



UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO MONAGAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO
MATURÍN/MONAGAS/VENEZUELA

**ANÁLISIS DEL FLUJO DE FLUIDOS EN YACIMIENTOS
NATURALMENTE FRACTURADOS CON DOBLE POROSIDAD
Y DOBLE PERMEABILIDAD EMPLEANDO LA
HERRAMIENTA ECLIPSE 100**

REALIZADO POR:

YDROGO RONDÓN AIBEL DEL VALLE
C.I. 18.820.522
RIVAS ACOSTA JOSÉ LUIS
C.I. 18.272.207

Trabajo Especial De Grado Presentado Como Requisito Parcial Para Optar

Al Título De

INGENIERO DE PETRÓLEO

Maturín, Febrero de 2011



UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO MONAGAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO
MATURÍN/MONAGAS/VENEZUELA

**ANÁLISIS DEL FLUJO DE FLUIDOS EN YACIMIENTOS
NATURALMENTE FRACTURADOS CON DOBLE POROSIDAD
Y DOBLE PERMEABILIDAD EMPLEANDO LA
HERRAMIENTA ECLIPSE 100**

REALIZADO POR:

YDROGO RONDÓN AIBEL DEL VALLE

C.I.: 18.820.522

RIVAS ACOSTA JOSÉ LUIS

C.I.: 18.272.207

REVISADO POR:

Msc. CONTRERAS ISAAC

ASESOR ACADÉMICO

Maturín, Febrero de 2011



UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO MONAGAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO
MATURÍN/MONAGAS/VENEZUELA

**ANÁLISIS DEL FLUJO DE FLUIDOS EN YACIMIENTOS
NATURALMENTE FRACTURADOS CON DOBLE POROSIDAD
Y DOBLE PERMEABILIDAD EMPLEANDO LA
HERRAMIENTA ECLIPSE 100**

APROBADO POR:

MSC CONTRERAS. ISAAC

ASESOR ACADÉMICO

ING. MOTTOLA FABIOLA

JURADO PRINCIPAL

ING. GUEVARA JORGE

JURADO PRINCIPAL

Maturín, Febrero de 2011

ACTA DE APROBACIÓN

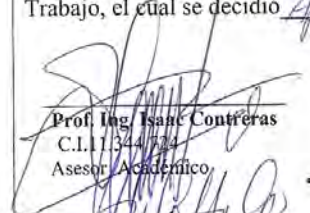


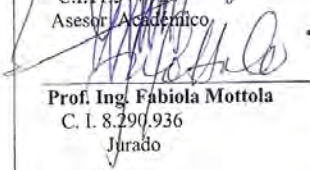
UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE MONAGAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO
Maturín / Monagas / Venezuela


ACTA PRELIMINAR DE TRABAJOS DE GRADO*


N° 1309

A los 31 días del mes de enero/2011, siendo las 2:00 p.m. En la Sala "Dr. Luis Manuel Peñalver", Campus Los Guaritos, Núcleo Monagas de la Universidad de Oriente. A fin de cumplir con el requisito parcial exigido por el reglamento vigente para obtener el título de Ingeniero de Petróleo, se procedió a la presentación y discusión del Trabajo de Grado de los Bachilleres: Aibel Del Valle Ydrogo Rondón C.I. 18.820.522. y José Luis Rivas Acosta C.I. 18.272.207. Titulado: ANÁLISIS DEL FLUJO DE FLUIDOS EN YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS CON DOBLE POROSIDAD Y DOBLE PERMEABILIDAD EMPLEANDO LA HERRAMIENTA ECLIPSE 100. Estando presentes los Miembros del Jurado: Ing. Isaac Contreras, Ing. Fabiola Mottola, Ing. Jorge Guevara. Se dio curso a la presentación, discusión y defensa del mencionado Trabajo, el cual se decidió *Aprobado por unanimidad*


Prof. Ing. Isaac Contreras
C.I. 11.344.734
Asesor Académico


Prof. Ing. Fabiola Mottola
C. I. 8.290.936
Jurado


Prof. Ing. Jorge Guevara
C. I. 13.161.196
Jurado

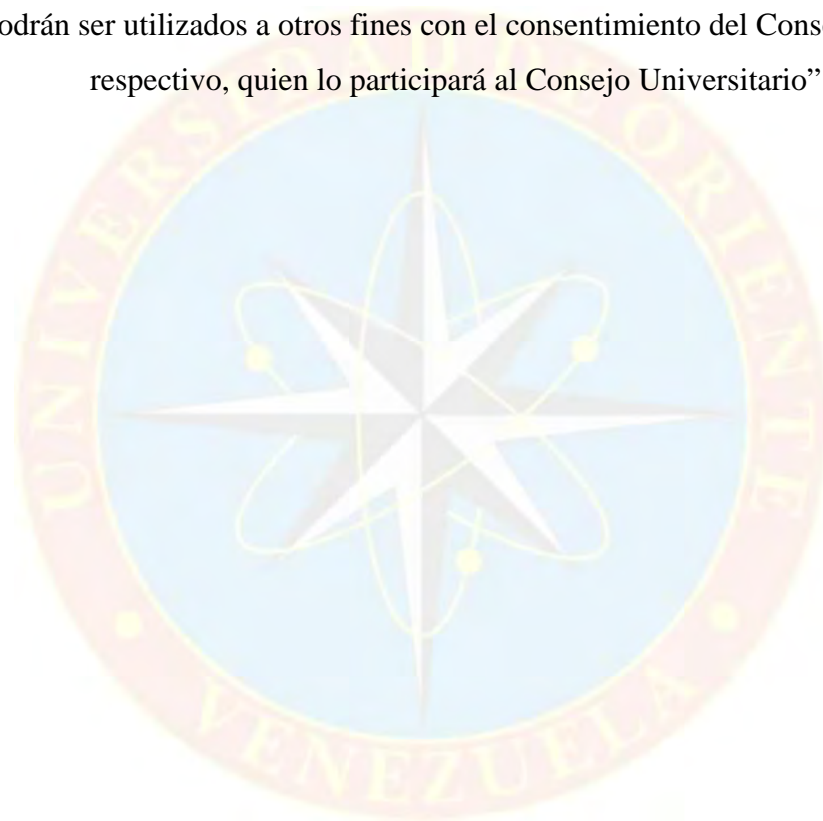

Comisión Trabajos de Grado

* NOTA: Para que esta acta tenga validez debe ser asentada en la hoja N° 027 del 9° libro de Actas de Trabajos de Grado de la Escuela de Petróleo de la Universidad de Oriente y estar debidamente firmada por el asesor y miembros del jurado.

RESOLUCIÓN

ARTÍCULO 41. Reglamento de Trabajos de Grado de la Universidad de Oriente

“Los Trabajos de Grado son de la exclusiva propiedad de la Universidad de Oriente y sólo podrán ser utilizados a otros fines con el consentimiento del Consejo de Núcleo respectivo, quien lo participará al Consejo Universitario”.



DEDICATORIA

A DIOS que me dio la oportunidad de vivir y regalarme una familia maravillosa.

Con mucho cariño especialmente a mis padres que me dieron la vida y han estado conmigo en todo momento. Gracias por todo mami y papi por darme una carrera para mi futuro y creer en mí, aunque hemos pasado momentos difíciles siempre han estado apoyándome y brindándome todo su amor, por todo esto les agradezco de todo corazón el que estén conmigo a mi lado . Los quiero con todo mi corazón y este trabajo que nos llevó un año hacerlo es para ustedes.

A mi novio y compañero de tesis una de las personas más especiales en mi vida y a quien amo profundamente.

Muy especialmente a mi hermano Alejandro, aunque ya no estés conmigo porque Dios te prefirió a su lado, todo mi triunfo te lo dedico a ti hermanito. Te amaré y te recordaré cada día de mi vida.

A mi familia por ser ese gran apoyo incondicional durante toda mi vida y a lo largo de mi carrera universitaria.

A mis amigos por todos los momentos que compartimos juntos.

Aibel Ydrogo

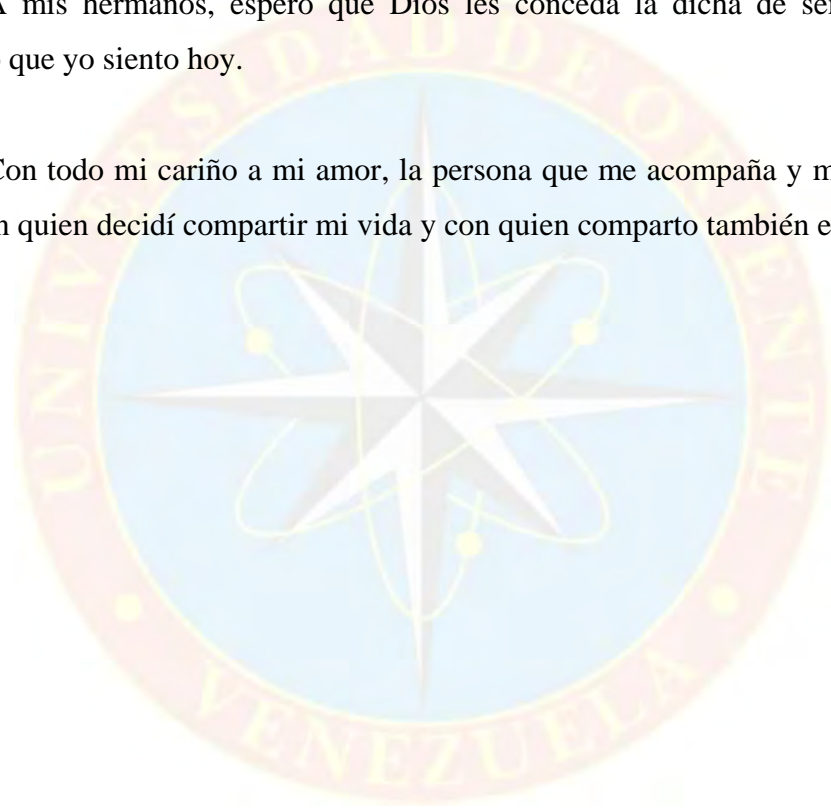
DEDICATORIA

A Dios por ser mi guía y por haberme permitido haber llegado hasta aquí.

A mis padres por ser merecedores de este regalo que hoy les puedo entregar.

A mis hermanos, espero que Dios les conceda la dicha de sentir un día el orgullo que yo siento hoy.

Con todo mi cariño a mi amor, la persona que me acompaña y me apoya día a día, con quien decidí compartir mi vida y con quien comparto también este triunfo.



José Luis Rivas

AGRADECIMIENTOS

Luego de varios años de estudios en la Universidad de Oriente, son muchas las personas que de una u otra manera, les debo agradecer su apoyo y compañía en todas las situaciones (buenas y malas) que convivimos en este tiempo. Así que de antemano mil disculpas por caer en un error involuntario de tal vez no mencionarlos en las siguientes líneas.

Primero que nada quiero agradecer a DIOS, porque es un ser maravilloso que gracias a él estoy aquí, por darme una familia hermosa, un novio comprensivo, unos amigos inolvidables y una vida llena de momentos especiales y sobre todo guiar mis pasos.

A mis padres Airza y Abel por todo su amor, dedicación y apoyo en todo momento recibidos. A mis hermanos Alfredo y Yermilis que de una y otra forma me dieron su apoyo y a mi ángel Alejandro que aunque no está conmigo físicamente, se que lo ha hecho desde el cielo.

A mi novio José Luis por ser ese apoyo incondicional a lo largo de mi carrera, por ser mi compañero de tesis y tener paciencia para lograr esta meta tan importante para nosotros y darme todo su amor y cariño.

A mi familia quienes han estado a mi lado prestándome su apoyo. A mis tías, abuelos, tíos políticos y primos, que siempre estuvieron al pendiente del estado evolutivo de la tesis prestándome su apoyo emocional.

A mis amigos, por el apoyo y los buenos momentos vividos. En especial a Carmen, Maidelys, Danniolys, Ninoska, Paola, Jimmi y María que estuvieron en

estos momentos tan importantes para mí, apoyándome en los momentos cuando las necesite.

A mis profesoras, Soraya Goicochea, Yadira Bompart, Milagros Díaz y Deccy Fajardo por ser unas grandes amigas y apoyos incondicionales desde el día que las conocí.

A mi Tutor Académico y amigo Isaac Contreras; a quien agradezco la oportunidad de haber podido realizar tan interesante trabajo de investigación. Agradezco su gran apoyo.

A la profesora Martha Espinoza por su apoyo incondicional a lo largo del desarrollo de este trabajo de investigación, por sus consejos.

A la Escuela de Ingeniería de Petróleo y al excelente profesorado a quien debo y obtuve mi formación profesional, para forjar mi futuro para servir a mi país.

A la Gerencia De Yacimientos del Distrito Social Norte de PDVSA, por habernos prestado ese apoyo incondicional cuando lo necesitamos, en especial a los Ingenieros: Lénin Figuera, Héctor León y Jesús Meneses, por sus valiosas colaboraciones para la realización de este trabajo de investigación.

A la empresa Petro Macareo por brindarnos su apoyo incondicional y abrirnos las puertas para la elaboración del trabajo de investigación, en especial a los Ingenieros Nelson Ramírez y Nelson Núñez.

Aibel Ydrogo

AGRADECIMIENTOS

Ante todo a Dios por permitirme culminar con éxito mis estudios, dándome salud y entendimiento para alcanzar esta meta.

A mis padres José Luis, Deysis y Coromoto por inculcarme siempre la importancia del estudio y haberme prestado en todo momento su apoyo. A mis hermanos Joselin, José, Fabiola y Jonathan que de una y otra forma me dieron su apoyo en el momento que lo necesite.

Al amor de mi vida y mi compañera de tesis Aibel, por estar conmigo en los momentos malos y buenos, apoyándome, ayudándome y motivándome a llegar hasta el fin de este sueño y quien sin duda es, junto a mí, la responsable de haber logrado sacar adelante este trabajo.

A todos mis amigos por estar siempre dispuestos a brindarme su ayuda cuando lo necesité dentro de la universidad y fuera de ella.

A la Gerencia De Yacimientos del Distrito Social Norte de PDVSA, por habernos prestado ese apoyo incondicional cuando lo necesitamos, en especial a los Ingenieros: Lenin Figuera, Héctor León y Jesús Meneses, por sus valiosas colaboraciones para la realización de este trabajo de investigación.

A la Universidad de Oriente por darme la gran oportunidad de ser alumno de esta casa de estudios y finalmente ser un profesional.

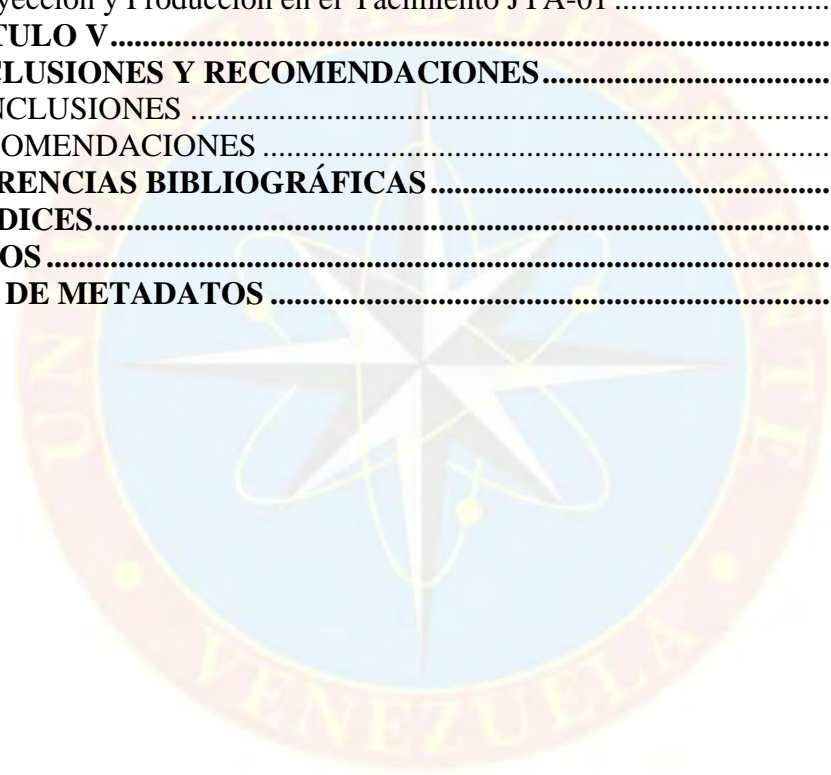
José Luis Rivas

ÍNDICE

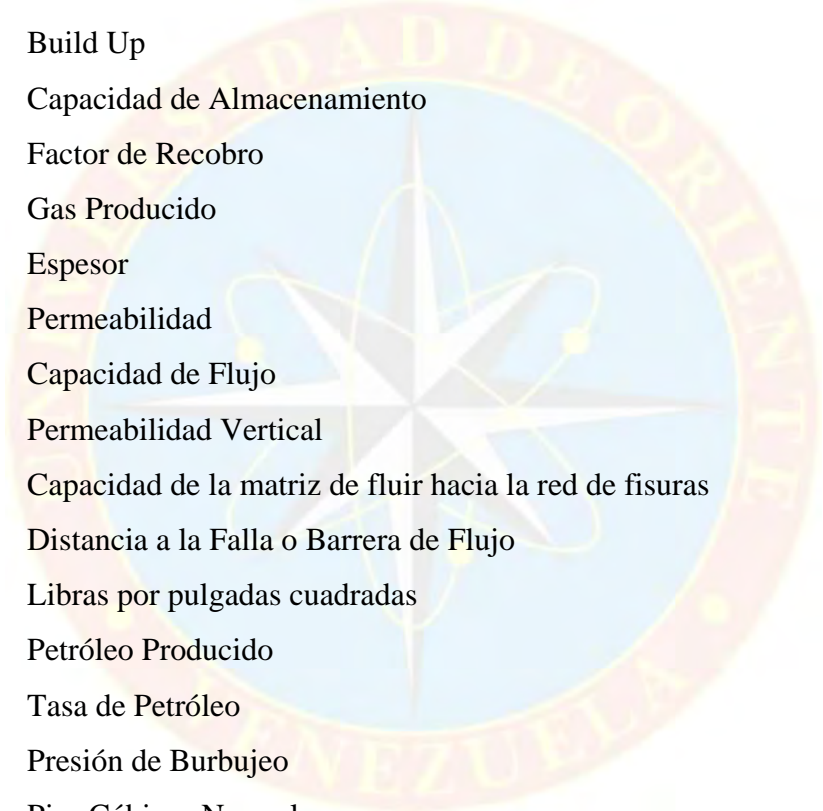
ACTA DE APROBACIÓN	iv
RESOLUCIÓN	v
DEDICATORIA	vi
ÍNDICE	xi
LISTA DE ABREVIATURAS	xiv
LISTA DE FIGURAS	xvi
LISTA DE GRÁFICAS	xviii
LISTA DE TABLAS	xix
RESUMEN	xx
INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO I	2
EL PROBLEMA	2
1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	2
1.2 OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN	3
1.2.1 Objetivo General	3
1.2.2 Objetivos Específicos	3
1.3 JUSTIFICACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN	4
CAPÍTULO II	5
MARCO TEÓRICO	5
2.1 ANTECEDENTES	5
2.2 BASES TEÓRICAS	6
2.2.1 Fracturas	6
2.2.1.1 Clasificación de las Fracturas.....	7
2.2.2 Yacimientos Naturalmente Fracturados	7
2.2.2.1 Clasificación de los Yacimientos Naturalmente Fracturados	8
2.2.2.2 Idealización de un Yacimiento Naturalmente Fracturado por Warren y Root	9
2.2.2.3 Propiedades Petrofísicas de un Yacimiento Naturalmente Fracturado	10
2.2.3 Caracterización de Yacimientos	15
2.2.4 Realización de un Modelo Estático	16
2.2.5 Realización de un Modelo Dinámico	17
2.2.6 Simulación de Yacimientos	17
2.2.6.1 Etapas de la Simulación de Yacimientos	17
2.2.6.2 Aplicaciones de la Simulación de Yacimientos	20
2.2.6.3 Tipos de Simuladores de Yacimientos	22
2.2.7 Eclipse 100	23
2.3 CONCEPTOS BÁSICOS	23
CAPÍTULO III	25
MARCO METODOLÓGICO	25
3.1 TIPO DE INVESTIGACIÓN.....	25
3.2 DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN	25

3.3 POBLACIÓN Y MUESTRA	26
3.4 PROCEDIMIENTO METODOLÓGICO	27
3.4.1 Etapa I: Identificación de las Distintas Porosidades y Permeabilidades Presentes en el Yacimiento Naturalmente Fracturado en Estudio.....	27
3.4.2 Etapa II: Descripción del Modelo Estático y Dinámico del Yacimiento Naturalmente Fracturado en Estudio	28
3.4.3 Etapa III: Interpretación de la Interacción Entre las Fracturas, la Matriz y los Fluidos Contenidos en la Roca Reservorio.....	29
Etapa IV: Caracterización del Flujo y Distribución de los Fluidos en el Yacimiento JYA-01, en Función de Esquemas de Producción e Inyección	30
3.5 TÉCNICAS E INSTRUMENTOS DE RECOLECCIÓN DE DATOS	31
3.5.1 Revisión Bibliográfica.....	31
3.5.2 Entrevistas no Estructuradas.....	31
3.6 RECURSOS	32
3.6.1 Recursos Humanos	32
3.6.2 Recursos Financieros.....	32
3.6.3 Recursos Tecnológicos.....	32
CAPÍTULO IV	35
ANÁLISIS DE RESULTADOS	35
4.1 IDENTIFICACIÓN DE LAS DISTINTAS POROSIDADES Y PERMEABILIDADES PRESENTES EN EL YACIMIENTO NATURALMENTE FRACTURADO EN ESTUDIO	35
4.2 DESCRIPCIÓN DEL MODELO ESTÁTICO Y DINÁMICO DEL YACIMIENTO NATURALMENTE FRACTURADO EN ESTUDIO	38
4.2.1 Modelo Estático del Yacimiento JYA-01.....	38
4.2.1.1 Modelo Geológico Estructural	38
4.2.1.2 Modelo Estratigráfico.....	40
4.2.1.3 Modelo Sedimentológico	40
4.2.1.4 Modelo Depositacional	41
4.2.1.5 Petrofísica del Yacimiento JYA-01	42
4.2.2 Modelo Dinámico del Yacimiento JYA-01.....	43
4.2.2.1 Diagrama de Fases	45
4.2.2.2 Comportamiento de Presión del Yacimiento JYA-01.....	46
4.2.2.3 Comportamiento de Producción.....	48
4.3 INTERPRETACIÓN DE LA INTERACCIÓN ENTRE LAS FRACTURAS, LA MATRIZ Y LOS FLUIDOS CONTENIDOS EN LA ROCA RESERVORIO 51	
4.4 CARACTERIZACIÓN DEL FLUJO Y DISTRIBUCIÓN DE LOS FLUIDOS EN EL YACIMIENTO JYA-01, EN FUNCIÓN DE ESQUEMAS DE PRODUCCIÓN E INYECCIÓN	70
4.4.1 Descripción del Modelo de Simulación del Yacimiento JYA-01	70
4.4.2 Distribución de los Fluidos en el Yacimiento JYA-01.....	72
4.4.3 Esquemas de Inyección y Producción para Evaluar el Flujo y Distribución de Fluidos en el Yacimiento JYA-01	73

4.4.4 Cotejo Histórico y Predicción del Yacimiento JYA-01	74
4.4.4.1 Cotejo Histórico y Predicción de la Presión en el Yacimiento JYA-01	74
4.4.4.2 Cotejo Histórico y Predicción de la Tasa de Petróleo en el Yacimiento JYA-01	75
4.4.4.3 Cotejo Histórico y Predicción de la Tasa de Gas en el Yacimiento JYA-01	76
4.4.4.4 Cotejo Histórico y Predicción de la Relación Gas-Petróleo en el Yacimiento JYA-01	77
4.4.5 Distribución y Flujo de Fluidos Después de Implementar el Esquema de Inyección y Producción en el Yacimiento JYA-01	78
CAPITULO V.....	81
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	81
CONCLUSIONES	81
RECOMENDACIONES	82
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	83
APÉNDICES.....	85
ANEXOS	105
HOJA DE METADATOS	111



LISTA DE ABREVIATURAS



ANP	Espesor de Arena Neta Petrolífera
BHP	Presión de Fondo
BN	Barriles Normales
BNPD	Barriles Normales por Día
Bo	Factor Volumétrico del Petróleo
BU	Build Up
Cs	Capacidad de Almacenamiento
FR	Factor de Recobro
Gp	Gas Producido
h	Espesor
K	Permeabilidad
Kh	Capacidad de Flujo
Kz	Permeabilidad Vertical
Lam	Capacidad de la matriz de fluir hacia la red de fisuras
LNF	Distancia a la Falla o Barrera de Flujo
lpc	Libras por pulgadas cuadradas
Np	Petróleo Producido
ORAT	Tasa de Petróleo
Pb	Presión de Burbujeo
PCN	Pies Cúbicos Normales
Pi	Presión Inicial del Yacimiento
Pwf	Presión de Fondo Fluyente
Py	Presión del Yacimiento
Qo	Tasa de Petróleo
Rinv	Radio de Investigación
RGP	Relación Gas Petróleo

rw	Radio del Pozo
S	Factor de Daño Total
Sw	Saturación de Agua
T	Trasmisibilidad
Ty	Temperatura del Yacimiento
W	Fracción del volumen interporoso ocupado por las fisuras
Xf	Longitud de la mitad de la fractura



LISTA DE FIGURAS

Figura N° 2.1 Sección de un Yacimiento Naturalmente Fracturado.....	8
Figura N° 2.2 Representación de la idealización de Warren y Root de un yacimiento naturalmente fracturado.	10
Figura N° 2.3 Representación de la Porosidad.	11
Figura N° 2.4 Representación gráfica de la ley de Darcy.	13
Figura N° 3.1 Ventana Principal del Simulador Eclipse 100	33
Figura N° 3.2 Ventana Principal del Simulador Pansystem 3.1	34
Figura N° 4.1 Registros de imagen en los pozos: Pozo-4 y el Pozo-2.....	37
Figura N° 4.2 Sección Estructural del Yacimiento JYA-01.....	39
Figura N° 4.3 Distribución de fluidos del yacimiento JYA-01. Pruebas oficiales.	44
Figura N° 4.4 Modelo estructural existente del yacimiento JYA-01 donde se muestra la ubicación del Pozo-1.	56
Figura N° 4.5 Registro de Imagen tomado en el Pozo-2.	58
Figura N° 4.6 Modelo estructural existente del yacimiento JYA-01 donde se muestra la ubicación del Pozo-2.	60
Figura N° 4.7 Modelo estructural existente del yacimiento JYA-01 donde se muestra la ubicación del Pozo-3.	64
Figura N° 4.8 Modelo estructural existente del yacimiento JYA-01 donde se muestra la ubicación del Pozo-4.	68
Figura N° 4.9 Distribución vertical de las capas que conforman el modelo de simulación del yacimiento JYA-01.	70
Figura N°4.10 Distribución de las porosidades de la matriz y la fractura en el modelo de simulación del yacimiento JYA-01.....	71
Figura N°4.11 Distribución de las permeabilidades de la matriz y la fractura en el modelo de simulación del yacimiento JYA-01.....	71

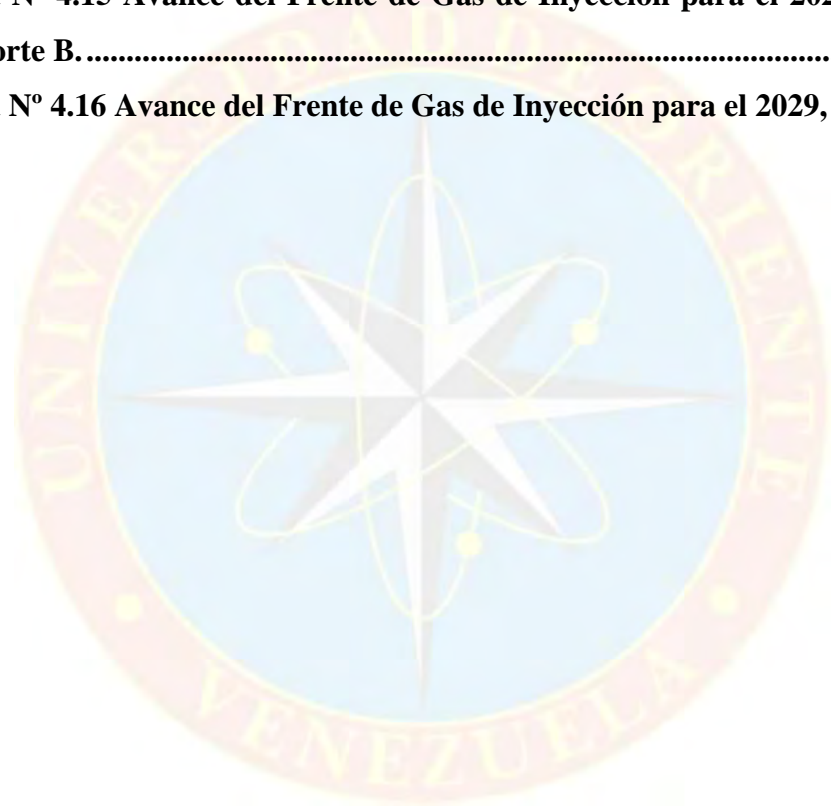
Figura N° 4.12 Distribución de los fluidos en los Sistemas Matriz Fractura para el 01 de Enero de 1978 en el yacimiento JYA-01.72

Figura N° 4.13 Distribución de los fluidos en los Sistemas Matriz Fractura para el 01 de Enero de 2010 en el yacimiento JYA-01.73

Figura N° 4.14 Distribución de los fluidos en los Sistemas Matriz y Fractura para el 01 de Enero de 2029.79

Figura N° 4.15 Avance del Frente de Gas de Inyección para el 2029, Corte A y Corte B.80

Figura N° 4.16 Avance del Frente de Gas de Inyección para el 2029, Corte C. ..80



LISTA DE GRÁFICAS

Gráfica N° 4.1 Diagrama de Fases del Pozo -1	45
Gráfica N° 4.2 Comportamiento de Presión del Yacimiento JYA-01.	46
Gráfica N° 4.3 Agotamiento de Presión del Yacimiento JYA-01.....	47
Gráfica N° 4.4 Comportamiento Histórico de Producción del Yacimiento JYA-01.	49
Gráfica N° 4.5 Comportamiento de Producción del Yacimiento JYA-01 desde el año 1990 hasta 2009.	51
Gráfica N° 4.6 Interpretación por el método de la Derivada. Prueba BUP. Pozo-1.	55
Gráfica N° 4.7 Interpretación por el método de la Derivada. Prueba BU. Pozo-2.	59
Gráfica N° 4.8 Interpretación por el método de la Derivada. Prueba BU. Pozo-3.	64
Gráfica N° 4.9 Interpretación por el método de la Derivada. Prueba BUP. Pozo-4.	68
Gráfica N° 4.10 Cotejo Histórico y Predicción de las presiones en el yacimiento JYA-01.	75
Gráfica N° 4.11 Cotejo Histórico y predicción de la tasa de petróleo en el yacimiento JYA-01.....	76
Gráfica N° 4.12 Cotejo Histórico y Predicción de la tasa de gas en el yacimiento JYA-01.	77
Gráfica N° 4.13. Cotejo Histórico y Predicción de la relación gas-petróleo en el yacimiento JYA-01.....	78

LISTA DE TABLAS

Tabla N° 4.1 Valores Petrofísicos Primarios y Secundarios del Yacimiento JYA-01.	37
Tabla N° 4.2 Pruebas realizadas al Pozo-1	52
Tabla N° 4.3 Información requerida para la interpretación. Pozo-1.	53
Tabla N° 4.4 Resultados del Pozo-1.	56
Tabla N° 4.5 Pruebas realizadas al Pozo-2	57
Tabla N° 4.6 Información requerida para la interpretación. Pozo -2.	57
Tabla N° 4.7 Resultados del Pozo-2.	61
Tabla N° 4.8 Pruebas realizadas al Pozo-3	62
Tabla N° 4.9 Información requerida para la interpretación. Pozo-3.	62
Tabla N° 4.10 Resultados del Pozo-3.	65
Tabla N° 4.11 Pruebas realizadas al Pozo-4.....	66
Tabla N° 4.12 Información requerida para la interpretación. Pozo-4.	66
Tabla N° 4.13 Resultados del Pozo-4.	69
Tabla N° 4.14 Condiciones de los Pozos Productores Desarrollo2 y Desarrollo1.	74



**UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE MONAGAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO
MATURÍN / MONAGAS / VENEZUELA
RESUMEN**

**ANÁLISIS DEL FLUJO DE FLUIDOS EN YACIMIENTOS NATURALMENTE
FRACTURADOS CON DOBLE POROSIDAD Y DOBLE PERMEABILIDAD
EMPLEANDO LA HERRAMIENTA ECLIPSE 100**

AUTORES

ASESOR ACADÉMICO

Ydrogo Rondón Aibel Del Valle
Rivas Acosta José Luis

Msc. Contreras Isaac

Febrero, 2011

La siguiente investigación tuvo como propósito realizar el análisis del flujo de fluidos en un yacimiento naturalmente fracturado del Oriente de la República Bolivariana de Venezuela. Para comprender el flujo de fluidos en estos yacimientos es necesario reconocer la variedad de porosidades que muestran sus formaciones productoras; uno de los aspectos más resaltantes de este tipo de yacimiento es su condición de doble porosidad y doble permeabilidad presente en las fracturas y la matriz. Para la descripción del modelo estático y dinámico se realizó la revisión de los estudios que conforman el modelo estático y dinámico que se han realizado en el campo, con el objeto de establecer las características más resaltantes, que definen un buen entendimiento del yacimiento. Para la interpretación de la interacción entre las fracturas, la matriz y los fluidos contenidos en el yacimiento en estudio, se obtienen los modelos de flujo del yacimiento JYA-01, tales como: modelo de doble porosidad y fractura vertical, debido a que algunos pozos tenían fracturamiento hidráulico. En la caracterización del flujo y distribución de los fluidos en el yacimiento JYA-01, en función de esquemas de producción e inyección, se contó con un modelo de simulación del yacimiento JYA-01, con características de crudo negro, conformado por 22 capas, de las cuales las 11 primeras capas corresponden a la matriz y las 11 restantes a las fracturas. Con la distribución de los fluidos se puede apreciar que la matriz es la que almacena los fluidos y las fracturas se encargan de transportar los fluidos hacia los pozos productores

INTRODUCCIÓN

A nivel mundial, la totalidad de los yacimientos petrolíferos presentan fracturas en cierta cantidad, lo cual depende de los esfuerzos tectónicos o de soterramiento, a los que el sistema estuvo sometido. De tal manera, en algunos casos, se puede pensar que los yacimientos fracturados fueron inicialmente matriciales y de alguna manera sus propiedades físicas fueron cambiadas, deformadas o alteradas en el proceso de diagénesis física o durante el proceso de depositación.

Los análisis del flujo de fluidos a través de medios porosos fracturados ha recibido un fuerte impulso en los últimos años, su importancia se debe a que los yacimientos de hidrocarburos más prolíferos del mundo presentan características de yacimientos naturalmente fracturados. Desde el punto de vista geológico y de la ingeniería de yacimientos, sólo se toman como yacimientos naturalmente fracturados aquellos cuyas fracturas gobiernan a los patrones de productividad de tal yacimiento, ya sea en forma positiva o negativa.

En la República Bolivariana de Venezuela y sobre todo en el Oriente del país son muy escasos los estudios sobre el flujo de fluidos en los yacimientos naturalmente fracturados con doble porosidad y doble permeabilidad, por la complejidad que tienen estos sistemas, debido a que las fracturas naturales pueden ayudar a transformar las rocas con una permeabilidad de matriz baja, en un yacimiento productivo, pero también pueden complicar la recuperación de los hidrocarburos en los yacimientos de alta permeabilidad, ocasionando la irrupción temprana de gas o agua.

CAPÍTULO I EL PROBLEMA

1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Los yacimientos naturalmente fracturados son un componente importante de las reservas globales de hidrocarburos y base de la producción, los cuales son difíciles de representar, debido a que pueden tener variaciones en sus propiedades, lo que conlleva a distintas producciones de fluidos según su distribución. La dificultad para su descripción reside en el grado de complejidad geológica de los yacimientos y en definir como se produce el flujo de los fluidos a través de las rocas.

Para comprender el flujo de fluidos de los yacimientos naturalmente fracturados de la República Bolivariana de Venezuela, fue necesario reconocer la variedad de porosidades que muestran sus formaciones productoras; uno de los aspectos más resaltantes de este tipo de yacimiento es su condición de doble porosidad, que está definida como; primaria (bloques matriciales) y la secundaria (fracturas principalmente, vacuolas y fisuras) y doble permeabilidad presente en las fracturas y la matriz. Esto genera un desafío a la hora de desarrollar modelos estáticos y dinámicos que permita analizar el flujo de fluidos en los yacimientos naturalmente fracturados. Si no se tiene una identificación clara de todos los tipos de porosidad y permeabilidad que predominan en un yacimiento, cualquier intento de cuantificación volumétrica o simulación numérica de su comportamiento arrojará valores poco confiables

Las fracturas naturales presentes en los yacimientos naturalmente fracturados influyen en el comportamiento tanto de la producción como en la declinación de presión en el yacimiento. Esta influencia puede resultar tanto negativa como positiva

sobre todo en la parte del flujo de fluidos, porque muchas veces estas pueden tener un efecto significativo en la permeabilidad total de una roca, pero generalmente tienen poco efecto sobre la porosidad, las saturaciones u otras características petrofísicas de las rocas.

1.2 OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN

1.2.1 Objetivo General

Analizar el Flujo de Fluidos en Yacimientos Naturalmente Fracturados con Doble Porosidad y Doble Permeabilidad Empleando la Herramienta Eclipse 100.

1.2.2 Objetivos Específicos

- Identificar las distintas porosidades y permeabilidades presentes en el yacimiento naturalmente fracturado en estudio.
- Describir el modelo estático y dinámico del yacimiento naturalmente fracturado en estudio.
- Interpretar la interacción entre las fracturas, la matriz y los fluidos contenidos en la roca reservorio del yacimiento naturalmente fracturado en estudio.
- Caracterizar el flujo y distribución de los fluidos en el yacimiento JYA-01, en función de esquemas de producción e inyección.

1.3 JUSTIFICACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN

Parte de los yacimientos de hidrocarburos de la República Bolivariana de Venezuela se ubican en la clasificación de naturalmente fracturados, razón por la cual este tema resulta prioritario para su estudio. Con esta investigación se busca consolidar, mediante un trabajo teórico-experimental, el conocimiento científico y tecnológico que permita analizar el flujo de fluidos en estos yacimientos, los cuales son necesarios para estimar las reservas de hidrocarburos y la producción.

En el Oriente del país son muy escasos los estudios en yacimientos naturalmente fracturados, porque el flujo de fluidos en estos resulta complejo de estudiar, pero actualmente se cuentan con herramientas de predicción, como el Eclipse 100 que permite analizar el flujo de fluidos en estos yacimientos con doble porosidad y doble permeabilidad partiendo de modelos estáticos y dinámicos.

CAPÍTULO II MARCO TEÓRICO

2.1 ANTECEDENTES

Essenfeld Martín, Ruiz T. Jorge A. (2002). “Desarrollo de un modelo de porosidad y permeabilidad dobles” en este trabajo describieron el procedimiento de prueba aplicado a un modelo de doble porosidad y doble permeabilidad sobre yacimientos naturalmente fracturados. Se utilizó en el trabajo el simulador de yacimientos Eclipse 100. Para el desarrollo de la Prueba Sistemática del Modelo Numérico se postuló un Modelo Teórico Conceptual, mediante el cual se evaluó la correspondencia ó similitud entre el comportamiento teóricamente anticipado y la respuesta del modelo numérico ante diversos escenarios.

El trabajo realizado confirmó que el Modelo Numérico utilizado (Eclipse 100) fue capaz de generar resultados físicamente coherentes para un Modelo Teórico Conceptual de un Sistema de Doble Porosidad y Doble Permeabilidad. Las propiedades utilizadas de presión capilar y permeabilidades relativas son certeras, el Modelo Numérico refleja inequívocamente los efectos de inbibición de agua de las fracturas a la matriz, y de segregación agua-petróleo en el sentido vertical para inducir avance preferencial de agua por el fondo en las láminas más profundas de la columna vertical. Finalmente, se concluyó que se ha configurado y utilizado exitosamente una Metodología Sistemática de Prueba de Modelos Numéricos para representar sistemas físicos de doble porosidad y doble permeabilidad.

Iwere F.O; Apaydin O.G; Moreno J.E; Nogaret C; (2004) Desarrollaron un artículo titulado: “Los Desafíos de la Simulación Numérica de un Yacimiento Carbonático Complejo fracturado con los datos disponibles”, en el cual se presentan los desafíos de la construcción adecuada de un modelo estático y un modelo dinámico

de un campo, con un conjunto de datos; una historia de producción de simulación para integrar y extrapolar los datos disponibles, de múltiples disciplinas.

El estudio de la simulación de yacimientos fue llevado a cabo para investigar el comportamiento del campo por agotamiento natural, y verificar como se comporta éste al inyectarle agua y al inyectarle gas; y así proveer fundamentos técnicos que soporten el desarrollo de futuros proyectos. Se obtuvieron los siguientes resultados de las corridas al realizar sensibilidades las cuales demuestran que el tamaño del bloque de la matriz juega un papel importante en la recuperación del petróleo de este yacimiento en las últimas etapas de desarrollo, cuando las celdas fracturadas están llenas por agua. La influencia del tamaño del bloque de la matriz se observa mientras que las fracturas se llenan de agua y el petróleo en la matriz es transferido a la fractura por efectos de la gravedad y efectos capilares.

2.2 BASES TEÓRICAS

2.2.1 Fracturas

Las fracturas son aquellas discontinuidades planas en el material que componen la roca, pueden ser microscópicas o macroscópicas, ellas aparecen cuando los esfuerzos de confinamiento a los que ha estado sometida la roca son superiores a los esfuerzos de ruptura.

Las fracturas naturales influyen en el comportamiento tanto de la producción como en la declinación de presión del yacimiento. Esta influencia puede resultar tanto negativa como positiva sobre todo en la parte del flujo de fluidos. Por ejemplo, las fracturas abiertas que no han sido cementadas o parcialmente mineralizadas (con buena permeabilidad), por lo general tienen un efecto positivo en el flujo de petróleo; pero adversamente ocurre con el flujo de agua y gas, ya que por la alta permeabilidad

que presentan tienden a ocurrir los problemas de conificación. Por otro lado, las fracturas totalmente cementadas o mineralizadas pueden crear barreras de permeabilidad a todos los tipos de flujo.

2.2.1.1 Clasificación de las Fracturas

Las fracturas se dividen en:

1. Fracturas abiertas: Son planos de corte del material rocoso, que no presentan ningún tipo de mineral en el espacio vacío que se forma en dicho plano
2. Fracturas deformadas: generadas por movimientos tectónicos y gracias a la ductilidad del material de la roca donde se formaron, este tipo de fracturas crean anisotropía en el yacimiento.
3. Fracturas mineralizadas: ocurren cuando se forma el plano de falla, y el movimiento tectónico que fracturó la roca sigue actuando, mientras que el material que se desprende de las caras de la fractura rellena este espacio.
4. Fracturas vaculares: son los espacios vacíos que se forman en los alrededores de las fallas por las cuales fluye agua o algún otro agente capaz de disolver la roca, por lo general carbonática.

2.2.2 Yacimientos Naturalmente Fracturados

Se definen como aquellos yacimientos de hidrocarburos cuya producción está influenciada por la presencia de fracturas. Para comprenderlos y hacer una descripción matemática de estos; Barenblatt (1986) introdujo principios físicos de las rocas fracturadas de la siguiente manera: “una roca porosa con un sistema de fisuras altamente desarrollados, puede ser representado como la superposición de dos medios

porosos con poros de diferentes tamaños”. Esto es, la roca está constituida por dos sistemas porosos bien diferenciados: porosidad inter-granular, formada por los espacios vacíos entre los granos de la roca, y la porosidad formada por los espacios vacíos de las fracturas. Si el sistema poroso tiene vacuolas o huecos de disolución, hay una porosidad adicional: la porosidad vacuolar, esto ocurre en presencia de carbonatos.

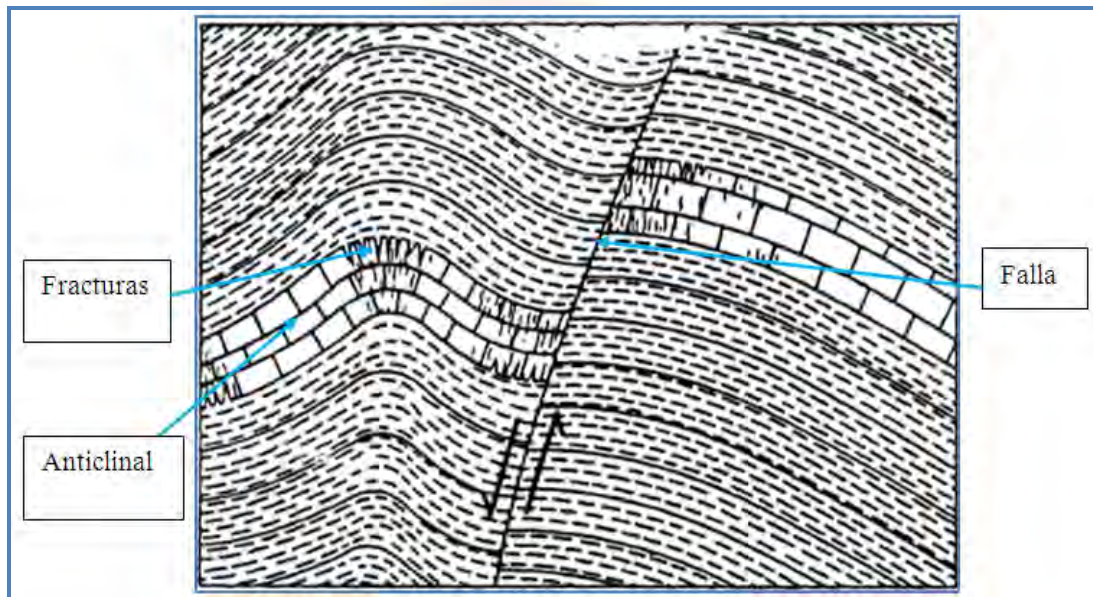


Figura N° 2.1 Sección de un Yacimiento Naturalmente Fracturado.

Fuente: <http://chilonunellez.blogspot.com/search/label/geologia>

2.2.2.1 Clasificación de los Yacimientos Naturalmente Fracturados

Los yacimientos naturalmente fracturados se clasifican en base a la interacción existente entre las contribuciones de porosidad y permeabilidad relativas tanto del sistema de fracturas como del sistema de matriz.

1. En los yacimientos de Tipo 1, las fracturas proveen tanto los elementos de porosidad como los elementos de permeabilidad.

2. Los yacimientos de Tipo 2, poseen baja porosidad y baja permeabilidad en la matriz y las fracturas proveen la permeabilidad esencial para la productividad.
3. Los yacimientos de Tipo 3, poseen alta porosidad y pueden producir sin fracturas, de manera que las fracturas en estos yacimientos proveen permeabilidad adicional.
4. Los yacimientos de tipo M, poseen alta porosidad y permeabilidad matricial, de manera que las fracturas abiertas pueden mejorar la permeabilidad, pero las fracturas naturales a menudo complican el flujo de fluidos en estos yacimientos mediante la formación de barreras.

2.2.2.2 Idealización de un Yacimiento Naturalmente Fracturado por Warren y Root

Para este modelo idealizado se cumplen las siguientes condiciones:

1. Los bloques de la matriz son homogéneos e idénticos.
2. Los bloques tienen forma de paralelepípedo rectangular con caras que corresponden a fracturas planas ortogonales.
3. Los bloques de matriz están divididos en tres clases, de acuerdo a las dimensiones relativas de los lados del paralelepípedo, estas son:
 - Bloques cúbicos de la matriz: las tres dimensiones tienen dimensiones en el mismo orden de magnitud.
 - Bloques de matriz de láminas paralelas: uno de los lados es mucho más largo que los otros dos.
 - Bloques de matriz en forma de tablilla: uno de los lados es mucho más corto que los otros dos.

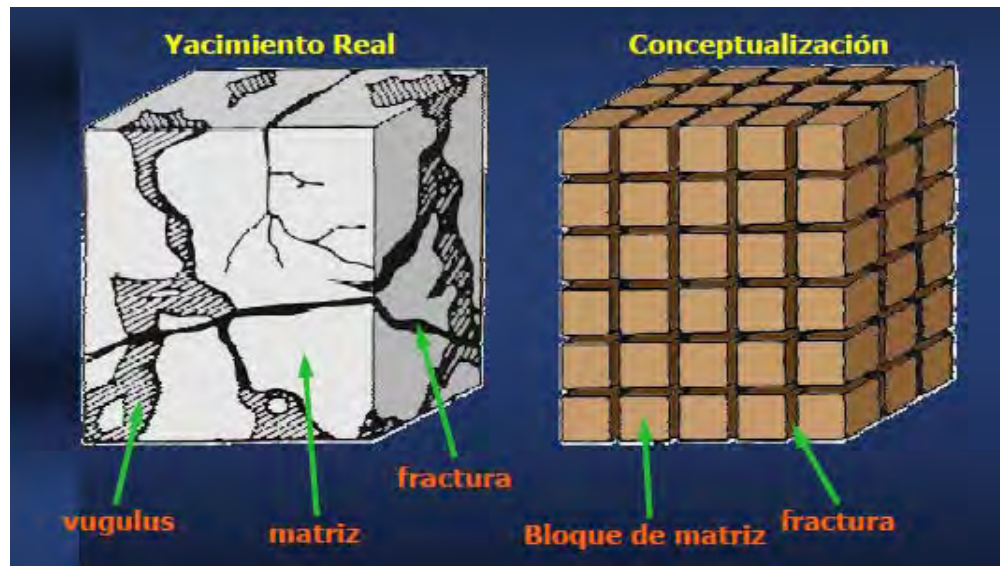


Figura N° 2.2 Representación de la idealización de Warren y Root de un yacimiento naturalmente fracturado.

Fuente: www.insitu.com/Yacimientos_naturalmente_fracturados_IMP.pdf

2.2.2.3 Propiedades Petrofísicas de un Yacimiento Naturalmente Fracturado

1. Distribución de las fracturas

La orientación de las fracturas, medida en un afloramiento, es similar a la determinada en núcleos orientados tomados a una mayor profundidad. Los esfuerzos existentes en el subsuelo condicionan la orientación de las fracturas inducidas artificialmente. Como muchos yacimientos solo pueden producir en forma económica, mediante el fracturamiento de sus pozos, las características de las fracturas así inducidas deben evaluarse, para incluirlas en los modelos matemáticos.

2. Porosidad

Se define como la capacidad que tiene la roca para almacenar fluido, o bien es la medida de almacenamiento de una roca en el espacio intersticial (espacio sin material entre grano y grano).

El conocimiento de la porosidad de un yacimiento es fundamental para estimar la cantidad de fluidos que este puede almacenar. En el caso de un yacimiento naturalmente fracturado se pueden tener dos tipos de porosidad: una asociada a la matriz de la roca (primaria) y otra asociada al sistema de fracturas (secundaria). La porosidad secundaria comprende macro y micro fracturas, además de vórgulos.

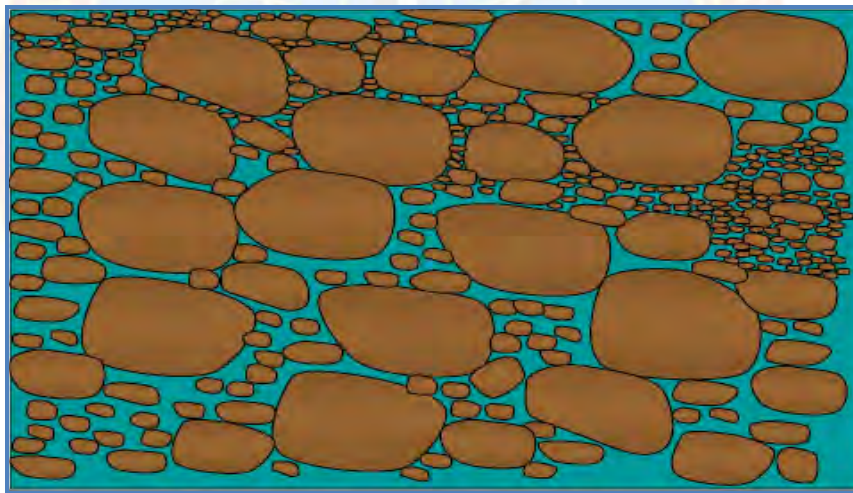


Figura N° 2.3 Representación de la Porosidad.

Fuente: [www.scribd.com/doc/19970942/Manual de Yacimientos](http://www.scribd.com/doc/19970942/Manual-de-Yacimientos).

- Clasificación de la Porosidad

A continuación se explica con más detalle cada tipo de porosidad.

a) Porosidad Primaria

La porosidad primaria se establece al momento en que el sedimento inicialmente se deposita. Por lo tanto, es una característica inherente a la roca. El

valor de la porosidad primaria depende de varios factores, entre ellos el arreglo y distribución que guardan los granos del sedimento, la cementación y el grado de interconexión entre los espacios porosos.

b) Porosidad Secundaria

La porosidad secundaria es el resultado de procesos geológicos después de la depositación de la roca sedimentaria y no tiene relación con la forma de las partículas.

La porosidad secundaria puede relacionarse a un punto en específico de la roca, o al volumen total de la roca.

- Efecto de la Porosidad

La porosidad secundaria puede afectar positiva o negativamente el flujo de los fluidos a través del medio poroso. La determinación de la proporción de la porosidad que corresponde a la matriz, y la que está constituida por el sistema de cavernas, fracturas, etc., es muy importante. Los efectos gravitacionales imperarán en el sistema secundario, donde las fases se separan con facilidad. En un sistema poroso matricial, con baja capacidad de flujo, el desplazamiento de los fluidos estará generalmente controlado por las fuerzas capilares.

Generalmente los yacimientos naturalmente fracturados deben tratarse como un sistema de dos porosidades, uno en la matriz y otro en las fracturas. La interacción (flujo cruzado) entre estas dos porosidades puede afectar considerablemente el comportamiento de un yacimiento.

La capacidad de almacenamiento y la recuperación de hidrocarburos en los yacimientos fracturados pueden variar considerablemente. La porosidad primaria y la secundaria se pueden presentar en diversas combinaciones.

La interacción entre los fluidos contenidos en los bloques matriciales y los existentes en las fracturas, facilitan el desplazamiento de los fluidos, permitiendo obtener recuperaciones substanciales. Otro caso es cuando existe la misma capacidad de almacenamiento en la matriz y en las fracturas. En este caso la matriz es compacta y de baja permeabilidad, mientras que las fracturas poseen una permeabilidad altísima. El último caso se da en una formación con porosidad muy baja o nula en la matriz, en la que prácticamente toda la capacidad de almacenamiento se debe a las fracturas. La saturación de agua puede ser muy alta en una matriz de baja porosidad; pero la saturación es generalmente inmóvil. Los yacimientos de este tipo generalmente producen con altos gastos iniciales; pero éstos declinan drásticamente en muy corto tiempo.

3. Permeabilidad

La permeabilidad es una propiedad del medio poroso y es una medición de la capacidad del medio para transmitir fluidos. Los yacimientos pueden tener permeabilidad primaria y secundaria. La permeabilidad primaria también se conoce como permeabilidad de la matriz, y la permeabilidad secundaria se conoce como permeabilidad de la fractura.

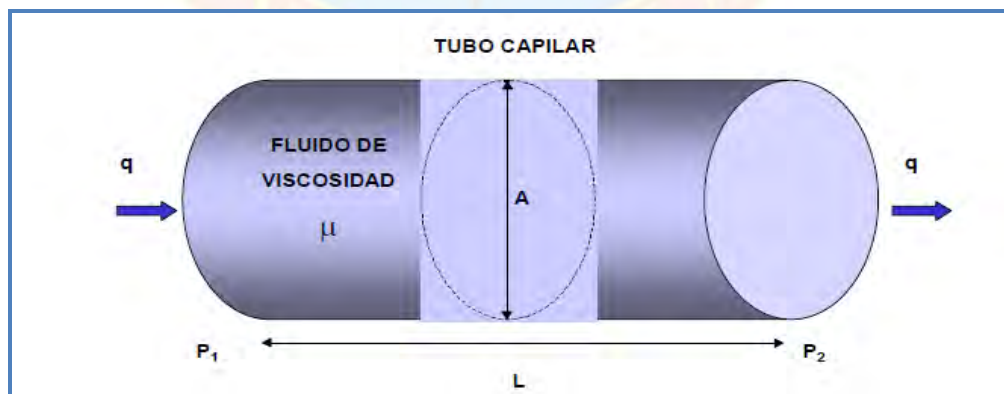


Figura N° 2.4 Representación gráfica de la ley de Darcy.

Fuente: www.scribd.com/doc/19970942/Manual-de-Yacimientos.

- Tipos de Permeabilidades

a) Permeabilidad de la matriz

Es la permeabilidad de la roca sin tomar en cuenta las fracturas. Tomando en cuenta la ley de Darcy, para fluidos incompresibles.

b) Permeabilidad de la fractura

La presencia de fracturas abiertas y no cementadas incrementa de manera considerable la permeabilidad de la roca. Es posible estimar la permeabilidad de una fractura con un método similar al utilizado para la permeabilidad vulgar.

- **Efecto de la permeabilidad**

La permeabilidad tiene un efecto considerable en el flujo de fluidos y por consecuencia en la recuperación de petróleo. En yacimientos naturalmente fracturados la permeabilidad actúa de manera diferente que en yacimientos sin fracturas. Los conductos que forman las fracturas pueden favorecer de manera significativa la permeabilidad de la formación.

La interacción entre la permeabilidad de la matriz y la permeabilidad de la fractura juega también un papel importante en la facilidad de flujo de los fluidos. Se puede tener muy buena permeabilidad en la fractura, pero si la mayor parte de los hidrocarburos se encuentran en la matriz y no hay flujo entre la matriz y las fracturas, no habrá flujo hacia el pozo o será muy reducido. En cambio si la permeabilidad de la matriz y la fractura se relacionan de manera favorable, el flujo de los fluidos a través del medio poroso puede verse mejorado y como consecuencia la recuperación de hidrocarburos será mejor.

Para efectos de la simulación de yacimientos, las permeabilidades relativas seleccionadas para aplicarse en los modelos matemáticos determinan los resultados

de la predicción del comportamiento del yacimiento. Los valores de permeabilidades relativas obtenidas en laboratorio pueden distar mucho de los valores reales de la formación, esto debido a las heterogeneidades de la formación, ya que los valores son obtenidos a partir de núcleos que representan solamente una porción muy pequeña de la formación.

Es por esta razón que es necesario ajustar los datos de permeabilidad relativa en la simulación de yacimientos para obtener un ajuste histórico que concuerde con el comportamiento pasado del yacimiento.

Los yacimientos naturalmente fracturados conceptualmente se consideran constituidos por dos medios, fracturas y bloques de matriz, que interactúan en el dominio del espacio del yacimiento y del tiempo.

2.2.3 Caracterización de Yacimientos

En forma general, se puede decir que la caracterización de yacimientos es una descripción y cuantificación de las propiedades del yacimiento, que incluye tanto el modelo estático de las rocas, como el modelo dinámico de los fluidos. Por consiguiente, es una herramienta fundamental para establecer el plan de explotación de un yacimiento. Existen dos tipos de caracterización:

- **Caracterización Estática:** detecta y evalúa los elementos que constituyen el yacimiento. Herramientas: datos geológicos, geofísicos, petrofísicos, sedimentológicos, registros de pozos, datos de laboratorio, entre otros.

- **Caracterización Dinámica:** detecta y evalúa los elementos que afectan el comportamiento del yacimiento. Herramientas: pruebas de presión, datos de producción, registros PLT, pruebas de trazadores, etc.

2.2.4 Realización de un Modelo Estático

La construcción de un modelo de simulación es iniciada con el desarrollo del modelo estático del yacimiento en estudio, este es el encargado de representar las propiedades del medio poroso del yacimiento a partir de datos extraídos de pruebas realizadas en diferentes puntos del mismo. La construcción del modelo estático está basada en métodos Geoestadístico que integran datos cualitativos (geológicos) y cuantitativos (geofísicos y de laboratorio) con la finalidad de generar una matriz en la cual se representen los valores de cada propiedad del yacimiento en cada celda.

En términos de simulación de yacimiento se puede identificar una celda de manera visual como un volumen que forma parte del yacimiento, mientras que matemáticamente éstas, están representadas como la discretización de cualquiera de las propiedades del yacimiento. En general una celda va a representar un valor de una o varias propiedades.

El yacimiento está dividido en muchas celdas que pueden ser de diferentes formas y tamaños y que en conjunto serán la base fundamental para el planteamiento coherente de las ecuaciones de flujo en el medio poroso, he aquí la importancia del desarrollo de un modelo estático para la simulación. Dentro de la data estática que se requieren tenemos: análisis de núcleos convencionales y especiales, registros de pozos e interpretación sísmica y evaluación petrofísica.

2.2.5 Realización de un Modelo Dinámico

Esta etapa analiza la interacción dinámica roca-fluido del yacimiento; el propósito fundamental es desarrollar metodologías que permitan comprender de una manera integral como se desplazan los fluidos en el sistema poroso (roca). Tales parámetros servirán para alimentar los modelos de simulación numérica de yacimientos.

- PVT Fluidos
- Curvas de Permeabilidad Relativa
- Datos de Producción
- Presiones Capilares
- Pruebas de Presión

2.2.6 Simulación de Yacimientos

Es el proceso de inferir el comportamiento real a partir del comportamiento de un modelo el cual puede ser físico, conceptual o numérico, y consiste en describir el yacimiento y predecir el desempeño futuro del yacimiento bajo una variedad de escenarios.

2.2.6.1 Etapas de la Simulación de Yacimientos

1. Adquisición, revisión, validación de la data
 - Análisis de Núcleos convencionales y especiales
 - Registros de pozos y interpretación sísmica
 - Evaluación petrofísica

- Análisis PVT

2. Data Dinámica

- Información de producción e inyección de los pozos
- Información de presión.

3. Data de Pozos del Yacimiento

- Fecha de completaciones.
- Apertura y cierre de pozos.
- Cambio de zonas.
- Espesor del Cañoneo.

4. Diseño del modelo

El diseño del modelo requiere considerar los siguientes elementos:

- Malla y número de dimensiones: Tipos de modelos: se pueden clasificar en orden de costos y complejidad como sigue:
 - a) Modelo Tanque (cero dimensiones)
 - b) Modelo 1D
 - c) Modelo 2D (x-y, radiales)
 - d) Modelo 3D (x-y-z , radiales)
- Fluidos presentes y número de fases
 - a) Simuladores de petróleo negro (Black Oil): Pueden modelar el flujo de agua, petróleo y gas, tomando en cuenta variaciones de la solubilidad del gas en el petróleo en función de la Presión.
 - b) Simuladores del tipo composicional: Caracterizan al crudo como una mezcla de n componentes con las propiedades del gas.
 - c) Simuladores Térmicos: Pueden modelar recuperación por inyección de fluidos calientes por ejemplo: Inyección de Vapor.

d) Simuladores Químicos: Permiten modelar procesos de inyección de surfactantes y polímeros

- Heterogeneidad del yacimiento: Es importante porque si tenemos variaciones de las propiedades de las rocas, porosidad, permeabilidad de esto dependerá el número de celdas o bloques del modelo (tamaño de la malla).

- Pozos

- a) Son especificados estableciendo su tasa de producción o presión de fondo (igualmente para los inyectores).

- b) Establecer tamaños de bloques que incluyan solo un pozo por bloque.

5. Inicialización

- Verificar el POES/GOES
- Verificar datos PVT
- Verificar tamaño de la capa de gas
- Verificar tamaño del acuífero
- Verificar las presiones iniciales
- Verificar profundidades de CAP, CGP

6. Cotejo del modelo: Variables más frecuentes para cotejar (Yacimiento/pozo):

- a. Cotejo de presión promedio.

- b. Cotejo de la RGP y del % Agua y Sedimento.

- c. Variables a Ajustar:

- Distribución del volumen poroso.
- Tamaño y permeabilidad del acuífero.
- Compresibilidades de los fluidos y de la roca.
- Existencia de fallas sellantes.
- Permeabilidades relativas.
- Viscosidad de los fluidos.
- Transmisibilidades en los bloques

7. Predicción

- a. Caso base (esquema actual)
- b. Sensibilidades al caso base (RGP, perforación adicional)
- c. Existencia de una Recuperación secundaria
- d. Evaluar la factibilidad de inyectar agua o gas, AGA, efectuar sensibilidades inyección/producción, perforación adicional, interespaciada, tasa inyección Optima
- e. Documentar aplicación y resultados del proceso
- f. Preparar Plan Operacional

2.2.6.2 Aplicaciones de la Simulación de Yacimientos.

La aplicación valida de la simulación de yacimientos generalmente toma en cuenta los siguientes aspectos:

1. Planificación de escenarios de desarrollo:

La planificación de escenarios incluye los pasos que se deben ejecutar para obtener las reservas del yacimiento. Los estudios de simulación de yacimientos se pueden conducir desde una etapa muy temprana del desarrollo, como una continuación de las aplicaciones de las técnicas clásicas sencillas.

En la medida en que la planificación del desarrollo progresa, se van utilizando o construyendo modelos más complicados.

La incorporación de nueva información conduce a tomar mejores decisiones para determinar y cuantificar la incertidumbre de los parámetros claves de los yacimientos. Estos modelos serán extremadamente útiles al modificar los esquemas de desarrollo si así lo demandan las nuevas condiciones.

2. Esquemas de producción y estimación de reservas:

Entre las tareas más importantes del ingeniero de yacimientos están las de estimar los futuros perfiles de producción y las reservas. Estas cifras se requieren con mucha frecuencia para los análisis económicos, las evaluaciones de campo y también para atender las disposiciones legales y reguladoras.

Es necesario tener disponible un rango de esquemas de producción para cubrir el rango de las incertidumbres en los parámetros críticos y en las alternativas de desarrollo. Un modelo de simulación de yacimientos es ideal para generar tales esquemas.

3. Seguimiento de yacimiento

Los modelos de simulación están reconocidos como la herramienta más importante para la evaluación de los esquemas de explotación. En esta área se incluyen perforación, estrategias de producción e inyección, justificación de reparaciones, estimulaciones, perforación horizontal y recuperación adicional.

Un modelo de simulación detallado se puede usar para obtener y evaluar rápidamente las bondades de cualquiera de estas alternativas. Con el ajuste de historia se puede mantener actualizado el modelo, de tal manera que el monitoreo del yacimiento puede ser continuamente ajustado para tomar en cuenta los cambios en los datos de campo.

4. Distribución de producción

Muchos campos que contienen sus yacimientos agrupados verticalmente presentan, por lo general, problemas de distribución de producción, al tener los pozos completados en algunos de ellos. Esta política de explotación de campo pudiera contra venir el esquema de explotación de un yacimiento en particular al no disponer de los pozos necesarios para su explotación óptima.

Estos problemas de competencia de producción de yacimientos que comparten los mismos pozos pueden ser adecuadamente tratados con modelos de simulación conceptualizados para tales fines.

2.6.2.3 Tipos de Simuladores de Yacimientos

Existen varios tipos de simuladores de yacimiento. Estos son generalmente clasificados en Simulador de petróleo negro, composicional, térmico y químico, dependiendo de las características de flujo de fluidos y el comportamiento de la transferencia de masa y calor.

- A.-Simulador de Petróleo Negro: Son frecuentemente utilizados para simular procesos isotérmicos, flujo simultáneo de petróleo, gas y agua debido a fuerzas gravitacionales, viscosas y capilares. El término petróleo negro es usado cuando se señala que la fase de hidrocarburo se considera como un líquido único y gas, y no hay cambio en la composición química, por lo tanto la composición de las fases permanece constante aunque la solubilidad del gas en petróleo y agua se toma en cuenta.
- B.-Simulador Composicional: Estos simuladores consideran la variación de la composición de las fases con la presión, estos son utilizados para desarrollar estudios en yacimientos de gas condensado y petróleo volátil.
- C.-Simuladores Térmicos: Este tipo de simulador toma en cuenta tanto el flujo de fluidos como la transferencia de calor y reacciones químicas. Los usos prácticos de estos simuladores están ubicados dentro de los procesos de simulación de inyección de vapor de agua, agua caliente y procesos de combustión en sitio.
- D.-Simuladores Químicos: Estos simuladores consideran el flujo de fluidos, el transporte de masa, debido a dispersión, adsorción, filtración, cinética de reacción y cambios del comportamiento de fases. Son usados en procesos de

inyección de surfactantes, polímeros, emulsiones, sistemas gelificantes y flujos de compuestos alcalinos.

2.2.7 Eclipse 100

Es un simulador utilizado para simular procesos isotérmicos, flujo simultáneo de petróleo, gas y agua debido a fuerzas gravitacionales, viscosas y capilares. El término petróleo negro es usado cuando se señala que la fase de hidrocarburo se considera como un líquido único y gas, y no hay cambio en la composición química, por lo tanto la composición de las fases permanece constante aunque la solubilidad del gas en petróleo y agua se toma en cuenta.

2.3 CONCEPTOS BÁSICOS

1. **Corrida:** Consiste en la ejecución de un programa para estudiar algún escenario en particular lo que conlleva a un resultado que depende de los datos que se le suministren a dicho programa.
2. **Doble Porosidad:** se definen mediante una porosidad primaria que es intergranular y presenta una red de fracturas que está altamente interconectada y es fácilmente correlacionada mediante la permeabilidad ya que depende de la distribución, tamaño y geometría de los granos y también por una porosidad secundaria que es aquella consecuencia de la apertura de espacios causados por el fracturamiento y está controlada por fuerzas tectónicas, el soterramiento y, en algunos casos, por cambios bruscos de apertura.
3. **Matriz:** Una matriz representa el material denso o sólido que rodea los espacios vacíos que están ocupados por fluidos en las rocas en el subsuelo.

4. **Porosidad Total:** La porosidad total es la relación del volumen del espacio de todos los poros conectados o no, con el volumen total de la roca.
5. **Simulador Numérico de Yacimientos:** Es una herramienta utilizada en Ingeniería de Yacimientos, la cual permite facilitar el análisis del yacimiento. Consta de un grupo de programas de computación que mediante algoritmos específicos resuelve numéricamente las ecuaciones del modelo matemático y obtiene soluciones aproximadas de las mismas.



CAPÍTULO III MARCO METODOLÓGICO

3.1 TIPO DE INVESTIGACIÓN

Esta investigación estuvo dirigida al análisis del flujo de fluidos en yacimientos naturalmente fracturados con doble porosidad y doble permeabilidad, mediante el uso de la herramienta eclipse 100 como simulador de yacimientos, basándose en la caracterización estática y dinámica del yacimiento; la distribución de los fluidos mediante esquemas de producción e inyección realizados en el yacimiento en estudio perteneciente al Oriente de la República Bolivariana de Venezuela. De acuerdo a esto se definió la investigación bajo un nivel Explicativo, debido a que se pudo predecir o inferir sobre el análisis del flujo de los fluidos dentro del yacimiento, de tal manera que se logro hacer una caracterización del mismo, con la finalidad de proveer resultados y recomendaciones que se ajustaron a la realidad del hecho.

Arias, F (2006) plantea: “La investigación explicativa se encarga de buscar el porqué de los hechos mediante el establecimientos de relaciones causa-efecto. En este sentido, los estudios explicativos pueden ocuparse tanto de la determinación de las causas (investigación postfacto), como de los efectos (investigación experimental), mediante la prueba de hipótesis. Sus resultados y conclusiones constituyen el nivel más profundo de conocimientos”.

3.2 DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN

De acuerdo a las estrategias utilizadas para responder a las principales interrogantes que fundamentaron el estudio y alcanzar los objetivos planteados, la investigación se realizo bajo un diseño de campo, debido que para analizar el flujo de

fluidos en los yacimientos naturalmente fracturados con doble porosidad y doble permeabilidad.

Los datos (presión, toma de núcleos, históricos de producción, pruebas PVT, entre otros), fueron tomados directamente de la realidad y se hizo uso de ciertas herramientas para obtener resultados que fueron analizados e interpretados con el propósito de entender el flujo de los fluidos en el yacimiento JYA-01, para expresar esto con mayor claridad Arias ,F (2006) comenta la siguiente: “La Investigación de campo es aquella que consiste en la recolección de datos directamente de los sujetos investigados, o de la realidad donde ocurren los hechos (datos primarios), sin manipular o controlar variable alguna, es decir, el investigador obtiene la información pero no altera las condiciones existentes. De allí su carácter de investigación no experimental”.

3.3 POBLACIÓN Y MUESTRA

De acuerdo al trabajo de investigación sobre el análisis del flujo de fluidos en yacimientos naturalmente fracturados que presentan doble porosidad y doble permeabilidad, la población que se empleó es del tipo accesible, debido a que se tomaron en cuenta los yacimientos naturalmente fracturados que se encuentran ubicados en el Oriente de la República Bolivariana de Venezuela.

Ary Jacobs y Razavieh (citado por Arias, F; 2006) denomina la población accesible como la porción finita de la población objetivo a la que realmente se tiene acceso y de la cual se extrae una muestra representativa.

Mientras que la muestra a estudiar fue del tipo intencional, Arias, F (2006), expresa lo siguiente: “En el muestro intencional los elementos son escogidos con base en criterios o juicios preestablecidos por el investigador”. Debido a que se escogió un

yacimiento naturalmente fracturado que presente doble porosidad y doble permeabilidad, perteneciente a los yacimientos naturalmente fracturados del Oriente de la República Bolivariana de Venezuela, específicamente del Norte de Monagas, el cual por razones de confidencialidad con la empresa que suministro la data del modelo, se le realizaron cambios al nombre del yacimiento y de los pozos que se encuentran asignado.

3.4 PROCEDIMIENTO METODOLÓGICO

La metodología empleada para el logro de los objetivos propuestos se puede resumir en las siguientes etapas:

3.4.1 Etapa I: Identificación de las Distintas Porosidades y Permeabilidades Presentes en el Yacimiento Naturalmente Fracturado en Estudio

En esta etapa se realizó una revisión sobre los yacimientos naturalmente fracturados y de esta manera se pudo conocer que estos en su mayoría presentan un sistema de doble porosidad y doble permeabilidad. Debido a los esfuerzos que sufren las rocas sedimentarias estas tienden a desarrollar una porosidad secundaria la cual se genera como consecuencia de la apertura de espacios causados por el fracturamiento. En el caso de los carbonatos, puede presentarse un sistema poroso con vacuolas o huecos, a esto se le llama porosidad vugular.

Para la identificación de las distintas porosidades y permeabilidades presentes en el yacimiento JYA-01, se chequearon estudios como: las toma de núcleos y registros de imágenes.

3.4.2 Etapa II: Descripción del Modelo Estático y Dinámico del Yacimiento Naturalmente Fracturado en Estudio

En esta etapa, se realizó la revisión de los estudios que conforman el modelo estático y dinámico que se han realizado en el campo, con el objeto de establecer las características más resaltantes, que definen un buen entendimiento del yacimiento.

Para el desarrollo de este objetivo se procedió al análisis de esta información, tomando en cuenta que, aunque constituían datos secundarios de esta investigación, también aportaron aspectos fundamentales para el logro de los objetivos planteados. Los razonamientos estuvieron direccionados a pre visualizar cuales de las características del reservorio eran influyentes en el análisis del modelo estático.

Para la descripción del modelo estático del yacimiento JYA-01 se recolectó toda la información perteneciente a este yacimiento, tales como: mapas estructurales e informes geológicos que definieron la geología, el tipo de estructura, los sistemas de fallas que se encuentran en el mismo; estudios estratigráficos que determinaron la columna estratigráfica del yacimiento y como está conformada; estudios sedimentológicos que permitieron definir la sedimentología de las tres secuencias del yacimiento como lo son: secuencia inferior, secuencia media y secuencia superior; análisis depositacional que permitió conocer el ambiente de depósito de la formación fracturada; estudio de la sísmica del campo fracturado, para identificar el tipo de estructura y direcciones estructurales de las fallas; estudio de la petrofísica del yacimiento JYA-01 para conocer las propiedades del mismo como: espesor neto petrolífero, porosidad efectiva, saturación de agua, permeabilidad, volumen de arcilla, entre otras.

Para la descripción del modelo dinámico, se realizaron estudio de los análisis de fluidos PVT, para ajustar la ecuación de estado de la formación fracturada y permitir reproducir las propiedades termodinámicas del yacimiento, se revisaron los diagramas de fases para conocer el estado del fluido del yacimiento en estudio y las

presiones; también se estudio el comportamiento de presiones en el yacimiento JYA-01 desde el inicio cuando fue estimada mediante una prueba de Restauración de presión (Build Up) y su variación con en función del tiempo mediante graficas Presión vs tiempo. Finalmente se estudio el comportamiento de producción del yacimiento JYA-01 desde que se inicio la producción el año 1958 con el Pozo- 15, con un crudo de 36,7 °API y 600 Bls/Día.

3.4.3 Etapa III: Interpretación de la Interacción Entre las Fracturas, la Matriz y los Fluidos Contenidos en la Roca Reservorio

Para la interpretación de la interacción entre las fracturas ,la matriz y los fluidos contenidos en el yacimiento en estudio, se obtuvieron los modelos de flujo del yacimiento JYA-01 mediante el uso del programa Pansystem 3.1, el cual requirió que se introdujeran los parámetros petrofísicos, de los fluidos y datos generales de cada pozo, dependiendo de la naturaleza del mismo. Como el yacimiento en estudio es de crudo negro se introdujo al programa: porosidad, arena neta, saturación de agua, radio del pozo, viscosidad, compresibilidad total, factor volumétrico del petróleo y gravedad API.

El modelo de flujo de la prueba se fijó una vez establecido el comportamiento de la presión y su derivada. El ajuste se fijó con los modelos que se encuentran en el software, una vez que se estableció el modelo que mejor presentaba resultados de ajuste.

Para aquellos pozos que contaron con más de una prueba de presión, una vez ajustados los modelos de flujo, se simuló el modelo que se ajustara a las condiciones actuales del pozo, con la finalidad de reproducir la historia de presiones y, de esa forma, verificar si el modelo de flujo seleccionado representara el sistema pozo-yacimiento.

Luego de obtenida las curvas por el Método de Horner y de la Derivada se procedió a realizar la interpretación, chequeándose los manuales de pruebas de presión y se analizó la interacción de la matriz, las fracturas y los fluidos contenidos en el yacimiento en estudio, en función de los resultados obtenidos.

Etapa IV: Caracterización del Flujo y Distribución de los Fluidos en el Yacimiento JYA-01, en Función de Esquemas de Producción e Inyección

Para la caracterización el flujo de fluidos en el yacimiento naturalmente fracturado se requirió de una data de un yacimiento real que cumpliera las condiciones del trabajo de investigación.

El modelo de simulación del yacimiento JYA-01, corresponde a un crudo negro, conformado por 22 capas, de las cuales las 11 primeras capas corresponden a la matriz y las 11 restantes a las fracturas.

Para que el proyecto estuviera en función de las modificaciones realizadas se hizo una corrida en el Simulador de Yacimientos Eclipse 100 y así obtener los resultados en función de los cambios.

Posteriormente se realizó el cotejo histórico de la presión, las tasas de los fluidos, la relación gas-petróleo, con la finalidad de reproducir el comportamiento del yacimiento a la hora de realizar la predicción.

Se chequearon los diagramas ternary tanto de la matriz y de la fractura del yacimiento JYA-01. Mediante el FloViz se importó el modelo de simulación, para verificar los ternarys en las fechas del 1 de Marzo de 1978 y del 1 de Enero de 2010, con la finalidad de observar la distribución de los fluidos en el yacimiento inicialmente y en la actualidad.

Posterior a esto se crearon los esquemas de producción e inyección, ubicándolos en zonas prospectivas del yacimiento, las cuales se definieron mediante la distribución de las porosidades y permeabilidades, en los sistemas porosos-permeables que conforman el yacimiento.

Luego se chequearon los diagramas ternarys a finales del año 2029, y se realizaron los cortes transversales en función del pozo inyector de gas y los pozos productores, que permitieron caracterizar el flujo y distribución de los fluidos en el yacimiento.

3.5 TÉCNICAS E INSTRUMENTOS DE RECOLECCIÓN DE DATOS

3.5.1 Revisión Bibliográfica

Durante esta etapa de la investigación, se revisó literatura relacionada con los yacimientos naturalmente fracturados, pruebas de presión y la simulación de yacimientos.

Dicha investigación abarcó el estudio de las características que presentan los yacimientos naturalmente fracturados así como también la información referente al campo, y a los software (simuladores de yacimiento) a utilizar, con el fin de obtener una visión general de donde y como se realizara el trabajo. Además de aclarar ciertos aspectos técnicos de la investigación.

3.5.2 Entrevistas no Estructuradas

Asesorías con ingenieros y personal debidamente calificados, los cuales están relacionados con el tema desarrollado, con la finalidad de obtener información

respecto a los yacimientos naturalmente Fracturados y al Simulador Eclipse 100, facilitando de esta manera la ejecución del estudio.

3.6 RECURSOS

3.6.1 Recursos Humanos

Para la elaboración de la investigación y desarrollo del proyecto, se conto con el asesoramiento y apoyo técnico de personas especializadas en el área de simulación de yacimientos, Ingenieros y personal especializados en esta rama de la industria, además de profesores que laboran en la Universidad de Oriente ,Núcleo Monagas de la Escuela de Ingeniería de Petróleo.

3.6.2 Recursos Financieros

Cualquier gasto generado durante la elaboración del proyecto, fue asumido por los autores.

3.6.3 Recursos Tecnológicos

Comprendieron equipos de computación personales el programa computarizado Pansystem 3.1 y el simulador Eclipse 100.

Eclipse 100

Es el simulador de petróleo negro más utilizado en el mundo, capaz de modelar gran cantidad de situaciones que se presentan en los yacimientos el cual ofrece

resultados muy confiables. Este trabaja cada sección del archivo de datos, la cual es leída y procesada. Se realizan verificaciones de consistencia de los datos y los cálculos de las presiones y saturaciones a lo largo del tiempo. La información solicitada por el usuario es escrita en diversos archivos de salida.



Figura N° 3.1 Ventana Principal del Simulador Eclipse 100

Programa Computarizado PANSYSTEM 3.1

Es una herramienta conformada por una serie de módulos de trabajo que se accionan de manera interactiva, permitiendo al usuario de una manera más práctica de realizar la validación, diseño e interpretación de pruebas de presión. El diseño del programa se basa en los estudios analíticos desarrollados para interpretar pruebas de pozos; cuyo objetivo radica en facilitar el manejo de los datos obtenidos en algunos tipos de prueba de presión, garantizando la preparación y simulación de las mismas, para su debido análisis o interpretación.

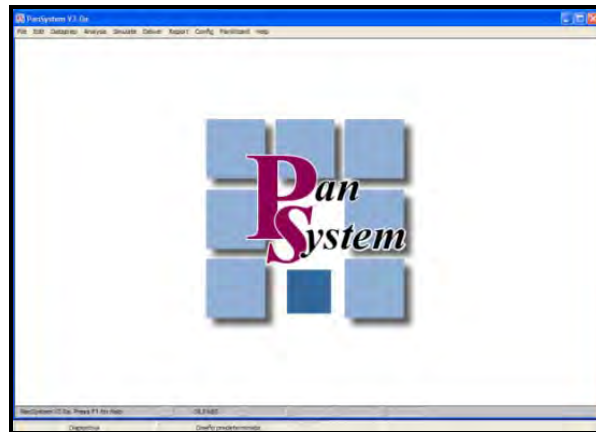
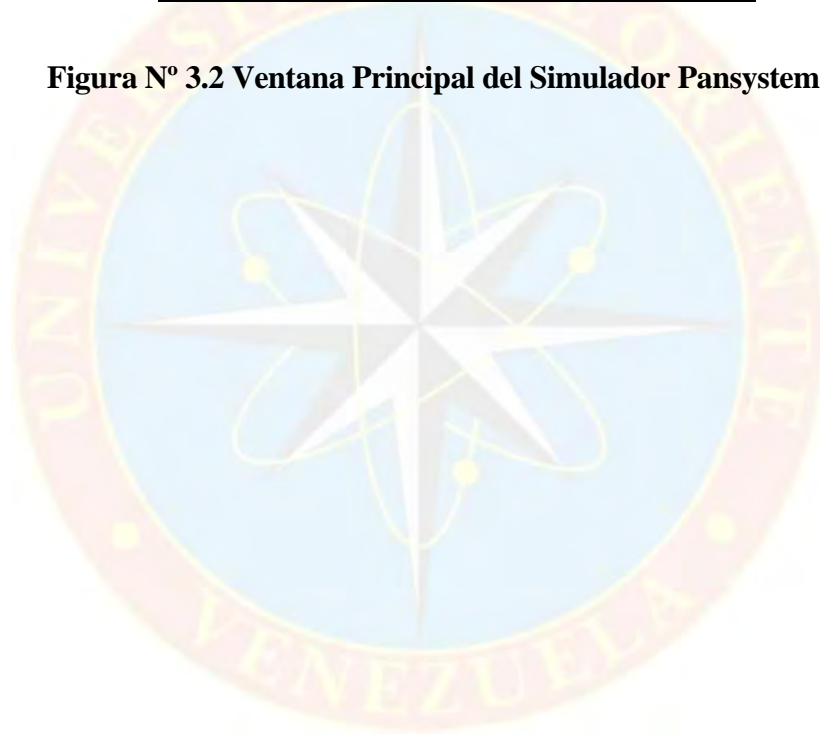


Figura N° 3.2 Ventana Principal del Simulador Pansystem 3.1



CAPÍTULO IV ANÁLISIS DE RESULTADOS

4.1 IDENTIFICACIÓN DE LAS DISTINTAS POROSIDADES Y PERMEABILIDADES PRESENTES EN EL YACIMIENTO NATURALMENTE FRACTURADO EN ESTUDIO

La Formación estudiada, en el Campo Fracturado, se depositó en un ambiente próximo costero asociado a un sistema de isla de barreras, de edad cretácea y con un espesor promedio de 635 pies. Esta formación se encuentra compuesta principalmente por areniscas cuarzosas de granos medios, en ocasiones finos, regularmente seleccionados, bien compactados y bien consolidados, en ocasiones con matriz arcillosa. En la parte superior se observa una secuencia más arcillosa, mientras que en la parte basal de la unidad se observan buenos desarrollos de areniscas masivas. Las areniscas que constituyen esta formación están interestratificadas con lutitas gris oscuras y limolitas grises.

El yacimiento JYA-01, ubicado en el Oriente del país de acuerdo a estudios realizados, como. toma de núcleos, pruebas de presión y registros de imágenes lo ubican en la clasificación, de un yacimiento naturalmente fracturado, debido a que los análisis realizados detectaron la presencia de dos sistemas porosos, como lo son: la matriz y las fracturas naturales.

La calidad de la roca del yacimiento JYA-01 es extremadamente pobre debido a efectos de la alta compactación mecánica, alto contenido de matriz y grado de cementación, adicionalmente los núcleos extraídos han permitido identificar numerosos intervalos delgados secos que contribuyen a incrementar la heterogeneidad del yacimiento.

El yacimiento JYA-01 presenta porosidades y permeabilidades dobles, las cuales están afectadas por la forma de grano, escogimiento, granulometría y principalmente por efectos posteriores a la depositación, esto significa que cada bloque estructural tiene una distribución de porosidad y permeabilidad que dependen de la profundidad de soterramiento a la cual fue sometida la roca.

Debido a los esfuerzos que sufren las rocas sedimentarias que conforman el yacimiento JYA-01, estas tienden a desarrollar una porosidad secundaria la cual se genera como consecuencia de la apertura de espacios causados por el fracturamiento, y está controlada por fuerzas tectónicas, soterramiento y en ocasiones por la temperatura.

La porosidad primaria promedio es de 7%, con poros de tamaños reducido, sin embargo, la presencia de fracturas naturales impregnadas en petróleo residual documentada por núcleo y registros de imágenes incide en la producción como porosidad secundaria. Por lo tanto en el yacimiento se tiene una porosidad y permeabilidad de matriz y fractura que influyen en la producción del yacimiento.

El Yacimiento JYA-01, presenta propiedades petrofísicas secundarias producto de las fracturas naturales e inducidas, estas últimas de mayor importancia, debido a que algunos de los pozos productores son sometidos a fracturas hidráulicas para incrementar la capacidad de flujo del pozo.

En la Tabla N° 4.1, se presenta los valores de la doble porosidad y permeabilidad, los números de saturación de agua y volumen de arcilla se repiten para ambos casos, ya que curvas usadas para la estimación de las mismas no sufre variación por las fracturas naturales o inducidas de la formación.

Tabla N° 4.1 Valores Petrofísicos Primarios y Secundarios del Yacimiento JYA-01.

	Porosidad (%)	Sw (%)	Vcl (%)	Permeabilidad (mD)
Valores Primarios	7.1	24.1	8.3	11.9
Valores Secundarios	0.092	24.1	8.3	140.8

Los registros de imagen en los pozos: Pozo-4 y el Pozo-2, muestra el comportamiento de las fracturas naturales pertenecientes al yacimiento JYA-01 (Figura N° 4.1), donde se observa que más del 80% de la producción de los pozos productores en la Formación. Fracturada, provienen de fracturas naturales.

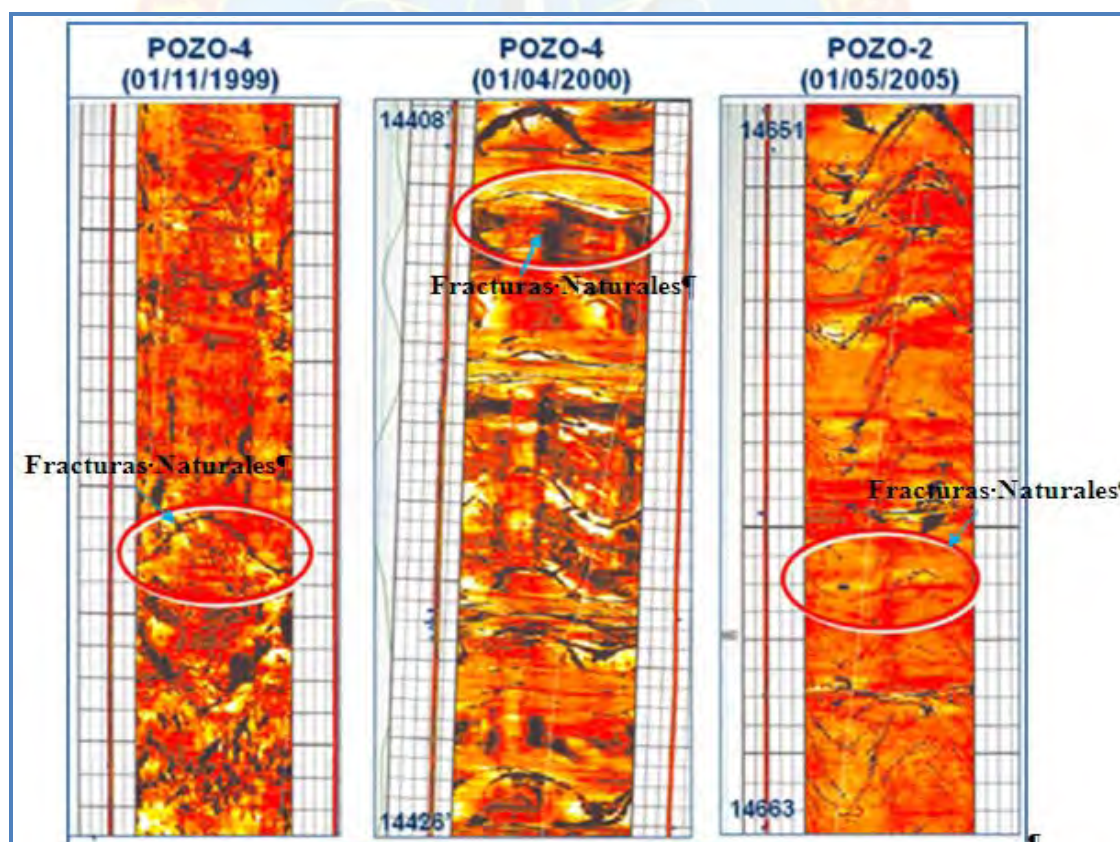


Figura N° 4.1 Registros de imagen en los pozos: Pozo-4 y el Pozo-2.

4.2 DESCRIPCIÓN DEL MODELO ESTÁTICO Y DINÁMICO DEL YACIMIENTO NATURALMENTE FRACTURADO EN ESTUDIO

Para la descripción del modelo estático y dinámico del yacimiento naturalmente fracturado, se requiere la caracterización del yacimiento, la cual se desarrolla en dos etapas; una etapa de caracterización estática y otra de caracterización dinámica. En la primera se define las características físicas del volumen de roca a condiciones estáticas, mientras que en la segunda se describe la interacción de los fluidos dentro del volumen de roca a condiciones dinámicas.

4.2.1 Modelo Estático del Yacimiento JYA-01

4.2.1.1 Modelo Geológico Estructural

El Yacimiento JYA-01 posee una estructura de anticlinal, encontrando la mayoría de sus pozos casi alineados en la cresta del mismo, en los que podemos mencionar Pozo-1 y Pozo-3, tal como se muestra en la sección estructural Figura N° 4.2, separados por tres fallas de tipo normal que genera una yuxtaposición de los tres miembros operacionales que conforman a esta Formación (Fracturado Superior, Medio e Inferior) y cuyo salto vertical es de aproximadamente de 90 pies con buzamiento de 20°.

Se distinguen tres sistemas de fallas, formados como resultado de una dirección de esfuerzo máximo orientada en sentido N 130°. El primer sistema de fallas, corresponde a los corrimientos y retrocorrimientos, ambos paralelos al eje de los anticlinales. Los corrimientos son de vergencia Sureste y dirección N 60° y los

retrocorrimientos son de vergencia Noroeste. El segundo sistema, orientado N 140°-150°, es casi perpendicular al primer sistema de fallas y corresponde a las rampas laterales. Finalmente, un sistema poco frecuente orientado N 20° que podría ser una dirección heredada que fue reactivada durante la compresión asociada al corrimiento de Pirital. La magnitud del salto vertical de las fallas no excede los 200 pies.

Desde el punto de vista geométrico, sin considerar ningún efecto de diagénesis, ni de generación de una zona intensamente cizallada y fracturada por el desplazamiento de las rocas, las fallas tienen un efecto de barrera limitado sobre el movimiento de los fluidos. Es necesario un salto de fallas vertical superior a los 400 pies, para que estas puedan constituir barreras efectivas de comunicación lateral entre los diferentes bloques estructurales del yacimiento.

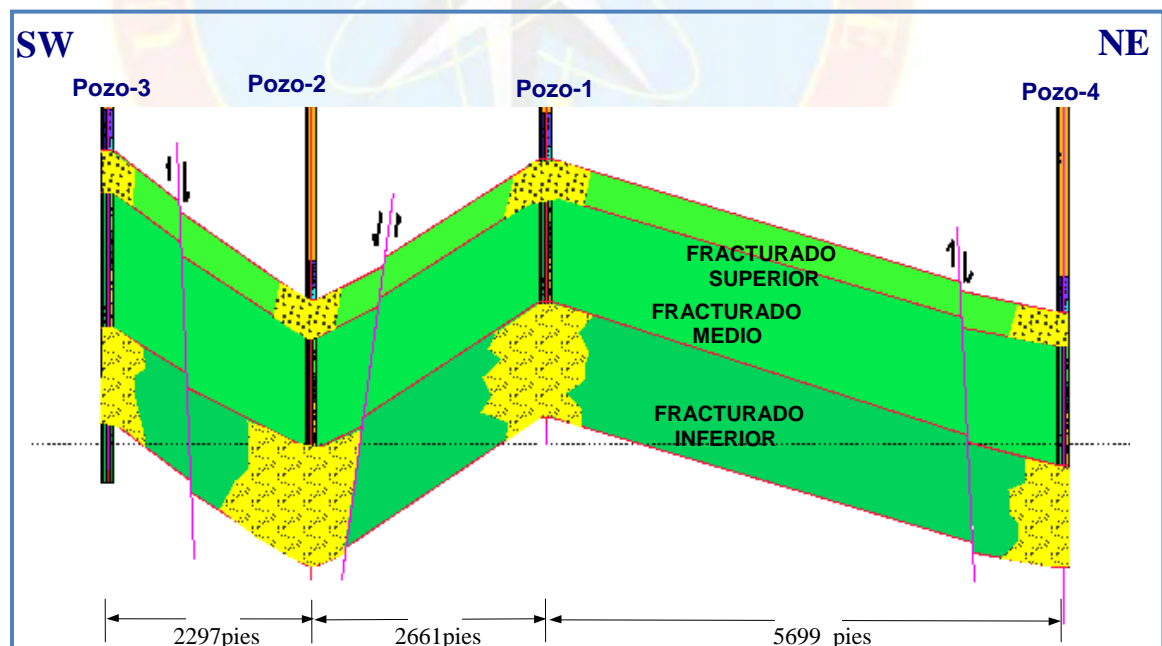


Figura N° 4.2 Sección Estructural del Yacimiento JYA-01.

4.2.1.2 Modelo Estratigráfico

El estudio estratigráfico abarca una descripción de la columna geológica del área, las respuestas de los registros de pozo y un estudio del sistema deposicional a partir de la sísmica. La acumulación de petróleo se desarrolla por la combinación de trampas estratigráficas y estructurales. La columna estratigráfica, del yacimiento JYA-01 está conformada por sedimentos que componen la sección cretácea correspondiente a la Formación Fracturada, se caracterizan litológicamente por ser principalmente areniscas cuarzosas masivas con pequeñas interestratificaciones de lutitas grises oscuras.

La Formación Fracturada se encuentra representada por tres secuencias: secuencia inferior, secuencia medio y secuencia superior. Estas tres subdivisiones se basan principalmente en estratigrafía secuencial.

En la sección estratigráfica (Apéndice B), se evidencia una buena continuidad lateral de las arenas pertenecientes a los tres miembros operacionales de la Formación Fracturada manteniendo de igual manera los espesores de las mismas a lo largo de la cresta del anticlinal.

4.2.1.3 Modelo Sedimentológico

a) Características Sedimentológicas de la Secuencia Inferior

La sección inferior de la Formación Fracturada se caracteriza por presentar electrofacies grano crecientes hacia el tope, en algunos casos cilíndricos, limpios. La información de los núcleos indica que el tamaño de grano oscila entre fino y muy fino, de escogimiento bueno a muy bueno, en algunos casos intervalos de grano

grueso y conglomerados que puede referirse a depósitos de tormenta; las estructuras sedimentarias son laminaciones cruzadas de ángulos variables, con numerosos truncamientos y estratificación cruzada bidireccional.

b) Características Sedimentológicas de la Secuencia Media

La sección media de la Formación Fracturada se caracteriza por presentar secuencias de areniscas de grano medio a fino, con bandas microconglomeráticas de grano grueso a muy grueso y gránulos de cuarzo, laminaciones cruzadas tangenciales, unidireccionales y bidireccionales, truncamientos, secuencias de areniscas limosas calcáreas.

c) Características Sedimentológicas de la Secuencia Superior

La secuencia superior está conformada por areniscas de grano fino a muy fino, muy raramente grano grueso y se encuentran asociados a tormentas, areniscas limosas, lutitas con interlaminaciones de arena muy fina, limolíticas, algo calcáreas en algunos casos fosilíferas, bioturbadas. Las estructuras sedimentarias presente son: laminaciones cruzadas de ángulo bajo, bidireccionales y laminaciones paralelas.

4.2.1.4 Modelo Depositacional

De acuerdo a la descripción de los núcleos, la asociación de estructuras sedimentarias, icnofósiles y las facies descritas el ambiente de depósito de la Formación Fracturada fue definido como: canales de mareas, marismas, lagunas, playa, barras costeras, anteplaya, sedimentos finos de plataforma interna, lo cual hacen suponer que la Formación Fracturada, en el campo JYA-01, se depósito en un ambiente próximo costero asociado a un sistema de isla de barreras.

Este tipo de ambiente pueden estar sujetos a un régimen mixto, tanto de olas como de las mareas, mostrando una geomorfología en la línea de costa que involucra ambos procesos. El efecto de las mareas genera la formación de canales de mareas, los cuales cortan los cordones litorales, permitiendo el flujo de sedimentos dentro y fuera de las lagunas y marismas que se encuentran detrás de la isla de barreras.

4.2.1.5 Petrofísica del Yacimiento JYA-01

Las propiedades petrofísicas se describen para cada miembro; **Apéndice A.**

- a. Fracturado Superior con un espesor petrolífero neto promedio de 45 pies, con una porosidad efectiva de 7,65%, saturación de agua de 26,75%, permeabilidad de 30 mD asociada a las fracturas naturales, un volumen de arcilla de 6,70%, resistividad de 400 ohms/mts y un radio garganta poral de 1,312 micrones, correspondiéndose a una petrofacie mesoporo.
- b. Fracturado medio presenta espesor petrolífero neto promedio de 145 pies, intrínsecamente porosidad efectiva de 7,25%, saturación de agua 26,70%, permeabilidad de 15 mD asociada a las fracturas naturales de la Formación, arcillosidad de 5,60%, resistividad verdadera de 293 ohmios/mts y un radio de garganta poral predominante de 1,710 micrones, cotejándose como una petrofacie mesoporosa con influencia macroporosa.
- c. Fracturado inferior con un espesor petrolífero de 120 pies, porosidad efectiva de 6,90%, saturación de agua de 28,30%, permeabilidad de 9 mD asociada a las fracturas naturales, un volumen de arcilla de 7,70%, resistividad verdadera de 194 ohmios/mts y radio promedio de garganta poral de 1,314 micrones calificándose como una petrofacie mesoporosa.

Las características petrofísicas promedio para la Formación Fracturada, en el Yacimiento JYA-01, permite definir un espesor neto petrolífero promedio de 310 pies, porosidad efectiva de 7,27%, permeabilidad de 18 mD asociada a las familias de fracturas naturales presente en la formación, un volumen de arcilla de 6,70%, resistividad verdadera promedio de 300 ohmios/mts y un radio de garganta poral de 1,445 micrones, correspondiéndose con una petrofacie mesoporosa, con influencia en la parte media de la formación de petrofacie macroporosa.

4.2.2 Modelo Dinámico del Yacimiento JYA-01

El yacimiento JYA-01 cuenta con cuatro análisis de fluidos PVT, los cuales son utilizados para ajustar la ecuación de estado de la Formación Fracturada y permitir reproducir las propiedades termodinámicas del yacimiento.

1 análisis PVT del Pozo-1 (15/02/1998).

1 análisis PVT del Pozo -3 (09/07/2000).

2 análisis PVT del Pozo-4 (2008).

De acuerdo a los estudios PVT realizados en el yacimiento JYA-01 los pozos ubicados en la parte alta de la estructura, a través del Pozo-1 y Pozo-3 los fluidos producidos han sido caracterizados como crudo negro, y los pozos ubicados en zona más baja de la estructura como el caso del Pozo-2 y Pozo-4 que presentan características de un crudo negro.

El pozo descubridor Pozo-15 que se encuentra estructuralmente hacia el tope tiene características de crudo de 36,7 °API y se encuentra completado en el miembro Fracturado Superior y Fracturado Medio. Más abajo en la estructura se encuentran completados en los miembros Fracturado medio e Inferior los pozos: Pozo-1 y Pozo-3, con características de crudo del tipo liviano de 37,8° y 36,4° API, respectivamente. En tanto hacia los flancos y a mayor profundidad en el yacimiento

se encuentran los pozos: Pozo-4; Pozo-2 y Pozo-17 (abandonado) con gravedades que oscilan entre 23,5° y 29,2° API, lo cual es definido como crudo mediano. Es bueno resaltar que el Pozo-18 produjo crudo pesado de 14,2° API con un corte de agua en el orden de 50 %, por lo que se decidió abandonar el pozo.

En la Figura N° 4.3, se aprecia la distribución de fluidos del yacimiento JYA-01 basándose en sus pruebas oficiales y de acuerdo a las profundidades a las cuales fueron completados.

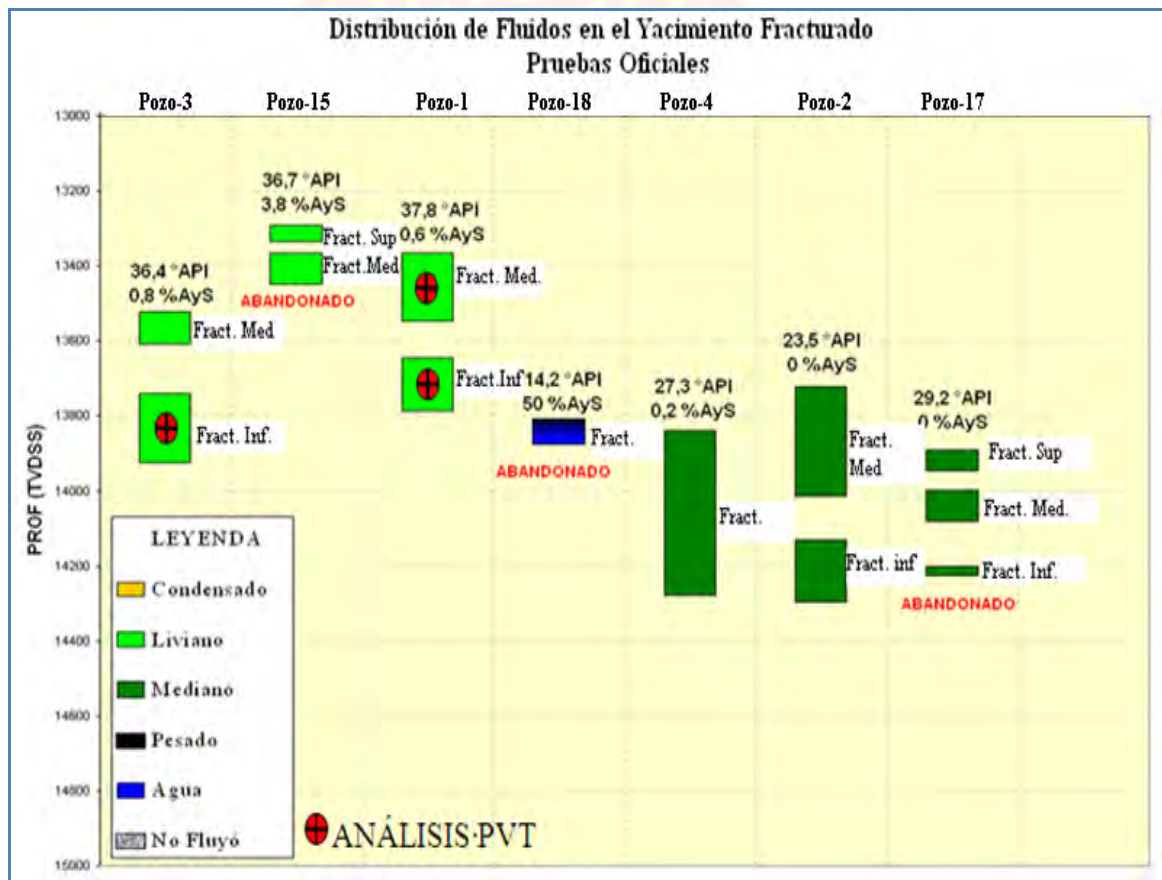
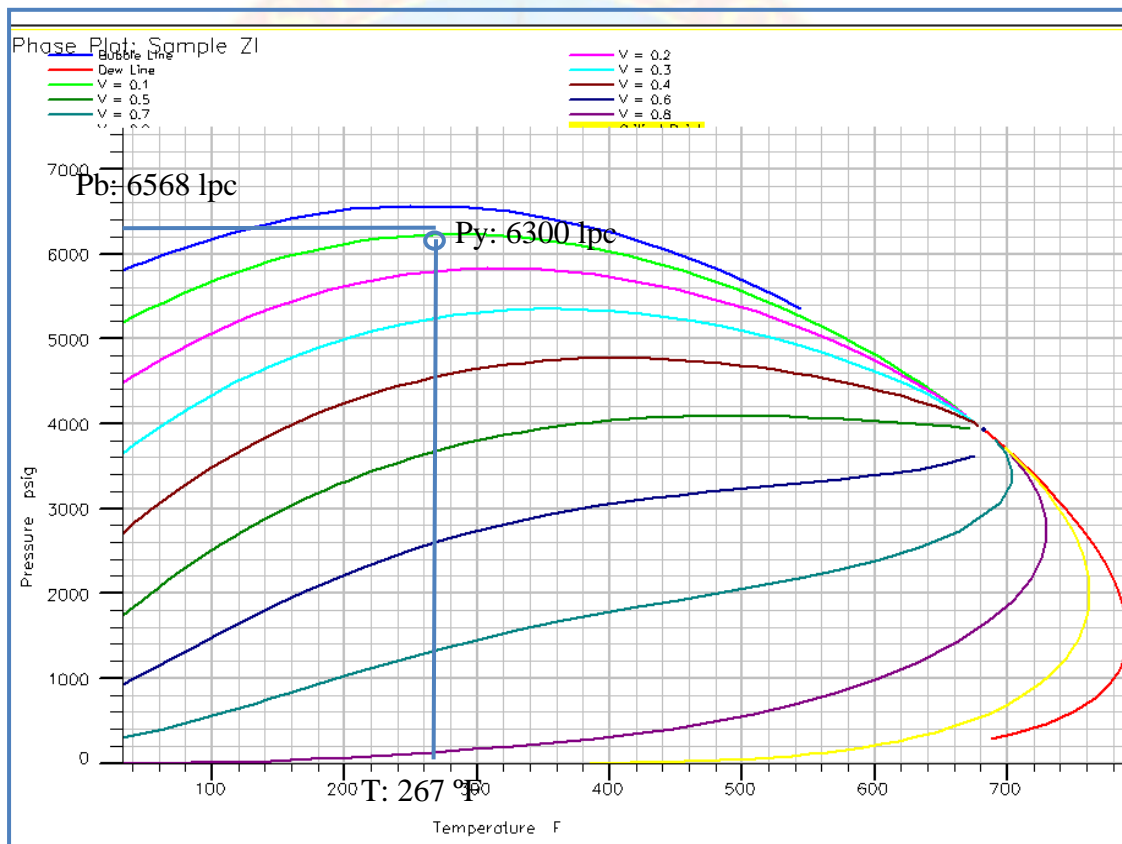


Figura N° 4.3 Distribución de fluidos del yacimiento JYA-01. Pruebas oficiales.

4.2.2.1 Diagrama de Fases

La presión de burbujeo para el momento de la toma de la muestra (Pozo-1) era de 6568 lpc, a una temperatura de 267 °F; considerando que en los actuales momentos existe una presión de yacimiento a 6300 lpc; en la curva se puede observar aproximadamente con un 90% de líquido y un 10% de gas.



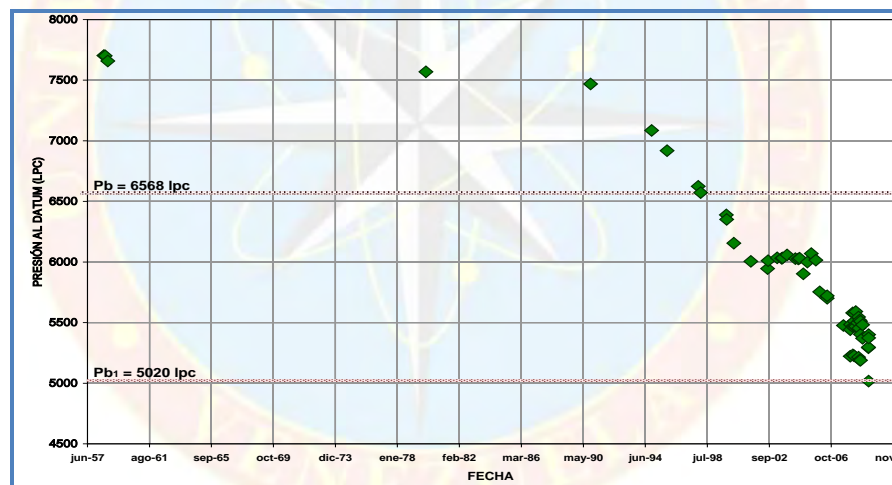
Gráfica N° 4.1 Diagrama de Fases del Pozo -1

En este diagrama (Gráfica N° 4.1), se puede observar que la presión de burbujeo se encuentra por encima y a la izquierda del punto crítico. El yacimiento JYA-01 de acuerdo al diagrama de fase, es de crudo negro.

4.2.2.2 Comportamiento de Presión del Yacimiento JYA-01

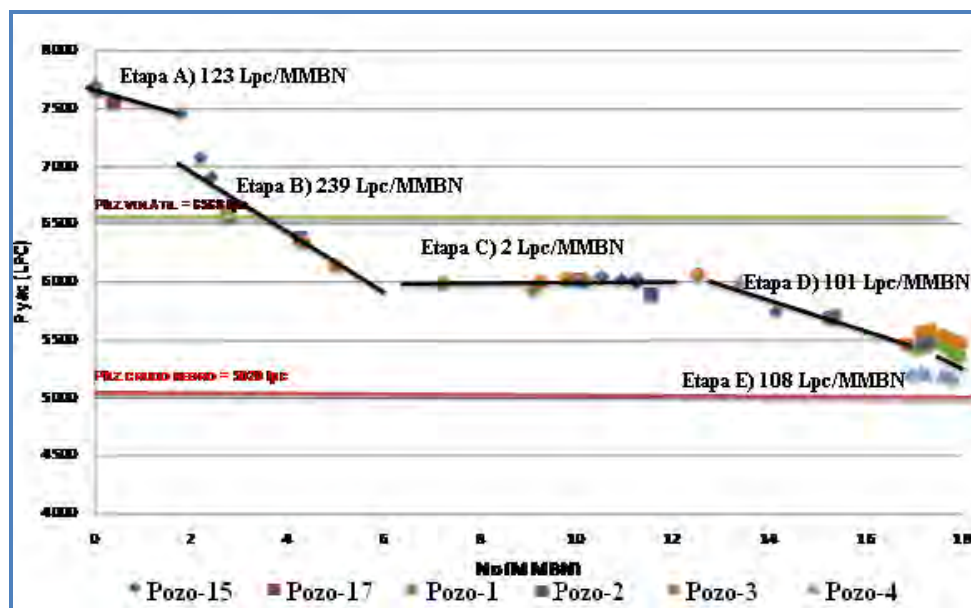
La presión inicial del yacimiento JYA-01 fue estimada en 7704 lpc, obtenida a través de la prueba de Restauración de Presión, realizada en el año 1958 en el Pozo-15. Con este valor de presión, y los resultados de la prueba PVT realizados con las muestras de los pozos Pozo-1, Pozo-2 y Pozo-4, se determinó que el rango de la presión de burbujeo varía desde 6568 lpc (tope) hasta 5020 lpc (base).

Con la información de la base de datos de las presiones del yacimiento, se elaboraron gráficas de comportamiento de presión en función del tiempo, y gráfico de agotamiento de la presión en función de la producción de petróleo acumulada (Gráfica °N 4.2).



Gráfica N° 4.2 Comportamiento de Presión del Yacimiento JYA-01.

El agotamiento de presión del yacimiento JYA-01, se ha dividido en etapas (Gráfica °N 4.3):



Gráfica N° 4.3 Agotamiento de Presión del Yacimiento JYA-01.

En la **etapa A**, se obtuvo una disminución de 235 lpc en el periodo comprendido entre los años 1958 y 1990, con una producción acumulada de 1,8 MMBN por medio de los pozos 15 y 17, para un agotamiento de 123 lpc/MMBN.

En la **etapa B** se observa en los siguientes 10 años (Entre Octubre de 1990 hasta Abril de 2000), con una disminución de 1314 lpc. Para este periodo se recuperaron 3.2 MMBN a través de la incorporación a producción y drenaje de las reservas de los Pozos 1, 2 y 3. El agotamiento en esta fase fue estimada en 239 lpc/MMBN.

La **etapa C** se inicia a partir de Junio de 2001 culminando en Septiembre de 2005. Durante este periodo las presiones obtenidas estuvieron entre 6000 lpc y 6100 lpc debido a la restricción de producción a 3,6 MBNPD que se llevó a cabo con el objetivo de minimizar el agotamiento observado en la etapa B, representando un

mantenimiento en la energía del yacimiento durante 4 años. La producción acumulada obtenida en esta etapa fue de 8,36 MMBN.

En la **etapa D** muestra el agotamiento de la presión que actualmente presenta el yacimiento. Se inició en Enero de 2006 con el registro de unos 5754 lpc, lo que indicaba que el periodo de mantenimiento de presión obtenido en la etapa anterior había culminado, esto fue confirmado en los registros obtenidos en Julio de este mismo año en los cuales se obtuvieron presiones entre 5701 lpc y 5721 lpc, un año después para el mes de Agosto de 2007, la presión obtenida y tomada como la actual para el yacimiento es de 5476 lpc, representando una disminución de 278 lpc entre Enero de 2006 y Agosto de 2007 con un agotamiento de 101 lpc/MMBN.

La última **etapa E** se obtiene por el cierre de los pozos 1, 3 y 4 manteniendo los pozos 2 y 5 Activos entre 2008 y 2009 para realizar las capturas de información determinando, mediante análisis de fluidos (PVT) se obtuvieron rangos de presiones de burbuja entre 5020 lpc y 5300 lpc en la parte basal de la estructura.

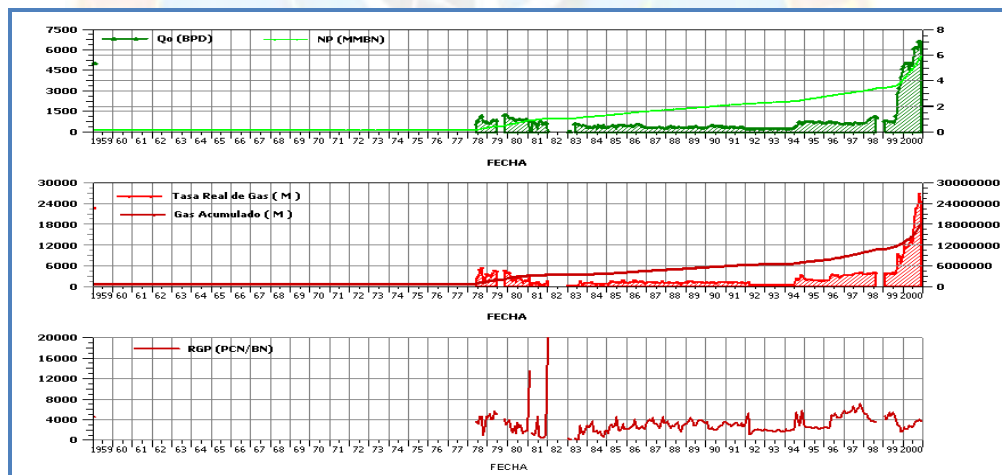
4.2.2.3 Comportamiento de Producción

El Yacimiento JYA-01 fue descubierto en Julio del año 1958 con la perforación y completación del Pozo-15, encontrándose inicialmente subsaturado a una presión de 7758 lpc a -13600 pies (Datum).

A partir de Julio de año 1958 se inicia la producción, a través, del Pozo-15 con petróleo de 36,7°API y potencial de 600 barriles netos por día. Por razones operativas se decidió el cierre de la explotación del yacimiento hasta 1983, cuando se reactivó, a través, del mismo pozo descubridor (Pozo-15).

La perforación se reactivó en el año 1998 con el Pozo-1, Pozo-2 en 1999, el Pozo-3 terminado en Julio del año 2000, para mediados del año 2004 se culminó la perforación del pozo de avanzada Pozo-4, el cual tenía como objetivo delimitar el yacimiento hacia su flanco Nor-Este . La evaluación de este pozo permitió incorporar una nueva área y por lo tanto aumentar las reservas del yacimiento JYA-01.

El Para enero del año 2000, se habían drenado unos 7,00 MMBN de petróleo con 21,3 MMPCN de gas y 26126 Bls de agua, por medio de los Pozos 15, Pozo-17, Pozo-1, Pozo-2 y la incorporación del Pozo-3. Para Diciembre de 2000 la tasa diaria de producción de crudo era de 6,47 MBNPD, la tasa de producción de gas era de 23,80 MMPCNGD con una RGP de 3680 PCN/BN, como se muestra en la Gráfica N° 4.



Gráfica N° 4.4 Comportamiento Histórico de Producción del Yacimiento JYA-01.

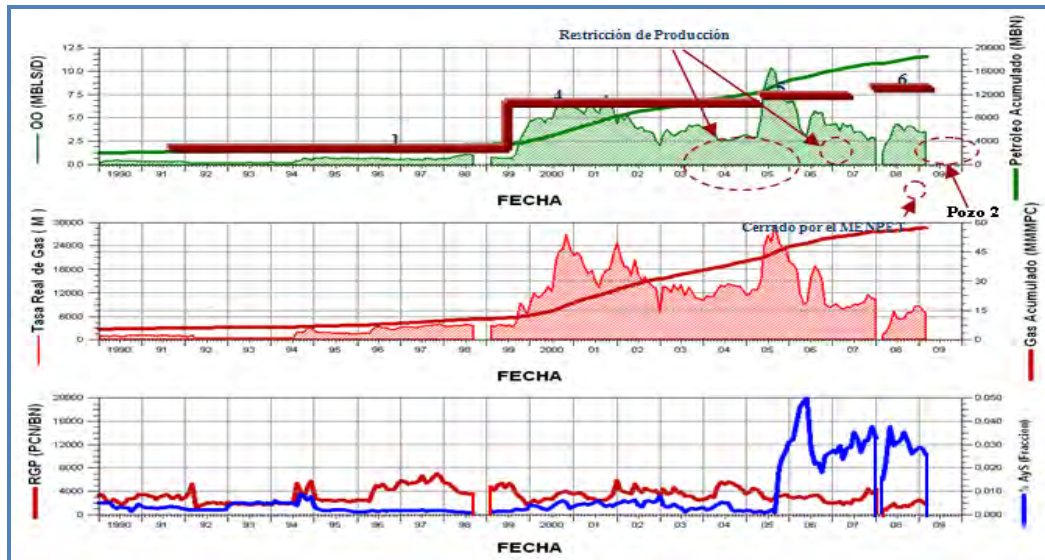
Para Abril del año 2002, la producción del yacimiento se restringió a 3,6 MBNPD, hasta que se iniciaran las operaciones de inyección. A esta fecha se habían drenado unos 9,72 MMBN de petróleo con 29,5 MMMPCN de gas y 38665 Bls de agua.

La Gráfica N° 4.5, se muestra el comportamiento del yacimiento desde el año 1990 hasta Marzo de 2009, el yacimiento alcanzó una producción máxima de 7,50 MBNPD en el mes de Octubre del 2001.

Posteriormente, la tasa de producción promedio de petróleo, gas y RGP desde Mayo de 2002 hasta Marzo de 2005, fue de 3,37 MBNPD, con 12,74 MMPCNGD y 3998 PCN/BN respectivamente. Sin embargo, a partir del mes de Abril de 2005, la producción de crudo se incrementó hasta su valor máximo de 10,56 MBNPD en Agosto del 2005. Esta producción fue alcanzada principalmente por trabajos de refracturamientos hidráulicos realizado en el Pozo-3 y por la incorporación a producción del Pozo -4.

En Enero de 2008 se cerró el yacimiento por preservación de energía hasta Marzo de 2008. Posteriormente se activó el Pozo-2 para realizar captura de información con la finalidad de caracterizar verticalmente la columna de líquido contenida en el yacimiento, en este periodo no se registró un incremento de la RGP debido a que se activaron los pozos más profundos del yacimiento.

Una vez culminada las capturas de información, se procedió a cerrar nuevamente el pozo. La producción promedio de petróleo, gas y RGP desde Marzo de 2005 hasta Febrero de 2009 fue de 5,45 MBNPD con 16,44 MMPCNGD y 2,948 PCN/BN, respectivamente.



Gráfica N° 4.5 Comportamiento de Producción del Yacimiento JYA-01 desde el año 1990 hasta 2009.

4.3 INTERPRETACIÓN DE LA INTERACCIÓN ENTRE LAS FRACTURAS, LA MATRIZ Y LOS FLUIDOS CONTENIDOS EN LA ROCA RESERVORIO

El Yacimiento JYA-01 presenta fracturas naturales de tipo: abiertas, cementadas y parcialmente abiertas. Esto se pudo constatar mediante el estudio realizado al Pozo-4, donde se pudieron contabilizar 245 fracturas naturales, de las cuales; 57 son cementadas, 3 abiertas y 185 parcialmente abiertas. Los rumbos de las fracturas son: N130E (N50W), N170E (N10W) y N80E son dominantes en respecto de N45E y N60E.

La conductividad de las fracturas cercanas a las fallas presentan una conductividad entre 5000 a 10000 mD*metro. Lo cual se pudo demostrar con el estudio sísmico realizado al Pozo-2 donde la transmisibilidad en esa zona cercana es de 68000 mD. pies.

▪ **Pozo -1.**

El Pozo-1 fue perforado entre Octubre y Diciembre del año 1997 hasta la profundidad de 14750 pies, fue cañoneado en la formación Fracturada con un espesor total de 218 pies efectivos, entre la parte media e inferior de la misma.

El Pozo-1 cuenta con las siguientes pruebas de presión:

Tabla N° 4.2 Pruebas realizadas al Pozo-1

Prueba	Fecha	Tipo de Prueba
1	Feb-98	Build Up
2	Ago-98	Build Up
3	Jul-06	Build Up

La prueba Build Up efectuada al pozo en Febrero del año 1998 no logro alcanzar el flujo radial durante la misma y por consiguiente no fue considerada para el análisis. Por otro lado la prueba efectuada en Agosto del mismo año, no se considero representativa para el análisis y obtención de parámetros del yacimiento y modelos de flujo, debido a que los datos registrados, presentaron irregularidades que no permitieron un adecuado desarrollo de la curva en la gráfica de derivada, producto de un período de restauración inestable y poco evidenciado, causados tal vez por problemas operacionales, fugas al nivel de los equipos de superficie o efectos de redistribución de fases.

Con respecto a la prueba de restauración de presión realizada al pozo en Julio del año 2006, para realizar la interpretación de la prueba de presión se realiza por medio del programa computarizado Pansystem se tomaron los siguientes parámetros del pozo a la fecha de la captura.

Información suministrada al programa computarizado Pansystem.

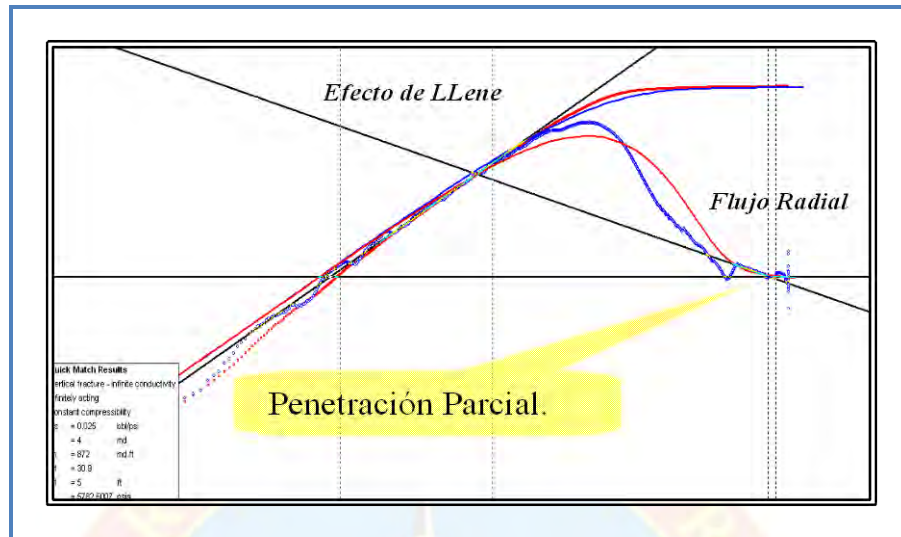
Tabla N° 4.3 Información requerida para la interpretación. Pozo-1.

Pozo-1 (JYA-01 BU 28/JUL/06)	
Información de entrada al Pansystem	
Fecha	28-Jul-06
Espesor cañoneado (pies)	218
rw (pies)	0,3489
Py (lpc)	5757
Ty (°F)	267
Pb (lpc)	6568
Np (Bls)	3153063
Q (Bls/día)	1046
RGP (PCN/BN)	4614
Tiempo de prueba (horas)	72,35
Sw (%)	29,3
K (mD)	7,6
Porosidad (%)	7,4
Salinidad (ppm)	20000
Bo (BY/BN)	1,7715
Densidad del petróleo (gr/cc)	0,67
°API	33,3
Viscosidad (cp)	0,2897
Gravedad Específica del gas (adim)	0,9532
Cf (psi-1)	1,62E-05

A continuación se muestran los resultados obtenidos del análisis de la prueba por los diferentes métodos de análisis (Apéndice C), el modelo ajustado y los resultados obtenidos.

De acuerdo a la interpretación se indica que el modelo de flujo que mejor se ajusta, fue el de Fractura Vertical, producto de las fracturas naturales e inducidas características de la zona en estudio. Este modelo es propio de aquellos pozos que han sido sometidos a estimulación mecánica mediante fracturamiento hidráulico, dicho modelo permite observar las dimensiones de la fractura realizada al pozo.

En la prueba de presión no se detectó la presencia de límites, sin embargo, se pudo observar a través de la prueba analizada que las fracturas tenían un X_f promedio de aproximadamente 5 pies de longitud. El Pozo-1 presenta muy bajas permeabilidades de 4 mD, , las cuales se encuentra dentro del rango estimado por la petrofísica; por lo que se estimaron transmisibilidades muy bajas de 3010 mD*pies/cps en esta zona. Estos valores se encuentran asociados a una baja producción de 591 BPD para Octubre de 2007, en comparación con la que presentaba para el periodo 1999 – 2000 de 1751 BPD, producto de la disminución de la energía del yacimiento. En la gráfica anterior se puede observar el trabajo de estimulación realizado en Mayo de 1998, donde el pozo presentó un daño de 4,63. Para la fecha de la prueba analizada (Julio 2006), el daño del pozo se estimó en 30.



Gráfica N° 4.6 Interpretación por el método de la Derivada. Prueba BUP. Pozo-1.

En la interpretación mostrada en la Gráfica N° 4.6, se observó que existe penetración parcial en el Pozo-1, lo que se pudo comprobar con el registro PLT (Julio 2006) analizado. Se puede inferir que la penetración parcial se origina con la finalidad de evitar la conificación de agua y/o gas, y para evitar la producción de arena y otras partículas de formación.

De acuerdo a los resultados obtenidos por medio de la prueba de presión, no se logró observar límites, verificándose esta respuesta, en el mapa existente del Yacimiento JYA-01 (Figura N° 4.4), el límite más cercano se encuentra a una distancia de 1750 pies, y el radio de investigación alcanzado durante la prueba fue de 1312 pies.

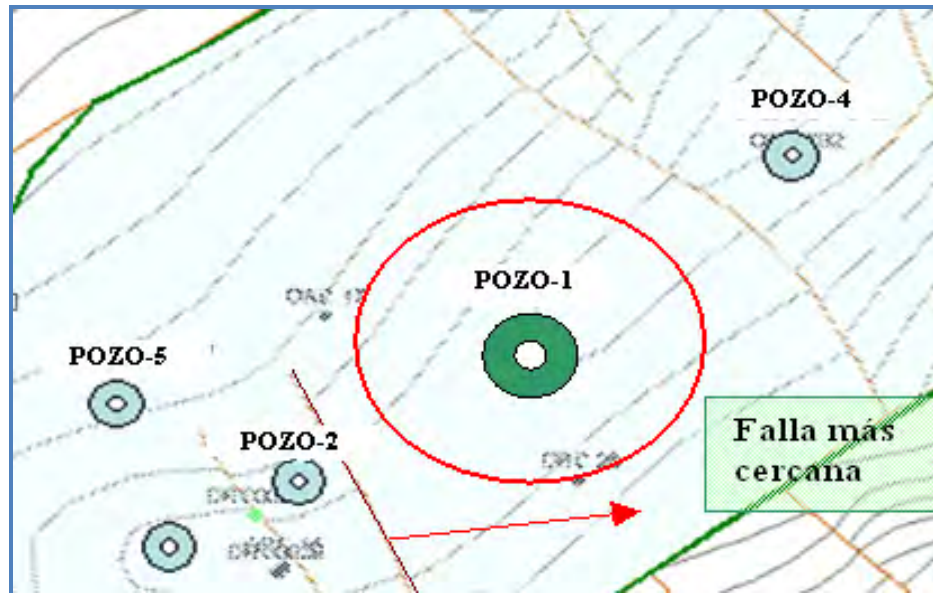


Figura N° 4.4 Modelo estructural existente del yacimiento JYA-01 donde se muestra la ubicación del Pozo-1.

Los resultados del análisis se muestran en la siguiente tabla:

Tabla N° 4.4 Resultados del Pozo-1.

Resultados del Pozo-1	
Fecha de la Prueba	28-Jul-06
Modelo de Flujo	Fractura Vertical (Conductividad Infinita)
Límites	No observo
Sf	30,9
Cs (bls/psi)	0,025
Xf (pies)	5
T(mD* pies/cps)	3010,01
Rinv (pies)	1312

- **Pozo-2**

El Pozo-2 fue perforado entre Junio y Octubre de 1999 hasta la profundidad total de 14976 pies, y las primeras mediciones de presiones (por medio de la prueba de formación) al pozo registro 6373 lpc y 6374 lpc en los miembros Medio e Inferior de la formación Fracturada, respectivamente. El pozo cuenta con un espesor total efectivo de 213 pies.

En el Pozo-2 se han tomado las siguientes pruebas de presión para el análisis.

Tabla N° 4.5 Pruebas realizadas al Pozo-2

Prueba	Fecha	Tipo de Prueba
1	Jul-06	Build Up

Para la interpretación de la prueba tomada en Julio 2006 en el programa computarizado Pansystem se suministraron los siguientes parámetros.

Tabla N° 4.6 Información requerida para la interpretación. Pozo -2.

Pozo-2 (JYA-01. BU 15/JUL/06)	
Información de entrada al Pansystem	
Fecha	15-Jul-06
Espesor cañoneado (pies)	213
rw (pies)	0,3489
Py (lpc)	5757
Ty (°F)	267
Pb (lpc)	6505
Np (BlS)	4211691

Q (Bls/dia)	2012
RGP (PCN/BN)	2106
Tiempo de prueba (hrs)	50,24
Sw (%)	24,8
K (mD)	5,5
Porosidad (%)	5,9
Salinidad (ppm)	20000
Bo (BY/BN)	1,7715
Densidad del petróleo (gr/cc)	0,67
°API	25,3
Viscosidad (cp)	0,2897
Grav Esp gas (adim)	0,9532
Cf (psi-1)	1,62E-05

Al realizar la interpretación de la prueba de restauración de presión efectuada en Julio del año 2006, mostró como resultado que el modelo de flujo que mejor se ajusta fue el de Doble Porosidad, con altas permeabilidades de 105 mD, consecuencia de las fracturas naturales presentes en el yacimiento.

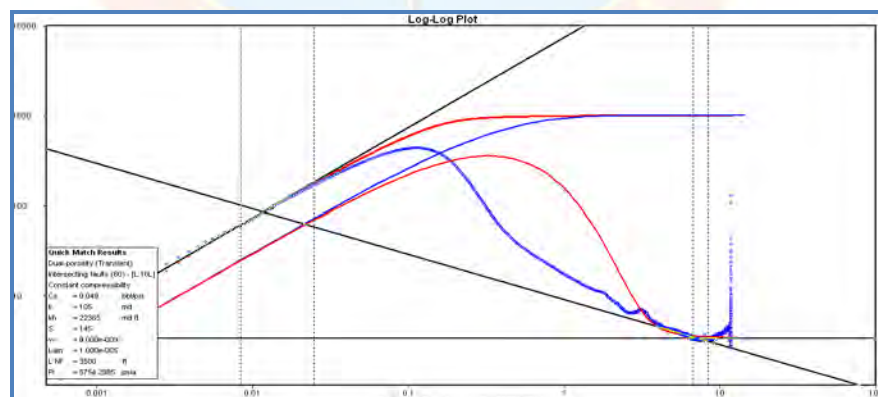


Figura N° 4.5 Registro de Imagen tomado en el Pozo-2.

A través de la prueba se puede inferir que existen 2 zonas de distintas porosidades, la primera perteneciente a la porosidad de la matriz de roca y la segunda zona que pertenece a la porosidad de las fracturas propias de la zona.

A continuación, se muestra el ajuste del modelo para los diferentes métodos de análisis, los resultados obtenidos y el modelo tomado para el Pozo-2 (Apéndice D).

De acuerdo a los análisis e interpretación en el Pozo-2, presenta buenas permeabilidades de 105 mD (bastante alejado de los valores estimados por petrofísica de 5,5 mD), como consecuencia de las fracturas naturales e inducidas características de la zona en estudio, valores reflejados en las altas transmisibilidades de 78132 mD*pies /cps. Estas propiedades se pueden notar en las altas tasas de producción que presentó el pozo luego del fracturamiento hidráulico realizado en Noviembre de 1999, ya que inicialmente produjo 846 BNPD y posterior a la estimulación 2221 BNPD con reductor de 7/16 pulgadas. En Octubre de 2007 la producción del pozo se encuentra en 898 BNPD, como consecuencia de la disminución de la presión en el yacimiento y como resultado del alto daño estimado al pozo con un valor de 145 (Julio 2006), que puede deberse a la gran turbulencia generada por la entrada de fluido al pozo.



Gráfica N° 4.7 Interpretación por el método de la Derivada. Prueba BU. Pozo-2.

Según la Gráfica N° 4.7, la prueba analizada se ajustó a un modelo de flujo de Doble Porosidad, no observó la presencia de límites, posiblemente por falta de tiempo en la prueba.

Es necesario mencionar que ésta barrera que se presenta a la distancia de 900 pies aparece reflejada en el modelo geológico existente para Octubre de 2007 de la formación Fracturada del yacimiento en estudio (Figura N° 4.6). Este límite no solo se puede apreciar como una falla presente en las cercanías del pozo, sino que puede deberse a un cambio en las propiedades litológicas de la formación.



Figura N° 4.6 Modelo estructural existente del yacimiento JYA-01 donde se muestra la ubicación del Pozo-2.

A continuación se muestran los resultados del análisis de ambas pruebas en la siguiente tabla:

Tabla N° 4.7 Resultados del Pozo-2.

Resultados del Pozo -2	
Fecha de la prueba	15-Jul-06
Modelo de Flujo	Doble Porosidad
Límites	Intersección de Fallas (60°)
Pi (lpc)	5754
k (mD)	105
kh (mD*pies)	22365
S	145
Cs (bls/lpc)	0,049
Lam	1,00E-05
W	9,00E-09
L1NF (pies)	
L2 NF (pies)	
T (md*pies/cps)	78132,55
rinv (pies)	2115

▪ **Pozo-3.**

El Pozo-3 fue perforado entre Diciembre de 1999 y Marzo de 2000 hasta la profundidad de 14865 pies, con 230 pies de espesor cañoneado entre los miembros Medio e Inferior de la formación Fracturada, las presiones registradas inicialmente arrojaron valores entre 6254 lpc y 6391 lpc, respectivamente cuenta con las siguientes pruebas de presión:

Tabla N° 4.8 Pruebas realizadas al Pozo-3

Prueba	Fecha	Tipo de Prueba
1	Abr-00	Build Up
2	Jul-00	Build Up

La prueba analizada para este pozo fue la tomada en Abril del 2000, donde se tomaron los parámetros mostrados en la tabla N° 4.9.

Tabla N° 4.9 Información requerida para la interpretación. Pozo-3.

Pozo-3(JYA-01. BU 25/ABR/00)	
Información de entrada al Pansystem	
Fecha	25-Abr-00
Espesor cañoneado (pies)	230
rw (pies)	0,3489
Py (lpc)	5757
Ty (°F)	267
Pb (lpc)	6505
Np (Bls)	4836
Q (Bls/dia)	219
RGP (PCN/BN)	2941
Tiempo de prueba (horas)	53,0
Sw (%)	20,7
K (mD)	8,7
Porosidad (%)	5,9
Salinidad (ppm)	20000

Bo (BY/BN)	1,7715
Densidad del petróleo (gr/cc)	0,67
API	30,6
Viscosidad (cp)	0,2897
Grav Esp gas (adim)	0,9532
Cf (lpc-1)	1,62E-05

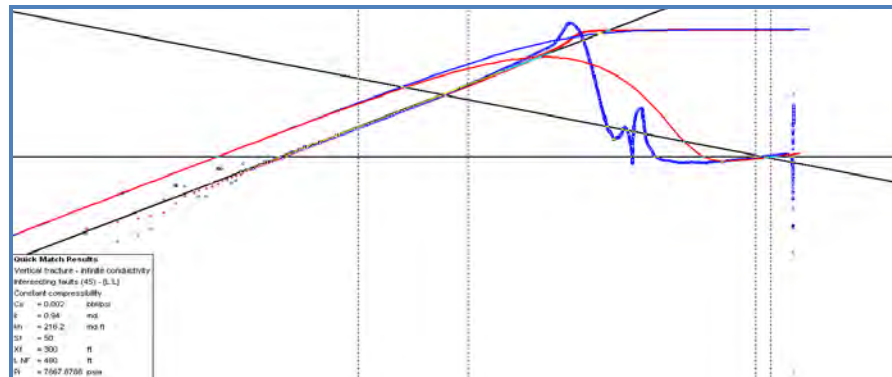
Cabe destacar, que la prueba de restauración de presión realizada al pozo en Julio del 2000, presentó un período de cierre inestable, quizás a causa de problemas operacionales ocurridos durante la ejecución de la misma, entre otras causas, por lo cual fue descartada para la interpretación y obtención de parámetros del yacimiento.

En relación con los resultados del análisis de la prueba de restauración de presión realizada al pozo en Abril del año 2000, la interpretación arrojó que el sistema pozo - yacimiento se ajusta al modelo de flujo de Doble Porosidad, donde se distinguen dos zonas de distintas porosidades que son las correspondientes a la matriz de la roca y la porosidad perteneciente a las fracturas de la misma.

A continuación se muestra el ajuste (Apéndice E) y los resultados del modelo para los diferentes métodos de análisis:

A diferencia del Pozo-1, el Pozo-3, presenta permeabilidades de 0,99 md aproximadamente, por consiguiente una baja transmisibilidad de 790,35 mD*pies /cps, en comparación con el resto de los pozos estudiados. En la prueba se estimó un daño de 53, se puede inferir que se deba a la cantidad de trabajos de estimulación realizados al mismo. El pozo ha sido sometido a tres fracturamiento hidráulico desde su perforación, antes de ser estimulado en Abril 2000, su producción fue de 220 BNPD, luego de la fractura en Julio de 2000 su producción aumentó a 1693 BNPD.

Para el período 2006 la producción fue de 1669 BNPD, y en la última prueba registrada (Agosto de 2007) su producción estaba en 968 BNPD.



Gráfica N° 4.8 Interpretación por el método de la Derivada. Prueba BU. Pozo-3.

De acuerdo a la interpretación de la prueba de restauración (Build Up) realizada al Pozo-3 en Abril del 2000 no se detectó la presencia de borde, hasta el radio de investigación alcanzado por la prueba de 315 pies. Este resultado fue verificado con el modelo estructural del yacimiento Fracturada en el que no se ve reflejado la presencia de límites en el área cercana al Pozo-3. (Ver Figura N° 4.7)



Figura N° 4.7 Modelo estructural existente del yacimiento JYA-01 donde se muestra la ubicación del Pozo-3.

Los resultados del análisis se muestran en la siguiente tabla:

Tabla N° 4.10 Resultados del Pozo-3.

Resultados del Pozo -3	
Fecha de la prueba	25-Abr-00
Modelo de Flujo	Fractura Vertical (Conductividad infinita)
Pi(lpc)	6009
K(mD)	0,996
Kh (mD*pies)	229,08
Sf	53
Cs (bls/lpc)	0,001
Xt(pies)	300
T(mD*pies/cps)	790,75
rinv (pies)	315

▪ **Pozo-4.**

El Pozo-4 fue perforado como Avanzada en el Yacimiento JYA-01 en Agosto de 2004, hasta la profundidad de 15010 pies, posee 273 pies de espesor efectivo, entre la parte Media e Inferior de la formación Fracturada. La perforación y verificación de que el pozo poseía las mismas características de los pozos en el área de desarrollo, permitió aumentar reservas en este yacimiento. En el pozo se han tomado las siguientes pruebas de presión para el análisis.

Tabla N° 4.11 Pruebas realizadas al Pozo-4.

Prueba	Fecha	Tipo de Prueba
1	Sep-05	Build Up

Para determinar los parámetros de permeabilidad, transmisibilidad y daño en este pozo, el cual ha sido incorporado recientemente al yacimiento y con el que se logró el aumento del área y a su vez de las reservas. La prueba interpretada fue la de Septiembre de 2005 con los siguientes parámetros tomados para la interpretación.

Tabla N° 4.12 Información requerida para la interpretación. Pozo-4.

Pozo-4 (JYA-01. BU 30/SEP/05)	
Información de entrada al Pansystem	
Fecha	30-Sep-05
Espesor cañoneado (pies)	273
rw (pies)	0,3489
Py (lpc)	5757
Ty (°F)	267
Pb (lpc)	6505
Np (Bls)	321520
Q (Bls/día)	2347
RGP (PCN/BN)	876
Tiempo de prueba (hrs)	32 ,88
Sw (%)	20
K (mD)	1
Porosidad (%)	5,4
Salinidad (ppm)	20000

Bo (BY/BN)	1,7715
Densidad del petróleo (gr/cc)	0,67
API	27,8
Viscosidad (cp)	0,2897
Grav Esp gas (adim)	0,9532
Cf (lpc-1)	1,62E-05

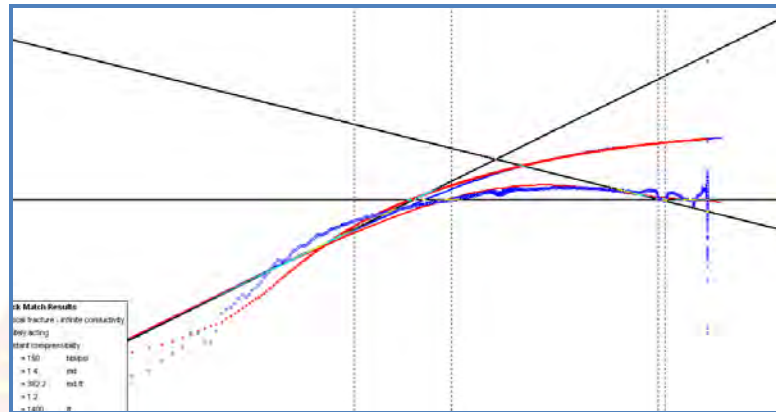
La interpretación de la prueba de restauración realizada al pozo en Septiembre del año 2005, fue cotejada con un modelo de flujo de Fractura Vertical, producto de las fracturas naturales e inducidas. Este modelo es característico de aquellos pozos que han sido sometidos a estimulación mecánica mediante fracturamiento hidráulico, dicho modelo permite observar las dimensiones de la fractura realizada al pozo. En esta prueba no se logro observar la presencia de límites pues el pozo refleja un modelo de conductividad infinita.

A continuación se muestra el ajuste del modelo (Apéndice F) y los resultados para los diferentes métodos de análisis.

Los resultados de la interpretación de esta prueba determinó que presenta permeabilidades de 1,4 mD aproximadamente, con una transmisibilidad de 1319 mD*pies /cps. De acuerdo al estudio previo realizado para perforar el pozo, se esperaba que las propiedades del yacimiento desmejoraran hacia ésta zona, por lo que se contemplo durante su evaluación inicial el fracturamiento por etapas. En Agosto de 2004 se obtuvo una tasa de producción de 2459 BNPD luego del trabajo de fracturamiento (Mayo 2005), actualmente la última prueba (Agosto de 2007) reportó una producción de 1126BNPD.

La producción inicial del pozo fue de 150 BNPD, posterior a toda la evaluación el pozo quedo completado con 2459 BNPD.

El fracturamiento en los pozos productores de la formación Fracturada es parte de la evaluación, el cual se efectúa con la finalidad de lograr una buena conexión entre el pozo y el yacimiento. Cabe destacar que las permeabilidades en esta zona son bajas, propias de las formaciones naturalmente fracturadas.



Gráfica N° 4.9 Interpretación por el método de la Derivada. Prueba BUP. Pozo-4.

La prueba de restauración de presión del Pozo-4 analizada, no observó la presencia de borde o límites (Figura N° 4.8), hasta el radio de investigación (8200 pies) alcanzado durante la prueba.



Figura N° 4.8 Modelo estructural existente del yacimiento JYA-01 donde se muestra la ubicación del Pozo-4.

Los resultados del análisis se muestran en la siguiente tabla:

Tabla N° 4.13 Resultados del Pozo-4.

Resultados del Pozo -4	
Fecha de la prueba	30-Sep-05
Modelo de Flujo	Fractura Vertical (Conductividad infinita)
Pi(lpc)	5719
K(md)	1,4
Kh (md*pies)	382,2
Sf	1,2
Cs (bls/lpc)	150
Xt(pies)	1400
T(md*pies/cps)	1319,29
rinv (pies)	8200

A través de la integración de los resultados de las pruebas realizadas, se determinó que el yacimiento JYA-01 tiene como modelos de flujo preferenciales a los modelos Doble Porosidad y Fractura Vertical, por efectos de los trabajos de estimulación (Fracturamiento Hidráulico) realizados en el pozo y por la naturaleza de la formación, ya que está se caracteriza por presentar bajas permeabilidades y porosidades.

4.4 CARACTERIZACIÓN DEL FLUJO Y DISTRIBUCIÓN DE LOS FLUIDOS EN EL YACIMIENTO JYA-01, EN FUNCIÓN DE ESQUEMAS DE PRODUCCIÓN E INYECCIÓN

4.4.1 Descripción del Modelo de Simulación del Yacimiento JYA-01

El modelo de simulación del yacimiento JYA-01, es de $76 \times 76 \times 22$ (i, j, k) con una totalidad 122056 celdas, de las cuales 41210 están activas. Se encuentra dividido en 22 capas (las 11 primeras corresponden a la matriz y las 11 siguientes a la fracturas), ver Figura N° 4.9. Cada celda tiene una dimensión de Dx: 328,084 pies; Dy: 328,084 pies; Dz. 114,829 pies, representando así las tres unidades operacionales del yacimiento (Superior, Medio e Inferior).

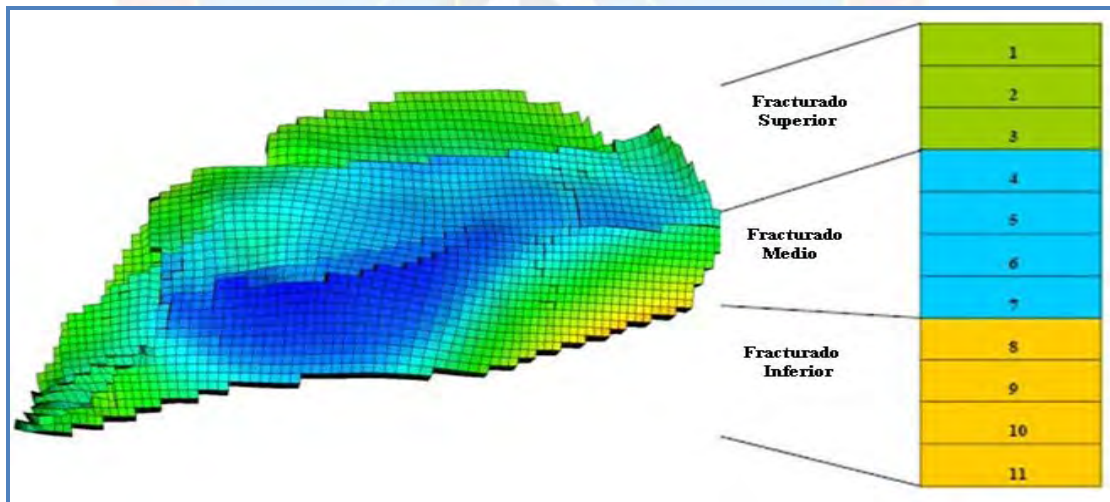


Figura N° 4.9 Distribución vertical de las capas que conforman el modelo de simulación del yacimiento JYA-01.

El yacimiento JYA-01 presenta porosidades de matriz de 0.2% a 9.7% y porosidades de fractura menores a 0.4%. La distribución de las porosidades presentes en el yacimiento, se muestran a continuación:

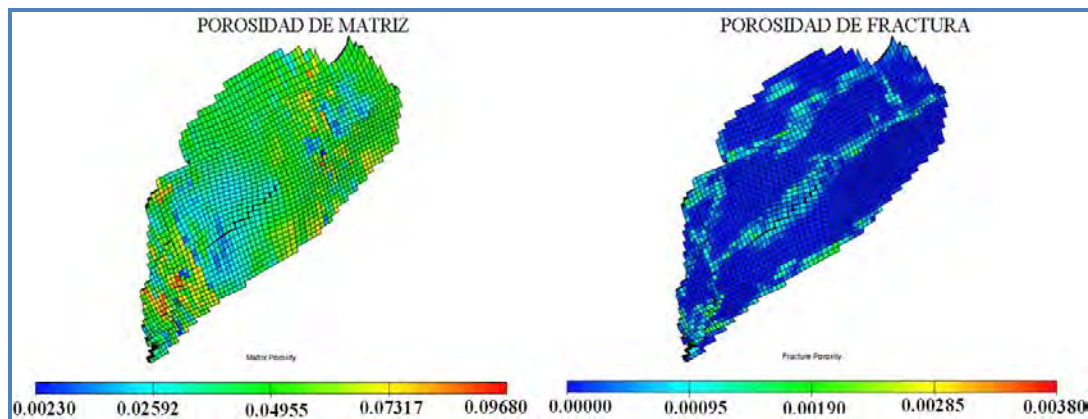


Figura N°4.10 Distribución de las porosidades de la matriz y la fractura en el modelo de simulación del yacimiento JYA-01.

El yacimiento JYA-01 presenta permeabilidades de matriz menores a 11 mD y permeabilidades de fractura menores a 3588 mD. La distribución de las permeabilidades presentes en el yacimiento, se muestran a continuación:

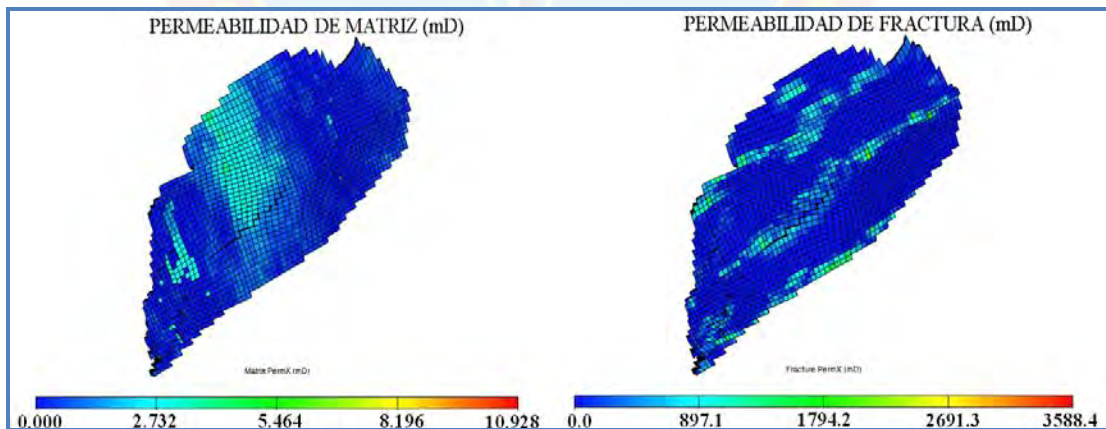


Figura N°4.11 Distribución de las permeabilidades de la matriz y la fractura en el modelo de simulación del yacimiento JYA-01.

4.4.2 Distribución de los Fluidos en el Yacimiento JYA-01

El 1 de Enero de 1978 el yacimiento JYA-01, no manifestó presencia de capa de gas; a medida que se fueron perforando pozos productores y aumentó el aporte de producción al campo, se generó una capa de gas por efecto de segregación durante la etapa de producción primaria., (Figura N° 4.12).

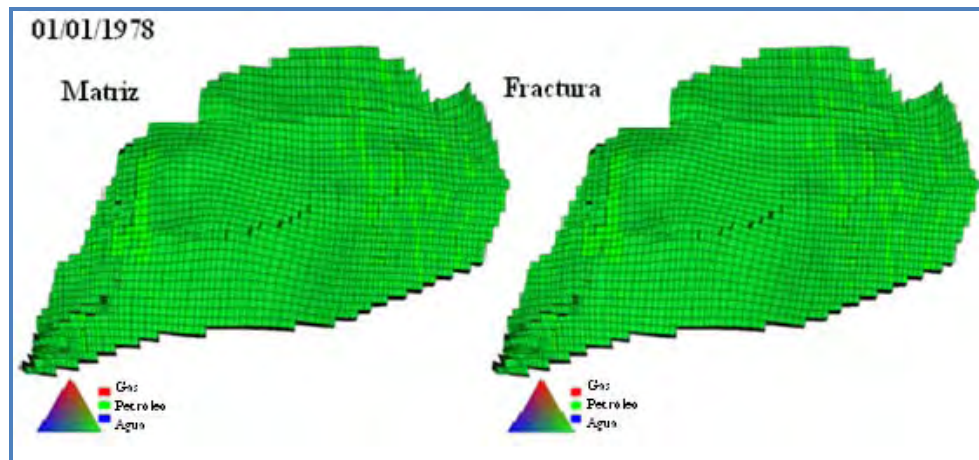


Figura N° 4.12 Distribución de los fluidos en los Sistemas Matriz Fractura para el 01 de Enero de 1978 en el yacimiento JYA-01.

Para el año 2009 el yacimiento JYA-01 se encontraba produciendo por mecanismo natural expansión de la roca y de los fluidos, a través del Pozo-1, Pozo-2, Pozo-3 y el Pozo-4, la distribución de los fluidos: petróleo y gas se hace más notoria en el sistema fractura, debido a que este presenta la mayor permeabilidad, bajo esta condición se asume que la matriz aporta el fluido que tiene almacenado y la fractura permite el flujo de fluidos hacia los pozos productores, como se muestra en la Figura N° 4.13.

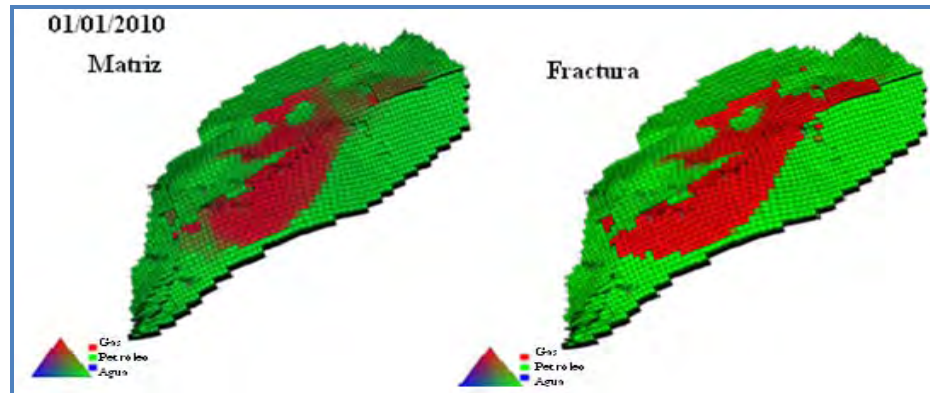


Figura N° 4.13 Distribución de los fluidos en los Sistemas Matriz Fractura para el 01 de Enero de 2010 en el yacimiento JYA-01.

4.4.3 Esquemas de Inyección y Producción para Evaluar el Flujo y Distribución de Fluidos en el Yacimiento JYA-01

Premisas de los esquemas de inyección y producción:

1. Los pozos productores y el inyector de gas están completados en las fracturas.
2. Los pozos productores están ubicados en zonas prospectivas del yacimiento JYA-01.

Para el 1 de Marzo de 2010 se decidió cambiar el Pozo-3 a inyector de gas, debido a que en la zona donde está ubicado este pozo se formó una capa de gas, por lo que se plantea aprovechar la presencia de este fluido y así analizar el flujo de gas como fluido de inyección en el sistema matriz fractura. Por lo tanto se implementa una recuperación secundaria con una tasa de inyección de gas de 12,5 MPCND.

El 1 de Marzo 2011 y el 1 de Marzo de 2012 se decide anexar un pozo productor al yacimiento JYA-01 en zonas prospectivas respectivamente, donde se

pueda evaluar el flujo y distribución de fluidos en base al esquema de inyección y producción, tomando en cuenta las siguientes condiciones:

Tabla N° 4.14 Condiciones de los Pozos Productores Desarrollo2 y Desarrollo1.

Nombre del Pozo	Ubicación (i,j)	Completación	Modo Control	ORAT (BPD)	BHP (lpc)	Vfp
Desarrollo2	44,18	14-19	ORAT	1200	2500	3
Desarrollo1	39,19	14-20	ORAT	1200	2500	3

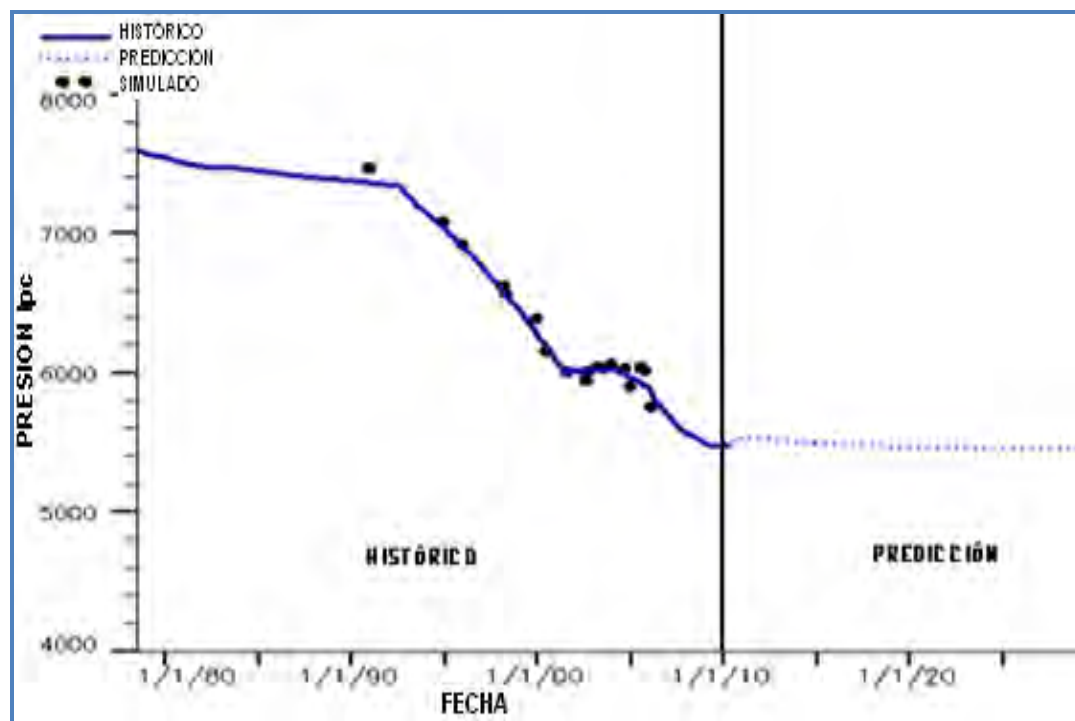
4.4.4 Cotejo Histórico y Predicción del Yacimiento JYA-01

El cotejo histórico se efectuó utilizando el Eclipse 100, los parámetros a cotejar durante esta simulación fueron la permeabilidad absoluta y el volumen poroso en el modelo de simulación.

4.4.4.1 Cotejo Histórico y Predicción de la Presión en el Yacimiento JYA-01

Con el cotejo histórico de las presiones se logró un buen cotejo, de acuerdo al comportamiento histórico del yacimiento, lo cual garantizó una predicción representativa hasta el año 2029 (Gráfica N° 4.10). El yacimiento JYA-01 a medida que se produce en el yacimiento la presión declina, producto del flujo de fluidos hacia los pozos productores, después del 1 de Marzo de 2010 la presión se mantiene debido al esquema de inyección de gas en el yacimiento JYA-01. A partir del 2011 al anexarse dos pozos productores de petróleo no se observan caídas bruscas de presión, debido que la recuperación secundaria está ayudando a que se mantenga la energía en

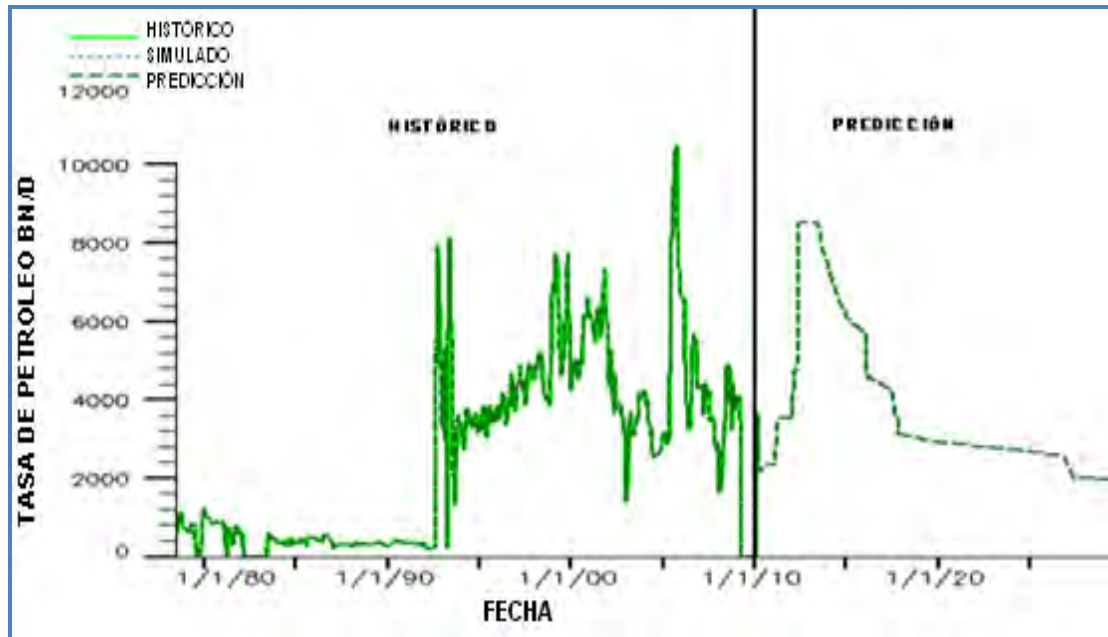
el yacimiento por lo tanto se puede decir que la capa de gas se está expandiendo y así desplazando el banco de petróleo en el yacimiento.



Gráfica N° 4.10 Cotejo Histórico y Predicción de las presiones en el yacimiento JYA-01.

4.4.4.2 Cotejo Histórico y Predicción de la Tasa de Petróleo en el Yacimiento JYA-01

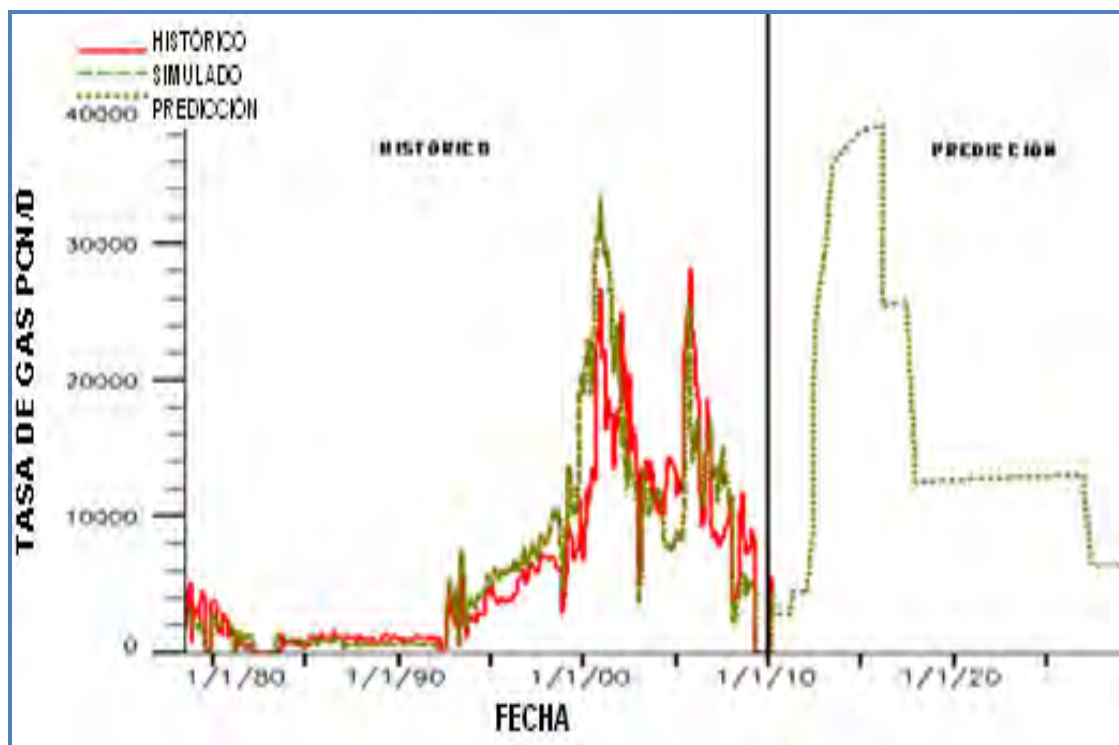
Con las tasas de petróleo se logró un buen cotejo, de acuerdo al comportamiento histórico del yacimiento, lo cual garantizó una predicción representativa hasta el año 2029 (Gráfica N° 4.11). A partir del 1 de Marzo del 2010 se incrementa la tasa de petróleo debido a que se da inicio a la recuperación secundaria, lo que permite que se comience a desplazar el banco de petróleo dejado por la recuperación primaria.



Gráfica N° 4.11 Cotejo Histórico y predicción de la tasa de petróleo en el yacimiento JYA-01.

4.4.4.3 Cotejo Histórico y Predicción de la Tasa de Gas en el Yacimiento JYA-01

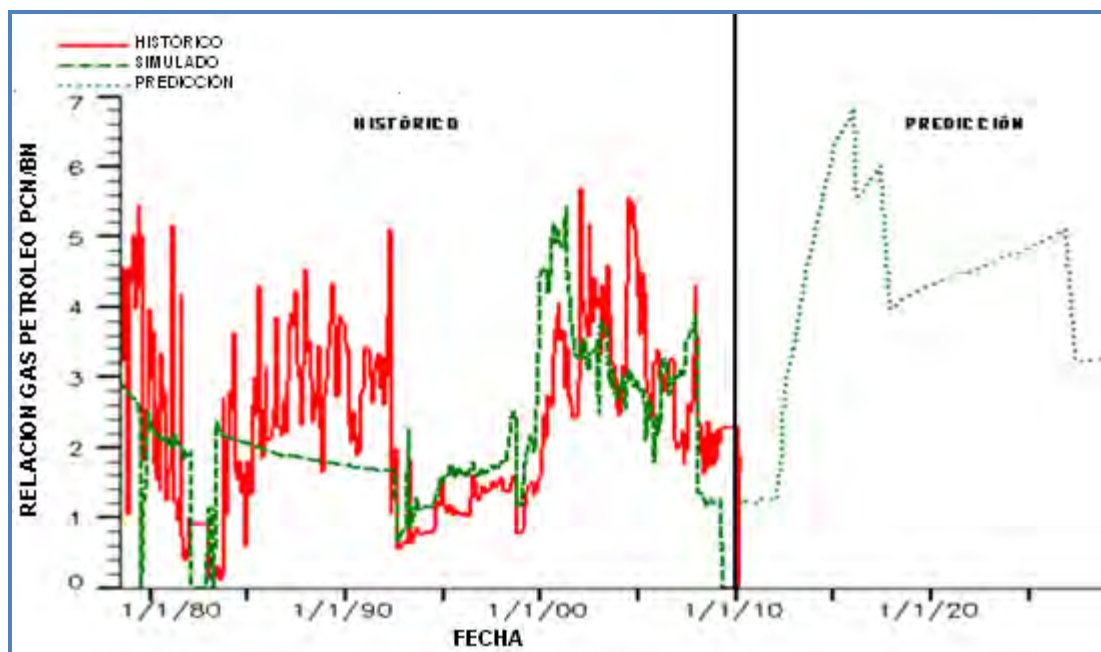
Las curvas en el cotejo histórico de la tasa de gas (Gráfica N° 4.12), no tienden ajustarse al comportamiento del historial de la producción de gas, porque se sobreestimó la presión en el yacimiento y los volúmenes de gas son mayores a lo esperado.



Gráfica N° 4.12 Cotejo Histórico y Predicción de la tasa de gas en el yacimiento JYA-01.

4.4.4.4 Cotejo Histórico y Predicción de la Relación Gas-Petróleo en el Yacimiento JYA-01

Las curvas de la relación gas petróleo no se ajustan al cotejo histórico (Gráfica N° 4.13), estas no tienden ajustarse debido a que el volumen de gas es mayor al calculado, porque se sobreestimó la presión en el yacimiento y los volúmenes de gas son mayores a lo esperado, por lo tanto la relación gas-petróleo es menor a la histórica.



Gráfica N° 4.13. Cotejo Histórico y Predicción de la relación gas-petróleo en el yacimiento JYA-01.

4.4.5 Distribución y Flujo de Fluidos Después de Implementar el Esquema de Inyección y Producción en el Yacimiento JYA-01

En el yacimiento JYA-01 luego de realizada la predicción hasta el año 2029, se observa que la capa de gas ha cubierto gran parte del yacimiento (Figura 4.14), producto de la inyección externa de gas desde el 1 de Marzo de 2010 y también por el gas en solución que se encuentra en el petróleo y este se desplaza hacia la capa de gas, permitiendo que aumente el tamaño de la misma. El flujo de fluidos en el yacimiento JYA-01 ocurre a través de las fracturas y no de la matriz, esto se debe a que la fractura es la que presenta mayor permeabilidad, siendo estas el medio de transporte para desplazar el fluido contenido en la matriz hacia los pozos productores, permitiendo así cumplir un papel predominante en la producción del campo.

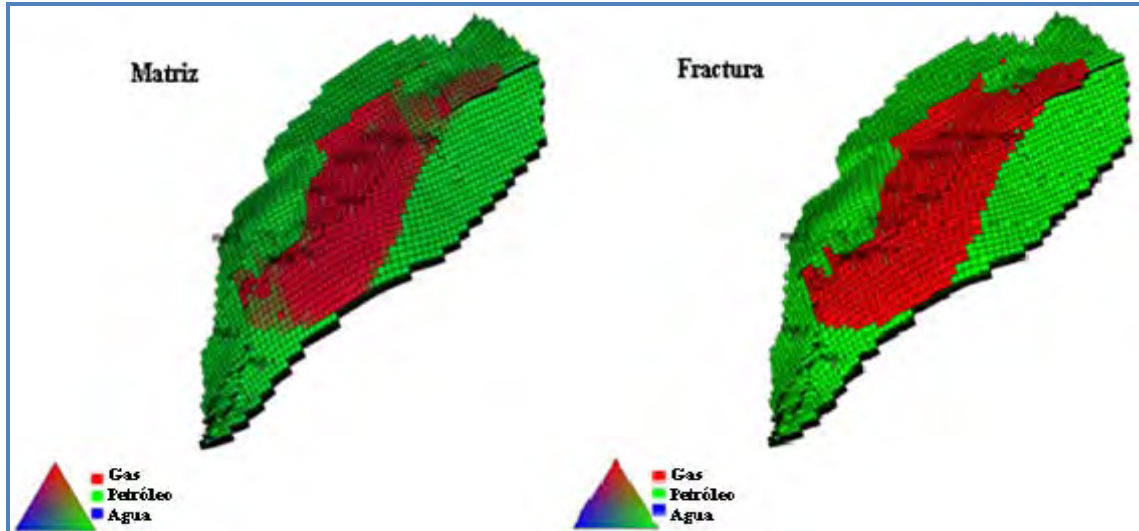


Figura N° 4.14 Distribución de los fluidos en los Sistemas Matriz y Fractura para el 01 de Enero de 2029.

En el corte A (Figura N° 4.15), se puede observar que el gas ha saturado una de las arenas donde ha sido completado el Pozo-2, por lo tanto el gas se ha desplazado con mayor facilidad por las fracturas y ha desplazado el petróleo hacia los pozos productores que se encontraba en esa arena.

En el corte B (Figura N° 4.15), el frente de invasión no ha alcanzado el Pozo-1, por lo tanto el gas está desplazando con mayor facilidad al petróleo por las fracturas.

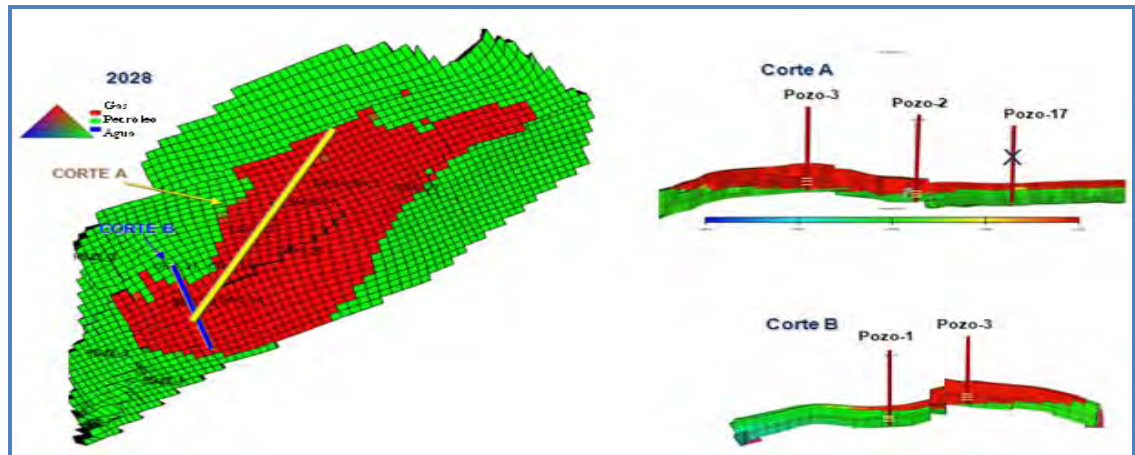


Figura N° 4.15 Avance del Frente de Gas de Inyección para el 2029, Corte A y Corte B.

En el corte C (Figura 4.16), el pozo Desarrollo-1 y Desarrollo-2 en la primera arena completada el gas ha alcanzado los pozos productores, debido a que este se ha desplazado con mayor facilidad por las fracturas, por lo tanto en las demás arenas el frente de invasión no ha alcanzado el pozo productor .

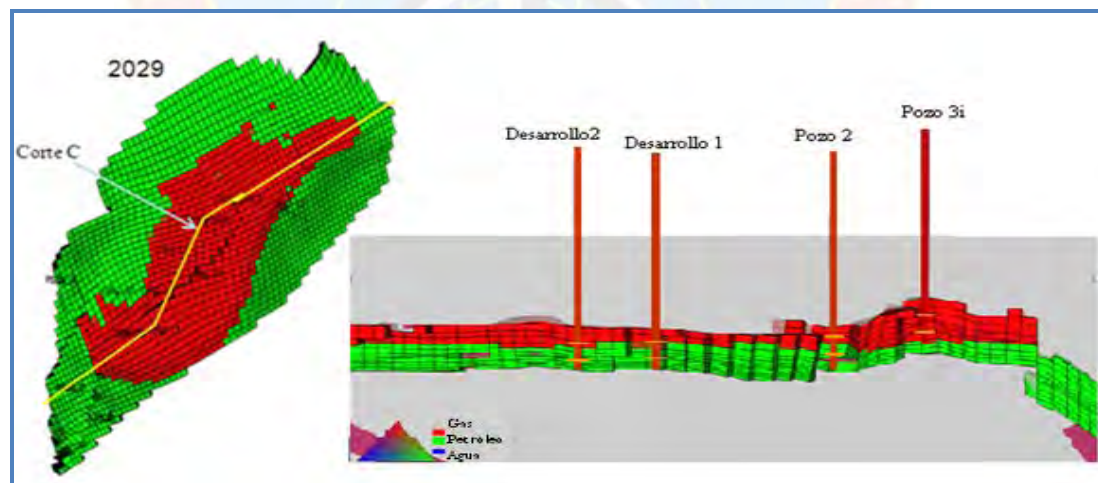


Figura N° 4.16 Avance del Frente de Gas de Inyección para el 2029, Corte C.

CAPITULO V

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES

- El yacimiento JYA-01 presenta una porosidad y permeabilidad de matriz y de fractura.
- El Yacimiento JYA-01 posee una estructura de anticlinal, encontrando la mayoría de sus pozos casi alineados en la cresta del mismo.
- En el Yacimiento JYA-01 se encuentran fracturas naturales de tipo: abiertas, cementadas y parcialmente abiertas.
- En el Pozo-2 el modelo de flujo que mejor se ajusta fue el de Doble Porosidad, con altas permeabilidades de 105 mD.
- La interpretación de la prueba de restauración realizada al pozo-4 en Septiembre del año 2005, fue cotejada con un modelo de flujo de Fractura Vertical.
- Los fluidos presentes en el yacimiento se desplazan con mayor facilidad por las fracturas que por la matriz.
- La fractura es la que presenta mayor permeabilidad y siendo esta la que cumple un papel predominante en la producción del campo.

RECOMENDACIONES

- Realizar estudios de fracturas en otras zonas del yacimiento para determinar zonas prospectivas, que permitan incrementar la producción del yacimiento JYA-01.
- Desarrollar estudios sobre yacimientos naturalmente fracturados en otras zonas del país.
- Realizar un análisis de riesgo con el uso del simulador para determinar el impacto de algunos parámetros dominantes en los procesos de recuperación con inyección de agua o gas, como: altura del bloque de la matriz, Conductividad de las fracturas en cuerpos de arenas arcillosas, Curvas de Presión Capilar.
- La Universidad debería contar con una data apropiada para que los estudiantes desarrollen próximos proyectos de investigación.
- Contar con un personal capacitado en el manejo de las herramientas informáticas.
- Impartir el conocimiento sobre el uso de las nuevas herramientas con las que disponen los laboratorios de cursos como Programación, Modelos Matemáticos y Simulación de Yacimientos.
- Para mayor facilidad del manejo de información con la herramienta eclipse 100 es necesario que el área en estudio posea el modelo de simulación.

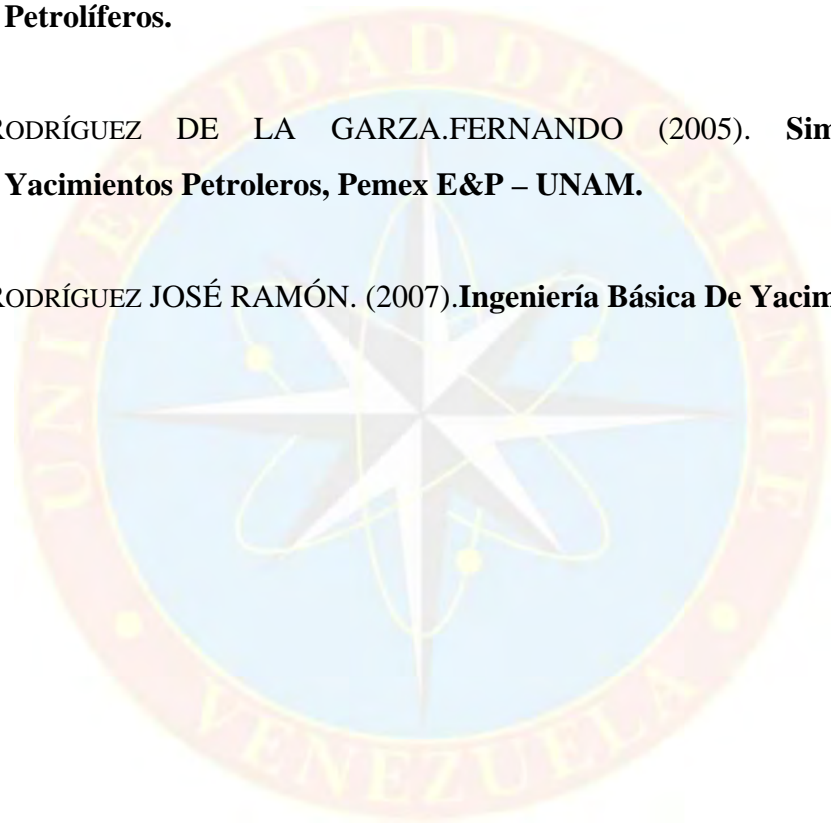
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ARIAS FIDIAS. (2006). **El Proyecto de Investigación. Introducción a la Metodología Científica**. Editorial Episteme, Caracas, Venezuela, Pp.27-66
- BARRIOS FRANCISCO (2008) **”Yacimientos Naturalmente Fracturados”**. [Artículo en Línea]. Disponible en:

<http://industria-petrolera.blogspot.com/2008/11/yacimientos-naturalmente-fracturados.html>
- BRATTON TOM. **La Naturaleza de los Yacimientos Naturalmente Fracturados**. Oil Field Review, Schlumberger [Revista en línea] ,18(2). Disponible en:

<http://www.slb.com/media/services/resources/oilfieldreview/spanish06/sum06/composite.pdf>
- CIED (1999). **“Simulación de Yacimientos”**. Caracas.
- ESSENFELD MARTÍN y RUIZ T. JORGE A. (2002). **Desarrollo del Modelo de Porosidad y Permeabilidad Dobles**. Universidad Central de Venezuela, Junio de 2002.
- IWERE F.O. (2004) **“Los Desafíos de la Simulación Numérica de un Yacimiento Carbonatico Complejo Fracturado con los Datos Disponibles”**. SPE 91691. Disponible en: <http://modelos-de-simulacion.blogspot.com/2008/12/los-desafos-de-la-simulacin-numrica-de.html>
- SHLUMBERGER (2004). **Manual De Referencia Sobre El Eclipse 100**.

- **Recopilación Técnica Ingeniería De Yacimientos, Halliburton.** [Libro en línea] Consultado el 16 Noviembre de 2009 en:
<http://descarga-gratis-libros.blogspot.com/2010/01/recopilacion-tecnica-ingenieria-de.html>
- RIVERA V. JOSÉ S. (2004) **Prácticas De Ingeniería De Yacimientos Petrolíferos.**
- RODRÍGUEZ DE LA GARZA.FERNANDO (2005). **Simulación De Yacimientos Petroleros, Pemex E&P – UNAM.**
- RODRÍGUEZ JOSÉ RAMÓN. (2007).**Ingeniería Básica De Yacimientos.**





APÉNDICES

APÉNDICE A

Propiedades Petrofísicas del Yacimiento

JYA-01

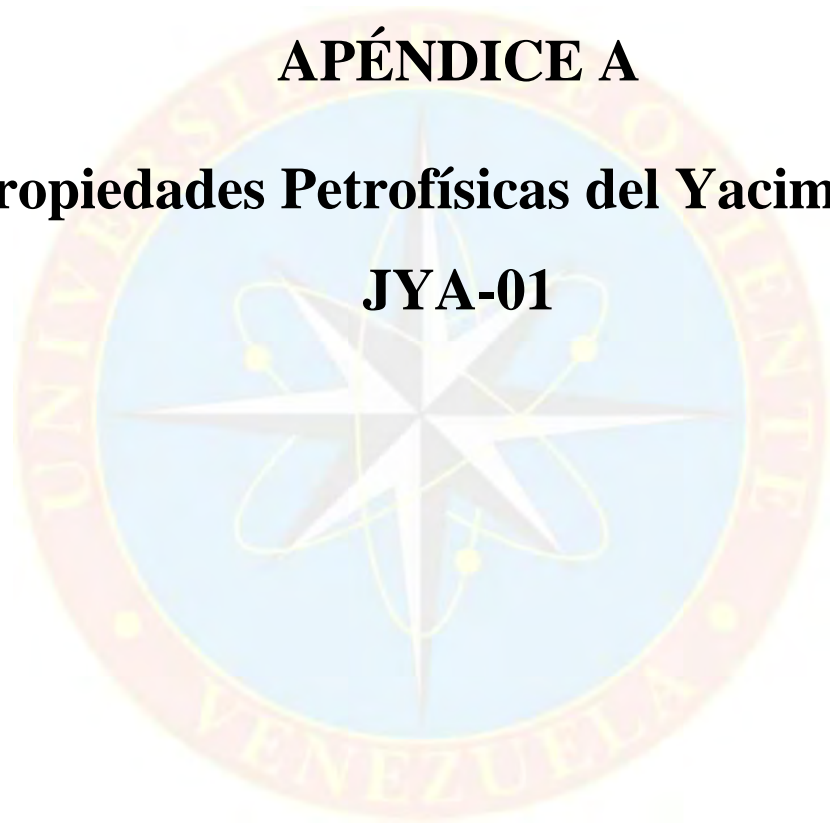


Tabla.A.1.Propiedades Petrofísicas del Pozo 1.

UNIDAD	PROFUNDIDAD (Pies)		PHIP (%)	SW (%)	K (mD)	VSH (%)	R30 (micrones)	AN (Pies)	ANP (Pies)
US-1	14054	14110	8,705	88,18	1,84	10,28	0,88	12	0
US-2	14111	14142	6,1973	99,94	0,51	2,82	0,4	8	0
US-3	14143	14216	6,2587	45,51	2,06	7,66	1,04	34	22
US-4	14217	14272	7,5971	23,89	16,55	9,77	3,03	30	30
US-5	14273	14320	11,9979	60	26,88	5,98	3	15	1
US-6	14321	14391	7,2396	19,89	20,6	5,66	3,54	70	70
US-7	14392	14450	7,204	33,77	10,53	6,72	2,42	29	24
US-8	14451	14512	5,2465	91,81	0,17	13,06	0,29	9	0
US-9	14513	14558	5,9861	23,38	5,14	4,94	1,82	38	37
US-10	14559	14632	6,4142	39,51	2,34	8,71	1,15	36	27
US-11	14633	14731	6,3537	37,08	4,34	10,17	1,55	32	23

Tabla.A.2.Propiedades Petrofísicas del Pozo 2.

UNIDAD	PROFUNDIDAD (Pies)		PHIP (%)	SW (%)	K (mD)	VSH (%)	R30 (micrones)	AN (Pies)	ANP (Pies)
US-1	14060	14146	16,5701	42,12	405,7	12,95	10,25	16	0
US-2	14147	14179	-	-	-	-	-	0	0
US-3	14180	14239	4,8765	45,54	0,63	12,91	0,6	13	7
US-4	14240	14346	5,0673	25,7	2,24	8,57	1,19	54	53
US-5	14347	14387	5,4614	68,65	0,52	8,89	0,49	9	0
US-6	14388	14445	4,9383	15,42	4,82	5,55	1,86	46	46
US-7	14446	14589	5,703	33,71	2,32	8,52	1,13	69	60
US-8	14590	14599	-	-	-	-	-	0	0
US-9	14600	14674	4,2779	25,41	1,08	6,66	0,86	60	55
US-10	14675	14729	4,4488	29,14	0,91	8,81	0,8	19	16
US-11	14730	14809	4,0161	20,06	1,2	8,33	0,96	24	24

Tabla.A.3.Propiedades Petrofísicas del Pozo 3.

UNIDAD	PROFUNDIDAD (Pies)		PHIP (%)	SW (%)	K (mD)	VSH (%)	R30 (micrones)	AN (Pies)	ANP (Pies)
US-1	13931	14026	5,0636	88,37	0,13	13,26	0,27	4	0
US-2	14027	14067	7,7632	64,28	4,19	8,18	1,19	16	0
US-3	14068	14194	6,4471	48,15	2,27	7,94	1,03	50	26
US-4	14195	14259	5,2127	18,64	5,71	4,99	1,92	47	46
US-5	14260	14318	8,6968	83,58	2,49	8,64	1	11	0
US-6	14319	14422	5,3804	15,36	8,97	6,66	2,55	86	84
US-7	14423	14498	6,0621	31,36	5,11	5,25	1,66	25	20
US-8	14499	14589	-	-	-	-	-	0	0
US-9	14590	14660	5,031	21,54	5,67	6,32	1,8	57	54
US-10	14661	14733	6,9852	23,65	16,45	4,09	2,94	46	44
US-11	14734	14849,5	-	-	-	-	-	0	0

Tabla.A.4.Propiedades Petrofísicas del Pozo 4.

UNIDAD	PROFUNDIDAD (Pies)		PHIP (%)	SW (%)	K (mD)	VSH (%)	R30 (micrones)	AN (Pies)	ANP (Pies)
US-1	14152	14229	6,3765	44,19	1,51	20,02	0,94	12	1
US-2	14230	14264	-	-	-	-	-	14	0
US-3	14265	14374	5,7567	15,53	13,22	5,76	2,67	64	58
US-4	14375	14412	6,2511	24,23	5,87	7	1,9	24	22
US-5	14413	14458	8,8026	29,09	21,62	6,77	3,23	18	7
US-6	14459	14531	5,7337	14,58	11,62	5,75	2,82	70	70
US-7	14532	14595	6,2385	32,5	3,72	5,9	1,41	44	19
US-8	14596	14667	-	-	-	-	-	19	0
US-9	14668	14723	5,4427	19,27	4,57	6,73	1,78	41	41
US-10	14724	14784	5,8632	39,12	1,38	8,31	0,92	31	16
US-11	14785	14888	5,7504	20,69	5,91	4,8	1,95	45	44



APÉNDICE B

Sección Estratigráfica del Yacimiento

JYA-01

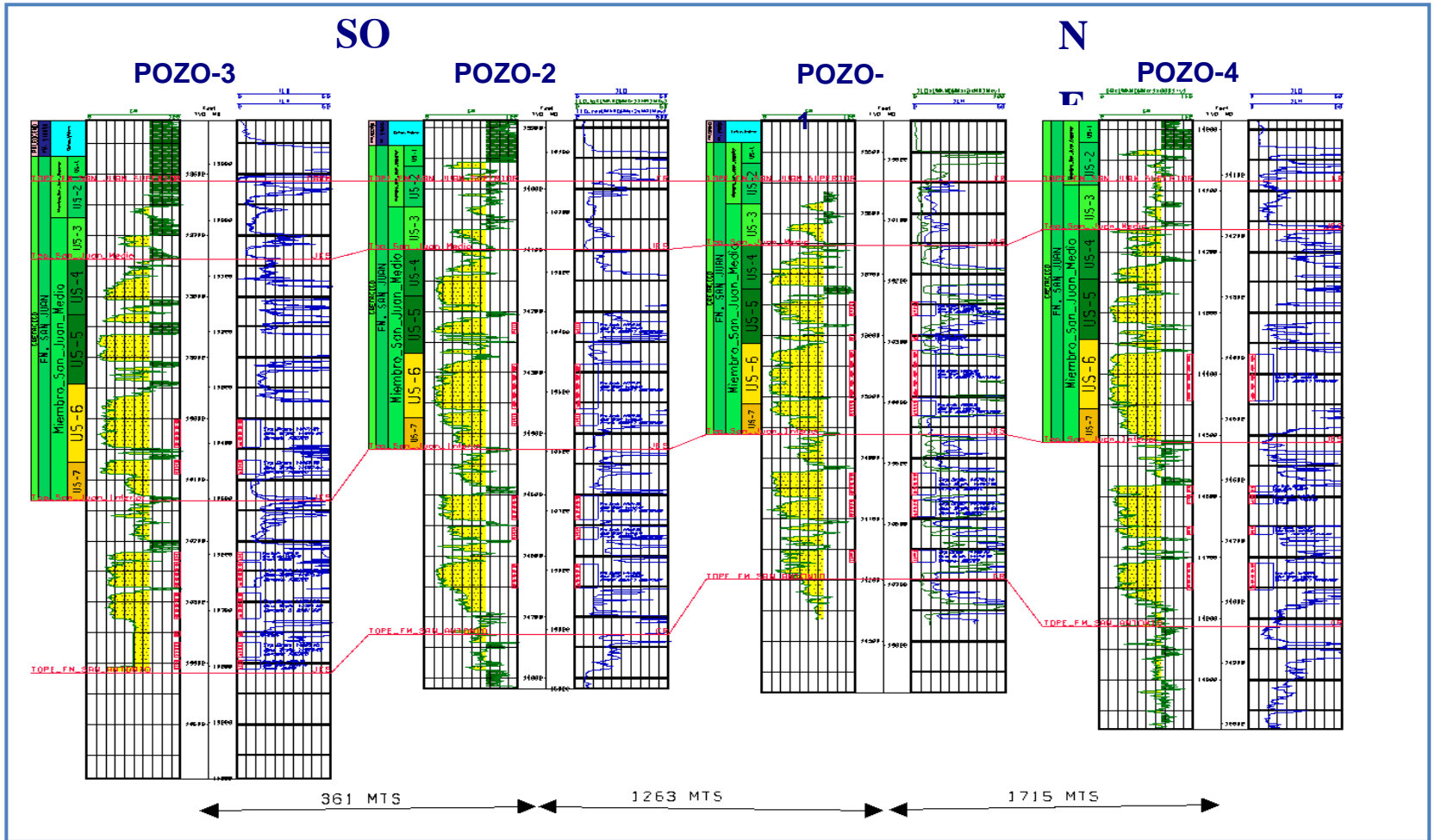


Figura N° 1. Sección Estratigráfica Yacimiento JYA-01.



APÉNDICE C

**Ajuste del Método de Horner y Derivada
del Pozo-1**

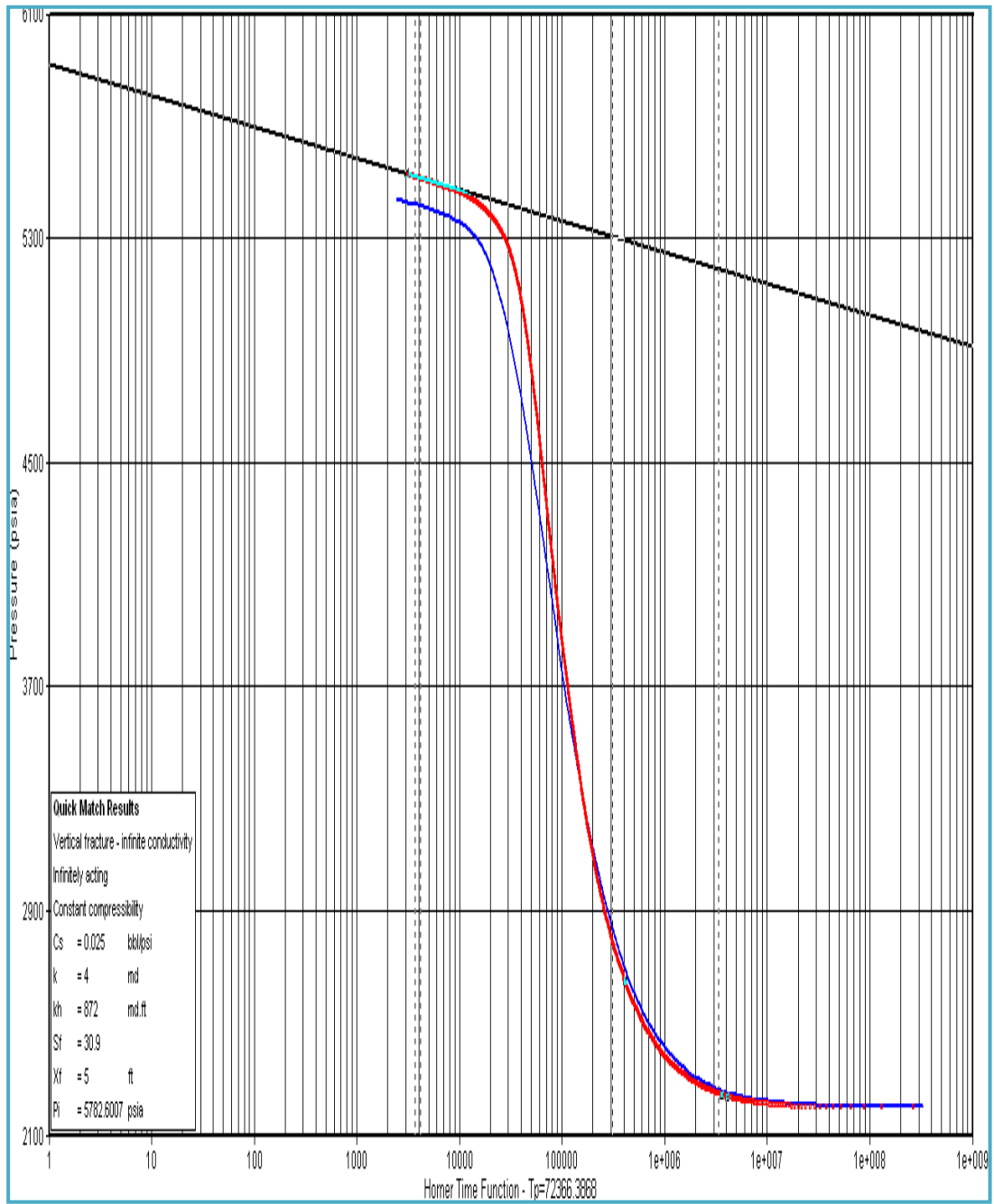


Figura N° 1. Gráfica de ajuste con Método de Horner del Pozo-1.

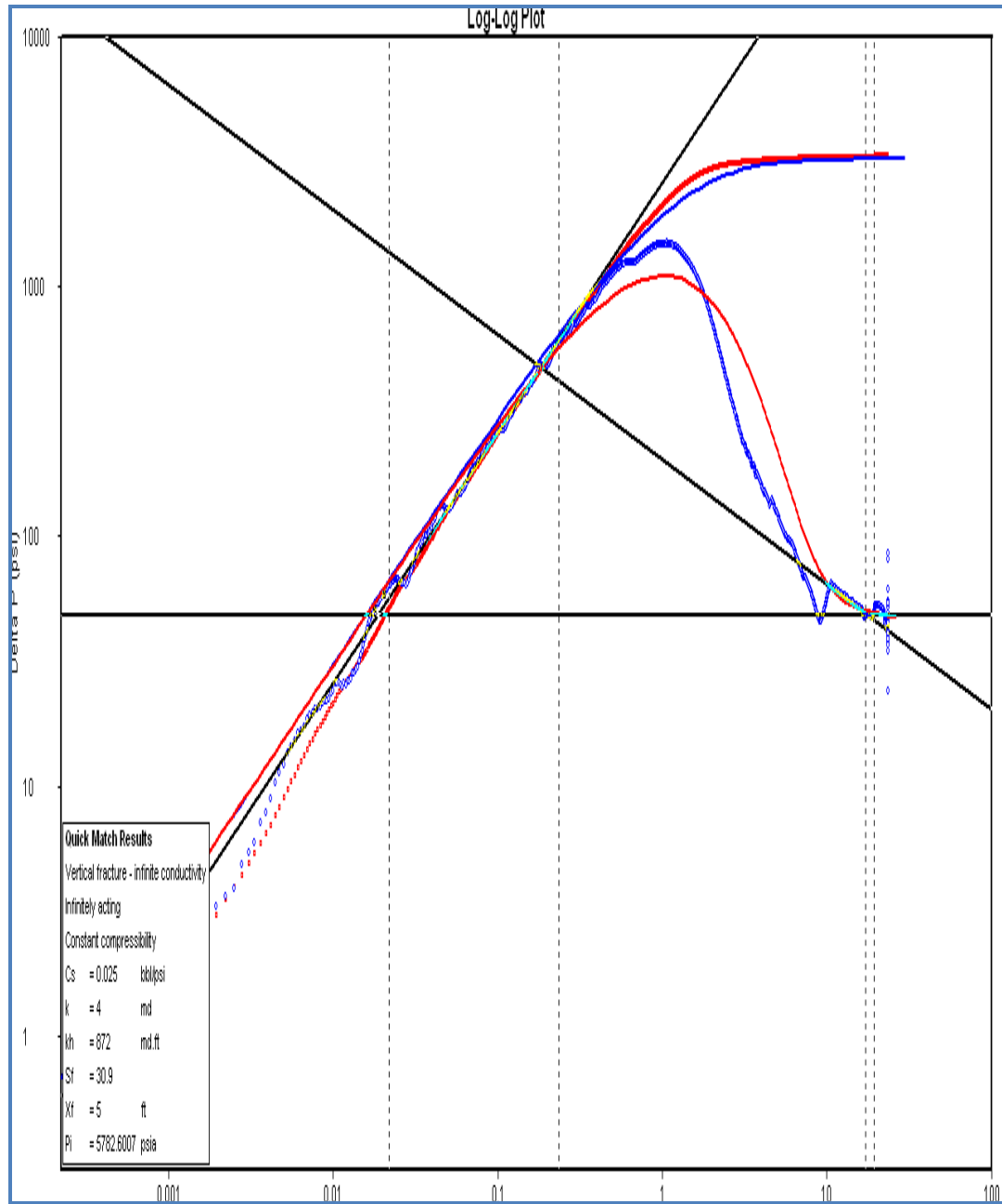


Figura N° 2. Gráfica de ajuste con Método de la Derivada del Pozo-1.



APÉNDICE D

**Ajuste del Método de Horner y Derivada
del Pozo-2**

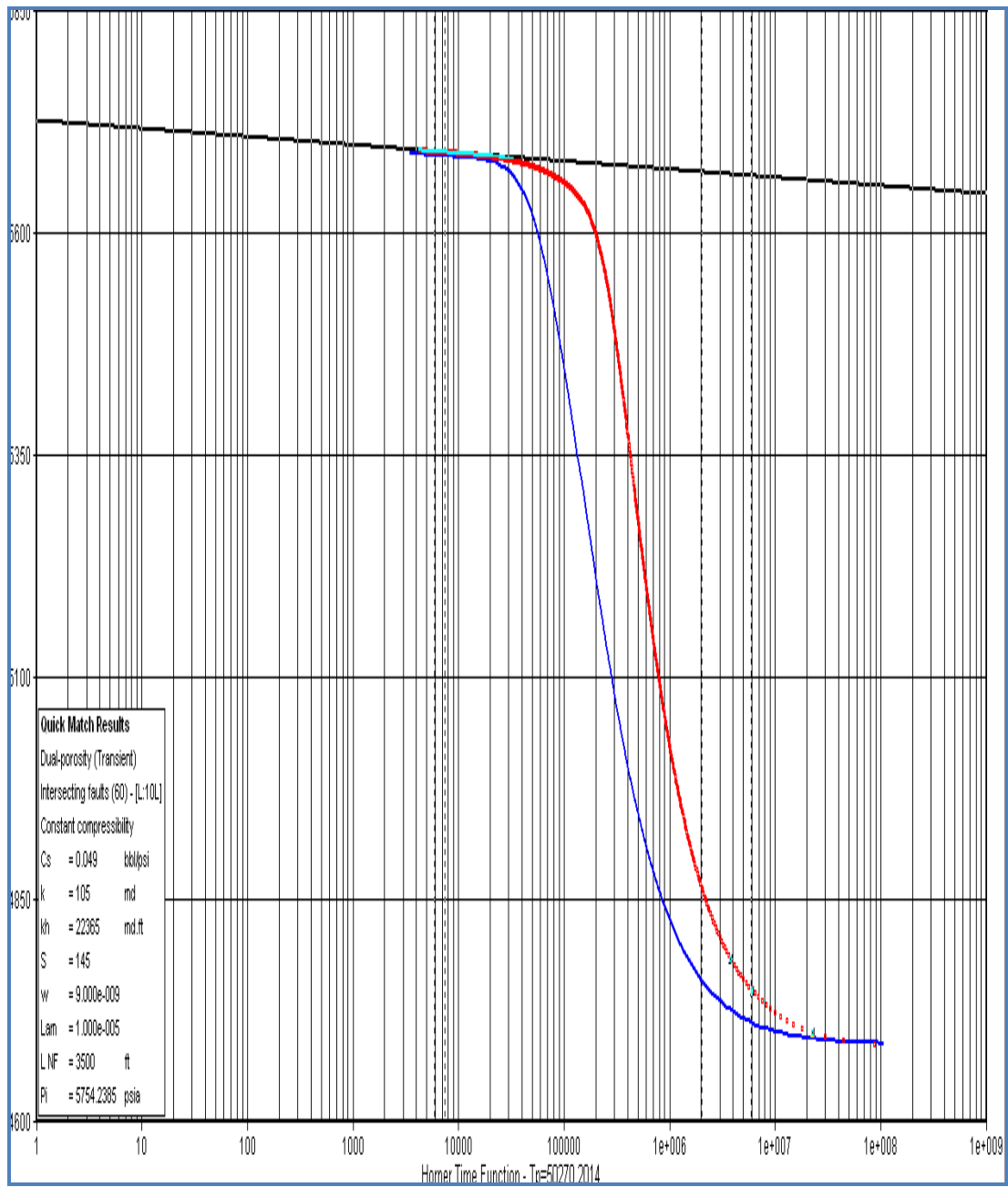


Figura N° 1. Gráfica de ajuste con Método de Horner del Pozo-2.

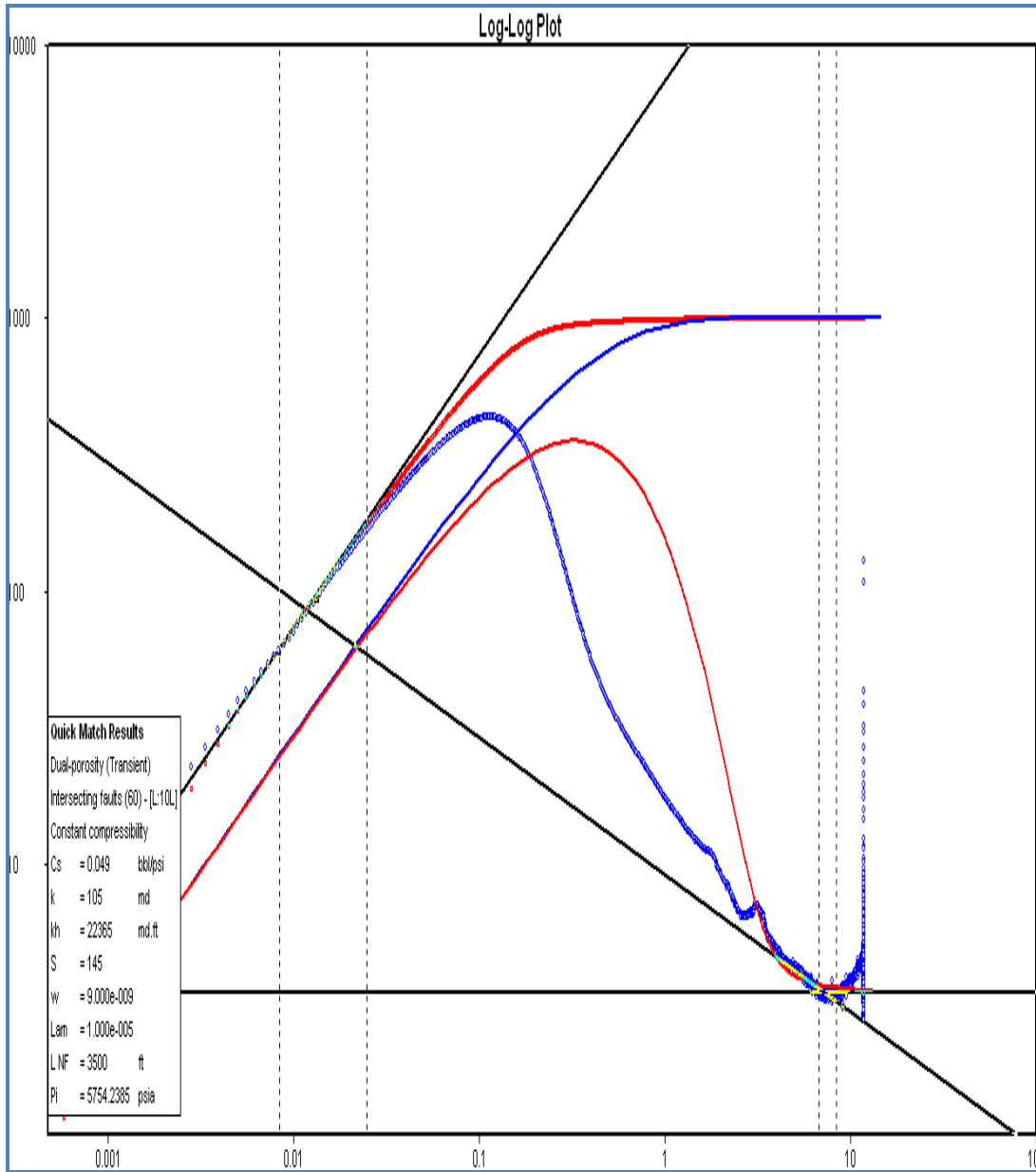


Figura N° 2. Gráfica de ajuste con Método de la Derivada del Pozo-2.



APÉNDICE E

**Ajuste del Método de Horner y Derivada
del Pozo-3**

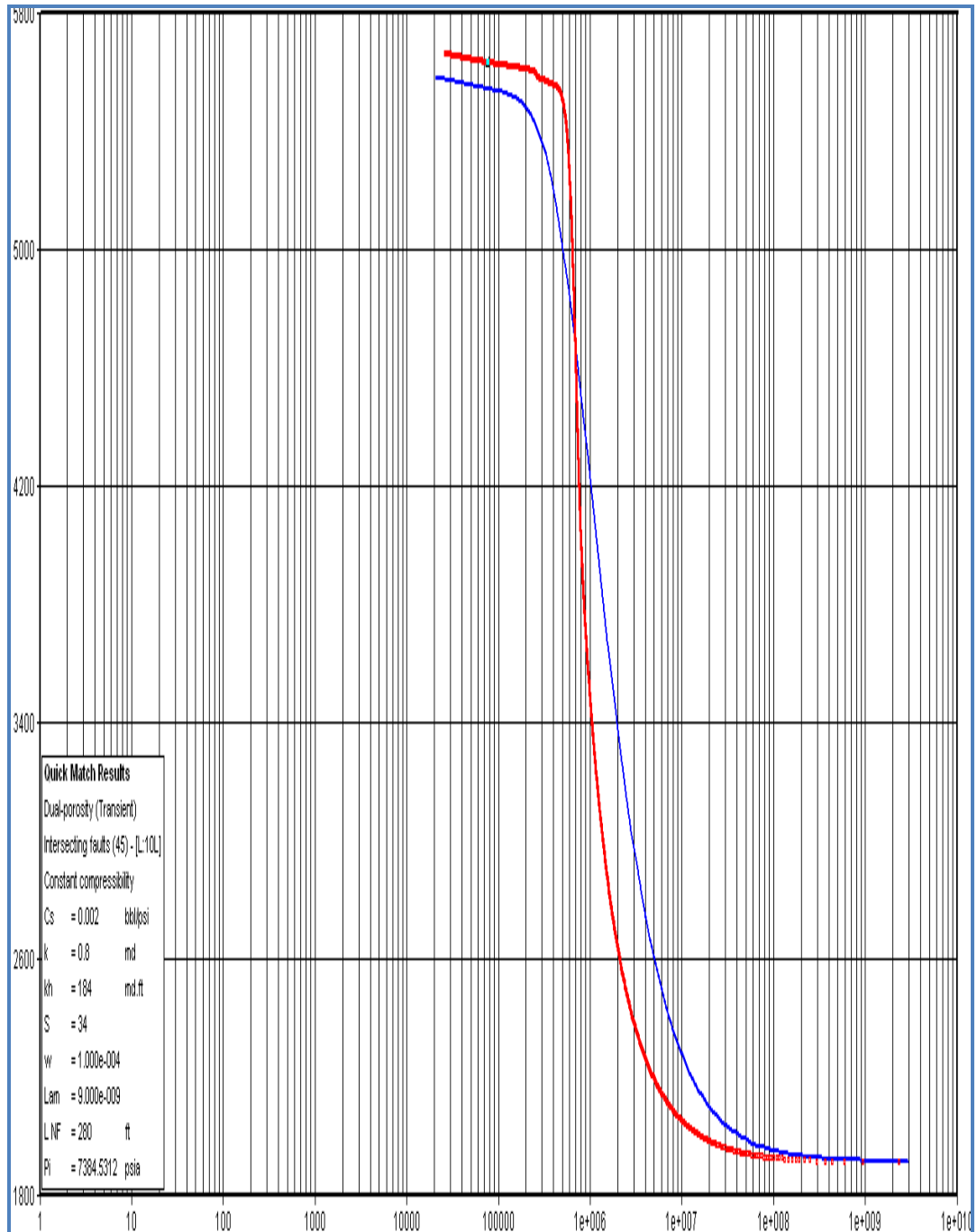


Figura N° 1. Gráfica de ajuste con Método de Horner del Pozo-3.

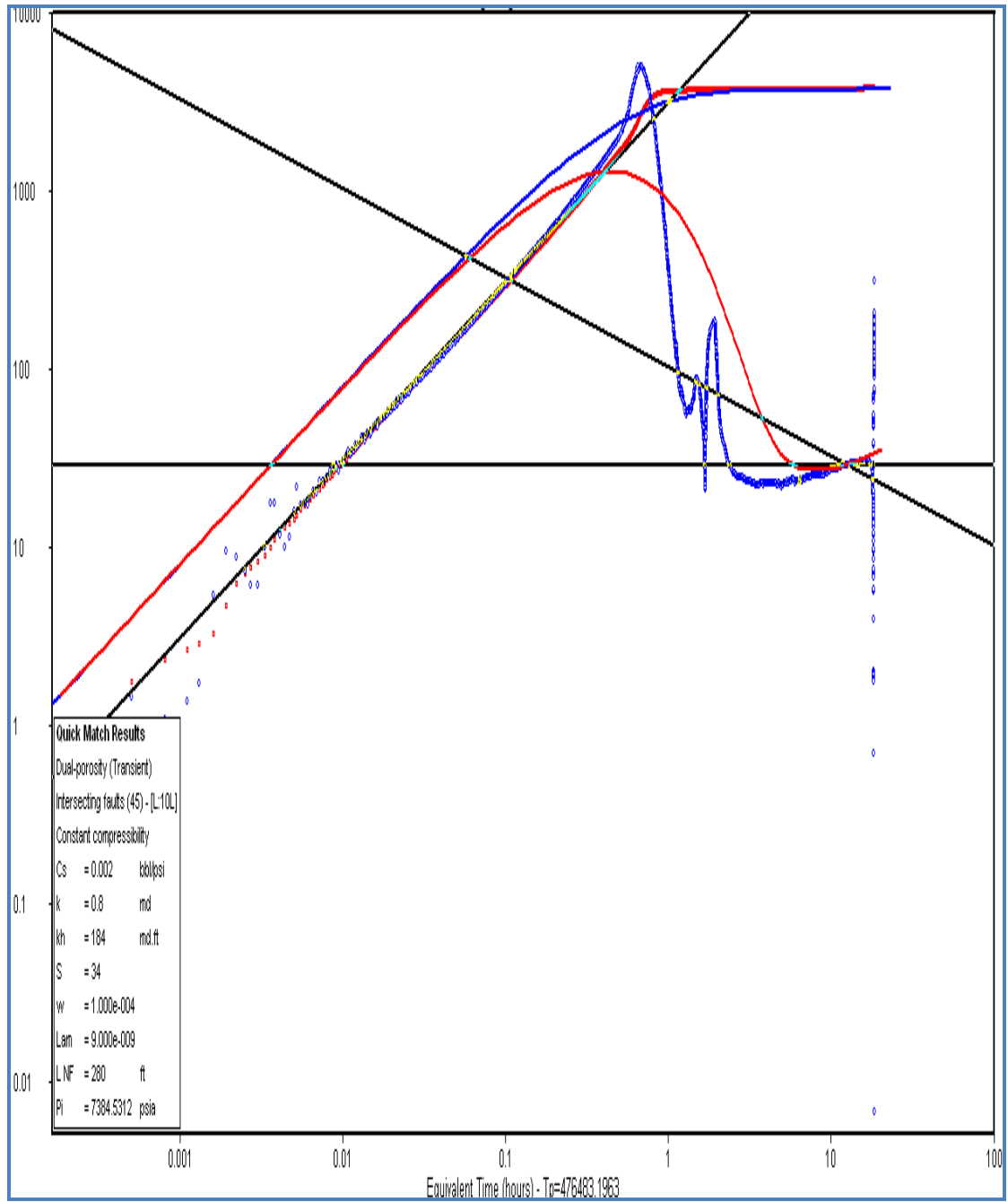
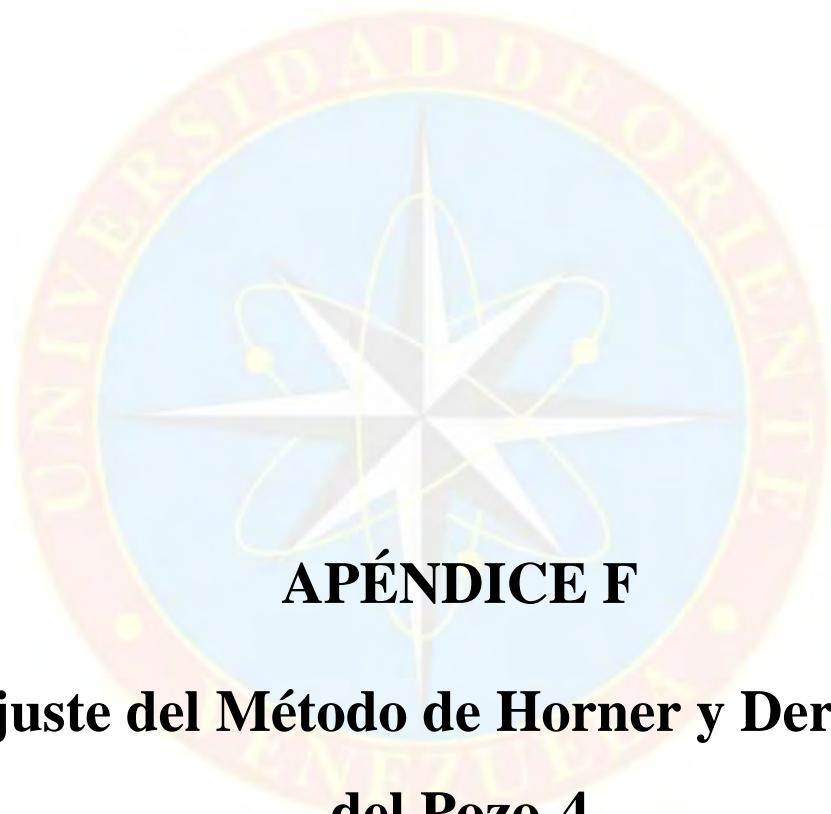


Figura N° 2. Gráfica de ajuste con Método de la Derivada del Pozo-3.



APÉNDICE F

Ajuste del Método de Horner y Derivada del Pozo-4

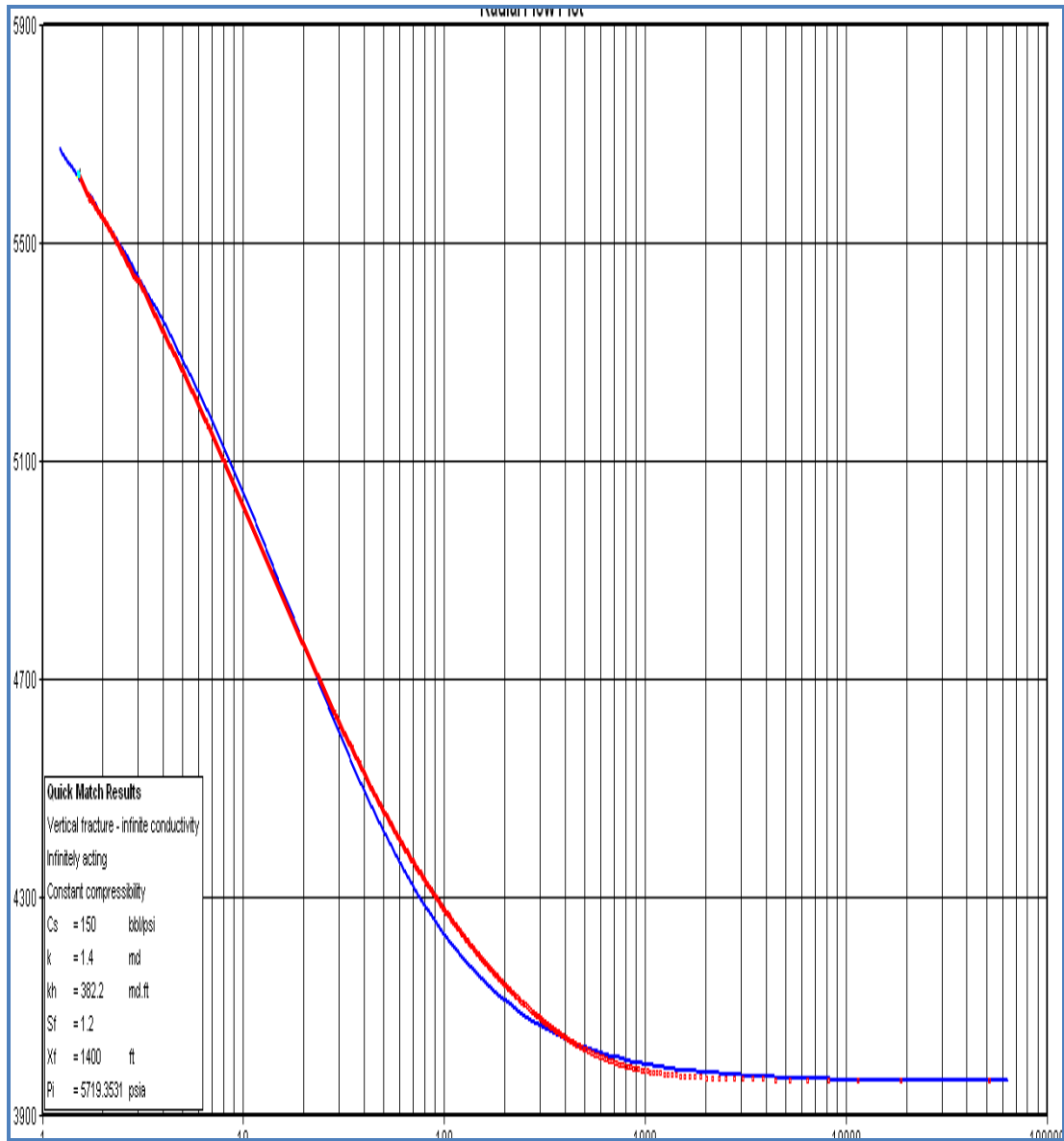


Figura N° 1. Gráfica de ajuste con Método de Horner del Pozo-4.

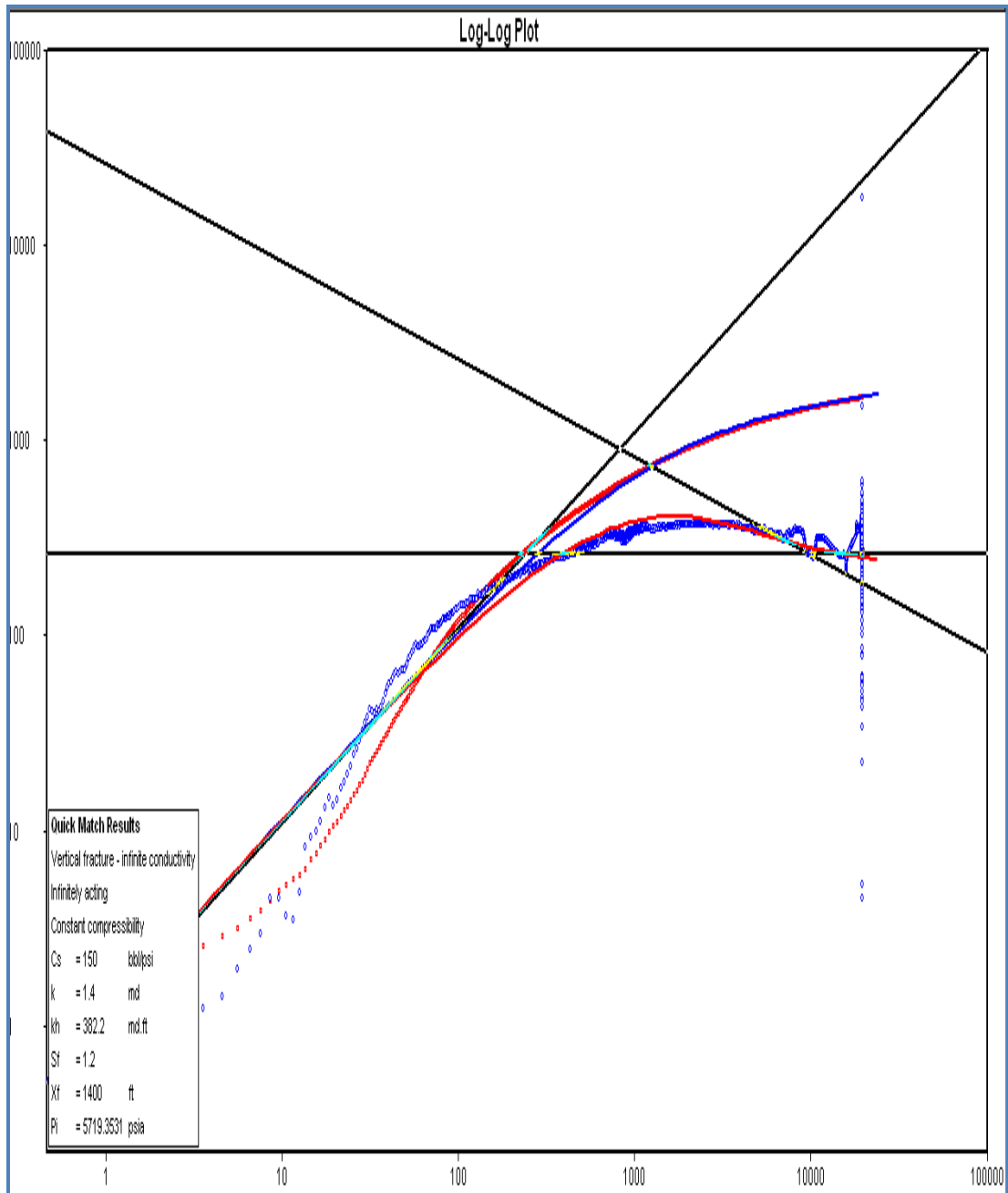


Figura N° 2. Gráfica de ajuste con Método de la Derivada del Pozo-3.

ANEXOS



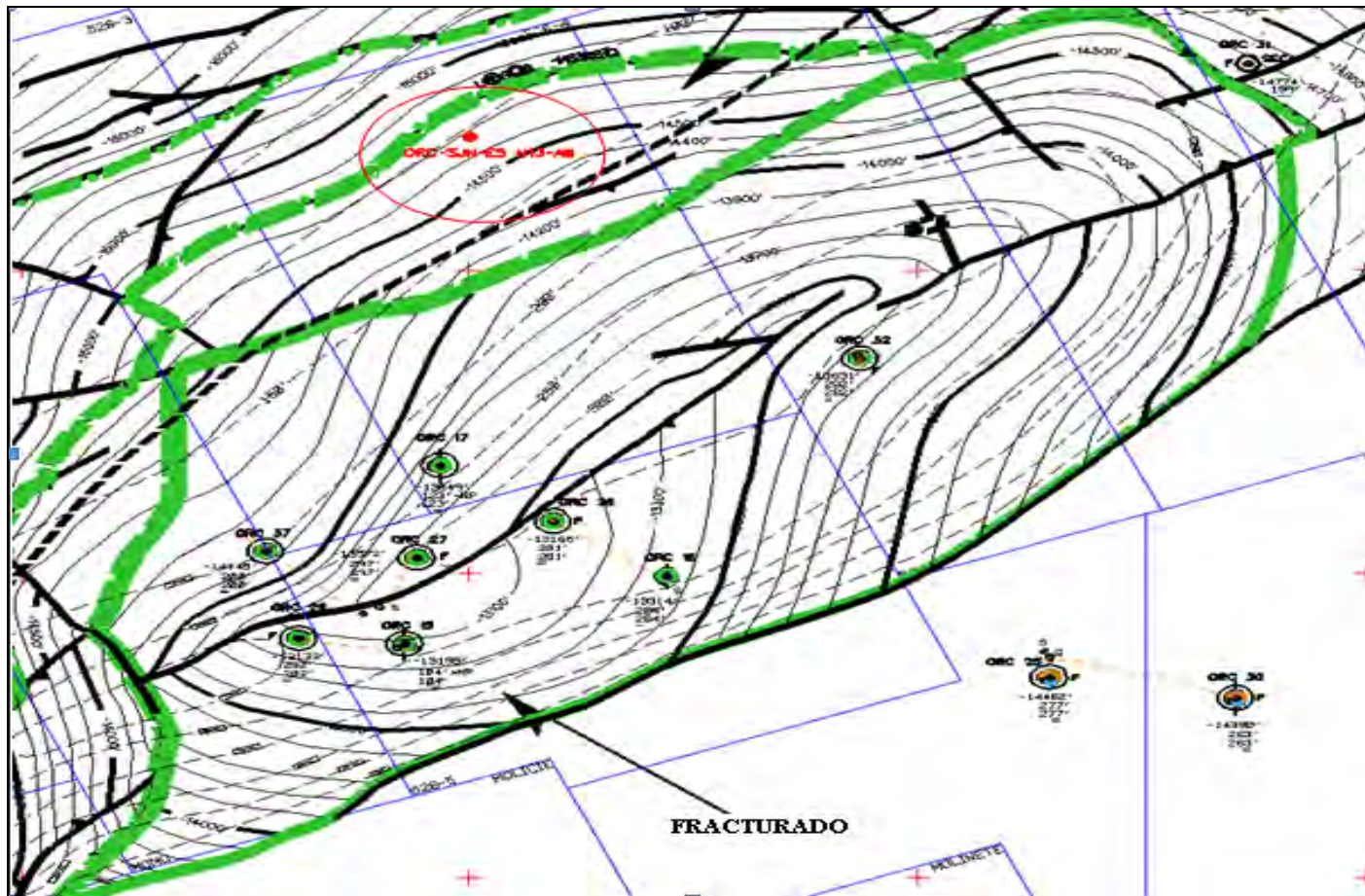


Figura N° 1. Mapa Estructural Yacimiento JYA-01.

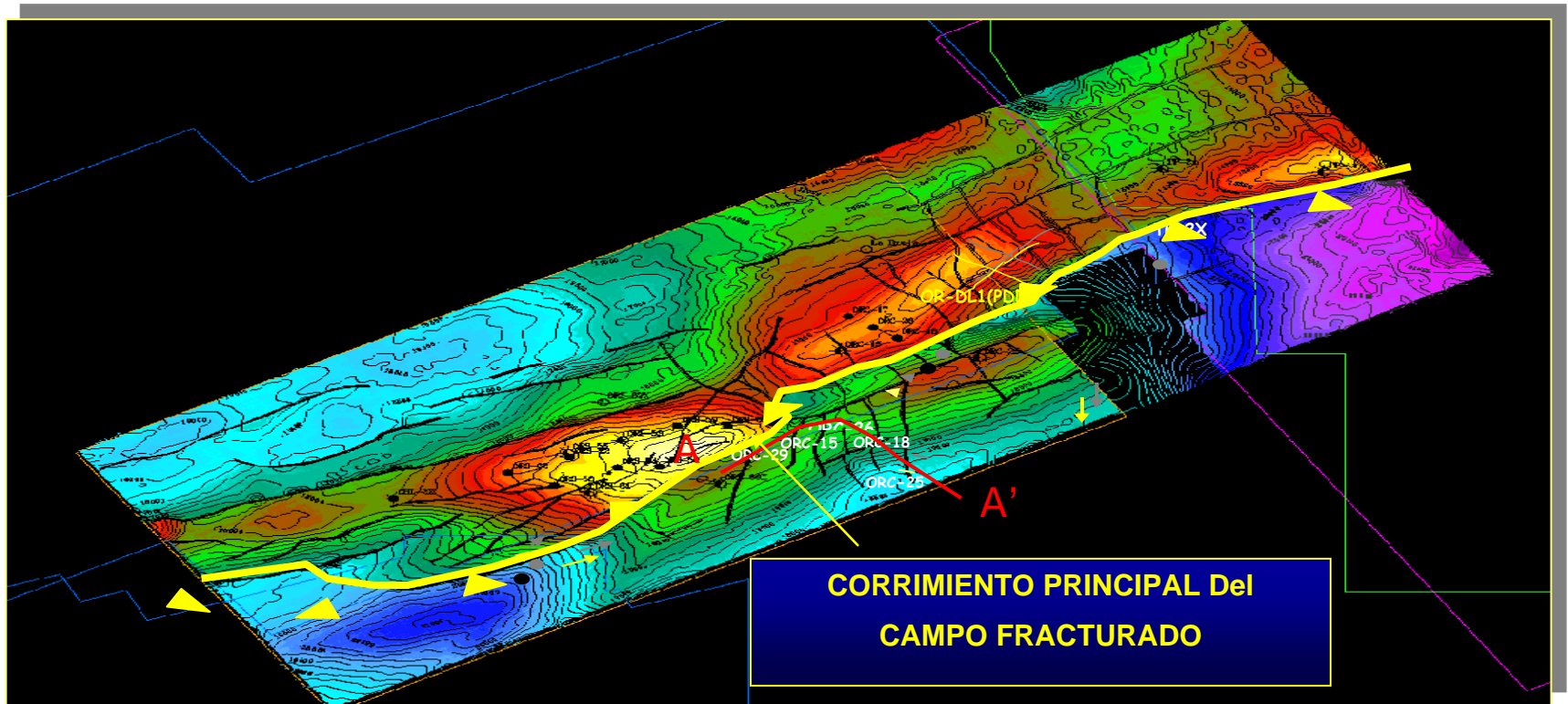


Figura N° 2: Mapa estructural sísmico del Campo JYA, tope FRACTURADO.

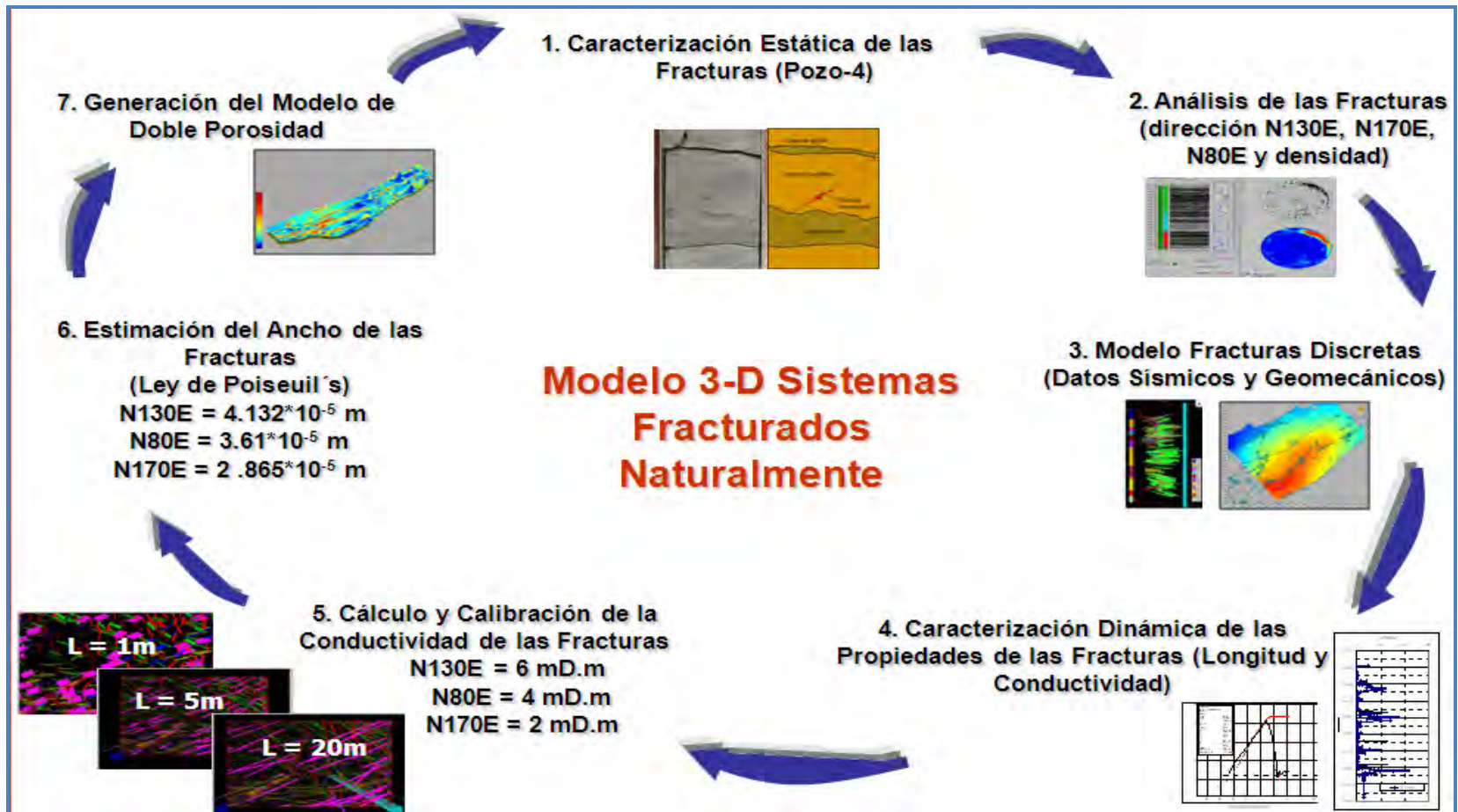


Figura N° .3. Estudios de las fracturas naturales realizados en el Yacimiento JYA-01

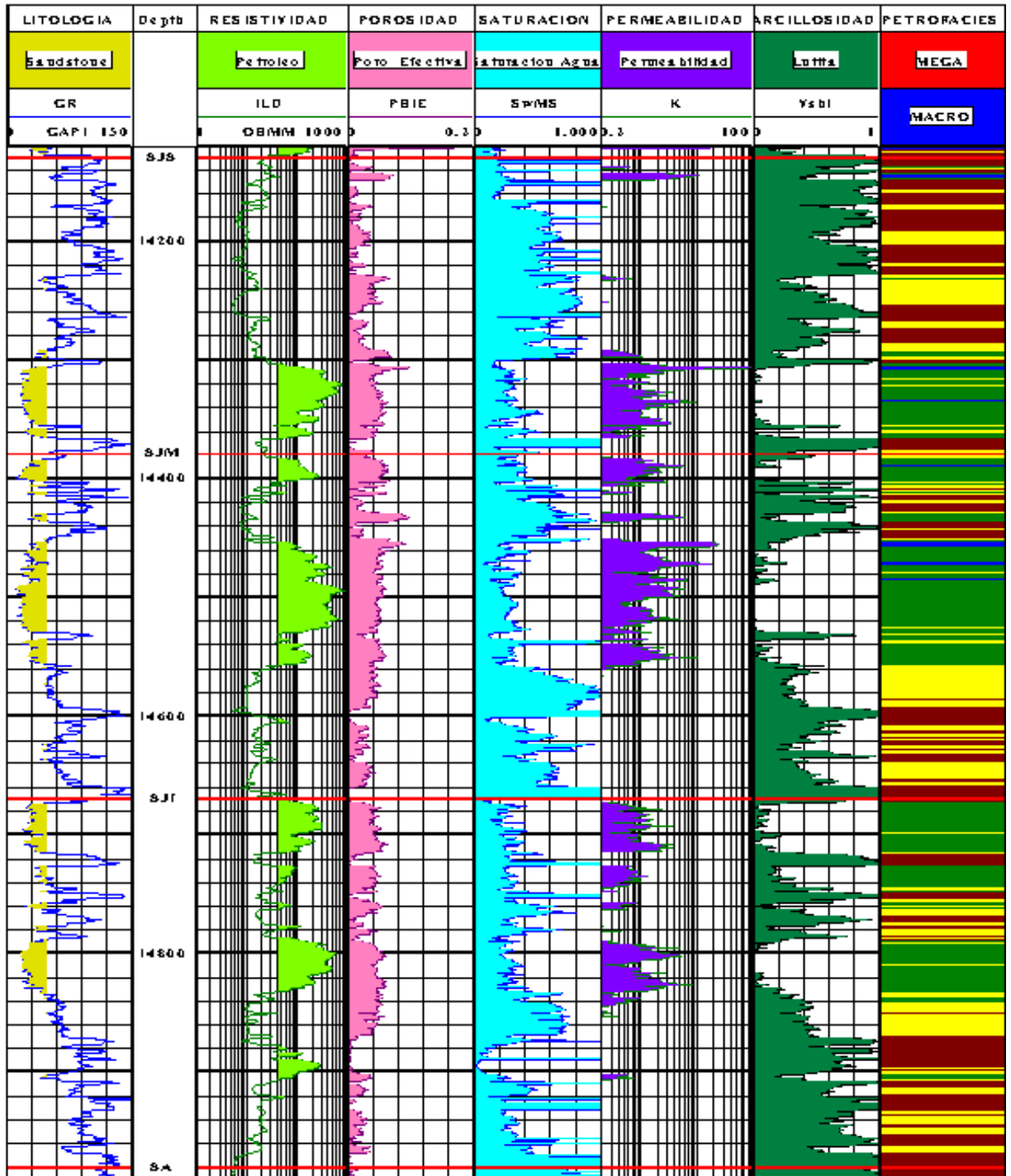


Figura N° 4. Registro Tipo de la Formación Fracturada. Pozo -2.

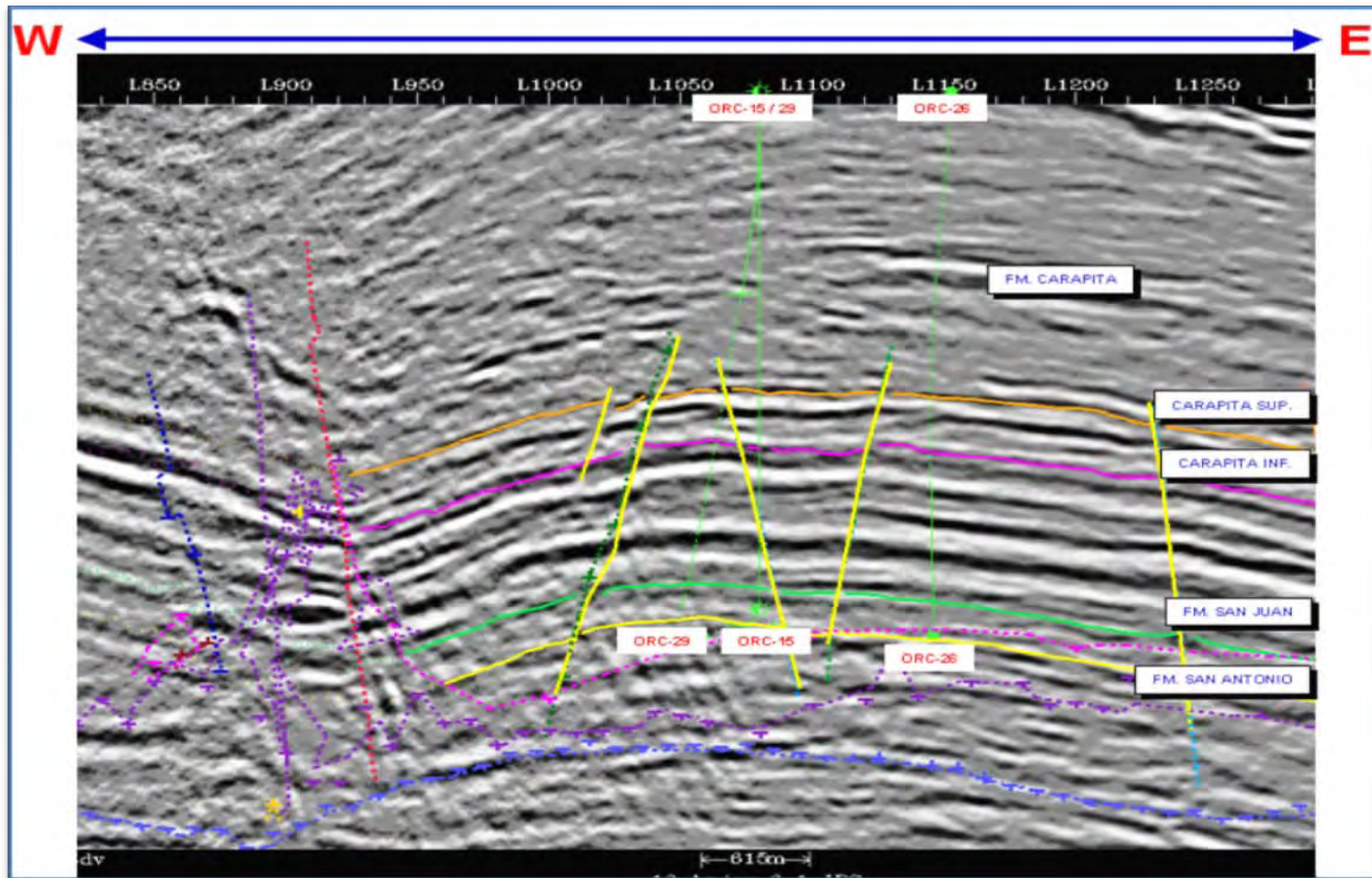


Figura N° 5. Línea Sísmica de Rumbo Oeste-Este del yacimiento JYA-01.

HOJA DE METADATOS

Hoja de Metadatos para Tesis y Trabajos de Ascenso - 1/5

Título	ANÁLISIS DEL FLUJO DE FLUIDOS EN YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS CON DOBLE POROSIDAD Y DOBLE PERMEABILIDAD EMPLEANDO LA HERRAMIENTA ECLIPSE 100
Subtítulo	

El título es requerido. El subtítulo o título alternativo es opcional

Autor(es)

Apellidos y Nombres	Código CVLAC / e-mail	
Rivas A., José L	CVLAC	18272207
	e-mail	Jrivas.86@hotmail.com
	e-mail	Jrivas.01@gmail.com
Ydrogo R., Aibel Del V	CVLAC	18820522
	e-mail	aibel202@hotmail.com
	e-mail	Aibel020506@gmail.com
	CVLAC	
	e-mail	
	e-mail	

Se requieren por lo menos los apellidos y nombres de un autor. El formato para escribir los apellidos y nombres es: "Apellido1 Inicial Apellido2., Nombre1 Inicial Nombre2". Si el autor está registrado en el sistema CVLAC, se anota el código respectivo (para ciudadanos venezolanos dicho código coincide con el número de cédula de identidad). El campo e-mail es completamente opcional y depende de la voluntad de los autores.

Palabras o frases claves

Yacimientos Naturalmente Fracturados
Doble Porosidad
Doble Permeabilidad
Eclipse 100

El representante de la subcomisión de tesis solicitará a los miembros del jurado la lista de las palabras clave. Deben indicarse por lo menos cuatro (4) palabras clave.

Líneas y sublíneas de investigación

Área	Subárea
Tecnología (Ciencias Aplicadas)	Ingeniería de Petróleo

Debe indicarse por lo menos una línea o área de investigación y por cada área por lo menos una subárea. El representante de la subcomisión solicitará esta información a los miembros del jurado.

Resumen (abstract)

La siguiente investigación tuvo como propósito realizar el análisis del flujo de fluidos en un yacimiento naturalmente fracturado del Oriente de la República Bolivariana de Venezuela. Para comprender el flujo de fluidos en estos yacimientos es necesario reconocer la variedad de porosidades que muestran sus formaciones productoras; uno de los aspectos más resaltantes de este tipo de yacimiento es su condición de doble porosidad y doble permeabilidad presente en las fracturas y la matriz. Para la descripción del modelo estático y dinámico se realizó la revisión de los estudios que conforman el modelo estático y dinámico que se han realizado en el campo, con el objeto de establecer las características más resaltantes, que definen un buen entendimiento del yacimiento. Para la interpretación de la interacción entre las fracturas, la matriz y los fluidos contenidos en el yacimiento en estudio, se obtienen los modelos de flujo del yacimiento JYA-01, tales como: modelo de doble porosidad y fractura vertical, debido a que algunos pozos tenían fracturamiento hidráulico. En la caracterización del flujo y distribución de los fluidos en el yacimiento JYA-01, en función de esquemas de producción e inyección, se contó con un modelo de simulación del yacimiento JYA-01, con características de crudo negro, conformado por 22 capas, de las cuales las 11 primeras capas corresponden a la matriz y las 11 restantes a las fracturas. Con la distribución de los fluidos se puede apreciar que la matriz es la que almacena los fluidos y las fracturas se encargan de transportar los fluidos hacia los pozos productores

Si el funcionario de SIBIUDO encargado de transcribir los metadatos encuentra este campo en blanco, debe copiarlo de la versión digital del texto del trabajo mediante “copiar y pegar”

Contribuidores

Apellidos y Nombres	ROL / Código CVLAC / e-mail					
Ing. Contreras, Isaac	ROL	CA	AS	TU	JU	
		<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
	CVLAC	11.344.724				
	e-mail					
Ing. Mottola Fabiola	ROL	CA	AS	TU	JU	
		<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	
	CVLAC	8.290936				
	e-mail					
Ing. Guevara Jorge	ROL	CA	AS	TU	JU	
		<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	
	CVLAC	13.161.196				
	e-mail					

Se requiere por lo menos los apellidos y nombres del tutor y los otros dos (2) jurados. El formato para escribir los apellidos y nombres es: "Apellido1 Inicial Apellido2., Nombre1 Inicial Nombre2". Si el autor está registrado en el sistema CVLAC, se anota el código respectivo (para ciudadanos venezolanos dicho código coincide con el número de cédula de identidad). El campo e-mail es completamente opcional y depende de la voluntad de los contribuidores. La codificación del ROL es: CA = Coautor, AS = Asesor, TU = Tutor, JU = jurado.

Fecha de discusión y aprobación:

Año	Mes	Día
2011	01	31

Fecha en formato ISO (AAAA-MM-DD). Ej: 2005-03-18. El dato fecha es requerido

Lenguaje: *spa* Requerido. Lenguaje del texto discutido y aprobado, codificado usando ISO 639-2. El código para español o castellano es *spa*. El código para inglés es *en*. Si el lenguaje se especifica, se asume que es el inglés (*en*).

Archivo (S)

Nombre de Archivo	Tipo MIME
TesisAibelYdrogoJoséLuisRivas.doc	Aplicación Word

Caracteres permitidos en los nombres de los archivos: A B C D E F G H I J K L M N O P Q R S T U
V W X Y Z a b c d e f g h i j k l m n o p q r s r u v w x y z 0 1 2 3 4 5 6 7 8 9 _ - .

Alcance:

Espacial : _____ (Opcional)

Temporal: _____ (Opcional)

Título o Grado asociado al trabajo:

Ingeniero de Petróleo

Dato requerido. Ejs: Licenciado en Matemáticas, Magister Scientiarium en Investigación de Operaciones, Profesor Asociado, Administrativo III, etc.

Nivel Asociado con el Trabajo:

Ingeniería

Dato requerido. Ejs: Licenciatura, Magister, Doctorado, Postdoctorado, etc.

Área de Estudio:

Tecnología (Ciencias Aplicadas)

Usualmente el nombre del programa o departamento.

Institución(es) que garantiza(n) el Título o Grado:

Universidad De Oriente Núcleo Monagas

Si como producto de convenios, otras instituciones además de la Universidad de Oriente, avalan el Título o grado obtenido, el nombre de estas instituciones debe incluirse aquí.

Derechos:

Los autores garantizamos en forma permanente a la Universidad de Oriente el derecho de archivar y difundir, por cualquier medio, el contenido de esta tesis. Esta difusión será con fines estrictamente científicos y educativos, pudiendo cobrar la Universidad de Oriente una suma destinada a recuperar parcialmente los costos involucrados. Los autores nos reservamos los derechos de propiedad intelectual así como todos los derechos que pudieran derivarse de patentes industriales o comerciales.

Condiciones bajo las cuales los autores aceptan que el trabajo sea distribuido. La idea es dar la máxima distribución posible a las ideas contenidas en el trabajo, salvaguardando al mismo tiempo los derechos de propiedad intelectual de los realizadores del trabajo, y los beneficios para los autores y/o la Universidad de Oriente que pudieran derivarse de patentes comerciales o industriales.

Br. Ydrogo Aibel
Autor

Br. Rivas José
Autor

Ing. Contreras Isaac
Tutor

Ing. Mottola Fabiola
Jurado Principal

Ing. Guevara Jorge
Jurado Principal

POR LA SUBCOMISIÓN DE TESIS

Ing. Calzadilla Hortencia