

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

ESCUELA DE INGENIERÍA

ACTUALIZACIÓN DE RESERVAS Y UBICACIÓN DE POZOS DE DESARROLLO EN EL CAMPO TAPI – TETETE

PROYECTO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO EN PETRÓLEOS

TATIANA ARACELY REVELO JÁTIVA

DIRECTOR: ING. JORGE VELÁSQUEZ

Quito, febrero 2007

DECLARACIÓN

Yo Tatiana Aracely Revelo Játiva, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentada para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

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

TATIANA REVELO JÁTIVA

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Tatiana Aracely Revelo Játiva, bajo mi supervisión.

Ing. Jorge Velásquez
DIRECTOR DEL PROYECTO

AGRADECIMIENTOS

A Dios, por estar siempre en mi corazón brindándome la fortaleza y sabiduría que necesito.

A mis padres, por toda su confianza y apoyo incondicional durante toda mi vida y por su lucha continua para que pueda cumplir mis metas.

A mis amigos y compañeros, por siempre confiar en mí y por regalarme un aliento cuando lo necesito.

A mis profesores, porque me han brindado su conocimiento para hacer posible la realización de este proyecto.

A mi Tutor, Ing. Jorge Velásquez, por brindarme el tiempo necesario para el análisis y corrección del proyecto.

DEDICATORIA

El contenido de mi tesis, debido al esfuerzo y cariño con que la he realizado la dedico a mis Padres, María Játiva y Oscar Revelo, porque me enseñaron a luchar por lo que tengo con honestidad, responsabilidad y amor.

A mi hermana Stefanny para que le sirva de ejemplo en su vida estudiantil y cumpla sus metas venciendo todas las adversidades que se le presenten en la vida.

A Jorge porque es la persona que ha estado conmigo en las situaciones buenas y malas, dándome fortaleza y amor.

CONTENIDO

DECLARACIÓN.....	II
CERTIFICACIÓN.....	III
AGRADECIMIENTOS.....	IV
DEDICATORIA.....	V
CONTENIDO.....	VI
RESUMEN.....	VIII
PRESENTACIÓN.....	X
CAPITULO I.....	- 1 -
DESCRIPCIÓN GEOLÓGICA DEL CAMPO TAPI-TETETE.....	- 1 -
1.1 GENERALIDADES.....	- 1 -
1.2 UBICACIÓN GEOGRÁFICA.....	- 2 -
1.3 GEOLOGÍA DEL CAMPO TAPI-TETETE.....	- 2 -
1.3.1 ESTRATIGRAFÍA DEL CAMPO.....	- 4 -
1.3.2 GEOLOGÍA ESTRUCTURAL.....	- 9 -
1.3.3 ZONAS PRODUCTORAS.....	- 12 -
CAPITULO II.....	- 14 -
DETERMINACIÓN Y CÁLCULO DE PARÁMETROS PETROFÍSICOS Y DE FLUIDOS.....	- 14 -
2.1 DETERMINACIÓN DE TOPES Y BASES.....	- 14 -
2.2 PETROFÍSICA.....	- 15 -
2.2.1 CÁLCULO DEL VOLÚMEN DE ARCILLA (V_{sh}).....	- 15 -
2.2.2 CÁLCULO DE LA POROSIDAD (?).....	- 16 -
2.2.3 CÁLCULO DE LA RESISTIVIDAD DE AGUA (R_w).....	- 17 -
2.2.4 CÁLCULO DE LA SATURACIÓN (S).....	- 18 -
2.2.5 DETERMINACIÓN DE LOS ESPESORES NETOS SATURADOS (NET PAY).....	- 22 -
2.2.5 DETERMINACIÓN DE LA PERMEABILIDAD (K).....	- 24 -
2.3 DETERMINACIÓN DEL CONTACTO AGUA PETRÓLEO (CAP).....	- 25 -
2.4 PROPIEDADES FÍSICAS DE LOS FLUIDOS.....	- 26 -
2.4.1 DENSIDAD DEL PETRÓLEO (ρ_o).....	- 26 -
2.4.2 VISCOSIDAD DEL PETRÓLEO (μ_o).....	- 27 -
2.4.3 VISCOSIDAD DEL AGUA (μ_w).....	- 27 -
2.4.4 PRESIÓN DE BURBUJA (P_b).....	- 27 -
2.4.5 FACTOR VOLUMÉTRICO DE LA FORMACIÓN (B).....	- 29 -
2.4.6 RELACIÓN GAS – PETRÓLEO EN SOLUCIÓN (R_s).....	- 29 -
2.6 PRESIONES.....	- 30 -
2.7 MECANISMOS DE PRODUCCIÓN.....	- 37 -
CAPITULO III.....	- 38 -
CÁLCULO DE RESERVAS.....	- 38 -
3.1 PETRÓLEO ORIGINAL EN SITIO (POES).....	- 38 -
3.2 RESERVAS.....	- 38 -
3.2.1 RESERVAS PROBADAS.....	- 39 -
3.2.2 RESERVAS PROBABLES.....	- 39 -
3.2.3 RESERVAS POSIBLES.....	- 39 -
3.2.4 RESERVAS REMANENTES.....	- 40 -
3.3 MÉTODO VOLUMÉTRICO.....	- 40 -

3.3.1 MÉTODO DE ISOÍNDICE DE HIDROCARBUROS	- 41 -
3.3.2 FACTOR DE RECOBRO	- 47 -
3.3.3 CÁLCULO DE LAS RESERVAS PROBADAS	- 48 -
3.3.4 CÁLCULO DE LAS RESERVAS REMANENTES	- 49 -
3.4 CURVAS DE DECLINACIÓN.....	- 49 -
3.4.1 TIPOS DE CURVAS DE DECLINACIÓN	- 50 -
3.4.2 DETERMINACIÓN DEL TIPO DE DECLINACIÓN	- 51 -
3.4.3 PROCEDIMIENTO	- 52 -
CAPITULO IV	- 61 -
UBICACIÓN DE NUEVOS POZOS DE DESARROLLO EN EL CAMPO TAPI – TETETE.....	- 61 -
4.1 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO TAPI – TETETE	- 61 -
4.2 POZOS PROPUESTOS.....	- 69 -
4.2.1 PROCEDIMIENTO PARA UBICAR NUEVOS POZOS DE DESARROLLO	- 70 -
4.3 ANÁLISIS DE LOS POZOS VECINOS	- 77 -
4.3.1 TAPI – 01.....	- 79 -
4.3.2 TAPI – 02.....	- 82 -
4.3.3 TAPI – 03.....	- 82 -
4.3.4 TAPI – 04.....	- 85 -
4.3.5 TETETE – 01.....	- 85 -
4.3.6 TETETE – 05.....	- 88 -
4.3.7 TETETE – 07.....	- 88 -
4.3.8 TETETE – 10.....	- 92 -
4.3.9 TETETE – 11.....	- 95 -
4.4 RESERVAS ESTIMADAS PARA LOS NUEVOS POZOS DE DESARROLLO	- 95 -
4.4.1 MÉTODO VOLUMÉTRICO	- 98 -
4.5 PREDICCIÓN DE PRODUCCIÓN DE LOS NUEVOS POZOS DE DESARROLLO	- 102 -
4.5.1 PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO DEL PROGRAMA	- 102 -
4.5.2 PROCEDIMIENTO PARA OBTENER LA PREDICCIÓN DE PRODUCCIÓN	- 106 -
CAPÍTULO V	- 112 -
ANÁLISIS TÉCNICO – ECONÓMICO.....	- 112 -
5.1 ANÁLISIS TÉCNICO	- 112 -
5.2 ANÁLISIS ECONÓMICO	- 112 -
5.2.1 COSTOS DE PERFORACIÓN	- 113 -
5.2.2 COSTOS DE PRODUCCIÓN.....	- 114 -
5.2.3 INGRESOS DEL PROYECTO	- 114 -
5.2.4 VALOR ACTUAL NETO (VAN)	- 115 -
5.2.5 TASA INTERNA DE RETORNO (TIR)	- 116 -
CAPITULO VI	- 119 -
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	- 119 -
6.1 CONCLUSIONES	- 119 -
6.2 RECOMENDACIONES.....	- 121 -
GLOSARIO DE LA INDUSTRIA HIDROCARBURIFERA	- 123 -
REFERENCIA BIBLIOGRÁFICAS.....	- 132 -
ANEXOS	- 134 -

RESUMEN

El campo Tapi-Tetete está localizado en la Región Amazónica Ecuatoriana, en el extremo Norte de la Subcuenca Napo; aproximadamente 10 Km al Sur del Río San Miguel frontera con Colombia, y 18 Km al Norte – Noreste (NNE) del Campo Pacayacu.

Geológicamente, los altos estructurales Tapi y Tetete están definidos por dos ejes anticlinales paralelos, asimétricos y fallados respectivamente, y se encuentran separados por una pequeña falla de dirección Noreste – Sureste.

Sus zonas productoras son “U” Superior, “U” Media, “U” Inferior, “T” Superior y “T” Inferior pertenecientes a la formación Napo, se encuentran a una profundidad promedio de 8900 Pies y su base es de aproximadamente de 9200 Pies.

Las propiedades petrofísicas de los yacimientos y de los fluidos presentan buenas características de almacenamiento y flujo de los fluidos; siendo “U” Inferior la arena de mayor interés puesto que presenta un espesor neto mayor a las otras arenas (18,75 Pies).

Del análisis de los datos disponibles se ha determinado que aún existen reservas remanentes en el orden de 1,3 MM BF en el campo Tapi y 14,6 MM BF en el campo Tetete aproximadamente, estas reservas fueron determinadas mediante los métodos volumétrico y curvas de declinación con el fin de que sean más confiables y exactas.

En Base a la estructura del campo, el espaciamiento entre pozos, parámetros petrofísicos, mapas de corte de agua, acumulados de producción y producción actual de los pozos vecinos se pudo ubicar los pozos Tapi – 07, Tapi – 08, Tetete – 13 y Tetete – 14 que poseen una reserva de 254.575 BF, 286.390 BF, 2'509.383 BF y 2'589.676 BF respectivamente, las cuales fueron calculadas mediante el método volumétrico; además se determinó la predicción de

producción de cada uno de estos pozos con el fin de conocer su comportamiento durante el tiempo de vida útil.

Si estos pozos fueran perforados, y asumiendo una producción inicial de 200 BPPD en Tapi – 07, 300 BPPD en Tapi – 08, 500 BPPD en Tetete – 13 y Tetete – 14, y un precio de venta del barril de petróleo de 35 USD, se obtiene un VAN positivo y un TIR mayor a la tasa de actualización de la empresa que es del 12%, lo que demuestra que es factible recuperar las reservas para incrementar la producción del país.

PRESENTACIÓN

El petróleo es la mayor fuente de ingreso económico que tiene el país con proyecciones mínimas de un cuarto de siglo.

Para el óptimo uso de este recurso es necesario contar con investigaciones que verifiquen la existencia de reservas o el posible hallazgo de nuevos yacimientos mediante la tecnología de punta existente.

El presente trabajo tiene por objeto el cálculo de las reservas del campo Tapi – Tetete, utilizando la información generada durante la exploración y explotación del campo y haciendo uso de la tecnología disponible a fin de optimizar la recuperación mediante la perforación de nuevos pozos.

Las reservas se obtienen mediante métodos volumétrico y curvas de declinación puesto que son considerados los más precisos y confiables, mientras que para la ubicación de los nuevos pozos de desarrollo se estudia el alto corte de agua que existe en el campo Tapi - Tetete, por lo que los pozos actuales tienden a conificarse rápidamente; es por esto que no se puede recuperar la totalidad de reservas en un tiempo corto, y por lo tanto es necesario cerrar el pozo conificado por un cierto tiempo para que el corte de agua disminuya.

Los resultados de este estudio nos llevan a decir que el campo Tapi – Tetete todavía goza de la presencia de hidrocarburo extraíble y que la perforación de los pozos propuestos es recomendable para mejorar la producción.

CAPITULO I

DESCRIPCIÓN GEOLÓGICA DEL CAMPO TAPI-TETETE

1.1 GENERALIDADES

El campo Tapi-Tetete pertenece conjuntamente con los campos Carabobo, Pichincha, Cuyabeno, Shuara, Secoya, Atacapi, Parahuacu, Shushuqui, Pacayacu, Sansahuari, Singue, Chanangue, Peña Blanca, Frontera y Víctor Hugo Ruales (VHR) al área de Libertador.

En agosto de 1980 el campo Tetete fue descubierto con la perforación del pozo Tetete-01 que alcanzó los 9.400 pies de profundidad. En su prueba inicial se obtuvieron 1.315 BPPD de 30° API de la arenisca "T" y 330 BPPD de 29° API de la arenisca "U".

Posteriormente, en octubre de 1985 se encuentra el campo Tapi con la perforación del pozo Tapi-01 el que llegó a 9.183 pies de profundidad y del que se obtuvo inicialmente 1.333 BPPD de 29° API de la arenisca "T" y 712 BPPD de 28° API de la arenisca "U"¹.

La producción comercial del campo Tapi-Tetete tiene lugar en Abril de 1.984, al momento se tiene perforado 11 pozos en Tetete y 6 en Tapi; la producción actual (Mayo 2006) de Tetete es de 6.972 BFPD de los cuales tenemos 1.901 BPPD y 5.071 BAPD, mientras que Tapi produce 909 BPPD y 2.727 BAPD es decir 3.636 BFPD. El sistema de producción actual es por bombeo hidráulico en los dos campos a excepción de los pozos Tapi 06 y Tetete – 11.

¹(Rivadeneira & Baby, 1999; Prieto & Tituaña, 2001)

1.2 UBICACIÓN GEOGRÁFICA

El área Libertador en el Oriente Ecuatoriano se localiza al Noreste del Campo Shushufindi – Aguarico y al Norte del Río Aguarico.

El campo Tapi-Tetete está localizado en la Región Amazónica Ecuatoriana, en el extremo Norte de la Subcuenca Napo; aproximadamente 10 Km al Sur del Río San Miguel frontera con Colombia, y 18 Km al Norte – Noreste (NNE) del Campo Pacayacu (Mapa 1.1).

Las coordenadas geográficas y UTM dentro de las cuales se localiza este campo son:

GEOGRÁFICAS:

Latitud: 00°09'00" - 00°14'00" N

Longitud: 76°30'00" - 76°33'00" W

UTM:

Latitud: 10018759.8 - 10024000.8 N

Longitud: 327415.6 - 331624.4 W

1.3 GEOLOGÍA DEL CAMPO TAPI-TETETE

La estructura del campo Tapi está conformada por dos ejes estructurales paralelos y elongados en una dirección aproximada Norte-Sur. Los ejes de los anticlinales están claramente definidos por los pozos Tapi 1, 2 y 5 al Oeste y Tapi 4 y 6 al Este, separados por un bajo estructural paralelo, en cuyo flanco fue perforado Tapi-03 (Mapa 1.2).

La estructura del campo Tetete presenta una conformación estructural definida por dos ejes anticlinales paralelos asimétricos y fallados, elongados en dirección Norte-Noroeste (NNW) con cuatro altos independientes en cuyas culminaciones han sido perforados los pozos Tetete 2, 11, 9 y 8 (Mapa 1.2). Entre los altos estructurales Tapi y Tetete se encuentra una pequeña falla de dirección Noreste-Sureste¹.

1.3.1 ESTRATIGRAFÍA DEL CAMPO

La secuencia estratigráfica atravesada durante la perforación de los 11 pozos Tetete y los 6 Tapi, tiene relación directa con la descrita en la Cuenca Oriental, y se compone de rocas Pre-cretácicas hasta sedimentos cuaternarios (Figura 1.1).

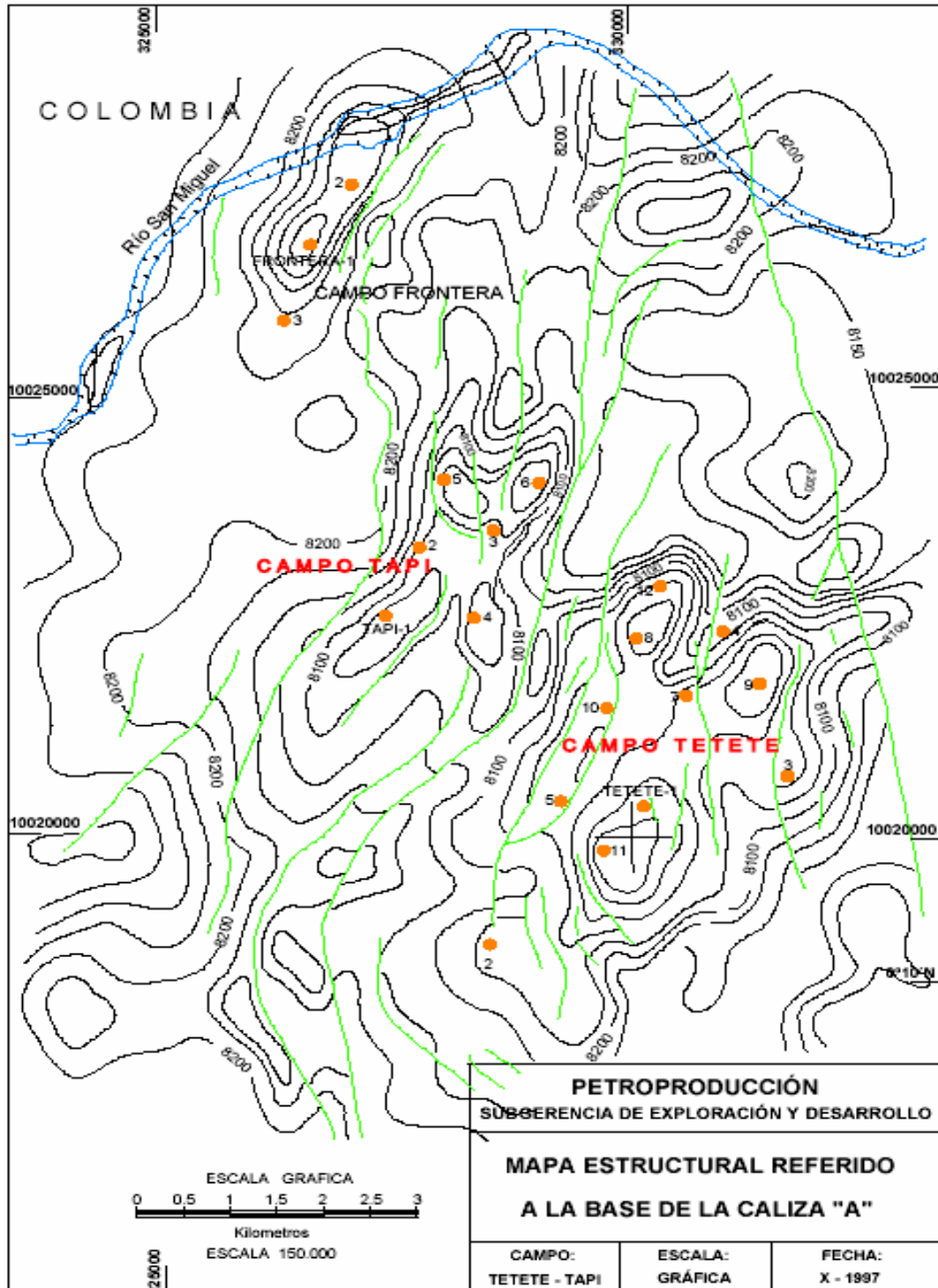
Según el Léxico Estratigráfico *Duque (2000)* y *Tschopp (1953)*, las litologías de las formaciones afines al campo Tapi-Tetete son descritas así:

1.3.1.1 Formación Pre – Hollín.- Pertenece a la edad Pre – Cretácica. En el pozo Tetete -03 se encontraron rocas metamorfizadas a la profundidad de 9.440 pies; un estudio microscópico dio como resultado un granito, formando un paleorelieve sobre el cual se depositaron las rocas sedimentarias, desde Hollín hasta el Cuaternario. Esta formación constituye el basamento para los campos.

1.3.1.2 Formación Hollín.- Estudios palinológicos señalan la base de edad Aptiana y la mayoría de la formación corresponde al Albiano. Una serie de lavas y piroclastos que comprenden esencialmente la parte inferior de la formación podrían ser del Cretácico inferior (Figura 1.2).

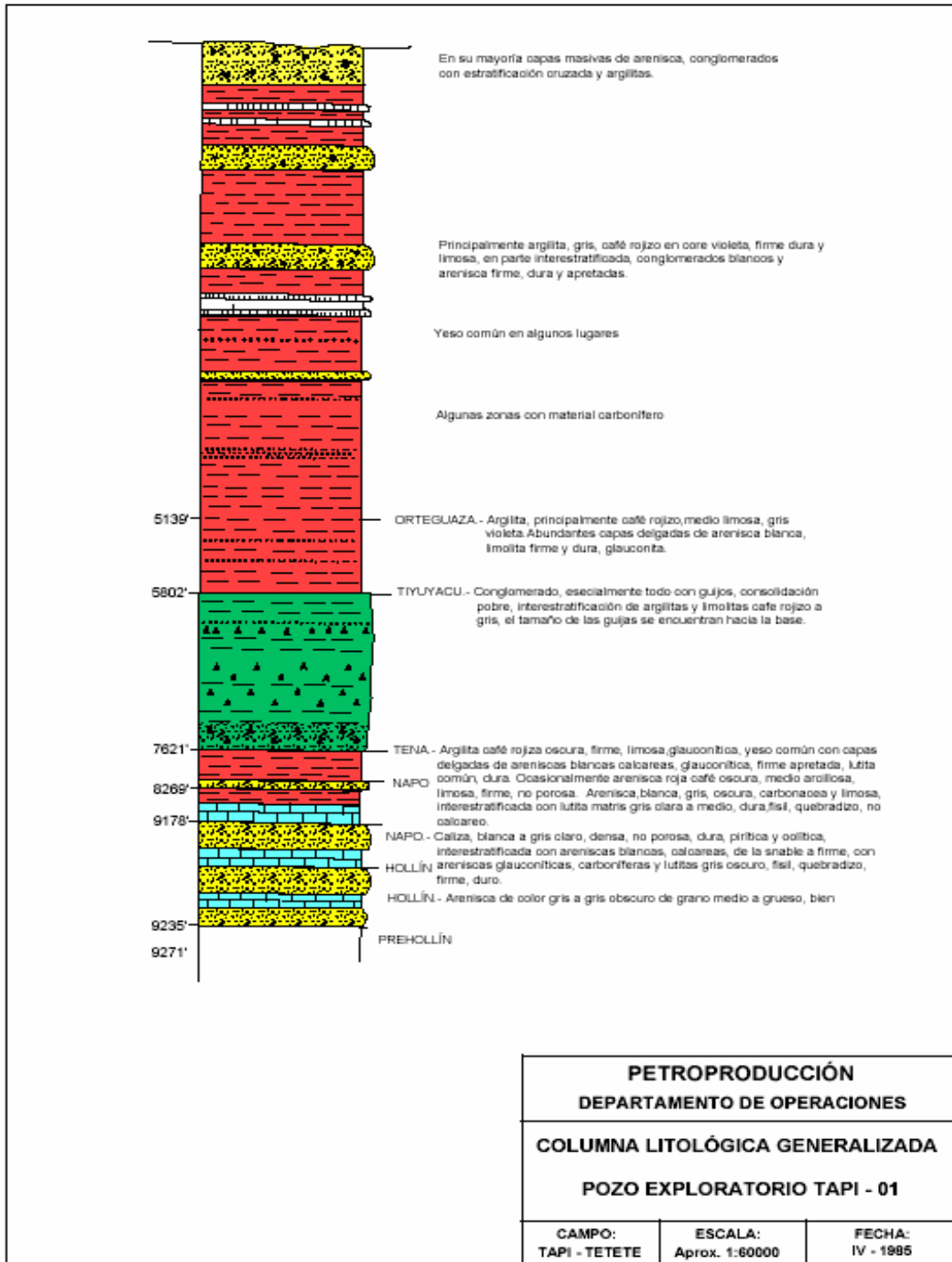
La formación Hollín es de ambiente marino continental, yace en discordancia erosional sobre las rocas ígneas de Pre – Hollín; debido básicamente a la irregularidad de espesores. Consiste de areniscas de color blanco, grano grueso, porosas, permeables, subredondeadas, cuarzosas, ligerísimamente glauconíticas, con intercalaciones de finas capas de caliza masiva color crema y lutitas negras fisibles.

MAPA 1.2 MAPA ESTRUCTURAL DEL CAMPO TAPI - TETETE



FUENTE: La Cuenca Oriente
ELABORACIÓN: Ing. M. Pozo

FIGURA 1.1 COLUMNA LITOLÓGICA DEL CAMPO TAPI - TETETE



FUENTE: Archivo Técnico de Petroproducción

ELABORACIÓN: CEPE

Esta formación se la encontró en el pozo Tetete-03 a 9.315 pies de profundidad, sin embargo se ha comprobado que en el campo Tapi – Tetete tiene espesores mínimos y no es portadora de hidrocarburos.

1.3.1.3 Formación Napo.- Su edad va del Albiano al Santoniano. Se deposita concordante y erosionalmente sobre Hollín, es de ambiente netamente marino y está constituida por una alternancia de lutitas, calizas y areniscas.

La formación Napo se ha subdividido en 3 capas: Napo Inferior, Medio y Superior (Figura 1.2).

1.3.1.3.1 Napo Inferior.- Una serie de transgresiones y regresiones posibilitaron la depositación de esta litología, la cual está constituida por areniscas y lutitas con calizas subordinadas.

A la base de Napo Inferior se muestran calizas de color crema masivas y duras. Sobre éstas se deposita la Arenisca “T” Inferior, que se caracteriza por ser cuarzosa, en secuencias métricas grano-decreciente, con estratificación cruzada e intercalaciones lutáceas y con un importante contenido de glauconita. Posteriormente encontramos la Arenisca “T” Superior, que es una arenisca cuarzo-glauconítica, en bancos métricos de grano muy fino, masiva a ondulada, con bioturbaciones y una importante presencia de cemento calcáreo².

Siguiendo a “T” tenemos la Caliza B, de color gris claro a oscuro, masiva compacta y semi-dura.

Sobre esta Caliza se depositó la Arenisca “U” Inferior, que corresponde a una arenisca cuarzosa, en partes algo micácea, grano decreciente, limpia, masiva, con estratificación cruzada a la base, laminada al techo.²

²(Labogeo, 1995)

Encima yace la arenisca "U" Media que presenta lutitas negras grisáceas, fisibles y semi-duras; finalmente se encuentra la Arenisca "U" Superior, que describe areniscas cuarzosas con frecuentes bioturbaciones y la presencia de intercalaciones de lutita, a la base se desarrolla una secuencia grano-creciente y hacia arriba secuencias grano-decrecientes.

1.3.1.3.2 Napo Medio.- Constituido por una Caliza Principal o Caliza A, la cual se depositó debido a una serie de transgresiones y regresiones, se muestra maciza, gris, fosilífera y de espesor constante entre 70 y 90 m. Sobre ella se depositó la arena M-2, que es una arenisca de color gris verdoso, calcárea, de grano fino a medio, subangular, arcillosa y glauconítica.

1.3.1.3.3 Napo Superior.- Ocurre en un ambiente transgresivo y está constituido por lutitas verdes grises hasta negras interestratificadas con escasas calizas grises parcialmente fosilíferas, su espesor decrece desde los 230 m en el área Sur de Cutucú hasta cero. Empieza con la depositación de la Caliza M-2, caracterizada por ser de color gris claro y ligeramente arcilloso. Le siguen lutitas, que a la vez subyacen al Calcáreo M-1 formado por calizas grises a cremas, con un contenido arenoso notable, duras y compactas. El último proceso es regresivo y lo constituye la Arenisca M-1, de color gris oscuro a negro, con un alto contenido de cuarzo, grano medio, subangular, levemente calcárea y saturada de petróleo pesado.

1.3.1.4 Formación Tena.- Fósiles generalmente escasos indican una edad Santoniana o Campaniana para las capas superiores³ (Figura 1.2). Se extiende a través de todo el Oriente, un conjunto de fauna y flora indica una sedimentación de agua dulce a salobre, con breves ingresos marinos, pero se puede decir que es una formación esencialmente continental. El contacto Napo-Tena está marcado por un cambio litológico brusco y un cambio de facies abrupto, sin embargo no se ha observado ninguna discordancia entre las dos formaciones.

³(Bristow y Hoffstetter, 1977)

En nuestros campos (pozo Tetete-01) se encuentra a una profundidad de 7.664 pies y con un espesor aproximado de 630 pies y está representada por limolitas y arcillas de color ladrillo y con un intervalo arenoso hacia la base por lo que no presenta interés hidrocarburífero.

1.3.1.5 Formación Tiyuyacu.- Fauna encontrada en Colombia y en la zona de Lago Agrio indica una edad del Eoceno inferior (Figura 1.2). Es de ambiente continental, su cemento es arcilloso y está formada por sedimentos clásticos, areniscas finas a gruesas de color gris verdosas y conglomerados con abundante chert, en algunos lugares es glauconítica con intercalaciones de lutitas. En el pozo Tetete-01 se la observó con un espesor de 1.084 pies.

1.3.1.6 Formación Orteguaza.- Su edad corresponde al Oligoceno (Figura 1.2). Concierne a la parte inferior de la formación Chalcana, es de ambiente continental, con ingresos temporales de agua marina y salobre, consiste de lutitas semi-fisibles de color gris y areniscas cuarzosas, gris verdosas, grano fino, con cemento calcáreo. Se encuentra a una profundidad de 5.200 pies con un espesor aproximado de 650 pies.

1.3.2 GEOLOGÍA ESTRUCTURAL

El campo Tapi - Tetete, se ubica sobre el flanco platafórmico Nororiental de la Cuenca Oriente, en donde la pendiente regional cambia su tendencia⁴, formando un escalón asociado a un paleoalto estructural de basamento de edad Precámbrica, que genéticamente estaría relacionado a una de las prolongaciones occidentales del Cratón Guayanés; cuya expresión morfoestructural es la de un eje tectónico de dirección Este-Oeste, que separa la Subcuenca Putumayo de la Subcuenca Napo.

La estructura del campo Tapi, está constituida por dos ejes estructurales paralelos, elongados en una dirección preferencial Norte-Sur.

⁴(Sánchez H., 1990)

Los ejes de los anticlinales están definidos por los pozos Tapi 1,2 y 5 al Oeste y Tapi 4 y 6 al Este, separados por un bajo estructural paralelo en cuyo flanco fue perforado el pozo Tapi-03 (Mapa 1.2).

La estructura del campo Tetete, se presenta definida por ejes anticlinales paralelos asimétricos y fallados, elongados en dirección Norte-Noreste (NNE) con cuatro altos independientes, en donde han sido perforados los pozos Tetete 2,11,9 y 8⁴ (Mapa 1.2).

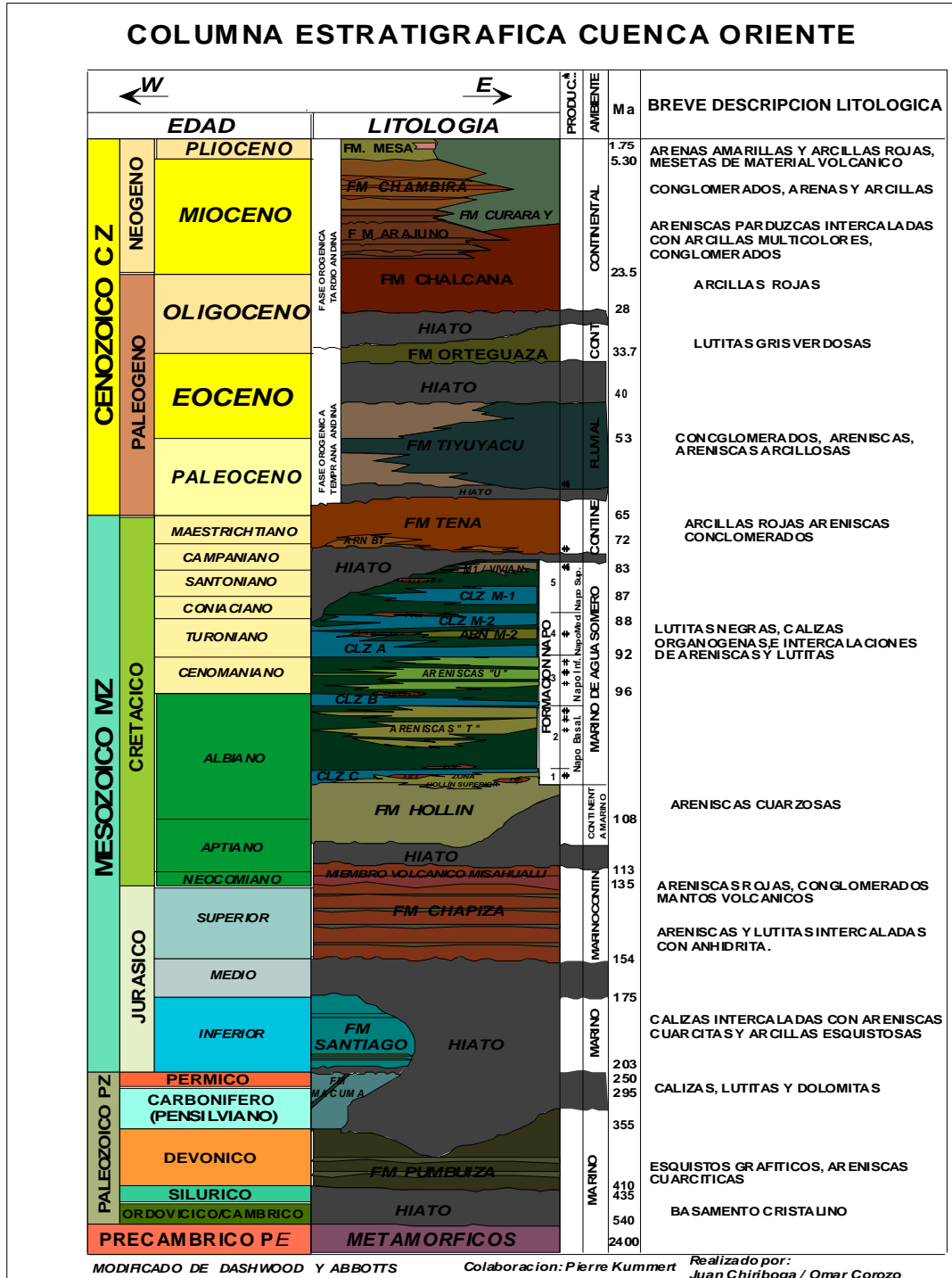
El paleoalto estructural de basamento, define la configuración morfoestructural al menos hasta niveles Turonienses, además restringe el área deposicional para sedimentos del Cretácico Medio (Formación Hollín y Napo Basal) a depocentros marginales locales, ubicados en los bajos circundantes a los altos emergidos.

Los movimientos del Cretácico Medio provocan el acuñamiento en sectores marginales de las secuencias sedimentarias clásticas: "U", "T" y M-2, generando en algunos casos, importantes trampas estratigráficas.

En el contexto regional, las estructuras antes mencionadas se alinean en el tren estructural Libertador: Shuara-Pacayacu, Puerto Asís; siendo interceptado en sentido diagonal por la Falla Tetete al Este y por un bajo longitudinal de dirección Noroeste-Sureste, que se extiende entre el río San Miguel y el Periclinal Norte de la Estructura Pacayacu.

1.3.2.1 Sistema de Fallamiento.- El campo Tapi -Tetete está constituido por un sistema de dos fallas principales, que afectan a niveles cercanos a la Caliza A (Falla Tapi) y al tope de la Formación Napo (Falla Tetete) con superficies de falla al Este, de las cuales se originan fallas antitéticas complementarias con buzamientos perpendiculares hacia el Oeste, que alcanzan la base de la caliza A.

FIGURA 1.2 COLUMNA ESTRATIGRÁFICA DE LA CUENCA ORIENTE



FUENTE: Petroproducción

ELABORACIÓN: Ing. Juan Chiriboga e Ing. Omar Corozo

La falla Tetete ubicada al Este, tiene una orientación Norte-Noroeste (NNW) y presenta su mayor desplazamiento en la parte Norte, entre las estructuras Puerto Asís y Dolores (Subcuenca Putumayo) con 160 pies; hacia la parte Sur disminuye para desaparecer 5 Km al Norte del pozo Farfán⁴.

1.3.3 ZONAS PRODUCTORAS

El campo Tapi-Tetete produce de las areniscas "U" y "T" de la formación Napo, las cuales son detalladas a continuación:

1.3.3.1 Arenisca "T".- El ciclo deposicional de "T" corresponde entre las bases de las calizas "C" (Napo Basal) y "B" de la secuencia Napo Inferior, en donde se diferencian dos niveles clásticos principales: "T" Inferior o Principal y "T" Superior o Secundaria.

La arenisca "T" Superior generalmente se presenta como pequeños espesores de arenisca alternando con capas de lutita calcárea, lo cual hace que su desarrollo sea pobre y de interés secundario.

Contrario a esto, "T" Inferior es un cuerpo mejor desarrollado de arenisca limpia glauconítica saturada de hidrocarburos, aunque con potenciales irregulares. Esta arenisca presenta un aparente ensanchamiento hacia el Noreste de la estructura Tetete.

Las Areniscas "T" contienen hidrocarburos de 22,4 a 29,5 ° API.

1.3.3.2 Arenisca "U".- El ciclo deposicional de "U" está entre las calizas A y B de la formación Napo en donde se encuentran tres niveles diferentes: "U" Superior, "U" Media y "U" Inferior, cuyos límites se definen por marcadores litológicos regionales, asociados a líneas de tiempo.

“U” Inferior es el yacimiento más importante del campo Tetete. Es una arenisca limpia, cuarzosa, grano decreciente, subangular a subredondeado; bien seleccionada, cemento silíceo levemente calcáreo. Los mayores espesores netos productivos y las mejores características de permeabilidad en la arenisca “U” inferior se encuentran en la estructura central del campo (Pozos Tetete 4, 7, 8 y 9) y generalmente sus hidrocarburos están entre 24 y 29,5 ° API.

“U” Media presenta lutitas negras grisáceas, fisibles y semi-duras.

“U” Superior es la zona de menor importancia dentro del campo Tapi - Tetete ya que su espesor neto petrolífero es muy pequeño. Esta arenisca contiene hidrocarburos de 12 a 20° API.

CAPITULO II

DETERMINACIÓN Y CÁLCULO DE PARÁMETROS PETROFÍSICOS Y DE FLUIDOS

2.1 DETERMINACIÓN DE TOPES Y BASES

Los topes y bases de las arenas productoras del campo Tapi – Tetete son determinados de los registros de pozos, tomando en cuenta los cambios secuenciales que presentan estos depósitos sedimentarios, los cuales son identificados por las curvas de resistividad, sónico, gamma ray, potencial espontáneo, porosidad neutrón y de densidad (Anexo 1).

TABLA 2.1 TOPES Y BASES DEL CAMPO TAPI – TETETE

POZO	"U" SUPERIOR		"U" MEDIA		"U" INFERIOR		"T" SUPERIOR		"T" INFERIOR	
	TOPE	BASE	TOPE	BASE	TOPE	BASE	TOPE	BASE	TOPE	BASE
	Pies		Pies		Pies		Pies		Pies	
Tapi - 01	8.942	8.969	8.969	9.006	9.006	9.043	9.112	9.151	9.151	9.171
Tapi - 02	8.940	8.966	8.966	9.002	9.002	9.052	9.124	9.172	9.172	9.191
Tapi - 03	8.962	8.990	8.990	9.034	9.034	9.079	9.146	9.202	9.202	9.231
Tapi - 04	8.956	8.983	8.983	9.027	9.027	9.076	9.142	9.202	9.202	9.212
Tapi - 05	8.914	8.933	8.933	8.958	8.958	9.022	9.116	9.166	9.166	9.179
Tapi - 06	8.874	8.910	8.910	8.932	8.932	9.000	9.072	9.098	9.098	9.136
Tetete - 1	8.900	8.951	8.951	8.983	8.983	9.026	9.108	9.148	9.148	9.175
Tetete - 02	8.969	9.009	9.009	9.048	9.048	9.109	9.191	9.240	9.240	9.264
Tetete - 03	8.956	8.987	8.987	9.016	9.016	9.076	9.156	9.210	9.210	9.246
Tetete - 04	9.008	9.036	9.036	9.065	9.065	9.115	9.191	9.225	9.225	9.272
Tetete - 05	8.984	9.020	9.020	9.054	9.054	9.116	9.202	9.232	9.232	9.268
Tetete - 07	8.948	8.978	8.978	9.013	9.013	9.076	9.155	9.205	9.205	9.218
Tetete - 08	8.962	9.014	9.014	9.055	9.055	9.086	9.152	9.197	9.197	9.229
Tetete - 09	8.874	8.900	8.900	8.934	8.934	8.998	9.074	9.118	9.118	9.134
Tetete - 10	8.954	9.005	9.005	9.058	9.058	9.098	9.163	9.210	9.210	9.260
Tetete - 11	8.846	8.885	8.885	8.936	8.936	8.972	9.050	9.080	9.080	9.140
Tetete - 12	8.945	8.973	8.973	9.015	9.015	9.060	9.132	9.163	9.163	9.205

FUENTE: Registros de Pozos (Petroproducción)

ELABORACIÓN: Tatiana Revelo

2.2 PETROFÍSICA

Petrofísica es el estudio de las relaciones que existen entre las propiedades físicas y la textura de una roca, es decir, es de interés tanto geológico como de ingeniería.

Mediante la interpretación de registros y la ayuda del programa Interactive Petrophysics (Schlumberger) se realiza el cálculo de propiedades petrofísicas como: volumen de arcilla, porosidad, saturación de agua, resistividad de agua, permeabilidad.

Para la utilización del programa Interactive Petrophysics de la compañía Schlumberger, se debe contar con los datos de registros de cada pozo en formato ASCII, se fijan los topes y bases de cada zona de interés, para luego generar gráficos de volumen de arcilla, porosidad y saturación de agua, y valores de corte (cut off).

2.2.1 CÁLCULO DEL VOLÚMEN DE ARCILLA (Vsh)

El volumen de arcilla se define como el porcentaje neto de arcilla presente en una formación. Este valor puede ser estimado mediante: Potencial Espontáneo (SP), Gamma Ray (GR) y Crossplots que son combinaciones entre dos registros de Densidad, Neutrón ó Sónico.

El programa Interactive Petrophysics utiliza el método de Gamma Ray conocido también como Método Lineal, el cuál se basa en las mayores deflexiones de las curvas del GR ya que estas indican los intervalos de areniscas y arcillas (Anexo 2). El procedimiento a seguir es el siguiente:

- Leer los valores que indique la curva de GR en la zona de interés.
- Seleccionar una zona limpia y libre de arcilla y leer el valor de GR limpio (GRclean).

- Seleccionar la zona que tenga el mayor porcentaje de arcilla y leer el valor de GR de arcilla (GRsh).

La fracción de arcilla en la zona de interés será determinada por la siguiente ecuación:

$$V_{sh} = \frac{GR - GR_{clean}}{GR_{sh} - GR_{clean}} \quad (\text{Ec. 2.1})$$

La tabla 2.4 indica el volumen de arcilla para cada arena productora del campo Tapi – Tetete.

2.2.2 CÁLCULO DE LA POROSIDAD (?)

La porosidad es una característica física de los yacimientos de petróleo y determina los volúmenes de petróleo o gas que pueden estar presentes, existen dos clases de porosidad: absoluta y efectiva.

2.2.2.1 Porosidad Absoluta (Φ_T).- es el porcentaje de espacio poroso con respecto al volumen total de la roca sin tener en cuenta si los poros están o no interconectados entre sí. Se la calcula de la siguiente manera:

$$\Phi_T = \frac{\Phi_N + \Phi_D}{2} \quad (\text{Ec. 2.2})$$

Donde:

Φ_N = Porosidad Neutrónica

Φ_D = Porosidad Density

2.2.2.2 Porosidad Efectiva (Φ_e).- es el porcentaje de espacio poroso intercomunicado con respecto al volumen total de la roca (Anexo 3). El programa Interactive Petrophysics utiliza la siguiente fórmula:

$$\phi_e = \phi_r(1 - Vsh) \quad (\text{Ec. 2.3})$$

Los valores de porosidad efectiva de las arenas productoras se presentan en la tabla 2.4.

2.2.3 CÁLCULO DE LA RESISTIVIDAD DE AGUA (Rw)

Existen varios métodos para calcular la Resistividad de Agua, sin embargo, en este estudio se determinará mediante las cartas de interpretación de Schlumberger ya que se dispone de valores confiables de salinidad (Tabla 2.3). El procedimiento es el siguiente:

- Establecer los siguientes valores de cada pozo: profundidad total (TD), temperatura de superficie (TS), temperatura de fondo (BHT), y resistividad del filtrado de lodo (Rmf).

TABLA 2.2 DATOS GENERALES DE REGISTROS DE POZOS

POZO	TD (Pies)	TS (°F)	BHT (°F)	Rmf @ TS (Om)
Tapi - 01	9.231	79	186	1,12
Tapi - 02	9.255	81	193	1,15
Tapi - 03	9.259	87	196	0,80
Tapi - 04	9.260	74	186	1,35
Tapi - 05	9.278	86	186	1,50
Tapi - 06	9.238	81	200	2,56
Tetete - 01	9.333	76	192	0,823
Tetete - 02	9.289	86	197	0,90
Tetete - 03	9.445	70	210	1,20
Tetete - 04	9.396	81	194	0,845
Tetete - 05	9.270	82	195	1,10
Tetete - 07	9.281	80	187	0,95
Tetete - 08	9.238	78	201	0,823
Tetete - 09	9.212	75	190	1,36
Tetete - 10	9.336	87	190	0,71
Tetete - 11	9.338	80	214	1,50
Tetete - 12	9.355	82	194	1,43

FUENTE: Registros de Pozos (Petroproducción)

ELABORACIÓN: Tatiana Revelo

- Determinar la profundidad promedio (FD) de cada arena (Tabla 2.3).
- Calcular el gradiente geotérmico (GT) mediante la siguiente ecuación:

$$GT = \frac{BHT - TS}{TD} \quad (\text{Ec. 2.4})$$

- Determinar la temperatura de formación (FT) a la profundidad promedio con la ecuación:

$$FT = TS + GT * FD \quad (\text{Ec. 2.5})$$

En la tabla 2.3 encontramos los valores de las temperaturas de cada formación productora del campo.

- Con los datos de salinidad y temperatura de formación, se dirige a la carta de interpretación GEN-9 (Figura 2.1) y obtenemos los valores de R_w (Tabla 2.3).

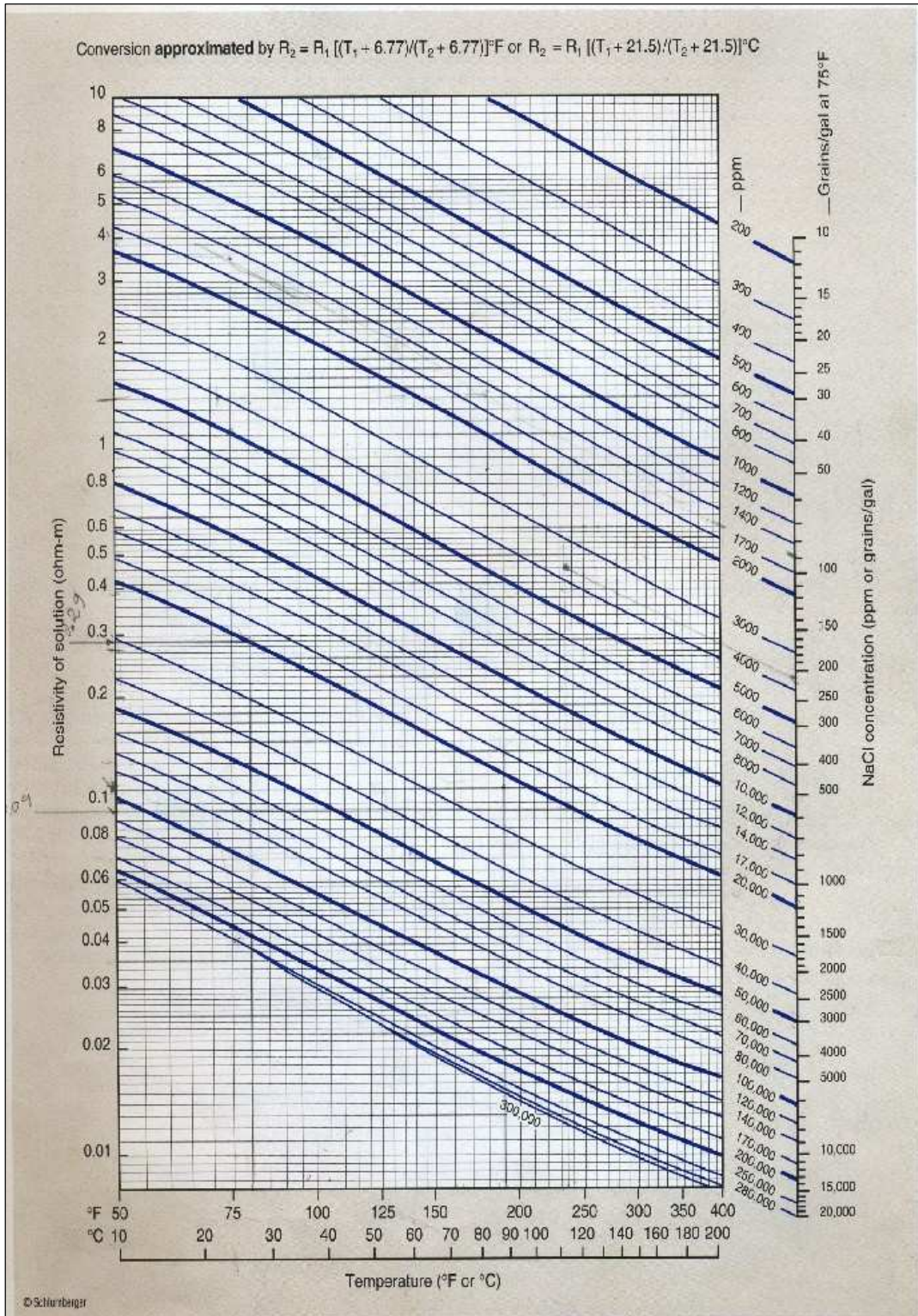
2.2.4 CÁLCULO DE LA SATURACIÓN (S)

La saturación de una formación es la fracción de su volumen poroso ocupado por el líquido en consideración.

Debido a que en el campo Tapi – Tetete no hay presencia de gas (Anexo 3) se van a determinar la saturación de agua y de petróleo.

2.2.4.1 Saturación de Agua (S_w).- es la fracción o porcentaje del volumen poroso que contiene agua de formación.

FIGURA 2.1. CARTA DE INTERPRETACIÓN GEN-9



FUENTE: Log Interpretation Charts (Schlumberger)

TABLA 2.3 RESISTIVIDAD DEL AGUA

POZO	ARENA	SALINIDAD (ppm)	FD (Pies)	FT (°F)	Rw @ FT (Om)
Tapi - 01	"U" superior	39.270	8.956	183	0,070
	"U" media	39.270	8.988	184	0,068
	"U" inferior	45.000	9.024	184	0,063
	"T" superior	20.000	9.132	185	0,125
	"T" inferior	18.975	9.161	185	0,140
Tapi - 02	"U" superior	39.270	8.953	190	0,067
	"U" media	39.270	8.984	190	0,067
	"U" inferior	40.000	9.027	191	0,065
	"T" superior	23.100	9.148	192	0,105
	"T" inferior	18.975	9.182	192	0,128
Tapi - 03	"U" superior	39.270	8.976	193	0,067
	"U" media	39.270	9.012	193	0,067
	"U" inferior	40.000	9.056	194	0,065
	"T" superior	23.100	9.174	195	0,105
	"T" inferior	18.975	9.216	196	0,125
Tapi - 04	"U" superior	39.270	8.970	183	0,070
	"U" media	39.270	9.005	183	0,070
	"U" inferior	45.000	9.052	184	0,063
	"T" superior	23.100	9.172	185	0,110
	"T" inferior	18.975	9.207	186	0,130
Tapi - 05	"U" superior	39.270	8.924	182	0,070
	"U" media	39.270	8.946	183	0,070
	"U" inferior	45.000	8.990	183	0,063
	"T" superior	16.500	9.141	185	0,148
	"T" inferior	18.975	9.173	185	0,130
Tapi - 06	"U" superior	39.270	8.892	196	0,065
	"U" media	39.270	8.921	196	0,065
	"U" inferior	45.000	8.966	197	0,058
	"T" superior	16.500	9.085	198	0,140
	"T" inferior	18.975	9.117	199	0,120
Tetete - 01	"U" superior	39.270	8.926	187,5	0,068
	"U" media	39.270	8.967	188	0,068
	"U" inferior	9.900	9.005	188	0,240
	"T" superior	11.220	9.128	190	0,208
	"T" inferior	11.220	9.162	190	0,0208
Tetete - 02	"U" superior	39.270	8.989	193,5	0,066
	"U" media	39.270	9.029	194	0,066
	"U" inferior	10.725	9.079	194,5	0,210
	"T" superior	11.220	9.216	196	0,200
	"T" inferior	11.220	9.252	196,5	0,198
Tetete - 03	"U" superior	39.270	8.972	204	0,063
	"U" media	39.270	9.002	204	0,063
	"U" inferior	11.220	9.046	205	0,192
	"T" superior	11.220	9.183	207	0,190
	"T" inferior	11.220	9.228	207	0,190

TABLA 2.3 CONTINUACIÓN

Tetete - 04	"U" superior	39.270	9.022	190	0,067
	"U" media	39.270	9.051	190	0,067
	"U" inferior	11.220	9.090	190	0,208
	"T" superior	11.220	9.208	192	0,207
	"T" inferior	11.220	9.249	192	0,206
Tetete - 05	"U" superior	39.270	9.002	192	0,067
	"U" media	39.270	9.037	192	0,067
	"U" inferior	39.270	9.085	193	0,231
	"T" superior	11.220	9.217	194	0,200
	"T" inferior	11.220	9.250	195	0,198
Tetete - 07	"U" superior	39.270	8.963	184	0,068
	"U" media	39.270	8.996	184	0,068
	"U" inferior	11.220	9.045	184,5	0,210
	"T" superior	11.220	9.180	186	0,208
	"T" inferior	11.220	9.212	186	0,208
Tetete - 08	"U" superior	39.270	8.988	198	0,064
	"U" media	39.270	9.035	199	0,064
	"U" inferior	9.900	9.071	199	0,222
	"T" superior	10.725	9.175	200	0,205
	"T" inferior	10.725	9.213	201	0,200
Tetete - 09	"U" superior	39.270	8.887	187	0,068
	"U" media	39.270	8.917	187	0,068
	"U" inferior	10.725	8.966	187	0,214
	"T" superior	22.000	9.096	189	0,100
	"T" inferior	11.220	9.126	189	0,208
Tetete - 10	"U" superior	39.270	8.980	186	0,067
	"U" media	39.270	9.032	187	0,067
	"U" inferior	9.900	9.078	187	0,240
	"T" superior	10.725	9.187	188	0,213
	"T" inferior	10.725	9.235	189	0,210
Tetete - 11	"U" superior	39.270	8.866	208	0,062
	"U" media	39.270	8.905	208	0,062
	"U" inferior	10.725	8.948	209	0,192
	"T" superior	11.220	9.065	210	0,188
	"T" inferior	11.220	9.102	211	0,187
Tetete - 12	"U" superior	39.270	8.959	190	0,067
	"U" media	39.270	8.994	190	0,067
	"U" inferior	11.220	9.038	191	0,207
	"T" superior	11.220	9.148	192	0,205
	"T" inferior	11.220	9.184	192	0,205

ELABORACIÓN: Tatiana Revelo

El programa Interactive Petrophysics utiliza el modelo Indonesia para calcular la Saturación de Agua, ya que esta se adapta a la naturaleza laminada de la distribución de lutita (Tabla 2.4).

$$\frac{1}{\sqrt{Rt}} = \left(\frac{Vsh \left(1 - \frac{Vsh}{2}\right)}{\sqrt{Rsh}} + \frac{\phi^{\frac{m}{2}}}{\sqrt{a * Rw}} \right) * Sw^{\frac{n}{2}} \quad (\text{Ec. 2.6})$$

Donde:

a = constante empírica (a = 1)

m = factor de cementación (m = 2)

n = exponente de saturación (n = 2)

2.2.4.2 Saturación de Petróleo (So).- es la fracción del volumen poroso que contiene petróleo. Se calcula así:

$$So = 1 - Sw \quad (\text{Ec 2.7})$$

Y la encontramos en la tabla 2.4.

2.2.5 DETERMINACIÓN DE LOS ESPESORES NETOS SATURADOS (NET PAY)

El programa Interactive Petrophysics determina los espesores netos saturados de petróleo (Anexo 4), para lo cual se deben establecer los valores de corte que se van a tomar como límites para reconocer la existencia de reservas (Tabla 2.4). Petroproducción ha tomado como valores estándar los siguientes cortes:

- Porosidad Efectiva (ϕ_e) = 8%
- Saturación de Agua (Sw) = 50%
- Volumen de Arcilla (Vsh) = 50%

TABLA 2.4 RESULTADOS DEL PROGRAMA INTERACTIVE PETROPHYSICS

POZO	ARENA	Vsh	?e	Sw	So	NET PAY (Pies)
Tapi - 01	"U" inferior	0,125	0,165	0,295	0,705	12,75
	"T" superior	0,103	0,136	0,400	0,600	7,75
	"T" inferior	0,150	0,138	0,239	0,761	13,75
Tapi - 02	"U" inferior	0,084	0,190	0,270	0,730	16,50
	"T" superior	0,144	0,143	0,407	0,593	6,50
Tapi - 04	"U" inferior	0,081	0,188	0,192	0,808	35
	"T" superior	0,153	0,168	0,333	0,667	8,50
Tapi - 05	"U" inferior	6,595	0,153	0,107	0,893	43
	"T" superior	2,376	0,125	0,386	0,614	19
Tapi - 06	"U" superior	0,102	0,231	0,268	0,732	8,25
	"U" inferior	0,105	0,177	0,144	0,856	31,75
	"T" superior	0,021	0,143	0,356	0,644	11
	"T" inferior	0,072	0,136	0,115	0,885	35,25
Tetete - 01	"U" superior	0,160	0,131	0,275	0,725	10,50
	"U" inferior	0,285	0,189	0,058	0,942	17,50
	"T" superior	0,110	0,141	0,243	0,757	12
Tetete - 02	"U" media	0,192	0,158	0,276	0,724	8,75
	"U" inferior	0,225	0,185	0,313	0,687	21,50
Tetete - 03	"U" inferior	0,110	0,172	0,322	0,678	27,50
	"T" superior	0,221	0,120	0,235	0,765	11,50
	"T" inferior	0,215	0,124	0,289	0,711	9
Tetete - 04	"U" inferior	0,146	0,158	0,279	0,721	18,75
	"T" superior	0,391	0,170	0,400	0,600	7,50
	"T" inferior	0,127	0,150	0,182	0,818	30,50
Tetete - 05	"U" inferior	0,022	0,136	0,283	0,717	35,50
	"T" superior	0,021	0,159	0,408	0,592	6,50
Tetete - 07	"U" inferior	0,064	0,190	0,167	0,833	45,75
Tetete - 08	"U" media	0,123	0,194	0,124	0,876	9,75
	"U" inferior	0,162	0,161	0,227	0,773	16,75
	"T" superior	0,173	0,113	0,378	0,622	6
	"T" inferior	0	0,166	0,354	0,646	11
Tetete - 09	"U" inferior	0,105	0,180	0,221	0,779	43,50
	"T" superior	0,265	0,121	0,451	0,549	5
	"T" inferior	0,208	0,155	0,221	0,779	7,50
Tetete - 10	"U" media	0,208	0,127	0,181	0,819	21,25
	"U" inferior	0,091	0,195	0,232	0,768	15,25
	"T" superior	0,244	0,119	0,323	0,677	18
Tetete - 11	"U" inferior	0,098	0,185	0,094	0,906	32
	"T" superior	0,165	0,129	0,376	0,624	7,50
	"T" inferior	0,259	0,123	0,341	0,659	15,50
Tetete - 12	"U" inferior	0,151	0,175	0,277	0,723	25
	"T" inferior	0,092	0,145	0,256	0,744	23,50

FUENTE: Interactive Petrophysics

ELABORACIÓN: Tatiana Revelo

Es necesario indicar que en la Tabla 2.4 se observa únicamente los pozos y las arenas que van a ser objeto de estudio, ya que presentan un espesor neto saturado de petróleo mientras que en los faltantes este espesor es igual a cero.

2.2.5 DETERMINACIÓN DE LA PERMEABILIDAD (K)

La permeabilidad es una medición de la facilidad con que los líquidos fluyen a través de una formación, esta puede ser: permeabilidad absoluta (K), permeabilidad efectiva ($K_{o/w}$) y permeabilidad relativa ($K_{ro/w}$).

Para este estudio se necesita determinar la permeabilidad efectiva al petróleo (K_o), para lo cual se realizó la evaluación de las pruebas de restauración de presión actuales utilizando el programa Well Test Analysis (Anexo 5) y sus resultados fueron comparados con las pruebas de presión realizadas en años anteriores ya que no existen datos de laboratorio.

Debido a que todavía no se han realizado pruebas de restauración de presión para todos los pozos se ha determinado valores generalizados por arenas.

TABLA 2.5 PERMEABILIDAD DEL PETRÓLEO

CAMPO	ARENA	Ko (md)
Tapi	"U" Superior	475
	"U" Inferior	475
	"T" Superior	163
	"T" Inferior	179
Tetete	"U" Superior	321
	"U" Media	321
	"U" Inferior	321
	"T" Superior	216
	"T" Inferior	216

FUENTE: Well Test Analysis

ELABORACIÓN: Tatiana Revelo

2.3 DETERMINACIÓN DEL CONTACTO AGUA PETRÓLEO (CAP)

El Contacto Agua Petróleo (CAP) se lo define como el nivel donde se obtiene una producción 100% de agua. Para determinar el CAP en los registros eléctricos se utiliza criterios muy simples como:

- Una deflexión brusca en la curva de la resistividad total.
- La curva de la resistividad total se mantiene constante en valores bajos mientras exista arena (Anexo 1).

En la siguiente tabla podemos apreciar las profundidades de los contactos agua petróleo y los límites de arena (LIA) de los pozos que se van a estudiar:

TABLA 2.6 CONTACTO AGUA PETRÓLEO (CAP)

POZO	EMR (Pies)	PROFUNDIDAD (Pies)	LÍMITE
"U" Superior			
Tapi - 06	846	8.910 (-8.064)	LIA
Tetete - 01	912	8.931 (-8.019)	CAP
"U" Media			
Tetete - 02	904	9.045 (-8.141)	LIA
Tetete - 08	951	9.049 (-8.098)	LIA
Tetete - 10	922	9.054 (-8.132)	LIA
"U" Inferior			
Tapi - 01	879	9.043 (-8.164)	LIA
Tapi - 02	850	9.038 (-8.188)	CAP
Tapi - 04	883	9.074 (-8.191)	CAP
Tapi - 05	870	9.019 (-8.149)	CAP
Tapi - 06	846	9.000 (-8.154)	LIA
Tetete - 01	912	9.024 (-8.112)	LIA
Tetete - 02	904	9.091 (-8.187)	CAP
Tetete - 03	924	9.076 (-8.152)	LIA
Tetete - 04	913	9.115 (-8.202)	LIA
Tetete - 05	956	9.109 (-8.153)	CAP
Tetete - 07	925	9.076 (-8.151)	LIA
Tetete - 08	951	9.086 (-8.135)	LIA
Tetete - 09	911	8.998 (-8.087)	LIA
Tetete - 10	922	9.074 (-8.152)	CAP
Tetete - 11	891	8.972 (-8.081)	LIA
Tetete - 12	904	9.060 (-8.156)	LIA

TABLA 2.6 CONTINUACIÓN

"T" Superior				
Tapi - 01	879	9.131	(-8.252)	LIA
Tapi - 02	850	9.141	(-8.291)	CAP
Tapi - 04	883	9.190	(-8.307)	LIA
Tapi - 05	870	9.161	(-8.291)	LIA
Tapi - 06	846	9.093	(-8.247)	LIA
Tetete - 01	912	9.144	(-8.232)	LIA
Tetete - 03	924	9.202	(-8.278)	LIA
Tetete - 04	913	9.222	(-8.309)	LIA
Tetete - 05	956	9.232	(-8.276)	LIA
Tetete - 08	951	9.186	(-8.235)	LIA
Tetete - 09	911	9.090	(-8.179)	LIA
Tetete - 10	922	9.203	(-8.281)	LIA
Tetete - 11	891	9.070	(-8.179)	LIA
"T" Inferior				
Tapi - 01	879	9.170	(-8.291)	LIA
Tapi - 06	846	9.136	(-8.290)	LIA
Tetete - 03	924	9.224	(-8.300)	CAP
Tetete - 04	913	9.257	(-8.344)	LIA
Tetete - 08	951	9.226	(-8.275)	LIA
Tetete - 09	911	9.128	(-8.217)	LIA
Tetete - 11	891	9.103	(-8.212)	CAP
Tetete - 12	904	9.199	(-8.295)	LIA

FUENTE: Registros de Pozos (Petroproducción)

ELABORACIÓN: Tatiana Revelo

2.4 PROPIEDADES FÍSICAS DE LOS FLUIDOS

Las propiedades físicas de los fluidos se miden mediante un análisis PVT realizado en el laboratorio. A continuación se va a definir las propiedades más importantes y posteriormente en la tabla 2.8 se indicarán dichos datos.

2.4.1 DENSIDAD DEL PETRÓLEO (ρ_o)

Densidad del petróleo se refiere a la masa del petróleo y del gas en solución por unidad de volumen.

2.4.2 VISCOSIDAD DEL PETRÓLEO (μ_o)

La viscosidad del petróleo es su resistencia a deslizarse sobre sí mismo, esta resistencia da una idea de la capacidad de fluir a través de un espacio poroso y se presenta debido a la fricción interna que se produce entre las moléculas del fluido.

Por debajo del punto de burbujeo, la viscosidad disminuye con aumento en la presión debido al efecto del gas que entra en solución, pero por encima del punto de burbujeo la viscosidad aumenta con presión.

2.4.3 VISCOSIDAD DEL AGUA (μ_w)

La viscosidad del agua es función principalmente de la temperatura, sin embargo la presión y la salinidad también ejercen un efecto sobre esta. La presión tiene un efecto relativamente pequeño, mientras que el efecto de la salinidad esta basado en la relación entre la viscosidad de salmuera y la viscosidad de agua pura (Figura 2.2 y 2.3).

Para determinar la viscosidad del agua utilizamos la figura 2.2 ya que contamos con los valores de temperatura de todas las formaciones de cada pozo, sin embargo para facilidad de nuestros cálculos vamos a determinar un valor promedio para cada arena del campo Tapi - Tetete.

2.4.4 PRESIÓN DE BURBUJA (P_b)

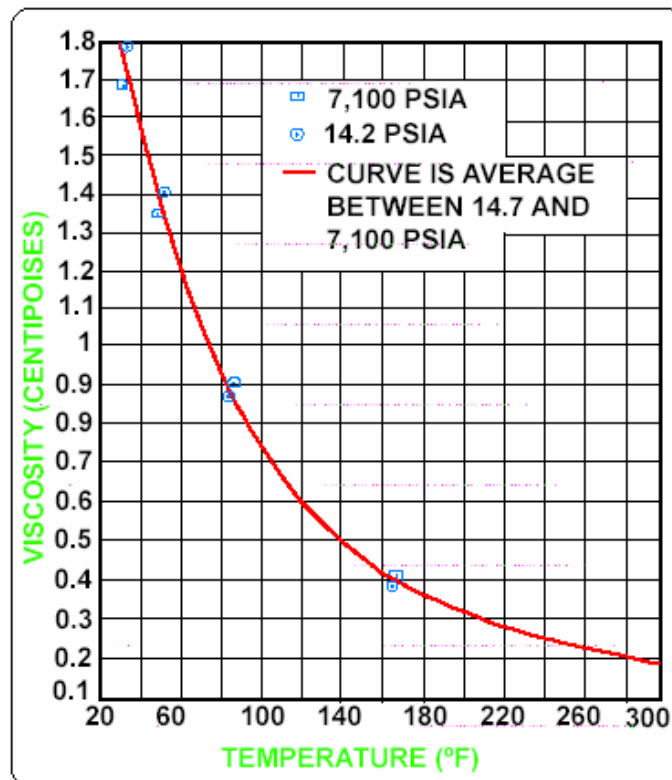
Es la presión en la cuál se tiene el 100% de líquido y una parte infinitesimal de gas, es decir, el gas comienza a liberarse del petróleo bajo esta presión.

TABLA 2.7 VISCOSIDAD DEL AGUA

CAMPO	ARENA	μ_w (CP)
Tapi	"U" Superior	0,340
	"U" Inferior	0,354
	"T" Superior	0,355
	"T" Inferior	0,340
Tetete	"U" Superior	0,350
	"U" Media	0,3367
	"U" Inferior	0,3382
	"T" Superior	0,330
	"T" Inferior	0,3267

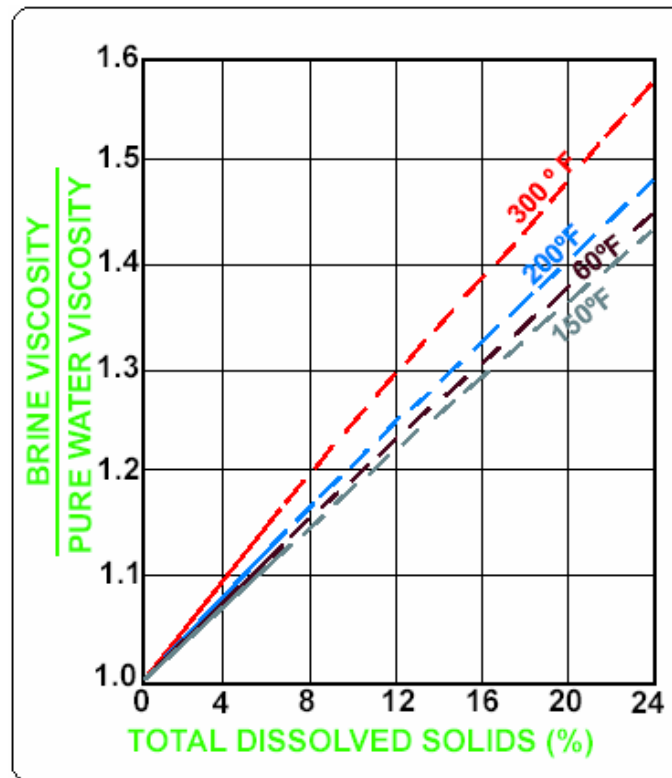
ELABORACIÓN: Tatiana Revelo

FIGURA 2.2 VISCOSIDAD DE AGUA PURA vs. TEMPERATURA



FUENTE: Reservoir Management and Development

FIGURA 2.3 RELACIÓN ENTRE VISCOSIDAD DE SALMUERA Y VISCOSIDAD DE AGUA PURA vs SALINIDAD



FUENTE: Reservoir Management and Development

2.4.5 FACTOR VOLUMÉTRICO DE LA FORMACIÓN (B)

El factor volumétrico de la formación es usado para definir la relación entre el volumen de un fluido (agua, petróleo ó gas) a condiciones de presión y temperatura de reservorio y el volumen de dicho fluido a condiciones estándar.

2.4.6 RELACIÓN GAS – PETRÓLEO EN SOLUCIÓN (R_s)

La relación gas – petróleo en solución es una constante que se presenta sobre el punto de burbuja y es la relación entre el volumen de gas disuelto y el volumen del petróleo a condiciones estándar.

TABLA 2.8 PROPIEDADES FÍSICAS DE LOS FLUIDOS

	CAMPO TAPI		CAMPO TETETE	
	"U"	"T"	"U"	"T"
ρ_o @ Pb (Lbs/BL)	275,08	278,8	302,24	278,8
μ_o @ Pb (cp)	3,46	1,21	2,683	1,21
Pb (LPC)	540	1.890	320	1.890
β_o @ Pb (BL/BF)	1,1695	1,3976	1,1526	1,3976
R_s (Pcs/BL)	149	673	88	673
API°	30	28,8	30	28,8

FUENTE: Análisis PVT (Petroproducción)

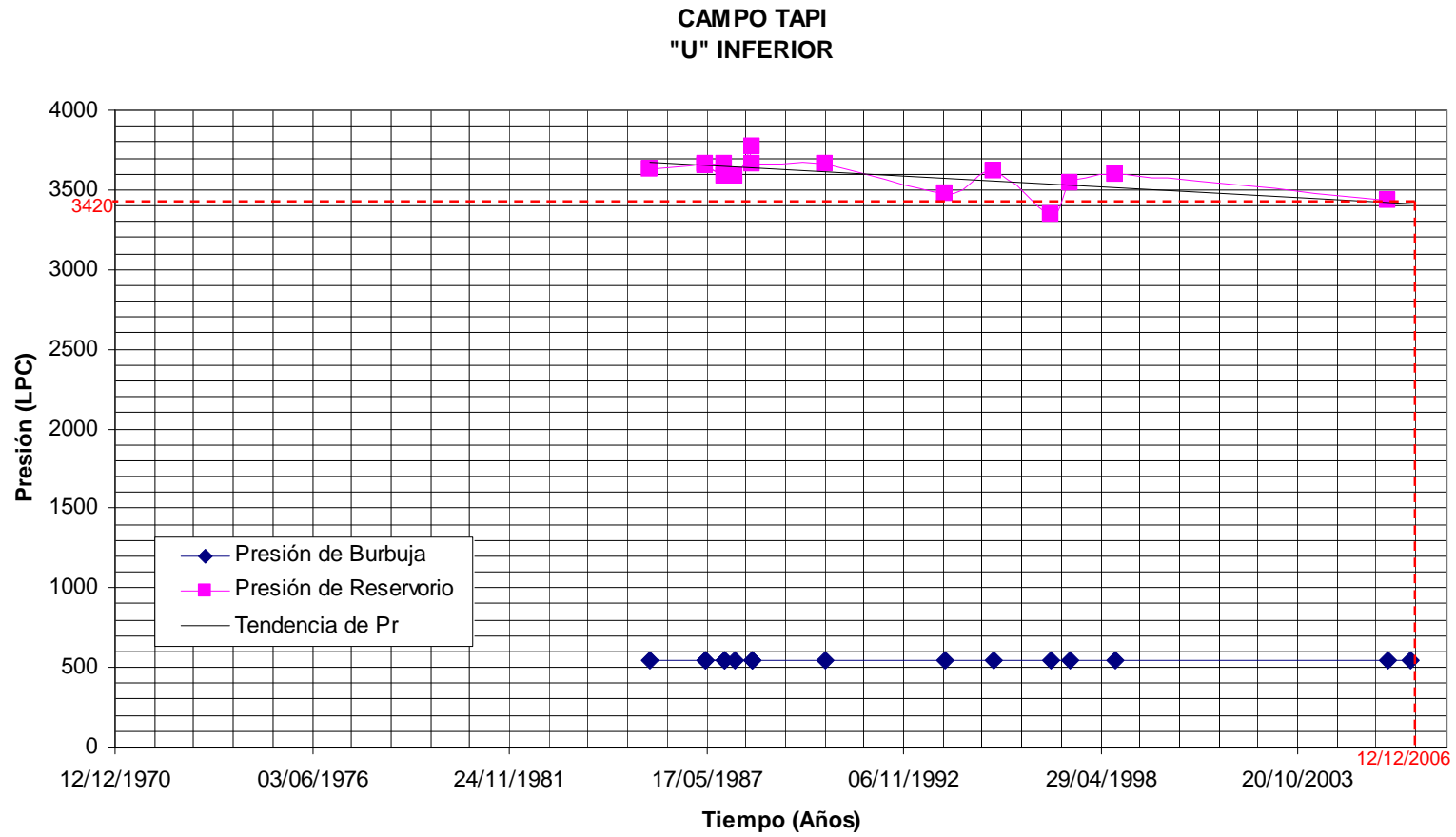
Tomando en cuenta que para realizar diferentes cálculos es necesario conocer el factor volumétrico inicial (β_{oi}) y la viscosidad del petróleo inicial (μ_{oi}), estos son determinados por medio de interpolación entre los datos de presión, factores volumétricos y viscosidades encontrados en los análisis PVT y se lo presenta en la tabla 2.9.

2.6 PRESIONES

El conocimiento de las presiones inicial (P_i), actual (P_a) y de burbuja (P_b) son indispensables para la caracterización del yacimiento y por ende para determinar las condiciones de los métodos ha escoger en el cálculo de las reservas.

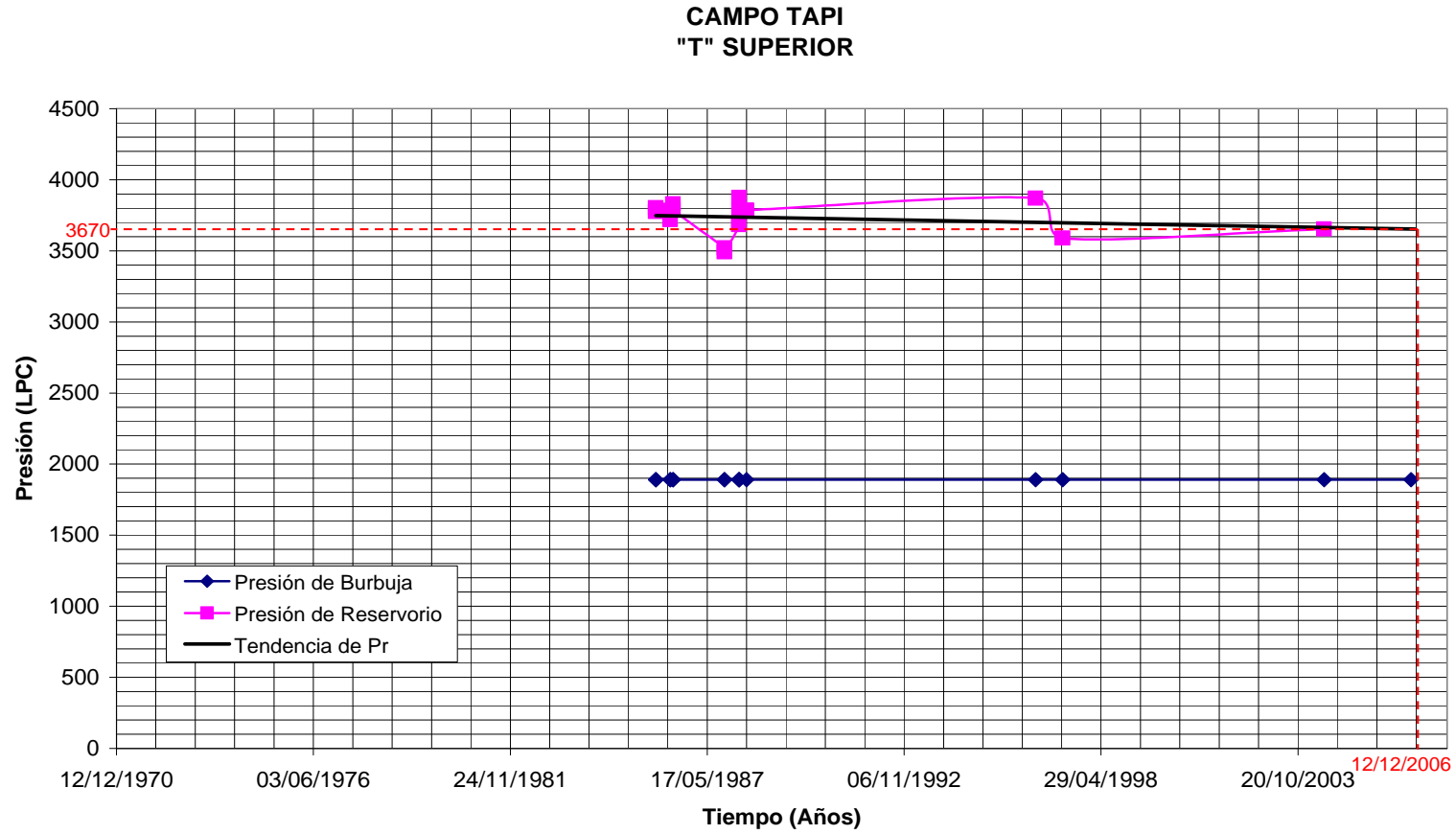
Los valores de presión inicial y de burbuja se obtuvieron en los Build Up y análisis PVT realizados por Petroproducción, sin embargo, no existen datos de presión actual para todas las arenas, por lo que hemos tomado los datos existentes en los análisis de los Build Up anteriores y realizado una extrapolación (Figuras 2.4, 2.5, 2.6, 2.7, 2.8 y 2.9) para determinar estos valores (Tabla 2.9).

FIGURA 2.4 PRESIÓN ACTUAL



ELABORACIÓN: Tatiana Revelo

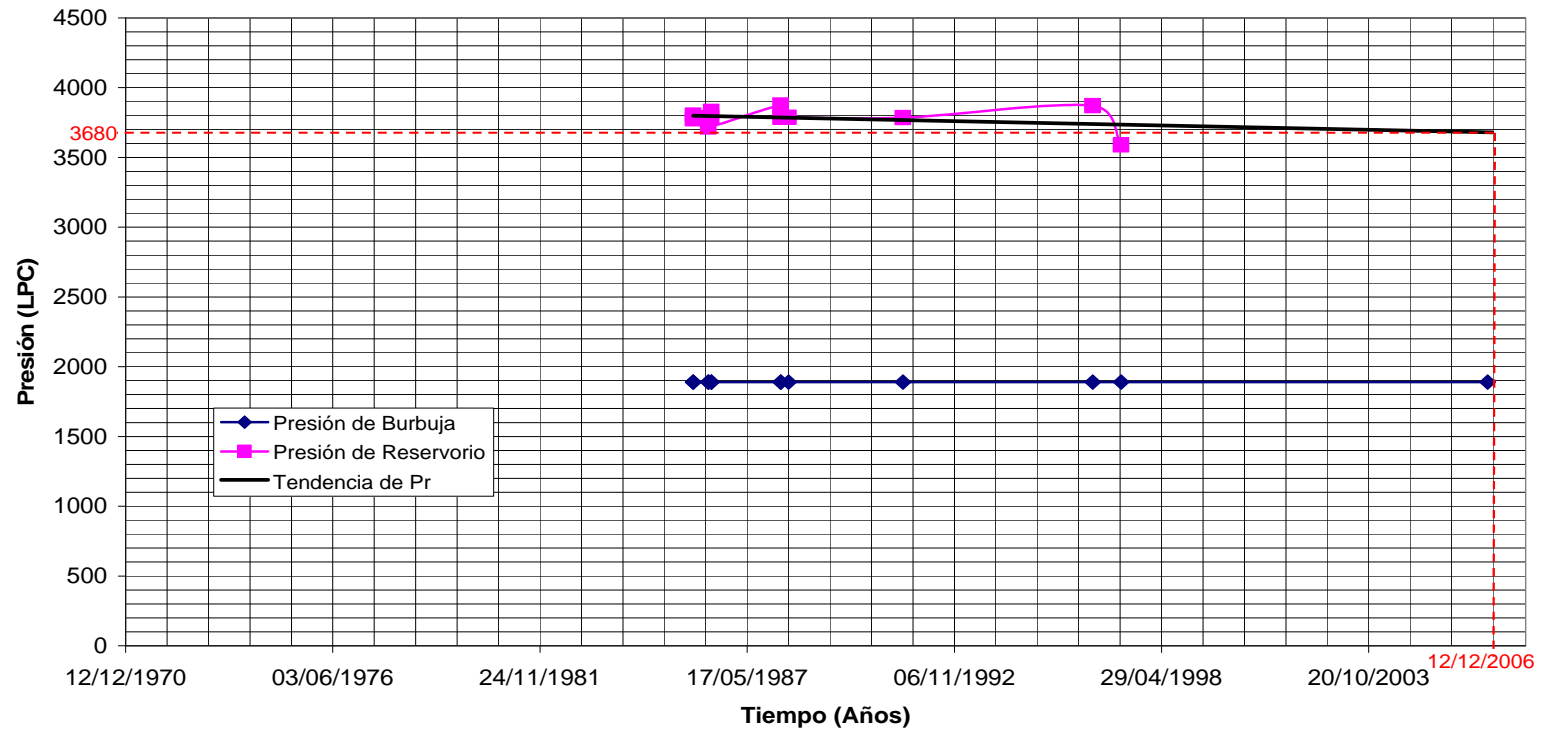
FIGURA 2.5 PRESIÓN ACTUAL



ELABORACIÓN: Tatiana Revelo

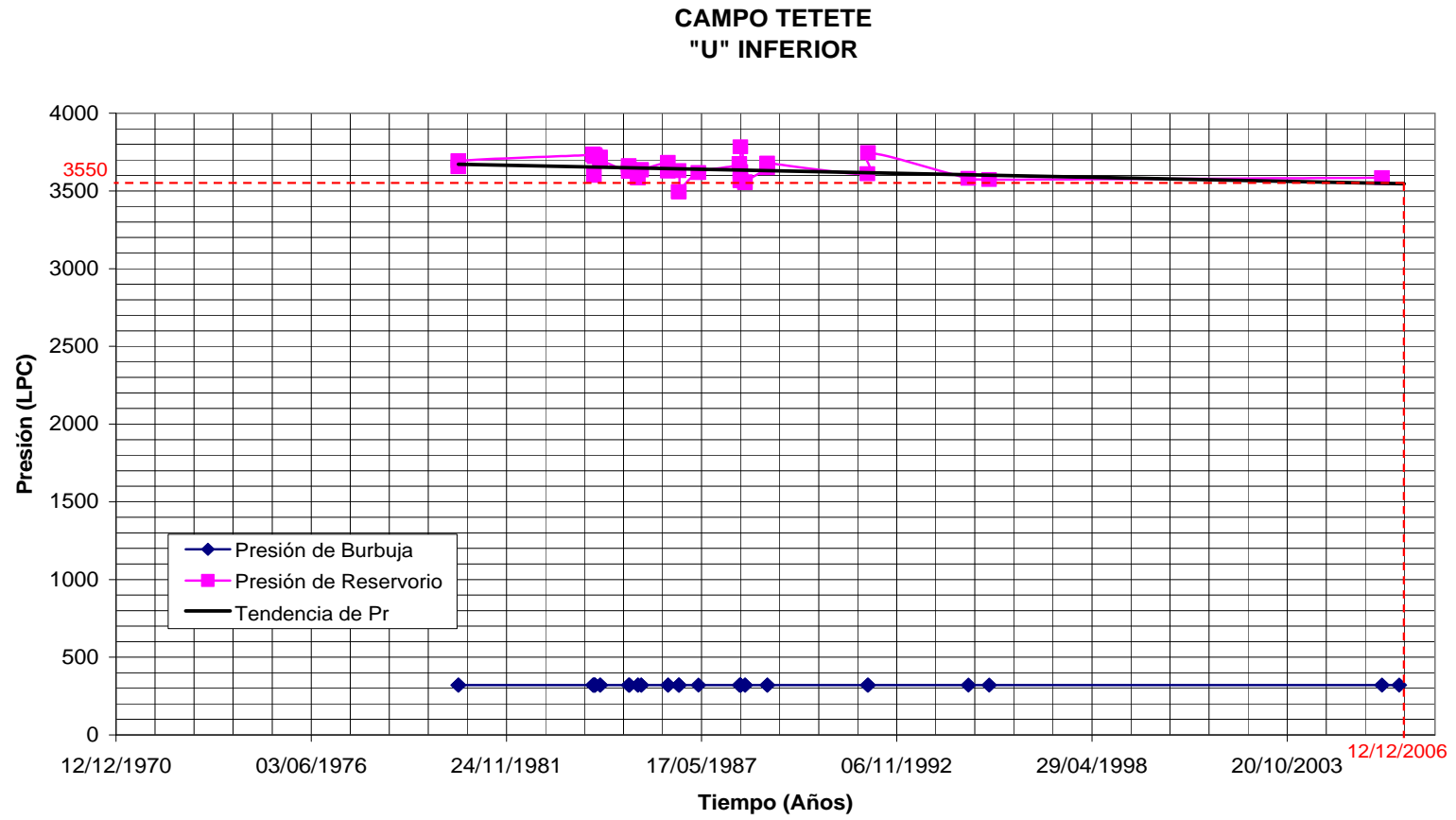
FIGURA 2.6 PRESIÓN ACTUAL

CAMPO TAPI
"T" INFERIOR



ELABORACIÓN: Tatiana Revelo

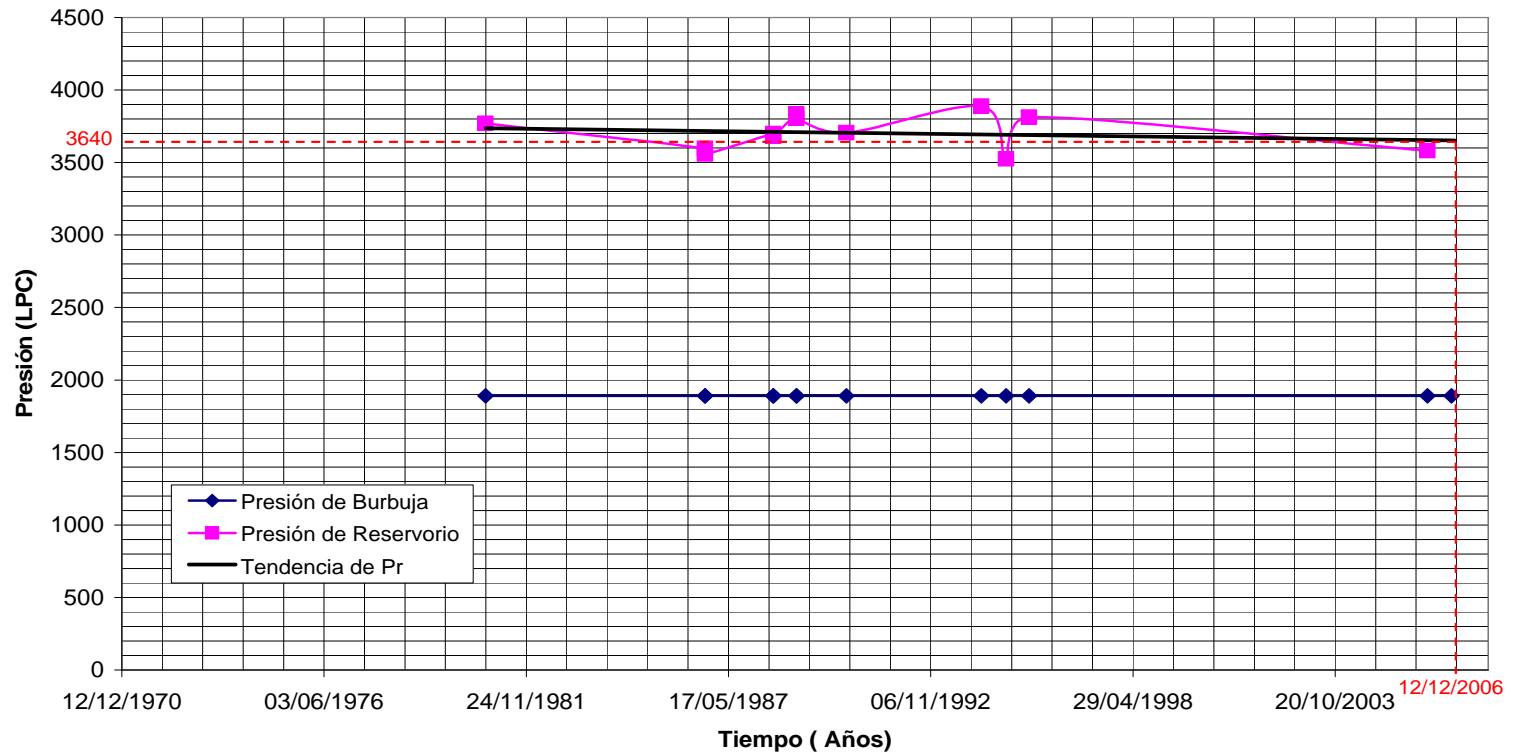
FIGURA 2.7 PRESIÓN ACTUAL



ELABORACIÓN: Tatiana Revelo

FIGURA 2.8 PRESIÓN ACTUAL

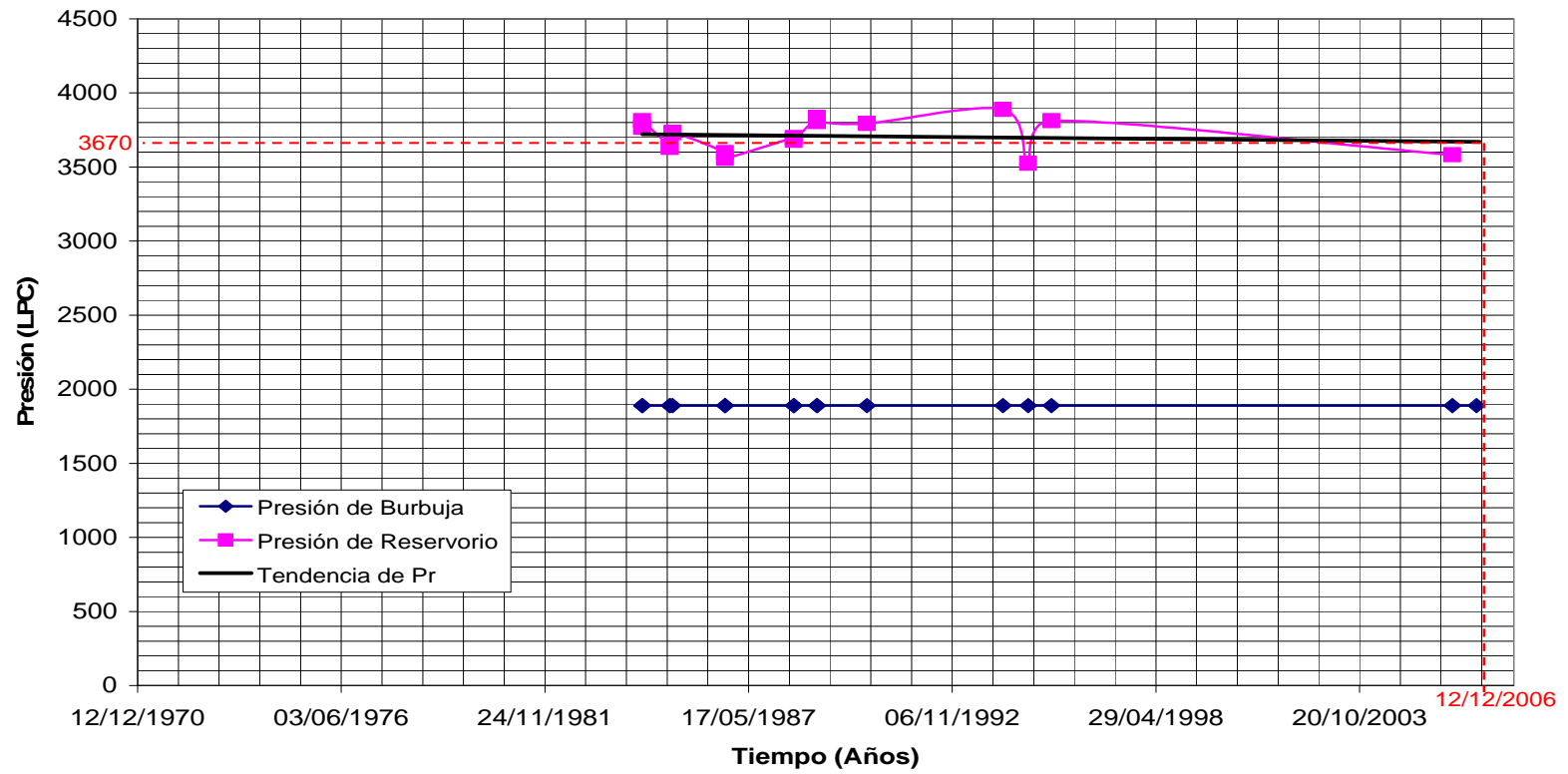
CAMPO TETETE
"T" SUPERIOR



ELABORACIÓN: Tatiana Revelo

FIGURA 2.9 PRESIÓN ACTUAL

CAMPO TETETE
"T" INFERIOR



ELABORACIÓN: Tatiana Revelo

TABLA 2.9 PRESIONES DEL CAMPO

CAMPO	ARENA	Pi (LPC)	Pb (LPC)	Pa (LPC)	Boi (BL/BF)	μ_{oi} (cp)
Tapi	"U" Inferior	3.735	540	3.420	1,1365260	4,664
	"T" Superior	3.779	1.890	3.670	1,3670034	1,57022
	"T" Inferior	3.809	1.890	3.680	1,3665414	1,57562
Tetete	"U" Inferior	3.722	320	3.550	1,1207684	3,743172
	"T" Superior	3.769	1.890	3.640	1,3671574	1,56842
	"T" Inferior	3.813	1.890	3.670	1,3664798	1,57634

Se debe mencionar que no se encontraron datos de presión inicial, ni tampoco pruebas de presión para las arenas "U" Superior y "U" Media por lo que no fue posible determinar mediante extrapolación e interpolación la presión actual, el factor volumétrico inicial y la viscosidad del petróleo inicial, respectivamente, sin embargo para los cálculos se van a utilizar los valores encontrados para "U" Inferior.

2.7 MECANISMOS DE PRODUCCIÓN

El campo Tapi - Tetete presenta presiones de reservorio actuales que se encuentran sobre el punto de burbuja, lo cual nos indica que tenemos un yacimiento subsaturado con gas en solución, representado por la presencia de la relación gas – petróleo en solución (R_s).

Por otra parte estas presiones presentan una caída de presión mínima y el campo tienen un continuo incremento de producción de agua, además de contar con la presencia del contacto agua petróleo, lo que nos indica que el mecanismo de producción es por empuje hidráulico de fondo.

CAPITULO III

CÁLCULO DE RESERVAS

3.1 PETRÓLEO ORIGINAL EN SITIO (POES)

El petróleo original en sitio (POES) es el volumen total de petróleo estimado, que existe originalmente en los yacimientos. Generalmente se lo determina con la siguiente fórmula:

$$POES = 7758 \frac{V_r * \Phi_e * (1 - S_w)}{\beta_{oi}} \quad (\text{Ec. 3.1})$$

Donde:

V_r = Volumen de la Roca (Acre – Pie)

F_e = Porosidad Efectiva de la Roca (Fracción)

S_w = Saturación de Agua (Fracción)

β_{oi} = Factor Volumétrico Inicial (BL / BF)

7758 = Factor de conversión (BL / Acre – Pie)

3.2 RESERVAS

La perforación de un pozo perturba las condiciones originales de presión en la que se encuentran las acumulaciones de los fluidos presentes en un yacimiento de hidrocarburo, por lo que estas expulsan parte de su contenido hacia el pozo y luego hacia la superficie; esa fracción recuperable se denomina reserva.

Existen diferentes clases de reservas de hidrocarburo como son:

- Reservas Probadas
- Reservas Probables
- Reservas Posibles
- Reservas Remanentes

3.2.1 RESERVAS PROBADAS

Las reservas probadas son las cantidades de petróleo que, por el análisis de los datos geológicos e ingeniería de reservorios, se estima son recuperables de los reservorios conocidos, por medio de mecanismos primarios o secundarios y bajo condiciones económicas adecuadas.

3.2.2 RESERVAS PROBABLES

Son aquellas reservas en donde el análisis de la información geológica y de ingeniería de estos yacimientos sugiere que son más factibles de ser comercialmente recuperables, que de no serlo. Estas reservas difieren del concepto de reservas probadas, por el hecho de que no hay pozos exploratorios perforados en el área que se está evaluando.

3.2.3 RESERVAS POSIBLES

Las reservas posibles son aquellos volúmenes de hidrocarburos cuya información geológica y de ingeniería sugiere que es menos segura su recuperación comercial que las reservas probables. Es decir, las reservas posibles son el volumen de hidrocarburos que se cree que existe en áreas aún no exploradas, evaluando solamente con base a criterios geológicos.

3.2.4 RESERVAS REMANENTES

Son los volúmenes de petróleo recuperables, cuantificadas a cualquier fecha posterior al inicio de la producción comercial que todavía permanece en el yacimiento.

Los métodos existentes para realizar el cálculo de Reservas son:

- Método Volumétrico
- Curvas de Declinación
- Balance de Materiales

En el presente estudio se realizarán estos cálculos mediante el Método Volumétrico y las Curvas de Declinación.

3.3 MÉTODO VOLUMÉTRICO

El método volumétrico se basa en diferentes procedimientos para determinar las reservas de hidrocarburo, como son:

- Método de Cimas y Bases
- Método de Isopacas
- Método de Isovolúmenes Porosos
- Método de Isoíndice de Hidrocarburos

Debido a que el método de Isoíndice de Hidrocarburos conduce a resultados mucho más precisos y confiables, éste es el procedimiento escogido en este estudio para el cálculo de reservas.

3.3.1 MÉTODO DE ISOÍNDICE DE HIDROCARBUROS

El índice de hidrocarburos (Ih) representa la fracción del espesor neto poroso de una roca que está ocupado por los hidrocarburos.

$$I_h = h_o * \varphi_e * S_o \quad (\text{Ec. 3.2})$$

Donde:

h_o = Espesor neto saturado de hidrocarburo (Pies)

φ_e = Porosidad efectiva

S_o = Saturación de hidrocarburo

DATOS NECESARIOS:

- Plano de Localizaciones o coordenadas UTM de cada pozo.

TABLA 3.1 COORDENADAS UTM DEL CAMPO TAPI - TETETE

POZO	LONGITUD	LATITUD
Tapi - 01	327.415,80	10'022.457,74
Tapi - 02	327.797,13	10'023.234,35
Tapi - 03	328.561,54	10'023.419,74
Tapi - 04	328.347,03	10'022.429,44
Tapi - 05	328.058,65	10'023.984,82
Tapi - 06	329.053,01	10'023.953,29
Tetete - 01	330.132,08	10'020.821,34
Tetete - 02	328.491,29	10'018.760,01
Tetete - 03	331.628,80	10'020.671,48
Tetete - 04	330.941,99	10'022.290,65
Tetete - 05	329.256,50	10'020.379,53
Tetete - 07	330.562,45	10'021.561,84
Tetete - 08	330.044,50	10'022.190,97
Tetete - 09	331.337,88	10'021.694,36
Tetete - 10	329.747,51	10'021.405,01
Tetete - 11	329.700,12	10'019.829,56
Tetete - 12	330.314,23	10'022.800,49

FUENTE: Petroproducción

ELABORACIÓN: Tatiana Revelo

- Plano Estructural de cada arena (Anexo 6).
- Espesores netos saturados de hidrocarburos, porosidad efectiva y saturación de hidrocarburo por cada pozo (Tabla 3.2).
- Límites del yacimiento (CAP o LIA), los cuales fueron determinados en el capítulo anterior.
- Factor Volumétrico de Petróleo Inicial.

PROCEDIMIENTO:

1. Se construye el plano de isohidrocarburos con los valores de isoíndice de hidrocarburos obtenidos a partir de los datos de cada pozo, para esto se necesita la estructura de los límites de los yacimientos de interés, la cuál es obtenida de los mapas estructurales correspondientes (Anexo 7).

TABLA 3.2 ISOÍNDICE DE HIDROCARBUROS

POZO	ARENA	ρ_e	So	ho (Pies)	Ih (Pies)
Tapi – 01	“U” inferior	0,165	0,705	12,75	1,48314
	“T” superior	0,136	0,600	7,75	0,63240
	“T” inferior	0,138	0,761	13,75	1,44400
Tapi – 02	“U” inferior	0,190	0,730	16,50	2,28855
	“T” superior	0,143	0,593	6,50	0,55119
Tapi – 04	“U” inferior	0,188	0,808	35	5,31664
	“T” superior	0,168	0,667	8,50	0,95248
Tapi – 05	“U” inferior	0,153	0,893	43	5,87505
	“T” superior	0,125	0,614	19	1,45825
Tapi – 06	“U” superior	0,231	0,732	8,25	1,39501
	“U” inferior	0,177	0,856	31,75	4,81051
	“T” Superior	0,143	0,644	11	1,01301
	“T” inferior	0,136	0,885	35,25	4,24269
Tetete – 01	“U” superior	0,131	0,725	10,50	0,99724
	“U” inferior	0,189	0,942	17,50	3,11567
	“T” superior	0,141	0,757	12	1,28084
Tetete – 02	“U” media	0,158	0,724	8,75	1,00093
	“U” inferior	0,185	0,687	21,50	2,73254

TABLA 3.2 CONTINUACIÓN

Tetete – 03	"U" inferior	0,172	0,678	27,50	3,20694
	"T" superior	0,120	0,765	11,50	1,05570
	"T" inferior	0,124	0,711	9	0,79348
Tetete – 04	"U" inferior	0,158	0,721	18,75	2,13596
	"T" superior	0,170	0,600	7,50	0,76500
	"T" inferior	0,150	0,818	30,50	3,74235
Tetete – 05	"U" inferior	0,136	0,717	35,50	3,46168
	"T" superior	0,159	0,592	6,50	0,61183
Tetete – 07	"U" inferior	0,190	0,833	45,75	7,24085
Tetete – 08	"U" media	0,194	0,876	9,75	1,65695
	"U" inferior	0,161	0,773	16,75	2,08459
	"T" superior	0,113	0,622	6	0,42172
	"T" inferior	0,166	0,646	11	1,17960
Tetete – 09	"U" inferior	0,180	0,779	43,50	6,09957
	"T" superior	0,121	0,549	5	0,33215
	"T" inferior	0,155	0,779	7,50	0,90559
Tetete – 10	"U" media	0,127	0,819	21,25	2,21028
	"U" inferior	0,195	0,768	15,25	2,28384
	"T" superior	0,119	0,677	18	1,45013
Tetete – 11	"U" inferior	0,185	0,906	32	5,36352
	"T" superior	0,129	0,624	7,50	0,60372
	"T" inferior	0,123	0,659	15,50	1,25638
Tetete – 12	"U" inferior	0,175	0,723	25	3,16313
	"T" inferior	0,145	0,744	23,50	2,53518

FUENTE: Interactive Petrophysics

ELABORACIÓN: Tatiana Revelo

2. Se miden las áreas dentro de las curvas de isohidrocarburos (Tabla 3.3).
3. Se calcula el volumen original de hidrocarburos a condiciones de yacimiento a partir de las áreas obtenidas, utilizando el método trapezoidal o piramidal según sea el caso (Tabla 3.3).

3.3.1.1 Método Trapezoidal y Piramidal

Para calcular el volumen original de hidrocarburos por el método trapezoidal se considera el yacimiento formado por un conjunto de trapezoides, uno sobre otro, de altura igual al intervalo de contorno del plano de isohidrocarburos y se utiliza la siguiente fórmula:

$$\Delta V = \frac{h}{2} * (A_n + A_{n+1}) \quad (\text{Ec. 3.3})$$

Donde:

h = Intervalo de contorno del plano de isohidrocarburos

A_n = Área de la base inferior del trapezoide

A_{n+1} = Área de la base superior del trapezoide

Mientras que el método piramidal consiste en considerar el yacimiento compuesto por un conjunto de tronco de pirámides sucesivas y la fórmula sería:

$$\Delta V = \frac{h}{3} (A_n + A_{n+1} + \sqrt{A_n * A_{n+1}}) \quad (\text{Ec. 3.4})$$

Donde:

h = Intervalo de contorno del plano de isohidrocarburos

A_n = Área dentro de la curva de isohidrocarburo inferior

A_{n+1} = Área dentro de la curva de isohidrocarburo superior

Existen casos en que se utiliza la ecuación trapezoidal y la piramidal conjuntamente tomando en cuenta las siguientes relaciones:

- Cuando la relación $\frac{A_{n+1}}{A_n} < 0.5$ se utiliza el método piramidal.
- Cuando la relación $\frac{A_{n+1}}{A_n} > 0.5$ se utiliza el método trapezoidal.

TABLA 3.3 VOLUMEN ORIGINAL DE HIDROCARBUROS A CONDICIONES DE YACIMIENTO

CAMPO	ARENA	Ih (Pies)	ÁREA (Acres)	A_{n+1} / A_n	MÉTODO	VOLUMEN HC (Acre - Pie)	
Tapi	"U" Superior	0	48,540				
		0,5	18,688	0,4	Piramidal	16,224	
		1,0	4,398	0,2	Piramidal	5,358	
	Volumen Total de HC						21,583
	"U" Inferior	0	1.056,261				
		0,5	676,101	0,6	Trapezoidal	433,090	
		1,0	420,661	0,6	Trapezoidal	274,191	
		1,5	212,959	0,51	Trapezoidal	158,405	
		2,0	134,279	0,6	Trapezoidal	86,810	
		2,5	86,833	0,6	Trapezoidal	55,278	
		3,0	55,857	0,6	Trapezoidal	35,673	
		3,5	32,594	0,6	Trapezoidal	22,113	
		4,0	17,294	0,53	Trapezoidal	12,472	
		4,5	7,158	0,4	Piramidal	5,930	
	5,0	2,099	0,3	Piramidal	2,189		
Volumen Total de HC						1.086,150	
Tapi	"T" Superior	0	1.052,105				
		0,5	676,783	0,6	Trapezoidal	432,222	
		1,0	167,772	0,2	Piramidal	196,920	
	Volumen Total de HC						629,142
	"T" Inferior Tapi - 01	0	661,472				
		0,5	516,304	0,8	Trapezoidal	294,444	
		1,0	434,519	0,8	Trapezoidal	237,706	
		Volumen de HC					
	Tapi - 06	0	217,382				
		0,5	169,972	0,8	Trapezoidal	96,839	
		1,0	145,583	0,9	Trapezoidal	78,889	
		1,5	123,437	0,8	Trapezoidal	67,255	
		2,0	98,101	0,8	Trapezoidal	55,384	
		2,5	60,227	0,6	Trapezoidal	39,582	
		3,0	46,355	0,8	Trapezoidal	26,645	
		3,5	39,086	0,8	Trapezoidal	21,360	
	4,0	24,211	0,6	Trapezoidal	15,824		
	Volumen de HC						401,779
Volumen Total de HC						933,929	
Tetete	"U" Superior	0	1.145,705				
		0,5	431,104	0,4	Piramidal	379,934	
	Volumen Total de HC						379,934
	"U" Media	0	3.081,496				
		0,5	1.265,979	0,4	Piramidal	1.053,766	
		1,0	375,304	0,3	Piramidal	388,430	
		1,5	116,005	0,3	Piramidal	116,661	
	2,0	12,413	0,1	Piramidal	27,727		
	Volumen Total de HC						1.586,584

TABLA 3.3 CONTINUACIÓN

"U" Inferior	0	3.152,881			
	0,5	2.461,727	0,8	Trapezoidal	1.403,652
	1,0	1.988,549	0,8	Trapezoidal	1.112,569
	1,5	1.657,778	0,8	Trapezoidal	911,582
	2,0	1.394,854	0,8	Trapezoidal	763,158
	2,5	1.136,759	0,8	Trapezoidal	632,903
	3,0	940,982	0,8	Trapezoidal	519,435
	3,5	731,083	0,8	Trapezoidal	418,016
	4,0	502,891	0,7	Trapezoidal	308,494
	4,5	349,311	0,7	Trapezoidal	213,051
	5,0	236,913	0,7	Trapezoidal	146,556
	5,5	156,074	0,7	Trapezoidal	98,247
	6,0	83,367	0,53	Trapezoidal	59,860
	6,5	20,622	0,2	Piramidal	24,242
7,0	1,187	0,1	Piramidal	4,460	
Volumen Total de HC					6.616,224
"T" Superior	0	2.760,907			
	0,5	1.076,161	0,4	Piramidal	926,797
	1,0	409,116	0,4	Piramidal	358,135
Volumen Total de HC					1.284,932
"T" Inferior	0	2.235,892			
	0,5	1.364,987	0,6	Trapezoidal	900,220
	1,0	259,407	0,2	Piramidal	369,908
	1,5	46,333	0,2	Piramidal	69,229
	2,0	23,176	0,5002	Trapezoidal	17,377
	2,5	11,800	0,51	Trapezoidal	8,744
	3,0	5,310	0,4	Piramidal	4,171
3,5	1,464	0,3	Piramidal	1,594	
Volumen Total de HC					1.371,242

ELABORACIÓN: Tatiana Revelo

4. El Petróleo Original en Sitio (POES) a condiciones de superficie se determina por la siguiente ecuación (Tabla 3.4):

$$POES(BF) = \frac{7758 \left(\frac{BL}{Acre - Pie} \right) * VOLUMEN ORIGINAL DE HC (Acre - Pie)}{B_{oi} \left(\frac{BL}{BF} \right)} \quad (\text{Ec. 3.5})$$

TABLA 3.4 PETRÓLEO ORIGINAL EN SITIO

CAMPO	ARENA	POES (BF)
Tapi	"U" Superior	147.326
	"U" Inferior	7'414.128
	"T" Superior	3'570.498
	"T" Inferior	5'302.012
Tetete	"U" Superior	2'629.915
	"U" Media	10'982.395
	"U" Inferior	45'797.747
	"T" Superior	7'291.406
	"T" Inferior	7'785.038

ELABORACIÓN: Tatiana Revelo

3.3.2 FACTOR DE RECOBRO

Debido a que Tapi – Tetete es un campo cuyo mecanismo de producción es por empuje hidráulico de fondo, el factor de recobro será calculado con la siguiente fórmula de Arps, la cual ha sido desarrollada exclusivamente para este tipo de reservorios.

$$FR = 54.898 \left(\frac{\Phi_e * (1 - S_w)}{B_{oi}} \right)^{0.0422} * \left(\frac{K_o * \mu_w}{\mu_o} \right)^{0.077} * S_w^{-0.1903} * \left(\frac{P_i}{P_{ab}} \right)^{-0.2159} \quad (\text{Ec. 3.6})$$

Donde:

Φ_e = Porosidad efectiva (Fracción)

S_w = Saturación de agua (Fracción)

B_{oi} = Factor volumétrico inicial (BL/BF)

K_o = Permeabilidad del Petróleo (Darcys)

μ_o = Viscosidad inicial del petróleo (cp)

μ_w = Viscosidad inicial del agua (cp)

P_i = Presión inicial del reservorio (LPC)

P_{ab} = Presión de abandono (LPC)

FR = Factor de Recobro (%)

La mayoría de los datos fueron determinados en el capítulo anterior, a excepción de la presión de abandono, que fue determinada tomando en cuenta la siguiente regla: Por cada 1000 pies de profundidad se pierde 100 lpc; para aplicar la regla se debe considerar una profundidad promedio de los pozos de cada campo y la presión inicial del reservorio (Tabla 3.5).

Puesto que el factor de recobro será determinado para cada arena, se procederá a determinar los valores promedio de porosidad efectiva y saturación de agua, puesto que contamos con estos parámetros para todos los pozos y arenas de interés (Tabla 3.5).

TABLA 3.5 FACTOR DE RECOBRO

CAMPO	ARENA	ϕ_e PROMEDIO	Sw PROMEDIO	Pab (LPC)	FR (%)
Tapi	"U" Superior	0,231	0,268	2.810	47,2
	"U" Inferior	0,175	0,202	2.810	50,0
	"T" Superior	0,143	0,376	2.854	43,0
	"T" Inferior	0,137	0,177	2.884	50,4
Tetete	"U" Superior	0,131	0,275	2.792	45,4
	"U" Media	0,160	0,194	2.792	49,0
	"U" Inferior	0,175	0,225	2.792	48,0
	"T" Superior	0,134	0,352	2.839	44,2
	"T" Inferior	0,144	0,274	2.883	47,0

ELABORACIÓN: Tatiana Revelo

Es necesario aclarar que la presión de abandono es un parámetro tomado en cuenta únicamente para el cálculo del factor de recobro y no para abandonar el pozo, ya que para esto el término a considerar es el corte de agua (BSW), el cuál debe ser mayor a 90%.

3.3.3 CÁLCULO DE LAS RESERVAS PROBADAS

Las reservas se las obtiene a partir de la fórmula que se presenta a continuación:

$$RESERVAS (BF) = POES(BF) * FR \quad (Ec. 3.7)$$

Y las encontramos en la tabla 3.6.

3.3.4 CÁLCULO DE LAS RESERVAS REMANENTES

Las reservas remanentes son el resultado de la diferencia entre las Reservas Probadas y la Producción Acumulada a una determinada fecha.

Tomando en cuenta que la producción acumulada de petróleo, hasta el 31 de Julio del 2006 solo presenta valores de "U" Inferior y "T", las reservas remanentes serían:

TABLA 3.6 RESERVAS PROBADAS Y REMANENTES

CAMPO	ARENA	R. PROBADAS (BF)	P. ACUMULADA (BF)	R. REMANENTES (BF)
Tapi	"U" Superior	69.538	-----	69.538
	"U" Inferior	3'707.064	2'943.199	763.865
	"T" Superior	1'535.314	-----	-----
	"T" Inferior	2'672.214	-----	-----
	"T"	4'207.528	3'728.723	478.805
	TOTAL TAPI			
Tetete	"U" Superior	1'193.981	-----	1'193.981
	"U" Media	5'381.374	-----	5'381.374
	"U" Inferior	21'982.918	17'776.037	4'206.881
	"T" Superior	3'222.801	-----	-----
	"T" Inferior	3'658.968	-----	-----
	"T"	6'881.769	3'020.150	3'861.619
	TOTAL TETETE			

ELABORACIÓN: Tatiana Revelo

3.4 CURVAS DE DECLINACIÓN

Se conoce como curvas de declinación a las curvas que resultan de graficar la tasa de producción de petróleo de un yacimiento, pozo o campo vs el tiempo.

Son utilizadas para analizar o predecir la producción de dicho pozo o grupo de pozos y calcular las reservas de los mismos.

3.4.1 TIPOS DE CURVAS DE DECLINACIÓN

Existen tres tipos básicos de curvas de declinación: exponencial o constante, hiperbólica en la que se supone que la tasa de declinación es proporcional a la tasa de producción y armónica que es un caso especial de la declinación hiperbólica.

3.4.1.1 Declinación Exponencial

La declinación de la producción de un pozo varía en forma constante con respecto al tiempo, de aquí podemos obtener la producción a lo largo de un período de tiempo y realizar el perfil de producción de un pozo.

$$q = q_i * e^{-at} \quad (\text{Ec. 3.8})$$

Donde:

q = Producción a un tiempo determinado (BFPD)

q_i = Producción inicial, cuando comienza la declinación (BFPD)

a = Declinación constante (Di)

t = Tiempo determinado de producción (Años)

3.4.1.2 Declinación Hiperbólica

Esta declinación no es constante y varía en función de la tasa de producción. A mayor tasa de producción debe haber una mayor declinación.

$$\frac{a}{q^n} = \frac{a_i}{q_i^n} \quad (\text{Ec. 3.9})$$

$$q = \frac{q_i}{(1 + n * a_i * t)^{\frac{1}{n}}} \quad (\text{Ec. 3.10})$$

Donde:

q = Producción a un período de tiempo (BFPD)

q_i = Producción inicial (BFPD)

a = Declinación hiperbólica

t = Tiempo de producción (Años)

n = Factor que esta en función de las características del pozo ($0 < n < 1$)

3.4.1.3 Declinación Armónica

Esta declinación es proporcional a la tasa de producción.

$$q = \frac{q_i}{1 + a_i * t} \quad (\text{Ec. 3.11})$$

Donde:

q = Producción a un tiempo determinado (BFPD)

q_i = Producción inicial del pozo (BFPD)

a_i = Declinación inicial

t = Tiempo de producción (Años)

$n = 1$

3.4.2 DETERMINACIÓN DEL TIPO DE DECLINACIÓN

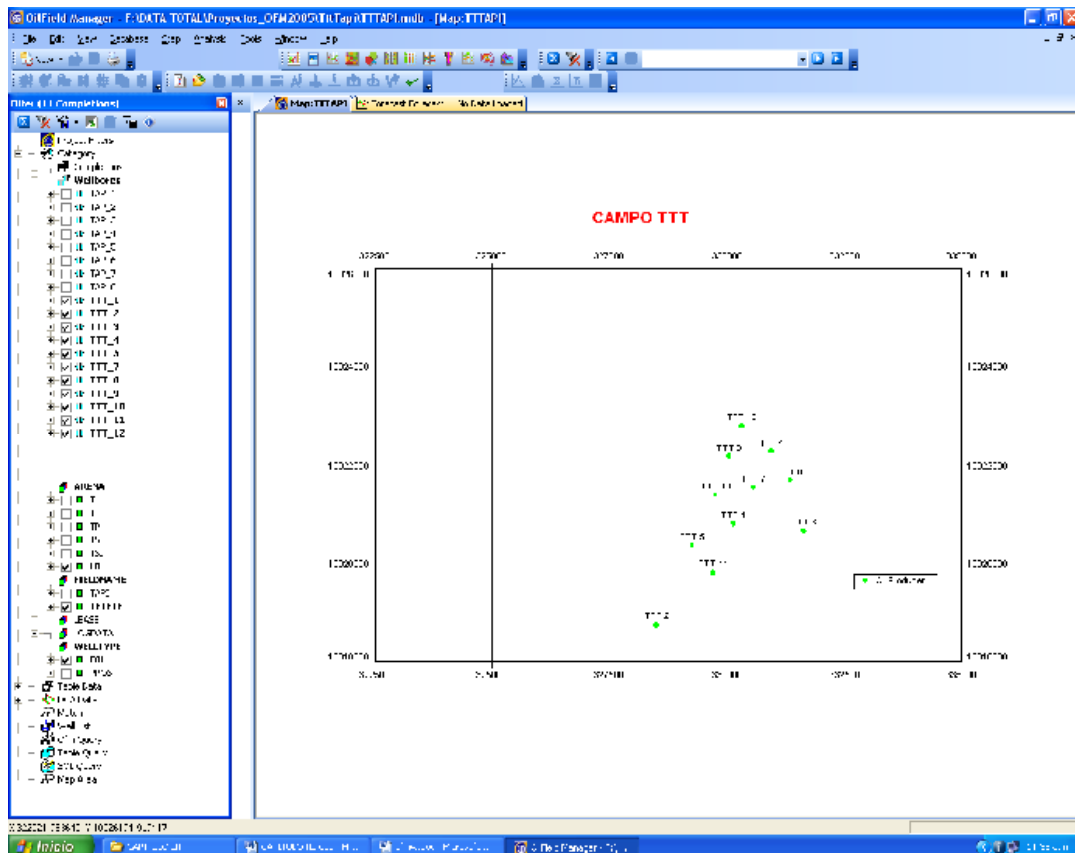
Los yacimientos “U” y “T” del campo Tapi - Tetete tienen empuje hidráulico de fondo, por lo que las curvas a considerar para el análisis de declinación son las curvas de tipo exponencial adecuadas para el comportamiento de la producción de este tipo de yacimientos.

3.4.3 PROCEDIMIENTO

Para realizar el cálculo de reservas se utiliza el Software Oil Field Manager (OFM), el cuál obtiene de una manera precisa los valores de declinación de producción correspondientes para los yacimientos “U” Inferior y “T”. El procedimiento que se siguió es el siguiente:

1. Obtener los historiales de producción actuales para las arenas productoras del Campo Tapi – Tetete y cargarlos en el software OFM.
2. Filtrar y agrupar los pozos y datos requeridos, para realizar un cálculo por arenas como en el método anterior.

FIGURA 3.1 CAMPO TETETE – “U” INFERIOR



FUENTE: Oil Field Manager

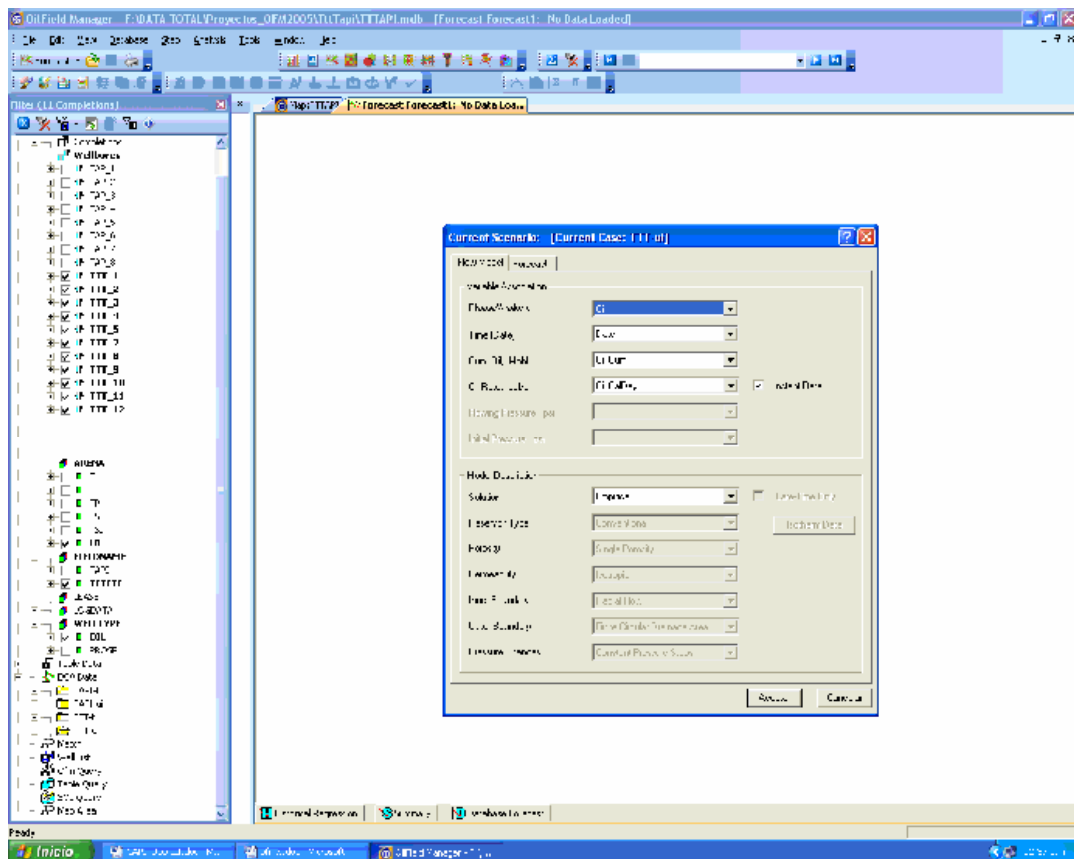
ELABORACIÓN: Tatiana Revelo

3. Del menú análisis seleccionar la opción Forecast y desplegar la ventana de diálogo Scenario en donde aparecen las opciones Flow Model y Forecast.

En la opción Flow Model se deben escoger las siguientes variables:

- Phase: Oil
- Time: Date
- Cum Oil: Oil.Cum
- Oil Rate: Oil.CalDay
- Solution: Empirical

FIGURA 3.2 FLOW MODEL



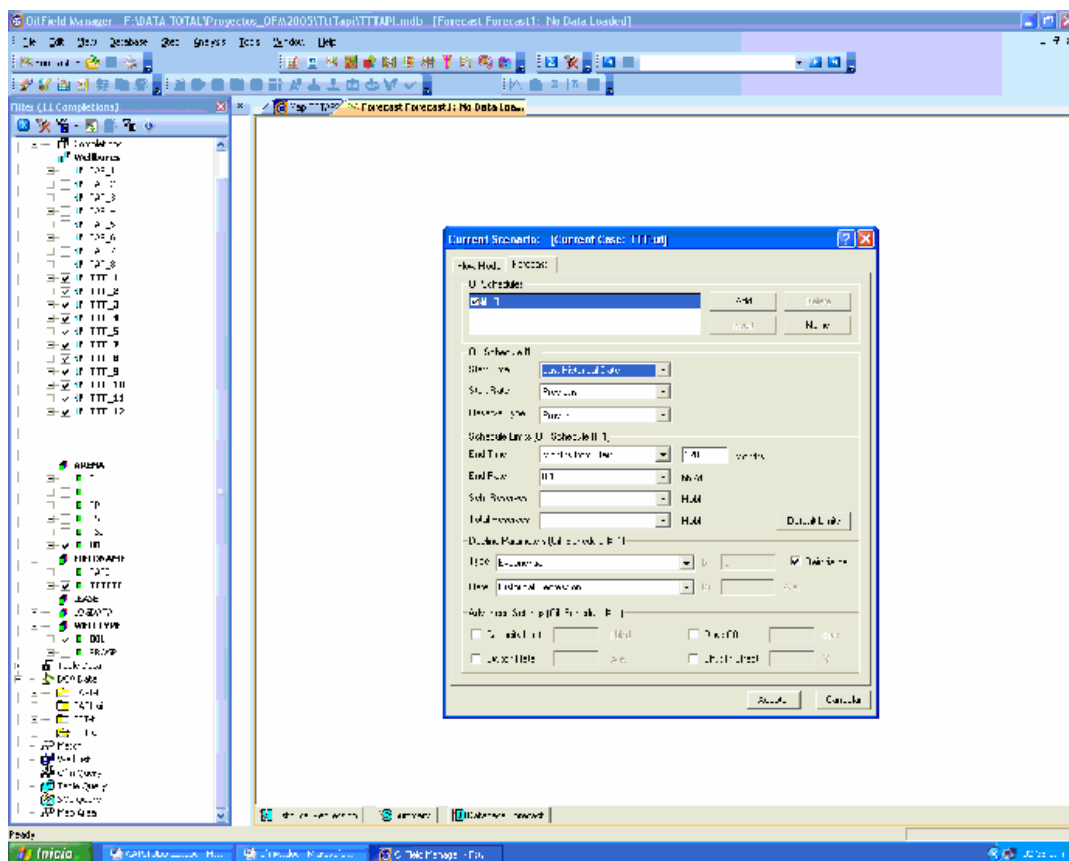
FUENTE: Oil Field Manager

ELABORACIÓN: Tatiana Revelo

Y en Forecast se debe escoger el tipo de declinación a calcular, el tipo de reservas y los parámetros para la predicción.

- Start Time (Tiempo de inicio de la predicción) = Last Historical Date
- Start Rate (Tasa inicial de predicción) = Previous
- Reserve Type = Proven
- End Time (Tiempo final de Predicción) = 120 Months
- Type Decline = Exponential

FIGURA 3.3 FORECAST



FUENTE: Oil Field Manager

ELABORACIÓN: Tatiana Revelo

4. Al aceptar las variables anteriormente mencionadas se grafica en formato semilog la tasa diaria de petróleo (OilCalDay) en función del tiempo, presentando también los resultados en forma directa (Figuras 3.4, 3.5, 3.6 y 3.7).

Las gráficas obtenidas nos muestran que la determinación de las reservas se basa en la tendencia que presenta la tasa de producción diaria de petróleo para cada arena, mientras que las Reservas Remanentes se calculan mediante la diferencia entre las Reservas Probadas y la Producción Acumulada.

Es por esto que a pesar de tener hidrocarburo en las arenas "U" Superior y "U" Media, estas no han podido ser analizadas por este método ya que no se cuenta con un historial de producción.

Es necesario mencionar que para la arena "T" del Campo Tetete se consideró únicamente los primeros años de producción para la determinación de las reservas, ya que a pesar de tener un empuje hidráulico la tasa de producción tiende a declinar muy rápido, esto es debido a que las características petrofísicas de dicha arena no son tan buenas (Capítulo II). Sin embargo a pesar de que en cálculos anteriores se predijo que a la fecha actual ya no existiría petróleo en esta arena, se ha comprobado que aún existen reservas recuperables ya que todavía se sigue produciendo.

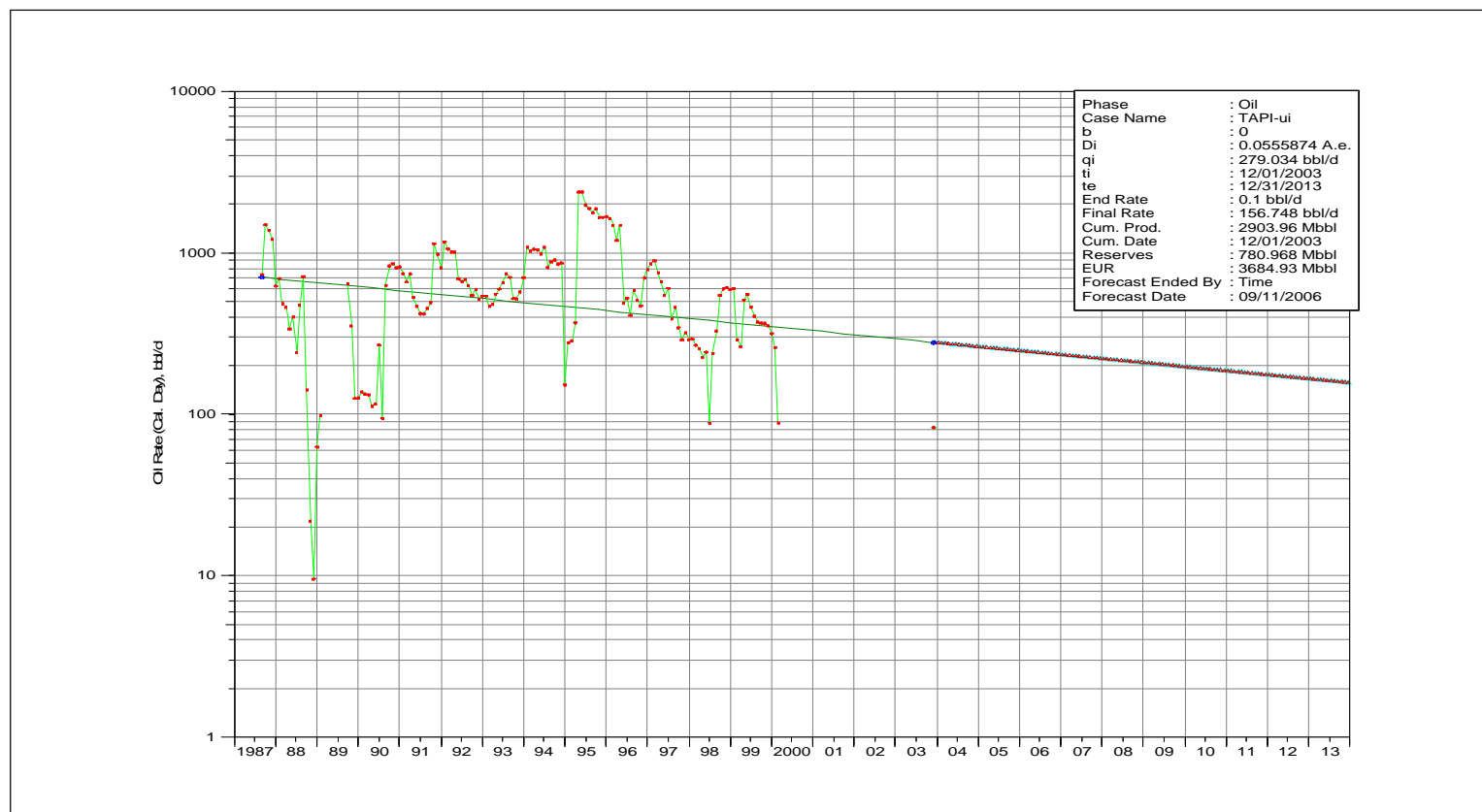
TABLA 3.7 RESERVAS PROBADAS Y REMANENTES

CAMPO	ARENA	R. PROBADAS (BF)	P. ACUMULADA (BF)	R. REMANENTES (BF)
Tapi	"U" Inferior	3'684.930	2'903.960	780.968
	"T"	4'202.990	3'405.950	797.038
	TOTAL TAPI			1'578.006
Tetete	"U" Inferior	21'845.600	16'976.600	4'869.010
	"T"	6'353.170	2'828.030	3'525.140
	TOTAL TETETE			8'394.150

FUENTE: Oil Field Manager

ELABORACIÓN: Tatiana Revelo

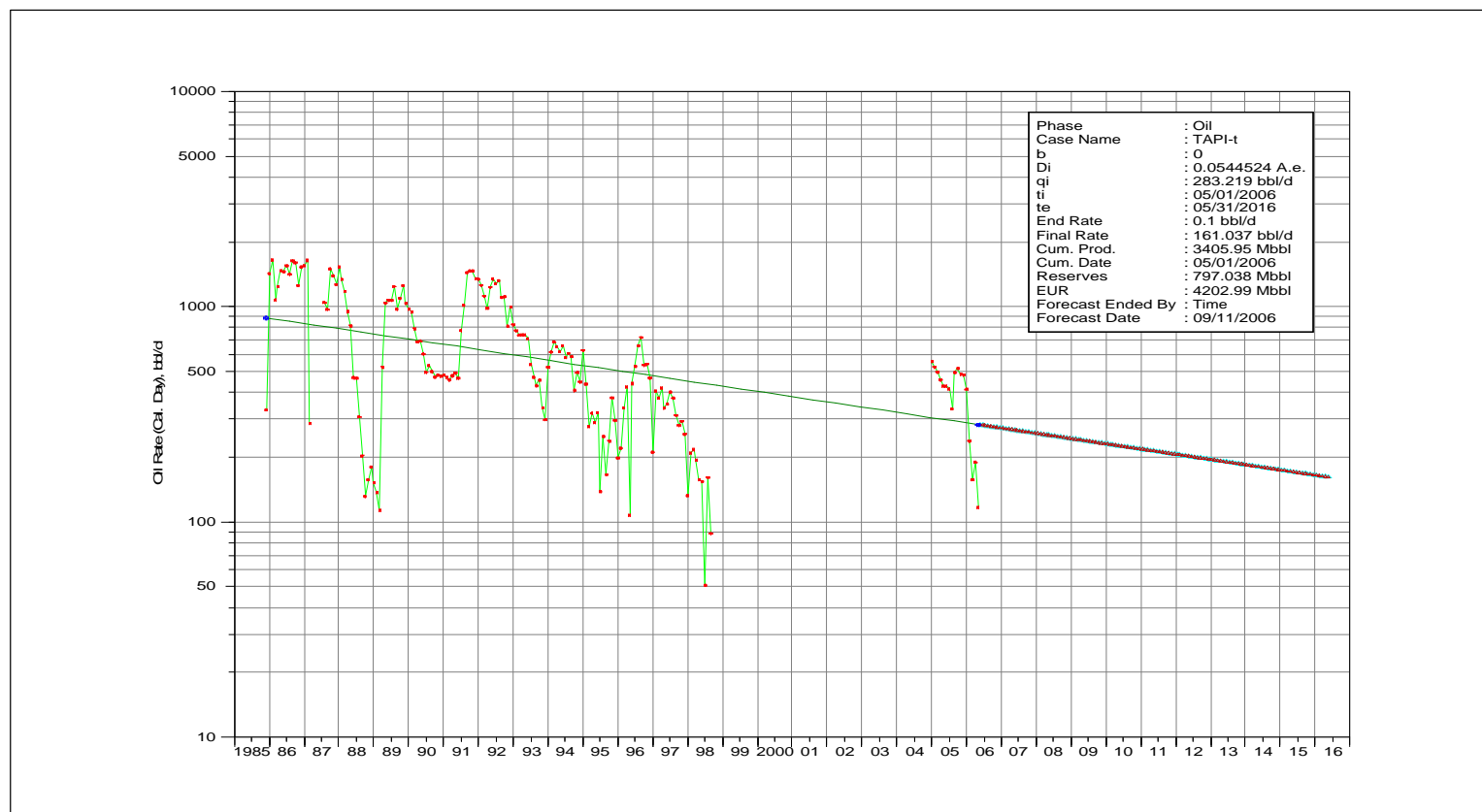
FIGURA 3.4 CAMPO TAPI – “U” INFERIOR



FUENTE: Oil Field Manager

ELABORACIÓN: Tatiana Revelo

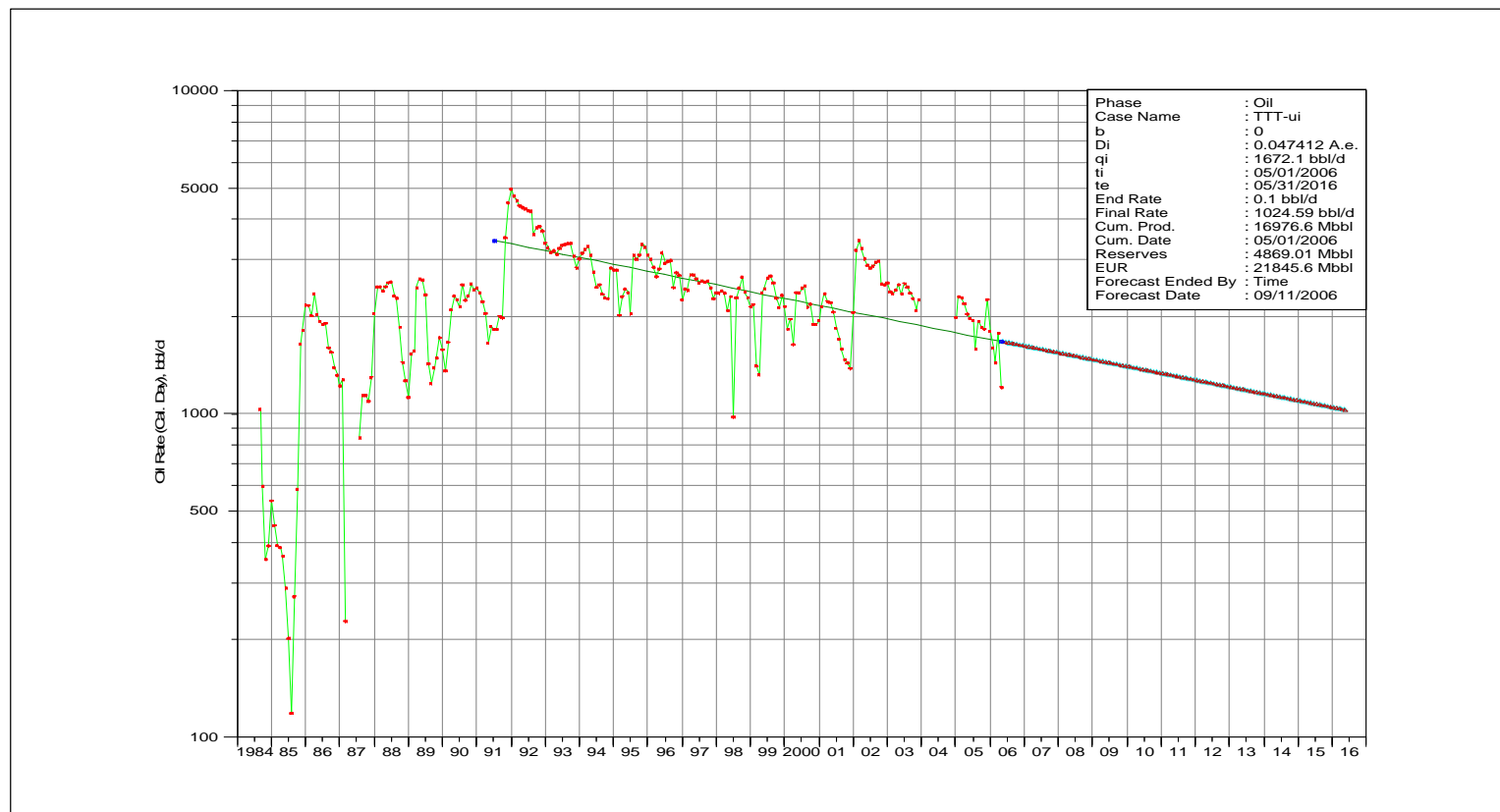
FIGURA 3.5 CAMPO TAPI "T"



FUENTE: Oil Field Manager

ELABORACIÓN: Tatiana Revelo

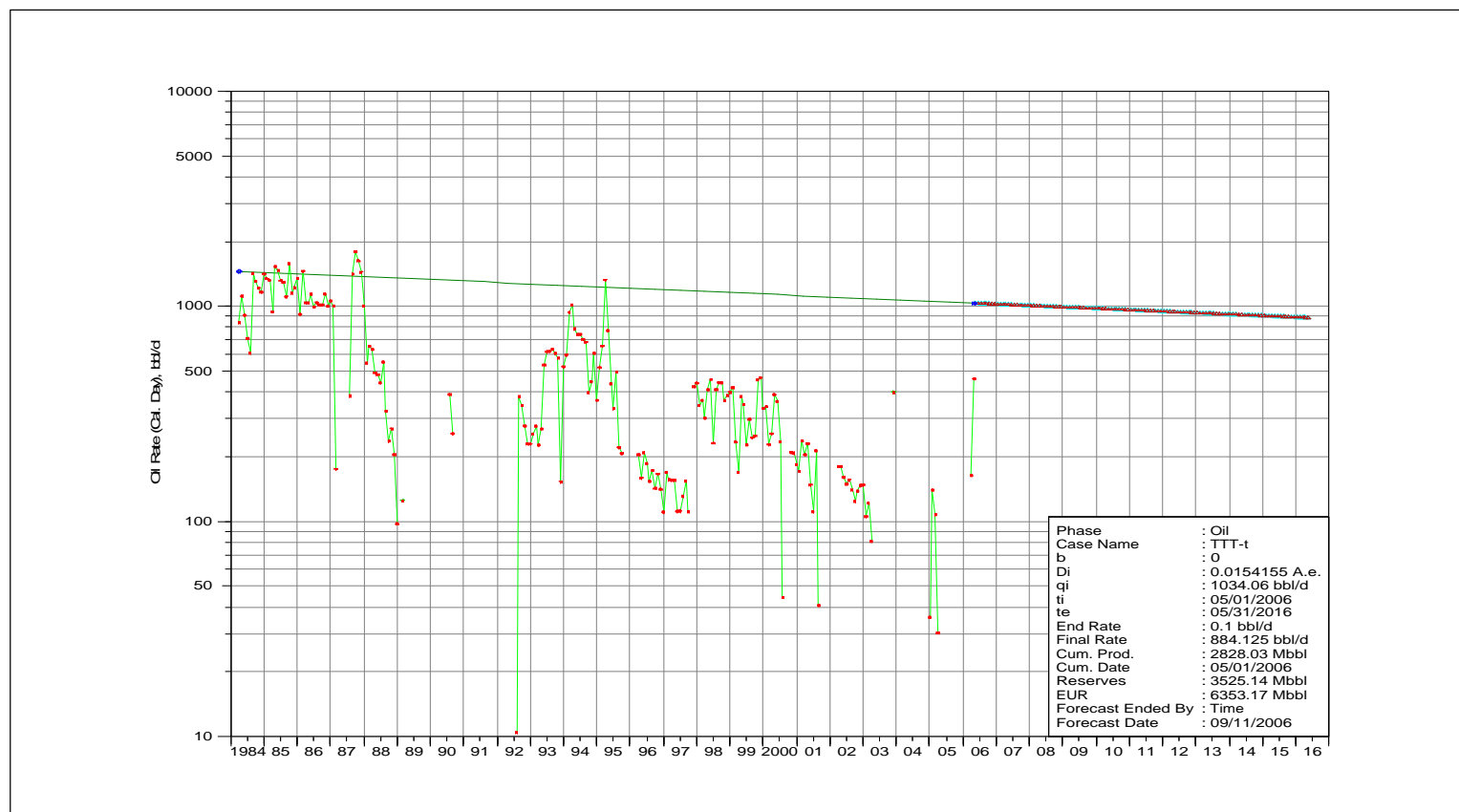
FIGURA 3.6 CAMPO TETETE – “U” INFERIOR



FUENTE: Oil Field Manager

ELABORACIÓN: Tatiana Revelo

FIGURA 3.7 CAMPO TETETE – “T”



FUENTE: Oil Field Manager

ELABORACIÓN: Tatiana Revelo

Hay que tomar en cuenta que la producción acumulada no coincide con los datos del método anterior puesto que el historial de producción que se utilizó esta actualizada hasta mayo del 2006.

Si se compara los resultados de ambos métodos se puede apreciar que existe una diferencia muy pequeña que se debe a que cada uno de estos métodos tiene diferentes bases para realizar el cálculo de reservas, sin embargo a pesar de la diferencia podemos decir que los resultados son satisfactorios y que ambos métodos son confiables por lo que también son los más utilizados.

A continuación se presenta los resultados de ambos métodos con datos de producción acumulada hasta julio del año 2006.

TABLA 3.8 MÉTODO VOLUMÉTRICO Y CURVAS DE DECLINACIÓN

MÉTODO VOLUMÉTRICO				
CAMPO	ARENA	R. PROBADAS (BF)	P. ACUMULADA (BF)	R. REMANENTES (BF)
Tapi	"U" Inferior	3'707.064	2'943.199	763.865
	"T"	4'207.528	3'728.723	478.805
Tetete	"U" Inferior	21'982.918	17'776.037	4'206.881
	"T"	6'881.769	3'020.150	3'861.619
CURVAS DE DECLINACIÓN				
Tapi	"U" Inferior	3'684.930	2'943.199	741.731
	"T"	4'202.990	3'728.723	474.267
Tetete	"U" Inferior	21'845.600	17'776.037	4'069.563
	"T"	6'353.170	3'020.150	3'333.020

ELABORACIÓN: Tatiana Revelo

CAPITULO IV

UBICACIÓN DE NUEVOS POZOS DE DESARROLLO EN EL CAMPO TAPI – TETETE

4.1 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO TAPI – TETETE

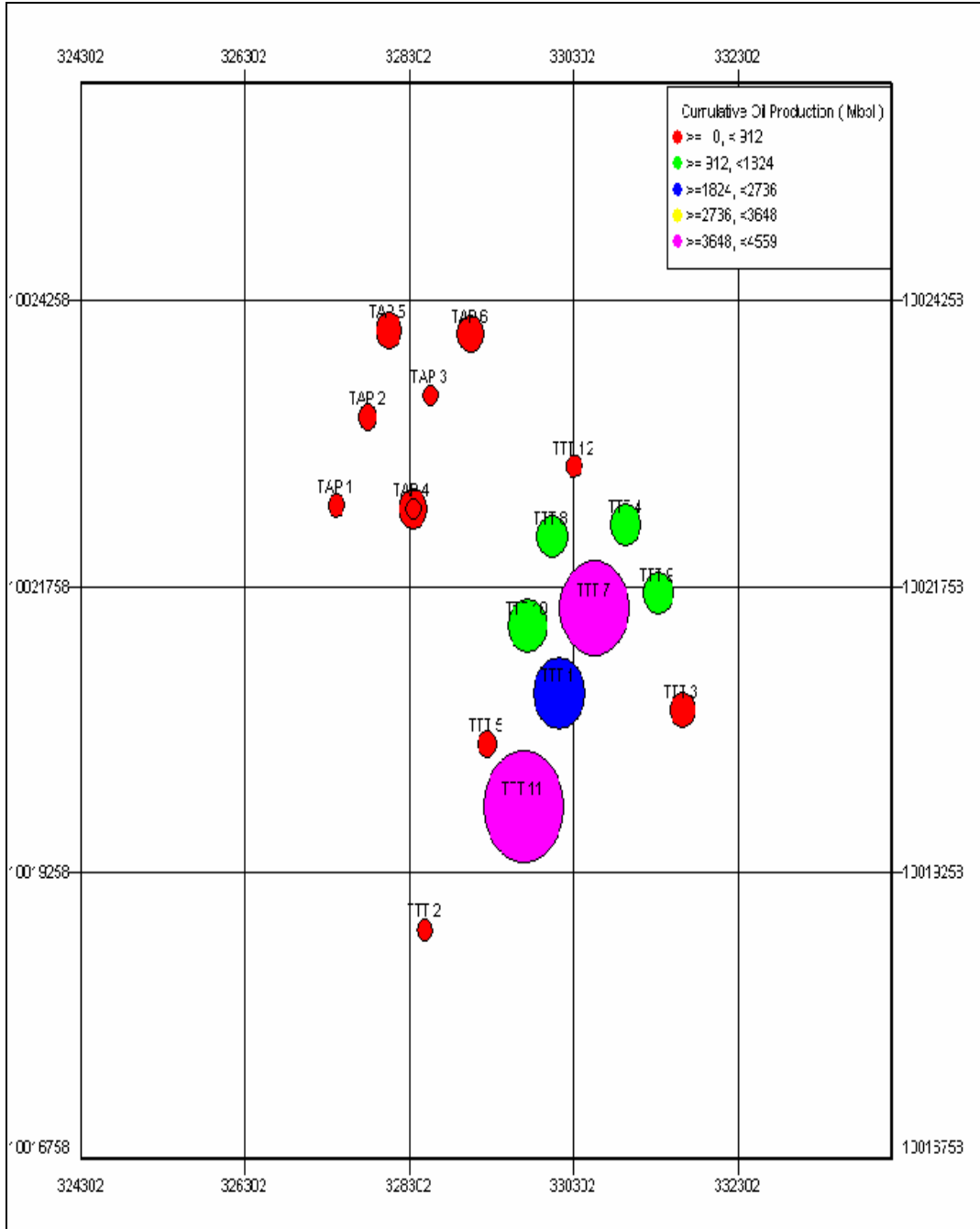
Es importante conocer la producción acumulada de cada pozo, así como también las zonas del campo con mayor corte de agua, para poder determinar la ubicación correcta de un nuevo pozo de desarrollo.

La producción acumulada de cada pozo del campo Tapi – Tetete se presenta gráficamente en los mapas 4.1 y 4.2, donde se puede observar que la arena “U” Inferior tiene mayor producción en el campo Tetete, mientras que la arena “T” produce tanto de Tapi como de Tetete pero únicamente en algunos pozos.

Las zonas del campo Tapi - Tetete con mayor corte de agua y el comportamiento del agua a través del tiempo se presentan en los mapas 4.3, 4.4 y en las figuras 4.1, 4.2, en las que se observa, que el corte de agua de “U” Inferior y “T” va incrementando con el tiempo desde 8.5% y 24% hasta 79% y 70% respectivamente, lo que nos confirma que estamos en un yacimiento con empuje de agua.

Es necesario mencionar que en yacimientos con empuje hidráulico de fondo se debe producir grandes volúmenes de agua salada para sacar todo el petróleo presente en el yacimiento.

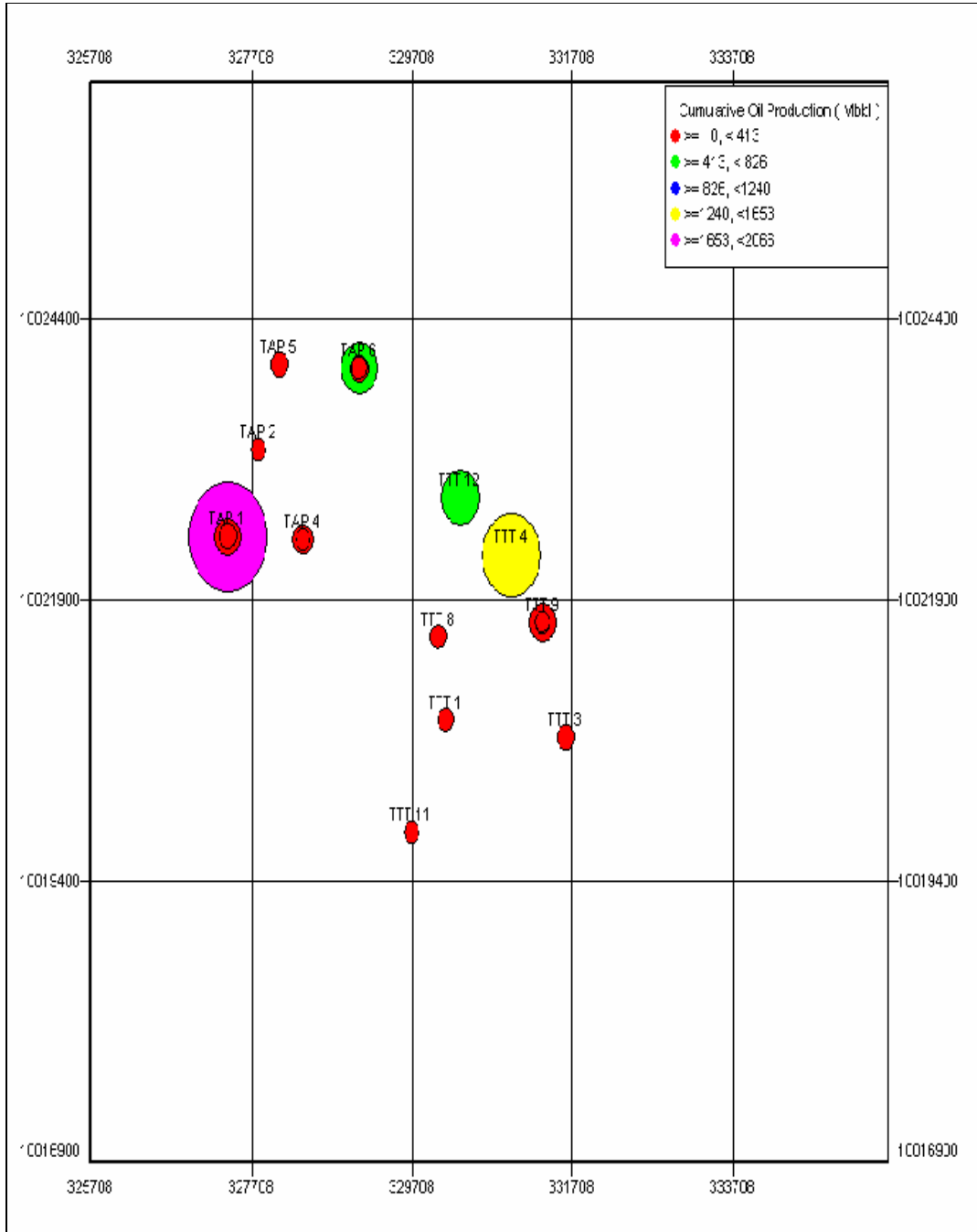
MAPA 4.1 PRODUCCIÓN ACUMULADA DE LA ARENA “U” INFERIOR



FUENTE: Oil Field Manager

ELABORACIÓN: Tatiana Revelo

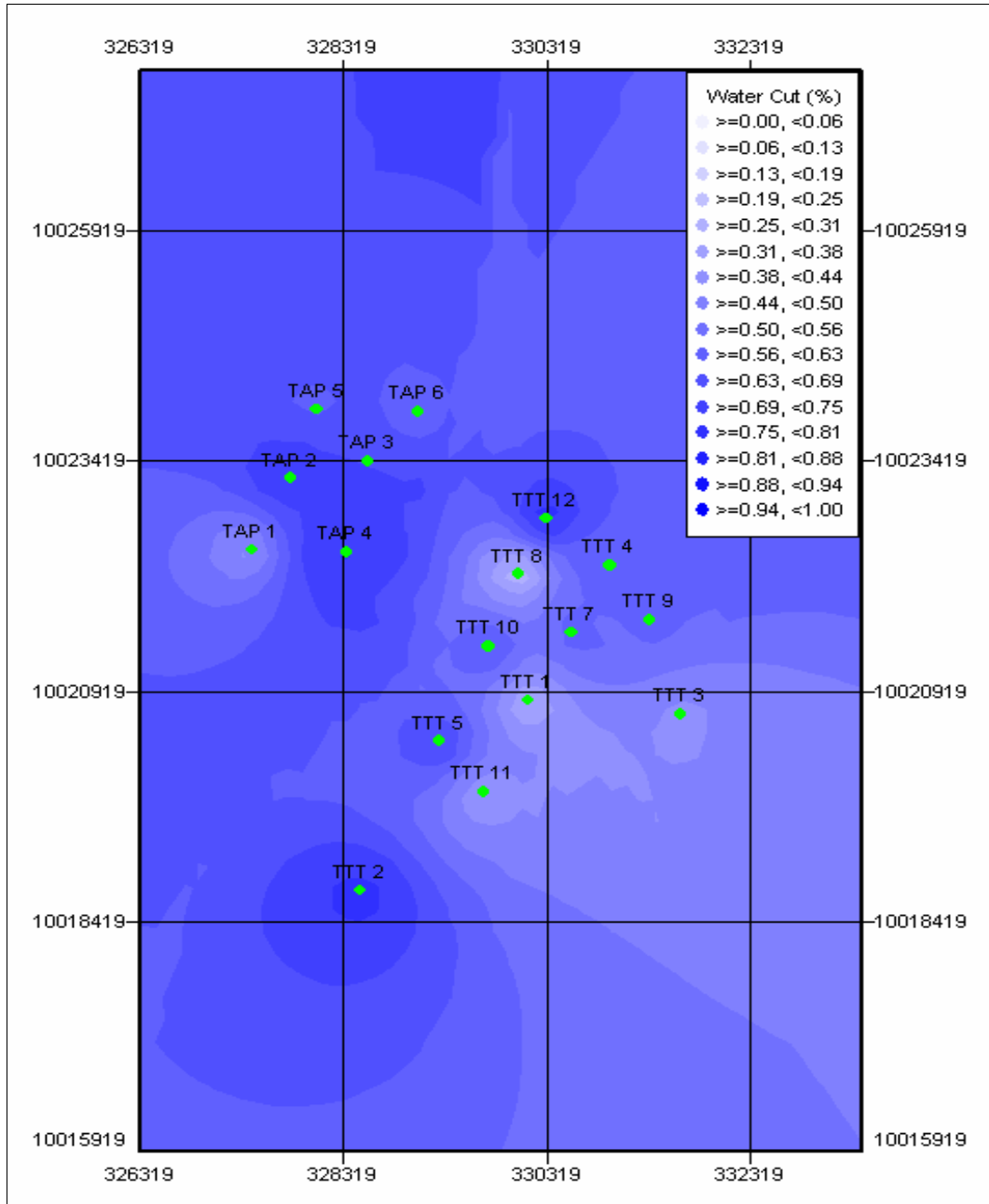
MAPA 4.2 PRODUCCIÓN ACUMULADA DE LA ARENA “T”



FUENTE: Oil Field Manager

ELABORACIÓN: Tatiana Revelo

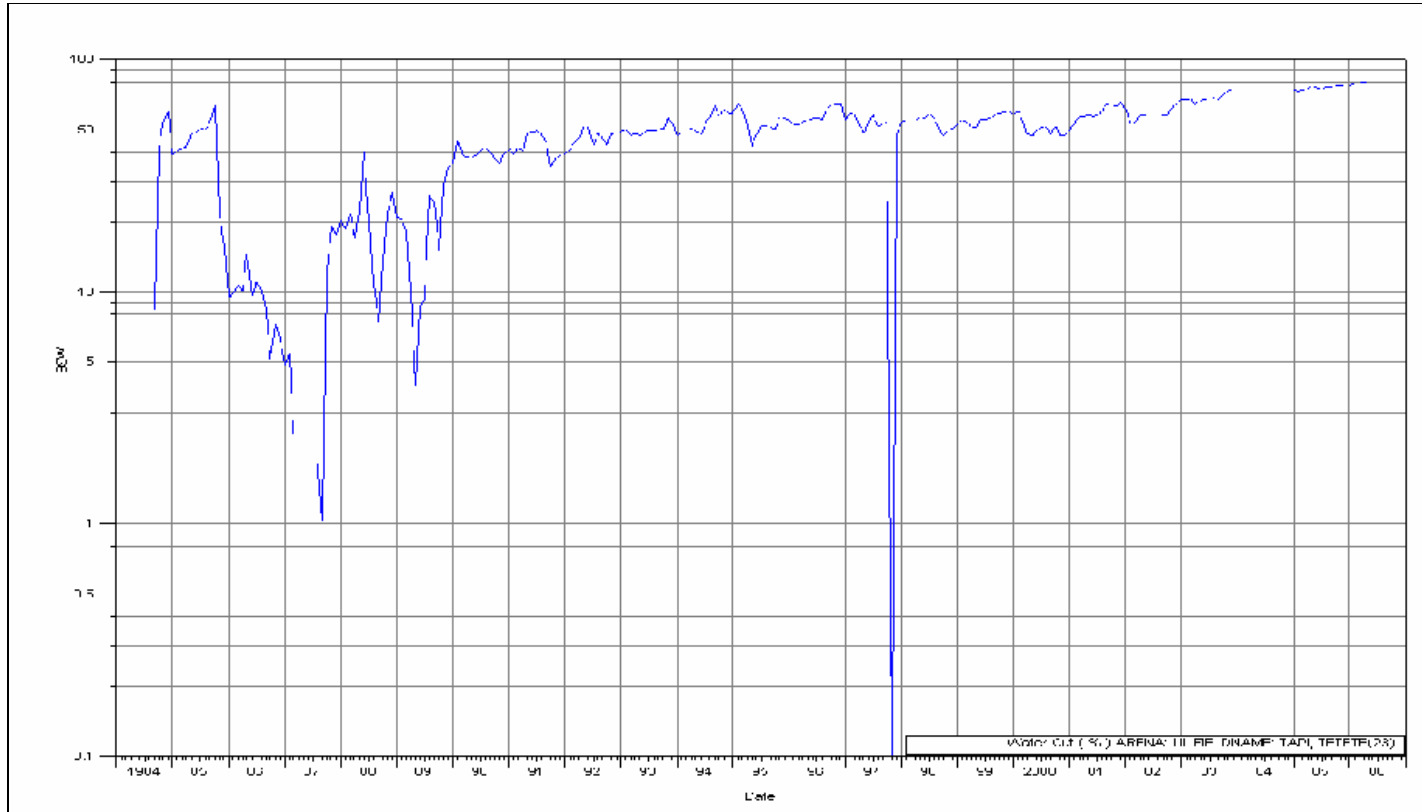
**MAPA 4.3 CORTE DE AGUA DEL CAMPO TAPI – TETETE
“U” INFERIOR**



FUENTE: Oil Field Manager

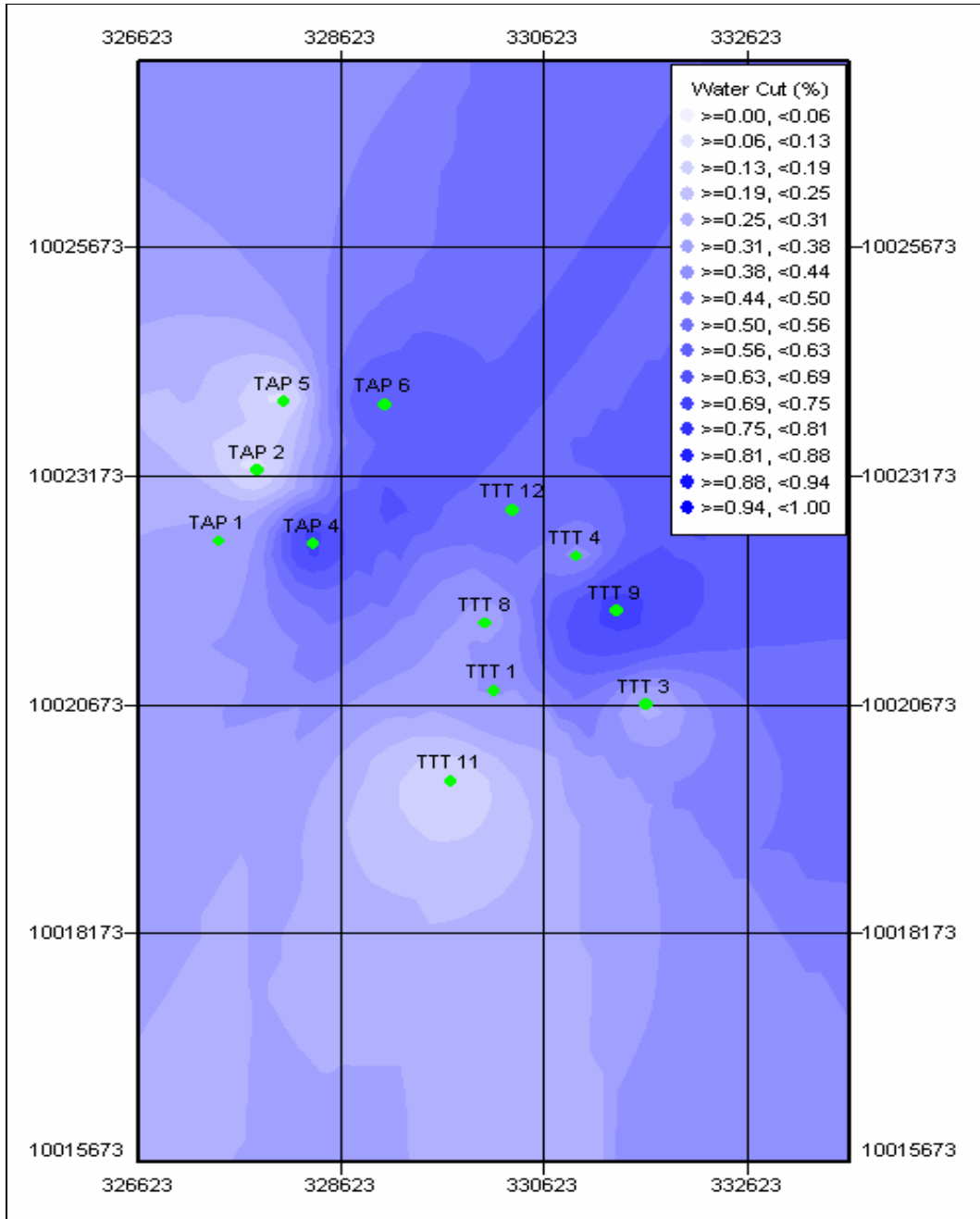
ELABORACIÓN: Tatiana Revelo

FIGURA 4.1 CORTE DE AGUA vs TIEMPO
“U” INFERIOR



FUENTE: Oil Field Manager
ELABORACIÓN: Tatiana Revelo

**MAPA 4.4 CORTE DE AGUA DEL CAMPO TAPI – TETETE
“T”**

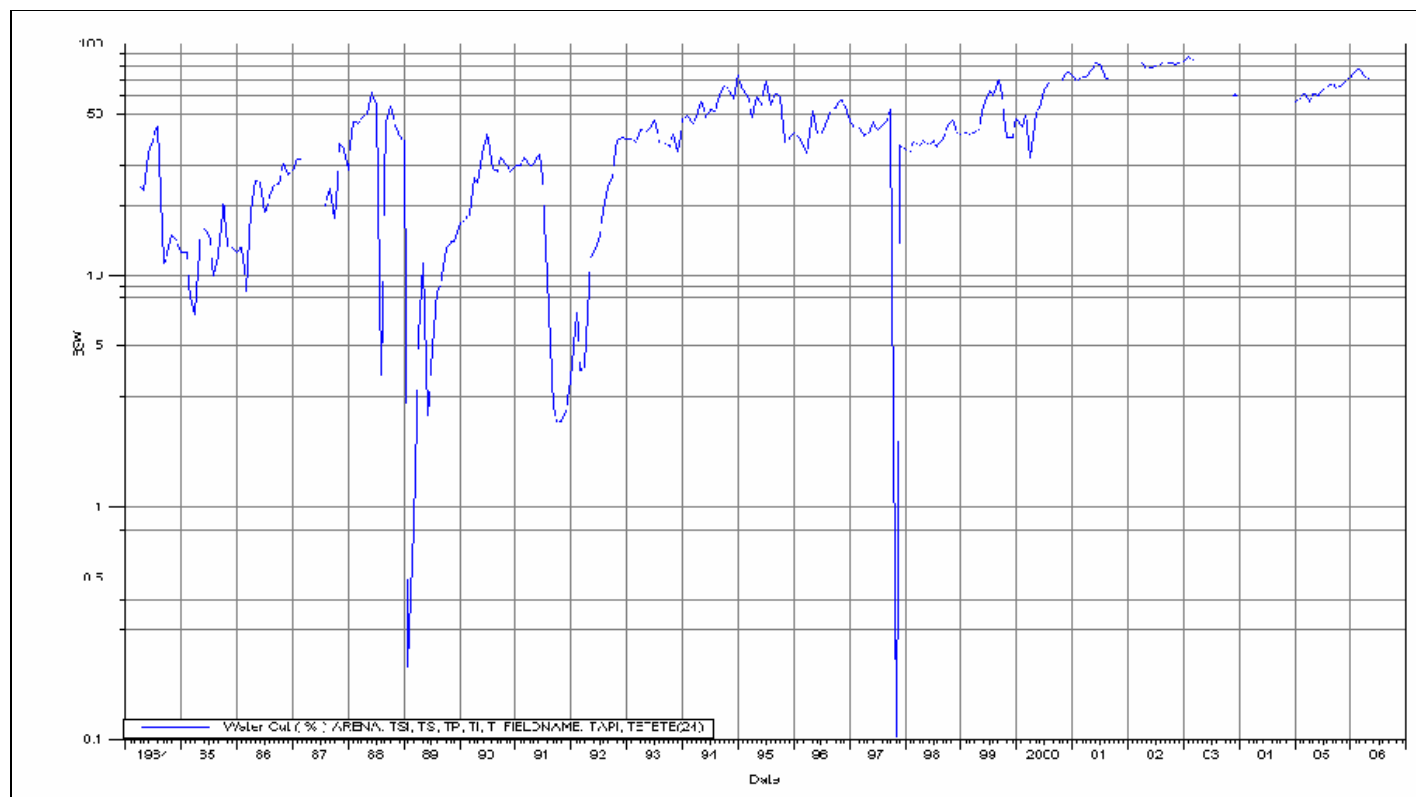


FUENTE: Oil Field Manager

ELABORACIÓN: Tatiana Revelo

FIGURA 4.2 CORTE DE AGUA vs TIEMPO

“T”

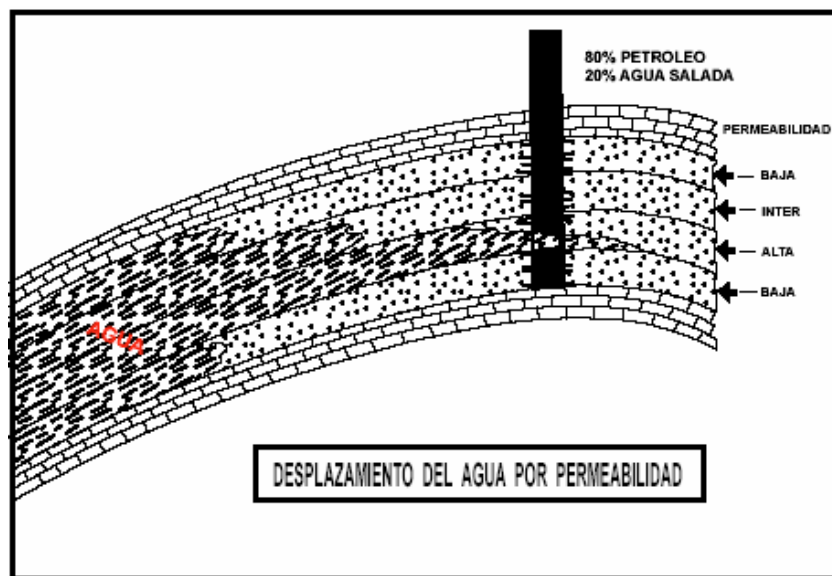


FUENTE: Oil Field Manager

ELABORACIÓN: Tatiana Revelo

Para ubicar nuevos pozos de desarrollo se debe tomar en cuenta que el contacto agua petróleo no ocurre como un plano horizontal a una profundidad especificada y que la entrada del agua hacia los pozos puede ser a través de las fajas de alta permeabilidad aunque estos estén completados muy arriba del contacto agua – petróleo (Figura 4.3).

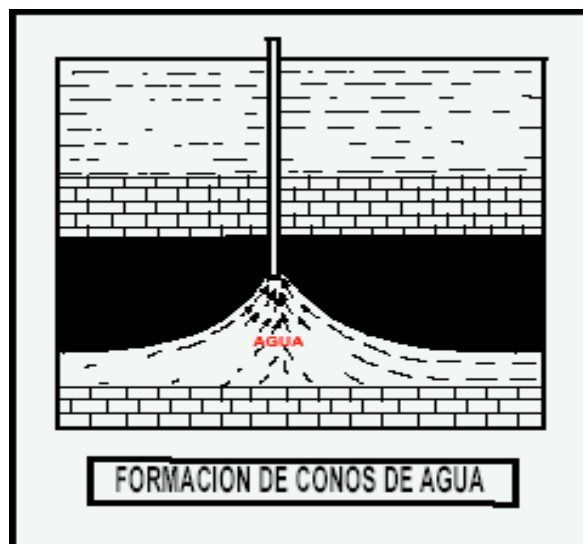
FIGURA 4.3 DESPLAZAMIENTO DEL AGUA POR PERMEABILIDAD



FUENTE: Pruebas Completaciones y Reacond. de Pozos Petrolíferos
ELABORACIÓN: Ing. Kleber Quiroga

Además se debe conocer que cuando un pozo se conifica tiende a estabilizarse, entonces la producción de agua continúa causada por la reducida permeabilidad relativa al petróleo creada por la alta saturación de agua, sin embargo en algunos pozos las características de las rocas y del fluido son de tal manera que el cono desaparecerá, si la rata de producción es disminuida ya que se reduce la caída de presión alrededor del pozo.

FIGURA 4.4 FORMACIÓN DE CONOS DE AGUA



FUENTE: Pruebas Complet. y Reacond. de P. P.

ELABORACIÓN: Ing. Kleber Quiroga

El Campo Tapi – Tetete tiene pozos que se han manifestado de la manera explicada en el párrafo anterior, es decir, estos pozos se conificaron y fueron cerrados por alto corte de agua, sin embargo, al abrirlos dentro de algún tiempo volvieron a producir con un corte de agua considerable.

4.2 POZOS PROPUESTOS

Para proponer la ubicación de los pozos nuevos, se han tomado en cuenta los siguientes factores: Estructura del campo, espaciamiento entre pozos, parámetros petrofísicos, mapas de corte de agua, acumulados de producción y producción actual de los pozos vecinos.

Se recomienda la ubicación de pozos direccionales porque se evitará la construcción de carreteras, problemas en la comunidad y el ambiente; esto es porque no es necesario construir una nueva plataforma para la perforación del

pozo, ya que éste va a salir de la plataforma del pozo más cercano y con las condiciones necesarias para abarcar otra perforación, aunque, en caso de no tener el espacio suficiente, se puede realizar una ampliación de la plataforma según sea necesario.

4.2.1 PROCEDIMIENTO PARA UBICAR NUEVOS POZOS DE DESARROLLO

El procedimiento para ubicar un nuevo pozo de desarrollo es de la siguiente manera:

1. Realizar el mapa estructural de cada arena, para localizar los altos estructurales que es donde el pozo debe ser ubicado, además de conocer la posición de las fallas existentes ya que se debe tener cuidado con éstas al ubicar el nuevo pozo (Anexo 6).
2. Determinar los radios de drenaje de los pozos existentes en el campo, para verificar si existen reservas no drenadas y ubicar el pozo de manera que no haya interferencia de producción con los pozos vecinos, tomando en cuenta la distancia entre estos (Tabla 4.1).

La fórmula utilizada para determinar los radios de drenaje es la siguiente:

$$V_o = \frac{\pi * r^2 * h_o * \phi_e}{5,615 * \beta_{oi}} \quad (\text{Ec. 4.1})$$

Donde:

V_o = Producción acumulada de petróleo (BF)

r = Radio de drenaje (Pies)

h_o = Espesor neto saturado de petróleo (Pies)

F_e = Porosidad efectiva (Fracción)

β_{oi} = Factor volumétrico inicial (BL / BF)

5,615 = Factor de conversión (Pies³ / BL)

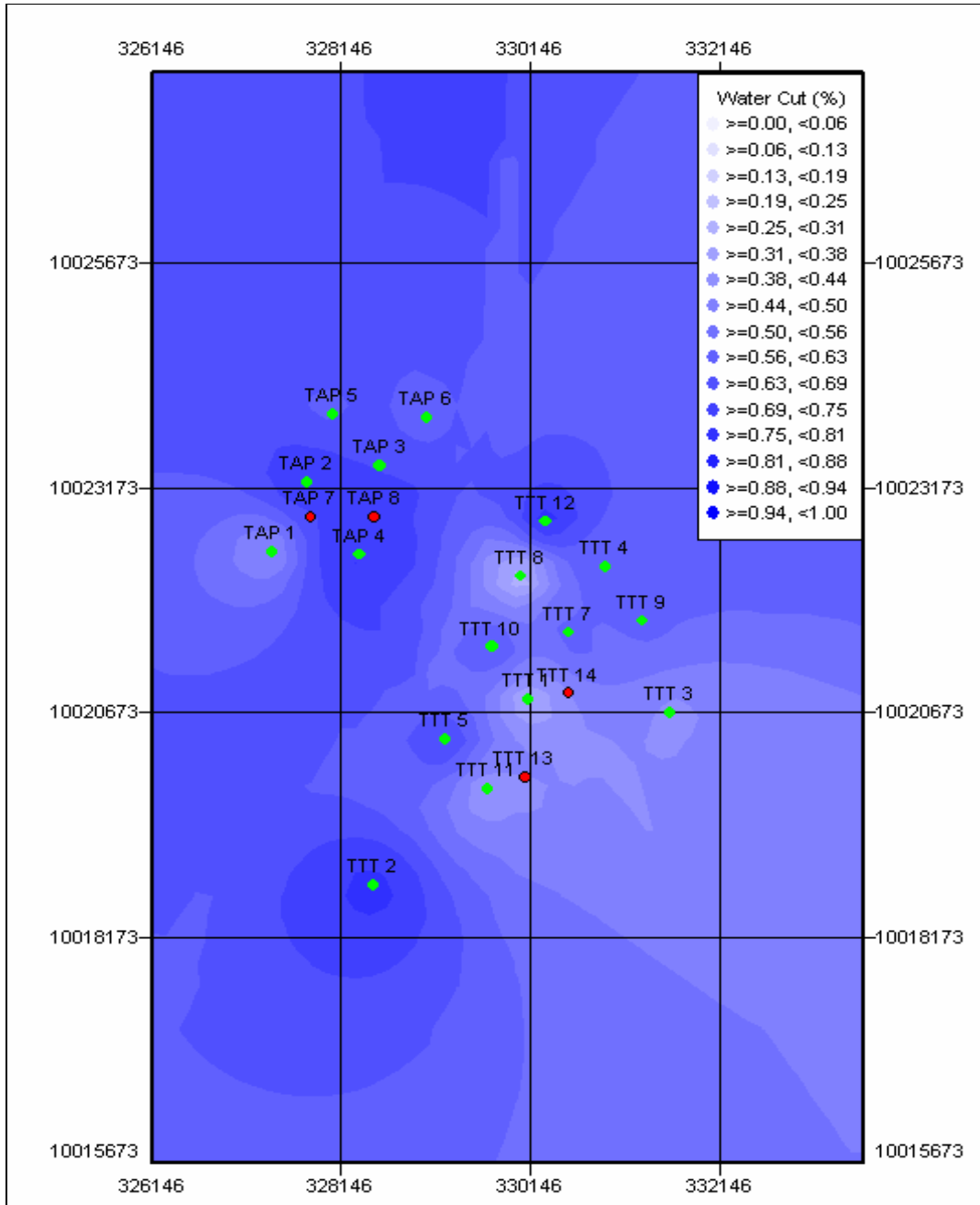
**TABLA 4.1 RADIOS DE DRENAJE DE LOS POZOS DEL CAMPO
TAPI – TETETE**

"U" INFERIOR					
POZOS	Vo (BF)	βoi (BL/BF)	h (Pies)	γe	r (Pies)
Tapi - 01	117.000	1,1365260	12,75	0,165	336
Tapi - 02	264.200	1,1365260	16,50	0,19	414
Tapi - 04	915.600	1,1365260	35	0,188	532
Tapi - 05	793.100	1,1365260	43	0,153	495
Tapi - 06	814.100	1,1365260	31,75	0,177	542
Tetete - 01	2'616.700	1,1207684	17,50	0,189	1.259
Tetete - 02	34.500	1,1207684	21,50	0,185	132
Tetete - 03	729.400	1,1207684	27,50	0,172	556
Tetete - 04	1'113.300	1,1207684	18,75	0,158	868
Tetete - 05	246.800	1,1207684	35,50	0,136	320
Tetete - 07	3'794.200	1,1207684	45,75	0,19	935
Tetete - 08	1'061.100	1,1207684	16,75	0,161	888
Tetete - 09	1'048.000	1,1207684	43,50	0,18	518
Tetete - 10	1'655.500	1,1207684	15,25	0,195	1.056
Tetete - 11	4'559.500	1,1207684	32	0,185	1.242
Tetete - 12	117.700	1,1207684	25	0,175	232
"T"					
POZOS	Vo (BF)	βoi (BL/BF)	h (Pies)	γe	r (Pies)
Tapi - 01	2'663.400	1,3667724	21,50	0,137	1.486
Tapi - 02	20.700	1,3670034	6,50	0,143	233
Tapi - 04	205.300	1,3670034	8,50	0,168	593
Tapi - 05	107.600	1,3670034	19	0,125	333
Tapi - 06	873.900	1,3667724	46,25	0,140	575
Tetete - 01	75.500	1,3671574	12	0,141	330
Tetete - 03	96.600	1,3668186	20,50	0,122	307
Tetete - 04	1'440.600	1,3668186	38	0,16	761
Tetete - 08	51.100	1,3668186	17	0,140	229
Tetete - 09	432.400	1,3668186	12,50	0,138	783
Tetete - 11	19.800	1,3668186	23	0,126	129
Tetete - 12	763.000	1,3664798	23,50	0,145	740

ELABORACIÓN: Tatiana Revelo

3. Realizar el mapa de isohidrocarburos de cada arena para ubicar el nuevo pozo dentro del límite de arena o contacto agua – petróleo y conocer el espesor neto de petróleo aproximado de cada arena (Anexo 7).
4. Elaborar los mapas de corte de agua, ya que estos nos ayudan a conocer de manera ideal el porcentaje de agua que se tiene en la posición del nuevo pozo (Mapas 4.5 y 4.6).

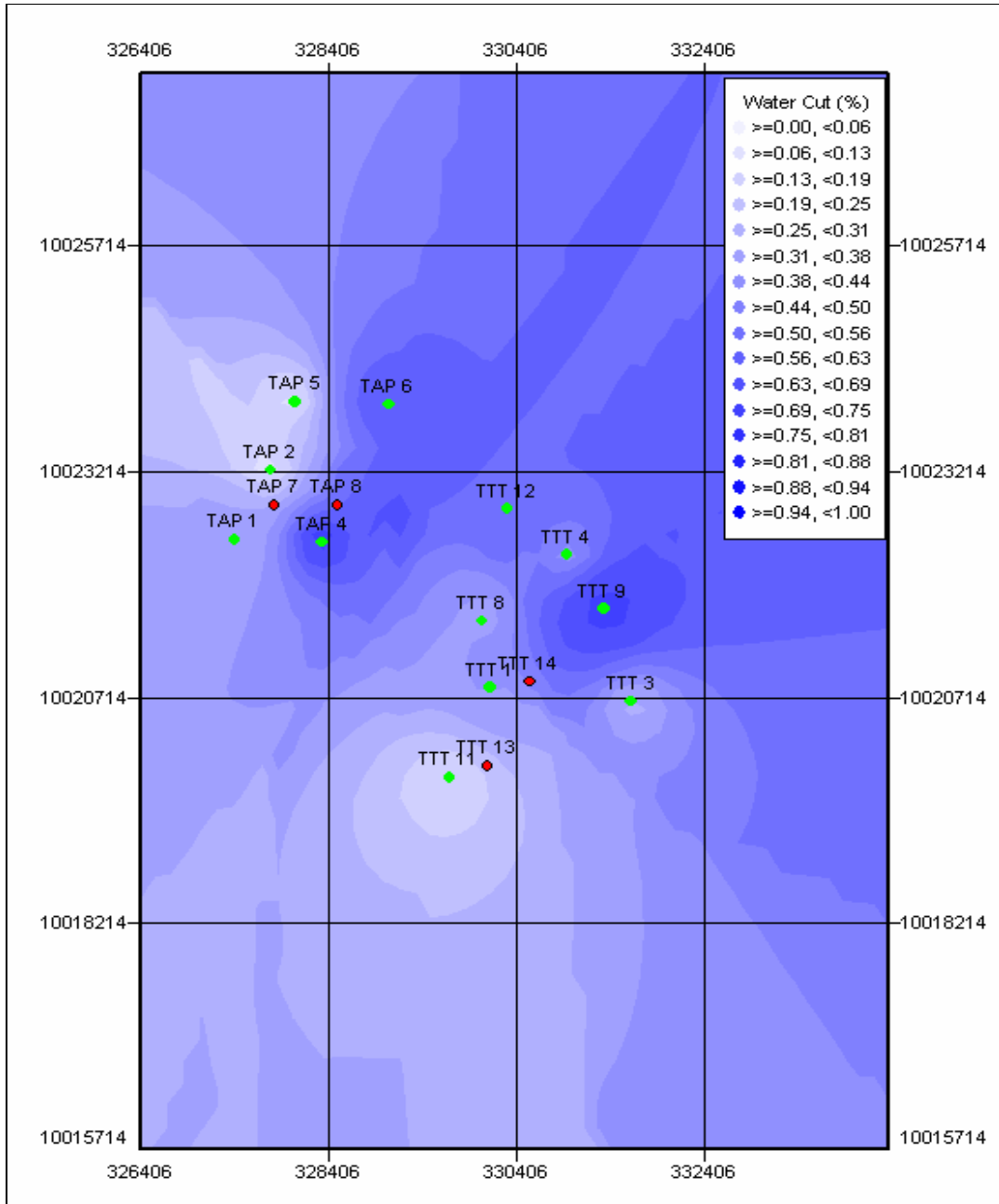
**MAPA 4.5 CORTE DE AGUA DEL CAMPO TAPI – TETETE
“U” INFERIOR**



FUENTE: Oil Field Manager

ELABORACIÓN: Tatiana Revelo

**MAPA 4.6 CORTE DE AGUA DEL CAMPO TAPI – TETETE
“T”**



FUENTE: Oil Field Manager

ELABORACIÓN: Tatiana Revelo

5. Con la ayuda de los mapas estructurales, de isohidrocarburos, corte de agua y radios de drenaje, se puede ubicar las coordenadas del nuevo pozo en cada uno de éstos y comprobar las recomendaciones mencionadas anteriormente.
6. Comprobar la existencia de las arenas de interés (“U” Superior, “U” Media, “U” Inferior, “T” Superior y “T” Inferior) en el pozo nuevo y determinar su espesor total, realizando un corte estructural entre los pozos cercanos (Anexo 8).
7. Si en los pasos anteriores se observa que la ubicación del pozo es correcta debido a que no existe ninguna complicación para la perforación del mismo, se procede a determinar cuál será la plataforma de partida de dicho pozo. La plataforma a ser utilizada debe establecerse tomando en cuenta que corresponda a un pozo cercano y que tenga la posibilidad de ser ampliada en caso de ser necesario.

Aplicando el procedimiento anteriormente mencionado, para el campo Tapi – Tetete se proponen los siguientes pozos: Tapi – 07, Tapi – 08, Tetete – 13 y Tetete – 14, cuyos resultados se presentan a continuación (Tabla 4.2 y 4.3):

De acuerdo con los radios de drenaje calculados (Tabla 4.1) y con la distancia entre los pozos propuestos y sus pozos vecinos, todavía existen reservas no drenadas y no habrá interferencia de producción.

Al analizar los mapas de corte de agua se observa que en la arena “U” Inferior los pozos propuestos para Tapi van a tener mayor corte de agua que los propuestos en Tetete, mientras que en la arena “T” los cuatro pozos nuevos presentan un corte de agua bajo. Sin embargo, se debe tomar en cuenta lo que se mencionó anteriormente sobre el contacto agua – petróleo (4.1), ya que estos mapas se refieren a los datos de los pozos ya existentes en el campo, pero, a pesar de que algunos de estos se han conificado, no quiere decir que nuestros pozos nuevos van a tener el mismo futuro porque se debe considerar que el avance del agua no es de manera uniforme.

TABLA 4.2 ANÁLISIS DE LOS NUEVOS POZOS DE DESARROLLO

POZO	COORDENADAS "X"	COORDENADAS "Y"	ARENA	ESTRUCTURA DEL CAMPO	DISTANCIA A LOS POZOS VECINOS (Pies)	ESPESOR TOTAL (Pies)
Tapi – 07	327.836,1	10'022.844,8	"U" Superior	El pozo se encuentra fuera del límite del yacimiento.	1.875 al Tapi - 01 1.285 al Tapi - 02	26,4
	327.836,1	10'022.844,8	"U" Media	El campo Tapi no tiene presencia de hidrocarburo en "U" Media.		36,4
	327.836,1	10'022.844,8	"U" Inferior	El pozo se encuentra en altos estructurales y no existe la presencia de fallas.		44,7
	327.836,1	10'022.844,8	"T" Superior	El pozo se encuentra dentro del contacto agua – petróleo y cerca de los altos estructurales puesto que en estos están los pozos vecinos.		44,3
	327.836,1	10'022.844,8	"T" Inferior	El pozo se encuentra fuera del límite del yacimiento.		19,4
Tapi – 08	328.502,8	10'022.844,8	"U" Superior	El pozo se encuentra fuera del límite del yacimiento.	1.896 al Tapi - 03 1.455 al Tapi - 04	27,4
	328.502,8	10'022.844,8	"U" Media	El campo Tapi no tiene presencia de hidrocarburo en "U" Media.		44,0
	328.502,8	10'022.844,8	"U" Inferior	El pozo se encuentra en altos estructurales y existe una falla cercana que puede servir como límite del radio de drenaje.		47,3
	328.502,8	10'022.844,8	"T" Superior	El pozo se encuentra dentro del contacto agua – petróleo y cerca de los altos estructurales puesto que en estos están los pozos vecinos además de tener la presencia de una falla cercana que puede servir como límite del radio de drenaje.		58,3
	328.502,8	10'022.844,8	"T" Inferior	El pozo se encuentra fuera del límite del yacimiento.		18,2
Tetete – 13	330.097,2	10'019.954,4	"U" Superior	El pozo se encuentra en altos estructurales y no existe la presencia de fallas.	2.847 al Tetete – 01 3.090 al Tetete – 05 1.364 al Tetete - 11	37,4
	330.097,2	10'019.954,4	"U" Media	El pozo se encuentra en altos estructurales y no existe la presencia de fallas.		46,7
	330.097,2	10'019.954,4	"U" Inferior	El pozo se encuentra en altos estructurales y no existe la presencia de fallas.		40,9
	330.097,2	10'019.954,4	"T" Superior	El pozo se encuentra en altos estructurales y no existe la presencia de fallas.		34,7
	330.097,2	10'019.954,4	"T" Inferior	El pozo se encuentra en altos estructurales y no existe la presencia de fallas.		55,3

TABLA 4.2 CONTINUACIÓN

Tetete – 14	330551.6	10020889.8	"U" Superior	El pozo se encuentra en altos estructurales y existe una falla cercana que no representa ningún problema para el radio de drenaje puesto que no cruza toda el área de posible producción del pozo.	1.394 al Tetete - 01 2.205 al Tetete - 07 3.134 al Tetete - 10	45,4
	330551.6	10020889.8	"U" Media	El pozo se encuentra en altos estructurales y existe una falla cercana que no representa ningún problema para el radio de drenaje puesto que no cruza toda el área de posible producción del pozo.		31,2
	330551.6	10020889.8	"U" Inferior	El pozo se encuentra en altos estructurales y existe una falla cercana que no representa ningún problema para el radio de drenaje puesto que no cruza toda el área de posible producción del pozo.		48,0
	330551.6	10020889.8	"T" Superior	El pozo se encuentra en altos estructurales y existe una falla cercana que no representa ningún problema para el radio de drenaje puesto que no cruza toda el área de posible producción del pozo.		43,9
	330551.6	10020889.8	"T" Inferior	El pozo se encuentra en altos estructurales y existe una falla cercana que no representa ningún problema para el radio de drenaje puesto que no cruza toda el área de posible producción del pozo.		29,5

ELABORACIÓN: Tatiana Revelo

Los cortes estructurales nos muestran la presencia de todas las formaciones de interés en el campo Tapi - Tetete, sin embargo, como se indica en la tabla anterior, esto no implica que exista un espesor neto de petróleo en cada una de estas ya que pueden estar formadas de otros materiales.

TABLA 4.3 PLATAFORMAS DE PARTIDA

POZO NUEVO	POZO VECINO	DESCRIPCIÓN PLATAFORMA	PLATAFORMA DE PARTIDA
Tapi – 07	Tapi – 01	La plataforma soporta la estación del Campo Tapi por lo que no es recomendable perforar otro pozo.	NO
	Tapi – 02	Es una plataforma grande (aproximadamente 100*80 m ²) y en caso de ser necesario, ésta puede ser ampliada.	SI
Tapi – 08	Tapi – 03	La plataforma ha sido abandonada puesto que el pozo no produce, necesita mantenimiento y probablemente una ampliación (aproximadamente 80*60 m ²).	NO
	Tapi – 04	La plataforma es de aproximadamente de 80*60 m ² por lo que posiblemente necesite ampliarse.	SI
Tetete – 13	Tetete – 11	La plataforma es de aproximadamente de 80*60 m ² por lo que posiblemente necesite ampliarse.	SI
Tetete – 14	Tetete – 01	La plataforma es de aproximadamente de 80*60 m ² por lo que posiblemente necesite ampliarse.	SI
	Tetete - 07	Es una plataforma grande (aproximadamente 100*80 m ²) y en caso de ser necesario, ésta puede ser ampliada.	NO

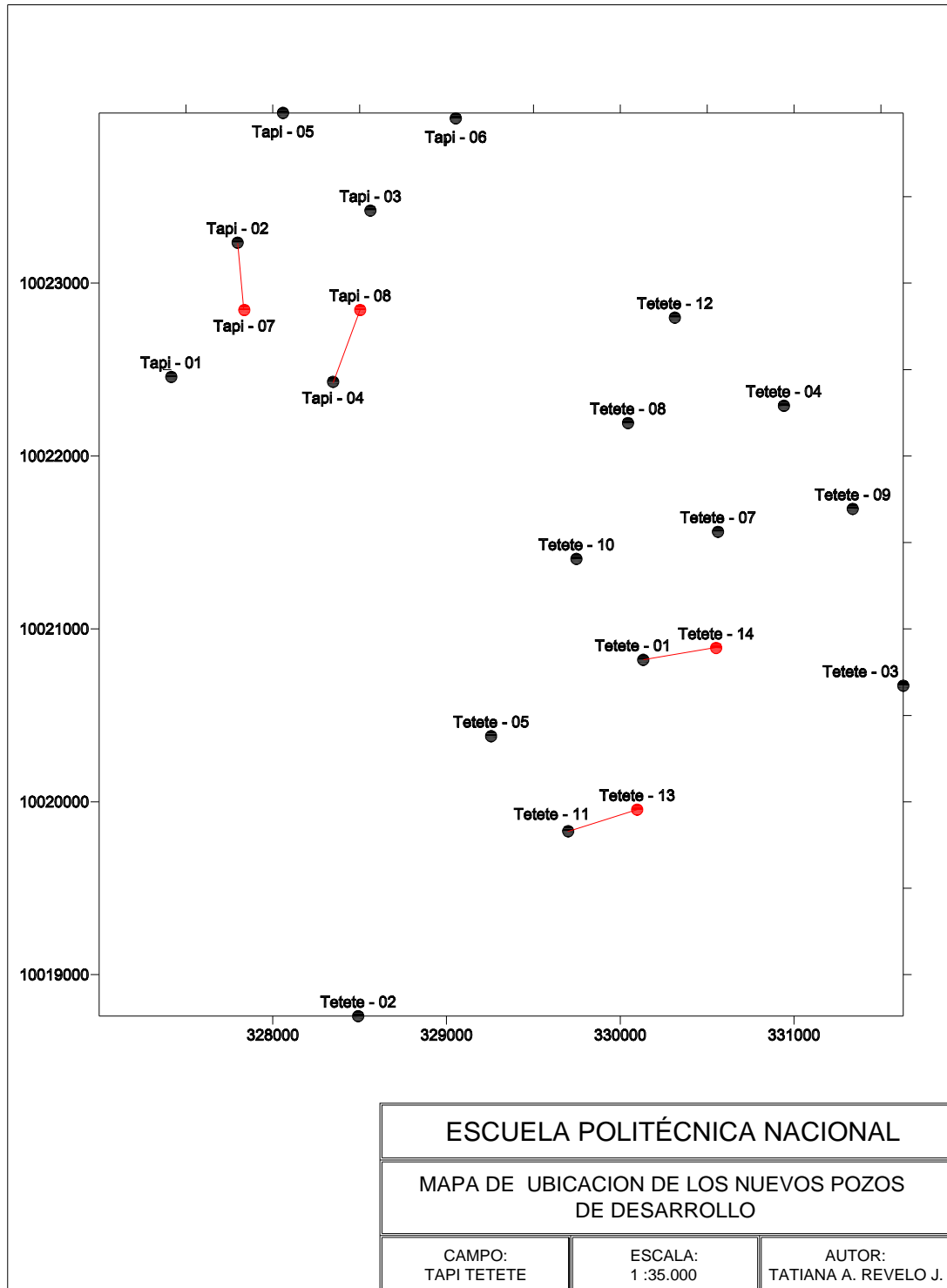
ELABORACIÓN: Tatiana Revelo

Tomando en cuenta las descripciones de las plataformas de los pozos vecinos se escogieron las más convenientes, pero antes de comenzar la perforación se deberá realizar un estudio topográfico considerando el tamaño del taladro, para determinar si es necesario o no aumentar las medidas de la plataforma.

4.3 ANÁLISIS DE LOS POZOS VECINOS

El análisis de los pozos vecinos nos permitirá determinar el comportamiento de la producción de las arenas productoras de dichos pozos, de donde se podrá deducir cual puede ser el comportamiento de los pozos propuestos.

MAPA 4.7 UBICACION DE LOS NUEVOS POZOS DE DESARROLLO



Además se debe tomar en cuenta que las características de los yacimientos como porosidad y saturación de los pozos vecinos, servirán para el cálculo de reservas de los nuevos pozos de desarrollo.

4.3.1 TAPI – 01

El pozo fue perforado en Octubre de 1985, en ese mismo año comenzó a producir de la arena “T” 332 BPPD con una producción de agua casi nula, en Septiembre de 1991 se evalúa las arenas “U” Inferior y “T” debido a que la producción de petróleo disminuye y se completa el pozo con una bomba jet para seguir produciendo de “T”.

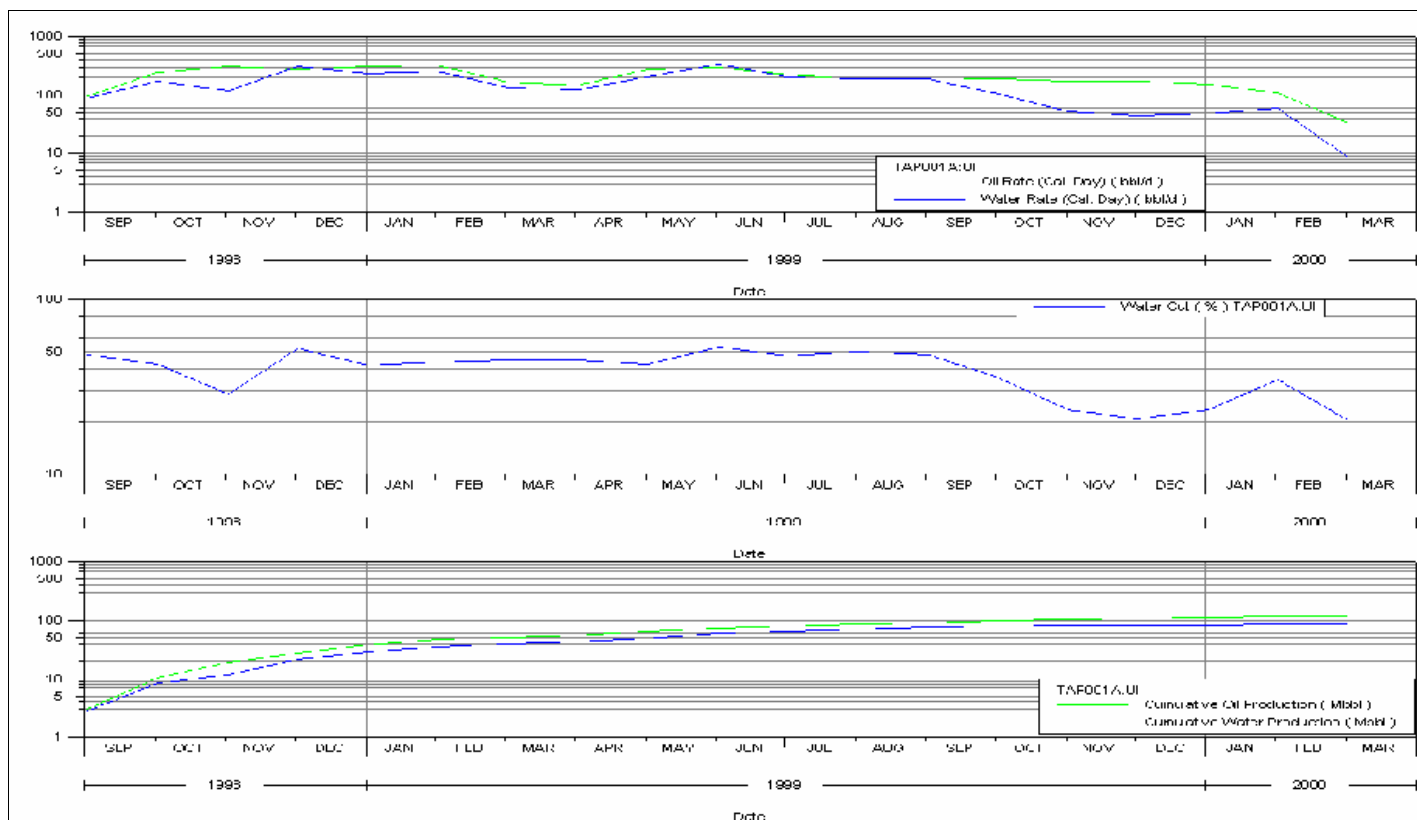
En Enero de 1998 se cambia la completación por posible comunicación tubing – casing, además de realizar un tratamiento con solvente para “T”, mientras que en Septiembre del mismo año se comienza a producir de “U” Inferior con 99 BPPD y 91 BAPD.

Para Marzo del año 2000 se cierra el pozo por la caída de producción y se lo vuelve abrir en Enero del 2005 para producir con bombeo hidráulico de la arena “T” con una producción inicial de 119 BPPD y 230 BAPD, arena de la cual se esta produciendo hasta el momento.

El pozo tiene una producción acumulada de 117 M BP y 87 M BA de la arena “U” Inferior y 2663.4 M BP y 623.6 M BA de la arena “T”.

En las figuras 4.5 y 4.6 se presenta el historial de producción de la arena “U” Inferior y “T” respectivamente.

**FIGURA 4.5 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO TAPI – 01
“U” INFERIOR**

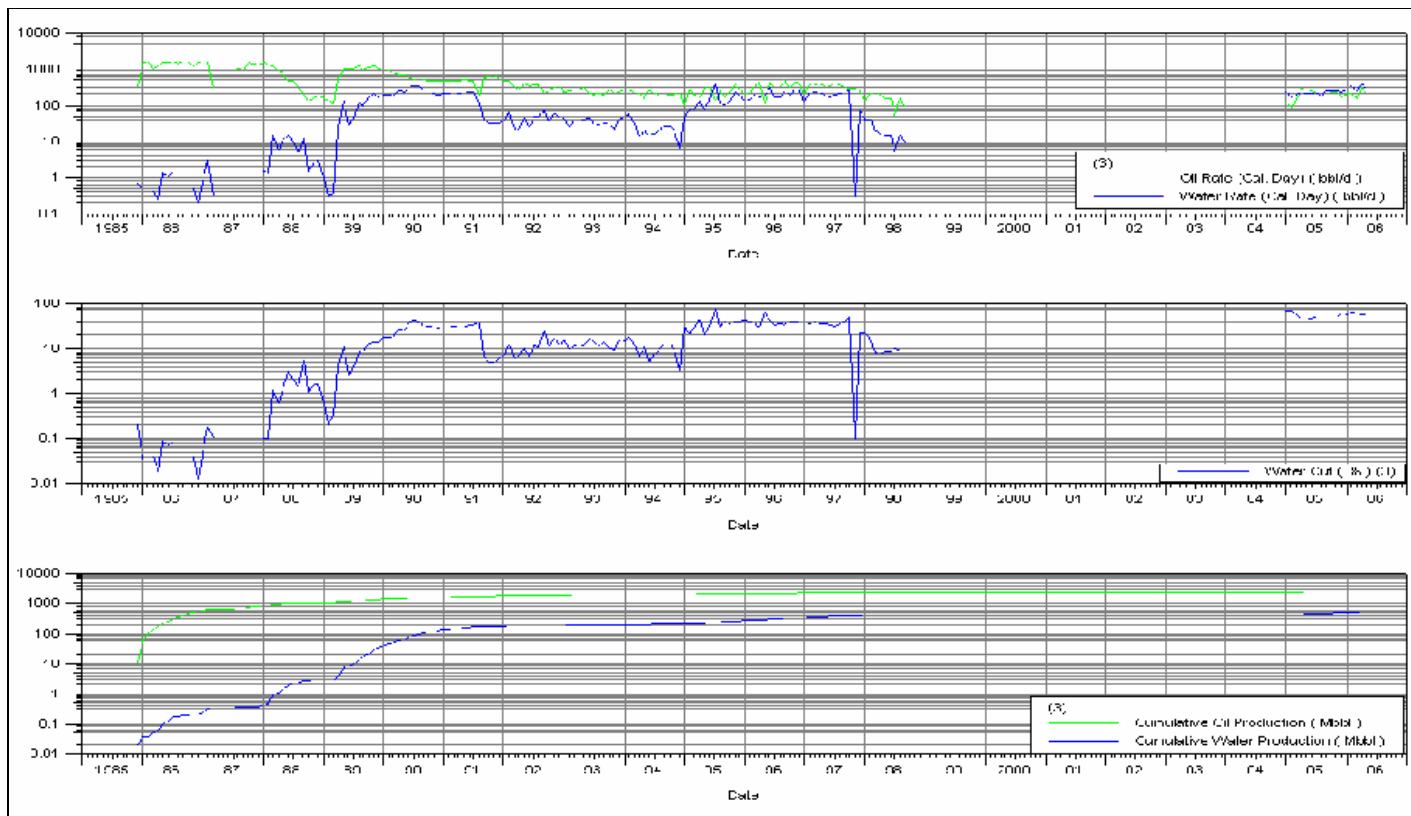


FUENTE: Oil Field Manager

ELABORACIÓN: Tatiana Revelo

FIGURA 4.6 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO TAPI – 01

“T”



FUENTE: Oil Field Manager

ELABORACIÓN: Tatiana Revelo

4.3.2 TAPI – 02

El pozo fue perforado en Abril de 1986, sin embargo comienza a producir en Marzo de 1988 de la arena “U” Inferior con 161 BPPD y 2 BAPD, debido a que la producción de petróleo es demasiado baja, se deja de producir en Febrero de 1989.

En Mayo de 1991 se baja una completación para producir con bomba jet, reiniciando la producción en Diciembre del mismo año de la arena “U” Inferior, pero a Junio de 1992 se deja de producir de “U” Inferior por alto corte de agua y se comienza a producir de “T” hasta Noviembre del mismo debido al bajo aporte de esta arena.

Para Julio de 1993 se dispara nuevamente en “U” Inferior y se produce hasta Enero de 1997, cerrándose debido al alto corte de agua.

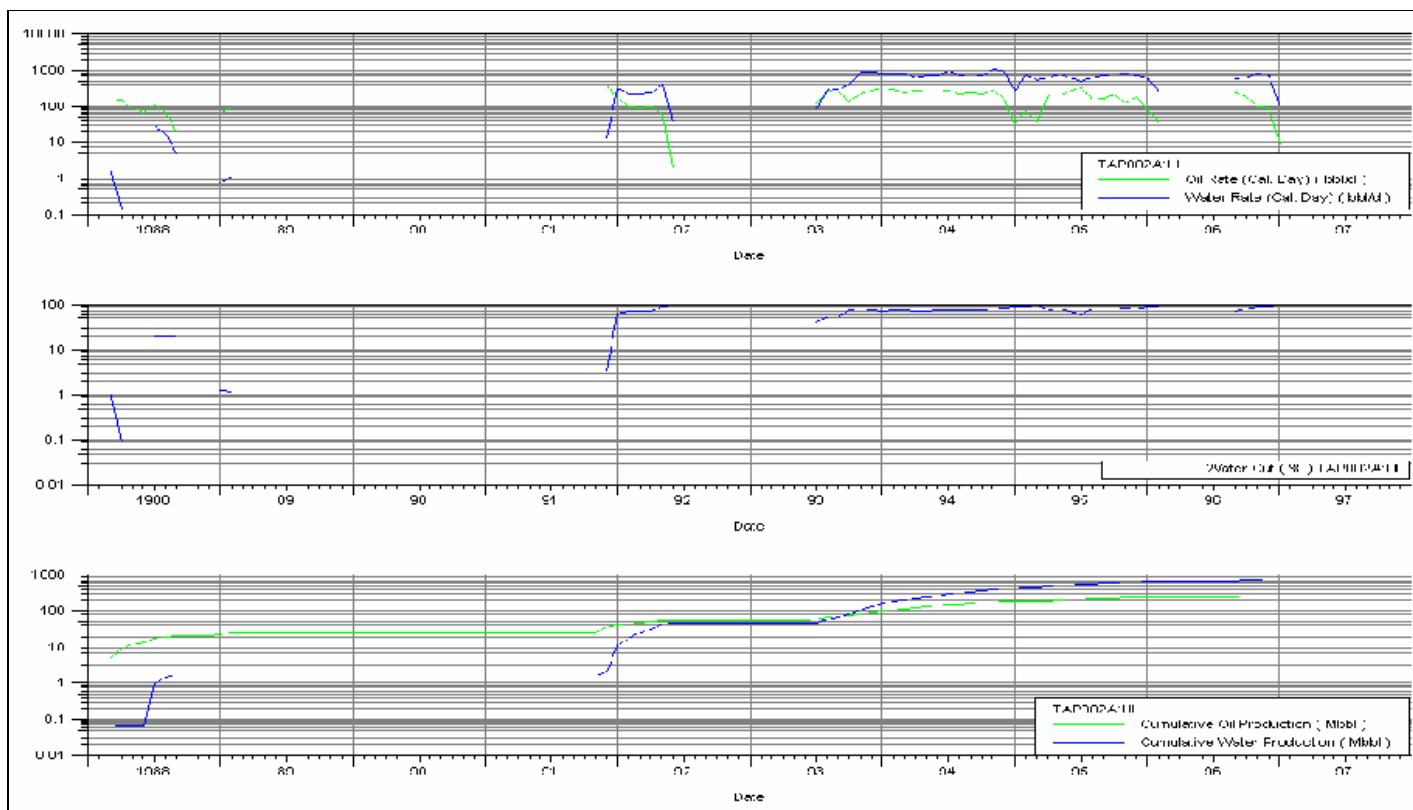
En Julio del año 2000 el pozo fue completado para reinyector de agua de formación en la arena “T” y se cementó el intervalo de “U” Inferior. A Enero del 2002 se dispara Tiyuyacu y se completa el pozo para reinyectar agua de formación en las dos arenas.

La producción acumulada del pozo hasta 1997 es de 264.2 M BP y 762.6 M BA para “U” Inferior, mientras que la arena “T” en su corto lapso de productividad acumuló 20.7 M BP y 2.4 M BA. (Figuras 4.7 y 4.8).

4.3.3 TAPI – 03

El pozo fue perforado en Julio de 1989 y se comprobó que las arenas “U” Inferior y “T” Inferior están saturadas de agua, mientras que “U” Superior, “U” Media y “T” Superior no cumplen con las características de yacimientos productores; razones por las cuales se realizó un taponamiento del pozo en Septiembre de 1989.

**FIGURA 4.7 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO TAPI – 02
“U” INFERIOR**

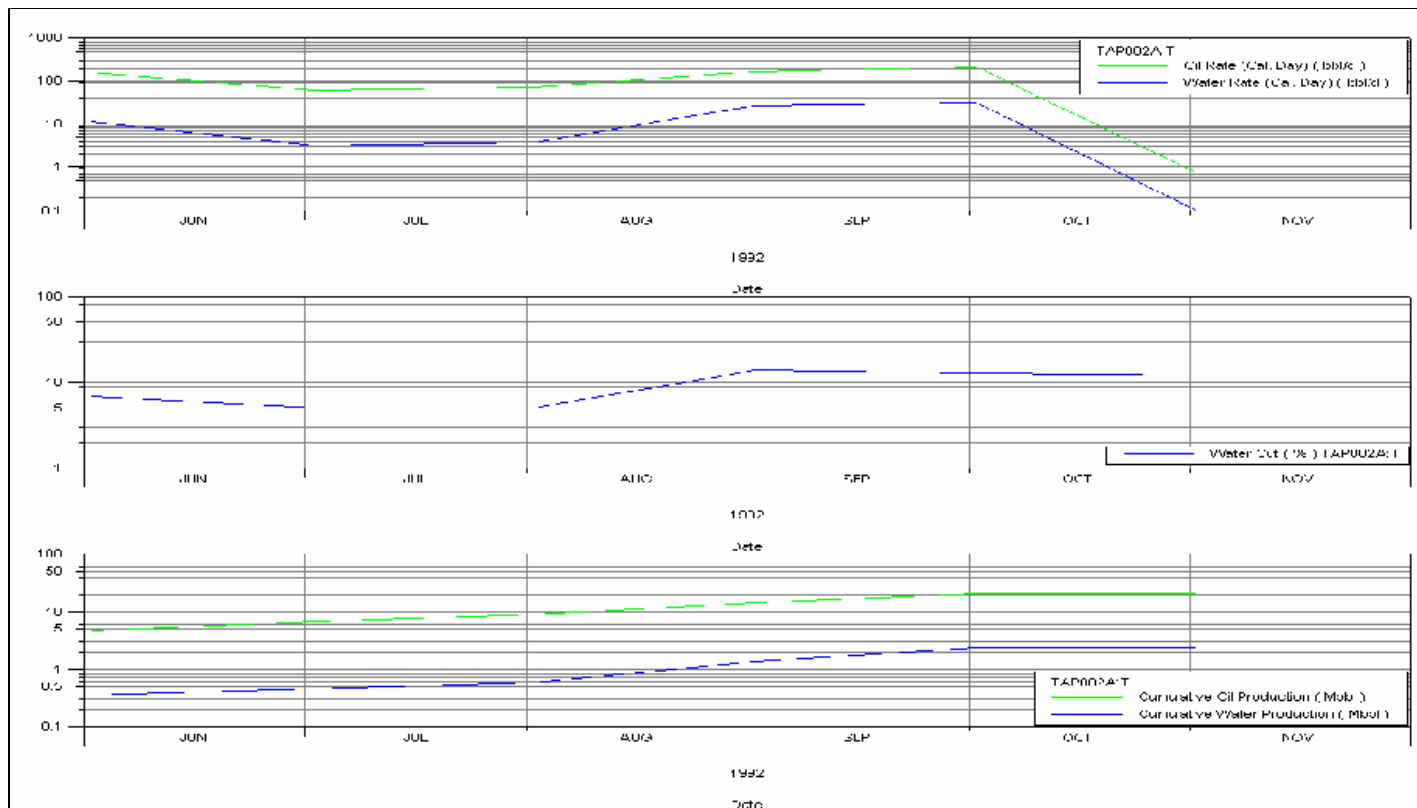


FUENTE: Oil Field Manager

ELABORACIÓN: Tatiana Revelo

FIGURA 4.8 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO TAPI – 02

“T”



FUENTE: Oil Field Manager

ELABORACIÓN: Tatiana Revelo

4.3.4 TAPI – 04

Este pozo fue perforado en Mayo de 1986 y su producción comenzó en Septiembre de 1987 de la arena “U” Inferior con 738 BPPD y 1BAPD. En Julio de 1988 se evalúa y dispara “T” Superior sin ningún resultado, se realiza un squeeze en “U” Inferior para aislar la producción de agua y se redispara en la misma.

El pozo es cerrado en Diciembre de 1988 por alto corte de agua y abierto nuevamente en Octubre de 1989 para seguir produciendo de “U” Inferior, para luego ser cerrado en Diciembre de 1990 y abierto en Octubre de 1991 por la misma causa.

En Octubre de 1992 se vuelve a realizar un squeeze y redisparar en “U” Inferior para aislar la producción de agua, pero para Julio de 1997 se cierra “U” Inferior por no haber podido controlar el alto corte de agua.

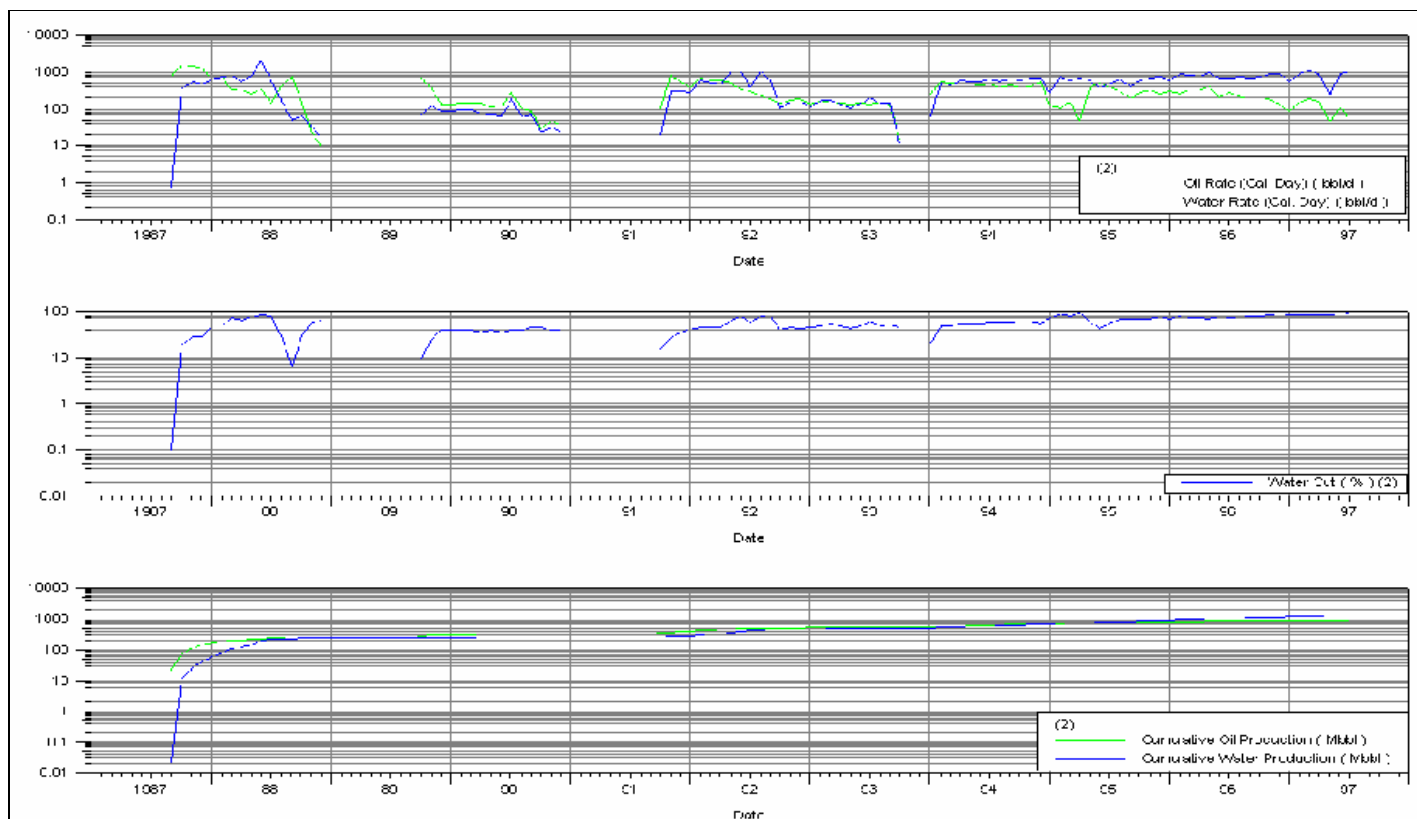
Sin embargo en Enero del 2005 se estudia nuevamente la arena “T” Superior y comienza a producir 557 BPPD y 961 BAPD, por lo que actualmente se sigue produciendo de esta arena.

La producción acumulada del pozo para la arena “U” Inferior es de 915.6 M BP y 1337.1 M BA hasta 1997, mientras que para la arena “T” es de 205.3 M BP y 537.1 M BA hasta la actualidad. (Figuras 4.9 y 4.10).

4.3.5 TETETE – 01

El pozo fue perforado en Julio de 1980 y comienza a producir de la arena “T”, para Mayo de 1984 se realiza un squeeze en esta arena por alto corte de agua y se redispara en “T” Superior.

**FIGURA 4.9 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO TAPI – 04
“U” INFERIOR**

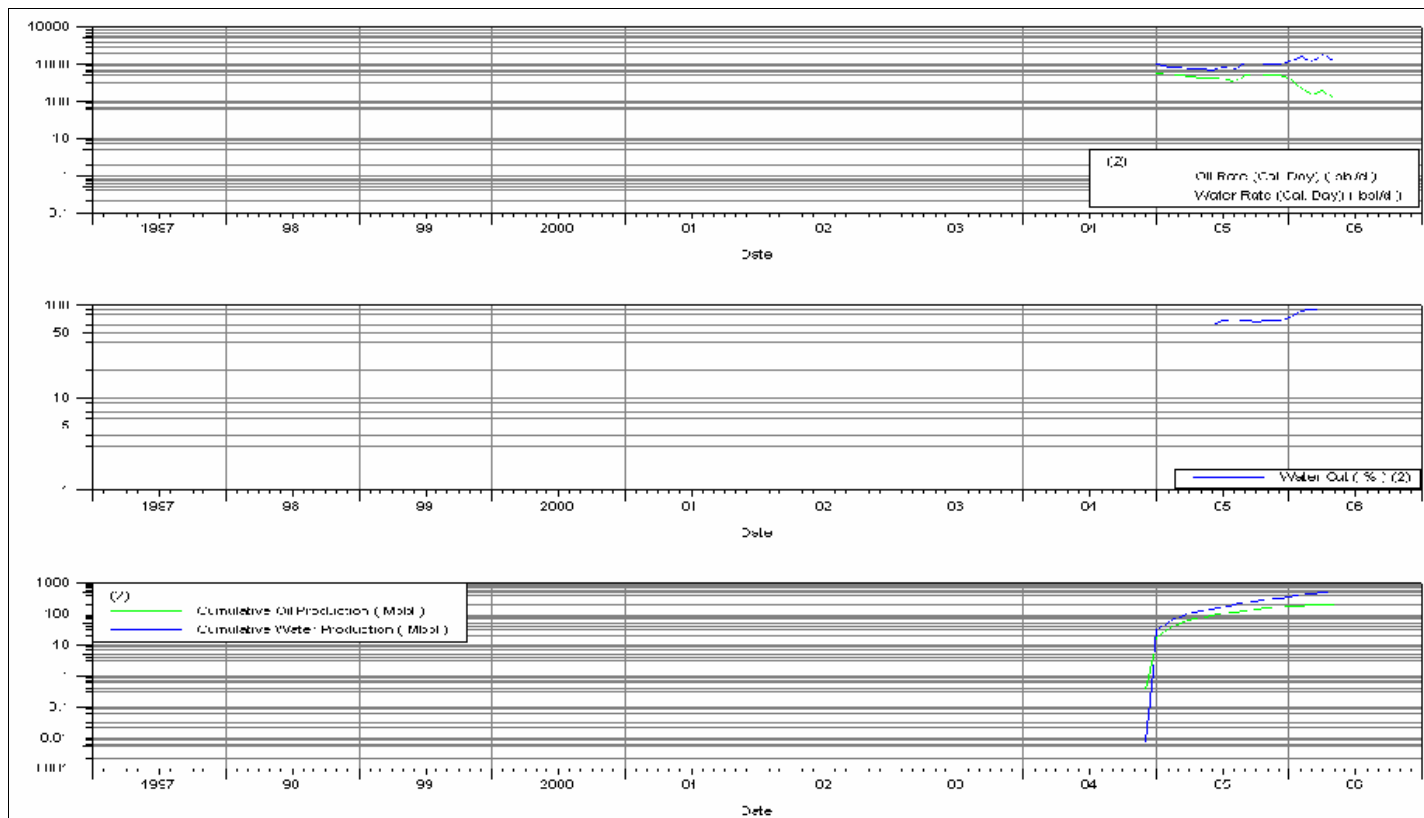


FUENTE: Oil Field Manager

ELABORACIÓN: Tatiana Revelo

FIGURA 4.10 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO TAPI – 04

“T”



FUENTE: Oil Field Manager

ELABORACIÓN: Tatiana Revelo

En Febrero de 1985 se cierra el pozo y en Mayo de 1991 se evalúa con bombeo hidráulico las arenas "U" Inferior y "T"; se decide aislar "T" por alto corte de agua y se comienza a producir de "U" Inferior en Octubre del mismo año.

Actualmente el pozo sigue produciendo de "U" Inferior y tiene una producción diaria de 40 BPPD y 28 BAPD.

La arena "T" acumuló 75.5 M BP y 45.6 M BA durante su lapso de productividad, por otro lado la arena "U" Inferior tiene una producción acumulada de 2616.7 M BP y 1229 M BA hasta el año 2006. (Figuras 4.11 y 4.12).

4.3.6 TETETE – 05

En Diciembre de 1983 el pozo Tetete – 05 fue perforado, su producción comenzó en Septiembre de 1984 con 1033 BPPD y 96 BAPD de la arena "U" Inferior.

En Enero de 1985 el pozo fue cerrado por poco aporte de crudo y se volvió abrir en Octubre de 1991, sin embargo, para Junio de 1994 se abandonó nuevamente el pozo por alto corte de agua y bajo aporte de producción.

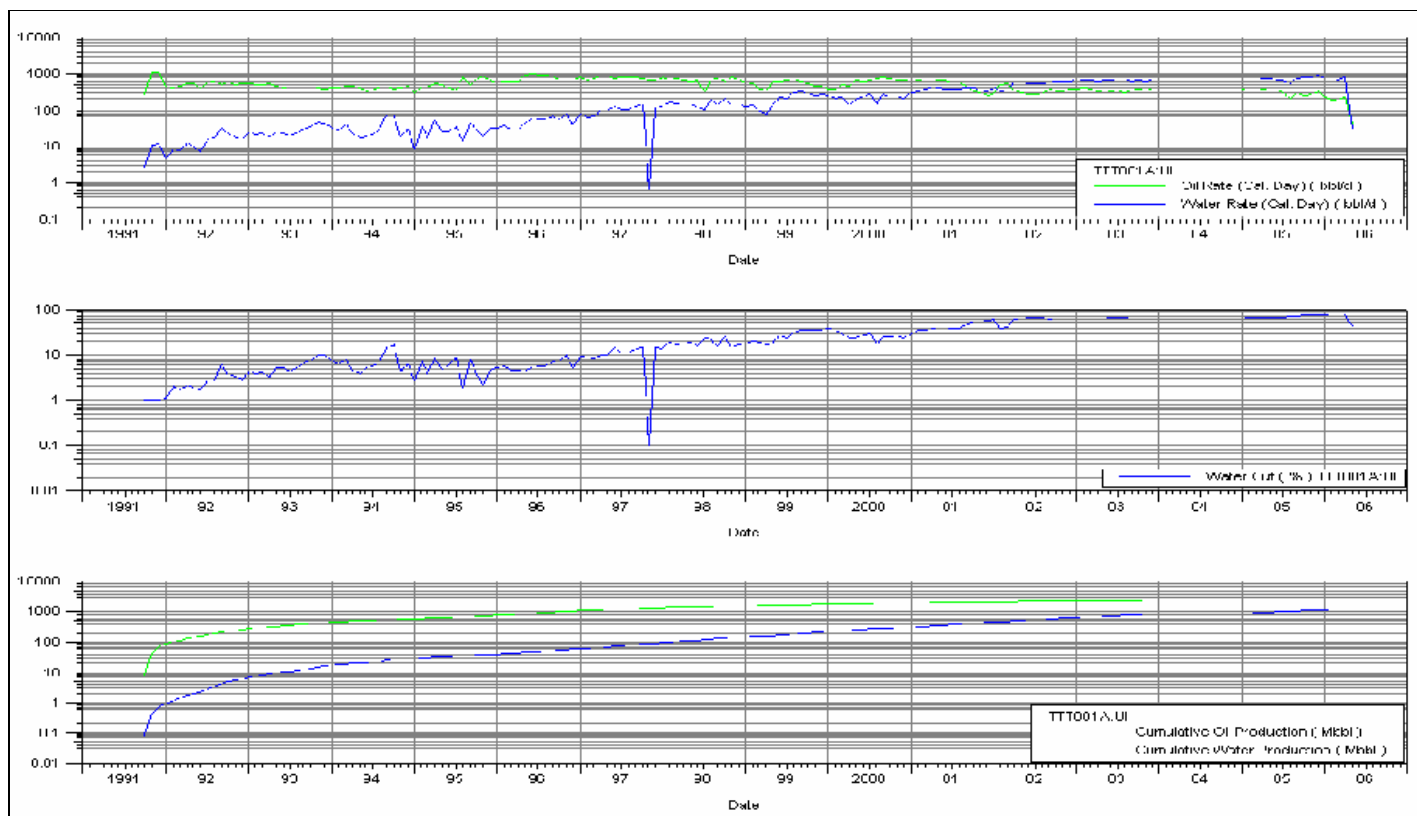
En Septiembre de 1997 se completa el pozo para reinyectar agua de formación en Tiyuyacu, actividad que se realiza hasta la fecha.

El pozo Tetete – 05 acumuló 246.8 M BP y 523.2 M BP de la arena "U" Inferior antes de ser convertido en un pozo reinjector. (Figura 4.13).

4.3.7 TETETE – 07

Pozo perforado en Agosto de 1985, su producción inicial fue de 230 BPPD y 1 BAPD de la arena "U" Inferior en Octubre de 1985.

**FIGURA 4.11 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO TETETE – 01
“U” INFERIOR**

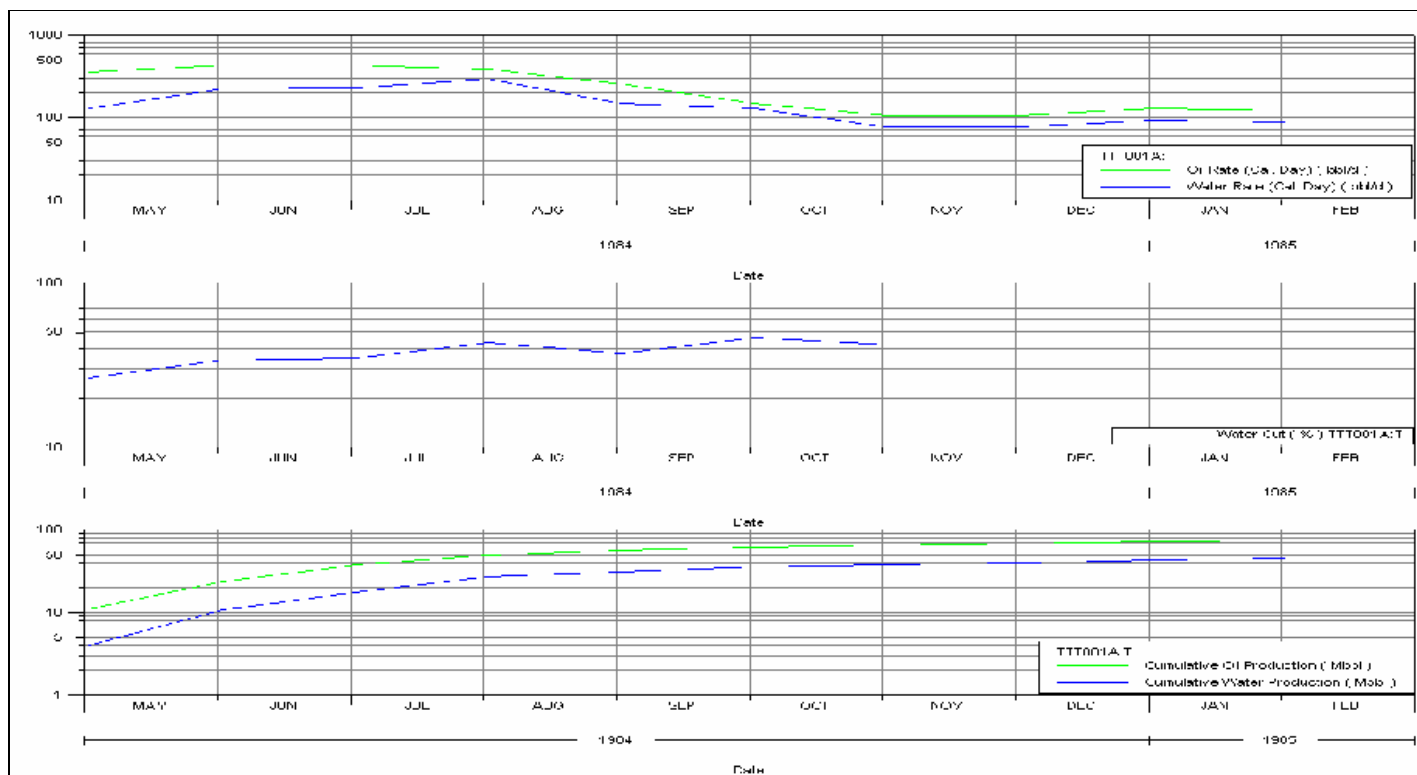


FUENTE: Oil Field Manager

ELABORACIÓN: Tatiana Revelo

FIGURA 4.12 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO TETETE – 01

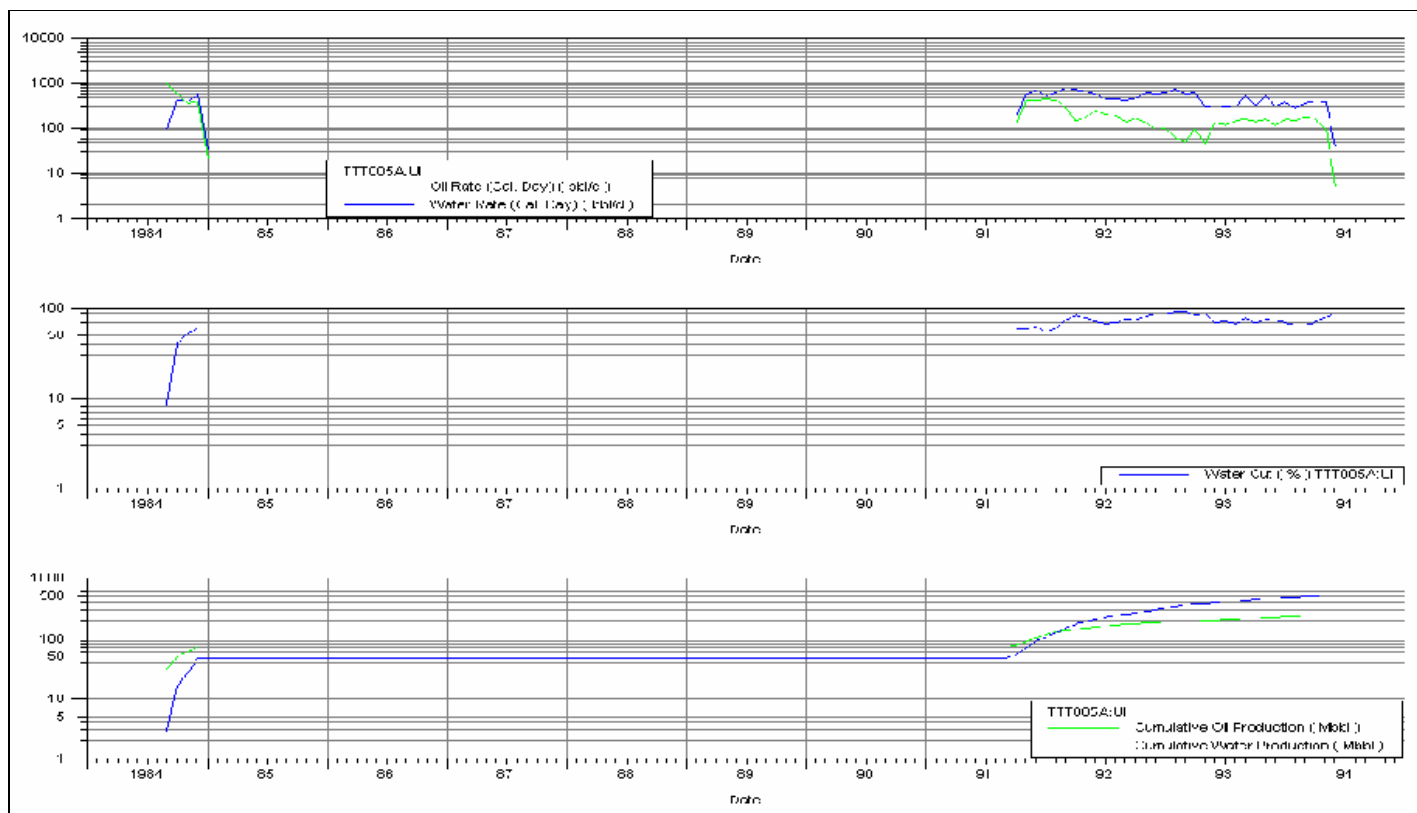
“T”



FUENTE: Oil Field Manager

ELABORACIÓN: Tatiana Revelo

**FIGURA 4.13 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO TETETE – 05
“U” INFERIOR**



FUENTE: Oil Field Manager

ELABORACIÓN: Tatiana Revelo

En Septiembre de 1989 se baja la completación para producir con bombeo hidráulico y en Noviembre de 1994 se baja una nueva completación para tratar de aislar la producción de agua.

Para Septiembre del 2000 se realiza un cambio de completación por comunicación tubing – casing, sin embargo el pozo sigue produciendo con un alto corte de agua.

La producción acumulada hasta el momento en la arena “U” Inferior es de 3794.2 M BP y 5271.1 M BA. (Figura 4.14).

4.3.8 TETETE – 10

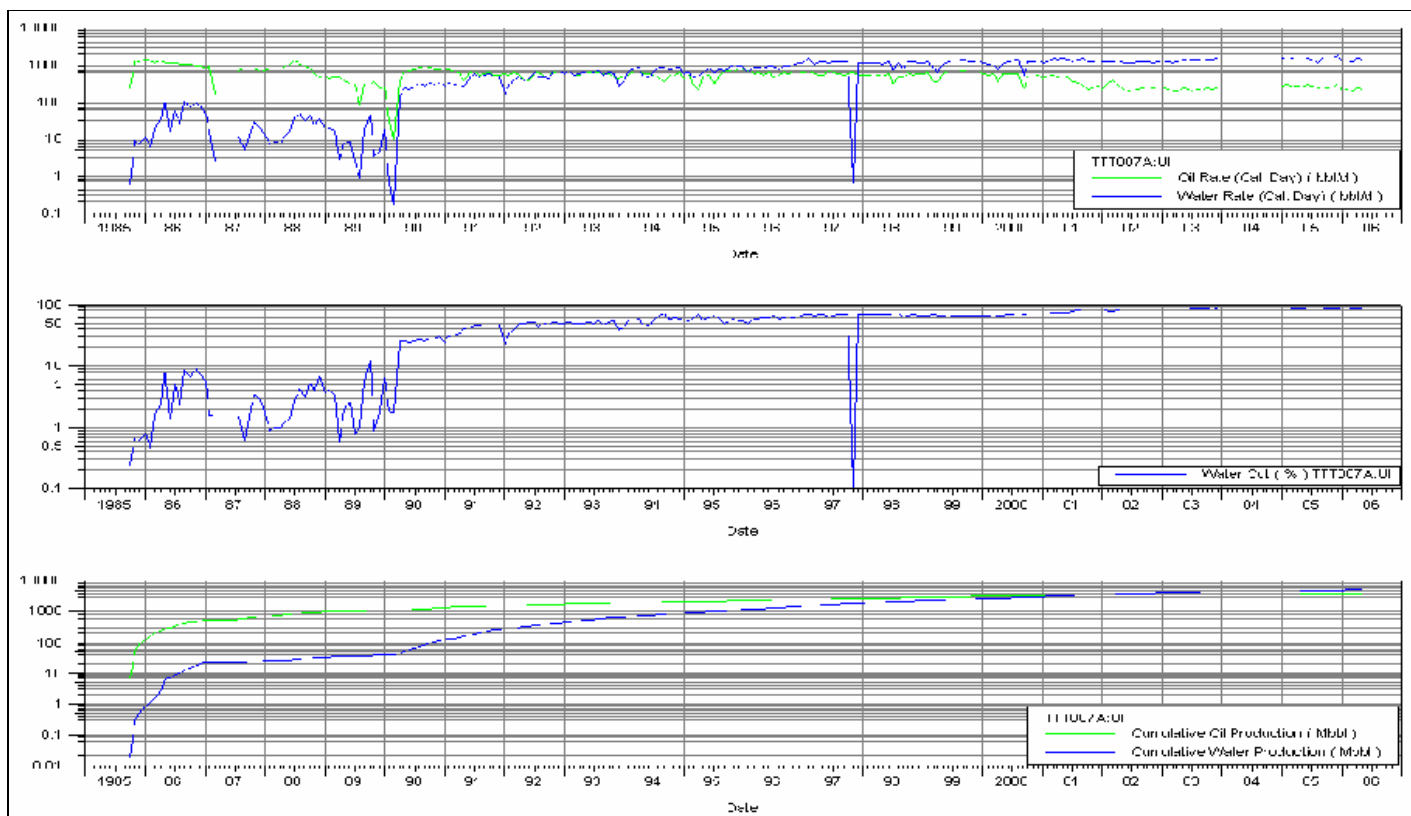
El pozo fue perforado en Mayo de 1987, en Septiembre de 1991 se evalúan las arenas “U” Inferior y “T” con bombeo hidráulico, en donde se comprobó que la arena “T” tiene un corte de agua del 100%.

Para Diciembre de 1991 se comienza a producir de “U” Inferior con 204 BPPD y 18 BAPD, en Enero del 2001 se realiza un cambio de completación debido a la presencia de un pescado.

En Enero del 2004 se cierra el pozo por alto corte de agua y se lo abre nuevamente en Enero del 2005, para seguir produciendo hasta el momento de la arena “U” Inferior.

El pozo tiene acumulado 1655.5 M BP y 2748.4 M BA de la arena “U” Inferior. (Figura 4.15).

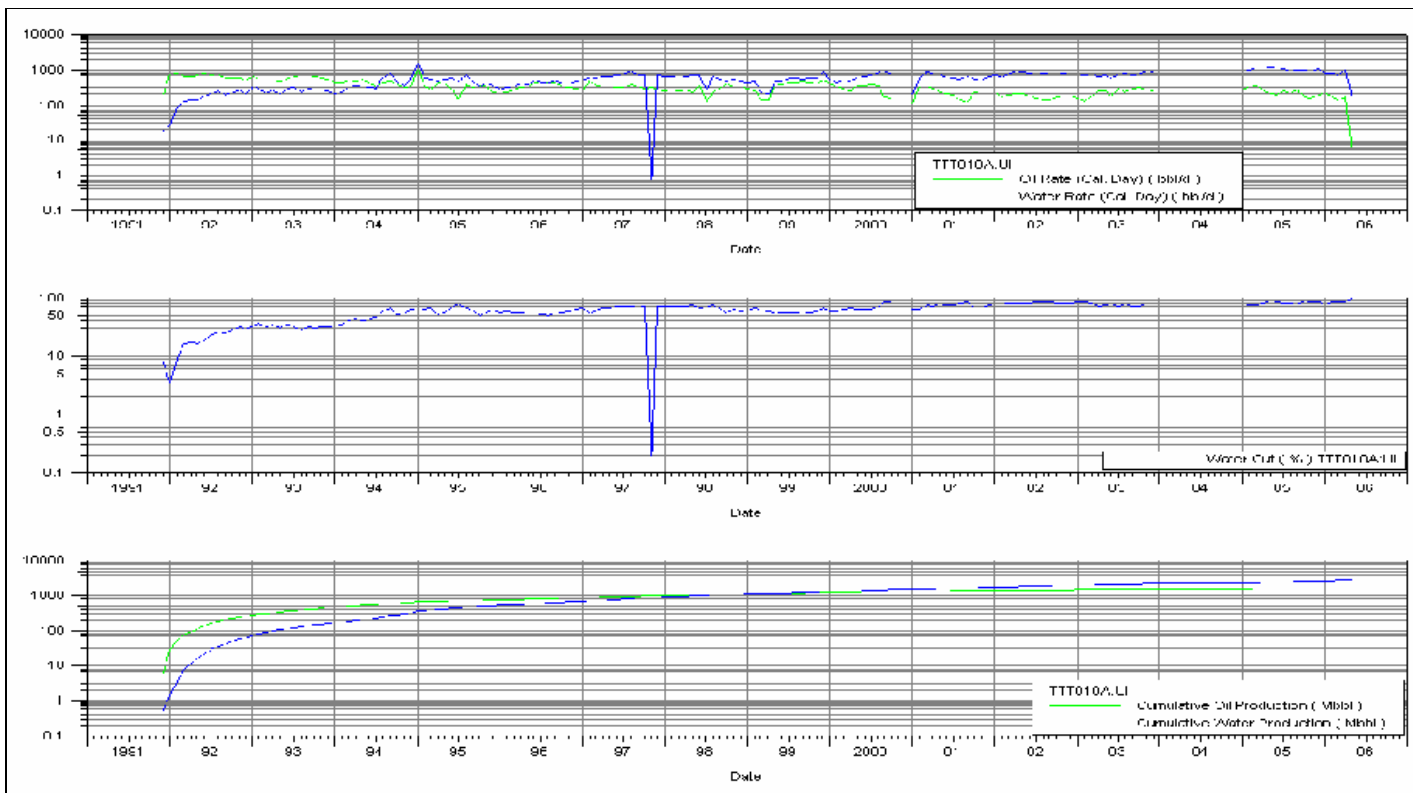
**FIGURA 4.14 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO TETETE – 07
“U” INFERIOR**



FUENTE: Oil Field Manager

ELABORACIÓN: Tatiana Revelo

**FIGURA 4.15 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO TETETE – 10
“U” INFERIOR**



FUENTE: Oil Field Manager

ELABORACIÓN: Tatiana Revelo

4.3.9 TETETE – 11

El pozo fue perforado en Julio de 1990, comenzó a producir en Agosto de este año de la arena “T” con 391 BPPD y 16 BAPD, pero para Septiembre del mismo año se realiza un squeeze para aislar la producción de agua, el cual no da resultado, por lo que la arena es cerrada.

Para Octubre de 1990 se comienza a producir con bombeo hidráulico de “U” Inferior con 228 BPPD y una producción nula de agua, en Enero del 2002 se cambia la completación a bombeo electrosumergible ya que el bombeo hidráulico no dio buenos resultados en este pozo.

Durante todo el año 2004 fue cerrado debido al alto corte de agua, pero se volvió abrir en Enero del 2005 y hasta este momento sigue produciendo de “U” Inferior.

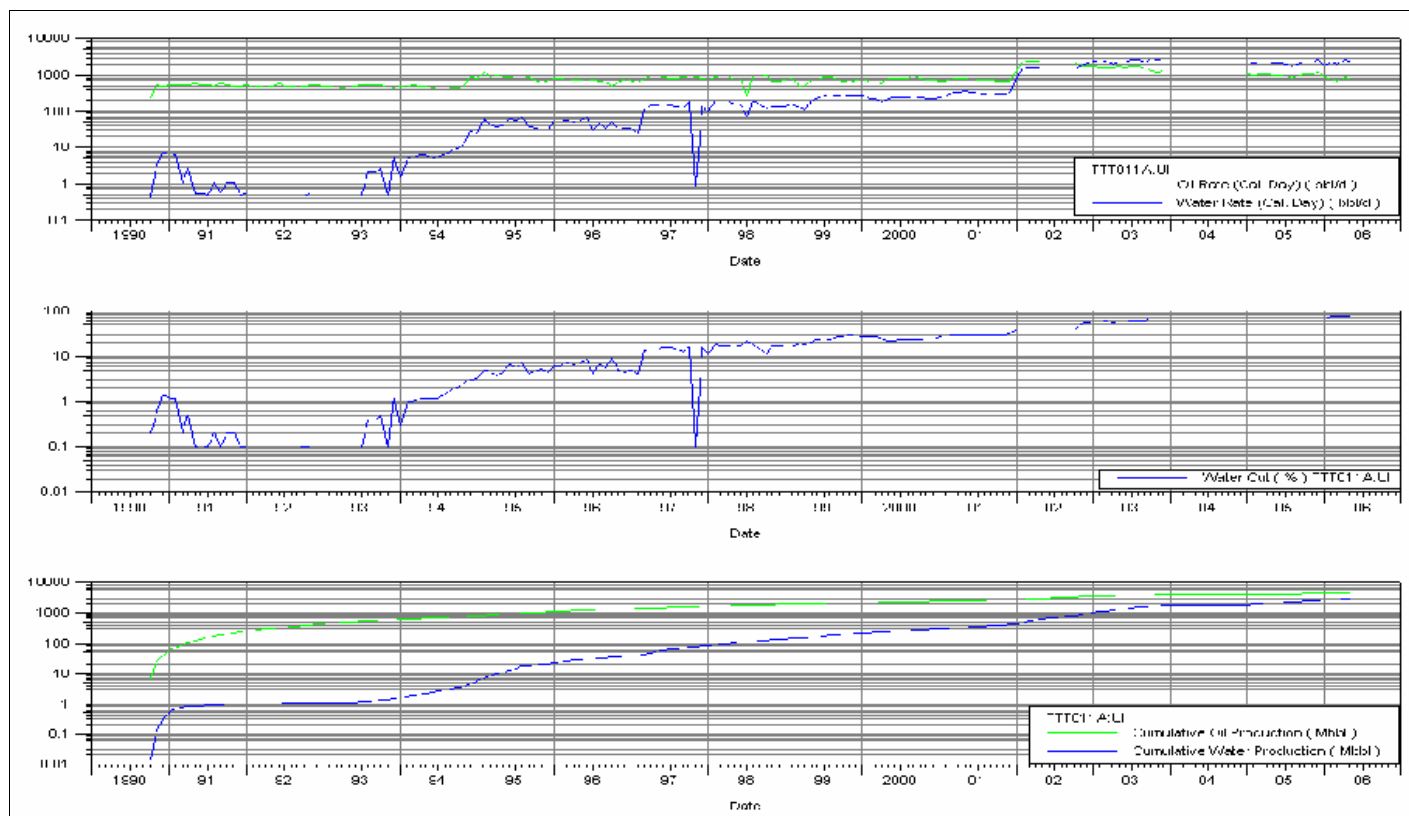
La arena “T” acumuló 19.8 M BP y 3 M BA en un mes de producción, pero la arena “U” Inferior hasta ahora tiene acumulado 4559.5 M BP y 2981.2 M BA. (Figuras 4.16 y 4.17).

4.4 RESERVAS ESTIMADAS PARA LOS NUEVOS POZOS DE DESARROLLO

La estimación de las reservas de los nuevos pozos de desarrollo se realiza mediante el método volumétrico y utilizando los datos petrofísicos que se obtuvo de los pozos vecinos a estos, debido a que no se puede conocer los datos reales hasta haber perforado los pozos y realizar los análisis correspondientes.

Sin embargo hay que tomar en cuenta que los pozos cercanos pueden tener un comportamiento similar en lo que se refiere a petrofísica y producción.

**FIGURA 4.16 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO TETETE – 11
“U” INFERIOR**

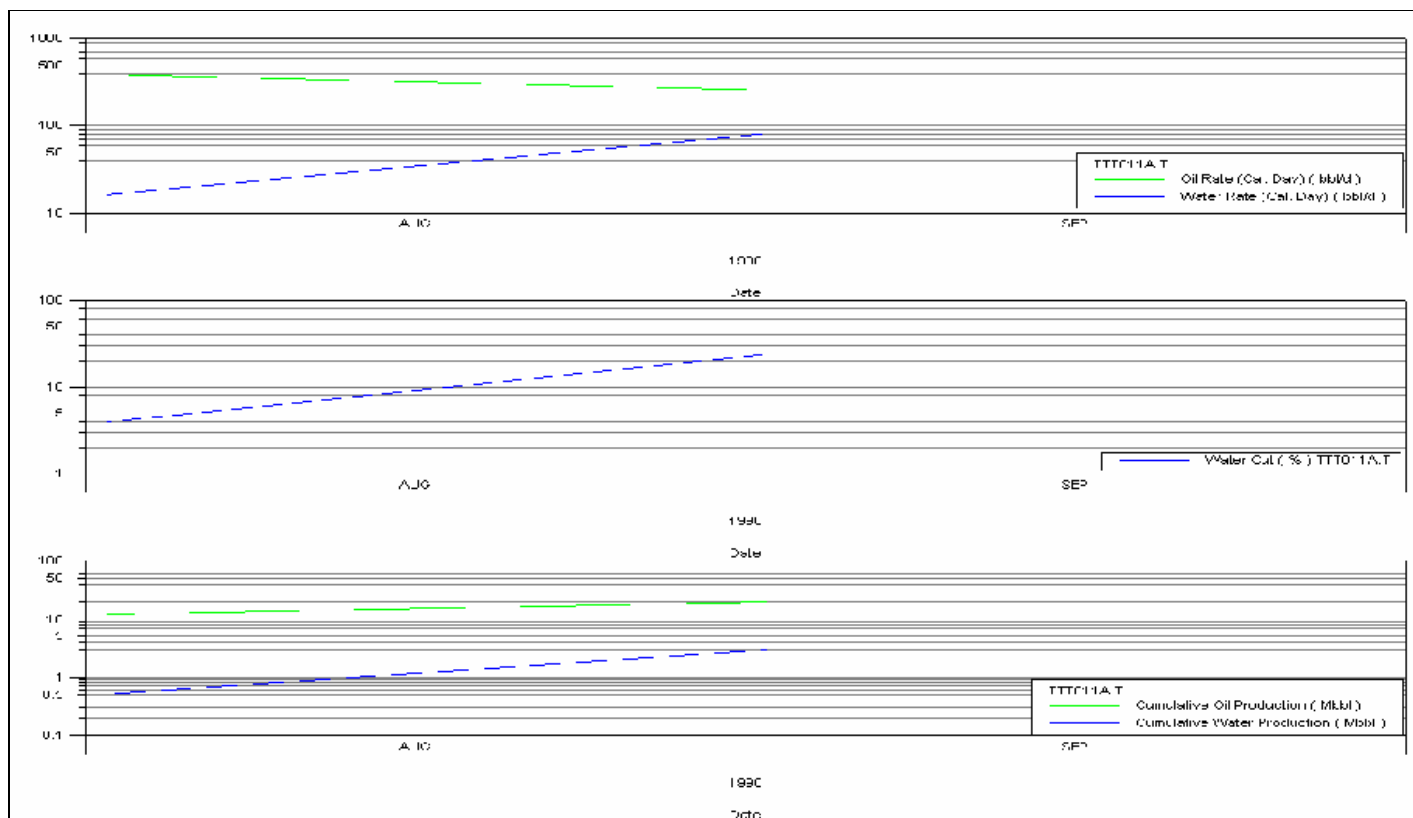


FUENTE: Oil Field Manager

ELABORACIÓN: Tatiana Revelo

FIGURA 4.17 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO TETETE – 11

“T”



FUENTE: Oil Field Manager

ELABORACIÓN: Tatiana Revelo

4.4.1 MÉTODO VOLUMÉTRICO

Para estimar las reservas de cada pozo mediante el método volumétrico se debe tomar en cuenta la ecuación general del mismo (Ec. 4.2), ya que los datos con los que se va a trabajar son aproximados y no es conveniente utilizar los procedimientos comentados en el capítulo anterior.

$$RESERVAS = \frac{7758 * A * h_o * \phi * (1 - S_w) * FR}{B_{oi}} \quad (\text{Ec. 4.2})$$

El procedimiento a seguir es el siguiente:

1. Determinar el Radio de Drenaje (Rd) mediante las siguientes fórmulas:

$$\bar{D}(Pies) = \frac{D_1 + D_2 + D_3}{3} \quad (\text{Ec. 4.3})$$

$$Rd(Pies) = \frac{\bar{D}}{2} \quad (\text{Ec. 4.4})$$

Donde:

D_1, D_2, D_3 = Distancias desde el pozo nuevo a los pozos cercanos (Tabla 4.2)

2. Determinar el Área de Drenaje (A) con la ecuación:

$$A(Acres) = \frac{\pi * Rd^2 (Pies^2)}{43560 \left(\frac{Pies^2}{ACRES} \right)} \quad (\text{Ec. 4.5})$$

TABLA 4.4 RADIOS Y ÁREAS DE DRENAJE

POZO	Rd (Pies)	A (Acres)
Tapi - 07	790	45
Tapi - 08	838	51
Tetete - 13	1217	107
Tetete - 14	1122	91

ELABORACIÓN: Tatiana Revelo

3. Determinar las Propiedades Petrofísicas de cada pozo y de cada arena.

- La porosidad efectiva y la saturación de agua y de petróleo se las obtuvo realizando un promedio entre los datos conocidos de los pozos vecinos a cada pozo nuevo.
- El espesor de petróleo (h_o) se lo determinó mediante la fórmula:

$$h_o(PIES) = \frac{Ih(Pies)}{\phi_e * S_o} \quad (Ec. 4.6)$$

Donde:

Ih = isoíndice de hidrocarburos aproximado (Anexo 7)

Estos datos petrofísicos se los presenta en las tablas 4.5 y 4.6.

Es necesario mencionar que en los pozos Tetete – 13 y Tetete – 14 se presentan espesores netos de petróleo en “U” Media y “T” Inferior respectivamente, pero los pozos cercanos presentan espesores nulos de estas arenas, es por esto que se tomó datos de pozos del mismo campo que sí presentan un espesor neto de hidrocarburos.

Así, para el pozo Tetete – 13 se tomó datos de Tetete – 10 y para el pozo Tetete – 14 se tomó de Tetete – 09.

TABLA 4.5 PROPIEDADES PETROFÍSICAS DE LOS POZOS PROPUESTOS DEL CAMPO TAPI

CAMPO TAPI											
	POZOS CERCANOS						POZOS PROPUESTOS				
	TAPI - 01			TAPI - 02			TAPI - 07				
ARENA	Sw	So	Φe	Sw	So	Φe	Sw	So	Φe	Ih	ho
"U" Inferior	0,295	0,705	0,165	0,27	0,73	0,19	0,2825	0,7175	0,1775	1,3	10,21
"T" Superior	0,4	0,6	0,136	0,407	0,593	0,143	0,4035	0,5965	0,1395	0,5	6,01
	TAPI - 03			TAPI - 04			TAPI - 08				
"U" Inferior	----	----	----	0,192	0,808	0,188	0,192	0,808	0,188	1,3	8,56
"T" Superior	----	----	----	0,333	0,667	0,168	0,333	0,667	0,168	0,5	4,46

ELABORACIÓN: Tatiana Revelo

TABLA 4.6 PROPIEDADES PETROFÍSICAS DE LOS POZOS PROPUESTOS DEL CAMPO TETETE

CAMPO TETETE														
	POZOS CERCANOS									POZOS PROPUESTOS				
	TETETE - 01			TETETE - 05			TETETE - 11			TETETE - 13				
ARENA	Sw	So	Φe	Sw	So	Φe	Sw	So	Φe	Sw	So	Φe	Ih	ho
"U" Superior	0,275	0,725	0,131	----	----	----	----	----	----	0,275	0,725	0,131	1	10,53
"U" Media	----	----	----	----	----	----	----	----	----	0,181	0,819	0,127	0,7	6,73
"U" Inferior	0,058	0,942	0,189	0,283	0,717	0,136	0,094	0,906	0,185	0,145	0,855	0,170	4	27,52
"T" Superior	0,243	0,757	0,141	0,408	0,592	0,159	0,376	0,624	0,129	0,342	0,658	0,143	0,7	7,44
"T" Inferior	----	----	----	----	----	----	0,341	0,659	0,123	0,341	0,659	0,123	1,1	13,57
	TETETE - 01			TETETE - 07			TETETE - 10			TETETE - 14				
"U" Superior	0,275	0,725	0,131	----	----	----	----	----	----	0,275	0,725	0,131	1	10,53
"U" Media	----	----	----	----	----	----	0,181	0,819	0,127	0,181	0,819	0,127	1	9,61
"U" Inferior	0,058	0,942	0,189	0,167	0,833	0,19	0,232	0,768	0,195	0,152	0,848	0,191	4,6	28,36
"T" Superior	0,243	0,757	0,141	----	----	----	0,323	0,677	0,119	0,283	0,717	0,13	1,5	16,09
"T" Inferior	----	----	----	----	----	----	----	----	----	0,221	0,779	0,155	1,1	9,11

ELABORACIÓN: Tatiana Revelo

4. Se utiliza el factor volumétrico inicial determinado en el Capítulo II, puesto que está establecido por campo y por arenas de manera general.
5. Una vez realizados los pasos anteriores, es posible calcular el Petróleo Original en Sitio (Tabla 4.7).

$$POES(BF) = \frac{7758 \left(\frac{BL}{ACRE} - PIE \right) * A(ACRES) * h_o(PIES) * \phi * (1 - S_w)}{B_{oi} \left(\frac{BL}{BF} \right)} \quad (\text{Ec. 4.7})$$

6. Para determinar las reservas estimadas se utiliza la fórmula:

$$RESERVAS(BF) = POES(BF) * FR \quad (\text{Ec. 4.8})$$

Donde:

FR = Factor de Recobro

El factor de recobro que se utiliza se lo presenta en el Capítulo III, puesto que éste al igual que el factor volumétrico se lo determinó de manera general por campo y por arena.

TABLA 4.7 RESERVAS ESTIMADAS DE LOS NUEVOS POZOS DE DESARROLLO

POZO	ARENA	POES (BF)	R. ESTIMADAS (BF)
Tapi - 07	"U" Inferior	399.332	199.666
	"T" Superior	127.694	54.908
	TOTAL	527.026	254.575
Tapi - 08	"U" Inferior	449.239	224.619
	"T" Superior	143.653	61.771
	TOTAL	592.891	286.390
Tetete - 13	"U" Superior	739.211	335.602
	"U" Media	517.448	253.549
	"U" Inferior	2'956.845	1'419.286
	"T" Superior	424.193	187.494
	"T" Inferior	666.920	313.453
	TOTAL	5'304.618	2'509.383

TABLA 4.7 CONTINUACIÓN

Tetete - 14	"U" Superior	628.631	285.398
	"U" Media	628.631	308.029
	"U" Inferior	2.891.701	1'388.017
	"T" Superior	773.008	341.670
	"T" Inferior	567.154	266.562
	TOTAL	5'489.125	2'589.676

ELABORACIÓN: Tatiana Revelo

4.5 PREDICCIÓN DE PRODUCCIÓN DE LOS NUEVOS POZOS DE DESARROLLO

La predicción de producción se elabora mediante un programa elaborado en Excel por el Departamento de Yacimientos de Petroproducción, éste nos determina la declinación de producción en una variación de tiempo (Figura 4.18).

4.5.1 PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO DEL PROGRAMA

El programa se basa en varias definiciones como son:

1. La declinación exponencial, la cual ya se la definió en el capítulo anterior:

$$q = q_o * e^{-bt} \quad (\text{Ec. 4.9})$$

Donde:

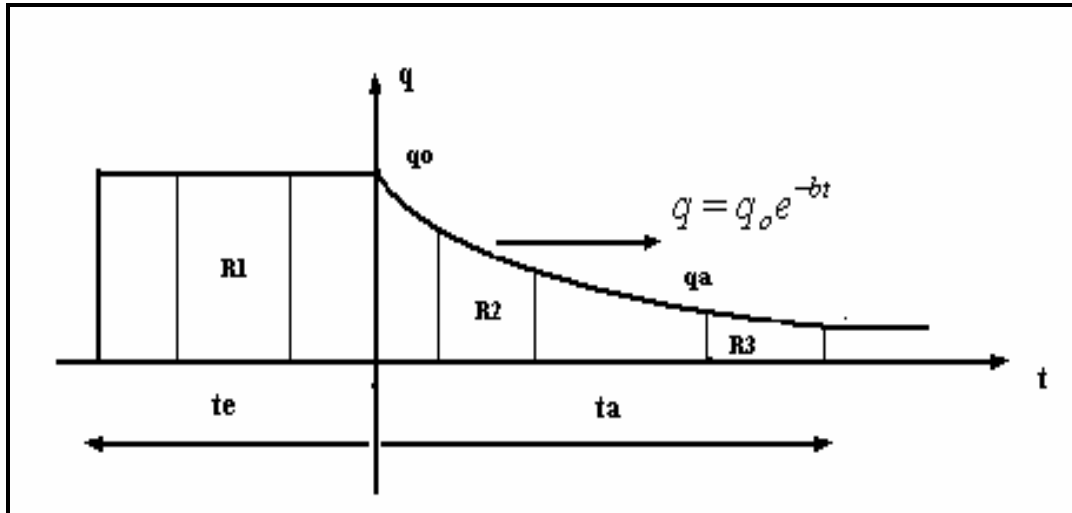
q = Producción a un tiempo determinado (BFPD)

q_o = Producción inicial, cuando comienza la declinación (BFPD)

b = Factor de declinación constante (a)

t = Tiempo determinado de producción (AÑOS)

FIGURA 4.18 DECLINACIÓN DE PRODUCCIÓN EN FUNCIÓN DEL TIEMPO



FUENTE: Petroproducción

2. La declinación de la producción (D), que según estudios realizados se basa en la siguiente fórmula:

$$D = \frac{q_i - q_{i+1}}{q_i} \quad (\text{Ec. 4.10})$$

Si se reemplaza la ecuación 4.9 en 4.10 se obtiene:

$$D = \frac{q_o e^{-bti} - q_o e^{-b(t+1)}}{q_o e^{-bti}} = \frac{q_o e^{-bti} (1 - e^{-b})}{q_o e^{-bti}} \quad (\text{Ec. 4.11})$$

$$D = 1 - e^{-b} \Rightarrow b = -\ln(1 - D) \quad (\text{Ec. 4.12})$$

3. El factor de abandono que está definido mediante la relación entre la producción de abandono (q_a) donde el yacimiento deja de ser rentable y la producción inicial (q_o):

$$f_a = \frac{q_a}{q_o} \quad (\text{Ec. 4.13})$$

Reemplazando la ecuación 4.9 en 4.13 se obtiene la siguiente expresión:

$$f_a = \frac{q_o e^{-bta}}{q_o} = e^{-bta} \Rightarrow t_a = -\ln(f_a) / b \quad (\text{Ec. 4.14})$$

4. Las reservas calculadas (R) mediante la ecuación exponencial se definen de la siguiente manera:

$$R_{t_1}^{t_2} = q_o \int_{t_1}^{t_2} e^{-bt} dt = -\frac{q_o}{b} [e^{-bt_2} - e^{-bt_1}]$$

$$R_{t_1}^{t_2} = \frac{q_o}{b} [e^{-bt_1} - e^{-bt_2}] \quad (\text{Ec. 4.15})$$

La figura 4.18 muestra que tenemos tres clases de reservas a tres diferentes tiempos:

- En un tiempo de estabilización (t_e)

$$R_1 = q_o * t_e \quad (\text{Ec. 4.16})$$

- A un tiempo de abandono ($0 - t_a$)

$$R_2 = R_o^{t_a} = \frac{q_o}{b} (1 - e^{-bta}) \quad (\text{Ec. 4.17})$$

- Después del tiempo de abandono ($t_a - \infty$)

$$R_3 = R_{t_a}^\infty = \frac{q_o}{b} \left(e^{-b t_a} \right) \quad (\text{Ec. 4.18})$$

Por lo tanto las reservas totales (R_t) están definidas por:

$$R_t = R_1 + R_2 + R_3 \quad (\text{Ec. 4.19})$$

$$R_t = q_o \times t_e + \frac{q_o}{b} - \frac{q_o}{b} e^{-b t_a} + \frac{q_o}{b} e^{-b t_a}$$

$$R_t = q_o \times t_e + \frac{q_o}{b} \Rightarrow t_e = \frac{R_t}{q_o} - \frac{1}{b} \quad (\text{Ec. 4.20})$$

5. Asunciones que nos permiten realizar el programa

$$R_t = \text{dato} \quad , \quad f_a = \text{dato} \quad , \quad t_a \geq 0$$

Cuando $t_e = 0$:

$$\frac{R_t}{q_o} = \frac{1}{b} \Rightarrow \begin{aligned} q_o &= b \times R_t \\ b &= \frac{q_o}{R_t} \end{aligned} \quad (\text{Ec. 4.21})$$

Cuando $t_e > 0$:

$$\frac{R_t}{q_o} > \frac{1}{b} \Rightarrow \begin{aligned} q_o &< b \times R_t \\ b &> \frac{q_o}{R_t} \end{aligned} \quad (\text{Ec. 4.22})$$

4.5.2 PROCEDIMIENTO PARA OBTENER LA PREDICCIÓN DE PRODUCCIÓN

Para que el programa de Petroproducción funcione se debe realizar con anterioridad los siguientes pasos:

1. Calcular las reservas totales de cada pozo nuevo (Tabla 4.7).
2. Asumir un caudal inicial (q_0) para cada pozo.

Para esto se debe conocer el caudal inicial de los pozos cercanos a los pozos propuestos (Tabla 4.8), y sacar un promedio aproximado (Tabla 4.9).

TABLA 4.8 CAUDALES INICIALES DE LOS POZOS VECINOS

POZO VECINO	ARENA	FECHA	q_0 (BPPD)
Tapi - 01	"T"	01/12/1985	332
Tapi - 02	"U" Inferior	01/03/1988	161
Tapi - 04	"U" Inferior	01/09/1987	557
Tetete - 01	"T"	14/07/1980	359
Tetete - 05	"U" Inferior	30/04/1984	1033
Tetete - 07	"U" Inferior	07/09/1985	230
Tetete - 10	"U" Inferior	06/09/1991	910
Tetete - 11	"T"	25/07/1990	391

FUENTE: Petroproducción

ELABORACIÓN: Tatiana Revelo

3. Determinar el factor de abandono con la ecuación 4.13 (Tabla 4.9).

Debido al alto precio que tiene el barril de petróleo actualmente, el caudal de abandono de un pozo es de 50 BPPD.

TABLA 4.9 CAUDAL INICIAL Y FACTOR DE ABANDONO DE LOS POZOS PROPUESTOS

POZO NUEVO	q _o (BPPD)	fa
Tapi - 07	200	0,25
Tapi - 08	300	0,17
Tetete - 13	500	0,10
Tetete - 14	500	0,10

ELABORACIÓN: Tatiana Revelo

4. Ingresar los datos al programa.

Las predicciones de producción de los pozos propuestos se presentan a continuación:

TABLA 4.10 PREDICCIÓN DE PRODUCCIÓN DEL POZO TAPI – 07

RESERVAS ESTIMADAS (BLS)					254.575
PERIODO DE PRODUCCIÓN (AÑOS)					5
PRODUCCIÓN MAXIMA DIARIA (BLS)					200
DECLINACIÓN (%)					24,93
FECHA DE INICIO DE PRODUCCIÓN					Enero
	PRODUCCIÓN DIARIA	PRODUCCIÓN ANUAL	PRODUCCIÓN ACUMULADA	RESERVAS REMANENTES	RESERVAS RECUPERADAS
AÑO	BPPD	BLS	BLS	BLS	%
1	174	63.466	63.466	191.109	24,9
2	131	47.644	111.110	143.465	43,6
3	98	35.766	146.876	107.699	57,7
4	74	26.850	173.726	80.849	68,2
5	55	20.156	193.882	60.693	76,2

ELABORACIÓN: Tatiana Revelo

FIGURA 4.19 PREDICCIÓN DE PRODUCCIÓN DEL POZO TAPI – 07



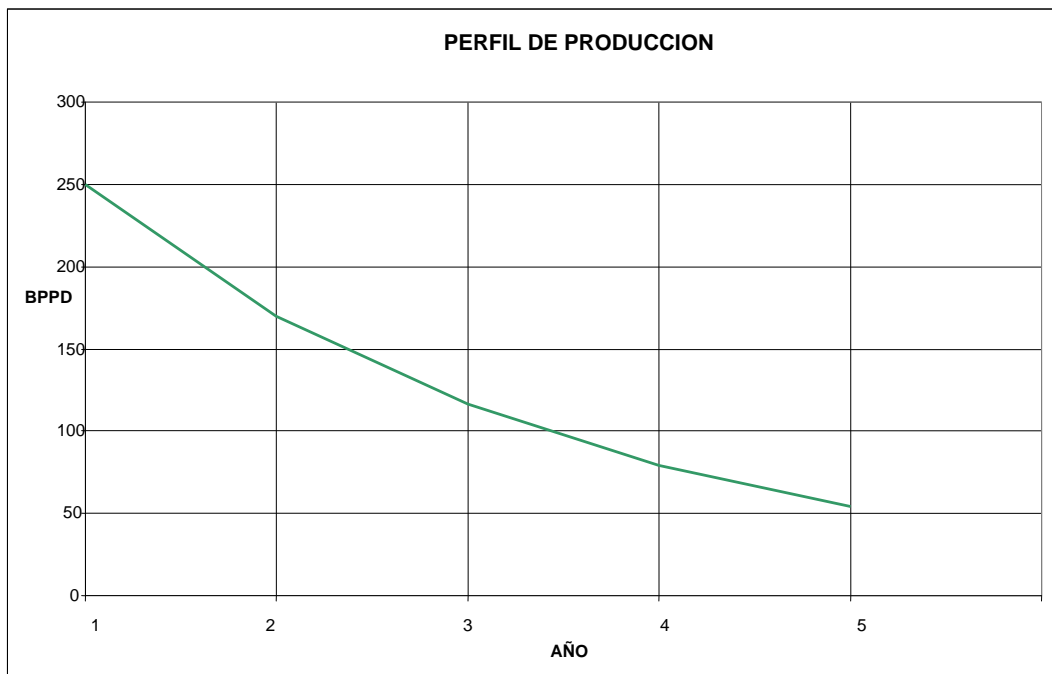
ELABORACIÓN: Tatiana Revelo

TABLA 4.11 PREDICCIÓN DE PRODUCCIÓN DEL POZO TAPI – 08

RESERVAS ESTIMADAS (BLS)				286.390	
PERIODO DE PRODUCCIÓN (AÑOS)				5	
PRODUCCIÓN MAXIMA DIARIA (BLS)				300	
DECLINACIÓN (%)				31,77	
FECHA DE INICIO DE PRODUCCIÓN				Enero	
	PRODUCCIÓN DIARIA	PRODUCCIÓN ANUAL	PRODUCCIÓN ACUMULADA	RESERVAS REMANENTES	RESERVAS RECUPERADO
AÑO	BPPD	BLS	BLS	BLS	%
1	250	90.998	90.998	195.392	31,8
2	170	62.084	153.082	133.308	53,5
3	116	42.357	195.439	90.951	68,2
4	79	28.899	224.338	62.052	78,3
5	54	19.716	244.055	42.335	85,2

ELABORACIÓN: Tatiana Revelo

FIGURA 4.20 PREDICCIÓN DE PRODUCCIÓN DEL POZO TAPI – 08



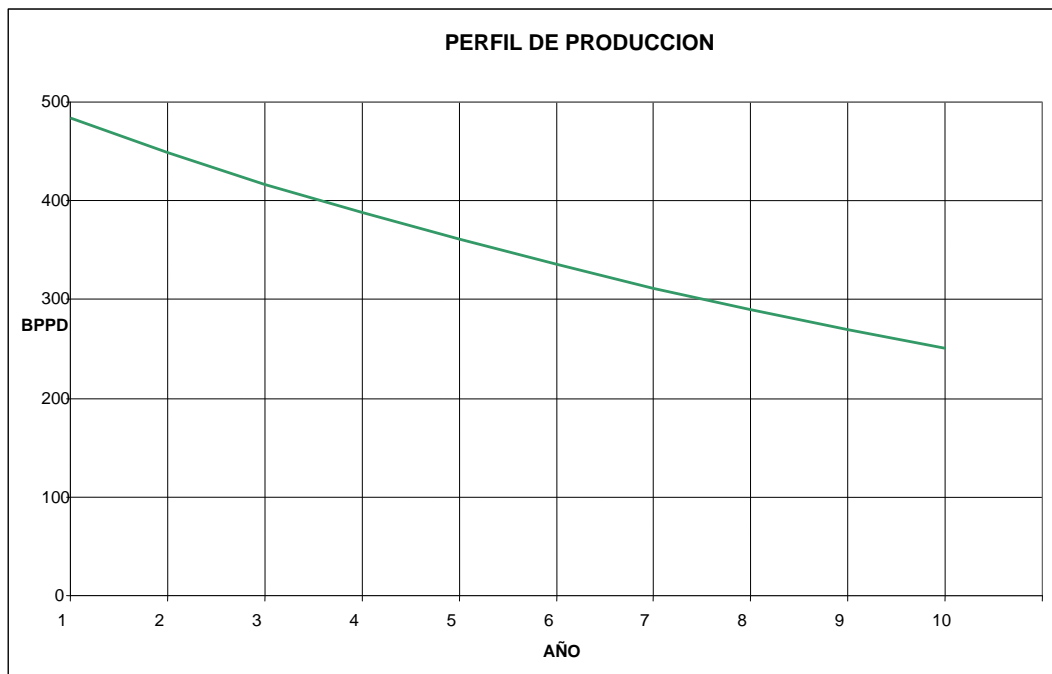
ELABORACIÓN: Tatiana Revelo

TABLA 4.12 PREDICCIÓN DE PRODUCCIÓN DEL POZO TETETE – 13

RESERVAS ESTIMADAS (BLS)				2'509.383	
PERIODO DE PRODUCCIÓN (AÑOS)				32	
PRODUCCIÓN MAXIMA DIARIA (BLS)				500	
DECLINACIÓN (%)				7,01	
FECHA DE INICIO DE PRODUCCIÓN				Enero	
	PRODUCCIÓN DIARIA	PRODUCCIÓN ANUAL	PRODUCCIÓN ACUMULADA	RESERVAS REMANENTES	RESERVAS RECUPERADO
AÑO	BPPD	BLS	BLS	BLS	%
1	484	176.022	176.022	2'333.361	7,0
2	448	163.675	339.696	2'169.687	13,5
3	417	152.194	491.890	2'017.493	19,6
4	388	141.518	633.408	1'875.975	25,2
5	361	131.591	764.999	1'744.384	30,5
6	335	122.361	887.359	1'622.024	35,4
7	312	113.777	1'001.137	1'508.246	39,9
8	290	105.797	1'106.933	1'402.450	44,1
9	270	98.375	1'205.309	1'304.074	48,0
10	251	91.475	1'296.783	1'212.600	51,7

ELABORACIÓN: Tatiana Revelo

FIGURA 4.21 PREDICCIÓN DE PRODUCCIÓN DEL POZO TETETE – 13



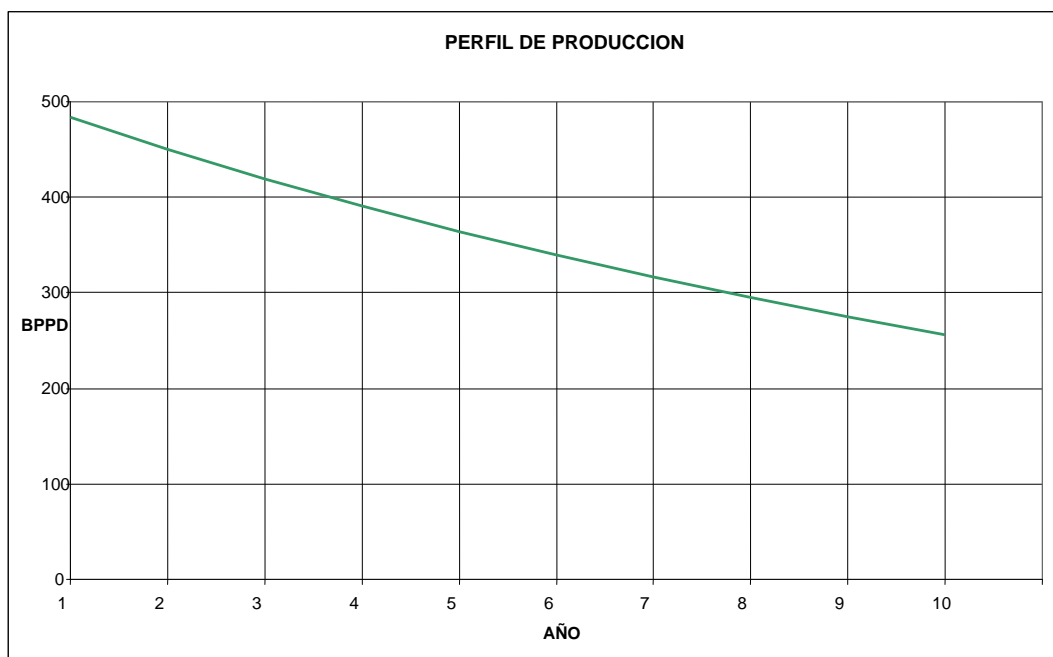
ELABORACIÓN: Tatiana Revelo

TABLA 4.13 PREDICCIÓN DE PRODUCCIÓN DEL POZO TETETE – 14

RESERVAS ESTIMADAS (BLS)				2'589.676	
PERIODO DE PRODUCCIÓN (AÑOS)				33	
PRODUCCIÓN MÁXIMA DIARIA (BLS)				500	
DECLINACIÓN (%)				6,80	
FECHA DE INICIO DE PRODUCCIÓN				Enero	
	PRODUCCIÓN DIARIA	PRODUCCIÓN ANUAL	PRODUCCIÓN ACUMULADA	RESERVAS REMANENTES	RESERVAS RECUPERADO
AÑO	BPPD	BLS	BLS	BLS	%
1	484	176.218	176.218	2'413.458	6,8
2	450	164.227	340.445	2'249.231	13,1
3	419	153.052	493.497	2'096.179	19,1
4	391	142.637	636.134	1'953.542	24,6
5	364	132.931	769.065	1'820.611	29,7
6	339	123.886	892.951	1'696.725	34,5
7	316	115.456	1'008.407	1'581.269	38,9
8	295	107.600	1'116.006	1'473.670	43,1
9	275	100.278	1'216.284	1'373.392	47,0
10	256	93.454	1'309.738	1'279.938	50,6

ELABORACIÓN: Tatiana Revelo

FIGURA 4.22 PREDICCIÓN DE PRODUCCIÓN DEL POZO TETETE – 14



ELABORACIÓN: Tatiana Revelo

Es necesario mencionar que a pesar de que el período de producción de los pozos Tetete – 13 y Tetete – 14 es de 32 y 33 años respectivamente, únicamente se presenta la predicción de diez años, puesto que es posible que durante ese tiempo se realice otros estudios considerando la situación en la que se encuentre el pozo.

CAPÍTULO V

ANÁLISIS TÉCNICO – ECONÓMICO

5.1 ANÁLISIS TÉCNICO

La ubicación de los nuevos pozos de desarrollo se ha realizado con la finalidad de recuperar en su totalidad las reservas del campo Tapi – Tetete, debido a que los pozos ya existentes pueden no tener un radio de drenaje lo suficientemente grande y se caracterizan por tener problemas de alto corte de agua lo que ha provocado cerrarlos dejando el petróleo en el reservorio.

Es necesario conocer que Petroproducción recomienda que los pozos nuevos del Campo Tapi – Tetete sean completados con bombeo electrosumergible (BES) y no con bombeo hidráulico, debido a que éste campo ya no tiene capacidad de fluido motriz.

Las reservas aproximadas de los cuatro pozos propuestos son 5'640.024 BF siendo 540.965 BF del campo Tapi y 5'099.059 BF del campo Tetete, para estas reservas se realizó una predicción de producción por pozo (Capítulo IV), pero sin el conocimiento de la factibilidad económica que representa la perforación y producción de cada pozo, por lo que se realiza a continuación el análisis económico.

5.2 ANÁLISIS ECONÓMICO

El análisis económico se lo realiza con el fin de conocer que tan factible es la perforación de los pozos propuestos tomando en cuenta la producción de los mismos, para esto se necesita estar al tanto de los costos de perforación de pozos direccionales y los costos de producción.

La evaluación económica se basa principalmente en el criterio del valor actual neto (VAN) y la tasa interna de retorno (TIR), los cuales determinarán la puesta en marcha o no del proyecto.

5.2.1 COSTOS DE PERFORACIÓN

Para el presente análisis se tomó los costos incurridos en la perforación de un pozo direccional que ha llegado hasta la arena “T” Inferior, por lo que estos costos no tendrán una variación considerable para los pozos propuestos.

Las siguientes tablas presentan los costos estimados para cada uno de los nuevos pozos de desarrollo del Campo Tapi – Tetete.

TABLA 5.1 COSTO ESTIMADO DE PERFORACIÓN Y COMPLETACIÓN DE UN POZO DIRECCIONAL

OPERACIÓN Y MATERIALES	COSTO (USD)
Carretera a Locación	0
Locación (Plataforma y Piscinas)	70.000
Costos de Transporte	150.000
Costos de Perforación (Taladro)	900.000
Costos de Perforación Direccional	1'000.000
Brocas	100.000
Lodos, Químicos y Sal Industrial	40.368
Cementación	252.902
Registros Eléctricos	200.000
Completación y Bombeo	250.000
Supervisión	10.000
Misceláneos	250.000
Árbol de Navidad	30.000
Tubería	80.000
Casing	500.000
Equipo Interno de Pozo (Packer, No-Go, Sleeve Liding)	15.500
Punzonamientos	40.000
Línea de Flujo	30.000
Levantamiento Artificial Eléctrico	250.000
Otros Equipos	60.000
TOTAL	4'228.770

FUENTE: Unidad de Contabilidad – Petroproducción

ELABORACIÓN: Tatiana Revelo

5.2.2 COSTOS DE PRODUCCIÓN

Los costos de producción se refieren a la cantidad que la empresa debe pagar por un barril producido, estos incluyen el valor operativo, de depreciación y de transporte.

Los costos varían en cada campo y para Libertador el costo de producción aproximado es de 6 USD.

5.2.3 INGRESOS DEL PROYECTO

Los ingresos de este proyecto se refieren al resultado de multiplicar el número de barriles de petróleo producidos por el precio de cada barril.

La producción anual de cada pozo determinada en el capítulo anterior indica los barriles de petróleo que se obtendría en caso de que cada pozo produjera los 365 días del año, sin embargo, se debe tomar en cuenta el tiempo de perforación y de reacondicionamiento de cada pozo que es de aproximadamente un mes para cada operación.

La perforación de los pozos propuestos se va a realizar en un tiempo de cuatro meses (Tabla 5.2), mientras que el reacondicionamiento de los mismos será una vez al año.

TABLA 5.2 CRONOGRAMA DE PERFORACIONES

POZO	Mes 1	Mes 2	Mes 3	Mes 4
Tapi - 07	x			
Tapi - 08		x		
Tetete - 13			x	
Tetete - 14				x

ELABORACIÓN: Tatiana Revelo

En la tabla 5.3 se presenta la producción anual de cada pozo considerando las operaciones antes mencionadas.

TABLA 5.3 PRODUCCIÓN ANUAL DE LOS POZOS PROPUESTOS

AÑO	PRODUCCIÓN ANUAL (BL)			
	Tapi - 07	Tapi - 08	Tetete - 13	Tetete - 14
1	58.246	75.998	132.462	118.138
2	43.714	56.984	150.235	150.727
3	32.826	38.877	139.684	140.482
4	24.630	26.529	129.878	130.907
5	18.506	18.096	120.761	122.011
6			112.311	113.716
7			104.417	105.976
8			97.097	98.750
9			90.275	92.028
10			83.945	85.774

ELABORACIÓN: Tatiana Revelo

Para el presente proyecto se asume que el precio del barril de petróleo es de 35 USD, puesto que es el valor utilizado en el presupuesto general del estado.

5.2.4 VALOR ACTUAL NETO (VAN)

Denominamos Valor Actual Neto de un proyecto a la suma algébrica de los valores actualizados de cada uno de los flujos netos de caja asociados a un proyecto.

$$VAN = \sum_{k=0}^n \frac{Fnck}{(1+i)^k} \quad (\text{Ec. 5.1})$$

Donde:

Fnck = Flujo Neto de Caja del año k

i = Tasa de Actualización de la empresa (i = 12%)

Un proyecto es económicamente rentable cuando el valor actual neto (VAN) es mayor que cero.

5.2.5 TASA INTERNA DE RETORNO (TIR)

La tasa interna de retorno es la tasa máxima a la que se puede remunerar el capital inicial del proyecto, sin ganancia ni pérdida. Es decir, es la tasa de actualización que anula el valor actual neto del flujo de caja.

Matemáticamente la tasa interna de retorno viene definida como:

$$VAN = \sum_{k=0}^n \frac{Fnck}{(1 + TIR)^K} = 0 \quad (\text{Ec.5.2})$$

- Cuando la tasa interna de retorno es mayor a la tasa de actualización (i), el proyecto es rentable.
- Cuando la tasa interna de retorno es igual a la tasa de actualización (i), el proyecto no tiene pérdidas ni ganancias.
- Cuando la tasa interna de retorno es menor a la tasa de actualización (i), el proyecto no es rentable.

Tomando en cuenta los ingresos y egresos que se va a tener en cada pozo se obtiene los siguientes resultados:

TABLA 5.4 VAN Y TIR DE TAPI – 07

AÑO	INGRESOS	EGRESOS	FLUJO DE CAJA
1	2'038.610	4'578.246	-2'539.636
2	1'529.990	262.284	1'267.706
3	1'148.910	196.956	951.954
4	862.050	147.780	714.270
5	647.710	111.036	536.674
VAN (USD)			200.606
TIR (%)			16,34%

ELABORACIÓN: Tatiana Revelo

TABLA 5.5 VAN Y TIR DE TAPI – 08

AÑO	INGRESOS	EGRESOS	FLUJO DE CAJA
1	2'659.930	4'684.758	-2'024.828
2	1'994.440	341.904	1'652.536
3	1'360.695	233.262	1'127.433
4	928.515	159.174	769.341
5	633.360	108.576	524.784
VAN (USD)			1'230.545
TIR (%)			45,94%

ELABORACIÓN: Tatiana Revelo

TABLA 5.6 VAN Y TIR DE TETETE - 13

AÑO	INGRESOS	EGRESOS	FLUJO DE CAJA
1	4'636.170	5'023.542	-387.372
2	5'258.225	901.410	4'356.815
3	4'888.940	838.104	4'050.836
4	4'545.730	779.268	3'766.462
5	4'226.635	724.566	3'502.069
6	3'930.885	673.866	3'257.019
7	3'654.595	626.502	3'028.093
8	3'398.395	582.582	2'815.813
9	3'159.625	541.650	2'617.975
10	2'938.075	503.670	2'434.405
VAN (USD)			18'229.669
TIR (%)			1.117,69%

ELABORACIÓN: Tatiana Revelo

TABLA 5.7 VAN Y TIR DE TETETE - 14

AÑO	INGRESOS	EGRESOS	FLUJO DE CAJA
1	4'134.830	4'937.598	-802.768
2	5'275.445	904.362	4'371.083
3	4'916.870	842.892	4'073.978
4	4'581.745	785.442	3'796.303
5	4'270.385	732.066	3'538.319
6	3'980.060	682.296	3'297.764
7	3'709.160	635.856	3'073.304
8	3'456.250	592.500	2'863.750
9	3'220.980	552.168	2'668.812
10	3'002.090	514.644	2'487.446
VAN (USD)			17'997.107
TIR (%)			537,70%

ELABORACIÓN: Tatiana Revelo

Los resultados obtenidos de Valor Actual Neto (VAN) y Tasa Interna de Retorno (TIR) de los cuatro pozos propuestos, cumplen con los requisitos que indican la rentabilidad de un proyecto, por lo que, asumiendo el presupuesto general del estado como precio actual del petróleo se puede recomendar la perforación de dichos pozos.

CAPITULO VI

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1 CONCLUSIONES

1. Se observa que la arena de mayor interés del campo Tapi – Tetete es “U” Inferior, ya que presenta un espesor neto de petróleo mayor a las otras arenas, sin embargo, “T” Superior y “T” Inferior no pierden importancia ya que también presentan un espesor considerable.

Las arenas “U” Superior y “U” Media tienen un espesor neto de petróleo menor a “U” Inferior y “T”, pero también son tomadas en cuenta puesto que petroproducción produce de arenas que tienen a partir de seis pies de espesor neto (Tabla 2.4).

CAMPO	"U" SUPERIOR	"U" MEDIA	"U" INFERIOR	"T" SUPERIOR	"T" INFERIOR
Tapi (Pies)	8,25	-----	139	52,75	49
Tetete (Pies)	10,5	39,75	299	74	97
TOTAL(Pies)	18,75	39,75	438	115,75	146

ELABORACIÓN: Tatiana Revelo

2. Mediante el análisis del comportamiento del campo Tapi – Tetete se estableció que el mecanismo de producción de este campo es por empuje hidráulico de fondo, puesto que, las presiones del campo presentan una caída mínima, existe un continuo incremento de producción de agua y además se cuenta con la presencia del contacto agua petróleo.
3. Se comprobó la confiabilidad de los métodos volumétrico y curvas de declinación para el cálculo de reservas, puesto que presentan resultados con una diferencia mínima entre ellos, esto se debe a que cada método tiene diferentes bases para realizar dicho cálculo; y, se demostró que aún existen

reservas que pueden ser drenadas ya sea con la perforación de nuevos pozos de desarrollo o como se indica en el método de curvas de declinación (Figuras 3.4, 3.5, 3.6 y 3.7).

MÉTODO VOLUMÉTRICO				
CAMPO	ARENA	R. PROBADAS (BF)	P. ACUMULADA (BF)	R. REMANENTES (BF)
Tapi	"U" Inferior	3'707.064	2'943.199	763.865
	"T"	4'207.528	3'728.723	478.805
Tetete	"U" Inferior	21'982.918	17'776.037	4'206.881
	"T"	6'881.769	3'020.150	3'861.619
CURVAS DE DECLINACIÓN				
Tapi	"U" Inferior	3'684.930	2'943.199	741.731
	"T"	4'202.990	3'728.723	474.267
Tetete	"U" Inferior	21'845.600	17'776.037	4'069.563
	"T"	6'353.170	3'020.150	3'333.020

ELABORACIÓN: Tatiana Revelo

4. Los nuevos pozos de desarrollo de un campo deben ser ubicados tomando en cuenta la estructura del mismo, en el caso del campo Tapi – Tetete el cual presenta un alto corte de agua, es recomendable perforar los nuevos pozos en altos estructurales y sin la interferencia de fallas; además, se debe tener una distancia adecuada entre pozos para que no exista interferencia de producción y comprobar la existencia de reservas no drenadas mediante el cálculo del radio de drenaje de los pozos ya existentes.

5. Se determinó las reservas estimadas de los pozos propuestos en el campo Tapi – Tetete , las cuales son de 254.575 BF para Tapi – 07, 286.390 BF para Tapi – 08, 2'509.383 BF para Tetete – 13 y 2'589.676 BF para Tetete – 14; además se realizó la predicción de producción de dichas reservas, donde se puede apreciar la producción diaria, la producción anual y el tiempo de vida útil de cada pozo entre lo más importante, todo esto tomando en cuenta una tasa de abandono la cual depende del precio del petróleo y del criterio de la empresa. Es por esto que no se realiza la predicción hasta que las reservas se terminen, puesto que no es recomendable producir menos de 50 BPPD ya que no sería rentable para Petroproducción.

6. Se determinó la rentabilidad económica de la perforación de los pozos propuestos con un precio por barril de petróleo de 35 USD que corresponde al valor del presupuesto general del estado. Esta rentabilidad es demostrada con la obtención de un valor positivo del Valor Actual Neto y un valor mayor al 12% (Tasa de Actualización de la empresa) de la Tasa Interna de Retorno.

6.2 RECOMENDACIONES

1. Realizar pruebas de restauración de presión para cada pozo, ya que no existen datos reales y actualizados de presión, permeabilidad, características de yacimiento, daño, etc., por lo que se ha tomado datos generales por campo y por arena, basándose en las pruebas realizadas en algunos pozos y hace un tiempo considerable.
2. Actualizar la base de datos del historial de producción diaria de cada pozo y establecer la arena de la cual proviene dicha producción, sobre todo en la etapa inicial de producción de los pozos donde no se tienen diferenciadas las arenas "U" Superior, "U" Media, "U" Inferior, "T" Superior y "T" Inferior; para de esta manera poder realizar cálculos mas exactos y confiables en el software Oil Field Manager (OFM).
3. Probar las arenas "U" Superior y "U" Media en los pozos del campo Tapi – Tetete, puesto que mediante el método volumétrico se determinó la existencia de reservas que no han sido drenadas.

CAMPO	ARENA	RESERVAS
Tapi	"U" Superior	69.538
Tetete	"U" Superior	1'193.981
	"U" Media	5'381.374

ELABORACIÓN: Tatiana Revelo

4. Perforar los pozos propuestos en forma direccional, para evitar la construcción de carreteras, problemas en la comunidad y el ambiente y la construcción de nuevas plataformas. Por otra parte se recomienda la perforación de los pozos Tapi -07, Tapi -08, Tetete - 13 y Tetete – 14 siempre y cuando el precio del barril de petróleo sea mayor al valor mínimo que permite que la perforación de cada pozo sea rentable.

POZO	Tapi - 07	Tapi - 08	Tetete - 13	Tetete - 14
PRECIO MÍNIMO POR BARRIL (USD)	34	29	12	12
VAN (USD)	47.868	101.031	417.803	369.687
TIR (%)	13,02	14,37	15,50	15,02

ELABORACIÓN: Tatiana Revelo

5. Actualizar los mapas estructurales y de isohidrocarburos luego de la perforación de los nuevos pozos de desarrollo ya que se obtendrán datos petrofísicos y áreas de drenaje reales, y por lo tanto se podrá calcular las verdaderas reservas probadas de dichos pozos.

GLOSARIO DE LA INDUSTRIA HIDROCARBURIFERA

A

Anticlinal: Pliegue convexo hacia arriba, cuyo núcleo contiene el orden estratigráfico de las rocas.

API (American Petroleum Institute): Es una organización sin fines de lucro, que sirve para coordinar y promover el interés de la industria petrolera en su relación con gobiernos y otros.

Acuífero: Capa subterránea de roca permeable, arena o gravilla que contiene o través de la cual fluye agua.

Arenisca Micácea: Arenisca con alto contenido de micas. (Micas: Biotita, Flogopita, Lepidolita, Margarita, Moscovita).

B

BA: Barriles de agua.

BAPD: Barriles de agua por día.

Barras: Una de canal es un depósito de arena o grava, de forma más o menos alargada, situado en el curso de una corriente, especialmente de tipo anastomosado.

Barril: Unidad de medida de volumen para petróleo y derivados; equivale a 42 galones americanos o 158.98 lt Medidos a 60 °F y a nivel del mar.

Basamento: Complejo de rocas indiferenciadas que subyacen a las rocas de interés en un área.

BF: Barriles Fiscales ó Barriles a condiciones de superficie.

BFPD: Barriles de Fluido por día.

Bioturbaciones: Agitación y removimiento de un sedimento por organismos.

BL: Barriles a condiciones de yacimiento.

Bombeo Electrosumergible: Método de levantamientos en pozos de petróleo, consiste en bajar una bomba accionada con un motor eléctrico al fondo del pozo para impulsar el crudo a la superficie.

Bombeo Hidráulico: Método de levantamiento artificial en pozos de petróleo, consiste en bajar una bomba hidráulica que es accionada por fluido motriz e inyectada a presión desde la superficie.

BP: Barriles de petróleo.

BPPD: Barriles de petróleo por día.

Buzamiento: Inclinación de un filón o de una capa del terreno. El ángulo que hace una superficie estructural (e.g. un estrato o un plano de falla) con la horizontal, medido perpendicular a la horizontal de la estructura y el plano vertical.

C

Calcedonia: Variedad de sílice fibrosa, opaca, óptimamente se diferencia del cuarzo porque las fibras de la calcedonia tienen alargamiento negativo.

Cemento: Pasta pétreo de variable composición y generalmente arcillosa, ferruginosa, calcárea o silícea, que une los elementos alogénicos (elementos que integran una roca) de las rocas clásticas, tales como areniscas, conglomerados,

brechas, etc. No se emplea la palabra cemento para designar el magma fundamental de las rocas ígneas.

Chert: Roca silícica, más o menos pura compuesta de calcedonia fibrosa y radiada. Se presenta como formación independiente y también en nódulos y concreciones irregulares.

Clásticos: Aplicase al depósito o roca que se compone de fragmentos inalterados, o más o menos modificados químicamente, los cuales proceden de rocas pre-existentes, de cualquier cosa o de productos magmáticos diversos, como ocurre en las tobas volcánicas. Rocas clásticas son las arenas, areniscas, conglomerados, cuarcitas, brechas, etc.

Conglomerados: Roca clástica compuesta por trozos redondeados, de igual o distinta naturaleza y terreno, de diferentes rocas, minerales, conchas, huesos, etc. Tales trozos son gruesos o mediados, pero siempre de grado de división superior al de la arena gruesa (1-2 mm) y aún al de la grava (2-10 mm), o sea, al menos de 10 mm. Un conglomerado apenas tiene cemento.

cp (Centipoises): Es una medida de viscosidad que se define como la magnitud de la fuerza necesaria para mantener en situación de equilibrio una diferencia de velocidad de 1 cm por segundo entre capas separadas por 1 cm.

Cratón: Una parte de la corteza terrestre que ha conseguido estabilidad, y ha sido poco deformado por un período prolongado. Como originalmente definido, un cratón incluye partes de ambas cuencas continental y oceánica.

D

Delta: Depósito de tierra o limo con forma de abanico que se origina, en el lugar donde una corriente fluvial desagua en el mar o en un lago, cuando la deposición de la carga que lleva el río en suspensión rebasa la tasa de evacuación. Se le llama así por su forma triangular que recuerda a la letra griega (delta).

Depocentro: Es el área o lugar de una cuenca sedimentaria en la que una unidad estratigráfica concreta alcanza el máximo espesor.

Discordancia Erosional: Se dice de la discordancia entre capas sucesivas y de diversas edades, cuando aquella se debe a que entre la deposición de unas y otras a habido erosión de las primeras, lo que significa casi siempre, emersión. No se debe emplear el termino discordancia erosional, cuando, si bien se nota que ha existido erosión entre el depósito de dos capas sucesivas, éstas no presentan discordancia angular.

E

Estratificación Cruzada: Aquella en donde los lechos se disponen en diversos y repetidos ángulos; es típica de playas y de deltas.

F

Facies: Conjunto de caracteres litológicos y paleontológicos que presenta un depósito desde el punto de vista de las condiciones geográficas locales que han contribuido a su formación, la cual puede haber ocurrido en el fondo del mar, costa, lago, río, etc.

Falla: Término geológico que describe una fractura de estratos subterráneos desplazados arriba o debajo de una posición original. Las falla pueden ser laterales (de movimiento vertical), inversas (que también se mueven verticalmente en dirección opuesta a una falla norma), giratorias (de particular interés para el geólogo petrolero), de descubrimiento en espigón (de movimiento horizontal ascendente).

Fallas Antitéticas: Pertenciente a la menor de las fallas normales que están orientadas en forma opuesta a la mayor falla con la cual ellas están asociadas.

Fisible: Propiedad que poseen algunas rocas de exfoliarse, según planos, en placas más o menos finas.

Formación: Es la unidad formal fundamental de la clasificación litoestratigráfica; tiene rango intermedio en la jerarquía de las unidades litoestratigráficas y es la única unidad formal empleada para dividir completamente a toda la columna estratigráfica en todo el mundo en unidades nombradas, sobre la base de su naturaleza litoestratigráfica.

G

Glaucónita: $(K,Na)(Al, Fe^{+3}, Mg)_2(Al,Si)_4O_{10}(OH)_2$. Mineral hojoso, de estructura parecida a la mica y de color verdoso. Se encuentra en ciertos sedimentos marinos. La glaucónita es un indicador de muy lenta sedimentación.

Granito: Granito, roca ígnea plutónica con formación y textura cristalina visible. Se compone de feldespato (en general feldespato de potasio y oligoclasa), cuarzo, con una cantidad pequeña de mica (biotita o moscovita) y de algunos otros minerales accesorios como circón, apatito, magnetita, ilmenita y esfena. El granito se forma a partir de magma enfriado de forma muy lenta a profundidades grandes bajo la superficie terrestre, lo que posibilita la cristalización de los minerales.

Grano Creciente: Cuando la estratigrafía presenta de abajo hacia arriba un cambio de grano fino a grueso se tiene un grano creciente, esto puede ser la lutita seguido de caliza y arena.

Grano Decreciente: Cuando la estratigrafía presenta de abajo hacia arriba un cambio de grano grueso a fino se tiene un grano decreciente, por ejemplo una arena seguida de caliza y arena.

H

Hidrocarburo: Compuesto orgánico de hidrógeno y carbono, cuya densidad, punto de ebullición y punto de congelación varían en proporción a su peso molecular. A pesar de que sus elementos siempre son el hidrógeno y el carbono, un hidrocarburo forma diferentes compuestos, debido a la fuerte afinidad del átomo del carbono con otros átomos y consigo mismo. El petróleo es una muestra de varios hidrocarburos.

L

Levantamiento Artificial: Métodos usados para levantar el petróleo a la superficie a través del pozo, después que la presión del reservorio a declinado a un punto tal que el pozo no puede producir por su energía natural. Bombas de varilla gas-lift, bombas hidráulicas y electrosumergibles son los medios más comunes del levantamiento artificial.

Limolita: Limo endurecido cuyo tamaño de grano es menor de 1/16 mm y mayor que el que corresponde a las arcillas.

Línea de Flujo: Tubería que va desde el cabezal de un pozo hasta la estación de recolección. Su objetivo es transportar el fluido que sale del pozo hasta los separadores de la estación de recolección.

LPC: Libras por pulgada cuadrada.

M

m: Metros. Medida de longitud.

Morfoestructura: Un rasgo topográfico mayor que coincide con o es una expresión de una estructura geológica (e.g. una fosa o un ridge en el piso

oceánico), o que está formado directamente por movimientos tectónicos (e.g. una cuenca o domo) Esto es producido por la interacción de fuerzas endógenas y exógenas.

P

Paleo: Prefijo para indicar la condición de antigüedad de ciertos terrenos.

Palinológicos: Estudios del polen y las esporas, vivos o fósiles.

Periclinal: Los periclinales son pliegues como cuencas (inclinación interna) o cúpulas (inclinación externa). Los pliegues se miden en términos de longitud de onda (de cresta a cresta o de seno a seno) y altura (de cresta a seno). Pueden ser microscópicos o tener longitudes de kilómetros.

Piroclásticos: Se dice de los depósitos volcánicos fracturados, tales como conglomerados, aglomerados, tobas y cenizas.

Plataforma: Superficie submarina suavemente inclinada (con un desnivel máximo de un grado) que se extiende por el borde de los continentes, desde la costa hasta el comienzo del talud continental, que se sitúa en torno a los 200 m de profundidad media y presenta una pendiente más acusada, aunque excepcionalmente puede superar los 300 metros. La plataforma continental tiene una anchura variable.

Punto de Burbuja: Es el estado de equilibrio de un sistema compuesto de petróleo y gas, en el cual el petróleo ocupa prácticamente todo el sistema, excepto en una cantidad infinitesimal de gas. En la práctica puede considerarse 100% líquido y la composición del líquido es la misma que la del sistema.

Punzonamiento: Técnica que permite que disparos controlados desde la superficie abran orificios dentro del pozo para comunicar este con un reservorio.

PVT: Análisis de presión, volumen y temperatura realizado en un laboratorio a condiciones determinadas.

R

Reacondicionamiento: Es un trabajo destinado a mejorar la producción de un pozo. Puede ser la reparación o limpieza de la completación de un pozo, así como también puede tratarse de trabajos a la formación tales como estimulaciones, acidificaciones, fracturamientos, etc.

Regresión: Acción o efecto de retirarse el mar de una costa u orilla. No se aplica al fenómeno periódico de la marea, sino a las retiradas del mar producidas en lapsos muy largos, de duración geológica, y debidos, y a la elevación local de la costa por movimiento epirogénico, y al eustático negativo del mar.

S

Subangular: Forma de los granos de un sedimento que sus lados no son angulares ni esféricos. Este rasgo quiere decir que los granos tienen cierto grado de abrasión.

Squeeze: Inyección de cemento en la formación geológica. Cementación Forzada.

T

Transgresión: Acción y efecto de de invadir el mar u territorio antes emergido. No suele aplicarse la periódica de las mareas, sino a los avances del mar producidos en lapsos muy largos de duración geológica y debidos, y al descenso local de la costa por motivo epirogénico, y al eustático positivo del mar.

U

UTM (Universal Transverse Mercatur): UTM es un sistema de coordenadas en "x" y "y", para describir la localización de puntos, este sistema estándar de coordenadas está basado en el sistema métrico y divide a la tierra en 60 zonas separadas una de otra seis grados. El origen de las coordenadas están localizadas sistemáticamente, el centro del origen de coordenadas tiene un valor en "y" de 10.000.000 metros en la línea equinoccial, los cuales son la distancia con respecto al polo sur, mientras que el eje "x" tiene un valor de 500000 metros el cual es un valor arbitrario del Meridiano de Greenwich.

Y

Yacimiento: Formación de rocas subterráneas porosas y permeables en las que existe depósitos de petróleo y/o gas. Litológicamente, las rocas pueden ser calizas, dolomitas, areniscas o una combinación de estos tres tipos. Fundamentalmente hay tres tipos de yacimientos de hidrocarburos: petróleo, gas y líquidos condensados. Los fluidos son: gas natural, petróleo crudo y agua se encuentran en diferentes fases, debido a sus diferentes gravedades. El gas ocupa los estratos superiores, el agua los inferiores y el petróleo los intermedios.

REFERENCIA BIBLIOGRÁFICAS

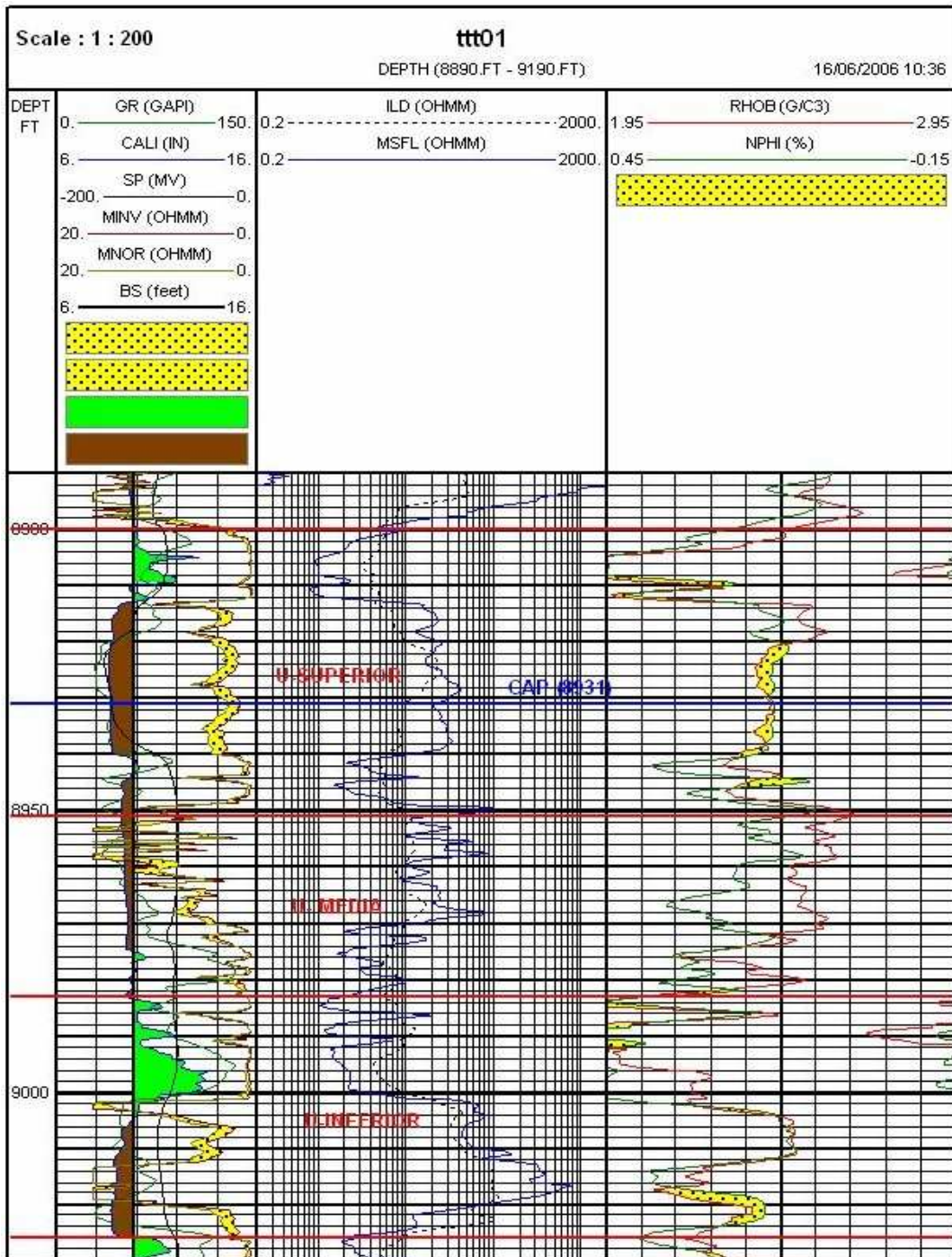
- Bassiouni, Z. (1994). Theory, Measurement, and Interpretation of Well Logs. Volumen 4. Richardson TX. SPE Textbook Series.
- Bates, Robert L., y Julia A. Jackson. (1980). Glossary of Geology. Second Edition. Virginia. American Geological Institute.
- Craft, B. C. y M. F. Hawkins. (1968). Ingeniería Aplicada de Yacimientos Petrolíferos. Primera edición. Madrid. Editorial Tecnos.
- De Novo, P., y F. Chicarro. (1957). Diccionario de Geología y Ciencias Afines. Tomo I. Barcelona. Editorial Labor S. A.
- De Novo, P., y F. Chicarro. (1957). Diccionario de Geología y Ciencias Afines. Tomo II. Barcelona. Editorial Labor S. A.
- Duque, P. (2000). Breve Léxico Estratigráfico del Ecuador. Primera Edición. Quito. Ajedrez Estudio Gráfico.
- Pirson, S. J. (1965). Ingeniería de Yacimientos Petrolíferos. Barcelona. Ediciones Omega.
- Rivadeneira, Marco V., y Patrice Baby. (1999). La Cuenca Oriente: Estilo Tectónico, Etapas de Deformación y Características Geológicas de los Principales Campos de Petroproducción. Quito.
- Robertson ERC Training Courses. (1989). Reservoir Engineering and Evaluation for Geologists. Quito.
- Schlumberger. Principios / Aplicaciones de la Interpretación de Registros.

- Schlumberger. (1997). Log Interpretation Charts. Houston – Texas.
- Segovia, Alberto G. (1973). Fundamentos para el Cálculo de Reservas de Hidrocarburos. CEPE.
- Vargas, J. (1993). Evaluación de Registros Eléctricos en la Zona Glauconítica T Superior del Campo Libertador. Tesis de Grado. Universidad Central del Ecuador.
- Vega, Celio. (1983). Ingeniería Económica.
- [http://lima.spe.org / images / unilima / articles / 94 / Parte_03_Reservorios_Lucio_Carrillo_Impulsion.pdf](http://lima.spe.org/images/unilima/articles/94/Parte_03_Reservorios_Lucio_Carrillo_Impulsion.pdf).
- Microsoft ® Encarta ® 2006. © 1993-2005 Microsoft Corporation. Reservados todos los derechos.

ANEXOS

ANEXO 1
TOPES Y BASES DE LAS ZONAS PRODUCTORAS

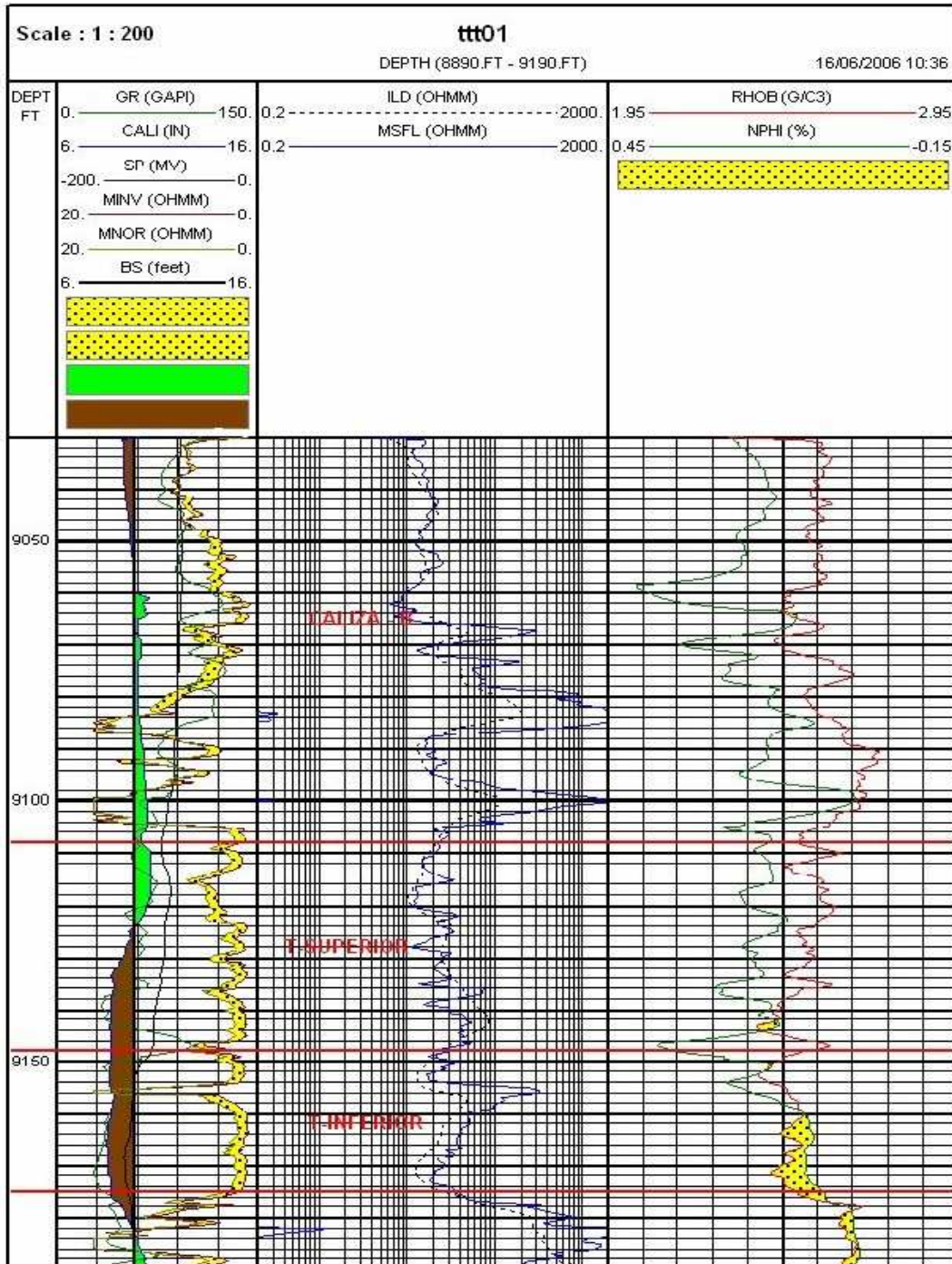
TOPES Y BASES DE LAS ARENAS "U" SUPERIOR, MEDIA E INFERIOR (TETETE - 01)



FUENTE: Interactive Petrophysics (Schlumberger)

ELABORACIÓN: Tatiana Revelo

TOPES Y BASES DE LAS ARENAS "T" SUPERIOR Y "T" INFERIOR (TETETE - 01)

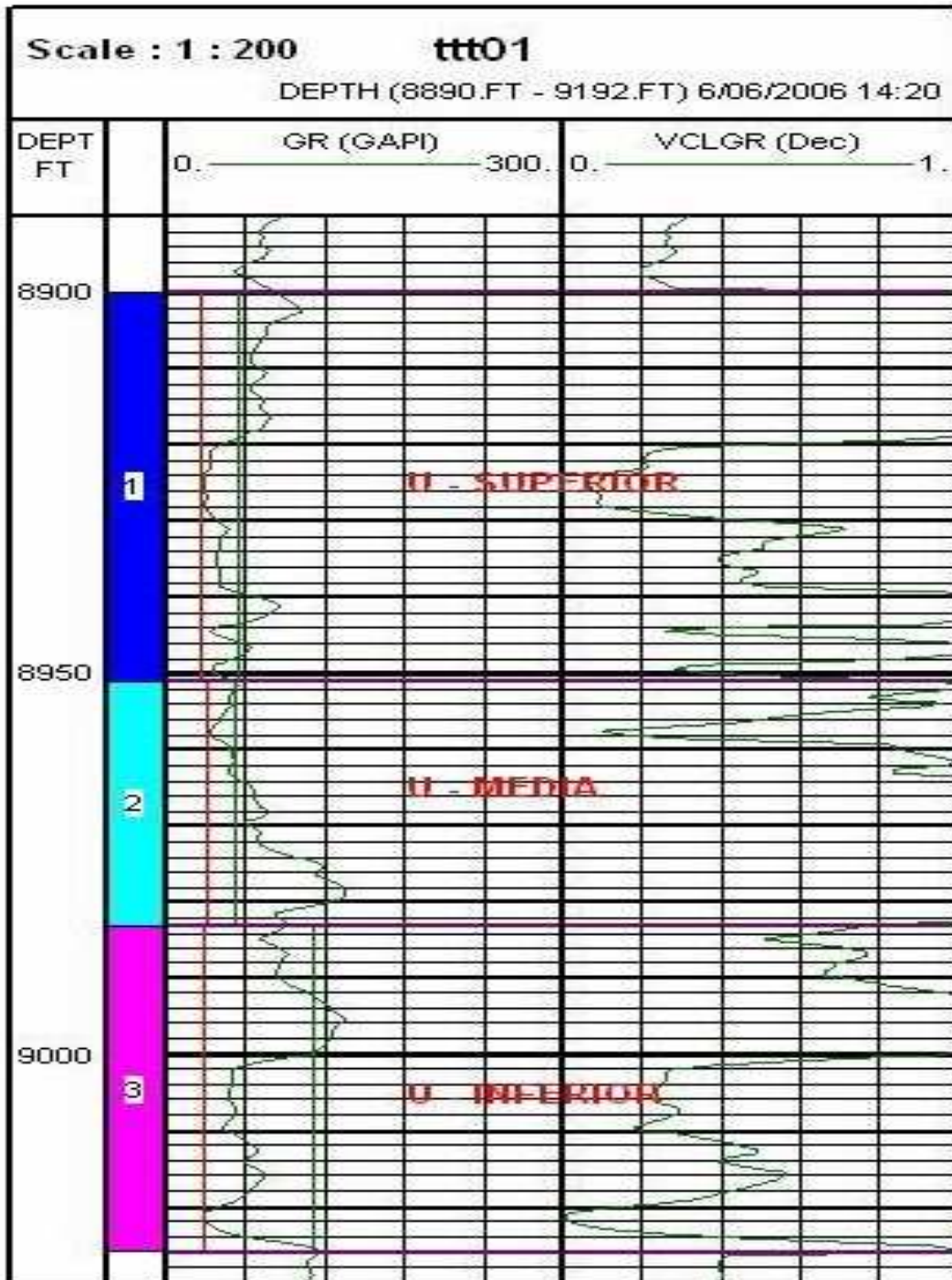


FUENTE: Interactive Petrophysics (Schlumberger)

ELABORACIÓN: Tatiana Revelo

ANEXO 2
VOLUMEN DE ARCILLA EN LAS ZONAS PRODUCTORAS

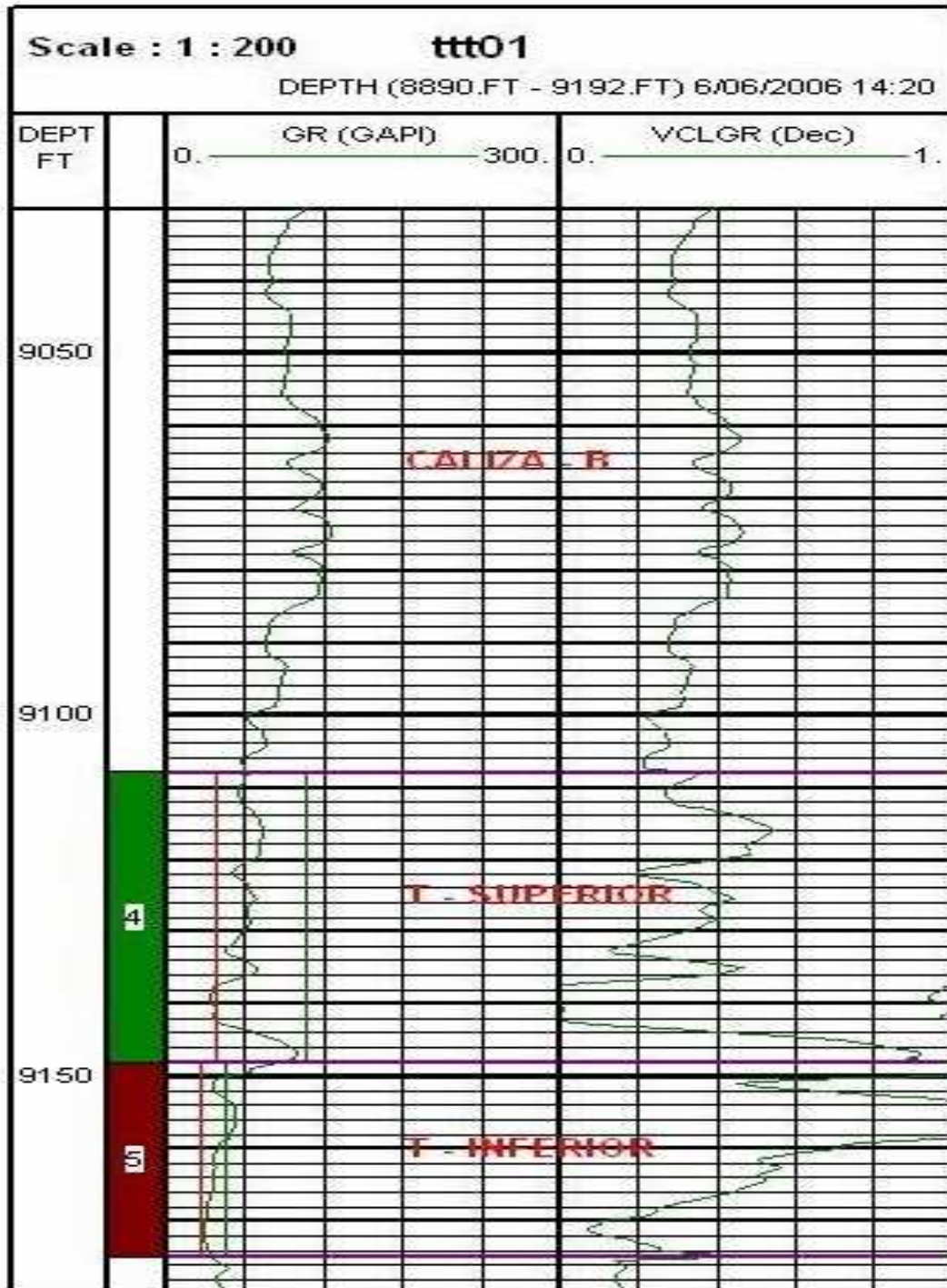
VOLUMEN DE ARCILLA EN LAS ARENAS "U" SUPERIOR, MEDIA E INFERIOR (TETETE - 01)



FUENTE: Interactive Petrophysics (Schlumberger)

ELABORACIÓN: Tatiana Revelo

VOLUMEN DE ARCILLA EN LAS ARENAS "T" SUPERIOR Y "T" INFERIOR (TETETE - 01)

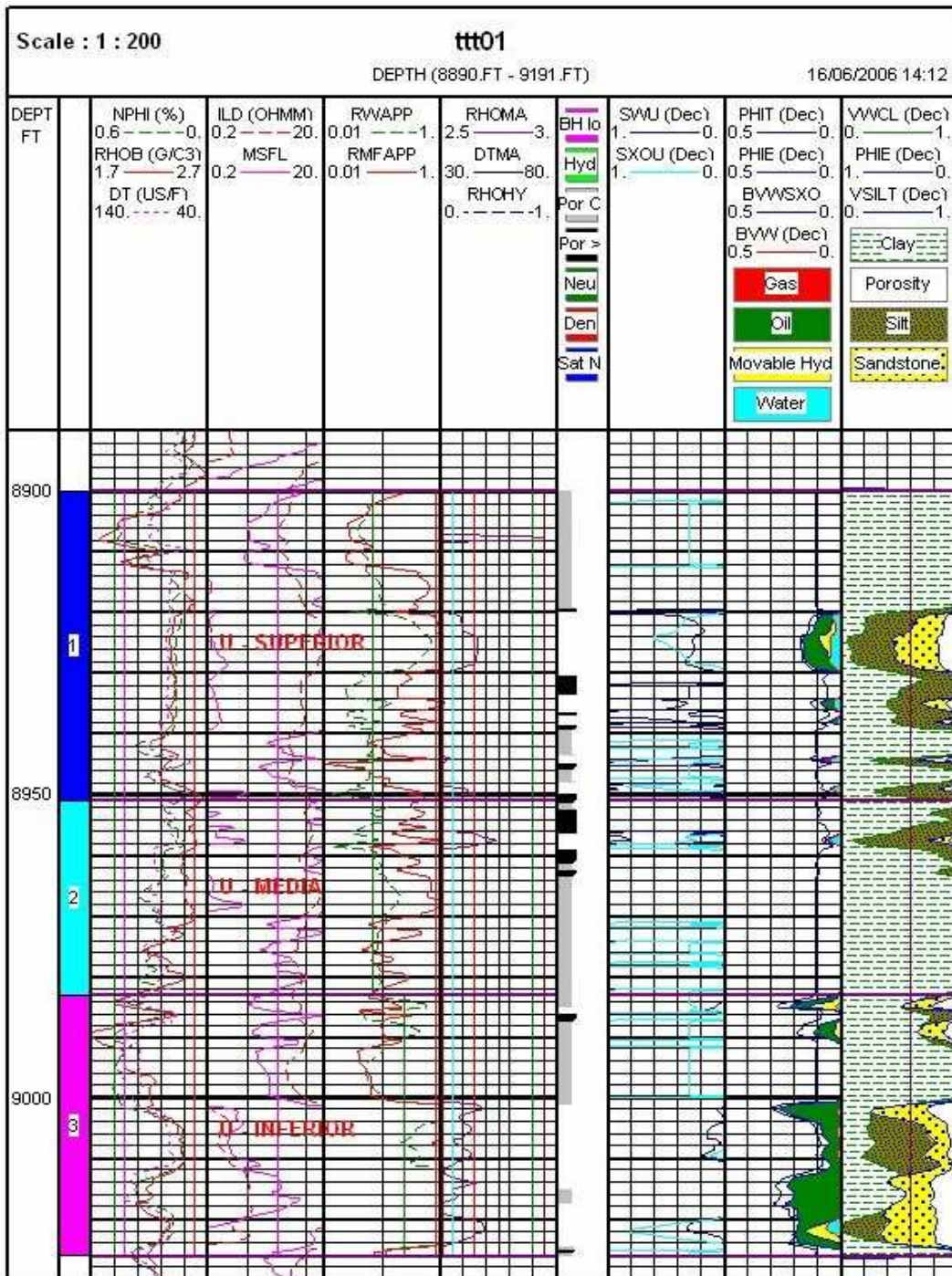


FUENTE: Interactive Petrophysics (Schlumberger)

ELABORACIÓN: Tatiana Revelo

ANEXO 3
POROSIDAD Y SATURACIÓN DE LAS ZONAS
PRODUCTORAS

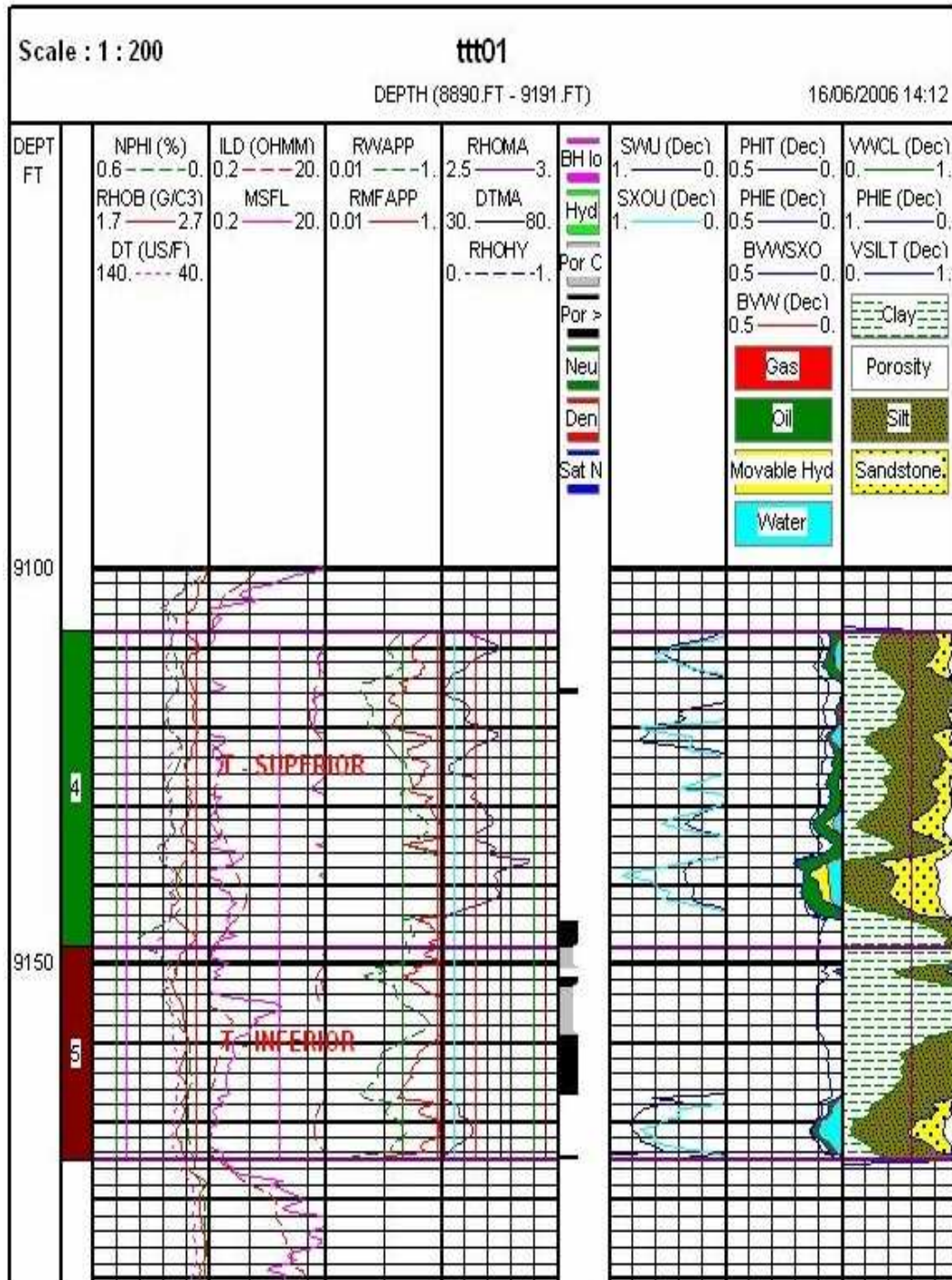
POROSIDAD Y SATURACIÓN DE LAS ARENAS “U” SUPERIOR, MEDIA E INFERIOR (TETETE – 01)



FUENTE: Interactive Petrophysics (Schlumberger)

ELABORACIÓN: Tatiana Revelo

POROSIDAD Y SATURACIÓN DE LAS ARENAS "T" SUPERIOR Y "T" INFERIOR (TETETE - 01)

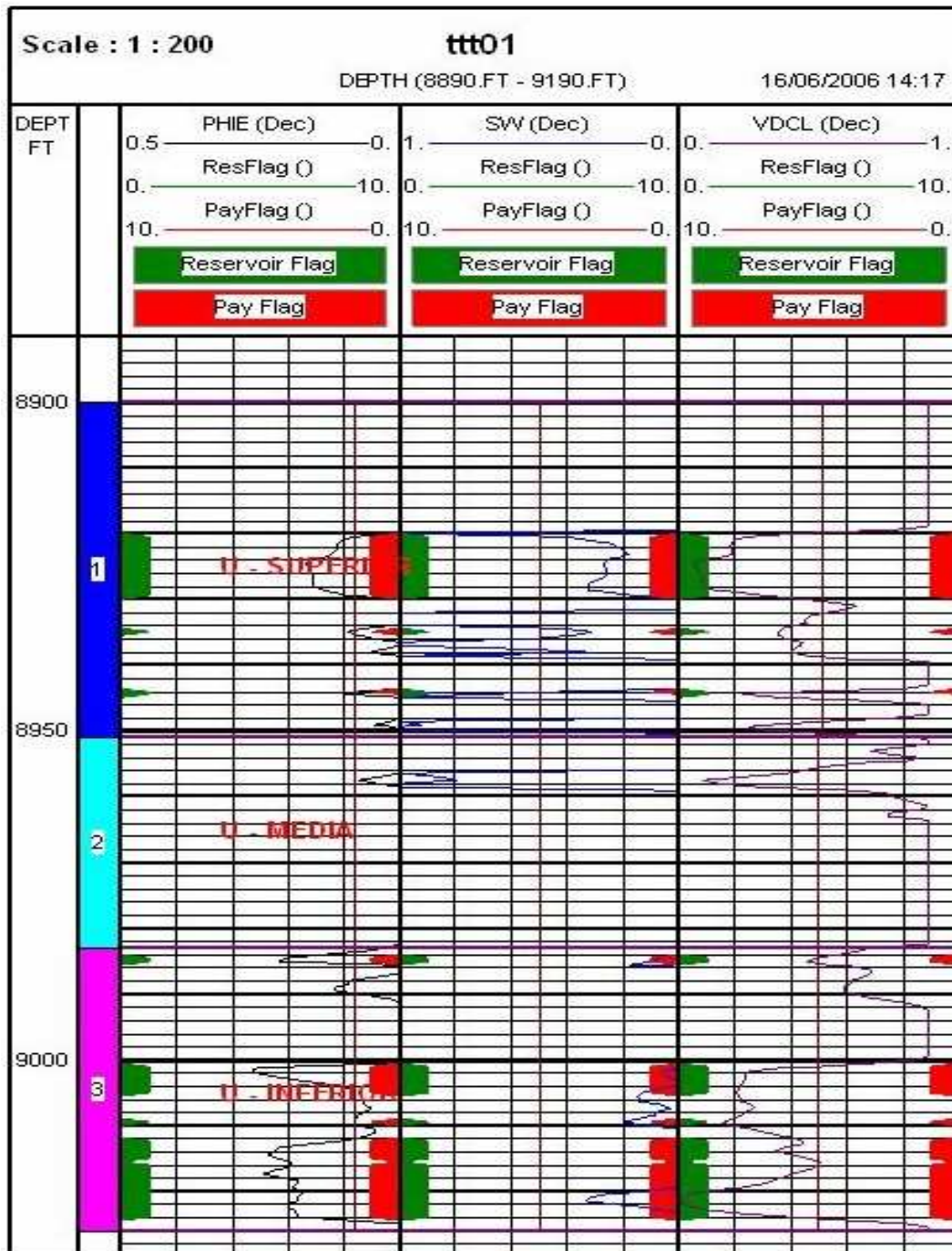


FUENTE: Interactive Petrophysics (Schlumberger)

ELABORACIÓN: Tatiana Revelo

ANEXO 4
ESPEORES NETOS SATURADOS DE PETRÓLEO

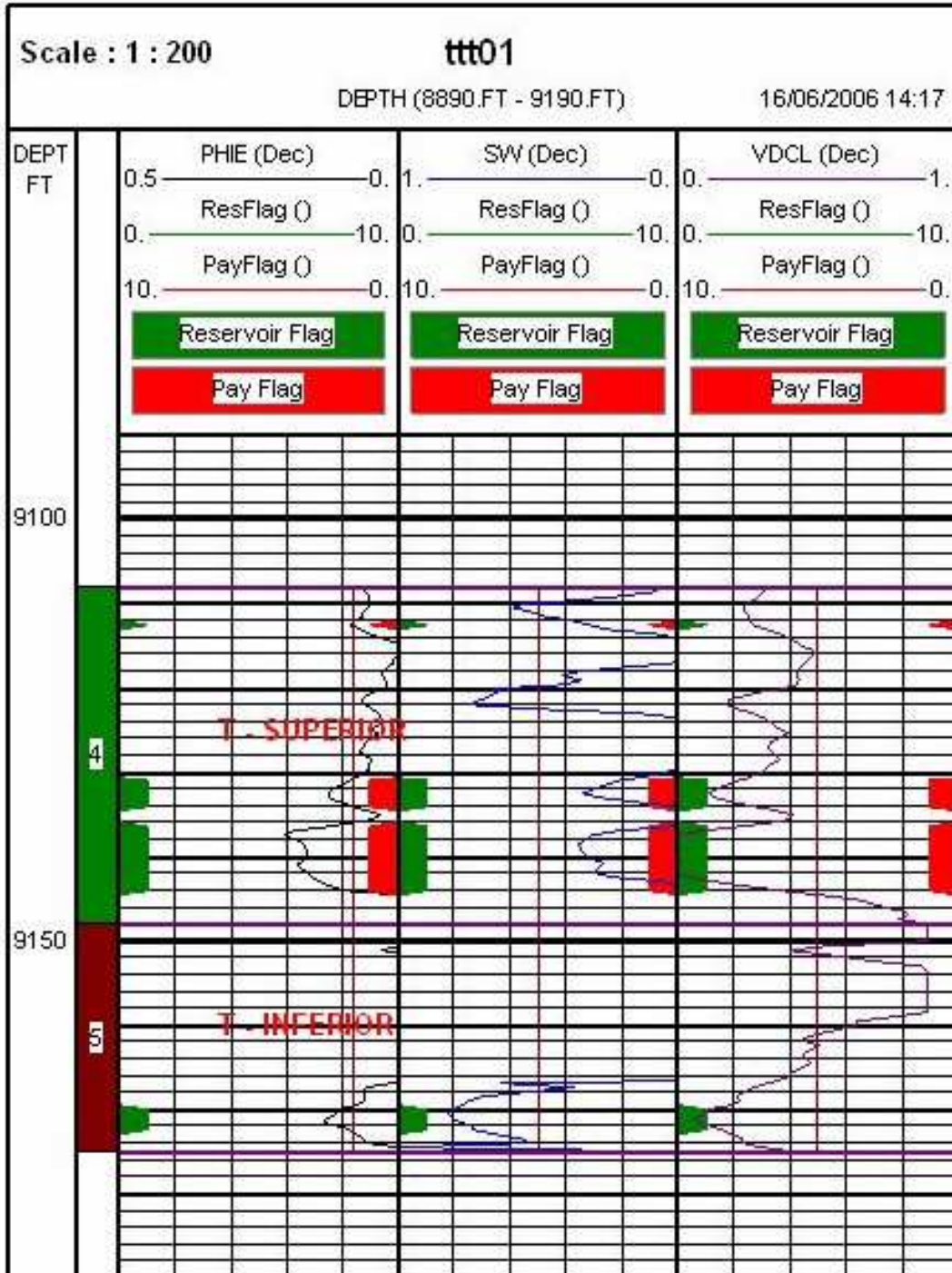
ESPEORES NETOS SATURADOS DE PETRÓLEO DE LAS ARENAS "U" SUPERIOR, MEDIA E INFERIOR (TETETE – 01)



FUENTE: Interactive Petrophysics (Schlumberger)

ELABORACIÓN: Tatiana Revelo

**ESPEORES NETOS SATURADOS DE PETRÓLEO DE LAS ARENAS "T"
SUPERIOR Y INFERIOR (TETETE - 01)**



FUENTE: Interactive Petrophysics (Schlumberger)

ELABORACIÓN: Tatiana Revelo

ANEXO 5
EVALUACIÓN DE LAS PRUEBAS DE RESTAURACIÓN
DE PRESIÓN

EVALUACIÓN DE LAS PRUEBAS DE RESTAURACIÓN DE PRESIÓN (TETETE – 04)

Programa: Well Test Analysis

Pozo: Tetete - 04

Información: Build up del pozo

Arena: "T"

Fecha: 19/22 – 04 – 2006

Procedimiento:

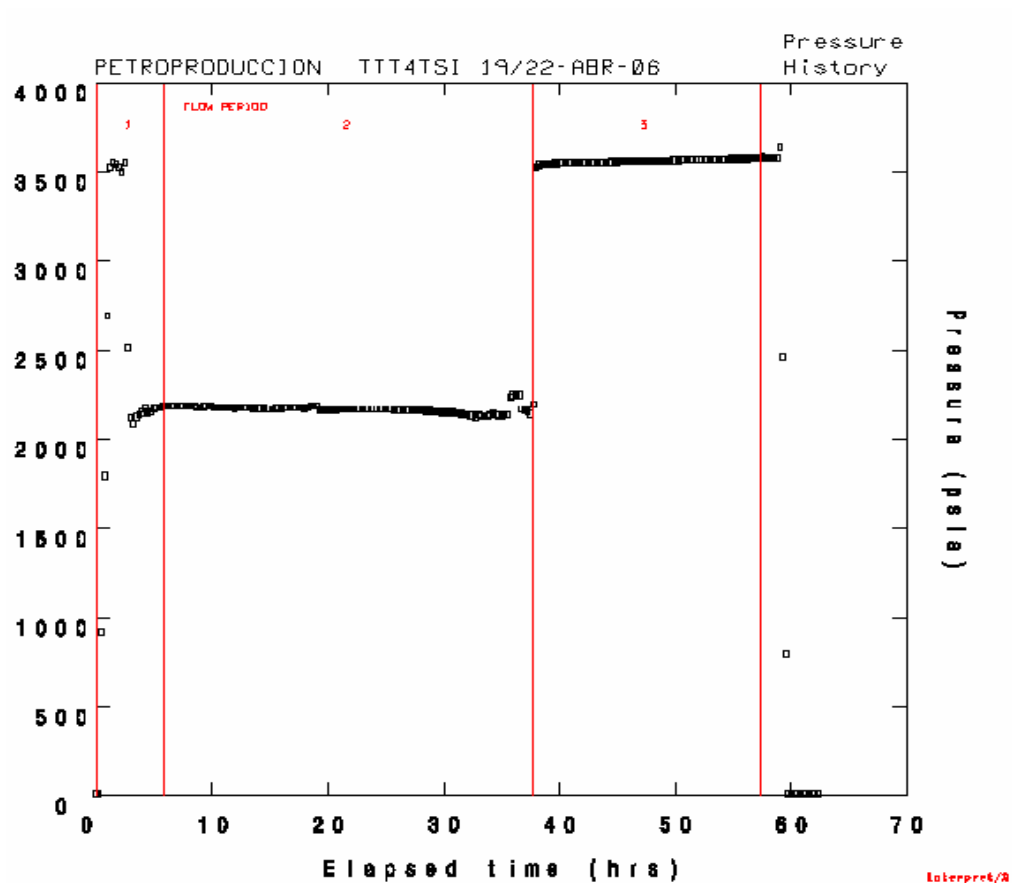
1. Cargar la data del Build up (tiempo, presión y temperatura).
2. Cargar los parámetros petrofísicos y de fluidos.
3. Ubicación de los períodos de flujo (tiempo de prueba de producción y tiempo de cierre del pozo).
4. Cargar la data de prueba de producción.
5. Análisis en el período de cierre.

Desarrollo:

1. Los datos de tiempo, presión y temperatura se los encuentra en los Build up realizados por Dygoil por lo que no es posible presentarlos en el estudio. Estos son procesados en el software Well Test Analysis de propiedad del departamento de Yacimientos.
2. Los parámetros petrofísicos y de fluidos utilizados en la evaluación los encontramos en el Capítulo II de este estudio y son los siguientes:

H = 81 Pies	Pb = 1.890 LPC	Boi = 1,3668186 BL/BF
? _e = 16%	API = 28,3°	Salinidad = 11.220 ppm
BSW = 71%	μ = 1,21 cp	

3. El programa Well Test Analysis nos presenta el gráfico Presión vs Tiempo en el cual podemos diferenciar el tiempo de prueba de producción y el tiempo de cierre del pozo.



FUENTE: Well Test Analysis (Petroproducción)

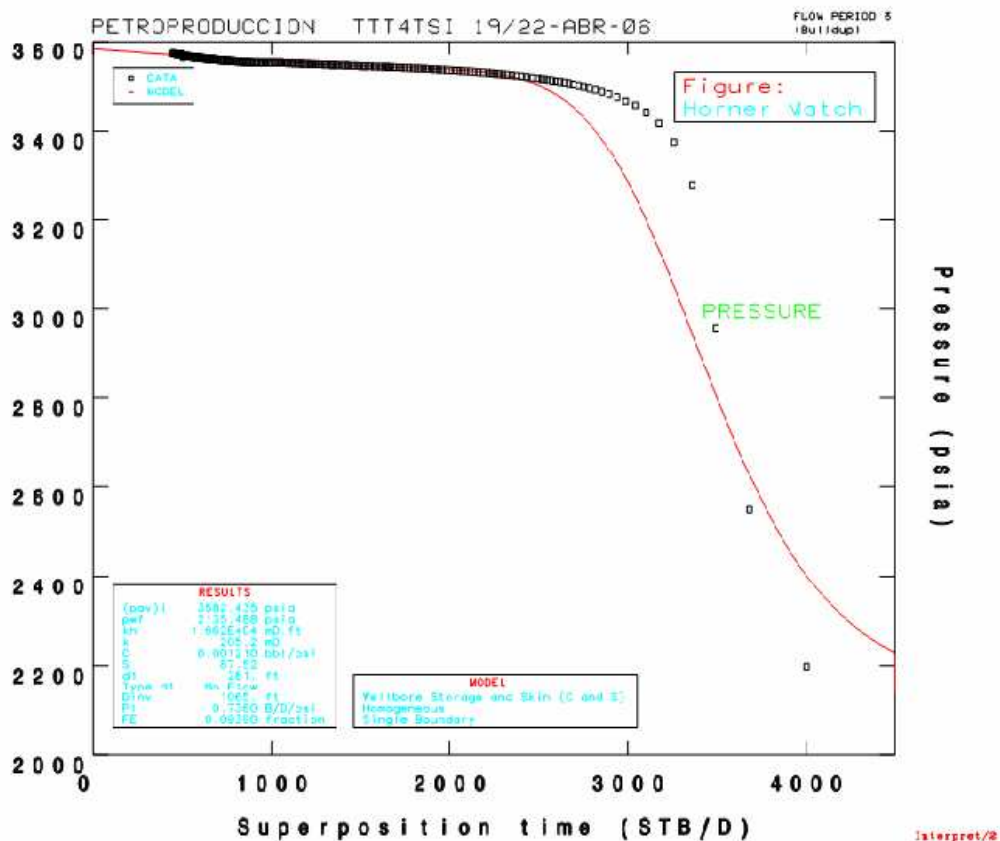
ELABORACIÓN: Tatiana Revelo

4. Los datos de producción a la fecha son:
 - $Q_o = 795$ BPD
 - $Q_w = 357$ BPD
5. Una vez realizados los pasos anteriores obtenemos los gráficos de Horner y de la Derivada, en los cuales se procede a realizar el análisis del yacimiento, para esto es necesario encontrar el modelo que se ajuste a los datos obtenidos en la prueba de Build up.

En el caso actual se obtuvieron gráficos que tienen las características de un modelo homogéneo, con flujo radial, lo cual se comprueba en el segmento de las curvas que permita ajustar una línea recta correspondiente a dicho flujo. Por otro lado la doble pendiente de Horner y la deflexión hacia arriba de la Derivada indican que se detecta la presencia de límites exteriores.

Con estas consideraciones se corrió un modelo de comportamiento de presión con almacenamiento constante, con daño y que represente a un yacimiento con presencia de una falla, el cual fué el que más se ajustó a los datos existentes.

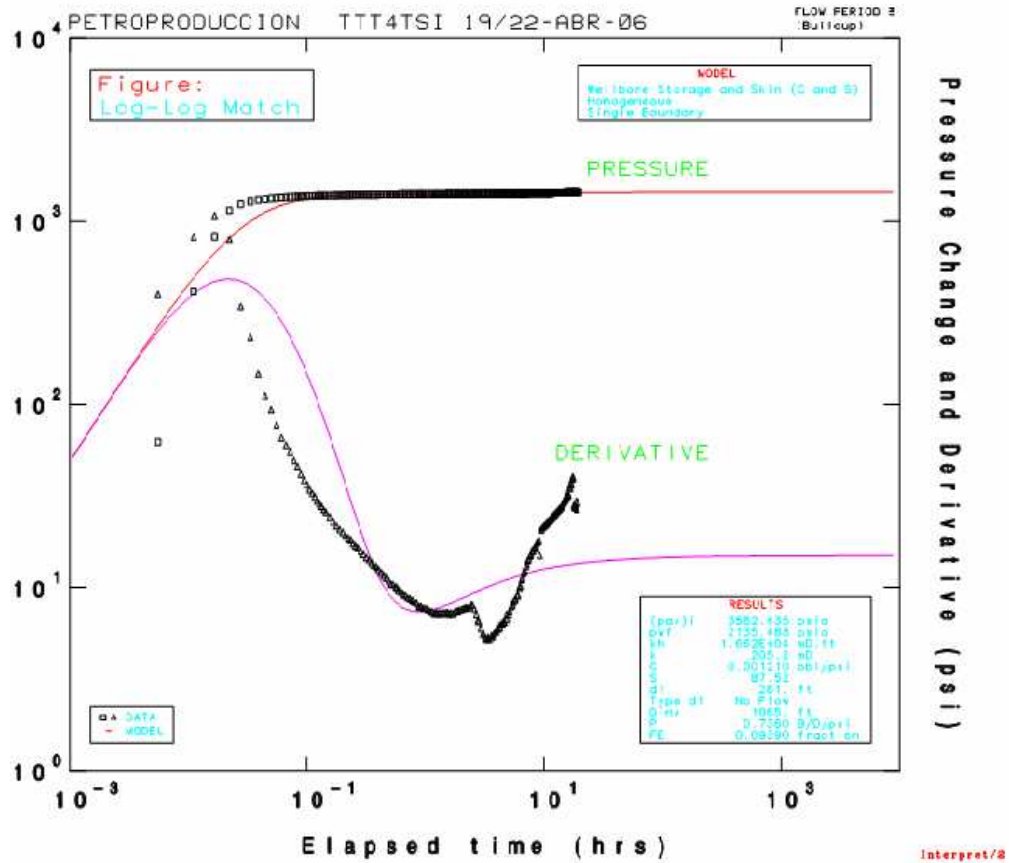
Horner:



FUENTE: Well Test Analysis (Petroproducción)

ELABORACIÓN: Tatiana Revelo

Derivada:



FUENTE: Well Test Analysis (Petroproducción)

ELABORACIÓN: Tatiana Revelo

Los Principales resultados obtenidos son los siguientes:

$P_r = 3.582$ LPC

$P_{wf} = 2.135$ LPC

$K_o = 205$ md

$C = 0,001210$ BBL/LPC

$S = 87,52$

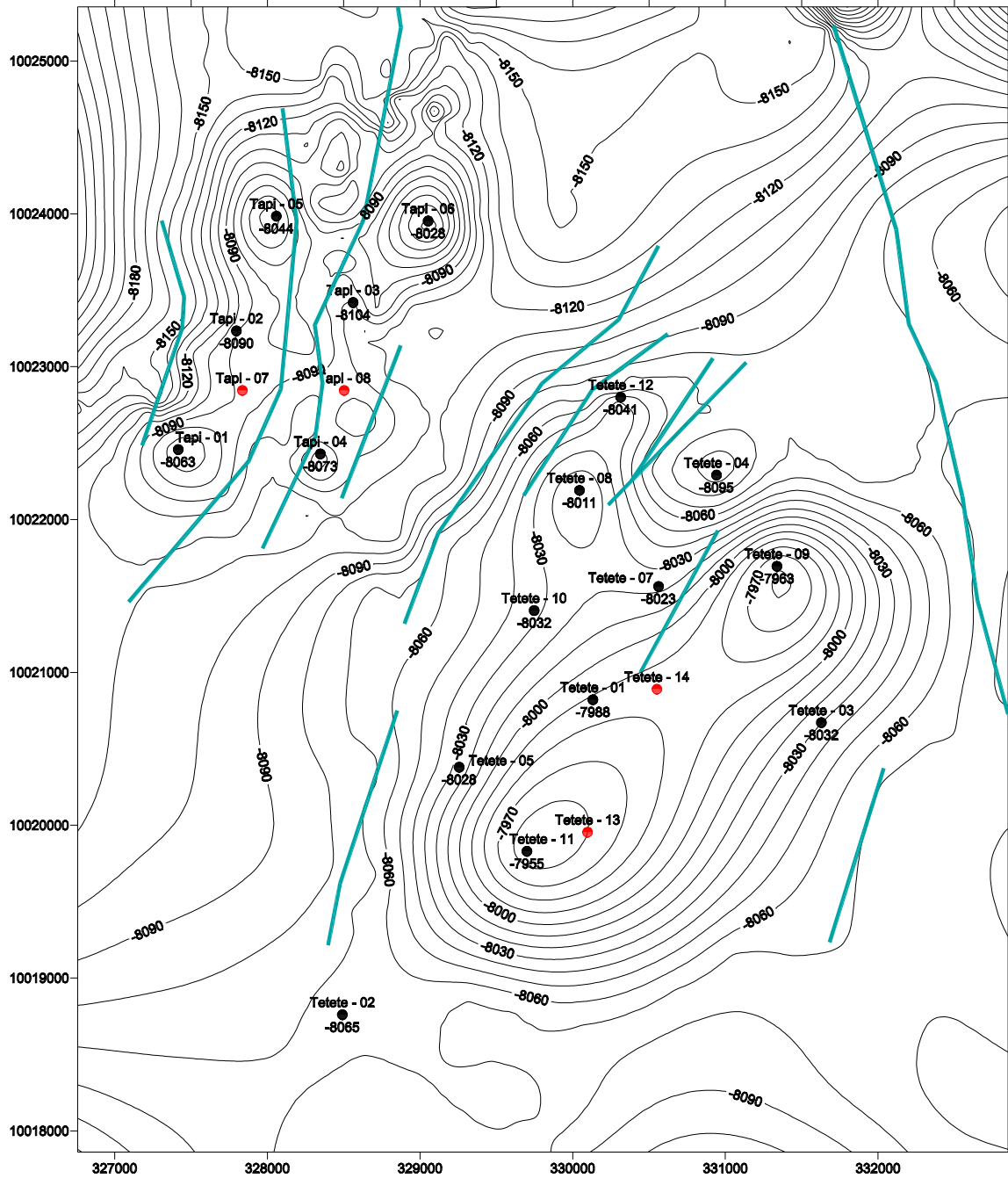
$IP = 0,736$

$EF = 0,09390$

Dist. del pozo a la falla = 281 pies

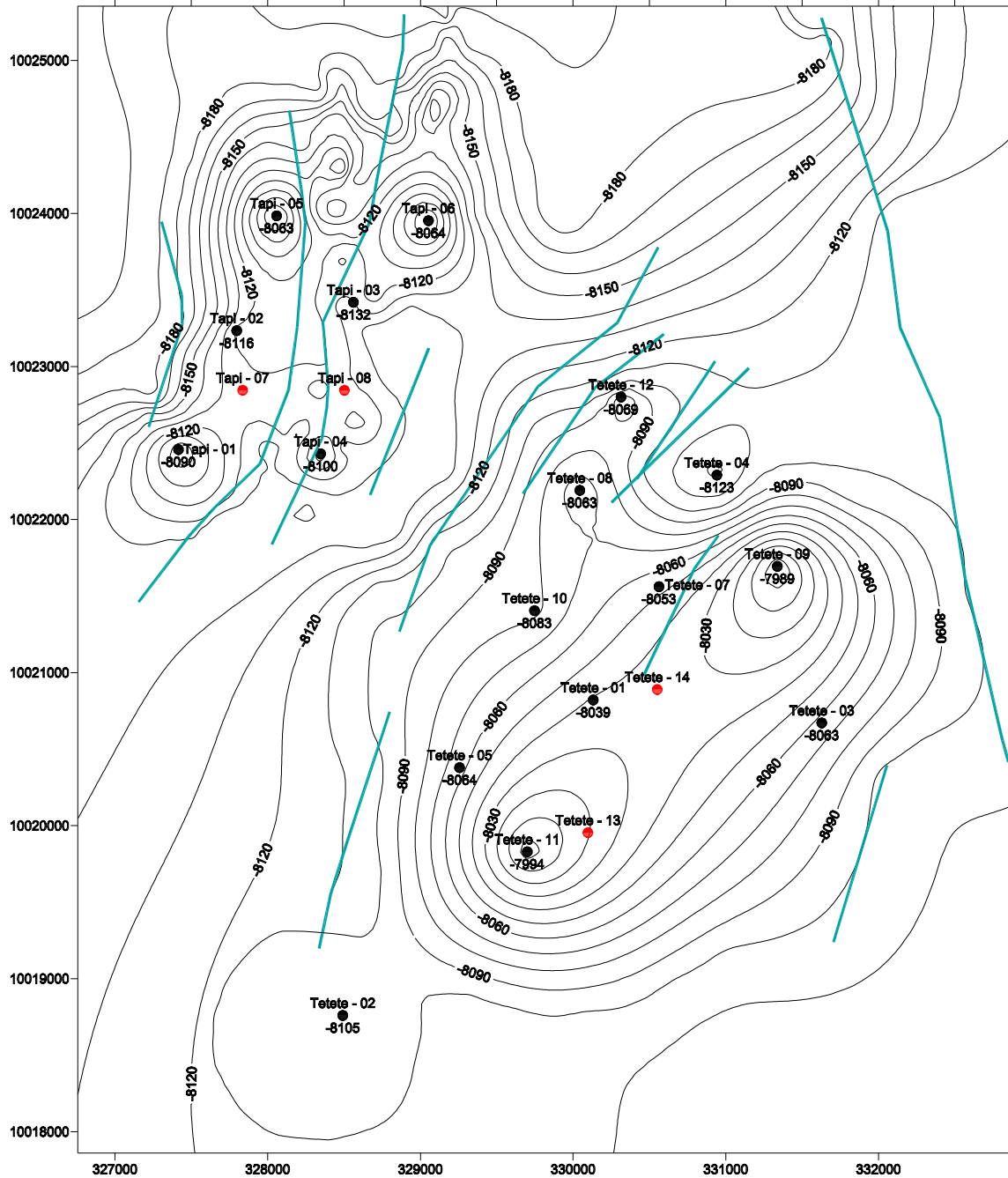
ANEXO 6
MAPAS ESTRUCTURALES DEL CAMPO TAPI - TETETE

ANEXO 6.1



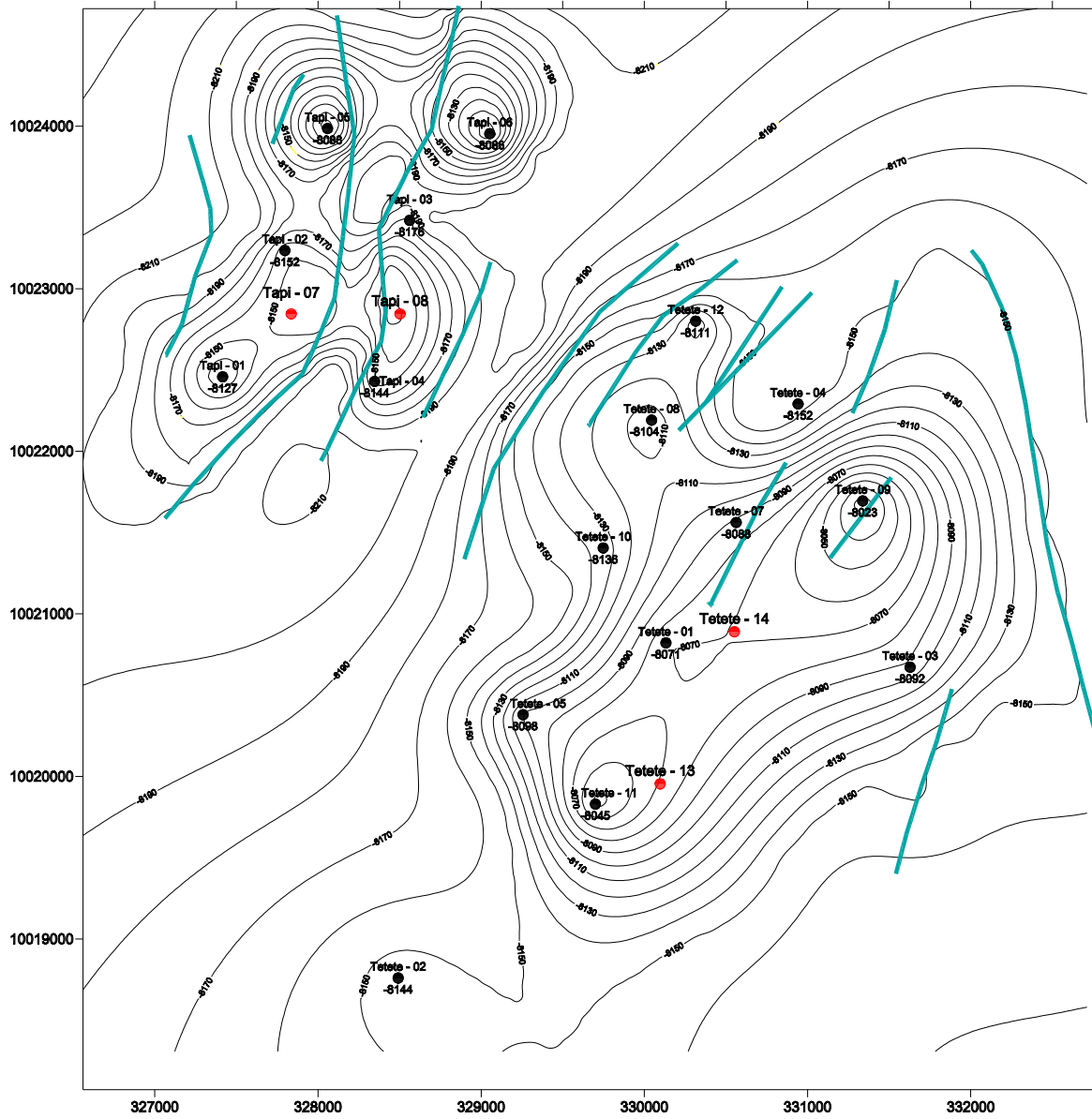
ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL		
MAPA ESTRUCTURAL REFERIDO AL TOPE DE LA ARENA "U" SUPERIOR		
CAMPO: TAPI TETETE	ESCALA: 1 :40.000	AUTOR: TATIANA A. REVELO J.

ANEXO 6.2



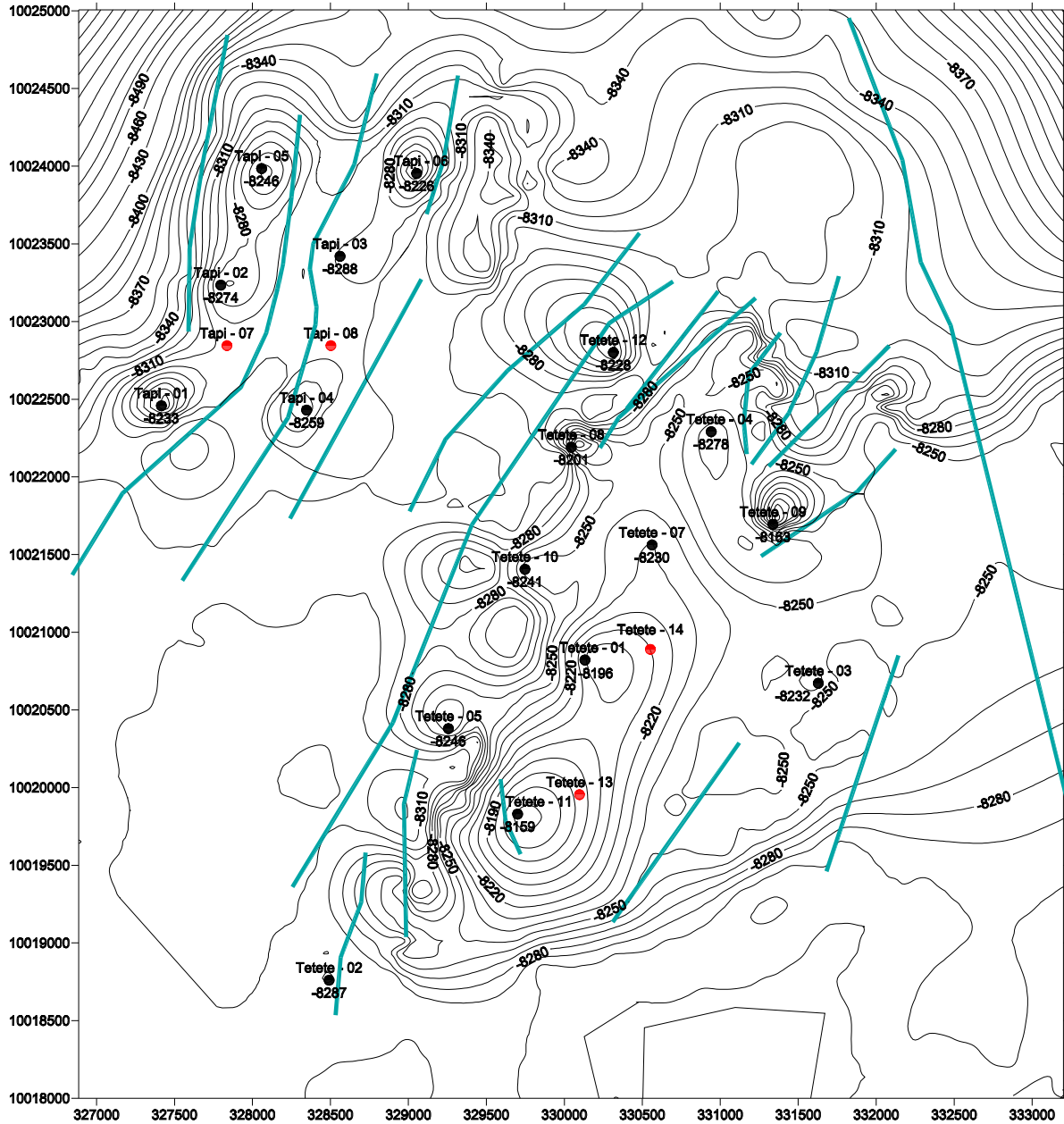
ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL		
MAPA ESTRUCTURAL REFERIDO AL TOPE DE LA ARENA "U" MEDIA		
CAMPO: TAPI TETETE	ESCALA: 1 :40.000	AUTOR: TATIANA A. REVELO J.

ANEXO 6.3



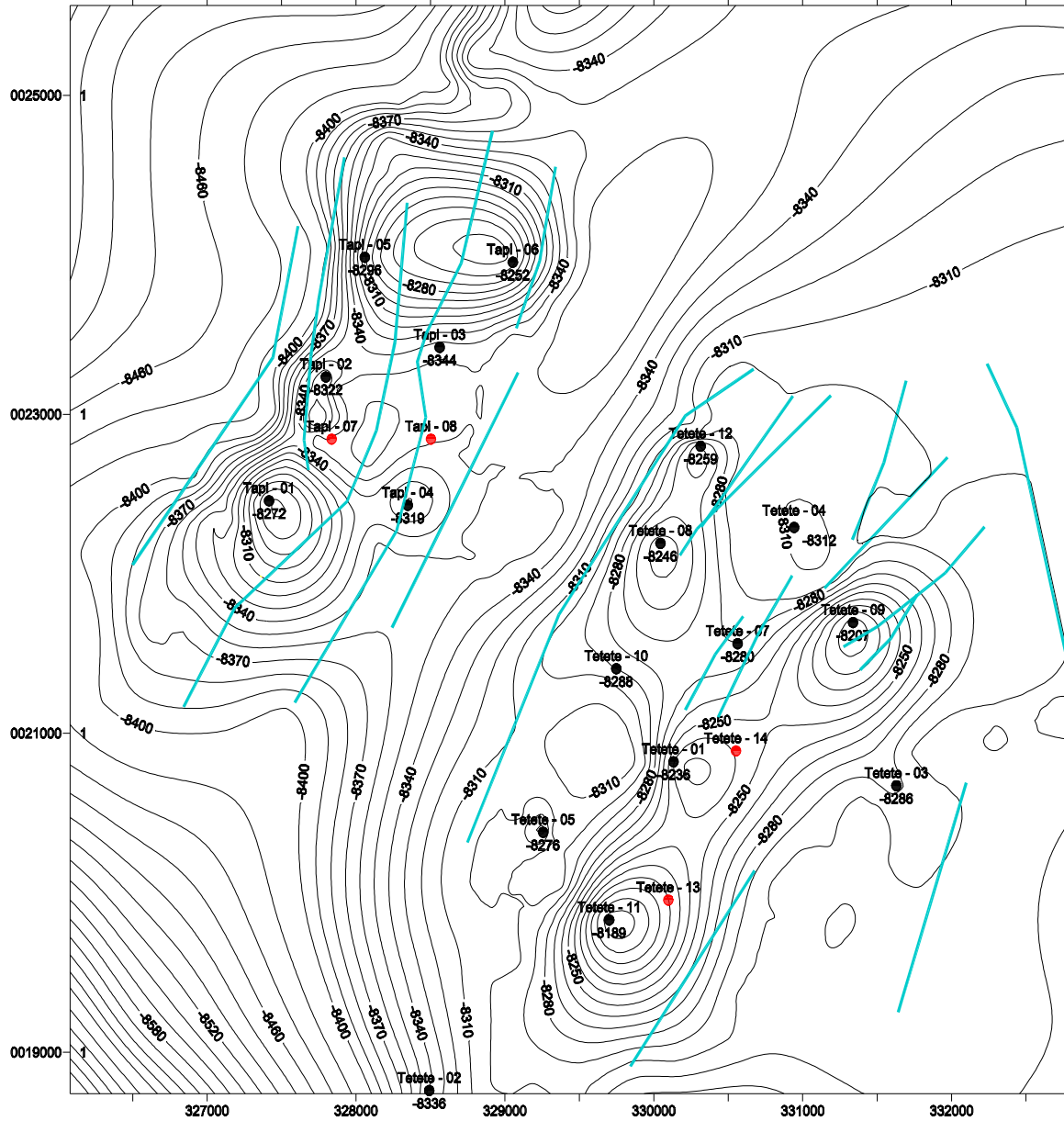
ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL		
MAPA ESTRUCTURAL REFERIDO AL TOPE DE LA ARENA "U" INFERIOR		
CAMPO: TAPI TETETE	ESCALA: 1 : 40.000	AUTOR: TATIANA A. REVELO J.

ANEXO 6.4



ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL		
MAPA ESTRUCTURAL REFERIDO AL TOPE DE LA ARENA "T" SUPERIOR		
CAMPO: TAPI TETETE	ESCALA: 1 :40.000	AUTOR: TATIANA A. REVELO J.

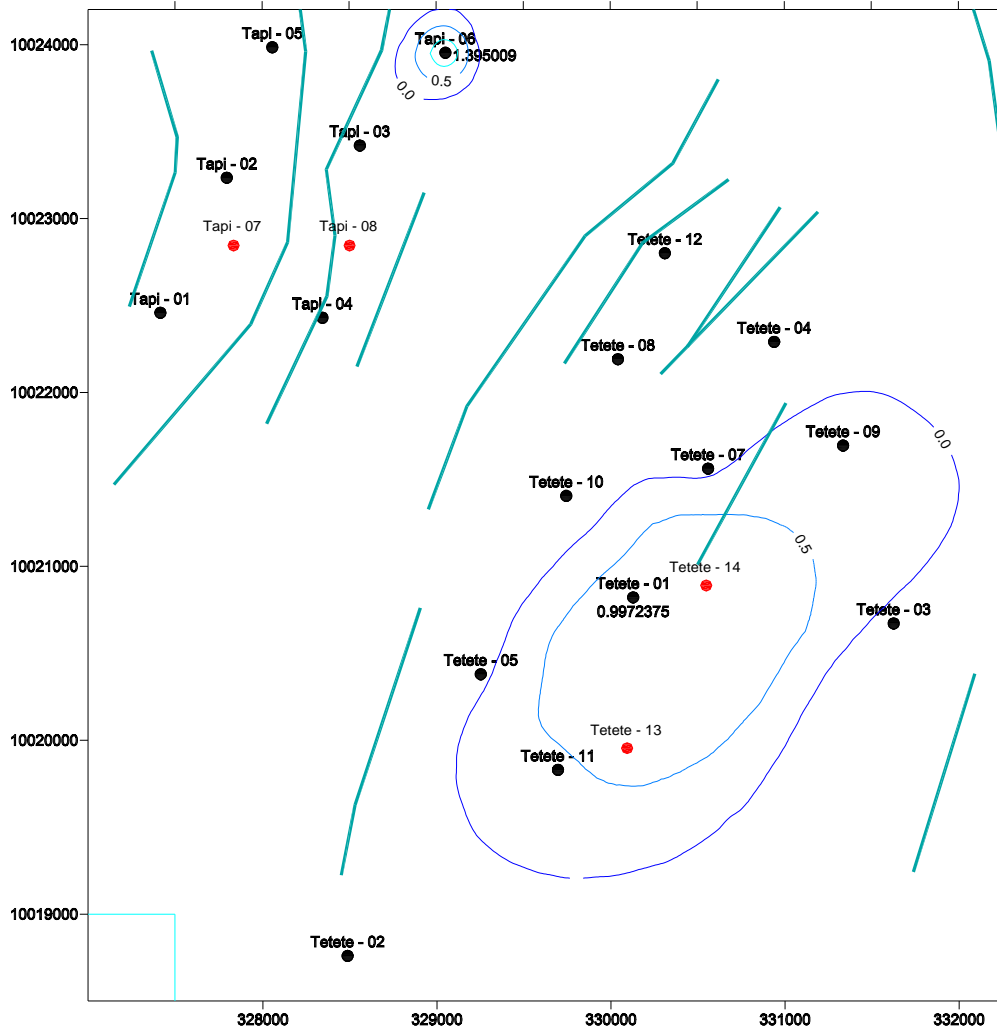
ANEXO 6.5



ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL		
MAPA ESTRUCTURAL REFERIDO AL TOPE DE LA ARENA "T" INFERIOR		
CAMPO: TAPI TETE	ESCALA: 1 : 40.000	AUTOR: TATIANA A. REVELO J.

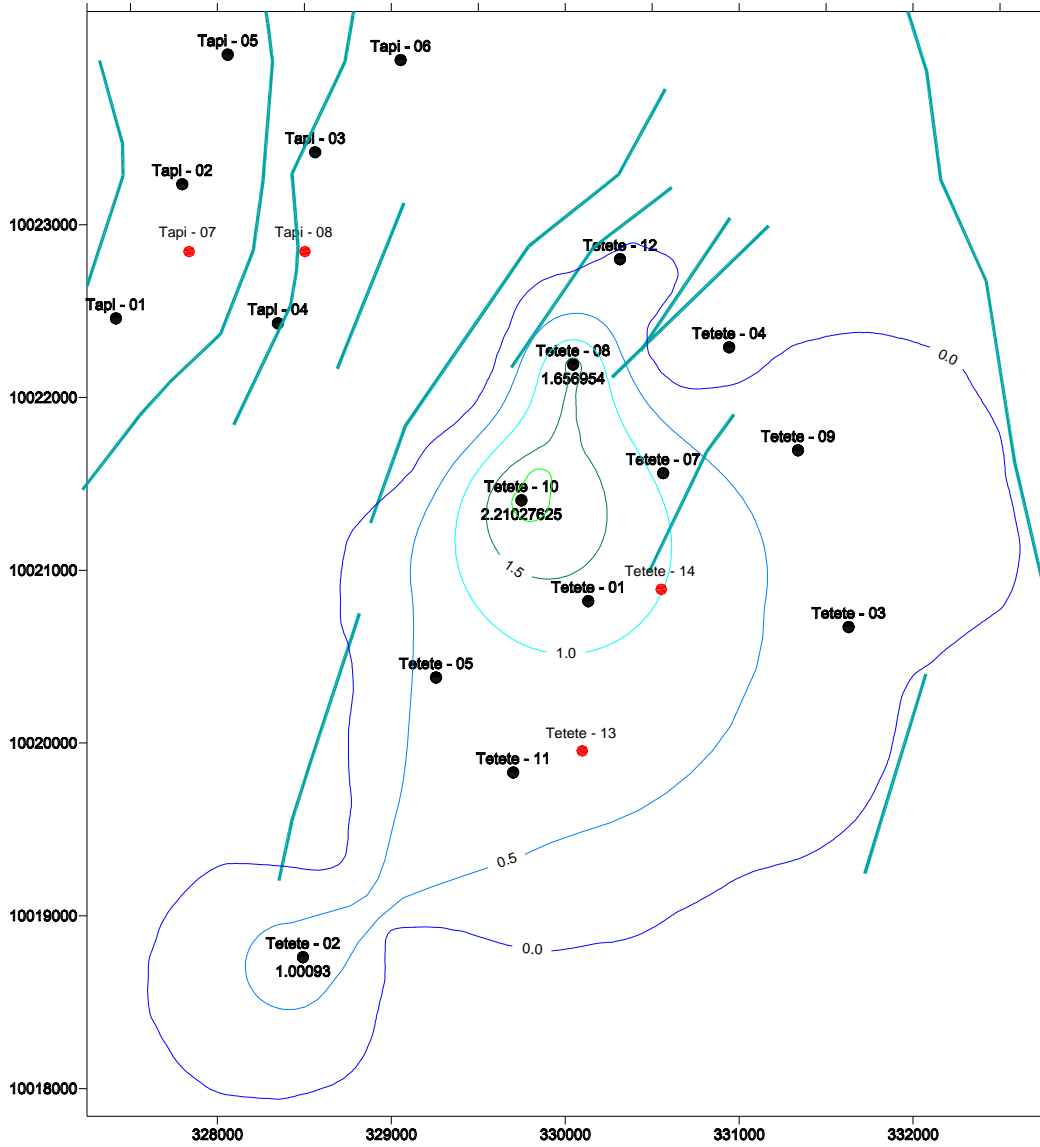
ANEXO 7
MAPAS DE ISOHIDROCARBUROS DEL CAMPO TAPI -
TETETE

ANEXO 7.1



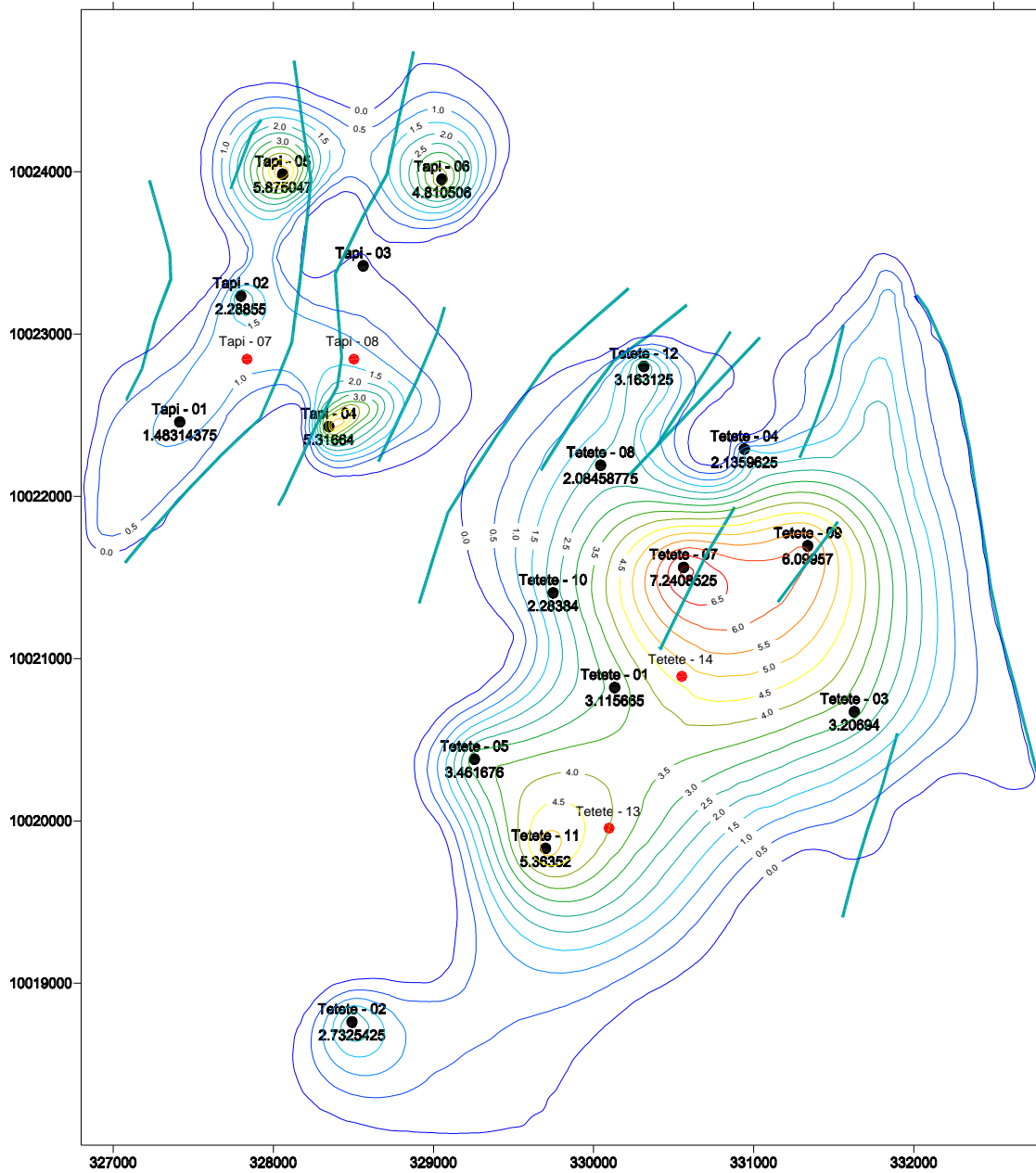
ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL		
MAPA DE ISOHIDROCARBUROS REFERIDO AL TOPE DE LA ARENA "U" SUPERIOR		
CAMPO: TAPI TETETE	ESCALA: 1 : 40.000	AUTOR: TATIANA A. REVELO J.

ANEXO 7.2



ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL		
MAPA DE ISOHIDROCARBUROS REFERIDO AL TOPE DE LA ARENA "U" MEDIA		
CAMPO: TAPI TETETE	ESCALA: 1 :40.000	AUTOR: TATIANA A. REVELO J.

ANEXO 7.3



ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

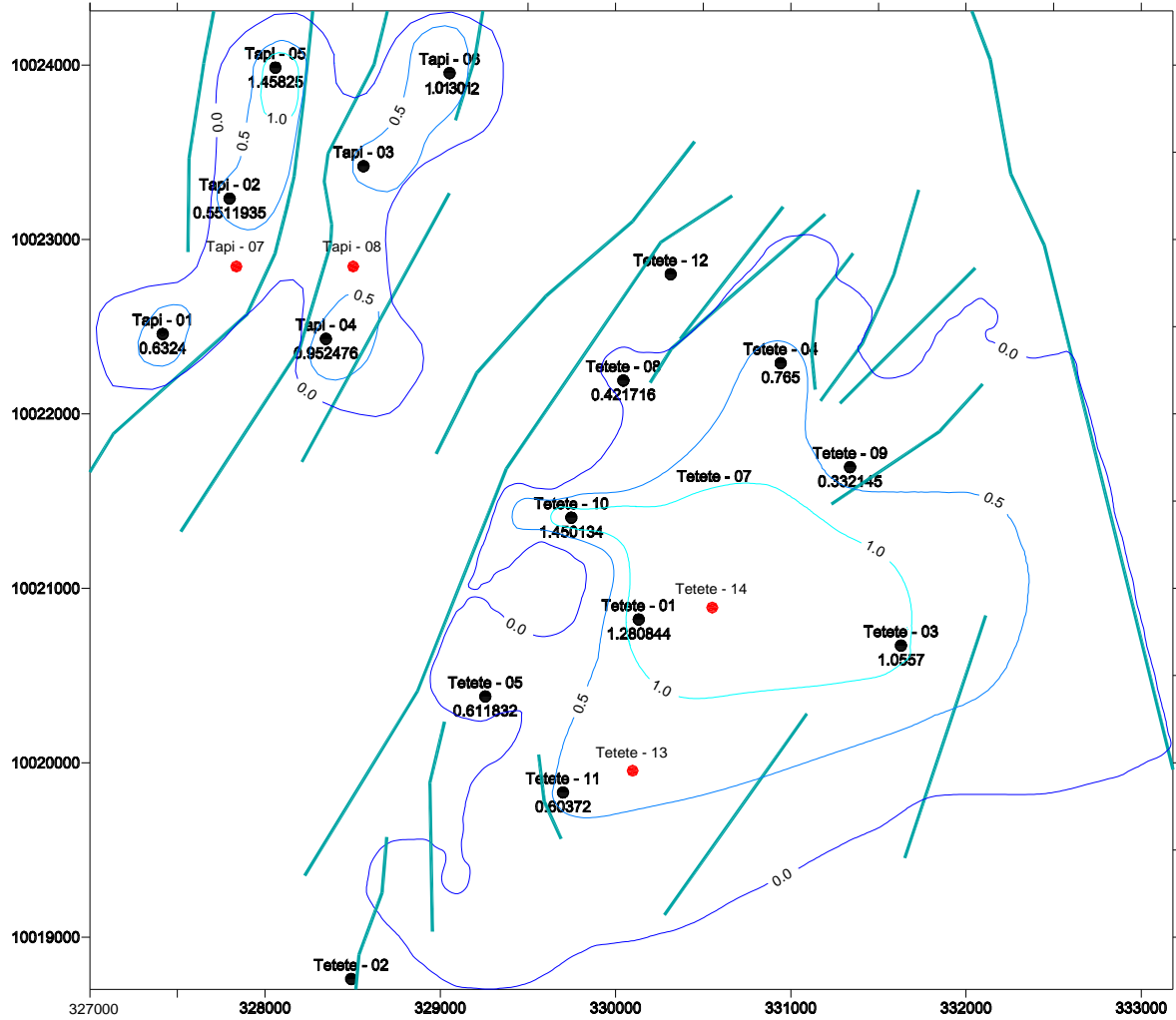
MAPA DE ISOHIDROCARBUROS REFERIDO AL TOPE DE LA ARENA "U" INFERIOR

CAMPO:
TAPI TETETE

ESCALA:
1 : 40.000

AUTOR:
TATIANA A. REVELO J.

ANEXO 7.4



ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL		
MAPA DE ISOHIDROCARBUROS REFERIDO AL TOPE DE LA ARENA "T" SUPERIOR		
CAMPO: TAPI TETETE	ESCALA: 1 :40.000	AUTOR: TATIANA A. REVELO J.