



ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra

“Estudio de Factibilidad para la Implementación de Procesos IOR/EOR en el Campo Oso, Reservorio Napo U en base a modelos predictivos de Balance de Materia y Simulación Numérica, Bloque 7, Cuenca Oriente-Ecuador.”

TESIS DE GRADO

Previa a la obtención del Título de:

INGENIERO EN PETRÓLEOS

Presentado por:

Milly Elizabeth Zambrano Chávez

GUAYAQUIL - ECUADOR

AÑO: 2011



AGRADECIMIENTO

Al finalizar un trabajo tan arduo como el desarrollo de una tesis es inevitable sentirse invadida por un enorme orgullo. Sin embargo, el cumplimiento de este objetivo hubiese sido imposible sin la participación de varias personas.

Por ello agradezco de manera especial y sincera al MSc. Byron Fun-Sang por aceptarme para realizar esta tesis bajo su dirección. Doy gracias por su confianza, paciencia, consejos y su capacidad para guiar mis ideas. A mi mamá Norma Chávez, por su apoyo incondicional a la distancia pero de gran ayuda; y a Carola Freire por estar siempre ahí cuando más necesitaba de una sincera amistad y apoyo emocional.

DEDICATORIA

El presente trabajo está dedicado a Dios quien me ayudo a tomar las decisiones correctas para mi formación profesional y para culminar mis estudios universitarios con éxito.

A mi madre, quien ha estado conmigo en todo momento. Por haberme dado una carrera para asegurar mi futuro y por creer en mí. Aunque hemos pasado momentos difíciles siempre me ha sabido apoyar y brindar su amor. Mamá, este trabajo está dedicado a usted.

A mi padre y hermanos quienes estuvieron siempre pendientes de mí a la distancia, para que yo pudiera cumplir mis objetivos como persona y como estudiante.

TRIBUNAL DE GRADUACIÓN

Ing. Ricardo Gallegos O.
DECANO DE LA FICT
PRESIDENTE

MSc. Byron Fun-Sang R.
DIRECTOR DE TESIS

Ing. Alberto Galarza R.
VOCAL DEL TRIBUNAL

Ing. Daniel Tapia F.
SUPLENTE

DECLARACIÓN EXPRESADA

“La responsabilidad del contenido de esta Tesis de Grado, me corresponde exclusivamente; y el patrimonio intelectual de la misma a la ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL”

Milly Zambrano Ch.

RESUMEN

El presente trabajo consistió en elaborar un estudio de factibilidad para la implementación de procesos de optimización IOR/EOR en el Campo Oso, Reservorio Napo U, en el Bloque 7 de la Cuenca Oriente ecuatoriana.

Este estudio se concentró en la construcción de modelos predictivos de Balance de Materia y Simulación Numérica, teniendo como finalidad la optimización de la producción.

Los modelos predictivos fueron elaborados en base a datos de producción de petróleo y agua de los pozos que producen en este campo. Fueron necesarios los datos de evaluación de pruebas de transientes de presión, así como el análisis de los registros eléctricos de todos los pozos de este campo.

En base a un análisis de correlación de variables tales como porosidad, saturación, altura sobre el contacto o LKO, se pudieron determinar los puntos críticos S_{wi} y S_{or} , así como las curvas de permeabilidad relativa.

Otro flujo de trabajo que fue necesario para la elaboración de este estudio fue el análisis de correlaciones PVT y la comparación de estos resultados con los datos de laboratorio. Esta información fue de vital importancia para la construcción del modelo de balance de materia, que sirvió para determinar el POES de cada tanque del sistema.

La construcción del modelo geológico se llevó a cabo a partir de datos de pozos tales como marcadores geológicos y registros eléctricos. También se utilizaron los mapas estructurales elaborados a partir de la información sísmica 2D.

Con todos los componentes descritos en los párrafos anteriores, se procedió al ensamblaje del modelo de simulación numérica. Una vez que el modelo numérico fue inicializado, se realizó el ajuste histórico. Con el modelo ajustado, se procedió al cálculo de la curva base de producción del campo y mediante el planteamiento de diversos escenarios de optimización se calcularon perfiles alternativos; cada uno con su correspondiente evaluación económica.

ÍNDICE GENERAL

	Pág.
RESUMEN	II
ÍNDICE GENERAL	III
ABREVIATURAS	IV
SIMBOLOGIA	V
ÍNDICE DE FIGURAS	VI
ÍNDICE DE TABLAS	VII
CAPITULO 1	
1. INTRODUCCIÓN	1
1.1. Antecedentes	1
1.2. Objetivos Generales	7
1.3. Objetivos Específicos	8
1.4. Metodología	9
CAPITULO 2	
2. GENERALIDADES DEL CAMPO OSO	10
2.1. Marco Geológico	11
2.1.1. Estratigrafía	11

2.1.2. Estructura	15
2.2. Geología del Reservorio Arena Napo U	18
2.2.1. Descripción de núcleos Arena Napo U	18
2.2.2. Modelo Estratigráfico Arena Napo U	23

CAPITULO 3

3. ANÁLISIS DE PRODUCCIÓN	25
3.1. Cálculo de tasas de producción	25
3.2. Cálculo de producción acumulada	25
3.3. Gráficos de tasas de producción y volúmenes acumulados	26
3.4. Análisis de datos de presión de reservorio	30

CAPITULO 4

4. ANÁLISIS DE REFISTROS CPI	32
4.1. Estudios de correlaciones entre porosidad y saturación	32
4.2. Determinación de contacto agua-petróleo (OWC/LKO)	35
4.3. Estudios de correlación entre saturación y LKO	35
4.4. Determinación de <i>End-points</i> (S_{wi}/S_{or})	37
4.5. Generación de curvas de permeabilidad relativa	38

CAPITULO 5

5. ANÁLISIS DE PVT	40
5.1. Estudios de correlaciones para determinación del punto de burbuja...43	
5.2. Estudios de correlaciones para determinación de perfil R_s vs Presión.....	56
5.3. Estudios de correlaciones para determinación del perfil FVF vs Presión.....	63
5.4. Estudios comparativo entre correlaciones y datos de laboratorio	69

CAPITULO 6

6. BALANCE DE MATERIA	72
6.1. identificación del número de tanques y pozos conectados a cada tanque.....	81
6.2. Caracterización de los tanques en función de los datos de reservorio.	82
6.3. Carga de datos de producción y presión pozo a pozo	84
6.4. Cálculo de la producción correspondiente a cada tanque	84
6.5. Ajuste histórico y determinación del POES por tanque	84

CAPITULO 7

7. MODELO GEOLÓGICO	91
7.1. Carga De mapas geológicos	91

7.2. Carga de datos de pozo (registros eléctricos, CPI's topes)	93
7.3. Correlaciones estructurales y estratigráficas	93
7.4. Generación del modelo de facies geológicas	94
7.5. Generación del modelo de porosidad	97
7.6. Generación del modelo de permeabilidad	98

CAPITULO 8

8. MODELO DE SIMULACIÓN NUMÉRICA	100
8.1. Generación del archivo de eventos	119
8.2. Generación del archivo de producción	119
8.3. Carga de la malla geológica	120
8.4. Generación del archivo de simulación	126
8.5. Inicialización del modelo	129
8.6. Ajuste histórico por campo y por pozo	131
8.7. Generación del perfil de producción Predicción Caso Base	135
8.8. Generación del perfil de producción: Predicción Caso Inyección de agua.....	136

CAPITULO 9

9. EVALUACIÓN ECONÓMICA	143
9.1. Cálculo del flujo de caja	149

9.2. Cálculo del flujo de caja acumulado	150
9.3. Determinación de periodos de amortización	150
9.4. Determinación de Indicadores económicos (TIR, NPV, NPV/CAPEX).....	150

CAPITULO 10

10. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	152
10.1. Conclusiones	152
10.2. Recomendaciones	153

ANEXOS

BIBLIOGRAFÍA

ABREVIATURA

API	America Petroleum Institute
ASCII	American Standard Code for Information Interchange
BN	Barril normal
BOPD	Barriles de petróleo por día
BSW	Bottom sedimentation water
BWIPD	Barriles de agua inyectada por día
BY	Barril de yacimiento
CAPEX	Capital Expenditures
EBM	Ecuación de Balance de Materiales
EUR	Estimated Ultimated Recovery
FV	Valor Futuro
FVF	Factor volumétrico del fluido
FWL	Free Water Level
HCPV	Volumen de poro del reservorio de petróleo
IOR/EOR	Improved Oil Recovery / Enhanced Oil Recovery
Km.	Kilómetro
LKO	Lowest known oil
MAIU	Napo Main U o U Principal
MNSH	Middle Napo Shale

NPV	Net present value
OWC	Oil Water Contact
PCN	Pies cúbicos normales
POES	Petróleo Original en Sitio
psi	pounds square inch
PV	Valor Presente
PVT	Presión – Volumen – Temperatura
RF	Factor de recobro
SCAL	Special core análisis
scf	Standard cubic feet
Sor	Saturación de petróleo residual
Stb	Stock tank barrel
Sw	Saturación de agua
Swi	Saturación de Agua Inicial
TIR	Tasa interna de retorno
TVDSS	True vertical depth subsea
USST	Napo U Superior

SIMBOLOGÍA

ϕ	Porosidad Absoluta
β_o	Factor volumétrico del petróleo
B_w	Factor volumétrico de agua de formación
c_o	Compresibilidad isométrica del petróleo
γ_g	Gravedad específica del gas
γ_o	Gravedad específica del petróleo
γ_{API}	Gravedad API del petróleo
F	Factor de correlación
K_{ro}	Permeabilidad Relativa al petróleo
K_{rw}	Permeabilidad Relativa al agua
N	Petróleo inicial en sitio
N_p	Producción de petróleo acumulado
P_{wf}	Presión de fondo fluyente
P_{res}	Presión de reservorio
P_c	Presión de saturación
P_b	Presión de burbujeo

R_{sb}	Razón gas disuelto-petróleo a $p \geq p_b$
S_{fluido}	Porcentaje del Fluido que satura el espacio poroso
S_g	Saturación de Gas
S_o	Saturación de Petróleo
S_{oc}	Saturación crítica de petróleo
S_w	Saturación de Agua
V_f	Volumen del Fluido dentro del espacio poroso
V_p	Volumen poroso
V_b	Volumen Bruto
V_m	Volumen Matriz
T	Temperatura del yacimiento
W_e	Influjo de agua acumulada del acuífero en el reservorio
W_p	Cantidad acumulada de agua producida del acuífero

INDICE DE FIGURAS

Figura 1.1.- Mapa y sección estructural de la Cuenca Oriente con sus tres corredores estructurales	2
Figura 1.2.- Columna tectóno-estratigráfica y eventos geodinámicos.....	3
Figura 1.3.- Esquema paleográfico de los miembros (modificado de White et al., 1995).....	7
Figura 1.4.- Metodología para un estudio de Factibilidad para implementación de procesos IOR/EOR	9
Figura 2.1.- Mapa del Bloque 7	10
Figura 2.2.- Columna Estratigráfica Bloque 7	13
Figura 2.3.- Formaciones, miembros y ciclos sedimentarios del Cretácico de la Cuenca Oriente, y sus relaciones con la curva eustática de Haq et al. (1987)	15
Figura 2.4.- CAMPO OSO – Sección Sísmica Oeste-Este – 86BP-712	17
Figura 2.5.- Arenisca U Principal Mapa Estructural	18
Figura 2.6.- Campo Oso – Reservorio Napo U - Correlación Estratigrafica.....	21
Figura 2.7.- Campo Oso – Reservorio Napo U - Correlación Estratigráfica.....	22
Figura 3.1.- Perfil de Producción del Campo Oso: Reservorio USST	29

Figura 3.2.- Perfil de Presión del Campo Oso: Reservorio USST (antes del análisis de Balance de Materia).....	31
Figura 4.1.- Saturación (S_w) vs. Porosidad ($PHIE$) del Campo Oso	34
Figura 4.2.- Saturación de agua vs. Altura sobre el nivel más bajo conocido de petróleo del Campo Oso	36
Figura 4.3.- Height above FWL vs. Water Saturation de la arena Napo U Campo Oso – para modelamiento de presiones capilares.....	37
Figura 4.4.- Curvas de Permeabilidad relativa al petróleo y Permeabilidad relativa al agua de la arena U del Campo Oso	39
Figura 5.1.- Diagrama de fases de un yacimiento de petróleo	42
Figura 5.2.- Correlación de Standing para la presión de burbujeo (Ref.2).....	45
Figura 5.3.- Determinación de la presión de burbujeo, p_b , de sistemas de hidrocarburos por la correlación de Standing (Ref.2).....	46
Figura 5.4.- Comportamiento típico de R_s vs. Presión a temperatura constante.....	57
Figura 5.5.- Comportamiento típico de B_o vs. Presión a temperatura constante.....	64
Figura 5.6.- Comparación P_b de correlaciones y de laboratorio.....	70
Figura 5.7.- Comparación R_s de correlaciones y de laboratorio	70
Figura 5.8.- Comparación FVF de correlaciones y laboratorio	71

Figura 6.1.- Los cambios de volumen en el reservorio asociado con una caída de presión finita Δp ; (a) volúmenes a presión inicial, (b) a la presión reducida.....	75
Figura 6.2.- Ubicación de tanques y pozos conectados que corresponden a la arena U del Campo Oso, antes del Balance de Materia	83
Figura 6.3.- Ubicación de tanques y pozos conectados que corresponden a la arena U del Campo Oso, después del Balance de Materia	83
Figura 6.4.- Presión del Tanque vs. Producción acumulada de petróleo para el tanque 01. – OSOE-001	86
Figura 6.5.- Presión del Tanque vs. Producción acumulada de petróleo para el tanque 02 – OSOC-007-008-013	88
Figura 6.6.- Presión del Tanque vs. Producción acumulada de petróleo para el tanque 03 – OSOA-021	89
Figura 6.7.- Presión del Tanque vs. Producción acumulada de petróleo para el tanque 04	90
Figura 7.1.- Mapa de espesores OSO-USST.....	93
Figura 7.2.- Mapa de espesores OSO-MAIU	93
Figura 7.3.- Correlación entre OSOE-02, OSOE-01 Y OSOC-07	95
Figura 7.4.- Modelo Geológico de OSO - USST y MAIU	97
Figura 7.5.- Modelo de Porosidad de OSO-USST	99

Figura 7.4.- Modelo de Porosidad de OSO-USST y Modelo de Permeabilidad OSO-MAIU	100
Figura 8.1.- Significado de las entradas de la <i>keyword</i> MAPAXES	122
Figura 8.2.- Inicialización del modelo de simulación del Campo Oso_USST..	132
Figura 8.3.- Ajuste Histórico pozos OSOE-001-007-008-0021.....	133
Figura 8.4.- Ajuste histórico del Campo Oso – USST	134
Figura 8.5.- Ajuste Histórico de Presión a nivel del pozo.....	135
Figura 8.6.- Ajuste Histórico de Presiones de Reservorio.....	135
Figura 8.7.- Predicción – Caso Base.....	136
Figura 8.8.- Predicción – Optimización Caso-1.....	138
Figura 8.9.- Predicción – Optimización Caso-2.....	139
Figura 8.10.- Predicción – Optimización Caso-3.....	140
Figura 8.11.- Predicción – Optimización Caso-4.....	141
Figura 8.12.- Predicción – Optimización Caso-5.....	142
Figura 8.13.- Predicción – Optimización Caso-6.....	143
Figura 9.1.- Flujo de caja y flujo de caja acumulado de OSO-USST.....	150

INDICE DE TABLAS

Tabla 2.1.-	Resumen datos Geológicos y Petrofísicos para la Arenisca Napo U.....	20
Tabla 4.1.-	LKO correspondiente a cada tanque de OSO-USST.....	35
Tabla 5.1.-	Rango de los datos para la correlación de Standing, M.B.	47
Tabla 5.2.-	Valores de las Constantes C_1, C_2, C_3	48
Tabla 5.3.-	Rango de los datos para la correlación de Vázquez, M.E. y Beggs, H.D.....	48
Tabla 5.4.-	Valores de las constantes C_1, C_2, C_3 y C_4	50
Tabla 5.6.-	Rango de los datos para la Ec. (5.6)	51
Tabla 5.7.-	Rango de los datos para la correlación de Glaso, O.....	52
Tabla 5.8.-	Rango de los datos para la correlación de Al-Marhoun, M.A.	55
Tabla 5.9.-	Rango de los datos para la correlación de Dokla, M.E. y Osman, M.E.	56
Tabla 5.10.-	Valores de las contantes C_1, C_2, C_3	66
Tabla 5.11.-	Correlaciones P_b según condiciones del Campo Oso.....	69
Tabla 6.1.-	Parámetros en que se encuentra el tanque 01	87
Tabla 6.2.-	Parámetros en que se encuentra el tanque 02.....	88
Tabla 6.3.-	Parámetros en que se encuentra el tanque 03.....	89

Tabla 6.4.-	Parámetros en que se encuentra el tanque 04	90
Tabla 8.1.-	Descripción de <i>keywords</i> de la sección RUNSPEC.....	102
Tabla 8.2.-	<i>Keywords</i> esenciales de la sección de la GRID usada para especificar dimensiones de la <i>grid</i> básica.....	104
Tabla 8.3.-	<i>Keywords</i> para definición de pozos en la sección SCHEDULE...	118
Tabla 8.4.-	<i>Keywords</i> para definición de grupos en la sección SCHEDULE.....	118
Tabla 8.5.-	<i>Keywords</i> para definición de conexiones de pozos en la sección SCHEDULE.....	119
Tabla 8.6.-	<i>Keywords</i> para datos de control de producción de pozos en la sección SCHEDULE	120
Tabla 8.7.-	Definición de Casos – Estrategias de Optimización.....	137
Tabla 9.1.-	Resultados del Análisis Económico.....	152

CAPITULO 1

1. INTRODUCCIÓN

1.1. Antecedentes

La Cuenca Oriente del Ecuador está categorizada como una cuenca de ante-país o cuenca de transarco de los Andes ecuatorianos. Esta cuenca es muy atractiva desde el punto de vista científico y económico. Su ubicación es al norte de la charnela entre los Andes centrales y los Andes septentrionales y está ligada a la subducción de la placa oceánica de Nazca por debajo de los Andes ecuatorianos.

Morfológicamente, la Cuenca Oriente posee relieves subandinos importantes del Levantamiento Napo, al NO, y de la Cordillera del Cutucú, al SO, desemboca el mega-cono aluvial del Pastaza que se desarrolla actualmente hacia la Cuenca Marañón del Perú.^[1]

Los Campos petrolíferos en la Cuenca Oriente se ven influenciados por antiguas fallas tectónicas en actividad desde el Precretácico, actualmente son fallas inversas y de fuerte buzamiento, orientadas N-S o NNE-SSO y limitada por tres

corredores estructurales petrolíferos: el Sistema Subandino, el Corredor Sacha-Shushufindi y el Sistema Capirón-Tiputini. El Campo de Interés del presente proyecto, Campo Oso, Tren Occidental como se indica en la Figura 1.1.

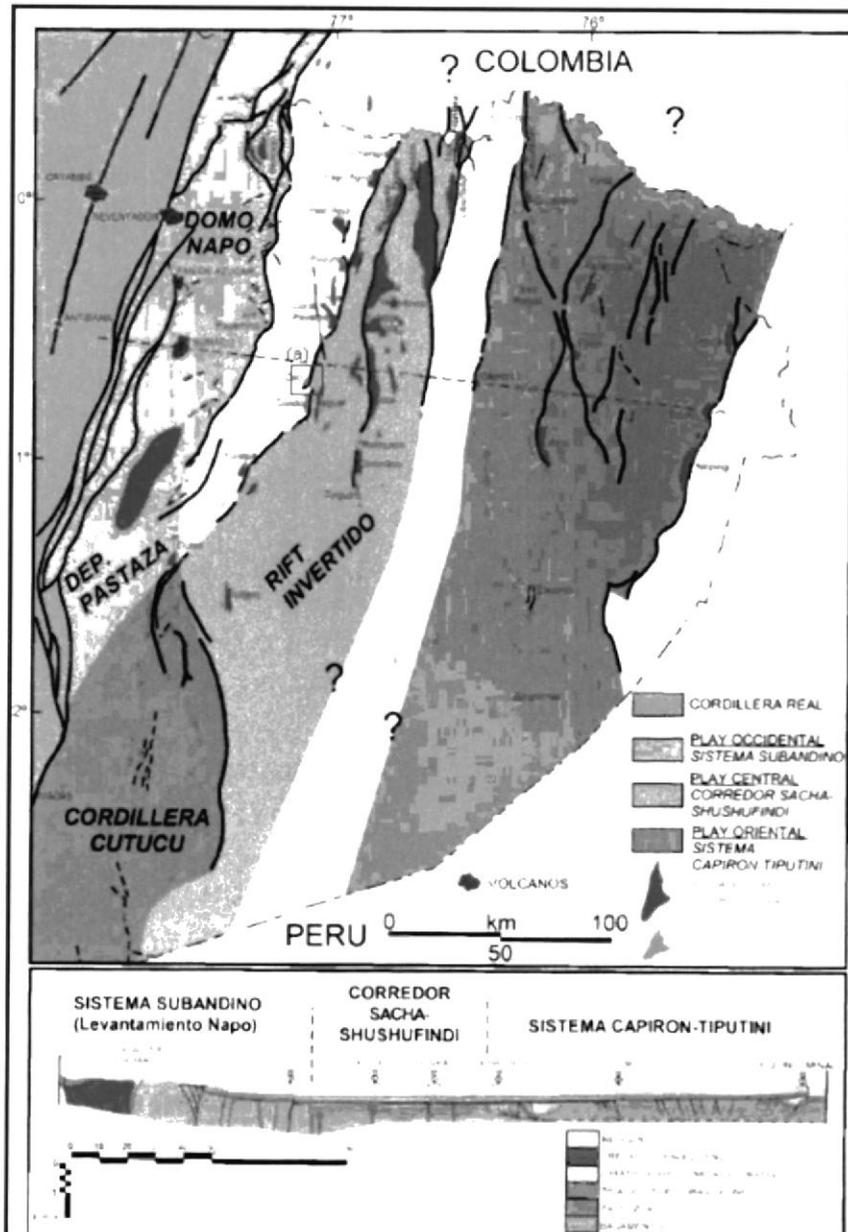


Figura 1.1.- Mapa y sección estructural de la Cuenca Oriente con sus tres corredores estructurales. (a) Ubicación del Campo Oso en el Corredor Occidental

El potencial hidrocarburífero pudo haberse generado y entrampado en el pre-Aptense, que comprende 4 ciclos tectono-sedimentarios que agrupan 7 formaciones. El Ciclo Pumbaiza (Silúrico-Devónico), el Ciclo Macuma (Carbonífero-Pérmico), el Ciclo Santiago/Sacha (Triásico Superior-Jurásico Inferior) y por último el Ciclo Chapiza/Yaupi/Misahualli (Jurásico Medio-Cretácico Temprano), Figura 1.2.

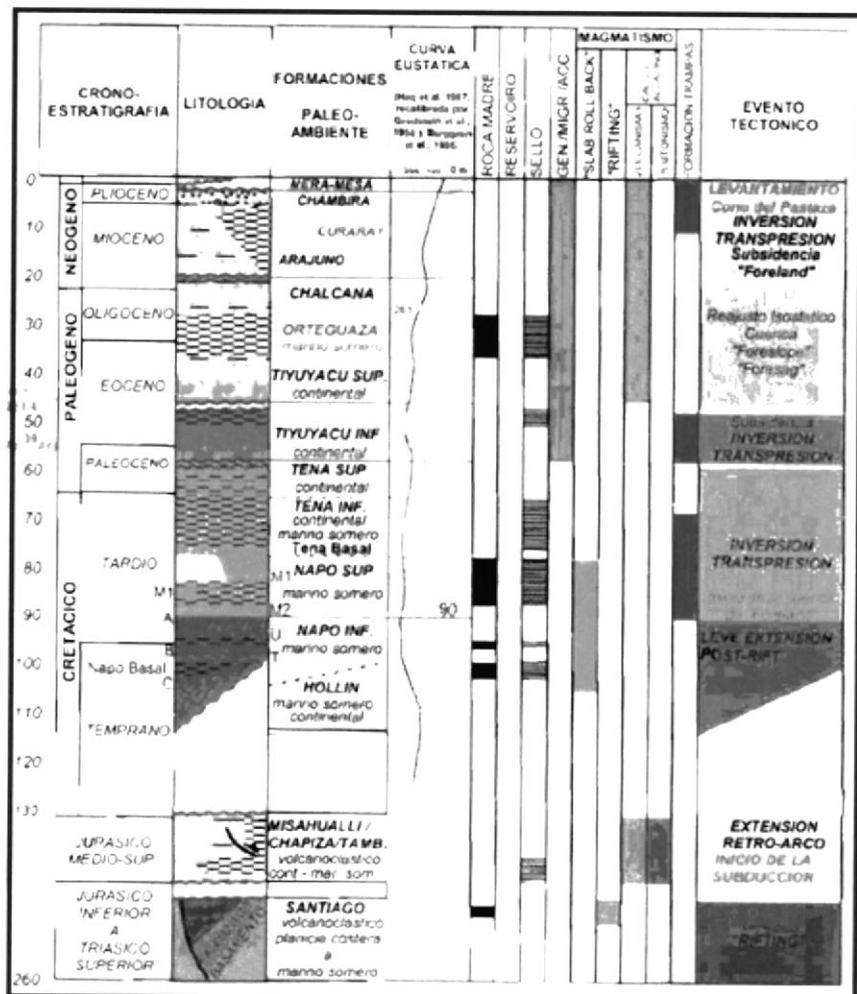


Figura 1.2.- Columna tectono-estratigráfica y eventos geodinámicos.

La roca madre más probable del pre-Aptense se encuentra dentro de la Formación Santiago en el rift Sacha-Shushufindi. Se discute si ésta dio lugar al crudo que se encuentra entrampado en los reservorios de las formaciones cretácicas.

La sección Cretácica ha sido subdividida en tres formaciones: Napo, Hollín y Basal Tena en la Cuenca Oriente. Ocurrieron variaciones eustáticas entre el Aptiano y Maastrichtiano que controlan el espacio disponible para la acomodación de sedimentos, cambios laterales de facies y fluctuaciones de la línea de la costa de hasta 200 km dentro de la plataforma marina somera Oriente.

La programación de facies sedimentarias clásticas fluviales y de playa sobre facies de plataforma marina-somera, causada por las caídas del nivel del mar, son ejemplos claros de regresiones forzadas según lo definido por Posamentier et al. (1992). La mega-secuencia Hollín-Napo-Basal, se caracteriza por una serie repetitiva de areniscas, calizas y lutitas, esta ciclicidad se asocia posiblemente a las fluctuaciones del nivel eustático ocurridas durante el Cretácico (White et al., 1995; Barragán, 1999)

Se ha podido identificar la incisión de valles fluviales durante la caída del nivel del mar para cada una de las cinco secuencias depositacionales: ciclos sedimentarios Aptiano Superior-Albiano Superior, Albiano Superior-Cenomaniano Inferior, Cenomaniano Inferior-Turoniano Inferior, Turoniano-Santoniano y Campaniano-Maastrichtiano.

La formación Hollín de la sección Cretácica se subdivide en dos miembros: Hollín principal y Hollín superior; mientras la formación Napo (Albiano Inferior-Campaniano) se subdivide en: Napo Basal, Napo Inferior, Napo medio y Napo Superior.

El Ciclo sedimentario del Albiano Superior-Cenomaniano Medio está compuesta por: arenisca T, caliza B, las lutitas del miembro medio Napo o lutita U y caliza U. Su última depositación, las lutitas U del Cenomaniano Inferior (Lutitas Napo Medio), están desarrolladas principalmente en la zona Subandina y en la parte central de la Cuenca Oriente, y representadas lateralmente por niveles clásticos de playa en el este de la cuenca. La depositación de la caliza U resulta de la programación de un sistema aluvial, que generó una cuña sedimentaria clástica en la parte este de la Cuenca Oriente (Figura 1.3a). Durante el

Cenomaniano Medio, la caída del nivel del mar crea otro límite de secuencia erosiva al tope de las lutitas y caliza U (Figura 1.3b). La arenisca U principal representa el relleno de valles incisos sobre este límite de secuencia. Esta arena fue depositada durante el inicio de la subida del nivel del mar (transgresión temprana), cuando subsecuentes valles erosionados se transforman en estuarios y comienzan a ser rellenados en retrogradación por sistemas de canalizados fluviales con influencia de marea. Es notable la extensión alcanzada hacia el oeste de la cuenca por la arenisca U principal, atribuida posiblemente al cambio de nivel eustático en relación con los otros ciclos de Napo (Figura 1.3c). Sobreyaciendo, los depósitos de la arenisca U superior, están los depósitos que representan la sucesión transgresiva marina en este ciclo sedimentario a lo largo de la cuenca (Figura 1.3d). La arenisca U superior está formada en su parte basal por areniscas lenticulares con intercalaciones de lutitas.

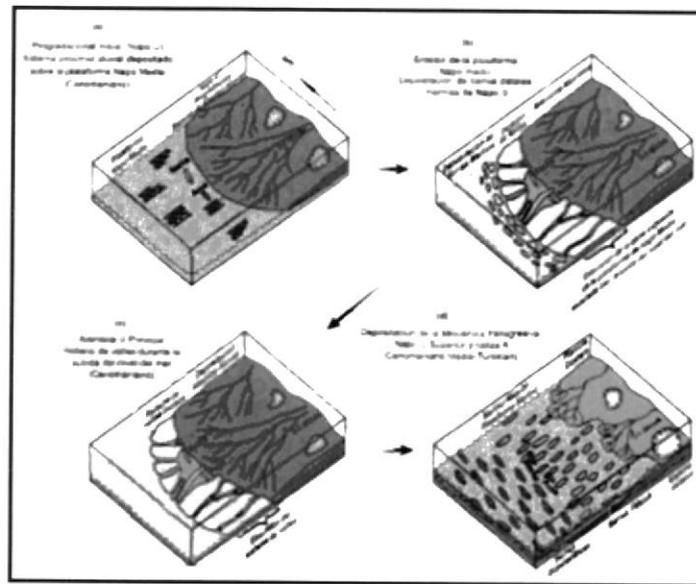


Figura 1.3.- Esquema paleográfico de los miembros (modificado de White et al., 1995)

La Figura 1.3 muestra (a) Lutitas U, programación inicial, sistema proximal aluvial depositado sobre la plataforma Napo Medio, Cenomaniano; (b) U Principal, erosión de la plataforma durante la caída del mar durante el Cenomaniano Medio; (c) Arenisca U principal, relleno de valles durante la subida del nivel del mar, Cenomaniano, sistema transgresivo temprano y relleno de valles incisos; (d) Deposición de la secuencia transgresiva Napo U Superior-Caliza A, Cenomaniano Medio-Turoniano.

1.2. Objetivos Generales

- Generar modelo geológico
- Construir modelo de Balance de Materia
- Construir modelo de Simulación Matemática

1.3. Objetivos Específicos

- Estudiar el Sistema de depósito de las arenas U Superior y U Principal representadas por la nomenclatura USST y MAIU respectivamente.
- Definir los *end-points* Swi y Sor del reservorio en base al análisis de los registros de saturación.
- Validar y reintrepetar las pruebas de laboratorio sobre las muestras de fluido para obtener una correcta caracterización de los mismos en términos de presión, volumen y temperatura.
- Definir el Volumen de Petróleo Original en Sitio POES a través de un estudio de Balance de Materia basado principalmente en datos de producción y presiones.
- Construir una malla geológica y representar los eventos descritos en este capítulo.
- Construir un modelo de simulación numérica en base al modelo geológico y en base al modelo de balance de materia.
- Obtener el ajuste histórico del campo y a nivel de pozo en términos de producción y presiones.
- Generar los escenarios de optimización y realizar la evaluación económica.

1.4. Metodología

La metodología para realizar este tipo de trabajo consistió en coleccionar y analizar los datos de producción y presiones para luego proceder a la caracterización del sistema de la roca-fluido a través del análisis de Presión-Volumen-Temperatura, el cual es necesario para inicializar el modelo de simulación. Se realizó un estudio de Balance de Materia para determinar el volumen de petróleo correspondiente a cada tanque. Se construyó el modelo geológico para luego armar el modelo de simulación numérica. Se realizó un ajuste histórico de producción y presión utilizando los datos observados de los pozos. Finalmente se plantearon diferentes escenarios de optimización para evaluarlos económicamente.

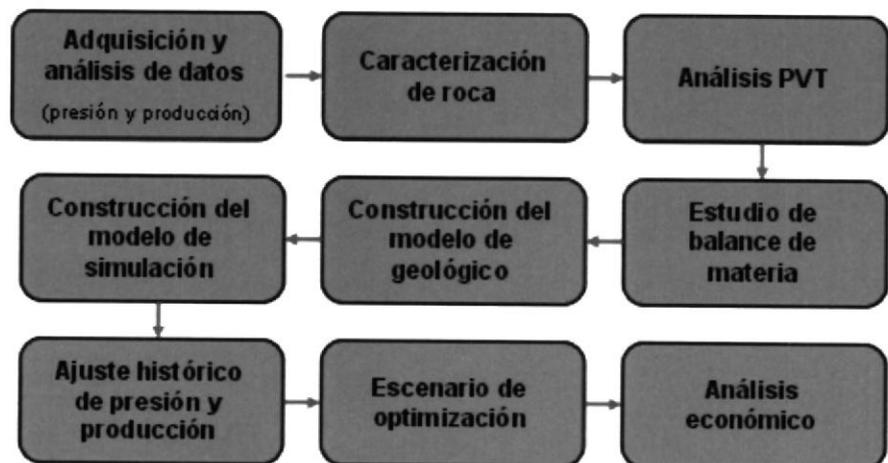


Figura 1.4.- Metodología para un estudio de Factibilidad para implementación de procesos IOR/EOR

CAPITULO 2

2. GENERALIDADES DEL CAMPO OSO

El Campo Oso se encuentra ubicado en el sector sur-oeste del Bloque 7, sobre la margen occidental del Río Napo, en el centro occidente de la Cuenca Oriente (Figura 2.1). El Campo Oso está localizado a 18 km de las estribaciones orientales de la Cordillera de los Andes, a unos 200 km hacia el sur-este de Quito y a 8 km al oeste del Campo Jaguar.

Varios ríos fluyen con dirección predominante noreste, siendo el principal de ellos el Río Napo, el cual corre sobre la parte norte de la estructura. El Río Suno, tributario del Río Napo, fluye también sobre la estructura Oso en la parte central y suroeste del campo.

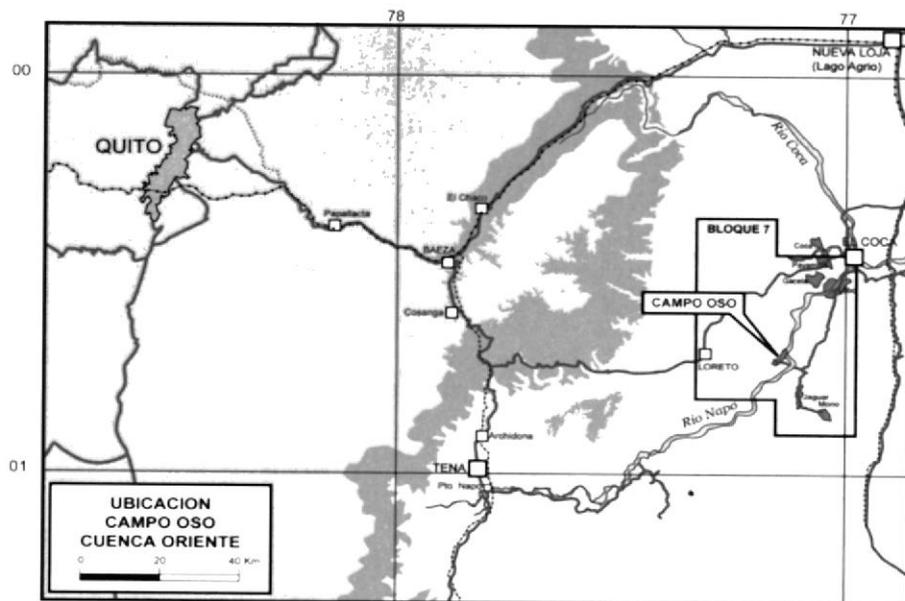


Figura 2.1.- Mapa del Bloque 7

2.1. Marco Geológico

El Bloque 7 está localizado en la parte centro-occidental de la Cuenca Oriente del Ecuador, cerca de la transición entre la planicie selvática de la Amazonía y la zona Subandina con presencia de fallas y levantamientos tectónicos.

La estructura del Campo Oso ha sido definida mediante la interpretación de la información sísmica 2D adquirida en los años 1981, 1986 y 1987, el tamaño de la malla sísmica promedio es de aproximadamente 2.0 kilómetros.^[2]

2.1.1. Estratigrafía

Una columna de aproximadamente 4000 metros de sedimentos del Mesozoico y Cenozoico están preservados en el área del Bloque 7 (Figura 2.2). La Formación Pumbuiza del Devónico fue perforada en el bloque por el pozo Cóndor-1, siendo la unidad más antigua compuesta por una secuencia de pizarras gris oscuras a negras y areniscas cuarcíticas de ambiente marino de plataforma. La Formación Chapiza del Jurásico Medio (Figura 2.2), perforada por la mayoría de pozos exploratorios del bloque, consiste de una sucesión

de sedimentos clásticos continentales (capas rojas), que se depositaron en un clima seco o desértico. Estas formaciones están cubiertas por las areniscas fluviales a transicionales de la Formación Hollín del Cretáceo Inferior.

Concordantemente sobre la Formación Hollín se depositaron las lutitas, calizas y areniscas de la Formación Napo. Estos depósitos predominantemente marino somero, han sido divididos en varias unidades de interés, como la Arenisca T, la Caliza "B", la Arenisca "U", la Caliza "A" y la Caliza "M-2" las cuales están presentes en el área del Bloque 7.

Sedimentos clásticos finos con variaciones eustáticas de la Formación Tena del Cretáceo tardío al Paleoceno temprano yacen sobre la Formación Napo. La Formación Tiyuyacu del Paleoceno tardío al Eoceno temprano yace sobre la Formación Tena y está caracterizada por un conglomerado de chert en su parte inferior. Los clásticos continentales de la Formación Tiyuyacu están cubiertos por la Formación Orteguaza compuesta principalmente

de lutitas y areniscas verdes del Oligoceno al Mioceno temprano, que a su vez están cubiertas por capas continentales de arcillolitas rojas de la Formación Chalcana. La Formación Arajuno del Mioceno tardío consiste de areniscas, arcillolitas y micro conglomerados. Los depósitos fluviales del Plio-Pleistoceno de la Formación Mesa completan la secuencia estratigráfica del área del Bloque 7.

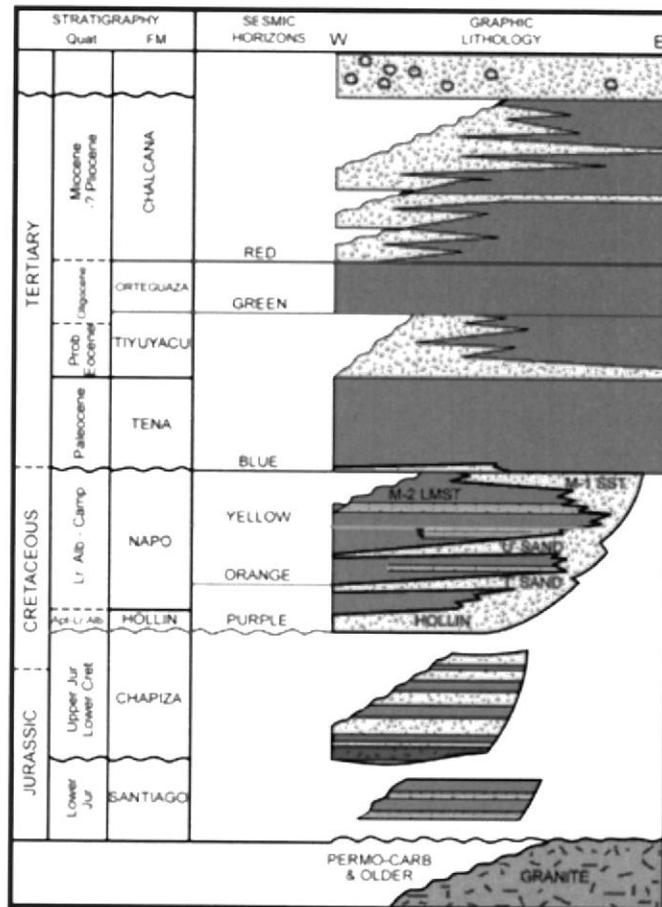


Figura 2.2.- Columna Estratigráfica Bloque 7

El análisis de estratigrafía secuencial muestra características claramente definidas de la sección sedimentaria Hollín-Napo-Basal Tena. Donde existen variaciones del nivel del mar en la Cuenca Oriente en el Cretácico, ejerciendo un control sobre la distribución de facies sedimentarias.

En el período del Albino al Maastrichtiano, se reconocen múltiples ciclos eustáticos. La megasecuencia Hollín-Napo-Basal Tena, caracterizada por una serie repetitiva de arenisca, calizas y lutitas, registra dicha ciclicidad asociada posiblemente a las fluctuaciones del nivel eustático ocurridas durante el Cretácico (Whithe et al., 1995; Barragan, 1999). En la Figura 2.3 describe los diferentes miembros y la curva eustática de Haq et al. (1987) con los respectivos intervalos clásticos. Para cada uno de los miembros de la Fm. Napo se define en su base un cambio lateral de facies como un límite de secuencia de un ciclo sedimentario.

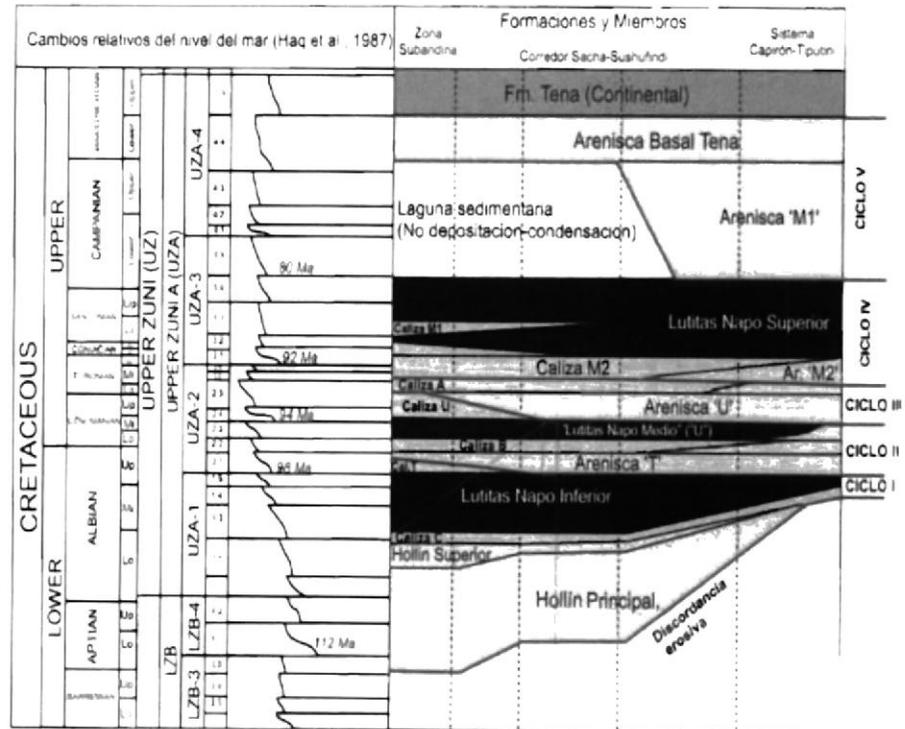


Figura 2.3.- Formaciones, miembros y ciclos sedimentarios del Cretácico de la Cuenca Oriente, y sus relaciones con la curva eustática de Haq et al. (1987)

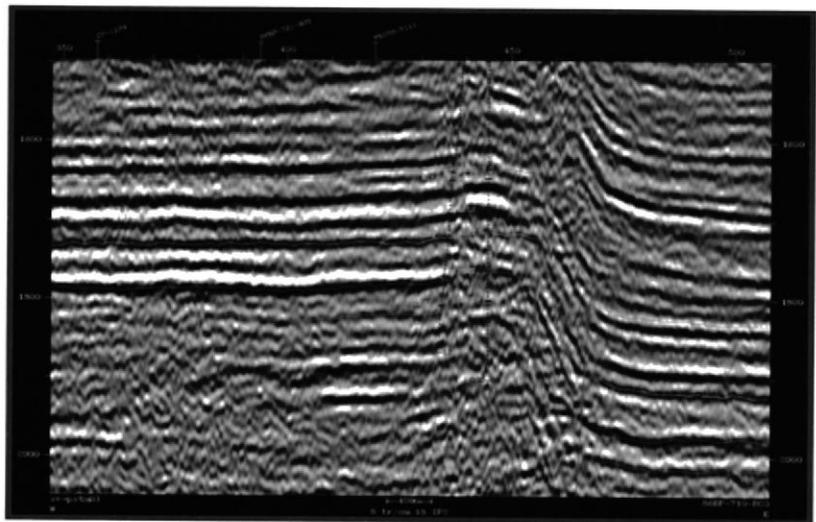
2.1.2. Estructura

Dos grandes procesos tectónicos son evidentes en la evolución de la parte occidental de la Cuenca Oriente y sobretodo en el Bloque 7. La primera fase de deformación reconocida en la estratigrafía pre-cretácica está relacionada con fallas lítricas normales en dirección N-S y NNE-SSO asociadas con un régimen extensional responsable de la creación de fosas tectónicas y cuencas marginales con dirección NNE.

El segundo proceso tectónico, más importante en la evolución de la Cuenca Oriente del Pre-Cretáceo y que puede haber generado inicialmente algunas de las estructuras del Bloque 7, es una deformación transpresiva regional, correspondiente al Jurásico Medio a Tardío, caracterizada por la disposición sistemática de fallas sinestrales NS y fallas de rumbo en dirección NNE-SSO que están superpuestas a las fallas normales con dirección NO-SE y pliegues en "echelon" al NNE.

Los movimientos intermitentes en las fallas del Bloque 7 fue consecuencia de una fase tectónica de deformación. El continuo crecimiento de la estructura Oso ha contribuido para un relieve moderadamente alto, mucho de lo cual es atribuible a la fase compresional Andina del Terciario-Tardío. Como consecuencia de las fases tectónicas producidas en la Cuenca Oriente, las direcciones del esfuerzo tectónico han cambiado durante el levantamiento de la Cordillera de los Andes a lo largo del borde occidental de la cuenca. Se ha identificado una tendencia de fracturamiento con rumbo este-oeste.

La estructura Oso es un anticlinal de relieve fuerte y controlado por una falla inversa rejuvenecida; un relativo adelgazamiento de las formaciones Tiyuyacu y Tena sobre la estructura Oso indica el inicio del movimiento inverso. El mapeo al nivel del Cretáceo, en los mapas de tiempo y profundidad se presenta como un anticlinal ligeramente elongado en dirección norte-sur (Figura 2.4). El análisis de la estructura muestra que el cierre a fines del Cretáceo era restringido y controlado por la falla. El cierre actual de gran distribución areal es debido a los últimos eventos que generaron el levantamiento de los Andes.



**Figura 2.4.- CAMPO OSO – Sección Sísmica Oeste-Este
– 86BP-712**

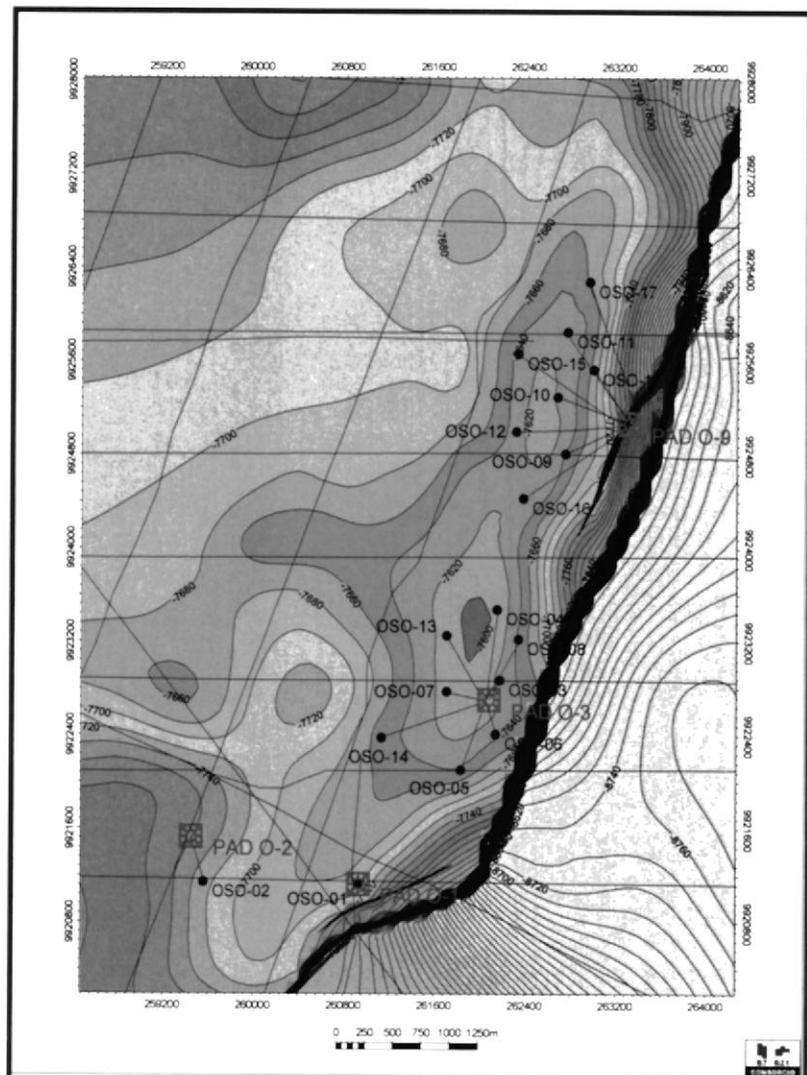


Figura 2.5.- Arenisca U Principal Mapa Estructural

2.2. Geología del Reservorio Arena Napo U

2.2.1. Descripción de núcleos Arena Napo U

El tope de la Arenisca Napo U es definido por un cambio litológico de una secuencia predominantemente carbonática a una sección clástica. La Zona de la

Arenisca Napo U está subdividida en U Superior y U Principal. La Arenisca U Superior consiste de un depósito de areniscas glauconíticas calcáreas y lutitas de ambiente marino-somero. Las barras arenosas tienen escasa distribución areal aunque localmente pueden presentar limitado desarrollo.

La Arenisca Napo U Principal formada por facies de relleno de valle incisos. Las facies de canales fluviales se formaron como resultado del ingreso del mar en dichos canales fluviales, los cuales fueron creados por efecto de la caída del nivel del mar (transgresión temprana) transformando los valles erosionados a estuarios, a finales del tiempo de la Lutita de la Napo Medio. Es notable la extensión alcanzada hacia el oeste de la cuenca por la arenisca U principal, atribuida posiblemente al cambio del nivel eustático en relación con los otros ciclos de Napo. ^[1]

La Arenisca Napo U Principal está compuesta por una arenisca blanca, cuarzosa, de grano fino a medio, moderadamente clasificada, con regular a buena

porosidad. Los datos de núcleo, evaluación de registros y los datos de producción indican zona de pago en los pozos del Campo Oso. Un resumen de los datos geológicos y petrofísicos de los pozos perforados en el Campo Oso se presenta a continuación en la Tabla 2.1.

U Superior

Pozo	Tope	Base	Esp. Total	Esp. Neto	NTG	Por	Sw
OSO-4	9136	9181	45	21	0.47	0.15	0.24
OSO-6	8722	8768	46	5	0.11	0.11	0.39
OSO-7	8741	8789	48	12	0.26	0.15	0.28
OSO-8	8973	9019	46	12	0.25	0.14	0.27
OSO-10	8931	8474	43	11	0.26	0.19	0.20
OSO-13	8969	9016	47	13	0.27	0.16	0.35
OSO-14	9192	9239	47	4	0.09	0.19	0.29
OSO-15	9353	9404	51	7	0.13	0.15	0.42

U Principal

Pozo	Tope	Base	Esp. Total	Esp. Neto	NTG	Por	Sw
OSO-1	8672	8700	28	24	0.86	0.15	0.24
OSO-6	8768	8784	16	4	0.22	0.13	0.48
OSO-7	8789	8819	30	15	0.49	0.14	0.32
OSO-8	9019	9047	28	14	0.50	0.15	0.25
OSO-11	9201	9220	19	12	0.63	0.16	0.12
OSO-13	9016	9040	24	9	0.38	0.18	0.29
OSO-14	9239	9265	26	13	0.50	0.14	0.36
OSO-15	9360	9383	24	11	0.44	0.16	0.13

Tabla 2.1 Resumen datos Geológicos y Petrofísicos para la Arenisca Napo U

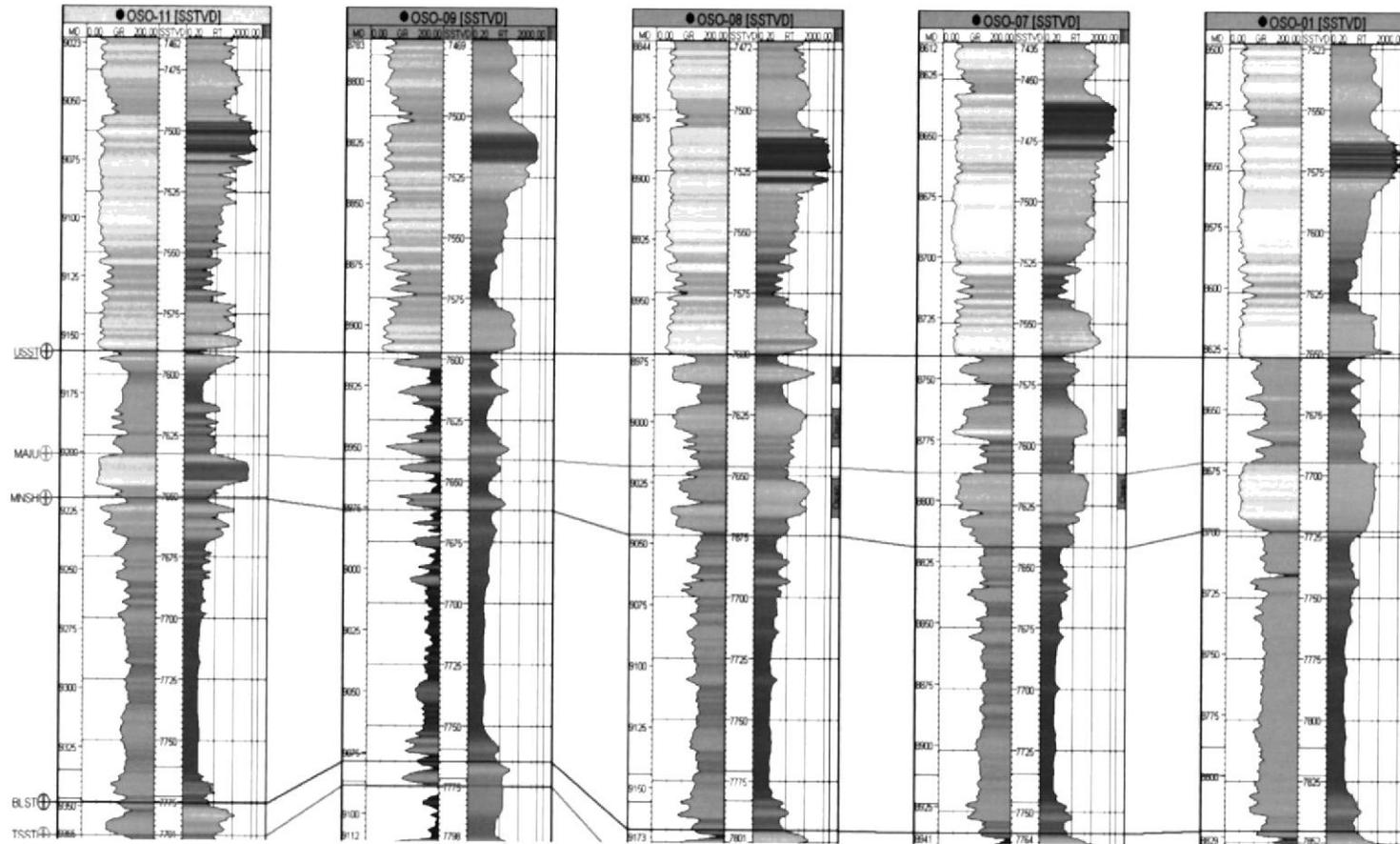


Figura 2.6.- Campo Oso – Reservoirio Napo U - Correlación Estratigráfica

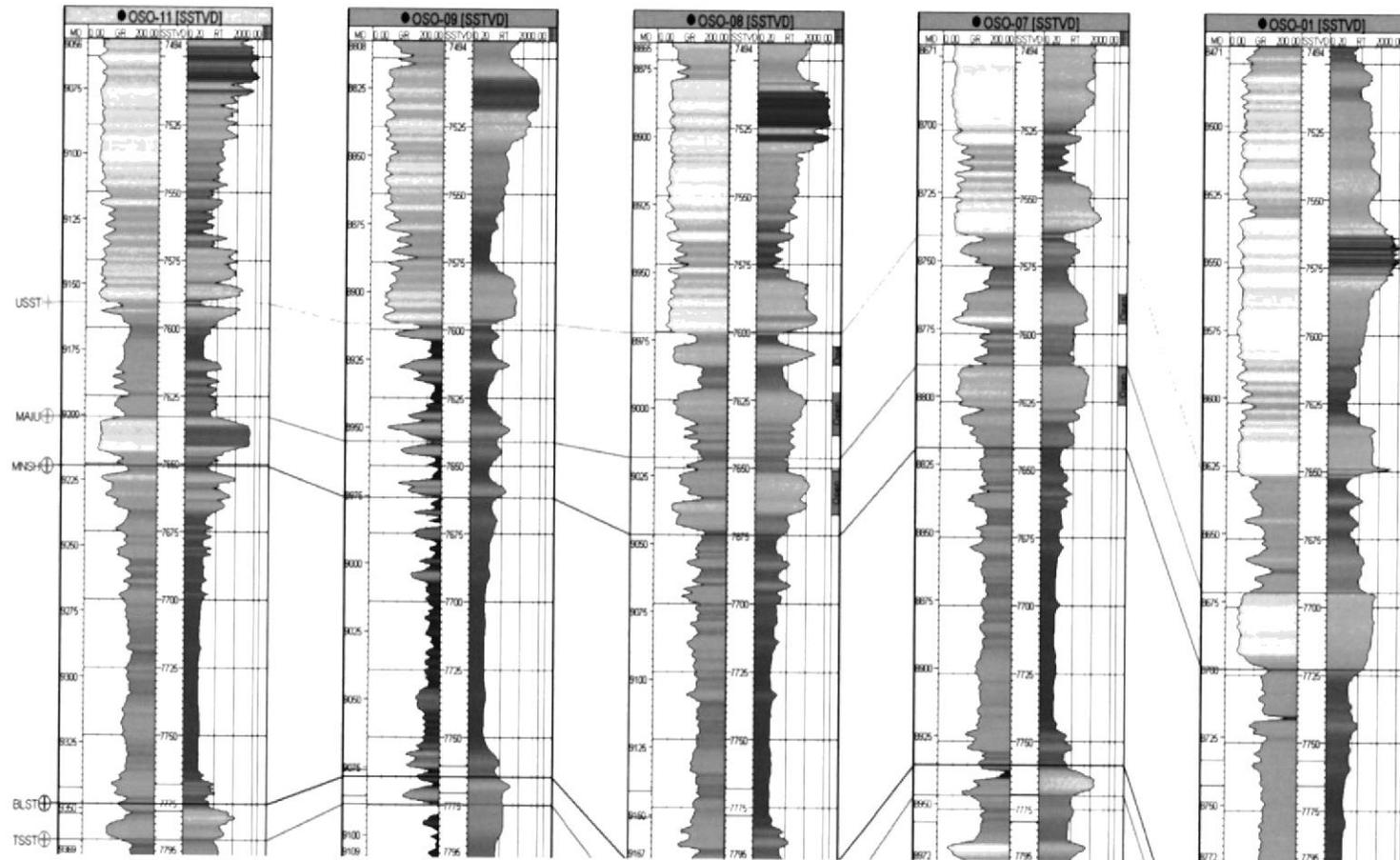


Figura 2.7.- Campo Oso – Reservorio Napo U - Correlación Estratigráfica

2.2.2. Modelo Estratigráfico Arena Napo U

Estudios regionales de la Operadora indican que la Arenisca Napo U puede ser diferenciada en varios episodios de sedimentación, basada en el análisis de núcleos de distintos pozos del Oriente ecuatoriano.

Inicialmente, el abanico aluvial de Napo U progradó hacia el oeste a través de la plataforma del Oriente alcanzando espesores de alrededor de 200 pies. Durante el depósito tardío del abanico aluvial, un significativo descenso del nivel del mar hizo migrar la línea de playa hacia el oeste unos 80 Km., dando lugar a la exposición subaérea de los sedimentos de Napo Medio. La caída del nivel del mar dio inicio a la erosión de un drenaje de valle incisivo resultando en una sucesión de valles orientados hacia occidente que variaban de 30 a 50 pies de profundidad y hasta 8 Km. de amplitud. El espaciamiento entre los valles variaba de 16 a 60 Km., ya que la proximidad al abundante aporte de sedimentos aluviales del nororiente necesitaba la creación de valles estrechamente espaciados. Los sedimentos erosionados de la Napo Medio en dichos valles así como la arenas de U pasando

a través de dichos valles crearon depósitos deltaicos a marinos someros de plataforma hacia el occidente de los valles, en el oeste del Oriente. La subsecuente subida del nivel del mar atrapó los detritos ricos en arena dentro de los valles incisivos creando reservorios de excelente calidad dentro del intervalo de la Arenisca U Principal en el centro y occidente de la Cuenca Oriente. El continuo incremento del nivel del mar dio como resultado la creación de lutitas de plataforma de baja energía, junto con barras de mareas y barras glauconíticas de tormenta dentro del intervalo de la Arenisca U Superior a través de todo el Oriente.

CAPÍTULO 3

3. ANÁLISIS DE PRODUCCIÓN

3.1. Cálculo de tasas de producción

La declinación de la producción de un pozo, no es más que la disminución progresiva de la tasa en función del tiempo. Estas pérdidas progresivas de producción están generalmente asociadas a pérdidas de presión en el reservorio y/o aumentó en el corte de agua. Como parte del flujo trabajo, se realizó un análisis de la tasa de producción de petróleo y agua que le corresponde a cada pozo del Campo Oso para la arena de Napo U.

Se recopilaron los datos de volúmenes mensuales de cada pozo de Oso en la arena U, para calcular las tasas de producción de petróleo, agua y gas.

3.2. Cálculo de producción acumulada

El cálculo de la producción acumulada de petróleo y agua, permite establecer si un pozo ha sido un buen productor o no. Además la sumatoria de todas las producciones acumuladas en todos los

pozos nos permite calcular el factor de recuperación actual del campo.

El volumen mensual acumulado de petróleo para cada pozo se calculó partiendo de las tasas mensuales según los días calendarios que le corresponden a cada mes.

3.3. Gráficos de tasas de producción y volúmenes acumulados

OSOA-21-USST (Anexo 1) empezó a producir en julio del 2010 de la arena Napo U con una tasa de 475 BOPD y bajo corte de agua, la producción declina notablemente hasta noviembre del 2010 a 140 BOPD. Para septiembre del 2011 se encuentra a 100 BOPD y acumulado de crudo de 85 MStb.

OSOB-42-USST (Anexo 2) empezó a producir de la arena U el 17 de julio del 2011 con una producción de 115 BOPD pero incremento en el mes de agosto a 250 BOPD con un corte de agua de 7%. Con fecha de septiembre del 2011, el pozo produce a una tasa de 225 BOPD y tiene un acumulado de 18 MStb.

OSOC-07-USST (Anexo 3) inició en la arena Napo U en agosto del 2005 con una producción alrededor de 85 BOPD con un bajo corte de agua, hasta septiembre del 2011 la producción decae a 37 BFPD y acumulado de crudo de 300 MStb. El pozo se encuentra actualmente cerrado en U e inyectando agua en el reservorio T.

OSOC-08-USST (Anexo 4) se inició la producción en Napo U en agosto del 2005. Alcanzando a una producción de 755 BOPD con un corte de agua bajo en el mes de octubre del mismo año, esta producción declinó hasta noviembre del 2008 con tasa de 110 BOPD, se realizó un trabajo para aumentar la producción a 400 BOPD manteniéndola hasta septiembre del 2011 y un acumulado de 800 MStb.

OSOC-13-USST (Anexo 5) se inició produciendo en la arena Napo U con una tasa alrededor de 150 BOPD, esta tasa aumento hasta 450 BOPD en mayo del 2006 manteniendo un bajo corte de agua. Se mantuvo produciendo de esta arena hasta febrero del 2008 con una tasa de 115 BOPD y un acumulado de crudo 260 MStb, para luego cambiar la producción a Hollín Principal.

OSOC-14-USST (Anexo 6) empieza a producir de la arena Napo U en abril del 2006 con una producción de aproximadamente 30 BOPD con un corte de agua de 40%, la producción al transcurrir el tiempo aumenta a casi 200 BOPD en el mes de junio del mismo año. Durante el mayor tiempo de producción no hubo una caída tan drástica en la tasa de petróleo pero se mantuvo corte de agua de alrededor de 27%. El pozo se cierra en marzo del 2008 con una tasa de casi 50 BOPD y un acumulado de petróleo de 120MStb.

OSOD-16-USST (Anexo 7) empezó a producir de la arena Napo U en junio del 2006 con una tasa de 7.5 BOPD y un corte de agua de más de 50%. Se produjo únicamente en ese mes, consecuencia de no ser rentable y se procedió a cambiar de arena.

OSOD-17-USST (Anexo 8) empezó a producir de la arena Napo U en octubre del 2006 con una tasa de 10 BOPD con un alto BSW de 89%. La tasa de petróleo fue aumentando en el transcurso del tiempo, mientras que la de agua disminuyo convenientemente. El pozo produce hasta octubre del 2008 con una tasa de 6 BOPD y un acumulado de 21 MStb de crudo. Actualmente es inyector en la arena Main Hollín.

OSOE-01-USST (Anexo 9) empezó a producir de la arena Napo U, desde octubre del 2000 con una tasa de 130 BOPD. El pozo produce actualmente con una tasa de 120 BOPD, 30% de corte de agua y tiene un acumulado de 1150 MStb.

A nivel de todo el Campo OSO-USST (Figura 3.1), en un análisis más generalizado, el campo produce desde octubre del 2000 con una tasa de 600 BOPD. Actualmente el nivel de producción está en el orden de 800 Bbl/d de crudo, 95 Bbl/d de agua y tiene un acumulado de 2 700 MStb de petróleo al cierre de Septiembre del 2011.

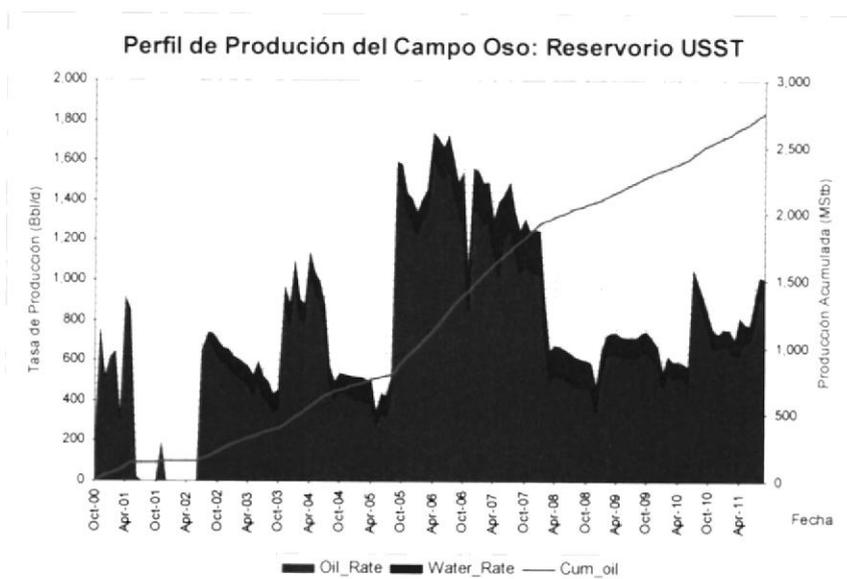


Figura 3.1.- Perfil de Producción del Campo Oso: Reservorio USST

3.4. Análisis de datos de presión de reservorio

Adicional al análisis de producción (Figura 3.2) se realizó un estudio de presiones según Pruebas de Build-up que se tomaron para diferentes pozos. Los datos de presión al transcurrir el tiempo marcan una misma tendencia en la caída de presión, siempre y cuando se encuentren en el mismo tanque.

De acuerdo con los datos presentados, se estima que el reservorio está constituido al menos tres tanques. El tanque de la región 1 se identificó por los datos de presión del pozo OSOE-01, el tanque de la región 2 por la tendencia de presión de cuatro pozos (OSOC-07, OSOC-08, OSOC-13, OSOC-14) y por último el tanque de la región 3 correspondiente al pozo OSOSA-21 por haber encontrado una presión más alta que el resto de los pozos.

El pozo OSOA-021 USST posee un solo dato de presión, y no proporciona información suficiente para determinar el tamaño del tanque lo contiene y dado que el pozo tiene una producción de 380 BOPD la petición para realizar la prueba de Build-Up fue negada por ahora.

CAPITULO 4

4. ANÁLISIS DE REGISTROS CPI

El análisis detallado de los registros de interpretación petrofísica permite determinar los valores de Saturación inicial (S_{wi}) y Saturación de crudo residual (S_{or}) con los cuales se puede construir las curvas de permeabilidad relativa cuando no se dispone de análisis especial de núcleos (SCAL).

Como parte del flujo de trabajo se generó el modelo de saturación de OSO_USST, graficando S_w vs $Phie$, $TVDSS$ vs S_w y $Height\ above\ LKO$ vs S_w , en base a la información cargada de los registros de CPI.

4.1. Estudios de correlaciones entre Porosidad y Saturación

La porosidad es la fracción del volumen bruto total de la roca que constituyen los espacios no sólidos, y está definido por:

$$\phi = \frac{V_b - V_m}{V_b} * 100\% \dots\dots\dots(4.1)$$

- ϕ : Porosidad Absoluta
- V_b : Volumen Bruto
- V_m : Volumen Matriz

Mientras los granos de la roca sean más uniformes mayor será la porosidad, la simetría influye en el valor de la porosidad, mientras menos simetría exista más afecta la porosidad; y la presión de sobrecarga de un estrato crea acercamiento entre las rocas. Mientras sea menor su efecto, mayor será el valor de porosidad.

La saturación es el porcentaje de un fluido ocupado en el espacio poroso, y está definido como:

$$S_{\text{fluido}} = \frac{V_f}{V_p} * 100\% \dots\dots\dots(4.2)$$

- S_{fluido} : Porcentaje del Fluido que satura el espacio poroso
- V_f : Volumen del Fluido dentro del espacio poroso
- V_p : Volumen poroso

Si se considera que el volumen poroso de una roca que contiene hidrocarburos, está saturada con petróleo, gas y agua tenemos que:

$$S_w + S_o + S_g = 1 \dots\dots\dots(4.3)$$

- S_w : Saturación de Agua
- S_o : Saturación de Petróleo
- S_g : Saturación de Gas

Conforme a los datos del CPI, corridos en la arena Napo U del Campo Oso, se representaron en una gráfica de saturación de

agua (S_w) vs. Porosidad (ϕ), mostrada en la Figura 4.1. Se puede observar que a mayor porosidad menor es la saturación de agua. Detalles sobre la tendencia de cada pozo registrado, se muestran en los Anexo 10 al 25.

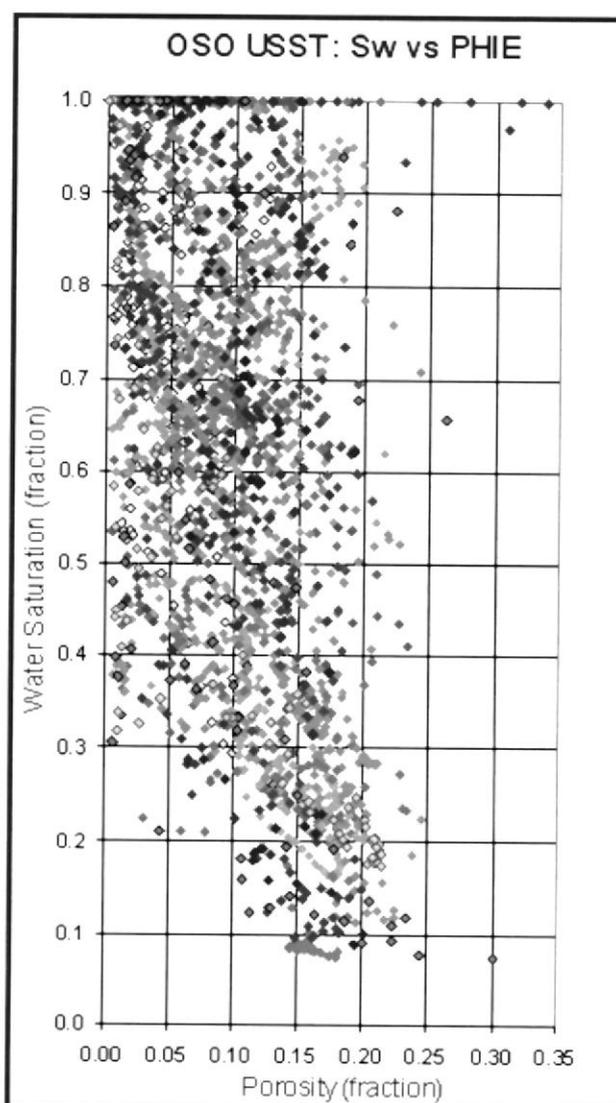


Figura 4.1.- Saturación (S_w) vs. Porosidad ($PHIE$) del Campo Oso

4.2. Determinación de contacto agua-petróleo (OWC/LKO)

Para determinar el OWC(Oil Water Contact)/LKO (Lowest Known Oil) de la arena Napo U del Campo Oso, en utilizó la información que de los registros de pozos visualizados desde el programa Petrel 2010.1.

El análisis de presión del reservorio realizado en el capítulo anterior muestra la posibilidad de que el reservorio se encuentre dividido en tres tanques. Para los pozos que definen cada tanque se toma como LKO el valor más bajo de la arena Napo U, medido en TVDSS. Los resultados obtenidos se muestran en la Tabla 4.1.

Tanque	Pozo	LKO (ft)
1	OSOE-01	-7723
2	OSOC-07 OSOC-08 OSOC-13 OSOC-14	-7675
3	OSOA-21	-7681

Tabla 4.1.- LKO correspondiente a cada tanque de OSO-USST

4.3. Estudio de correlación entre Saturación y LKO

Los registros CPI proporcionan los datos de Saturación de agua según la profundidad del pozo medida en TVDSS. A partir de esta

información se puede calcular la altura sobre el nivel más bajo conocido de petróleo (Height above LKO).

La Figura 4.2 muestra el comportamiento de la saturación de agua de los pozos de la arena Napo U en el campo Oso, de acuerdo con la altura sobre el nivel más bajo conocido de petróleo. Para observar el comportamiento individual de cada pozo se detalla desde Anexo 27 hasta Anexo 43.

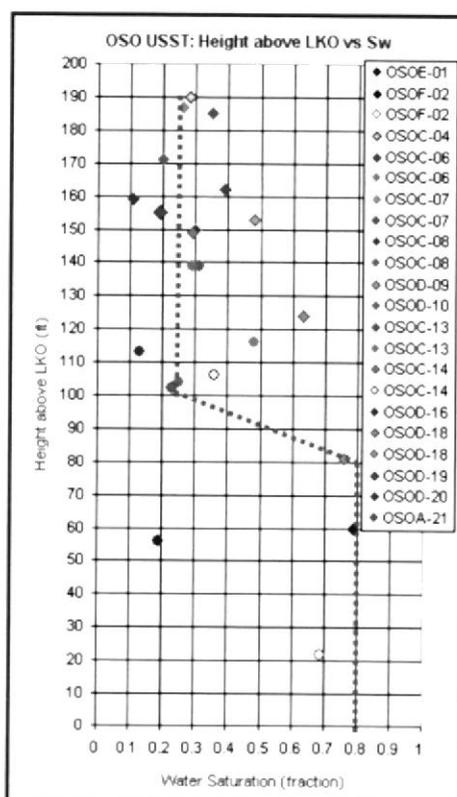


Figura 4.2.- Saturación de agua vs. Altura sobre el nivel más bajo conocido de petróleo del Campo Oso

4.4. Determinación de *End-points* (S_{wi}/S_{or})

Los *End-Points* se obtuvieron de la curvas generadas a partir del *Height above FWL (feet)* vs. Saturación de agua de los registros de CPI, clasificados por intervalos de porosidad (*PHIE*). Figura 4.3.

Se determina que el S_{wi} (*Saturación de Agua Irreductible*) es aproximadamente 24% mientras S_{or} (*Saturación de Petróleo Residual*) es 20%, donde S_{or} corresponde a la saturación donde el petróleo es inmóvil.

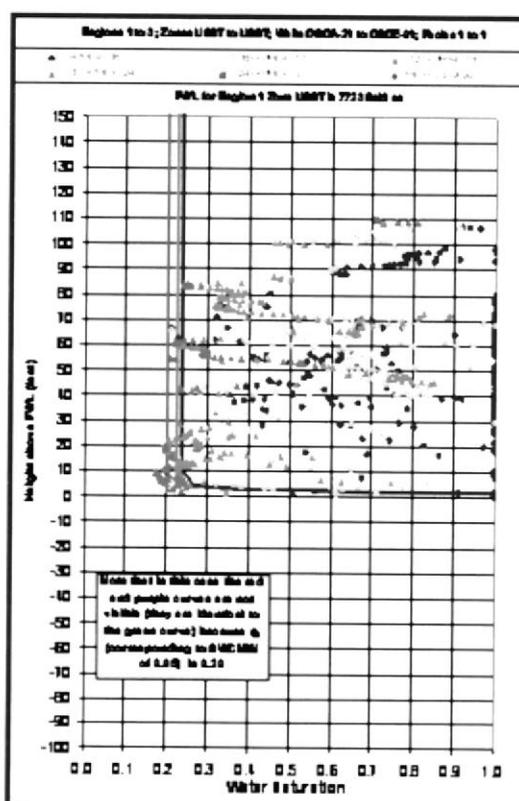


Figura 4.3.- Height above FWL vs. Water Saturation de la arena Napo U – Campo Oso – para modelamiento de presiones capilares

4.5. Generación de curvas de permeabilidad relativa

El uso de tablas de permeabilidades relativas es mandatorio para la elaboración de modelos de yacimientos. Estas curvas describen como varían las permeabilidades relativas de crudo o agua con respecto a la Saturación de agua en la roca.

Con la curva de permeabilidades relativas, podemos identificar cuatro puntos importantes: S_{wc} (*Saturación de Agua Connata*), S_{oc} (*Saturación Crítica de Petróleo*), K_{ro} (*Permeabilidad Relativa del Petróleo en el punto de S_{wc}*) y K_{rw} (*Permeabilidad Relativa al Agua en el punto de S_{oc}*) que constituyen los *Ends Points* o Puntos Finales de las curvas.

Las curvas de permeabilidad relativa resultantes para el flujo de trabajo que se siguió se muestran en la Figura 4.4. Estas curvas fueron generadas utilizando exponentes de Corey $n_w=2$ y $n_o=2$, los cuales funcionan de manera aceptable en reservorios clásticos. Estas curvas servirán más adelante para la elaboración de los modelos de Balance de Materia y Simulación Numérica.

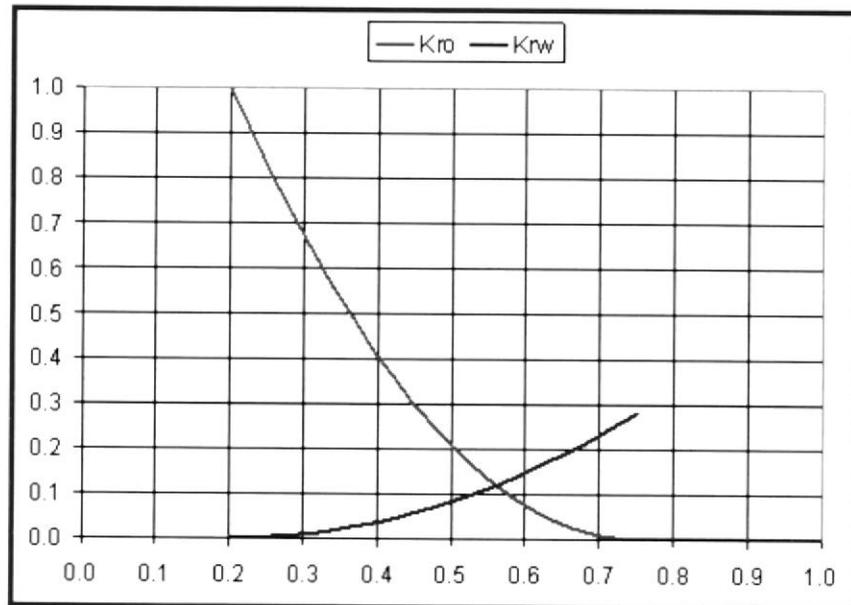


Figura 4.4.- Curvas de Permeabilidad relativa al petróleo y Permeabilidad relativa al agua de la arena U del Campo Oso.

La figura muestra la permeabilidad relativa en el flujo simultáneo de un líquido mojante y otro no mojante. Ambos fluidos están en movimiento solamente en el intervalo de saturación (0.2, 0.75) de la fase mojante, extremos que corresponden con las saturaciones irreducible para la fase mojante y residual de la fase no mojante. En $S_w=0.75$, k_{rw} es normalmente mucho menor que 1; mientras que k_{ro} en $S_w=0.2$ se aproxima a la unidad. La caída rápida de k_{rw} indica que los poros grandes son primeramente ocupados por la fase no mojante.

CAPITULO 5

5. ANÁLISIS DE PVT

De manera general los fluidos están clasificados como gases y líquidos. Un fluido puede existir como gas, líquido, dependiendo de la presión y temperatura a la cual el fluido está sometido. Vapor es cualquier sustancia que existe en estado gaseoso durante condiciones normales o standard. En cuanto a hidrocarburo se refiere es conveniente pensar que gas y vapor son sinónimos.^[3]

Un sistema de hidrocarburos puede ser homogéneo o heterogéneo. Un sistema homogéneo es aquel que tiene las mismas propiedades químicas y físicas a lo largo de su extensión, y un sistema heterogéneo es todo lo contrario, es decir, no mantiene las mismas propiedades químicas y físicas, y además está compuesto por partes, o por fases, diferenciándose entre ellas por sus propiedades. Una fase es homogénea y está separada del resto de las fases por distintos bordes. La dispersión de una fase respecto al sistema heterogéneo es inmaterial, es decir, no necesariamente tiene que

ser continua. Un sistema heterogéneo por ejemplo podría consistir de agua, hielo, y vapor de agua.^[3]

Las mezclas de hidrocarburos que existen en estado líquido a condiciones de yacimientos son clasificados como yacimientos de petróleo. Estos líquidos están divididos en yacimientos de petróleo de alto encogimiento (high shrinkage) y bajo encogimiento (low shrinkage), en base a la cantidad que se produce en superficie. Además de esta clasificación existe los yacimientos saturados y subsaturados, dependiendo de las condiciones iniciales de yacimiento.

El petróleo es considerado saturado si esta sobre o cerca del punto de burbujeo. Con una pequeña caída de presión el gas se produce del petróleo saturado. Cuando se necesita una gran caída de presión para producir gas del petróleo saturado. Cuando se necesita una gran caída de presión para producir gas del petróleo, el yacimiento se considera subsaturado. A medida que se drena el yacimiento, la presión va disminuyendo y el punto de burbujeo se alcanza, permitiendo así que se produzca el gas que estaba en solución.

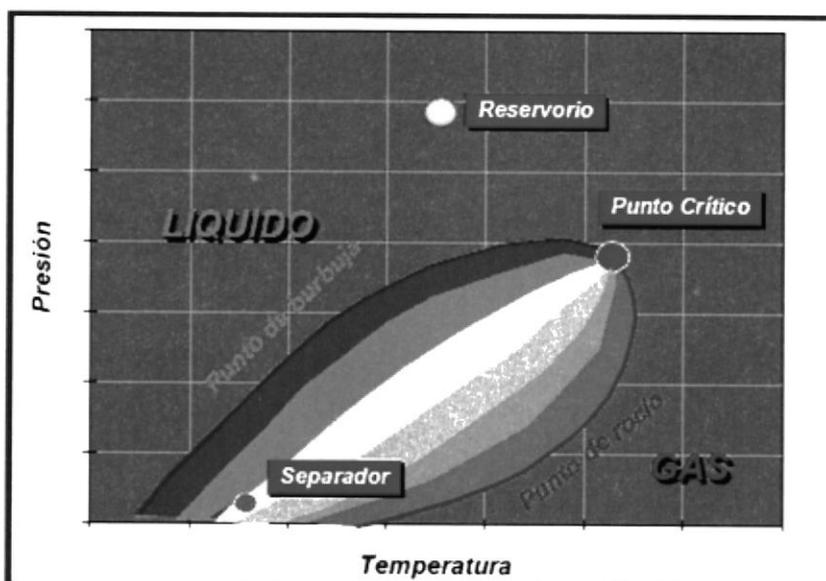


Figura 5.1.- Diagrama de fases de un yacimiento de petróleo

El análisis PVT requiere de relacionar la producción en superficie y a la extraída de un reservorio de petróleo es necesariamente más compleja debido a la presencia, por debajo del punto de burbuja, tanto de una fase de petróleo líquido y gas libre en el reservorio.

Para relacionar los volúmenes en superficie y en reservorio, para un reservorio de petróleo, se definen tres parámetros importantes determinados en laboratorio por experimentos controlados realizados con muestras de crudo. Pero antes de determinar una propiedad, se debe asegurar que la aplicación de interés se encuentra dentro del rango de los datos para la cual la correlación fue desarrollada.

Propiedades físicas del Petróleo

Los crudos dependiendo de su composición, se categorizan como: parafínicos, nafténicos o aromáticos. Debido a estas diferencias en composición, las correlaciones pueden generar resultados erróneos cuando se aplican a otros crudos. Por lo tanto, el uso efectivo de las correlaciones radica en la correcta caracterización e identificación del tipo de crudo.

Dado que las correlaciones que se presentarán en esta sección, utilizan la gravedad específica, γ_o , o la gravedad API del petróleo, γ_{API} , es necesario definir estas propiedades.

5.1. Estudios de correlaciones para determinación del punto de burbuja

La presión de burbujeo o punto de burbujeo como también se le llama, se define como la presión a la cual se forma la primera burbuja de gas al pasar un sistema del estado líquido al estado de dos fases, donde la fase líquida está en equilibrio con una cantidad infinitesimal de gas libre.

A presiones por debajo de la presión de burbujeo se forman dos fases en equilibrio: líquido (con gas en solución) y gaseosa (gas natural). La fase líquida está constituida por crudo saturado con gas natural, por esto a estas presiones se les llama de saturación, p_s . Comúnmente, la presión de saturación, p_s , se utiliza como sinónimo de presión de burbujeo, p_b .

Las siguientes correlaciones permiten determinar la presión de burbujeo o de saturación de un crudo cuando se conoce la razón gas en solución-petróleo, la gravedad del crudo, la gravedad específica del gas producido y la temperatura del yacimiento.

Correlación de Standing, M.B.^[4,5]:

Standing encontró una correlación entre el denominado factor de correlación, F , y la presión de burbujeo, p_b . La Figura 5.2 presenta la correlación de estos factores².

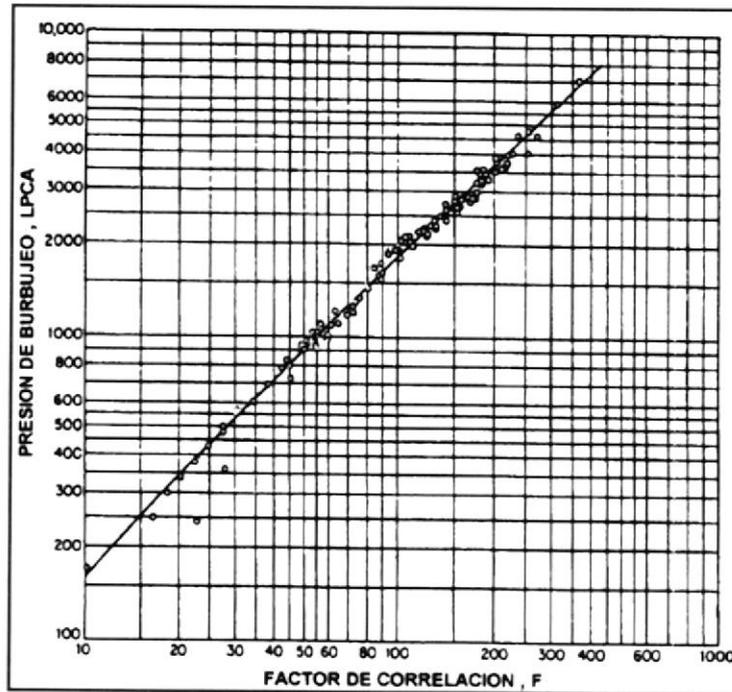


Figura 5.2.- Correlación de Standing para la presión de burbujeo (Ref.2)

La siguiente ecuación es un ajuste de la correlación gráfica de la Fig. 5.1³:

$$p_b = 18.2[F - 1.4] \dots\dots\dots(5.2)$$

donde;

$$F = \left(\frac{R_{sb}}{\gamma_g} \right)^{0.83} 10^{(0.000917 - 0.0125\gamma_{API})} \dots\dots\dots(5.3)$$

- p_b : Presión de burbujeo, lpc.a.
- R_{sb} : Razón gas disuelto-petróleo a $p \geq p_b$, PCN/BN
- T : Temperatura del yacimiento, °F
- γ_g : Gravedad específica del gas, (aire=1)
- γ_{API} : Gravedad del petróleo, °API

Además para facilitar los cálculos de la ecuación fue llevada a un nomograma el cual se presenta en la Figura. 5.3.

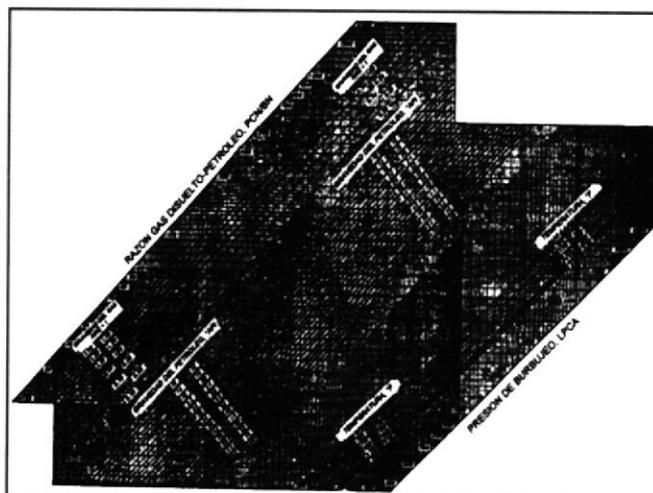


Figura 5.3.- Determinación de la presión de burbujeo, p_b , de sistemas de hidrocarburos por la correlación de Standing (Ref.2).

Un total de 105 puntos de datos determinados experimentalmente de 22 mezclas diferentes de crudo/gas natural de California fueron utilizados en el desarrollo de esta correlación. Los gases presentes en las mezclas se encontraban libres de N_2 y H_2S , pero el CO_2 estaba presente en algunas muestras en concentraciones menores del 1% (%molar).

Todos los datos fueron obtenidos en el laboratorio mediante una liberación instantánea en dos etapas. La Tabla 5.1 presenta el

rango de estos datos. El error promedio de correlación cuando se aplicó a los datos utilizados en su desarrollo fue de 4.8% y 106 lpc.

Presión de burbujeo, <i>lpca</i>	130 – 7000
Temperatura, °F	100 – 258
Factor volumétrico del petróleo, <i>BY/BN</i>	1.024 – 2.15
Razón gas disuelto-petróleo, <i>PCN/BN</i>	20 – 1425
Gravedad del petróleo, °API	16.5 – 63.8
Gravedad específica del gas, (aire = 1)	0.59 – 0.95
Presión del separador, <i>lpca</i> .	
Primera etapa	265 - 465
Segunda etapa	14.7
Temperatura del separador, °F	100

Tabla 5.1.- Rango de los datos para la correlación de Standing, M.B.

Correlación de Vázquez, M.E. y Beggs, H.D.^[6]:

La correlación es la siguiente:

$$p_b = \left[\frac{R_{sb}}{C_1 \gamma_{gc} \exp\left(\frac{C_3 \gamma_{API}}{T + 460}\right)} \right]^{\frac{1}{C_2}} \dots\dots\dots (5.4)$$

donde;

- p_b : Presión de burbujeo, *lpca*.
- R_{sb} : Razón gas disuelto-petróleo a $p \geq p_b$, *PCN/BN*
- T : Temperatura del yacimiento, °F
- γ_{gc} : Gravedad específica del gas corregida a 100 lpcm, (aire=1)
- γ_{API} : Gravedad del petróleo, °API

Un total 6004 puntos de datos fueron utilizados en el desarrollo de esta correlación. Los datos fueron tomados separados en grupos debido a la volatilidad de los crudos. El primer grupo contenía crudos con gravedades $\leq 30^\circ\text{API}$, y el segundo crudos con gravedades $> 30^\circ\text{API}$. La Tabla 5.2 presentan los valores de las constantes C_1 , C_2 y C_3 de acuerdo a la gravedad API del crudo. La Tabla 5.3 presenta el número de datos y el rango de los datos para cada grupo.

	C_1	C_2	C_3
$\gamma_{API} \leq 30$	0.0362	1.0937	25.724
$\gamma_{API} > 30$	0.0178	1.1870	23.931

Tabla 5.2.- Valores de las Constantes C_1 , C_2 , C_3

	$\gamma_{API} > 30$	$\gamma_{API} \leq 30$
Número de puntos de datos	1141	4863
Presión de burbujeo, lpc.a.	15 - 4572	15 - 6055
Temperatura promedio, °F	162	180
Factor volumétrico del petróleo, BY/BN	1.042 - 1.545	1.028 - 2.226
Razón gas disuelto-petróleo, PCN/BN	0 - 831	0 - 2.199
Gravedad del petróleo, °API	5.3 - 30	30.6 - 59.5
Gravedad específica del gas, (aire = 1)	0.511 - 1.351	0.53 - 1.259

Tabla 5.3.- Rango de los datos para la correlación de Vázquez, M.E. y Beggs, H.D.

Correlación de Kartoatmodjo, T. y Schmidt, Z.^[7]:

La correlación es la siguiente:

$$p_b = \left[\frac{R_{sb}}{C_1 \gamma_{gc}^{C_2} 10^{\left(\frac{C_3 \gamma_{API}}{T+460} \right)}} \right]^{C_4} \dots \dots \dots (5.5)$$

donde;

- p_b : Presión de burbujeo, lpc.a.
- R_{sb} : Razón gas disuelto-petróleo a $p \geq p_b$, PCN/BN
- T : Temperatura del yacimiento, °F
- γ_{gc} : Gravedad específica del gas corregida a 100 lpcm.,
(aire = 1)
- γ_{API} : Gravedad del petróleo, °API

Un total de 5392 puntos de datos obtenidos de 740 muestras diferentes de crudos del Sud-este de Asia (Indonesia), Norte América, Medio Oriente y América Latina fueron utilizados en el desarrollo de esta correlación. Los datos fueron separados en dos grupos debido a la voluntad de los crudos. El primer grupo contenía crudos con gravedades $\leq 30^\circ\text{API}$, y el segundo crudos con gravedad $> 30^\circ\text{API}$. La Tabla 5.4 presenta los valores de las constantes C_1 , C_2 , C_3 y C_4 de acuerdo a la gravedad API del crudo. La Tabla 5.5 presenta el rango de los datos utilizados en el desarrollo de la correlación. Kartoatmodjo y Schmidt reportan un

error promedio relativo de 3.34032% con una desviación estandar de 263.08% para la correlación.

	C_1	C_2	C_3	C_4
$\gamma_{API} \leq 30$	0.05958	0.7972	13.1405	0.9986
$\gamma_{API} > 30$	0.03150	0.7587	11.2895	0.9143

Tabla 5.4.- Valores de las constantes C_1 , C_2 , C_3 y C_4

Presión de burbujeo, lpca.	14.7 – 6054.7
Temperatura, °F	75 – 320
Factor volumétrico del petróleo, BY/BN	1.007 – 2.144
Razón gas disuelto-petróleo, PCN/BN	0.0 – 2890
Gravedad del petróleo, °API	14.4 – 58.9
Gravedad específica del gas, (aire = 1)	0.379 – 1.709

Tabla 5.5.- Rango de los datos para la correlación de Kartoatmodjo, T. y Schmidt, Z.

Al igual que Vázquez y Beggs⁶, Kartoatmodjo y Schmidt desarrollaron la siguiente correlación para corregir la gravedad específica del gas a una presión de separación de 100 lpcm. (114.7 lpca):

$$\gamma_{gc} = \gamma_g \left[1 + 0.1595 \gamma_{API}^{0.4078} T_{sp}^{-0.2466} \log \left(\frac{P_{sp}}{114.7} \right) \right] \dots \dots \dots (5.6)$$

donde;

- γ_{gc} : Gravedad específica del gas corregido a 100 lpcm., (aire=1)
 γ_g : Gravedad específica del gas sin corregir, (aire = 1)

- γ_{API} : Gravedad del petróleo, °API.
 p_{sp} : Presión del separador, lpca.
 T_{sp} : Temperatura del separador, °F

Un total de 208 puntos de datos fueron utilizados en el desarrollo de esta correlación y reporta un error promedio relativo de - 0.5524%. La Tabla 5.6 presenta el rango de los datos utilizados en su desarrollo.

Presión del separador, lpca.	14.7 – 514.7
Temperatura del separador, °F	65 – 186
Gravedad del petróleo, °API	14.4 – 58.9
Gravedad específica del gas, (aire = 1)	0.379 – 1.709

Tabla 5.6.- Rango de los datos para la Ec. (5.6)

Correlación de Glaso, O.^[8]:

La correlación es la siguiente:

$$p_h = 10^{[1.7669 + 1.7447 \log F - 0.30218(\log F)^2]} \dots\dots\dots(5.7)$$

donde;

$$F = \left(\frac{R_{sb}}{\gamma_g} \right)^{0.816} + \frac{T^{0.172}}{\gamma_{API}^{0.989}} \dots\dots\dots(5.8)$$

- p_h : Presión de burbujeo, lpsa.
 R_{sb} : Razón gas disuelto-petróleo a $p \geq p_b$, PCN/BN
 T : Temperatura del yacimiento, °F
 γ_g : Gravedad específica del gas, (aire=1)
 γ_{API} : Gravedad del petróleo, °API

Un total de 45 muestras de crudos la mayoría de la región del Mar del Norte fueron utilizadas en el desarrollo de esta correlación. La Tabla 5.7 presenta el rango de los datos utilizados en su desarrollo. Glaso reporta un error promedio de 1.28% con una desviación estándar de 6.98% para la correlación.

Presión de burbujeo, lpca	165 – 7142
Temperatura, °F	80 – 280
Factor volumétrico del petróleo, B/BN	1.025 – 2.588
Razón gas disuelto-petróleo, PCN/BN	90 – 2637
Gravedad del petróleo, °API	22.3 – 48.1
Gravedad específica del gas, (aire = 1)	0.65 – 1.276
Presión del separador, lpca	415
Primera etapa	15
Segunda etapa	
Temperatura del separador, °F	125

Tabla 5.7.- Rango de los datos para la correlación de Glaso, O.

Adicionalmente, Glaso desarrolló las siguientes ecuaciones para corregir la presión de burbujeo por efectos de gases no-hidrocarburos: N_2 , CO_2 y/o H_2S .

$$C_{N_2} = 1 + [(-2.65 \times 10^{-4} \gamma_{API} + 5.5 \times 10^{-3})T + (0.0931\gamma_{API} - 0.8295)]y_{N_2} + [(1.954 \times 10^{-11} \gamma_{API}^{4.699})T + (0.027\gamma_{API} - 2.366)]y_{N_2}^2 \dots\dots\dots(5.9)$$

$$C_{CO_2} = 1.0 - 693.8y_{CO_2} T^{-1.553} \dots\dots\dots(5.10)$$

$$C_{H_2S} = 1.0 - (0.9035 + 0.0015\gamma_{API})y_{H_2S} + 0.019(45 - \gamma_{-api})y_{H_2S}^2 \dots\dots\dots(5.11)$$

donde, T en $^{\circ}F$, y_{N_2} , y_{CO_2} , y_{H_2S} las fracciones molares de N_2 , CO_2 y H_2S en los gases de superficie.

Jacobsen⁸ desarrollo la siguiente ecuación para corregir la presión de burbujeo por efectos de N_2 .

$$C_{N_2} = 15.85 + 286y_{N_2} - 0.107T \dots\dots\dots(5.12)$$

donde, T en $^{\circ}F$, y_{N_2} la fracción molar de N_2 en los gases de superficie.

Esta correlación fue desarrollada con crudos Canadienses y la intención fue de utilizarla con la correlación de Standing³.

Estas correcciones son simplemente factores de multiplicación aplicados a la presión de burbujeo calculada, por lo tanto, cualquier factor de corrección puede ser utilizado con cualquier correlación de p_b , esto es:

$$\begin{aligned} p_{bc_{N_2}} &= C_{N_2} p_b \\ p_{bc_{CO_2}} &= C_{CO_2} p_b \\ p_{bc_{H_2S}} &= C_{H_2S} p_b \end{aligned}$$

De acuerdo a Ostermann y Cols.⁹, estas correcciones son necesarias, despreciar su uso puede resultar en errores del 30% o más en la estimación de la presión de burbujeo.

Correlación de Al-Marhoun, M.A.^[9]:

La correlación es la siguiente:

$$p_b = 5.38088 \times 10^{-3} R_{sb}^{0.715082} \gamma_g^{-1.87784} \gamma_o^{3.1437} T^{1.32657} \dots\dots\dots (5.13)$$

- p_b : Presión de burbuja, lpca.
- R_{sb} : Razón gas disuelto-petróleo a $p \geq p_b$, PCN/BN
- T : Temperatura del yacimiento,
- γ_g : Gravedad específica del gas, (aire = 1)
- γ_o : Gravedad específica del petróleo, (agua = 1)

Un total de 160 puntos de datos determinados experimentalmente de 69 análisis PVT de crudos del Medio Oriente fueron utilizados en el desarrollo de esta correlación. La Tabla 5.8 presenta el rango de estos datos. Al-Marhoun reporta un error promedio relativo de 0.03% con una desviación estándar de 4.536% entre las presiones de burbujeo medidas y calculadas con la correlación.

Presión de burbujeo, lpca.	20 – 3573
Temperatura, °F	74 – 240
Factor volumétrico del petróleo, BY/BN	1.032 – 1.997
Factor volumétrico total, BY/BN	1.032 – 6.982
Razón gas disuelto-petróleo, PCN/BN	26 – 1602
Gravedad del petróleo, °API	19.4 -44.6
Gravedad específica del gas, (aire = 1)	0.752 – 1.367
N ₂ en gas de superficie, % molar	0.0 – 3.89
CO ₂ en gas de superficie, % molar	0.0 – 16.38
H ₂ O en gas de superficie, % molar	0.0 – 16.13

Tabla 5.8.- Rango de los datos para la correlación de Al-Marhoun, M.A.

Correlación de Dokla, M.E. y Osman, M.E.^[10]:

La correlación es la siguiente:

$$p_b = 0.836386 \times 10^4 R_{sb}^{0.724047} \gamma_g^{-1.01049} \gamma_o^{0.107991} T^{-0.952584} \dots\dots\dots (5.14)$$

- p_b : Presión de burbujeo, lpca.
- R_{sb} : Razón gas disuelto-petróleo a $p \geq p_b$, PCN/BN
- T : Temperatura del yacimiento, °R
- γ_g : Gravedad específica del gas, (aire = 1)
- γ_o : Gravedad específica del petróleo, (agua = 1)

En el desarrollo de esta correlación se utilizaron 51 análisis PVT de crudos de los Arabes Unidos. La Tabla 5.9 presenta el rango de los datos utilizados. Dokla y Osman reportan un error promedio relativo de 0.45% con una desviación estandar de 10.378% entre las presiones de burbujeo medidas y calculadas con la correlación.

Presión de burbujeo, lpca	590- 4640
Temperatura, °F	190 – 275
Factor volumétrico del petróleo, BY/BN	1 216 – 2 493
Razón gas disuelto-petróleo, PCN/BN	81 – 2266
Gravedad específica del petróleo, (agua = 1)	0.8236 – 0.886
Gravedad específica del gas, (aire = 1)	0.789 – 1.290
N ₂ en gases de superficie, % molar	0.1 – 1.85
CO ₂ en gases de superficie, % molar	0.37 – 8.9
H ₂ O en gases de superficie, % molar	0.0 – 6.02

Tabla 5.9.- Rango de los datos para la correlación de Dokla, M.E. y Osman, M.E.

5.2. Estudio de correlaciones para determinación de perfil Rs vs Presión

La razón gas disuelto (o gas en solución)-petróleo o solubilidad del gas en el petróleo, R_s , se define como el número de pies cúbicos normales (PCN) de gas que pueden disolver en un barril normal (BN) de petróleo cuando ambos son llevados a las condiciones de presión y temperatura prevalecientes en el yacimiento.

Se dice que un crudo está *saturado* con gas cuando tiene en solución la máxima cantidad de gas que el admite, y en este caso, al reducir un poco la presión ocurre liberación de gas. Si el crudo tiene una cantidad de gas inferior a la que puede admitir a ciertas

condiciones de p y T se dice que el crudo está *subsaturado* (no saturado), o sea que tiene una deficiencia de gas.

En un crudo, si se dispone de suficiente gas y se puede someter el petróleo a altas presiones y temperaturas, puede decirse que el gas es infinitamente soluble en el petróleo. Lo que limita la solubilidad del gas en el petróleo en el yacimiento, son las condiciones de presión y temperatura que allí existan y por supuesto la cantidad de gas disponible. Por esta razón, se encuentran yacimientos con capa de gas inicial (exceso de gas a las condiciones de p y T existentes) y yacimientos subsaturados (no saturados). La Figura 5.4. ilustra el comportamiento típico de R_s vs presión a temperatura constante.

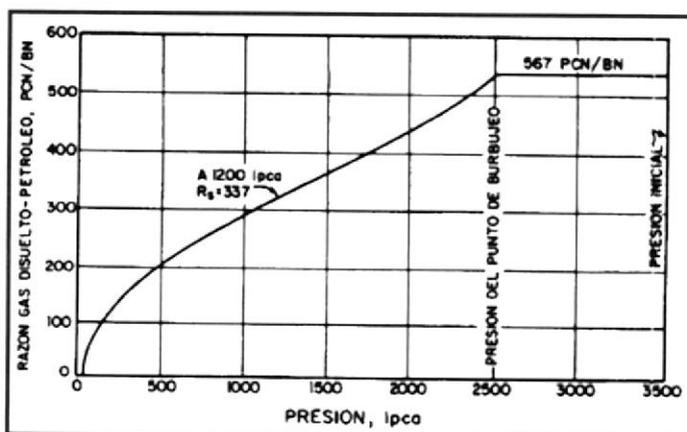


Figura 5.4.- Comportamiento típico de R_s vs. Presión a temperatura constante.

Observese que R_s aumenta con presión hasta llegar a la presión de burbujeo, p_b , a partir de la cual se mantiene constante. La razón de esto, es que al llegar al punto de burbujeo no existe más gas disponible para entrar en solución con el petróleo. Así, por arriba de la presión de burbujeo el petróleo está subsaturado ya que una disminución de presión no causa liberación de gas (R_s es constante); sin embargo, por debajo de la presión de burbujeo el petróleo está saturado, ya que una disminución de presión de burbujeo el petróleo está saturado, ya que una disminución de presión origina una liberación de gas debido a que R_s disminuye.

Los siguientes factores afectan la solubilidad del gas en el petróleo:

Presión: Al aumentar la presión aumenta R_s .

Temperatura: Al aumentar la temperatura disminuye R_s .

Gravedad del petróleo: Al aumentar la gravedad API aumenta R_s .

Gravedad del gas: Al aumentar la gravedad específica del gas aumenta R_s .

Tipo de liberación: La manera como se separa el gas del petróleo produce diferentes valores de R_s . Existen dos tipos de liberación:

a) **Instantánea** y b) **diferencial**.

Durante la liberación instantánea (flash), la composición del sistema no cambia, el gas liberado permanece en contacto (equilibrio) con el petróleo hasta que todo el gas se separe. Por ejemplo, la separación gas-petróleo que ocurre en un separador. En cambio, durante la liberación diferencial el gas liberado en cada disminución de presión se separa del petróleo y por tanto la composición del sistema cambia. Normalmente, aunque no en general, los valores de R_s por liberación diferencial son mayores que por liberación instantánea.

La cantidad de gas libre, esto es, el gas se libera de 1 BN de petróleo cuando la presión es reducida por debajo de p_b es: $R_{sb} - R_s$, donde R_s es el gas remanente en solución a la presión de interés. Luego, cualquier presión por debajo de la presión original de burbujeo, es también una presión de burbujeo debido a que el petróleo está saturado con gas a esa presión. Por lo tanto, las correlaciones presentadas anteriormente pueden ser resultado con gas a esa presión. Por lo tanto, las correlaciones presentadas anteriormente pueden ser resueltas para la RGP y valores de R_s pueden ser obtenidas a cualquier presión menor que p_b .

Correlación de Standing, M.B.^[5]:

La correlación es la siguiente:

$$R_s = \gamma_g \left[\left(\frac{P}{18.2} + 1.4 \right) 10^{(0.0125\gamma_{API} - 0.000917)} \right]^{1.2048} \dots\dots\dots(5.15)$$

donde;

- R_s : Razón gas disuelto-petróleo a $p < p_b$, PCN/BN
- P : Presión de interés, lpsca.
- T : Temperatura del yacimiento, °F
- γ_g : Gravedad específica del gas, (aire = 1)
- γ_{API} : Gravedad del petróleo, °API

La exactitud de los resultados obtenidos con la correlación presentó un error del 10% respecto a los valores determinados experimentalmente. Si se desea se puede utilizar el nomograma presentado en la Fig. 5.2.

Correlación de Vázquez, M.E. y Beggs, H.D.^[6]:

La correlación es la siguiente:

$$R_s = C_1 \gamma_{gc} P^{C_2} \exp\left(\frac{C_3 \gamma_{API}}{T + 460}\right) \dots\dots\dots(5.16)$$

donde;

- R_s : Razón gas disuelto-petróleo a $p < p_b$, PCN/BN
- P : Presión de interés, lpsca.
- T : Temperatura del yacimiento, °F

- γ_{gc} : Gravedad específica del gas corregida a 100 lpcm.,
(aire = 1)
 γ_{API} : Gravedad del petróleo, °API

La exactitud de los resultados obtenidos con la correlación presentó un error del 10% respecto a los valores determinados experimentalmente. Si se desea se puede utilizar el nomograma presentado en la Figura 5.3.

Correlación de Kartoatmodjo, T. y Schmidt, Z. [7]:

La correlación es la siguiente:

$$R_s = C_1 \gamma_{gc}^{C_2} p^{C_3} 10^{\frac{1}{C_4} \left(\frac{C_5 \gamma_{API}}{T+460} \right)} \dots \dots \dots (5.17)$$

donde;

- R_s : Razón gas disuelto-petróleo a $p < p_b$, PCN/BN
 p : Presión de interés, lpc.
 T : Temperatura del yacimiento, °F
 γ_{gc} : Gravedad específica del gas corregida a 100 lpcm.,
(aire = 1)
 γ_{API} : Gravedad del petróleo, °API

Kartoatmodjo y Schmidt reportan un error promedio de -4.6839% para la correlación. La Tabla 5.4 presenta los valores de las constantes C_1 , C_2 , C_3 y C_4 de acuerdo a la gravedad API del crudo.

Correlación Glaso, O.^[8]:

La correlación es la siguiente:

$$R_s = \gamma_g \left[F \frac{\gamma_{API}^{0.989}}{T^{0.172}} \right]^{1.2255} \dots\dots\dots(5.18)$$

donde;

$$F = 10^{[2.8869 - (14.1811 - 3.3093 \log p)^{0.5}]} \dots\dots\dots(5.19)$$

- R_s : Razón gas disuelto-petróleo a $p < p_b$, PCN/BN
- p : Presión de interés, lpc.
- T : Temperatura del yacimiento, °F
- γ_g : Gravedad específica del gas, (aire = 1)
- γ_{API} : Gravedad del petróleo, °API

Correlación de Dokla, M.E. y Osma, M.E.^[10]:

La correlación es la siguiente:

$$R_s = \left[0.11956 \times 10^{-3} p \gamma_g^{1.01049} \gamma_o^{-0.107991} T^{0.952584} \right]^{1.3811} \dots\dots(5.20)$$

donde;

- R_s : Razón gas disuelto-petróleo a $p < p_b$, PCN/BN
- p : Presión de interés, lpc.
- T : Temperatura del yacimiento, °R
- γ_g : Gravedad específica del gas, (aire = 1)
- γ_o : Gravedad específica del petróleo, (agua = 1)

Correlación de Al-Marhoun, M.A.^[9]:

La correlación es la siguiente:

$$R_s = \left[185.84321 p \gamma_g^{1.87784} \gamma_o^{-3.1437} T^{-1.32657} \right]^{1.3984} \dots\dots\dots(5.21)$$

donde;

- R_s : Razón gas disuelto-petróleo a $p < p_b$, PCN/BN
- p : Presión de interés, lpca.
- T : Temperatura del yacimiento, °R
- γ_g : Gravedad específica del gas, (aire = 1)
- γ_o : Gravedad específica del petróleo, (agua = 1)

5.3. Estudio de correlaciones para determinación del perfil FVF vs Presión

El factor volumétrico del petróleo, B_o , se define como el volumen que ocupa a condiciones de yacimiento un barril normal de petróleo más su gas en solución.

También, puede definirse como el cambio en volumen que experimenta la fase líquida al pasar de las condiciones de yacimiento a las condiciones de superficie como consecuencia de la expansión líquida y/o liberación del gas en solución.

La Figura 5.5 presenta el comportamiento típico de B_o vs. Presión a temperatura constante.

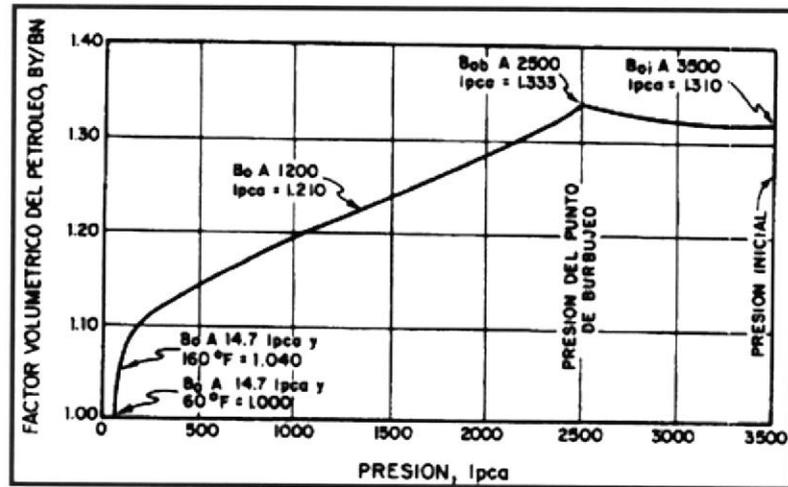


Figura 5.5.- Comportamiento típico de Bo vs. Presión a temperatura constante.

Debido a que no se libera gas de solución cuando la presión disminuye desde su valor inicial de 3500 lpca. hasta la presión al punto de burbujeo a 2500 lpca., el fluido del yacimiento permanece en estado monofásico (petróleo subsaturado), sin embargo; como los líquidos son ligeramente compresibles, el volumen aumenta de 1.310 BY/BN a la presión inicial a 1.333 BY/BN a la presión del punto de burbujeo.

Por debajo de la presión de burbujeo, la expansión líquida continúa, pero su efecto sobre el aumento en volumen es insignificante comparado con un efecto mucho mayor: la reducción en el volumen líquido debido a la liberación del gas en solución. A

1200 lpc. el volumen disminuye a 1.210 BY/BN, y a la presión atmosférica y 160 °F disminuye a 1.040 BY/BN. La disminución de 1.040 BY/BN a 1.000 BY/BN a presión atmosférica y 60°F, se debe a la reducción o merma por efectos de temperatura, ya que la presión se mantuvo constante. Siendo B_o proporcional a R_s , los factores que afectan a R_s afectan a B_o de la misma manera.

Las siguientes correlaciones permiten determinar B_o a la presión del punto de burbujeo ($p = p_b$).

Correlación de Vázquez, M.E. y Beggs, H.D.^[6]:

La correlación es la siguiente:

$$B_{ob} = 1.0 + C_1 R_{sb} + C_2 (T - 60) \left(\frac{\gamma_{API}}{\gamma_{gc}} \right) + C_3 R_{sb} (T - 60) \left(\frac{\gamma_{API}}{\gamma_{gc}} \right) \dots \dots (5.22)$$

donde;

- B_{ob} : Factor volumétrico del petróleo a p_b , BY/BN
- R_{sb} : Razón gas disuelto-petróleo a $p \geq p_b$, PCN/BN
- T : Temperatura del yacimiento, °F
- γ_{gc} : Gravedad específica del gas corregida a 100 lpcm.,
(aire = 1)
- γ_{API} : Gravedad del petróleo, °API

Vázquez y Beggs reportan un error promedio de 4.7% para la correlación. La Tabla 5.3 presenta el rango de los datos utilizados en su desarrollo. La Tabla 5.10 presenta los valores de las constantes C_1 , C_2 y C_3 de acuerdo a la gravedad API del crudo.

	C_1	C_2	C_3
$\gamma_{API} \leq 30$	4.677×10^{-4}	1.751×10^{-5}	-1.8106×10^{-8}
$\gamma_{API} > 30$	4.670×10^{-4}	1.100×10^{-5}	1.3370×10^{-9}

Tabla 5.10.- Valores de las constantes C_1 , C_2 , C_3

Correlación de Kartoatmodjo, T. y Schmidt, Z.^[7]:

La correlación es la siguiente:

$$B_{ob} = 0.98496 + 1.0 \times 10^{-4} F^{1.5} \dots\dots\dots(5.23)$$

donde;

$$F = R_{sb}^{0.755} \gamma_{gc}^{0.25} \gamma_o^{-1.5} + 0.45T \dots\dots\dots(5.24)$$

- B_{ob} : Factor volumétrico del petróleo a p_b , BY/BN
- R_{sb} : Razón gas disuelto-petróleo a $p \geq p_b$, PCN/BN
- T : Temperatura del yacimiento, °F
- γ_{gc} : Gravedad específica del gas corregida a 100 lpcm.,
(aire = 1)
- γ_{API} : Gravedad del petróleo, °API

Kartoatmodjo y Schmidt reportan un error promedio de -0.104% para la correlación. La Tabla 5.5 presenta el rango de los datos utilizados en el desarrollo de la correlación.

Las correlaciones anteriores pueden ser utilizadas para estimar valores de B_o a presiones por debajo de la presión de burbujeo. En este caso, se debe utilizar R_s a la presión deseada en vez de R_{sb} . Además, se debe considerar la posible variación de las gravedades del petróleo de tanque, γ_{API} , y del gas en solución, γ_g , con presión.

Los valores B_o por debajo del punto de burbujeo están afectados tanto por la solubilidad como por la compresibilidad, mientras que por arriba del punto de burbujeo la solubilidad es constante y por tanto solo influye la compresibilidad. Por lo tanto, si se conoce la compresibilidad del petróleo puede determinar B_o a presiones mayores que la presión del punto de burbujeo ($p > p_b$) mediante la siguiente ecuación¹:

$$B_o = B_{ob} \exp[c_o(p_b - p)] \dots\dots\dots(5.25)$$

donde;

- B_{ob} : Factor volumétrico del petróleo a $p > p_b$, BY/BN
- B_{ob} : Factor volumétrico del petróleo a p_b , BY/BN
- p_b : Presión de burbujeo, lpc.
- p : Presión de interés, lpc.
- c_o : Compresibilidad isométrica del petróleo, lpc⁻¹

Correlación de Petrosky, G.E., Jr. y Farshad, F.F.^[11]:

La correlación es la siguiente:

$$B_{ob} = 1.0113 + 7.2046 \times 10^{-5} F^{3.0936} \dots\dots\dots(5.26)$$

donde;

$$F = R_{sb}^{0.3738} \left(\frac{\gamma_g^{0.2914}}{\gamma_o^{0.6265}} \right) + 0.24626T^{0.5371} \dots\dots\dots(5.27)$$

- B_{ob} : Factor volumétrico del petróleo a p_b , BY/BN
- R_{sb} : Razón gas disuelto-petróleo a $p \geq p_b$, PCN/BN
- T : Temperatura del yacimiento, °F
- γ_g : Gravedad específica del gas, (aire = 1)
- γ_o : Gravedad específica del petróleo, (agua = 1)

Petrosky y Farshad reportan un error promedio relativo de -0.01% con una desviación estándar de 0.86% para la correlación.

5.4. Estudio comparativo entre correlaciones y datos de laboratorio

Para determinar correctamente la presión de burbuja, P_b , se realizó un análisis comparativo entre los resultados de laboratorio y las correlaciones anteriormente descritas. Luego, se comparó el valor promedio de las correlaciones de punto de burbuja (Tabla 8) con el valor encontrado en laboratorio.

CORRELACION	P_b
LAB	816
Standing	907
Vasquez-Beggs	395
Kartoatmodjo	915
Glaso	1144
Al-Marhoun	926
Dokla	607
AVERAGE	815

Tabla 5.11.- Correlaciones P_b según condiciones del Campo Oso

La presión de burbuja obtenida en laboratorio es cercana al promedio de las correlaciones. Por lo tanto, la prueba de laboratorio queda validada y el valor de $P_b = 816$ psi es el valor que se utilizará en la elaboración de los modelos de Balance de Materia y Simulación Matemática.

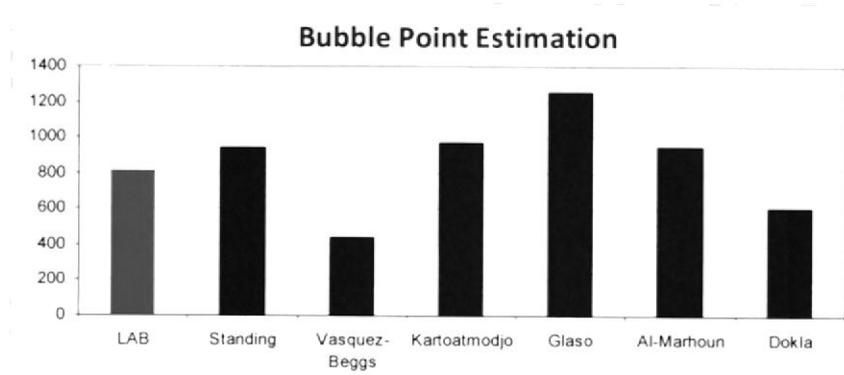


Figura 5.6.- Comparación P_b de correlaciones y de laboratorio.

El mismo análisis comparativo fue realizado para la Relación gas-petróleo en solución (R_s). Para este utilizaron las correlaciones de Standing, Vázquez and Beggs, Kartoatmodjo, Glaso, Dokla y Al-Marhoun. Los resultados de este análisis comparativo se muestran en la Figura 5.7. Los datos de R_s calculados en laboratorio se aproximan a la correlación de Standing.

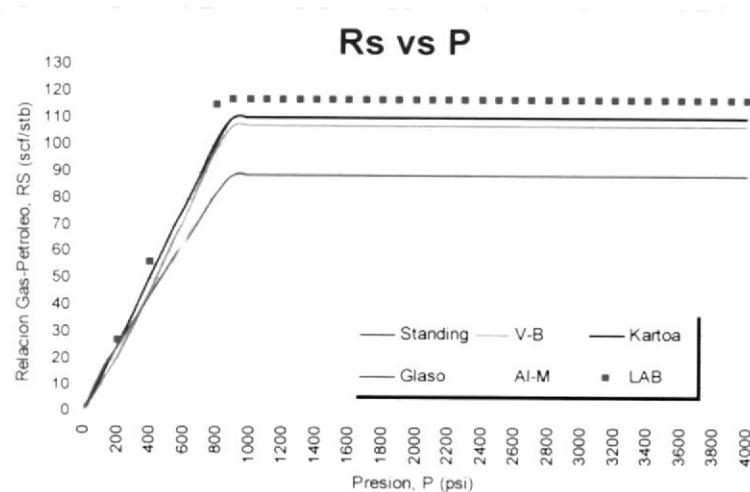


Figura 5.7.- Comparación R_s de correlaciones y de laboratorio.

El análisis comparativo del Factor Volumétrico de Formación B_o calculado por correlaciones versus los datos de laboratorio, indican que la mejor aproximación es la correlación de Kartoaatmodjo.

La Figura 5.7 muestra la variación que existe entre cada correlación y los datos de laboratorio.

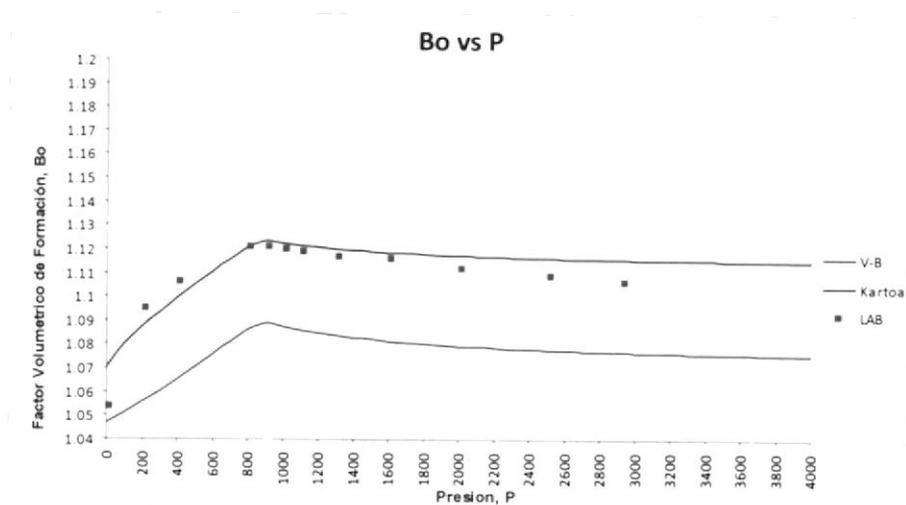


Figura 5.8.- Comparación FVF de correlaciones y laboratorio.

CAPITULO 6

6. BALANCE DE MATERIA

Balance de materia es el resultado de la aplicación en conjunto de los principios básicos: la Ley de la conservación de la Masa y la Ley de la conservación de la Energía. Este método permite obtener deducciones cuantitativas y predicciones, que son de gran ayuda para el análisis de yacimientos. En general, se hace un balance entre los fluidos remanentes y los producidos. Este balance se acostumbra a hacer en base a volumetría debido a que los fluidos producidos se miden en unidades de volumen. En la forma más simple, la Ecuación de Balance de Materiales (EBM) para un yacimiento, puede describirse como lo expresa la Ecuación mostrada a continuación:

$$Volumeninicial = VolumenProducido + VolumenRemanente \dots\dots\dots(6.1)$$

Los métodos de balance de materia para las estimaciones del petróleo en la superficie son normalmente aplicados a un reservorio en su totalidad. Las ecuaciones de balance de materia en términos matemáticos manifiestan

que el volumen de petróleo en superficie original es equivalente al remanente del petróleo del reservorio más el volumen de petróleo que ha sido producido. Esta oración esta basada en que (1) el volumen bruto del espacio poroso del reservorio es constante y solo los volúmenes de los fluidos en el reservorio cambian y (2) existe un equilibrio en todo momento dentro del reservorio.^[12]

La EBM define parámetros de un sistema, predice producciones dentro del yacimiento y cambios de presión en condiciones de producción.

La ecuación es derivada como un balance de volumen en la cual se compara la producción acumulada observada y la expansión de los fluidos en el reservorio por causa de una caída de presión. La situación es representada en la Figura 6.1 (a) que representa los volúmenes de fluidos a la presión inicial p_i en un reservorio que tiene una capa de gas finita. El volumen total de fluido en este diagrama es el volumen de poro del reservorio de petróleo ($HCPV$). La Figura 6.1 (b) muestra el efecto de reducción de la presión por un Δp y permitiendo la expansión del volumen de fluido, en el reservorio. El $HCPV$ original todavía está dibujado en el diagrama como la línea continua. Volumen A es el aumento debido a la expansión del petróleo más el gas disuelto originalmente, mientras que el

incremento del volumen B es debido a la expansión de la capa de gas inicial. El tercer incremento de volumen C es la disminución en *HCPV* debido a los efectos combinados de la expansión del agua connata y reducción del volumen de poro del reservorio.

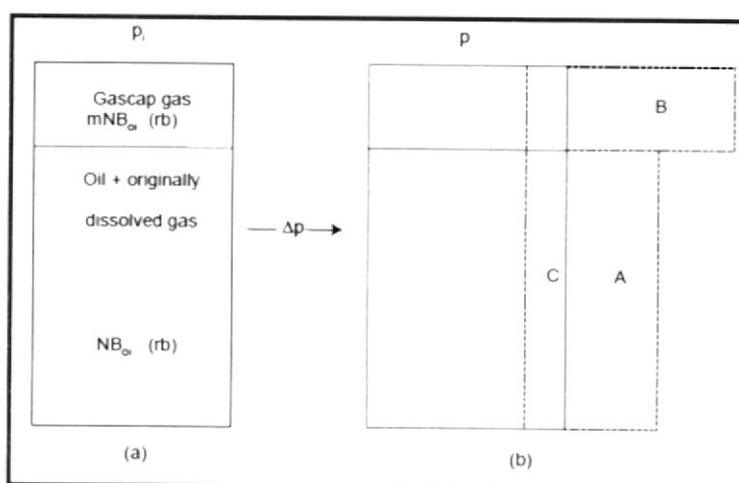


Figura 6.1.- Los cambios de volumen en el reservorio asociado con una caída de presión finita Δp ; (a) volúmenes a presión inicial, (b) a la presión reducida

Si la producción total observada en superficie de petróleo y gas es expresada en términos de una sustracción de volumen del subsuelo, evaluado a la presión más baja p , entonces se debe ajustar en el volumen $A+B+C$ que es el cambio en el volumen total de la *HCPV* original. Por el contrario, el volumen de los resultados $A+B+C$ de la expansión, permiten que se produzca del reservorio. En realidad, estos cambios de volumen corresponden al fluido del reservorio que sería expulsado de un reservorio como producción.

Es importante definir los siguientes parámetros:

N Petróleo inicial en sitio, *stb* = $V\phi(1 - S_{wc}) / \beta_{oi}$ *stb*

m es la relación $\frac{\text{volumen inicial de hidrocarburo de la capa de gas}}{\text{volumen inicial de hidrocarburo de el petróleo}}$

(y, será definido bajo condiciones iniciales, es una constante)

N_p producción de petróleo acumulado, *stb*

R_p relación gas-petróleo acumulado

$$= \frac{\text{Producción de gas acumulado (scf)}}{\text{Producción de petróleo acumulado (stb)}}$$

Entonces los términos de expansión en la ecuación de balance de materia puede ser evaluada como los siguientes:

a) Expansión de petróleo más gas disuelto original^[13]

Hay dos componentes en este término:

- Expansión líquida

El N *stb* ocuparía un volumen de reservorio de NB_{oi} *rb*, a la presión inicial, mientras que a la menor presión p , el volumen de reservorio ocupado por el N *stb* será NB_o , donde B_o es factor de volumen de formación de petróleo a la menor presión. La diferencia da la expansión de los líquidos como:

$$N(B_o - B_{oi}) \quad (\text{rb}) \dots\dots\dots(6.2)$$

- Expansión de gas libre

Puesto que el petróleo inicial está en equilibrio con una capa de gas, el petróleo debe estar en la saturación o la presión de punto de burbuja. La reducción de la presión por debajo de p_i resultará en la liberación del gas en solución. La cantidad total del gas en solución en el petróleo es NR_{si} scf. La cantidad continua disuelta en el N stb de petróleo a la presión reducida es NR_s scf. Por lo tanto, el volumen de gas liberado durante la caída de presión Δp , expresada en barriles de reservorio a la menor presión, es

$$N(R_{si} - R_s)B_g \text{ (rb)} \dots\dots\dots(6.3)$$

b) Expansión de la capa de gas^[13]

El volumen total de la capa de gas es mNB_{oi} rb, en scf podría ser expresada como

$$G = \frac{mNB_{oi}}{B_{gi}} \text{ (scf)}$$

Esta cantidad de gas, a la presión reducida p , ocuparía un volumen de reservorio

$$mNB_{oi} \frac{B_g}{B_{gi}} \text{ (rb)}$$

Por lo tanto, la expansión de la capa de gas es

$$mNB_{oi} \left(\frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right) \dots\dots\dots(6.4)$$

c) Cambio en el HCPV debido a la expansión de agua connota y reducción del volumen poroso^[13]

El volumen total cambia debido a estos efectos combinados puede ser matemáticamente expresada como

$$d(HCPV) = -dV_w + dV_f \dots\dots\dots(6.5)$$

o, como una reducción en el volumen poroso de hidrocarburo, como

$$d(HCPV) = -(c_w V_w + c_f V_f) \Delta p \dots\dots\dots(6.6)$$

donde V_f es el volumen poroso total = $HCPV / (1 - S_{wc})$

y V_w es el volumen de agua connota = $V_f \times S_{wc} = (HCPV) S_{wc} / (1 - S_{wc})$

Ya que el total HCPV, incluyendo la capa de gas, es

$$(1 + m)NB_{oi} (rb) \dots\dots\dots(6.7)$$

luego la reducción HCPV puede ser expresada como

$$-d(HCPV) = (1 + m)NB_{oi} \left(\frac{c_w S_{wc} + c_f}{1 - S_{wc}} \right) \Delta p \dots\dots\dots(6.8)$$

Esta reducción en el volumen cual puede ser ocupada por los hidrocarburos a baja presión, p , debe corresponder a una cantidad equivalente de producción de fluido expulsado del reservorio, por lo tanto, debe añadirse a los términos de expansión de fluido.

d) Substracción de volúmenes del subsuelo^[13]

La producción en superficie observada durante la caída de presión Δp es N_p *stb* de petróleo y $N_p R_p$ *scf* de gas. Cuando estos volúmenes se toman hasta el reservorio en la reducción de presión p , el volumen de petróleo más el gas en solución será $N_p B_o$ *rb*. Todo lo que se sabe de producción total de gas es que, a la menor presión, $N_p R_s$ *scf* se disuelve en N_p *stb* de petróleo. El gas remanente producido, $N_p(R_p - R_s)$ *scf*, es por lo tanto, la cantidad de gas liberado y la capa de gas producida durante la caída de presión Δp y ocupa un volumen $N_p(R_p - R_s)B_g$ *rb* a baja presión. El término substracción de volumen del subsuelo es por lo tanto

$$N_p (B_o + (R_p - R_s)B_g) \quad (rb) \dots\dots\dots(6.9)$$

Al combinar esta substracción con la suma de los cambios de volumen en el reservorio, ecuaciones (6.2), (6.3), (6.4) y (6.8), tenemos la expresión general para el balance de materia:

$$N_o (B_o + (R_p - R_s)B_g) = NB_{oi} \left[\frac{(B_o - B_{oi}) + (R_{si} - R_s)B_g}{B_{oi}} + m \left(\frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right) + (1 + m) \left(\frac{c_w S_{wc} + c_f}{1 - S_{wc}} \right) \Delta p \right] + (W_e - W_p)B_w \dots\dots\dots(6.10)$$

en que el término final $(W_e - W_p)B_w$ es el influjo neto de agua en el reservorio. Esto ha sido intuitivamente añadido a la parte derecha de la balanza, ya que cualquier entrada como debe expulsar una cantidad equivalente de la producción desde el reservorio aumentando así el lado izquierdo de la ecuación por la misma cantidad. En este término de afluencia

W_e = Inlujo de agua acumulada del acuífero en el reservorio, *stb*.

W_p = Cantidad acumulada de agua producida del acuífero, *stb*.

B_w = Factor volumétrico de agua de formación, *rb/stb*.

B_w es generalmente cercano a la unidad ya que la solubilidad de gas en agua es mas bien pequeño y esta condición se asumirá a lo largo de este texto.

Las siguientes características deben tenerse en cuenta en relación con la ecuación de balance de materia

- No tienen dimensiones, lo que significa que es evaluado a un punto en el reservorio
- Por lo general muestra una falta de dependencia de tiempo
- Aunque la presión solo aparece explícitamente en el agua y el término de compresibilidad de los poros como, $\Delta p = p_i - p$, está

implícito en todos los demás términos desde los parámetros PVT, B_o , R_s y B_g son funciones propias de la presión. El influjo de agua es además dependiente de la presión.

- La ecuación es siempre evaluada, en la forma en que se obtuvo, al comparar los volúmenes actuales a la presión p de los volúmenes originales a p_i . No se evalúa en forma escalonada o diferencial.

Aunque la ecuación parece un poco intimidante a primera vista, debe ser considerada como nada más que una versión de la definición de compresibilidad

$$dV = c \times V \times \Delta p$$

Producción = Expansión de fluidos de reservorios

y, bajo ciertas circunstancias, puede ser reducido a esta forma simple.

Una de las principales dificultades de trabajar con Balance de Materia radica en la determinación de la presión promedio del reservorio. Se deduce de la naturaleza adimensional de la ecuación que debe haber cierto punto en el reservorio en el que un volumen promedio de la presión puede ser determinada de manera única. Al aplicar el balance de materia de un gas simple, a tal punto se podría definir con una

precisión razonable el punto de centro de gravedad, en el que las presiones pueden ser evaluadas a lo largo de la vida productiva del yacimiento. En el caso de un yacimiento de petróleo, la situación suele ser más compleja, ya que por debajo del punto de burbuja dos fases, petróleo y gas, coexisten y, debido a la diferencia de gravedad entre las fases, se tienden a separar. Como resultado, el punto en que la presión promedio debería ser determinada puede variar con el tiempo.

6.1. Identificación del número de tanques y pozos conectados a cada tanque.

Para realizar el análisis de Balance de Materia, se utilizó el Software MBAL donde inicialmente se ubicaron los tres tanques identificados en el análisis de presiones. Los pozos fueron conectados a los tanques correspondientes, en concordancia con la ubicación establecida por el mapa del Campo Oso. Este estudio determinó que el yacimiento en tres o cuatro tanques como se muestra en las Figuras 6.2 y 6.3.

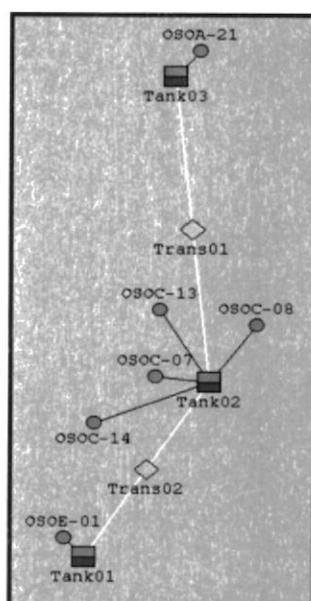


Figura 6.2.- Ubicación de tanques y pozos conectados que corresponden a la arena U del Campo Oso, antes del Balance de Materia.

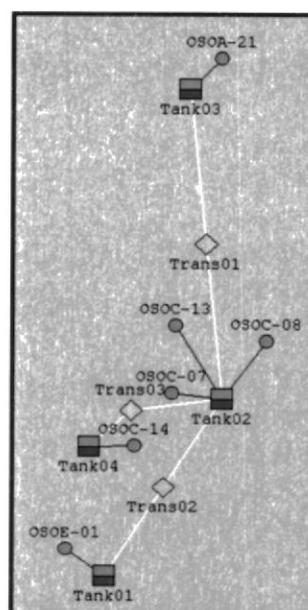


Figura 6.3.- Ubicación de tanques y pozos conectados que corresponden a la arena U del Campo Oso, después del Balance de Materia.

6.2. Caracterización de los tanques en función de los datos de reservorio.

Una vez que se ubicaron los tanques y los pozos que se conectan, se cargaron los datos de cada tanque:

- Parámetros de tanque
 - Tipo de tanque ya sea agua o petróleo.
 - Temperatura, °F.

- Presión inicial, *Psig*. Dato de presión más alta con la que empieza a producir de los pozos conectados al tanque.
 - Porosidad, *fracción*. Dato promedio de la porosidad de cada pozo que pertenece al tanque.
 - Capa inicial de Gas.
 - POES, *MStb*. El valor ingresado es una cantidad inicial que va a variar al momento de realizar el ajuste histórico.
 - Inicio de producción. Fecha de inicio del primer pozo en producción conectado al tanque.
- Influjos de agua
 - Volumen de acuífero, MMft³. Para este caso se ingresó un pequeño acuífero de 20 MMft³, valor que puede variar al momento del ajuste.
- Permeabilidades Relativas
 - Valores de *kro* y *krw* vs. *Sw* de las tablas generadas en el estudio de los registros CPI del Capítulo 4.

6.3. Carga de datos de producción y presión pozo a pozo

Los parámetros de los pozos se ingresaron individualmente, en este caso para pozos que producen petróleo. Los datos de producción y presión se cargaron desde un archivo .txt, verificando las unidades para cada parámetro.

6.4. Cálculo de la producción correspondiente a cada tanque

Una vez que se cargó la información por pozo y por tanque, se calculó el histórico de producción por tanque a partir de los datos ingresados anteriormente; y corrigiendo los datos de presión promedio.

6.5. Ajuste histórico y determinación del POES por tanque

Los parámetros que se evalúan en Balance de Materia son aquellos que tienen un impacto directo en el cálculo del volumen original en sitio de petróleo (POES).

A continuación se muestra una tabla con los tanques que han sido identificados en el análisis de presiones, y los pozos que están asociados a cada tanque.

Tanque	Pozos
1	OSOE-001
2	OSOC-007 OSOC-008 OSOC-013
3	OSOA-021
4	OSOC-014

En la Figura 6.4. se observa el comportamiento de la presión del tanque vs. producción acumulada de petróleo del tanque 1. Los puntos indican los datos históricos, la curva roja muestra la producción calculada sin acuífero mientras que la curva verde muestra la producción acumulada con influencia de acuífero, pero sin transmisibilidad.

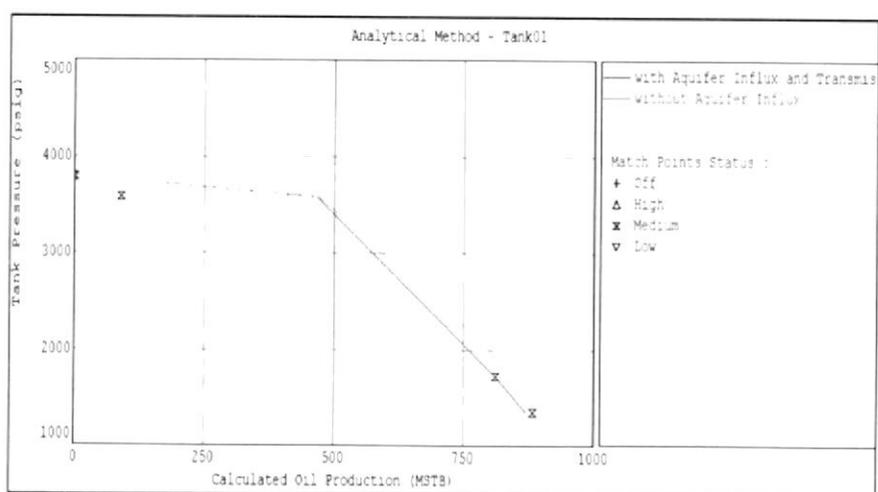


Figura 6.4.- Presión del Tanque vs. Producción acumulada de petróleo para el tanque 01. – OSOE-001

Temperatura de Tanque ($^{\circ}F$)	200
Presión del Tanque (<i>psig</i>)	3794
Porosidad del Tanque (<i>fracción</i>)	0.17
Saturación de agua connata (<i>fracción</i>)	0.19
Compresibilidad del agua (<i>1/psi</i>)	Correlación
Compresibilidad de formación (<i>1/psi</i>)	3.76529×10^{-6}
Capa de Gas inicial	0
POES	46000
Inicio de producción (<i>date m/d/y</i>)	10/01/2000
Modelo de Acuífero	Pequeño
Volumen del acuífero (<i>MMft³</i>)	20

Tabla 6.1.- Parámetros en que se encuentra el tanque 01.

La Figura 6.5. describe el comportamiento de la presión vs. producción acumulada de petróleo del tanque 2. Los puntos indican los datos históricos de la producción, la curva azul detalla la producción acumulada del reservorio con influencia de acuífero y transmisibilidad, la curva roja define la producción sin la influencia de acuífero y la curva verde especifica la influencia de acuífero pero sin transmisibilidad.

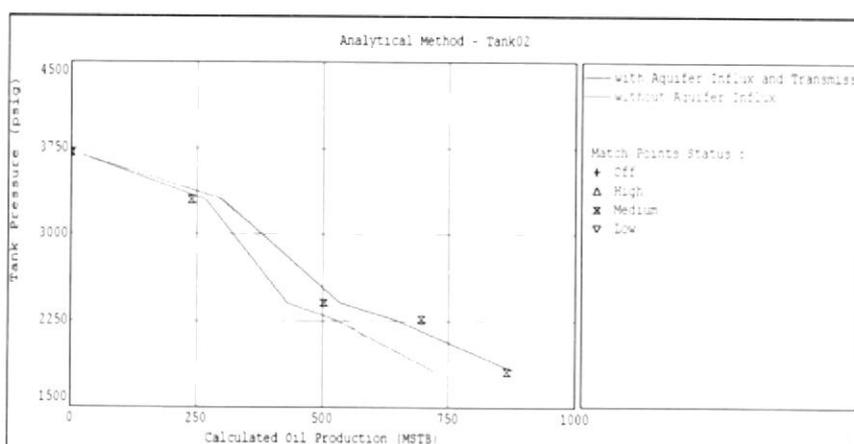


Figura 6.5.- Presión del Tanque vs. Producción acumulada de petróleo para el tanque 02 – OSOC-007-008-013

Temperatura de Tanque ($^{\circ}F$)	200
Presión del Tanque (psig)	3712
Porosidad del Tanque (fracción)	0.16
Saturación de agua connata (fracción)	0.30
Compresibilidad del agua (1/psi)	Correlación
Compresibilidad de formación (1/psi)	3.87607×10^{-6}
Capa de Gas inicial	0
POES	22000
Inicio de producción (date m/d/y)	08/01/2005
Modelo de Acuífero	Pequeño
Volumen del acuífero (MMft ³)	70

Tabla 6.2.- Parámetros en que se encuentra el tanque 02.

Para el tanque 03, no se observó ninguna curva que describa el comportamiento de la presión, debido que para ese tanque solo

aporta información un pozo con un solo dato de presión. Por lo tanto no es posible determinar el tamaño del tanque.

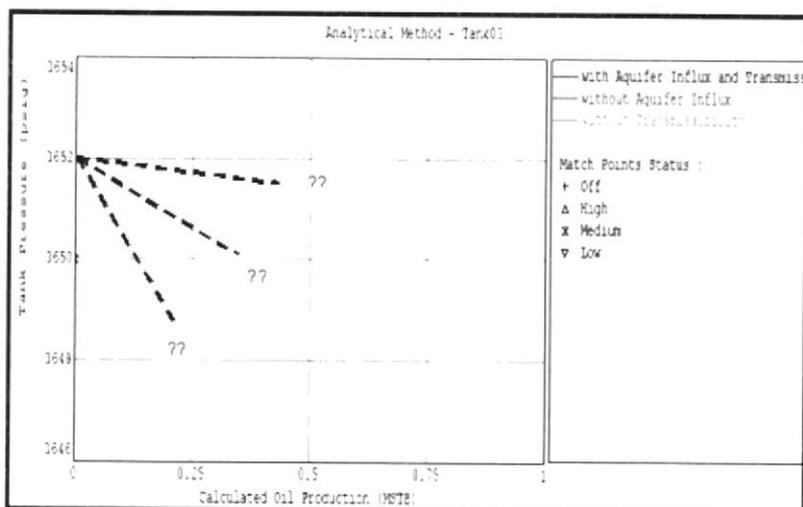


Figura 6.6.- Presión del Tanque vs. Producción acumulada de petróleo para el tanque 03 – OSOA-021

Temperatura de Tanque ($^{\circ}F$)	200
Presión del Tanque (psig)	3650
Porosidad del Tanque (fracción)	0.18
Saturación de agua connata (fracción)	0.23
Compresibilidad del agua (1/psi)	Correlación
Compresibilidad de formación (1/psi)	3.66593×10^{-6}
Capa de Gas inicial	0
POES	????
Inicio de producción (date m/d/y)	07/01/2010
Modelo de Acuífero	Pequeño
Volumen del acuífero (MMft ³)	20

Tabla 6.3.- Parámetros en que se encuentra el tanque 03.

En la Figura 6.7. se observó el comportamiento de la presión del tanque vs. producción acumulada de petróleo del tanque 04. Los

puntos indican los datos históricos, la curva azul muestra la producción calculada con influencia de acuífero y transmisibilidad y la curva verde muestra la producción acumulada con influencia de acuífero, pero sin transmisibilidad.

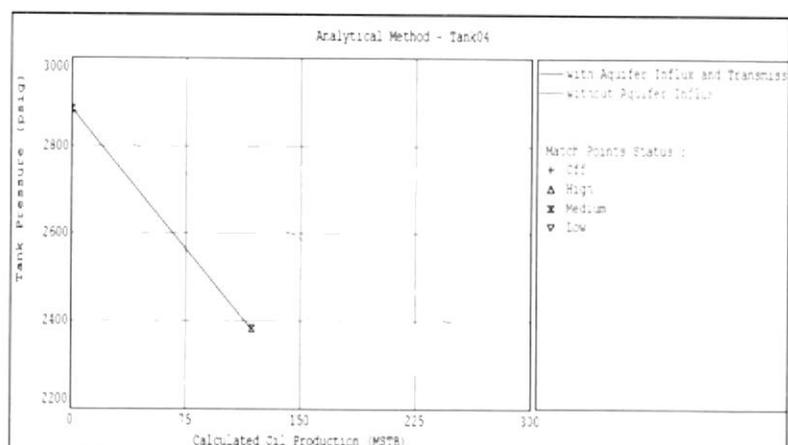


Figura 6.7.- Presión del Tanque vs. Producción acumulada de petróleo para el tanque 04.

Temperatura de Tanque ($^{\circ}F$)	200
Presión del Tanque (psig)	2883
Porosidad del Tanque (fracción)	0.165
Saturación de agua connata (fracción)	0.325
Compresibilidad del agua (1/psi)	Correlación
Compresibilidad de formación (1/psi)	3.81923×10^{-6}
Capa de Gas inicial	0
POES	702.457
Inicio de producción (date m/d/y)	04/01/2006
Modelo de Acuífero	Pequeño
Volumen del acuífero (MMft ³)	554.841

Tabla 6.4.- Parámetros en que se encuentra el tanque 04.

La tabla a continuación, muestra los resultados sobre la evaluación volumétrica del Balance de Materia.

Tanque	Pozos	POES (MM Stb)
1	OSOE-001	46000
2	OSOC-007 OSOC-008 OSOC-013	22000
3	OSOA-021	???
4	OSOC-14	702 457

CAPÍTULO 7

7. MODELO GEOLÓGICO

La construcción del modelo geológico se realizó a partir de datos de pozos tales como marcadores geológicos y registros eléctricos. También fue necesaria, la utilización de los mapas estructurales, los mismos que han sido elaborados a partir de información sísmica 2D.

7.1. Carga de mapas geológicos

Los mapas geológicos fueron cargados como archivos ASCII en el programa Petrel. Se utilizaron dos tipos de mapas:

- Mapas estructurales al tope del reservorio USST (U superior), MAIU (U principal) y MNSH (Middle Napo Shale).
- Mapas de espesores netos.

Los mapas que se incluyen a continuación corresponden a los espesores de arena asociados a USST y MAIU. La arena USST está asociada a depósitos de barras tidales, mientras que la arena MAIU está asociada a depósitos de relleno de valles incisos.

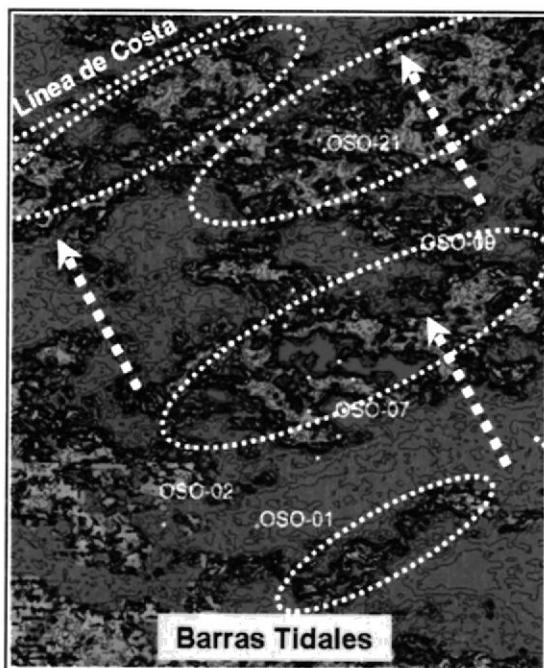


Figura 7.1.- Mapa de espesores OSO-USST

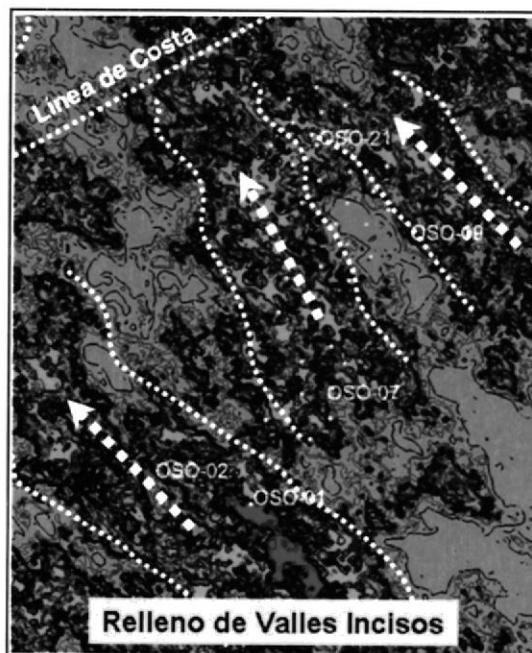


Figura 7.2.- Mapa de espesores OSO-MAIU

7.2. Carga de datos de pozo (registros eléctricos, CPI's topes)

Los registros eléctricos así como las trayectorias de los pozos y los topes de las formaciones también han sido cargados a partir de archivos numéricos de tipo ASCII o LAS en el programa Petrel.

7.3. Correlaciones estructurales y estratigráficas

A partir de los datos de registros eléctricos tales como gamma-ray, densidad-neutrón, y resistividad, se procedió a trabajar en las correlaciones estructurales y estratigráficas. Este procedimiento es importante para definir que cuerpos correlaciones entre si y definen un patrón de depositación. Desde el punto de vista de Ingeniería de Reservorios, este procedimiento sirve también para definir los pozos que forman parte de un mismo tanque.

Las correlaciones estructurales se realizaron para entender que pozos estaban en la parte más alta de la estructura y que pozos tenían el nivel más bajo de arena. Esto último fue de enorme importancia para determinar el LKO (Lowest Known Oil) o límite inferior de petróleo, ya que ninguno de los pozos vio en realidad el contacto agua-petróleo a través de los registros de resistividad.

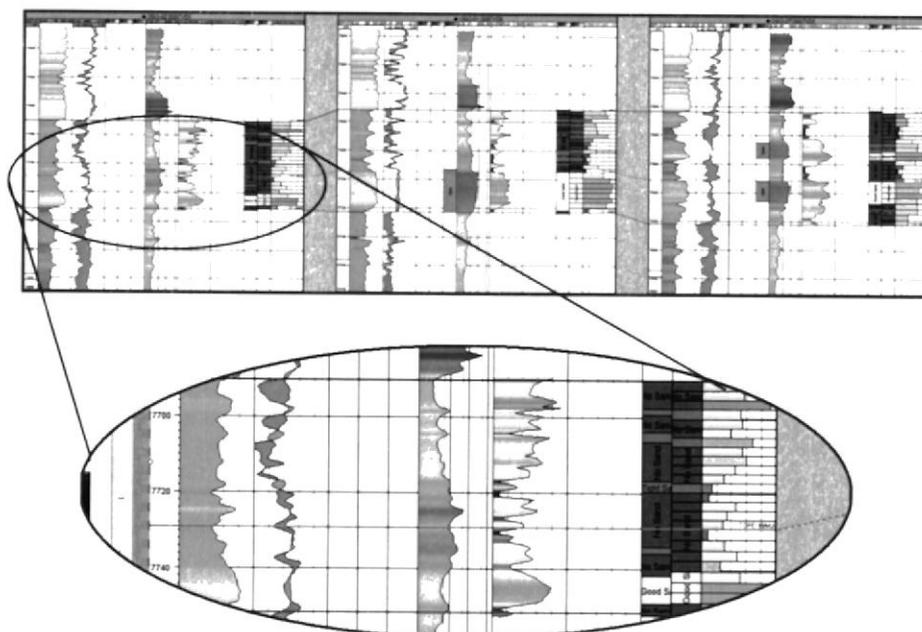


Figura 7.3.- Correlación entre OSOE-02, OSOE-01 Y OSOC-07

7.4. Generación del modelo de facies geológicas

Para la construcción del modelo de facies geológicas fue necesaria la definición de las facies presentes en el sistema. Estas fueron definidas de la siguiente manera.

Arena de buena calidad: $\text{Gamma ray} < 50$; $\text{PORO} > 12\%$

Arena apretada: $50 < \text{Gamma ray} < 70$; $8\% < \text{PORO} < 12\%$

Arcilla: $\text{Gamma ray} > 70$; $\text{PORO} < 8\%$

Una vez que el registro de facies fue definido, se procedió a realizar el escalamiento correspondiente, para de este modo llevar los datos de facies del pozo de un registro continuo a un registro discreto. En este caso, el modelo geológico está dividido en 24 capas, donde cada capa mide de 1 a 3 pies de espesor.

Una vez que el registro de facies ha sido escalado, el siguiente paso es la generación de variogramas a través del análisis de variación en función de la dirección y las distancias a las que se encuentran los pozos entre sí. Este procedimiento fue realizado mediante la utilización del modulo del Data Analysis del programa Petrel.

Fue necesaria la generación de los mapas de tendencia. Estos mapas fueron generados en el programa Petrel utilizando como fuente principal los mapas de espesores de la arena USST y MAIU. Una vez que se tuvo esta información debidamente procesada, se continuó con la aplicación del algoritmo SIS (Sequential Indicator Simulator) para la generación del modelo geológico tridimensional.

La figura siguiente muestra la forma en que fueron modeladas las barras de marea al nivel de la U superior, las mismas que tienden a formar cuerpos alargados, paralelos a la línea de costa y perpendiculares a la dirección del flujo de sedimentos. Estos cuerpos están normalmente aislados y constituyen tanques independientes, cada uno con sus propias condiciones de presión y saturación.

De la misma manera, se pueden observar los canales o rellenos de valles incisos que corresponden al reservorio U principal. Estos cuerpos normalmente tienen direcciones paralelas a las líneas de flujo a aporte de sedimentario.

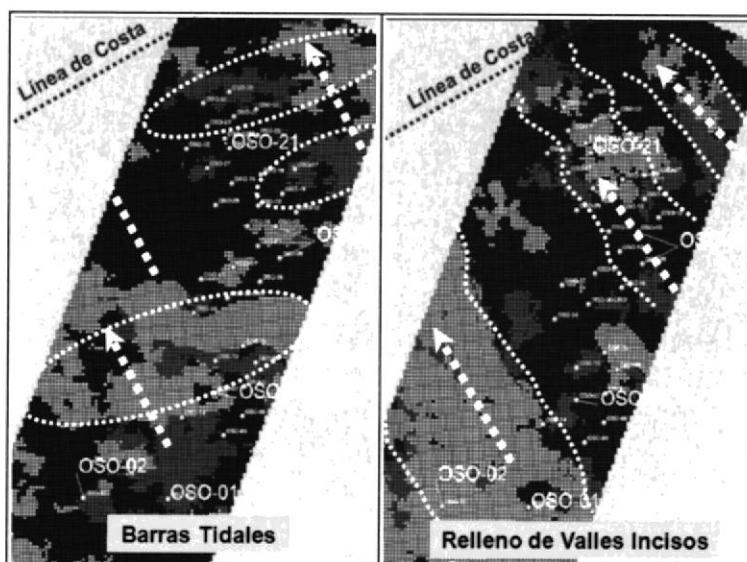


Figura 7.4.- Modelo Geológico de OSO - USST y MAIU

7.5. Generación del modelo de porosidad

El modelo de porosidad fue elaborado de manera similar al modelo de facies. Se partió del registro continuo de porosidad, que fue interpretado por el petrofísico de la compañía. Luego se procedió a realizar el escalamiento para que esta información pase a la escala del modelo geológico. Se realizaron todos los análisis de variabilidad e identificación de tendencias a través del Modulo Data Analysis del programa Petrel y finalmente se procedió a poblar la malla 3D de porosidad utilizando el algoritmo SGS (Sequential Gaussian Simulator). Se le indicó al programa que la distribución de la porosidad debía estar ligada al modelo de facies para que exista consistencia. Esto significa que zonas de buena porosidad van a estar ligadas a zonas de presencia de rocas de buena calidad, y zonas de baja porosidad van a estar asociadas a zonas de rocas con menor calidad o menor capacidad para permitir el flujo de fluidos.

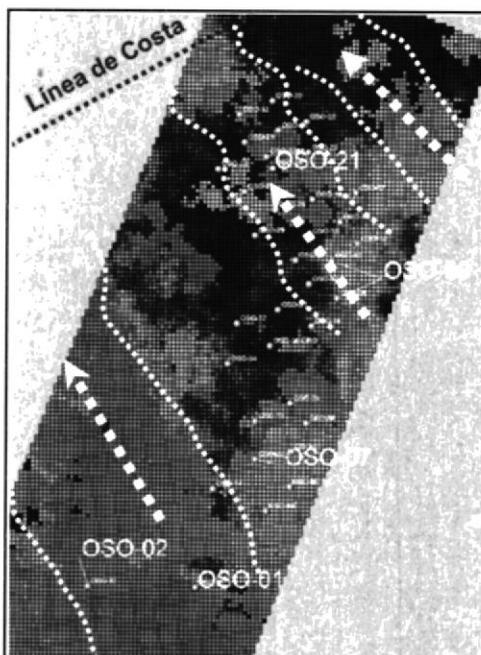


Figura 7.5.- Modelo de Porosidad de OSO-USST

7.6. Generación del modelo de permeabilidad

El modelo de permeabilidad fue elaborado a partir del modelo de porosidad y mediante la aplicación de una operación de cálculo que establece que la porosidad está relacionada con la permeabilidad en este reservorio en particular a través de la siguiente ecuación:

$$\phi = 0.002e^{68.68k}$$

Esta ecuación fue estimada a partir de los datos del análisis convencional de núcleos de pozo OSOE-001. La siguiente figura

muestra el resultado del modelo de permeabilidad en la malla 3D. Se incluye también el gráfico de la relación PORO-PERMX que se obtuvo a partir de los datos de núcleos.

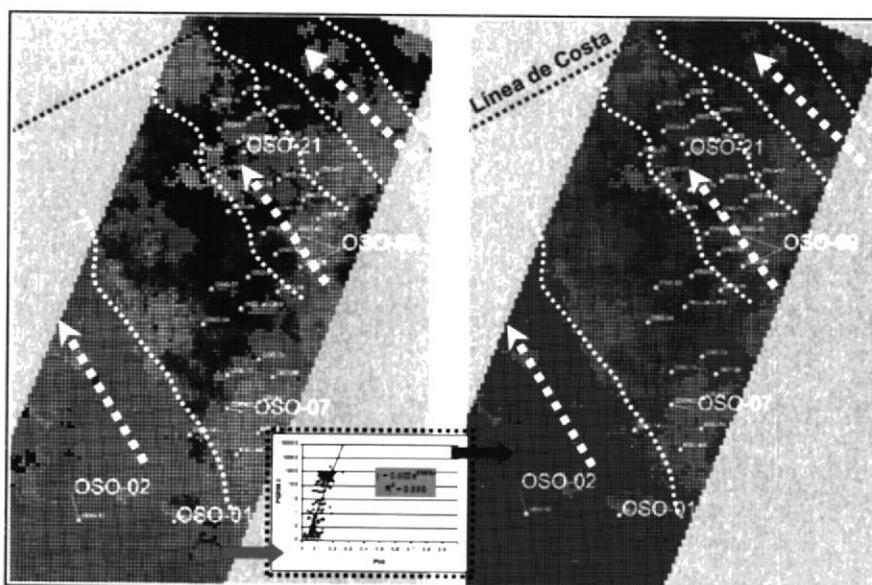


Figura 7.4.- Modelo de Porosidad de OSO-USST y Modelo de Permeabilidad OSO-MAIU

CAPITULO 8

8. MODELO DE SIMULACIÓN NUMÉRICA

Un modelo de Simulación Numérica en Eclipse 100 está compuesto por la siguiente estructura:

RUNSPEC^[14]

La sección RUNSPEC es la primera sección de un archivo de simulación de ECLIPSE. Este archivo contiene el título del modelo, fecha de inicio, las unidades, las dimensiones de problemas (número de bloques, pozos, tablas, etc.), los componentes que estén presentes y los interruptores de opciones. La sección RUNSPEC debe siempre estar presente, a menos que la *keyword* LOAD sea usada para reiniciar una corrida de un archivo SAVE que contiene la data RUNSPEC.

Para *keywords* que contiene datos, el registro de datos debe ser finalizado con una barra.

El conjunto mínimo de *keywords* de RUNSPEC requeridos por ECLIPSE 100 son:

Keyword	Descripción
TITLE	Título
DIMENS	Número de bloques en dirección X,Y,Z
OIL, WATER, GAS, VAPOIL, DISGAS	Las fases activas presentes, es decir que de las saturaciones (R_s o R_v) varía
FIELD / METRIC / LAB	Unidad de convención
START	Fecha de inicio de la simulación.
WELLDIMS	Dimensiones de pozos y grupos.

Tabla 8.1.- Descripción de *keywords* de la sección RUNSPEC.

La *keyword* NOSIM sirve para chequear el archivo de simulación.

Es importante determinar el número de tablas, celdas y “el número máximo de pozos o grupos”.

GRID

La sección GRID define la geometría básica de la malla de simulación así como propiedades de roca tales como porosidad; permeabilidad absoluta en cada celda de la *grid*. A partir de esta información, el programa calcula los volúmenes de bloques de la malla de poro, la profundidad del punto medio y la transmisibilidad entre bloques.

Especificaciones de las dimensiones de la *grid* básica

La geometría del reservorio puede ser especificada mediante las *keywords* CART o RADIAL en la sección RUNSPEC ya sea

- Cartesiana (X,Y,Z)
- Radial (R, Theta, Z)

y puede ser especificada de dos maneras:

- Geometría centrada de bloques
- Geometría de puntos de esquenas

El programa reconoce las *keywords* COORD y ZCORN para especificar la geometría de puntos de esquina. Para generar las mallas y las propiedades de roca, se recomienda el uso de un procesador como Petrel.

El número de bloques de red en cada dirección en el modelo (NX, NY, NZ) es fijado por la *keyword* DIMENS en la sección RUNSPEC.

Todas las profundidades y espesores son medidas a lo largo de eje Z, el cual se toma como vertical, con los valores más altos indicando profundidades mayores.

El origen de la geometría cartesiana es la esquina superior izquierda. Coordenadas en el eje X se toman para aumentar de izquierda a derecha, y en el eje Y de atrás hacia delante.

Por otra parte, los datos se pueden definir como valores constantes utilizando la *keyword* EQUALS. Las *keywords* ADD, MULTIPLY, COPY, MINVALUE y MAXVALUE permiten realizar operaciones en la malla.

Bloque centrado		Punto de esquina
Cartesiana	Radial	
DXV o DX DYV o DY DZ TOPS	INRAD DRV o DR o OUTRAD DTHETA V o DTHETA DZ TOPS	COORD y ZCORN o GDFILE o PETGRID
PORO PERMX PERMY PERMZ	PORO PERMR PERMTHT PERMZ	PORO PERMX/R PERMY/THT PERMZ

Tabla 8.2. *Keywords* esenciales de la sección de la GRID usada para especificar dimensiones de la *grid* básica

Un ejemplo para una simple *grid* de dos capas de 10x10x2, con celdas de 200 ft x 200ft x 10ft en la capa del tope y celdas de 200 ft x 50ft en la capa inferior sería:

```

DX
200*200 /
DY
200*200 /
DZ
100*10 100*50 /

```

o equivalente:

```

DXV
10*200 /
DYV
10*200 /
DZV
10 50 /

```

La malla de porosidad debe ser ingresada en todas las corridas, y son usadas para calcular el volumen poroso de las celdas. Las celdas con volumen de poro cero se consideran inactivas, y no ocupan la sección de almacenamiento durante la simulación. La malla de porosidad se carga con la *keyword* PORO. Los valores de porosidad se cargan como fracciones en lugar de porcentajes.

La malla de permeabilidad se carga usando PERMX, PERMY y PERMZ. Al igual que para otras *keywords* de la sección GRID se puede hacer uso de la *keyword* EQUALS.

La *grid* que se muestra en el ejemplo de 50mD en la primera capa, y 33mD en la segunda capa,

```
PERMX
100*50 100*33 /
```

utilizando la *keyword* EQUALS se tendría:

```
EQUALS
PERMX 50 4* 1 1 /
PERMX 33 4* 2 2 /
/
```

EDIT

La sección EDIT contiene instrucciones para modificar los volúmenes porosos, profundidades del centro del bloque, transmisibilidades, difusividades, no conexiones vecinas (NNC's) ingresados por el programa introducido en la sección GRID.

Esto es de carácter opcional.

PROPS

La sección PROPS de los datos ingresados contiene presión y saturación dependiendo de las propiedades del fluido y rocas del reservorio.

Datos de entrada

Las *keywords* de la sección de PROPS se pueden especificar en cualquier orden. Todas la *keywords* deben comenzar en la columna 1. Todos los caracteres hasta la columna 8 son obligatorios.

Propiedades requeridas

Las *keyword* requeridas varían si trabaja en ECLIPSE 100, ECLIPSE 300 Black Oil o ECLIPSE 300 Composicional. Los datos siempre deben contener la compresibilidad de roca, permeabilidades relativas y presión capilar en función de la saturación de las fases presentes.

En una corrida de *black oil*, las *keywords* de PVT requeridas son determinadas por las fases seleccionadas en la sección RUNSPEC (*keywords* OIL, WATER, GAS, DISGAS, VAPOIL) y alguna opción especial seleccionada (*keyword* API, BRINE, COAL, DIFFUSE, ENDSCALE, FOAM, MISCIBLE, POLYMER, ROCKCOMP, SATOPTS, TEMP, TRACERS, VE, SURFACT, SOLVENT) en la sección RUNSPEC.

Funciones de Saturación

Las permeabilidades relativas y presiones capilares de agua y gas son ingresadas como funciones de sus saturaciones usando las *keywords* SWFN

y SGFN respectivamente. Una tabla de saturación de una sola función puede ser de la forma:

SWFN		
--Sw	Krw	Pcow
0.22	.0	7.0
0.3	.0	4.0
0.5	.24	2.5
0.8	.65	1.0
0.9	.83	.5
1.0	1.00	.0 /

Al igual que con todas las *keywords*, los datos deben estar separados y divididos en líneas o columnas.

Algunos valores de saturación en la columna de la izquierda son importantes:

S_{wco} El primer valor de la tabla es de agua irreductible, 0.22 en este caso, la mínima saturación de agua en un bloque en estado inicial.

S_{wcr} El valor de saturación en la que el agua se convierte en móvil es la saturación crítica de agua, 0.3 en este caso.

La segunda columna contiene la permeabilidad relativa al agua, y la tercera de las presiones capilares de agua y petróleo, que se define como: $P_{cow} = P_o - P_w$. Las funciones de saturación de gas se ingresan de una manera similar usando la *keyword* SGFN.

REGIONS

La sección REGIONS divide la *grid* calculada en regiones para:

- Cálculo de funciones de saturación (permeabilidad relativa y presión capilar)
- Cálculo de propiedades PVT (densidad de fluidos, FVFs, viscosidades)
- Equilibrio (ajuste de la presión inicial y la saturación)
- Informes de fluidos en sitio y de los flujo entre-regiones
- Cálculo de permeabilidades relativas direccional
- Cálculo de funciones de saturación para imbibición
- Cálculo de propiedades ROCKTAB para la opción de Compactación de Roca
- Cálculo de las concentraciones del marcador inicial (opción de trazador de seguimiento)
- Cálculo de la tabla de saturación *end points* de las tablas de profundidad (para la tabla de saturación opción *End Point*)
- Cálculo de propiedades combinadas (opción *Miscible Flood*)
- Especificación de regiones que mantienen presión.

Si no hay sección REGION, ECLIPSE pone todos los bloques de la *grid* en única para todas las operaciones anteriores.

SOLUTION

La sección SOLUTION contiene datos suficientes para definir el estado inicial (presión, saturaciones, composiciones) de cada bloque de la *grid* en el reservorio.

La *keywords* en la sección SOLUTION puede ser especificadas en algún orden. Todas las *keywords* deben empezar en la columna 1. Todos los caracteres hasta la columna 8 son importantes.

Estos datos pueden tomar alguna de las siguientes formas:

Equilibrio Presiones iniciales y saturaciones son calculadas por ECLIPSE usando datos ingresados con la keyword EQUIL (profundidades de contacto de fluido).

Reinicio La solución inicial debe ser leída de un archivo *Restart* creada por una corrida anterior de ECLIPSE. El nombre del archivo *Restart* es ingresado usando la *keyword* RESTART.

Enumeración Puede especificar explícitamente la solución inicial para cada bloque de la *grid*.

Equilibrio – keyword EQUIL

Una línea de dato EQUIL debe ser especificada para cada región de equilibrio. (Celdas deben se asignadas para regiones de equilibrio usando EQLNUM en la sección REGIONS). Si hay más de una región de equilibrio, es importante que no se comuniquen.

Los datos EQUIL especifican la presión inicial a una profundidad de referencia, la profundidad de contacto agua-petróleo y gas-petróleo y las presiones capilares, y las opciones de equilibrio. Por ejemplo:

```
EQUIL
9035 3600 9209 0 9035 0 1 1 20 /
```

Esto especifica:

- La presión a la profundidad datum de 9035 es 3600.
- El contacto agua-petróleo ($P_{cow} = 0$) es 9202 ft.
- Contacto gas-petróleo ($P_{cog} = 0$) es 9035 ft.
- 20 sub intervalos usados en cada celda para un promedio inicial.

La distribución inicial de saturación debe coincidir con el gradiente de presión hidrostática debido a la diferencia de densidades de las fases. Esto se simplifica a una tabla de presiones capilares como función de la saturación de agua.

Si existe variación de la composición con la profundidad en el estado inicial, esto debe ser especificado en el caso de *Black oil* usando *keywords* como RSVD (o PBVD).

En el caso de un modelo composicional, el modelo puede ser inicializado usando las *keywords* ZMFVD y COMPVD, descritas en la sección PROPS. Un modelo de composición constante puede ser inicializado con la *keyword* ZI en la sección PROPS.

SUMMARY

La sección SUMMARY especifica un número de variables o vectores que se van a escribir en los archivos de resumen después de cada paso de tiempo de la simulación.

Todos las *keywords* en la sección SUMMARY son opcionales, y no tiene importancia atribuir al orden en el que se especifican. Todas la *keywords* deben comenzar en la columna 1. Todos los caracteres hasta a columna 8 son importantes.

SCHEDULE

La sección SCHEDULE especifica las operaciones a ser simuladas (producción e inyección de los controles y restricciones) y los tiempos en que los informes de salida son requeridos. Las curvas de rendimiento de flujo vertical y los parámetros de ajuste simulador también pueden ser especificados en la sección SCHEDULE.

Todas la *keywords* en esta sección son opcionales, a excepción de las que sirven para definir el estado de los pozos, y la *keyword* END, que debe marcar el final de los datos de programación.

Para definir un pozo y sus propiedades de conexión y controles, las siguientes *keywords* deben utilizarse:

- 1 WELSPECS o WELSPECL (para ingresar el pozo)
- 2 COMPDAT o COMPDATL (par especificar sus datos de completación)
- 3 Ya sea
 - WCONPROD (controles de producción, si el pozo es productor) o
 - WCONINJE (controles de la inyección, si el pozo es inyector) o
 - WCONHIST (mide flujos y presiones, si corresponde al histórico del productor)

WCONINJH (mide flujo y presiones, si corresponde al histórico del inyector)

Las *keywords* WELSPECT y COMPDATL se deben utilizar en refinamientos locales cuando el pozo está situado en una *grid* local. También hay algunas alternativas por encima de las *keyword* que están solo disponibles en ECLIPSE 300: WELLSPEC, WELLCOMP, WELLPROD y WELLINJE. Estas *keywords* se mantienen por compatibilidad, pero se recomienda utilizar las *keywords* compatibles con el simulador.

Cualquier otra *keyword* que haga referencia a un pozo en particular, debe ser colocado después de que el pozo y sus conexiones se han definido.

Los pozos se pueden entrar al modelo en cualquier momento en la simulación, pero una vez que un pozo se ha introducido, el uso de la *keyword* WELSPECS o WELSPECL sus propiedades de conexión y el estado de funcionamiento debe definirse. Los datos concernientes del pozo pueden ser cambiados después en la simulación.

Algunas *keywords* (por ejemplo GCONPROD, GCONINJE, GECON) se refieren a los grupos. Un nuevo grupo es automáticamente introducido, su

nombre aparece en la *keyword* WELSPECS o GRUPTREE. Otras *keyword* que se refieren a un grupo en particular deben ser ubicadas después de que el grupo ha sido introducido.

Los nombres del pozo y el grupo, y otras secuencias de caracteres en los datos de programación, puede estar entre comillas (' '), pero generalmente esto es opcional. Tales comillas están solo usualmente requeridas si un nombre contiene espacios en blanco integrados, comienza con un número o contiene caracteres no alfanuméricos. Las comillas son también necesarias para los nombres de las raíces y pozos, cual contiene un asterisco (*).

En la mayoría de las *keywords* de la programación de un pozo y un nombre de raíz, se termina con un asterisco (*), puede ser usado para referirse a varios pozos en un registro. Los datos se aplican a todos los pozos que actualmente se define cuyos nombres comienzan con la secuencia de caracteres que preceden al asterisco en el nombre de raíz. Por ejemplo, la raíz 'PR*' aplica a todos los pozos que entran con nombres que comienzan con PR, incluyendo 'PR' del mismo nombre. La raíz '*' se refiere a todos los pozos ya ingresados. Es importante señalar que los datos no se aplican a los pozos ingresados después en la corrida. Por lo tanto, si se va a usar el nombre de los pozos raíces, puede ser conveniente definir todos los pozos

en el comienzo de la corrida con las *keywords* WELSPECS, COMPDAT y WCONPROD o WCONINJE o WCONHIST o WCONINJH o WCONINJP y cerrar los pozos que no son necesario hasta después.

Un método alternativo de referirse a varios pozos en un registro es utilizar un nombre de lista de pozos. Esto comienza con un asterisco, seguido por al menos una letra. La lista de pozos incluye una serie de nombres de pozos, no hay límite en el número o la longitud de la lista de pozos, y bien puede ser cambiado en cualquier momento en la simulación.

Todas las *keywords* deben empezar en la columna 1 del archivo de datos. Las *keywords* pueden ser hasta 8 caracteres de longitud (incluyendo espacios) son significativas. La mayoría de las *keywords* tienen una sintaxis similar: la *keyword* es seguida por algún número de registros, cada uno con un número de elementos de datos, y cada uno termina con un slash (/). Los registros pueden ser terminados antes de tiempo con el slash (/); los elementos restantes toman sus valores por defecto. Por defecto también se puede especificar por un número de repeticiones nula de la forma n*, donde n es el número de elementos consecutivos por defecto. El conjunto de registros se termina por un registro en blanco, que contiene solo un slash. Algunos de los elementos de datos son secuencia de caracteres que

seleccione una opción en particular de un conjunto de opciones disponibles. En general, estos pueden ser truncados para los primeros uno o dos caracteres como sea necesario para evitar ambigüedades. Sin embargo, se recomienda para entrar la secuencia de caracteres completo como algunos conjuntos de opciones pueden ser ampliados en futuras versiones y el número de caracteres necesarios para evitar ambigüedad puede aumentar.

El orden de las *keywords* se especifican en la sección SCHEDULE determina el orden en que las operaciones son simuladas. Una *keyword* TIME, TSTEP o DATES ayuda en la simulación a especificar el tiempo. Una *keyword* de control de pozo posterior altera el estado del pozo desde el momento actual. Por ejemplo, si la *keyword* WELTARG es usada para redefinir una tasa de producción de pozo a un determinado tiempo, una *keyword* posterior TIME, TSTEP o DATES ayuda a la simulación al siguiente reporte de tiempo con el pozo operando en su misma tasa.

Definición de pozos

Las *keywords* son:

Keyword	Descripción
WELSPECS	Introduce nuevos pozos y especifica alguno de sus datos generales, incluyendo el grupo de cual ellos pertenecen. Esta <i>keyword</i> es obligatoria. Un pozo debe ser introducido con esta <i>keyword</i> antes de ser referido en alguna otra <i>keyword</i> .

Tabla 8.3.- *Keywords* para definición de pozos en la sección SCHEDULE

Definición de grupos

Las *keywords* son:

Keyword	Descripción
GRUPTREE	Define una estructura de árbol multi-nivel para grupos. Esta <i>keyword</i> es solo requerida si hay más de un nivel de grupos en el campo. Pozo-grupos (son grupos que contienen pozos) son introducidos nombrarlos en WELSPECS. En una estructura de grupo multi-nivel hay nodo-grupos, que son grupos que tienen otros grupos como sus subordinados inmediatos en lugar de pozos. Los grupos de nodos son introducidos por nombrarlos en GRUPTREE.

Tabla 8.4.- *Keywords* para definición de grupos en la sección SCHEDULE

Nota Si la *keyword* GRUPTREE no se usa, todos los grupos son asumidos para ser inmediatamente subordinados para el FIELD, cual es el nombre reservado para el nodo de nivel superior en la estructura. El FIELD no puede contar con pozos propios, y no debe aparecer en WELSPECS. Aparte del FIELD, un grupo que se ha introducido en WELSPECS o GRUPTREE antes de que se pueda hacer referencia a cualquier otra *keyword*.

Definición de conexiones de pozos y establecer las propiedades de conexión

Las *keywords* son:

Keyword	Descripción
COMPDAT	Define conexiones entre pozos y bloques de la <i>grid</i> . Esta <i>keyword</i> es obligatoria. Todos los pozos deben tener al menos una conexión definida. Las conexiones son identificadas por sus nombres de pozos junto con sus bloques de la <i>grid</i> ubicación I,J,K. Las conexiones deben estar definidas en COMPDAT antes de que puedan ser referidos en alguna otra <i>keyword</i> .
COMPINJK	Ajusta una constante definida por el usuario permeabilidad relativa par las conexiones de pozos de inyección. Esto permite a la inyectividad a ser calculada con mayor precisión en los casos en que, por ejemplo, el gas es inyectado en un bloque de la <i>grid</i> inicialmente contenido por petróleo.
COMPVE	Datos de profundidad de conexión de pozos. Esta <i>keyword</i> se puede utilizar solo en corridas de equilibrio vertical, para definir donde una conexión penetra solo parte del espesor de un bloque de la <i>grid</i> .
WPITAB	Asigna tablas multiplicadoras PI (ingresadas con una <i>keyword</i> PIMULTAB) para pozos.
PIMULTAB	Ingresa un grupo de tablas multiplicadoras PI, que los factores de escala y conexiones en función de la corte del pozo de agua máximo.
WBOREVOL	Ajusta el volumen del pozo, para el almacenamiento de modelado de pozos en las pruebas de pozos.

Tabla 8.5.- *Keywords* para definición de conexiones de pozos en la sección SCHEDULE

Datos de control de producción de pozos

Las *keywords* son:

Keyword	Descripción
WCONHIST	Tasas de producción observadas de la historia de pozos correspondiente. Ya sea WCONPROD o WCONHIST se debe usar para especificar pozos en producción una vez que ellos han sido ingresado con WELSPECS y COMPDAT.

Tabla 8.6.- *Keywords* para datos de control de producción de pozos en la sección SCHEDULE

8.1. Generación del archivo de eventos

El archivo de eventos elaborado en EXCEL es de utilidad para armar el SCHEDULE. En este archivo de eventos se detalla los trabajos que se realizaron en los pozos del Campo Oso que produjeron o alguna vez produjeron en de la arena Napo U. En Anexos 45 a 62 se detallan las operaciones que efectuaron junto con su correspondiente diagrama de completación definitivo.

8.2. Generación del archivo de producción

El archivo .DATA requiere un archivo .INC, dicho archivo corresponde al SCHEDULE donde se especifica las operaciones a

ser simuladas (archivo de producción) y los tiempos en que fueron realizados, Anexo 63.

Aplicando las *keywords* apropiadas se especificó el estado de nueve pozos, completaciones y producción, desde que inició producción el Campo Oso en la arena Napo U, octubre del 2000 a octubre del 2011. El archivo que se utilizó para la corrida se encuentra como Anexo 45.

8.3. Carga de la malla geológica

Para cargar la malla geológica es necesario cargar los archivos la GRID, PORO, PERMX, FIPNUM, ACTNUM Y EQLNUM.

El archivo GRID contiene *keywords* como:

- MAPUNITS que define las unidades usadas para los datos MAPAXES, que define la posición de la *grid* de simulación respecto al mapa.

Para este archivo se utilizó: FEET

- MAPAXES especifica los ejes de la *grid* y el origen relativo para las coordenadas de mapa.

Para este archivo se especificó:

$X1= 845829.55$; $Y1= 32573836.90$

$X2= 845829.55$; $Y2= 32577117.74$

$X3= 849110.39$; $Y3= 32577117.74$

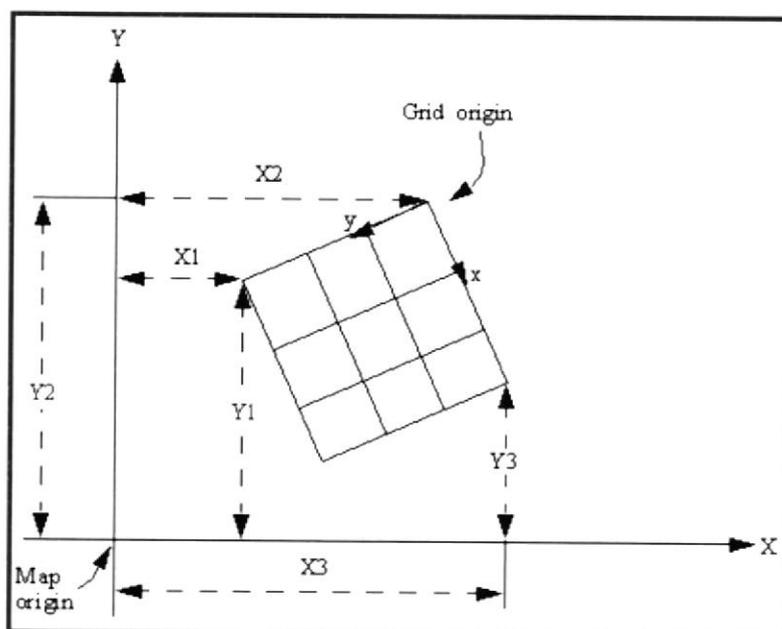


Figura 8.1.- Significado de las entradas de la *keyword* MAPAXES.

- GRIDUNIT especifica la longitud de los datos de la *grid*.
Para este archivo es: FEET
- SPECGRID solo tiene una función de comprobación, los datos especifican dimensiones y otras propiedades de la *grid* de simulación, definida en la sección de RUNSPEC.
Para este archivo se indica: 138 209 24 1 F

- 138 bloques de la *grid* en la dirección I
 - 209 bloques de la *grid* en la dirección J
 - 24 bloques de la *grid* en la dirección K
 - 1 reservorio
 - Coordenadas cartesianas
- COORDSYS esta *keyword* proporciona información acerca del sistema de coordenadas para cada reservorio en la *grid*. Por ejemplo, se puede asignar capas de celdas para múltiples reservorios. Se requiere solo si la *grid* contiene más de un reservorio.

Para este archivo especifica: 1 24

- Bloque 1 del límite inferior en la dirección K (K1)
 - Bloque 24 del límite superior en la dirección K (K2)
- COORD implica una geometría de punto de esquina y automáticamente de falla de transmisibilidades. Si reservorios múltiples son presentados, esta *keyword* debe ser precedida con *keyword* RESVNUM especificando el reservorio al cual aplica COORD data.

El archivo PERMX contiene *keywords* como:

- FILEUNIT especifica la unidad que se empezó a usar. No existe valor por defecto

Para este archivo: FIELD

- PERMX especifica los valores de permeabilidad en la dirección X. La *keyword* debe ser seguida por un número real para cada bloque de la *grid* en el cuadro actual de entrada especificando la permeabilidad en la dirección X. Valores de permeabilidad debe ser no negativos. Las unidades están dadas en milidarcy (mD).

Los bloques de la *grid* están ordenados con el eje X que indica rápida ciclicidad, seguido por los índices de ejes Y y Z. Conteos repetidos pueden ser utilizados para los valores repetidos (por ejemplo 115*208.4). Tenga en cuenta que los espacios no deben ser insertados en cualquier lado del asterisco.

Cada valor de PERMX en el plano superior ($K=1$) se debe especificar de una manera u otra por el final de la sección GRID. Los valores en los planos inferior ($K>1$) que no están especificados por defecto con el valor en el plano superior.

El archivo PORO contiene *keywords* como:

- FILEUNIT especifica la unidad que se empezó a usar. No existe valor por defecto

Para este archivo: FIELD

- PORO es seguida por números reales no negativos para cada bloque de la *grid* del cuadro de entrada de corriente, especificando el valor de fracciones de la porosidad de cada celda.

Bloques de la *grid* de poro, cuyo volumen es igual a cero son tratados por el programa como inactivos. Desde el tiempo de cálculo y los requisitos de espacio de almacenamiento de un plazo dependen principalmente del número de bloques de red activa, es importante que los bloques inactivos deban ser claramente identificados. También es posible ajustar el volumen de los poros directamente o usando la keyword ACTNUM.

El archivo FIPNUM contiene *keywords* como:

- FILEUNIT especifica la unidad que se empezó a usar. No existe valor por defecto

Para este archivo: FIELD

- FIPNUM debe ser seguida por un número entero para cada bloque de la *grid* del cuadro de entrada de corriente, especificando la región de líquido en el lugar al que pertenecen.

Un balance que muestra líquido en el lugar y los flujos acumulados de los pozos y entre otras regiones se producen en cada región de líquido en el lugar a cada vez que informe, si el mnemónico de la FIP en la *keyword* RPTSCHED se fija >1.

El archivo EQLNUM contiene *keywords* como:

- FILEUNIT especifica la unidad que se empezó a usar. No existe valor por defecto

Para este archivo: FIELD

- EQLNUM seguido por un número entero para cada bloque de la *grid* del cuadro de entrada de corriente, especificando el número de región de equilibrio no debe ser menos que 1 o mayor que NTEQUIL. Los demás bloques con la misma

región de equilibrio debe tener a demás el mismo número de regiones.

8.4. Generación del archivo de simulación

La estructura de este archivo .DATA es la misma que se especifica como estructura del modelo de simulación numérica.

En la sección de RUNSPEC, se detalla:

- con titulo OSO_USST_HM
- fecha de inicio: 1 de septiembre del 2000
- 68 bloques en X, 104 bloques en Y y 24 bloques en Z
- El modelo se encuentra en fase OIL y WATER
- Las unidades utilizadas son las de campo (FIELD)
- 50 pozos como máximo en el modelo, 800 conexiones como máximo por pozos, 10 grupos en el modelo y 15 pozos en algún grupo.
- El acuífero tiene una línea de datos de acuífero numérico ingresados, una línea de datos de conexiones para un acuífero numérico ingresados, 3 tablas de influencia para acuíferos Carter-Tracy, 36 filas en una tabla influenciada por

acuifero Carter-Tracy, un acuifero analítico en el modelo y 1000 bloques conectados en la grid.

- Las tablas tiene 5 regiones de equilibrio, 20 nodos de profundidad en una tabla de presión vs. a la profundidad construida internamente por el algoritmo de equilibrio, 20 nodos de profundidad para las tablas ingresadas para definir R_s , R_v , T , P_b o P_d vs presión.
- 5 regiones de fluido en sitio, 5 grupos de regiones de fluido en sitio y una región de reservorio independiente.
- El modelo tiene una tabla de saturación, una tabla PVT, 50 nodos saturados en la tabla de saturación, 50 nodos de presión en la tabla PVT, una región definida, 20 nodos R_s en la tabla PVT, 20 nodos R_s en la tabla PVT para gas húmedo y una saturación crítica vs profundidad.

En la sección GRID cita los archivos que describen las propiedades de roca para cada celda de la *grid*, que dan resultado a los volúmenes de poro, la permeabilidad en X, Y y Z.

En la sección PROPS se especifica:

- API del petróleo: 18.5
- Gravedad específica del agua: 1.03
- Gravedad específica del gas: 0.89
- Tabla de las funciones PVT de petróleo muerto
- Los datos PVT del agua y compresibilidad de la roca
- Tabla de funciones de saturación de agua-petróleo vs. saturación de agua

La sección SOLUTION contiene datos suficientes para definir el estado inicial (presión, saturaciones, composiciones) de cada bloque de la *grid* en el reservorio.

La sección SUMMARY especifica un número de variables que se van a escribir a los archivos de resumen después de cada paso de tiempo de la simulación.

La sección SCHEDULE cita al archivo OSO_USST_HM_SCH.INC donde especifica la producción, inyección para ser simuladas y los tiempos en que los informes de salida son requeridos, Anexo 63.

8.5. Inicialización del modelo

Es el archivo donde se establecen los contactos y las presiones de equilibrio hidrostáticos convencionales.

- La profundidad de Datum es de 7708 ft
- La presión de Datum es de 7745 psi
- La profundidad del contacto agua-petróleo es 7745, 7675, 7681 ft para los tanques definidos donde inicialmente se planteó un LKO de 7723 ft para todos los tanques
- La presión capilar petróleo-agua al contacto agua petróleo es de 0
- La profundidad del contacto gas-petróleo es de 7000, no existe una capa de gas pero este valor asegura que el gas está por encima del reservorio en caso de existir; caso contrario este valor por defecto sería 0
- Por ende la presión del contacto es 0
- La concentración de gas disuelto en baja saturación de petróleo que se calcula a partir de una tabla RSVD
- La concentración de petróleo vaporizado en gas menos saturado a ser igual al valor RV en el contacto gas-petróleo,

sujeto a un límite máximo igual al valor de R_v saturado a la presión local

Cada registro se refiere a un separado acuífero Carter-Tracy y contiene los siguientes datos:

- Un acuífero identificado
- La profundidad datum es 7745 ft
- La presión inicial de acuífero al datum por defecto
- La permeabilidad del acuífero a 100 mD
- La porosidad del acuífero 0.14
- La compresibilidad total (roca + agua) de el acuífero 9×10^{-6} psi^{-1}
- El radio interno del acuífero es de 2000 ft
- El espesor del acuífero es de 24 ft
- El ángulo subtendido por el límite entre el depósito y el acuífero de 90°
- Una tabla de propiedades de presión de agua
- Dos tablas para las funciones de influencia, que son las dimensiones de tiempo y valores de presión

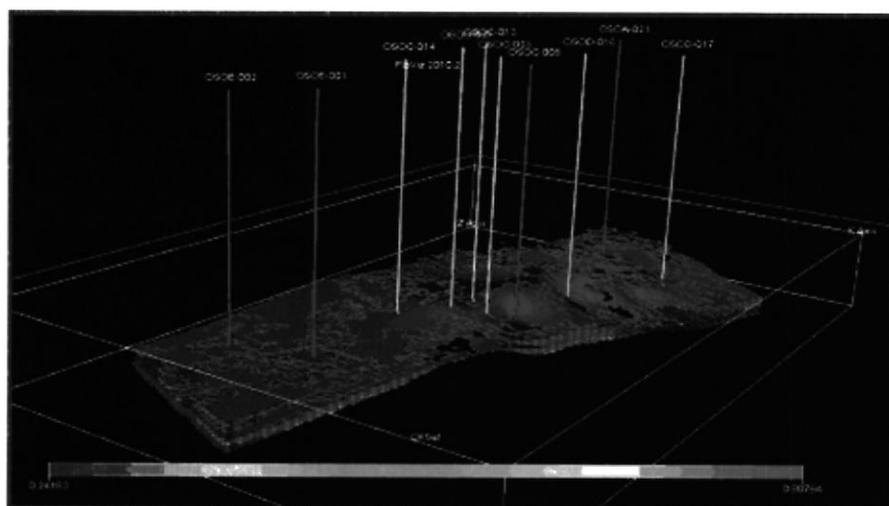


Figura 8.2.- Inicialización del modelo de simulación del Campo Oso_USST

8.6. Ajuste histórico por campo y por pozo

Este es un procedimiento para determinar los parámetros físicos del yacimiento que ajusten a los datos de producción observados.

El modelo puede ofrecernos una aproximación inicial imprecisa de las características del área de estudio, por tanto hay que ajustar la producción enfocando en estimar o corregir las propiedades petrofísicas del yacimiento para las celdas (la permeabilidad y/o porosidad) o en algunos casos la disminución del tamaño de los acuíferos.

Este ajuste se realiza por pozo y por campo. En la Figura 8.3 se muestra el ajuste por pozo y en la Figura 8.4 por campo. Los puntos muestran el comportamiento de los datos de producción observada y la línea continua el ajuste histórico. En rojo se detalla la tasa de fluido, mientras en verde la tasa de crudo. En la misma gráfica está la curva de acumulado de petróleo al nivel del campo.

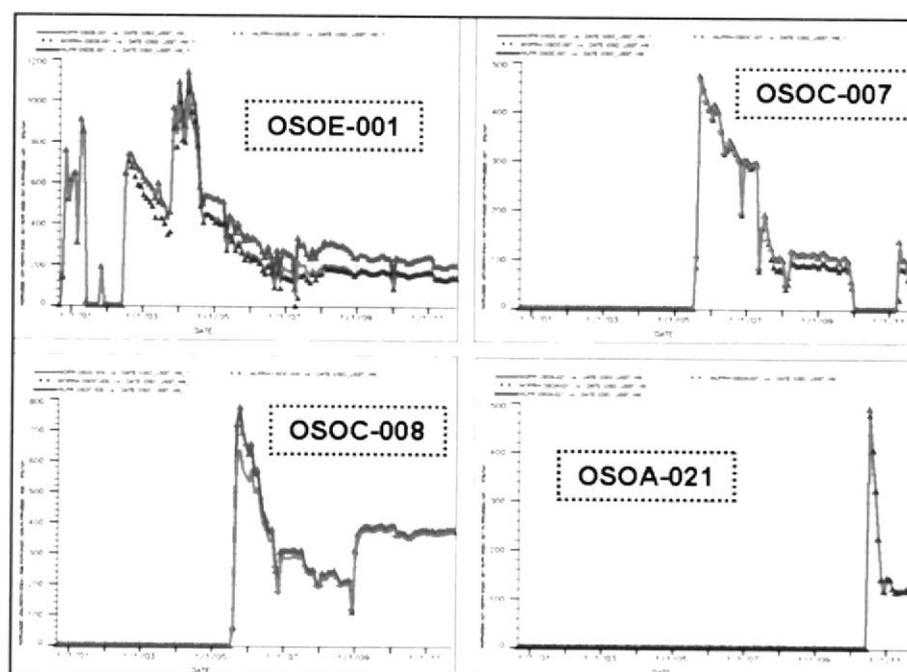


Figura 8.3.- Ajuste Histórico pozos OSOE-001-007-008-0021

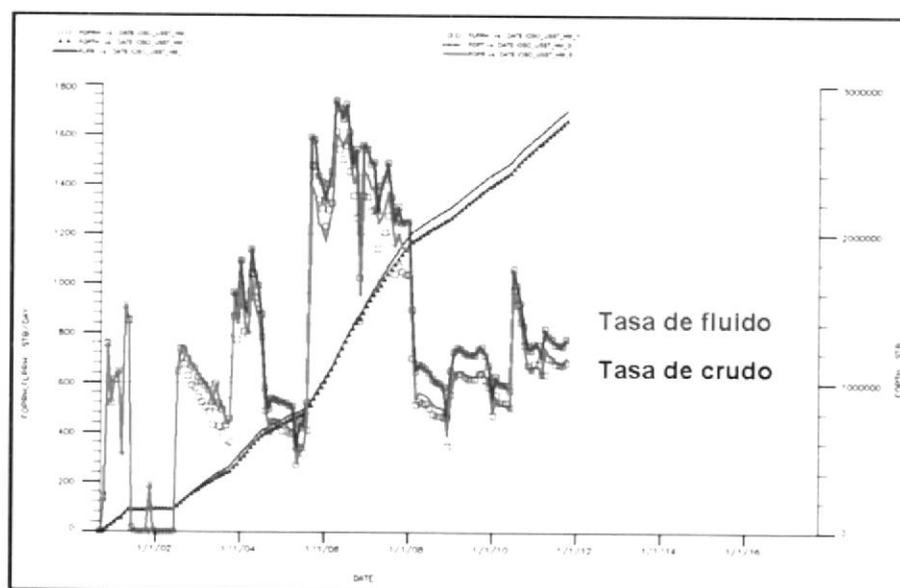


Figura 8.4.- Ajuste histórico del Campo Oso - USST

También se hace un ajuste a la presión de fondo fluyente (P_{wf}) y presión de reservorio (P_{res}). En la Figura 8.5 se muestra un ejemplo, para el pozo OSOE-001. El desfase que se aprecia se debe a que los datos observados no se encuentran corregidos al datum.

En la Figura 8.6 se identifican claramente las tendencias de al menos tres tanques según los datos observados de presiones obtenidas en base a pruebas de build-up. La curva color púrpura es el promedio de estos datos, lo que indica que si un pozo es

perforado debería tener una presión de 1200 *psi*; y en caso de tener una presión que difiera mucho es posible que se encuentre en un nuevo tanque como en el caso de OSOA-021.

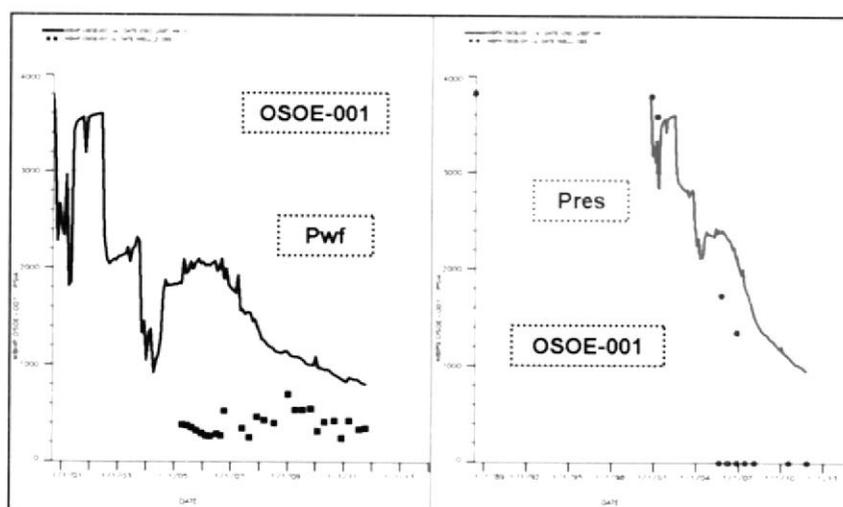


Figura 8.5.- Ajuste Histórico de Presión a nivel del pozo

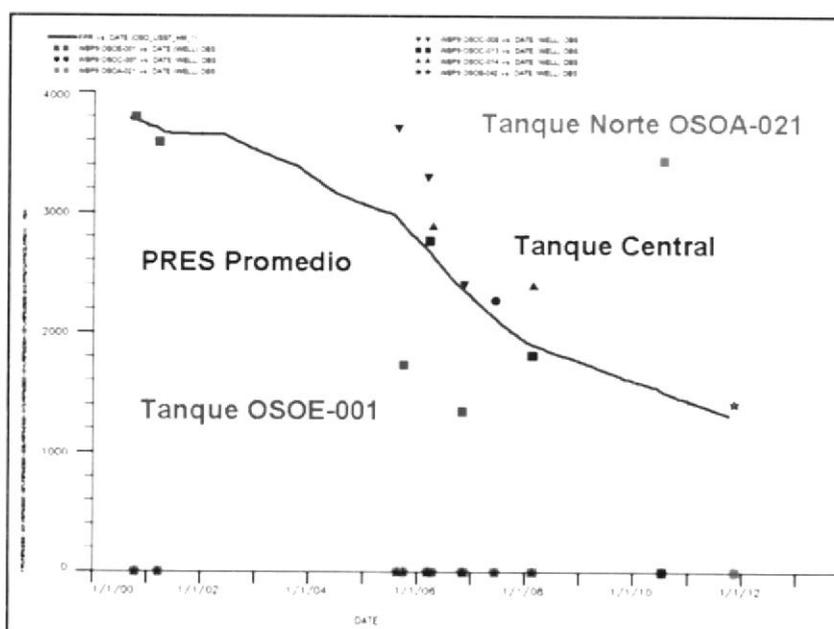


Figura 8.6.- Ajuste Histórico de Presiones de Reservorio

8.7. Generación del perfil de producción: Predicción Caso Base

Antes de realizar algún caso de optimización, se genera un caso base que describe la producción de crudo y fluido con relación al tiempo, sin incluir ningún tipo de trabajo de fracturamiento e inyección de agua en los pozos de Oso-USST. Lo cual representa una inversión de cero dólares.

A lo largo de la vida útil del reservorio USST se tiene un EUR (Estimated Ultimate Recovery) es de 3.6 MMStb, considerando que el POES es de alrededor de 68MMStb de crudo, el factor de recobro (RF) que representa es de 5%.

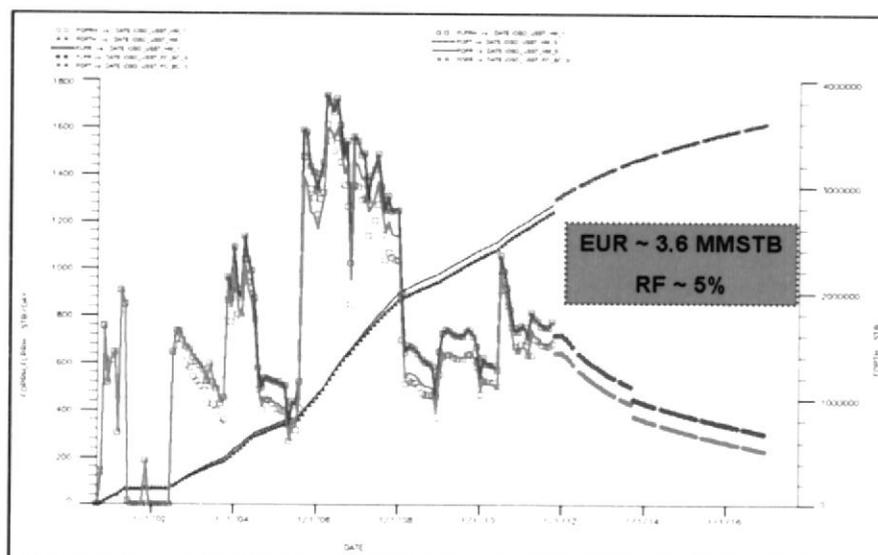


Figura 8.7.- Predicción – Caso Base

8.8. Generación del perfil de producción: Predicción Caso Inyección de agua

Se generan seis casos con variaciones de pozos fracturados, pozos de inyección de agua y nuevos pozos con el fin de elegir la estrategia más apropiada.

CASO	FRACS	Inyección	Pozos Nuevos	Inversiones Estimadas
Base	No	No	No	—
1	C-008 / E-001	No	No	US\$ 2.0 MM
2	C-008 / E-001	C-007 @3000 BWIPD C-013 @3000 BWIPD	No	US\$ 4.0 MM
3	C-008 / E-001	C-007 @3000 BWIPD	No	US\$ 3.0 MM
4	C-008	C-007 @3000 BWIPD E-001 @5000 BWIPD	4	US\$ 27.0 MM
5	C-008 / E-001	C-007 @3000 BWIPD	4	US\$ 27.0 MM
6	C-008 / E-001	C-007 @3000 BWIPD E-002 @3000 BWIPD	4	US\$ 28.0 MM

Tabla 8.7.- Definición de Casos – Estrategias de Optimización

Caso 1

Se fracturan dos pozos: OSOC-008 / OSOE-001, en ningún pozo se inyecta agua, ni se perforan nuevos pozos. La inversión estimada es de US\$ 2.0 MM, considerando un costo de US\$ 1.0 MM por cada workover.

Este caso la producción aumenta de 700 BOPD a 1200 BOPD con un incremento de +500 BOPD. Las reservas incrementales a lo largo de su vida útil son de +200 MSTb, con un factor de recobro (RF) de aproximadamente 5.5%.

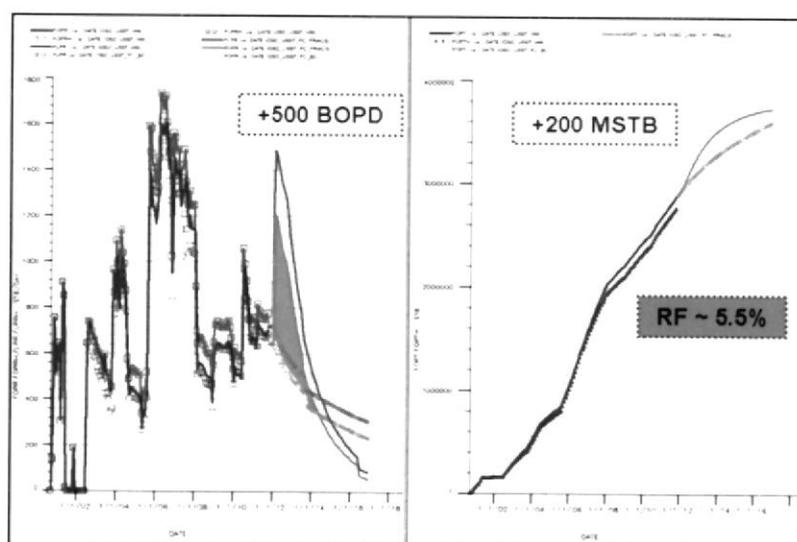


Figura 8.8.- Predicción – Optimización Caso-1

Caso 2

Se fracturan dos pozos: OSOC-008 / OSOE-001, se inyecta agua en los pozos OSOC-007 @ 3000 BWIPD / OSOC-013 @ 3000 BWIPD y no se perforan nuevos pozos. Los pozos de inyección son previamente fracturados debido a que tiene muy apretada o con alto contenido de arcilla. El costo de inversión se estima en US\$4.0 MM.

La producción aumenta de 700 BOPD a 1400 BOPD con un incremento de +700 BOPD. Las reservas incrementales a lo largo de su vida útil son de +1.0 MMStb, con un factor de recobro (RF) de aproximadamente 6.7%.

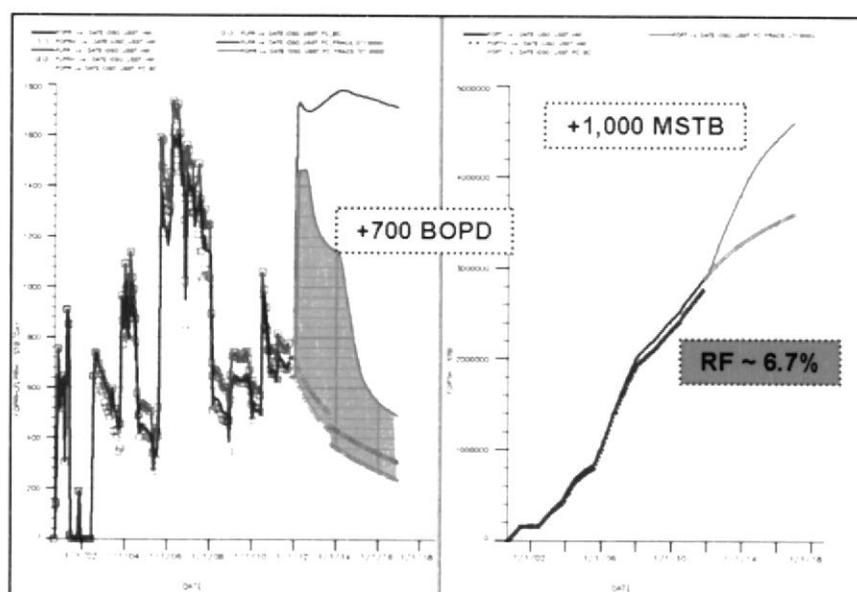


Figura 8.9.- Predicción – Optimización Caso-2

Caso 3

Se fracturan dos pozos: OSOC-008 / OSOE-001, se inyecta agua en el pozo OSOC-007 @ 3000 BWIPD y ningún pozo perforado. El costo de inversión estimada es de US\$ 3.0 MM.

La producción aumenta de 700 BOPD a 1400 BOPD con un incremento de +700 BOPD, este incremento de tasa es igual al Caso-2 con la diferencia que tiene diferente declinación, la cual aumenta las reservas. Las reservas incrementales a lo largo de su vida útil son de +1.2 MMStb, con un factor de recobro (RF) de aproximadamente 7%.

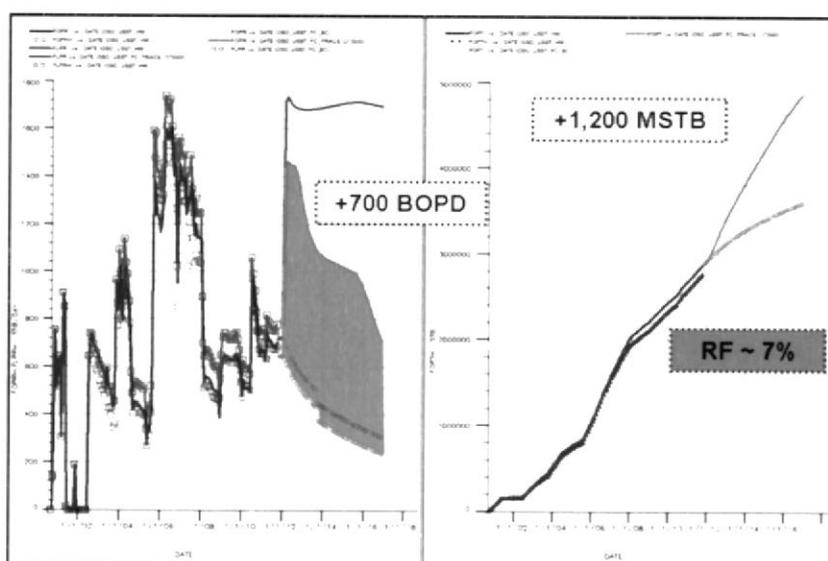


Figura 8.10.- Predicción – Optimización Caso-3

Caso 4

Se fractura el pozo OSOC-008, inyección de agua en los pozos OSOC-007 @ 3000 BWIPD / OSOE-001 @ 5000 BWIPD y se incluye la perforación de cuatro nuevos pozos alrededor de OSOE-001, recalcando que pertenece al tanque de mayor tamaño. El

costo de inversión estimado es de US\$ 27.0 MM, valor alto a causa de los pozos nuevos con un costo aproximado de US\$ 6.0 MM.

La producción aumenta de 700 BOPD a 3700 BOPD con una adición de +3000 BOPD. Las reservas incrementales a lo largo de su vida útil son de +1.0 MMStb, con un factor de recobro (RF) de aproximadamente 6.7%.

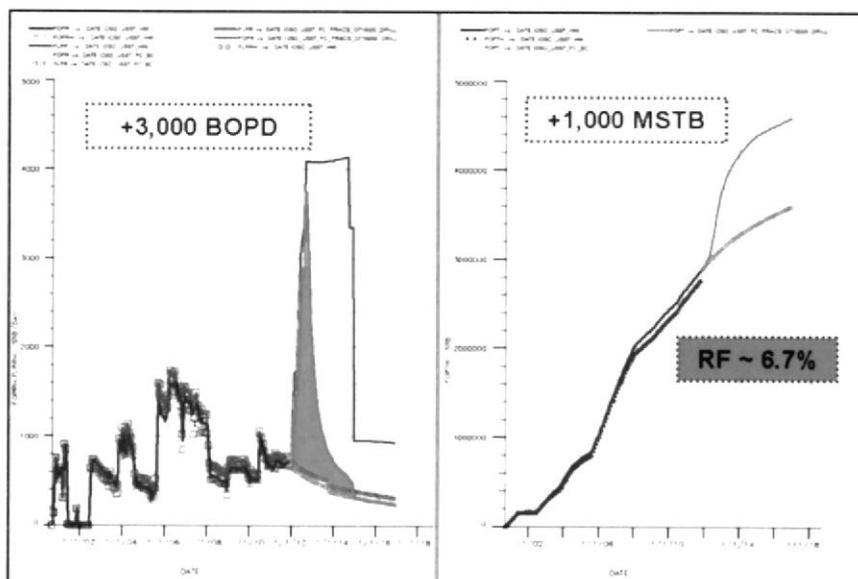


Figura 8.11.- Predicción – Optimización Caso-4

Caso 5

Se fractura la arena en dos pozos: OSOC-008 / OSOE-001, inyectando agua en OSOC-007 @ 3000 BWIPD y cuatro nuevos pozos. El costo de inversión se estima en US\$ 27.0 MM.

La producción aumenta de 700 BOPD a 2700 BOPD con una adición de +2000 BOPD. Las reservas incrementales a lo largo de su vida útil son de +2.8 MMStb, con un factor de recobro (RF) de aproximadamente 9.4%.

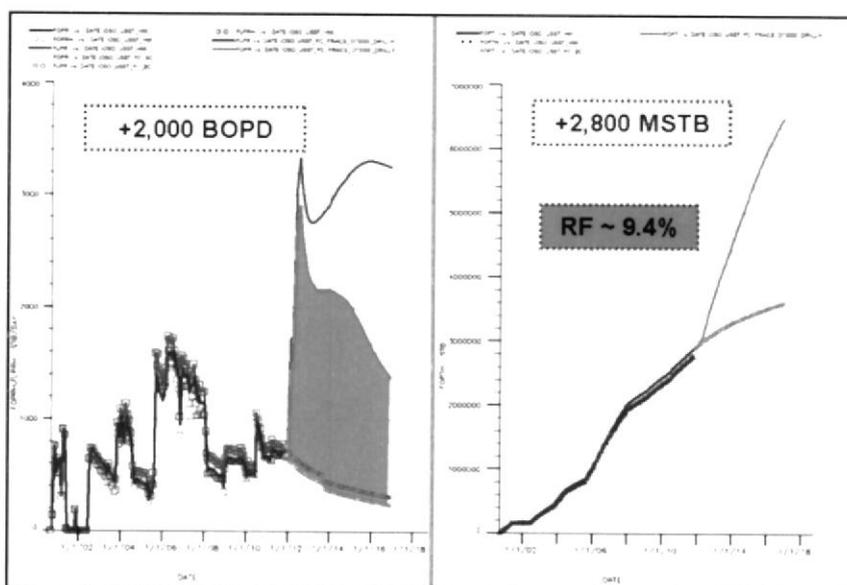


Figura 8.12.- Predicción – Optimización Caso-5

Caso 6

Se realiza trabajo de fractura en los pozos OSOC-008 / OSOE-001, inyectando agua en los pozos OSOC-007 @ 3000 BWIPD / OSOE-002 @ 3000 BWIPD y la perforación de cuatro nuevos pozos. En el pozo OSOE-002 actualmente produce de la arena TSST, por lo tanto se requiere un nuevo diseño de la completación para inyectar

en USST mientras se produce de TSST. El costo de inversión estimada es de US\$ 28.0 MM.

La producción aumenta de 700 BOPD a 3700 BOPD con una adición de +3000 BOPD. Las reservas incrementales a lo largo de su vida útil son de +3.2 MMStb, con un factor de recobro (RF) de aproximadamente 10%.

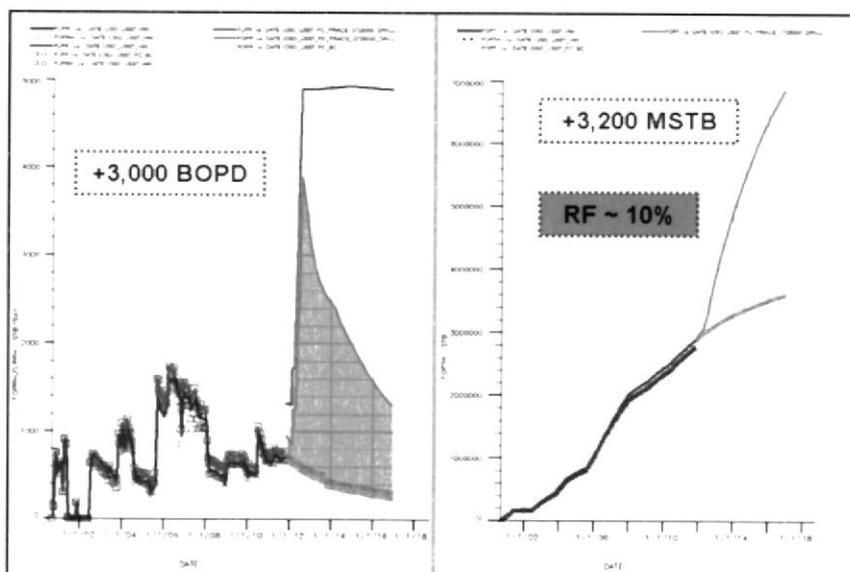


Figura 8.13.- Predicción – Optimización Caso-6

CAPITULO 9

9. EVALUACIÓN ECONÓMICA

El análisis económico de un proyecto consiste en medir, comparar y establecer el balance entre costos y beneficios. El procedimiento más importante en evaluación económica de proyectos es la determinación del flujo de caja. A partir de él se obtienen otros indicadores como: valor presente neto (NPV), tasa interna de retorno (TIR) y relación ganancia real / inversión (NPV/CAPEX), conocida también como Índice de rentabilidad o eficiencia de la inversión.

El periodo de amortización se define como el intervalo de tiempo en el cual el ingreso acumulado es igual a la inversión acumulada inicial. Esta es una de las variables más importantes cuando se trata de demostrar cuan atractiva es una inversión, ya que mientras más corto sea el periodo de amortización, menor será el riesgo de exposición debido a la incertidumbre de eventos futuros.

Sin embargo, la recuperación de la inversión no implica ganancia ni mide los beneficios totales generados. Tampoco considera el cambio de valor del dinero en el tiempo.

Descuento de Técnicas de Flujo de Caja

El descuento es lo inverso a la capitalización. Se utiliza en la industria petrolera para resaltar el valor de un año de referencia de los gastos e ingresos resultantes en diferentes momentos a futuro. Los siguientes parámetros implican técnicas de descuento:

- Valor Presente Neto
- Tasa Interna de Retorno
- Relación Ganancia - Inversión
- Análisis de Flujo de Caja Incremental

Composición de Valor Futuro

$$FV = S_0(1+r)$$

Si $S = \$100$ y $r = 10\%$;

$$FV_1 = \$110$$

$$FV_2 = S(1+r)^2$$

$$FV_2 = \$121$$

Descuento al Valor Presente

$$PV \text{ de } \frac{FV_1}{1+r} = \frac{110}{1+0.1} = \$100$$

$$PV \text{ de } \frac{FV_2}{(1+r)^2} = \frac{110}{(1+0.1)^2} = \$100$$

Valor Presente Neto (NPV's)

La suma de los valores presentes de las ganancias (ingresos menos gastos de operación), menos los costos de inversión inicial.

	T0	T1	T2	T3
Inversión (I)	-200			
Ingresos (R)		+200	+200	+200
Costos de Operación (O)		-100	-100	-100
Flujo de Caja Neto	-200	+100	+100	+100

$$NPV = \sum_{i=1}^{i=n} \frac{R_i - O_i}{(1+r)^i} - i_0 \quad [r = \text{costo de capital}]$$

$$\text{Si } r=10\%, \quad NPV = -200 + \frac{100}{1+0.1} + \frac{100}{(1+0.1)^2} + \frac{100}{(1+0.1)^3} = +\$48.6M$$

$$\text{Si } r=25\%, \quad NPV = -200 + \frac{100}{1+0.25} + \frac{100}{(1+0.25)^2} + \frac{100}{(1+0.25)^3} = -\$4.8M$$

**Cuando NPV es positivo, es aceptable.
Cuando NPV es negativo, no es aceptable.**

El valor presente neto (NPV) es uno de los criterios de evaluación de inversión más utilizados. También conocido como valor actual (PV), valor actual (PW) o el valor actual neto (NPW).

El NPV mide el valor presente de un flujo de caja neto descontado con una tasa específica a un punto de referencia común, por lo general el año en curso o en otro periodo del año base.

El cálculo del NPV es un sistema de ponderación de mayor peso atribuido a los flujos de caja temprana y disminución de los pesos aplicados a los flujos de caja futuros. El concepto de ponderación se basa en la idea de que para la mayoría de la gente, el valor del dinero hoy es más alto que el dinero recibido en el futuro.

Características de NPV

- Utiliza todos los gastos e ingresos relevantes durante la vida útil del proyecto.
- Permite tomar decisiones consistentes entre inversiones alternativas, y distingue entre grandes y pequeños proyectos.
- Da mayor a principios de NCF's.
- Destaca la riqueza generada por el proyecto. La escala del proyecto está resaltada.
- Debido a que el VPN es una cifra monetaria, los proyectos pueden ser comparados de manera significativa.

- Utilizando el NCF en la tabla de abajo y una tasa de descuento del 10% calcule el valor actual neto del proyecto.

Año	Factor de descuento	NCF	NPV
0	1.0	-50,000	-50,000
1	0.909	20,000	18,181.62
2	0.826	20,000	16,528.93
3	0.7513	20,000	15,028.30
4	0.663	20,000	13,660.27
Total		30,000	13,397.32

- La tasa interna de retorno (TIR) comenzó a ser utilizado, además de los métodos tradicionales de evaluación de inversiones y amortización como el rendimiento del capital invertido en la década de 1950 y 60.
- La TIR es la tasa de descuento que equivale a la suma ingresos del valor presente menos costos de operación con los gastos de inversión.
- La TIR es la tasa de descuento en la que el valor presente neto de un proyecto de flujo de caja neto es igual a cero.
- Los programas de computadora suelen resolver la ecuación incrementando progresivamente la tasa de descuento, el cálculo del NPV de cada vez, hasta que NPV cambie de un valor positivo a uno negativo.

La tasa de descuento que iguala la suma de los valores actuales de los ingresos menos los costos de operación con los gastos de inversión.

OR: Tasa de descuento que hace NPV=0

	T0	T1	T2	T3
Flujo de Caja Neto	-200	+ 100	+ 100	+ 100
Encontrar r para	200	= $100/(1+r) + 100/(1+r)^2 + 100/(1+r)^3$		

$$r = \underline{0.234}$$

$$= 100/(1.234) + 100/(1.234)^2 + 100/(1.234)^3$$

$$200 = 81.0 + 65.7 + 53.2$$

Significado de TIR

Un TIR de 23.4% significa que el proyecto recibe suficientes ganancias para recuperar la inversión más un retorno de 23.4% del balance pendiente de la inversión.

Valor de Inversión al principio del año	Flujo de cajas de un proyecto \$Millon	Retorno de capital pendiente 23.4%	Recuperación del capital
200.00	100	46.74	53.26
146.74	100	34.29	<u>65.70</u>
81.0	100	18.90	<u>81.00</u>

200

$$TIR = \frac{NPV \text{ a la tasa de descuento del proyecto}}{PV \text{ de costos de inversión del proyecto}}$$

9.1. Cálculo del flujo de caja

La Figura 9.1 los valores en negativo describe la inversión del proyecto según corresponda el color para cada caso planteado en el capítulo anterior. Los valores más altos son los que requieren una inversión mayor por las perforaciones de nuevos pozos.

Los valores de caja que están en positivo, pertenecen a los ingresos anuales dependiendo el color del caso planteado. El caso en amarillo es en el que se fracturan los pozos OSOC-08 y OSOE-01, inyectando agua en los pozos OSOC-07 y OSOE-02 @ 3000 BWIPD, y la perforación de cuatro nuevos pozos alrededor de OSOE-01.

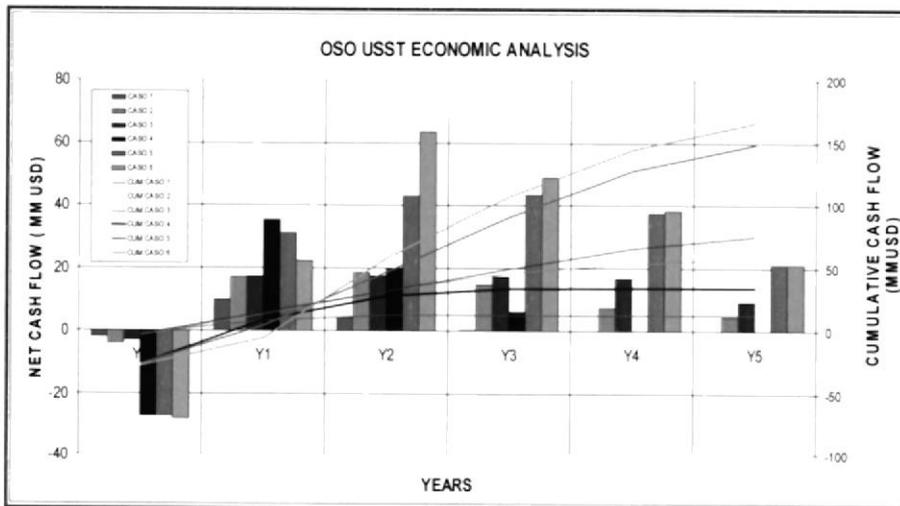


Figura 9.1.- Flujo de caja y flujo de caja acumulado de OSO-USST

9.2. Cálculo del flujo de caja acumulado

El flujo de caja acumulado, continuando con el análisis de la grafica 9.1, es la suma de los gastos más los ingresos a lo largo del tiempo.

9.3. Determinación de periodos de amortización

Observando la trayectoria de las diferentes líneas de la figura 9.1, todos los casos propuestos quedan amortizados entre seis y dieciocho meses a partir del desarrollo del proyecto.

9.4. Determinación de Indicadores económicos (TIR, NPV, NPV/CAPEX)

Para todos los casos planteados, se considera un gasto operativo (OPEX) de US\$ 8.00 por barril. El precio de venta del petróleo se estima en un promedio de US\$ 70.00 por barril y la tasa anual de descuento en 12.0%.

La inversión estimada varía entre US\$ 2 MM a US\$ 28 MM dependiendo del caso de optimización que se aplique.

El valor presente neto varía dependiendo de cada caso. Lo que se puede observar es que la estrategia que aporta con un mayor NPV es la estrategia número seis con US\$ 114.00 MM, mientras que la mejor relación NPV/CAPEX viene dada por la estrategia número tres con 18.0 \$/\$. Para la mayor parte de los casos, la tasa interna de retorno TIR es mayor al 100%, excepto en el escenario cuatro en donde la TIR es de 77%.

CASE	OPEX (US\$ / STB)	OIL PRICE (US\$ / STB)	DISCOUNT RATE (%)	CAPEX (US\$ MM)	NPV (US\$ MM)	NPV/CAPEX (US\$ MM / US\$ MM)	TIR (%)
1	8.0	70.0	12.0	2.0	10.0	5.0	>100
2	8.0	70.0	12.0	4.0	44.0	11.0	>100
3	8.0	70.0	12.0	3.0	55.0	18.0	>100
4	8.0	70.0	12.0	27.0	25.0	0.9	77.0
5	8.0	70.0	12.0	27.0	102.0	3.8	>100
6	8.0	70.0	12.0	28.0	114.0	4.1	>100

Tabla 9.1.- Resultados del Análisis Económico

CAPITULO 10

10.CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

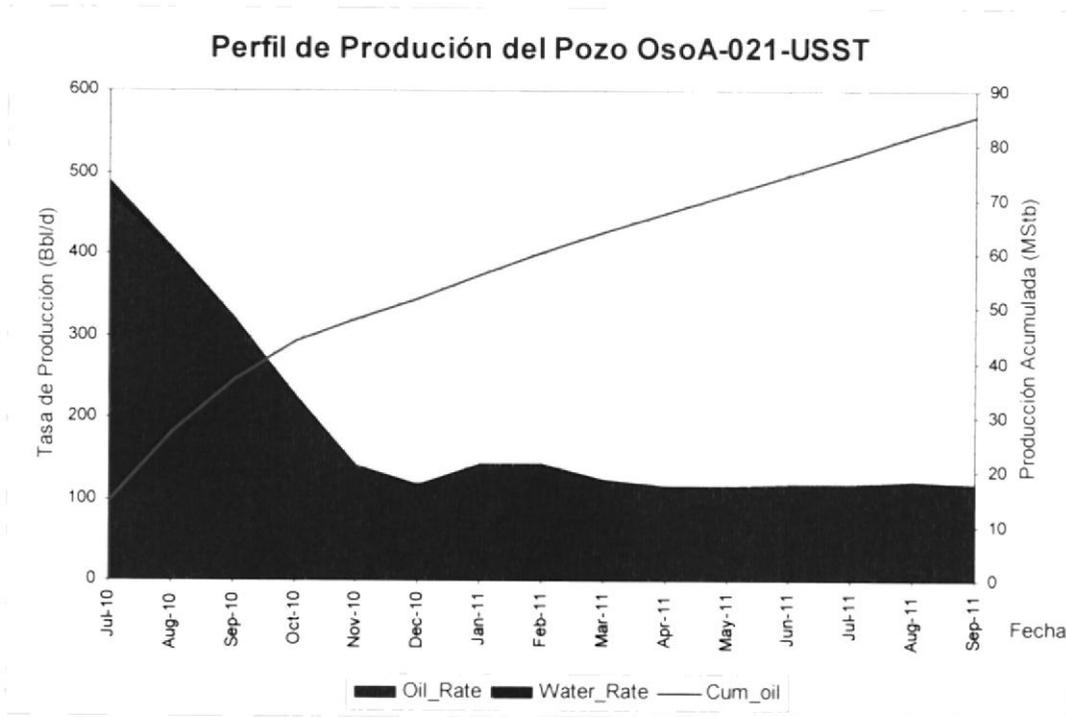
10.1. Conclusiones

- OSO Napo U es un proyecto que puede contribuir con un incremento de hasta + 3,000 BOPD al perfil de producción de Petroamazonas EP.
- El incremento en reservas puede ser de más de 3.0 MMSTB.
- El Factor de recuperación puede pasar del 5% al 10% si las operaciones se ejecutan con éxito.
- Los casos de optimización sin perforación pueden ser amortizados durante el primer año luego de la ejecución de los trabajos.
- Los casos de optimización con perforación pueden ser amortizados dentro de los 18 meses posteriores a la ejecución del proyecto.

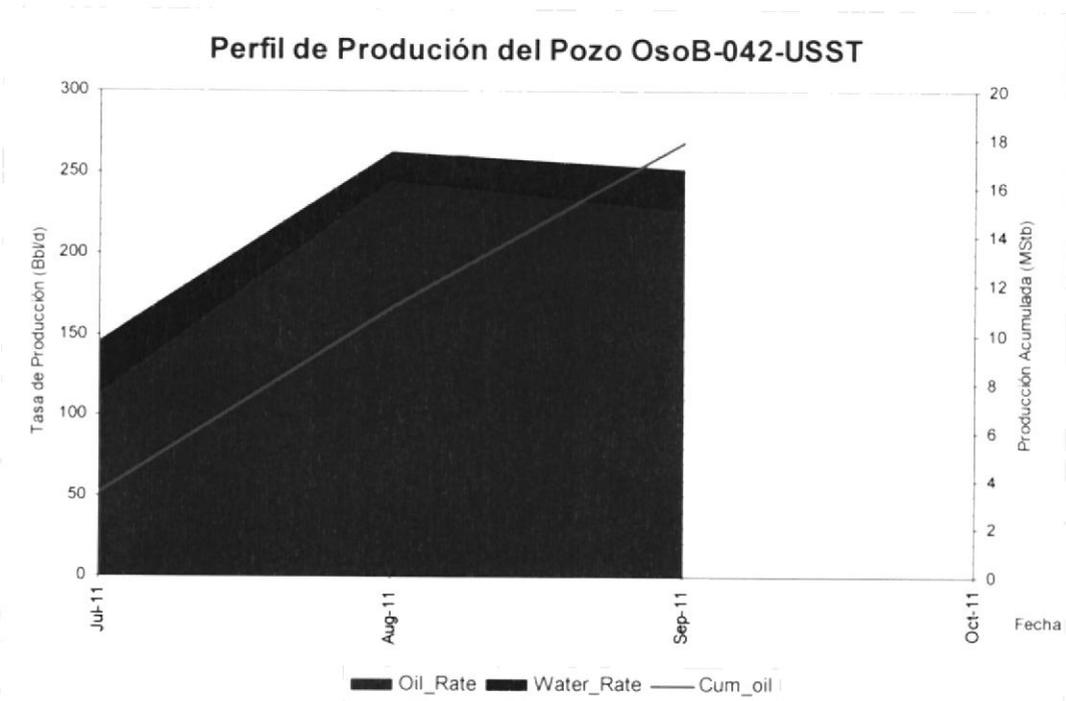
10.2. Recomendaciones

- Se recomienda iniciar el proceso de optimización con los trabajos de fracturamiento hidráulico en los pozos OSOE-001 y OSOC-008.
- Se recomienda intervenir el pozo OSOC-007 fracturar la arena USST e instalar completación especial para inyectar 3000 BWIPD en USST y 3000 BWIPD en TSST simultáneamente.
- Se recomienda elaborar un estudio de correlaciones entre amplitudes de la sísmica y espesores netos de arena para definir la distribución horizontal del cuerpo del reservorio MAIU en el área de OSOE-001.
- Se recomienda elaborar un estudio sedimentológico que ayude a disminuir la incertidumbre asociada a este tipo de trampas estratigráficas.
- Una vez delineado el tanque de OSOE-001, se recomienda perforar 4 pozos, fracturarlos y producirlos bajo máximo diferencial de presión.

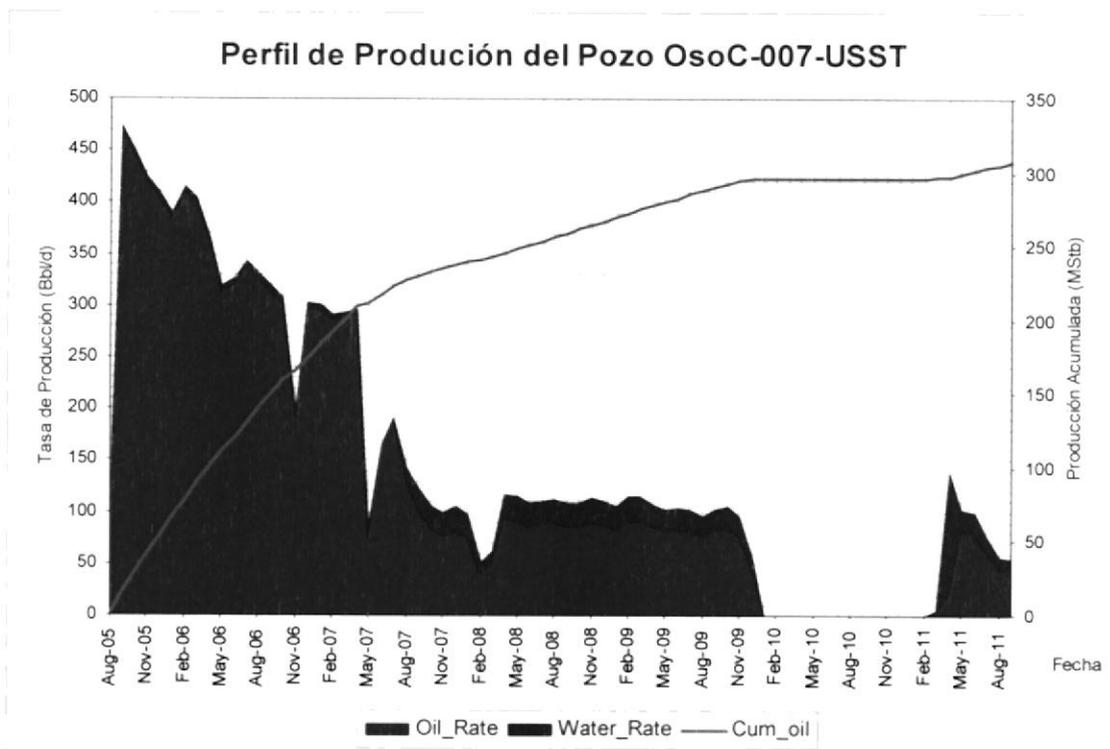
ANEXOS



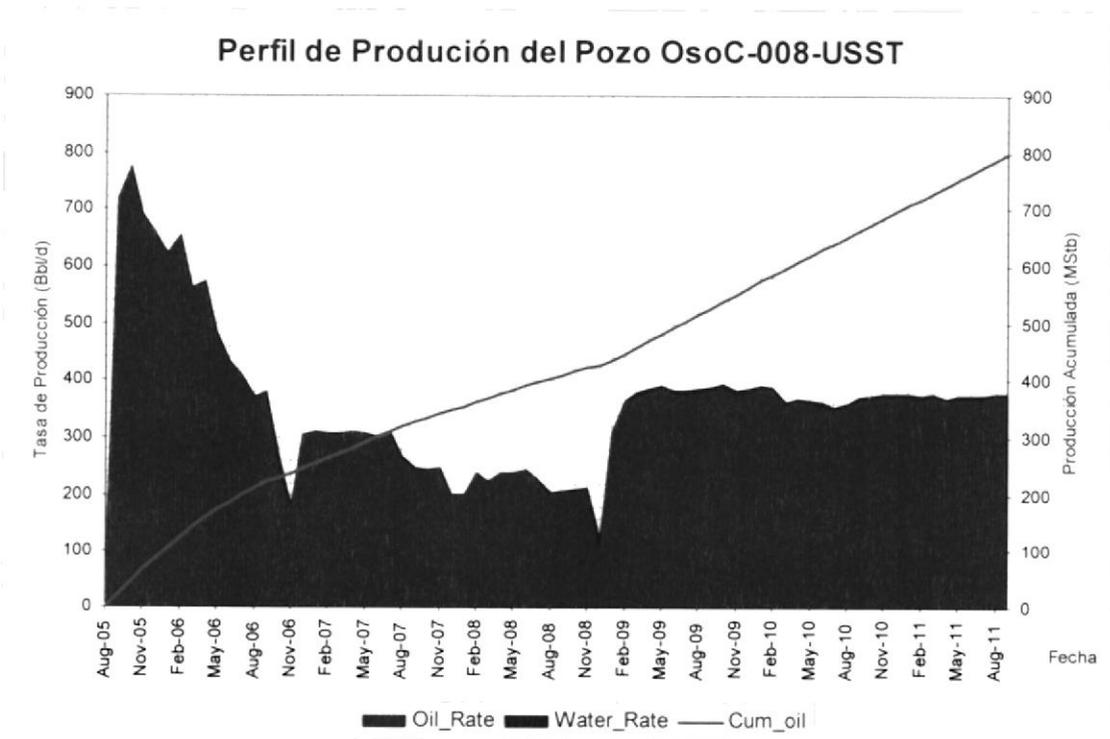
Anexo 1.- Perfil de Producción del Pozo OsoA-021-USST



Anexo 2.- Perfil de Producción del Pozo OsoB-042-USST

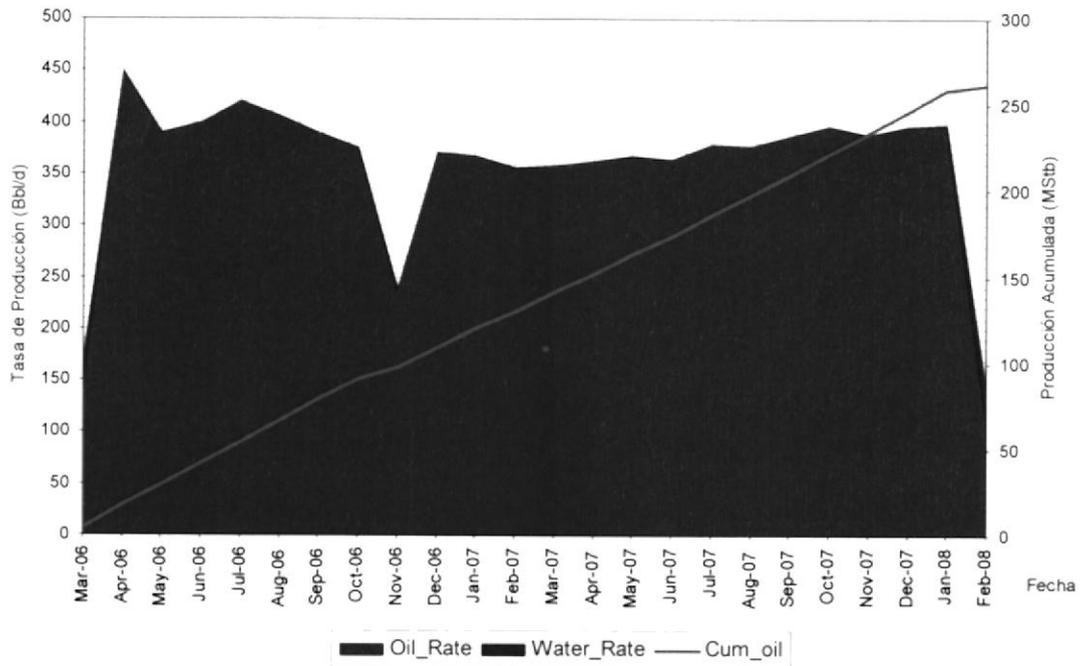


Anexo 3.- Perfil de Producción del Pozo OsoC-007-USST



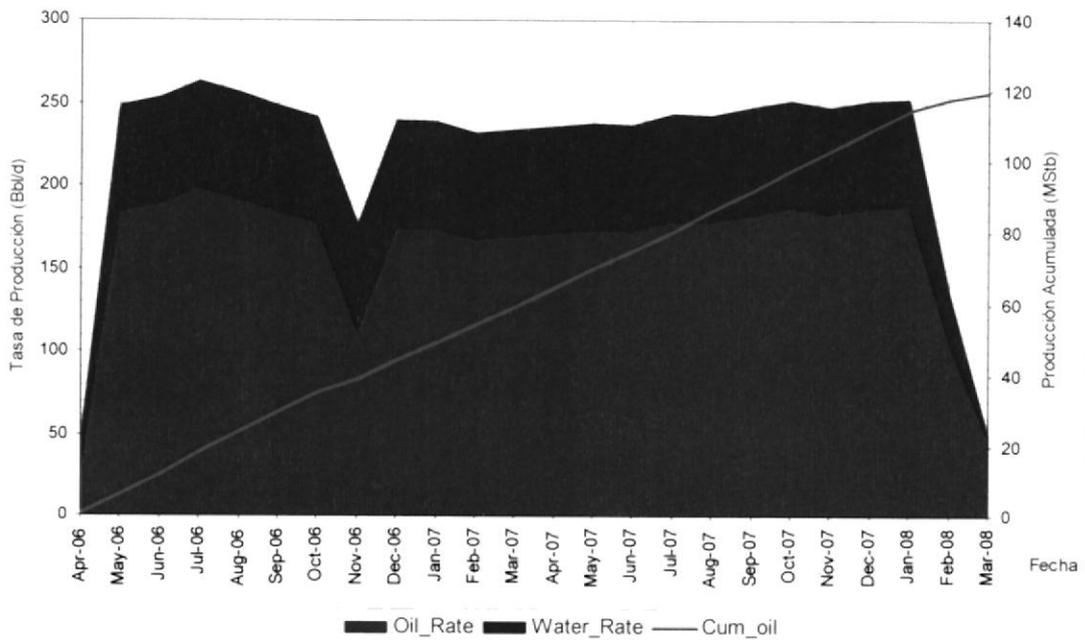
Anexo 4.- Perfil de Producción del Pozo OsoC-008-USST

Perfil de Producción del Pozo OsoC-013-USST

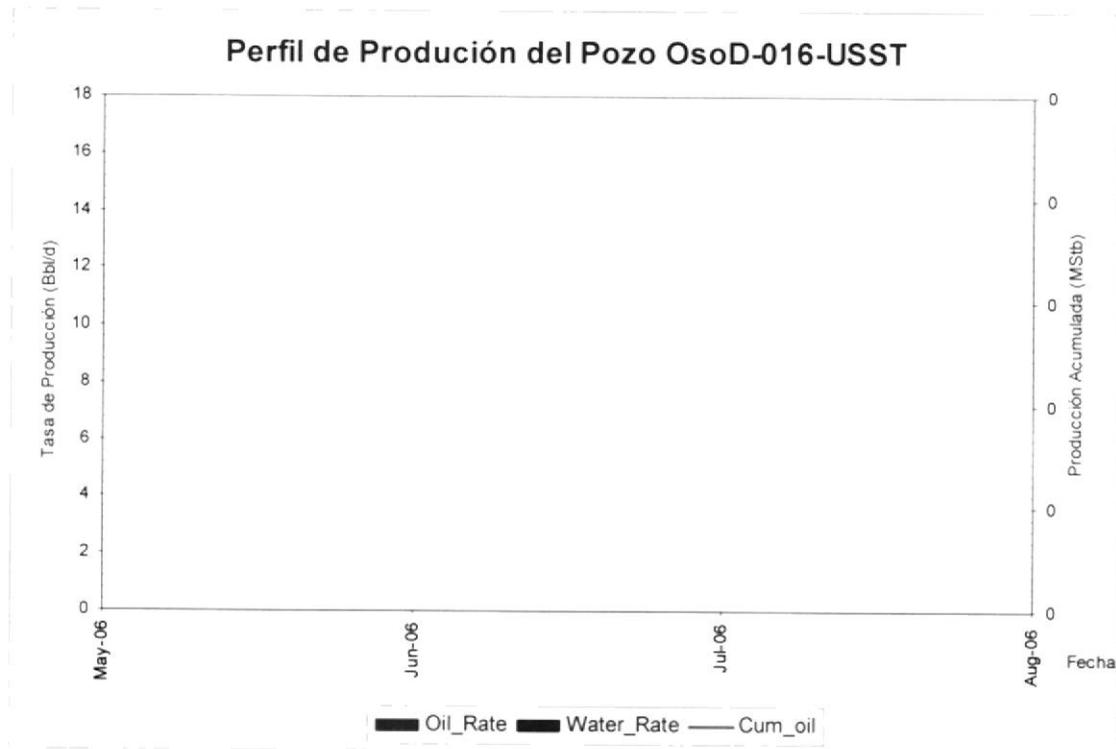


Anexo 5.- Perfil de Producción del Pozo OsoC-013-USST

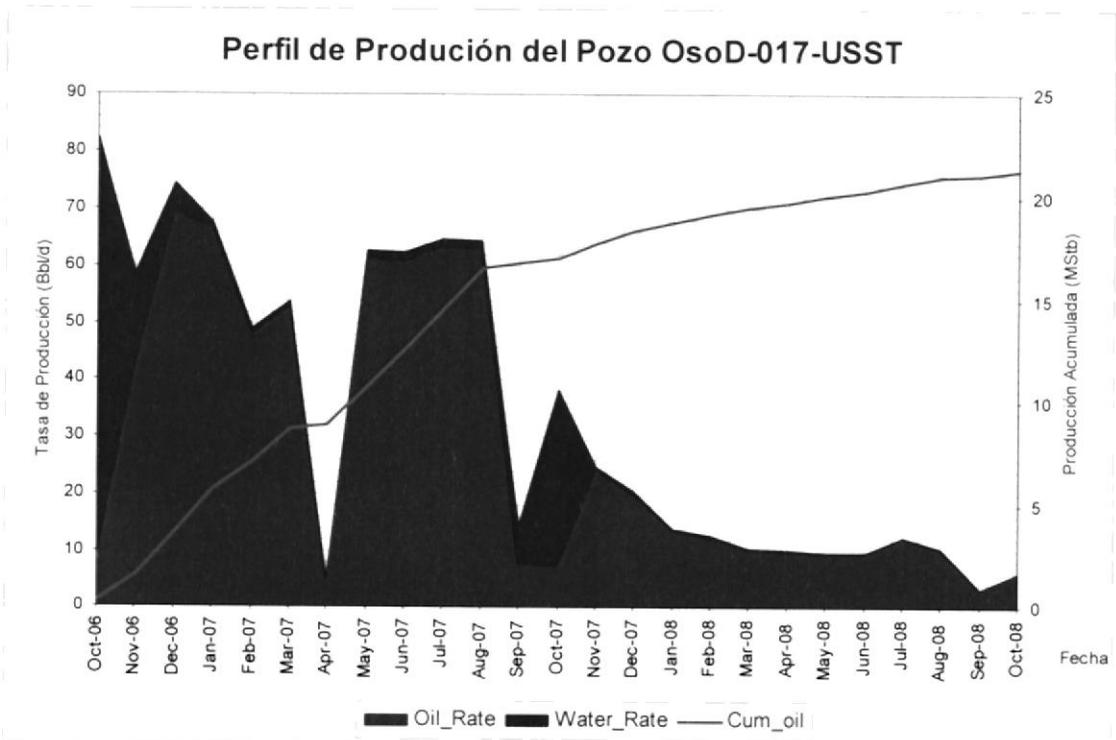
Perfil de Producción del Pozo OsoC-014-USST



Anexo 6.- Perfil de Producción del Pozo OsoC-014-USST

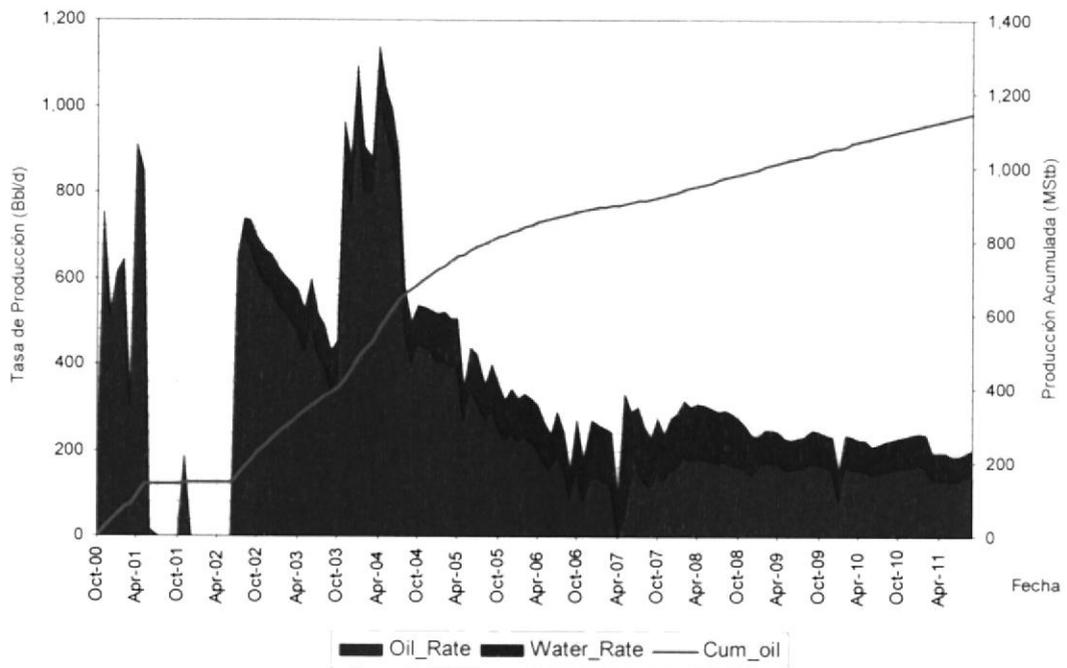


Anexo 7.- Perfil de Producción del Pozo OsoD-016-USST

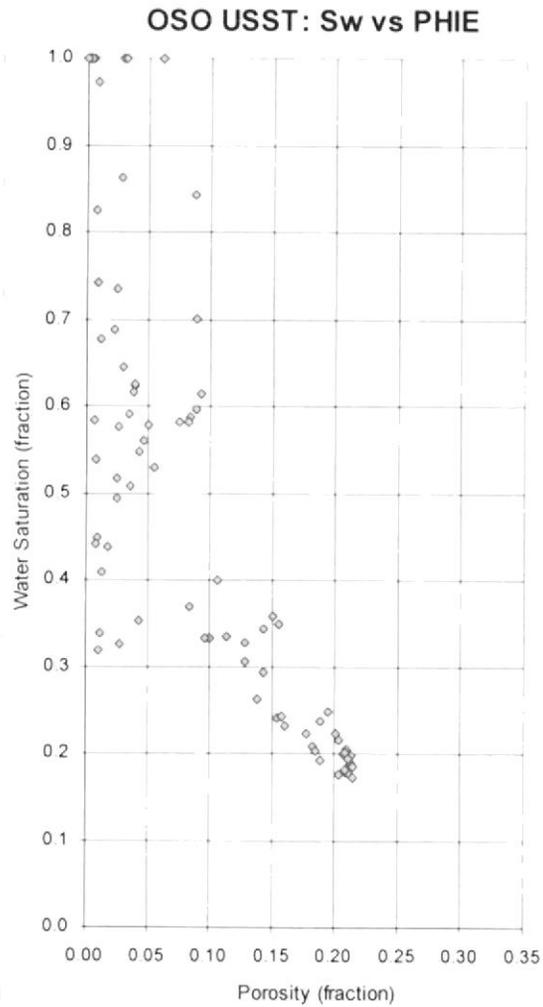


Anexo 8.- Perfil de Producción del Pozo OsoD-017-USST

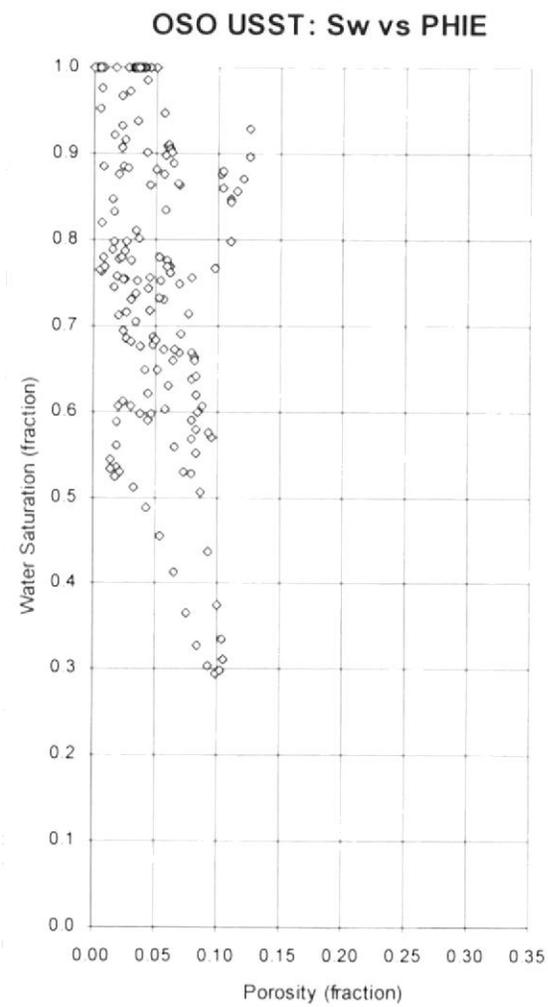
Perfil de Producción del Pozo OsoE-01-USST



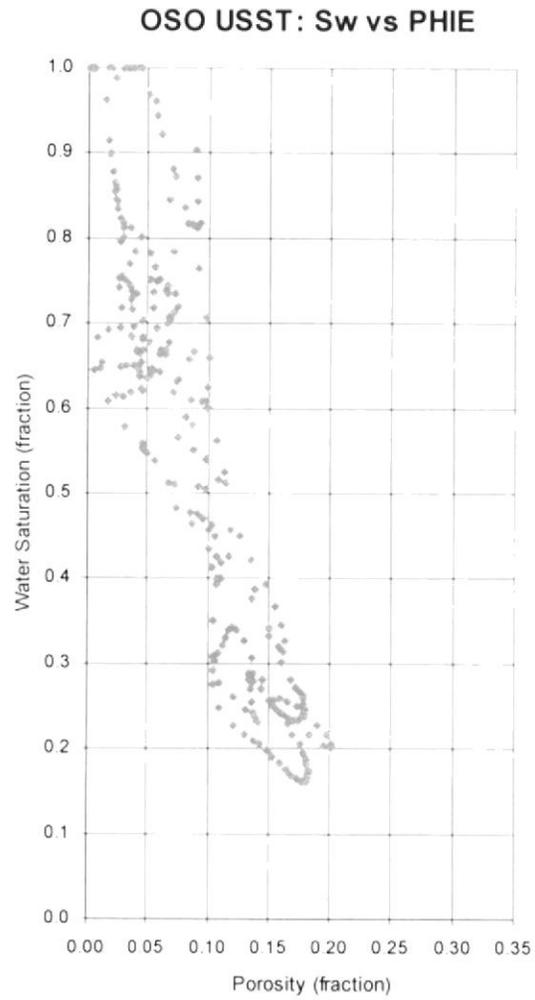
Anexo 9.- Perfil de Producción del Pozo OsoE-001-USST



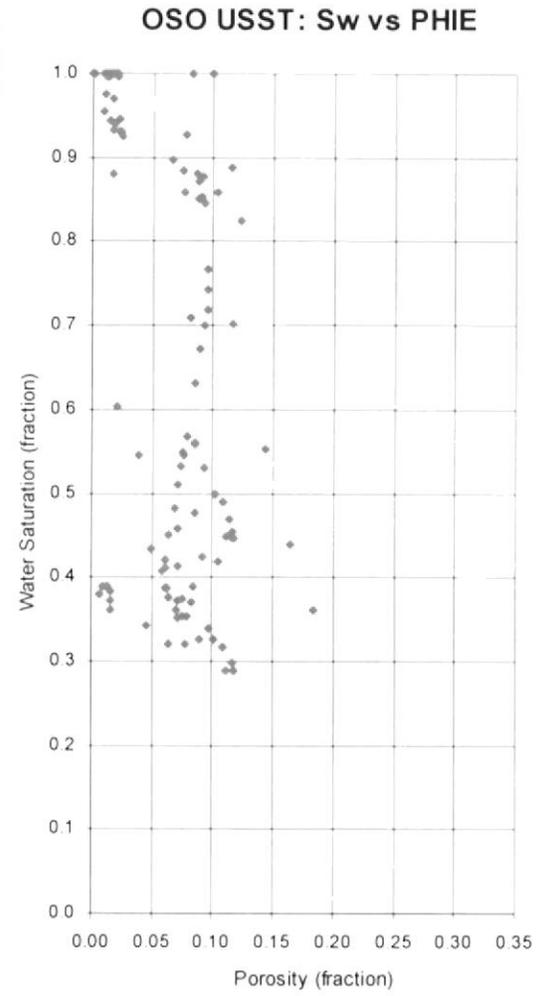
Anexo 10.- Saturación de Agua vs. Porosidad del Pozo OsoA-021



Anexo 11.- Saturación de Agua vs. Porosidad del Pozo OsoC-003

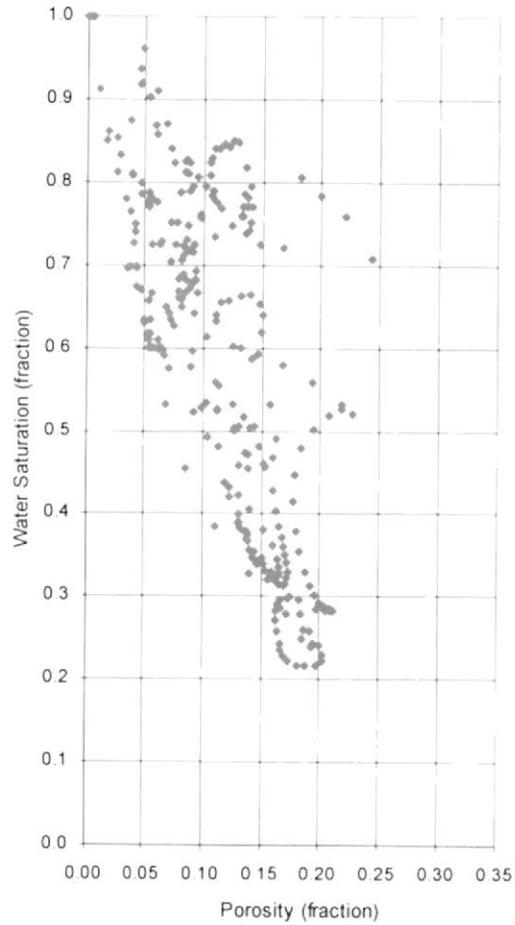


Anexo 12.- Saturación de Agua vs. Porosidad del Pozo OsoC-004



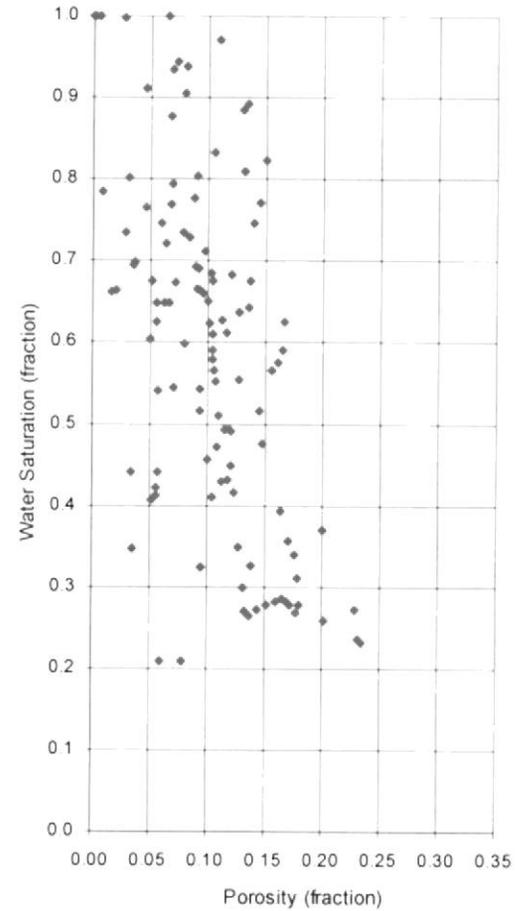
Anexo 13.- Saturación de Agua vs. Porosidad del Pozo OsoC-005

OSO USST: Sw vs PHIE



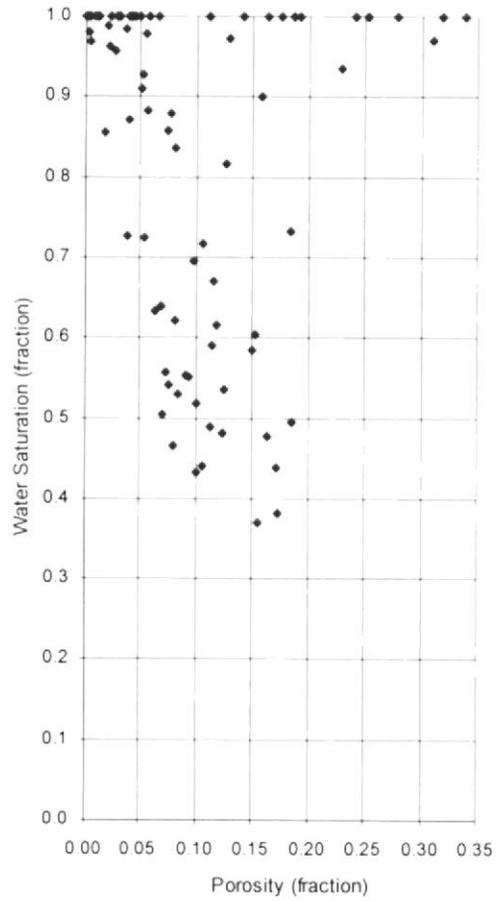
Anexo 14.- Saturación de Agua vs. Porosidad del Pozo OsoC-013

OSO USST: Sw vs PHIE



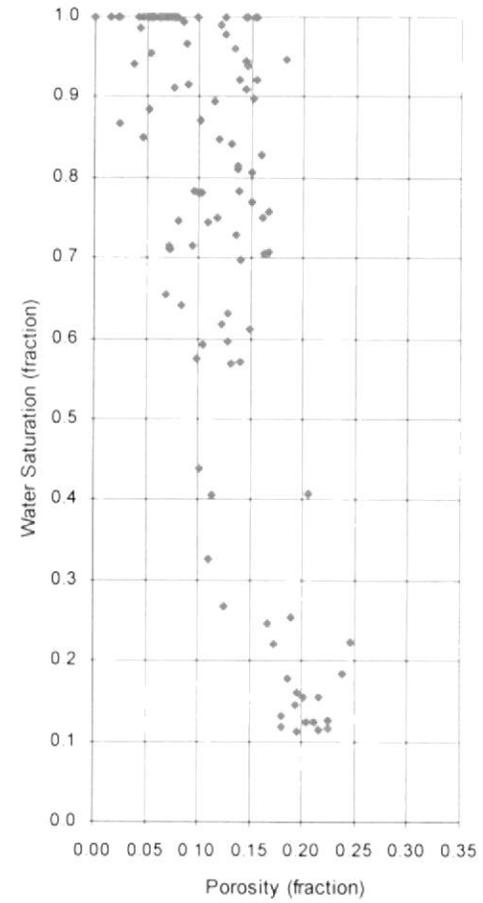
Anexo 15.- Saturación de Agua vs. Porosidad del Pozo OsoC-014

OSO USST: Sw vs PHIE



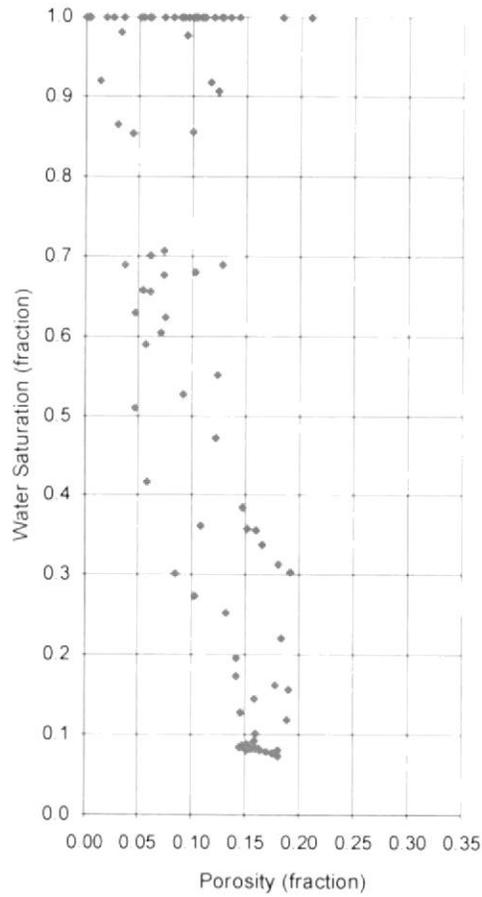
Anexo 16.- Saturación de Agua vs. Porosidad del Pozo OsoD-009

OSO USST: Sw vs PHIE



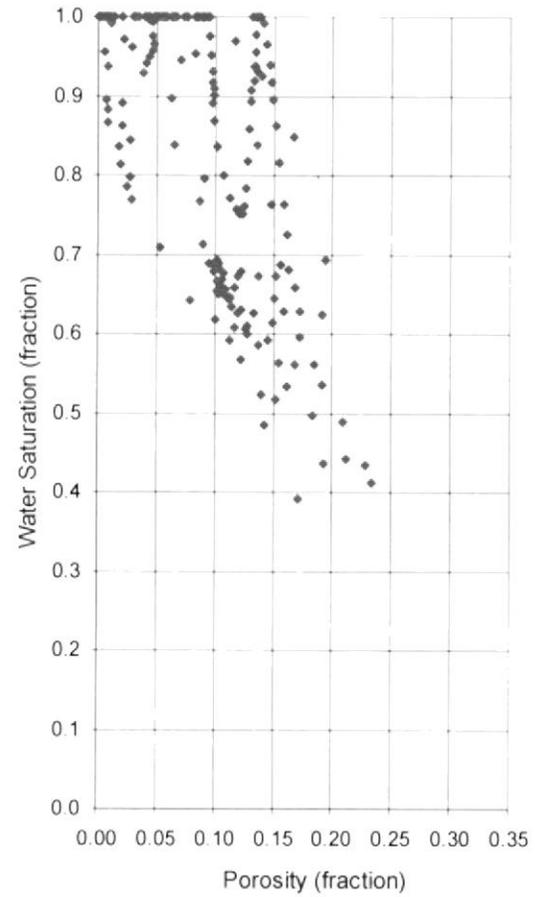
Anexo 17.- Saturación de Agua vs. Porosidad del Pozo OsoD-010

OSO USST: Sw vs PHIE



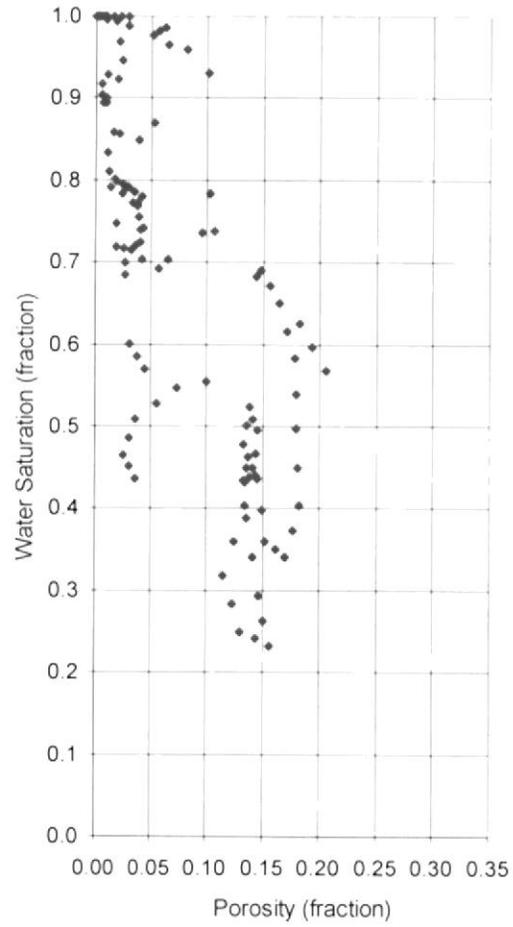
Anexo 18.- Saturación de Agua vs. Porosidad del Pozo OsoD-011

OSO USST: Sw vs PHIE



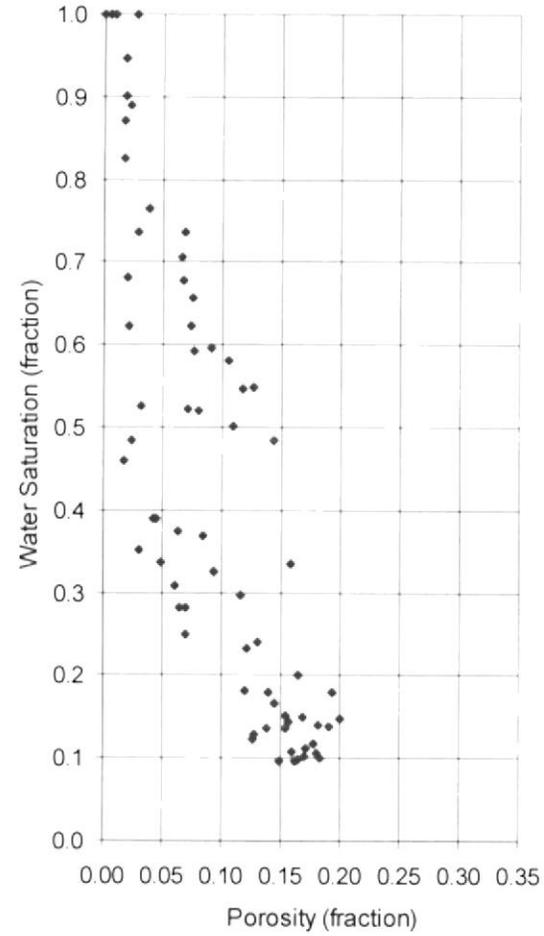
Anexo 19.- Saturación de Agua vs. Porosidad del Pozo OsoD-012

OSO USST: Sw vs PHIE

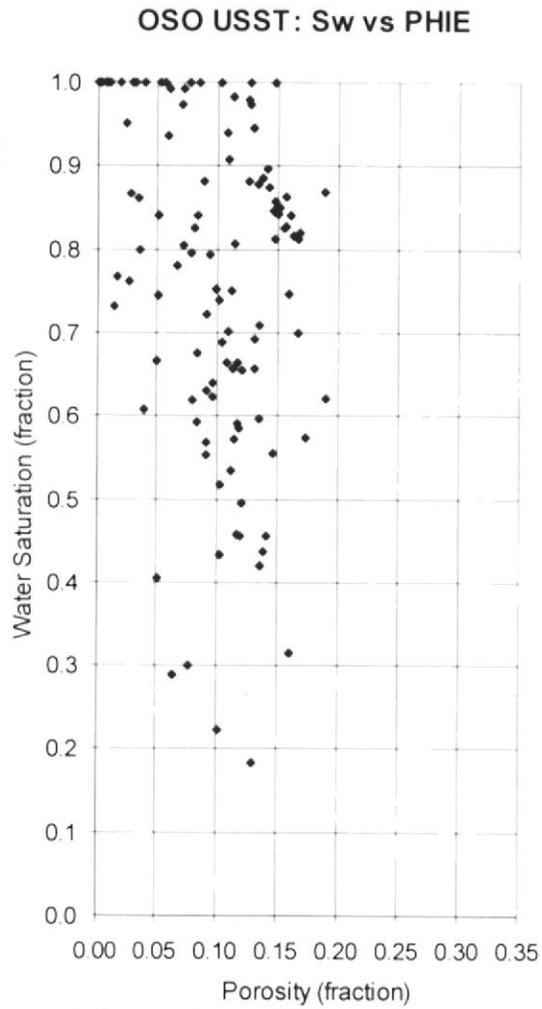


Anexo 20.- Saturación de Agua vs. Porosidad del Pozo OsoD-015

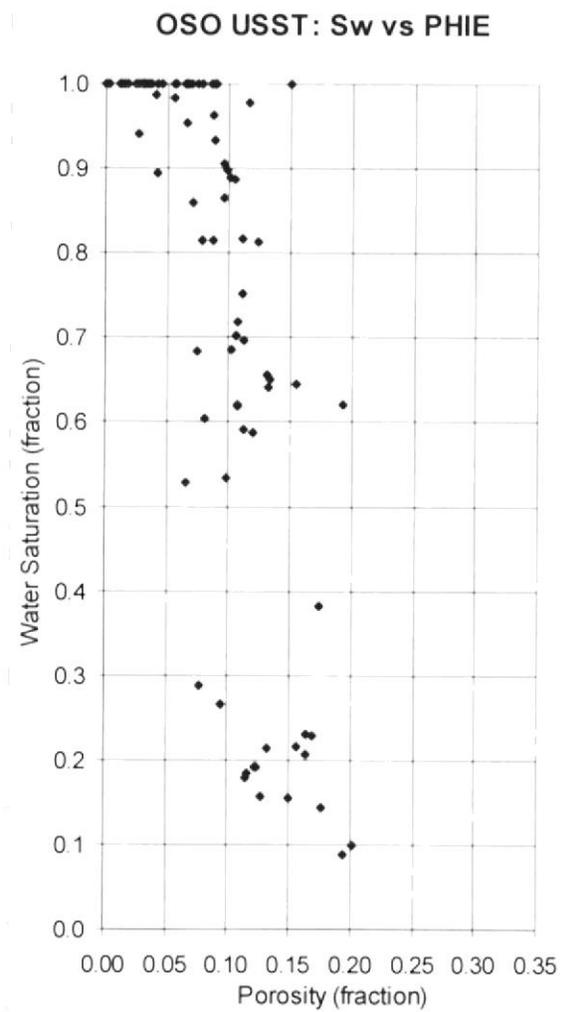
OSO USST: Sw vs PHIE



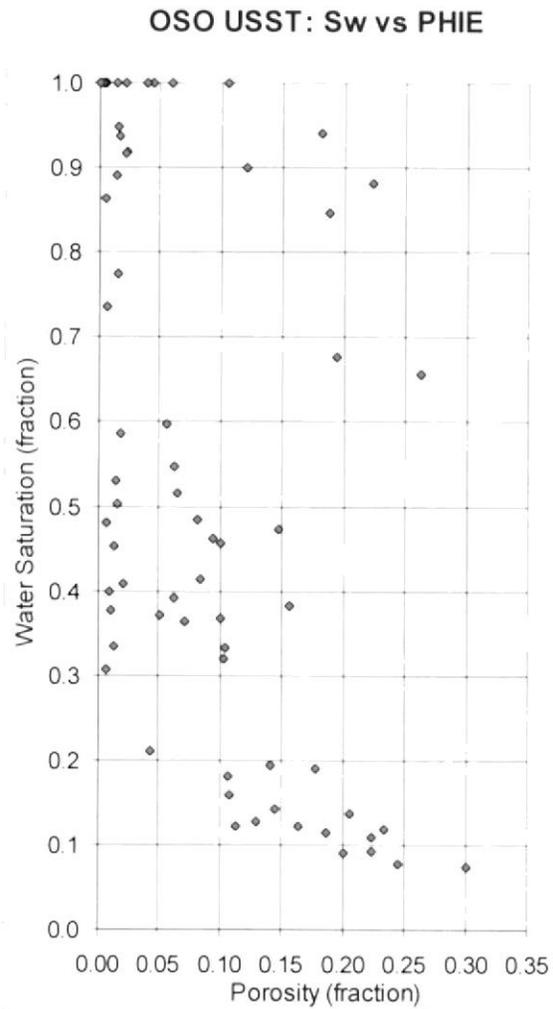
Anexo 21.- Saturación de Agua vs. Porosidad del Pozo OsoD-016



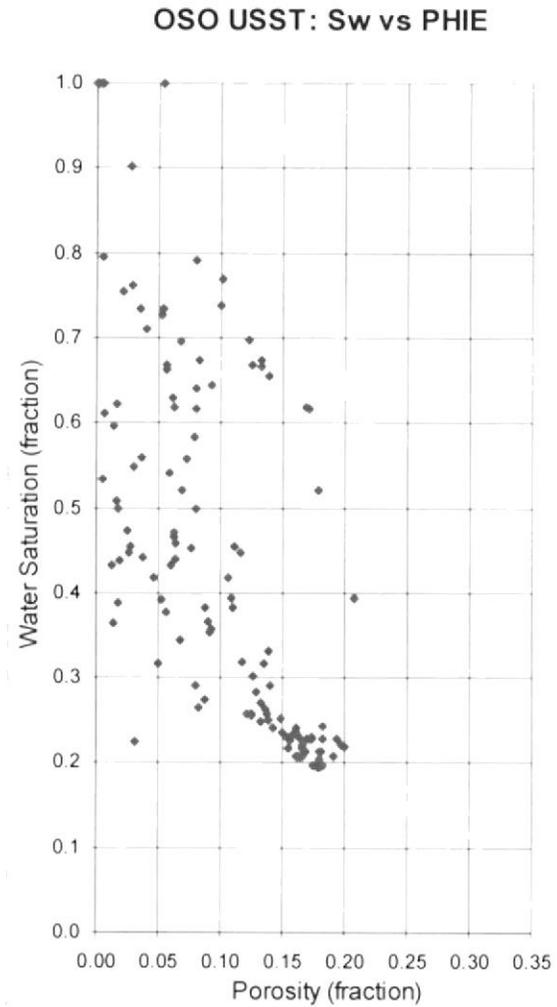
Anexo 22.- Saturación de Agua vs. Porosidad del Pozo OsoD-018



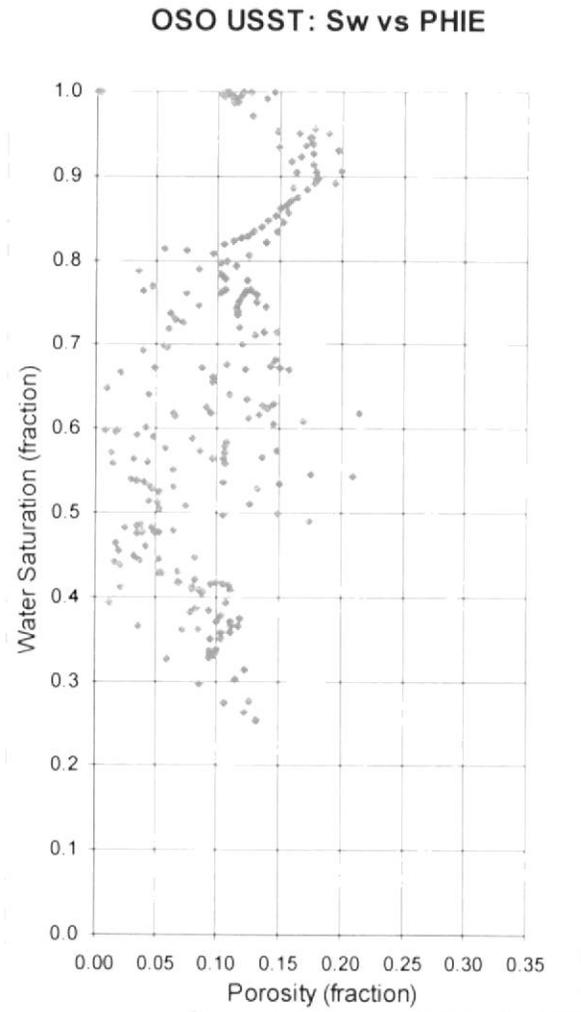
Anexo 23.- Saturación de Agua vs. Porosidad del Pozo OsoD-019



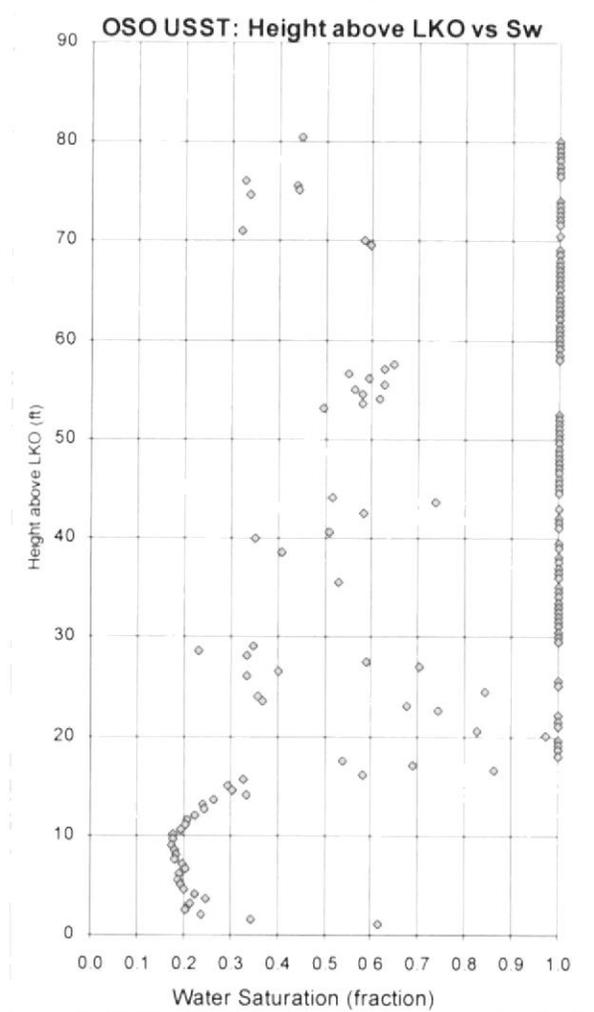
Anexo 24.- Saturación de Agua vs. Porosidad del Pozo OsoD-020



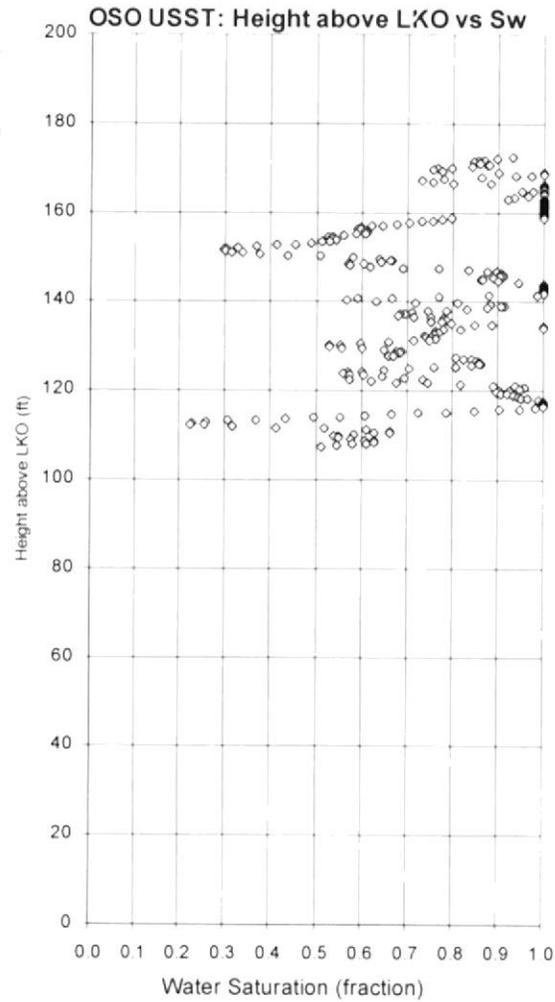
Anexo 25.- Saturación de Agua vs. Porosidad del Pozo OsoE-001



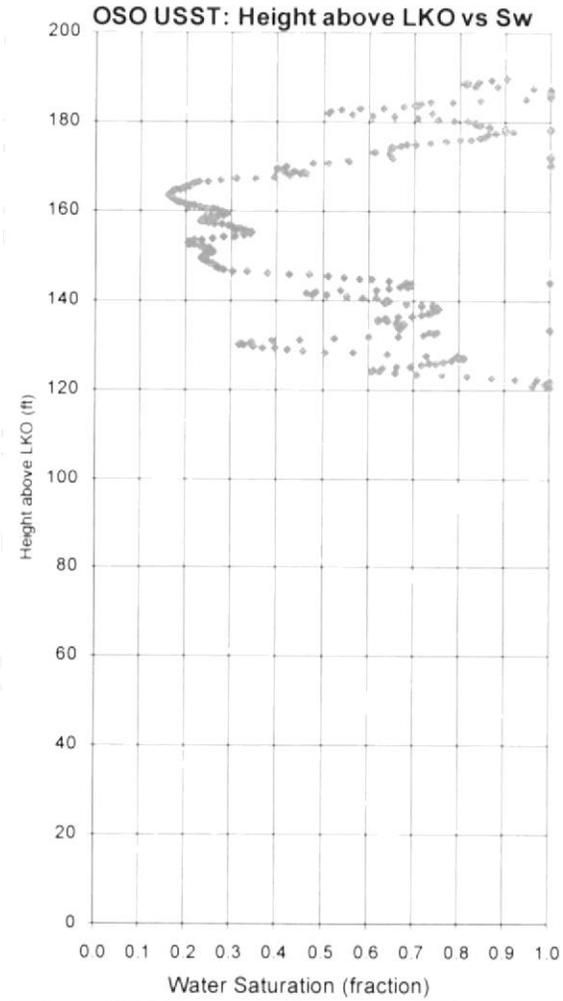
Anexo 26.- Saturación de Agua vs. Porosidad del Pozo OsoF-002



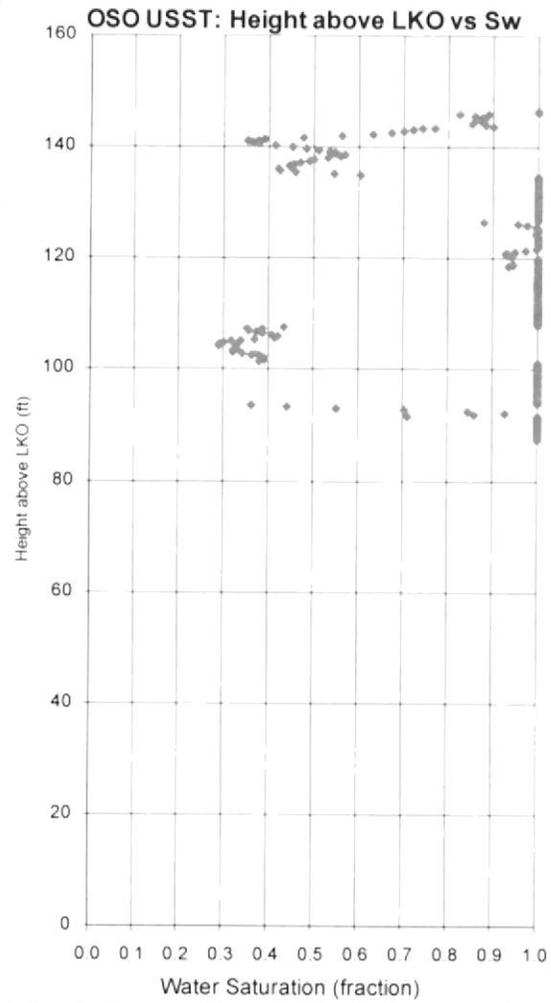
Anexo 27.- Height above LKO vs. Saturación de Agua del Pozo OsoA-021



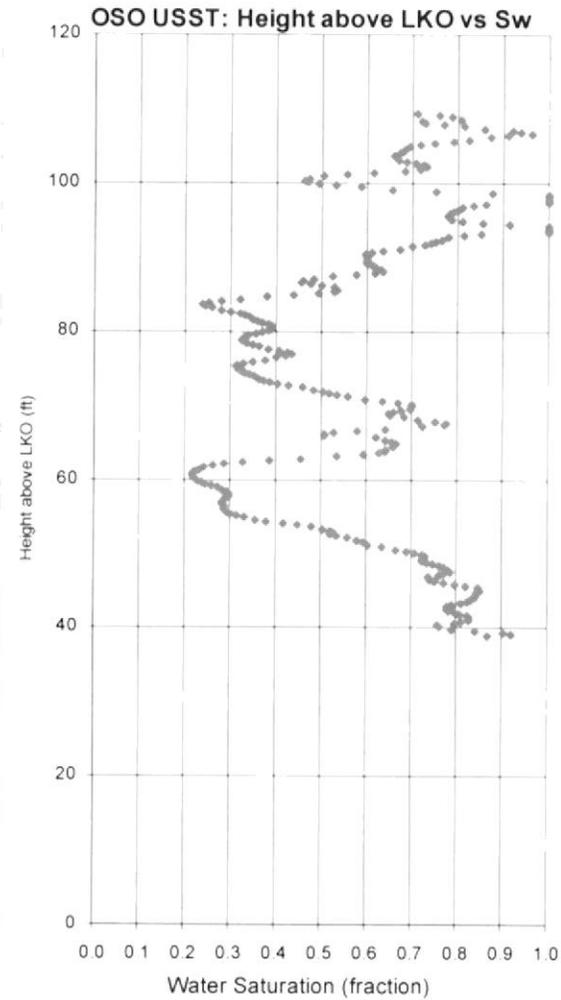
Anexo 28.- Height above LKO vs. Saturación de Agua del Pozo OsoC-003



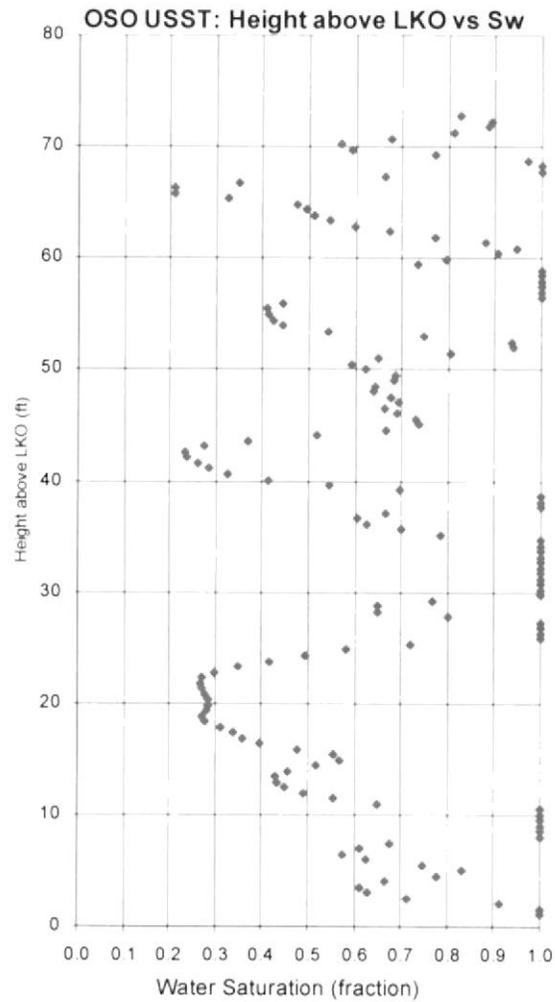
Anexo 29.- Height above LKO vs. Saturación de Agua del Pozo OsoC-004



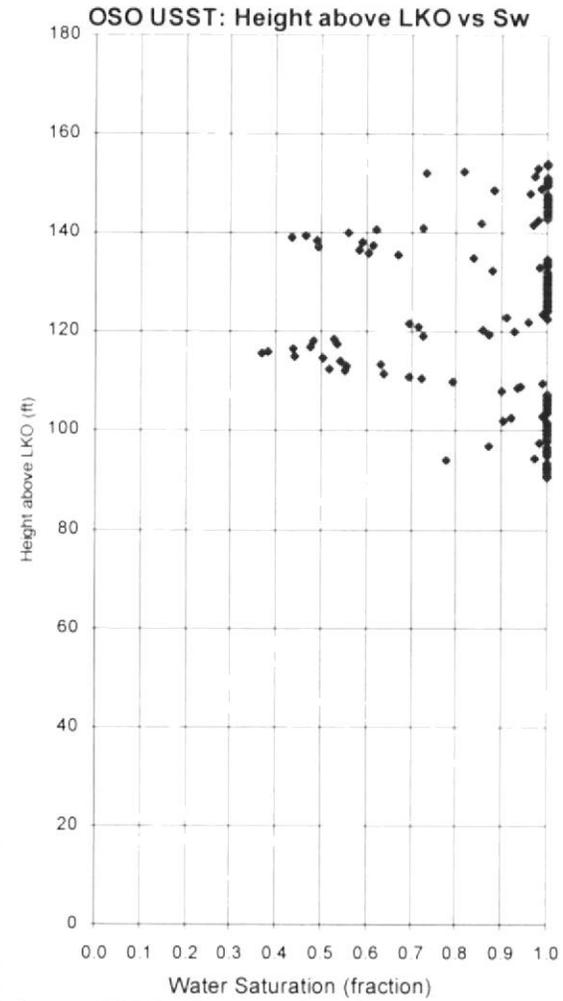
Anexo 30.- Height above LKO vs. Saturación de Agua del Pozo OsoC-005



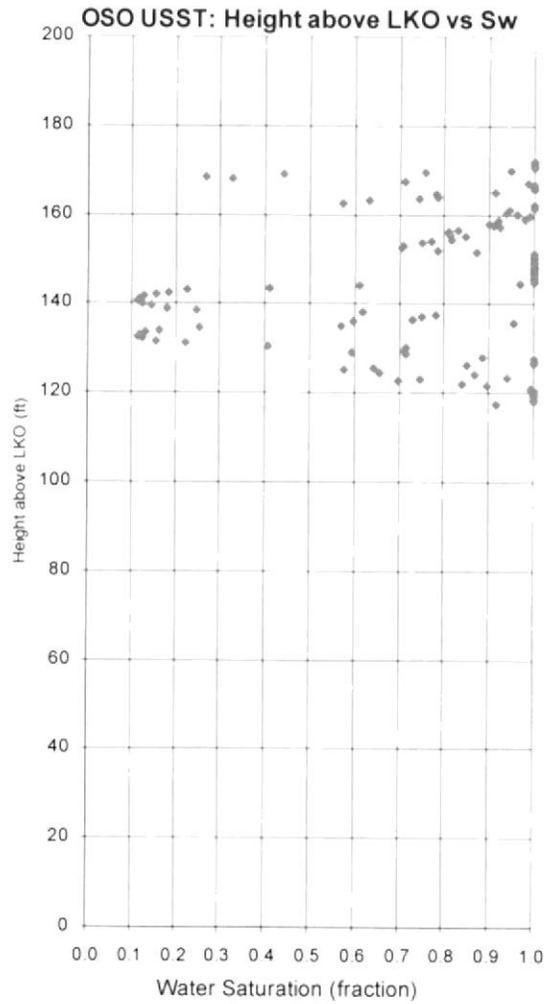
Anexo 31.- Height above LKO vs. Saturación de Agua del Pozo OsoC-013



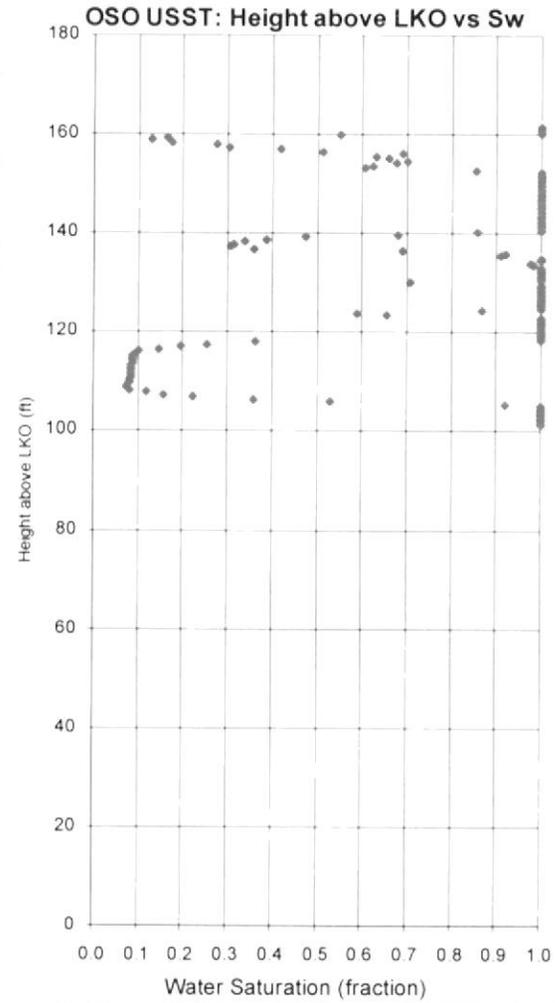
Anexo 32.- Height above LKO vs. Saturación de Agua del Pozo OsoC-014



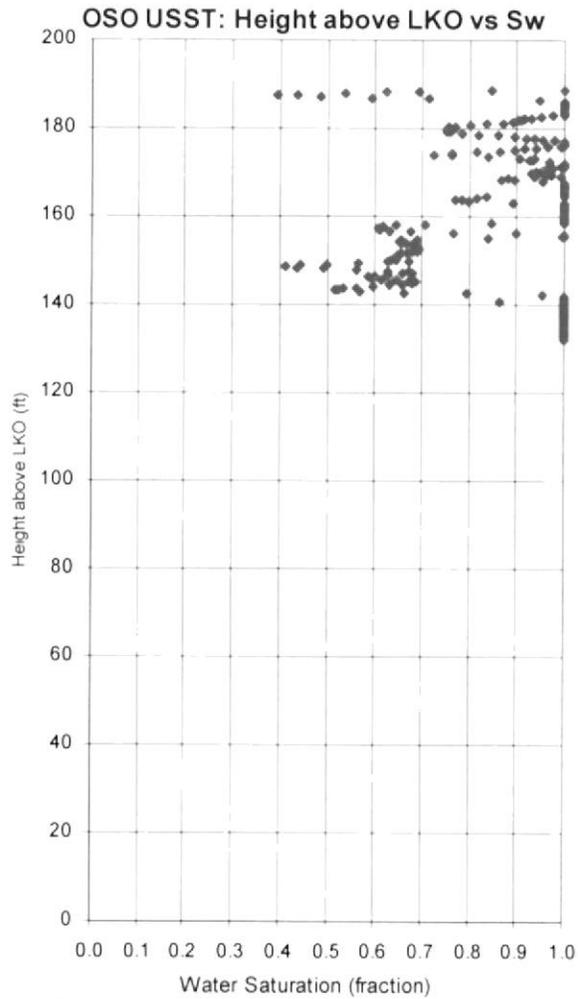
Anexo 33.- Height above LKO vs. Saturación de Agua del Pozo OsoD-009



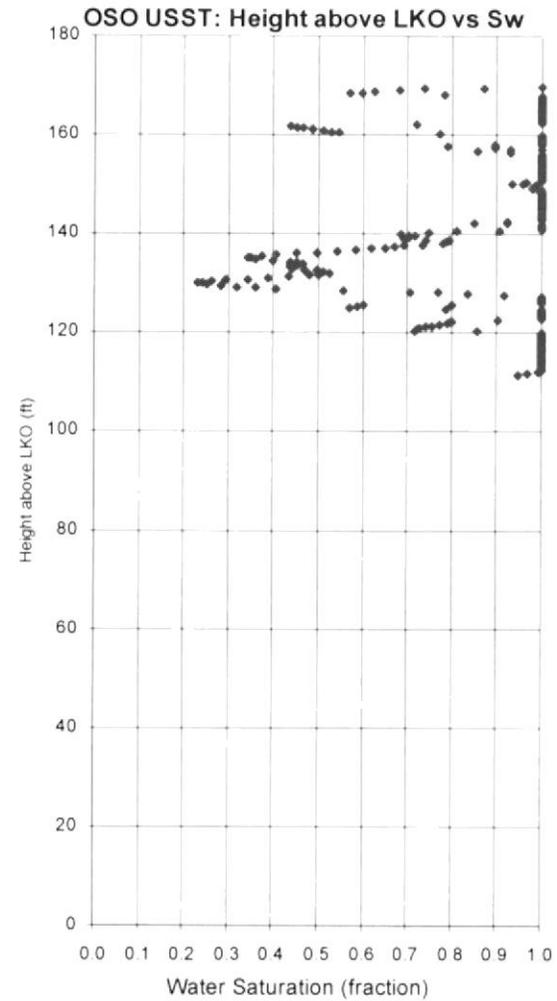
Anexo 34.- Height above LKO vs. Saturación de Agua del Pozo OsoD-010



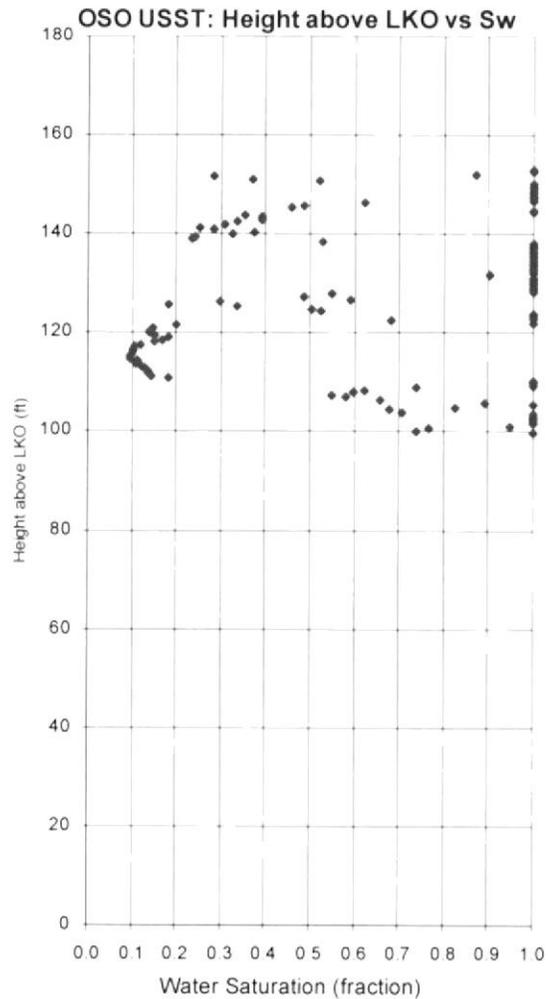
Anexo 35.- Height above LKO vs. Saturación de Agua del Pozo OsoD-011



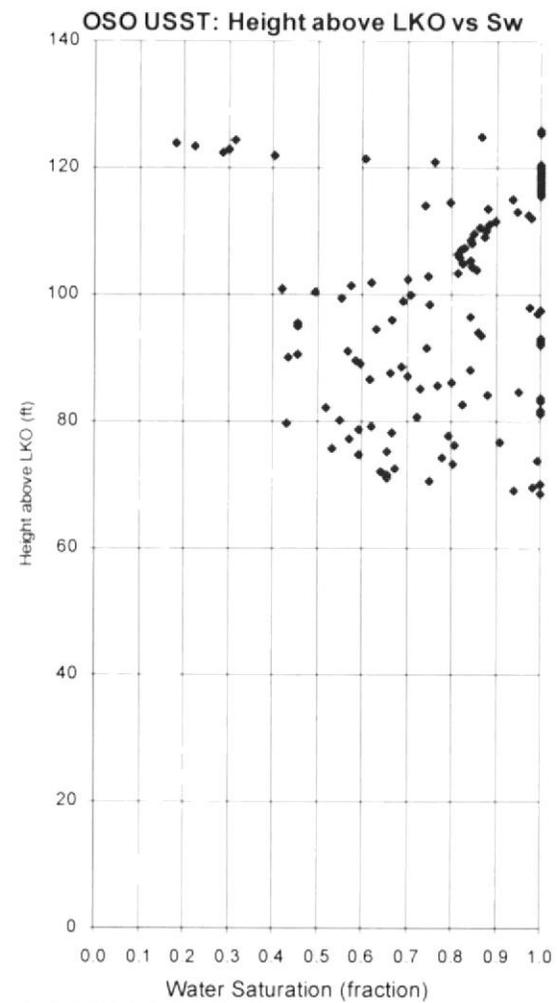
Anexo 36.- Height above LKO vs. Saturación de Agua del Pozo OsoD-012



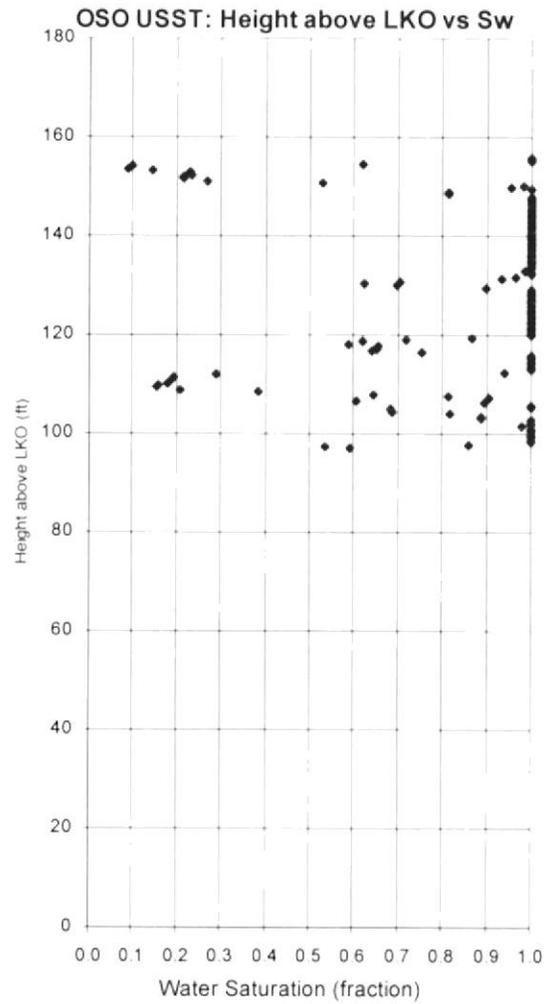
Anexo 37.- Height above LKO vs. Saturación de Agua del Pozo OsoD-015



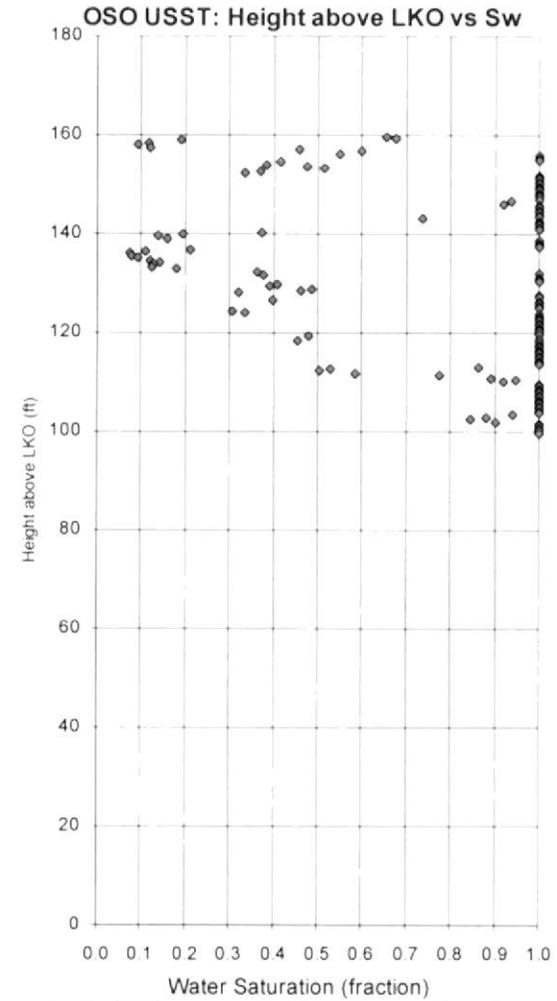
Anexo 38.- Height above LKO vs. Saturación de Agua del Pozo OsoD-016



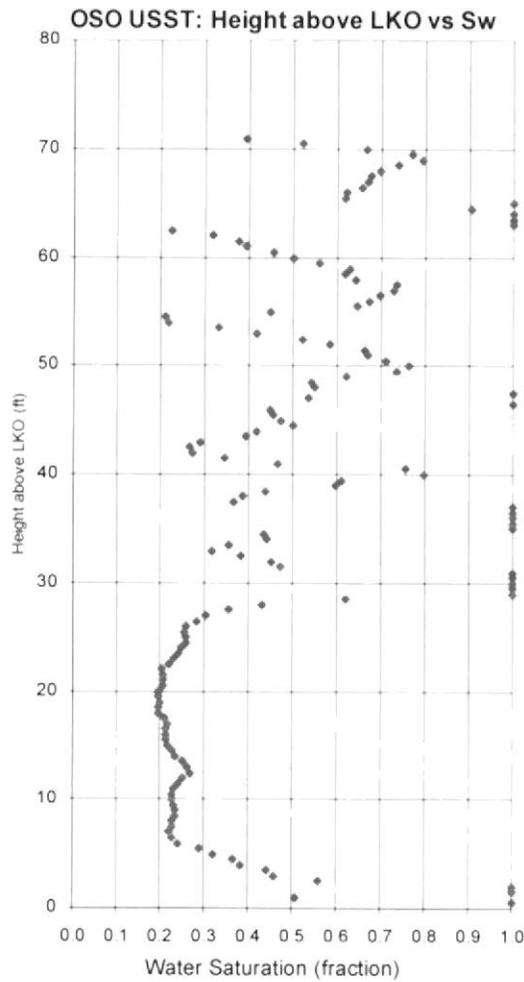
Anexo 39.- Height above LKO vs. Saturación de Agua del Pozo OsoD-018



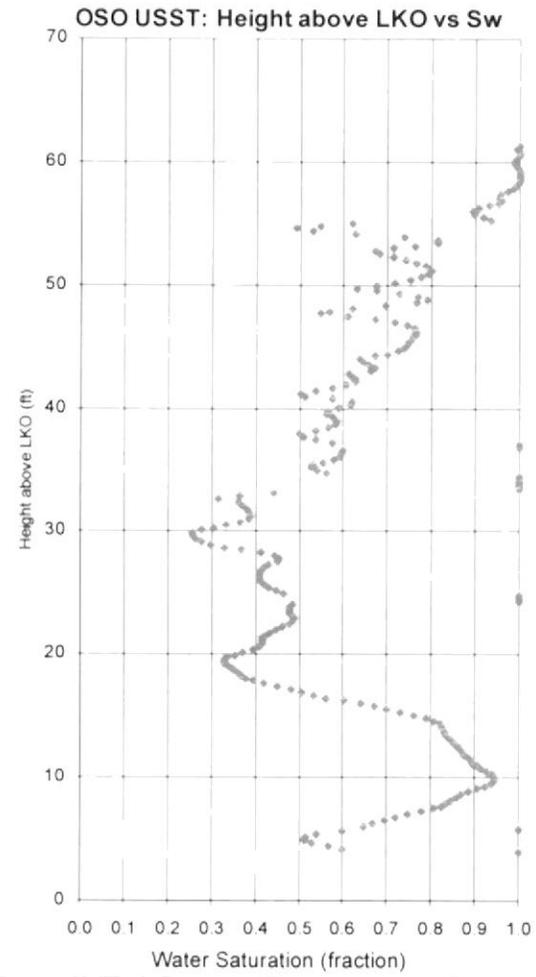
Anexo 40.- Height above LKO vs. Saturación de Agua del Pozo OsoD-019



Anexo 41.- Height above LKO vs. Saturación de Agua del Pozo OsoD-020



Anexo 42.- Height above LKO vs. Saturación de Agua del Pozo OsoE-001



Anexo 43.- Height above LKO vs. Saturación de Agua del Pozo OsoF-002

--Sorw	0.250	
--krwr	0.280	kroi
--n _o	2.000	nw
--Sw	krw	kro
0.200	0.0000	1.0000
0.228	0.0007	0.9025
0.255	0.0028	0.8100
0.283	0.0063	0.7225
0.310	0.0112	0.6400
0.338	0.0175	0.5625
0.365	0.0252	0.4900
0.393	0.0343	0.4225
0.420	0.0448	0.3600
0.448	0.0567	0.3025
0.475	0.0700	0.2500
0.503	0.0847	0.2025
0.530	0.1008	0.1600
0.558	0.1183	0.1225
0.585	0.1372	0.0900
0.613	0.1575	0.0625
0.640	0.1792	0.0400
0.668	0.2023	0.0225
0.695	0.2268	0.0100
0.723	0.2527	0.0025
0.750	0.2800	0.0000

Anexo 44.- Tabla de permeabilidades relativas para Saturación de agua de la arena U del Campo Oso.

POZO	RESERVORIO	INTERVALO (MD ft)		FECHA DE WD	TRABAJO	ANTES					DESPUES				
		TOPE	BASE			BFPD	OIL (bpd)	WATER (bpd)	WATER CUT (%)	ESP/JET	BFPD	OIL (bpd)	WATER (bpd)	WATER CUT (%)	ESP/JET
OSOE-01															
Completación Inicial	UPPER HOLLIN	9052	9089	4-Mar-88	PUNZADOS DE PRODUCCION										
Completación Inicial	MAIN HOLLIN	9089	9110	8-Mar-88	PUNZADOS DE PRODUCCION										
Completación Inicial	NAPO T	8875	8931	10-Mar-88	PUNZADOS DE PRODUCCION										
Completación Inicial	NAPO U	8670	8700	12-Mar-88	PUNZADOS DE PRODUCCION	168	168	0	0	flujo natural					
WD # 1	NAPO U	8670	8700	11-Oct-00	PERFORAR TAPON DE CEMENTO Y PRUEBAS DE LARGA DURACION	148	33	115	78	flujo natural	810	1	809	0.1	HJP
WD # 2	NAPO U	8670	8700	17-Feb-01	Convertir de HJP A ESP	855	854	1	0.1	HJP	1002	1001	1	0.1	ESP
WD # 3	NAPO U	8670	8700	21-Mar-01	Reparar falla de ESP	ESP - OFF					987	986	1	0.1	ESP
WD # 4	NAPO U	8670	8700	10-May-05	Reparar falla de ESP	367	257	110	30	ESP	322	225	97	30	ESP
WD # 5	NAPO U	8670	8700	11-Sep-06	Reparar falla de ESP	298	206	92	31	ESP	272	188	84	31	ESP
WD # 6	NAPO U	8670	8700	21-May-07	Aislar entrada de agua de Hollin	302	0	302	100	ESP	331	182	149	45	ESP
WD # 7	NAPO U	8670	8700	23-Nov-07	Limpieza de ESP con ácido	APAGADO POR ESCALA					312	187	125	40	ESP
WD # 8	NAPO U	8670	8685	19-Jan-10	Recañonear y cambiar equipo ESP	239	160	79	30	ESP	237	166	71	30	ESP

Anexo 45.- Eventos realizados en OSOE-01 - USST

COMPLETACION FINAL							
OPERACIONES BLOQUES 7-21		Start	Finish	DESIGN BY:	RUN BY:		
CAMPO OSO		23-Jan-10	24-Jan-10	W. CHICAIZA	C. MAZABANDA		
		1.30	21.00 HRS				
TYPE		EQUIPMENT		DESCRIPTION			
FEPCO	CASING HEAD WELDED	13-5/8" 3K R57 WITH 2" VALVE					
FEPCO	TUBING SPOOL	13-5/8" 3K R57 x 111" 5K R-54 WITH 2 EA 2" GATE VALVES					
FEPCO	DOUBLE STUDDED ADAPTER	11" 5K R54 x 13-5/8" 5K BX160					
FEPCO	TUBING SPOOL WITH 2ea 2" GATE VALVES R24	13-5/8" 5K BX160 x 111" 5K R54					
FEPCO	TUBING SPOOL	11" 5K R54 x 3-1/8" 5K R35					
FEPCO	MASTER VALVE	3-1/8" 5K R35					
FEPCO	CROSS STUDDED SIDE OULETS	3-1/8" x 3-1/8" x 3-1/8" x 3-1/8" 5K R35					
FEPCO	2ea WING GATE VALVES	3-1/8" 5K R35					
FEPCO	TREE CAP	3-1/8" 5K R35 x 1/2" NPT					
	MANOMETER						
ITEM	QTY	EQUIPMENT DESCRIPTION		LENGHT	DEPTH	I.D.	O.D.
		RTE TO TUBING HANGER		22.00			
1	1	Tubing Hanger: FP-TC-ES-CL 11" X 3 1/2" EUE		0.91	22.00	2.992	
2	1	3-1/2" PUP JOINT N-80 9.3 LPP EUE BRD		10.07	22.91	2.992	4.500
3	272	3-1/2" TBG N-80 9.3 LPP EUE BRD		8.399.23	32.98	2.992	4.500
4	1	BLUDING BLEEVE 3-1/2" x 2.81" "L" (with standing valve)		2.90	8.432.21	2.810	4.500
5	2	3-1/2" TBG N-80 9.3 LPP EUE BRD		61.81	8.435.11	2.992	4.500
6	1	2.75 Landing Nipple R		1.00	8.496.92	2.698	4.500
7	1	3-1/2" TBG N-80 9.3 LPP EUE BRD		31.29	8.497.92	2.992	4.500
8	1	Cross over 3-1/2" EUE BOX x 2-3/8" EUE PIN		0.82	8.529.21	1.995	4.500
9	1	Discharge S400 MOD. FP DISCH 2-3/8" EUE		0.55	8.530.03	N/D	4.000
10	1	Discharge POHENIX		0.88	8.530.58	N/D	4.000
11	1	400: Pump P4 196 Stages PMSSDH6STD S/N D1F-20854		17.52	8.531.46	N/D	4.000
12	1	400: Pump P4 269 Stages PMSSDH6STD S/N D1F-20668		23.52	8.548.98	N/D	4.000
13	1	Intake S513 - Gas Separator GRSH8BAR2 S/N 42G-81090		3.10	8.572.80	N/D	5.130
14	1	Upper Seal Section S513 GSB S/N 31G-161330 MOD. G5B3L TGH6PFS		6.30	8.575.90	N/D	5.130
15	1	Lower Seal Section S513 GSB S/N 31G-161331 MOD. G5B3L TGH6PFS		6.30	8.581.90	N/D	5.130
16	1	Motor S562 KMHG A S/N 21K-89122 165HP / 1319 VOL / 75 AMP		19.56	8.588.20	N/D	5.620
17	1	450: Central II 5000C S/N 10696959 TIPO 9482		4.17	8.607.76	N/D	4.500
18	1	Centralizer 7" Low Carbon Steel		1.35	8.611.93	N/D	6.000
		End "ESP" COMPLETION STRING			8.613.28		
19	1	7" CIBP					8850.00
20	1	7" CIBP					8859.00
21	1	7" CIBP					8990.00
		SPLICE			DEPTH		
		MLE 11581429 TO CABLE No. 1 S/N 102586584A 5KV			8438 #		
		FLAT CABLE No. 1 S/N 102586584A 5KV TO CABLE No. 2 S/N 102588826F 5KV			4038 #		
No		CABLE SPECIFICATIONS		CABLE LENGTH			
		MLE P/N: C78688-090 S/N 11581429		70 #			
1		FLAT CABLE #1 S/N 102586584A MOD. 2SOL5KV/90/LD/B/GALU/3/8" GAL/F		4500 #			
2		FLAT CABLE #1 S/N 102588826F MOD. 2SOL5KV/90/LD/B/GALU/3/8" GAL/F		4038 #			
		ACCESSORIES COMPLETION EQUIPMENT		QTY.			
		STRAPS CABLE 3/4" IN BES		50			
		STRAPS CABLE 3/4" IN TBG		32			
		FLAT CABLE GUARDS 6 FT LONG		10			
		MO JOINTS CABLE PROTECTORS EACH JOINT		269			
		CANON CABLE PROTECTORS EACH COUPLING		268			
COMPLETION FLUID: FILTER FORMATION WATER				DENSITY (PPG): 8.3PPG			
FORMATION	INTERVALS	THICK	SPF	GUN TYPE			
Napo " U "	8670 - 8685	15	10	4.5/8" MILLENIUM			
Napo " U "	8670 - 8700	30	5	4.5 4505 POWER JET			
Napo " T "	8875 - 8931	56					
Upper Hollin	9052 - 9088	36					
Main Hollin	9088 - 9110	22					
CSG SIZE	DESCRIPTION	SHOE	COLLAR	TOC			
20"		49		SURFACE			
13-3/8"	688 K-55 BTC	2123		SURFACE	WEIGHT OF BLOCK 8.000 LBS		
9-5/8"	478 K-55 BTC	7892		SURFACE	WEIGHT STRING 100.000 LBS		
7"	268 N-80 BTC	9482	9438	7402			
REMARKS:				TORQUE 2400 R#B			
				PERFORMED BY: C. MAZABANDA			

20" CSG SHOE AT 49

13 3/8" CSG SHOE AT 2123

9 5/8" o.g.

Tip of Liner P @ 7402

9 5/8" CSG SHOE AT 7892

19 CIBP @ 8850

20 CIBP @ 8859

21 CIBP @ 8990

NAPO " U " SST 8670 - 8700

NAPO " T " SST 8875 - 8931

UPPER HOLLIN 9052 - 9088

MAIN HOLLIN 9088 - 9110

Liner Collar @ 9438

" LINER SHOE AT 9482

Anexo 46.- Último diagrama de completación de OSOE-01 - USST

POZO	RESERVORIO	INTERVALO (MD ft)		FECHA DE WO	TRABAJO	ANTES					DESPUES					
		TOPE	BASE			BFPD	OIL (bpd)	WATER (bpd)	WATER CUT (%)	ESP/JET	BFPD	OIL (bpd)	WATER (bpd)	WATER CUT (%)	ESP/JET	
OSOC-007																
Completación Inicial	MAIN HOLLIN	9226	9238	20-Jul-05	Intervalos Perforados											
	NAPO T	9024	9045													
	NAPO U	8789	8803													
Completación Inicial	MAIN HOLLIN	9226	9238	23-Aug-05	Prueba inicial	1041	601	440	42.2	HJP						
Trabajo # 1 sin torre	MAIN HOLLIN	9226	9238	22-May-07	Cambio de zona de producción	1134	102	1032	91	HJP						
	NAPO U	8789	8803									261	260	1	0.5	HJP
		8762	8773													
Trabajo # 2 sin torre	NAPO U	8789	8803	16-Feb-08	Cambio de zona de producción	121	97	24	20	HJP						
		8762	8773													
	NAPO T	9024	9045									111	104	7	6.7	HJP
WD # 1	NAPO U	8789	8803	18-Jan-10	Cambiar la tubería de producción	94	75	19	20							
		8762	8773													
	NAPO T	9024	9045									572	46	526	92	
WD # 2	Napo U	8789	8803	3-Apr-11	Mejorar la calidad del cemento con squeeze para luego recañonear	23	18	4	20							
	Napo T	9024	9045	28-Aug-11		7	0	7	100							

Anexo 47.- Eventos realizados en OSOC-07 - USST

PERENCO ECUADOR S.A. WELL TESTING COMPLETION				START	FINISH	DESIGN BY	RUN BY
				11-Jan-10	12-Jan-10	W. CHICAIZA	J. RUZ
				18:00 hrs	18:00 hrs	C. MAZABANDA	

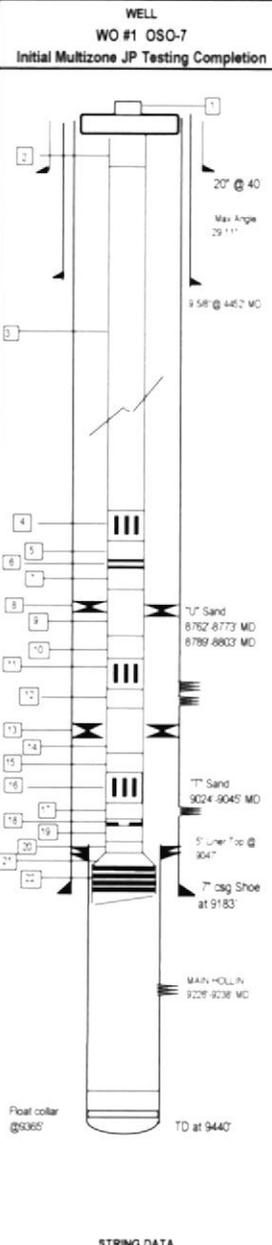
TYPE	EQUIPMENT	DESCRIPTION
1	CASING HEAD	11" 3000 X 9.58" SLIP OREE
1	TUBING SPOOL	11" 3000 X 1.188" 5000 PSI
1	TUBING HANGER	7.188" X 3.12" EU
1	ADAPTER SEAL	7.188" 5000 L 3.18" 5000 PSI
1	MASTER #1	3.18" X 3.18" 5000 PSI
1	CROSS	3.18" X 3.18" X 3.18" X 3.18" 5000 PSI
1	WING VALVE	3.18" X 3.18" 5000 PSI
1	WING VALVE	3.18" X 3.18" 5000 PSI
1	TREE CAP FLANGE	3.18" 5000 X 3.12" EUE

ITEM	QTY	EQUIPMENT DESCRIPTION	LENGTH	DEPTH	I.D.	O.D.
1	1	ROTARY TABLE TO TUBING HANGER	31.70	0.00		
1	1	Tubing hanger FP-ES-CL 7.188" X 3.12" EUE BRD 148	0.50	31.70	2.992	7.063
2	3	Pup Joint 3.12" 9.3 # N-80 EUE	23.20	32.20	2.992	4.500
3	280	3-1/2" 9.3 # N-80 EU Tubing (CLASS B)	8.627.56	55.40	2.992	4.500
4	1	2.81" SSD 3.12" Model "L" EUE BRD	2.91	8682.96	2.810	4.500
5	1	3-1/2" 9.3 # N-80 EU Tubing (CLASS B)	31.46	8685.87	2.992	4.500
6	1	On-Off Connector "L-19"	1.87	8717.33	2.920	6.600
7	1	Pup Joint 3.12" 9.3 # N-80 EUE	7.96	8719.20	2.992	3.500
8	1	Rubber of 7" X 3.12" Packer (Model HS)	1.24	8727.16	2.990	6.968
9	1	Bottom of 7" X 3.12" HS Packer Rubber	4.03	8728.40	2.992	5.895
10	1	Pup Joint 3.12" 9.3 # N-80 EUE	8.07	8732.43	2.992	4.500
11	1	2.78" SSD 3.12" Model "L" EUE BRD	2.91	8740.50	2.780	4.500
12	6	3-1/2" 9.3 # N-80 EU Tubing #s 307 at 302	188.61	8743.41	2.992	4.500
13	1	Rubber of 7" X 3.12" Packer (Model FHL)	2.22	8932.02	2.992	6.968
14	1	Bottom of 7" X 3.12" HS Packer Rubber	4.67	8934.24	2.992	5.895
15	1	3.12" TBG N-80, 9.3 LPF, EUE, BRD # 308	31.49	8936.91	2.992	4.500
16	1	2.78" SSD 3.12" Model "L" EUE BRD	2.91	8970.40	2.780	4.500
17	1	3.12" TBG N-80, 9.3 LPF, EUE, BRD # 309	31.49	8973.31	2.992	4.500
18	1	2.78" Landing Niple "R" Profile(No-Go), WRZR PLUG	1.06	9004.80	2.697	4.500
19	1	3.12" TBG N-80, 9.3 LPF, EUE, BRD # 310	31.39	9005.85	2.992	4.500
20	1	Pup Joint 3.12" 9.3 # N-80 EUE	8.08	9037.24	2.992	4.500
21	1	Cross Over Sub 5" BTC Pin-3.12" EUE Box	2.80	9045.32	2.992	6.780
22	1	Seal Locator, 3 sets of seals.	6.76	9048.12	2.992	5.250
				9054.88		

COMPLETION FLUID: BRINE		DENSITY (8.7 PPG)	
FORMATION	INTERVALS	THICK	SF
"U" Sand	8762 - 8773	11 ft	5
"U" Sand	8789 - 8803	14 ft	5
"T" Sand	9024 - 9045	21 ft	5
M-CL	9226 - 9238	12 ft	6

CSG SIZE	DESCRIPTION	INCH	COLLAR	TOC
30"	94 # N-85 BTC	40		SURFACE
9.58"	47# DST95HC BTC	4402		SURFACE
7"	26# N-80 BTC	9183		SURFACE
5"	18# N-80 HYDREL(5")	9442	3365	3048

REMARKS	WEIGHT UP	WEIGHT DOWN	TORQUE
3.12" TBG EUE IN COMPLETION EQUIPMENT IS CHANGED FROM BELL-ON-TO 3 PUP JOINTS BELOW TUBING HANGER	77,000 Lbs	57,000 Lbs	2400 Lbs



Anexo 48.- Último diagrama de completación de OSOC-07 - USST

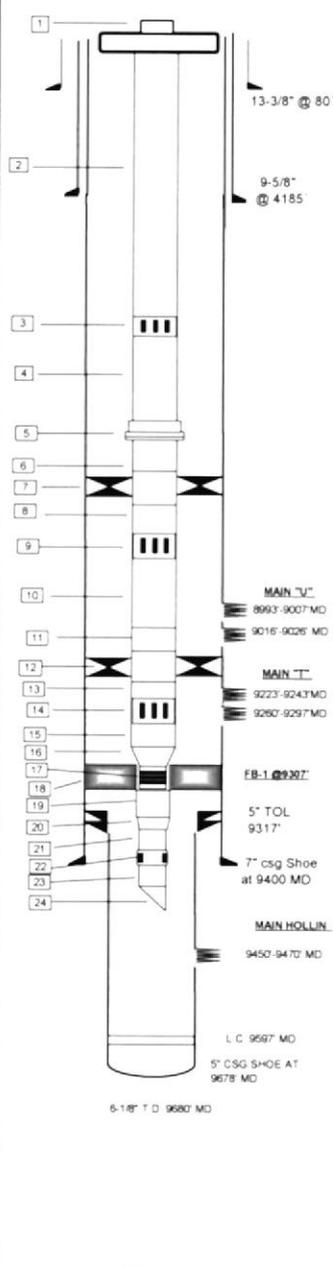
POZO	RESERVORIO	INTERVALO (MD ft)		FECHA DE WO	TRABAJO	ANTES					DESPUES				
		TOPE	BASE			BFPD	OIL (bpd)	WATER (bpd)	WATER CUT (%)	ESP/JET	BFPD	OIL (bpd)	WATER (bpd)	WATER CUT (%)	ESP/JET
OSOC-008															
Completación Inicial	MAIN HOLLIN	9410	9427	13-Aug-05	Intervalo Perforado										
Completación Inicial	MAIN HOLLIN	9410	9427	20-Aug-05	Prueba inicial	100	0	100	100	FLUJO NATURAL					
WO # 1	NAPO U	8977	8984	2-Sep-05	Intervalos perforados y prueba de producción	213	212	1	0.3	HJP	714	711	3	0.3	HJP
		8994	9010												
		9023	9039												
WO # 2	NAPO U	9877	8984	8-Oct-06	Cambiar de completación de BHJ por ESP	469	469	0	0.1	HJP	358	357	1	0.4	ESP
		8994	9010												
		9023	9039												
WO # 3	NAPO U	9877	8984	30-Dec-08	Cambiar bomba	358	357	1	0.4	ESP	390	385	5	1.3	ESP
		8994	9010												
		9023	9039												

Anexo 49.- Eventos realizados en OSOC-08 - USST

POZO	RESERVORIO	INTERVALO (MD ft)		FECHA DE WD	TRABAJO	ANTES					DESPUES				
		TOPE	BASE			BFPD	OIL (bpd)	WATER (bpd)	WATER CUT (%)	ESP/JET	BFPD	OIL (bpd)	WATER (bpd)	WATER CUT (%)	ESP/JET
OSOC-013															
Completación Inicial	HOLLIN	9450	9470	10-Mar-06	Intervalos Perforados										
	NAPO T	9223	9243												
		9277	9297												
	NAPO U	9016	9026												
8993		9007													
Completación Inicial	HOLLIN	9450	9470	16-Mar-06	Prueba inicial	1177	942	235	20	HJP					
	NAPO T	9223	9243			403	401	2	0.5	HJP					
		9277	9297												
	NAPO U	9016	9026			475	475	0	0.1	HJP					
8993		9007													
Trabajo sin torre	HOLLIN	9450	9470	5-Feb-08	Aislar a la formación Hollin y re-evaluar U y T. Se regresa a producir de Hollin	1751	245	1506	86	HJP					
	NAPO T	9223	9243								207	207	0	0.2	HJP
		9277	9297												
	NAPO U	9016	9026									121	105	16	13.5
8993		9007													

Anexo 51.- Eventos realizados en OSOC-13 - USST

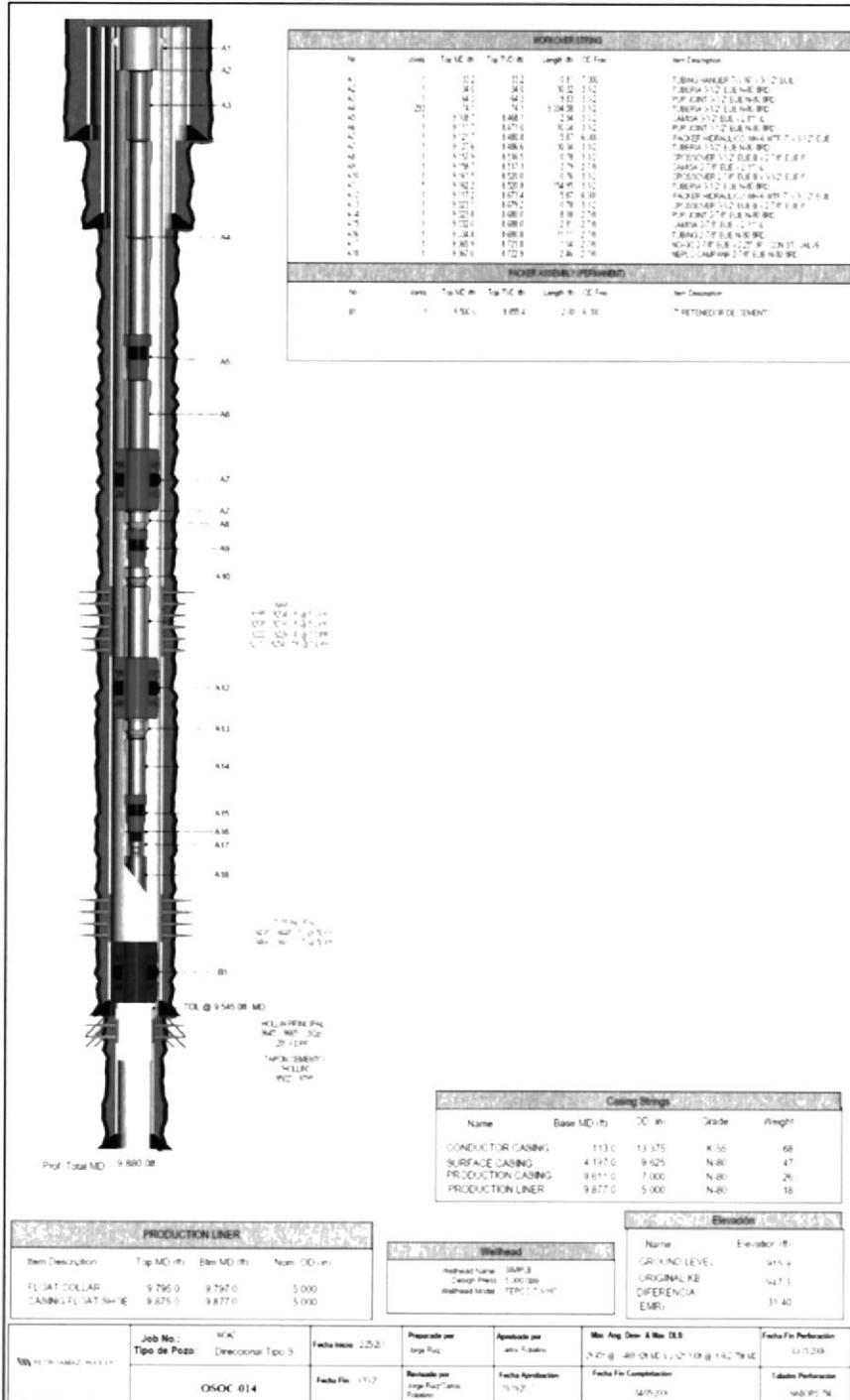
PERENCO ECUADOR S.A. WELL TESTING COMPLETION		DATE March 10, 2006	DESIGN BY: O PONCE C.Capacho	RUN BY: C. CHARRY F. HERRERA	WELL OSO-13 INITIAL MULTIZONE JET PUMP TESTING COMPLETION	
TYPE	EQUIPMENT	DESCRIPTION				
1	CASING HEAD	11"-3000 x 9-5/8" SLIP GREE				
1	TUBING SPOOL	11"-3000 x 7.118"-5000 PSI				
1	TUBING HANGER	7.118" x 3-1/2" EUE				
1	ADAPTER SEAL	7.118" x 3-1/2" 5,000 psi WP BRIDA				
1	MASTER #1	3-1/8" x 3-1/8" 5,000 psi WP BRIDA				
1	TEE	3-1/8" x 3-1/8" x 3-1/8" x 3-1/8" 5,000 psi WP BRIDA				
1	WING VALVE	3-1/8" x 3-1/8" 5,000 psi WP BRIDA				
1	SWAB VALVE	3-1/8" x 3-1/8" 5,000 psi WP BRIDA				
1	CAP	3-1/8" x 3-1/2" EUE				
ITEM	QTY	EQUIPMENT DESCRIPTION	LENGTH	DEPTH	I.D.	O.D.
		ROTARY TABLE TO TUBING HANGER	31.70	0.00		
1	1	Tubing Hanger	0.82	31.70	2.992	7.063
2	283	3-1/2" EUE TUBING N-80 9.3 # 294 to 12	8854.48	32.52	2.992	4.500
3	1	2.81" SSD 3 1/2" Model "L" EUE BRD	2.90	8887.00	2.810	4.500
4	1	3-1/2" EUE TUBING N-80 9.3 # 295	31.35	8889.90	2.992	4.500
5	1	6-1/2" x 3 1/2" On-off connector.	1.85	8921.25	2.910	5.500
6	1	3-1/2" EUE PUP JNT N-80 9.3 #/FT	9.97	8923.10	2.992	4.500
7	1	7" x 3 1/2" HS Hydraulic Packer (1)	5.25	8933.07	2.992	5.968
8	1	3-1/2" EUE TUBING N-80 9.3 # 296	31.04	8938.32	2.992	4.500
9	1	2.75" SSD 3-1/2" Model "L" BRD	2.93	8969.36	2.750	4.500
10	4	3-1/2" EUE TUBING N-80 9.3 # 300 to 297	125.35	8972.29	2.992	4.500
11	1	3-1/2" EUE PUP JNT N-80 9.3 #/FT	9.98	9097.64	2.992	4.500
12	1	7" x 3 1/2" FHL Hydraulic Packer (2)	7.12	9107.62	2.992	5.968
13	1	3-1/2" EUE TUBING N-80 9.3 # 301	31.33	9114.74	2.992	4.500
14	1	2.56" SSD 3-1/2" Model "L" BRD	2.95	9146.07	2.560	4.500
15	5	3-1/2" EUE TUBING N-80 9.3 # 306 to 302	156.73	9149.02	2.992	4.500
16	1	X/O 3-1/2" EU BOX X 2-7/8" EU PIN	1.52	9305.75	2.441	4.500
17	1	SEAL LOCATOR 2-7/8" LENGTH	0.83	9307.27	2.441	4.500
		SEAL UNIT 2.97"		9308.10		
				9308.00		
18	1	7" FB-1 PERMANENT PACKER	1.92	9308.00		7.000
19	1	MILL OUT EXTENSION	4.81	9309.92		5.000
20	1	X/O 4-1/2" EU BOX X 2-7/8" EU PIN	1.32	9314.73	2.441	2.875
21	1	2-7/8" EU PUP JNT N-80, 6.5 #/FT	9.97	9316.05	2.441	2.875
22	1	2-7/8" EU X 2.31" LANDING NIPPLE	1.03	9326.02	2.310	2.875
23	1	2-7/8" EU PUP JNT N-80, 6.5 #/FT	8.16	9327.05	2.441	2.875
24	1	2-7/8" EU WIRE LINE ENTRY GUIDE	0.47	9335.21	2.441	2.875
		STRING END				
		Set 2.75" separation sleeve bottom plug on 2.75" SSD at 8969'				
COMPLETION FLUID:		BRINE	DENSITY (PPG): 8.7			
FORMATION	INTERVALS	THICK	SPF	GUN TYPE		
U' SAND	8993' - 9007'	14'	5	4-1/2"	TITAN HMX	
U' SAND	9016' - 9026'	10'	5	4-1/2"	TITAN HMX	
T' SAND	9223' - 9243'	20'	5	4-1/2"	TITAN HMX	
T' SAND	9260' - 9297'	37'	5	4-1/2"	TITAN HMX	
Main "Hollin"	9450' - 9470'	20'	6	3-3/8"	ETA HMX	
CSG SIZE	DESCRIPTION	SHOE	COLLAR	TOC		
13.3/8"	68 # K-55 BTC	80'		SURFACE		
9.5/8"	47# N-80 BTC	4185'		SURFACE		
7"	29# C-95 N-80 BTC	9400'		SURFACE		
5"	18# N-80 BTC	9678'		9317'		
REMARKS:					WEIGHT UP: 118,000 Lbs	
					WEIGHT DOWN: 90,000 Lbs	
					PREPARED BY: C. CHARRY	



Anexo 52.- Último diagrama de completación de OSOC-13 - USST

POZO	RESERVORIO	INTERVALO (MD ft)		FECHA DE WO	TRABAJO	ANTES					DESPUES				
		TOPE	BASE			BFPD	OIL (bpd)	WATER (bpd)	WATER CUT (%)	ESP/JET	BFPD	OIL (bpd)	WATER (bpd)	WATER CUT (%)	ESP/JET
OSOC-014															
Completación Inicial	NAPO U	9235	9254	3-Apr-06	Intervalos Perforados y prueba inicial	290	225	65	22.4	HJP					
		9222	9226												
		9208	9216												
	9195	9204													
	NAPO T	9466	9483												
		9438	9448												
MAIN HOLLIN	9645	9665													
Trabajo # 1 sin torre	NAPO U	9235	9254	29-Feb-08	Cerrar Hollin y probar Napo U y T	170	164	6	3.5	HJP					
		9222	9226												
		9208	9216												
	9195	9204													
	NAPO T	9466	9483												
		9438	9448												
MAIN HOLLIN	9645	9665													
WO # 1	NAPO T	9438	9448	10-Mar-11	Aislar Hollin, completar U y T, Evaluar T					JET	535	269	266	50	
		9466	9483												

Anexo 53.- Eventos realizados en OSOC-14 - USST

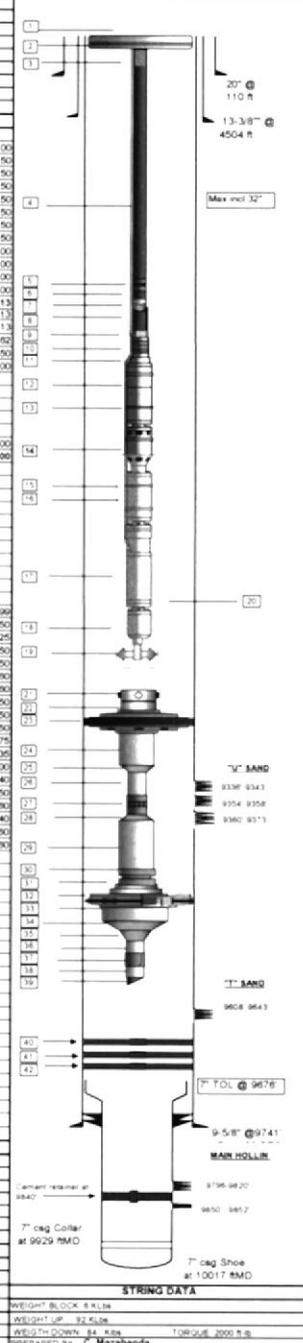


Anexo 54.- Último diagrama de completación de OSOC-14 - USST

POZO	RESERVORIO	INTERVALO (MD ft)		FECHA DE WO	TRABAJO	ANTES					DESPUES				
		TOPE	BASE			BFPD	OIL (bpd)	WATER (bpd)	WATER CUT (%)	ESP/JET	BFPD	OIL (bpd)	WATER (bpd)	WATER CUT (%)	ESP/JET
OSOD-016															
Completación Inicial	NAPO U	9336	9343	25-Jun-06	Intervalos Perforados y prueba inicial	519	277	242	46.6	HJP					
		9354	9358												
		9360	9373												
	NAPO T	9608	9622	1-Jul-06		1492	1407	85	5.7	HJP					
	9622	9643													
HOLLIN	9796	9820													
WO # 1	NAPO U	9336	9343	28-Nov-06	Cambio de completación de HJP a ESP y correr PLT						1141	456	685	60	ESP
		9354	9358												
		9360	9373												
	NAPO T	9608	9622	1045		157	888	85	HJP						
	9622	9643													
HOLLIN	9796	9820													
WO # 2	NAPO U	9336	9343	26-Feb-07	Aislar corte de agua de la formación Hollin y producir con HJP o BES de Hollin o Napo T										
		9354	9358												
		9360	9373												
	NAPO T	9608	9622	1509		1503	6	0.4	ESP						
	9622	9643													
HOLLIN	9796	9820	1153	461	692	60	ESP								
WO # 3	NAPO T	9608	9622	14-Dec-07	Reparar ESP	638	635	3	0.4	ESP	550	548	2	0.4	ESP
			9622												
WO # 4	Napo T	9608	9643	14-Dec-07	Cambiar ESP	231	230	1	0.4	ESP	Deja de producir T				

Anexo 55.- Eventos realizados en OSOC-16 - USST

PAM OPERACIONES B7-21 COMPLETACION INSTALADA		Start	Finish	DESIGN BY	RUN BY	
		21 May-10	28 May-10	W.Chicrizza	C. Mazabanda	
TYPE	EQUIPMENT	DESCRIPTION				
-	CASING HEAD	13.36" 5000 x 13.36" 5000 BLP LOCK C-22				
-	TUBING BEPOLS	13.36" 5000 x 11" 5000				
-	TUBING HANGER	11" x 3-1/2" EUE				
-	TUBING HEAD ADAPTER	11" 5000 x 3-1/2" x 5000				
-	MASTER VALVE	3-1/8" x 5000 PSI				
-	COUPLER TEE	3-1/8" x 3-1/8" x 3-1/8" x 3-1/8" 5000 PSI				
-	WING VALVE	3-1/8" x 5000 PSI				
-	TRICE CAP	3-1/8 3-1/2" EUE x 1/2" NPT x 5000 PSI				
ITEM	QTY	EQUIPMENT DESCRIPTION	LENGTH	DEPTH	I.D.	O.D.
1	1	ROTARY TABLE TO TUBING HANGER	31.83			
2	1	TUBING HANGER	0.92	31.83	2.992	11.00
3	1	PUP JOINT 3-1/2" EUE TUBING N-80 9.3 # FT	12.08	32.75	2.992	4.50
4	284	3-1/2" EUE TUBING N-80 9.3 # FT	881.78	44.83	2.810	4.50
5	1	3-1/2" x 2.81" SSO Type "L"	2.92	8909.52	2.810	4.50
6	1	3-1/2" EUE TUBING N-80 9.3 # FT	31.14	8909.54	2.992	4.50
7	1	3-1/2" x 2.75" Landing Nipple Type "R" (With Standing Valve)	1.00	8940.98	2.980	4.50
8	1	3-1/2" EUE TUBING N-80 9.3 # FT	1.00	8971.12	2.125	4.50
9	1	K-O 3-1/2" EU BOX x 2-3/8" EU PIN	29.44	8941.88	2.992	4.50
10	1	2-3/8" EUE DISCHARGE, S 400	0.98	8972.12	N/A	4.00
11	1	PRESSURE DISCHARGE, S 400	0.88	8972.87	N/A	4.00
12	1	PUMP 400PM 198 PMS504865 TO S 400 S50H6 S/N: 01F-21264	17.50	8973.58	N/A	4.00
13	1	PUMP 400PM 198 PMS504865 TO S 400 S50H7 S/N: 01F-21263	17.50	8991.08	N/A	4.00
14	1	INTAKE (SEP GAS) SERIE 513 S/N 420-48870 (W/ADAPTER 513 - 400)	3.18	8998.96	N/A	5.13
15	1	UPPER SECTION S 513 UPPER SEAL S/N 31G-161480	5.80	9011.98	N/A	5.13
16	1	LOWER SECTION S 513 UPPER SEAL S/N 31G-161481	5.80	9017.28	N/A </td <td>5.13</td>	5.13
17	1	MOTOR 1898P-1319V 75AMP SERIE 902 S/N 21K-80563	23.40	9022.88	N/A	5.62
18	1	CENTRALIZER VP S 450 AGM DQ5000C S/N 11665848	3.52	9046.28	N/A	4.50
19	1	CENTRALIZER P/COG DQ45P	1.52	9046.88	N/A	6.00
END OF ESP ASSY				9051.40		
20	1	SHROUD 7" BTC top		9008.58		
	1	7" PUP JOINT BTC N-80 288	5.00	9013.58	7.00	
	1	SHROUD 7" BTC bottom	46.29	9059.85	7.00	
21	1	5-1/2" x 3-1/2" On-off tool (seal nipple)	1.24	9078.88	2.810	3.98
22	1	3-1/2" EUE PUP JNT N-80 9.3 # FT	6.18	9086.10	2.992	4.50
23	1	9-5/8" x 3-1/2" HS Hydraulic Packer (1)	6.12	9086.29	2.992	8.25
24	1	3-1/2" EUE TUBING N-80 9.3 # FT	31.32	9092.41	2.992	4.50
25	1	K-O 3-1/2" EU BOX x 2-7/8" EU PIN	0.80	9123.73	2.441	4.50
26	1	2-7/8" EU PUP JNT N-80 6.5 # FT	6.14	9124.53	2.441	3.90
27	1	2.81" SSO 2-7/8" Model "L" 890	2.78	9134.87	2.310	3.90
28	1	K-O 2-7/8" EU BOX x 3-1/2" EU PIN	0.77	9133.40	2.441	4.50
29	11	3-1/2" EUE TUBING N-80 9.3 # FT	338.62	9134.22	2.992	4.50
30	1	3-1/2" EUE TELE SCORING BWVVEL	3.80	9472.84	2.992	4.50
31	1	Seal Locator	1.09	9475.04	3.000	4.75
32	1	9-5/8" SC-2 Permanent & Retrivable Pkx	5.92	9477.78	4.750	8.38
33	1	7" MILL OUT EXTENSION N-80 LTC	6.38	9483.62	6.276	7.00
34	1	K-O 7" x 3-1/2" EU PIN	1.31	9489.98	2.992	7.40
35	1	K-O 3-1/2" EU BOX x 2-7/8" EU PIN	0.84	9491.29	2.441	4.50
36	1	2-7/8" EUE PUP JOINT	8.13	9492.13	2.441	3.90
37	1	2-7/8" EUE x 2.25" "R" LANDING NIPPLE	1.09	9506.28	2.250	3.40
38	1	2-7/8" EUE PUP JOINT	8.18	9501.32	2.441	3.90
39	1	2-7/8" EUE WIRE LINE ENTRY GUIDE	0.58	9506.48	2.441	3.90
END OF SELECTIVE BHA.				9510.87		
SC-2 Packer at 9480 R.(center rubber) 28 Kp slack-off				9480.00		
40	1	9-5/8" Bridge plug		9650.00		
41	1	9-5/8" Bridge plug		9650.00		
42	1	9-5/8" Bridge plug		9670.00		
ADDITIONAL EQUIPMENT						
CABLE GANNON PROTECTORS			785			
CABLE BANDS			258			
SPLICE			DEPTH			
2	1	M.E. S/N 11604008 84 TO CABLE #1 S/N 102734538C		8961'		
2	1	CABLE #1 S/N 102734538C TO CABLE #1 S/N 102734538E		689'		
CABLE SPECIFICATIONS			CABLE LENGTH			
REEL 785C-3088 S/N 102734538E CABLE #2 S/VY w/ CAP 3.8			899'			
REEL 785C-3098 S/N 102734538E CABLE #2 S/VY w/ CAP 3.8			899'			
M.E. S/N 11604008 84 4KV			89'			
COMPLETION FLUID	SHRINE	THICK	DENSITY (PPG)	SPP	GUN TYPE	CHARGES
Upper 1/2"	9336 - 9343	1		8	7" HMX	4500 P ₁
Upper 1/2"	9354 - 9358	4		8	7" HMX	4500 P ₁
Main 1/2"	9360 - 9373	13		8	7" HMX	4500 P ₁
Main 1"	9608 - 9643	35		8	7" HMX	4500 P ₁
Main "Holler"	9736 - 9820	24		5	4-1/2" HSC	4500 P ₁
Main "Holler"	9850 - 9852	2		5	CONCRETE	PREDATOR
CSG SIZE	DESCRIPTION	SHOE	COLLAR	TOC		
20"	34 # x .55 BTC	110		SURFACE		
13-3/8"	68 # x .55 BTC	404	4420	SURFACE		
9-5/8"	47# N-80 BTC	974	965	SURFACE		
7"	28# N-80 BTC	1001	9929	SURFACE		
REMARKS	WELL W.O #5 OSO-16 EQUIPO BES					
	WEIGHT UP 32 KLB					
	WEIGHT DOWN 84 KLB TORQUE 2000 S.S					
	PREPARED BY: C. Mazabanda					



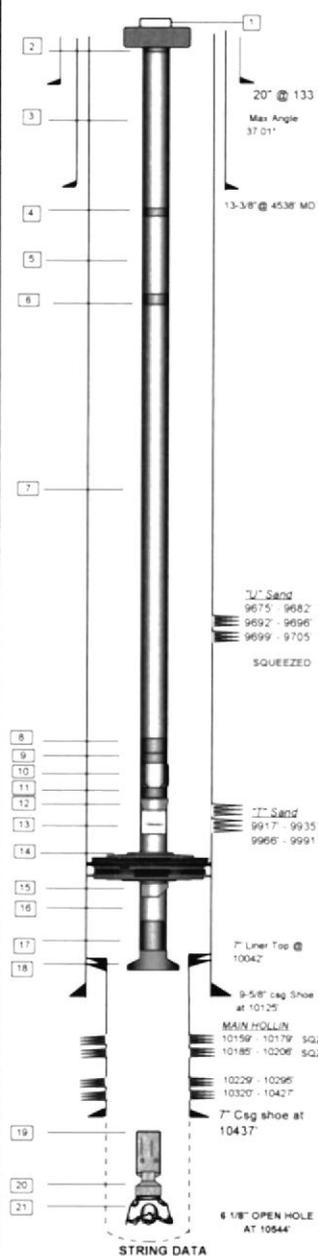
Anexo 56.- Último diagrama de completación de OSOC-16 - USST

POZO	RESERVORIO	INTERVALO (MD ft)		FECHA DE WO	TRABAJO	ANTES					DESPUES						
		TOPE	BASE			BFPD	OIL (bpd)	WATER (bpd)	WATER CUT (%)	ESP/JET	BFPD	OIL (bpd)	WATER (bpd)	WATER CUT (%)	ESP/JET		
OSOD-017																	
Completación Inicial	MAIN HOLLIN	10159	10179	16-Aug-06	Intervalos Perforados y prueba inicial	841	710	131	15.6	HJP							
		10185	10206														
WO # 1	MAIN HOLLIN	10159	10179	20-Sep-06	RHI BES con Y-Tool y correr PLT en Main Hollin	1093	172	921	84.3	HJP	1545	195	1350	87.4	ESP		
		10185	10206														
WO # 2	NAPO T	9917	9935	18-Oct-06	Perforar Napo T y U y evaluar con HJP	722	101	621	86	HJP							
		9966	9991														
	NAPO U	9675	9682			121	114	7	6.1	HJP							
		9692	9696														
		9699	9705														
		9709	9724														
WO # 3	NAPO T	9917	9935	11-Apr-07	Asentar CIBP para aislar corte de agua en Hollin y probar T & U	129	126	3	2.3	HJP							
		9966	9991														
	NAPO U	9917	9935	20-Sep-07	Abrir SL de Napo U y T	78	77	1	1.3	HJP	124	112	12	9.5	HJP		
		9966	9991														
		9675	9682			81	79	2	2	HJP							
		9692	9696														
		9699	9705														
		9709	9724														
WO # 4	MAIN HOLLIN	10159	10179	9-Oct-08	Convertir a pozo inyector en Hollin	Con BHA de inyección se empieza con 0.5 BPM@ 3200 psi. La tasa de inyección es baja y se decide rerrealizar nuevo trabajos para incrementar la admisión de agua.											
		10185	10206														
WO # 5		10347	10544	18-Oct-08	Trabajo de Coiled Tubing	201 bbls bombeados. Empezó con parámetros a 2BPM @ 3200 psi.											
WO # 6		10347	10544	16-Nov-08	Trabajo de Coiled Tubing	Admisión estabilizada a 1.8 BPM @ 3200 psi											
WO # 7		10229	10295	30-Nov-09	Cañoneo e instalación de completación de Inyector												
		10320	10427														

Anexo 57.- Eventos realizados en OSOD-17 - USST

OPERACIONES BLOQUES 7-21 COMPLETACION FINAL		START	FINISH	DESIGN BY	RUN BY	
		30-Nov-09	27-Dec-09	W CHICAZA	J GENCON	
TYPE	EQUIPMENT	DESCRIPTION				
1	CASING HEAD	11" 3000 X 9 5/8" SLIP GREE				
1	TUBING SPOOL	11" 3000' X 7 1/8" 5000 PSI				
1	TUBING HANGER	11" X 3 1/2" EU				
1	ADAPTER SEAL	11" 5000 X 3 1/8" 5000 PSI				
1	MASTER #1	3 1/8" X 3 1/8" 5000 PSI				
1	CROSS	3 1/8" X 3 1/8" X 3 1/8" X 3 1/8" 5000 PSI				
1	WING VALVE	3 1/8" X 3 1/8" 5000 PSI				
1	WING VALVE	3 1/8" X 3 1/8" 5000 PSI				
1	TREE CAP FLANGE	3 1/8" 5000 X 3 1/2" EUE				
ITEM	QTY	EQUIPMENT DESCRIPTION	LENGTH	DEPTH	I.D.	O.D.
ROTARY TABLE TO TUBING HANGER						
1	1	Tubing Hanger PP-ES-CL 7 1/8" X 3 1/2" EUE BRO TAB	31.70	0.00		
2	1	Cross Over Sub 4 1/2" EUE Pin-3 1/2" EUE Pin	1.08	32.62	2.992	4.760
3	78	4 1/2" 12.75 # N-80 EU Tubing	2432.34	33.70	3.958	4.500
4	1	CROSSOVER 4 1/2" EUE BOX x 5" BTC PIN	1.45	2,466.04	3.958	4.500
5	18	JTS CASING JOINTS 5" BTC BOX x PIN 18 #FT N-80	670.89	2,467.49	4.276	5.000
6	1	CROSSOVER 5" BTC BOX x 5" HYDRILL PIN	20.12	3138.38	4.276	5.000
7	178	JTS CASING JOINTS 5" HYDRILL BOX x PIN 18 #FT N-80	6802.27	3158.50	4.276	5.000
8	1	CROSSOVER 5" HYDRILL BOX UP x 5" BTC PIN DOWN	37.05	9960.77	4.276	5.000
9	1	CROSSOVER 5" BTC BOX UP x 4 1/2" EUE PIN DOWN	1.06	9997.82	4.750	5.500
10	1	NO GO 4 1/2" EUE BOX x PIN 3.75 "R" PROFILE L-80	0.79	9998.88	3.750	5.500
11	1	CROSSOVER 4 1/2" EUE BOX UP x 5 1/2" LTC PIN DOWN	0.79	9999.67	4.500	5.500
12	1	6" LOCATOR SEAL ASSEMBLY	2.93	10000.46	4.740	6.200
13	1	SPACER TUBE FOR SEAL UNITS	5.00	10003.39	4.750	5.980
14	1	9-5/8" QUANTUM PACKER 6" ID	3.00	10008.39	6.000	9.625
15	1	MULE SHOE 6"	0.80	10011.39	4.750	5.980
16	1	TAIL ADAPTER 5 1/2" - 4 1/2" BTC N-80	0.77	10012.19	4.500	7.340
17	1	PUP JOINT 5 1/2" - 4 1/2" BTC N-80	7.22	10012.96	4.500	5.500
18	1	WIRE LINE REENTRY GUIDE	0.71	10020.18	4.500	6.190
PESCADO EN FONDO						
19	1	4 3/4" DRILL COLLAR	30.78	10462.26	4.750	2.250
20	1	4 3/4" BIT SUB	1.91	10493.04	4.750	2.250
21	1	6 1/8" TRICONE BIT	0.63	10495.95	6.125	
COMPLETION FLUID KCL BRINE		DENSITY (8.7 PPG)				
FORMATION	INTERVALS	THICK	SPF	GUN TYPE	CHARGES	
"U" Sand	9675 ft - 9682 ft	7	6	7"	4505 PJ	
"U" Sand	9692 ft - 9696 ft	4	6	7"	4505 PJ	
"U" Sand	9699 ft - 9705 ft	6	6	7"	4505 PJ	
"U" Sand	9709 ft - 9724 ft	15	6	7"	4505 PJ	
"T" Sand	9917 ft - 9935 ft	18	6	7"	4505 PJ	
"T" Sand	9966 ft - 9991 ft	25	6	7"	4505 PJ	
MAIN HOLLIN	10159 ft - 10179 ft ISOLATED	20	5	4-1/2"	4505 Pj Omega	
MAIN HOLLIN	10185 ft - 10206 ft ISOLATED	21	5	4-1/2"	4505 Pj Omega	
MAIN HOLLIN	10229 Ft - 10295 Ft	66	10	4-1/2"	Extra deep	
MAIN HOLLIN	10320 Ft - 10427 Ft	107	10	4-1/2"	Extra deep	
CSG SIZE	DESCRIPTION	SHOE	COLLAR	TOC		
20"	94 # K-55 BTC	113		SURFACE		
13 3/8"	88 # K-55 BTC	4536	4454	SURFACE		
9 5/8"	47 # N-80 BTC	10125	10050	SURFACE		
7"	26 # N-80 BTC	10437	10366	10442		
REMARKS						
Los intervalos 10229 Ft-10295 Ft y 10320 Ft - 10427 fueron disparados durante el W0#07						

**WELL
OSO-17
Injection Completion**



STRING DATA

WEIGHT UP	150,000 Lbs
WEIGHT DOWN	115,000 Lbs
TORQUE	4900 Lbs
Prepared By	C. MAZABANDA

Anexo 58.- Último diagrama de completación de OSOD-17 - USST

POZO	RESERVOIRIO	INTERVALO (~MD ft)		FECHA DE WD	TRABAJO	ANTES						DESPUES					
		TOPE	BASE			BFPD	OIL (bpd)	WATER (bpd)	WATER CUT (%)	ESP/JET	BFPD	OIL (bpd)	WATER (bpd)	WATER CUT (%)	ESP/JET		
DSOA-021	Completaación Inicial	8953	8980	12-Sep-07	PLANZADOS DE PRODUCCION Y EVALUACIÓN	2496	2414	82	3.3	ESP							
		8987	9002			3411	375	3036	89	ESP							
WD # 1	MAIN HOLLIN	8953	9002	18-Nov-09	Cambio de zona de producción	31	31	0	0.4	ESP	1398	6	0.4	ESP			
	BASAL TENA	7864	7884														
WD # 2	BASAL TENA	7864	7884	26-Jun-10	Cambio de zona de producción						576	1	0.2	ESP			
	MAIN U	8547	8553														
		8561	8576														

Anexo 59.- Eventos realizados en OSOA-21 - USST

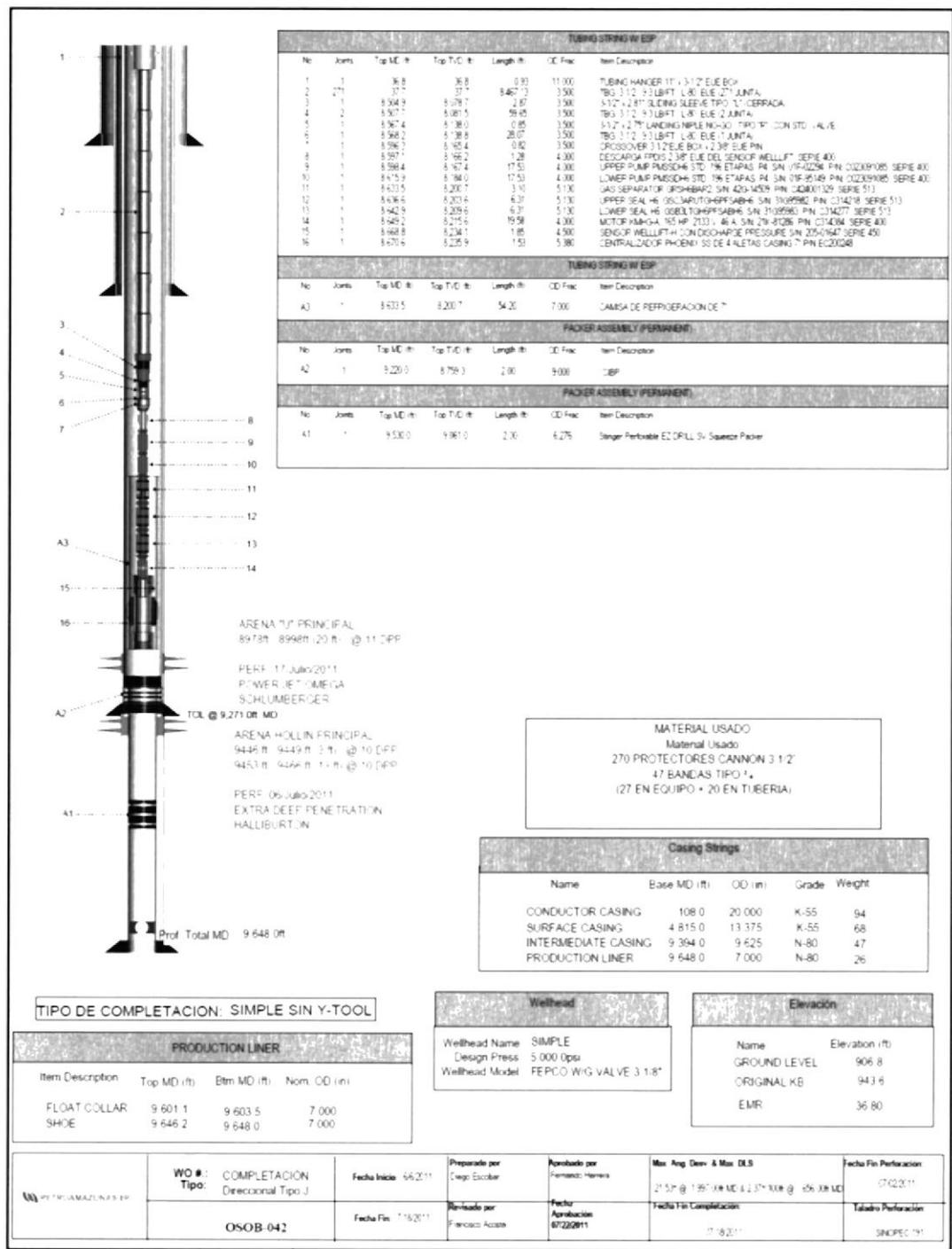
DIAGRAMA DE COMPLETACION

OPERACIONES BLOQUES 7-21		Start	Finish	DESIGN BY	RUN BY	VERTICAL WELL OSO - 21 (WO #2)
		26/6/2010	9/10/2010	W Chicalta	J Saavedra	
ITEM	EQUIPMENT	DESCRIPTION				
1	CASING HEAD	11"-5000 x 9-5/8" SLIP GRIP				
1	TUBING SPOOL	11"-5000' x 7-1/16"-5000 PSI				
1	TUBING HANGER	7-1/16" x 3-1/2" EUE				
1	ADAPTER SEAL	7-1/16" x 3-1/8" 5 000 psi WP BRIDA				
1	MASTER # 1	3-1/8" x 3-1/8" 5 000 psi WP BRIDA				
1	TEE	3-1/8" x 3-1/8" x 3 1/8" x 3 1/8" 5 000 psi WP BRIDA				
1	WING VALVE	3-1/8" x 3-1/8" 5 000 psi WP BRIDA				
1	SWAB VALVE	3-1/8" x 3-1/8" 5 000 psi WP BRIDA				
1	CAP	3 1/8" x 3 1/2" EUE				
ITEM	QTY	EQUIPMENT DESCRIPTION	LENGTH	DEPTH	LB.	O.S.
		RTE TO TUBING HANGER	36.00			
1	1	TUBING HANGER 7-1/16" x 3-1/2" EUE	0.93	37.81	3.500	7.062
2	260	TUBING JOINT 3-1/2" EUE, 9.3LPP, N-80	8.110.35	38.74	2.992	3.500
3	1	SLIDING SLEEVE 3-1/2" x 2.81" TIPO "L"	2.93	8.149.09	2.810	3.500
4	1	TUBING JOINT 3-1/2" EUE, 9.3LPP, N-80	31.25	8.152.02	2.992	3.500
5	1	NO-GO BAKER MOD. "R" 3-1/2" x 2.75"	1.00	8.183.27	2.750	3.500
6	1	TUBING JOINT 3-1/2" EUE, 9.3LPP, N-80	31.34	8.184.27	2.992	3.500
7	1	DESCARGA, SERIE 400, MOD FPKDISH, 2-3/8" EUE	0.50	8.215.61	N/A	4.000
8	1	DESCARGA XP, SERIE 400, MOD CENTINEL, H. FERRITICO	0.77	8.216.11	N/A	4.000
9	1	BOMBA SUP, SERIE 400, MOD PMXSSDHFER, P6, 180 STG	17.50	8.216.88	N/A	4.000
10	1	BOMBA INF, SERIE 400, MOD PMXSSDHFER, P6, 180 STG	17.50	8.234.38	N/A <td 4.000	
11	1	SEP GAS SE, SERIE 400, MOD FRSSXARZH6, FERRITICO	2.67	8.251.88	N/A	4.000
12	1	SELLO, SIN 31F-16673, SERIE 400, MOD FST3XGH, PFSH6	11.60	8.254.55	N/A	4.000
13	1	MOTOR SUP, SERIE 450, MOD FMH-AUDX, FERRITICO, 182HP, 120VOLT, 54AMP	23.40	8.266.15	N/A	4.500
14	1	MOTOR INF, SERIE 450, MOD FMH-ALGX, FERRITICO, 182HP, 120VOLT, 54AMP	23.40	8.289.55	N/A	4.500
15	1	SENSOR, SIN 11671127, SERIE 450, MOD D Q 5000C, 6-95429	4.10	8.312.95	N/A	4.500
16	1	CENTRALIZADOR, 2" x 8 RD EUE, 5" CSG	1.45	8.317.05	N/A	5.000
		FIN DE LA SARTA DE COMPLETACION BES		8.318.50		
17	1	Motor Jacket	71.78	8.251.88 8.323.66	5.012	5.500
18	1	Bridge Plug		8,720.00		
CABLE SPECIFICATIONS ARG/SOL FLAT POWER CABLE, REEL #1 ARG/SOL FLAT POWER CABLE, REEL #2 MLE ARG # 4 SOL, PLOMO						
		SPLICE	LENGTH	DEPTH SPLICE		
COMPLETION FLUID: 8.9 PPG KCL BRINE						
FORMATION	INTERVALS	THICK	SPP	GUN TYPE/CHARGE S		
Main Hollin	8957 - 8980	27	6	3 3/8" Pj 3406 HMX PURE		
Main Hollin	8987 - 9002	15	6	3 3/8" Pj 3406 HMX PURE		
Arenisca U	8547-8553 - 8561-8576	17	6	4 1/2" Pj 4506		
Basal Tena	7864-7864	20	10	4 1/2" Pj 3406		
CSG SIZE	DESCRIPTION	SIZE	COLLAR	TOC	STRING DATA	
20"	94 # K-55 BTC		119		SURFACE	
9.54"	47 # N-80 BTC		4512		SURFACE	
7"	28 # N-80 BTC		8915		5800	
5"	10# R-110 HCL ATLAS BRADFORD		9177	9090'	BLOCK WEIGHT: 50 K.LBS	
REMARKS: 240 PROTECTORES DE CABLE CANNON + 15 PROTECTORES DE CABLE GRIPPY ENCAPSULADO DESDE EL SEPARADOR DE GAS HASTA EL CENTRALIZADOR				HEIGHT STRING: 140 X LBS TORQUE: 2000 FT-LBS PREPARED BY: JIMY SAAVEDRA		

Anexo 60.- Último diagrama de completación de OSOA-21 - USST

POZO	RESERVORIO	INTERVALO (MD ft)		FECHA DE WO	TRABAJO	ANTES					DESPUES				
		TOPE	BASE			BFPD	OIL (bpd)	WATER (bpd)	WATER CUT (%)	ESP/JET	BFPD	OIL (bpd)	WATER (bpd)	WATER CUT (%)	ESP/JET
OSOB-042															
Completación Inicial	MAIN HOLLIN	9446	9449	02-Jul-11	PUNZADOS DE PRODUCCION					ESP					
		9453	9466												
WO # 1	MAIN HOLLIN	9446	9449	20-Jul-11	Cambio de zona de producción	595	0	595	100	ESP					
		9453	9466												
	NAPO U	8978	8998									265	255	10	4

Anexo 61.- Eventos realizados en OSOB-42 - USST



Anexo 62.- Último diagrama de completación de OSOA-21 – USST

Anexo 63.- Archivo SCHEDULE

-- SCHEDULE

WELSPCE

'OSOE-001' 'GROUP1' 62 167 1* 'OIL' 7* //

COMPDAT

--WELL	I	J	K1	K2	Sat.	CF	DIAM	KH	SKIN	ND	DIR	Ro	
'OSOE-001'		62	167	16	'OPEN'	1*	1*	0.58	1*	0	1*	'Z'	63.949/
'OSOE-001'		62	167	17	'OPEN'	1*	1*	0.58	1*	0	1*	'Z'	63.949/
'OSOE-001'		62	167	18	'OPEN'	1*	1*	0.58	1*	0	1*	'Z'	63.949/
'OSOE-001'		62	167	19	'OPEN'	1*	1*	0.58	1*	0	1*	'Z'	63.949/
'OSOE-001'		62	167	20	'OPEN'	1*	1*	0.58	1*	0	1*	'Z'	63.949/
'OSOE-001'		62	167	21	'OPEN'	1*	1*	0.58	1*	0	1*	'Z'	63.949/
'OSOE-001'		62	167	22	'OPEN'	1*	1*	0.58	1*	0	1*	'Z'	63.949/
'OSOE-001'		62	167	23	'OPEN'	1*	1*	0.58	1*	0	1*	'Z'	63.949/
'OSOE-001'		62	167	24	'OPEN'	1*	1*	0.58	1*	0	1*	'Z'	63.949/

GRUPTREE

'GROUP1' 'FIELD' //

WCONHIST

'OSOE-001' 'OPEN' 'LRAT' 134 8 7 5* //

DATES

1 'OCT' 2000 //

WCONHIST

'OSOE-001' 'OPEN' 'LRAT' 755 1 64 5* //

DATES

1 'NOV' 2000 //

WCONHIST

'OSOE-001' 'OPEN' 'LRAT' 515 1 42 5* //

DATES

1 'DEC' 2000 //

WCONHIST

'OSOE-001' 'OPEN' 'LRAT' 611 1 52 5* //

DATES

1 'JAN' 2001 //

WCONHIST

'OSOE-001' 'OPEN' 'LRAT' 645 1 43 5* //

DATES

1 'FEB' 2001 //

WCONHIST

'OSOE-001' 'OPEN' 'LRAT' 305 1 62 5* //

DATES

1 'MAR' 2001 //

WCONHIST

'OSOE-001' 'OPEN' 'LRAT' 908 1 74 5* //

DATES

1 'APR' 2001 //

WCONHIST

'OSOE-001' 'OPEN' 'LRAT' 850 1 91 5* //

DATES

1 'MAY' 2001 //

WCONHIST

'OSOE-001' 'OPEN' 'LRAT' 16 0 2 5* //

DATES

1 'JUN' 2001 //

WCONHIST

'OSOE-001' 'OPEN' 'LRAT' 0 0 0 5* //

DATES

1 'JUL' 2001 //

WCONHIST

'OSOE-001' 'OPEN' 'LRAT' 0 0 0 5* //

DATES

1 'AUG' 2001 //

WCONHIST

'OSOE-001' 'OPEN' 'LRAT' 0 0 0 5* //

DATES

1 'SEP' 2001 //

WCONHIST

'OSOE-001' 'OPEN' 'LRAT' 0 0 0 5* //

DATES

1 'OCT' 2001 //

WCONHIST

'OSOE-001' 'OPEN' 'LRAT' 187 0 0 5* //

DATES

1 'NOV' 2001 //

WCONHIST

'OSOE-001' 'OPEN' 'LRAT' 0 0 0 5* //

DATES

1 'DEC' 2001 //

WCONHIST

'OSOE-001' 'OPEN' 'LRAT' 0 0 0 5* //

DATES

1 'JAN' 2002 //

WCONHIST

'OSOE-001' 'OPEN' 'LRAT' 0 0 0 5* //

DATES

1 'FEB' 2002 //

WCONHIST

'OSOE-001' 'OPEN' 'LRAT' 0 0 0 5* //

DATES

1 'MAR' 2002 //

WCONHIST

'OSOE-001' 'OPEN' 'LRAT' 0 0 0 5* //

DATES

1 'APR' 2002 //

WCONHIST

'OSOE-001' 'OPEN' 'LRAT' 0 0 0 5* //

DATES

1 'MAY' 2002 //

WCONHIST

'OSOE-001' 'OPEN' 'LRAT' 0 0 0 5* //

DATES

1	'JUN'	2002	//					
WCONHIST								
	'OSOE-001'	'OPEN'	'LRAT'	645	1	89	5*	//
DATES								
1	'JUL'	2002	//					
WCONHIST								
	'OSOE-001'	'OPEN'	'LRAT'	703	36	107	5*	//
DATES								
1	'AUG'	2002	//					
WCONHIST								
	'OSOE-001'	'OPEN'	'LRAT'	673	63	71	5*	//
DATES								
1	'SEP'	2002	//					
WCONHIST								
	'OSOE-001'	'OPEN'	'LRAT'	627	70	96	5*	//
DATES								
1	'OCT'	2002	//					
WCONHIST								
	'OSOE-001'	'OPEN'	'LRAT'	588	79	91	5*	//
DATES								
1	'NOV'	2002	//					
WCONHIST								
	'OSOE-001'	'OPEN'	'LRAT'	578	79	85	5*	//
DATES								
1	'DEC'	2002	//					
WCONHIST								
	'OSOE-001'	'OPEN'	'LRAT'	540	83	75	5*	//
DATES								
1	'JAN'	2003	//					
WCONHIST								
	'OSOE-001'	'OPEN'	'LRAT'	521	85	78	5*	//
DATES								
1	'FEB'	2003	//					

WCONHIST
'OSOE-001' 'OPEN' 'LRAT' 502 88 77 5* //

DATES
1 'MAR' 2003 //

WCONHIST
'OSOE-001' 'OPEN' 'LRAT' 481 90 73 5* //

DATES
1 'APR' 2003 //

WCONHIST
'OSOE-001' 'OPEN' 'LRAT' 429 95 61 5* //

DATES
1 'MAY' 2003 //

WCONHIST
'OSOE-001' 'OPEN' 'LRAT' 502 95 63 5* //

DATES
1 'JUN' 2003 //

WCONHIST
'OSOE-001' 'OPEN' 'LRAT' 425 92 81 5* //

DATES
1 'JUL' 2003 //

WCONHIST
'OSOE-001' 'OPEN' 'LRAT' 398 94 70 5* //

DATES
1 'AUG' 2003 //

WCONHIST
'OSOE-001' 'OPEN' 'LRAT' 344 87 68 5* //

DATES
1 'SEP' 2003 //

WELSPECS
'OSOC-003' 'GROUP1' 87 132 1* 'OIL' 7* //

COMPDAT
-- WELL I J K1 K2 Sat. CF DIAM KH SKIN ND DIR Ro
'OSOC-003' 87 132 8 8 'OPEN' 1* 1* 0.58 1* 0 1* 'Z' 63.949 /

'OSOC-003'	87	132	9	9	'OPEN'	1*	1*	0.58	1*	0	1*	'Z'	63.949	/
'OSOC-003'	87	132	10	10	'OPEN'	1*	1*	0.58	1*	0	1*	'Z'	63.949	/

/

GRUPTREE

'GROUP1' 'FIELD' //

WCONHIST

'OSOE-001'	'OPEN'	'LRAT'	359	96	64	5*	/
'OSOC-003'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	//

DATES

1 'OCT' 2003 //

WCONHIST

'OSOE-001'	'OPEN'	'LRAT'	865	101	50	5*	/
'OSOC-003'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	//

DATES

1 'NOV' 2003 //

WCONHIST

'OSOE-001'	'OPEN'	'LRAT'	772	101	51	5*	/
'OSOC-003'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	//

DATES

1 'DEC' 2003 //

WCONHIST

'OSOE-001'	'OPEN'	'LRAT'	991	101	49	5*	/
'OSOC-003'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	//

DATES

1 'JAN' 2004 //

WCONHIST

'OSOE-001'	'OPEN'	'LRAT'	805	102	46	5*	/
'OSOC-003'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	//

DATES

1 'FEB' 2004 //

WCONHIST

'OSOE-001'	'OPEN'	'LRAT'	795	83	36	5*	/
'OSOC-003'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	//

DATES

1 'MAR' 2004 //

WCONHIST
'OSOE-001' 'OPEN' 'LRAT' 1040 99 52 5* /
'OSOC-003' 'OPEN' 'LRAT' 0 0 0 5* //

DATES
1 'APR' 2004 //

WCONHIST
'OSOE-001' 'OPEN' 'LRAT' 944 95 57 5* /
'OSOC-003' 'OPEN' 'LRAT' 0 0 0 5* //

DATES
1 'MAY' 2004 //

WCONHIST
'OSOE-001' 'OPEN' 'LRAT' 895 96 56 5* /
'OSOC-003' 'OPEN' 'LRAT' 0 0 0 5* //

DATES
1 'JUN' 2004 //

WCONHIST
'OSOE-001' 'OPEN' 'LRAT' 783 92 58 5* /
'OSOC-003' 'OPEN' 'LRAT' 0 0 0 5* //

DATES
1 'JUL' 2004 //

WCONHIST
'OSOE-001' 'OPEN' 'LRAT' 486 92 57 5* /
'OSOC-003' 'OPEN' 'LRAT' 0 0 0 5* //

DATES
1 'AUG' 2004 //

WCONHIST
'OSOE-001' 'OPEN' 'LRAT' 403 94 54 5* /
'OSOC-003' 'OPEN' 'LRAT' 0 0 0 5* //

DATES
1 'SEP' 2004 //

WCONHIST
'OSOE-001' 'OPEN' 'LRAT' 445 93 54 5* /
'OSOC-003' 'OPEN' 'LRAT' 0 0 0 5* //

DATES
1 'OCT' 2004 //

WCONHIST

'OSOE-001'	'OPEN'	'LRAT'	443	90	52	5*	/
'OSOC-003'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	//

DATES

1	'NOV'	2004	//
---	-------	------	----

WCONHIST

'OSOE-001'	'OPEN'	'LRAT'	429	99	47	5*	/
'OSOC-003'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	//

DATES

1	'DEC'	2004	//
---	-------	------	----

WCONHIST

'OSOE-001'	'OPEN'	'LRAT'	405	113	16	5*	/
'OSOC-003'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	//

DATES

1	'JAN'	2005	//
---	-------	------	----

WCONHIST

'OSOE-001'	'OPEN'	'LRAT'	405	117	49	5*	/
'OSOC-003'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	//

DATES

1	'FEB'	2005	//
---	-------	------	----

WCONHIST

'OSOE-001'	'OPEN'	'LRAT'	395	112	206	5*	/
'OSOC-003'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	//

DATES

1	'MAR'	2005	//
---	-------	------	----

WCONHIST

'OSOE-001'	'OPEN'	'LRAT'	395	111	50	5*	/
'OSOC-003'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	//

DATES

1	'APR'	2005	//
---	-------	------	----

WCONHIST

'OSOE-001'	'OPEN'	'LRAT'	269	71	21	5*	/
'OSOC-003'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	//

DATES

1 'MAY' 2005 //

WCONHIST

'OSOE-001'	'OPEN'	'LRAT'	338	101	31	5*	/
'OSOC-003'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	//

DATES

1 'JUN' 2005 //

WCONHIST

'OSOE-001'	'OPEN'	'LRAT'	315	107	33	5*	/
'OSOC-003'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	//

DATES

1 'JUL' 2005 //

WELSPPCS

'OSOC-007'	'GROUP1'	78	134	1*	'OIL'	7*	/
'OSOC-008'	'GROUP1'	91	125	1*	'OIL'	7*	/

COMPDAT

--	WELL	I	J	K1	K2	Sat.	CF	DIAM	KH	SKIN	ND	DIR	Ro	
'OSOC-007'	78	134	8	8	'OPEN'	1*	1*	0.58	1*	0	1*	'Z'	63.949	/
'OSOC-007'	78	134	9	9	'OPEN'	1*	1*	0.58	1*	0	1*	'Z'	63.949	/
'OSOC-007'	78	134	10	10	'OPEN'	1*	1*	0.58	1*	0	1*	'Z'	63.949	/
'OSOC-007'	78	134	11	11	'OPEN'	1*	1*	0.58	1*	0	1*	'Z'	63.949	/
'OSOC-007'	78	134	17	17	'OPEN'	1*	1*	0.58	1*	0	1*	'Z'	63.949	/
'OSOC-007'	78	134	18	18	'OPEN'	1*	1*	0.58	1*	0	1*	'Z'	63.949	/
'OSOC-007'	78	134	19	19	'OPEN'	1*	1*	0.58	1*	0	1*	'Z'	63.949	/
'OSOC-007'	78	134	20	20	'OPEN'	1*	1*	0.58	1*	0	1*	'Z'	63.949	/
'OSOC-008'	91	125	2	2	'OPEN'	1*	1*	0.58	1*	0	1*	'Z'	63.949	/
'OSOC-008'	91	125	3	3	'OPEN'	1*	1*	0.58	1*	0	1*	'Z'	63.949	/
'OSOC-008'	91	125	4	4	'OPEN'	1*	1*	0.58	1*	0	1*	'Z'	63.949	/
'OSOC-008'	91	125	8	8	'OPEN'	1*	1*	0.58	1*	0	1*	'Z'	63.949	/
'OSOC-008'	91	125	9	9	'OPEN'	1*	1*	0.58	1*	0	1*	'Z'	63.949	/
'OSOC-008'	91	125	10	10	'OPEN'	1*	1*	0.58	1*	0	1*	'Z'	63.949	/

'OSOC-008'	91	125	11	11	'OPEN'	1*	1*	0.58	1*	0	1*	'Z'	63.949	/
'OSOC-008'	91	125	12	12	'OPEN'	1*	1*	0.58	1*	0	1*	'Z'	63.949	/
'OSOC-008'	91	125	13	13	'OPEN'	1*	1*	0.58	1*	0	1*	'Z'	63.949	/
'OSOC-008'	91	125	18	18	'OPEN'	1*	1*	0.58	1*	0	1*	'Z'	63.949	/
'OSOC-008'	91	125	19	19	'OPEN'	1*	1*	0.58	1*	0	1*	'Z'	63.949	/
'OSOC-008'	91	125	20	20	'OPEN'	1*	1*	0.58	1*	0	1*	'Z'	63.949	/
'OSOC-008'	91	125	21	21	'OPEN'	1*	1*	0.58	1*	0	1*	'Z'	63.949	/
'OSOC-008'	91	125	22	22	'OPEN'	1*	1*	0.58	1*	0	1*	'Z'	63.949	/

/

GRUPTREE

'GROUP1' 'FIELD' //

WCONHIST

'OSOE-001'	'OPEN'	'LRAT'	269	83	24	5*	/
'OSOC-003'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	/
'OSOC-007'	'OPEN'	'LRAT'	85	23	0	5*	/
'OSOC-008'	'OPEN'	'LRAT'	55	7	2	5*	//

DATES

1 'AUG' 2005 //

WCONHIST

'OSOE-001'	'OPEN'	'LRAT'	293	108	29	5*	/
'OSOC-003'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	/
'OSOC-007'	'OPEN'	'LRAT'	466	6	2	5*	/
'OSOC-008'	'OPEN'	'LRAT'	719	1	56	5*	//

DATES

1 'SEP' 2005 //

WCONHIST

'OSOE-001'	'OPEN'	'LRAT'	256	100	23	5*	/
'OSOC-003'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	/
'OSOC-007'	'OPEN'	'LRAT'	443	6	2	5*	/
'OSOC-008'	'OPEN'	'LRAT'	775	1	77	5*	//

DATES

1 'OCT' 2005 //

WCONHIST

'OSOE-001'	'OPEN'	'LRAT'	225	91	21	5*	/
'OSOC-003'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	/
'OSOC-007'	'OPEN'	'LRAT'	420	6	2	5*	/

'OSOC-008' 'OPEN' 'LRAT' 693 1 72 5* //

DATES

1 'NOV' 2005 //

WCONHIST

'OSOE-001' 'OPEN' 'LRAT' 242 103 24 5* /
'OSOC-003' 'OPEN' 'LRAT' 0 0 0 5* /
'OSOC-007' 'OPEN' 'LRAT' 403 6 2 5* /
'OSOC-008' 'OPEN' 'LRAT' 657 1 67 5* //

DATES

1 'DEC' 2005 //

WCONHIST

'OSOE-001' 'OPEN' 'LRAT' 222 99 28 5* /
'OSOC-003' 'OPEN' 'LRAT' 0 0 0 5* /
'OSOC-007' 'OPEN' 'LRAT' 384 6 2 5* /
'OSOC-008' 'OPEN' 'LRAT' 623 1 50 5* //

DATES

1 'JAN' 2006 //

WCONHIST

'OSOE-001' 'OPEN' 'LRAT' 234 98 24 5* /
'OSOC-003' 'OPEN' 'LRAT' 0 0 0 5* /
'OSOC-007' 'OPEN' 'LRAT' 409 6 2 5* /
'OSOC-008' 'OPEN' 'LRAT' 655 1 51 5* //

DATES

1 'FEB' 2006 //

WELSPPCS

'OSOC-013' 'GROUP1' 78 124 1* 'OIL' 7* //

COMPDAT

--	WELL	I	J	K1	K2	Sat.	CF	DIAM	KH	SKIN	ND	DIR	Ro
	'OSOC-013'	78	124	9	9	'OPEN'	1* 1*	0.58	1*	0	1*	'Z'	63.949 /
	'OSOC-013'	78	124	10	10	'OPEN'	1* 1*	0.58	1*	0	1*	'Z'	63.949 /
	'OSOC-013'	78	124	11	11	'OPEN'	1* 1*	0.58	1*	0	1*	'Z'	63.949 /
	'OSOC-013'	78	124	12	12	'OPEN'	1* 1*	0.58	1*	0	1*	'Z'	63.949 /
	'OSOC-013'	78	124	13	13	'OPEN'	1* 1*	0.58	1*	0	1*	'Z'	63.949 /
	'OSOC-013'	78	124	17	17	'OPEN'	1* 1*	0.58	1*	0	1*	'Z'	63.949 /

'OSOC-013'	78	124	18	18	'OPEN'	1*	1*	0.58	1*	0	1*	'Z'	63.949	/
'OSOC-013'	78	124	19	19	'OPEN'	1*	1*	0.58	1*	0	1*	'Z'	63.949	/

/

GRUPTREE

'GROUP1' 'FIELD' //

WCONHIST

'OSOE-001'	'OPEN'	'LRAT'	223	96	21	5*	/
'OSOC-003'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	/
'OSOC-007'	'OPEN'	'LRAT'	398	6	2	5*	/
'OSOC-008'	'OPEN'	'LRAT'	562	1	45	5*	/
'OSOC-013'	'OPEN'	'LRAT'	140	29	16	5*	//

DATES

1 'MAR' 2006 //

WELSPECS

'OSOC-014' 'GROUP1' 67 141 1* 'OIL' 7* //

COMPDAT

--	WELL	I	J	K1	K2	Sat.	CF	DIAM	KH	SKIN	ND	DIR	Ro	
'OSOC-014'	67	141	2	2	'OPEN'	1*	1*	0.802	1*	0	1*	'Z'	63.949	/
'OSOC-014'	67	141	3	3	'OPEN'	1*	1*	0.802	1*	0	1*	'Z'	63.949	/
'OSOC-014'	67	141	4	4	'OPEN'	1*	1*	0.802	1*	0	1*	'Z'	63.949	/
'OSOC-014'	67	141	6	6	'OPEN'	1*	1*	0.802	1*	0	1*	'Z'	63.949	/
'OSOC-014'	67	141	7	7	'OPEN'	1*	1*	0.802	1*	0	1*	'Z'	63.949	/
'OSOC-014'	67	141	8	8	'OPEN'	1*	1*	0.802	1*	0	1*	'Z'	63.949	/
'OSOC-014'	67	141	11	11	'OPEN'	1*	1*	0.802	1*	0	1*	'Z'	63.949	/
'OSOC-014'	67	141	12	12	'OPEN'	1*	1*	0.802	1*	0	1*	'Z'	63.949	/
'OSOC-014'	67	141	16	16	'OPEN'	1*	1*	0.802	1*	0	1*	'Z'	63.949	/
'OSOC-014'	67	141	17	17	'OPEN'	1*	1*	0.802	1*	0	1*	'Z'	63.949	/
'OSOC-014'	67	141	18	18	'OPEN'	1*	1*	0.802	1*	0	1*	'Z'	63.949	/
'OSOC-014'	67	141	19	19	'OPEN'	1*	1*	0.802	1*	0	1*	'Z'	63.949	/
'OSOC-014'	67	141	20	20	'OPEN'	1*	1*	0.802	1*	0	1*	'Z'	63.949	/
'OSOC-014'	67	141	21	21	'OPEN'	1*	1*	0.802	1*	0	1*	'Z'	63.949	/

/

GRUPTREE

'GROUP1' 'FIELD' //

WCONHIST

'OSOE-001'	'OPEN'	'LRAT'	206	98	28	5*	/
'OSOC-003'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	/
'OSOC-007'	'OPEN'	'LRAT'	360	6	2	5*	/
'OSOC-008'	'OPEN'	'LRAT'	572	1	51	5*	/
'OSOC-013'	'OPEN'	'LRAT'	448	0	55	5*	/
'OSOC-014'	'OPEN'	'LRAT'	28	20	9	5*	//

DATES

1 'APR' 2006 //

WCONHIST

'OSOE-001'	'OPEN'	'LRAT'	172	94	28	5*	/
'OSOC-003'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	/
'OSOC-007'	'OPEN'	'LRAT'	313	6	2	5*	/
'OSOC-008'	'OPEN'	'LRAT'	484	1	49	5*	/
'OSOC-013'	'OPEN'	'LRAT'	390	0	55	5*	/
'OSOC-014'	'OPEN'	'LRAT'	185	64	71	5*	//

DATES

1 'MAY' 2006 //

WELSPECS

'OSOD-016' 'GROUP1' 92 100 1* 'OIL' 7* //

COMPDAT

--	WELL	I	J	K1	K2	Sat.	CF	DIAM	KH	SKIN	ND	DIR	Ro		
	'OSOD-016'	92	100	6	6	'OPEN'	1*	1*	0.58	1*	0	1*	'Z'	63.949	/
	'OSOD-016'	92	100	7	7	'OPEN'	1*	1*	0.58	1*	0	1*	'Z'	63.949	/
	'OSOD-016'	92	100	8	8	'OPEN'	1*	1*	0.58	1*	0	1*	'Z'	63.949	/
	'OSOD-016'	92	100	9	9	'OPEN'	1*	1*	0.58	1*	0	1*	'Z'	63.949	/
	'OSOD-016'	92	100	14	14	'OPEN'	1*	1*	0.58	1*	0	1*	'Z'	63.949	/
	'OSOD-016'	92	100	15	15	'OPEN'	1*	1*	0.58	1*	0	1*	'Z'	63.949	/
	'OSOD-016'	92	100	17	17	'OPEN'	1*	1*	0.58	1*	0	1*	'Z'	63.949	/
	'OSOD-016'	92	100	18	18	'OPEN'	1*	1*	0.58	1*	0	1*	'Z'	63.949	/
	'OSOD-016'	92	100	19	19	'OPEN'	1*	1*	0.58	1*	0	1*	'Z'	63.949	/
	'OSOD-016'	92	100	20	20	'OPEN'	1*	1*	0.58	1*	0	1*	'Z'	63.949	/

GRUPTREE

'GROUP1' 'FIELD' //

WCONHIST

'OSOE-001'	'OPEN'	'LRAT'	154	83	27	5*	/
'OSOC-003'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	/
'OSOC-007'	'OPEN'	'LRAT'	321	6	2	5*	/
'OSOC-008'	'OPEN'	'LRAT'	433	1	58	5*	/
'OSOC-013'	'OPEN'	'LRAT'	399	0	55	5*	/
'OSOC-014'	'OPEN'	'LRAT'	189	64	71	5*	/
'OSOD-016'	'OPEN'	'LRAT'	7	8	0	5*	//

DATES

1 'JUN' 2006 /
/

WCONHIST

'OSOE-001'	'OPEN'	'LRAT'	191	97	24	5*	/
'OSOC-003'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	/
'OSOC-007'	'OPEN'	'LRAT'	337	6	2	5*	/
'OSOC-008'	'OPEN'	'LRAT'	410	0	64	5*	/
'OSOC-013'	'OPEN'	'LRAT'	420	0	55	5*	/
'OSOC-014'	'OPEN'	'LRAT'	199	64	71	5*	/
'OSOD-016'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	//

DATES

1 'JUL' 2006 /
/

WCONHIST

'OSOE-001'	'OPEN'	'LRAT'	160	85	20	5*	/
'OSOC-003'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	/
'OSOC-007'	'OPEN'	'LRAT'	326	6	2	5*	/
'OSOC-008'	'OPEN'	'LRAT'	372	0	54	5*	/
'OSOC-013'	'OPEN'	'LRAT'	405	0	55	5*	/
'OSOC-014'	'OPEN'	'LRAT'	192	64	71	5*	/
'OSOD-016'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	//

DATES

1 'AUG' 2006 //

WCONHIST

'OSOE-001'	'OPEN'	'LRAT'	88	60	11	5*	/
'OSOC-003'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	/
'OSOC-007'	'OPEN'	'LRAT'	313	6	2	5*	/
'OSOC-008'	'OPEN'	'LRAT'	379	0	50	5*	/
'OSOC-013'	'OPEN'	'LRAT'	389	0	55	5*	/
'OSOC-014'	'OPEN'	'LRAT'	184	64	71	5*	/

'OSOD-016' 'OPEN' 'LRAT' 0 0 0 5* //

DATES

1 'SEP' 2006 //

WELSPPCS

'OSOD-017' 'GROUP1' 103 65 1* 'OIL' 7* //

COMPDAT

-- WELL I J K1 K2 Sat. CF DIAM KH SKIN ND DIR Ro
'OSOD-017' 103 65 10 10 'OPEN' 1* 1* 0.458 1* 0 1* 'Z' 63.949 /
'OSOD-017' 103 65 11 11 'OPEN' 1* 1* 0.458 1* 0 1* 'Z' 63.949 /
'OSOD-017' 103 65 12 12 'OPEN' 1* 1* 0.458 1* 0 1* 'Z' 63.949 /
'OSOD-017' 103 65 17 17 'OPEN' 1* 1* 0.458 1* 0 1* 'Z' 63.949 /
'OSOD-017' 103 65 19 19 'OPEN' 1* 1* 0.458 1* 0 1* 'Z' 63.949 /
'OSOD-017' 103 65 21 21 'OPEN' 1* 1* 0.458 1* 0 1* 'Z' 63.949 /
'OSOD-017' 103 65 22 22 'OPEN' 1* 1* 0.458 1* 0 1* 'Z' 63.949 /
'OSOD-017' 103 65 23 23 'OPEN' 1* 1* 0.458 1* 0 1* 'Z' 63.949 /
'OSOD-017' 103 65 24 24 'OPEN' 1* 1* 0.458 1* 0 1* 'Z' 63.949 /

GRUPTREE

'GROUP1' 'FIELD' //

WCONHIST

'OSOE-001' 'OPEN' 'LRAT' 158 115 16 5* /
'OSOC-003' 'OPEN' 'LRAT' 0 0 0 5* /
'OSOC-007' 'OPEN' 'LRAT' 301 6 1 5* /
'OSOC-008' 'OPEN' 'LRAT' 245 19 39 5* /
'OSOC-013' 'OPEN' 'LRAT' 375 0 47 5* /
'OSOC-014' 'OPEN' 'LRAT' 178 64 61 5* /
'OSOD-016' 'OPEN' 'LRAT' 0 0 0 5* /
'OSOD-017' 'OPEN' 'LRAT' 9 73 1 5* //

DATES

1 'OCT' 2006 //

WCONHIST

'OSOE-001' 'OPEN' 'LRAT' 85 89 3 5* /
'OSOC-003' 'OPEN' 'LRAT' 0 0 0 5* /
'OSOC-007' 'OPEN' 'LRAT' 190 6 0 5* /
'OSOC-008' 'OPEN' 'LRAT' 181 1 7 5* /
'OSOC-013' 'OPEN' 'LRAT' 237 0 9 5* /
'OSOC-014' 'OPEN' 'LRAT' 112 64 11 5* /

'OSOD-016'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	/
'OSOD-017'	'OPEN'	'LRAT'	43	16	1	5*	//

DATES

1 'NOV' 2006 //

WCONHIST

'OSOE-001'	'OPEN'	'LRAT'	136	134	15	5*	/
'OSOC-003'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	/
'OSOC-007'	'OPEN'	'LRAT'	297	6	0	5*	/
'OSOC-008'	'OPEN'	'LRAT'	306	1	12	5*	/
'OSOC-013'	'OPEN'	'LRAT'	370	0	14	5*	/
'OSOC-014'	'OPEN'	'LRAT'	175	64	18	5*	/
'OSOD-016'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	/
'OSOD-017'	'OPEN'	'LRAT'	69	5	2	5*	//

DATES

1 'DEC' 2006 //

WCONHIST

'OSOE-001'	'OPEN'	'LRAT'	137	123	4	5*	/
'OSOC-003'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	/
'OSOC-007'	'OPEN'	'LRAT'	295	6	0	5*	/
'OSOC-008'	'OPEN'	'LRAT'	310	0	11	5*	/
'OSOC-013'	'OPEN'	'LRAT'	368	0	13	5*	/
'OSOC-014'	'OPEN'	'LRAT'	174	64	17	5*	/
'OSOD-016'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	/
'OSOD-017'	'OPEN'	'LRAT'	66	1	2	5*	//

DATES

1 'JAN' 2007 //

WCONHIST

'OSOE-001'	'OPEN'	'LRAT'	130	121	5	5*	/
'OSOC-003'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	/
'OSOC-007'	'OPEN'	'LRAT'	285	6	1	5*	/
'OSOC-008'	'OPEN'	'LRAT'	307	0	16	5*	/
'OSOC-013'	'OPEN'	'LRAT'	355	0	17	5*	/
'OSOC-014'	'OPEN'	'LRAT'	168	64	23	5*	/
'OSOD-016'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	/
'OSOD-017'	'OPEN'	'LRAT'	48	1	2	5*	//

DATES

1 'FEB' 2007 //

WCONHIST

'OSOE-001'	'OPEN'	'LRAT'	123	122	3	5*	/
'OSOC-003'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	/
'OSOC-007'	'OPEN'	'LRAT'	288	6	0	5*	/
'OSOC-008'	'OPEN'	'LRAT'	307	0	11	5*	/
'OSOC-013'	'OPEN'	'LRAT'	358	0	14	5*	/
'OSOC-014'	'OPEN'	'LRAT'	170	64	19	5*	/
'OSOD-016'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	/
'OSOD-017'	'OPEN'	'LRAT'	53	1	2	5*	//

DATES

1 'MAR' 2007 //

WCONHIST

'OSOE-001'	'OPEN'	'LRAT'	0	83	0	5*	/
'OSOC-003'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	/
'OSOC-007'	'OPEN'	'LRAT'	291	6	1	5*	/
'OSOC-008'	'OPEN'	'LRAT'	311	0	16	5*	/
'OSOC-013'	'OPEN'	'LRAT'	362	0	17	5*	/
'OSOC-014'	'OPEN'	'LRAT'	172	64	22	5*	/
'OSOD-016'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	/
'OSOD-017'	'OPEN'	'LRAT'	5	0	0	5*	//

DATES

1 'APR' 2007 //

WCONHIST

'OSOE-001'	'OPEN'	'LRAT'	37	296	0	5*	/
'OSOC-003'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	/
'OSOC-007'	'OPEN'	'LRAT'	76	9	2	5*	/
'OSOC-008'	'OPEN'	'LRAT'	309	0	11	5*	/
'OSOC-013'	'OPEN'	'LRAT'	366	0	14	5*	/
'OSOC-014'	'OPEN'	'LRAT'	174	64	19	5*	/
'OSOD-016'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	/
'OSOD-017'	'OPEN'	'LRAT'	61	2	2	5*	//

DATES

1 'MAY' 2007 //

WCONHIST

'OSOE-001'	'OPEN'	'LRAT'	143	149	2	5*	/
'OSOC-003'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	/
'OSOC-007'	'OPEN'	'LRAT'	163	1	10	5*	/
'OSOC-008'	'OPEN'	'LRAT'	303	0	11	5*	/
'OSOC-013'	'OPEN'	'LRAT'	364	0	17	5*	/
'OSOC-014'	'OPEN'	'LRAT'	172	64	22	5*	/

'OSOD-016'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	/
'OSOD-017'	'OPEN'	'LRAT'	61	2	2	5*	//

DATES

1 'JUN' 2007 //

WCONHIST

'OSOE-001'	'OPEN'	'LRAT'	151	149	3	5*	/
'OSOC-003'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	/
'OSOC-007'	'OPEN'	'LRAT'	190	1	6	5*	/
'OSOC-008'	'OPEN'	'LRAT'	312	0	13	5*	/
'OSOC-013'	'OPEN'	'LRAT'	378	0	15	5*	/
'OSOC-014'	'OPEN'	'LRAT'	179	64	19	5*	/
'OSOD-016'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	/
'OSOD-017'	'OPEN'	'LRAT'	63	2	2	5*	//

DATES

1 'JUL' 2007 //

WCONHIST

'OSOE-001'	'OPEN'	'LRAT'	128	127	2	5*	/
'OSOC-003'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	/
'OSOC-007'	'OPEN'	'LRAT'	132	11	4	5*	/
'OSOC-008'	'OPEN'	'LRAT'	267	0	9	5*	/
'OSOC-013'	'OPEN'	'LRAT'	376	0	10	5*	/
'OSOC-014'	'OPEN'	'LRAT'	178	64	13	5*	/
'OSOD-016'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	/
'OSOD-017'	'OPEN'	'LRAT'	63	2	1	5*	//

DATES

1 'AUG' 2007 //

WCONHIST

'OSOE-001'	'OPEN'	'LRAT'	114	116	2	5*	/
'OSOC-003'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	/
'OSOC-007'	'OPEN'	'LRAT'	101	22	3	5*	/
'OSOC-008'	'OPEN'	'LRAT'	246	1	7	5*	/
'OSOC-013'	'OPEN'	'LRAT'	386	0	9	5*	/
'OSOC-014'	'OPEN'	'LRAT'	183	64	11	5*	/
'OSOD-016'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	/
'OSOD-017'	'OPEN'	'LRAT'	8	7	0	5*	//

DATES

1 'SEP' 2007 //

WCONHIST

'OSOE-001'	'OPEN'	'LRAT'	153	122	3	5*	/
'OSOC-003'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	/
'OSOC-007'	'OPEN'	'LRAT'	84	21	3	5*	/
'OSOC-008'	'OPEN'	'LRAT'	245	1	6	5*	/
'OSOC-013'	'OPEN'	'LRAT'	395	0	8	5*	/
'OSOC-014'	'OPEN'	'LRAT'	187	64	11	5*	/
'OSOD-016'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	/
'OSOD-017'	'OPEN'	'LRAT'	7	31	0	5*	//

DATES

1 'OCT' 2007 //

WCONHIST

'OSOE-001'	'OPEN'	'LRAT'	129	105	3	5*	/
'OSOC-003'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	/
'OSOC-007'	'OPEN'	'LRAT'	77	23	3	5*	/
'OSOC-008'	'OPEN'	'LRAT'	248	0	6	5*	/
'OSOC-013'	'OPEN'	'LRAT'	388	0	8	5*	/
'OSOC-014'	'OPEN'	'LRAT'	184	64	11	5*	/
'OSOD-016'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	/
'OSOD-017'	'OPEN'	'LRAT'	24	1	0	5*	//

DATES

1 'NOV' 2007 //

WCONHIST

'OSOE-001'	'OPEN'	'LRAT'	153	122	3	5*	/
'OSOC-003'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	/
'OSOC-007'	'OPEN'	'LRAT'	81	24	4	5*	/
'OSOC-008'	'OPEN'	'LRAT'	201	0	10	5*	/
'OSOC-013'	'OPEN'	'LRAT'	396	0	10	5*	/
'OSOC-014'	'OPEN'	'LRAT'	188	64	12	5*	/
'OSOD-016'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	/
'OSOD-017'	'OPEN'	'LRAT'	20	1	0	5*	//

DATES

1 'DEC' 2007 //

WCONHIST

'OSOE-001'	'OPEN'	'LRAT'	159	127	3	5*	/
'OSOC-003'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	/
'OSOC-007'	'OPEN'	'LRAT'	76	23	3	5*	/
'OSOC-008'	'OPEN'	'LRAT'	202	0	9	5*	/
'OSOC-013'	'OPEN'	'LRAT'	396	0	10	5*	/
'OSOC-014'	'OPEN'	'LRAT'	188	64	13	5*	/

'OSOD-016'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	/
'OSOD-017'	'OPEN'	'LRAT'	14	0	0	5*	//

DATES

1 'JAN' 2008 //

WCONHIST

'OSOE-001'	'OPEN'	'LRAT'	188	127	5	5*	/
'OSOC-003'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	/
'OSOC-007'	'OPEN'	'LRAT'	40	10	2	5*	/
'OSOC-008'	'OPEN'	'LRAT'	238	0	12	5*	/
'OSOC-013'	'OPEN'	'LRAT'	115	28	3	5*	/
'OSOC-014'	'OPEN'	'LRAT'	107	29	4	5*	/
'OSOD-016'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	/
'OSOD-017'	'OPEN'	'LRAT'	12	0	0	5*	//

DATES

1 'FEB' 2008 //

WCONHIST

'OSOE-001'	'OPEN'	'LRAT'	179	121	4	5*	/
'OSOC-003'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	/
'OSOC-007'	'OPEN'	'LRAT'	50	13	2	5*	/
'OSOC-008'	'OPEN'	'LRAT'	226	0	9	5*	/
'OSOC-013'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	/
'OSOC-014'	'OPEN'	'LRAT'	48	2	2	5*	/
'OSOD-016'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	/
'OSOD-017'	'OPEN'	'LRAT'	10	0	0	5*	//

DATES

1 'MAR' 2008 //

WCONHIST

'OSOE-001'	'OPEN'	'LRAT'	183	125	5	5*	/
'OSOC-003'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	/
'OSOC-007'	'OPEN'	'LRAT'	93	24	6	5*	/
'OSOC-008'	'OPEN'	'LRAT'	240	0	11	5*	/
'OSOC-013'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	/
'OSOC-014'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	/
'OSOD-016'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	/
'OSOD-017'	'OPEN'	'LRAT'	10	0	0	5*	//

DATES

1 'APR' 2008 //

WCONHIST

'OSOE-001'	'OPEN'	'LRAT'	180	125	6	5*	/
'OSOC-003'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	/
'OSOC-007'	'OPEN'	'LRAT'	91	24	5	5*	/
'OSOC-008'	'OPEN'	'LRAT'	240	0	13	5*	/
'OSOC-013'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	/
'OSOC-014'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	/
'OSOD-016'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	/
'OSOD-017'	'OPEN'	'LRAT'	9	0	0	5*	//

DATES

1 'MAY' 2008 //

WCONHIST

'OSOE-001'	'OPEN'	'LRAT'	176	121	7	5*	/
'OSOC-003'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	/
'OSOC-007'	'OPEN'	'LRAT'	87	22	5	5*	/
'OSOC-008'	'OPEN'	'LRAT'	244	0	13	5*	/
'OSOC-013'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	/
'OSOC-014'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	/
'OSOD-016'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	/
'OSOD-017'	'OPEN'	'LRAT'	9	0	0	5*	//

DATES

1 'JUN' 2008 //

WCONHIST

'OSOE-001'	'OPEN'	'LRAT'	172	118	4	5*	/
'OSOC-003'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	/
'OSOC-007'	'OPEN'	'LRAT'	88	23	4	5*	/
'OSOC-008'	'OPEN'	'LRAT'	228	0	9	5*	/
'OSOC-013'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	/
'OSOC-014'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	/
'OSOD-016'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	/
'OSOD-017'	'OPEN'	'LRAT'	12	0	0	5*	//

DATES

1 'JUL' 2008 //

WCONHIST

'OSOE-001'	'OPEN'	'LRAT'	175	120	5	5*	/
'OSOC-003'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	/
'OSOC-007'	'OPEN'	'LRAT'	89	23	3	5*	/
'OSOC-008'	'OPEN'	'LRAT'	203	0	7	5*	/
'OSOC-013'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	/
'OSOC-014'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	/

'OSOD-016'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	/
'OSOD-017'	'OPEN'	'LRAT'	10	0	0	5*	//

DATES

1 'AUG' 2008 //

WCONHIST

'OSOE-001'	'OPEN'	'LRAT'	170	115	4	5*	/
'OSOC-003'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	/
'OSOC-007'	'OPEN'	'LRAT'	87	22	3	5*	/
'OSOC-008'	'OPEN'	'LRAT'	208	0	8	5*	/
'OSOC-013'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	/
'OSOC-014'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	/
'OSOD-016'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	/
'OSOD-017'	'OPEN'	'LRAT'	3	0	0	5*	//

DATES

1 'SEP' 2008 //

WCONHIST

'OSOE-001'	'OPEN'	'LRAT'	165	110	4	5*	/
'OSOC-003'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	/
'OSOC-007'	'OPEN'	'LRAT'	87	22	3	5*	/
'OSOC-008'	'OPEN'	'LRAT'	209	0	6	5*	/
'OSOC-013'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	/
'OSOC-014'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	/
'OSOD-016'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	/
'OSOD-017'	'OPEN'	'LRAT'	6	0	0	5*	//

DATES

1 'OCT' 2008 //

WCONHIST

'OSOE-001'	'OPEN'	'LRAT'	160	101	5	5*	/
'OSOC-003'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	/
'OSOC-007'	'OPEN'	'LRAT'	90	23	4	5*	/
'OSOC-008'	'OPEN'	'LRAT'	213	0	8	5*	/
'OSOC-013'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	/
'OSOC-014'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	/
'OSOD-016'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	/
'OSOD-017'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	//

DATES

1 'NOV' 2008 //

WCONHIST

'OSOE-001'	'OPEN'	'LRAT'	147	89	5	5*	/
'OSOC-003'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	/
'OSOC-007'	'OPEN'	'LRAT'	88	23	3	5*	/
'OSOC-008'	'OPEN'	'LRAT'	111	12	3	5*	/
'OSOC-013'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	/
'OSOC-014'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	/
'OSOD-016'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	/
'OSOD-017'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	//

DATES

1 'DEC' 2008 //

WCONHIST

'OSOE-001'	'OPEN'	'LRAT'	162	71	4	5*	/
'OSOC-003'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	/
'OSOC-007'	'OPEN'	'LRAT'	84	22	4	5*	/
'OSOC-008'	'OPEN'	'LRAT'	308	5	7	5*	/
'OSOC-013'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	/
'OSOC-014'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	/
'OSOD-016'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	/
'OSOD-017'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	//

DATES

1 'JAN' 2009 //

WCONHIST

'OSOE-001'	'OPEN'	'LRAT'	172	76	5	5*	/
'OSOC-003'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	/
'OSOC-007'	'OPEN'	'LRAT'	91	23	4	5*	/
'OSOC-008'	'OPEN'	'LRAT'	363	3	9	5*	/
'OSOC-013'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	/
'OSOC-014'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	/
'OSOD-016'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	/
'OSOD-017'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	//

DATES

1 'FEB' 2009 //

WCONHIST

'OSOE-001'	'OPEN'	'LRAT'	172	75	5	5*	/
'OSOC-003'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	/
'OSOC-007'	'OPEN'	'LRAT'	92	23	3	5*	/
'OSOC-008'	'OPEN'	'LRAT'	375	5	10	5*	/
'OSOC-013'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	/
'OSOC-014'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	/

'OSOD-016'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	/
'OSOD-017'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	//

DATES

1 'MAR' 2009 //

WCONHIST

'OSOE-001'	'OPEN'	'LRAT'	170	74	5	5*	/
'OSOC-003'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	/
'OSOC-007'	'OPEN'	'LRAT'	86	22	3	5*	/
'OSOC-008'	'OPEN'	'LRAT'	382	5	10	5*	/
'OSOC-013'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	/
'OSOC-014'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	/
'OSOD-016'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	/
'OSOD-017'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	//

DATES

1 'APR' 2009 //

WCONHIST

'OSOE-001'	'OPEN'	'LRAT'	160	70	5	5*	/
'OSOC-003'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	/
'OSOC-007'	'OPEN'	'LRAT'	82	21	4	5*	/
'OSOC-008'	'OPEN'	'LRAT'	386	5	10	5*	/
'OSOC-013'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	/
'OSOC-014'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	/
'OSOD-016'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	/
'OSOD-017'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	//

DATES

1 'MAY' 2009 //

WCONHIST

'OSOE-001'	'OPEN'	'LRAT'	157	69	6	5*	/
'OSOC-003'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	/
'OSOC-007'	'OPEN'	'LRAT'	83	21	5	5*	/
'OSOC-008'	'OPEN'	'LRAT'	380	5	12	5*	/
'OSOC-013'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	/
'OSOC-014'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	/
'OSOD-016'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	/
'OSOD-017'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	//

DATES

1 'JUN' 2009 //

WCONHIST

'OSOE-001'	'OPEN'	'LRAT'	159	70	6	5*	/
'OSOC-003'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	/
'OSOC-007'	'OPEN'	'LRAT'	82	21	4	5*	/
'OSOC-008'	'OPEN'	'LRAT'	379	5	14	5*	/
'OSOC-013'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	/
'OSOC-014'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	/
'OSOD-016'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	/
'OSOD-017'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	//

DATES

1 'JUL' 2009 //

WCONHIST

'OSOE-001'	'OPEN'	'LRAT'	162	71	7	5*	/
'OSOC-003'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	/
'OSOC-007'	'OPEN'	'LRAT'	76	19	5	5*	/
'OSOC-008'	'OPEN'	'LRAT'	381	5	17	5*	/
'OSOC-013'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	/
'OSOC-014'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	/
'OSOD-016'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	/
'OSOD-017'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	//

DATES

1 'AUG' 2009 //

WCONHIST

'OSOE-001'	'OPEN'	'LRAT'	171	75	8	5*	/
'OSOC-003'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	/
'OSOC-007'	'OPEN'	'LRAT'	82	21	14	5*	/
'OSOC-008'	'OPEN'	'LRAT'	384	5	18	5*	/
'OSOC-013'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	/
'OSOC-014'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	/
'OSOD-016'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	/
'OSOD-017'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	//

DATES

1 'SEP' 2009 //

WCONHIST

'OSOE-001'	'OPEN'	'LRAT'	171	75	9	5*	/
'OSOC-003'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	/
'OSOC-007'	'OPEN'	'LRAT'	84	21	6	5*	/
'OSOC-008'	'OPEN'	'LRAT'	389	5	20	5*	/
'OSOC-013'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	/
'OSOC-014'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	/

'OSOD-016'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	/
'OSOD-017'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	//

DATES

1 'OCT' 2009 //

WCONHIST

'OSOE-001'	'OPEN'	'LRAT'	162	72	9	5*	/
'OSOC-003'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	/
'OSOC-007'	'OPEN'	'LRAT'	77	20	5	5*	/
'OSOC-008'	'OPEN'	'LRAT'	378	5	19	5*	/
'OSOC-013'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	/
'OSOC-014'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	/
'OSOD-016'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	/
'OSOD-017'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	//

DATES

1 'NOV' 2009 //

WCONHIST

'OSOE-001'	'OPEN'	'LRAT'	160	70	6	5*	/
'OSOC-003'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	/
'OSOC-007'	'OPEN'	'LRAT'	45	11	2	5*	/
'OSOC-008'	'OPEN'	'LRAT'	381	5	13	5*	/
'OSOC-013'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	/
'OSOC-014'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	/
'OSOD-016'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	/
'OSOD-017'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	//

DATES

1 'DEC' 2009 //

WCONHIST

'OSOE-001'	'OPEN'	'LRAT'	85	61	3	5*	/
'OSOC-003'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	/
'OSOC-007'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	/
'OSOC-008'	'OPEN'	'LRAT'	386	5	11	5*	/
'OSOC-013'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	/
'OSOC-014'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	/
'OSOD-016'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	/
'OSOD-017'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	//

DATES

1 'JAN' 2010 //

WCONHIST

'OSOE-001'	'OPEN'	'LRAT'	165	71	5	5*	/
'OSOC-003'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	/
'OSOC-007'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	/
'OSOC-008'	'OPEN'	'LRAT'	386	5	12	5*	/
'OSOC-013'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	/
'OSOC-014'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	/
'OSOD-016'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	/
'OSOD-017'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	//

DATES

1 'FEB' 2010 //

WCONHIST

'OSOE-001'	'OPEN'	'LRAT'	161	70	6	5*	/
'OSOC-003'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	/
'OSOC-007'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	/
'OSOC-008'	'OPEN'	'LRAT'	360	5	14	5*	/
'OSOC-013'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	/
'OSOC-014'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	/
'OSOD-016'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	/
'OSOD-017'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	//

DATES

1 'MAR' 2010 //

WCONHIST

'OSOE-001'	'OPEN'	'LRAT'	157	68	6	5*	/
'OSOC-003'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	/
'OSOC-007'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	/
'OSOC-008'	'OPEN'	'LRAT'	365	5	13	5*	/
'OSOC-013'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	/
'OSOC-014'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	/
'OSOD-016'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	/
'OSOD-017'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	//

DATES

1 'APR' 2010 //

WCONHIST

'OSOE-001'	'OPEN'	'LRAT'	155	68	7	5*	/
'OSOC-003'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	/
'OSOC-007'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	/
'OSOC-008'	'OPEN'	'LRAT'	363	5	16	5*	/
'OSOC-013'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	/
'OSOC-014'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	/

'OSOD-016' 'OPEN' 'LRAT' 0 0 0 5* /
'OSOD-017' 'OPEN' 'LRAT' 0 0 0 5* //

DATES

1 'MAY' 2010 //

WCONHIST

'OSOE-001' 'OPEN' 'LRAT' 145 64 6 5* /
'OSOC-003' 'OPEN' 'LRAT' 0 0 0 5* /
'OSOC-007' 'OPEN' 'LRAT' 0 0 0 5* /
'OSOC-008' 'OPEN' 'LRAT' 358 5 14 5* /
'OSOC-013' 'OPEN' 'LRAT' 0 0 0 5* /
'OSOC-014' 'OPEN' 'LRAT' 0 0 0 5* /
'OSOD-016' 'OPEN' 'LRAT' 0 0 0 5* /
'OSOD-017' 'OPEN' 'LRAT' 0 0 0 5* //

DATES

1 'JUN' 2010 //

WELSPECS

'OSOA-021' 'GROUP1' 82 60 1* 'OIL' 7* //

COMPDAT

-- WELL I J K1 K2 Sat. CF DIAM KH SKIN ND DIR Ro
'OSOA-021' 82 60 17 17 'OPEN' 1* 1* 0.58 1* 0 1* 'Z' 63.949 /
'OSOA-021' 82 60 18 18 'OPEN' 1* 1* 0.58 1* 0 1* 'Z' 63.949 /
'OSOA-021' 82 60 21 21 'OPEN' 1* 1* 0.58 1* 0 1* 'Z' 63.949 /
'OSOA-021' 82 60 22 22 'OPEN' 1* 1* 0.58 1* 0 1* 'Z' 63.949 /
'OSOA-021' 82 60 23 23 'OPEN' 1* 1* 0.58 1* 0 1* 'Z' 63.949 /
'OSOA-021' 82 60 24 24 'OPEN' 1* 1* 0.58 1* 0 1* 'Z' 63.949 /

GRUPTREE

'GROUP1' 'FIELD' //

WCONHIST

'OSOE-001' 'OPEN' 'LRAT' 148 65 6 5* /
'OSOC-003' 'OPEN' 'LRAT' 0 0 0 5* /
'OSOC-007' 'OPEN' 'LRAT' 0 0 0 5* /

'OSOC-008'	'OPEN'	'LRAT'	351	5	14	5*	/
'OSOC-013'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	/
'OSOC-014'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	/
'OSOD-016'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	/
'OSOD-017'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	/
'OSOA-021'	'OPEN'	'LRAT'	477	13	13	5*	//

DATES

1 'JUL' 2010 //

WCONHIST

'OSOE-001'	'OPEN'	'LRAT'	154	68	7	5*	/
'OSOC-003'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	/
'OSOC-007'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	/
'OSOC-008'	'OPEN'	'LRAT'	357	5	16	5*	/
'OSOC-013'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	/
'OSOC-014'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	/
'OSOD-016'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	/
'OSOD-017'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	/
'OSOA-021'	'OPEN'	'LRAT'	405	2	12	5*	//

DATES

1 'AUG' 2010 //

WCONHIST

'OSOE-001'	'OPEN'	'LRAT'	157	69	7	5*	/
'OSOC-003'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	/
'OSOC-007'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	/
'OSOC-008'	'OPEN'	'LRAT'	366	5	15	5*	/
'OSOC-013'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	/
'OSOC-014'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	/
'OSOD-016'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	/
'OSOD-017'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	/
'OSOA-021'	'OPEN'	'LRAT'	322	2	9	5*	//

DATES

1 'SEP' 2010 //

WCONHIST

'OSOE-001'	'OPEN'	'LRAT'	159	70	7	5*	/
'OSOC-003'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	/
'OSOC-007'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	/
'OSOC-008'	'OPEN'	'LRAT'	369	5	15	5*	/
'OSOC-013'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	/
'OSOC-014'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	/
'OSOD-016'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	/

'OSOD-017'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	/
'OSOA-021'	'OPEN'	'LRAT'	225	1	6	5*	//

DATES

1 'OCT' 2010 //

WCONHIST

'OSOE-001'	'OPEN'	'LRAT'	161	71	7	5*	/
'OSOC-003'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	/
'OSOC-007'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	/
'OSOC-008'	'OPEN'	'LRAT'	372	5	14	5*	/
'OSOC-013'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	/
'OSOC-014'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	/
'OSOD-016'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	/
'OSOD-017'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	/
'OSOA-021'	'OPEN'	'LRAT'	141	1	4	5*	//

DATES

1 'NOV' 2010 //

WCONHIST

'OSOE-001'	'OPEN'	'LRAT'	165	73	8	5*	/
'OSOC-003'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	/
'OSOC-007'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	/
'OSOC-008'	'OPEN'	'LRAT'	373	5	17	5*	/
'OSOC-013'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	/
'OSOC-014'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	/
'OSOD-016'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	/
'OSOD-017'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	/
'OSOA-021'	'OPEN'	'LRAT'	117	1	4	5*	//

DATES

1 'DEC' 2010 //

WCONHIST

'OSOE-001'	'OPEN'	'LRAT'	166	73	20	5*	/
'OSOC-003'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	/
'OSOC-007'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	/
'OSOC-008'	'OPEN'	'LRAT'	372	5	40	5*	/
'OSOC-013'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	/
'OSOC-014'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	/
'OSOD-016'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	/
'OSOD-017'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	/
'OSOA-021'	'OPEN'	'LRAT'	142	2	13	5*	//

DATES

1 'JAN' 2011 //

WCONHIST

'OSOE-001'	'OPEN'	'LRAT'	165	73	21	5*	/
'OSOC-003'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	/
'OSOC-007'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	/
'OSOC-008'	'OPEN'	'LRAT'	369	5	41	5*	/
'OSOC-013'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	/
'OSOC-014'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	/
'OSOD-016'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	/
'OSOD-017'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	/
'OSOA-021'	'OPEN'	'LRAT'	141	1	26	5*	//

DATES

1 'FEB' 2011 //

WCONHIST

'OSOE-001'	'OPEN'	'LRAT'	136	60	19	5*	/
'OSOC-003'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	/
'OSOC-007'	'OPEN'	'LRAT'	3	1	0	5*	/
'OSOC-008'	'OPEN'	'LRAT'	372	5	37	5*	/
'OSOC-013'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	/
'OSOC-014'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	/
'OSOD-016'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	/
'OSOD-017'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	/
'OSOA-021'	'OPEN'	'LRAT'	123	1	2	5*	//

DATES

1 'MAR' 2011 //

WCONHIST

'OSOE-001'	'OPEN'	'LRAT'	135	59	18	5*	/
'OSOC-003'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	/
'OSOC-007'	'OPEN'	'LRAT'	20	118	1	5*	/
'OSOC-008'	'OPEN'	'LRAT'	365	5	34	5*	/
'OSOC-013'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	/
'OSOC-014'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	/
'OSOD-016'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	/
'OSOD-017'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	/
'OSOA-021'	'OPEN'	'LRAT'	115	1	2	5*	//

DATES

1 'APR' 2011 //

WCONHIST

'OSOE-001'	'OPEN'	'LRAT'	134	59	18	5*	/
'OSOC-003'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	/
'OSOC-007'	'OPEN'	'LRAT'	82	21	4	5*	/
'OSOC-008'	'OPEN'	'LRAT'	370	5	24	5*	/
'OSOC-013'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	/
'OSOC-014'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	/
'OSOD-016'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	/
'OSOD-017'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	/
'OSOA-021'	'OPEN'	'LRAT'	116	1	3	5*	//

DATES

1 'MAY' 2011 //

WCONHIST

'OSOE-001'	'OPEN'	'LRAT'	128	57	18	5*	/
'OSOC-003'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	/
'OSOC-007'	'OPEN'	'LRAT'	80	20	4	5*	/
'OSOC-008'	'OPEN'	'LRAT'	370	5	24	5*	/
'OSOC-013'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	/
'OSOC-014'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	/
'OSOD-016'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	/
'OSOD-017'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	/
'OSOA-021'	'OPEN'	'LRAT'	117	1	3	5*	//

DATES

1 'JUN' 2011 //

WCONHIST

'OSOE-001'	'OPEN'	'LRAT'	129	57	17	5*	/
'OSOC-003'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	/
'OSOC-007'	'OPEN'	'LRAT'	61	16	4	5*	/
'OSOC-008'	'OPEN'	'LRAT'	371	5	25	5*	/
'OSOC-013'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	/
'OSOC-014'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	/
'OSOD-016'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	/
'OSOD-017'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	/
'OSOA-021'	'OPEN'	'LRAT'	117	1	3	5*	//

DATES

1 'JUL' 2011 //

WCONHIST

'OSOE-001'	'OPEN'	'LRAT'	136	60	18	5*	/
'OSOC-003'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	/
'OSOC-007'	'OPEN'	'LRAT'	45	12	4	5*	/

'OSOC-008'	'OPEN'	'LRAT'	374	5	25	5*	/
'OSOC-013'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	/
'OSOC-014'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	/
'OSOD-016'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	/
'OSOD-017'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	/
'OSOA-021'	'OPEN'	'LRAT'	120	3	2	5*	//

DATES

1 'AUG' 2011 //

WCONHIST

'OSOE-001'	'OPEN'	'LRAT'	139	61	20	5*	/
'OSOC-003'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	/
'OSOC-007'	'OPEN'	'LRAT'	43	11	4	5*	/
'OSOC-008'	'OPEN'	'LRAT'	375	4	25	5*	/
'OSOC-013'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	/
'OSOC-014'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	/
'OSOD-016'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	/
'OSOD-017'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	/
'OSOA-021'	'OPEN'	'LRAT'	116	2	3	5*	//

DATES

1 'SEP' 2011 //

WCONHIST

'OSOE-001'	'OPEN'	'LRAT'	137	60	21	5*	/
'OSOC-003'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	/
'OSOC-007'	'OPEN'	'LRAT'	33	25	3	5*	/
'OSOC-008'	'OPEN'	'LRAT'	374	5	26	5*	/
'OSOC-013'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	/
'OSOC-014'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	/
'OSOD-016'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	/
'OSOD-017'	'OPEN'	'LRAT'	0	0	0	5*	/
'OSOA-021'	'OPEN'	'LRAT'	141	3	3	5*	//

DATES

1 'OCT' 2011 //

BIBLIOGRAFÍA

- [1] La Cuenca Oriente: Geología y Petróleo. Patrice Baby, Marco Rivadeneira, Roberto Barragan.
- [2] Reportes y Estudios hechos por la operadora.
- [3] Halliburton: Recopilación Técnica. Ingeniería de Yacimientos.
- [4] Standing, M. B.: "A Pressure-Volume-Temperature Correlation for Mixture of California Oils and Gases," Drill and Prod. Prac., API (1947) 275-287.
- [5] Standing, M. B.: Volumetric and Phase Behavior of Oil Field Hydrocarbon Systems, SPE, Dallas (1977).
- [6] Vázquez, M. E. and Beggs, H. D.: "Correlations for Fluid Physical Property Prediction," J. Pet. Tech. (June 1980), 968-970.
- [7] Kartoatmodjo, T. and Schmidt, Z.: "Large Data Bank Improve Crude Physical Property Correlations," Oil and Gas J. (July 4, 1994) 51-55.
- [8] Glaso, O.: "Generalized Pressure-Volume-Temperature Correlations," J. Pet. Tech. (May 1980), 785-795.
- [9] Al-Marhoun, M. A.: "PVT Correlation for Middle East Crude Oils," J, Pet, Tech. ((May 1988), 650-666.
- [10] Dokla, M.E. y Osma, M.E.: "Correlation of PVT Properties for UAE Crudes," Trans. AIME (1992) 293, 41-46.

- [11] Petrosky, G.E., Jr. and Farshad, F. F.: "Pressure-Volumen-Temperature Correlations for Gulf of Mexico Crude Oils," paper SPE 26644 presented at the 68th Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, Texas, Oct 3-6, 1993.
- [12] Traducción del Capítulo 25 del libro de Charles E. Webber: Manual de Exploración de Petróleo.
- [13] L. P. Dake: Fundamentals of Reservoir Engineering, Developments in Petroleum Science 8.
- [14] ECLIPSE* reservoir simulation software. Version 2010.1. Rederencia Manual Schlumberger. 88-286.