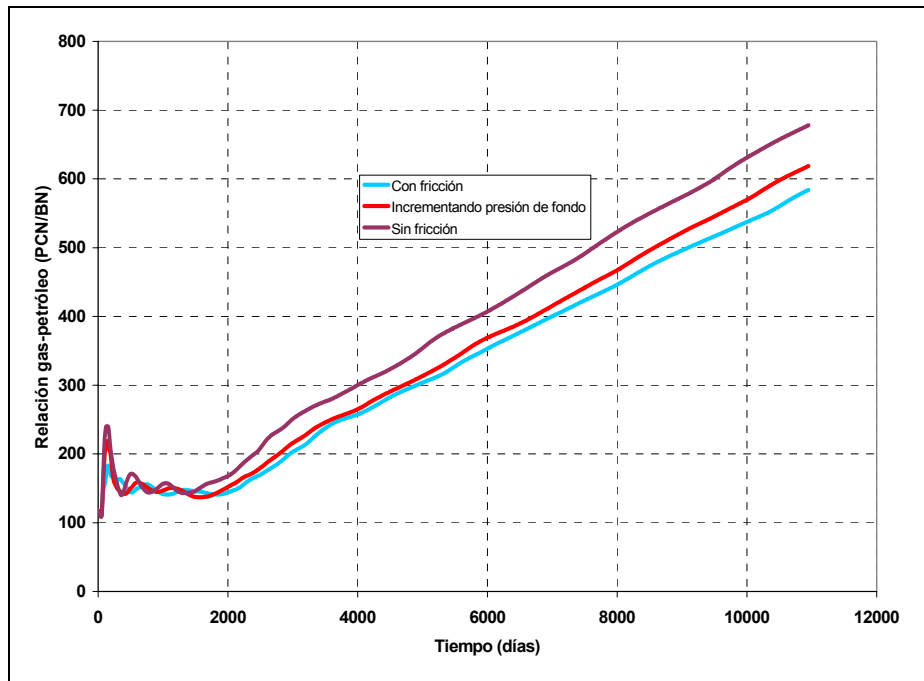


Figura 92. Ajuste logrado en la relación gas-petróleo del pozo C6-P01 para 30 años de predicción al incrementar la presión de fondo en 20 lpc. Caso de viscosidad inicial de 4000cp.

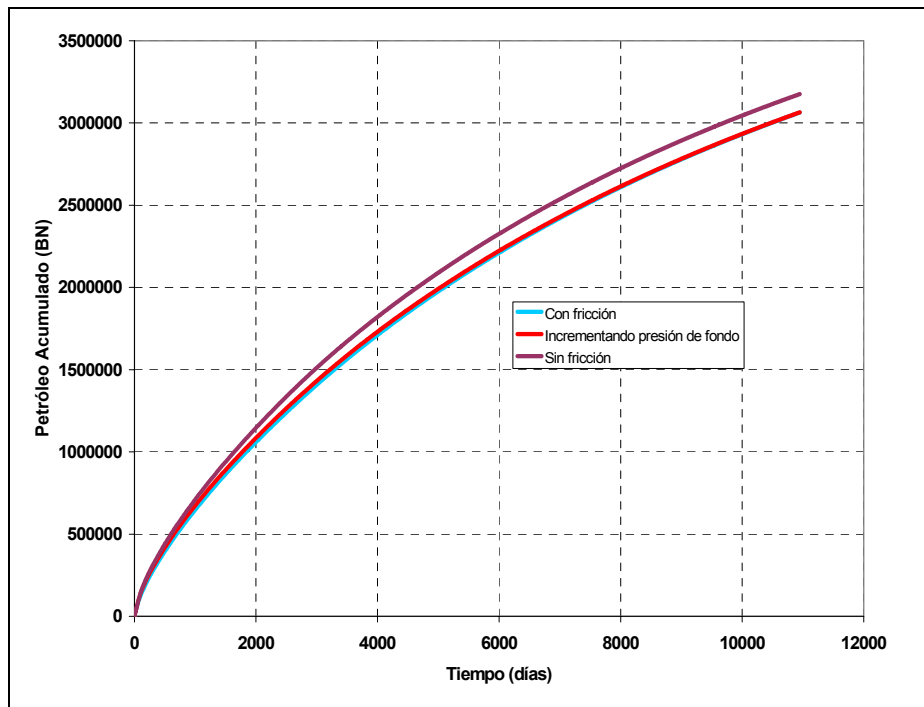


Figura 93. Ajuste logrado en el petróleo acumulado del pozo C6-P01 para 30 años de predicción al incrementar la presión de fondo en 20 lpc. Caso de viscosidad inicial de 4000cp.

## CAPÍTULO V

### CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

El desarrollo de la investigación permitió alcanzar las siguientes conclusiones:

- Considerar las pérdidas de presión por fricción en los estudios de simulación numérica produce estimaciones más realistas de la productividad de los pozos, incrementando la confiabilidad de los resultados del modelo numérico y permitiendo una mejor planificación en el desarrollo del campo.
- Las pérdidas de presión por fricción no producen impactos significativos en las estimaciones de la relación gas-petróleo, petróleo acumulado final y distribución del influjo de fluidos de los pozos de este campo. Sin embargo, su efecto debe ser considerado como una variable importante en predicciones a corto plazo y durante procesos de ajuste histórico.
- Las variables más significativas que incrementan las pérdidas de presión por fricción son: las tasas de producción, la viscosidad del petróleo, la longitud de los pozos y el diámetro de la tubería.
- Incorporar el factor de corrección propuesto en esta investigación ayuda a aproximar los efectos de las pérdidas de presión por fricción para cortos y largos períodos de predicción, permitiendo obtener estimados más realistas de la productividad de los pozos. Por otra parte, incrementar la presión de fondo fluyente mínima reproduce el efecto en el petróleo acumulado final y en la relación gas-petróleo, aunque no logra corregir la sobreestimación de la productividad de los pozos para cortos períodos de predicción.

Basados en los resultados obtenidos mediante el desarrollo de la investigación se proponen las siguientes recomendaciones:

- Implementar y calibrar el factor de corrección propuesto en esta investigación para aproximar los efectos de las pérdidas de presión por fricción en el modelo dinámico del bloque H del Campo Ayacucho.
- Considerar el impacto de las pérdidas de presión durante los procesos de ajuste histórico y para la planificación del desarrollo del campo a corto plazo.
- Usar modelos sencillos de simulación como herramientas de diseño para evaluar procesos aislados.
- Desarrollar investigaciones que puedan determinar la longitud óptima para los pozos del área considerando las pérdidas de presión por fricción, evaluando el comportamiento del influjo de petróleo en pozos de longitudes mayores a 5500 pies.

## APÉNDICE A

**Tabla A-1.** Tabla de datos de las permeabilidades relativas al petróleo en flujo bifásico petróleo-agua

SW	KRW	KROW	PCWO
0.12	0	1	0
0.15882	0.000212	0.891975	0
0.19764	0.001202	0.790123	0
0.23647	0.003311	0.694444	0
0.27529	0.006797	0.604938	0
0.31411	0.011874	0.521605	0
0.35293	0.01873	0.444444	0
0.39176	0.027536	0.373457	0
0.43058	0.038449	0.308642	0
0.4694	0.051614	0.25	0
0.50822	0.067168	0.197531	0
0.54704	0.08524	0.151235	0
0.58587	0.105953	0.111111	0
0.62469	0.129425	0.077161	0
0.66351	0.155769	0.049383	0
0.70233	0.185093	0.027778	0
0.74116	0.217501	0.012346	0
0.77998	0.253095	0.003086	0
0.8188	0.291973	0	0
1	1	0	0

**Tabla A-2.** Tabla de datos de las permeabilidades relativas al petróleo en flujo bifásico petróleo-gas

SG	KRG	KROG	PCGO
0	0	1	0
0.03	0	0.917212	0
0.0605	0.00000699	0.83632	0
0.091	0.00007906	0.758763	0
0.1215	0.00032678	0.684579	0
0.152	0.00089443	0.613807	0
0.1825	0.00195313	0.546487	0
0.213	0.00369713	0.482665	0
0.2435	0.0063413	0.42239	0
0.274	0.01011929	0.365714	0
0.3045	0.01528213	0.312696	0
0.335	0.02209709	0.2634	0
0.3655	0.03084675	0.217898	0
0.396	0.04182822	0.17627	0
0.4265	0.05535244	0.138609	0
0.457	0.0717436	0.105024	0
0.4875	0.09133862	0.075642	0
0.518	0.11448668	0.05062	0
0.5485	0.14154882	0.03016	0
0.579	0.17289753	0.014536	0
0.6095	0.20891645	0.004175	0
0.64	0.25	0	0

**Tabla A-3** Datos de entrada utilizados en el archivo de inicialización para el modelo base

<b>DATOS</b>	<b>VALOR</b>
Densidad del agua	1.04
Factor volumétrico del Agua (BY/BN)	1.04
Viscosidad del Agua (cp)	0.55
Compresibilidad del Agua, lpc <sup>-1</sup>	2.64e-6
Compresibilidad de la Roca, lpc <sup>-1</sup>	8.226e-6
Temperatura del yacimiento, °F	128.8
Temperatura estándar, °F	60
Presión estándar, lpc	14.7
Presión Inicial a 2100 pies eet, lpc	1012
Profundidad del Contacto Agua-Petróleo, pies	3200
Profundidad del Contacto Gas-Petróleo, pies	850
Presión de Saturación, psia	1456
Saturación de Agua	0.12
Permeabilidad relativa del petróleo a Sat. Agua Connata	1
Saturación de Agua residual	0.12
Saturación de Agua a la saturación de petróleo residual	1
Saturación de Gas Residual	0
Saturación de Gas al petróleo residual	0
Permeabilidad relativa al gas a saturación residual de petróleo, (fracción)	0.25
Saturación de Gas Crítica, (%)	0.03

## APÉNDICE B

### Pozos Multisegmentados

En el modelo de pozos multisegmentados, el pozo (y cualquier rama lateral) es dividido en un número de segmentos unidimensionales, en forma similar a la que el yacimiento es dividido en celdas. La topología del segmento representa la trayectoria del pozo. La Figura B-1 muestra una estructura típica de segmentos múltiples para un pozo multilateral.

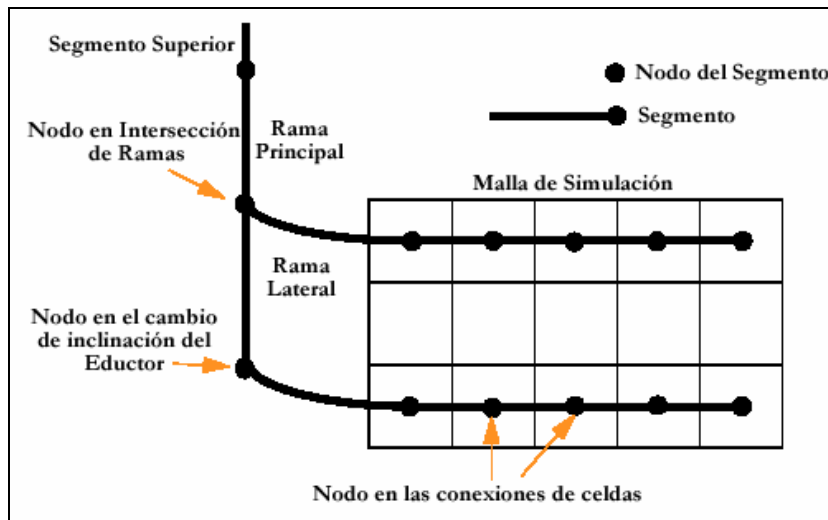


Figura B-1. Estructura de segmentos múltiples para un pozo multilateral.

Como se puede notar en la figura anterior, cada segmento consiste de un nodo que es posicionado a una profundidad determinada. Sobre tales nodos se determina una presión a partir de los cálculos del modelo de pozo. Además, cada segmento también tiene una longitud específica, diámetro, rugosidad, área y volumen. El volumen es usado para cálculos de almacenamiento del pozo, mientras que los otros atributos, son propiedades de su trayectoria y son usados para cálculos de caídas de presión.

Esta opción especial del simulador ECLIPSE 100 ha sido desarrollada con la finalidad de proveer una descripción detallada del flujo de fluidos en los pozos horizontales y multilaterales, ofreciendo la ventaja de resolver las ecuaciones de manera implícita y simultáneamente con las ecuaciones del simulador. Debido a ello,



la opción también permite elegir entre usar muchos segmentos para mayor precisión o pocos segmentos para cálculos rápidos.

En este modelo de pozo cada segmento tiene su propio conjunto de variables independientes para describir las condiciones de flujo local. Existen cuatro variables por segmento:

- La presión del fluido
- La tasa total de flujo
- Fracción fluyente de agua
- Fracción fluyente de gas

Las variables dentro de cada segmento son evaluadas resolviendo ecuaciones de balance de materiales para cada fase o componente.

En cuanto a la consideración de las caídas de presión, es importante resaltar que esta aplicación calcula los gradientes de presión a partir de las propiedades locales de flujo de cada segmento. Para calcular tales gradientes se ofrecen tres alternativas:

- Modelo homogéneo: en el cual las caídas de presión pueden ser calculadas desde un modelo de flujo donde todas las fases fluyen con la misma velocidad.
- Modelo “*drift-flux*”: Este método se basa en la aplicación de una simple correlación continua a través del rango de condiciones de flujo. Esta incluye el efecto de deslizamiento a través de dos componentes: una velocidad de deslizamiento vertical local y la velocidad de flujo a través del pozo.
- Uso de tablas hidráulicas: Las caídas de presión pueden opcionalmente ser derivadas de tablas hidráulicas pre-calculadas, las cuales ofrecen la mayor exactitud ya que resultan de la aplicación de alguna correlación de flujo multifásico.

## APÉNDICE C

### VFPi

Este programa constituye un módulo especial del simulador ECLIPSE 100 el cual ha sido diseñado con el objetivo de ofrecer facilidades para estudiar todos los aspectos relacionados con cálculos de travesías de presión a través de los pozos.

VFPi permite estudiar varias configuraciones de tuberías dentro de una misma sesión, permitiendo comparar de una manera fácil las pérdidas de presión para diferentes configuraciones de pozos.

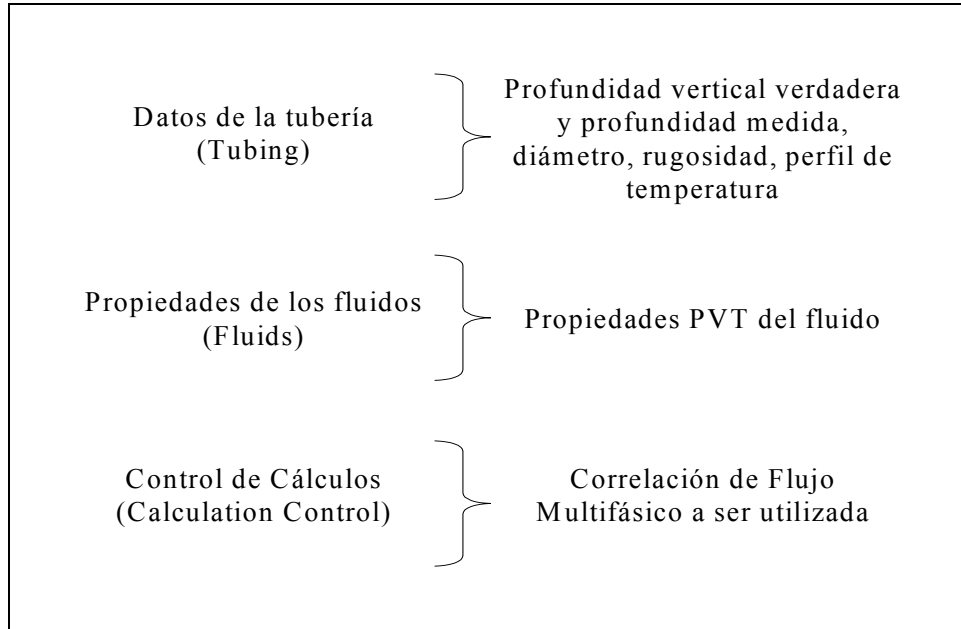
Además, tiene la capacidad de generar tablas hidráulicas que luego son incorporadas como datos de entrada en el simulador ECLIPSE 100 o VIP. Para la creación de las mismas, este módulo especial ofrece un total de siete correlaciones de flujo multifásico a través de las cuales se pueden calcular las travesías de presión o generar tablas hidráulicas. Las correlaciones ofrecidas por esta herramienta son:

- Aziz, Govier y Fogarasi
- Orkiszewski
- Hagedorn & Brown
- Beggs & Brill
- Mukjerhee & Brill
- Gray
- Petalas & Aziz.

Además, distintas correlaciones pueden ser asignadas para diferentes segmentos de tubería.

El programa VFPi esencialmente se divide en tres sub-módulos; en los dos primeros se suministra la información relacionada a los datos de la tubería y del fluido, mientras que en el tercero de ellos se define la correlación a emplear para

realizar los cálculos de gradientes de presión. La información necesaria en cada uno de éstos sub-módulos se detallan en el siguiente esquema:



*Figura 1-C. Esquema de datos necesarios en los sub-módulos del programa VFPI*

Al suministrar dichos datos y además definir los rangos de condiciones de flujo para los cuales se desea calcular los gradientes de presión, el programa es capaz de genera tablas hidráulicas que al ser introducidas como datos de entrada en el simulador ECLIPSE 100 permiten modelar las caídas de presión por fricción a través del pozo.

## APÉNDICE D

### Modelo Tipo de Tablas Hidráulicas

VFPPROD

2 1.76300E+003 'OIL' 'WCT' 'GOR' 'THP' " 'FIELD' 'BHP'/'

-- Tabla VFP contruida con la correlación de Beggs & Brill y un diámetro de 6,366”

-- Incluye ajustes por gradientes hidrostáticos

-- Tabla nº 2 para el segmento 2 del pozo J4-P01 (sensor 4 al sensor 3)

-- Rangos de tasa de petróleo

2.00000E+002 3.00000E+002 4.00000E+002 5.00000E+002  
6.00000E+002 7.00000E+002 8.00000E+002 9.00000E+002  
1.00000E+003 1.20000E+003 1.40000E+003 1.60000E+003  
1.80000E+003 2.00000E+003 /

-- Rangos de Relación gas-petróleo

1.00000E+002 2.00000E+002 3.00000E+002 4.00000E+002  
5.00000E+002 6.00000E+002 7.00000E+002 8.00000E+002  
9.00000E+002 /

-- Rangos de corte de agua

0.00000E+000 5.00000E-002 5.00000E-001 /

-- Rangos de presión de cabezal (o presión en un extremo del segmento)

2.00000E-002 4.00000E-002 6.00000E-002 8.00000E-002  
1.00000E-001 1.20000E-001 1.50000E-001 2.00000E-001  
2.50000E-001 3.00000E-001 3.50000E-001 4.00000E-001  
4.50000E-001 5.00000E-001 5.50000E-001 6.00000E-001 /

-- Valores calculados y mediante los cuales el simulador realiza las interpolaciones  
 -- Los tres primeros números de la izquierda indican las combinaciones tomadas para  
 -- hacer los cálculos. 1 1 1 significa el primer valor de tasa de petróleo, de relación ---  
 --- gas-petróleo y corte de agua. Tomando en cuenta dichas condiciones se calculan --  
 --- presiones en el otro extremo de la tubería, una para cada presión de cabezal que ha  
 ---- sido definida

1 1 1 1 1.18161E+002 1.28238E+002 1.38263E+002 1.48214E+002  
 1.58090E+002 1.67894E+002 1.77621E+002 1.87268E+002  
 1.96827E+002 2.14660E+002 2.30033E+002 2.45311E+002  
 2.60409E+002 2.75346E+002 /

2 1 1 1 2.15876E+002 2.23775E+002 2.31744E+002 2.39660E+002  
 2.47567E+002 2.55475E+002 2.63389E+002 2.71306E+002  
 2.79222E+002 2.95043E+002 3.10858E+002 3.26663E+002  
 3.42459E+002 3.58239E+002 /

3 1 1 1 3.13729E+002 3.21676E+002 3.29624E+002 3.37571E+002  
 3.45518E+002 3.53466E+002 3.61413E+002 3.69360E+002  
 3.77307E+002 3.93202E+002 4.09096E+002 4.24991E+002

## APENDICE E

### Cálculo tipo del Número de Reynolds

Para una tasa de petróleo de 2000 bbl/d, de un crudo de 10°API y 1000 cp, fluyendo en una tubería de 7 pulgadas de diámetro.

El número de Reynolds se encuentra definido mediante la siguiente expresión

$$N_{Re} = \frac{D u \rho}{\mu}$$

Ya que la velocidad del flujo  $u$  se define como la tasa de flujo volumétrico dividida entre el área transversal, es decir

$$u = \frac{q}{A}$$

Y sabiendo que para una tubería circular el área transversal viene definida por

$$A = \frac{\pi}{4} D^2$$

Entonces

$$u = \frac{4q}{\pi D^2}$$

Entonces se puede re-escribir la formulación del Número de Reynolds de la siguiente manera

$$N_{Re} = \frac{4 q \rho}{\pi D \mu}$$

El único dato que habría que calcular sería la densidad del crudo, para lo cual se utilizó la gravedad API a fin de obtener su gravedad específica.

$$\gamma_{petróleo} = \frac{141,5}{131,5 + ^\circ API} = \frac{141,5}{131,5 + 10} = 1$$

$$N_{Re} = \frac{4 * 2000 \text{ bbl} / d * (5,615 \text{ pie}^3 / \text{bbl}) * (1 d / 86400 s) * (64.3 \text{ lb}_m / \text{pie}^3)}{\pi * (7 \text{ pulgadas}) * (1 \text{ pie} / 12 \text{ pulgadas}) * (1000 \text{ cp}) * (6.72 * 10^{-4} \text{ lb}_m / \text{pie} - s - \text{cp})}$$

$$N_{Re} = 27,15$$

## APÉNDICE F

### Ejemplo de las modificaciones hechas al término WI después de aplicar el factor de corrección

Longitud de la perforación	Longitud Acumulada	$\Delta P_{w,i}$	WI calculado por VIP	Drawdown	Factor PEf	nuevo WI
311.1	311.1	4.79	2.004	200	0.98	1.9560
328.5	639.6	9.62	1.7057	200	0.95	1.6237
328.1	967.7	14.21	1.2775	200	0.93	1.1867
328.4	1296.1	18.56	1.8819	200	0.91	1.7073
328.1	1624.2	22.65	1.2437	200	0.89	1.1029
328.2	1952.4	26.47	1.2467	200	0.87	1.0817
328.3	2280.7	30.01	1.2555	200	0.85	1.0671
174.2	2454.9	31.78	1.8076	200	0.84	1.5204
35.5	2490.4	32.12	1.2463	200	0.84	1.0461
118.3	2608.7	33.26	1.8072	200	0.83	1.5066
74.3	2683	33.96	1.445	200	0.83	1.1996
253.7	2936.7	36.22	1.2605	200	0.82	1.0323
328.5	3265.2	38.86	1.6119	200	0.81	1.2987
328.2	3593.4	41.18	1.271	200	0.79	1.0093
328.1	3921.5	43.17	1.2411	200	0.78	0.9732
328.3	4249.8	44.82	1.9803	200	0.78	1.5365
85.9	4335.7	45.20	1.9534	200	0.77	1.5120
242.3	4578	46.12	1.2738	200	0.77	0.9801
173.2	4751.2	46.66	1.2487	200	0.77	0.9574
1.4	4752.6	46.66	1.7775	200	0.77	1.3628

## REFERENCIAS

1. Vaca González, P. (2004) Simulación Numérica de Yacimientos. Manual de Ingeniería de Yacimientos V de la Escuela de Petróleo de la Universidad Central de Venezuela.
2. Crichlow, H.B. (1977) Modern Reservoir Engineering - A Simulation Approach. Englewood Cliffs, New Jersey: Prentice-Hall, inc. 354p.
3. Mattax, C. y Dalton, R. (1990) Reservoir Simulation. Monografía de la SPE
4. Le Ravalec-Dupin, M. Institut Francais Du Petrole. A Combined Geostatistical and Streamline-Based History Matching Procedure. SPE 77378
5. Silva, F.P.T y otros, Petrobras, Maschio, C, Unicamp. Novel Ways of Parameterizing the History Matching Problem. SPE 94875
6. Aziz, K. (2001) Fundamentals of Reservoir Simulation. Stanford University, Petroleum Engineering Department. 565p
7. Fermín, A. (2005) Descripción del Modelo Dinámico del Proyecto Hamaca. Presentación interna Petrolera Ameriven.
8. Ozkan, E. y otros. Effect of Conductivity on Horizontal-Well Pressure Behavior. SPE 24683.
9. Yildiz, T. y Ozkan, E. A Simple Correlation to Predict Wellbore Pressure Drop Effects on Horizontal Well Productivity. SPE 48938.
10. Economides, M. y otros. (1994) Petroleum Production Systems. Prentice Hall Petroleum Engineering Series. 620p
11. Guía de estudio de mecánica de fluidos de la Universidad Complutense Madrid. Disponible: [http://www.ucm.es/info/catmosf/docencia/mecanica2/fluidos\\_4.PDF](http://www.ucm.es/info/catmosf/docencia/mecanica2/fluidos_4.PDF) [Consulta: 2006, Enero 17]
12. Beggs, H. y Brill, J. SPE-AIME, University of Tulsa. A Study of Two Phase Flow in Inclined Pipes. SPE 4007



13. Palma, G. y Pagnone, E. Universidad Simón Bolívar, Caracas. Determinación de la caída de presión y la retención para flujo líquido-gas en regimen slug en tuberías horizontales.
14. Brill, J. y Beggs, H. (1978). Two-Phase Flow in Pipes. University of Tulsa, Oklahoma. United States of America.
15. Moody, L.F. (1944) Friction Factors for Pipe Flow. ASME. 671p
16. Gregory, G.A. y Foragasi, M. Alternate to Standard Friction Factor Equation. Oil and Gas Journal. p120-127. (1985).
17. Chen, N.H. (1979) An Explicit Equation for Friction Factor in Pipe. Ind. End. Chem.Fund. 296p.
18. Ouyang, L. (2005). Evaluation of the frictional wellbore pressure drop along the Hamaca horizontal wells. ChevronTexaco ETC. Publicación interna Petrolera Ameriven.
19. Penmatcha, V.R y otros. SPE, Stanford University. Effects of Pressure Drop in Horizontal Wells and Optimum Well Length. SPE 37494
20. Shi, H. Drift-flux Modeling of Multiphase Flow in Wellbores. SPE 84228
21. Eaton, B.A., Andrews, D.E Knowles, C.E and Silberberg, I. H., and Brown K.E., “The Predictions of Flow Patterns, Liquid Holdup, and Pressure Losses Occurring during Continuous Two-Phase Flow in Horizontal Pipelines”, Trans. AIME, 240: 815-828, 1967.
22. Dukler, A.E. (1969), Gas-Liquid Flow in Pipelines. American Gas Association, American Petroleum Institute, Vol. 1, Research Results.
23. Mukjerhee, H. y Brill, J. Liquid Holdup Correlations for Inclined Two-Phase Flow. SPE 10923.
24. Petalas, N. y Aziz, K. (1997) A Mechanistic Model for Stabilized Multiphase Flow in Pipes. Stanford University. Petroleum Engineering Department.

25. Dikken, B. J. "Pressure Drop in Horizontal Wells and its Effect on Production Performance", JPT (Nov. 1990) 1426p.
26. Landman, M. J. "Analytical Modeling of Selectively Perforated Horizontal Wells" J. of Petroleum Science and Engineering Vol. 10 (1994) 179p.
27. Halvorsen, G. Discussion of Considering Wellbore Friction Effects in Planning Horizontal Wells, JPT. (Julio 1994).
28. Asheim, H. y Oudeman, P Determination of Perforation Schemes To Control Production and Injection Profiles Along Horizontal Wells. SPEDC (Marzo 1997).
29. Ozkan, E. The Influence of Pressure Drop Along The Wellbore on Horizontal Well Productivity. SPE 25502.
30. Folefac, A.N. Effect of Pressure Drop Along Horizontal Wellbores on Well Performance. SPE 23094.
31. Seines, K (1993). Considering Wellbore Friction Effects in Planning Horizontal Wells". JPT. 994p.
32. Su, J. y Lee. Modeling Transient Wellbore Behavior in Horizontal Wells. SPE 29961.
33. Long Nghiem, David A. Collins, y Ravi Sharma, Computer Modeling Group. Seventh SPE Comparative Solution Project: Modeling of Horizontal Wells in Reservoir Simulation. SPE 21221.
34. Archer R. A. y Agbongiator, E.O. Correcting for Frictional Pressure Drop in Horizontal-Well Inflow-Performance Relationships. SPE 80528.
35. Collins, D., Nghiem, L., Sharma, R. Li, Yau-kun, and Jha, Kamal: "Field-scale Simulation of Horizontal Wells" The Journal of Canadian Petroleum Technology, Enero 1992, Volumen 31, Número 1.
36. Eclipse Reference Manual 2005A. Schlumberger

37. González de Juana (1980) “Geología de Venezuela y sus Cuencas Petrolíferas”. Ediciones Funinves, Caracas.
38. Sitio web oficial de Petróleos de Venezuela, S.A. Disponible <http://www.pdvsa.com> [Consulta: 2006, Febrero 7]
39. Barberii, E. (1985) El Pozo Ilustrado. 3ra ed. Caracas: PDVSA. 372p.
40. Gipson, L. y otros. Hamaca Heavy Oil Project – Lessons Learned and Evolving Development Strategy. SPE 78990
41. Código estratigráfico de las cuencas petroleras de Venezuela. Disponible: <http://www.pdv.com/lexico/lexicoh.htm> [Consulta: 2006, Febrero 15]
42. Joseph, D., Kamp, A., Bai, R.. (2001) Modeling Foamy Oil Flow in Porous Media. Minneapolis.
43. Fiorillo, G. (1987) Exploration and Evaluation of the Orinoco Oil Belt, in Exploration for Heavy Crude Oil and Natural Bitumen. Editorial Meyer, R., United States of America, .
44. Hedberg, H. (1950) Geology of the Eastern Venezuela Basin (Anzoátegui-Monagas-Sucre-Eastern Guárico Portion)”, 2<sup>da</sup> Edición, Léxico Estratigráfico de Venezuela.
45. Tankersley, T.H. y Waite, M. Reservoir Modeling for Horizontal Exploitation of a Giant Heavy Oil Field. Challenges and Lessons Learned. SPE 78957.
46. Treinen, R. (2003) Hamaca PVT Generator. ConocoPhillips.
47. Cengiz, S. (2003) A study of heavy oil gas drive for Hamaca Field: Experiments and Análisis. Chevron and Texaco,.
48. Acharya, U., Kent, F., Betancourt, D., Johansen, S. y Robertson., C., Hamaca Project Blocks Huyapari & Makiritare”, Petrolera Ameriven, (2003).

