TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

SIMULACIÓN NUMÉRICA DEL YACIMIENTO U2M,L(SOC-5) DEL CAMPO SOCORORO ESTE

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por las Brs.
Alfonzo C., Mariafernanda.
Caicedo C., Diana A.

Para optar al Título
de Ingeniero de Petróleo

Caracas, febrero de 2007

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

SIMULACIÓN NUMÉRICA DEL YACIMIENTO U2M,L(SOC-5) DEL CAMPO SOCORORO ESTE

TUTOR ACADEMICO: Prof.ª Miranda, Lisbeth
TUTOR INDUSTRIAL: Ing. Patiño, Jesús

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por los Brs.
Alfonzo C., Mariafernanda.
Caicedo C., Diana A.
Para optar al Título
de Ingeniero de Petróleo

Caracas, febrero de 2007

Caracas, febrero de 2007

Los abajo firmantes, miembros del Jurado designado por el Consejo de Escuela de Ingeniería Petróleo, para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por las Bachilleres Mariafernanda Alfonzo C. y Diana A. Caicedo C., titulado:

"Simulación numérica del yacimiento U2M,L (SOC-5) del Campo Socororo Este"

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 los autores, lo declaran APROBADO.

Prof. Pedro Vaca
Jurado

Prof.ª Evelyn Azuaje
Jurado

Prof.ª Lisbeth Miranda
Tutora

A mi madre y mi padre, mi apoyo en todo el camino.
A mi abuela, por esa voz dulce de serenidad.
A mis hermanos, mis compañeros de vida.

Mariafernanda Alfonzo Castellanos

A mi madre, por ser el ser mas hermoso que me ha dado dios para compartir la vida, por sus enseñanzas, su amistad y sobre todo su amor.

A mi padre que aunque ya no este, su herencia de sabiduría me permitió continuar y llegar a ser lo que soy.

A mi hermano por ser el gran protector, esto también es obra tuya por tu apoyo incondicional.

Diana

AGRADECIMIENTOS

A DIOS, que me ha dado todo y mil razones para vivir.

A la Universidad Central de Venezuela por brindarme la oportunidad de una buena educación y compartir en ella momentos muy valiosos.

A mi familia, por ustedes estoy aquí, gracias por sus esfuerzos, apoyo y compañía en todos los retos, los quiero muchos.

A Diana, compañera y mi amiga en esta tesis que compartimos.

Al profesor Vaca, por su gran ayuda y paciencia.

Al Ing. Jesús Patiño, con su paciencia para orientarnos en todo este proyecto.

A Marino, ayuda indispensable en muchos momentos.

A Alejandro Primera, por su ayuda tan preciada y desinteresada para la realización de este trabajo

A la empresa PETROUCV.S.A. por brindarnos toda la información posible.

A mis amigos que me ayudaron en toda la carrera, Yris, Lisbeth, Juvenal, Nadia, Lorena, Osman, Jhon, Leo y muchos otros.

A los compañeros de la sala de simulación, Gabriela, Feldriana, Luis, Aliosha, Angel, Leomar, Ender, Maria Alejandra, Víctor, Raúl y Jonathan.

A Miguel, mi soporte y amigo por mucho tiempo.

A mis grandes amigas Jenny, Carmen, Beatriz y Mónica, compañeras de risas y llantos.

A la familia Monserratte Peña, por todas sus alegrías y el hogar que me brindan.

A Raúl, mi aliento, mi esperanza y mi voluntad, gracias por toda tu ayuda, por sostenerme cuando lo he necesitado. Te amo mucho.

Mariafernanda Alfonzo Castellanos

AGRADECIMIENTOS

A mi Dios todo poderoso, que me ha permitido mantener la fe todo el momento, con sus milagros de vida y amor, por dame luz cuando mas le necesite y no fallarme nunca.

A la Universidad Central de Venezuela, por ser mi segundo hogar a lo largo de mi carrera.

A mi padres, los seres mas maravilloso que me ha regalado Dios, su sabiduría permitió ser lo que soy y su amor fue mi mayor pilar para seguir adelante.

A mi hermano Andrés, gracias por todo lo que me has dado, sobre todo por quererme y cuidarme como lo has hecho, y sobre todo por creer en mi.

Al Ing. Jesús Patiño por todo su apoyo incondicional, ser un gran guía en este trabajo y sobre todo por su paciencia y empeño en nosotras.

Al Prof. Vaca por ser ese gran profesor que es, por ayudarme y estar siempre pendiente en que todo saliera bien.

A mi compañera de tesis por su amistad y compañía.

A la Prof. Lisbeth Miranda por su apoyo y perseverancia en este trabajo

Al Ing. Alejandro Primera por su gran apoyo.

A mi mejor amigo, Ing. Juan Rojas por ayudar en este trabajo como si fuera suyo y por su amistad que creo que es la mas sincera que he tenido.

A mis amigos de siempre Doriam, Rafael, Kristina, Ricardo Sandoval por estar siempre cuando mas los he necesitado.

A mis amigos de carrera, que al pasar los años la amistad crece cada día mas, Debbie, José Angel, Andriuska, Evelyn Rosmery, Yuyu, Julio, Jorge.

A mi segunda familia de la escuela de Química por ayudarme a crecer y estar siempre pendiente de mi, Kisbeth, Iraida, Yosmara, Leudith, Prof. Hinda Elman y el Prof. Jose Angel Sorrentino.

A mis compañeros de sala que fueron base primordial para la realización de este trabajo, Raul, Ender, Jonatan, Gabriela, Feldriana, Luis, Aliosha.

A mi gran amigo Marino por todo el apoyo para lograr que este trabajo se diera.

Diana

Alfonzo C., Mariafernanda

Caicedo C., Diana A.

SIMULACIÓN NUMÉRICA DEL YACIMIENTO U2M,L(SOC-5) DEL CAMPO SOCORORO ESTE DEL ESTADO ANZOÁTEGUI

Tutor Académico: Profa. Lisbeth Miranda Tutor Industrial: Ing. Jesús Patiño

Tesis. Caracas, U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería de Petróleo. Año 2007. Nº pág. (154)

Palabras Claves: Simulación numérica de yacimiento, Eclipse 100, factor de recobro, evaluación económica.

Resumen. El presente Trabajo Especial de Grado (TEG), tiene como finalidad realizar la simulación numérica del yacimiento U2M,L(SOC-5) para optimizar los esquemas de explotación implementados actualmente.

El yacimiento U2M,L(SOC-5) se encuentra en el Campo Socororo Este, ubicado en el Estado Anzoátegui, en el Área Mayor de Socororo, el cual estaba siendo explotado por la empresa PETROUCV.S.A, a través de la producción del pozo SOC-5.

Para la simulación numérica del yacimiento se procedió a realizar un modelo estático y dinámico, utilizando el simulador comercial ECLIPSE 100 de la compañía Schlumberger. Para ello, fue necesario realizar los mapas de isopropiedades del yacimiento, así como la recolección de información tal como: historia de producción de los pozos y datos petrofisicos del yacimiento.

El modelaje del yacimiento, debió cumplir con una etapa de inicialización, y cotejo histórico, donde se comprobó que las propiedades suministradas al simulador, fueran las más representativas.

Se plantearon diferentes escenarios de explotación, en los que se usa métodos de recuperación secundario para mantener la presión del yacimiento, mientras se colocan nuevos pozos productores horizontales, para tener un mayor factor de recobro del petróleo. Estos escenarios de explotación, fueron sometidos a una evaluación económica para establecer cuáles de los esquemas planteados, poseían características económicas más atractivas según las especificaciones técnicas de los mismos.

En el escenario más atractivo se sometió al yacimiento a una inyección de agua, debido a que fue el escenario con mayor valor presente neto y tasa interna de retorno, de igual forma tuvo un factor de recobro alrededor de 20%.

ÍNDICE GENERAL

LISTA DE FIGURAS ……..xiii.
LISTA DE TABLAS ……..xviii
INTRODUCCIÓN……. 1
I .ASPECTOS GENERALES DEL PROYECTO…… 3
1.1 Planteamiento del problema…… 3
1.2 Objetivo general…….. 3
1.2.1 Objetivos específicos…… 3
1.3 Justificación y alcance……. 4
1.4 Limitaciones…… 4
II. Marco Teórico…….. 6
2.1 Simulación de yacimientos……. 6
2.1.1 Modelo estático…… 6
2.1.2 Modelo dinámico…… 8
2.2 Simulador…….. 9
2.2.1 Tipos De Simuladores……. 11
2.2.2 Etapas de un Simulador……. 12
2.2.2.1 Inicialización…… 12
2.2.2.2 Mallado y paso de Tiempo…… 12
2.2.2.3 Representación de los Pozos……. 13
2.2.2.4 Cotejo histórico……. 14
2.2.2.5 Predicciones…… 16
2.2.3 Métodos de solución…… 17
2.3 Mecanismo de producción primaria y secundaria…… 17
2.3.1 Mecanismos de producción primaria……18
2.3.1.1 Gas en solución……18
2.3.1.2 Empuje por agua……18

2.3.1.3 Capa de gas ……... 18
2.3.1.4 Por segregación gravitacional……..…….…. 18
2.3.1.5 Por compactación…….. 19
2.3.2 Mecanismos de producción secundaria….……..……..19
2.3.2.1 Inyección de agua ……..…….19
2.3.2.2 Inyección de gas…… 20
2.4 Evaluación económica…….…….. 20
II. DESCRIPCIÓN DEL AREA MAYOR DE SOCORORO…….. 22
3.1 Ubicación del área mayor de Socororo …….. 22
3.2 Reservas del área mayor de Socororo (AMS) …… 23
3.3 Fundamentos geológicos. ……... 24
3.3.1 Estratigrafía del área……. 24
3.3.2 Formación Merecure…….24
3.3.3 Formación oficina ……... 24
3.4 Modelo estructural …… 26
3.5 Modelo sedimentológico de la formación ……. 26
3.6 Modelo petrofísico de la formación…….. 27
3.7 Yacimiento U2M,L (SOC-5)…… 28
3.7.1 Características del yacimiento…… 28
3.7.2 Modelo sedimentológico…… 29
3.7.2.1 Mapa de distribución de facies…… 29
3.7.2.2 Mapa "*Net To Gross*"…….. 29
3.7.2.3 Mapa de relación Arena/Lutita …… 29
3.7.2.4 Mapa de arena neta…… 29
3.7.3 Estratigrafía local ……30
3.7.4 Modelo petrofísico …….. 30
IV. METODOLOGÍA……..... 32
4.1 Revisión bibliográfica ……. 32
4.2 Recopilación de los datos …….. 32
4.3 Elaboración y digitalización de los mapas de isopropiedades ……33

4.4 Construcción del modelo Estático……. 34
4.4.1 Elaboración de los mapas de contorno……... 35
4.4.2 Falla y pozos…….. 35
4.4.3 Construcción del marco estructural…… 37
4.4.4 Propiedades Geológicas del modelo…….. 38
4.4.5 Creación del mallado……. 38
4. 5 Construcción del modelo de simulación…….. 39
4.5.1 Definición del modelo…… 39
4.5.2 Definición geológica del modelo y construcción del mallado 40
4.5.3 Propiedades de los Fluidos……. 41
4.5.4 Propiedades de interacción roca- fluido…….. 48
4.5.5 Inicialización……51
4.5.6. Definición de los Pozos dentro del modelo de simulación….53
4.5.7. Información para el análisis de resultados……..53
4.5.8. *Run Manager* y generador de reportes……53
4.6 Cotejo Histórico ……. 54
4.6.1 Cotejo por tasa de petróleo y presiones …….. 54
4.6.2 Cotejo por agua ……..55
4.6.3 Cotejo por gas…….55
4.7 Predicciones…… 55
4.7.1 Escenario 1…….. 56
4.7.2 Escenario 2 ……..56
4.7.3 Escenario 3 ……..59
4.7.4 Escenario 4 ……..60
4.7.5 Escenario 5 ……..61
4.7.6 Escenario 6 ……..61
4.8 Evaluación económica ……62
V. ANÁLISIS DE RESULTADOS …… 66
5.1 Inicialización…….. 66
5.1.1 Comprobación de equilibrio del modelo …… 66

5.1.2 Cálculo del POES del yacimiento U2M,L (SOC-5)…… 67
5.2 Cotejo Histórico …… 67
5.2.1 Cotejo de las presiones y tasa de petróleo …… 67
5.2.2 Cotejo por agua …… 69
5.2.3 Cotejo por gas…… 71
5.3 Predicciones…….. 72
5.3.1 Escenario 1…… 72
5.3.2 Escenario 2 …… 74
5.3.3 Escenario 3 …… 75
5.3.4 Escenario 4 …… 77
5.3.5 Escenario 5 …… 81
5.3.6 Escenario 6 …… 86
5.4 Evaluación económica …… 89
CONCLUSIONES…… 93
RECOMENDACIONES …… 94
BIBLIOGRAFÍA……... 95
ABREVIATURAS…… 98
GLOSARIO …… 100
APÉNDICES ……... 102

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Etapas de un simulador……. 10

Figura 2. Ubicación Geográfica Campo Socororo……... 22

Figura 3. Columna Estratigráfica del AMS……. 25

Figura 4. Imagen de AutoCad……. 34

Figura 5. Imagen del modelo del yacimiento U2M,L (SOC-5)…….. 35

Figura 6. Imagen del mapa de porosidad en el Mesh Map……. 36

Figura 7. Sistema de fallas de yacimiento U2M,L (SOC-5)…… 37

Figura 8. Distribución de las unidades en el mallado……. 39

Figura 9. Ventana de la sección Case Definition Manager…… 40

Figura 10. Ventana de la sección PVT…… 41

Figura 11. Viscosidad del crudo vivo según la correlación de Beal……..... 44

Figura 12. Factor de Compresibilidad de gases naturales de Standing & Katz…… 46

Figura 13. Ventana de la sección Scal…….. 48

Figura 14. Ventana de la sección de Initialization (POES), después de los cambios.52

Figura 15. Mapa de las localizaciones de los pozos dados por PETROUCV.S.A… 57

Figura 16. Nuevas localizaciones en el yacimiento U2M,L (SOC-5)……. 59

Figura 17. Localizaciones de lo pozos inyectores de gas en el yacimiento U2M,L (SOC-5) …… 60

Figura 18. Localizaciones de lo pozos inyectores de agua en el yacimiento U2M,L (SOC-5) …… 61

Figura 19. Localizaciones de lo pozos inyectores de agua y gas en el yacimiento U2M,L (SOC-5)…… 62

Figura 20. Presión del yacimiento en la inicialización…… ..66

Figura 21. Presión de fondo fluyente de los pozos productores SOC-5,ES-446 Y ES-401…….. 68

Figura 22. Presión del yacimiento en el cotejo……. 68

Figura 23. Tasa de petróleo producida por el yacimiento durante el cotejo……. 69

Figura 24. Permeabilidades relativas del agua y del petróleo, iniciales…… 70

Figura 25. Permeabilidades relativas del agua y del petróleo después del cotejo…. 70

Figura 26. Tasa de agua producida por el yacimiento durante el cotejo……71

Figura 27. Tasa de gas producida por el yacimiento durante el cotejo……..72

Figura 28. Petróleo acumulado y factor de recobro del yacimiento, escenario 1….. 73

Figura 29. Presión del yacimiento, escenario 1……. 73

Figura 30. Petróleo acumulado y tasa de petroleo del yacimiento, escenario 2…… 74

Figura 31. Presión del yacimiento, escenario 2 …… 75

Figura 32. Presión del yacimiento, escenario 3 …… 76

Figura 33. Petróleo acumulado y tasa de petróleo del yacimiento, escenario 3 … 77

Figura 34. Relación gas – petróleo (I), escenario 4…… 78

Figura 35. Relación gas – petróleo (II), escenario 4…… 78

Figura 36. Relación gas – petróleo (III), escenario 4 …… 79

Figura 37. Presión del yacimiento, escenario 4 …… 80

Figura 38. Petróleo acumulado y tasa de petróleo del yacimiento, escenario 4…… 80

Figura 39. Petróleo acumulado y tasa de petróleo del yacimiento, escenario 5…… 81

Figura 40. Tasa de inyección por pozo inyector (I), escenario 5…….. 82

Figura 41. Tasa de inyección por pozo inyector (II), escenario 5…… 82

Figura 42. Tasa de inyección por pozo inyector (III), escenario 5…….83

Figura 43. Tasas de petróleo producidas del yacimiento (I), escenario 5…… 84

Figura 44. Tasas de petróleo producidas del yacimiento (II), escenario 5…….84

Figura 45. Tasas de petróleo producidas del yacimiento (III), escenario 5……85

Figura 46. Presión del yacimiento, escenario 5……..85

Figura 47. Petróleo acumulado y tasa de petroleo del yacimiento, escenario 6……86

Figura 48. Tasas de petróleo producidas del yacimiento (I), escenario 6……..87

Figura 49. Tasas de petróleo producidas del yacimiento (II), escenario 6…….87

Figura 50. Tasas de petróleo producidas del yacimiento (III), escenario 6……88

Figura 51. Presión del yacimiento, escenario 6……..88

Figura 52. Tiempo de retorno de la inversión……90

Figura 53. Diagrama tornado……91

Figura 54. Diagrama araña……92

Figura 55. Mapa de facies…….102

Figura 56. Mapa Net to Gross arena U2M,L Socororo Este……..103

Fgura 57 Mapa relacion Arena/Lutita ……..104

Figura 58. Mapa arena neta, arena U2M,L Socororo Este……105

Figura 59. Mapa Isópaco Arena U2M Socororo Este……..107

Figura 60. Mapa de Porosidad Arena U2M Socororo Este…….. 108

Figura 61. Mapa de Permeabilidad Arena U2M Socororo Este……109

Figura 62. Mapa Net to Gross arena U2M Socororo Este…….110

Figura 63. Mapa Isópaco Arena U2M,L Socororo Este……111

Figura 64. Mapa de Porosidad Arena U2M,L Socororo Este……112

Figura 65. Mapa de Permeabilidad Arena U2M,L Socororo Este…….113

Figura 66. Mapa Net to Gross arena U2M,L Socororo Este…… 114

Figura 67. Mapa Isópaco Arena U2L Socororo Este……115

Figura 68. Mapa de Porosidad Arena U2L Socororo Este……116

Figura 69. Mapa de Permeabilidad Arena U2L Socororo Este…… 117

Figura 70. Mapa Net to Gross arena U2L Socororo Este……. 118

Figura 71. Mapa Estructural arena U2M,L Socororo Este …….. 119

Figura 72. Permeabilidades relativas gas – petróleo……. 124

Figura 73. Permeabilidades relativas agua – petróleo……125

Figura 74. Tasas de los pozos productores (I), escenario 2……... 126

Figura 75. Tasas de los pozos productores (II), escenario 2……. 126

Figura 76. Tasas de los pozos productores (I), escenario 3……127

Figura 77. Tasas de los pozos productores (II), escenario 3…….. 127

Figura 78. Tasas de los pozos productores (II), escenario 3……. 128

Figura 79. Agua total producida y agua inyectada, escenario 5…….. 128

Figura 80. Agua producida por pozo (I), escenario 5…… 129

Figura 81. Agua producida por pozo (II), escenario 5…….. 129

Figura 82. Agua producida por pozo (III), escenario 5……. 130

Figura 83. Corte de agua de los pozos productores (I), escenario 5…….. 130

Figura 84. Corte de agua de los pozos productores (II), escenario 5……...131

Figura 85. Corte de agua de los pozos productores (III), escenario 5…….131

Figura 86. Gas producido de los pozos productores (I), escenario 5……...132

Figura 87. Gas producido de los pozos productores (II), escenario 5…….132

Figura 88. Gas producido de los pozos productores (III), escenario 5……. 133

Figura 89. Gas producido y gas inyectado en el yacimiento, escenario 6 ……133

Figura 90. Agua producida y agua inyectada en el yacimiento, escenario 6…….134

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Resumen de las Características del AMS ……... 23

Tabla 2. Características del Yacimiento U2M,L (SOC-5) ……28

Tabla 3. Pozos incluidos en la sección estratigráfica…….30

Tabla 4. Rango de las correlaciones para el Área Mayor de Socororo……. 43

Tabla 5. Rango de aplicación de la correlación Lee, A.L., González, M.H y Eakin, B.E …… 47

Tabla 6. Localizaciones yacimiento U2M,L (SOC-5)…….. 58

Tabla 7. Tasas de producción de las localizaciones……..... 58

Tabla 8. Tasas de petróleo y presión de fondo, usadas como controladores……. 60

Tabla 9. Valor de los activos fijos …… 63

Tabla 10. Premisas para el cálculo de valor presente neto…… 63

Tabla 11. Variables para el análisis económico de los escenarios ……... 89

Tabla 12. Variables para las sensibilidades del análisis económico de los escenarios …… 91

Tabla 13. Evaluación petrofísica para los pozos que penetraron la arena U2M,L en el campo Socororo Este……...…….. 106

Tabla 14. Permeabilidades relativas gas – petróleo…….. 124

Tabla 15. Permeabilidades relativas agua – petróleo…… 125

INTRODUCCIÓN

El actual crecimiento de la economía mundial demanda el uso de cada vez mayor cantidad de energía, y el petróleo es la más importante de ellas. Esta fuente de energía es la más utilizada a nivel mundial y su uso se incrementa cada año. En consecuencia, para poder satisfacer esta demanda creciente de hidrocarburos se requiere incrementar las reservas, ya sea mediante el descubrimiento de nuevos yacimientos y/o mejorando sustancialmente la recuperación de los campos existentes.

Cada día se descubren nuevos yacimientos, y surge la necesidad de caracterizar las complejidades de ellos de forma más representativa, lo que impulsa el avance de tecnologías de simulación, para poder tener más exactitud en la resolución de problemas, ahorro en el tiempo computacional, lo que representa un menor costo económico.

La tecnología de simulación, permite inferir el comportamiento de los yacimientos en un tiempo dado a través de un modelo, y así poder observar los mejores escenarios de producción, aún antes de empezar la explotación de los yacimientos.

Con el desarrollo del presente Trabajo Especial de Grado (T.E.G.) se plantea realizar un estudio de simulación numérica del yacimiento U2M,L(SOC-5) del Campo Socororo Este del Estado Anzoátegui, el cual estaba siendo explotado por la empresa PETROUCV S.A. hasta el año 2006.

Dicho estudio se basará en la integración de los datos geológicos, petrofísicos, de presiones y de producción de la mencionada arena, para crear un modelo estático y dinámico, el cual permitirá representar el comportamiento de producción existente en el yacimiento.

Para el desarrollo de este T.E.G. se utilizará el simulador comercial ECLIPSE 100 desarrollado por la compañía Schlumberger. ECLIPSE 100 es una herramienta para la

simulación numérica de yacimientos de petróleo negro (Black oil), que permite realizar en una plataforma común, desde una computadora personal, la simulación completa del yacimiento. El simulador Eclipse permite introducir los datos, manejar los resultados de la simulación y también visualizar los resultados en imágenes 2D y volúmenes 3D.

CAPÍTULO I
APECTOS GENERALES DEL PROYECTO

1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA:

Para el Área Mayor de Socororo se requiere desarrollar un plan de explotación con el fin de incrementar la producción de los campos que conforman el área, para así poder obtener el mayor recobro de las reservas recuperables, por esta razón es necesario hacer un estudio integrado a todo los yacimientos pertenecientes al campo. Como parte de la respuesta a esta necesidad se planteó el estudio de simulación numérica del yacimiento U2M,L (SOC-5) del Campo Socororo Este.

1.2 OBJETIVO GENERAL

Simulación numérica del Comportamiento del yacimiento U2M,L (SOC-5) del Campo Socororo Este utilizando como herramienta el software Eclipse.

1.2.1 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Recopilación de la información geológica y de yacimiento del yacimiento U2M,L del Campo Socororo Este.
- Recopilación de los datos de Producción de los pozos perforados en el yacimiento U2M,L (SOC-5) del Campo Socororo Este.
- Elaboración de los datos PVT por medio de Correlaciones Empíricas.
- Digitalización de los mapas de isopropiedades petrofisicas.
- Elaboración del modelo Estático del yacimiento.
- Suministrar la información de los pozos y datos que se tienen en el simulador.

- Realizar el ajuste histórico de los datos de producción reales que se tienen de la arena.
- Estudio de la ubicación de pozos de diferentes arquitecturas para una producción más efectiva, para diferentes métodos de producción (agotamiento natural, inyección de agua o gas).
- Simulación dinámica de los mejores escenarios identificados.
- Evaluación Económica de los distintos escenarios con mejor producción.

1.3 JUSTIFICACION Y ALCANCE

El alcance de este Trabajo consta de la simulación numérica del yacimiento U2M,L (SOC-5) del Campo Socororo Este del Área Mayor de Socororo en el Estado Anzoátegui, que pertenece a la empresa PETROUCV S.A, la cual consta de: la recolección de datos, elaboración del PVT por medio de correlaciones, ajuste de presiones y cotejo histórico, digitalización, simulación estática y dinámica, predicción de los mejores escenarios de producción y evaluación económica. La importancia de este trabajo es que permitirá hacer un estudio, por medio de la simulación, de los mejores escenarios posibles para así poder obtener una mejor producción, recobro y una evaluación económica más favorable.

1.4 LIMITACIONES

En la realización del presente Trabajo Especial de Grado se obtuvieron limitaciones, tales como:

- Se trabajó con correlaciones ajustadas al Campo Socororo para obtener los datos PVT de los crudos de los yacimientos a estudiar, las cuales no son completamente representativas.

- La información de las permeabilidades relativas se obtuvo a partir de un núcleo perteneciente al Campo vecino Budare, debido, a que no existen núcleos del Campo en estudio.

- Las propiedades petrofísicas fueron extrapolados a todo el yacimiento.

- En los datos de producción existe una cierta incertidumbre, por mediciones inadecuadas de los mismos.

CAPÍTULO II
MARCO TEÓRICO

2.1 SIMULACIÓN DE YACIMIENTOS [8]

La ingeniería de yacimientos siempre ha tenido como objetivo principal la estimación del posible comportamiento de los yacimientos explotados. A través del tiempo el propósito sigue siendo el mismo, pero existen diferentes técnicas para llevar a cabo este pronóstico, las cuales son: curvas de declinación, métodos de predicción analíticos, modelos físicos y estadísticos. La combinación de estos métodos ha sido utilizada hasta llegar a la simulación numérica de yacimientos.

La simulación de yacimientos es un proceso que permite reproducir el comportamiento de un yacimiento real a través de un modelo numérico el cual es usado para cuantificar e interpretar los fenómenos físicos con la habilidad de extrapolar éstos para estimar un comportamiento futuro y aproximado del yacimiento bajo uno o varios esquemas de explotación. Este modelo deberá ser capaz de reproducir el comportamiento de producción, de presión del yacimiento, validar el petróleo original en sitio (POES) y el gas original en sitio (GOES), para garantizar la validez de los resultados.

La simulación de yacimientos está relacionada con la construcción y operación de un modelo estático y dinámico capaz de reproducir el comportamiento real del yacimiento.

2.1.1 Modelo Estático [12]

El modelo estático está compuesto por la integración de los modelos geológico, estructural, estratigráfico, sedimentológico, petrofísico, conformando así las

características del yacimiento, utilizando herramientas/técnicas especializadas y pericias claves para integrar datos provenientes de diferentes disciplinas, realizando interpretaciones, modelado, predicción y visualización de volúmenes en tres dimensiones.

- **Modelo Estructural**, consiste en la identificación y la caracterización de las estructuras mayores, fallas, pliegues, discordancias presente en el área en estudio; éstas se identifican a partir de la interpretación de la sísmica, apoyado en la petrofísica y caracterización del comportamiento histórico de producción y presiones.

- **Modelo Estratigráfico**, define la secuencia de las formaciones separadas por marcadores confiables presentes en el área, a los que hidráulicamente se les pueda considerar para propósitos de producción.

- **Modelo Petrofísico del yacimiento**, consiste en determinar la distribución de las saturaciones de los fluidos, posiciones de los contactos (contacto gas-petróleo / contacto agua-petróleo) y la distribución de arena neta petrolífera (ANP), porosidad y permeabilidad.

- **Modelo Sedimentológico**, implica la determinación del ambiente de sedimentación, las unidades de flujo, las facies sedimentarias presentes y la orientación de los cuerpos sedimentarios (barras y canales entre otros).

- **Modelo Geológico**, consiste en la definición de la orientación y geometría de los elementos estructurales, la distribución areal y vertical de los cuerpos sedimentarios presentes y su incidencia en la caracterización del yacimiento.

2.1.2 Modelo Dinámico [12]

El modelo dinámico del yacimiento permitirá simular el flujo de fluidos y la caída de presión a lo largo del yacimiento. Una vez completada la fase de construcción del modelo estático, se procede a la elaboración del modelo dinámico, el cual está constituido por: la integración de datos sísmicos, registros de pozos, y los resultados de las pruebas transientes de presión y producción.

La evaluación de diferentes escenarios de explotación se realiza mediante un simulador de yacimientos para definir un plan óptimo de operación del yacimiento. Los simuladores de yacimientos juegan un papel importante en la formulación de los planes iniciales de desarrollo, ajuste histórico y optimización de la producción futura por medio de la planificación, y diseño de proyectos de recuperación de petróleo.

En la creación del modelo dinámico se siguen los siguientes pasos:

1. Revisión del objetivo y alcance del proyecto.
2. Selección del simulador.
3. Incorporación de información y datos validados.
4. Construcción del modelo.
5. Inicialización y cotejo histórico.
6. Predicción.
7. Actualización del modelo.

En la primera etapa se define el problema que se quiere resolver, la complejidad geológica y de fluidos, el grado de heterogeneidad y los recursos disponibles. Se deben considerar las características especiales del proyecto y los parámetros críticos, como por ejemplo, yacimientos fracturados, fluidos inestables, y tiempo de respuesta del simulador.

Por medio del análisis de yacimientos es posible integrar los datos de la roca, de producción y de presiones permitiendo un pronóstico del comportamiento del yacimiento. Basados en esta información se procede a seleccionar el modelo a ser utilizado (analítico, numérico). Los simuladores numéricos de yacimientos son los más complejos, entre los cuales están el de petróleo negro, composicional, térmico y químico.

Una vez construido el modelo del yacimiento, se procede a evaluar los diferentes escenarios. El primer caso a predecir es el esquema actual o caso base. Con la finalidad de mejorar el esquema de explotación, se debe realizar un estudio de sensibilidades al caso base, variando condiciones de producción, perforando pozos adicionales, y evaluando la factibilidad de implementar otros procesos de recuperación con la finalidad de aumentar el recobro.

El modelo siempre se puede mejorar, al actualizarlo con nueva información, lo que representa la última etapa del proceso de simulación. Se debe mantener un seguimiento de la respuesta del modelo y verificar si el yacimiento se esta comportando según las predicciones derivadas del mismo. En caso de que los resultados no concuerden con los datos reales, es necesario determinar las razones de la desviación y corregir el modelo.

2.2 SIMULADOR [22]

Un simulador de yacimientos está conformado, de tal forma que realice dos cálculos principales:

- Cálculos de Inicialización: se refiere a las condiciones iniciales del yacimiento.
- Cálculos a medida que avanza el tiempo: este permite saber cómo es el comportamiento del yacimiento en distintos momentos de su historia, pasado y futuro.

El simulador está dividido en 3 etapas principales:

- Inicialización: su principal objetivo es el cálculo del POES.
- Cotejo Histórico: su principal resultado es una descripción acertada y confiable del yacimiento.
- Predicciones: permite obtener los mejores escenarios de explotación.

En la figura 1 se muestran las diferentes etapas de un simulador y cómo están estructuradas.

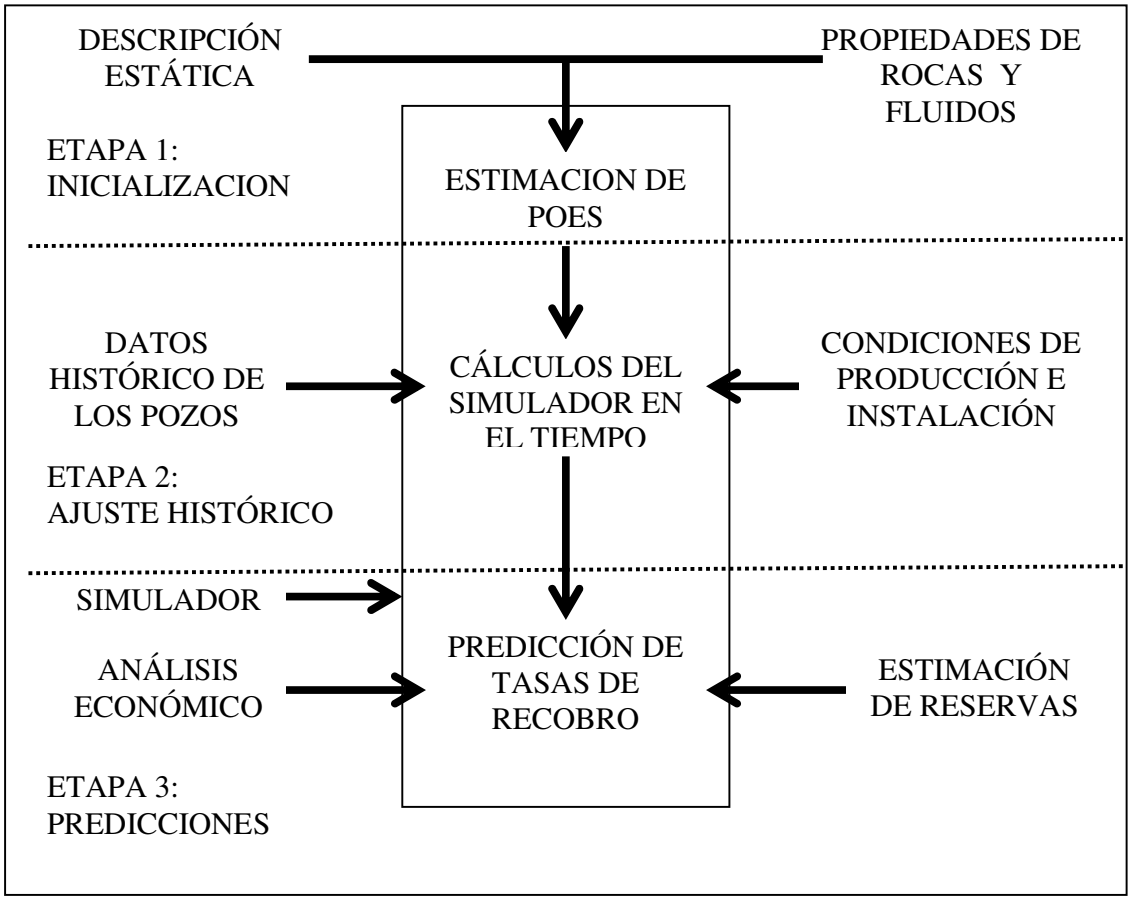

Figura 1. Etapas de un simulador [7]

Hay que destacar que no todos los simuladores siguen este esquema, ya que algunos no necesitan de la etapa del cotejo histórico, todo depende del tipo de simulador que sé este trabajando.

2.2.1 Tipos de Simuladores

Existen diferentes tipos de simuladores especializados en áreas específicas, los más comunes son:

- Petróleo Negro
- Composicional
- Térmico

Petróleo Negro: en este tipo de simulación se definen dos tipos de componentes de hidrocarburos: Petróleo y Gas; es decir, la fase gaseosa estará compuesta por un solo componente, en este caso el gas y en la fase liquida de hidrocarburo se tendrá como componente al petróleo y al gas disuelto en él. En este simulador, las propiedades de estos componentes solo varían con la presión, debido a que se asume que el proceso es isotérmico.

Simulador Composicional: se utilizan cuando los hidrocarburos cambian sus propiedades con la variación de la temperatura y la presión; aplica para petróleos muy livianos, volátiles y condensados.

Térmico: los métodos de recuperación térmica son utilizados para petróleos muy pesados donde la temperatura puede variar. Estos tipos de simuladores permiten estudiar los procesos de inyección de vapor, inyección de fluido calientes o gas.

2.2.2 Etapas de un Simulador

2.2.2.1 Inicialización [22]

La inicialización es la etapa que permite describir el estado inicial del sistema; en esta etapa se estima la cantidad de petróleo original en sitio (POES) en el yacimiento, se validan las propiedades de la roca, de los fluidos y se describen las condiciones de equilibrio.

Luego de esta etapa se definen el tipo de malla a utilizar, la representación de los pozos en el modelo, las que se describirán a continuación:

2.2.2.2 Mallado y Paso de Tiempo. [8]

El volumen conceptual del yacimiento es llamado mallado, compuesto por un número finito de celdas; y el intervalo de tiempo es llamado paso de tiempo.

La precisión con la que un yacimiento y las propiedades de los fluidos pueden ser descritos en un modelo depende del número de celdas usadas al definir el mallado. El número de celdas va a estar limitado, principalmente, por el costo del tiempo computacional usado para realizar los cálculos, preparar los datos e interpretar los resultados. Por lo que, el tamaño y la complejidad del yacimiento deben considerarse cuidadosamente. El modelo debe tener suficientes celdas para simular adecuadamente el yacimiento, pero también debe ser tan pequeño y simple como sea posible.

El simulador calcula los cambios en el yacimiento por cada incremento de tiempo, por lo que los pasos de tiempo deben ser lo suficientemente pequeños para que los cambios entre cada paso de tiempo sean lo menos abruptos posibles. Pasos de tiempo muy largos reducen la calidad de las respuestas, mientras que pasos de tiempo muy pequeños aumentan el tiempo del simulador.

Existen diferentes tipos de mallado de acuerdo con los requerimientos del yacimiento, entre los cuales se tienen:

- **Radiales o cilíndricas:** generalmente usadas para estudios alrededor del pozo. Los radios pueden ser establecidos por el operador del simulador. Si es necesario también se pueden simular solo en porciones de circunferencias.[22]

- **Rectangulares o cartesianas**: poseen celdas en forma de paralelepípedos. Son sencillas y se usan en casos no tan complejos o estudios conceptuales. Actualmente las más usadas son las cartesianas "deformadas" donde se conserva el modelo cartesiano pero los lados de las celdas pueden variar de tamaños.[22]

- **Corner point geometry**": La celda de este mallado posee caras trapezoidales, así como las del modelo cartesiano, se puede declarar celdas con porosidad cero para establecer los bordes del yacimiento con precisión.[22]

- **Voronoi**: son mallas no convencionales donde se puede definir los bordes del yacimiento sin necesidad de desactivar o anular celdas, y de definir el tamaño de estas, bien sean pequeñas y grandes según lo desee el operador del simulador sin el uso del refinamiento local de malla.[22]

2.2.2.3 Representacion de los Pozos [22]

Los pozos son fundamentales para la extracción de los hidrocarburos, por lo que ellos deben de estar muy bien representados en el mallado para poder tener una buena predicción de la producción del yacimiento. Para ello, al simulador hay que introducirle una serie de datos como:

- **Identificación**: nombre, ubicación, dirección, tipo de pozo (inyector o productor).
- **Completación**: las celdas en las que el pozo fue completado.
- **Restricciones de producción**: la tasa máxima a condiciones de superficie y yacimiento.
- **Restricciones de inyección**: la tasa máxima a condiciones de superficie y yacimiento. Las tasas pueden ser absolutas o una fracción de la producción.
- **Restricción de Presión**: La presión de fondo (BHP) a determinada profundidad, la presión en la tubería (THP).
- **Controles**: Relación Gas Petróleo (RGP) máximo. Tasas mínimas económicas. Las acciones a tomar cuando se violan estas restricciones.
- **Flujo vertical**: si hay que modelar el flujo desde el fondo del pozo hasta la superficie deben generarse las tablas hidráulicas (VFP- Vertical Flow Perfomance).
- **Historia**: datos históricos de producción y presión para el cotejo.
- **Condiciones de predicción**: los pozos deben tener los datos para las predicciones, como son las tasas máximas de producción o inyección y presiones de fondo, e incluso se pueden definir programas de perforación.

2.2.2.4 Cotejo Histórico [8]

El objetivo del estudio de un modelo numérico, es la predicción del desarrollo de un yacimiento con el mayor detalle y precisión que sea posible usando técnicas como extrapolación. Los yacimientos son tan complejos que no existe una cantidad práctica de datos de descripción capaz de proveer los detalles necesarios para realizar una predicción futura completamente precisa y confiable. La validez de los datos del yacimiento puede ser evaluada, sin embargo, calculando el desarrollo pasado del yacimiento y comparándolo con el desarrollo actual. El proceso de cotejo histórico revelará debilidades en los datos del yacimiento que pueden ser fortalecidas mediante

la alteración del modelo del yacimiento hasta que pueda predecir el comportamiento pasado. Usado de esta manera la simulación del yacimiento puede ser una herramienta muy poderosa para la descripción de un yacimiento.

En general, los parámetros que se cotejan son la presión en el pozo, estática o fluyente, la relación agua / petróleo, la relación gas / petróleo, la relación gas / agua, las tasas de flujo de petróleo, agua o gas, el contacto de los fluidos, los tiempo de llegada de gas y agua, las saturaciones de los fluidos y producción de trazadores químicos probados.

Por lo general, la tasa de petróleo producido se impone como una restricción en el cotejo. Si no se toma la tasa de petróleo como restricción, se debe controlar por la presión de fondo.

Para lograr el cotejo existen ciertos parámetros que se pueden variar, por lo general son aquellos que poseen mayor incertidumbre en su medición, como lo son:

- **Propiedades de la roca**: porosidad, permeabilidad, espesores, compresibilidad y saturación inicial.
- **Propiedades de los fluidos**: datos del PVT y composiciones.
- **Datos de los pozos** como las completaciones, o alguna tasa, o las fechas de cierre.

El cotejo histórico puede consumir mucho tiempo, dinero y ser frustrante, inicialmente porque el comportamiento de los yacimientos es muy complejo, respondiendo a numerosas iteraciones que, como un todo, puede ser difícil de entender. Como consecuencia, se han hecho considerables investigaciones en programas para simulación o cotejo automático. Estos programas son usados muy poco porque la mayoría de los estudios de cotejo histórico automáticos son menos eficientes que los realizados manualmente.

Aunque el objetivo primordial del cotejo histórico es mejorar el modelo de simulación, los resultados del trabajo pueden contribuir a uno o más objetivos secundarios. Por ejemplo, el cotejo histórico puede contribuir a entender el estado actual del yacimiento, incluyendo la distribución de los fluidos, los movimientos de los mismos y, quizás, la verificación o identificación de los mecanismos de explotación.

2.2.2.5 Predicciones [8]

La predicción es la parte más interesante de la simulación. Le da al ingeniero la oportunidad de visualizar el comportamiento de un pozo o del yacimiento bajo diferentes estrategias de explotación.

Para realizar la etapa de predicción se siguen una serie de pasos, los cuales se indican a continuación:

- Formulación del caso base, generalmente se usa como caso base el plan de explotación ya existente.
- Definición de los posibles escenarios futuros.
- La generación de los diferentes escenarios.
- Comparar los resultados.
- Realizar el análisis económico de cada caso.
- Decidir el caso óptimo.

Los escenarios posibles de las predicciones suelen definirse al comienzo del modelado, pero a medida que se van evaluando los resultados de las simulaciones estos pueden ser modificados para obtener un mejor recobro.

2.2.3 Métodos de Solución [8]

La solución de las ecuaciones de flujo consume la mayor parte del computador durante la simulación. Por lo que seleccionar un método efectivo para un problema en particular es un gran avance en el manejo de los costos y la dificultad del estudio. La mayoría de los simuladores provee dos métodos.

- **Método directo:** se van eliminando las incógnitas de ecuaciones sucesivas una por una hasta que la ecuación es resuelta, por lo que la solución es exacta.

- **Método iterativo:** se basa en desarrollar una solución aproximada al sistema de ecuaciones. La aproximación es reemplazada sistemáticamente hasta que la respuesta converge con una tolerancia especificada.

Normalmente, los métodos directos sólo se utilizan para modelos pequeños a intermedios. Las respuestas son precisas y no requiere de intervención del usuario. Con modelos con un mayor número de celdas, el almacenamiento de variables requerido por el computador puede ser excesivo. Por lo que, los iterativos se usan en este tipo de modelos.

2.3 MECANISMO DE PRODUCCIÓN PRIMARIA Y SECUNDARIA[13]

Entre los mecanismos de producción del yacimiento se encuentran la etapa primaria y secundaria. La etapa primaria resulta del desplazamiento por la energía natural existente del yacimiento. La secundaria se usa después de la declinación de la producción primaria, y consiste en la inyección de agua o la inyección de gas.

2.3.1 Mecanismos de producción primaria

2.3.1.1 Gas en Solución

El primer mecanismo de empuje primario es por gas en solución. Cuando la presión del yacimiento está por encima de la presión de burbuja, permite que el gas que esté disuelto en el petróleo se expanda, por lo que a medida que la presión vaya declinando se producirá una expansión del petróleo con el gas disuelto, lo que provocará que el fluido sea empujado hacia los pozos productores.

2.3.1.2 Empuje por Agua

Este mecanismo se produce cuando la presión del yacimiento empieza a declinar, lo que crea un diferencial de presión por el contacto agua petróleo, esto permite que el acuífero invada al yacimiento de petróleo, ocasionando una intrusión de agua, lo cual ayuda a mantener la presión del yacimiento y hace un desplazamiento inmiscible del petróleo en la parte invadida.

2.3.1.3 Capa de Gas

El empuje producto por la capa de gas, se debe a una declinación de la presión, la cual origina la expansión de la capa de gas. Este tipo de mecanismo se da en algunos yacimientos donde la presión inicial del yacimiento es igual o menor a la presión de burbuja, por lo tanto el gas en el yacimiento no sólo se encuentra disuelto en él, sino que hay una capa de gas inicial.

2.3.1.4 Por Segregación Gravitacional

Este mecanismo se da cuando el gas libre se mueve hacia el tope del yacimiento a medida que se produce el petróleo. El petróleo se va a la base del yacimiento debido a la permeabilidad vertical, la cual debe ser alta y así permite que las fuerzas gravitacionales sean mayores a las fuerzas viscosas dentro del yacimiento.

2.3.1.5 Por Compactación

La expulsión de líquido o gas del yacimiento, causa una reducción en la presión de los fluidos dentro de los poros, y consecuentemente un incremento en la presión de los granos. Este incremento de presión entre los granos causará que el yacimiento se compacte y esto, a su vez, conduce a una subsidencia en la superficie del terreno. El factor que regula el grado de compactación es la compresibilidad de los poros (C_f). Todos los yacimientos conllevan un elemento del empuje por compactación, que resulta del agotamiento de la presión.

2.3.2 Mecanismos de Producción Secundaria

Durante la vida productiva de un yacimiento el petróleo puede ser extraído, ya sea por recuperación primaria, en la cual se aprovecha la energía inicial del yacimiento, o usando métodos de recuperación secundaria o mejorada. Estos métodos se usan para poder aumentar la energía inicial que posee el yacimiento y en consecuencia aumentar el recobro del mismo.

Los métodos convencionales son:

- Inyección de Agua
- Inyección de Gas

Se han utilizado otros métodos de recobro los cuales no resultan rentables y por eso aun en día los métodos de recobro principales son los antes mencionados.

2.3.2.1 Inyección de Agua

Este método consiste en inyectar agua en la estructura más profunda del yacimiento con el objeto de incrementar la producción de petróleo; esto es posible porque, al inyectar agua, la presión del yacimiento se mantiene constante y en algunos casos aumenta. También, el agua permite el desplazamiento del crudo y así aumenta la

recuperación. La ventaja de la inyección de agua es que permite una buena eficiencia de desplazamiento.

2.3.2.2 Inyección de gas

Esto consiste en inyectar gas en el yacimiento. El gas no sólo desplaza al petróleo sino que también reduce su viscosidad, con lo que el crudo fluye más rápido a una presión dada.

2.4 EVALUACIÓN ECONÓMICA [10]

El proyecto es un conjunto de antecedentes que permite predecir o estimar las ventajas y desventajas económicas. El objetivo básico de un proyecto es la evaluación económica, que permite calificarlo como rentable o no rentable. Los criterios básicos para que se de un proyecto se explican a continuación:

- **Interés:** es lo que se paga por el uso del dinero que se toma en préstamo.

- **Ingresos:** definidos por el volumen de producción y por los precios de venta de los bienes y servicios que se produzcan.

- **Costo de capital:** es la tasa de rendimiento que debe obtener la empresa sobre sus inversiones para que su valor en el mercado permanezca inalterado, teniendo en cuenta que este costo es también la tasa de descuento de las utilidades empresariales futuras. Es por ello, que el administrador de las finanzas empresariales debe proveerse de las herramientas necesarias para tomar las decisiones sobre las inversiones a realizar y por ende las que más le convengan a la organización.

- **Valor presente neto (VPN):** se refiere al valor en el presente de una cantidad de dinero futura o pagos dada a una tasa de interés. Esto se refiere a la equivalencia de valor de un flujo futuro en la actualidad, ya que existe la devaluación de dinero, el valor en la actualidad de un dinero no es en número lo mismo en el futuro, por tal motivo se calcula en los proyectos el valor presente neto para así poder saber la rentabilidad del mismo.

- **Tasa interna de retorno (TIR):** aquella tasa que hace el valor presente de los ingresos igual al valor presente de los egresos, al descontarlos al periodo cero. Equivale a decir que es la tasa que hace el valor presente neto igual a cero.

- **Período de recuperación (PR):** Es el tiempo que se debe emplear para poder recuperar la inversión sin tomar en cuenta los intereses. La inversión se podrá recuperar en el año en el cual los ingresos acumulados superan a la inversión hecha inicialmente.

CAPÍTULO III

DESCRIPCIÓN DEL ÁREA MAYOR DE SOCORORO[15-17]

3.1 UBICACIÓN DEL AREA MAYOR DE SOCORORO

El Área Mayor de Socororo (AMS) es un bloque irregular de unos 257 Km^2 de superficie que se encuentra localizada dentro de la cuenca oriental de Venezuela, la cual es una depresión que tiene una área aproximada de 165.000 Km^2.

El Área Mayor de Socororo se encuentra en las inmediaciones de la población de Pariaguán y el Pao, en el Estado Anzoátegui (Fig. 2). Limita al Oeste con el Campo Budare, al Sur por los Campos de Petrozuata, al este con el Campo Yopales y al Noreste con el Campo Caracoles. Esta área consta de los Campos petrolíferos de Socororo, Cachicamo y Caricari.

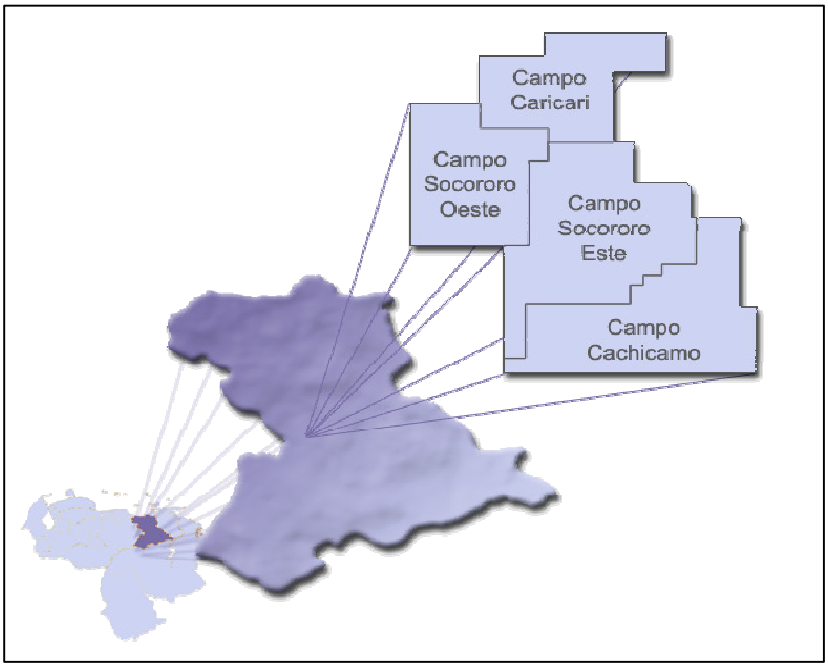

Figura 2. Ubicación Geográfica Campo Socororo

Los Campos Socororo, Cachicamo y Caricari fueron descubiertos entre la década de los años 40 y finales de los años 50, en los cual fueron perforados 25 pozos. Un total de 105 pozos fueron perforados en los tres campos, de los cuales 70 resultaron productores y 35 resultaron no productores.

3.2 RESERVAS DEL AREA MAYOR DE SOCORORO (AMS)

Debido a las características de la zona, los yacimientos son lenticulares, de poco espesor, y se calcula que en el área se encuentra un total de 103 yacimientos de petróleo y 77 yacimientos de gas. Un resumen de las características principales del AMS se presenta a continuación en la tabla 1.

Tabla 1. Resumen de las Características del AMS

TABLA RESUMEN	
POES / GOES	418 / 278 (MMBN/MMMPCS)
Reservas recuperables	61 / 228 (MMBN/MMMPCS)
Producción acumulada	13 / 26 (MMBN/MMMPCS)
Reservas remanentes	48 / 202 (MMBN/MMMPCS)
º API	16
Profundidad promedio	3850 pies
Presión actual	1000 - 1600 lpc
Factor de recobro actual	3%
Factor de recobro esperado	15%
Potencial de pozos	270 (BNPD)
Producción al 31/03/2005	3500 (BNPD)
Total de pozos	105
Pozos inactivos	39
Nº de yacimientos	103 petróleo
	77 gas no asociado

3.3 FUNDAMENTOS GEOLÓGICOS.

3.3.1 Estratigrafía Del Área.

La columna estratigráfica regional se extiende desde el basamento ígneo–metamórfico del oligoceno, del complejo basal de Guayana, hasta el Pleistoceno, y está conformado por las formaciones enumeradas a continuación: Formación Hato Viejo, Formación Carrizal, Grupo Temblador (comprende las Formaciones Canoa y la Formación Tigre), la Formación Merecure, Formación Oficina, Formación Freites, Formación Las Piedras, Formación Mesa. Las Formaciones Merecure y Oficina son las principales productoras en el área.

3.3.2 Formación Merecure

La Formación Merecure en el AMS está constituida estratigráficamente por una secuencia de cuerpos arenosos generalmente masivos. Dentro de estos cuerpos arenosos se puede conseguir intervalos de lutitas y limonitas delgadas que alcanza un espesor de 10 pies, aunque hay ciertos estratos que pueden llegar hasta los 40 pies. En esta Formación se destaca la arenas: U1 y U2. Las arenas de Merecure se extienden hasta el Campo Temblador y sus ciclos sedimentarios se establecieron en la Edad Oligoceno-Mioceno Temprano que dieron origen a los yacimientos explotables del área del Campo Socororo Este.

3.3.3 Formación Oficina

La Formación Oficina se describe como una serie de alternaciones de lutitas grises, gris oscuro y gris marrón, intercaladas e ínter estratificadas con areniscas y limolitas de color claro y grano fino a grueso. Componentes menores, pero importantes de la unidad, son las capas delgadas de lignitos y lutitas ligníticas, arcillitas verde y gris claro, con esférulas de siderita, areniscas siderítico-glauconíticas y calizas delgadas

con estructuras como en cono. El material carbonoso es común, y en algunos pozos pueden encontrarse hasta 40 ó 50 capas de lignito, que varían desde pocos centímetros hasta 60 cm. de espesor y que son de considerable valor en las correlaciones. En general, las areniscas se hacen más abundantes, de mayor espesor y de grano más grueso, hacia la base de la Formación. La Formación Oficina se sedimentó en un inmenso complejo fluvio-deltaico, donde son comunes las arenas lenticulares y de relleno de canales de ríos. Al Norte del corrimiento de Anaco, la Formación Oficina se acumuló en condiciones marinas marginales a neríticas, con una mayor influencia marina en la parte media.

En la Figura. 3 se puede observar la columna estratigráfica del área, en donde resaltan la Formación Oficina y la Formación Merecure, que son las principales unidades productoras de hidrocarburo del área.

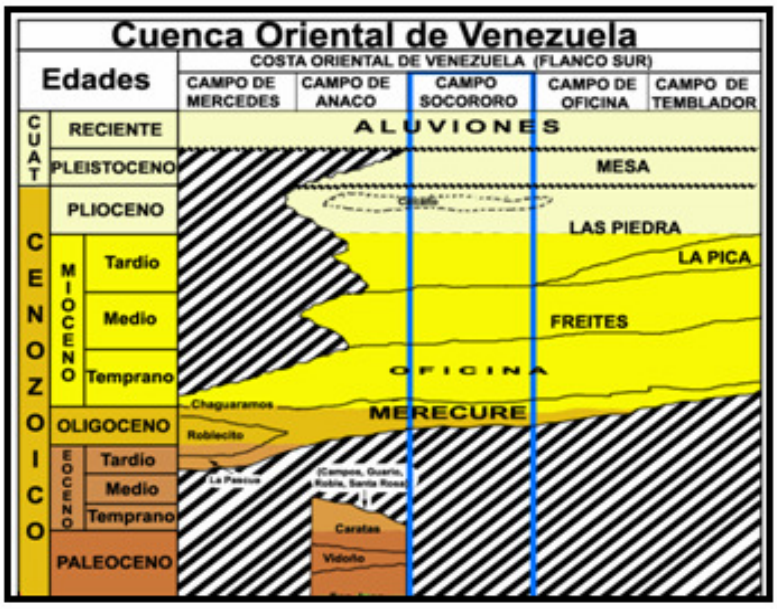

Figura 3. Columna Estratigráfica del AMS[1]

3.4 MODELO ESTRUCTURAL

El Área Mayor de Socororo posee un marco estructural conformado por un conjunto de fallas normales, en donde predominan 2 sistemas de fallas. Estas fallas fueron generadas, probablemente, por el esfuerzo de extensión ejercido por el peso de la Serranía del Interior en el momento de su emplazamiento sobre el continente. Como consecuencia se puede decir que el AMS es una estructura monoclinal de buzamiento de 2° a 3°.

El primer sistema de falla tiene un rumbo Noreste buzan hacia el Sur y con un salto que varía entre 20´ y 40´. El segundo sistema de fallas presenta un rumbo Noreste y los buzamientos varían de dirección. La falla principal Cachicamo, tiene un salto entre 80´ y 240´ y buza hacia el Noreste. Existe otra falla al norte con buzamiento hacia el Sureste con un salto de 30´.

Se puede decir que estos sistemas de fallas son considerados trampas estructurales por los hidrocarburos en sus procesos migratorios y también se encuentran presentes en este modelo trampas de tipo mixtas (estructurales – estratigráficas).

3.5 MODELO SEDIMENTOLÓGICO DE LA FORMACIÓN

El ambiente deposicional identificado para la Formación Oficina (A-U1) del Mioceno fue un sistema fluvio deltaico caracterizado por ciclos de inundación y progradación, haciéndose más marina de Oeste a Este y de Sur a Norte; y para la Formación Merecure (U2-U10) del Oligoceno un ambiente mixto de frente deltaico con influencia de las mareas. El ambiente es típico de clásticos basales transgresivos, depositados por corrientes fluviales entrelazadas y en posición más distal, por condiciones deltaicas, las areniscas se orientan preferencialmente en sentido norte-sur; esto tiene como base la descripción detallada de las características

sedimentológicas, patrones de afinamiento o engrosamiento de grano "*fining upwards*" o "*coarsening upwards*" respectivamente, su asociación vertical y la relación existente entre las curvas de potencial espontáneo (SP) y rayos gamma con los ambientes de sedimentación.

De base a tope en la sección se definen canales distributarios, barras de desembocadura y llanuras de inundación pertenecientes a las unidades sedimentarias U3, U2M, U2U, U1L, U1M, TL y TM. Además, se puede interpretar de la arquitectura estratigráfica y sedimentológica obtenida, un ambiente de sedimentación fluvial hacia la base, representado por el canal inciso U2L, U3 y U4 en el pozo CAC-5.

Suprayaciendo a esta facies, se establece un ambiente de sedimentación deltaico con un dominio fluvial, representado por las unidades U3, U2M, U2U, U1L y U1M. Subiendo en la secuencia se observa un cambio a facies de deltas de denominación de olas con las unidades U1U y TU.

3.6 MODELO PETROFÍSICO DE LA FORMACIÓN

Este modelo determina los parámetros petrofísicos básicos de cada yacimiento de hidrocarburos pertenecientes al AMS, necesarios para la estimación por pozos y arena del volumen de arcilla, la porosidad efectiva, la saturación de agua efectiva y la litología expresada en los siguientes términos: espesor total, arena neta, relación espesor neto total, arena neta petrolífera, y su permeabilidad total, así como también, determinar en la arena los contactos de fluidos presentes: contacto gas-agua, gas-petróleo y petróleo-agua. Es necesario destacar el hecho de que actualmente no se dispone de ninguna información de núcleos para el AMS. A partir de los resultados de la evaluación petrofísica se elaboraron los mapas de isopropiedades para todos los yacimientos del campo. Con estos parámetros se calculó el volumen de hidrocarburos

(reservas) del yacimiento, primero directamente por método volumétrico, el cual proporcionó una medida estática del petróleo o gas en sitio y segundo, indirectamente, por el método de balance de materiales, el cual proporciona una medida dinámica de los volúmenes de hidrocarburos.

3.7 YACIMIENTO U2M,L (SOC-5)

3.7.1 Características del Yacimiento

El yacimiento **U2M,L (SOC-5)** es un monoclinal fallado, limitado al Norte por el contacto agua-petróleo original (CAPO) estimado a 3.737 pbnm, al Sur por fallas y por desaparición de la roca, al Este por parte del contacto agua-petróleo original y por una falla, y al Oeste por una falla. Este yacimiento se ha producido por medio de tres pozos SOC-5, ES-401 y ES-446. El pozo SOC-4 probó petróleo, que nunca produjo de este yacimiento y tambien se encuentran el pozo SOC-3 interpretado de petróleo. Posee volumen de Petróleo Original en Sitio (POES) de 52 MMBN, a partir de un área de 1.508 acres y un volumen total de 46.900 acres-pies. Tomando una Relación Gas-Petróleo inicial (Rsi) de 156 PCN/BN, se estableció un volumen de Gas Original en Sitio (GOES) de 8.209 MMPCN. Reservas recuperable de petróleo de 3778 MBN y se han producido 478 MBN de petróleo, una reserva recuperable de gas total de 6.567 MMPCN y se han producido 323 MMPCN de gas. La presión original del yacimiento es 1.647 lpc referida a un datum de -3.630'.

El yacimiento **U2M,L (SOC-5)** posee las siguientes características:

Tabla 2. Características del Yacimiento U2M,L (SOC-5)

Presión inicial (lpc)	Temp. (ºF)	Rsi (pcn/bn)	ºAPI	K (mD)	Φ (%)	So (%)	Prof. Plano de referencia (pbnm)
1647	157	156	13,4	400-600	26	56	3630

3.7.2 Modelo Sedimentológico.

La construcción de la geometría externa de esta arena se obtuvo con la elaboración de un conjunto de mapas que garantizan el modelo geológico, el mapa de distribución de facies, *Net to Gross*, relación arena – lutita y el mapa de espesor de arena neta.

3.7.2.1 Mapa de Distribución de Facies

Este mapa muestra dos ambientes de sedimentación: canales distributarios orientados en dirección Suroeste-Noreste y llanura de inundación con abanicos de rotura. Al Norte de la localización, el canal distributario activo en el tiempo Mioceno, erosionó originando una coalescencia con el canal U2L en los pozos SOC-3, SOC-5 y ES-454. (Fig. 55, apéndice A)

3.7.2.2 Mapa "*Net to Gross*"

Basado en ensayos estadísticos en los canales distributarios, se puede establecer un *Net to Gross* menor al 20%, que indica una mala conectividad, entre 20 y 60% buena conectividad y mayor al 60% facies completamente conectadas, como se muestra en la figura 56 en el apéndice A

3.7.2.3 Mapa de Relación Arena/Lutita

Este mapa ratifica la tendencia SO-NE del canal distributario en el área de coalescencia, con una alta relación de arena / lutita (Fig. 57 en el apéndice A).

3.7.2.4 Mapa de Arena Neta

La tendencia en el área de la localización es SO-NE. El espesor promedio de U2M en el área de coalescencia es de 45 pies aproximadamente, 5´en el área central y 14´ hacia el Oeste, mostrado en la figura 58 en el apéndice A.

3.7.3 Estratigrafía Local

Para ubicar estratigráficamente al yacimiento U2M,L dentro de la Formación Oficina, se construyeron secciones estratigráficas orientadas en la dirección del rumbo y del buzamiento de la sedimentación (NO-SE) en toda el área de Socororo Este.

El mapa isópaco, refleja el sentido de cauce de los paleodrenajes en esta unidad, la cual indica una tendencia depositacional en dirección SO-NE, coincidente con la dirección regional. El ancho del área de mayor espesor, es de 4 km y espesores máximos de 40 pies, aproximadamente, entre los pozos ES-407 y ES-454. Hacia el norte el espesor disminuye hasta 17 pies aproximadamente. El límite este del drenaje interpretado, muestra un engrosamiento anómalo inferido por la presencia de un abanico de rotura en dicha zona. Esto se puede observar en el apéndice A

En la tabla 3. se incluyen las profundidades de los topes, bases y espesores del yacimiento U2M,L en los pozos incluidos en las secciones estratigráficas ya mencionadas.

Tabla 3. Pozos incluidos en la sección estratigráfica.

POZO	UNIDAD	TOPE (PIES)	BASE (PIES)	ESPESOR (PIES)
ES-454	U2M,L	4398	4450	52
ES-456	U2M	4497	4520	23
SOC-3	U2M,L	4438	4484	46

3.7.4 Modelo Petrofísico

El objetivo de esta evaluación es determinar los parámetros petrofísicos básicos de la arena U2M,L en el Campo Socororo Este necesarios para la estimación por pozo del volumen de arcilla (Vsh), la porosidad efectiva (PHIE), la saturación de agua efectiva

(Swe) y la litología expresada en los siguientes términos: Espesor total (Gross), arena neta (AN), relación espesor neto-total (N/G), arena neta petrolífera (ANP) y su permeabilidad total (K), así como también, determinar en la arena, los contactos de fluidos presentes como el del gas-petróleo (G/O) y petróleo-agua (O/W).

En la tabla 13 en el apéndice A, se muestran los resultados de la evaluación petrofísica para los pozos que penetraron la arena U2M,L en el Campo Socororo Este. En la evaluación se destaca que el contacto agua – petróleo original no fue atravesado por ninguno de los pozos perforados en el yacimiento, estimándose éste a la profundidad de 3737 pbnm.

A partir de los resultados de la evaluación Petrofísica se elaboraron los mapas de isopropiedades: de porosidad, permeabilidad y saturación de agua para el yacimiento U2M,L (SOC-5). Se pueden observar estos mapas en el apéndice A.

CAPÍTULO IV

METODOLOGÍA

4.1 REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA

Esta etapa consistió en la investigación y recopilación del material bibliográfico que permitiera conocer y entender más el tema de estudio. Este material comprende: libros, Trabajos Especiales de Grado, publicaciones en internet y trabajos especiales de investigación, tutoriales de los programas utilizados, entre otros.

4.2 RECOPILACIÓN DE LOS DATOS

Esta etapa se basó en la recopilación de toda la información referente al yacimiento U2M,L(SOC-5), que permitió la elaboración del modelo de Simulación. Esta información consistió en los datos petrofísicos, geológicos, historias de pozos y sumario de producción, los cuales fueron suministrados por la empresa PETROUCV S.A. Con esto se pudo determinar cuáles eran los datos faltantes tales como: información PVT, saturaciones de petróleo, permeabilidades relativas, presión capilar y compresibilidad de la roca, necesaria para la simulación.

Una vez seleccionada la información, se procedió a las correcciones necesarias para que estos datos tuvieran consistencia. Con esto se determinó que el crudo presente en el yacimiento U2M,L(SOC-5) es de 13,4 °API, por lo cual se decidió utilizar el simulador ECLIPSE 100.

.

4.3 ELABORACIÓN Y DIGITALIZACIÓN DE LOS MAPAS DE ISOPROPIEDADES

Una vez revisada toda la información petrofísica, geológica, historias de los pozos y de producción se procedió a la elaboración de los mapas de isopropiedades (porosidad, permeabilidad, *net to gross*, isópaco) y estructural (mapa tope y base), específicamente para la arena U2M, U2M,L y U2L del yacimiento U2M,L (SOC-5). Se pueden observar en el apéndice A.

Para la elaboración de los mapas de isopropiedades se utilizaron los datos de la petrofísica de los pozos pertenecientes a las arenas U2M, U2M,L y U2L, las cuales conforman el yacimiento U2M,L (SOC-5). Estos datos de petrofísica proveen información del nombre del pozo, arena que atraviesa, intervalos de perforación (tope y base) y para cada arena indica su porosidad, saturación de agua, porcentaje de lutita, espesor, arena neta y el porcentaje de *net to gross* (Apéndice A).

Con los datos antes mencionados se procedió a construir los mapas de porosidad, permeabilidad, *net to gro*ss e isópaco, en forma manual, con escala 1:20000 tomando en cuenta las coordenadas UTM de los pozos ubicados dentro del yacimiento U2M,L (SOC-5) del Campo Socororo Este para realizar el trazado de las curvas necesarias. Esto se hizo con la colaboración del equipo de geólogos de la empresa PETROUCV S.A.

Los pozos tomados en cuenta para la elaboración de estos mapas fueron: SOC-5, ES-401, SOC-3, ES-461, ES-460, ES-454, ES-446, ES-402, ES-403, ES-456, ES-455, SOC-4.

Una vez obtenidos los mapas de isopropiedades y estructurales, se procedió a la digitalización de los mismos, para lo cual se utilizaron dos programas: AutoCad y Surfer. El programa AutoCad se usó para tomar las coordenadas de las curvas de

nivel de cada mapa, que la empresa PETROUCV S.A. había suministrado, ya que los mismos estaban elaborados en AutoCad. (Fig. 4)

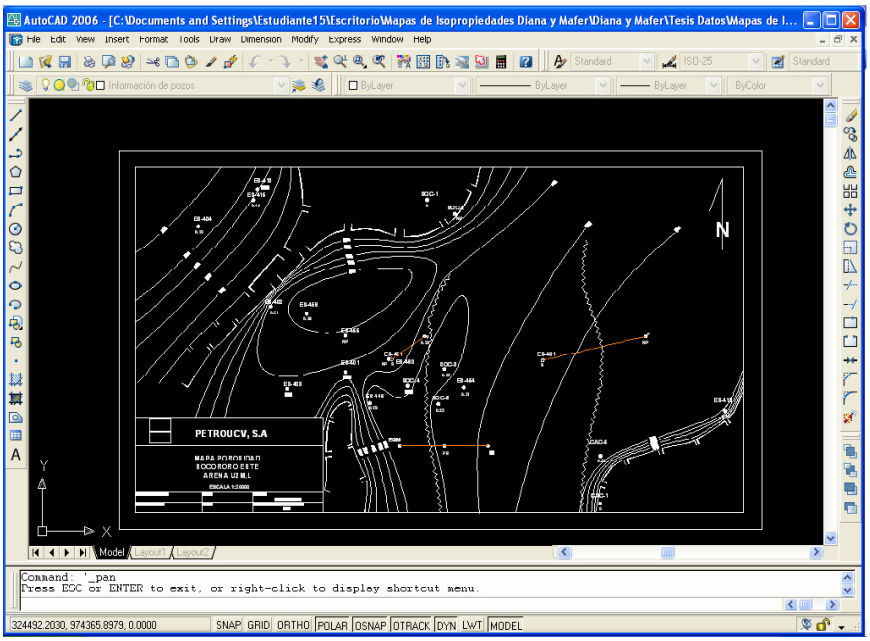

Figura 4. Imagen de AutoCad

El programa Surfer, se utilizó para la digitalización de las curvas de los mapas que se habían realizado a mano, con asistencia del departamento de geología de PETROUCV S.A. Esto consistió en escanear los mapas en físico para así obtenerlos en un formato jpg., luego se cargaron las coordenadas de los pozos antes mencionados en el programa Surfer, lo que permitió hacer una plantilla de estas coordenadas para así sobreponerlo en cada uno de los mapas en formato .jpg. Una vez, colocados los mapas tal que coincidieran con las coordenadas plantilla, se procedió a la digitalización lo que dio las coordenadas de cada una de las curvas, las cuales fueron guardadas en un archivo de texto.

4.4 CONSTRUCCIÓN DEL MODELO ESTÁTICO.

La construcción del modelo estático se realizó en diferentes secciones de FLOGRID, del simulador ECLIPSE, como se indicará a continuación:

4.4.1 Elaboración de los mapas de contorno y mapas de horizonte.

Para poder cargar los archivos de textos donde se encontraban las coordenadas de las curvas de cada mapa se procedió a cambiar estos archivos a un formato .cnt.

Debido a que dentro del yacimiento existe una zona de coalescencia en el centro de éste (arena U2M,L), y que en sus laterales se encuentra un estrato de lutita que divide a la arena U2M y U2L, se decidió dividir el yacimiento en 3 unidades una correspondiente a la arena U2M, otra a la lutita y otra a la arena U2L. Cabe destacar que cada una de estas unidades posee las mismas propiedades en el centro, por la zona de coalescencia, pero en sus lados poseen propiedades diferentes. (Fig. 5)

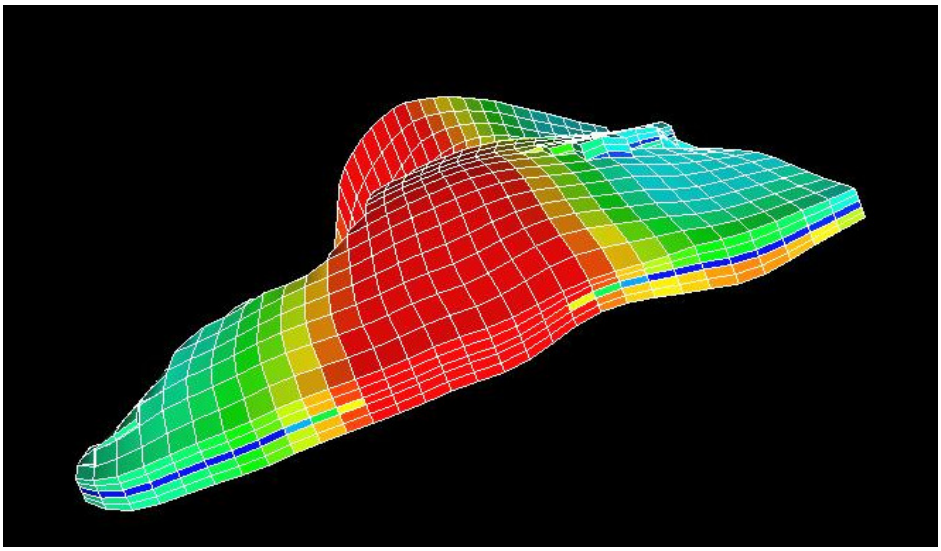

Figura 5. Imagen del modelo del yacimiento U2M,L (SOC-5)

Para crear las unidades se procedió en la sección *Surface*, a crear 4 superficies las cuales permitieron cargar los mapas de contorno de la siguiente manera:

- **Superficie 1:** Porosidad U2M, Permeabilidad U2M, Net to Gross U2M, Mapa estructural tope del yacimiento.

- **Superficie 2:** Porosidad Lutita, Permeabilidad Lutita, Net to gross Lutita, Isópaco de la superficie 1 hasta la 2.
- **Superficie 3:** Porosidad U2L, Permeabilidad U2L, Net to gross U2L, Isópaco de la superficie 2 a la 3.
- **Superficie 4:** Isópaco de la superficie 3 a la 4.

En la sección del *Mesh Map,* una vez creados los mapas de contorno, se procedió realizar los mapas de horizonte de cada propiedad (Fig. 6), los que fueron distribuidos a sus respectivas superficies en 2D.

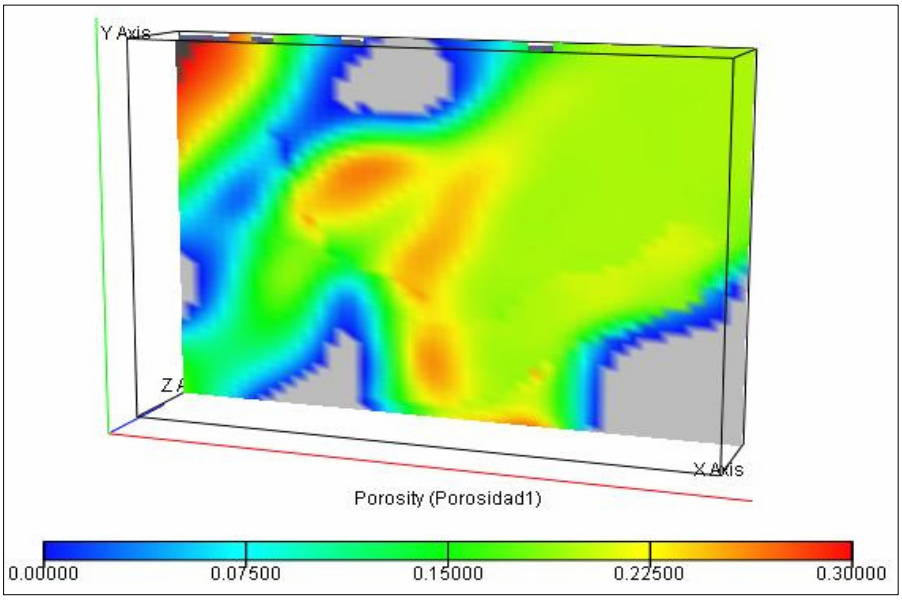

Figura 6. Imagen del mapa de porosidad en el *Mesh Map*.

4.4.2 Falla y Pozos

En la sección *Fautls* se importaron las trazas de fallas, las cuales están en un formato flt. y fueron digitalizadas de la misma forma que los mapas de isopropiedades. Una

vez cargado este archivo se puede ver el mapa de trazas de fallas en el visualizador de Eclipse, En el yacimiento existen 5 fallas como se muestra en la figura. 7.

Para cargar los pozos se dirigió a la sección de *Wells,* donde se cargaron dos tipos de archivos uno para los pozos verticales y otros para los pozos inclinados. Estos archivos eran de tipo dev. y otro archivo tipo ctl.

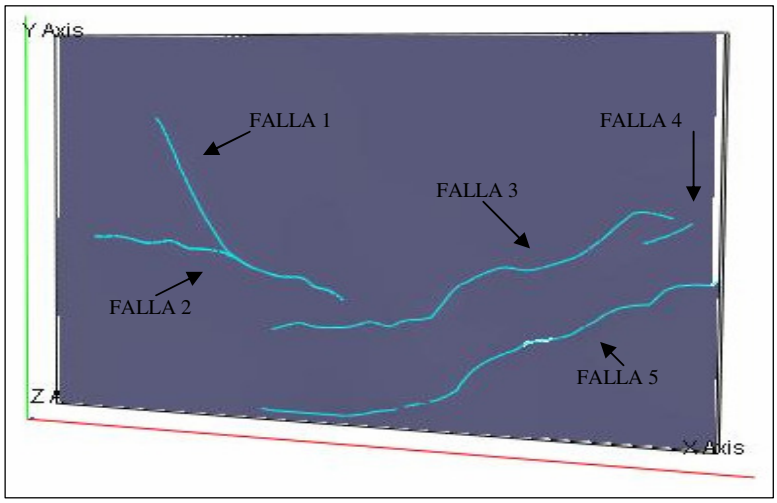

Figura 7. Sistema de fallas de yacimiento U2M,L (SOC-5)

4.4.3 Construcción del Marco Estructural.

Para la construcción del marco estructural se empleó la sección *Structural Framework*. Esta sección permite definir los límites del yacimiento, las unidades que posee y los bloques de fallas. Para este caso se crearon 3 unidades debido a que se tenían 4 superficies, como se explicó anteriormente. En esta sección se le asignó a cada unidad los mapas horizontes correspondientes a cada superficie, es decir para la unidad 1, en este caso la arena U2M, se le asignó los mapas horizonte de la superficie 1 y así respectivamente para cada unidad. Los límites del yacimiento establecidos fueron: al Norte un acuífero, al Sur una falla, al Este acuífero y falla, y al Oeste por una desaparición de roca y una falla.

En esta sección también se cargan las fallas, que permiten dividir el yacimiento en regiones dependiendo de las fallas asignadas y los saltos respectivos de cada una.

4.4.4 Propiedades Geológicas del Modelo.

En la sección *Create Model*, se creó las propiedades geológicas del modelo en estudio y se le asignaron al marco estructural previamente hecho. Estas propiedades, se refiere a los mapas de horizontes. Esta sección se crea la unidad como tal, con propiedades en dirección I, J, y K.

4.4.5 Creación del mallado

Utilizando, nuevamente, la sección *Create Model* se creó el mallado, respetando los límites antes mencionados, y se usó también el marco estructural ya creado. La malla estructurada es de tipo cartesiana, de geometría *Corner Point.* Se dividió en 30 celdas en dirección I, 20 en dirección J y 5 en dirección K. Hay que destacar que las celdas en K fueron distribuidas de la siguiente manera, dos celdas para la unidad 1 (arena U2M), una para la unidad 2 (espesor de lutita) y dos para la unidad 3 (arena U2L), para que existiera una buena distribución de las propiedades en el mallado. Los espesores aproximados en las celdas de dirección I son de 400 pies, en J son de 400 pies, y en K son de 10 pies para la unidad 1 y 3, 8 pies para la unidad 2. En total el mallado posee 3000 celdas y se pueden observar en la figura. 8.

Una vez elaborado el mallado, es decir, darle una forma tridimensional al yacimiento, se procedió en la sección *Upscaling,* al escalamiento de las propiedades (porosidad, permeabilidad, net to gross) a cada una de las celdas. Así, cada una de las celdas queda definida con cada una de las propiedades.

Una vez definido el modelo estático, se procedió a la exportación de éste a *Eclipse Office*, donde se exporta el mallado, las fallas, las propiedades y la trayectoria de los pozos.

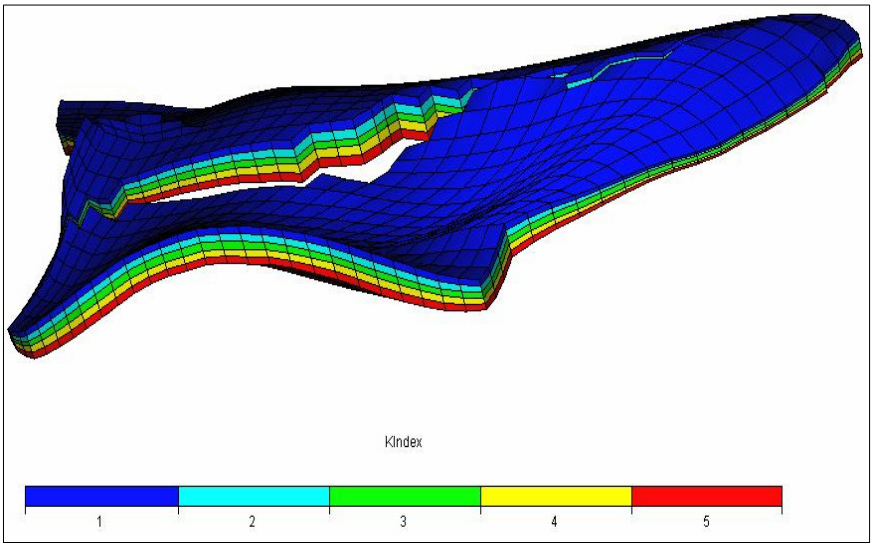

Figura 8. Distribución de las unidades en el mallado.

4. 5 CONSTRUCCIÓN DEL MODELO DE SIMULACIÓN

La simulación del modelo del yacimiento U2M,L (SOC-5) se realizó en el simulador de petróleo negro del software ECLIPSE y para ello se procedió a utilizar diversas secciones de *Eclipse Office* de la siguiente manera:

4.5.1 Definición del modelo

En la sección *Case Definition* del simulador, se le especificó el tipo de simulador a usar de petróleo negro. También se le asigna las dimensiones del mallado del yacimiento, que para este caso fueron de 30, 20 y 5 celdas en las direcciones I, J y K respectivamente para el sistema cartesiano. Las fases presentes en el yacimiento

(petróleo, agua y gas disuelto). El tipo de acuífero (Fetkovich). Y la fecha de inicio para la simulación, el 20 de febrero de 1963 (Fig. 9).

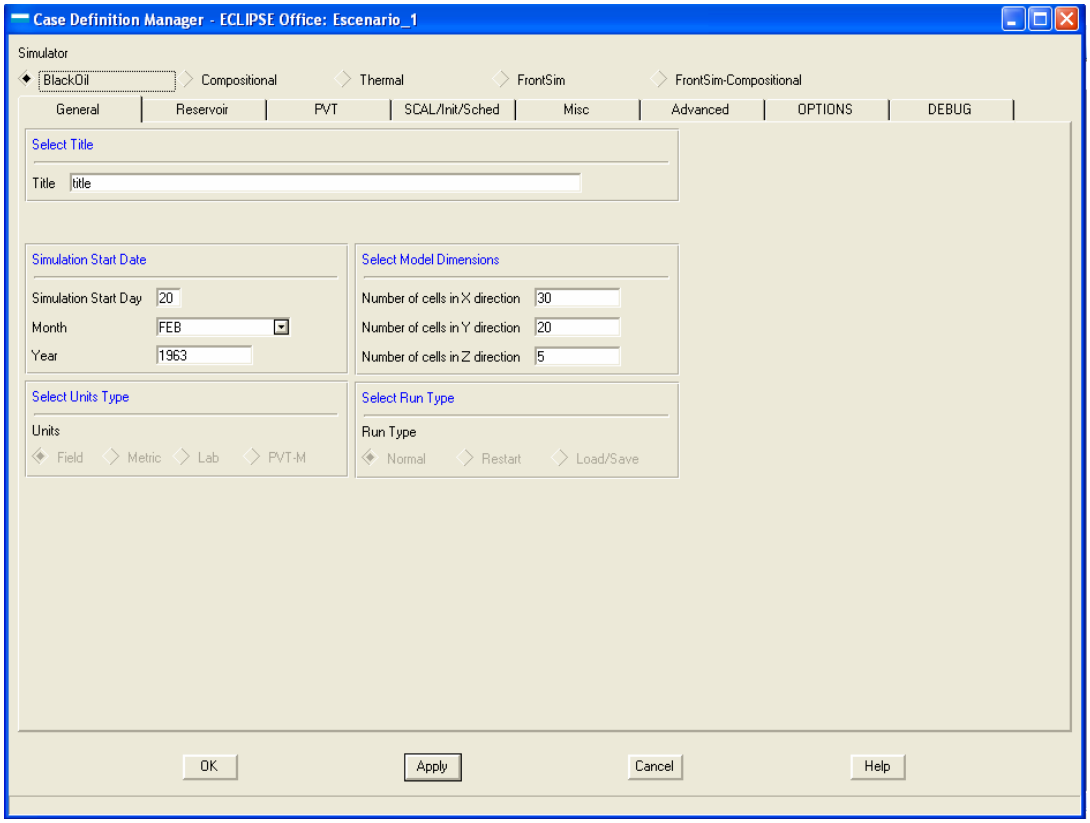

Figura 9. Ventana de la sección *Case Definition Manager*

4.5.2 Definición geológica del modelo y construcción del mallado:

La definición geológica y del mallado se realizó en la sección *Grid*, donde se importaron los datos de porosidad, *net to gross* y permeabilidad, generados previamente, de la sección de *FloGrid*. En esta sección, a las permeabilidades horizontales y verticales se les asigna el mismo valor, por lo que se modificó para tomar en cuenta el hecho que la permeabilidad vertical se estimo en 0.7 la permeabilidad horizontal.

4.5.3 Propiedades de los fluidos

Corresponde a la sección *PVT* la definición de las propiedades de los fluidos presentes en el yacimiento, como la presión burbuja, la solubilidad del gas en el petróleo, el factor volumétrico de formación de petróleo, la viscosidad del petróleo, el factor de compresibilidad del gas, el factor volumétrico de formación de gas, entre otros como se observa en la figura. 10.

Los cálculos tipo de las propiedades de los fluidos, de esta sección, pueden observarse en el Apéndice B.

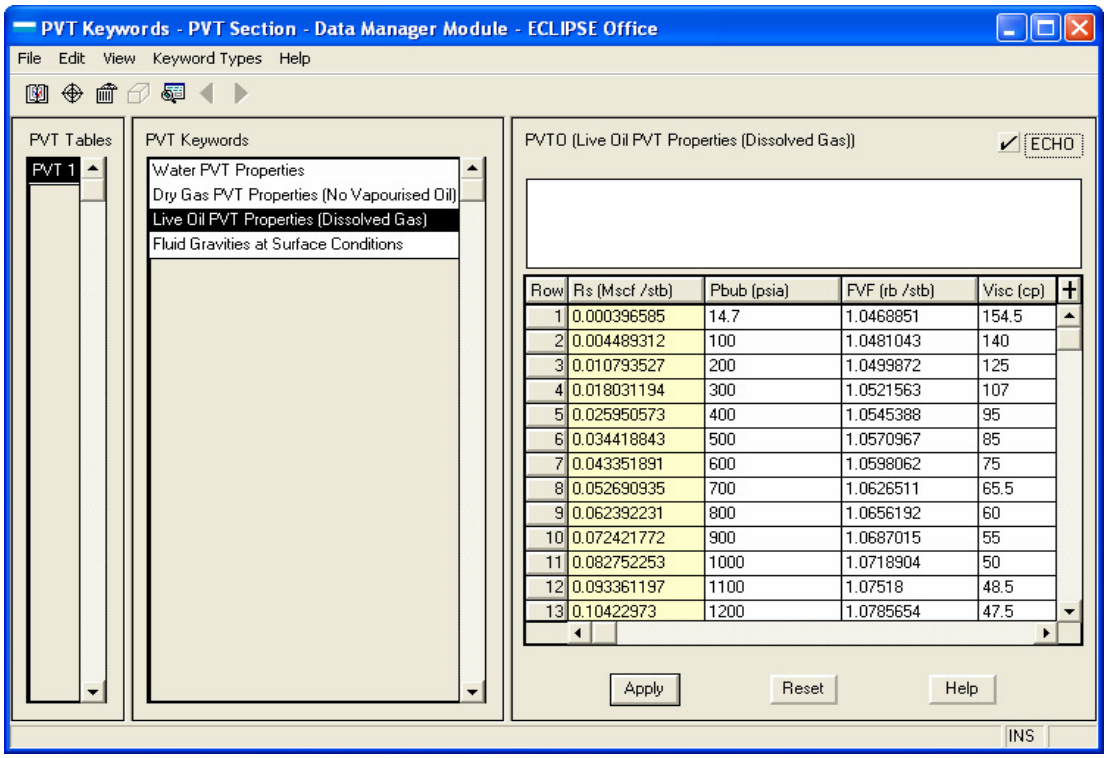

Figura 10. Ventana de la sección *PVT*.

Para calcular la presión inicial del yacimiento y su temperatura, se usaron los gradientes generados a partir de pruebas *Formation Multitester (FMT)* y *Repeat Formation Tester (RFT)* aplicadas en los pozos ES-451 y ES-454 de la zona Este y

los pozos ES-452, ES-453 y ES-457 de la zona Oeste de Socororo, desarrollados por la compañía PETROUCV S.A., los cuales se muestran a continuación:

Gradientes de presión y temperatura:

$$p = \frac{prof + 279{,}79}{2{,}3744} \qquad \text{Ec. (4.1)}^{1}$$

$$T = \frac{prof + 2599{,}3}{39{,}57} \qquad \text{Ec. (4.2)}^{1}$$

Donde:

p: Presión (lpca).

prof: Profundidad (pies).

T: Temperatura (ºF).

Se tomó la presión inicial del yacimiento como la presión de burbujeo del yacimiento, ya que este es un yacimiento que se encuentra a una profundidad menor de 4000 pies por lo que se le considera como yacimiento saturado.

Para determinar el gas en solución (Rs) del yacimiento se usaron las siguientes correlaciones desarrolladas para el Área Mayor de Socororo:

$$R_{sb} = \gamma_g \left(\frac{\mathrm{P_b} \times 10^{\mathrm{Y}}}{31{,}8568} \right)^{1{,}2656} \qquad \text{Ec. (5.3)}^{13}$$

$$Y = \left(0{,}0107 \times API\right) - \left(-0{,}00008 \times T\right) \qquad \text{Ec. (4.4)}^{13}$$

$$\beta_o = 0{,}9529 + 1{,}1417 \times 10^{-4} \times \left(R_{sb} \times \left(\frac{\gamma_g}{\gamma_o} \right)^{0{,}8805} + 1{,}7278 \times T \right)^{1{,}1979} \qquad \text{Ec. (4.5)}^{13}$$

Donde:

Rsb: Gas en solución a presión de burbujeo (PCN/BN).

γ_g*:* Gravedad específica del gas (adimensional).

p_b: Presión de Burbujeo (lpc).

Y: Función Y.

ºAPI: Gravedad API del petróleo.

T: Temperatura del yacimiento (ºF).

β_o: Factor volumétrico del petróleo (BY/BN).

γ_o: Gravedad específica del petróleo (adimensional).

Estas correlaciones se desarrollaron bajo el siguiente rango de aplicación:

Tabla 4. Rango de las correlaciones para el Área Mayor de Socororo[11]

Parámetro	Mínimo	Máximo
Presión de burbuja (lpca)	610	4675
Rs Separación (PCN/BN)	85	1227
Temperatura (°F)	144	320
°API tanque	12	30
γ_{gas} Separador	0,59	0,9958

Las viscosidades de petróleo muerto a condiciones de yacimiento se calcularon usando las correlaciones de Beal:

$$\mu_{od} = \left[0{,}32 + \frac{1{,}8\times10^{7}}{{}^{\circ}API^{4{,}53}}\right]\cdot\left[\frac{360}{T+200}\right]^{10^{\left(0{,}43+\frac{8{,}33}{{}^{\circ}API}\right)}} \qquad \text{Ec. (4.6)}^{11}$$

donde:

μ_{od}: Viscosidad de crudo muerto (cP).

ºAPI: Gravedad API del crudo.

T: Temperatura del Yacimiento (°F).

Mientras que las viscosidades de crudo vivo fueron determinadas mediante el uso de la figura. 11 de viscosidades de crudo vivo, según correlaciones de Beal.

Para obtener la viscosidad del crudo vivo se entra en la gráfica con la relación gas petróleo en solución (Rs) y se corta la curva de viscosidad de crudo muerto para obtener la viscosidad del crudo vivo a condiciones de temperatura y presión del yacimiento.

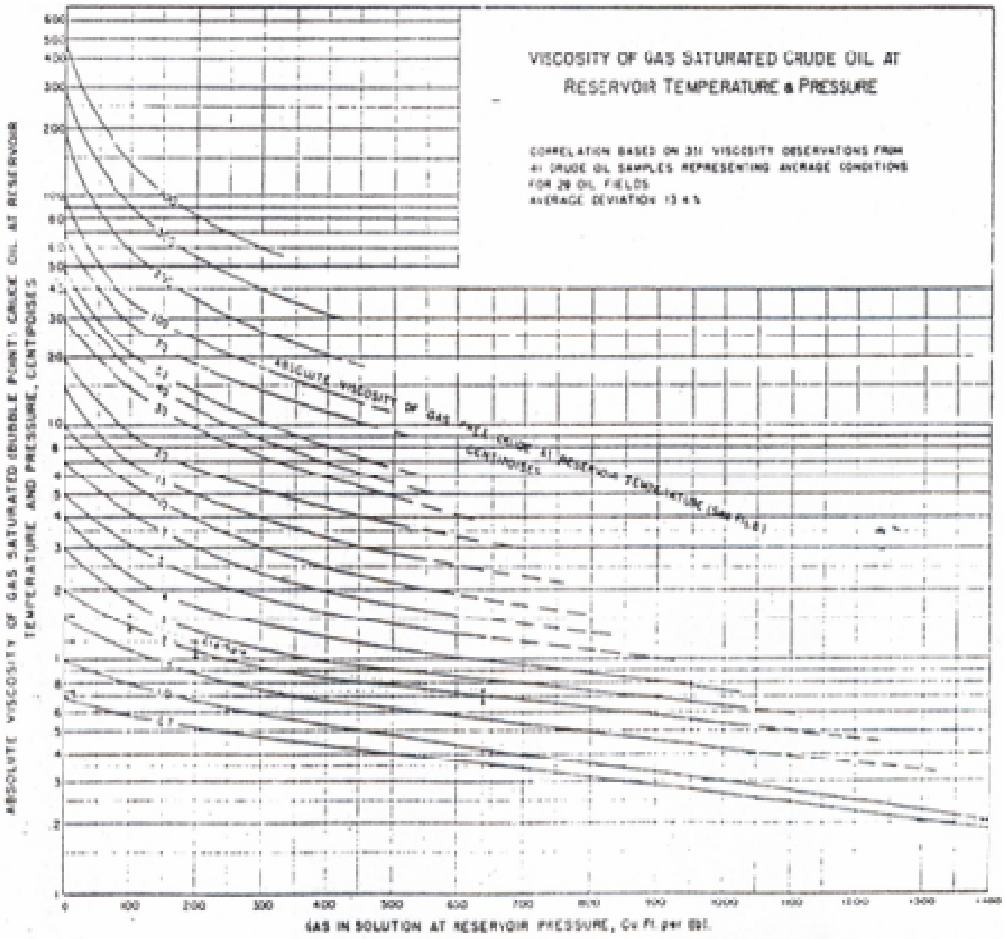

Figura 11. Viscosidad del crudo vivo según la correlación de Beal[1]

El factor de compresibilidad del gas (z) se determinó usando las siguientes ecuaciones:

$$P_{pc} = 708,75 - 57,5 \times \gamma_g \qquad \text{Ec. (4.7)}^{9}$$

$$T_{pc} = 169 + 314 \times \gamma_g \qquad \text{Ec. (4.8)}^{9}$$

$$P_{pr} = \frac{P}{P_{pc}} \qquad \text{Ec. (4.9)}^{9}$$

$$T_{pr} = \frac{T}{T_{pc}} \qquad \text{Ec. (4.10)}^{9}$$

donde:

p_{pc}: Presión Pseudo Crítica (lpca).

γ_g: Gravedad específica del gas (adimensional).

T_{pc}: Temperatura Pseudo Crítica (°R).

p_{pr}: Presión Pseudo Reducida (adimensional).

T_{pr}: Temperatura Pseudo Reducida (adimensional).

p: Presión del Yacimiento (lpca).

T: Temperatura del Yacimiento (°R).

Con estos parámetros de presión y temperatura pseudoreducidas, se introduce en la figura. 12 (mostrada más adelante) y se determinó el factor de compresibilidad del gas.

El factor volumétrico de formación del gas, se calculó por medio de la siguiente ecuación:

$$\beta_g = 0,00502 \times \frac{z \times T}{p} \qquad \text{Ec. (4.11)}^{9}$$

donde:

βg: Factor volumétrico del gas (pcy/pcn).

p: Presión (lpca).

T: Temperatura(°R).

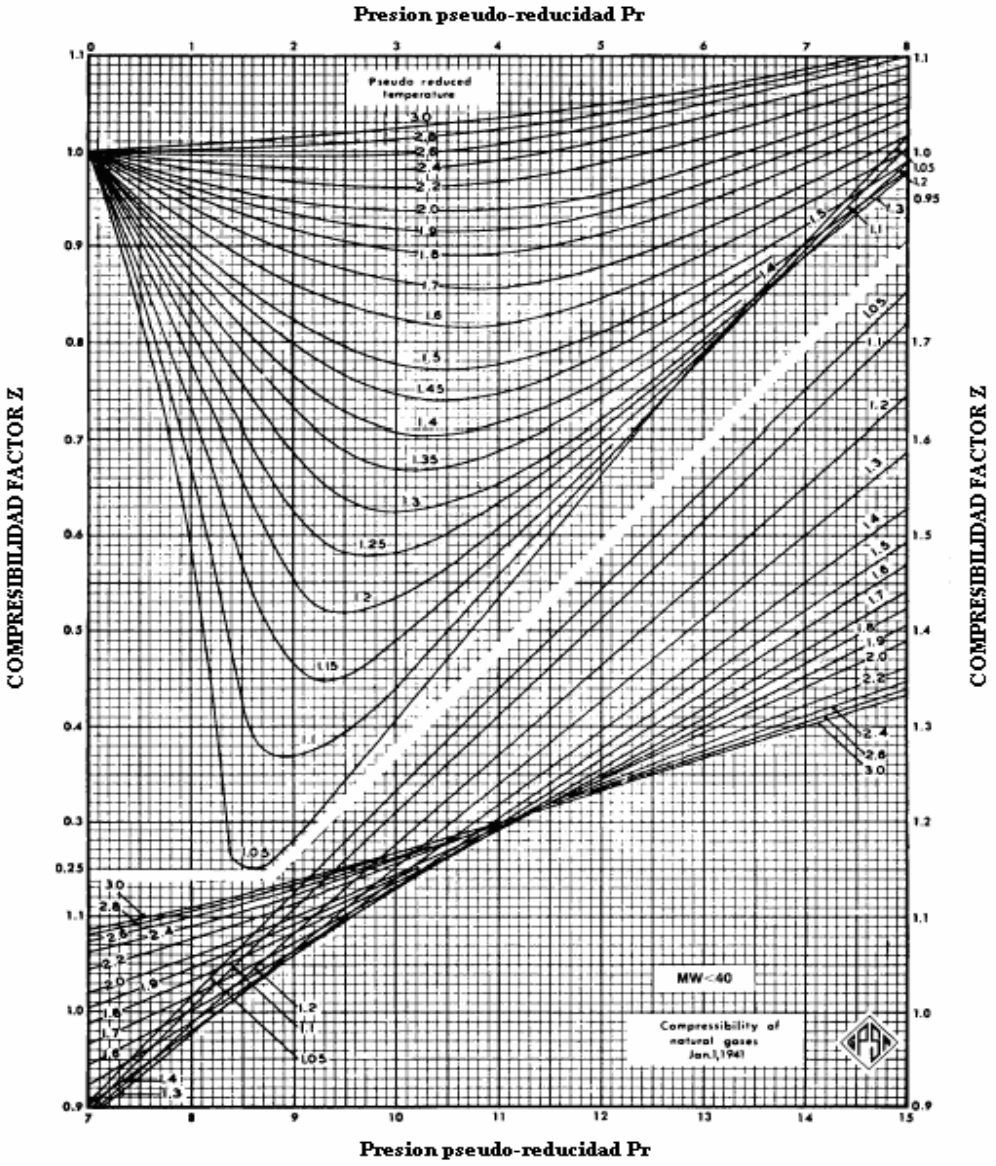

Figura 12. Factor de Compresibilidad de gases naturales de Standing & Katz

La correlación de Lee, A.L., González, M.H y Eakin, B.E. L, fue utilizada para el cálculo de las viscosidades del gas. Se muestran a continuación:

$$\mu_g = \frac{K \times e^{\left(X \times \rho_g^Y\right)}}{10^4} \qquad \text{Ec. (4.12)}^{16}$$

$$K = \frac{\left(9,4 + 0,02 \times M\right) \times T^{1,5}}{209 + \left(19 \times M\right) + T} \qquad \text{Ec. (4.13)}^{16}$$

$$X = 3,5 + \frac{986}{T} + 0,01 \times M \qquad \text{Ec. (4.14)}^{16}$$

$$Y = 2,4 - \left(0,2 \times X\right) \qquad \text{Ec. (4.15)}^{16}$$

$$\rho_g = 1,4935 \times 10^{-3} \times \frac{P \times M}{z \times T} \qquad \text{Ec. (4.16)}^{16}$$

donde:

μ_g: Viscosidad del gas a p y T (cP).

ρ_g: Densidad del gas (gr/cc).

M: Peso molecular del gas (lb/lb-mol).

z: Factor de compresibilidad del gas (adimensional).

p: Presión (lpca).

T: Temperatura (°R).

Estas ecuaciones fueron usadas tomando en cuenta el rango de aplicación que se presenta en la siguiente tabla:

Tabla 5. Rango de aplicación de la correlación Lee, A.L., González, M.H y Eakin, B.E para la viscosidad del gas

Parámetro	Mínimo	Máximo
Presión (lpca)	100	8000
Temperatura (F)	100	340
°API tanque	10	52,5

El valor de compresibilidad de la roca usado, fue de 7 E-5psi^{-1} por el tipo de roca presente en el yacimiento, rocas no consolidadas, para una profundidad de referencia de 3630 pbnm.

4.5.4 Propiedades de interacción roca- fluido:

En la sección *SCAL* se procedió a cargar las propiedades de presión capilar, permeabilidad relativa agua-petróleo y gas- petróleo del yacimiento como se muestra en la figura. 13.

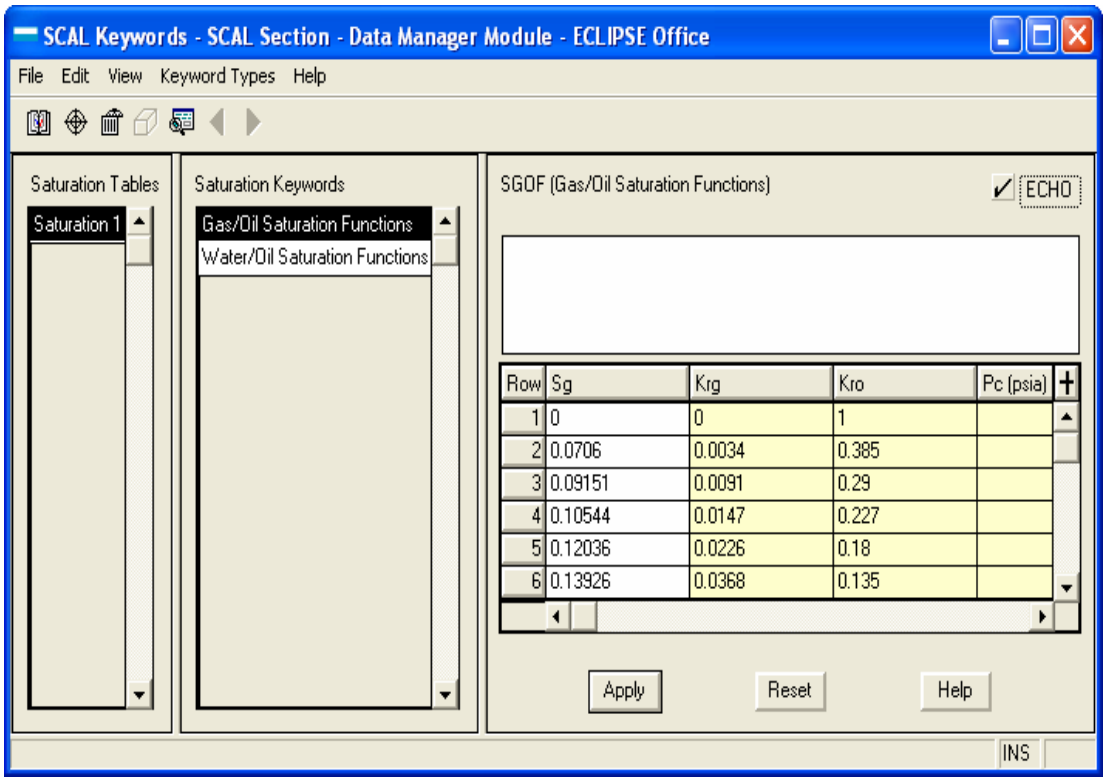

Figura 13. Ventana de la sección *Scal*

Para definir estas propiedades, en ausencia de núcleos del yacimiento, se tuvo la necesidad de usar información de un estudio realizado por CORE Laboratories Venezuela, S.A., en un núcleo de un campo vecino, el Campo Budare, y así poder determinar las permeabilidades relativas del yacimiento y su presión capilar, de forma aproximada.

Luego de un estudio en conjunto con el personal de PETROUCV S.A., se concluyó que las profundidades correspondientes del yacimiento U2M, L (SOC-5) en el Campo Budare eran de 4348 y 4388 pbnm.

Debido a que existía diferencia entre la saturación de agua connata del yacimiento y la del núcleo del Campo Budare, hubo la necesidad de normalizar estos datos. (Cálculos tipos apéndice C) Para ello, se utilizó las ecuaciones propuestas por Ertekin:

$$Sw^{1} = \frac{Sw_{2} - Swc_{2}}{1 - Swc_{2} - Sor_{2}} \qquad \text{Ec. (4.17)}$$

Donde:

Sw^1: Saturación de agua normalizada.

Sw_2: Saturación de agua proveniente del núcleo.

Swc_2: Saturación de agua connata del núcleo.

Sor_2: Saturación de petróleo residual del núcleo.

$$Ed_{2} = \frac{1 - Swc_{2} - Sor_{2}}{1 - Swc_{2}} \qquad \text{Ec. (4.18)}$$

Donde:

Ed_2: Eficiencia de desplazamiento en el núcleo.

Se asumió que la eficiencia de desplazamiento en el núcleo y el yacimiento son iguales, queda:

$$Ed_{2} = Ed_{3} \qquad \text{Ec. (4.19)}$$

$$\frac{1 - Swc_2 - Sor_2}{1 - Swc_2} = \frac{1 - Swc_3 - Sor_3}{1 - Swc_3} \quad \text{Ec. (4.20)}$$

$$Sor_3 = 1 - Swc_3 - \frac{(1 - Swc_2 - Sor_2) \times (1 - Swc_3)}{1 - Swc_2} \quad \text{Ec. (4.21)}$$

Donde:

Ed_3: Eficiencia de desplazamiento del yacimiento.

Swc_3: Saturación de agua connata del yacimiento.

Sor_3: Saturación de petróleo residual del yacimiento.

Ahora despejando la saturación de agua del yacimiento:

$$Sw_3 = (Sw^1 \times (1 - Swc_3 - Sor_3)) + Swc_3 \quad \text{Ec. (4.22)}$$

Donde:

Sw^1: Saturación de agua normalizada.

Sw_3: Saturación de agua del yacimiento.

Por otro lado, las saturaciones de gas también se normalizaron por las ecuaciones de Ertekin:

$$Sg^1 = \frac{Sg_2}{1 - Swc_2 - Sorg_2} \quad \text{Ec. (4.13)}$$

Donde:

Sg^1: Saturación de gas normalizada.

Sg_2: Saturación de gas proveniente del núcleo.

Swc_2: Saturación de agua connata del núcleo.

$Sorg_2$: Saturación de petróleo residual del núcleo.

$$Ed_2 = \frac{1 - Swc_2 - Sorg_2}{1 - Swc_2} \quad \text{Ec. (4.24)}$$

Donde:

Ed_2: Eficiencia de desplazamiento en el núcleo.

Asumiendo nuevamente, que la eficiencia de desplazamiento en el núcleo y el yacimiento son iguales, nos queda:

$$Ed_2 = Ed_3 \quad \text{Ec. (4.25)}$$

$$Sorg_3 = (1 - Swc_2) \times (1 - Ed_2) \quad \text{Ec. (4.26)}$$

Donde:

Ed_3: Eficiencia de desplazamiento del yacimiento.

$Sorg_3$: Saturación de petróleo residual del yacimiento.

$$Sg_3 = Sg^1 \times (1 - Swc_3 - Sorg_3) \quad \text{Ec. (4.27)}$$

Donde:

Sg^1: Saturación de gas normalizada.

Sg_3: Saturación de gas del yacimiento.

4.5.5 Inicialización:

En la sección *Inicialization* el simulador hace la distribución de las saturaciones de agua en las celdas a partir del contacto agua-petróleo del yacimiento. Propiedades como las saturaciones iniciales de las fases, la presión inicial, indican la forma en que

se encuentra conectado el acuífero al yacimiento, según el mapa estructural, las propiedades de los fluidos y las relaciones de solubilidad.

Se realizó una simulación de prueba para estimar el POES del yacimiento. El POES calculado por el simulador difería del calculado volumétrico de 52 MMBN, por lo que se procedió a modelar las propiedades del yacimiento hasta que se obtuvo un POES de 48 MMBN (Fig. 14).

Para el cálculo del POES volumétrico se usó la ecuación:

$$POES = \frac{7758 \times A \times h \times \phi \times \left(1 - \overline{S_w}\right)}{\beta_{oi}} \qquad \text{Ec. (4.28)}^{22}$$

Donde:

A: Área del yacimiento (acres).

h: Altura del yacimiento (pies).

Φ: Porosidad (fracción).

Sw: Saturación de agua (fracción)

β_{oi}: Factor volumétrico inicial del petróleo (by/bn).

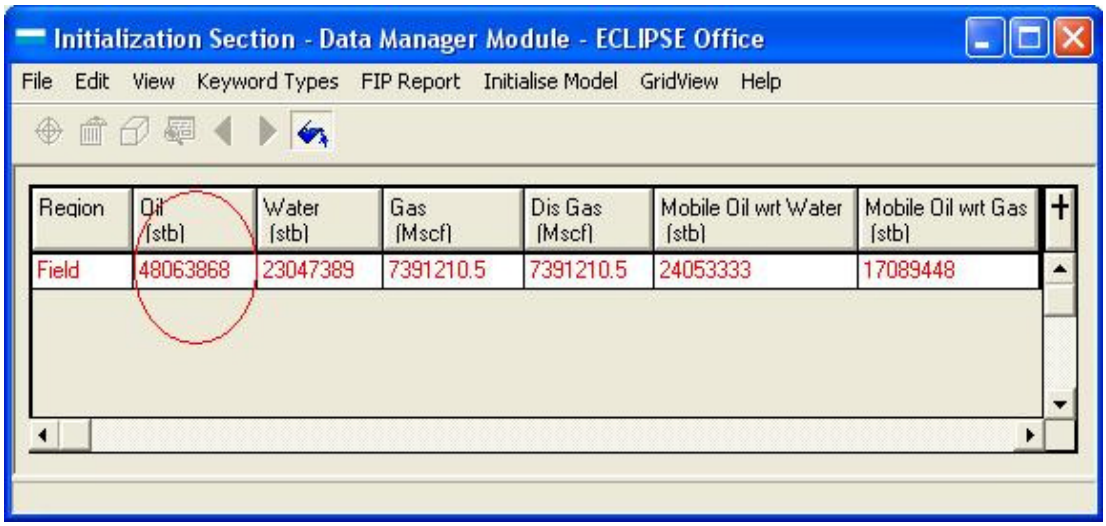

Figura 14. Ventana de la sección de *Initialization* (POES), después de los cambios.

4.5.6. Definición de los pozos dentro del modelo de simulación

La definición de los pozos se realiza en la sección *SCHEDULE*. Aquí se identificó cada pozo por nombre, ubicación por coordenadas, intervalo de completación, fecha de inicio de producción, tasas de petróleo, agua y gas que produjo cada pozo a lo largo de su historia y el diámetro de la tubería de producción.

Los pozos cargados, que disponían datos de producción del yacimiento U2M,L (SOC-5) fueron los pozos SOC-5, ES-446 y ES-401.

4.5.7. Información para el análisis de resultados

Esta corresponde a la sección *Summary*. Todos los comandos necesarios para que el simulador pueda dar de forma gráfica los resultados, deben de especificarse en esta sección.

Al simulador se le activaron una serie de comandos, que permitieron visualizar en la sección *Result*, las presiones del yacimiento y de las tuberías, las tasas de producción de petróleo, agua y gas de cada pozo, así como las del yacimiento y el índice de productividad.

Estas gráficas fueron las que permitieron observar el comportamiento de los pozos y la producción, para poder decidir qué parámetros debían de ajustarse en el cotejo histórico, y cuáles escenarios, en las predicciones, tenían mayor recobro.

4.5.8. *Run manager* y generador de reportes

La sección *Run manager* es donde se realizan las simulaciones del yacimiento. Todo lo que el simulador hace durante este proceso es reportado en el generador de

reportes. Allí se pueden observar todos los mensajes, advertencias y errores de la simulación, para luego poder rectificar estos errores y tener un modelo que se ajuste fielmente al yacimiento.

4.6 COTEJO HISTÓRICO

Una vez cargada toda la información del modelo estático, la ubicación, trayectoria de los pozos y los datos históricos de producción de los mismos, se procedió al cotejo histórico por presiones, tasas de producción de petróleo, gas y agua.

El cotejo histórico no se realizó a cada uno de los pozos por separado, sino en conjunto, debido a que los pozos en estudio producían en intervalos diferentes de tiempo, lo que permitía apreciar la producción de cada pozo por separado.

4.6.1 Cotejo por Tasa de Petróleo y Presiones

Para la realización del cotejo por tasas de petróleo, se procedió a comparar las presiones de fondo arrojadas por el simulador con las presiones de fondo dadas por las pruebas de producción, existentes en los pozos. Para aproximar estos valores se decidió variar la trasmisibilidad del yacimiento, y de esta manera obtener valores aproximados de las presiones de fondo dadas por las pruebas de producción. Al realizar esto, las tasas de petróleo del simulador coincidían con las reportadas en el sumario de producción de los pozos, por lo que el cotejo por tasa de petróleo ya se había completado.

Una vez cotejada la tasa de petróleo, se procedió al cotejo de la presión del yacimiento, donde los valores de presión de yacimiento dados por el simulador deben de aproximarse a los de la presión del yacimiento actual, para dar por cotejado estos valores.

4.6.2 Cotejo por Agua

Para el cotejo por tasa de agua, se procedió a comparar las tasas de producción de agua de los sumarios de producción con las tasas arrojadas por el simulador. El comportamiento de estas curvas de producción de agua deben ser iguales o similares entre si. Para lograr que el comportamiento de estas curvas fuese similar, se reajustaron las permeabilidades relativas del agua, para así, de esta forma, dar por terminado el cotejo por tasa de agua.

4.6.3 Cotejo por Gas

En el cotejo por tasas de gas, se procedió a comparar las tasas de producción de gas arrojadas por el simulador con las históricas. El comportamiento de la curva producción de gas del simulador debía ser igual o similar al histórico, pero presentaban mucha diferencia, por lo que, para generar que este comportamiento fuese similar, se reajustaron las permeabilidades relativas del gas, aun sin obtener un cotejo. Debido a esto se procedió a demostrar que las tasas de gas reportadas no fueron bien medidas o se presume de la existencia de una capa de gas en el yacimiento, el cual no se ha contabilizado, calculando el gas producido máximo ($Gp_{máx}$):

$$Gp_{máx} = Gas\ en\ solución + Gas\ liberado$$

$$Gp_{máx} = (NP * Rsi) + NP(Rsi - Rs) \qquad \text{Ec.(4.29)}$$

Y así, dar por terminado el cotejo por tasa de gas.

4.7 PREDICCIONES

Para realizar las predicciones, se plantearon varios escenarios con diferentes estrategias de explotación, a las que se les hizo un estudio de la declinación del

petróleo producido (NP), el factor de recobro (FR) y la presión del yacimiento (Py), entre otros parámetros, para escoger aquel escenario que presentara las condiciones óptimas de factor de recobro y fuese rentable económicamente.

Se propone, para cada escenario, un período de estudio de tiempo de 10 años en el que se coloca a producir el yacimiento. Para ello, se utilizaron diferentes controladores para los pozos, tales como: tasas de petróleo, presiones de fondo fluyente; y se colocaron límites económicos, que permitían conocer hasta qué momento el pozo era rentable. Estos límites usados eran los de no producir una tasa menor de 25 BN/D, un corte de agua mayor de 95 % y un RGP mayor de 15000 PCN/BN.

4.7.1 Escenario 1

Para este escenario, se planteó continuar con el sistema de explotación que se tiene actualmente para el yacimiento U2M,L (SOC-5), el cual, está siendo explotado solamente mediante el pozo SOC-5 por flujo natural. Se mantuvieron las tasas de petróleo, agua y gas que poseía al finalizar el año 2005 y éstas, se usaron como controladores para el pozo. En el yacimiento, actualmente, se encuentran inactivos dos pozos (ES-401 y ES-446), que se cerraron por alto corte de agua, y debido a esto no son atractivos para una reactivación.

Se evaluó el comportamiento de varios parámetros como la declinación de la presión del yacimiento, la tasa de petróleo, la producción acumulada de petróleo (Np) y el factor de recobro (Fr).

4.7.2 Escenario 2

Se propuso la perforación de tres pozos horizontales, los pozos EQ-M, PUCV-33 y EQ-K, el reacondicionamiento del pozo ES-454, colocándole a este una reentrada horizontal, la perforación de dos pozos de alto ángulo, los pozos PUCV-25 y PUCV-26, y continuar la producción del pozo SOC-5. En la figura 15 se puede visualizar las localizaciones de los pozos en el yacimiento y en la tabla 6 se puede observar las coordenadas de los pozos y las tasas en las que se producirían.

Las coordenadas UTM de las localizaciones fueron llevadas a un archivo de texto de extensión ctl. y otro con extensión dev., para así poder importarlos en *Flogrid* y obtener la ubicación de los pozos dentro del mallado.

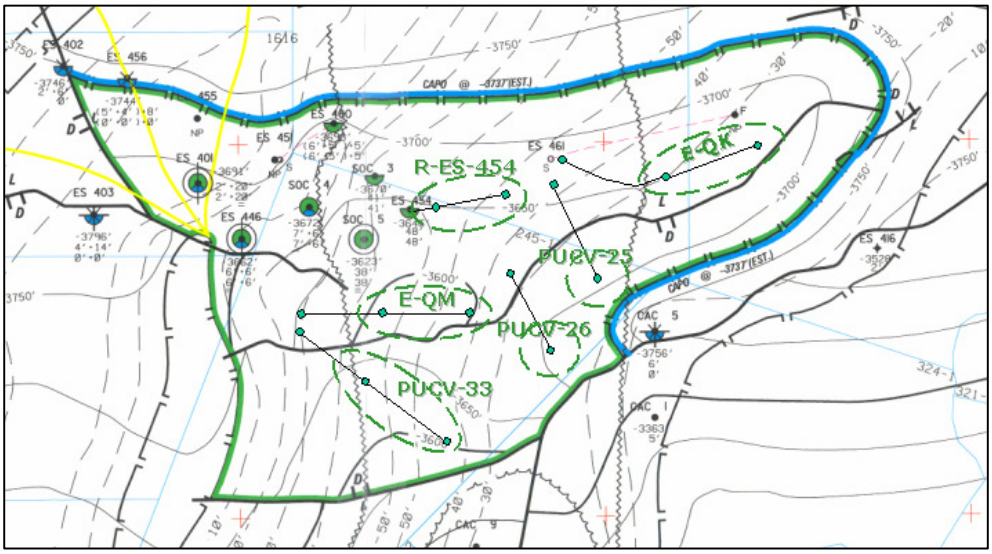

Figura 15. Mapa de las localizaciones de los pozos dados por PETROUCV.S.A

Tabla 6. Localizaciones yacimiento U2M,L (SOC-5)

Nombre	Punto	Coordenadas		Nivel del terreno	Inclinación o longitud brazo horiz. estimado	Qt (BLPD) %AyS Qo (BNPD)
		N (mts)	E (mts)			
E-QM	P.S	969.080	325.310	688 pies	1.500 pies	900 25% 675
	P.E	969.080	325.746			
	P.F	969.080	326.266			
E-QK	P.S	969.910	326.760	759 pies	1.800 pies	930 35% 605
	P.E	969.838	327.288			
	P.F	970.005	327.871			
PUCV-33	P.S*	969.030	325.310	Por definir	1.500 pies	1000 25% 750
	P.E	968.747	325.646			
	P.F	968.387	326.146			
Reent. ES-454	P.S	969.647	325.936	738 pies	1.200 pies	820 30% 574
	P.H	969.655	326.047			
	P.F	969.707	326.579			
PUCV-25	P.S*	969.687	326.710	Por definir	60º	375 25% 281
	P.F	969.091	327.084			
PUCV-26	P.S*	969.047	326.496	Por definir	60º	375 25% 281
	P.F.	968.595	326.837			
					P.S. Punto de superficie **P.E.** Punto de entrada arena **P.H**. Comienzo del brazo horizontal **P.F.** Punto final brazo horizontal * Coordenadas tentativas	

Los controladores establecidos en los pozos, fueron las tasas de petróleo o gas o de agua que se observan en la tabla 7, suministradas por la empresa PETROUCV S.A., al igual que las localizaciones de los pozos. Este escenario fue puesto a producir por flujo natural.

Tabla 7. Tasas de producción de las localizaciones

LOCALIZACIÓN	Qt (B/D)	Qo (B/D)	Qw (B/D)	Qg (MPCN/D)
E-QK	930	605	326	212
PUCV-33	1000	750	250	263
E-QM	900	675	225	236
ES-454 RE	820	574	246	201
PUCV-25	375	281	94	127
PUCV-26	375	281	94	127

4.7.3 Escenario 3

Se planteó la perforación de nuevas localizaciones, cuatros pozos horizontales, los pozos DMP-01, DMP-03, DMP-04, DMP-05, mantener los pozos ubicados en el escenario 2, con la reubicación de los pozos PUCV-25, PUCV-26 y PUCV-33 convertidos en pozos horizontales. Este escenario, también, fue colocado a producir por flujo natural.

Las nuevas localizaciones (Fig. 16) fueron estudiadas, y se ubicaron en zonas donde existiera un mayor *net to gross* y una mejor porosidad dentro de la zona de coalescencia, con el objeto de tener un factor de recobro más elevado.

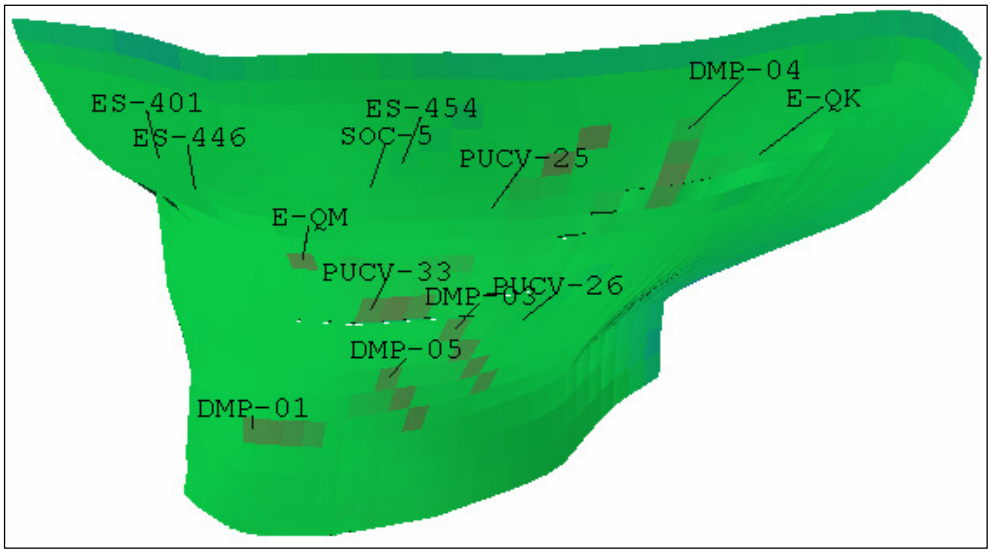

Figura 16. Nuevas localizaciones en el yacimiento U2M,L (SOC-5)

Los pozos fueron abiertos en grupos, a intervalos de tiempos de 3 meses y los controladores utilizados para los pozos planteados en este escenario fueron la tasa de petróleo y la presión de fondo (Pwf) dadas en la tabla 8.

Tabla 8. Tasas de petróleo y presión de fondo, usadas como controladores.

LOCALIZACION	Qo (B/D)	Pwf (lpc)
DMP-01	400	600
DMP-03	400	600
DMP-04	400	600
DMP-05	400	600
PUCV-25	300	600
PUCV-26	400	600
E-QK	300	600
ES-454	400	600
SOC-5	100	600
PUCV-33	200	600
E-QM	600	600

4.7.4 Escenario 4

En este caso se sometió al yacimiento a un proyecto de mantenimiento de presión por inyección de gas, perforando 4 pozos inyectores de gas (MDG-01, MDG-02, MDG-03, MDG-04) en la zona más alta de la estructura, (Fig.17), con tasa de inyección de gas 1 MMPCN/D. Manteniendo los mismos pozos productores del escenario 3, con los controladores ya indicados.

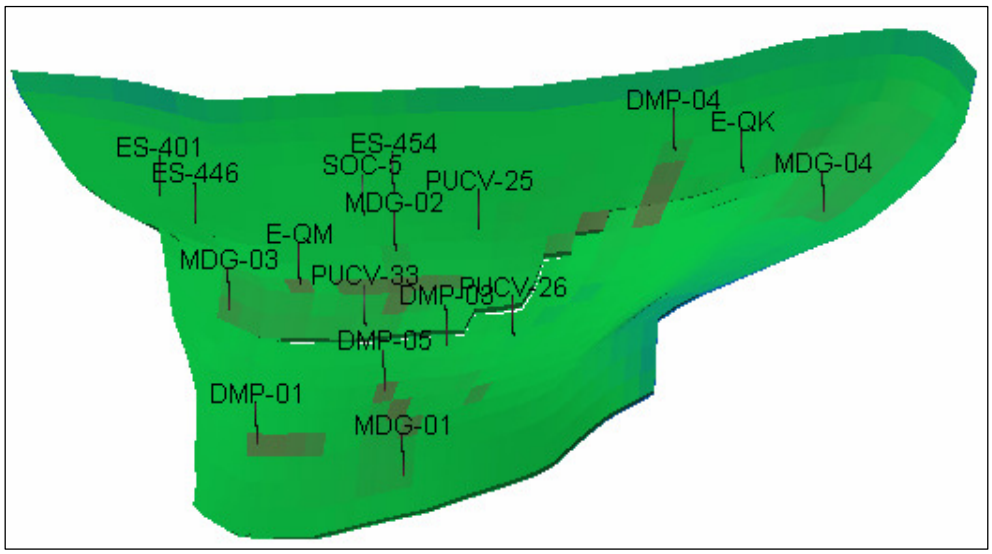

Figura 17. Localizaciones de lo pozos inyectores de gas en el yacimiento U2M,L (SOC-5)

4.7.5 Escenario 5

Para este escenario se plantea someter al yacimiento a un proyecto de mantenimiento de presión por inyección de agua, con la perforación de 8 pozos inyectores de agua (Fig. 18), los pozos DMP-01, DMP-02, DMP-03, DMP-04, DMP-05, DMP-06, DMP-07 y DMP-08, ubicados alrededor del yacimiento, en la cercanía del contacto agua-petróleo, para mantener la presión del yacimiento, con una tasa de inyección por pozo que oscila entre 1000 BN/D al principio de la inyección y 3000 BN/D al final del período de estudio. Se mantuvo las localizaciones de los pozos productores del escenario 3, así como los controladores allí expuestos.

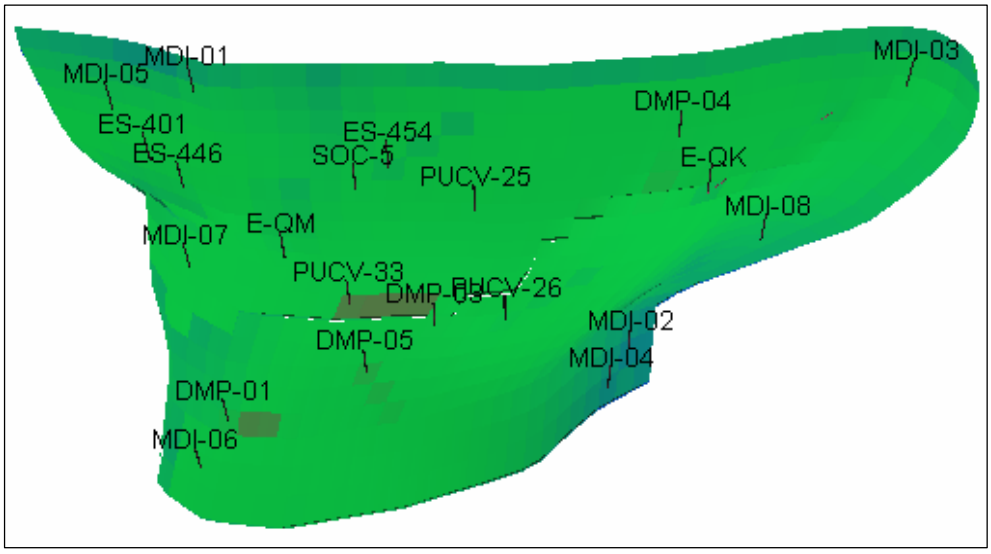

Figura 18. Localizaciones de lo pozos inyectores de agua en el yacimiento U2M,L (SOC-5)

4.7.6 Escenario 6

Se propuso para el mantenimiento de presión en el yacimiento combinar la inyección de agua con la inyección de gas. Para este escenario se ubican los pozos inyectores del escenario 4 y 5, manteniendo sus tasas de inyección y localizaciones, de igual

forma se perforan los pozos productores del escenario 3, con los mismos controladores y límites económicos, como se aprecia en la figura 19.

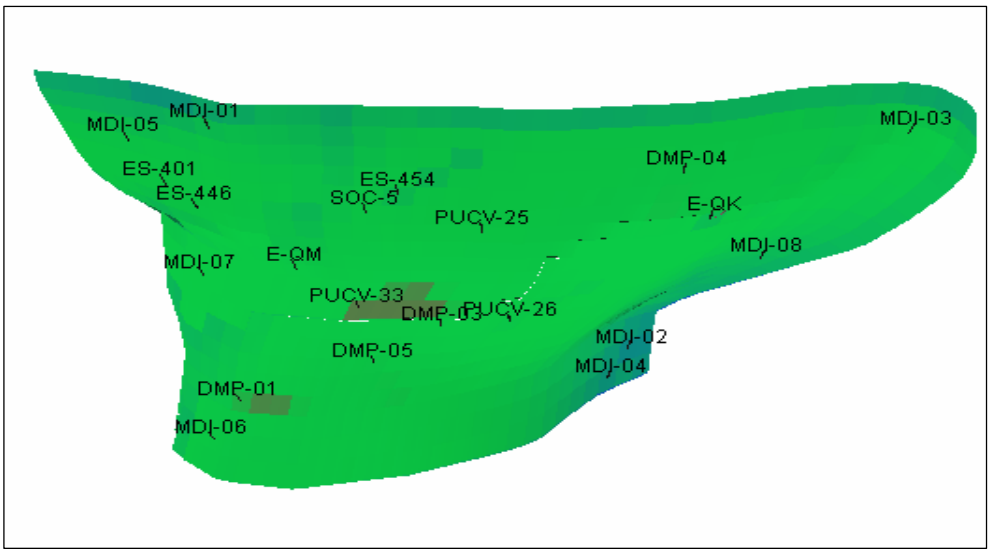

Figura 19. Localizaciones de lo pozos inyectores de agua y gas en el yacimiento U2M,L (SOC-5)

4.8 EVALUACIÓN ECONÓMICA[1]

Una vez obtenido todos los escenarios, se determinaron las tasas de producción promedios por año, el factor de recobro y la declinación de la presión. Estos parámetros junto con la evaluación económica permitieron determinar el escenario más adecuado para inversión.

La evaluación económica de los escenarios de explotación, para el yacimiento U2M,L(SOC-5), se realiza para cuantificar la inversión que se tendrá que hacer, para llevar a cabo los diferentes escenarios de explotación, y la ganancia que de ellos se obtendrá.

Esta evaluación consiste en determinar cuánto es el valor presente neto, la tasa interna de retorno y el tiempo en que tardará en retornar la inversión. Para ello se necesitará saber los costos de activos y mantenimiento, las premisas y diferentes variables que se explicarán a continuación.

En la tabla a continuación se expresan los costos para los diferentes activos que se requieren para llevar a cabo el proyecto.

Tabla 9. Valor de los activos fijos

Activo	Precio ($)
Pozos horizontales	2.000.000
Pozos verticales	850.000
Planta de inyección de agua	3.000.000
Planta de inyección de gas	2.500.000
Reacondicionamientos	250.000
Tratamiento de agua (Anual)	500.000
Tratamiento de gas (Anual)	300.000
Mantenimiento de la plantas (Anual)	200.000
Tuberías	100.000

En la tabla a continuación se presentan todas las premisas utilizadas para los cálculos de la inversión y ganancia.

Tabla 10. Premisas para el cálculo de valor presente neto

Premisas	Costo
Tasa cambiaria (Bs/$)	2150
Precio del barril ($/bbl)	35.81
Costo operativo ($/bbl)	7,5
Regalías (%)	30
ISLR (%)	50
Tasa de descuento (%)	10

Las ecuaciones, que permitieron calcular cada una de las variables, utilizadas en la evaluación económica, se presentan a continuación:

Ingresos (I):

$$I = \sum (Qo \; x \; pbp)_j \quad n=10 \qquad \text{Ec.(4.30)}^1$$

pbp= Precio del petróleo (Bs/BN)

Qo = Tasa de petróleo (BN/D)

n = Horizonte económico (años)

Costo Operacional (C):

$$C = \sum (Qo \; x \; pob)_j \quad n=10 \qquad \text{Ec.(4.31)}^1$$

pob = Precio operativo del barril (Bs/BN)

Regalías (R):

Estas dependen del valor mercantil del barril de petróleo. Para gravedades API entre 10,0 a 21,9 se calcula a través de la siguiente ecuación:

$$VM = 0{,}945 \; x \; 36{,}4 + 0{,}268(API - 15{,}0) \qquad \text{Ec.(4.32)}^1$$

VM = valor mercantil ($/BN)

Luego:

$$R = \left(VM \times \overline{Qo}\right) \times \%R \qquad \text{Ec.(4.33)}^1$$

Depreciación (Dt):

Distribuye los gastos constantemente sobre la vida depreciable del activo.

$$Dt = \frac{V_o - V_f}{N} \qquad \text{Ec.(4.34)}^1$$

N = Vida contable del bien (Bs.)

Vf = Valor final de la inversión (Bs.)

Vo = Valor inicial de la inversión (Bs.)

Ganancia (G):

G = Ingreso- Costo operacional- depreciación- Regalía. Ec.(4.35)[1]

Impuesto sobre la renta (ISRL)

$$ISLR = G\ x\ \%ISRL \qquad \text{Ec.(4.36)}^{1}$$

ISLR = Impuesto sobre la renta.

Flujos de caja (F)

F= Ingreso -Costo operacional-Regalías- Ingresos - SLR Ec.(4.37)[1]

Valor presente neto (VPN)

$$VPN = \sum_{j=0}^{n} \frac{F_j}{(1+i)^j} \qquad \text{n=10} \qquad \text{Ec.(4.38)}^{1}$$

Tasa interna de retorno (TIR)

$$TIR = \sum_{j=0}^{n} \frac{F_j}{(1+i)^j} = 0 \quad \text{n=10} \qquad \text{Ec.(4.39)}^{1}$$

La ganancia de la producción en bolívares, al transcurso del tiempo, se obtiene a partir del valor del petróleo en dólares según su gravedad API. En este proyecto se trabajó con un crudo de 13,4 °API y la tasa cambiara actual. El horizonte económico planteado es de 10 años, comenzando a partir del 01/01/2007 momento en el cual se comienzan las inversiones en el proyecto.

Una vez obtenida toda la información necesaria para la evaluación económica, se procedió a sensibilizar ciertas variables: como los costos operativos, el precio del barril, la inversión y la producción, variando estas en un rango de (-30 a 30 %), para luego realizar los diagramas araña y tornado, determinando la influencia de cada una de estas variables sobre el valor presente neto.

CAPÍTULO V
ANÁLISIS DE RESULTADOS

5.1 INICIALIZACIÓN

La inicialización se realizó en dos partes. En la primera parte se cargaron las propiedades del yacimiento y se comprobó que el modelo estuviera en equilibrio. Para la segunda parte se calculó el POES del yacimiento en estudio.

5.1.1 Comprobación de Equilibrio del Modelo

Se comprobó que el sistema se encontraba en equilibrio, debido a que el valor de la presión del yacimiento se mantuvo constante en un período de 3 años, (Fig. 20), y por tal motivo se pudo constatar que no existían movimientos de fluidos dentro del yacimiento U2M,L (SOC-5).

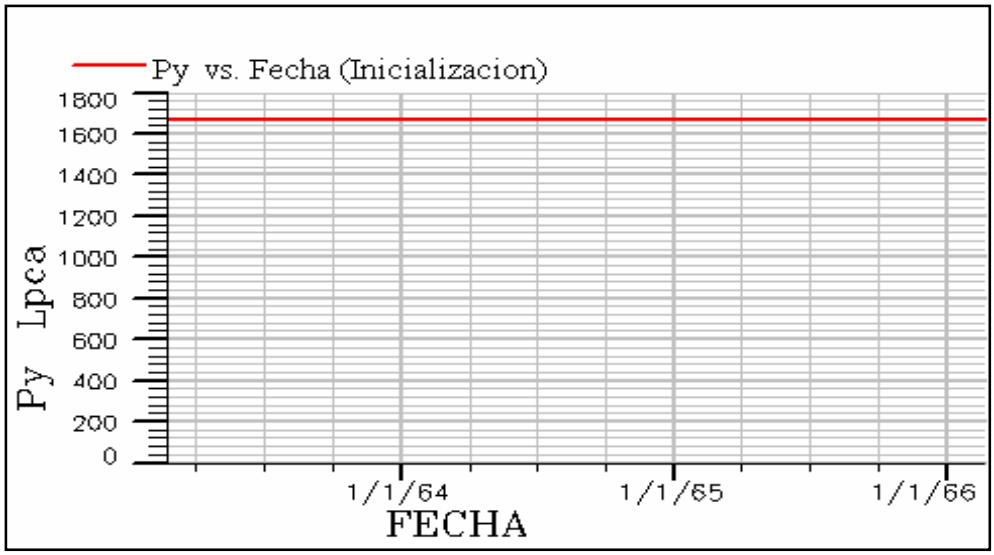

Figura 20. Presión del yacimiento en la inicialización

5.1.2 Cálculo del POES del Yacimiento U2M,L (SOC-5)

Las propiedades iniciales de la roca estimadas por el personal de PETROUCV S.A. con cálculos petrofísicos fueron obtenidos de registros de 9 pozos ubicados solamente en el sector Noroeste del yacimiento U2M,L(SOC-5), por lo que estas propiedades se extrapolaron en los mapas de isopropiedades del yacimiento, Por tal motivo era necesario modelarlas, para que el yacimiento en estudio reflejara la realidad del mismo, hasta obtener un POES de 48 MMBN.

5.2 COTEJO HISTÓRICO.

5.2.1 Cotejo de las Presiones y Tasa de Petróleo:

Para lograr el cotejo de las presiones de fondo fluyente (Pwf) y tasa de producción de petróleo, se procedió a comparar las presiones de fondo arrojadas por el simulador y las históricas obtenidas por pruebas de producción. Para el primer caso las presiones se encontraban en 14.7 Lpca. Según las pruebas deberían estar en entre 600- 1450 lpca (Fig. 21). Para lograr estos valores se procedió a aumentar las permeabilidades absolutas del yacimiento nueve veces de su valor original, obteniendo así permeabilidades dentro del rango de 2-3 Darcy y variando la transmisiblidad del yacimiento. Se puede observar, en la figura. 23, que entre los años 1983-2005 las presiones de fondo fluyente calculadas por el simulador se encontraban por encima de los 800 lpca, y para diciembre del 2005 la Pwf del pozo SOC-5 era de 1391 lpca, lo que variaba un 2 % con respecto del dato de presión de fondo fluyente, medida por pruebas de producción, que era de 1422 lpca.

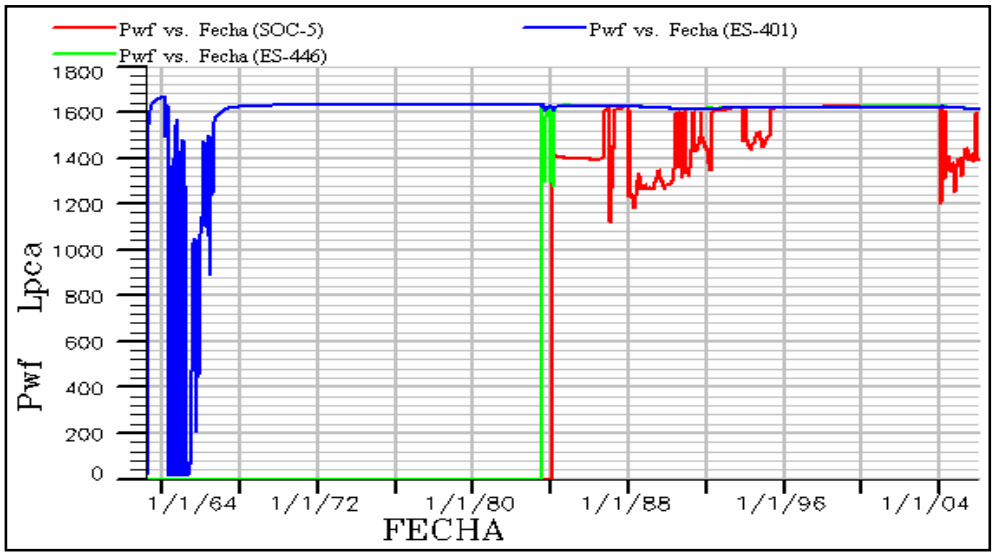

Figura 21. Presión de fondo fluyente de los pozos productores SOC-5, ES-446 y ES-401

Al graficar la presión del yacimiento del simulador (Fig. 22), se observó una Py de 1609 lpca. Comparada ésta con la presión de yacimiento medida en el pozo ES-454, donde es 1649 lpca, se observó que solo variaba un 1% con respecto a los datos, así que se consideró estaba cotejada.

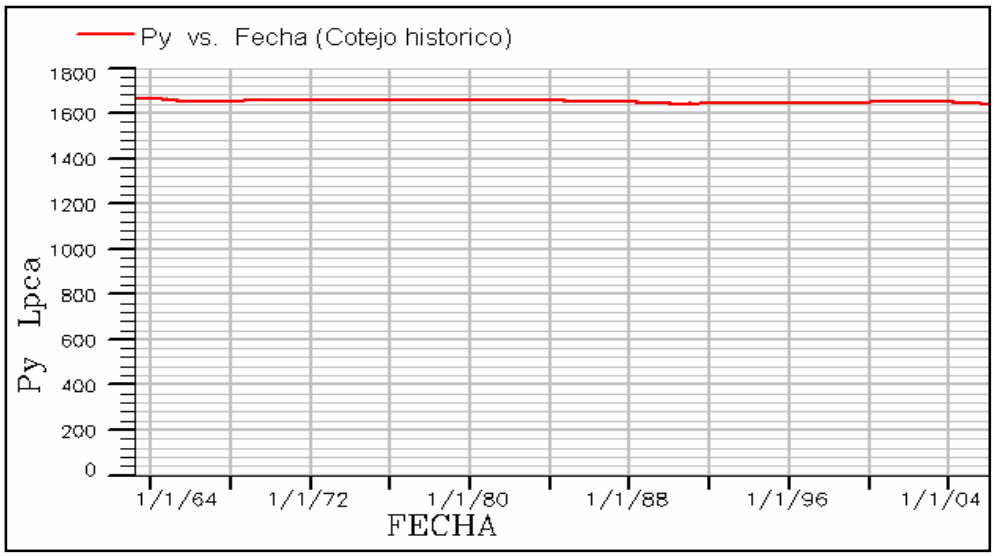

Figura 22. Presión del yacimiento en el cotejo

Después de realizar estos cambios, las tasas de petróleo entre los años 1983-2005 se encontraban ya cotejadas (Fig.23), al coincidir las tasas de petróleo arrojadas por el simulador con la histórica. Mientras que el período comprendido entre los años 1963-1966, que es el otro lapso de producción, no se tomó en cuenta para el cotejo, ya que en conjunto con el tutor industrial, se revisaron los datos de producción de ese período y se encontraron picos de producción, que no coincidían con el patrón del yacimiento, así como que también existía alta incertidumbre en esos datos porque no se reportaron la tasas de producción en algunos meses, motivo por el cual se decidió no tomar en cuenta este período en el cotejo, ya que no era representativo del yacimiento.

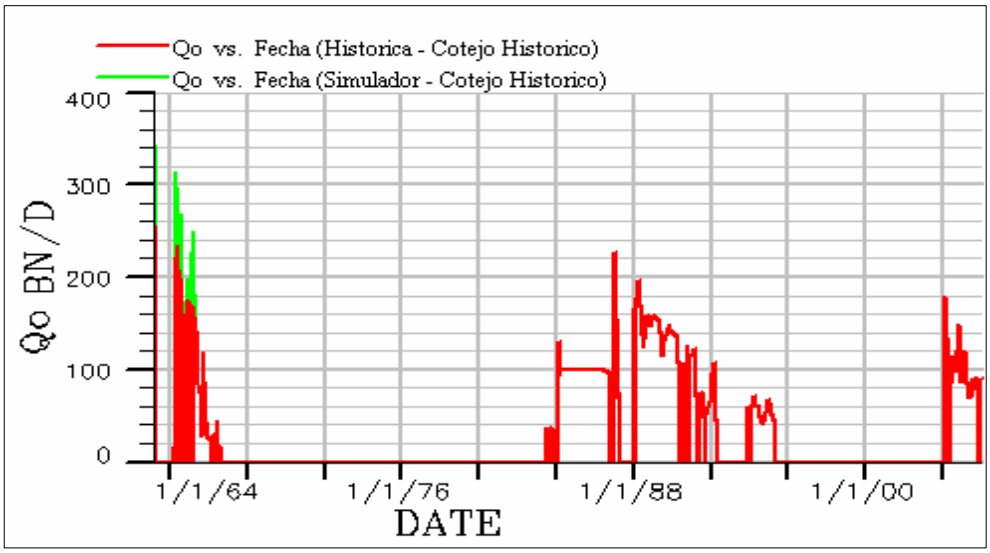

Figura 23. Tasa de petróleo producida por el yacimiento durante el cotejo

5.2.2 Cotejo de Tasa de Agua

Para el cotejo del agua, se procedió a comparar el comportamiento de las curvas de producción de agua del simulador con la histórica. La producción de agua arrojada por el simulador está muy por debajo de la histórica. Para aumentar estos valores se realizó un ajuste en las permeabilidades relativas iniciales del agua (Fig. 24 y 25),

provocando un aumento en la tasa de agua producida por el simulador, siendo esta semejante a la tasa de producción de agua real del yacimiento (Fig. 26).

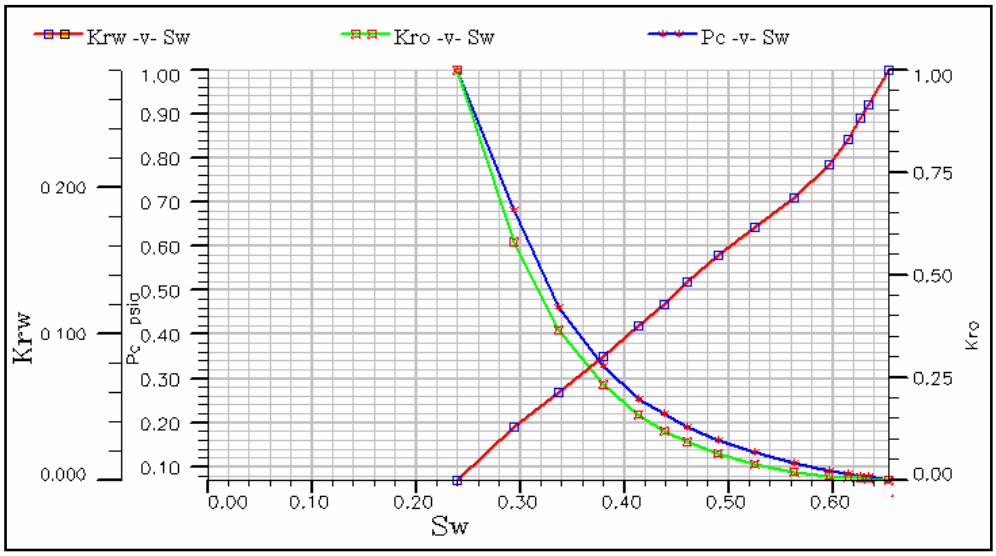

Figura 24. Permeabilidades relativas del agua y del petróleo, iniciales

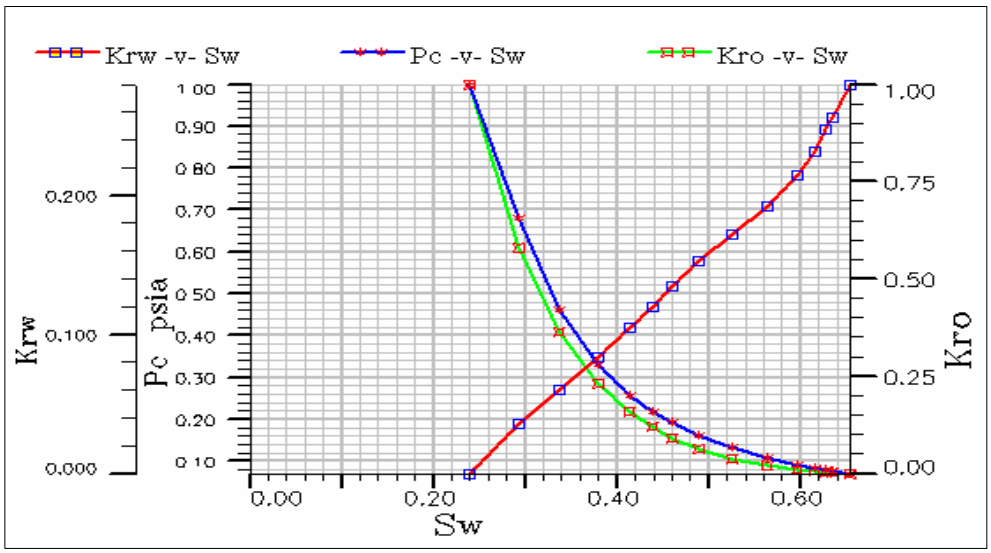

Figura 25. Permeabilidades relativas del agua y del petróleo después del cotejo

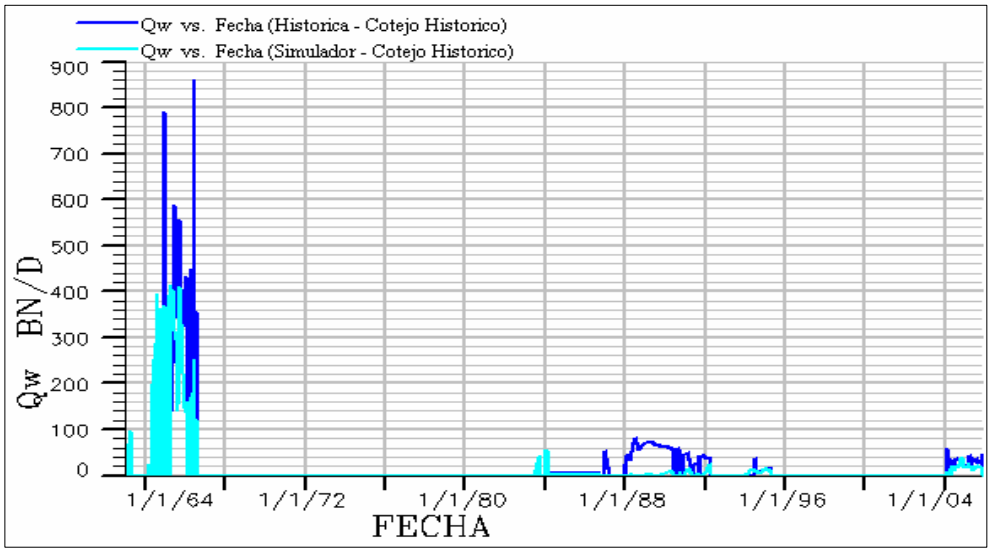

Figura 26. Tasa de agua producida por el yacimiento durante el cotejo

5.2.3 Cotejo por Tasa de gas

Al comparar las curvas de producción de gas dadas por el simulador y las históricas, se pudo observar una gran diferencia entre una y otra, por lo que se procedió a realizar un ajuste en las permeabilidades relativas del gas aumentándolas, pero después de hacer varias sensibilidades se observó que las curvas de producción de gas mantenían la misma diferencia por lo que se procedió a consultar con el personal de PETROUCV, lo que llevó a la conclusión que las tasas de gas dadas en los reportes de producción no son correctas, Esto se atribuye a una mala medición de las mismas o a la presencia de una capa de gas, no considerada en el modelo. Para demostrar esta diferencia, se procedió a calcular el gas producido máximo ($Gp_{máx}$), del simulador, que fué de 74.340 MPCN y compararlo con el Gp total en el yacimiento hasta el 2005, que tiene un valor de 322.542 MPCN, y se observó que existía una gran diferencia, demostrando que las tasas dadas en los reportes de producción se encontrarían mal medidas.

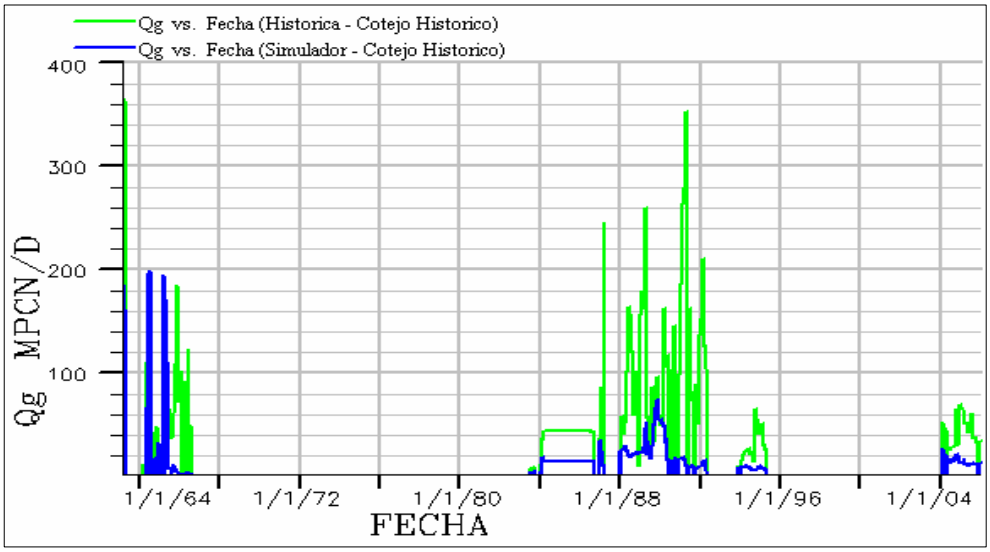

Figura 27. Tasa de gas producida por el yacimiento durante el cotejo

5. 3 PREDICCIONES

5.3.1 Escenario 1

El sistema de explotación del escenario 1 es con el que actualmente se está produciendo el yacimiento U2M,L (SOC-5), en el que se encuentra un solo pozo activo (SOC-5). Para este escenario se obtuvo un factor de recobro de petróleo de 1,6 % hasta el 2017 y una producción total acumulada de 790.000 BN (Fig. 28), la tasa de petróleo producido se mantuvo en 100 BN/D durante un período de 5 años y a partir del 1/1/2012 empezó a declinar hasta un valor de 73 BN (Fig. 28)

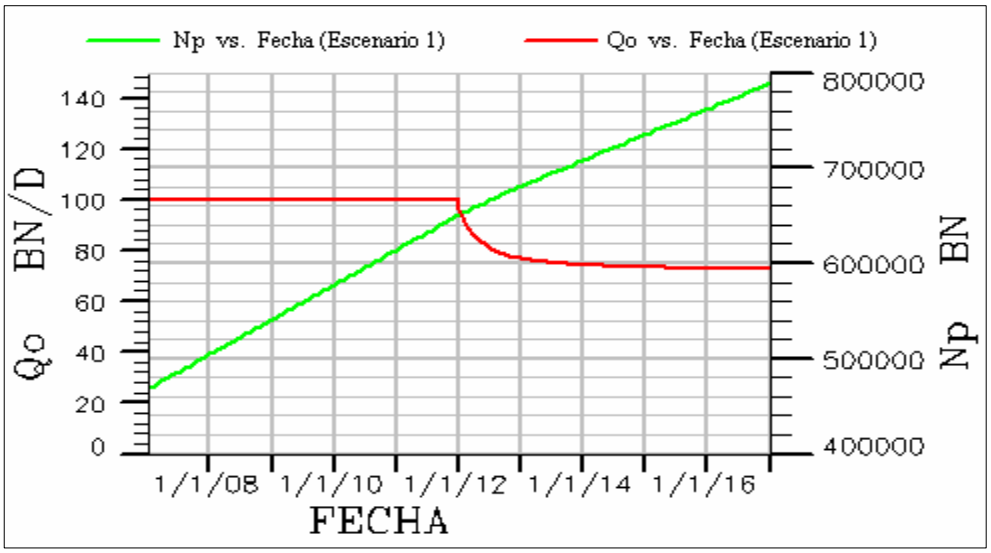

Figura 28. Petróleo acumulado y tasa de petróleo del yacimiento, escenario 1

La presión inicial era de 1638 Lpca y declinó hasta 1608 Lpca, disminuyendo muy poco a lo largo del tiempo, alrededor de 32 lpca en un período de 10 años (Fig. 29). Este escenario fue descartado como uno de los escenarios posibles a desarrollar por el bajo factor de recobro.

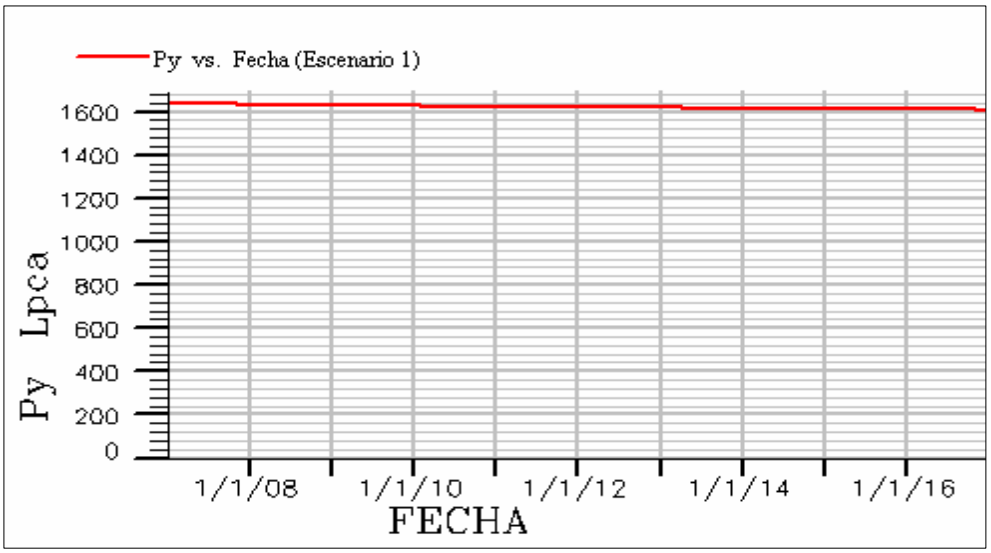

Figura 29. Presión del yacimiento, escenario 1

5.3.2 Escenario 2

Para el escenario 2, el sistema de explotación fue por flujo natural. Se ubicaron 6 pozos adicionales propuestos por la empresa PETROUCV S.A., que generaron un factor de recobro de petróleo de 6,8 % y una producción total de 3 MM BN (Fig. 30). También se puede observar que la tasa de producción de petróleo declinaba muy rápido en los primeros años de predicción (Apéndice D).

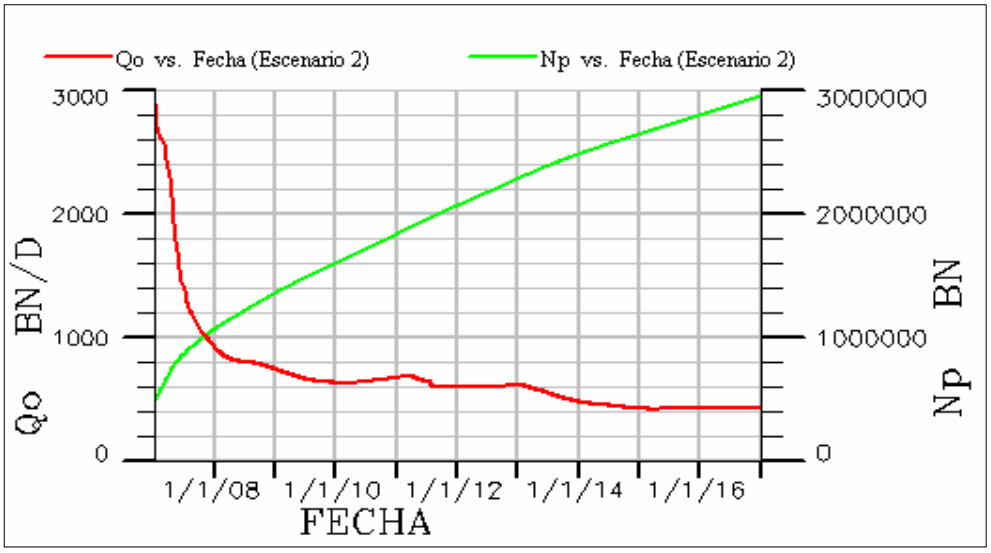

Figura 30. Petróleo acumulado y tasa de petróleo del yacimiento, escenario 2

Las tasas de producción de petróleo, propuestas por PETROUCV.S.A, de estos pozos, eran muy altas, lo que originó que la presión del yacimiento declinara rápidamente (Fig. 31) produciendo un agotamiento de la energía yacimiento en muy poco tiempo.

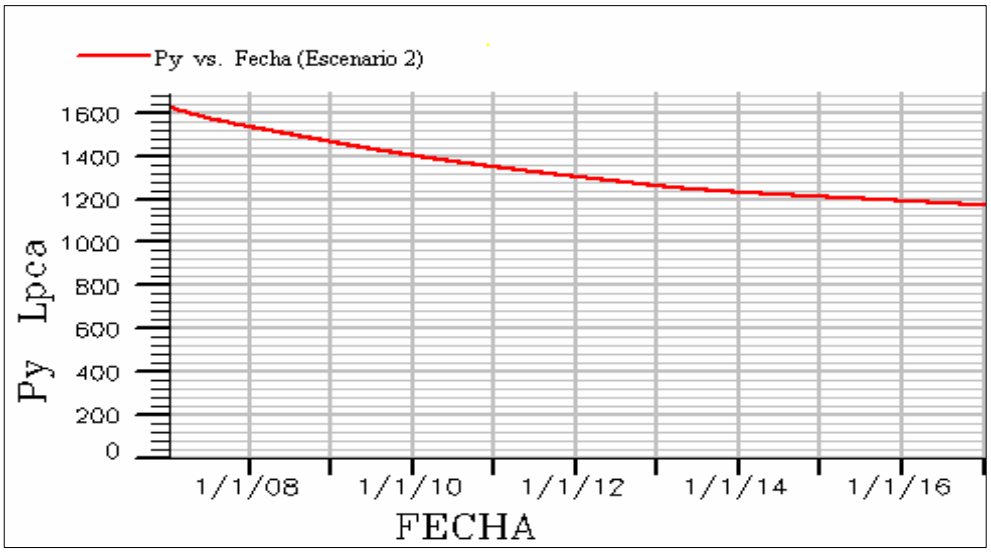

Figura 31. Presión del yacimiento, escenario 2

5.3.3 Escenario 3

En este escenario, se simuló el comportamiento del yacimiento con un esquema de producción de 11 pozos en el período de 10 años, por flujo natural. Los pozos utilizados para este esquema de explotación estaban conformados en su mayoría por pozos horizontales, ya que estos pozos permiten producir un mayor volumen de petróleo en el yacimiento debido a las características del mismo.

Para este escenario se propusieron tasas de producción más bajas que las propuestas en el escenario 2, entre 600 BN/D y 300 BN/D, pero esto no necesariamente implicó una producción de petróleo a una tasa constante por varios años, ya que el aumento de la cantidad de pozos propuestos a producción originó una mayor extracción de fluidos del yacimiento, y en ausencia de un sistema eficiente, capaz de mantener la presión del yacimiento, está fue declinando, tal que al cabo de los 10 años se tenía una presión de yacimiento de 675 lpca (Fig. 32).

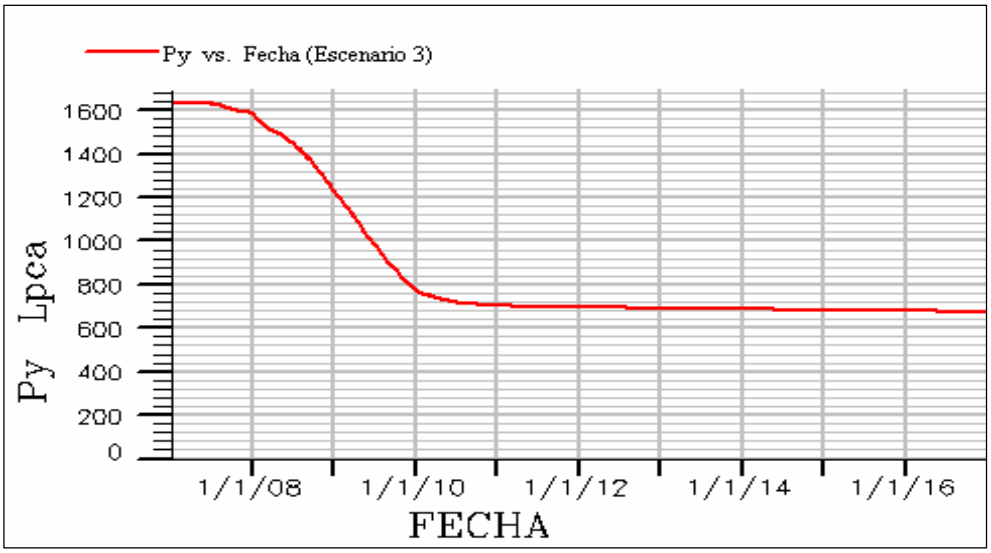

Figura 32. Presión del yacimiento, escenario 3

Durante la simulación se cerró 1 pozo debido a que no alcanzó una producción mayor de 25 BPD por falta de energía en el yacimiento. El factor de recobro obtenido bajo este esquema fue de 9,4 % con un Np de 5 MMBN como se observa en la figura 33.

Dentro de los escenarios propuestos a producción por flujo natural, del yacimiento U2M,L(SOC5), este escenario se destaca por poseer un mayor factor de recobro, lo que lo hace más atractivo como escenario de explotación, en caso de no poseer los recursos para producir mediante algún mecanismo de recuperación secundaria como la inyección de agua o de gas, que puedan mejorar el recobro.

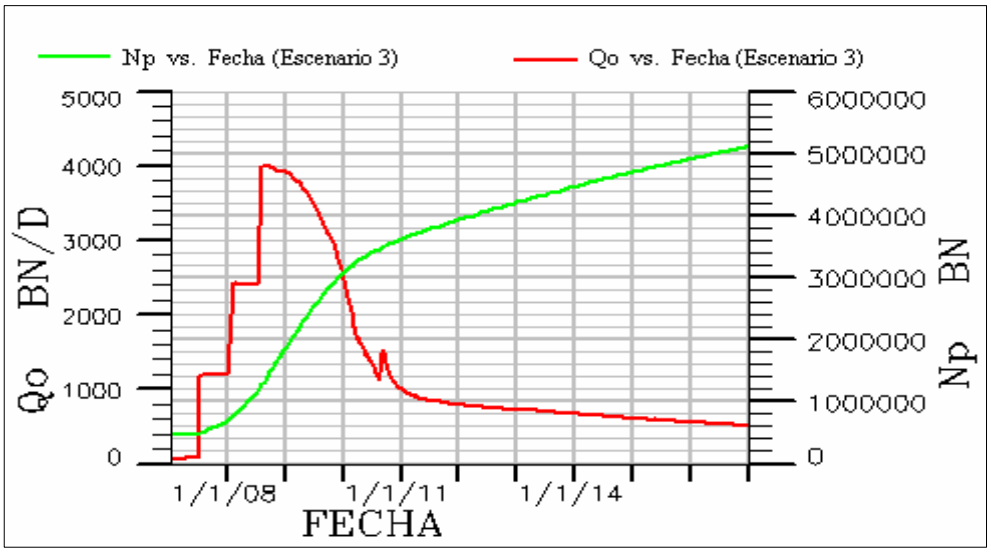

Figura 33. Petróleo acumulado y tasa de petróleo del yacimiento, escenario 3

5.3.4 Escenario 4

Para este escenario se procedió a utilizar el mecanismo de recuperación secundaria de inyección de gas para el mantenimiento de la presión, mediante 4 pozos inyectores ubicados en la zona más alta del yacimiento, para favorecer un empuje por capa de gas. Se plantea una estrategia de explotación de 11 pozos, en un período de estudio de 10 años.

Cuando comienza el período de producción de los pozos, en el momento en que eran abiertos, se pudo observar que algunos pozos se cerraban por alta relación gas petróleo (RGP), otros pozos se cerraban en un lapso menor a 5 años y al finalizar el tiempo de predicción sólo tres pozos se mantenían abierto (Fig. 34-36).

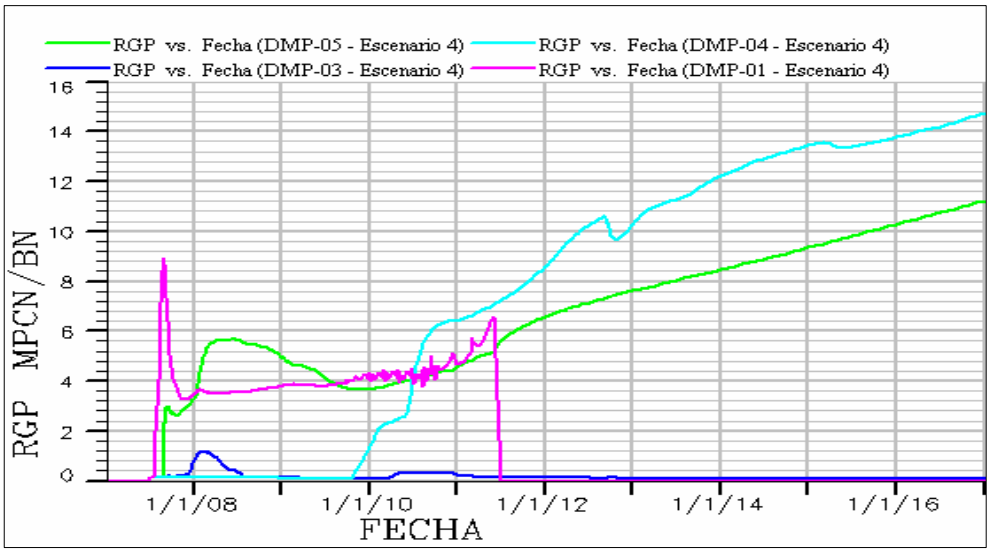

Figura 34. Relación gas – petróleo (I), escenario 4

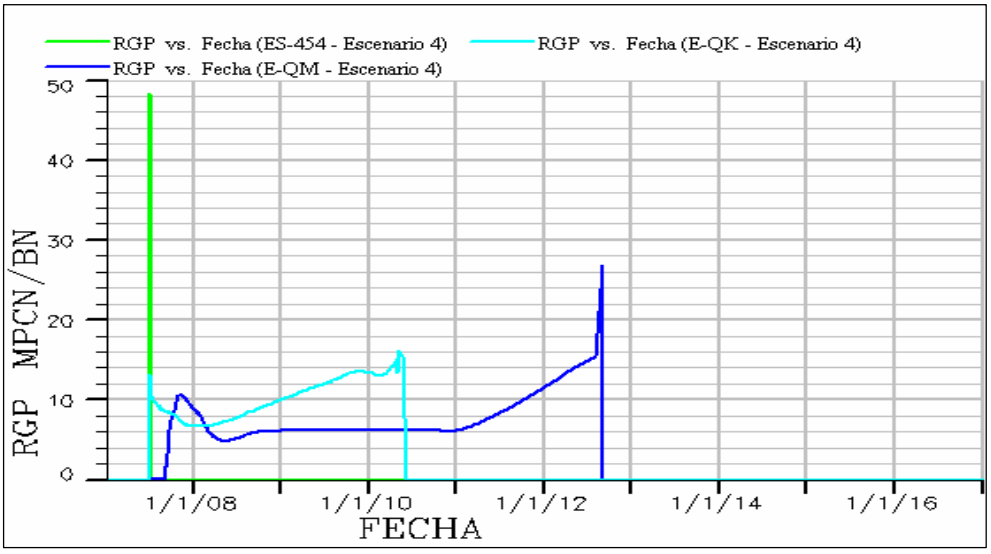

Figura 35. Relación gas – petróleo (II), escenario 4

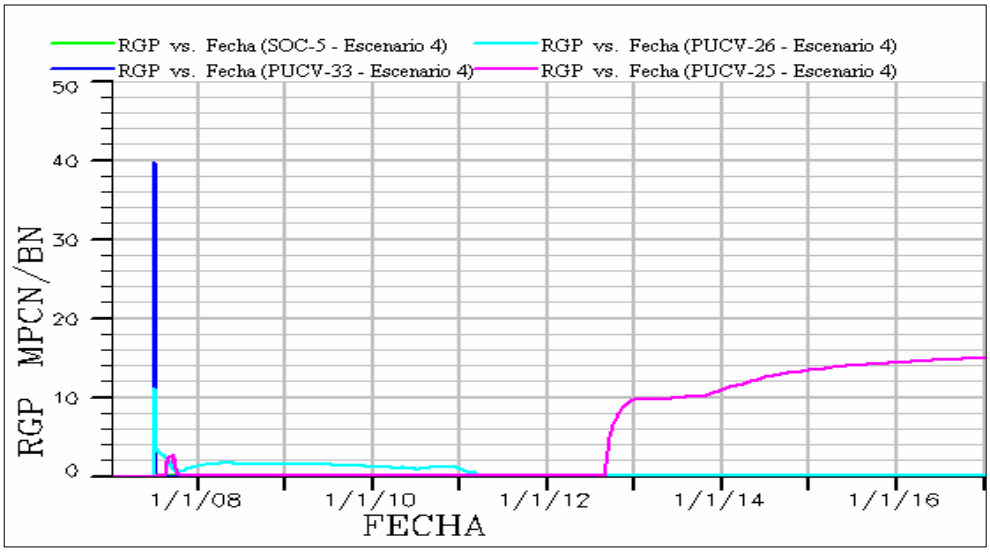

Figura 36. Relación gas – petróleo (III), escenario 4

Se puede decir que el gas no es un mecanismo de recuperación adecuado para este yacimiento, debido a la diferencia entre las viscosidades del crudo y gas, provocando que el gas se mueva muy rápido, canalizándose y llegando a los pozos de producción, provocando un empuje deficiente y tampoco exista mantenimiento de la presión del yacimiento (Fig. 37), lo que es el objetivo de la inyección de gas, por esta razón se obtuvo un factor de recobro de petróleo de 12,5 %, cuando se esperada un mayor recobro.

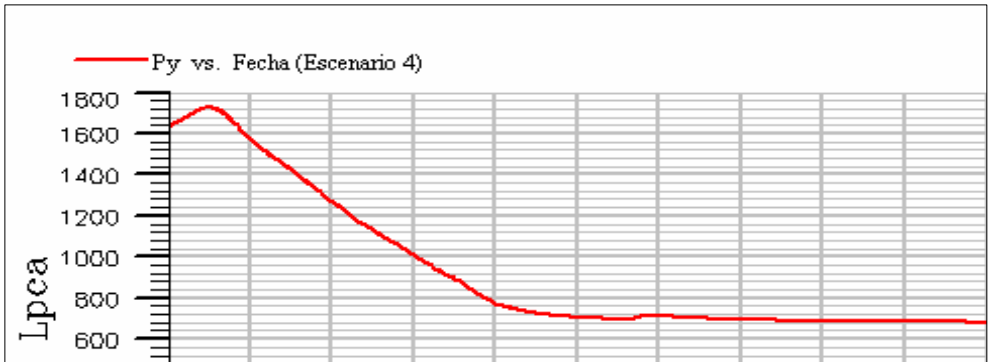

Figura 37. Presión del yacimiento, escenario 4

La tasa de producción del yacimiento (Fig. 38) fue similar a las del escenario 3 por flujo natural, observándose la misma declinación, por esta razón se puede observar la pobre influencia del gas como empuje dentro del yacimiento.

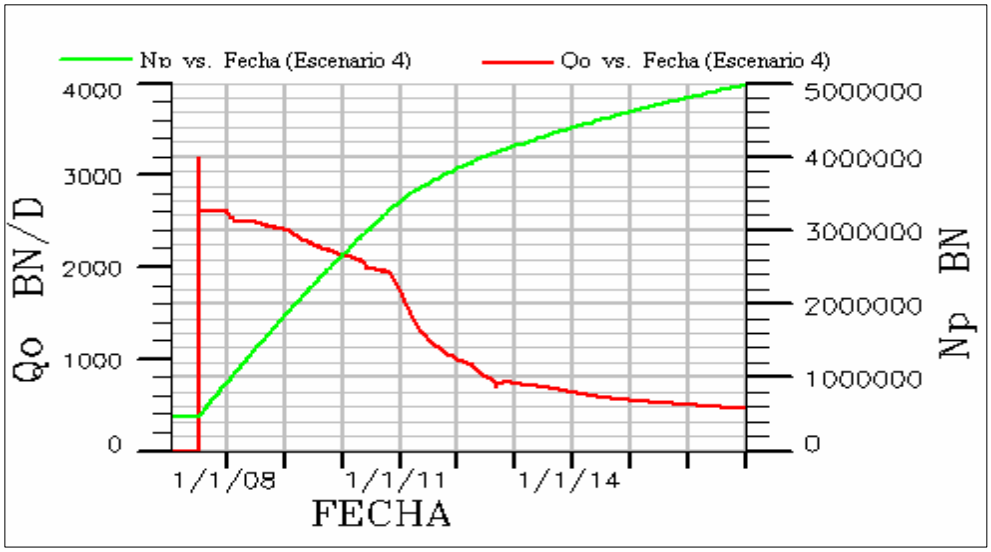

Figura 38. Petróleo acumulado y tasa de petróleo del yacimiento, escenario 4

5.3.5 Escenario 5

Para este escenario se plantea someter al yacimiento a un mecanismo de recuperación secundaria por inyección de agua, con la perforación de 8 pozos inyectores de agua ubicados alrededor del yacimiento, con un esquema de explotación de 11 pozos productores en un período de estudio de 10 años.

Este escenario obtuvo un factor de recobro de 19,7 % y una producción total de 9.100.000 BN (Fig. 39).

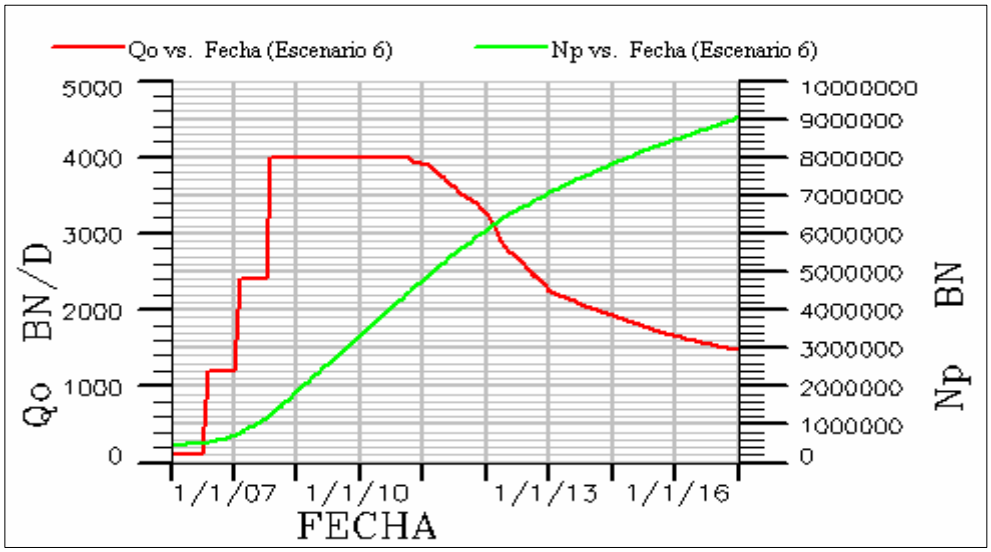

Figura 39. Petróleo acumulado y tasa de petróleo del yacimiento, escenario 5

En este escenario se realizó una sensibilidad de las tasas de inyección de agua, en el transcurso de cada año para así obtener las mejores tasas que permitieran el mantenimiento de la presión. Estas tasas fueron aumentando en el transcurso del tiempo, hasta llegar al límite de 3000 BN/D por pozo (Fig. 40-42). Si se inyectaba más de este valor el yacimiento se saturaba muy rápido de agua.

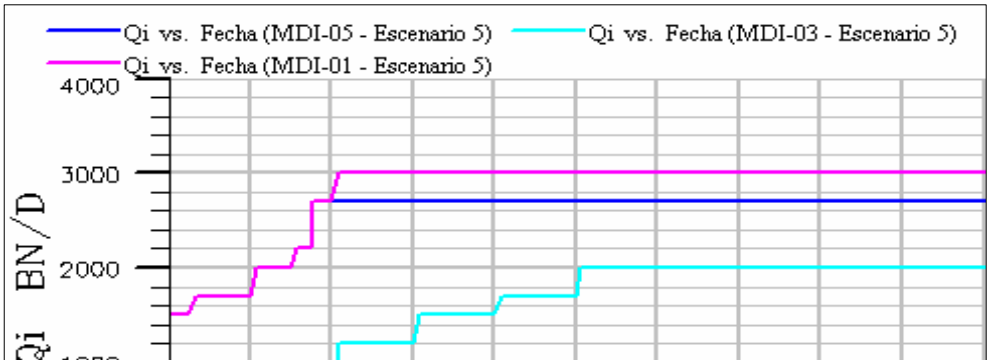

Figura 40. Tasa de inyección por pozo inyector (I), escenario 5

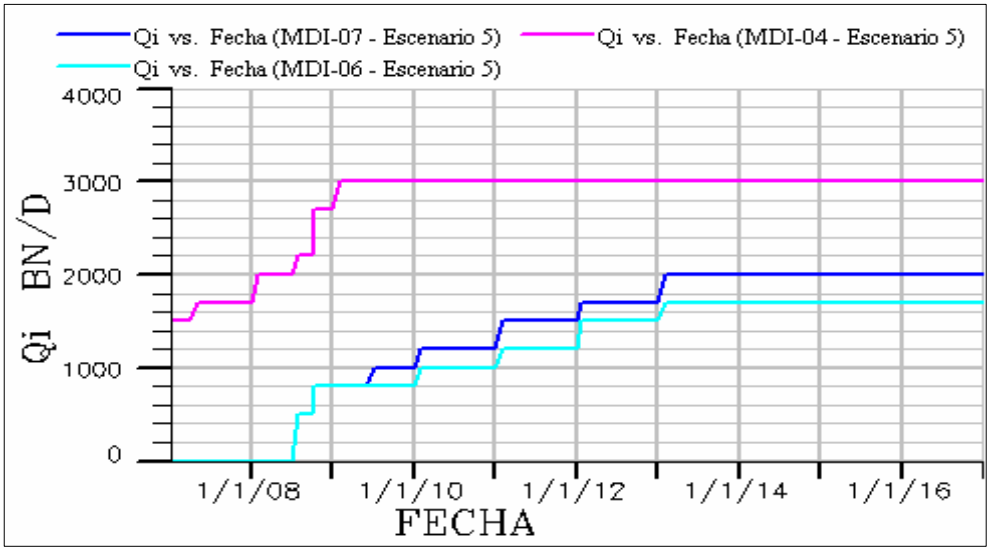

Figura 41. Tasa de inyección por pozo inyector (II), escenario 5

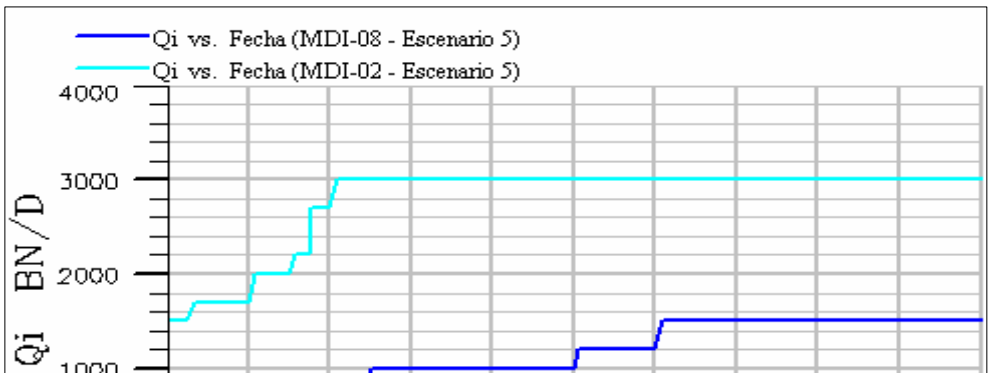

Figura 42. Tasa de inyección por pozo inyector (III), escenario 5

El proyecto de recuperación secundaria se inició durante un período de 6 meses antes de abrir a producción las nuevas localizaciones, y así, cuando se empezara a producir el yacimiento, la presión no declinara tan rápido En el momento que la presión empezó a declinar más rápido, es decir que hubo más fluidos saliendo del yacimiento que entrando, se activaron dos pozos inyectores más y se aumentaron las tasas de inyección de los pozos anteriores. En este momento se logró nuevamente un aumento de las presiones que ocasionó en el transcurso del tiempo que la presión no declinara tan rápido y, por ende, existiera una mejor recuperación de petróleo en el yacimiento U2M,L (SOC-5).

En las figuras. 43, 44 y 45 se puede observar que los pozos en su mayoría mantuvieron sus tasas de producción durante un período de 5 años, algunos pozos incluso duraron más y otros un poco menos; las tasas promedio de producción estaban en los 300 BN/D para 3 pozos, 400 BN/D para 6 pozos, 600 BN/D para un pozo y 100 BN/D para otro pozo. Estas tasas permitieron una mejor recuperación uniforme de los fluidos del yacimiento.

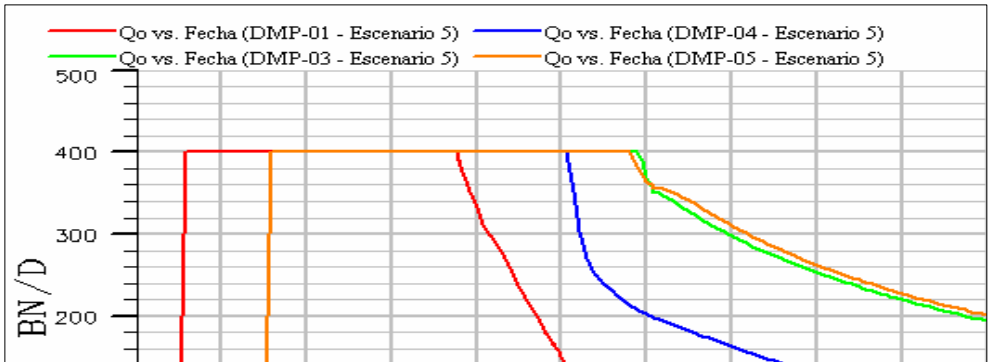

Figura 43. Tasas de petróleo producidas del yacimiento (I), escenario 5

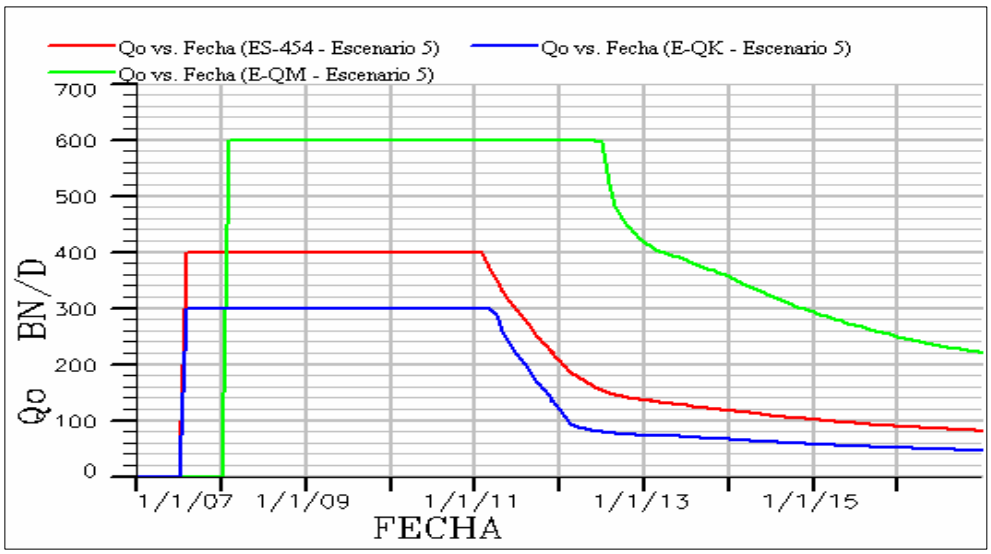

Figura 44. Tasas de petróleo producidas del yacimiento (II), escenario 5

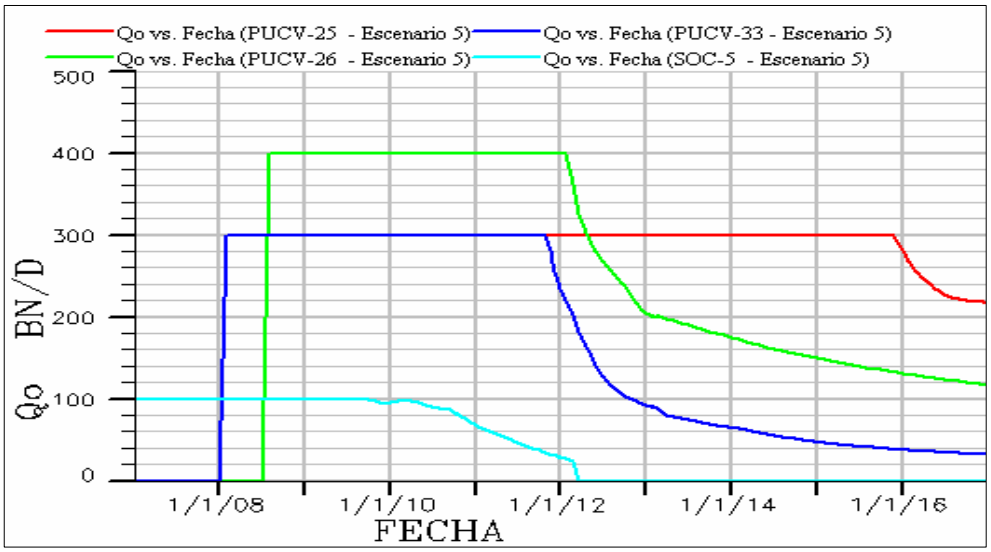

Figura 45. Tasas de petróleo producidas del yacimiento (III), escenario 5

Al finalizar la simulación, la presión de yacimiento se ubicó en 861 lpca (Fig. 46) y las tasas de producción de los pozos bajaron considerablemente. El análisis económico se explicará más adelante.

Para observar otras gráficas del escenario, que no fueron mencionadas en esta sección, ver al apéndice D.

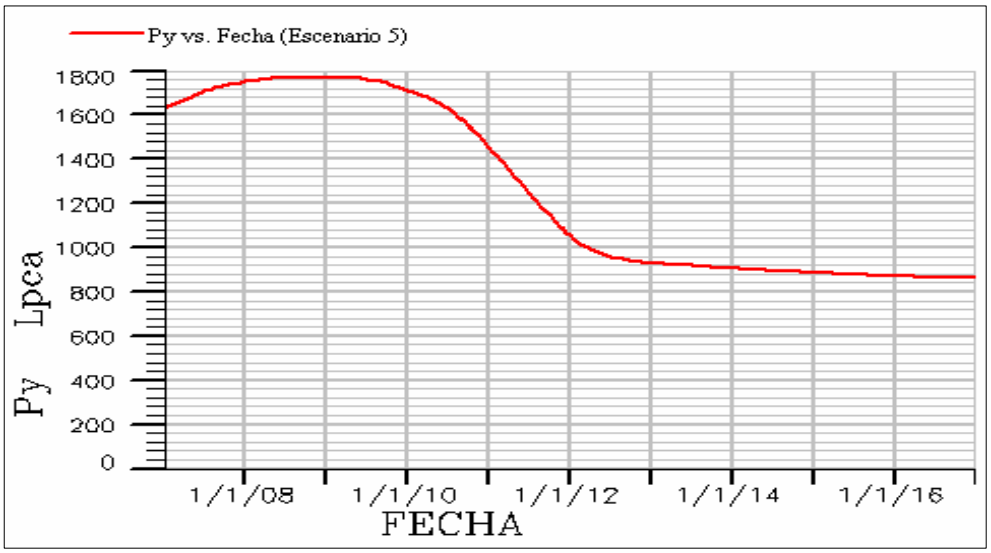

Figura 46. Presión del yacimiento, escenario 5

5.3.6 Escenario 6

En este escenario se planteó la recuperación secundaria por inyección de agua y de gas, manteniendo los ocho pozos inyectores de agua del escenario 5 y los cuatro pozos inyectores de gas del escenario 4, con un esquema de explotación de 11 pozos productores en un período de estudio de 10 años.

En este escenario se obtuvo un factor de recobro del 19,86 % y una producción total de 9.600.000 BN (Fig. 47).

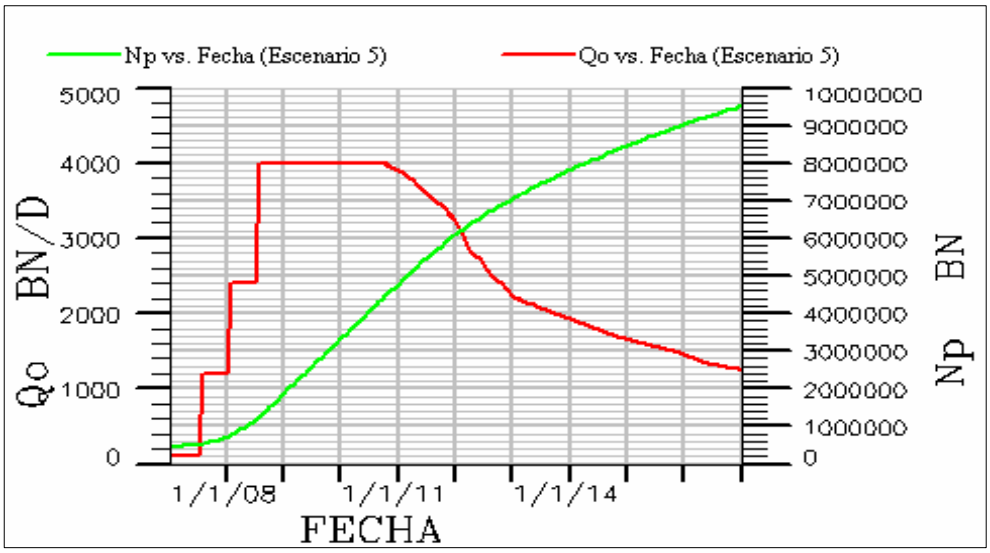

Figura 47. Petróleo acumulado y tasa de petróleo del yacimiento, escenario 6

En este escenario se evidenció un comportamiento similar al escenario 5, se diría que casi idéntico, ya que las tasas de petróleo declinaron de la misma forma y al mismo tiempo que el caso anterior, como se aprecia en las figuras 48-50. Para la figura 49, se puede observar un aumento en la tasa de producción del pozo E-QM, esto es debido al cierre de varios pozos en ese momento, permitiendo obtener más entrada de fluidos al pozo E-QM.

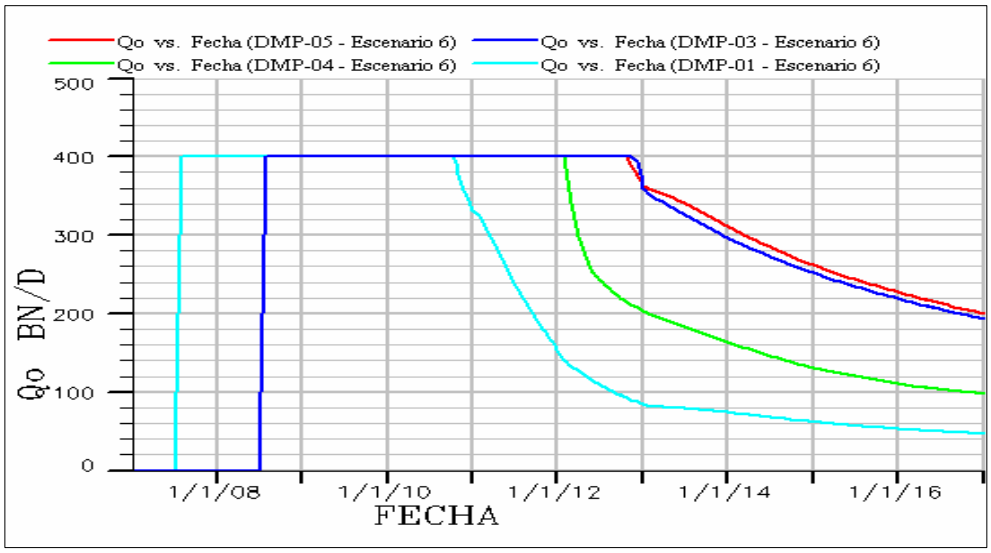

Figura 48. Tasas de petróleo producidas del yacimiento (I), escenario 6

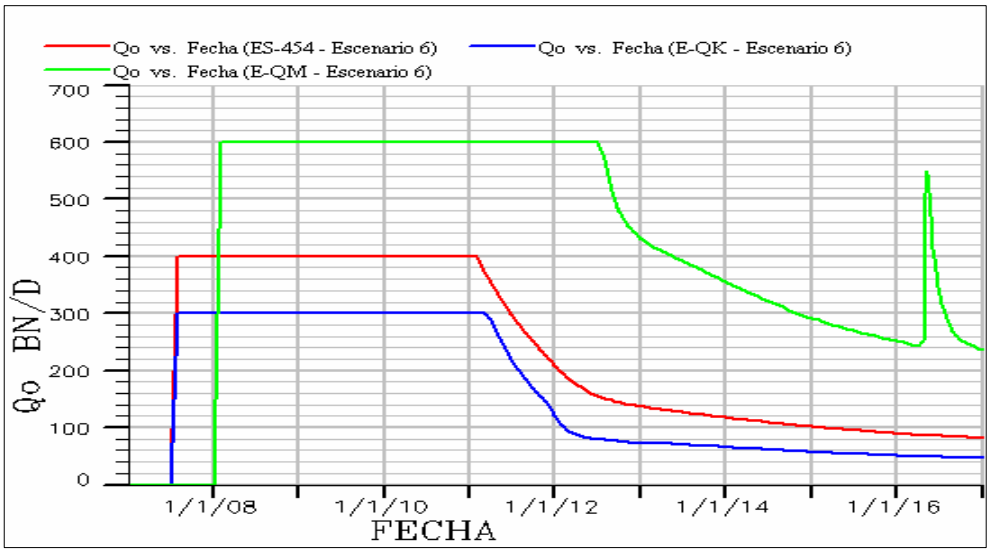

Figura 49. Tasas de petróleo producidas del yacimiento (II), escenario 6

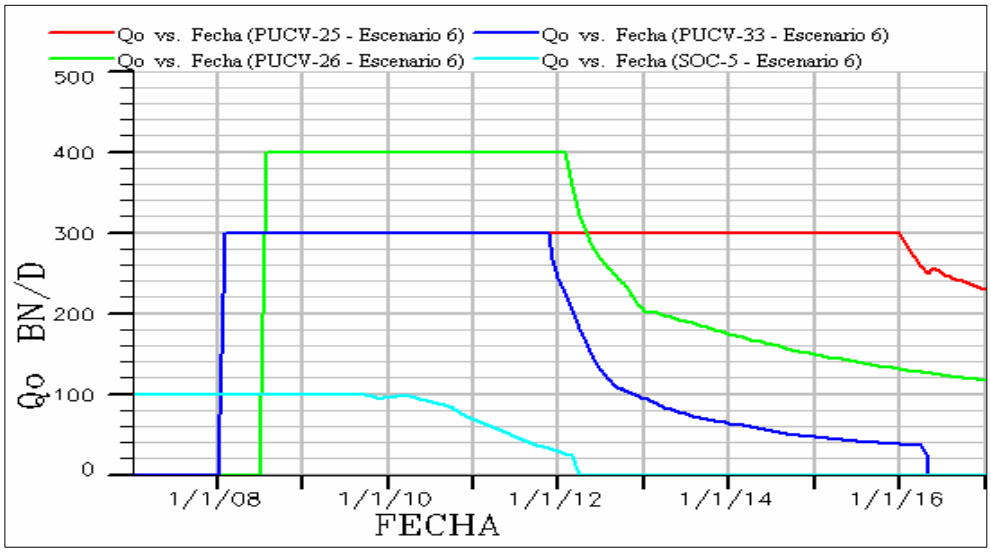

Figura 50. Tasas de petróleo producidas del yacimiento (III), escenario 6

La presión aumentó hasta 1770 lpca, se mantuvo en este valor por un período de casi dos años, a partir del 2010 esta comenzó a declinar, y llego así a una presión final de 861 lpca (Fig. 51).

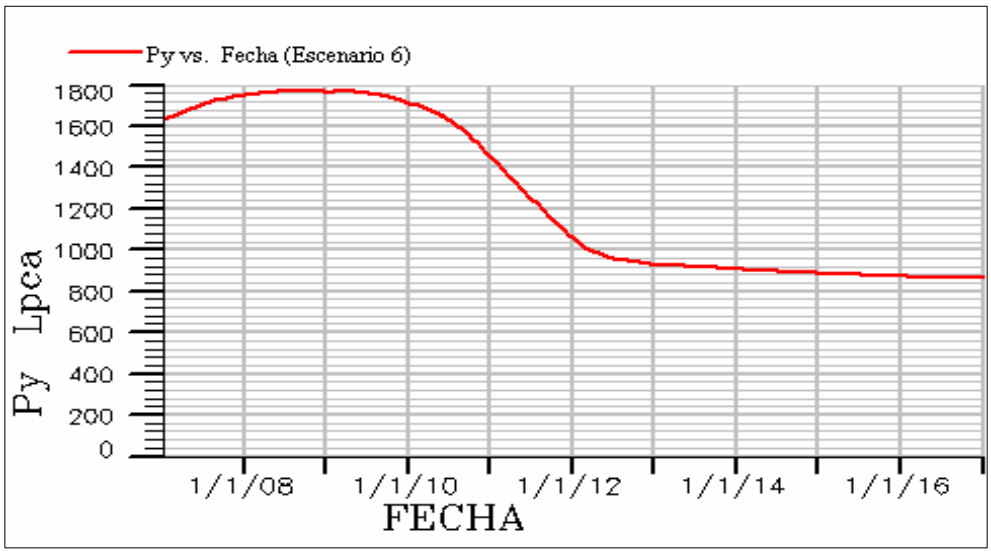

Figura 51. Presión del yacimiento, escenario 6

5. 4 ANÁLISIS ECONÓMICO

Para el análisis económico de todos los escenarios, se procedió a determinar la producción acumulada de cada año para obtener las tasas promedio diarias anuales, que permitieron determinar cuánto es la ganancia por cada año y de esa manera calcular el valor presente neto (VPN) y la tasa interna de retorno (TIR).

Se determina si un proyecto de inversión es factible, siempre y cuando su VPN y TIR sean mayores a cero. En este caso se procedió a hallar cada una de estas variables para cada escenario y así determinar cuál es el más factible; el que obtenga TIR y el VPN más alto.

A continuación, en la tabla 11, se presentan los valores de VPN, TIR, tiempo de retorno (TR) y el costo de la inversión de cada escenario. (Cálculos tipo, ir al apéndice E)

Tabla 11. Variables para el análisis económico de los escenarios.

ESCENARIO	2	3	4	5	6
VPN (MM Bs)	12395	38035	20389	67506	58957
TIR (%)	23	34	20	32	27
TR (Años)	4-5	2-3	4-5	3-4	3-4
Inversión (MM Bs)	22575	39775	53105	61060	70950

De la tabla anterior se puede deducir que el escenario más rentable, para el yacimiento, es el número 5 el cual proporciona ganancias mayores a la inversión y una tasa interna de retorno alta, Este escenario permite la mayor recuperación de fluidos en el yacimiento, ya que posee un factor de recobro de 20%. De igual forma en la figura 52 se puede apreciar el tiempo de retorno de inversión, que se encuentra entre 3 y 4 años, y la forma que va incrementando el VPN a lo largo de los 10 años de producción que tiene este escenario.

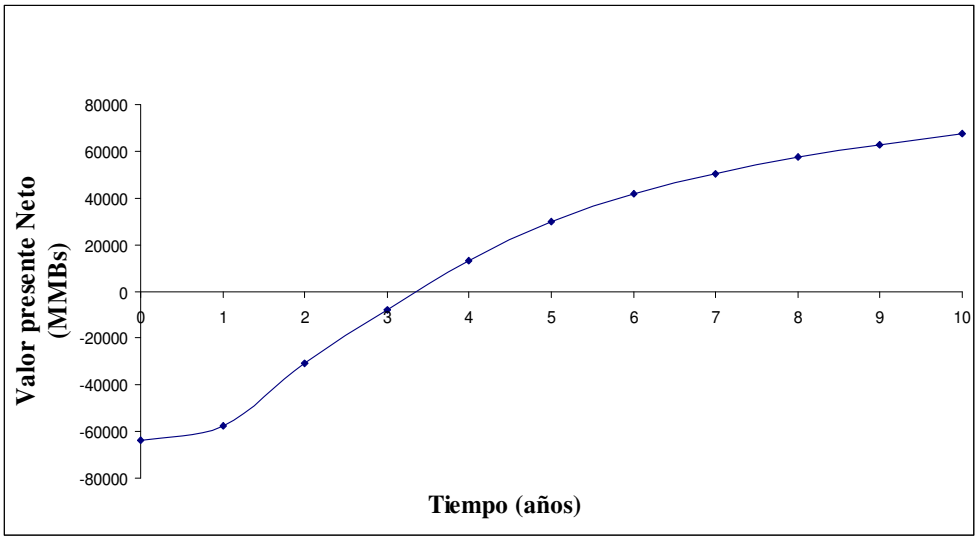

Figura 52. Tiempo de retorno de la inversión.

Para este proyecto se tendrá que invertir 61060 MM Bs., para un valor presente neto de ganancia de 67506 MMBs., Este escenario que requiere la perforación de 10 pozos horizontales. El crudo que se maneja tiene el valor de 35,81 $/BN y la tasa promedio de producción del yacimiento es de 2477 BN/D.

Para hacer un análisis de sensibilidad (tabla 12), se realizaron los diagramas tornado y araña (Fig. 53 y 54). Este permitió determinar la variable que influye más en el VPN y la de menor influencia. Las variables utilizadas fueron la inversión, costos operacionales, costo del barril y la producción. La variable con más influencia fue la del costo del barril y la de menor influencia fue la de costos operacionales.

Tabla 12. Variables para las sensibilidades del análisis económico de los escenarios

Valor Presente Neto	Sensibilidad	-30	-20	-10	0	10	20	30
	Inversión (MMBs)	80.196	75966	71736	67506	63276	59046	54.816
	Costo Operativo ($/BN)	79.538	75527	71516	67506	63.495	59.485	55.474
	Precio del Barril ($/BN)	1181	23289	45397	67506	89614	111722	133831
	Producción (BN/D)	32404	44105	55807	67506	79209	90911	102612

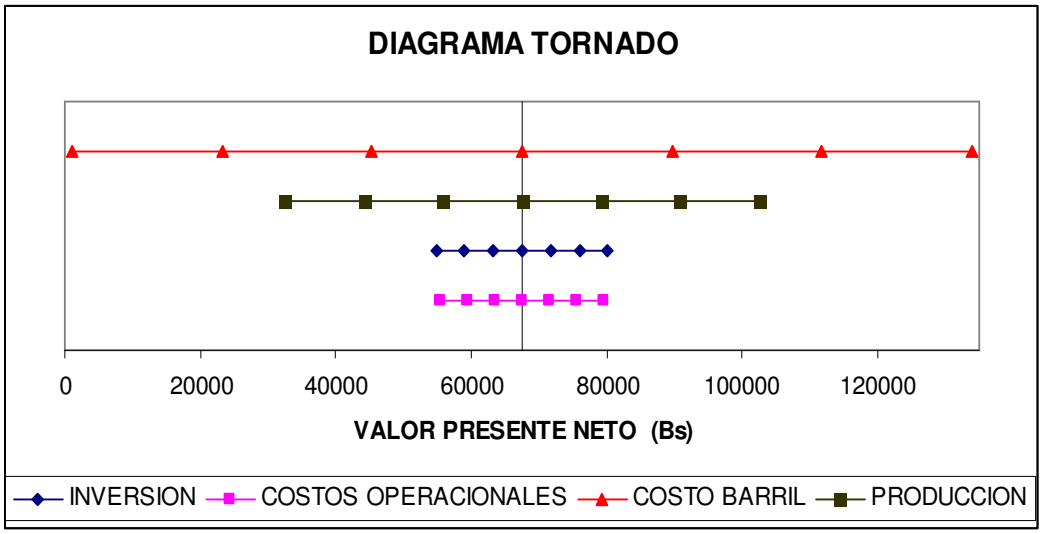

Figura 53. Diagrama tornado

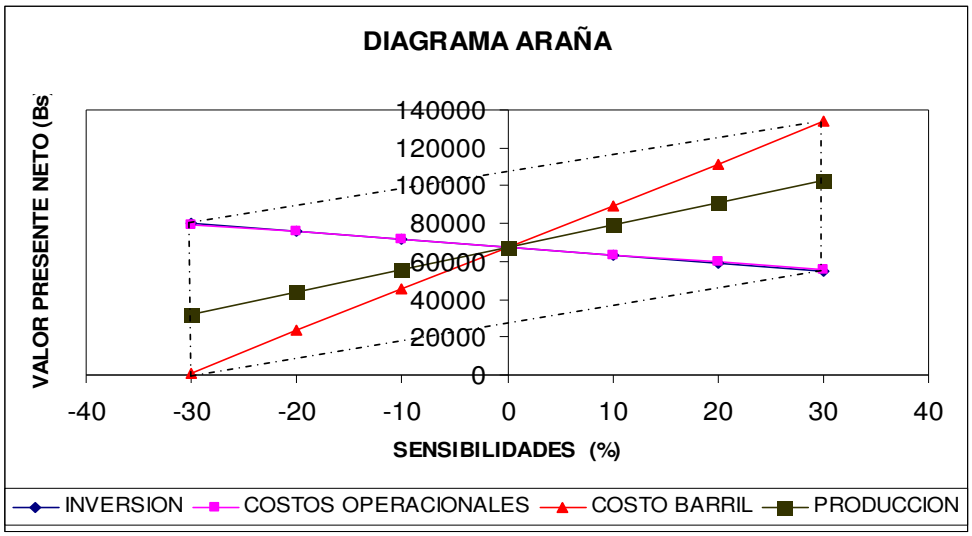

Figura 54. Diagrama araña.

CONCLUSIONES

- Las propiedades roca-fluido, obtenidas del análisis de núcleos del Campo Budare, no son representativas de este yacimiento. Por lo tanto, usar las propiedades de ese campo no es adecuado.

- El acuífero asociado al yacimiento es medianamente activo por lo que aporta al yacimiento un empuje moderado para el recobro de los hidrocarburos.

- El yacimiento se encuentra con una falla, no sellante, que lo atraviesa de Oeste a Este, que presenta un salto de falla considerable, especialmente hacia el centro de la estructura, dividiendo esta en dos y limitando parcialmente la comunicación de fluidos entre una zona y la otra.

- La inyección de agua como método de mantenimiento de presión, es el método de recuperación que mejor se aplica para este yacimiento. Por el contrario, la inyección por gas no parece viable, debido a que existe mucha diferencia entre las movilidades del crudo y del gas.

- El escenario económicamentemás atractivo,de los planteados, es el escenario 5, debido a que presenta mayores ganancias con un valor presente neto de 67506 MMBs y una tasa interna de retorno de 32 %. A su vez este escenario es el que posee el mayor factor de recobro de petróleo (20 %).

- La variable que influye más en la variación del valor presente neto es el costo del barril y la de menor influencia es el costo de operación.

RECOMENDACIONES

- Realizar tomas de núcleos dentro del yacimiento, para así poder obtener por medio de pruebas de laboratorio, propiedades roca – fluidos verdaderamente representativos de la zona.

- Se debe realizar un análisis PVT al fluido de este yacimiento con el fin de tener datos más representativos.

- Incorporando la información de los análisis de núcleos y los de PVT, realizar un estudio geoestadístico con la finalidad de reducir las incertidumbres de las propiedades del yacimiento.

- Reunir toda la información necesaria para estudiar la presencia o no de una capa de gas dentro del yacimiento, para luego realizar un estudio de simulación incluyendo este posible escenario.

- Después que se conozca información del yacimiento, de la zona Este y Sur del mismo, realizar un estudio de simulación con un horizonte mayor a los diez años ubicando nuevas localizaciones de pozos de inyectores con la finalidad de barrer el petróleo que aun se encuentre en el yacimiento, manteniendo la presión para así obtener un mayor recobro.

BIBLIOGRAFIA

1. Alvis H., Nancy M y Castillo R., Johaly G. (2006). Definición de un plan de explotación para los yacimientos U1U (SOC-3) y U1M (SOC-3) del Campo Socororo este, estado Anzoátegui, mediante simulación numérica de yacimientos. Trabajo Especial de Grado, Inédito. Universidad Central de Venezuela, Caracas.

2. Arria G., Víctor E. y Colmenares D., Ricardo A. (2006) Simulación numérica de los yacimientos de la arena U2U del Campo Socororo Este, del Estado Anzoátegui. Trabajo Especial de Grado, Inédito. Universidad Central de Venezuela, Caracas.

3. Barberii, E. y Essenfeld, M. (2001). Yacimientos de hidrocarburos**.** Fondo Editorial del Centro Internacional de Educación y Desarrollo FONCIED. Caracas.

4. Core laboratorios Venezuela S.A. (1995). Estudio de las propiedades avanzadas de la roca para CORPOVEN S.A. pozo 21-B-55. Formación Oficina- Merecure, campo Budare Venezuela**.** Puerto La Cruz: Core laboratorios Venezuela S.A.

5. Craft, B. C. y Hawkins, M. F. Jr. (1959). Applied petroleum reservoir engineerin**g.** Prentice-Hall. Englewood Cliffs. 431 p.

6. Gutiérrez, Luis F. (1992) Finanzas prácticas para países en desarrollo. Editorial Norma. Bogota Colombia.

7. Manganelli, Domingo y Pérez, Johanna (2006) Ubicación, diseño y planificación de un pozo horizontal U2M,L del campo Socororo Este del Edo. Anzoátegui. Trabajo Especial de Grado, Inédito. Universidad Central de Venezuela, Caracas.

8. Mattax y Dalton. (1990). Reservoir Simulation. Monografía SPE. Vol. 13.

9. McCain, W. D. Jr. (1990). The properties of petroleum fluids. Segunda edición, Tulsa Oklahoma: Penn Well Publishing company.

10. Melnick, Julio. (1958). Manual de proyectos de desarrollo económico. Editorial Naciones Unidas. México.

11. Mendoza, O. y Piña, S. (2002). Generación de una correlación empírica para estimar las propiedades PVT de los fluidos del Área Mayor de Socororo**.** Trabajo especial de grado. Universidad Central de Venezuela, Caracas.

12. Nousg. Group. (2005) Servicios de Ingenieria de Yacimientos**.** Disponible: http://nousg.com/pdf/ingenieria_petro.pdf (Consulta: 2006, abril 1)

13. Paris de Ferrer, M. (2001). Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos**.** Segunda edición, Maracaibo. Ediciones Astro Data S.A. 390 p.

14. Pérez, Palacio (1975) Balance de materiales y prediccion de yacimientos. Universidad Nacional de Colombia. Medellin Colombia.

15. PETROUCV S.A. (2005). Informe soporte E-QM. Caracas.

16. PETROUCV S.A. (2005). Modelo petrofísico de los campos Socororo, Cachicamo y Caricari. Caracas.

17. PETROUCV S.A. (2005). PETROUCV. Caracas.

18. Santamaria R., Jorge R. y Siem R., Criseida. (2006) Estimación de la ventana operacional de presión de lodo a partir de registros de pozo, para las formaciones del Campo Socororo, Edo Anzoategui. Trabajo especial de grado, Inédito. Universidad Central de Venezuela, Caracas.

19. Schlumberger. (2004). ECLIPSE reference manual.

20. Schulumberger. (2005). Manual curso Eclipse Blackoil versión 2004 A_1. Caracas: Schulumberger.

21. Schlumberger, GeoQuest. Technical Description 2004A

22. Universidad Central de Venezuela. Escuela de Petróleo. (2002). Manual de Simulación Numérica de Yacimientos. Inédito. Caracas: Pedro, Vaca.

23. Universidad Central de Venezuela. Facultad de ingeniería. Guías de introducción al análisis económico de proyectos. Caracas: Robustiano, Gorgal.

24. Universidad del Zulia (1996). Instituto de investigaciones petroleras. Correlaciones numéricas PVT. Maracaibo: Carlos Bánzer.

ABREVIATURAS

A	Área del yacimiento (acres)
^{o}API	Gravedad API del petróleo
β_g	Factor Volumétrico del Gas (PCY/PCN)
β_o	Factor volumétrico del petróleo (BY/BN)
β_w	Factor volumétrico del agua (BY/BN)
Ed_2	Eficiencia de desplazamiento en el núcleo
Ed_3	Eficiencia de desplazamiento del yacimiento
Fig	Figura
h	Altura del yacimiento (pies).
i	Tasa de descuento (%)
M	Peso molecular del gas (= 28,96 γ_g), (lb/lb-mol)
N	Vida contable del bien (Bs.)
n	Horizonte económico (años)
Np	Petróleo total producido (BN)
p	Presión (lpca)
p_b	Presión de Burbujeo (lpc)
pbp	Precio del petróleo (Bs/BN)
P_c	Presión capilar (lpc)
pob	Precio operativo del barril (Bs/BN)
p_{pc}	Presión Pseudo Crítica (lpca)
p_{pr}	Presión Pseudo Reducida (adimensional)
$prof$	Profundidad (pies)
Pwf	Presión de fondo fluyente (lpca)
Qg	Tasa de gas (MPCN/D)
Qo	Tasa de petróleo (BN/D)
Qw	Tasa de agua (BN/D)
Rs	Gas en solución a la presión del yacimiento (PCN/BN)

Rsb	Gas en solución a presión de burbujeo (PCN/BN)
Sg^1	Saturación de gas normalizada
Sg_2	Saturación de gas proveniente del núcleo
Sg_3	Saturación de gas del yacimiento
Sor_2	Saturación de petróleo residual del núcleo
Sor_3	Saturación de petróleo residual del yacimiento
$Sorg_2$	Saturación de petróleo residual del núcleo
$Sorg_3$	Saturación de petróleo residual del yacimiento
Sw	Saturación de agua (fracción)
Sw^1	Saturación de agua normalizada
Sw_2	Saturación de agua proveniente del núcleo
Sw_3	Saturación de agua del yacimiento
Swc_2	Saturación de agua connata del núcleo
Swc_3	Saturación de agua connata del yacimiento
T	Temperatura (ºF, ºR)
T_{pc}	Temperatura Pseudo Crítica (°R)
T_{pr}	Temperatura Pseudo Reducida (adimensional)
Vf	Valor final de la inversión (Bs.)
VM	Valor mercantil ($/BN)
Vo	Valor inicial de la inversión (Bs.)
Y	Función Y
z	Factor de compresibilidad del gas (adimensional)
γ_g	*G*ravedad específica del gas (adimensional)
γ_o	Gravedad específica del petróleo (adimensional)
μ_g	Viscosidad del gas a p y T (cP)
μ_{od}	Viscosidad de crudo muerto (cP)
ρ_g	Densidad del gas (gr/cc)
Φ	Porosidad (fracción).

GLOSARIO

Compresibilidad efectiva (Ce): es el cambio en volumen poroso de la roca por unidad de volumen poroso por unidad de presión diferencial en el interior de los poros.

Condiciones normales o estándar: se refiere a determinadas condiciones base de presión y temperatura a la que se acostumbra a medir los fluidos producidos de un yacimiento. Las condiciones mas usadas son 14,7 lpc y 60 ºF.

Factor de compresibilidad (C): es el cambio en volumen por unidad de volumen (cambio fraccional en volumen) por unidad de presión diferencial (Co, Cw, Cr).

Factor de recobro: es el porcentaje de petróleo ordinalmente en sitio (POES) o gas original en sitio (GOES) que puede recuperarse. Se expresa en porcentaje.

Factor volumétrico de formación (β): es la relación existente entre un fluido a condiciones del yacimiento y a condiciones superficiales.

Factor volumétrico del gas (βg): representa el volumen de gas libre, a presión y temperatura del yacimiento, por unidad volumétrica de gas libre, a condiciones normales. Generalmente se expresa en barriles de yacimiento por pie cúbico de gas a condiciones normales (BY/PCN).

Factor volumétrico del petróleo (βo): representa el volumen de petróleo saturado con gas, a la presión y temperatura del yacimiento, por unidad volumétrica de petróleo a condiciones normales. Se expresa generalmente en barriles en el yacimiento por barril a condiciones normales (BY/BN).

Gravedad API: es la densidad o medida de densidad usada para petróleos líquidos. Es expresada en grados, entre más alta sea la gravedad API más liviano será el fluido.

Net to Gross: es la relación que existe entre la arena neta y la arena neta petrolífera.

Permeabilidad (K): se refiere a la conectividad que existe entre los poros que permiten el flujo de fluidos a través de la roca. Se mide en unidades de Darcys.

Permeabilidad absoluta: se usa para definir la permeabilidad, siempre que el medio poroso este 100% saturado con un solo fluido.

Permeabilidad efectiva: cuando hay mas de 2 fluidos presentes en la roca, la permeabilidad de la roca al fluido fluyendo se llama permeabilidad efectiva (Ko, Kg, Kw), la suma de las permeabilidades efectivas siempre será menos que la absoluta.

Permeabilidad relativa: es la relación de la permeabilidad efectiva de una fase durante flujo multifásica a la permeabilidad relativa de cada fase. (Kro, Krg, Krw).

Porosidad: es el espacio abierto dentro de la estructura de una roca., y se expresa como un porcentaje del espacio poroso del volumen total de la roca.

Presión de burbujeo (Pb): es la presión de un sistema en el punto de burbujeo.

Punto de burbujeo: es el estado de equilibrio de un sistema compuesto de petróleo crudo y gas, en el que el petróleo ocupa prácticamente todo el sistema excepto en una cantidad infinitesimal de gas.

Presión capilar: diferencia de presión a través de la interfase que separa dos fluidos inmiscibles.

Saturación (S): es la fracción del espacio poroso ocupado por un fluido (So, Sg, Sw)

Saturación de agua connata: es el agua del mar atrapada en los espacios porosos de los sedimentos durante su deposición y litificación, mucho antes de que el petróleo emigre o migre a la roca de yacimiento.

Saturación crítica: es la mínima saturación de petróleo, agua o gas en el yacimiento que pueden causar que el fluido sea un medio o fase continua y por consiguiente producible.

Solubilidad del gas (Rs): es la cantidad de gas que se encuentra en solución en un petróleo crudo a determinadas condiciones de presión y temperatura. Generalmente se expresa por los pies cúbicos de gas a condiciones normales (PCN) disueltos en un barril de petróleo también a condiciones normales (BN).

Viscosidad (μ): es la resistencia de un fluido a fluir. Entre más grueso y pegajoso el fluido mal alta será su viscosidad. Se mide en centipoise (cp).

Yacimientos saturados: aquellos yacimientos que contienen petróleo saturado (Pyacimiento $\leq$ Pb), por lo que a cualquier disminución de la presión del sistema ocurre desprendimiento de gas del líquido.

p

APÉNDICE A

IMÁGENES

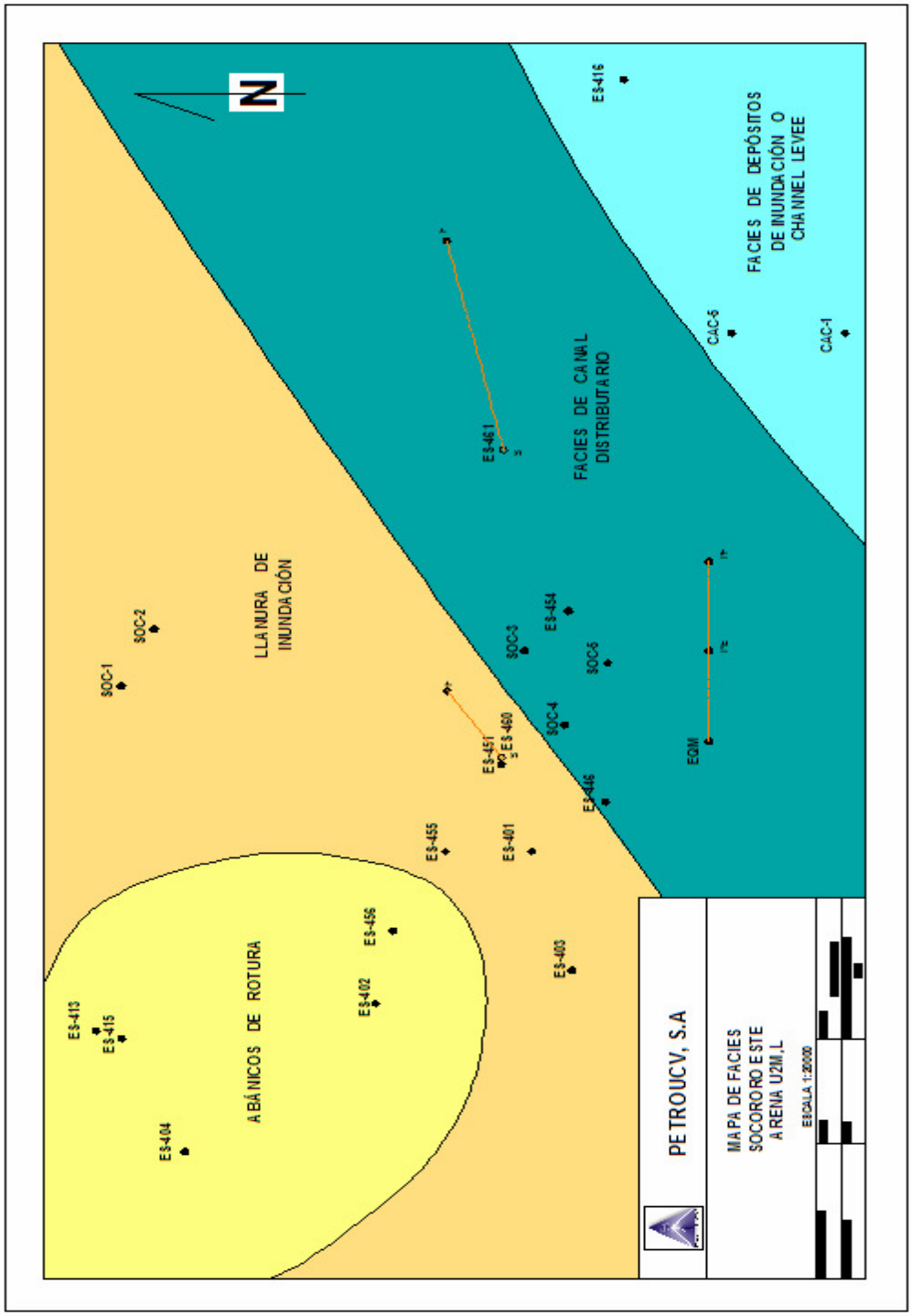

Figura 55. Mapa de facies.

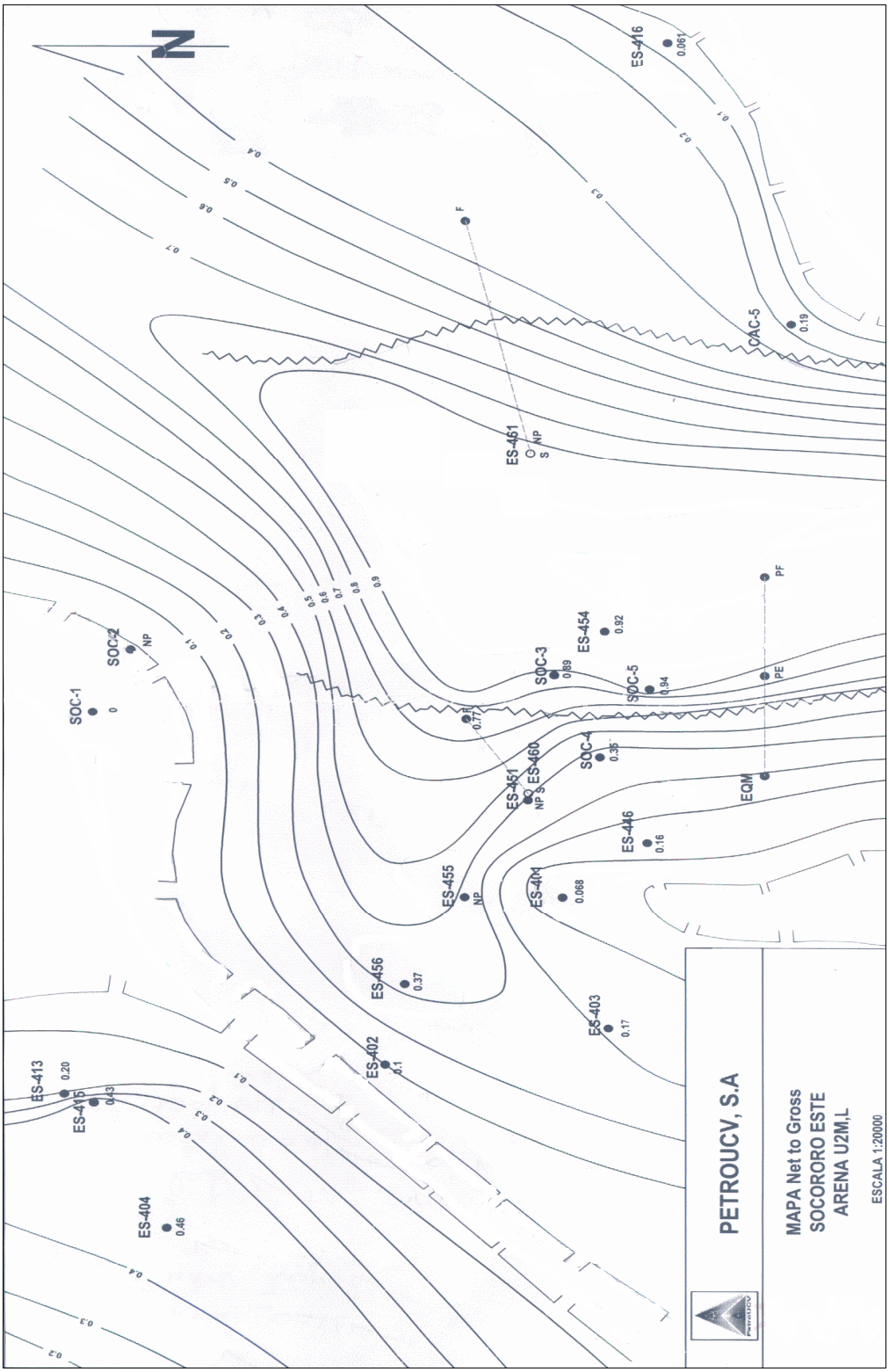

Figura 56. Mapa *Net to Gross* arena U2M,L Socororo Este

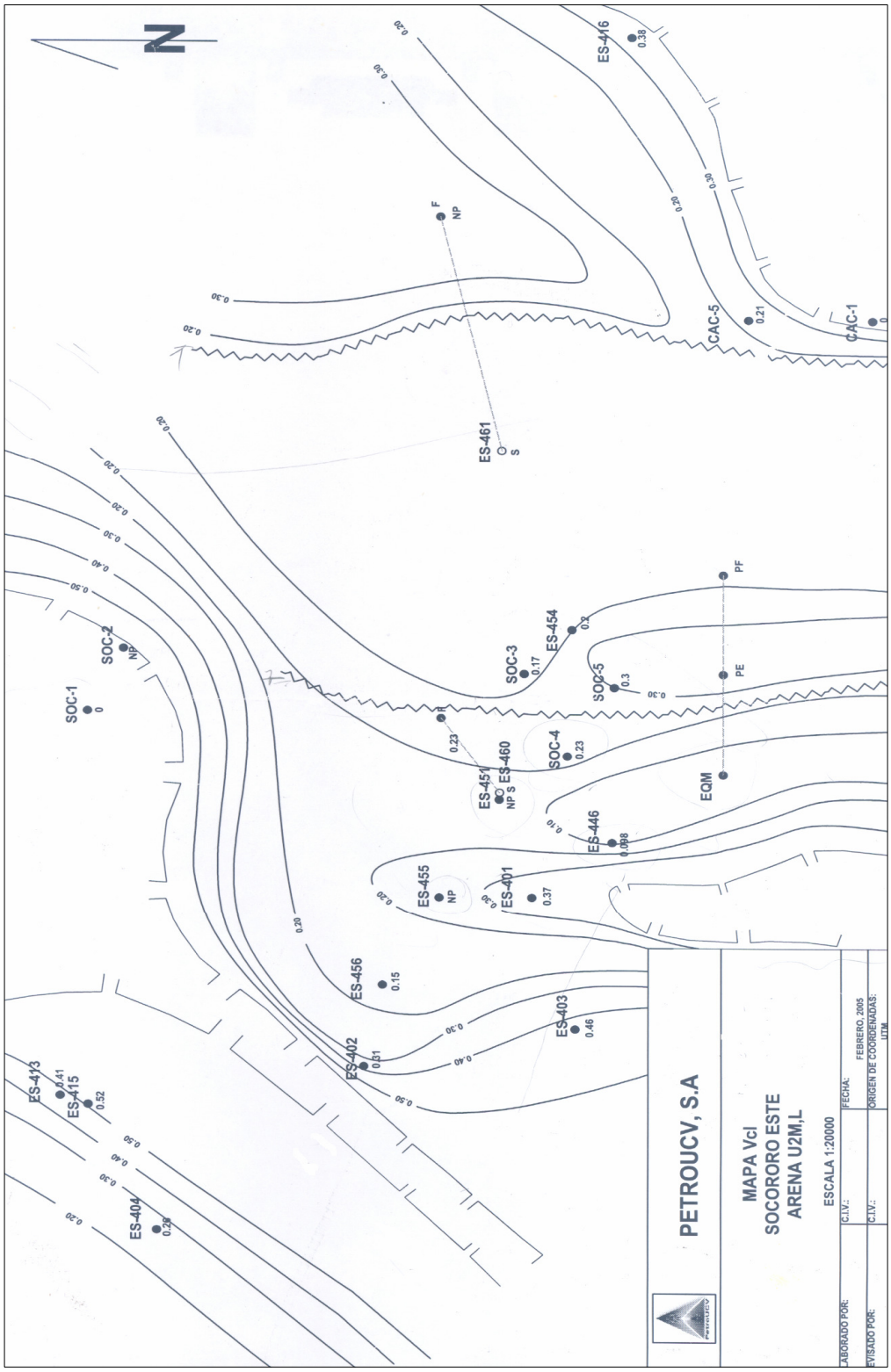

Figura 57. Mapa Relación Arena/Lutita

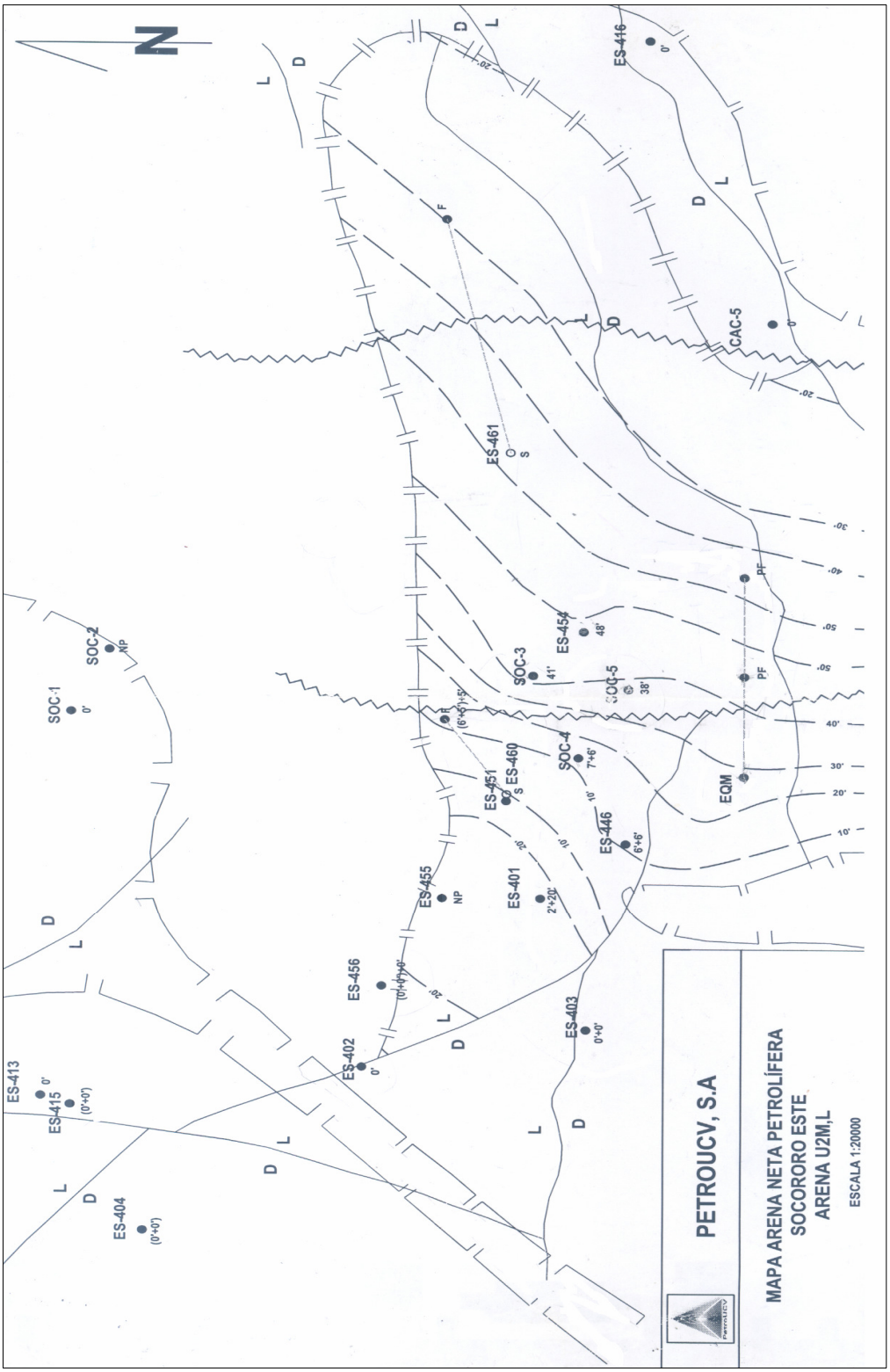

Figura 58. Mapa arena neta, arena U2M,L Socororo Este

Tabla 13. Evaluación petrofísica para los pozos que penetraron la arena **U2M,L** en el campo Socororo Este

Arena U2 M,L Socororo Este

Pozo	Tope	Base	Gross	AN	N/G	ANP	Vsh	PHI	Sw	K (Timur)	BVW	Rt	Observaciones
SOC-1	4673	4690	17	0	0,00	0	0,52	0,14	1,00	26	0,140	3	Agua, arcilloso
SOC-3	4438	4484	46	42	0,91	42	0,12	0,28	0,39	550	0,109	20	Coalecen U2 M,L
SOC-4	4430	4450	20	7	0,35	7	0,22	0,21	0,48	155	0,101	11	Petróleo, alta Sw
SOC-5	4361	4401	40	38	0,95	38	0,18	0,26	0,30	397	0,078	16	Coalecen U2 M,L
ES-401	4460	4482	22	2	0,09	0	0,36	0,20	0,65	125	0,130	7	Agua
ES-402	4472	4492	20	2	0,10	0	0,34	0,20	0,66	125	0,132	7,0	Agua
ES-403	4536	4560	24	6	0,25	0	0,33	0,20	0,66	125	0,132	8,0	Agua
ES-404	4522	4548	26	6+8	0,54	0+0	0,26+0,00	0,23+0,31	0,74+0,55	232+861	0,170+0,171	7+7	Agua
ES-405	4408	4433	25	6	0,24	0	0,38	0,19	1,00	100	0,190	3	Agua
ES-406	4482	4519	37	11	0,30	0	0,18	0,27	0,73	469	0,197	5	Agua
ES-407	4542	4583	41	12	0,29	0	0,09	0,28	0,65	550	0,182	6	Agua
ES-413	4520	4548	28	6	0,21	0	0,25	0,23	0,74	232	0,170	7,0	Agua
ES-415	4516	4545	29	6+7	0,45	0+0	0,20+0,20	0,25+0,25	0,55+0,55	334+334	0,138+0,138	10+10	Agua
ES-439	4319	4366	47	45	0,96	0	0,05	0,29	1,00	642	0,290	4,0	Agua
ES-443	4613	4648	35	0	0,00	0	0,95	-	-	-	-	4,0	Lutita
ES-446	4415	4450	35	6	0,17	6	0,05	0,29	0,48	642	0,139	10,0	Petróleo, alta Sw
ES-454	4398	4450	52	48	0,92	48	0,14	0,27	0,48	469	0,130	11,0	Coalecen U2 M,L
ES-456	4497	4520	23	9	0,39	0	0,10	0,28	0,65	550	0,182	6,0	Agua

SOC-2 ==>No Penetró

ES-451 ==> No Penetró

ES-455 ==> No Penetró

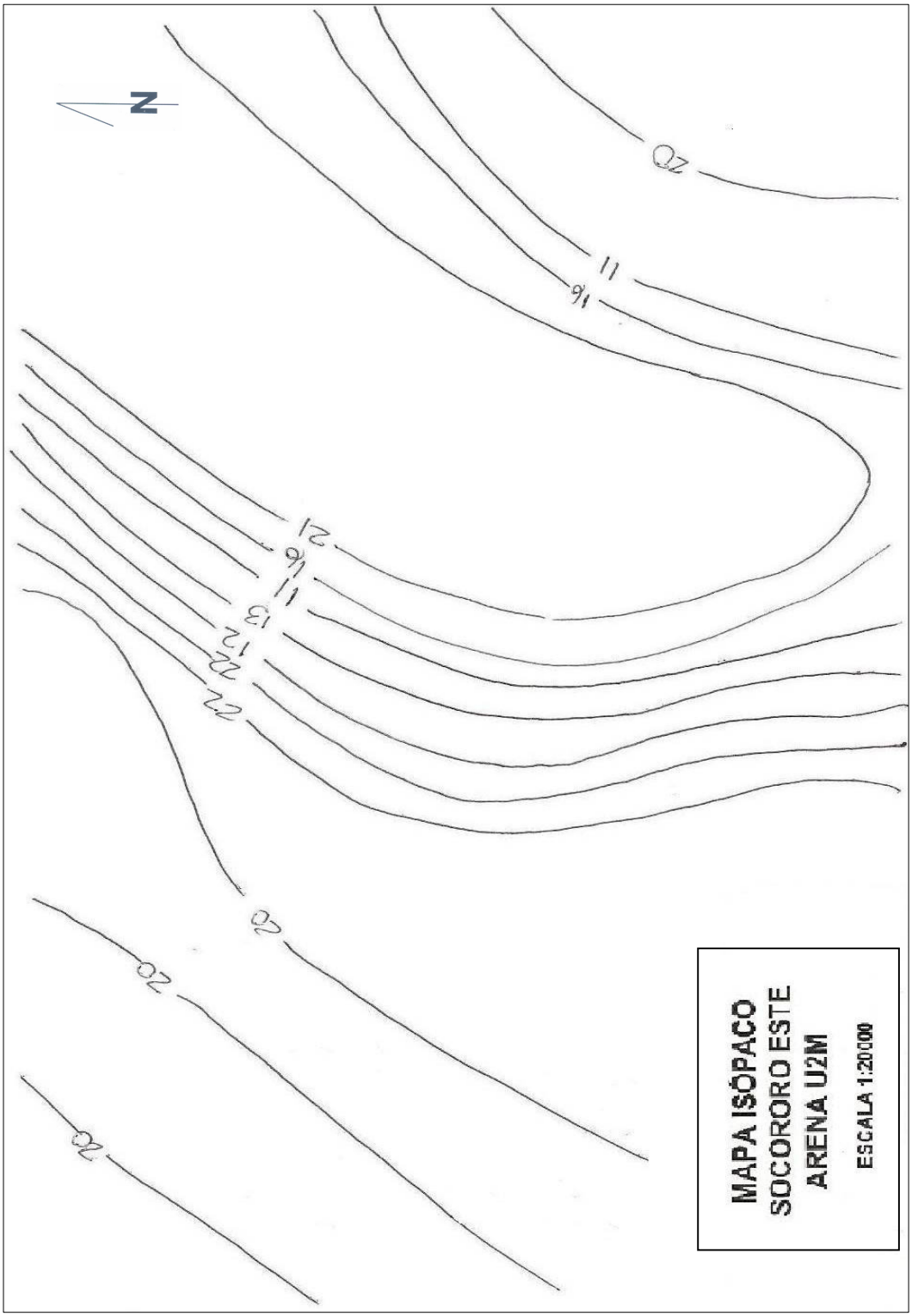

Figura 59. Mapa Isópaco arena U2M Socororo Este

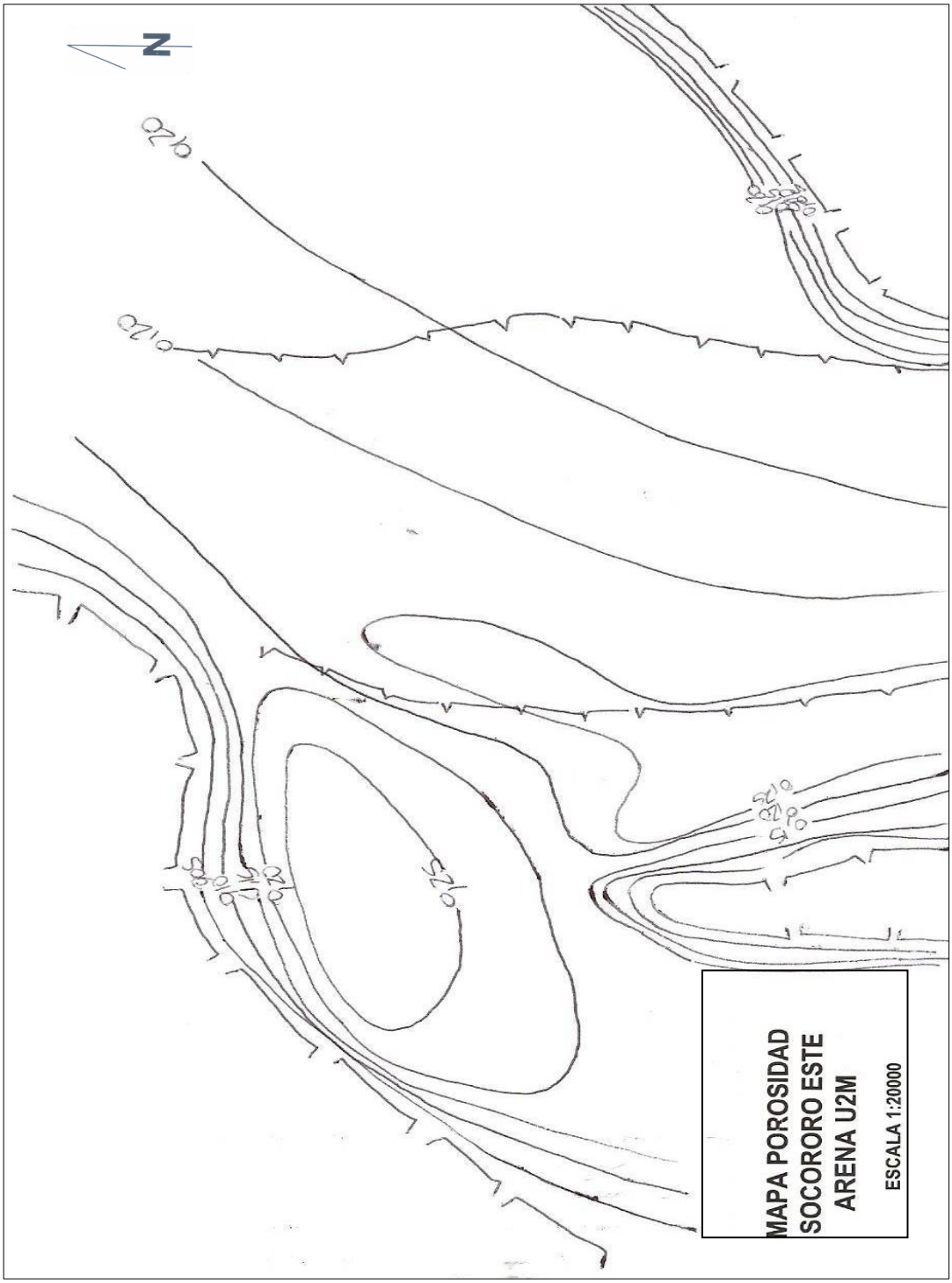

Figura 60. Mapa de Porosidad arena U2M Socororo Este

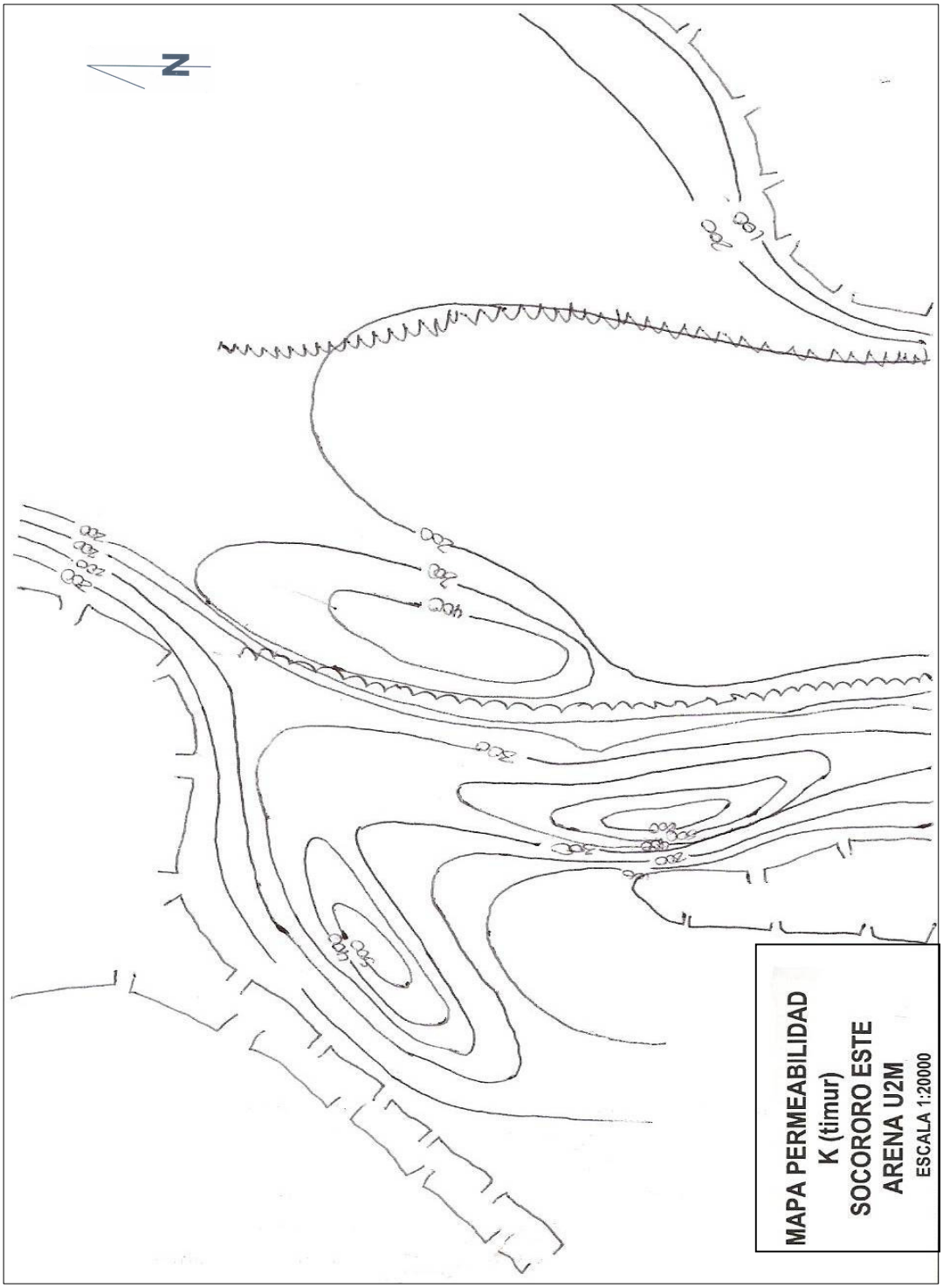

Figura 61. Mapa de Permeabilidad arena U2M Socororo Este

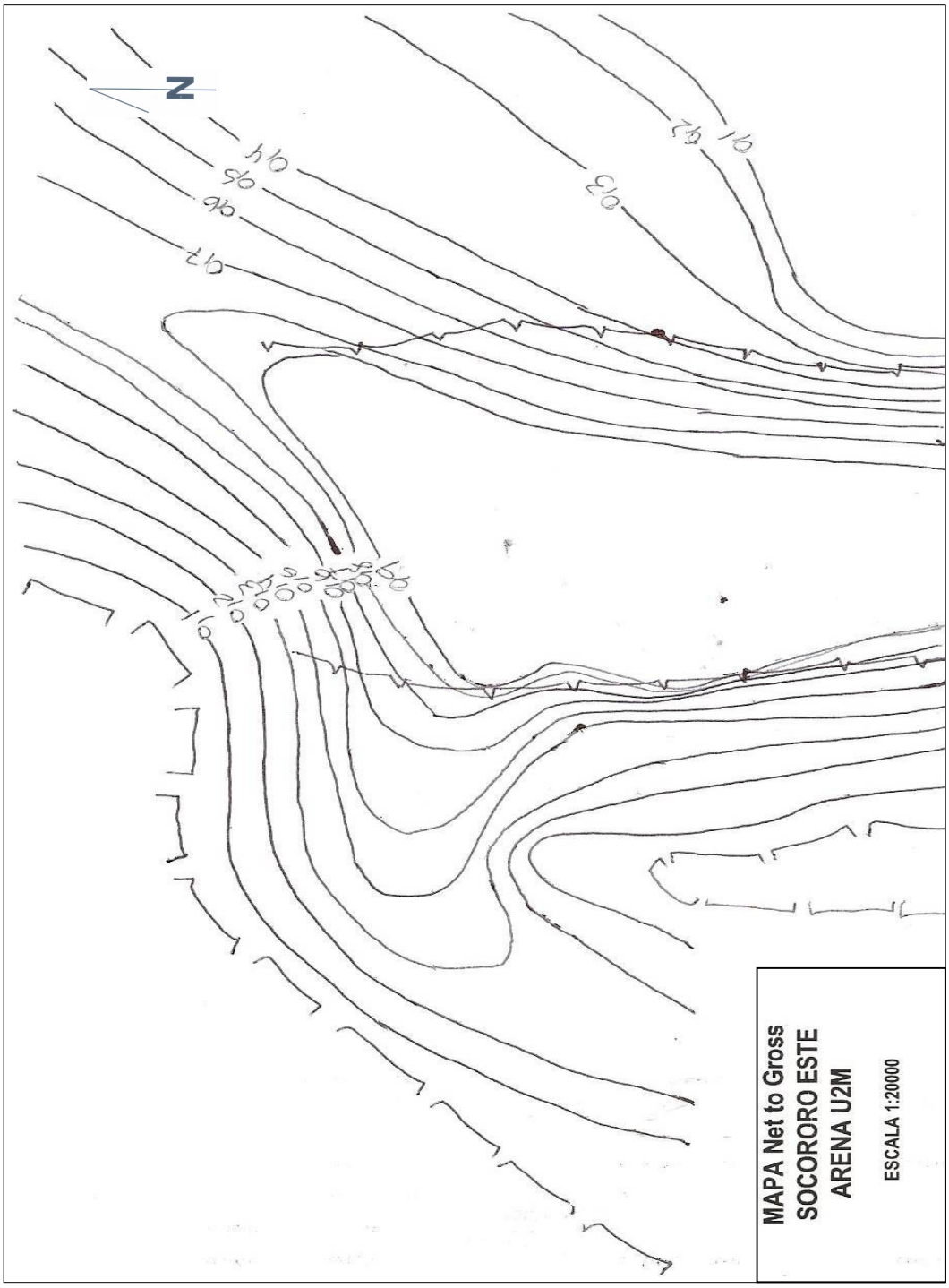

Figura 62. Mapa *Net to Gross* arena U2M Socororo Este

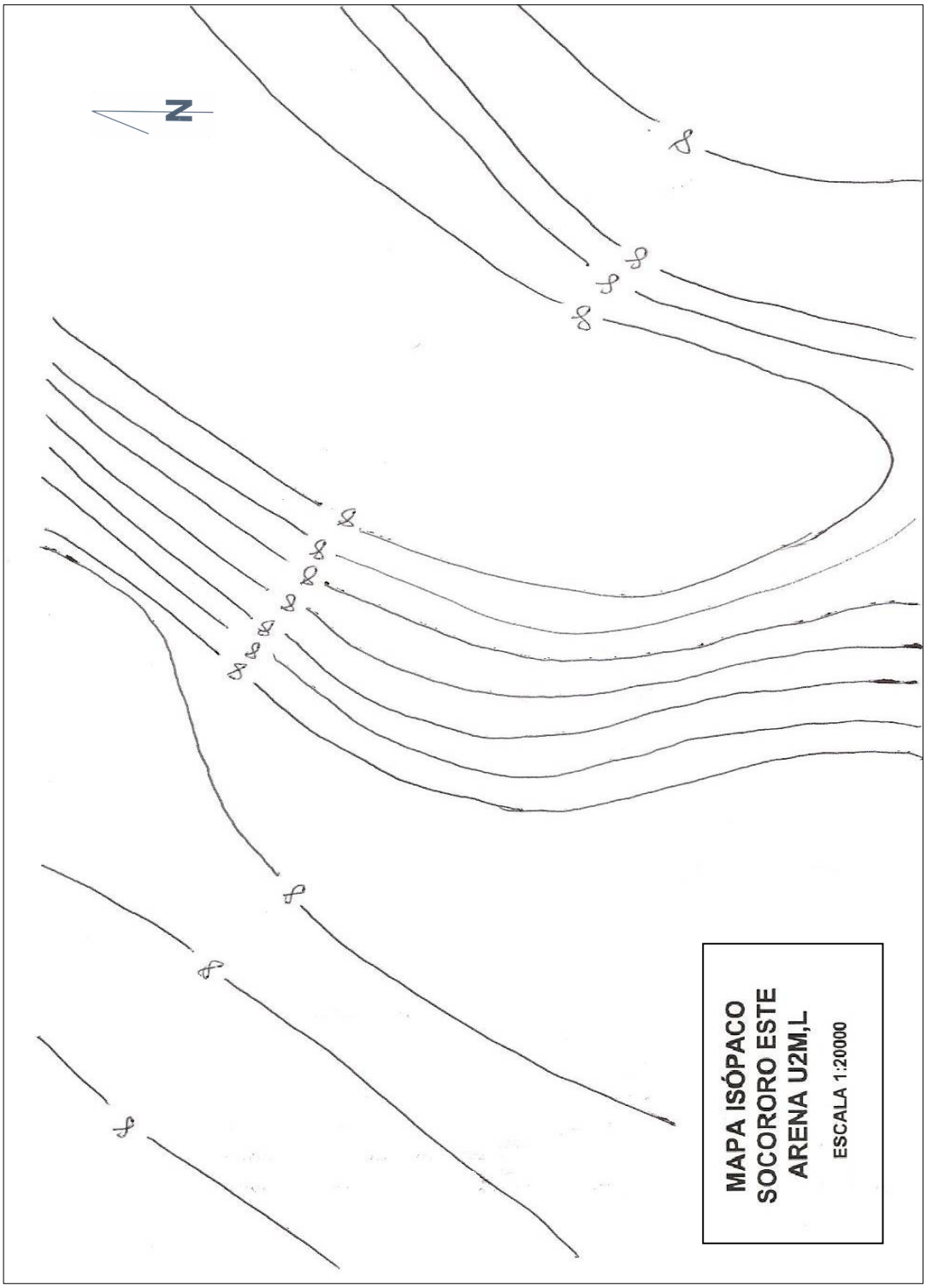

Figura 63. Mapa Isópaco arena U2M,L Socororo Este

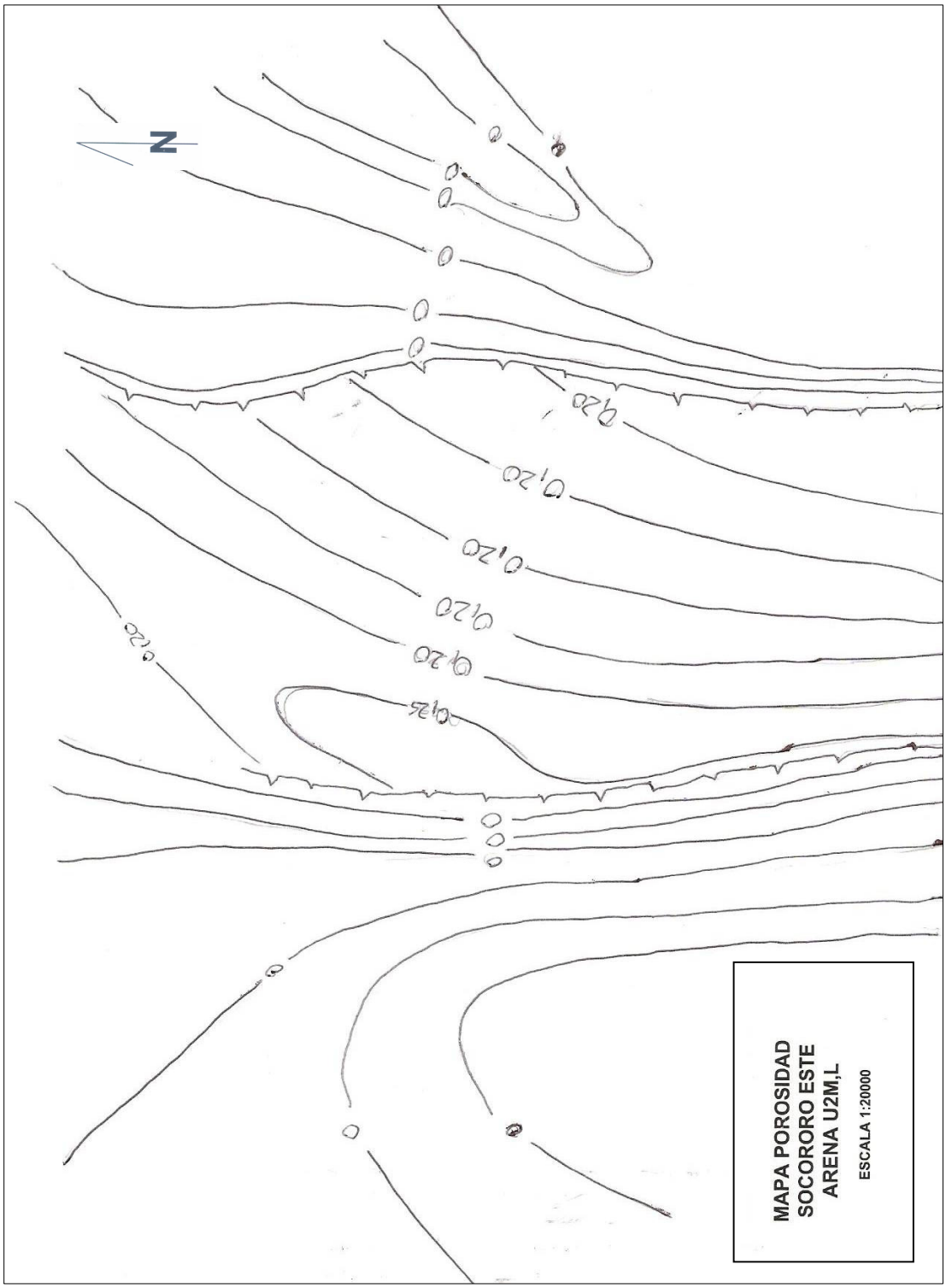

Figura 64. Mapa de Porosidad arena U2M,L Socororo Este

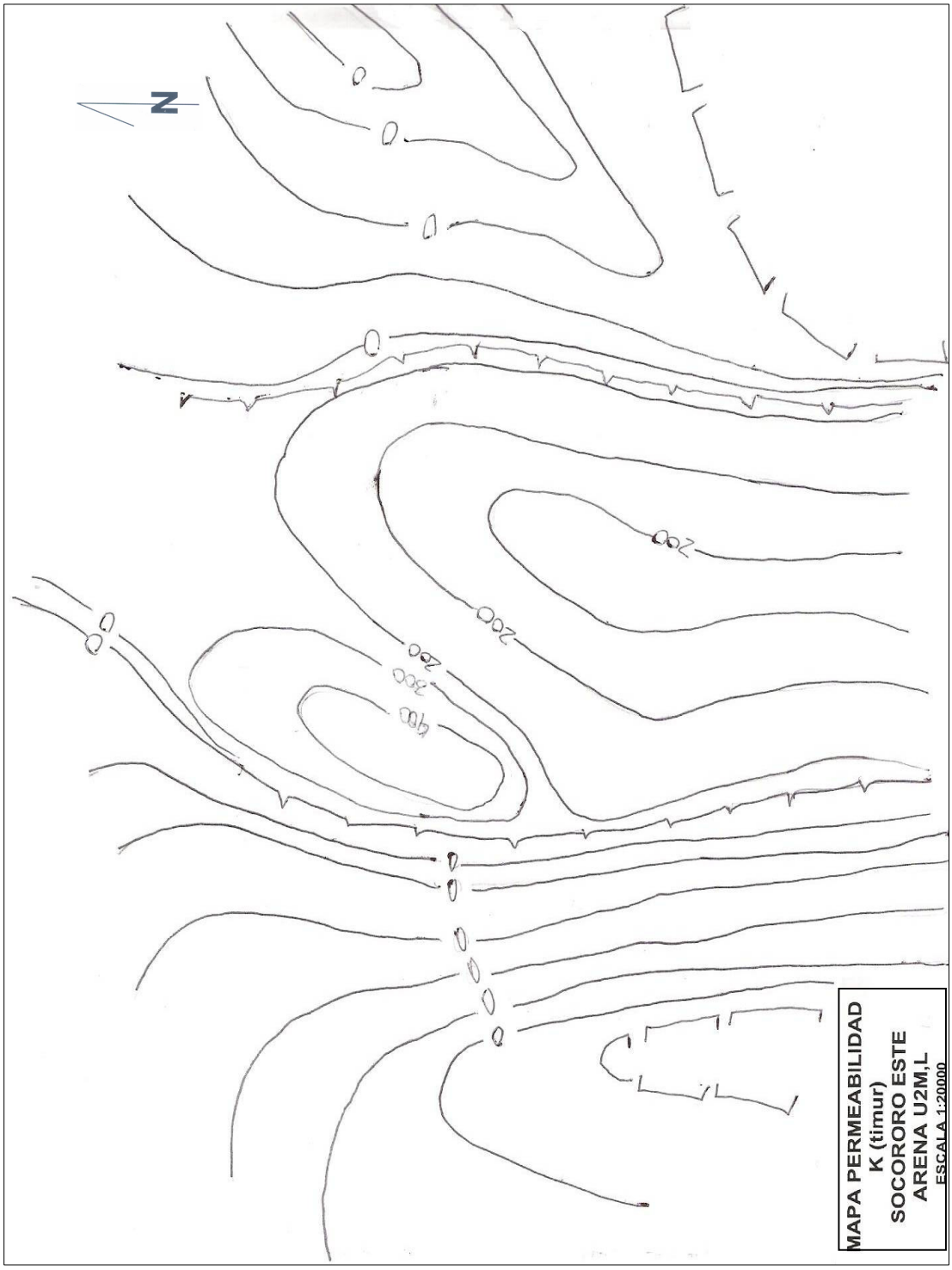

Figura 65. Mapa de Permeabilidad arena U2M,L Socororo Este

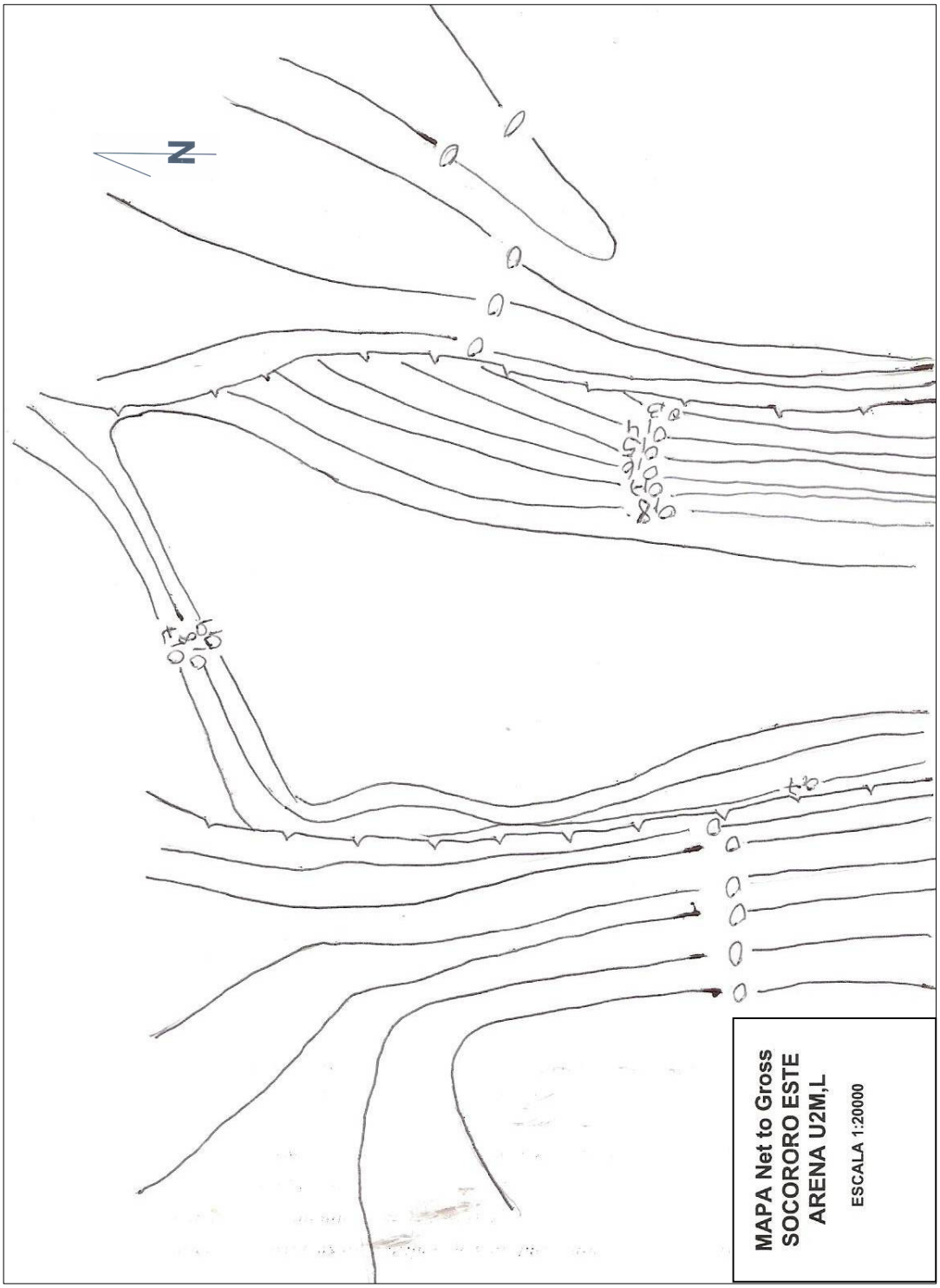

Figura 66. Mapa *Net to Gross* arena U2M,L Socororo Este

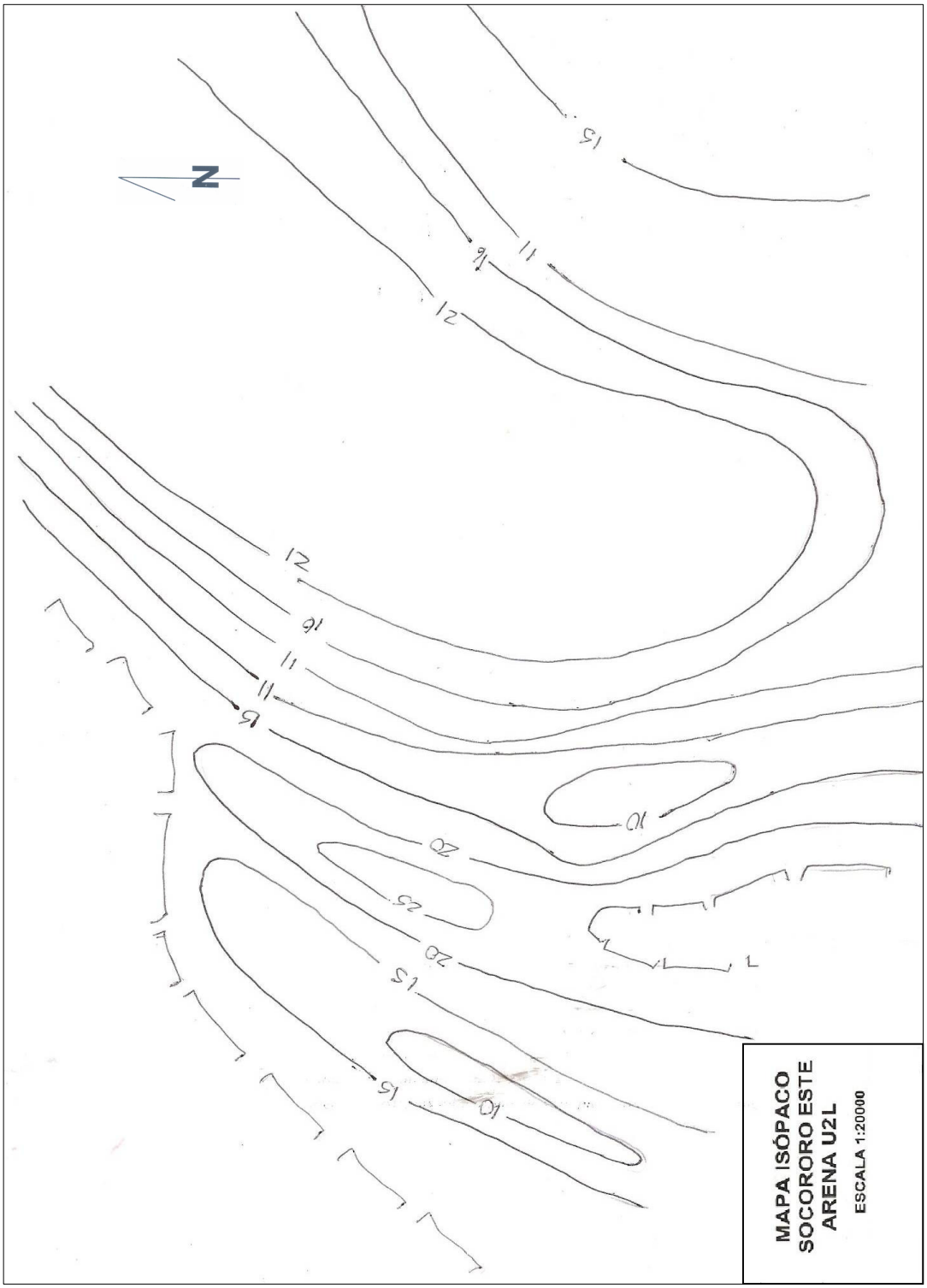

Figura 67. Mapa Isópaco arena U2L Socororo Este

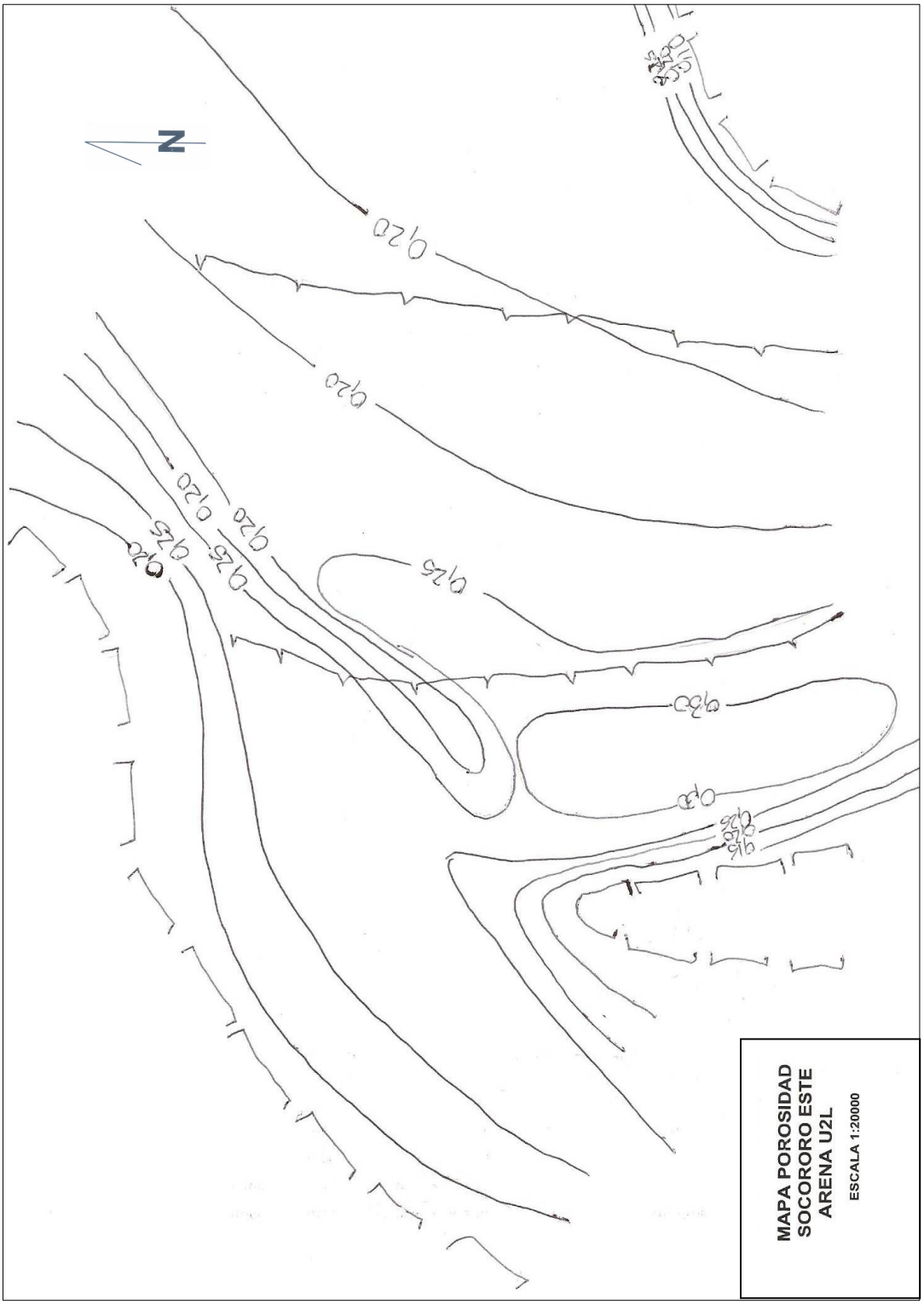

Figura 68. Mapa de Porosidad arena U2L Socororo Este

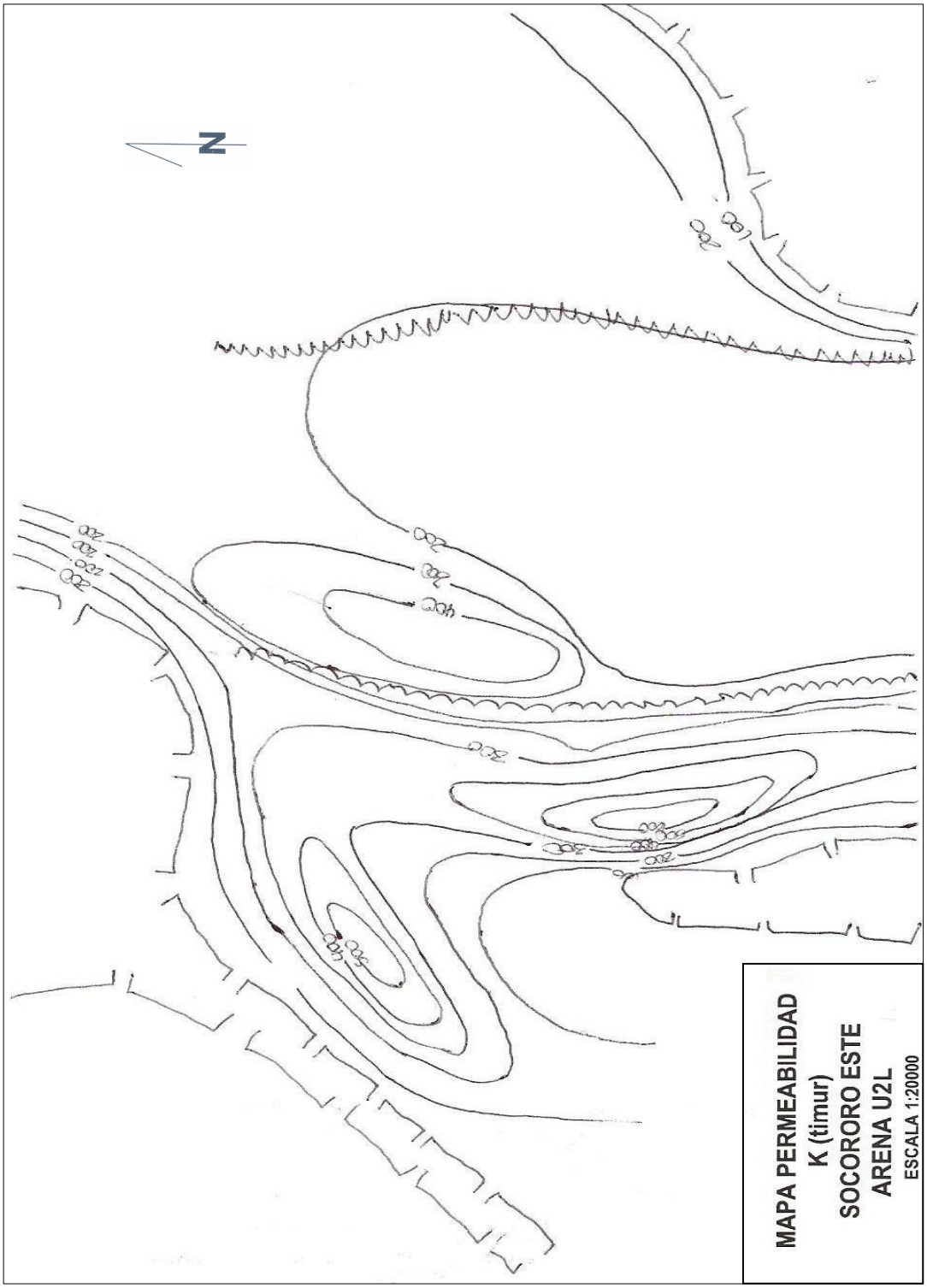

Figura 69. Mapa de Permeabilidad arena U2L Socororo Este

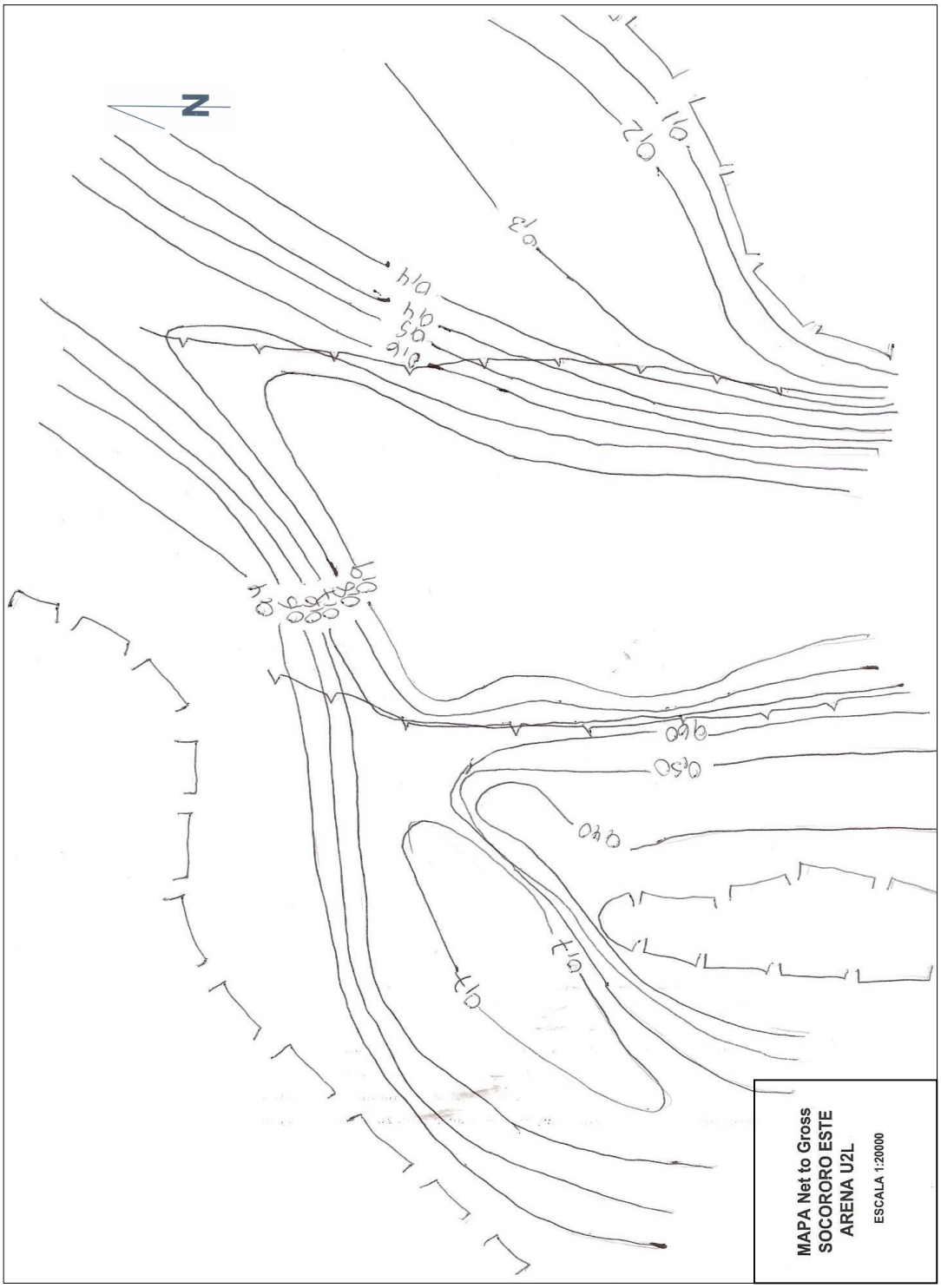

Figura 70. Mapa *Net to Gross* arena U2L Socororo Este

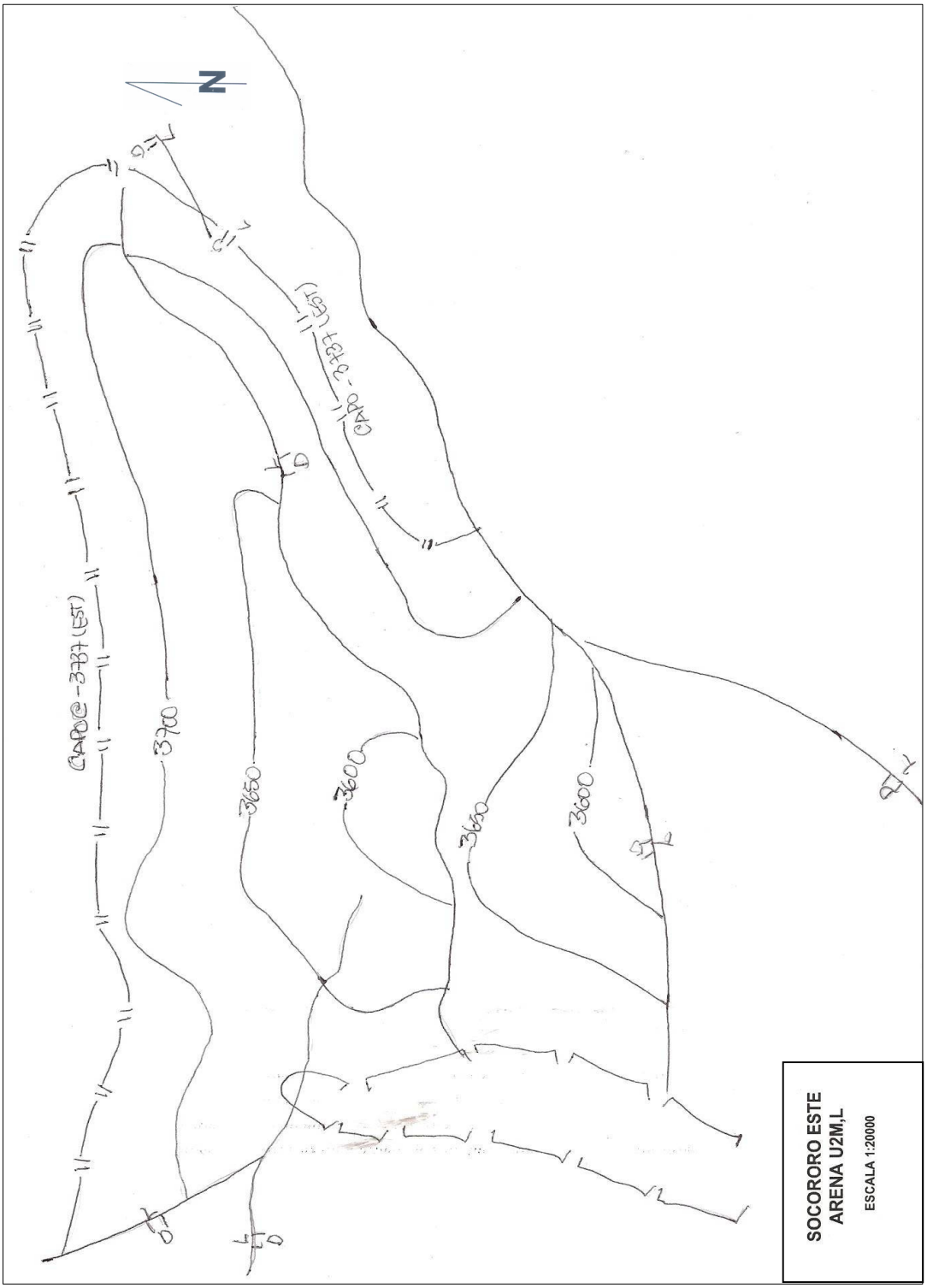

Figura 71. Mapa Estructural arena U2M,L Socororo Este

APÉNDICE B

CÁLCULOS TIPO DE LAS PROPIEDADES PVT DE LOS FLUIDOS DEL YACIMIENTO U2M,L (SOC-5)

Para el desarrollo de las propiedades del PVT del yacimiento U2M,L (SOC-5) se utilizaron las ecuaciones especificadas en la metodología. A continuación se presentan los cálculos tipo realizados:

1. Cálculos tipo de las propiedades PVT para el petróleo

El datum del yacimiento se coloca a 3630 pies.

Presión y temperatura inicial de yacimiento:

$$P_{yac} = \frac{3630 - 279.59}{2.3744} = 1647(lpca)$$

$$T_{yac} = \frac{3630 + 2599.3}{39.57} = 157{,}42(°F)$$

Solubilidad del gas en el petróleo:

$$Y = (0{,}0107 \times 13{,}4) - (-0{,}00008 \times 157) = 0{,}15594$$

$$R_{sb} = 0{,}697\left(\frac{1602 \times 10^{0{,}15594}}{31{,}8568}\right)^{1{,}2656} = 155{,}60(PCN / BN)$$

Factor volumétrico de formación de petróleo

$$\beta_o = 0{,}9529 + 1{,}1417 \times 10^{-4} \times \left(155{,}60 \times \left(\frac{0{,}67}{0{,}9765}\right)^{0{,}8805} + 1{,}7278 \times 157\right)^{1{,}1979} = 1{,}0947(BY / BN)$$

Viscosidad del petróleo muerto

$$\mu_{od} = \left[0{,}32 + \frac{1{,}8\times10^{7}}{13{,}4^{4{,}53}}\right]\cdot\left[\frac{360}{157+200}\right]^{10^{\left(0{,}43+\frac{8{,}33}{13{,}4}\right)}} = 154{,}41\ (cp)$$

2. Cálculos tipo de las propiedades PVT del gas

Temperatura del yacimiento (ºR)

$$T(°R) = 157{,}42 + 460{,}67 = 617°R$$

Temperatura y presión pseudo críticas

$$T_{pc} = 169 + (314\times0{,}67) = 379{,}38(°R)$$

$$P_{pc} = 708{,}75 - (57.5\times0{,}67) = 670{,}225(lpca)$$

Temperatura y presión pseudo reducidas

$$T_{pr} = \frac{617}{379{,}38} = 1{,}626$$

$$P_{pr} = \frac{1647}{670{,}225} = 2{,}457$$

Factor volumétrico de formación del gas

$$\beta_g = 0{,}000502\times\left(\frac{0{,}841\times617}{1647}\right) = 0{,}008906(BY/PCS)$$

Peso molecular del gas

$$M = 28,96 \times 0,67 = 19,403(lb/lb-mol)$$

Densidad del gas

$$\rho_g = 1,4935 \times 10^{-3} \times \left(\frac{1647 \times 19,403}{0,841 \times 617} \right) = 0,09197(gr/cc)$$

Otros parámetros

$$K = \frac{(9,4 + 0,02 \times 19,403) \times 617^{1,5}}{209 + 19 \times 19,403 + 617} = 125,568$$

$$X = 3.5 + \frac{986}{617} + 0,01 \times 19,403 = 5,292$$

$$Y = 2,4 - 0,2 \times 5,292 = 1,3415$$

Viscosidad del gas

$$\mu_g = \frac{125,568 \times e^{\left(5,292 \times 0,09197^{(1,3415)} \right)}}{10^4} = 0,0015575(cp)$$

APÉNDICE C

CÁLCULOS TIPO DE LAS NORMALIZACIÓN DE LAS SATURACIONES DE AGUA Y GAS PARA LAS PERMEABILIDADES RELATIVAS DEL YACIMIENTO U2M,L (SOC-5)

1. Cálculos tipo de la normalización de la saturación de agua

$$S_w{}^1 = \frac{0,279 - 0,224}{1 - 0,224 - 0,13} = 0,08513$$

$$Ed_w = \frac{1 - 0,224 - 0,13}{1 - 0,224} = 0,83247$$

$$Sor_w cy = (1 - 0.24) \times (1 - 0,83247) = 0,127319$$

$$Sw_3 = 0,24 + 0,08513 \times (1 - 0,24 - 0,127319) = 0,293865$$

2. Cálculos tipo de la normalización de la saturación de gas

$$S_g{}^1 = \frac{0,71}{1 - 0,236 - 0,465} = 2,374$$

$$Ed_g = \frac{1 - 0,236 - 0,465}{1 - 0,236} = 0,3913$$

$$Sor_g cy = (1 - 0,24) \times (1 - 0,3913) = 0,46256$$

$$Sg_3 = 2,374 \times (1 - 0,24 - 0,46256) = 0,070628$$

3. Permeabilidades relativas gas – petróleo

Tabla 14. Permeabilidades relativas gas – petróleo

Muestra 93 @ 4458.8 pies Permeabilidad relativa gas - petróleo				
Sg núcleo fracción	**Sg corr fracción**	**Krg fracción**	**Kro fracción**	**Relación Krg/Kro**
0	0	0	1	0
0,71	0,07062827	0,0034	0,385	0,0089
0,92	0,09151832	0,0091	0,29	0,0314
0,106	0,10544502	0,0147	0,227	0,0646
0,121	0,12036649	0,0226	0,18	0,125
0,14	0,13926701	0,0368	0,135	0,273
0,157	0,15617801	0,053	0,105	0,505
0,173	0,17209424	0,0715	0,0823	0,869
0,188	0,18701570	0,093	0,0642	1,45
0,204	0,20293193	0,117	0,0497	2,351
0,218	0,21685864	0,141	0,0389	3,62
0,236	0,23476439	0,171	0,0276	6,21
0,254	0,25267015	0,202	0,0209	9,67
0,275	0,27356020	0,235	0,0135	17,4
0,299	0,29743455	0,265	0,0092	29

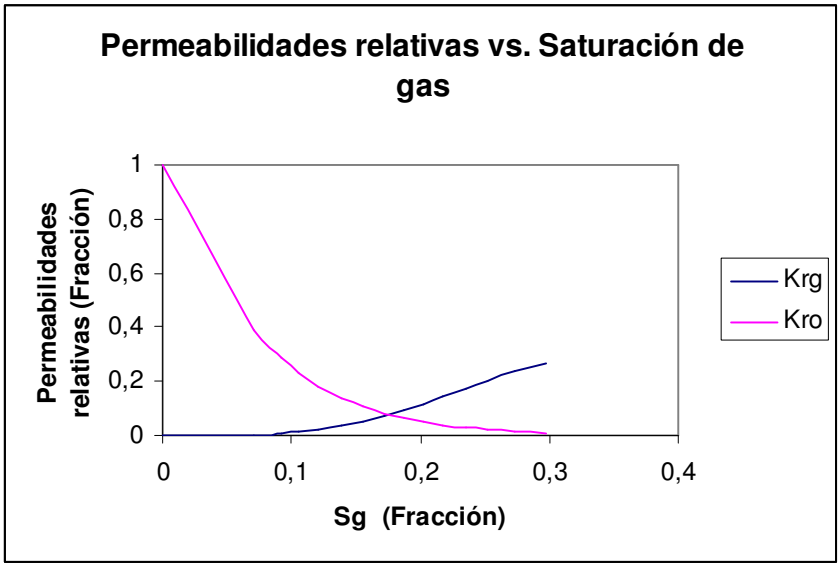

Figura 72. Permeabilidades relativas gas – petróleo

4. Permeabilidades relativas agua – petróleo

Tabla 15. Permeabilidades relativas agua – petróleo

Muestra 78 @ 4348.5 pies Permeabilidad relativa agua - petróleo				
Sw núcleo fracción	**Sw corr fracción**	**Krw fracción**	**Kro fracción**	**Relación Krw/Kro**
0,224	0,24	0	1	0
0,279	0,29386598	0,0341	0,578	0,0591
0,323	0,33695876	0,0544	0,364	0,149
0,367	0,38005155	0,0727	0,231	0,315
0,401	0,41335052	0,0868	0,159	0,544
0,427	0,43881443	0,0979	0,119	0,824
0,449	0,46036082	0,108	0,0911	1,18
0,479	0,48974227	0,121	0,0626	1,94
0,515	0,525	0,14	0,0371	3,77
0,554	0,56319588	0,162	0,0192	8,43
0,588	0,59649485	0,184	0,0091	20,2
0,607	0,61510309	0,198	0,0054	36,5
0,619	0,62685567	0,207	0,0036	57,1
0,627	0,63469072	0,214	0,0027	80,2
0,646	0,65329897	0,235		

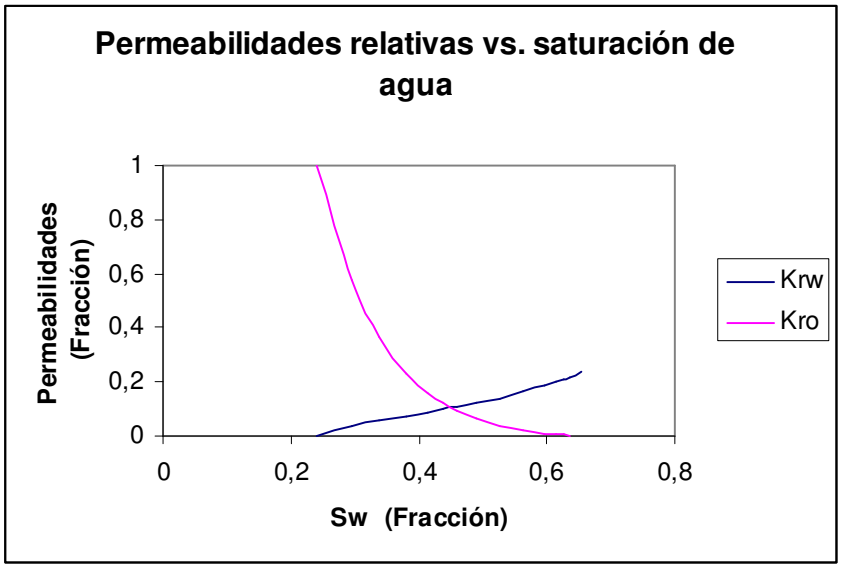

Figura 73. Permeabilidades relativas agua – petróleo

APÉNDICE D
GRÁFICAS DE LOS ESCENARIOS

1. ESCENARIO 2

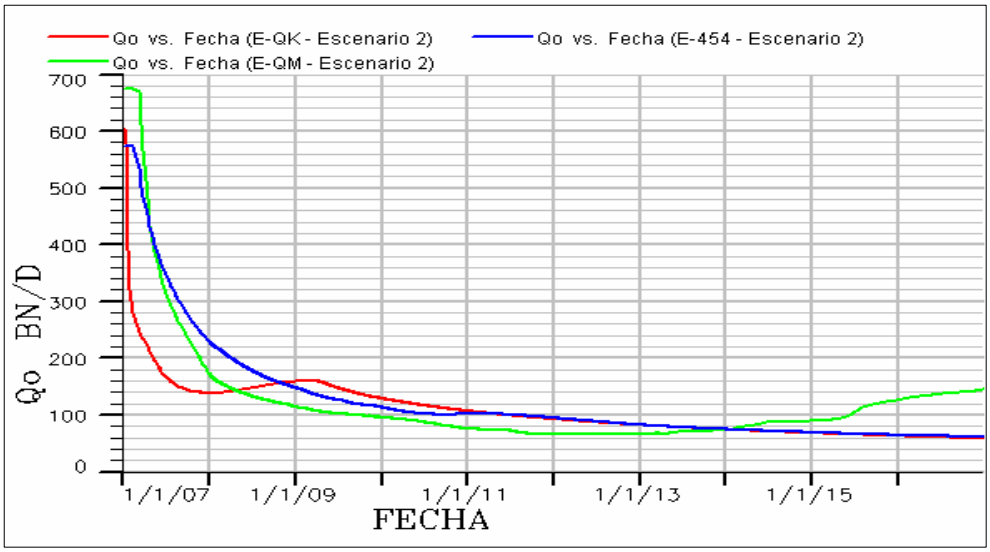

Figura 74. Tasas de los pozos productores (I), escenario 2

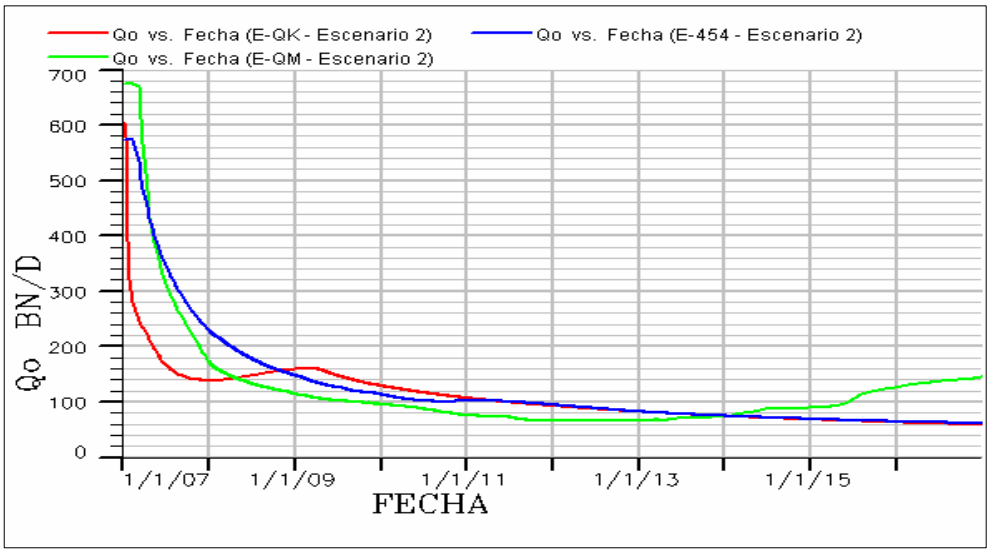

Figura 75. Tasas de los pozos productores (II), escenario 2

2. ESCENARIO 3

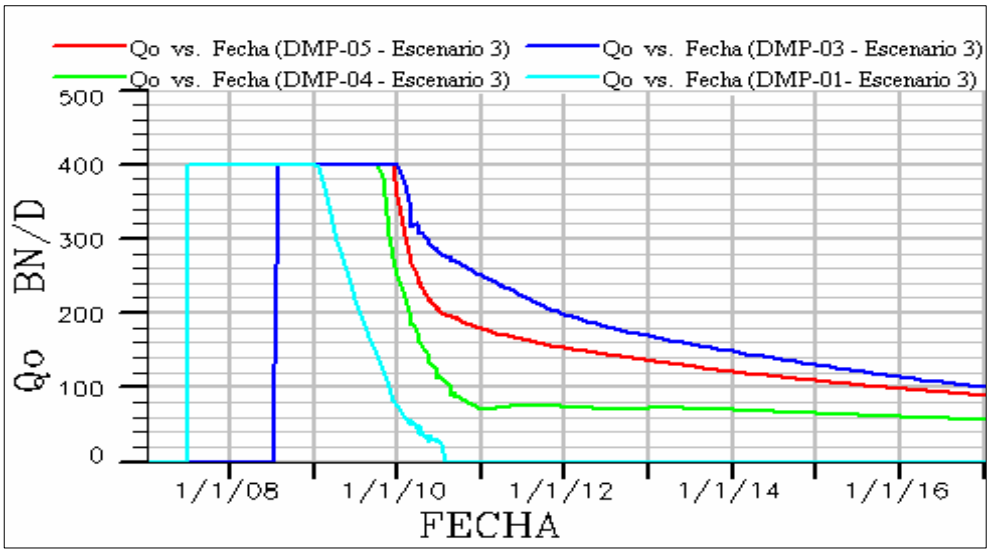

Figura 76. Tasas de los pozos productores (I), escenario 3

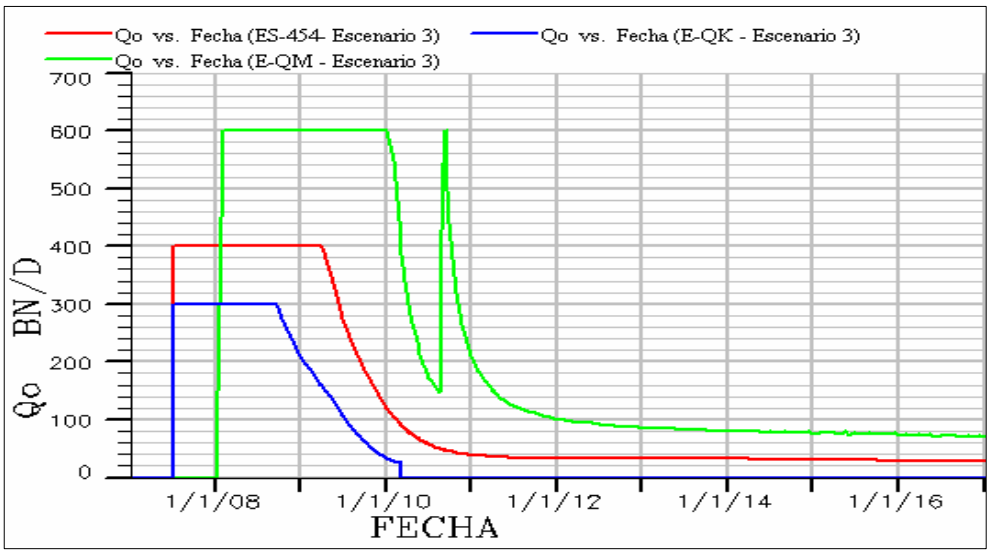

Figura 77. Tasas de los pozos productores (II), escenario 3

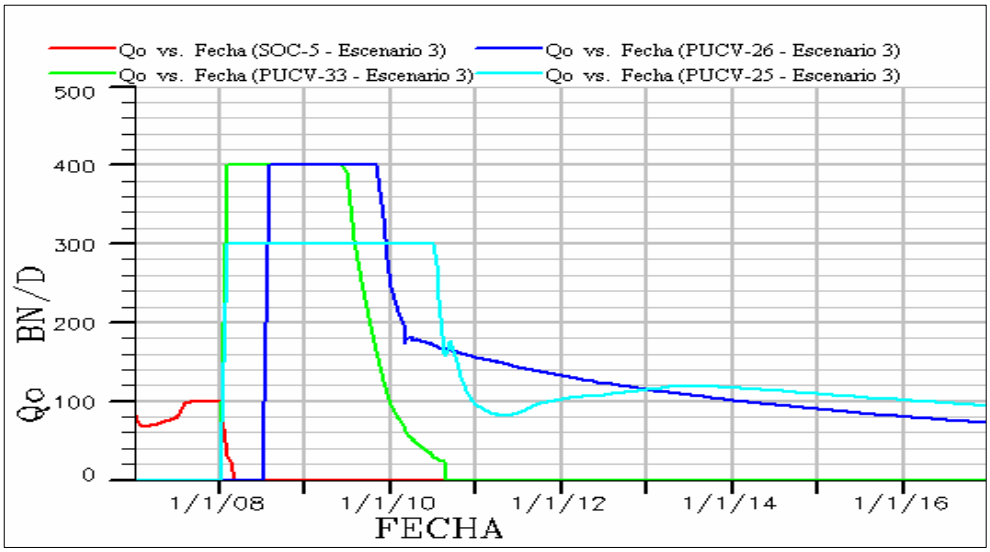

Figura 78. Tasas de los pozos productores (II), escenario 3

3. ESCENARIO 5

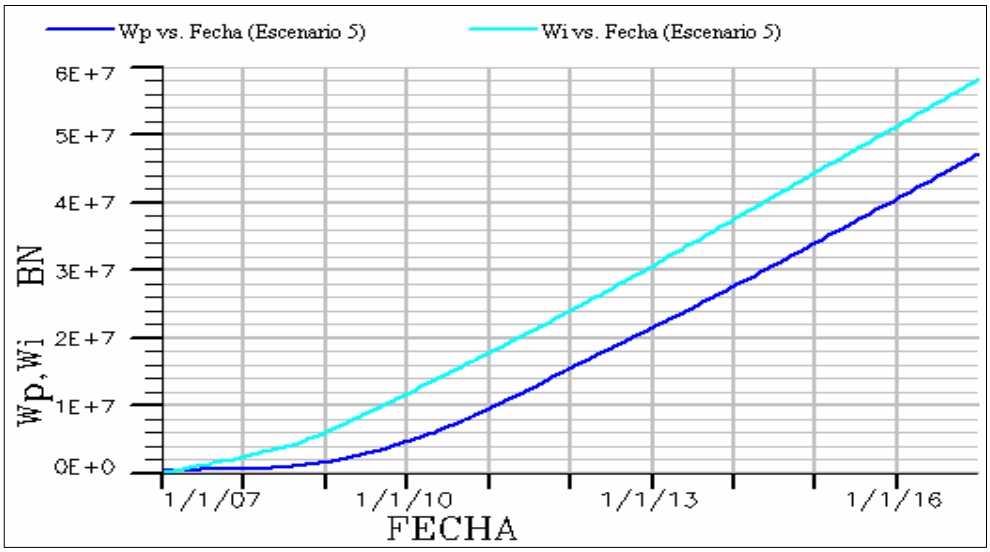

Figura 79. Agua total producida y agua inyectada, escenario 5

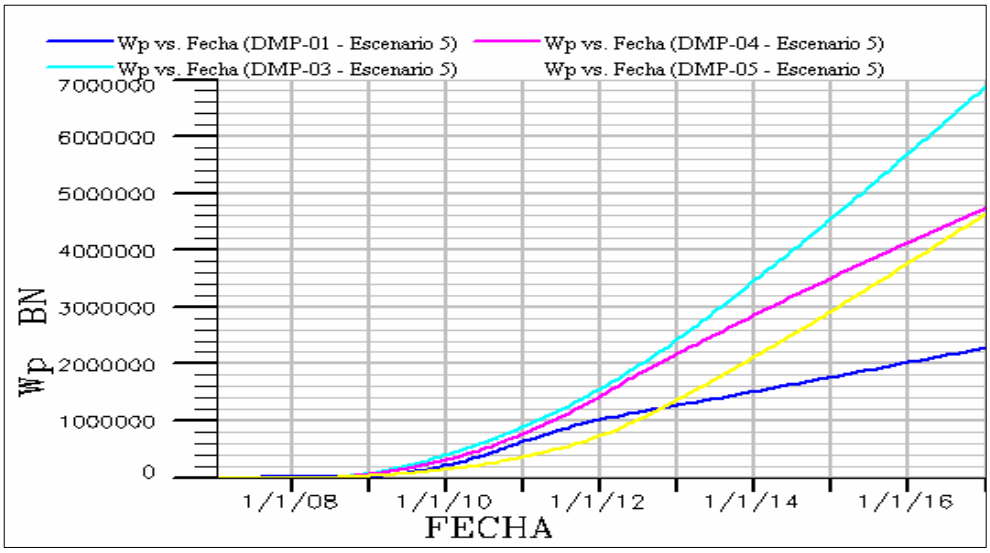

Figura 80. Agua producida por pozo (I), escenario 5

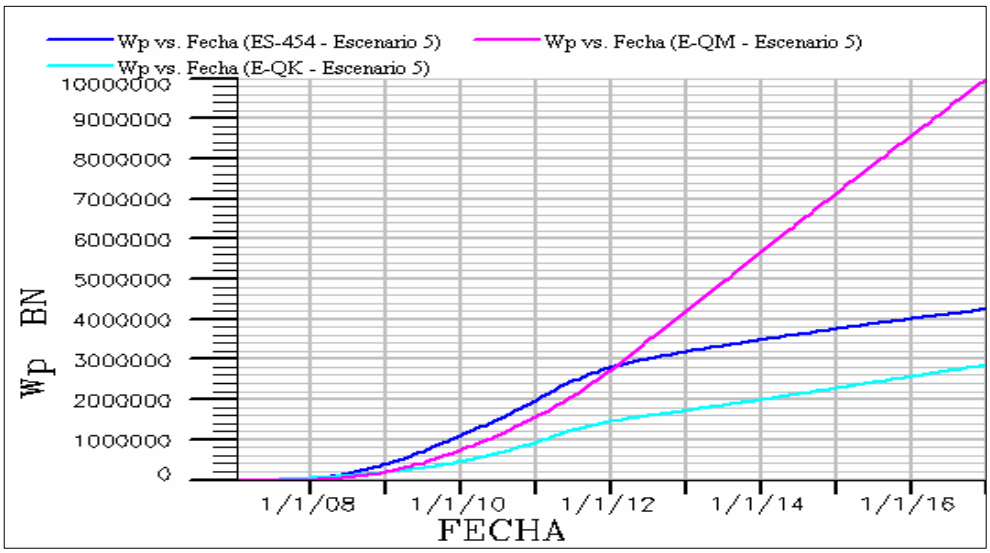

Figura 81. Agua producida por pozo (II), escenario 5

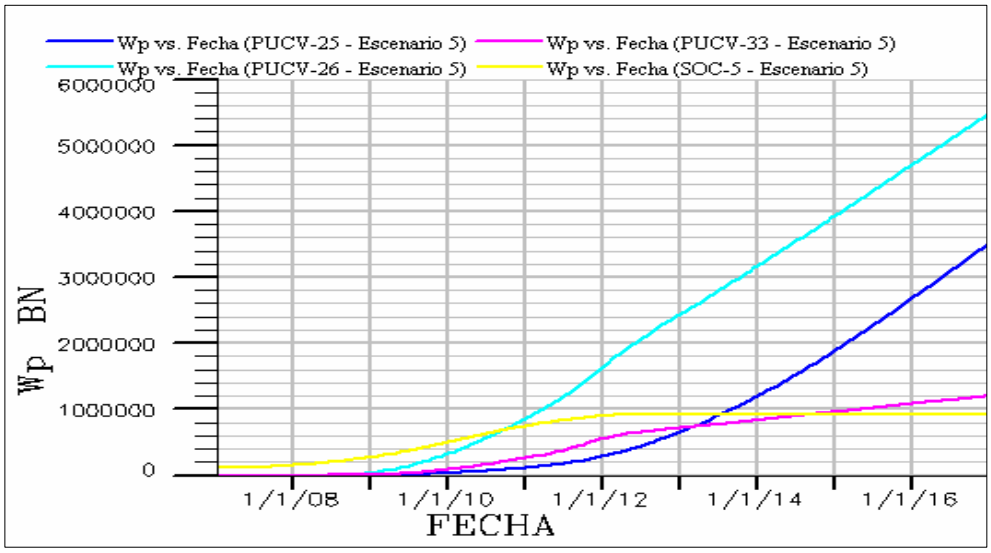

Figura 82. Agua producida por pozo (III), escenario 5

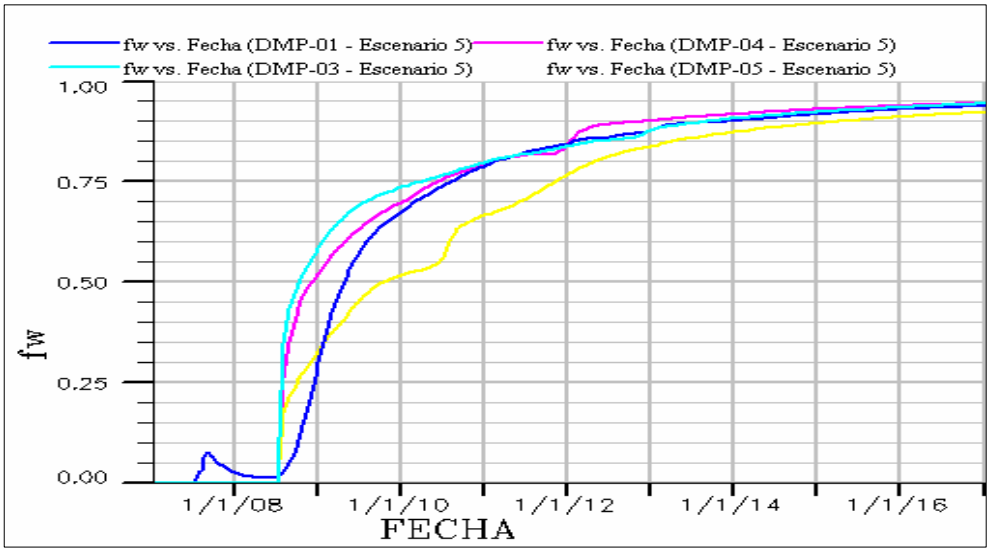

Figura 83. Corte de agua de los pozos productores (I), escenario 5

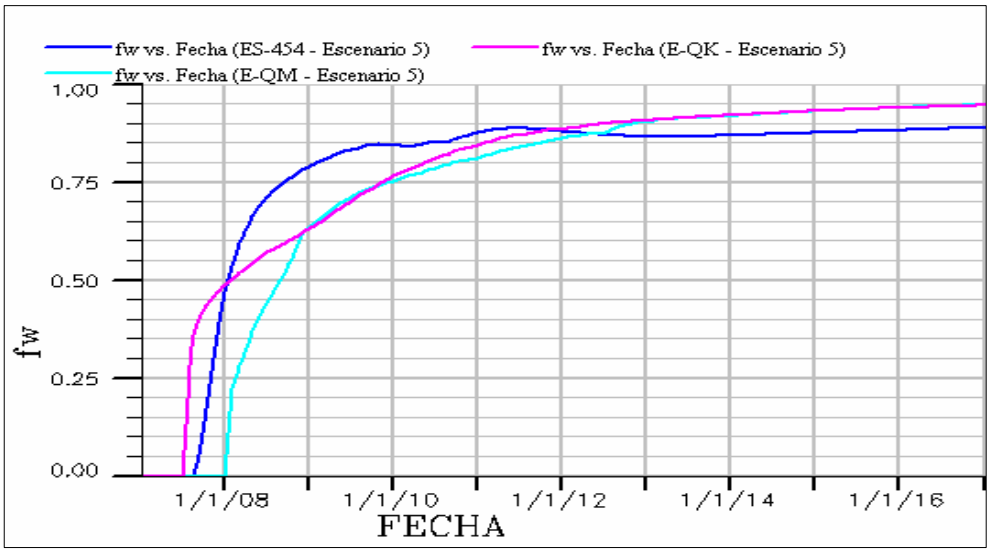

Figura 84. Corte de agua de los pozos productores (II), escenario 5

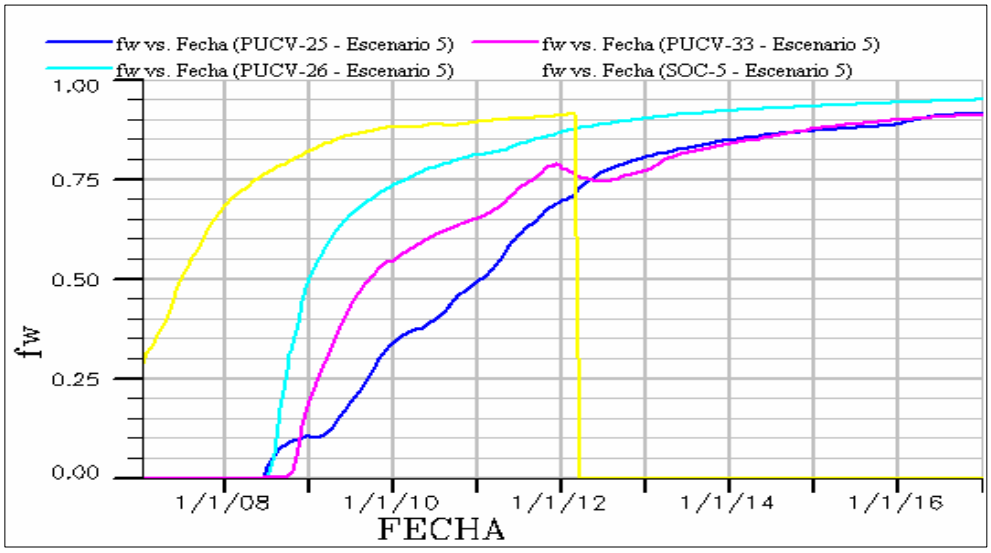

Figura 85. Corte de agua de los pozos productores (III), escenario 5

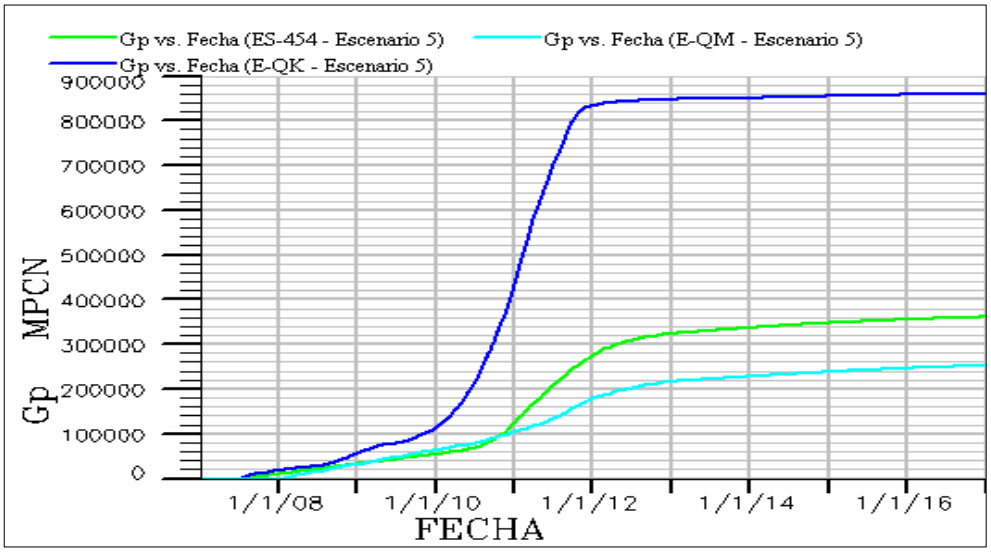

Figura 86. Gas producido de los pozos productores (I), escenario 5

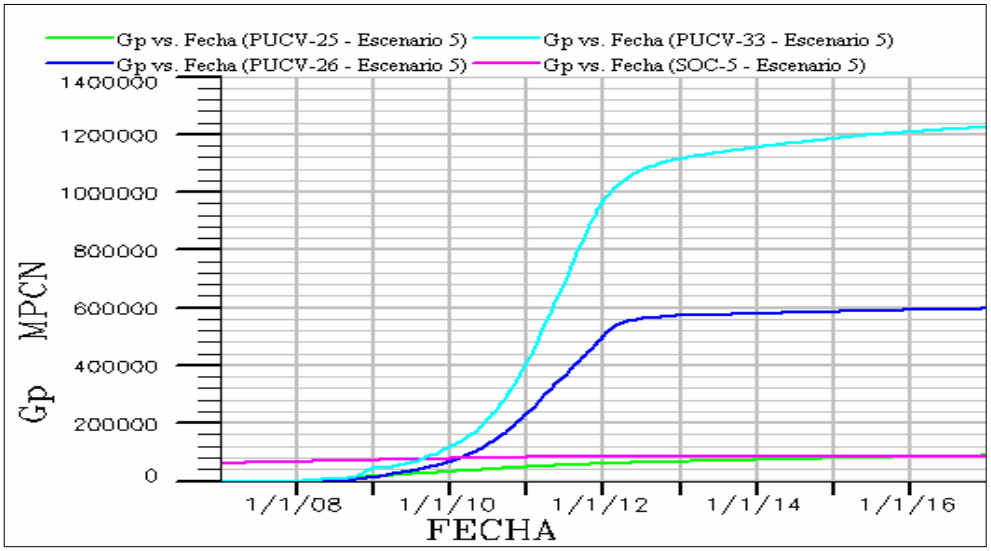

Figura 87. Gas producido de los pozos productores (II), escenario 5

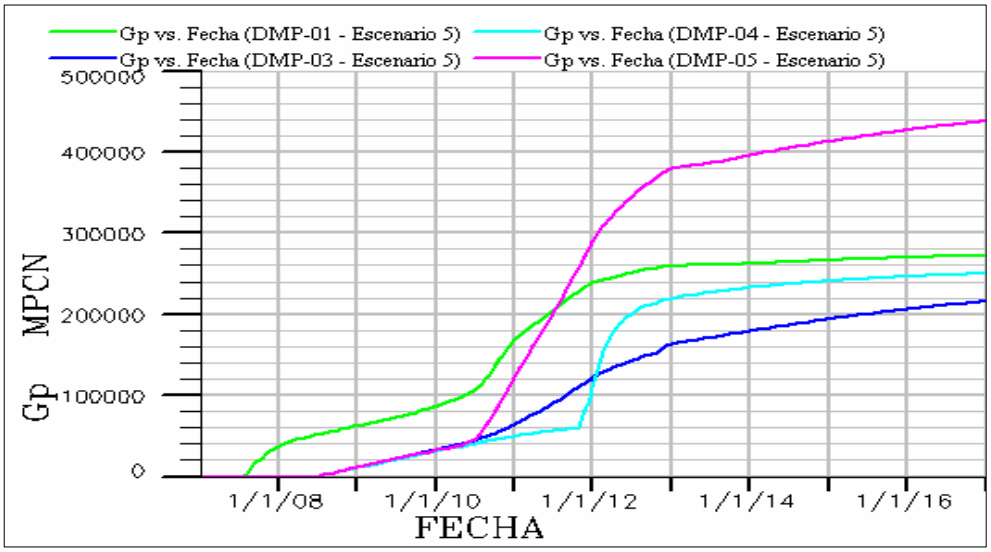

Figura 88. Gas producido de los pozos productores (III), escenario 5

4. ESCENARIO 6

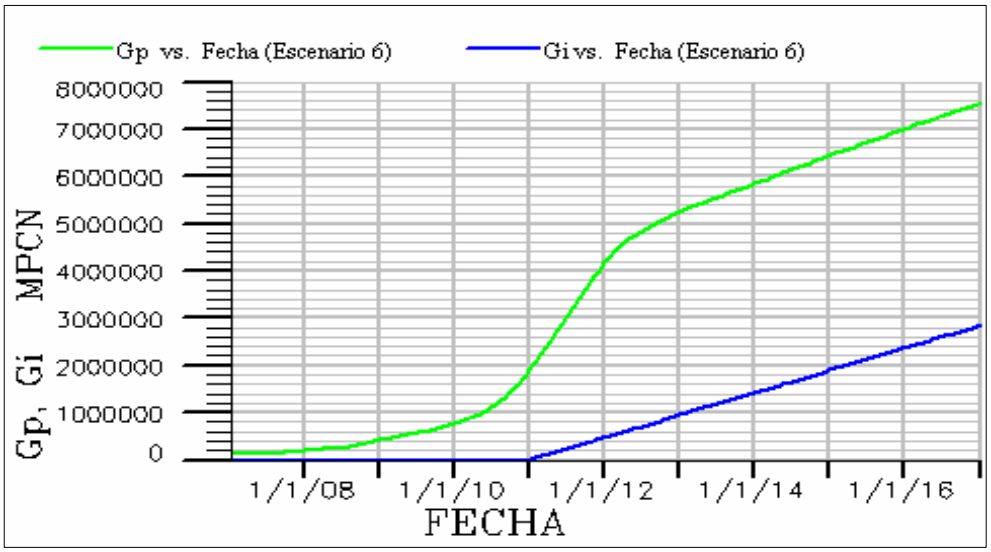

Figura 89. Gas producido y gas inyectado en el yacimiento, escenario 6

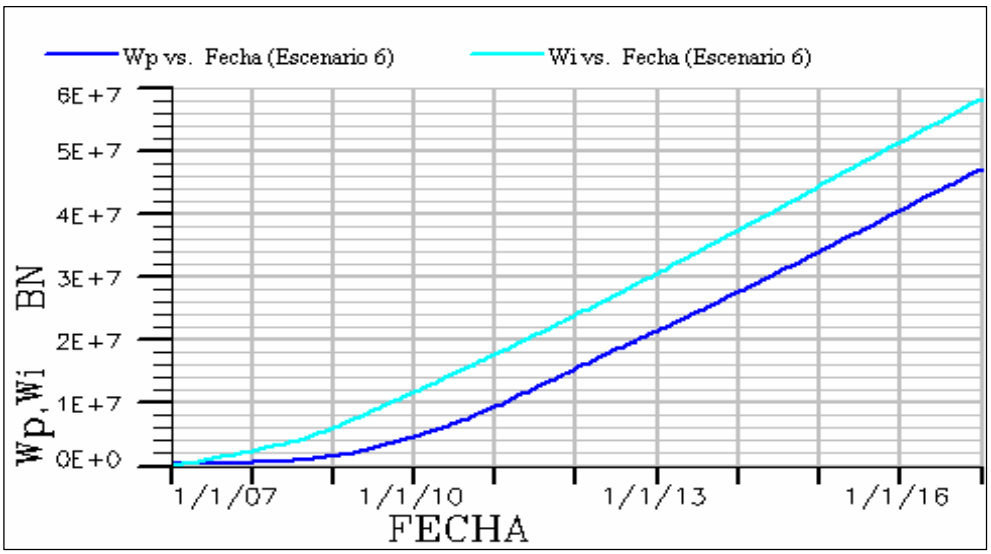

Figura 90. Agua producido y agua inyectada en el yacimiento, escenario 6

APÉNDICE E
EVALUACIÓN ECONÓMICA
CÁLCULOS TIPO – ESCENARIO 4

1. Ingresos (I):

I=(1308+2479+2247+1987+1241+827+686+584+522+479)*76970*365 =

I = 347.279 MM Bs

2. Costo Operacional (C):

C=(1308+2479+2247+1987+1241+827+686+584+522+479)*16125*365

C = 72.746 MM Bs

3. Regalías (R):

VM = 0,945 x 36,4 + 0,268(13.4I-15,0) = 35 $/BN

Luego:
R = 35* (1308+2479+2247+1987+1241+827+686+584+522+479)*30*2150*365

R= 100.478 MM Bs

4. Depreciación (Dt):

Distribuye los gastos constantemente sobre la vida depreciable del activo.

D = (53105 /10)=5311

5. Ganancia (G):

G = 347.279- 72746- 53.105- 10.750- 100.478 =.107.620 MM BS

6. Impuesto sobre la renta (ISRL)

ISLR = 107620*50=53.810 MM Bs

7. Flujos de caja (F)

F= 347.279- 72746- 13.330 100.478 – 53.810 = 106.915 MM Bs

8. Valor presente neto (VPN)

$$VPN = \sum_{j=0}^{n} \frac{F_j}{(1+i)^j} \qquad n=10$$

VPN = 20389 MM Bs

9. Tasa interna de retorno (TIR)

$$TIR = \sum_{j=0}^{n} \frac{F_j}{(1+i)^j} = 0 \quad n=10$$

TIR = 20%