

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE GEOLOGÍA Y PETRÓLEOS

**SIMULACIÓN NUMÉRICA DE YACIMIENTOS Y DETERMINACIÓN
DEL MEJOR ESCENARIO DE PERFORACIÓN DE POZOS PARA
EL CAMPO KUPI**

**PROYECTO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO EN
PETRÓLEOS**

SANTIAGO GABRIEL AGUIRRE QUINTEROS

DIRECTOR: ING. RAÚL VALENCIA, Msc.

Quito, Febrero 2008

DECLARACIÓN

Yo, Santiago Gabriel Aguirre Quinteros, declaro bajo juramento que el presente trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentado por ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración cedo mis derechos de propiedad intelectual, correspondientes a este trabajo, a la Escuela Politécnica Nacional, según lo establecido en la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normativa institucional vigente.

Santiago Gabriel Aguirre Quinteros

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Santiago Gabriel Aguirre Quinteros, bajo mi supervisión.

Ing. Raúl Valencia, Msc
DIRECTOR DEL PROYECTO

AGRADECIMIENTOS

Estos agradecimientos van a todos esos seres que han sido un ejemplo, una guía, un apoyo y un empujón para llegar hasta este momento y que tal vez no están mencionadas en esta hoja pero que siempre están en mis oraciones, enfocándome al proyecto, el primero y más importante, DIOS que sin su ayuda nada es posible.

A mis padres, Noemí Quinteros y Jorge Aguirre por ser un ejemplo de vida y por estar cuando más he necesitado y a mi hermano Darwin por ocupar el lugar de mi padre desde el momento que Dios lo llamó.

A mis hermanos Jorge, Edison, John y Carmita, a mis sobrinos Tatiana, Johanna, Willian, Laura, Erika, Ronny, Karen, Pamela, Dayanita y a mis cuñadas por estar siempre conmigo en los momentos de alegrías y tristezas.

A dos grandes amigos Ing. Diego Bastidas e Ing. Diego Cepeda por la ayuda incondicional y presta cuando lo necesité.

A los Ingenieros Santiago Durán, Karina Estrella, Iván Solís, Jalil Chalhoub, Diego Sandoval, Enrique Cruz, Alexander Albuja, Cesar Calvachi, Sergio López, Ángel Taday, Byron Corella, Celso López, a Ana Martínez, Isabel Proaño y todo el equipo de trabajo de la compañía Andes Petroleum Ecuador Limited por abrirme las puertas y por ser buenos amigos.

Al personal Docente y Administrativo de la Facultad de Geología y Petróleos de la Escuela Politécnica Nacional, en especial a los Ingenieros Raúl Valencia, Gerardo Barros, Johnny Zambrano por sus conocimientos compartidos en las aulas, en la elaboración de este proyecto y su evaluación. A Ximenita y Sra. Marianita por todo el apoyo incondicional.

Por último pero no menos importante a todos mis amigos y compañeros por compartir alegrías y tristezas dentro y fuera de las aulas.

DEDICATORIA

Este proyecto es más que solo un trabajo, es la culminación de 24 años de vida y de trabajo de muchas personas, es por ello que va dedicado a Dios, a mi mami Noe, a mi ñaño Darwin y a mi familia por el gran sacrificio que ha sido llegar hasta este momento, por su apoyo incondicional.

Santiago

2.1.2.1	Importación de Datos Sísmicos	23
2.1.2.2	Importación de Datos Estructurales.....	23
2.1.2.3	Importación de Interpretación de Horizontes	24
2.1.2.4	Importación de Interpretación de Fallas.....	24
2.1.2.5	Importación de Datos de Pozos.....	25
2.1.3	MÓDULO <i>ATTRIBUTES</i> (ATRIBUTOS).....	26
2.1.4	MÓDULO <i>CAMERA</i> (CÁMARA)	26
2.1.5	MÓDULO <i>STRUCTURAL MODELING</i> (MODELAMIENTO ESTRUCTURAL)	27
2.1.5.1	Datos de Entrada.....	28
2.1.5.2	Generación del Modelo – Flujo de Trabajo.....	28
2.1.5.3	Pasos para la creación de un modelo.....	29
2.1.5.3.1	Manejo de Datos	29
2.1.5.3.2	Volumen de Interés	30
2.1.5.3.3	Modelamiento de Fallas	31
2.1.5.3.4	Ajuste de Fallas a Marcadores de Pozo.....	31
2.1.5.3.5	Modelamiento del Contacto de Fallas.....	31
2.1.5.3.6	Modelamiento de Horizontes.....	32
2.1.5.3.7	Modelamiento de los Contactos Horizontes Fallas.....	32
2.1.5.3.8	Ajuste de Horizontes a los Marcadores de Pozos	32
2.1.6	MÓDULO <i>RESERVOIR PROPERTIES</i> (PROPIEDADES DEL RESERVOIR).....	33
2.1.6.1	Geoestadística.....	33
2.1.6.1.1	Variograma	34
2.1.7	VENTAJAS DE UTILIZAR GOCAD PARA EL MODELAMIENTO GEOLÓGICO	36
2.1.8	DESVENTAJAS QUE PRESENTA EL PROGRAMA.....	37
2.2	<i>ECLIPSE</i>	37
2.2.1	INTRODUCCIÓN.....	37
2.2.2	PROCESO DE SIMULACIÓN.....	38
2.2.3	SECCIONES DEL ARCHIVO PRINCIPAL O “DATA FILE”	39
2.2.3.1	<i>RUNSPEC</i> (especificaciones de la corrida).....	39
2.2.3.2	<i>GRID</i> (malla de simulación).....	39
2.2.3.2.1	Upscaling (Escalamiento).....	39
2.2.3.3	<i>EDIT</i> (edición).....	40
2.2.3.4	<i>PROPS</i> (propiedades)	40
2.2.3.5	<i>REGIONS</i> (regiones)	41
2.2.3.6	<i>SOLUTION</i> (solución).....	41
2.2.3.7	<i>SUMMARY</i> (vectores resultado).....	42
2.2.3.8	<i>SCHEDULE</i>	42
2.2.3.8.1	Ajuste Histórico	43
2.2.3.8.2	Predicciones.....	45
2.2.4	<i>ECLIPSE Office</i>	46
2.2.4.1	Módulo <i>Case Manager</i> (administrador del caso)	47
2.2.4.2	Módulo <i>Data Manager</i> (administrador de datos).....	47
2.2.4.2.1	Sección <i>Case Definition</i>	48
2.2.4.2.2	Sección <i>Grid</i>	49
2.2.4.2.3	Sección <i>PVT</i>	49
2.2.4.2.4	Sección <i>SCAL</i>	49

2.2.4.2.5	Sección Initialization.....	50
2.2.4.2.6	Sección Schedule	50
2.2.4.2.7	Sección Summary	50
2.2.4.3	Módulo <i>Run Manager</i> (administrador de corrida)	51
2.2.4.4	Módulo <i>Result Viewer</i> (visualización de resultados).....	52
2.2.4.5	Módulo <i>Report Generator</i> (generador de reportes)	52
2.2.5	VENTAJAS DE UTILIZAR ECLIPSE PARA LA SIMULACIÓN DE YACIMIENTOS	53
2.2.6	DESVENTAJAS QUE PRESENTA EL PROGRAMA.....	53
CAPITULO 3		55
DESARROLLO DE LOS MODELOS GEOLÓGICO Y DINÁMICO DEL CAMPO KUPI.....		55
3.1	DESARROLLO DEL MODELO GEOLÓGICO	55
3.1.1	MANEJO DE DATOS – IMPORTACIÓN (MÓDULO <i>OBJECT</i>)	55
3.1.1.1	Superficies – volumen de interés.....	55
3.1.1.2	Perfiles de pozo	56
3.1.1.3	Registros Eléctricos	57
3.1.1.4	Marcadores.....	58
3.1.1.5	Control de Calidad	59
3.1.2	TRATAMIENTO DE DATOS (MÓDULO <i>OBJECT</i>).....	59
3.1.2.1	Creación de una malla del reservorio	59
3.1.2.2	Distribución de facies en el pozo	62
3.1.3	AJUSTE DE LOS DATOS (MÓDULO <i>STRUCTURAL MODELING</i>).....	63
3.1.4	MODELO DE FACIES (MÓDULO <i>RESERVOIR PORPERTIES</i>) ...	63
3.1.5	MODELO DE POROSIDAD (MÓDULO <i>RESERVOIR PORPERTIES</i>)	66
3.1.6	MODELO DE PERMEABILIDAD (MÓDULO <i>RESERVOIR PORPERTIES</i>).....	67
3.1.7	EXPORTACIÓN DEL MODELO GEOLÓGICO A ECLIPSE	68
3.2	DESARROLLO DEL MODELO DINÁMICO	69
3.2.1	DEFINICIÓN DEL OBJETIVO.....	69
3.2.2	RECOLECCIÓN Y REVISIÓN DE DATOS.....	69
3.2.3	CONSTRUCCIÓN DEL MODELO.....	70
3.2.3.1	Definición del modelo (SECCIÓN <i>RUNSPEC</i> – CaseDefinition)	70
3.2.3.2	Geometría y Propiedades de la Roca (SECCIÓN <i>GRID</i> – Grid).. ..	71
3.2.3.3	Datos Petrofísicos (SECCIÓN <i>PROPS</i> – PVT & SCAL).....	74
3.2.3.4	Determinación de Regiones de Equilibrio (SECCIÓN <i>REGION</i> – Regions)	75
3.2.3.5	Determinación de las condiciones iniciales (SECCIÓN <i>SOLUTION</i> – Initialization).....	76
3.2.3.6	Conexión de pozos e ingreso de registros de producción (SECCIÓN <i>SCHEDULE</i> – Schedule).....	78
3.2.4	DETERMINACIÓN DE VECTORES RESULTADO (SECCIÓN <i>SUMMARY</i> – Summary)	81
3.2.5	AJUSTE HISTÓRICO	81
3.2.5.1	Ajuste de presión.	81

3.2.5.2	Ajuste de producción.....	83
3.2.5.3	Análisis de Resultados.....	85
CAPITULO 4		88
ESTUDIO TÉCNICO Y DETERMINACIÓN DEL MEJOR ESCENARIO DE PERFORACIÓN DE POZOS.....		88
4.1	INTRODUCCIÓN	88
4.2	CASO BASE	89
4.3	PRODUCCIÓN CÍCLICA DEL POZO KUPI_01	89
4.3.1	CICLOS TRIMESTRALES	90
4.3.2	CICLOS SEMESTRALES.....	90
4.4	PERFORACIÓN DE POZOS DE DESARROLLO.....	91
4.5	PERFORACIÓN DE POZOS INYECTORES Y PRODUCTORES.....	94
4.6	ANÁLISIS TÉCNICO COMPARATIVO DE ESCENARIOS Y ELECCIÓN DEL MEJOR.....	95
4.6.1	COMPORTAMIENTO DEL MEJOR ESCENARIO PARA LA PRODUCCIÓN DEL CAMPO KUPI	100
CAPÍTULO 5		103
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES		103
5.1	CONCLUSIONES	103
5.2	RECOMENDACIONES.....	104
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS		106

ÍNDICE DE TABLAS

CAPÍTULO 1

Tabla 1.1. Ubicación de Pozos.....	1
Tabla 1.2. Profundidades y espesores de la formación M-1, campo Kupi.....	11
Tabla 1.3. Porosidad Efectiva.....	12
Tabla 1.4 Resultados de Pruebas a Cores.....	14
Tabla 1.5 Viscosidad del Petróleo Yacimiento M-1, Campo Kupi.....	16
Tabla 1.6. Registro de la presión del yacimiento M1, valores tomados de pruebas de presión realizadas al pozo KUPI_01.	18
Tabla 1.7. Historial de cierres prolongados del pozo KUPI_01	20

CAPÍTULO 3

Tabla 3.1. Ubicación de pozos simulados	57
Tabla 3.2. Dimensiones del bloque seleccionado para el modelamiento geológico.	61
Tabla 3.3. Numero de celdas determinadas en la malla de simulación.....	61
Tabla 3.4. Ubicación del pozo KUP1M1 en la malla de simulación.....	61
Tabla 3.5. Datos ingresados para generar semivariograma.....	64
Tabla 3.6. Resultado del histograma de porosidad.	66
Tabla 3.7. Original Oil in Place obtenido por diferentes métodos.....	68
Tabla 3.8. Datos ingresados en la sección CaseDefinition.	71
Tabla 3.9. Coordenadas de los vértices de la malla de simulación en coordenadas UTM.	72
Tabla 3.10. Keywords e información determinada en la sección <i>GRID</i>	72
Tabla 3.11. Keywords e información determinada en la sección <i>PROPS-PVT</i> ...	74
Tabla 3.12. Datos tubulares ingresados mediante el keyword PVDO	74
Tabla 3.13. Datos de permeabilidad relativa y presión capilar ingresados mediante el keyword SWOF	75
Tabla 3.14. Keywords y datos ingresados en la sección SOLUTION.....	77
Tabla 3.15. Características del acuífero para el campo Kupi ingresadas mediante keywords.	77
Tabla 3.16. Condiciones iniciales de fluidos en el reservorio Kupi resultantes de la simulación.	78
Tabla 3.17. Keywords e información en la sección <i>Schedule</i>	80
Tabla 3.18. Vectores escogidos en la sección <i>Summary</i>	82
Tabla 3.19. Cambios en variables para ajuste de presión.....	82
Tabla 3.20. Permeabilidad relativa y presión capilar.	84
Tabla 3.21. Resultado porcentual de ajuste del modelo.....	85
Tabla 3.22. Periodos de cierre del pozo KUPI1_M1.....	87

CAPÍTULO 4

Tabla 4.1. Resultados de producción del caso base.....	89
Tabla 4.2. Resultados de producción de casos cíclicos.	91
Tabla 4.3. Ubicación de nuevos pozos de desarrollo.	91
Tabla 4.4. Resultado de producción de escenarios de perforación de pozos productores	93
Tabla 4.5. Declinación de presión para cada escenario de perforación de pozos productores.	93

Tabla 4.6. Resultado de producción de escenarios de perforación de pozos productores y pozo inyector KUP9INY	95
Tabla 4.7. Escenarios de perforación de nuevos pozos en el campo Kupi	96
Tabla 4.8. Escenarios con incremental positiva de recuperación de petróleo.....	99
Tabla 4.9. Comparación de producción con la inyección de agua y sin.	98
Tabla 4.10. Resultados de los pozos para el mejor modelo de producción del campo Kupi	101

ÍNDICE DE FIGURAS

CAPÍTULO 1

Figura 1.1. Ubicación del campo Kupi.....	2
Figura 1.2. Área Kupi – Sísmica Sección Transversal	4
Figura 1.3 Mapa de Amplitudes Sísmicas, Arenisca M-1 Campo Kupi.	5
Figura 1.4. Secuencia Estratigráfica de la Cuenca Oriente del Ecuador.....	8
Figura 1.5. Gráfico de tendencia de la presión de yacimientos, valores tomados de pruebas de presión realizadas al pozo KUPI_01.....	19
Figura 1.6. Gráfico del historial de producción del pozo KUPI_01	20

CAPÍTULO 2

Figura 2.1. Ventana de Módulos de <i>Gocad</i>	22
Figura 2.2 Secuencia para la Generación del Modelo Estructural.....	30
Figura 2.3 Carácter mixto de los fenómenos geológicos.....	33
Figura 2.4. Vectores de una variable en función de su posición y dirección	35
Figura 2.5. Ejemplo de creación de un elipsoide para el cálculo del variograma .	36
Figura 2.6. Escritorio de ECLIPSE Office – Módulo “ <i>Case Manager</i> ”	47
Figura 2.7. Módulo “ <i>Data Manager</i> ”	48
Figura 2.8. Módulo “ <i>Run Manager</i> ”	51
Figura 2.9. Módulo “ <i>Result Viewer</i> ”.....	52
Figura 2.10. Módulo “ <i>Report Generator</i> ”	53

CAPÍTULO 3

Figura 3.1. Tope de la arenisca M1 del campo Kupi	56
Figura 3.2. Base de la arenisca M1 del campo Kupi	56
Figura 3.3. Pozos simulados para realizar la distribución de propiedades.....	57
Figura 3.4. Registros eléctricos de los pozos del modelo geológico	58
Figura 3.5. Marcadores de los pozos del modelo geológico	58
Figura 3.6. Malla plana para el reservorio M-1 del campo Kupi	60
Figura 3.7. Creación de la malla del reservorio M-1 del campo Kupi	60
Figura 3.8. Resulta de creación de la malla del reservorio M-1 del campo Kupi...	62
Figura 3.9. Distribución de facies en el pozo KUPI_01	63
Figura 3.10. Ajuste de datos (Módulo – Structural Modeling).....	64
Figura 3.11. Variograma creado en el programa <i>GOCAD</i>	65
Figura 3.12. Distribución de facies en el reservorio M-1 del campo Kupi.....	65
Figura 3.13. Histograma de propiedades creada en <i>GOCAD</i>	66
Figura 3.14. Distribución de porosidad del reservorio M-1 del campo Kupi.	67
Figura 3.15. Distribución de permeabilidad del reservorio M-1 del campo Kupi...	68
Figura 3.16. Condiciones iniciales y acuífero lateral del yacimiento M1 del campo Kupi	78
Figura 3.17. Determinación de ubicación y disparos del pozo KUPI_01	80
Figura 3.18. Presión de Reservorio KUPI_M1.....	83
Figura 3.19. Curvas de permeabilidad relativa y presión capilar utilizados para el modelamiento del reservorio M1 – Campo Kupi.....	85
Figura 3.20. Producción del campo KUPI_M1.....	86

CAPÍTULO 4

Figura 4.1. Ubicación de nuevos posibles pozos.	92
--	----

Figura 4.2. Ubicación de nuevos posibles pozos en el campo Kupi.....	93
Figura 4.3. Recuperación acumulada de petróleo vs número de pozos.....	98
Figura 4.4. Producción acumulada de agua vs número de pozos.....	99
Figura 4.5. Comportamiento de producción de petróleo y agua en función del caudal de inyección de agua.....	99
Figura 4.6. Comportamiento de la presión del yacimiento en función del caudal de inyección de agua.	100
Figura 4.7. Producción de los pozos entre las fechas Julio 2007 a Julio 2012 ..	102

ÍNDICE DE ANEXOS

ANEXO 1.1	
Resultados de pruebas de cores obtenidas en el pozo KUPI_01.....	108
ANEXO 1.2	
Presión Capilar.....	109
ANEXO 3.1	
Registros Eléctricos pozo KUPI_01 – Arenisca M1	110
ANEXO 3.2	
Balance de Materiales para el campo Kupa – arenisca M1.....	111
ANEXO 3.3	
DATA FILE	113

RESUMEN

Este Proyecto tiene como objetivo determinar técnicamente el mejor escenario para la perforación de pozos en el campo Kupi, etapa necesaria para definir el plan de desarrollo del campo.

En el primer capítulo se presenta información general del campo Kupi, se recopila la información de ubicación, geológica-estratigráfica, petrofísica del reservorio M-1, además se presenta los datos históricos de producción de fluidos y presiones del reservorio.

El segundo capítulo presenta una descripción del software usado para la construcción del modelo del reservorio M-1 del campo, enfocado básicamente en mostrar guías para su uso.

El tercer capítulo constituye el desarrollo, la construcción y validación del modelo. El modelo consta de dos partes: construcción del modelo estático y modelo dinámico. La etapa de validación del modelo o ajuste histórico se muestra al final de este capítulo.

El cuarto capítulo presenta el desarrollo de escenarios de perforación de pozos productores y/o inyectores, los resultados que se tienen al ser probados en el modelo creado del reservorio M-1 y un estudio con la finalidad de definir técnicamente el mejor.

Finalmente, el quinto capítulo presenta las conclusiones que se obtuvieron del estudio técnico comparativo y las recomendaciones que deberían ser tomadas en consideración para el plan de desarrollo del campo Kupi.

PRESENTACIÓN

El presente Proyecto fue propuesto por el Departamento de Desarrollo de la compañía Andes Petroleum Ecuador Limited, con el propósito de analizar la perforación de pozos en el campo Kupi y conseguir el correspondiente incremento de reservas que esto implica.

Personalmente, la simulación de yacimientos es un tema apasionante pero complicado, útil pero extenso. El presente proyecto es un documento que puede ser de gran ayuda para las personas que les interese iniciarse en este hermoso campo, ya que presenta guías básicas del manejo de software de simulación, y los pasos y elementos que se necesitan realizar en un proyecto de simulación de yacimientos.

Por otro lado la simulación de yacimientos es una valiosa herramienta que debe ser usada con cuidado, es conveniente estar consiente que de un proyecto de simulación se obtienen lineamientos y guías, más no conclusiones definitivas. La simulación de yacimientos es una poderosa herramienta si se tiene los recursos necesarios y además el respeto a la misma.

En las siguientes páginas se encuentra el resultado del trabajo de varios meses, información y criterios, desarrollado con el propósito de que sea útil para la compañía auspiciante, la Escuela Politécnica Nacional y para el lector que necesite o quiera conocer más acerca de la simulación de yacimientos.

CAPÍTULO 1

DESCRIPCIÓN DEL CAMPO KUPI

1.1 INTRODUCCIÓN

PetroOriental S.A. subsidiaria de Andes Petroleum Company Ltd., tiene a cargo las actividades de Exploración y Explotación de Hidrocarburos en el campo KUPI ubicado en el Bloque 14 de la Cuenca Oriente del Ecuador, desde febrero 28 del 2006.

El campo KUPI se encuentra en producción desde el segundo semestre de 1994, año en que se terminó la perforación y la completación del pozo exploratorio KUPI_01. Las pruebas iniciales de producción mostraron que el principal horizonte productor es el yacimiento M-1. Las pruebas del pozo KUPI_01 registraron: presión inicial del reservorio de 3800 [psi], producción del reservorio 1013 [bopd] de petróleo de 20.9 °API y corte de agua inicial 0.5%. El pozo registra una producción máxima de 2297 [bopd] el 26 y 27 de agosto de 1994, produciendo con un sistema de levantamiento artificial por bombeo hidráulico.

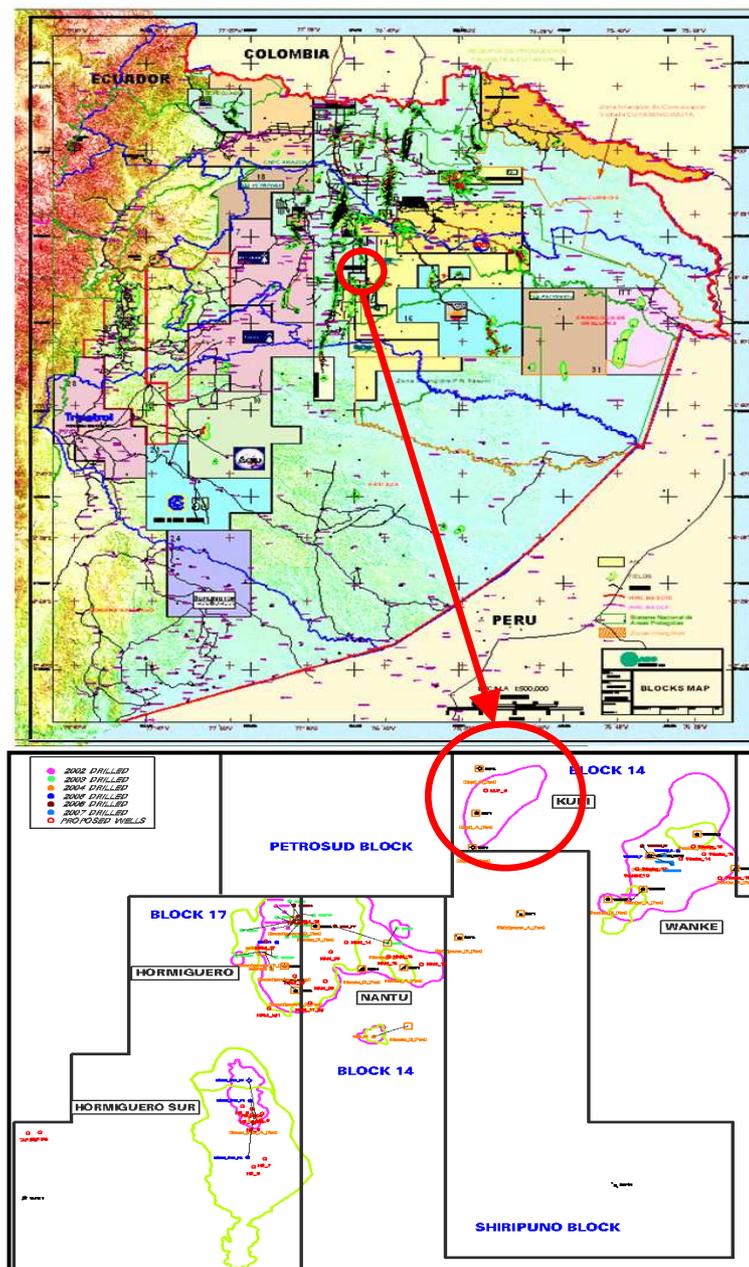
Actualmente existen tres pozos en el campo. El pozo KUPI_01 es el único productor y los pozos KUPI_02 y KUPI_03, perforados en 1995, los cuales no se encontró potencial luego de realizar las pruebas iniciales de producción. La ubicación de los pozos en el campo se muestra en la Tabla 1.1 y en la Figura 1.1.

Tabla 1.1. Ubicación de Pozos

POZO	KUPI_01	KUPI_02	KUPI_03
Coordenadas			
Y [Km]	9924113.858 N	9926087.959 N	9922595.925 N
X [Km]	306300.721 E	306428.086 E	306184.594 E
Espesor arena M1 [pies]	18	2	12

Elaborado por: Santiago Aguirre
Fuente: Andes Petroleum Ecuador Ltd.

Figura 1.1. Ubicación del campo Kupi



Fuente: Andes Petroleum Ecuador Ltd.

1.2 UBICACIÓN

El campo Kupi pertenece al bloque – 14, está ubicado entre las latitudes 0°40' – 1°00' S y longitudes 77°00' – 76°40' W.

Se localiza en la parte central de la Cuenca Oriente del Ecuador, en el sector oeste del Bloque – 14, al norte del campo Nantu también operado por Andes Petroleum Ecuador Ltd. En la Figura 1.1 se muestra la ubicación del campo Kupi.

1.3 GEOLOGÍA Y GEOFÍSICA

En octubre del 2001 se realizó un proyecto de sísmica 3D con una extensión de 337 [km²], el proyecto abarcó el área de los bloques 14, 17 y Shiripuno.

El tamaño de la celda nominal tridimensional es de 20 [m] x 20 [m], con un pliegue nominal de 30 [m]. La calidad de los datos sísmicos 3D registrados varía de buena a muy buena, con una señal coherente en el rango de 10 a 70 [Hz] después de la aplicación de técnicas estándar de procesamiento sísmico.

Los horizontes marcadores primarios fueron determinados para todo el volumen sísmico tridimensional a partir de la correlación entre los datos sísmicos y registros de rayos gama. Los estratos M1 y U Inferior exigieron una interpretación estratigráfica significativa debido a la compleja naturaleza de estas formaciones.

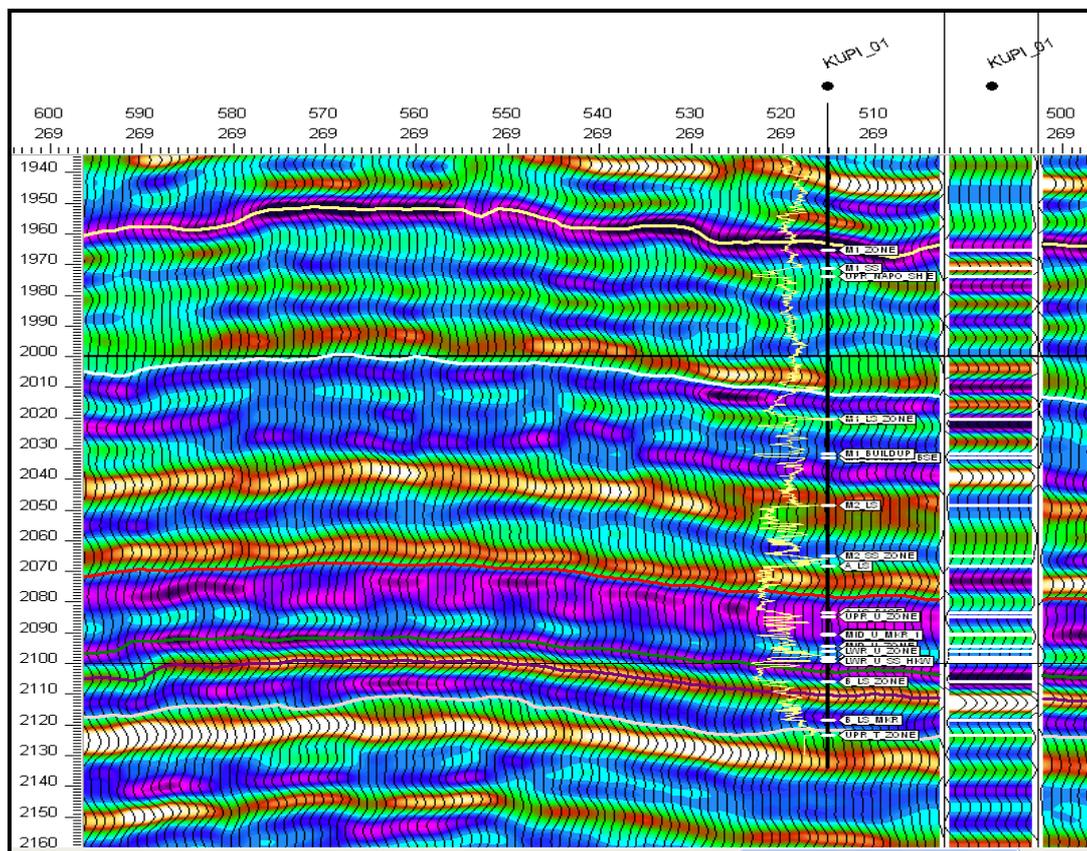
La correlación entre los datos de la sísmica y los registros de rayos gama se muestra en la Figura 1.2 junto con un sismograma sintético. La interpretación de amplitudes sísmicas se presenta en la Figura 1.3, donde se determina la forma y dimensiones del campo Kupi.

1.3.1 ESTRATIGRAFÍA

La arenisca M-1, que es el objeto de este estudio, pertenece a la formación Napo del ciclo sedimentario del Cretácico. El modelo de Barragán, et al., (*Publicado en el libro “La Cuenca Oriente: Geología y Petróleo”, 2004*) indica que el Cretácico en el Ecuador esta conformado por las Formaciones Napo, Hollín y Basal Tena, estas formaciones poseen características bien definidas dentro del marco de la

estratigrafía secuencial. Los autores agrupan en subdivisiones formando 5 intervalos deposicionales o secuencias estratigráficas, cada uno de ellos separados por límites marcados de secuencia.

Figura 1.2. Área Kupi – Sísmica Sección Transversal

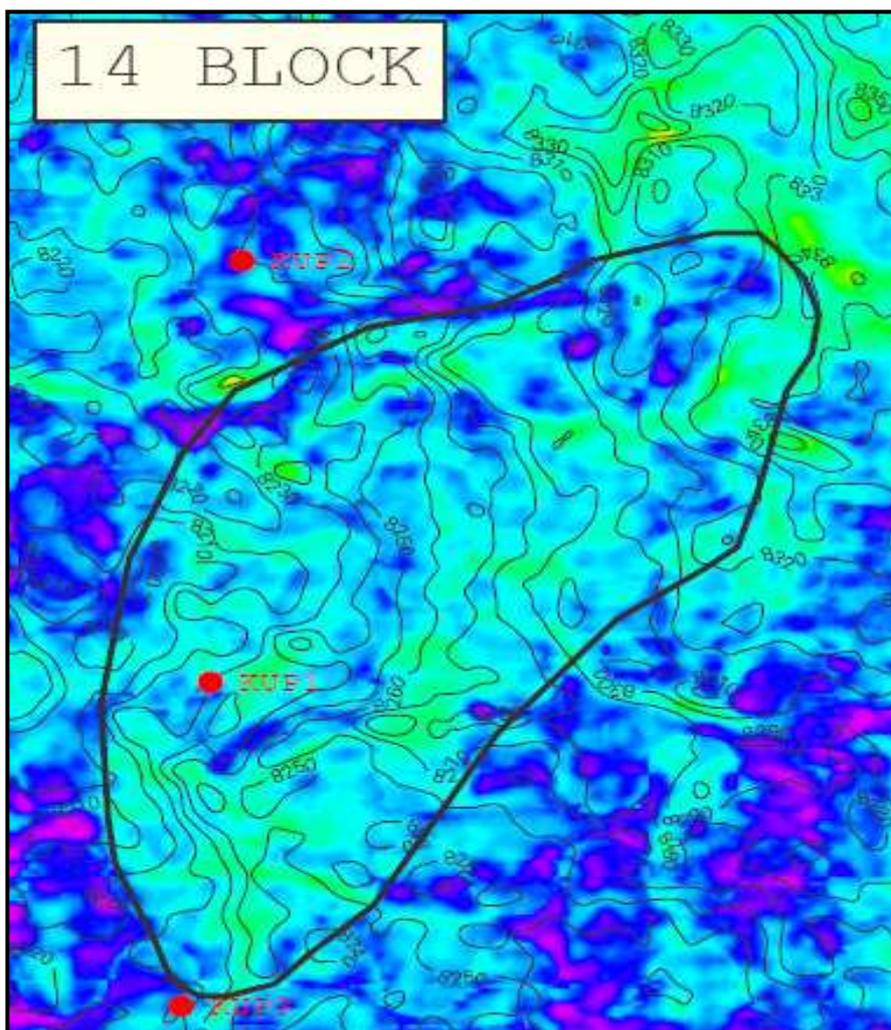


Fuente: Andes Petroleum Ecuador Ltd.

La secuencia sedimentaria del Cretácico muestra variaciones bruscas de la línea de costa en la plataforma marina somera, con cambios laterales y verticales de facies (Zailtin et. al., 1994). Fenómeno que en el caso del Yacimiento M-1 del campo Kupi presenta cambios laterales de facies con tapones de abandonamiento, produciéndose un entrapamiento estratigráfico.

Las secuencias deposicionales del cretácico en la cuenca Oriente del Ecuador se muestran a continuación.

Figura 1.3 Mapa de Amplitudes Sísmicas, Arenisca M-1 Campo Kupi.



Fuente: Andes Petroleum Ecuador Ltd.

1.3.1.1 Secuencia I (Aptiano superior-Albiano superior)

A este intervalo pertenecen las areniscas de la Formación Hollín Principal, Hollín Superior, Caliza C, Lutitas Napo Basal y la Caliza T de la Formación Napo.

Para la Formación Hollín Principal se reconocen tres ambientes de depositación; a la base los depósitos son fluviales de relleno de valle, en su parte media son depósitos de ríos entrelazados progradantes y de planicies aluviales, para finalmente terminar en ambientes de planicie costera del tipo llanura de inundación. En general se trata de un “sistema fluvial entrelazado”.

La Formación Hollín Superior presenta un sistema detrítico de baja energía donde se observan los efectos de la transgresión marina donde el ambiente sería de playa deltaico y estuario cubierto por facies marino someras.

La Caliza C, la Lutita Napo Basal y la Caliza T, representan el fin de la secuencia.

1.3.1.2 Secuencia II (Albiano superior–Cenomaniano medio)

Está compuesto por las areniscas T Principal y T Superior, la Caliza B, Lutitas U y Caliza U.

A las arenas de T Principal y Superior se caracterizan por pertenecer a un ambiente de “sistemas fluviales con influencia estuarina y/o mareal” en la parte central de la cuenca siendo estos depósitos de tipo transgresivos, la Caliza B se desarrolla en un ambiente de plataforma marina somera de baja energía. Esta secuencia termina con la depositación de las Lutitas U.

1.3.1.3 Secuencia III (Cenomaniano inferior a medio-Turoniano inferior)

Consiste de las unidades: Arenisca U Principal, U Superior y Caliza A.

La secuencia de las areniscas U Principal representan el “relleno de valles incisos” expuestos sobre un limite de secuencia erosivo mostrando ambientes de canales fluviales con influencia mareal. Mientras U Superior representa el evento trasgresivo y la Caliza A sería el evento final de la transgresión. Hacia la zona subandina estas facies desaparecen.

1.3.1.4 Secuencia IV (Turoniano-Campaniano Inferior)

Incluye la Arenisca M-2 y Caliza M-2, Caliza M-1 y Lutita M-1. Representa una secuencia similar a las anteriores pero está restringida a la parte este de la cuenca.

La Arenisca M-2 representa ambientes de depósitos transgresivos tempranos de tipo “fluvial-estuarino”, mientras las calizas M-2 y M-1 son los intervalos transgresivos carbonatados de la plataforma marina (TST) y la Lutita M-1 representaría el límite marcado del sistema.

1.3.1.5 Secuencia V (Campaniano-Maastrichtiano Inferior)

Formada por la Arenisca M1 y la Arenisca Basal Tena.

La Arenisca Basal Tena se deposita en programación sobre la Arenisca M1 en la parte este de la cuenca y sobre las lutitas Napo Superior hacia la parte oeste; se trata de facies fluvio-marinas de canales de marea y de plataforma clástica marino-somera.

La Figura 1.4 muestra la estratigrafía secuencial y las subdivisiones descritas por Barragán *et. al.*, en el libro “LA CUENCA ORIENTE: GEOLOGIA Y PETROLEO”.

1.3.2 SEDIMENTOLOGÍA REGIONAL NAPO – BASAL TENA

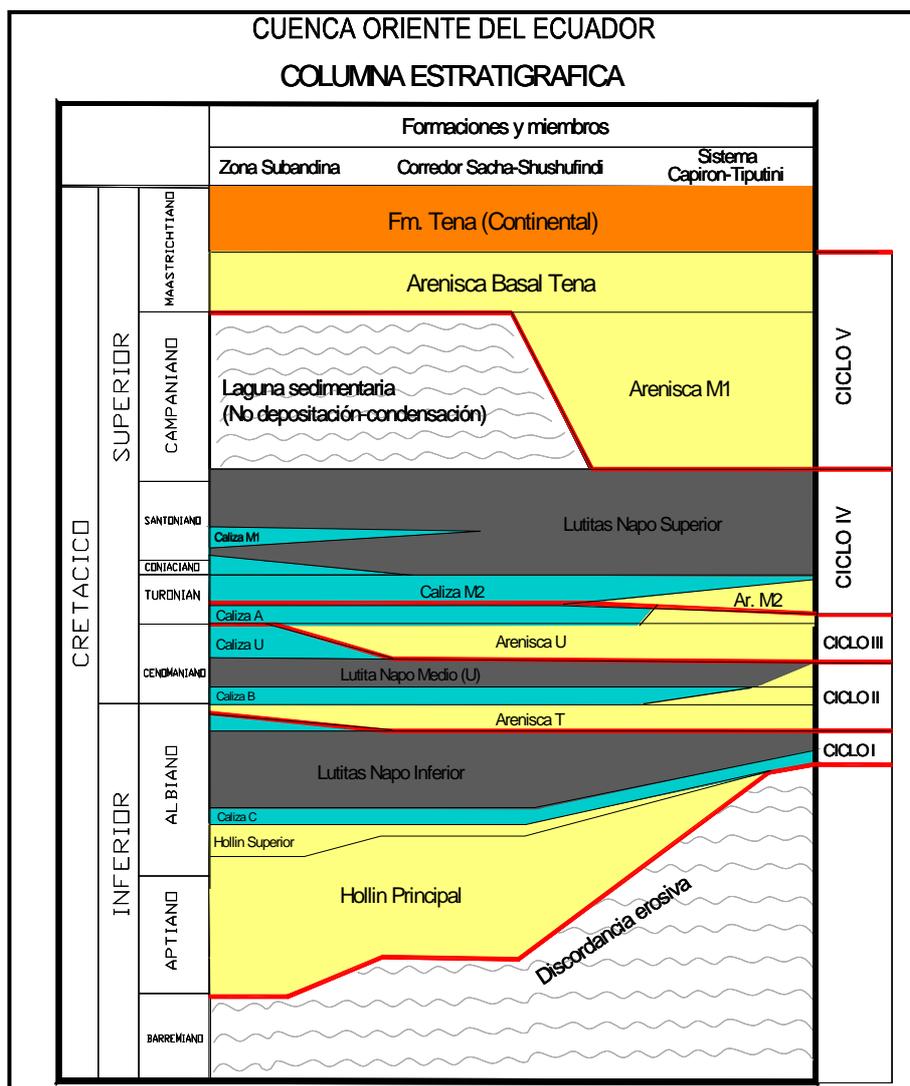
1.3.2.1 Formación Napo (Albiano - Campaniano)

La formación Napo está depositada en concordancia sobre la Formación Hollín. Consiste principalmente de lutitas ricas en materia orgánica, calizas bioclásticas y areniscas que han sido depositadas en ambientes fluviales, marino marginal y plataformas marino someras durante el Cretácico superior (White et al., 1995, 2000). Incluye las siguientes unidades:

Caliza C.- Se presenta como un nivel delgado de calizas masivas y lutitas negras en la base.

Lutitas Napo Basal.- Son lutitas negras no calcáreas en secuencias transgresivas – regresivas en la parte norte de la zona subandina.

Figura 1.4. Secuencia Estratigráfica de la Cuenca Oriente del Ecuador



Fuente: adaptado del libro "LA CUENCA ORIENTE: GEOLOGIA Y PETROLEO" (Barragán *et.al.*, 2004)

Caliza T.- Se presenta como una alternancia de margas y calizas arenosas glauconíticas, fosilíferas y bioturbadas.

Areniscas T.- Son areniscas masivas a veces calcáreas en la base y a menudo glauconíticas en la parte inferior, con intercalaciones de limolitas y complejos laminados de lodolita/limolita.

Caliza B.- Constituido por lutitas negras intercaladas con pequeños bancos de calizas margosas negras laminadas, nódulos de pirita y caliza.

Lutitas U.- Se presenta con las mismas características que el nivel Caliza B pero en esta no aparecen bancos delgados calcáreos y aparecen progresivamente areniscas finas glauconíticas.

Caliza U.- Se trata de bancos gruesos de calizas muy fosilíferas, glauconíticas.

Areniscas U.- Conformada por una secuencia de areniscas glauconíticas de grano medio a veces saturada de hidrocarburos dentro de una matriz arcillosa. Este es uno de los principales reservorios de los campos del Bloque 17.

Caliza A.- Su parte inferior consiste de bancos de calizas masivas de textura micrítica fina a menudo intercaladas con calizas laminadas y algo bioturbadas.

Caliza M2, Arenisca M2.- Su parte inferior consiste de areniscas calcáreas y calizas margosas glauconíticas bioturbadas, mientras en su parte superior se encuentran lutitas poco calcáreas. Las areniscas de M2 son el equivalente lateral de las calizas M2, en la margen oriental de la cuenca.

Calizas M1.- Consiste de una secuencia de calizas y margas laminadas, bioturbadas y a veces con presencia de calcarenitas.

Lutitas M1.- Comprende una serie de lutitas grises a oscuras. Su base posee un marcador radioactivo denominado "*marcador L*".

Arenisca M1.- En la parte oriental de la cuenca Oriente se pueden observar dos secuencias:

- i. **Secuencia Inferior:** Areniscas gruesas bien sorteadas a veces lenticulares y carbonatadas con intercalaciones de lutitas rojas.
- ii. **Secuencia Arenisca M1 masiva:** Secuencia granodecreciente de areniscas finas mal sorteadas con estratificación oblicua cubiertas por un fino nivel lutáceo.

1.3.2.2 Formación Tena (Maastrichtiano - Paleoceno)

La Formación Tena se encuentra separada de Napo Superior por una discordancia erosional fuerte que marca un importante hiato en la sedimentación (Baldock, 1982).

Tschopp (1953) la describe como una potente secuencia de lutitas a menudo rojizas con variables contenidos de areniscas feldespáticas finas a microconglomeráticas en su parte inferior, mientras en su parte superior dicha secuencia se intercala con tobas y arenas.

Jaillard (1997) divide a esta formación en tres miembros:

- i. **Arenisca Basal Tena.-** consiste de limolitas rojas, areniscas finas sucias a menudo calcáreas y calizas margosas arenosas.
- ii. **Miembro Tena Inferior.-** comprende de areniscas rojas finas continentales, limolitas y a veces lutitas.
- iii. **Miembro Tena Superior.-** son limolitas y areniscas de grano más grueso que el miembro inferior, la presencia de un hiato sedimentario entre este miembro y el inferior hace pensar en un nuevo evento tectónico importante.

1.3.3 HORIZONTE PRODUCTOR DEL CAMPO KUPI (YACIMIENTO M-1)

1.3.3.1 Estructura

El campo KUPI se encuentra en el corredor Sacha – Shushufindi. El yacimiento M-1 del campo KUPI esta entrampado en el flanco oriental de un anticlinal, fuera del cierre estructural. Es por esto que el yacimiento basa su mecanismo de entrampamiento en una combinación estratigráfica – estructural, predominantemente estratigráfica.

La estructura del campo KUPI es ligeramente alargada en dirección SO – NE. Posee un área aproximada de 1423 [acres] y un espesor que varía de 0 a 25 [pies].

La formación M-1 en el campo KUPI, de acuerdo a la interpretación de los registros eléctricos del pozo KUPI_01, se encuentra a una profundidad de 9175 [pies] MD-TVD, la base a 9184 [pies] MD-TVD y el tope en 9166 [pies] MD-TVD.

Los pozos KUPI_02 y KUPI_03 se encuentran fuera del reservorio de acuerdo a los últimos estudios realizados del campo y por los cuales se re-delimitó las fronteras del campo, para interpretaciones geológicas posteriores se presenta la Tabla 1.2 de las profundidades y espesores de la arenisca M-1, determinadas de los registros eléctricos.

Tabla 1.2. Profundidades y espesores de la formación M-1, campo KUPI.

Pozo	Tope[pies]		Base [pies]		h[pies]
	MD-TVD	SUBSEA	MD-TVD	SUBSEA	
KUPI_01	9166	-8230	9184	-8248	18
KUPI_02	9234	-8249	9236	-8251	2
KUPI_03	9232	-8230	9244	-8242	12

Elaborado por: Santiago Aguirre
Fuente: Andes Petroleum Ecuador Ltd.

1.3.3.2 Litología

En base a la interpretación de registros eléctricos de los tres pozos perforados y al informe de perforación del pozo KUPI_01, las características litológicas del reservorio M-1 se definen:

A una profundidad de 9165 a 9185 [pies] se tiene característica arcillosa al tope, presencia de arenisca de tamaño muy fina a media, micacea, impregnada de petróleo. De 9165.5 a 9177.6 [pies] se muestra la presencia de arenisca fina a gruesa, de coloración parda clara a parda oscura, con impregnación de petróleo. Existe la presencia de finas intercalaciones de arcilla gris-oscura, limolítica, micacea.

1.4 PROPIEDADES DE LA ROCA

1.4.1 POROSIDAD (Φ)

La porosidad es una medida de la capacidad que tiene la roca de almacenar fluidos: petróleo, agua o gas, en el espacio que existe entre los granos o partículas sedimentarias.

La porosidad toma valores decimales menores a uno ya que es una relación directa del volumen que existe entre los granos y el volumen total de la roca reservorio. La porosidad de acuerdo al grado de comunicación que existe entre los espacios porosos es determinada por dos definiciones:

Porosidad Absoluta (Φ_{abs}): esta determinada como la relación que existe entre el volumen poroso total y el volumen total de la roca, es decir el volumen que se encuentra intercomunicado más el volumen que esta aislado.

Porosidad Efectiva (Φ_{eff}): es la relación que existe entre el volumen poroso intercomunicado y el volumen total de la roca. Representa el volumen por el cual un fluido se puede transmitir.

La porosidad efectiva de la formación M-1 en el campo KUPI varía entre 15 a 25 [%] valores determinados en el último plan de desarrollo para el campo. Datos de porosidad efectiva en los pozos del campo se muestran en la Tabla 1.3.

Tabla 1.3. Porosidad Efectiva

POZO	POR. [%]
KUPI_01	22
KUPI_02	19
KUPI_03	13

Elaborado por: Santiago Aguirre
Fuente: Andes Petroleum Ecuador Ltd.

En el ANEXO 1.1 se presenta una tabla de datos disponibles de porosidad y permeabilidad obtenidos en el pozo KUPI_01.

1.4.2 PERMEABILIDAD (K)

La permeabilidad es una propiedad del medio poroso por la que se determina la capacidad de una roca de transmitir fluidos. La permeabilidad de acuerdo a las fases presentes en el medio poroso puede ser reconocida por tres definiciones:

Permeabilidad absoluta (k): se determina como la capacidad de transmitir fluidos, cuando únicamente está presente una fase en los poros.

Permeabilidad efectiva (k_o , k_g , k_w): Es una medida relativa de la capacidad de transmitir por un medio poroso un fluido cuando el medio está saturado con más de un fluido. Esto implica que la permeabilidad efectiva es una propiedad asociada con cada fluido del yacimiento, por ejemplo, gas, aceite, y agua. Un principio fundamental es que la suma de las permeabilidades efectivas siempre es menor o igual que la permeabilidad absoluta.

Permeabilidad relativa (k_{ro} , k_{rg} , k_{rw}): Es la capacidad que presenta un fluido, como agua, gas o petróleo, para fluir a través de una roca, cuando ésta se encuentra saturada con dos o más fluidos. Este valor es fraccional menor a uno, por ser matemáticamente la relación entre la permeabilidad efectiva para la permeabilidad absoluta.

La arenisca M-1 presenta valores de permeabilidad entre 800 a 10000 [mD], el valor registrado para el pozo KUPI_01 es de 5107 [mD] en pruebas en cores, (permeabilidad absoluta). El 28 de marzo de 2003 se tomó un BUP en el que se determinó una permeabilidad efectiva al petróleo de 3850 [mD] para la formación M-1.

1.4.3 SATURACIONES (S)

La saturación es una propiedad que relaciona el volumen poroso y los fluidos contenidos dentro de la roca. Por definición es la fracción o porcentaje que ocupa un fluido particular dentro del volumen total poroso. La saturación varía en el tiempo en función de la explotación del campo y de los mecanismos de empuje.

De los registros eléctricos a hueco abierto, tomados en julio 16 de 1994 al pozo KUPI_01, se ha determinado que la saturación de agua inicial del yacimiento M-1 es de 26 [%] con una salinidad de 38775 ppm ClNa.

El corte de agua actual de producción del campo es de 49% de salinidad de 36754 ppm ClNa, a la fecha agosto 16 del 2007.

1.4.4 PRESIÓN CAPILAR (Pc)

La presión capilar es el resultado del efecto combinado de las fuerzas capilares, fuerzas superficiales e interfaciales, que se producen en el espacio poroso, esta determinada por varias características entre ellas el diámetro del poro y su geometría, y las características de humectabilidad del sistema.

La presión capilar se presenta cuando existe la presencia de una interfase entre dos fluidos inmiscibles como puede ser en el caso del yacimiento de petróleo con presencia de agua y/o gas.

En los archivos se encontró pruebas realizadas a cores obtenidos del pozo KUPI_01 para determinar la presión capilar de la formación M1 del campo, las pruebas fueron tomada en 12 muestras, realizadas mediante dos técnicas: Índice de estado restaurado gas/agua y por el método de inyección de mercurio registrándose los siguientes resultados, mostrados en la Tabla 1.4.

Tabla 1.4 Resultados de Pruebas a Cores

Principales resultados:		
Porosidad:	0.038 a 0.244	(PHI)-[frac]
Permeabilidad:	0.34 a 11300	(KG)-[mD]
Densidad de Matriz:	2.66 a 2.77	(RHOS)-[kg/dm3]
Presión Umbral:	0.085 a 16.5	(PDEP)-[Bars]
Área Específica de Superficie:	0.3 a 1.9	(SSPE)-[m2/g]
Radio de poro:	0.08 a 80	[micras]
Factor de Formación:	15.1 a 59.1	(FF)
"n":	1.95 a 3.05	
Sw a Pc max:	0.060 a 0.578	[frac]
"m":	1.66 a 1.78	

Elaborado por: Santiago Aguirre
Fuente: Andes Petroleum Ecuador Ltd.

Una tabla de datos de presión capilar obtenidos por el método de estado restaurado se muestra en el ANEXO 1.2.

1.5 PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS

1.5.1 DENSIDAD (ρ)

La densidad es una propiedad intensiva de la materia que relaciona la masa de una sustancia y su volumen a través del cociente entre estas dos cantidades. Las unidades comunes son gramos por centímetro cúbico, o en libras por galón.

La densidad del petróleo y de los productos líquidos derivados, es medida tomando como referencia la densidad del agua dulce (1.0 gramos por centímetro cúbico) y la relación: $API = (141.5 / \text{densidad relativa}) - 131.5$. De esta manera se determina que la densidad API se exprese en grados, teniendo como densidad relativa 1.0 (agua dulce) equivalente a 10 grados API.

El valor API en el pozo KUPI_01, yacimiento M-1 es de 20.4° a 60 °F, valor que está en el rango de petróleo de pesado a medio.

Para el gas se mide un parámetro que relaciona el peso molecular del gas con el peso molecular del aire, éste término se denomina gravedad del gas. Para el caso del gas del yacimiento M-1 en el campo Kupi, la gravedad del gas tiene un valor de 0.870.

El agua de formación del campo Kupi en su reservorio M1 presenta una salinidad de 38775 [ppm], una gravedad específica de 1.030.

1.5.2 FACTOR VOLUMÉTRICO (β)

El concepto de factor volumétrico es determinado de la variable volumen. El factor volumétrico se determina al relacionar el volumen de una misma cantidad de un fluido en dos condiciones diferentes. Es la relación que existe entre el

volumen de petróleo en condiciones del yacimiento para el volumen que ocupa el petróleo en condiciones de superficie o estándar.

El factor volumétrico inicial del petróleo es 1.088 [bbl/BF] para la presión inicial de 3882 [psi], valor obtenido del pozo Nantu_02. El factor volumétrico del gas es de 0.001287 [pc/PCS] y el factor volumétrico del agua es 1.002[bbl/BF] a una presión de 3882 [psi].

1.5.3 VISCOSIDAD (μ)

La viscosidad de un fluido es la resistencia interna que presenta éste al flujo. Es una característica importante en el reservorio, junto a otras, ya que determina como se mueven los fluidos en el espacio poroso hacia el pozo.

Los valores obtenidos de viscosidad del crudo se han obtenido del análisis de muestras de fluidos del pozo KUPI_01 actualizados al 10 de abril de 2007, los resultados se presentan en la Tabla 1.5.

Tabla 1.5 Viscosidad del Petróleo Yacimiento M-1, Campo Kupi.

POZO:		KUPI_01		
ANALISIS DE VISCOSIDADES EN MUESTRAS DE PETROLEO SUPERFICIAL				
API OBS:		19.8	a 72 °F	
TEMP	API	GRAVEDAD ESPECIFICA	Viscosidad Cinemática (cSt)	Viscosidad Dinámica (cP)
60°F	19.1	0.9396	-	-
80°F	20.3	0.9321	447.4	417
150°F	24.3	0.908	54	49

Elaborado por: Santiago Aguirre
Fuente: Andes Petroleum Ecuador Ltd.

1.5.4 RELACIÓN GAS DISUELTO PETRÓLEO (R_s)

En condiciones de reservorio, existe cierta cantidad de gas que esta dispersa en el petróleo, el gas se empieza a manifestar cuando el hidrocarburo se encuentra en condiciones bajo el punto de burbuja o cuando se presenta la primera manifestación de gas disuelto. Físicamente la relación gas disuelto petróleo es la relación del volumen de gas que está disuelto en el petróleo comparado con el

volumen de aceite que lo contiene. Esta relación puede ser inicial (R_{si}) o instantánea (R_s).

La relación gas disuelto petróleo inicial del fluido en yacimiento M1 es de 61 [pc/bbl], dato correlacionado del pozo Nantu_02. La relación gas petróleo (GOR) a la fecha agosto 16 del 2007, registrada para la presión y temperatura del separador de 70 [psi] y 123 °F es de 150 [PCS/BF]

1.5.5 COMPRESIBILIDAD (C)

Todo elemento es factible de cambiar sus dimensiones si se alteran las condiciones de presión y temperatura de su medio. La compresibilidad de los fluidos del campo Kupa de la formación M1 se han tomado los valores por correlación del pozo Nantu_02, ya que no existe un análisis SCAL para el campo.

La compresibilidad del agua del reservorio M1 es 4×10^{-6} [psi^{-1}], la compresibilidad del petróleo es 14.5×10^{-6} [psi^{-1}] y la compresibilidad de la roca 4×10^{-6} [psi^{-1}].

1.6 HISTORIAL DE PRESIONES

El yacimiento M-1 del campo Kupa tiene un historial de presiones extenso ya que el campo es relativamente antiguo. La producción del campo inició en agosto de 1994. La presión del reservorio ha sido variable, el historial de presión puede ser dividido en tres etapas principales, las cuales son:

1. Primera etapa de producción, se registra la caída de presión del reservorio desde la fecha de inicio de producción hasta noviembre 11 del 2004. La menor presión registrada en el reservorio corresponde a 877 [psi], dato registrado en marzo 02 del 2004.
2. Segunda etapa, desde el cierre del pozo el 11 de noviembre del 2004 en que el campo deja de producir con el objeto de restaurar la presión del reservorio

hasta diciembre 05 del 2006, teniendo resultados satisfactorios llegando a registrarse un valor de presión en noviembre 26 del 2006 de 2010 [psi].

3. Tercera etapa, desde diciembre 05 del 2006 en adelante, se puede ver una estabilización de la presión aunque esta tendencia debe ser considerada en el futuro como no muy acertada, ya que el comportamiento del campo ha sido elástico y los valores registrados luego de la producción se mantienen cuando deberían declinar.

En la Tabla 1.6. y Figura 1.5. se muestra el historial registrado en pruebas de presión para el campo.

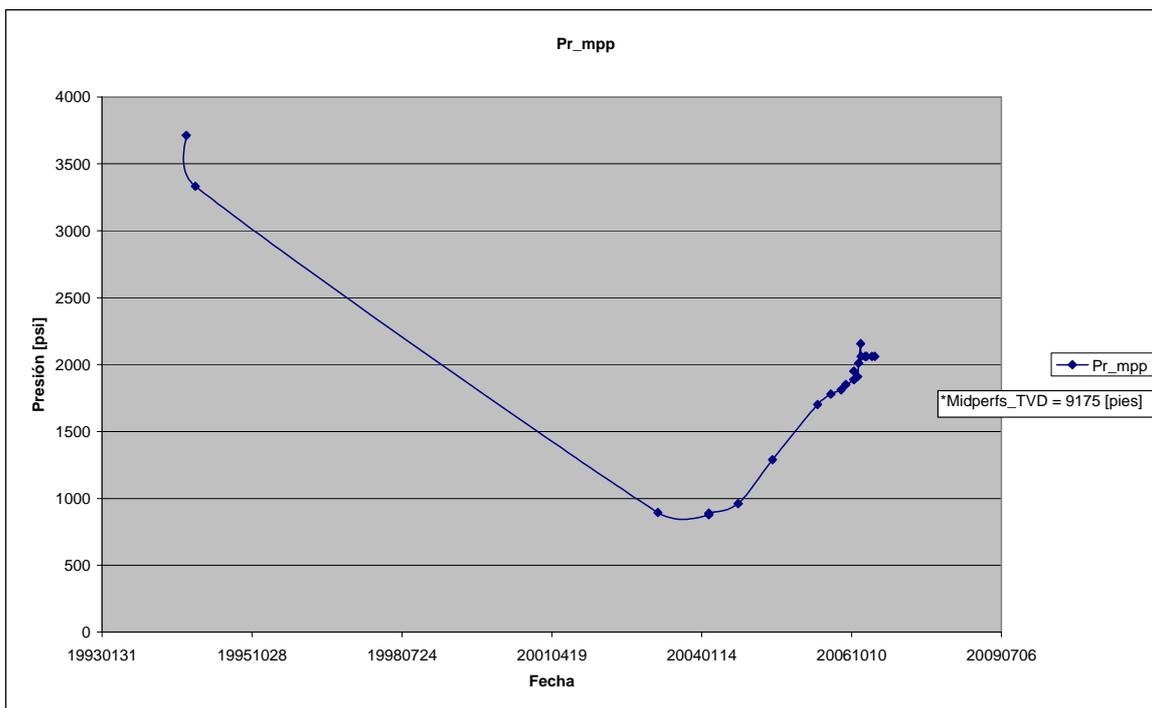
Tabla 1.6. Registro de la presión del yacimiento M1, valores tomados de pruebas de presión realizadas al pozo KUPI_01.

Tipo de Prueba	Fecha	Δt	pr_mpp
		[días]	[psi]
PWS	19940815	0	3713
BUP	19941015	60	3333
BUP	20030328	3038	894
PWS	20040302	356	877
PWS	20040913	191	962
PWS	20050501	228	1289(*)
PWS	20051024	173	1501(*)
PWS	20060225	121	1702(*)
PWS	20060524	89	1778(*)
PWS	20060801	67	1811(*)
PWS	20060902	31	1851(*)
PWS	20061025	53	1887(*)
PWS	20061102	7	1893(*)
PWS	20061119	17	1910(*)
FL	20061126	7	2010(*)
FL	20061212	16	2060
FL	20070108	26	2061
FL	20070117	9	2060
FL	20070224	37	2060
FL	20070313	19	2060

(*) Etapa en la que KUPI_01 se encuentra cerrado para restaurar presión.

Elaborado por: Santiago Aguirre
Fuente: Andes Petroleum Ecuador Ltd.

Figura 1.5. Gráfico de tendencia de la presión de yacimientos, valores tomados de pruebas de presión realizadas al pozo KUPI_01.



Elaborado por: Santiago Aguirre
Fuente: Andes Petroleum Ecuador Ltd.

1.7 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN

El único pozo productor del campo es KUPI_01. El pozo en la prueba inicial de producción dio como resultado una producción de hidrocarburo de 70 [bbl] a flujo natural en agosto 1° de 1994. Se registra una producción máxima en agosto 26 y 27 del mismo año en que la producción diaria fue de 2297 [bopd] con bombeo hidráulico.

La producción de KUPI_01 ha sido relativamente variable, registrándose algunos periodos de tiempo en que el pozo ha permanecido cerrado, los periodos de cierre más representativos se presentan en la Tabla 1.7.

El pozo KUPI_01 ha producido con el sistema de bombeo hidráulico desde agosto 15 de 1994 hasta noviembre 12 del 2003, la producción en este periodo registra un descenso sostenido, en el 2003 se cambia el tipo de sistema de levantamiento a bombeo electro sumergible.

Tabla 1.7. Historial de cierres prolongados del pozo KUPI_01

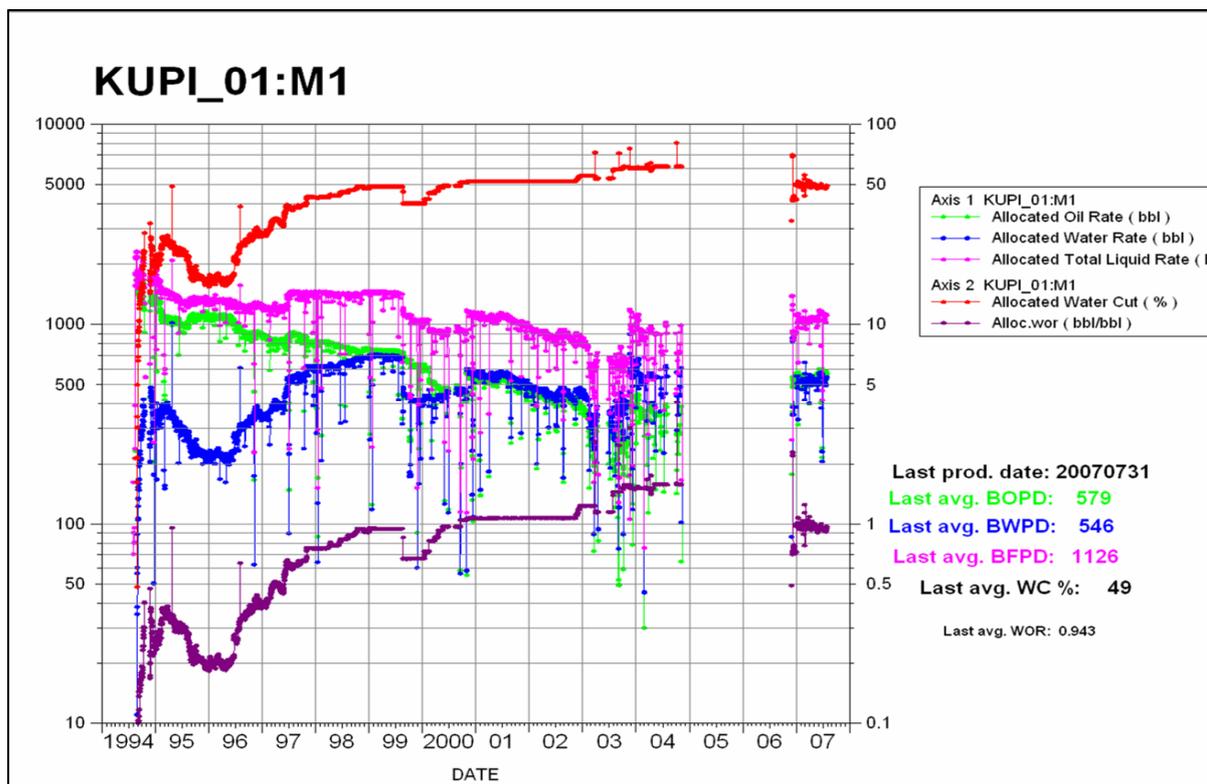
Fecha cierre	Fecha apertura	Duración [días]
10/24/1994	11/24/1994	31
06/30/2000	08/16/2000	47
04/19/2003	07/01/2003	73
08/04/2004	10/03/2004	60
11/11/2004	12/06/2006	755

Elaborado por: Santiago Aguirre
Fuente: Andes Petroleum Ecuador Ltd.

La producción acumulada de fluido actualizada a julio 31 del 2007 es de 4.12 [MMBLS], de petróleo 2.46 [MMBLS] y de agua 1.66 [MMBLS].

En la Figura 1.6. se presenta el gráfico que registra todo el historial de producción del campo Kupi.

Figura 1.6. Gráfico del historial de producción del pozo KUPI_01



Elaborado por: Santiago Aguirre
Fuente: Andes Petroleum Ecuador Ltd.

CAPÍTULO 2

DESCRIPCIÓN DE LOS SOFTWARE PARA LA SIMULACIÓN DE YACIMIENTOS

El presente capítulo describe los software que serán usados para el desarrollo del proyecto de modelamiento del campo Kupi – arena M1. Se enfoca en mostrar las características de las aplicaciones que ofrecen estos programas y varias guías importantes para su uso.

Andes Petroleum Ecuador Ltd., a la fecha de realización del presente proyecto, dispone de los programas computacionales *GOCAD* (modelamiento geológico o estático) y *ECLIPSE* (modelamiento dinámico), como herramientas para la simulación de yacimientos.

2.1 *GOCAD*

2.1.1 INTRODUCCIÓN

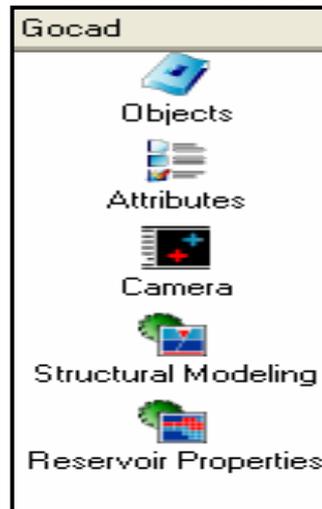
Gocad es una marca registrada *Earth Decisión Corporation*, pertenece a la empresa *Paradigm™*. *Gocad* es una herramienta para el modelamiento geológico de reservorios.

Las aplicaciones de *Gocad* pueden ser ejecutadas desde varios sistemas operativos como: *Windows®*, *Linux*, (*Intel® x86* ó *Xeon™* y *Opteron™*), *Sun Solaris (SPARC)* y *SGI Irix*.

El marco de trabajo de *Gocad* esta diseñado para contener todas las fases del modelamiento, las fases son desarrolladas de manera individual en módulos de trabajo. La interfase de *Gocad* se basa en *Windows®*, el método de trabajo es mediante asistentes programados o flujos de trabajo. Con la ayuda de los flujos de trabajo se logra realizar las distintas etapas para la generación del modelo

siguiendo un orden recomendado por el programa, la Figura 2.1. muestra la ventana inicial del programa con sus módulos.

Figura 2.1. Ventana de Módulos de Gocad



Fuente: Gocad

2.1.2 MÓDULO *OBJECTS* (OBJETOS)

Gocad permite importar los datos necesarios para el modelamiento, desde una gran variedad de formatos de archivos como son OpenWorks, GeoFrame, ASCII, LAS, SEGY, etc.

El módulo *Object* está diseñado para ejecutar todas las acciones de ingreso, importación y/o generación, de toda la información necesaria para el modelamiento. El modelo refleja la realidad del reservorio dependiendo directamente de la cantidad y calidad de información disponible. Información que se ingresa para generar el modelo geológico se muestra a continuación (no toda la información listada a continuación es indispensable).

- Datos Sísmicos
- Datos Estructurales
- Interpretación de Horizontes
- Interpretación de Fallas
- Datos de Pozos

La importación de datos se realiza con el comando *ImportObjects*, ubicado en la barra de menú *File*. Es factible la utilización de objetos guardados anteriormente, esto se realiza con el comando *LoadObject*, ubicado en la barra de menú *File* y buscando la ubicación del objeto guardado con el comando *SaveObject*.

La visualización de los objetos disponibles se realiza, en el módulo *Objects*, mediante una distribución por secciones y de una manera escalonada, conocida como *árbol de objetos*.

2.1.2.1 Importación de Datos Sísmicos

Los datos sísmicos se emplean para la generación de una superficie, voxet o la creación de una malla del reservorio.

El formato en el que se encuentra la información sísmica es *SEG-Y 3D*, *GOCAD* lee esta información y la convierte a formato *Voxet*, lenguaje conocido por el programa para la interpretación de series de trazas sísmicas.

El comando requerido para la importación de datos sísmicos esta en el grupo de comandos de la sección *SeismicData* que se encuentra en la categoría *ImportObjects*. Aquí se encuentran varias opciones de importación como *SEGY 3D as Voxet*, la elección depende del tipo de formato en el que se encuentre el archivo origen.

El objeto ya importado se encuentra en el módulo *Objects*, en el árbol de objetos, bajo la sección *Voxet*.

2.1.2.2 Importación de Datos Estructurales

Datos estructurales en el software son denominados datos culturales. A esta sección corresponden mapas y representaciones geométricas con las que se consigue definir las relaciones espaciales y fronteras del modelo.

Los datos culturales (datos topográficos en forma de puntos, líneas y curvas) están contenidos en archivos **.dxf*, por lo general provenientes de programas como *AutoCad*, etc.

Para la importación se emplea el grupo de comandos de la sección *CulturalData*, contenida en la categoría *ImportObjects*. Aquí se encuentran varias opciones de importación como *Import DXF file*, la elección depende del tipo de formato en el que se encuentre el archivo origen.

El objeto ya importado se encuentra en el módulo *Objects*, en el árbol de objetos, bajo la categoría *Curve*.

2.1.2.3 Importación de Interpretación de Horizontes

Datos de interpretación de horizontes, por lo general, están contenidos en archivos de formato ASCII. Son tablas de datos de coordenadas X, Y y Z, que determinan en el proyecto los horizontes, tope y base de las formaciones geológicas.

La importación de interpretaciones de horizontes se realiza con el grupo de comandos de la sección *HorizonInterpretation*, de la categoría *ImportObjects*. La elección de la opción elegida depende del tipo de formato del archivo origen, esta puede ser *X Y Z Under PointSets*.

Los datos importados se encuentran disponibles en el módulo *Objects*, bajo la categoría *PointsSet* en el árbol de objetos.

2.1.2.4 Importación de Interpretación de Fallas

Dependiendo de la información del archivo importado se puede crear grupo de puntos o curvas que representen fallas presentes en el reservorio.

Los comandos para la importación de interpretación de fallas se encuentran en la sección *FaultInterpretation*, entre las opciones se encuentra *Column-BaseFile* con el que se activa al asistente, se sigue el orden que el asistente recomienda seleccionando las opciones que se ajusten a la necesidad del proyecto.

Lo que se consigue al final de la importación son curvas que representan las fallas, las cuales están contenidas y visualizadas en el árbol de objetos del módulo *Objects*, bajo la sección *Curve*.

2.1.2.5 Importación de Datos de Pozos

La información obtenida de pozos perforados es muy importante para la descripción cuantitativa y cualitativa del modelo, es más importante comparada con otros datos obtenidos por medios indirectos como sísmica y geofísica, porque estos últimos implican un mayor rango de error al ser información obtenida por interpretaciones mientras que un pozo muestra información directamente de la estructura. La información requerida de los pozos para la creación del modelo estático es la siguiente:

- Perfil del Pozo.
- Registros Eléctricos.
- Desviaciones.
- Marcadores.
- Elevaciones
- Nivel de referencia.

Los datos son importados desde el grupo de comandos contenidos en la sección *WellData*, que se encuentra en la categoría *ImportObjects* en la barra de menú *File*. Los comandos empleados para la importación de datos de pozos son: *Path/Column-BaseFile* (perfiles de pozos), *Markers/Column-BaseFile* (marcadores), *LAS* (registros eléctricos), entre otros.

Los datos importados de cada pozo son desplegados y pueden ser vistos desde el árbol de objeto del módulo *Objects*, bajo la categoría *Well*.

2.1.3 MÓDULO *ATTRIBUTES* (ATRIBUTOS)

El módulo *Attributes* es diseñado para preparar la información que será procesada posteriormente en la generación de un modelo geológico.

En el lenguaje de *Gocad* los objetos cuando están desplegados o visualizados en la pantalla toman el nombre de *Style* y las características como son color de la superficie, estilo, etc., toman el nombre de *Attributes*.

Los medios por los que se puede editar los atributos para que un objeto sea visto de mejor manera se lo puede realizar por diferentes vías pero llegando al mismo fin. El proceso por el cual se debe realizar la edición es desde el módulo *Attributes*, para realizar esta maniobra primero se debe desplegar el objeto a modificar, sus atributos son visualizados en la ventana de visualización y se activa el módulo *Attributes* que se encuentra en la ventana principal de *Gocad*.

Otra vía para visualizar y editar los atributos es con la barra de herramientas *Attributres*. Esta barra se activa al marcar un objeto y visualizarlo en la pantalla. La barra varía de acuerdo a cada objeto y a las características que éste posea.

Una tercer vía es con el comando CTRL + click derecho del Mouse sobre un objeto en particular, con esta acción se consigue activar cuadro de diálogo *Quick Attributes*, con el que se realiza el cambio, modificación o ajuste de las características que presenta un objeto en particular.

2.1.4 MÓDULO *CAMERA* (CÁMARA)

El módulo *Camera* permite visualizar gráficamente los resultados de la importación, tratamiento, procesamiento y generación de las distintas etapas de la creación de un modelo geológico.

El módulo esta siempre activo de manera que se visualice en la derecha del monitor una división que en el lenguaje de *Gocad* se llama *3D Camera*. En esta

ventana se despliegan los objetos que sean previamente activados en el árbol de objetos.

La sección de visualización es ayudada de una barra de herramientas con la cual es posible editar las características con que se puede ver a un *Style*. Esta barra consta de los siguientes comandos:

- **Camera Movement:** cambia el puntero a la forma de mano para realizar movimientos del objeto.
- **Get XYZ Coordinates:** cambia el puntero a un símbolo +, trabaja en conjunto con la barra de coordenada, se muestra las coordenadas de un punto.
- **Get 3D y 2D Distances:** sirve para determinar distancia ente dos puntos.
- **Edit Attributes:** se cambia el puntero por una +, para editar los atributos al dar clic en un objeto se despliega la pantalla de **Atributos**.
- **Zoom Area:** acercamientos a puntos particulares de la malla o grid.
- **Slicer:** limita la vista en la cámara, y manipular la vista, tamaño y orientación, fijando a secciones particulares de un objeto.

Los módulos *Attributes* y *Camera* son módulos de ayuda para preparar los datos y visualizarlos con el fin de tener todo listo para generar el modelo geológico el cual se lo realiza en los siguientes módulos.

2.1.5 MÓDULO *STRUCTURAL MODELING* (MODELAMIENTO ESTRUCTURAL)

El modelo estructural es reconocido en *Gocad* como un objeto más, el cual es el resultado de la unión de las características y propiedades importadas y/o generadas. Contiene horizontes y fallas interconectas, relaciones geométricas y fronteras geológicas del reservorio, donde todos los contactos entre horizontes y fallas son sellos. Además de determinar la terminación de una falla y la continuidad de un horizonte antes de ser fallado.

2.1.5.1 Datos de Entrada

La calidad y fidelidad del modelo depende de la cantidad y calidad de datos disponibles. La información es diferenciada por sus características cualitativas más que cuantitativas, esto quiere decir que el uso de una información esta determinado por los roles que tiene en la definición de los objetos o estructuras y la locación de las fallas y horizontes, más que por los datos que contenga. La importancia de una información es determinada de acuerdo a la información cualitativa que pueda proporcionar.

2.1.5.2 Generación del Modelo – Flujo de Trabajo

En este módulo se emplea toda la información importada y/o generada en el mismo programa con la finalidad de crear un modelo estructural.

El proceso es automatizado mediante el empleo de flujos de trabajo los cuales son asistentes que guían el proyecto en una secuencia lógica determinada por el pensamiento de proceso y los pasos como se hace la geología. Además se presenta la opción de elección del nivel de guía e interacción con el programa, que dependerá de la experiencia y nivel de preparación en el software, estos niveles son:

- Principiante
- Avanzado

La diferencia radica en las opciones que se activan al seleccionar cualquiera de los dos.

Al iniciar este módulo se presenta un cuadro de diálogo, el cual esta constituido de dos secciones: panel de navegación y panel de acción.

a) Panel de Navegación: el cual permite visualizar una lista de tareas ordenadas en base al flujo de trabajo.

b) Panel de Acción: varía dependiendo del paso en el que se encuentre en el panel de navegación y cuando esta activada presenta la lista de pasos requeridos y opcionales para realizar la tarea señalada.

2.1.5.3 Pasos para la creación de un modelo

La generación de un modelo dependerá de las características y de los datos disponibles para el proyecto, sin embargo en el cuadro de flujo de la Figura 2.2. se presenta la posible secuencia a seguir, no siendo mandatoria.

El asistente de *Gocad* determina que datos son requeridos y que información extra es necesaria antes de continuar con la siguiente etapa.

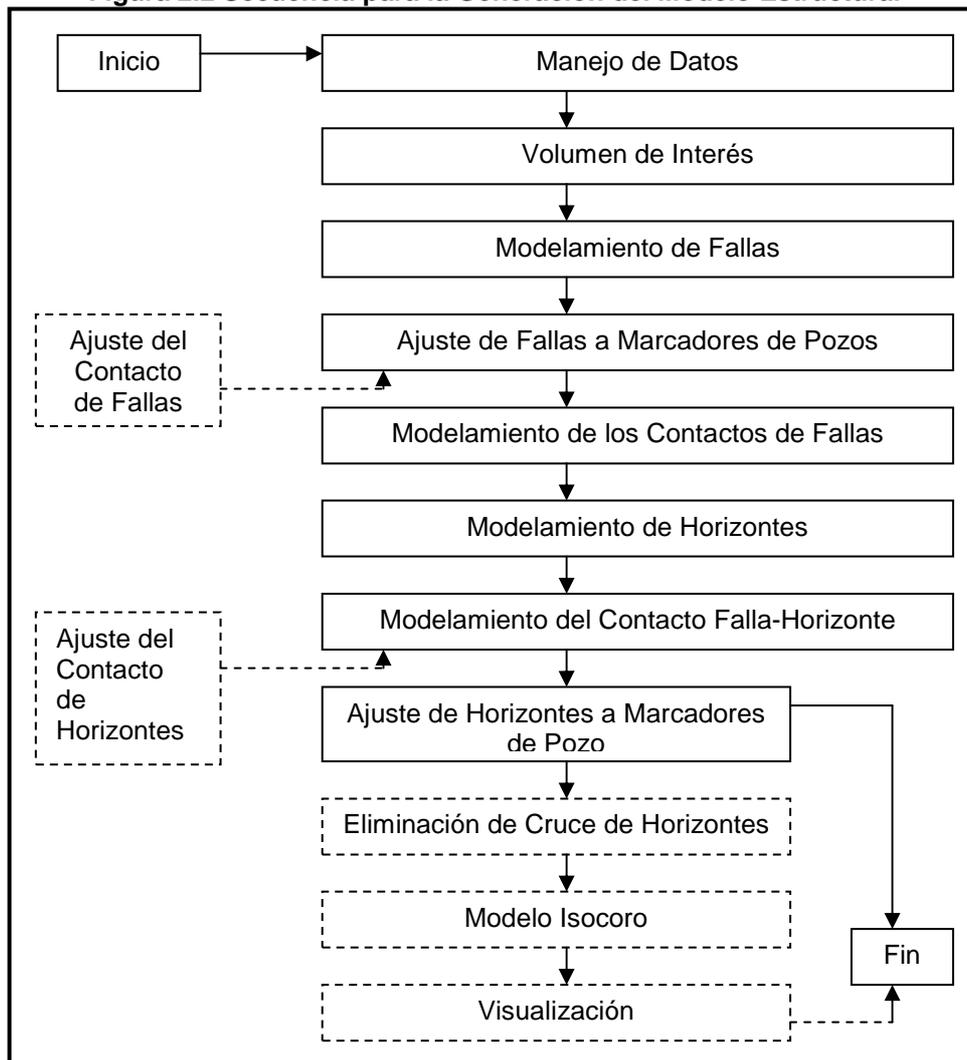
2.1.5.3.1 Manejo de Datos

El manejo de los datos en la generación del modelo estructural es relativamente sencillo gracias al asistente de *Gocad*. En el panel de navegación del módulo estructural se listan las tareas para la creación del modelo geológico y cuando se activa una de las ellas, se despliega en el panel de acción el asistente de *Gocad*, el cual con preguntas sobre el proyecto y solicitudes de información de datos contenidos en el módulo *Object*, guía al usuario en el desarrollo del modelo.

Las principales decisiones que se debe determinar en el manejo de los datos son las fallas y los horizontes, tope y base del reservorio, que se deben tomar en consideración en la malla estructural, si es que las hay. Otra decisión es determinar la delimitación del volumen de interés, entre otras.

El asistente de *Gocad* realiza preguntas como que información (horizontes o fallas) está disponible y será usada para el modelamiento. Luego de que cada información es ingresada, es posible visualizarla en el árbol de objetos del módulo *Objects* y al activarlo se puede ver en la pantalla en tres dimensiones.

Figura 2.2 Secuencia para la Generación del Modelo Estructural



Elaborado por: Santiago Aguirre

Fuente: Modificado de "Introduction to base module – EarthDecisiónSuite 2.1"

2.1.5.3.2 *Volumen de Interés*

En el panel de navegación se debe activar la opción: *Define volume of interes*. Se despliega el cuadro de diálogo del asistente e inicia el flujo de trabajo con el cual se definirá los límites para determinar el volumen de interés en la malla estructural.

Para realizar este proceso se cuenta con información cualitativa de mapas de amplitudes sísmicas en los cuales es posible determinar la forma del reservorio y a partir de lo cual se puede crear curvas para delimitar los límites del reservorio.

El resultado se lo puede visualizar en tres dimensiones en la pantalla de objetos, al activar el volumen de interés que se ha creado y que aparece en el árbol de objetos en el módulo *Objects*.

2.1.5.3.3 *Modelamiento de Fallas*

La creación de superficies de fallas se realiza luego de activar la opción *Fault Modeling* en el panel de acciones. El asistente despliega el cuadro de diálogo con el cual se generará una superficie que representa a la falla en el modelo, *Gocad* realiza la generación de superficies al triangular coordenadas de la información ya ingresada en el paso de *Manejo de Datos*.

En el caso de Fallas es posible visualizarlas sin la necesidad de cambiar al módulo *Objects*, en este caso el comando para visualizar las fallas en la malla se encuentra en la parte baja de la pantalla en la barra de herramientas, el comando *Show/Hide Fault Surfaces Mesh*.

2.1.5.3.4 *Ajuste de Fallas a Marcadores de Pozo*

El ajuste de las fallas a los marcadores determinados de la información obtenida en registros eléctricos obtenidos de los pozos es un paso imprescindible para la fidelidad del modelo. Con esta acción se determina el ajuste de la falla – marcador de pozo, el cual debe ser exacto o muy cercano; permitir el cálculo de desajuste y el proceso de ajuste. En el panel de navegación se activa la opción *Fault Well Marker Fitting* para iniciar con el asistente de ajuste Falla – Marcador de Pozos.

2.1.5.3.5 *Modelamiento del Contacto de Fallas*

En el panel de navegación se presenta la opción *Fault Contact Modeling*, con la cual se determina el modelamiento del contacto entre fallas. Esta tarea ayuda a la caracterización de la terminación de una falla en otra, este fenómeno es producido cuando el cierre de la edad de una falla se produce en el interior de

otra, en otras palabras la caracterización de algunas estructuras que terminan por la presencia de otra falla.

Gocad presenta varios métodos y opciones para determinar el contacto entre fallas, estos métodos y opciones se despliegan durante el flujo de trabajo para ser seleccionado por el usuario, de no estar seguro se presenta opciones válidas ya escogidas por el programa y que pueden ser aceptadas como válidas para el modelo.

2.1.5.3.6 Modelamiento de Horizontes

En el panel de navegación se activa la opción de modelamiento de horizontes *Horizon Modeling*. El principio en el que se basa el software es la triangulación de los datos de coordenadas ingresados. Los horizontes son definidos como los topes y las bases de las formaciones estratigráficas.

2.1.5.3.7 Modelamiento de los Contactos Horizontes Fallas

El flujo de trabajo con el que se define la manera en que un horizonte es afectado por una falla se activa con la opción *Horizon-Fault Contact Modeling* en el panel de navegación. El objetivo es determinar los sellos que se generan al tener contactos horizontes-fallas.

2.1.5.3.8 Ajuste de Horizontes a los Marcadores de Pozos

En el panel de navegación se activa el asistente con el comando *Horizon Well Markers Fitting*. Esta opción permite determinar y ajustar el error que se produce entre los marcadores de pozos y un horizonte en el eje vertical.

2.1.6 MÓDULO *RESERVOIR PROPERTIES* (PROPIEDADES DEL RESERVORIO)

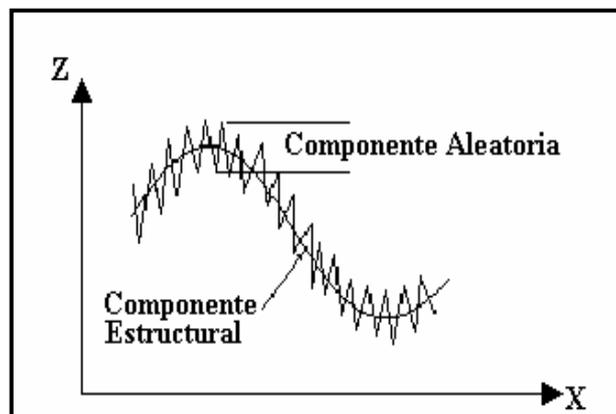
El módulo de propiedades del reservorio es donde se determina y genera la información necesaria para caracterizar la roca. Las propiedades básicas que debe tener el modelo son la distribución de facies, porosidad y permeabilidad.

Para realizar la distribución de las propiedades, *Gocad* emplea varias fuentes entre ellas las más confiables son los datos obtenidos de registros eléctricos y cores de perforación. La información geológica existente para realizar la distribución de las propiedades estáticas es puntual obtenida de los pozos, esta información debe ser distribuida espacialmente. Para la estimación y/o simulación de las propiedades en el espacio, *Gocad* está diseñada para usar herramientas geoestadísticas.

2.1.6.1 Geoestadística

La geoestadística es una herramienta estadística empleada para la estimación de fenómenos naturales en base de la Teoría de Funciones Aleatorias, ésta teoría dice que fenómenos distribuidos en el espacio presentan un carácter mixto, aleatorio a escala local y estructural a escala macro, esta definición es ilustrada en la Figura 2.3.

Figura 2.3 Carácter mixto de los fenómenos geológicos



Fuente: Elementos de Geoestadística (Dr. C. José Quintín)

De esta manera se puede determinar que dos puntos diferentes en el espacio tendrán su variable aleatoria distinta a la otra pero no independiente, de esta dependencia se puede obtener la continuidad de una variable geológica en el espacio.

Gocad emplea la herramienta geoestadística conocida como *Variograma* para realizar la distribución de las propiedades estáticas obtenidas a partir de registros eléctricos de pozos.

2.1.6.1.1 Variograma

El variograma es una herramienta que permite determinar el comportamiento espacial de una propiedad o variable sobre una zona dada. Los valores puntuales de los fenómenos geológicos, matemáticamente, se representan como una función $Z(x)$, los cuales varían tan irregularmente cuando son analizados espacialmente que impiden un estudio matemático directo, es por esta razón que con la ayuda de la probabilidad y la estadística se logra determinar una posible valoración espacial.

La expresión experimental de un variograma es definida como la media aritmética de todos los cuadrados de las diferencias entre pares de valores experimentales separados una distancia h , esta expresión se muestra en la ecuación 2.1.

$$\gamma^*(h) = \frac{1}{2N(h)} \sum_{|x_i - x_j| = |h|} (z(x_i) - z(x_j))^2 \quad \text{Ec. 2.1.}$$

Donde: $\gamma^*(h)$; es el variograma experimental de la función $Z(x)$

N ; es el número de pares a la distancia h

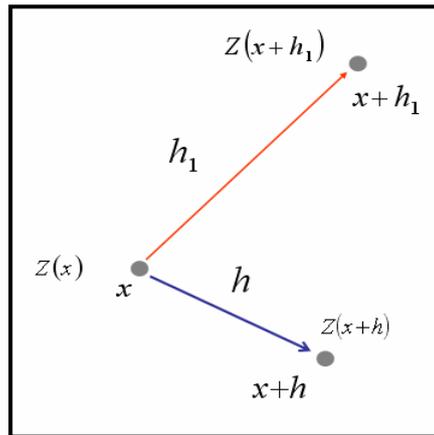
h ; es el incremento, distancia promedio entre los pozos

$z(x_i)$; son los valores experimentales

x_i ; locaciones donde son medidos los valores de $z(x_i)$

Esta herramienta es básica en la geoestadística al ser una herramienta con la que se consigue determinar las características de variabilidad y correlación espacial de un fenómeno estudiado. La Figura 2.4. ilustra la definición del variograma que en otras palabras es una herramienta con la que se determina la variación de una función de una ubicación a otra en base a su posición y dirección.

Figura 2.4. Vectores de una variable en función de su posición y dirección



Fuente: mmc.igeofcu.unam.mx-(cursos/geoest/VARIOGRAMA.ppt)

Gocad emplea esta herramienta geoestadística para realizar la distribución de las propiedades en base a los datos disponibles. Para ello se activa el asistente en el módulo *Reservoir Properties* y el cual es diseñado para ejecutarse mediante preguntas y cuadros de chequeo, inclusive para la generación del variograma con el que se genera la distribución de las propiedades en el reservorio. El asistente de *Gocad* correspondiente a esta tarea ejecuta el variograma con la sola definición de los siguientes valores:

Range 1 (rango1).- posición más alejada hasta la cuál se calcula el variograma (éste valor es por lo general el correspondiente a la mitad de la distancia entre las muestras más alejadas).

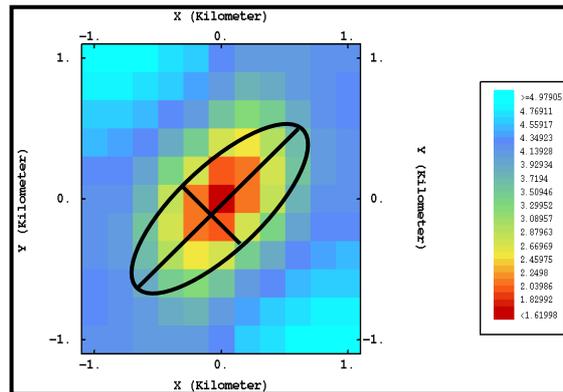
Range 2 (rango2).- es el ancho de banda (éste valor es por lo general el correspondiente a la mitad del incremento inicial o menor distancia entre pozos).

Range 3 (rango3).- es la variación de distancia para el cálculo del siguiente variograma consecutivo.

Azimuth.- corresponde a la dirección en que será calculado el variograma (dirección de anisotropía).

El programa genera un elipsoide de cálculo para la distribución estadística de las propiedades, como el que se muestra en la figura 2.5.

Figura 2.5. Ejemplo de creación de un elipsoide para el cálculo del variograma



Fuente: mmc.igeofcu.unam.mx-(cursos/geoest/VARIOGRAMA.ppt)

Los datos correspondientes a las propiedades que serán distribuidas son determinados para cada caso y la distribución es realizada con la ayuda del variograma.

El resultado es la simulación de varios escenarios de distribución de la propiedad estática y la elección del mejor se realiza al ser comparados con mapas de propiedades como el de amplitudes sísmicas y el criterio del usuario.

2.1.7 VENTAJAS DE UTILIZAR GOCAD PARA EL MODELAMIENTO GEOLÓGICO

Gocad es un programa amigable al usuario. Al utilizar el método de flujo de trabajo que consiste en la ayuda de un asistente del programa durante la generación del modelo se obtiene buenos resultados aún para usuarios con poca experiencia en el uso del programa.

Presenta una gran variedad de opciones para el modelamiento de cualquier escenario. Puede ser empleado para determinar todas las características de la roca reservorio.

El método empleado de distribución de las propiedades del reservorio aumenta significativamente la calidad del modelo geológico al tomar en cuenta el carácter mixto de las funciones facies, porosidad y permeabilidad en el reservorio.

2.1.8 DESVENTAJAS QUE PRESENTA EL PROGRAMA

La distribución mediante procedimientos estadísticos tiene la desventaja de que esta influenciada directamente en la cantidad de información disponible, por lo que al poseer poca información los resultados son menos exactos.

Al ser un software muy amplio presenta el inconveniente que es adquirido o comprado por módulos, este es un grave inconveniente si no se tiene todos los módulos necesarios para la generación de un modelo.

2.2 ECLIPSE

2.2.1 INTRODUCCIÓN

ECLIPSE es un software, una herramienta para la simulación de yacimientos. Presenta varias opciones: modelamiento de petróleo negro (*ECLIPSE 100*) y modelamiento composicional (*ECLIPSE 300*).

ECLIPSE 100, que es un simulador completamente implícito, tres fases, tres dimensiones, para propósitos generales con la opción para simular condensado de gas, define a las fases petróleo y gas como unidades cuya composición es constante a cualquier presión y tiempo. *ECLIPSE 300* es la opción para simular los fluidos del reservorio con sus variables; composición fraccional de componentes y la simulación de estos mediante ecuaciones cúbicas de estado,

valores de permeabilidad dependientes de la presión y tratamiento de petróleo negro.

La elección del tipo de simulador esta determinada por las características del reservorio respecto de su punto crítico o presión de burbuja, cuando se debe modelar un sistema que se encuentre cerca del punto crítico donde los más pequeños cambios de presión y temperatura afectan considerablemente al comportamiento composicional de los diferentes fluidos es necesario el uso de un simulador de modelamiento composicional.

ECLIPSE es construido en lenguaje de programación FORTRAN77 y puede ser ejecutado en cualquier computador con un compilador ANSI-Standard y suficiente memoria.

2.2.2 PROCESO DE SIMULACIÓN

El programa accede a la información desde un archivo plano único de datos que contiene la descripción completa del modelo. Este archivo es una recopilación de comandos conocidos con el nombre de “keywords” que indican que tipo de información ingresada y/o generada se empleará, el programa la procesa y genera resultados que son leídos y visualizados con otros keywords destinados para el efecto. El archivo único “data file” es diseñado para ser leído en el programa por secciones, cada sección esta diseñada para un propósito específico.

Las secciones del archivo son definidas y determinadas para ejecutar y almacenar información de acuerdo a los pasos y descripción del modelo, las secciones que representa los pasos que sigue el simulador para la generación del un modelo dinámico son las siguientes.

2.2.3 SECCIONES DEL ARCHIVO PRINCIPAL O “DATA FILE”

2.2.3.1 *RUNSPEC* (especificaciones de la corrida)

Esta sección está diseñada para determinar o especificar varios componentes como la cantidad requerida de memoria RAM, también la distribución de la memoria entre los componentes de la simulación que son: pozos, datos tubulares, la malla de simulación, vectores solución, en otras palabras las dimensiones del problema. También es necesaria para la especificación de las características básicas del modelo, como es el tipo de simulador que se empleará, el título de la simulación, la fecha de inicio, el número de fases empleadas, el tamaño de la malla de simulación, el tipo de unidades que se desea emplear en la simulación, entre otras.

ECLIPSE genera la simulación ejecutando las soluciones para cada unidad de la malla y consecutivamente a la siguiente unidad de modo ortogonal, por lo que requiere de rápido acceso a muchas soluciones previas, este proceso es conocido como apilamiento de las soluciones o “*Solver Stack*”.

2.2.3.2 *GRID* (malla de simulación)

La sección *GRID* está diseñada para proveer al simulador de la información necesaria para el cálculo del volumen poroso y de la transmisibilidad en todas las direcciones con el propósito de determinar los cálculos del flujo de fluidos.

En esta sección se determina la geometría básica de la malla de simulación y propiedades de la roca, porosidad, permeabilidad absoluta, espesores netos, en cada celda. Esta información es importada de pre-procesadores como *Gocad*.

2.2.3.2.1 *Upscaling* (Escalamiento)

En la definición del modelo se determina las medidas de la malla de simulación y de cada bloque o celda. Una celda representa una unidad volumétrica del

reservorio, esta debe tener relación con los objetivos que se desean lograr por lo que se debe tomar en cuenta la relación de escalamiento, medidas y forma de las celdas.

Dentro de cada celda se define a sus propiedades como las mismas en cada punto dentro de los límites $(I1,I2) \times (J1,J2) \times (K1,K2)$. Para efectos de cálculos y visualización las propiedades de la celda están determinadas para su centro: $((I1+I2)/2; (J1+J2)/2; (K1+K2)/2)$.

El tipo de geometría es muy importante, ECLIPSE presenta la posibilidad de escoger de ente los siguientes tipos:

Corner Point: utilizado en estructuras geológicas difíciles.

Block Centered: celdas rectangulares con horizontes paralelos y perpendiculares

Radial: Utilizado para estudios en las cercanías de los pozos.

PEBI (unstructured): se utiliza una malla no-estructurada en secciones falladas y donde se requiere de mayor detalle.

No siendo posible mezclar varios tipos en el mismo estudio, pero con la ayuda de la acción refinamiento es posible redefinir ciertos sectores en los cuales se puede subdividir las celdas y cambiar el tipo de geometría.

2.2.3.3 *EDIT* (edición)

Aunque esta sección es opcional es utilizada cuando se requiere modificar el volumen poroso, profundidad del centro de cada bloque, tansmisibilidades, difusividad y otros datos generados en la sección *GRID*.

2.2.3.4 *PROPS* (propiedades)

Esta sección esta diseñada para la importación, edición y manejo de datos de los fluidos, requeridos para determinar la distribución de los mismos en el reservorio

en la etapa inicial y durante el tiempo de flujo, para realizar cálculos de balance de materiales en cada celda en cada intervalo de tiempo; estos datos son: PVT, funciones de saturación (permeabilidad relativa y presión capilar) y datos de compresibilidad de la roca.

- Los datos PVT requeridos son: Factor Volumétrico, Viscosidad, GOR.
- La información de fluidos son: PVT en función de la presión, Densidad o gravedad.
- Información requerida de la roca es: permeabilidad relativa en función de la saturación, presión capilar en función de la saturación, compresibilidad de la roca en función de la presión.

2.2.3.5 REGIONS (regiones)

Esta sección es opcional pero esta diseñada para dividir al reservorio en regiones de equilibrio de similares características PVT. Esta acción es realizada para la mejor caracterización del reservorio de acuerdo a variaciones zonales en las propiedades y/o para propósitos de reportes.

Generalmente se asigna una región de equilibrio para cada contacto agua petróleo existente.

2.2.3.6 SOLUTION (solución)

Esta sección esta diseñada para ejecutar la simulación y definir una solución inicial. Se determina las condiciones iniciales del reservorio como son: la distribución de presiones, caudales iniciales gas-petróleo o petróleo-gas para cada celda, dependencia de las propiedades de los fluidos del reservorio con respecto a la profundidad, condiciones iniciales de acuífero. La inicialización puede ser realizada de tres maneras distintas:

- i. Equilibración:** el software calcula la presión y saturación inicial utilizando los datos ingresados. Como resultado se tiene un "RESTART FILE" con las

condiciones iniciales determinadas para el campo y desde el cual parte el ajuste del modelo y las predicciones para el campo.

- ii. **Reinicio:** la solución inicial es obtenida de un archivo de reinicio creado en una corrida anterior.
- iii. **Enumeración:** el usuario es quién define de acuerdo a un amplio conocimiento del reservorio las condiciones iniciales, especificando explícitamente la solución inicial para cada celda de la malla.

Antes de la producción de un campo, los fluidos se encuentran en equilibrio hidrostático, para la recreación de esta etapa *ECLIPSE* requiere de datos de profundidad, contactos agua–petróleo y/o gas–petróleo y las presiones iniciales a una profundidad de referencia. Las funciones de saturación toman los datos ingresados en la sección *PROPS* para definir la distribución de los fluidos en el reservorio.

El modelamiento de acuíferos es determinante al generar un modelo, debe ser modelado numérica y analíticamente, en la sección *GRID* se realiza la especificación numérica y en *SOLUTION* la determinación analítica. El número de acuíferos y el máximo número de celdas que están conectados son especificados en la sección *RUNSPEC*.

2.2.3.7 *SUMMARY* (vectores resultado)

Esta sección es opcional pero es de especial interés cuando se requiere la especificación de variables que tienen que ser escritas en el o los archivos de salida luego de cada simulación. Si no hay una sección *SUMMARY*, *ECLIPSE* no crea un archivo de resumen. Esta sección es básicamente usada para la solicitud de información definida sea por bloque, campo o pozo.

2.2.3.8 *SCHEDULE*

Esta es la última sección y es usada para especificar los “timesteps” o periodos de tiempo en que se dividirá la simulación. También es la sección en donde se

ingresa los datos reales de presión y producción para ser comparados con los calculados por el programa.

Esta sección es diseñada para ser utilizada en dos modos:

- Ajuste Histórico
- Predicciones

2.2.3.8.1 Ajuste Histórico

El ajuste histórico se realiza al especificar las mediciones de: presión, producción e inyección históricas registradas en los pozos y las mediciones obtenidas como resultado del proceso de simulación. *ECLIPSE* simula el comportamiento de producción, inyección y presión tomando los datos ingresados al programa (modelo estático e inicialización) y herramientas matemáticas (ecuación general de movimiento de fluidos en medios porosos, ecuación 2.2.) la cual es la ecuación diferencial parcial que rige el fenómeno de flujo de fluidos en medios porosos y la cual relaciona la presión y saturación con la posición, el tiempo y las propiedades petrofísicas, esta ecuación es obtenida en base a la Ley de conservación de la masa y a la ecuación de la continuidad.

$$-\frac{\partial}{\partial X} \left[- \left(\frac{K_x K_{rf}}{\mu_f} \frac{\partial P}{\partial X} \right) \rho_{f,x} \right] - \frac{\partial}{\partial Y} \left[- \left(\frac{K_y K_{rf}}{\mu_f} \frac{\partial P}{\partial Y} \right) \rho_{f,y} \right] - \frac{\partial}{\partial Z} \left[- \left(\frac{K_z K_{rf}}{\mu_f} \frac{\partial P}{\partial Z} \right) \rho_{f,z} \right] + \frac{q^*_{f,xyz} \rho_{f,xyz}}{\Delta X \Delta Y \Delta Z} = \phi \frac{\partial}{\partial t} (S_f \rho_t)$$

Ec 2.2.

Donde:

K; permeabilidad efectiva en cada eje respectivo.	ρ ; densidad del fluido.
Kr; permeabilidad relativa del fluido.	q^* ; caudal de inyección, si existe.
μ_f ; viscosidad del fluido.	Φ ; porosidad de la roca.
	S_f ; saturación del fluido.

El comportamiento del reservorio es reproducido por el simulador y comparado con los datos reales históricos del campo para determinar su ajuste. El proceso de ajuste continúa con una serie de cambios bien sea globales (campo o reservorio) o locales (pozos) para determinar las condiciones de flujo y reproducir

el historial de caudales de producción y presiones. En el proceso de ajuste se debe realizar todas las corridas necesarias con cada uno de los cambios planeados, dependiendo de la complejidad del modelo y número de pozos éste proceso puede tomar semanas o incluso meses de dedicación. Dependiendo de este ajuste se determinará la exactitud de las predicciones.

El ajuste se realiza al variar en un rango tolerable la información ingresada del campo, ésta no refleja necesariamente la realidad del campo por ser datos generalmente puntuales obtenidos de pozos. Las variables del reservorio que generalmente son aceptadas como verdaderas por ser consideradas de baja incertidumbre, se muestran a continuación.

- Porosidad.
- Espesor total de la formación.
- Espesor neto.
- Propiedades de los fluidos, solo si son datos obtenidos en laboratorio.
- Compresibilidad de la roca, solo cuando se obtienen de datos experimentales.
- Presión capilar.
- Presión ajustada al punto de referencia.
- Contacto original de los fluidos.
- Caudales de producción.

Las variables del reservorio que llevan un grado mayor de incertidumbre son:

- Permeabilidad direccional.
- Transmisibilidad en las fallas.
- Relación K_v/K_h .
- Curvas de permeabilidad relativa.
- Propiedades del acuífero.
- Propiedades de la roca y fluidos cuando son obtenidas de correlaciones.
- Parámetros de flujo del pozo.

Para el ajuste histórico se recomienda seguir lineamientos generales pero no determinativos, las etapas para el ajuste del modelo se presentan a continuación:

- (1) Ajustar la presión (campo o presión del reservorio)
- (2) Ajustar la relación gas petróleo, corte de agua, etc.
- (3) Ajustar presiones de flujo e índice de productividad.

El proceso de ajuste es individual y requiere de soluciones particulares para cada caso, pero se puede determinar varias recomendaciones generales:

- Mantener el modelo lo más simple.
- Mantener el modelo físicamente posible.
- Proceder con el ajuste desde el comportamiento del reservorio en general para continuar con el ajuste individual de pozos.
- El ajuste de la **presión del reservorio** se realiza con las siguientes acciones:
 - Especificar la producción total del reservorio para cada pozo. Para asegurar el volumen de caudal total del reservorio es necesario ajustar al modo de control a “Liquid Rate” (LRAT).
 - El ajuste de la presión se realiza al variar parámetros como: volumen poroso, compresibilidad total, tamaño del acuífero y transmisibilidad.
 - Otras propiedades que son consideradas comúnmente para el ajuste son: tamaño del acuífero, transmisibilidad e IP del acuífero, compresibilidad total, porosidad y tamaño del reservorio.
- El ajuste de los **caudales de producción** se obtiene al hacer cambios en la curva de permeabilidad relativa del petróleo y agua.
 - Cuando se tiene un corte de agua muy alto pero un tiempo de ruptura correcto, disminuir la relación K_{rw}/K_{ro} y el tamaño del acuífero.
 - Por el contrario cuando se tiene el tiempo de ruptura adelantado al histórico, considerar el ajuste de lutitas y barreras alrededor del pozo, la permeabilidad vertical en el pozo.

2.2.3.8.2 Predicciones

El procedimiento de predicción es la etapa diseñada para la generación de escenarios con el fin de determinar el comportamiento futuro del reservorio.

Con las corridas de simulación se predice el comportamiento del reservorio (campo o pozos) a partir del ajuste de los datos históricos. De esta manera, la simulación se convierte en una herramienta de predicción para el desarrollo del campo (perforación, work overs, mantenimiento de presión, etc).

ECLIPSE se presenta por un icono en el escritorio del computador, que al ser activado es posible visualizar el recopilador o Launcher en donde se despliegan sus aplicaciones, las cuales son:

ECLIPSE	GRID	Schedule
Parallel ECLIPSE	Office	SimOpt
E300	GRAF	Weltest
Parallel E300	FloViz	PVTi
FrontSim	GridSim	VFPi
FloGrid	SCAL	PVM

El desarrollo del modelo puede ser realizado directamente con la edición y cambios realizados en archivos de texto (.txt) y ejecutados directamente desde las aplicaciones para cada acción, otra opción presentada por el software es el uso de *ECLIPSE Office*.

2.2.4 ECLIPSE Office

La aplicación *ECLIPSE Office* es una herramienta disponible, que con la ayuda de asistentes, sirve para la recopilación de los comandos necesarios en la importación de información, determinación de las propiedades y características del modelo, procesamiento y análisis de los datos y visualización de resultados.

ECLIPSE presenta esta aplicación como una opción para la integración de las aplicaciones empleadas para la simulación de yacimientos, *ECLIPSE Office* es un administrador de simulación. Mediante esta herramienta es posible:

- Recolección y manejo de información.
- Realizar corridas de simulaciones cortas y rápidas en cualquier etapa del proyecto.

- La revisión de los resultados de manera gráfica y tabular.
- La edición de los resultados y la generación de reportes.

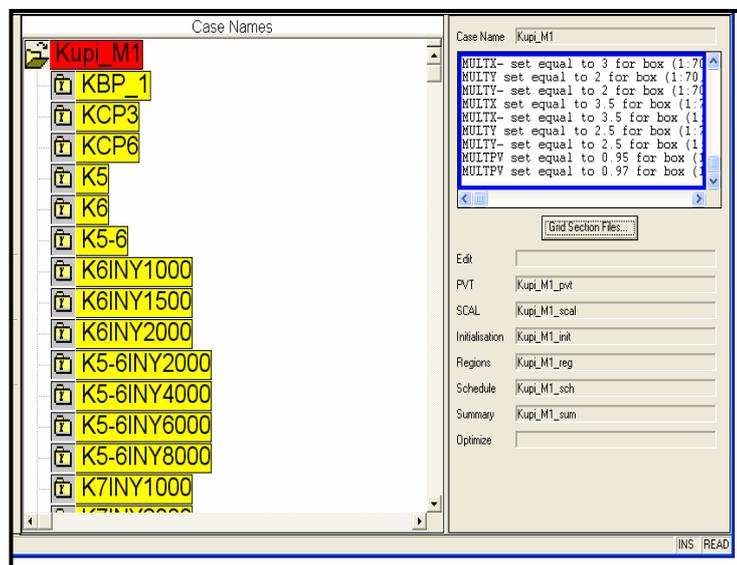
ECLIPSE Office recomienda la ejecución del proceso de modelamiento dinámico de forma más sencilla al separar las tareas requeridas para definir el archivo “data file” en varias aplicaciones o módulos

2.2.4.1 Módulo *Case Manager* (administrador del caso)

Permite la visualización de los casos o corridas de simulación en un árbol de contenidos, la Figura 2.6. muestra un ejemplo como se presenta éste módulo en el computador.

Un caso esta constituido por una serie de archivos agrupados para cada sección de entrada del archivo “data file” (RUNSPEC, GRID, EDIT, PROPS, REGIONS, SOLUTION, SUMMARY, SCHEDULE).

Figura 2.6. Escritorio de *ECLIPSE Office* – Módulo “*Case Manager*”



Fuente: Imagen capturada de *ECLIPSE Office*

2.2.4.2 Módulo *Data Manager* (administrador de datos)

Este módulo es un escritorio integrado de nueve secciones para la administración de información utilizada en la generación del modelo. El módulo presenta

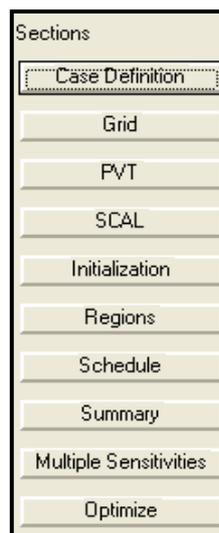
secciones para la creación, edición, inserción y revisión de información, estas secciones tienen relación con cada una de las secciones del archivo “data file” de simulación. La Figura 2.7. muestra la lista que se presenta en el computador al seleccionar éste módulo.

La ejecución de las acciones se realiza mediante la utilización de las palabras clave “keywords” que pueden ser visualizados en *ECLIPSE Office* bien sea por su nombre o por su descripción. A continuación se presentan las secciones de este módulo:

2.2.4.2.1 Sección Case Definition

Aquí se realiza la definición de las características de la sección *RUNSPEC*, en donde se determinan las características básicas del modelo: tipo de simulador, el nombre del modelo, fecha de inicio de la producción, el tamaño de la malla y número de celdas, el número de fases presentes (oil, water, gas), las unidades que serán empleadas (field, lab, etc), el dimensionamiento de tablas, el tipo de malla que se empleará, etc.

Figura 2.7. Módulo “Data Manager”



Fuente: Imagen capturada de *ECLIPSE Office*

2.2.4.2.2 Sección Grid

Aquí se realiza la definición de las opciones de las secciones *GRID* y *EDIT* para el manejo y edición de la información de la malla del reservorio. Esta información puede ser importada desde archivos *INCLUDE* obtenidos de programas de modelamiento geológico como *GOCAD*. Se puede determinar la geometría y las propiedades básicas de la roca y/o de las celdas de la malla de simulación, como también realizar modificación a las mismas.

Es posible la visualización de la malla de manera gráfica 2D o 3D. En la opción de visualización 2D se puede realizar modificaciones a los valores de las propiedades.

2.2.4.2.3 Sección PVT

En esta sección se ingresa la información PVT de los fluidos contenidos en la roca mediante la utilización de keywords propios de la sección *PROPS*. Esta información puede ser obtenida a partir de archivos *INCLUDE* generada en pre-procesadores o ingresados manualmente por medio de los keywords y/o procesada por correlaciones matemáticas programadas en el software.

ECLIPSE presenta la opción de visualización de las gráficas generadas a partir de las tablas PVT ingresadas y su edición.

2.2.4.2.4 Sección SCAL

En esta sección de *ECLIPSE Office*, se ingresa la información de funciones de saturación (permeabilidad relativa, presión capilar), con el empleo de keywords propios de la sección *PROPS*.

En esta sección se presentan las opciones disponibles para la sección *REGION* del simulador, para determinar subdivisiones del reservorio para diversos

propósitos como son el determinar regiones de equilibrio en función de los contactos agua petróleo existentes.

2.2.4.2.5 *Sección Initialization*

Esta sección esta determinada para definir las características de la sección *SOLUTION*, en donde se determinan características iniciales como son: contacto de fluidos, presiones (inicial, crítica, de burbuja) y profundidades del modelo.

Los datos ingresados en la sección *REGION* en función de las regiones de equilibrio determinadas y las propiedades de las celdas de la malla pueden ser visualizados y editados en el modo de visualización 2D.

Posterior al ingreso de los datos de la sección *SOLUTION*, es posible inicializar el modelo que consiste en ejecutar la simulación con el objeto de determinar la solución inicial determinando saturaciones y presiones de los fluidos originales en sitio.

2.2.4.2.6 *Sección Schedule*

Esta diseñada para determinar las características de la sección *SCHEDULE*, con el uso de los keywords disponibles en esta sección se pueden definir: ubicaciones, completaciones de pozos e historiales de producción, incluyendo datos de presiones de reservorio y límites económicos.

En la sección *SCHEDULE* se define los “timesteps” o periodos de tiempo (meses o años) para los que el simulador realizará todos los cálculos. Así mismo se determina la fecha de finalización de la simulación.

2.2.4.2.7 *Sección Summary*

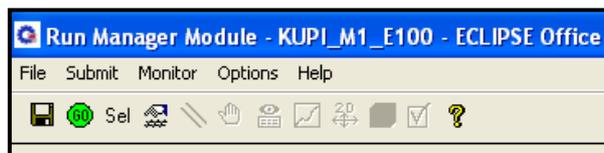
En esta sección se especifica, por medio de keywords, la obtención de vectores de datos resultados generados luego de cada etapa de la simulación. Los

resultados se presentan en formato *.txt o notepad y las cantidades especificadas se definen de acuerdo a mnemónicos conformados por cuatro o cinco caracteres (ej. FPR correspondiente al vector resultado de las presiones del reservorio, WOPR caudal de petróleo producido de cada pozo, etc.).

2.2.4.3 Módulo *Run Manager* (administrador de corrida)

Este módulo está diseñado para realizar las corridas del simulador. Una corrida de simulación se denomina cuando se ordena al simulador realizar todos los cálculos previamente diseñados, sea para el ajuste o predicción y la generación de los reportes. La Figura 2.8. muestra la barra de herramientas con los comandos principales de éste módulo.

Figura 2.8. Módulo “*Run Manager*”



Fuente: Imagen capturada de *ECLIPSE Office*

La ejecución de una corrida puede ser realizada en cualquiera de dos maneras: local o remoto. La opción remota está disponible si se tiene la opción PVM (Parallel Virtual Machine) que consiste en un sistema por el cual se consigue realizar múltiples corridas al mismo tiempo desde varios computadores que no necesariamente están juntos, además permite visualizar los resultados mientras aún continúa la corrida de simulación y permitir una colección heterogénea de procesadores al ser conectados por una red para ser usados como una sola gran computadora.

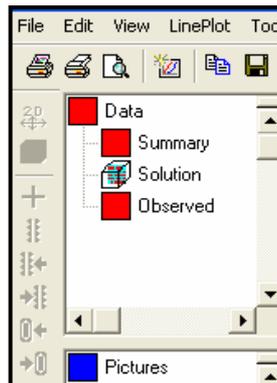
La mayor ventaja que se tiene en el modo PVM es el aumento de la capacidad de procesamiento y de memoria para realizar corridas de manera más rápida, controlada y precisa ya que cada procesador ejecuta las acciones determinadas por los keywords en una parte de la malla o grid en una copia del simulador aplicada a una parte del reservorio.

2.2.4.4 Módulo *Result Viewer* (visualización de resultados)

Este módulo es empleado para visualizar los resultados del proyecto en cualquier etapa posterior a la sección *GRID*. Este módulo genera vectores solución similares a los generados en el módulo *Run Manager*, la diferencia radica en el número de vectores desplegados, en *Run Manager* se genera una solo grupo mientras que en *Result Viewer* puede ser cargado más de un grupo de vectores. Esto último determina que se pueda visualizar un gran número de gráficos y curvas a la vez. La Figura 2.9. muestra la ventana correspondiente a éste módulo.

La configuración de los resultados que se desea obtener son realizados en la sección *SUMMARY*.

Figura 2.9. Módulo “*Result Viewer*”



Fuente: Imagen capturada de *ECLIPSE Office*

2.2.4.5 Módulo *Report Generator* (generador de reportes)

Este módulo está diseñado para la obtención de reportes de información disponible en los archivos (PRT) de la simulación. La información generada de la simulación es muy extensa por lo que mediante esta opción es posible definir que vectores se requiere extraer y cuales no para la generación de reportes. La Figura 2.10. muestra el cuadro de diálogo con el que se define los vectores que serán definidos para un reporte.

Report Generator presenta la opción de interpolar vectores de resumen, calcular totales, extraer vectores desde archivos para ser copiados y ser usados en hojas

de cálculo. Como también el realizar cálculos económicos al generar archivo *.CIP para ser importado a la aplicación *PEEP*.

Figura 2.10. Módulo “Report Generator”

Fuente: Imagen capturada de *ECLIPSE Office*

2.2.5 VENTAJAS DE UTILIZAR ECLIPSE PARA LA SIMULACIÓN DE YACIMIENTOS

ECLIPSE presenta mucha versatilidad para el modelamiento de casi todo tipo de reservorio. Se cuenta con la más variada cantidad de opciones y aplicaciones necesarias para la generación del modelamiento dinámico de reservorios.

La distribución de secciones es clara y estructurada de manera fácil para identificar los pasos para la creación del modelo dinámico de un reservorio sea con el uso de editores de texto o usando la aplicación *ECLIPSE Office*.

Presenta una buena ayuda con los manuales de usuario los cuales dan ejemplos útiles de datos y sus formatos para ser usados en la simulación de reservorios así como los procesos que se debe seguir para realizar una tarea, ingreso de información, procesamiento de datos, revisión de resultados.

2.2.6 DESVENTAJAS QUE PRESENTA EL PROGRAMA

Tomando en cuenta que el modelo estático del campo KUPI se lo realizó en el software *GOCAD*, es una desventaja que el software *ECLIPSE* no tenga un

módulo para el modelamiento geológico. De esta manera es factible tener falta de compatibilidad entre los archivos generados para el modelo geológico y el dinámico.

ECLIPSE presenta un mayor grado de complejidad por la gran variedad y cantidad de comandos o palabras clave que requiere para ejecutar el modelamiento de una roca reservorio.

CAPITULO 3

DESARROLLO DE LOS MODELOS GEOLÓGICO Y DINÁMICO DEL CAMPO KUPI

El presente capítulo comprende el proceso de creación del modelo digital del campo KUPI. El desarrollo del proyecto, cronológicamente obedece al procedimiento práctico de simulación de yacimientos y las recomendaciones de los asistentes del software utilizado.

3.1 DESARROLLO DEL MODELO GEOLÓGICO

El modelo geológico de la arenisca M-1 se ha generado utilizando el programa *GOCAD*.

3.1.1 MANEJO DE DATOS – IMPORTACIÓN (MÓDULO *OBJECT*)

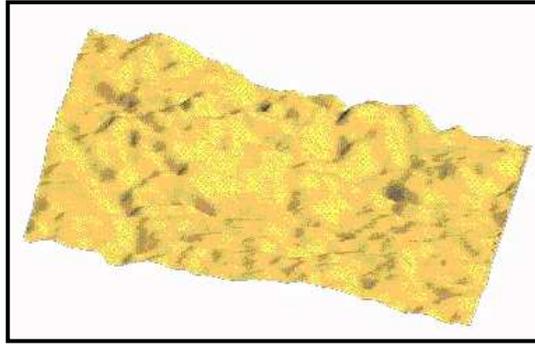
El primer paso en la creación del modelo es la importación y validación o control de calidad, de datos e información necesaria.

3.1.1.1 Superficies – volumen de interés

En el caso del campo KUPI, la información que se importó en primer lugar fueron los mapas estructurales al tope y a la base del reservorio, los archivos importados son de tipo ASCII, "*Kupi_M1_Top*" y "*Kupi_M1_Base*". Los archivos importados registran un grupo de puntos que se guardan bajo la categoría *PointSet* en *Gocad* y que luego fueron convertidos a superficies que aparece bajo la categoría *Surfaces*.

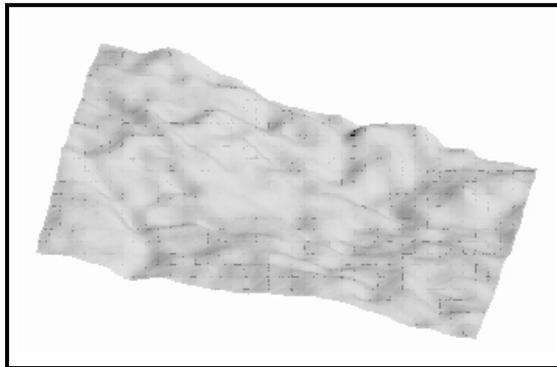
Las Figuras 3.1. y 3.2. muestran el resultado de la importación en *Gocad* del tope y la base de la arenisca, respectivamente, como se puede ver las superficies parecen ser la misma ya que el reservorio M-1 es de un espesor de apenas 18 [pies].

Figura 3.1. Tope de la arenisca M1 del campo KUPI



Elaborado por: Santiago Aguirre
Fuente: Modelo Geológico campo KUPI

Figura 3.2. Base de la arenisca M1 del campo KUPI



Elaborado por: Santiago Aguirre
Fuente: Modelo Geológico campo KUPI

Luego de importar el mapa estructural al tope y a la base, y analizar el mapa de amplitudes sísmicas, se tiene como resultado un volumen que representa el espesor a través de la arenisca M-1, este volumen puede ser visto mas adelante cuando se realice la distribución de las propiedades.

3.1.1.2 Perfiles de pozo

El programa *Gocad* se vale de herramientas geoestadísticas para la distribución de las propiedades a través de la roca. El campo KUPI tiene el inconveniente que posee un solo pozo productor, KUPI_01 y debido a esto último se resolvió simular varios pozos ubicados en locaciones estratégicas para que el programa ejecute la distribución de propiedades, la ubicación se indica en la Tabla 3.1 y en la Figura 3.3. Estos pozos son únicamente simulados para la creación del modelo geológico y no son considerados para la creación del modelo dinámico.

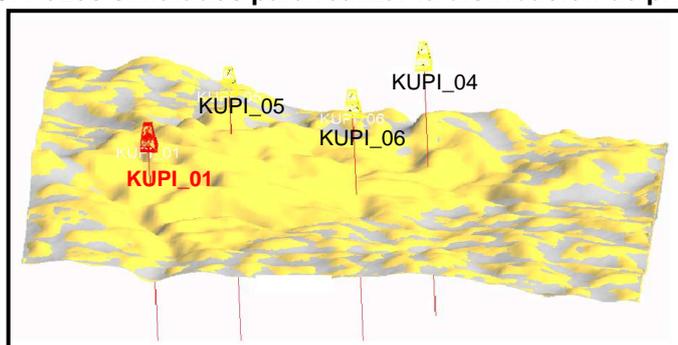
Para la generación del perfil del pozo KUPI_01 en el programa, se importó el archivo: “*Survey_kupi1.xls*”. Los perfiles de los pozos simulados fueron obtenidos utilizando el mismo archivo pero editado en profundidad, con el objeto de posicionarlos en la zona de interés para cada pozo.

Tabla 3.1. Ubicación de pozos simulados

POZO	X - E	Y – N	BASE	TOPE	KB
KUPI_01	306300.4	9924113.3	9184(-8247 SS)	9166(-8229 SS)	937
Pozos Simulados					
KUPI_4	308146.66	9925643.13	9274(-8337 SS)	9253(-8316 SS)	937
KUPI_5	306810	9925200	9189(-8252 SS)	9173(-8236 SS)	937
KUPI_6	307694.24	9924724.29	9243(-8306 SS)	9227(-8290 SS)	937

Elaborado por: Santiago Aguirre
Fuente: Andes Petroleum Ecuador Ltd.

Figura 3.3. Pozos simulados para realizar la distribución de propiedades.



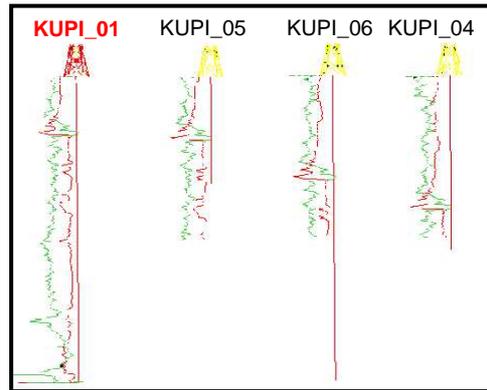
Elaborado por: Santiago Aguirre
Fuente: Modelo Geológico campo Kupa

3.1.1.3 Registros Eléctricos

Los datos de registros eléctricos fueron importados desde el archivo “*KUPI_01.LAS*” y para los pozos simulados se lo realizó de similar manera, realizando una copia editada de los datos del pozo KUPI_01 para cada pozo simulado. En el ANEXO 3.1. se muestra las curvas de los datos de registros eléctricos de la arenisca M1 del pozo KUPI_01. La Figura 3.4. muestra el resultado de la importación de los archivos *.LAS en *Gocad*.

Se decidió realizar la edición de los registros para cada pozo en base a la base de la **arenisca M-1** por mostrar más cantidad de arena con relación a la parte alta en donde se muestra una capa de lutita.

Figura 3.4. Registros eléctricos de los pozos del modelo geológico

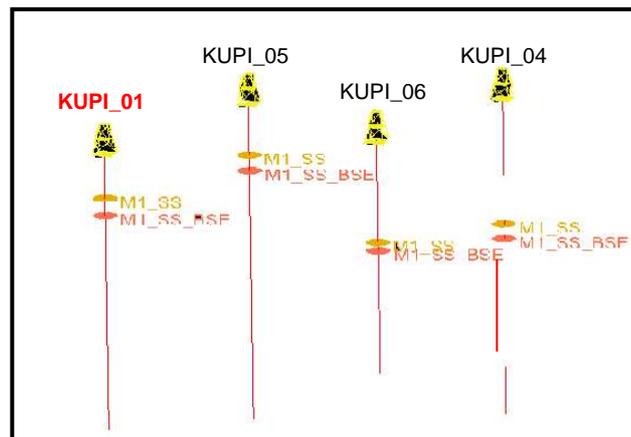


Elaborado por: Santiago Aguirre
Fuente: Modelo Geológico campo Kupi

3.1.1.4 Marcadores

Los marcadores representan la ubicación leída en los registros eléctricos del tope y de la base de la formación. Los archivos que contienen los datos de las profundidades de marcadores del tope y de la basen son: “M1_MARKERS_TOP.prn.xls” y “M1_MARKERS_BASE.prn.xls” respectivamente. La Figura 3.5. muestra el resultado obtenido luego de la importación de los archivos que contienen los marcadores para cada pozo, estos se muestran como círculos de color amarillo para los marcadores correspondientes a los topes y de color tomate los marcadores de la base.

Figura 3.5. Marcadores de los pozos del modelo geológico



Elaborado por: Santiago Aguirre
Fuente: Modelo Geológico campo Kupi

3.1.1.5 Control de Calidad

El control de calidad es una parte muy importante y debe ser realizada luego de cada tarea o trabajo terminado. Para el caso se realizó varios controles de calidad luego de la importación de cada elemento, se visualizó los resultados obtenidos y la variación con los resultados esperados.

Para el caso de las superficies, el control de calidad se lo realizó comparando el volumen y la forma resultante con el mapa de amplitudes sísmicas, Figura 1.3., determinando la estructura como correcta.

Para la importación de perfiles de pozo se visualizó en conjunto con los espesores obtenidos con los mapas estructurales, determinando los resultados de la ubicación de los pozos como correctos.

El control de calidad de los registros eléctricos se lo hizo al visualizar y determinar que el ajuste fue correcto con la base de la arenisca y que el resultado que se espera obtener es una distribución de las propiedades en función de la base.

Los resultados de la importación de los marcadores son comparados visualmente al desplegar los pozos con sus marcadores y las superficies del tope y la base, y determinar que los marcadores se intersecan con las superficies.

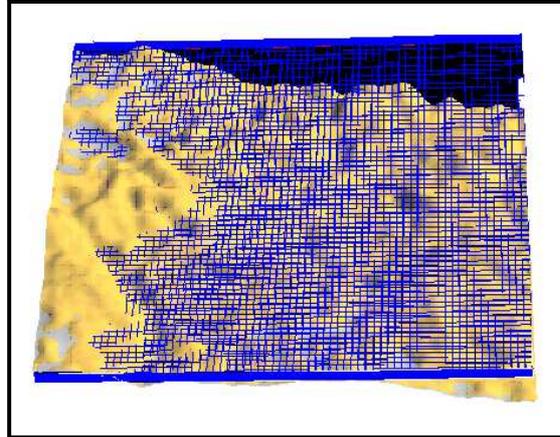
3.1.2 TRATAMIENTO DE DATOS (MÓDULO *OBJECT*)

3.1.2.1 Creación de una malla del reservorio

La creación de una malla o grid para un reservorio se realiza en el módulo *3D Reservoir Grid Builder Workflow* del programa *GOCAD*, pero es posible realizar el mismo trabajo cuando se trata de reservorios sin fallas, como es el caso de la arenisca M1 del campo Kupi, en la categoría *SGRID* del árbol de objetos. En la categoría *SGRID* se crea una malla plana sobre las dimensiones originales del reservorio con el comando *New Grid*, Figura 3.6, al determinar las dimensiones

automáticamente se despliega un cuadro de diálogo para determinar las características principales de la malla como son coordenada de los vértices y el número de divisiones deseadas para cada eje de la malla generada.

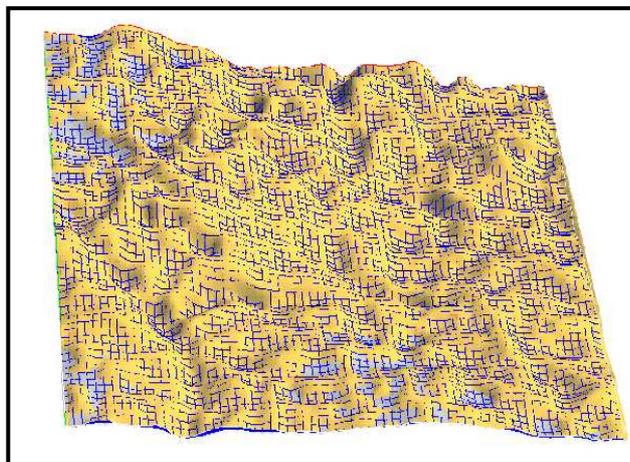
Figura 3.6. Malla plana para el reservorio M-1 del campo Kupi



Elaborado por: Santiago Aguirre
Fuente: Modelo Geológico campo Kupi

Posteriormente se debe ajustar la malla plana a la forma del volumen del reservorio, esto último se realiza sobre el objeto malla en *SGRID* del árbol de objetos, se despliega un cuadro de diálogo "*Proportional between top and base*" en donde se determina cual es el tope y la base del reservorio entre los cuales se debe ajustar la malla. Como resultado se tiene un objeto que representa la malla generada del reservorio sobre el volumen del reservorio, Figura 3.7.

Figura 3.7. Creación de la malla del reservorio M-1 del campo Kupi



Elaborado por: Santiago Aguirre
Fuente: Modelo Geológico campo Kupi

Las dimensiones de la malla se muestran en la tabla 3.2.

Tabla 3.2. Dimensiones del bloque seleccionado para el modelamiento geológico.

Longitud en X	13972 [pies]
Longitud en Y	13776 [pies]
Longitud en Z	0-22 [pies]

Elaborado por: Santiago Aguirre
Fuente: Andes Petroleum Ecuador Ltd.

Tomando en consideración que el espesor de la arenisca no es muy grande y que en el pozo KUPI_01 es de 18 [pies], se tomo la decisión de dividir al reservorio en 18 capas. El espesor total de la arenisca a través del reservorio varía y en cada posición está dividido en 18 capas de espesores iguales.

El número de celdas en el plano horizontal toma dimensiones que se basan en el grado de complejidad de la estructura como también de sus longitudes, por esta razón se consideró un valor representativo para cada celda de 60[m] en el eje X y 60[m] en el eje Y. El número de celdas resultantes son 89460 celdas de longitud 60[m] x 60[m] en el plano horizontal y en el eje vertical 18 capas que varia su espesor de acuerdo a la posición en el reservorio, el número de celdas en cada eje se muestra en la Tabla 3.3.

El pozo KUPI_01 se encuentra en la malla de simulación en la posición que se muestra en la Tabla 3.4. y Figura 3.8.

Tabla 3.3. Numero de celdas determinadas en la malla de simulación.

DIRECCIÓN	NÚMERO CELDAS
X	70
Y	71
Z	18 (capas)

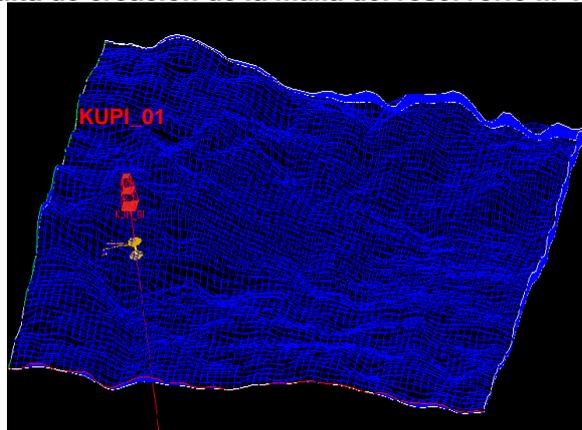
Elaborado por: Santiago Aguirre
Fuente: Andes Petroleum Ecuador Ltd.

Tabla 3.4. Ubicación del pozo KUP1M1 en la malla de simulación.

EJE	UBICACIÓN
X = i	14 →
Y = j	28 ↑

Elaborado por: Santiago Aguirre
Fuente: Andes Petroleum Ecuador Ltd.

Figura 3.8. Resulta de creación de la malla del reservorio M-1 del campo KUPI



Elaborado por: Santiago Aguirre
Fuente: Modelo Geológico campo KUPI

3.1.2.2 Distribución de facies en el pozo

El primer paso en la creación del modelo de facies fue el dividir a la malla en dos sectores: arenisca y lutitas adyacentes. Esto se consiguió al crear dos curvas que delimiten, una correspondiente al reservorio y la otra a la malla en total.

Luego en la categoría *SGRID*, se creó dos propiedades para la malla delimitando la región donde se procederá a realizar la distribución de las propiedades y las celdas fuera de la estructura.

Region_0_no_simulación.

Region_1_simulación.

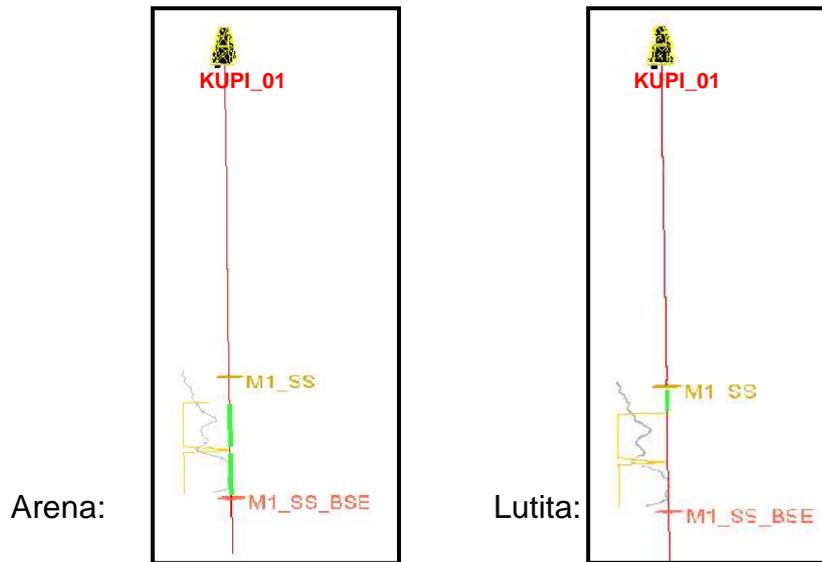
Se creó una nueva propiedad, *FACIES*, en la zona de interés para realizar la distribución de las facies.

La zona de arcilla está determinada con la ayuda de datos de registros eléctricos. El dato *Vsh* o volumen de arcilla es la variable para determinar la distribución de facies en el pozo KUPI_01, Figura 3.9. este registro se obtiene a partir de la curva de *Gamma Ray* y es construida en el programa *PRIZM*. La distribución de facies esta determinada mediante la siguiente consideración en la curva *Vsh*:

$Vsh < 0.5 \rightarrow$ Arena

$Vsh > 0.5 \rightarrow$ Lutita

Figura 3.9. Distribución de facies en el pozo KUPI_01



Elaborado por: Santiago Aguirre
Fuente: Modelo Geológico campo Kupi

En el módulo *Reservoir Properties* se utilizará esta distribución zonal y se la distribuirá en todo el reservorio.

3.1.3 AJUSTE DE LOS DATOS (MÓDULO *STRUCTURAL MODELING*)

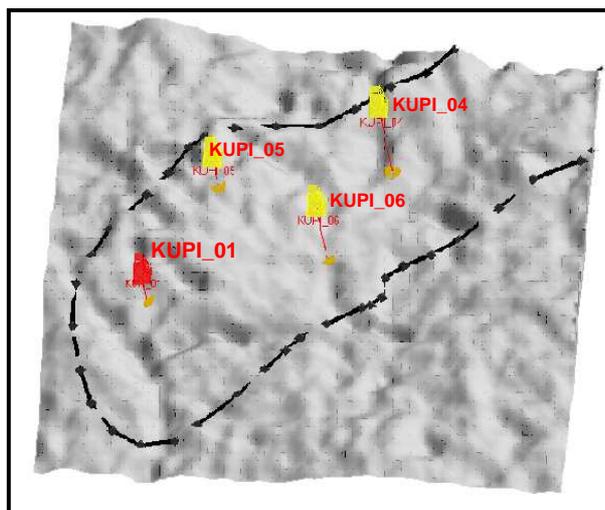
Para este caso en que no existen fallas, el módulo de modelamiento estructural fue utilizado para el ajuste del tope y la base con los marcadores de los pozos.

En esta etapa se realizó un control de calidad de los pozos simulados determinando que los archivos de perfiles y de registros se editaron correctamente a la profundidad del reservorio, registrando valores de error entre las profundidades de los marcadores con tope y base menor a 0.5%, Figura 3.10.

3.1.4 MODELO DE FACIES (MÓDULO *RESERVOIR PORPERTIES*)

Las propiedades del reservorio son obtenidas de datos de registros eléctricos. La distribución de las propiedades en el volumen de interés se realiza estadísticamente en base a la información puntual, registrada en los pozos.

Figura 3.10. Ajuste de datos (Módulo – Structural Modeling)



Elaborado por: Santiago Aguirre
Fuente: Modelo Geológico campo KUPI

La distribución de facies se realizó empleando geoestadística con la herramienta variograma, que permite analizar la distribución espacial de una propiedad o variable sobre una zona determinada.

Para el proyecto de KUPI el programa solicitó la información de la Tabla 3.5. para la ejecución del variograma para realizar la distribución de las propiedades a través de todo el reservorio.

Tabla 3.5. Datos ingresados para generar semivariograma

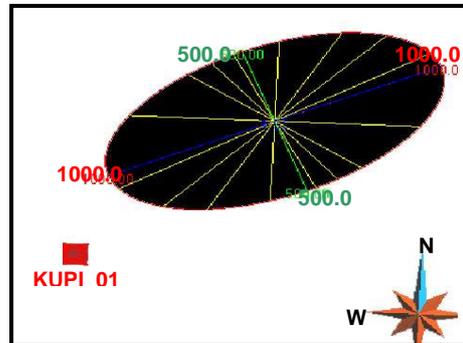
Rango 1:	1000 [pies]
Rango 2:	500 [pies]
Rango 3:	5 [pies]
Azimut:	66°

Elaborado por: Santiago Aguirre
Fuente: Andes Petroleum Ecuador Ltd.

Con los datos de la tabla 3.5 se generó una elipse espacial, Figura 3.11, con la cual se tiene un volumen dentro del cual se ejecuta estadísticamente la determinación de los valores de una propiedad determinada para todo el reservorio en base a los datos de muestras o pozos. Los datos de la tabla 3.5 corresponden a: la máxima separación hasta la que se calcula el variograma (Range 1); el ancho de banda (Range 2); distancia o paso para el cálculo de un

nuevo variograma (Range 3); y la dirección en la cual se calcula el variograma o dirección de anisotropía (Azimuth).

Figura 3.11. Variograma creado en el programa GOCAD

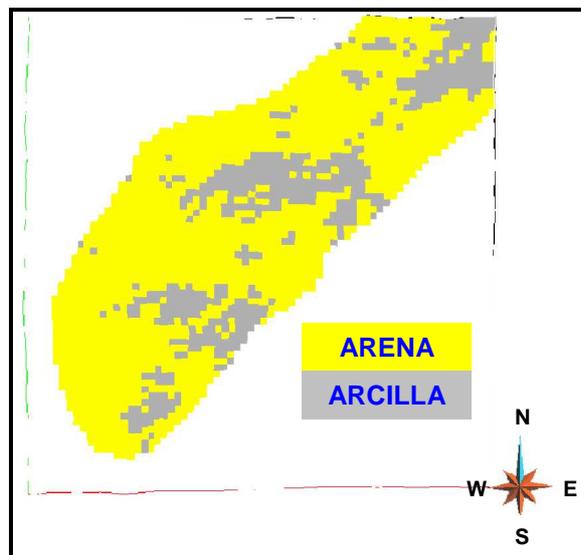


Elaborado por: Santiago Aguirre
Fuente: Modelo Geológico campo Kupi

El modelo de facies da como resultado una distribución en un porcentaje de 70.12% de arena y 29.88% de arcilla para el volumen de interés.

Se obtiene como resultado de la simulación de facies varios casos de distribución, se determinó que el modelo que mejor representa la distribución de facies es el que se muestra en el Figura 3.12.

Figura 3.12. Distribución de facies en el reservorio M-1 del campo Kupi



Elaborado por: Santiago Aguirre
Fuente: Modelo Geológico campo Kupi

3.1.5 MODELO DE POROSIDAD (MÓDULO *RESERVOIR PORPERTIES*)

El modelo de porosidad se basa en el modelo de facies, existe una directa relación entre las propiedades estáticas de un reservorio. Se utiliza el variograma del modelo de facies, los datos de registros eléctricos_perfil *DENSITY* y se genera un histograma con el fin de determinar los límites de valores que serán reconocidos en el modelo de porosidad. El modelo es desarrollado en el módulo *RESERVOIR PROPERTIES* y toma el nombre *POROSITY*. A los valores de porosidad se los normalizó entre el rango de 0 a 35%, valores válidos para este tipo de reservorios.

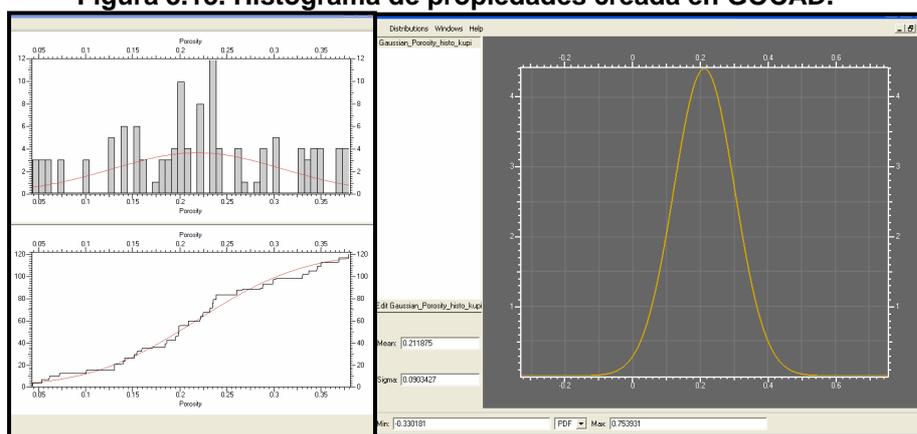
El histograma es generado en el mismo programa ingresando como muestras los datos de los pozos, el resultado se muestra en la Tabla 3.6. y Figura 3.13.

Tabla 3.6. Resultado del histograma de porosidad.

Media	0.218754
Desviación estándar	0.0903427
Varianza	0.00816481

Elaborado por: Santiago Aguirre
Fuente: Andes Petroleum Ecuador Ltd.

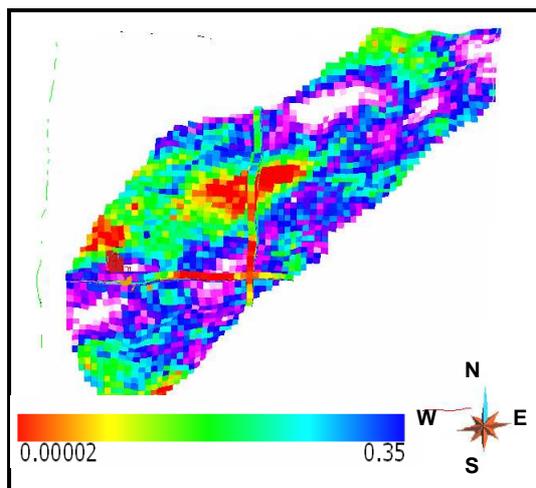
Figura 3.13. Histograma de propiedades creada en GOCAD.



Elaborado por: Santiago Aguirre
Fuente: Modelo Geológico campo Kupi

La porosidad es distribuida a partir del modelo de facies, el resultado se muestra en la Figura 3.14. donde la distribución de porosidad se realiza en el volumen de interés entre los valores de 0 a 35%.

Figura 3.14. Distribución de porosidad del reservorio M-1 del campo Kupi.



Elaborado por: Santiago Aguirre
Fuente: Modelo Geológico campo Kupi

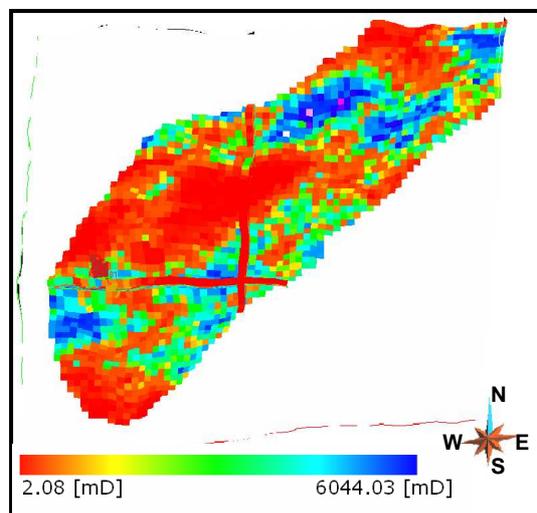
3.1.6 MODELO DE PERMEABILIDAD (MÓDULO *RESERVOIR PORPERTIES*)

La distribución de la permeabilidad se realiza en base al modelo de distribución de facies e información obtenida de registros eléctricos *KINT* generado en el programa *PRIZM* a partir de la correlaciones matemáticas que relaciona la permeabilidad con los datos de porosidad y saturación de agua connata. Se selecciona el mismo variograma que para la distribución de facies ya que debe existir una coherencia entre las propiedades. El resultado es la distribución de permeabilidad en todo el reservorio y toma el nombre de *PERMX* representando la distribución de permeabilidad en el eje X, es necesario crear una distribución de permeabilidad en el eje Y la cual es una copia de *PERMX* y que toma el nombre de *PERMY*. La distribución de permeabilidad en el eje Z o permeabilidad vertical se determina de la distribución *PERMX* y *PERMY*. *PERMZ* es igual al 10% de *PERMX*. La solución se muestra en la Figura 3.15.

El volumen de petróleo en situ, tomando en consideración el volumen poroso del modelo, la saturación de agua inicial de 26% y factor volumétrico de petróleo de 1.088 bl/BF se presenta en la Tabla 3.7. y es comparado con el valor del último plan de desarrollo y el obtenido por el método de balance de materiales

actualizado a agosto del 2007. El balance de materiales se presenta en el ANEXO 3.2.

Figura 3.15. Distribución de permeabilidad del reservorio M-1 del campo Kupi.



Elaborado por: Santiago Aguirre
Fuente: Modelo Geológico campo Kupi

Tabla 3.7. Original Oil in Place obtenido por diferentes métodos.

	OOIP	Unidades
Anterior (Método Volumétrico)	18.1	MMstb
Modelo Geológico	25.385	MMstb
Balance de Materiales	23.3	MMstb

Elaborado por: Santiago Aguirre
Fuente: Andes Petroleum Ecuador Ltd.

El valor será redefinido y ajustado al valor obtenido por el método de balance de materiales cuando se determine las propiedades dinámicas del reservorio y se redefina las características petrofísicas. Esto se realizará en el programa *ECLIPSE*.

3.1.7 EXPORTACIÓN DEL MODELO GEOLÓGICO A ECLIPSE

El modelo generado de la arenisca M1 del campo Kupi es exportado a *ECLIPSE* en formato *ASCII* mediante el comando *ExportObject*. Para efectos de compatibilidad se empleó un modelo “right handed”, que tiene por característica principal ubicar el origen en la parte superior izquierda del modelo. El archivo exportado toma el nombre de “Kupi_grid” que es compatible con *ECLIPSE*.

3.2 DESARROLLO DEL MODELO DINÁMICO

La generación del modelo para el campo Kupi arenisca M1, continúa con la construcción de la fase dinámica realizada con la ayuda del programa *ECLIPSE*.

La simulación de yacimientos es un proceso particular para cada caso, sin embargo se debe seguir una metodología común:

1. Identificar claramente el objetivo del desarrollo del modelo dinámico.
2. Recolectar y revisar datos (producción, presión, datos PVT, etc).
3. Construcción del modelo.
4. Determinar las ubicaciones y perforaciones de los pozos.
5. Especificar los caudales de producción histórica.
6. Ajuste Histórico.
 - 6.1. Ajuste de Presiones.
 - 6.2. Ajuste de Producción (fluido, petróleo y agua).
7. Estudios de sensibilidades son apropiados después de haber logrado un ajuste apropiado del modelo.
8. Predicción de producción futura en función de varias estrategias de operación.

3.2.1 DEFINICIÓN DEL OBJETIVO

El objetivo es la generación de un modelo digital para el reservorio M1 del campo Kupi. El objetivo específico de esta sección es en base al modelo geológico, a datos de fluidos y roca, y a datos históricos de producción, conseguir reproducir y predecir el comportamiento dinámico del yacimiento. En base a los resultados obtenidos determinar la probabilidad de perforación de más pozos o de la incorporación de un programa de inyección para mantenimiento de presión.

3.2.2 RECOLECCIÓN Y REVISIÓN DE DATOS

Los datos necesarios para la creación del modelo dinámico son entre otros el modelo geológico generado en GOCAD. Los datos petrofísicos son muy

importantes en esta fase del modelamiento, de su correcta elección depende la veracidad del modelo. Los valores definidos para este proyecto son obtenidos en gran parte por correlaciones matemáticas, datos del pozo Nantu_02, ya que no se ha realizado pruebas especiales PVT para el reservorio M1 del campo Kupi.

Este método de obtención de información aumenta en cierta medida el grado de incertidumbre del modelo pero es un buen método cuando se tiene poca información disponible.

3.2.3 CONTRUCCIÓN DEL MODELO

La construcción del modelo es posible realizarlo con la ayuda del administrador de *ECLIPSE* conocido con el nombre de *ECLIPSE Office*, aplicación creada para una mejor administración de los procesos constitutivos de la simulación de yacimientos.

3.2.3.1 Definición del modelo (SECCIÓN *RUNSPEC* – CaseDefinition)

La información general del modelo, es determinada en la sección *RUNSPEC*. El historial de presiones registra valores superiores a la presión crítica o de burbuja (yacimiento subsaturado), por lo que se ha elegido el tipo de simulador *BLACK OIL*. El inicio de producción del campo se registra el 1° de agosto de 1994. Se tiene flujo bifásico de petróleo y agua dentro del reservorio.

El tamaño de la grid es de $70 \times 71 \times 18$ celdas. El tipo de grid es *CARTECIAN* de geometría *CORNER POINT*, ya que es la mejor opción al permitir una descripción de las estructuras geológicas con mayor exactitud y que la descripción de las celdas puede realizarse con mayor detalle. Se presenta además con un acuífero determinado de tipo *ANALYTICAL – FETKOVICH* ya que la información disponible para la caracterización es obtenida a partir de datos encontrados por el método de Balance de Materiales del campo, ANEXO 3.2.

La simulación esta determinada además por ser *FullyImplicit* lo que implica que los valores de saturaciones y presiones serán obtenidos de los cálculos del simulador.

En el escritorio de *ECLIPSE Office* se accede a esta opción desde el comando: *DATA>CaseDefinition*. En la Tabla 3.8. se muestra los datos ingresados en la sección *RUNSPEC* y que son configurados en la sección de *ECLIPSE Office > CaseDefinition*, las demás opciones son los valores recomendados por el software.

Tabla 3.8. Datos ingresados en la sección CaseDefinition.

<i>Tipo de Simulador</i>	Black Oil
<u>GENERAL</u>	
<i>Title</i>	Kupi_M1
<i>Start</i>	1 AUG 1994
<i>Celdas</i>	x70, y71, z18
<i>Units</i>	Field
<u>RESERVOIR</u>	
<i>GridOption</i>	Cartesian
<i>GeometryOption</i>	CornerPoint
<i>Aquifer</i>	Analytical
<u>PVT</u>	
<i>Oil-Gas-Water Properties</i>	Water, Oil
<u>SCAL/INIT/Schel</u>	
<i>Initialization Options</i>	Irreversible Threshold Pressure
	Initial Saturation End Point Correction
<u>MISC</u>	
<i>Stack Size of Previous search directions</i>	25
	FullyImplicit

Elaborado por: Santiago Aguirre
Fuente: Andes Petroleum Ecuador Ltd.

3.2.3.2 Geometría y Propiedades de la Roca (SECCIÓN *GRID* – Grid)

La geometría y las propiedades de la roca son partes constitutivas del modelo estático y son importadas con el archivo “Kupi_grid” generado en *GOCAD*.

La malla o grid de simulación es determinada con las coordenadas de sus ejes ortogonales, las coordenadas UTM de los vértices se muestran en la tabla 3.9.

Tabla 3.9. Coordenadas de los vértices de la malla de simulación en coordenadas UTM.

Coordenada	Valor [pies]
Coord X del eje Y	1002264
Coord Y del eje Y	3.255404E+7
Coord X del origen	1002264
Coord Y del origen	3.256818E+7
Coord X del eje X	1016231
Coord Y del eje X	3.256818E+7

Elaborado por: Santiago Aguirre
Fuente: Andes Petroleum Ecuador Ltd.

Los keywords en todas las secciones, incluida ésta, están relacionados de acuerdo al tipo de proyecto determinado en la sección *RUNSPEC*. Los keywords con la información utilizados en esta sección se presentan en la tabla 3.10.

Tabla 3.10. Keywords e información determinada en la sección *GRID*.

<u>Properties</u>	
<i>PORO</i>	Valores de porosidad para cada celda de la malla de simulación, valores determinados en el programa <i>GOCAD</i> , a partir de los datos del pozo <i>KUPI_01</i>
<i>PERMZ</i>	Valores de permeabilidad vertical para cada celda de la malla de simulación, valores determinados en el programa <i>GOCAD</i> , a partir de los datos del pozo <i>KUPI_01</i>
<i>PERMY</i>	Valores de permeabilidad en dirección Y para cada celda de la malla de simulación, valores determinados en el programa <i>GOCAD</i> , a partir de los datos del pozo <i>KUPI_01</i>
<i>PERMX</i>	Valores de permeabilidad en dirección X para cada celda de la malla de simulación, valores determinados en el programa <i>GOCAD</i> , a partir de los datos del pozo <i>KUPI_01</i>
<u>Geometry</u>	
<i>MAPAXES</i>	Coordenada de los vértices de la <i>GRID</i> , este valor es el único ingresado manualmente:
<i>GRIDUNIT</i>	Unidades usadas en la <i>GRID</i> → feet
<i>MAPUNITS</i>	Unidades usadas en el mapa → feet
<i>COORD</i>	Coordenadas de todos los vértices de las celdas de la <i>GRID</i> , valores para cada celda.
<i>ZCORN</i>	Profundidades de todos los vértices de la <i>GRID</i> .
<u>Transmissibility</u>	
<i>NEWTRAN</i>	Para ordenar que las transmisibilidades sean calculadas a partir de las esquinas de las celdas.
<u>OperationalKeywords</u>	
<i>GRIDFILE</i>	Control de la cantidad de datos escritos en el archivo geométrico <i>GRID</i> .
<i>INIT</i>	Orden para la generación de datos de salida en un archivo <i>INIT</i> .
<i>RPTGRID</i>	Orden para la visualización en un archivo de salida los datos de la sección <i>GRID</i> , se marca los siguientes comandos para ser vistos en tal archivo. <i>TRANX</i> , <i>NNC</i>

Elaborado por: Santiago Aguirre
Fuente: Andes Petroleum Ecuador Ltd.

Las propiedades estáticas son porosidad, permeabilidad horizontal y vertical, la distribución de las mismas esta determinada en base al único dato real disponible, pozo KUPI_01, estas propiedades son importadas en *ECLIPSE* desde *GOCAD* en la sección *GRID*.

En el escritorio de *ECLIPSE Office* seleccionando la opción *Data>Grid>Subsection>GRIDKeywords*. Se despliegan las opciones de keywords para insertar/eliminar/buscar.

Se realizó una primera corrida de simulación para determinar si la configuración de la geometría y propiedades estáticas de la roca están de acuerdo al modelo original de *GOCAD*, **Control de Calidad**.

En la sección *GRID: GridView>RunSimulation*

La simulación se ejecuta, luego de lo cual se muestra los siguientes mensajes iniciales como resultado de la simulación.

- Número de celdas totales: 89460
- Número de celdas activas: 36882
- 62 NonNeighbourConection
- Tamaño requerido: 86.298 MegaBytes (2453 Bytes por celda activa)
- 58509 caracteres variables usados.

Los mensajes son definidos con el keyword *MESSAGES* con el que se ordena al simulador hasta cuantos mensajes puede tenerse antes que la simulación se corte. Este valor puede ser cambiado para que la simulación continúe. La simulación reconoce seis niveles de severidad de los mensajes, estos se muestra a continuación:

- | | |
|---------------|----------------|
| 1. Mensaje | 4. Problema |
| 2. Comentario | 5. Error |
| 3. Alerta | 6. Bug (virus) |

La simulación se detiene cuando se sobrepasa un número determinado de mensajes de un tipo específico.

3.2.3.3 Datos Petrofísicos (SECCIÓN *PROPS* – PVT & SCAL)

Se determinó la información de roca y fluidos necesaria para definir las características del flujo de fluidos. Esta información es determinada en las secciones *PVT* y *SCAL* del escritorio de *ECLIPSE Office* > *DATA*. Los datos ingresados se presentan en la tabla 3.11.

La Tabla 3.11. y Tabla 3.12. presentan los keywords y la información determinados en la sección *PVT*. En *ECLIPSE Office* > *Data* > *PVT* > *Section* > *keywords*.

Tabla 3.11. Keywords e información determinada en la sección *PROPS-PVT*

PVTW (Water PVT Properties)	
<i>Referente pressure (pref.)</i>	3800 psia
<i>Water FVF at Pref</i>	1.002 rb/stb
<i>Water compressibility</i>	4E-6 /psi
<i>Water viscosity al Pref</i>	0.35 cp
<i>Water viscosibility</i>	1.01E-7 /psi
PVDO (Dead Oil PVT Properties (No Disolved Gas))	
Datos presentados en la tabla 3.12.	
GRAVITY (Fluid Gravities at Surface Condition)	
<i>Oil API gravity</i>	20.9
<i>Water specific gravity (wrt pure water)</i>	1.088
<i>Gas gravity (wrt air)</i>	0.87
ROCK (Rock Properties)	
<i>Reference pressure</i>	3800 psia
<i>Rock compressibility</i>	4E-6 /psi

Elaborado por: Santiago Aguirre
Fuente: Andes Petroleum Ecuador Ltd.

Tabla 3.12. Datos tubulares ingresados mediante el keyword PVDO

Press	FVF	Visc
[psia]	[rb/stb]	[cp]
268	1.098	10.48
689	1.096	11.64
957	1.095	11.97
1486	1.093	12.63
1689	1.092	12.88
2105	1.09	13.39
2741	1.089	14.18
3452	1.087	15.06
4323	1.084	16.14
5000	1.083	16.98

Elaborado por: Santiago Aguirre
Fuente: Andes Petroleum Ecuador Ltd.

En la Tabla 3.13. se presenta los keywords y la información determinados en la sección *SCAL*. En *ECLIPSE Office > Data > SCAL > Section > keywords*.

La tabla de permeabilidad relativa y presión capilar será editada en la etapa de ajuste histórico para obtener el mejor ajuste al comportamiento de producción real del campo.

Tabla 3.13. Datos de permeabilidad relativa y presión capilar ingresados mediante el keyword SWOF

SWOF (Water/Oil Saturation Functions)			
Sw	Krw	Kro	Pc[psia]
0.26	0	0.79	0.2178
0.295	0.017857	0.681173	0.181613
0.33	0.035714	0.580408	0.150044
0.365	0.053571	0.487704	0.122699
0.4	0.071429	0.403061	0.099199
0.435	0.089286	0.32648	0.079181
0.47	0.107143	0.257959	0.062298
0.505	0.125	0.1975	0.048218
0.54	0.142857	0.145102	0.036625
0.575	0.160714	0.100765	0.027221
0.61	0.178571	0.06449	0.019721
0.645	0.196429	0.036276	0.013861
0.68	0.214286	0.016122	0.009392
0.715	0.232143	0.004031	0.006083
0.75	0.25	4.06E-32	0.003721
1	1	0	0

Elaborado por: Santiago Aguirre
Fuente: Andes Petroleum Ecuador Ltd.

3.2.3.4 Determinación de Regiones de Equilibrio (SECCIÓN *REGION* – Regions)

Se determinó que el modelo este formado por una sola región de equilibrio tomando en consideración el tamaño del campo, la entrada de agua lateralmente lo que implica un CAP y que se tiene un solo conjunto de datos obtenidos del pozo KUPI_01. Adicionalmente la geología del campo no muestra estructuras que puedan considerarse barreras o fallas y por las cuales se tenga zonas marcadas con distintas características de los fluidos dentro del reservorio.

Los keywords utilizados en la sección *Regions* son escogidos con la finalidad de indicar al computador que los datos ingresados son considerados para toda las celdas de la malla reservorio.

ECLIPSE Office>Data>Regions>KeywordsTypes>Arrays, los keyword utilizados y una descripción de los mismos se muestra a continuación:

- **SATNUM (Saturation Function Region):** keyword utilizado para especificar regiones a las que pertenecen las funciones de saturación. Especifica cual grupo de funciones de saturación deben ser usados para calcular la permeabilidad relativa y presión capilar para cada celda de la malla.
- **FIPNUM (FIP Region Numbers):** keyword utilizado para especificar las regiones de petróleo-en-situ a la cual pertenece sub-regiones de la grid, si es que las hay. Define un grupo estándar de regiones de fluid-in-place.
- **EQLNUM (Equilibration Region Numbers):** keyword utilizado para especificar la región de equilibrio a la que pertenece la grid. Todos los bloques que pertenecen a la misma región de equilibrio deben tener la misma región PVT.
- **PVTNUM (PVT Table Regions):** keyword utilizado para especificar la región a la que se aplican los datos PVT.

3.2.3.5 Determinación de las condiciones iniciales (SECCIÓN *SOLUTION* – Initialization)

El tipo de inicialización o cálculo de las condiciones iniciales del reservorio se da por **EQUILIBRIO estático**, distribución de las propiedades de saturación y presión a través del reservorio antes de perforar cualquier pozo.

El software realiza esta distribución inicial de las propiedades dinámicas en la sección *SOLUTION*. En la Tablas 3.14 y Tabla 3.15 se muestra los keywords y la información requerida e ingresada en el computador para determinar la solución inicial del reservorio.

ECLIPSE Office>DATA>Initialization

Como se determinó en la definición el modelo, se presenta un acuífero el cual está determinado con los keywords e información que se muestra en la tabla 3.15.

Tabla 3.14. Keywords y datos ingresados en la sección SOLUTION.

EQUIL (Equilibration Data Specification)	
Datum Depth	8238 ft
Pressure at Datum Depth	3800 psia
WOC Depth	8350 ft
RPTSOL (Initialisation Print Output)	
Se ordena que datos serán obtenidos luego de la simulación y podrán ser visualizados.	Grid Block Pressure
	Grid Block Oil Saturation
	Grid Block Water Saturation
	Restarts: Initial Restart
	FIP Reports: FIP Report

Elaborado por: Santiago Aguirre
Fuente: Andes Petroleum Ecuador Ltd.

El acuífero definido es de tipo marginal, la dirección de aporte es de NE hacia SO. Las dimensiones iniciales de aporte del acuífero se determinaron al realizar el cálculo de reservas para el campo mediante la técnica de balance de materiales en donde se determinó como valor inicial de entrada del acuífero un valor de 8.9 MMSTB y un índice de aporte del acuífero al reservorio (J) de 0.52. El resultado del balance de materiales se muestra en el ANEXO 3.2.

Tabla 3.15. Características del acuífero para el campo Kupi ingresadas mediante keywords.

AQUANCON (Aquifer Connections)								
<i>AqID</i>	<i>Low I con</i>	<i>Up I con</i>	<i>Low J con</i>	<i>Up J con</i>	<i>Low Kcon</i>	<i>Up Kco</i>	<i>Con Face</i>	<i>Adjoin Active Cells</i>
1	50	70	70	70	1	18	J+	YES
2	70	70	58	70	1	18	I+	YES
AQUFETP (Fetkovich Aquifer)								
<i>Aquifer Id</i>	<i>Datum Depth [ft]</i>	<i>Inicial Volume [stb]</i>	<i>Ct [/psi]</i>	<i>Productivity Index [[stb/day]/psi]</i>	<i>PVT Water Property Table</i>			
1	8350	8.13E+7	6E-6	0.52	1			
2	8350	3.62E+7	6E-6	0.52	1			

Elaborado por: Santiago Aguirre
Fuente: Andes Petroleum Ecuador Ltd.

Luego de ingresar toda la información se procedió a correr la simulación del campo para determinar las condiciones iniciales del reservorio, éstas se muestran en la Tabla 3.16. y pueden ser vistos mediante el comando *RESULT* que se encuentra en el escritorio principal de *ECLIPSE Office*. El resultado de ubicación y distribución de saturación se muestra en la Figura 3.16.

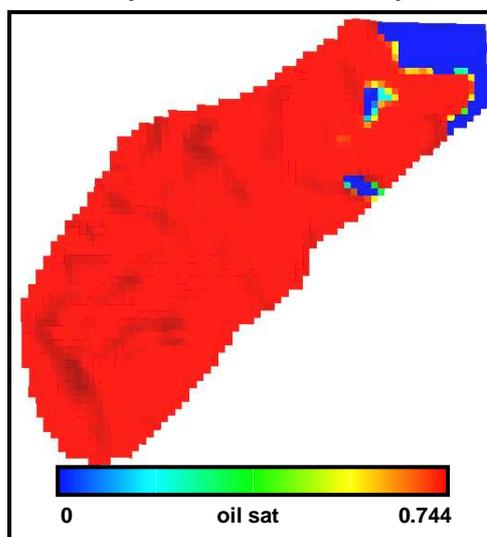
En *INITIALIZATION>Initialise Model>FIP Report*, se determina los volúmenes iniciales de fluidos en el reservorio.

Tabla 3.16. Condiciones iniciales de fluidos en el reservorio Kupi resultantes de la simulación.

Region	Field.
Oil	22668562 [stb]
Water	11572761 [stb]
Mobile Oil wrt Water	14973511[stb]

Elaborador por: Santiago Aguirre
Fuente: Andes Petroleum Ecuador Ltd.

Figura 3.16. Condiciones iniciales y acuífero lateral del yacimiento M1 del campo Kupi



Elaborado por: Santiago Aguirre
Fuente: Modelo dinámico campo Kupi

3.2.3.6 Conexión de pozos e ingreso de registros de producción (SECCIÓN *SCHEDULE* – Schedule)

Luego de determinar las condiciones iniciales del campo Kupi, se debe incorporar el comportamiento real del mismo, los caudales de fluidos como efecto de la producción a través del tiempo del pozo KUPI_01 para luego ser comparados con datos generados por el proceso de simulación.

Esta etapa del proyecto se realizó en la aplicación *Schedule* del escritorio general de *ECLIPSE*. En donde se importó la información real del campo.

La información que es incorporada es: geometría y propiedades de la roca reservorio, ubicación y trayectorias de pozos productores y/o inyectores, los caudales de producción y/o inyección, presiones, profundidad y espesor de la zona punzonada.

La información que se ingresó en *SCHEDULE* es importada desde archivos especiales generados y que son compatibles con esta aplicación de *ECLIPSE*. Estos archivos deben tener las siguientes extensiones:

*.**grid**→ (*KUPI_M1_E100.GRID*) contiene los datos geométricos de la malla, generada en pre-procesadores como *GOCAD*.

*.**finit**→ (*KUPI_M1_E100.INIT*) contiene los datos de las propiedades estáticas del modelo: porosidad, permeabilidad.

*.**trj**→ (*KUP1.trj*) contiene la información de las trayectorias de los pozos.

*.**ev**→ (*kup_sch.cnt & kup_sch.ev & BHP_KUPI_M1_mpp.ev*) contiene la información de eventos realizados en los pozos (perforaciones, pruebas de presión). El último archivo contiene la información de pruebas de presión registradas para el reservorio M1.

*.**vol**→ (*kup_sch_Day_Prd.vol*) contiene la información de volúmenes de producción de petróleo, agua y gas que pueden ser mensuales y/o diarias.

La importación de los archivos se realiza con el comando *Import* ubicado en la barra de menú de la aplicación *SCHEDULE*.

Como resultado se obtiene los keywords con la información del campo, pozos, caudales y presiones como se muestra en la Tabla 3.17. La Figura 3.17 muestra al pozo *KUPI_01* perforado y puzonado en la zona de interés del reservorio.

Con el keyword *RPTRST* se ordena al simulador realizar reportes cada semestre, lo que resulta en 174 reportes o timesteps desde el inicio de producción del campo hasta el 29 de septiembre del 2007.

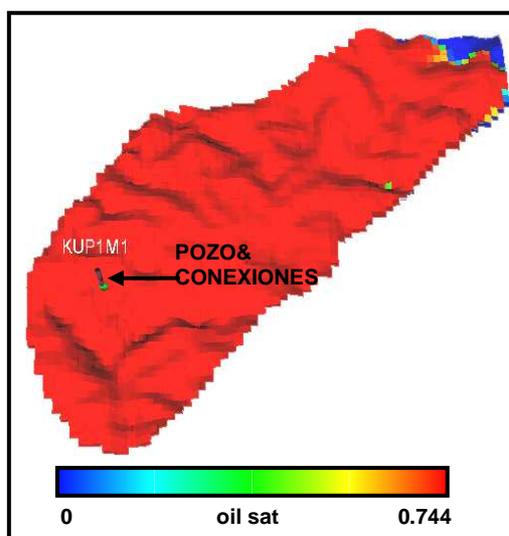
Se exporta un archivo con el comando *Export* ubicado en la barra de herramientas. El nombre del archivo es: "KUP1M1_Schedule_Semestre.SCH".

Tabla 3.17. Keywords e información en la sección *Schedule*

WELSPECS Especificaciones del pozo KUP1M1	I	14
	J	28
	BHP Datum	8238[feet]
	Phase	OIL
WELSPECL Especificación de LGR del pozo. Utilizado cuando se realiza un refinamiento local en la vecindad del pozo.		
WCONHIST Datos históricos de producción.	Initial State	OPEN
	Control Mode	LRAT
WCONINJE Control de pozos inyectores. En este caso solo esta presente como referencia.		
GRUPTREE Determinación de grupos.	Group_1	KUP1M1 KUP1MU KUP2ABND KUP3M1
RPTSCHED Opción para el reporte de schedule.	Grid Block Pressure	ON
	Grid Block Oil Saturation	ON
	Grid Block Water Saturation	ON
	Well Reports	WELL+ CONNECTIONS
RPTRST Opciones para frecuencia de restart en schedule	Restart Files	Nth
	Restart File Frequency	6

Elaborado por: Santiago Aguirre
Fuente: Andes Petroleum Ecuador Ltd.

Figura 3.17. Determinación de ubicación y disparos del pozo KUPI_01



Elaborado por: Santiago Aguirre
Fuente: Modelo dinámico campo Kupi

Luego en ECLIPSE Office se procedió a importar este archivo en la sección Schedule: *File>Import>New*, y al cuadro de diálogo que se presenta se selecciona la opción *OK*.

El archivo importado genera un grupo de eventos para cada pozo en función del tiempo.

3.2.4 DETERMINACIÓN DE VECTORES RESULTADO (SECCIÓN *SUMMARY* – Summary)

Esta sección es determinada en base a los datos que se desean obtener como resultado de la simulación. En el presente caso los vectores programados de salida se muestran en la Tabla 3.18.

El archivo “data file” resultante luego de la construcción del modelo se presenta en el ANEXO 3.3.

3.2.5 AJUSTE HISTÓRICO

El ajuste histórico o “History Match” es la etapa de validación del modelo generado, al determinar si el comportamiento de presión y producción se ajusta al histórico real.

3.2.5.1 Ajuste de presión.

El modelo generado para el campo Kupi está influenciado por un largo periodo de cierre en el que la presión del reservorio se restaura. Adicionalmente se tiene el inconveniente de no tener registro de presiones desde el BUP inicial el 15 de octubre de 1994 y el BUP del 28 de marzo de 2003, en tal periodo no se tiene un valor de referencia con el cual sea posible comparar los valores de presión generados por el modelo.

Tabla 3.18. Vectores escogidos en la sección Summary.

FLPR	Caudal de producción de líquido del campo.
FLRPH	Caudal histórico de producción de líquido del campo.
FLPT	Total de producción de líquido del campo.
FLPTH	Total histórico de producción de líquido del campo.
FOPR	Caudal de producción de petróleo del campo.
FOPRH	Caudal histórico de producción de petróleo del campo.
FOPT	Total de producción de petróleo del campo.
FOPTH	Total histórico de producción de petróleo del campo.
FPR	Presión del campo.
FWCT	Corte de agua del campo.
FWCTH	Corte de agua histórico del campo.
FWPR	Caudal de producción de agua del campo.
FWPRH	Caudal histórico de producción de agua del campo.
FWPT	Total de producción de agua del campo.
FWPTH	Total histórico de producción de agua del campo.
WBHP:/	Presión de fondo de pozo.
WBHPH:/	Presión de fondo histórica de pozo.
WBP5:/	Presión promedio de las 5 celdas aledañas al pozo.
WLPR:/	Caudal de producción de líquido de pozo.
WLPRH:/	Caudal histórico de producción de líquido de pozo.
WLPT:/	Total de producción de líquido de pozo.
WLPTH:/	Total histórico de producción de líquido de pozo.
WOPR:/	Caudal de producción de petróleo de pozo.
WOPRH:/	Caudal histórico de producción de petróleo de pozo.
WOPT:/	Total de producción de petróleo de pozo.
WOPTH:/	Total histórico de producción de petróleo de pozo.
WWCT:/	Corte de agua de pozo.
WWCTH:/	Corte de agua histórico de pozo.
WWPR:/	Caudal de producción de agua de pozo.
WWPRH:/	Caudal histórico de producción de agua de pozo.
WWPT:/	Total de producción de agua de pozo.
WWPTH:/	Total histórico de producción de agua de pozo.

Elaborado por: Santiago Aguirre
Fuente: Andes Petroleum Ecuador Ltd.

Las variables del modelo que fueron editadas para obtener el mejor ajuste de presión se muestran en la Tabla 3.19.

Tabla 3.19. Cambios en variables para ajuste de presión.

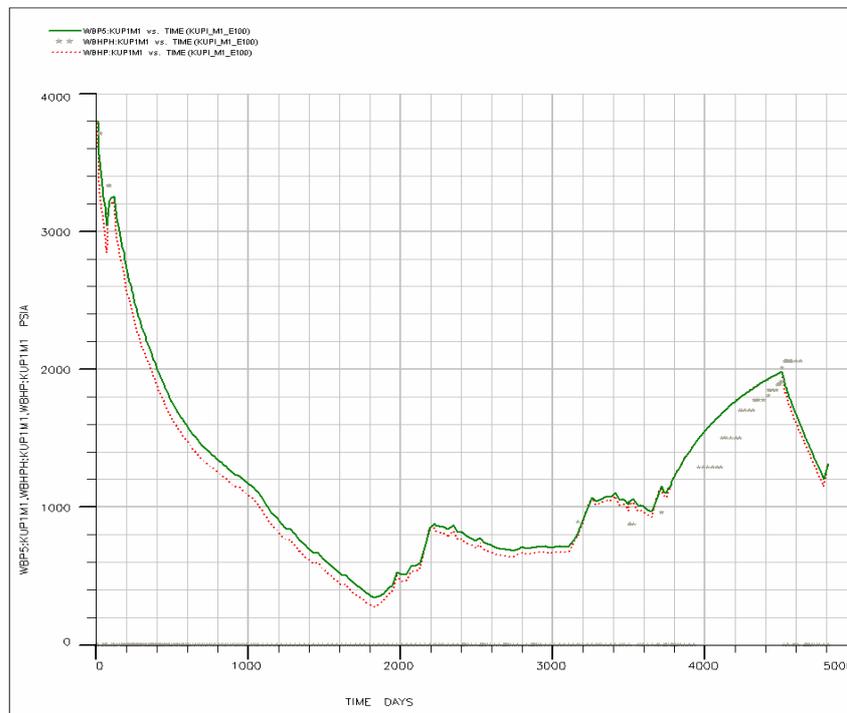
Variable	Inicial	Final
Productivity Index [[stb/day]/psi]	0.52	0.25
Initial Volume [stb]	8.13E+7	2.3E+8
	3.62E+7	1.8E+8

Elaborado por: Santiago Aguirre
Fuente: Andes Petroleum Ecuador Ltd.

Adicionalmente se añadió el keyword WPIMULT con un valor de 10 para aumentar la transmisibilidad vertical en el pozo por efecto de las perforaciones.

El resultado obtenido del ajuste de presión se muestra en la Figura 3.18.

Figura 3.18. Presión de Reservorio KUPI_M1



Elaborado por: Santiago Aguirre
Fuente: Andes Petroleum Ecuador Ltd.

3.2.5.2 Ajuste de producción.

La producción del pozo KUPI_01 tiene una tendencia constante registrándose una declinación de producción hasta antes del periodo de cierre de dos años, luego de lo cual se ve un aumento de la producción por efecto de la restauración de presión, como se puede ver en la Figura 1.6. del capítulo 1.

El ajuste del historial de producción del campo se realizó cambiando las curvas de permeabilidad relativa y presión capilar.

Los datos con que se construye las curvas de permeabilidad relativa y presión capilar son determinados por ecuaciones analíticas, ecuación 3.1, ecuación 3.2 y ecuación 3.3.

$$k_{ro} = (k_{ro})_{Swc} \left[\frac{1 - S_w - S_{orw}}{1 - S_{wc} - S_{orw}} \right]^{no} \quad \text{Ec 3.1.}$$

$$k_{rw} = (k_{rw})_{Sorw} \left[\frac{S_w - S_{wc}}{1 - S_{wc} - S_{orw}} \right]^{nw} \quad \text{Ec 3.2.}$$

$$P_{cwo} = (P_c)_{Swc} \left(\frac{1 - S_w - S_{orw}}{1 - S_{wc} - S_{orw}} \right)^{np} \quad \text{Ec 3.3.}$$

Donde;

$(k_{ro})_{Swc}$ = Permeabilidad relativa del petróleo a la saturación de agua connata.

$(k_{rw})_{Sorw}$ = Permeabilidad relativa del agua a la saturación de petróleo residual.

$(P_c)_{Swc}$ = Presión capilar a la saturación de agua connata.

S_w = Saturación de agua.

S_{wc} = Saturación de agua connata.

S_{orw} = Saturación de petróleo residual.

no, nw = exponentes para las curvas de permeabilidad relativa

np = exponente de la curva de presión capilar en un sistema agua – petróleo.

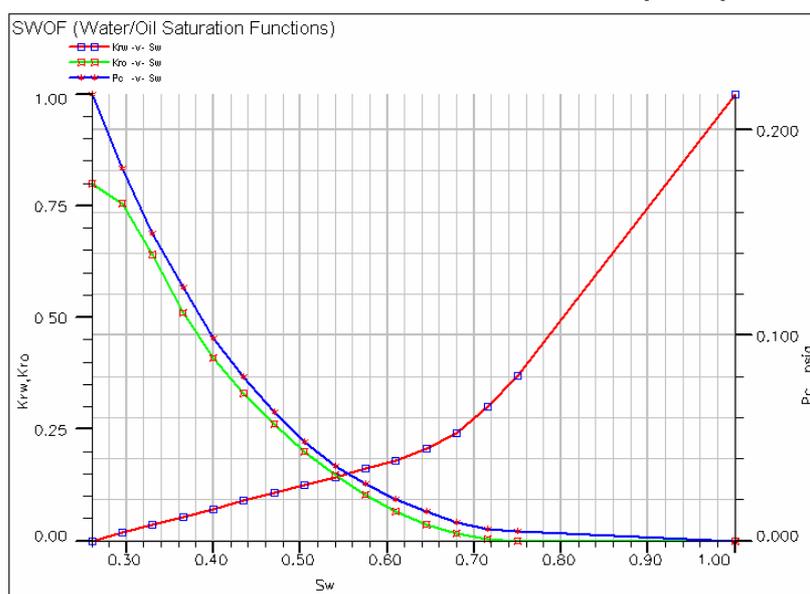
La Tabla 3.20. y Figura 3.19. muestra los datos de permeabilidad relativa y presión capilar final utilizados para el proyecto.

Tabla 3.20. Permeabilidad relativa y presión capilar.

SWOF (Water/Oil Saturation Functions)			
Sw	Krw	Kro	Pc[psia]
0.26	0	0.8	0.2175
0.295	0.0179	0.755	0.1812
0.33	0.0357	0.64	0.1493
0.365	0.0536	0.51	0.1232
0.4	0.0714	0.4082	0.0986
0.435	0.0893	0.3306	0.0797
0.47	0.1071	0.2612	0.0623
0.505	0.125	0.2	0.0478
0.54	0.1429	0.1469	0.0362
0.575	0.1607	0.102	0.0275
0.61	0.18	0.0653	0.0203
0.645	0.205	0.0367	0.0145
0.68	0.24	0.0163	0.0087
0.715	0.3	0.0041	0.0058
0.75	0.37	0	0.0043
1	1	0	0

Elaborado por: Santiago Aguirre
Fuente: Andes Petroleum Ecuador Ltd.

Figura 3.19. Curvas de permeabilidad relativa y presión capilar utilizados para el modelamiento del reservorio M1 – Campo Kupi.



Elaborado por: Santiago Aguirre
Fuente: Andes Petroleum Ecuador Ltd.

3.2.5.3 Análisis de Resultados.

El ajuste de los datos generados del modelo pueden ser cuantificados al comparar la variable de producción de agua, petróleo y líquido acumulados estos valores se muestran en la Tabla 3.21. Los resultados obtenidos pueden también ser comparados gráficamente como se muestra en la Figura 3.20. que presenta el resultado obtenido para el reservorio M1 del campo Kupi.

Tabla 3.21. Resultado porcentual de ajuste del modelo.

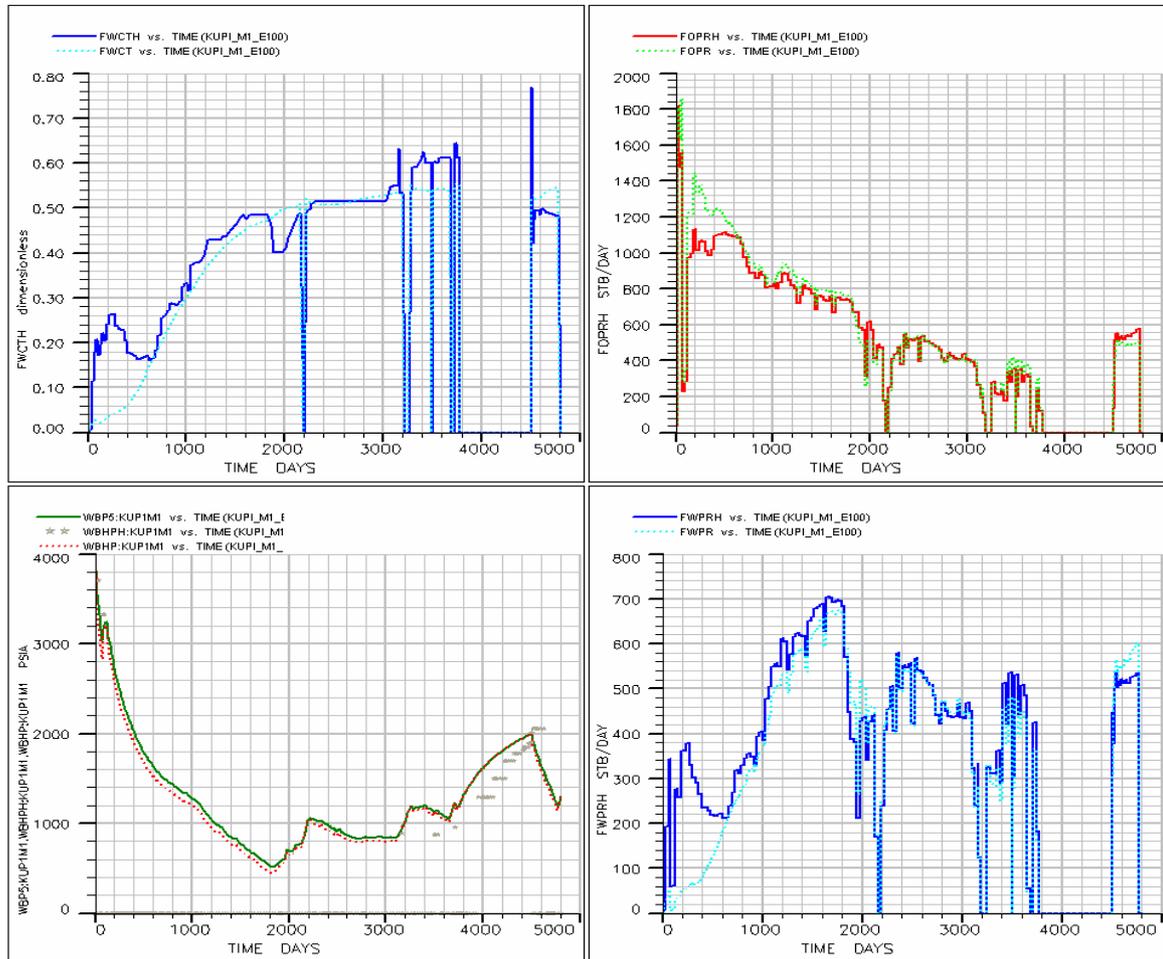
	FOPT	FWPT	FLPT
REAL	2481502	1678610	4160112
MODELO	2619867	1540246	4160113
% AJUSTE	95%	92%	100%

Elaborado por: Santiago Aguirre
Fuente: Andes Petroleum Ecuador Ltd.

El reservorio presenta un comportamiento casi normal desde el inicio de producción hasta el 11 de noviembre de 2004, fecha en que se cierra el pozo KUPI_01 por un periodo de 2 años y un mes, con la finalidad de restaurar la presión. El 6 de diciembre de 2006, el campo es puesto en producción nuevamente y el comportamiento del reservorio muestra un ligero cambio provocado posiblemente por una redistribución de las fases por efecto de las

fuerzas de gravedad y por una redefinición de las propiedades petrofísicas dentro del reservorio luego de los dos años de no producir.

Figura 3.20. Producción del campo KUPI_M1



Elaborado por: Santiago Aguirre
Fuente: Andes Petroleum Ecuador Ltd.

La producción inicia en agosto de 1994, con alta producción de agua y petróleo por efecto del diseño del sistema de levantamiento artificial tipo bombeo hidráulico, aumentando la tendencia de declinación de presión del reservorio. Luego de los 600 días se presenta una tendencia más definida de producción y aumento del corte de agua hasta los 1800 días en que el reservorio presenta una etapa de restauración de presión con cierres intermitentes del pozo que pueden ser vistos en la Tabla 3.22.

Tabla 3.22. Periodos de cierre del pozo KUPI1_M1.

Fecha cierre	Fecha apertura	Duración [días]
11-Aug-94	15-Aug-94	4
18-Oct-94	23-Oct-94	5
24-Oct-94	24-Nov-94	31
25-Dec-94	8-Jan-95	14
29-Nov-99	7-Dec-99	8
12-Dec-99	20-Dec-99	8
5-Mar-00	10-Mar-00	5
2-Jun-00	18-Jun-00	16
30-Jun-00	16-Aug-00	47
26-Nov-00	30-Nov-00	4
14-Jun-01	22-Jun-01	8
28-Feb-02	4-Mar-02	4
14-Feb-03	18-Feb-03	4
24-Mar-03	28-Mar-03	4
10-Apr-03	16-Apr-03	6
19-Apr-03	1-Jul-03	73
6-Sep-03	10-Sep-03	4
9-Nov-03	21-Nov-03	12
8-Jan-04	17-Jan-04	9
18-Mar-04	28-Mar-04	10
1-May-04	6-May-04	5
4-Aug-04	3-Oct-04	60
11-Nov-04	6-Dec-06	755

Elaborado por: Santiago Aguirre
Fuente: Andes Petroleum Ecuador Ltd.

El corte de agua se mantiene desde los 2200 días en un valor de 51% hasta el 12 de noviembre de 2003, fecha en que se cambia el sistema de levantamiento artificial a bombeo electro sumergible, aumentando el corte de agua a un valor promedio de 60%, hasta el 11 de noviembre de 2004 cuando se cierra el pozo por dos años. Luego del cierre el corte de agua disminuye a 49% por efecto de la redistribución de los fluidos dentro del reservorio, este comportamiento es reproducido por el modelo al tomar un corte de agua promedio entre el alto generado por el cambio de tipo de levantamiento artificial y el bajo generado por la re-definición de las condiciones del reservorio por efecto de la para de producción por dos años y un mes.

CAPITULO 4

ESTUDIO TÉCNICO Y DETERMINACIÓN DEL MEJOR ESCENARIO DE PERFORACIÓN DE POZOS

4.1 INTRODUCCIÓN

En el presente capítulo se desarrollan escenarios de perforación de pozos, productores y/o inyectores, que serán puestos a prueba con el modelo generado del campo Kupi. Los resultados de cada escenario serán comparados para determinar cual es el mejor y recomendar las acciones que se debe realizar para aumentar la recuperación de petróleo.

Los escenarios se clasifican en cuatro grupos:

1. Caso base.
2. Producción cíclica del pozo KUPI_01.
3. Perforación de nuevos pozos productores.
4. Perforación de nuevos pozos inyectores y productores.

La fecha a la que serán proyectados todos los escenarios es la fecha en la que se termina el contrato entre la compañía Andes Petroleum Ecuador Ltd. Julio 1º de 2012.

En *ECLIPSE* la predicción de un escenario se realiza a partir de un archivo "*RESTART*" que es una copia del archivo *DATA FILE* del ajuste histórico, con la variante que el punto inicial de la predicción es el punto final o time step del ajuste histórico. En un nuevo archivo *SCHEDULE* se programan: perforación de nuevos pozos, periodos de producción, límites económicos que se realizarán en el campo y luego de ejecutar la corrida de predicción a una fecha en el futuro, se obtiene los resultados determinados en la sección *SUMMARY* y visualizados en las secciones *Results* o *Reports* del escritorio de *ECLIPSE Office*.

4.2 CASO BASE

El primer escenario en todo proyecto de simulación es aquel donde se determina la producción del campo con las condiciones actuales de producción, en el caso del proyecto del campo Kupi arenisca M1 la producción del pozo KUPI_01. Este escenario será considerado como caso base y será comparado con los resultados obtenidos por los otros escenarios.

El campo tiene un acuífero marginal de dirección NE hacia el SO que provoca un empuje parcial de los fluidos del reservorio por el agua del acuífero. Esta fuente no es suficiente para mantener la presión del reservorio ya que se registra una declinación histórica de 0.913 psi/día.

El resultado obtenido del caso base indica que la presión del reservorio descenderá por debajo de la presión de burbuja entre los meses octubre y noviembre del 2008. El caso base indica que la producción de petróleo aumenta de manera sostenida, mientras que el caudal disminuye y el corte de agua tiene una ligera tendencia al alza no sobrepasando un valor de 65%.

La recuperación de petróleo y agua al final del periodo de simulación se presenta en la Tabla 4.1. y es el valor base comparativo con los resultados de los otros escenarios.

Tabla 4.1. Resultados de producción del caso base.

	N_p [MMBF]	W_p [MMBF]
A JULIO 2012	3.35	2.56

Elaborado por: Santiago Aguirre
Fuente: ECLIPSE – Modelo dinámico campo Kupi

4.3 PRODUCCIÓN CÍCLICA DEL POZO KUPI_01

La presión del reservorio debe considerarse para la producción futura del campo. Aunque el reservorio tiene un acuífero tipo lateral, éste no es lo suficientemente fuerte para mantener la presión, pero es una buena fuente para la recuperación la

presión cuando se cierra el pozo KUPI_01 como se registra en el periodo noviembre 2004 a diciembre 2006, fecha en que el pozo estuvo cerrado y como resultado la presión del reservorio aumento desde 877 [psi] hasta 2060 [psi]. Con este precedente se definen dos casos para determinar si la opción de producción cíclica es considerada como la mejor para la producción futura del campo. Los casos con: ciclos trimestrales y ciclos semestrales.

4.3.1 CICLOS TRIMESTRALES

El resultado sobresaliente de este caso es el mantenimiento de la presión del reservorio sobre 720 [psi].

Los valores de recuperación acumulada de petróleo y agua se presentan en la Tabla 4.2. Este valor es menor al obtenido en el caso base pero el escenario no se descarta por ser favorable para el mantenimiento de la presión.

4.3.2 CICLOS SEMESTRALES

La producción por semestres muestra los siguientes resultados: la presión del reservorio llega a su mínimo de 650 [psi] aproximadamente a febrero del 2012.

Es posible determinar en base a estos dos casos que el principal objetivo que se lograría con la producción por ciclos sería el control de la presión para impedir su descenso por debajo de una presión (P_b), sin embargo un análisis preliminar muestra que la producción decrece por causa de los cierres repetidos del pozo, por lo que estos casos aunque estarán presentes para cualquier análisis posterior son descartados.

Los datos de la Tabla 4.2. muestra los resultado de producción de los escenarios a la fecha julio del 2012, la variación en la producción de petróleo y agua es la comparación entre los resultados del escenario analizado y el caso base.

Tabla 4.2. Resultados de producción de casos cíclicos.

ESCENARIO	N_p [MMBF]	ΔN_p [MMBF]	W_p [MMBF]	ΔW_p [MMBF]
CASO BASE	3.34		2.56	
CICLOS TRIMESTRAL	3,07	-0,27	2,18	-0,38
CICLOS SEMESTRALES	3,03	-0,31	2,12	-0,44

Elaborado por: Santiago Aguirre
Fuente: ECLIPSE – Modelo dinámico campo Kupi

4.4 PERFORACIÓN DE POZOS DE DESARROLLO

El aumento de reservas es función directa de la perforación de nuevos pozos productores.

Los casos siguientes muestran los resultados obtenidos a partir del modelo digital del campo Kupi si se perforaría únicamente pozos productores.

La ubicación de los nuevos pozos se determina de acuerdo a las condiciones actuales resultantes del modelo del campo, zonas en donde se tiene alta saturación de petróleo. Otras variables para la elección de las locaciones son: mapa de amplitudes sísmicas determinando zonas de mejor calidad de arena, mapa estructural ubicando zonas más altas y de mayor espesor.

Las ubicaciones en la malla de simulación de los posibles pozos de desarrollo se muestran en la Tabla 4.3. y en la Figura 4.1 y Figura 4.2.

Tabla 4.3. Ubicación de nuevos pozos de desarrollo.

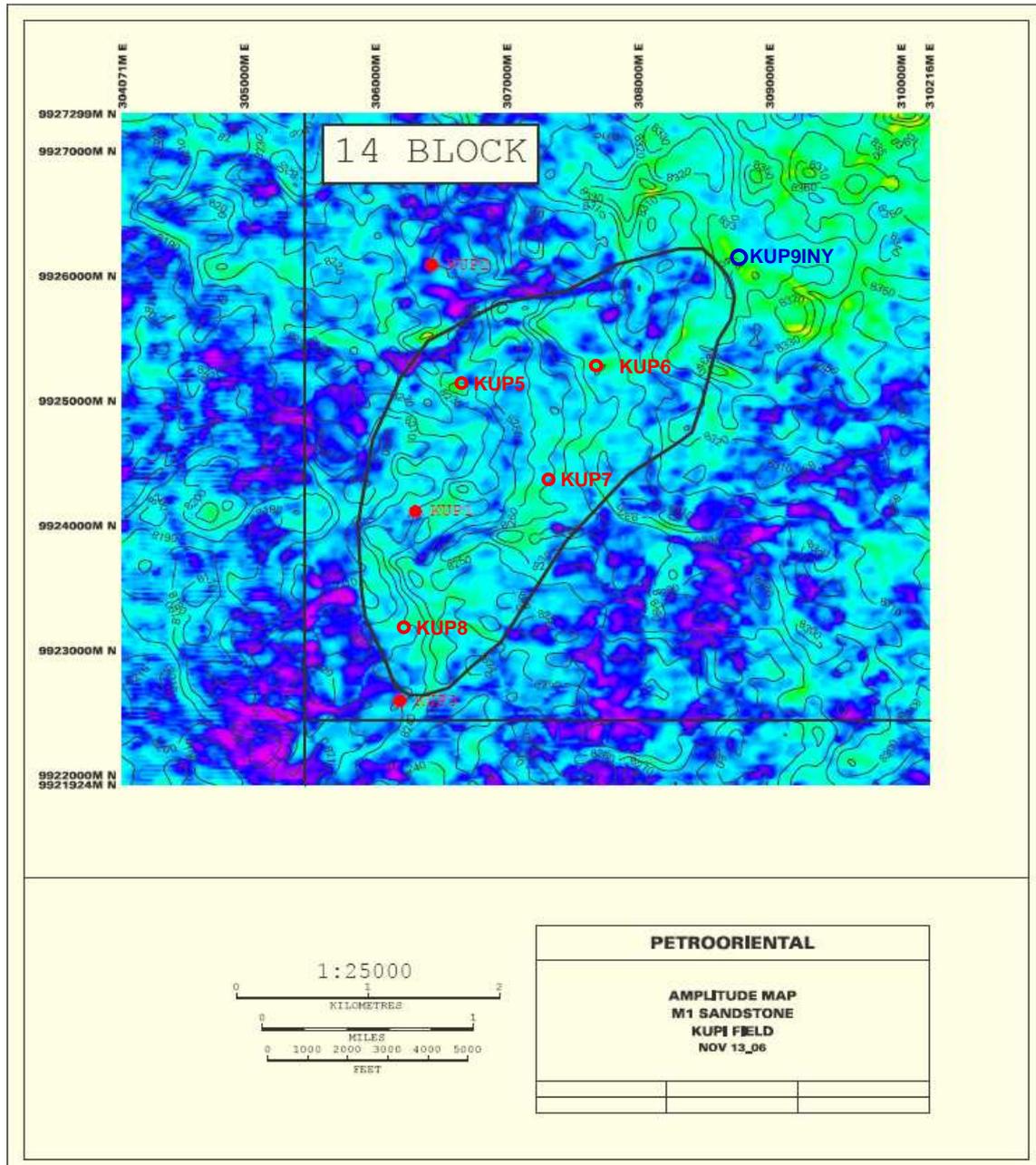
POZO	X	Y
KUP5	21	44
KUP6	37	46
KUP7	30	34
KUP8	13	13

Elaborado por: Santiago Aguirre
Fuente: ECLIPSE – Modelo dinámico para el campo Kupi

Los resultados mostrados en la Tabla 4.4. y Tabla 4.5. indican que a mayor número de pozos perforados la recuperación de petróleo aumenta pero la

declinación de presión también crece si no existe una fuente que reponga la energía perdida por la producción por los nuevos pozos.

Figura 4.1. Ubicación de nuevos posibles pozos.



Elaborado por: Santiago Aguirre
Fuente: Andes Petroleum Ecuador Ltd.

Otro inconveniente implícito es que la presión del reservorio descendería por debajo de la presión de burbuja aumentando la producción de gas, generando

problemas con los equipos de producción. Los resultados de producción de petróleo y agua se muestran en la Tabla 4.4.

Tabla 4.4. Resultado de producción de escenarios de perforación de pozos productores

ESCENARIO	N_p [MMBF]	ΔN_p [MMBF]	W_p [MMBF]	ΔW_p [MMBF]
CASO BASE	3.34		2.56	
KUP5	3,44	0,1	2,57	0,01
KUP5 – KUP6	3,44	0,1	2,57	0,01
KUP5 – KUP6 – KUP7	3,37	0,03	2,67	0,11
KUP5 – KUP6 – KUP7 – KUP8	3,49	0,15	2,56	0

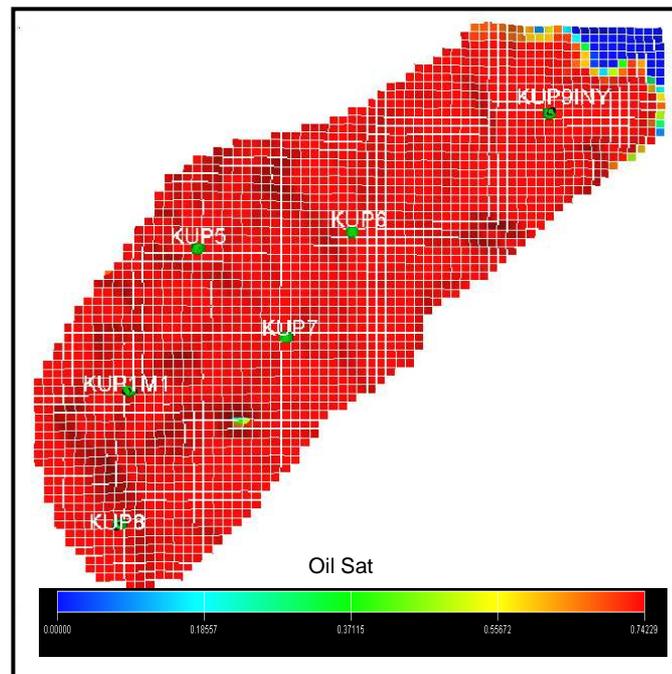
Elaborado por: Santiago Aguirre
Fuente: ECLIPSE – Modelo dinámico campo Kupa

Tabla 4.5. Declinación de presión para cada escenario de perforación de pozos productores.

NAME	ΔPr [psi/día]	ΔPr [psi/año]
Caso Base1	1.2	442.1
KUP5M1	5.3	1921.1
K5-6	5.3	1916.3
K5-6-7	9.2	3356.4
K5-6-7-8	13.3	4866.7

Elaborado por: Santiago Aguirre
Fuente: ECLIPSE – Modelo dinámico campo Kupa

Figura 4.2. Ubicación de nuevos posibles pozos en el campo Kupa.



Elaborado por: Santiago Aguirre
Fuente: Andes Petroleum Ecuador Ltd.

4.5 PERFORACIÓN DE POZOS INYECTORES Y PRODUCTORES

La necesidad de restaurar la presión del reservorio es muy importante, este problema puede acarrear muchos problemas de operación en los próximos años. Los escenarios que se muestran a continuación están definidos en base al problema de la restauración de presión.

La ubicación de pozos inyectores esta determinado por el tipo de acuífero del reservorio, para el caso del campo Kupi arenisca M1 en donde el empuje es de tipo marginal desde la dirección nor-este, los pozos inyectores deben estar ubicados en el acuífero o lo más cerca al mismo, con la finalidad de aumentar la energía del acuífero y tener un barrido desde la zona de agua, aumentando la recuperación de petróleo y aportando al mantenimiento de presión.

Se ha determinado ubicar un pozo inyector cerca al acuífero por razón de distribución del reservorio y que la energía necesaria para restaurar la presión del reservorio puede ser conseguida con un solo pozo inyector. El pozo se lo denomina KUP9INY, las coordenadas en la malla de simulación son: (58; 60). El pozo es completado para toda la arenisca con el fin de tener un mayor barrido hacia los pozos productores iniciado desde la zona que actualmente se encuentra invadida por el agua. Ver Figura 4.1.

Los pozos productores y su ubicación son los mismos usados en la perforación de pozos de desarrollo, estos son determinados en base a las regiones de alta saturación de petróleo y mejor calidad de arena. Los resultados son analizados en base al número de pozos productores y se muestran en la Tabla 4.6.

La presión tiene una ligera tendencia creciente, los escenarios están determinados con caudales de inyección propios para cada caso luego de desarrollar varias corridas con el fin de encontrar la recuperación de petróleo máxima en función del caudal de inyección.

Los resultados muestran que a mayor número de pozos se tiene una mayor recuperación de petróleo y que el caudal de inyección debe ser determinado en cada escenario con el fin de optimizar la recuperación de petróleo y el mantenimiento de presión.

Tabla 4.6. Resultado de producción de escenarios de perforación de pozos productores y pozo inyector KUP9INY

ESCENARIO	N_p [MMBF]	ΔN_p [MMBF]	W_p [MMBF]	ΔW_p [MMBF]
CASO BASE	3.34		2.56	
KUP9INY	3.3	-0.04	2.81	0.25
KUP5 – KUP9INY	3.87	0.53	4.14	1.58
KUP5 – KUP6 – KUP9INY	3.98	0.64	4.92	2.36
KUP5 – KUP6 – KUP7 – KUP9INY	4.27	0.93	5.9	3.34
KUP5 – KUP6 – KUP7 – KUP8 – KUP9INY	4.89	1.55	7.34	4.78

Elaborado por: Santiago Aguirre
Fuente: ECLIPSE – Modelo dinámico campo Kupi

4.6 ANÁLISIS TÉCNICO COMPARATIVO DE ESCENARIOS Y ELECCIÓN DEL MEJOR

El presente análisis está determinado en gran medida por la recuperación acumulada de petróleo. Los escenarios son comparados en base al incremental comparado con el caso base. Todos los escenarios fueron determinados tomando en consideración la falta de energía y la rápida declinación de presión que tiene el reservorio. En la Tabla 4.7. se listan todos los escenarios diseñados y probados en el modelo y sus resultados. En la Tabla 4.8. se lista los escenarios que presentan una recuperación incremental positiva comparado con el caso base.

Los escenarios que encabezan la Tabla 4.8. son aquellos que tienen un mayor número de pozos productores y con inyección de agua. A su vez los escenarios que no aparecen en la tabla son de producción cíclica del pozo KUP1 y el escenario determinado por la perforación de un solo pozo inyector, porque la diferencia de la recuperación de petróleo comparada con el caso base de estos escenarios son negativos.

Tabla 4.7. Escenarios de perforación de nuevos pozos en el campo Kupi

NAME	PRODUCING WELLS	INJECTION WELLS	CASE	FOPT [MMSTB]	ΔFOPT [MMSTB]	FWPT [MMSTB]	ΔFWPT [MMSTB]
Base Case	1	-	Base Case.	3,34		2,56	
Ciclic Production KUP1M1							
KUP1M1 cíclico trimestres	1	-	Cycles of 3 months	3,07	-0,27	2,18	-0,38
KUP1M1 cíclico semestral	1	-	Cycles of 6 months	3,03	-0,31	2,12	-0,44
Drilling Production Scenarios							
KUP5M1	2	-	KUP5 Location 21-44	3,44	0,1	2,57	0,01
KUP6M1	2	-	KUP6 Location 37-46	3,37	0,03	2,59	0,03
K5-6	3	-		3,44	0,1	2,57	0,01
K5-6-7	4	-	KUP7 Location 30-34	3,37	0,03	2,67	0,11
K5-6-7-8	5	-	KUP8 Location 13-13	3,49	0,15	2,56	0
Drilling Inyection Scenarios							
KUP6M1_inyector	1	1	Injection Rate-1000	3,27	-0,07	2,85	0,29
KUP6M1_inyector	1	1	Injection Rate-1500	3,21	-0,13	2,91	0,35
KUP6M1_inyector	1	1	Injection Rate-2000	3,16	-0,18	2,95	0,39
KUP6M1_inyector + KUP5M1_prod	2	1	Injection Rate-2000	3,86	0,52	4,14	1,58
KUP6M1_inyector + KUP5M1_prod	2	1	Injection Rate-4000	3,58	0,24	4,42	1,86
KUP6M1_inyector + KUP5M1_prod	2	1	Injection Rate-6000	3,36	0,02	4,65	2,09
			Location KUPI7 58-6				
KUP9M1_inyector	1	1	Injection Rate-1000	3,3	-3,34	2,81	-2,56
KUP9M1_inyector	1	1	Injection Rate-2000	3,22	-0,12	2,9	0,34
KUP9M1_inyector	1	1	Injection Rate-4000	3,08	-0,26	3,04	0,48
KUP9M1_inyector+K5prod	2	1	Injection Rate-2000	3,86	0,52	4,14	1,58
KUP9M1_inyector+K5prod	2	1	Injection Rate-4000	3,53	0,19	4,48	1,92
KUP9M1_inyector+K5prod+K6prod	3	1	Injection Rate-2000	3,95	0,61	4,75	2,19
KUP9M1_inyector+K5prod+K6prod	3	1	Injection Rate-3000	3,98	0,64	4,92	2,36
KUP9M1_inyector+K5prod+K6prod	3	1	Injection Rate-4000	3,53	0,19	4,29	1,73
K9INY+K5-6-7PRODUCTORES	4	1	Injection Rate-3000	4,27	0,93	5,91	3,35
K9INY+K5-6-7-8PRODUCTORES	5	1	Injection Rate-4500	4,89	1,55	7,34	4,78
KUP1M1INY+K5-6-7-8PROD	5	1	Injection Rate-3500	4,59	1,25	5,84	3,28
KUP1M1INY+K5-6-7-8PROD	5	1	Injection Rate-3000	4,65	1,31	5,57	3,01
KUP1M1INY+K5-6-7-8PROD	5	1	Injection Rate-2500	4,69	1,35	5,18	2,62
KUP11INY-5PROD	2	1	Injection Rate-1000	3,52	0,18	2,66	0,1
KUP11INY-5-6PROD	3	1	Injection Rate-2000	3,71	0,37	3,36	0,8
KUP11INY-5-6-7PROD	4	1	Injection Rate-3000	3,92	0,58	4,94	2,38
			KUP9INY 23 37				
K5-INY9ed	2	1	Injection Rate-1500	3,82	-3,34	4,18	-2,56
K5-6-INY9ed	3	1	Injection Rate-2000	3,84	0,5	4,52	1,96
K5-6-7-INY9-3500ed	4	1	Injection Rate-3000	4,05	0,71	6,14	3,58
K5-6-7-8-INY9ed	5	1	Injection Rate-4500	4,43	1,09	7,56	5

Elaborado por: Santiago Aguirre
Fuente: ECLIPSE – Modelo dinámico campo Kupi

La Tabla 4.8. nos muestra varios resultados entre los que se puede mencionar: el caso base es optimista en lo que se refiere a la producción de petróleo, hasta el fin de la simulación se recupera 3.34 [MMBF] de petróleo, pero como ya se mencionó la presión del reservorio disminuye por muy debajo de la presión de burbuja. Por consiguiente los escenarios de producción por la perforación única de pozos productores aunque aumenta la recuperación de petróleo, provocan una acelerada declinación de la presión, es por esto que se encuentran en último lugar en la tabla por lo que se debe descartar la sola perforación de pozos productores.

Tabla 4.8. Escenarios con incremental positiva de recuperación de petróleo

NAME	PRDUCER WELLS	INJECTOR WELLS	INJECTION RATE [STB /DAY]	FOPT [MMSTB]	ΔFOPT [MMSTB]	FWPT [MMSTB]	ΔFWPT [MMSTB]
Base Case	1	-	-	3,34		2,56	
K9IN Y+K5-6-7-8PROD	5	1	4500	4,89	1,55	7,34	4,78
K9IN Y+K5-6-7-8PROD	5	1	5000	4,84	1,5	7,66	5,1
K9IN Y+K5-6-7-8PROD	5	1	5500	4,79	1,45	7,99	5,43
K9IN Y+K5-6-7PROD	4	1	3000	4,27	0,93	5,91	3,36
K9IN Y+K5-6-7PROD	4	1	3500	4,23	0,89	6,2	3,64
K9IN Y+K5-6-7PROD	4	1	4000	4,2	0,86	6,5	3,94
K9IN Y+K5-6PROD	3	1	3000	3,98	0,64	4,92	2,36
K9IN Y+K5-6PROD	3	1	2000	3,95	0,61	4,75	2,19
K9IN Y+K5PROD	2	1	2000	3,86	0,52	4,14	1,58
K9IN Y+K5-6PROD	3	1	4000	3,54	0,2	4,29	1,73
K9IN Y+K5PROD	2	1	4000	3,53	0,19	4,48	1,92
K5-6-7-8PROD	5	-	-	3,49	0,15	2,56	0
K5-6-7PROD	4	-	-	3,38	0,04	2,67	0,11
K5-6PROD	3	-	-	3,45	0,11	2,57	0,01
K5PROD	2	-	-	3,39	0,05	2,56	0

Elaborado por: Santiago Aguirre

Fuente: ECLIPSE – Modelo dinámico campo Kupi

Los resultados indican que es más favorable la perforación de 2 pozos, un inyector y un productor comparados con la perforación de cuatro pozos solo productores.

Los resultados en base al número de pozos perforados, con la influencia de inyección de agua, muestra que a mayor número de pozos perforados mayor es la recuperación de petróleo.

La tabla 4.9. y la Figura 4.3. y 4.4. muestran un comparativo de la producción de petróleo y de agua en función del número de pozos productores teniendo en

cuenta la inyección de agua. En la Tabla 4.9. se muestra la variación que existe en los modelo al implementar un proyecto de inyección de agua comparado con el mismo diseño pero sin la inyección de agua. En el mejor escenario muestra un valor de 1.4 [MMBF] adicionales de recuperación de petróleo si se realiza el proyecto de inyección de agua.

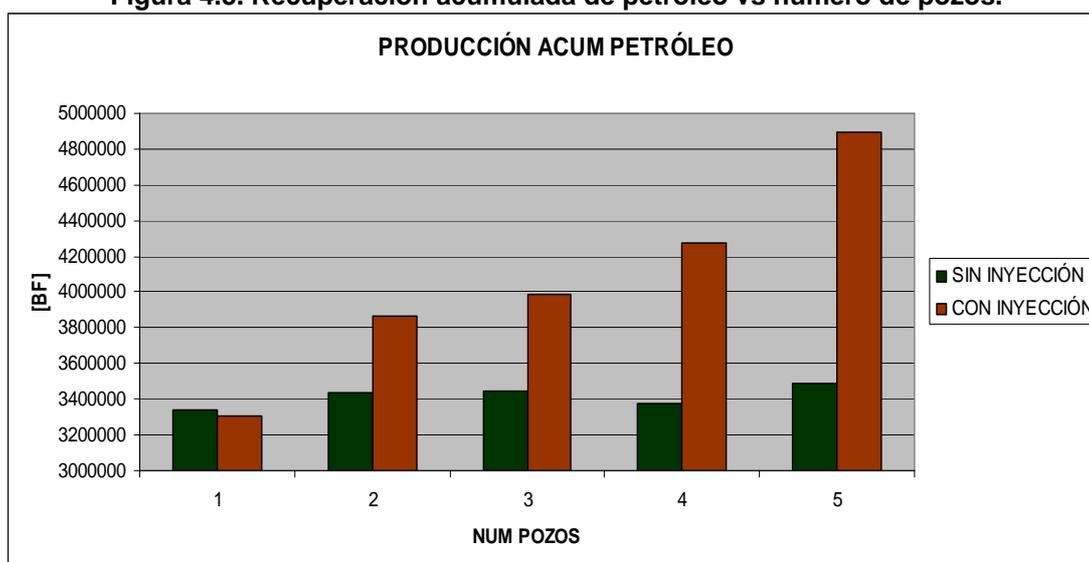
Tabla 4.9. Comparación de producción con la inyección de agua y sin.

NUM WELLS	Np [BF]			Wp [BF]		
	SIN INYECCIÓN	CON INYECTION	VARIATION	SIN INYECCIÓN	CON INYECCIÓN	VARIACIÓN
1	3.34	3.30	-0.04	2.56	2.81	0.25
2	3.44	3.86	0.42	2.57	4.14	1.57
3	3.44	3.98	0.54	2.56	4.92	2.34
4	3.37	4.27	0.90	2.67	5.91	3.23
5	3.49	4.89	1.40	2.56	4.89	2.33

Elaborado por: Santiago Aguirre
Fuente: ECLIPSE – Modelo dinámico campo Kupi

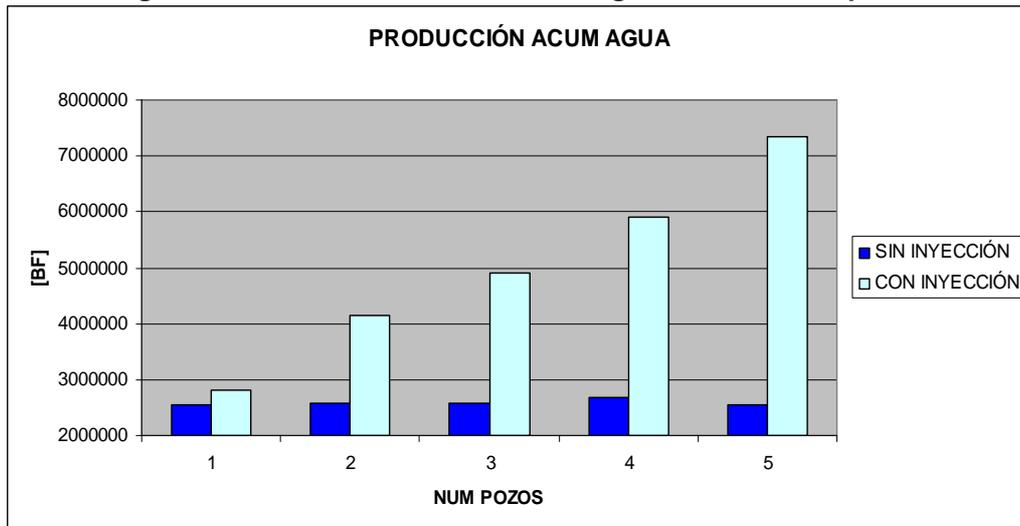
Como resultado se puede ver que el mejor caso en función a la recuperación de petróleo es la perforación de cinco nuevos pozos: un inyector y cuatro productores.

Figura 4.3. Recuperación acumulada de petróleo vs número de pozos.



Elaborado por: Santiago Aguirre
Fuente: ECLIPSE – Modelo dinámico campo Kupi

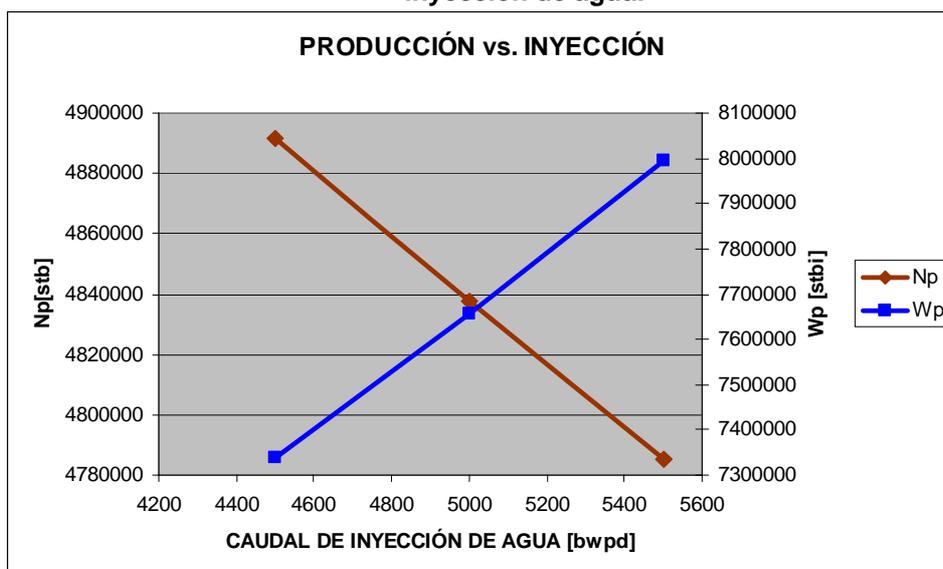
Figura 4.4. Producción acumulada de agua vs número de pozos



Elaborado por: Santiago Aguirre
Fuente: ECLIPSE – Modelo dinámico campo Kupi

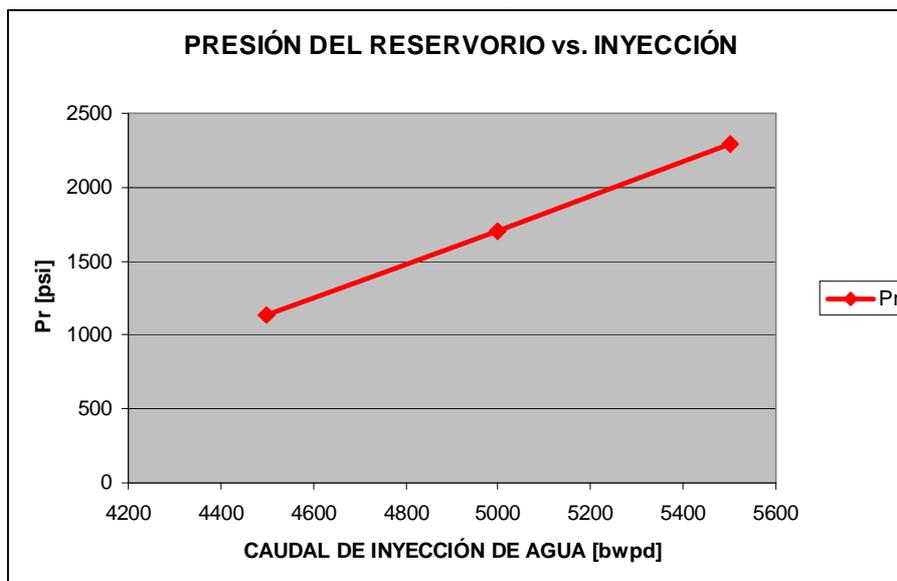
La determinación de las condiciones de inyección es analizada con más detenimiento en la Figura 4.5. y 4.6. donde se ilustra la relación que existe entre el comportamiento del reservorio con la inyección de agua con diferentes caudales de inyección. El caso analizado es el de mayor recuperación de petróleo, la menor presión para el análisis es tomada aquella registrada al momento del inicio de la inyección 1040 [psi] y los caudales de inyección son de 4500, 5000 y 5500[bpd].

Figura 4.5. Comportamiento de producción de petróleo y agua en función del caudal de inyección de agua.



Elaborado por: Santiago Aguirre
Fuente: ECLIPSE – Modelo dinámico campo Kupi

Figura 4.6. Comportamiento de la presión del yacimiento en función del caudal de inyección de agua.



Elaborado por: Santiago Aguirre
Fuente: ECLIPSE – Modelo dinámico campo KUPI

La recuperación de petróleo es una función inversa de la inyección de agua debido a la diferencia de movilidad entre el agua y el petróleo, de manera que a mayor caudal aumenta la cantidad de agua de producción y disminuye la recuperación de petróleo. La presión del reservorio es una función directa de la cantidad de agua inyectada. De manera que la presión debe ser equilibrada de manera que se tenga la mayor recuperación de petróleo y que sea suficiente para mantener la presión del reservorio.

4.6.1 COMPORTAMIENTO DEL MEJOR ESCENARIO PARA LA PRODUCCIÓN DEL CAMPO KUPI

Se determinó como mejor escenario la perforación de cinco pozos, cuatro productores y un pozo inyector con el propósito de controlar la depleción natural de presión del reservorio. La ubicación de los pozos se presenta en la Tabla 4.3. y en la Figuras 4.1 y 4.2.

La recuperación acumulada adicional de petróleo hasta julio del 2012 es de 2.43 [MMBF], valor que se obtiene restando el valor final 4.89 [MMBF] de la

recuperación acumulada a julio del 2007, 2.46 [MMBF]. Se tiene un incremento con relación a la recuperación del caso base de 209%.

La presión del reservorio tiene un comportamiento parabólico, llegando a un valor máximo de 1130 [psi] en el 2009 seguido de una ligera declinación hasta 1010 [psi] al final de la simulación.

El volumen de inyección de 4500 [BWPD] es suficiente para el mantenimiento de presión y no es necesaria la perforación de nuevos pozos inyectores por la moderada cantidad de inyección de agua.

La producción diaria de petróleo del campo muestra una tendencia descendente hasta el final del periodo de simulación. El caudal diario del agua de producción está en un valor promedio de 3000 [BAPD].

El comportamiento de los pozos esta determinado por un alta producción de petróleo al inicio y una declinación de la producción por efecto de un aumento del corte de agua. Los resultados se indican en la Tabla 4.10. y Figura 4.7. En la Tabla 4.10. el valor correspondiente a la recuperación del pozo KUPI_01 es el incremental a Julio del 2012 desde julio del 2007 y los valores de los otros pozos corresponden a los valores acumulados desde el inicio de su producción

Tabla 4.10. Resultados de los pozos para el mejor modelo de producción del campo Kupi

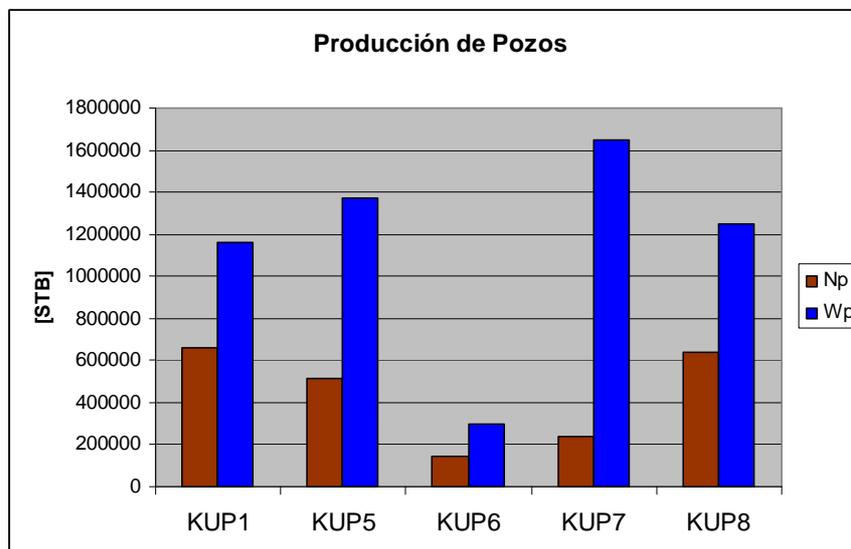
	ΔN_p [MMBF]	ΔW_p [MMBF]	Q_o [stb/day]	Q_w [stb/day]	BSW [%]	Pr [psi]
A JULIO 2012						
KUP1	0.66	1.16	320	788	71.1	841
KUP5	0.52	1.37	204	945	82.2	911
KUP6	0.15	0.29	68	260	79.3	732
KUP7	0.24	1.65	103	1046	91.0	913
KUP8	0.64	1.25	227	922	80.2	819

Elaborado por: Santiago Aguirre
Fuente: ECLIPSE – Modelo dinámico campo Kupi

El corte de agua es la variable que se debe tener mayor consideración para diseños posteriores de instalaciones de superficie, ya que el corte de agua va en

aumento hasta 91% al final de la simulación. La presión en los pozos no declina por efecto de la inyección de agua.

Figura 4.7. Producción de los pozos entre las fechas Julio 2007 a Julio 2012



Elaborado por: Santiago Aguirre
Fuente: ECLIPSE – Modelo dinámico campo Kupi

La producción de los pozos KUP1, KUP5 y KUP8 muestran valores superiores al medio millón de barriles mientras que los pozos KUP6 y KUP7 presentan valores moderados pero que pasan los cien mil barriles.

CAPÍTULO 5

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 CONCLUSIONES

- Los resultados obtenidos luego de considerar todos los escenarios planteados y ser evaluados en el modelo digital, resultó que la mayor recuperación de petróleo se logra con la perforación de cinco pozos: cuatro productores y un inyector.
- La inyección de agua es muy importante para el campo Kupi, por la marcada declinación de presión del reservorio, 1.2 [psi/día], y que afecta a la recuperación diaria y acumulada de petróleo.
- El resultado obtenido con el mejor escenario muestra que las reservas aumentan considerablemente en comparación a los resultados del caso base, la recuperación de petróleo se incrementan en un 209%.
- La recuperación de petróleo es función inversa del caudal de inyección, a su vez la presión del reservorio es función directa del caudal de inyección. Se determinó que el caudal de inyección en el campo Kupi debe ser entre 2000 y 4500 [BF/DÍA], para obtener buenos resultados de presión y para mejorar la recuperación de petróleo. Se determinó para el mejor escenario el caudal de inyección en el pozo KUP9INY, 4500 [BAPD].
- La producción de agua por efecto de la inyección aumenta, para el pozo KUPI_01 hasta 62% en el caso base y para el mejor escenario aumenta hasta 71.1% con la inyección de agua. El pozo que muestra una mayor tendencia a la alza en el corte de agua es el pozo KUP7, de 51.2% al inicio hasta 91% al final de la simulación, causado por su ubicación cercana al acuífero y por la existencia del efecto de canalización del agua inyectada hacia los pozos productores.

- Los resultados del modelo, referente a la producción de agua, indica que es posible usar este volumen para la inyección de agua, facilitando obtener un volumen reducido para cubrir el caudal de inyección.
- La simulación de yacimientos es una valiosa herramienta un grupo de trabajo para la planificación del desarrollo de un campo, pero no puede ser mandatoria ya que es un trabajo probabilístico, que por lo general se realiza con varias de asunciones y que tiene por consiguiente un grado de incertidumbre. Sin embargo es una muy buena herramienta para tomar desiciones en conjunto con otros análisis.

5.2 RECOMENDACIONES

- Se recomienda realizar análisis especializados de la roca y fluidos (SCAL) del reservorio para obtener información propia de la arenisca M-1 del campo Kupi, con esto se logrará disminuir el grado de incertidumbre en futuros trabajos al evitar obtener datos por correlación con otros yacimientos o por ecuaciones analíticas.
- Es muy importante realizar un análisis económico al proyecto para determinar si es rentable, para la compañía, implementar cualquiera de los escenarios propuestos, la perforación de nuevos pozos productores y/o inyectores.
- Se recomienda determinar la ubicación de los pozos con análisis más detallados ya que el presente proyecto muestra la ubicación en base del centro de las celdas a la que pertenece cada pozo propuesto, el software esta programado para ubicar un pozo en el centro de un celda mientras que puede existir una mejor zona en la celda que no sea el centro.

- Se recomienda que el plan de perforación del mejor escenario inicie con la perforación del pozo inyector, por la marcada declinación de presión del reservorio.
- Se recomienda realizar el análisis para definir las instalaciones de superficie, teniendo en cuenta que la producción de agua sería de alrededor de 4000 [BSPD] al final de la producción y que la inyección debe estar entre 4500[BAPD].

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- **“Caracterización y comportamiento de reservorios”**; Zaky Bassiouni, 1996
- **“Alternativa de desarrollo del campo Eden Yuturi utilizando simulación numérica de yacimiento”**; Ana María Bustamante Andrade, Quito julio del 2001, proyecto de titulación.
- **“Reformas al plan de desarrollo del campo Kupi, Bloque 14”**; ENCANA Ecuador S.A. , Ecuador Septiembre del 2004
- **“La cuenca oriente: geología y petróleo”**; Baby et. al., octubre del 2004
- **“Ingeniería Aplicada de Yacimientos Petrolíferos”**; Craft B. C. y Hawkins M. F., Ed. Tecnos, España 1997.
- **“Introduction to base module, GOCAD”**; Earth Decisión Suite 2.1, Copyright. 2004, Octubre 2004.
- **“ECLIPSE Black Oil Reservoir Simulation. Training and Exercise Guide Version 1.0”**; Schlumberger Information Solutions, 25 August 2005.
- **“ECLIPSE Technical Description 2005A_1”**; Schlumberger Information Solutions, 2005.
- **“Fundamentos de Pruebas de Presión”**; Ing. Raúl Valencia, Msc, Escuela Politécnica Nacional, 2005.
- **“Recuperación Secundaria”**; Ing. Raúl Valencia, Msc, Escuela Politécnica Nacional, 2006.

ANEXOS

ANEXO 1.1

Resultados de pruebas de cores obtenidas en el pozo KUPI_01

Log Depth(ft)	Core Depth (ft)	Permeability (mD)	Porosity (Frac)	Density (KGCM)
9157.835	9147.835	0.37	0.034	2.69
9160.853	9150.853	0.34	0.038	2.7
9161.805	9151.805	0.25	0.018	2.69
9163.543	9153.543	4.78	0.086	2.67
9164.594	9154.594	39.62	0.117	2.69
9165.381	9155.381	15.52	0.117	2.67
9166.103	9156.103	27.66	0.147	2.72
9166.43	9156.43	2.75	0.089	2.68
9168.891	9158.891	1.96	0.101	2.71
9169.351	9159.351	1.19	0.067	2.68
9170.335	9160.335	3.12	0.119	2.77
9171.319	9161.319	26.59	0.124	2.67
9172.467	9162.467	325.8	0.185	2.67
9173.188	9163.188	58.05	0.154	2.66
9174.632	9164.632	154.3	0.153	2.67
9175.485	9165.485	7067	0.202	2.66
9176.404	9166.404	5952	0.194	2.66
9177.126	9167.126	4916	0.204	2.66
9179.586	9169.586	8698	0.238	2.66
9180.932	9170.932	11310	0.244	2.66
9181.785	9171.785	12560	0.237	2.67

Elaborado por: Santiago Aguirre
Fuente: Andes Petroleum Ecuador Ltd.

ANEXO 1.2

Presión Capilar

Resultados Principales

Profundidad (m)	TOPE	PHI (frac)	KG (mD)	RHOS (Kg/dm ³)	Sw a PC max	Pc max (bar)	FF	m	n*
2790	H	0.086	4.78	2.67	0.578	4	59.1	1.66	2.19
2790.78	H	0.147	27.66	2.72	0.31	4	28.5	1.75	3.05
2792.72	H	0.185	325.75	2.67	0.183	4	19	1.74	2.5
2793.38	H	0.153	154.3	2.67	0.384	4	28.2	1.78	2.96
2793.64	H	0.202	7067.43	2.66	0.043	4	14.4	1.67	2.07
2794.14	H	0.204	4916.47	2.66	0.06	4	15.1	1.71	1.95

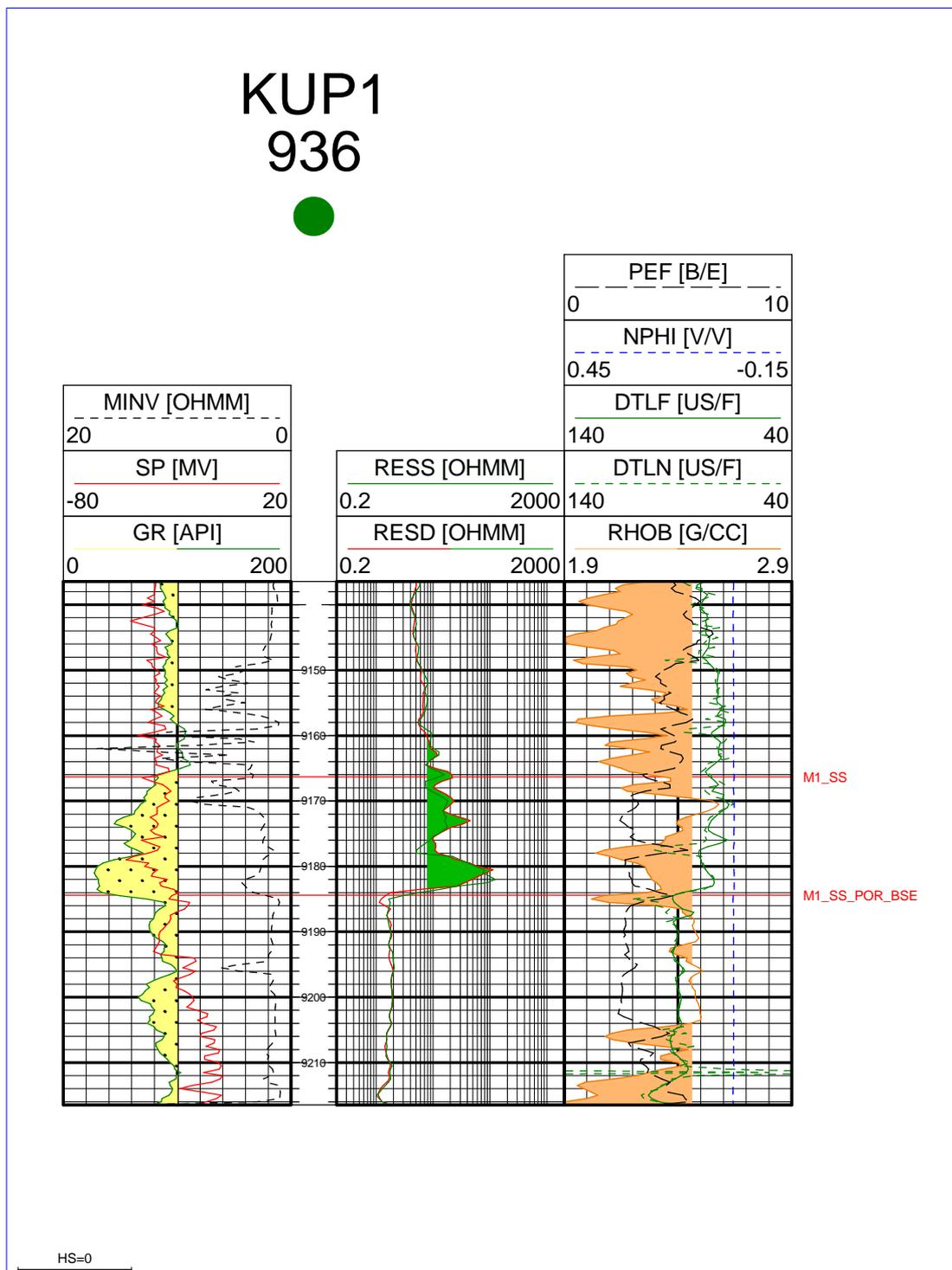
$$FF = 1 / PHI^m \quad IR = 1 / Sw^n$$

Presión Capilar por el método de Membrana Semipermeable o Estados Restaurados

Fuente: Andes Petroleum Ecuador Ltd.

ANEXO 3.1

Registros Eléctricos pozo KUPI_01 – Arenisca M1



Fuente: Andes Petroleum Ecuador Ltd.

ANEXO 3.2

Balance de Materiales para el campo Kupi – arenisca M1

Datos necesarios para la simulación: OOIP y propiedades del acuífero fueron determinadas por el método de balance de materiales, el cual fue ejecutado con la ayuda de la hoja de cálculo “Kupi_M1_2_Oilmb_v2.1.xls” proporcionada por la compañía con el propósito de aprovechar tiempo, que se hubiera perdido de haber hecho el balance de materiales de forma manual.

El procedimiento realizado en la hoja de cálculo fue ingresar los datos de caudales de producción históricos, recuperación aculada de petróleo y agua, variables de la roca y fluido y redefinir los valores de: petróleo original en situ (OOIP), entrada inicial del agua del acuífero (W_{ei}) y el índice de productividad del acuífero (J), con esto el programa ejecuta la variación del perfil de la curva que se muestra en la Figura (a) hasta que se consiguió el ajuste, como se indica, con los datos históricos.

El método por el cual el programa fue diseñado para realizar el balance de materiales es el método de la secante, el cual se basa en la fórmula de Newton-Raphson, utilizando la aproximación que se muestra a continuación:

$$f'(x_i) \approx \frac{f(x_{i-1}) - f(x_i)}{x_{i-1} - x_i}$$

El método secante se determina al despejar la variable X_{i+1} , la cual es función dependiente de los dos valores anteriores X_i y X_{i-1} ; como se muestra a continuación:

$$x_{i+1} \approx x_i - \frac{f(x_i)(x_{i-1} - x_i)}{f(x_{i-1}) - f(x_i)}$$

La función en mención para el software es la ecuación matemática de balance de materiales para cálculos por encima del punto de burbujeo, incluyendo las compresibilidades de la formación y del agua:

$$NB_{oi}c_e\Delta p = N_p B_o - W_e + B_w W_p$$

El resultado al ejecutar el programa es la construcción de la curva de la Figura (a) para encontrar datos calculados de presión del reservorio a partir de los datos históricos de caudales producción y de datos anteriores calculados iniciando con el dato de presión inicial de 3800 [psi] tomado como verdadero y con la ayuda del método de la secante.

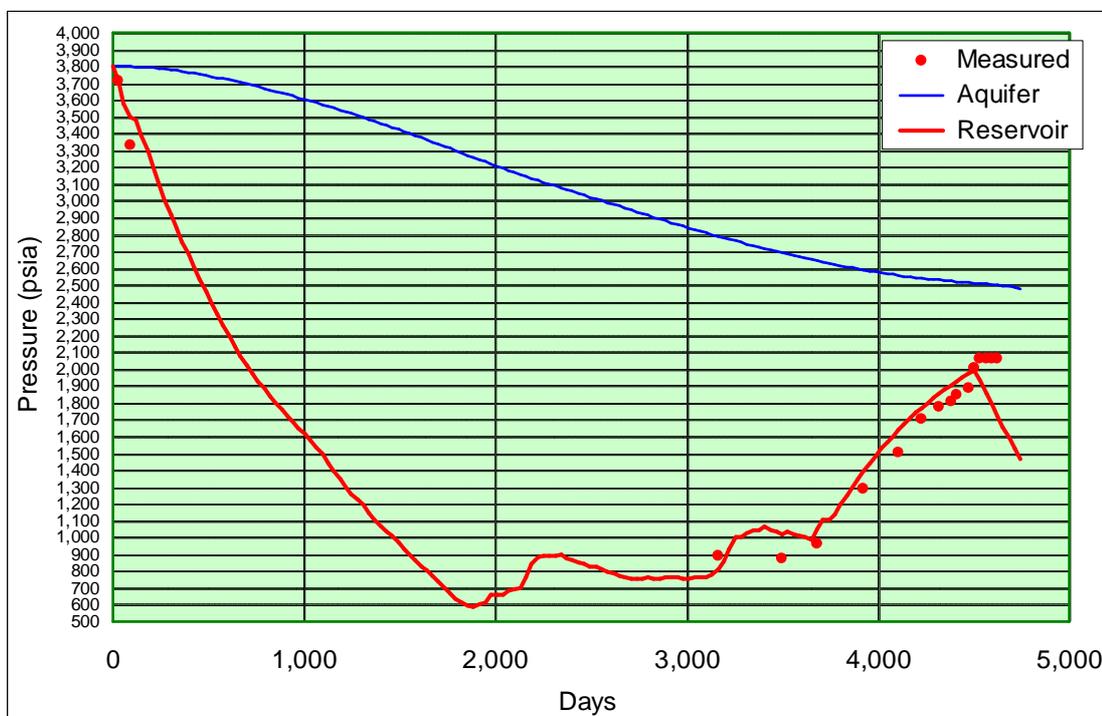
Mediante este método iterativo se obtuvo los valores resultantes para el campo Kupi que se muestran en la Tabla (a) con el ajuste que se muestra en la Figura (a).

Tabla (a). Valores resultantes del Balance de Materiales.

PROPIEDAD	VALOR	UNIDAD
OOIP	23.3	MMSTBO
Wei	10	MMBls
J	0.43	BPD/psi

Elaborado por: Santiago Aguirre
Fuente: Andes Petroleum Ecuador Ltd.

Figura (a). Empate de presión obtenido con la hoja de cálculo "Kupi_M1_2_Oilmb_v2.1.xls"



Elaborado por: Santiago Aguirre
Fuente: Andes Petroleum Ecuador Ltd.

ANEXO 3.3

DATA FILE

-- File: KUPI_M1_E100.DATA

--

```

--*****
--*                                     WARNING                                     *
--*          THIS FILE HAS BEEN AUTOMATICALLY GENERATED.                         *
--*          ANY ATTEMPT TO EDIT MANUALLY MAY RESULT IN INVALID DATA.           *
--*****

```

RUNSPEC

TITLE

Kupi_M1

START

1 'AUG' 1994 /

FIELD

OIL

WATER

NSTACK

25 /

EQLOPTS

'MOBILE' /

GRIDOPTS

'YES' 0 0 /

MONITOR

RSSPEC

NOINSPEC

MSGFILE

1 /

AQUDIMS

0 0 2 1 2 990 0 2 /

DISPDIMS

1 2 1 /

DIMENS

70 71 18 /

SCDPDIMS

0 0 0 0 0 /

```
EQLDIMS
 1 100 100 1 20 /

REGDIMS
 1 1 0 0 /

TABDIMS
 1 1 20 20 1 20 20 1 /

WELLDIMS
 2 19 2 2 /

GRID

GRIDFILE
 2 /

INCLUDE
'Kupi_M1_gopp.INC' /

INCLUDE
'Kupi_M1_ggo.INC' /

INCLUDE
'Kupi_M1_gpro.INC' /

INCLUDE
'Kupi_M1_goth.INC' /

PROPS

INCLUDE
'Kupi_M1_pvt.INC' /

INCLUDE
'Kupi_M1_scal.INC' /

REGIONS

INCLUDE
'Kupi_M1_reg.INC' /

SOLUTION

INCLUDE
'Kupi_M1_init.INC' /

SUMMARY

INCLUDE
'Kupi_M1_sum.INC' /

SCHEDULE

INCLUDE
'Kupi_M1_sch.INC' /

END
```