

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

**FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA Y
PETRÓLEOS**

**ACTUALIZACIÓN DE LAS RESERVAS Y PREDICCIÓN DE
PRODUCCIÓN DEL CAMPO CUYABENO-SANSAHUARI**

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

HÉCTOR DANIEL CUSME BENAVIDES

hecdan25@hotmail.com

LESLY GABRIELA GÁLVEZ CHAMBA

leslyga9@hotmail.com

DIRECTOR: ING. JOSÉ OCHOA

jose_ochoa@petroamazonas.ec

Quito, Octubre 2013

DECLARACIÓN

Nosotros, Lesly Gabriela Gálvez Chamba y Héctor Daniel Cusme Benavides, declaramos bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de nuestra autoría; que no ha sido previamente presentada para ningún grado o calificación profesional; y que hemos consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración cedemos nuestros 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 normatividad institucional vigente.

LESLY GÁLVEZ CHAMBA

HÉCTOR CUSME BENAVIDES

CERTIFICACIÓN

Certifico que el siguiente trabajo fue desarrollado por Lesly Gabriela Gálvez Chamba y Héctor Daniel Cusme Benavides

ING. JOSÉ OCHOA
DIRECTOR DEL PROYECTO

AGRADECIMIENTO

Quiero agradecer inmensamente a la Virgencita del Cisne y al Papa Juan Pablo II, por todas las bendiciones recibidas.

A mi padre que a pesar de estar lejos supo diariamente brindarme su apoyo incondicional tanto moral como afectivo, a mi madre por inculcarme valores que me hacen ser una persona sencilla, luchadora y responsable, hermanita mía siempre fuiste mi motor, mi fuerza para levantarme en momentos difíciles gracias por tu amor, tu sonrisa y consejos.

En especial quiero agradecer a nuestro director Ingeniero José Ochoa por su constante apoyo, disponibilidad, paciencia y orientación factores indispensables para el desarrollo de este proyecto. De igual manera al Ingeniero Gerardo Barros e Ingeniera Carolina Guerra un agradecimiento sincero por brindarnos sus conocimientos y amistad.

A todos mis amig@s que comparten mis alegrías y tristezas, pero en especial a Héctor por ser alguien importante en mi vida.

Lesly

AGRADECIMIENTO

A Dios por haberme guiado y acompañado todo este largo camino, por ser mi fortaleza en momentos difíciles, y por brindarme una vida llena de experiencias y felicidad.

A los Ingenieros de la Facultad, que a diario nos llenaban de conocimiento y sabiduría.

Al Ingeniero José Ochoa por su gentileza, tiempo y paciencia que tuvo con nosotros en este proyecto.

A mis padres, Nancy y Héctor, por darme su confianza, dejarme salir a otra ciudad y darme el estudio para poder crecer personal y profesionalmente.

A mis tíos, Luz y Luis, por acogerme en el seno de su hogar y tratarme como a un hijo más.

A toda mi familia, abuelos, tíos, primos, por su apoyo y confianza constante.

Héctor D. Cusme

DEDICATORIA

*A mis queridos padres Melqui y Amaly quienes se
han velado por mi bienestar, brindándome su
confianza y amor.*

Les amo con mi vida.

Lesly

DEDICATORIA

*A mis padres por todos sus esfuerzos para
bríndarme una educación adecuada.*

*A mis hermanos con quien celebro cada uno
de mis logros y a toda mi familia
por apoyarme incondicionalmente.*

Héctor D. Cusme

CONTENIDO

| | |
|--|-----------|
| DECLARACIÓN..... | II |
| CERTIFICACIÓN..... | III |
| AGRADECIMIENTO | IV |
| DEDICATORIA | VI |
| CONTENIDO | VIII |
| ÍNDICE DE FIGURAS | XII |
| ÍNDICE DE TABLAS..... | XV |
| SIMBOLOGÍA..... | XVI |
| RESUMEN..... | XIX |
| PRESENTACIÓN | XX |
| CAPÍTULO 1..... | 1 |
| DESCRIPCIÓN DEL CAMPO CUYABENO SANSAHUARI | 1 |
| 1.1 ANTECEDENTES | 1 |
| 1.2 LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA..... | 1 |
| 1.2.1 COORDENADAS GEOGRÁFICAS: | 3 |
| 1.3 CONDICIÓN DE LOS POZOS..... | 3 |
| 1.4 GEOLOGÍA..... | 3 |
| 1.4.1 MAPAS ESTRUCTURALES DEL CAMPO..... | 3 |
| 1.5 COLUMNA GEOLÓGICA | 7 |
| 1.6 SEDIMENTOLOGÍA..... | 8 |
| 1.6.1 ANÁLISIS E INTERPRETACIONES SEDIMENTOLÓGICAS..... | 8 |
| 1.6.2 EL RESERVORIO U | 9 |
| 1.6.3 EL RESERVORIO T..... | 9 |
| • T Superior: | 9 |
| • T inferior: | 9 |
| 1.7 DESCRIPCIÓN DE ESTUDIOS DE PETROGRAFÍA, SEDIMENTOLOGÍA Y MICROPALEONTOLOGÍA | 9 |
| 1.8 RESERVORIOS PRODUCTORES | 10 |
| 1.8.1 ARENA “U” | 10 |
| 1.8.1.1 Arena U Superior | 10 |
| 1.8.1.2 Arena U Media | 10 |
| 1.8.1.3 Arena U Inferior | 10 |
| 1.8.2 ARENA “T” | 11 |
| 1.8.2.1 Arena T Superior..... | 11 |
| 1.8.2.2 Arena T Media | 11 |

| | |
|---|-----------|
| 1.8.2.3 Arena T Inferior | 11 |
| 1.9 PARÁMETROS PETROFÍSICOS | 12 |
| 1.10 TOPES Y BASES | 13 |
| CAPÍTULO 2..... | 15 |
| ANÁLISIS DE LAS ARENAS PRODUCTORAS | 15 |
| 2.1 PROPIEDADES PETROFÍSICAS DE LA ROCA..... | 15 |
| 2.1.1 POROSIDAD | 15 |
| 2.1.2 PERMEABILIDAD | 16 |
| 2.1.3 SATURACIÓN | 17 |
| 2.2 PROPIEDADES DEL PETRÓLEO: | 17 |
| 2.2.1 DENSIDAD..... | 18 |
| 2.2.2 GRAVEDAD ESPECÍFICA | 18 |
| 2.2.3 FACTOR VOLUMÉTRICO..... | 19 |
| 2.2.4 VISCOSIDAD | 20 |
| 2.2.5 COMPRESIBILIDAD..... | 20 |
| 2.2.6 RELACIÓN GAS-PETRÓLEO..... | 20 |
| 2.3 ANÁLISIS PVT | 20 |
| 2.4 ANÁLISIS DE NÚCLEOS..... | 21 |
| 2.4.1 ANÁLISIS CONVENCIONALES | 21 |
| 2.4.2 CONTENIDO DE FLUIDOS..... | 22 |
| 2.5 PETROFÍSICA | 22 |
| 2.6 REGISTROS ELÉCTRICOS..... | 22 |
| 2.6.1 REGISTROS PARA LITOLÓGÍA Y ESPESORES..... | 24 |
| 2.6.1.1 Potencial Espontáneo..... | 24 |
| 2.6.1.2 Caliper..... | 25 |
| 2.6.1.3 Gamma Ray | 26 |
| 2.6.1.4 Microlog | 27 |
| 2.6.2 REGISTROS DE POROSIDAD | 28 |
| 2.6.2.1 Registro Sónico (BHC)..... | 28 |
| 2.6.2.2 Registro de densidad (FDC) | 29 |
| 2.6.2.3 Registro Neutrónico (CNL)..... | 29 |
| 2.6.3 REGISTROS DE RESISTIVIDAD | 31 |
| 2.7 CÁLCULO DE POROSIDAD TOTAL Y EFECTIVA..... | 33 |
| 2.7.1 POROSIDAD DEL REGISTRO SÓNICO..... | 33 |
| 2.7.2 POROSIDAD DEL REGISTRO DE DENSIDAD | 33 |
| 2.7.3 POROSIDAD DEL REGISTRO NEUTRÓNICO | 34 |
| 2.7.4 POROSIDAD TOTAL..... | 34 |
| 2.7.5 POROSIDAD EFECTIVA | 34 |
| 2.8 FORMACIONES ARCILLOSAS | 35 |
| 2.8.1 ARCILLA LAMINAR | 35 |
| 2.8.2 ARCILLA ESTRUCTURAL | 35 |

| | |
|---|-----------|
| 2.8.3 ARCILLA DISPERSA | 36 |
| 2.9 POROSIDAD EN FORMACIONES ARCILLOSAS | 36 |
| 2.9.1 EFECTO DE LA ARCILLOSIDAD SOBRE EL PERFIL DE DENSIDAD | 36 |
| 2.9.2 EFECTO DE LA ARCILLOSIDAD SOBRE EL PERFIL NEUTRÓNICO | 38 |
| 2.9.3 EFECTO DE LA ARCILLOSIDAD SOBRE EL REGISTRO SÓNICO | 39 |
| 2.10 INDICADORES DE ARCILLOSIDAD | 40 |
| 2.10.1 RAYOS GAMMA (GR) | 40 |
| 2.10.2 CURVA DEL POTENCIAL ESPONTÁNEO (SP)..... | 41 |
| 2.10.3 REGISTROS DE RESISTIVIDAD | 41 |
| 2.10.4 REGISTRO NEUTRÓNICO..... | 42 |
| 2.10.5 COMBINACIÓN DENSIDAD DE FORMACIÓN – SÓNICO | 42 |
| 2.11 DETERMINACIÓN DE LA RESISTIVIDAD DEL AGUA (RW) | 43 |
| 2.12 SALINIDADES DE LOS YACIMIENTOS | 43 |
| 2.13 GRADIENTE GEOTÉRMICO | 44 |
| 2.14 SATURACIÓN DE AGUA (SW) | 44 |
| 2.14.1 MODELO DE ARCHIE | 45 |
| 2.14.2 SIMANDOUX: | 45 |
| 2.14.3 INDONESIA..... | 46 |
| 2.15 INTERACTIVE PETROPHYSICS | 47 |
| 2.15.1 RESULTADOS | 72 |
| CAPÍTULO 3..... | 73 |
| CÁLCULO DE RESERVAS POR YACIMIENTO | 73 |
| 3.1 RESERVAS..... | 73 |
| 3.2 RESERVAS DE ACUERDO A LA ENERGÍA DEL YACIMIENTO | 73 |
| 3.2.1 RESERVAS PRIMARIAS | 73 |
| 3.2.2 RESERVAS SECUNDARIAS | 74 |
| 3.3 RESERVAS DE ACUERDO AL GRADO DE CERTIDUMBRE..... | 74 |
| 3.3.1 CLASIFICACIÓN DE RESERVAS..... | 74 |
| 3.3.2 RESERVAS PROBADAS..... | 74 |
| 3.3.2.1 Reservas por el grado de Desarrollo | 75 |
| 3.3.2.1.1 Reservas Desarrolladas..... | 75 |
| 3.3.2.1.2 Reservas No Desarrolladas | 75 |
| 3.3.3 RESERVAS NO PROBADAS | 75 |
| 3.3.3.1 Reservas Probables | 76 |
| 3.3.3.2 Reservas Posibles | 76 |
| 3.4 MOTIVOS PARA QUE LAS RESERVAS CAMBIEN..... | 77 |
| 3.5 MÉTODOS PARA EL CÁLCULO DE RESERVAS | 78 |
| 3.5.1 MÉTODO VOLUMÉTRICO..... | 78 |
| 3.5.1.1 Cálculo del Petróleo Original en Sitio (POES) | 78 |
| 3.5.1.2 Índice de Hidrocarburo..... | 79 |
| 3.5.2 CURVAS DE COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN | 80 |

| | |
|---|------------|
| 3.5.3 BALANCE DE MATERIALES | 81 |
| 3.6 CONTACTO AGUA PETRÓLEO (CAP) | 81 |
| 3.7 ÁREA DE LOS YACIMIENTOS | 82 |
| 3.8 GRID MAP | 82 |
| 3.9 OIL FIELD MANAGER TM | 83 |
| 3.10 MECANISMOS DE PRODUCCIÓN | 93 |
| 3.11 FACTOR DE RECOBRO | 94 |
| 3.12 RESULTADOS | 95 |
| CAPÍTULO 4..... | 98 |
| COMPARACIÓN CON LOS DATOS OFICIALES Y PREDICCIÓN DE PRODUCCIÓN | 98 |
| 4.1 COMPARACIÓN DE RESULTADOS CON LOS DATOS OFICIALES | 98 |
| 4.2.1 DATOS OFICIALES | 98 |
| 4.2.2 COMPARACIÓN DE DATOS | 99 |
| 4.2.2.1 Arena U superior | 99 |
| 4.2.2.2 Arena U Inferior | 100 |
| 4.2.2.3 Arena T | 101 |
| 4.3 PREDICCIÓN DE PRODUCCIÓN..... | 102 |
| 4.3.1 U SUPERIOR | 102 |
| 4.3.2 U INFERIOR | 103 |
| 4.3.3 ARENA T..... | 104 |
| 4.4 DECLINACIÓN | 106 |
| 4.4.1 DECLINACIÓN EXPONENCIAL..... | 107 |
| 4.4.2 DECLINACIÓN HIPERBÓLICA | 107 |
| 4.4.3 DECLINACIÓN ARMÓNICA | 108 |
| 4.4.4 DETERMINACION DEL TIPO DE DECLINACIÓN..... | 109 |
| 4.4.5 TASA DE ABANDONO..... | 109 |
| 4.4.6 PROCEDIMIENTO | 110 |
| CAPÍTULO 5..... | 117 |
| CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES..... | 117 |
| CONCLUSIONES..... | 117 |
| RECOMENDACIONES..... | 120 |
| REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS | 121 |
| ANEXOS..... | 123 |

ÍNDICE DE FIGURAS

| | |
|--|----|
| FIGURA 1.1: UBICACIÓN DEL CAMPO CUYABENO-SANSAHUARI..... | 2 |
| FIGURA 1.2: MAPA GEOGRÁFICO..... | 2 |
| FIGURA 1.3: MAPA ESTRUCTURAL DE LA ARENISCA U SUPERIOR..... | 4 |
| FIGURA 1.4: MAPA ESTRUCTURAL DE LA ARENISCA U INFERIOR | 5 |
| FIGURA 1.5: MAPA ESTRUCTURAL DE LA ARENISCA T | 6 |
| FIGURA 1.6: COLUMNAGEOLÓGICA..... | 7 |
| FIGURA 2.1: EJEMPLO DE REGISTRO SP | 25 |
| FIGURA 2.2: EJEMPLO DE REGISTRO CALIPER | 26 |
| FIGURA 2.3: EJEMPLO DE REGISTRO GAMMA RAY | 27 |
| FIGURA 2.4: EJEMPLO DE REGISTRO ELÉCTRICOS | 30 |
| FIGURA 2.5: ARCILLA LAMINAR | 35 |
| FIGURA 2.6: ARCILLA ESTRUCTURAL..... | 36 |
| FIGURA 2.7: ARCILLA DISPERSA | 36 |
| FIGURA 2.8: ACCESO A LA BASE DE DATOS | 48 |
| FIGURA 2.9: MENÚ INPUT/OUTPUT | 48 |
| FIGURA 2.10: LOAD ASCII FILE | 49 |
| FIGURA 2.11: ASCII READ..... | 50 |
| FIGURA 2.12: TRIPLE COMBO | 51 |
| FIGURA 2.13: LOG PLOT FORMAT | 52 |
| FIGURA 2.14A: LOG PLOT FORMAT-SHADING | 53 |
| FIGURA 2.14B: LOG PLOT FORMAT-SHADING | 53 |
| FIGURA 2.15: TRIPLE COMBO MODIFICADO | 54 |
| FIGURA 2.16: CARGAR TOPES Y BASES | 55 |
| FIGURA 2.17: ZONE SETS..... | 55 |
| FIGURA 2.18: EDIT ZONE TOPS | 56 |
| FIGURA 2.19: TOPES Y BASES CARGADOS | 56 |
| FIGURA 2.20: CÁLCULO DEL GRADIENTE DE TEMPERATURA | 57 |
| FIGURA 2.21: ANÁLISIS DEL VOLUMEN DE ARCILLA | 58 |

| | |
|--|----|
| FIGURA 2.22: CLAY VOLUME PLOT | 58 |
| FIGURA 2.23: GR HISTOGRAMA..... | 59 |
| FIGURA 2.24: VCLGR MODIFICADO | 60 |
| FIGURA 2.25: LOG PLOT FORMAT | 61 |
| FIGURA 2.26: SET TOPS | 61 |
| FIGURA 2.27: NOMBRES DE LAS ARENAS..... | 62 |
| FIGURA 2.28: SPLIT ZONE | 62 |
| FIGURA 2.29: ARENAS SEPARADAS | 63 |
| FIGURA 2.30: NPHI/RHOB XPLOT | 63 |
| FIGURA 2.31: NPHI/RHOB XPLOT AJUSTADO | 64 |
| FIGURA 2.32: VCLND MODIFICADO | 64 |
| FIGURA 2.33: VCLAV | 65 |
| FIGURA 2.34: CLAY VOLUME PARAMETERS | 66 |
| FIGURA 2.35: POROSITY AND WATER SATURATION ANALYSIS..... | 66 |
| FIGURA 2.36: GRÁFICO PHI SW | 67 |
| FIGURA 2.37: PHI SW ANALYSIS PARAMETERS | 68 |
| FIGURA 2.38: ILD/PHIE XPLOT | 68 |
| FIGURA 2.39: USO DEL ILD/PHIE XPLOT..... | 69 |
| FIGURA 2.40: CUTOFFS AND SUMMATION REPORT | 70 |
| FIGURA 2.41: ZONAS RESERVORIO Y DE PAGO | 70 |
| FIGURA 2.42: PAYRESULTS | 71 |
| FIGURA 2.43: SAVE PAY RESULTS..... | 71 |
| FIGURA 2.44: PAY SUMMARY..... | 72 |
| FIGURA 3.1: CURVAS DE COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN | 80 |
| FIGURA 3.2: OPEN OFM WORKSPACE..... | 84 |
| FIGURA 3.3: SELECT OFM WORKSPACE | 84 |
| FIGURA 3.4: EDIT MAP ANNOTATIONS | 85 |
| FIGURA 3.5: AGREGAR CONTORNO DE UNA ARENA | 85 |
| FIGURA 3.6: SELECCIONAR CONTORNO DE UNA ARENA..... | 86 |
| FIGURA 3.7: CONTORNO DE ARENA US | 86 |
| FIGURA 3.8: SELECCIONARPOZOSPRODUCTORES | 87 |

| | |
|--|-----|
| FIGURA 3.9: CREATE GRID MAP | 88 |
| FIGURA 3.10: GRID MAP | 88 |
| FIGURA 3.11: GRID MAP, BOI | 89 |
| FIGURA 3.12: GRID MAP, POROSIDAD | 89 |
| FIGURA 3.13: GRID MAP, HO | 90 |
| FIGURA 3.14: GRID MAP, SW..... | 90 |
| FIGURA 3.15: CALCULATE GRID | 91 |
| FIGURA 3.16: EDIT CALCULATED VARIABLE..... | 91 |
| FIGURA 3.17: GRID MAP, POES | 92 |
| FIGURA 3.18: GRID STATISTICS | 92 |
| FIGURA 3.19: EDIT REPORT | 96 |
| FIGURA 3.20: REPORT | 97 |
| FIGURA 4.1: HISTORIAL DE PRODUCCIÓN, US..... | 103 |
| FIGURA 4.2: HISTORIAL DE PRODUCCIÓN, UI | 104 |
| FIGURA 4.3: HISTORIAL DE PRODUCCIÓN, T..... | 105 |
| FIGURA 4.4: TIPOS DE DECLINACIÓN | 106 |
| FIGURA 4.5: CURRENT SCENARIO | 111 |
| FIGURA 4.6: CURRENTSCENARIO (CONTINUACIÓN)..... | 112 |
| FIGURA 4.7: RESULTADOS | 113 |
| FIGURA 4.8: PREDICCIÓN DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO CUYABENO- SANSAHUARI | 115 |
| FIGURA 4.9: PREDICCIÓN DE PRODUCCIÓN DE LA ARENA US..... | 115 |
| FIGURA 4.10: PREDICCIÓN DE PRODUCCIÓN DE LA ARENA UI..... | 116 |
| FIGURA 4.11: PREDICCIÓN DE PRODUCCIÓN DE LA ARENA T | 116 |

ÍNDICE DE TABLAS

| | |
|--|-----|
| TABLA 1.1: CONDICIÓN DE LOS POZOS | 3 |
| TABLA 1.2: PARÁMETROSPETROFÍSICOS..... | 12 |
| TABLA 1.3: TOPES, BASES Y ESPESORES DE LAS FORMACIONES DEL CAMPO CUYABENO-SANSAHUARI | 13 |
| TABLA 1.3: TOPES, BASES Y ESPESORES DE LAS FORMACIONES DEL CAMPO CUYABENO-SANSAHUARI (CONTINUACIÓN) | 14 |
| TABLA 2.1: PROPIEDADES PVT | 21 |
| TABLA 2.2: TIPOS DE REGISTROS | 23 |
| TABLA 2.3: RESUMEN DE REGISTROS ELÉCTRICOS CON SUS CARACTERÍSTICAS..... | 32 |
| TABLA 2.4: SALINIDADES DE LOS YACIMIENTOS | 43 |
| TABLA 2.5: RESULTADOS PROMEDIOS POR ARENA | 73 |
| TABLA 3.1: VALORESDEL CAP | 82 |
| TABLA 3.2: VALORESDEL POES | 93 |
| TABLA 3.3: PARÁMETROS UTILIZADOS PARA EL CÁLCULO DEL FACTOR DE RECOBRO | 95 |
| TABLA 3.4: CÁLCULO DE RESERVAS DEL CAMPO CUYABENO- SANSAHUARI | 97 |
| TABLA 4.1: DATOSOFICIALES | 98 |
| TABLA 4.2: COMPARACIÓN DE DATOS..... | 99 |
| TABLA 4.3: REPORTE DE PRODUCCIÓN US..... | 100 |
| TABLA 4.4: REPORTE DE PRODUCCIÓN UI..... | 101 |
| TABLA 4.5: REPORTE DE PRODUCCIÓN T | 102 |
| TABLA 4.6: PREDICCIÓN DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO CUYABENO- SANSAHUARI | 114 |

SIMBOLOGÍA

SÍMBOLO DEFINICIÓN

| | |
|---------------|---|
| API: | American Petroleum Institute |
| ASCII: | Formato estándar para el intercambio de información |
| BF: | Barriles ficales |
| BIs: | Barriles |
| BPPD: | Barriles de petróleo por día |
| CA: | Pozo abandonado |
| CAL: | Registro Caliper |
| CPH: | Pozo cerrado bombeo hidráulico |
| CPS: | Pozo cerrado bombeo electrosumergible |
| CAP: | Contacto agua-petróleo |
| DPHI: | Porosidad por densidad de las rocas penetradas en el pozo |
| FR: | Factor de recobro |
| GOR: | Relación gas-petróleo |
| GR: | Registro Gamma Ray |
| Ho: | Espesor neto saturado de petróleo |
| M: | Exponente de cementación |
| MINV: | Registro Inverso |
| MNOR: | Registro micronormal |
| MSFL: | Registro microesférico |

| | |
|--------------|---|
| N: | Exponente de saturación |
| NaCl: | Cloruro de Sodio |
| NPHI: | Porosidad neutrónica de las rocas penetradas en el pozo |
| Pb: | Presión de burbuja |
| POES: | Petróleo original en sitio |
| PPS: | Pozo productor bombeo electrosumergible |
| PPH: | Pozo productor bombeo hidráulico |
| PSI: | Pound per SquareInch |
| PVT: | Presión- Volumen- Temperatura |
| RHOB: | Densidad del sistema roca- fluido |
| RW: | Pozo reinyector |
| Rw: | Resistividad del agua de formación |
| Rt: | Resistividad verdadera de la formación |
| Rxo: | Resistividad de la zona lavada |
| SP: | Registro de potencial espontáneo |
| SPHI: | Porosidad sónica de las rocas penetradas en el pozo |
| Sw: | Saturación de agua |
| TS : | T Superior |
| UI: | U Inferior |
| US: | U Superior |
| UTM: | Universal TransverseMarcator |

| | |
|-------------|---|
| °F: | Grados Fahrenheit |
| Ø: | Porosidad |
| ØD: | Porosidad density |
| Øe: | Porosidad efectiva |
| ØN: | Porosidad neutrónica |
| ØS: | Porosidad sónica |
| βOi: | Factor volumétrico del petróleo inicial |
| ρb: | Bulkdensity |
| ρf: | Densidad del fluido |
| ρma: | Densidad de la matriz |
| ρo: | Densidad del petróleo |
| μo: | Viscosidad del petróleo |
| μoi: | Viscosidad del petróleo inicial |

RESUMEN

El presente proyecto de titulación tiene como objetivo realizar una actualización de las reservas del campo Cuyabeno Sansahuari para posteriormente realizar una predicción de producción.

En el primer capítulo, se habla del descubrimiento e historia del campo, de su localización geográfica, descripción geológica, yacimientos productores, así como topes y bases de los reservorios de interés.

En el segundo capítulo se obtiene los parámetros petrofísicos de las arenas mediante la re-interpretación de registros eléctricos. También se detallan las propiedades de los fluidos a partir de los análisis PVT disponibles.

En el tercer capítulo se determina el mecanismo de empuje de los fluidos en las arenas productoras con lo que luego obtenemos los nuevos factores de recobro y finalmente se calcula las reservas.

En el cuarto capítulo se realiza un análisis comparativo de los resultados obtenidos en la última actualización de reserva de EP Petroecuador para éste campo, y se hace una predicción de producción de los reservorios US, UI, TS, aplicando el método de declinación exponencial.

Finalmente en el quinto capítulo se presentan las conclusiones y recomendaciones del proyecto.

PRESENTACIÓN

La producción de petróleo es la principal actividad económica que sustenta el desarrollo del país, por tal razón las empresas operadoras que operan en los diferentes campos de yacimientos de petróleo deben conocer la situación de los mismos.

Para una producción adecuada de este recurso es necesario contar con investigaciones que verifiquen la existencia de reservas, es por esto que la ingeniería de yacimientos tiene como una importante función la permanente actualización de reservas en el yacimiento, así como su recuperación bajo mecanismos existentes.

El presente estudio está centrado en determinar las reservas de petróleo del campo Cuyabeno-Sansahuari, utilizando como herramientas los software InteractivePetrophysics y Oil Field manager, utilizados en la caracterización de reservorios.

La empresa operadora está interesada en incrementar la producción de su campo, por tal motivo en este estudio se analiza la información disponible para obtener resultados que se ajusten a la realidad de las arenas productoras y así proporcionar resultados que aporten en las decisiones que se tomen para el desarrollo del campo.

CAPÍTULO 1

DESCRIPCIÓN DEL CAMPO CUYABENO SANSAHUARI

1.1 ANTECEDENTES

El campo Cuyabeno – Sansahuari fue descubierto por la compañía Texaco en Noviembre de 1972 con la perforación del pozo exploratorio Cuyabeno-1 llegando alcanzar una profundidad total de 8,500 pies (penetrando las formaciones y reservorios Basal Tena Napo U, T y el tope de Hollín) con una producción de 648 BPPD de 26 °API del reservorio U, se obtuvo trazas de crudo pesado en la arenisca Basal Tena. Luego en Noviembre de 1979 CEPE perfora el pozo exploratorio Sansahuari-1, alcanzando una profundidad de 8,100 pies (penetrando las formaciones y reservorios Basal Tena Napo U, T y la base Hollin) y con una producción inicial de la arenisca U-Inferior de 1,729 BPPD, 26 °API y de 369 BPPD, 22.7 °API de la arenisca U-Superior.

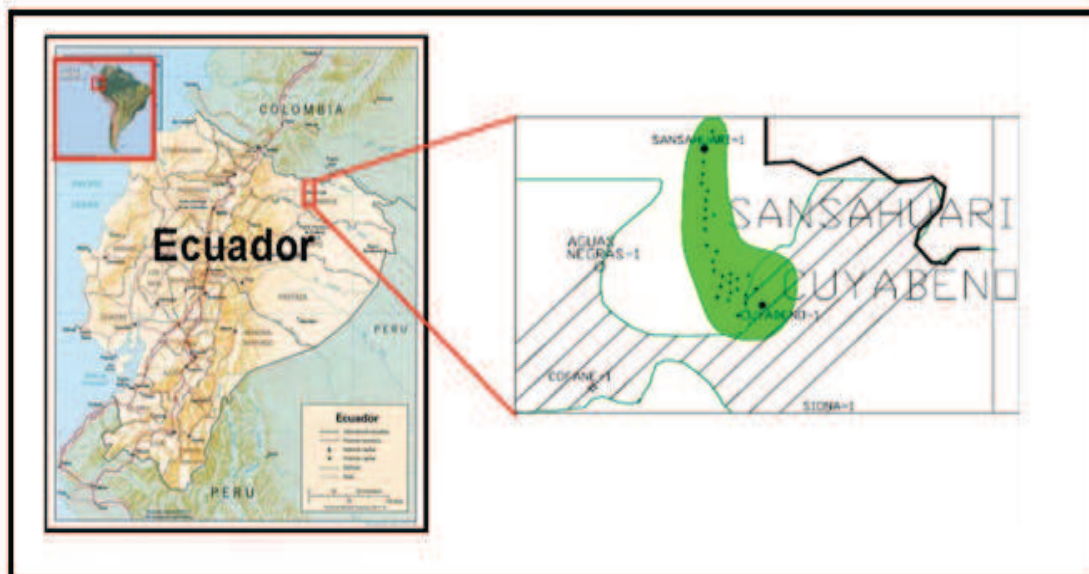
Los principales reservorios son la arenisca de la formación Napo la U y la T en tanto que la arenisca Basal Tena tiene poca productividad.

El campo siempre estuvo operado por EP PETROECUADOR en el cuál se han hecho diferentes estudios de ingeniería y de simulación matemática, en ninguno de ellos se ha solicitado el análisis de métodos de recuperación mejorada.

1.2 LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA

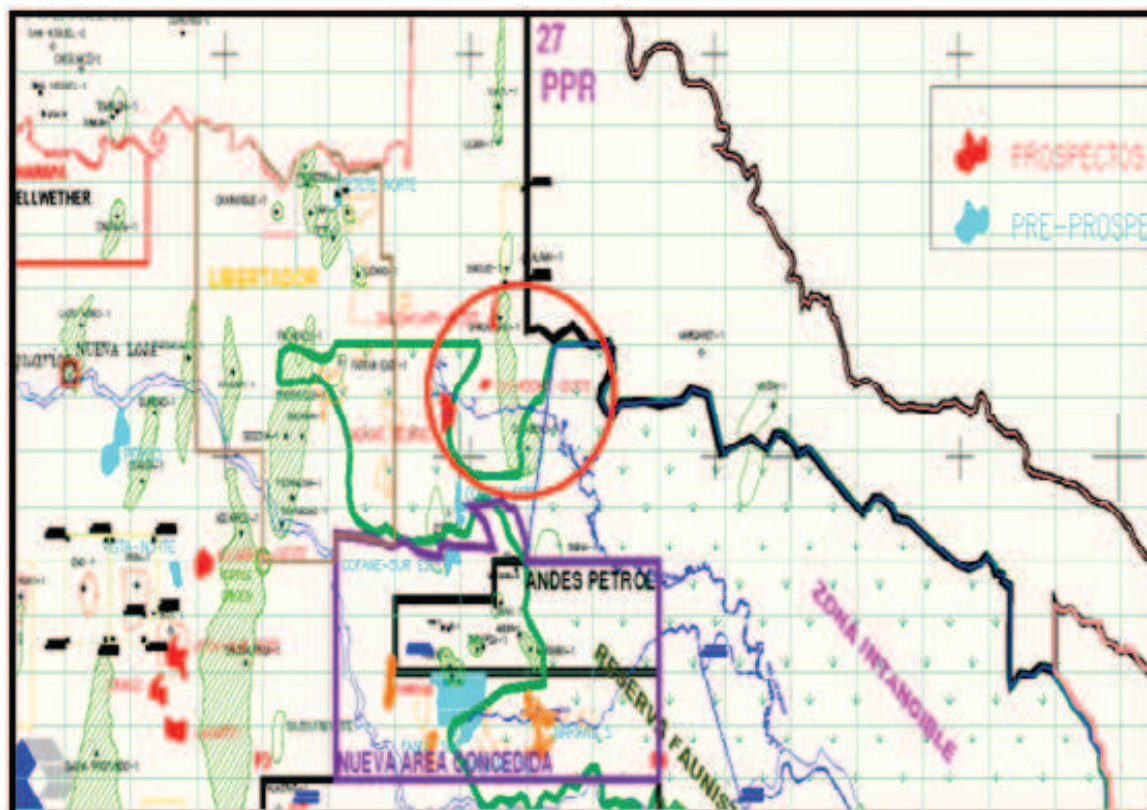
El campo Cuyabeno Sansahuari está localizado en la Región Amazónica, cerca de la población de Tarapoa al noreste de la provincia de Sucumbíos, aproximadamente a 110 Km de Nueva Loja, a 900 pies sobre el nivel del mar. (Figura 1.1 y 1.2)

Figura 1.1: Ubicación del Campo Cuyabeno-Sansahuari.



Fuente: Archivo Técnico. EP. PETROECUADOR

Figura 1.2: Mapa Geográfico



Fuente: Archivo Técnico. EP. PETROECUADOR

1.2.1 COORDENADAS GEOGRÁFICAS:

Latitud: 00°07'53.03"N - 00°00'18.20"S

Longitud: 76°14'53.93"E - 76°17'57.06"W

1.3 CONDICIÓN DE LOS POZOS

La condición de los pozos del campo Cuyabeno-Sansahuari a Septiembre del 2012 se detalla en la tabla 1.1.

Tabla 1.1: Condición de los pozos

| CAMPO | PRODUCIENDO | CERRADOS | PERFORADOS | TOTAL |
|------------|-------------|----------|------------|-------|
| CUYABENO | 23 | 17 | 10 | 50 |
| SANSAHUARI | 9 | 6 | 4 | 19 |

Fuente: Archivo Técnico. EP. PETROECUADOR

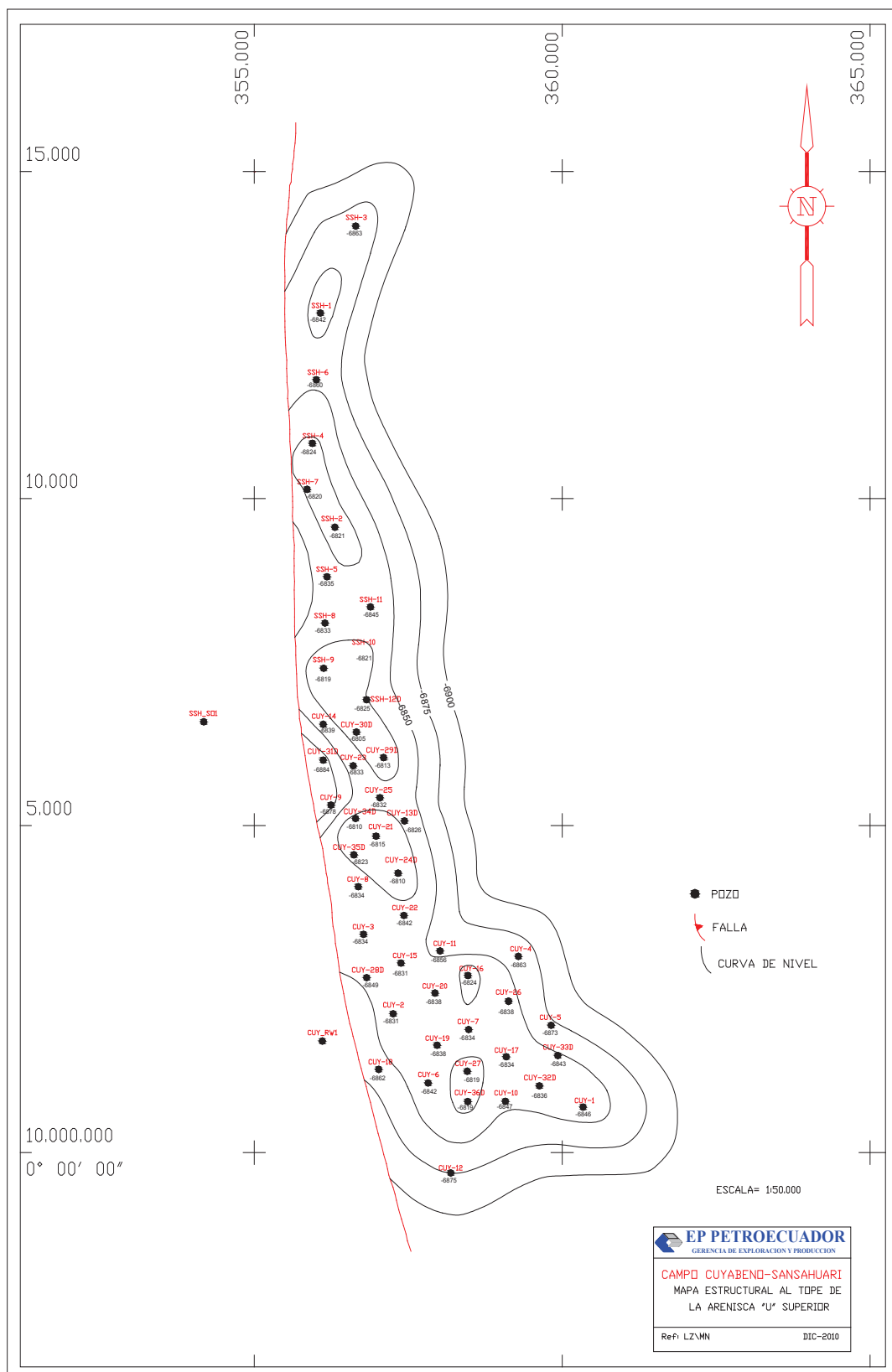
Elaborado por: Lesly G. Gálvez, Héctor D. Cusme.

1.4 GEOLOGÍA

1.4.1 MAPAS ESTRUCTURALES DEL CAMPO

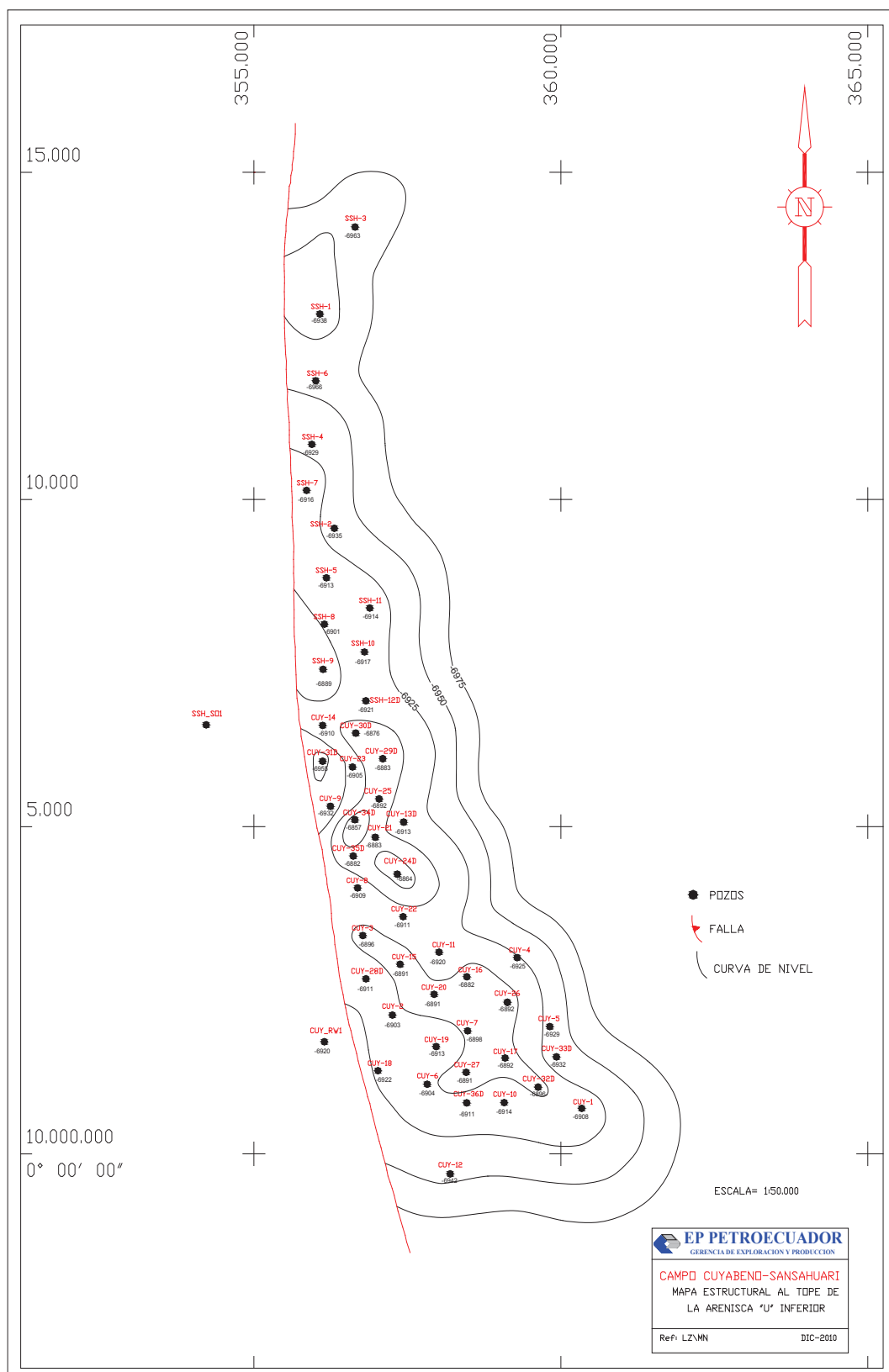
Los yacimientos del campo Cuyabeno-Sansahuari están entrampados en una estructura tipo anticlinal alargado ensanchado en su parte sur y angosto hacia el norte, cuyo eje presenta un rumbo generalizado norte-sur. Este pliegue se encuentra cortado al Oeste por una falla inversa de alto ángulo, de aproximadamente 450 pies de alto, la misma que es de carácter sellante y representa el límite oeste de los yacimientos. Los límites este, norte y sur del entrampamiento vienen dados por el cierre estructural del pliegue. En las siguientes figuras 1.3, 1.4, 1.5, se puede apreciar los mapas estructurales de las arenas U y T.

Figura 1.3: Mapa Estructural de la Arenisca U Superior



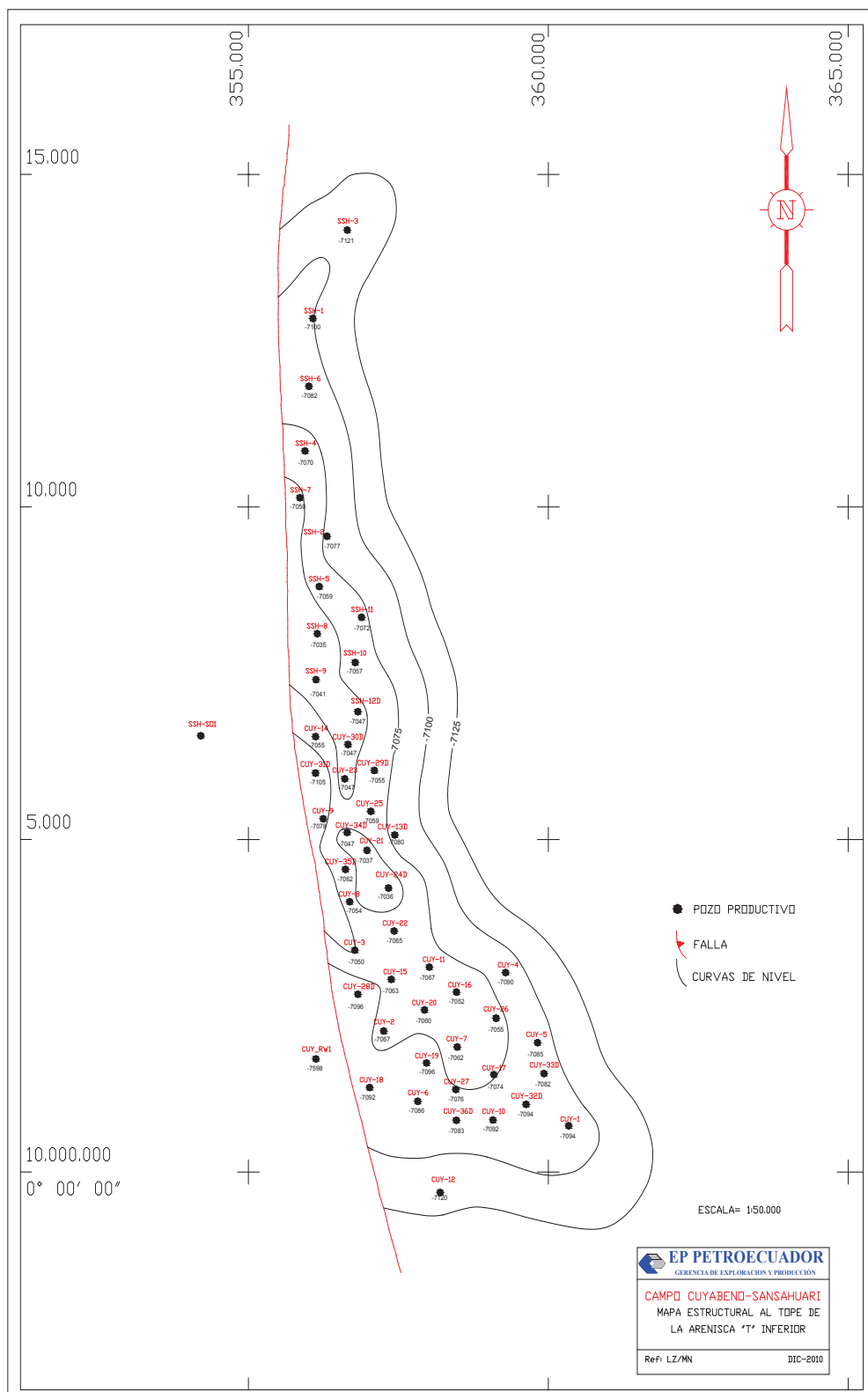
Fuente: Archivo Técnico. EP. PETROECUADOR

Figura 1.4: Mapa Estructural de la Arenisca U Inferior



Fuente: Archivo Técnico. EP. PETROECUADOR

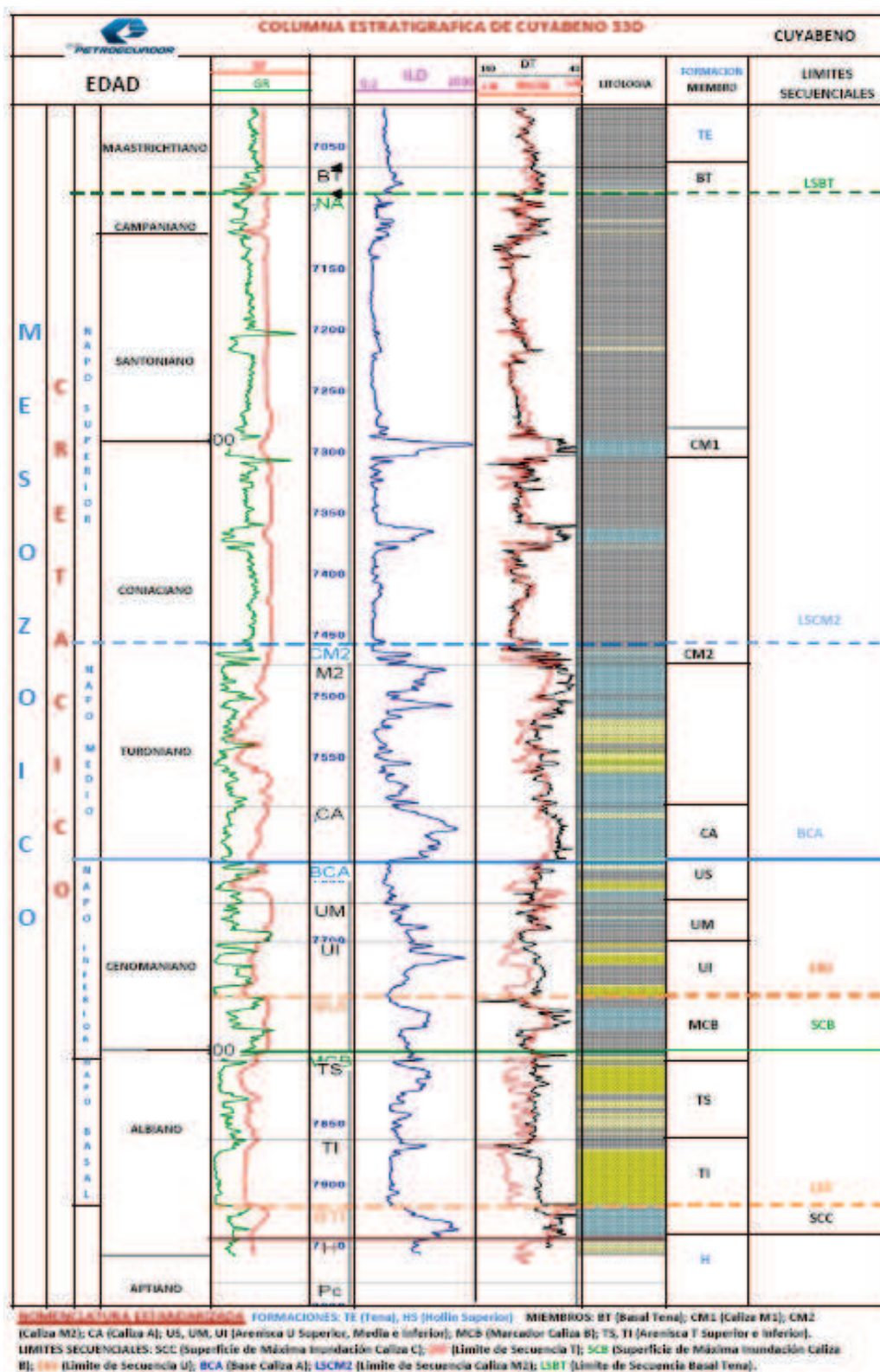
Figura 1.5: Mapa Estructural de la Arenisca T



Fuente: Archivo TécnicoEP. PETROECUADOR

1.5 COLUMNA GEOLÓGICA

Figura 1.6: Columna Geológica



En esta columna geológica (Figura 1.6) se muestra en el último track los límites secuenciales, los cuales permiten dividir a la columna en los 5 ciclos sedimentarios de cretácico. El ciclo I pertenece a la Arenisca Hollín, el ciclo II pertenece a la Arenisca T, el tercero a la Arenisca U, el IV a la Arenisca M2 y el V a la Arenisca M1 y Basal Tena. Los topes y las bases de las formaciones fueron marcados a partir de registros de pozos. Las calizas son los principales marcadores en una columna y las que permiten distinguir otras formaciones. Las formaciones compuestas por calizas (CM1, CM2, CA, MCB, MCC, tienen los valores más altos en la curva del RHOB y son los menores en la curva del DT, sus resistividades también muestran valores altos. Las formaciones arenosas (BT, US, UM, UI, TS y TI) son reconocidas por tener valores bajos de GR y SP, si estas arenas se encuentran saturadas de petróleo la resistividad subirá. Las lutitas no tienen deflexión en la curva del SP, ni en la de GR, donde muestran valores altos.

1.6 SEDIMENTOLOGÍA

1.6.1 ANÁLISIS E INTERPRETACIONES SEDIMENTOLÓGICAS

Para la definición de los modelos estratigráficos y sedimentológico se realizaron análisis secuenciales de los ciclos arenosos U y T en el campo Cuyabeno-Sansahuari utilizando el conjunto de registros eléctricos de los pozos del campo; con los cuales se realizaron correlaciones estratigráficas N-S y E-W que permitieron definir claramente los dos ciclos transgresivos T y U.

El análisis detallado de las correlaciones estratigráficas permiten subdividir las secuencias deposicionales fluvio-estuarinas T y U en dos eventos para T y tres para U; lo cual fue posible utilizando marcadores guías (líneas de máxima inundación); las cuales fueron definidos mediante el análisis de las respuestas eléctricas de los registros de rayos gamma, densidad, neutrón, sónico y resistividad.

Durante el análisis de sedimentología y electrofacies se determinó las siguientes características sedimentológicas:

1.6.2 EL RESERVORIO U

- **U Superior:** pertenece a un ambiente depositacional de plataforma marina, estuario dominado por mareas.
- **U media:** pertenece a un ambiente depositacional de plataforma poco profunda con influencia de mareas.
- **U Inferior:** viene de un ambiente depositacional predominantemente fluvial con canales altamente conectados entre ellos.

1.6.3 EL RESERVORIO T

- **T Superior:** pertenece a un ambiente depositacional de plataforma marina de baja energía, estuario dominado por mareas.
- **T inferior:** media pertenece a un ambiente de canales de marea y fluviales influenciados por marea.

1.7 DESCRIPCIÓN DE ESTUDIOS DE PETROGRAFÍA, SEDIMENTOLOGÍA Y MICROPALAEONTOLOGÍA

El campo Cuyabeno-Sansahuari cuenta con siete estudios petrográficos para todos los núcleos pertenecientes a las areniscas U y T, los únicos núcleos que no tienen un análisis petrográfico son aquellos pertenecientes a las calizas A y B. Los estudios petrográficos describen la composición mineralógica, textura, diagénesis, interacción, fluido mineral, lo cual permite inferir facies de depósito y por lo tanto calidad del yacimiento.

En cuanto a estudios sedimentológicos el campo Cuyabeno-Sansahuari, tiene 12 estudios sedimentológicos elaborados a partir de núcleos de perforación. Todos los núcleos del campo Cuyabeno-Sansahuari cuentan con un informe sedimentológico

ya sea este individual o colectivo. Dichos estudios realizan una caracterización de facies de acuerdo al tipo, tamaño y estructura sedimentaria, una vez definida las facies, se las asocia para representar un ambiente de depósito.

Existen tres estudios micropaleontológicos del Campo, dos de ellos son estudios colectivos de varios núcleos. Mediante microfósiles, los estudios micropaleontológicos y bioestratigráficos determinan la edad exacta de los sedimentos.

1.8 RESERVORIOS PRODUCTORES

1.8.1 ARENA “U”

1.8.1.1 Arena U Superior

Está constituida por areniscas, con intercalaciones de lutitas y algunas calizas. Presenta porosidades entre 16% a 19% y espesor neto de petróleo de 11.5 pies. La calidad de roca se considera moderada, con saturación de agua en el orden de 31.3%.

1.8.1.2 Arena U Media

Está constituida por areniscas con intercalaciones de lutitas. Presenta porosidades entre 11% a 15.2% y espesor neto petrolífero de 4.0 pies. La calidad de roca se considera moderada, con una saturación de agua que está en el orden de 32.2%.

1.8.1.3 Arena U Inferior

Está constituida por areniscas con pocas intercalaciones de lutitas. Presenta porosidades entre 18% y 21% y espesor neto petrolífero de 27.2 pies, con buena calidad de roca, con saturación de agua en el orden de 22.2%.

1.8.2 ARENA “T”

1.8.2.1 Arena T Superior

Formada por areniscas cuarzosas, con intercalaciones de lutitas y algunas calizas. Presenta porosidades entre 14% a 18% con espesor neto petrolífero de 15.7 pies y saturación de agua que está en el orden de 29.0%, con moderada calidad de roca. Para esta arena, se ha observado un avance significativo del acuífero el cual está evidenciando en los pozos SSH-1 y el pozo CUY-2, que muestra la arena T Superior completamente saturada por agua.

1.8.2.2 Arena T Media

Formada por areniscas cuarzosas, con intercalaciones de lutitas y algunas calizas. Presenta porosidades entre 11% y 20%, con espesor neto petrolífero de 7.9 pies y saturación de agua en el orden de 33.7% de moderada calidad de roca. Para esta arena, se ha observado un avance significativo del acuífero el cual es evidenciado en los pozos SSH-1, CUY-2 y el pozo CUY-5, que muestran la arena T Media completamente saturada por agua.

1.8.2.3 Arena T Inferior

Está constituida por areniscas, con pocas intercalaciones de lutitas. Presenta porosidades entre 15% a 21.4% y espesor neto petrolífero de 2.6 pies. Buena calidad de roca, con saturación de agua que está en el orden de 38.3%.

1.9 PARÁMETROS PETROFÍSICOS

Los parámetros petrofísicos promedios determinados en anteriores estudios se muestran en la tabla 1.2. Dónde “Ho” representa el espesor neto del reservorio saturado de hidrocarburo, “Ø” representa la porosidad efectiva y “Sw” representa la saturación inicial de agua en el reservorio.

Tabla 1.2: Parámetros Petrofísicos

| Reservorio | Ho (ft) | Ø(%) | Sw(%) |
|------------|---------|------|-------|
| U Superior | 11.5 | 17.5 | 31.3 |
| U Media | 4.0 | 13.1 | 32.2 |
| U Inferior | 27.2 | 19.7 | 22.2 |
| T Superior | 15.7 | 16.0 | 29.0 |
| T Media | 7.9 | 15.6 | 33.7 |
| T Inferior | 2.8 | 18.2 | 38.3 |

Fuente: Archivo Técnico. EP. PETROECUADOR

Elaborado por: Lesly G. Gálvez, Héctor D. Cusme.

1.10 TOPES Y BASES

Tabla 1.3: Topes, bases y espesores de las formaciones del campo Cuyabeno-Sansahuari

| POZO | Basal Tena | | | US | | | UM | | | UI | | | TS | | | TI | | |
|---------|------------|------|---------|------|------|---------|------|------|---------|------|------|---------|------|------|---------|------|------|---------|
| | Tope | Base | Espesor | Tope | Base | Espesor | Tope | Base | Espesor | Tope | Base | Espesor | Tope | Base | Espesor | Tope | Base | Espesor |
| CUY 01 | 7150 | 7175 | 25 | 7720 | 7757 | 37 | 7757 | 7795 | 38 | 7795 | 7870 | 75 | 7920 | 7958 | 38 | 7996 | 8048 | 52 |
| CUY 02 | 7130 | 7156 | 26 | 7692 | 7726 | 34 | 7726 | 7760 | 34 | 7760 | 7836 | 76 | 7883 | 7928 | 45 | 7946 | 7994 | 48 |
| CUY 03 | 7070 | 7104 | 34 | 7631 | 7669 | 38 | 7669 | 7690 | 21 | 7690 | 7759 | 69 | 7800 | 7834 | 34 | 7861 | 7923 | 62 |
| CUY 04 | 7136 | 7162 | 26 | 7714 | 7744 | 30 | 7744 | 7774 | 30 | 7774 | 7860 | 86 | 7900 | 7943 | 43 | 7978 | 8016 | 38 |
| CUY 05 | 7166 | 7184 | 18 | 7755 | 7781 | 26 | 7781 | 7815 | 34 | 7815 | 7876 | 61 | 7918 | 7952 | 34 | 7978 | 8033 | 55 |
| CUY 06 | 7134 | 7160 | 26 | 7722 | 7752 | 30 | 7752 | 7788 | 36 | 7788 | 7860 | 72 | 7908 | 7949 | 41 | 7999 | 8031 | 32 |
| CUY 07 | 7110 | 7136 | 26 | 7686 | 7719 | 33 | 7719 | 7747 | 28 | 7747 | 7823 | 76 | 7869 | 7914 | 45 | 7945 | 7987 | 42 |
| CUY 08 | 7120 | 7141 | 21 | 7680 | 7713 | 33 | 7713 | 7750 | 37 | 7750 | 7816 | 66 | 7860 | 7897 | 37 | 7929 | 7972 | 43 |
| CUY 09 | 7168 | 7200 | 32 | 7726 | 7766 | 40 | 7766 | 7780 | 14 | 7780 | 7827 | 47 | 7869 | 7907 | 38 | 7935 | 7988 | 53 |
| CUY 10 | 7177 | 7198 | 21 | 7744 | 7775 | 31 | 7775 | 7811 | 36 | 7811 | 7884 | 73 | 7935 | 7974 | 39 | 8011 | 8044 | 33 |
| CUY 11 | 7080 | 7104 | 24 | 7669 | 7700 | 31 | 7700 | 7740 | 40 | 7740 | 7789 | 49 | 7830 | 7872 | 42 | 7898 | 7950 | 52 |
| CUY 12 | 7108 | 7128 | 20 | 7687 | 7720 | 33 | 7720 | 7753 | 33 | 7753 | 7824 | 71 | 7870 | 7912 | 42 | 7954 | 7992 | 38 |
| CUY 13 | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| CUY 14 | 7030 | 7050 | 20 | 7594 | 7641 | 47 | 7641 | 7654 | 13 | 7654 | 7718 | 64 | 7760 | 7807 | 47 | 7832 | 7884 | 52 |
| CUY 15 | 7064 | 7086 | 22 | 7626 | 7655 | 29 | 7655 | 7686 | 31 | 7686 | 7762 | 76 | 7810 | 7858 | 48 | 7876 | 7926 | 50 |
| CUY 16 | 7030 | 7052 | 22 | 7621 | 7651 | 30 | 7651 | 7676 | 25 | 7676 | 7744 | 68 | 7791 | 7836 | 45 | 7864 | 7917 | 53 |
| CUY 17 | 7120 | 7148 | 28 | 7702 | 7732 | 30 | 7732 | 7759 | 27 | 7759 | 7838 | 79 | 7882 | 7926 | 44 | 7950 | 8002 | 52 |
| CUY 18 | 7180 | 7204 | 24 | 7738 | 7772 | 34 | 7772 | 7800 | 28 | 7800 | 7872 | 72 | 7918 | 7960 | 42 | 7994 | 8028 | 34 |
| CUY 19 | 7214 | 7234 | 20 | 7788 | 7817 | 29 | 7817 | 7848 | 31 | 7848 | 7936 | 88 | 7984 | 8034 | 50 | 8063 | 8092 | 29 |
| CUY 20 | 7132 | 7153 | 21 | 7704 | 7728 | 24 | 7728 | 7753 | 25 | 7753 | 7841 | 88 | 7881 | 7916 | 35 | 7946 | 8006 | 60 |
| CUY 21 | 7018 | 7062 | 44 | 7589 | 7621 | 32 | 7621 | 7656 | 35 | 7656 | 7723 | 67 | 7770 | 7807 | 37 | 7836 | 7890 | 54 |
| CUY 22 | 7070 | 7088 | 18 | 7633 | 7667 | 34 | 7667 | 7699 | 32 | 7699 | 7746 | 47 | 7793 | 7829 | 36 | 7864 | 7918 | 54 |
| CUY 23 | 7120 | 7152 | 32 | 7686 | 7737 | 51 | 7737 | 7756 | 19 | 7756 | 7810 | 54 | 7855 | 7900 | 45 | 7927 | 7975 | 48 |
| CUY 24D | 7426 | 7468 | 42 | 7994 | 8031 | 37 | 8031 | 8048 | 17 | 8048 | 8136 | 88 | 8181 | 8219 | 38 | 8246 | 8296 | 50 |
| CUY 25 | 7060 | 7094 | 34 | 7624 | 7650 | 26 | 7650 | 7681 | 31 | 7681 | 7756 | 75 | 7800 | 7848 | 48 | 7877 | 7908 | 31 |
| CUY 26 | 7101 | 7140 | 39 | 7696 | 7724 | 28 | 7724 | 7758 | 34 | 7758 | 7822 | 64 | 7865 | 7912 | 47 | 7944 | 7983 | 39 |
| CUY 27 | 7152 | 7179 | 27 | 7714 | 7747 | 33 | 7747 | 7784 | 37 | 7784 | 7878 | 94 | 7923 | 7960 | 37 | 7992 | 8037 | 45 |

Fuente: Archivo Técnico EP. PETROECUADOR

Elaborado por: Lesly G. Gálvez, Héctor D. Cusme

Tabla 1.3: Topes, bases y espesores de las formaciones del campo Cuyabeno-Sansahuari (Continuación)

| POZO | Basal Tena | | | US | | | UM | | | UI | | | TS | | | TI | | |
|--------|------------|------|---------|------|------|---------|------|------|---------|------|------|---------|------|------|---------|------|------|---------|
| | Tope | Base | Espesor | Tope | Base | Espesor | Tope | Base | Espesor | Tope | Base | Espesor | Tope | Base | Espesor | Tope | Base | Espesor |
| SSH 01 | 7275 | 7315 | 40 | 7836 | 7904 | 68 | 7904 | 7930 | 26 | 7930 | 8013 | 83 | 8042 | 8095 | 53 | 8118 | 8149 | 31 |
| SSH 02 | 7106 | 7144 | 38 | 7662 | 7736 | 74 | 7736 | 7769 | 33 | 7769 | 7822 | 53 | 7861 | 7893 | 32 | 7925 | 7980 | 55 |
| SSH 03 | 7265 | 7303 | 38 | 7818 | 7890 | 72 | 7890 | 7926 | 36 | 7926 | 7978 | 52 | 8012 | 8055 | 43 | 8075 | 8122 | 47 |
| SSH 04 | 7210 | 7231 | 21 | 7738 | 7806 | 68 | 7806 | 7843 | 37 | 7843 | 7896 | 53 | 7928 | 7963 | 35 | 7985 | 8057 | 72 |
| SSH 05 | 7096 | 7122 | 26 | 7662 | 7705 | 43 | 7705 | 7737 | 32 | 7737 | 7789 | 52 | 7828 | 7865 | 37 | 7897 | 7956 | 59 |
| SSH 06 | 7254 | 7288 | 34 | 7817 | 7895 | 78 | 7895 | 7932 | 37 | 7932 | 7958 | 26 | 7994 | 8022 | 28 | 8050 | 8099 | 49 |
| SSH 07 | 7130 | 7173 | 43 | 7692 | 7751 | 59 | 7751 | 7794 | 43 | 7794 | 7828 | 34 | 7863 | 7893 | 30 | 7925 | 7992 | 67 |
| SSH 08 | 7064 | 7092 | 28 | 7607 | 7650 | 43 | 7650 | 7680 | 30 | 7680 | 7730 | 50 | 7770 | 7815 | 45 | 7837 | 7898 | 61 |
| SSH 09 | 7022 | 7068 | 46 | 7570 | 7616 | 46 | 7616 | 7640 | 24 | 7640 | 7713 | 73 | 7752 | 7786 | 34 | 7815 | 7869 | 54 |
| SSH 10 | 7044 | 7072 | 28 | 7586 | 7634 | 48 | 7634 | 7676 | 42 | 7676 | 7730 | 54 | 7767 | 7819 | 52 | 7837 | 7896 | 59 |
| SSH 11 | 7084 | 7112 | 28 | 7640 | 7693 | 53 | 7693 | 7709 | 16 | 7709 | 7786 | 77 | 7822 | 7864 | 42 | 7887 | 7946 | 59 |
| SSH 12 | 7508 | 7526 | 18 | 8072 | 8118 | 46 | 8118 | 8166 | 48 | 8166 | 8200 | 34 | 8242 | 8276 | 34 | 8296 | 8360 | 64 |
| SSH 13 | | | | | | | | | | | | | | | | | | |

Fuente: Archivo Técnico EP. PETROECUADOR

Elaborado por: Lesly G. Gálvez, Héctor D. Cusme

CAPÍTULO 2

ANÁLISIS DE LAS ARENAS PRODUCTORAS

2.1 PROPIEDADES PETROFÍSICAS DE LA ROCA

- Porosidad (\emptyset)
- Permeabilidad (K)
- Saturación (S)

2.1.1 POROSIDAD

La porosidad es la capacidad de almacenamiento de fluidos que posee una roca y matemáticamente se define como la fracción del volumen total de la roca que corresponde a espacios que pueden almacenar fluidos¹.

$$\phi = \frac{V_p}{V_t} \quad (\text{Ec. 2.1})$$

Donde:

- Φ : Porosidad
- V_p : Volumen poroso
- V_t : Volumen total

¹M.C. Néstor Valles Villarreal, "Conceptos requeridos para el cálculo de la reserva de yacimientos petroleros", 2010, pág 12.

2.1.2 PERMEABILIDAD

Se define como la capacidad que tiene una roca de permitir el paso de fluidos a través de sus poros interconectados. La idea de permeabilidad fue descubierta por Henry Darcy, que enuncia que la velocidad de un fluido homogéneo en un medio poroso es proporcional al gradiente de presión, e inversamente proporcional a la viscosidad del fluido².

$$v = -\frac{k dp}{\mu dL} \quad (\text{Ec. 2.2})$$

Pero;

$$v = \frac{q}{A} = -1.127 \frac{k dp}{\mu dL} \quad (\text{Ec. 2.3})$$

Donde:

- v: Velocidad aparente, cm/s
- μ : Viscosidad de flujo, centipoises
- dp/dL: Es el gradiente de presión, atm/cm
- k: Permeabilidad, darcys
- q: Caudal, cm²/s
- A: Área de la sección transversal, cm²

La permeabilidad puede ser:

- Absoluta (K): Roca saturada con un solo fluido.
- Efectiva (Kw; Ko; Kg): Roca saturada con más de un fluido.
- Relativa (Krw; Kro, Krg): la permeabilidad relativa se define como: permeabilidad efectiva/permeabilidad absoluta.

²B.C. Craft y M. F. Hawkins, "Ingeniería Aplicada de Yacimientos Petrolíferos," Pág. 328 .

2.1.3 SATURACIÓN

La saturación de un medio poroso con respecto a un fluido se define como la fracción del volumen poroso de una roca que está ocupada por dicho fluido.

$$S_x = \frac{V_x}{V_p} \quad (\text{Ec. 2.4})$$

Donde:

- Sx: Saturación de la fase x
- Vx: Volumen que ocupa la fase x
- Vp: Volumen poroso

La sumatoria de las saturaciones de todos los fluidos que se encuentran presentes en el espacio poroso de una roca, debe ser igual a 1 siempre y cuando se considere un medio poroso saturado por petróleo, agua y gas, es decir:

$$S_o + S_w + S_g = 1 \quad (\text{Ec. 2.5})$$

Donde:

- So: Saturación de petróleo
- Sw: Saturación de agua
- Sg: Saturación de gas

2.2 PROPIEDADES DEL PETRÓLEO:

En las aplicaciones de campo y, especialmente en la solución de problemas de ingeniería de petróleo, es importante disponer de una descripción aproximada de las propiedades del petróleo entre las cuales de mayor interés son:

- Densidad
- Gravedad específica
- Factor volumétrico
- Viscosidad
- Compresibilidad
- Relación gas-petróleo

2.2.1 DENSIDAD

Se define como masa por unidad de volumen, la densidad del petróleo a cualquier temperatura T^3 , está dada por:

$$\rho_o = \frac{\rho_{osc}}{1 + \frac{T - 68}{1885}} \quad (\text{Ec. 2.6})$$

Donde:

T: Temperatura en °F

posc: Densidad del petróleo a condiciones estándar

2.2.2 GRAVEDAD ESPECÍFICA

Relación entre la densidad del petróleo y la densidad del agua, ambas medidas a 60 °F y presión atmosférica.⁴

$$\gamma_o = \frac{\rho_o}{\rho_w} \quad (\text{Ec. 2.7})$$

³Gottfried, B.S. "A Mathematical Model of Thermal Oil Recovery in Linear Systems" 1965, pág. 196.

⁴Magdalena Paris de Ferrer "Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos" 2009, Pág. 116.

Donde:

γ_o : Gravedad específica del petróleo

ρ_o : Densidad del petróleo lb/pie³

ρ_w : Densidad del agua en lb/pie³

Cabe destacar que la gravedad específica de un líquido es adimensional. Si la densidad del agua es aproximadamente 62.4 lb/pie³, por lo tanto:

$$\gamma_o = \frac{\rho_o}{62.4} \quad (\text{Ec. 2.8})$$

Aunque las densidades y gravedades específicas son muy utilizadas en la industria, para el caso del petróleo se prefiere utilizar la gravedad API del crudo en condiciones de superficie; esto es:

$$^\circ API = \frac{141.5}{\gamma_o} - 131.5 \quad (\text{Ec. 2.9})$$

2.2.3 FACTOR VOLUMÉTRICO

El factor volumétrico del petróleo consiste en la relación que existe entre el volumen de petróleo a condiciones de presión y temperatura de yacimiento y el volumen que existe a condiciones de presión y temperatura normales.⁵

$$\beta_o = \frac{V_{cy}}{V_{cs}} \quad (\text{Ec. 2.10})$$

⁵ M.C. Néstor Valles Villarreal, "Conceptos requeridos para el cálculo de la Reserva de Yacimientos Petroleros", pág 23.

2.2.4 VISCOSIDAD

Se define como la resistencia interna que ofrece el petróleo para moverse la cual se encuentra afectada por tres factores fundamentales: la temperatura, el gas que pueda retener en solución y la presión.⁶

2.2.5 COMPRESIBILIDAD

Se define como a todo elemento que es factible de cambiar su volumen si se alteran las condiciones de presión y temperatura de su medio.

$$C_o = -\frac{1}{V} \left(\frac{\partial V}{\partial p} \right)_T \quad (\text{Ec. 2.11})$$

2.2.6 RELACIÓN GAS-PETRÓLEO

La relación gas petróleo (RGP) es un concepto utilizado por los ingenieros de yacimientos y expresa el número de pies cúbicos a condiciones normales de gas disuelto en un barril de petróleo fiscal.

2.3 ANÁLISIS PVT

Estos análisis son realizados en el laboratorio simulando las condiciones de reservorio, es importante para un buen análisis que la obtención de estos datos sea de una muestra representativa del yacimiento, sus resultados son más confiables

⁶Schlumberger, "Aspectos de Yacimientos de Crudos Pesados", 2002, pág. 25.

que los obtenidos en las pruebas de campo ya que estos se realizan bajo controles más estrictos.

Las propiedades del petróleo iniciales obtenida de los resultados de los análisis PVT de muestras, se resumen a continuación en la tabla 2.1:

Tabla 2.1: Propiedades PVT

| Estudio | Fecha | Formación | Pi (psi) | Pb (psi) | API | Boi (BY/BN) | Uoi (cp) | Coi ($\times 10^{-6}$ psi ⁻¹) | Rsi (PC/BN) | Ti (°F) |
|---------|------------|-----------|----------|----------|------|-------------|----------|--|-------------|---------|
| T | may-92 | Napo T | 3338 | 1005 | 29.4 | 1,193 | 1,85 | 9.6 | 357 | 205 |
| Ui | may-92 | Napo UI | 3285 | 840 | 27.3 | 1,159 | 4,06 | 8.6 | 271 | 203 |
| Us | jun-92 | Napo US | 3258 | 570 | 24.5 | 1,135 | 4,26 | 6.65 | 155 | 194 |
| CUY - 8 | 07/06/1985 | Napo UI | 3285 | 690 | 27.3 | 1,163 | 4,15 | 6.28 | 185 | 206 |
| CUY - 2 | 06/01/1980 | US + UI | 3285 | 2070 | 27.1 | 1,262 | - | 8.33 | 453 | 183 |
| CUY - 9 | 17/07/1984 | Napo T | 3338 | 940 | 30.2 | 1,247 | 1,67 | 8.37 | 349 | 200 |
| SSH - 1 | 23/06/1980 | US + UI | 3258 | 847 | 24.5 | 1,148 | 0,99 | 6.65 | 157 | 187 |
| SSH - 7 | 08/03/1989 | Napo T | 3338 | 690 | 29.4 | 1,201 | 1,82 | 7.8 | 255 | 210 |
| SSH - 6 | 14/07/1984 | Napo T | 3338 | 1480 | 31 | 1,293 | 1,61 | 9.25 | 473 | 203 |

Fuente: Archivo Técnico EP PETROECUADOR

Elaborado por: Lesly G. Gálvez, Héctor D. Cusme

Como se puede observar, las presiones iniciales de los yacimientos se encuentran sobre las presiones de burbuja, por lo que se definen a los reservorios como subsaturados.

2.4 ANÁLISIS DE NÚCLEOS

2.4.1 ANÁLISIS CONVENCIONALES

Las medidas de porosidad y densidad de grano se determinaron en el porosímetro de Boyle con las muestras completamente secas (desplazamientos de helio). De estos análisis se obtuvieron los valores que se adjuntan en el anexo 2.1.

2.4.2 CONTENIDO DE FLUIDOS

En el laboratorio se determina la saturación de petróleo y agua que se encuentran en los núcleos que representan al yacimiento. Se procedió a estimar el contenido de fluidos mediante el método de la retorta.

Resultados de los análisis en el anexo 2.1

2.5 PETROFÍSICA

Con la ayuda del programa Interactive Petrophysics (IP) de la compañía Schlumberger se realiza el cálculo de propiedades petrofísicas como: Volumen de arcilla, porosidad, saturación de agua y espesor neto de petróleo para cada una de las arenas de interés.

2.6 REGISTROS ELÉCTRICOS

Los registros eléctricos son considerados como métodos indirectos para determinar parámetros que permiten evaluar las formaciones petrolíferas. Sin embargo son métodos rápidos y precisos para conseguir información de las formaciones cortadas o atravesadas durante la perforación del hueco. La totalidad de los perfiles o registros eléctricos son corridos o utilizados en la obtención de información, al finalizar la primera etapa de perforación, una vez que se ha llegado a la profundidad total programada antes que el hueco sea revestido o cubierto con tubería de revestimiento. Es decir que la información más abundante y útil proporcionada por los registros eléctricos es obtenida cuando estos son corridos en hueco abierto.

Los registros básicos corridos en hueco abierto tienen su función dirigida a:

- a) Detectar yacimientos potenciales
- b) Estimar la cantidad de hidrocarburos

Se los pueden clasificar como se muestra en la tabla 2.2:

Tabla 2.2: Tipos de registros

| PARA DETECTAR O MEDIR | PARÁMETRO | NOMBRE DEL REGISTRO | SÍMBOLO |
|------------------------------------|---------------------------------|----------------------|----------------|
| <i>LITOLOGÍA</i> <i>ESPESOR</i> | Y YACIMIENTO ESPESOR (h) | GAMMA RAY | GR |
| | | SPONTANEUS POTENCIAL | SP |
| | | MICROLOG | ML |
| | | CALIPER LOG | CAL |
| <i>POROSIDAD</i> | POROSIDAD (Ø) | NEUTRON LOG | NL |
| | | SONIC LOG | SL |
| | | DENSITY LOG | FDC |
| <i>RESISTIVIDAD</i> | SATURACIÓN (Sw) | CONVENCIONALES | LL IL ML |
| | | ENFOCADOS | |
| | | INDUCTIVOS | |
| | | MICRORESISTIVOS | |

Fuente: Fundamentos de Interpretación de Registros Eléctricos Convencionales

2.6.1 REGISTROS PARA LITOLOGÍA Y ESPESORES

2.6.1.1 Potencial Espontáneo

El potencial espontáneo es originado por el contacto del fluido de perforación que se encuentra llenando el pozo y el fluido de formación.

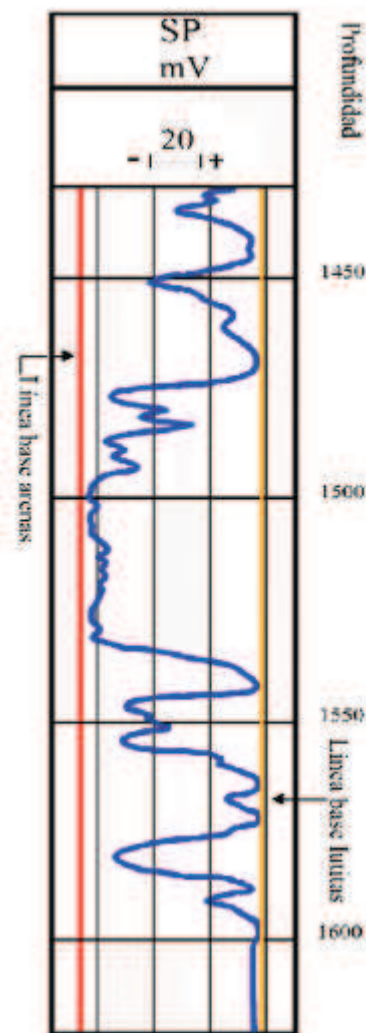
El SP es útil para:

1. Detectar capas permeables
2. Ubicar los límites y permitir la correlación entre capas.
3. Determinar valores de resistividad del agua de formación R_w .
4. Dar valores cualitativos del contenido de arcilla

Frente de lutitas, la curva SP por lo general, define una línea más o menos recta que se llama línea base de lutitas. Enfrente de formaciones permeables, la curva muestra desviaciones con respecto a la línea base de lutitas; en las capas gruesas estas desviaciones (deflexiones) tienden a alcanzar una deflexión esencialmente constante, definiendo así una línea de arena. La deflexión puede ser a la izquierda (negativa) o a la derecha (Positiva), dependiendo principalmente de las salinidades relativas del agua de formación y del filtrado del lodo. Si la salinidad del agua de formación es mayor que la del filtrado del lodo, la deflexión será a la izquierda. Si el contraste de la salinidad es a la inversa, la deflexión será a la derecha. El registro SP se mide en milivoltios (mV).

En capas de suficiente espesor tiende a alcanzar una desviación constante definiendo una línea de arenas. Puede usarse cuantitativamente para determinar la resistividad del agua (R_w) y el volumen de arcilla en la zona (V_{sh}), más adelante en éste capítulo está detallado.

Figura 2.1: Ejemplo de Registro SP



Fuente: Perfilaje de Pozos, <http://www.slideshare.net/vlades3011/26228291-registrooperfilajedepozos>

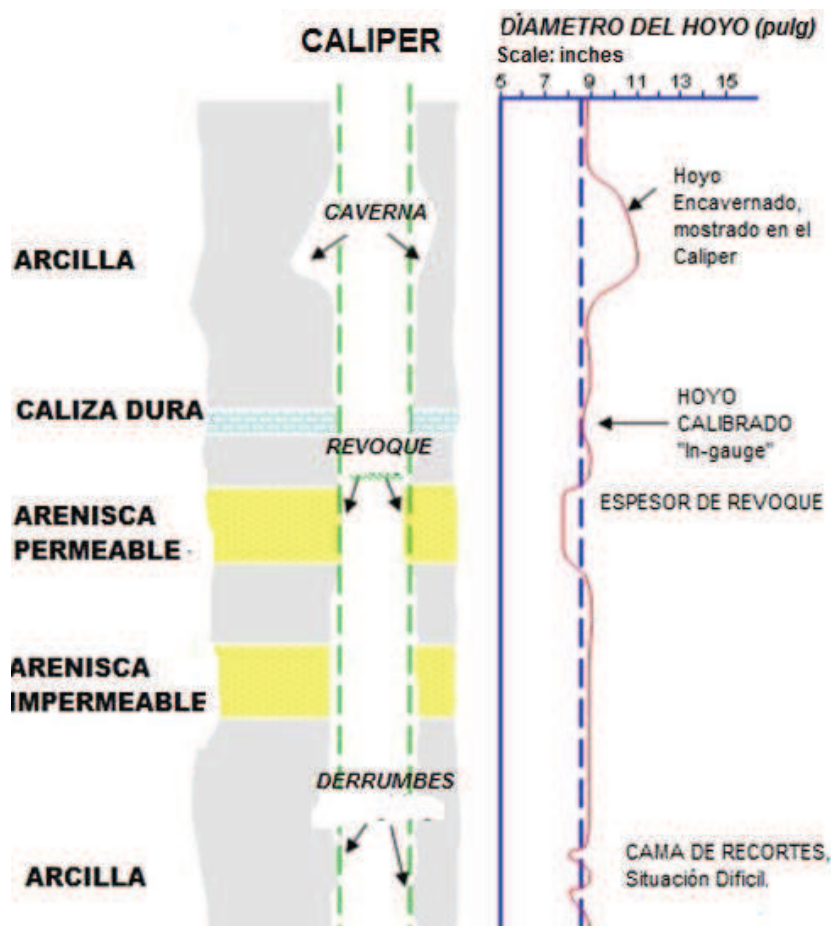
2.6.1.2 Caliper

Uno o más brazos se adhieren a la pared del pozo con el propósito de registrar el diámetro del hoyo, el cual puede ser de mucha utilidad a la hora de diferenciar litologías resistentes de las poco resistentes. Su principal función es determinar el estado del hoyo.

Mientras mayor sea el diámetro del hoyo en comparación con el diámetro de la broca, se dice que el hoyo ha tenido derrumbes. Si el diámetro del hoyo es similar al diámetro de la broca, indica hoyo no derrumbado. Si el diámetro del hoyo es menor

que el diámetro de la broca, puede indicar que se tratan de lutitas expansivas o que se formó un revoque muy grueso.

Figura 2.2: Ejemplo de RegistroCaliper



Fuente: <http://achjj.blogspot.com/2012/01/registros-de-pozos.html>

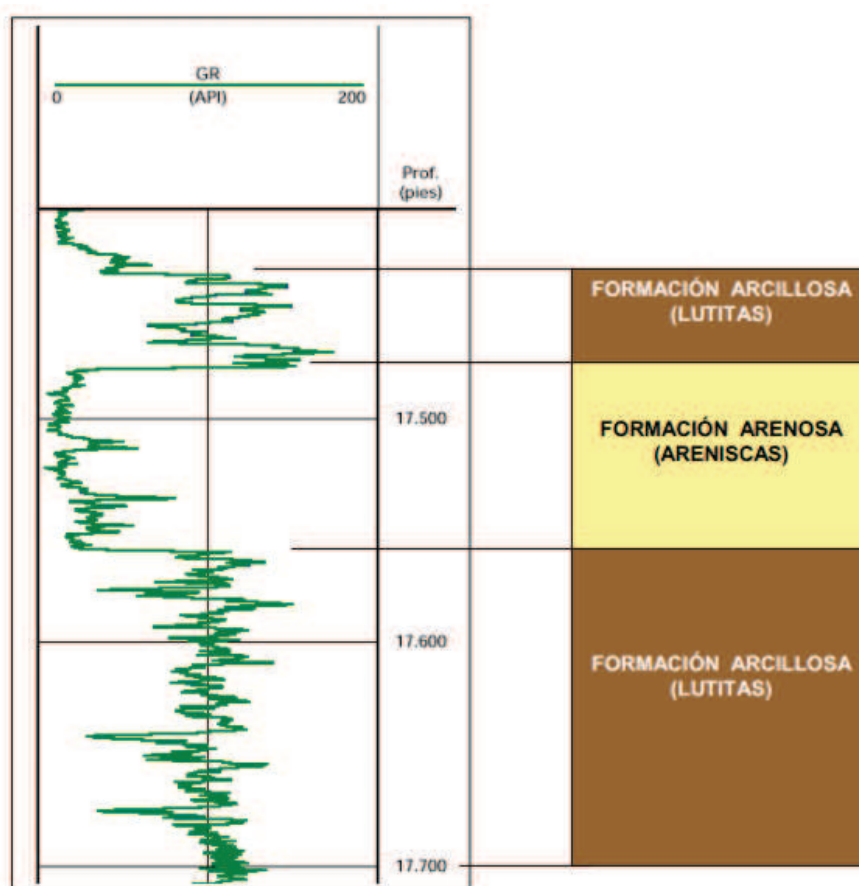
2.6.1.3 Gamma Ray

Se basa en las mediciones de las emisiones naturales de rayos gamma que poseen las rocas. Durante la meteorización de las rocas, los elementos radiactivos que estas contienen se desintegran en partículas de tamaño arcilla, por lo tanto las lutitas tienen emisiones de rayos gamma mayores que las arenas. Mientras mayores el

contenido de arcilla de las rocas mayor es la emisión de GR de las mismas. Los minerales radiactivos principales son: el potasio (K), el torio (Th) y el uranio (U).

Se lee de izquierda a derecha (→). Si el GR es bajo indica contenido de arena y si es alto indica contenido de arcilla. La unidad de medida es en grados API, con un rango de valores que generalmente va de 0 a 200 API. Sirve para calcular el contenido de arcilla de las capas (Vsh), para estimar tamaño de grano y diferenciar litologías porosas de no porosas. Puede utilizarse en pozos entubados.⁷

Figura 2.3: Ejemplo de Registro Gamma Ray



Fuente:Perfilaje de Pozos, <http://www.slideshare.net/vlades3011/26228291-registroperfilajedepozos>

2.6.1.4 Microlog

⁷Scrib, Perfilaje de pozos, pág 5.

Es un buen indicador cualitativo de permeabilidad. Tiene dos dispositivos de diferentes profundidades de investigación (Micronormal y Microinverso) que proporcionan medidas de resistividad de un volumen muy pequeño de costra y formación.

En cuanto el fluido de perforación entra en la formación permeable, los sólidos del lodo se acumulan en la pared del hoyo y forman una costra. Normalmente, la resistividad de la costra es ligeramente mayor que la resistividad del lodo y considerablemente menor que la resistividad de la zona invadida.

El dispositivo micronormal de 2 pulgadas tiene una mayor profundidad de investigación que la microinversa. Por consiguiente, es menos influenciado por la costra y lee una resistividad más alta produciendo una separación *positiva* de la curva.

En formaciones impermeables, las dos curvas leen casi iguales lecturas o exhiben alguna separación negativa. Aquí las resistividades normalmente son mucho mayores que en formaciones permeables.

2.6.2 REGISTROS DE POROSIDAD

La porosidad de las rocas puede obtenerse del Registro Sónico, de Densidad o Neutrónico. Para todos estos dispositivos, la respuesta de las herramientas está afectada por: la porosidad de la formación, fluido y matriz.

2.6.2.1 Registro Sónico (BHC)

En su forma más simple, una herramienta sónica consiste de un transmisor que emite un pulso de sonido y un receptor que toma y registra el pulso como su paso al receptor.

El registro sónico es simplemente un registro en función del tiempo, Dt , que requiere una onda sonora para atravesar un pie de formación.

Cuando se conoce la litología, esta dependencia de la porosidad hace que el registro sónico sea muy útil como registro de porosidad.

Mientras mayor es el tiempo de tránsito, menor es la velocidad, y por lo tanto, mayores la porosidad de la roca. Se lee de derecha a izquierda (\leftarrow). La unidad de medida es el $\mu\text{seg/m}$ (100 – 500) ó el $\mu\text{seg/pie}$ (40 – 240).

2.6.2.2 Registro de densidad (FDC)

Los registros de Densidad son principalmente usados para determinar la Porosidad y la Litología. Otros usos incluyen la identificación de minerales en depósitos evaporíticos, detección de gas, determinación de la densidad del hidrocarburo, evaluación de arenas arcillosas y de litologías complejas, determinación de la contribución de materia orgánica, el cálculo de presión de sobrecarga y las propiedades mecánicas de la roca.

Si el registro de densidad es bajo indica alta porosidad y si es alto indica baja porosidad. Se lee de izquierda a derecha (\rightarrow). La unidad de medida es gr/cc, con un rango de valores que va desde 1.96 a 2.96 gr/cc.

2.6.2.3 Registro Neutrónico (CNL)

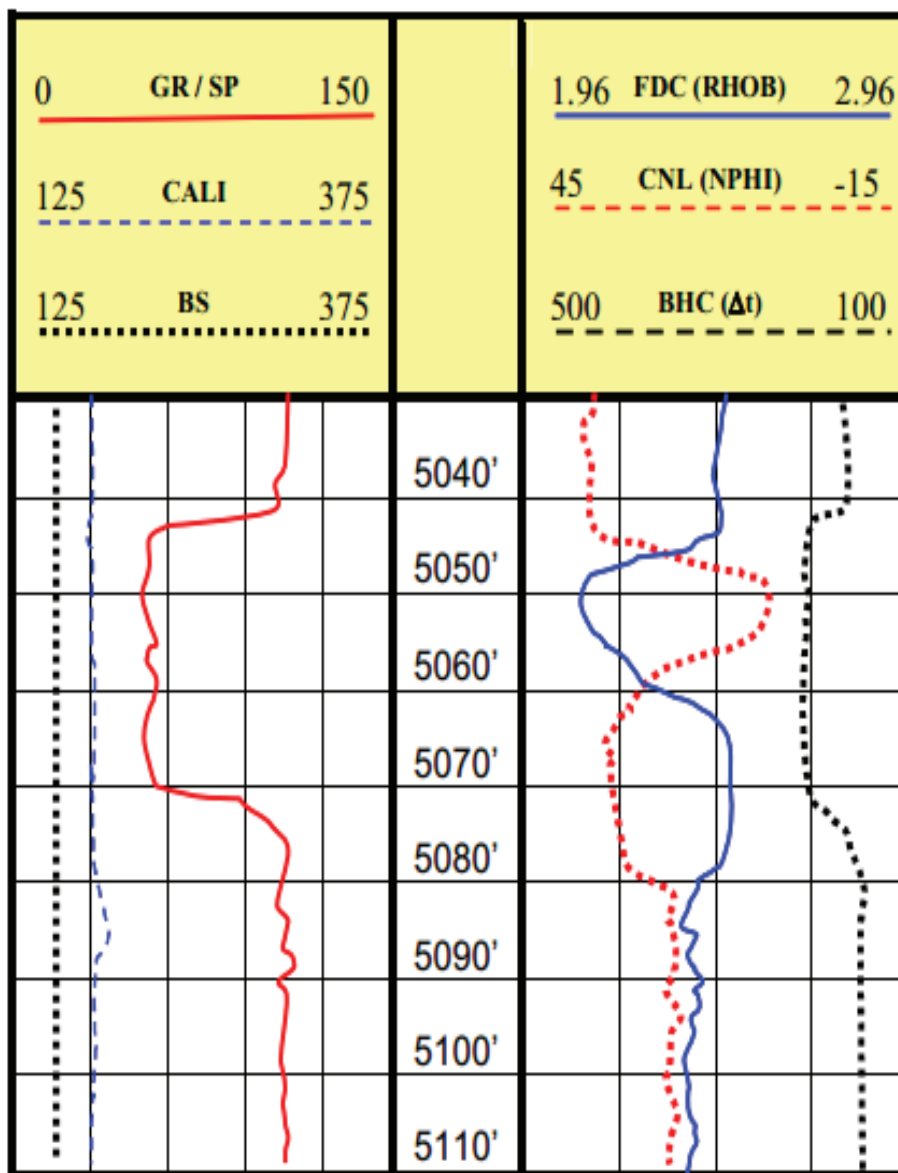
Se usan los registros de Neutrón principalmente para definir formaciones porosas y determinar su porosidad. Los mismos que responden principalmente a la cantidad de hidrógeno en la formación. Así, en formaciones limpias cuyos poros están llenos con agua o petróleo, el registro de Neutrón refleja la cantidad de porosidad llena con esos líquidos.

Si el registro neutrónico es alto indica alto índice de neutrones, y si es bajo indica bajo índice de neutrones. Se lee de derecha a izquierda (\leftarrow). La unidad de medida

es en fracción o en %, con un rango de valores que va desde -0.15 a 0.45 (-15 a 45 %).

En la figura 2.4 observamos una combinación de los registros eléctricos

Figura 2.4: Ejemplo de Registro Eléctricos



Fuente: Perfilaje de Pozos, <http://www.slideshare.net/vlades3011/26228291-registrooperilajedepozos>

2.6.3 REGISTROS DE RESISTIVIDAD

Los registros de resistividad se emplean solos y en combinación, entre estos registros tenemos: DIL para determinar la resistividad en la formación no invadida R_t , y el Microesférico Focalizado MSFL para determinar la resistividad cerca del pozo Rxo, en donde el filtrado de lodo ha remplazado en su mayoría a los fluidos originales de los poros. Esta información es útil para determinar las zonas que tienen presencia de hidrocarburo y estimar la presencia del contacto agua-petróleo.

El MicroSFL es un dispositivo de registro esféricamente enfocado, montado en una almohadilla que tiene dos ventajas distintas sobre los otros dispositivos de Rxo. El primero es su poder de combinarse con otras herramientas de registros, tales como Phasor Inducción, ArrayInduction y Dual Laterolog. La segunda mejora está en la respuesta de la herramienta para zonas Rxo poco profundo con presencia de costra de lodo.

En la tabla 2.3 mostramos un resumen de los registros eléctricos corridos en los pozos con sus características, escala, unidades y aplicaciones.

De igual forma tenemos en el Anexo 2.2 las Respuestas generales de Registros según su Matriz.

Tabla 2.3: Resumen de registros eléctricos con sus características.

| PERFIL | HOYO | LODO | ESCALA Y UNIDADES | APLICACIONES |
|--------|----------------|-------------------|--|--|
| CALI | Hoyo desnudo | Cualquier tipo | (mm) 125.....375 ← 250/10 → (+) | - Determinación del estado del hoyo. |
| BS | Hoyo desnudo | Cualquier tipo | (mm) 125.....375 ← 250/10 → (+) | - Determinación del estado del hoyo. |
| SP | Hoyo desnudo | Lodos conductivos | (mV) -150.....0 ← 150/10 → Arena (→) Arcilla | - Cálculo de R_w . - Determinación de facies sedimentarias. - Determinación de CAP. |
| GR | Hoyo revestido | Cualquier tipo | (API) 0.....150 ← 150/10 → Arena (→) Arcilla | - Cálculo de Arcillosidad (Vsh) - Determinación de facies sedimentarias. - Determinación de CAP. |
| ILD | Hoyo desnudo | Lodos resistivos | (ohm-m) 0.2.....2000 ← log → (+) | - Cálculo de R_t . - Cálculo de S_w . - Determinación de CAP. |
| SFL | Hoyo desnudo | Lodos resistivos | (ohm-m) 0.2.....2000 ← log → (+) | - Cálculo de R_{xo} . - Cálculo de S_w . - Determinación de CAP. |
| LLD | Hoyo desnudo | Lodos conductivos | (ohm-m) 0.2.....2000 ← log → (+) | - Cálculo de R_t . - Cálculo de S_w . - Determinación de CAP. |
| MSFL | Hoyo desnudo | Lodos conductivos | (ohm-m) 0.2.....2000 ← log → (+) | - Cálculo de R_{xo} . - Cálculo de S_w . - Determinación de CAP. |
| CNL | Hoyo revestido | Cualquier tipo | (%) 45.....-15 ← 60/20 → (+) | - NPHI - Cálculo de PHIE - Determinación de Capas de Gas. |
| FDC | Hoyo revestido | Cualquier tipo | (gr/cm^3) 1.96.....2.96 ← 1/20 → (+) | - RHOB - Cálculo de DPHI - Cálculo de PHIE - Determinación de Capas de Gas. |
| BHC | Hoyo revestido | Cualquier tipo | Δt ($\mu\text{seg}/m$) 500.....100 ← 400/20 → (+) | - Δt - Determinación de SPHI - Determinación de Capas de Gas. |

Fuente: Perfilaje de Pozos, <http://www.slideshare.net/vlades3011/26228291-registrooperfilajedepozos>

2.7 CÁLCULO DE POROSIDAD TOTAL Y EFECTIVA

2.7.1 POROSIDAD DEL REGISTRO SÓNICO

$$\phi_s = \frac{\Delta T_{ma} - \Delta T}{\Delta T_{ma} - \Delta T_f} \quad (\text{Ec. 2.12})$$

Donde:

| | | | |
|-------------------|--|-----------------------------|----------------------------|
| ϕ_s : | Porosidad sónica | | |
| ΔT : | Tiempo del registro | | |
| ΔT_f : | Tiempo de tránsito del fluido, 189 $\mu\text{s}/\text{pies}$ | | |
| ΔT_{ma} : | Arenisca= | 55 $\mu\text{s}/\text{pie}$ | 182 $\mu\text{s}/\text{m}$ |
| | Caliza= | 47 $\mu\text{s}/\text{pie}$ | 156 $\mu\text{s}/\text{m}$ |
| | Dolomita= | 43 $\mu\text{s}/\text{pie}$ | 143 $\mu\text{s}/\text{m}$ |

2.7.2 POROSIDAD DEL REGISTRO DE DENSIDAD

$$\phi_D = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f} \quad (\text{Ec. 2.13})$$

Donde:

| | | | |
|---------------|-----------------------|---------------|--|
| ϕ_D : | Porosidad de densidad | | |
| ρ_b : | Lectura del registro | | |
| ρ_f : | Lodo aceite= | 0.9 gr/cc | |
| | Lodo agua dulce= | 1 gr/cc | |
| | Lodo agua salada= | 1.1-1.2 gr/cc | |
| ρ_{ma} : | Arenisca= | 2.65 gr/cc | |
| | Caliza= | 2.71 gr/cc | |
| | Dolomita= | 2.685 gr/cc | |

2.7.3 POROSIDAD DEL REGISTRO NEUTRÓNICO

La porosidad neutrónica se la lee directamente del registro pero toca corregirla para una arena entonces porosidad neutrónica verdadera:

$$\phi_N = \phi_{\text{Leída del registro}} + 0.04 \quad (\text{Ec. 2.14})$$

2.7.4 POROSIDAD TOTAL

Es la relación que existe entre el volumen poroso y el volumen total de la roca. Se considera tanto los poros interconectados como aquellos que no lo están.

$$\phi_T = \sqrt{\frac{\phi_D^2 + \phi_N^2}{2}} \quad (\text{Ec. 2.15})$$

2.7.5 POROSIDAD EFECTIVA

Es la relación que existe entre el espacio poroso interconectado de tal manera que permite el paso del fluido a través de ella y el volumen total de la roca. Este volumen puede derivarse de la porosidad total al considerarse el volumen de arcilla.

$$\phi_e = \phi_T (1 - V_{sh}) \quad (\text{Ec. 2.16})$$

Donde:

- ϕ_T : Porosidad Total
- ϕ_e : Porosidad Efectiva
- ϕ_N : Porosidad Neutrónica obtenida del registro neutrónico
- ϕ_D : Porosidad density obtenida del registro de densidad

2.8 FORMACIONES ARCILLOSAS

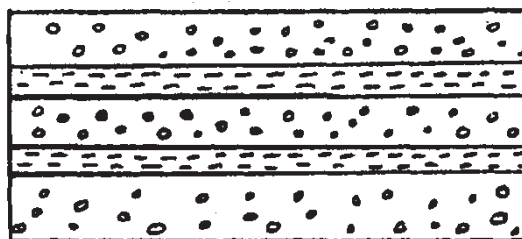
Las arcillas son elementos comunes e importantes de las rocas en el análisis de registros. Aparte de afectar a la porosidad y a la permeabilidad, esta importancia proviene de sus propiedades eléctricas que tienen una gran influencia en la determinación de saturaciones de los fluidos.

La distribución de material arcilloso en las formaciones puede clasificarse de tres maneras.

2.8.1 ARCILLA LAMINAR

Ocurre cuando La arcilla se extiende en forma de láminas o capas delgadas entre las capas de arena. Estas láminas arcillosas realmente no influyen en la porosidad efectiva de la formación; sin embargo, en cuanto el volumen de arcilla aumenta, la porosidad global de la formación disminuye. La presencia de arcilla puede tener una considerable influencia en las respuestas de registración de las herramientas.

Figura 2.5: Arcilla Laminar

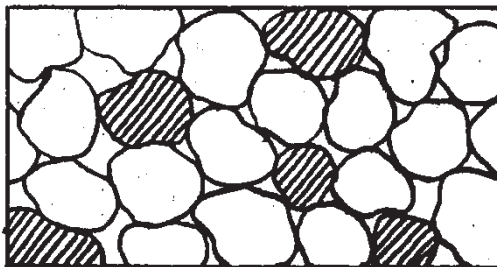


Fuente: Evaluación de Formaciones II, Ing. Héctor Coello P.

2.8.2 ARCILLA ESTRUCTURAL

Se define como el tipo de arcilla que existe como granos o nódulos en la matriz de la formación. Se considera que tiene propiedades similares a la arcilla laminar.

Figura 2.6: ArcillaEstructural



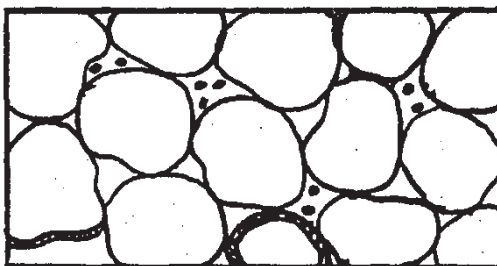
Fuente: Evaluación de Formaciones II, Ing. Héctor Coello P.

2.8.3 ARCILLA DISPERSA

En este tipo, el material arcilloso puede encontrarse en dos formas diferentes:⁸

- 1) En forma de acumulaciones adheridas a los granos de arenas o revistiendo los mismos.
- 2) Llenando parcialmente los canales porosos más pequeños (Intersticios Intergranulares).

Figura 2.7: ArcillaDispersa



Fuente: Evaluación de Formaciones II, Ing. Héctor Coello P.

2.9POROSIDAD EN FORMACIONES ARCILLOSAS

2.9.1 EFECTO DE LA ARCILLOSIDAD SOBRE EL PERFIL DE DENSIDAD

⁸ Coello H, "Evaluación de Formaciones II" Sep 1987 pág 48.

Cuando los valores de densidades de la matriz de arena arcillosa son relativamente similares, el registro de densidad es menos afectado por arcilla y lee cerca de la porosidad efectiva.

Cuando la densidad de matriz de la arcilla es menor a 2.60 gm/cm³ el registro de densidad en arenas arcillosas registrará valores de porosidad más altos que la porosidad efectiva.

Cuando la densidad de matriz de la arcilla es mayor que 2.650 gm/cm³, el registro de densidad en arenas arcillosas registrará valores de porosidad más bajos que la porosidad efectiva.

Tomando en consideración la presencia de arcilla en una arena, tenemos que:

$$\frac{Vol. \text{ gramos} + Vol. \text{ fluidos} + Vol. \text{ arcilla}}{Vol. \text{ Total}} = 1.0 \quad (\text{Ec. 2.17})$$

Expresando en términos de “masa” y utilizando el concepto de densidad y porosidad se cumple:

$$M \text{ granos} + M \text{ fluidos} + M \text{ arcilla} = M \text{ Total} \quad (\text{Ec. 2.18})$$

$$\rho = \frac{m}{V} \quad (\text{Ec. 2.19})$$

$$\phi = \frac{V \text{ fluido}}{V \text{ total}} \quad (\text{Ec. 2.20})$$

Luego se puede deducir:

$$\rho_B = \rho_f \phi_e + \rho_{sh} V_{sh} + \rho_{ma} (1 - \phi_e - V_{sh}) \quad (\text{Ec. 2.21})$$

Donde:

ϕ_e : Porosidad efectiva

ρ_{sh} : Densidad de arcilla (lectura promedio del perfil en arcilla vecina).

V_{sh} : Contenido de arcilla (Vol. arcilla/Vol. total).

Este valor será estimado mediante un “INDICADOR DE ARCILLA” que será explicado más adelante.

De (2.21) obtenemos:

$$\phi_e = \frac{\rho_{ma} - \rho_B}{\rho_{ma} - \rho_f} - \left[\frac{\rho_{ma} - \rho_{sh}}{\rho_{ma} - \rho_f} \right] V_{sh} \quad (\text{Ec. 2.22})$$

Donde:

$\frac{\rho_{ma} - \rho_B}{\rho_{ma} - \rho_f} = \phi_D$: Porosidad obtenida del registro de densidad si la arena fuese limpia

$\frac{\rho_{ma} - \rho_{sh}}{\rho_{ma} - \rho_f} = \phi_{Dsh}$: Índice de porosidad aparente en arcillas

La ecuación (2.22) puede transformarse entonces en:

$$\phi_e = \phi_D - \phi_{Dsh} V_{sh} \quad (\text{Ec. 2.23})$$

2.9.2 EFECTO DE LA ARCILLOSIDAD SOBRE EL PERFIL NEUTRÓNICO

Las herramientas de Neutrón responden a la cantidad de hidrógeno presente en la formación. Puesto que las arcillas contienen agua, la porosidad registrada por los

dispositivos del Neutrón en arenas arcillosas es siempre más alta que la porosidad efectiva.

En arenas arcillosas llenas de líquidos las relaciones del Neutrón pueden escribirse como:

$$\emptyset_N = \emptyset_e + V_{sh} (\emptyset_{Nsh}) \quad (\text{Ec. 2.24})$$

Donde:

\emptyset_N : Porosidad del Neutrón para la formación limpia

\emptyset_{Nsh} : Índice de porosidad (Hidrógeno en la arcilla) aparente en una formación arcillosa. Se puede determinar mediante lectura del registro en arcillas cercanas o puede considerarse que para:

Herramientas tipo GNT $\emptyset_{nsh} = 0.5$

Herramienta tipo SNP $\emptyset_{nsh} = 0.35$

V_{sh} : Contenido de arcilla. Su valor se obtiene a partir de un "Indicador de Arcilla".

\emptyset_e : Porosidad efectiva verdadera

2.9.3 EFECTO DE LA ARCILLOSIDAD SOBRE EL REGISTRO SÓNICO

Para el caso del registro Sónico la presencia de arcilla en una formación, afecta a la lectura del registro (aumentándola), dependiendo del tipo de distribución de arcilla presente o sea si es laminar y estructural o dispersa. Estas consideraciones son hechas para formaciones compactadas.

2.10 INDICADORES DE ARCILLOSIDAD

Uno de los aspectos fundamentales que debe considerarse cuando se realiza una evaluación de formaciones arcillosas, es aquel que permite determinar el porcentaje neto de arcillas presente en una formación (Vsh). Los indicadores de arcillosidad, tienen el objeto de indicar cualitativamente si la formación es limpia o arcillosa, y cuál sería el procedimiento de interpretación a seguir; además su utilidad es mayor cuando pueden proporcionar un estimado cuantitativo de la fracción de arcilla en una formación ya que harían posible la corrección por efecto de arcillosidad de las diferentes lecturas de los registros.

La determinación de la proporción de arcilla existente en una formación (Vsh) es realizada mediante el uso de registros de pozos o combinación de ellos y a los cuales se denominan "INDICADORES DE ARCILLA". Dentro de ellos tenemos:

2.10.1 RAYOS GAMMA (GR)

Si la radioactividad del contenido de arcilla es constante y si ningún otro mineral en la formación es radiactivo, las lecturas del Gamma Ray podrán ser expresadas como una función del volumen de la arcilla. La fórmula puede escribirse:

$$Vsh = \frac{GR_{(zone)} - GR_{(clean)}}{GR_{(shale)} - GR_{(clean)}} \quad (\text{Ec. 2.24})$$

Donde:

- GR(zone): Lectura del registro frente a la arena en estudio
- GR(clean): Lectura del registro frente a la formación considerada limpia
- GR(shale): Lectura del registro frente a una arcilla

Algunos valores típicos para las formaciones son:

- Areniscas limpias GR= 15-30 API.
- Carbonatos limpios
 - Dolomita GR= 10-20 API.
 - Caliza GR= 8-15 API.
- Arcillas Cretácicas poco profundas GR= 100-140 API.

2.10.2 CURVA DEL POTENCIAL ESPONTÁNEO (SP)

Esta curva puede servir como un indicador de la arcillosidad en arenas acuíferas y una aproximación de la fracción de arcilla presente, se obtiene de la siguiente relación:

$$Vsh \leq 1 - \frac{PSP}{SSP} = 1 - \alpha \quad (\text{Ec. 2.26})$$

Esta reducción de la desviación de la curva del SP como fracción con respecto a la desviación de la misma curva frente a una arena limpia y saturada 100%, se denomina "FACTOR DE REDUCCIÓN" (α).

Este factor es de gran importancia en la estimación del contenido de arcilla (Vsh) en una arena.

En algunos casos, en vez de la curva del SP se registra la curva de Rayos Gamma, las cuales considerada de mayor utilidad que la del SP en interpretación de arenas arcillosas siempre y cuando no estén presentes en la misma, minerales radioactivos.

2.10.3 REGISTROS DE RESISTIVIDAD

Los registros de resistividad también como “INDICADORES DE ARCILLA”, presentando la particularidad de que permiten obtener un límite (superior) del contenido de arcilla en una formación,

Existen muchas relaciones y entre ellas tenemos:

$$I) V_{sh} \leq \sqrt{\frac{R_{sh}}{R_t}} \quad (R_t > R_{sh}) \quad (\text{Ec. 2.27})$$

En este caso

$$II) V_{sh} < V_{sh} * \phi \quad (\text{Ec. 2.28})$$

Donde ϕ max: porosidad máxima observada en un intervalo o zona permeable perteneciente a la formación en estudio.

2.10.4 REGISTRO NEUTRÓNICO

Este registro es de gran utilidad como Indicador de “arcilla” en niveles o zonas arcillosas de baja porosidad y alto contenido de gas. Se hace uso de la siguiente relación:

$$V_{sh} \leq \frac{\phi_N}{N_{sh}} \quad (\text{Ec. 2.29})$$

Donde:

ϕ_N : Porosidad del registro neutrónico .

ϕ_{Nsh} : Porosidad del registro frente a una lutita vecina.

2.10.5 COMBINACIÓN DENSIDAD DE FORMACIÓN – SÓNICO

Esta combinación de estos 2 perfiles de porosidad puede ser usada representativamente en la mayoría de los casos como “Indicador de Arcilla” permitiendo estimar en forma cuantitativa el contenido neto de arcilla existente en una formación.

$$V_{sh} \leq \frac{\phi_s - \phi_D}{\phi_s} \quad (\text{Ec. 2.30})$$

Donde

ϕ_s : Porosidad del registro sónico

ϕ_D : Porosidad del registro de densidad

2.11 DETERMINACIÓN DE LA RESISTIVIDAD DEL AGUA (RW)

La resistividad del agua (R_w) es un factor que nos permiten calcular la saturación del fluido presente en nuestro reservorio. Para el uso de la carta Gen-9 ver Anexo 2.2 es necesario conocer la temperatura del reservorio y la salinidad expresada en partes por millón del Cloruro de Sodio, datos de salinidad dados por el Laboratorio de Corrosión se expresan en partes por millón de ion Cloro por lo tanto, deben ser multiplicados por un factor 1.65 para tenerlos en ppm NaCl.

2.12 SALINIDADES DE LOS YACIMIENTOS

En la tabla 2.4 se pueden observar los datos de salinidad dadas por el laboratorio de corrosión para cada arena.

Tabla 2.4: Salinidades de los yacimientos

| ARENA | SALINIDAD (ppm de NaCl) |
|------------|----------------------------|
| U Superior | 45.000 |
| U Media | 45.000 |
| U Inferior | 25.000 - 35.000 |
| T Superior | 17.000 |

| | |
|------------|-----------------|
| T Media | 17.000 |
| T Inferior | 12.000 - 15.000 |

Fuente: Archivo Técnico EP PETROECUADOR
Elaborado por: Lesly G. Gálvez, Héctor D. Cusme

2.13 GRADIENTE GEOTÉRMICO

El gradiente geotérmico nos da una idea de la variación del calor interno de la Tierra. El gradiente geotérmico no es un valor constante puesto que depende de las características físicas que presente el material en cada punto del interior de la tierra, es decir, de las condiciones geológicas locales algunas de las cuales son: la relación presión con temperatura, la composición química y las reacciones que se produzcan, la existencia de material radiactivo etc.

De los encabezados de cada uno de los registros eléctricos del campo se tomó la temperatura de fondo y de superficie y se calculó un gradiente geotérmico (GT) para cada pozo, el mismo que se calcula con la siguiente ecuación:

$$G_T = \frac{BHT - TS}{TD} \quad (\text{Ec. 2.31})$$

Donde:

- GT: Gradiente geotérmico, °F/pie
- BHT: Temperatura de fondo, °F
- TS: Temperatura de superficie, °F
- TD: Profundidad total, pies

2.14 SATURACIÓN DE AGUA (SW)

Puede ser determinada por diferentes ecuaciones en función de las características de cada reservorio para lo cual existen varios métodos entre ellos tenemos:

2.14.1 MODELO DE ARCHIE

Aplicable solo en aquellas arenas completamente limpias o con muy escaso contenido de arcilla ($V_{sh} \leq 5\%$)

$$S_w = \left(\frac{aR_w}{\phi_e^m R_t} \right)^{\frac{1}{n}} \quad (\text{Ec. 2.32})$$

Donde:

- Sw: Saturación de agua
- a: Factor de cementación
- ϕ_e : Porosidad efectiva
- Rw: Resistividad del agua
- m: Exponente de cementación
- Rt: Resistividad total de la formación
- n: Exponente de saturación

2.14.2 SIMANDOUX:

Para evaluación de calizas

$$\Delta = \frac{V_{cl}^2}{R_{cl}^2} + 4 \frac{\phi_e^m}{1 - V_{cl}} \frac{1}{R_w} \frac{1}{R_w}$$

$$S_w = \frac{\frac{V_{cl}}{R_{cl}} + 4\sqrt{\Delta}}{2 \frac{\phi_e^m}{1 - V_{cl}} \frac{1}{R_w}} \quad (\text{Ec. 2.33})$$

Donde:

- Δ : Constante delta
 Vcl: Volumen de arcillosidad
 Rcl: Resistividad de la arcilla
 m: Exponente de cementación

2.14.3 INDONESIA

Este método es el que mejor se acopla a la naturaleza laminada de la distribución de arcilla para las arenas de la Cuenca Oriente.

$$S_w = \left[\frac{1}{\sqrt{R_t} \left(\sqrt{\frac{\phi_e^m}{a \times R_w} + \frac{V_{cl} \left(1 - \frac{V_{cl}}{2} \right)}{\sqrt{R_{cl}}}} \right)} \right]^{\frac{2}{n}} \quad (\text{Ec. 2.34})$$

Donde:

- Sw: Saturación de agua
 a: Factor de cementación
 ϕ_e : Porosidad efectiva
 Rw: Resistividad del agua
 m: Exponente de cementación
 Rt: Resistividad total de la formación
 n: Exponente de saturación
 Rt: Resistividad de la zona virgen
 RCL: Resistividad de la arcilla
 VCL: Volumen de arcilla

2.15 INTERACTIVE PETROPHYSICS

Se trata de una herramienta de registro, ideal tanto para los geólogos que deseen comprobar la calidad de sus datos de registro, y petrofísicos con experiencia que son capaces de llevar a cabo varias zonas.

Los registros utilizados para llevar a cabo la evaluación fueron los de rayos gamma, potencial espontáneo, densidad, neutrón y resistividad de inducción, y resistividad lateral, micro Log.

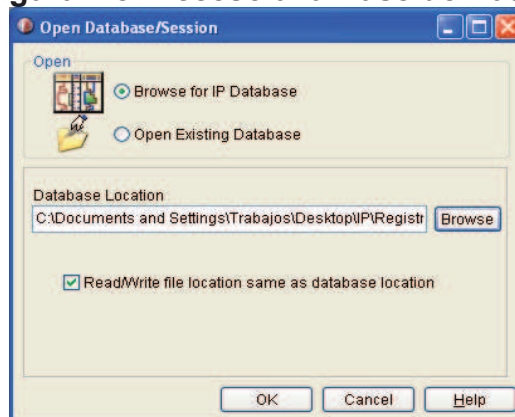
Los parámetros de hueco abierto para cada uno de los pozos del campo utilizados para la evaluación Petrofísica del Campo, fueron:

- Resistividad del lodo: R_{mf} a su respectiva temperatura
- Tipo de fluido en el pozo: R_m a su respectiva temperatura
- Tamaños del hueco y de la broca
- Temperatura de fondo

A continuación se indicarán los pasos para obtener los parámetros petrofísicos mediante el programa IP:

1. Una vez instalado el programa IP, creamos una carpeta que contenga dos subcarpetas en cualquier dirección de la computadora. En una carpeta pondremos los registros eléctricos de los pozos ya sea en formato ASCII ó LAS, y en la otra carpeta guardaremos el análisis realizado en el IP.
2. Ejecutamos el IP y seleccionamos la opción "Browse for IP Database" y luego "Browse" para buscar la carpeta en donde pusimos los registros eléctricos. (Figura 2.8)

Figura 2.8: Acceso a la Base de Datos

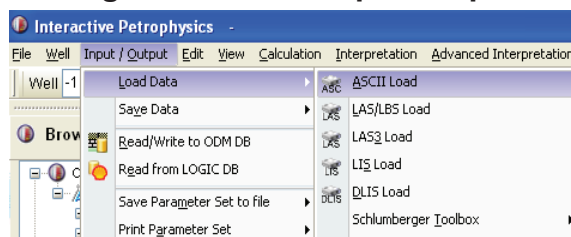


Fuente: InteractivePetrophysics

Elaborado por: Lesly G. Gálvez, Héctor D. Cusme

3. Se carga la base de datos de los registros eléctricos de los pozos del campo, y en la barra de herramientas nos vamos a “Input / Output” para escoger la opción “ASCII”. (Figura 2.9)

Figura 2.9: Menú Input/Output

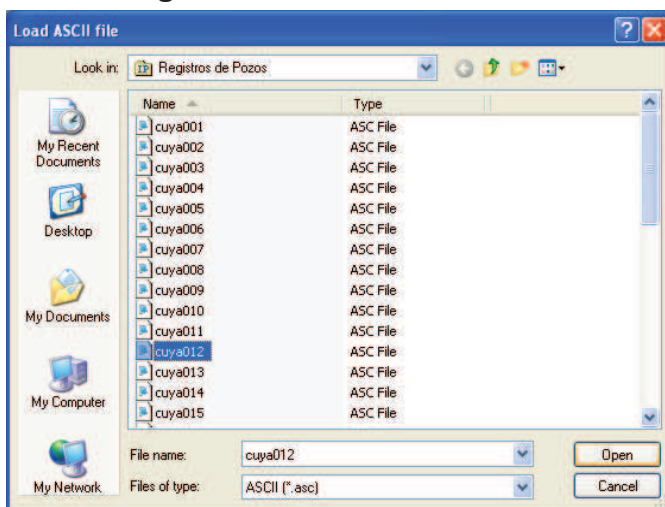


Fuente: InteractivePetrophysics

Elaborado por: Lesly G. Gálvez, Héctor D. Cusme

4. Se escoge el pozo que se desea analizar y luego clic en abrir. (Figura 2.10)

Figura 2.10: Load ASCII File



Fuente: InteractivePetrophysics

Elaborado por: Lesly G. Gálvez, Héctor D. Cusme

5. Al escoger el pozo se generará la siguiente ventana, en donde debemos realizar algunas modificaciones las cuales son las siguientes:

| | |
|------------------------------------|---|
| WellName: | Colocar el nombre del Pozo. |
| Top depth, Bottom: | Profundidad del tope y de la base del registro. |
| Data starts at line, stop at line: | Colocar en qué número de fila empiezan los datos y en qué número de fila terminan, en nuestro caso los datos empiezan en la fila 5 y terminan en la fila 1829. |
| Read curve names/unitsfrom line: | Colocar el número de fila en donde se encuentran los nombres de las curvas presentes en el registro y la fila e donde se encuentran las unidades de dichas curvas, por lo general son en la fila 3 y 4 respectivamente. |

Luego hacer clic en “Apply” para ejecutar los cambios, luego corregimos los nombres de DEPT por DEPTH, y una celda más abajo F por FEET. Por último se hace clic en LOAD. (Figura 2.11)

Figura 2.11: ASCII Read

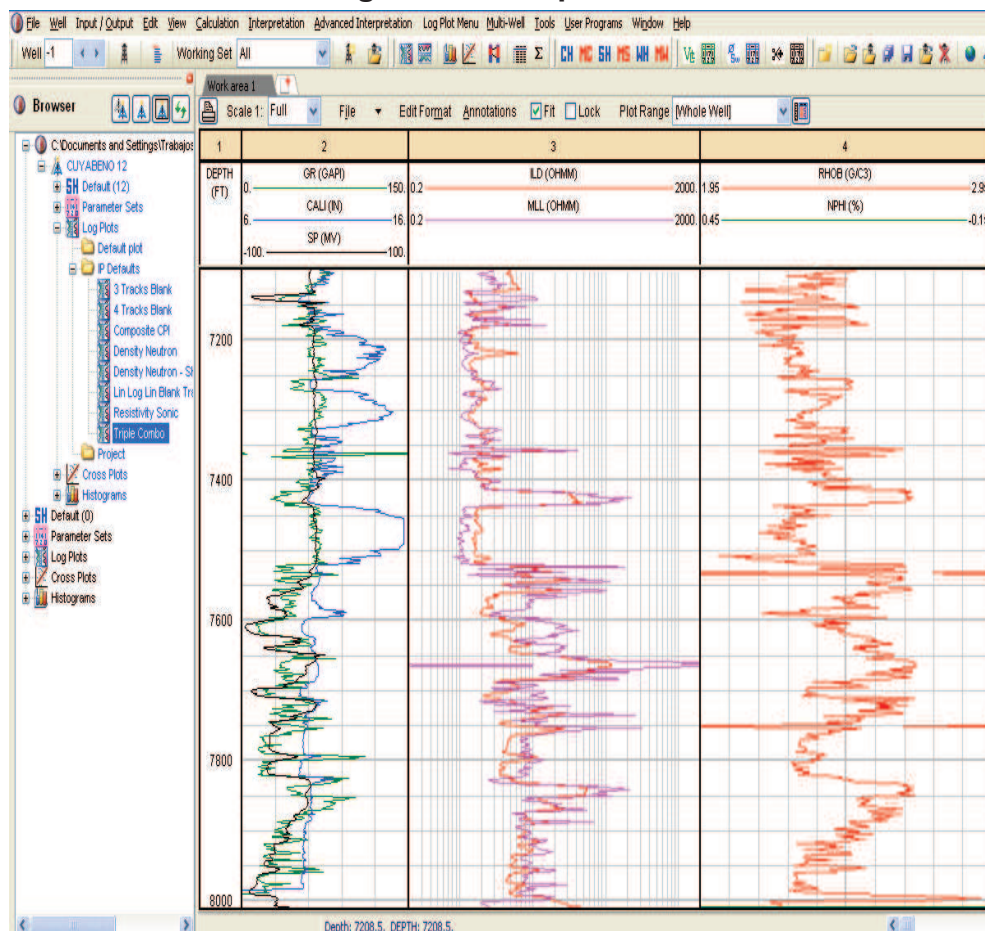
| Curve Name | CALI | GR | ILD | MINV | MNOR | MLL | NP |
|---------------|---------|----------|---------|---------|---------|---------|-------|
| DEPTH | IN | GAPI | OHMM | OHMM | OHMM | OHMM | % |
| Curve Units | IN | GAPI | OHMM | OHMM | OHMM | OHMM | % |
| Curve Type | Caliper | GammaRay | DeepRes | | | MedRes | Net |
| Load into Set | Default | Default | Default | Default | Default | Default | Def |
| Array Size | | | | | | | |
| Array Index | | | | | | | |
| 1st Data line | 7100. | 10.69 | 71.9 | 4.721 | 2.75 | 3.09 | 2.884 |

Fuente: InteractivePetrophysics

Elaborado por: Lesly G. Gálvez, Héctor D. Cusme

- En la parte izquierda de la pantalla existe un explorador de la base de datos (Figura 2.12), la cual permite visualizar los pozos que carguemos en la base de datos y donde posteriormente vamos a interpretar. Se crea la presentación de las curvas disponibles señalando la opción “Log Plots” y se escoge, dentro de la subcarpeta “IP Defaults”, el gráfico llamado Triple combo. (Figura 2.12)

Figura 2.12: Triple Combo

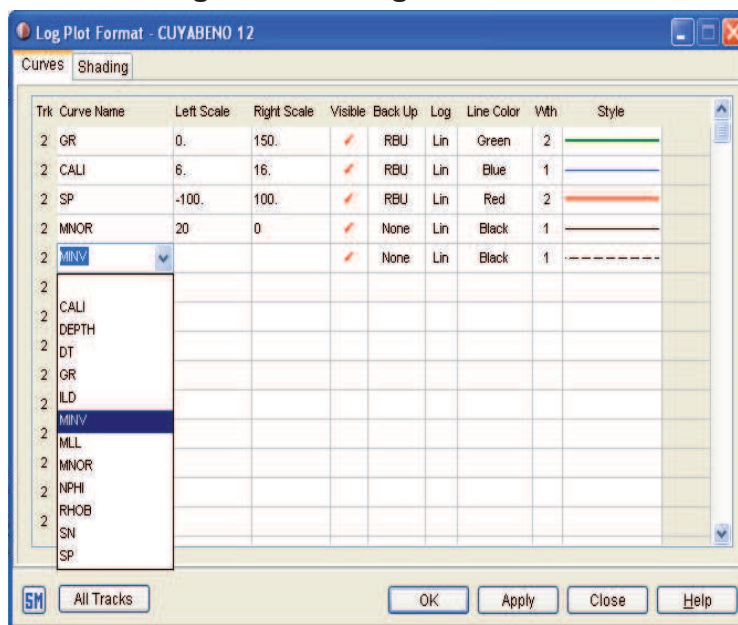


Fuente: InteractivePetrophysics

Elaborado por: Lesly G. Gálvez, Héctor D. Cusme

- Se hace clic en el encabezado de la pista que se requiere editar, aparecerá una ventana (Figura 2.13), donde se puede cargar las curvas requeridas, fijar las escalas de presentación deseadas, escoger color, grosor y estilo de la línea de cada curva.

Figura 2.13: Log Plot Format



Fuente: InteractivePetrophysics

Elaborado por: Lesly G. Gálvez, Héctor D. Cusme

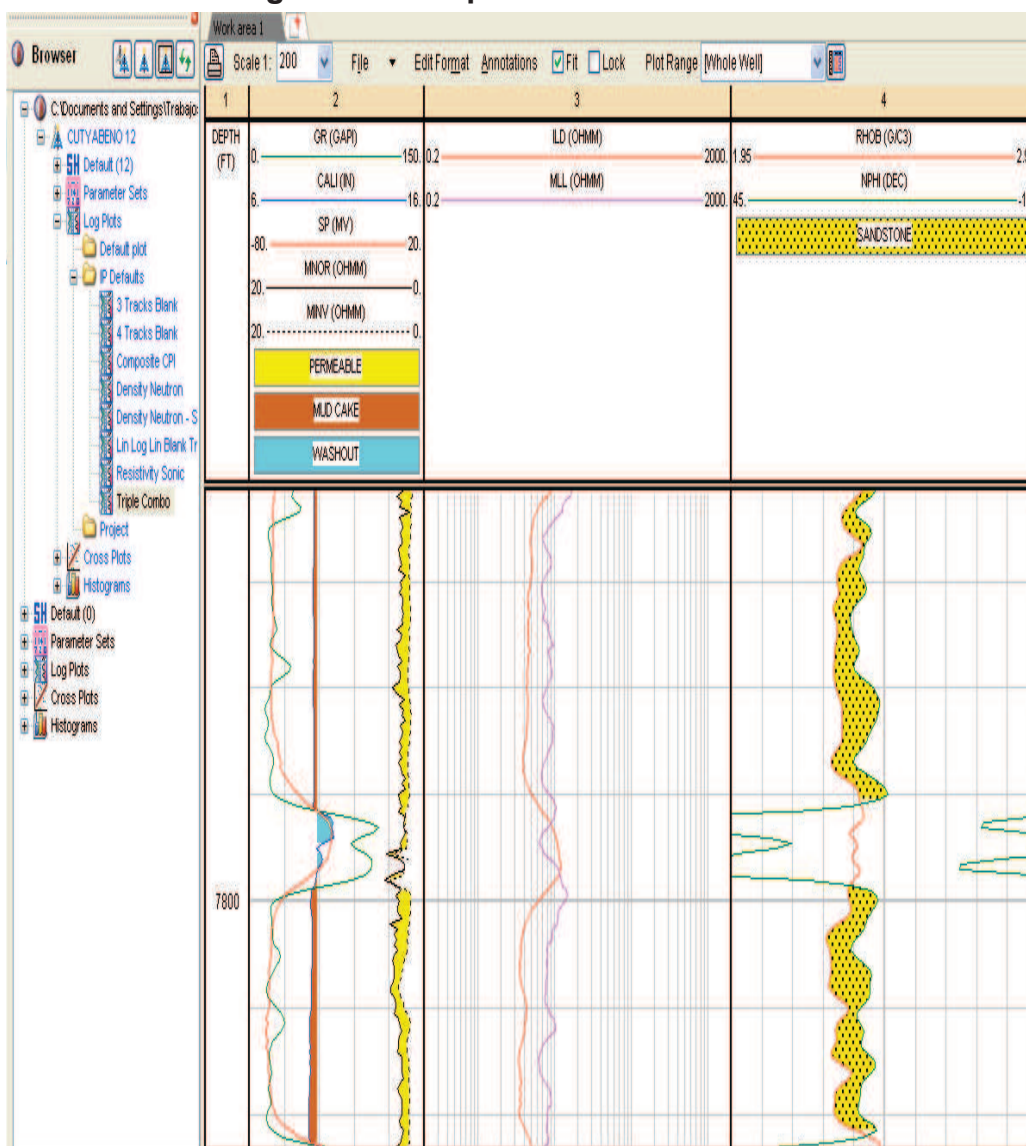
8. En la ventana que aparece al clicar el encabezado, Log PlotFormat, en la opción shading ingresaremos condiciones que nos ayuden en la interpretación.

Comparamos la curva del caliper para saber si es mayor o menor del tamaño de la broca y según esto podemos decir que tenemos un washout o mud cake. Las zonas permeables las identificamos con los registros microresistivos cuando el micronormal (MNOR) es mayor al microinverso (MINV). (Figura 2.14a).

En las curvas de porosidad podemos ver zonas permeables cuando el registro de densidad sea mayor al neutrónico. (Figura 2.14b).

Los cambios realizados se pueden observar en la Figura 2.15.

Figura 2.15: Triple Combo Modificado

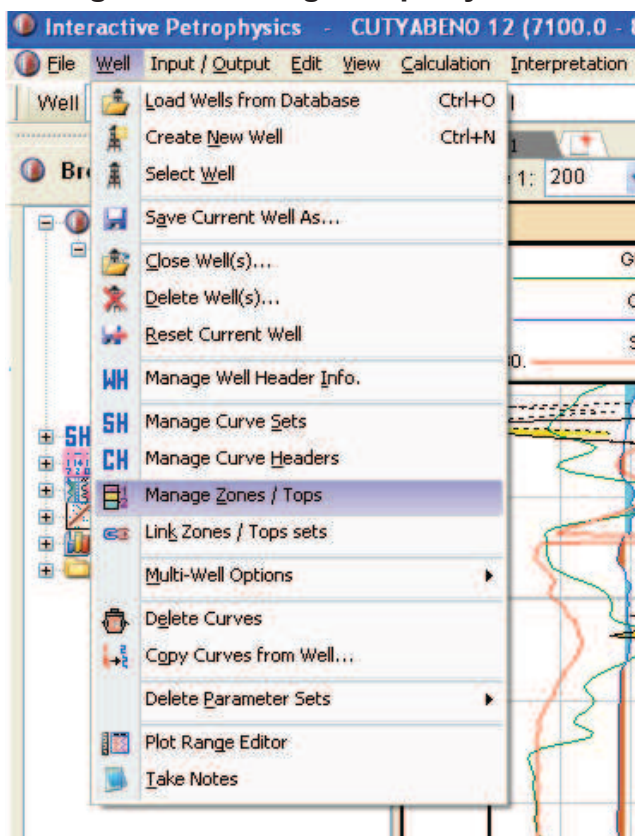


Fuente: InteractivePetrophysics

Elaborado por: Lesly G. Gálvez, Héctor D. Cusme

9. Para cargar los topes y bases de las formaciones del pozo se va a la barra de herramientas en la opción Well, ManageZones/Tops (Figura 2.16). En la Figura 2.17 se da clic en el botón New Tops.

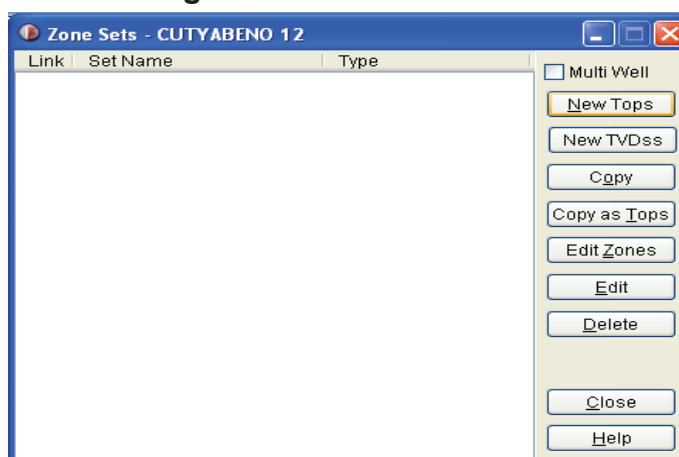
Figura 2.16: Cargar Topes y Bases



Fuente: InteractivePetrophysics

Elaborado por: Lesly G. Gálvez, Héctor D. Cusme

Figura 2.17: Zone Sets

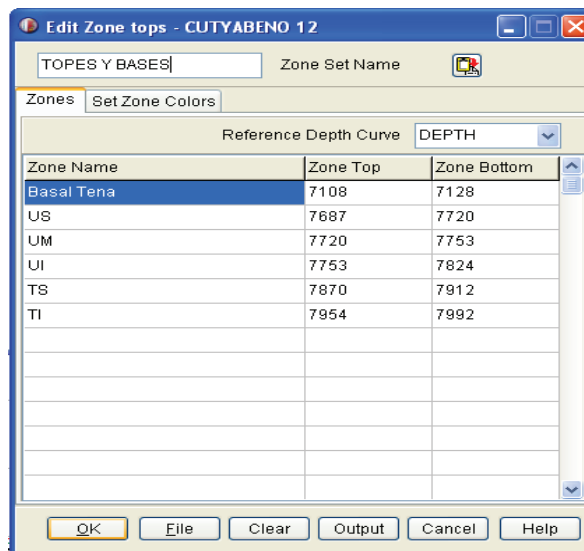


Fuente: InteractivePetrophysics

Elaborado por: Lesly G. Gálvez, Héctor D. Cusme

En la parte izquierda (Figura 2.18) de donde dice Zone Set Name se escribe TOPES Y BASES, y en el ícono de la parte derecha se copian los topes y bases del pozo, éstos están en un archivo externo de Excel, damos clic en OK, y se encontraran cargados los topes y bases (Figura 2.19), se da clic en close.

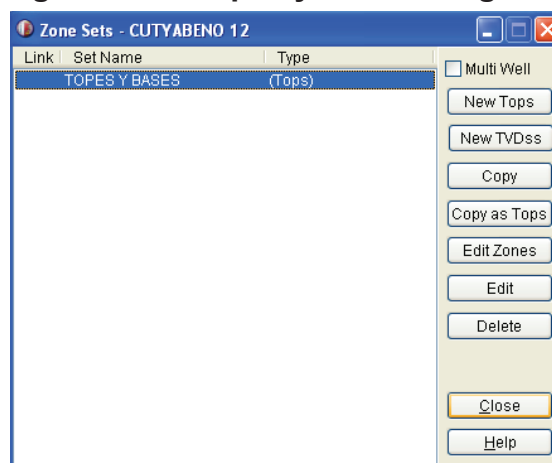
Figura 2.18: Edit Zone Tops



Fuente: InteractivePetrophysics

Elaborado por: Lesly G. Gálvez, Héctor D. Cusme

Figura 2.19: Topes y Bases Cargados



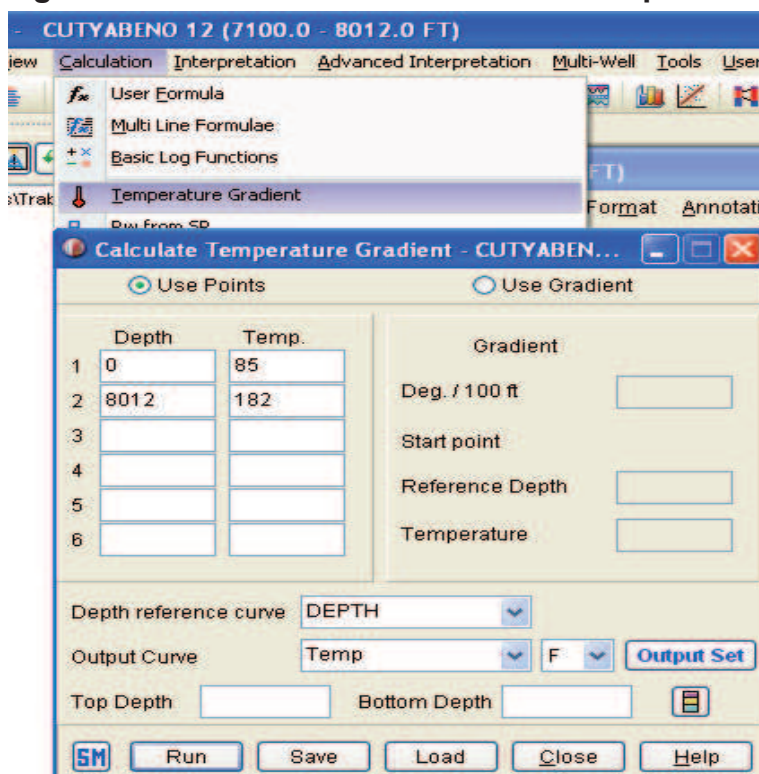
Fuente: InteractivePetrophysics

Elaborado por: Lesly G. Gálvez, Héctor D. Cusme

10. Se calcula el gradiente de temperatura para el pozo, en la opción Calculation, TemperatureGradient, donde pondremos dos puntos los cuales serán la temperatura de superficie y la temperatura del fondo (BHT), estos dos datos se los obtiene del encabezado del registro, luego clic en run, save y close. (Figura 2.20)

En el Anexo 2.3 se presentan los datos de los encabezados de los registros eléctricos del campo.

Figura 2.20: Cálculo del Gradiente de Temperatura

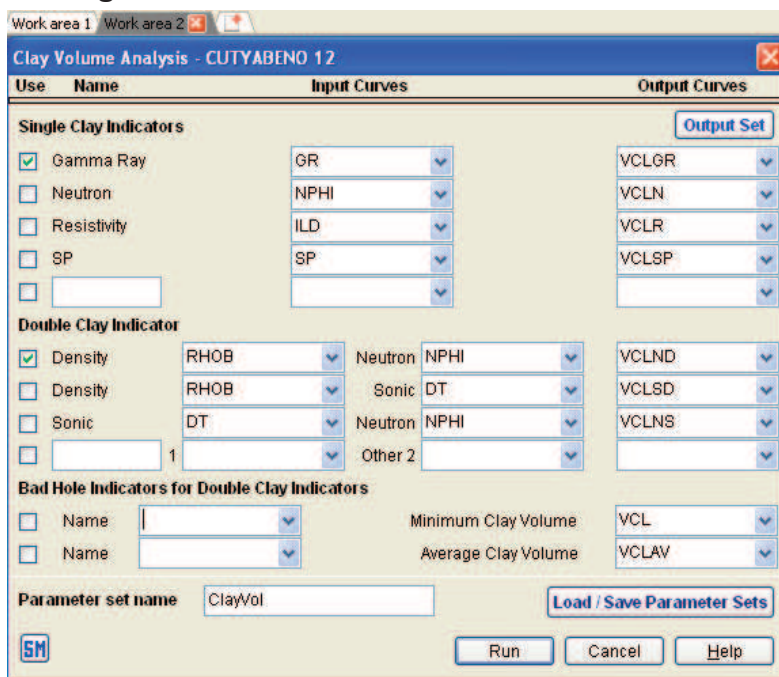


Fuente: InteractivePetrophysics

Elaborado por: Lesly G. Gálvez, Héctor D. Cusme

11. Se calcula el volumen de arcilla en una nueva área de trabajo, se va a Interpretation, clay volumen, en la ventana que se abrirá escogeremos los indicadores de arcillosidad a utilizarse en prioridad el registro Gamma Ray y luego la combinación del registro de densidad (RHOB) con el registro neutrónico (NPHI), finalizamos haciendo clic en run. (Figura 2.21)

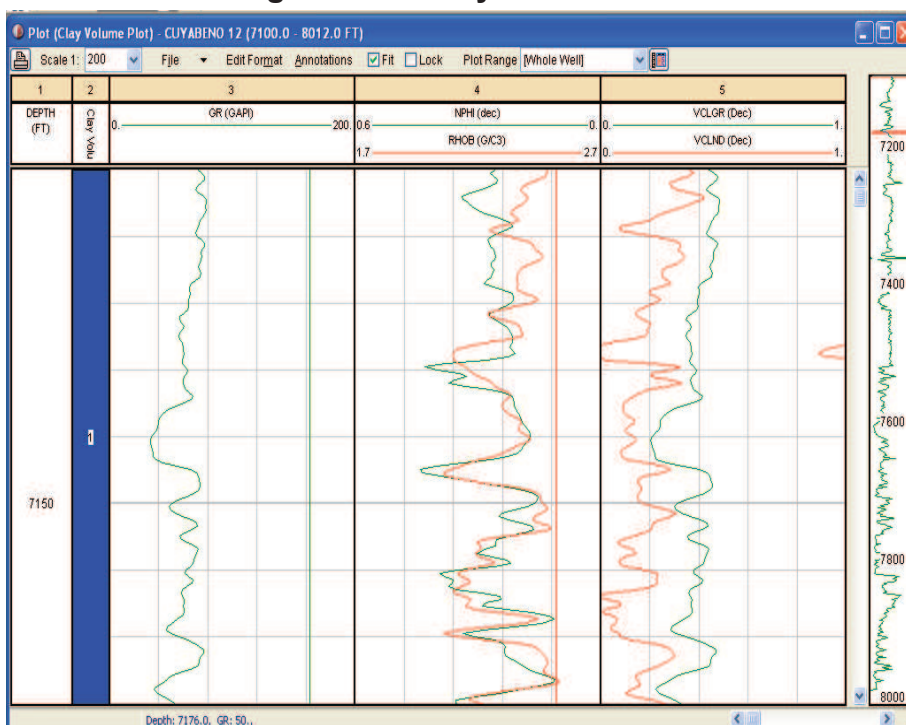
Figura 2.21: Análisis del Volumen de Arcilla



Fuente: InteractivePetrophysics

Elaborado por: Lesly G. Gálvez, Héctor D. Cusme

Figura 2.22: Clay Volume Plot



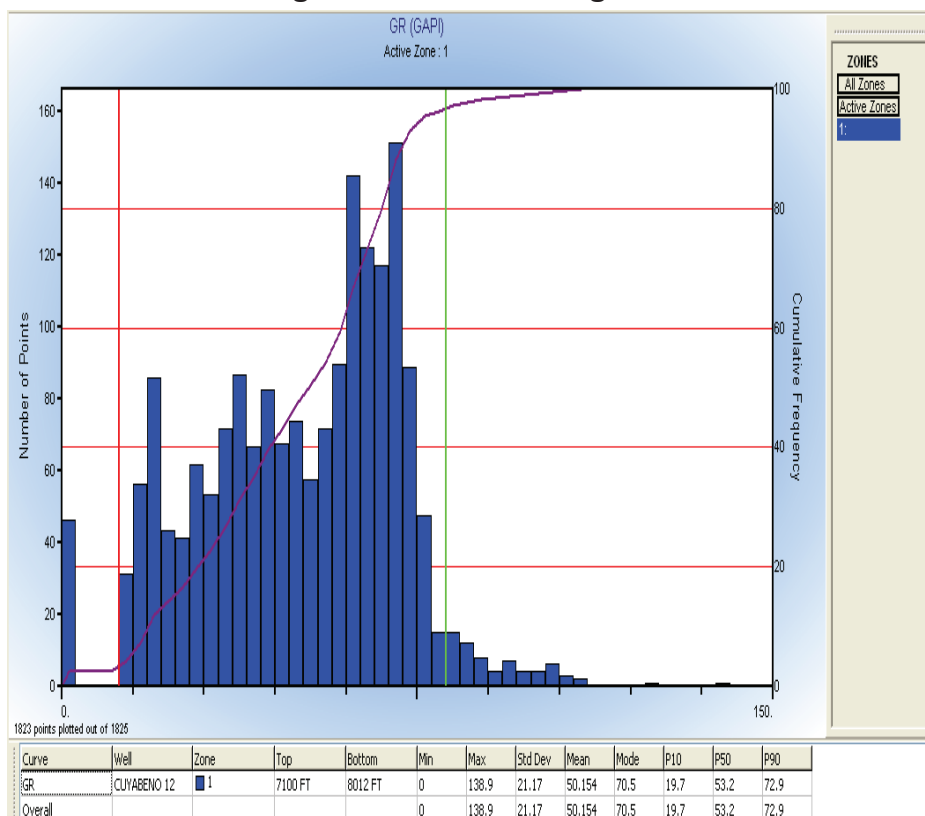
Fuente: InteractivePetrophysics

Elaborado por: Lesly G. Gálvez, Héctor D. Cusme

12. En el gráfico que se despliega (Figura 2.22), se ajusta el Gamma Ray como indicador de arcilla, para esto se utiliza la opción -GR Histogram- dando clic derecho en la pista tres que muestra el perfil GR, esta función mediante un gráfico estadístico de los valores de radioactividad (Figura 2.23), permite ajustar la línea base lutita en la zona limpia (GR Clean), la línea roja se la aproxima cuanto sea posible desde la izquierda hacia los datos, y en la zona arcillosa (GR Clay), la línea verde se la aproxima cuanto sea posible desde la derecha hacia los datos dándonos el volumen de arcilla.

Con estas modificaciones observaremos un cambio en la curva VCLGR de la pista cinco. (Figura 2.24)

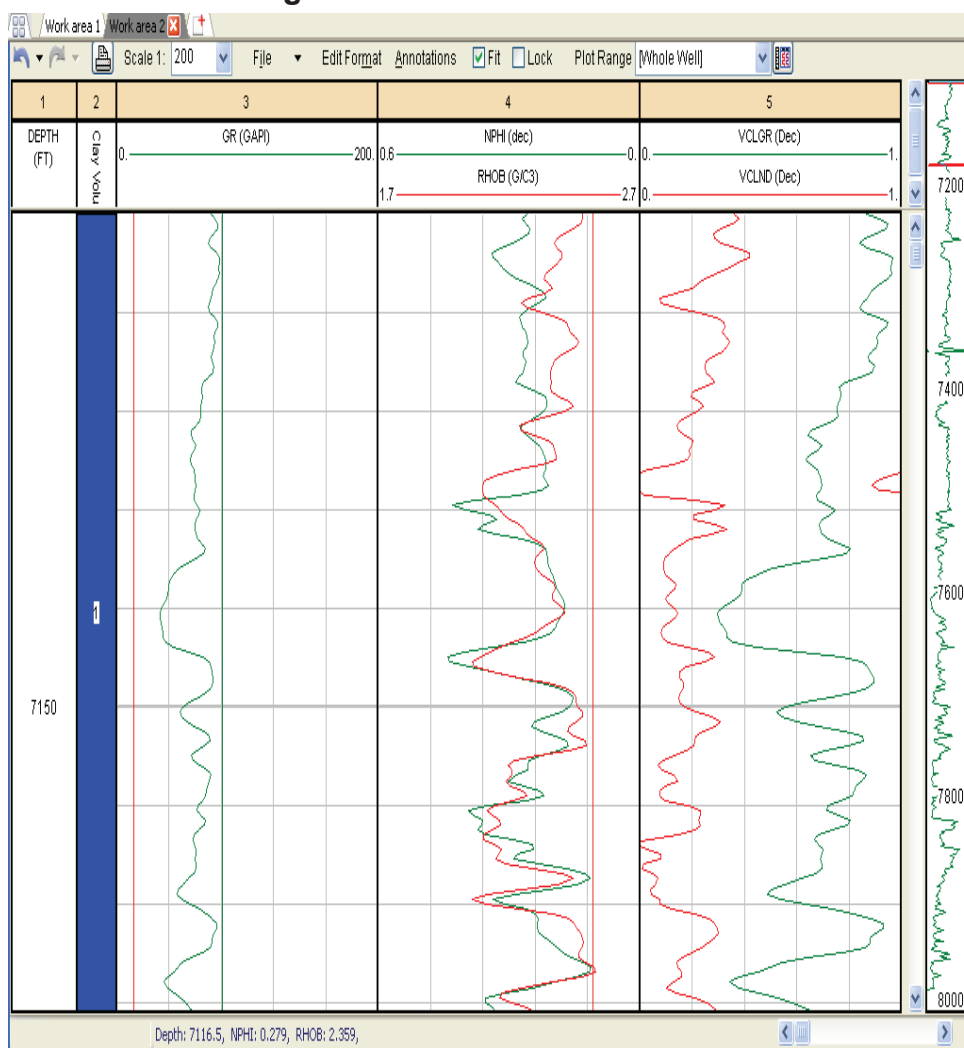
Figura 2.23: GR Histograma



Fuente: InteractivePetrophysics

Elaborado por: Lesly G. Gálvez, Héctor D. Cusme

Figura 2.24: VCLGR Modificado

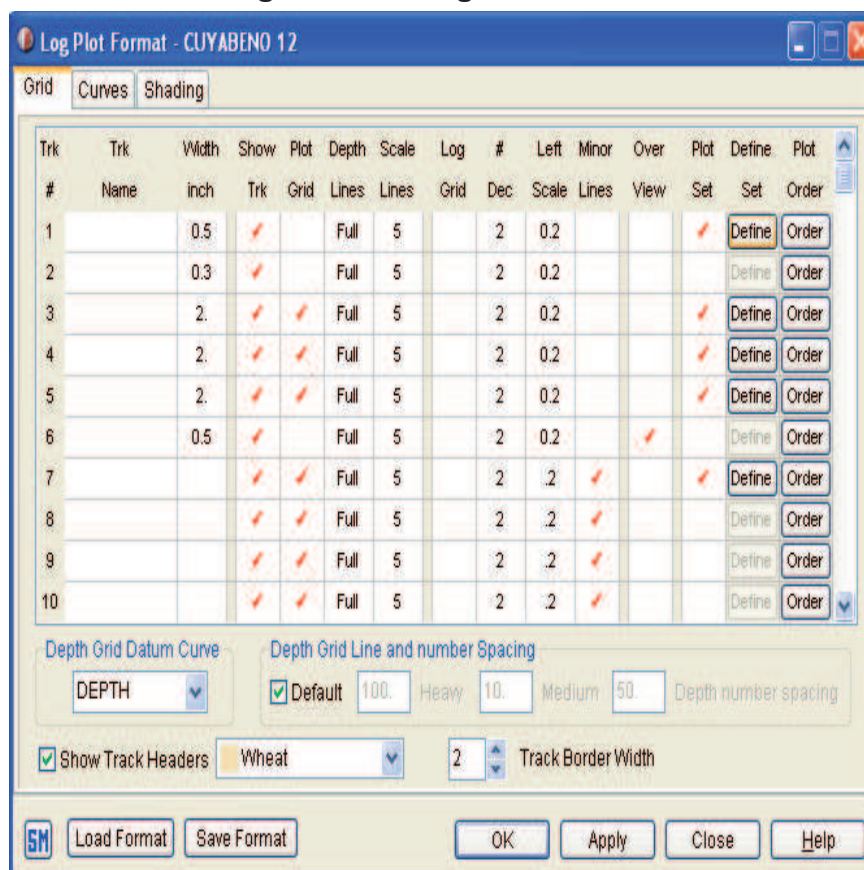


Fuente: InteractivePetrophysics

Elaborado por: Lesly G. Gálvez, Héctor D. Cusme

13. Ahora dividiremos las zonas para hacer un ajuste independiente, para esto vamos al gráfico del VCLGR Modificado y hacemos clic en la opción "EditFormat" se desplegará un cuadro (Figura 2.25) donde escogeremos la pestaña "Grid" y en la primera fila hacer clic en donde dice "Plot Set" y luego en "Define"; aquí, Figura 1.26, tendremos que escoger en donde dice "Set Name" los Topes y Bases previamente cargados, se señala "PlotNames", para que aparezcan los nombres de las arenas, luego "AllSubsequent" y "OK", y así tenemos la Figura 2.27.

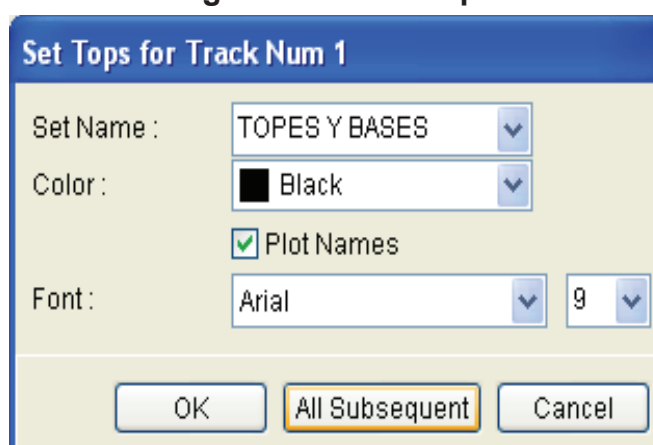
Figura 2.25: Log Plot Format



Fuente: InteractivePetrophysics

Elaborado por: Lesly G. Gálvez, Héctor D. Cusme

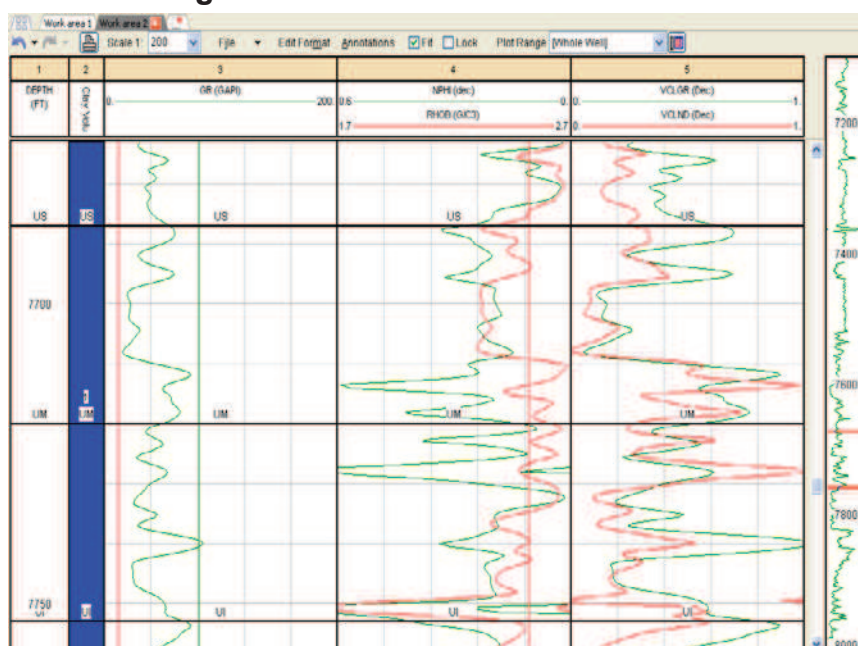
Figura 2.26: Set Tops



Fuente: InteractivePetrophysics

Elaborado por: Lesly G. Gálvez, Héctor D. Cusme

Figura 2.27: Nombres de las Arenas

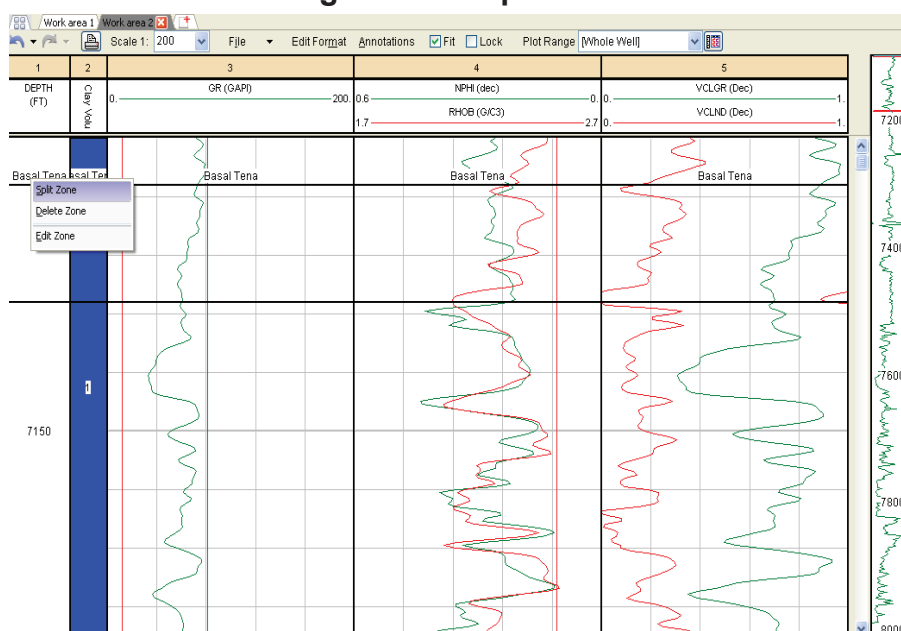


Fuente: InteractivePetrophysics

Elaborado por: Lesly G. Gálvez, Héctor D. Cusme

Para separar las zonas hacemos clic derecho en la pista 2 en los nombres de las arenas y escogemos “Split Zone” (Figura 2.28 y Figura 2.29).

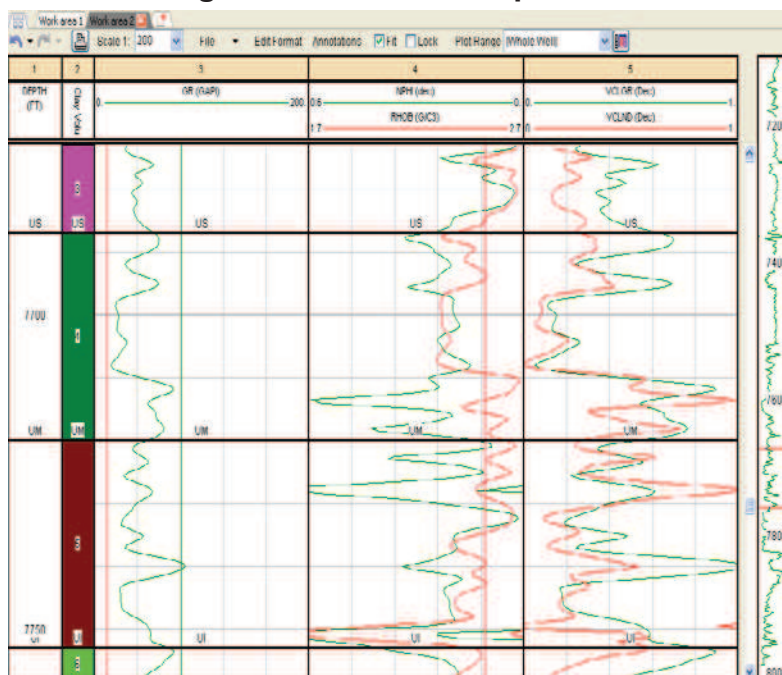
Figura 2.28: Split Zone



Fuente: InteractivePetrophysics

Elaborado por: Lesly G. Gálvez, Héctor D. Cusme

Figura 2.29: Arenas Separadas

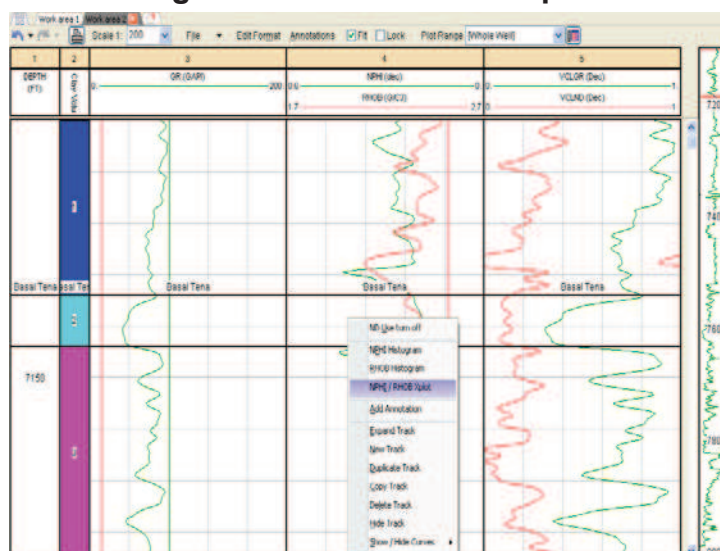


Fuente: InteractivePetrophysics

Elaborado por: Lesly G. Gálvez, Héctor D. Cusme

14. Ajustar el indicador de arcillosidad combinado Density-Neutrónico, se utiliza la opción “NPHI/RHOB XPlot” que aparece haciendo clic derecho en la pista 4 y en cada una de las zonas de interés. (Figura 2.30)

Figura 2.30: NPHI/RHOB Xplot

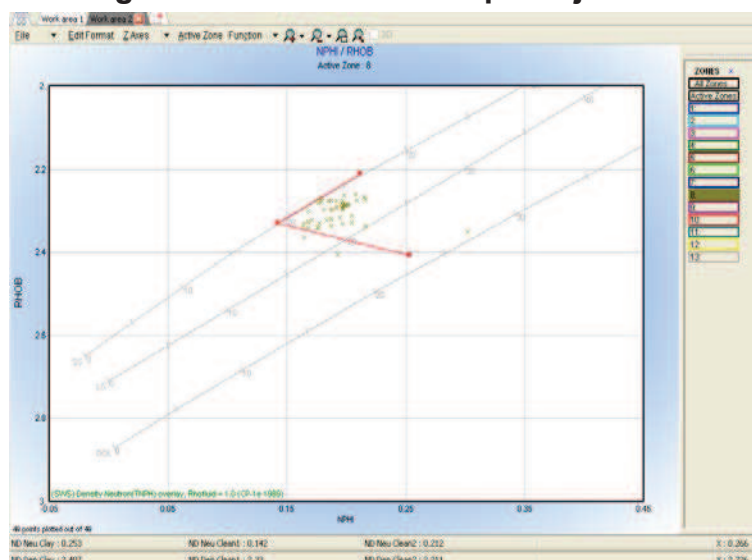


Fuente: InteractivePetrophysics

Elaborado por: Lesly G. Gálvez, Héctor D. Cusme

El ajuste consiste en ubicar las líneas móviles en una ubicación que abarquen la mayor cantidad de puntos de la zona, ver Figura 2.31. Con este ajuste se modificará los valores de la curva VCLND de la pista 5 (Figura 2.32).

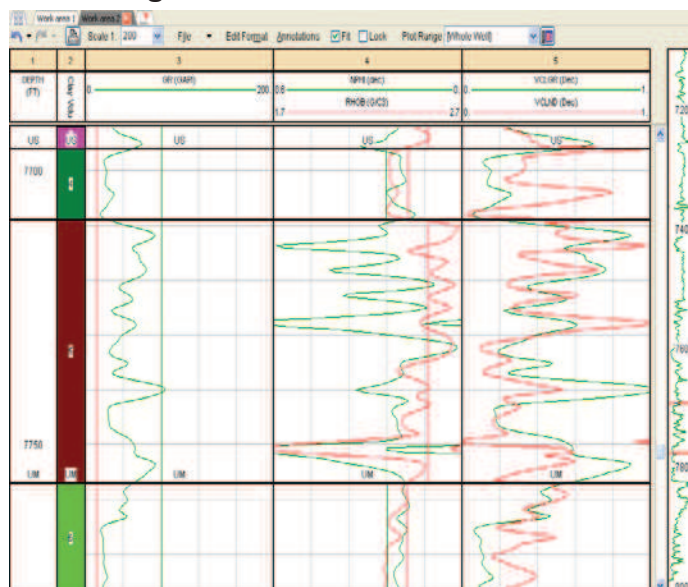
Figura 2.31: NPHI/RHOB Xplot Ajustado



Fuente: InteractivePetrophysics

Elaborado por: Lesly G. Gálvez, Héctor D. Cusme

Figura 2.32: VCLND Modificado

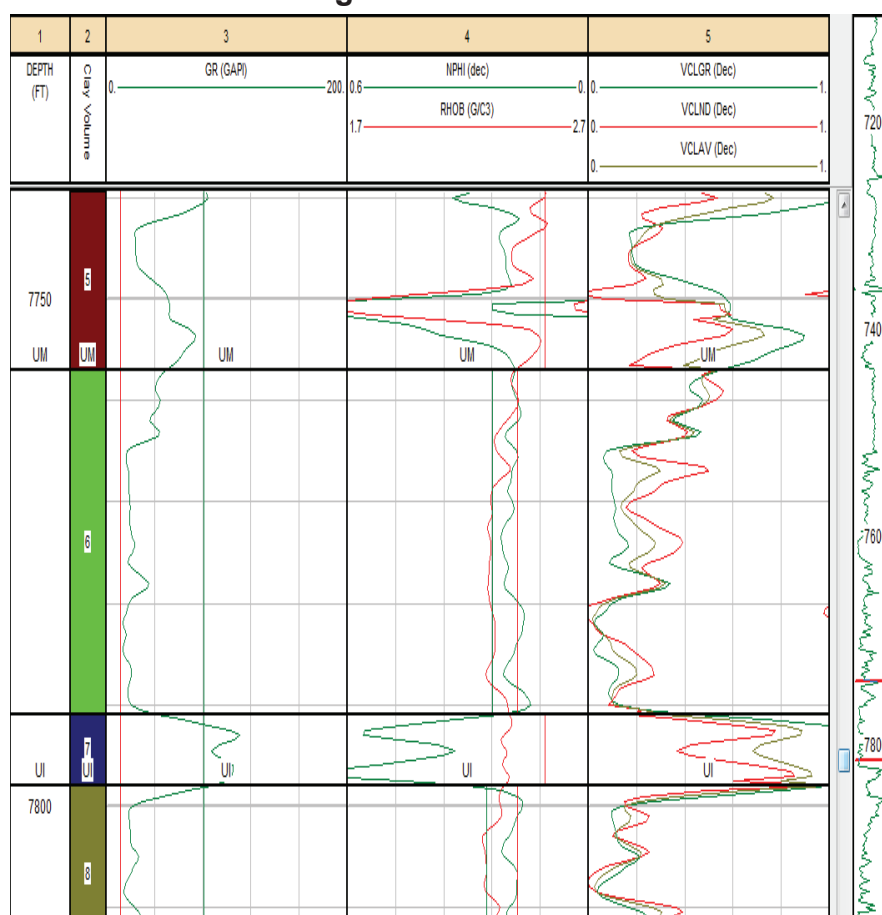


Fuente: InteractivePetrophysics

Elaborado por: Lesly G. Gálvez, Héctor D. Cusme

15. Al tener dos valores de volumen de arcilla, VCLGR y VCLND, lo recomendable es sacar un promedio, se hace clic en el encabezado de la pista 5 y en donde dice “Curve Name” agregamos la curva VCLAV que es el volumen de arcilla promedio. (Figura 2.33)

Figura 2.33: VCLAV



Fuente: InteractivePetrophysics

Elaborado por: Lesly G. Gálvez, Héctor D. Cusme

16. Para ubicar el nombre de nuestras zonas de interés y aparezcan posteriormente en los resultados buscamos en la barra de herramientas la opción “DisplayClayVolumeanalysisparameters” y en la columna “ZoneName” de la pestaña “ZoneDepths” ponemos el nombre de nuestras arenas.

Figura 2.34: Clay Volume Parameters

| Zone # | Zone Name | Zone Top | Zone Bottom | Zone Color | Lock Zone | Link Clay Para | Link Plot/Clay |
|--------|------------|----------|-------------|------------|-----------|----------------|----------------|
| 1 | | 7169 | 7134 | Default | | | |
| 2 | Basal Tena | 7134 | 7144 | Default | | | |
| 3 | | 7144 | 7696 | Default | | | |
| 4 | JS | 7696 | 7709 | Default | | | |
| 5 | | 7709 | 7757 | Default | | | |
| 6 | JM | 7757 | 7791 | Default | | | |
| 7 | | 7791 | 7798 | Default | | | |
| 8 | JR | 7798 | 7822 | Default | | | |
| 9 | | 7822 | 7917 | Default | | | |
| 10 | TS | 7917 | 7951.5 | Default | | | |
| 11 | | 7951.5 | 7980 | Default | | | |
| 12 | TE | 7980 | 7989 | Default | | | |
| 13 | | 7989 | 8012 | Default | | | |

Fuente: InteractivePetrophysics

Elaborado por: Lesly G. Gálvez, Héctor D. Cusme

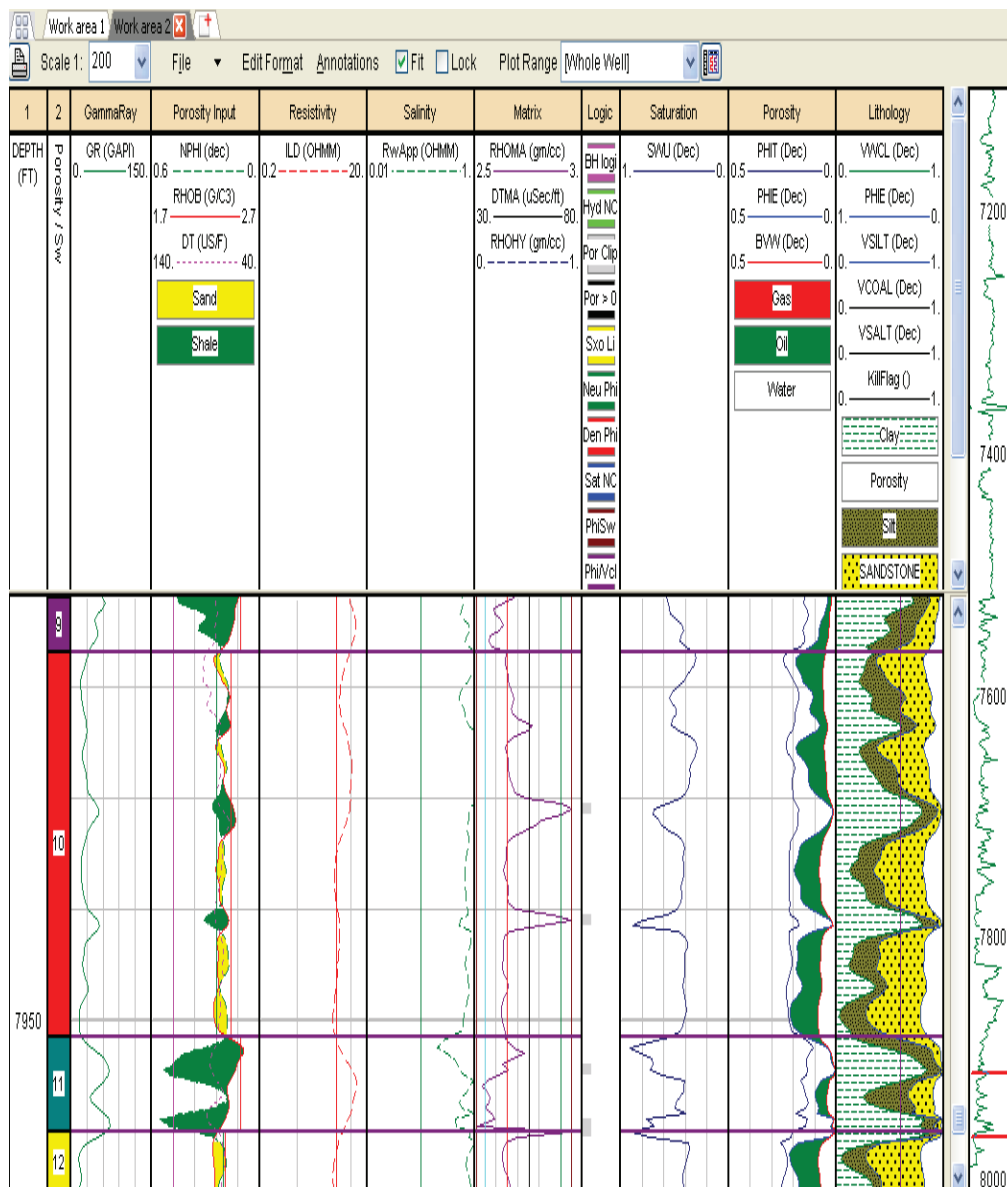
17. Para ejecutar el análisis para determinar la saturación de agua y porosidad se va en la barra de herramientas a la opción con el ícono “ ϕ_{Sw} ” y se desplegará un cuadro, véase Figura 2.35. Aquí escogeremos las curvas que se utilizarán en el análisis, el modelo para determinar la porosidad, donde se escogió el modelo “NeutronDensity”, y la ecuación para calcular la saturación de agua, por lo que ya se explicó, se utilizó la ecuación de Indonesian. Luego se desplegará el gráfico de la Figura 2.36, que muestra los resultados del análisis de porosidad y saturación.

Figura 2.35: Porosity and Water Saturation Analysis

Fuente: InteractivePetrophysics

Elaborado por: Lesly G. Gálvez, Héctor D. Cusme

Figura 2.36: Gráfico Phi Sw



Fuente: InteractivePetrophysics

Elaborado por: Lesly G. Gálvez, Héctor D. Cusme

18. En la barra de herramientas se da clic en “DisplayPorosity and WaterSaturationanalysisparameters”, para ingresar los valores de R_w y R_{mf} previamente calculados con sus respectivas temperaturas en las zonas de interés. (Figura 2.37)

Figura 2.37: Phi Sw Analysis Parameters

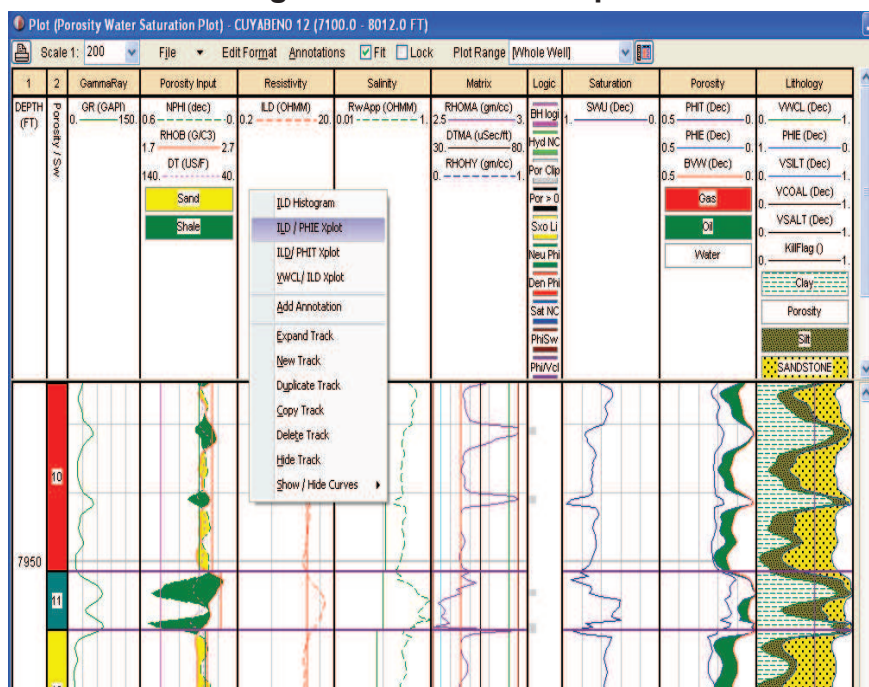
| Zone # | Rw | Temp | Rmf | Temp | Rwb | Temp | Rmf | Temp | Rho | Salin |
|--------|-------|--------|-------|--------|-----|------|-----|------|-----|-------|
| 1 | 0.1 | 60. | 0.1 | 60. | 0.1 | 60. | 0.1 | 60. | | |
| 2 | 0.059 | 171.4 | 0.566 | 171.4 | 0.1 | 60. | 0.1 | 60. | | |
| 3 | 0.1 | 60. | 0.1 | 60. | 0.1 | 60. | 0.1 | 60. | | |
| 4 | 0.059 | 182. | 0.546 | 178.25 | 0.1 | 60. | 0.1 | 60. | | |
| 5 | 0.1 | 60. | 0.1 | 60. | 0.1 | 60. | 0.1 | 60. | | |
| 6 | 0.125 | 179.12 | 0.543 | 179.12 | 0.1 | 60. | 0.1 | 60. | | |
| 7 | 0.1 | 60. | 0.1 | 60. | 0.1 | 60. | 0.1 | 60. | | |
| 8 | 0.115 | 179.43 | 0.542 | 179.43 | 0.1 | 60. | 0.1 | 60. | | |
| 9 | 0.1 | 60. | 0.1 | 60. | 0.1 | 60. | 0.1 | 60. | | |
| 10 | 0.115 | 181.48 | 0.536 | 181.48 | 0.1 | 60. | 0.1 | 60. | | |
| 11 | 0.1 | 60. | 0.1 | 60. | 0.1 | 60. | 0.1 | 60. | | |
| 12 | 0.074 | 181.56 | 0.536 | 181.56 | 0.1 | 60. | 0.1 | 60. | | |
| 13 | 0.1 | 60. | 0.1 | 60. | 0.1 | 60. | 0.1 | 60. | | |

Fuente: InteractivePetrophysics

Elaborado por: Lesly G. Gálvez, Héctor D. Cusme

19. En la pista de Resistividad hacer clic derecho en las zonas de interés y escoger la opción ILD/PHIE Xplot (Figura 2.38). Se coloca la línea roja de manera que abarque la mayor cantidad de puntos, ver Figura 2.39.

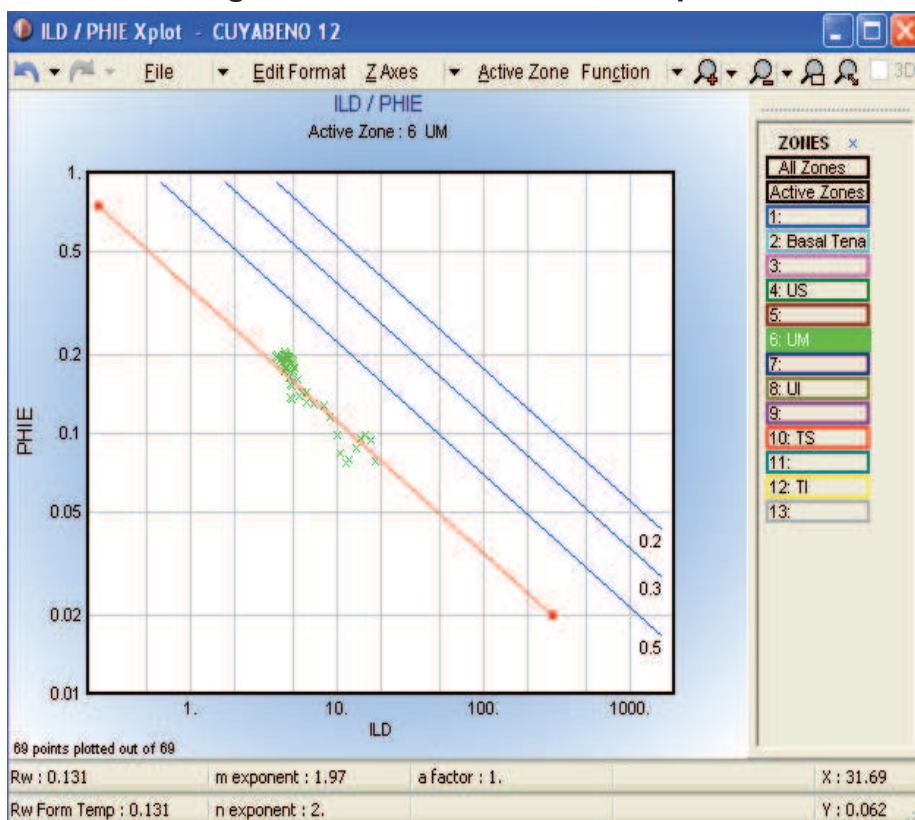
Figura 2.38: ILD/PHIE Xplot



Fuente: InteractivePetrophysics

Elaborado por: Lesly G. Gálvez, Héctor D. Cusme

Figura 2.39: Uso del ILD/PHIE Xplot



Fuente: InteractivePetrophysics

Elaborado por: Lesly G. Gálvez, Héctor D. Cusme

20. Establecer los valores, mediante la opción "Cutoffs and Summation", ícono de la barra de herramientas, los valores ingresados son 8% para la porosidad, 50% para la saturación de agua y 50% para el volumen de arcilla. (Figura 2.40)

En los resultados de este análisis el programa destaca dos tipos de indicadores (Figura 2.41); en color verde la zona considerada como reservorio con posibilidad de tener hidrocarburo y en color rojo como zona de pago.

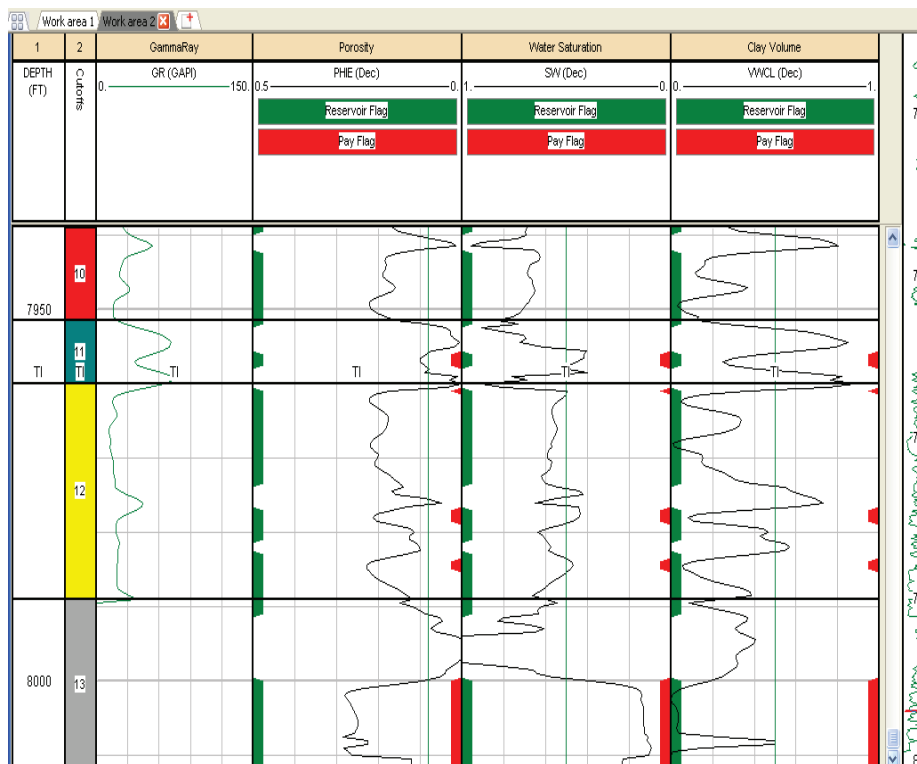
Figura 2.40: Cutoffs and Summation Report

| Report Title | Report 1 | | Report 2 | | Report 3 | | Report 4 | | Report 5 | |
|--------------------|-------------------------------------|-------------------------------------|-------------------------------------|-------------------------------------|--------------------------|-------------------------------------|--------------------------|-------------------------------------|--------------------------|-------------------------------------|
| | Reservoir | Pay | Reservoir | Pay | | | | | | |
| Short Name | Res | Res | Pay | Pay | | | | | | |
| Use report | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> |
| Cutoff | Default | Default | Default | Default | Default | Default | Default | Default | Default | Default |
| Name | Cut Value | Use | Cut Value | Use | Cut Value | Use | Cut Value | Use | Cut Value | Use |
| 1 Porosity | 0.08 | <input checked="" type="checkbox"/> | 0.08 | <input checked="" type="checkbox"/> | 0.1 | <input checked="" type="checkbox"/> | 0.1 | <input checked="" type="checkbox"/> | 0.1 | <input checked="" type="checkbox"/> |
| 2 Water Saturation | 0.5 | <input type="checkbox"/> | 0.5 | <input checked="" type="checkbox"/> | 0.5 | <input type="checkbox"/> | 0.5 | <input type="checkbox"/> | 0.5 | <input type="checkbox"/> |
| 3 Clay Volume | 0.5 | <input checked="" type="checkbox"/> | 0.5 | <input checked="" type="checkbox"/> | 0.5 | <input checked="" type="checkbox"/> | 0.5 | <input checked="" type="checkbox"/> | 0.5 | <input checked="" type="checkbox"/> |
| 4 | 0. | <input type="checkbox"/> | 0. | <input type="checkbox"/> | 0. | <input type="checkbox"/> | 0. | <input type="checkbox"/> | 0. | <input type="checkbox"/> |
| 5 | 0. | <input type="checkbox"/> | 0. | <input type="checkbox"/> | 0. | <input type="checkbox"/> | 0. | <input type="checkbox"/> | 0. | <input type="checkbox"/> |
| 6 | 0. | <input type="checkbox"/> | 0. | <input type="checkbox"/> | 0. | <input type="checkbox"/> | 0. | <input type="checkbox"/> | 0. | <input type="checkbox"/> |
| 7 | 0. | <input type="checkbox"/> | 0. | <input type="checkbox"/> | 0. | <input type="checkbox"/> | 0. | <input type="checkbox"/> | 0. | <input type="checkbox"/> |
| 8 | 0. | <input type="checkbox"/> | 0. | <input type="checkbox"/> | 0. | <input type="checkbox"/> | 0. | <input type="checkbox"/> | 0. | <input type="checkbox"/> |
| 9 | 0. | <input type="checkbox"/> | 0. | <input type="checkbox"/> | 0. | <input type="checkbox"/> | 0. | <input type="checkbox"/> | 0. | <input type="checkbox"/> |
| 10 | 0. | <input type="checkbox"/> | 0. | <input type="checkbox"/> | 0. | <input type="checkbox"/> | 0. | <input type="checkbox"/> | 0. | <input type="checkbox"/> |

Fuente: InteractivePetrophysics

Elaborado por: Lesly G. Gálvez, Héctor D. Cusme

Figura 2.41: Zonas Reservorio y de Pago



Fuente: InteractivePetrophysics

Elaborado por: Lesly G. Gálvez, Héctor D. Cusme

21. En la opción “DisplayCutoff and Summation”, se puede observar los resultados finales de la evaluación del pozo, y en la pestaña “PayResults” se ve los parámetros petrofísicos calculados para el pozo. (Figura 2.42).

Figura 2.42: PayResults

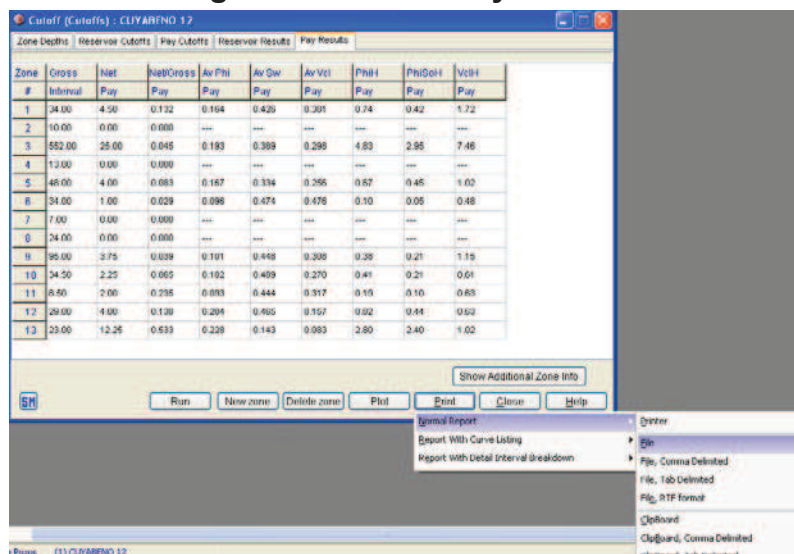
| Zone # | Gross Interval | Net Pay | Net/Gross Pay | Av Phi | Av Sw | Av Vcl | PhiH | PhiSoH | VclH |
|--------|----------------|---------|---------------|--------|-------|--------|------|--------|------|
| 1 | 34.00 | 4.50 | 0.132 | 0.164 | 0.426 | 0.381 | 0.74 | 0.42 | 1.72 |
| 2 | 10.00 | 0.00 | 0.000 | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 3 | 552.00 | 25.00 | 0.045 | 0.193 | 0.389 | 0.298 | 4.83 | 2.95 | 7.46 |
| 4 | 13.00 | 0.00 | 0.000 | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 5 | 48.00 | 4.00 | 0.083 | 0.167 | 0.334 | 0.256 | 0.67 | 0.45 | 1.02 |
| 6 | 34.00 | 1.00 | 0.029 | 0.096 | 0.474 | 0.476 | 0.10 | 0.05 | 0.48 |
| 7 | 7.00 | 0.00 | 0.000 | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 8 | 24.00 | 0.00 | 0.000 | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 9 | 95.00 | 3.75 | 0.039 | 0.101 | 0.448 | 0.308 | 0.38 | 0.21 | 1.15 |
| 10 | 34.50 | 2.25 | 0.065 | 0.182 | 0.489 | 0.270 | 0.41 | 0.21 | 0.61 |
| 11 | 8.50 | 2.00 | 0.235 | 0.093 | 0.444 | 0.317 | 0.19 | 0.10 | 0.63 |
| 12 | 29.00 | 4.00 | 0.138 | 0.204 | 0.465 | 0.157 | 0.82 | 0.44 | 0.63 |
| 13 | 23.00 | 12.25 | 0.533 | 0.228 | 0.143 | 0.083 | 2.80 | 2.40 | 1.02 |

Fuente: InteractivePetrophysics

Elaborado por: Lesly G. Gálvez, Héctor D. Cusme

Para tener los resultados en texto, se escoge la opción Print, Normal report y File (Figura 2.43), y el archivo se presenta como la Figura 2.44.

Figura 2.43: Save Pay Results



Fuente: InteractivePetrophysics

Elaborado por: Lesly G. Gálvez, Héctor D. Cusme

Figura 2.44: Pay Summary

Cutoff.txt - Notepad
 File Edit Format View Help
 Date : 02/17/2013 23:05:56

Reservoir SUMMARY

| Zn # | Zone Name | Top | Bottom | Gross | Net | N/G | Av Phi | Av Sw | Av Vcl Ar1 | Phi*H | Phiso*H |
|------|------------|---------|---------|--------|--------|-------|--------|-------|------------|-------|---------|
| 1 | | 7100.00 | 7134.00 | 34.00 | 9.00 | 0.265 | 0.151 | 0.547 | 0.412 | 1.36 | 0.61 |
| 2 | Basal Tena | 7134.00 | 7144.00 | 10.00 | 9.25 | 0.925 | 0.157 | 0.961 | 0.315 | 1.46 | 0.06 |
| 3 | | 7144.00 | 7696.00 | 552.00 | 113.75 | 0.206 | 0.154 | 0.616 | 0.333 | 17.54 | 6.74 |
| 4 | US | 7696.00 | 7709.00 | 13.00 | 11.75 | 0.904 | 0.166 | 0.897 | 0.254 | 1.95 | 0.20 |
| 5 | | 7709.00 | 7757.00 | 48.00 | 8.75 | 0.182 | 0.145 | 0.500 | 0.226 | 1.27 | 0.63 |
| 6 | UM | 7757.00 | 7791.00 | 34.00 | 32.75 | 0.963 | 0.172 | 0.750 | 0.214 | 5.64 | 1.41 |
| 7 | | 7791.00 | 7798.00 | 7.00 | 0.25 | 0.036 | 0.143 | 0.706 | 0.305 | 0.04 | 0.01 |
| 8 | UI | 7798.00 | 7822.00 | 24.00 | 23.25 | 0.969 | 0.190 | 0.787 | 0.153 | 4.43 | 0.94 |
| 9 | | 7822.00 | 7917.00 | 95.00 | 13.50 | 0.142 | 0.100 | 0.539 | 0.272 | 1.34 | 0.62 |
| 10 | TS | 7917.00 | 7951.50 | 34.50 | 27.00 | 0.783 | 0.166 | 0.649 | 0.248 | 4.48 | 1.58 |
| 11 | | 7951.50 | 7960.00 | 8.50 | 2.75 | 0.324 | 0.098 | 0.547 | 0.288 | 0.27 | 0.12 |
| 12 | TI | 7960.00 | 7989.00 | 29.00 | 23.75 | 0.819 | 0.185 | 0.550 | 0.223 | 4.39 | 1.97 |
| 13 | | 7989.00 | 8012.00 | 23.00 | 14.50 | 0.630 | 0.211 | 0.182 | 0.102 | 3.06 | 2.50 |
| | All Zones | 7100.00 | 8012.00 | 912.00 | 290.25 | 0.318 | 0.163 | 0.631 | 0.269 | 47.21 | 17.40 |

Pay SUMMARY

| Zn # | Zone Name | Top | Bottom | Gross | Net | N/G | Av Phi | Av Sw | Av Vcl Ar1 | Phi*H | Phiso*H |
|------|------------|---------|---------|--------|-------|-------|--------|-------|------------|-------|---------|
| 1 | | 7100.00 | 7134.00 | 34.00 | 4.50 | 0.132 | 0.164 | 0.426 | 0.381 | 0.74 | 0.42 |
| 2 | Basal Tena | 7134.00 | 7144.00 | 10.00 | 0.00 | 0.000 | --- | --- | --- | --- | --- |
| 3 | | 7144.00 | 7696.00 | 552.00 | 25.00 | 0.045 | 0.193 | 0.389 | 0.298 | 4.83 | 2.95 |
| 4 | US | 7696.00 | 7709.00 | 13.00 | 0.00 | 0.000 | --- | --- | --- | --- | --- |
| 5 | | 7709.00 | 7757.00 | 48.00 | 4.00 | 0.083 | 0.167 | 0.334 | 0.256 | 0.67 | 0.45 |
| 6 | UM | 7757.00 | 7791.00 | 34.00 | 1.00 | 0.029 | 0.096 | 0.474 | 0.476 | 0.10 | 0.05 |
| 7 | | 7791.00 | 7798.00 | 7.00 | 0.00 | 0.000 | --- | --- | --- | --- | --- |
| 8 | UI | 7798.00 | 7822.00 | 24.00 | 0.00 | 0.000 | --- | --- | --- | --- | --- |
| 9 | | 7822.00 | 7917.00 | 95.00 | 3.75 | 0.039 | 0.101 | 0.448 | 0.308 | 0.38 | 0.21 |
| 10 | TS | 7917.00 | 7951.50 | 34.50 | 2.25 | 0.065 | 0.182 | 0.489 | 0.270 | 0.41 | 0.21 |
| 11 | | 7951.50 | 7960.00 | 8.50 | 2.00 | 0.235 | 0.093 | 0.444 | 0.317 | 0.19 | 0.10 |
| 12 | TI | 7960.00 | 7989.00 | 29.00 | 4.00 | 0.138 | 0.204 | 0.465 | 0.157 | 0.82 | 0.44 |
| 13 | | 7989.00 | 8012.00 | 23.00 | 12.25 | 0.533 | 0.228 | 0.143 | 0.083 | 2.80 | 2.40 |
| | All Zones | 7100.00 | 8012.00 | 912.00 | 58.75 | 0.064 | 0.186 | 0.338 | 0.250 | 10.92 | 7.23 |

CUTOFFS USED

| Zn # | Zone Name | Top | Bottom | Min. Height | Phi PHIE | Sw Sw | Vcl VWCL |
|------|------------|---------|---------|-------------|----------|-------|----------|
| 1 | Reservoir | 7100.00 | 7134.00 | 0. | >= 0.08 | | <= 0.5 |
| 2 | Basal Tena | 7134.00 | 7144.00 | 0. | >= 0.08 | | <= 0.5 |
| 3 | | 7144.00 | 7696.00 | 0. | >= 0.08 | | <= 0.5 |
| 4 | US | 7696.00 | 7709.00 | 0. | >= 0.08 | | <= 0.5 |
| 5 | | 7709.00 | 7757.00 | 0. | >= 0.08 | | <= 0.5 |
| 6 | UM | 7757.00 | 7791.00 | 0. | >= 0.08 | | <= 0.5 |

Fuente: InteractivePetrophysics

Elaborado por: Lesly G. Gálvez, Héctor D. Cusme

2.15.1 RESULTADOS

Una vez exportados los resultados del InteractivePetrophysics por arena y de cada pozo se procede a calcular el promedio que a continuación se presentan en la tabla 2.5.

En el cual espesor neto y total se encuentran en pies, porosidad (PHIE), saturación de agua (Sw) y contenido de arcilla (Vsh) en fracción, así mismo se tiene la relación entre espesor neto y total (N/G).

Tabla 2.5: Resultados promedios por arena

| Campo | Arena | ESPESOR NETO | PHI | SW | SO | VCL |
|-------------------|-------------------|--------------|-------|-------|-------|-------|
| CUYABENO | Basal Tena | 8.423 | 0.139 | 0.974 | 0.026 | 0.275 |
| | Us | 14.846 | 0.153 | 0.526 | 0.474 | 0.286 |
| | Um | 9.010 | 0.133 | 0.468 | 0.532 | 0.275 |
| | Ui | 60.240 | 0.193 | 0.599 | 0.401 | 0.148 |
| | Ts | 24.519 | 0.136 | 0.505 | 0.495 | 0.29 |
| | Ti | 38.327 | 0.184 | 0.865 | 0.135 | 0.144 |
| SANSAHUARI | Basal Tena | 14.810 | 0.143 | 0.838 | 0.162 | 0.290 |
| | Us | 31.960 | 0.163 | 0.494 | 0.506 | 0.202 |
| | Um | 9.313 | 0.132 | 0.354 | 0.646 | 0.251 |
| | UI | 47.358 | 0.187 | 0.666 | 0.334 | 0.164 |
| | Ts | 26.167 | 0.144 | 0.367 | 0.633 | 0.241 |
| | Ti | 51.792 | 0.177 | 0.911 | 0.089 | 0.159 |

Fuente: InteractivePetrophysics

Elaborado por: Lesly G. Gálvez, Héctor D. Cusme

En el Anexo 2.5 presentamos los parámetros petrofísicos resultado del programa InteractivePetrophysics por arena de cada pozo.

CAPÍTULO 3

CÁLCULO DE RESERVAS POR YACIMIENTO

3.1 RESERVAS

Son las cantidades estimadas de hidrocarburos que pueden ser extraídos del yacimiento bajo condiciones técnicas y económicamente rentables.

Todos los estimados de reservas involucran algún grado de incertidumbre. La incertidumbre depende principalmente de la cantidad de datos de ingeniería y geología, confiables y disponibles a la fecha del estimado y de la interpretación de estos datos.

Las reservas se clasifican de acuerdo al grado de desarrollo en Desarrolladas y No Desarrolladas. También las reservas pueden clasificarse de acuerdo a la energía del yacimiento en Primarias y Secundarias, de acuerdo a la incertidumbre en Reservas Probadas, Probables y Posibles.⁹

3.2 RESERVAS DE ACUERDO A LA ENERGÍA DEL YACIMIENTO

3.2.1 RESERVAS PRIMARIAS

Son los volúmenes de reservas que se pueden recuperar, con energía propia o natural del yacimiento, en función de su mecanismo de producción.¹⁰

⁹ PDVSA, "Estimación y Cálculo de Reservas de Hidrocarburos", 1997, pág 22,24.

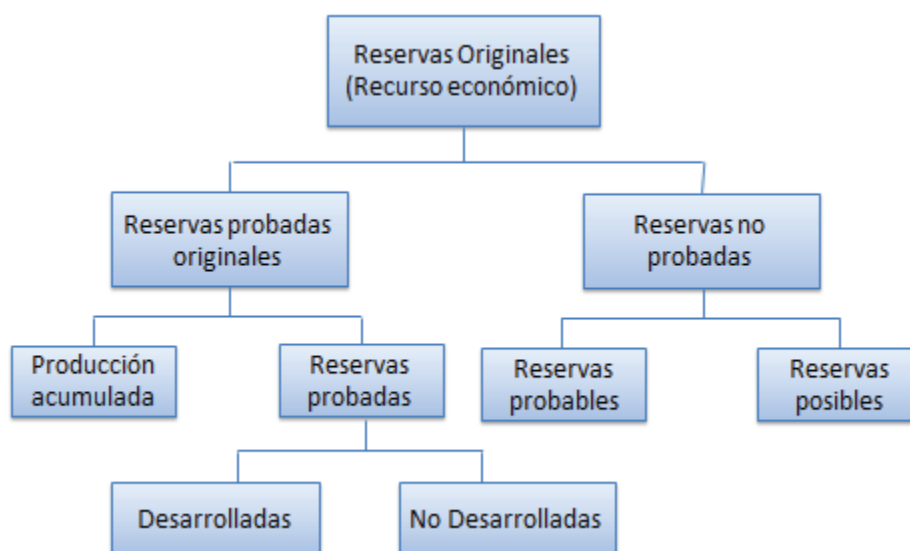
¹⁰ PDVSA, "Estimación y Cálculo de Reservas de Hidrocarburos", 1997, pág 22,24.

3.2.2 RESERVAS SECUNDARIAS

Son los volúmenes adicionales que se pudieran producir, resultante de la incorporación de energía adicional al yacimiento por la inyección de agua, gas y cualquier otro fluido o energía que ayude a la extracción del petróleo.¹¹

3.3 RESERVAS DE ACUERDO AL GRADO DE CERTIDUMBRE

3.3.1 CLASIFICACIÓN DE RESERVAS



Elaborado por: Lesly G. Gálvez, Héctor D. Cusme

3.3.2 RESERVAS PROBADAS

Son las cantidades estimadas de petróleo crudo, gas natural, condensado y sustancias asociadas, recuperables con razonable certeza de yacimientos conocidos, de acuerdo a la información geológica y de ingeniería disponible y bajo condiciones tecnológicas, económicas y regulaciones gubernamentales vigentes.¹²

Pueden ser subdivididas por:

¹¹ PDVSA, "Estimación y Cálculo de Reservas de Hidrocarburos", 1997, pág 22,24.

¹² PDVSA CIED, "Estimación y Cálculo de Reservas de Hidrocarburos", 1997 pág. 47.

3.3.2.1 Reservas por el grado de Desarrollo

Se subdividen de acuerdo al grado de desarrollo en: Reservas Desarrolladas y No Desarrolladas.

3.3.2.1.1 Reservas Desarrolladas

Son las reservas probadas, recuperables a través de los pozos e instalaciones existentes.

3.3.2.1.2 Reservas No Desarrolladas

Son las reservas probadas de petróleo crudo, gas natural, condensado y sustancias asociadas, que se pueden recuperar comercialmente a través de pozos adicionales a perforar e instalaciones existentes.

Se consideran reservas no desarrolladas, los volúmenes contenidos en los siguientes casos:

1. En áreas de yacimientos que requieren perforaciones de desarrollo adicional.
2. Reservas detrás de la tubería, cuando la información de registros disponibles sea confiable a juicio del evaluador.

3.3.3 RESERVAS NO PROBADAS

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

Las reservas no probadas pueden ser estimadas asumiendo condiciones económicas futuras diferentes a las vigentes a la fecha del estimado. El efecto de posibles mejoras futuras en las condiciones económicas y desarrollo tecnológico

puede ser expresado por una clasificación apropiada de las cantidades de reservas en probables y posibles.

3.3.3.1 Reservas Probables

Son las cantidades estimados de petróleo, gas natural, condensados y sustancias asociadas, atribuibles a acumulaciones conocida en los cuales la información geológica y de ingeniería indica desde el punto de vista de su recuperación, un grado mayor de incertidumbre comparado con el de las reservas probadas, bajo condiciones tecnológicas y regulaciones gubernamentales vigentes.¹³

En general, las reservas probables pueden incluir:

1. Reservas que se anticipaban como probadas por perforación pero el control del subsuelo es inadecuado para clasificar estas reservas como probadas.
2. Reservas en formaciones que parecen ser productivas y están basadas en características de perfiles eléctricos pero faltan datos de núcleos o pruebas definitivas y que no son análogos a reservorios en producción o reservorios probados existentes en el área,
3. Reservas atribuibles a un futuro reacondicionamiento, tratamiento, re-tratamiento, cambio de equipo u otro procedimiento mecánico, donde tal procedimiento no ha sido probado exitosamente en pozos que muestran similar comportamiento en reservorios análogos, y
4. Reservas incrementales en reservorios probados donde una interpretación alternativa de los datos de comportamiento o volumétricos indican reservas mayores a las que fueron clasificadas como probadas.

3.3.3.2 Reservas Posibles

¹³ PDVSA CIED, "Estimación y Cálculo de Reservas de Hidrocarburos", 1997, pág. 26,28

Son los volúmenes estimados de petróleo crudo, gas natural, condensado y sustancias asociadas, atribuibles a acumulaciones conocidas, en las cuales la información geológica y de ingeniería indica, con un grado mayor de incertidumbre al de las reservas probables.¹⁴

En general, las reservas posibles pueden incluir:

1. Reservas que, basadas en interpretaciones geológicas, podrían existir más allá del área clasificada como probable,
2. Reservas en formaciones que parecen contener petróleo basado en análisis de núcleos y registros, pero pueden no ser productivas a tasas comerciales.
3. Reservas atribuidas a métodos de recuperación mejorada cuando:
 - (a) Un proyecto piloto está planeado pero no en operación, y
 - (b) Las características de reservorio, roca y fluido son tales que existe una razonable duda que el proyecto será comercial.

3.4 MOTIVOS PARA QUE LAS RESERVAS CAMBIEN

Las reservas de un determinado campo o las de un conjunto son determinadas periódicamente y cambian por distintos motivos.

Producción: la producción del período siempre representa una disminución de reservas.

Incorporaciones: los desarrollos de cualquier tipo (perforación, proyectos de inyección de agua, re terminaciones de pozos) suman reservas en ciertas categorías (comprobadas desarrolladas), aunque pueden descontarse de otras (comprobadas no desarrolladas, probables o posibles) en las que estaban incluidas anteriormente.

Revisiones: Un nuevo estudio o análisis puede resultar en incrementos o disminuciones de reservas según sea el caso. Por ejemplo, una tendencia de la

¹⁴ PDVSA CIED, "Estimación y Cálculo de Reservas de Hidrocarburos", 1997, pág. 26,28

producción con mayor o menor declinación que la estimada en el período previo puede ser causa de una revisión negativa o positiva respectivamente.

Un nuevo estudio de desarrollo de una zona no analizada previamente o una nueva interpretación de zonas conocidas, pueden generar incrementos o disminuciones de reservas en cualquier categoría. Las variaciones de precios de venta de petróleo y gas también pueden generar cambios positivos o negativos ya que impactan sobre la economía de un desarrollo y sobre el límite económico de las reservas ya desarrolladas y en producción.

Adquisición o Venta: La compra o venta de una operación también es causa de un aumento o disminución de reservas de una Operadora.

Redistribución de Intereses: Como variante del caso anterior, la compra o venta de cierto interés de o a otros socios en una operación donde la Operadora ya participaba, ocasiona aumento o disminución de las reservas de una Operadora.

3.5 MÉTODOS PARA EL CÁLCULO DE RESERVAS

3.5.1 MÉTODO VOLUMÉTRICO

Se utiliza para calcular el volumen de hidrocarburo original en Sitio POES con base en el modelo geológico que geoméricamente describe el yacimiento y las propiedades de la roca y de los fluidos.

Este es empleado en las etapas iniciales donde se empieza a conocer el campo o yacimiento, se fundamenta en la estimación de las propiedades petrofísicas de la roca y de los fluidos que se encuentran en el yacimiento aun cuando no se ha empezado a producir.

3.5.1.1 Cálculo del Petróleo Original en Sitio (POES)

El petróleo Original en Sitio es el volumen de petróleo que se encuentra inicialmente en los yacimientos éste se calcula usando la ecuación:

$$POES = 7758 \frac{V_b \times \phi_e \times (1 - S_w)}{\beta_{oi}} \quad (\text{Ec. 3.1})$$

Donde:

Vb: Volumen bruto, acre-pie

Sw: Saturación inicial de agua, fracción

ϕ_e : Porosidad efectiva, fracción

Boi: Factor volumétrico de formación del petróleo inicial ,bls/BF

7758: Factor de conversión de unidades, bls/acre-pie

3.5.1.2 Índice de Hidrocarburo

El índice de Hidrocarburo (Ih) representa la fracción del espesor neto poroso de una roca saturada por hidrocarburos y se determina por la ecuación:

$$Ih = h_o \times \phi_e \times S_o \quad (\text{Ec. 3.2})$$

Ih: Índice de hidrocarburos, pies

ho: Espesor neto saturado de hidrocarburo, pies

ϕ_e : Porosidad efectiva, fracción

So: Saturación de petróleo, fracción

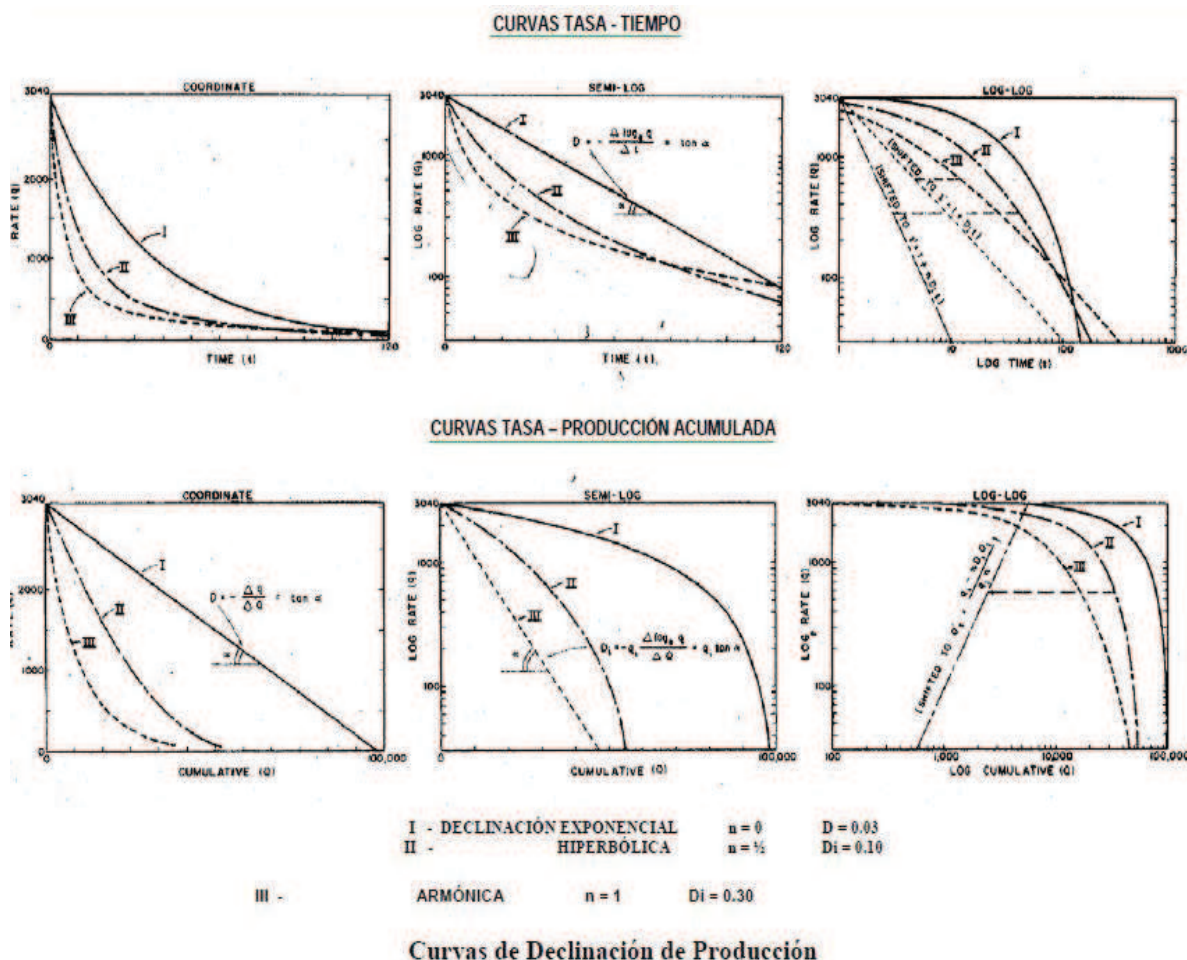
Para tener el índice de hidrocarburos como muestra el anexo 3.1 debemos tener los resultados de la evaluación petrofísica y cargarlos al Oil Fiel Manager TM (OFM) el mismo que nos permite hacer un gráfico en tres dimensiones con la posibilidad de girarlo a cualquier dirección sólo con cambiar el Azimut y Elevación para ello debemos ir a Properties – TabbedProperties - 3D en OFM y así poder tener una mejor visualización.

3.5.2 CURVAS DE COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN

Se emplean para calcular las reservas remanentes del yacimiento, gracias a la extrapolación del comportamiento de producción, con la finalidad de diagnosticar el tipo de mecanismo de empuje del reservorio, el factor de recobro y su historial de producción. Permitan establecer un modelo dinámico de los volúmenes de hidrocarburo presentes en el yacimiento.

Los principales tipos de curvas de declinación se refieren a las variables: producción diaria versus tiempo y producción diaria versus producción acumulada.

Figura 3.1: Curvas de Comportamiento de Producción



Fuente: Prácticas de Ingeniería de Yacimientos, Rivera Jose.

3.5.3 BALANCE DE MATERIALES

Se utiliza para calcular el petróleo original en sitio y cotejar con el resultado obtenido por el método Volumétrico. EL éxito de la aplicación de este método requiere la historia de presiones, datos de producción y análisis PVT de los fluidos del yacimiento, que permiten así mismo predecir el petróleo recuperable.

$$POES = \frac{Np[Bo + Bg(Rp - Rs)]}{Bo - Boi + (Rsi - Rs)Bg} \quad (\text{Ec. 3.3})$$

Donde:

- Np: Producción acumulada de petróleo, bls.
- Bo: Factor volumétrico del petróleo, bls/BF
- Bg: Factor volumétrico del gas
- Boi: Factor volumétrico de formación del petróleo inicial ,bls/BF
- Rp: Razón gas-petróleo aculada
- Rs: Razón gas discuelto-petróleo actual
- Rsi: Razón gas discuelto-petróleo inicial

Para el cálculo del Volumen bruto (Vb) se necesita multiplicar el espesor y el área del yacimiento para ello recurrimos al programa Oil Fiel Manager™ (OFM) que nos ofrece determinar el volumen del reservorio aplicando el método volumétrico.

3.6 CONTACTO AGUA PETRÓLEO (CAP)

El contorno del CAP es necesario tener para cada reservorio, el mismo que servirá para realizar los GRID MAP de cada propiedad petrofísica y así mismo para calcular el POES.

En la siguiente tabla tenemos los valores del CAP para cada yacimiento.

Tabla 3.1: Valores del CAP

| CAMPO | YACIMIENTO | AREA | CAP |
|------------------------|------------|-------|--------|
| | | ACRES | a 2012 |
| Cuyabeno Sansahuari | U SUPERIOR | 9155 | 6.880 |
| | U MEDIA | 8794 | 6.932 |
| | U INFERIOR | 7032 | 6.936 |
| | T SUPERIOR | 8888 | 7.066 |
| | T INFERIOR | 3736 | 7.090 |
| | TOTAL | 37605 | |

Fuente: Archivo Técnico EP PETROECUADOR
Elaborado por: Lesly G. Gálvez, Héctor D. Cusme

3.7 ÁREA DE LOS YACIMIENTOS

Para determinar el área de los yacimientos nos basamos con los mapas estructurales, utilizando las coordenadas UTM que tenemos en el Anexo 2.6. Tenemos que transformar las coordenadas UTM de Autocad del contorno de cada yacimiento en coordenadas XYZ con la ayuda de un convertidor y guardar en formato “.ano” para poder cargar al programa OFMTM y graficar un GridMap.

3.8 GRID MAP

Es una herramienta cuantitativa y analítica que ayuda a identificar anomalías de datos “cartografiados”. Su función es de permitir hacer estudios a nivel del yacimiento con respecto a una variable.

3.9 OIL FIELD MANAGER TM

OFM es un software de análisis de yacimiento y pozo que ayuda a gerencia de producción y el seguimiento de las reservas. Este software está diseñado para entregar un método eficiente de visión, relación y análisis de información de producción y yacimiento en una variedad de volumen de trabajo de ingeniería establecido.

Las tablas más importantes y las que debemos tener para el desarrollo de esta tesis son:

- **La Tabla Maestra Tipo Estático:** contiene toda la información básica de los pozos, incluyendo sus coordenadas.
- **La Tabla de Sort de Tipo Estático:** contiene toda la información que permitirá seleccionar, filtrar y agrupar información por diferentes categorías en nuestro caso ingresaremos la información petrofísica que se obtuvo del programa INTERACTIVE PETROPHYSICSTM.
- **La Tabla de Producción de Tipo Mensual:** con la información de producción mensual de los pozos.
- **La Tabla de Pruebas de Tipo Sporadic:** con la información de pruebas y muestras diarias de los pozos.

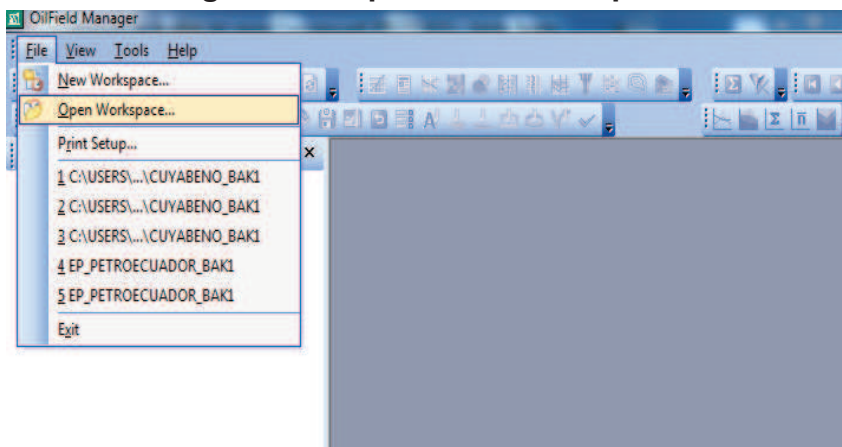
Antes de manejar el programa debemos tener el archivo .mdb que se trata de la base de datos para cargar al OFMTM entre esas están las tablas antes mencionadas, estas pueden estar en ACCES.

En ACCES se crean los registros de cada pozo tenemos la tabla MAESTRA la tabla SORT DE TIPO ESTÁTICO, la tabla MENSUAL estas tablas contienen la información que anteriormente se mencionó de acuerdo a su respectivo nombre.

Para determinar el POES con el software OFM se siguen los siguientes pasos:

- a) Vamos al menú File – Open Workspace (Figura 3.2) se abrirá una ventana para seleccionar nuestra base de datos como nuestro caso Cuyabeno.ofm y Abrir. (Figura 3.3).

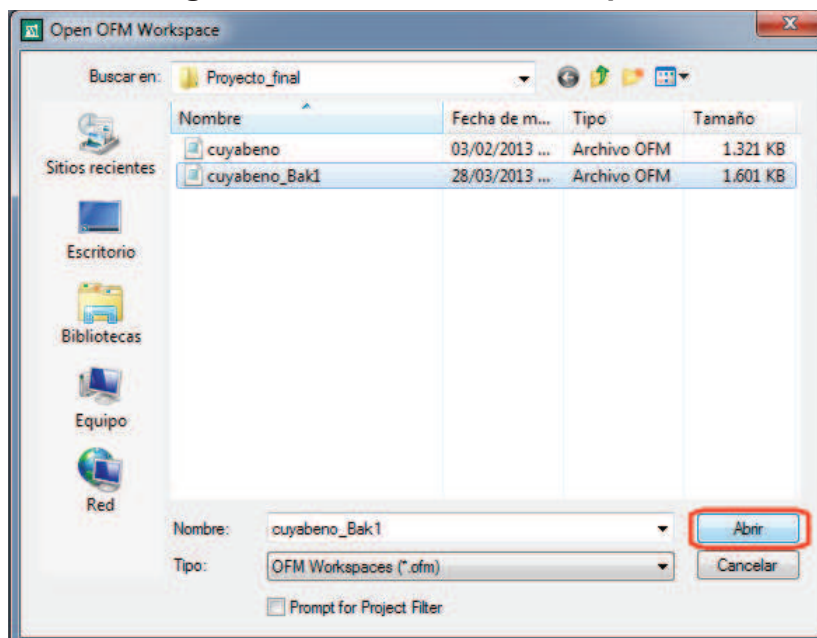
Figura 3.2: Open OFM Workspace



Fuente: Oil Field Manager™

Elaborado por: Lesly G. Gálvez, Héctor D. Cusme

Figura 3.3: Select OFM Workspace

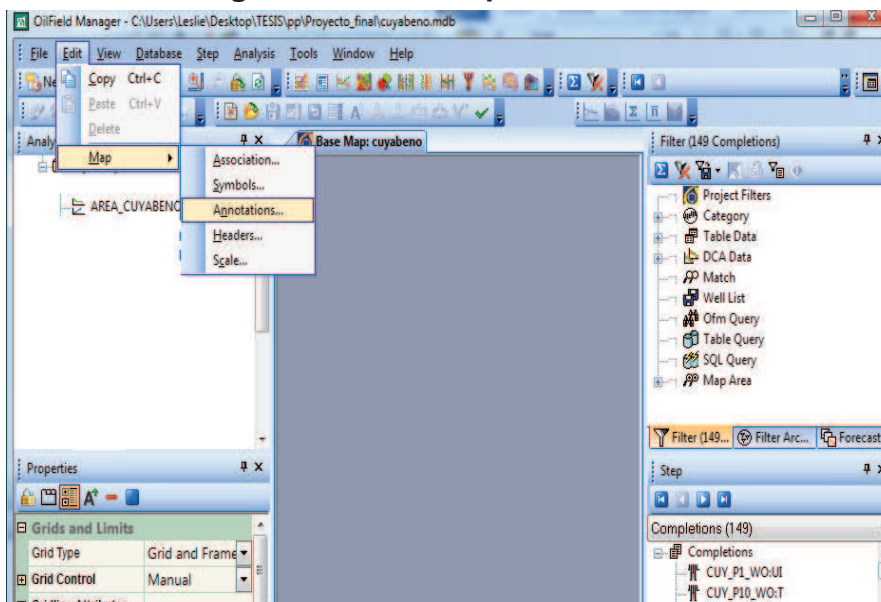


Fuente: Oil Field Manager™

Elaborado por: Lesly G. Gálvez, Héctor D. Cusme

- b) En el menú Edit vamos a Map luego Annotations y cargamos los contornos del CAP. (Figura 3.4, Figura 3.5)

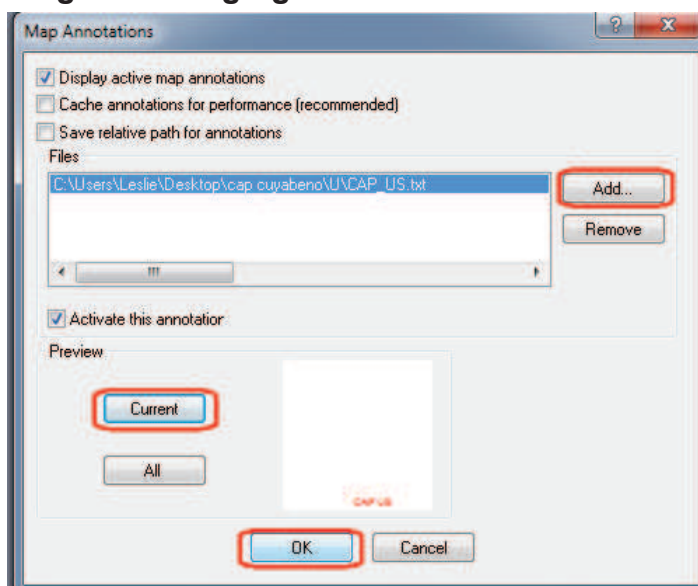
Figura 3.4: Edit Map Annotations



Fuente: Oil Field Manager™

Elaborado por: Lesly G. Gálvez, Héctor D. Cusme

Figura 3.5: Agregar Contorno de una Arena

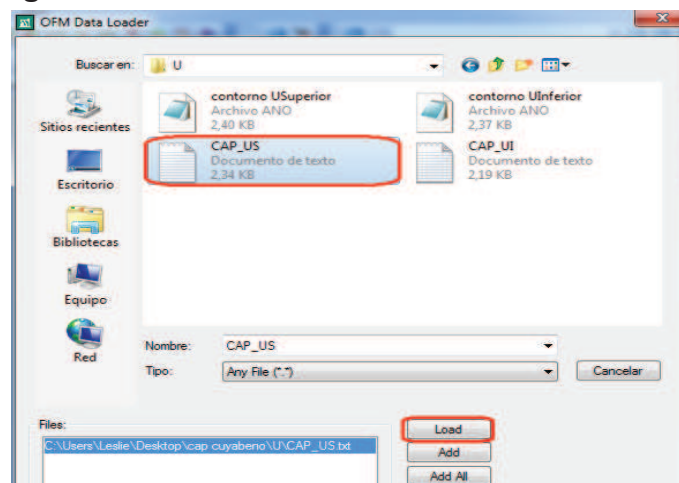


Fuente: Oil Field Manager™

Elaborado por: Lesly G. Gálvez, Héctor D. Cusme

- c) En Add buscamos nuestro cap de la arena deseada para posteriormente seleccionar Load. (Figura 3.6)

Figura 3.6: Seleccionar Contorno de una Arena

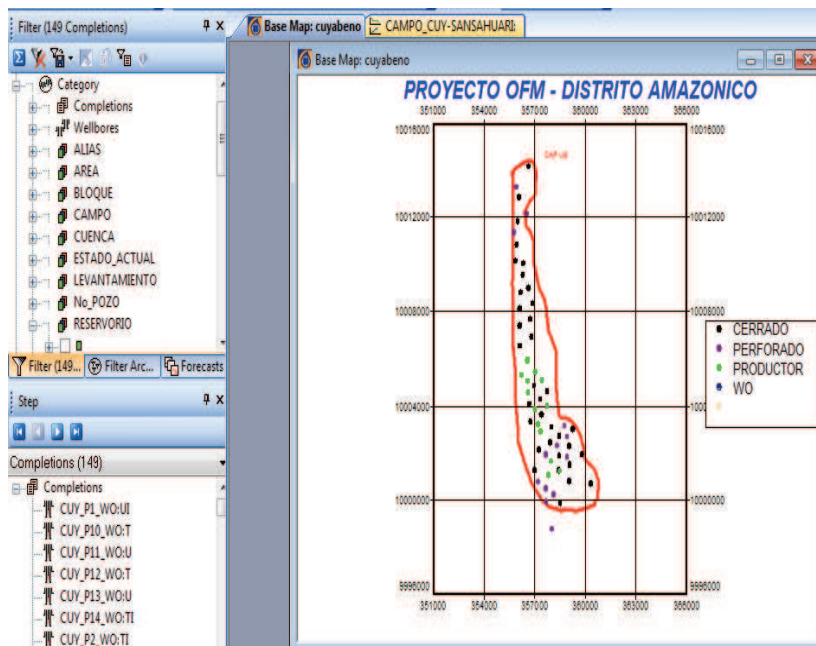


Fuente: Oil Field Manager™

Elaborado por: Lesly G. Gálvez, Héctor D. Cusme

- d) Una vez cargados los contornos del cap tenemos el mapa. Figura 3.7.

Figura 3.7: Contorno de Arena US

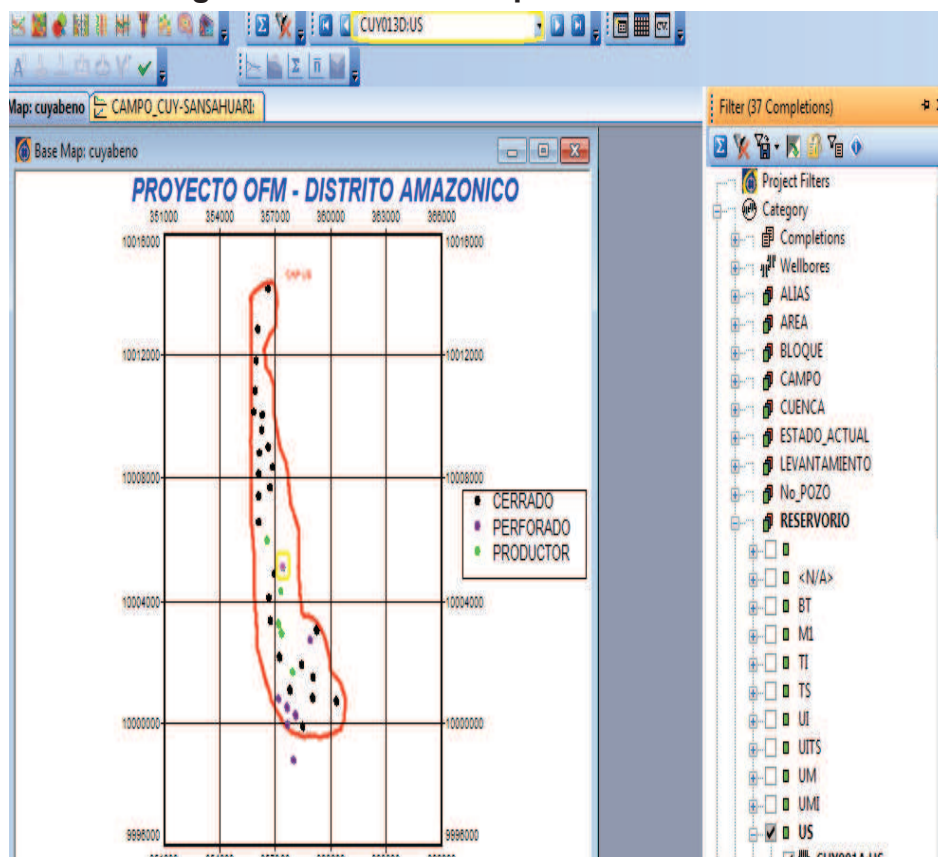


Fuente: Oil Field Manager™

Elaborado por: Lesly G. Gálvez, Héctor D. Cusme

- e) Ahora para seleccionar los pozos que pertenecen a nuestra arena nos vamos a Filter luego a Category seguidamente de RESERVORIO y por último escogemos la Arena, en este caso US. (Figura 3.8). Como podemos observar nuestros pozos productores son: CUY_31D, CUY_13D, CUY24D, CUY_40D, CUY_15, CUY_19.

Figura 3.8: Seleccionar pozos Productores

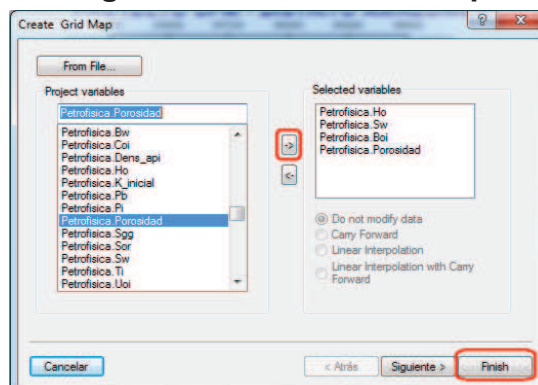


Fuente: Oil Field Manager™

Elaborado por: Lesly G. Gálvez, Héctor D. Cusme

- f) Procedemos a crear los GridMap para ello nos vamos a la opción Analysis y seleccionamos GridMap, se abre una ventana llamada CreateGridMap, luego, en Project Variables seleccionamos las variables de la lista con el nombre Petrofísica seguido del nombre de la propiedad petrofísica (Porosidad, Sw, Boi, Ho, Vcl), a estas variables las enviamos al recuadro Selec Variables con la ayuda de la flecha hacia la derecha. Figura 3.9.

Figura 3.9: Create Grid Map

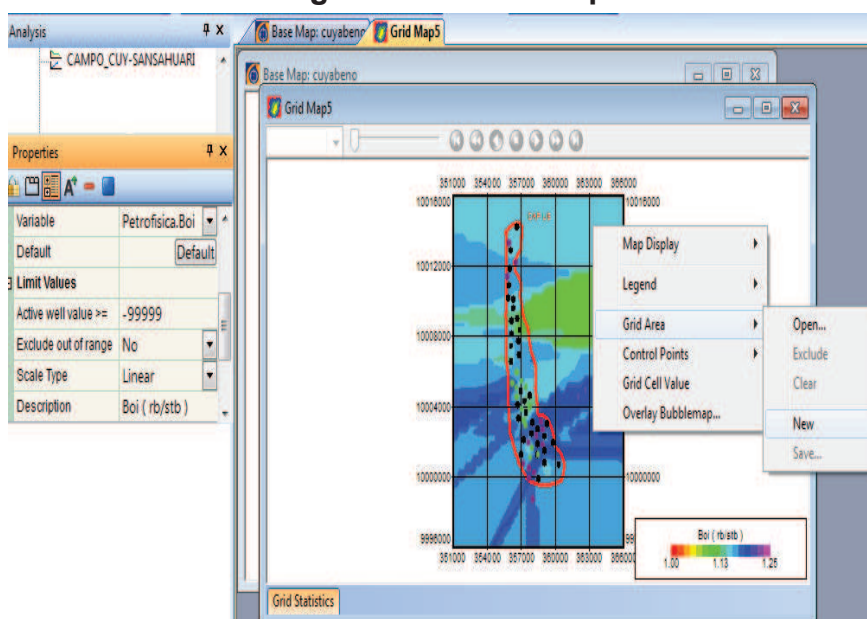


Fuente: Oil Field Manager™

Elaborado por: Lesly G. Gálvez, Héctor D. Cusme

- g) Se crea un GridMap para cada propiedad, utilizando todo el espacio de la escala del GridMap, (Figura 3.10), pero para seleccionar únicamente el contorno de la arena se da clic derecho en la imagen y seleccionamos GridArea y New, con la ayuda de un lápiz graficamos todo el contorno, una vez dibujado el contorno se hace clic derecho y seleccionamos Done. Para guardar el contorno vamos a File, Save con el nombre de la arena por ejemplo “GridMap_Boi.ga”. Figura 3.11.

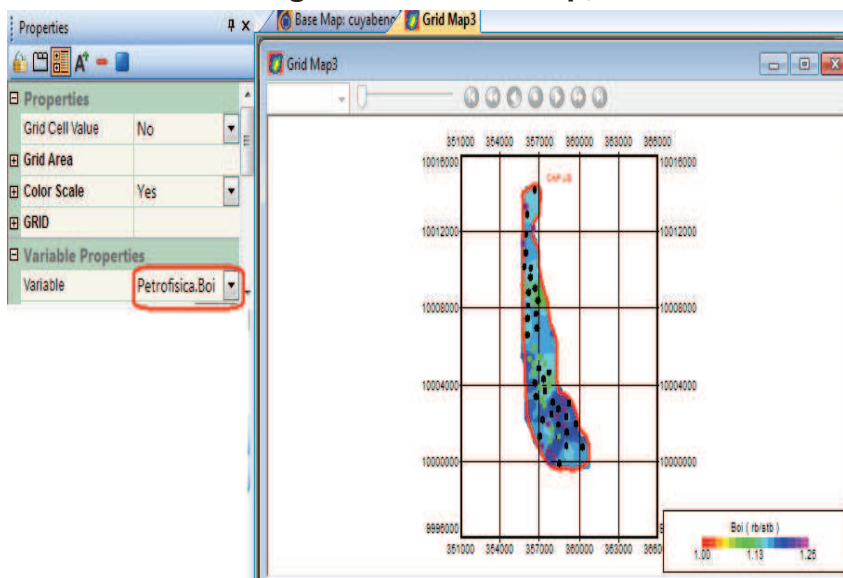
Figura 3.10: Grid Map



Fuente: Oil Field Manager™

Elaborado por: Lesly G. Gálvez, Héctor D. Cusme

Figura 3.11: Grid Map, Boi

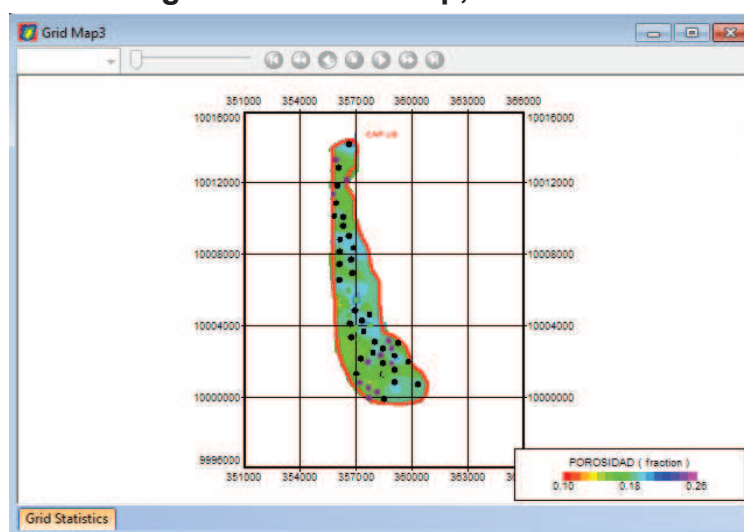


Fuente: Oil Field Manager™

Elaborado por: Lesly G. Gálvez, Héctor D. Cusme

- h) En Variable Properties, nos vamos a Variable y seleccionamos las otras variables que necesitamos en este caso hicimos primero para Boi. En las gráficas de las figuras 3.12; 3.13 y 3.14 se muestran los GridMap para cada una de las propiedades petrofísicas: Porosidad (PHI), Zona de pago (Net Pay), Saturación de agua (Sw).

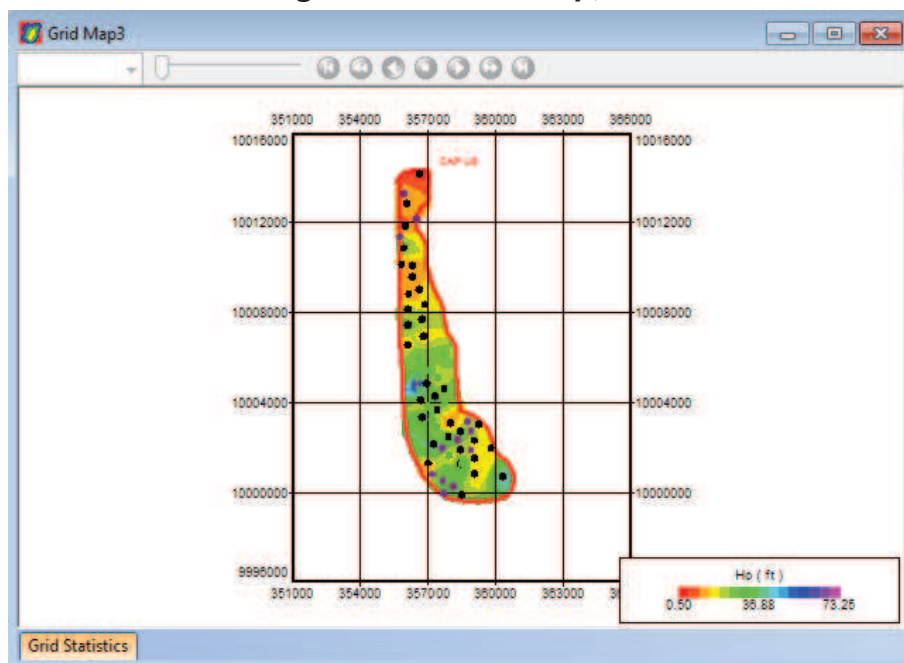
Figura 3.12: Grid Map, Porosidad



Fuente: Oil Field Manager™

Elaborado por: Lesly G. Gálvez, Héctor D. Cusme

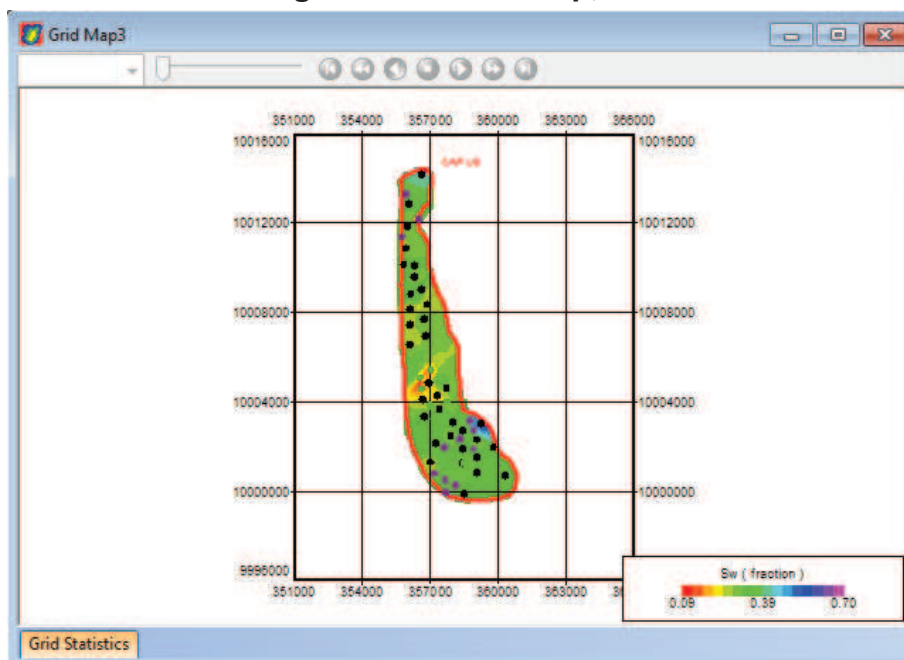
Figura 3.13: Grid Map, Ho



Fuente: Oil Field Manager™

Elaborado por: Lesly G. Gálvez, Héctor D. Cusme

Figura 3.14: Grid Map, Sw

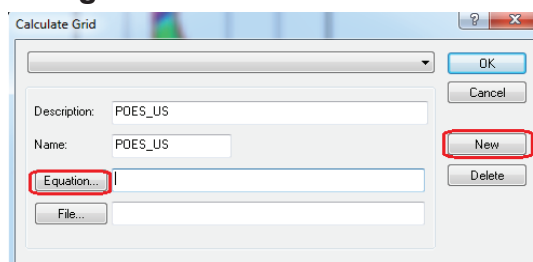


Fuente: Oil Field Manager™

Elaborado por: Lesly G. Gálvez, Héctor D. Cusme

- i) Para calcular el POES nos vamos a Tools, luego Calculate aparecerá una ventana llamada CalculateGrid – New, en esta ventana calcularemos el POES para US. Figura 3.15.

Figura 3.15: Calculate Grid

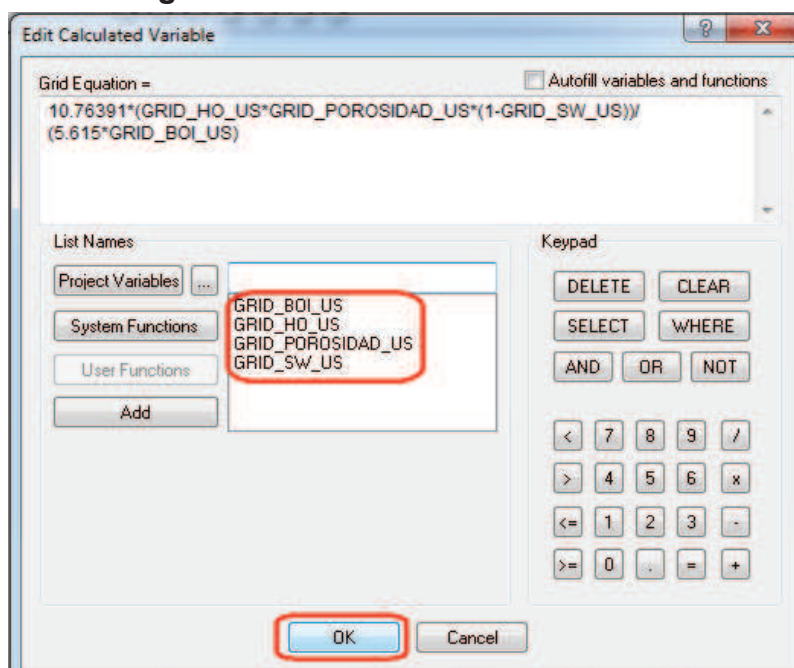


Fuente: Oil Field Manager™

Elaborado por: Lesly G. Gálvez, Héctor D. Cusme

En equation escribiremos la fórmula del POES, como el área nos viene en m² debemos multiplicar por un factor de conversión que es 10.76391ft². Figura 3.16.

Figura 3.16: Edit Calculated Variable

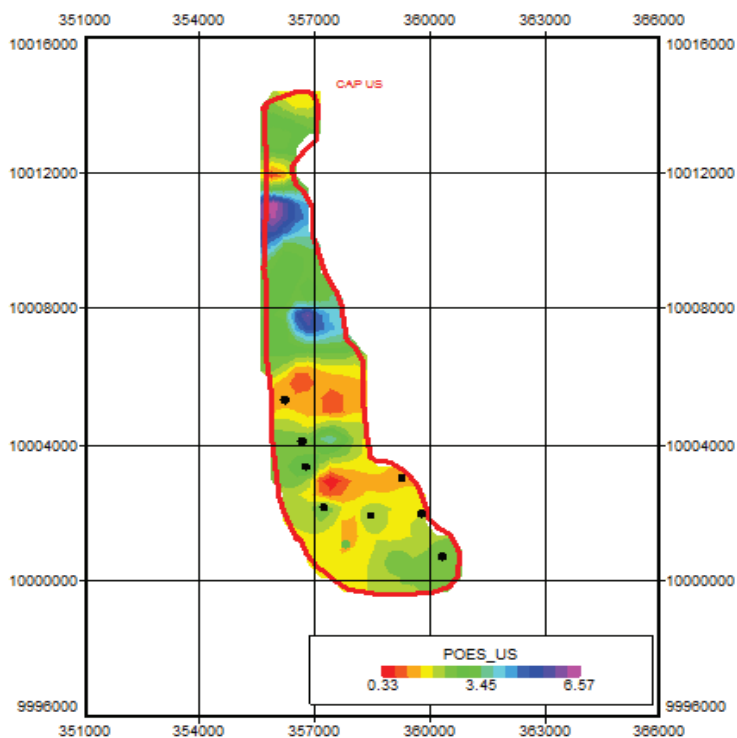


Fuente: Oil Field Manager™

Elaborado por: Lesly G. Gálvez, Héctor D. Cusme

- j) Al completar la ecuación con todas las variables presionamos OK y tenemos el GRID MAP del POES_US. Figura 3.17.

Figura 3.17: Grid Map, POES

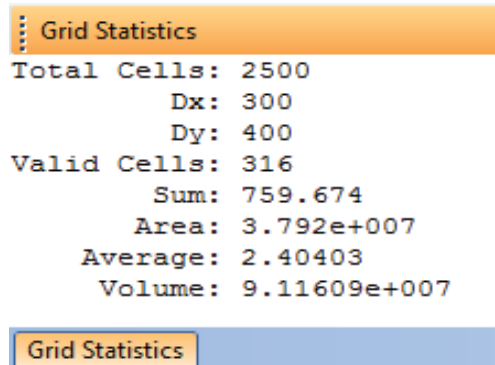


Fuente: Oil Field Manager™

Elaborado por: Lesly G. Gálvez, Héctor D. Cusme

- k) Para saber los valores correspondientes al análisis nos vamos a GridStatistics. Figura 3.18.

Figura 3.18: Grid Statistics



Fuente: Oil Field Manager™

Elaborado por: Lesly G. Gálvez, Héctor D. Cusme

El Procedimiento anterior realizamos para todas las arenas y tenemos los siguientes resultados:

Tabla 3.2: Valores del POES

| ARENA | POES (Bls) |
|-------|--------------|
| US | 91160900.00 |
| UI | 172350000.00 |
| T | 133800000.00 |

Elaborado por: Lesly G. Gálvez, Héctor D. Cusme

Debido a que U media no es un cuerpo continuo y T inferior es un reservorio que al momento ya está drenado y no tiene reservas a ser declaradas, no fueron consideradas para calcular el POES.

3.10 MECANISMOS DE PRODUCCIÓN

Los mecanismos de producción se refieren a las fuerzas naturales del yacimiento que hacen que los fluidos se muevan hacia los pozos y sean producidos.

Para determinar el mecanismo de empuje, se grafica la relación presión promedio actual a presión inicial del reservorio, contra la relación de la producción acumulada entre el POES y las tendencias referenciales de comportamiento que responden a diferentes mecanismos de empuje.

El reservorio U muestra un comportamiento que indica la combinación de mecanismos de producción como el de expansión de roca-fluido, gas en solución y de empuje hidráulico.

La tendencia del comportamiento real del reservorio, en base a las medidas de presión disponibles, se orientan actualmente hacia un mecanismo de producción de empuje hidráulico.

Para el reservorio T, encontramos un comportamiento que indica la combinación de mecanismos de producción como el de expansión de roca-fluido, gas en solución y de empuje hidráulico.

La tendencia del comportamiento real del reservorio, en base a las medidas de presión disponibles, se orientan actualmente hacia un mecanismo de producción predominante de empuje hidráulico.

3.11 FACTOR DE RECOBRO

El factor de recobro es el porcentaje de hidrocarburo que se estima recuperable de un reservorio con respecto al petróleo original en sitio (POES) depende de los mecanismos de producción y el comportamiento de los reservorios.

Para efectos comparativos, el factor de recobro (FR) para los reservorios del campo Cuyabeno- Sansahuari se puede estimar con correlaciones de Arps y mecanismos de producción.

Para el cálculo del factor de recobro utilizamos la fórmula desarrollada para yacimientos con empuje hidráulico

$$FR = 41.815 * \left[\frac{\phi * (1 - S_w)}{B_{oi}} \right]^{0.1611} * \left(\frac{K_o}{\mu_{oi}} \right)^{0.0979} * (S_w)^{0.3722} * \left(\frac{P_i}{P_b} \right)^{0.1741} \quad \text{(Ec. 3.4)}$$

Donde:

- Ø: Porosidad, fracción
- Sw: Saturación de agua, fracción
- Ko: Permeabilidad al petróleo, D
- Pi: Presión inicial, psi
- Pb: Presión de burbuja, psi
- Boi: Factor volumétrico del petróleo inicial, bls/BF
- μoi: Viscosidad del petróleo inicial, cp

Tabla 3.3: Parámetros utilizados para el cálculo del factor de recobro

| | ARENAS | | | | |
|-----------------------|--------|--------|--------|--------|--------|
| PROPIEDADES | US | UM | UI | TS | TI |
| Pi [psia] | 3258 | 3258 | 3285 | 3338 | 3338 |
| Pb [psia] | 847 | 847 | 690 | 1005 | 1005 |
| Pa [psia] | 2658 | 2500 | 2500 | 2400 | 2400 |
| β_{oi} [rb/stb] | 1.147 | 1.147 | 1.16 | 1.193 | 1.25 |
| μ_{oi} [co] | 4.26 | 4.26 | 4.06 | 1.85 | 1.85 |
| K [md] | 451 | 233 | 233 | 235 | 235 |
| Sw [%] | 51 | 41.1 | 63.25 | 43.6 | 88.8 |
| ϕ [%] | 15.8 | 13.25 | 19 | 28 | 18.05 |
| FR [%] | 42.070 | 36.439 | 43.737 | 43.894 | 40.766 |

Elaborado por: Lesly G. Gálvez, Héctor D. Cusme

3.12 RESULTADOS

Con el cálculo del factor de recobro de cada arena, podemos determinar las reservas iniciales de petróleo aplicando la ecuación 3.5.

$$\text{RESERVAS INICIALES} = \text{POES} * \text{FR} \quad (\text{Ec. 3.5})$$

Donde:

POES: Petróleo original en sitio, BF

FR: Factor de recobro, fracción

Las reservas iniciales de petróleo son el producto del POES y el factor de recobro, mientras que las reservas remanentes es la diferencia entre las reservas iniciales y la producción acumulada (N_p) a la fecha de cierre de estudio, septiembre 2012.

RESERVAS REMANENTES= RESERVAS INICIALES-NP (Ec. 3.6)

El factor de recobro actual indica el estado actual de la recuperación de cada uno de los reservorios; mediante la relación entre la producción acumulada y el petróleo original en sitio, como se expresa en la ecuación:

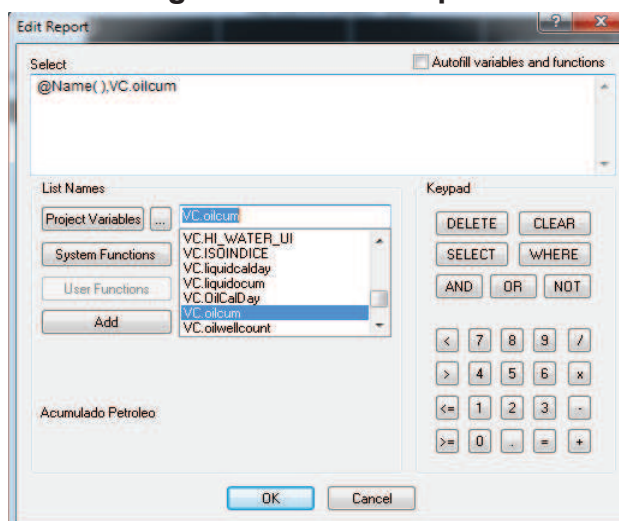
$$F_{Ra} = \frac{Np}{POES} \quad (\text{Ec. 3.7})$$

Donde:

- FR_a: Factor de recobro actual, fracción
 Np: Producción acumulada, BF
 POES: Petróleo original en sitio, BF

Para obtener el reporte de Producción acumulada por cada arena en OFM nos vamos a Analysis luego a Report, EditReport y en el recuadro escribimos como queremos que se presente nuestro reporte, Figura 3.21.

Figura 3.19: Edit Report



Fuente: Oil Field Manager™

Elaboradopor: Lesly G. Gálvez, Héctor D. Cusme

Figura 3.20: Report

| RESERVORIO: US | | |
|----------------|----------------|--------------------------------|
| | @Name() | ACUMULADO Petroleo Mbbbl |
| 1 | RESERVORIO: US | 23568.95 |

Fuente: Oil Field Manager™

Elaborado por: Lesly G. Gálvez, Héctor D. Cusme

Tabla 3.4: Cálculo de Reservas del campo Cuyabeno- Sansahuari

| ARENA | POES | FR | RESERVAS PROBADAS | PRODUCCIÓN ACUMULADA | RESERVAS REMANENTES | Fra |
|--------------|--------------------|--------------|----------------------|-------------------------|------------------------|--------------|
| US | 91,160,900 | 42.07 | 38,351,391 | 23,568,001 | 14,783,390 | 25.85 |
| UI | 172,350,000 | 43.74 | 75,380,720 | 42,733,000 | 32,647,719 | 24.79 |
| T | 133,800,000 | 42.33 | 56,637,540 | 32,138,000 | 24,499,540 | 24.02 |
| Total | 397,310,900 | 42.71 | 170,369,650 | 98,439,001 | 71,930,649 | 24.78 |

Elaborado por: Lesly G. Gálvez, Héctor D. Cusme

CAPÍTULO 4

COMPARACIÓN CON LOS DATOS OFICIALES Y PREDICCIÓN DE PRODUCCIÓN

En este capítulo analizaremos los resultados obtenidos del cálculo de reservas probadas de petróleo para cada arena y los valores oficiales de EP Petroecuador, así como también realizaremos una predicción de producción futura para conocer el potencial productivo del campo.

4.1 COMPARACIÓN DE RESULTADOS CON LOS DATOS OFICIALES

4.2.1 DATOS OFICIALES

Los datos oficiales reportados por Ingenieros de EP Petroecuador se visualizan a continuación:

Tabla 4.1: DatosOficiales

| DATOS OFICIALES | | | | | |
|-----------------|--------------------|--------------|--------------------|----------------------|---------------------|
| ARENA | POES | FR INICIAL | RESERVAS PROBADAS | PRODUCCION ACUMULADA | RESERVAS REMANENTES |
| | Bls | % | Bls | Bls | Bls |
| US | 80,331,295 | 32.88 | 33,776,626 | 23,700,703 | 10,075,923 |
| UI | 211,974,759 | 32.88 | 69,697,301 | 37,847,960 | 31,849,341 |
| T | 143,815,925 | 33 | 47,459,256 | 30,750,354 | 16,708,902 |
| Total | 436,121,979 | 32.92 | 150,933,183 | 92,299,017 | 58,634,166 |

Fuente: Archivo Técnico EP PETROECUADOR

Elaborado por: Lesly G. Gálvez, Héctor D. Cusme

4.2.2 COMPARACIÓN DE DATOS

Como podemos observar en la Tabla 4.2, existe un aumento de reservas en los datos calculados por el método volumétrico, con respecto a las reservas Oficiales.

Tabla 4.2: Comparación de Datos

| ARENA | DATOS OFICIALES | | | DATOS CALCULADOS OFM | | |
|--------------|--------------------|--------------|--------------------|----------------------|--------------|--------------------|
| | POES | FR | R. PROBADAS | POES | FR | R. PROBADAS |
| | Bls | % | Bls | Bls | % | Bls |
| US | 80,331,295 | 32,88 | 26,412,930 | 91,160,900 | 42,07 | 38,351,391 |
| UI | 211,974,759 | 32,88 | 69,697,301 | 172,350,000 | 43,74 | 75,380,720 |
| T | 143,815,925 | 33 | 47,459,255 | 133,800,000 | 42,33 | 56,637,540 |
| Total | 436,121,979 | 32,92 | 143,569,486 | 397,310,900 | 42,71 | 170,369,650 |

Elaborado por: Lesly G. Gálvez, Héctor D. Cusme

A continuación se explicará dicho aumento de reservas.

4.2.2.1 Arena U superior

En el yacimiento U Superior tenemos un incremento en las Reservas Probadas, este aumento se debe a factores como; la reevaluación de registros eléctricos, aporte de información adicional que actualmente se dispone del campo, incorporación de pozos productores, como CUY-40D, y algunos pozos que ya no producen de la arena como CUY-2, CUY-6, CUY-12, SSH-9, SSH-10, SSH-11.

Las propiedades de los fluidos observados en los análisis PVT mostrados en la caracterización de fluidos, indican que los reservorios U Superior y U Media se pueden unificar en un solo reservorio y el mismo se llamara U Superior. Las reservas probadas recuperables que totalizan 38.351.391 Bls están asociadas a un factor de recobro de 42.07%.

Con la finalidad de entender el comportamiento de la producción de U superior, a continuación se encuentra el reporte de producción simplificado hasta Septiembre del 2012.

Tabla 4.3: Reporte de Producción US

| CAMPO | POZO | YAC | FECHA | BPPD |
|--------------|------|-----|------------|-------------|
| CUY | 13D | US | 01/09/2012 | 252 |
| CUY | 14 | US | 06/09/2012 | 80 |
| CUY | 15 | US | 01/09/2012 | 194 |
| CUY | 19 | US | 01/09/2012 | 138 |
| CUY | 24D | US | 01/09/2012 | 347 |
| CUY | 31D | US | 01/09/2012 | 348 |
| CUY | 40D | US | 01/09/2012 | 699 |
| TOTAL | | | | 2058 |

Fuente: Archivo Técnico EP PETROECUADOR

Elaborado por: Lesly G. Gálvez, Héctor D. Cusme

4.2.2.2 Arena U Inferior

En el yacimiento U Inferior tenemos un incremento en las Reservas Probadas, este aumento se debe a factores como; la reevaluación de registros eléctricos, aporte de información adicional que actualmente se dispone del campo, incorporación de pozos productores como CUY-13, CUY-38, CUY-39, SSH-10, y algunos pozos que ya no producen de la arena como CUY-7, CUY-11, CUY-15, CUY-16, CUY-26.

Las reservas probadas recuperables que totalizan 75.380.720 Bls están asociadas a un factor de recobro de 43.74%.

Con la finalidad de entender el comportamiento de la producción de U Inferior, a continuación se encuentra el reporte de producción simplificado hasta Septiembre del 2012.

Tabla 4.4: Reporte de Producción UI

| CAMPO | POZO | YAC | FECHA | BPPD |
|--------------|------|-----|------------|-------------|
| CUY | 8 | UI | 01/09/2012 | 280 |
| CUY | 9 | UI | 01/09/2012 | 200 |
| CUY | 10 | UI | 01/09/2012 | 274 |
| CUY | 13 | UI | 01/09/2012 | 345 |
| CUY | 21 | UI | 01/09/2012 | 300 |
| CUY | 23 | UI | 01/09/2012 | 852 |
| CUY | 24 | UI | 01/09/2012 | 585 |
| CUY | 25 | UI | 01/09/2012 | 305 |
| CUY | 27 | UI | 01/09/2012 | 428 |
| CUY | 30 | UI | 01/09/2012 | 711 |
| CUY | 32 | UI | 01/09/2012 | 153 |
| CUY | 34 | UI | 01/09/2012 | 844 |
| CUY | 35 | UI | 01/09/2012 | 534 |
| CUY | 36 | UI | 01/09/2012 | 246 |
| CUY | 38 | UI | 01/09/2012 | 455 |
| CUY | 39 | UI | 01/09/2012 | 1335 |
| SSH | 2 | UI | 01/09/2012 | 455 |
| SSH | 8 | UI | 01/09/2012 | 440 |
| SSH | 9 | UI | 01/09/2012 | 511 |
| SSH | 10 | UI | 01/09/2012 | 489 |
| TOTAL | | | | 9742 |

Fuente: Archivo Técnico EP PETROECUADOR

Elaborado por: Lesly G. Gálvez, Héctor D. Cusme

4.2.2.3 Arena T

En el yacimiento U Inferior tenemos un incremento en las Reservas Probadas, este aumento se debe a factores como; la reevaluación de registros eléctricos, aporte de información adicional que actualmente se dispone del campo, incorporación de pozos productores como CUY-39, y algunos pozos que ya no producen de la arena como CUY-3, CUY-15, CUY-20, CUY-33D, SSH-8, SSH-12D.

Las propiedades de los fluidos observados en los análisis PVT mostrados en la Caracterización de Fluidos, indican que los reservorios T Superior y T Inferior se pueden unificar en un solo reservorio y el mismo se llamara T. Las reservas probadas recuperables que totalizan 56.637.540 BIs están asociadas a un factor de recobro de 42.33%.

Con la finalidad de entender el comportamiento de la producción de la arena T, a continuación se encuentra el reporte de producción simplificado hasta Septiembre del 2012.

Tabla 4.5: Reporte de Producción T

| CAMPO | POZO | YAC | FECHA | BPPD |
|--------------|------|-----|------------|-------------|
| CUY | 22 | TS | 01/09/2012 | 646 |
| CUY | 29 | TS | 02/09/2012 | 443 |
| CUY | 39 | TS | 03/09/2012 | 1252 |
| SSH | 4 | TS | 04/09/2012 | 521 |
| SSH | 5 | TS | 05/09/2012 | 562 |
| TOTAL | | | | 3424 |

Fuente: Archivo Técnico EP PETROECUADOR

Elaborado por: Lesly G. Gálvez, Héctor D. Cusme

4.3 PREDICCIÓN DE PRODUCCIÓN

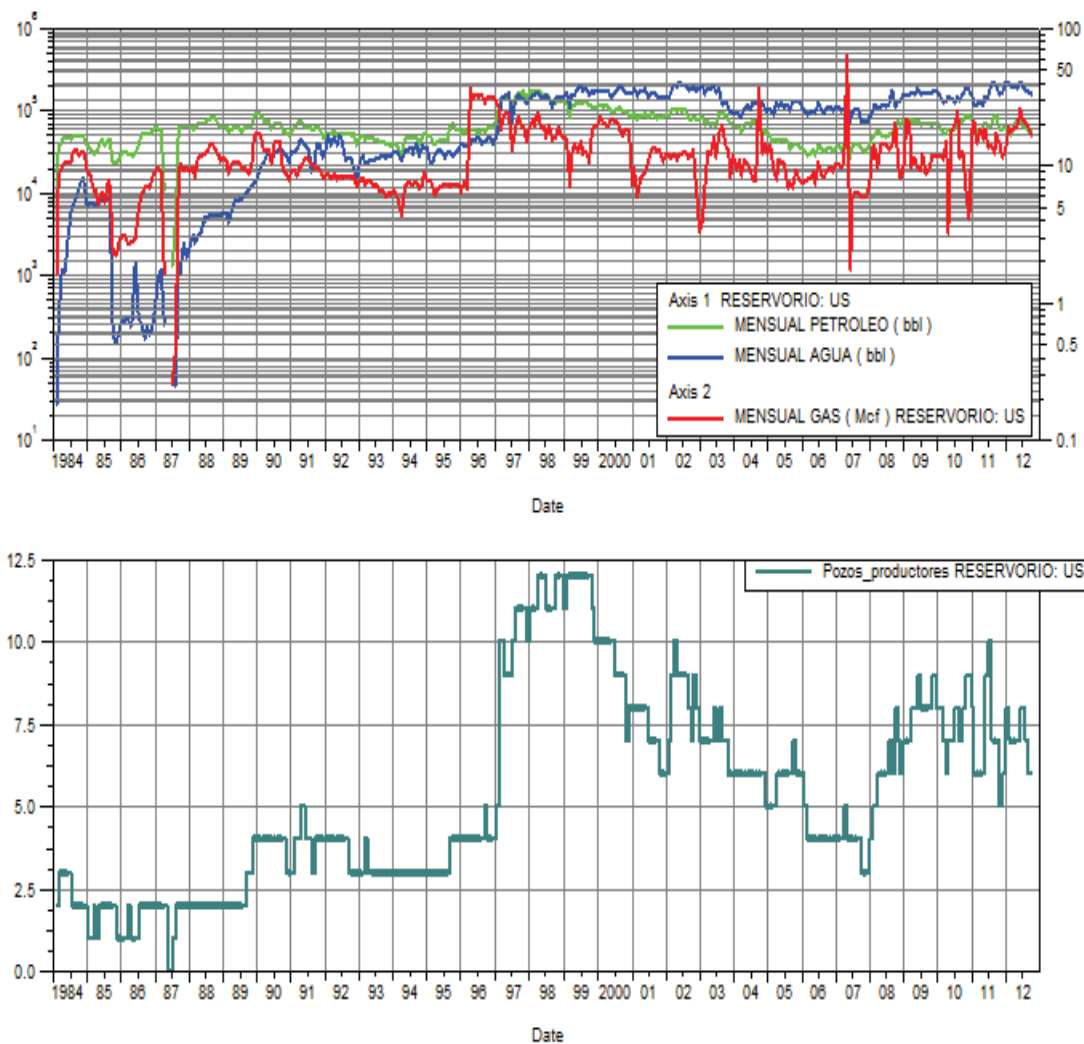
Para hacer la predicción de producción nos basaremos en eventos ocurridos en el pasado, es decir tomamos como referencia el historial de producción de los reservorios, mostrados en las Figuras 4.1, 4.2 y 4.3.

4.3.1 U SUPERIOR

Este es un reservorio un tanto estratificado con intercalaciones de lutitas que a lo largo del campo se comporta como una unidad hidráulica soportado por un acuífero lateral de características infinito, lo que significa que el mecanismo de producción es

por empuje hidráulico, inicialmente lateral y actualmente en más del 50 % del campo es de fondo, debido a la elevación de 8,3 pies del CAP por haber extraído 23,6 MM de barriles de petróleo. En el año 2012 produce 2 058 BPPD.

Figura 4.1: Historial de Producción, US



Fuente: Oil Field Manager™

Elaborado por: Lesly G. Gálvez, Héctor D. Cusme

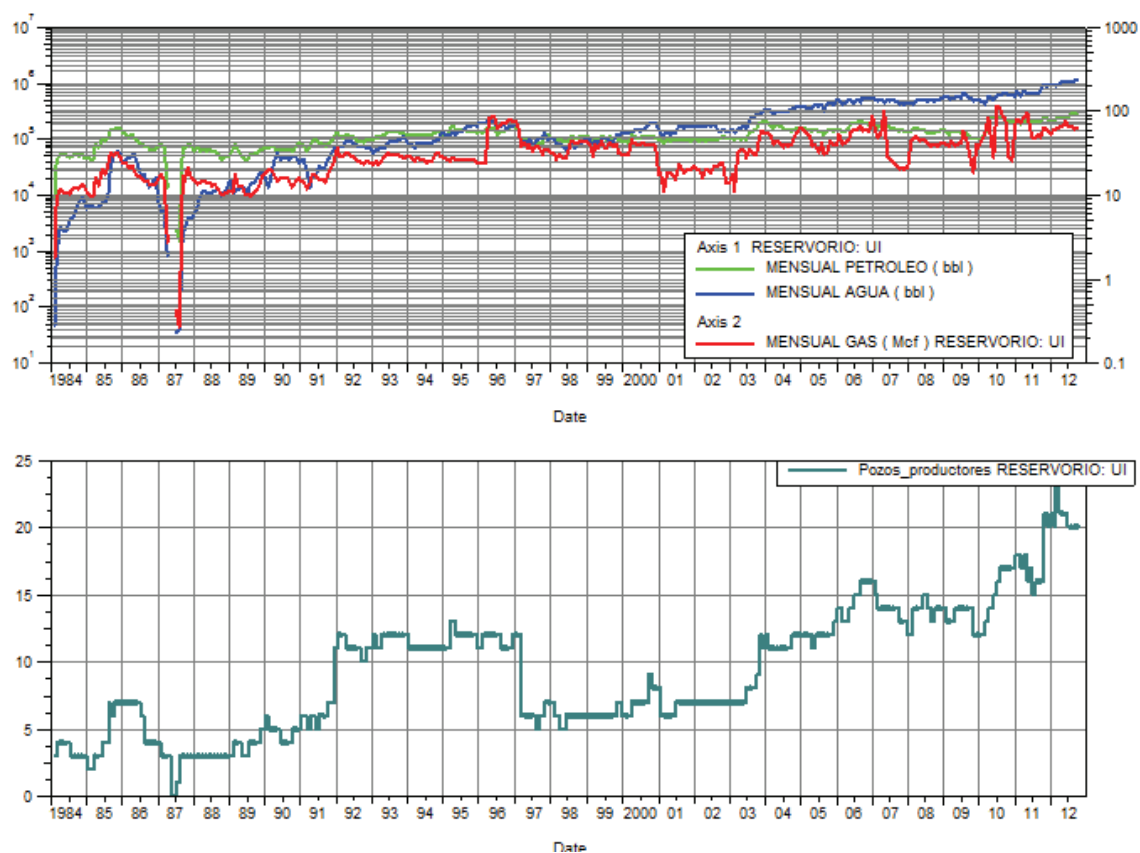
4.3.2 U INFERIOR

Este reservorio está produciendo desde mediados del año 1984, con una producción inicial de 1.700 BPPD y un corte de agua de 6%, el reservorio ha producido continuamente a una tasa promedio de 5.000 BPPD con un corte de agua

incremental desde 25 a 80%. En diciembre de 2008 la producción de petróleo está en el orden de 4.900 BPPD con un corte de agua de 78%. Este mantenimiento de producción se debe al incremento de los pozos activos en el reservorio de 8 a 14 pozos en el año 2008. En el año 2012 produce 9742 BPPD.

El comportamiento de producción del reservorio hasta Septiembre del 2012, se muestra en la siguiente figura.

Figura 4.2: Historial de Producción, UI



Fuente: Oil Field Manager™

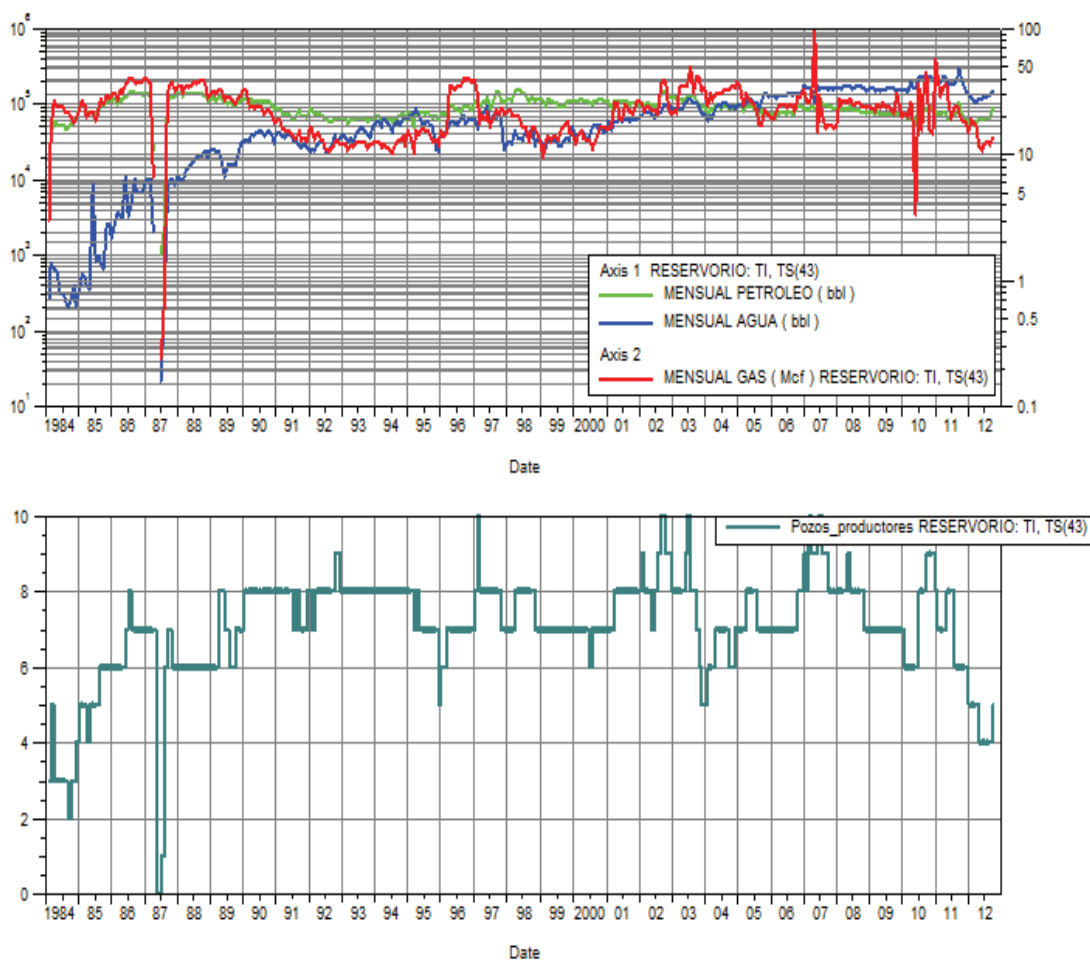
Elaborado por: Lesly G. Gálvez, Héctor D. Cusme

4.3.3 ARENA T

Este reservorio está produciendo desde el año 1984, con una producción inicial de 1.800 BPPD, con un corte de agua en el orden de 0,6%, ha tenido una producción continua a lo largo de la vida productiva del campo, manteniéndose en los primeros

años en valores cercanos a los 5.000 BPPD hasta el año 1988, fecha en la cual la producción comienza a bajar a niveles de 3.100 BPPD, por incremento del corte de agua de 20% a 40%. Luego la producción comienza a declinar y en el año 2008 se ubica en 2.550 BPPD con un corte de agua de 67%. En el año 2012 produce 3424 BPPD.

Figura 4.3: Historial de Producción, T



Fuente: Oil Field Manager™

Elaborado por: Lesly G. Gálvez, Héctor D. Cusme

En las figuras 4.1, 4.2 y 4.3, en la parte superior tenemos la producción de petróleo, agua y gas en barriles versus el tiempo, mientras que en la parte inferior se presenta el gráfico de los pozos utilizados versus tiempo la misma que nos ayuda a identificar la cantidad de pozos seleccionados.

4.4 DECLINACIÓN

Para este capítulo seguiremos utilizando el programa OFM™ y la base de datos proporcionada por EPPetroecuador. Al usar OFM™ como herramienta de predicción, se puede obtener fácilmente la declinación de un pozo, un yacimiento o un campo.

La declinación es la disminución de capacidad de producción de un pozo o grupo de pozos en el tiempo, la cual puede provenir como consecuencia de la explotación del recurso energético y/o problemas mecánicos inherentes a la operación.

El Rango de Declinación depende de:

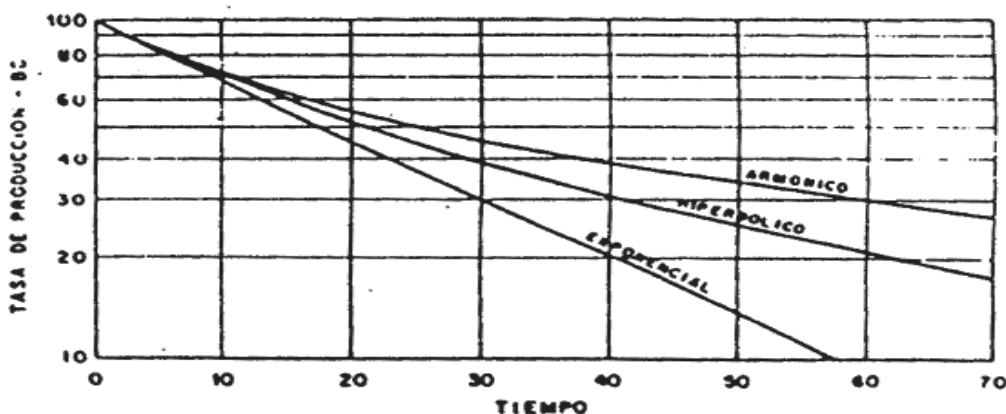
- Rapidez con la que los fluidos son producidos.
- Expansión de los fluidos del yacimiento.
- Compactación del volumen de poros.

Antes es necesario analizar las curvas de declinación para saber cuál es la más apropiada aplicar.

Entre los tipos de declinación tenemos:

- Exponencial.
- Hiperbólica
- Armónica.

Figura 4.4: Tipos de Declinación



Fuente: Estimación y Cálculo de Reservas de Hidrocarburos, CIED PDVSA.

4.4.1 DECLINACIÓN EXPONENCIAL

El gráfico de producción de petróleo contra tiempo para un pozo, podría ser extrapolado en el futuro para proporcionar una estimación de los gastos futuros de producción. Conociendo los gastos futuros de producción es posible determinar la producción futura total o reserva del yacimiento en cuestión. También conocida como declinación a porcentaje constante como una función de tiempo.

$$a dt = -\frac{dt}{q}$$

$$q = q_i \times e^{-at} \quad (\text{Ec. 4.1})$$

Donde:

- q: Producción a un tiempo determinado, BFPD
- qi: Producción inicial, cuando comienza la declinación, BFPD
- a: Declinación constante
- t: Tiempo determinado de producción , AÑOS

El pozo CUY-24D produce a una tasa inicial de 566 BPPD de la arena UI y una tasa de declinación de 1,9% mensual, determinaremos la tasa de producción después de tres años.

Aplicando la ecuación 4.1 tenemos:

$$q = 566 \times e^{-(0,019)(3)(12)} = 286 \text{ BPPD}$$

4.4.2 DECLINACIÓN HIPERBÓLICA

En este tipo de curva, la tasa de declinación es proporcional a una potencia fraccional n de la tasa de producción.¹⁵

$$\left(\frac{q}{q_i}\right)^n = \frac{a}{a_i}$$

$$\left(\frac{q}{q_i}\right)^n = -\frac{1}{q \times a_i} \frac{dq}{dt} \Rightarrow \int$$

$$q = \frac{q_i}{(1 + n \times a_i \times t)^{\frac{1}{n}}} \quad (\text{Ec. 4.2})$$

Donde:

- q: Producción a un tiempo (BFPD)
- qi: Producción inicial, cuando comienza la declinación (BFPD)
- a: Declinación hiperbólica
- t: Tiempo de producción (AÑOS)
- n: Factor que está en función de las características del pozo ($0 < n < 1$)

4.4.3 DECLINACIÓN ARMÓNICA

Este tipo de declinación es común en yacimientos que producen predominantemente por segregación gravitacional. la declinación armónica es una variante de la declinación hiperbólica, esto es cuando n es igual a 1.

$$q = \frac{q_i}{(1 + a_i \times t)} \quad (\text{Ec. 4.3})$$

¹⁵ Magdalena Paris de Ferrer, "Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos" 2009, pág. 510.

Donde:

- q: Producción a un tiempo (BFPD)
- qi: Producción inicial (BFPD)
- a: Declinación inicial
- t: Tiempo de producción (AÑOS)
- n: 1

4.4.4 DETERMINACION DEL TIPO DE DECLINACIÓN

Al analizar el comportamiento productivo de cada uno de los reservorios se determinó que el modelo de declinación exponencial es el que mejor se ajusta al comportamiento de los mismos, además de las siguientes razones:

- La mayoría de los pozos siguen un gasto de declinación constante en gran parte de su vida productiva.
- Las matemáticas involucradas, como se describe por expresiones lineales dadas anteriormente, son más sencillas de aplicar a diferencia de las implicadas en la declinación hiperbólica y armónica.

4.4.5 TASA DE ABANDONO

La tasa de abandono está relacionada con las condiciones que determinan que la producción de petróleo sea económicamente rentable, es decir, que los costos de producción sean inferiores a los ingresos generados. Cuando costos de producción se iguala con los ingresos generados se obtiene el límite económico, el cual es un punto clave en los trabajos de predicción de producción.

Para el presente proyecto se toma en forma arbitraria 50 BPPD como tasa de abandono.

4.4.6 PROCEDIMIENTO

OFM™ además de predecir el comportamiento productivo hace una estimación de reservas mediante el método de análisis de curvas de declinación

Para obtener la predicción de producción mediante OFM™ se sigue los siguientes pasos.

1. Se filtra los datos de cada pozo por el yacimiento a analizar.
2. Nos vamos al menú “Analysis” para ir a “Forecast”.
3. Se da clic derecho sobre el gráfico y escogemos la opción “Scenario” Como se puede observar en la figura 4.5. Al ajustar el escenario de predicción se tiene tres ventanas, en la primera de “FlowModel” se escoge los datos que se usan en el análisis, en este caso Oil.
En la segunda ventana, “Forecast” (Figura 4.6), colocamos la fecha de inicio para empezar la predicción de producción, los meses a futuro que deseamos hacer la predicción, y la tasa de abandono. La tercera ventana es de conversión de unidades si viene al caso para nuestro proyecto no fue necesario.
4. Seleccionamos el modelo de comportamiento productivo en la pestaña “Properties”, en este caso el modelo Exponencial fue el que mejor se ajusta para establecer la tendencia de declinación en función del historial de producción.

Figura 4.5: Current Scenario

Current Scenario: CUY001A:UI [Current Case: BASE]

Flow Model Forecast Calculated

Variable Association
For accurate results, all Variable Associations must use the units listed.

Phase/Analysis: Oil

Time (Date): Date

Cum. Oil, Mbbl: VC.oilcum Mbbl

Oil Rate, bbl/d: VC.OilCalDay bbl/d Instant Rate

Flowing Pressure, psi

Initial Pressure, psi

Model Description

Solution: Empirical Late-Time Only

Reservoir Type: Conventional Isotherm Data

Porosity: Single Porosity

Permeability: Isotropic

Inner Boundary: Radial Flow

Outer Boundary: Finite Circular Drainage Area

Pressure Changes: Constant Pressure Steps

Aceptar Cancelar

Fuente: Oil Field Manager™

Elaborado por: Lesly G. Gálvez, Héctor D. Cusme

Figura 4.6: CurrentScenario (Continuación)

Current Scenario: CUY001A:UI [Current Case: BASE]

Flow Model Forecast Calculated

Oil Schedules

1

Add Delete

Insert Name

Oil: Schedule # 1

Start Time Date 20130102 YYYYMMDD

Start Rate Last Historical Rate

Reserve Type None

Schedule Limits (Oil: Schedule # 1)

End Time Months from Start 1200 Months

End Rate 50 bbl/d

Sch. Reserves Mbbbl

Total Reserves Mbbbl

Default Limits

Decline Parameters (Oil: Schedule # 1)

Type Historical Regression b Reinitialize

Rate Historical Regression Di A.e.

Advanced Settings (Oil: Schedule # 1)

Capacity Limit bbl/d Days Off days

Switch Rate A.e. Downtime %

Aceptar Cancelar

Fuente: Oil Field Manager™

Elaborado por: Lesly G. Gálvez, Héctor D. Cusme

En la figura 4.7 observamos los resultados que nos da OFM por arena. Así mismo lo hacemos para las arenas restantes. Los resultados de todas las arenas se encuentran en la tabla 4.6

Figura 4.7: Resultados

| RESERVORIO: US | | | |
|----------------|----------------|------------|----------------------------|
| | @Name() | Date | FCT.BASE_OIL_RATE bbl/d |
| 1 | RESERVORIO: US | 31/01/2013 | 1791 |
| 2 | RESERVORIO: US | 28/02/2013 | 1777 |
| 3 | RESERVORIO: US | 31/03/2013 | 1707 |
| 4 | RESERVORIO: US | 30/04/2013 | 1638 |
| 5 | RESERVORIO: US | 31/05/2013 | 1573 |
| 6 | RESERVORIO: US | 30/06/2013 | 1511 |
| 7 | RESERVORIO: US | 31/07/2013 | 1452 |
| 8 | RESERVORIO: US | 31/08/2013 | 1396 |
| 9 | RESERVORIO: US | 30/09/2013 | 1344 |
| 10 | RESERVORIO: US | 31/10/2013 | 1294 |
| 11 | RESERVORIO: US | 30/11/2013 | 1247 |
| 12 | RESERVORIO: US | 31/12/2013 | 1202 |
| 13 | RESERVORIO: US | 31/01/2014 | 1159 |
| 14 | RESERVORIO: US | 28/02/2014 | 1120 |
| 15 | RESERVORIO: US | 31/03/2014 | 1083 |
| 16 | RESERVORIO: US | 30/04/2014 | 1047 |
| 17 | RESERVORIO: US | 31/05/2014 | 1012 |
| 18 | RESERVORIO: US | 30/06/2014 | 979 |
| 19 | RESERVORIO: US | 31/07/2014 | 948 |
| 20 | RESERVORIO: US | 31/08/2014 | 917 |
| 21 | RESERVORIO: US | 30/09/2014 | 889 |
| 22 | RESERVORIO: US | 31/10/2014 | 861 |

Fuente: Oil Field Manager™

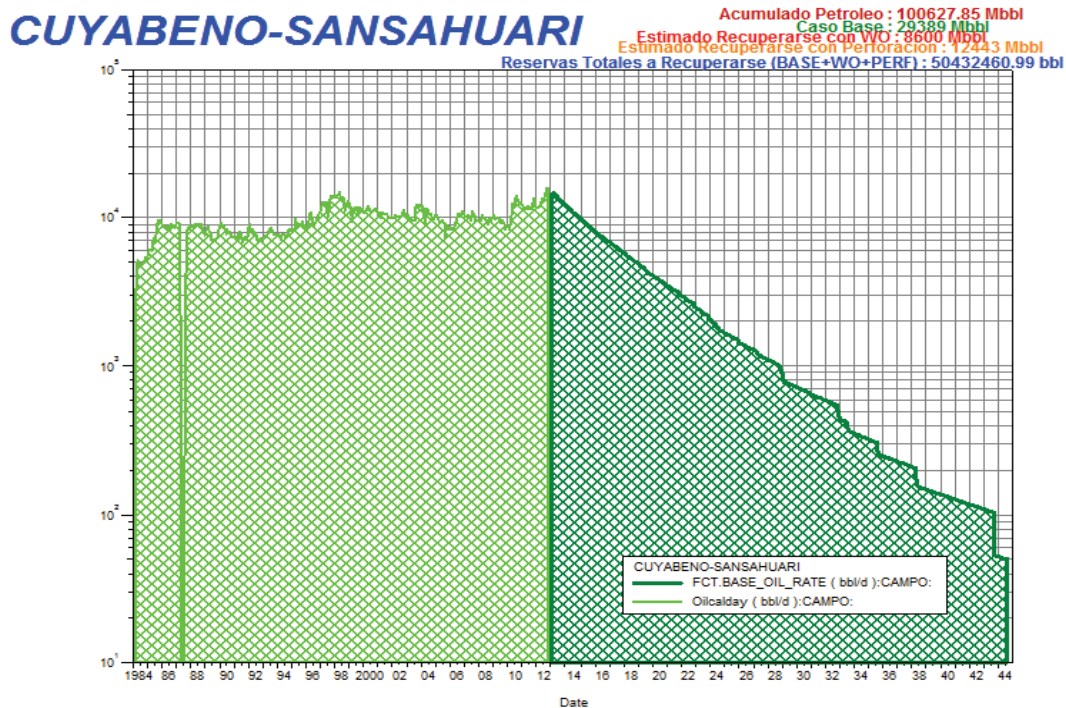
Elaborado por: Lesly G. Gálvez, Héctor D. Cusme

Tabla 4.6: Predicción de Producción del Campo Cuyabeno-Sansahuari

| FECHA | RESERVORIO | | |
|--------------|--------------------|--------------|--------------|
| | US | UI | TS |
| | PRODUCCIÓN(BI/día) | | |
| 31/01/2013 | 1791 | 9050 | 2922 |
| 31/01/2014 | 1159 | 7634 | 2651 |
| 31/01/2015 | 787 | 6282 | 2331 |
| 31/01/2016 | 442 | 5178 | 2055 |
| 31/01/2017 | 367 | 4326 | 1814 |
| 31/01/2018 | 306 | 3637 | 1605 |
| 31/01/2019 | 257 | 2993 | 1423 |
| 31/01/2020 | 174 | 2470 | 1265 |
| 31/01/2021 | 152 | 2123 | 1125 |
| 31/01/2022 | 133 | 1782 | 1004 |
| 31/01/2023 | 116 | 1402 | 897 |
| 31/01/2024 | 55 | 1171 | 803 |
| 31/01/2025 | | 982 | 676 |
| 31/01/2026 | | 813 | 611 |
| 31/01/2027 | | 718 | 553 |
| 31/01/2028 | | 593 | 500 |
| 31/01/2029 | | 380 | 404 |
| 31/01/1930 | | 343 | 369 |
| 31/01/1931 | | 309 | 337 |
| 31/01/1932 | | 279 | 308 |
| 31/01/1933 | | 203 | 233 |
| 31/01/1934 | | 135 | 216 |
| 31/01/1935 | | 120 | 200 |
| 31/01/1936 | | 61 | 185 |
| 31/01/1937 | | 55 | 171 |
| 31/01/1938 | | 51 | 159 |
| 31/01/1939 | | | 147 |
| 31/01/1940 | | | 136 |
| 31/01/1941 | | | 126 |
| 31/01/1942 | | | 117 |
| 31/01/1943 | | | 108 |
| 31/01/1944 | | | 52 |
| 31/07/1944 | | | 50 |
| TOTAL | 5739 | 53090 | 25553 |

Elaborado por: Lesly G. Gálvez, Héctor D. Cusme

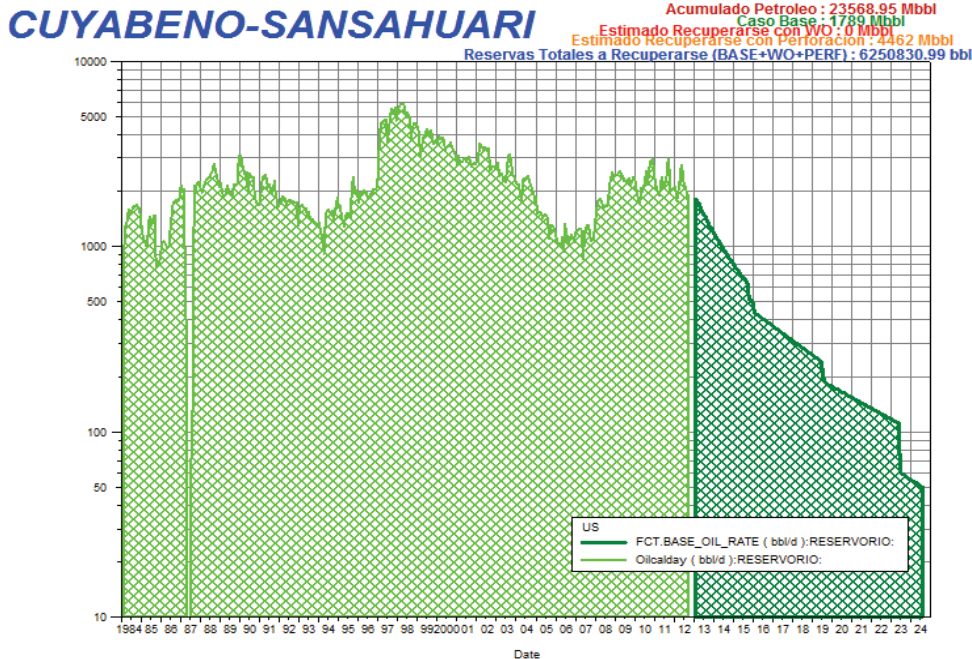
Figura 4.8: Predicción de Producción del Campo Cuyabeno-Sansahuari



Fuente: Oil Field Manager™

Elaborado por: Lesly G. Gálvez, Héctor D. Cusme

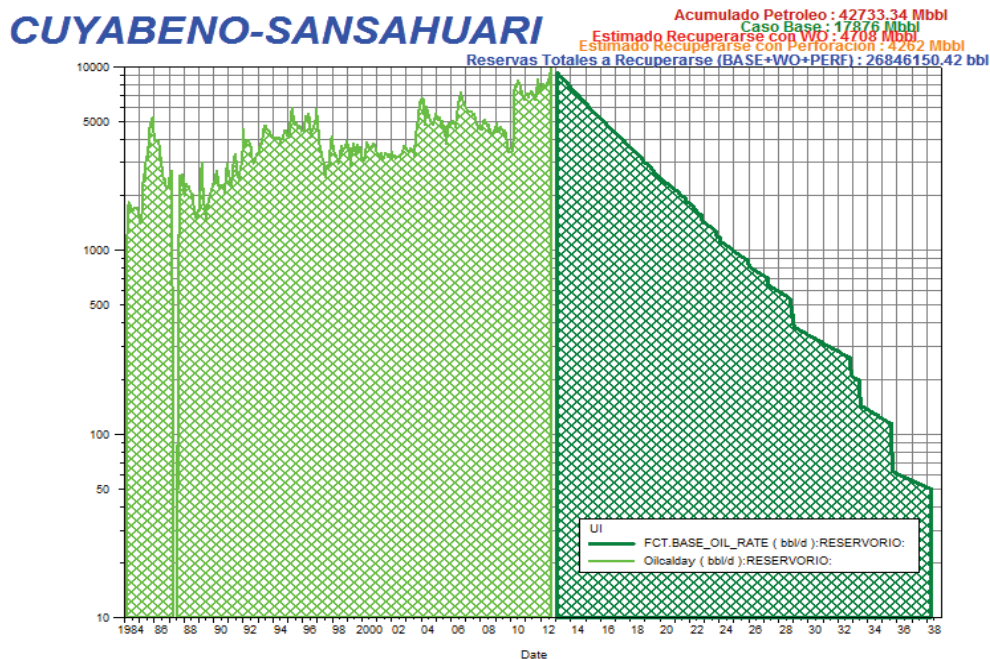
Figura 4.9: Predicción de Producción de la Arena US



Fuente: Oil Field Manager™

Elaborado por: Lesly G. Gálvez, Héctor D. Cusme

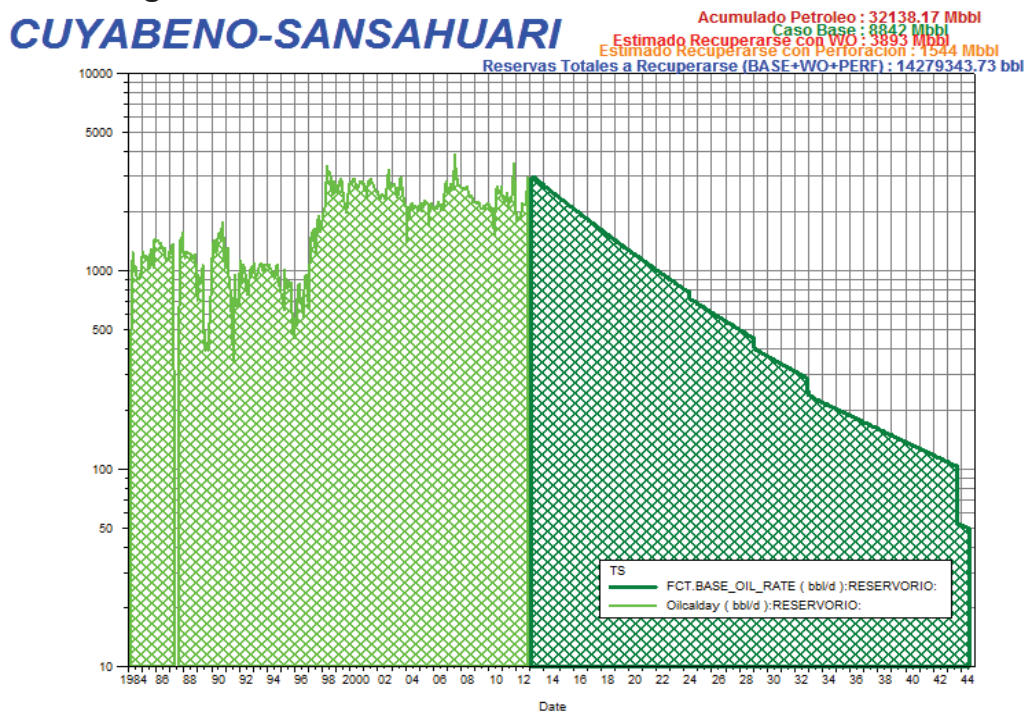
Figura 4.10: Predicción de Producción de la Arena UI



Fuente: Oil Field Manager™

Elaborado por: Lesly G. Gálvez, Héctor D. Cusme

Figura 4.11: Predicción de Producción de la Arena T



Fuente: Oil Field Manager™

Elaborado por: Lesly G. Gálvez, Héctor D. Cusme

CAPÍTULO 5

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES

- El campo Cuyabeno Sansahuaritiene en los reservorios “U Superior”, “U Inferior” y “T” 170.37 MMBPN de Reservas Probadas de petróleo que tienen un rango de 24 a 28.5 grados API. De estas reservas hasta Septiembre del 2012 se han producido 98.44 MMBPN, y quedan como reservas remanentes

| ARENA | R. PROBADAS | PRODUCCIÓN ACUMULADA | R. REMANENTES |
|--------------|--------------------|----------------------|-------------------|
| US | 38,351,391 | 23,568,001 | 14,783,390 |
| UI | 75,380,720 | 42,733,000 | 32,647,719 |
| 9 T | 56,637,540 | 32,138,000 | 24,499,540 |
| Total | 170,369,650 | 98,439,001 | 71,930,649 |

MMBPN. Por el momento, no se considera que existan reservas probables y posibles.

- El factor principal que ocasiona la diferencia entre los POES calculados en este proyecto de titulación y los datos oficiales de EPPETROECUADOR , es la variación de las áreas y espesores, debido a la re-interpretación de registros eléctricos, y también a la perforación de nuevos pozos.
- Con el estudio de la producción y con ayuda del método volumétrico podemos determinar el comportamiento productivo de cada uno de los reservorios
- Las propiedades de los fluidos observados en los análisis PVT mostrados en la caracterización de fluidos, indican que los reservorios U Superior y U Media se podrían unificar en un solo reservorio y el mismo se llamara U Superior.

- El yacimiento U inferior presenta los mejores parámetros petrofísicos y se justifica su prioridad en cuanto a explotación, aunque T presenta un considerable volumen de reservas que consecuentemente se pueden producir a futuro.
- La arena U inferior resulta ser la mejor de acuerdo a la reevaluación de registros eléctricos que son: porosidad 19.3%, espesor neto de alrededor de 60 pies, esta arena brinda un aporte considerable a las reservas del campo y reúne las características óptimas para la ubicación de nuevos pozos.
- Al momento no existen pozos activos del Basal Tena debido a su bajo aporte por la discontinuidad del reservorio, y se está investigando la posibilidad de recuperar reservas remanentes probando los intervalos que parecen prospectivos en pozos que tienen bajo potencial en los otros reservorios.
- Las presiones actuales de los yacimientos se encuentran sobre las presiones de burbuja, por lo que se definen a los reservorios como subsaturados.
- Los registros eléctricos son utilizados en la obtención de información, al finalizar la primera etapa de perforación, una vez que se ha llegado a la profundidad total programada antes que el hueco sea revestido.
- El factor de recobro de cada arena se han incrementado con el tiempo debido a la producción continua de los yacimientos. Para la arena U Superior de 39.93% a 42.07 % para U Inferior de 32.88% a 43.74 %, y por último para T de 33% a % 42.33%, éstos valores son comparados con los datos oficiales del año 2010.
- Para realizar la predicción de producción se tomaron periodos de producción constantes con el fin de tener una tendencia definida y observamos que el tanto la arena Ui y Ts llegaran a tener producciones más largas hasta el 2038

y 2044, respectivamente todo esto en base a las condiciones actuales de los pozos.

- El campo ha producido de los reservorios Napo U superior, U inferior, T superior, siendo U inferior el yacimiento más representativo del área. Para septiembre del 2012 se tiene una tasa de producción del campo de aproximadamente de 15000 BPPD con 32 pozos activos, 6 de Us, 21 de Ui y 5 Ts.

RECOMENDACIONES

- Realizar estudios de simulación que ayuden a los proyectos de perforación en zonas donde no existe producción.
- Realizar periódicamente actualización de reservas, mapas, estudios y modelos matemáticos, con la información nueva que se adquiere en el campo.
- Tener los registros eléctricos de los pozos en formatos LASS o ASCII para una mejor visualización e interpretación de los mismos, a la vez que deben de estar acompañados con los datos de los encabezados.
- Estudiar la posibilidad de implementar proyectos de recuperación mejorada, para producir las reservas remanentes.
- Si las condiciones de los reservorios permiten, analizar y planificar la posibilidad de producir en forma conjunta de dos reservorios cuando la producción individual de estos esté por debajo de los 100 BPPD, para que tanto los trabajos como los costos de producción sean económicamente rentables. La implementación de esta propuesta permitirá optimizar el recobro de las reservas y reducir el número de pozos a ser perforados.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. **CIED PDVSA.** “Estimación y Cálculo de Reservas de Hidrocarburos”, 1997.
2. **B. C. CRAFT y M. F. HAWKIMS.** “Ingeniería Aplicada de Yacimientos petrolíferos”
3. **MAGDALENA PARIS DE FERRER.** “Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos”, 2010.
4. **VYP CONSULTORES S.A.** “Desarrollo de Yacimientos”, 2004.
5. **SEER OIL.** “Interpretación de registros de pozos a Hueco Abierto”, 2001.
6. **PETROPRODUCCIÓN. ARCHIVO TÉCNICO.** “Certificación de Reservas del campo Cuyabeno-Sansahuari al 31/12/2008”.
7. **PETROPRODUCCIÓN. ARCHIVO TÉCNICO.** Carpetas de los pozos del Campo Cuyabeno-Sansahuari.
8. **PETROECUADOR,** glosario de la Industria Hidrocarburífera, 2001.
9. **INTERACTIVE PETROPYSICS.** Ayuda para el usuario, versión 3.4.
10. **OIL FIELD MANAGER™.** Ayuda para el usuario, versión 2007.
11. **GARCÍA Julio, RODRIGUEZ Paulo.** Actualización de Reservas del campo Cononaco, 2010.
12. **ANDRADE Fidel.** Actualización de Reservas y predicción de Producción de los campos Culebra- Yulebra, 2009.
13. **CASTILLO Carla.** Desarrollo y prueba de una metodología para incrementar la producción en arenas bajo convenios operativos, Caracas 2002.
14. **SCHLUMBERGER,**<http://www.glossary.oilfield.slb.com/>
15. **PEMEX,** Exploración y Producción, Noviembre 2012.

16. **CARRILLO** Lucio, Ingeniería en Reservorios, Noviembre 2006.

17. http://www.aipmac.org.mx/villahermosa/Presentaciones/Jornadas_Tec_2012/Sala_1/12-30%20A%2013-00/Declinacion%20exponencial.pdf

18. <http://saber.ucv.ve/xmlui/bitstream/123456789/105/1/Trabajo%20Especial%20de%20Grado.pdf>

ANEXOS

Anexo 1.1: En la siguiente tabla se muestra un resumen con los pozos del campo con su estado actual.

| CONDICIONES ACTUALES DE LOS POZOS | |
|--|------------------|
| POZO | ESTADO |
| CUY-1 | CERRADO |
| CUY-2 | CERRADO |
| CUY-3 | CERRADO |
| CUY-4 | CERRADO |
| CUY-5 | CERRADO |
| CUY-6 | PRODUCTOR USI |
| CUY-7 | CERRADO |
| CUY-8 | PRODUCTOR UI |
| CUY-9 | PRODUCTOR UI |
| CUY-10 | PRODUCTOR UI |
| CUY-11 | CERRADO |
| CUY-12 | CERRADO |
| CUY-13D | PRODUCTOR US, UI |
| CUY-14 | CERRADO |
| CUY-15 | PRODUCTOR US |
| CUY-16 | CERRADO |
| CUY-17 | CERRADO |
| CUY-18 | CERRADO |
| CUY-19 | PRODUCTOR US |
| CUY-20 | CERRADO |
| CUY-21 | PRODUCTOR UI |
| CUY-22 | PRODUCTOR TS |
| CUY-23 | PRODUCTOR UI |

| | |
|---------|------------------|
| CUY-24D | PRODUCTOR US, UI |
| CUY-25 | PRODUCTOR UI |
| CUY-26 | CERRADO |
| CUY-27 | PRODUCTOR UI |
| CUY-28D | CERRADO |
| CUY-29D | PRODUCTOR TS |
| CUY-30D | PRODUCTOR UI |
| CUY-31D | PRODUCTOR US |
| CUY-32D | PRODUCTOR UI |
| CUY-33D | CERRADO |
| CUY-34D | PRODUCTOR UI |
| CUY-35D | PRODUCTOR UI |
| CUY-36D | PRODUCTOR UI |
| CUY-37D | CERRADO |
| CUY-38D | PRODUCTOR UI |
| CUY-39D | PRODUCTOR UI, TS |
| CUY-40D | PRODUCTOR US |
| CUY-41D | PERFORADO US |
| CUY-42D | PERFORADO UI |
| CUY-43D | PERFORADO UI |
| CUY-44D | PERFORADO UI |
| CUY-45D | PERFORADO UI |
| CUY-46D | PERFORADO US |
| CUY-47D | PERFORADO US |
| CUY-48D | PERFORADO UI |
| CUY-49D | PERFORADO UI |
| CUY-50D | PERFORADO UI |
| SSH-1 | CERRADO |
| SSH-2 | PRODUCTOR UI |
| SSH-3 | CERRADO |
| SSH-4 | PRODUCTOR TS |

| | |
|---------|---------------|
| SSH-5 | PRODUCTOR TS |
| SSH-6 | CERRADO |
| SSH-7 | PRODUCTOR UM |
| SSH-8 | PRODUCTOR UI |
| SSH-9 | PRODUCTOR UI |
| SSH-10 | PRODUCTOR UI |
| SSH-11 | WO UI |
| SSH-12D | CERRADO |
| SSH-13D | CERRADO |
| SSH-14D | CERRADO |
| SSH-18D | PRODUCTOR UM |
| SSH-21D | PERFPORADO T |
| SSH-22D | PERFPORADO T |
| SSH-23D | PERFPORADO UI |
| SSH-24D | PERFPORADO UI |

Fuente: Archivo Técnico EP PETROECUADOR

Elaborado por: Lesly G. Gálvez, Héctor D. Cusme

Anexo 2.1: Análisis Convencionales, Contenido de Fluidos

- ANÁLISIS CONVENCIONALES

Sansahuari-08, Arena Ui

| | Porosidad (%) | Permeabilidad (mD) | Densidad del grano (g/cm³) |
|---------------------|--------------------------|-------------------------------|--|
| Mínimo | 18.47 | 964 | 2.555 |
| Máximo | 25.68 | 5220 | 2.909 |
| Promedio Aritmético | 22.84 | 3222.68 | 2.630 |

Fuente: Archivo Técnico Petroproducción
Elaborado por: Lesly G. Gálvez, Héctor D. Cusme

Sansahuari-10, Arena T

| | Porosidad (%) | Permeabilidad (mD) | Densidad del grano (g/cm³) |
|---------------------|--------------------------|-------------------------------|--|
| Mínimo | 13.55 | 6 | 2.63 |
| Máximo | 23.66 | 1953 | 2.8 |
| Promedio Aritmético | 20.23 | 482 | 2.68 |

Fuente: Archivo Técnico Petroproducción
Elaborado por: Lesly G. Gálvez, Héctor D. Cusme

Sansahuari-10, Arena U

| | Porosidad (%) | Permeabilidad (mD) | Densidad del grano (g/cm³) |
|---------------------|--------------------------|-------------------------------|--|
| Mínimo | 17.85 | 444 | 2.64 |
| Máximo | 23.85 | 4847 | 2.68 |
| Promedio Aritmético | 21.59 | 2010 | 2.65 |

Fuente: Archivo Técnico EP PETROECUADOR
Elaborado por: Lesly G. Gálvez, Héctor D. Cusme

Cuyabeno-14, Arena T

| | Porosidad (%) | Permeabilidad (mD) | Densidad del grano (g/cm³) |
|---------------------|----------------------|---------------------------|--|
| Mínimo | 12.45 | 1.59 | 2.63 |
| Máximo | 20.65 | 483 | 2.71 |
| Medio | 18.48 | 136 | 2.64 |
| Promedio Aritmético | 17.18 | 149.5 | 2.66 |

Fuente: Archivo Técnico EP PETROECUADOR

Elaborado por: Lesly G. Gálvez, Héctor D. Cusme

Cuyabeno-21, Arena T

| | Porosidad (%) | Permeabilidad (mD) | Densidad del grano (g/cm³) |
|---------------------|----------------------|---------------------------|--|
| Mínimo | 11.67 | 8 | 2.61 |
| Máximo | 18.58 | 513 | 2.71 |
| Medio | 16.8 | 191 | 2.63 |
| Promedio Aritmético | 16.55 | 197 | 2.64 |

Fuente: Archivo Técnico EP PETROECUADOR

Elaborado por: Lesly G. Gálvez, Héctor D. Cusme




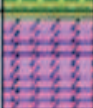
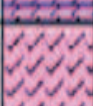
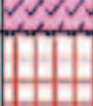
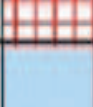
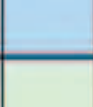
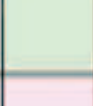
-CONTENIDOS DE FLUIDOS

| Pozo | Fecha | Arena | So (%) | Sw (%) | Porosidad Indirecta (%) |
|---------------|--------------|--------------|---------------|---------------|--------------------------------|
| Sansahuari-01 | sep-04 | U | 10 | 35 | 25-30 |
| Sansahuari-08 | ene-92 | Ui | 10.15 | 27.62 | 22.81 |
| Sansahuari-10 | mar-96 | U | 16.68 | 37.58 | 22.48 |
| | | T | 12.55 | 47.08 | 22.3 |
| Cuyabeno-21 | ene-96 | T | 8.06 | 46.33 | 22.37 |

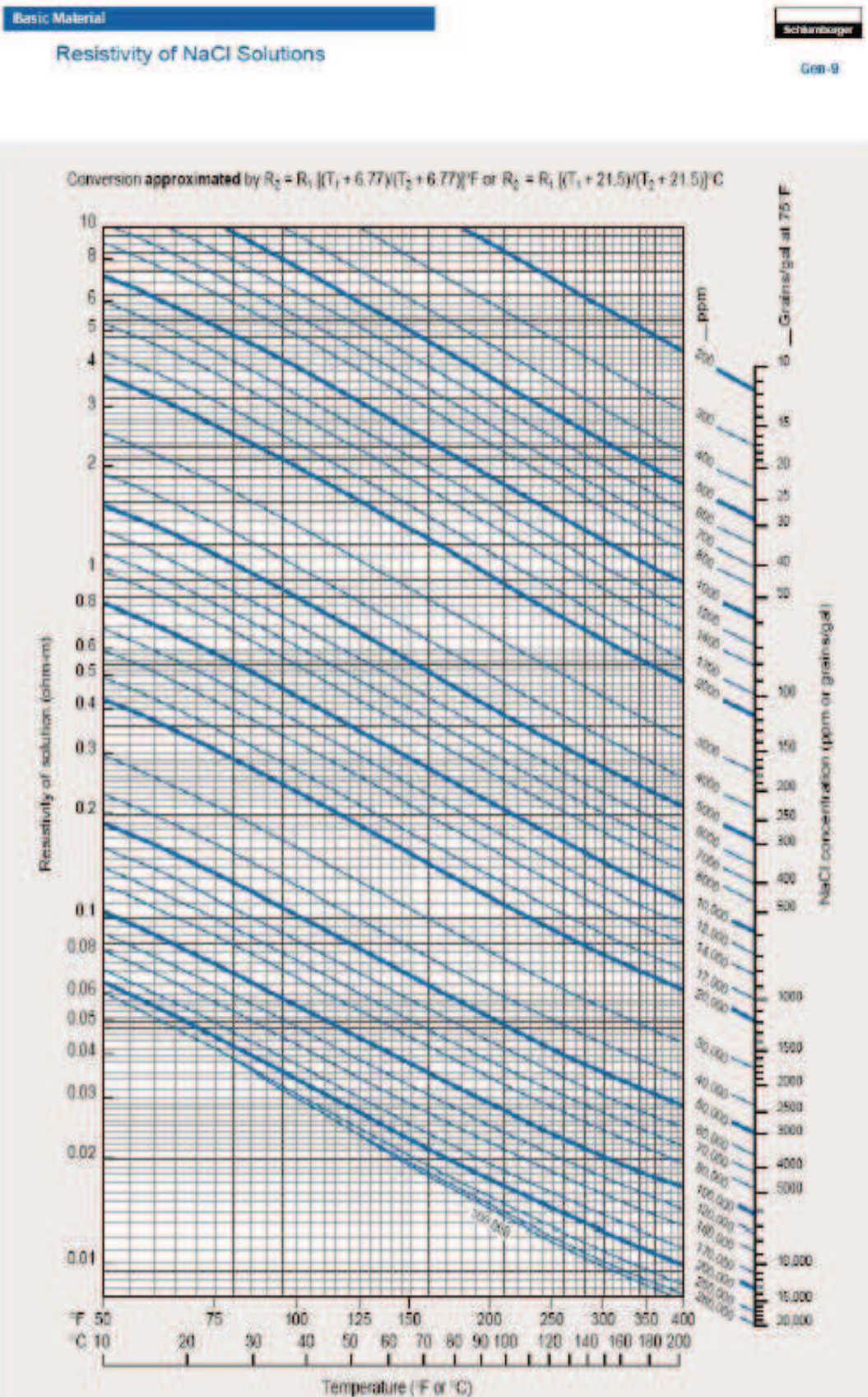
Fuente: Archivo Técnico EP PETROECUADOR

Elaborado por: Lesly G. Gálvez, Héctor D. Cusme

Anexo 2.2: Respuestas generales de Registros según Matriz.

| Registro eléctricos a hueco abierto | | | | | | | |
|--|---|------------------------|----------------------------|-------------------------|---------------------------|-------------------------------|-----------------|
| Respuestas Generales de Registros según Matriz | | | | | | | |
| Lithology | | GR | Density | Neutron | Acoustic | Resistivity | PE |
| Sandstone |  | Low (Unless RA min) | 2.65 | -4 | 53 | High | 1.81 |
| Limestone |  | Low | 2.71 | 0 | 47.5 | High | 5.08 |
| Shale |  | High | 2.2-2.7 (water content) | High (water content) | 50-150 (water content) | low (water content) | 1-5 |
| Dolomite |  | Low (higher if U) | 2.87 | +4 | 43 | High | 3.14 |
| Anhydrite |  | V.Low | 2.98 | -1 | 50 | V.High | 5.06 |
| Salt |  | Low (Unless K salt) | 2.03 (1.87) | -3 (-2) | 67 (74) | V.High | 4.65 |
| Water |  | 0 | 1-1.1 (salt & temp) | 100 | 180-190 | 0 - infinite (salt & temp) | 0.36 (+salt) |
| Oil |  | 0 | 0.6-1.0 (api) | 70-100 (H2 index) | 210-240 (api) | V.High | Low |
| Gas |  | 0 | 0.2-0.5 (pressure) | 10-50 (H2 index) | ~1000 | V.High | Low |

Anexo 2.3: Carta GEN9



Anexo 2.4: Encabezado de los registros Eléctricos

ENCABEZADOS DE LOS REGISTROS ELECTRICOS

| POZO | FECHA | RM@T | | RMF@T | | RMC@T | | RM@BHT | | BIT | PROF. (pies) | | CSG@PROF |
|----------|------------|------|-----|-------|----|-------|----|--------|-----|-------|--------------|--------|----------|
| | | Ω.m | °F | Ω.m | °F | Ω.m | °F | Ω.m | °F | Pulg | Driller | Logger | pulg |
| CUY -01 | 23/05/2009 | 1.20 | 85 | 0.90 | 85 | 2.00 | 85 | 0.53 | 200 | 9.875 | 8541 | 8518 | 10.750 |
| CUY -02 | 30/12/2009 | 0.87 | 100 | 0.89 | 87 | 1.30 | 83 | 0.46 | 186 | 8.750 | 8018 | 8016 | 9.625 |
| CUY -03 | 10/08/1981 | 1.48 | 85 | 1.45 | 85 | 1.67 | 85 | 0.68 | 192 | 8.750 | 7960 | 7941 | 9.625 |
| CUY -04 | 04/14/1982 | 2.10 | 70 | 1.00 | 70 | 2.44 | 70 | 0.85 | 172 | 9.875 | 8052 | 8034 | 10.750 |
| CUY -05 | 07/03/1982 | 1.82 | 80 | 1.70 | 80 | 2.14 | 80 | 1.00 | 180 | 9.875 | 8076 | 8072 | 10.750 |
| CUY -06 | 26/04/1982 | 1.36 | 82 | 1.65 | 75 | 2.03 | 83 | 0.64 | 182 | 10.75 | 8084 | 8084 | 10.750 |
| CUY -07 | 23/09/1981 | 1.75 | 82 | 1.69 | 82 | 2.65 | 82 | 0.81 | 178 | 8.750 | 8065 | 8065 | 10.750 |
| CUY -08 | 15/07/1982 | 1.07 | 87 | 1.10 | 73 | 2.06 | 73 | 0.52 | 185 | 9.875 | 8030 | 8026 | 10.750 |
| CUY -09 | 28/05/1984 | 0.85 | 89 | 0.75 | 90 | 1.20 | 89 | 0.41 | 183 | 9.875 | 8045 | 8044 | 10.750 |
| CUY -10 | 17/08/1984 | 1.45 | 86 | 1.18 | 86 | 1.20 | 87 | 0.60 | 184 | 9.875 | 8150 | 8123 | 10.750 |
| CUY -11 | 26/06/1985 | 1.80 | 87 | 1.20 | 87 | 1.80 | 88 | 0.90 | 182 | 9.875 | 7990 | 7985 | 10.750 |
| CUY-12 | 08/03/1986 | 1.20 | 85 | 1.10 | 85 | 1.40 | 85 | 0.52 | 182 | 9.875 | 8025 | 8012 | 10.750 |
| CUY -13D | 09/12/2009 | 0.93 | 78 | 0.71 | 82 | 2.51 | 77 | 0.40 | 192 | 9.875 | 8070 | 8050 | 10.750 |
| CUY -14 | 05/11/1988 | 1.20 | 84 | 0.90 | 79 | 2.60 | 79 | 0.54 | 186 | 9.875 | 7975 | 7974 | 10.750 |
| CUY -15 | 18/12/1988 | 1.20 | 82 | 0.90 | 84 | 2.20 | 82 | 0.54 | 180 | 9.875 | 8112 | 8102 | 10.750 |
| CUY -16 | 17/10/1990 | 2.00 | 84 | 1.70 | 84 | 3.00 | 84 | 0.91 | 184 | 9.875 | 8077 | 8070 | 10.750 |

| | | | | | | | | | | | | | |
|----------|------------|------|----|------|----|------|----|------|-----|-------|------|------|--------|
| CUY -17 | 12/14/1990 | 1.80 | 80 | 1.05 | 80 | 2.80 | 80 | - | 180 | 8.750 | 8125 | 8039 | 10.750 |
| CUY -18 | 05/07/1991 | 1.80 | 75 | 1.60 | 75 | 2.00 | 75 | 0.78 | 182 | 9.875 | 8176 | 8114 | 10.750 |
| CUY -19 | 14/12/1994 | 2.43 | 77 | 2.31 | 77 | 3.02 | 73 | 1.15 | 170 | 9.875 | 8237 | 8241 | 10.750 |
| CUY -20 | 29/12/1994 | 1.48 | 90 | 1.80 | 70 | 2.14 | 65 | 0.78 | 178 | 9.875 | 8220 | 8218 | 13.750 |
| CUY -21 | 20/10/1995 | 1.80 | 79 | 1.50 | 79 | 2.80 | 73 | 0.81 | 185 | 9.875 | 8100 | 8098 | 10.750 |
| CUY -22 | 18/06/1998 | 1.93 | 95 | 1.68 | 94 | 2.10 | 93 | 1.04 | 182 | 9.875 | 8000 | 7986 | 10.750 |
| CUY -23 | 25/09/1996 | 2.26 | 76 | 1.97 | 75 | 3.91 | 74 | 0.99 | 182 | 9.625 | 8080 | 8087 | 10.750 |
| CUY -24D | 21/06/2006 | 1.65 | 85 | 1.83 | 78 | 2.17 | 81 | 0.79 | 185 | 12.25 | 8400 | 8406 | 13.375 |
| CUY -25 | 23/04/2006 | 2.31 | 75 | 2.02 | 75 | 4.85 | 75 | 1.01 | 180 | 9.875 | 8063 | 8071 | - |
| CUY -26 | 02/04/2006 | 2.00 | 75 | 1.45 | 75 | 2.50 | 75 | 0.82 | 192 | 8.500 | 8095 | 8086 | 9.625 |
| CUY -27 | 07/03/2006 | 2.00 | 75 | 2.25 | 75 | 2.08 | 75 | 0.86 | 184 | 8.500 | 8140 | 8130 | 9.625 |
| CUY -28D | 03/03/2009 | 1.76 | 77 | 1.66 | 78 | 2.51 | 79 | 0.75 | 190 | 8.500 | 8587 | 8576 | 9.625 |
| CUY -29D | 25/02/2010 | 1.64 | 75 | 1.38 | 75 | 3.25 | 75 | 0.68 | 191 | 8.500 | 8526 | 8476 | 9.625 |
| CUY -30D | 20/03/2010 | 1.25 | 74 | 1.09 | 75 | 1.32 | 74 | 0.53 | 185 | 8.500 | 8130 | 8125 | 9.625 |
| CUY -31D | 17/04/2010 | 1.60 | 80 | 1.40 | 80 | 2.00 | 80 | 0.67 | 200 | 8.500 | 8510 | 8492 | 9.625 |
| CUY -32D | 16/05/2010 | 1.38 | 92 | 1.16 | 79 | 1.46 | 78 | 0.71 | 186 | 8.500 | 8800 | 8789 | 9.625 |
| CUY -33D | 09/07/2010 | 1.25 | 83 | 1.12 | 83 | 2.35 | 83 | 0.59 | 183 | 8.500 | 8850 | 8833 | 9.625 |
| CUY -35D | 20/06/2010 | 1.32 | 75 | 1.10 | 75 | 2.10 | 75 | 0.55 | 191 | 8.500 | 8430 | 8418 | 9.625 |
| CUY -37D | 09/04/2012 | 1.56 | 76 | 1.52 | 75 | 1.22 | 75 | 0.68 | 183 | 8.500 | 7601 | 7526 | 9.625 |
| CUY -39D | 06/07/2012 | 2.20 | 80 | 2.00 | 80 | 3.50 | 80 | 0.84 | 198 | 8.500 | 8308 | 8318 | 9.625 |
| CUY -40D | 05/03/2012 | 0.92 | 73 | 1.24 | 76 | 1.26 | 75 | 0.39 | 181 | 8.500 | 8390 | 8394 | 9.625 |

| | | | | | | | | | | | | | |
|---------|------------|------|----|------|----|------|----|------|-----|-------|------|------|--------|
| SSH-03 | 18/01/1982 | 1.40 | 83 | 1.45 | 83 | 1.06 | 83 | 0.66 | 186 | 9.875 | 8201 | 8202 | 10.750 |
| SSH-04 | 22/01/1984 | 1.10 | 83 | 1.00 | 86 | 1.30 | 83 | 0.50 | 182 | 9.875 | 8084 | 8085 | 10.750 |
| SSH-05 | 19/02/1984 | 0.89 | 99 | 0.96 | 75 | 2.06 | 75 | 0.48 | 188 | 12.25 | 7973 | 7966 | 12.500 |
| SSH-06 | 06/07/1984 | 2.43 | 90 | 2.71 | 75 | 3.21 | 75 | 1.25 | 181 | 9.875 | 8100 | 8110 | 10.750 |
| SSH-07 | 14/02/1989 | 1.00 | 88 | 0.90 | 80 | 1.60 | 80 | 0.46 | 182 | 9.875 | 8020 | 7997 | 10.750 |
| SSH-09 | 16/09/1991 | 1.81 | 82 | 1.51 | 82 | 2.50 | 82 | 0.87 | 180 | 9.875 | 8054 | 8056 | 10.750 |
| SSH-10 | 07/11/1995 | 1.26 | 71 | 1.16 | 71 | 2.93 | 73 | 0.50 | 190 | 9.875 | 8040 | 8038 | 10.750 |
| SSH-11 | 05/09/1996 | 2.80 | 80 | 2.75 | 79 | 2.94 | 78 | 1.24 | 188 | 9.875 | 8030 | 8033 | 10.750 |
| SSH-12D | 22/07/2006 | 1.22 | 75 | 1.56 | 75 | 1.83 | 75 | 0.65 | 200 | 12.25 | 8520 | 8510 | 13.375 |
| SSH-13D | 08/03/2012 | 1.16 | 81 | 1.49 | 81 | 0.98 | 81 | 0.56 | 175 | 8.500 | 7620 | 7620 | 9.625 |
| SSH-14D | 20/04/2012 | 1.80 | 73 | 1.60 | 68 | 2.35 | 72 | 0.75 | 185 | 8.500 | 8453 | 8460 | 9.625 |
| SSH-15D | 25/05/2012 | 1.62 | 75 | 1.71 | 75 | 1.09 | 75 | 0.67 | 190 | 8.500 | 8630 | 8630 | 9.625 |
| SSH-16D | 06/08/2012 | 2.20 | 80 | 1.60 | 80 | 3.50 | 80 | 0.92 | 200 | 8.500 | 8400 | 8415 | 9.625 |
| SSH-17D | 25/07/2012 | 1.65 | 75 | 1.60 | 75 | 1.97 | 75 | 0.71 | 184 | 8.500 | 8579 | 8578 | 9.625 |
| SSH-18D | 27/07/2012 | 1.77 | 84 | 1.53 | 86 | 0.95 | 80 | 0.55 | 186 | 8.500 | 8430 | 8433 | 9.625 |
| SSH-19D | 28/08/2012 | 2.40 | 80 | 2.20 | 80 | 2.60 | 80 | 1.06 | 190 | 8.500 | 8361 | 8363 | 9.625 |

Anexo 2.5: Parámetros petrofísicos resultados del InteractivePetrophysics

| Basal Tena | | | | | | | | | | |
|-----------------|------|--------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| Pozo | Top | Bottom | Gross | Net | N/G | Av Phi | AvSw | AvVcl | Phi*H | PhiSo*H |
| CUY 01 | 7150 | 7175 | 25 | 15.250 | 0.610 | 0.172 | - | 0.250 | 2.623 | - |
| CUY 02 | 7130 | 7156 | 26 | 0.000 | 0.000 | - | - | - | - | - |
| CUY 03 | 7070 | 7104 | 34 | 0.000 | 0.000 | - | - | - | - | - |
| CUY 04 | 7136 | 7162 | 26 | 14.000 | 0.538 | 0.134 | - | 0.245 | 1.876 | - |
| CUY 05 | 7166 | 7184 | 18 | 3.500 | 0.194 | 0.152 | - | 0.232 | 0.532 | - |
| CUY 06 | 7134 | 7160 | 26 | 16.250 | 0.625 | 0.187 | - | 0.245 | 3.039 | - |
| CUY 07 | 7110 | 7136 | 26 | 3.000 | 0.115 | 0.148 | - | 0.340 | 0.444 | - |
| CUY 08 | 7120 | 7141 | 21 | 1.750 | 0.083 | 0.088 | - | 0.386 | 0.154 | - |
| CUY 09 | 7168 | 7200 | 32 | 11.250 | 0.352 | 0.159 | - | 0.301 | 1.789 | - |
| CUY 10 | 7177 | 7198 | 21 | 13.750 | 0.655 | 0.161 | - | 0.120 | 2.214 | - |
| CUY 11 | 7080 | 7104 | 24 | 6.750 | 0.281 | 0.162 | - | 0.206 | 1.094 | - |
| CUY 12 | 7134 | 7144 | 10 | 9.250 | 0.925 | 0.157 | 0.961 | 0.315 | 1.460 | 0.060 |
| CUY 13D | | | | | | | | | | |
| CUY 14 | 7030 | 7050 | 20 | 50.750 | 0.976 | 0.186 | 0.986 | 0.088 | 9.440 | 0.132 |
| CUY 15 | 7064 | 7086 | 22 | 0.000 | 0.000 | | - | | | - |
| CUY 16 | 7030 | 7052 | 22 | 17.000 | 0.773 | 0.144 | - | 0.344 | 2.448 | - |
| CUY 17 | 7120 | 7148 | 28 | 1.500 | 0.054 | 0.095 | - | 0.379 | 0.143 | - |
| CUY 18 | 7180 | 7204 | 24 | 5.500 | 0.229 | 0.115 | - | 0.273 | 0.633 | - |
| CUY 19 | 7214 | 7234 | 20 | 5.500 | 0.275 | 0.140 | - | 0.279 | 0.770 | - |
| CUY 20 | 7132 | 7153 | 21 | 9.000 | 0.429 | 0.129 | - | 0.318 | 1.161 | - |
| CUY 21 | 7018 | 7062 | 44 | 26.500 | 0.602 | 0.124 | - | 0.282 | 3.286 | - |
| CUY 22 | 7070 | 7088 | 18 | 2.000 | 0.111 | 0.128 | - | 0.130 | 0.256 | - |
| CUY 23 | 7120 | 7152 | 32 | 0.000 | 0.000 | - | - | - | - | - |
| CUY 24D | 7426 | 7468 | 42 | 0.500 | 0.012 | 0.097 | - | 0.469 | 0.049 | - |
| CUY 25 | 7060 | 7094 | 34 | 0.500 | 0.015 | 0.097 | - | 0.367 | 0.049 | - |
| CUY 26 | 7101 | 7140 | 39 | 5.500 | 0.090 | 0.154 | - | 0.209 | 0.847 | - |
| CUY 27 | 7152 | 7179 | 27 | 0.000 | 0.000 | - | - | - | - | - |
| Promedio | | | 26.23 | 8.423 | 0.306 | 0.139 | 0.974 | 0.275 | 1.633 | 0.096 |

| US | | | | | | | | | | |
|-----------------|------|--------|--------------|---------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| Pozo | Top | Bottom | Gross | Net | N/G | Av Phi | AvSw | AvVcl | Phi*H | PhiSo*H |
| CUY 01 | 7720 | 7757 | 37 | 14.000 | 0.378 | 0.166 | 0.599 | 0.299 | 2.324 | 0.932 |
| CUY 02 | 7692 | 7726 | 34 | 18.500 | 0.544 | 0.147 | 0.421 | 0.241 | 2.720 | 1.575 |
| CUY 03 | 7631 | 7669 | 38 | 16.000 | 0.421 | 0.159 | 0.252 | 0.140 | 2.544 | 1.903 |
| CUY 04 | 7714 | 7744 | 30 | 10.000 | 0.333 | 0.163 | 0.475 | 0.204 | 1.630 | 0.856 |
| CUY 05 | 7755 | 7781 | 26 | 5.000 | 0.192 | 0.126 | 0.938 | 0.408 | 0.630 | 0.039 |
| CUY 06 | 7722 | 7752 | 30 | 11.500 | 0.383 | 0.162 | 0.308 | 0.288 | 1.863 | 1.289 |
| CUY 07 | 7686 | 7719 | 33 | 13.500 | 0.409 | 0.146 | 0.413 | 0.312 | 1.971 | 1.157 |
| CUY 08 | 7680 | 7713 | 33 | 14.250 | 0.432 | 0.164 | 0.329 | 0.275 | 2.337 | 1.568 |
| CUY 09 | 7726 | 7766 | 40 | 17.000 | 0.425 | 0.182 | 0.717 | 0.149 | 3.094 | 0.876 |
| CUY 10 | 7744 | 7775 | 31 | 17.000 | 0.548 | 0.167 | 0.397 | 0.252 | 2.839 | 1.712 |
| CUY 11 | 7669 | 7700 | 31 | 13.500 | 0.435 | 0.133 | 1.000 | 0.321 | 1.796 | 0.000 |
| CUY 12 | 7696 | 7709 | 13 | 11.750 | 0.904 | 0.166 | 0.897 | 0.254 | 1.951 | 0.201 |
| CUY 13D | | | | | | | | | | |
| CUY 14 | 7594 | 7641 | 47 | 29.750 | 0.633 | 0.129 | 0.448 | 0.262 | 3.838 | 2.118 |
| CUY 15 | 7626 | 7655 | 29 | 7.000 | 0.241 | 0.092 | 0.510 | 0.383 | 0.644 | 0.316 |
| CUY 16 | 7621 | 7651 | 30 | 10.000 | 0.333 | 0.153 | 0.452 | 0.307 | 1.530 | 0.838 |
| CUY 17 | 7702 | 7732 | 30 | 16.000 | 0.533 | 0.163 | 0.561 | 0.220 | 2.608 | 1.145 |
| CUY 18 | 7738 | 7772 | 34 | 13.750 | 0.404 | 0.138 | 0.861 | 0.265 | 1.898 | 0.264 |
| CUY 19 | 7788 | 7817 | 29 | 17.500 | 0.603 | 0.137 | 0.478 | 0.280 | 2.398 | 1.251 |
| CUY 20 | 7704 | 7728 | 24 | 9.750 | 0.406 | 0.151 | 0.686 | 0.291 | 1.472 | 0.462 |
| CUY 21 | 7589 | 7621 | 32 | 18.000 | 0.563 | 0.139 | 0.499 | 0.305 | 2.502 | 1.254 |
| CUY 22 | 7633 | 7667 | 34 | 10.000 | 0.294 | 0.157 | 0.265 | 0.274 | 1.570 | 1.154 |
| CUY 23 | 7686 | 7737 | 51 | 26.500 | 0.520 | 0.163 | 0.366 | 0.198 | 4.320 | 2.739 |
| CUY 24D | 7994 | 8031 | 37 | 28.250 | 0.764 | 0.170 | 0.390 | 0.257 | 4.803 | 2.930 |
| CUY 25 | 7624 | 7650 | 26 | 7.000 | 0.269 | 0.181 | 0.359 | 0.240 | 1.267 | 0.812 |
| CUY 26 | 7696 | 7724 | 28 | 14.000 | 0.500 | 0.147 | 0.814 | 0.268 | 2.058 | 0.383 |
| CUY 27 | 7714 | 7747 | 33 | 16.500 | 0.500 | 0.171 | 0.234 | 0.214 | 2.822 | 2.161 |
| Promedio | | | 32.31 | 14.846 | 0.460 | 0.153 | 0.526 | 0.266 | 2.286 | 1.151 |

| UM | | | | | | | | | | |
|-----------------|------|--------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| Pozo | Top | Bottom | Gross | Net | N/G | Av Phi | AvSw | AvVcl | Phi*H | PhiSo*H |
| CUY 01 | 7757 | 7795 | 38 | 6.000 | 0.158 | 0.106 | 0.526 | 0.253 | 0.636 | 0.301 |
| CUY 02 | 7726 | 7760 | 34 | 15.500 | 0.456 | 0.128 | 0.216 | 0.210 | 1.984 | 1.555 |
| CUY 03 | 7669 | 7690 | 21 | 6.500 | 0.310 | 0.121 | 0.385 | 0.300 | 0.787 | 0.484 |
| CUY 04 | 7744 | 7774 | 30 | 1.500 | 0.050 | 0.120 | 0.424 | 0.354 | 0.180 | 0.104 |
| CUY 05 | 7781 | 7815 | 34 | 1.500 | 0.044 | 0.148 | 0.370 | 0.241 | 0.222 | 0.140 |
| CUY 06 | 7752 | 7788 | 36 | 3.500 | 0.097 | 0.139 | 0.244 | 0.292 | 0.487 | 0.368 |
| CUY 07 | 7719 | 7747 | 28 | 5.500 | 0.196 | 0.143 | 0.266 | 0.291 | 0.787 | 0.577 |
| CUY 08 | 7713 | 7750 | 37 | 19.750 | 0.534 | 0.139 | 0.192 | 0.212 | 2.745 | 2.218 |
| CUY 09 | 7766 | 7780 | 14 | 0.000 | 0.000 | - | - | - | - | - |
| CUY 10 | 7775 | 7811 | 36 | 14.500 | 0.403 | 0.137 | 0.370 | 0.305 | 1.987 | 1.251 |
| CUY 11 | 7700 | 7740 | 40 | 2.500 | 0.063 | 0.163 | 0.551 | 0.143 | 0.408 | 0.183 |
| CUY 12 | 7757 | 7791 | 34 | 32.750 | 0.963 | 0.172 | 0.750 | 0.214 | 5.633 | 1.408 |
| CUY 13D | | | | | | | | | | |
| CUY 14 | 7641 | 7654 | 13 | 51.250 | 0.801 | 0.208 | 0.418 | 0.086 | 10.660 | 6.204 |
| CUY 15 | 7655 | 7686 | 31 | 0.000 | 0.000 | | | | | |
| CUY 16 | 7651 | 7676 | 25 | 7.000 | 0.280 | 0.142 | 0.926 | 0.349 | 0.994 | 0.074 |
| CUY 17 | 7732 | 7759 | 27 | 7.500 | 0.278 | 0.149 | 0.448 | 0.303 | 1.118 | 0.617 |
| CUY 18 | 7772 | 7800 | 28 | 3.000 | 0.107 | 0.093 | 0.679 | 0.392 | 0.279 | 0.090 |
| CUY 19 | 7817 | 7848 | 31 | 13.750 | 0.444 | 0.139 | 0.658 | 0.295 | 1.911 | 0.654 |
| CUY 20 | 7728 | 7753 | 25 | 4.750 | 0.190 | 0.120 | 0.806 | 0.343 | 0.570 | 0.111 |
| CUY 21 | 7621 | 7656 | 35 | 7.750 | 0.221 | 0.124 | 0.331 | 0.392 | 0.961 | 0.643 |
| CUY 22 | 7667 | 7699 | 32 | 1.000 | 0.031 | 0.096 | 0.486 | 0.411 | 0.096 | 0.049 |
| CUY 23 | 7737 | 7756 | 19 | 1.500 | 0.079 | 0.093 | 0.290 | 0.145 | 0.140 | 0.099 |
| CUY 24D | 8031 | 8048 | 17 | 2.750 | 0.162 | 0.136 | 0.800 | 0.247 | 0.374 | 0.075 |
| CUY 25 | 7650 | 7681 | 31 | 4.500 | 0.145 | 0.095 | 0.448 | 0.260 | 0.428 | 0.236 |
| CUY 26 | 7724 | 7758 | 34 | 4.500 | 0.132 | 0.112 | 0.376 | 0.347 | 0.504 | 0.314 |
| CUY 27 | 7747 | 7784 | 37 | 15.500 | 0.419 | 0.164 | 0.262 | 0.225 | 2.542 | 1.876 |
| Promedio | | | 29.50 | 9.010 | 0.252 | 0.133 | 0.468 | 0.275 | 1.518 | 0.818 |

| UI | | | | | | | | | | |
|-----------------|------|--------|--------------|---------------|--------------|--------------|--------------|--------------|---------------|--------------|
| Pozo | Top | Bottom | Gross | Net | N/G | Av Phi | AvSw | AvVcl | Phi*H | PhiSo*H |
| CUY 01 | 7795 | 7870 | 75 | 71.500 | 0.953 | 0.199 | 0.594 | 0.203 | 14.229 | 5.777 |
| CUY 02 | 7760 | 7836 | 76 | 67.750 | 0.891 | 0.161 | 0.790 | 0.190 | 10.908 | 2.291 |
| CUY 03 | 7690 | 7759 | 69 | 45.500 | 0.659 | 0.147 | 0.463 | 0.208 | 6.689 | 3.592 |
| CUY 04 | 7774 | 7860 | 86 | 81.500 | 0.948 | 0.196 | 0.532 | 0.112 | 15.974 | 7.476 |
| CUY 05 | 7815 | 7876 | 61 | 55.000 | 0.902 | 0.196 | 0.765 | 0.157 | 10.780 | 2.533 |
| CUY 06 | 7788 | 7860 | 72 | 54.250 | 0.753 | 0.177 | 0.991 | 0.254 | 9.602 | 0.086 |
| CUY 07 | 7747 | 7823 | 76 | 70.750 | 0.931 | 0.191 | 0.325 | 0.160 | 13.513 | 9.121 |
| CUY 08 | 7750 | 7816 | 66 | 64.750 | 0.981 | 0.201 | 0.440 | 0.163 | 13.015 | 7.288 |
| CUY 09 | 7780 | 7827 | 47 | 28.000 | 0.596 | 0.145 | 0.450 | 0.197 | 4.060 | 2.233 |
| CUY 10 | 7811 | 7884 | 73 | 68.250 | 0.935 | 0.207 | 0.798 | 0.131 | 14.128 | 2.854 |
| CUY 11 | 7740 | 7789 | 49 | 42.750 | 0.872 | 0.195 | 0.675 | 0.131 | 8.336 | 2.709 |
| CUY 12 | 7798 | 7822 | 24 | 23.250 | 0.969 | 0.190 | 0.787 | 0.153 | 4.418 | 0.941 |
| CUY 13D | | | | | | | | | | |
| CUY 14 | 7654 | 7718 | 64 | 0.000 | 0.000 | - | - | - | - | - |
| CUY 15 | 7686 | 7762 | 76 | 75.250 | 0.990 | 0.211 | 0.355 | 0.080 | 15.878 | 10.241 |
| CUY 16 | 7676 | 7744 | 68 | 66.750 | 0.982 | 0.198 | 0.512 | 0.177 | 13.217 | 6.450 |
| CUY 17 | 7759 | 7838 | 79 | 74.500 | 0.943 | 0.201 | 0.661 | 0.157 | 14.975 | 5.076 |
| CUY 18 | 7800 | 7872 | 72 | 69.750 | 0.969 | 0.196 | 0.733 | 0.141 | 13.671 | 3.650 |
| CUY 19 | 7848 | 7936 | 88 | 86.750 | 0.986 | 0.210 | 0.802 | 0.086 | 18.218 | 3.607 |
| CUY 20 | 7753 | 7841 | 88 | 74.250 | 0.844 | 0.196 | 0.609 | 0.106 | 14.553 | 5.690 |
| CUY 21 | 7656 | 7723 | 67 | 67.000 | 1.000 | 0.211 | 0.408 | 0.093 | 14.137 | 8.369 |
| CUY 22 | 7699 | 7746 | 47 | 27.500 | 0.585 | 0.186 | 0.497 | 0.174 | 5.115 | 2.573 |
| CUY 23 | 7756 | 7810 | 54 | 40.500 | 0.750 | 0.186 | 0.471 | 0.160 | 7.533 | 3.985 |
| CUY 24D | 8048 | 8136 | 88 | 86.250 | 0.980 | 0.210 | 0.477 | 0.133 | 18.113 | 9.473 |
| CUY 25 | 7681 | 7756 | 75 | 72.000 | 0.960 | 0.215 | 0.499 | 0.124 | 15.480 | 7.755 |
| CUY 26 | 7758 | 7822 | 64 | 60.250 | 0.941 | 0.199 | 0.765 | 0.096 | 11.990 | 2.818 |
| CUY 27 | 7784 | 7878 | 94 | 92.250 | 0.981 | 0.202 | 0.566 | 0.118 | 18.635 | 8.087 |
| Promedio | | | 69.15 | 60.240 | 0.858 | 0.193 | 0.599 | 0.148 | 12.287 | 4.987 |

| TS | | | | | | | | | | |
|-----------------|------|--------|--------------|---------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| Pozo | Top | Bottom | Gross | Net | N/G | Av Phi | AvSw | AvVcl | Phi*H | PhiSo*H |
| CUY 01 | 7920 | 7958 | 38 | 33.000 | 0.868 | 0.137 | 0.667 | 0.293 | 4.521 | 1.505 |
| CUY 02 | 7883 | 7928 | 45 | 33.000 | 0.733 | 0.116 | 0.861 | 0.338 | 3.828 | 0.532 |
| CUY 03 | 7800 | 7834 | 34 | 18.250 | 0.537 | 0.121 | 0.357 | 0.283 | 2.208 | 1.420 |
| CUY 04 | 7900 | 7943 | 43 | 20.500 | 0.477 | 0.151 | 0.399 | 0.197 | 3.096 | 1.860 |
| CUY 05 | 7918 | 7952 | 34 | 18.250 | 0.537 | 0.134 | 0.419 | 0.311 | 2.446 | 1.421 |
| CUY 06 | 7908 | 7949 | 41 | 26.500 | 0.646 | 0.131 | 0.599 | 0.371 | 3.472 | 1.392 |
| CUY 07 | 7869 | 7914 | 45 | 20.000 | 0.444 | 0.119 | 0.530 | 0.355 | 2.380 | 1.119 |
| CUY 08 | 7860 | 7897 | 37 | 22.500 | 0.608 | 0.149 | 0.727 | 0.298 | 3.353 | 0.915 |
| CUY 09 | 7869 | 7907 | 38 | 16.000 | 0.421 | 0.149 | 0.235 | 0.205 | 2.384 | 1.824 |
| CUY 10 | 7935 | 7974 | 39 | 19.000 | 0.487 | 0.123 | 0.549 | 0.314 | 2.337 | 1.054 |
| CUY 11 | 7830 | 7872 | 42 | 23.000 | 0.548 | 0.119 | 0.710 | 0.288 | 2.737 | 0.794 |
| CUY 12 | 7917 | 7951 | 34 | 27.000 | 0.780 | 0.166 | 0.649 | 0.248 | 4.482 | 1.573 |
| CUY 13D | | | | | | | | | | |
| CUY 14 | 7760 | 7807 | 47 | 20.000 | 0.426 | 0.169 | 0.291 | 0.233 | 3.380 | 2.396 |
| CUY 15 | 7810 | 7858 | 48 | 31.250 | 0.651 | 0.124 | 0.449 | 0.317 | 3.875 | 2.135 |
| CUY 16 | 7791 | 7836 | 45 | 25.000 | 0.556 | 0.142 | 0.488 | 0.345 | 3.550 | 1.818 |
| CUY 17 | 7882 | 7926 | 44 | 14.500 | 0.330 | 0.117 | 0.514 | 0.400 | 1.697 | 0.824 |
| CUY 18 | 7918 | 7960 | 42 | 28.250 | 0.673 | 0.121 | 0.684 | 0.315 | 3.418 | 1.080 |
| CUY 19 | 7984 | 8034 | 50 | 40.500 | 0.810 | 0.127 | 0.809 | 0.317 | 5.144 | 0.982 |
| CUY 20 | 7881 | 7916 | 35 | 13.500 | 0.386 | 0.140 | 0.380 | 0.226 | 1.890 | 1.172 |
| CUY 21 | 7770 | 7807 | 37 | 29.000 | 0.784 | 0.151 | 0.286 | 0.215 | 4.379 | 3.127 |
| CUY 22 | 7793 | 7829 | 36 | 28.000 | 0.778 | 0.176 | 0.271 | 0.206 | 4.928 | 3.593 |
| CUY 23 | 7855 | 7900 | 45 | 29.000 | 0.644 | 0.136 | 0.520 | 0.301 | 3.944 | 1.893 |
| CUY 24D | 8181 | 8219 | 38 | 30.500 | 0.803 | 0.156 | 0.354 | 0.257 | 4.758 | 3.074 |
| CUY 25 | 7800 | 7848 | 48 | 35.000 | 0.729 | 0.149 | 0.371 | 0.245 | 5.215 | 3.280 |
| CUY 26 | 7865 | 7912 | 47 | 18.500 | 0.394 | 0.099 | 0.573 | 0.348 | 1.832 | 0.782 |
| CUY 27 | 7923 | 7960 | 37 | 17.500 | 0.473 | 0.117 | 0.427 | 0.316 | 2.048 | 1.173 |
| Promedio | | | 41.12 | 24.519 | 0.597 | 0.136 | 0.505 | 0.290 | 3.358 | 1.644 |

| TI | | | | | | | | | | |
|-----------------|------|--------|--------------|---------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| Pozo | Top | Bottom | Gross | Net | N/G | Av Phi | AvSw | AvVcl | Phi*H | PhiSo*H |
| CUY 01 | 7996 | 8048 | 52 | 51.250 | 0.986 | 0.208 | | 0.157 | 10.660 | - |
| CUY 02 | 7946 | 7994 | 48 | 43.750 | 0.911 | 0.151 | 1.000 | 0.198 | 6.606 | 0.000 |
| CUY 03 | 7861 | 7923 | 62 | 41.000 | 0.661 | 0.154 | 0.814 | 0.169 | 6.314 | 1.174 |
| CUY 04 | 7978 | 8016 | 38 | 25.500 | 0.671 | 0.165 | 0.654 | 0.223 | 4.208 | 1.456 |
| CUY 05 | 7978 | 8033 | 55 | 42.250 | 0.768 | 0.192 | 0.798 | 0.144 | 8.112 | 1.639 |
| CUY 06 | 7999 | 8031 | 32 | 28.000 | 0.875 | 0.180 | 0.751 | 0.129 | 5.040 | 1.255 |
| CUY 07 | 7945 | 7987 | 42 | 40.750 | 0.970 | 0.178 | 0.696 | 0.165 | 7.254 | 2.205 |
| CUY 08 | 7929 | 7972 | 43 | 19.500 | 0.453 | 0.175 | 0.927 | 0.166 | 3.413 | 0.249 |
| CUY 09 | 7935 | 7988 | 53 | 41.000 | 0.774 | 0.197 | 0.887 | 0.084 | 8.077 | 0.913 |
| CUY 10 | 8011 | 8044 | 33 | 27.000 | 0.818 | 0.191 | 0.990 | 0.198 | 5.157 | 0.052 |
| CUY 11 | 7898 | 7950 | 52 | 49.750 | 0.957 | 0.184 | 0.970 | 0.123 | 9.154 | 0.275 |
| CUY 12 | 7960 | 7989 | 29 | 23.750 | 0.819 | 0.185 | 0.550 | 0.223 | 4.394 | 1.977 |
| CUY 13D | | | | | | | | | | |
| CUY 14 | 7832 | 7884 | 52 | 14.500 | 0.725 | 0.170 | - | 0.294 | 2.465 | - |
| CUY 15 | 7876 | 7926 | 50 | 43.250 | 0.865 | 0.189 | 0.940 | 0.150 | 8.174 | 0.490 |
| CUY 16 | 7864 | 7917 | 53 | 47.500 | 0.896 | 0.206 | 0.981 | 0.141 | 9.785 | 0.186 |
| CUY 17 | 7950 | 8002 | 52 | 49.250 | 0.947 | 0.198 | 0.871 | 0.159 | 9.752 | 1.258 |
| CUY 18 | 7994 | 8028 | 34 | 32.750 | 0.963 | 0.164 | 0.930 | 0.109 | 5.371 | 0.376 |
| CUY 19 | 8063 | 8092 | 29 | 23.000 | 0.793 | 0.158 | 0.993 | 0.134 | 3.634 | 0.025 |
| CUY 20 | 7946 | 8006 | 60 | 57.000 | 0.950 | 0.198 | 0.974 | 0.074 | 11.286 | 0.293 |
| CUY 21 | 7836 | 7890 | 54 | 52.250 | 0.968 | 0.204 | 0.970 | 0.084 | 10.659 | 0.320 |
| CUY 22 | 7864 | 7918 | 54 | 51.500 | 0.954 | 0.186 | 0.876 | 0.138 | 9.579 | 1.188 |
| CUY 23 | 7927 | 7975 | 48 | 41.000 | 0.854 | 0.182 | 0.990 | 0.129 | 7.462 | 0.075 |
| CUY 24D | 8246 | 8296 | 50 | 49.750 | 0.995 | 0.192 | 0.653 | 0.087 | 9.552 | 3.315 |
| CUY 25 | 7877 | 7908 | 31 | 25.000 | 0.806 | 0.189 | 0.960 | 0.145 | 4.725 | 0.189 |
| CUY 26 | 7944 | 7983 | 39 | 34.750 | 0.891 | 0.190 | 0.724 | 0.080 | 6.603 | 1.822 |
| CUY 27 | 7992 | 8037 | 45 | 41.500 | 0.922 | 0.197 | - | 0.041 | 8.176 | - |
| Promedio | | | 45.77 | 38.327 | 0.854 | 0.184 | 0.865 | 0.144 | 7.139 | 0.901 |

| Basal Tena | | | | | | | | | | |
|-----------------|------|--------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|----------|
| Pozo | Top | Bottom | Gross | Net | N/G | Av Phi | AvSw | AvVcl | Phi*H | PhiSo*H |
| SSH 01 | 7275 | 7315 | 40 | 28.00 | 0.700 | 0.148 | - | 0.234 | 4.144 | - |
| SSH 02 | 7106 | 7144 | 38 | 22.50 | 0.592 | 0.109 | 0.838 | 0.315 | 2.453 | - |
| SSH 03 | 7265 | 7303 | 38 | 31.25 | 0.822 | 0.135 | - | 0.413 | 4.219 | - |
| SSH 04 | 7210 | 7231 | 21 | 15.50 | 0.738 | 0.153 | - | 0.354 | 2.372 | - |
| SSH 05 | 7096 | 7122 | 26 | 10.00 | 0.385 | 0.165 | - | 0.178 | 1.650 | - |
| SSH 06 | 7254 | 7288 | 34 | 0.00 | 0.000 | - | - | - | - | - |
| SSH 07 | 7130 | 7173 | 43 | 0.00 | 0.000 | - | - | - | - | - |
| SSH 08 | 7064 | 7092 | 28 | 18.00 | 0.643 | 0.143 | - | 0.314 | 2.574 | - |
| SSH 09 | 7022 | 7068 | 46 | 25.00 | 0.543 | 0.143 | - | 0.341 | 3.575 | - |
| SSH 10 | 7044 | 7072 | 28 | 0.00 | 0.000 | - | - | - | - | - |
| SSH 11 | 7084 | 7112 | 28 | 20.00 | 0.741 | 0.154 | - | 0.200 | 3.080 | - |
| SSH 12 | 7508 | 7526 | 18 | 7.50 | 0.417 | 0.140 | - | 0.257 | 1.050 | - |
| Promedio | | | 32.33 | 14.81 | 0.465 | 0.143 | 0.838 | 0.290 | 2.791 | - |

| US | | | | | | | | | | |
|-----------------|------|--------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| Pozo | Top | Bottom | Gross | Net | N/G | Av Phi | AvSw | AvVcl | Phi*H | PhiSo*H |
| SSH 01 | 7836 | 7904 | 68 | 44.00 | 0.647 | 0.134 | 0.650 | 0.239 | 5.896 | 2.064 |
| SSH 02 | 7662 | 7736 | 74 | 43.25 | 0.584 | 0.120 | 0.494 | 0.120 | 5.190 | 2.626 |
| SSH 03 | 7818 | 7890 | 72 | 46.00 | 0.639 | 0.186 | 0.781 | 0.156 | 8.556 | 1.874 |
| SSH 04 | 7738 | 7806 | 68 | 32.00 | 0.471 | 0.178 | 0.267 | 0.152 | 5.696 | 4.175 |
| SSH 05 | 7662 | 7705 | 43 | 27.75 | 0.645 | 0.172 | 0.501 | 0.172 | 4.773 | 2.382 |
| SSH 06 | 7817 | 7895 | 78 | 43.00 | 0.551 | 0.181 | 0.809 | 0.153 | 7.783 | 1.487 |
| SSH 07 | 7692 | 7751 | 59 | 32.00 | 0.542 | 0.167 | 0.344 | 0.214 | 5.344 | 3.506 |
| SSH 08 | 7607 | 7650 | 43 | 13.75 | 0.320 | 0.177 | 0.212 | 0.207 | 2.434 | 1.918 |
| SSH 09 | 7570 | 7616 | 46 | 23.00 | 0.500 | 0.140 | 0.456 | 0.284 | 3.220 | 1.752 |
| SSH 10 | 7586 | 7634 | 48 | 35.25 | 0.734 | 0.185 | 0.358 | 0.196 | 6.521 | 4.187 |
| SSH 11 | 7640 | 7693 | 53 | 26.75 | 0.505 | 0.161 | 0.499 | 0.202 | 4.307 | 2.158 |
| SSH 12 | 8072 | 8118 | 46 | 16.75 | 0.364 | 0.158 | 0.556 | 0.332 | 2.647 | 1.175 |
| Promedio | | | 58.17 | 31.96 | 0.542 | 0.163 | 0.494 | 0.202 | 5.197 | 2.442 |

| UM | | | | | | | | | | |
|-----------------|------|--------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| Pozo | Top | Bottom | Gross | Net | N/G | Av Phi | AvSw | AvVcl | Phi*H | PhiSo*H |
| SSH 01 | 7904 | 7930 | 26 | 11.000 | 0.423 | 0.130 | 0.329 | 0.283 | 1.430 | 0.960 |
| SSH 02 | 7736 | 7769 | 33 | 6.000 | 0.182 | 0.113 | 0.153 | 0.254 | 0.678 | 0.574 |
| SSH 03 | 7890 | 7926 | 36 | 0.000 | 0.000 | - | - | - | - | - |
| SSH 04 | 7806 | 7843 | 37 | 26.000 | 0.703 | 0.153 | 0.121 | 0.184 | 3.978 | 3.497 |
| SSH 05 | 7705 | 7737 | 32 | 5.750 | 0.180 | 0.102 | 0.401 | 0.226 | 0.587 | 0.351 |
| SSH 06 | 7895 | 7932 | 37 | 0.000 | 0.000 | - | - | - | - | - |
| SSH 07 | 7751 | 7794 | 43 | 9.000 | 0.209 | 0.109 | 0.359 | 0.350 | 0.981 | 0.629 |
| SSH 08 | 7650 | 7680 | 30 | 16.750 | 0.558 | 0.132 | 0.481 | 0.225 | 2.211 | 1.148 |
| SSH 09 | 7616 | 7640 | 24 | 7.500 | 0.313 | 0.147 | 0.423 | 0.184 | 1.103 | 0.636 |
| SSH 10 | 7634 | 7676 | 42 | 12.500 | 0.298 | 0.150 | 0.457 | 0.248 | 1.875 | 1.018 |
| SSH 11 | 7693 | 7709 | 16 | 1.250 | 0.078 | 0.104 | 0.481 | 0.406 | 0.130 | 0.067 |
| SSH 12 | 8118 | 8166 | 48 | 16.000 | 0.333 | 0.183 | 0.330 | 0.147 | 2.928 | 1.962 |
| Promedio | | | 33.67 | 9.313 | 0.273 | 0.132 | 0.354 | 0.251 | 1.590 | 1.084 |

| UI | | | | | | | | | | |
|-----------------|------|--------|--------------|---------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| Pozo | Top | Bottom | Gross | Net | N/G | Av Phi | AvSw | AvVcl | Phi*H | PhiSo*H |
| SSH 01 | 7930 | 8013 | 83 | 71.000 | 0.855 | 0.147 | 0.898 | 0.232 | 10.437 | 1.065 |
| SSH 02 | 7769 | 7822 | 53 | 33.000 | 0.623 | 0.147 | 0.696 | 0.077 | 4.851 | 1.475 |
| SSH 03 | 7926 | 7978 | 52 | 39.290 | 0.755 | 0.176 | 0.624 | 0.251 | 6.915 | 2.600 |
| SSH 04 | 7843 | 7896 | 53 | 48.750 | 0.920 | 0.184 | 0.964 | 0.182 | 8.970 | 0.323 |
| SSH 05 | 7737 | 7789 | 52 | 48.000 | 0.923 | 0.216 | 0.681 | 0.100 | 10.368 | 3.307 |
| SSH 06 | 7932 | 7958 | 26 | 23.500 | 0.904 | 0.185 | 0.650 | 0.169 | 4.348 | 1.522 |
| SSH 07 | 7794 | 7828 | 34 | 32.750 | 0.963 | 0.199 | 0.547 | 0.144 | 6.517 | 2.952 |
| SSH 08 | 7680 | 7730 | 50 | 49.250 | 0.985 | 0.194 | 0.476 | 0.162 | 9.555 | 5.007 |
| SSH 09 | 7640 | 7713 | 73 | 71.750 | 0.983 | 0.180 | 0.466 | 0.200 | 12.915 | 6.897 |
| SSH 10 | 7676 | 7730 | 54 | 46.000 | 0.852 | 0.198 | 0.487 | 0.192 | 9.108 | 4.672 |
| SSH 11 | 7709 | 7786 | 77 | 74.500 | 0.968 | 0.204 | 0.551 | 0.123 | 15.198 | 6.824 |
| SSH 12 | 8166 | 8200 | 34 | 30.500 | 0.897 | 0.214 | 0.946 | 0.134 | 6.527 | 0.352 |
| Promedio | | | 53.42 | 47.358 | 0.886 | 0.187 | 0.666 | 0.164 | 8.809 | 3.083 |

| TS | | | | | | | | | | |
|----------|------|--------|-------|--------|-------|--------|-------|-------|-------|---------|
| Pozo | Top | Bottom | Gross | Net | N/G | Av Phi | AvSw | AvVcl | Phi*H | PhiSo*H |
| SSH 01 | 8042 | 8095 | 53 | 22.500 | 0.425 | 0.110 | 0.820 | 0.276 | 2.475 | 0.446 |
| SSH 02 | 7861 | 7893 | 32 | 20.500 | 0.641 | 0.137 | 0.142 | 0.063 | 2.809 | 2.410 |
| SSH 03 | 8012 | 8055 | 43 | 33.000 | 0.767 | 0.174 | 0.527 | 0.249 | 5.742 | 2.716 |
| SSH 04 | 7928 | 7963 | 35 | 24.500 | 0.700 | 0.125 | 0.292 | 0.259 | 3.063 | 2.168 |
| SSH 05 | 7828 | 7865 | 37 | 30.750 | 0.831 | 0.157 | 0.319 | 0.262 | 4.828 | 3.288 |
| SSH 06 | 7994 | 8022 | 28 | 18.500 | 0.661 | 0.156 | 0.227 | 0.161 | 2.886 | 2.231 |
| SSH 07 | 7863 | 7893 | 30 | 22.000 | 0.733 | 0.146 | 0.291 | 0.266 | 3.212 | 2.277 |
| SSH 08 | 7770 | 7815 | 45 | 29.000 | 0.644 | 0.137 | 0.394 | 0.312 | 3.973 | 2.408 |
| SSH 09 | 7752 | 7786 | 34 | 24.000 | 0.706 | 0.119 | 0.529 | 0.292 | 2.856 | 1.345 |
| SSH 10 | 7767 | 7819 | 52 | 42.250 | 0.813 | 0.159 | 0.245 | 0.227 | 6.718 | 5.072 |
| SSH 11 | 7822 | 7864 | 42 | 25.000 | 0.595 | 0.161 | 0.375 | 0.233 | 4.025 | 2.516 |
| SSH 12 | 8242 | 8276 | 34 | 22.000 | 0.647 | 0.144 | 0.248 | 0.288 | 3.168 | 2.382 |
| Promedio | | | 38.75 | 26.167 | 0.680 | 0.144 | 0.367 | 0.241 | 3.813 | 2.438 |

| TI | | | | | | | | | | |
|----------|------|--------|-------|--------|-------|--------|-------|-------|--------|---------|
| Pozo | Top | Bottom | Gross | Net | N/G | Av Phi | AvSw | AvVcl | Phi*H | PhiSo*H |
| SSH 01 | 8118 | 8149 | 31 | 25.250 | 0.815 | 0.149 | 0.847 | 0.212 | 3.762 | 0.576 |
| SSH 02 | 7925 | 7980 | 55 | 45.500 | 0.827 | 0.103 | 0.985 | 0.188 | 4.687 | 0.070 |
| SSH 03 | 8075 | 8122 | 47 | 43.750 | 0.931 | 0.159 | 0.935 | 0.276 | 6.956 | 0.452 |
| SSH 04 | 7985 | 8057 | 72 | 65.500 | 0.910 | 0.191 | 0.991 | 0.120 | 12.511 | 0.113 |
| SSH 05 | 7897 | 7956 | 59 | 54.500 | 0.924 | 0.202 | 0.943 | 0.144 | 11.009 | 0.628 |
| SSH 06 | 8050 | 8099 | 49 | 45.250 | 0.923 | 0.154 | 0.973 | 0.286 | 6.969 | 0.188 |
| SSH 07 | 7925 | 7992 | 67 | 60.750 | 0.907 | 0.191 | 0.920 | 0.105 | 11.603 | 0.928 |
| SSH 08 | 7837 | 7898 | 61 | 58.500 | 0.959 | 0.198 | 0.866 | 0.107 | 11.583 | 1.552 |
| SSH 09 | 7815 | 7869 | 54 | 48.500 | 0.898 | 0.174 | 0.888 | 0.138 | 8.439 | 0.945 |
| SSH 10 | 7837 | 7896 | 59 | 58.750 | 0.996 | 0.209 | 0.701 | 0.088 | 12.279 | 3.671 |
| SSH 11 | 7887 | 7946 | 59 | 59.000 | 1.000 | 0.201 | 0.989 | 0.094 | 11.859 | 0.130 |
| SSH 12 | 8296 | 8360 | 64 | 56.250 | 0.879 | 0.192 | 0.891 | 0.145 | 10.800 | 1.177 |
| Promedio | | | 56.42 | 51.792 | 0.914 | 0.177 | 0.911 | 0.159 | 9.371 | 0.869 |