

ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

**Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra
CARRERA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS**

**“ESTUDIO DE PRE-INGENIERÍA COMO SUSTENTO PARA LA
POSTERIOR CONSTRUCCIÓN DEL MODELO GEOLÓGICO Y
DE SIMULACIÓN DEL RESERVORIO U Y T DEL CAMPO
COLIBRÍ”**

BRYAN GABRIEL ZÚÑIGA LÓPEZ

Guayaquil – Ecuador
Año: 2013

ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra

**“ESTUDIO DE PRE-INGENIERÍA COMO SUSTENTO PARA LA
POSTERIOR CONSTRUCCIÓN DEL MODELO GEOLÓGICO Y
DE SIMULACIÓN DEL RESERVORIO U Y T DEL CAMPO
COLIBRÍ”**

TESIS DE GRADO

Previo a la Obtención del Título de:

INGENIERO DE PETRÓLEO

AUTOR:

BRYAN ZÚÑIGA LÓPEZ

DIRECTOR:

ING. GABRIEL COLMONT

Guayaquil – Ecuador
Año: 2013

DEDICATORIA

A Dios y a mi familia, quienes me dan fuerza cada día, y me permiten seguir luchando.

Incluso cuando me sienta perdido, ellos estarán ahí para guiarme y permitirme ver la luz en la oscuridad.

B.Z.L

AGRADECIMIENTO

A Dios por cuidarme cada día y permitirme ver mi norte

Mi más profundo agradecimiento a mis padres, quienes me dieron la vida, y desde mis primeros pasos nunca me han dejado solo. Por ellos soy quien soy, por toda su enseñanza y guía que me permitieron desarrollarme como una persona de bien capaz de valerme por mí mismo y afrontar la vida, siempre con una sonrisa.

A mis hermanos que me llenan de alegría y me hacen sentir su cariño aun cuando no estemos cerca, por todos los buenos y malos momentos que pasamos. Pero siempre recordando mantenernos unidos.

A la Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra y La Escuela Superior Politécnica del Litoral, lugar en donde adquirí los conocimientos que hoy me permiten ser profesional.

Al Consorcio Shushufindi S.A., representado por su Gerente General el Ing. Francisco Giraldo, por brindarme la oportunidad de realizar este trabajo dentro de su empresa.

A Schlumberger y al segmento Schlumberger Production Management-SPM, en las personas de: Ingeniero Andreas Suter, quien me abrió las puertas dentro de la industria del petróleo y confió en mis capacidades, permitiéndome dar mis primeros pasos; Ingenieros Jorge Bolaños y María Janeth Bolaños, tutores y guías dentro de la empresa, por compartir conmigo sus conocimientos y su gran experiencia en el área de reservorios y simulación; Ingeniero Jean-Paul Lafournere, por su valioso aporte en el área de petrofísica y geología, aporte que me diera nuevos conocimientos y reforzara los ya aprendidos; e, Ingeniero Miguel Hernández, por su ayuda incondicional en los primeros pasos de este trabajo, su guía y su amistad.

Al Ingeniero Gabriel Colmont, tutor dentro de la Escuela Superior Politécnica del Litoral, por su apoyo y diligencia mostrados para la culminación de este trabajo.

TRIBUNAL DE GRADUACIÓN

Ing. Gabriel Colmont M.Ing. Enrique Luna

DIRECTOR DE TESIS

VOCAL

DECLARACIÓN EXPRESA

La responsabilidad del contenido de esta tesina de grado me corresponde exclusivamente.

A través de la presente declaración cedomís derechos de propiedad intelectual correspondientes a este trabajo, a la ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL, (Reglamento de Graduación de Pregrado de la ESPOL)

Bryan Zúñiga López

SIMBOLOGÍA

BFPD Ξ Barriles de Fluidos por dia	$\mu_o \Xi$ Viscosidad de Petróleo
API Ξ American Petroleum Institute	$t_p \Xi$ Tiempo de producción
BSW Ξ Basic Sediments Water	$c_t \Xi$ Compresibilidad total
Km. Ξ Kilometro	$Q_o \Xi$ Caudal de Petróleo
LGP Ξ Gas Licuado de Petróleo	$\beta_o \Xi$ Factor Volumétrico del Petróleo
Bls. Ξ Barriles	$C \Xi$ Efecto de llenado
BPPD Ξ Barriles de Petróleo por dia	$hrs \Xi$ horas
md Ξ Milidarcy	$P_e \Xi$ Presión estática
Psi Ξ Pounds Square Inch	$A_{wb} \Xi$ Area del pozo
cp. Centipoise	$A \Xi$ Área de drenaje
ppm Ξ Partes por Millón	$r_e \Xi$ Radio en la frontera
Stb Ξ Stock Tank Barrels	$P_{ws} \Xi$ Presión de restauración
$P_b \Xi$ Presión de Burbuja	BHP Ξ Bottom Hole Pressure
ft Ξ Pies	$N_p \Xi$ Producción de Petróleo
MCF Ξ Miles de Pies Cúbicos	$t_{DA} \Xi$ Tiempo adimensional
Ac Ξ Acres	$Z \Xi$ Factor de Compresibilidad del gas
$P_{wf} \Xi$ Presión de fondo	$q_{SC} \Xi$ Caudal de gas
$K \Xi$ Permeabilidad	$T \Xi$ Temperatura
$S \Xi$ Factor de Daño	$P_r \Xi$ Presión de Reservorio
$P_i \Xi$ Presión Inicial	$Q_t \Xi$ Caudal Total
$h \Xi$ Espesor de la Formación	Scf Ξ Standard Cubic Feet
$\emptyset \Xi$ Porosidad	$\gamma_g \Xi$ Gravedad Especifica del Gas
$r_w \Xi$ Radio del Pozo	$r_b \Xi$ Barriles de yacimiento

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE FIGURAS.....	XI
ÍNDICE DE TABLAS	XVII
INTRODUCCIÓN	XVIII
CAPITULO I.....	1
1 REVISION DE LA LITERATURA.....	1
1.1 PAPERS.....	1
1.2 TESIS RELACIONADAS AL ESTUDIO.....	3
CAPITULO II.....	6
2 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	6
2.1 ENUNCIADO DEL PROBLEMA.....	6
2.2 ENUNCIADO DEL TEMA	6
2.3 DESCRIPCION DEL PROBLEMA	7
2.4 JUSTIFICACION	8
2.5 OBJETIVOS	9
CAPITULO III.....	10
3 MARCO TEÓRICO	10
3.1 ANTECEDENTES	10

3.2 MARCO ESTRUCTURAL.....	16
3.3 MARCO GEOLÓGICO	19
3.3.1 ESTRATIGRAFÍA	21
3.3.2 ESTRATIGRAFÍA DEL CRETÁCEO	23
3.3.3 TÍPICA SECUENCIA SEDIMENTARIA.....	25
3.3.4 ESQUEMA PALEOGRÁFICO:.....	27
3.3.5 ESQUEMA PALEOGEOGRÁFICO DE HOLLÍN	27
3.3.6 ESQUEMA PALEOGEOGRÁFICO NAPO T	28
3.3.7 UNIDADES DE CARBONATO-NAPO	30
3.4 MARCO PETROFÍSICO	32
3.4.1 POROSIDAD (ϕ).....	32
3.4.2 PERMEABILIDAD (K)	34
3.4.3 SATURACIÓN (S).....	39
3.4.4 COMPRESIBILIDAD DE LA ROCA (CF).....	41
3.5 PRESIONES DE RESERVORIO Y PRESIÓN DE FONDO FLUYENTE	44
3.5.1 PRESIÓN DEL YACIMIENTO.	44
3.5.2 PRESIÓN INICIAL DEL YACIMIENTO.	45
3.5.3 PROMEDIO DE LA PRESIÓN DEL YACIMIENTO.	45
3.5.4 PRESIÓN DE FONDO FLUYENTE	46

3.5.5 PRESIÓN DE FONDO ESTÁTICA.....	46
3.6 DAÑO DE FORMACIÓN	47
3.6.1 ARENAMIENTO DE POZOS.....	47
3.6.2 DAÑO DE FORMACIÓN.....	48
3.6.3 EMULSIONES AGUA-PETRÓLEO.....	48
3.6.4 CORROSIÓN EN POZOS PETROLEROS	49
3.7 RESERVAS, MECANISMOS DE PRODUCCIÓN Y TIPOS DE DECLINACIÓN	51
3.7.1 CÁLCULO DE RESERVAS.....	51
3.7.2 RESERVAS PROBADAS.....	51
3.7.3 RESERVAS NO PROBADAS	54
3.7.4 CÁLCULO DE RESERVAS POR EL MÉTODO VOLUMÉTRICO	57
3.7.5 MECANISMOS DE PRODUCCIÓN DE RESERVORIOS DE HIDROCARBUROS	60
3.7.6 TIPOS DE DECLINACIÓN.....	74
3.7.7 FACTORES QUE AFECTAN LAS CURVAS DE DECLINACIÓN DE PRODUCCIÓN	79
3.8 PRINCIPALES RESERVORIOS Y ÉPOCAS DE PRODUCCIÓN SIMULTANEA (EN “COMMINGLE”).....	82
3.8.1 PRINCIPALES RESERVORIOS.....	82

3.8.2 ÉPOCAS DE PRODUCCIÓN SIMULTANEA (EN “COMMINGLE”)	85
CAPITULO IV	89
4 HERRAMIENTAS Y PROCEDIMIENTOS	89
4.1 HERRAMIENTAS	89
4.2 DESCRIPCIÓN PETROFÍSICA.....	92
4.3 DISTRIBUCIÓN DE PRODUCCIÓN SIMULADOR MATEMÁTICO, MÉTODO DE TRANSMISIBILIDAD-KH MODIFICADO Y CONSTRUCCIÓN DE BASE DE DATOS DEL SOFTWARE DE MANEJO DE INFORMACIÓN DE CAMPO-OFM (DE SCHLUMBERGER)	95
4.3.1 DISTRIBUCIÓN DE PRODUCCIÓN DEL SIMULADOR MATEMÁTICO	95
4.3.2 MÉTODO DE TRANSMISIBILIDAD-KH MODIFICADO.....	100
4.3.3 CONSTRUCCIÓN DE BASE DE DATOS DEL SOFTWARE DE MANEJO DE INFORMACIÓN DE CAMPO-OFM (DE SCHLUMBERGER) ...	103
4.4 ANÁLISIS INTEGRADOS ESPECÍFICOS.....	112
4.4.1 ESTUDIOS DE VARIACIÓN EN EL TIEMPO	112
4.4.2 DIAGNOSTICO DE PRODUCCIÓN DE AGUA	170
4.4.3 DIAGNOSTICO DE COMPORTAMIENTO DE PRESIONES	176
CAPITULO V	190
RESULTADOS.....	190
5.1 EFECTOS DEL USO DE KH.....	190

5.1.1 COMPARACIONES DEL USO DE KH, KH MODIFICADO Y SIMULADOR MATEMÁTICO.....	190
5.2 DETERMINACIÓN DEL ORIGEN DE INFLUJO DE AGUA.....	206
5.3 IDENTIFICACIÓN DE COMPARTIMIENTOS.....	212
5.4 IDENTIFICACIÓN DE ZONAS CON BAJAS PRESIONES.....	214
5.5 IDENTIFICACIÓN DE ZONAS CON POTENCIAL HIDROCARBURÍFERO.....	216
CAPITULO VI.....	219
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	219
6.1 CONCLUSIONES.....	219
6.2 RECOMENDACIONES.....	222
CAPITULO VII.....	224
REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS.....	224
ANEXOS.....	226
ANEXO NO. 1: HISTORIA DE PRODUCCIÓN CAMPO COLIBRÍ.....	227
ANEXO NO. 2: PAPER, CRUVAS TIPO CHAN.....	229
ANEXO NO. 3: ESTADO MECÁNICO DE LOS POZOS CLB-N-001, CLB-N-007, CLB-009, CLB-035.....	233

ÍNDICE DE FIGURAS

FIGURA 1: Mapa de Ubicación del Campo Colibrí.....	11
FIGURA 2: Mapa de Ubicación del Campo Colibrí.....	12
FIGURA 3: Mapa Tectónico de la Cuenca Oriente Ecuatoriana	17
FIGURA 4: Mapa Estructural del campo Colibrí	19
FIGURA 5: Mayores Campos Petrolíferos Ene/7/2002	20
FIGURA 6: Estratigrafía de la Cuenca Oriente & Horizontes Sísmicos.....	22
FIGURA 7: Formaciones, miembros y ciclos de sedimentos del Cretácico de la Cuenca Oriente, y sus relaciones con la curva eustática de H Estratigrafía Del Cretáceo .	24
FIGURA 8: Típica Secuencia Sedimentaria típica para cada uno de los 5 ciclos Cretácicos definidos en la Cuenca Oriente.	26
FIGURA 9: Esquema paleogeográfico de los miembros (modificado de White et al., 1995)	27
FIGURA 10: Esquema paleogeográfico de los miembros (modificados de White et al., 1995)	28
FIGURA 11: Esquema paleogeográfico de los miembros (modificado de White el al., 1995)	29
FIGURA 12: Muestras De Núcleos	31
FIGURA 13: Porosidad de suelos arenosos y suelos arcillosos	33
FIGURA 14: Porosidad y Permeabilidad vs Índice de Redondeamiento	36
FIGURA 15: Comportamiento de las curvas de permeabilidad relativa.....	38
FIGURA 16: Comportamiento del perfil de presión por el daño de formación	50
FIGURA 17: Reducción del espacio poroso como resultado de la expansión de la roca y expansión del fluido	62

FIGURA 18: Reservorio con empuje por gas en solución como mecanismo de producción.	65
FIGURA 19: Reservorio con empuje por capa de gas como mecanismo de producción	67
FIGURA 20: Reservorio con empuje agua como mecanismo de producción	69
FIGURA 21: Reservorio con drenaje gravitacional como mecanismo de producción...	72
FIGURA 22: Curvas tipo de eficiencia de recobro en función de la presión	73
FIGURA 23: Tipos de Curvas de Declinación de Producción.....	78
FIGURA 24: Petrofísica de Colibrí.....	94
FIGURA 25: Mapa de Ubicación del Campo Colibrí.....	96
FIGURA 26: Mapa de Ubicación del Campo Colibrí.....	97
FIGURA 27: Mapa de Ubicación del Campo Colibrí.....	98
FIGURA 28: Mapa de Ubicación del Campo Colibrí.....	99
FIGURA 29: “Diferencia mostrada por la distribución de los métodos Dinámico y Simulación Matemática”	100
FIGURA 30: “Diferencia mostrada por la distribución de los métodos Dinámico y Simulación Matemática”	101
FIGURA 31: Programa de Visual Basic para la acumulación de petróleo	105
FIGURA 32: Código en Visual Basic para clasificar % fluido, % de BSW por arenas..	108
FIGURA 33: Mapa de acumulado de petróleo arena Ui 1972	113
FIGURA 34: Mapa de acumulado de petróleo arena Ui 1977	114
FIGURA 35: Mapa de acumulado de petróleo arena Ui 1982	115
FIGURA 36: Mapa de acumulado de petróleo arena Ui 1987	116
FIGURA 37: Mapa de acumulado de petróleo arena Ui 1992	117
FIGURA 38: Mapa de acumulado de petróleo arena Ui 1997	118

FIGURA 39: Mapa de acumulado de petróleo arena Ui 2002	119
FIGURA 40: Mapa de acumulado de petróleo arena Ui 2007	120
FIGURA 41: Mapa de acumulado de petróleo arena Ui 2012	121
FIGURA 42: Mapa de acumulado de petróleo arena Ui 2013	122
FIGURA 43: Mapa de acumulado de agua arena Ui 1977	123
FIGURA 44: Mapa de acumulado de agua arena Ui 1982	124
FIGURA 45: Mapa de acumulado de agua arena Ui 1987	125
FIGURA 46: Mapa de acumulado de agua arena Ui 1992	126
FIGURA 47: Mapa de acumulado de agua arena Ui 1997	127
FIGURA 48: Mapa de acumulado de agua arena Ui 2002	128
FIGURA 49: Mapa de acumulado de agua arena Ui 2007	129
FIGURA 50: Mapa de acumulado de agua arena Ui 2012	130
FIGURA 51: Mapa de acumulado de agua arena Ui 2013	131
FIGURA 52: Mapa de corte de agua arena Ui 1977	132
FIGURA 53: Mapa de corte de agua arena Ui 1982	133
FIGURA 54: Mapa de corte de agua arena Ui 1987	134
FIGURA 55: Mapa de corte de agua arena Ui 1992	135
FIGURA 56: Mapa de corte de agua arena Ui 1997	136
FIGURA 57: Mapa de corte de agua arena Ui 2002	137
FIGURA 58: Mapa de corte de agua arena Ui 2007	138
FIGURA 59: Mapa de corte de agua arena Ui 2012	139
FIGURA 60: Mapa de corte de agua arena Ui 2013	140
FIGURA 61: Mapa de acumulado de petróleo arena Ti 1972.....	141
FIGURA 62: Mapa de acumulado de petróleo arena Ti 1977.....	142
FIGURA 63: Mapa de acumulado de petróleo arena Ti 1982.....	143

FIGURA 64: Mapa de acumulado de petróleo arena Ti 1987	144
FIGURA 65: Mapa de acumulado de petróleo arena Ti 1992.....	145
FIGURA 66: Mapa de acumulado de petróleo arena Ti 1997.....	146
FIGURA 67: Mapa de acumulado de petróleo arena Ti 2002.....	147
FIGURA 68: Mapa de acumulado de petróleo arena Ti 2007.....	148
FIGURA 69: Mapa de acumulado de petróleo arena Ti 2012.....	149
FIGURA 70: Mapa de acumulado de petróleo arena Ti 2013.....	150
FIGURA 71: Mapa de acumulado de agua arena Ti 1977.....	151
FIGURA 72: Mapa de acumulado de agua arena Ti 1982.....	152
FIGURA 73: Mapa de acumulado de agua arena Ti 1987.....	153
FIGURA 74: Mapa de acumulado de agua arena Ti 1992.....	154
FIGURA 75: Mapa de acumulado de agua arena Ti 1997.....	155
FIGURA 76: Mapa de acumulado de agua arena Ti 2002.....	156
FIGURA 77: Mapa de acumulado de agua arena Ti 2007.....	157
FIGURA 78: Mapa de acumulado de agua arena Ti 2012.....	158
FIGURA 79: Mapa de acumulado de agua arena Ti 2013.....	159
FIGURA 80: Mapa de corte de agua arena Ti 1972	160
FIGURA 81: Mapa de corte de agua arena Ti 1977	161
FIGURA 82: Mapa de corte de agua arena Ti 1982	162
FIGURA 83: Mapa de corte de agua arena Ti 1987	163
FIGURA 84: Mapa de corte de agua arena Ti 1992	164
FIGURA 85: Mapa de corte de agua arena Ti 1997	165
FIGURA 86: Mapa de corte de agua arena Ti 2002	166
FIGURA 87: Mapa de corte de agua arena Ti 2007	167
FIGURA 88: Mapa de corte de agua arena Ti 2012	168

FIGURA 89: Mapa de corte de agua arena Ti 2013	169
FIGURA 90: Diagrama de recuperación.....	172
FIGURA 91: curvas tipo “CHAN”	174
FIGURA 92: Curva Log WOR Vs Acumulado de petróleo	175
FIGURA 93: “Comportamiento de Presión en función del tiempo Arena U”	179
FIGURA 94: “Comportamiento de Presión en función del tiempo Arena U Zona Norte”	180
FIGURA 95: “Comportamiento de Presión en función del tiempo Arena U zona Centro- Norte”	181
FIGURA 96: “Comportamiento de Presión en función del tiempo Arena U zona Centro- Sur”	182
FIGURA 97: “Comportamiento de Presión en función del tiempo Arena U Zona Sur”	183
FIGURA 98: Mapa Estructural Arena Ui Campo Colibrí. Corte Norte-Sur del Campo A-A’	184
FIGURA 99: Registros petrofísicos de los pozos, Clb-N-4, Clb-59, Clb-36, Clb-90, Clb- 45, Clb-39. Correlación Petrofísica norte-Sur Arena Ui.....	185
FIGURA 100: “Proyección del campo Colibrí, arena U inferior” Se muestra las regiones de comportamiento de presión a Enero de 2012 por medio de Simulación Matemática.	186
FIGURA 101: Comportamiento de Presión en Función del Tiempo de la Arena T	188
FIGURA 102: Resultado de Simulación Matemática a Diciembre 2011” La grafica muestra la depleción uniforme en el reservorio.....	189
FIGURA 103: Diferencia mostrada por la distribución de los métodos Estático y Simulación Matemática (Arriba). Diferencia mostrada por la distribución de los métodos Dinámico y Simulación Matemática (Abajo)	193

FIGURA 104: Diferencia mostrada por la distribución de los métodos Estático y Simulación Matemática (Arriba). Diferencia mostrada por la distribución de los métodos Dinámico y Simulación Matemática (Abajo)	194
FIGURA 105: Diferencia mostrada por la distribución de los métodos Estático y Simulación Matemática (Arriba). Diferencia mostrada por la distribución de los métodos Dinámico y Simulación Matemática (Abajo)	195
FIGURA 106: Diferencia mostrada por la distribución de los métodos Estático y Simulación Matemática (Arriba). Diferencia mostrada por la distribución de los métodos Dinámico y Simulación Matemática (Abajo)	196
FIGURA 107: Curvas de petróleo, agua y % BSW de la arena Ui (arriba): Acumulado de petróleo y agua de la arena Ui (abajo).	199
FIGURA 108: Curvas de petróleo, agua y % BSW de la arena Ti (arriba): Acumulado de petróleo y agua de la arena Ti (abajo).	202
FIGURA 109: Curvas de petróleo, agua y % BSW del campo (arriba): Acumulado de petróleo y agua del campo (abajo).	205
FIGURA 110: Conificación desde parte inferior con posterior canalización	207
FIGURA 111: Grafica de lucha contra el agua a través de drenaje doble.	208
FIGURA 112: Efecto de capas en las curvas de Chan.	209
FIGURA 113: Efecto de canalización en un pozo.....	210
FIGURA 114: Grafica de un pozo con rápida canalización.	211
FIGURA 115: Unidades de flujo del campo Colibrí	213
FIGURA 116: Zona de baja presión en a=el campo Colibrí	215
FIGURA 117: Mapa de Burbujas de la arena U del campo Colibrí.	217
FIGURA 118: Mapa de Burbujas de la arena T del campo Colibrí.....	218

ÍNDICE DE TABLAS

TABLA 1: Tablas de las Épocas de Producción Simultanea	88
TABLA 2: Tabla de datos de la simulación	104
TABLA 3: Tabla de datos de la simulación y líquido del OFM.....	106
TABLA 4: Tabla de datos de la simulación	109
TABLA 5: Tabla base a cargar en OFM.....	111
TABLA 6: “Presión del campo Colibrí”.....	187
TABLA 7: “Presión del campo Colibrí arena T”	188
TABLA 8: Resultados y comparación de los métodos	192
TABLA 9: Reporte de Curvas de petróleo, agua y % BSW de la arena.....	198
TABLA 10: reporte de Curvas de petróleo, agua y % BSW de la arena Ti.	201
TABLA 11: reporte de Curvas de petróleo, agua y % BSW del campo	204

INTRODUCCIÓN

El estudio de Pre-ingeniería de un campo tiene como objetivo dar a conocer todos los detalles y sus respectivas condiciones y propiedades que permiten caracterizarlo.

Al tener los resultados de este estudio se podrá contar con un mejor ajuste del simulador, lo que permitirá determinar las mejores zonas con alto potencial hidrocarburífero.

Este trabajo se enfoca en el análisis de los reservorios U inferior y T inferior, del campo Colibrí, de la amazonia del Ecuador, zonas en las que existe un mayor prospecto para su explotación. Se realizó la re-distribución de producción histórica del campo por reservorio, en base a datos confiables de: historial de eventos de completación y reacondicionamientos (workovers), petrofísica y producción histórica. Mediante los estudios de variación de tiempo se identificaron los influjos de agua del campo Colibrí, como ingresan estos (layering, conificación y fallas no sellantes) y en qué áreas están presentes. Se obtuvo un ajuste histórico del campo de menos de 1 % de error respecto de la producción acumulada gracias al método realizado de la combinación del simulador y kh modificado; superando las limitaciones del 20% de pozos que no ajustaban en el simulador. Después de haber realizado la re-distribución del campo se obtuvo una base de

datos confiable, la cual nos permite realizar estudios integrados específicos. Con los resultados obtenidos, el área de simulación procedió con la combinación del simulador matemático y los programas diseñados y resultados obtenidos en este estudio (para funcionar como filtros),lo cual dio un buen ajustede la distribución de producción histórica por arenas en el campo. Se concluye asique el Método Combinado de Simulación Matemática-Kh Modificado, da resultados precisos de distribución de la producción histórica.

En el primer Capítulo se realiza un breve resumen de los estudios revisados para el análisis del presente trabajo, los cuales permiten formar un criterio acerca del camino a seguiren esta tesis.

En el segundo Capítulo se describeel planteamiento del problema que este trabajo pretende resolver junto a los objetivos propuestos a alcanzar.

En el tercer Capítulo, referente al marco teórico,se establecen los conceptos y definiciones usados en el trabajo y que sustentan su desarrollo. Se tratan conceptos geológicos, petrofísicos y de yacimientos.

En el cuarto Capítulo, se plasma la información petrofísica del campo y los procedimientos, programas y herramientas usados en el trabajo.

El quinto Capítulo muestra los resultados obtenidos en el estudio y, los Capítulos 6 y 7 presentan las conclusiones y recomendaciones; las referencias bibliográficas y finalmente los anexos.

CAPITULO I

1 REVISION DE LA LITERATURA

1.1 PAPERS.

1.1.1 Integrated Reservoir Analysis Methodolgy - A Case History: The NE Rabbit Hills Field North-central Montana

El NE RabbitHills, ubicado en el flanco Este del arco de Sweetgrass en Blaine County, Montana. Es un campo de composición carbonosiliclástica, proveniente de un ambiente marino predominante según la geología del lugar, este es un caso de estudio de la caracterización de un reservorio, y como objetivo final de la caracterización es dar un modelo tridimensional, para ello se aplican varias disciplinas como son la ingeniería de petróleos, sísmica superficial, sísmica cruzada de pozos, geología y redes inteligentes virtuales o red neural.

El enfoque de red neural se usó para correlacionar porosidades y permeabilidades de registro con datos de amplitud sísmica de la

campaña sísmica 3-D. Estos datos fueron tomados de 5 pozos existentes en el campo y el análisis de sus núcleos. Esto permitió hacer una caracterización del reservorio para la posterior utilización, de estos datos en el modelamiento del campo.

1.1.2 Integrating Static and Dynamic Data for Oil and Gas Reservoir Modeling

Para poder modelar un reservorio se necesitan dos tipos de Data la estática, (por ejemplo núcleos, registros de los pozos, e interpretaciones sísmicas) y dinámica (presión y producción observada en los pozos). La integración de la información dinámica con la estática permite generar un modelo del reservorio y provee a los ingenieros en reservorios tener una mejor base para una buena simulación del reservorio y toma de decisiones de las acciones que se pueden dar en él. La incertidumbre de la producción simulada se reduce en los escenarios y se obtiene un resultado más realista que se puede usar en la economía del proyecto.

1.1.3 How to determine the best exploitation strategy from a reservoir simulation model

Un enfoque sistemático es mostrado paso a paso en el procedimiento que se desarrolló para guiar la post calibración del trabajo de un modelo de simulación de reservorios para determinar la mejor estrategia de explotación.

La metodología que se trató en este paper es el trazo de la mejor estrategia de explotación basado en el análisis económico del resultado de la simulación del reservorio.

La evaluación de la distribución móvil de saturación, la productividad de la célula junto con el análisis de valor presente neto proporcionado, es un camino para minimizar el número de forecasts necesitados basado en casos mejor clasificados. La técnica es capaz de determinar el óptimo número de pozos adicionales y sus ubicaciones en la malla, para una mejor decisión del más apropiado proceso de inyección y determinar el óptimo caudal de inyección.

1.2 TESIS RELACIONADAS AL ESTUDIO.

1.2.1 Estudio Integral para el Desarrollo del Reservorio Basal Tena.

Un estudio realizado con el objetivo de desarrollar el reservorio Basal Tena del campo Colibrí al tener solo produciendo las arenas U y T desde los inicios de su explotación en 1972, este estudio fue necesario para permitir la explotación de nuevas zonas productoras, de esta forma incrementar las reservas de petróleo y la producción.

Además el reservorio basal Tena no es totalmente desconocido, puesto que dentro del campo Colibrí este reservorio produjo por un periodo corto de tiempo, lo que facilita en cierta forma el estudio. El problema resuelto con este estudio fue la necesidad de realizar un estudio completo del reservorio Basal Tena, para incrementar las mejores zonas prospectivas.

Autor: Miguel Hernández

1.2.2 Desarrollo de un nuevo método para determinar la distribución de producción de las arenas U y T del campo Colibrí.

El método de transmisibilidad KH Modificado o método dinámico, es un método desarrollado por el Ing. Ricardo Grijalva conjuntamente con Schlumberger como proyecto de tesis.

Este trata de un alocación de producción con un nuevo método que permita disminuir la incertidumbre en la misma. Mediante la ecuación de Darcy se desarrolló el nuevo método, "Dinámico", que relaciona caudales de fluido, de los cuales se pueden obtener el aporte de volumen de fluido de cada caudal considerado.

Este captura el cambio de presión y propiedades PVT a través del tiempo, para capturar este cambio de propiedades, se consideró una variación anual de estas propiedades, por lo que el método distribuye año a año la producción pero una desventaja es que no

considera el cambio de saturación a través del tiempo, por lo que se limita a determinar el corte de agua y conlleva a tener un porcentaje de error en la distribución fraccional.

Autor: Ricardo Grijalva

CAPITULO II

2PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

2.1 ENUNCIADO DEL PROBLEMA

¿Cómo distribuir la producción de las arenas del campo **Colibrí** de manera adecuada?

2.2 ENUNCIADO DEL TEMA

“ESTUDIO DE PRE-INGENIERÍA COMO SUSTENTO PARA LA POSTERIOR CONSTRUCCIÓN DEL MODELO GEOLÓGICO Y DE SIMULACIÓN DEL RESERVORIO U Y T DEL CAMPO COLIBRÍ”

2.3 DESCRIPCION DEL PROBLEMA

El manejo de la producción día a día es táctico, ya que repercute en el manejo estratégico de los activos y del yacimiento. En función de las necesidades actuales de la industria petrolera y puntualmente este activo un campo maduro cuya complejidad descarta métodos convencionales de estudio, se plantea el desafío de emplear modelos de simulación numérica que permiten la integración racional de todas las disciplinas involucradas: geofísica, geología, petrofísica, ingeniería de producción y de yacimientos y, adicionalmente, manejar diversos escenarios que incluyen estrategias de desarrollo y financieras.

Teniendo en cuenta que la toma de decisiones sobre inversiones es uno de los puntos más neurales en los procesos de E&P, y que los modelos de simulación sobre los cuales se fundamentan, demandan extrema robustez en el manejo de las incertidumbres asociadas, en el presente Estudio se propone la caracterización del reservorio (que permitirá disminuir la incertidumbre en distribución de datos de producción); determinar potencial de reservas remanentes y mecanismos de producción; identificar unidades de flujo (compartimentos), tipos de declinación y patrones de intrusión de agua en el reservorio.

2.4 JUSTIFICACION

El estudio propuesto permitirá disminuir la incertidumbre en alocación de producción en pozos donde el simulador no obtuvo buena respuesta; así como identificar los mecanismos de producción actuantes, Identificación de zonas de mayor drenaje y zonas con potencial remanente, unidades de flujo “compartimentalización”, tipo de declinación y patrones para intrusión de agua en el reservorio.

También permitirá caracterizar de mejor manera el reservorio y se constituirá en la base de análisis para las diferentes disciplinas que participan en la construcción del posterior modelo de simulación numérica del campo Colibrí, Reservorios U y T.

Este estudio se realizó para recopilar, integrar y analizar la información de datos de producción, presión, eventos y resultados de simulaciones anteriores, la misma que fue cargada en el Oil Field Management-OFM, esta fue la herramienta que nos permitió realizar análisis específicos orientados a la caracterización de reservorios.

2.5 OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL:

REALIZAR EL ESTUDIO DE PRE-INGENIERÍA COMO SUSTENTO PARA EL POSTERIOR AJUSTE DEL MODELO GEOLÓGICO Y DE SIMULACIÓN DEL RESERVORIO U Y T DEL CAMPO COLIBRÍ

OBJETIVOS ESPECÍFICOS:

- Alocación de producción usando el Simulador Numérico para zonas de buen ajuste a historia.
- Identificar comportamientos asociados a la presencia de compartimentos en el reservorio.
- Identificar zonas de baja presión.
- Identificación de zonas de mayor drenaje y zonas con potencial remanente.

CAPITULO III

3MARCO TEÓRICO

3.1 Antecedentes

El Campo Colibrí, el campo más grande de la cuenca Oriente, se encuentra ubicado al noreste de la Región Amazónica, en la provincia de Sucumbíos, cantón Shushufindi, parroquia Shushufindi, aproximadamente a 250 Km al sureste de Quito y 35 Km al sur de la frontera con Colombia. El Campo se encuentra limitado al norte por los Campos Atacapi y Libertador, al sur por los Campos Limoncocha y Pacay, al oeste por el Campo Sacha y las estructuras Eno, Ron y Vista, y al este por el río Shushufindi.

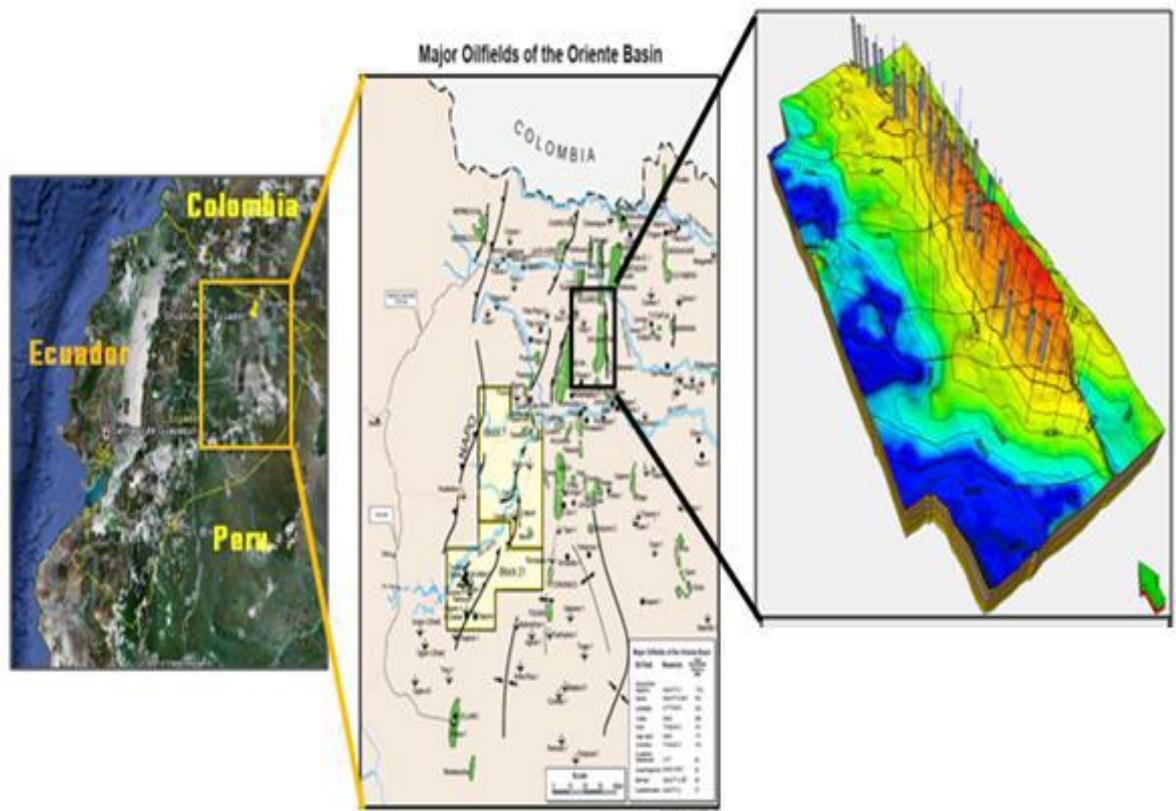


FIGURA 1: Mapa de Ubicación del Campo Colibrí
 FUENTE: DCS, Ingeniería de Reservorios, Schlumberger.

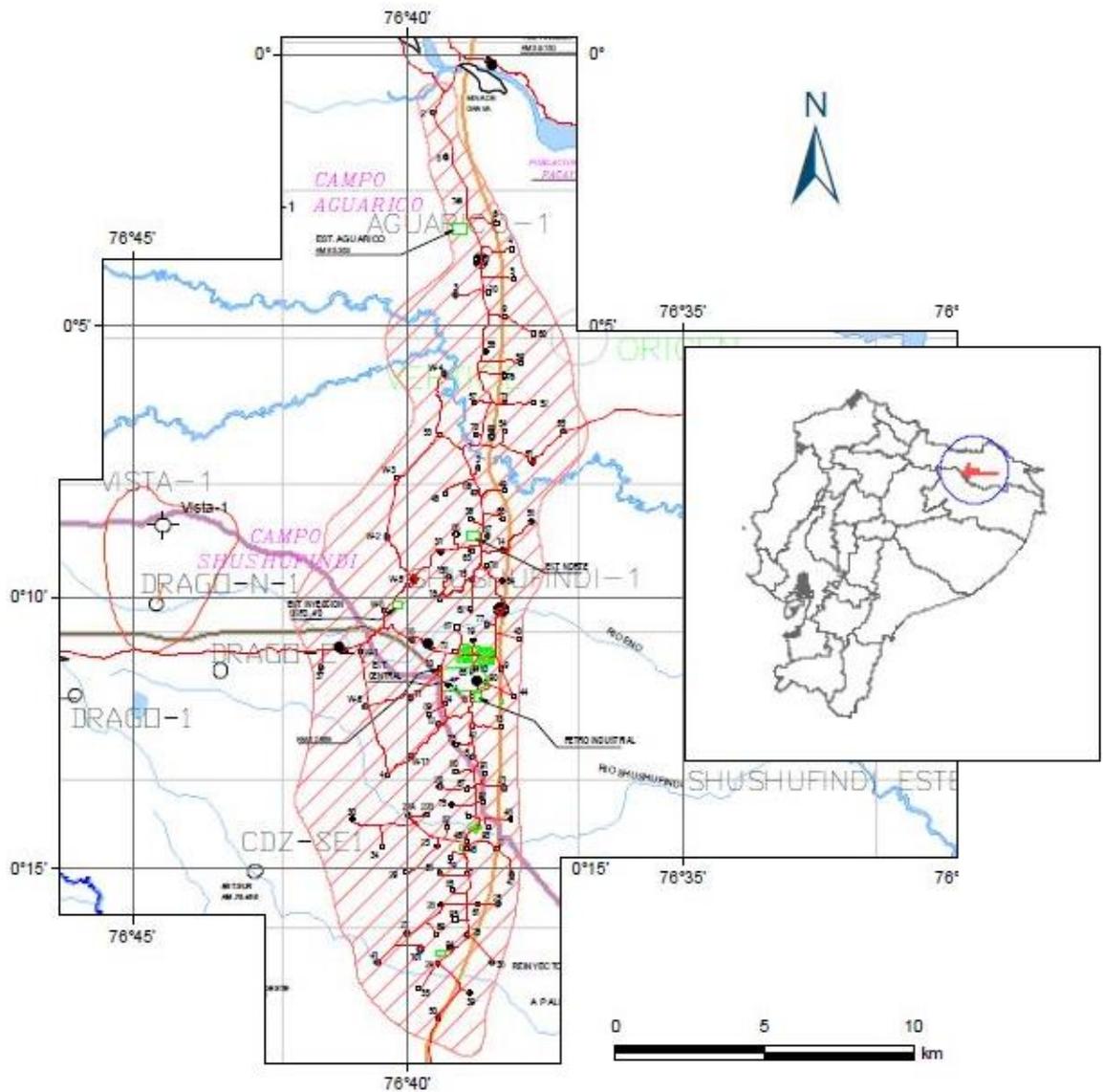


FIGURA 2: Mapa de Ubicación del Campo Colibrí
 FUENTE: www.eppetrocuador.ec

El Campo **Colibrí** fue descubierto por el Consorcio Texaco-Gulf, con la perforación del pozo exploratorio Colibrí-001 en la Cuenca Oriente del Ecuador, perforación que inició el 4 de diciembre de 1968 y alcanzó una profundidad de 9.772 pies. Las pruebas efectuadas a partir del 10 de enero

de 1969 darían como resultado un producción de 2621 BPPD de 32.5° Api con un BSW de 0.1% y 2496 BPPD de 26.6° API con un BSW de 0.1% de los reservorios “T” y “U” respectivamente.

Fue considerado al inicio únicamente como Colibrí, por la presencia de un bajo estructural entre Colibrí y Aguarico, se creyó que eran dos campos diferentes, pero con la continuidad de los yacimientos y la aproximada similitud de los cierres se determinaría que era un solo campo.

Colibrí está entre los gigantes mundiales y, la perfección de su sistema le ha permitido entregar a Ecuador la mayor riqueza natural, al haber en los primeros meses del año 2002 sobrepasado los 1000 millones de barriles. A Septiembre 20 del 2013 produce 64,430 BPPD. La producción del campo arrancó en agosto de 1972, con 126.400 BPPD (tiene 41 años de producción) en un área de drenaje de 500 acres y por más de dos décadas su producción promedio fue de 100.000 BPPD de las arenas “U” y “T”. En este campo se han perforado alrededor de 207 pozos.

En febrero de 1972, comenzó el desarrollo del Campo mediante la perforación de pozos espaciados por un área de drenaje de 500 acres. En agosto del mismo año inició la producción del Campo y en agosto de 1986 se reporta el pico de producción de 126400 barriles de petróleo.

El Campo Colibrí posee reservas de petróleo liviano en los yacimientos U superior, U inferior, T superior y T inferior, pertenecientes a la Formación Napo. El reservorio Basal Tena de la formación Tena, el cual no es objeto de este estudio, es actualmente un productor a menor escala en comparación a los antes mencionados.

La mayor parte del petróleo producido hasta el día de hoy proviene de reservorios del Cretácico: Napo U y T. La producción de hidrocarburos en la Cuenca Oriente del Ecuador, en general, está asociada a depósitos del Cretácico Inferior a Medio, como es el caso de las formaciones Hollín y Napo (areniscas T, U y caliza M-1); y depósitos del Cretácico Superior como son los de la arenisca Basal Tena. La arena Basal Tena está separada de U superior por aproximadamente 600 pies de lutitas, roca no-reservorio y la caliza A en su base. Inmediatamente por debajo de U superior está la unidad de arena U inferior, la cual está separada de T superior por una secuencia de lutitas y la caliza B en su base. La caliza B marca el fin de depositación de los sedimentos T. De igual manera, la caliza A marca el fin del ciclo de sedimentación de U. Ambas calizas son el resultado de depositación durante períodos de máxima subida del nivel del mar.

El promedio de las presiones iniciales de las arenas U y T fueron de 3867 psi y 4050 psi respectivamente, reportándose a lo largo de los años un descenso paulatino de 60 psi/año.

Este campo ha entrado en su etapa de madurez, luego de una producción constante sobre los 100,000 bpd hasta abril de 2004. En noviembre de 1984 se implementó un proyecto de recuperación secundaria mediante inyección de agua en 11 pozos ubicados en el flanco oeste del campo a los yacimientos U y T, para mantener la presión e incrementar la recuperación final de petróleo. Este proyecto terminó en 1998 al no cumplir con los objetivos para los cuales fue diseñado. Debido a la distribución de pocos pozos en 30 km de extensión estos 11 pozos no lograron elevar de la forma esperada la presión del yacimiento, esto también se debió a que hubo un mayor grado de complejidad del campo a lo esperado.

3.2 Marco Estructural

La Cuenca Oriente esta subdividida en tres principales dominios tectónicos:

- Sistema Sub-andino: Compuesto de 3 zonas morfo-estructurales: la elevación napo, depresión Pastaza y la elevación Cufucu. Campos como Pungarayacu y bermejo
- Corredor Sacha-Shushufindi: deformado por fallas regionales transcurrentes NNE-SSW. presencias de “afloramientos de estructuras”. Los más importantes campos están en este corredor.
- Corredor invertido Capiron-Tiputini: Compuesto de fallas lístricas aquí se encuentra el campo ITT.

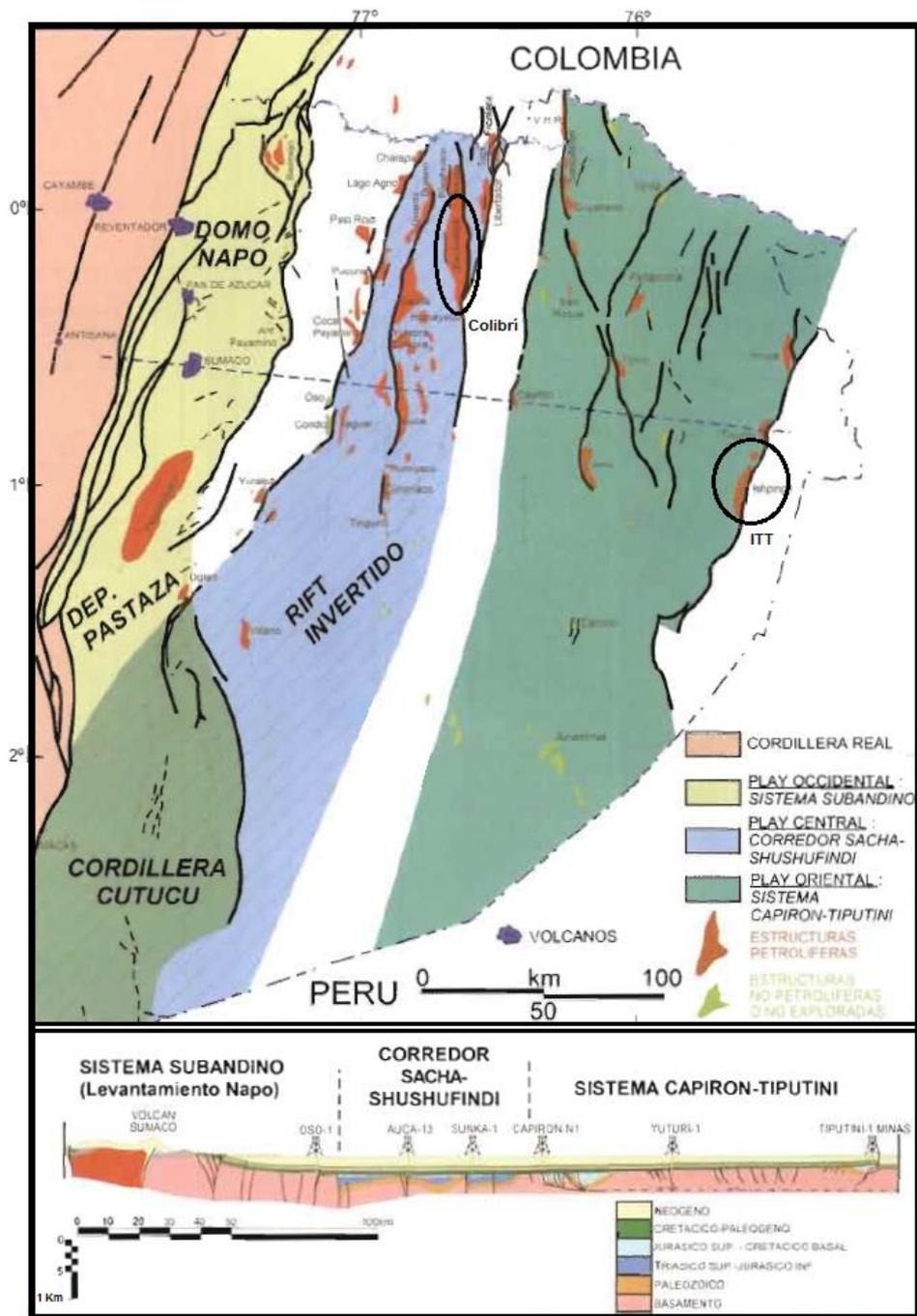


FIGURA3: Mapa Tectónico de la Cuenca Oriente Ecuatoriana
 FUENTE: IRD Petroproducción.

Debido a que la formación Napo es un ambiente estuarino con retrabajo de mareas asimétrica con tendencia norte-sur tiene un engrosamiento donde ocurre el eje. Con inclinaciones fuertes hacia el flanco este donde está fallado, hacia el flanco oeste una inclinación suave de 1° y al norte y sur inclinaciones entre 0.25° y 0.5° .

La estructura del campo es un anticlinal asimétrico con el flanco Este abrupto y fallado, posee una longitud aproximada de 33 Km en dirección preferencial Norte-Sur y con un eje secundario de dirección Este-Oeste el cual tiene aproximadamente 6 a 7 Km de ancho, posee un cierre vertical de 113 m (371 ft) al sur, 103 m (341 ft) al norte y 68 m (223 ft) en Aguarico, confiriéndole un área estimada de 43.200 acres; estructuralmente está situado en el "foreland" andino. En el campo también se encuentra una falla normal localizada en el flanco Sur-Este y una segunda falla de dirección Norte-Oeste localizada al norte de la primera falla. En los flancos norte, sur y oeste, la estructura se halla limitada por acuíferos laterales que se extienden regionalmente. Los acuíferos que son muy activos en los extremos norte y sur del campo, por lo cual disminuye la necesidad de aplicar mantenimiento de energía especialmente en la arena T. Sin embargo esto no sucede en el sector central del campo para la arena U, sector en el que el soporte de presiones que proviene de los acuíferos no es significativo para un adecuado mantenimiento de presión.

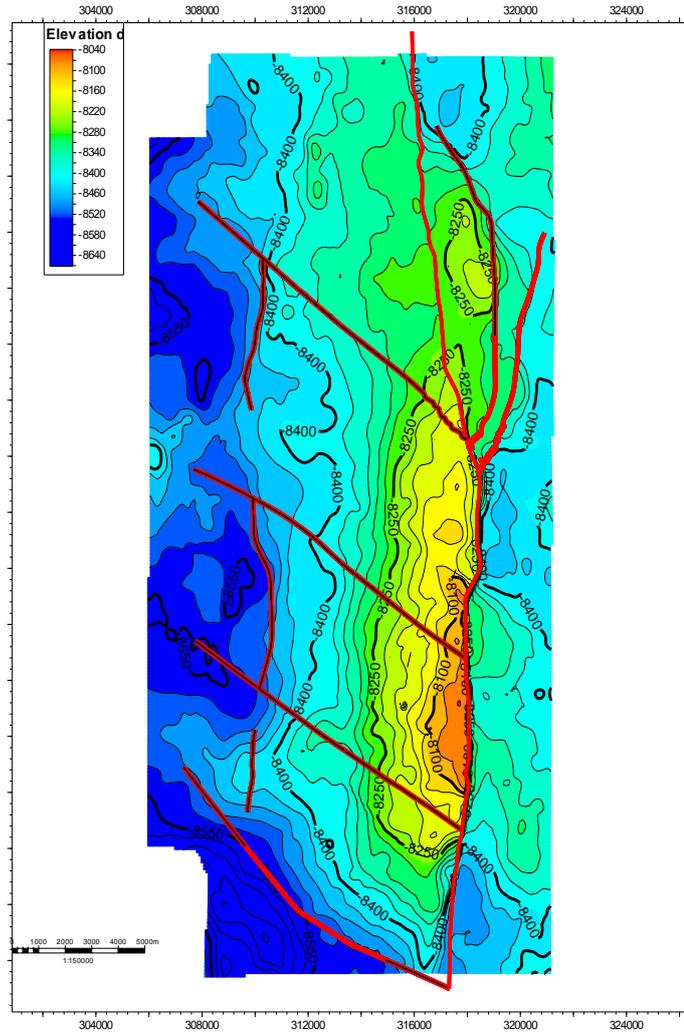


FIGURA4: Mapa Estructural del campo Colibrí
FUENTE: DCS, Schlumberger

3.3 MARCO GEOLÓGICO

La cuenca del oriente ecuatoriano es parte de una cuenca de retro-arco Mesozoico/Cenozoico asociado a la orogenia andina del Cretácico/Terciario.

Presenta Trampas estructurales que fueron creadas por la deformación de compresión de la orogénesis andina que hubo en la zona.

Los pliegues son en su mayoría de anticlinales fallados con características positivas controladas por el basamento.

Major Oilfields of the Oriente Basin

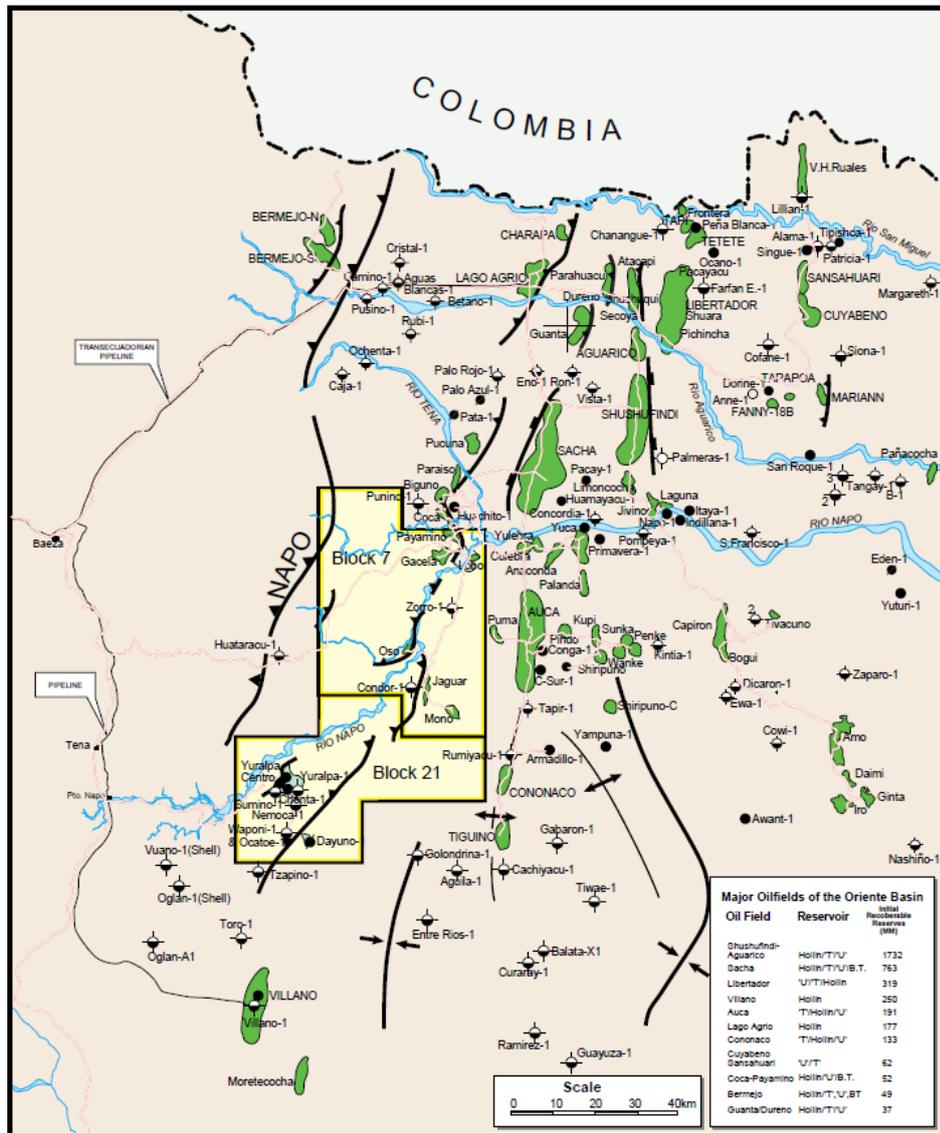


FIGURA5: Mayores Campos Petrolíferos Ene/7/2002
FUENTE: LFR

El campo petrolífero Colibrí, pertenece a la formación Napo inferior y produce hidrocarburos de las areniscas “Hollín”, “T”, “U” y “Basal Tena”

Las unidades de roca que constituyen el campo en orden descendente son:

- Arenisca “Basal Tena”
- Lutita Napo Superior
- Caliza “M2”
- Caliza “A”
- Arenisca “U Superior”
- Arenisca “U inferior”
- Lutita
- Caliza “B”
- Arenisca “T Superior”
- Arenisca “T inferior”

3.3.1 Estratigrafía

En la cuenca oriente el principal reservorio objetivo es el Hollín Cretácico y la formación Napo, las areniscas U y T.

La sección Napo Cretácico contiene roca madre prolífica para la generación de aceite. Porciones profundas de la cuenca en el suroeste, las zonas noroeste y centro han generado petróleo en cretácico y terciario temprano. No ha habido mayor exploración en las secuencias de Pre-Hollín y hay escasa

información disponible acerca de las formaciones del Jurásico y el Paleozoico. Los carbonatos jurásicos se cree que son dos rocas fuente y reservorio pero la distribución del área es desconocida.

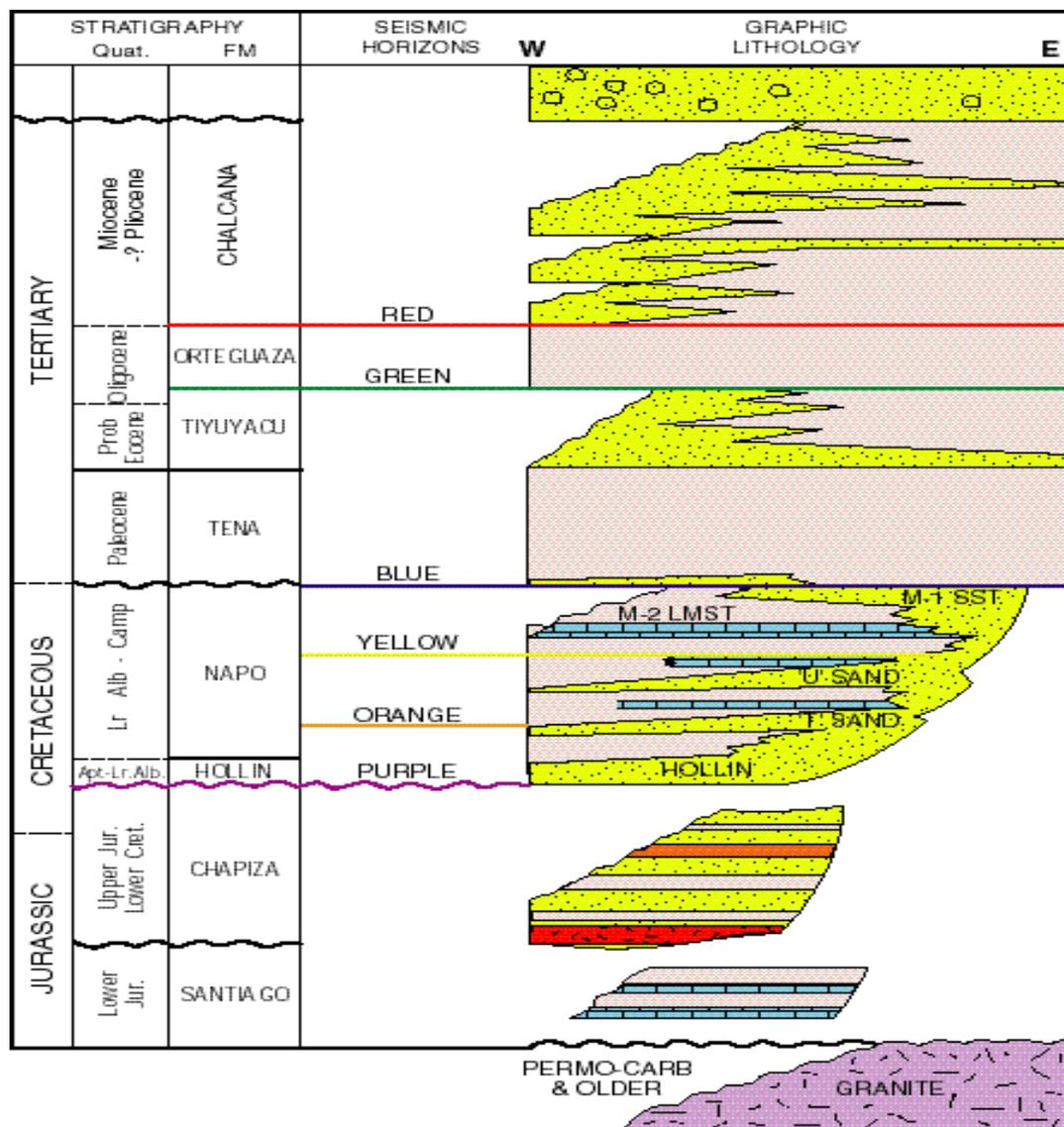


FIGURA 6: Estratigrafía de la Cuenca Oriente & Horizontes Sísmicos
FUENTE: KERR-McGEE OIL & GAS CORPORATION

3.3.2 Estratigrafía Del Cretáceo

Las formaciones Hollín y Napo comprenden la sucesión de depositación sedimentaria fluvial hacia el este y los depósitos sedimentarios estuarinos propagados hacia el oeste dentro de la línea costera y plataforma marina.

La estratigrafía de Napo se compone de arena rica en depósitos fluviales y estuarinos en la parte oriental de la Cuenca Oriente y cambios de lutita y caliza marina, además del valle de relleno en la parte del mar bajo en la parte occidental de la cuenca.

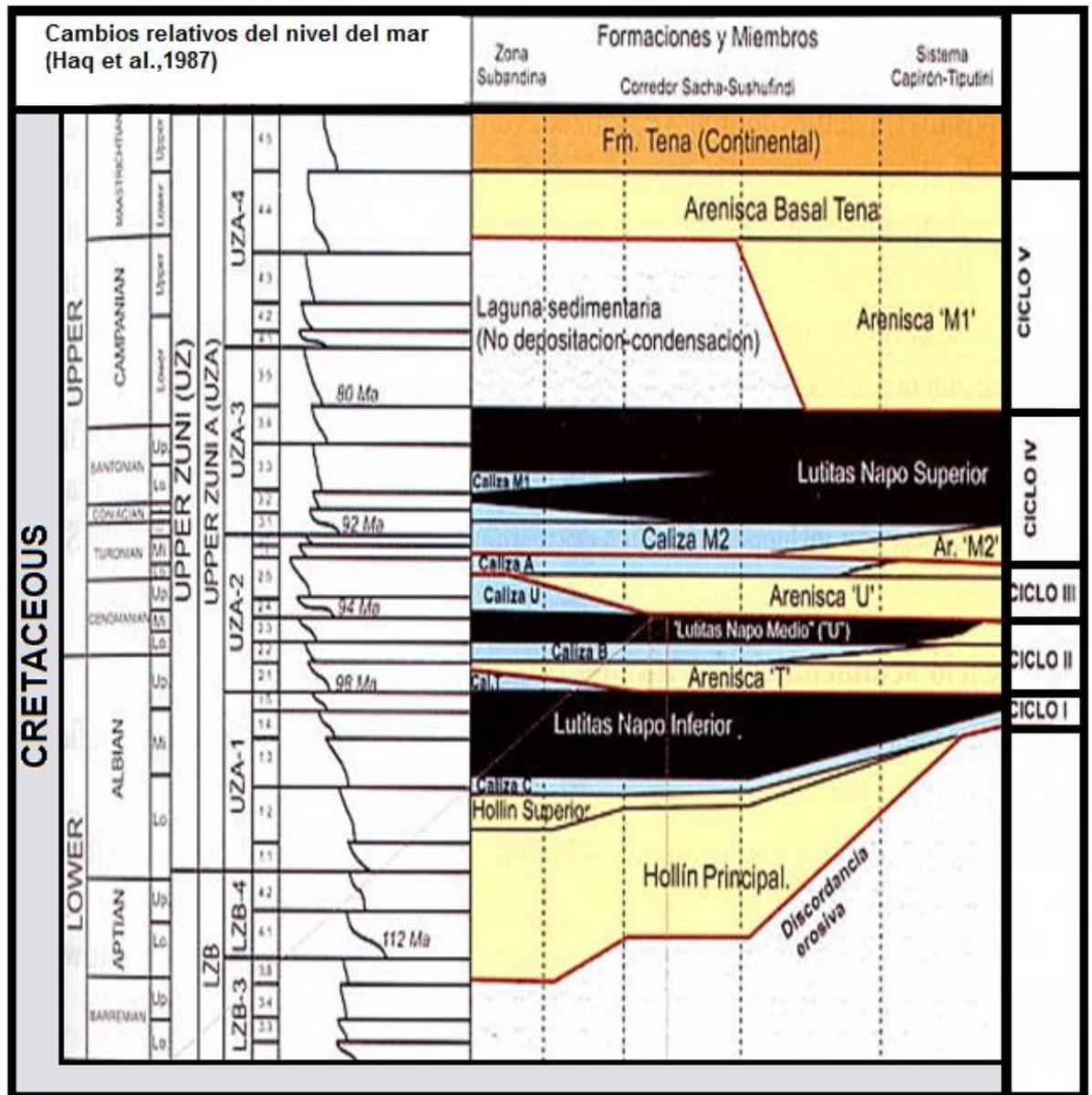


FIGURA7: Formaciones, miembros y ciclos de sedimentos del Cretáceo de la Cuenca Oriente, y sus relaciones con la curva eustática de H. Estratigrafía Del Cretáceo
FUENTE: KERR-McGEE OIL & GAS CORPORATION

3.3.3 Típica Secuencia Sedimentaria

La caída del mar en el cretácico define 6 ciclos sedimentarios. Como resultado de esto el sistema petrolífero cretácico tiene seis reservas:

- Arenisca Hollín
- Arenisca Napo T
- Arenisca Napo U
- Arenisca Napo M2
- Arenisca Napo M1 y Basal Tena

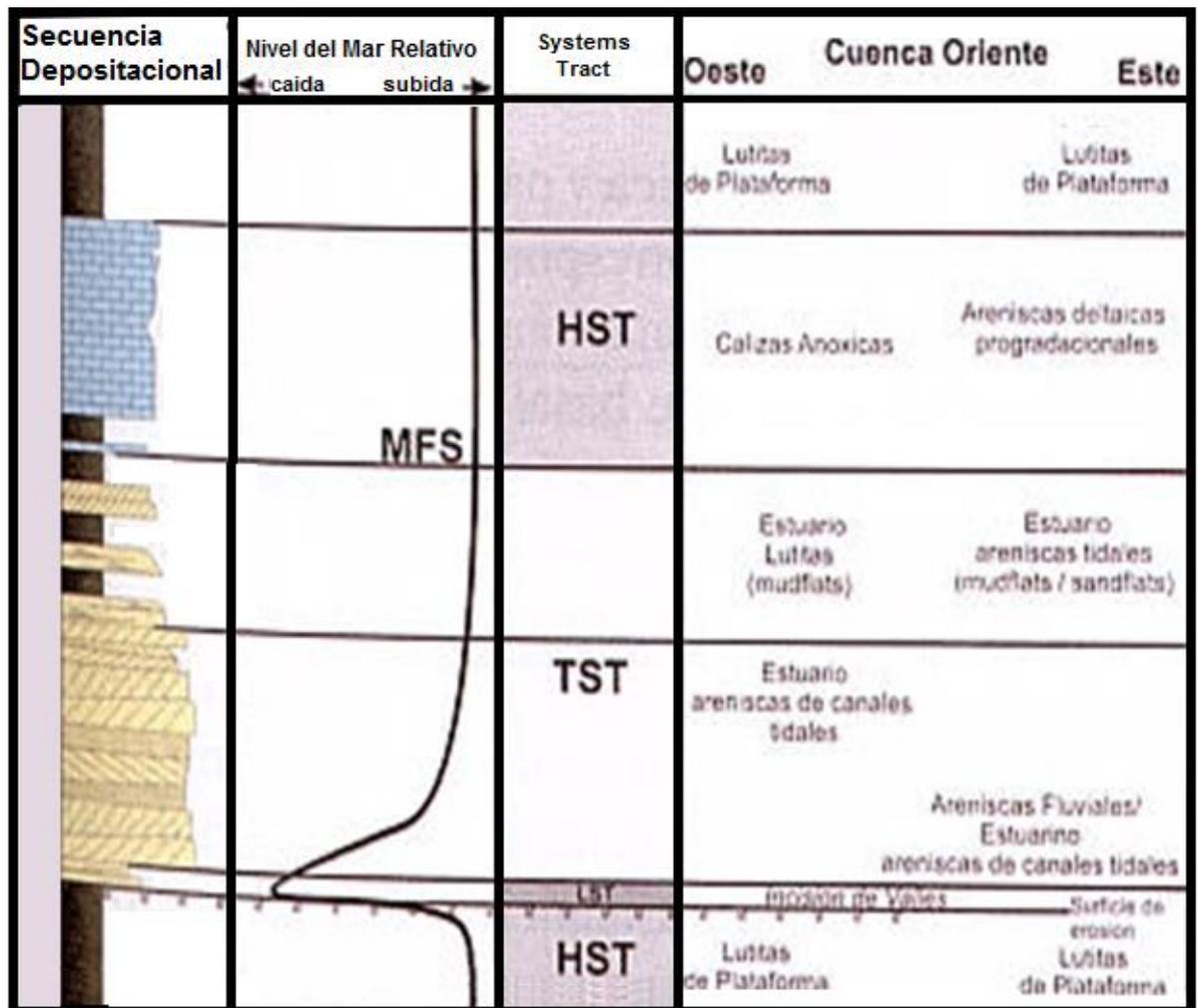


FIGURA8: Típica Secuencia Sedimentaria típica para cada uno de los 5 ciclos Cretácicos definidos en la Cuenca Oriente.
FUENTE: KERR-McGEE OIL & GAS CORPORATION

Una secuencia típica sedimentaria es representada por una buena continuidad de arenas laminadas fluviales a estuarinas como base y limitadas por arenas estuarinas de zonas poco profundas en la parte superior. Los ciclos terminan en depósitos marinos someros (lutitas y carbonatos).

3.3.4 Esquema Paleogeográfico:

3.3.5 Esquema Paleogeográfico de Hollín

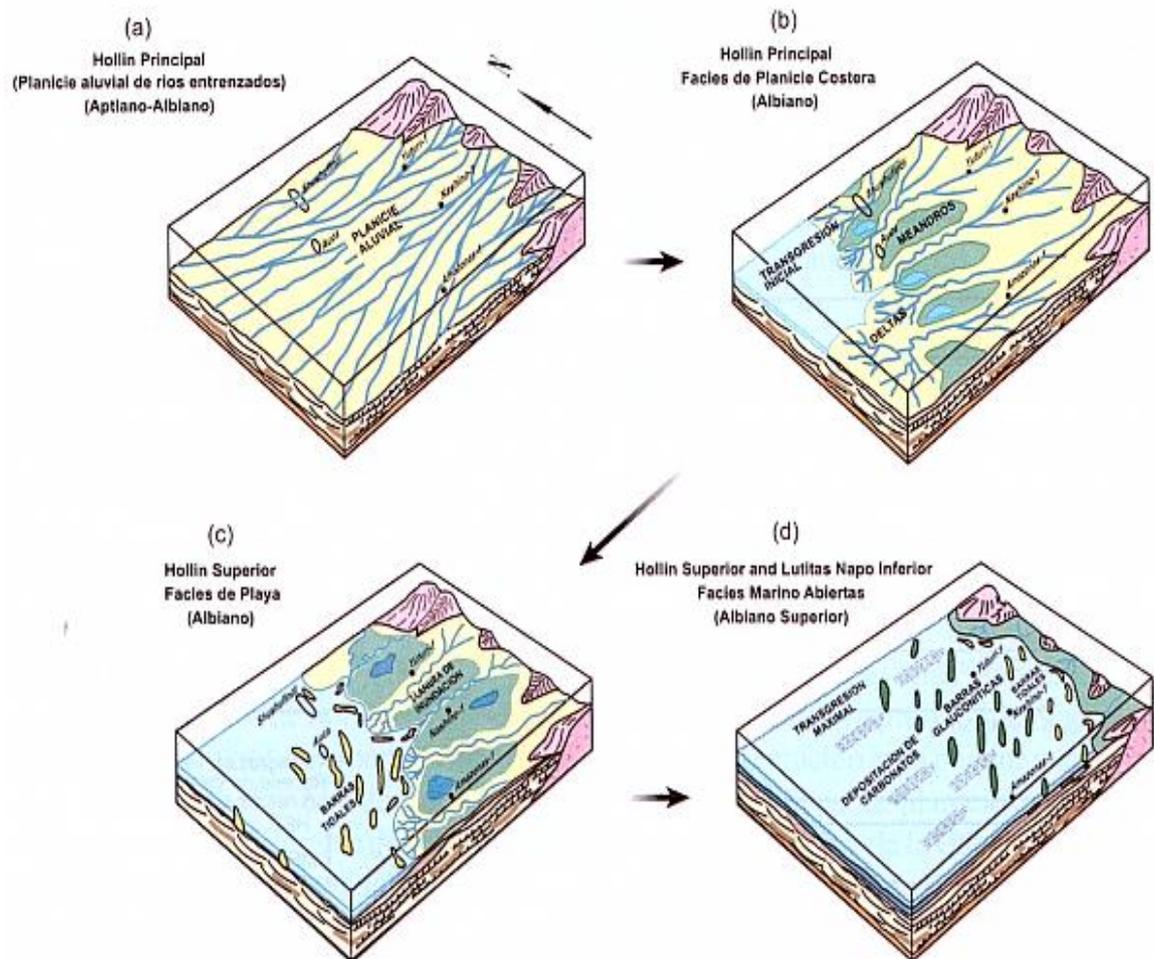


FIGURA9: Esquema paleogeográfico de los miembros (modificado de White et al., 1995)

(a) Hollín Principal, sistema de LST, facies tipo planicie aluvial de ríos entrelazados, Aptiano-Albiano: (b) Hollín Principal, Sistema de TST, facies de planicie costera y llanura de inundación, Albiano: (c) Hollín Superior, Sistema de TST, facies de playa, Albiano: (d) Hollín Superior-Lutita Napo Inferior, superficie de inundación

FUENTE: La Cuenca Oriente Geología y Petróleo.

3.3.6 Esquema Paleogeográfico Napo T

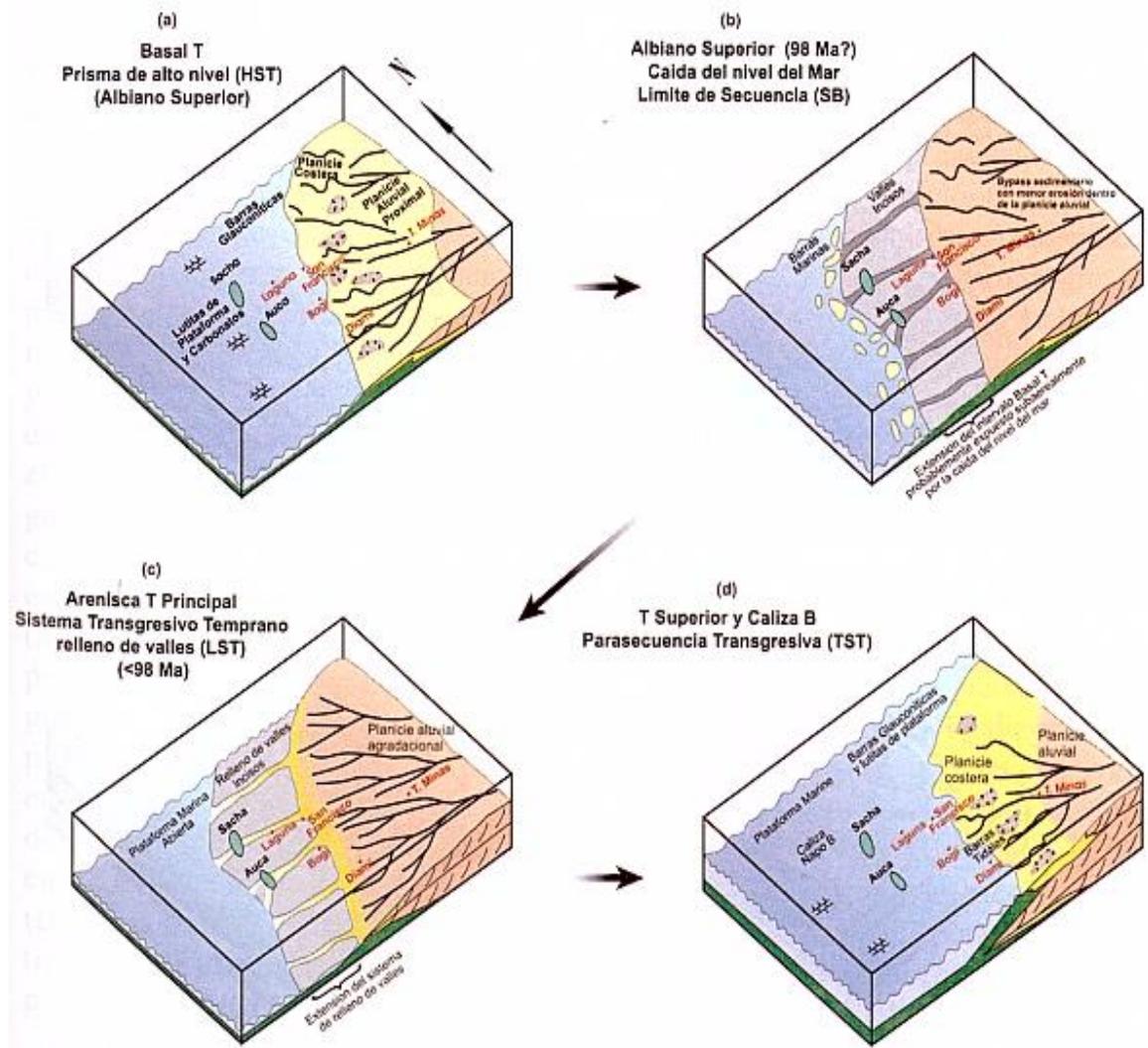


FIGURA10: Esquema paleogeográfico de los miembros (modificados de White et al., 1995)

(a) Basal T, prisma de alto nivel o HST del ciclo I, Albiano Superior: (b) T Principal, caída del nivel del mar, Albiano Superior (+/- 98 Ma), límite de secuencia: (c) T principal, sistema transgresivo temprano y relleno de valles incisos (LST), <98 Ma: (d) T Superior-Caliza B, parasecuencia transgresiva (TST)

FUENTE: KERR-McGEE OIL & GAS CORPORATION

Esquema Paleogeográfico Napo U

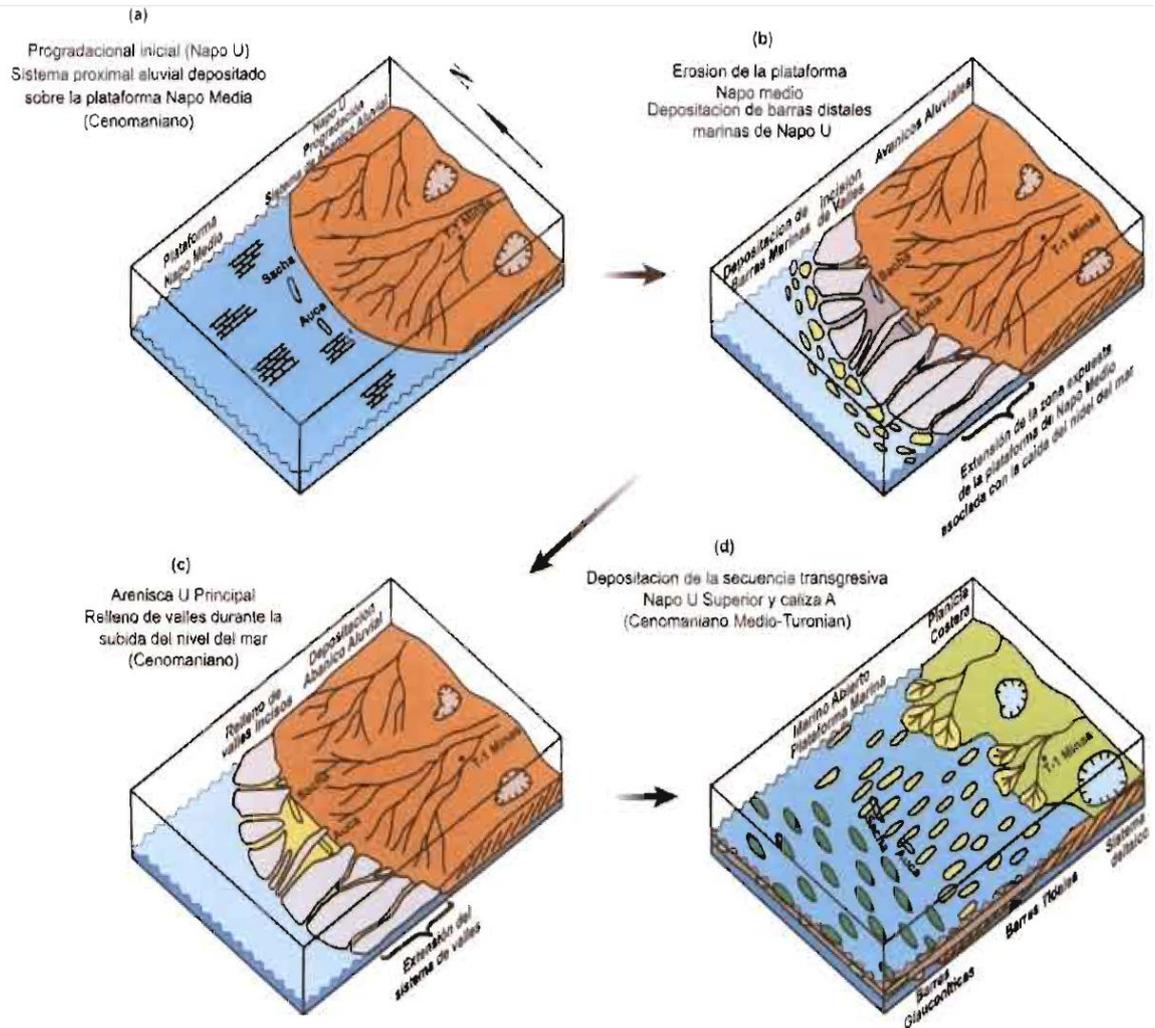


FIGURA11: Esquema paleogeográfico de los miembros (modificado de White et al., 1995)

(a) Lutitas U, progradación inicial, o HST, sistema proximal aluvial depositado sobre la plataforma Napo Medio, Cenomaniano; (b) U Principal, erosión de la plataforma debido a la caída del mar durante el Cenomaniano Medio (~94 Ma?), límite de secuencia; (c) Arenisca U Principal, relleno de valles durante la subida del nivel del mar, Cenomaniano, sistema transgresivo temprano y relleno de valles incisos (LST); (d) Deposición de la secuencia transgresiva Napo U Superior-Caliza A, Cenomaniano Medio-Turoniano,

FUENTE: KERR-McGEE OIL & GAS CORPORATION

3.3.7 Unidades de Carbonato-Napo

Las unidades de carbonato A y B en M-2 en Napo, están categorizadas a nivel local únicamente como objetivo secundario en algunas locaciones en la cuenca oriente central y oriente. La descripción de núcleos y los estudios en campo de los diferentes intervalos en la cuenca oriente muestran que está compuesta de lutitas laminadas ricas en pirita, restos de peces, foraminíferos y moluscos.

No se han propuestos pozos exploratorios, de evaluación o de desarrollo para alcanzar los horizontes de carbonato de Napo como objetivos primarios, esto solo se ha dado en M-2 en el campo EdenYuturi donde si es objetivo primario esta caliza por.



FIGURA12: Muestras De Núcleos
FUENTE: CEPE

3.4 MARCO PETROFÍSICO

La Petrofísica es la rama de la Ingeniería de Petróleos que determina cuantitativamente las propiedades de la roca y los fluidos presentes en la misma. Adicionalmente, la petrofísica determina la relación existente entre los fluidos y su movimiento a través del medio poroso de la roca de un yacimiento determinado. Las principales características petrofísicas de una roca reservorio son: porosidad, permeabilidad y saturación de agua, grado de heterogeneidad, entre otras. Estas propiedades pueden ser determinadas con exactitud por medio del Análisis de Núcleos o pueden ser calculadas mediante la interpretación de Registros Eléctricos.

3.4.1 Porosidad (ϕ)

$$\phi = \frac{\text{Volumen}_{\text{poroso}}}{\text{Volumen}_{\text{Total}}} = \frac{V_p}{V_t}$$

La porosidad es una propiedad de la roca la cual se refiere a la capacidad de esta para contener fluidos y es definida como el porcentaje del volumen poroso referente al volumen total de la misma, entendiéndose por volumen poroso al volumen total menos el volumen de los granos o sólidos contenidos en dicha roca. Esta es expresada en porcentaje y de acuerdo a que tanto por ciento tengamos de porosidad podremos saber que tanto fluido puede almacenar dicha roca. Esta propiedad se ve afectada por tres factores: contenido de sílice, contenido de carbonatos y contenido de arcilla.



FIGURA13: Porosidad de suelos arenosos y suelos arcillosos
 FUENTE: www.metted.ucar.edu

Clasificación de la porosidad de acuerdo a la conectividad de los poros.

- **Porosidad Absoluta o Total (ϕ_a):** Se define como la fracción del volumen bruto de la roca que no está ocupada por material denso o matriz, ya que el espacio poroso total no tiene que estar necesariamente conectado. Una roca puede tener una porosidad absoluta considerable y no tener conductividad de fluidos debido a la carencia de interconexión poral.
- **Porosidad Efectiva (ϕ_e):** Es la fracción del volumen correspondiente al volumen de poros interconectados. Es la que se mide en la mayoría de los porosímetros o métodos de resonancia magnética en pozo o en laboratorio y es en realidad la que interesa para la estimación del hidrocarburo en sitio.

- **Porosidad No Efectiva:** Es la diferencia que existe entre las porosidad absoluta y efectiva. Se refiere en este caso a los fluidos connatos y la porosidad asociada a la fracción arcillosa.

Clasificación de la porosidad de acuerdo a su origen.

- **Primaria (intergranular):** Este tipo de porosidad se desarrolló al mismo tiempo que los sedimentos fueron depositados, los granos no han sido alterados, fracturados, disueltos.
- **Secundaria (inducida o vugular):** Es el producto de la acción de agentes geológicos tales como: lixiviación, fracturamiento y fisuramiento sobre la matriz de la roca después de la deposición, así como también por la acción de las aguas de formación. Este tipo de porosidad se formó por un proceso geológico subsecuente a la deposición del material y esta presente principalmente en calizas o rocas carbonatadas.

3.4.2 Permeabilidad (K)

Es la propiedad que representa la facilidad con la que una roca o formación permite a un fluido de viscosidad dada atravesarla. La permeabilidad se ve afectada por los siguientes factores:

- Tamaño, forma, composición y orientación de los granos que influyen en la geometría del poro
- Grado de cementación y Arcillosidad

- Presencia de fracturas y fisuras.

Viene definida por la fórmula de Darcy:

$$V = -\frac{K dP}{\mu dL}$$

dónde:

$v = q/A =$ velocidad del fluido o flujo a través de unidad de área

medida en cm/sg o en $\text{cm}^3 \times \text{seg}^{-1} \times \text{cm}^{-2}$

$K =$ permeabilidad

$\mu =$ viscosidad del fluido, cp (1 poise= $1 \text{ g} \times \text{cm}^{-1} \times \text{seg}^{-1}$)

$dp/dL =$ caída de presión por unidad de longitud, atm/cm

Por lo tanto sustituyendo la velocidad obtenemos

$$q = -\frac{KA dP}{\mu dL}$$

$q =$ tasa de flujo a través del medio poroso, cm^3/sec

$A =$ área de la sección transversal, cm^2

En estas condiciones, la unidad de medida de la permeabilidad es el Darcy, generalmente demasiado grande para los almacenes de hidrocarburos, por lo que se utiliza el milidarcy (md).

Este parámetro depende, fundamentalmente, del tamaño medio y de la forma de los granos que constituyen la roca (ver **Gráfico 14**).

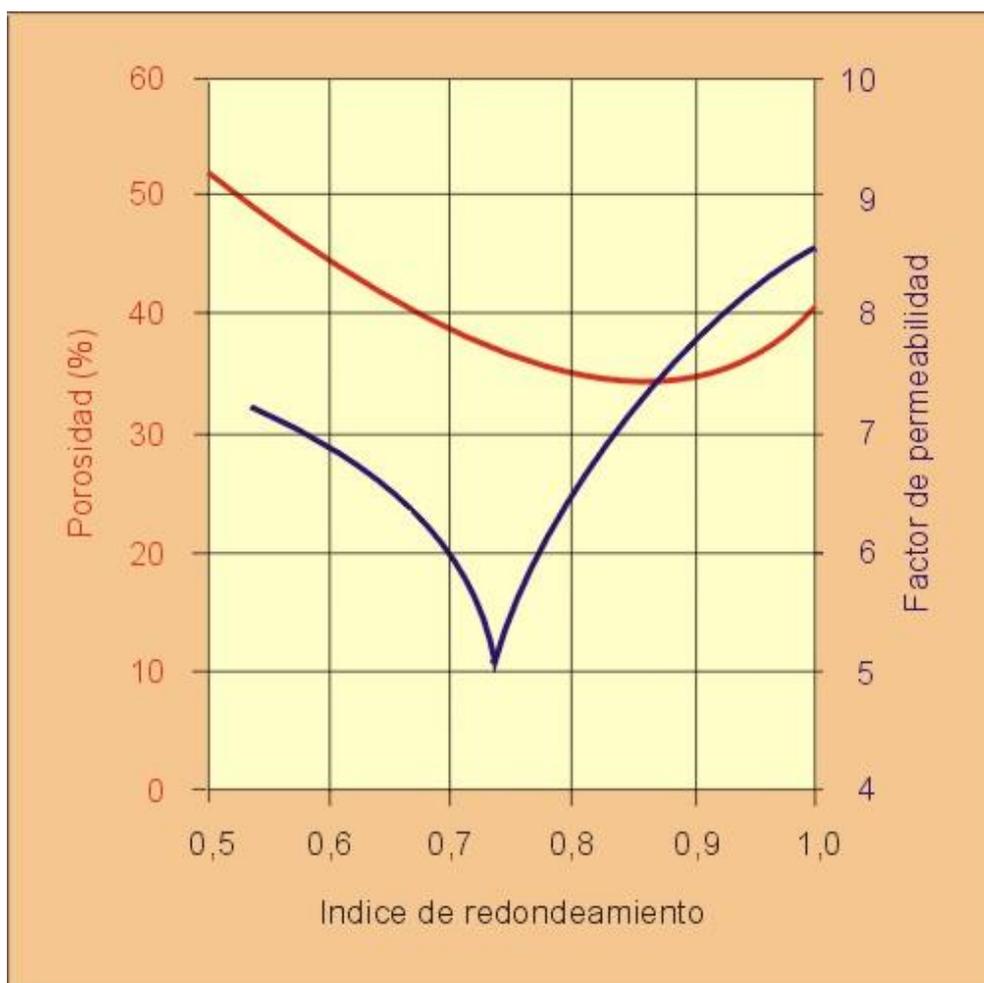


FIGURA14: Porosidad y Permeabilidad vs Índice de Redondeamiento
FUENTE: www.unalmed.edu.co

Permeabilidad Absoluta (K)

Es la permeabilidad medida cuando existe una sola fase en el medio poroso que lo satura al 100% es decir si el fluido es homogéneo, y no produce ninguna acción importante sobre la roca

Permeabilidad Efectiva (Ke)

Es la permeabilidad medida a un fluido cuando el medio poroso se encuentra saturado por dos o más fluidos como es el caso de los yacimientos petrolíferos, se producen interferencias entre ellos que dan origen a permeabilidades efectivas para cada uno de los fluidos diferentes de sus permeabilidades absolutas.. La permeabilidad efectiva es función de la saturación de fluidos y es siempre menor que la permeabilidad absoluta.

Permeabilidad Relativa (Kr)

$$K_r = \frac{k_e}{k}$$

Corresponde a la relación entre permeabilidad absoluta y efectiva. Para un fluido dado, varía en función directa con la saturación de ese fluido en la roca, y se expresa en tanto por uno de movilidad de un fluido respecto a otro. En un sistema agua-crudo, la permeabilidad relativa del crudo es máxima, y muy próxima a 1, cuando la saturación del crudo es máxima (100 a 70-80%), mientras que la del agua se hace máxima, para baja saturación en crudo.

Como expresa el **Gráfico 15**, la permeabilidad relativa del crudo decrece rápidamente con la disminución de la saturación en éste, pero la del agua permanece muy baja o nula hasta saturación en agua del orden del 45%. A partir de ese momento, crece muy rápidamente hasta alcanzar el valor 1 para una saturación del 100%.

En términos de producción, esto se traduce en que en un yacimiento petrolífero con bajo contenido inicial en agua, se podrá extraer petróleo sin agua; al ir aumentando el grado de extracción, al alcanzar una saturación en crudo del orden del 50-55%, se extraerá una mezcla de crudo y agua, en la que la proporción de la segunda irá aumentando progresivamente, hasta un valor de saturación en agua del 80-90%, momento en que solamente se extraerá agua (ver **Gráfico 15**).

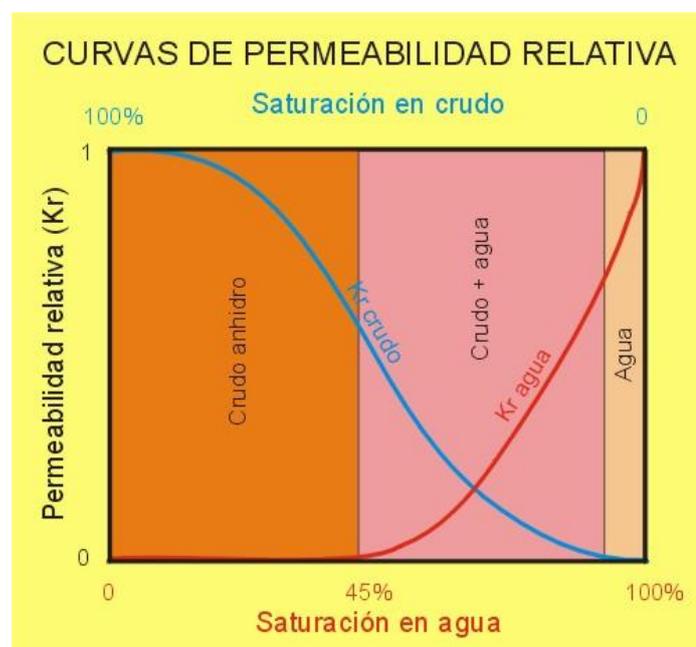


FIGURA 15: Comportamiento de las curvas de permeabilidad relativa
FUENTE: www.unalmed.edu.co

3.4.3 Saturación (S)

Debido a ciertas propiedades de los fluidos y de las rocas almacén o reservorios, es común que al menos una parte del espacio poral esté ocupado por agua. La saturación de hidrocarburos expresa el porcentaje del espacio poral que está ocupado por petróleo o gas natural.

El conocimiento de la saturación de los fluidos en el yacimiento es de gran importancia en todas las fases del estudio del mismo. Esto incluye la estimación inicial de petróleo y gas en el reservorio además de la identificación de zonas no drenadas. Las cantidades relativas de petróleo, gas, o agua que son producidas en un pozo, dependen de la saturación de cada fase presente en el medio poroso.

La saturación es definida como la fracción del volumen poroso ocupado por un fluido en particular (petróleo agua o gas). Esta propiedad se expresa matemáticamente

como:

$$S = \frac{\text{volumen total de fluido}}{\text{volumen poroso}}$$

De la manera similar de requerir la saturación de un fluido determinado, sería de la siguiente forma:

$$S_o = \frac{\text{volumen total de petroleo}}{\text{volumen poroso}}$$

$$S_w = \frac{\text{volumen total de agua}}{\text{volumen poroso}}$$

$$S_g = \frac{\text{volumen total de gas}}{\text{volumen poroso}}$$

Una importante saturación es la saturación de agua intersticial o connata (S_{wc}), puesto que esta reduce el espacio poroso disponible para el almacenamiento de petróleo y gas.

Saturación crítica de petróleo (S_{oc})

Se refiere a la mínima saturación necesaria de petróleo para que este pueda fluir. Por debajo de esta saturación el petróleo no fluirá.

Saturación de petróleo residual (S_{or})

Es el volumen de petróleo inmóvil asociado al desplazamiento con agua o gas

Saturación de petróleo móvil (S_{om})

Se refiere a la fracción de volumen poroso ocupada por el petróleo móvil. Se define con la ecuación siguiente:

$$S_{om} = 1 - S_{oc} - S_{or}$$

3.4.4 Compresibilidad de la Roca (cf)

La compresibilidad de cualquier material (sólido, líquido o gaseoso) para un intervalo de producción dado y a una temperatura dada es el cambio de volumen por unidad de volumen inicial, causado por una variación de presión que ocurre en el material en cuestión. Viene dada por la siguiente ecuación:

$$C = -\frac{1}{V} \frac{dV}{dC}$$

Dónde:

C = Compresibilidad en el intervalo de presión de P1 a P2.

V = Volumen a la presión P1.

dV/dP = Cambio de volumen por unidad de cambio de presión de P1 a P2.

El signo negativo de la ecuación es por conversión para que la compresibilidad (C) sea positiva para las disminuciones que resulten con el incremento mecánico de la presión. La unidad de la compresibilidad es vol/vol/lpc.

Compresibilidad de la Roca

La compresibilidad de la roca al igual que la de los fluidos es un mecanismo de expulsión de hidrocarburos. Al comenzar la explotación de un yacimiento y caer la presión se expande la roca y los fluidos. La expansión de la roca causa una disminución del espacio poroso interconectado. La expansión de los fluidos tiende a contrarrestar el vaciamiento ocurrido por la producción de fluidos que a su vez causó la caída de presión. Ambos efectos van en la misma dirección, la cual es expulsar fluidos del espacio poroso interconectado. Este mecanismo de expulsión es especialmente importante en la producción de yacimientos subsaturados sin empuje de agua hasta que la presión baja hasta la presión de saturación. De hecho, en el caso de la compresibilidad es la única fuente de energía de producción. En el caso de la formación se definen tres tipos de compresibilidades:

Compresibilidad de los Poros (C_p)

Definido como el cambio fraccional en volumen poroso de la roca con cada cambio unitario de presión. Matemáticamente:

$$C_p = -\frac{1}{V_p} \left[\frac{\partial V_p}{\partial p} \right]_T$$

Compresibilidad de la Matriz (Cr)

Definido como el cambio fraccional en volumen del material sólido de la roca con cada cambio unitario de presión. Matemáticamente:

$$C_r = -\frac{1}{V_r} \left[\frac{\partial V_r}{\partial p} \right]_T$$

Compresibilidad Total de la Roca (CB)

Defina Se define como el cambio fraccional en volumen total de la roca con cada cambio unitario de presión. Matemáticamente:

$$C_B = -\frac{1}{V_B} \left[\frac{\partial V_B}{\partial p} \right]_T$$

En la mayoría de reservorios las compresibilidades total y de la matriz son consideradas pequeñas en comparación a la compresibilidad de los poros, por lo tanto la compresibilidad de la formación normalmente se refiere a la compresibilidad de los poros.

$$C_p = C_f = -\frac{1}{\phi} \left[\frac{\partial \phi}{\partial p} \right]_T$$

La compresibilidad de la formación se puede estimar en función de la porosidad por medio de la ecuación de Hall de la siguiente manera:

$$C_f = \left(\frac{1.782}{\phi^{0.438}} \right) \cdot 10^{-6}$$

3.5 PRESIONES DE RESERVORIO Y PRESIÓN DE FONDO FLUYENTE

La energía que impulsa los fluidos en el reservorio hacia los pozos, está directamente relacionada con la presión del yacimiento; composición de los hidrocarburos, y temperatura, los cuales determinan si el líquido inicialmente existiría en una sola fase (aceite o gas) o en dos fases (aceite, con un casquete de gas). La mayoría de los estudios de ingeniería de yacimientos, incluyendo la simulación de yacimientos, requiere el conocimiento de la presión del yacimiento en función del tiempo de cierre de los pozos, y la producción. Un programa de monitoreo constante de presión determina el mecanismo de producción del reservorio, la efectividad de la inyección de un fluido, y muestra la heterogeneidades en la roca, entre otros factores.

3.5.1 Presión del yacimiento.

Esta representa la presión del fluido en los poros de la roca, también llamada presión de la formación o presión de poro. La presión del yacimiento se mide por dispositivos digitales o analógicos ubicados en el fondo de pozo antes y después de la completación del pozo. Por lo general esta se mide antes de realizar la completación del pozo, pero se puede medir después mediante

build up. La presión del yacimiento por lo general aumenta con la profundidad de acuerdo a la gravedad específica de fluido (aceite, gas o agua de formación) presentes en la zona productiva.

3.5.2 Presión inicial del yacimiento.

Esta es la presión del yacimiento al momento de ser descubierto, antes de que la producción se lleve a cabo, las principales fuentes de datos iniciales de presión del yacimiento son la perforación de pozos exploratorios. Ciertas presiones anormales se encuentran a grandes profundidades y su presión inicial es más alta que lo que generalmente se espera. En ausencia de cualquier fuente externa de energía, como la entrada de agua de los alrededores debido a un acuífero, la presión del yacimiento se espera que disminuya de forma continua por la producción.

En 1972, la presión inicial, para la formación U fue calculada en 3800psi, y para la formación T en 4000 psi. Estas presiones han disminuido de acuerdo a la producción de los fluidos.

3.5.3 Promedio de la presión del yacimiento.

Es la presión representada en cualquier momento, de la vida del reservorio, cuando el fluido en el medio poroso es extraído. En estas circunstancias, se establece un equilibrio en la presión del reservorio.

3.5.4 Presión de Fondo Fluyente

Esta presión se mide en un pozo productor bajo condiciones dinámicas de flujo de petróleo y gas. El término fondo del pozo se refiere a la profundidad donde se completa el pozo de la zona productora.

3.5.5 Presión de fondo estática.

Esta presión se mide en un pozo cuando prevalece una condición estática. Una condición estática se puede lograr mediante el cierre del pozo durante un período considerable. En un productor, la presión de fondo estática es más alta que la presión de fondo que fluye. Durante la producción, la presión del yacimiento disminuye continuamente hacia el pozo, pero se estabiliza en un nivel más alto cuando la producción se suspende por un período de tiempo. Algunos pozos se designan como pozos de observación que no producen ni se inyectan sino que son utilizados para medir la presión del reservorio.

3.6 DAÑO DE FORMACIÓN

Los problemas comunes del pozo son: arenamiento, daño de formación, acumulación de parafina, emulsiones agua-petróleo y corrosión.

3.6.1 Arenamiento de pozos

En pozos que producen a partir de formaciones de arenisca suelta consolidada, una cierta cantidad de arena es generalmente producida con petróleo. Aunque parte de esta arena se produce en la superficie, la mayor parte se acumulan en el fondo del pozo o bottom-hole. la acumulación continua de arena en el pozo con el tiempo reduce la tasa de producción de petróleo o caudal y puede incluso detener la producción por completo. Cuando se produce este problema, conocido como el lijado o arenamiento, se utiliza comúnmente la bomba de arena que es una herramienta especial que elimina la arena del pozo.

Si bien sigue presentando problemas de arenamiento, la acción preventiva puede ser necesaria. Varios tipos de plásticos o ranurados se pueden utilizar para consolidar o compactar la arena. El principal problema es disponer de un plástico que consolidará la arena todavía permitir que el aceite fluya a través de los resultados. Este problema no tiene mayor incidencia en el campo Colibrí.

3.6.2 Daño de Formación

Es el fenómeno de mayor incidencia en el campo Colibrí, teniendo una fuerte presencia a lo largo del campo.

Este problema común ocurre cuando algo le sucede a la formación cerca del pozo, disminuyendo la producción de petróleo. Por ejemplo, la acumulación excesiva de saturación de agua en las proximidades del pozo impide el flujo de petróleo. Un bloque de barro, una acumulación de lodo de perforación alrededor de la zona del pozo de producción, también puede reducir la tasa de flujo de aceite, en una formación arcillosa de producción, el lodo de perforación utilizado en una operación de reparación de pozos de barro puede causar inflamación y parar completamente el flujo de aceite.

Pozos con daño de la formación pueden ser tratados con ácidos, agentes de limpieza de lodo, agentes humectantes, y/u otros productos químicos para usos especiales. Se trata de operaciones altamente especializadas, que requieren camiones cisterna y equipos especiales y son generalmente realizadas por empresas de servicios de pozo de petróleo que se especializa en este tipo de trabajo.

3.6.3 Emulsiones agua-petróleo

Las emulsiones de petróleo y agua son un problema de producción común. Bajo ciertas condiciones, el **petróleo** y el agua pueden formar una emulsión que no se separará de la superficie sin tratamiento especial. Este es un

problema porque el proceso para romper la emulsión es muy caro. Métodos de romper tales emulsiones incluyen tratamiento térmico, tratamiento químico, y varias combinaciones de tratamiento químico. Dado que la composición química del aceite crudo varía de un campo a otro, la naturaleza de los productos químicos utilizados para romper las emulsiones también varía. Con mediana presencia en el campo Colibrí.

3.6.4 Corrosión en pozos petroleros

La corrosión de los equipos es uno de los problemas más costosos que plagan la industria del petróleo. El agua salada producida con petróleo es muy corrosiva, y la mayoría de los petróleos crudos contienen cantidades variables de sulfuro de hidrógeno [H₂S] que también es muy corrosivo. Medidas anticorrosivas incluyen la inyección de un inhibidor de corrosión química por el casing/tubing, el uso de tubos recubiertos de plástico, y el uso de aleaciones especiales resistentes a la corrosión y la tubería de cemento revestidos. Cada uno de estos métodos tiene sus ventajas y desventajas. Con frecuencia, el costo de reducir la velocidad de corrosión es tan alta que no puede justificarse, en cuyo caso no hay medidas contra la corrosión de todo tipo se toman y se sustituye el equipo al final de su vida útil. En el campo Colibrí se tiene una presencia baja de este fenómeno.

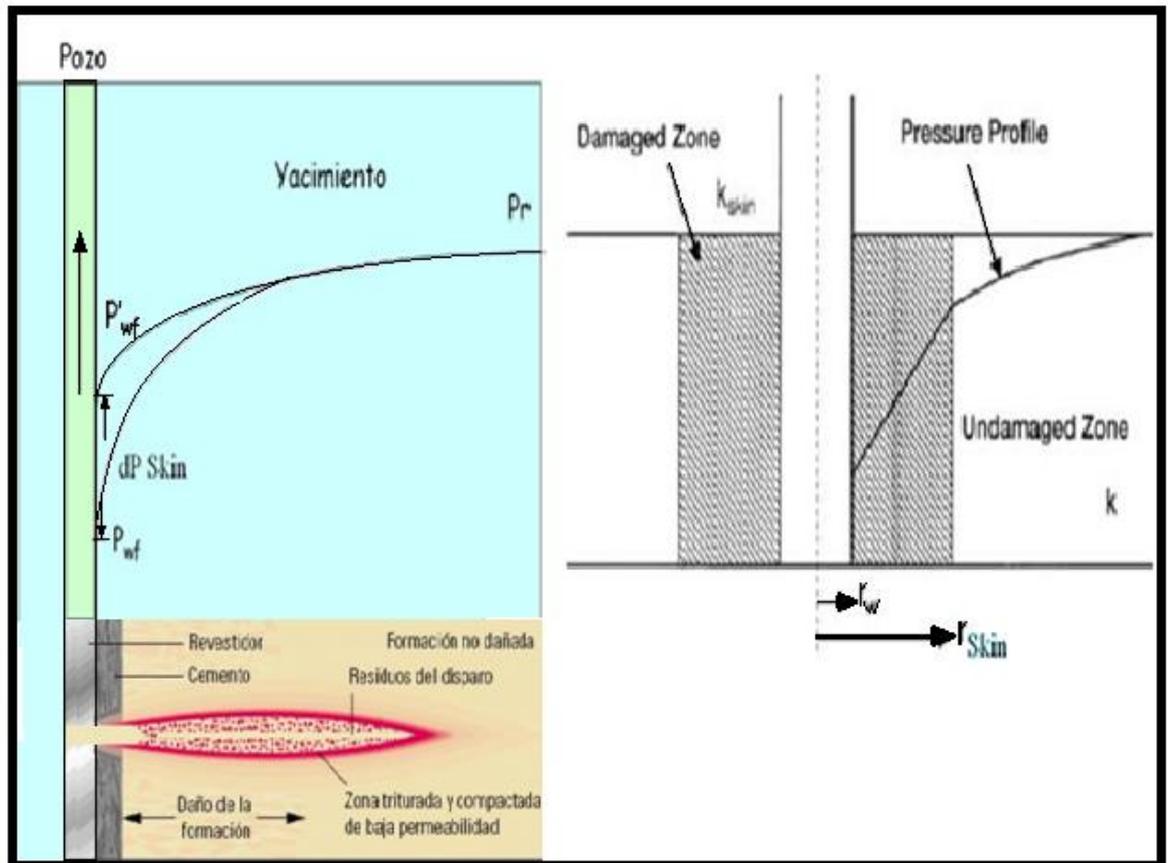


FIGURA16: Comportamiento del perfil de presión por el daño de formación
 FUENTE: www.unalmed.edu.co

3.7 RESERVAS, MECANISMOS DE PRODUCCIÓN Y TIPOS DE DECLINACIÓN

3.7.1 CÁLCULO DE RESERVAS

Las reservas son cantidades de petróleo que se considera pueden ser recuperados comercialmente a partir de acumulaciones conocidas a una fecha futura⁵. Las Reservas se pueden atribuir a la energía natural del reservorio o a métodos de recuperación mejorada que incluyen mantenimiento de presión, ciclos de inyección de fluidos, inyección de agua, métodos térmicos, inyección de polímeros y el uso de fluidos desplazantes miscibles y no miscibles. Todos los estimados de reservas involucran algún grado de incertidumbre que depende principalmente de la cantidad de datos de ingeniería y geología, confiables y disponibles a la fecha del estimado y de la interpretación de estos datos. El grado de incertidumbre permite diferenciar las reservas como probadas o no probadas. Las reservas no probadas son menos ciertas a ser recuperadas que las probadas y pueden ser sub-clasificadas como reservas probables y posibles para denotar progresivamente el incremento de la incertidumbre en su recuperación.

3.7.2 RESERVAS PROBADAS

Las reservas probadas son aquellas que pueden ser estimadas con razonable certeza para que sean recuperables bajo ciertas condiciones

económicas. Las condiciones económicas incluyen precios y costos vigentes al tiempo que se realiza la estimación. Las reservas probadas pueden ser desarrolladas o no desarrolladas.

En general, las reservas se consideran probadas si la productibilidad comercial del reservorio es soportada por producción actual. En ciertas ocasiones las reservas probadas pueden ser asignadas en base a registros eléctricos y análisis de núcleos que demuestren que el reservorio en estudio contiene.

El área que se considera probada en un reservorio incluye:

- (a) El área delimitada por la perforación de pozos y definida por los contactos de fluidos si existen
- (b) Las zonas no perforadas que pueden ser razonablemente consideradas como comercialmente productivas en base a la información geológica y de ingeniería.

En ausencia de información sobre los contactos de fluidos, la ocurrencia más baja conocida de hidrocarburos controla el límite de reservas probadas a menos que información de ingeniería y rendimiento indique lo contrario.

Las reservas probadas deberán disponer de instalaciones que permitan procesar y transportar las reservas hacia los sitios de venta, que estén en funcionamiento en el momento de la estimación, o deberá existir un

compromiso o expectativa razonable de instalar dichas instalaciones en el futuro.

En general, las reservas probadas no desarrolladas se asignan a locaciones no perforadas que satisfacen las siguientes condiciones:

(a) Las locaciones son desplazamientos directos de los pozos que han indicado producción comercial en la formación objetivo.

(b) Existe certeza razonable de que las locaciones se encuentran dentro de los límites productivos conocidos de la formación en estudio.

(c) Las locaciones cumplen con las regulaciones de espaciamiento de pozos, si existen.

(d) Existe certeza razonable de que las locaciones serán desarrolladas.

Las reservas que se consideran a ser producidas a través de la aplicación de métodos establecidos de recuperación mejorada, son incluidas en la clasificación de probadas cuando:

(a) La prueba exitosa de un proyecto piloto o respuesta favorable de un programa instalado en el mismo o en un reservorio análogo con similares propiedades de roca y fluido, proporcionan soporte para el análisis sobre el cual está basado el proyecto, y,

(b) Es razonablemente cierto que el proyecto será ejecutado.

Las reservas a ser recuperadas por métodos de recuperación mejorada que tienen todavía que ser establecidos a través de aplicaciones comerciales exitosas, son incluidas en la clasificación de probadas solo:

(a) Después de una favorable respuesta de producción de otro reservorio similar que es un plan piloto representativo o un programa instalado donde la respuesta proporciona soporte para el análisis sobre el cual está basado el proyecto, y

(b) Es razonablemente cierto que el proyecto será ejecutado.

3.7.3 RESERVAS NO PROBADAS

Las reservas no probadas están basadas en datos de geología y/o ingeniería, similares a los usados en el estimado de las reservas probadas, pero incertidumbre técnicas, contractuales, económicas o de regulación hacen que estas reservas no sean clasificadas como probadas. Las reservas no probadas pueden ser sub-clasificadas como probables y posibles.

Las reservas no probadas pueden ser estimadas asumiendo condiciones económicas futuras diferentes a las vigentes a la fecha del estimado. El efecto de posibles mejoras futuras en las condiciones económicas y desarrollo tecnológico puede ser expresado por una clasificación apropiada de las cantidades de reservas en probables y posibles.

Las reservas probables son las reservas no probadas que el análisis de datos de geología e ingeniería sugieren que son menos ciertas que las

probadas. En este contexto, cuando se usen métodos probabilísticos, debe existir al menos una probabilidad de 50 % de que la cantidad a ser recuperada será igual o excederá a la suma del estimado de reservas probadas más las probables.

En general, las reservas probables pueden incluir:

(a) Reservas que se anticipaban como probadas por perforación, pero que el control del subsuelo es inadecuado para clasificar estas reservas como probadas,

(b) Reservas en formaciones que parecen ser productivas y están basadas en características de perfiles eléctricos pero faltan datos de núcleos o pruebas definitivas y que no son análogos a reservorios en producción o reservorios probados existentes en el área,

(c) Reservas incrementales que se atribuyen a perforación de inter-ubicaciones (infill) que podrían ser clasificadas como probadas si es que el espaciamiento reducido hubiera sido aprobado a la fecha del estimado,

(d) Reservas que se atribuyen a un método de recuperación mejorada que ha sido establecido por una repetida aplicación comercial exitosa, cuando (i)

Un proyecto o piloto que está planeado pero no en operación, y

(ii) Las características de reservorio, fluido y roca aparecen como favorables para una aplicación comercial,

(e) Reservas en un área donde la formación parece estar separada del área probada por fallamiento y la interpretación geológica indica que el área objetivo esta estructuralmente más alta que el área probada.,

(f) Reservas atribuibles a un futuro reacondicionamiento, tratamiento, re-tratamiento, cambio de equipo u otro procedimiento mecánico, donde tal procedimiento no ha sido probado exitosamente en pozos que muestran similar comportamiento en reservorios análogos, y

(g) Reservas incrementales en reservorios probados donde una interpretación alternativa de los datos de comportamiento o volumétricos indican reservas mayores a las que fueron clasificadas como probadas.

Las reservas posibles son las reservas no probadas que el análisis de los datos de geología e ingeniería sugieren que son menos ciertas a ser recuperadas que las reservas probables. En este contexto, cuando se utilicen métodos probabilísticos, debe existir al menos una probabilidad de 10 % de que las cantidades a ser recuperadas serían iguales o excederían la suma de las reservas probadas más probables y mas posibles.

En general, las reservas posibles pueden incluir:

(a) Reservas que, basadas en interpretaciones geológicas, podrían existir más allá del área clasificada como probable,

(b) Reservas en formaciones que parecen contener petróleo basado en análisis de núcleos y registros, pero pueden no ser productivas a tasas comerciales.,

(c) Reservas incrementales atribuidas a perforación infill que están sujetas a incertidumbre técnica,

(d) Reservas atribuidas a métodos de recuperación mejorada cuando

(i) Un proyecto piloto está planeado pero no en operación, y

(ii) Las características de reservorio, roca y fluido son tales que existe una razonable duda que el proyecto será comercial, y

(e) Reservas en un área donde la formación parece estar separada del área probada por fallamiento y la interpretación geológica indica que el área objetivo está estructuralmente más baja que el área probada.

3.7.4 CÁLCULO DE RESERVAS POR EL MÉTODO VOLUMÉTRICO

Para la cuantificación de las reservas son utilizadas distintas metodologías, de acuerdo al desarrollo de los yacimientos y a la información geológica y de ingeniería disponible. Entre los métodos determinísticos se halla el método volumétrico, el cual no estima como tal el volumen de las reservas, sino que está asociado a la determinación de los hidrocarburos originales en sitio (Petróleo Original En Sitio POES, Gas Original en Sitio GOES, Condensado Original en Sitio COES).

El método volumétrico utiliza valores puntuales que mejor representen a cada uno de los parámetros geológicos que caracterizan el yacimiento. Partimos del concepto de que, en una arena, una fracción de su volumen total corresponde al volumen poroso, y a la vez, una fracción de ese volumen poroso será ocupada por cierta cantidad del fluido, en este caso, de hidrocarburo.

$$V_{fluido} = S_{fluido} \cdot \phi \cdot V_{bruto}$$

$$V_{oil} = S_{oil} \cdot \phi \cdot V_{bruto}$$

Por lo general se tendrá entre los datos la saturación de agua y no la de petróleo, pero en un yacimiento de agua y petróleo éstas están relacionadas.

$$V_{oil} = (1 - S_w) \cdot \phi \cdot V_{bruto}$$

La saturación y porosidad son adimensionales, así que el volumen del petróleo queda expresado en las mismas unidades del volumen bruto (Acre*pie). El factor 7758 permite convertir los Acre*pie en barriles, pero todas éstas son condiciones de yacimiento, así que toman el valor de barriles de yacimiento BY:

$$V_{oil} = 7758(1 - S_w) \cdot \phi \cdot V_{bruto}$$

Es posible determinar el volumen de petróleo para cualquier instante particular de la producción, y según la evolución de del yacimiento el Bo va a cambiar como función de la presión. Pero para determinar el volumen inicial del petróleo, POES (petróleo original en sitio) se utiliza el Boi (Bo inicial).

$$POES = \frac{7758(1 - S_w) \cdot \phi \cdot V_{bruto}}{B_{oi}}$$

Donde:

POES: Petróleo original en Sitio (BN)

*Vb: Volumen bruto de la arena (acre*ft)*

Φ: porosidad, adimensional expresada en fracción

Soi: saturación inicial de petróleo, adimensional expresada en fracción

Boi: factor volumétrico de formación de petróleo (BY/BN)

Una vez calculado el POES, se puede determinar las reservas por medio del factor de recobro (FR) que está en función del mecanismo de producción que se explicó anteriormente. Entonces para determinar las reservas:

$$RESERVAS = POES \cdot FR$$

Donde:

POES: Petróleo original en Sitio (BN)

*Vb: Volumen bruto de la arena (acre*ft)*

Esta fórmula permite calcular las reservas independientemente del método que se use porque todos ellos calculan el petróleo inicial en sitio y no directamente las reservas.

3.7.5 MECANISMOS DE PRODUCCIÓN DE RESERVORIOS DE HIDROCARBUROS

Antes de iniciar la explotación, los fluidos se encuentran confinados a altas presiones y temperaturas. Cuando se perfora un pozo, se crea un diferencial de presión que permite la expansión del sistema roca-fluidos, lo cual empuja a los hidrocarburos hacia la superficie. Para entender el comportamiento de un yacimiento es necesaria la identificación de estos mecanismos que impulsan los fluidos desde el reservorio hacia los pozos perforados dentro del mismo. La existencia de estos mecanismos se debe al proceso de formación de la roca y de acumulación de los hidrocarburos y a las condiciones de presión y temperatura del yacimiento.

La recuperación de petróleo mediante mecanismos de empuje natural es denominada **Recuperación Primaria**. El término se refiere a la producción de hidrocarburo desde el yacimiento sin el uso adicional de ningún proceso, es decir, se produce únicamente por acción de la energía propia del reservorio, luego de que el yacimiento produce de forma natural se le alargará su vida aplicándole los mecanismos inducidos por el hombre, que artificialmente reponen la presión en el yacimiento mediante la inyección de gas o agua en la roca del yacimiento, son llamados también procesos de **Recuperación Secundaria**.

Cada reservorio está conformado por una combinación única de: propiedades geológicas de la roca, características de los fluidos y mecanismo primario de producción. Se ha observado que cada mecanismo de empuje tiene cierto desempeño en términos de: último factor de recobro, caída de presión, relación Gas-Petróleo, y producción de agua.

En base a estos términos, existen seis mecanismos de empuje natural los cuales son:

- (1) Empuje por Expansión Roca y fluido.
- (2) Empuje por gas en Solución
- (3) Empuje por capa de Gas
- (4) Empuje por Intrusión de Agua
- (5) Empuje por segregación gravitacional
- (6) Empuje combinado

Empuje Expansión de Roca y Fluido.

En presiones sobre el punto de burbujeo, la compresibilidad del petróleo, del agua connata, y de la roca, son los elementos actuantes para la producción del reservorio. A medida que la presión del reservorio declina, la roca se comprime y los fluidos se expanden a través de sus compresibilidades individuales, la compresibilidad de la roca reservorio es el resultado de dos factores:

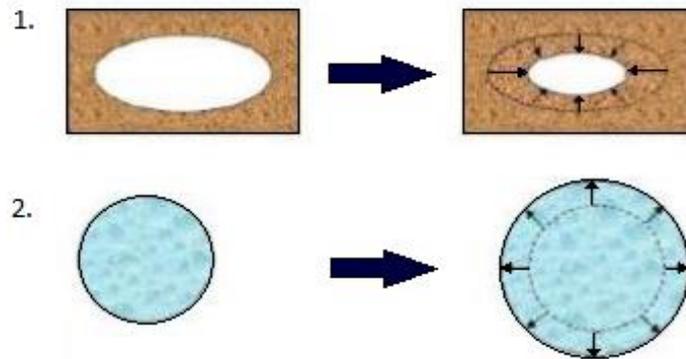


FIGURA 17: Reducción del espacio poroso como resultado de la expansión de la roca y expansión del fluido
FUENTE: www.scribd.com:

- (1) Reducción del espacio poroso por la expansión de la roca y su posterior compresión dependiendo de su grado de compresibilidad
- (2) Expansión del fluido debido a la caída de presión.

Los reservorios bajo este mecanismo de producción se caracterizan por una relación gaspetróleo (GOR) constante que es igual a la solubilidad del gas (R_s) a la presión de burbuja. Este mecanismo es considerado el menos eficiente y usualmente en la recuperación de petróleo representa un pequeño porcentaje del total de Petróleo Original en Sitio. La eficiencia de recuperación sobre el punto de burbuja esta normalmente en el rango de 3% o menos.

Yacimientos con empuje por gas en solución

Éste es el principal mecanismo de empuje para aproximadamente la tercera parte de los yacimientos de hidrocarburos del mundo, ya que predomina sobre el mecanismo de empuje por capa de gas o empuje por agua.

En empuje por gas en solución la saturación de agua en el yacimiento se encuentra cercana al valor irreducible. Además la presión inicial es igual a la presión del punto de burbuja. En caso que sea mayor, la presión declinará rápidamente al valor de burbuja como consecuencia de la producción. Durante esta etapa todo el gas permanece en solución. Una vez que se ha conseguido la presión de burbuja en el yacimiento, la posterior producción de los fluidos causa que la presión continúe descendiendo, lo que produce la liberación del gas disuelto en el yacimiento. Este gas libre alcanza la fase continua cuando la saturación de gas excede a la saturación crítica, permitiendo su movilidad.

Este gas liberado podría formar una capa de gas, lo que correspondería a otro mecanismo de empuje. Para que no se forme una capa de gas la permeabilidad vertical debe ser muy pequeña, a fin de que el gas fluya preferencialmente hacia el pozo. De este modo se observará en los pozos un incremento de la relación gas-petróleo. En este caso el mecanismo principal se debe al empuje de gas en solución y a la expansión del petróleo, se

entiende que se pueden despreciar los efectos de la expansión del agua y de la roca por ser muy pequeños comparados con la energía contenida asociada al gas libre altamente expansible.

Para estimar la eficiencia de la recuperación en yacimientos con presiones iguales a la presión del punto de burbuja que declinan hasta la presión de abandono, Arps desarrolló una ecuación, válida únicamente para yacimientos en los cuales el empuje por gas en solución es el único mecanismo de recuperación (o puede considerarse de esa manera):

$$\%RE = 41.815 \cdot \left(\frac{\phi \cdot (1 - S_{wr})}{B_{ob}} \right)^{0.1611} \cdot \left(\frac{K}{\mu} \right)^{0.0979} \cdot S_{wr}^{0.3722} \cdot \left(\frac{P_b}{P_a} \right)^{0.1741}$$

Donde

%RE : eficiencia de recuperación (en porcentaje)

Φ : porosidad (en fracción)

S_w : saturación de agua connata (en fracción)

B_{ob} : FVF de petróleo en el punto de burbuja (BY/BN)

K : permeabilidad promedio de la formación (Darcys)

μ : viscosidad de petróleo en el punto de burbuja (cp)

P_b : presión del punto de burbuja (psig)

P_a : presión de abandono (psig)

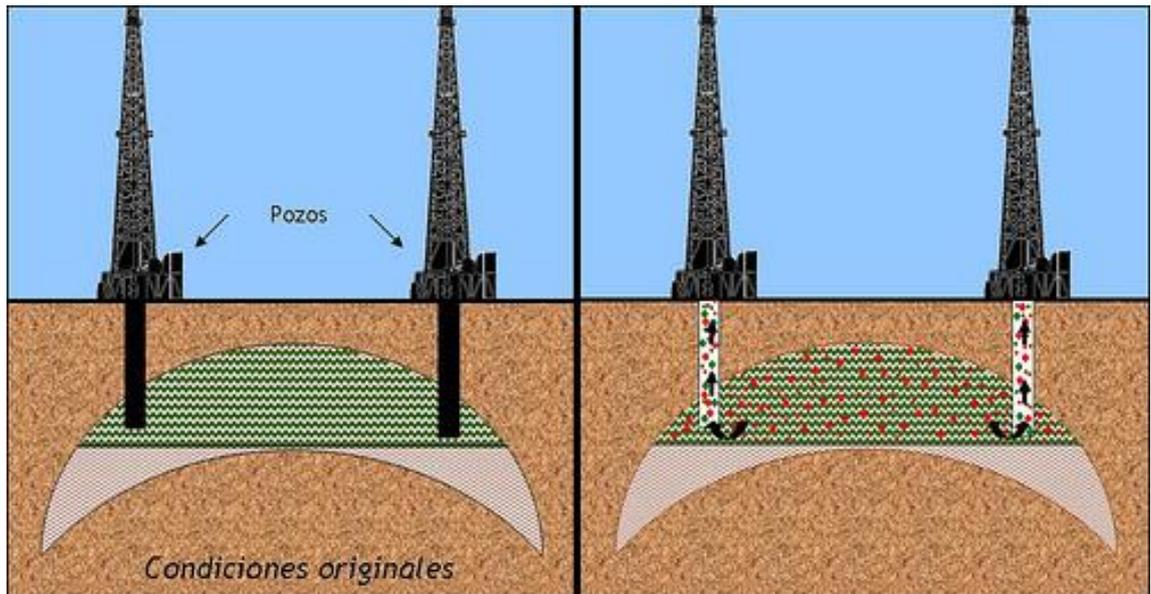


FIGURA 18: Reservorio con empuje por gas en solución como mecanismo de producción.
FUENTE: www.actualidad-petrolera.com

Si la presión inicial del yacimiento es mayor a la presión del punto de burbuja se debe adicionar la cantidad de petróleo producido por expansión del líquido desde la presión inicial hasta P_b . La eficiencia de esta recuperación se encuentra por lo general por debajo del 3%. La compresibilidad del petróleo es muy baja, por el orden de las diezmilésimas o inferior, por lo tanto ofrece una expansión volumétrica pequeña, que causará una rápida declinación de la presión hasta el punto de burbuja. De ese punto en adelante actúa el mecanismo de empuje por gas en solución, con una eficiencia de recobro dentro del rango de 5 a 30%.

Los factores que pueden favorecer una alta recuperación de los hidrocarburos originales en sitio con este mecanismo de empuje son una alta gravedad API del crudo, baja viscosidad, una alta relación gas disuelto-petróleo y que exista homogeneidad en la formación.

Empuje por Capa de Gas

En reservorios que producen por este mecanismo, existe una capa de gas libre con una mínima o nula intrusión de agua. Estos reservorios se caracterizan por mostrar una lenta declinación en presión. La energía natural disponible para producir petróleo viene de las siguientes fuentes:

- (1) Expansión de la capa de gas
- (2) Liberación de gas en solución.

Durante el empuje por capa de gas, la presión declina lenta y continuamente a un nivel mayor que en un reservorio con gas en solución. El grado de mantenimiento de la presión depende del volumen de gas en la capa de gas comparado con el volumen de petróleo. La intrusión de agua es ausente o despreciable. Como la capa de gas en expansión alcanza los intervalos de producción en los pozos ubicados estructuralmente altos, la relación gaspetróleo de los pozos se incrementará. El reservorio con capa de gas es en realidad un mecanismo de desplazamiento frontal, por lo tanto, se obtiene una considerable recuperación de hidrocarburos, con mayor eficiencia que el mecanismo por gas en solución que oscila entre el 20% y 40%.

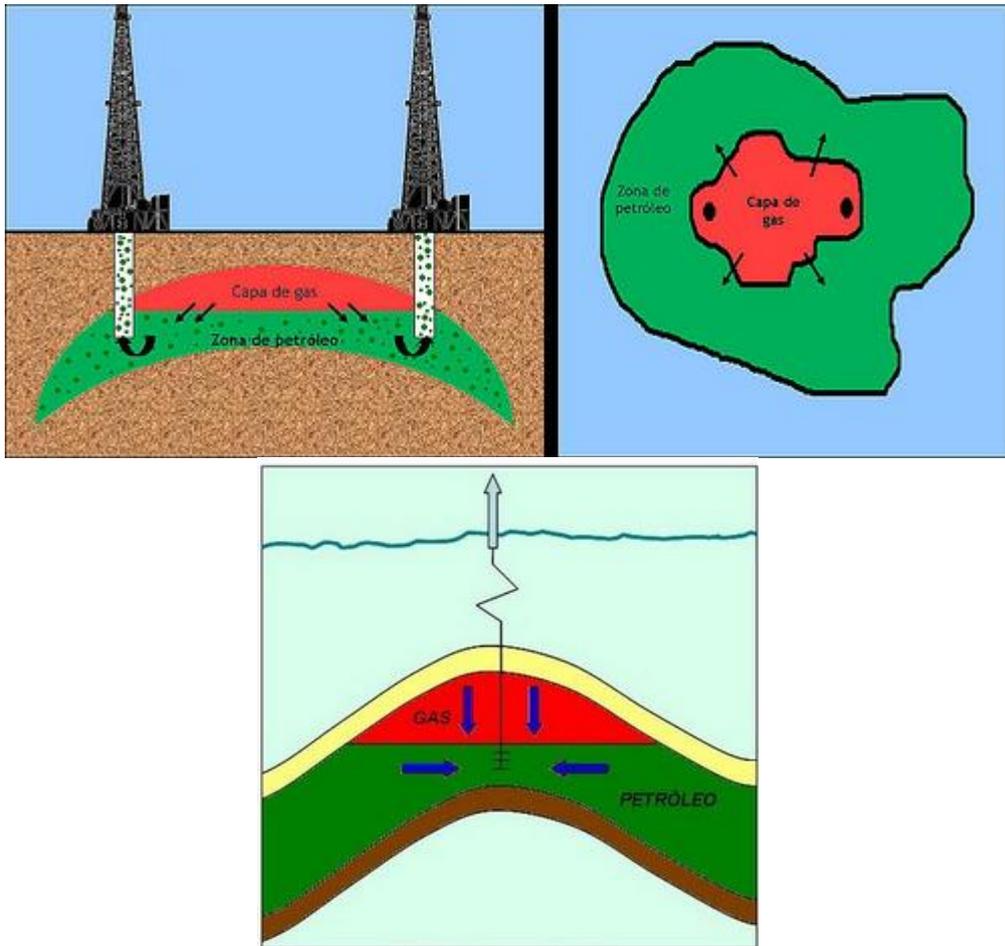


FIGURA 19: Reservorio con empuje por capa de gas como mecanismo de producción
FUENTE: www.actualidad-petrolera.com

Empuje por Intrusión de Agua

En este tipo de reservorio no existe capa de gas, por lo tanto la presión inicial es mayor que la presión del punto de burbuja. Cuando la presión se reduce debido a la producción de fluidos, se crea un diferencial de presión a través del contacto agua-petróleo. De acuerdo con las leyes básicas de flujo de fluidos en medio poroso, el acuífero reacciona haciendo que el agua contenida en él, invada al reservorio de petróleo originando una Intrusión o Influjo la cual no solo ayuda a mantener la presión sino que permite un desplazamiento inmiscible del petróleo que se encuentra en la parte invadida.

El acuífero es parte de un sistema artesiano. El agua que rodea al reservorio de petróleo está en contacto con agua proveniente de la superficie. Dependiendo de la forma como ingresa el agua al reservorio de petróleo, los reservorios por empuje de agua se denominan:

Reservorios con empuje de fondo. En la cual la formación es usualmente de gran espesor con suficiente permeabilidad vertical, tal que el agua puede moverse verticalmente. En este tipo de reservorios la conificación puede convertirse en un gran problema.

Reservorios con empuje lateral. En la cual el agua se mueve hacia el reservorio desde los flancos de la estructura.

Para que exista una intrusión, debe existir suficiente permeabilidad para permitir el movimiento del agua (por lo menos 50 md). Además, una intrusión

es visible si la producción de agua incrementa a medida que el tiempo transcurre.

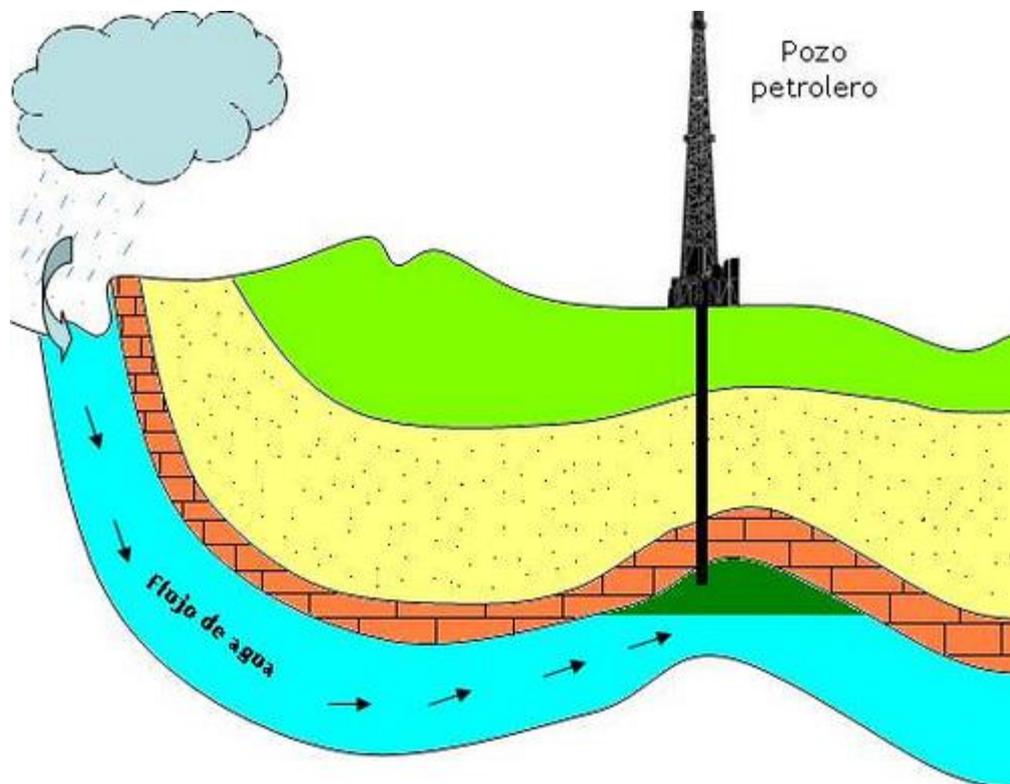


FIGURA 20: Reservorio con empuje agua como mecanismo de producción
FUENTE: www.actualidad-petrolera.com

La presión en el reservorio presenta una declinación gradual y lenta. La razón por la pequeña declinación en la presión del reservorio es que la producción de petróleo y gas es reemplazada casi en su totalidad por agua proveniente del acuífero que invade la zona de petróleo.

Una producción excesiva de agua se obtiene en pozos ubicados estructuralmente en la parte baja del reservorio porque están más cerca del

contacto agua-petróleo. Normalmente existe un pequeño cambio en la relación gas-petróleo en la vida del reservorio si el reservorio no cuenta con una capa inicial de gas. La presión se mantendrá como resultado de la invasión de agua al reservorio, sin embargo existirá una pequeña cantidad de gas libre resultado de la liberación del gas en solución.

La recuperación final de los reservorios con empuje de agua suelen ser mucho mayor que la recuperación de cualquier otro mecanismo de producción. La recuperación depende de la eficiencia de la acción de la intrusión de agua a medida que se desplaza el aceite. En general, cuando la heterogeneidad del reservorio aumenta, la recuperación disminuirá, debido al avance desigual del agua desplazada. La recuperación de petróleo para este tipo de empuje oscila entre el 35% el 75% del POES.

Empuje por Segregación Gravitacional

El mecanismo de empuje por segregación gravitacional ocurre como resultado de la diferencia de densidades de los fluidos del reservorio. Los efectos de las fuerzas gravitatorias pueden ser simplemente ilustradas mediante la agitación de una mezcla de petróleo y de agua en un frasco. Después de la agitación, el frasco se coloca en reposo, y el líquido más denso (normalmente agua) se deposita en el fondo del frasco, mientras que el fluido menos denso (normalmente petróleo) descansará en la parte superior del líquido más denso. Los fluidos se han separado como resultado de las fuerzas gravitatorias que actúan sobre ellos y por el hecho de ser fluidos inmiscibles. En un reservorio de empuje por segregación, el gas que se libera a medida que se produce el petróleo, se mueve hacia el tope del reservorio mientras que el petróleo se mueva hacia abajo debido a la permeabilidad vertical. Para que esto ocurra debe existir suficiente permeabilidad vertical para permitir que las fuerzas gravitacionales sean mayores que las fuerzas viscosas dentro del reservorio y el espesor de la formación debe ser suficiente para permitir la acción de la gravedad en los fluidos. Aunque algunos de estos reservorios no tienen una capa de gas inicial, la recuperación será mayor si esta existe.

Un mecanismo similar denominado drenaje gravitacional ocurre si es que el yacimiento tiene un gran buzamiento. En este caso el petróleo se mueve

hacia abajo y el gas hacia arriba, pero el flujo es paralelo al ángulo de buzamiento, en vez de ser perpendicular a este. En la mayoría de los casos el drenaje gravitacional y empuje por segregación se consideran como el mismo mecanismo. El factor de recobro en este tipo de reservorios varía entre el 40% y 80% con promedio de 60% del POES, lo que hace a este mecanismo el mejor en términos de recuperación de petróleo.

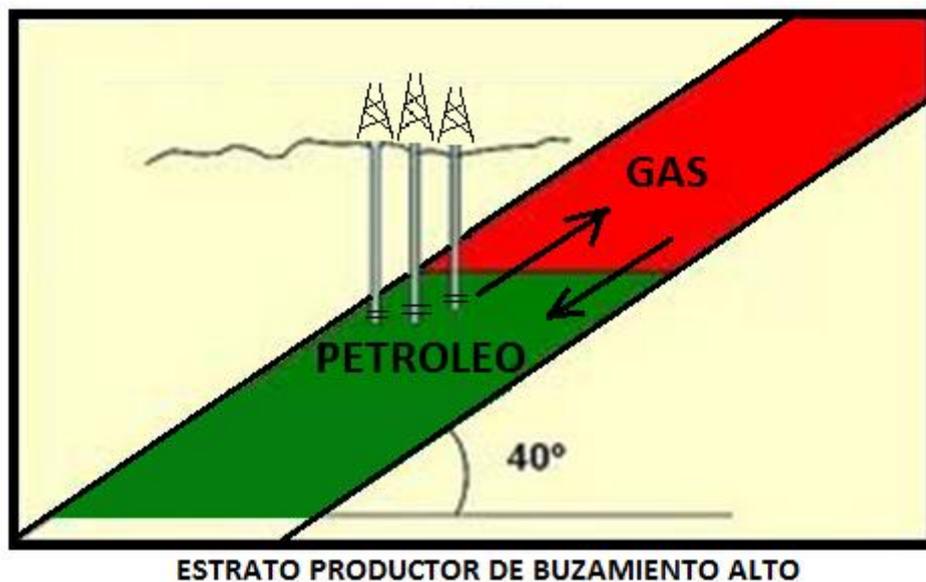


FIGURA 21: Reservorio con drenaje gravitacional como mecanismo de producción
FUENTE: www.actualidad-petrolera.com

Cuando un reservorio produce por efecto de dos o más de los mecanismos antes descritos, se dice que el reservorio produce con un mecanismo de empuje combinado. Satter y Thakur presentaron una serie de curvas que permiten determinar el mecanismo de producción de un reservorio en función

de la presión como porcentaje de la presión inicial y de la producción acumulada como porcentaje del POES.

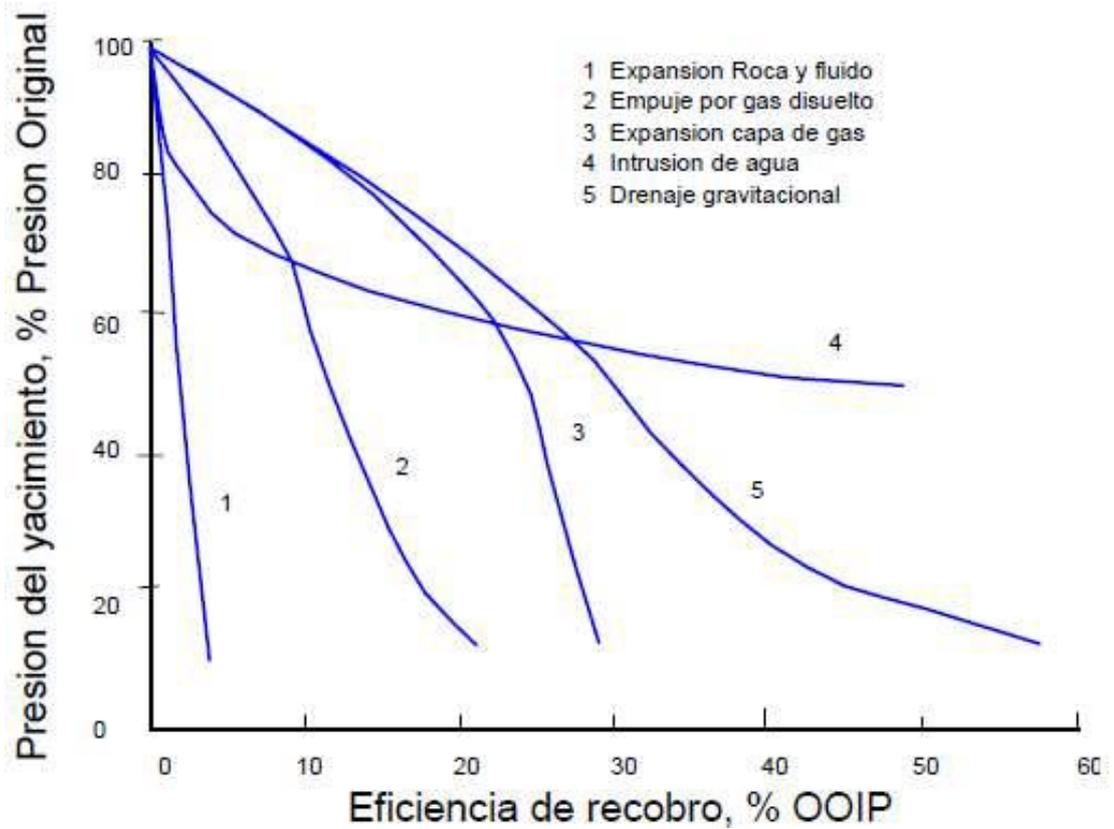


FIGURA 22: Curvas tipo de eficiencia de recobro en función de la presión
FUENTE: Satter A., Thakur G., Integrated Petroleum Reservoir Management

La declinación es el descenso de la capacidad de producción de un yacimiento, se origina como consecuencia de una disminución de la presión interna de este, lo que conlleva a una reducción de los niveles energéticos del mismo. Otro factor que ocasiona una caída de producción es el factor mecánico. Las curvas de declinación de producción representan el método más usado, en la predicción del comportamiento futuro de producción de un pozo, un grupo de pozos, yacimiento y/o campo, ya que este es fácil y confiable. Las curvas de declinación permiten estimar las reservas a recuperar durante la vida productiva y hacer comparaciones con los estimados por otros métodos como el balance de materiales.

Las curvas de declinación se basan en: “Que los factores que han afectado la producción en el pasado lo continuarán haciendo en el futuro”. Se debe tener en cuenta que en un pozo pueden ocurrir diferentes cambios de la tasa de declinación durante la vida productiva, los cuales se deben tener en cuenta al momento de hacer las predicciones.

3.7.6 TIPOS DE DECLINACIÓN

De acuerdo a las causas que influyen en la declinación de producción se tienen la Declinación Energética y la Declinación Mecánica. La Declinación Total será la suma de la declinación energética más la declinación mecánica.

Declinación energética: es la declinación de la tasa de producción debido al agotamiento de energía del yacimiento (caída de presión) y/o a la disminución de la permeabilidad relativa al petróleo y saturación de petróleo alrededor del pozo.

Declinación mecánica: está relacionada con la disminución de la efectividad de los métodos de producción, problemas inherentes a la formación, tales como: arenamiento, daño a la formación, producción de asfaltenos, y problemas en el pozo como deterioro de la tubería de producción, empaaduras, etc. Recientemente algunos expertos prefieren denominar este tipo de declinación como Capacidad de Pérdida de Producción, ya que esto involucra factores que no son exclusivamente de índole mecánicos.

De acuerdo a la expresión matemática se tienen la tasa de Declinación Nominal y la tasa de Declinación Efectiva:

Tasa de Declinación Nominal (D): esta ecuación se genera de la pendiente negativa de la curva formada por el logaritmo natural de la tasa de producción en función del tiempo ($\ln q$ vs. t). La declinación nominal es una función continua usada para derivar otras relaciones matemáticas. En la Ec.1, se define la declinación nominal:

$$D = -\frac{\text{Ln}\left(\frac{q}{q_i}\right)}{t}$$

Tasa de Declinación Efectiva (De): representa la caída en la tasa de producción desde q_i hasta q_1 dividida entre la tasa de producción al comienzo del período. Si el período de tiempo es un mes, la tasa de declinación es mensual efectiva, si el período es un año, la declinación es anual efectiva. La declinación efectiva es por lo general la mejor que representa las prácticas de producción real. En la Ec. 2 se define la declinación efectiva:

$$De = -\frac{q_i - q_1}{q_i}$$

Donde:

D= Tasa de declinación nominal, tiempo-1

De= Tasa de declinación efectiva, adm

q_i = Tasa inicial de producción, BN/día, BN/mes, BN/año

q_1 = Tasa de producción al final del período considerado, BN/día, BN/mes, BN/año

Siendo que q y q_1 son iguales para las dos ecuaciones, igualando las ecuaciones Ec. 1 y Ec. 2 se tiene:

$$q_i e^{-D} = q_i - q_i D e$$

$$e^{-D} = (1 - D e)$$

La declinación nominal como una función de la declinación efectiva es:

$$D = -\text{Ln}(1 - D e)$$

La declinación efectiva como una función de la declinación nominal es:

$$D e = 1 - e^{-D}$$

Tipos de Curvas de Declinación de Producción

Básicamente se han reconocido tres tipos de curvas de declinación de producción: Exponencial, Hiperbólica y Armónica. En la Figura 1, se presentan los comportamientos cualitativos de estas curvas, al ser representadas en papel de coordenadas cartesianas, papel semi-log y papel log-log. Por lo general, se selecciona el tiempo y la producción acumulada como variables independientes y se utiliza el eje de las abscisas para graficarlas. Entre las variables dependientes más utilizadas se encuentra el logaritmo de la tasa de producción. El procedimiento de extrapolación es de naturaleza empírica pero representa el sistema que se está analizando. Si el sistema no es afectado significativamente, debido algún cambio de las operaciones de yacimiento, el método de extrapolación dará una representación razonable del comportamiento futuro. Dado que la extrapolación de la curva hiperbólica se hace asintótica al eje horizontal se

debe tener cautela en las predicciones, pues estas pueden ser optimistas. En la práctica se utiliza la extrapolación exponencial como una extensión de la declinación hiperbólica hasta el límite económico.

En el campo Colibrí se usa actualmente una curva de declinación Hiperbólica, teniendo una alta producción inicial, luego se presenta una fuerte declinación de la producción para posteriormente estabilizarse, se da este comportamiento debido a que este es un campo maduro.

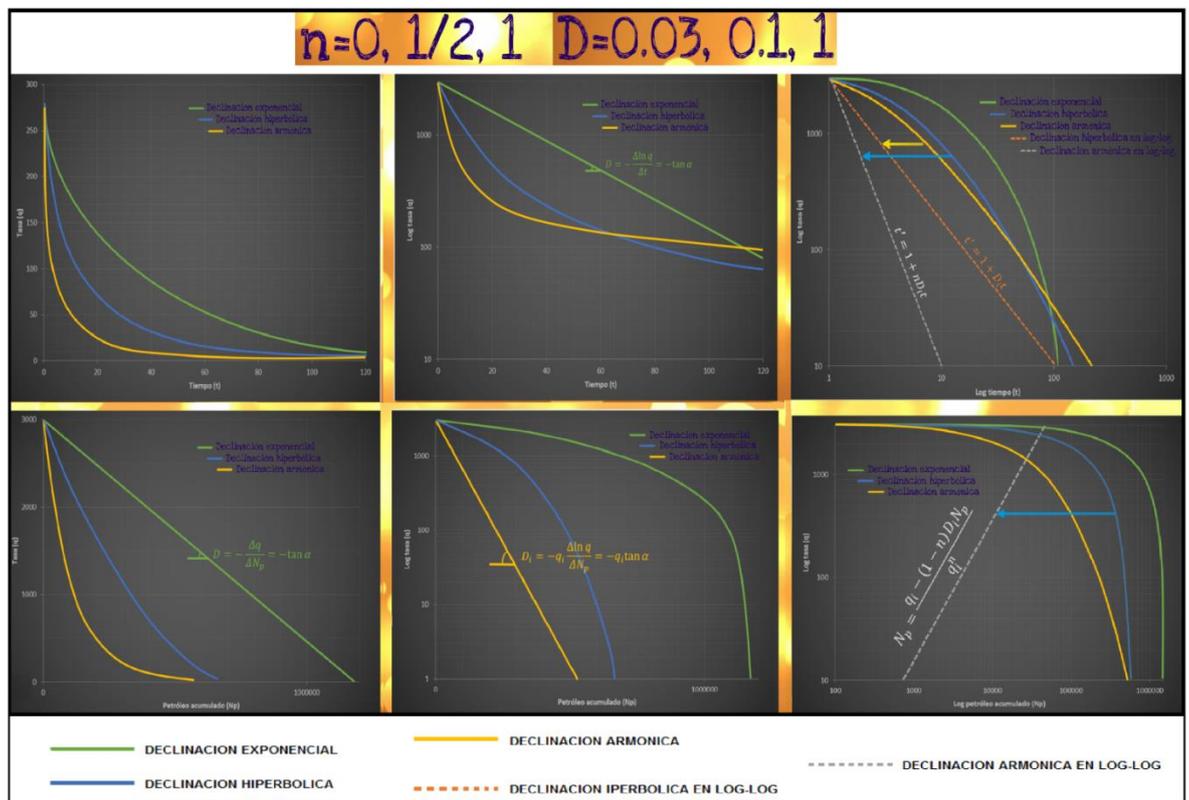


FIGURA 23: Tipos de Curvas de Declinación de Producción
FUENTE: <http://www.portaldelpetroleo.com>

3.7.7 FACTORES QUE AFECTAN LAS CURVAS DE DECLINACIÓN DE PRODUCCIÓN

Dado que la aplicación de las curvas de declinación requiere el establecimiento de una tendencia de comportamiento de producción del pozo, grupos de pozos, yacimiento, cualquier factor que altere o modifique esta tendencia, limitará la aplicación de éstas. Entre los factores que afectan las curvas de declinación de producción se tienen los siguientes:

Períodos desiguales de tiempo: las pruebas de pozos, las mediciones, etc, no se efectúan en los pozos considerando los mismos lapsos de tiempo entre prueba y prueba, lo que hace que los promedios entre los diferentes tiempos no estén bien ponderados. Este factor es de cierta importancia cuando se usa la presión del pozo o del yacimiento como variable independiente, pero el efecto será menor cuando se usan las tasas de producción, porque estas se asignan mensualmente.

Cambio de productividad de los pozos: la producción de los pozos tienen una declinación natural, cuando en determinados pozos esta llega a bajos valores, son sometidos a reparaciones con el objeto de incrementar nuevamente su producción. Generalmente estos cambios de productividad no se pueden tomar en cuenta por que no se puede predecir cuándo ello ocurrirá. Cuando el cambio de productividad en un pozo es significativo o

más de un pozo experimenta cambios similares, también cambiará la tendencia del comportamiento de producción del yacimiento.

Completación de nuevos pozos: al terminar un nuevo pozo, la tasa de producción del yacimiento aumentará, lo cual altera la tendencia del comportamiento anterior. En este caso no se podrá extrapolar la curva porque no se sabe si la declinación de producción continuará según la misma ley (comportamiento) antes de terminar el nuevo pozo. En dicho caso, habrá que esperar hasta que se observe una nueva tendencia para proceder a la aplicación de este método. Sin embargo, si se necesitara una tendencia, podría trazarse una paralela a la tendencia anterior por el nuevo valor de la tasa de producción del pozo o yacimiento.

Interrupción de los Programas de Producción: cuando en la vida productiva de un existen cierres de producción total o parcial por razones de carencia de mercado, problemas en los equipos de superficie, etc., se desconocerá la nueva tasa de producción del yacimiento cuando sea reactivado. Además se desconoce si se continuará con el mismo comportamiento anterior al cierre. Esto causa notables problemas en el estudio de las curvas de declinación.

Veracidad de los Datos: cuando no se tiene certeza sobre la información disponible con respecto al comportamiento de un yacimiento. Este caso es frecuente en campos donde no se conoce la metodología utilizada para

asignar los valores de producción a los pozos y, por ende, al yacimiento en estudio.

Prorrato: en países donde existe restricción en las tasas de producción (prorrato), los yacimientos no producen a su potencial y por tanto el método no debe aplicarse. Es un factor poco importante en algunos países, donde las restricciones a la producción son insignificantes.

3.8 PRINCIPALES RESERVORIOS Y ÉPOCAS DE PRODUCCIÓN SIMULTANEA (EN “COMMINGLE”)

3.8.1 Principales reservorios

Los tres horizontes que son productivos están ubicados aproximadamente a 9.500 pies de profundidad estos son:

- Arenisca “Basal Tena ”
- Arenisca “U”
- Arenisca “T”

La **Arenisca Basal Tena** es un yacimiento discontinuo que contiene cantidades menores de hidrocarburos en comparación con los dos principales estratos productores.

El **Yacimiento U** se encuentra a una profundidad de 8.210 pies bajo el nivel del mar (datum). El área aproximada es de 36.376 acres con espesores que varían de 24 pies hasta 94pies. Debido a los diferentes ambientes de depositación no existe continuidad en esta arena; esto hace que su perfil sea muy irregular, con depositaciones tipo deltaico sobre un gran canal principal, que atraviesa el yacimiento de norte a sur.

El **Yacimiento T** se encuentra a una profundidad de 8.515 pies bajo el nivel del mar (datum) cubriendo un área aproximada de 38.415 acres, con espesores que varían desde 7 pies hasta 121 pies. Los ambientes de

deposición transversales que influyen sobre el modo de deposición de la arenisca, no afectan significativamente el desarrollo del canal principal de la arenisca t, que tiene orientación norte-sur, con espesores y perfiles más uniformes que los de la arenisca U.

La **Formación Hollín** no es productiva en Colibrí, sin embargo en el pozo exploratorio Condorazo SE-01 perforado en enero del 2006 dio resultados positivos para la formación Hollín superior.

Características de la Secuencia Napo "U"

La localidad de la formación U aflora en ambos flancos del río en Puerto Napo, y en la zona del alto Napo que se localiza a 50 km. aguas abajo. Esta formación está constituida por areniscas de grano fino a mediano con algunas zonas de grano grueso; son regionalmente continuas, pero tienen barreras de permeabilidades y cambios de facies tanto longitudinales como transversales.

Con respecto a las calizas estas son por lo general fosilíferas y consideradas como un depósito de poca profundidad costa afuera, es decir, de tipo laguna o bahía; están infrayacentes o suprayacentes a las lutitas arcillosas, pero usualmente incluyen intervalos menores de arena.

Las arenas U inferior tienen un periodo de depositación en un ambiente estuarino dominado por mareas, mientras que la U superior un ambiente de plataforma marina somera.

Características de la Secuencia Napo "T"

Las areniscas inferiores son conocidas como las areniscas T, su espesor es variable, los espesores hacia el sur van aumentando, las lutitas de esta zona contienen muchos fósiles así como Ammonoideas, los que han permitido determinar una edad Albianense para esta zona.

Esta formación está constituida por areniscas de grano fino a mediano con algunas zonas de grano grueso; son regionalmente continuas, pero tienen barreras de permeabilidades tanto longitudinales como transversales. Con respecto a las calizas estas son por lo general fosilíferas y consideradas como un depósito de poca profundidad costa afuera, es decir, de tipo laguna o bahía; están infrayacentes o suprayacentes a las lutitas arcillosas, pero usualmente incluyen intervalos menores de arena.

Las arenas T inferior tienen un periodo de depositación en un ambiente estuarino dominado por mareas, mientras que la T superior un ambiente de plataforma marina somera.

3.8.2 Épocas de producción simultanea (en “commingle”)

La producción en simultaneo es cuando el gas o petróleo producido de diferentes reservorios o yacimientos que se encuentran a diferentes profundidades en un mismo pozo se mezcla en una misma tubería de producción, es decir llega a boca de pozo mezclado en lugar de llegar en diferentes tuberías como en el caso de la completación Dual.

El término "Commingle" se utiliza tanto cuando se refiere a mezclar la producción de diferentes yacimientos o reservorios en el mismo pozo, como así también cuando se refiere a mezclar la producción de diferentes pozos.

En el caso de estudio este término será referido como la mezcla de producción de los reservorios del campo.

A continuación se presentan una lista de pozos cada uno con sus fechas correspondientes a cuando su producción estuvo en “Commingle”

Tablas de las Épocas de Producción Simultanea

Clb-N-007	Clb-N-008	Clb-041	Clb-055	Clb-068	Clb-097	Clb-136D	Clb-151D	Clb-004
3-Sep-73	20-Sep-72	10-May-73	21-Aug-75	25-Jun-88	5-Dec-08	1-Apr-12	24-May-11	1-May-70
								7-Dec-73

Clb-006A	Clb-027	Clb-033	Clb-038	Clb-039	Clb-042A	Clb-047	Clb-058	Clb-065
12-Sep-72	26-Jul-73	29-Jul-73	22-Jun-74	16-Aug-74	14-Nov-73	1-Jun-74	1-Nov-75	20-Aug-85
10-Feb-79	30-Jun-74	25-Feb-75	28-Dec-83	22-Jan-84	15-Apr-82	26-Oct-81	9-Mar-82	11-Sep-85

Clb-067	Clb-093	Clb-N-004	Clb-012A	Clb-026	Clb-034	Clb-050	Clb-062A	Clb-084
23-Jul-86	6-Jul-95	2-Aug-74	18-Jul-72	25-Oct-72	20-Jun-73	13-Nov-74	12-Feb-85	19-Aug-93
5-Aug-86	20-Mar-97	1-Apr-77	28-Nov-83	21-Sep-82	14-Sep-73	19-Aug-95	21-Apr-88	16-Sep-93
		1-Jun-78	24-Mar-92	14-Feb-85	14-Feb-75	7-Aug-95	12-Sep-88	30-Dec-96

Clb-111	Clb-007	Clb-025	Clb-029	Clb-045A	Clb-057	Clb-064	Clb-085	Clb-095
16-Oct-05	1-Oct-72	27-Mar-73	25-May-73	14-Dec-73	9-Feb-08	9-Jan-86	9-Jul-01	26-Apr-96
17-Jul-06	23-3-74	23-Dec-74	18-Jan-74	14-Jan-81	3-Apr-08	31-Jul-87	28-Jul-04	21-Jul-97
24-Nov-08	24-6-76	30-Jan-75	7-Jun-77	27-Jan-81	12-May-08	20-Aug-93	2-Mar-10	21-Jun-99
		15-Apr-83	28-Feb-84	25-Jun-86	7-Jun-83	8-Mar-12	8-Mar-95	9-Sep-11
								2-Dec-01

Clb-102H	Clb-109D	Clb-N-001	Clb-N-009	Clb-005	Clb-006B	Clb-016	Clb-017	Clb-023
9-Jun-03	6-Nov-08	5-Apr-81	18-Mar-78	12-Jul-72	23-2-81	31-Jan-73	18-Sep-72	28-Nov-72
15-Jun-03	12-Dec-08	13-Jul-81	10-Jun-77	1-Jun-77	24-2-84	6-Dec-79	31-May-74	23-Nov-73
9-Jul-05	8-Feb-10	30-Jun-83	6-Jun-81	24-Jan-88	24-3-87	10-Nov-85	31-Dec-75	25-Dec-84
27-Dec-07	20-Sep-10	14-Jul-84	6-Jun-81	11-Dec-90	8-Jul-87	4-May-86	13-Feb-80	12-Apr-87
		17-Jan-85	23-Jan-85	2-Nov-91	7-Apr-94	18-Jul-86	21-Mar-82	7-Aug-95

Clb-032B	Clb-063	Clb-021	Clb-048	Clb-069	Clb-010A	Clb-042B	Clb-046	Clb-077
17-Jun-73	8-Aug-85	27-Feb-73	18-Jun-74	22-Jul-88	5-Jul-72	15-May-85	22-Feb-74	31-May-92
6-Jun-74	24-Aug-04	26-May-77	24-Oct-74	19-Mar-92	23-Jun-73	27-Apr-88	9-Oct-74	24-May-95
16-Oct-74	27-May-09	13-Jul-77	2-Feb-80	24-Aug-93	15-May-77	21-Dec-90	21-Mar-77	19-May-03
23-Jul-76	30-Sep-10	8-Mar-80	14-Oct-81	16-Apr-94	20-Feb-83	2-Jul-94	29-May-77	15-Dec-07
27-May-81	25-Sep-11	18-Oct-80	15-Jun-85	26-Feb-96	15-Feb-93	16-May-96	24-Jun-82	8-Mar-08
		10-Dec-82	15-May-85	28-Sep-96	23-Oct-94	28-Mar-99	24-Jun-83	4-Sep-08
					11-Jan-95	27-Jan-00	19-Jun-83	31-Oct-11

Clb-051	Clb-061	Clb-078	Clb-N-003	Clb-N-005	Clb-N-010	Clb-018	Clb-024	Clb-043
8-Sep-74	16-Nov-77	19-Dec-99	24-Aug-73	12-Sep-73	25-Feb-80	21-Jul-72	30-Oct-72	1-Jan-74
3-Jul-77	20-Jan-81	26-Dec-99	31-Mar-74	1-May-78	27-Jul-80	6-Feb-74	12-Dec-73	5-Oct-82
31-Dec-80	12-Nov-83	4-Jan-00	8-Jul-75	31-May-78	5-Feb-89	3-May-77	17-Jun-74	29-Dec-82
27-Jan-85	15-Jul-86	7-Mar-00	21-Dec-82	1-Jul-80	15-Apr-93	2-Dec-77	15-Sep-86	28-Jul-85
12-Jan-86	16-Oct-91	14-Jun-00	1-Mar-84	20-Feb-80	29-Aug-93	21-Nov-79	15-Apr-88	22-May-88
28-Jan-86	19-Dec-91	6-Jun-02	14-May-84	18-Dec-80	30-Aug-94	18-Mar-83	27-Nov-88	12-Aug-89
26-Aug-86	26-Mar-92	20-Sep-02	24-May-86	25-Dec-82	4-Feb-95	11-Oct-84	26-Nov-89	9-Aug-97
11-Feb-87	28-Sep-93	15-Jun-03	1-Oct-86	30-Jan-84	20-Sep-95	24-Aug-08	8-Feb-90	16-Jan-06
			23-Jan-88	28-May-85	16-Sep-96	S/I	22-Feb-92	26-Nov-06

Clb-054	Clb-056	Clb-022A	Clb-049	Clb-008	Clb-011	Clb-013	Clb-045B	Clb-053
11-Jul-75	1-Jul-77	19-Jan-73	21-Apr-74	10-Jul-72	3-Aug-72	5-Jun-72	14-Sep-81	22-Jul-79
28-Jul-77	21-Jan-83	2-Jun-92	19-Apr-77	13-May-81	25-Feb-83	29-Jan-75	22-Nov-92	19-Mar-81
21-Dec-78	30-Apr-83	26-Jan-97	29-Dec-78	4-Mar-82	17-Feb-86	3-Jun-76	28-Nov-93	9-Feb-83
21-Nov-92	23-Nov-83	19-Apr-99	10-Jun-79	28-Mar-90	13-Oct-03	31-Jul-76	7-Jun-99	20-Oct-86
20-Nov-93	27-Mar-84	1-Mar-00	24-Aug-83	29-Oct-93	26-Oct-06	18-Jul-87	21-Feb-01	27-Mar-88
26-Jul-94	23-Aug-84	25-Aug-00	5-Jan-85	24-May-94	15-Dec-06	8-May-88	17-Jul-02	24-May-90
3-Jan-96	5-Mar-85	20-May-01	16-Mar-04	31-Jan-95	26-May-07	22-Feb-89	3-Feb-03	20-Apr-92
30-Apr-96	18-Oct-87	18-Mar-02	29-Mar-07	10-Jun-95	19-Jun-07	9-Aug-90	27-Nov-03	13-May-92
30-May-00	7-Mar-88	18-Mar-03	15-May-07	25-Dec-95	19-Aug-07	12-Sep-91	3-Oct-07	12-Nov-92
		30-Aug-03	23-Aug-07	24-Apr-97	17-Oct-09	2-Dec-94	2-Sep-10	8-Aug-95
				22-Mar-99	10-Apr-12	19-Nov-97	26-Jul-11	24-May-96
								22-Jun-96

Clb-059	Clb-082	Clb-009	Clb-036	Clb-060	Clb-015A	Clb-070	Clb-001	Clb-031
28-Nov-75	20-Mar-00	29-Jun-72	19-Dec-73	14-Oct-07	30-Aug-72	14-Jul-90	28-Jul-72	5-Jun-73
12-Jul-77	7-Dec-00	5-Feb-83	18-Dec-74	17-Jul-97	12-Nov-73	17-Jan-00	15-Nov-74	16-Jul-76
7-Jul-79	8-Oct-01	15-Nov-84	26-Feb-75	9-Aug-05	16-Feb-74	10-Mar-00	2-Sep-92	26-Aug-84
8-Jan-83	18-Oct-02	7-Jun-92	9-Aug-76	7-Nov-05	13-Jun-74	27-Jul-00	10-Jun-95	8-Jan-90
14-May-83	4-Feb-03	4-Mar-94	21-Jul-81	20-Jun-06	26-Nov-79	3-Jan-02	22-Sep-96	28-Mar-90
30-Jul-83	6-Mar-03	9-Oct-95	4-Aug-83	25-Jun-06	18-Oct-80	8-Jun-02	4-Feb-97	28-May-90
19-Oct-83	15-Jan-06	29-May-96	25-Apr-85	14-Oct-06	27-Mar-83	30-Apr-03	20-Apr-99	27-Jul-90
24-Jan-84	31-Mar-07	7-Dec-97	1-Jun-89	12-Aug-06	7-May-89	19-Aug-03	14-Jun-00	25-Feb-91
13-Jan-85	11-Oct-07	16-Dec-97	29-Jun-13	16-Jul-07	4-Sep-93	23-Feb-04	1-Oct-00	3-Jun-91
29-Jun-85	22-Nov-09	4-Dec-99	1-Mar-91	1-Mar-08	11-Sep-94	20-Jun-04	21-Aug-02	6-Mar-91
19-Jan-86	11-Jan-11	29-Jun-02	29-Sep-92	2-Jul-08	17-Nov-02	13-Jul-05	12-Feb-03	22-Jan-92
7-Aug-86	27-Jun-11	19-Feb-04	11-Apr-93	24-Aug-08	30-Mar-04	16-Feb-07	3-Apr-07	28-Jan-92
		8-Jun-09	4-Oct-83	20-Oct-08	20-Abr-04	8-Feb-08	22-Apr-09	17-Feb-97
			20-Jul-94	5-Aug-09	3-Sep-05	25-Feb-08	22-Aug-09	13-Dec-97
					4-Oct-05	26-Sep-11	8-May-10	28-Jun-98
							15-May-11	7-May-98

Clb-019	Clb-052A	Clb-002	Clb-028	Clb-035	Clb-044	Clb-014	Clb-022B	Clb-020A	Clb-094
31-Mar-73	30-Apr-75	1-May-70	26-Apr-73	27-Oct-74	2-Dec-74	25-ago-72	4-Jun-77	19-Feb-73	24-Apr-95
13-Jan-74	3-Jul-77	23-May-73	30-Jun-74	14-Aug-77	26-Jun-76	12-Mar-74	9-Apr-81	19-Nov-73	14-Apr-97
31-Mar-77	7-Apr-81	9-Jun-77	30-Jul-93	21-Oct-84	14-May-82	11-Nov-76	5-Jun-91	12-Jul-88	13-May-97
26-Nov-77	22-Jul-82	29-Jan-80	26-Nov-93	22-Dec-84	23-Jan-83	5-Ago-85	18-Dec-92	22-Jun-92	2-Jun-99
15-Feb-79	13-Jan-83	11-Feb-81	21-Dec-96	22-Nov-90	30-Sep-85	11-Dec-85	25-May-94	27-Feb-94	9-Jun-99
23-Feb-95	8-Aug-83	10-Jul-82	2-Aug-97	3-Aug-92	13-Aug-90	8-May-91	7-Jun-95	8-May-94	15-Jun-00
14-Abr-96	25-Apr-84	19-Dec-84	16-Jun-99	16-Feb-95	15-Jan-02	20-Sep-93	19-Feb-97	6-Jul-94	2-Aug-00
24-Jul-97	17-jun-85	15-Feb-87	11-Sep-99	6-Jun-95	20-Jan-94	1-Dec-93	10-Aug-97	30-Nov-94	23-Jan-01
27-Abr-99	20-Feb-85	26-May-88	26-Jul-01	16-Sep-95	21-Jul-96	3-Jan-99	6-Mar-98	10-Oct-95	4-Jul-01
25-Feb-00	4-Aug-85	18-Nov-88	31-Dec-01	16-Sep-96	15-Aug-96	18-Jan-99	5-Jun-98	1-Mar-96	14-Nov-01
21-Nov-00	7-Dec-85	24-Mar-89	13-May-99	8-Jan-97	20-Sep-97	24-Jul-99	22-Dec-98	1-Nov-96	13-Feb-02
19-Dec-02	26-Dec-87	24-Dec-94	3-Nov-02	29-May-98	25-Mar-98	9-Sep-99	30-Jul-99	21-Apr-97	17-Aug-02
02-Abr-03	11-Apr-88	25-Jun-93	24-Feb-03	5-Aug-00	15-Sep-98	19-Oct-00	2-Nov-99	9-Jan-98	2-Feb-03
9-Feb-04	26-Apr-88	10-Nov-93	26-Aug-03	16-Aug-00	26-Feb-99	16-Nov-00	12-Sep-00	5-Oct-98	31-Jul-03
7-Sep-04	23-Oct-88	28-Oct-99	13-Apr-04	18-Mar-02	9-Mar-99	21-Jul-01	8-Feb-01	8-May-99	19-Jan-04
23-Jul-06	3-Nov-92	30-Jun-04	15-Oct-04	22-Jun-02	10-Mar-00	22-Jan-02	21-Jun-01	27-Sep-99	23-Sep-04
10-Jul-07	16-Jun-93	6-Feb-05	18-Nov-04	30-Dec-03	26-Sep-00	13-Jun-02	27-Dec-01	10-Jun-00	1-Aug-06
18-Oct-11	15-Sep-93	1-Aug-05	14-Mar-05	5-May-04	8-Mar-01	10-May-03	14-Jan-02	26-Jan-01	30-Nov-06
		8-Jan-06	22-Jul-05	10-Oct-04	24-Apr-02	14-Feb-04	25-Aug-02	15-Jun-01	18-Apr-07
		12-May-10	13-Sep-08	1-Sep-04	19-Sep-02	14-Oct-07	6-Feb-04	10-Jan-03	27-Jul-07
			29-Mar-09	19-May-07	16-Sep-03	30-Jun-09	02-AGT-04	9-Sep-03	21-Jan-08
						5-Oct-10	27-Jul-05	11-May-04	1-Jul-08
							2-Jun-07	30-Jan-05	26-Sep-08
								31-Jan-06	16-Mar-09
								8-Jul-06	9-Sep-09
									11-Dec-11

TABLA 1: Tablas de las Épocas de Producción Simultanea

CAPITULO IV

4 HERRAMIENTAS Y PROCEDIMIENTOS

4.1 HERRAMIENTAS

Los resultados del presente trabajo se obtuvieron mediante el uso de un simulador, que permitió el análisis de datos de producción.

SimulationLauncher*

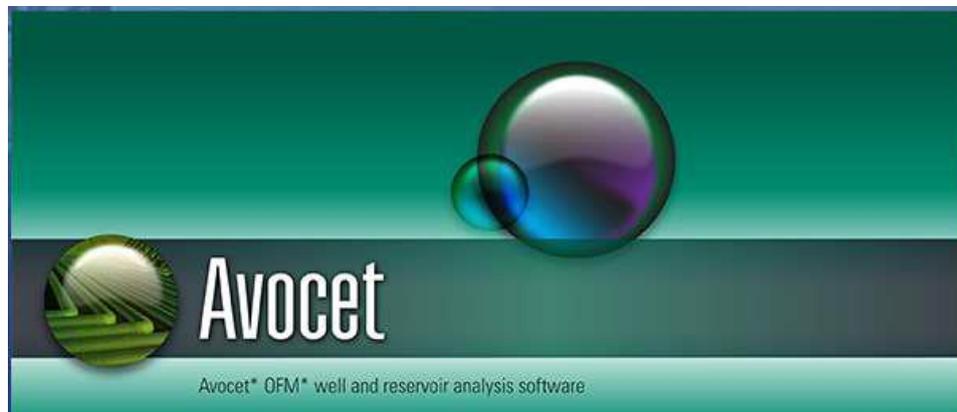
Es una software basado en Windows para ejecutar simuladores como lo son ***ECLIPSE****, ***FrontSim**** and ***INTERSECT****, así como los pre y post procesadores. La interfaz de usuario se basa en los ambientes Windows en lo referido a botones y cuadros de dialogo. Esto hace familiar el entorno del SimulationLauncher para la mayoría de ingenieros en reservorios y asegura el uso eficiente de la aplicacion.



*Software propiedad de Schlumberger.

Oil Field Manager*

OFM es un conjunto de módulos, para ayudar en la supervisión diaria y el manejo de campos de petróleo y gas. OFM proporciona una interfaz que permite ver, modificar y analizar información de producción y reservorios dentro del entorno de Microsoft Windows®. También permite desarrollar análisis básicos y complejos para completaciones individuales o múltiples, grupos de pozos, un campo entero o múltiples campos.



*Software propiedad de Schlumberger.

4.2 DESCRIPCIÓN PETROFÍSICA

Los estudios petrofísicos muestran las siguientes características de las rocas reservorio en el campo Colibrí.

Las arenas U y T son similares tanto en origen como en constitución y están formadas por areniscas de grano fino, son regionalmente continuas, con espesores que varían entre diez y noventa pies; dando un promedio de cuarenta pies de espesor. Estas arenas tienen buena porosidad y así mismo buena permeabilidad. Los parámetros que controlan las propiedades de la roca y de los fluidos muestran valores más consistentes y homogéneos en la arena T.

La porosidad promedio es de 15% para los dos yacimientos, los valores originales de saturación promedio de agua son del 15% en la arena U y de 28% en la arena T, la saturación de petróleo de 85% y 72% respectivamente.

Para la arena T, se ha estimado un valor promedio de permeabilidad efectiva al petróleo de 300 a 600 mD, los espesores para el cuerpo principal de la arena T presentan cierta continuidad en el yacimiento. Para la arena U el valor promedio de permeabilidad efectiva al petróleo es de 250 a 400 mD, este parámetro se determinó mediante análisis petrofísico de los registros

eléctricos de cada pozo, el espesor neto de esta arena presenta un perfil irregular con desarrollo pobre de arena en sectores de ciertos pozos.

Los cambios de la granulometría de las arenas controlan tanto la porosidad como la permeabilidad, esto repercute directamente en el comportamiento de producción de las arenas. Con los parámetros petrofísicos determinados, se deduce que la transmisibilidad del fluido (kh) es mayor en la arena T.

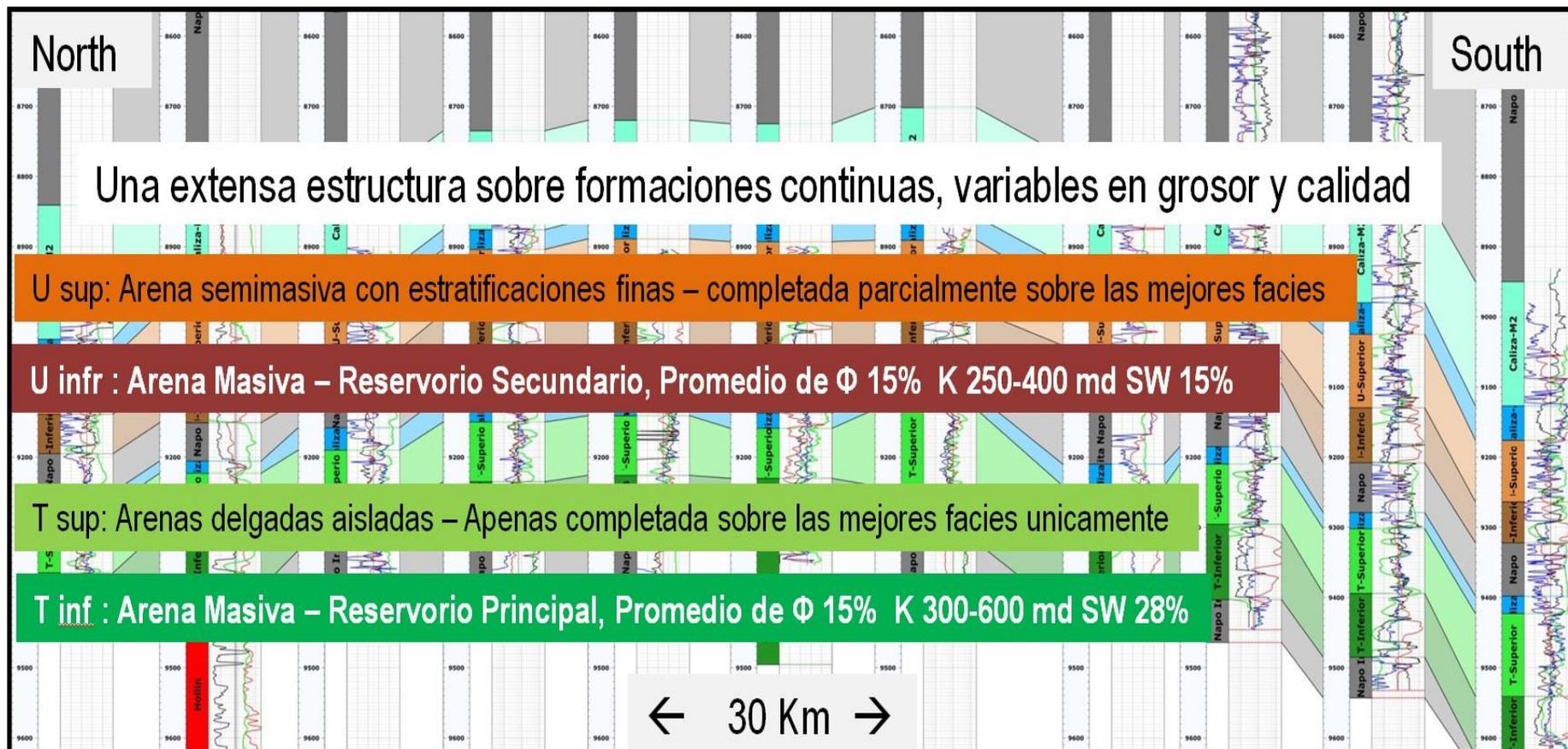


FIGURA 24: Petrofísica de Colibrí
FUENTE: Consorcio Shushufindi

4.3 DISTRIBUCIÓN DE PRODUCCIÓN SIMULADOR MATEMÁTICO, MÉTODO DE TRANSMISIBILIDAD-KH MODIFICADO Y CONSTRUCCIÓN DE BASE DE DATOS DEL SOFTWARE DE MANEJO DE INFORMACIÓN DE CAMPO-OFM (DE SCHLUMBERGER)

4.3.1 DISTRIBUCIÓN DE PRODUCCIÓN DEL SIMULADOR MATEMÁTICO

La distribución del simulador posterior a haber caracterizado petrofísicamente de manera correcta los parámetros de los yacimientos y teniendo confianza en el ajuste que dieron se decide tomar para los pozos de buen ajuste la distribución de producción que da el simulador y para los pozos que no tienen buen ajuste se sigue trabajando con el método de Kh modificado.

Como se puede observar el ajuste del pozo Clb-N-010 a la izquierda del gráfico, es óptimo dando un buen match entre las curvas de tasa de petróleo producida del simulador y del histórico así mismo de la tasa de agua; esto no ocurre en el caso del Clb-044 a la derecha del mismo gráfico, se puede observar que ha habido un mal ajuste entre las curvas del simulador e histórica

- Tasa de producción de petróleo (WOPR)
- Tasa histórica de producción de petróleo (WOPRH),
- Tasa de producción de agua. (WWPR)
- Tasa histórica de producción de agua. (WWPRH)

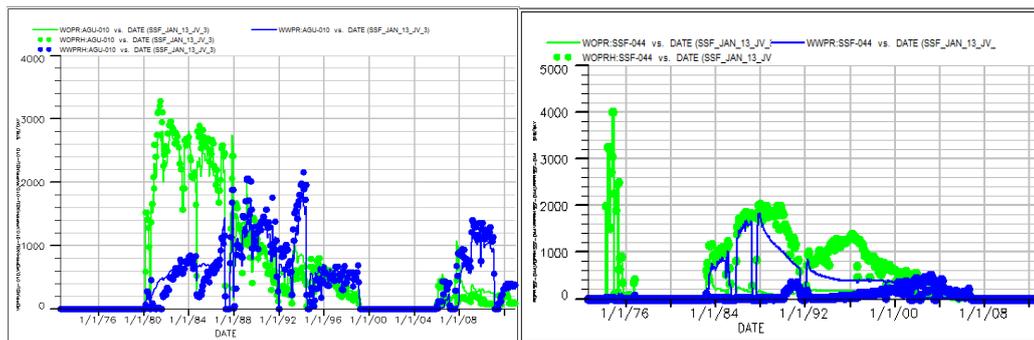


FIGURA 25: Mapa de Ubicación del Campo Colibrí
FUENTE: DCS, Ingeniería de Reservorios, Schlumberger.

Así también se ve un mal ajuste de la tasa de líquido y el acumulado del mismo, a la derecha en el pozo Clb-044 (Grafico 26), una vez más se observa un buen match en el Clb-N-010 a la izquierda.

- Tasa de producción de líquido (WLPR)
- Tasa histórica de producción de líquido (WLPRH)
- Total de producción de líquido (WLPT)
- Total histórico de producción de líquido (WLPT)

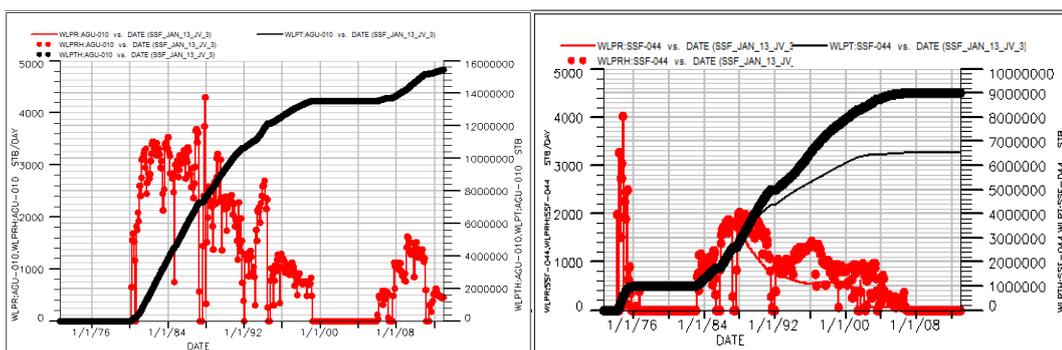


FIGURA 26: Mapa de Ubicación del Campo Colibrí
FUENTE: DCS, Ingeniería de Reservorios, Schlumberger.

La diferencia que se ve entre estas curvas (Gráfico 26), se deriva del error de la curva de presión como se puede ver a continuación (Gráfico 27), en los dos pozos la diferencia de las curvas siendo la de color oscuro la presión histórica y la de color claro la presión del simulador, se puede apreciar la gran diferencia de la curva de la derecha perteneciéndole esta al pozo Clb-044 que tiene un mal ajuste en las anteriores.

- Presión de fondo (WBP)
- Presión de fondo histórica (WBHP)

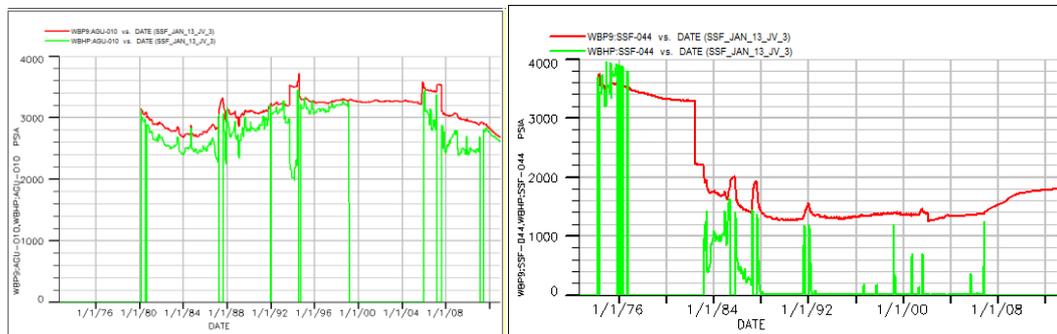


FIGURA 27: Mapa de Ubicación del Campo Colibrí
FUENTE: DCS, Ingeniería de Reservorios, Schlumberger.

La suma de los efectos antes mencionados da como resultado un desbalance entre las curvas del simulador e histórica del petróleo acumulado, que como se puede observar a la derecha del Gráfico 28, el porcentaje de error es demasiado elevado.

- Producción total de petróleo (WOPT)
- Producción total de petróleo histórica (WOPTH)

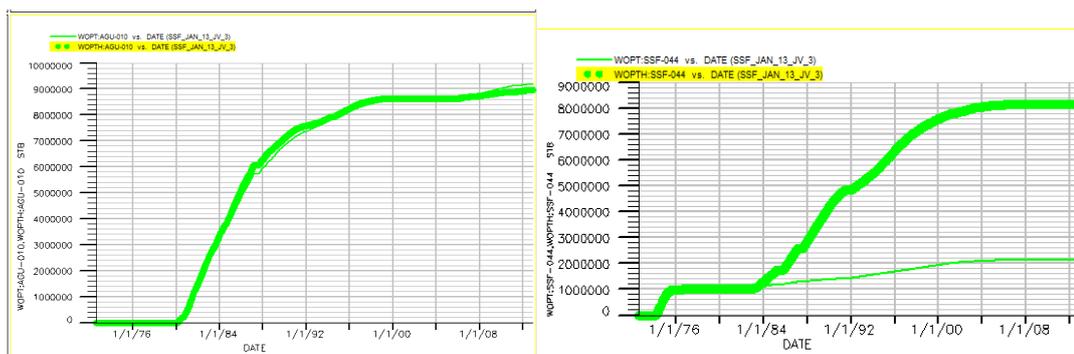


FIGURA 28: Mapa de Ubicación del Campo Colibrí
FUENTE: DCS, Ingeniería de Reservorios, Schlumberger.

4.3.2 Método de transmisibilidad-KH Modificado

El método de transmisibilidad KH Modificado, es un método desarrollado por el Ing. Ricardo Grijalva conjuntamente con Schlumberger como proyecto de tesis.

Mediante la ecuación de Darcy se desarrolló el nuevo método, “Dinámico”, que relaciona caudales de fluido, de los cuales se pueden obtener el aporte de volumen de fluido de cada caudal considerado.

Este captura el cambio de presión y propiedades PVT a través del tiempo, para capturar este cambio de propiedades, se consideró una variación anual de estas propiedades, por lo que el método distribuye año a año la producción pero una desventaja es que no considera el cambio de saturación a través del tiempo, por lo que se limita a determinar el corte de agua y conlleva a tener un porcentaje de error en la distribución fraccional.

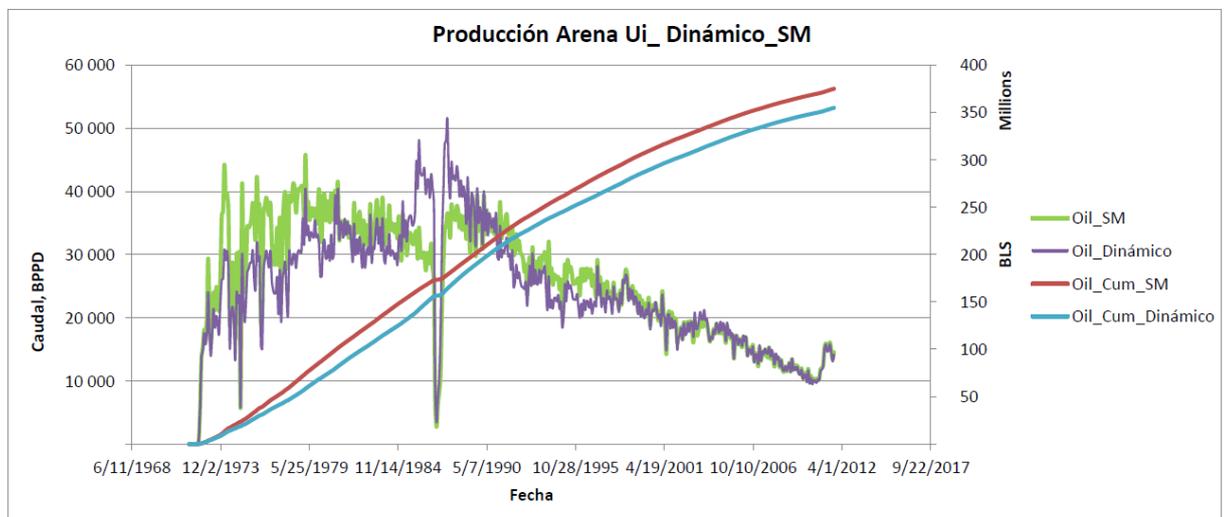


FIGURA 29: “Diferencia mostrada por la distribución de los métodos Dinámico y Simulación Matemática”

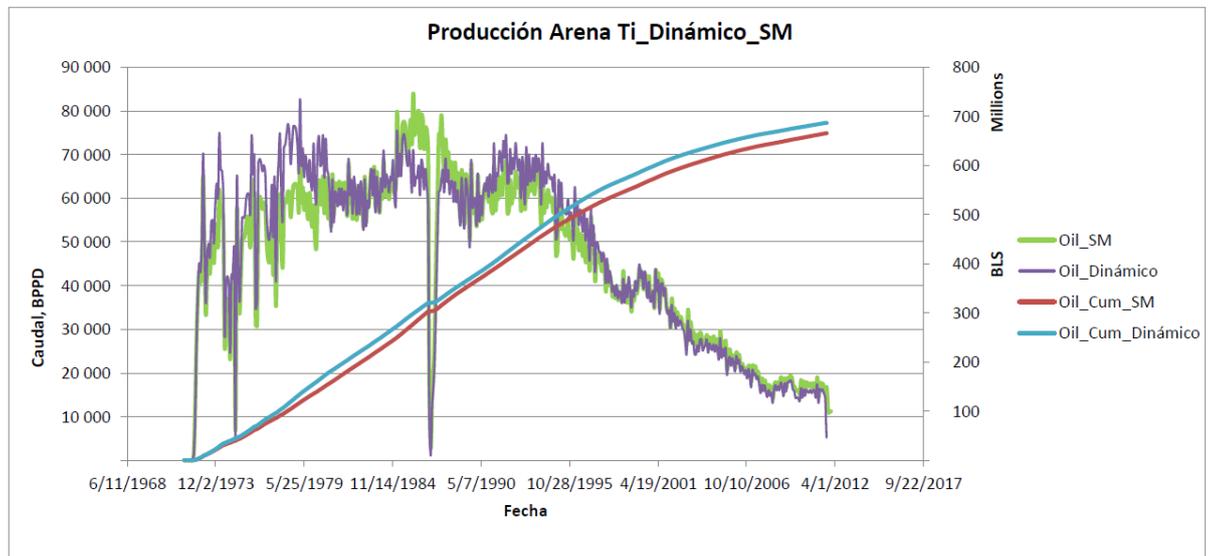


FIGURA 30: “Diferencia mostrada por la distribución de los métodos Dinámico y Simulación Matemática”

Como se muestra en las gráficas 29-30, el método dinámico, tiene un muy buen ajuste con el método del simulador matemático dando lugar a una distribución de producción más confiable. Teniendo varias ventajas en este método como son la inclusión de variables como la presión y la viscosidad, que se encuentran en función del tiempo.

Estas variables que parten de la ecuación de Darcy permitieron obtener el desarrollo de este nuevo método, el método se mostró muy confiable en la locación de la producción ya que se pudo reproducir en un 90% la distribución que hace el simulador matemático. Cabe mencionar que las ventajas que tiene el método son las siguientes:

- Se desarrolla con datos históricos: presiones, viscosidades y propiedades petrofísicas de las arenas.
- Considera el cambio de Presión y viscosidad en el tiempo. Lo que provee un cálculo más exacto de la distribución de la producción.
- Genera una distribución rápida y confiable, se puede llevar a cabo una actualización de la locación mediante un cambio de variables en las hojas de cálculo realizadas en Microsoft Excel.
- El método puede aplicarse a cualquier campo.
- Al no tener la herramienta de Simulación Matemática, este método se puede aplicar de manera rápida, confiable y a menor costo que implica un software de simulación de reservorios.

4.3.3 Construcción de Base de Datos del software de manejo de información de campo-OFM (de Schlumberger)

Una vez obtenida del simulador y mediante el desarrollo de programas en el lenguaje Visual Basic a lo largo del flujo de trabajo, se comenzó a clasificar y operar la base de datos, esto se lo realiza primero agregando una columna a la historia de producción con el nombre de cada pozo para facilitar la suma de los horizontes correspondientes a cada año de producción, estos están denotados en el gráfico siguiente, bajo la columna de "LRAT". Cada uno de estos horizontes en el simulador aparece representado con un número diferente y único refiriéndose a estratos de cada arena, el objetivo ahora es sumarlos para obtener la producción por arena que ha tenido el campo Colibrí a lo largo de su historia. No se entrara en detalle de todos los códigos programados pues eso no es el objeto de estudio en este trabajo

WELL NAME OR	LOCATION "I, J, K" GRID	CTRL MODE STB/DAY	OIL RATE MSCF/DAY	WATER RATE	GAS RATE RB/DAY	FLUID RES. VOL. MSCF/STB	WATER	GAS/OIL CUT STB/MSCF	WAT/GAS RATIO	BHP RATIO PSIA	OR CON. PR. PSIA	THP BLK. PR. OR PREFERRED	OR	STEADY-ST POTN PH	OF
FIELD	111291.9	20001.7	32596.8	152984.6	0.152	0.29	0.6136								
NOR	GROUP	35367.1	164.9	10317.9	42369.7	0.005	0.29	0.016							
Cib-001	"29,142"	LRAT	3822	0	1143.7	4582	0	0.3	0	1975.6	0	68.5	0	PI	
BLOCK	"29,142,"	4	5.2	0	1.4	6.2	0	0.27	0	1975.6	1977.8	2.4	0	PI	
BLOCK	"29,142,"	14	1.7	0	0.5	2.1	0	0.27	0	1997.7	2001.5	0.5	0	PI	
BLOCK	"29,142,"	15	6.3	0	1.7	7.5	0	0.27	0	1999.1	2002.9	1.6	0	PI	
BLOCK	"29,142,"	17	-0.2	0	-0.1	-0.3	0	0.3	0	2001.7	2001.3	0.5	0	PI	
BLOCK	"29,142,"	18	-1.3	0	-0.4	-1.6	0	0.3	0	2003.1	2002.7	3.5	0	PI	
BLOCK	"29,142,"	19	-1.7	0	-0.5	-2.1	0	0.3	0	2004.4	2004.1	5.6	0	PI	
BLOCK	"29,142,"	20	-0.5	0	-0.1	-0.6	0	0.3	0	2005.7	2005.5	1.9	0	PI	
BLOCK	"29,142,"	21	0	0	0	-0.1	0	0.3	0	2007	2006.8	0.2	0	PI	
BLOCK	"29,142,"	24	8.6	0	2.3	10.2	0	0.27	0	2013.2	2016.2	2.9	0	PI	
BLOCK	"29,142,"	25	14.8	0	4	17.6	0	0.27	0	2015.5	2018.5	4.8	0	PI	
BLOCK	"29,142,"	26	16.9	0	4.5	20.1	0	0.27	0	2017.7	2020.8	5.4	0	PI	
BLOCK	"29,142,"	44	407.7	0	122.2	489.5	0	0.3	0	2073.1	2114.4	9.9	0	PI	
BLOCK	"29,142,"	45	205.9	0	61.7	247.2	0	0.3	0	2074.1	2115.4	5	0	PI	
BLOCK	"29,142,"	46	369.7	0	110.8	443.9	0	0.3	0	2075.1	2116.4	8.9	0	PI	
BLOCK	"29,142,"	47	133.7	0	40.1	160.6	0	0.3	0	2076.1	2117.4	3.2	0	PI	
BLOCK	"29,142,"	48	107.8	0	32.3	129.5	0	0.3	0	2077.1	2118.4	2.6	0	PI	
BLOCK	"29,142,"	54	416.4	0	124.8	499.9	0	0.3	0	2083	2347.8	1.6	0	PI	
BLOCK	"29,142,"	55	270.3	0	81	324.6	0	0.3	0	2084	2348.8	1	0	PI	
BLOCK	"29,142,"	56	786	0	235.5	943.6	0	0.3	0	2085.2	2349.9	3	0	PI	
BLOCK	"29,142,"	57	72	0	21.6	86.5	0	0.3	0	2086.5	2351.2	0.3	0	PI	
BLOCK	"29,142,"	58	786.1	0	235.6	943.8	0	0.3	0	2087.8	2352.5	3	0	PI	
BLOCK	"29,142,"	59	29.7	0	8.9	35.7	0	0.3	0	2089.1	2354.1	0.1	0	PI	
BLOCK	"29,142,"	60	186.7	0	56	224.2	0	0.3	0	2090.4	2355.6	0.7	0	PI	
Cib-003	"28,111"	LRAT	1083	0	288.1	1271.3	0	0.27	0	1397.8	0	2.8	0	PI	
BLOCK	"28,111,"	20	87.5	0	23.3	104	0	0.27	0	1397.8	1635.6	0.4	0	PI	
BLOCK	"28,111,"	21	87.4	0	23.2	103.8	0	0.27	0	1398.9	1636.7	0.4	0	PI	
BLOCK	"28,111,"	24	374.7	0	99.7	445.1	0	0.27	0	1404.2	1840	0.9	0	PI	
BLOCK	"28,111,"	25	285.6	0	76	339.2	0	0.27	0	1406.1	1841.9	0.7	0	PI	
BLOCK	"28,111,"	26	156	0	41.5	185.3	0	0.27	0	1408	1843.8	0.4	0	PI	
BLOCK	"28,111,"	27	91.9	0	24.4	109.1	0	0.27	0	1409.9	1845.7	0.2	0	PI	
Cib-015A	"23,137"	LRAT	1177.7	0.3	313.3	1386	0	0.27	0.001	1847.3	1847.3	0	12	O	PI
BLOCK	"23,137,"	3	-0.4	0	-0.1	-0.5	0	0.27	0.001	1847.3	1845.9	0.3	0	PI	
BLOCK	"23,137,"	4	-2	0	-0.5	-2.4	0	0.27	0.001	1850	1848.7	1.5	0	PI	
BLOCK	"23,137,"	13	5.2	0	1.4	6.2	0	0.27	0	1872.4	1977.5	0	0	PI	
BLOCK	"23,137,"	15	1.1	0	0.3	1.3	0	0.27	0	1875.1	1967.1	0	0	PI	
BLOCK	"23,137,"	16	38.3	0	10.2	45.5	0	0.27	0	1876.5	1968.5	0.4	0	PI	
BLOCK	"23,137,"	17	55.3	0	14.7	65.7	0	0.27	0	1877.8	1969.9	0.6	0	PI	
BLOCK	"23,137,"	18	101.6	0	27	120.7	0	0.27	0	1879.2	1971.3	1.1	0	PI	
BLOCK	"23,137,"	19	69.7	0	18.5	82.8	0	0.27	0	1880.5	1972.7	0.8	0	PI	
BLOCK	"23,137,"	20	1.5	0	0.4	1.8	0	0.27	0	1881.9	1974.1	0	0	PI	
BLOCK	"23,137,"	22	69.1	0	18.4	82.1	0	0.27	0	1885.1	2009.8	0.6	0	PI	
BLOCK	"23,137,"	23	223.5	0	59.5	265.5	0	0.27	0	1887.3	2012.1	1.8	0	PI	
BLOCK	"23,137,"	24	127.3	0	33.9	151.2	0	0.27	0	1889.6	2014.5	1	0	PI	
BLOCK	"23,137,"	25	301.3	0	80.2	357.9	0	0.27	0	1891.9	2016.8	2.4	0	PI	
BLOCK	"23,137,"	26	155.7	0.1	41.4	185	0.001	0.27	0.0019	1894.1	2019.2	1.2	0	PI	
BLOCK	"23,137,"	27	30.5	0.2	8.1	36.4	0.008	0.27	0.0299	1896.4	2021.5	0.2	0	PI	
BLOCK	"23,137,"	48	SHUT	0	0	0	0	0	0	0	1948.8	2590	0	0	PI
BLOCK	"23,137,"	49	SHUT	0	0	0	0	0	0	0	1949.9	2591.1	0	0	PI
BLOCK	"23,137,"	50	SHUT	0	0	0	0	0	0	0	1951	2592.3	0	0	PI
BLOCK	"23,137,"	51	SHUT	0	0	0	0	0	0	0	1952.2	2593.4	0	0	PI
BLOCK	"23,137,"	52	SHUT	0	0	0	0	0	0	0	1953.3	2594.5	0	0	PI
BLOCK	"23,137,"	53	SHUT	0	0	0	0	0	0	0	1954.4	2595.7	0	0	PI
BLOCK	"23,137,"	54	SHUT	0	0	0	0	0	0	0	1955.6	2596.8	0	0	PI
BLOCK	"23,137,"	56	SHUT	0	0	0	0	0	0	0	1958	2599.2	0	0	PI
BLOCK	"23,137,"	57	SHUT	0	0	0	0	0	0	0	1959.5	2600.7	0	0	PI
BLOCK	"23,137,"	58	SHUT	0	0	0	0	0	0	0	1961	2602.2	0	0	PI
BLOCK	"23,137,"	59	SHUT	0	0	0	0	0	0	0	1962.4	2603.7	0	0	PI
BLOCK	"23,137,"	62	SHUT	0	0	0	0	0	0	0	1966.9	2608.1	0	0	PI
BLOCK	"23,137,"	63	SHUT	0	0	0	0	0	0	0	1968.3	2609.6	0	0	PI
BLOCK	"23,137,"	64	SHUT	0	0	0	0	0	0	0	1969.8	2611	0	0	PI
Cib-014	"29,128"	LRAT	1470	0	440.6	1763	0	0.3	0	2031.2	0	29.1	0	PI	

TABLA 2: Tabla de datos de la simulación
Fuente: Simulator Launcher

Se Procede a clasificar por Fecha-Pozo la producción total y también por Fecha-Pozo-Arena la producción distribuida por arena.

```

Sub Rectangle3_Click()
j = 0
oilcum = 0
watercum = 0
fluidcum = 0
gascum = 0
i = 0
Do Until Cells(14 + j, 3) = "b"

If (Cells(14 + j, 3) = Cells(14 + j - 1, 3) And Cells(14 + j, 3) <> Cells(14 + j + 1, 3)) Then

    oil = Cells(14 + j, 8) + Cells(14 + j - 1, 8)
    oilcum = oilcum + oil

    Cells(14 + i, 15) = oilcum
    Cells(14 + i, 11) = Cells(14 + j, 2)
    Cells(14 + i, 12) = Cells(14 + j, 3)
    Cells(14 + i, 13) = Cells(14 + j, 4)
    i = i + 1
End If

If (Cells(14 + j, 3) = Cells(14 + j - 1, 3) And Cells(14 + j, 3) = Cells(14 + j + 1, 3)) Then

    oilcum = oilcum + Cells(14 + j - 1, 8)
    Cells(14 + i, 15) = oilcum

    Cells(14 + i, 11) = Cells(14 + j, 2)
    Cells(14 + i, 12) = Cells(14 + j, 3)
    Cells(14 + i, 13) = Cells(14 + j, 4)
End If

If Cells(14 + j, 3) <> Cells(14 + j - 1, 3) And Cells(14 + j, 3) <> Cells(14 + j + 1, 3) Then

    oilcum = 0

    Cells(14 + i, 15) = Cells(14 + j, 8)
    Cells(14 + i, 11) = Cells(14 + j, 2)
    Cells(14 + i, 12) = Cells(14 + j, 3)
    Cells(14 + i, 13) = Cells(14 + j, 4)
    i = i + 1

End If

If (Cells(14 + j, 3) <> Cells(14 + j - 1, 3)) Then
oilcum = 0
End If

j = j + 1
Loop

End Sub

```

FIGURA 31: Programa de Visual Basic para la acumulación de petróleo
FUENTE: Bryan Zúñiga

El paso siguiente será con estos datos ya clasificados comenzar a realizar las operaciones entre ellos para obtener el corte de agua de los pozos por arena y poder distribuir el petróleo y agua de cada uno.

FECHA	POZO	OIL	FLUIDO	OFM LIQ	FECHA	POZO	ARENA	OIL	FLUID	CORTE DE AGUA
1-Nov-74	Clb-N001	790	790	790	1-Nov-74	AGU-001	U Inferior	790.00	790.00	0.00
1-Dec-74	Clb-N001	964	964	964	1-Dec-74	AGU-001	U Inferior	964.00	964.00	0.00
1-Nov-10	Clb-N001	127.4	1278.1	1278	1-Apr-96	AGU-001	T Inferior	0	0	0.00
1-Dec-10	Clb-N001	116.5	1177.1	1177	1-Apr-96	AGU-001	U Inferior	156.7	969.9	0.84
1-Nov-11	Clb-N001	119.3	1413.1	1412	1-Oct-96	AGU-001	T Inferior	0	0	0.00
1-Dec-11	Clb-N001	127.1	1518	1518	1-Oct-96	AGU-001	U Inferior	179.8	1130	0.84
1-Nov-12	Clb-N001	102.4	1348.1	1348	1-Apr-97	AGU-001	T Inferior	0	0	0.00
1-Dec-12	Clb-N001	365	1409	1409	1-Apr-97	AGU-001	U Inferior	209.7	1319	0.84
1-Nov-01	Clb-012B	525.9	2461.2	2461	1-Apr-90	SSF-003	U Inferior	1257.9	1257.9	0.00
1-Dec-02	Clb-012B	463.6	2279	2279	1-May-91	SSF-003	U Inferior	1164.9	1164.9	0.00
1-Nov-03	Clb-012B	484.6	2825.9	2826	1-Apr-92	SSF-003	U Inferior	1207.3	1368.9	0.12
1-Dec-03	Clb-012B	480	2808.2	2808	1-May-92	SSF-003	U Inferior	1225.5	1400.1	0.12
1-Nov-04	Clb-012B	428.3	2643.2	2644	1-Apr-93	SSF-003	U Inferior	1172	1492	0.21
1-Dec-04	Clb-012B	422.9	2627	2627	1-May-93	SSF-003	U Inferior	1109.6	1428	0.22
1-Nov-09	Clb-012B	347.7	2837.9	2838	1-Apr-98	SSF-003	U Inferior	679.3	1222.9	0.44
1-Dec-09	Clb-012B	340.1	2778	2778	1-May-98	SSF-003	U Inferior	754	1360.1	0.45
1-Nov-10	Clb-012B	323.4	2623.1	2623	1-Apr-99	SSF-003	U Inferior	689.6	1275.8	0.46
1-Dec-10	Clb-012B	332.6	2707.9	2709	1-May-99	SSF-003	U Inferior	634.1	1188.9	0.47
1-Nov-11	Clb-012B	337.8	2777.8	2778	1-Jun-00	SSF-003	U Inferior	251.5	495.8	0.49
1-Dec-11	Clb-012B	332.7	2735.1	2735	1-Jul-00	SSF-003	U Inferior	280.5	557.9	0.50
1-Nov-12	Clb-012B	270.4	2137.9	2138	1-Jun-01	SSF-003	U Inferior	278.4	570.9	0.51
1-Dec-12	Clb-012B	0	0	810	1-Jul-01	SSF-003	U Inferior	299.5	616	0.51
1-Nov-74	Clb-049	1207	1207	1206	1-Aug-79	SSF-014	U Inferior	1000.10	1000.10	0.00
1-Dec-74	Clb-049	1574	1574.1	1574	1-Aug-79	SSF-014	U Superior	32.60	32.60	0.00
1-Nov-09	Clb-049	142.7	142.9	142	1-May-90	SSF-014	U Superior	30.90	30.90	0.00
1-Dec-09	Clb-049	282.6	282.9	282	1-Jun-90	SSF-014	T Inferior	1976	1976	0.00
1-Nov-10	Clb-049	369.7	373.3	525	1-Sep-90	SSF-014	U Superior	14.30	14.30	0.00
1-Dec-10	Clb-049	293.8	297	297	1-Oct-90	SSF-014	T Inferior	1686.3	1686.3	0.00
1-Nov-11	Clb-049	284.9	291.1	629	1-Jan-91	SSF-014	U Superior	14.00	14.00	0.00
1-Dec-11	Clb-049	275.5	282.2	692	1-Feb-91	SSF-014	T Inferior	1691.6	1691.6	0.00

TABLA 3: Tabla de datos de la simulación y líquido del OFM
FUENTE: Simulator Launcher

Mediante la programación de un nuevo código, se procede a automatizar las operaciones a realizar y de esta forma se obtiene una clasificación del porcentaje de fluido que hay en cada arena y el porcentaje de corte de agua en la misma, una vez realizada estas distribuciones el programa calculará los porcentajes correspondientes de petróleo y agua.

```

Sub Placa_Haga_clic_en()
i = 0
j = 0

'On Error GoTo cap_err
Do While Cells(4 + i, 1) <> "a"
    Cells(1, 1) = i

    ' U Inferior
    j = 0
    Do While Cells(4 + j, 7) <> "b"
        Cells(1, 2) = j
        If ((Cells(4 + i, 2) = Cells(4 + j, 7)) And (Cells(4 + i, 3) = Cells(4 + j, 8))) Then
            If (Trim(Cells(4 + j, 9)) = "U Inferior") Then
                If j + 4 = 2130 Then
                    MsgBox "aqui"
                End If
                MsgBox Cells(4 + j, 5)
            If (Cells(4 + j, 5) <> 0) Then
                Cells(4 + j, 14) = Cells(4 + i, 11) / Cells(4 + j, 5)
                Exit Do
            Else
                Cells(4 + j, 17) = 0
            End If
        Else
            Cells(4 + j, 17) = 0
        End If
    End If
    j = j + 1
Loop

' U Superior
j = 0
Do While Cells(4 + j, 7) <> "b"
    Cells(1, 2) = j
    If ((Cells(4 + i, 2) = Cells(4 + j, 7)) And (Cells(4 + i, 3) = Cells(4 + j, 8))) Then
        If (Trim(Cells(4 + j, 9)) = "U Superior") Then
            If Not (IsNull(Cells(4 + j, 5))) Or (Cells(4 + j, 5) <> 0) Then
                Cells(4 + j, 15) = Cells(4 + i, 11) / Cells(4 + j, 5)
                Exit Do
            Else
                Cells(4 + j, 17) = 0
            End If
        Else
            Cells(4 + j, 17) = 0
        End If
    End If
    j = j + 1
Loop

' T Superior
j = 0
Do While Cells(4 + j, 7) <> "b"
    Cells(1, 2) = j
    If ((Cells(4 + i, 2) = Cells(4 + j, 7)) And (Cells(4 + i, 3) = Cells(4 + j, 8))) Then
        If (Trim(Cells(4 + j, 9)) = "T Superior") Then
            If Not (IsNull(Cells(4 + j, 5))) Or (Cells(4 + j, 5) <> 0) Then
                Cells(4 + j, 16) = Cells(4 + i, 11) / Cells(4 + j, 5)
                Exit Do
            Else
                Cells(4 + j, 17) = 0
            End If
        End If
    End If
    j = j + 1
Loop

```

```

        Cells(4 + j, 17) = 0
    End If
Else
    Cells(4 + j, 17) = 0
End If
End If
j = j + 1
Loop

' T Inferior
j = 0
Do While Cells(4 + j, 7) <> "b"
    Cells(1, 2) = j
    If ((Cells(4 + i, 2) = Cells(4 + j, 7)) And (Cells(4 + i, 3) = Cells(4 + j, 8))) Then
        If (Trim(Cells(4 + j, 9)) = "T Inferior") Then
            If Not (IsNull(Cells(4 + j, 5))) Or (Cells(4 + j, 5) <> 0) Then
                Cells(4 + j, 17) = Cells(4 + i, 11) / Cells(4 + j, 5)
                Exit Do
            Else
                Cells(4 + j, 17) = 0
            End If
        Else
            Cells(4 + j, 17) = 0
        End If
    End If
    j = j + 1
Loop

i = i + 1
Loop
'cap_err:
'MsgBox "error"
End Sub

```

FIGURA 32: Código en Visual Basic para clasificar % fluido, % de BSW por arenas.
FUENTE: Simulator Launcher

Se puede observar la tabla 4 generada a partir de los códigos programados, se notan las columnas separadas de los años de producción, % de fluido, % BSW, fluido, agua y petróleo. Esta tabla ya tabulada será nuestra base para el armado de la producción del campo arena por arena.

Date	POZO	% FLUIDO				% BSW				VOLUMEN FLUIDO				VOLUMEN AGUA				VOLUMEN PETRÓLEO			
		UI	US	TI	TS	UI	US	TI	TS	UI	US	TI	TS	UI	US	TI	TS	UI	US	TI	TS
1-Feb-74	Clb-N-001	1.000				0.000				876	0	0	0	0	0	0	0	876	0	0	0
1-Mar-74	Clb-N-001	1.000				0.000				1243	0	0	0	0	0	0	0	1243	0	0	0
1-Apr-74	Clb-N-001	1.000				0.000				1487	0	0	0	0	0	0	0	1487	0	0	0
1-Mar-91	Clb-070	0.025		0.949	0.026	0.000		0.000	0.000	57	0	2136	58	0	0	0	0	57	0	2136	58
1-Apr-91	Clb-070	0.021		0.953	0.025	0.000		0.000	0.000	47	0	2115	56	0	0	0	0	47	0	2115	56
1-May-91	Clb-070	0.019		0.957	0.025	0.000		0.000	0.000	41	0	2107	55	0	0	0	0	41	0	2107	55
1-Jun-91	Clb-070	0.024		0.952	0.024	0.000		0.000	0.000	53	0	2143	55	0	0	0	0	53	0	2143	55
1-Jul-12	Clb-140D	1.000				0.155				282	0	0	0	44	0	0	0	239	0	0	0
1-Sep-98	Clb-N-010	0.018		0.982		0.290		0.659		12	0	680	0	201	0	457	0	-189	0	224	0
1-Oct-98	Clb-N-010	0.020		0.980		0.292		0.662		14	0	696	0	207	0	470	0	-193	0	226	0
1-Nov-98	Clb-N-010	0.018		0.982		0.298		0.665		13	0	709	0	215	0	480	0	-202	0	229	0
1-Dec-98	Clb-N-010	0.085		0.915		0.270		0.668		71	0	760	0	224	0	554	0	-154	0	205	0
1-May-06	Clb-N-010	0.000		1.000		0.000		0.013		0	0	476	0	0	0	6	0	0	0	470	0
1-Jun-06	Clb-N-010	0.000		1.000		0.000		0.043		0	0	575	0	0	0	25	0	0	0	550	0
1-Sep-11	Clb-001	0.000	0.000	1.000		0.000	0.000	0.623		0	0	160	0	0	0	99	0	0	0	60	0
1-Jan-12	Clb-001	0.963	0.037	0.000		0.436	0.000	0.000		1340	52	0	0	607	0	0	0	733	52	0	0
1-Feb-12	Clb-001	0.944	0.056	0.000		0.246	0.000	0.000		1286	76	0	0	335	0	0	0	951	76	0	0
1-Mar-12	Clb-001	0.932	0.068	0.000		0.140	0.000	0.000		1293	94	0	0	195	0	0	0	1098	94	0	0
1-Apr-12	Clb-001	0.924	0.076	0.000		0.100	0.000	0.000		1305	107	0	0	141	0	0	0	1163	107	0	0
1-May-12	Clb-001	0.918	0.082	0.000		0.076	0.000	0.000		1212	108	0	0	100	0	0	0	1111	108	0	0
1-Sep-12	Clb-001	0.904	0.096	0.000		0.035	0.000	0.000		1408	150	0	0	55	0	0	0	1353	150	0	0
1-Oct-12	Clb-001	0.902	0.098	0.000		0.030	0.000	0.000		1322	144	0	0	45	0	0	0	1277	144	0	0
1-Oct-72	Clb-002	0.000		1.000		0.000		0.000		0	0	834	0	0	0	0	0	0	0	834	0
1-Nov-72	Clb-002	0.134		0.866		0.000		0.000		515	0	3330	0	0	0	0	0	515	0	3330	0
1-Jun-73	Clb-002	0.178		0.822		0.000		0.000		599	0	2774	0	0	0	0	0	599	0	2774	0
1-Jul-73	Clb-002	0.168		0.832		0.000		0.000		546	0	2697	0	0	0	0	0	546	0	2697	0
1-Aug-73	Clb-002	0.163		0.837		0.000		0.000		601	0	3082	0	0	0	0	0	601	0	3082	0

TABLA 4: Tabla de datos de la simulación
 UENTE: Simulator Launcher

El paso siguiente será, de la información obtenida del tratamiento de la base de datos comenzar a clasificar esta información de acuerdo a la arena productora y de acuerdo a esto renombrar los pozos con su respectiva arena como se muestra en la Tabla 6, esto se lo hace con el afán de dar el formato específico que maneja el Oil Field Manager, el cual va a ser el software que usaremos en los próximos análisis que se realicen.

*Completion	*Date	*Flowtime	*Water	*Oil
Clb-N-001:TI	01-Nov-81	30	425.35	63101.92
Clb-N-001:TI	01-Dec-81	31	743	63491.07
Clb-N-001:TI	01-Nov-82	30	1296.86	62335.38
Clb-N-001:UI	01-Nov-12	29.896	29139.9	11307.8
Clb-N-001:UI	01-Dec-12	22.639	32359.22	11310.28
Clb-010A:TI	1-Nov-72	30	0	95555.10704
Clb-010A:TI	1-Dec-72	31	0	110203.517
Clb-010A:TI	1-Nov-73	30	0	37500.79985
Clb-010A:TI	1-Dec-73	31	0	35040.01523
Clb-010A:UI	01-Nov-00	30	7529	30115
Clb-010A:UI	01-Dec-00	31	8554	28637
Clb-010A:UI	01-Nov-01	30	1398	14132
Clb-010A:UI	01-Dec-01	31	1361	13757
Clb-010A:UI	01-Nov-02	30	3105	11010
Clb-010A:UI	01-Dec-02	31	3333	11818
Clb-010A:UI	01-Nov-03	30	3693	11693
Clb-010A:UI	01-Dec-03	31	3842	12167
Clb-025:UI	01-Nov-73	30	52.4	18223.05
Clb-025:UI	01-Dec-73	31	0	22795.41
Clb-025:UI	01-Nov-74	30	6.54	3375.56
Clb-025:UI	01-Dec-74	31	4.87	685.55
Clb-025:UI	01-Nov-75	30	1474.6	982.98
Clb-025:UI	01-Dec-75	31	3438.1	2291.98
Clb-025:US	01-Nov-74	30	3.77	1944.34
Clb-025:US	01-Dec-74	31	2.8	394.88
Clb-025:US	01-Nov-84	30	736.62	1105.01
Clb-074:TI	01-Nov-91	30	56	68301
Clb-074:TI	01-Dec-91	31	60	72885
Clb-074:TI	01-Nov-92	30	10633	54926
Clb-074:TI	01-Dec-92	31	11995	55552
Clb-074:TI	01-Nov-93	30	13257	46981
Clb-074:TI	01-Dec-93	31	18052	40220
Clb-074:TI	01-Dec-11	30	110403	15055
Clb-074:TI	01-Nov-12	30	134287.5	18311.93
Clb-074:TI	01-Dec-12	23	124856.9	17025.94
Clb-116D:TS	01-Nov-10	30	290	4550
Clb-116D:TS	01-Dec-10	31	350	5476
Clb-116D:TS	01-Nov-11	29	369.62	5790.79

TABLA 5: Tabla base a cargar en OFM.
FUENTE: Bryan Zúñiga

4.4 ANÁLISIS INTEGRADOS ESPECÍFICOS

4.4.1 Estudios de variación en el tiempo

Los estudios de variación en el tiempo nos ayudan a ver el comportamiento que ha tenido el campo a lo largo de su historia de producción los siguientes gráficos nos muestran los cambios de acumulación de petróleo, agua y corte de agua del campo desde 1972. Adicionalmente a esto podremos observar gracias a ellos donde la falla es sellante y donde no lo es, a partir de aquí se podrá determinar por donde se viene el agua, donde estará ubicado el sustento del acuífero y las partes que tienen o no transmisibilidad.

Se puede apreciar la acumulación de petróleo ocurrida en U inferior y T inferior en las zonas de color verde de los gráficos adjuntos se logra observar una mayor concentración en zonas específicas esto debido a que en estas zonas el soporte del acuífero es mayor como se corrobora al ver los gráficos de acumulación de agua y ver sus tonos fuertes en las mismas áreas.

Acumulado de Producción de Petróleo en Ui (MBBL)

En el año 1972, año en que se inicia la producción del pozo como ya lo habíamos mencionado en la historia del campo comienza también el gráfico de acumulado de petróleo que se presenta a continuación, este inicia con un acumulado de 3.5 MBBL y un corte de agua que se considera nulo.

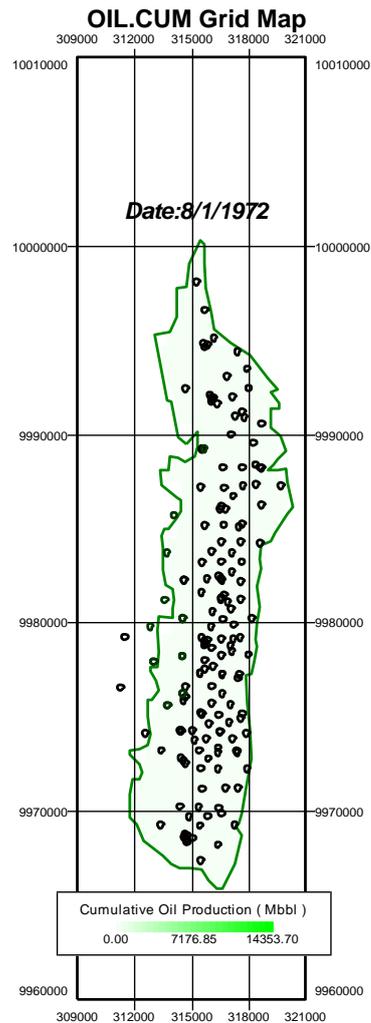


FIGURA 33: Mapa de acumulado de petróleo arena Ui1972
FUENTE: OFM, Schlumberger

La acumulación de petróleo aparece en primer instancia en la zona Centro-Sur hacia el lado derecho del campo, lugar donde se comenzó la exploración, con el pozo Clb-001 y luego se comenzó a expandir hacia el resto del campo.

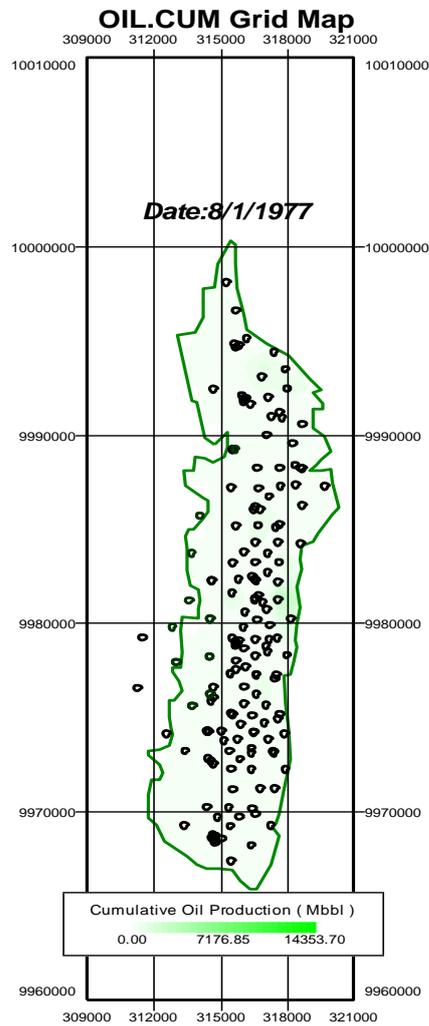


FIGURA 34: Mapa de acumulado de petróleo arena Ui1977
FUENTE: OFM, Schlumberger

Se continua con la producción del campo hacia el norte y con los pozos Clb-n-001 y Clb-n-005 y se expande en la zona Centro-Sur con el pozo Clb-043 así como otros pozos para expandir el área de producción.

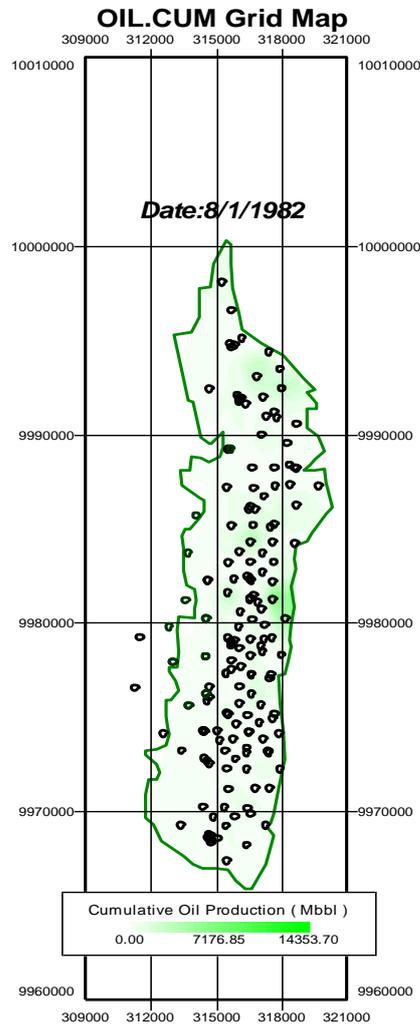


FIGURA 35: Mapa de acumulado de petróleo arena Ui1982
FUENTE: OFM, Schlumberger

Se continúa con la explotación del campo Colibrí teniendo buenos resultados en producción y cortes de agua nulos o pocos representativos dando un buen potencial al campo y continuando con la Campaña de exploración y producción del mismo.

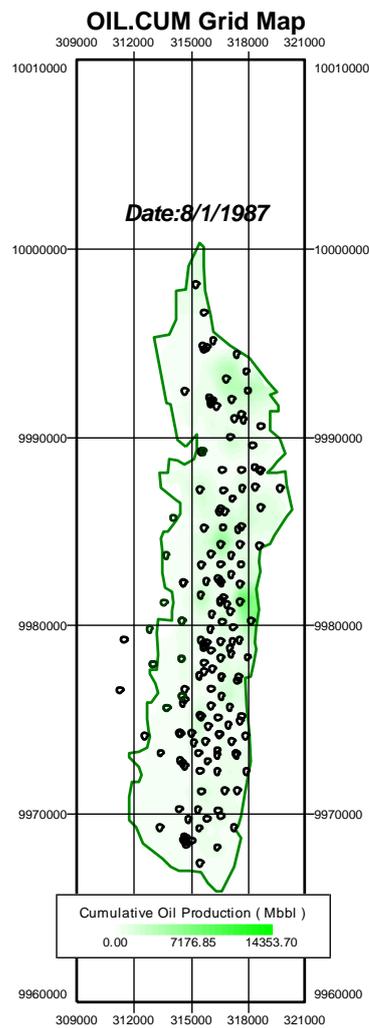


FIGURA 36: Mapa de acumulado de petróleo arena Ui1987
FUENTE: OFM, Schlumberger

En los siguientes gráficos se nota la continua acumulación de petróleo y posteriormente se verá la acumulación de agua en el campo, lo que denotara el soporte de un acuífero existente en él, en especial en las zonas donde la producción de petróleo se mantiene alta aun cuando comienza a producir agua. Teniendo un acumulado de petróleo de 217145.8 MBBL contra un acumulado de agua de solo 24645.8 MBBL a agosto de 1992.

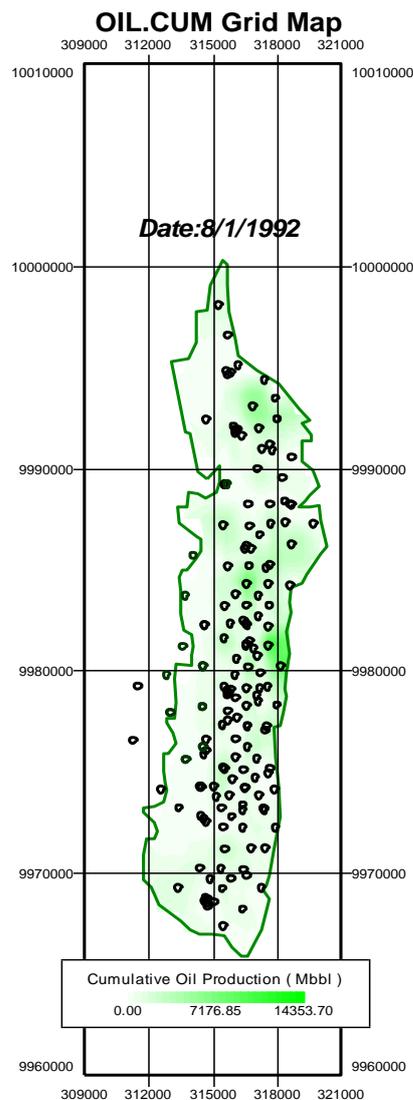


FIGURA 37: Mapa de acumulado de petróleo arena Ui1992
FUENTE: OFM, Schlumberger

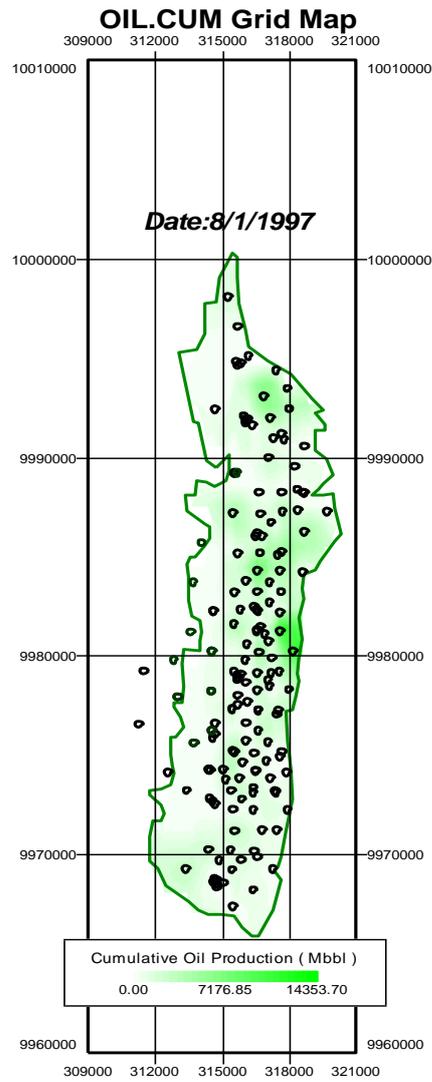


FIGURA 38: Mapa de acumulado de petróleo arena U1997
FUENTE: OFM, Schlumberger

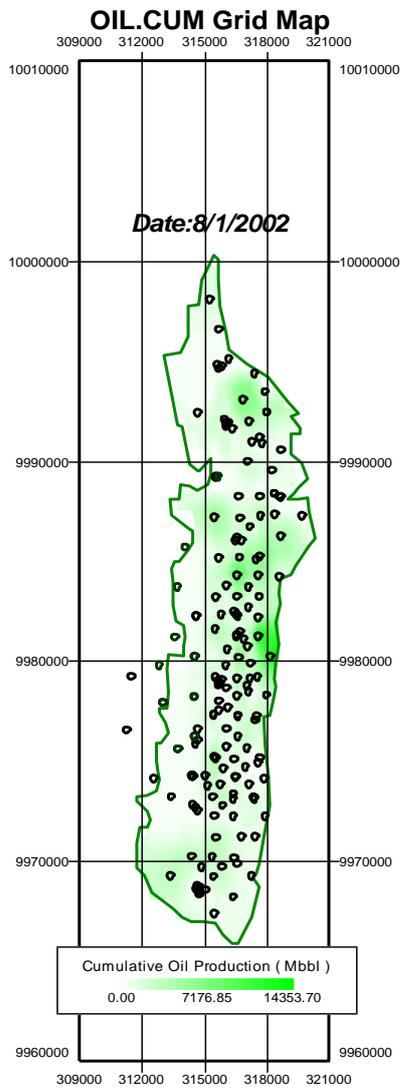


FIGURA 39: Mapa de acumulado de petróleo arena Ui2002
FUENTE: OFM, Schlumberger

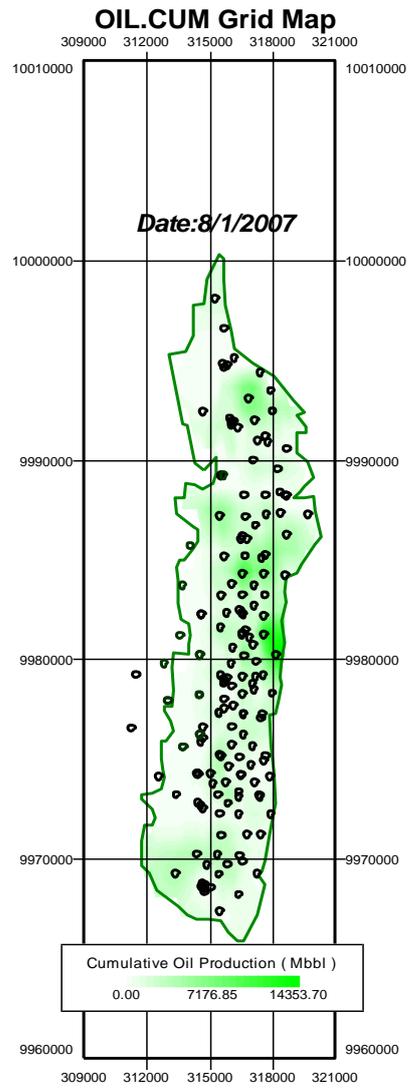


FIGURA 40: Mapa de acumulado de petróleo arena Ui2007
FUENTE: OFM, Schlumberger

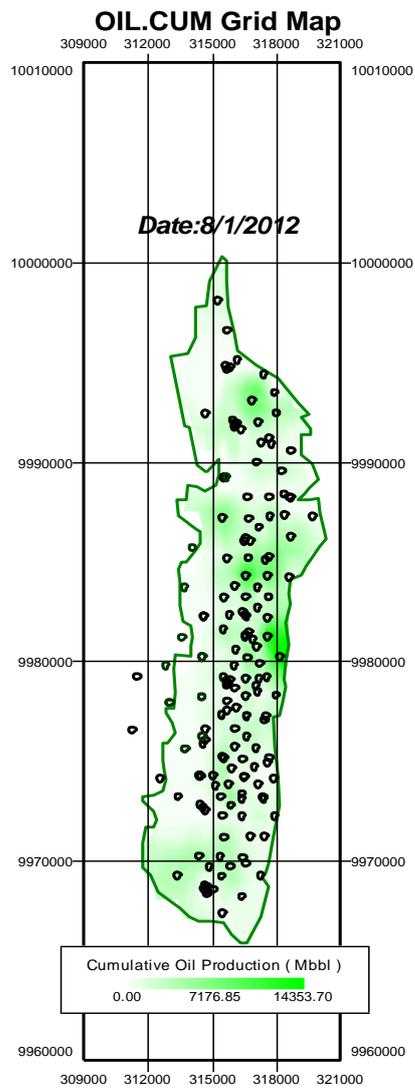


FIGURA 41: Mapa de acumulado de petróleo arena Ui2012
FUENTE: OFM, Schlumberger

El acumulado de petróleo al mes de Julio del 2013 de la arenaUi, donde se tiene un buen acumulado de petróleo que asciende a 366684.0 MBBL.

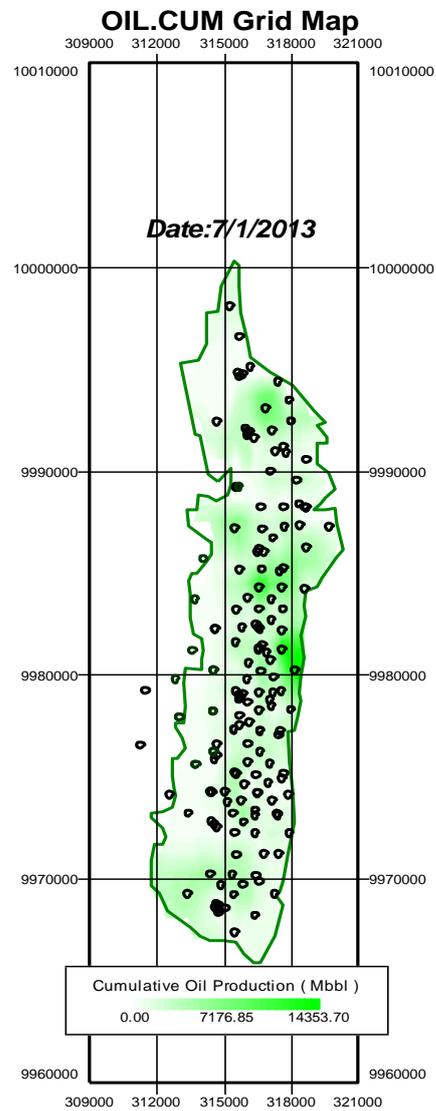


FIGURA 42: Mapa de acumulado de petróleo arena Ui2013
FUENTE: OFM, Schlumberger

Acumulado de Producción de Agua Ui (MBBL)

Para el agua comenzaremos los gráficos desde el año de 1977 ya que se comienza a ver una pequeña acumulación de agua desde esta fecha ahora bien esta es casi nula, pero para los siguientes años aumenta gradualmente.

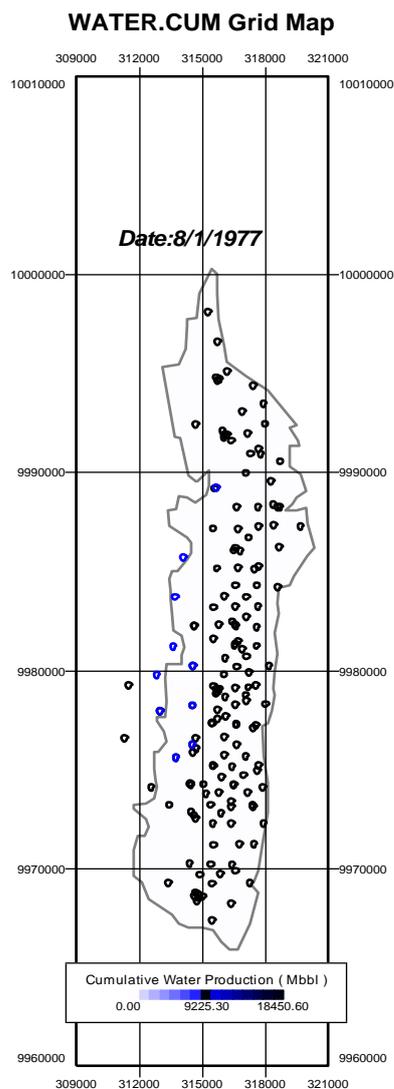


FIGURA 43: Mapa de acumulado de agua arena Ui1977
FUENTE: OFM, Schlumberger

Para la fecha de agosto de 1982 el campo comienza a acumular suficiente agua como para ser visible en el mapa, se tiene a esta fecha un acumulado de 3063.5 MBL.

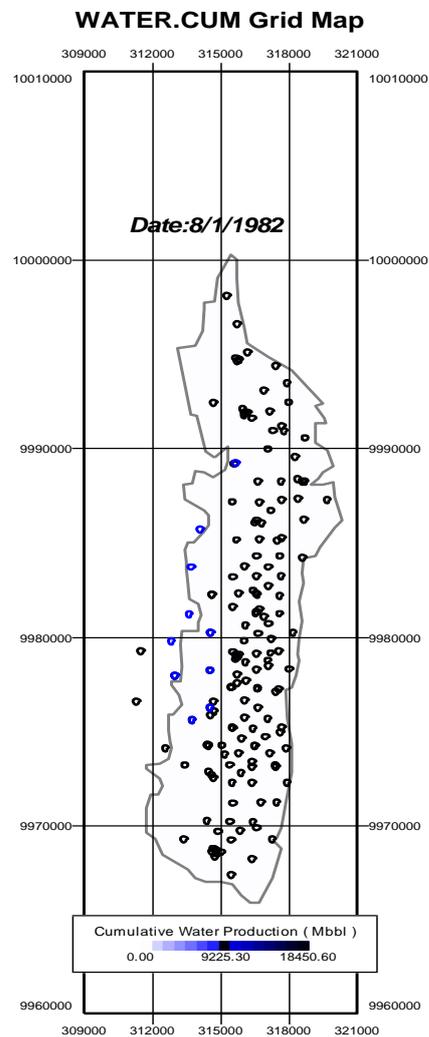


FIGURA 44: Mapa de acumulado de agua arena Ui1982
FUENTE: OFM, Schlumberger

La acumulación de agua comienza en el norte y posteriormente se expande a lo largo del campo. Esto aumenta el corte de agua en la producción pero en un porcentaje muy pequeño. Acumulando a este año apenas 11251.6 MBBL

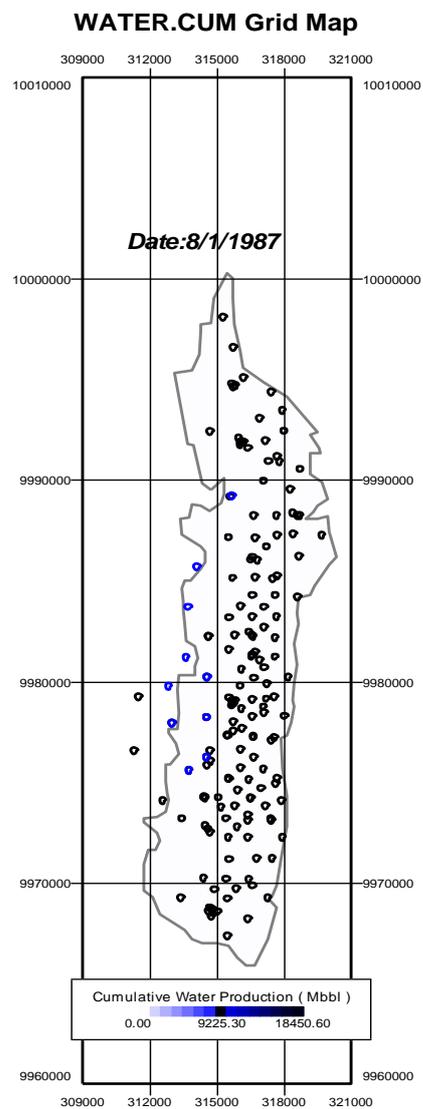


FIGURA 45: Mapa de acumulado de agua arena Ui 1987
FUENTE: OFM, Schlumberger

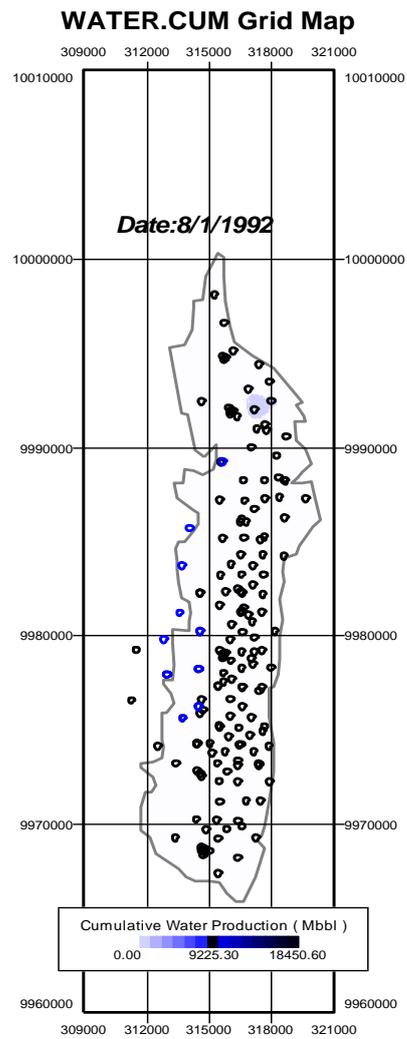


FIGURA 46: Mapa de acumulado de agua arena Ui 1992
FUENTE: OFM, Schlumberger

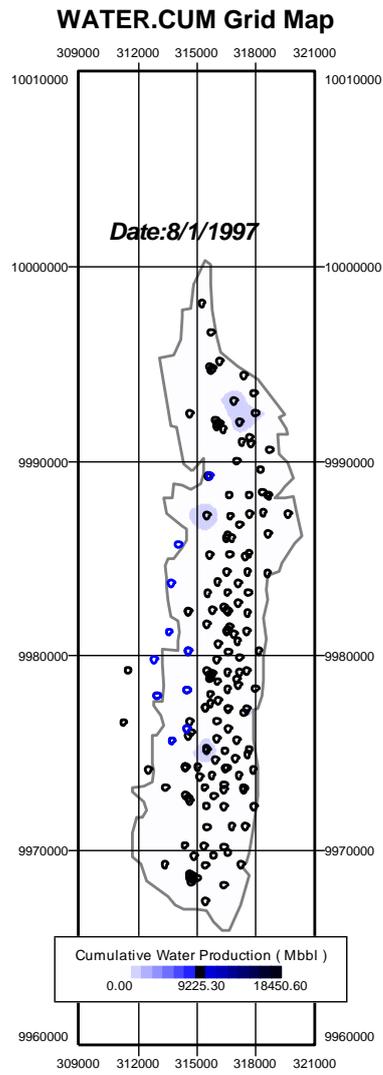


FIGURA 47: Mapa de acumulado de agua arena Ui 1997
FUENTE: OFM, Schlumberger

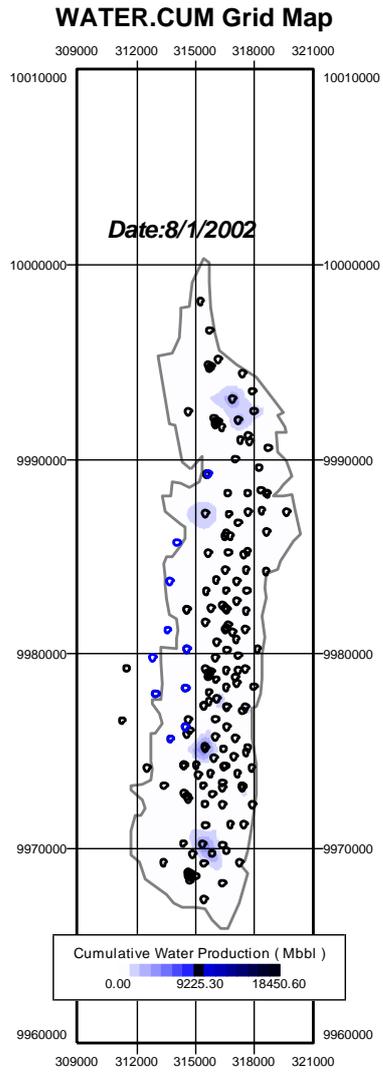


FIGURA 48: Mapa de acumulado de agua arena Ui 2002
FUENTE: OFM, Schlumberger

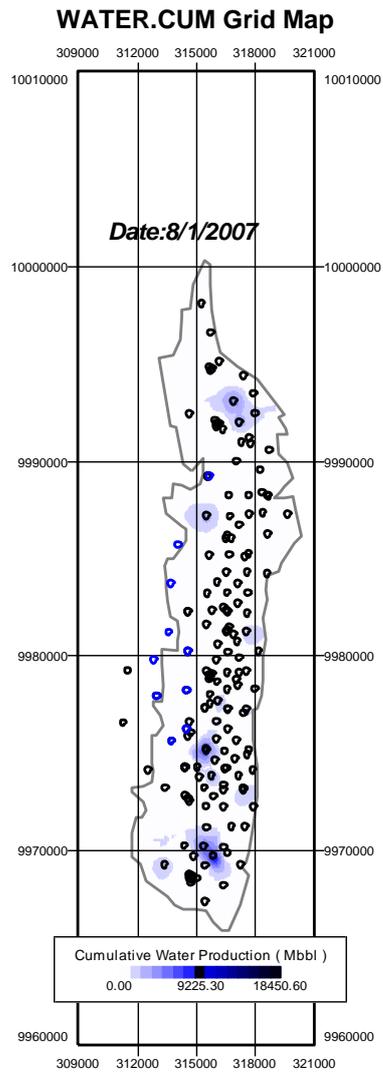


FIGURA 49: Mapa de acumulado de agua arena Ui 2007
FUENTE: OFM, Schlumberger

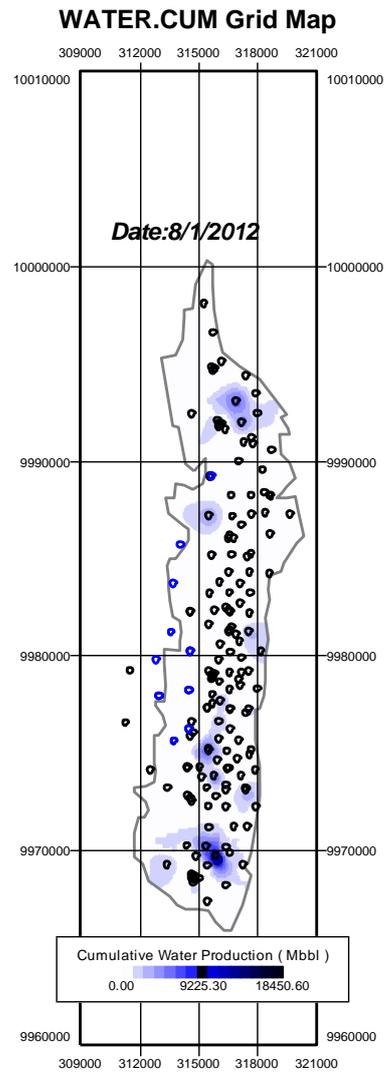


FIGURA 50: Mapa de acumulado de agua arena Ui 2012
FUENTE: OFM, Schlumberger

A julio del año 2013 se tiene un acumulado de agua de 135305.7 MBBL, pudiéndose observar focos en los cuales la producción de agua es más evidente.

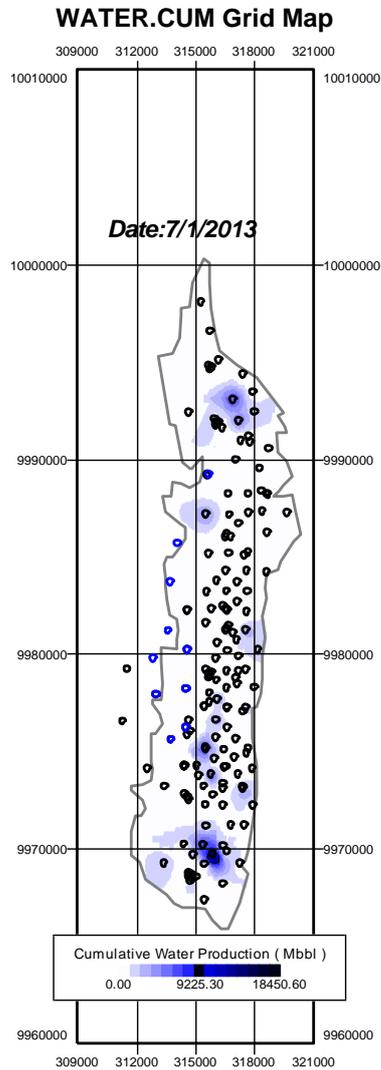


FIGURA 51: Mapa de acumulado de agua arena Ui 2013
FUENTE: OFM, Schlumberger

Corte de Agua Ui (%)

Se podrá apreciar el cambio del corte de agua a través del tiempo de la arena en todo el campo teniendo épocas de mucha producción y luego reducciones por las acciones preventivas que se tomaran para evitar la pronta depletación del campo. Esto se lo puede apreciar en los Gráficos 52-60.

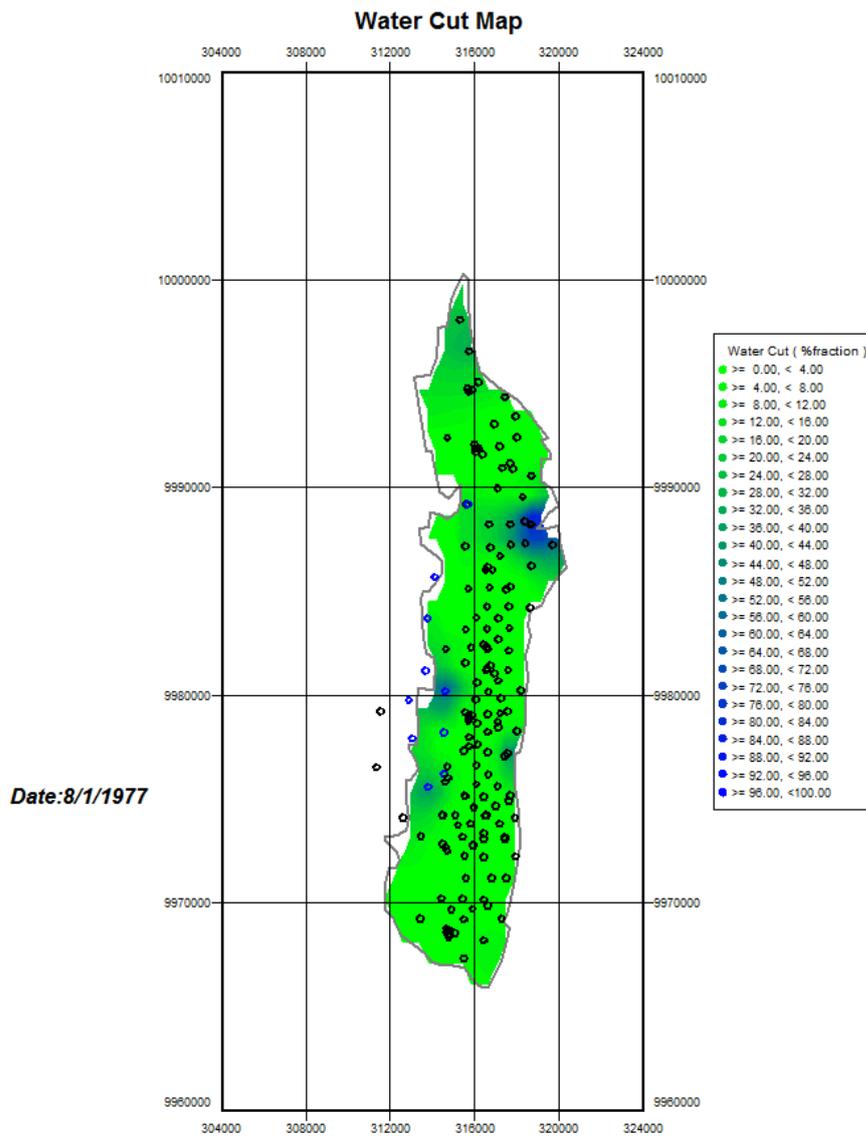


FIGURA 52: Mapa de corte de agua arena Ui1977
FUENTE: OFM, Schlumberger.

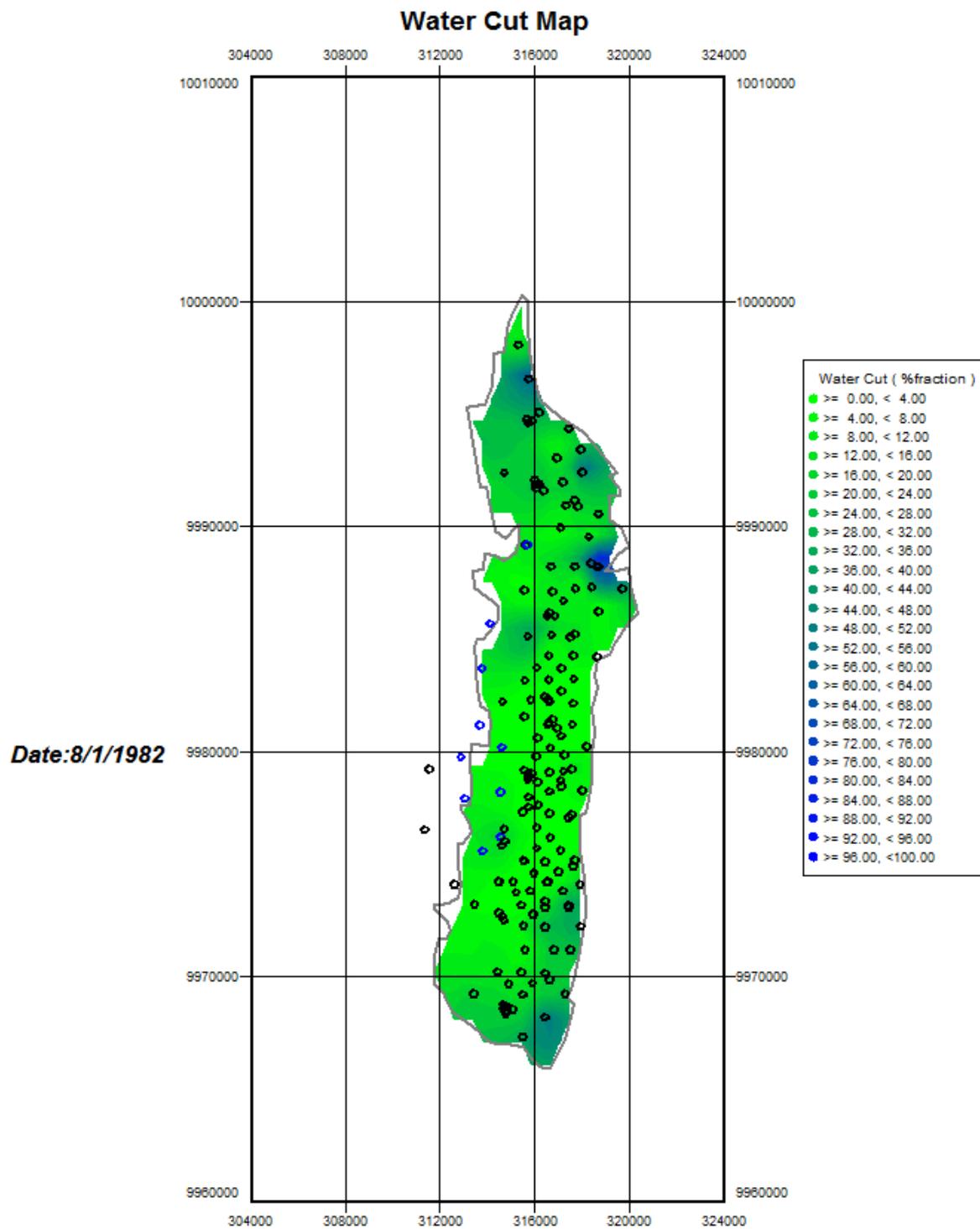


FIGURA 53: Mapa de corte de agua arena Ui 1982
 FUENTE: OFM, Schlumberger.

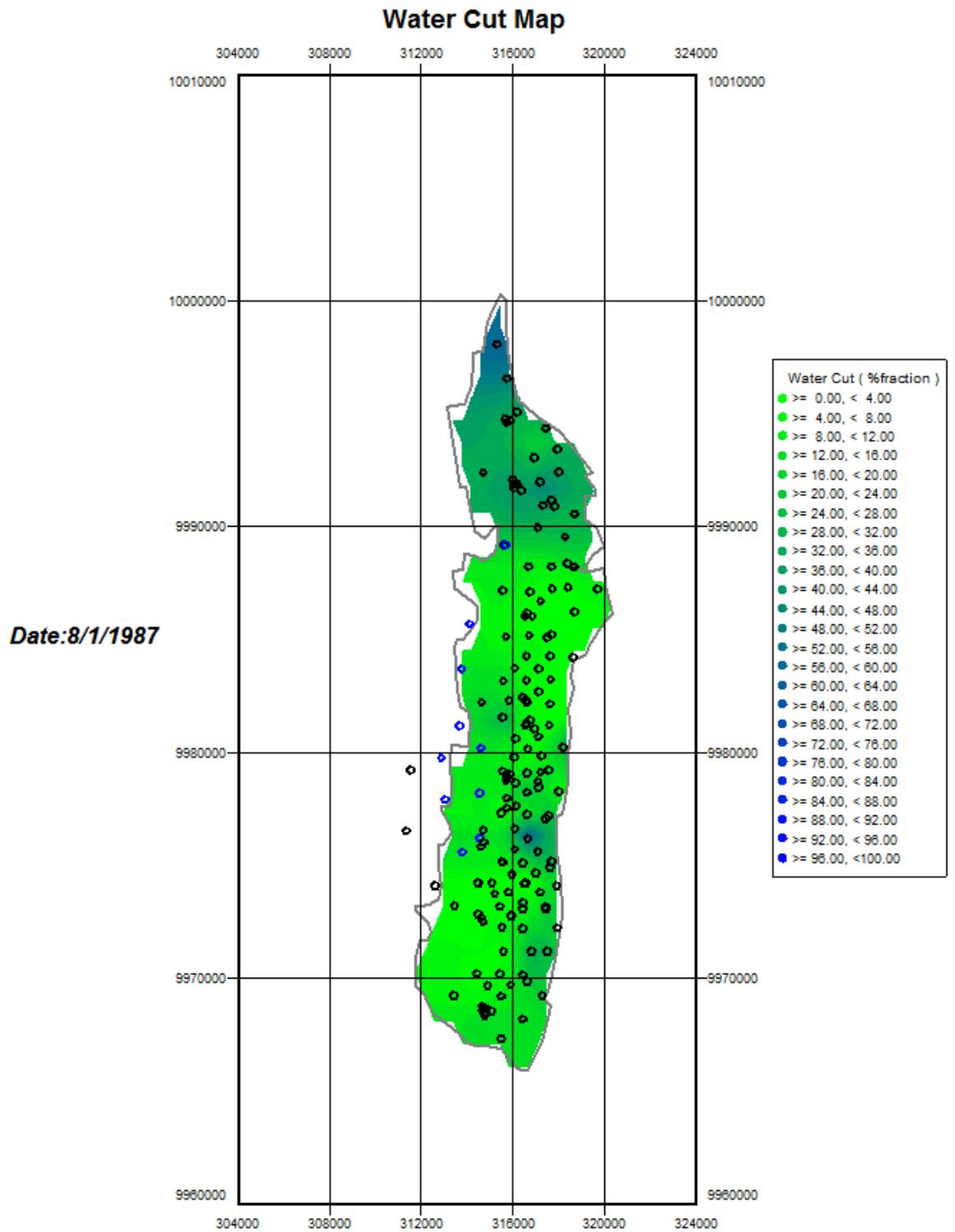


FIGURA 54: Mapa de corte de agua arena Ui 1987
 FUENTE: OFM, Schlumberger.

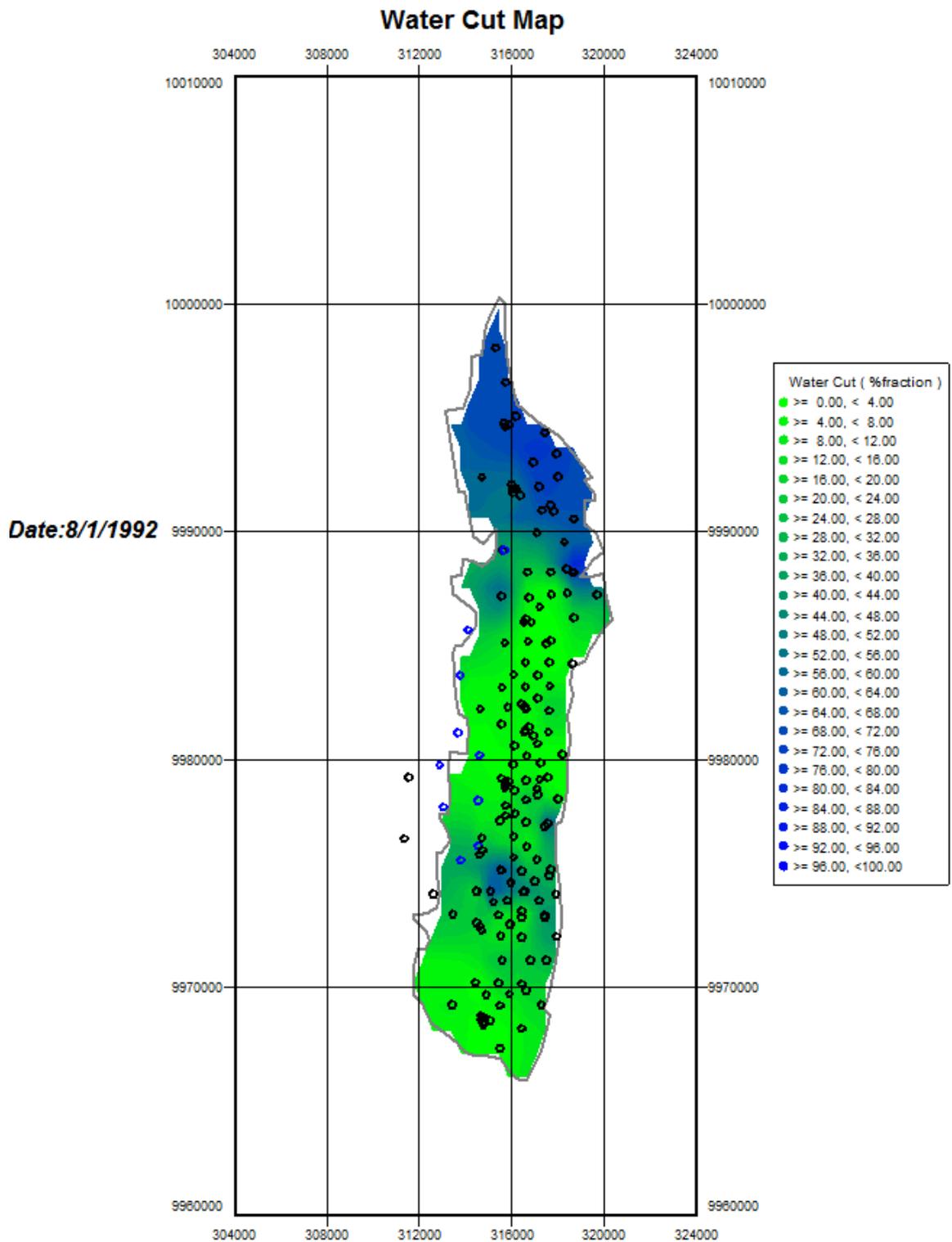


FIGURA 55: Mapa de corte de agua arena Ui 1992
 FUENTE: OFM, Schlumberger.

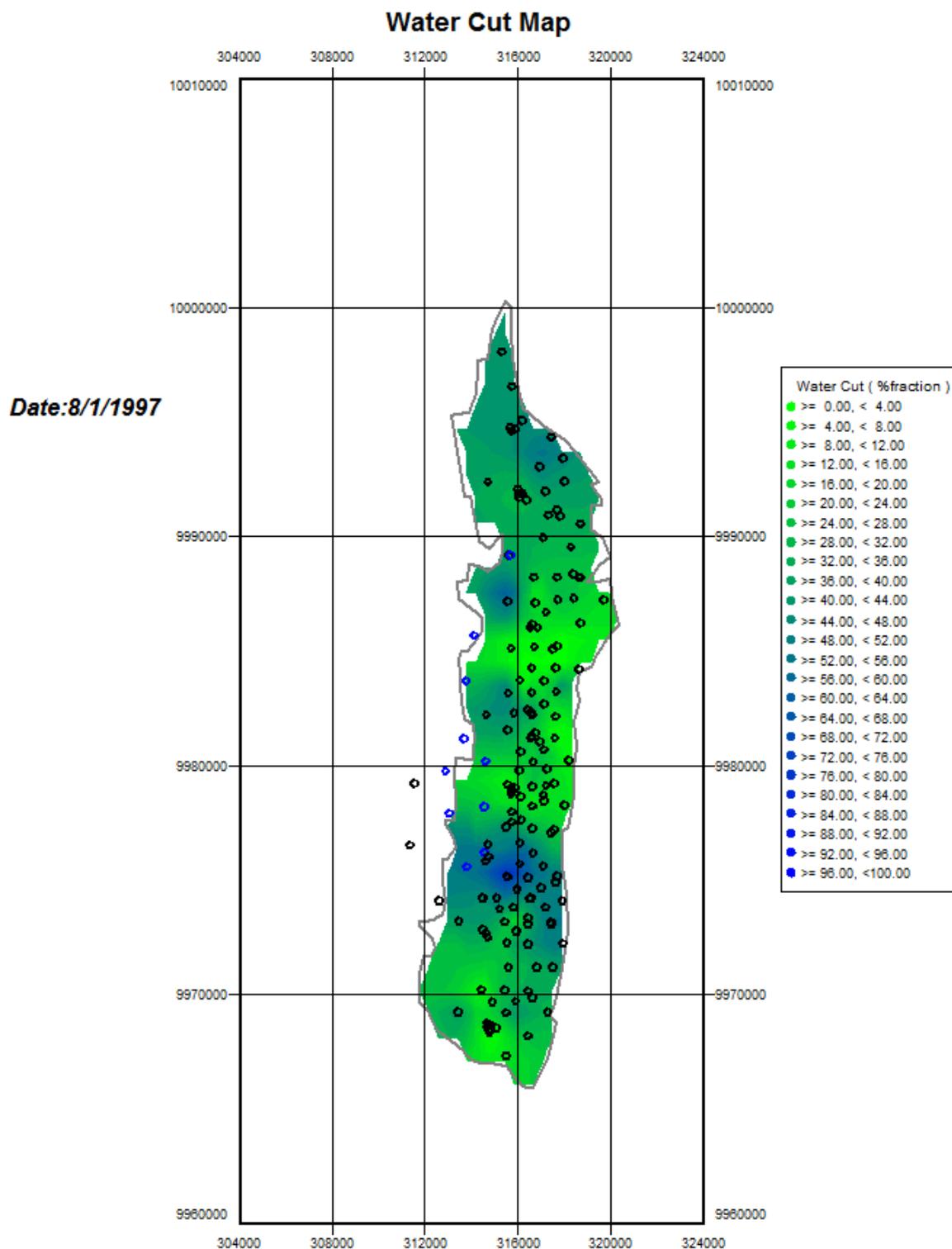


FIGURA 56: Mapa de corte de agua arena Ui 1997
 FUENTE: OFM, Schlumberger.

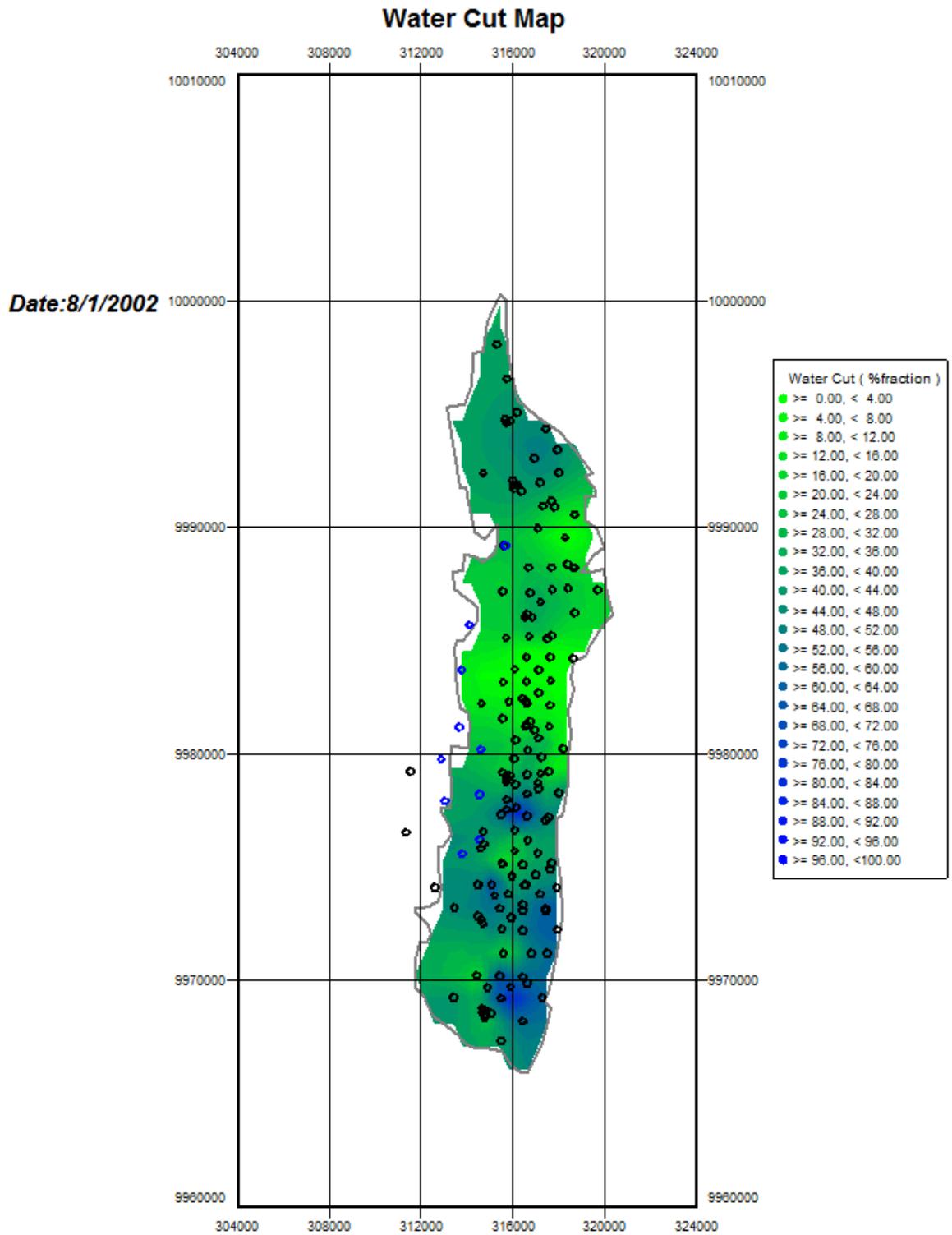


FIGURA 57: Mapa de corte de agua arena Ui 2002
 FUENTE: OFM, Schlumberger.

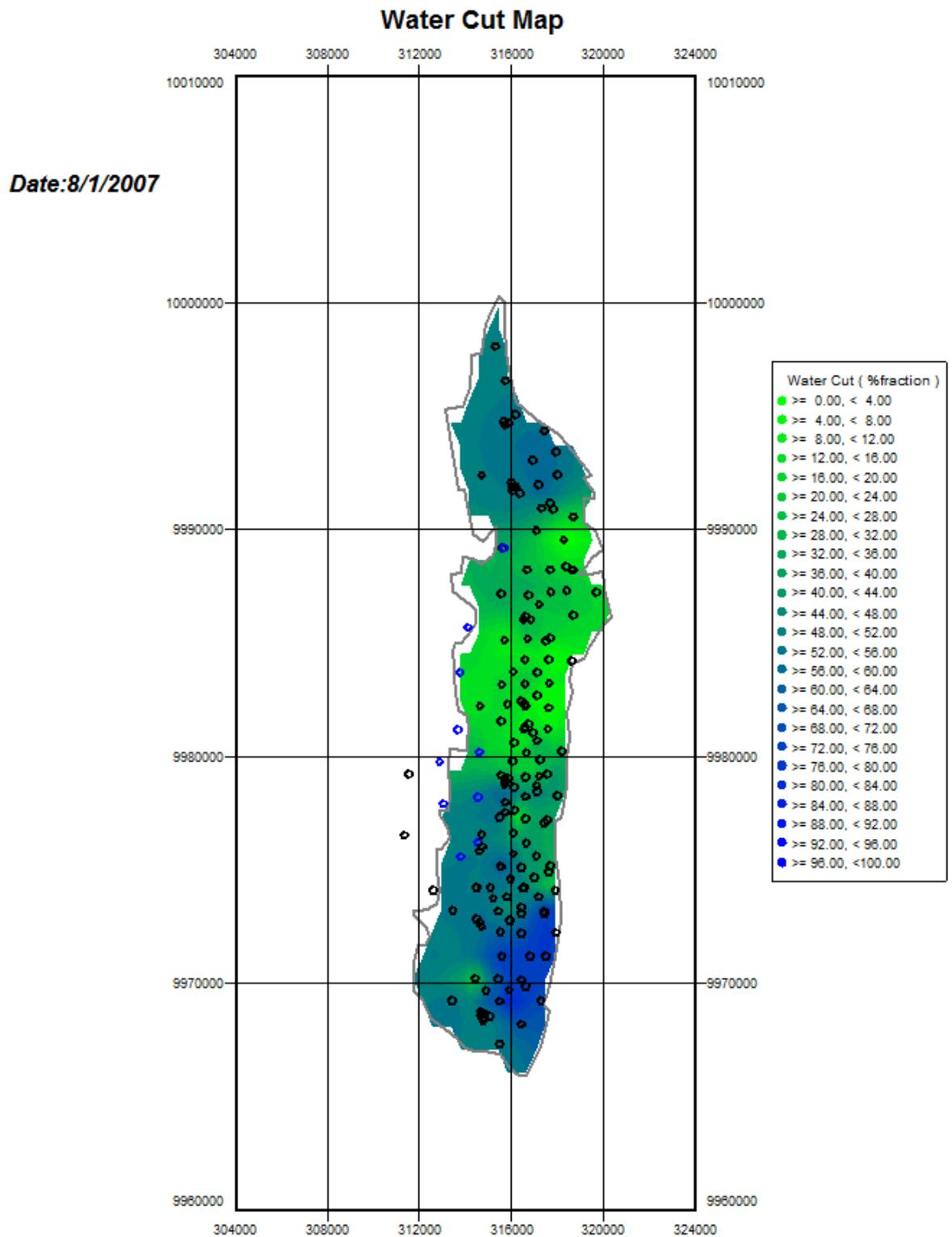


FIGURA 58: Mapa de corte de agua arena Ui 2007
 FUENTE: OFM, Schlumberger.

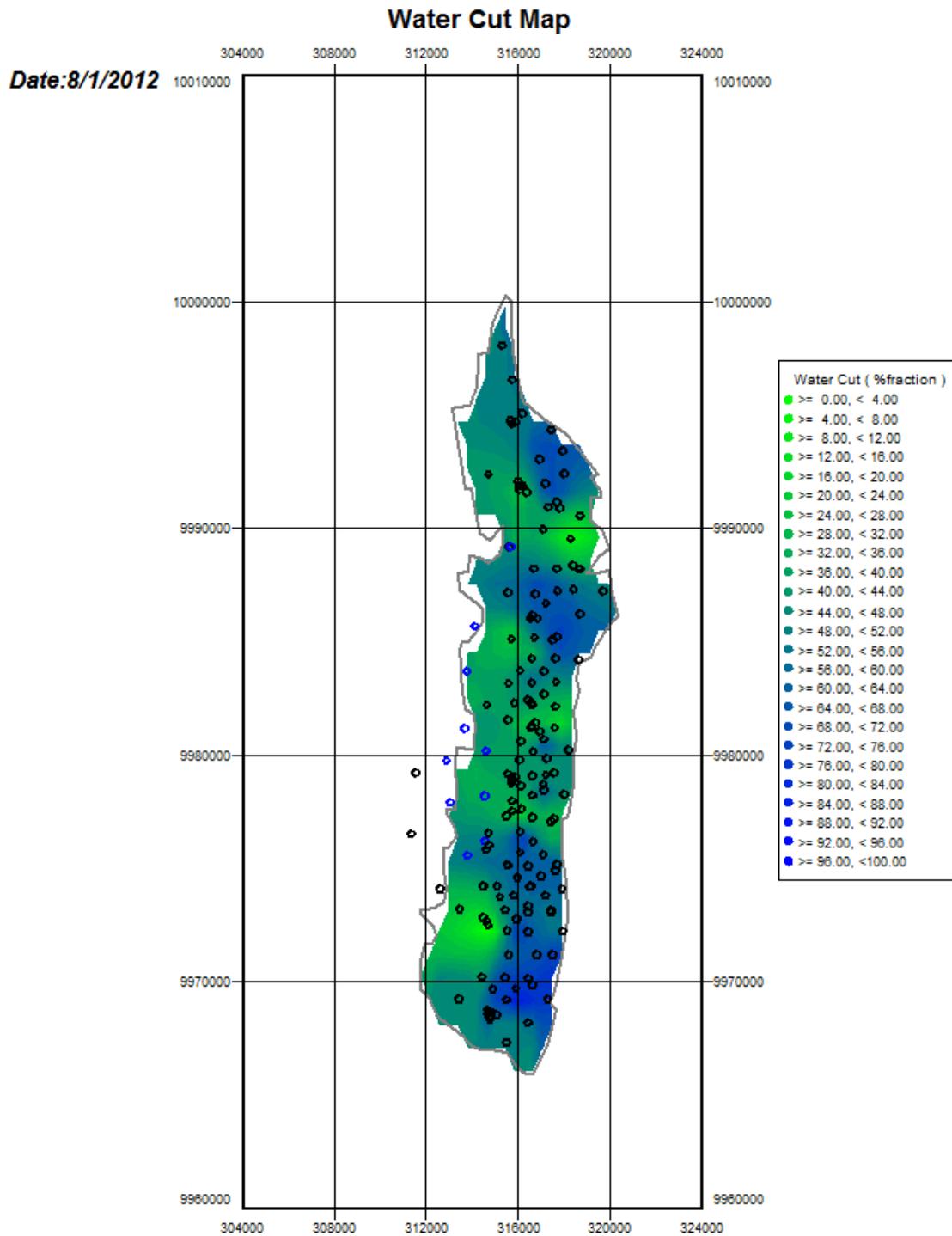


FIGURA 59: Mapa de corte de agua arena Ui 2012
FUENTE: OFM, Schlumberger.

Date:7/1/2013

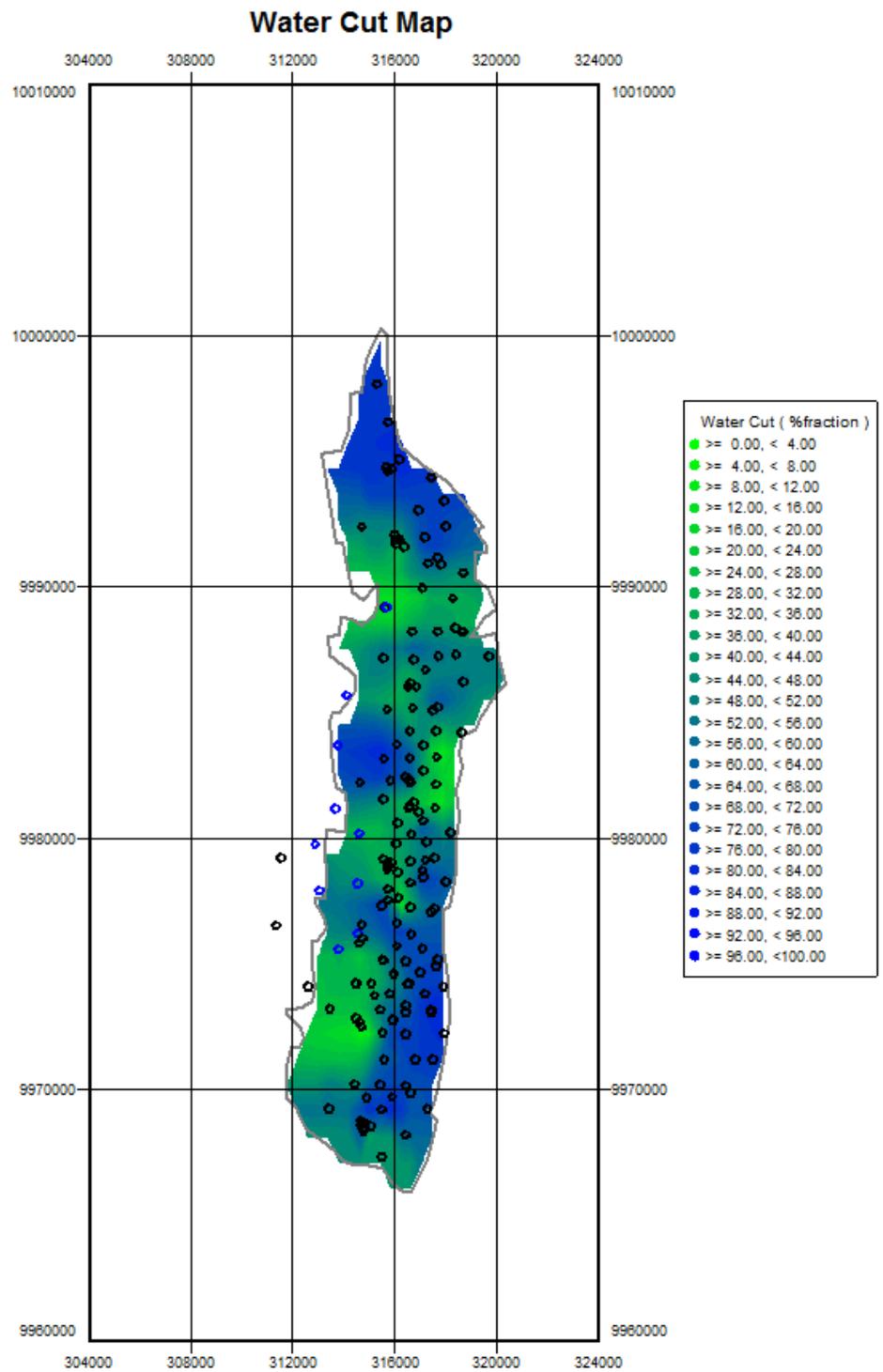


FIGURA 60: Mapa de corte de agua arena Ui 2013
FUENTE: OFM, Schlumberger.

Acumulado de Petróleo de Ti (MBBL)

En la arena Ti también podemos ver la acumulación de petróleo que comenzó en agosto de 1972 con una cantidad de 64.7 MBBL, esta también ira aumentado a través del tiempo. Se presentan en los Graficos 61-70

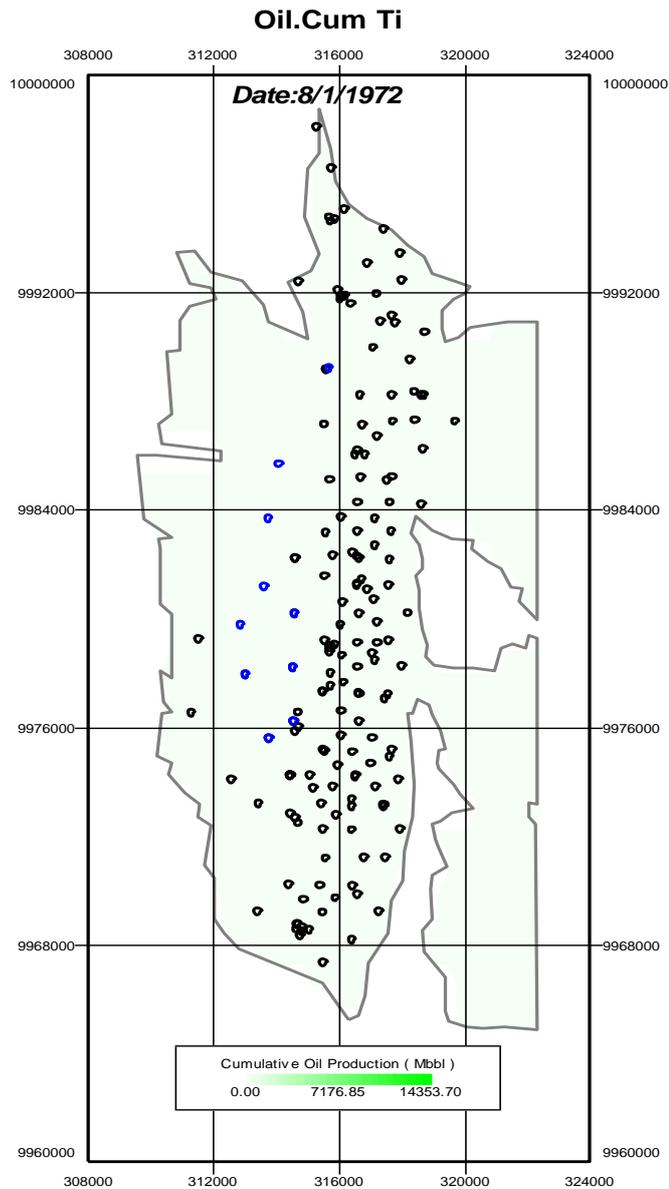


FIGURA 61: Mapa de acumulado de petróleo arena Ti 1972
FUENTE: OFM, Schlumberger

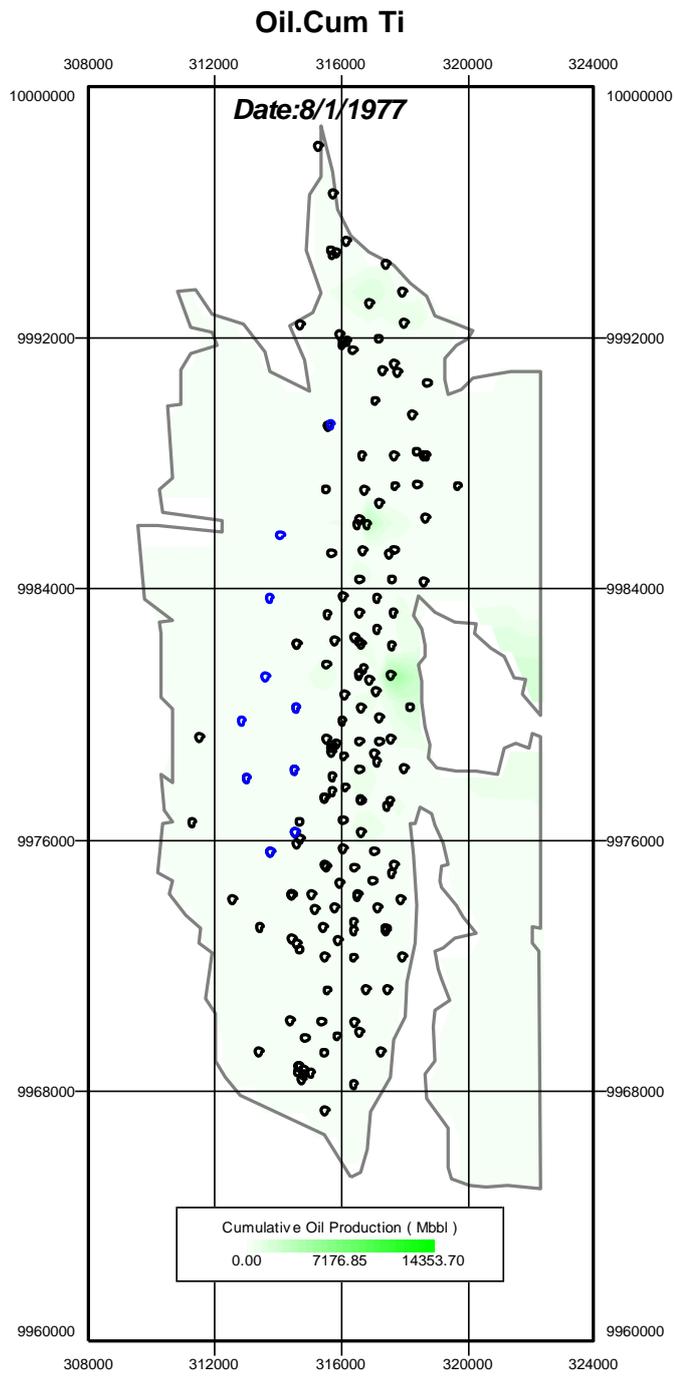


FIGURA 62: Mapa de acumulado de petróleo arena Ti 1977
FUENTE: OFM, Schlumberger

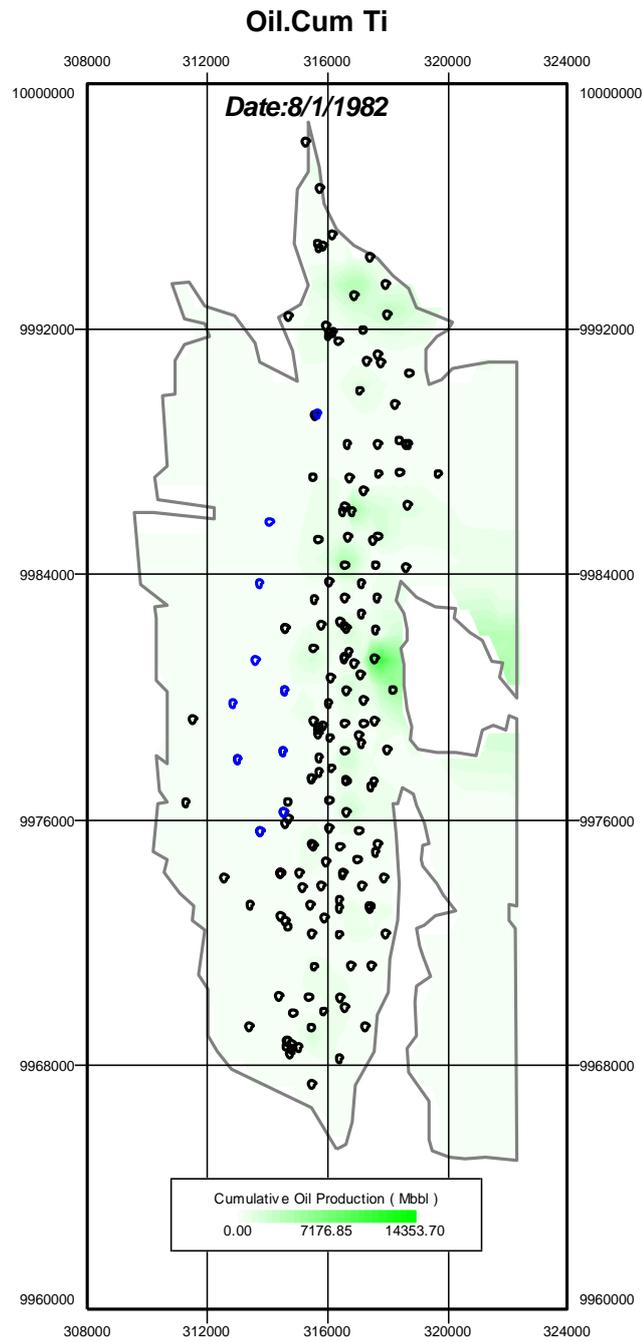


FIGURA 63: Mapa de acumulado de petróleo arena Ti 1982
FUENTE: OFM, Schlumberger

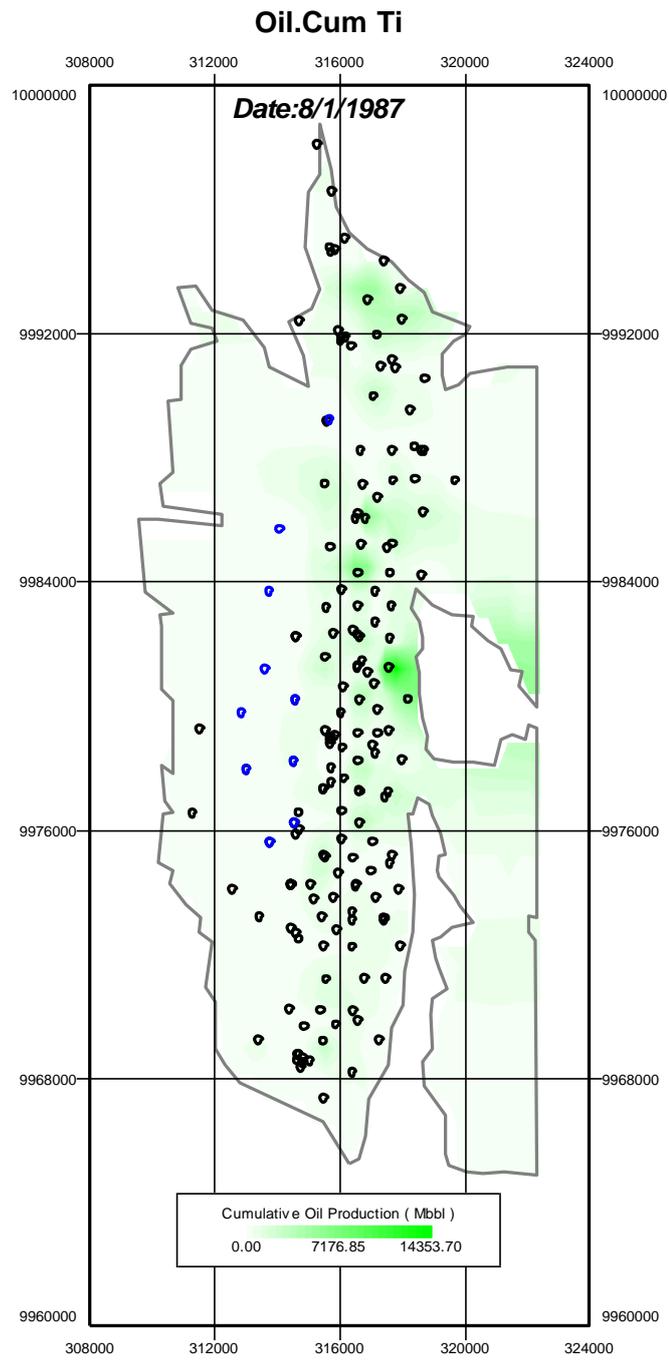


FIGURA 64: Mapa de acumulado de petróleo arena Ti 1987
FUENTE: OFM, Schlumberger

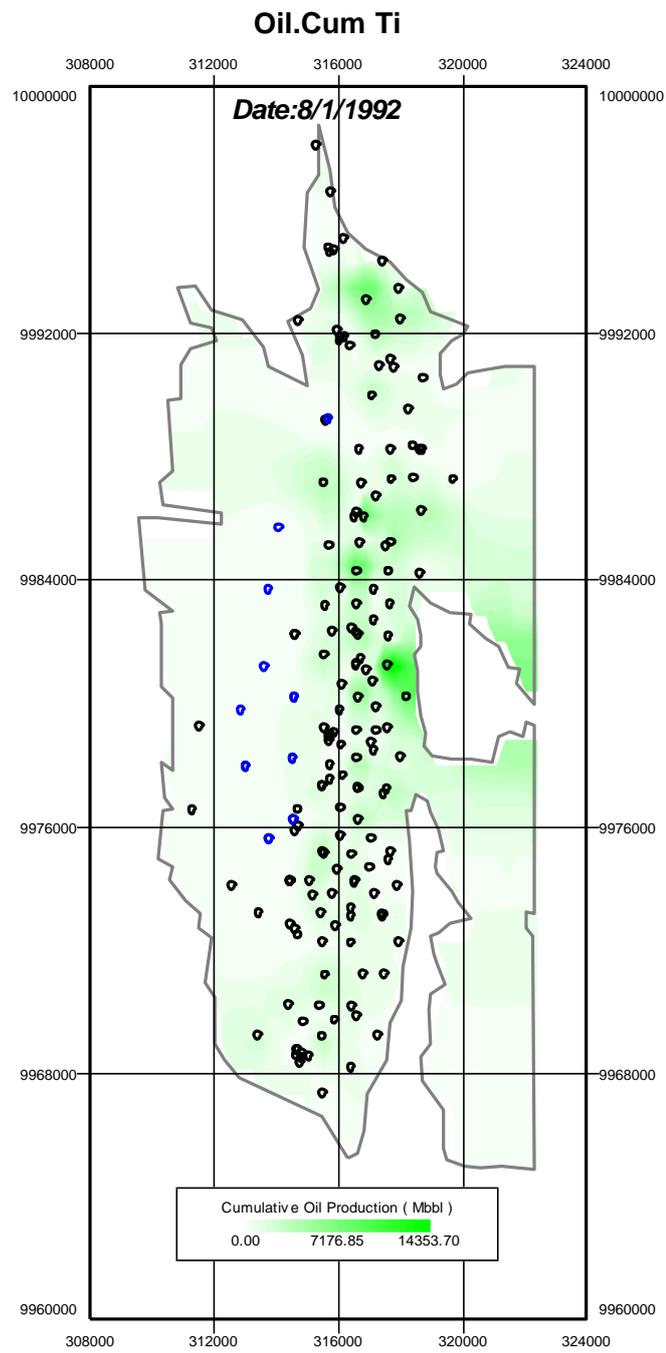


FIGURA 65: Mapa de acumulado de petróleo arena Ti 1992
FUENTE: OFM, Schlumberger

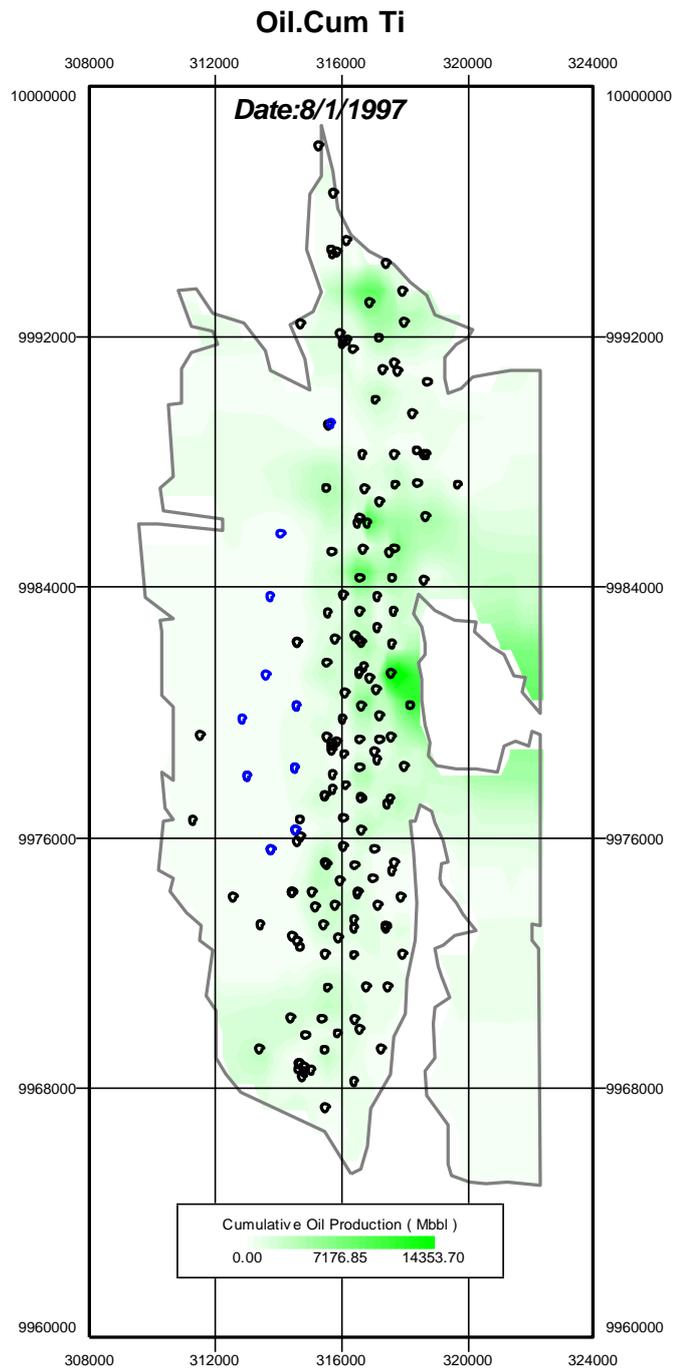


FIGURA 66: Mapa de acumulado de petróleo arena Ti 1997
FUENTE: OFM, Schlumberger

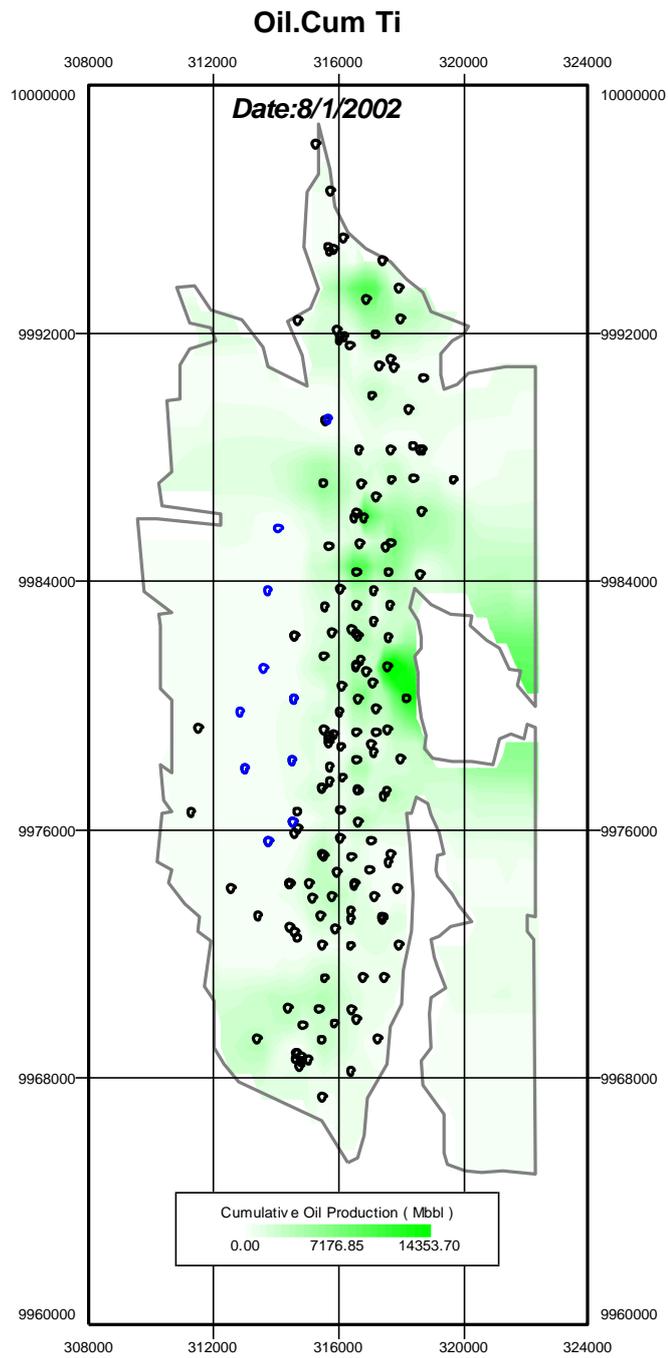


FIGURA 67: Mapa de acumulado de petróleo arena Ti 2002
FUENTE: OFM, Schlumberger

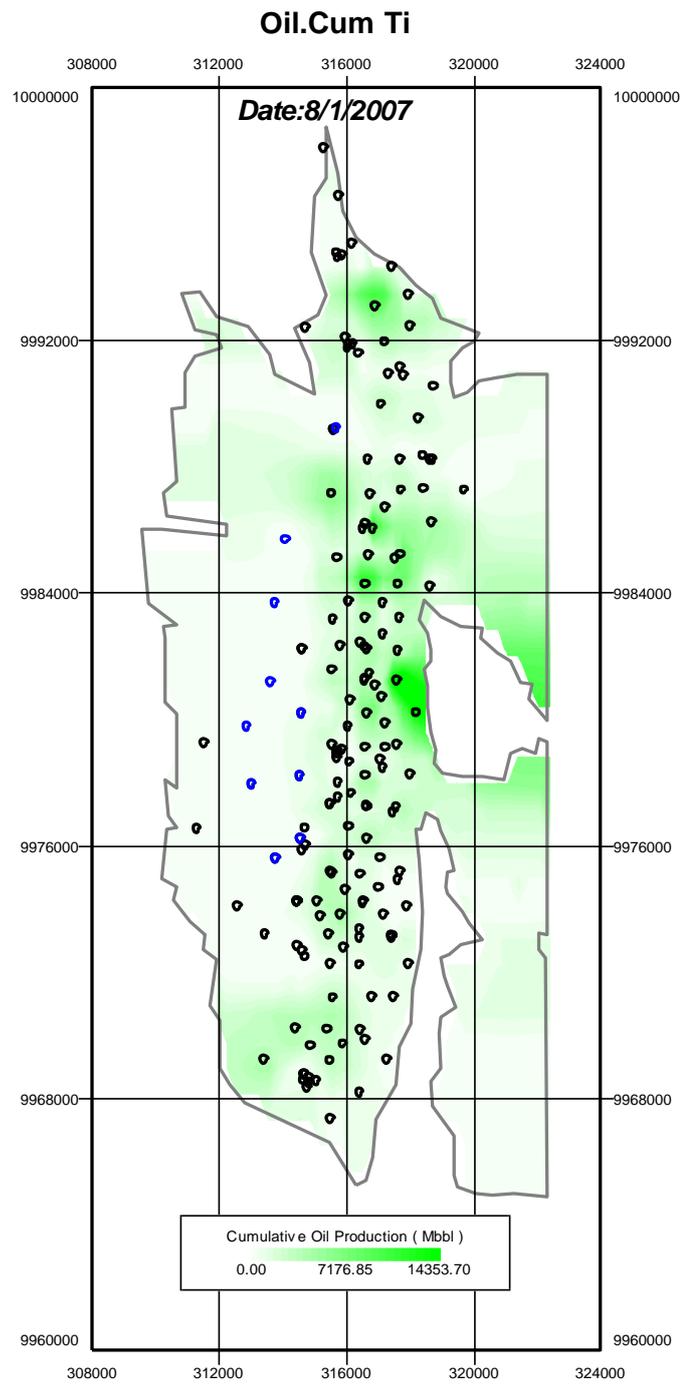


FIGURA 68: Mapa de acumulado de petróleo arena Ti 2007
FUENTE: OFM, Schlumberger

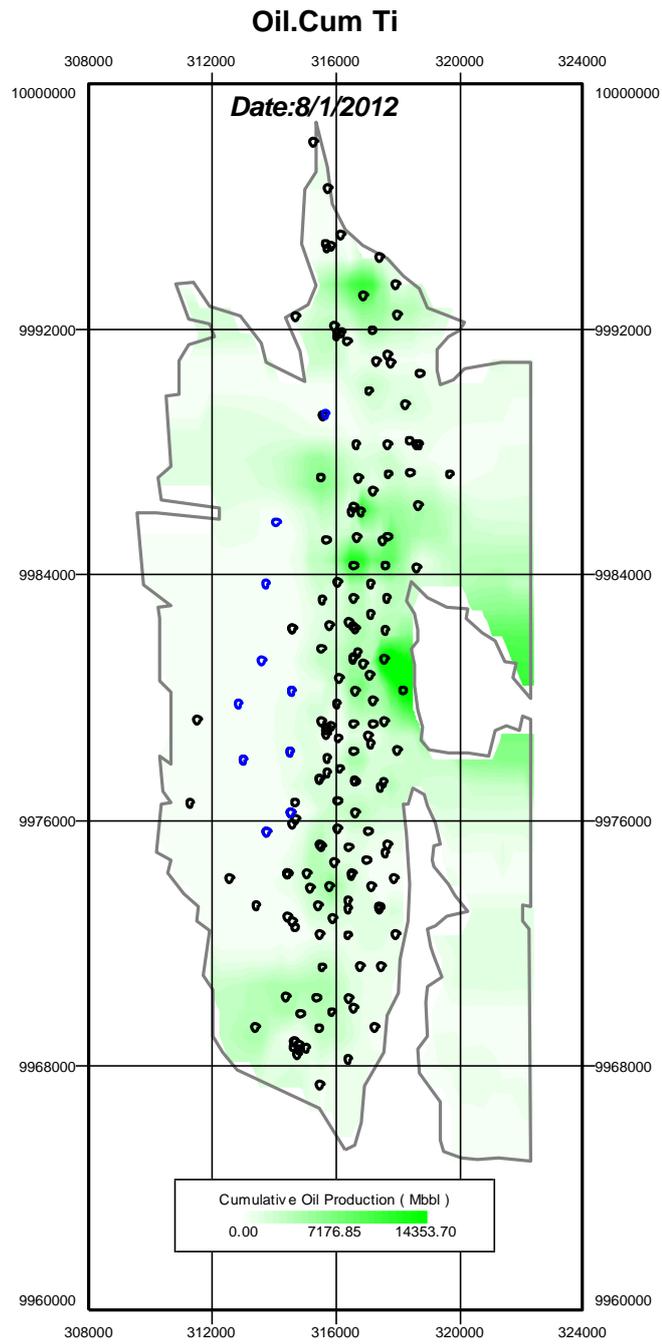


FIGURA 69: Mapa de acumulado de petróleo arena Ti 2012
FUENTE: OFM, Schlumberger

Al año 2013 en el mes de agosto se tiene un acumulado de petróleo de 764396.8 MBBL, al revisar los mapas de agua se puede apreciar en los puntos de mayor acumulacion de petróleo una presencia fuerte del acuífero.

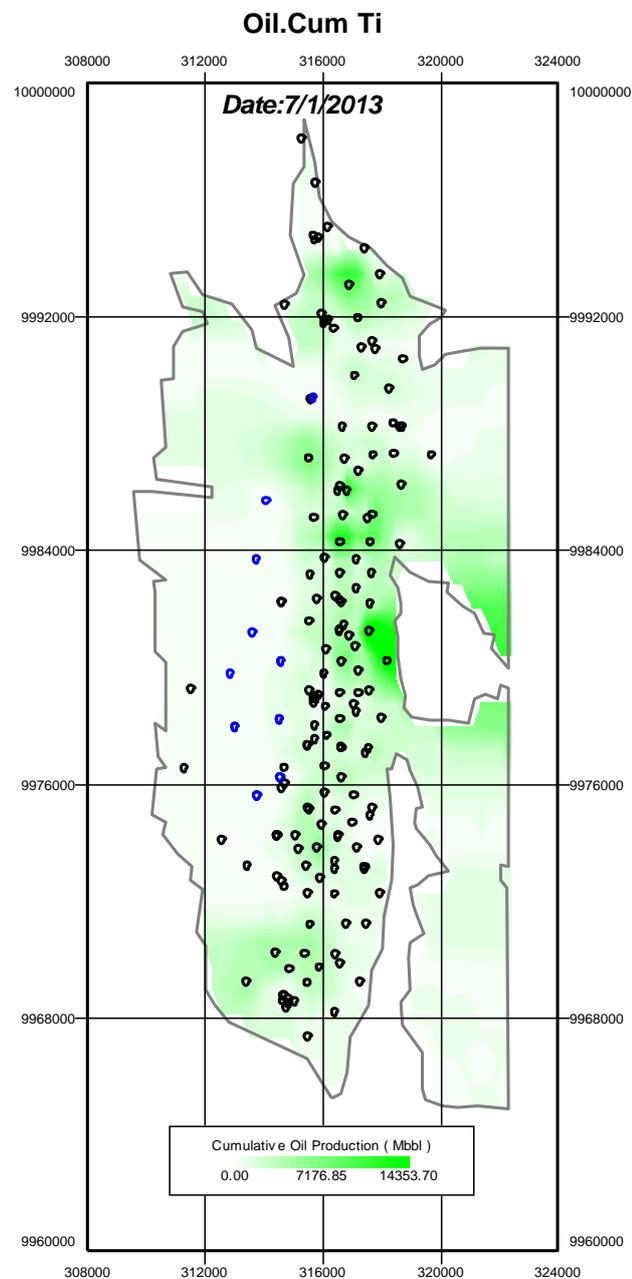


FIGURA 70: Mapa de acumulado de petróleo arena Ti 2013
FUENTE: OFM, Schlumberger

Acumulado de Agua de Ti (MBBL)

De nuevo se verá en los mapas el avance del agua esta vez en la arena Ti, el cual comienza al sur y luego se extiende a lo largo del campo, comienza con un acumulado de agua DE 0.4 MBBL y llega al 2013 con un acumulado de 440921.4 MBBL. Gráficos 71 al 79

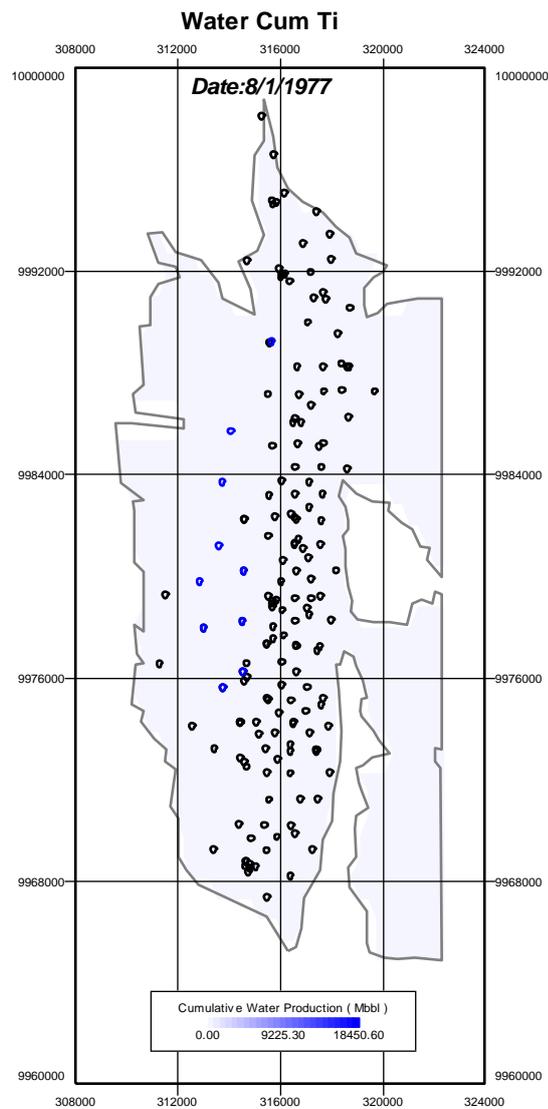


FIGURA 71: Mapa de acumulado de agua arena Ti 1977
FUENTE: OFM, Schlumberger

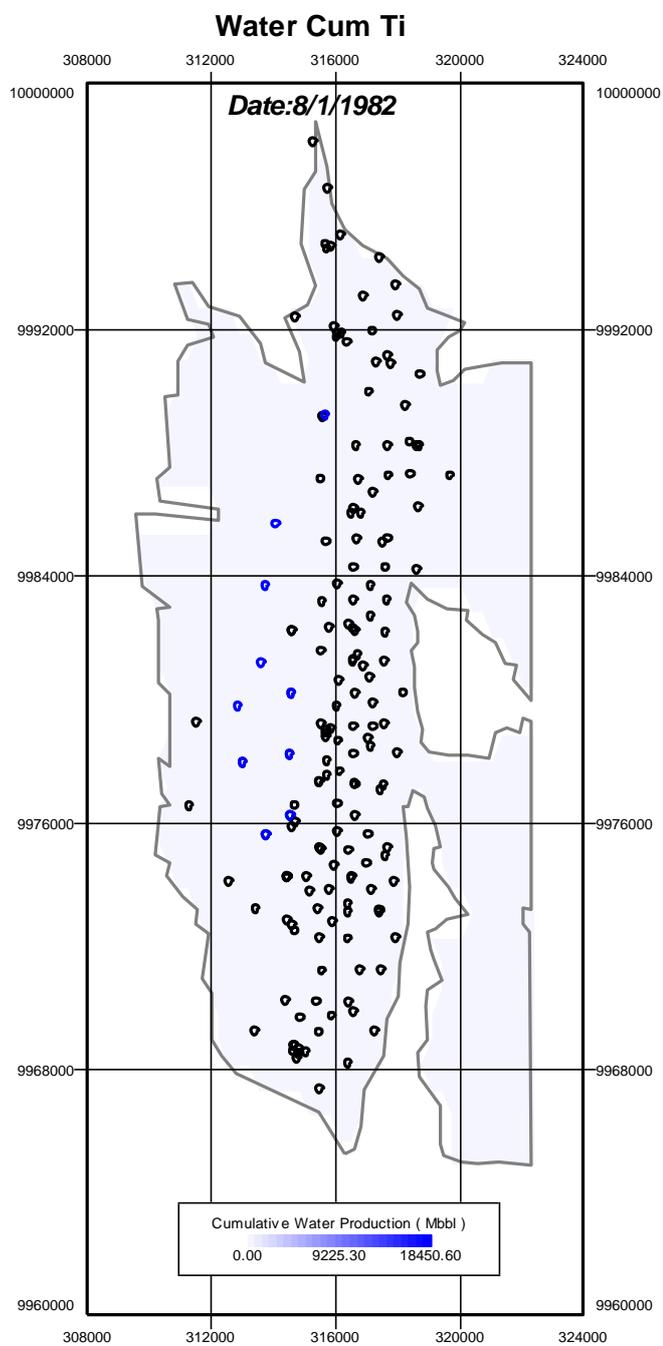


FIGURA 72: Mapa de acumulado de agua arena Ti 1982
FUENTE: OFM, Schlumberger

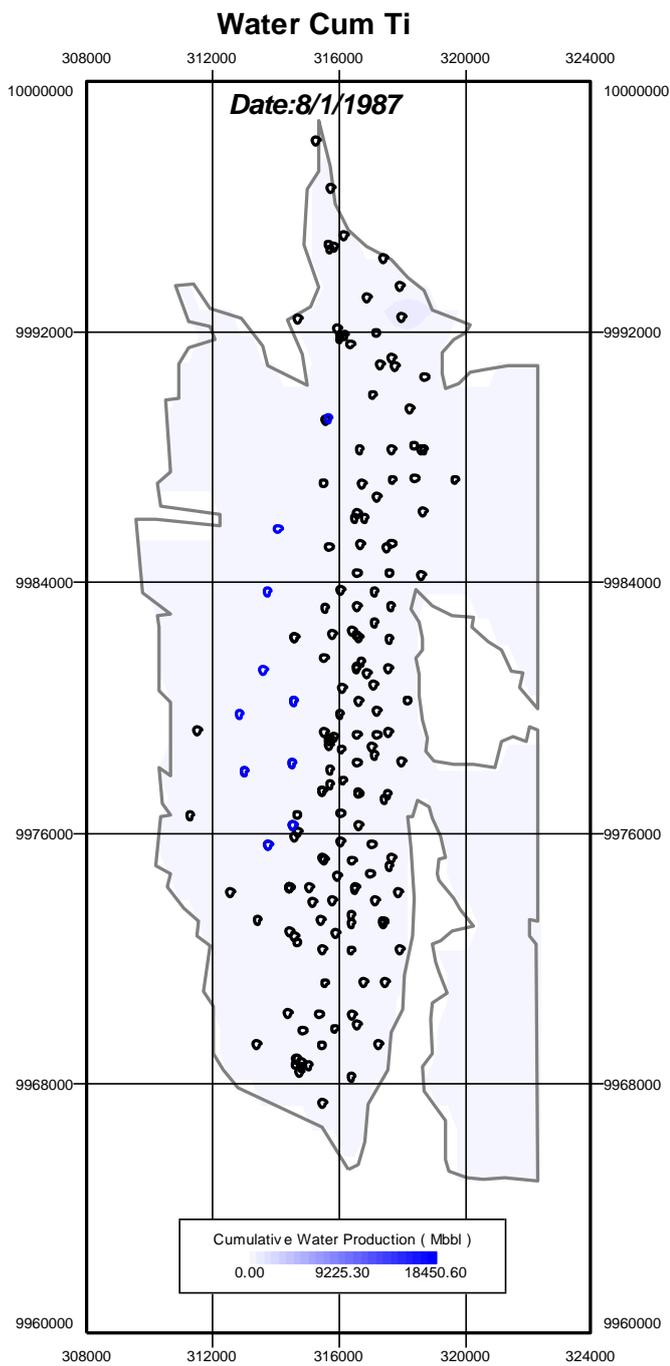


FIGURA 73: Mapa de acumulado de agua arena Ti 1987
FUENTE: OFM, Schlumberger

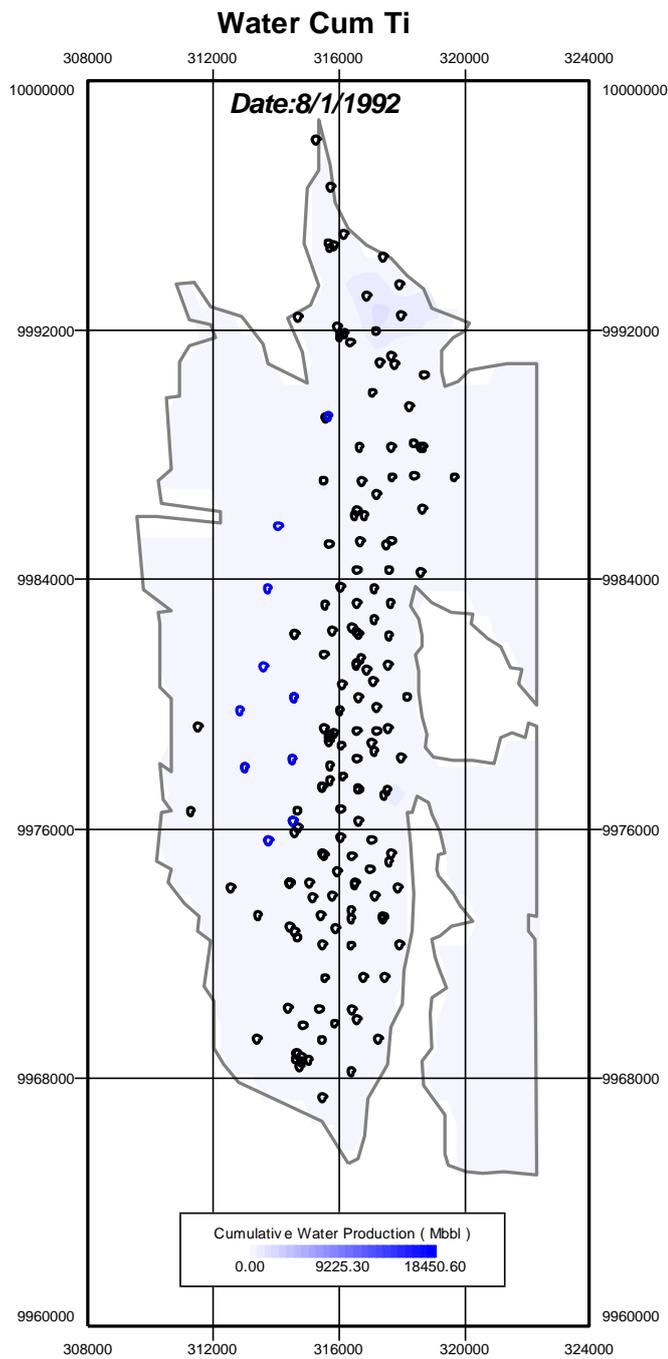


FIGURA 74: Mapa de acumulado de agua arena Ti 1992
FUENTE: OFM, Schlumberger

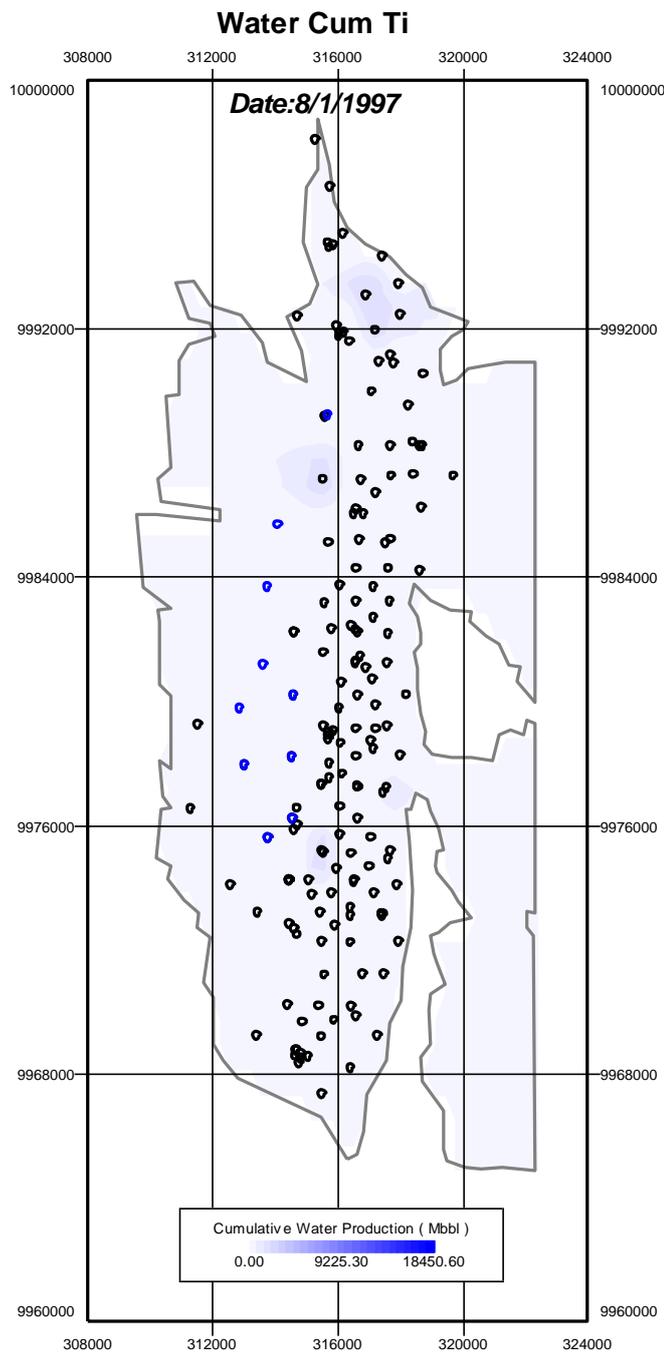


FIGURA 75: Mapa de acumulado de agua arena Ti 1997
FUENTE: OFM, Schlumberger

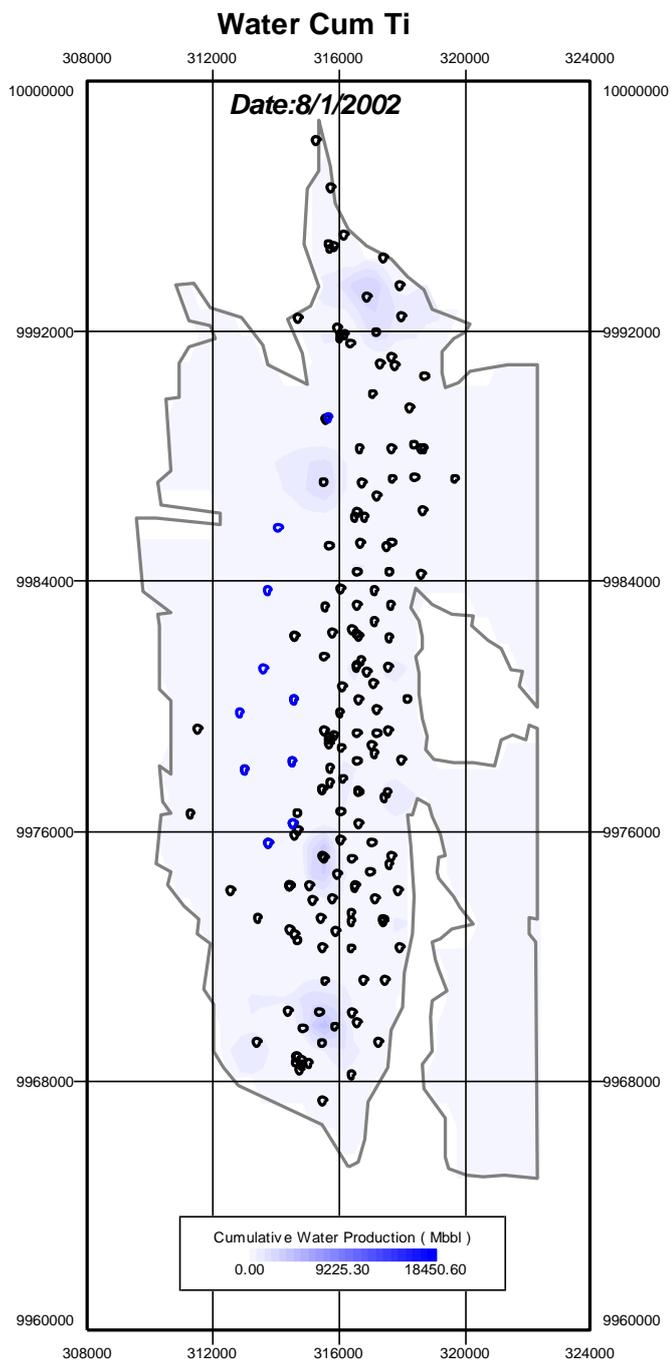


FIGURA 76: Mapa de acumulado de agua arena Ti 2002
FUENTE: OFM, Schlumberger

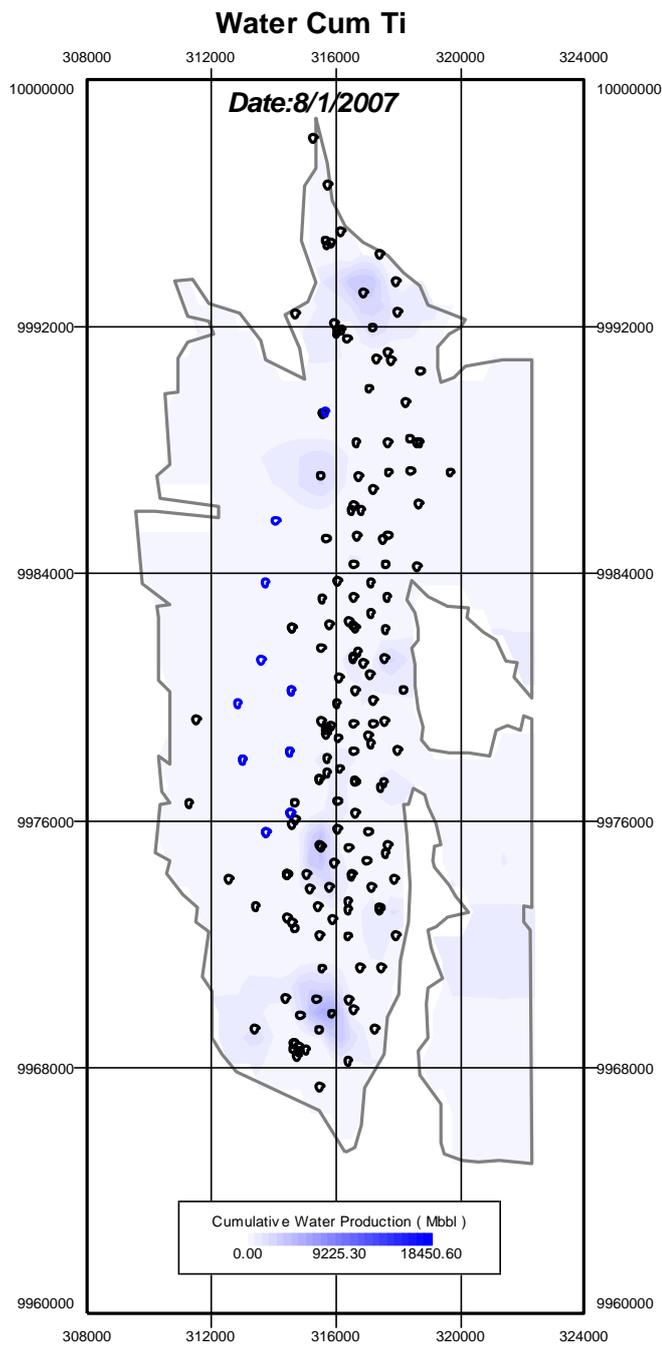


FIGURA 77: Mapa de acumulado de agua arena Ti 2007
FUENTE: OFM, Schlumberger

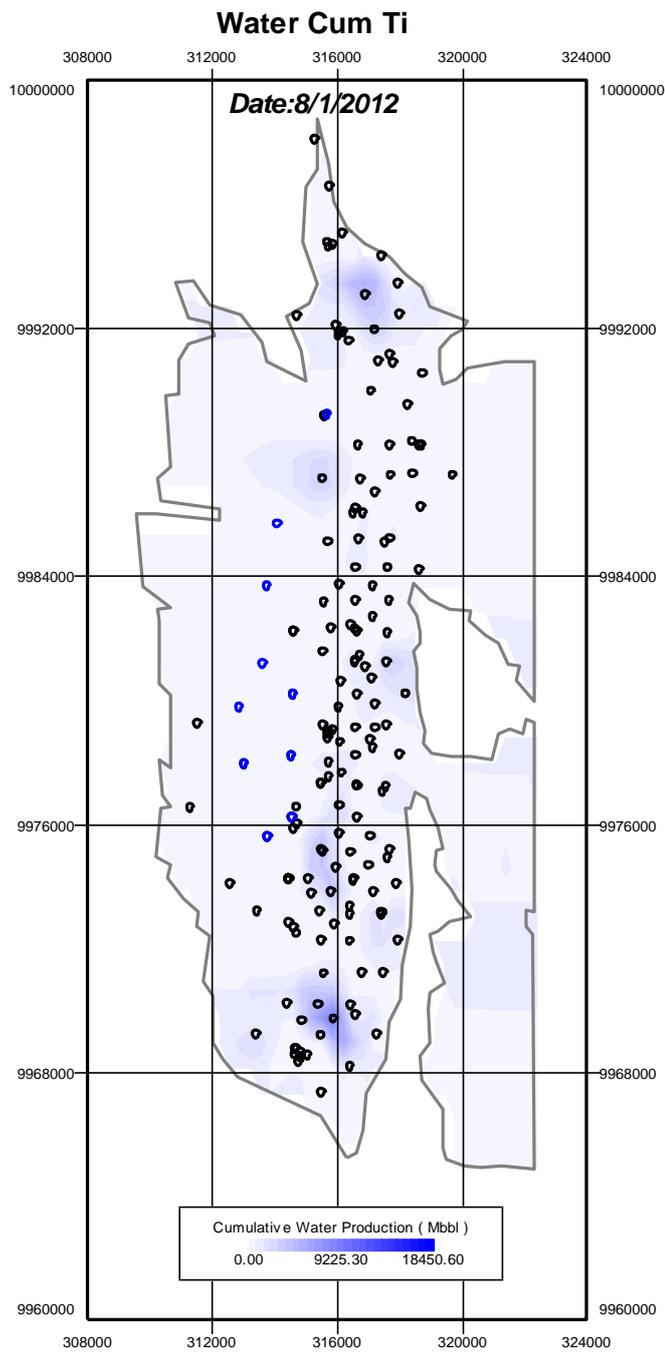


FIGURA 78: Mapa de acumulado de agua arena Ti 2012
FUENTE: OFM, Schlumberger

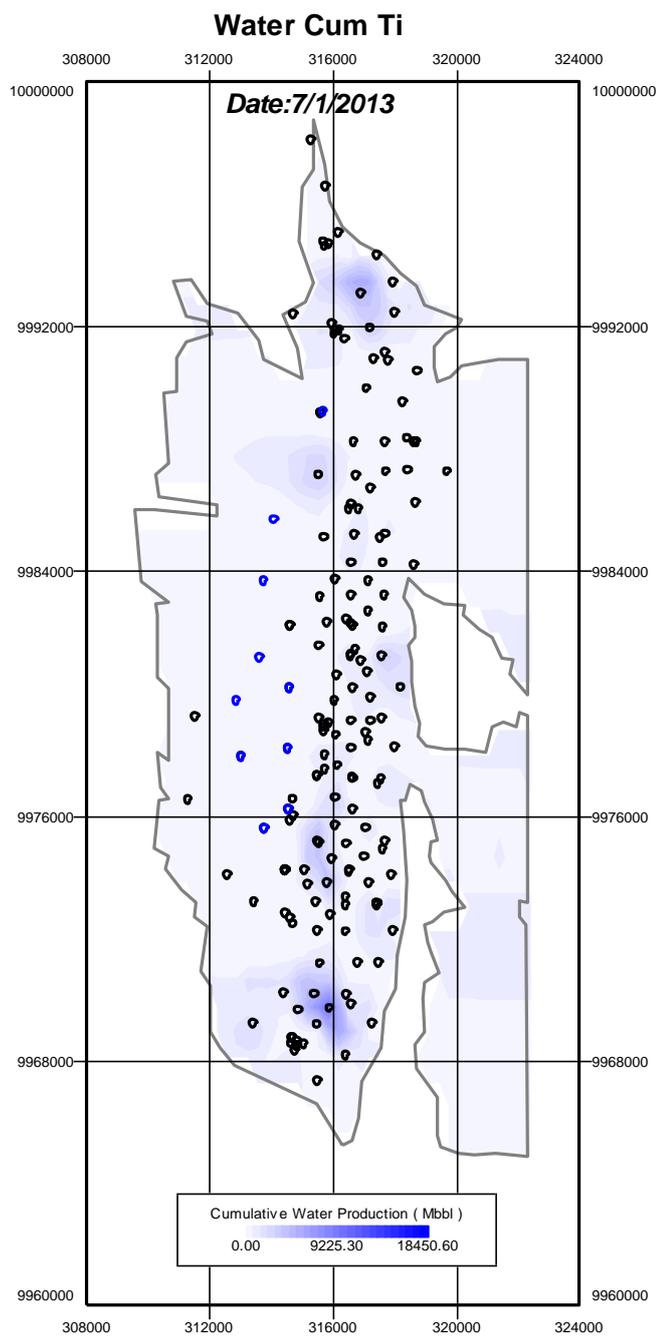


FIGURA 79: Mapa de acumulado de agua arena Ti 2013
FUENTE: OFM, Schlumberger

Corte de Agua Ti (%)

Se verá en los Gráficos 80 al 89 la variación del corte de agua de la arena Ti a lo largo de la historia de producción del campo Colibrí. En ellos se podrá apreciar el influjo de agua al campo a través del tiempo.

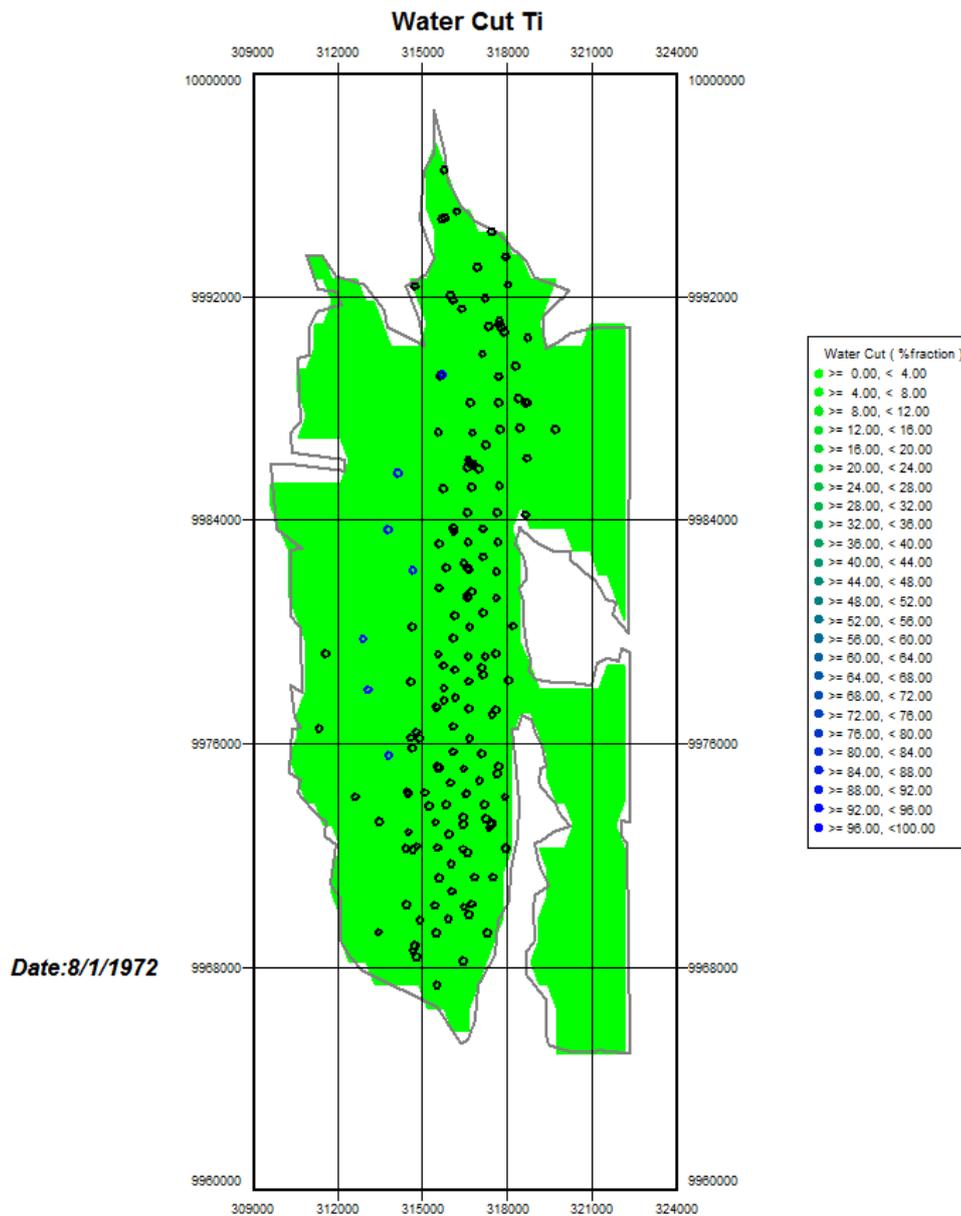


FIGURA 80: Mapa de corte de agua arena Ti 1972
FUENTE: OFM, Schlumberger

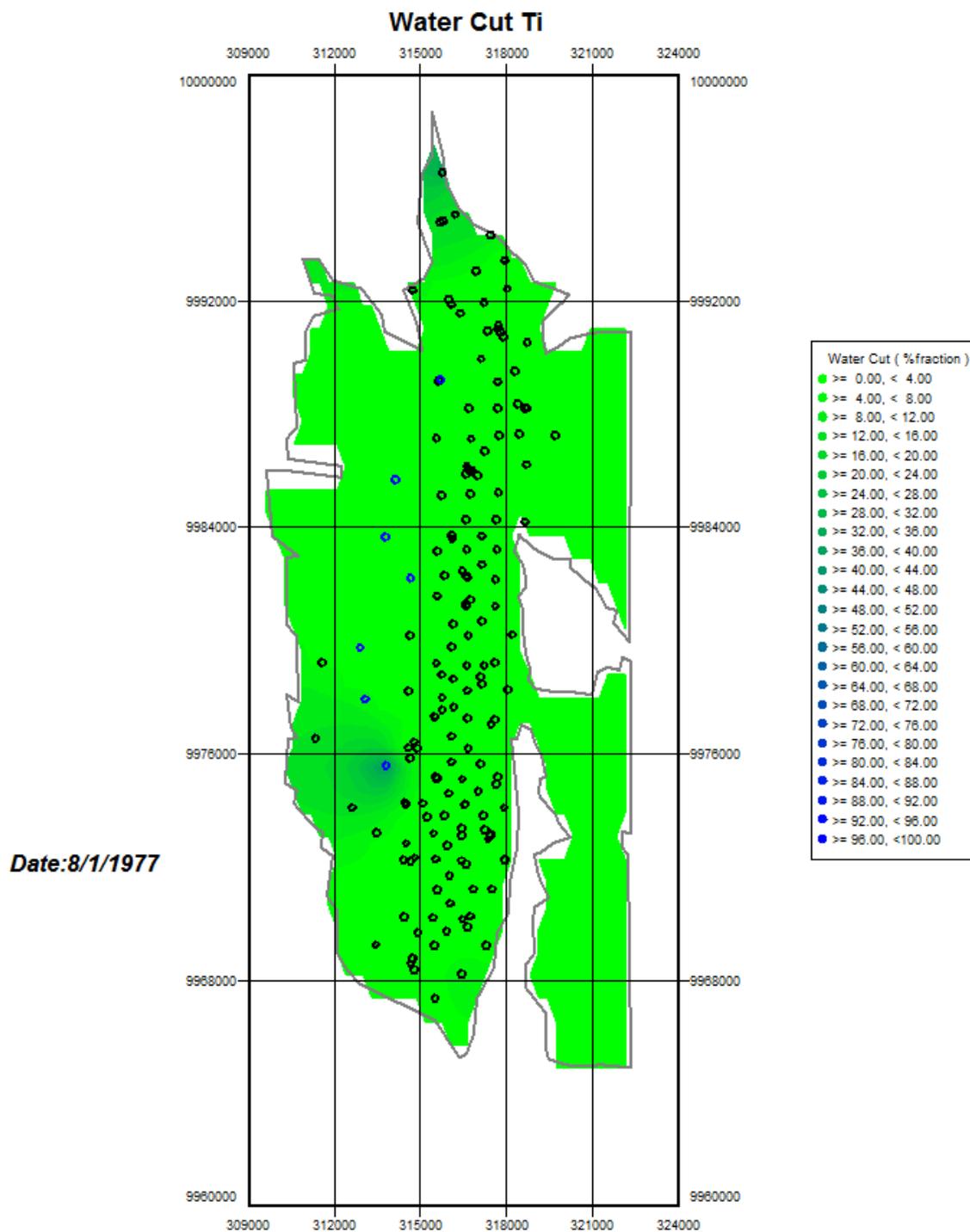


FIGURA 81: Mapa de corte de agua arena Ti 1977
 FUENTE: OFM, Schlumberger

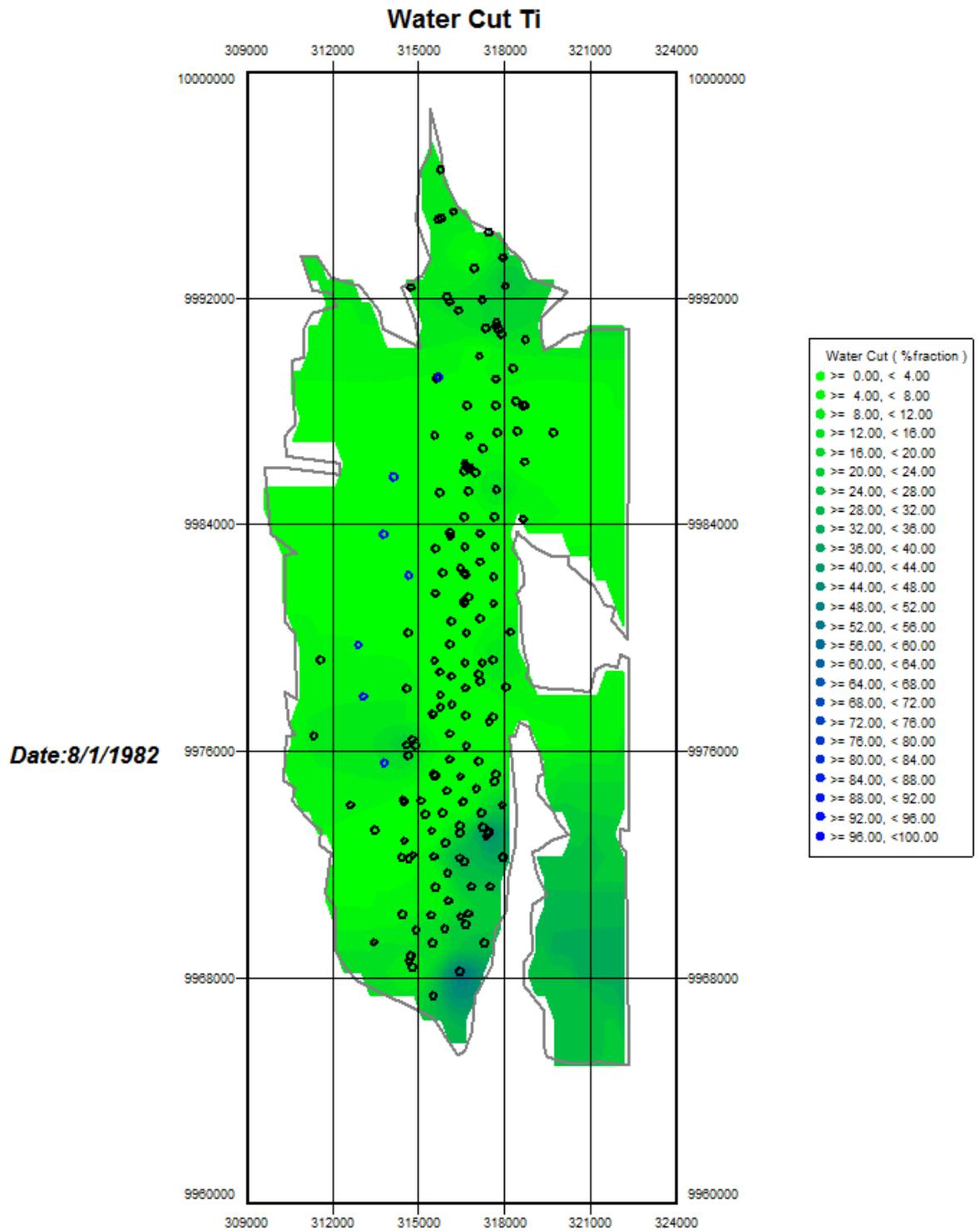


FIGURA 82: Mapa de corte de agua arena Ti 1982
 FUENTE: OFM, Schlumberger

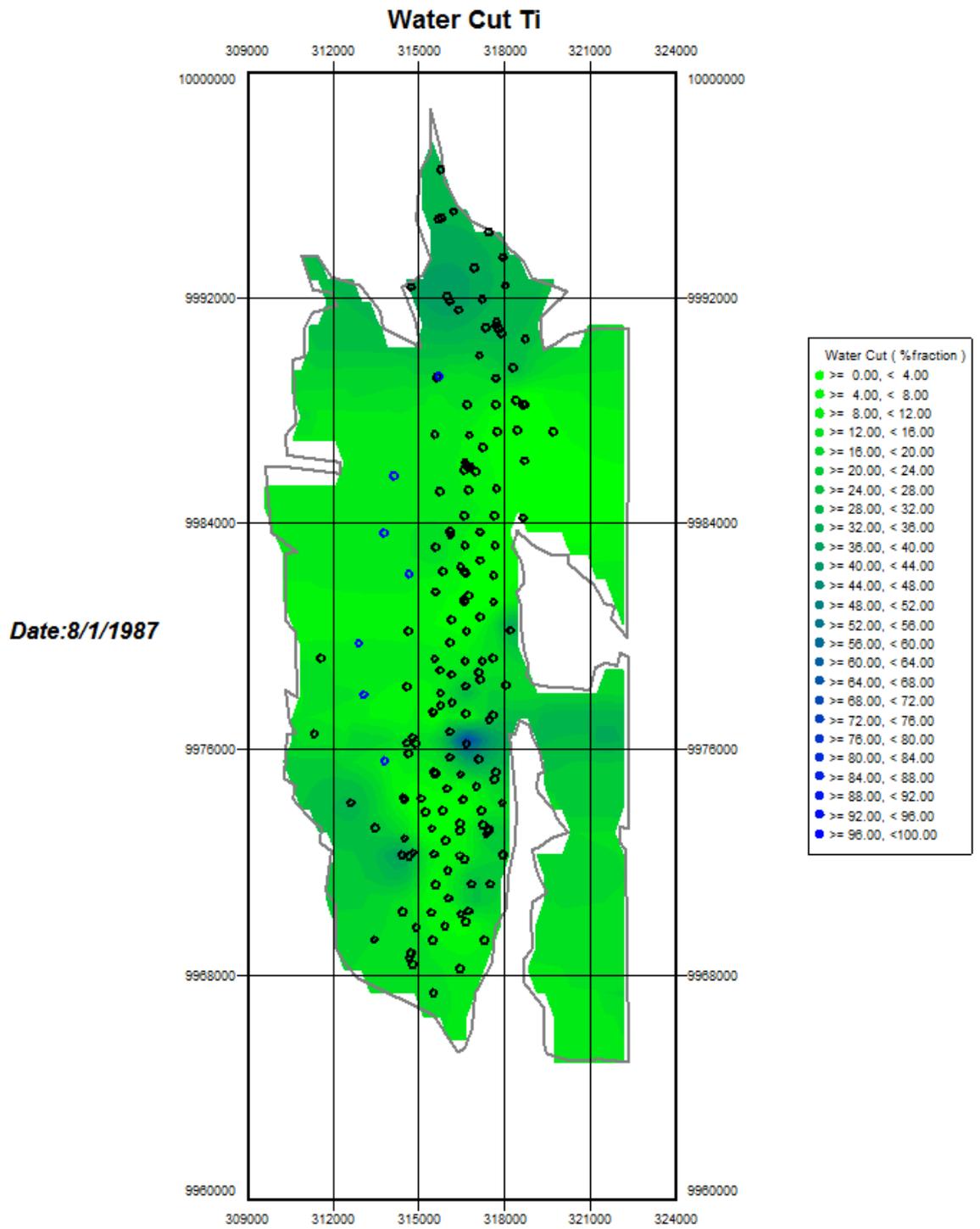


FIGURA 83: Mapa de corte de agua arena Ti 1987
FUENTE: OFM, Schlumberger

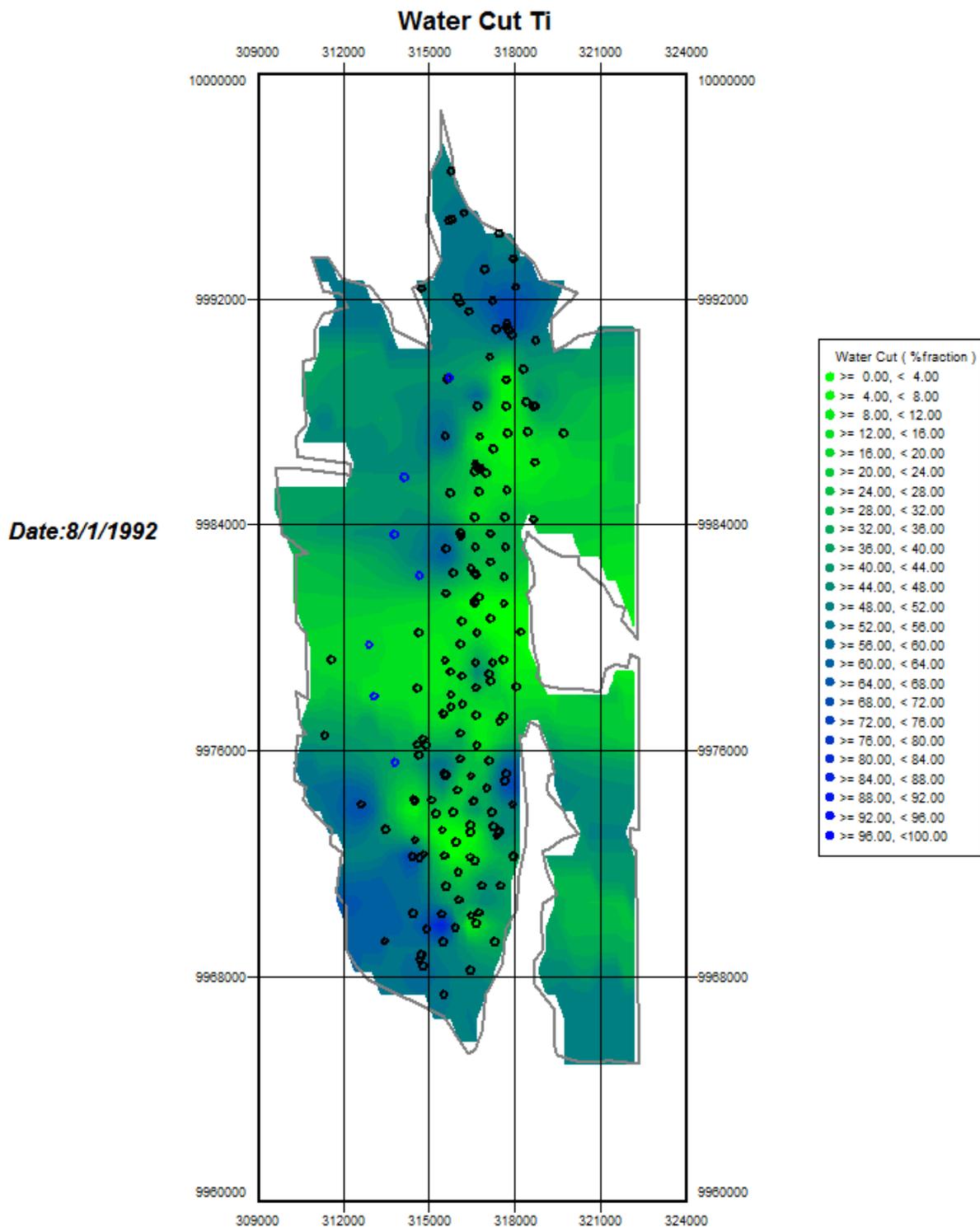


FIGURA 84: Mapa de corte de agua arena Ti 1992
 FUENTE: OFM, Schlumberger

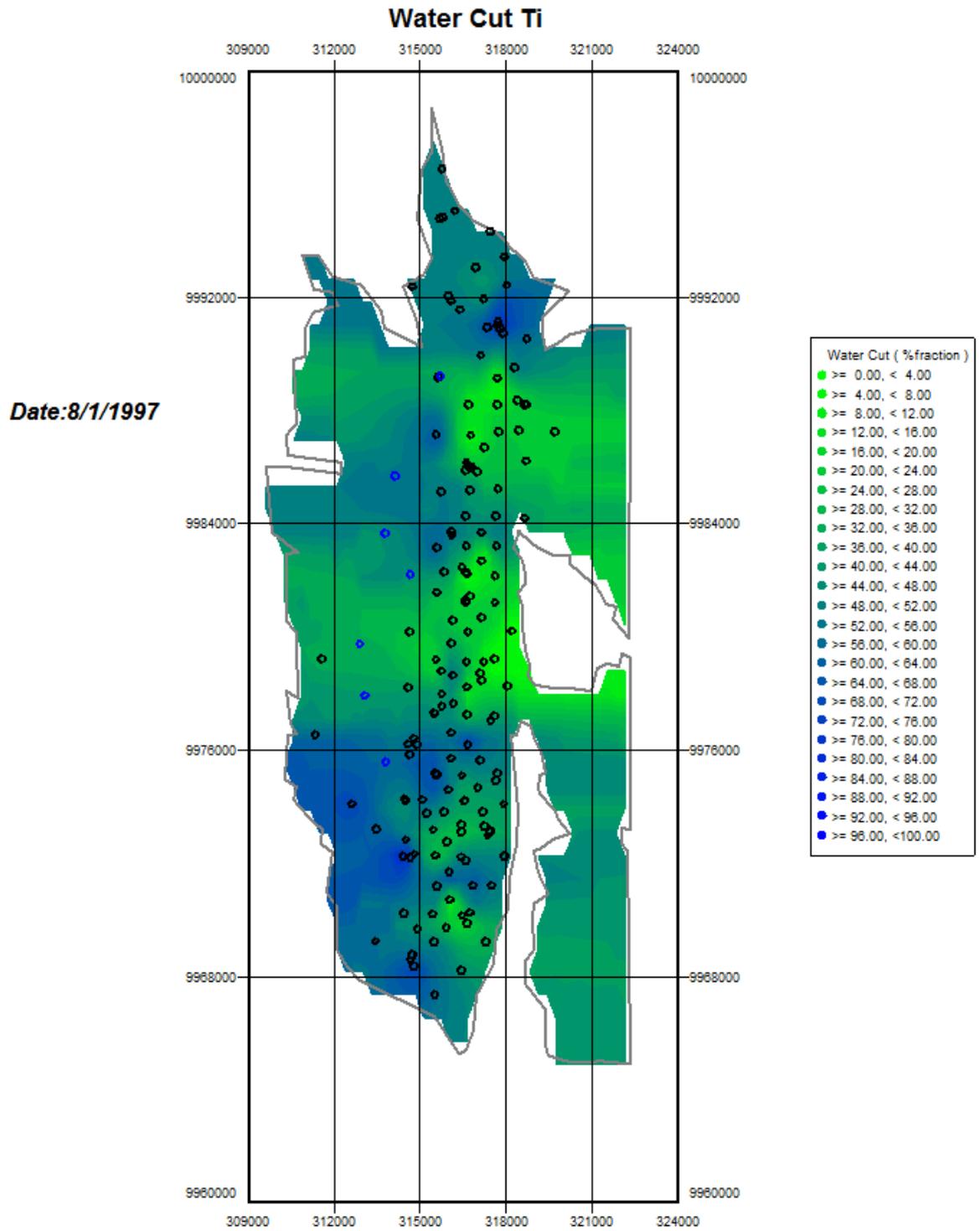


FIGURA 85: Mapa de corte de agua arena Ti 1997
 FUENTE: OFM, Schlumberger

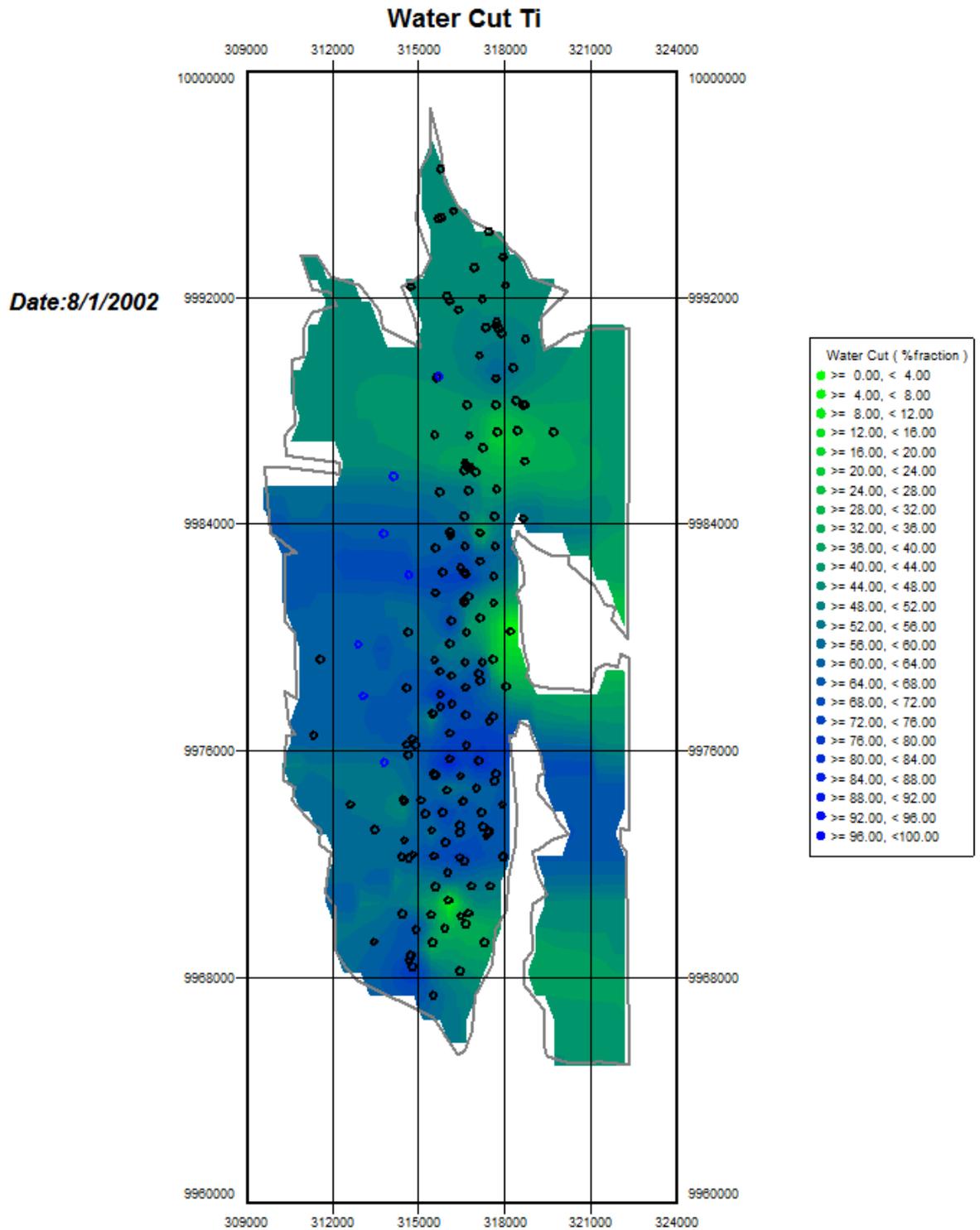


FIGURA 86: Mapa de corte de agua arena Ti 2002
FUENTE: OFM, Schlumberger

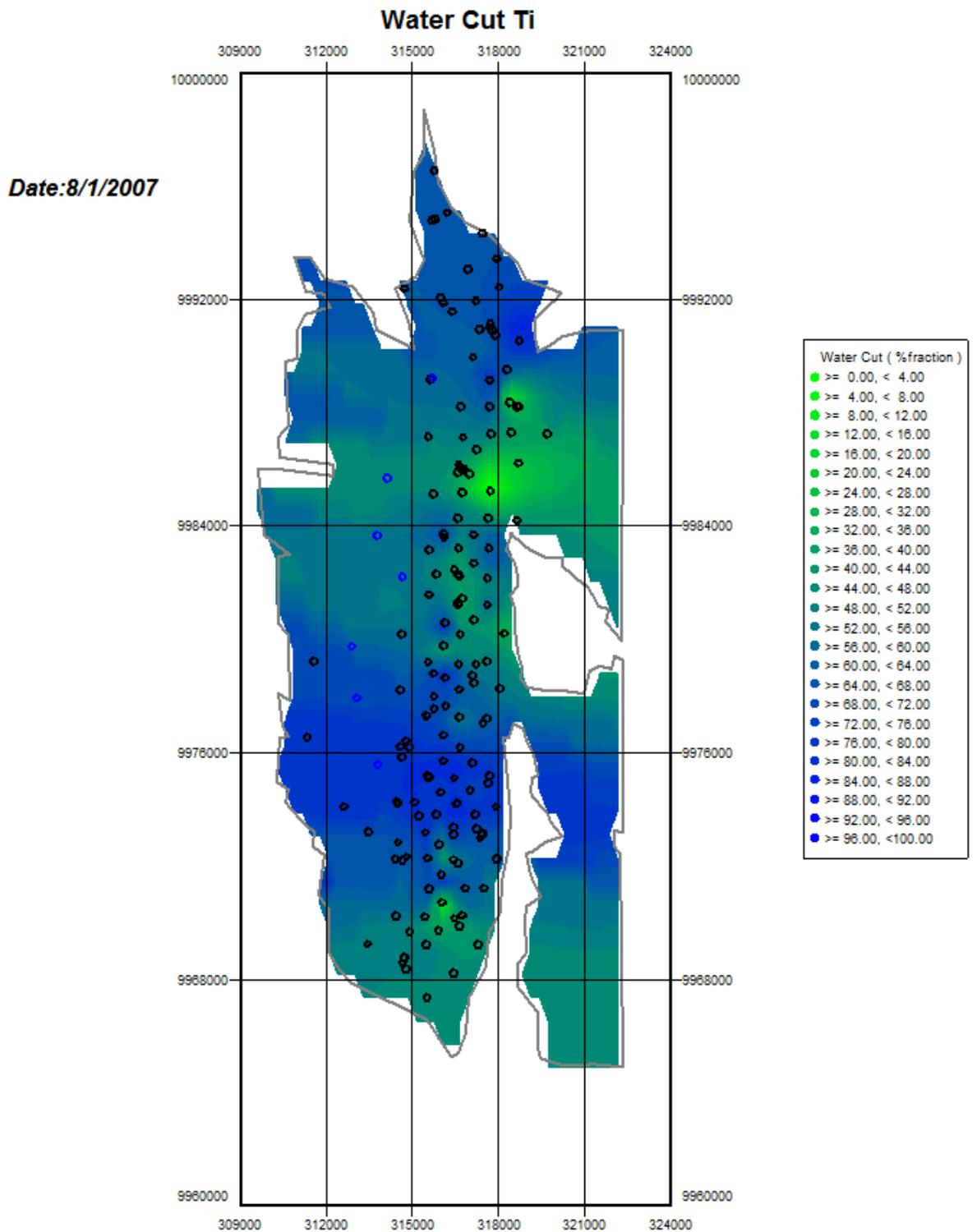


FIGURA 87: Mapa de corte de agua arena Ti 2007
 FUENTE: OFM, Schlumberger

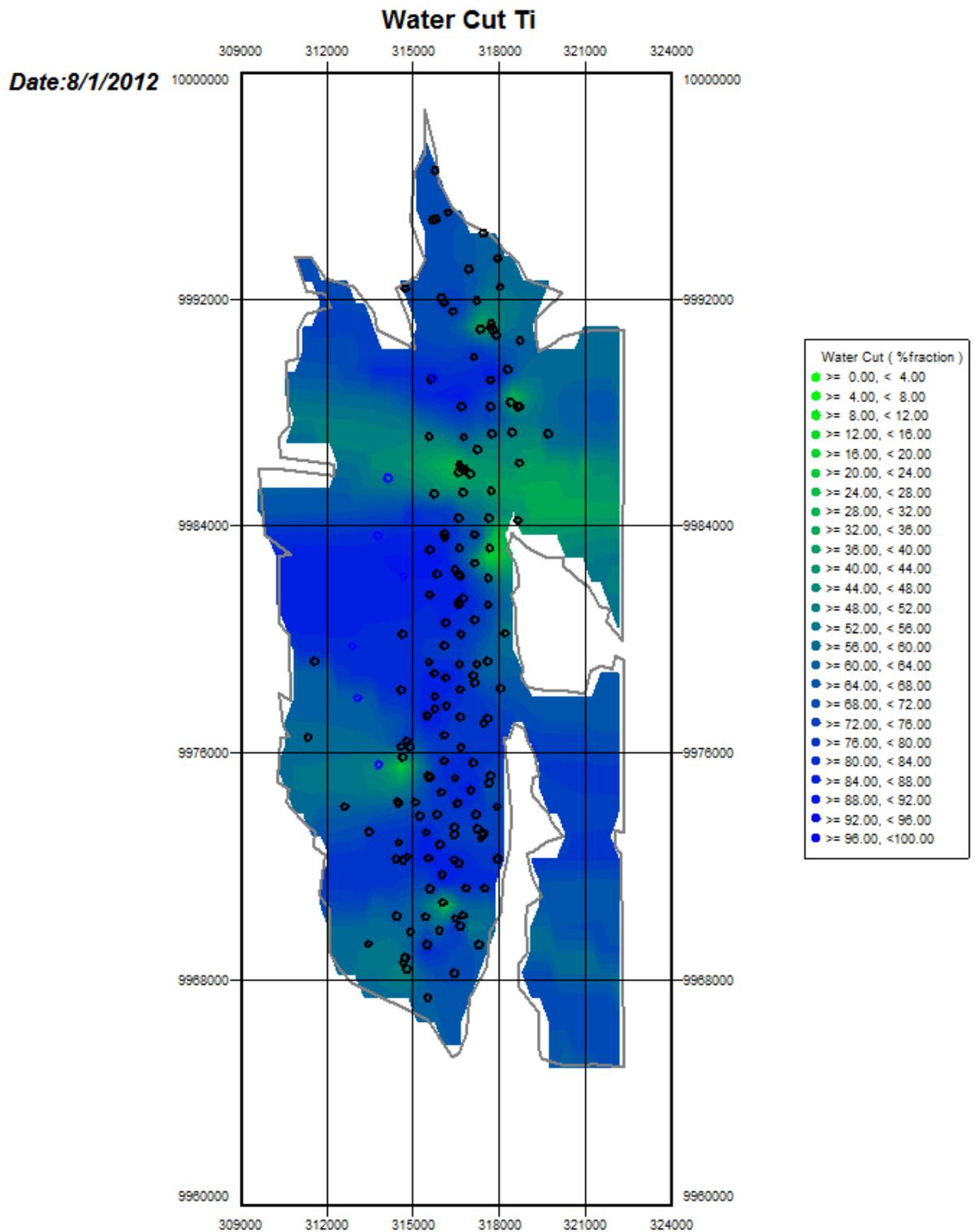


FIGURA 88: Mapa de corte de agua arena Ti 2012
FUENTE: OFM, Schlumberger

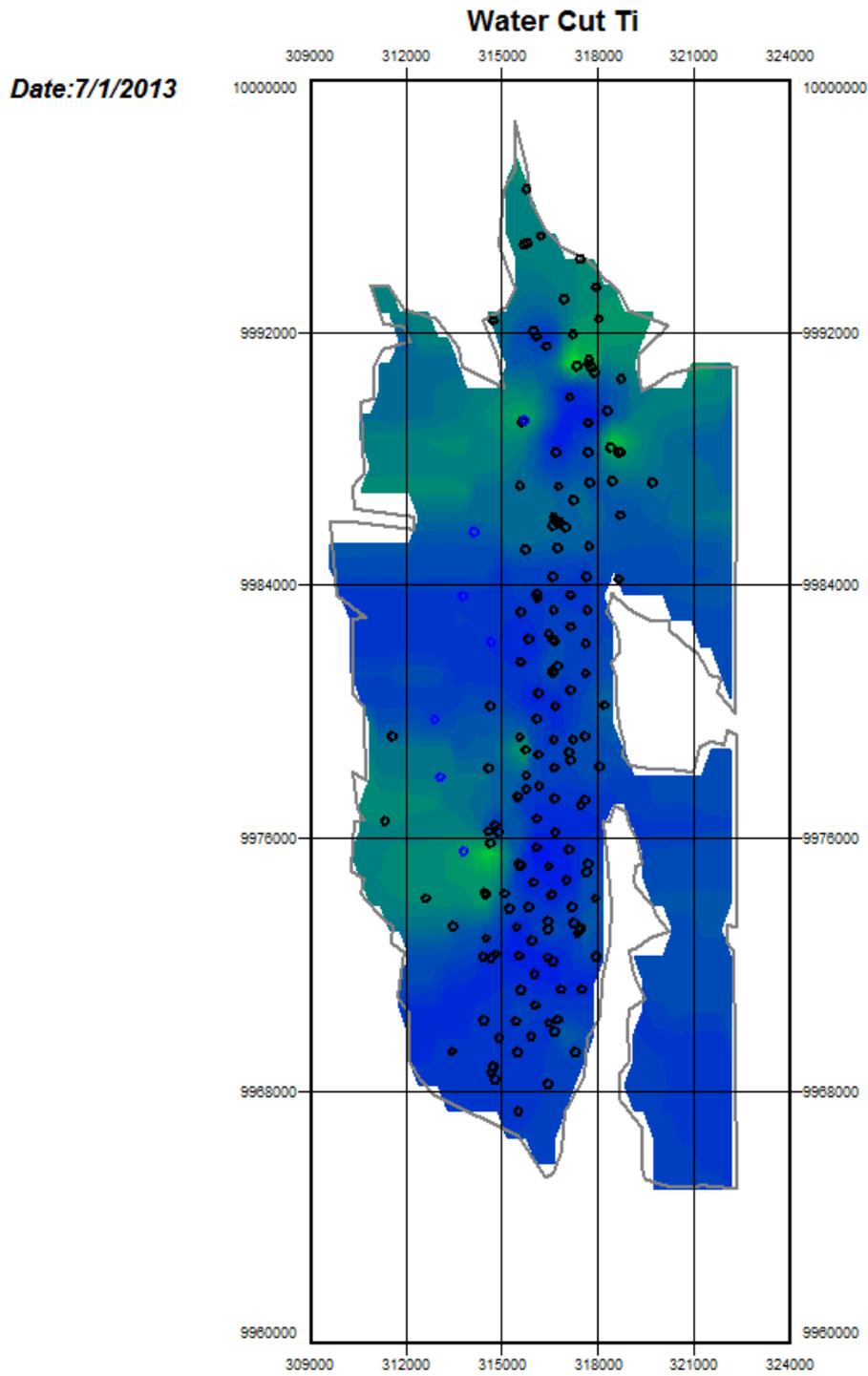


FIGURA 89: Mapa de corte de agua arena Ti 2013
FUENTE: OFM, Schlumberger

4.4.2 Diagnostico de producción de agua

La producción excesiva de agua ha sido uno de los problemas más difíciles de solventar. Hoy en día se producen en promedio de 3 a 4 barriles de agua por barril de petróleo, lo que ha llevado a las compañías a dedicar esfuerzos por buscar tecnologías para frenar la producción de agua, que en muchos casos resulta en una “solución temporal”. Otras compañías han elegido producir toda el agua como es el caso de Repsol en el oriente ecuatoriano.

Para el diagnóstico y entendimiento de la producción de agua se tienen varios métodos, estos se aplican justamente para comprender los diferentes problemas y consecuentemente aplicar soluciones. La clave para el control de agua son los diagnósticos, para poder identificar el problema específico de agua. Los diagnósticos de los pozos se utilizan de tres modos:

1. Para identificar los pozos que son los mejores candidatos en el control de agua.
2. Para determinar el origen del problema de agua con el fin de elegir el método de control más adecuado.
3. Para localizar el punto de entrada de agua en el pozo con el fin de colocar correctamente el tratamiento.

El historial de producción a menudo contiene abundante información que ayuda a diagnosticar los problemas de agua en el pozo, por ejemplo la relación agua-petróleo; datos de producción y medidas de los registros eléctricos, se han desarrollado para distinguir entre las diferentes fuentes que originan la producción

excesiva de agua. La identificación de la(s) causas(s) más probable(s) de aquellos pozos que tienen altos cortes de agua, se realiza con los siguientes gráficos.

- Producción logs (Registro de Producción)
- RecoveryPlot (Diagrama de Recuperación).
- ProductionHistoryPlot (Diagrama del Historial de Producción).
- Decline-Curve Analysis (Análisis de la Curva de Declinación).
- Log-Log del WOR vs Tiempo.
- ScatteredPlot (Diagrama de Dispersion).
- Curvas tipo “Chan”
- Shut-in and Choke-back Analysis (Análisis de los periodos de Contención y Cercamiento de los Pozos).
- Análisis Nodal

Diagrama de recuperación

Es una gráfica semilogarítmica del WOR (Relación Agua-Petróleo) versus la Producción acumulativa de petróleo. La tendencia de la producción se puede extrapolar hacia el límite económico del WOR para determinar la producción de petróleo que se obtendrá si no se toma una acción de control de agua. Si la producción extrapolada es aproximadamente igual a las reservas esperadas para un pozo, entonces el pozo está produciendo agua aceptable y no es necesario por el momento controlar el agua.

Por lo contrario si este valor es mucho menor que las reservas recuperables esperadas, el pozo están produciendo agua en exceso y se debería realizar una acción remedial siempre y cuando el proyecto resulte económicamente rentable.

En el Grafico 94 se tiene una gráfica de un diagrama de recuperación que muestra el incremento de la relación agua-petróleo versus la producción.

Si el WOR extrapolado alcanza el límite económico cuando el petróleo acumulado producido alcanza las reservas recuperables esperadas, entonces el agua que está produciendo se considera aceptable.

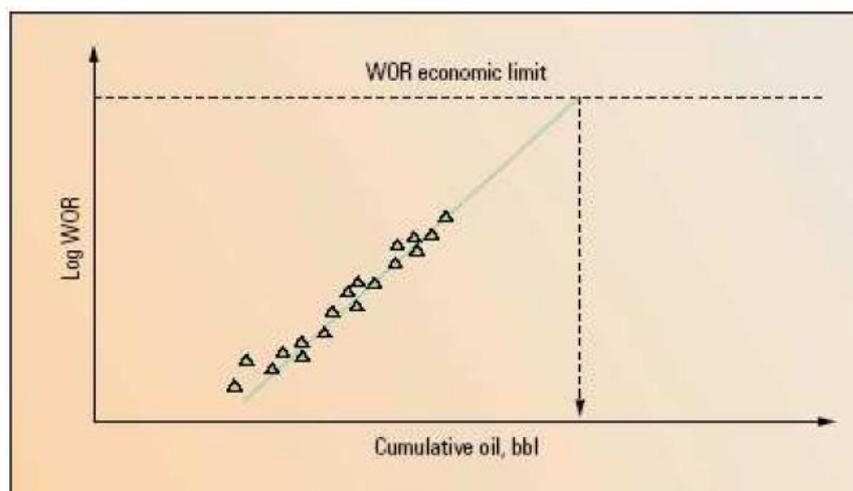


FIGURA 90: Diagrama de recuperación
FUENTE: Schlumberger

Curvas tipo “CHAN”

Las curvas tipo “CHAN” se las tomo del paper SPE 30775 “Water Control DiagnosticPlots” del autor K.S. Chan, Schlumberger Dowell y que se presentan en

elanexo # 2, estas curvas se basan en el comportamiento de la curva del WOR y el tiempo, representados en un gráfico LOG-LOG.

Estas curvas usadas desde mediados de los años noventa y ayudan entender la procedencia del agua de los pozos productores. La metodología es muy sencilla y solo requiere de datos de producción: Relación agua-petróleo (WOR). Se procede a graficar la WOR y la derivada de WOR versus el tiempo en un gráfico log-log. Como se muestra en la gráfica 95 se observan básicamente tres tipos de comportamiento:

Una trayectoria de flujo abierta como en la gráfica superior muestra un incremento muy rápido, este perfil indica la existencia de flujo a través de una falla, una fractura o un canal detrás del revestidor, que puede ocurrir en cualquier momento de la historia del pozo. El flujo de agua, marginal (gráfica del centro) por lo general muestra un rápido aumento en el momento de invasión seguido de una línea escalonada dependiendo los contrastes de la permeabilidad de la capa. Un aumento gradual de la RAP (gráfica inferior) indica la conificación de agua temprana en la vida del pozo. Normalmente se nivela entre una WOR de 1 y 10, y la pendiente, WOR'.

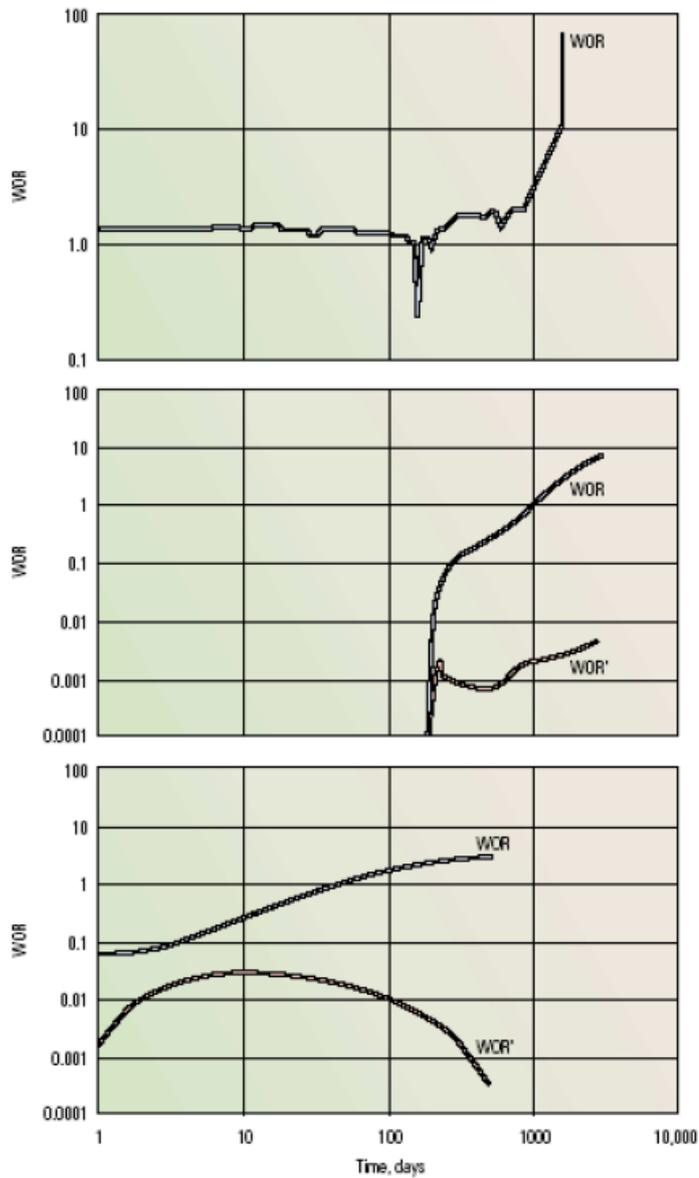


FIGURA 91: curvas tipo “CHAN”
FUENTE: Schlumberger.

En el trabajo presentado se realizara un gráfico combinado en el Oil Field Manager, donde se representara el WOR vs la acumulación de petróleo, en escala log-log. Esta modificación simplemente se la hace para dar mayor continuidad a los

gráficos y una mejor tendencia a los mínimos. El gráfico partirá de graficar las variables calculadas ya mencionadas antes y ver el comportamiento que estas tienen, para diagnosticar la procedencia del agua de cada pozo

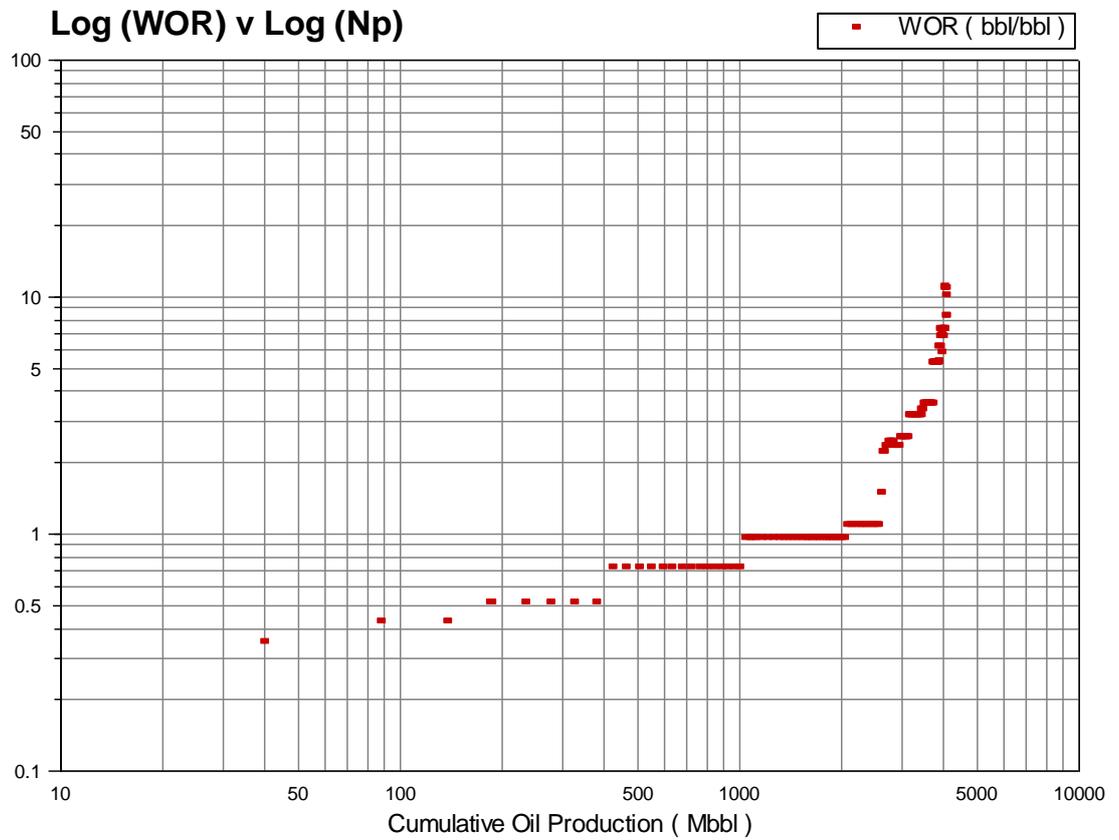


FIGURA 92: Curva Log WOR Vs Acumulado de petróleo
FUENTE: OFM, Schlumberger

4.4.3 Diagnostico de comportamiento de presiones

Historia de presión de los yacimientos u y t del campo colibrí.

En 1972, la presión inicial, para la formación U fue calculada en 3867psi, y para la formación T en 4050 psi. Estas presiones han disminuido de acuerdo a la producción de los fluidos. En base a información obtenida en pruebas de restauración de presión, se ha determinado la presión estática y de fondo fluyente para las diferentes arenas. Los datos de presión presentados en el estudio se tomaron con referencia a datum de -8450 SSTVD para la arena U, y para la arena T un datum de -8600 SSTDV, con los cuales se corrigió los datos de restauración de presión.

Historia de Presión en Arena U

El comportamiento de presión en la arena U (gráfica 93), no muestra una tendencia uniforme en el campo, los puntos de presión versus tiempo, son dispersos que dificultan en el análisis de presión del reservorio. Por lo tanto se identificó comportamientos de presión por sectores en toda la arena, esta sectorización o compartamentalización de presión se debe a cambios estratigráficos presente en la arena U.

Compartimentalización de la arena U

El campo Colibrí se dividió en cinco secciones: Nor-Este, Nor-Oeste, Centro-Norte, Centro-Sur, Sur10, debido a los diferentes comportamientos de presión a lo largo del campo en la arena U. Esta variación de comportamiento se explica por la falta de comunicación de los fluidos en toda la arena es decir, este comportamiento se debe a límites estratigráficos que observan en los registros petrofísicos en la arena U.(Gráfico 99)

La región norte del campo Colibrí se encuentra dividida por una falla estructural, dividiéndolo a esta sección en dos partes Nor-Este y Nor-Oeste.

El corte estratigráfico indica que la sección Centro y Sur tiene límites de transmisibilidad, es decir el espesor de arena disminuye en estas áreas del campo, por lo que disminuye su capacidad de flujo. Los registros petrofísicos, muestran que el pozo Clb-N-004 muestra un buen espesor de arena, con buenas características de porosidad y permeabilidad, disminuyendo este comportamiento geológico hacia el sur mostrado por el registro del pozo Clb-059. (Corte estratigráfico-Gráfico 99)

El pozo Clb-036 y Clb-090 que se encuentran en la zona Centro-Norte, muestra un cuerpo de arena que disminuye hacia el sur. Por esta razón se considera un bloque de baja presión ya que no existe comunicación con la parte Norte ni la Sur. En el gráfico 95 se observa los puntos de baja presión que tiene la zona Centro-Norte.

La diferencia del comportamiento de la presión en la zona sur es debido al cambio del contacto Agua-Petróleo presente en el reservorio, en la zona norte tenemos un contacto Agua-Petróleo de -8380 sstvd, y en la zona Sur - 8460 sstvd, esta variación del contacto hace que la compresibilidad del líquido sea mayor en la parte sur, y en la zona sur-este existe el aporte del acuífero que evita la depleción del área.

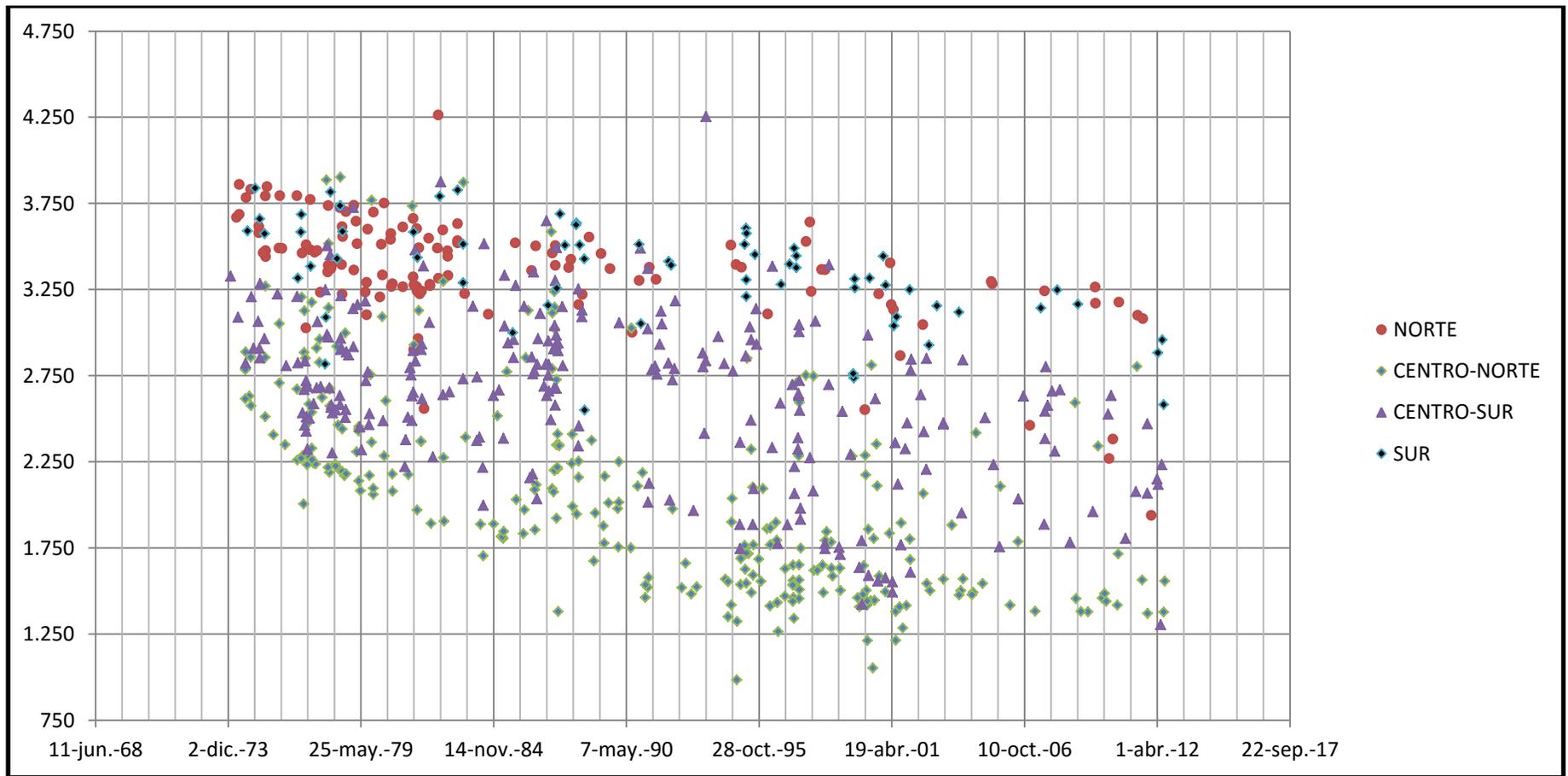


FIGURA 93: “Comportamiento de Presión en función del tiempo Arena U”
 FUENTE: DCS, Ingeniería de Reservorios, Schlumberger

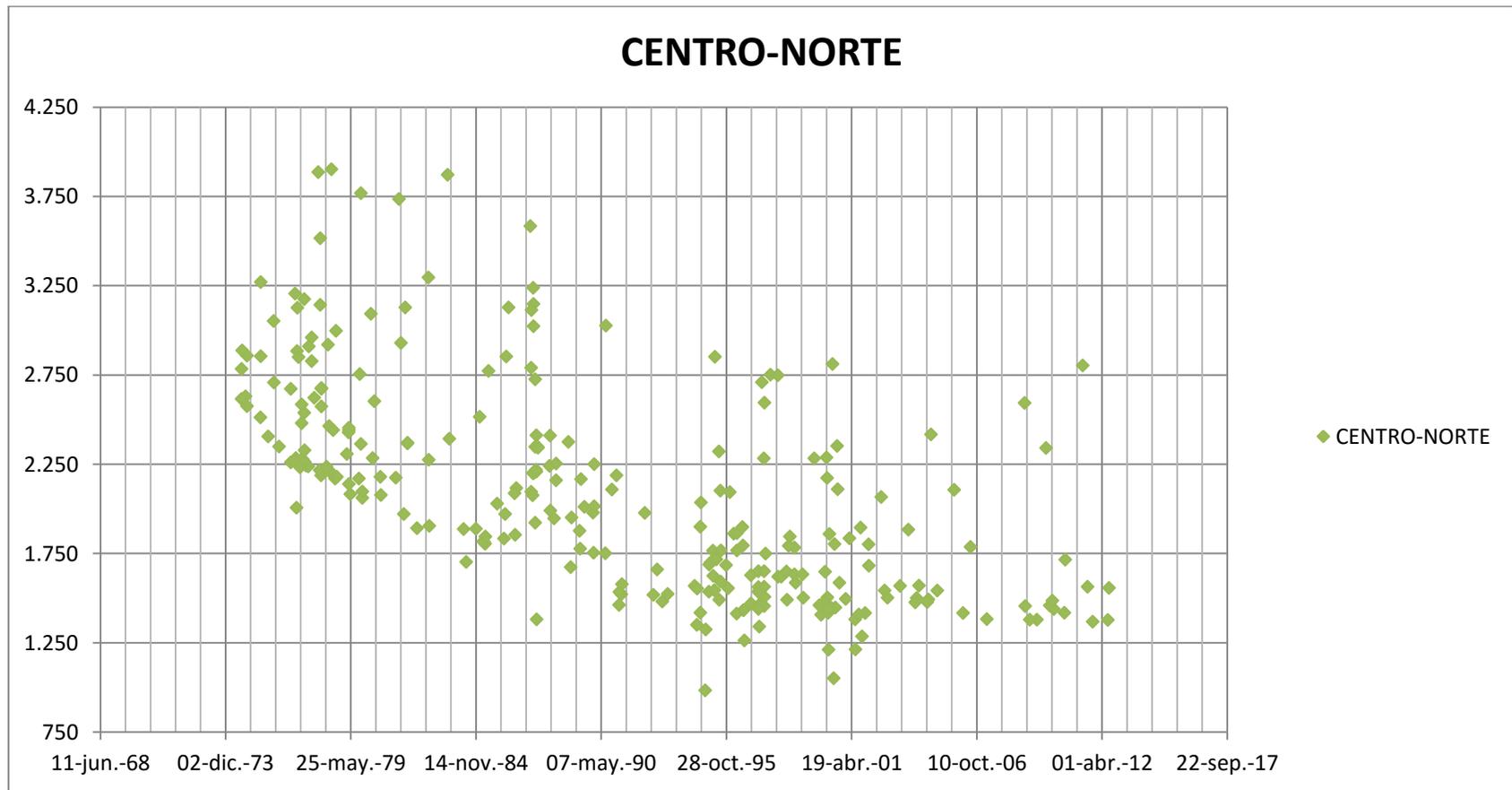


FIGURA 95: "Comportamiento de Presión en función del tiempo Arena U zona Centro-Norte"
FUENTE: DCS, Ingeniería de Reservorios, Schlumberger

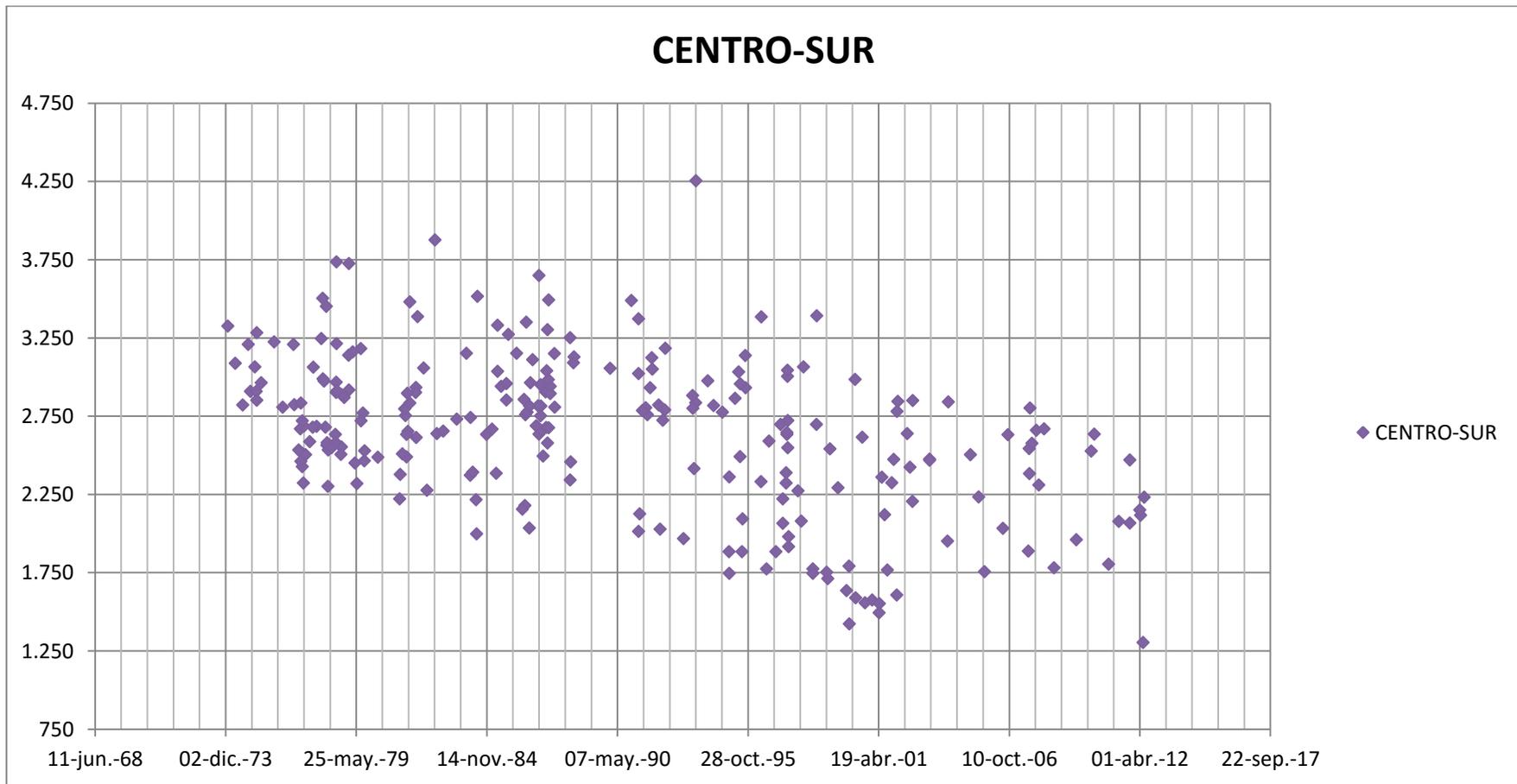


FIGURA 96: “Comportamiento de Presión en función del tiempo Arena U zona Centro-Sur”
FUENTE: DCS, Ingeniería de Reservorios, Schlumberger

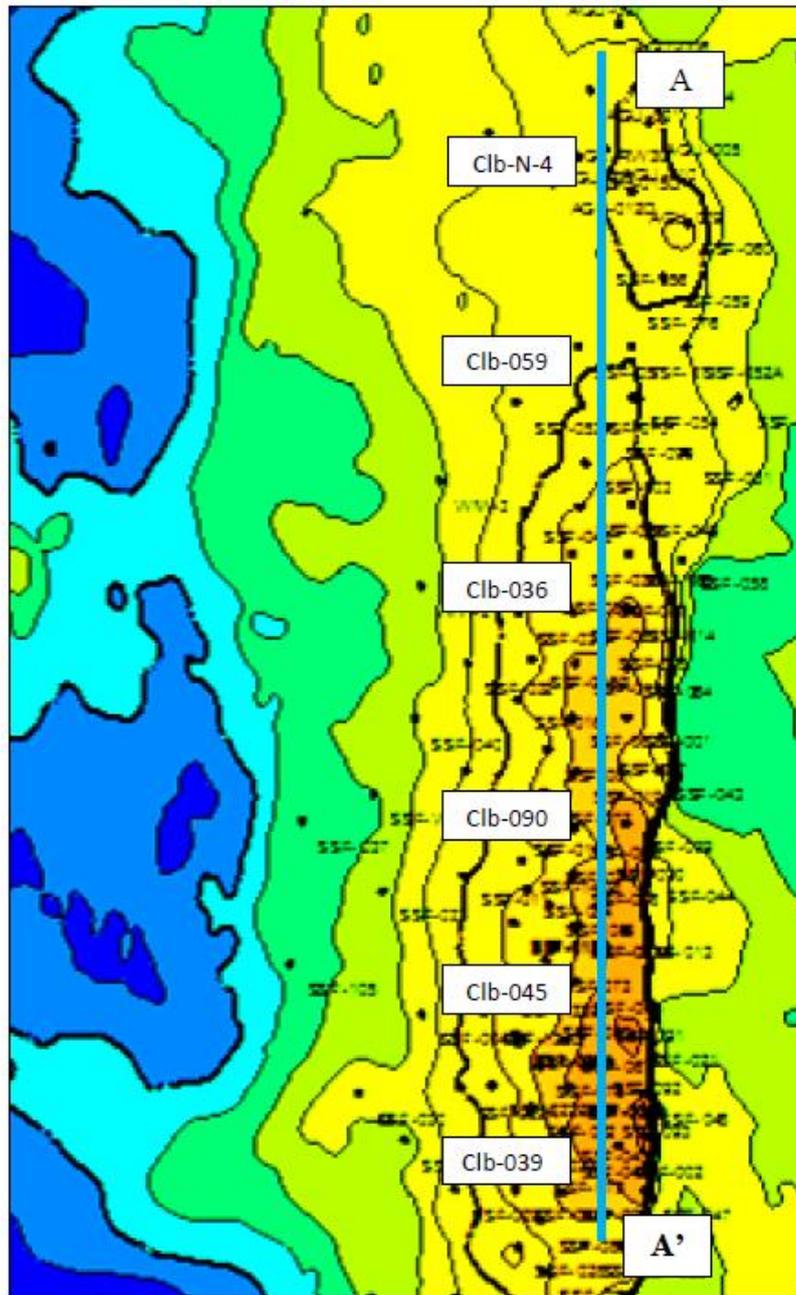


FIGURA 98: Mapa Estructural Arena Ui Campo Colibrí. Corte Norte-Sur del Campo A-A'
 FUENTE: DCS, G&G, Schlumberger

El corte Norte-Sur del mapa estructural, grafico 98, muestra la sección a ser estudiada para determinar la compartimentalización de la arena Ui.

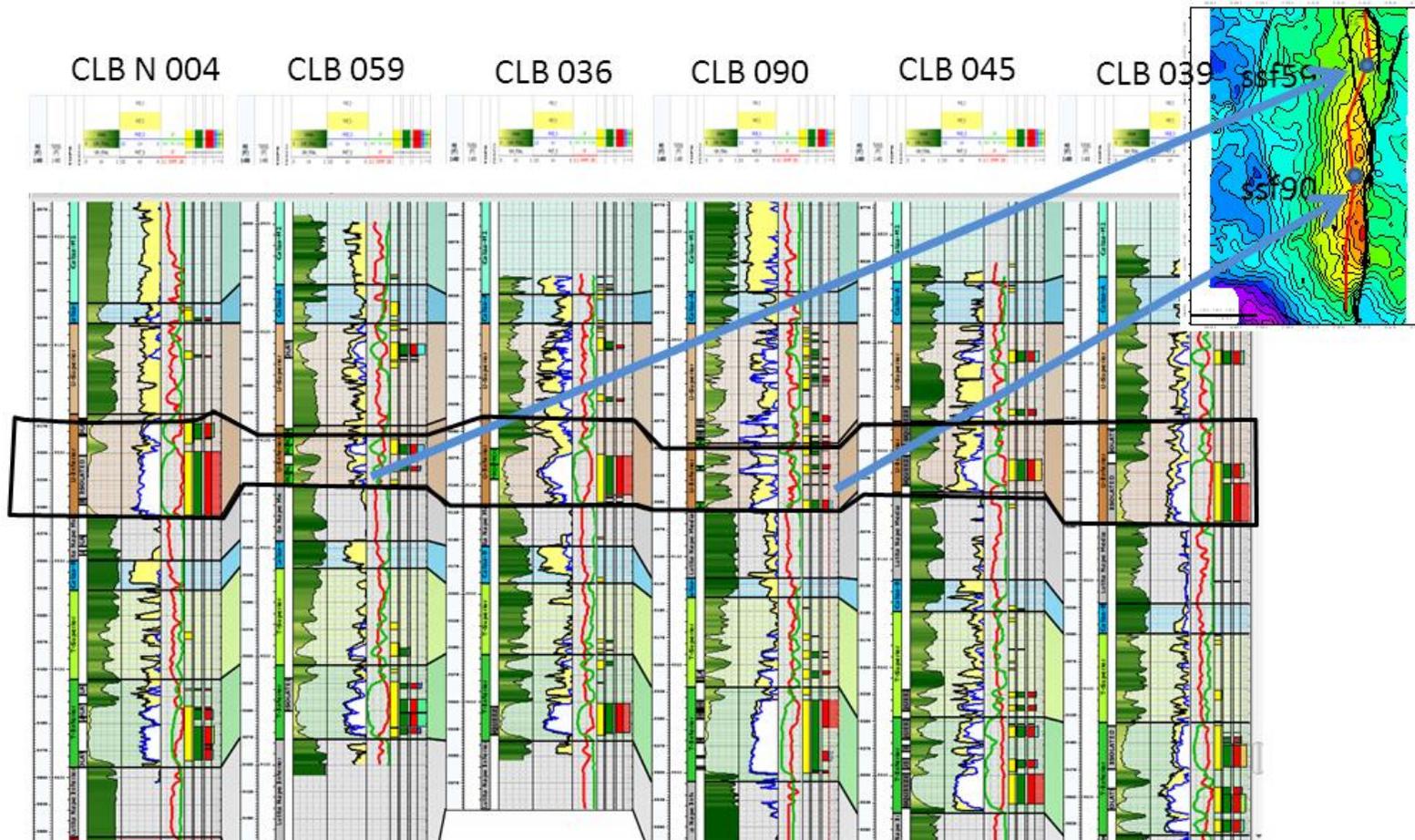


FIGURA 99: Registros petrofísicos de los pozos, Clb-N-4, Clb-59, Clb-36, Clb-90, Clb-45, Clb-39. Correlación Petrofísica norte-Sur Arena Ui.
 FUENTE: DCS, Ingeniería de Reservorios, Schlumberger.

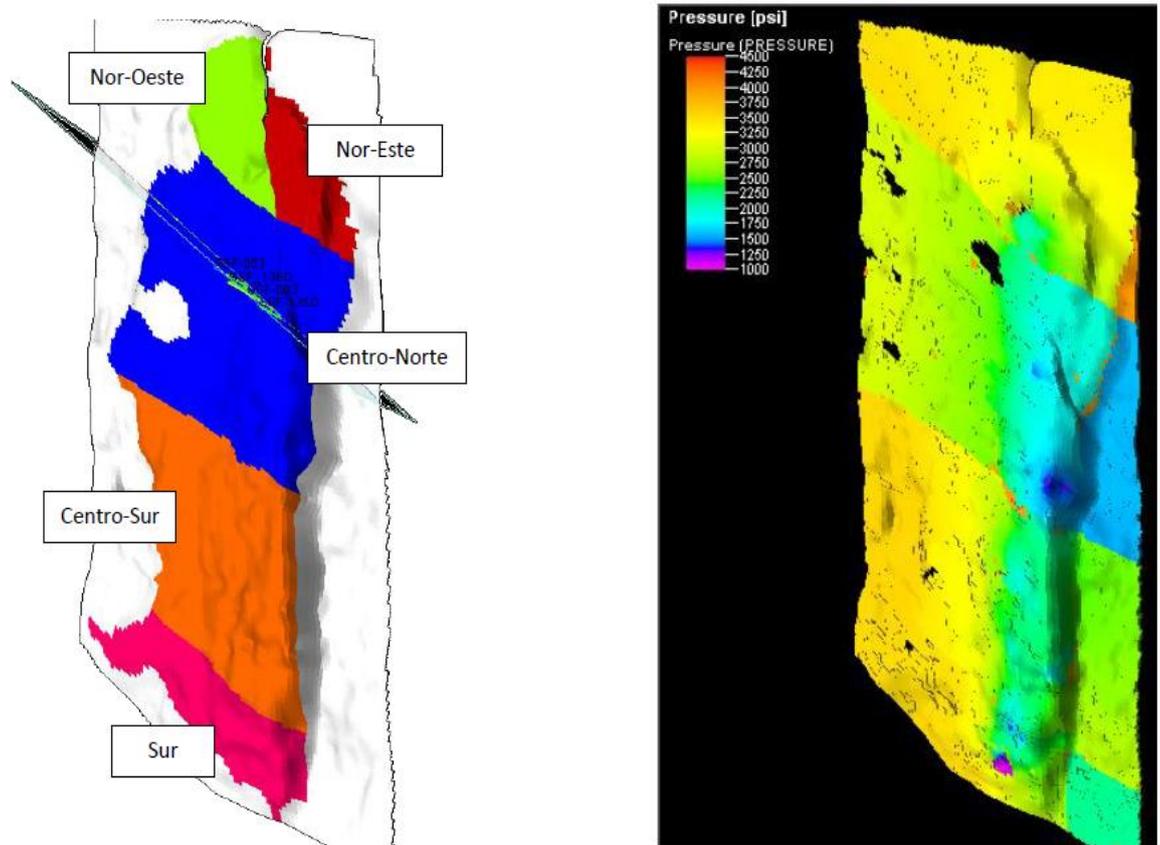


FIGURA 100: “Proyección del campo Colibrí, arena U inferior” Se muestra las regiones de comportamiento de presión a Enero de 2012 por medio de Simulación Matemática.
FUENTE: DCS, Ingeniería de Reservorios, Schlumberger.

La presión del campo en el reservorio U es:

REGION	POZO	FECHA	PRESIÓN, PSI
Nor-Este	Clb-N-009	31-Aug-10	3176
Nor-Este	Clb-N-015D	29-Aug-11	3080
Nor-Oeste	Clb-N-004	12-Mar-82	3547
Nor-Oeste	Clb-N-008	13-Feb-81	3612
Centro-Norte	Clb-010	24-Jan-00	1423
Centro-Norte	Clb-066	21-Feb-00	1440
Centro-Sur	Clb-020	6-Jun-11	2350
Centro-Sur	Clb-118D	13-May-11	2078
Sur	Clb-035	13-Jun-07	3143
Sur	Clb-101	13-Feb-08	3410

TABLA 6: "Presión del campo Colibrí".

FUENTE: DCS, Ingeniería de Reservorio, Schlumberger.

Histórico de Presión de la arena T

El comportamiento de presión de la Arena T es uniforme ya que el reservorio no presenta límites estratigráficos, en la gráfica 101, por lo que el comportamiento de presión es uniforme en toda la arena T.

Mediante Simulación Matemática se capturó este comportamiento de las arenas U y T, como podemos observar en la Tabla 6 el comportamiento para U muestra en la parte centro una mayor depleción y en la región norte y sur tenemos presiones originales. En la gráfica 101 y Tabla 7 observamos un agotamiento de presión uniforme en la arena T. Este cambio de presión en las arenas U y T nos ayudará a determinar la variación que existe en el

aporte de producción de fluidos de cada arena, por el cambio de esta variable en el tiempo.

La Presión en el Reservorio “T” es:

POZO	FECHA	PRESIÓN, PSI
Clb-074	23-Apr-10	2538
Clb-090	10-Jun-10	2532
Clb-11D	11-Nov-10	2293

TABLA 7: “Presión del campo Colibrí arena T”.
FUENTE: DCS, Ingeniería de Reservorio, Schlumberger, Enero 2012.

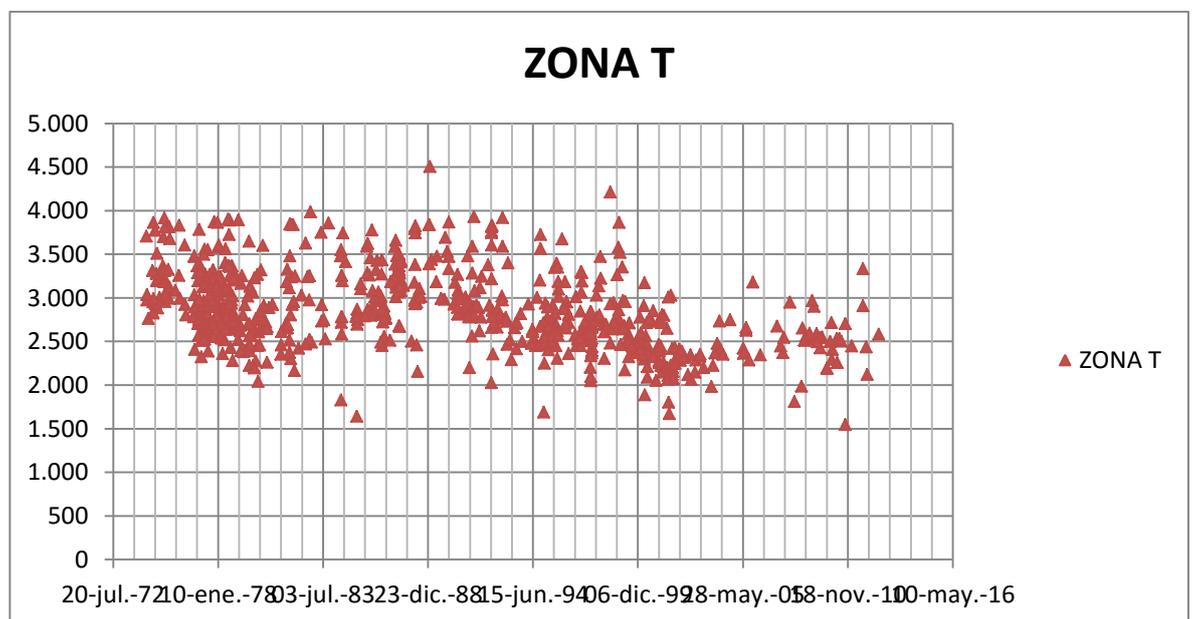


FIGURA 101: Comportamiento de Presión en Función del Tiempo de la Arena T
FUENTE: DCS, Ingeniería de Reservorios, Schlumberger

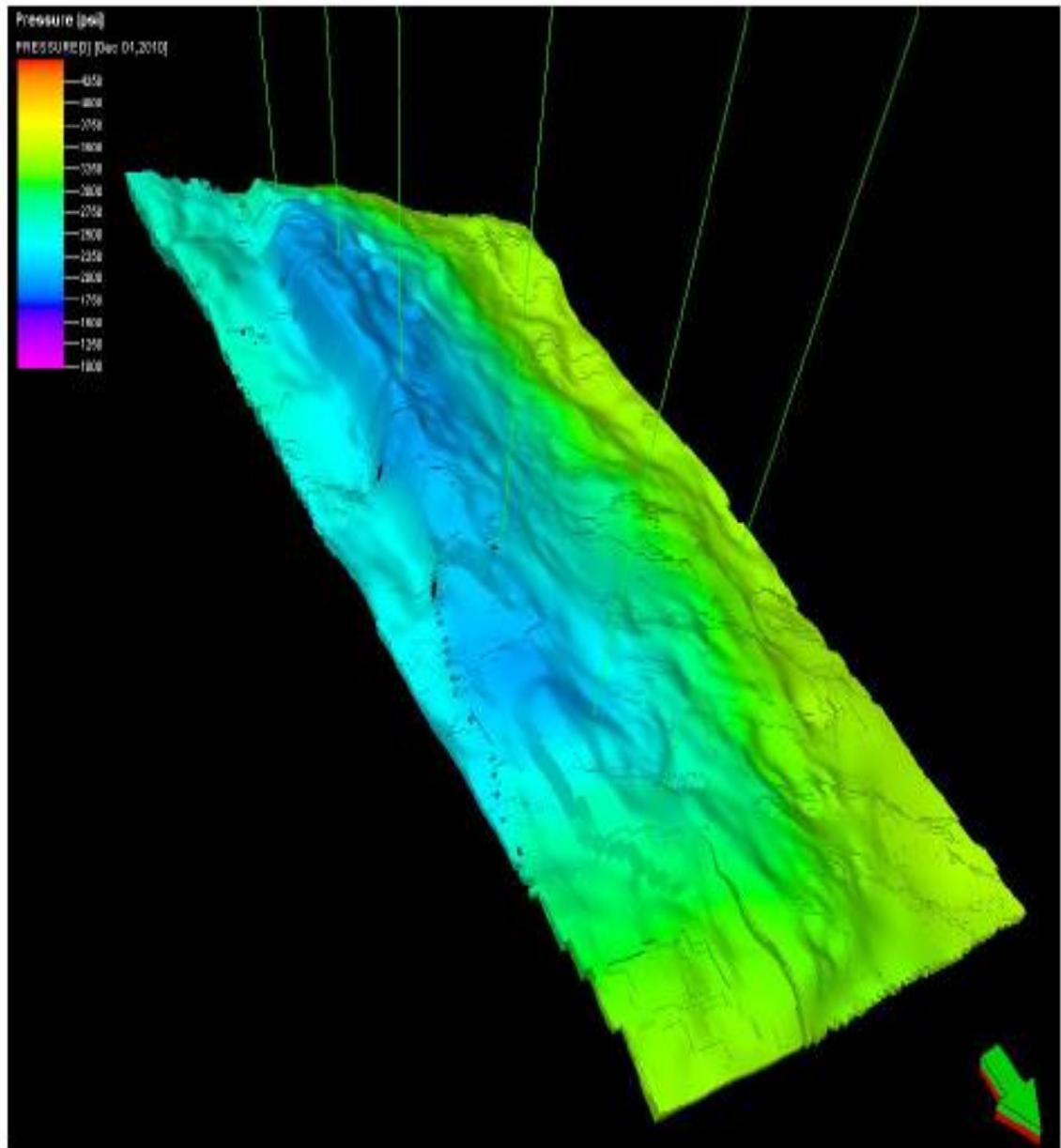


FIGURA 102: Resultado de Simulación Matemática a Diciembre 2011” La grafica muestra la depleción uniforme en el reservorio.
FUENTE: DCS, Ingeniería de Reservorios, Schlumberger.

CAPITULO V

RESULTADOS

5.1 EFECTOS DEL USO DE KH.

5.1.1 Comparaciones del uso de Kh, KhModificado y Simulador

Matemático.

El método de KH solo considera capacidad de flujo, es decir espesor de la arena y permeabilidad de los canales de flujo, y no considera el cambio de presión, viscosidad y el cambio de saturación por la producción de fluidos a través del tiempo, este método también puede nombrarse método estático.

El método de Kh modificado o método dinámico toma en cuenta la variación a través del tiempo de las variables antes mencionadas

En el campo Colibrí se hallaron 91 pozos que produjeron en conjunto en alguna etapa de su vida en el campo, desde Agosto de 1972 hasta Junio del 2013. De los cuales 35 pozos localizados en la Zona Centro-Norte, 36 pozos en la Zona Centro-Sur, 8 en laSur, 12 en la región Norte.

La distribución de producción por el método estático en la arena **Us** a diciembre de 2011 mostro un acumulado de petróleo de 68 MMBLS: con el simulador matemático se obtuvo un volumen de petróleo de 54 MMBLS, mostrando una sobreestimación de reservas por este método. En cambio el método dinámico muestra un acumulado de 46 MMBLS, mostrando una diferencia menor que el volumen del método estático. Grafico 103.

Esta diferencia se debe a que el método estático no considera el cambio de presión, movilidad de los fluidos y el cambio de saturación en el tiempo. Parámetros que si considera el método dinámico.

En la arena **Ui** a diciembre de 2011 mostro un acumulado de petróleo de 451 MMBLS: con el simulador matemático se obtuvo un volumen de petróleo de 376 MMBLS, mostrando una sobreestimación de reservas por este método. En cambio el método dinámico muestra un acumulado de 355 MMBLS, mostrando una diferencia menor que el volumen del método estático. Grafico 104.

En la arena **Ts** a diciembre de 2011 mostro un acumulado de petróleo de 16 MMBLS: con el simulador matemático se obtuvo un volumen de petróleo de 42 MMBLS, mostrando una sobreestimación de reservas por este método. En cambio el método dinámico muestra un acumulado de 33 MMBLS. Grafico 105.

En la arena **Ti** a diciembre de 2011 mostro un acumulado de petróleo de 595 MMBLS: con el simulador matemático se obtuvo un volumen de petróleo de 687 MMBLS, mostrando una sobreestimación de reservas por este método. En cambio el método dinámico muestra un acumulado de 667 MMBLS. Grafico 106.

Para las arenas **Ts** y **Ti** muestra el método estático un menor aporte de producción comparado con el simulador matemático, estas diferencias son considerables, lo que hace que el método no sea confiable y exista incertidumbre en el cálculo de reservas por cada arena. En cambio el método dinámico con el simulador matemático, muestra valores muy cercanos del acumulado de petróleo, lo que da a concluir que el método propuesto tiene mejor respuesta que el método estático. En la tabla 8 se muestra los resultados por cada método y su acumulado de petróleo para cada arena.

Dec-11	HISTÓRICO	SIMULADOR	KH	KH MODIFICADO	NUEVA BASE
ARENA	MM Bls	MM Bls	MM Bls	MM Bls	MM Bls
Us	45	54	68	46	42
Ui	374	376	451	355	354
Ts	27	33	16	42	24
Ti	724	667	595	687	750
Σ	1170	1130	1130	1130	1170

DIFERENCIAS	SM-KH	SM-KH MOD	SM-NB	DIFERENCIAS	HIS-SM	HIS-KH	HIS-KH M,OD	HIS-NB
ARENA	MM Bls	MM Bls	MM Bls	ARENA	MM Bls	MM Bls	MM Bls	MM Bls
Us	-14	8	12	Us	-9	-23	-1	3
Ui	-75	21	22	Ui	-2	-77	19	20
Ts	17	-9	9	Ts	-6	11	-15	3
Ti	72	-20	-83	Ti	57	129	37	-26
Σ	0	0	-40	Σ	40	40	40	0

TABLA 8: Resultados y comparación de los métodos

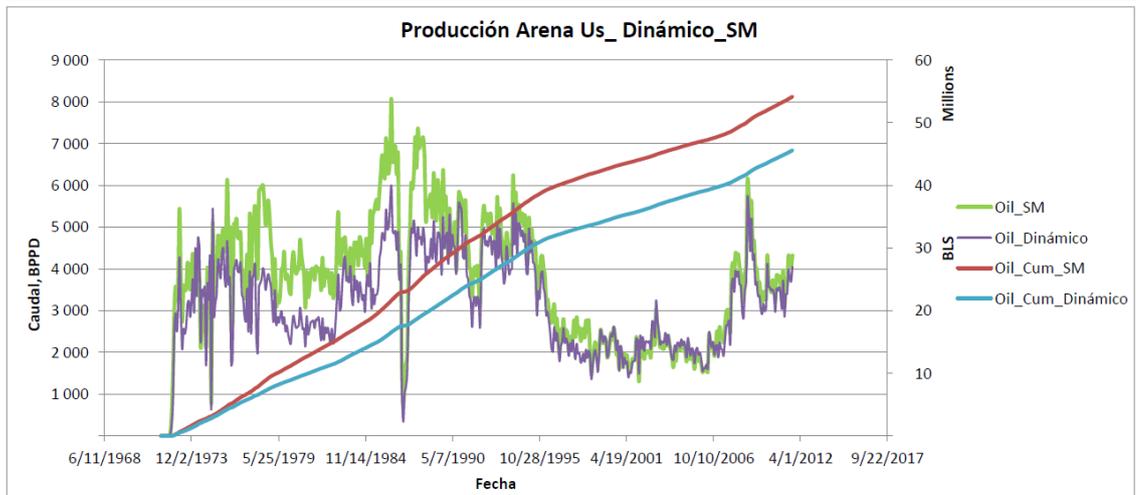
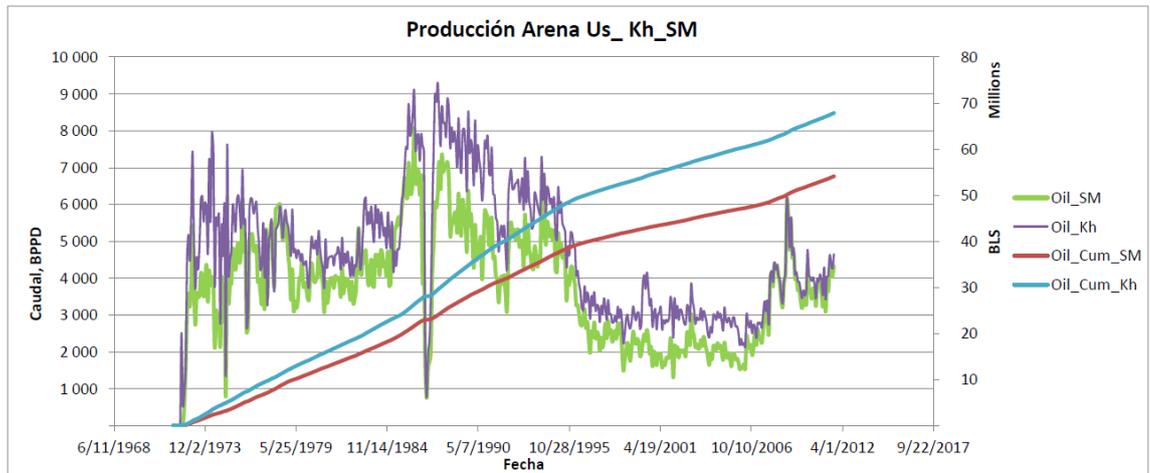


FIGURA 103: Diferencia mostrada por la distribución de los métodos Estático y Simulación Matemática (Arriba). Diferencia mostrada por la distribución de los métodos Dinámico y Simulación Matemática (Abajo)

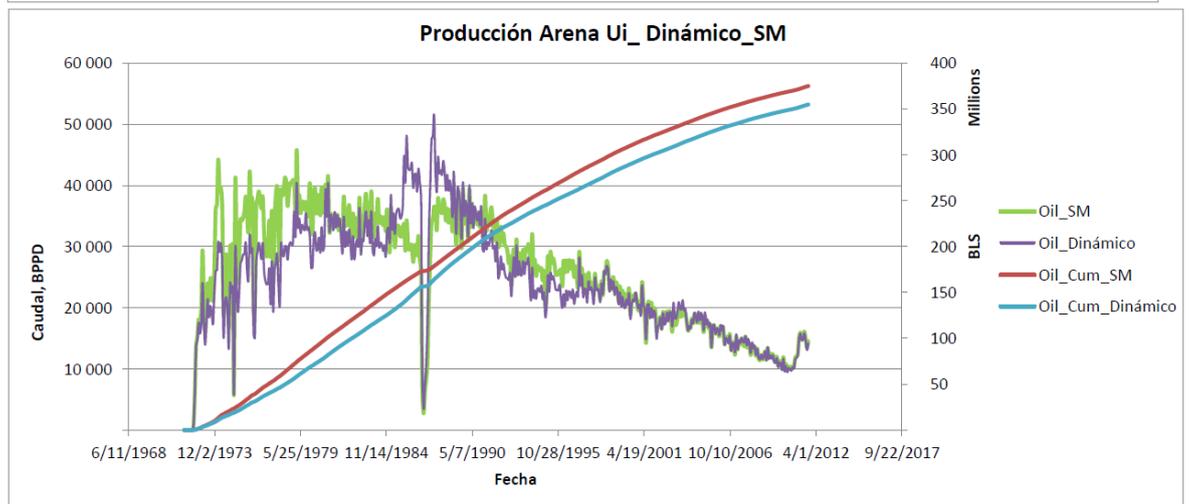
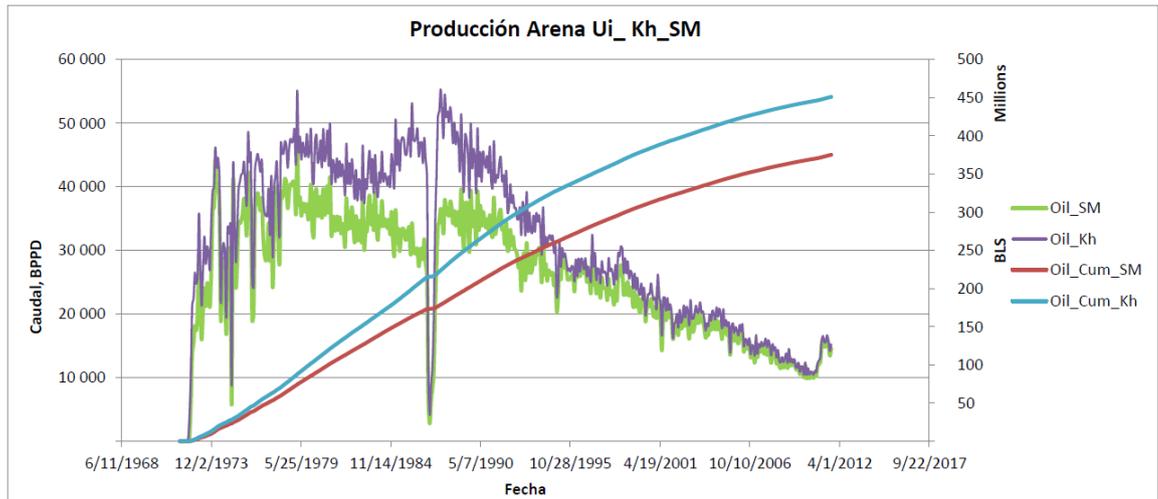


FIGURA 104: Diferencia mostrada por la distribución de los métodos Estático y Simulación Matemática (Arriba). Diferencia mostrada por la distribución de los métodos Dinámico y Simulación Matemática (Abajo)

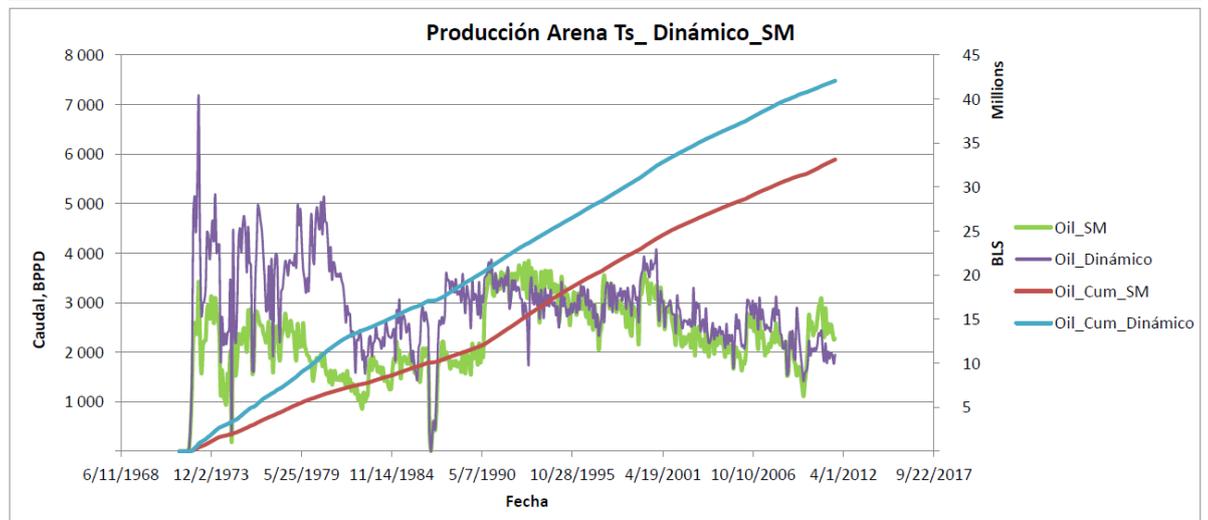
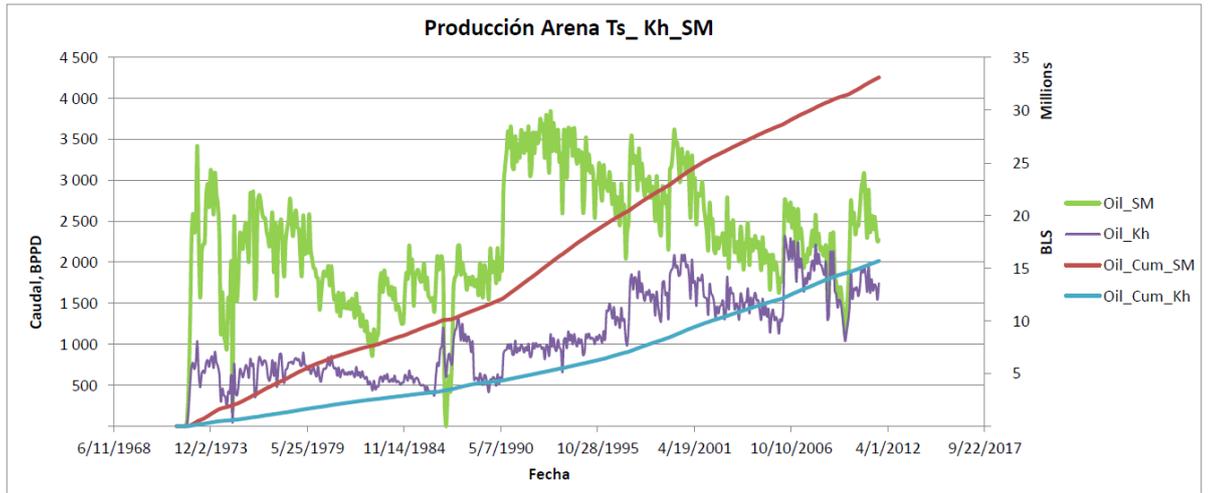


FIGURA 105: Diferencia mostrada por la distribución de los métodos Estático y Simulación Matemática (Arriba). Diferencia mostrada por la distribución de los métodos Dinámico y Simulación Matemática (Abajo)

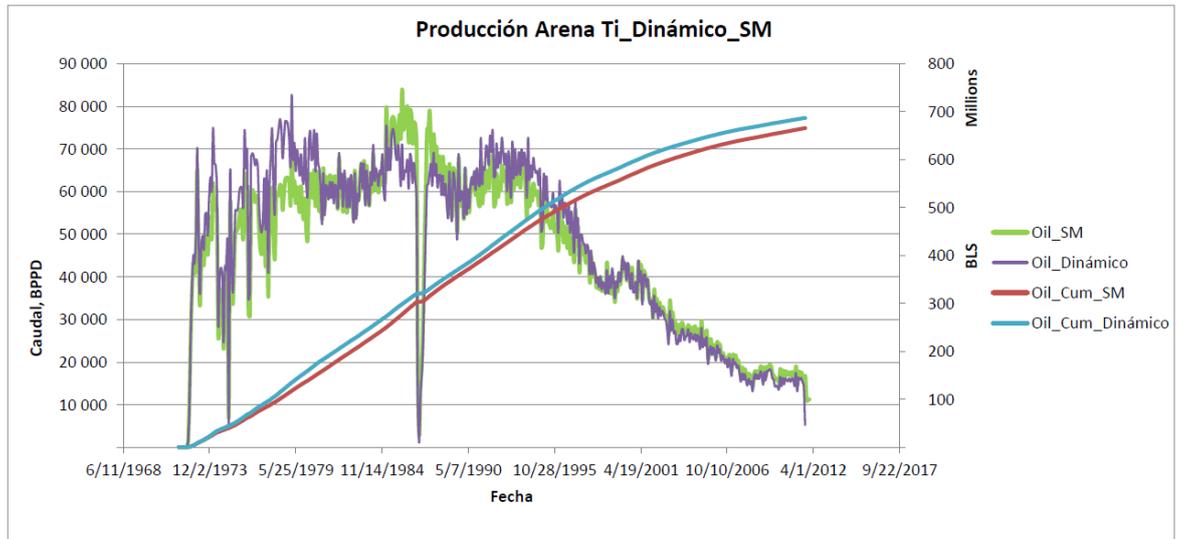
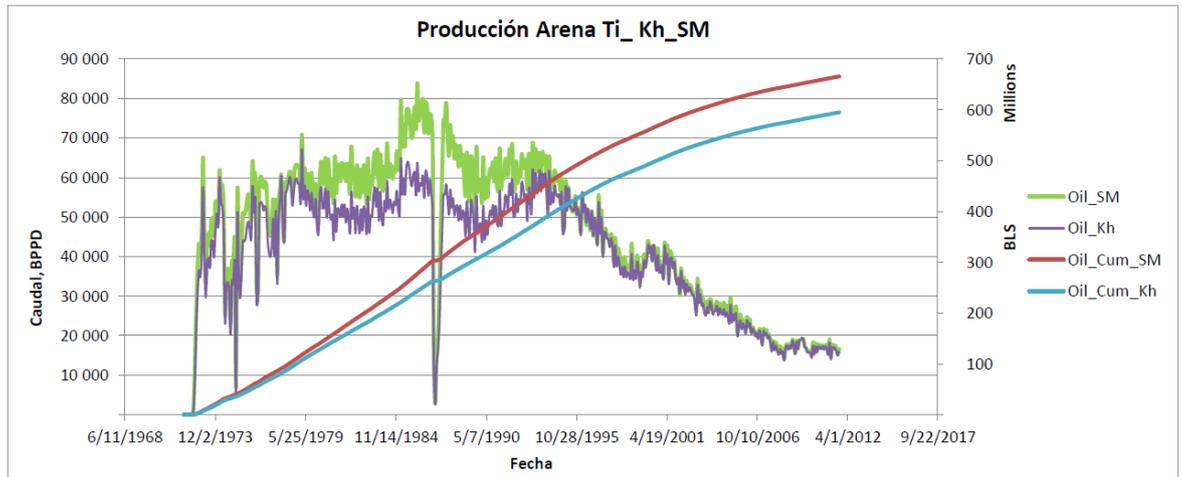


FIGURA 106: Diferencia mostrada por la distribución de los métodos Estático y Simulación Matemática (Arriba). Diferencia mostrada por la distribución de los métodos Dinámico y Simulación Matemática (Abajo)

Como se muestran en las gráficas 103 a 106, el método dinámico, tiene un muy buen ajuste con el método del simulador matemático dando lugar a una distribución más confiable. Teniendo varias ventajas en este método como son la inclusión de variables como la presión y la viscosidad, que se encuentran en función del tiempo. Aun así este método tiene inconvenientes para distribuir los pozos que en su historia tienen una época de producción

en conjunto. Por esto se escoge el método del Simulador Matemático que tiene más certeza al estar calibrado con todos los datos del campo, para los pozos que tengan buen ajuste con el simulador se va a tomar la distribución del mismo y los que no tengan buen ajuste en especial la producción en conjunto se seguirá tomando la distribución del método dinámico.

A continuación se presentaran las comparaciones de las curvas del nuevo ajuste del campo. En ellas se podrá apreciar un mejor ajuste de la producción histórica vs el simulador, se trabaja con las gráficas de las arenas U inferior y T inferior al ser las de mayor interés.

El nuevo ajuste se logra mediante la programación de códigos que identificaran los errores dentro de un rango que se consideró el más aceptable, después de esto procedió a hacer las respectivas correcciones.

En la arena U inferior se aprecia un buen ajuste entre la curva del simulador y el nuevo ajuste del mismo. La diferencia presentada representa un error del 5.64%.

Date	Oil Rate (Cal. Day) bbl/d	Oil.CalDay_ OFM	Water Rate (Cal. Day) bbl/d	Water.CalDay _OFM	Water Cut %fraction	Water.Cut _OFM %
1-Nov-03	17,425.00	18,515.00	13,933.00	18,259.00	44.00	50.00
1-Dec-03	16,700.00	17,904.00	13,886.00	17,263.00	45.00	49.00
1-Nov-04	17,323.00	18,875.00	14,368.00	16,364.00	45.00	46.00
1-Dec-04	17,287.00	18,877.00	14,141.00	16,379.00	45.00	46.00
1-Nov-05	16,834.00	17,304.00	17,102.00	18,049.00	50.00	51.00
1-Dec-05	16,708.00	17,176.00	15,911.00	16,886.00	49.00	50.00
1-Nov-06	14,654.00	14,994.00	13,401.00	16,403.00	48.00	52.00
1-Dec-06	15,563.00	15,640.00	15,932.00	18,689.00	51.00	54.00
1-Nov-07	16,393.00	17,835.00	15,775.00	18,951.00	49.00	52.00
1-Dec-07	16,457.00	17,844.00	15,495.00	18,768.00	48.00	51.00
1-Nov-08	14,624.00	14,843.00	20,263.00	20,212.00	58.00	58.00
1-Dec-08	15,328.00	15,566.00	17,388.00	18,133.00	53.00	54.00
1-Nov-09	12,476.00	13,000.00	17,335.00	19,165.00	58.00	60.00
1-Dec-09	12,531.00	13,161.00	17,149.00	18,706.00	58.00	59.00
1-Nov-10	12,012.00	12,378.00	18,024.00	19,672.00	60.00	61.00
1-Dec-10	12,902.00	13,278.00	17,592.00	19,204.00	58.00	59.00
1-Nov-11	18,647.00	18,571.00	18,578.00	18,181.00	50.00	49.00
1-Dec-11	18,783.00	18,633.00	18,185.00	17,770.00	49.00	49.00
1-Nov-12	18,825.00	18,825.00	17,490.00	17,490.00	48.00	48.00
1-Dec-12	21,281.00	21,281.00	18,858.00	18,858.00	47.00	47.00
TOTAL	12,051,734	12,691,013	4,445,871	4,791,789		
DIF. DE PETROLEO		639,279	DIF. DE AGUA	345,918		
		TOTAL OIL	TOTAL OIL	DIFERENCIA		
		AJUSTE	OFM	OFM-AJUSTE		
		16,497,605	17,482,802	985,197		

TABLA 9: Reporte de Curvas de petróleo, agua y % BSW de la arena
FUENTE: OFM, Schlumberger

COMPLETION_ID: UI

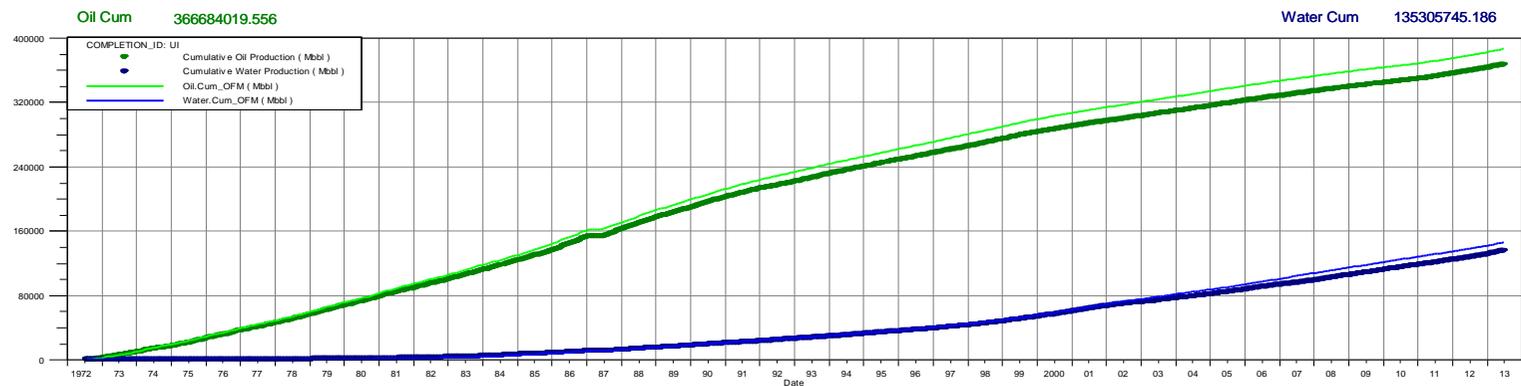
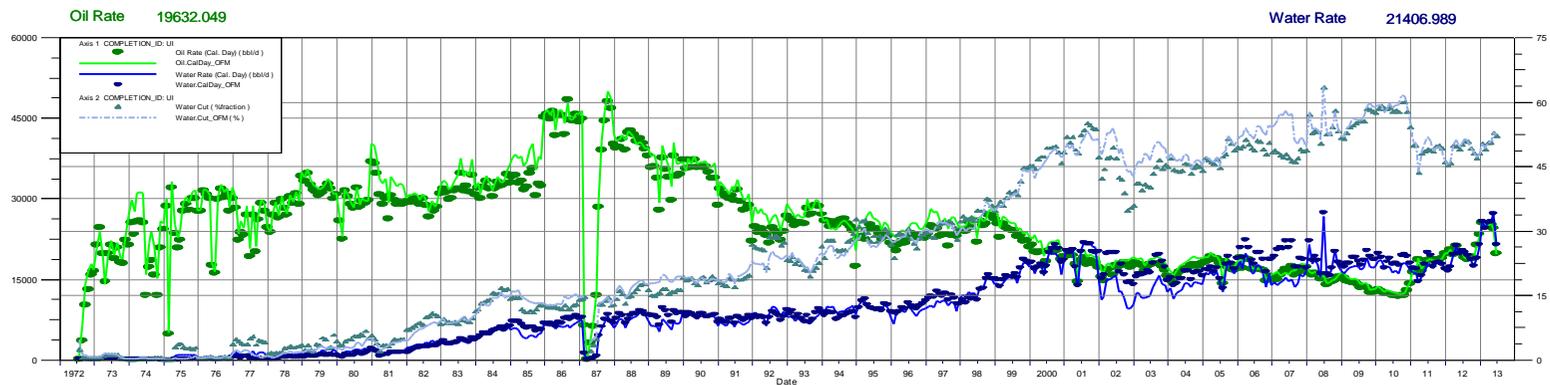


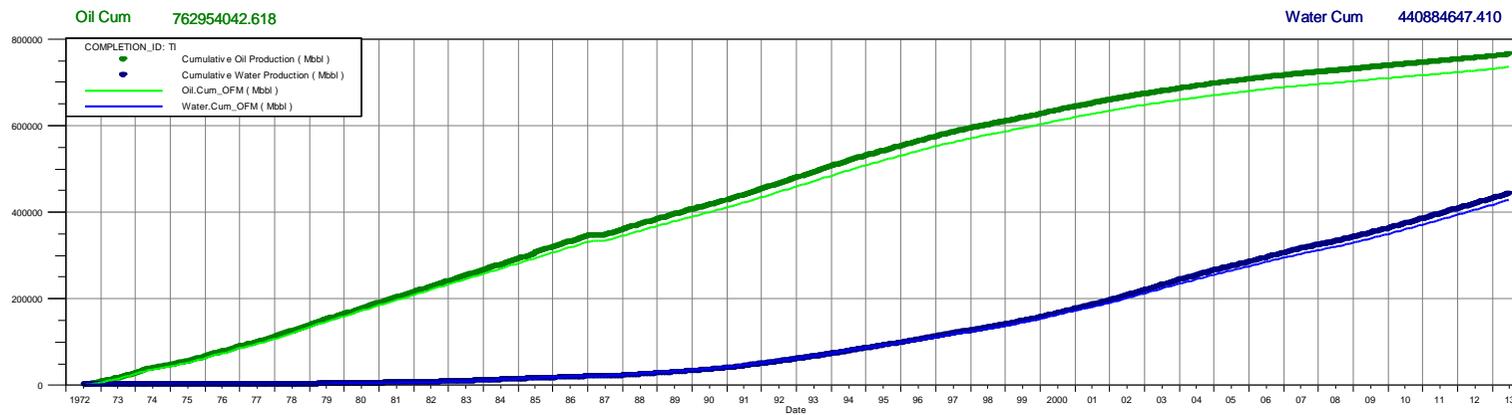
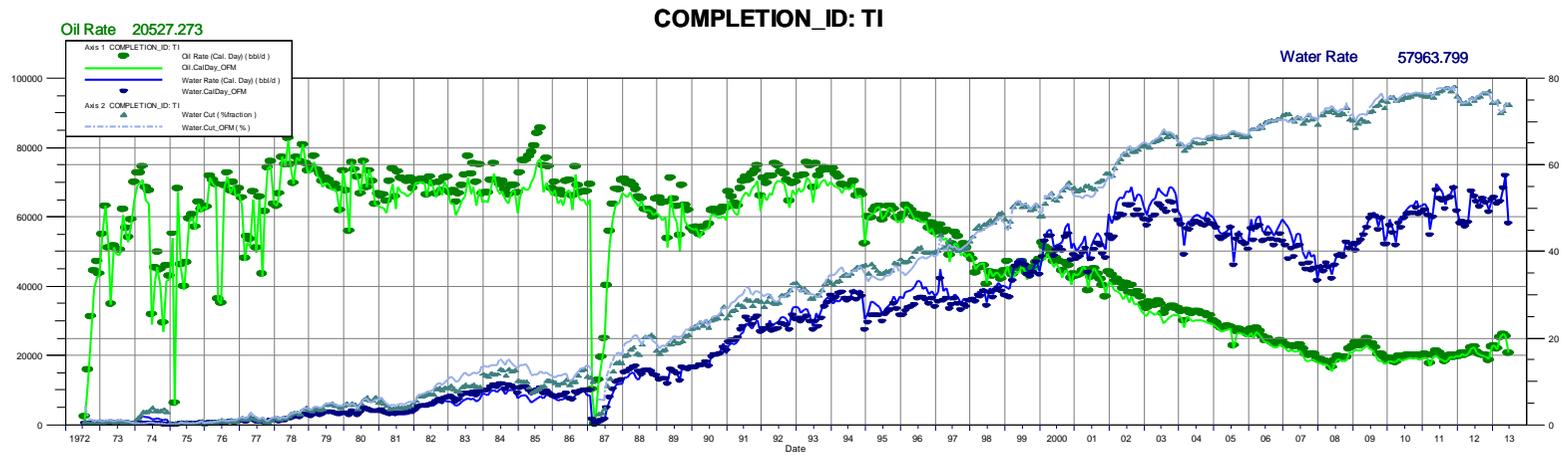
FIGURA 107: Curvas de petróleo, agua y % BSW de la arena Ui (arriba): Acumulado de petróleo y agua de la arena Ui (abajo). FUENTE: OFM, Schlumberger

En la arena T inferior también se puede ver un buen ajuste entre la curva del simulador y el nuevo ajuste del mismo. La diferencia presentada representa un error del 3.62%.

Las curvas mostradas de acumulados, tasas de petróleo y agua (Gráfico 108), tienen estas diferencias por la redistribución de la producción que se hizo. Tomando en cuenta un menor porcentaje de error en los pozos.

Date	Oil Rate (Cal. Day) bbl/d	Oil.CalDay_ OFM	Water Rate (Cal. Day) bbl/d	Water.CalDay _OFM	Water Cut %fraction	Water.Cut _OFM %
1-Nov-03	34,173.00	31,433.00	68,134.00	63,855.00	67.00	67.00
1-Dec-03	33,423.00	31,611.00	66,219.00	61,680.00	66.00	66.00
1-Nov-04	31,460.00	29,486.00	61,253.00	58,831.00	66.00	67.00
1-Dec-04	31,181.00	29,008.00	60,306.00	57,788.00	66.00	67.00
1-Nov-05	26,947.00	25,904.00	53,456.00	52,494.00	66.00	67.00
1-Dec-05	26,661.00	25,631.00	52,788.00	51,783.00	66.00	67.00
1-Nov-06	23,341.00	22,267.00	56,214.00	53,036.00	71.00	70.00
1-Dec-06	24,042.00	23,147.00	57,861.00	54,975.00	71.00	70.00
1-Nov-07	20,200.00	18,434.00	48,313.00	44,415.00	71.00	71.00
1-Dec-07	20,298.00	18,458.00	48,896.00	45,066.00	71.00	71.00
1-Nov-08	19,326.00	18,333.00	52,850.00	52,631.00	73.00	74.00
1-Dec-08	21,598.00	20,608.00	51,734.00	50,736.00	71.00	71.00
1-Nov-09	20,317.00	18,366.00	60,391.00	59,412.00	75.00	76.00
1-Dec-09	19,401.00	17,256.00	52,781.00	52,032.00	73.00	75.00
1-Nov-10	19,912.00	19,087.00	64,469.00	62,363.00	76.00	77.00
1-Dec-10	19,455.00	18,663.00	62,739.00	60,618.00	76.00	76.00
1-Nov-11	19,758.00	19,500.00	66,503.00	65,569.00	77.00	77.00
1-Dec-11	19,322.00	18,988.00	68,993.00	68,171.00	78.00	78.00
1-Nov-12	19,843.00	19,572.00	64,496.00	63,922.00	76.00	77.00
1-Dec-12	18,338.00	18,973.00	61,791.00	61,332.00	77.00	76.00
TOTAL	25,073,291	24,127,735	14,484,621	14,047,944		
DIF. DE PETROLEO		(945,556)	DIF. DE AGUA	(436,677)		
		TOTAL OIL	TOTAL OIL	DIFERENCIA		
		AJUSTE	OFM	OFM-AJUSTE		
		39,557,912	38,175,679	(1,382,233)		

TABLA 10: reporte de Curvas de petróleo, agua y % BSW de la arena Ti.
FUENTE: Schlumberger



**FIGURA 108: Curvas de petróleo, agua y % BSW de la arena Ti (arriba): Acumulado de petróleo y agua de la arena Ti (abajo).
FUENTE: Schlumberger**

La redistribución hecha en el campo hace que el error mostrado sea menor al 1%. El error a nivel de campo desciende a este porcentaje debido a que se consideran los cambios que existieron entre las arenas U y T y que no habían sido asignados de manera adecuada.

En el gráfico 109, se puede ver como las curvas de líquido están sobrepuestas indicando un buen ajuste de la producción tomando en cuenta el líquido producido y redistribuyendo la producción de manera adecuada

Date	Oil Rate	Oil.CalDay_ OFM	Water Rate	Water.CalDay_ _OFM	Water Cut	Water.Cut _OFM %
	(Cal. Day) bbl/d		(Cal. Day) bbl/d		%fraction	
1-Nov-03	56,235.00	55,084.00	85,974.00	87,125.00	60.00	61.00
1-Dec-03	55,493.00	55,648.00	83,704.00	83,549.00	60.00	60.00
1-Nov-04	55,376.00	55,304.00	79,546.00	79,618.00	59.00	59.00
1-Dec-04	54,678.00	54,452.00	78,115.00	78,341.00	59.00	59.00
1-Nov-05	50,596.00	50,226.00	74,916.00	75,286.00	60.00	60.00
1-Dec-05	50,618.00	50,260.00	73,091.00	73,449.00	59.00	59.00
1-Nov-06	45,099.00	44,542.00	73,498.00	74,055.00	62.00	62.00
1-Dec-06	46,826.00	46,197.00	77,777.00	78,406.00	62.00	63.00
1-Nov-07	43,464.00	43,501.00	68,821.00	68,785.00	61.00	61.00
1-Dec-07	45,023.00	44,879.00	69,739.00	69,883.00	61.00	61.00
1-Nov-08	41,800.00	41,441.00	80,775.00	81,134.00	66.00	66.00
1-Dec-08	45,046.00	44,690.00	81,038.00	81,394.00	64.00	65.00
1-Nov-09	40,150.00	38,753.00	83,843.00	85,240.00	68.00	69.00
1-Dec-09	38,715.00	37,358.00	74,513.00	75,870.00	66.00	67.00
1-Nov-10	39,074.00	38,941.00	87,657.00	87,790.00	69.00	69.00
1-Dec-10	38,931.00	38,847.00	85,285.00	85,368.00	69.00	69.00
1-Nov-11	45,242.00	45,500.00	90,043.00	89,786.00	67.00	66.00
1-Dec-11	45,061.00	45,178.00	92,219.00	92,101.00	67.00	67.00
1-Nov-12	44,938.00	44,752.00	86,516.00	86,703.00	66.00	66.00
1-Dec-12	45,662.00	46,381.00	84,849.00	85,145.00	65.00	65.00
TOTAL	39,607,603	39,491,246	19,960,347	20,076,705		
DIF. DE PETROLEO		(116,357)	DIF. DE AGUA	116,358		
		TOTAL OIL AJUSTE	TOTAL OIL OFM	DIFERENCIA OFM-AJUSTE		
		59,567,950	59,567,951	1		

TABLA 11: reporte de Curvas de petróleo, agua y % BSW del campo
FUENTE: Schlumberger

AII NAMEs(504)

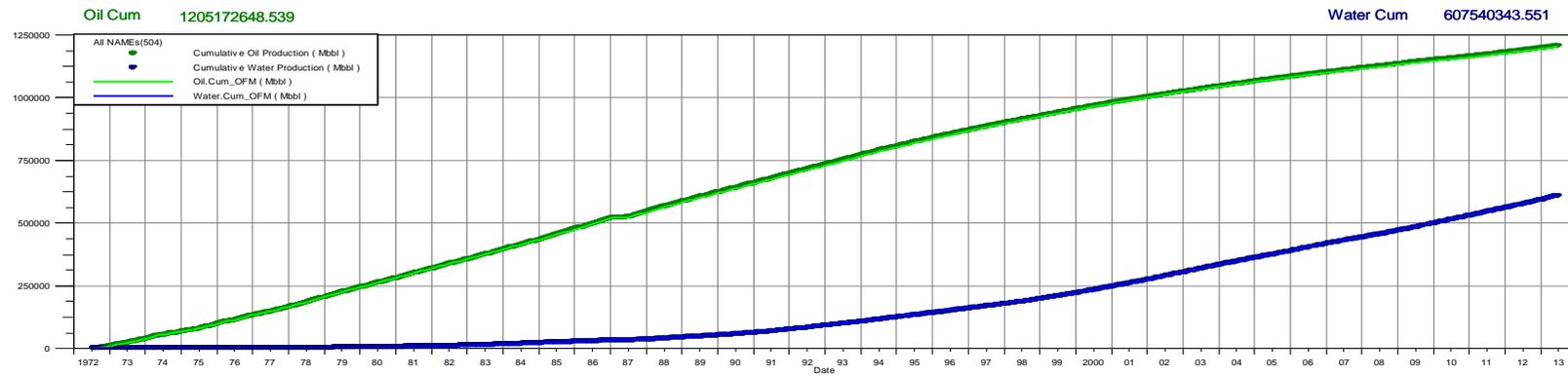
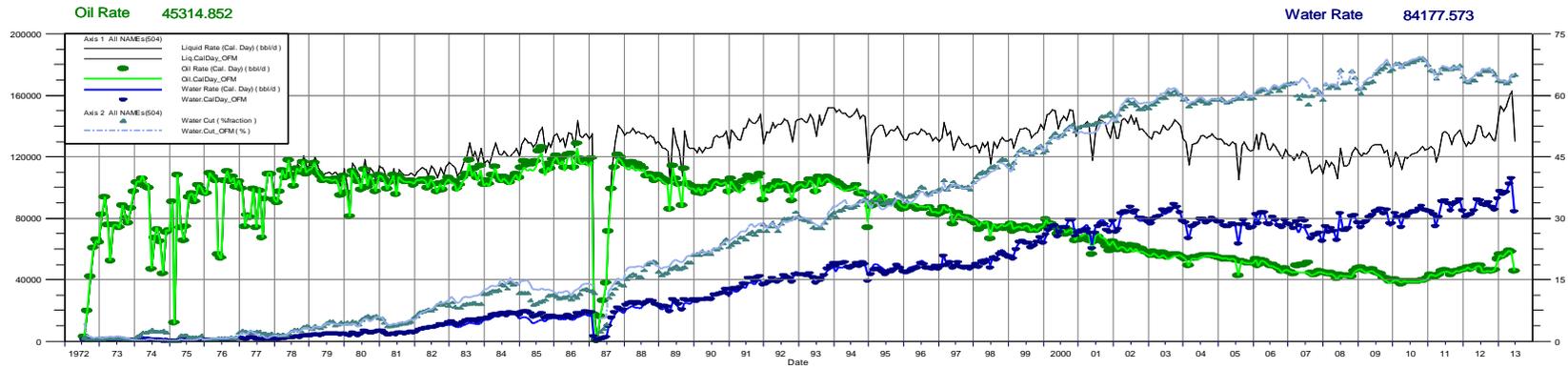


FIGURA 109: Curvas de petróleo, agua y % BSW del campo (arriba): Acumulado de petróleo y agua del campo (abajo).
FUENTE: Schlumberger

5.2 Determinación del origen de influjo de agua.

En los siguientes gráficos se mostraran los comportamientos típicos del influjo de agua en el campo Colibrí, se puede apreciar dos tipos principales de influjo de agua en todo el campo, como son la conificación y el efectos de capas (“layering”).

En el Grafico 110 perteneciente al pozo Clb-045B, se puede observar la tendencia “1”, un efecto de canalización que se muestra cuando la curva muestra una pendiente positiva que gradualmente desciende, en tanto en la tendencia “2” se aprecia un efecto de conificación después de haber tenido la canalización en primer instancia. Efecto que se da cuando la pendiente positiva tiende a crecer gradualmente.

C1b-045B

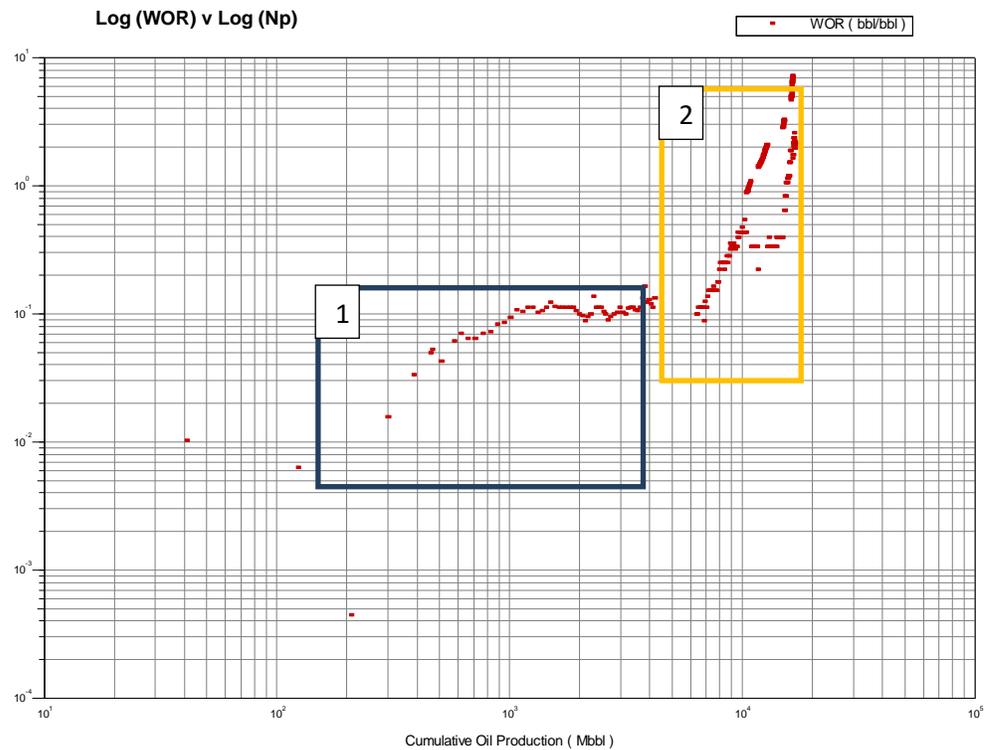


FIGURA 110: Conificación desde parte inferior con posterior canalización
FUENTE: OFM, Schlumberger

Una solución, diferente a producir el agua de manera convencional, para resolver los problemas de conificación de agua (izquierda) consiste en disparar la pata de agua de la formación y producir el agua y el petróleo en forma simultánea (centro) para eliminar el cono de agua. Este enfoque de bajo costo puede incrementar el corte de agua, pero mejora la eficiencia de barrido y aumenta las reservas recuperables a largo término.

Como alternativa, el agua y el petróleo se pueden producir en forma separada a través de la tubería de producción y el espacio anular (derecha)

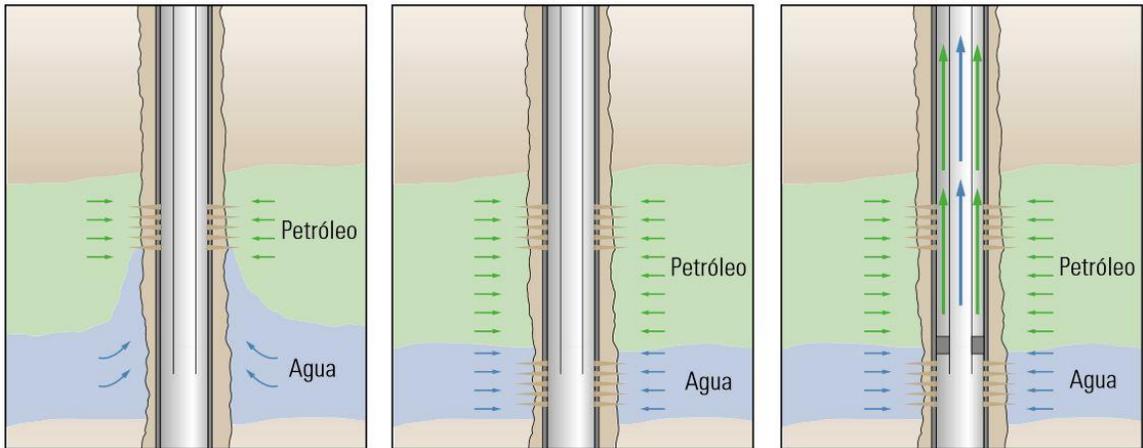


FIGURA 111: Grafica de lucha contra el agua a través de drenaje doble.
FUENTE: Schlumberger

En el Grafico122perteneiente al pozo Clb-012B, se puede observar la tendencia de la curva en una pendiente positiva ascendente, pero con un efecto de escalón, este es el efecto de “layering”, o efecto de capas.

C1b-012B

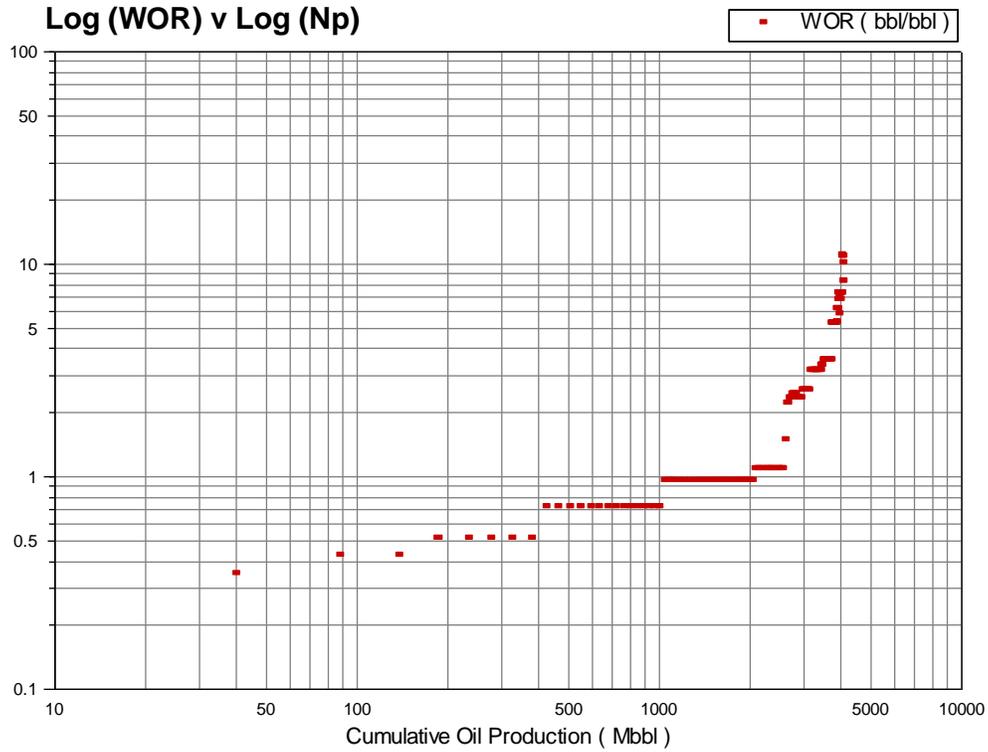


FIGURA 112: Efecto de capas en las curvas de Chan.
FUENTE: OFM, Schlumberger

Este efecto se da por variaciones de la permeabilidad horizontal en del yacimiento. La gran variación de la permeabilidad provoca aislación efectiva de las capas, por lo cual estimula el flujo preferencial a lo largo de las capas de alta permeabilidad.

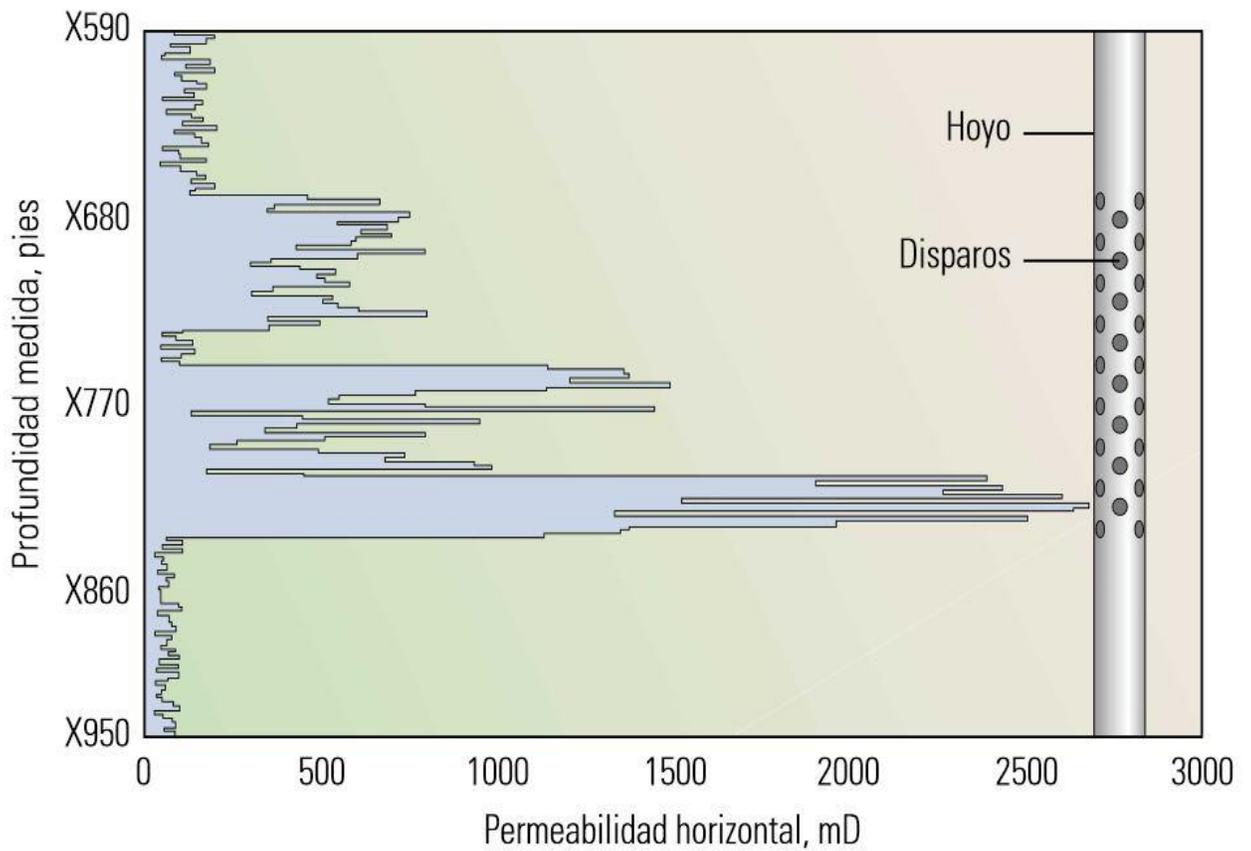


FIGURA 113: Efecto de canalización en un pozo.
FUENTE: Schlumberger

El comportamiento de la Gráfica114 del pozo Clb-020A tiene un trayectoria de flujo abierta, lo que da a notar un incremento muy rápido de agua, este perfil indica la existencia de flujo a través de una dalla, una fractura o un canal detrás del revestidor, que puede ocurrir en cualquier momento de la historia del pozo.

C1b-020A

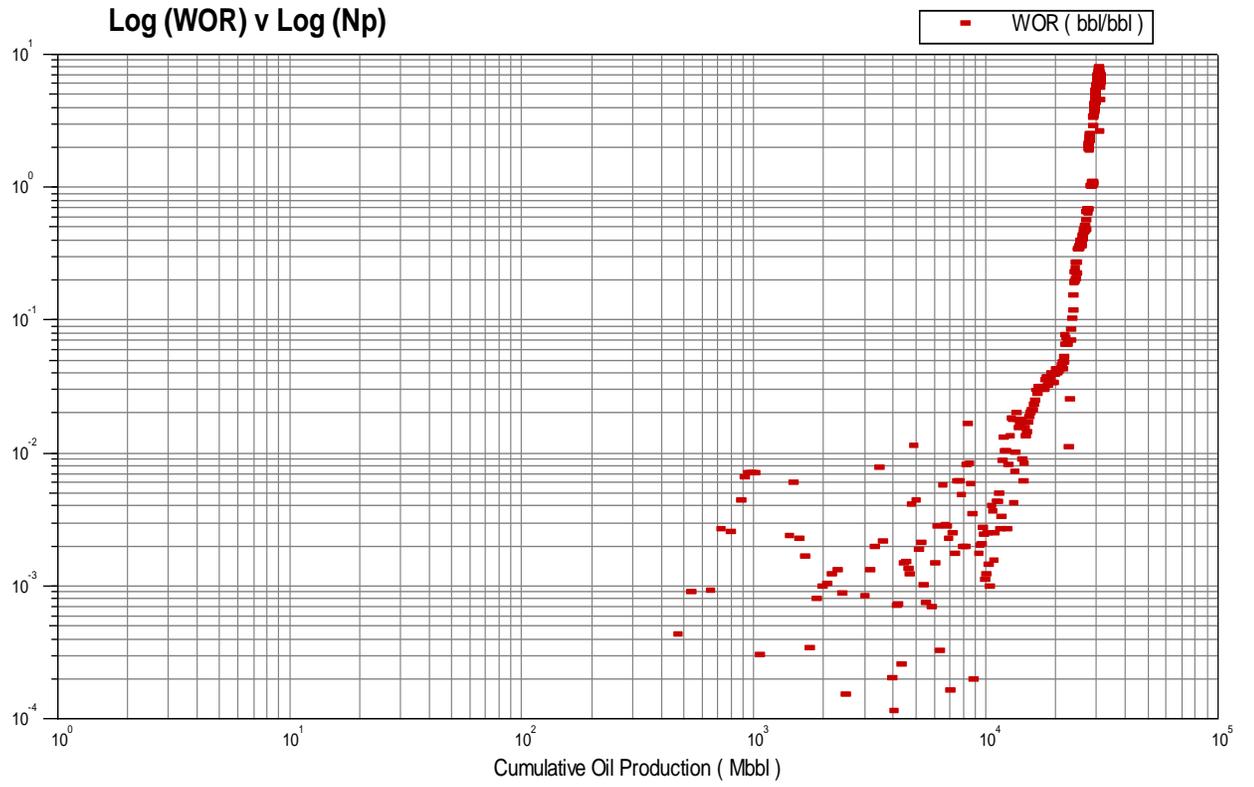


FIGURA 114: Grafica de un pozo con rápida canalización.
FUENTE: OFM, Schlumberger

5.3 Identificación de compartimientos

En la arena U del campo colibrí se puede apreciar el fenómeno que en su momento describieran Powley y Bradley¹, el cual se refería a regiones de los campos petrolíferos las cuales estaban aisladas de sus alrededores por una envolvente de roca relativamente delgada de baja permeabilidad que mantenía un gradiente hidrostático de presión constante, ellos llamaron a estas regiones “compartimientos de fluido” (compartimientos de presión).

El campo colibrí es un campo que contiene compartimientos de presión ya que esta subdividido en segmentos que se comportan como unidades de flujo separadas durante la producción. La compartimentalización del campo es causada por barreras al flujo de fluidos. Esta compartimentalización es parte de la autonomía natural del yacimiento y controla la distribución espacial de las reservas y la forma óptima de explotarlo.

La compartimentalización suele visualizarse cuando se hace un ajuste histórico de los datos de presión y producción con los datos de modelamiento del yacimiento.

¹Bradley & Powley, Abnormal Formation Pressure, AAPG Boletín 60.1976. Pags 127-128

En el campo Colibrí se nota una clara diferencia no solo de presiones, adicionalmente a esto se puede ver una variación en el Api de los pozos productores, diferencias mineralógicas, resistividades eléctricas, velocidad sónica y por los requerimientos del peso de lodo y los cambios en la velocidad de perforación.

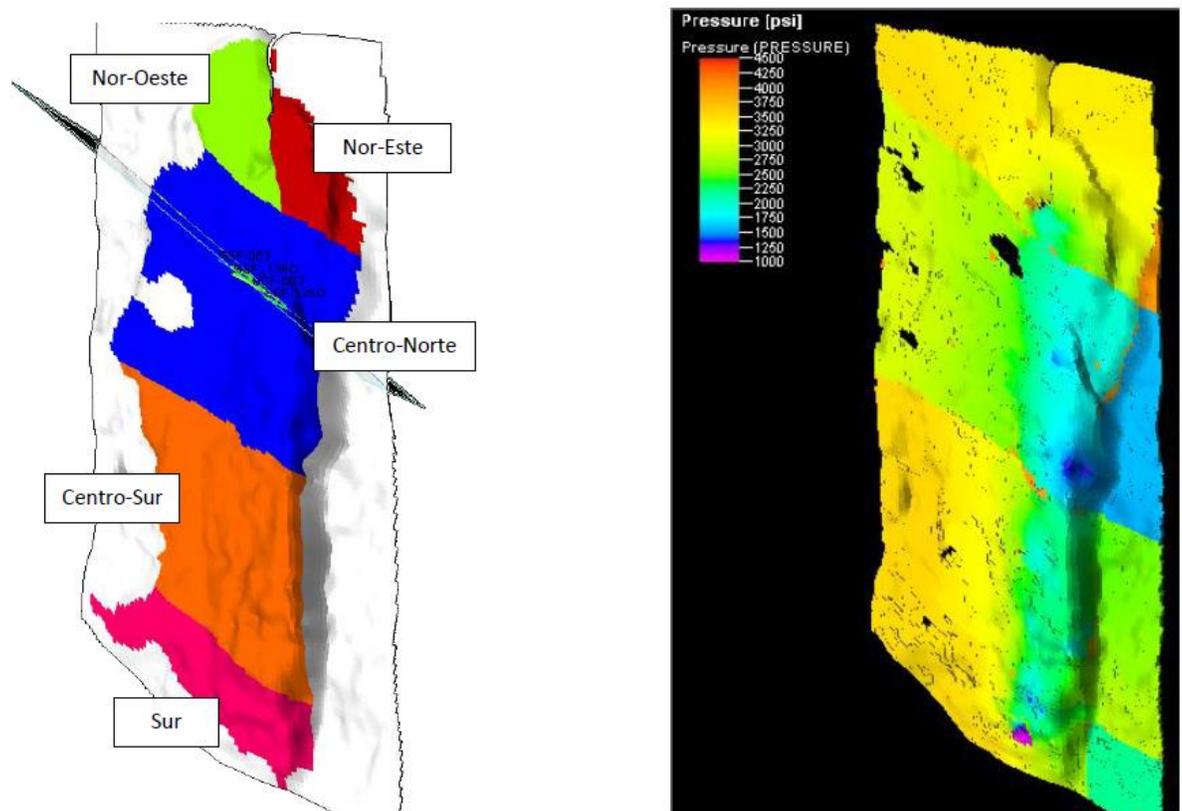


FIGURA 115: Unidades de flujo del campo Colibrí
FUENTE: Petrel, Schlumberger

5.4 Identificación de zonas con bajas presiones.

Como se puede apreciar en el Grafico 116 la zona de menor presión en el Campo Colibrí es la zona central, debido a la cantidad mayor de pozos de desarrollo que se ha dado en esta zona, lo que ha producido que la presión descienda hasta un promedio de 1750 PSI, adicionalmente a esto esta zona tiene un pobre sustento del acuífero y esto hace que la presión baje rápidamente sin poder presurizarse de manera natural, lo que da como reto para el campo mantener la presión de esta zona de manera artificial con métodos de recuperación secundaria y mejorada.

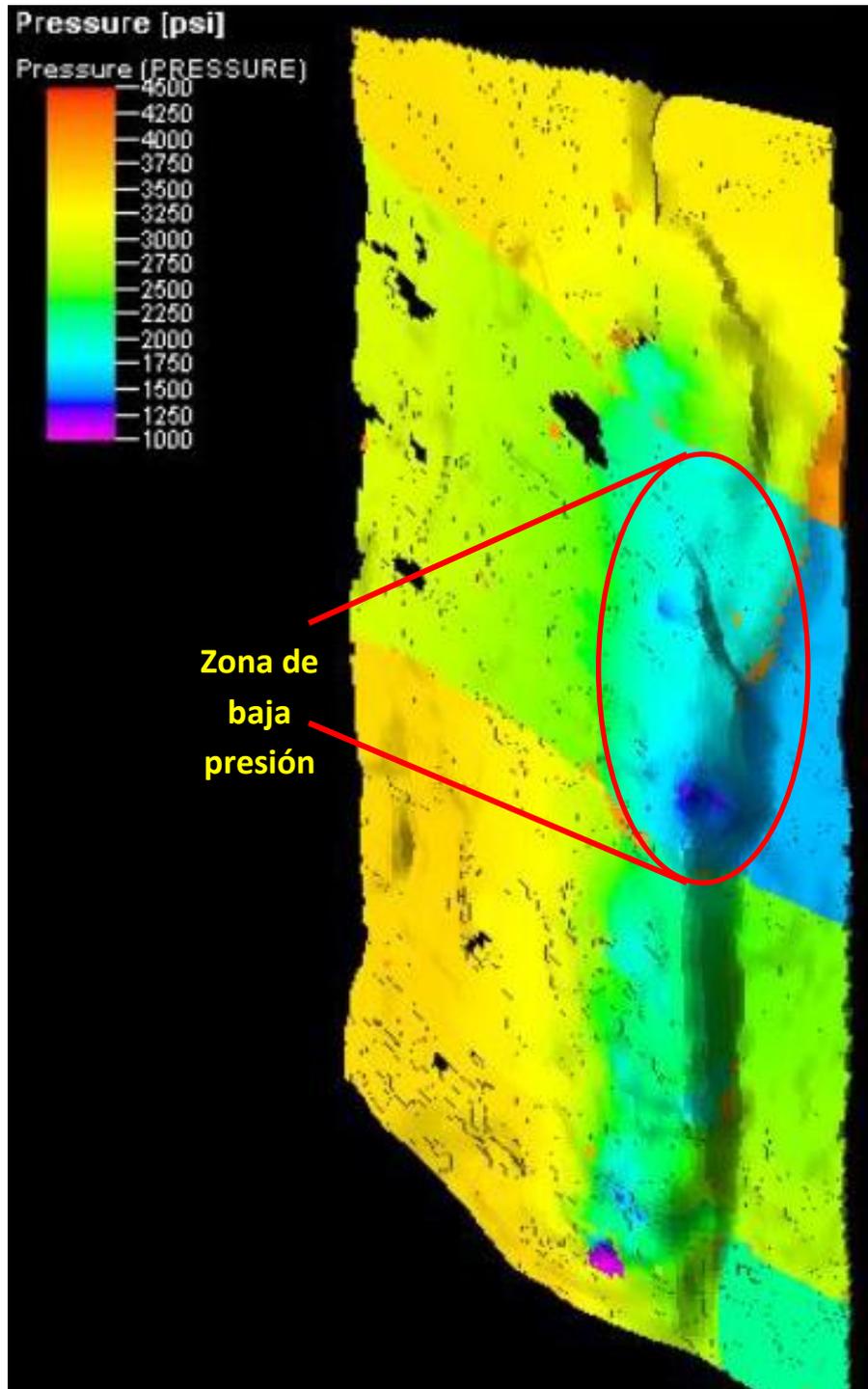


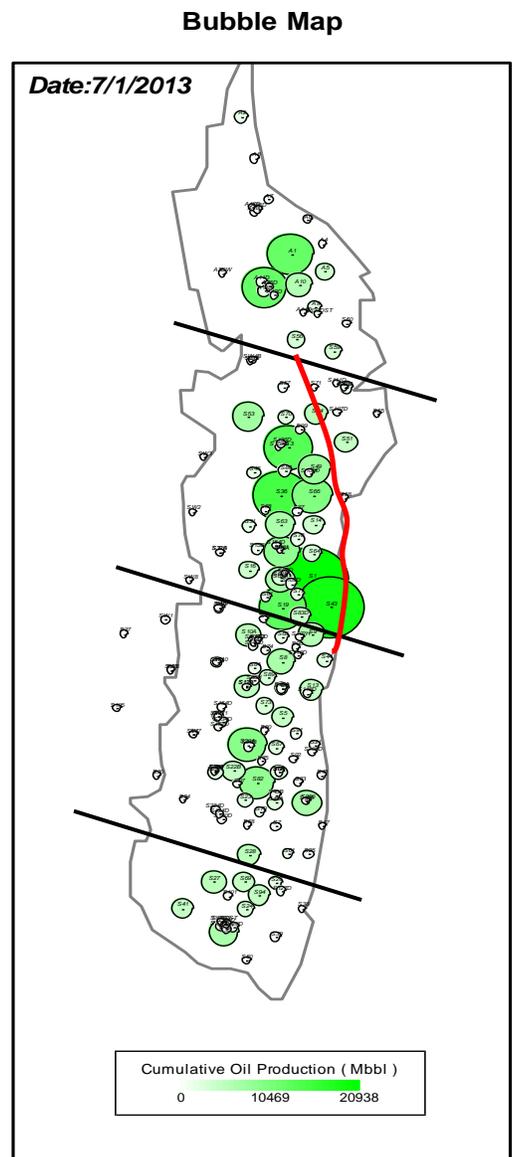
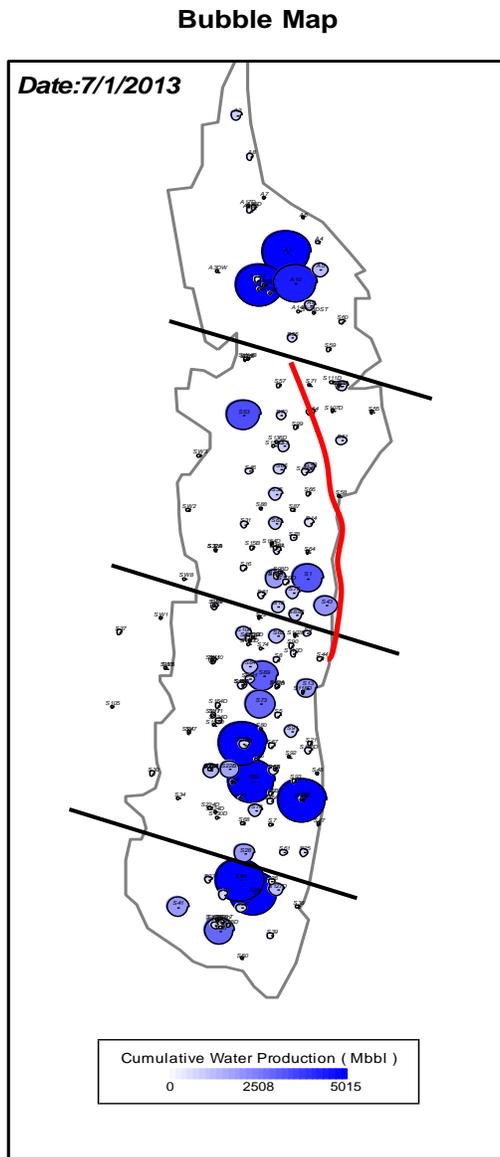
FIGURA 116: Zona de baja presión en el campo Colibrí
FUENTE: Petrel, Schlumberger

5.5 Identificación de zonas con potencial hidrocarburífero.

Se notan zonas de alta saturación de hidrocarburos dentro de las zonas de pozos que actualmente están produciendo. En estas zonas hay prospectos de pozos que se pueden perforar para dar un recobro de estas reservas, hay que tomar en cuenta que el índice de saturación de hidrocarburos no muestra la calidad del petróleo. Grafico 117 y 118.

Adicionalmente también se nota una alta saturación de petróleo en la zona Centro y Sur del campo, zonas donde es recomendable hacer un estudio de recuperación secundaria y mejorada.

Se podrían realizar pozos “infill” dentro del área Central, pero esta necesita una presurización de la zona, especialmente en U pues aquí no hay buen soporte del acuífero.



**FIGURA 117: Mapa de Burbujas de la arena U del campo Colibrí.
FUENTE: OFM, Schlumberge.**

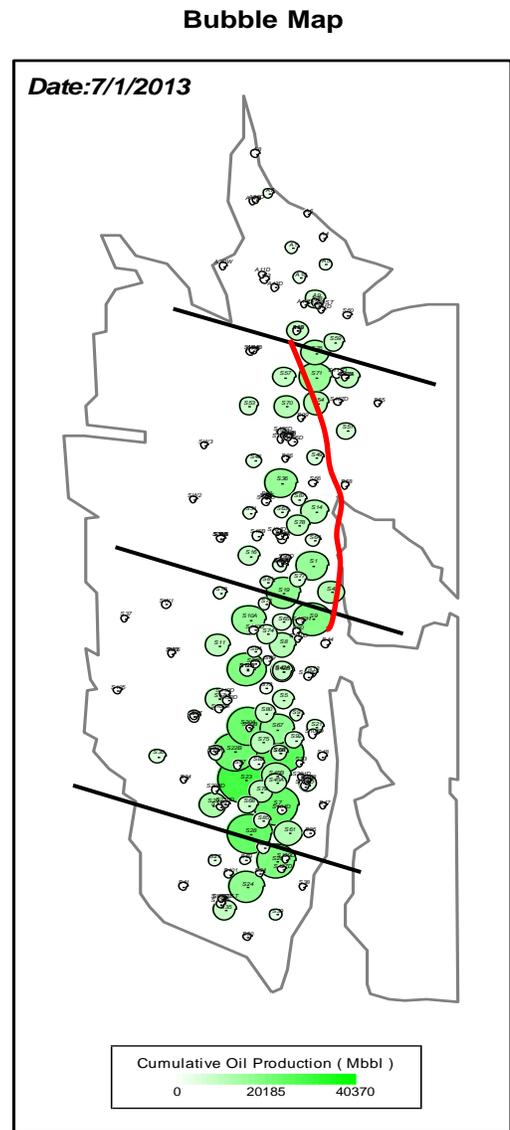
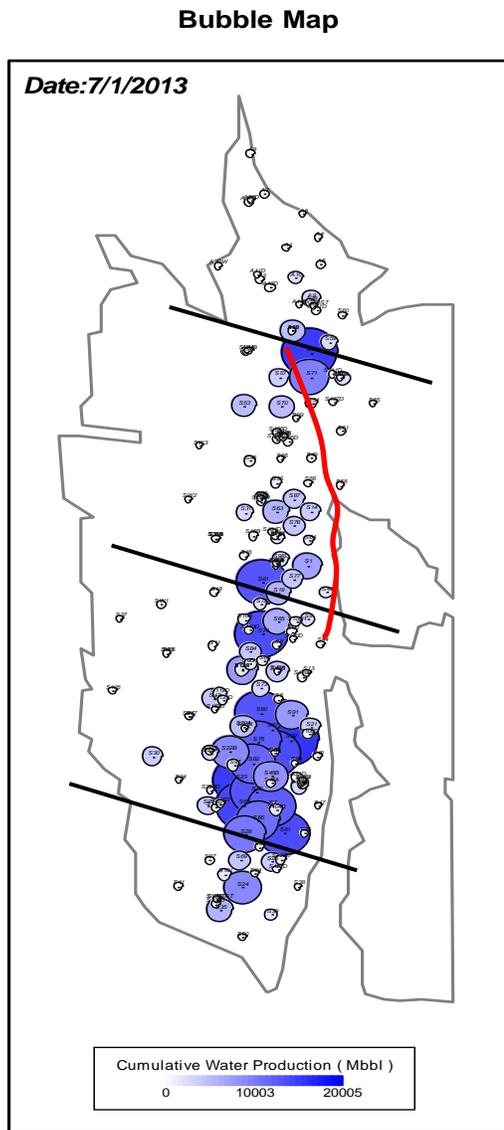


FIGURA 118: Mapa de Burbujas de la arena T del campo Colibrí.
FUENTE: OFM, Schlumberger

CAPITULO VI

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1 CONCLUSIONES

Del estudio realizado para la redistribución de la producción del campo Colibrí se tienen las siguientes conclusiones:

- Las principales arenas productoras del campo en orden, son las arenas T inferior y U inferior; U superior y T superior que contienen arenas más discontinuas.
- Se realizó la re-distribución de producción histórica del campo por reservorio, en base a datos confiables de: historial de eventos de completación y Workover, petrofísica, Producción histórica lo cual nos permite realizar un estudio integrado con alto grado de confianza.
- Existen 91 pozos que produjeron en conjunto, 35 pozos en la zona Centro-Norte, 36 Pozos en la zona Centro-Sur, en la zona norte 12 pozos y en la zona sur se tiene 8 pozos.

- Mediante los estudios de variación de tiempo se identificaron los influjos de agua del campo Colibrí, como ingresan estos (layering, conificación y fallas no sellantes) y en qué áreas están presentes.
- Los mejores acumulados de petróleo se hallaron en la arena Ui, zona Centro y en la arena Ti, zona Sur.
- El ajuste histórico del campo está en menos de 1 % de error respecto de la producción acumulada gracias al método realizado de la combinación del simulador y kh modificado; superando las limitaciones del 20% de pozos que no ajustaban en el simulador. Después de haber realizado la re-distribución del campo se obtuvo una base de datos confiable, la cual nos permite realizar estudios integrados específicos.
- En el campo Colibrí existen 4 compartimentos de presión en la arena U inferior siendo estos: la zona Norte, Centro-Norte, Centro-Sur y Sur. En tanto la arena T no muestra comportamientos para determinar compartimentalización.
- Se tiene una zona de baja presión en la arena U inferior, ubicada en la región Centro-Norte, debida al alto grado de explotación y el aislamiento estratigráfico que tiene este compartimento.

- Al ajustar de mejor manera la combinación del simulador matemático y programas diseñados para funcionar como filtros se obtiene mejores resultados para la distribución de la producción por arenas en el campo.
- Mediante la simulación matemática tenemos un acumulado de petróleo de 667 MMBLS para la arena Ti, para Ui es 376 MMBLS, en cuanto a Us se tiene 54 MMBLS, y para la arena Ts 33 MMBLS, dando un total de 1130 MMBLS.
- Mediante el método combinado, datos duros y simulador, tenemos un acumulado de petróleo de 750 MMBLS para la arena Ti, para Ui es 354 MMBLS, en cuanto a Us se tiene 42 MMBLS, y para la arena Ts 24 MMBLS, dando un total de 1170 MMBLS.
- Se concluye que el mejor método para determinar la distribución de la producción es el MÉTODO COMBINADO DE SIMULACION MATEMÁTICA-KH MODIFICADO

6.2 RECOMENDACIONES

- Cuando un estudio de simulación matemática no está disponible, es recomendable usar el método de kh modificado, que provee resultados confiables de manera más rápida que una simulación.
- Es muy recomendable para realizar la distribución de la producción histórica que se use toda la información disponible de: petrofísica, historiales de Workover y pruebas de producción.
- Para tener mejores resultados de la distribución fue necesario recopilar la mayor cantidad de información específica de los reservorios en estudio, es decir una mejor caracterización de las arenas U superior, U inferior, T superior y T inferior. Cuando un estudio de simulación matemática no está disponible, es recomendable usar el método dinámico, ya que tiene resultados confiables y de corto tiempo

- Se recomienda realizar una plataforma que permita vincular los programas realizados en el presente trabajo para una automatización de los procedimientos.

- Dentro de la zona de baja presión se está realizando un estudio para la implementación de métodos de recuperación secundaria (Waterflooding e EOR químico).

CAPITULO VII

REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

- Ahmed T., McKinney P., *Advanced Reservoir Engineering*, 2005.
- Ahmed T., *Reservoir Engineering Handbook*, 2006.
- Baby P., Rivadeneira M., Barragán R., *La Cuenca Oriente: Geología y Petróleo*, 2004.
- Banzer C., *Correlaciones Numéricas PVT*, 1996
- Burcik E., *Properties of Petroleum Reservoir Fluids*, 1979
- Escobar F., *Análisis Moderno de Pruebas de Pozos*. 2003
- Montagna O., Zardo B., Celentano M., *Caracterización petrofísica a partir de la integración de registros eléctricos y datos de roca de la Fm. Mulichinco del yacimiento Rincón del Mangrullo, Neuquén, Argentina*. 2010
- Pirson S., *Ingeniería de Yacimientos Petrolíferos*.
- Satter A., Thakur G., *Integrated Petroleum Reservoir Management*, 1994.
- Ron Cramer and Dave Schotanus, Nick Colbeck, "Improving Allocation and Hydrocarbon Accounting Accuracy Using New Techniques", Paper SPE Economics & Management, Octubre 2011

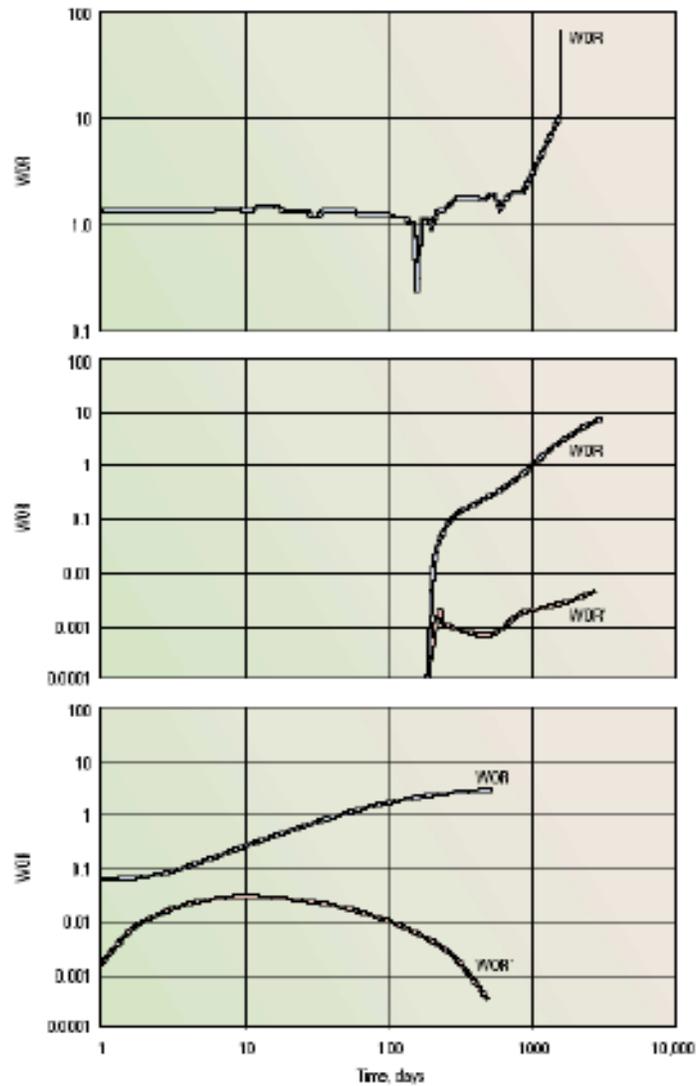
- Data & Consulting Services, Resumen de Ingeniería de Reservorios, Schlumberger, Septiembre 2011
- Freddy Humberto Escobar Macualo, ph.d. “Propiedades Físicas del Medio Poroso. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Colombia: Universidad Surcolombiana”, 2008; p 48-137
- Integrated Reservoir Analysis Methodolgy - A Case History: The NE Rabbit Hills Field North-central Montana
- Integrating Static and Dynamic Data for Oil and Gas Reservoir Modelling
- How to determine the best exploitation strategy from a reservoir simulation model
- Estudio Integral para el Desarrollo del Reservoirio Basal Tena Tesis de Miguel Hernandez.
- Desarrollo de un Nuevo Método para Determinar la Distribución de Producción de las arenas U y T del campo SHUSHUFINDI Tesis de Ricardo Grijalva.
- Paper: Shushufindi – Integrated Modeling for Success in Ecuador SPE-WvS-279. Second South American Oil and Gas Congress held in Porlamar, Edo. Nueva Esparta, Venezuela, 22–25 October 2013.

ANEXOS

ANEXO No. 1: HISTORIA DE PRODUCCIÓN CAMPO COLIBRÍ

Fecha	Petróleo	Agua	Gas	Líquido	BSW	Prod Anual Petróleo	Prod Anual Agua	Acumulado Petróleo	Acumulado Agua
	BPPD	BWPD	MPCD	BPD	%	BPPA	BWPA	BLS	BLS
1972	37570	339	10913	37909	1.6	13,712,961	123,696	13,712,961	123,696
1973	76577	572	20163	77149	0.8	27,950,511	208,846	41,663,472	332,542
1974	82262	146	19208	82408	0.2	30,025,742	53,341	71,689,215	385,883
1975	81508	178	18692	81686	0.2	29,750,454	64,982	101,439,668	450,865
1976	95464	556	21850	96020	0.6	34,844,448	202,783	136,284,116	653,648
1977	90792	1322	19961	92114	1.5	33,138,923	482,528	169,423,039	1,136,176
1978	105993	2114	20785	108106	1.9	38,687,340	771,527	208,110,379	1,907,703
1979	106429	4010	23153	110440	3.6	38,846,711	1,463,751	246,957,090	3,371,454
1980	102443	4821	21649	107263	4.5	37,391,647	1,759,526	284,348,737	5,130,980
1981	103631	5060	20930	108691	4.6	37,825,191	1,846,885	322,173,928	6,977,865
1982	102139	8338	20183	110476	7.5	37,280,586	3,043,295	359,454,514	10,021,160
1983	105282	12265	23211	117547	10.4	38,427,781	4,476,835	397,882,295	14,497,994
1984	104563	16711	23680	121274	13.8	38,165,376	6,099,595	436,047,671	20,597,589
1985	111848	16980	26736	128828	13.2	40,824,403	6,197,695	476,872,075	26,795,284
1986	116837	16354	29446	133191	12.3	42,645,579	5,969,289	519,517,653	32,764,574
1987	79623	12050	20593	91673	11.6	29,062,340	4,398,339	548,579,994	37,162,913
1988	110160	24233	29165	134393	18.0	40,208,522	8,845,032	588,788,516	46,007,945
1989	100949	23720	27419	124669	19.0	36,846,308	8,657,955	625,634,824	54,665,900
1990	100056	28531	30148	128587	22.2	36,520,359	10,413,882	662,155,183	65,079,782
1991	101274	36954	28388	138228	26.7	36,965,069	13,488,291	699,120,252	78,568,073
1992	99014	39618	27636	138633	28.6	36,140,165	14,460,704	735,260,416	93,028,777
1993	102191	42653	30645	144844	29.4	37,299,627	15,568,297	772,560,043	108,597,073
1994	98553	49483	30280	148036	33.4	35,971,756	18,061,327	808,531,799	126,658,401
1995	90462	45130	25731	135592	33.3	33,018,589	16,472,534	841,550,388	143,130,935
1996	87126	47075	25173	134201	35.1	31,801,107	17,182,198	873,351,495	160,313,133
1997	82112	48876	25481	130988	37.3	29,970,984	17,839,787	903,322,479	178,152,920
1998	75172	51931	23684	127103	40.8	27,437,782	18,954,877	930,760,262	197,107,796
1999	73815	60849	26958	134664	45.1	26,942,582	22,209,777	957,702,844	219,317,573
2000	72948	72009	28073	144957	49.7	26,626,092	26,283,180	984,328,936	245,600,754
2001	66661	71122	23063	137783	51.6	24,331,234	25,959,690	1,008,660,170	271,560,444
2002	59633	80452	22831	140086	57.4	21,766,180	29,365,156	1,030,426,350	300,925,600
2003	55060	82790	21398	137850	60.0	20,096,898	30,218,511	1,050,523,248	331,144,111
2004	53692	76529	20778	130221	58.8	19,597,432	27,933,207	1,070,120,679	359,077,318
2005	51593	74758	21229	126351	59.2	18,831,477	27,286,712	1,088,952,157	386,364,030
2006	48829	78093	22036	126921	61.5	17,822,473	28,503,774	1,106,774,630	414,867,805
2007	44249	73592	14169	117841	62.4	16,150,996	26,861,077	1,122,925,626	441,728,881
2008	42587	73471	14560	116058	63.2	15,544,195	26,816,888	1,138,469,821	468,545,770
2009	43148	80462	15989	123610	65.1	15,749,094	29,368,486	1,154,218,915	497,914,255
2010	38510	82091	19610	120601	68.0	14,056,090	29,963,365	1,168,275,005	527,877,621
2011	43246	84967	14928	128212	66.2	15,784,612	31,012,940	1,184,059,617	558,890,561

ANEXO No. 2: PAPER, CRUVAS TIPO CHAN



(a) Una trayectoria abierta del flujo muestra un muy rápido incremento de agua. Este perfil indica el flujo a través de una Falla, fractura o canal detrás del casing. Este puede ocurrir en algún tiempo durante la historial de producción del pozo.

(b) El movimiento del contacto agua – petróleo (OWC) muestra un rápido incremento en el rompimiento de agua, seguido de una curvilínea. Ejemplo aumento de frecuencia a la bomba.

(c) Un incremento gradual en el WOR indica el incremento paulatino de una conificación de agua, pero que se manifiesta en poco tiempo de producción del pozo.

There should be more production and reservoir engineering opportunities and benefits by using this diagnostic technique as one further progresses along this approach.

ACKNOWLEDGMENTS

The author wishes to thank ARCO Long Beach Incorporated, THUMS, City of Long Beach Department of Oil Properties, and ARCO Alaska for their strong support during the early part of this technique development; Chevron engineers in Midland, New Orleans, Lafayette, LaHabra and Houston for their belief and appreciation in this concept and approach, and technical support in this project; and Amoco engineers in Houston, Midland and Calgary for data support and untiring technical discussions. Special thanks are extended to the management and engineers of Schlumberger Dowell for their persistent encouragement, particularly Joe Mach for his unwavering support during the development of this technique, and Sharon Jurek for her help in the preparation of this manuscript.

REFERENCES

1. Sydansk, R.D. and Moore, P.E.: "Production Responses in Wyoming's Big Horn Basin Resulting From Application of Acrylamide-Polymer/Cr(III)-Carboxylate Gels," paper SPE 21894, 1990.
2. Morgan, J.C. and Stevens, D.G.: "Water Shut Off With Chemicals: Targets, Systems and Field Results," paper presented at the 1995 International Symposium on Oilfield Chemicals, Gello, Norway, March 19-22.
3. Seright, R.S. and Liang, J.: "A Survey of Field Applications of Gel Treatments for Water Shutoff," paper SPE 26991 presented at the 1994 Permian Basin Oil and Gas Recovery Conference, Midland, TX, March 16-18.
4. Hwan, R-N. R.: "Numerical Simulation Study of Water Shutoff Treatment Using Polymers, paper SPE 25854 presented at the 1993 SPE Rocky Mountain Regional/Low-Permeability Reservoirs Symposium, Denver, CO, April 12-14.
5. Wilhite, G.P.: *Waterflooding*, Text Book Series, SPE., Richardson, TX (1986) 3, Chapter 5.
6. Higgins, R.V. and Leighton, R.V.: "Matching Calculated With Actual Waterflood Performance With Estimation of Some Reservoir Properties," paper SPE 4412 presented at the 1973 SPE Rocky Mountain Regional Meeting, Casper, WY, May 15-16.
7. Mungan, N.: "A Theoretical and Experimental Coning Study," *SPEJ* (June 1975) 247-254.
8. Ershaghi, I. and Abdassah, D.: "A Prediction Technique for Immiscible Process Using Field Performance Data," *JPT* (April 1984) 664-670.
9. Ershaghi, I, Handy, L.L, and Hamdi, M.: "Application of the X-Plot Technique to the Study of Water Influx in the Sidi El-Itayem Reservoir, Tunisia," *JPT* (1987) 1127-1136.
10. Nolen, J.S. and Chappellear, J.E.: "Second Comparative Solution Project: A Three-Phase Coning Study," paper SPE 10489 presented at the 1982 SPE Symposium on Reservoir Stimulation, New Orleans, LA, Jan. 31 - Feb. 3.

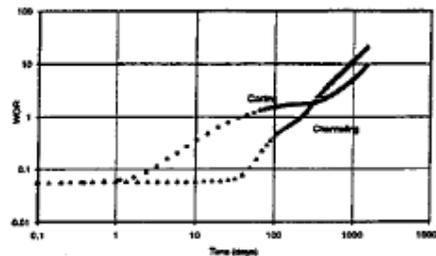


Figure 1—Water coning and channeling WOR comparison.

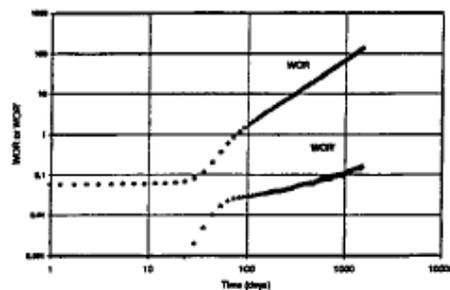


Figure 2—Multilayer channeling WOR and WOR' derivatives.

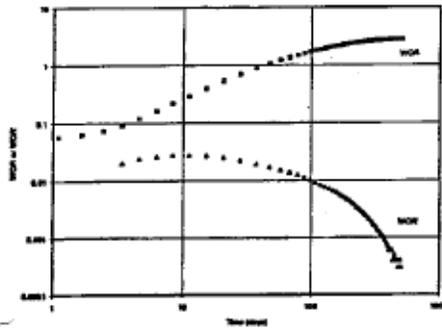


Figure 3—Bottomwater coning WOR and WOR' derivatives.

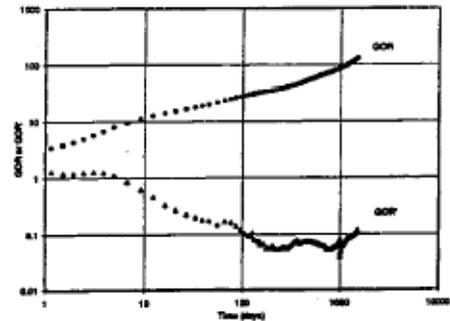


Figure 6—GOR and GOR' derivatives for gas coning in an oil well.

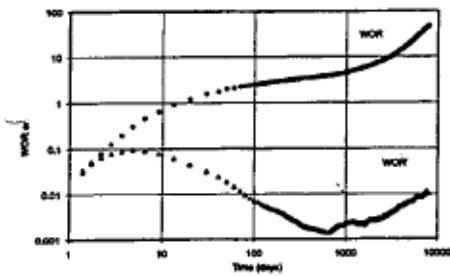


Figure 4—Bottomwater coning with late time channeling behavior.

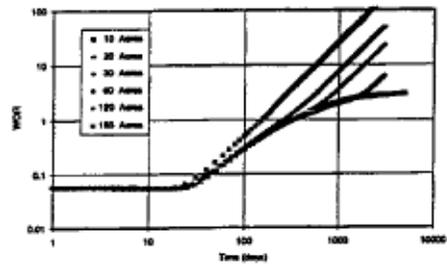


Figure 7—Bottomwater coning WOR vs well spacing.

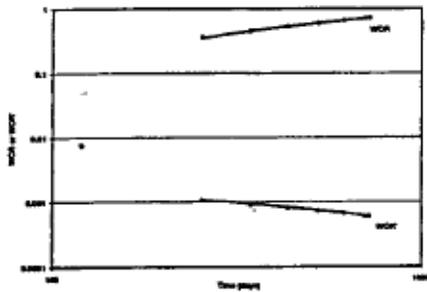


Figure 5—WOR and WOR' derivatives from the coning history of the second SPE comparative solution project.

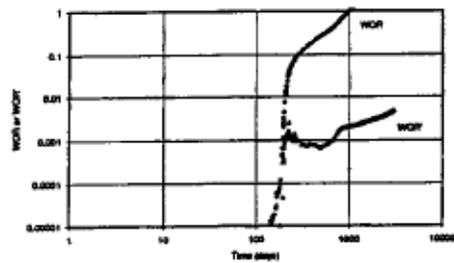


Figure 8—WOR and WOR' derivatives for thief layer water recycling.

ANEXO No. 3: ESTADO MECÁNICO DE LOS POZOS CLB-N-001, CLB-N-007, CLB-009, CLB-035

GRÁFICO A-4.1 Diagrama Pozo CI-N-001

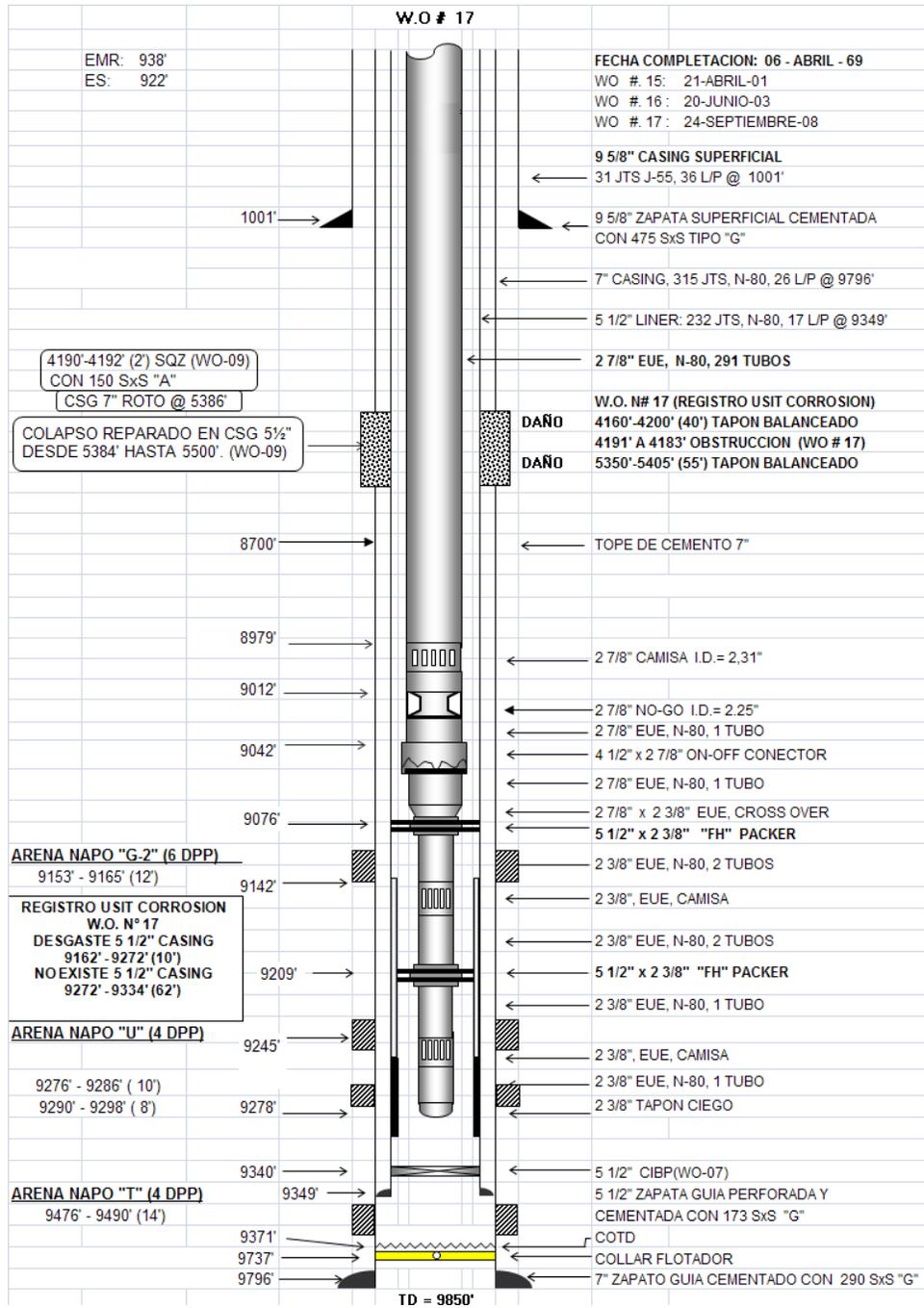


GRÁFICO A-4.2 Diagrama Pozo CI-N-007

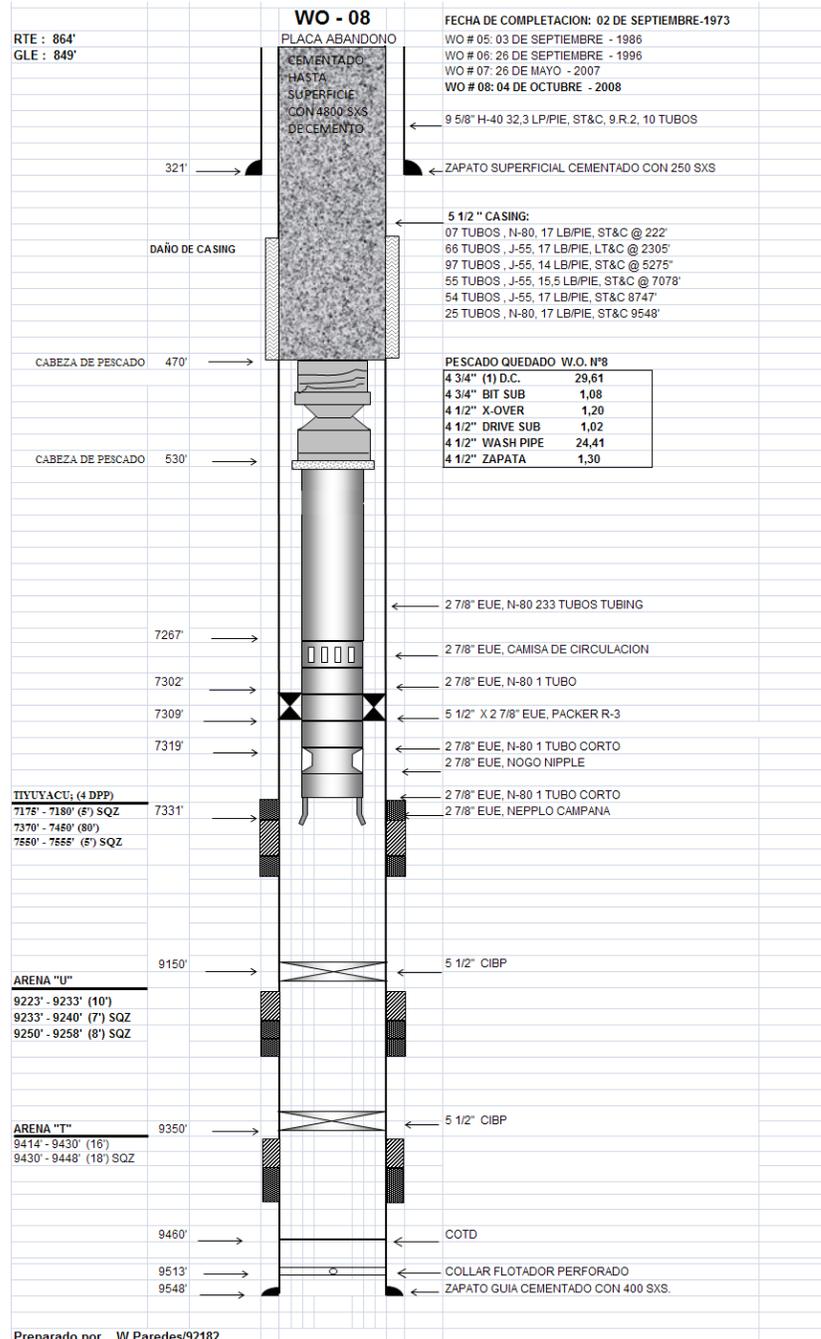


GRÁFICO A-4.3 Diagrama Pozo CI-009

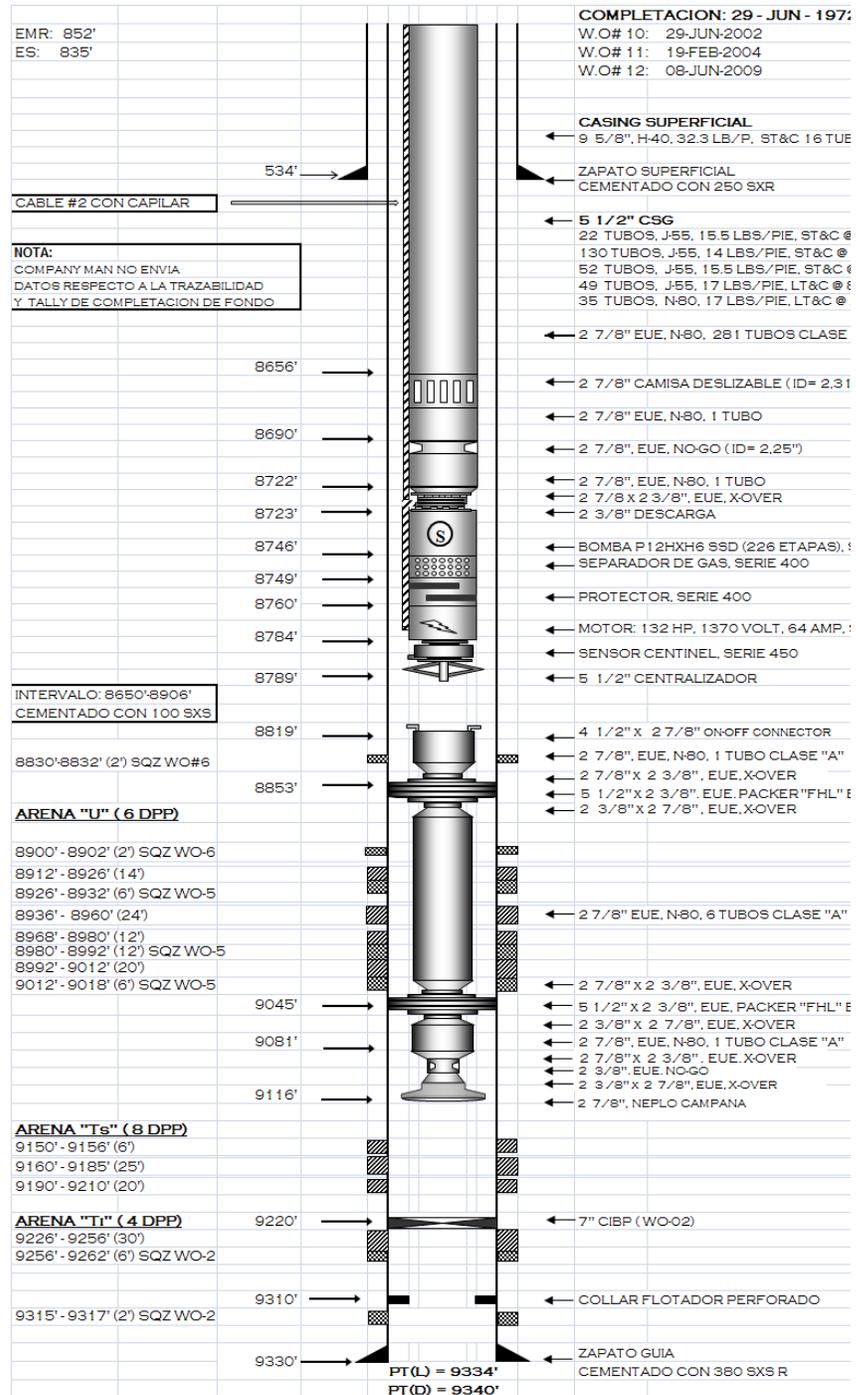


GRÁFICO A-4.5 Diagrama Pozo CI-035

