

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

**FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA Y
PETRÓLEOS**

**ESTUDIO PARA UBICAR POZOS DE RELLENO DE LA
FORMACIÓN HOLLÍN DEL CAMPO CONONACO**

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

ANNABEL PAOLA ARÁUZ SALAZAR

annarauzs28@hotmail.com

JORGE GIOVANNI VILLAGÓMEZ CHÁVEZ

jorge_villagomez@hotmail.es

DIRECTOR: ING. JOAQUÍN VARGAS

joaquinvar@hotmail.com

Quito, Septiembre 2013

DECLARACIÓN

Nosotros, Annabel Paola Aráuz Salazar, Jorge Giovanni Villagómez Chávez, 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 la normatividad institucional vigente.

ANNABEL ARÁUZ SALAZAR

JORGE VILLAGÓMEZ CHÁVEZ

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Annabel Paola Aráuz Salazar y Jorge Giovanni Villagómez Chávez bajo mi supervisión.

**ING. JOAQUÍN VARGAS
DIRECTOR DEL PROYECTO**

AGRADECIMIENTO

Agradezco a Dios por brindarme salud, vida y fortaleza para culminar una de mis metas.

A toda mi familia por apoyarme incondicionalmente cuando más lo necesitaba, en especial a mis papis Norma y Tito, a mis ñaños Alexandra, Maritza y José, y a mis sobrinas Doménica y Emília, que con sus sonrisas iluminan mi vida. A todos los amo.

A Orlando, por enseñarme a ser mejor persona cada día, por estar junto a mí cuando más lo necesitaba y por brindarme su paciencia, apoyo, comprensión y todo su amor durante todo este tiempo. Gracias amor por ser parte de mi vida.

A Giovanni, por ser un buen amigo y compañero, gracias por tu ayuda y tu paciencia y comprensión.

A mis amigos con quienes he compartido una parte importante de mi vida e incontables momentos llenos de alegrías y tristezas.

Al ingeniero Joaquín Vargas, por brindarnos su apoyo y ayudarnos a culminar éste proyecto.

A la Escuela Politécnica Nacional y a sus maestros, quienes fueron el pilar fundamental en nuestra formación, por impartirnos sus conocimientos y enseñarnos a ser buenos profesionales.

Annabel

AGRADECIMIENTO

A Dios, por las bendiciones que día a día me brinda, por la sabiduría y la templanza para culminar un sueño en mi vida.

A mis padres Luis y Mary, por el gran esfuerzo que han realizado durante toda su vida, por nunca rendirse, por la confianza y el apoyo incondicional que siempre me brindaron. Gracias

A mi hermano Fer, por su fuerza y ayuda en muchas etapas de mi vida, por la confianza y el apoyo moral que siempre me regalaste. Gracias

A Cristóbal y Fernanda, por ser unas personas muy valiosas muy humildes, gracias por su inmensa ayuda cuando más lo necesitaba.

A Nancy, un agradecimiento especial por estar conmigo siempre alentándome a seguir adelante por haber sido una buena compañera y sobre todo una buena madre. Gracias

A mi abuelita mami Carmen por su inmenso cariño y por sus consejos, por ser incondicional. Gracias

A Lorena, por ser ejemplo de lucha, por enseñarme que nada es imposible en esta vida, que con ganas y con fe todo se puede a ti Lore mil gracias.

Annabel, por tu apoyo de siempre, por la confianza y la amistad brindada, Gracias y éxitos en tu vida profesional.

A mis profesores de la Escuela Politécnica Nacional, quienes me formaron como persona y como profesional, y al Ing. Joaquin Vargas por su colaboración en el desarrollo del presente proyecto. Gracias

Giovanni

DEDICATORIA

El presente proyecto se lo dedico a mi familia, mis papis, mis hermanos, mis sobrinas porque me enseñaron a seguir siempre adelante, gracias a ellos he podido culminarlo.

Se lo dedico a mi amor Orlando, quien ha estado a mi lado apoyándome incondicionalmente durante todo este tiempo. Amor, por tí y por nuestro futuro juntos he culminado esta etapa de mi vida.

A Giovanni, porque conjuntamente desarrollamos éste proyecto y lo hemos culminado exitosamente.

Annabel

DEDICATORIA

Este proyecto se lo dedico a mis padres Luis y Mary por regalarme la vida y la oportunidad de ser alguien en la vida por ustedes que son las personas más importantes en mi vida, A Nancy, Dylan y Anahí, mi familia que han sido el motivo de mi constante lucha, de mis ganas de llegar al final de la meta esto es para ustedes, A mi hermano Fer y mis sobrinas Ángela y Ema “churitos” a quienes quiero como mis hijos y que me inspiran a seguir siempre adelante y ser cada día mejor.

Quiero dedicar además A mis abuelitos Jorge y Carmen por alentarme siempre, A mis tíos Miguel y Anita por haber aportado con un granito de arena y por el inmenso apoyo que siempre nos brindaron y la confianza que siempre depositaron en mí, de igual manera a mi tíos Angélica, Ramiro y Jolo, a mis primos Diana y Marlon quienes son como mis hermanos pues igual crecimos y a quienes deseo lo mejor de este mundo.

Finalmente dedico este proyecto a mama Panchita e hijos, por el apoyo moral que me brindaron y el gran cariño que siempre nos ha demostrado tanto a mí como a mi familia.

Dedicado además a mis amigos, los Rockola.

Giovanni

CONTENIDO

CONTENIDO	VII
ÍNDICE DE TABLAS	XI
ÍNDICE DE FIGURAS	XII
ÍNDICE DE MAPAS	XIV
ÍNDICE DE ANEXOS	XV
RESUMEN	XVI
PRESENTACIÓN	XVIII
CAPÍTULO 1	1
UBICACIÓN Y GENERALIDADES DEL CAMPO CONONACO	1
1.1 UBICACIÓN	1
1.2 BREVE RESEÑA HISTÓRICA	1
1.3 GEOLOGÍA REGIONAL	4
1.3.1 <i>MODELO ESTRUCTURAL DEL CAMPO</i>	4
1.3.2 <i>ESTRATIGRAFÍA</i>	4
1.3.2.1 Formación Hollín	5
1.4 GEOLOGÍA LOCAL	9
1.4.1 <i>ESTRATIGRAFÍA Y LITOLOGÍA LOCAL DEL CAMPO CONONACO</i>	9
1.4.1.1 Estratigrafía de la Formación Hollín	9
1.5 MECANISMOS DE PRODUCCIÓN DE LA FORMACIÓN HOLLÍN.....	12
1.5.1 <i>HOLLÍN SUPERIOR</i>	13
1.5.2 <i>HOLLÍN INFERIOR</i>	13
1.6 SITUACIÓN ACTUAL DEL CAMPO	13
CAPÍTULO 2	18
ANÁLISIS DE LA FORMACIÓN HOLLÍN DEL CAMPO CONONACO	18
2.1 PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS.....	18
2.1.1 <i>GRAVEDAD ESPECÍFICA DEL PETRÓLEO, γ_o</i>	19
2.1.2 <i>VISCOSIDAD DEL PETRÓLEO, μ_o</i>	19
2.1.3 <i>FACTOR VOLUMÉTRICO DEL PETRÓLEO, β_o</i>	20
2.1.4 <i>RAZÓN GAS -PETRÓLEO, R_s</i>	21
2.1.5 <i>PRESIÓN DE BURBUJA, P_b</i>	22
2.2 RESULTADOS DE LAS PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS MEDIANTE PRUEBAS PVT	22
2.3 REGISTROS ELÉCTRICOS	23
2.3.1 <i>REGISTROS DE POTENCIAL ESPONTÁNEO (SP), RAYOS GAMMA NATURALES (GR) Y CALIPER</i>	23
2.3.1.1 Curva de SP.....	23
2.3.1.2 Curva de GR.....	28
2.3.1.3 Caliper.....	28

2.3.2 REGISTROS MICRORESISTIVOS (MICRONORMAL Y MICROINVERSO).....	28
2.3.3 REGISTROS DE RESISTIVIDAD	29
2.3.4 REGISTROS DE POROSIDAD RHOB, NPHI, DT.....	30
2.3.4.1 Registros Sónicos	30
2.3.4.2 Registros de Densidad.....	30
2.3.4.3 Registros Neutrónicos	30
2.4 TOPES Y BASES DE LA FORMACIÓN HOLLÍN	31
2.5 FORMACIONES ARCILLOSAS	34
2.5.1 DETERMINACIÓN DEL VOLUMEN DE ARCILLA (V_{CL}).....	35
2.5.1.1 Registros de Rayos Gamma	35
2.5.1.2 Registros Densidad- Neutrón	35
2.6 PROPIEDADES PETROFÍSICAS DE LA ROCA	36
2.6.1 POROSIDAD.....	36
2.6.1.1 Determinación de la Porosidad (Φ).....	37
2.6.2 PERMEABILIDAD.....	40
2.6.3 SATURACIÓN DE AGUA.....	41
2.6.3.1 Determinación de la Saturación de Agua (S_w)	42
2.6.4 ESPESOR NETO DE HIDROCARBURO	44
2.7 DETERMINACIÓN DE LAS PROPIEDADES PETROFÍSICAS MEDIANTE EL SOFTWARE INTERACTIVE PETROPHYSICS	44
2.7.1. FORMACIONES ARCILLOSAS (V_{CL}).....	51
2.7.2 POROSIDAD (Φ) Y SATURACIÓN DE AGUA, (S_w).....	59
2.7.3 ESPESOR NETO SATURADO DE HIDROCARBURO, (H_o).....	66
2.7.4 RESULTADOS DE PROPIEDADES PETROFÍSICAS DEL CAMPO.....	68
2.8 FACTOR DE RECOBRO	71
2.8.1 HOLLÍN SUPERIOR.....	71
2.8.2 HOLLÍN INFERIOR.....	72
2.9 PETRÓLEO ORIGINAL EN SITIO (POES).....	72
2.10 RESERVAS DE PETRÓLEO	73
2.10.1 RESERVAS PROBADAS.....	73
2.10.1.1 Reservas Desarrolladas	74
2.10.1.2 Reservas no Desarrolladas	74
2.10.2 RESERVAS NO PROBADAS.....	74
2.10.2.1 Reservas Probables.....	74
2.10.2.2 Reservas Posibles	74
2.10.3 RESERVAS REMANENTES	75
2.10.4 DETERMINACIÓN DE RESERVAS	75
2.10.4.1 Método Volumétrico	75

2.10.4.2 Método por Curvas de Declinación de Producción de Pozos.....	77
CAPÍTULO 3	83
MODELO LITOLÓGICO Y HETEROGENEIDAD DEL RESERVORIO	83
3.1 MODELO LITOLÓGICO DE LA FORMACIÓN HOLLÍN	83
3.1.1 MAPA DE ESPESOR TOTAL DEL RESERVORIO HOLLÍN SUPERIOR	83
3.1.2 MAPA DE DISTRIBUCIÓN DE ARENA DE LA ARENISCA HOLLÍN SUPERIOR (H_a)	84
3.2 HETEROGENEIDAD DEL RESERVORIO	84
3.2.1 ESPESOR NETO SATURADO DE HIDROCARBURO	87
3.2.1.1 Mapa de Espesor Neto Saturado de Hidrocarburo de la Arenisca Hollín Superior	88
3.2.1.2 Mapa de Espesor Neto Saturado de Hidrocarburo de la Arenisca Hollín Inferior ..	88
3.2.2 MAPAS DE POROSIDAD EFECTIVA.....	88
3.2.2.1 Mapa de Porosidad Efectiva de Hollín Superior	89
3.2.2.2 Mapa de Porosidad Efectiva de Hollín Inferior.....	89
3.2.3 MAPAS DE SATURACIÓN DE AGUA	89
3.2.3.1 Mapa de Saturación de Agua de la arenisca Hollín Superior.....	89
3.2.3.2 Mapa de Saturación de Agua de la arenisca Hollín Inferior	95
3.2.4 MAPAS DE PERMEABILIDAD	95
3.2.4.1 Mapa de Permeabilidad de la arenisca Hollín Superior	95
3.2.4.2 Mapa de Permeabilidad de la arenisca Hollín Inferior.....	95
CAPÍTULO 4	103
UBICACIÓN DE POZOS DE RELLENO.....	103
4.1 POZOS DE RELLENO	103
4.1.1 PARÁMETROS PARA LA UBICACIÓN DE POZOS DE RELLENO	104
4.2 HISTORIALES DE PRODUCCIÓN	104
4.3 POZOS PROPUESTOS PARA LA PRODUCCIÓN DE LA ARENA HOLLÍN SUPERIOR Y HOLLÍN INFERIOR.....	121
4.3.1 HOLLÍN SUPERIOR.....	121
4.3.1.1 Correlaciones estratigráficas de Hollín Superior.....	121
4.3.1.2 Coordenadas de las ventanas propuestas.....	131
4.3.1.3 Presiones del reservorio	131
4.3.1.4 Reservas estimadas de las ventanas propuestas	131
4.3.1.5 Parámetros necesarios para el cálculo de reservas	133
4.3.1.6 Cálculo de reservas estimadas de las ventanas propuestas.....	135
4.3.1.7 Predicción de la producción de las ventanas propuestas	135
4.3.2 HOLLÍN INFERIOR.....	136
4.3.2.1 Selección de pozos de relleno a través de la apertura de ventanas- Hollín Inferior	139
4.3.2.2 Presiones del reservorio	143

4.3.2.3 Contacto agua petróleo.....	145
4.3.2.4 Reservas estimadas de las ventanas propuestas	149
4.3.2.5 Parámetros necesarios para el cálculo de reservas	149
4.3.2.6 Cálculo de reservas estimadas de las ventanas propuestas.....	151
4.3.2.7 Predicción de la producción de las ventanas propuestas	152
CAPITULO 5	159
ANÁLISIS ECONÓMICO.....	159
5.1 INTRODUCCIÓN.....	159
5.2 COSTOS DE PERFORACIÓN	160
5.3 COSTOS DE PRODUCCIÓN.....	160
5.3.1 <i>COSTOS DE OPERACIÓN</i>	162
5.4 INGRESOS DEL PROYECTO	163
5.5 METODOS DE EVALUACIÓN DE PROYECTOS	164
5.5.1 <i>FLUJO NETO DE CAJA</i>	164
5.5.2 <i>VALOR ACTUAL NETO (VAN)</i>	165
5.5.3 <i>TASA INTERNA DE RETORNO (TIR)</i>	166
5.5.4 <i>PERIODO DE RECUPERACION DE LA INVERSIÓN (PRI)</i>	167
5.6 RESUMEN DEL ANÁLISIS ECONÓMICO	177
CAPITULO 6	178
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	178
6.1 CONCLUSIONES.....	178
6.2 RECOMENDACIONES	179
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	181
ANEXOS.....	183

ÍNDICE DE TABLAS

CAPÍTULO 1

TABLA 1.1 COORDENADAS DE UBICACIÓN DEL CAMPO CONONACO.....	1
TABLA 1.2 SITUACIÓN ACTUAL DE CADA POZO DEL CAMPO CONONACO, ARENISCA HOLLÍN SUPERIOR E INFERIOR.....	15
TABLA 1.2 (CONTINUACIÓN).....	16
TABLA 1.2 (CONTINUACIÓN).....	17

CAPÍTULO 2

TABLA 2.1 PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS PARA LA FORMACIÓN HOLLÍN	22
TABLA 2.2 TOPES Y BASES DE LA FORMACIÓN HOLLÍN EN EL CAMPO CONONACO	31
TABLA 2.2 (CONTINUACIÓN).....	32
TABLA 2.3 PROPIEDADES PETROFÍSICAS DE LA ARENISCA HOLLÍN SUPERIOR.....	69
TABLA 2.3 (CONTINUACIÓN).....	70
TABLA 2.4 PROPIEDADES PETROFÍSICAS DE LA ARENISCA HOLLÍN INFERIOR	70
TABLA 2.4 (CONTINUACIÓN)	71
TABLA 2.5 RESERVAS REMANENTES DE HOLLÍN SUPERIOR	81
TABLA 2.6 RESERVAS REMANENTES DE HOLLÍN INFERIOR	82

CAPÍTULO 3

TABLA 3.1 ZONAS DE MAYOR VALOR DE ESPESOR NETO SATURADO DE HIDROCARBURO PARA ARENISCA HOLLÍN INFERIOR.....	88
TABLA 3.2 TABLA DE PRODUCCIÓN ACUMULADA POR POZO DE HOLLÍN SUPERIOR.....	99
TABLA 3.3 TABLA DE PRODUCCIÓN ACUMULADA POR POZO DE HOLLÍN INFERIOR.....	99
TABLA 3.3 (CONTINUACIÓN)	100

CAPÍTULO 4

TABLA 4.1 COORDENADAS DE LAS VENTANAS PROPUESTAS PARA LA FORMACIÓN HOLLÍN SUPERIOR DEL CAMPO CONONACO	131
TABLA 4.2 ÁREAS DE DRENAJE DE VENTANAS PROPUESTAS EN HOLLÍN SUPERIOR	134
TABLA 4.3 PROPIEDADES PETROFÍSICAS DE LAS VENTANAS PROPUESTAS EN HOLLÍN SUPERIOR.....	134
TABLA 4.4 RESERVAS DE LAS VENTANAS PROPUESTAS EN HOLLÍN SUPERIOR	135
TABLA 4.5 CAUDALES INICIALES DE LAS VENTANAS PROPUESTAS	136
TABLA 4.6 COORDENADAS DE LAS VENTANAS PROPUESTAS PARA LA FORMACIÓN HOLLÍN INFERIOR DEL CAMPO CONONACO.....	143
TABLA 4.7 DETALLE DE LAS PROFUNDIDADES DEL CONTACTO AGUA-PETRÓLEO PARA LA ARENA HOLLÍN INFERIOR DEL CAMPO CONONACO.....	145
TABLA 4.8 ÁREAS DE DRENAJE DE VENTANAS PROPUESTAS EN HOLLÍN INFERIOR	150
TABLA 4.9 PROPIEDADES PETROFÍSICAS DE LAS VENTANAS PROPUESTAS EN HOLLÍN INFERIOR	151
TABLA 4.10 RESERVAS DE LAS VENTANAS PROPUESTAS EN HOLLÍN INFERIOR	151
TABLA 4.11 CAUDALES INICIALES DE LAS VENTANAS PROPUESTAS.....	152

CAPÍTULO 5

TABLA 5.1 COSTOS ESTIMADOS DE APERTURA DE VENTANA EN EL CAMPO CONONACO	161
TABLA 5.2 CRONOGRAMA DE PERFORACIONES DE LAS VENTANAS PROPUESTAS.....	163
TABLA 5.3 CUADRO COMPARATIVO DE LOS INDICADORES FINANCIEROS DE LAS VENTANAS PROPUESTAS.....	177

ÍNDICE DE FIGURAS

CAPÍTULO 1

FIGURA 1.1 UBICACIÓN GEOGRÁFICA DEL CAMPO CONONACO	3
FIGURA 1.2 EDAD DE ESTRUCTURACIÓN DEL CAMPO CONONACO	7
FIGURA 1.3 MODELO DEPOSITACIONAL DE LA FORMACIÓN HOLLÍN	8
FIGURA 1.4 COLUMNA ESTRATIGRÁFICA LOCAL. (MODIFICADO DE WHITE ET AL, 1995). ...	10
FIGURA 1.5 COLUMNA ESTRATIGRÁFICA DE LA CUENCA ORIENTE.....	11
FIGURA 1.6 MECANISMO DE EMPUJE DE LA ARENISCA HOLLÍN SUPERIOR	14
FIGURA 1.7 MECANISMO DE EMPUJE DE LA ARENISCA HOLLÍN INFERIOR	14

CAPÍTULO 2

FIGURA 2.1 COMPORTAMIENTO DE LA VISCOSIDAD VS PRESION A TEMPERATURA CONSTANTE	20
FIGURA 2.2 COMPORTAMIENTO DEL FACTOR VOLUMETRICO VS PRESION A TEMPERATURA CONSTANTE	20
FIGURA 2.3 COMPORTAMIENTO DE RS VS PRESION A TEMPERATURA CONSTANTE	21
FIGURA 2.4 CURVA SP EN UN REGISTRO ELÉCTRICO.....	24
FIGURA 2.5 CURVAS MICRONORMAL Y MICROINVERSA EN UN REGISTRO ELÉCTRICO.....	29
FIGURA 2.6 SELECCIÓN DE POZO Y FORMATO A CARGARSE	45
FIGURA 2.7 SELECCIÓN DE CURVAS NECESARIAS PARA EVALUAR.....	46
FIGURA 2.8 CREACIÓN DE UNA NUEVA EVALUACIÓN DE UN POZO.....	47
FIGURA 2.9 PLOT TRIPLE COMBO	48
FIGURA 2.10 SELECCIÓN DE ZONAS.....	48
FIGURA 2.11 ZONE SETS Y EDIT ZONE TOPS	49
FIGURA 2.12 NOMBRES, TOPES Y BASES DE LAS ZONAS.....	49
FIGURA 2.13 LOG PLOT FORMAT (TRACK 2).....	50
FIGURA 2.14 LOG PLOT FORMAT (TRACK 4).....	50
FIGURA 2.15 TRIPLE COMBO MODIFICADO.....	51
FIGURA 2.16 CLAY VOLUME ANALYSIS.....	53
FIGURA 2.17 CLAY VOLUME PLOT	53
FIGURA 2.18 LOG PLOT FORMAT.....	54
FIGURA 2.19 SET TOPS FOR TRACK NUM 1	54
FIGURA 2.20 CLAY VOLUME PLOT (ZONAS).....	55
FIGURA 2.21 GR HISTOGRAM (ZONA HOLLÍN INFERIOR)	55
FIGURA 2.22 NPHI / RHOB XPLOT (ZONA HOLLÍN INFERIOR)	56
FIGURA 2.23 CLAY VOLUME PLOT	57
FIGURA 2.24 LOG PLOT FORMAT - CURVES.....	58
FIGURA 2.25 VCLAV (TRACK 5)	58
FIGURA 2.26 GRADIENTE DE TEMPERATURA.....	60
FIGURA 2.27 CALCULO DEL GRADIENTE DE TEMPERATURA	60
FIGURA 2.28 ANALISIS DE POROSIDAD Y SATURACION DE AGUA	60
FIGURA 2.29 PLOT DE PHISW.....	61
FIGURA 2.30 FORMATO A LOG PLOT DE PHISW	61
FIGURA 2.31 PLOT DE PHISW CON CURVA DE TEMPERATURA.....	62
FIGURA 2.32 RESISTIVIDAD DEL AGUA.....	62
FIGURA 2.33 CÁLCULO DE RW (HOLLÍN INFERIOR).....	63
FIGURA 2.34 PHISW	64
FIGURA 2.35 PHISW CORREGIDO.....	64
FIGURA 2.36 PLOT DE PHISW MODIFICADO	65
FIGURA 2.37 LLD / PHIE XPLOT FIGURA 2.38 CUTOFFS (CONDICIONES).....	66

FIGURA 2.39 PLOT DE CUTOFFS.....	67
FIGURA 2.40 EVALUACIÓN COMPLETA DEL REGISTRO.....	68
FIGURA 2.41 CURVA DE DECLINACIÓN DEL CON-33, HOLLÍN INFERIOR.....	80

CAPÍTULO 4

FIGURA 4.1 ZONA DE LA UBICACIÓN DE POZOS DE RELLENO A TRAVES DE LA APERTURA DE VENTANAS EN LA ARENISCA HOLLÍN SUPERIOR.....	122
FIGURA 4.2 CORTE ESTRATIGRÁFICO W-E (A-A') ENTRE LOS POZOS CON-17_18.....	124
FIGURA 4.3 CORTE ESTRATIGRÁFICO SE-NE (B-B') ENTRE LOS POZOS CON-09_18.....	125
FIGURA 4.4 CORTE ESTRATIGRÁFICO SE-NE (B-B') ENTRE LOS POZOS CON-09_A_18.....	126
FIGURA 4.5 CORTE ESTRATIGRÁFICO SW-NE (C-C') ENTRE LOS POZOS CON-23_09.....	127
FIGURA 4.6 CORTE ESTRATIGRÁFICO W-E (D-D') ENTRE LOS POZOS CON-04_28.....	128
FIGURA 4.7 CORTE ESTRATIGRÁFICO W-E (D-D') ENTRE LOS POZOS CON-04_B_28.....	129
FIGURA 4.8 CORTE ESTRATIGRÁFICO SW-NE (E-E') ENTRE LOS POZOS CON-31RE_28.....	130
FIGURA 4.9 PROYECCIÓN DE PRODUCCIÓN DE LA VENTANA CON-A.....	137
FIGURA 4.10 PROYECCIÓN DE PRODUCCIÓN DE LA VENTANA CON-B.....	138
FIGURA 4.11 CONTACTO AGUA-PETRÓLEO DE LAS VENTANAS CON-A Y CON-F.....	147
FIGURA 4.12 CONTACTO AGUA PETRÓLEO DE LA VENTANA CON-E.....	148
FIGURA 4.13 CONTACTO AGUA PETRÓLEO DE LAS VENTANAS CON-C Y CON-D.....	149
FIGURA 4.14 PROYECCIÓN DE PRODUCCIÓN DE LA VENTANA CON-A, HOLLÍN INFERIOR.....	154

CAPÍTULO 5

FIGURA 5.1 ANÁLISIS ECONÓMICO DE LA VENTANA CON-A DE HOLLÍN SUPERIOR.....	170
FIGURA 5.2 ANÁLISIS ECONÓMICO DE LA VENTANA CON-B DE HOLLÍN SUPERIOR.....	171
FIGURA 5.3 ANÁLISIS ECONÓMICO DE LA VENTANA CON-A DE HOLLÍN INFERIOR.....	172
FIGURA 5.4 ANÁLISIS ECONÓMICO DE LA VENTANA CON-C DE HOLLÍN INFERIOR.....	173
FIGURA 5.5 ANÁLISIS ECONÓMICO DE LA VENTANA CON-D DE HOLLÍN INFERIOR.....	174
FIGURA 5.6 ANÁLISIS ECONÓMICO DE LA VENTANA CON-E DE HOLLÍN INFERIOR.....	175
FIGURA 5.7 ANÁLISIS ECONÓMICO DE LA VENTANA CON-F DE HOLLÍN INFERIOR.....	176

ÍNDICE DE MAPAS

CAPÍTULO 1

MAPA 1.1 CAMPO CONONACO EN LA REGIÓN AMAZÓNICA.....	2
MAPA 1.2 CONTORNOS ESTRUCTURALES AL TOPE DE LA ARENISCA HOLLÍN SUPERIOR.....	6

CAPÍTULO 2

MAPA 2.1 MAPA DE CONTORNOS ESTRUCTURALES AL TOPE DE LA ARENISCA HOLLÍN INFERIOR	33
--	----

CAPÍTULO 3

MAPA 3.1 ESPESORES TOTALES DE LA ARENISCA HOLLÍN SUPERIOR	85
MAPA 3.2 ESPESOR DE ARENA DE LA ARENISCA HOLLÍN SUPERIOR.....	86
MAPA 3.3 ZONAS DE PAGO PARA LA ARENISCA HOLLÍN SUPERIOR.....	89
MAPA 3.4 ZONAS DE PAGO PARA LA ARENISCA HOLLÍN INFERIOR.....	91
MAPA 3.5 POROSIDADES EFECTIVAS DE LA ARENISCA HOLLÍN SUPERIOR.....	92
MAPA 3.6 POROSIDADES EFECTIVAS DE LA ARENISCA HOLLÍN INFERIOR.....	93
MAPA 3.7 SATURACIÓN DE AGUA DE LA ARENISCA HOLLÍN SUPERIOR	94
MAPA 3.8 SATURACIÓN DE AGUA DE LA ARENISCA HOLLÍN INFERIOR	96
MAPA 3.9 PERMEABILIDADES DE LA ARENISCA HOLLÍN SUPERIOR.....	97
MAPA 3.10 PERMEABILIDADES DE LA ARENISCA HOLLÍN INFERIOR	98
MAPA 3.11 MAPA BURBUJA DE PRODUCCION ACUMULADA DE CRUDO VS. PRODUCCIÓN ACUMULADA DE AGUA (HOLLÍN SUPERIOR).....	101
MAPA 3.12 MAPA BURBUJA DE PRODUCCION ACUMULADA DE CRUDO VS. PRODUCCIÓN ACUMULADA DE AGUA (HOLLÍN INFERIOR).....	102

CAPÍTULO 4

MAPA 4.1 MAPA DE UBICACIÓN DE LOS CORTES ESTRATIGRÁFICOS	122
MAPA 4.2 MAPA DE UBICACIÓN DE POZOS DEL CAMPO CONONACO CON VENTANAS PROPUESTAS, HOLLÍN SUPERIOR.....	132
MAPA 4.3 MAPA ISOBÁRICO DE LA ZONA DE UBICACIÓN DE LAS VENTANAS PROPUESTAS PARA HOLLÍN SUPERIOR	133
MAPA 4.4 MAPA DE UBICACIÓN DE POZOS DEL CAMPO CONONACO CON VENTANAS PROPUESTAS, HOLLÍN INFERIOR.....	139
MAPA 4.5 MAPA ISOBÁRICO DE LA ZONA DE UBICACIÓN DE LAS VENTANAS PROPUESTAS PARA HOLLÍN INFERIOR	144

ÍNDICE DE ANEXOS

CAPÍTULO 1

ANEXO 1.1 COLUMNA ESTRATIGRÁFICA DE LA CUENCA ORIENTE.....	184
--	-----

CAPÍTULO 2

ANEXO 2.1 CARTA GEN-09.....	185
ANEXO 2.2 REGISTRO DEL POZO CONONACO-04 CON TOPES Y BASES DE LAS ARENAS HOLLÍN SUPERIOR E INFERIOR.....	186
ANEXO 2.3 FORECAST DE LOS POZOS DE LA ARENISCA HOLLÍN SUPERIOR.....	187
ANEXO 2.4 FORECAST DE LOS POZOS DE LA ARENISCA HOLLÍN INFERIOR	197

CAPÍTULO 3

ANEXO 3.1 GRÁFICO DEL REGISTRO DIPMETER DEL POZO CON-14	212
ANEXO 3.2 GRÁFICO DEL REGISTRO DIPMETER DEL POZO CON-20	213

CAPÍTULO 4

ANEXO 4.1 MAPA DE ESPESOR NETO SATURADO DE HIDROCARBURO PARA LAS VENTANAS PROPUESTAS PARA HOLLÍN SUPERIOR	214
ANEXO 4.2 MAPA DE POROSIDAD EFECTIVA PARA LAS VENTANAS PROPUESTAS PARA HOLLÍN SUPERIOR.....	215
ANEXO 4.3 MAPA DE SATURACIÓN DE AGUA PARA LAS VENTANAS PROPUESTAS PARA HOLLÍN SUPERIOR.....	216
ANEXO 4.4 MAPA DE ESPESOR NETO SATURADO DE HIDROCARBURO PARA LAS VENTANAS PROPUESTAS PARA HOLLÍN INFERIOR	217
ANEXO 4.5 MAPA DE POROSIDAD EFECTIVA PARA LAS VENTANAS PROPUESTAS PARA HOLLÍN INFERIOR.....	218
ANEXO 4.6 MAPA DE SATURACIÓN DE AGUA PARA LAS VENTANAS PROPUESTAS PARA HOLLÍN INFERIOR.....	219

RESUMEN

Con la finalidad de recuperar las reservas remanentes de los reservorios Hollín Superior y/o Hollín Inferior del Campo Cononaco, se ha planteado la necesidad de llevar a cabo éste proyecto, concluyendo el mismo con la ubicación de pozos de relleno a través de la apertura de ventanas (Re-entry).

En el primer capítulo se presenta aspectos generales del campo como la ubicación geográfica, una breve reseña histórica, descripción geológica del campo y de las unidades estratigráficas Hollín Superior e Inferior de la Formación Hollín, mecanismos de producción de las arenas en estudio, y la situación actual de los pozos del campo.

En el segundo capítulo se presentan conceptos generales de las propiedades de los fluidos y recopilación de datos de las mismas obtenidos de pruebas PVT, conceptos básicos de registros eléctricos y recopilación de datos de topes y bases de las unidades estratigráficas Hollín Superior y Hollín Inferior, conceptos básicos de propiedades petrofísicas de las rocas y obtención de su base de datos del campo.

Debido a que principalmente emplean el método de análisis de registros eléctricos para la determinación de las propiedades petrofísicas, se presenta un ejemplo de aplicación con el Software Interactive Petrophysics del pozo Cononaco 33. Además se presentan conceptos básicos de reservas, los métodos de cálculo y los datos de las reservas remanentes por pozo calculadas en función de la producción, mediante la aplicación de Software OilField Manager.

En el tercer capítulo se continúa con el análisis geológico y petrofísico de los reservorios Hollín Superior e Inferior y se obtiene los mapas de las propiedades como espesor total del reservorio, distribución de arena, espesor neto saturado de hidrocarburo, porosidad efectiva, saturación de agua, permeabilidades, y mapas

tipo burbuja con producciones acumuladas de crudo y producciones acumuladas de agua, por pozo y por arenas.

En el cuarto capítulo se describe los historiales de producción de los pozos de campo Cononaco y se realiza la ubicación de los pozos de relleno recomendados para incrementar la producción del campo, así como el cálculo de las reservas de los pozos propuestos y sus respectivas predicciones de producción, lo que justifica plenamente la perforación de cada uno de ellos a través de la apertura de ventanas (Re-entry) o con la perforación de nuevos pozos de relleno.

El quinto capítulo contiene el análisis económico, mediante el cual se determina la factibilidad del proyecto, aplicando indicadores financieros como flujo de caja, valor actual neto, tasa interna de retorno y el período de recuperación de la inversión a través del incremento de producción de los pozos recomendados

Finalmente, en el sexto capítulo se sintetizan las conclusiones y recomendaciones obtenidas en el proyecto.

PRESENTACIÓN

El presente proyecto tiene por objetivo incrementar la producción del Campo Cononaco mediante la ubicación de pozos de relleno, perforando nuevos pozos o a través de la apertura de ventanas en pozos ya existentes para recuperar las reservas remanentes de las arenas Hollín Superior y Hollín Inferior, haciendo uso de la información técnica hasta enero del 2013.

Para el desarrollo del presente proyecto, se recopiló desde el archivo de EP PETROECUADOR, toda la información necesaria como son los registros eléctricos de los pozos, historiales de producción y de reacondicionamiento, además del departamento financiero se obtuvieron los costos de producción así como los costos aproximados de perforación de pozos direccionales y/o ventanas en el Campo Cononaco a la profundidad de las arenas Hollín Superior y Hollín Inferior.

En el desarrollo del presente proyecto se utilizó el software Oil Field Manager para obtener las reservas producidas y remanentes de cada uno de los pozos, y para generar mapas de producción acumulada de petróleo y producción acumulada de agua, además se utilizó el software Interactive Petrophysics para demostrar la obtención de propiedades petrofísicas a través del análisis de registros eléctricos, para luego correlacionar y determinar la continuidad de las arenas entre pozos.

En el presente proyecto se elaboraron mapas geológicos de los distintos parámetros petrofísicos, y con la ayuda del software Oil Field Manager se elaboraron mapas de producción acumulada de petróleo y de agua de los pozos del campo hasta la fecha, entre otros, los cuales nos ayudan a determinar las mejores zonas en donde se ubicaron las ventanas (re-entry).

Por ultimo en el presente proyecto se realizó una evaluación económica usando los indicadores financieros, los cuales nos ayudan a determinar si el proyecto es viable o no.

CAPÍTULO 1

UBICACIÓN Y GENERALIDADES DEL CAMPO CONONACO

1.1 UBICACIÓN

El campo Cononaco se encuentra en la Cuenca sedimentaria de la región Amazónica del Ecuador, en la Provincia de Orellana, aproximadamente a 55 Km al sur del Cantón Francisco de Orellana (Mapa 1.1). Limita al Suroeste del campo Auca, al Noroeste del campo Tigüino, al Este del Río Napo y al Suroeste de la subcuenca cretácica Napo (Figura 1.1).

Las coordenadas que le corresponden al Campo Cononaco son (Tabla 1.1):

TABLA 1.1
COORDENADAS DE UBICACIÓN DEL CAMPO CONONACO

COORDENADAS UTM	COORDENADAS GEOGRÁFICAS
9985400 - 9995100 N	Latitud Sur: 1° 9' 59" - 0° 57' 34"
282700 - 280100 E	Longitud Oeste: 76° 57' - 76° 55' 17"

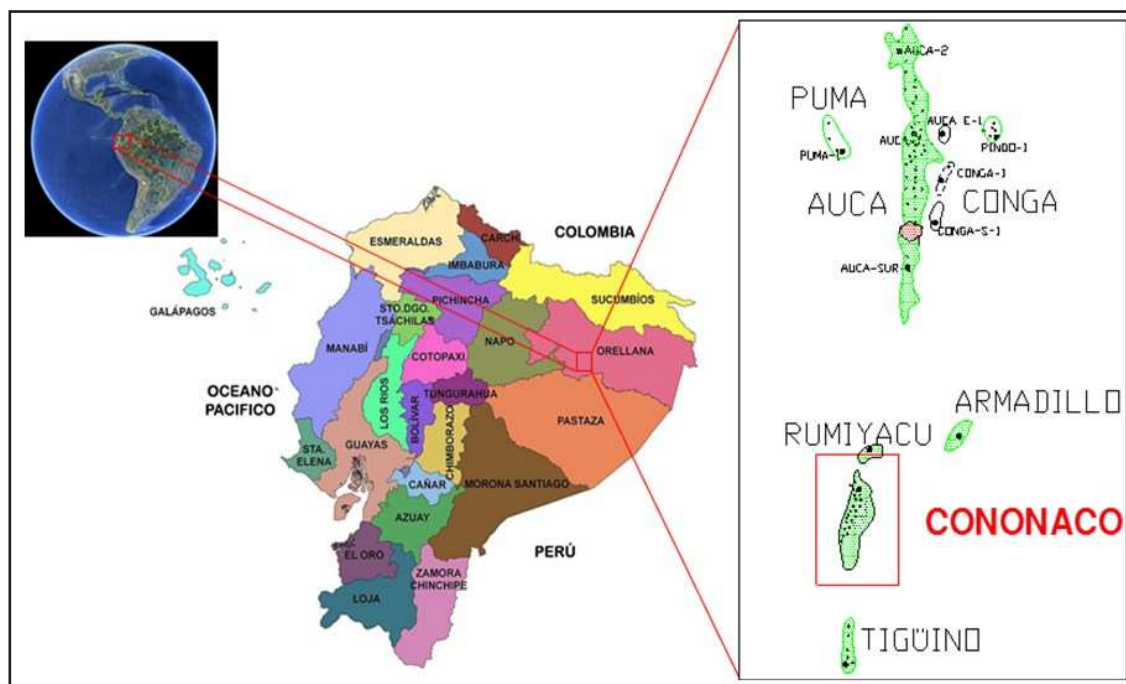
FUENTE: EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: Annabel Aráuz / Jorge Villagómez

1.2 BREVE RESEÑA HISTÓRICA

El campo Cononaco fue descubierto por la compañía Texaco Petroleum Company en el año de 1972, mediante la perforación del pozo exploratorio Cononaco-1, la cual se inició el 26 de octubre de 1972, alcanzando una profundidad total de

FIGURA 1.1
UBICACIÓN GEOGRÁFICA DEL CAMPO CONONACO



FUENTE: EP PETROECUADOR

11233 pies el 19 de diciembre de 1972 en la formación Chapiza donde penetró 131 pies, teniendo como objetivos principales los yacimientos de las areniscas Hollín, “U” principal y “T” principal; y como secundario, la arenisca Basal-Tena.

En las pruebas iniciales de producción se obtuvo petróleo en cantidades comerciales en las areniscas de la Formación Hollín (Superior e Inferior) de 1341 BPPD de 33.5 °API. De la arenisca “T” se recuperó 26 BPPD de 13.3 °API, y de la arenisca “U” se obtuvo 110 BPPD de 16.6°API.

El 95% de la producción del Campo proviene de los reservorios Superior e Inferior de la Formación Hollín, especialmente de la arenisca Hollín Inferior conocida también como Hollín Principal, mientras que el 5% restante proviene de los reservorios de las formación Napo, “T” Inferior y “U” Inferior.

La producción del campo Cononaco inició el 14 de febrero de 1983 bajo la operación del Consorcio CEPE – TEXACO, hasta enero del 2013 el campo era operado por EP PETROECUADOR, actualmente es operado por PETROAMAZONAS EP.

1.3 GEOLOGÍA REGIONAL

1.3.1 MODELO ESTRUCTURAL DEL CAMPO

El campo se encuentra en el lado levantado de una falla inversa, constituye un anticlinal asimétrico de dirección preferencial Noreste – Suroeste de 10,5 Km. de largo por 3 Km. de ancho promedio, bajo un cierre vertical de 227 pies, siendo la parte más ancha la central y la parte más angosta al norte; cierra al oeste contra una falla inversa sin-sedimentaria de alto ángulo transgresiva dextral que originándose en basamento, se reactivó en más de una ocasión llegando hasta la base de la Formación Tena, tiene aproximadamente 300 pies de salto en el centro del Campo y disminuye hacia los flancos con un cierre vertical aproximado de 100 pies. (Mapa 1.2).

El mapa estructural es de vital importancia, principalmente para delimitar el área del cálculo de reservas en el campo.

La estructura se formó entre el Turoniano y el Eoceno Inferior, como muestra la deformación sin-sedimentaria (es decir, que la deformación se formó conjuntamente con la depositación) de la Formación Napo Medio Superior, Tena y Tiyuyacu inferior experimentando una reactivación en el Neógeno (Figura 1.2).

1.3.2 ESTRATIGRAFÍA

La Cuenca Oriente Ecuatoriana está constituida por secuencias sedimentarias y volcánicas que van desde el Paleozoico hasta el Cuaternario depositadas sobre un basamento Precámbrico (Figura 1.2), la mayoría de estas formaciones afloran

en la Cuenca a excepción de las formaciones Paleozoicas, las cuales se han identificado en algunos pozos (Sacha profundo, Shushufindi A-39, Pichincha 1).

1.3.2.1 Formación Hollín

La Formación Hollín constituye uno de los principales reservorios de la Cuenca Oriente, para Hollín Superior su porosidad varía entre 12 y 24% y su permeabilidad varía entre 12 – 986 milidarcy (md), y para Hollín Inferior su porosidad varía entre 13 y 17% y su permeabilidad varía entre 70 – 2642 milidarcy (md).

Shanmugam et al (2000), en base a estudios sedimentológicos de 516 pies de núcleos del campo Sacha, plantea para Hollín Superior y la parte superior de Hollín Inferior un Modelo de Estuario Dominado por Mareas, proponiendo cuatro estados para la depositación de las areniscas de la Formación Hollín (Figura 1.3).

El primer estado de la depositación de Hollín Inferior presenta facies fluviales y de estuario dominadas por la marea. Durante este periodo las facies fluviales y de marea se depositaron encima de la discordancia que separa los volcánicos Misahuallí y Pre-Hollín subyacentes.

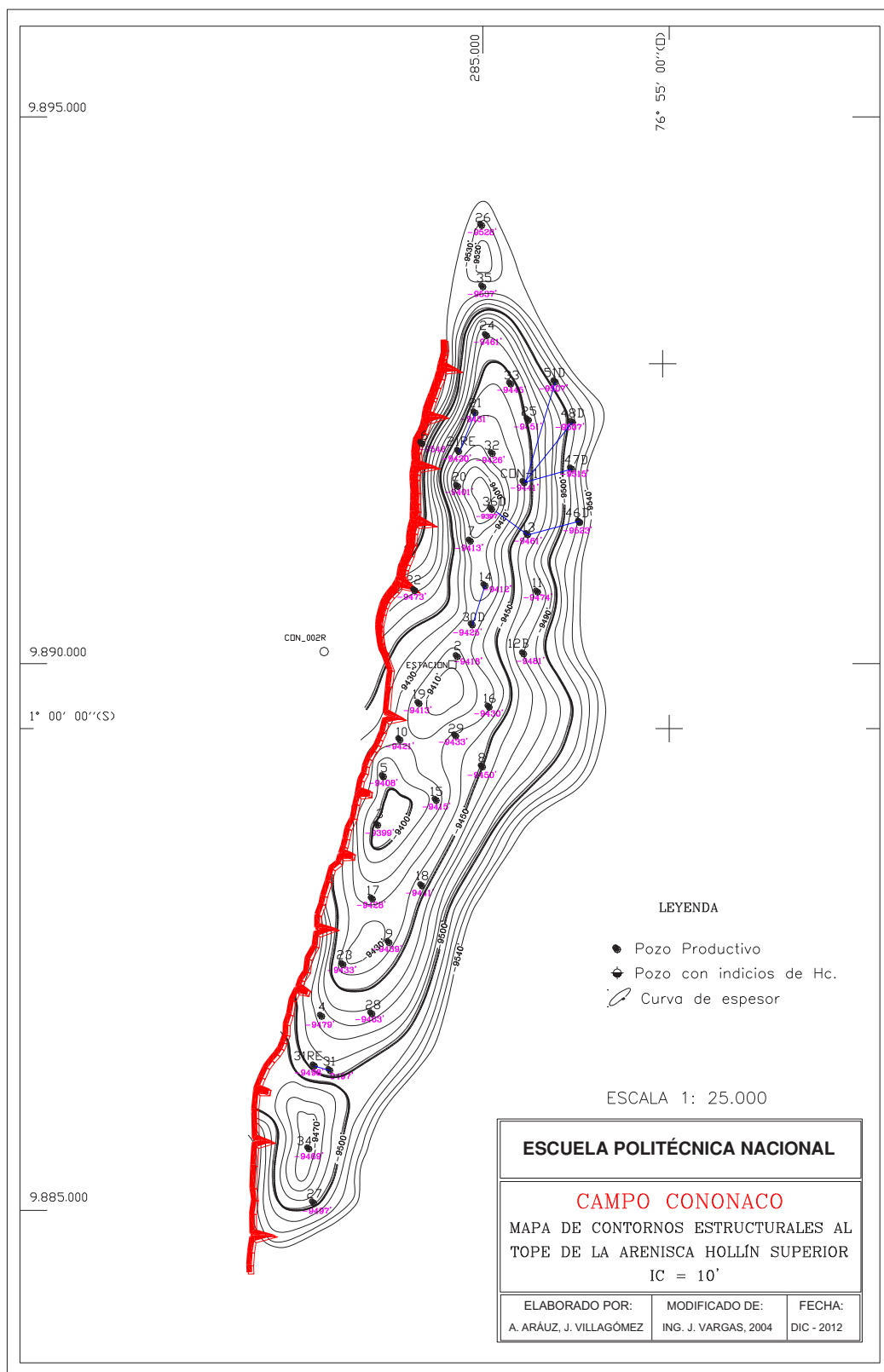
En el segundo estado, durante la depositación de Hollín Inferior y la parte baja de Hollín Superior se presentan facies de estuario dominadas por mareas y de plataforma con un buen desarrollo de barras de arena y llanuras de arena.

En el tercer estado se muestra el modelo depositacional para Hollín Superior con facies de inundación de estuario dominadas por mareas.

En el cuarto estado el anegamiento se completa por la transgresión y pasa a uno de plataforma donde se deposita la fase final de Hollín Superior.

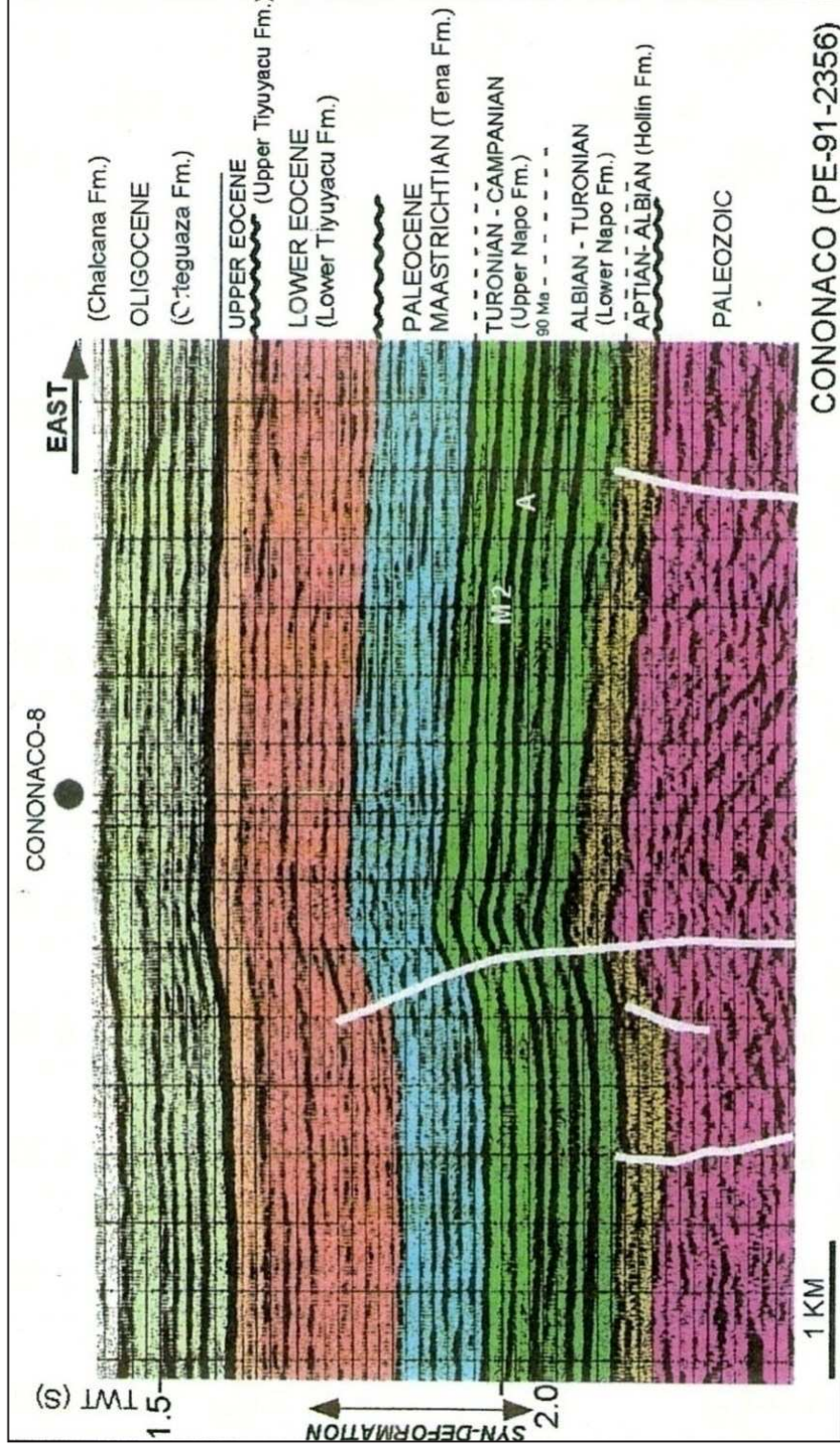
Al regionalizar éste modelo para toda la Cuenca, se debe tener presente que éste se basa en el estudio de un solo Campo.

MAPA 1.2
CONTORNOS ESTRUCTURALES AL TOPE DE LA ARENISCA HOLLÍN SUPERIOR



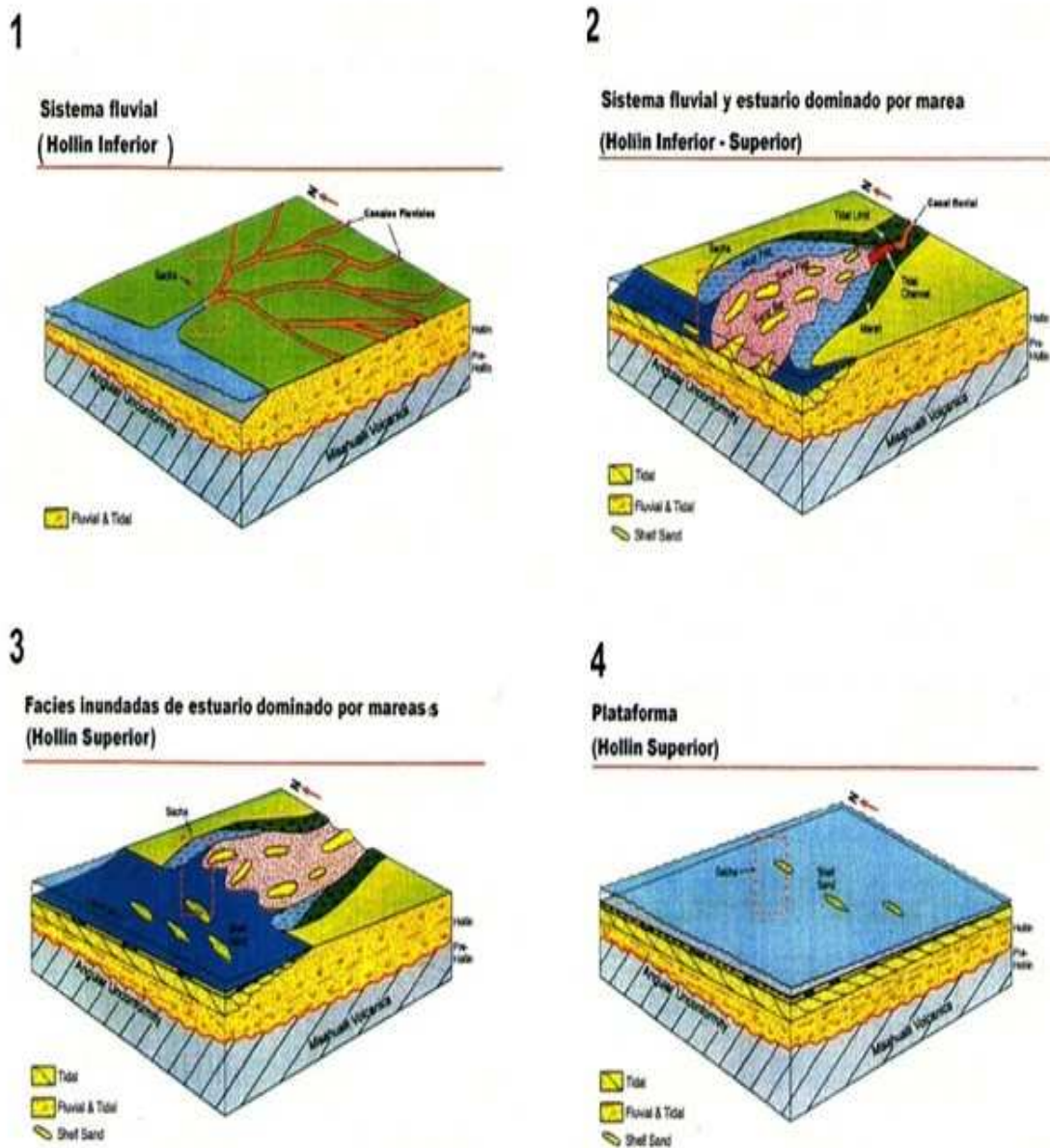
FUENTE: EP PETROECUADOR

FIGURA 1.2
EDAD DE ESTRUCTURACIÓN DEL CAMPO CONONACO



FUENTE: EP PETROECUADOR

FIGURA 1.3
MODELO DEPOSITACIONAL DE LA FORMACIÓN HOLLÍN



Paleogeografía Interpretada de la Formación Hollín, modelo deposicional de: (1) Hollín Inferior mostrando facies fluvial (2) Hollín inferior-Superior mostrando facies fluviales y de estuario dominado por mareas (3) Hollín Superior con facies inundadas de estuario dominado por mareas y (4) Hollín Superior mostrando inundación completa por transgresión y establecimiento de facies de plataforma ampliamente extendidas (Modificado Shanmugam et al, 2000)¹.

¹ (VARGAS, 2004, pág. 20)

1.4 GEOLOGÍA LOCAL

1.4.1 ESTRATIGRAFÍA Y LITOLOGÍA LOCAL DEL CAMPO CONONACO

La estratigrafía del Campo Cononaco está constituida por la secuencia de sedimentos que van del Pre-Cretácico al Mioceno-Plioceno. (Figura 1.4).

A continuación, se detalla la composición litológica de cada una de las unidades de la Formación Hollín, las cuales son de nuestro interés para el desarrollo del presente proyecto.

1.4.1.1 Estratigrafía de la Formación Hollín

A la Formación Hollín, se la ha subdividido regionalmente en arenisca Hollín Superior (Edad Albiano Medio) y Hollín Principal (Edad Aptiano Superior a Albiano Inferior), al tope de ésta formación se encuentra un cuerpo calcáreo denominado Caliza "C".

La Formación Hollín de edad Aptiano Superior a Albiano Inferior (Jaillard et al, 1997), descansa en discordancia angular sobre un sustrato de edades diferentes Precámbrica (basamento cristalino), Paleozoica (Silúrico-Pérmico) y Mesozoica (Jurásico-Cretácico temprano). Se subdivide en Hollín Superior y Hollín Inferior o Principal. (Figura 1.5)

1.4.1.1.1 Hollín Superior

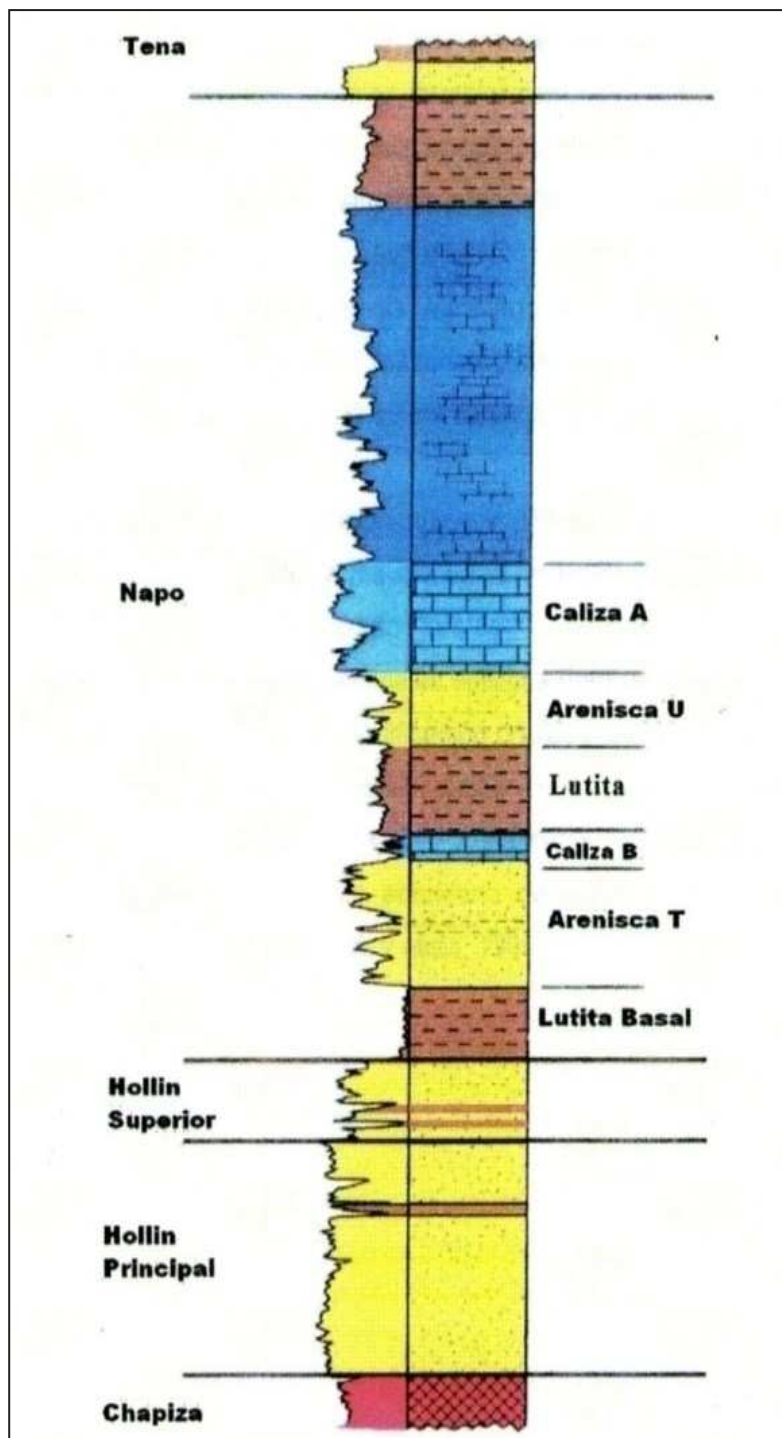
La arenisca Hollín Superior, marca el abandono del sistema fluvial de Hollín Inferior, y representa una secuencia transgresiva, con facies marino-litorales, estuarinas proximales a la base ("Shore zone") con influencia de marea y culmina con un ambiente marino neto (Open marine).

Composición Litológica De La Unidad Hollín Superior

La formación Hollín Superior consiste en una arenisca cuarzo-glauconítica de grano fino a medio, subangular a subredondeada, buena selección, cemento

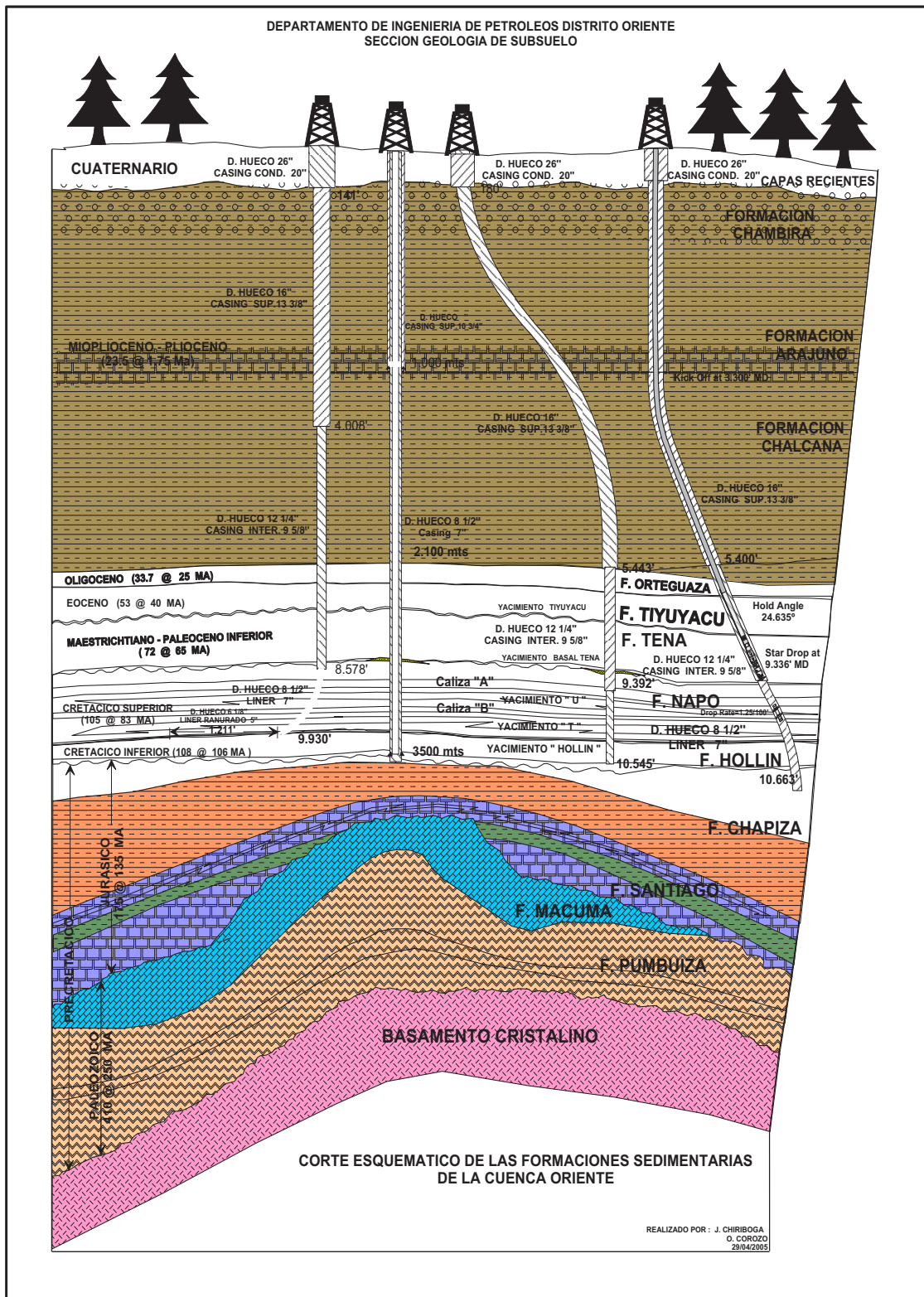
silíceo algo calcáreo, intercaladas con lutitas de color gris oscuro (negras calcáreas).

FIGURA 1.4
COLUMNA ESTRATIGRÁFICA LOCAL. (MODIFICADO DE WHITE ET AL, 1995).



FUENTE: EP PETROECUADOR

FIGURA 1.5
COLUMNA ESTRATIGRÁFICA DE LA CUENCA ORIENTE



FUENTE: EP PETROECUADOR

1.4.1.1.2 Hollín Inferior

La formación Hollín Inferior o Principal, está separada de la arenisca Hollín Superior por una lutita de 6 pies de espesor medio, presente en todo el campo. La arenisca Hollín Inferior es el reservorio de mayor interés del Campo Cononaco, debido a que la mayor parte de producción acumulada del campo proviene de éste reservorio.

Composición Litológica de la Unidad Estratigráfica Hollín Inferior

Litológicamente la arenisca Hollín Inferior está compuesta de: areniscas cuarzosas, de grano medio a grueso, ocasionalmente microconglomerática, subangular a subredondeada, regular selección, con cemento ocasional silíceo, matriz caolinítica y escasas intercalaciones de limolitas y arcillolitas con esporádicas capas milimétricas de carbón y ámbar, integrada en una secuencia agradacional, grano y estrato-decreciente, cuyo techo está marcado por una anomalía radioactiva presente en gran parte de la cuenca, localizada en un cuello lutítico, que le separa de las areniscas glauconíticas suprayacentes de la Hollín Superior.

1.5 MECANISMOS DE PRODUCCIÓN DE LA FORMACIÓN HOLLÍN

Para conocer el tipo de mecanismo de producción de una arena se presentan gráficos de comportamiento de la presión en función de los acumulados de producción, expresados como porcentaje de la presión inicial del reservorio y el POES (P_y/P_i versus N_p/N); a partir de éstos, se puede inferir la combinación de mecanismos de producción actuantes en el reservorio, así como el eventual factor de recobro a la presión de abandono².

² (CALVOPIÑA, 2012, pág. 52)

1.5.1 HOLLÍN SUPERIOR

Es un reservorio de tipo estratigráfico. La presión inicial del reservorio fue de 4657 psi, presenta una tasa de agotamiento de 22,5 psi/MMBls. Se observa soporte de energía debido al acuífero lateral del reservorio (Figura 1.6).

1.5.2 HOLLÍN INFERIOR

Es un reservorio de tipo estructural, con presencia de contacto agua petróleo, identificado a dos profundidades promedias diferentes, -9.615 pies y -9.608 pies, en las zonas Norte y Sur, respectivamente. La presión inicial del reservorio fue 4681 psi. La tasa de agotamiento de presión es baja, 3,8 psi/MMbls, esta tasa baja es indicativa de un fuerte soporte de presión, evidentemente se observa en la Figura 1.7 que existe la presencia de un acuífero activo por lo que se han mantenido las presiones similares a la inicial. Por el comportamiento de presión y producción de agua, se ha identificado que el mecanismo principal de producción es el empuje hidráulico. A pesar de que Hollín Inferior ha producido continuamente desde 1983, éste es el que presenta la menor tasa de agotamiento del Campo Cononaco.

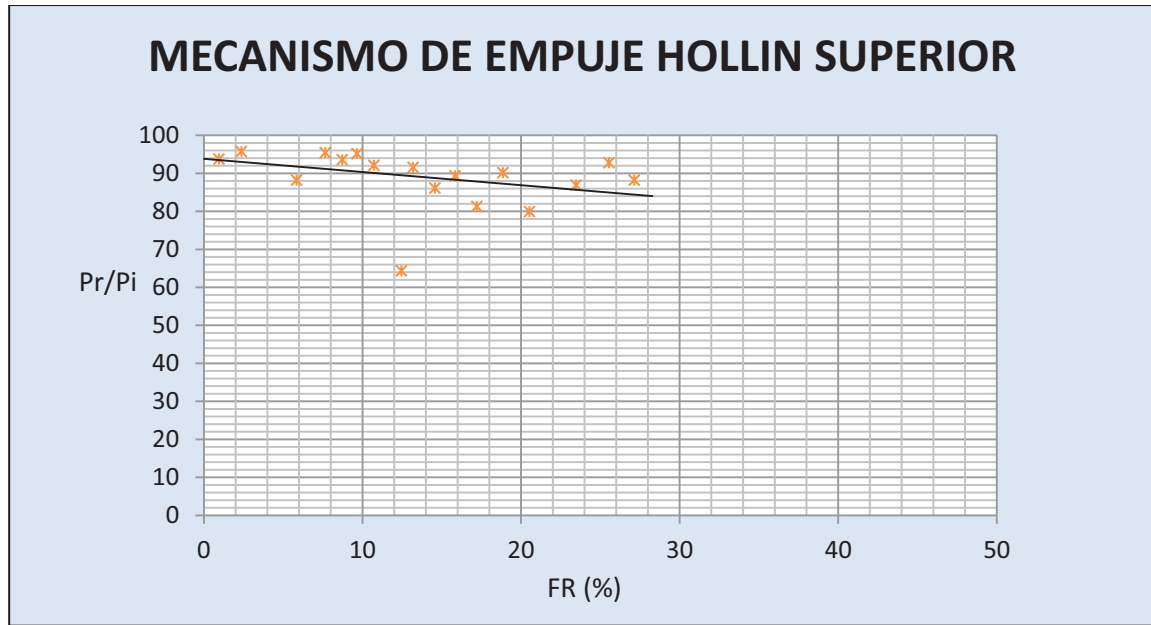
1.6 SITUACIÓN ACTUAL DEL CAMPO

El Campo Cononaco hasta enero del 2013 cuenta con 44 pozos, dentro de los cuales, en la arenisca Hollín Superior se tiene: 7 pozos produciendo, 11 pozos por probar, 25 pozos cerrados y 1 pozo abandonado, como se puede observar en la Tabla 1.2, en Hollín Superior no se reinyecta agua.

En el reservorio Hollín Inferior se tiene la producción de 8 pozos, 4 pozos se encuentran por probar, 27 pozos cerrados, 2 pozos abandonados y 3 pozos reinyectores, la reinyección de agua de desecho se lo hace directamente al acuífero de Hollín Inferior bajo el contacto agua petróleo definido con el pozo inicial Con-01 a -9595 ft. Se debe recalcar que el pozo reinyector Con-02R se

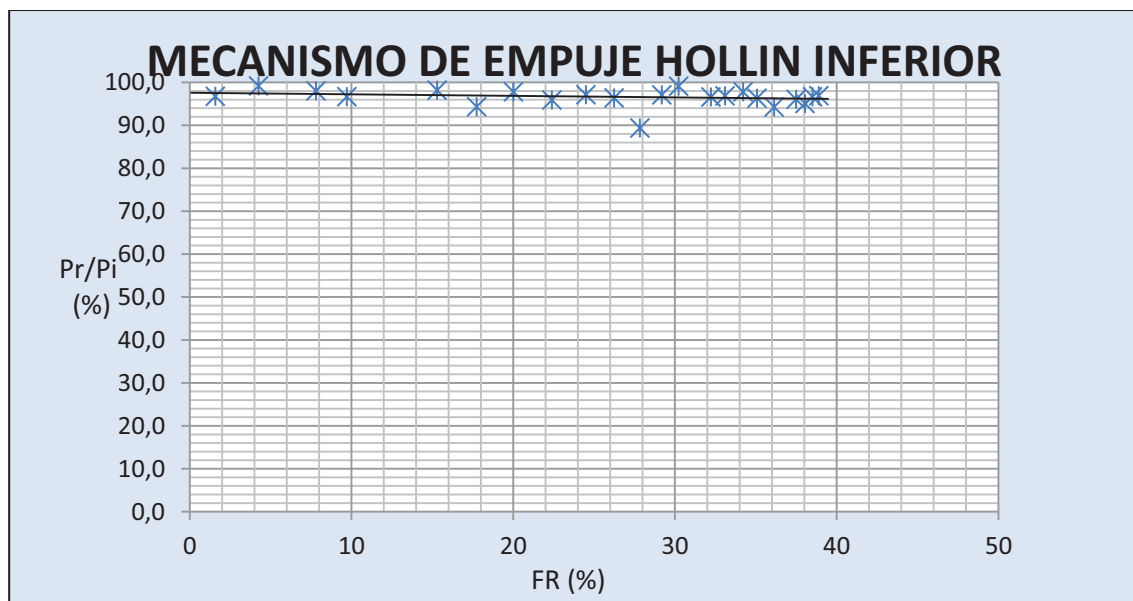
encuentra fuera de los contornos estructurales del campo, en el lado hundido de la falla, al Este del Campo.

FIGURA 1.6
MECANISMO DE EMPUJE DE LA ARENISCA HOLLÍN SUPERIOR



ELABORADO POR: Annabel Aráuz / Jorge Villagómez.

FIGURA 1.7
MECANISMO DE EMPUJE DE LA ARENISCA HOLLÍN INFERIOR



ELABORADO POR: Annabel Aráuz / Jorge Villagómez.

TABLA 1.2
SITUACIÓN ACTUAL DE CADA POZO DEL CAMPO CONONACO, ARENISCA HOLLÍN SUPERIOR E INFERIOR

POZO	ARENA	P	PP	C	A	R	OBSERVACIÓN
CON-01	HI	X					BES
	HS			X			
CON-02	HI			X			Produciendo TI
	HS			X			
CON-02R	HI					X	
	HS			X			
CON-03	HI			X			Produciendo TI
	HS		X				
CON-04	HI			X			BES
	HS	X					
CON-05	HI					X	
	HS			X			
CON-06	HI			X			Produciendo U
	HS			X			
CON-07	HI			X			
	HS			X			
CON-08	HI			X			BES
	HS	X					
CON-09	HI			X			Produciendo UI
	HS			X			
CON-10R	HI			X			Reinyectando en TY
	HS			X			
CON-11	HI			X			
	HS			X			
CON-12	HI				X		
	HS		X				
CON-12B	HI					X	
	HS			X			
CON-13	HI			X			Produciendo TI
	HS			X			
CON-14	HI			X			Produciendo TI y TS
	HS			X			
CON-15	HI			X			Produciendo UI
	HS		X				
CON-16	HI			X			Produciendo T
	HS			X			

TABLA 1.2 (CONTINUACIÓN)

POZO	ARENA	P	PP	C	A	R	OBSERVACIÓN
CON-17	HI			X			
	HS			X			
CON-18	HI	X					BES
	HS	X					
CON-19	HI				X		
	HS			X			
CON-20	HI			X			Produciendo TI
	HS			X			
CON-21	HS			X			
	HI			X			
CON-21RE	HI	X					Hidráulico Jet
	HS			X			
CON-22	HI			X			
	HS			X			
CON-23	HI			X			Produciendo TI
	HS			X			
CON-24	HI	X					BES
	HS			X			
CON-25	HI			X			BES
	HS	X					
CON-26	HI			X			HS sin Ho
	HS				X		
CON-27	HI			X			Produciendo TI
	HS			X			
CON-28	HI			X			
	HS			X			
CON-29	HI	X					BES
	HS		X				
CON-30D	HI	X					BES
	HS		X				
CON-31	HI			X			
	HS			X			
CON-31RE	HI			X			Hidráulico Jet
	HS	X					
CON-32	HI	X					BES
	HS		X				
CON-33	HI	X					BES
	HS		X				

TABLA 1.2 (CONTINUACIÓN)

POZO	ARENA	P	PP	C	A	R	OBSERVACIÓN
CON-34	HI			X			Produciendo TS
	HS		X				
CON-35	HI			X			Además produce TI, BES
	HS	X					
CON-36D	HI		X				Produciendo TI
	HS		X				
CON-46D	HI		X				Produciendo TS
	HS			X			
CON-47D	HI			X			BES
	HS	X					
CON48D	HI		X				Produciendo TI
	HS		X				
CON-51D	HI		X				Produciendo TI
	HS		X				
TOTAL	HI	8	4	27	2	3	Pozos totales por arena = 44
TOTAL	HS	7	11	25	1	0	Pozos totales por arena 44

P: Productor, PP: Por probar, C: Cerrado, A: Abandonado, R: Reinyector

FUENTE: OilField Manager, EP PETROECUADOR
ELABORADO POR: Annabel Aráuz / Jorge Villagómez

CAPÍTULO 2

ANÁLISIS DE LA FORMACIÓN HOLLÍN DEL CAMPO CONONACO

2.1 PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS

En general, el análisis PVT se refiere a pruebas realizadas en laboratorio a diferentes condiciones de Presión, Volumen y Temperatura que sirven para hacer diseño de instalaciones de producción, predecir productividad, definir esquemas de producción, evaluar métodos de recuperación mejorada, realizar cálculo del POES, entre otros usos. Las propiedades de los fluidos que se conocen con éste tipo de pruebas son:

- Densidad del Petróleo
- Viscosidad del Petróleo
- Factor Volumétrico del Petróleo
- Razón Gas-Petróleo
- Presión de Burbuja

Las muestras para realizar éstas pruebas deben ser tomadas a condiciones de yacimiento, ya que si son tomadas en superficie, el petróleo puede haber perdido importantes cantidades de gas y los resultados obtenidos se verán afectados³.

³ (GARCÍA, 2010, pág. 26)

2.1.1 GRAVEDAD ESPECÍFICA DEL PETRÓLEO, (γ_o)

La gravedad específica del petróleo es la relación entre la densidad del petróleo y la densidad del agua, medidas ambas densidades a condiciones normales de presión y temperatura (14,7 psia y 60°F).

La Gravedad °API está basada en la comparación de la densidad del petróleo con la densidad del agua; es decir, determinar si el petróleo es más liviano o más pesado que el agua (10°API).

$$^{\circ}API = \frac{141,5}{\gamma_{@60^{\circ}F}} - 131,5 \quad Ec. 2.1$$

Acorde a la gravedad °API, al crudo se lo puede clasificar de la siguiente manera:

- Crudo Liviano : > 31,1 °API
- Crudo Mediano : 22,3 - 31,1 °API
- Crudo Pesado : 10 - 22,3 °API
- Crudo Extrapesado: < 10 °API

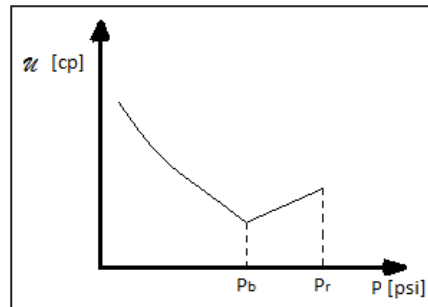
2.1.2 VISCOSIDAD DEL PETRÓLEO, (μ_o)

La viscosidad de un fluido es la medida de la fricción interna o resistencia que ofrecen sus moléculas a fluir. La viscosidad se mide en centipoises (cp).

En el petróleo, la viscosidad disminuye cuando la temperatura aumenta.

Bajo el punto de burbuja la viscosidad aumenta con la disminución de la presión (Figura 2.1) por liberación de gas que posee el petróleo, mientras que sobre el punto de burbuja la viscosidad aumenta con el aumento de la presión ya que no ocurre solubilidad adicional de gas.

FIGURA 2.1
COMPORTAMIENTO DE LA VISCOSIDAD VS PRESION A TEMPERATURA
CONSTANTE



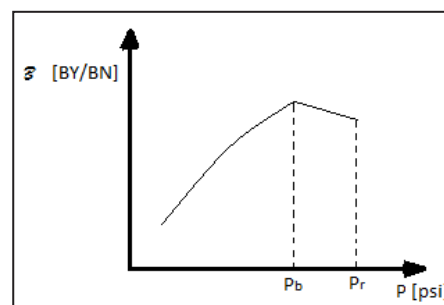
ELABORADO POR: Annabel Aráuz / Jorge Villagómez

2.1.3 FACTOR VOLUMÉTRICO DEL PETRÓLEO, (β_o)

El factor volumétrico del petróleo puede definirse a cualquier presión, como el volumen en barriles que un barril en condiciones estándar ocupa en el yacimiento, es decir, a la temperatura del yacimiento y con el gas disuelto que puede retener el petróleo a esa presión⁴.

Bajo el punto de burbuja el factor volumétrico disminuye conforme disminuye la presión (Figura 2.2), y sobre el punto de burbuja el factor volumétrico disminuye conforme la presión aumenta.

FIGURA 2.2
COMPORTAMIENTO DEL FACTOR VOLUMETRICO VS PRESION A
TEMPERATURA CONSTANTE



ELABORADO POR: Annabel Aráuz / Jorge Villagómez

⁴ (CRAFT, 1977, pág. 140)

La Ecuación matemática se presenta a continuación:

$$\beta_o = \frac{V_y}{V_{cs}} \quad \text{Ec. 2.2}$$

Donde;

V_y : Volumen de petróleo + Volumen de gas disuelto a condiciones de yacimiento, Bls

V_{cs} : Volumen a condiciones estándar, BF

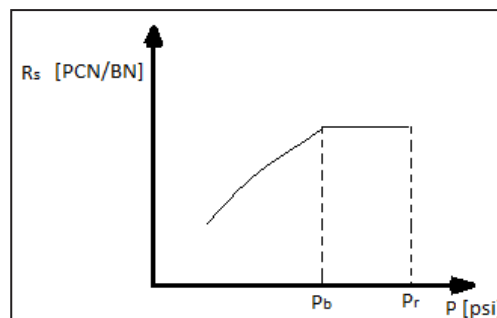
2.1.4 RAZÓN GAS -PETRÓLEO, (R_s)

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

La R_s aumenta a medida que la presión del yacimiento aumenta hasta la presión de burbuja a partir de la cual se mantiene constante (Figura 2.3). La razón de esto es que al llegar al punto de burbujeo no existe más gas disponible para entrar en solución con el petróleo, tal como se puede observar en el esquema del comportamiento de R_s vs. Presión a una temperatura constante.

FIGURA 2.3

COMPORTAMIENTO DE R_s VS PRESION A TEMPERATURA CONSTANTE



ELABORADO POR: Annabel Aráuz / Jorge Villagómez

2.1.5 PRESIÓN DE BURBUJA, (P_b)

Es la presión a la cual se forma la primera burbuja de gas, al pasar un sistema del estado líquido al estado de dos fases, donde la fase líquida está en equilibrio con una cantidad infinitesimal de gas libre.

2.2 RESULTADOS DE LAS PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS MEDIANTE PRUEBAS PVT

En la Tabla 2.1, se presenta los resultados de las propiedades de los fluidos, los cuales fueron proporcionados por EP PETROECUADOR, para la arenisca Hollín Superior y para la arenisca Hollín Inferior, que acorde al documento de Certificación de Reservas del año 2008 del Campo Cononaco, todos los análisis fueron validados y los consideraron adecuados para el cálculo de reservas de cada uno de los reservorios del Campo Cononaco.

TABLA 2.1
PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS PARA LA FORMACIÓN HOLLÍN

PARÁMETROS	Hollín Superior	Hollín Inferior
POZO	Con-04	Con-21
FECHA DE MUESTREO	7/27/1985	8/1/1995
PROF. MUESTREADA (FT)	10400	10560
T (°F)	230	230
PRESIÓN INICIAL (PSI)	4657	4681
PRESIÓN DE BURBUJA (PSI)	155	58
Rsi (PCN/BN)	8	12
Boi (BY/BN)	1,156	1,088
Uo (cp)	2,12	1,852
Po (g/CC)	0,7263	0,7453
°API	32,8	33

FUENTE: EP PETROECUADOR
ELABORADO POR: Annabel Aráuz / Jorge Villagómez

2.3 REGISTROS ELÉCTRICOS

Para correlacionar las diferentes capas de arenas entre pozos hacemos uso de los denominados registros eléctricos a hueco abierto, los cuales nos permiten tener una imagen del suelo dentro del pozo, lo más cercana a la realidad, puesto que las diferentes herramientas se encuentran en contacto directo con el pozo.

2.3.1 REGISTROS DE POTENCIAL ESPONTÁNEO (SP), RAYOS GAMMA NATURALES (GR) Y CALIPER.

Éstas curvas se encuentran en la pista 1 del registro eléctrico "Triple Combo", la principal función de las curvas de esta pista es detectar zonas permeables, determinar cambios litológicos dentro del pozo y detectar cavernas o derrumbes del hoyo perforado.

La curva de potencial espontáneo (SP) y el registro de rayos gamma naturales (GR) son registros de fenómenos físicos que ocurren naturalmente en las rocas in situ.

2.3.1.1 Curva de SP

La curva de SP es un registro de la diferencia entre el potencial eléctrico de un electrodo móvil en el pozo y el potencial eléctrico de un electrodo fijo en la superficie en función de la profundidad, producido por la interacción del agua de formación innata, el fluido de perforación conductivo y ciertas rocas selectivas de iones (lutita).

En frente de lutitas, la curva SP por lo general, define una línea más o menos recta en el registro, que se llama línea base de lutitas. En frente de formaciones permeables, la curva muestra excursiones con respecto a la línea base de lutitas; en las capas gruesas, porosas y permeables, éstas deflexiones tienden a alcanzar una deflexión esencialmente constante, hacia la izquierda o derecha de la línea base de las lutitas, dependiendo de la salinidad del lodo de perforación y del agua

de formación, definiendo así una línea de arena (Figura 2.4). Además la curva SP, permite la determinación de la resistividad del agua de formación R_w .

2.3.1.1.1 Resistividad del Agua

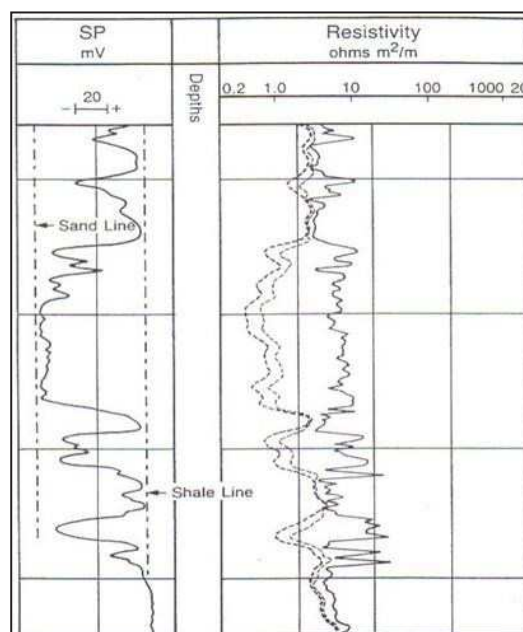
Es la resistencia a la corriente eléctrica del agua que llena el espacio del poro en la roca. La resistividad varía con la salinidad del agua y la temperatura. El agua salada tiene una resistividad baja, por ser fácil conductor de la electricidad.

Determinación de la Resistividad del Agua, (R_w)

La determinación de la resistividad del agua a profundidad del reservorio es necesaria para realizar la corrección de la curva de R_w , ya que el software Interactive Petrophysics no corrige este dato durante la evaluación petrofísica, además, se corrige la resistividad del filtrado de lodo a temperatura del reservorio.

Para la determinación de la resistividad del agua de formación es necesario conocer la salinidad y la temperatura de la profundidad a la que se desee trabajar.

FIGURA 2.4
CURVA SP EN UN REGISTRO ELÉCTRICO



FUENTE: Registro de Potencial Espontáneo, Petroblogger

Por tal motivo se obtuvieron las salinidades de los análisis PVT y son las siguientes:

- Hollín Superior : 8167.5 ppm de NaCl
- Hollín Inferior : 2392.5 ppm de NaCl

Gradiente Geotérmico (GG)

Para el cálculo del Gradiente Geotérmico (Ec 2.3), se debe obtener del encabezado del registro eléctrico, la temperatura de superficie y de fondo del pozo.

$$GG = \frac{100 * (T_f - T_s)}{P_T} \quad \text{Ec. 2.3}$$

Donde;

- GG : Gradiente Geotérmico, °F/pie
- T_f : Temperatura de fondo, °F
- T_s : Temperatura de superficie, °F
- P_T : Profundidad total, Pie

Temperatura de la Formación (T_{Pf})

Para el cálculo de la temperatura a la profundidad que se desee se usa la siguiente ecuación:

$$T_{Pf} = T_s + GG * \left(\frac{P_f}{100} \right) \quad \text{Ec. 2.4}$$

Donde;

- T_{Pf} : Temperatura a la profundidad de la formación, °F
- P_f : Profundidad de la formación, Pies

Con los datos obtenidos anteriormente podemos obtener la resistividad del agua (R_w) mediante cualquiera de los siguientes métodos:

- La carta Gen-09 de Schlumberger (Anexo 2.1), ó
- Software IP (Interactive Petrophysics™).

Resistividad del Filtrado del Lodo (R_{mf})

Adicionalmente al cálculo de la resistividad del agua, es necesario obtener la resistividad del filtrado del lodo, para lo cual se aplica la siguiente ecuación:

$$R_{mf} @ T_{Pf} = R_{mf} @ T_m \left(\frac{T_s + 6.77}{T_{Pf} + 6.77} \right) \quad Ec. 2.5$$

Donde;

- $R_{mf} @ T_{Pf}$: Resistividad del lodo a temperatura de la formación, Ohm-m
 $R_{mf} @ T_s$: Resistividad del lodo a temperatura de superficie, Ohm-m
 T_s : Temperatura de superficie, °F

Ejemplo de Cálculo

Se va a tomar el registro del pozo Con-33 para realizar el cálculo de las temperaturas de formación, resistividades del agua y del lodo, los cuales son necesarios para la evaluación petrofísica del pozo mediante el Software Interactive Petrophysics.

Los datos tomados del encabezado del registro son los siguientes:

- Salinidad = 8167.5 ppm de NaCl
- $T_s = 78$ °F
- $T_f = 214$ °F
- $R_{mf} @ T_s = 1.5$ ohm-m

Con la Ecuación 2.3 obtenemos el gradiente geotérmico

$$GG = \frac{100 * (214 - 78)}{10860} = 1.2523 \text{ } ^\circ F / \text{pie}$$

Luego calculamos la temperatura a la profundidad deseada, en este caso la profundidad de la formación Hollín Superior, aplicando la Ecuación 2.4.

$$T_{Pf} = 78 + 1.2523 * \left(\frac{10630}{100} \right) = 211 \text{ } ^\circ F$$

Si se realiza manualmente mediante la Carta Gen-09 (Anexo-2.1), se debe ingresar a la carta con la temperatura a la profundidad deseada y la salinidad, y se obtiene la resistividad del agua.

Para obtener la resistividad del agua mediante el software Interactive Petrophysics, se ingresa en el software los datos como se puede observar en la Sección 2.7.2 (Paso 15 y Paso 16), obteniendo la resistividad del agua a profundidad y temperatura deseada.

El cálculo mediante el software o la carta Gen-09 de la resistividad del agua es el siguiente: $R_w = 0.2561 \text{ ohm} - \text{m}.$

Finalmente se ejecuta el cálculo de la resistividad del lodo a la temperatura de la formación deseada, con la Ecuación 2.5.

$$R_{mf} @ T_{Pf} = 1.5 \left(\frac{78 + 6.77}{211 + 6.77} \right) = 0.5838 \text{ ohm} - \text{m}$$

Éste resultado también se lo puede observar en el cálculo de la resistividad del lodo a temperatura de la formación, mediante el software Interactive Petrophysics (Figura 2.35).

2.3.1.2 Curva de GR

El registro de GR indica la radioactividad natural de las formaciones. En las formaciones sedimentarias el registro normalmente refleja el contenido de arcilla de las formaciones debido a que los elementos radioactivos tienden a concentrarse en arcillas y lutitas. Es útil para la localización de capas con y sin arcilla, y lo más importante, para correlación general.

Aunque en concepto son relativamente sencillos, los registros de la curva de SP y GR son bastante útiles e informativos. Entre sus usos se encuentran los siguientes:

- Diferencia rocas potencialmente productoras, permeables y porosas (arenisca, caliza, dolomita) de arcillas y lutitas no permeables.
- Define los límites de las capas y permite la correlación entre las capas
- Proporciona una indicación de arcillosidad de la capa.
- Ayuda en la identificación de la litología (mineral).

2.3.1.3 Caliper

Es una medida del diámetro del hoyo, por lo tanto, al existir costra de lodo el diámetro del mismo disminuye, conociendo que en zonas permeables se formará costra de lodo, este diámetro se verá reflejado en la curva de Caliper.

2.3.2 REGISTROS MICRORESISTIVOS (MICRONORMAL Y MICROINVERSO)

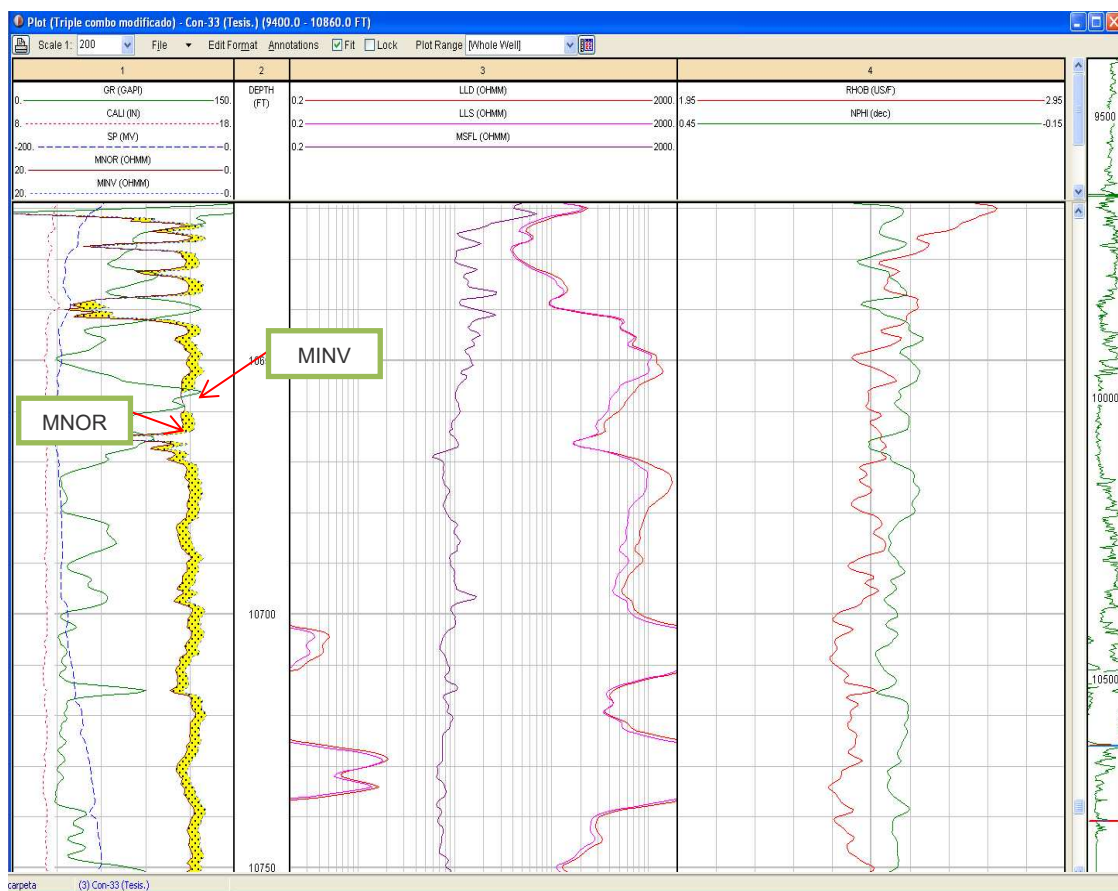
Este tipo de curvas se encuentran ubicadas en la primera pista del registro "Triple Combo", y permite al grupo de registros microresistivos delinear estratos permeables por la presencia de costra de lodo. Produce dos curvas: un micro normal de 2" y un micro inverso 1/2". El segundo mide principalmente la resistividad de la costra de lodo y el primero en la costra de lodo mas parte de la zona lavada.

Una zona permeable se evidencia cuando el valor del registro Micronormal (MNOR) posee un valor mayor al registro Microinverso (MINV), como se puede observar la intersección de las curvas en color amarillo, en la Figura 2.5.

2.3.3 REGISTROS DE RESISTIVIDAD

Estas curvas son presentadas en la pista 2 (parte central), y son usadas para determinar la saturación de fluidos en las rocas en conjunto con los registros de porosidad que se encuentran en la pista 3, además permiten identificar contactos agua-petróleo si existiesen, por lo general se usa una lectura somera y otra profunda.

FIGURA 2.5
CURVAS MICRONORMAL Y MICROINVERSA EN UN REGISTRO ELÉCTRICO



FUENTE: Interactive Petrophysics™, EP PETROECUADOR.
ELABORADO POR: Annabel Aráuz / Jorge Villagómez

2.3.4 REGISTROS DE POROSIDAD RHOB, NPHI, DT

Estas curvas son presentadas generalmente en la pista 3. La porosidad de las rocas puede obtenerse a partir del registro sónico, el registro de densidad o el registro de neutrones. Si los efectos de los fluidos y matriz se conocen o se pueden determinar, la respuesta de la herramienta puede relacionarse con la porosidad.

2.3.4.1 Registros Sónicos

El registro sónico es simplemente un registro en función del tiempo, t , que requiere una onda sonora para atravesar un pie de formación. Este es conocido como tiempo de tránsito, Δt ; t es el inverso de la velocidad de la onda sonora. El tiempo de tránsito para una formación determinada depende de su litología y su porosidad.

2.3.4.2 Registros de Densidad

Los registros de densidad se usan principalmente como registros de porosidad. Otros usos incluyen identificación de minerales en depósitos de evaporitas, detección de gas, determinación de la densidad de hidrocarburos, evaluación de arenas con arcilla y de litologías complejas, determinación de producción de lutitas con contenido de aceite, cálculo de presión de sobrecarga y propiedades mecánicas de las rocas.

2.3.4.3 Registros Neutrónicos

Se utilizan principalmente para delinear formaciones porosas y para determinar su porosidad. Responden principalmente a la cantidad de hidrogeno en la formación. Por lo tanto, en formaciones limpias cuyos poros estén saturados con agua o aceite, el perfil neutrónico nos da el valor del espacio poroso lleno de fluido.

2.4 TOPES Y BASES DE LA FORMACIÓN HOLLÍN

Los topes y bases de la formación Hollín fueron obtenidos de la base de datos del Campo Cononaco, los mismos que fueron determinados de los análisis de registros eléctricos, a través de la elaboración de cortes estructurales-estratigráficos, para cada uno de los pozos que se encuentran en el Campo Cononaco (Anexo 2.2). En la Tabla 2.2 se presentan los datos de elevación de la mesa rotaria "E.M.R", topes y bases para cada una de las arenas de la formación Hollín obtenidas de la base de datos del Campo Cononaco.

TABLA 2.2
TOPES Y BASES DE LA FORMACIÓN HOLLÍN EN EL CAMPO CONONACO

POZO	E.M.R.	HOLLÍN SUPERIOR				HOLLÍN INFERIOR			
		TOPE		BASE		TOPE		PROF. TOTAL	
		TVD	TVDSS	TVD	TVD (SS)	TVD	TVDSS	P.T.	P.T (SS)
CON - 01	1193	10634	-9441	10684	-9491	10684	-9491	11232	-10039
CON - 02	890	10308	-9418	10369	-9479	10369	-9479	10404	-9514
CON - 03	808	10207	-9399	10241	-9433	10241	-9433	10317	-9509
CON - 04	940	10419	-9479	10468	-9528	10468	-9528	10872	-9932
CON - 05	834	10242	-9408	10290	-9456	10290	-9456	10400	-9566
CON - 06	1122	10668	-9546	10722	-9600	10722	-9600	10759	-9637
CON - 07	1197	10610	-9413	10663	-9466	10663	-9466	10740	-9543
CON - 08	820	10270	-9450	10324	-9504	10324	-9504	10370	-9550
CON - 09	835	10274	-9439	10341	-9506	10341	-9506	10388	-9553
CON - 10	825	10246	-9421	10286	-9461	10286	-9461	10346	-9521
CON - 11	1218	10692	-9474	10738	-9520	10738	-9520	10785	-9567
CON - 12B	1205	10686	-9481	10738	-9533	10738	-9533	10908	-9703
CON - 13	1211	10672	-9461	10710	-9499	10710	-9499	10844	-9633
CON - 14	1192	10604	-9412	10652	-9460	10652	-9460	10863	-9671
CON - 15	823	10238	-9415	10270	-9447	10270	-9447	10482	-9659
CON - 16	835	10265	-9430	10311	-9476	10311	-9476	10480	-9645
CON - 17	840	10268	-9428	10300	-9460	10300	-9460	10547	-9707
CON - 18	821	10262	-9441	10299	-9478	10299	-9478	10530	-9709
CON - 19	889	10302	-9413	10348	-9459	10348	-9459	10469	-9580
CON - 20	1178	10579	-9401	10622	-9444	10622	-9444	10920	-9742
CON - 21	1143	10574	-9431	10610	-9467	10610	-9467	10879	-9736
CON - 21RE	1138	10568	-9430	10613	-9475	10613	-9475	11155	-10017
CON - 22	899	10372	-9473	10424	-9525	10424	-9525	10600	-9701
CON - 23	874	10307	-9433	10375	-9501	10375	-9501	10558	-9684
CON - 24	1149	10610	-9461	10667	-9518	10667	-9518	10830	-9681

TABLA 2.2 (CONTINUACIÓN)

POZO	E.M.R.	HOLLÍN SUPERIOR				HOLLÍN INFERIOR			
		TOPE		BASE		TOPE		PROF. TOTAL	
		TVD	TVDSS	TVD	TVD (SS)	TVD	TVDSS	P.T.	P.T (SS)
CON - 25	1156	10607	-9451	10662	-9506	10662	-9506	10812	-9656
CON - 26	1123	10651	-9528	10711	-9588	10711	-9588	10827	-9704
CON - 27	839	10336	-9497	10382	-9543	10382	-9543	10530	-9691
CON - 28	906	10369	-9463	10435	-9529	10435	-9529	10665	-9759
CON - 29	825	10258	-9433	10300	-9475	10300	-9475	10546	-9721
CON - 30D	1200	10625	-9425	10676	-9476	10676	-9476	11120	-9920
CON - 31	949	10446	-9497	10491	-9542	10491	-9542	10665	-9716
Con - 31RE	930	10428	-9498	10490	-9560	10490	-9560	10646	-9716
CON - 32	1144	10570	-9426	10615	-9471	10615	-9471	10856	-9712
CON - 33	1162	10607	-9445	10656	-9494	10656	-9494	10840	-9678
CON - 34	855	10324	-9469	10383	-9528	10383	-9528	10610	-9755
CON - 35	1112	10649	-9537	10698	-9586	10698	-9586	10875	-9763
CON - 36D	1224	10621	-9397	10632	-9408	10632	-9408	11070	-9846
CON - 46D	1224	10747	-9523	10779	-9555	10779	-9555	11314	-10090
CON - 47D	1214	10729	-9515	10768	-9554	10768	-9554	11147	-9933
CON - 48D	1214	10721	-9507	10746	-9532	10746	-9532	11370	-10156
CON - 51D	1214	10741	-9527	10776	-9562	10776	-9562	11750	-10536

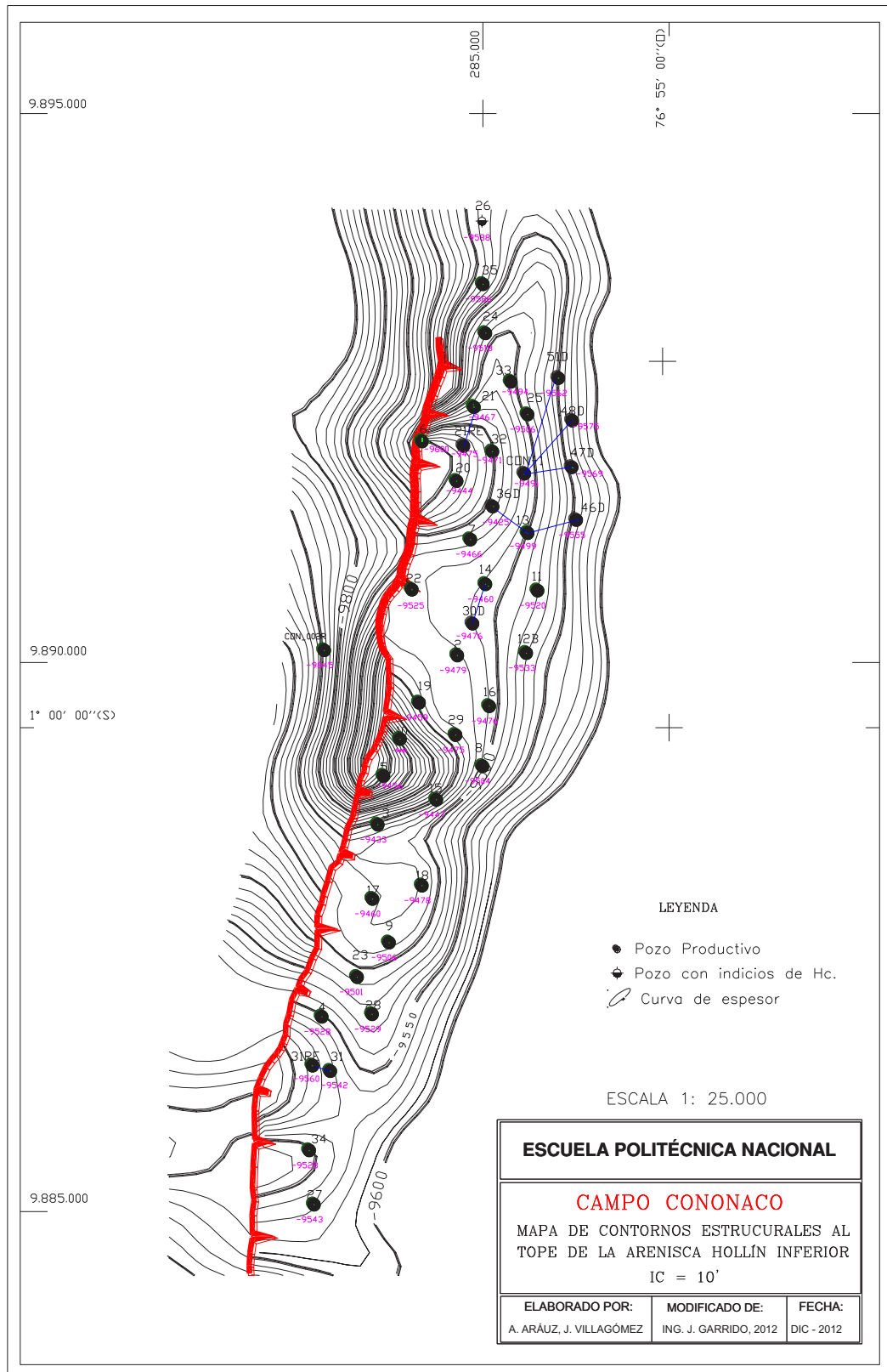
FUENTE: Interactive Petrophysics™, EP PETROECUADOR.
ELABORADO POR: Annabel Aráuz / Jorge Villagómez

Para la mayoría de pozos de la arenisca Hollín Inferior, no se tiene la información de las bases de la arena, debido a que no todos los pozos durante su perforación atravesaron todo el reservorio Hollín Inferior.

Para el presente estudio sólo el pozo Cononaco-01 ha sido perforado todo el reservorio Hollín Inferior, el cual presenta el contacto agua-petróleo a 9595 pies de profundidad.

Con los datos de topes para las dos zonas, se presenta los mapas de contornos estructurales al tope de la arenisca Hollín Superior (Mapa 1.2) y de Hollín Inferior (Mapa 2.1

MAPA 2.1
MAPA DE CONTORNOS ESTRUCTURALES AL TOPE DE LA ARENISCA HOLLÍN INFERIOR.



FUENTE: EP Petroecuador

2.5 FORMACIONES ARCILLOSAS

El volumen de arcilla se define como el porcentaje neto de arcilla presente en una arena. Las formaciones del Oriente contienen arcillas; es decir, no son completamente limpias, y dependiendo de su cantidad alteran la porosidad y la permeabilidad de una arena.

El material arcilloso se distribuye de tres maneras:

- **Tipo Laminar:** Consiste en series de lutitas o arcillas en forma de láminas depositadas entre capas de arenas. Éste tipo de acumulación de arcilla es predominante en la formaciones de la Cuenca Oriente, afecta la lectura de los registros eléctricos pero no afecta a la porosidad y permeabilidad⁵.
- **Tipo Estructural:** La arcilla está presente como granos en la matriz de la formación, formando parte de ella. Igualmente que las de tipo laminar, no afecta a las propiedades, solo a la lectura de los registros.
- **Tipo Disperso:** Puede estar adherida a los granos de arena o llenando parcialmente los canales porosos más pequeños, esto ocasiona la reducción del espacio del poro disponible para la acumulación de fluidos, y también reduce la permeabilidad de la formación⁶.

El volumen de arcilla se puede determinar por medio de los indicadores de arcillosidad proporcionada por los siguientes perfiles:

- Perfil de Rayos Gamma
- Curva de Potencial Espontáneo
- Perfil de Resistividad
- Perfil Neutrónico
- Densidad de Formación - Sónico
- Densidad de Formación - Neutrónico

⁵ (GARCÍA, 2010, pág. 32)

⁶ (JÁTIVA, 2010, pág. 33)

- Densidad de Neutrónico – Sónico

2.5.1 DETERMINACIÓN DEL VOLUMEN DE ARCILLA (V_{CL})

Para el cálculo del V_{CL} usaremos el perfil de Rayos Gamma y la combinación Densidad de Formación - Neutrónico. El programa IP (Interactive Petrophysics™) utiliza los siguientes modelos matemáticos:

2.5.1.1 Registros de Rayos Gamma

Permiten estimar la fracción de arcilla V_{CL} mediante la siguiente ecuación:

$$V_{CL} = \frac{GR - GR_{clean}}{GR_{clay} - GR_{clean}} \quad Ec. 2.6$$

Donde;

V_{CL}	:	Volumen de arcilla
GR	:	Lectura del perfil frente al nivel o arena en estudio
GR_{clean}	:	Lectura del perfil frente a una formación considerada limpia.
GR_{clay}	:	Lectura del perfil frente a una arcilla o lutita vecina

Estos cálculos se pueden realizar en forma manual o a través de Crossplots o gráficos de interrelación, que son utilizados para la determinación de porosidad y litología cuando se dispone de por lo menos dos perfiles eléctricos de porosidad.

2.5.1.2 Registros Densidad- Neutrón

La combinación de estos perfiles es de gran utilidad como indicador de arcilla, cuando, independientemente de la distribución, los parámetros de la matriz de la formación son conocidos y relativamente constantes⁷.

⁷ (ANDRADE, 2009, pág. 24)

Para una formación cualquiera tenemos que:

$$(V_{Sh})_{D/N} = \frac{\phi_N - \phi_D}{\phi_{Nsh} - \phi_{Dsh}} \quad Ec.2.7$$

Donde;

$(V_{Sh})_{D/N}$:	Volumen de arcilla por registros Densidad-Sónico
ϕ_D	:	Porosidad del Perfil de densidad de formación
ϕ_e	:	Porosidad efectiva
ϕ_N	:	Porosidad del neutrónico
ϕ_{DCL}	:	Porosidad del perfil de densidad de formación frente a una arcilla o lutita vecina
ϕ_{NCL}	:	Porosidad del perfil neutrónico frente a una arcilla o lutita vecina

2.6 PROPIEDADES PETROFÍSICAS DE LA ROCA

Las propiedades petrofísicas de la roca se obtienen a partir de información de registros eléctricos, análisis de núcleos, análisis PVT, pruebas de producción.

2.6.1 POROSIDAD

Se define como la capacidad de la roca para almacenar uno o varios fluidos, es decir, es la relación entre el volumen poroso y el volumen total de la roca.

$$\phi = \frac{V_p}{V_t} \quad Ec.2.8$$

Donde;

V_p	:	Volumen poroso
-------	---	----------------

Vt : Volumen total

Porosidad Absoluta (Φ_T).- Es el porcentaje del espacio poroso total con respecto al volumen total de la roca, sin tener en consideración si es que los poros están interconectados o no lo están.

Porosidad Efectiva (Φ_e).- Es la razón entre el espacio poroso que ocupan los poros interconectados y el volumen total de la roca, por consiguiente, es una indicación de la habilidad de la roca para conducir fluidos; sin embargo, esta porosidad no mide la capacidad de flujo de una roca⁸.

A continuación se presenta los rangos de porosidad efectiva, esto se debe tener en cuenta para la producción de una arena:

- Descartable = 0 % - 5 %
- Pobre = 5 % - 10 %
- Regular = 10 % - 15 %
- Bueno = 15 % - 20 %
- Muy bueno = 20 % - 25 %

La porosidad puede ser obtenida de las siguientes maneras:

- Análisis de cores o núcleos
- Registros de pozos (sónico, densidad, neutrón)

2.6.1.1 Determinación de la Porosidad (Φ)

Para el cálculo de la porosidad se utiliza principalmente los registros de densidad y neutrónico. Se asumió una densidad de la matriz de 2.65 gr/cc y la del fluido de 1 gr/cc.

⁸ (JÁTIVA, 2010, pág. 35)

2.6.1.1.1 Perfil de Densidad de Formación

Esta dada por la ecuación:

$$\phi_{\rho} = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f} \quad \text{Ec. 2.9}$$

Donde;

- ϕ_{ρ} : Porosidad por densidad
- ρ_{ma} : Densidad de la matriz, gr/cc
- ρ_b : Lectura del registro
- ρ_f : Densidad del fluido, gr/cc

2.6.1.1.2 Perfil Sónico

Esta dado por la ecuación:

$$\phi_S = \frac{\Delta t_{log} - \Delta t_{ma}}{\Delta t_f - \Delta t_{ma}} \quad \text{Ec. 2.10}$$

Donde;

- ϕ_S : Porosidad del perfil sónico
- Δt_{log} : Tiempo de tránsito registrado por la herramienta, μs
- Δt_{ma} : Tiempo de tránsito de la matriz, (55.5 μs /pie)
- Δt_f : Tiempo de tránsito del fluido, (189 μs /pie)

2.6.1.1.3 Perfil Neutrónico

La porosidad es la lectura directa del registro neutrónico expresada en forma de fracción, cabe recordar que el registro neutrónico está calibrado para matriz caliza así que se debe sumar 4% para obtener matriz arenisca.

$$\Phi_{NC} = \frac{\Phi_N + 4}{100} \quad \text{Ec. 2.11}$$

Donde;

Φ_{NC} : Porosidad Neutrónica corregida por caliza

Φ_N : Porosidad Neutrónica del registro

Uno de los principales problemas en la lectura de los registros, como se mencionó anteriormente, es la presencia de arcilla, por lo tanto los valores de porosidad deben ser corregidos para obtener la porosidad efectiva, "volumen de poros interconectados o espacio ocupado en una roca que contribuya al flujo de fluidos o permeabilidad en un reservorio"⁹.

Las ecuaciones aplicables son las siguientes:

- Perfil de Densidad de Formación

$$\Phi_e = \Phi_D - \Phi_{DCL} * V_{CL} \quad \text{Ec. 2.12}$$

- Perfil Neutrónico

$$\Phi_e = \Phi_N - \Phi_{NCL} * V_{CL} \quad \text{Ec. 2.13}$$

- Perfil Sónico

$$\Phi_e = \Phi_S - \Phi_{SCL} * V_{CL} \quad \text{Ec. 2.14}$$

Donde;

Φ_e : Porosidad efectiva

⁹ (GARCÍA, 2010, págs. 38-39)

ϕ_D, ϕ_N, ϕ_S	:	Contenido de arcilla determinado a partir de un indicador de arcillas
$\phi_{DCL}, \phi_{NCL}, \phi_{SCL}$:	Porosidad aparente del respectivo perfil en una formación arcillosa
V_{CL}	:	Contenido de arcilla determinado a partir de un indicador de arcillas.

La porosidad aparente en una formación arcillosa puede determinarse mediante lectura del perfil respectivo en arcillas cercanas.

Una combinación de los perfiles de porosidad permite obtener resultados más confiables. Mediante el modelo de porosidad Neutrón - Densidad de Formación se puede hacer un cálculo de la porosidad efectiva mediante las siguientes expresiones:

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

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

Donde;

ϕ_T	:	Porosidad total
ϕ_e	:	Porosidad efectiva
ϕ_N	:	Porosidad obtenida a partir del perfil neutrónico
ϕ_D	:	Porosidad obtenida a partir del perfil de densidad de formación

2.6.2 PERMEABILIDAD

La permeabilidad (K), es la capacidad que tiene la roca para permitir que los fluidos se muevan a través de los poros interconectados de una formación. La permeabilidad generalmente es medida en milidarcys (md).

La permeabilidad puede ser absoluta, efectiva y relativa:

- **Permeabilidad Absoluta.-** Es aquella permeabilidad que se mide cuando un fluido satura 100% el espacio poroso.
- **Permeabilidad Efectiva.-** Es la medida de la permeabilidad a un fluido que se encuentra en presencia de otro u otros fluidos que saturan el medio poroso. La permeabilidad efectiva es función de la saturación de fluidos, siempre las permeabilidades relativas son menores que la permeabilidad absoluta¹⁰.
- **Permeabilidad Relativa.-** Es la relación que existe entre la permeabilidad efectiva y la permeabilidad absoluta, ésta da una medida de la forma como un fluido se desplaza en el medio poroso. La sumatoria de las permeabilidades relativas es menor de 1.

La permeabilidad puede ser obtenida de las siguientes mediciones convencionales¹¹:

- Análisis de cores o núcleos
- Pruebas de pozos
- Pruebas de producción e historia de producción

2.6.3 SATURACIÓN DE AGUA

Es la fracción o porcentaje del volumen poroso que contiene agua de formación. La saturación de agua de una formación puede variar desde el 100% hasta un valor muy pequeño, no va a ser nula, ya que siempre habrá una pequeña cantidad de agua residual que se queda en el reservorio.

¹⁰ (ESCOBAR, pág. 34)

¹¹ (SCHLUMBERGER, 2001/2002, pág. 8)

La saturación inicial de agua puede ser obtenida por los siguientes métodos:

- Análisis de cores o núcleos
- Registros de pozos
- A partir de curvas de presión capilar.
- Pruebas de producción e historia de producción.

2.6.3.1 Determinación de la Saturación de Agua (S_w)

Para calcular la saturación de agua existen varios modelos los cuales se detallan a continuación:

2.6.3.1.1 Modelo de Archie (Para arenas consolidadas)

Para aplicar éste modelo se usa la siguiente ecuación:

$$S_w = \left(\frac{aR_w}{\phi_e^m R_t} \right)^{\frac{1}{n}} \quad \text{Ec. 2.17}$$

Donde;

S_w	:	Saturación de agua
R_w	:	Resistividad del agua
ϕ_e	:	Porosidad efectiva
R_t	:	Resistividad total de la formación

2.6.3.1.2 Modelo de Indonesia (Distribución de arcillas tipo laminar)

El modelo de indonesia es una de las ecuaciones más satisfactorias para el cálculo de saturación de agua, ya que las formaciones de la Cuenca Oriente contienen cierta cantidad de arcilla, especialmente la arena Hollín Superior.

La ecuación se presenta a continuación:

$$S_w = \left[\frac{\frac{1}{\sqrt{R_t}} - \frac{\phi_e^m}{a * R_w}}{\frac{V_{cl} \left(1 - \frac{V_{cl}}{2}\right)}{\sqrt{R_{cl}}}} \right]^{\frac{2}{n}} \quad Ec. 2.18$$

Donde;

- S_w : Saturación de agua
 R_w : Resistividad del agua
 R_t : Resistividad de la zona virgen
 R_{cl} : Resistividad de la arcilla
 V_{cl} : Volumen de arcilla
 ϕ_e : Porosidad efectiva

2.6.3.1.3 Modelo de Simandoux (Evaluación de calizas)

El modelo de Simandoux es una modificación del modelo de indonesia, por lo tanto utiliza sus mismas variables por medio de la ecuación:

$$\frac{1}{R_t} = \frac{\phi_e^m * S_w^n}{a * R_w} + V_{cl} * S_w * R_{cl} \quad Ec. 2.19$$

Donde;

- S_w : Saturación de agua
 R_w : Resistividad del agua
 R_t : Resistividad de la zona virgen
 R_{cl} : Resistividad de la arcilla
 V_{cl} : Volumen de arcilla
 ϕ_e : Porosidad efectiva

El factor "a", es el factor de tortuosidad, el cual indica la regularidad de la geometría de los poros. En el presente proyecto éste valor va a ser 1.

El factor "m", es el factor de cementación, este valor refleja la dificultad del paso de fluidos por el espacio poroso interconectado. En el presente proyecto tenemos que $m = 2$.

El factor "n", es el exponente de saturación, expresa el incremento de la resistividad debido a la distribución de fluidos no conductivos (petróleo – gas) en los espacios porosos. En el presente proyecto tenemos $n = 2$.

2.6.4 ESPESOR NETO DE HIDROCARBURO

El espesor neto saturado de hidrocarburo (H_o), zona de pago o net-pay es la fracción del intervalo total de hidrocarburos que contribuye efectivamente en la recuperación. Por tal motivo, las líneas de contorno en un mapa de zona de pago, ilustran cuan limpia está la formación y su distribución.

Los parámetros que permiten establecer los límites dentro de los cuales consideramos a los reservorios como zonas de pago son los siguientes:

- Porosidad Efectiva (PHIE) : $\geq 8 \%$
- Saturación de Agua (S_w) : $\leq 50 \%$
- Volumen de Arcilla (V_{sh}) : $\leq 50 \%$

2.7 DETERMINACIÓN DE LAS PROPIEDADES PETROFÍSICAS MEDIANTE EL SOFTWARE INTERACTIVE PETROPHYSICS

Las propiedades petrofísicas se las obtuvo de la base de datos del Campo Cononaco, pero se realiza un ejemplo de aplicación de los registros eléctricos de los pozos del Campo Cononaco mediante el uso del software Interactive Petrophysics.

Con el software Interactive Petrophysics de la compañía Schlumberger se determinan los siguientes parámetros: volumen de arcilla, porosidad, saturación

de agua, y espesor neto saturado de hidrocarburo para cada una de las arenas de la formación Hollín.

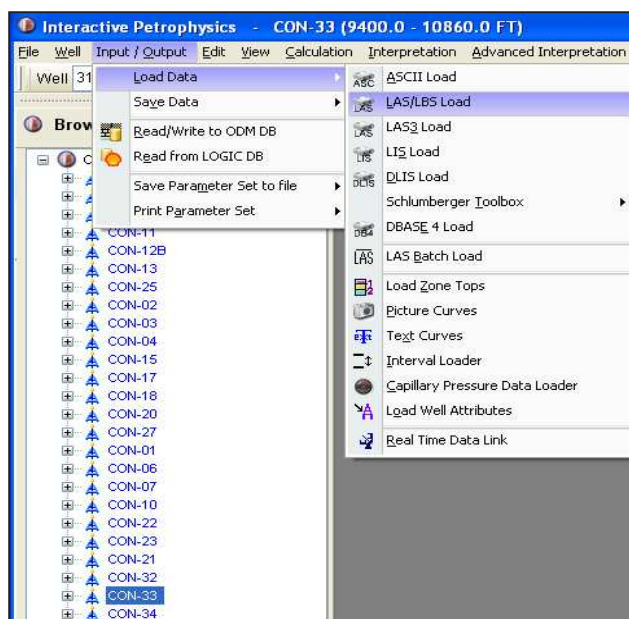
A continuación se presenta el análisis del pozo Con-33, como ejemplo de aplicación de dicho software.

POZO CONONACO-33

Para realizar la re-evaluación del pozo Con-33 se ejecuta el procedimiento que se detalla a continuación, teniendo en cuenta que se debe repetir el procedimiento para todos y cada uno de los pozos.

PASO 1. De la lista de pozos cargada en el software Interactive Petrophysics, escoger el pozo que se quiera volver a evaluar, en este caso se va a evaluar el pozo Con-33, luego seleccionar la pestaña "Input/Output", (Figura 2.6). Las curvas que se van a cargar se encuentran en formato LAS, las mismas que también se las puede encontrar en formato ASCII, LAS3, LIS, DLIS.

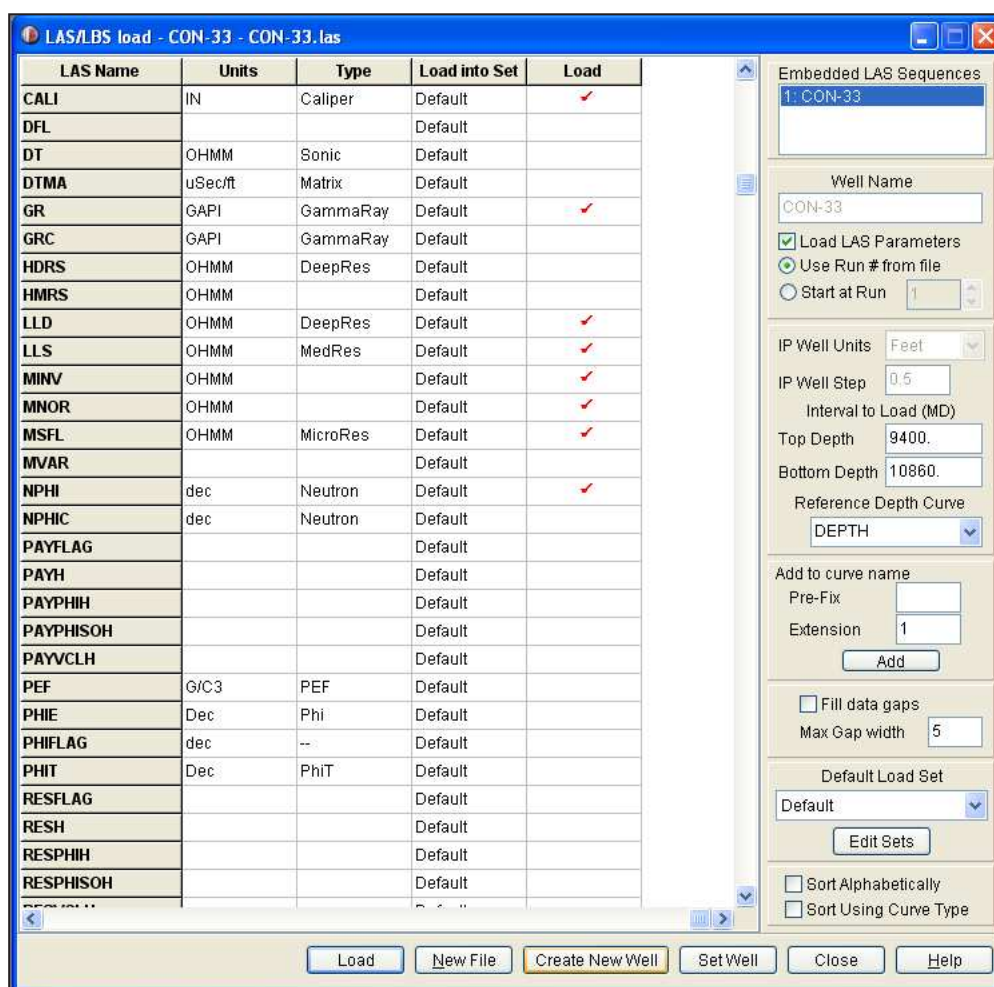
FIGURA 2.6
SELECCIÓN DE POZO Y FORMATO A CARGARSE



FUENTE: Interactive Petrophysics™, EP PETROECUADOR.
ELABORADO POR: Annabel Aráuz / Jorge Villagómez

PASO 2. Se asigna únicamente las curvas necesarias para empezar a evaluar el pozo, en este caso son las curvas: CALIPER, GR, LLD, LLS, MINV, MNOR, MSFL, NPHI, RHOB, SP. (Figura 2.7)

FIGURA 2.7
SELECCIÓN DE CURVAS NECESARIAS PARA EVALUAR



FUENTE: Interactive Petrophysics™, EP PETROECUADOR.
ELABORADO POR: Annabel Aráuz / Jorge Villagómez

PASO 3. Luego en la Figura 2.7, seleccionar "Create New Well" y se despliega una ventana (Figura 2.8), en donde se ingresa el nombre del pozo, la medida y las unidades en pies. Hacer clic en "OK" (Fig. 2.8) y luego en "Load" (Fig. 2.7), para cargar las curvas del pozo a evaluar.

FIGURA 2.8
CREACIÓN DE UNA NUEVA EVALUACIÓN DE UN POZO

FUENTE: Interactive Petrophysics™, EP PETROECUADOR.
ELABORADO POR: Annabel Aráuz / Jorge Villagómez

PASO 4. Ya creado el pozo para la nueva evaluación, ingresar a la carpeta "Log Plots", "IP Defaults" y por último seleccionar el registro que dice "Triple Combo", con éste plot se va a iniciar el análisis del registro (Figura 2.9).

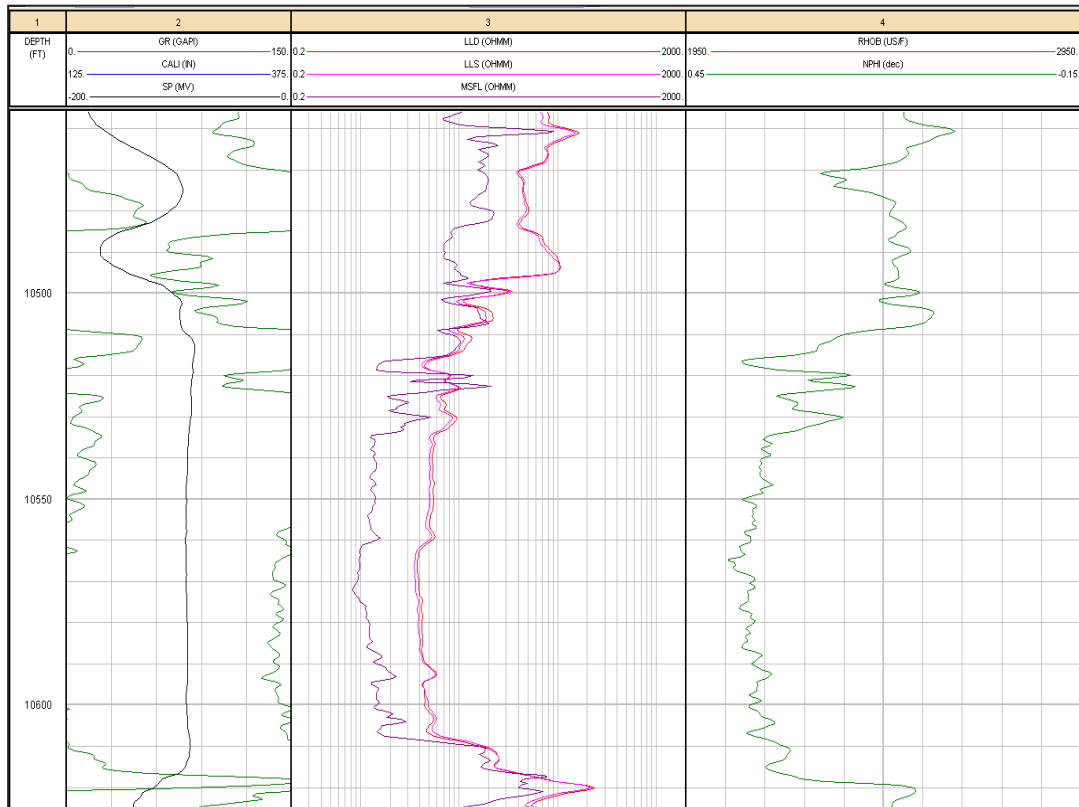
En el plot "Triple Combo" se tienen las curvas básicas para empezar a evaluar de manera cualitativa al pozo. Inicialmente se va a proceder a dividir las zonas con las bases y topes que se tiene en la Tabla 2.2, en este caso solo nos interesa Hollín Superior y Hollín Inferior.

PASO 5. En el menú seleccionar las siguientes opciones "Well", "Manager Zones /Tops" (Figura. 2.10). De aquí se despliega un cuadro en la pantalla llamado "Zone Sets", dar clic en "New Tops" y se despliega otro cuadro con el nombre "Edit Zone tops", en el cual se debe ingresar los nombres, los topes y bases del pozo a evaluar. (Figura 2.11). Podemos observar los datos ya ingresados en la Figura 2.12.

PASO 6. En el plot "Triple Combo", se determina las zonas permeables, zonas con costra de lodo, zonas de washout, zonas porosas (Figura 2.13 y Figura 2.14), estos cambios se pueden observar en los tracks 2 y 4 de la Figura 2.15.

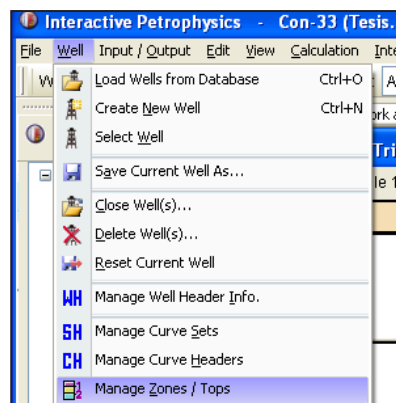
Si la curva MNOR es mayor que la curva MINV, se puede identificar las zonas de arenisca, es decir las zonas permeables.

FIGURA 2.9
PLOT TRIPLE COMBO



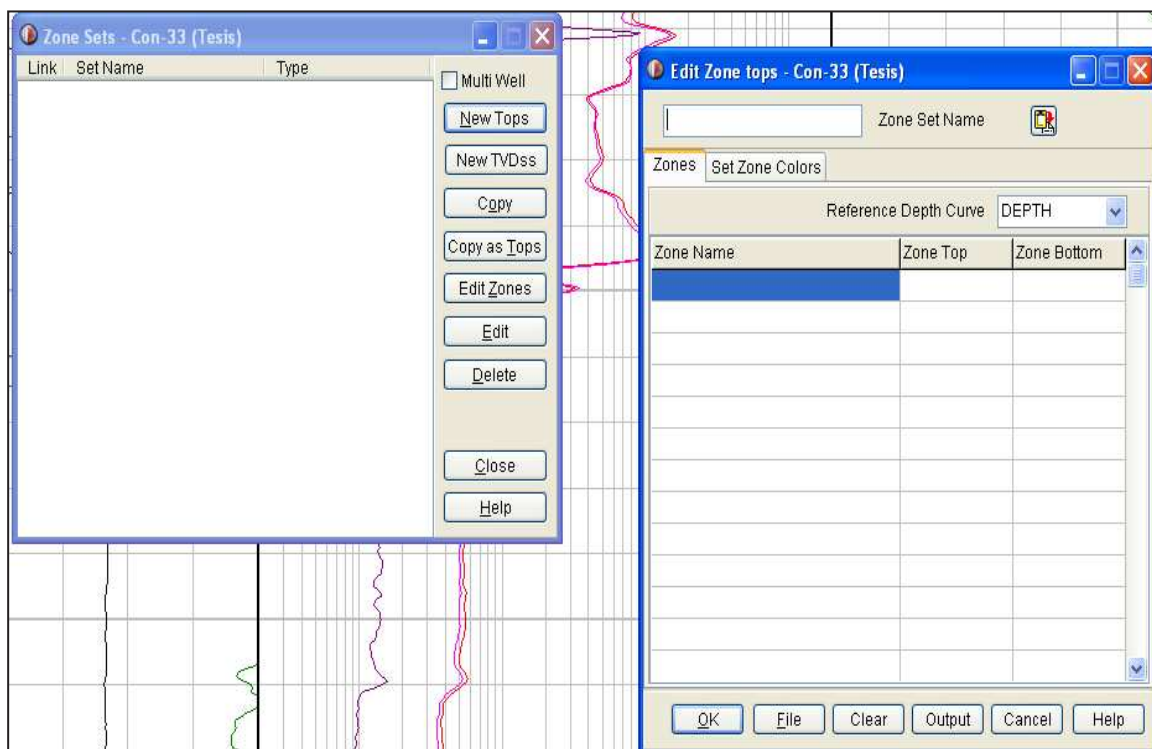
FUENTE: Interactive Petrophysics™, EP PETROECUADOR.
ELABORADO POR: Annabel Aráuz / Jorge Villagómez

FIGURA 2.10
SELECCIÓN DE ZONAS



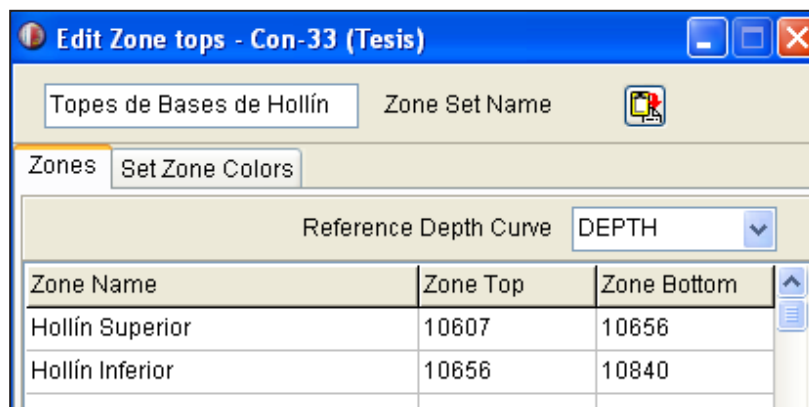
FUENTE: Interactive Petrophysics™, EP PETROECUADOR.
ELABORADO POR: Annabel Aráuz / Jorge Villagómez

FIGURA 2.11
ZONE SETS Y EDIT ZONE TOPS



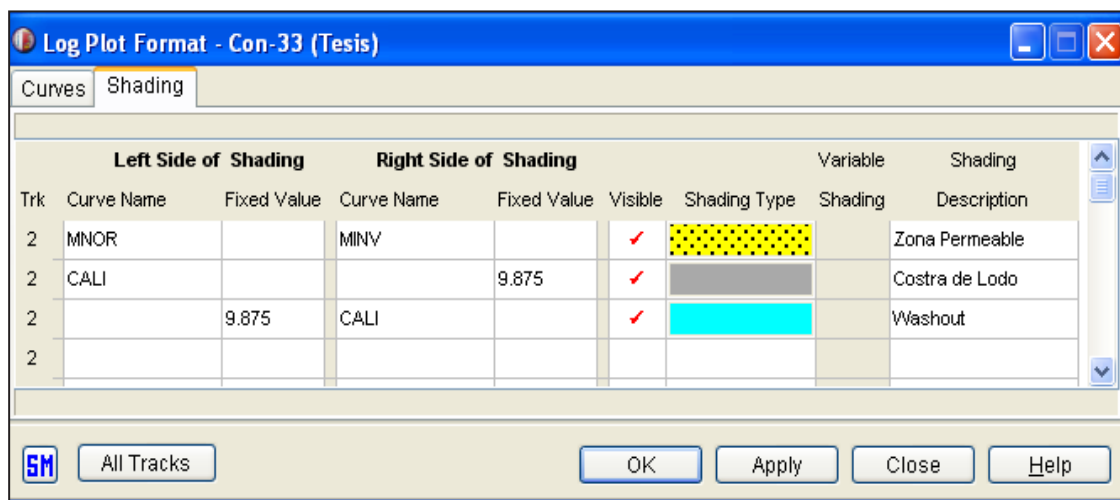
FUENTE: Interactive Petrophysics™, EP PETROECUADOR.
ELABORADO POR: Annabel Aráuz / Jorge Villagómez

FIGURA 2.12
NOMBRES, TOPES Y BASES DE LAS ZONAS



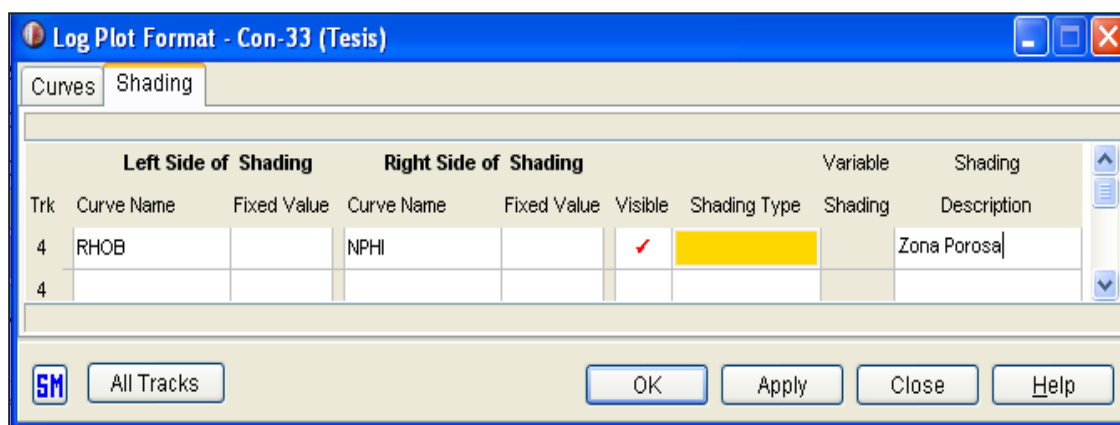
FUENTE: Interactive Petrophysics™, EP PETROECUADOR.
ELABORADO POR: Annabel Aráuz / Jorge Villagómez

FIGURA 2.13
LOG PLOT FORMAT (TRACK 2)



FUENTE: Interactive Petrophysics™, EP PETROECUADOR.
ELABORADO POR: Annabel Aráuz / Jorge Villagómez

FIGURA 2.14
LOG PLOT FORMAT (TRACK 4)

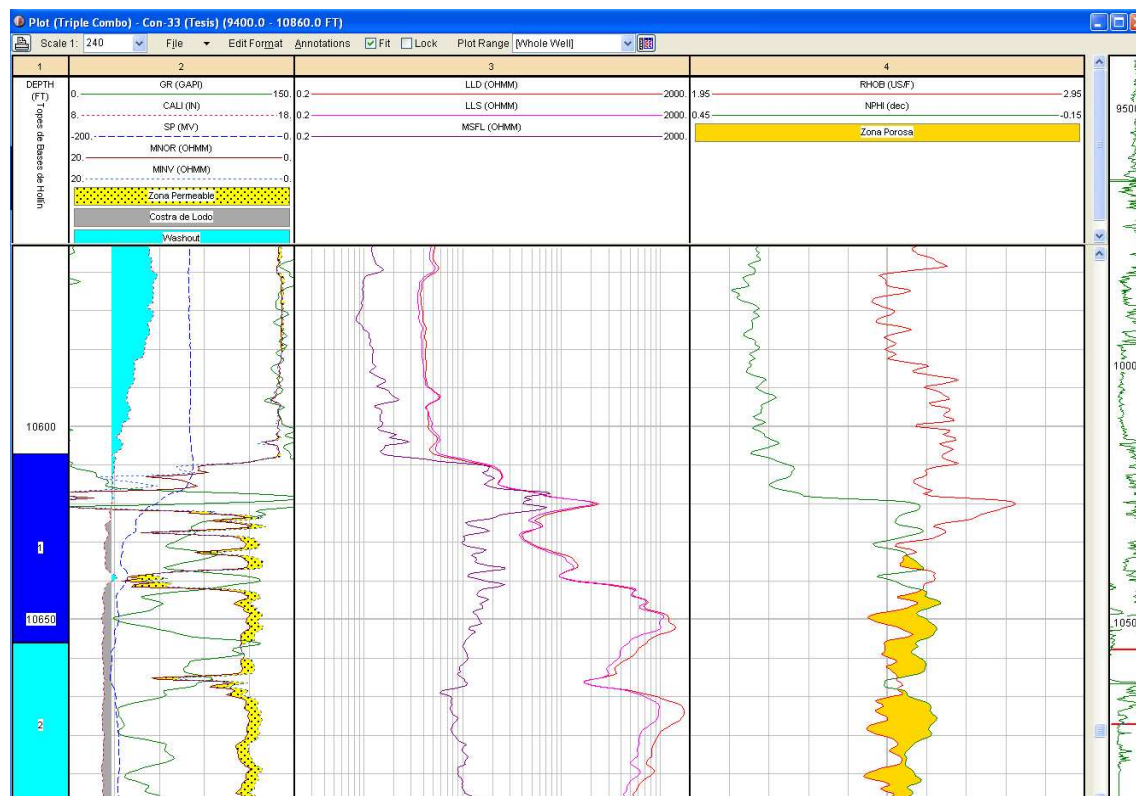


FUENTE: Interactive Petrophysics™, EP PETROECUADOR.
ELABORADO POR: Annabel Aráuz / Jorge Villagómez

La comparación entre "Fixed Value" (tamaño de la broca en esta sección, 9.875) y la curva del registro caliper nos ayuda a identificar las zonas permeables donde se forma la costra de lodo (curva del caliper mayor que la curva del tamaño de la broca), caso contrario, se tiene una zona de desmoronamiento (washout).

Cuando la curva NPHI se encuentra a la derecha de la curva RHOB, su intersección nos muestra las zonas porosas.


FIGURA 2.15
TRIPLE COMBO MODIFICADO



FUENTE: Interactive Petrophysics™, EP PETROECUADOR.
ELABORADO POR: Annabel Aráuz / Jorge Villagómez

2.7.1. FORMACIONES ARCILLOSAS (V_{CL})

El volumen de arcilla (Clay Volume) presente en la formación se puede obtener mediante dos indicadores de arcillosidad; el registro Gamma Ray (GR) y la combinación del registro de Densidad (RHOC) y Neutrón (NPHI).

PASO 7. Para seleccionar éstos indicadores se hace clic en el ícono , del cual se despliega una ventana en donde se encuentran las opciones de las curvas con las que se va a trabajar (Figura 2.16). Luego de seleccionar dichos

indicadores se da un clic en "Run" y se despliega el plot de las curvas (Figura 2.17).

La Figura 2.17 posee lo siguiente:

- Track 3, indicador simple de arcilla por curva GR.
- Track 4, doble indicador de arcilla por curvas Density-Neutrón.
- Track 5, análisis de volumen de arcilla por GR y NPHI-RHOB.

PASO 8. Para evaluar el volumen de arcilla es necesario dividir el plot por zonas, en este caso, Hollín Superior y Hollín Inferior.

Hacer clic en "Edit Format, de aquí se despliega una ventana, en la pestaña "Grid" existe una columna llamada "Plot Set", inicialmente los campos 1 y 2 de ésta columna se encuentran vacíos (Figura 2.18), activar el campo 1 haciendo clic en la columna "Plot Set" y luego hacer clic en "Define" y aparece una ventana (Figura 2.19), en "Set Name" se escoge la opción "Topes y Bases de Hollín", se activa la casilla "Plot Names", dar clic en "All Subsequent" y por último hacer clic en "OK".

En la Figura 2.20 se puede observar que las zonas se encuentran ya divididas, dichas profundidades están acorde a los datos de topes y bases ingresados anteriormente.

PASO 9. Hacer clic derecho en la pista 3 y seleccionar la opción "GR Histograma", con lo cual se obtiene la Figura 2.21.

Las dos líneas presentes en el gráfico son importantes, la línea roja es el valor de la arena limpia (se la aproxima desde la izquierda hacia los datos) y la línea verde nos va a indicar el volumen de arcilla, generalmente va a estar ubicada en la misma vertical de la línea base lutita (en el histograma se la aproxima desde la derecha hacia los datos).

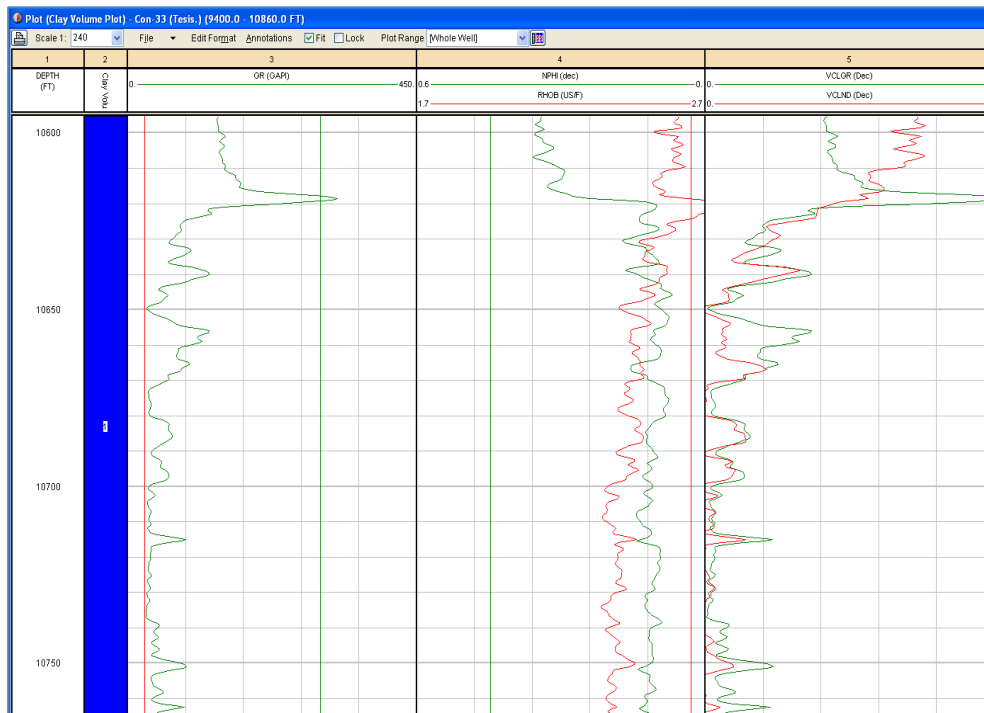
FIGURA 2.16
CLAY VOLUME ANALYSIS

Clay Volume Analysis - Con-33 (Tesis)

Use	Name	Input Curves	Output Curves	
Single Clay Indicators				
<input checked="" type="checkbox"/>	Gamma Ray	GR	VCLGR	
<input type="checkbox"/>	Neutron	NPHI	VCLN	
<input type="checkbox"/>	Resistivity	LLD	VCLR	
<input type="checkbox"/>	SP	SP	VCLSP	
<input type="checkbox"/>				
Double Clay Indicator				
<input checked="" type="checkbox"/>	Density	RHOB	Neutron NPHI	VCLND
<input type="checkbox"/>	Density	RHOB	Sonic DT	VCLSD
<input type="checkbox"/>	Sonic	DT	Neutron NPHI	VCLNS
<input type="checkbox"/>			Other 2	
Bad Hole Indicators for Double Clay Indicators				
<input type="checkbox"/>	Name		Minimum Clay Volume	VCL
<input type="checkbox"/>	Name		Average Clay Volume	VCLAV
Parameter set name		ClayVol		Load / Save Parameter Sets
EM		Run		Cancel Help

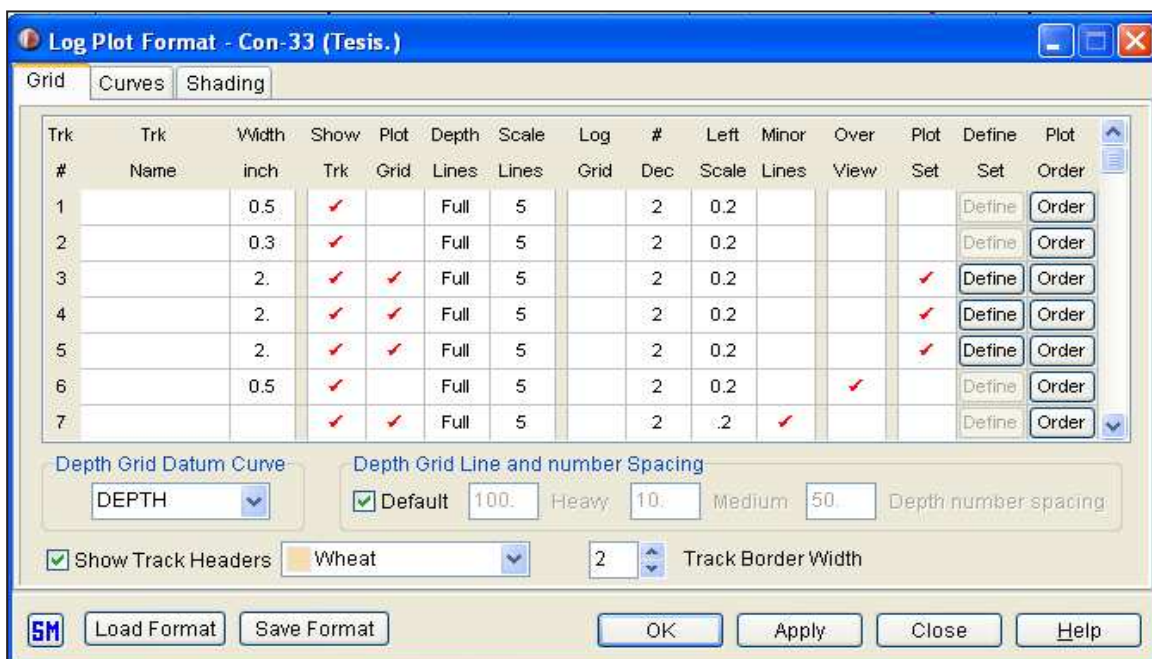
FUENTE: Interactive Petrophysics™, EP PETROECUADOR.
ELABORADO POR: Annabel Aráuz / Jorge Villagómez

FIGURA 2.17
CLAY VOLUME PLOT



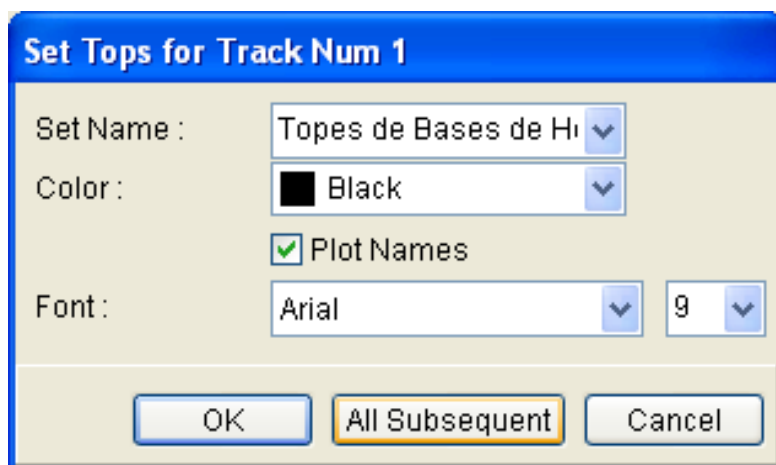
FUENTE: Interactive Petrophysics™, EP PETROECUADOR.
ELABORADO POR: Annabel Aráuz / Jorge Villagómez

FIGURA 2.18
LOG PLOT FORMAT



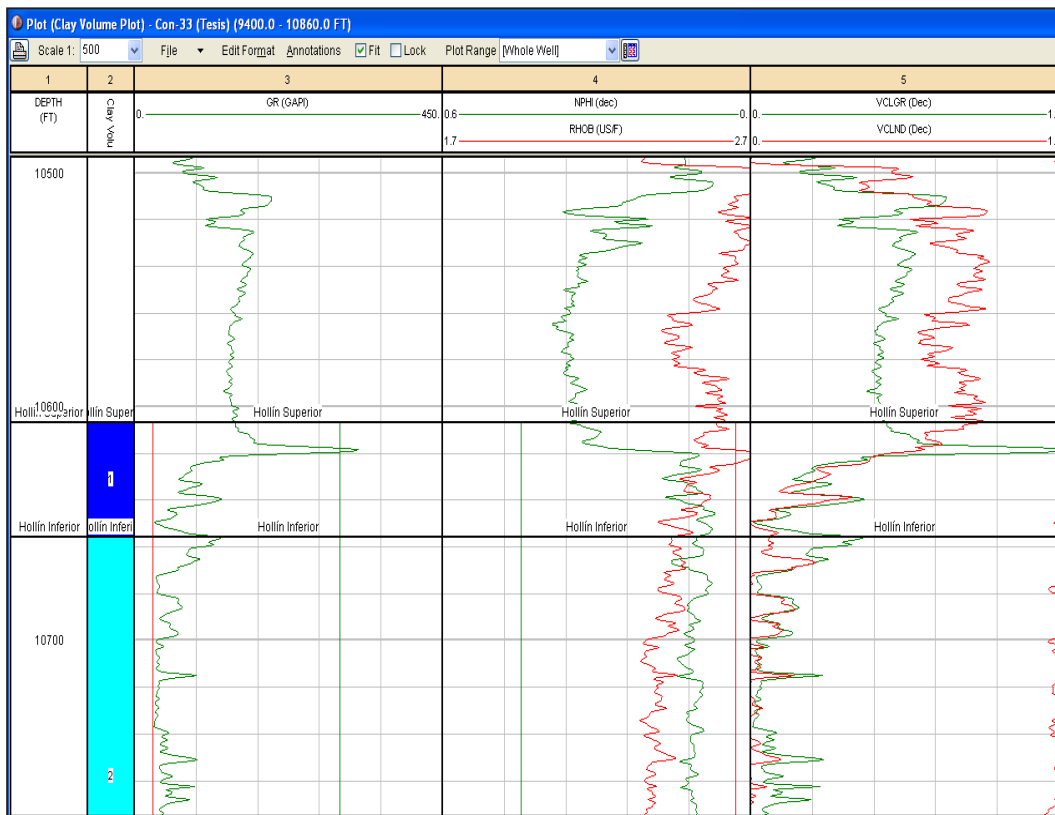
FUENTE: Interactive Petrophysics™, EP PETROECUADOR.
ELABORADO POR: Annabel Aráuz / Jorge Villagómez

FIGURA 2.19
SET TOPS FOR TRACK NUM 1



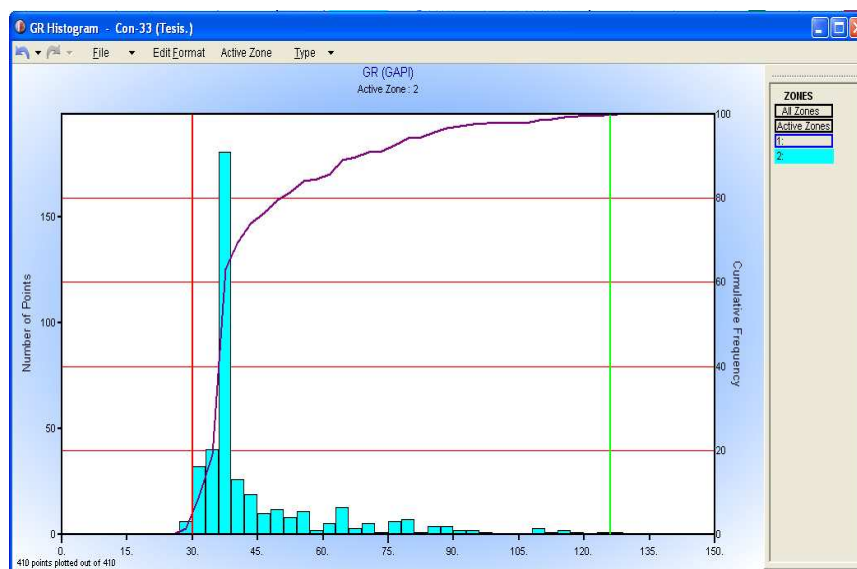
FUENTE: Interactive Petrophysics™, EP PETROECUADOR.
ELABORADO POR: Annabel Aráuz / Jorge Villagómez

FIGURA 2.20
CLAY VOLUME PLOT (ZONAS)



FUENTE: Interactive Petrophysics™, EP PETROECUADOR.
ELABORADO POR: Annabel Aráuz / Jorge Villagómez

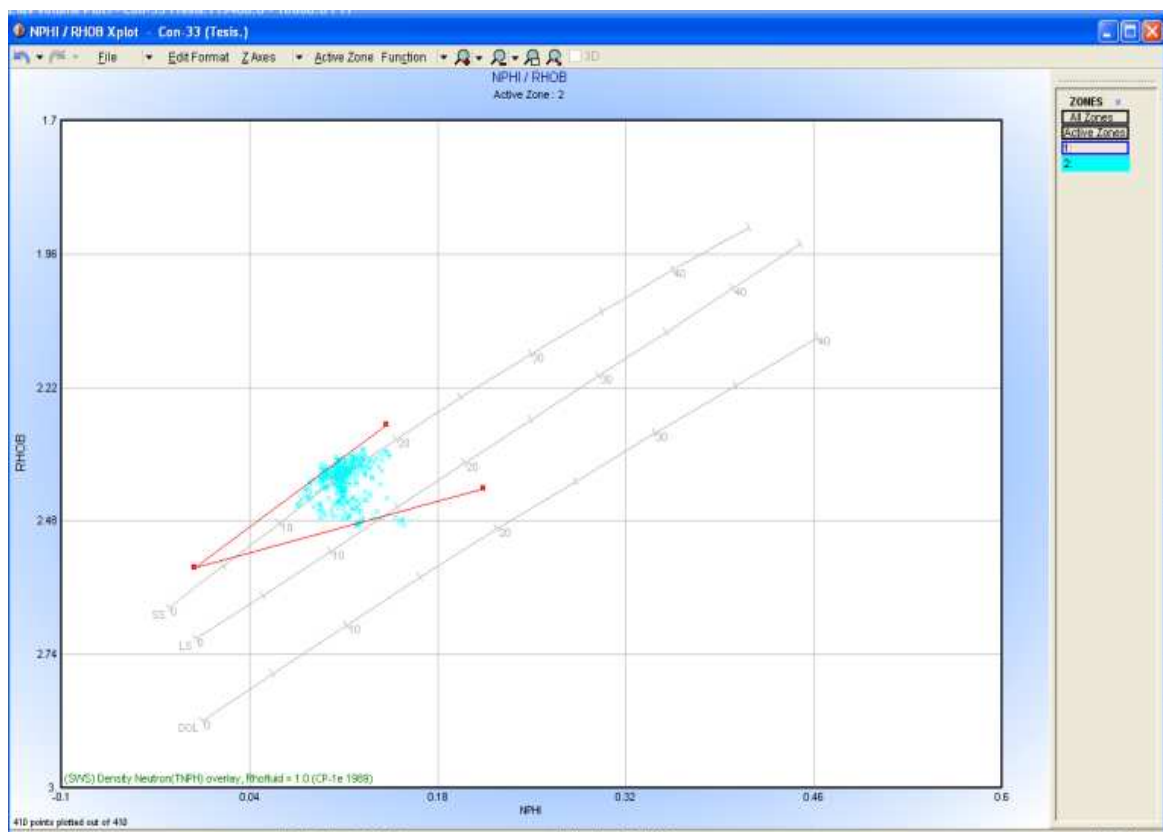
FIGURA 2.21
GR HISTOGRAM (ZONA HOLLÍN INFERIOR)



FUENTE: Interactive Petrophysics™, EP PETROECUADOR.
ELABORADO POR: Annabel Aráuz / Jorge Villagómez

PASO 10. Dar clic derecho en la pista 4 y seleccionar la opción "NPHI / RHOB Xplot", Figura 2.22. Para determinar de mejor manera el volumen de arcilla por éste método se debe intentar hacer coincidir la mayor cantidad de puntos entre las dos líneas rojas.

FIGURA 2.22
NPHI / RHOB XPLOT (ZONA HOLLÍN INFERIOR)



FUENTE: Interactive Petrophysics™, EP PETROECUADOR.
ELABORADO POR: Annabel Aráuz / Jorge Villagómez

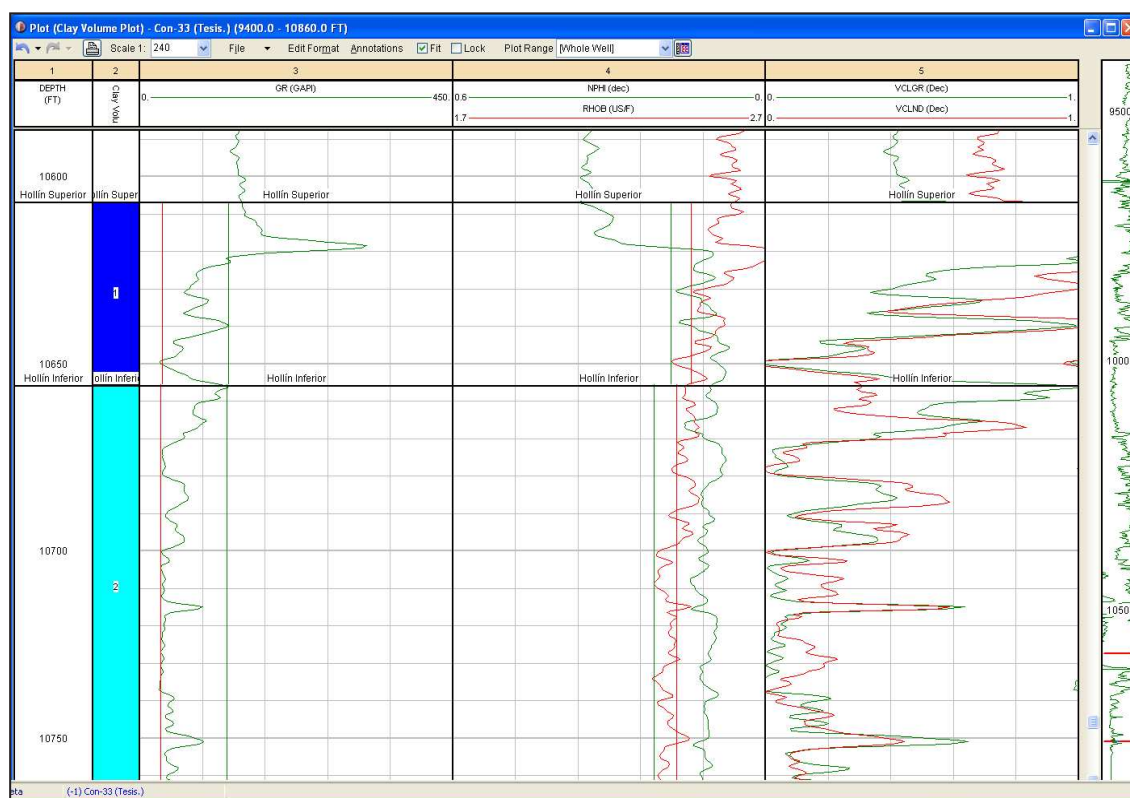
Las curvas de la Figura 2.23 representan lo siguiente:

- SS, son arenas de porosidad media alta (arenas limpias)
- LS, son calizas de baja porosidad
- Entre las líneas LS y DOL, se encuentra calcáreos parcialmente dolomitizados
- DOL, son dolomitas

En éste caso, para la arenisca Hollín Inferior del pozo Con-33 se puede observar que los puntos se encuentran concentrados cerca de la línea SS, es decir, que es una arena limpia, con porosidad media alta.

Luego de los dos procedimientos anteriores, se puede observar en el track 5 de la Figura 2.23 que las curvas en ciertas partes se encuentran casi unidas, pero en otras tienen cierta distancia de separación, para ello se va a realizar el siguiente paso.

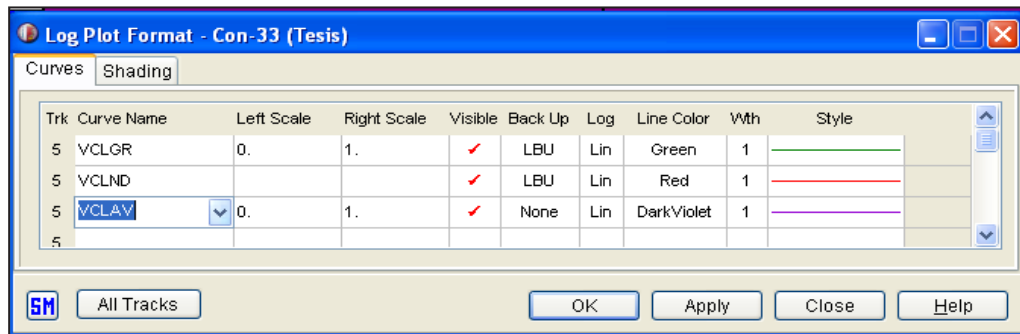
FIGURA 2.23
CLAY VOLUME PLOT



FUENTE: Interactive Petrophysics™, EP PETROECUADOR.
ELABORADO POR: Annabel Aráuz / Jorge Villagómez

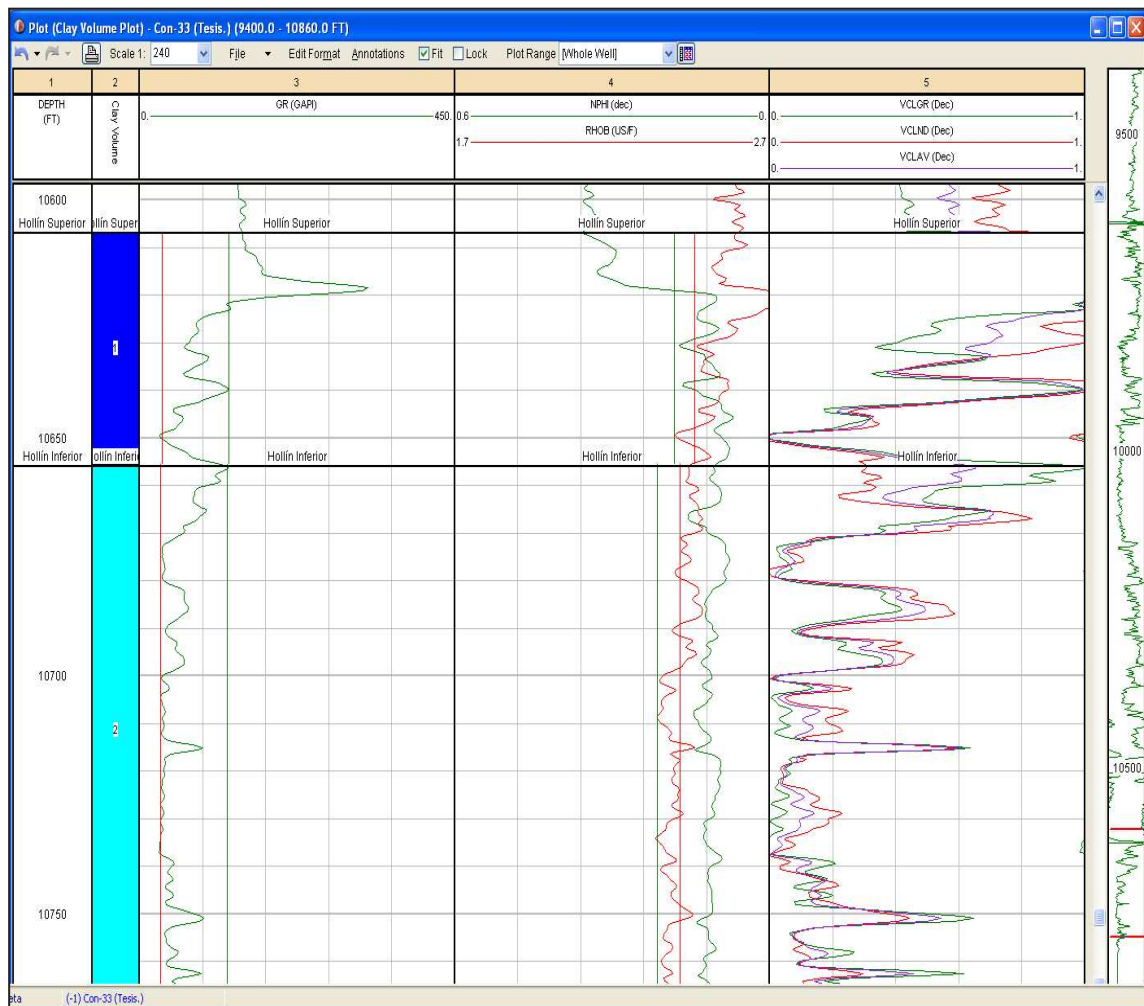
PASO 11. Para obtener el volumen de arcilla promedio entre las curvas GR y NPHI-RHOB, se da clic derecho en la parte superior del track 5 y se agrega la curva VCLAV como se muestra en la Figura 2.24, oprimir "OK". En la Figura 2.25 se observa la curva promedio VCLAV, que es la curva con la que se va a trabajar.

FIGURA 2.24
LOG PLOT FORMAT - CURVES



FUENTE: Interactive Petrophysics™, EP PETROECUADOR.
ELABORADO POR: Annabel Aráuz / Jorge Villagómez

FIGURA 2.25
VCLAV (TRACK 5)

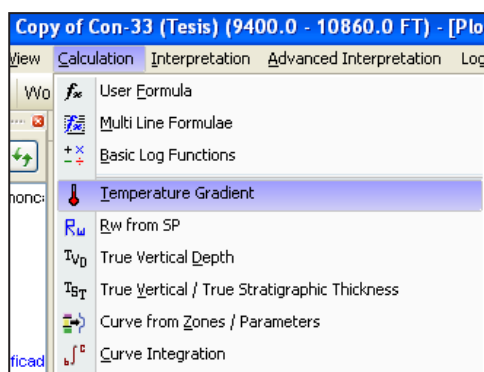


FUENTE: Interactive Petrophysics™, EP PETROECUADOR.
ELABORADO POR: Annabel Aráuz / Jorge Villagómez

2.7.2 POROSIDAD (Φ) Y SATURACIÓN DE AGUA, (S_w)


PASO 12. Para realizar el análisis de porosidades y saturación de agua primero se debe realizar el cálculo del gradiente de temperatura del pozo, para ello se debe dar clic en "Calculation" y luego seleccionar "Temperature Gradient", como se observa en la Figura 2.26

FIGURA 2.26
GRADIENTE DE TEMPERATURA



FUENTE: Interactive Petrophysics™, EP PETROECUADOR.
ELABORADO POR: Annabel Aráuz / Jorge Villagómez

En la pestaña que se despliega (Figura 2.27), se debe ingresar los datos de profundidad (Depth) y temperatura (Temp.), en superficie y en el fondo del pozo, los cuales son obtenidos del encabezado del registro eléctrico del mismo. "Run".

PASO 13. Dar clic en el ícono , y en la ventana que se abre seleccionar la pestaña "Input Curves" y elegir las curvas necesarias para el análisis de porosidad y saturación de agua, al igual que el modelo deseado del cálculo de saturación (Figura 2.28). Luego de seleccionar los parámetros deseados dar clic en "OK".

La Figura 2.29 es el plot que se despliega de las acciones anteriores.

PASO 14. Dar click en el track "GammaRay" y agregar la curva de temperatura (Figura 2.30), de tal modo que podamos conocer la misma para cada una de las zonas en estudio. (Figura 2.31).

FIGURA 2.27
CALCULO DEL GRADIENTE DE TEMPERATURA

	Depth	Temp.
1	0	78
2	10860	214
3		
4		
5		
6		

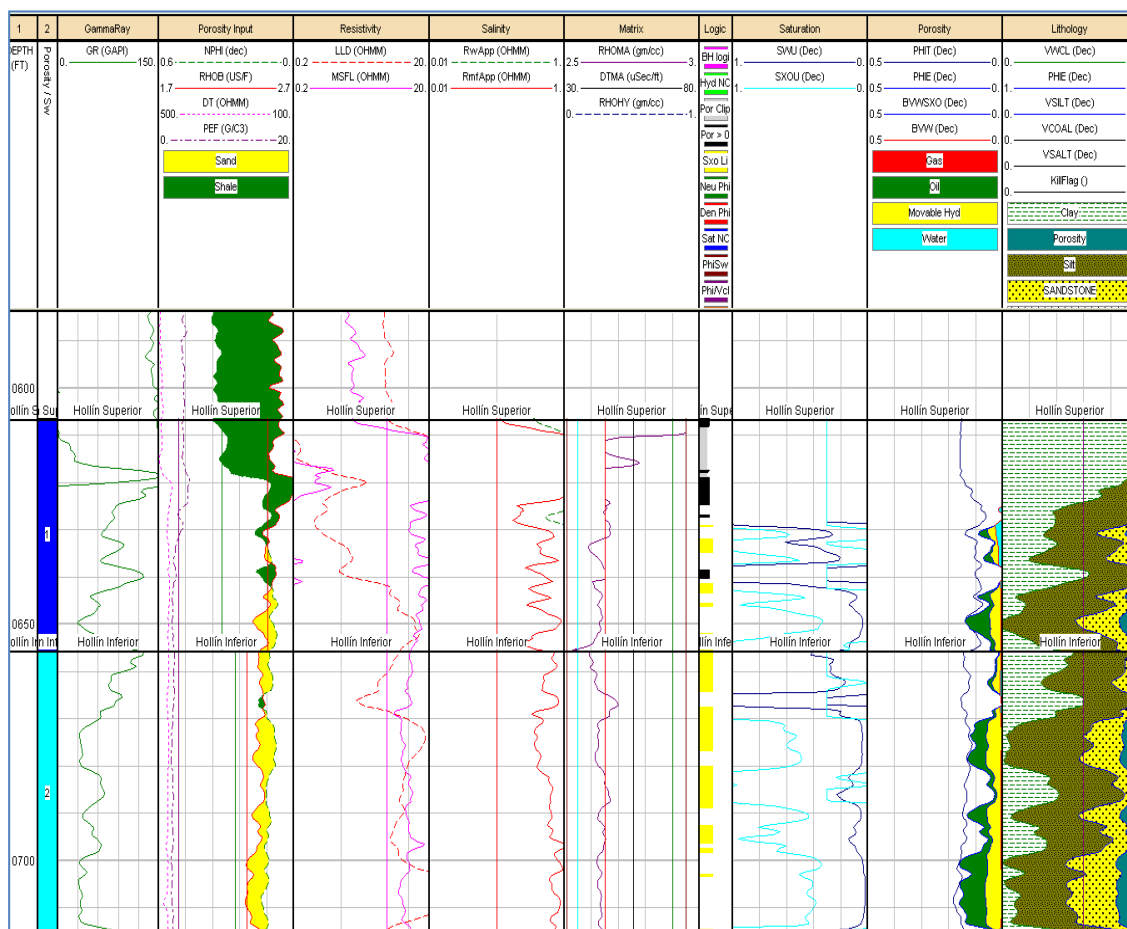
FUENTE: Interactive Petrophysics™, EP PETROECUADOR.
ELABORADO POR: Annabel Aráuz / Jorge Villagómez

FIGURA 2.28
ANALISIS DE POROSIDAD Y SATURACION DE AGUA

Input Curves	Value
Neutron (Limestone)	NPHI
Density	RHOB
Sonic	DT
PEF	PEF
RT	LLD
RXO	MSFL
EPT TPL	
Pass through Porosity	
Clay Volume	VCLAV
Temperature	Temp
Matrix Density	
Archie "m"	
Archie "n"	
Waxman Smits Qv	
Bad Hole Discriminator	
Non Calculation Flag	

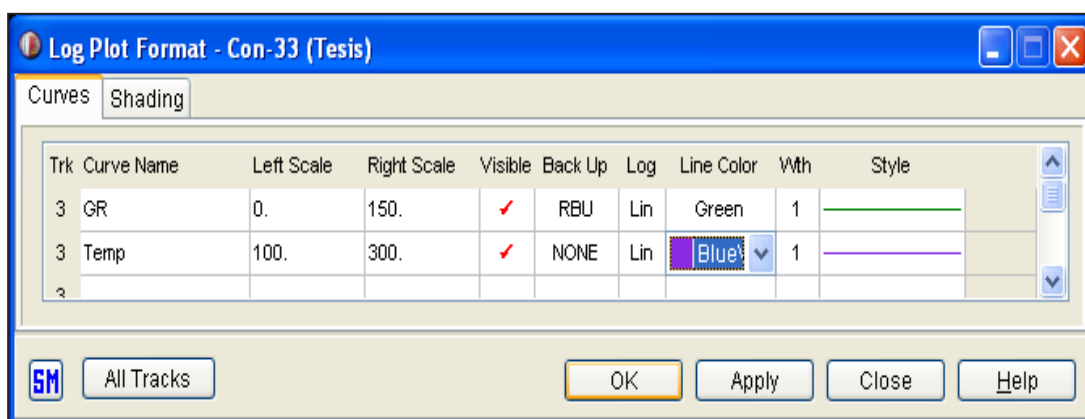
FUENTE: Interactive Petrophysics™, EP PETROECUADOR.
ELABORADO POR: Annabel Aráuz / Jorge Villagómez

FIGURA 2.29
PLOT DE PHISW



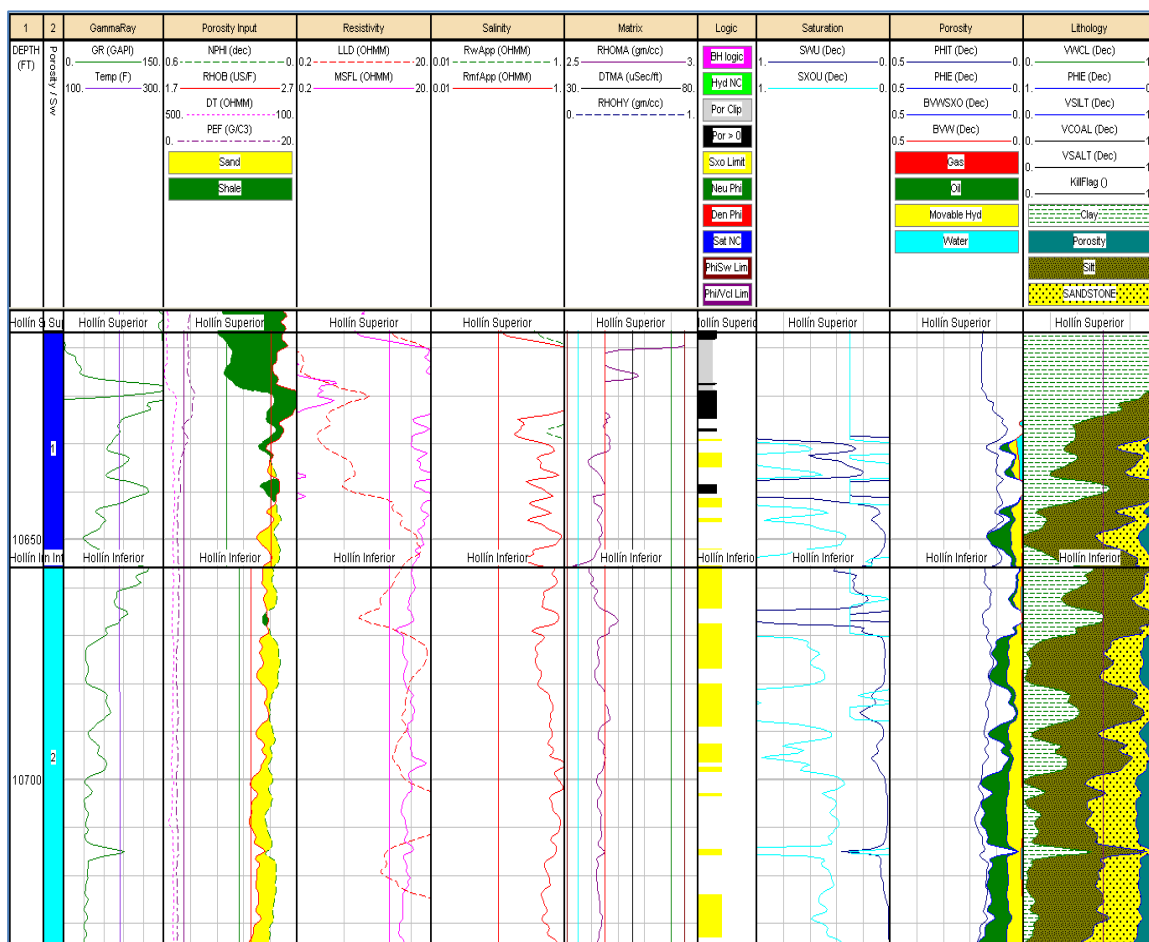
FUENTE: Interactive Petrophysics™, EP PETROECUADOR.
ELABORADO POR: Annabel Aráuz / Jorge Villagómez

FIGURA 2.30
FORMATO A LOG PLOT DE PHISW



FUENTE: Interactive Petrophysics™, EP PETROECUADOR.
ELABORADO POR: Annabel Aráuz / Jorge Villagómez

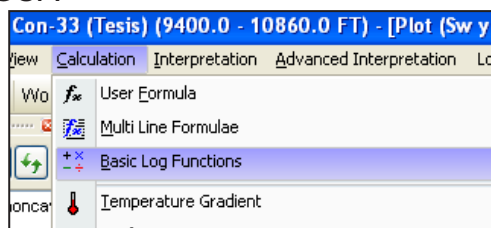
FIGURA 2.31
PLOT DE PHISW CON CURVA DE TEMPERATURA



FUENTE: Interactive Petrophysics™, EP PETROECUADOR.
ELABORADO POR: Annabel Aráuz / Jorge Villagómez

PASO 15. Mediante el software Interactive Petrophysics™, se calcula R_w con las salinidades (ppm) y temperaturas ($^{\circ}\text{F}$), de cada una de las formaciones, para ello se selecciona "Calculation" y luego "Basic Log Functions", como se observa en la Figura 2.32.

FIGURA 2.32
RESISTIVIDAD DEL AGUA




ELABORADO POR: Annabel Aráuz / Jorge Villagómez

De ésta acción se despliega una pantalla, en la cual se debe escoger la pestaña "Conversions" e ingresar los datos de temperatura y salinidad de la formación deseada (Figura 2.33), anotar el valor de la resistividad.

FIGURA 2.33
CÁLCULO DE RW (HOLLÍN INFERIOR)

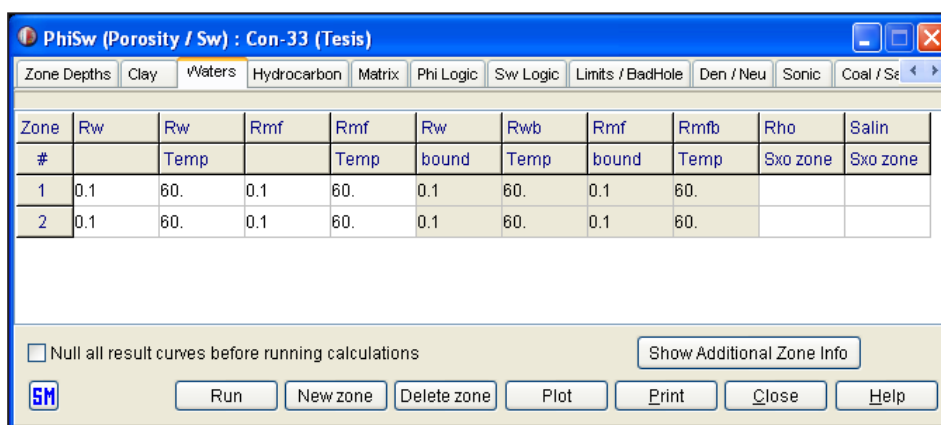
FUENTE: Interactive Petrophysics™, EP PETROECUADOR.
ELABORADO POR: Annabel Aráuz / Jorge Villagómez

PASO 16. Dar click en el ícono ; en la ventana que aparece seleccionar la pestaña "Waters", aquí se va a encontrar los valores R_w , R_{mf} y sus temperaturas correspondientes para cada zona, pero como se puede observar en la Figura 2.34, dichos valores no son los reales, son los valores predeterminados, por tal motivo, se va a ingresar éstos datos manualmente (Figura 2.35), ya que es necesario que los valores se encuentren a condiciones del reservorio. Con éstos

cambios de valores se modifican algunas curvas del plot PHISW (Figura 2.31) y el plot modificado se observa en la Figura 2.36

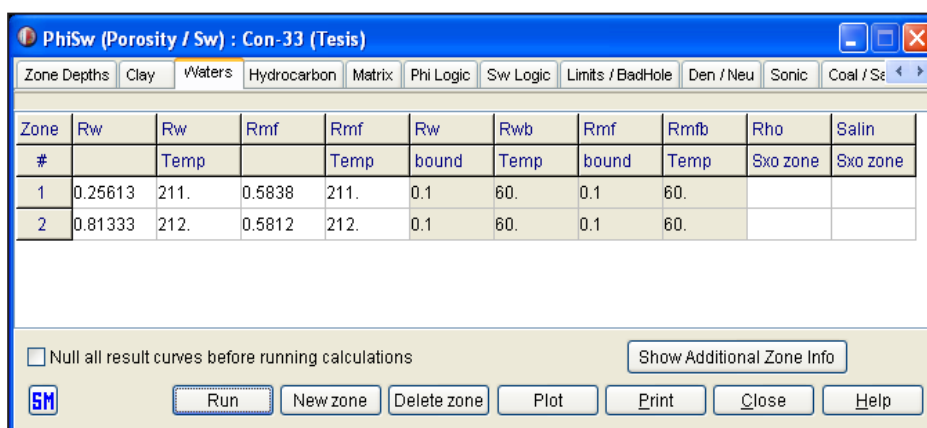
PASO 17. En la pista "Resistivity", de la Figura 2.36, damos clic derecho en cada una de las zonas que se está evaluando y escogemos la opción "LLD/PHIE Xplot", en ésta ventana se va a mover la línea roja hacia donde se encuentre la mayor concentración de puntos (Figura 2.37), de tal manera que la estimación de saturación de agua y porosidad sea más real.

FIGURA 2.34
PHISW



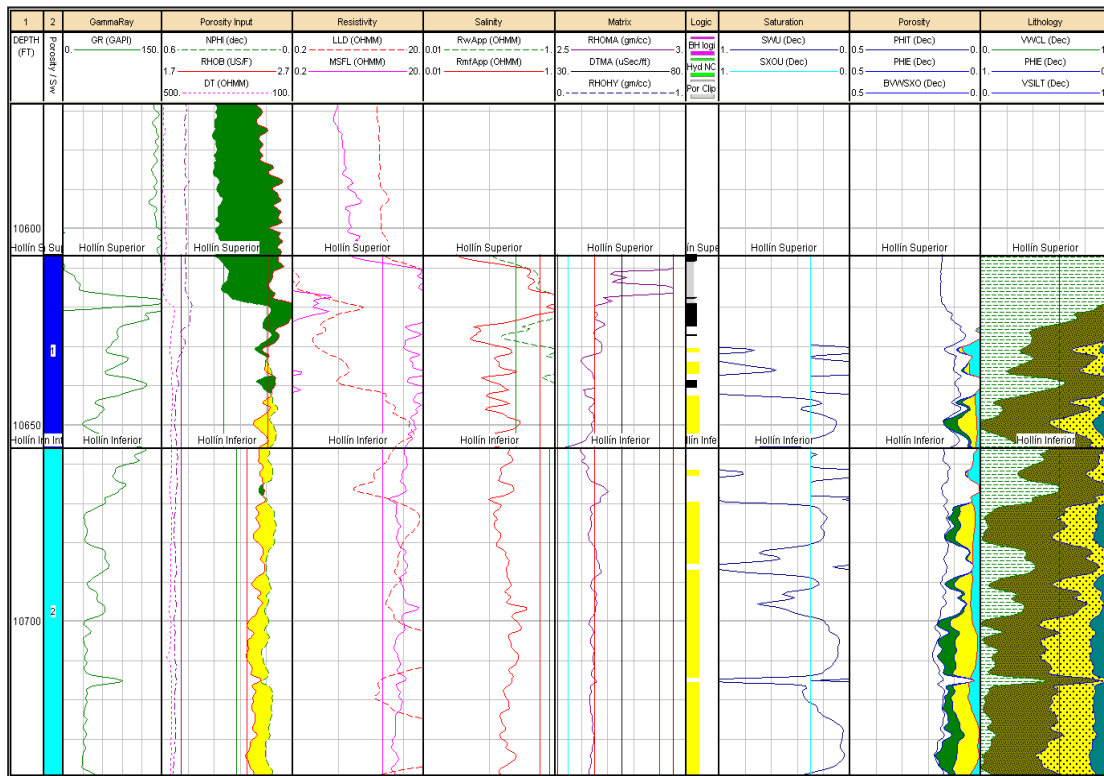
FUENTE: Interactive Petrophysics™, EP PETROECUADOR.
ELABORADO POR: Annabel Aráuz / Jorge Villagómez

FIGURA 2.35
PHISW CORREGIDO



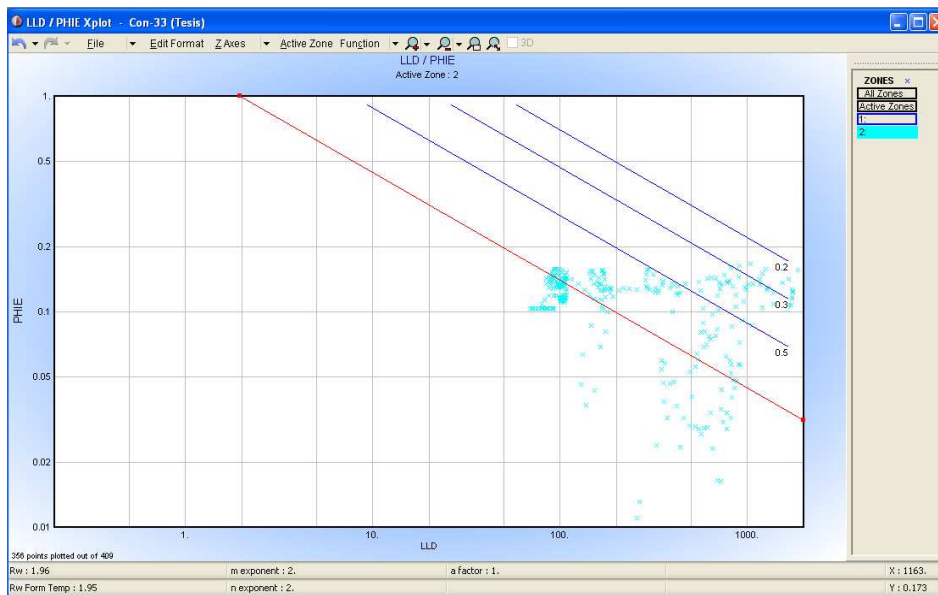
FUENTE: Interactive Petrophysics™, EP PETROECUADOR.
ELABORADO POR: Annabel Aráuz / Jorge Villagómez

FIGURA 2.36
PLOT DE PHISW MODIFICADO




FUENTE: Interactive Petrophysics™, EP PETROECUADOR.
ELABORADO POR: Annabel Aráuz / Jorge Villagómez

FIGURA 2.37
LLD / PHIE X PLOT



FUENTE: Interactive Petrophysics™, EP PETROECUADOR.
ELABORADO POR: Annabel Aráuz / Jorge Villagómez

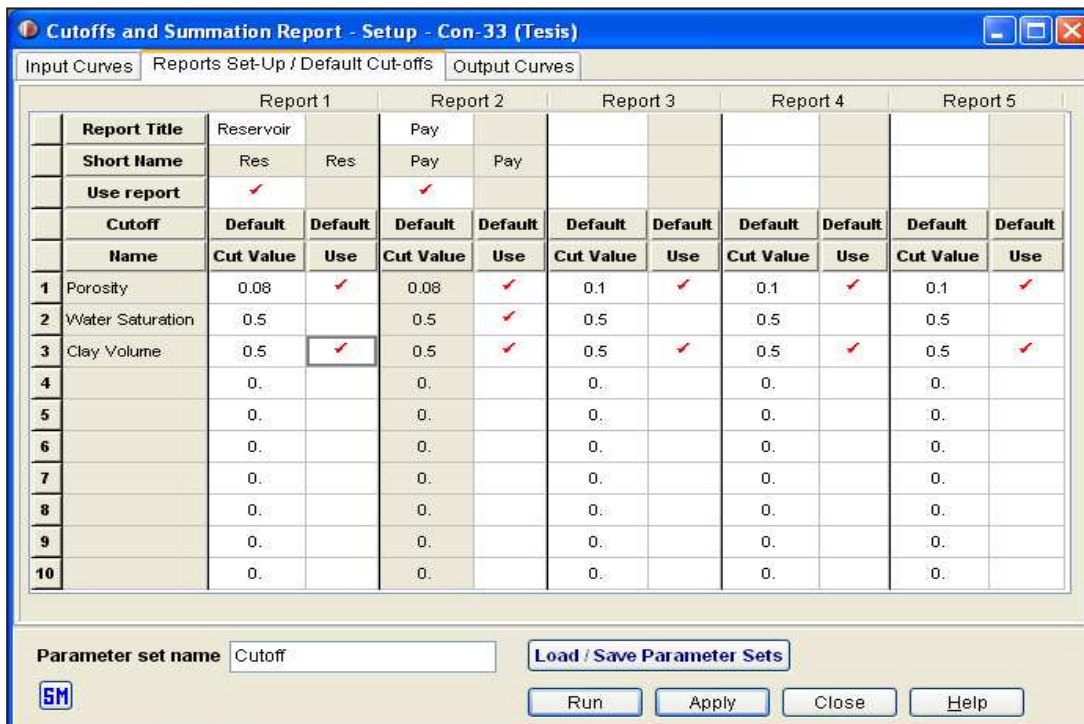
2.7.3 ESPESOR NETO SATURADO DE HIDROCARBURO, (H_0)

PASO 18. Ingresar en el ícono de cut offs , en el cuadro "Reports Set-Up / Default Cut-offs" de la Figura 2.38, se tiene:

- Report 1.- son las zonas reservorio, cumple con dos condiciones; porosidad y volumen de arcilla, éstos valores son; 0.08 y 0.5, respectivamente.
- Report 2.- son las zonas de pago, es decir, deben cumplir con las 3 condiciones; porosidad, saturación de agua y volumen de arcilla, éstos valores son; 0.08, 0.5 y 0.5, respectivamente.

Se da clic en "Run" y se despliega el "Cutoff Plot", en donde se puede observar las zonas que son reservorios y las zonas de pago en función de la porosidad, saturación de agua y volumen de arcilla. (Figura 2.39)

FIGURA 2.38
CUTOFFS (CONDICIONES)

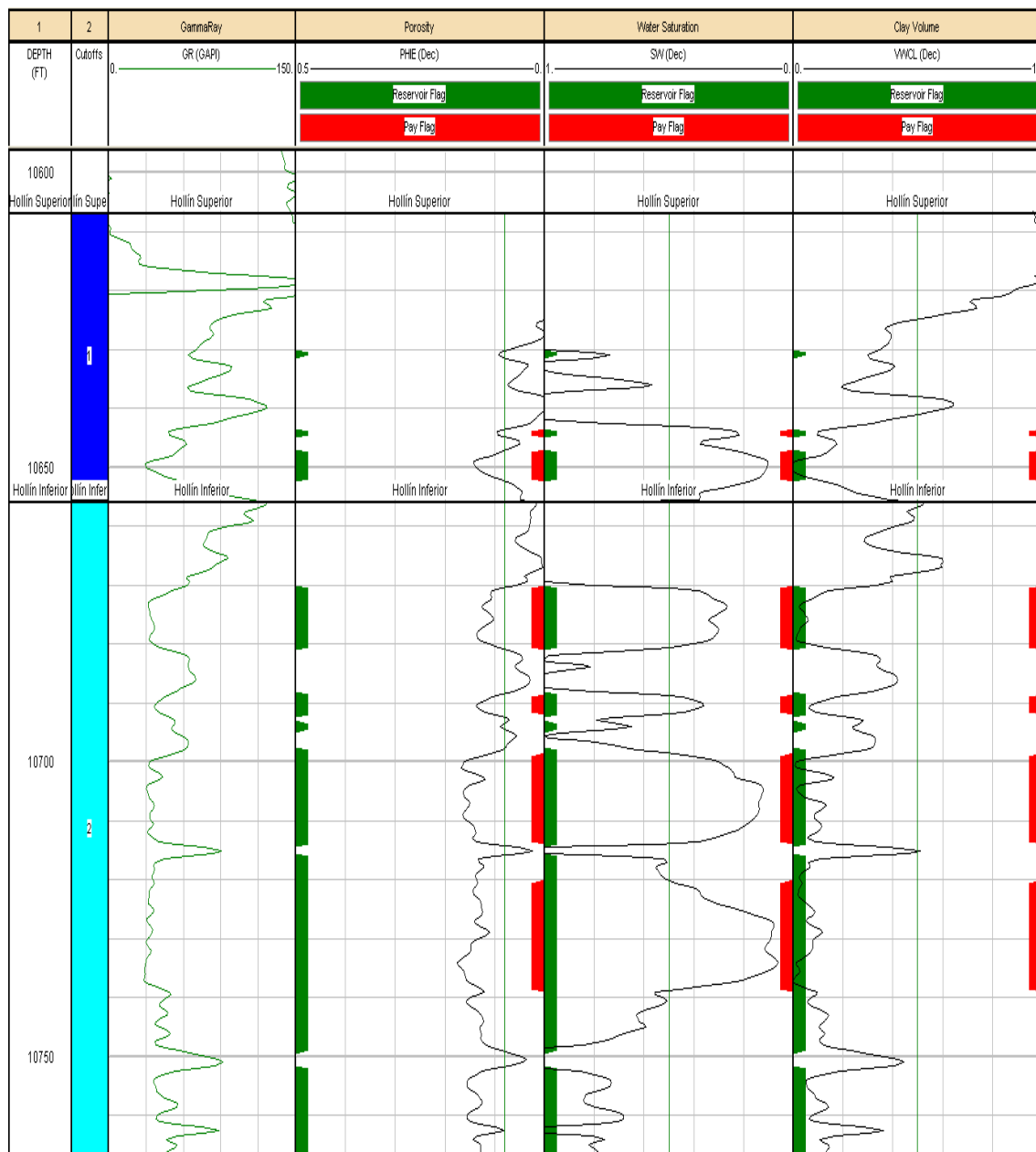


		Report 1		Report 2		Report 3		Report 4		Report 5	
Report Title	Reservoir			Pay							
Short Name	Res	Res		Pay	Pay						
Use report	<input checked="" type="checkbox"/>			<input checked="" type="checkbox"/>							
Cutoff	Default	Default	Default	Default	Default	Default	Default	Default	Default	Default	Default
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		0.5	<input checked="" type="checkbox"/>	0.5	<input checked="" type="checkbox"/>	0.5	<input checked="" type="checkbox"/>	0.5	<input checked="" 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.		0.		0.		0.		0.		
5	0.		0.		0.		0.		0.		
6	0.		0.		0.		0.		0.		
7	0.		0.		0.		0.		0.		
8	0.		0.		0.		0.		0.		
9	0.		0.		0.		0.		0.		
10	0.		0.		0.		0.		0.		

Parameter set name:

FUENTE: Interactive Petrophysics™, EP PETROECUADOR.
ELABORADO POR: Annabel Aráuz / Jorge Villagómez

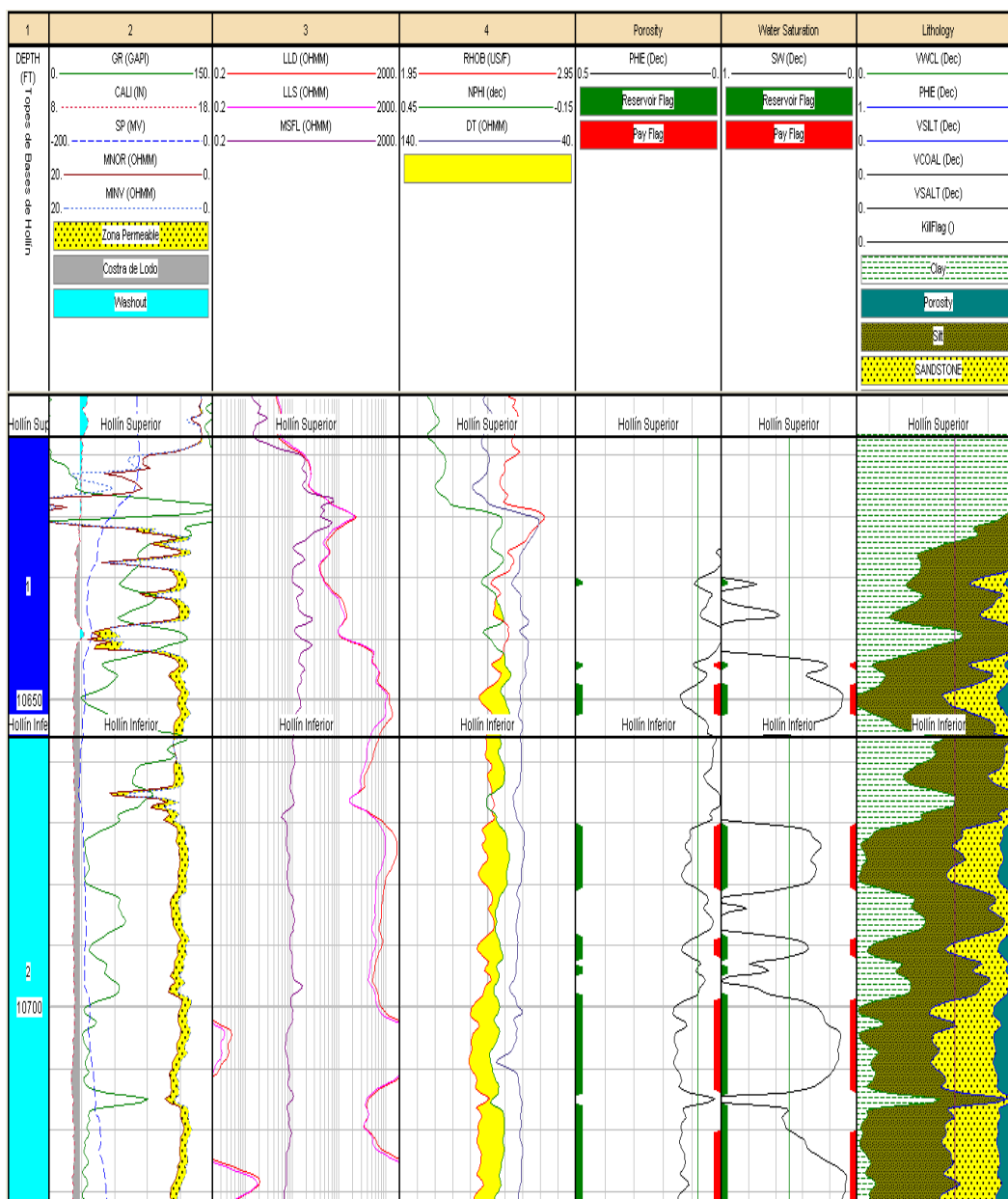
FIGURA 2.39
PLOT DE CUTOFFS



FUENTE: Interactive Petrophysics™, EP PETROECUADOR.
 ELABORADO POR: Annabel Aráuz / Jorge Villagómez

PASO 19. Finalmente, en el registro "Triple Combo Modificado", pegar el track "Porosity" y "Water Saturación" de la Figura 2.39, y el track 5 (Volumen de arcilla) de la Figura 2.25, es decir, se va a tener toda la evaluación del pozo en un plot con las propiedades necesarias (Figura 2.40).

FIGURA 2.40
EVALUACIÓN COMPLETA DEL REGISTRO



FUENTE: Interactive Petrophysics™, EP PETROECUADOR.
ELABORADO POR: Annabel Aráuz / Jorge Villagómez

2.7.4 RESULTADOS DE PROPIEDADES PETROFÍSICAS DEL CAMPO

A continuación, en la Tabla 2.3 y Tabla 2.4 , se presentan los datos recopilados de los parámetros petrofísicos para la arenisca Hollín Superior y Hollín Inferior,

respectivamente, los cuales fueron obtenidos del software Interactive Petrophysics, datos de pruebas de presión, datos de cores.

TABLA 2.3
PROPIEDADES PETROFÍSICAS DE LA ARENISCA HOLLÍN SUPERIOR

POZO	Ht (ft)	Ha (ft)	Ho (pies)	Φ_e (%)	Sw (%)	K (md)	Vcl (%)
CON - 1	50	20	12	14	29	-	0.16
CON - 2	61	23	8	17	32	624	0.20
CON - 3	34	12	12	17	31	135	0.21
CON - 4	49	20	17	16	24	438	0.22
CON - 5	48	16	12	20	31	74	0.24
CON - 6	54	15	14	14	35	333	0.23
CON - 7	53	15	15	14	37	295	0.28
CON - 8	54	27	12	14	29	74	0.16
CON - 9	67	45	27	13	17	66	0.16
CON - 10	40	20	9	13	39	9	0.22
CON - 11	46	23	9	12	35	126	0.27
CON - 12B	52	16	16	13	15	144	0.19
CON - 13	38	13	13	13	15	183	0.19
CON - 14	48	24	16	14	32	116	0.25
CON - 15	32	20	9	14	27	21	-
CON - 16	46	18	18	16	42	203	0.29
CON - 17	32	25	25	12	21	12	0.29
CON - 18	74	28	22	14	27	164	0.18
CON - 19	46	22	14	12	40	71	0.13
CON - 20	43	27	12	12	29	51	0.25
CON - 21	36	13	10	13	35	145	0.22
CON - 21RE	45	14	13	14	32	-	0.32
CON - 22	52	20	17	12	38	50	0.23
CON - 23	68	28	28	13	31	144	0.19
CON - 24	57	32	28	13	21	112	0.15
CON - 25	55	19	13	13	30	29	0.26
CON - 26	60	27	21	14	34	62	0.27
CON - 27	78	38	38	13	33	52	0.16
CON - 28	66	17	17	13	24	-	0.21
CON - 29	42	24	11	15	31	-	0.30
CON - 30D	51	12	8	14	41	-	0.13
CON - 31	45	14	14	12	27	-	0.30
CON - 31RE	45	14	14	13	27	-	0.30
CON - 32	45	12	12	14	27	-	-
CON - 33	49	20	20	12	22	-	-
CON - 34	59	13	13	14	13	-	-

TABLA 2.3 (CONTINUACIÓN)

POZO	Ht (ft)	Ha (ft)	Ho (pies)	Φ_e (%)	Sw (%)	K (md)	Vcl (%)
CON - 35	49	20	20	24	24	42	0.21
CON - 36D	11	2	1	10	41	-	0.22
CON - 46D	32	10	10	14	17	-	-
CON - 47D	39	17	17	11	30	70	0.10
CON - 48D	25	12	6	12	35	-	0.22
CON - 51D	35	8	8	14	41	-	0.20

FUENTE: Interactive Petrophysics™, EP PETROECUADOR.

ELABORADO POR: Annabel Aráuz / Jorge Villagómez

TABLA 2.4
PROPIEDADES PETROFÍSICAS DE LA ARENISCA HOLLÍN INFERIOR

POZO	Ho (pies)	Φ_e (%)	Sw (%)	K (md)	Vcl (%)
CON - 1	43	13	12	950	0.16
CON - 2	36	15	10	1120	0.11
CON - 3	15	13	29	1000	-
CON - 4	21	13	29	1100	0.21
CON - 5	76	13	20	1028	0.21
CON - 6	23	15	32	1048	0.30
CON - 7	64	17	13	953	0.18
CON - 8	43	15	12	920	0.16
CON - 9	38	15	13	1100	0.26
CON - 10	46	15	30	1043	0.11
CON - 11	16	15	10	930	0.04
CON - 12B	62	17	31	1010	0.21
CON - 13	62	17	12	1115	0.21
CON - 14	125	17	24	1100	0.12
CON - 15	100	15	22	908	-
CON - 16	67	15	32	928	0.22
CON - 17	75	15	27	805	0.11
CON - 18	88	15	23	910	0.24
CON - 19	109	17	16	1150	0.10
CON - 20	108	17	27	1121	0.22
CON - 21	104	15	16	1023	0.19
CON - 21 RE	60	16	28	-	0.17
CON - 22	58	14	34	942	0.17
CON - 23	110	16	36	1000	0.18
CON - 24	74	16	17	1132	0.15

TABLA 2.4 (CONTINUACIÓN)

POZO	Ho (pies)	Φ_e (%)	Sw (%)	K (md)	Vcl (%)
CON - 25	79	17	32	1178	-
CON - 26	15	17	46	1018	0.11
CON - 27	28	17	41	-	0.16
CON - 28	83	16	33	-	-
CON - 29	113	15	29	-	0.14
CON - 30D	71	16	33	-	0.21
CON - 31	21	14	20	-	0.15
CON - 31RE	21	15	20	-	0.19
CON - 32	81	17	31	-	-
CON - 33	70	15	27	-	-
CON - 34	36	15	26	-	-
CON - 35	43	15	36	-	0.23
CON - 36D	18	14	31	-	0.12
CON - 46D	35	17	15	-	0.12
CON - 47D	32	14	30	-	0.17
CON - 48D	29	16	40	-	0.17
CON - 51D	23	16	35	-	0.14

FUENTE: Interactive Petrophysics™, EP PETROECUADOR.
ELABORADO POR: Annabel Aráuz / Jorge Villagómez

2.8 FACTOR DE RECOBRO

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

2.8.1 HOLLÍN SUPERIOR

Acorde al informe "Actualización de Reservas del Campo Cononaco, 2008", el valor del factor de recobro calculado con la ecuación de Arps es de 47%, considerando empuje hidráulico. Éste valor se tomará para toda la arena Hollín Superior.

2.8.2 HOLLÍN INFERIOR

Al igual que para Hollín Superior, se utiliza la ecuación de Arps para el cálculo del factor de recobro obteniendo un valor de 45%, considerando que existe empuje hidráulico. EP PETROECUADOR utiliza este valor actualmente para la arena Hollín Inferior, hasta que se tenga un nuevo estudio del área.

2.9 PETRÓLEO ORIGINAL EN SITIO (POES)

El petróleo original in situ (POES), es el volumen total de petróleo estimado, que existe originalmente en los yacimientos.

Toda estimación de reservas se hace bajo condiciones de incertidumbre. El procedimiento se califica como determinístico cuando se reporta un valor único, el cual representa el mejor estimado de reservas, basado en la información geológica y de ingeniería disponible, y a las condiciones económicas existentes para ese momento. Los métodos determinísticos utilizados para el cálculo de reservas son: Método por Analogía (analítico y estadístico), el Método Volumétrico, Balance de Materiales y el Método de Rendimiento (análisis de declinación).

El volumen de petróleo original en sitio (POES) se convierte a condiciones de superficie mediante el uso del factor volumétrico inicial de petróleo (β_{oi}), mediante la siguiente ecuación:

$$POES = 7758 * \frac{A * h_o * \phi_e * (1 - S_W)}{\beta_{oi}} \quad Ec. 2.20$$

Donde;

- 7758 : Factor de Conversión, Bls/Acre-pie
- A : Área de drenaje, Acres
- h_o : Espesor neto de hidrocarburo, Ft

Φ_e	:	Porosidad Efectiva de la roca, fracción
S_w	:	Saturación de agua, fracción
β_{oi}	:	Factor Volumétrico Inicial de petróleo, BL/BF

En el presente proyecto se va a utilizar el método volumétrico debido a que se cuenta con la información necesaria, para la aplicación de éste método.

2.10 RESERVAS DE PETRÓLEO

Las reservas son todo el volumen de petróleo que puede ser extraído del yacimiento bajo las condiciones técnicas y económicamente rentables.

La estimación de reservas de petróleo se basa en estudios Geológicos, Geofísicos, Ingeniería de Yacimientos, interpretación de datos técnicos disponibles y las condiciones económicas (profundizar el conocimiento del reservorio) existentes a la fecha del estudio. Por tal motivo, se debería realizar una re-evaluación periódica del volumen de hidrocarburo recuperable con que se cuenta.

El cálculo de reservas es necesario para determinar la factibilidad de ubicar pozos de relleno y justificar la perforación de los mismos en el Campo Cononaco.

2.10.1 RESERVAS PROBADAS

Son aquellos volúmenes de hidrocarburos que mediante el análisis de la información geológica y/o de ingeniería de yacimientos ya perforados, se estima son recuperables con una certeza razonable y son económicamente rentables bajo las condiciones de producción existentes. Son las reservas que pueden ser recuperadas en las áreas en donde se ha desarrollado el campo. Matemáticamente representa el total del volumen original (POES) multiplicado por el factor de recobro (FR). Estas reservas pueden ser:

2.10.1.1 Reservas Desarrolladas

Son las reservas que pueden ser recuperadas de los pozos existentes, con la infraestructura e instalaciones de producción actuales y mediante actividades adicionales con costos moderados de inversión¹².

2.10.1.2 Reservas no Desarrolladas

Son reservas que se estima serán recuperadas a través de pozos nuevos o donde se requiere de una inversión relativamente grande para terminar pozos existentes y/o construir instalaciones de producción.

2.10.2 RESERVAS NO PROBADAS

Se basan en datos geológicos y/o de ingeniería al igual que las reservas probadas, pero con mayor incertidumbre en características y parámetros del yacimiento, y las condiciones técnicas y económicas al momento de la evaluación. Estas reservas pueden ser:

2.10.2.1 Reservas Probables

Son aquellas reservas estimadas a partir de análisis de datos de geología e ingeniería de yacimientos, en lugares en donde no existen pozos exploratorios; estas reservas tienen menor certeza comparado con el de las reservas probadas¹³.

2.10.2.2 Reservas Posibles

Son los volúmenes que uno puede esperar descubrir de los reservorios aún no explorados y que han sido evaluados en base a criterios geológicos. Tienen un menor grado de certeza comparado con el de las reservas probables¹⁴.

¹² (LA COMUNIDAD PETROLERA, 2008)

¹³ (EP PETROECUADOR, 2001)

¹⁴ (LEÓN, 2012, pág. 31)

2.10.3 RESERVAS REMANENTES

Es el volumen de hidrocarburo recuperable, cuantificadas a cualquier fecha posterior al inicio de su producción comercial, y que todavía permanece en el yacimiento.

Matemáticamente se define como la diferencia entre las reservas originales y la producción acumulada a una fecha específica.

$$N_r = N - N_p \quad \text{Ec. 2.21}$$

Donde;

- Nr : Reservas remanentes, BF.
 Np : Producción acumulada, BF.
 N : Reservas originales, BF

2.10.4 DETERMINACIÓN DE RESERVAS

2.10.4.1 Método Volumétrico

El método volumétrico se basa en la información obtenida de los registros eléctricos para determinar valores de porosidad, saturaciones, espesores de hidrocarburo, y de las pruebas PVT para obtener el factor volumétrico del petróleo.

2.10.4.1.1 Determinación del área de drenaje

El área de drenaje se lo calcula mediante el radio de drenaje. Generalmente el radio de drenaje se lo calcula promediando las distancias de los pozos cercanos al pozo o ventana en estudio, de la siguiente manera:

$$D_p = \frac{D_1 + D_2 + D_3}{3} \quad \text{Ec. 2.22}$$

$$r_d = \frac{D_p}{2} \quad \text{Ec. 2.23}$$

Con el radio de drenaje, calculamos el área de drenaje con la siguiente ecuación:

$$A = \frac{\pi * (r_d)^2}{4047} \quad \text{Ec. 2.24}$$

Donde;

- D_p : Diámetro promedio de drenaje, m.
 D_1, D_2, D_3 : Distancia del pozo ó ventana nuevo a los pozos cercanos; m
 r_d : Radio de drenaje, m
 A : Área de drenaje, Acres
 4047 : Factor de conversión, m^2 - acres.

2.10.4.1.2 Determinación de las reservas originales (N)

Estas reservas son obtenidas del producto del petróleo original en sitio (POES) y el factor de recobro establecido para cada una de las arenas, de la siguiente manera:

$$N = POES * FR \quad \text{Ec. 2.25}$$

Reemplazando la Ecuación 2.20 en la Ecuación 2.25 se obtiene la ecuación que se detalla a continuación:

$$N = \left[7758 * \frac{A \cdot h_o \cdot \phi_e \cdot (1 - S_w)}{\beta_{oi}} \right] \cdot FR \quad \text{Ec. 2.26}$$

Donde;

- N : Reservas originales, BF
 $POES$: Petróleo original en sitio, BLS

A	:	Área, acres
h_o	:	Espesor saturado de hidrocarburo, pies
ϕ_e	:	Porosidad efectiva, fracción
S_w	:	Saturación de agua, fracción
β_{oi}	:	Factor Volumétrico del petróleo, BLS/BF
FR	:	Factor de recobro, fracción

Este método se lo va a utilizar para el cálculo de reservas de los pozos de relleno ó ventanas que se puedan ubicar en el campo y para el cálculo de reservas de arenas que aún no se encuentren produciendo.

2.10.4.2 Método por Curvas de Declinación de Producción de Pozos

Las curvas de declinación son usadas para realizar el cálculo de reservas en función de los pozos que tienen un historial de producción, más no para determinar las reservas totales de las arenas del campo.

Actualmente el método de curvas de declinación es uno de los métodos más usados por la industria petrolera, para evaluar el comportamiento de los reservorios y predecir la producción del mismo. Con éste método se realiza estimaciones cercanas a la realidad, a través de la representación gráfica de la información de la tasa de producción que disminuye con el tiempo, y cuya extrapolación es útil para estimar proyecciones futuras de producción. La asunción más importante para el uso de este método es que todos los factores que influyen en la curva en el pasado provocando cambios en la producción, permanecerán efectivos durante su vida productiva.

Este método es muy importante conocerlo debido a que se lo puede utilizar cuando no se posee la información suficiente de los pozos y no se pueda aplicar el método volumétrico.

Existen tres tipos de curvas de declinación: exponencial, hiperbólica y armónica. Tanto las curvas exponencial y armónica son casos especiales de las curvas hiperbólicas.

2.10.4.2.1 Declinación Exponencial

La curva de declinación exponencial muestra la tendencia lineal a la caída del ritmo de producción por unidad de tiempo y es proporcional al ritmo de la producción¹⁵.

Para la aplicación de éste método se emplea la siguiente ecuación:

$$q_{(t)} = q_i * e^{(D_i * t)} \quad \text{Ec. 2.27}$$

Donde;

- q_(t) : Producción a un tiempo determinado, BFPD.
- q_i : Tasa de producción inicial, BFPD.
- D_i : Declinación de la producción, fracción
- t : Tiempo, años

2.10.4.2.2 Declinación Armónica

Una curva de declinación armónica, considera un declive de la producción proporcional a toda una rata de producción, la cual varía con el tiempo.

La aplicación de éste tipo de curvas es útil para los campos que tienen producción por un largo período de tiempo, en el software es aplicable con la siguiente ecuación:

$$q_{(t)} = q_i * (1 + b * D_i * t)^{-1/b} \quad \text{Ec. 2.28}$$

¹⁵ (LEÓN, 2012, pág. 69)

Donde;

$q_{(t)}$:	Producción a un tiempo determinado, BFPD.
q_i	:	Tasa de producción inicial, BFPD.
b	:	Constante de declinación
D_i	:	Declinación de la producción, Fracción
t	:	Tiempo, Años

2.10.4.2.3 Resultados

Los resultados fueron obtenidos del software OilField Manager, utilizando la base de datos de los historiales de producción actualizados hasta 2013/01/31, de cada arena en estudio del Campo Cononaco, y aplicando los dos métodos de declinación, de acuerdo al pozo.

El tiempo de predicción con el que trabaja EP PETROECUADOR para éste campo es de 120 meses (10 años), y la tasa mínima de producción es de 50 BPPD.

De la Figura 2.41 se obtiene las reservas remanentes (Reserves), reservas totales (EUR) y Producción acumulada (Cum.Prod.); las cuales están basadas en la tendencia de la tasa de producción diaria de petróleo por arena y para cada uno de los pozos del Campo Cononaco.

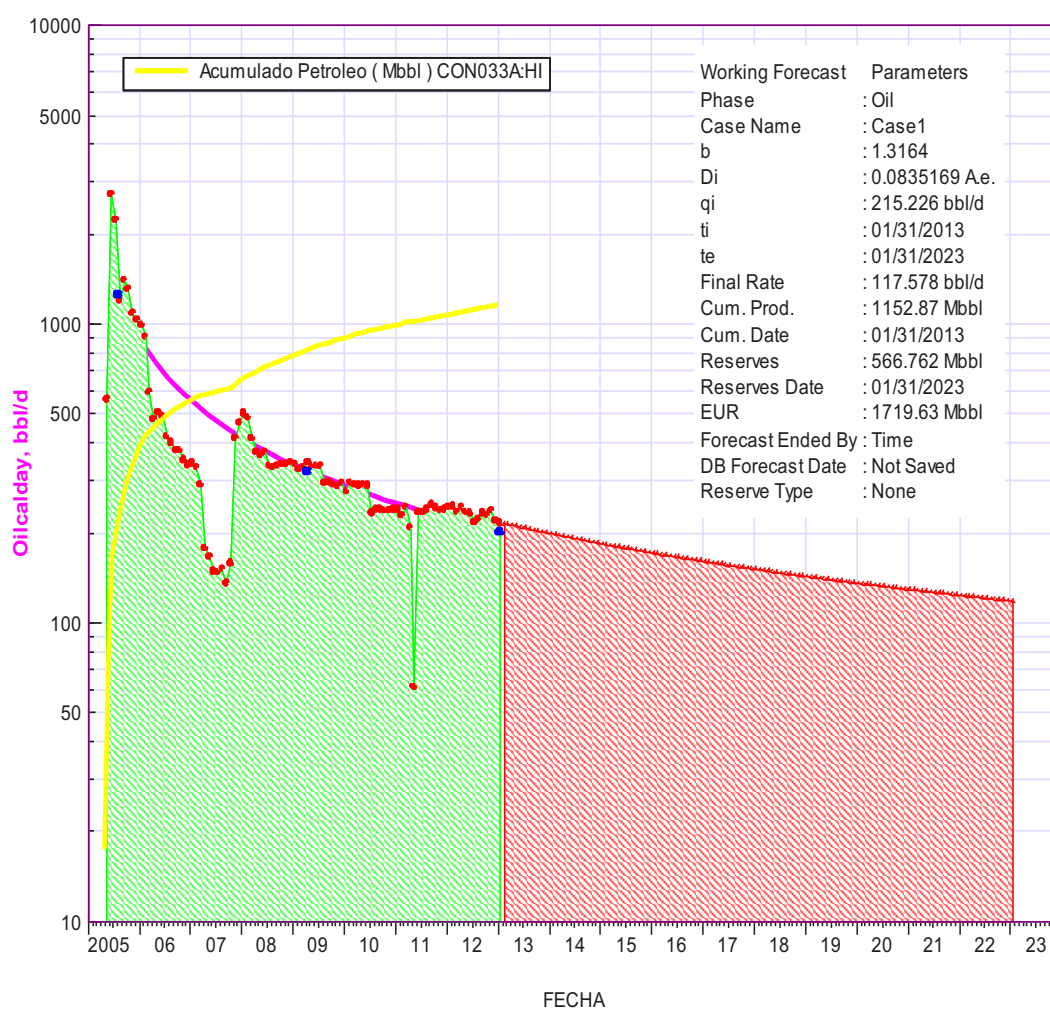
Para los pozos que aún no hayan producido, no se puede realizar el cálculo de reservas remanentes por éste método, debido a que no se cuenta con un historial de producción, pero si se puede realizar una proyección de producción de pozos nuevos.

Las curvas de declinación generalmente presentan puntos más altos, es decir, la producción se ha incrementado debido a que pudieron haber realizado trabajos de work over en el pozo, sin embargo con el tiempo la producción nuevamente empieza a decaer por naturaleza misma del reservorio.

En los Anexos 2.2 y 2.3 se muestran los Forecast de los pozos para la arena Hollín Superior y Hollín Inferior, respectivamente.

La Tabla 2.5 y Tabla 2.6, presentan las reservas probadas, volumen producido, reservas remanentes y última fecha que ha producido cada uno de los pozos del Campo Cononaco.

FIGURA 2.41
CURVA DE DECLINACIÓN DEL CON-33, HOLLÍN INFERIOR



FUENTE: OilField Manager, EP PETROECUADOR
ELABORADO POR: Annabel Aráuz / Jorge Villagómez

TABLA 2.5
RESERVAS REMANENTES DE HOLLÍN SUPERIOR.

POZO	N Mbbls	Np Mbbls	Nr Mbbls	ÚLTIMA FECHA DE PRODUCCIÓN
CON-01	136,52	94,61	41,91	31/12/2010
CON-02	368,23	271,91	96,32	31/10/2003
CON-03	88,32	51,65	36,67	31/12/2010
CON-04	5.591,31	5.149,39	441,92	Produciendo (01/31/2013)
CON-07	327,39	218,11	109,28	31/03/2012
CON-08	3.550,41	2.939,34	611,07	Produciendo (01/31/2013)
CON-09	2.279,61	1.416,47	863,14	31/07/2002
CON-11	521,15	503,71	17,44	31/07/2000
CON-12B	81,65	40,34	41,31	31/10/1999
CON-14	892,54	148,18	744,36	29/02/2004
CON-16	85,23	82,25	2,98	30/06/2003
CON-17	282,75	226,73	56,02	31/12/2004
CON-18	785,60	590,31	195,29	Produciendo (01/31/2013)
CON-23	1.186,82	356,40	830,42	06/31/2004
CON-24	259,38	178,41	80,97	31/12/2010
CON-25	1.319,15	1.117,68	201,47	Produciendo (01/31/2013)
CON-27	334,66	310,21	24,45	31/07/2010
CON-28	203,42	81,45	121,97	31/10/2003
CON-31RE	575,96	37,56	538,40	Produciendo (01/31/2013)
CON-35	356,49	85,30	271,19	Produciendo (01/31/2013)
CON-47D	232,84	86,71	146,13	Produciendo (01/31/2013)

FUENTE: OilField Manager, EP PETROECUADOR
ELABORADO POR: Annabel Aráuz / Jorge Villagómez

TABLA 2.6
RESERVAS REMANENTES DE HOLLÍN INFERIOR

POZO	N Mbbls	Np Mbbls	Nr Mbbls	ÚLTIMA FECHA DE PRODUCCIÓN
CON - 1	12057,70	11638,80	418,90	Produciendo (01/31/2013)
CON - 2	8403,71	8093,53	310,18	31/12/2000
CON - 3	9057,50	8715,54	341,96	Produciendo (01/31/2013)
CON - 5	924,63	907,82	16,81	30/04/2000
CON - 7	11221,70	10841,00	380,70	31/03/2012
CON - 8	5984,40	5756,61	227,79	29/02/2000
CON - 9	4181,49	2057,93	2123,56	31/12/1993
CON - 11	5269,43	5093,10	176,33	31/07/2000
CON - 12	2247,98	1271,71	976,27	30/06/1990
CON - 12B	334,72	310,53	24,19	31/10/1999
CON - 13	5033,38	4514,77	518,61	31/10/2010
CON - 14	3162,38	2381,54	780,84	30/04/2003
CON - 15	4809,10	4609,55	199,55	Produciendo (01/31/2013)
CON - 16	1604,55	1521,26	83,29	30/06/2003
CON - 17	1710,21	1609,90	100,31	31/12/2004
CON - 18	3866,97	3210,89	656,08	Produciendo (01/31/2013)
CON - 19	1129,74	1027,06	102,68	31/01/2003
CON - 20	3471,86	2950,92	520,94	28/02/2006
CON - 21	5699,41	4098,15	1601,26	31/12/2003
CON - 21 RE	1678,11	156,46	1521,65	Produciendo (01/31/2013)
CON - 24	3471,56	2662,01	809,55	Produciendo (01/31/2013)
CON - 25	1561,57	1425,31	136,26	28/02/2002
CON - 28	131,98	127,52	4,46	31/10/2005
CON - 29	2066,01	1376,17	689,84	Produciendo (01/31/2013)
CON - 30D	984,57	451,28	533,29	Produciendo (01/31/2013)
CON - 31	1438,75	705,68	733,07	29/02/2008
CON - 32	1573,85	1026,33	547,52	Produciendo (01/31/2013)
CON - 33	1719,63	1152,87	566,76	Produciendo (01/31/2013)
CON - 34	784,48	332,79	451,69	31/05/2008
CON - 46D	172,48	8,85	163,63	31/05/2011

FUENTE: OilField Manager, EP PETROECUADOR
ELABORADO POR: Annabel Aráuz / Jorge Villagómez

CAPÍTULO 3

MODELO LITOLÓGICO Y HETEROGENEIDAD DEL RESERVORIO

3.1 MODELO LITOLÓGICO DE LA FORMACIÓN HOLLÍN

Para la elaboración del modelo litológico procedemos a graficar los mapas de espesores totales (Ht) y de espesores de arena (Ha) de todos los pozos para la arenisca Hollín Superior.

Dicho procedimiento no se lo realizará para la arenisca Hollín Inferior, debido a que el único pozo en atravesar todo el reservorio fue el Con-01 y se desconoce los datos de la base de Hollín Inferior de los demás pozos del campo, como se mencionó anteriormente y por ende se desconoce el espesor total y de arena de los demás pozos.

3.1.1 MAPA DE ESPESOR TOTAL DEL RESERVORIO HOLLÍN SUPERIOR

El espesor total (Ht), es la diferencia entre los límites del tope y la base para cada uno de los pozos tabulados en la Tabla 2.2.

Con los registros de buzamiento (Anexo 3.1 y Anexo 3.2), o también llamados Registros Dipmeter de los pozos que disponían de este registro en el campo, se determinó la tendencia de la dirección de aporte de los sedimentos de la arena Hollín Superior que es Noreste-Suroeste, según se observa en el Mapa 3.1. También observamos que los espesores varían entre 11 pies (Con 36-D) y 78 pies (Con-27), los mismos que estarían asociados con depósitos de facies de

zona de barra de marea, planicie arenosa de marea y canal de marea, propios de un ambiente estuarino según análisis sedimentológicos de núcleos del campo Cononaco.

3.1.2 MAPA DE DISTRIBUCIÓN DE ARENA DE LA ARENISCA HOLLÍN SUPERIOR (Ha)

Con el objetivo de establecer las zonas de mayor o menor concentración de arena, se definió el espesor de arena de Hollín Superior para cada uno de los pozos del Campo Cononaco (Tabla 2.2), el cual se los puede determinar a través de las curvas de microresistividad (micronormal y microinversa) del registro microlog, para los pozos que no dispongan de registros microlog, se puede utilizar la curva Gamma Ray.

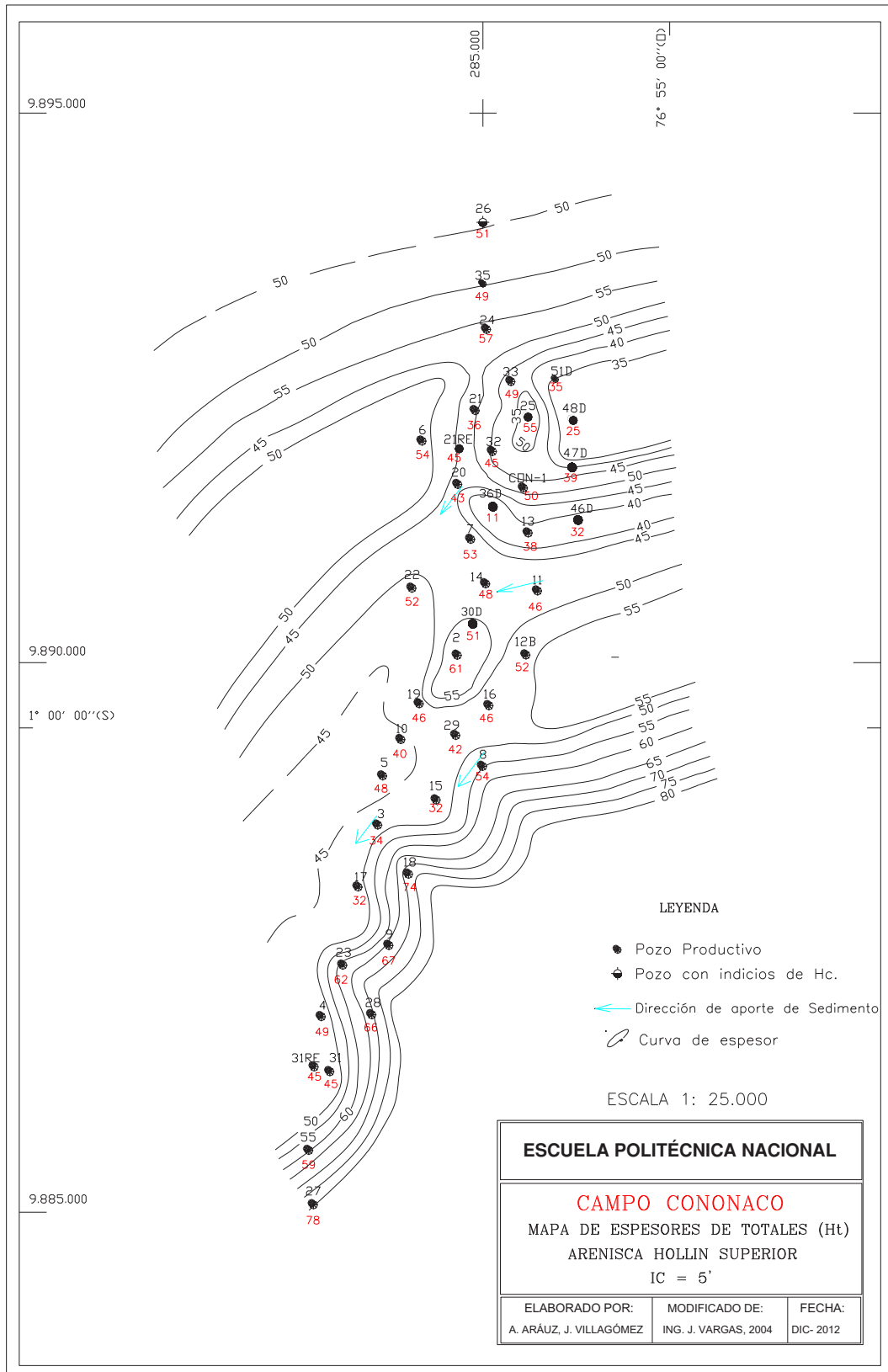
En el mapa de distribución de arena se tiene un máximo espesor de arenisca de Hollín Superior en el pozo Con-9 con 45 pies de arena, ubicado en el Centro Sur del Campo y tenemos un mínimo espesor de arenisca en el Con-36D de 2 pies de arena, ubicado en el Centro-Norte del campo. (Mapa 3.2)

Como se puede observar, los mayores espesores de arena están ubicados en el Norte y Centro-Sur del campo, lo que nos indicaría los sectores con mejores características petrofísicas del reservorio.

3.2 HETEROGENEIDAD DEL RESERVORIO

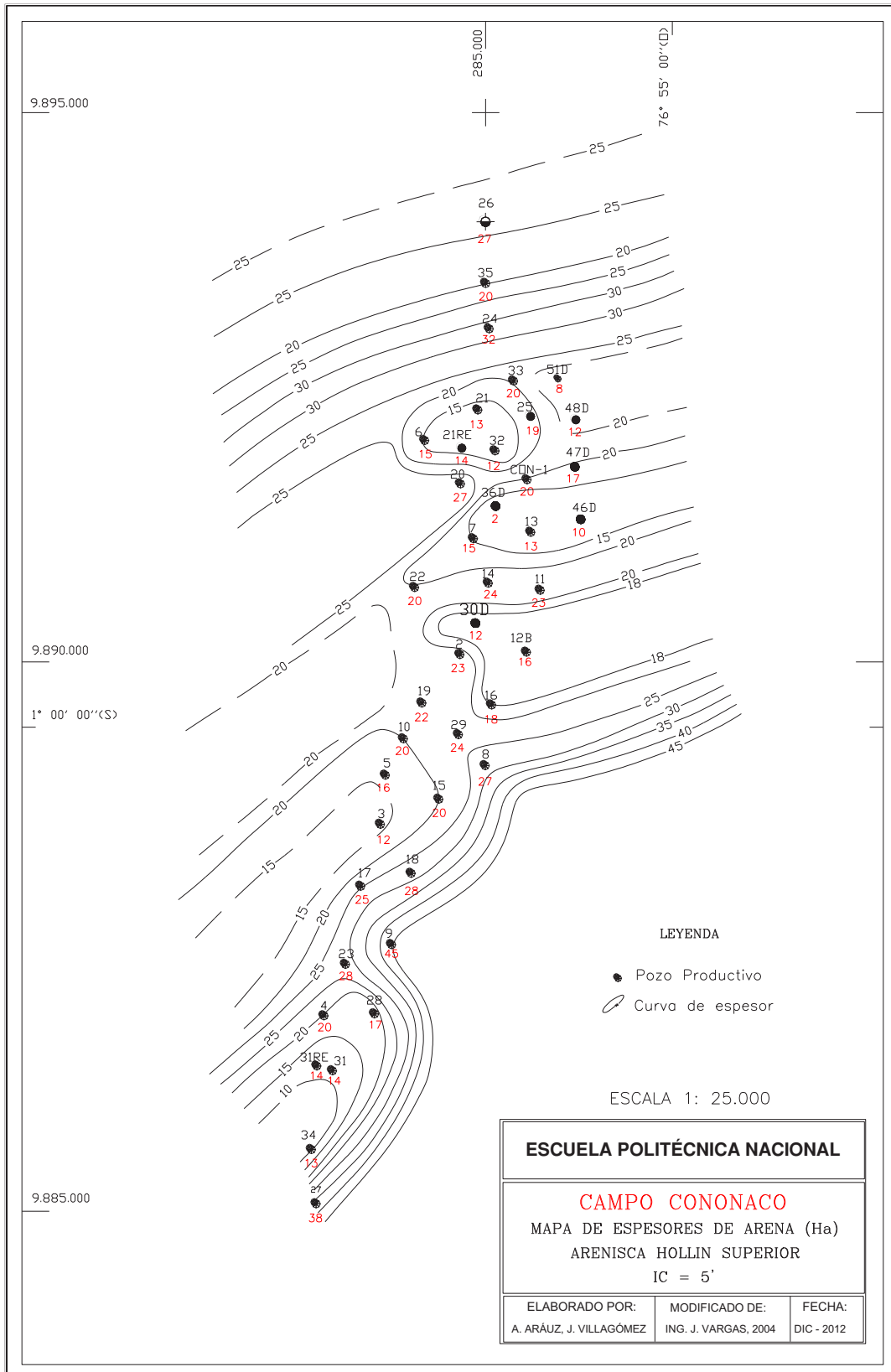
La heterogeneidad del reservorio se puede definir como la variación de las propiedades del yacimiento en función de su localización en el espacio, las mismas que son variables como resultado de subsecuentes organizaciones físicas y químicas, como compactación, solución, dolomitización y cementación.

MAPA 3.1
ESPEORES TOTALES DE LA ARENISCA HOLLÍN SUPERIOR



FUENTE: EP PETROECUADOR

MAPA 3.2
ESPESOR DE ARENA DE LA ARENISCA HOLLÍN SUPERIOR



FUENTE: EP PETROECUADOR

Las propiedades del reservorio que pueden variar son: permeabilidad, porosidad, espesor, saturación, fallas, fracturas

La heterogeneidad depende de la escala de medición, y puede ser del tipo:

- H. Microscópica, por ejemplo distribución de los poros y granos
- H. Macroscópica; porosidad permeabilidad, saturación, etc., generalmente mediciones a través de núcleos.
- H. Megascópica; porosidad, permeabilidad, saturación, etc., mediciones tomadas de registros eléctricos o escala de bloques dentro de un reservorio.

Para la caracterización de reservorios generalmente se asume un modelo clásico de capas, es decir, se consideran solamente las heterogeneidades megascópicas y los valores de las propiedades son promediadas para cada punto del plano.

En base a los datos de la Tabla 2.3 y Tabla 2.4, se presentan los mapas para las areniscas Hollín Superior y Hollín Inferior, respectivamente, en función de los siguientes parámetros:

- Espesor neto saturado de hidrocarburo, S_o
- Porosidad, ϕ
- Saturación de agua, S_w
- Permeabilidad, k

3.2.1 ESPESOR NETO SATURADO DE HIDROCARBURO

Los datos "Net-Pay", para cada pozo del Campo Cononaco, se adquirieron con la utilización del programa Interactive Petrophysics, del cual mediante el análisis de registros eléctricos se obtienen las zonas de arcillas, baja porosidad y alta saturación de agua. Los datos de espesor neto saturado de hidrocarburo se presentan en la Tabla 2.3 (Hollín Superior) y Tabla 2.4 (Hollín Inferior).

3.2.1.1 Mapa de Espesor Neto Saturado de Hidrocarburo de la Arenisca Hollín Superior

Para esta arena, los valores de espesor de pago están en el rango de 1 pie en el Con-36D y 38 pies en el Con-27, (Mapa 3.3). Los valores más altos de la zona de pago se pueden observar en el Norte y Centro-Sur del campo.

3.2.1.2 Mapa de Espesor Neto Saturado de Hidrocarburo de la Arenisca Hollín Inferior

Para la arenisca Hollín Inferior (Mapa 3.4), los valores de espesor neto saturado se encuentran entre 11 pies de espesor en el Con-11 y 125 pies de espesor en el Con-14, el mismo que se encuentra en el Centro Norte del Campo.

A continuación se presenta la Tabla 3.1, la cual muestra las zonas de mayor espesor neto saturado de hidrocarburo en el Campo Cononaco.

TABLA 3.1

ZONAS DE MAYOR VALOR DE ESPESOR NETO SATURADO DE HIDROCARBURO PARA ARENISCA HOLLÍN INFERIOR.

POZOS	UBICACIÓN EN EL CAMPO	RANGO DE ESPESORES (PIES)
Con-24, Con-33, Con-25, Con-32, Con-21, Con-20	Norte	70 – 108
Con-13, Con-07, Con-36D, Con-14	Centro Norte	62 – 125
Con-18, Con-15, Con 19, Con-29	Centro	88 – 113
Con-17, Con-28, Con-23	Centro Sur	75 – 110

ELABORADO POR: Annabel Aráuz / Jorge Villagómez

3.2.2 MAPAS DE POROSIDAD EFECTIVA

Tomando en consideración que no todos los poros existentes entre los granos de la roca están comunicados entre sí, se ha definido la porosidad efectiva que corresponde al porcentaje del volumen poroso interconectado con respecto al volumen de la roca considerado. Los datos de porosidad efectiva, para cada pozo del Campo Cononaco, se adquirieron con la utilización del programa Interactive Petrophysics, y se presentan en la Tabla 2.3 (Hollín Superior) y Tabla 2.4 (Hollín Inferior). Cabe mencionar que para la determinación de las propiedades

petrofísicas de los nuevos pozos de relleno o ventanas nuevas ubicadas en el Campo Cononaco nos regiremos a datos de los pozos vecinos al pozo o ventana nueva.

3.2.2.1 Mapa de Porosidad Efectiva de Hollín Superior

Para la arenisca Hollín Superior (Mapa 3.5), los valores de porosidad están en un rango entre 10 y 24%, el promedio de porosidad de esta arena es de 14%, acorde a la Certificación de Reservas del 2008, el valor más alto de porosidad corresponde al 24% en el pozo Con-35, el cual se encuentra en el Norte del campo.

3.2.2.2 Mapa de Porosidad Efectiva de Hollín Inferior

Para la arenisca Hollín Inferior (Mapa 3.6), los valores de porosidad efectiva están en un rango entre el 13 y 17%, con un promedio de 16%, la mayor porosidad que es de 17% se encuentra con mayor frecuencia en el Centro-Norte del Campo.

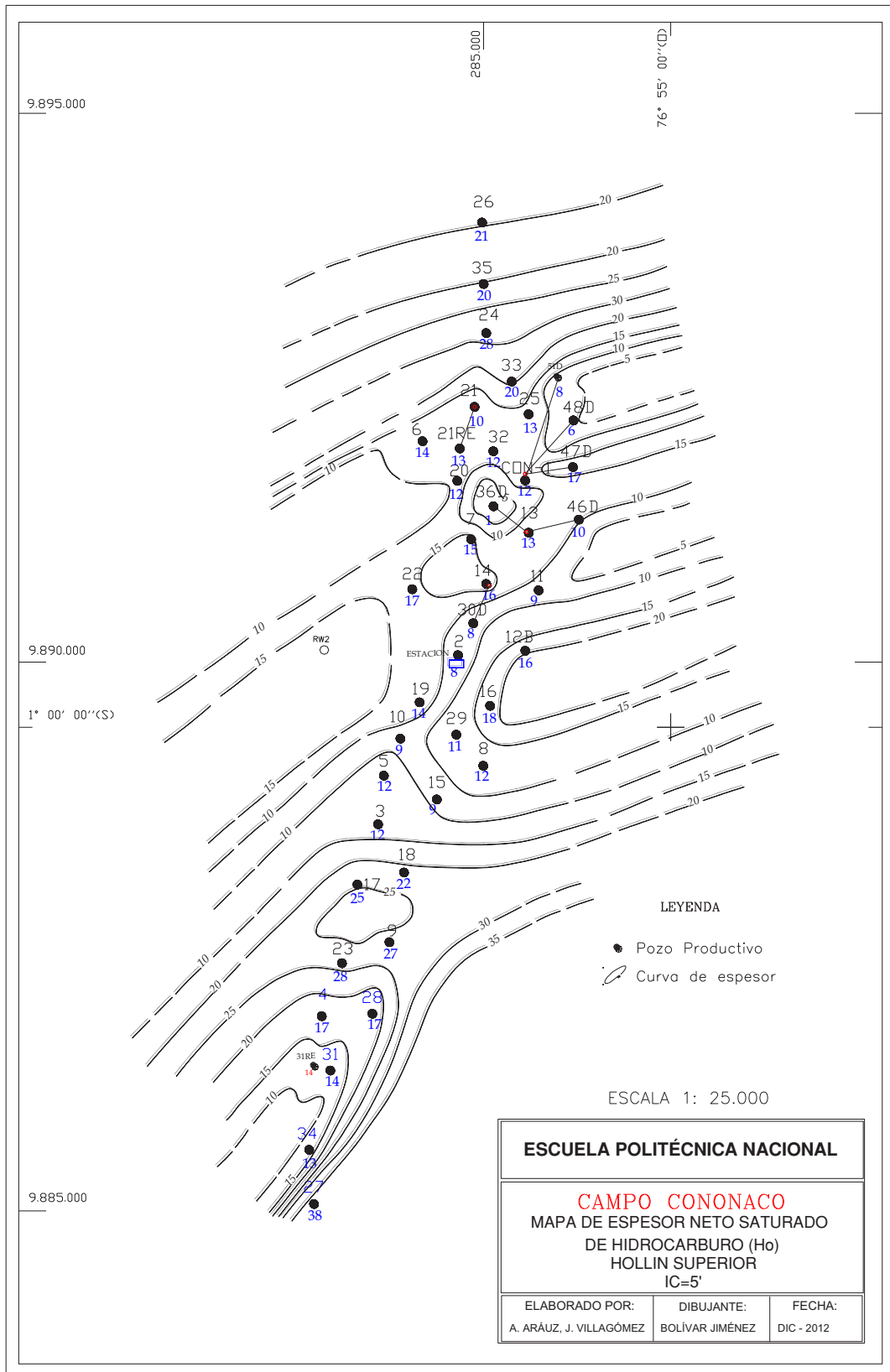
3.2.3 MAPAS DE SATURACIÓN DE AGUA

Los datos de saturación de agua, para cada pozo del Campo Cononaco, se adquirieron con la utilización del programa Interactive Petrophysics, y se presentan en la Tabla 2.3 (Hollín Superior) y Tabla 2.4 (Hollín Inferior).

3.2.3.1 Mapa de Saturación de Agua de la arenisca Hollín Superior

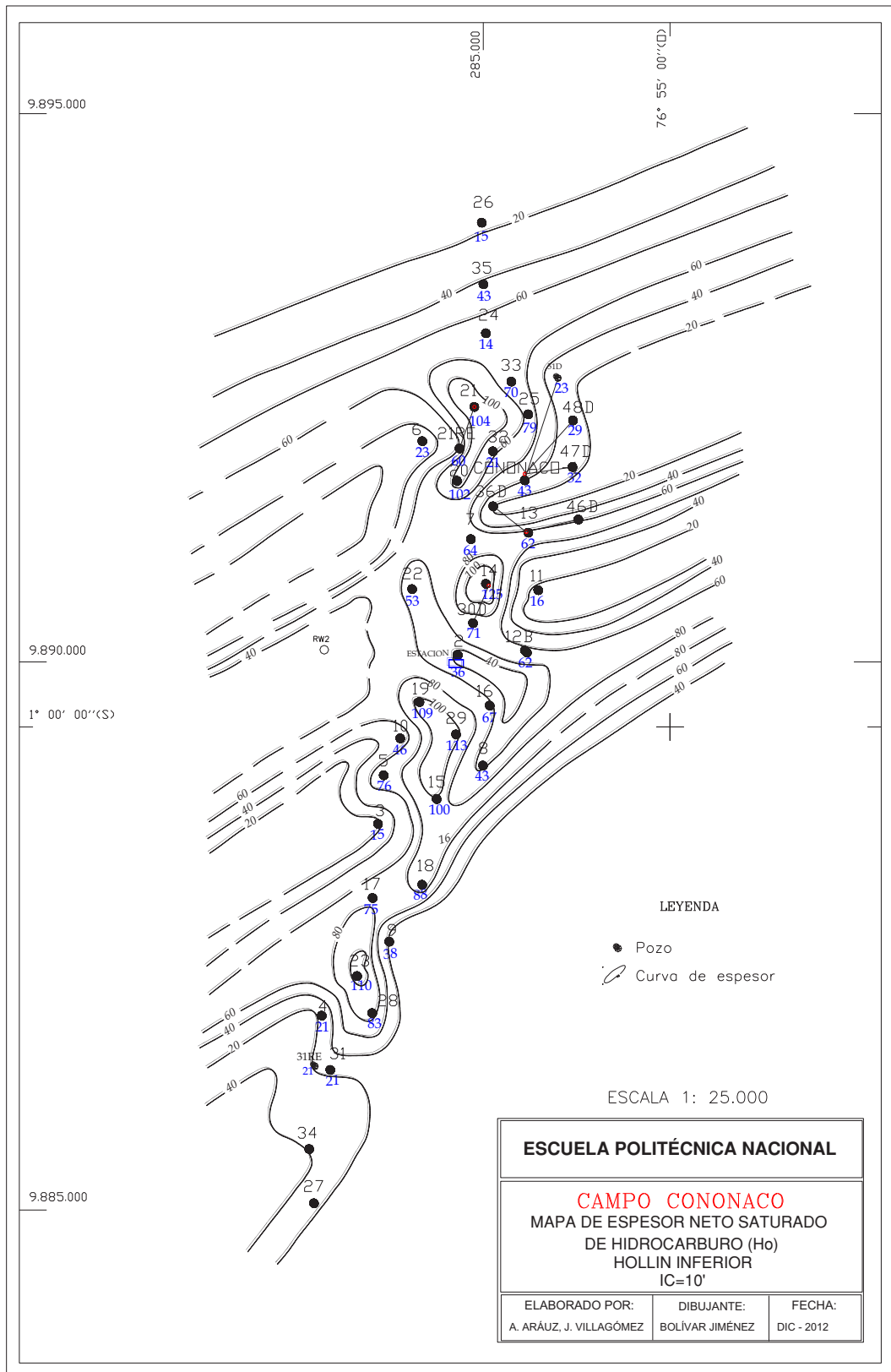
En el mapa de saturación de agua para la arenisca Hollín Superior (Mapa 3.7), se observa que los valores de saturación de agua varían entre 13 y 41%, los cuales se encuentran en el rango de valores aceptables que se maneja en los campos del Oriente Ecuatoriano.

MAPA 3.3
ZONAS DE PAGO PARA LA ARENISCA HOLLÍN SUPERIOR



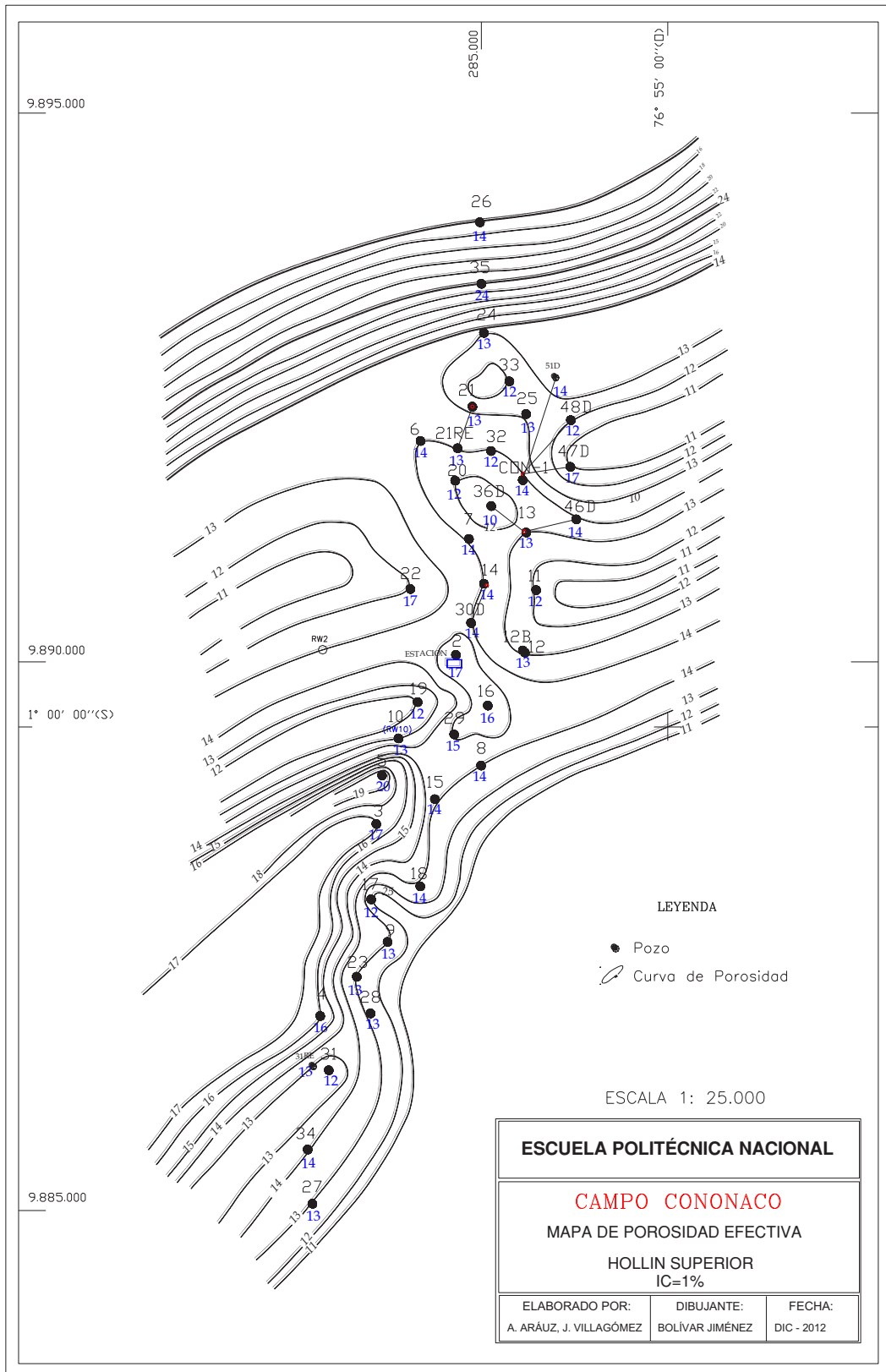
FUENTE: EP Petroecuador

MAPA 3.4
ZONAS DE PAGO PARA LA ARENISCA HOLLÍN INFERIOR



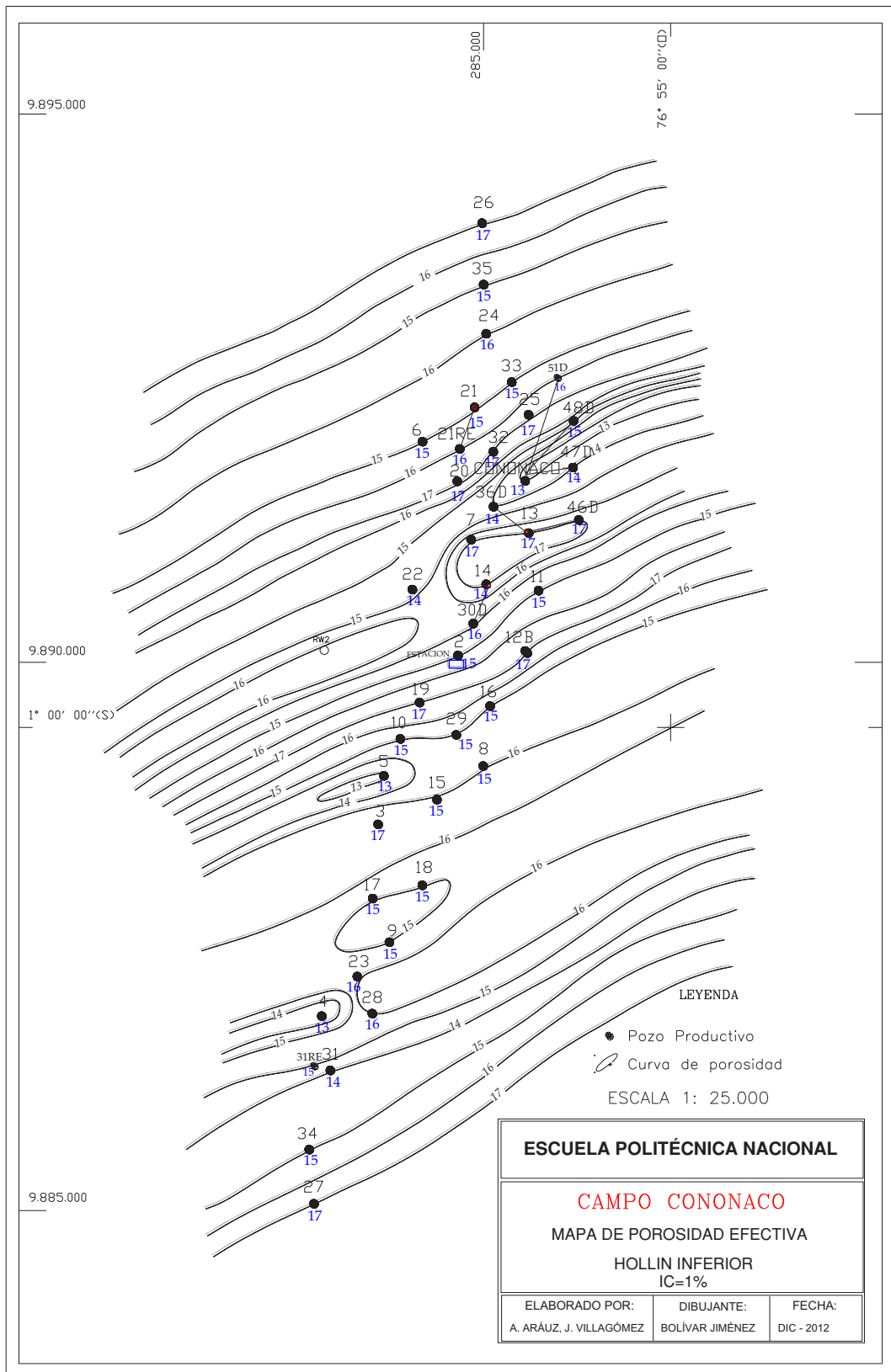
FUENTE: EP Petroecuador

MAPA 3.5
POROSIDADES EFECTIVAS DE LA ARENISCA HOLLÍN SUPERIOR



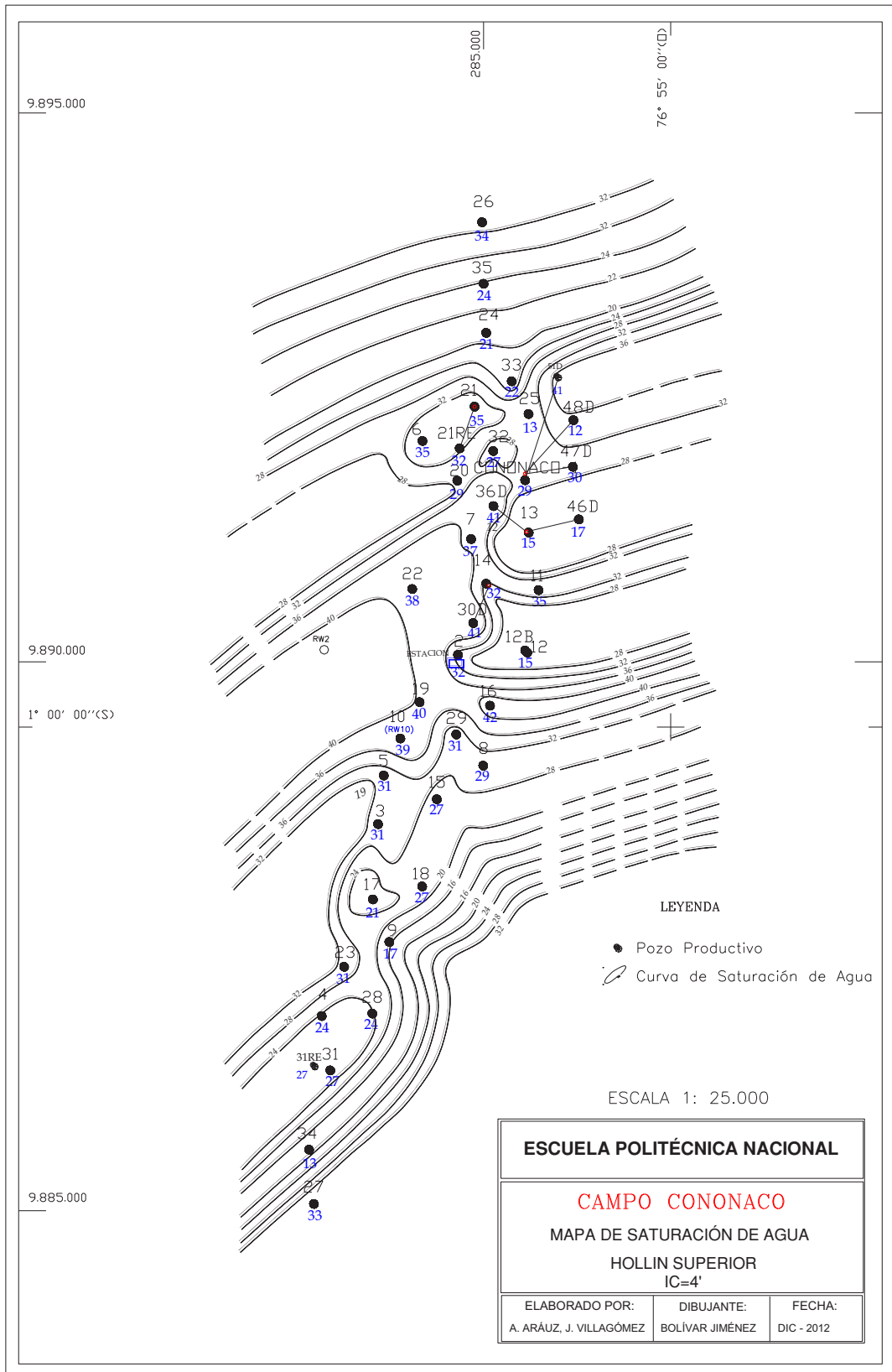
FUENTE: EP Petroecuador

MAPA 3.6
POROSIDADES EFECTIVAS DE LA ARENISCA HOLLÍN INFERIOR



FUENTE: EP Petroecuador

MAPA 3.7
SATURACIÓN DE AGUA DE LA ARENISA HOLLÍN SUPERIOR



FUENTE: EP Petroecuador

3.2.3.2 Mapa de Saturación de Agua de la arenisca Hollín Inferior

En el mapa de saturación de agua para Hollín Inferior (Mapa 3.8), se observa que los valores varían entre 10 y 46%, los cuales se encuentran en el rango de valores aceptables que manejan las empresas en el Oriente Ecuatoriano.

3.2.4 MAPAS DE PERMEABILIDAD

Los datos de permeabilidad se presentan en la Tabla 2.3 (Hollín Superior) y Tabla 2.4 (Hollín Inferior), los cuales fueron obtenidos de la base de datos del Campo Cononaco.

3.2.4.1 Mapa de Permeabilidad de la arenisca Hollín Superior

Para la arenisca Hollín Superior (Mapa 3.9), los valores de permeabilidad están en un rango entre 12 md y 986 md, el mayor valor corresponde al pozo Con-14 y se encuentra en el Centro del campo.

3.2.4.2 Mapa de Permeabilidad de la arenisca Hollín Inferior

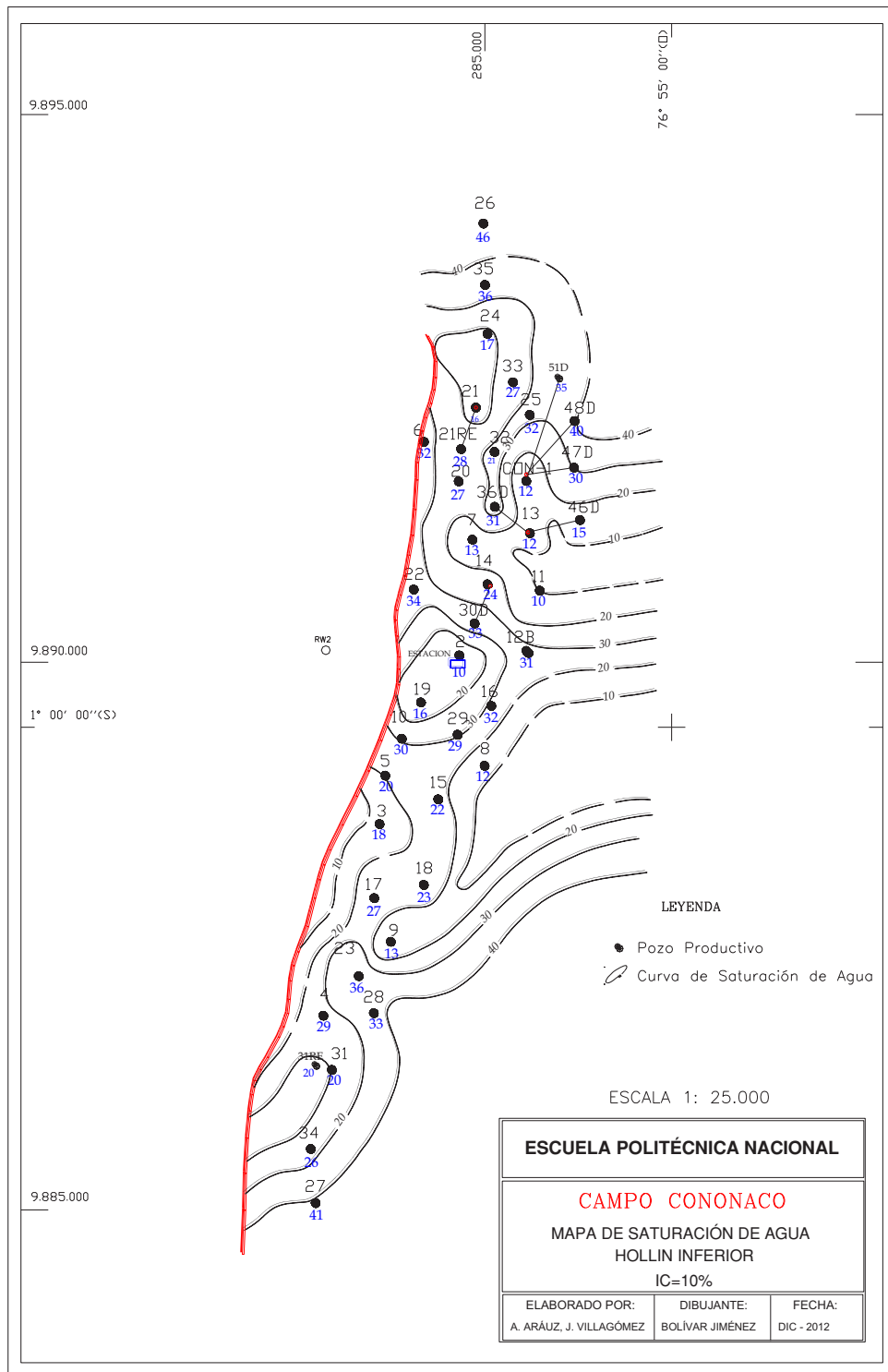
Para la arenisca Hollín Inferior (Mapa 3.10), los valores de permeabilidad están en un rango entre 70 y 2642 md, el valor alto de permeabilidad corresponde al pozo Con-27.

3.2.4.3 Mapa de Burbuja de Producción Acumulada de Crudo y Producción Acumulada de Agua.

Los mapas de burbuja indican la distribución de la producción acumulada tanto de agua como de petróleo del Campo. Los mapas de producción acumulada de gas, no son de mucho interés ya que el yacimiento se encuentra por debajo del punto de burbuja, y la producción de gas de éste Campo es muy escasa.

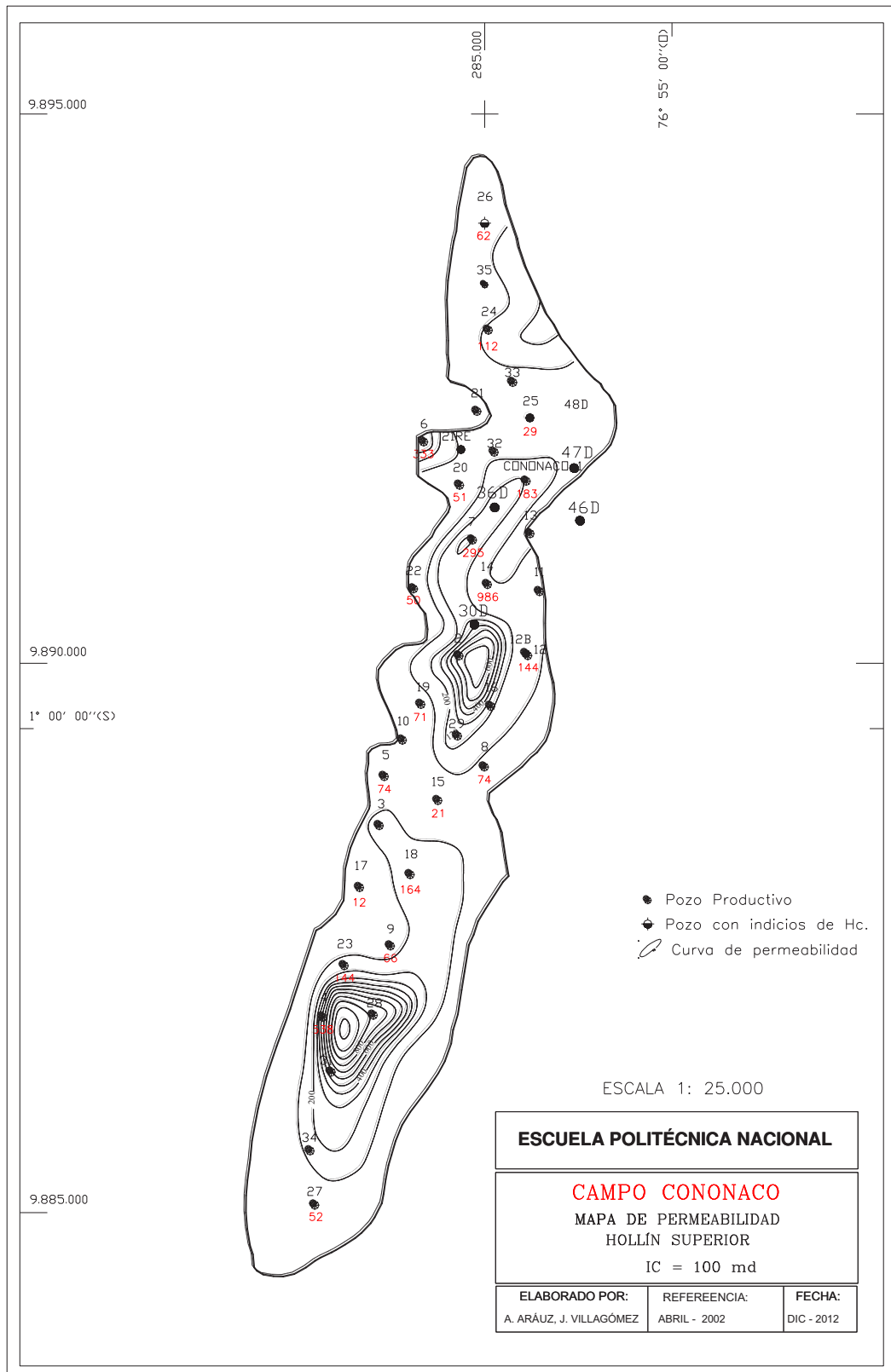
En la Tabla 3.2 (Hollín Superior) y Tabla 3.3 (Hollín Inferior) se presentan los datos de la producción acumulada por arena y por pozo.

MAPA 3.8
SATURACIÓN DE AGUA DE LA ARENISCA HOLLÍN INFERIOR



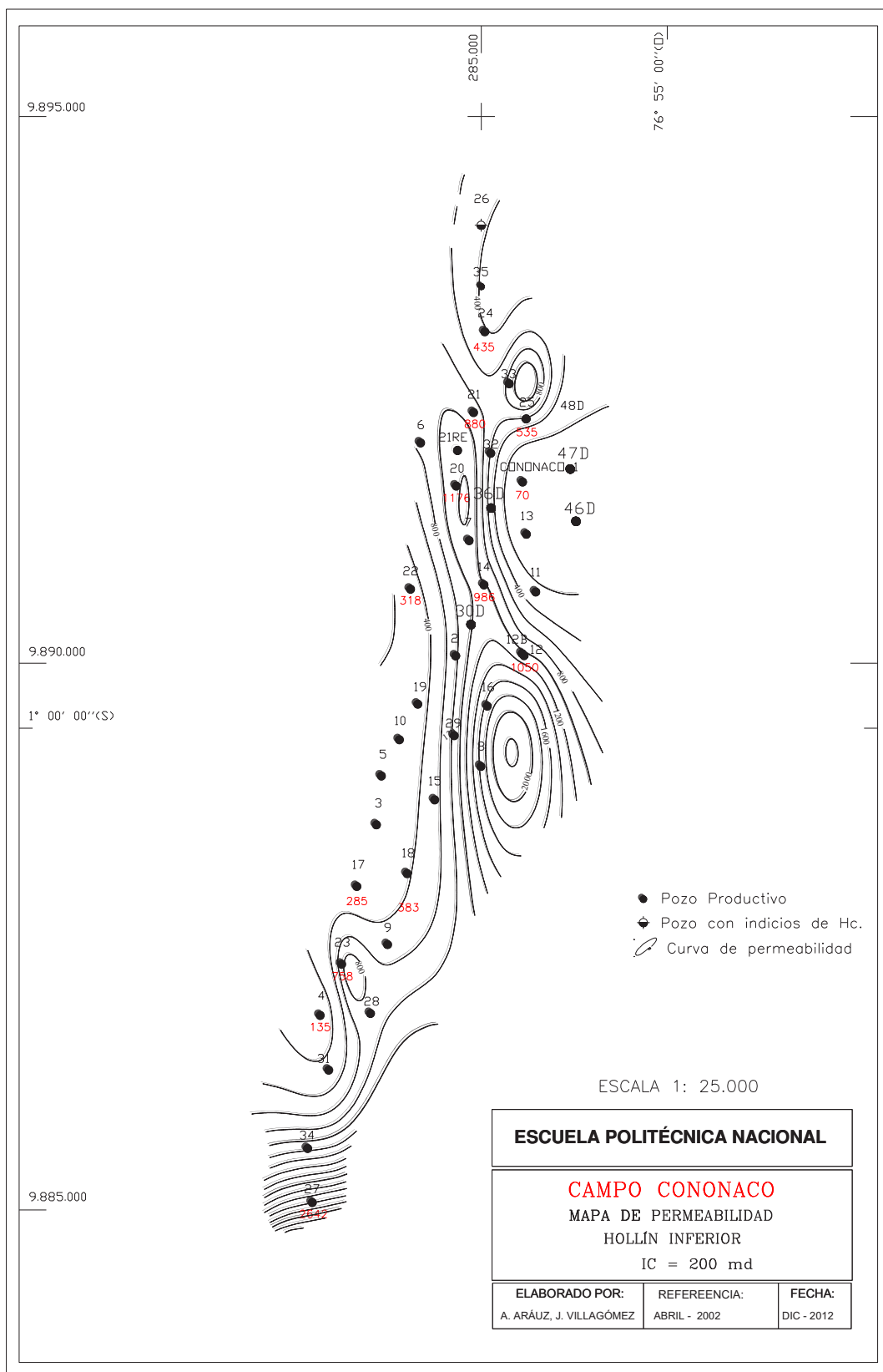
FUENTE: EP Petroecuador

MAPA 3.9
PERMEABILIDADES DE LA ARENISCA HOLLÍN SUPERIOR



FUENTE: EP Petroecuador

MAPA 3.10
PERMEABILIDADES DE LA ARENISCA HOLLÍN INFERIOR



FUENTE: EP Petroecuador

TABLA 3.2

TABLA DE PRODUCCIÓN ACUMULADA POR POZO DE HOLLÍN SUPERIOR

POZO	ACUMULADO DE PETRÓLEO, Mbbbl	ACUMULADO DE AGUA, Mbbbl	PORCENTAJE DE AGUA, %
CON-01	95	53	35,7
CON-02	272	90	24,9
CON-03	52	60	53,8
CON-04	5.149	1232	19,3
CON-07	218	103	32,1
CON-08	2.939	637	17,8
CON-09	1.416	2039	59,0
CON-11	504	424	45,7
CON-12B	40	100	71,3
CON-14	148	276	65,1
CON-16	82	31	27,4
CON-17	227	290	56,1
CON-18	590	764	56,4
CON-23	356	258	42,0
CON-24	178	109	37,8
CON-25	1.118	1351	54,7
CON-27	310	14	4,2
CON-28	81	41	33,4
CON-31RE	78	326	80,7
CON-35	85	145	63,0
CON-47D	87	232	72,8

FUENTE: OilField Manager, EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: Annabel Aráuz / Jorge Villagómez

TABLA 3.3

TABLA DE PRODUCCIÓN ACUMULADA POR POZO DE HOLLÍN INFERIOR

POZO	ACUMULADO DE PETRÓLEO, Mbbbl	ACUMULADO DE AGUA, Mbbbl	PORCENTAJE DE AGUA, %
CON - 1	11639	7373	38,8
CON - 2	8094	7403	47,8
CON - 3	8716	6771	43,7
CON - 5	908	2978	76,6
CON - 7	10841	4230	28,1
CON - 8	5757	4844	45,7
CON - 9	2058	298	12,6
CON - 11	5093	4285	45,7

TABLA 3.3 (CONTINUACIÓN)

POZO	ACUMULADO DE PETRÓLEO, Mbbbl	ACUMULADO DE AGUA, Mbbbl	PORCENTAJE DE AGUA, %
CON - 11	5093	4285	45,7
CON - 12	1272	230	15,3
CON - 12B	311	624	66,8
CON - 13	4515	5121	53,1
CON - 14	2382	4810	66,9
CON - 15	4610	3684	44,4
CON - 16	1521	441	22,5
CON - 17	1610	1922	54,4
CON - 18	3211	3379	51,3
CON - 19	1027	2336	69,5
CON - 20	2951	4506	60,4
CON - 21	4098	4468	52,2
CON - 21 RE	156	1	0,6
CON - 24	2662	2465	48,1
CON - 25	1425	731	33,9
CON - 28	128	221	63,4
CON - 29	1376	705	33,9
CON - 30D	451	1249	73,5
CON - 31	706	534	43,1
CON - 32	1026	2668	72,2
CON - 33	1153	1983	63,2
CON - 34	333	1018	75,4
CON - 46D	9	91	91,1

FUENTE: OilField Manager, EP PETROECUADOR
 ELABORADO POR: Annabel Aráuz / Jorge Villagómez

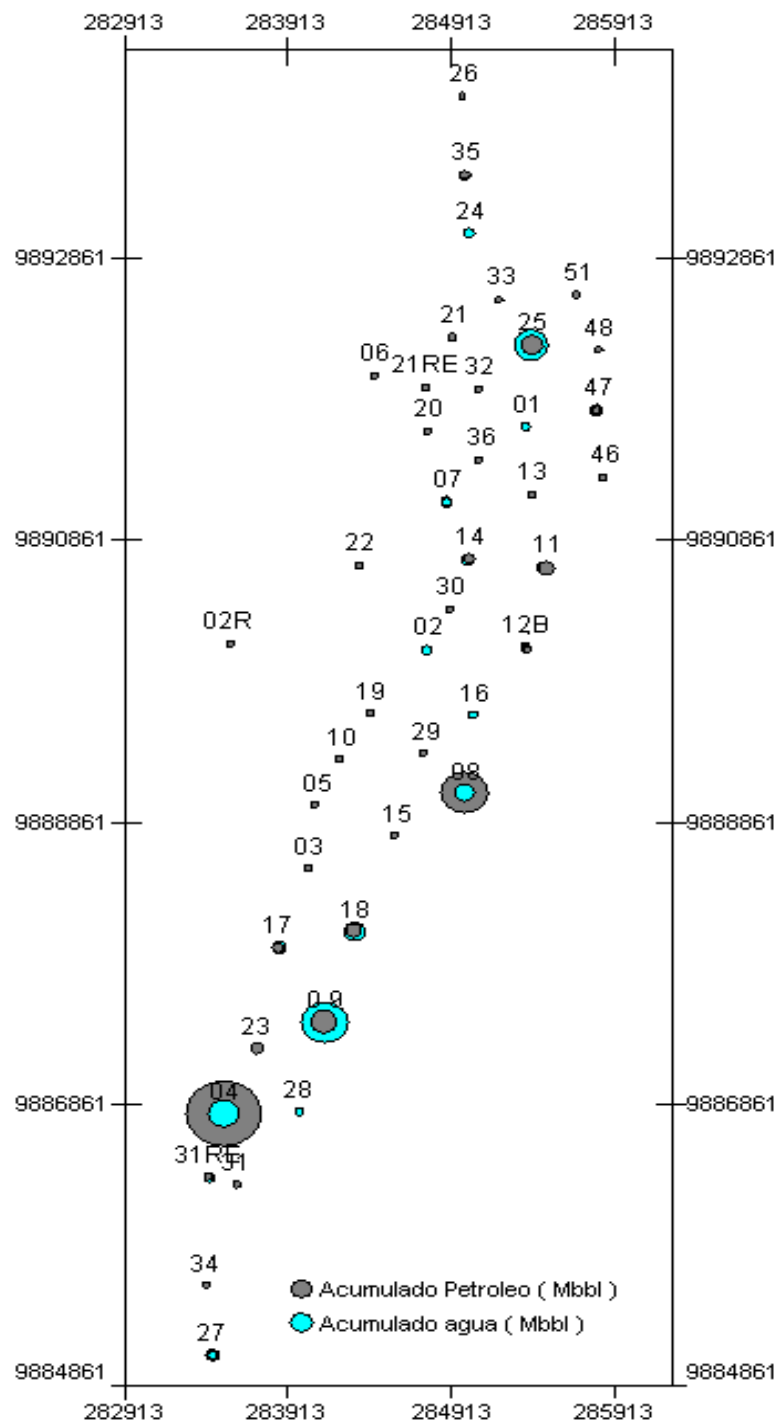
Con la ayuda del software OilField Manager (OFM), se generó los mapas en base a la producción tanto de crudo como de agua, por arena y por pozo. La producción acumulada de agua y de crudo de cada pozo se presenta gráficamente en el Mapa 3.11 para Hollín Superior y Mapa 3.12 para Hollín Inferior.

Para la ubicación de pozos de relleno se debe tener en cuenta éste tipo de mapas ya que es necesario conocer la cantidad de producción de agua y de crudo de

los pozos vecinos y así poder determinar la ubicación correcta de un pozo de relleno ó ventana y finalmente realizar una posible predicción.

MAPA 3.11

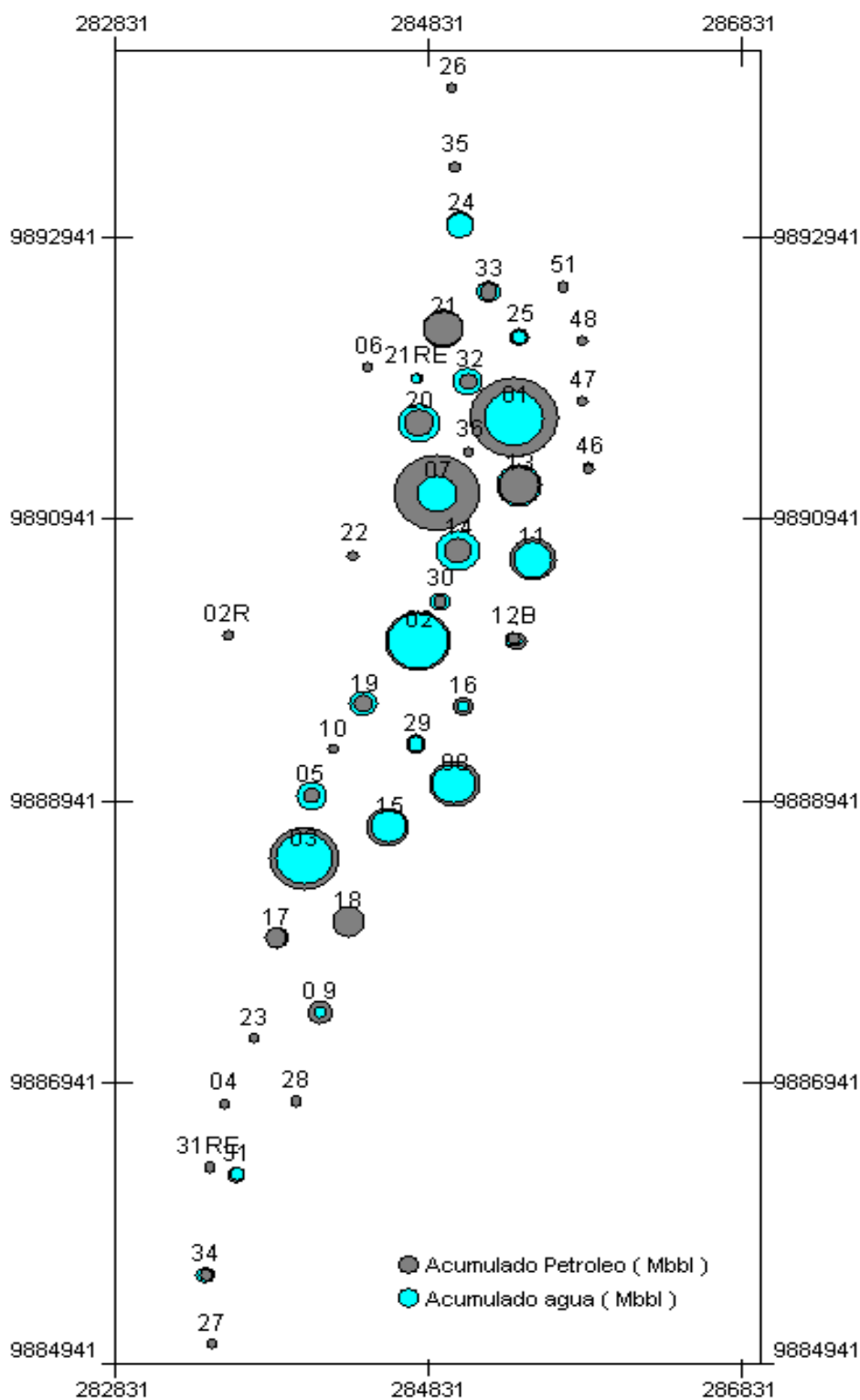
MAPA BURBUJA DE PRODUCCION ACUMULADA DE CRUDO VS. PRODUCCIÓN ACUMULADA DE AGUA (HOLLÍN SUPERIOR).



FUENTE: OilField Manager, EP PETROECUADOR
ELABORADO POR: Annabel Aráuz / Jorge Villagómez

MAPA 3.12

MAPA BURBUJA DE PRODUCCION ACUMULADA DE CRUDO VS. PRODUCCIÓN ACUMULADA DE AGUA (HOLLÍN INFERIOR).



FUENTE: OilField Manager, EP PETROECUADOR
ELABORADO POR: Annabel Aráuz / Jorge Villagómez

CAPÍTULO 4

UBICACIÓN DE POZOS DE RELLENO

4.1 POZOS DE RELLENO

Los pozos de relleno son aquellos que se perforan entre dos o más pozos de desarrollo de un campo con el objetivo de recuperar las reservas remanentes en las zonas no drenadas entre ellos, logrando optimizar de esa manera las reservas recuperables y el área de drenaje, e incrementando la producción del campo en el que se ubiquen.

Se puede realizar pozos de relleno a través de la apertura de ventanas en pozos ya perforados, a través de un nuevo pozo vertical o mediante un pozo direccional, esto va a depender acorde la ubicación del pozo, los requerimientos ambientales y los costos de perforación

Para el presente proyecto se va a ubicar pozos de relleno a través de la apertura de ventanas, con el objetivo de minimizar el impacto ambiental, y reducir costos de perforación mediante el uso de pozos que se encuentren cerrados cerca de la zona de ubicación de los pozos de relleno.

Los objetivos a evaluar son las arenas Hollín Superior y Hollín Inferior, ya que estos reservorios son los que poseen la mayor cantidad de reservas del Campo Cononaco.

Las altas tasas de producción del reservorio pueden traer como consecuencia la conificación del mismo, dejando así una gran cantidad de reservas entrampadas

entre los pozos productores, para evitar éste problema actualmente la ARCH autoriza una tasa de producción para cada pozo.

4.1.1 PARÁMETROS PARA LA UBICACIÓN DE POZOS DE RELLENO

Para la ubicación de los pozos de relleno se debe conocer:

- La producción del pozo del cual se va a abrir la ventana ó de los pozos aledaños hacia donde se va a direccionar el pozo direccional, para lo cual es necesario tener los historiales de producción de los pozos aledaños al pozo nuevo.
- Si la arena es continua, con ello se sabe que el nuevo pozo ubicado tiene o no continuidad de arena con respecto a sus pozos vecinos, lo cual se determina realizando las correlaciones de los mismos.
- Si el nuevo pozo se encuentra en un alto estructural, sobre el contacto agua-petróleo (CAP), así como también verificar que el nuevo pozo no esté muy cerca de los pozos ya perforados en el campo para no interferir en su producción. Para determinar los altos estructurales se utiliza un mapa estructural de la arena, en éste caso este criterio se va a aplicar únicamente para la arena Hollín Inferior, ya que éste reservorio es de tipo estructural.
- Si el nuevo pozo se encuentra en una zona de petróleo y no en el acuífero.
- Si la zona de ubicación del nuevo pozo tiene buena presión, lo cual se determina mediante los datos de presión del reservorio tomados de los Build-up de los pozos aledaños.
- Reservas estimadas y la predicción de la producción de los pozos nuevos, para determinar el tiempo y la rata de producción de los mismos.

4.2 HISTORIALES DE PRODUCCIÓN

A continuación se detallan los historiales de producción de los pozos del campo Cononaco, para tener en cuenta la ubicación de los pozos de relleno o en el caso

de ubicar ventanas, proponer un pozo aledaño que se encuentre fuera de producción, para relizar un wokover y realizar la ventana.

CON-01

El pozo CON-01 fue completado el 12 de diciembre de 1972 inicialmente produjo de la arena Hollín Superior más Hollín Inferior a flujo natural.

Hollín Superior produjo hasta Octubre de 1984 en donde es aislada debido a que el agua iba incrementando y la producción de crudo era menos de 40 BPPD. En diciembre de 2005 se realiza un Work Over y la arena vuelve a producir con una rata inicial de 90 BPPD con 19 BAPD, la misma que va decayendo hasta 27 BPPD y 32 BAPD en diciembre de 2010 donde se procede a cerrar la producción de la zona.

La arena Hollín Inferior produce sola desde noviembre del 1984 con una rata inicial de 2226 BPPD y 2 BAPD alcanzando una rata máxima de producción de 2742 BPPD con 2 BAPD en septiembre de 1985. La arena sigue produciendo hasta la actualidad con una rata de 172 BPPD y 402 BAPD.

CON-02

El pozo Con-02 fue completado el 11 de enero de 1984, inicialmente se produce de las arenas Hollín Superior e Inferior.

Hollín Superior produce inicialmente con una rata de 35 BPPD con 18 BAPD la cual se mantiene hasta diciembre del 2000. En enero del 2001 se repunzona Hollín Superior y se obtiene una rata de 262 BPPD con 20 BAPD alcanzando un máximo en enero del 2002 con 287 BPPD y 18 BAPD. Esta arena es cerrada en octubre del 2003 por baja producción de petróleo, la rata final de producción fue de 46 BPPD y 21 BAPD. En el 2005 se realiza estimulación y repunzonamiento, sin resultados satisfactorios.

Hollín Inferior inicialmente produjo a una rata de 2799 BPPD y 1 BAPD, la cual fue incrementando hasta alcanzar un máximo de 3715 BPPD con 365 BAPD en enero de 1986; Esta arena es cerrada en diciembre del 2000, Wire Line cierra camisa de HI para dejar produciendo únicamente HS, la rata final de producción de HI fue 168BPPD y 14 BAPD. En octubre del 2003 punzonan arena HI y evalúan obteniendo 1896 BFPD con un corte de agua del 95%.

Actualmente el pozo produce de la arena TI.

CON-03

El pozo Con-03 fue completado el 21 de marzo de 1984, inicia produciendo de la arena Hollín Inferior.

Hollín Inferior inicialmente produjo a una rata de 2468 BPPD con 2 BAPD alcanzando un máximo de 2825 BPPD con 357 BAPD en abril de 1986. Esta arena es cerrada en abril del 2012, debido a que el pozo no aporta, prueban Tubing con camión bomba OK, chequean parámetros eléctricos, la carga cae de 32A @ 19A. Posible eje roto. La rata final de producción fue 117 BPPD y 119 BAPD.

Hollín Superior produce desde octubre del 2000 con una rata de 34 BPPD con 23 BAPD la misma que va decayendo. Esta arena es cerrada en diciembre del 2010 por baja producción de petróleo, la rata final de producción fue de 14 BPPD y 7 BAPD.

Actualmente el pozo produce de la arena TI.

CON-04

El pozo Con-04 fue completado el 28 de agosto de 1984. Inicialmente se produjo simultáneamente de Hollín Superior y Hollín Inferior.

Como el pozo produjo inicialmente gran cantidad de agua, las completaciones fueron cerradas y luego dejaron produciendo únicamente la parte alta de Hollín Superior, la cual produjo inicialmente con una rata de 1389 BPPD con 5 BAPD. Esta arena produce hasta la actualidad con una rata de 185 BPPD y 157 BAPD. La parte alta de Hollín Superior no presenta una arena continua, la parte norte está separada de la parte sur por una zona de lutita, y estas no están comunicadas horizontalmente. La parte norte tiene soporte de un acuífero lateral¹⁶.

La arenisca Hollín Inferior inicialmente produjo 387 BPPD y porcentaje de corte de agua fue de 75%.

CON-05

El pozo Con-05 fue completado el 15 de febrero de 1994, inician la producción con la arena Hollín Inferior con una rata de 1195 BPPD con 2788 BAPD la misma que va disminuyendo hasta que es suspendida en abril del 2000 por alto BSW, la rata final de producción fue de 6 BPPD y 182 BAPD.

Hollín Superior no ha producido hasta la actualidad. El pozo actualmente se encuentra cerrado por la excesiva producción de agua debido a conificación.

CON-06

El pozo fue completado el 24 de mayo de 1984, inicialmente se hicieron pruebas a Hollín dando el 100% de agua, posteriormente se prueba las arenas U y G produciendo de las mismas.

Actualmente el pozo produce de la arena U.

¹⁶ (TECNIE-NITEC, 2002, págs. 2-21)

CON-07.

El pozo fue completado el 14 de mayo de 1984, inicialmente produjo de la arena hollín inferior a una rata de 1000 BPPD y 2 BAPD, alcanzando una rata máxima de 3841 BPPD y 160 BAPD en diciembre de 1985. La arena es cerrada por baja producción en junio del 2011 donde la rata final fue de 42 BPPD y 70 BAPD.

La arena Hollín Superior empezó a producir en junio del 2003 con una rata inicial de 277 BPPD y 12 BAPD, alcanzando una rata máxima en noviembre del 2003 de 308 BPPD y 13 BAPD. La arena es cerrada en abril del 2012 con una rata de 0 BPPD.

El pozo actualmente no se encuentra produciendo de ninguna arena.

CON-08

El pozo Con-08 fue completado el 04 de julio de 1984, inician la producción con la arena Hollín Inferior con una rata inicial de 1401 BPPD con 3 BAPD alcanzando un máximo de 3486 BPPD y 37 BAPD en mayo de 1985. Esta arena es suspendida en febrero del 2000 debido a que la BES se encuentra remordida, cable con bajo aislamiento, la rata final de producción fue de 140 BPPD y 1260 BAPD.

Luego del reacondicionamiento se pone a producir la arena Hollín Superior desde marzo del 2000 con una rata inicial de 580 BPPD con 25 BAPD. Esta se encuentra produciendo actualmente con una rata de 304 BPPD y 304 BAPD.

CON-09

El pozo Con-09 fue completado el 08 de octubre de 1984, produciendo inicialmente la arenisca Hollín Superior y Hollín Inferior.

Hollín Superior inicialmente produjo a una rata de 63 BPPD con 0.14 BAPD, alcanzando un máximo de 627 BPPD con 157 BAPD en febrero de 1994. Esta arena deja de producir en julio del 2002 debido a que se apaga la bomba BES, y al desconectar el x-over sobre la descarga, se desprende el esquiopo BES, cae al fondo y varios elementos de la bomba resultan dañados. La rata final de producción fue de 239 BPPD y 955 BAPD. Luego de sacar el pescado realizan cementación forzada a "Hs", repunzonan Hollín Superior y al evaluar determinan un alto corte de agua y producción de hidrocarburo bajo.

Hollín Inferior inicialmente produjo 989 BPPD con 2 BAPD, alcanzando una producción máxima de 1594 BPPD y 156 BAPD, dos meses después de iniciada la misma. Esta arena fue cerrada en diciembre de 1993 con una rata final de 590 BPPD y 130BAPD. Se desconoce el motivo del cierre.

Actualmente se encuentra produciendo la arena Ui.

CON-10

El pozo Con-10 fue completado el 05 de enero de 1985, inician la producción con la arena Hollín Inferior, la cual es suspendida en 1998 debido a que la BES se encuentra con bocines gastados, motor circuitado. La rata final fue de 182 BPPD 94 BAPD.

Luego del reacondicionamiento se pone a producir la arena T, y en el año 2000 se convierte el pozo en re-inyector.

Actualmente inyecta a la formación Tiyuyacu.

CON-11

El pozo fue completado el 11 de febrero de 1985, inicialmente produjo de la arena Hollín Inferior y Hollín Superior simultáneamente.

La arena Hollín Inferior inicialmente tuvo una rata de 918 BPPD y 2 BAPD tendiendo a incrementar hasta alcanzar una rata máxima de 2073 BPPD y 3 BAPD en enero de 1986, la producción de esta arena finaliza en julio del 2000 debido al incremento de BSW, con 80 BPPD y 720 BAPD.

La arena Hollín Superior inicialmente produjo a una rata de 91 BPPD y 0 BAPD, alcanzó una rata máxima en enero de 1986 con 205 BPPD y 0 BAPD. La producción de esta arena terminó en julio del 2000 debido a la baja producción de crudo la rata final fue de 8 BPPD y 71 BAPD.

El pozo se encuentra actualmente cerrado.

CON-12

El pozo fue completado el 18 de octubre de 1985, inicialmente produjo de Hollín Inferior a una rata de 850 BPPD alcanzando una rata máxima en diciembre de 1985 1990 BPPD, la rata final fue de 400 BPPD en mayo de 1990 donde se cierra el pozo por colapso de tubería, queda pescado equipo eléctrico sumergible y existe ruptura de casing de 7", Pozo queda cerrado con posibilidad de desviar el pozo.

Se realiza pozo CON-12B, el cual fue completado el 1 de abril de 1994, inicialmente produjo de las arenas Hollín Inferior y Superior simultáneamente.

La arena Hollín Inferior produjo con una rata inicial de 349 BPPD y 349 BAPD, alcanzando una rata máxima en julio de 1996 de 355 BPPD y 533 BAPD. La arena se cierra en Octubre de 1999 debido a la baja producción de crudo la rata final fue de 9 BPPD y 10 BAPD.

La arena Hollín Superior inicialmente produjo a una rata de 93 BPPD y 93 BAPD tendiendo a disminuir. La arena es cerrada en octubre de 1999 debido a la baja producción de crudo la rata final fue de 14 BPPD y 30 BAPD.

Actualmente el pozo es Re-inyector.

CON-13

El pozo fue completado el 27 de febrero de 1991, inicialmente produjo de la arena Hollín Inferior a una rata de 1118 BPPD y 1 BAPD, alcanzando una rata máxima en junio de 1993 con 2337 BPPD y 159 BAPD. La arena fue cerrada en octubre de 2010 debido al incremento de BSW con una rata final de 181 BPPD y 1834 BAPD.

El pozo actualmente está produciendo de la arena TI.

CON-14

El pozo fue completado el 25 de marzo de 1991, inicialmente produjo de la arena Hollín Inferior con una rata de 242 BPPD y 1 BAPD, se alcanzó una rata máxima en diciembre de 1991 con 2016 BPPD y 178 BAPD. La rata final fue de 377 BPPD y 4 BAPD en abril de 2003.

La arena Hollín Superior empezó a producir en marzo de 1996 simultáneamente con la arena Hollín Inferior, la rata inicial de producción fue de 13 BPPD y 3 BAPD, presentando una rata máxima de 400 BPPD y 76 BAPD después de un Work Over (cambio de bomba) en noviembre de 2003. La rata final fue de 202 BPPD y 38 BAPD en febrero de 2004 donde se cierra el pozo debido a BES OFF, bomba atascada, intake taponado con arena, escala y asfáltenos.

El pozo actualmente produce de las arenas TI y TS.

CON-15

El pozo Con-15 fue completado el 24 de abril de 1991, produciendo inicialmente la arenisca Hollín Inferior la cual se mantiene hasta la actualidad con una rata de 81 BPPD y 64 BAPD.

La arena Hollín Superior es evaluada obteniendo los siguientes datos: BPPD=939, con BSW=9%. No se ha puesto a producir aun.

CON-16

El pozo Con-16 fue completado el 09 de noviembre de 1991, inician la producción con la arena Hollín Inferior a una rata de 595 BPPD y 1 BAPD alcanzando una rata máxima de 944 BPPD y 79 BAPD en mayo de 1993. Esta arena es suspendida en 2002 debido a que la BES se encuentra con giro libre, protector con eje roto. La rata final de producción fue de 32 BPPD y 2 BAPD.

Luego del reacondicionamiento se pone a producir la arena Hollín Superior desde octubre de 1997 con una rata inicial de 76 BPPD y 33 BAPD alcanzando una rata máxima de 105 BPPD y 12 BAPD en septiembre de 1998. Esta arena se suspende en enero del 2000 por baja producción de crudo. La rata final de producción fue de 4 BPPD y 0.23 BAPD

Actualmente el pozo produce de la arenisca T por bombeo mecánico.

CON-17

El pozo Con-17 fue completado el 25 de marzo de 1992, inicialmente se produce de las arenas Hollín Superior e Inferior, luego de varios W.O., el pozo es cerrado en diciembre del 2004, ya que existe un alto corte de agua.

La arenisca Hollín Superior produjo inicialmente a una rata de 76 BPPD y 0 BAPD alcanzando una rata máxima de 89 BPPD con 59 BAPD en febrero de 1994, su rata final fue de 22 BPPD y 65 BAPD.

La arenisca Hollín Inferior produjo inicialmente a una rata de 233 BPPD y 0 BAPD, alcanzando una rata máxima de 1183 BPPD y 788 BAPD en febrero de 1994, su rata final fue de 58 BPPD y 175 BAPD, el cual es muy bajo.

De acuerdo al ajuste histórico, el incremento relativamente rápido en la producción de agua de este pozo fue debido a que está localizado cerca de la falla¹⁷.

CON-18

El pozo Con-18 fue completado el 01 de agosto de 1992, se inicia la producción de las arenas Hollín Superior e Inferior, en la actualidad se continúa produciendo de las mismas (31/07/2012).

La arenisca Hollín Superior produjo inicialmente a una rata de 68 BPPD con 0 BAPD alcanzando una rata máxima de 204 BPPD y 307 BAPD en diciembre del 2002. En la actualidad el pozo produce con una rata de 57 BPPD y 171 BAPD.

La arenisca Hollín Inferior inicialmente produjo a una rata de 1059 BPPD y 1 BAPD, alcanzando una rata máxima de 1456 BPPD y 485 BAPD en noviembre de 1994. Actualmente el pozo produce a una rata de 228 BPPD y 683 BAPD.

CON-19

El pozo Con-19 fue completado el 19 Diciembre de 1993, inician la producción con la arena Hollín Inferior con una rata inicial de 508 BPPD y 1186 BAPD alcanzando una rata máxima de 1267 BPPD y 2955 BAPD en enero de 1994. Esta arena es suspendida en abril de 1996 debido a que la bomba inferior no gira, separador de gas remordido, la rata final de producción fue de 263 BPPD y 14 BAPD.

En noviembre de 1997 produce Hollín Inferior con bombeo mecánico a una rata de 192 BPPD y 6 BAPD alcanzando un caudal máximo de 356 BPPD y 15 BAPD en agosto de 1998. En diciembre de 2002 fue cerrado con una rata final de producción fue de 68 BPPD y 6 BAPD.

Actualmente el pozo está abandonado debido al casing colapsado.

¹⁷ (TECNIE-NITEC, 2002, págs. 7.2-28)

CON-20

El pozo fue completado el 21 de agosto de 1994, inicialmente produjo de la arena Hollín Inferior a una rata de 586 BPPD y 6 BAPD, alcanzando una rata máxima septiembre de 1994 de 2676 BPPD y 27 BAPD, la rata se mantuvo alrededor de 1500 BPPD hasta 1997 donde empieza a decaer hasta que la rata final de producción del pozo fue de 206 BPPD y 824 BAPD donde se cierra la arena debido al alto corte de agua y la baja producción de crudo. Hollín superior de igual manera presenta alto corte de agua.

Actualmente el pozo se encuentra produciendo de la arena TI.

CON-21

El pozo Con-21 fue completado el 21 de febrero del 1995, el pozo produce de la arena Hollín Inferior desde septiembre del 2000 con una rata inicial de 932 BPPD con 3 BAPD alcanzando una rata máxima de 2378 BPPD y 2906 BAPD en marzo del 2000. En diciembre del 2003 es cerrado por causas de avería de la bomba, con una rata final de 459 BPPD y 1180 BAPD.

El pozo Con-21 no ha producido de la arena Hollín Superior.

CON-21RE

En enero del 2012 abren la ventana Con-21 RE, la cual está produciendo hasta la actualidad de la arena Hollín Inferior a una rata de 482 BPPD y 5 BAPD.

CON-22

El pozo fue completado el 12 de febrero de 1995, punzonan Hollín Inferior obteniendo 2880 BFPD con BSW=100%. Punzonan Hollín Superior obteniendo 48 BFPD con BSW=100%. Por esta razón el pozo no produce de ninguna arena de la formación Hollín.

El pozo únicamente produce de la arena TI.

CON-23

El pozo Con-23 fue completado el 23 de mayo de 1995, inicialmente se produce de las areniscas Hollín Superior y T.

La arenisca Hollín Superior produce desde enero de 1998 a una rata inicial de 77 BPPD y 51 BAPD alcanzando una rata máxima de 412 BPPD y 252 BAPD en abril de 1999. En el año 2000, luego de salir Work Over (punzonan otro intervalo), es cerrada por alto BSW con una rata final de producción de 265 BPPD y 265 BAPD. En el 2004 nuevamente la arena es evaluada y da como resultados que tiene bajo aporte de fluidos, 42 BPPD y 19 BAPD, por tal motivo se cierra la producción de dicha arena.

Hollín Inferior no se ha evaluado y por lo tanto no ha producido hasta la actualidad.

Actualmente el pozo se encuentra produciendo de la arena TI.

CON-24

El pozo Con-24 fue completado el 8 de febrero de 1996, produciendo inicialmente la arena Hollín Inferior, luego del Work Over #2 producen conjuntamente las arenas Hollín Superior e Inferior.

La arenisca Hollín Superior fue cerrada en diciembre del 2010 debido a que tenía baja producción de crudo y alto contenido de agua, la rata final de producción fue de 32 BPPD y 81 BAPD.

La arenisca Hollín Inferior es la única que está produciendo actualmente en este pozo con una rata de 267 BPPD y 687 BAPD. El comportamiento de la producción de agua de este pozo es típico de un pozo con conificación de agua.

CON-25

El pozo Con-25 fue completado el 21 de agosto de 1996, inicialmente produce de la arena Hollín Inferior a una tasa de 555 BPPD y 3 BAPD alcanzando una tasa máxima de 1233 BPPD y 1233 BAPD en octubre de 1999. En el año 2001 entra en Work Over por alto contenido de agua, se realiza cementación forzada y repunzonan otro intervalo, el mismo que produce con un corte de agua de 50%, 119 BPPD y 119 BAPD, al inicio del 2002 la bomba BES queda fuera de servicio y el pozo lo dejan en espera de Work Over, luego del Work Over #3 se realiza un squeeze a la arena Hollín Inferior y se dispara Hollín Superior.

La arena Hollín Superior inicialmente produjo con una tasa de 249 BPPD y 44 BAPD alcanzando una tasa máxima de 706 BPPD y 471 BAPD en febrero del 2005. El pozo actualmente se encuentra produciendo de ésta arena con una tasa de 149 BPPD y 596 BAPD.

CON-26

El pozo Con – 26 fue completado el 01 de abril de 1998, se punzonó la arenisca Hollín Superior, Hollín Inferior y T Inferior.

En las pruebas iniciales, las arenas Hollín Superior e Inferior dieron alto corte de agua (100%). Este pozo, cuando menos a nivel de Hollín Superior y Hollín Inferior, esta fuera de la zona de producción del campo, ya que a profundidades similares a los pozos vecinos, este pozo produce 100% agua de estas dos formaciones¹⁸, razón por la cual realizaron una cementación forzada a estas arenas y dejaron produciendo únicamente la arena T inferior.

Este pozo no será tomado en consideración para la ubicación de pozos de relleno en las areniscas Hollín Superior y Hollín Inferior debido a las razones antes mencionadas.

¹⁸ (TECNIE-NITEC, 2002, págs. 7.2-31)

CON-27

El pozo Con-27 fue completado el 17 de Noviembre del 2001, punzonan y evalúan la arena Hollín Inferior pero el pozo produce únicamente agua y realizan cementación forzada a ésta zona para luego punzonar la arena Hollín Inferior.

La producción inicial de la arena Hollín Superior fue de 159 BPPD y 16 BAPD, alcanzando una producción máxima diaria de crudo de 204 BLS y de agua 2 BLS, en julio del 2006 y finaliza la producción en julio del 2010, con

CON-28

El pozo Con-28 fue completado el 13 de febrero del 2003, produciendo inicialmente la arenisca Hollín Superior, la misma que se suspende en octubre del mismo año debido a que existe comunicación tubing – casing, antes de generarse dicha comunicación (Septiembre del 2003) el pozo producía 220 BPPD y después del daño (Octubre del 2003) el pozo producía 69 BPPD y 30 BAPD.

La arenisca Hollín Inferior produce desde julio del 2004 a una rata inicial de 208 BPPD y 287 BAPD hasta que es cerrada en octubre del 2005 por alto BSW, la rata final de producción es de 15 BPPD y 44 BAPD.

Actualmente el pozo se encuentra cerrado.

CON-29

El pozo Con-29 fue completado el 12 de diciembre de 2002, inician la producción con la arena Hollín Inferior con una rata inicial de 1219 BPPD y 2 BAPD alcanzando una rata máxima de 1305 BPPD y 3 BAPD en abril del 2003. Hasta la actualidad el pozo se encuentra produciendo con una rata de 241 BPPD y 261 BAPD.

La arena Hollín Superior aún no se ha evaluado y no se ha puesto en producción.

CON 30D

El pozo CON-30D fue completado el 8 de marzo del 2008, perforando inicialmente la arena Hollín Inferior, produciendo inicialmente 632 BPPD con 70 BAPD a flujo natural. El pozo se encuentra produciendo de la arena Hollín Inferior hasta la actualidad con bombeo electro sumergible.

A la arena Hollín superior aún no se le ha puesto a producir.

CON-31

El pozo Con-31 fue completado el 17 de Marzo del 2003, inician la producción con la arena Hollín Inferior a una rata inicial de 240 BPPD y 129 BAPD alcanzando una rata máxima de 838 BPPD y 93 BAPD en junio del 2003. Esta arena es suspendida en marzo del 2008 debido a que detectan posible casing defectuoso, antes del daño producía 286 BPPD y 350 BAPD después del daño 142 BPPD y 566 BAPD.

Hollín Superior en las pruebas iniciales encuentran alto corte de agua.

El pozo Con-31 no producía de ninguna arena por lo que se realizó una ventana a este pozo que corresponde al CON-31 RE.

CON 31-RE

La ventana se realiza en mayo del 2012 empieza a producir en junio a una rata inicial de 168 BPPD y 1605 BAPD. Actualmente produce de Hollín Superior con una rata de 153 BPPD y 1551 BAPD.

CON-32

El pozo Con-32 fue completado el 22 de junio del 2005, produciendo de la arena Hollín inferior hasta la actualidad con una rata de 182 BPPD y 1639 BAPD.

La arena Hollín Superior aún no se ha evaluado por lo tanto hasta la fecha aún no se ha producido.

CON-33

El pozo Con-33 fue completado el 26 de Mayo del 2005, produciendo de la arena Hollín Inferior con una rata inicial de 559 BPPD y 2 BAPD, alcanzando una rata máxima de 2715 BPPD y 11 BAPP al siguiente mes del inicio de su producción. En la actualidad el pozo produce con una rata de 228 BPPD y 1197 BAPD.

La arena Hollín Superior aún no se ha evaluado por lo tanto hasta la fecha aún no se ha producido.

CON-34

El pozo Con-34 fue completado el 14 de mayo del 2005, al inicio se produjo de la arena Hollín Inferior con 787 BPPD y 87 BAPD, la producción máxima de éste pozo fue de 647 BPPD y 971 BAPD en septiembre del 2005. Esta arena fue cerrada en mayo del 2008, debido a que incrementa el BSW de 80 @ 90%. La rata final de producción fue de 151 BPPD y 606 BAPD.

Actualmente el pozo produce de la arena TS.

CON-35

El pozo Con-35 fue completado el 12 de enero del 2006, donde se punzonó la arenisca Hollín Superior e Inferior.

La arenisca Hollín Superior se evalúa e inicialmente produce 480 BFPD con 10% de agua y un °API de 29,7, el caudal actual de este pozo es de 79 BPPD y 119 BAPD.

La arenisca Hollín Inferior en las pruebas iniciales produce con 95% de agua, por tal motivo cierran ésta zona.

Punzonan TI y en la actualidad el pozo se encuentra produciendo de las dos arenas Hollín Superior y TI hasta (31/01/2013).

CON-36D

El pozo fue completado el 27 de abril del 2010, inicialmente produce de la arena TI la misma que se mantiene hasta la actualidad.

Las arenas Hollín Superior e Inferior esta pendientes de producción.

CON – 46D

El pozo fue completado el 19 de agosto del 2012, el pozo actualmente está produciendo de la arena TS.

Hollín Inferior está en espera de producción.

CON – 47D

El pozo fue completado el 9 de junio del 2010, inicialmente produce a una rata de 134 BPPD y 311 BAPD, continua produciendo de la arena Hollín Superior.

CON – 48D

El pozo fue completado el 9 de julio del 2010, inicia produciendo de la arena TI, la misma que se mantiene hasta la actualidad.

Las arenas Hollín Inferior y Hollín Superior están en espera de producción.

CON-51D

La completación del Con-51D fue el 6 de noviembre del 2010, este pozo se encuentra produciendo de la arena TI debido a que en la evaluación petrofísica

por sus propiedades fue la primera opción de punzonar, las arenas Hollín Inferior y Hollín Superior se encuentran en espera de producción.

4.3 POZOS PROPUESTOS PARA LA PRODUCCIÓN DE LA ARENA HOLLÍN SUPERIOR Y HOLLÍN INFERIOR

Para escoger cada una de las zonas se tomó en cuenta principalmente los mayores espesores de arena, estados de los pozos, producción y reservas remanentes de cada uno de los pozos en dichas zonas del campo.

4.3.1 HOLLÍN SUPERIOR

Para ubicar los nuevos pozos de relleno y/o realizar ventanas para la producción de la arena Hollín Superior, primero se escogió la zona con mejor espesor de arena, en donde se encuentra ubicados los pozos: Con-04, Con-09, Con-17, Con-18, Con-23, Con-28 y Con-31RE, ubicados en el Centro Sur del Campo Cononaco. Figura 4.1.

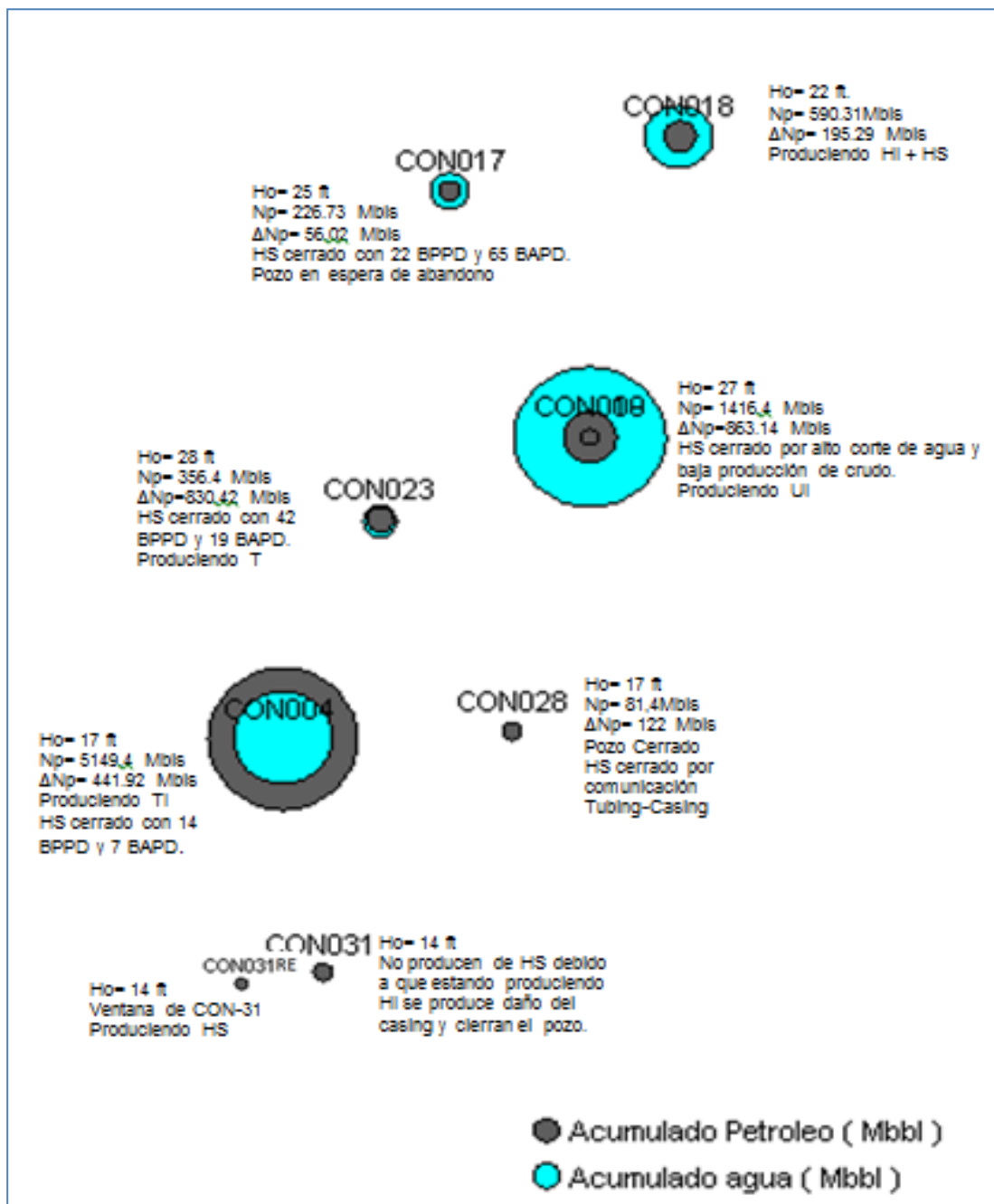
Los pozos mencionados anteriormente se los utilizará para realizar una correlación estratigráfica.

4.3.1.1 Correlaciones estratigráficas de Hollín Superior

El objetivo de las correlaciones es estimar la distribución lateral de la arena, utilizando registros convencionales de los pozos, y de esta manera determinaremos si existe o no la presencia de reservorio hacia la dirección propuesta del objetivo de llegada.

FIGURA 4.1

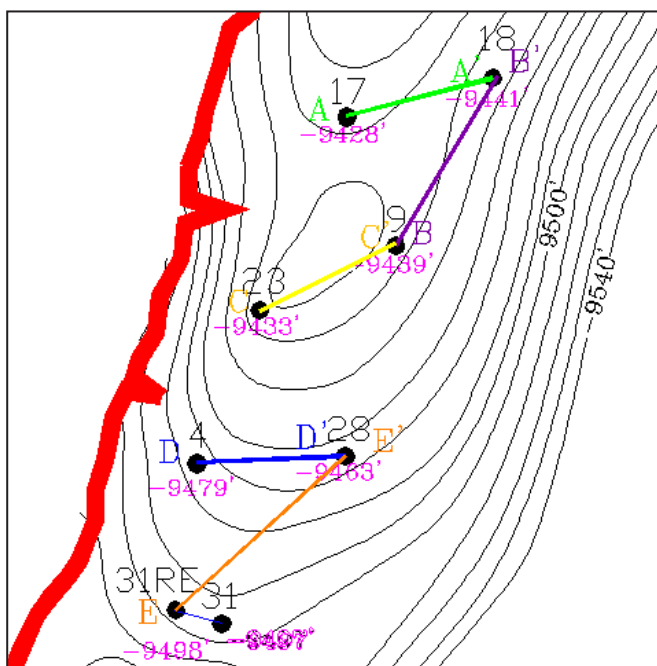
ZONA DE LA UBICACIÓN DE POZOS DE RELLENO A TRAVÉS DE LA APERTURA DE VENTANAS EN LA ARENISCA HOLLÍN SUPERIOR



ELABORADO POR: Annabel Aráuz / Jorge Villagómez

En el Mapa 4.1 se muestra los cortes estructurales realizados entre los pozos Con-17_Con-18, Con-09_Con-18, Con-23_Con-09, Con-04_Con-28, Con-31_Con-28.

MAPA 4.1
MAPA DE UBICACIÓN DE LOS CORTES ESTRATIGRÁFICOS



ELABORADO POR: Annabel Aráuz / Jorge Villagómez

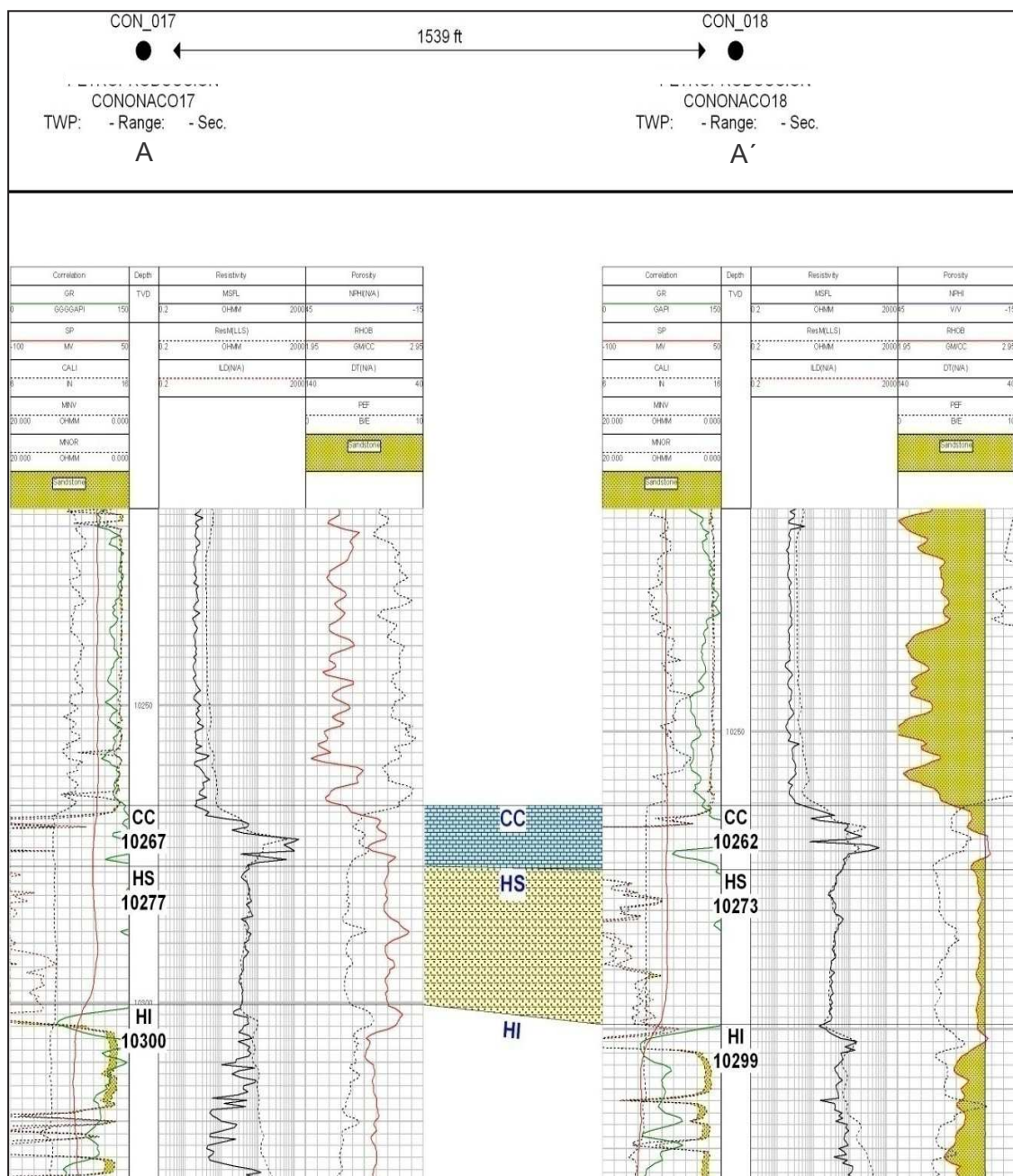
CONONACO 17 - CONONACO 18

En la Figura 4.2 del corte estratigráfico A-A', con dirección Oeste-Este, se puede observar, por medio de las curvas GR, que hacia el pozo Con-17 la arena se vuelve de grano muy fino, la cual dificulta el paso del fluido ya que tiene mala permeabilidad como se puede observar en el Mapa 3.9. A pesar que los datos de la evaluación petrofísica indiquen que el pozo Con-17 tiene un espesor saturado de hidrocarburo de 25 pies, la baja permeabilidad incide en la producción, la cual inicialmente fue de 76 BPPD y la producción final fue de 22 BPPD, por lo que se concluye que éste pozo no es económicamente rentable y por lo tanto no es factible ubicar un pozo de relleno cerca de pozo Con-17.

El Con-18 actualmente produce de la arena Hollín Superior como se puede observar en el historial de producción.

Por lo tanto, no se puede ubicar un pozo de relleno entre el Con-17 y Con-18, ya que las expectativas de producción no son buenas, por las malas características petrofísicas del reservorio.

FIGURA 4.2
CORTE ESTRATIGRÁFICO W-E (A-A') ENTRE LOS POZOS CON-17_18

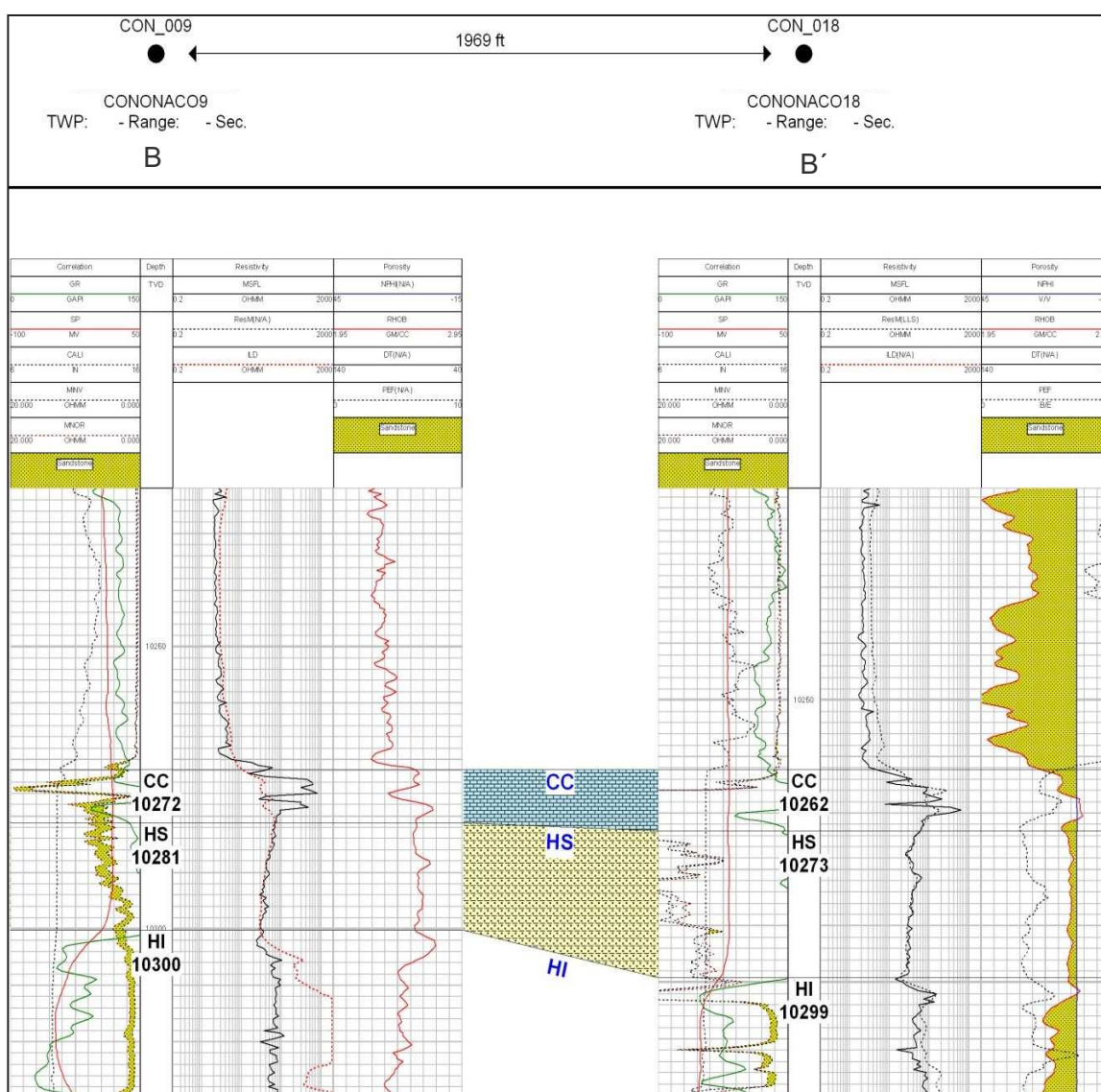


FUENTE: OilField Manager, EP PETROECUADOR
ELABORADO POR: Annabel Aráuz / Jorge Villagómez

CONONACO 9 - CONONACO 18

En la Figura 4.3 se muestra el corte estratigráfico B-B', de dirección Sureste-Noreste, hacia el pozo Con-09, el cual al momento se encuentra cerrado, y en éste observamos una arenisca de grano fino, la porosidad y permeabilidad aumentan, tiene aún unas reservas remanentes del 863 MBIs por drenar por lo que se puede recomendar un pozo de relleno a través de una ventana (Con-A), para llegar a través de éstas a 300m del pozo Con-09.

FIGURA 4.3
CORTE ESTRATIGRÁFICO SE-NE (B-B') ENTRE LOS POZOS CON-09_18



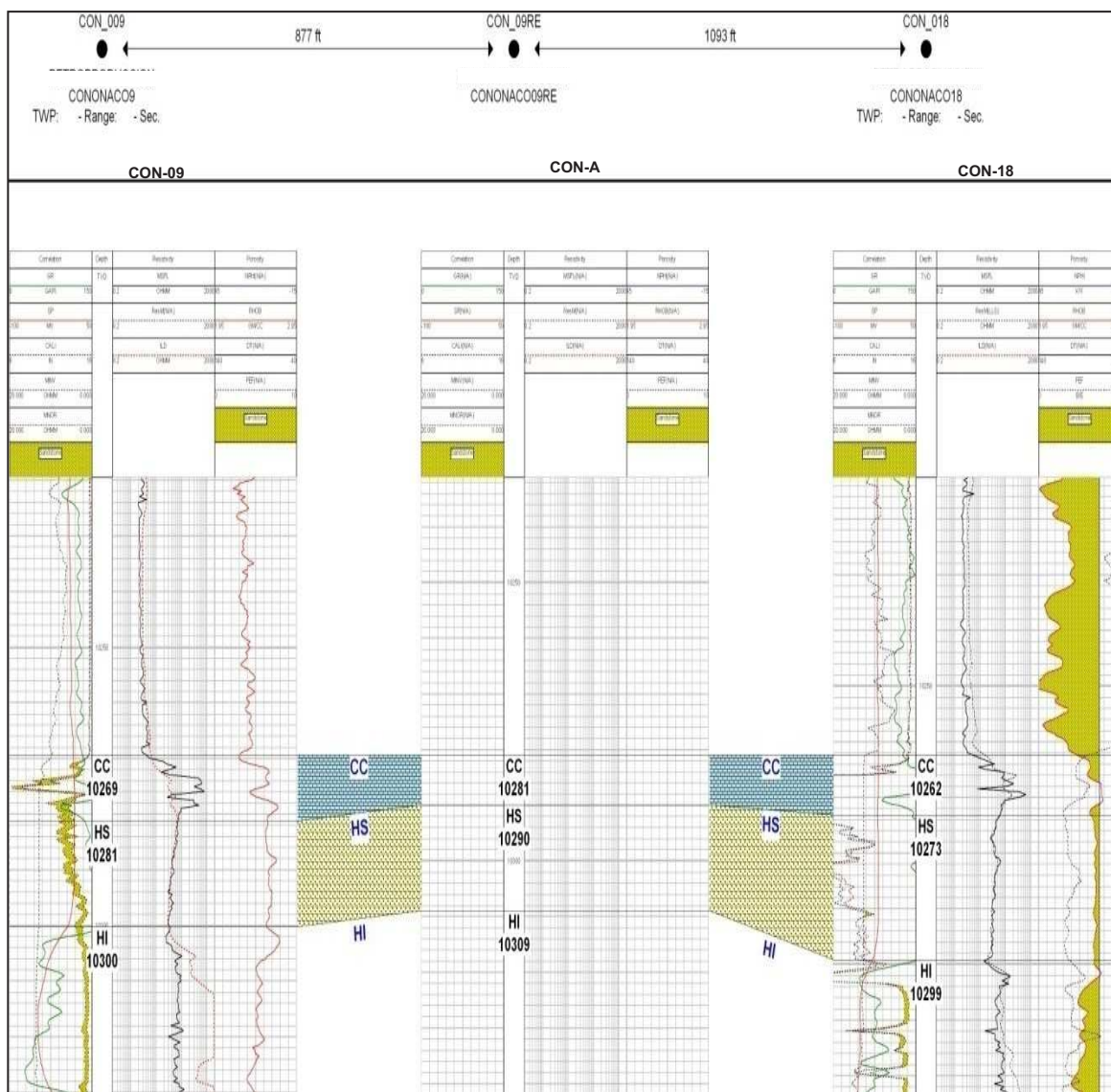
FUENTE: OilField Manager, EP PETROECUADOR
ELABORADO POR: Annabel Aráuz / Jorge Villagómez

Para la presente correlación se realizó la horizontalización al tope de la Caliza C, determinando el tope y la base de Hollín Superior (Figura 4.4), los cuales son los siguientes:

- Tope: -10290 pies
- Base: -10309 pies

Dentro de este intervalo debemos llegar al objetivo principal al abrir una ventana.

FIGURA 4.4
CORTE ESTRATIGRÁFICO SE-NE (B-B') ENTRE LOS POZOS CON-09_A_18



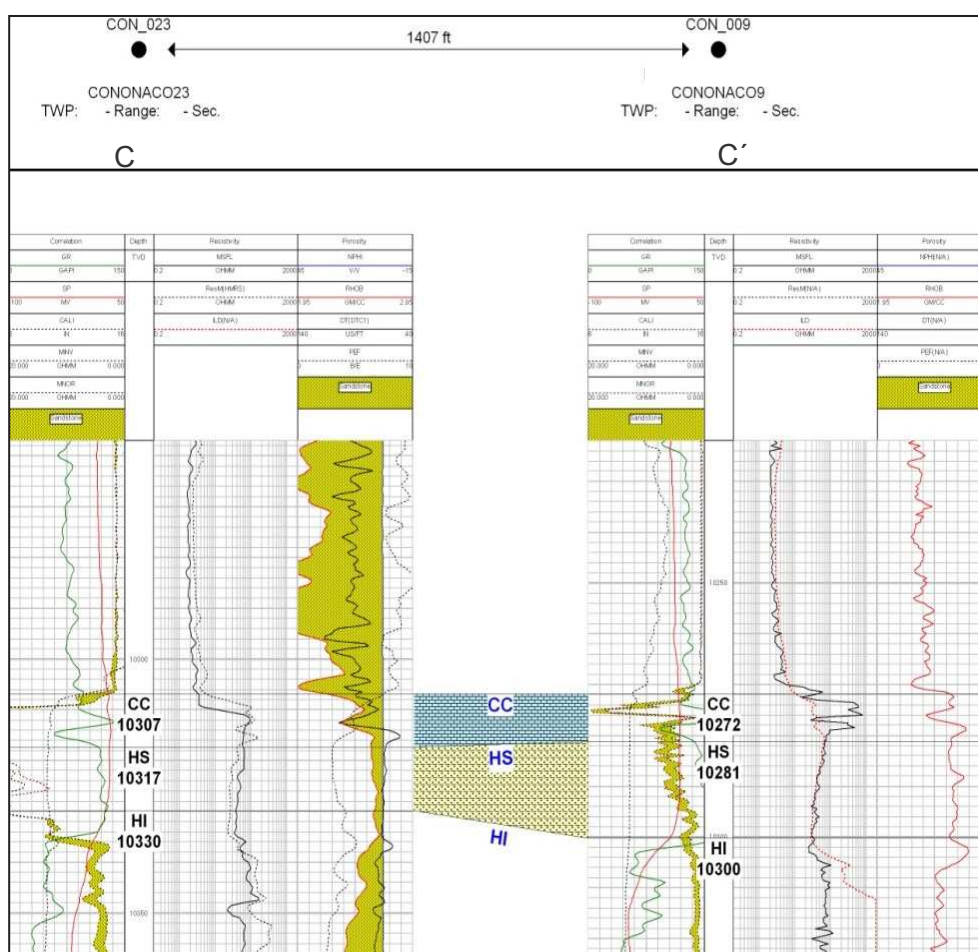
FUENTE: OilField Manager, EP PETROECUADOR
ELABORADO POR: Annabel Aráuz / Jorge Villagómez

CONONACO 23 - CONONACO 9

En el corte estratigráfico C-C' (Figura 4.5), de dirección Suroeste-Noreste, por medio de las curvas GR observamos que hacia el pozo Con-23 la arena presenta grano muy fino, de tal manera que no permite el paso del fluido. A pesar que los datos de la evaluación petrofísica indiquen que el pozo Con-23 tiene un espesor saturado de hidrocarburo de 28 pies. Esto se puede constatar con la producción inicial de 77 BPPD, alcanzando una producción máxima de 412 BPPD y la producción final de 42 BPPD, la cual no es económicamente rentable.

Por tal motivo, no se recomienda ubicar un pozo de relleno entre estos dos pozos, ya que del pozo Con-09 anteriormente se recomendó una ventana.

FIGURA 4.5
CORTE ESTRATIGRÁFICO SW-NE (C-C') ENTRE LOS POZOS CON-23_09

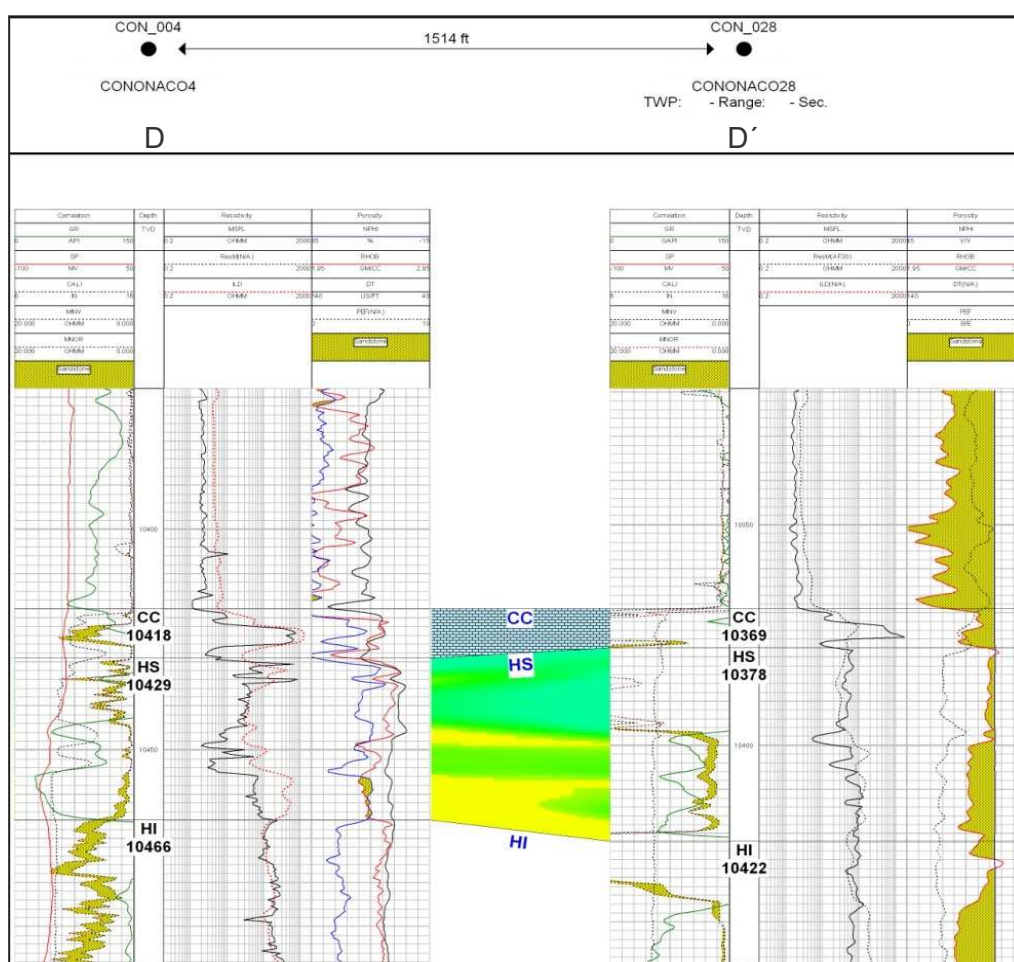


FUENTE: OilField Manager, EP PETROECUADOR
ELABORADO POR: Annabel Aráuz / Jorge Villagómez

CONONACO 4 - CONONACO 28

En el corte estratigráfico D-D' (Figura 4.6), de dirección Oeste-Este, se observa que la arenisca del pozo Con-28 tiene buenas propiedades petrofísicas, aunque también tiene intercalaciones de arena fina o arcilla (color verde). La producción final de éste pozo fue de 42 BPPD, acorde el Forecast del pozo se posee 122 MBIs de reservas remanentes.

FIGURA 4.6
CORTE ESTRATIGRÁFICO W-E (D-D') ENTRE LOS POZOS CON-04_28

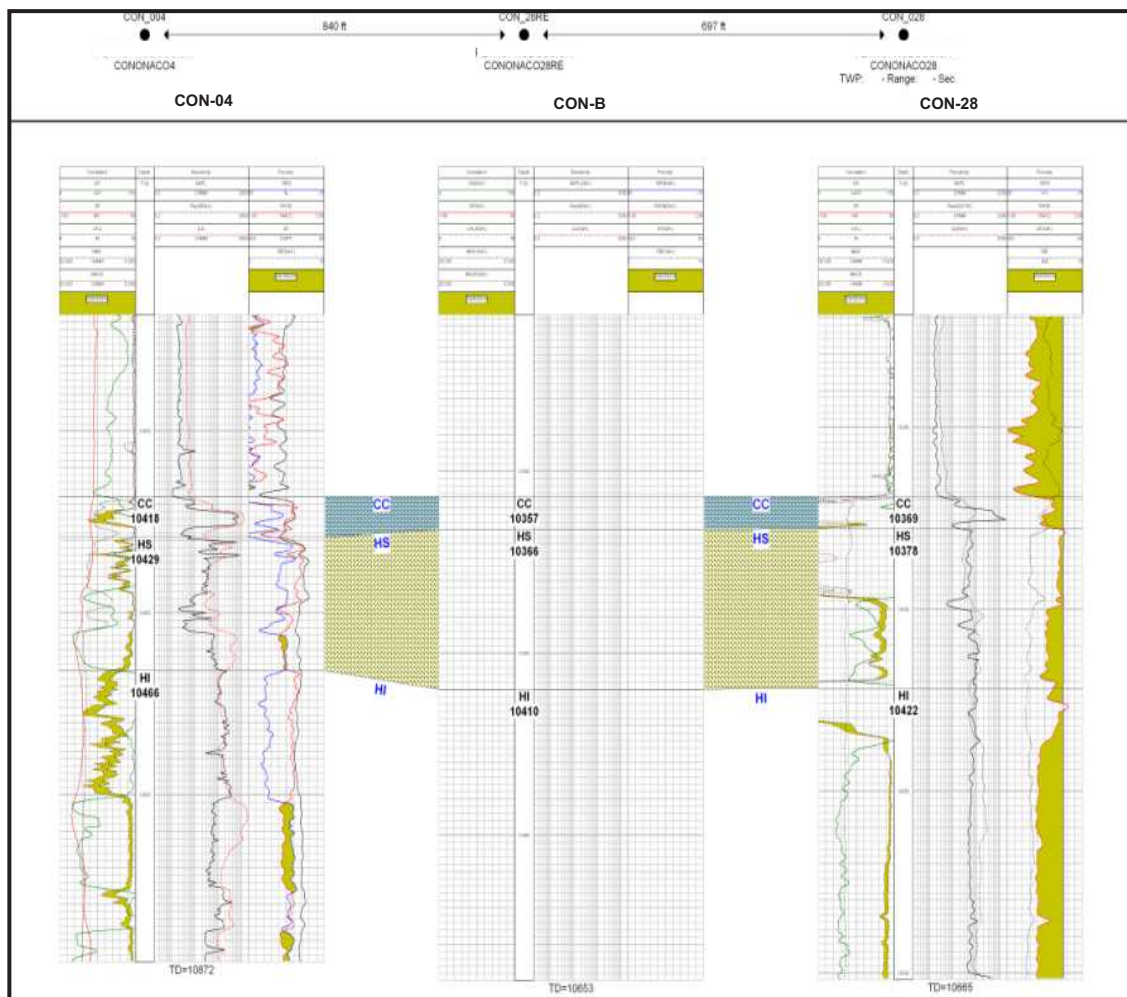


FUENTE: OilField Manager, EP PETROECUADOR
ELABORADO POR: Annabel Aráuz / Jorge Villagómez

En la Figura 4.7 se puede observar que existe continuidad de arena entre los pozos Con-04 y Con-28, por tal motivo y considerando que el pozo Cononaco 28 al momento se encuentra cerrado y tiene reservas por extraer, se recomienda

realizar una ventana entre éstos dos pozos. El pozo Con-28 fue cerrado por comunicación tubing-casing, la producción antes del daño fue de 220 BPPD, las reservas remanentes de éste pozo se las obtuvieron mediante el software OilField Manager (203.42 Mbbls), pero éste dato no es muy exacto debido a que para tener una buena proyección de producción y reservas, es necesario que el pozo haya producido de 2 a 3 años como tiempo mínimo, y en éste caso el pozo ha producido únicamente 8 meses.

FIGURA 4.7
CORTE ESTRATIGRÁFICO W-E (D-D') ENTRE LOS POZOS CON-04_B_28



FUENTE: OilField Manager, EP PETROECUADOR
ELABORADO POR: Annabel Aráuz / Jorge Villagómez

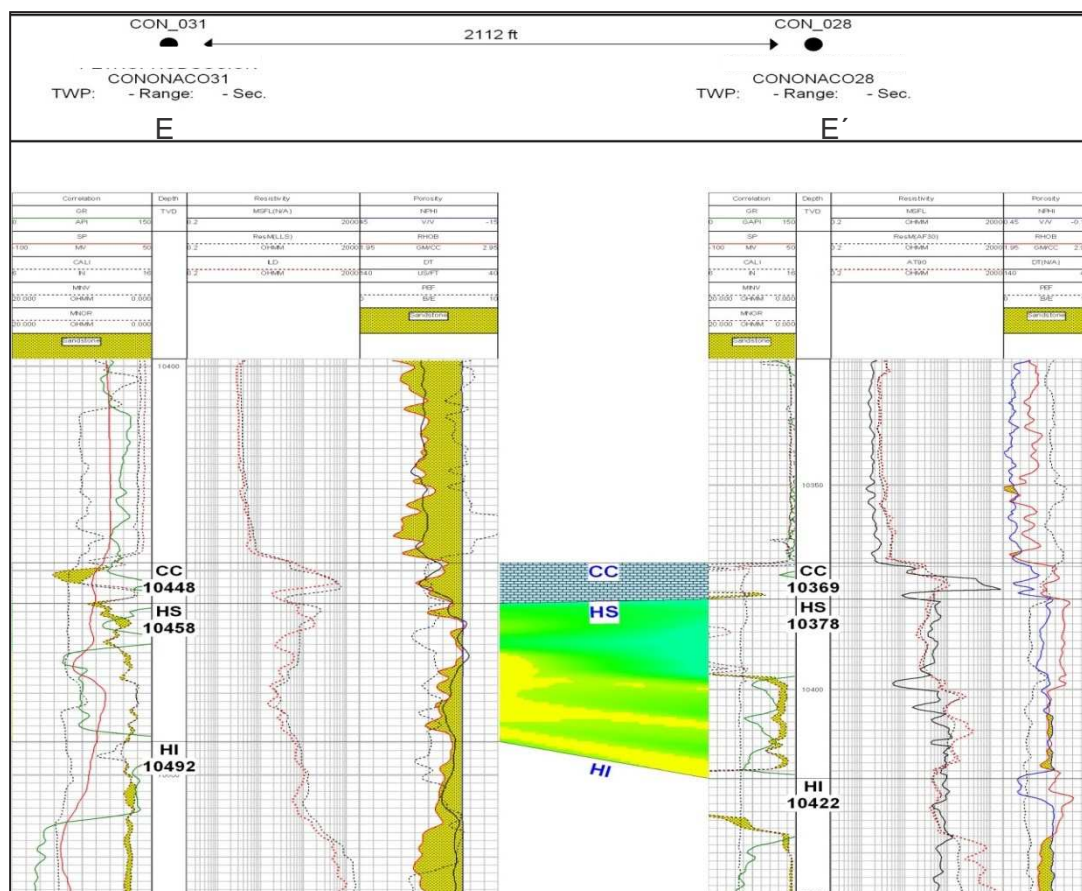
El objetivo de llegada que es el reservorio Hollín Superior en la ventana que se va a recomendar del pozo Con-28 va a estar ubicada a 200 metros del pozo Con-28, en dirección del pozo Cononaco-04.

Nota: EP PETROECUADOR trabaja con distancias de ventana a pozo entre 250 y 300 metros, pero debido a que el pozo Con-28 no avanzó a producir lo que se esperaba debido a que hubo comunicación tubing-casing, la ventana se la ubicó a 200 metros.

CONONACO 31 - CONONACO 28

En el corte estratigráfico E-E' (Figura 4.8), de dirección Suroeste-Noreste, se observa que existe arenisca con buenas propiedades petrofísicas.

FIGURA 4.8
CORTE ESTRATIGRÁFICO SW-NE (E-E') ENTRE LOS POZOS CON-31RE_28



FUENTE: OilField Manager, EP PETROECUADOR
ELABORADO POR: Annabel Aráuz / Jorge Villagómez

Luego de que haya producido el pozo Con-31RE, se recomienda realizar el respectivo análisis de reservas, para conocer si es factible ubicar una nueva ventana direccionado del Con-28 al Con-31RE.

4.3.1.2 Coordenadas de las ventanas propuestas

Del análisis de las correlaciones se recomienda las ventanas Con-A y Con-B, cuyas coordenadas se muestran en la Tabla 4.1.

TABLA 4.1

COORDENADAS DE LAS VENTANAS PROPUESTAS PARA LA FORMACIÓN HOLLÍN SUPERIOR DEL CAMPO CONONACO

VENTANA	POZO DE SALIDA	COORDENADA DE SALIDA		COORDENADA DE LLEGADA	
		X	Y	X	Y
CON-A	CON-09	284126.74	9887447.87	284303.95	9887652.28
CON-B	CON-28	284172.56	9887448.00	283775.00	9886826.00

ELABORADO POR: Annabel Aráuz / Jorge Villagómez

La ubicación geográfica de las ventanas propuestas para la producción de la arena Hollín Superior en el Campo Cononaco se pueden observar en el Mapa Base del campo (Mapa 4.2).

4.3.1.3 Presiones del reservorio

El mapa isobárico (Mapa 4.3) se obtuvo mediante el programa OilField Manager, en el cual se puede observar que en la zonas en donde se propone las ventanas las presiones se encuentran alrededor de 3514 y 3507 PSI para la ventana Con-09RE, y para la ventana Con-28RE se tiene un rango de presión entre 3807 y 4100 PSI.

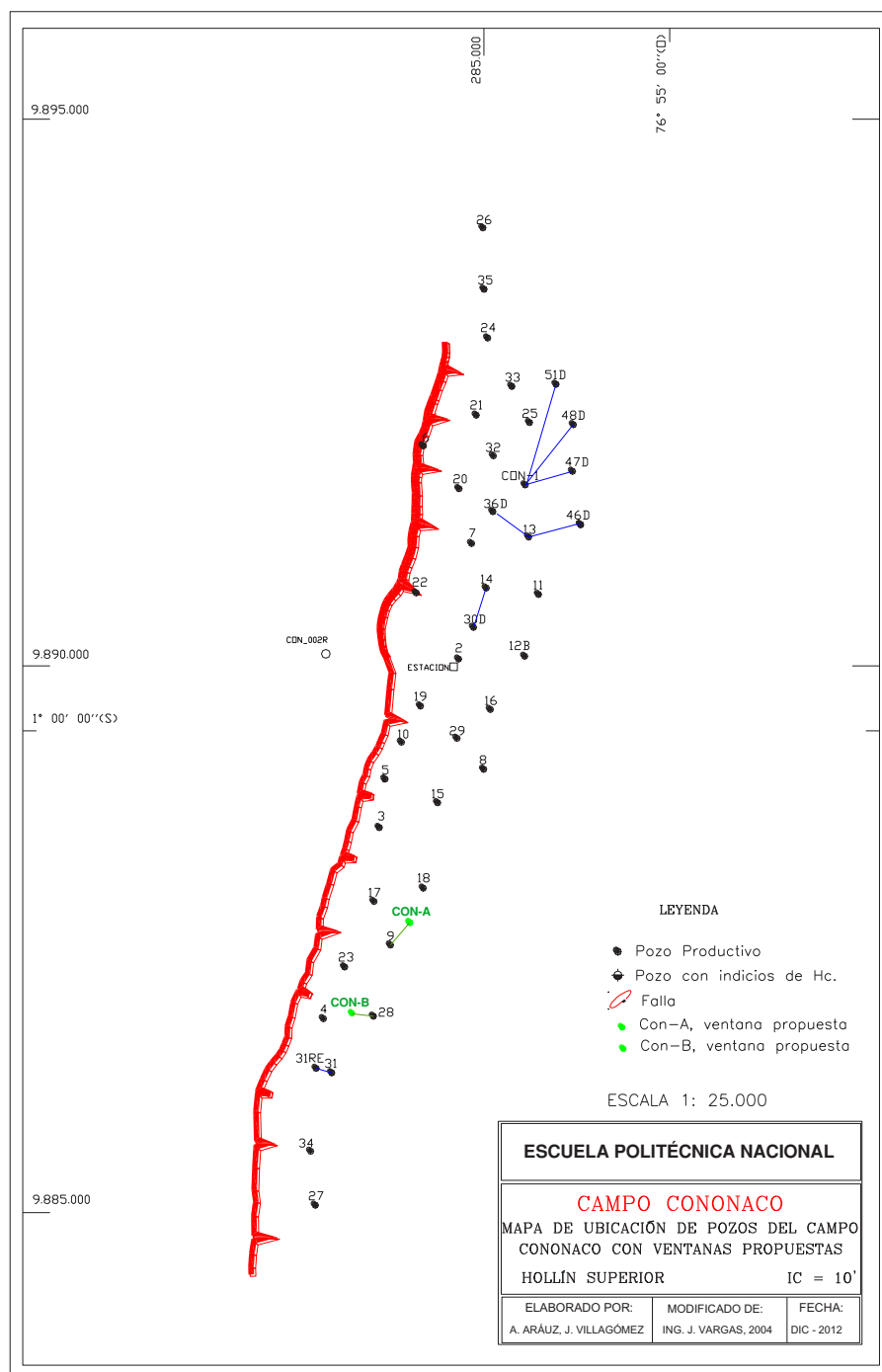
4.3.1.4 Reservas estimadas de las ventanas propuestas

Para el cálculo de reservas de las ventanas propuestas se va a aplicar el método volumétrico, debido a que se tienen los datos necesarios para la aplicación del mismo, puesto que requiere conocer las propiedades petrofísicas de las arenas

las mismas que fueron determinadas en los mapas geológicos elaborados en el capítulo 3, teniendo en cuenta que el espesor de arena para las nuevas ventanas se estima con el promedio de los espesores de arena de los pozos vecinos.

MAPA 4.2

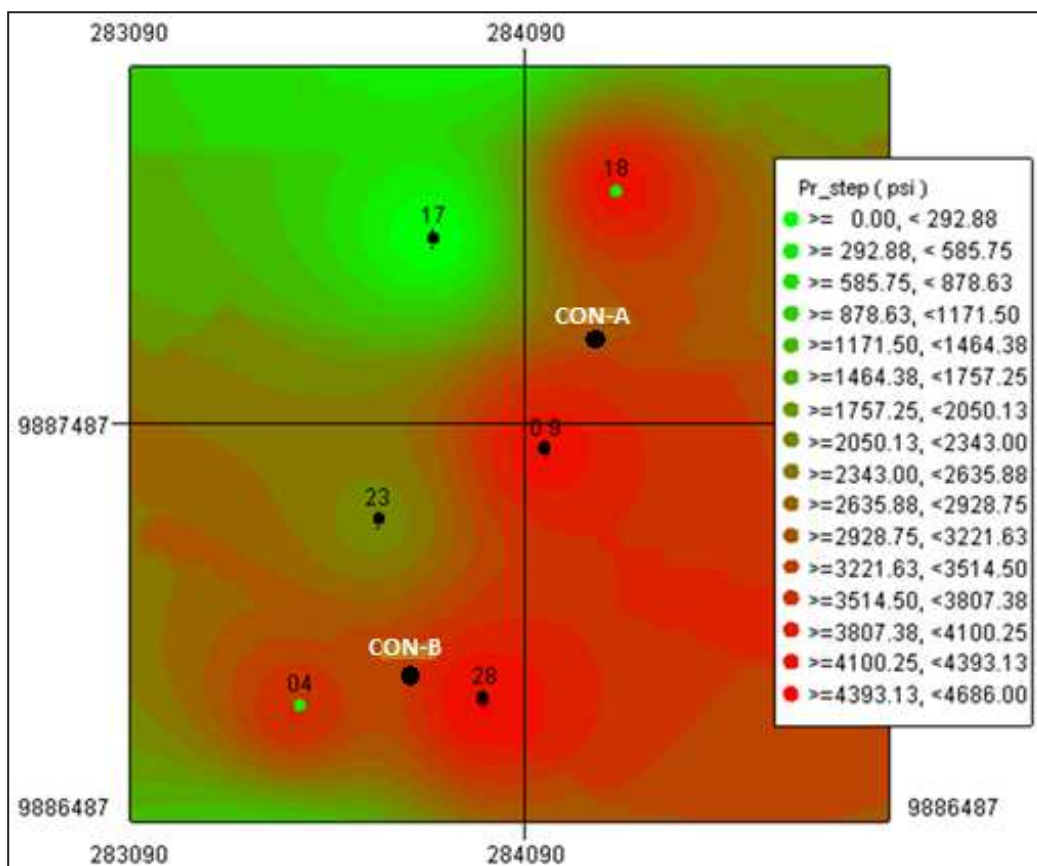
MAPA DE UBICACIÓN DE POZOS DEL CAMPO CONONACO CON VENTANAS PROPUESTAS, HOLLÍN SUPERIOR



ELABORADO POR: Annabel Aráuz / Jorge Villagómez

MAPA 4.3

MAPA ISOBÁRICO DE LA ZONA DE UBICACIÓN DE LAS VENTANAS PROPUESTAS PARA HOLLÍN SUPERIOR



FUENTE: OilField Manager, EP PETROECUADOR.
ELABORADO POR: Annabel Aráuz / Jorge Villagómez

4.3.1.5 Parámetros necesarios para el cálculo de reservas

Los parámetros necesarios para el cálculo de reservas son los siguientes:

Área de drenaje del pozo

El área de drenaje de las ventanas propuestas (Tabla 4.2) se las calculó entre las distancias de las ventanas propuestas y sus respectivos pozos cercanos, mediante las ecuaciones 2.22, 2.23 y 2.24.

TABLA 4.2
ÁREAS DE DRENAJE DE VENTANAS PROPUESTAS EN HOLLÍN SUPERIOR

VENTANA	DISTANCIA ENTRE POZOS (m)		DIÁMETRO DE DRENAJE (m)	RADIO DE DRENAJE (m)	ÁREA DE DRENAJE (Acres)
CON-A	Con-A/Con-09	300,00	421,00	210,50	34,40
	Con-A/Con-18	423,00			
	Con-A/Con-17	540,00			
CON-B	Con-B/Con-23	540,00	332,00	166,17	21,43
	Con-B/Con-04	257,00			
	Con-B/Con-28	200,00			

ELABORADO POR: Annabel Aráuz / Jorge Villagómez

Parámetros petrofísicos

Los valores del Espesor Neto Saturado de Hidrocarburo (Anexo 4.1), la Porosidad Efectiva (Anexo 4.2), y la Saturación de Agua (Anexo 4.3), para las ventanas propuestas son obtenidos de los mapas que se encuentran en sus respectivos anexos y cuyos valores se presentan de manera resumida en la Tabla 4.3.

TABLA 4.3
PROPIEDADES PETROFÍSICAS DE LAS VENTANAS PROPUESTAS EN HOLLÍN SUPERIOR

VENTANA	Ho (FT)	Φ (%)	Sw (%)
CON-A	25.00	12.00	18.00
CON-B	18.00	14.00	25.00

ELABORADO POR: Annabel Aráuz / Jorge Villagómez

Factor de recobro de la arena

El factor de recobro que actualmente utiliza EP PETROECUADOR para la arena Hollín Superior es de 47%.

Factor volumétrico del petróleo

El Factor Volumétrico obtenido de las pruebas PVT para la arena Hollín Superior es de 1.156 (BLS/BF)

4.3.1.6 Cálculo de reservas estimadas de las ventanas propuestas

La estimación de las reservas de las ventanas propuestas se realiza mediante el método volumétrico, reemplazando los datos petrofísicos obtenidos para las ventanas CON-A y CON-B en la Ecuación 2.26, para el cálculo de reservas. Los resultados se presentan en la Tabla 4.4.

TABLA 4.4
RESERVAS DE LAS VENTANAS PROPUESTAS EN HOLLÍN SUPERIOR

CAMPO CONONACO DEPARTAMENTO DE YACIMIENTOS VENTANAS: HOLLÍN SUPERIOR									
CALCULO DE PETROLEO EN SITIO Y RESERVAS									
VENTANA	F.Conv.BL	AREA (ACRES)	Ho (Ft)	So (frac)	Φ (frac)	Boi. (BL/BF)	POES (BF)	FR (frac)	RESERVAS ESTIMADAS (BF)
CON-A	7.758	34,4	25	0,82	0,12	1,156	567.918	0,47	266.921
CON-B	7.758	21,4	18	0,75	0,14	1,156	271.817	0,47	127.754

ELABORADO POR: Annabel Aráuz / Jorge Villagómez

4.3.1.7 Predicción de la producción de las ventanas propuestas

La predicción de la producción se la realiza de acuerdo a las reservas totales de cada ventana calculadas en el ítem anterior y haciendo uso del programa recomendado por el Departamento de Yacimientos de EP-PETROECUADOR bajo las siguientes consideraciones:

- Caudal Inicial: Se asume un caudal inicial de producción de las ventanas para lo cual tomaremos el promedio de los caudales de los pozos cercanos a las ventanas propuestas (Tabla 4.5).

- Tasa mínima rentable: 50 BPPD, tasa impuesta por EP-PETROECUADOR para que un pozo sea económicamente rentable.

TABLA 4.5
CAUDALES INICIALES DE LAS VENTANAS PROPUESTAS

VENTANA PROPUESTA	POZOS VECINOS	BPPD	BAPD	PROMEDIO BPPD PARA LA VENTANA
CON - A	CON-09	239	954	106
	CON-18	56	55	
	CON-17	22	64	
CON - B	CON-23	265	264	220
	CON-04	175	150	
	CON-28	220	94	

ELABORADO POR: Annabel Aráuz / Jorge Villagómez

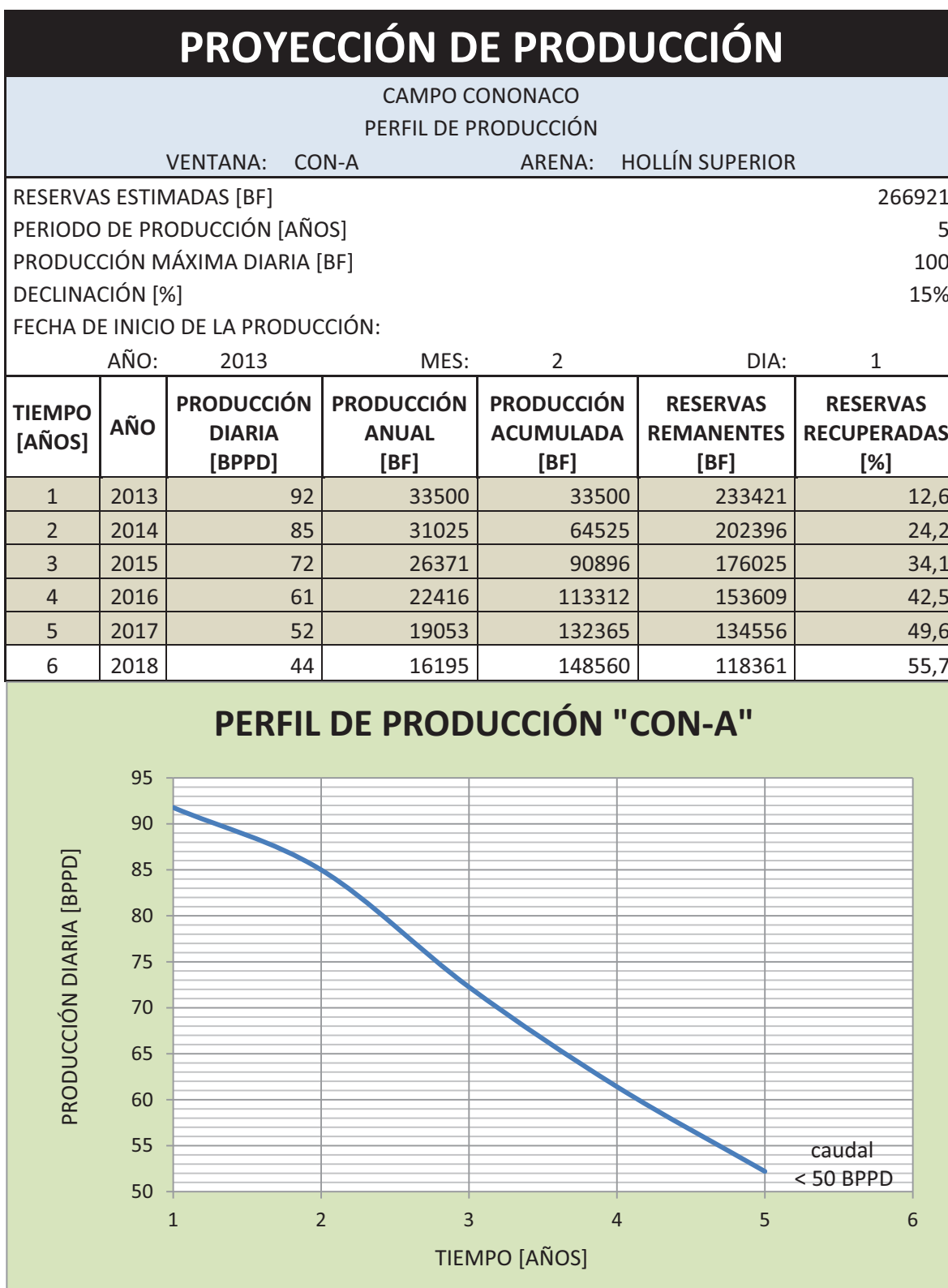
De la proyección de producción de la ventana CON-A (Figura 4.9), se determina un tiempo de producción de 5 años con un caudal inicial de 100 BPPD el mismo que presenta una declinación anual del 15%, después de este período de tiempo el caudal de producción será menor a los 50 BPPD recomendados por EP PETROECUADOR, por lo que se suspende la producción del pozo.

De la proyección de producción de la ventana CON-B (Figura 4.10), se determina un tiempo de producción de cerca de 2 años con un caudal inicial de 200 BPPD el mismo que presenta una declinación anual del 15%. Para el segundo año se cierra la producción de este pozo debido a que las reservas estimadas a esta fecha probablemente se habrán agotado.

4.3.2 HOLLÍN INFERIOR

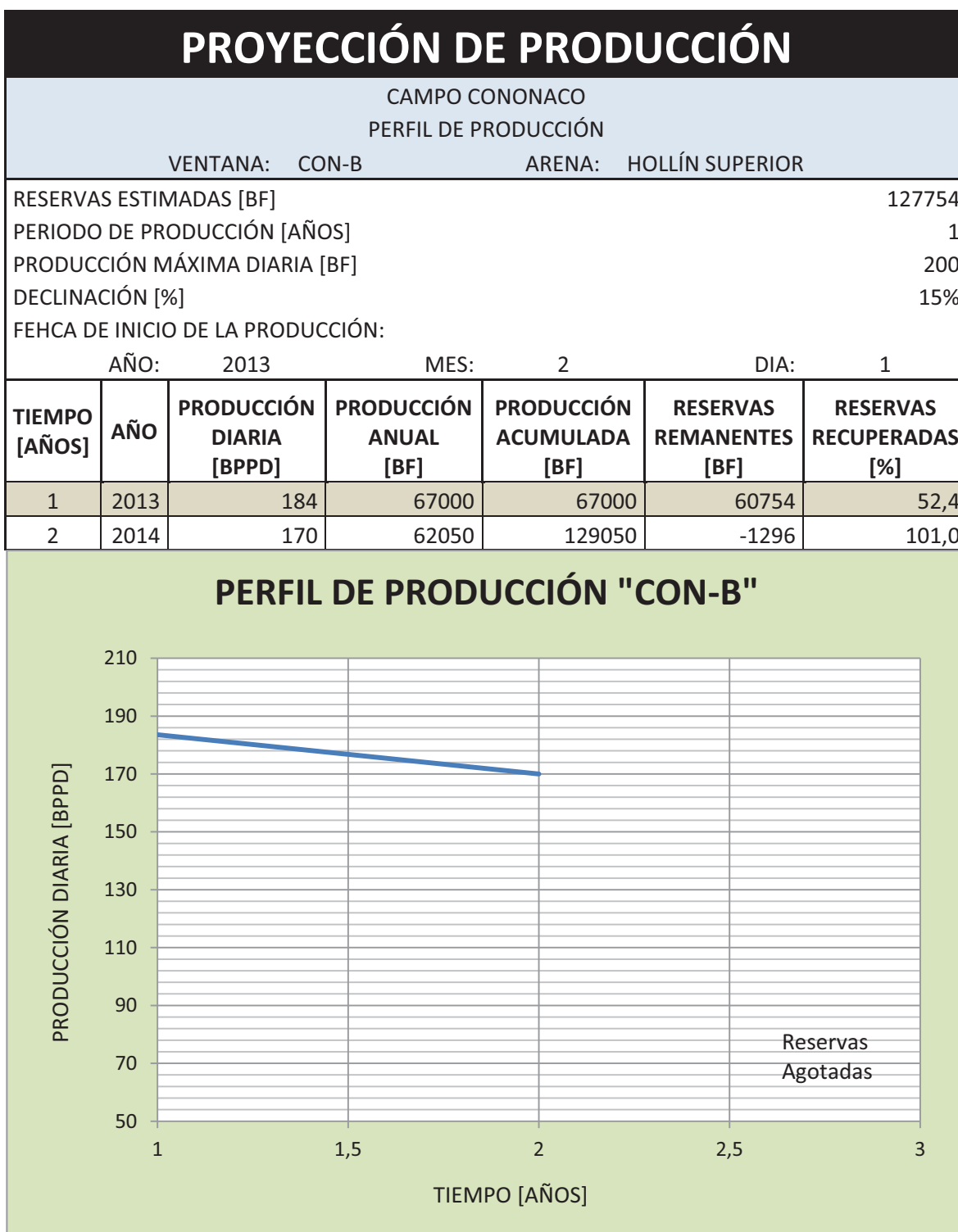
Para seleccionar la zona en donde se van a ubicar los pozos de relleno y/o ventanas se necesitan los historiales de producción de cada uno de los pozos del Campo Cononaco y mapa estructural de las zonas.

FIGURA 4.9
PROYECCIÓN DE PRODUCCIÓN DE LA VENTANA CON-A



ELABORADO POR: Annabel Aráuz / Jorge Villagómez

FIGURA 4.10
PROYECCIÓN DE PRODUCCIÓN DE LA VENTANA CON-B



ELABORADO POR: Annabel Aráuz / Jorge Villagómez

Para la arena Hollín Inferior no se van a realizar correlaciones, debido a que ésta arena es continua, y no es necesario visualizar la continuidad o no lateral de la arena.

4.3.2.1 Selección de pozos de relleno a través de la apertura de ventanas- Hollín Inferior

Se seleccionó la ubicación de las ventanas que se mencionan a continuación, de acuerdo a las características de los pozos aledaños a la zona, las cuales se pudieron observar mediante el análisis de los historiales de producción, a la cantidad de reservas remanentes de los pozos de esta zona y a la ubicación estructural de las nuevas ventanas.

La ubicación de cada uno de ellos se encuentra en el Mapa 4.4

CON-A

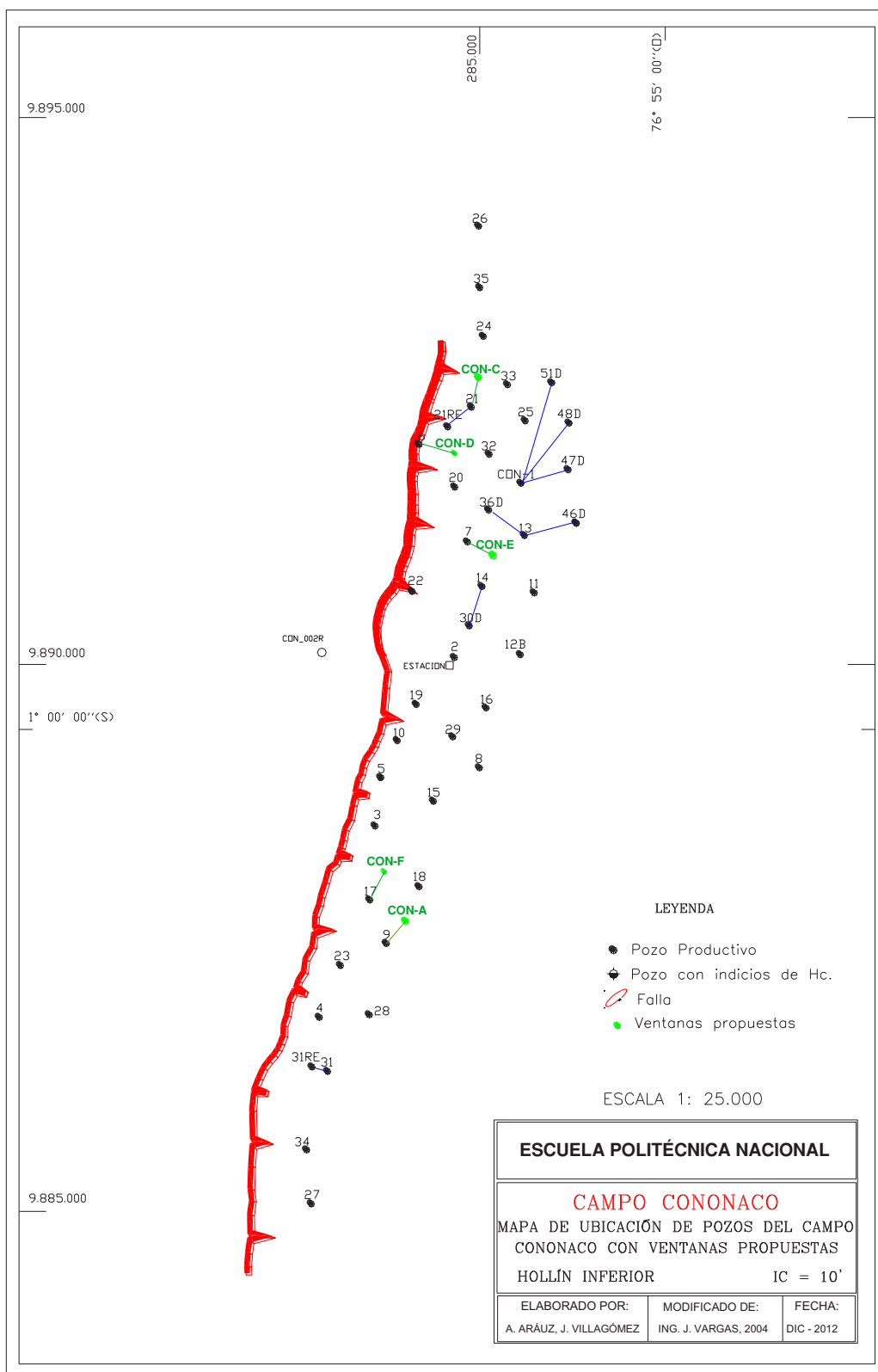
El pozo Con-A ya se seleccionó anteriormente para realizar la ventana y producir la arena Hollín Superior, se ha elegido realizar la ventana hasta la arena Hollín Inferior por las características de los pozos aledaños que se presentan a continuación:

El pozo Con-09 actualmente se encuentra cerrado, tiene reservas remanentes de 2123,56 Mbbls, ésta arena produjo un caudal final de 590 BPPD y 130BAPD.

El pozo Con-17 fue cerrado debido a que el corte de agua se incrementó, pero presenta reservas remanentes de 100,31 Mbbls

El pozo Con-18 actualmente se encuentra en producción, pero presenta reservas remanentes 656,08 Mbbls.

MAPA 4.4
MAPA DE UBICACIÓN DE POZOS DEL CAMPO CONONACO CON VENTANAS PROPUESTAS, HOLLÍN INFERIOR



ELABORADO POR: Annabel Aráuz / Jorge Villagómez

CON-C

Los pozos que se encuentran en esta zona son los siguientes:

El pozo Con 21, presenta unas reservas remanentes de 1601,26 Mbbls, el pozo es cerrado por averías de la bomba, tiene un alto corte de agua pero su producción de petróleo también era significativa (459 MBPPD).

El pozo Con 24, actualmente se encuentra produciendo, tiene unas reservas remanentes de 809,55 Mbbls.

El pozo Con 33, actualmente se encuentra produciendo, tiene unas reservas remanentes de 566,76 Mbbls.

La ventana propuesta sale del pozo 21 y llega a una distancia de 300 metros

CON-D

Los pozos que se encuentran en esta zona son los siguientes:

El pozo Con-6, está cerrado para las arenas de la formación Hollín porque el corte de agua fue de 100%, actualmente produciendo de la arena U.

El pozo Con-21RE, actualmente se encuentra produciendo de esta arena y posee aun reservas remanentes de 1521,65 Mbbls de petróleo.

El pozo Con-20, el pozo es cerrado por alto corte de agua, pero posee reservas remanentes de 520,94 Mbbls de petróleo.

La ventana propuesta sale del pozo Con-6 y llega a una distancia de 300 metros.

CON-E

Los pozos que se encuentran en esta zona son los siguientes:

El pozo Con-7, la ventana sale desde este pozo y se encuentra a una distancia de 270 metros

El pozo Con-13, el pozo fue cerrado para Hollín Inferior debido al incremento del corte de agua, tiene unas reservas remanentes de 518.61 Mbbls de petróleo. Actualmente el Con-13 se encuentra produciendo de la arena TI.

El pozo Con-14, el pozo es cerrado por problemas de la bomba (taponado con arena, escala y asfaltenos), sus reservas remanentes son de 780,84 Mbbls. En la actualidad el pozo se encuentra produciendo de la arena TI y TS.

La ventana sale desde el pozo Con-07 y sus coordenadas de salida se encuentran a una distancia de 270 metros.

CON-F

Los pozos que se encuentran en esta zona son los siguientes:

El pozo Con-3 es cerrado debido a un posible daño mecánico del pozo, las reservas remanentes de este pozo son de 341,96 Mbbls. Actualmente se encuentra produciendo la arena TI.

El pozo Con-17 fue cerrado debido a que el corte de agua se incrementó, pero presenta reservas remanentes de 100,31 Mbbls.

El pozo Con-18 actualmente se encuentra en producción, pero presenta reservas remanentes 656,08 Mbbls.

La ventana propuesta sale desde el pozo Con-17 y sus coordenadas de salida se encuentran a una distancia de 290 metros.

Coordenadas de las ventanas propuestas

Analizando los historiales de producción, reservas remanentes de cada uno de los pozos y los altos estructurales de la arena Hollín Inferior, se ubicó las ventanas a perforar CON-A, CON-C, CON-D, CON-E y CON-F (Mapa 4.4), cuyas coordenadas se presentan en la Tabla 4.6.

TABLA 4.6

COORDENADAS DE LAS VENTANAS PROPUESTAS PARA LA FORMACIÓN HOLLÍN INFERIOR DEL CAMPO CONONACO

VENTANA	POZO DE SALIDA	COORDENADA DE SALIDA		COORDENADA DE LLEGADA	
		X	Y	X	Y
CON-A	CON-09	284126.74	9887447.87	284303.95	9887652.28
CON-C	CON-21	284955.19	9892283.67	284972.81	9892625.00
CON-D	CON-06	284474.84	9892013.00	284780.00	9891926.85
CON-E	CON-07	285108.17	9890996.73	285108.17	9890996.74
CON-F	CON-17	283999.74	9887848.09	284132.87	9888100.98

ELABORADO POR: Annabel Aráuz / Jorge Villagómez

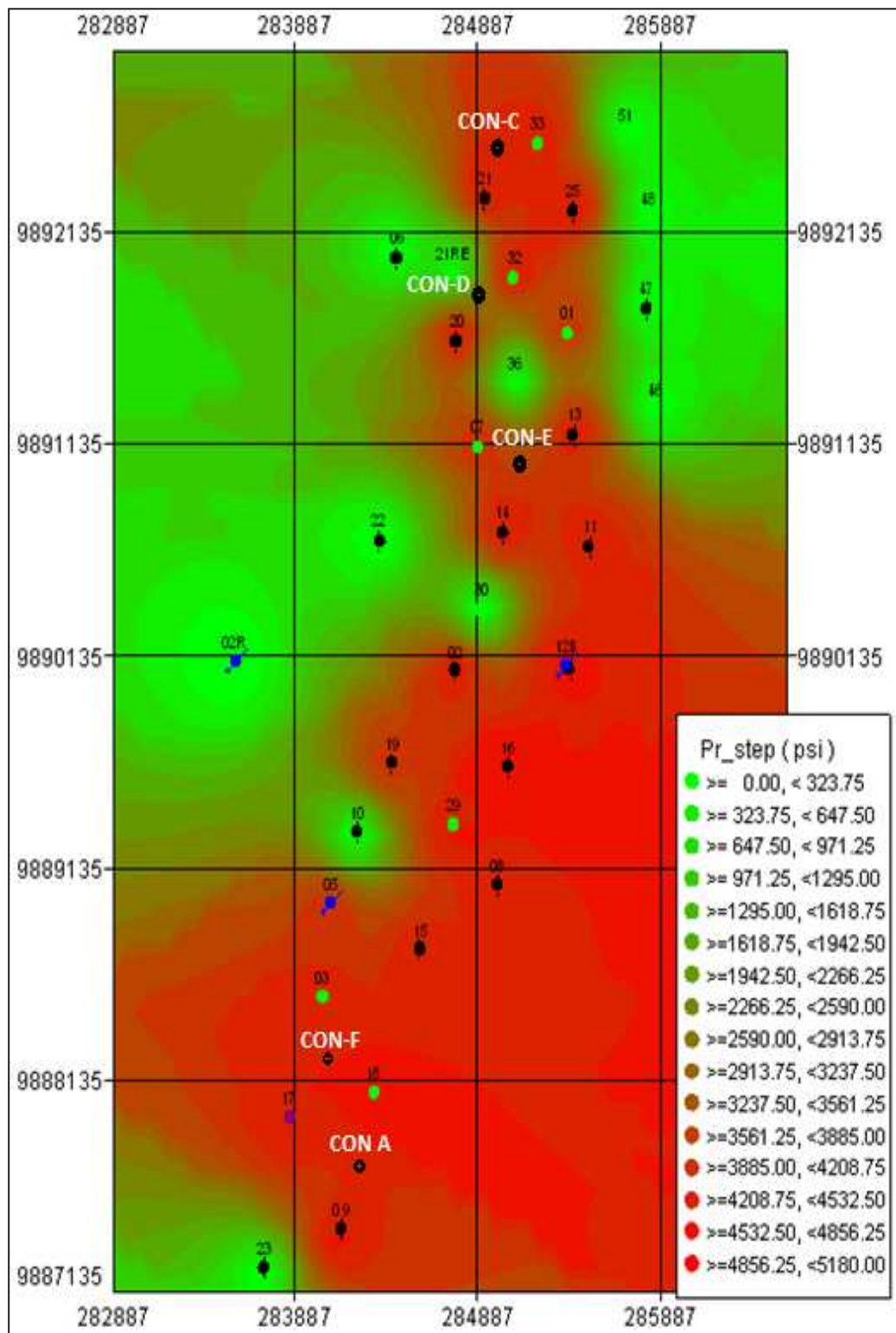
La ubicación de las ventanas propuestas para la producción de la arena Hollín Inferior en el Campo Cononaco y la dirección de su trayectoria se pueden observar en el Mapa Base del campo (Mapa 4.4).

4.3.2.2 Presiones del reservorio

El mapa isobárico (Mapa 4.5) se obtuvo mediante el programa OilField Manager, en el cual se puede observar que en las zonas en donde se propone las ventanas las presiones se encuentran alrededor de 4208 y 4856 PSI.

MAPA 4.5

MAPA ISOBÁRICO DE LA ZONA DE UBICACIÓN DE LAS VENTANAS PROPUESTAS PARA HOLLÍN INFERIOR



FUENTE: OilField Manager, EP PETROECUADOR
ELABORADO POR: Annabel Aráuz / Jorge Villagómez

4.3.2.3 Contacto agua petróleo

El contacto agua petróleo es el nivel más bajo dentro del reservorio hasta donde se puede encontrar presencia de petróleo, el mismo que se lo puede determinar utilizando los registros eléctricos, tomando en consideración los siguientes puntos que pueden ser indicativos de dicho contacto:

- Una deflexión brusca de la curva de resistividad profunda.
- La curva de resistividad total mantiene un valor bajo mientras se encuentra presente en zona de arena.

En la Tabla 4.7 se presenta el contacto agua – petróleo para algunos pozos del campo Cononaco a las profundidades del reservorio Hollín Inferior.

TABLA 4.7

DETALLE DE LAS PROFUNDIDADES DEL CONTACTO AGUA-PETRÓLEO PARA LA ARENA HOLLÍN INFERIOR DEL CAMPO CONONACO

POZO	CAP [FT]	POZO	CAP [FT]
CON-01	-9595	CON-18	-9585
CON-04	-9587	CON-20	-9590
CON-06	-9628	CON-21	-9588
CON-11	-9544	CON-22	-9595
CON-12B	-9607	CON-23	-9606
CON-13	-9583	CON-24	-9594
CON-14	-9601	CON-25	-9592
CON-16	-9604	CON-27	-9600
CON-17	-9586	-	-

FUENTE: Actualización de Reservas del Campo Cononaco, 2008. Actividad 4
ELABORADO POR: Annabel Aráuz / Jorge Villagómez

El pozo inicial, Cononaco-1, tuvo un contacto agua-petróleo a –9595 pies (b.n.m). Muchos de los nuevos pozos tienen el mismo contacto más o menos 10 pies arriba del pozo Con-01. Esto indica que, en algunas áreas del campo, el contacto no se ha movido en al menos 20 años de producción. Esta pequeña variación en

los contactos es un resultado del hecho que los pozos no sean siempre completamente verticales. El pozo Cononaco-6 fue particularmente problemático

El contacto agua-petróleo, fue seleccionado basándose en el registro a –9628 pies (b.n.m), que es significativamente más profundo que cualquier otro pozo.

Casi ciertamente el pozo Con-01 no es vertical, ya que fue perforado muy cercano a la terminación de la falla del campo, donde se da una combinación de pendiente extrema y fracturación inducida por la falla.

Todos los contactos agua-petróleo están definidos a partir de los registros eléctricos localizados en la arena Hollín Inferior. Los valores del C.A.P. fueron promediados, resultando en un valor final de –9594 pies (b.n.m), que (dentro de los límites de la exactitud) es el mismo que el pozo inicial, Cononaco-1 (-9595 pies b.n.m). Consecuentemente, para propósitos de cálculos volumétricos, se asignó al contacto un valor de –9595 pies b.n.m. Cononaco-11 fue excluido del promedio porque tiene un valor inusualmente alto, –9544 pies (b.n.m), que podría indicar una rápida invasión desde abajo, ó conificación.

4.3.2.3.1 Contacto agua petróleo para las ventanas propuestas en Hollín Inferior

Para la ubicación de pozos de relleno o ventanas en la arena Hollín Inferior se toma en cuenta el C.A.P. del pozo del cual se va a abrir la ventana, debido a que no se quiere ubicar estas ventanas cerca del mismo y luego producir agua.

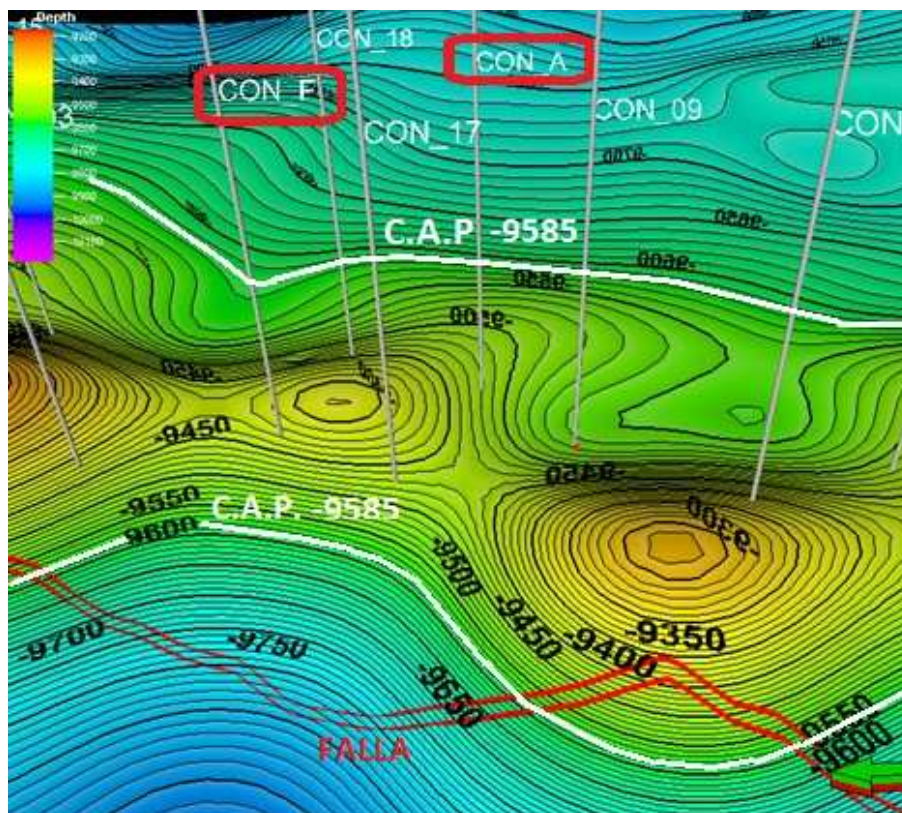
Del software para modelamiento de reservorios “Petrel”, se tomó las gráficas y se ubicó los contactos agua-petróleo para cada una de las ventanas de la arena Hollín Inferior.

Los C.A.P. se ubicaron de acuerdo a los registros eléctricos de los pozos aledaños.

VENTANAS CON-A Y CON-F

Como se puede observar en la Figura 4.11, el contacto agua-petróleo para las ventanas Con-A y Con-F es de -9585 pies de profundidad, con lo cual se demuestra que las ventanas propuestas se encuentran dentro de la zona de producción del Campo Cononaco y no se va a tener producción de agua inmediatamente.

FIGURA 4.11
CONTACTO AGUA-PETRÓLEO DE LAS VENTANAS CON-A Y CON-F



FUENTE: Petrel, EP PETROECUADOR
ELABORADO POR: Annabel Aráuz / Jorge Villagómez

VENTANA CON-E

El contacto agua-petróleo para la ventana Con-E (Figura 4.12), se encuentra ubicado a -9583 pies de profundidad, éste contacto se lo ubicó acorde a los datos del C.A.P. de los pozos aledaños a la ventana, el Con-13 presenta el C.A.P. a -

9583 y el pozo Con-14 presenta el C.A.P. a -9601, se tomó el valor más bajo, ya que como se mencionó anteriormente el contacto agua petróleo promedio está a -9595 pies bajo el nivel del mar, tomando en cuenta que el C.A.P. de los pozos nuevos tiene más o menos 10 pies del valor referencial. En la Figura 4.12 se presenta la ubicación de la ventana nueva en la estructura del Campo Cononaco y el contacto agua-petróleo de esa zona.

FIGURA 4.12
CONTACTO AGUA PETRÓLEO DE LA VENTANA CON-E

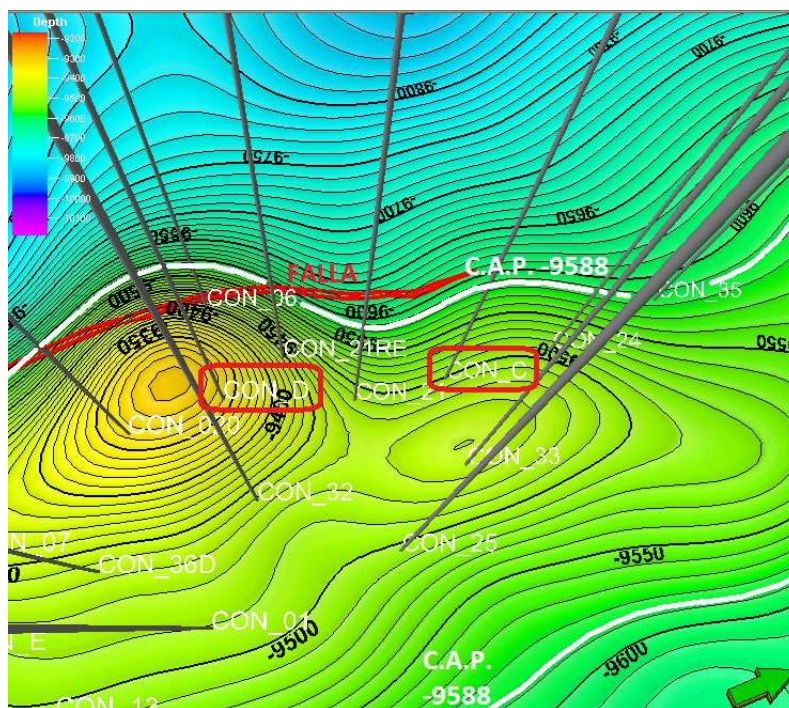


FUENTE: Petrel, EP PETROECUADOR
ELABORADO POR: Annabel Aráuz / Jorge Villagómez

VENTANAS CON-C Y CON-D

En la Figura 4.13 se observa que las ventanas Con-C y Con-D se encuentran en el alto estructural de la formación Hollín Inferior y el C.A.P. en ésta zona se encuentra a -9588 acorde al dato del Con-21 ubicado cerca de éstas ventanas propuestas. Debido a que los pozos se encuentran en el alto estructural, no producirán inmediatamente agua.

FIGURA 4.13
CONTACTO AGUA PETRÓLEO DE LAS VENTANAS CON-C Y CON-D



FUENTE: Petrel, EP PETROECUADOR
ELABORADO POR: Annabel Aráuz / Jorge Villagómez

4.3.2.4 Reservas estimadas de las ventanas propuestas

Para el cálculo de reservas de las ventanas propuestas se va a aplicar el método volumétrico al igual que para la arenisca Hollín Superior, debido a que se tienen las propiedades petrofísicas necesarias para su aplicación.

4.3.2.5 Parámetros necesarios para el cálculo de reservas

Los parámetros necesarios para el cálculo de reservas son los siguientes:

Área de drenaje del pozo

El área de drenaje de las ventanas propuestas (Tabla 4.8) se las calculó entre las distancias de las ventanas propuestas y sus respectivos pozos cercanos, mediante las ecuaciones 2.22, 2.23 y 2.24.

TABLA 4.8
ÁREAS DE DRENAJE DE VENTANAS PROPUESTAS EN HOLLÍN INFERIOR

DISTANCIA ENTRE POZOS (m)		DIÁMETRO PROMEDIO (m)	RADIO DE DRENAJE (m)	ÁREA DE DRENAJE (acres)
Con-A/Con-09	300,00	421,00	210,50	34,40
Con-A/Con-18	423,00			
Con-A/Con-17	540,00			
Con-C/Con-21	300,00	317,00	158,67	19,54
Con-C/Con-33	277,00			
Con-C/Con-24	375,00			
Con-D/Con-06	300,00	276,00	137,83	14,75
Con-D/Con-21RE	250,00			
Con-D/Con-20	277,00			
Con-E/Con-7	270,00	303,00	151,50	17,82
Con-E/Con-14	300,00			
Con-E/Con-13	339,00			
Con-F/Con-17	290,00	357,00	178,33	24,69
Con-F/Con-18	350,00			
Con-F/Con-3	430,00			

ELABORADO POR: Annabel Aráuz / Jorge Villagómez

Parámetros Petrofísicos

Los valores del Espesor Neto Saturado de Hidrocarburo, h_o (Anexo 4.4), la Porosidad Efectiva, ϕ_e (Anexo 4.5), y la Saturación de Agua, S_w (Anexo 4.6), para las ventanas propuestas son obtenidos de los mapas que se encuentran en sus respectivos anexos y cuyos valores se presentan de manera resumida en la Tabla 4.9.

Factor de recobro de la arena

El factor de recobro (Fr), que hasta la actualidad utiliza EP PETROECUADOR para la arena Hollín Inferior es de 45%.

Factor volumétrico del petróleo

El Factor Volumétrico (β_{oi}), obtenido de las pruebas PVT para la arena Hollín

Inferior es de 1.088 (BLS/BF).

TABLA 4.9

PROPIEDADES PETROFÍSICAS DE LAS VENTANAS PROPUESTAS EN HOLLÍN INFERIOR.

POZO	Ho (ft)	Φ (%)	Sw (%)
CON-A	38	15	18
CON-C	70	15.5	15
CON-D	60	16	27
CON-E	75	17	12
CON-F	60	16	25

ELABORADO POR: Annabel Aráuz / Jorge Villagómez

4.3.2.6 Cálculo de reservas estimadas de las ventanas propuestas

El cálculo de las reservas de las ventanas para Hollín Inferior se lo realiza de la misma manera que para las ventanas de Hollín Superior, reemplazando los datos petrofísicos obtenidos para las ventanas CON-A, CON-C, CON-D, CON-E y CON-F, en la ecuación para el cálculo de reservas (Ec 2.26). Los resultados obtenidos se presentan en la Tabla 4.10.

TABLA 4.10

RESERVAS DE LAS VENTANAS PROPUESTAS EN HOLLÍN INFERIOR

CAMPO CONONACO									
DEPARTAMENTO DE YACIMIENTOS									
VENTANAS: HOLLÍN INFERIOR									
CALCULO DE PETROLEO EN SITIO Y RESERVAS									
VENTANA	F.Conv.BL	AREA (ACRES)	Ho (Pies)	So (frac)	Φ (frac)	Boi. (BL/BF)	POES (BF)	FR (fracc)	RESERVAS ESTIMADAS (BF)
CON-A	7.758	34,40	38	0,82	0,15	1,088	1.146.484	0,45	515.918
CON-C	7.758	19,54	70	0,85	0,155	1,088	1.284.973	0,45	578.238
CON-D	7.758	14,75	60	0,73	0,16	1,088	737.067	0,45	331.680
CON-E	7.758	17,82	75	0,88	0,17	1,088	1.425.678	0,45	641.555
CON-F	7.758	24,69	60	0,75	0,16	1,088	1.267.577	0,45	570.410

ELABORADO POR: Annabel Aráuz / Jorge Villagómez

4.3.2.7 Predicción de la producción de las ventanas propuestas

La predicción de la producción se la realiza de acuerdo a las reservas totales de cada ventana calculadas por el método volumétrico en el ítem anterior y haciendo uso del programa recomendado por el Departamento de Yacimientos de EP-PETROECUADOR bajo las siguientes consideraciones:

- Caudal Inicial: Se asume un caudal inicial de producción de las ventanas para lo cual tomaremos el promedio de los caudales de los pozos cercanos a las ventanas propuestas (Tabla 4.11).
- Tasa mínima rentable: 50 BPPD, tasa impuesta por EP-PETROECUADOR para que un pozo sea económicamente rentable.

TABLA 4.11
CAUDALES INICIALES DE LAS VENTANAS PROPUESTAS

VENTANA PROPUESTA	POZOS VECINOS	BPPD	BAPD	PROMEDIO BPPD
CON - A	CON-09	590	129	293
	CON-18	230	689	
	CON-17	58	174	
CON - C	CON-21	459	1180	320
	CON-33	233	1223	
	CON-24	268	690	
CON - D	CON-21RE	475	4	366
	CON-32	194	1752	
	CON-20	334	500	
	CON-21	459	1180	
CON - E	CON-07	202	4	253
	CON-13	181	1334	
	CON-14	377	3	
CON - F	CON-17	58	174	135
	CON-18	230	689	
	CON-03	117	199	

ELABORADO POR: Annabel Aráuz / Jorge Villagómez

Las proyecciones de producción de las ventanas a perforarse CON-A, CON-C, CON-D, CON-E y CON-F se presentan en las Figuras 4.14, 4.15, 4.16, 4.17 y 4.18, respectivamente.

De la proyección de producción de la ventana CON-A de Hollín Inferior (Figura 4.14), se determina un tiempo de producción de 9 años con un caudal inicial de 250 BPPD el mismo que presenta una declinación anual del 13%. Para el décimo año no se tendrá producción de pozo puesto que las reservas remanentes a esta fecha probablemente se habrán agotado.

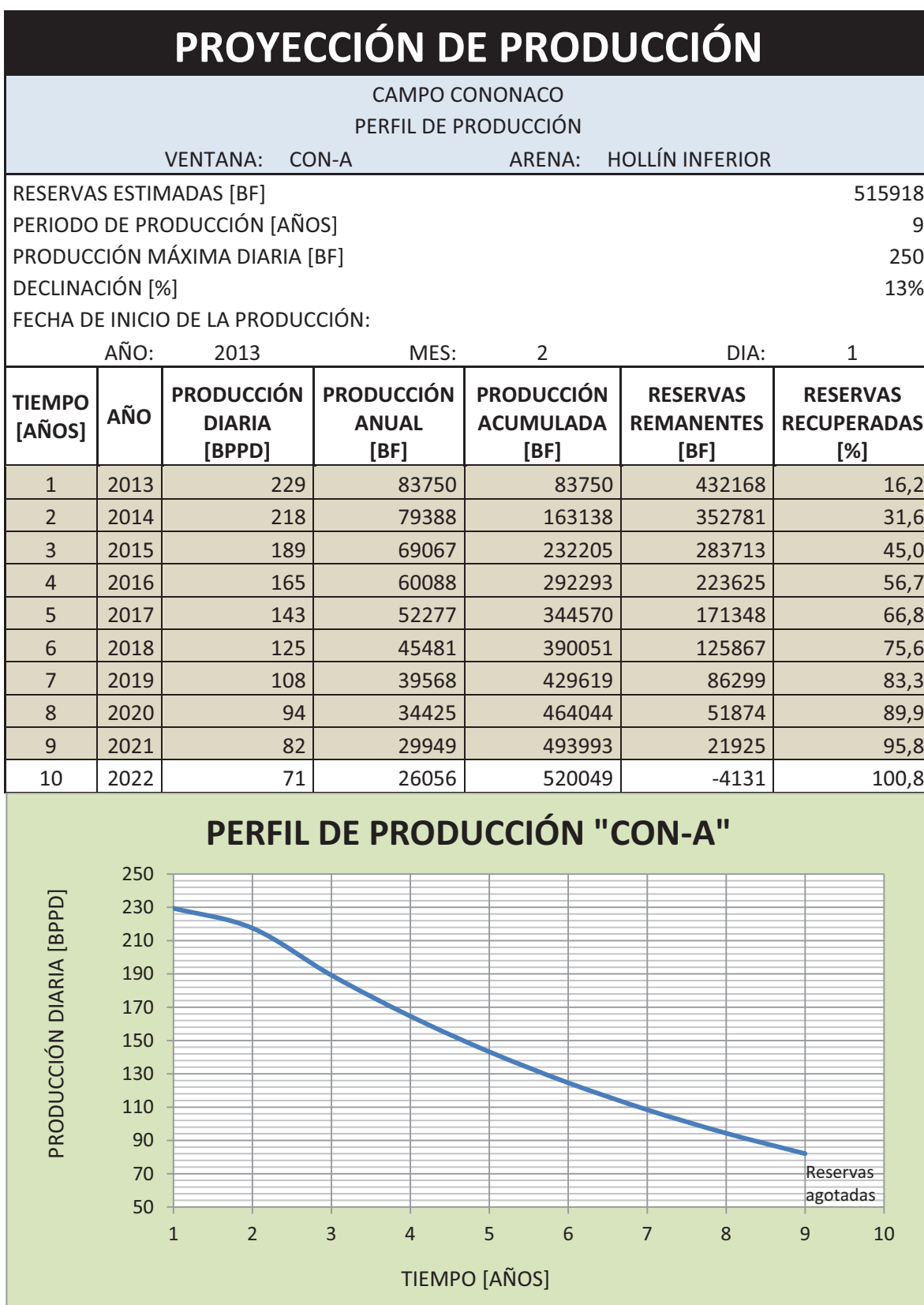
De la proyección de producción de la ventana CON-C (Figura 4.15), se determina un tiempo de producción de 8 años con un caudal inicial de 300 BPPD el mismo que presenta una declinación anual del 13%. Para el noveno año no se tendrá producción del pozo puesto que las reservas remanentes a esta fecha probablemente se habrán agotado.

De la proyección de producción de la ventana CON-D (Figura 4.16), se determina un tiempo de producción de 4 años con un caudal inicial de 250 BPPD el mismo que presenta una declinación anual del 13%. Para el quinto año no se tendrá producción del pozo puesto que las reservas remanentes a esta fecha probablemente se habrán agotado.

De la proyección de producción de la ventana CON-E (Figura 4.17), se determina un tiempo de producción de 12 años con un caudal inicial de 250 BPPD el mismo que presenta una declinación anual del 13%, después de este período de tiempo el caudal de producción será menor a los 50 BPPD recomendados por EP PETROECUADOR, por lo que se suspende la producción del pozo.

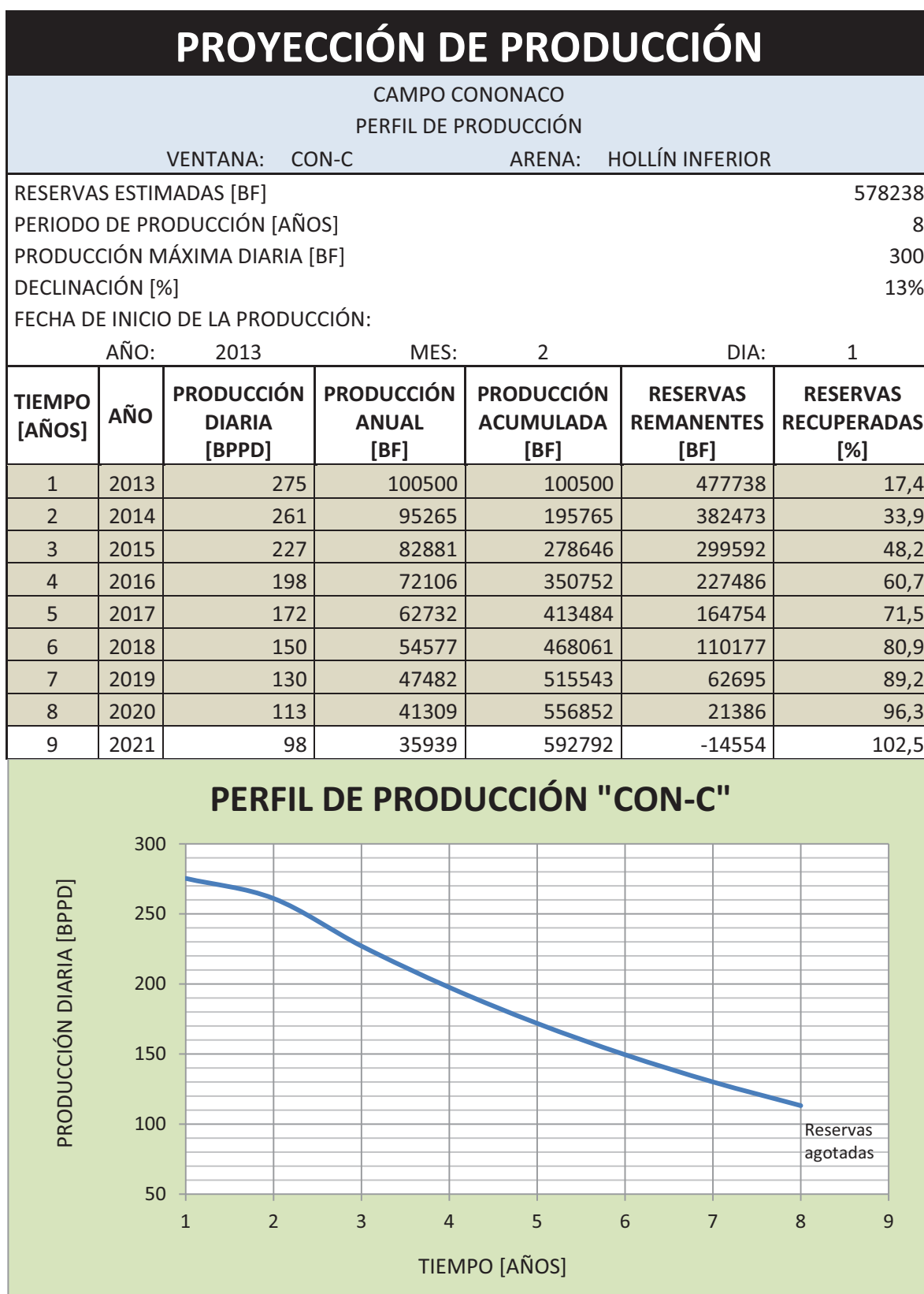
De la proyección de producción de la ventana CON-F (Figura 4.18), se determina un tiempo de producción de 12 años con un caudal inicial de 250 BPPD el mismo que presenta una declinación anual del 13%, después de este período de tiempo el caudal de producción será menor a los 50 BPPD recomendados por EP PETROECUADOR, por lo que se suspende la producción del pozo.

FIGURA 4.14
PROYECCIÓN DE PRODUCCIÓN DE LA VENTANA CON-A, HOLLÍN INFERIOR



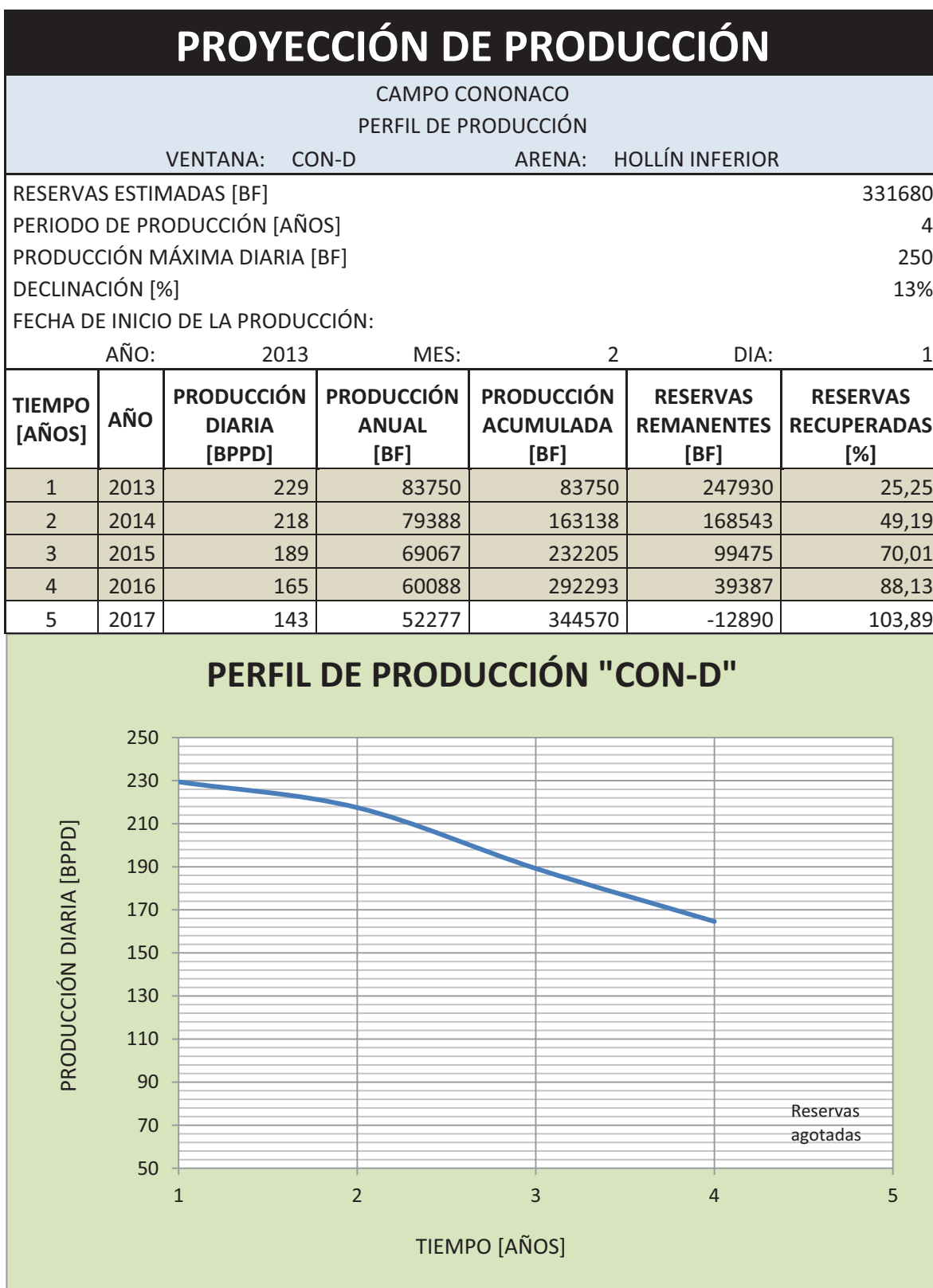
ELABORADO POR: Annabel Aráuz / Jorge Villagómez

FIGURA 4.15
PROYECCIÓN DE PRODUCCIÓN DE LA VENTANA CON-C, HOLLÍN INFERIOR



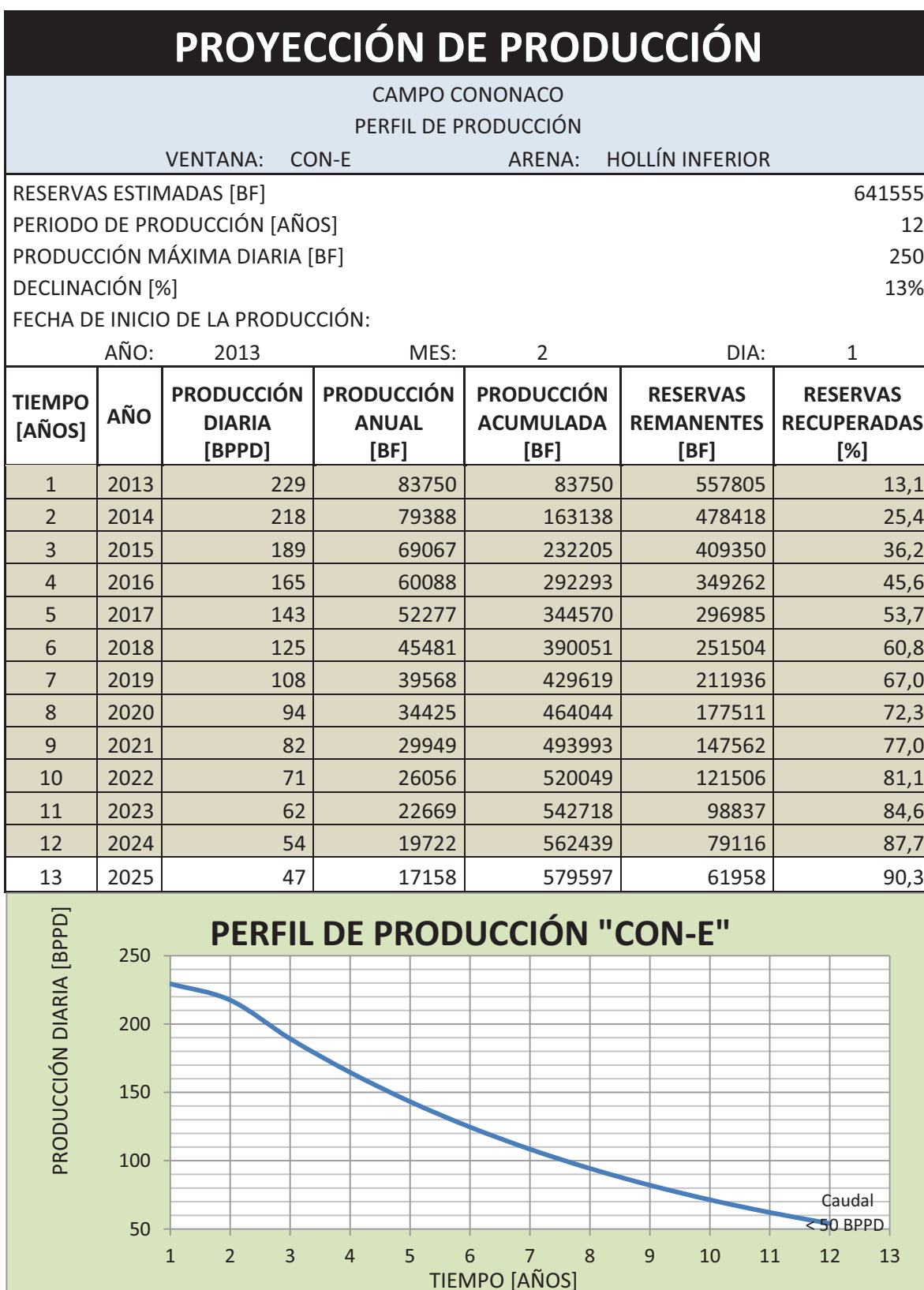
ELABORADO POR: Annabel Aráuz / Jorge Villagómez

FIGURA 4.16
PROYECCIÓN DE PRODUCCIÓN DE LA VENTANA CON-D, HOLLÍN INFERIOR



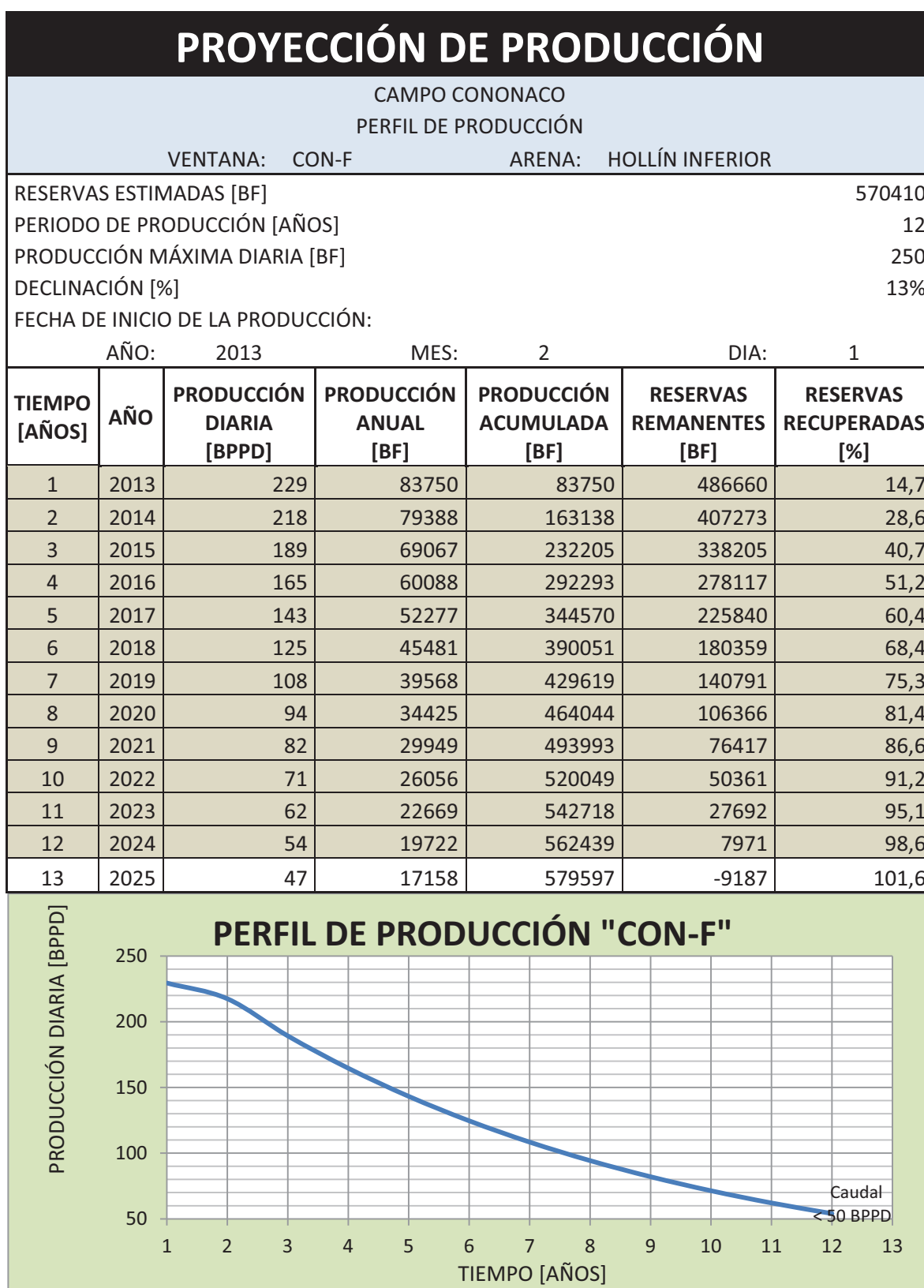
ELABORADO POR: Annabel Aráuz / Jorge Villagómez

FIGURA 4.17
PROYECCIÓN DE PRODUCCIÓN DE LA VENTANA CON-E, HOLLÍN INFERIOR



ELABORADO POR: Annabel Aráuz / Jorge Villagómez

FIGURA 4.18
PROYECCIÓN DE PRODUCCIÓN DE LA VENTANA CON-F, HOLLÍN INFERIOR



ELABORADO POR: Annabel Aráuz / Jorge Villagómez

CAPITULO 5

ANÁLISIS ECONÓMICO

5.1 INTRODUCCIÓN

El presente análisis económico tiene por objeto dar a conocer el grado de viabilidad del proyecto, dependiendo de este análisis se recomendará si se realiza la perforación de pozos nuevos, repunzonamiento de las arenas en las zonas de interés y/o la apertura de ventanas en pozos ya perforados y que se encuentran actualmente cerrados, considerando la producción de los mismos. Para ello se necesita conocer tanto sus costos de perforación como de producción.

Para realizar el análisis económico es necesario tener en cuenta algunas estimaciones del mismo como son:

- La tasa de producción mínima diaria rentable considerada por EP-PETROECUADOR que es de 50 BPD para cada ventana.
- Existen las siguientes reservas remanentes por ventana propuesta para las arenas Hollín Superior e Inferior:

Hollín Superior

- Para la ventana CON-A (Mapa 4.2), se tiene aproximadamente 266 MBF de reservas remanentes, y
- Para la ventana CON-B (Mapa 4.2), se tiene aproximadamente 127 MBF de reservas remanentes.

Hollín Inferior

- Para la ventana CON-A (Mapa 4.4), se tiene aproximadamente 515 MBF de reservas remanentes,
- Para la ventana CON-C (Mapa 4.4). se tiene aproximadamente 578 MBF de reservas remanentes,
- Para la ventana CON-D (Mapa 4.4), se tiene aproximadamente 331 MBF de reservas remanentes,
- Para la ventana CON-E (Mapa 4.4), se tiene aproximadamente 641 MBF de reservas remanentes, y
- Para la ventana CON-F (Mapa 4.4), se tiene aproximadamente 570 MBF de reservas remanentes.

Debido a que el campo Cononaco es Operado por una empresa estatal, en este proyecto no se considera parámetros como: Impuesto a la Renta, Impuesto de participación laboral, Tampoco se considera depreciación laborable de los equipos.

5.2 COSTOS DE PERFORACIÓN

Para el presente análisis se tomó en cuenta los costos incurridos en la apertura de ventanas en el Campo Cononaco, por lo que estos costos no tendrán una variación considerable en la apertura de las ventanas propuestas.

La Tabla 5.1 presenta los costos estimados para la apertura de cada una de las ventanas para las arenas Hollín Superior y Hollín Inferior.

5.3 COSTOS DE PRODUCCIÓN

El costo de producción de petróleo, es el costo necesario que la empresa debe asumir para producir un barril de petróleo hasta ponerlo en un oleoducto principal

o un centro de fiscalización. Estos costos incluyen entre otros el valor operativo, de depreciación y de transporte.

TABLA 5.1

COSTOS ESTIMADOS DE APERTURA DE VENTANA EN EL CAMPO CONONACO

OPERACIÓN Y MATERIALES	DOLARES
Localización. (Plataforma y piscinas)	0
Vías de acceso	0
Movilización del taladro	65.000
Costo por perforación	360.000
Registros eléctricos	150.000
Trabajo de cementación y cemento	130.000
Estudio ambiental; Control de efluentes; Mitigación social	15.000
Material: Lodos y químicos.	150.000
Brocas	100.000
Toma de cores	0
Control litológico análisis ripios	50.000
Servicios de perforación direccional (LWD)	500.000
Supervisión de trabajos	0
Completación y pruebas:	50.000
Fluidos de completación	0
Torre de reacondicionamiento del pozo	120.000
Punzonamientos	50.000
Trabajos de cementación (squeeze en la completación).	0
Sistema SCADA	70.000
Levantamiento artificial Eléctrico	600.000
Tubería de revestimiento	60.335
Árbol de navidad	50.000
Tubería de producción 3 1/2"	102.001
Línea de flujo 4 1/2"	62.000
Instalación de línea de flujo	75.000
Colgadores	90.000
Completación de fondo. (Instalación).	80.000
Bomba de inyección de químicos	20.000
Control de sólidos	90.000
Combustibles	72.000
Contingencias	311.134
TOTAL	3.422.469

FUENTE: EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: Annabel Aráuz / Jorge Villagómez

5.3.1 COSTOS DE OPERACIÓN

Los costos de operación en el campo son aquellos que incurren con el objeto de asegurar la buena marcha de la producción y está compuesto básicamente de los siguientes elementos¹⁹.

- Sueldos y salarios del personal que trabaja en el campo
- Beneficios sociales patronales
- Alimentación, alojamiento y transporte del personal del campo.
- Mantenimiento de las facilidades de producción
- Mantenimiento de los pozos (WORKOVER)
- Mantenimiento de carreteras y vías de acceso a los pozos
- Mantenimiento de vehículos
- Energía
- Combustible
- Lubricantes
- Químicos
- Seguro de las instalaciones y equipos
- Otros.

Los costos de operación, dependen principalmente de los siguientes factores:

- Productividad
- Número de pozos
- Gravedad API del petróleo
- Profundidad de los yacimientos
- Relación agua – petróleo.

Para el Campo Cononaco el costo de producción de un barril de petróleo es de aproximadamente 7 USD; costo asumido por PETROPRODUCCION.

¹⁹ (VEGA, pág. 43)

5.4 INGRESOS DEL PROYECTO

Los ingresos del proyecto resultan de multiplicar el número de barriles de petróleo producidos por el precio de cada barril.

La producción anual de cada ventana asumiendo que producen los 365 días del año fue determinada en el Capítulo 4, en las proyecciones de producción para cada ventana propuesta, sin embargo se debe tomar en cuenta el tiempo de realización de cada ventana el mismo que tiene una duración de 1 mes por cada ventana.

Para la perforación de las ventanas propuestas se tomará en cuenta el cronograma propuesto en la Tabla 5.2.

TABLA 5.2
CRONOGRAMA DE PERFORACIONES DE LAS VENTANAS PROPUESTAS

ARENA	VENTANA	CRONOGRAMA DE PERFORACIONES											
		MES											
		ENERO				FEBRERO				MARZO			
HS	CON-A					■	■	■	■				
	CON-B									■	■	■	■
HI	CON-A					■	■	■	■				
	CON-C	■	■	■	■								
	CON-D									■	■	■	■
	CON-E	■	■	■	■								
	CON-F					■	■	■	■				

ELABORADO POR: Annabel Aráuz / Jorge Villagómez

Los pronósticos de producción estimados obtenidos en el capítulo 4 con las debidas correcciones por el tiempo requerido para la perforación de las mismas, el cálculo de los ingresos que se obtendrían por mes de producción, teniendo en cuenta que en la actualidad el precio de exportación de petróleo en el mercado internacional se encuentra en 90.12 dólares incluida su penalidad, se muestran en las Figuras 5.1 y 5.2 para las ventanas CON-A, CON-B respectivamente de Hollín

Superior y en las Figuras 5.3, 5.4, 5.5, 5.6 y 5.7 para las ventanas CON-A, CON-C, CON-D, CON-E y CON-F respectivamente de Hollín Inferior.

Los ingresos se obtienen multiplicando el precio de barril de crudo por el número de barriles producidos mensualmente, los egresos se los obtiene multiplicando el costo de producción de cada barril de crudo por el número de barriles producidos; una vez obtenidos los ingresos y los egresos realizamos el cálculo del flujo neto de caja, para finalmente realizar los cálculos de los indicadores financieros básicos como VAN, TIR y PRI.

5.5 METODOS DE EVALUACIÓN DE PROYECTOS

Para realizar el análisis económico del presente proyecto, haremos uso de los siguientes indicadores financieros:

- Flujo Neto de Caja (FNC),
- Valor Actual Neto (VAN),
- Tasa Interna de Retorno (TIR),
- Período de Recuperación de la Inversión (PRI).

5.5.1 FLUJO NETO DE CAJA

Es el flujo de entrada y salida de caja o efectivo, en un período determinado, este nos ayuda a analizar la viabilidad de proyectos de inversión, donde los flujos de fondos son la base del cálculo del Valor Actual Neto y de la Tasa Interna de Retorno, los cuales determinarán la ejecución o no del proyecto, considerando que un proyecto es económicamente rentable cuando:

- El Valor Actual Neto (VAN) es mayor que cero.
- La tasa Interna de Retorno (TIR) es mayor a la tasa de actualización.

La tasa de actualización que el Departamento Financiero de EP PETROECUADOR contemplada en sus proyectos es del 12% anual (1% mensual).

5.5.2 VALOR ACTUAL NETO (VAN)

El Valor Actual Neto es la suma de todos los valores actualizados de todos los flujos netos de caja esperados del proyecto, incluido el valor de la inversión inicial, una vez expresados los beneficios netos futuros en unidades monetarias del presente se puede sumar y así obtener el valor actual neto del proyecto²⁰.

- Si el VAN > 0 --> el proyecto es rentable.
- Si el VAN = 0 --> la rentabilidad del proyecto es la misma que la inversión puesta en el mercado con un interés equivalente a la tasa de descuento utilizada.
- Si el VAN < 0 --> el proyecto no es rentable.

La ecuación que se utiliza para determinar el VAN es la siguiente:

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

Donde;

- n : Número de años.
 FNC : Flujo Neto de Caja.
 i : Tasa de Actualización de la empresa (i = 12%).
 K : Índice que indica el año correspondiente.

²⁰ (VEGA, pág. 69)

5.5.3 TASA INTERNA DE RETORNO (TIR)

La tasa interna de retorno o tasa interna de rentabilidad de una inversión es el promedio geométrico de los rendimientos futuros esperados de dicha inversión, y que implica por cierto el supuesto de una oportunidad para "reinvertir". En términos simples, la TIR es la tasa de descuento con la que el valor actual neto o valor presente neto (VAN o VPN) es igual a cero.

La TIR puede utilizarse como indicador de la rentabilidad de un proyecto: a mayor TIR, mayor rentabilidad; así, se utiliza como uno de los criterios para decidir sobre la aceptación o rechazo de un proyecto de inversión. Para ello, la TIR se compara con una tasa mínima o tasa de corte, el coste de oportunidad de la inversión (si la inversión no tiene riesgo, el coste de oportunidad utilizado para comparar la TIR será la tasa de rentabilidad libre de riesgo). Si la tasa de rendimiento del proyecto, expresada por la TIR, supera la tasa de corte, se acepta la inversión; en caso contrario, se rechaza.

Para la búsqueda de la tasa de descuento que iguale los flujos positivos con el o los negativos se recurre al método de prueba y error, hasta encontrar la tasa que satisfaga esta condición²¹.

Para determinar la TIR se aplica la siguiente ecuación:

$$I_o = \sum_{n=0}^n \frac{FNC}{(1 + TIR)^n} \quad Ec. 5.2$$

Donde;

- I_o : Inversión a realizarse en el período "cero"
 FNC : Flujo neto de caja
 n : Período de análisis.

²¹ (GONZÁLEZ, 2007, pág. 121)

En resumen, para aceptar el proyecto evaluado usando la TIR se considera lo siguiente:

- Si $TIR > i$ --> El proyecto es rentable.
- Si $TIR = i$ --> El proyecto no tiene pérdidas ni ganancias.
- Si $TIR < i$ --> El proyecto no es rentable.

5.5.4 PERIODO DE RECUPERACION DE LA INVERSIÓN (PRI)

El período de recuperación de la inversión de un proyecto es simplemente el tiempo necesario para recuperar la inversión mediante los flujos neto de caja de acuerdo a esto, se tiene que:

$$SFNC = \sum_{n=0}^{PRI} FNCK_n = 0 \quad Ec. 5.3$$

Donde;

PRI	:	Período de Recuperación de la Inversión
SFNC	:	Suma Acumulada de los Flujos Netos de Caja
FNCK	:	Flujo Neto de Caja al año k

El PRI no es un valor explícito por lo que está sujeto a procesos iterativos con las sumatorias de los flujos de caja que comprendan al PRI entre ellos hasta encontrar el período buscado.

Para realizar el cálculo del PRI, es necesario tener la sumatoria del flujo de fondos en valores presentes o actualizados, de tal manera que por el método analítico se determinó:

$$PRI = T_1 + \frac{SFNC_1 (T_2 - T_1)}{SFNC_1 + SFNC_2} \quad Ec. 5.4$$

Los cálculos del Flujo Neto de Caja (FNC), Valor Actual Neto (VAN), Tasa Interna de Retorno (TIR) y Período de Recuperación de la Inversión (PRI) se presentan en las Figuras 5.1 y 5.2 para las ventanas CON-A y CON-B respectivamente de Hollín Superior y en las Figuras 5.3, 5.4, 5.5, 5.6 y 5.7 para las ventanas CON-A, CON-C, CON-D, CON-E y CON-F respectivamente de Hollín Inferior.

La puesta en producción de la ventana CON-A (Figura 5.1) de Hollín Superior es económicamente rentable, debido a que presenta un valor actual neto de 1.94M USD a una tasa de descuento del 12% anual, la tasa interna de retorno es mayor a la tasa de actualización puesto que para la ventana CON-A esta es del 26% al primer año, y el período de recuperación de la inversión es de 3.6 meses.

La perforación y puesta en producción de la ventana CON-B (Figura 5.2) de Hollín Superior presenta un valor actual neto de 2.19M USD a una tasa de descuento del 12% anual, pero la tasa interna de retorno es menor a la tasa de actualización puesto que para la ventana CON-B esta es del 9% al primer año, por lo cual no cumple el requisito para que el proyecto sea económicamente rentable, y el período de recuperación de la inversión es de 7.1 meses.

La perforación y puesta en producción de la ventana CON-A (Figura 5.3) de Hollín Inferior es económicamente rentable debido a que presenta un valor actual neto de 3.59M USD a una tasa de descuento del 12% anual, la tasa interna de retorno es mayor a la tasa de actualización puesto que para la ventana CON-A esta es del 14% al primer año, y el período de recuperación de la inversión es de 5.7 meses.

La perforación y puesta en producción de la ventana CON-C (Figura 5.4) de Hollín Inferior es económicamente rentable debido a que presenta un valor actual neto de 5.0M USD a una tasa de descuento del 12% anual, la tasa interna de retorno es mayor a la tasa de actualización puesto que para la ventana CON-C esta es de 18% al primer año, y el período de recuperación de la inversión es de 4.7 meses.

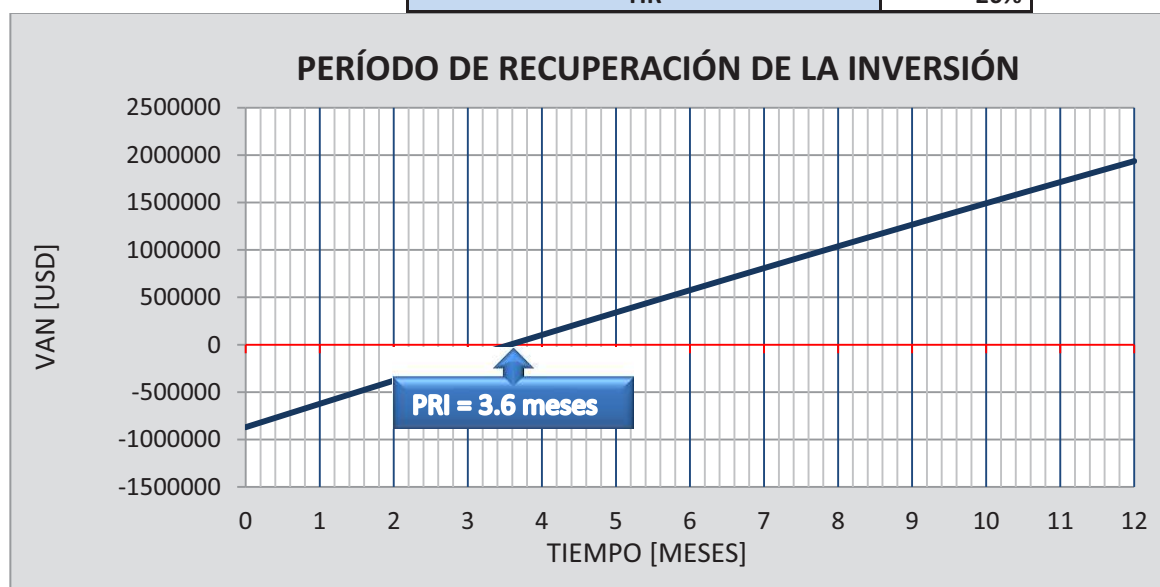
La perforación y puesta en producción de la ventana CON-D (Figura 5.5) de Hollín Inferior es económicamente rentable debido a que presenta un valor actual neto de 3.59M USD a una tasa de descuento del 12% anual (1% mensual), la tasa interna de retorno es mayor a la tasa de actualización puesto que para la ventana CON-D esta es del 14% al primer año, y el período de recuperación de la inversión es de 5.7 meses.

La perforación y puesta en producción de la ventana CON-E (Figura 5.6) de Hollín Inferior es económicamente rentable debido a que presenta un valor actual neto de 3.59M USD a una tasa de descuento del 12% anual (1% mensual), la tasa interna de retorno es mayor a la tasa de actualización puesto que para la ventana CON-E esta es del 14% al primer año, y el período de recuperación de la inversión es de 5.7 meses. A pesar que el tiempo de producción de la ventana es de 12 años, únicamente se realiza el cálculo económico hasta el décimo año por recomendación de EP PETROECUADOR.

La perforación y puesta en producción de la ventana CON-F (Figura 5.7) de Hollín Inferior es económicamente rentable debido a que presenta un valor actual neto de 3.59M USD a una tasa de descuento del 12% anual (1% mensual), la tasa interna de retorno es mayor a la tasa de actualización puesto que para la ventana CON-F esta es del 14% al primer año, y el período de recuperación de la inversión es de 5.7 meses. A pesar que el tiempo de producción de la ventana es de 12 años, únicamente se realiza el cálculo económico hasta el décimo año por recomendación de EP PETROECUADOR.

FIGURA 5.1
ANÁLISIS ECONÓMICO DE LA VENTANA CON-A DE HOLLÍN SUPERIOR

ANÁLISIS ECONÓMICO DE LAS VENTANAS PROPUESTAS							
CAMPO CONONACO							
VENTANA: CON-A		ARENA: HOLLÍN SUPERIOR		RESERVAS: 266921 BF			
COSTO DEL BARRIL DE CRUDO [USD/BL]							90.12
TASA DE ACTUALIZACIÓN X MES							1%
COSTO DE PRODUCCIÓN [USD/BL]							7
INVERSIÓN INICIAL [USD]							870000
FECHA DE INICIO DE LA PRODUCCIÓN							Mar-13
TIEMPO K [meses]	MES	PRODUCCIÓN mensual [BF]	INGRESOS mensuales [USD]	EGRESOS mensuales [USD]	FLUJO NETO DE CAJA [USD]	$\frac{FNC_k}{(1+r)^k}$ [USD]	SFNC _k
0	Feb-13	0,0	0,0	870000,0	-870000	-870000	-870000
1	Mar-13	3000	270360	21000,0	249360	246891	-623109
2	Abr-13	3000	270360	21000,0	249360	244447	-378662
3	May-13	3000	270360	21000,0	249360	242026	-136636
4	Jun-13	3000	270360	21000,0	249360	239630	102994
5	Jul-13	3000	270360	21000,0	249360	237257	340252
6	Ago-13	3000	270360	21000,0	249360	234908	575160
7	Sep-13	3000	270360	21000,0	249360	232583	807743
8	Oct-13	3000	270360	21000,0	249360	230280	1038022
9	Nov-13	3000	270360	21000,0	249360	228000	1266022
10	Dic-13	3000	270360	21000,0	249360	225742	1491764
11	Ene-14	3000	270360	21000,0	249360	223507	1715272
12	Feb-14	3000	270360	21000,0	249360	221294	1936566
VAN DEL PROYECTO [USD]						1936566	
TIR						26%	

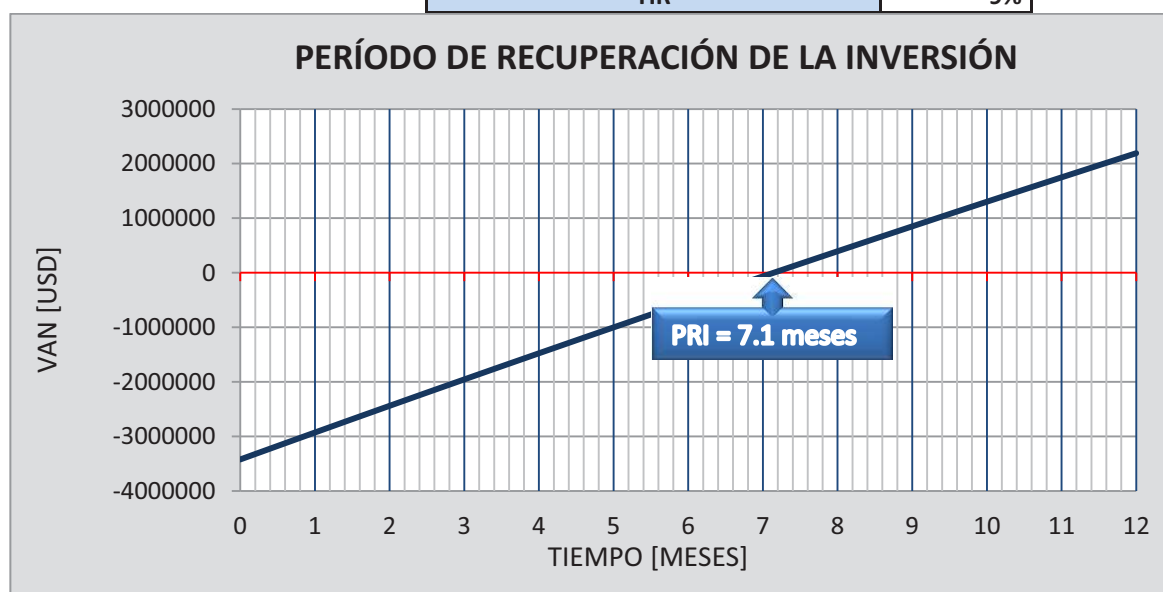


ELABORADO POR: Annabel Aráuz / Jorge Villagómez

2

ANÁLISIS ECONÓMICO DE LA VENTANA CON-B DE HOLLÍN SUPERIOR

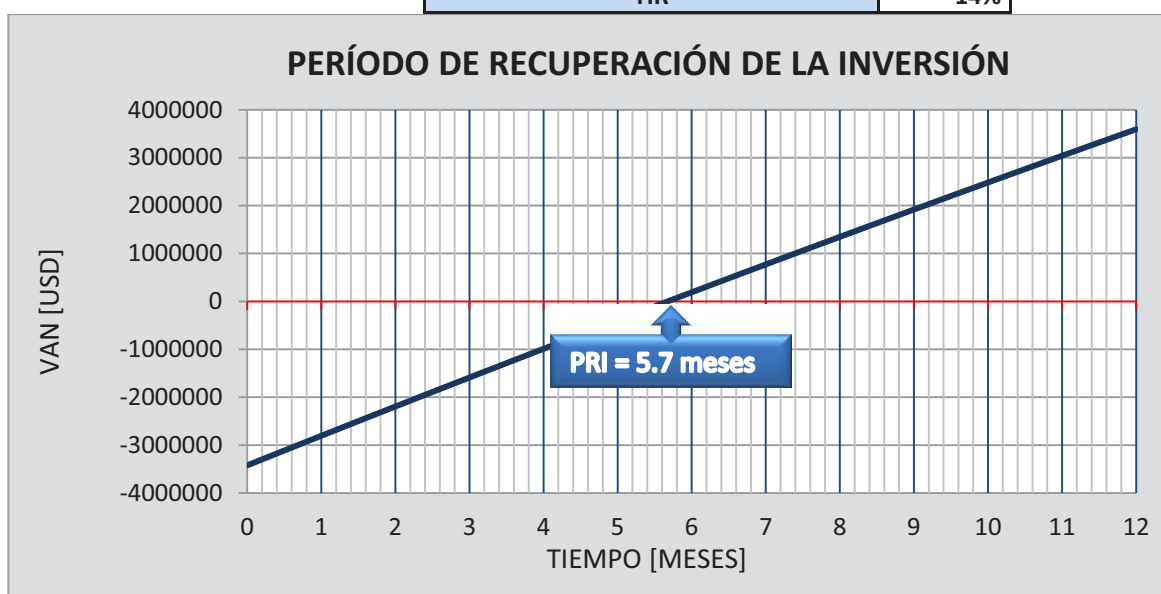
ANÁLISIS ECONÓMICO DE LAS VENTANAS PROPUESTAS							
CAMPO CONONACO							
VENTANA: CON-B		ARENA: HOLLÍN SUPERIOR		RESERVAS: 127754 BF			
COSTO DEL BARRIL DE CRUDO [USD/BL]							90.12
TASA DE ACTUALIZACIÓN MENSUAL							1%
COSTO DE PRODUCCIÓN [USD/BL]							7
INVERSIÓN INICIAL [USD]							3422469
FECHA DE INICIO DE LA PRODUCCIÓN							Abr-13
TIEMPO K [meses]	MES	PRODUCCIÓN mensual [BF]	INGRESOS mensuales [USD]	EGRESOS mensuales [USD]	FLUJO NETO DE CAJA [USD]	$\frac{FNC_K}{(1+r)^K}$ [USD]	SFNC k
0	Mar-13	0,0	0,0	3422469,0	-3422469	-3422469	-3422469
1	Abr-13	6000	540720	42000,0	498720	493782	-2928687
2	May-13	6000	540720	42000,0	498720	488893	-2439794
3	Jun-13	6000	540720	42000,0	498720	484053	-1955741
4	Jul-13	6000	540720	42000,0	498720	479260	-1476481
5	Ago-13	6000	540720	42000,0	498720	474515	-1001966
6	Sep-13	6000	540720	42000,0	498720	469817	-532149
7	Oct-13	6000	540720	42000,0	498720	465165	-66984
8	Nov-13	6000	540720	42000,0	498720	460560	393576
9	Dic-13	6000	540720	42000,0	498720	456000	849575
10	Ene-14	6000	540720	42000,0	498720	451485	1301060
11	Feb-14	6000	540720	42000,0	498720	447015	1748075
12	Mar-14	6000	540720	42000,0	498720	442589	2190663
VAN DEL PROYECTO [USD]						2190663	
TIR						9%	



ELABORADO POR: Annabel Aráuz / Jorge Villagómez

FIGURA 5.3
ANÁLISIS ECONÓMICO DE LA VENTANA CON-A DE HOLLÍN INFERIOR

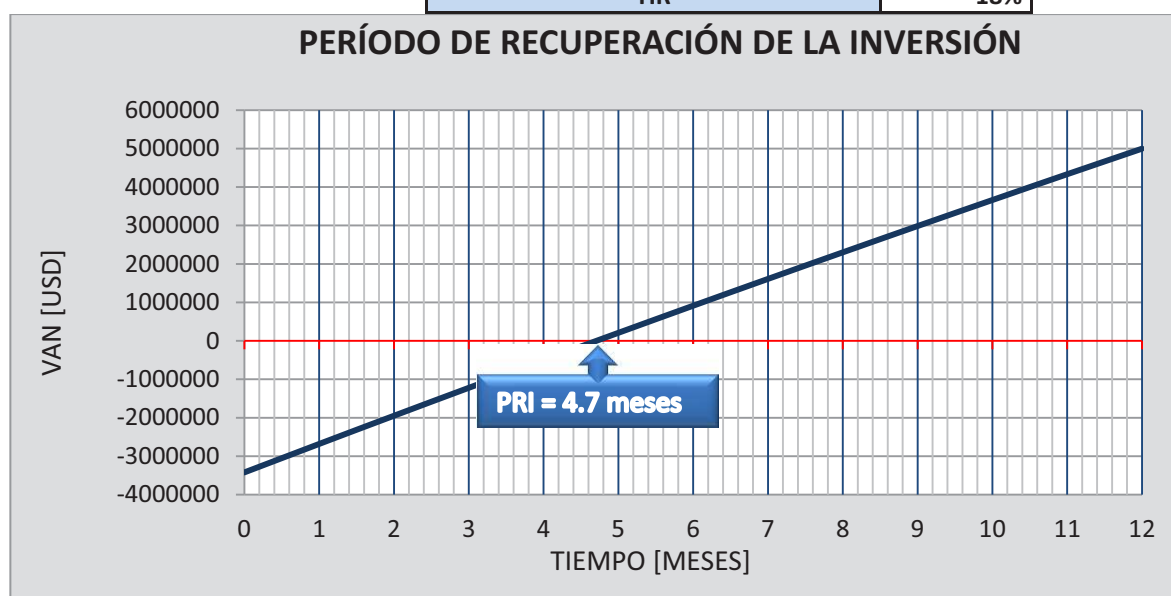
ANÁLISIS ECONÓMICO DE LAS VENTANAS PROPUESTAS							
CAMPO CONONACO							
VENTANA: CON-A		ARENA: HOLLÍN INFERIOR		RESERVAS: 515918 BF			
COSTO DEL BARRIL DE CRUDO [USD/BL]							90.12
TASA DE ACTUALIZACIÓN MENSUAL							1%
COSTO DE PRODUCCIÓN [USD/BL]							7
INVERSIÓN INICIAL [USD]							3422469
FECHA DE INICIO DE LA PRODUCCIÓN							Mar-13
TIEMPO K [meses]	MES	PRODUCCIÓN mensual [BF]	INGRESOS mensuales [USD]	EGRESOS mensuales [USD]	FLUJO NETO DE CAJA [USD]	$\frac{FNC_k}{(1+r)^k}$ [USD]	SFNC k
0	Feb-13	0,0	0,0	3422469,0	-3422469	-3422469	-3422469
1	Mar-13	7500	675900	52500,0	623400	617228	-2805241
2	Abr-13	7500	675900	52500,0	623400	611117	-2194125
3	May-13	7500	675900	52500,0	623400	605066	-1589059
4	Jun-13	7500	675900	52500,0	623400	599075	-989984
5	Jul-13	7500	675900	52500,0	623400	593144	-396840
6	Ago-13	7500	675900	52500,0	623400	587271	190431
7	Sep-13	7500	675900	52500,0	623400	581456	771887
8	Oct-13	7500	675900	52500,0	623400	575699	1347587
9	Nov-13	7500	675900	52500,0	623400	569999	1917586
10	Dic-13	7500	675900	52500,0	623400	564356	2481942
11	Ene-14	7500	675900	52500,0	623400	558768	3040710
12	Feb-14	7500	675900	52500,0	623400	553236	3593946
VAN DEL PROYECTO [USD]						3593946	
TIR						14%	



ELABORADO POR: Annabel Aráuz / Jorge Villagómez

FIGURA 5.4
ANÁLISIS ECONÓMICO DE LA VENTANA CON-C DE HOLLÍN INFERIOR

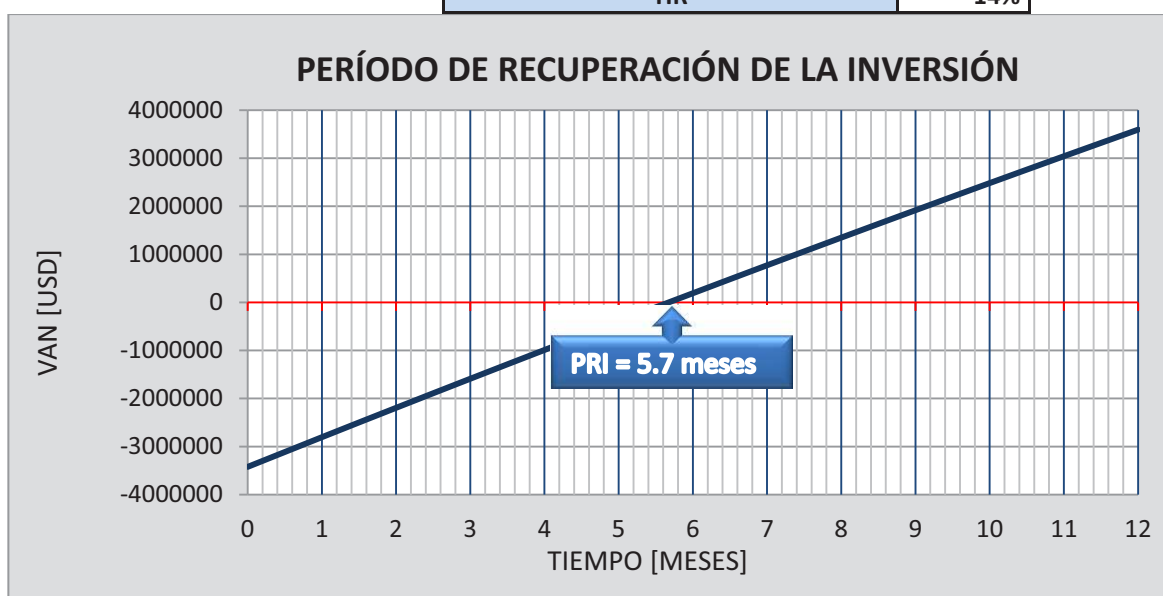
ANÁLISIS ECONÓMICO DE LAS VENTANAS PROPUESTAS							
CAMPO CONONACO							
VENTANA: CON-C		ARENA: HOLLÍN INFERIOR		RESERVAS: 578238 BF			
COSTO DEL BARRIL DE CRUDO [USD/BL]							90.12
TASA DE ACTUALIZACIÓN MENSUAL							1%
COSTO DE PRODUCCIÓN [USD/BL]							7
INVERSIÓN INICIAL [USD]							3422469
FECHA DE INICIO DE LA PRODUCCIÓN							Feb-13
TIEMPO K [MESES]	MES	PRODUCCIÓN mensual [BF]	INGRESOS mensuales [USD]	EGRESOS mensuales [USD]	FLUJO NETO DE CAJA [USD]	$\frac{FNC_K}{(1+r)^K}$ [USD]	SFNC k
0	Ene-13	0,0	0,0	3422469	-3422469	-3422469	-3422469
1	Feb-13	9000	811080	63000	748080	740673	-2681796
2	Mar-13	9000	811080	63000	748080	733340	-1948456
3	Abr-13	9000	811080	63000	748080	726079	-1222377
4	May-13	9000	811080	63000	748080	718890	-503487
5	Jun-13	9000	811080	63000	748080	711772	208286
6	Jul-13	9000	811080	63000	748080	704725	913011
7	Ago-13	9000	811080	63000	748080	697748	1610759
8	Sep-13	9000	811080	63000	748080	690839	2301598
9	Oct-13	9000	811080	63000	748080	683999	2985597
10	Nov-13	9000	811080	63000	748080	677227	3662824
11	Dic-13	9000	811080	63000	748080	670522	4333346
12	Ene-14	9000	811080	63000	748080	663883	4997229
VAN DEL PROYECTO [USD]						4997229	
TIR						18%	



ELABORADO POR: Annabel Aráuz / Jorge Villagómez

FIGURA 5.5
ANÁLISIS ECONÓMICO DE LA VENTANA CON-D DE HOLLÍN INFERIOR

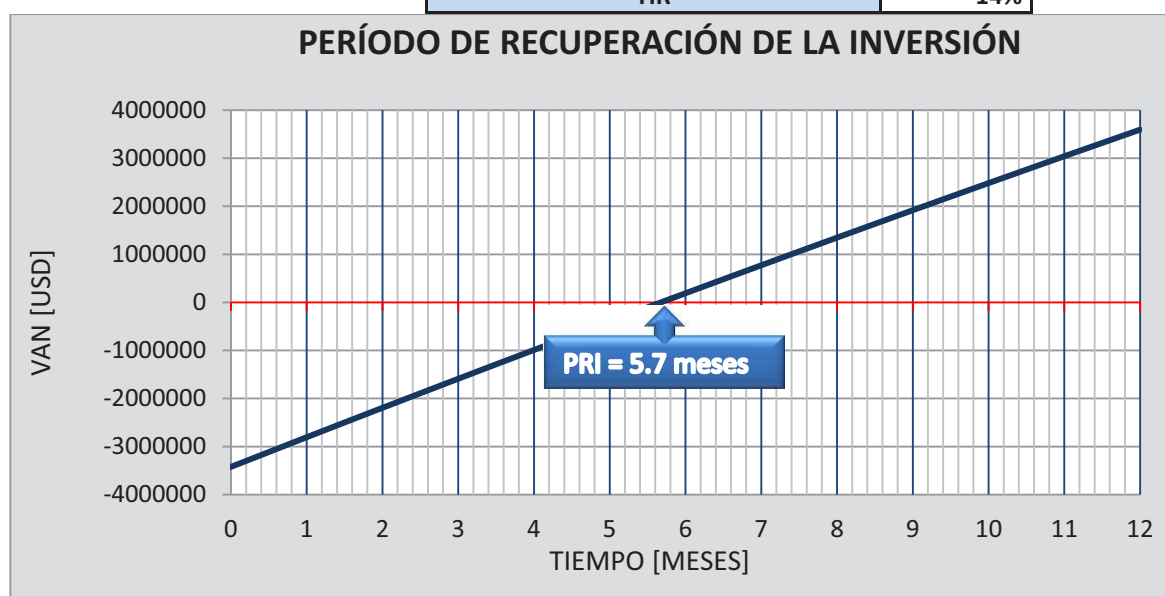
ANÁLISIS ECONÓMICO DE LAS VENTANAS PROPUESTAS							
CAMPO CONONACO							
VENTANA: CON-D		ARENA: HOLLÍN INFERIOR		RESERVAS: 331680 BF			
COSTO DEL BARRIL DE CRUDO [USD/BL]							90.12
TASA DE ACTUALIZACIÓN MENSUAL							1%
COSTO DE PRODUCCIÓN [USD/BL]							7
INVERSIÓN INICIAL [USD]							3422469
FECHA DE INICIO DE LA PRODUCCIÓN							Abr-13
TIEMPO K [meses]	MES	PRODUCCIÓN mensual [BF]	INGRESOS mensuales [USD]	EGRESOS mensuales [USD]	FLUJO NETO DE CAJA [USD]	$\frac{FNC_k}{(1+r)^k}$ [USD]	SFNC k
0	Mar-13	0,0	0,0	3422469,0	-3422469	-3422469	-3422469
1	Abr-13	7500	675900	52500,0	623400	617228	-2805241
2	May-13	7500	675900	52500,0	623400	611117	-2194125
3	Jun-13	7500	675900	52500,0	623400	605066	-1589059
4	Jul-13	7500	675900	52500,0	623400	599075	-989984
5	Ago-13	7500	675900	52500,0	623400	593144	-396840
6	Sep-13	7500	675900	52500,0	623400	587271	190431
7	Oct-13	7500	675900	52500,0	623400	581456	771887
8	Nov-13	7501	675990	52507,0	623483	575776	1347664
9	Dic-13	7502	676080	52514,0	623566	570151	1917815
10	Ene-14	7503	676170	52521,0	623649	564582	2482397
11	Feb-14	7504	676260	52528,0	623732	559066	3041463
12	Mar-14	7505	676351	52535,0	623816	553605	3595068
VAN DEL PROYECTO [USD]						3595068	
TIR						14%	



ELABORADO POR: Annabel Aráuz / Jorge Villagómez

FIGURA 5.6
ANÁLISIS ECONÓMICO DE LA VENTANA CON-E DE HOLLÍN INFERIOR

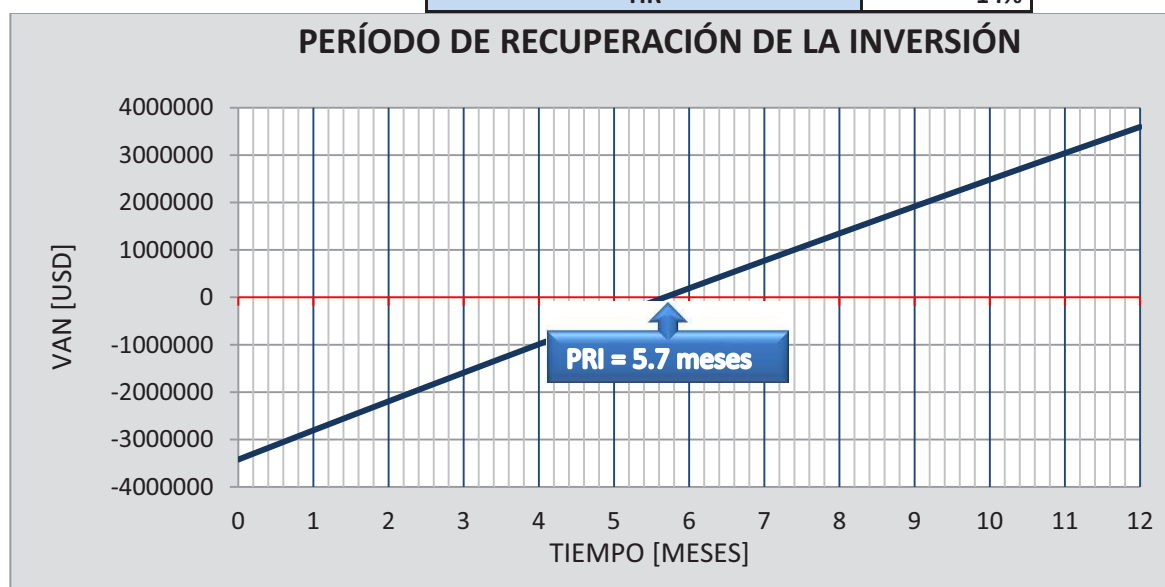
ANÁLISIS ECONÓMICO DE LAS VENTANAS PROPUESTAS							
CAMPO CONONACO							
VENTANA: CON-E		ARENA: HOLLÍN INFERIOR		RESERVAS: 641555 BF			
COSTO DEL BARRIL DE CRUDO [USD/BL]							90.12
TASA DE ACTUALIZACIÓN MENSUAL							1%
COSTO DE PRODUCCIÓN [USD/BL]							7
INVERSIÓN INICIAL [USD]							3422469
FECHA DE INICIO DE LA PRODUCCIÓN							Feb-13
TIEMPO K [MESES]	MES	PRODUCCIÓN mensual [BF]	INGRESOS mensuales [USD]	EGRESOS mensuales [USD]	FLUJO NETO DE CAJA [USD]	$\frac{FNC_k}{(1+r)^k}$ [USD]	SFNC k
0	Ene-13	0,0	0,0	3422469	-3422469	-3422469	-3422469
1	Feb-13	7500	675900	52500	623400	617228	-2805241
2	Mar-13	7500	675900	52500	623400	611117	-2194125
3	Abr-13	7500	675900	52500	623400	605066	-1589059
4	May-13	7500	675900	52500	623400	599075	-989984
5	Jun-13	7500	675900	52500	623400	593144	-396840
6	Jul-13	7500	675900	52500	623400	587271	190431
7	Ago-13	7500	675900	52500	623400	581456	771887
8	Sep-13	7500	675900	52500	623400	575699	1347587
9	Oct-13	7500	675900	52500	623400	569999	1917586
10	Nov-13	7500	675900	52500	623400	564356	2481942
11	Dic-13	7500	675900	52500	623400	558768	3040710
12	Ene-14	7500	675900	52500	623400	553236	3593946
VAN DEL PROYECTO [USD]						3593946	
TIR						14%	



ELABORADO POR: Annabel Aráuz / Jorge Villagómez

FIGURA 5.7
ANÁLISIS ECONÓMICO DE LA VENTANA CON-F DE HOLLÍN INFERIOR

ANÁLISIS ECONÓMICO DE LAS VENTANAS PROPUESTAS							
CAMPO CONONACO							
VENTANA: CON-F		ARENA: HOLLÍN INFERIOR		RESERVAS: 570410 BF			
COSTO DEL BARRIL DE CRUDO [USD/BL]							90.12
TASA DE ACTUALIZACIÓN MENSUAL							1%
COSTO DE PRODUCCIÓN [USD/BL]							7
INVERSIÓN INICIAL [USD]							3422469
FECHA DE INICIO DE LA PRODUCCIÓN							Mar-13
TIEMPO K [MESES]	MES	PRODUCCIÓN mensual [BF]	INGRESOS mensuales [USD]	EGRESOS mensuales [USD]	FLUJO NETO DE CAJA [USD]	$\frac{FNC_K}{(1+r)^K}$ [USD]	SFNC k
0	Feb-13	0,0	0,0	3422469,0	-3422469	-3422469	-3422469
1	Mar-13	7500	675900	52500,0	623400	617228	-2805241
2	Abr-13	7500	675900	52500,0	623400	611117	-2194125
3	May-13	7500	675900	52500,0	623400	605066	-1589059
4	Jun-13	7500	675900	52500,0	623400	599075	-989984
5	Jul-13	7500	675900	52500,0	623400	593144	-396840
6	Ago-13	7500	675900	52500,0	623400	587271	190431
7	Sep-13	7500	675900	52500,0	623400	581456	771887
8	Oct-13	7501	675990	52507,0	623483	575776	1347664
9	Nov-13	7502	676080	52514,0	623566	570151	1917815
10	Dic-13	7503	676170	52521,0	623649	564582	2482397
11	Ene-14	7504	676260	52528,0	623732	559066	3041463
12	Feb-14	7505	676351	52535,0	623816	553605	3595068
VAN DEL PROYECTO [USD]						3595068	
TIR						14%	



ELABORADO POR: Annabel Aráuz / Jorge Villagómez

5.6 RESUMEN DEL ANÁLISIS ECONÓMICO

De los resultados obtenidos de las siete ventanas propuestas para las arenas de Hollín Superior y Hollín Inferior, tenemos que seis cumplen con los requisitos que indican la rentabilidad de un proyecto.

En la Tabla 5.3, se presenta un resumen de los resultados de los indicadores financieros a manera de cuadro comparativo para las siete ventanas propuestas.

TABLA 5.3

CUADRO COMPARATIVO DE LOS INDICADORES FINANCIEROS DE LAS VENTANAS PROPUESTAS

PARAMETROS FINANCIEROS	VENTANAS PROPUESTAS						
	HOLLÍN SUPERIOR		HOLLÍN INFERIOR				
	CON-A	CON-B	CON-A	CON-C	CON-D	CON-E	CON-F
VALOR ACTUAL NETO (VAN) [MMUSD]	1.94	2.19	3.59	5.0	3.59	3.59	3.59
TASA INTERNA DE RETORNO (TIR) [%]	26	9	14	18	14	14	14
PERÍODO DE RECUP. INV. (PRI) [meses]	3.6	7.1	5.7	4.7	5.7	5.7	5.7

ELABORADO POR: Annabel Aráuz / Jorge Villagómez

Para todos los casos tenemos valores del VAN positivos, y las tasas de retorno de la inversión son mayores a la tasa de actualización utilizada en el proyecto (12%) lo cual hace que el proyecto sea económicamente rentable, a excepción de la ventana CON-B que tiene una tasa interna de retorno menor a la tasa de actualización.

CAPITULO 6

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1 CONCLUSIONES

1. Debido a que Hollín Inferior es un yacimiento de tipo estructural que produce por empuje hidráulico a través de un acuífero de empuje vertical muy activo, las ventanas se deben ubicar en los altos estructurales del mismo para de esta manera ganar columna vertical saturada de hidrocarburo ó espesor neto saturado de hidrocarburo, al igual que al momento del cañoneo alejarnos lo más posible del C.A.P. para evitar que se nos venga el agua en el corto tiempo, en el caso de las ventanas propuestas, estas efectivamente se encuentran sobre el contacto agua petróleo.
2. Para Hollín Superior es fundamental analizar las zonas de buen espesor de arena e hidrocarburos así como la continuidad lateral de las arenas para saber si la ventana ubicada tiene o no comunicación horizontal con los pozos aledaños, para el caso de las ventanas propuestas se determinó que si existe continuidad lateral de la arena.
3. De los cálculos de reservas estimadas tenemos aproximadamente 394675 BF en la arena Hollín Superior de las cuales se espera recuperar la mitad mediante la ventana CON-A. Para la arena Hollín Inferior tenemos aproximadamente 2'637801 BF las mismas que serán recuperadas en su mayoría mediante las ventanas CON-A, CON-C, CON-D, CON-E y CON-F.

4. La ventana CON-A se perforará hasta la profundidad de Hollín Inferior, por lo cual se puede realizar punzonamiento para la arena Hollín Superior y producir de las dos arenas simultáneamente, y esto nos permite reducir costos ya que únicamente se deberá costear la completación de la arena Hollín Superior.
5. Los indicadores financieros VAN y TIR calculados para todas las ventanas propuestas tanto de Hollín Superior como de Hollín Inferior cumplen con los requisitos que hacen que un proyecto sea rentable, a excepción de la ventana CON-B; además se debe tener en cuenta que la ventana CON-A de Hollín Superior se la tomará como un adicional de la ventana CON-A de Hollín Inferior.
6. Con la implementación de estas ventanas la inversión se espera recuperar en 3.6 meses en caso de punzoneo y producción de la arena Hollín Superior de la ventana CON-A, en 4.7 meses para el caso más corto como es la perforación y puesta en producción de la ventana CON-C de Hollín Inferior, y finalmente 5.7 meses para la perforación y puesta en producción de las ventanas CON-A, CON-D, CON-E y CON-F de la misma arena.
7. La ventana CON-B de Hollín Superior es un proyecto de corto tiempo ya que producirá por un lapso de tiempo menor a los 2 años, presenta valores de VAN positivos y el TIR es menor a la tasa de actualización, se descarta la perforación de esta ventana ya que no es económicamente rentable.

6.2 RECOMENDACIONES

1. De los resultados de reservas, se recomienda perforar las ventanas en el siguiente orden: CON-C (HI), CON-E (HI), CON-A (HI) conjuntamente con CON-A (HS), CON-F (HI), CON-D (HI), acorde al cronograma de perforaciones.

2. En el caso de la ventana CON-A de Hollín Inferior, se recomienda realizar el punzoneo adicional en la zona de interés de Hollín Superior y producir simultáneamente de las dos arenas, para reducir costos a futuro de traslado de taladro de Work Over entre otros costos que implicaría dejar para futuro el punzoneo de la zona de Hollín Superior.
3. Finalmente, extraer las reservas remanentes de los pozos cerrados sea a través de la apertura de ventanas (re-entry) o perforando pozos de relleno de acuerdo a las ubicaciones de los pozos propuestos en el presente proyecto de titulación.

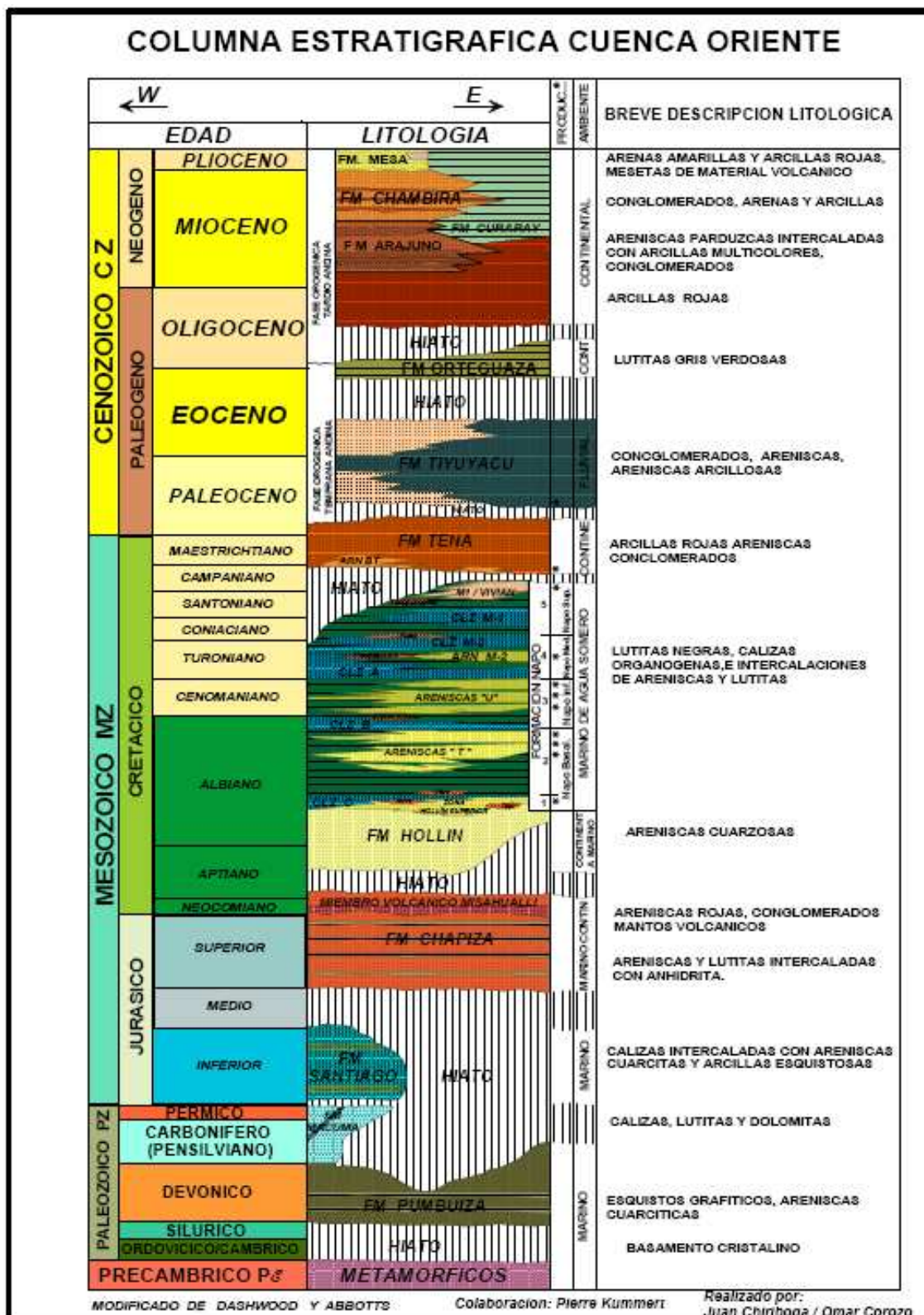
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- LA COMUNIDAD PETROLERA. (2008). Obtenido de Reservas de Hidrocarburos:
<http://industria-petrolera.lacomunidadpetrolera.com/2008/11/reservas-de-hidrocarburos.html>
- ANDRADE, F. (2009). Actualización de Reservas y Predicción del Comportamiento Productivo de los Campos Culebra-Yulebra. Escuela Politécnica Nacional, Quito.
- BAKER HUGHES - CENTRILIFT. (s.f.). Manual de Bombeo Electro Sumergible, Capítulo 1.
- CALVOPIÑA, D. P. (2012). Estudio Técnico-Económico para Incrementar la Producción en el Campo Yuca. Escuela Politécnica Nacional, Quito.
- CRAFT, B. y. (1977). Ingeniería Aplicada de Yacimientos Petrolíferos.
- ENRÍQUEZ, J. F. (2008). Actualización de Reservas en Base a los Nuevos Factores de Recobro del Campo Shushufindi. Escuela Politécnica Nacional, Quito.
- EP PETROECUADOR. (2001). Glosario de la Industria Hidrocarburífera. Quito.
- EP-PETROECUADOR. (s.f.). Departamento de Yacimientos. Quito.
- EP-PETROECUADOR. (s.f.). Información General del Campo Cononaco, Archivo Técnico. Quito.
- ESCOBAR, F. (s.f.). Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos.
- GARCÍA, J. R. (2010). Actualización de Reservas del Campo Cononaco. Escuela Politécnica Nacional, Quito.
- GONZÁLEZ, D. (2007). Ubicación de Pozos de Relleno en el Campo Sacha. Escuela Politécnica Nacional, Quito.
- JÁTIVA, J. (2010). Plan de Desarrollo del Campo Tumali-Petroamazonas. Escuela Politécnica Nacional, Quito.
- LEÓN, M. (2012). Plan de Desarrollo para la Optimización de la Producción del Campo Secoya. Escuela Politécnica Nacional, Quito.
- SCHLUMBERGER. (2001/2002). Caracterización de la Permeabilidad. OilField Review.
- TECNIE-NITEC. (2002). Estudio de Simulación Numérica del Campo Cononaco, Actividad 7. Quito.

- VARGAS, J. (2004). Modelo Geológico de los Reservorios "U" y "T" de la Formación Napo y Hollín Superior de la Formación Hollín del Campo Cononaco. Quito.
- VEGA, C. (s.f.). Explotación de un Reservorio. Quito.

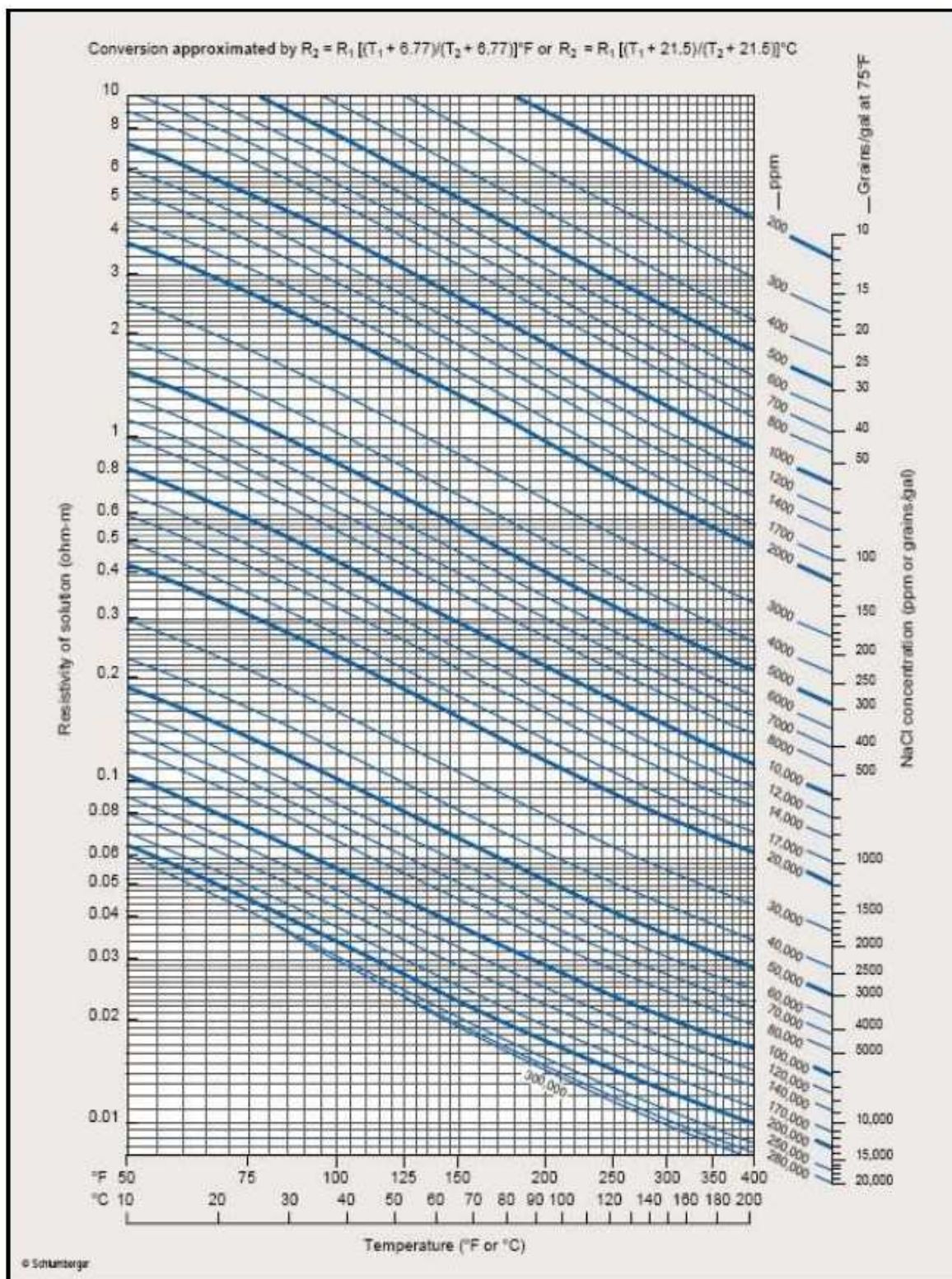
ANEXOS

ANEXO 1.1
COLUMNA ESTRATIGRÁFICA DE LA CUENCA ORIENTE



FUENTE: EP PETROECUADOR

ANEXO 2.1
CARTA GEN-09

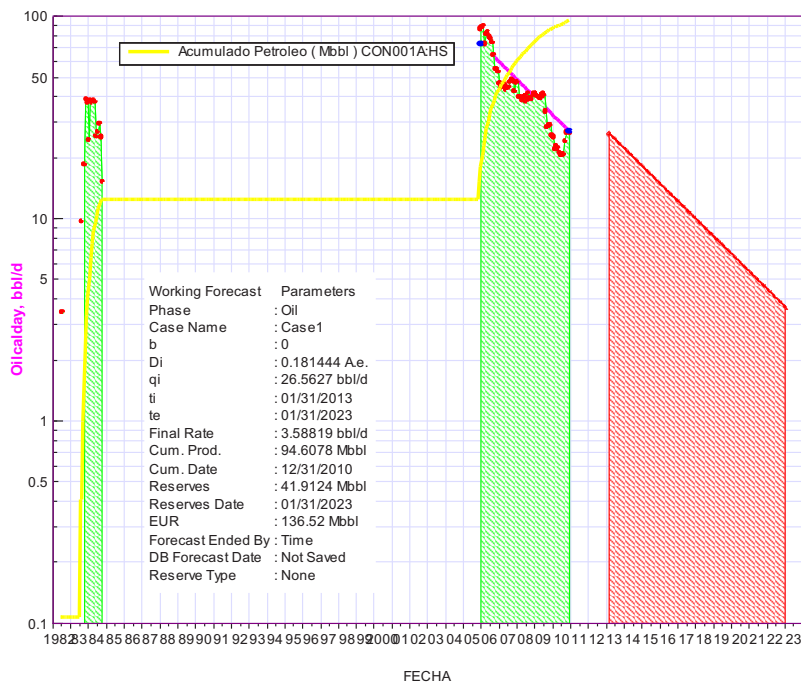


FUENTE: Log Interpretation Charts (Schlumberger)

ANEXO 2.3

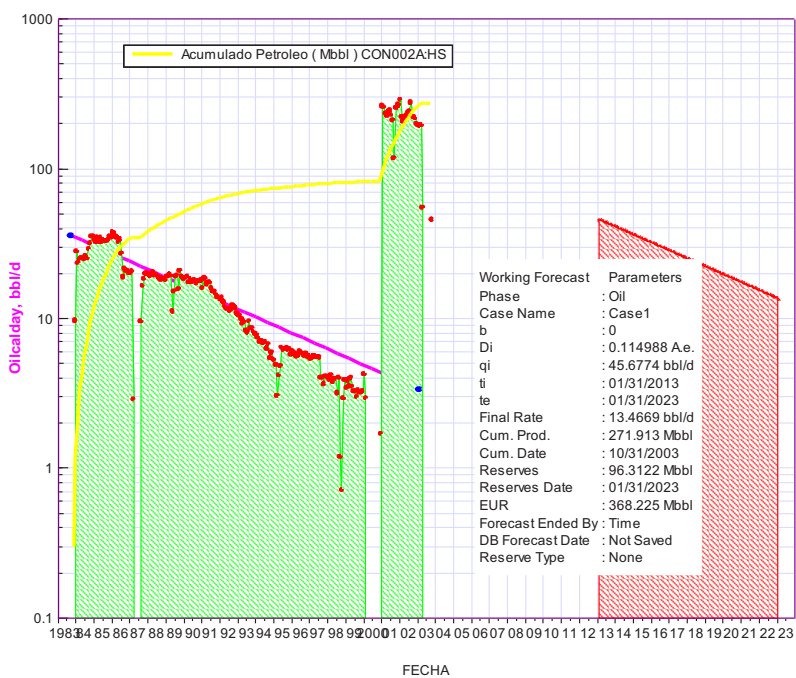
FORECAST DE LOS POZOS DE LA ARENISCA HOLLÍN SUPERIOR

FORECAST POZO CON-01



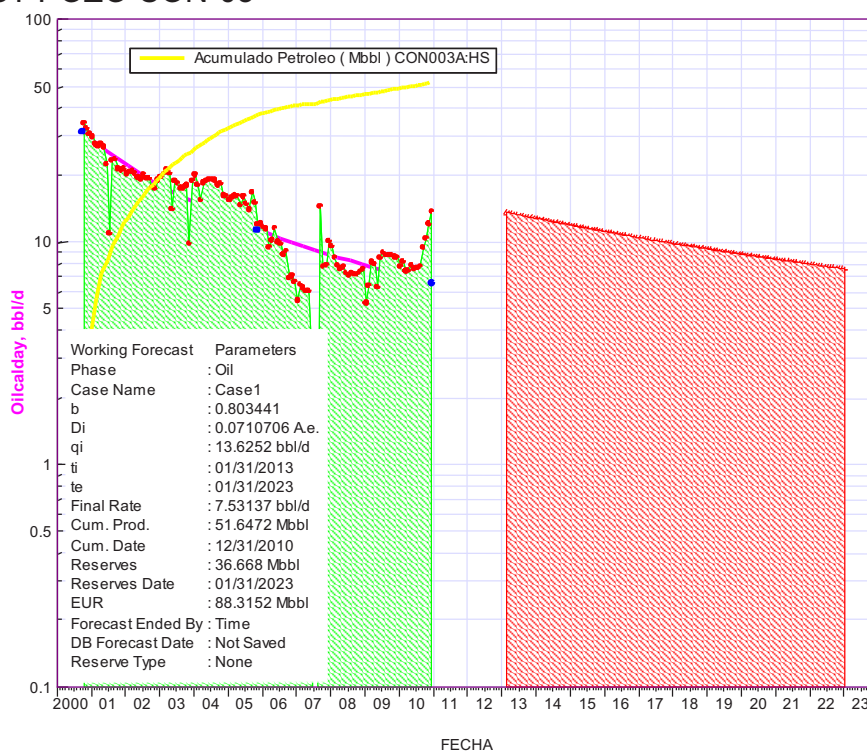
FUENTE: OilField Manager, EP PETROECUADOR
 ELABORADO POR: Annabel Aráuz / Jorge Villagómez

FORECAST POZO CON-02



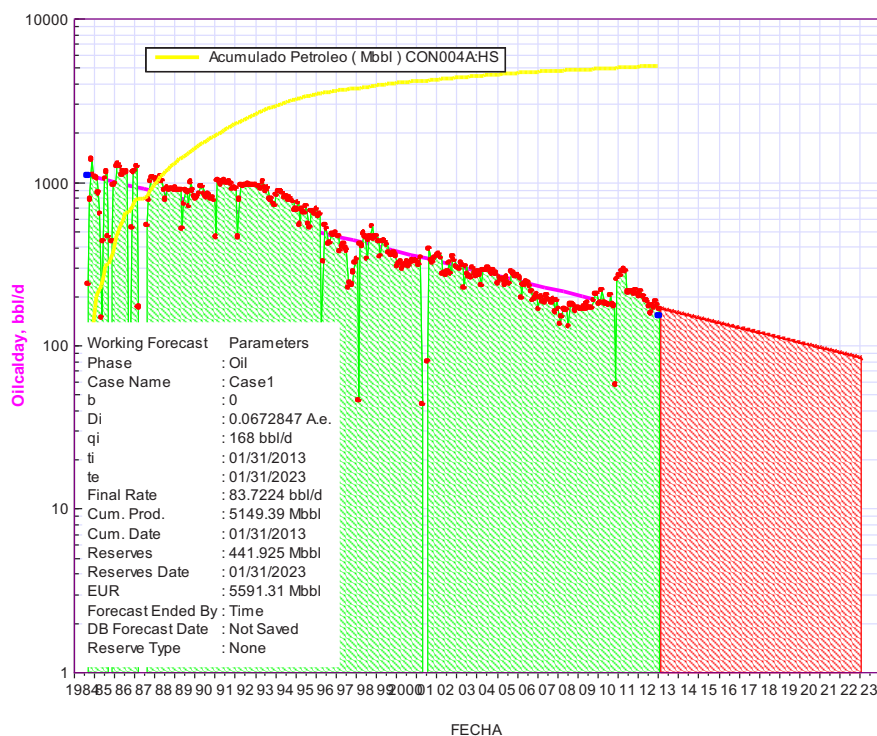
FUENTE: OilField Manager, EP PETROECUADOR
 ELABORADO POR: Annabel Aráuz / Jorge Villagómez

FORECAST POZO CON-03



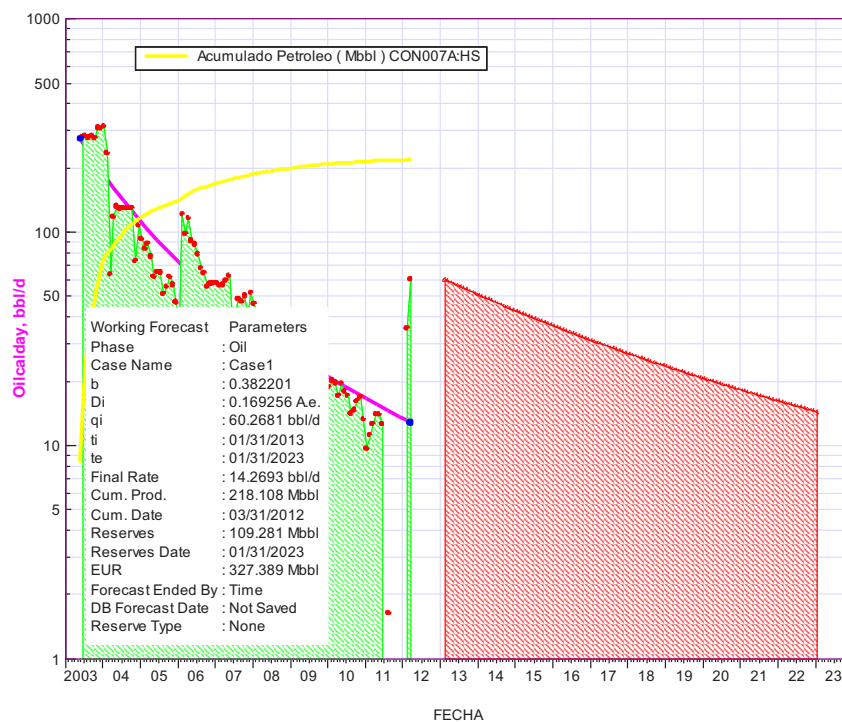
FUENTE: OilField Manager, EP PETROECUADOR
 ELABORADO POR: Annabel Aráuz / Jorge Villagómez

FORECAST POZO CON-04



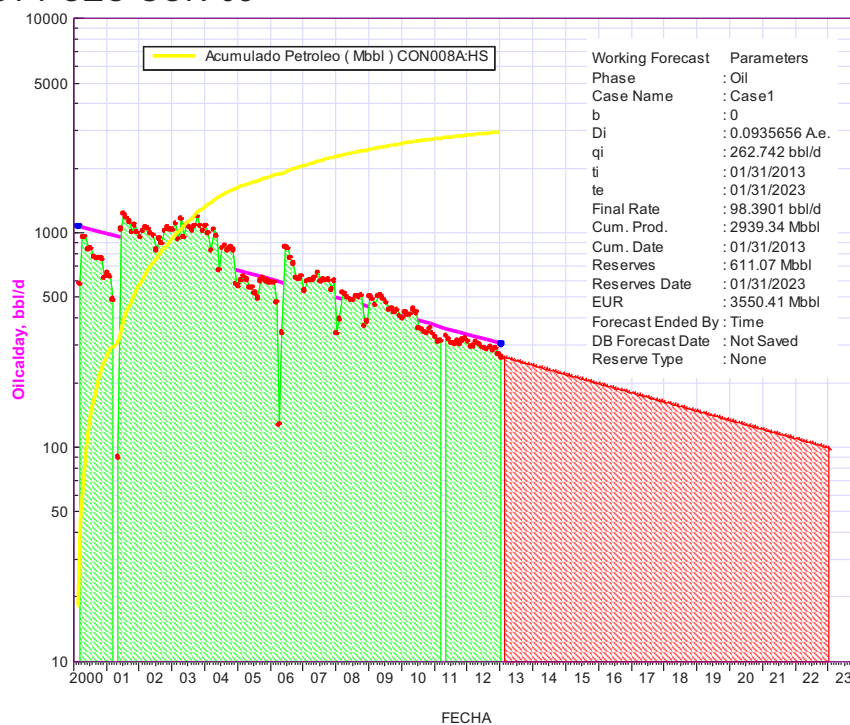
FUENTE: OilField Manager, EP PETROECUADOR
 ELABORADO POR: Annabel Aráuz / Jorge Villagómez

FORECASTPOZO CON-07



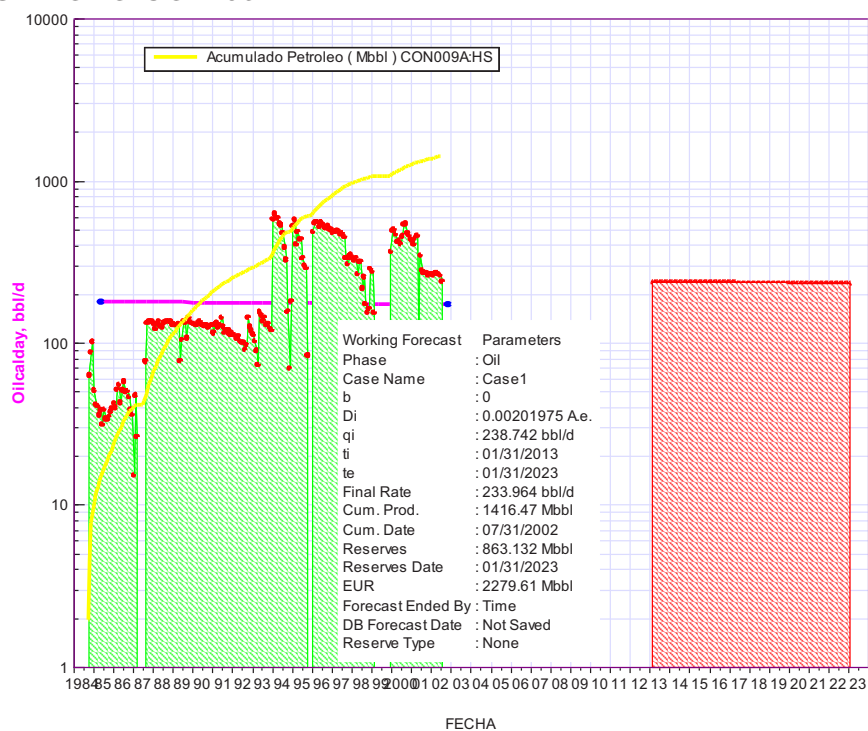
FUENTE: OilField Manager, EP PETROECUADOR
 ELABORADO POR: Annabel Aráuz / Jorge Villagómez

FORECAST POZO CON-08



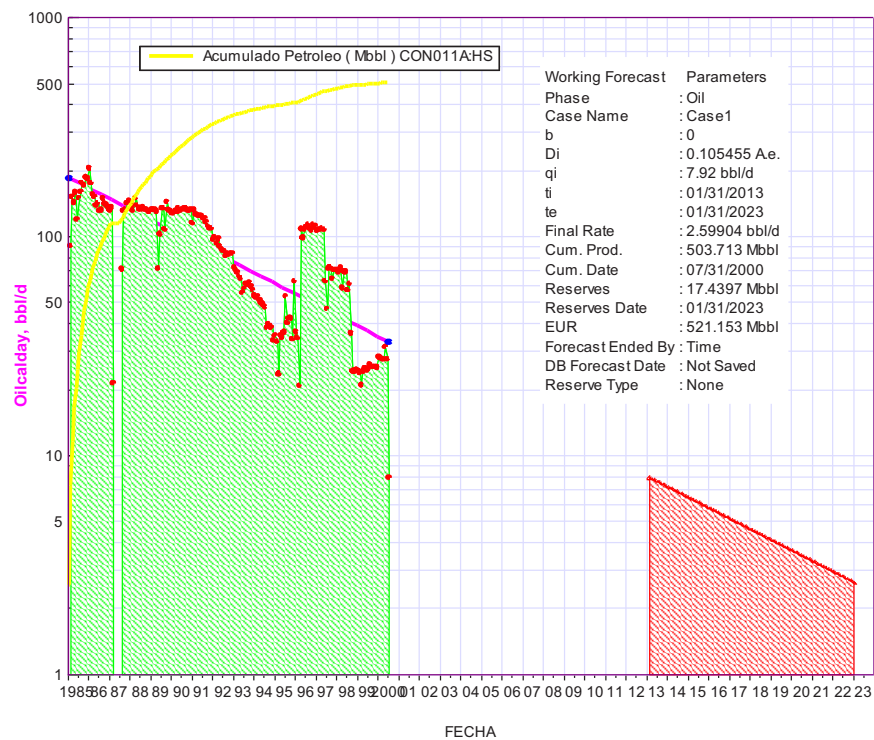
FUENTE: OilField Manager, EP PETROECUADOR
 ELABORADO POR: Annabel Aráuz / Jorge Villagómez

FORECAST POZO CON-09



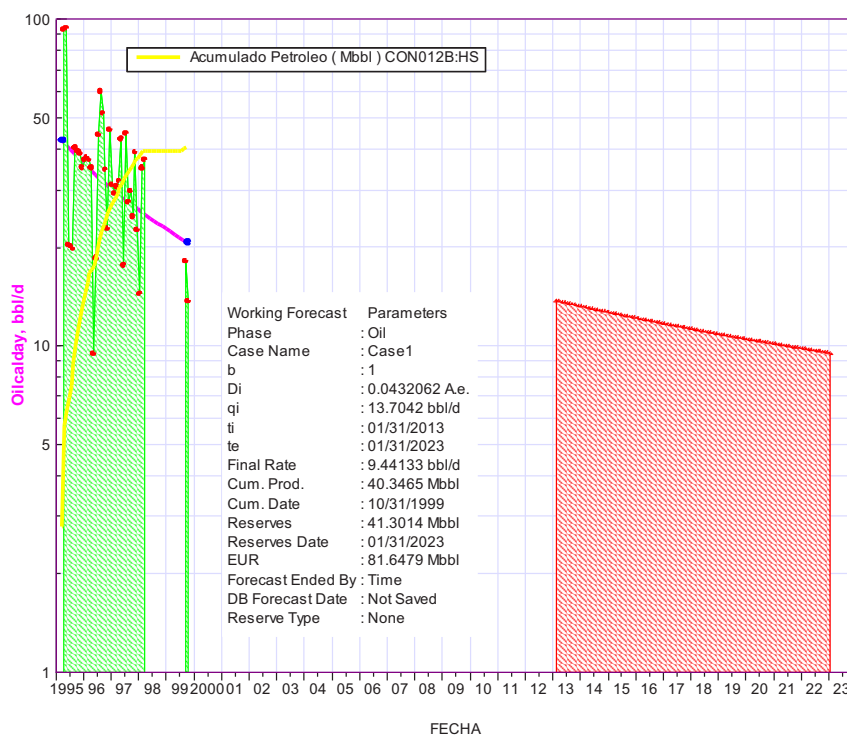
FUENTE: OilField Manager, EP PETROECUADOR
 ELABORADO POR: Annabel Aráuz / Jorge Villagómez

FORECAST POZO CON-11



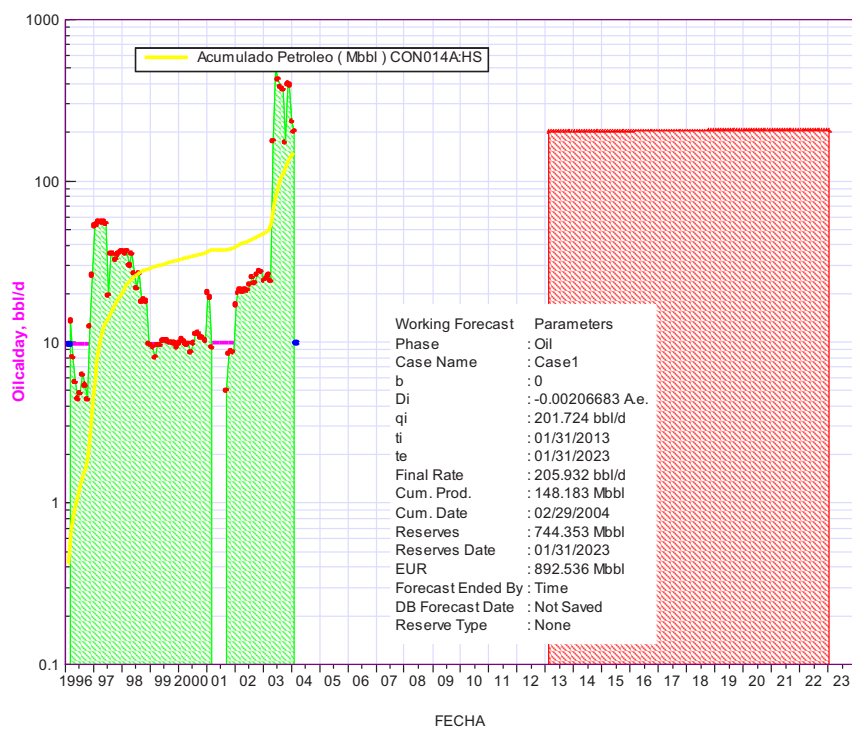
FUENTE: OilField Manager, EP PETROECUADOR
 ELABORADO POR: Annabel Aráuz / Jorge Villagómez

FORECAST POZO CON-12B



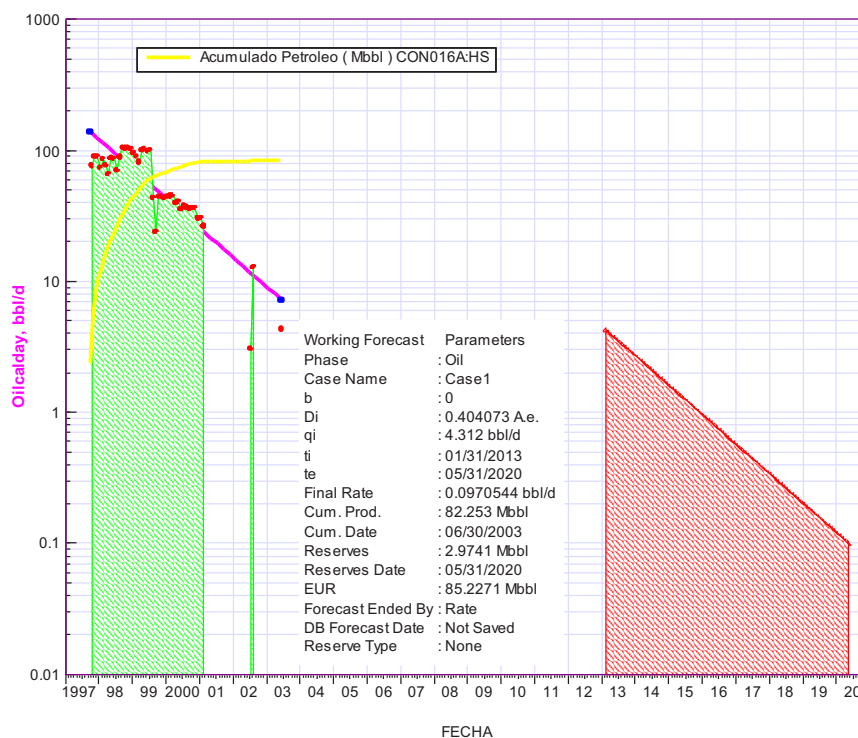
FUENTE: OilField Manager, EP PETROECUADOR
 ELABORADO POR: Annabel Aráuz / Jorge Villagómez

FORECAST POZO CON-14



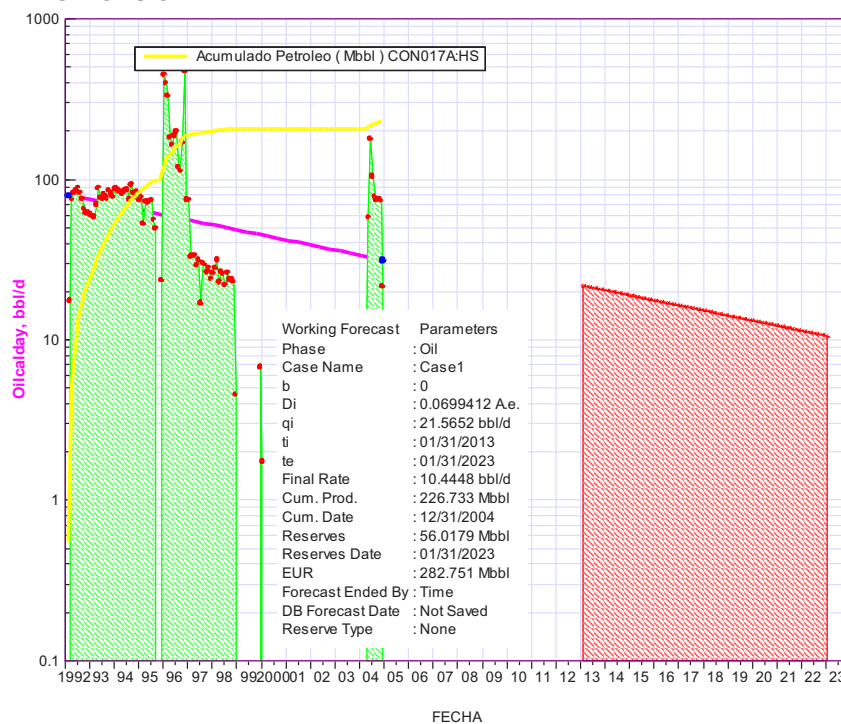
FUENTE: OilField Manager, EP PETROECUADOR
 ELABORADO POR: Annabel Aráuz / Jorge Villagómez

FORECAST POZO CON-16



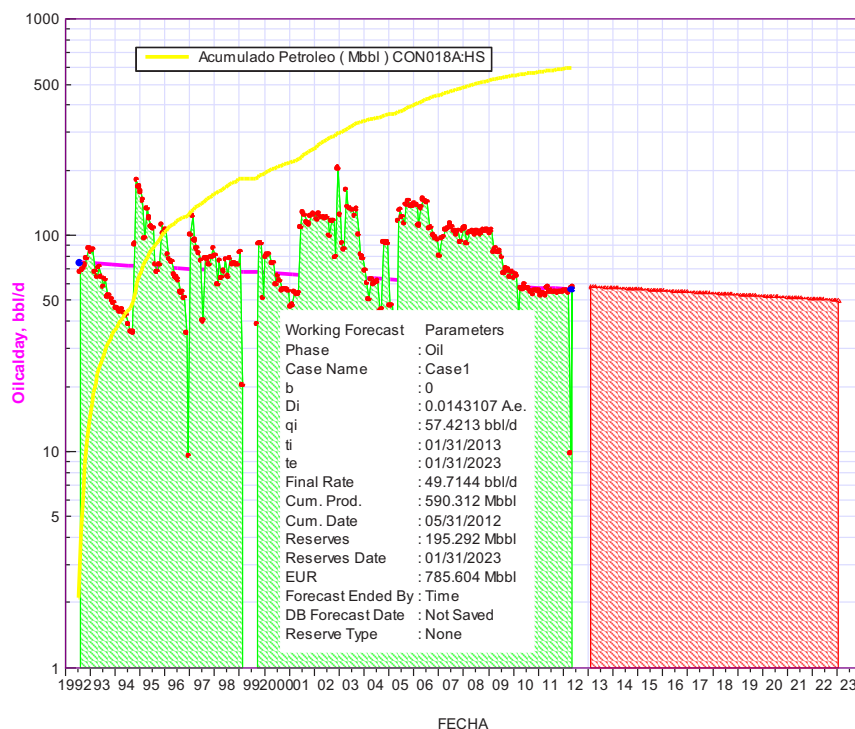
FUENTE: OilField Manager, EP PETROECUADOR
 ELABORADO POR: Annabel Aráuz / Jorge Villagómez

FORECAST POZO CON-17



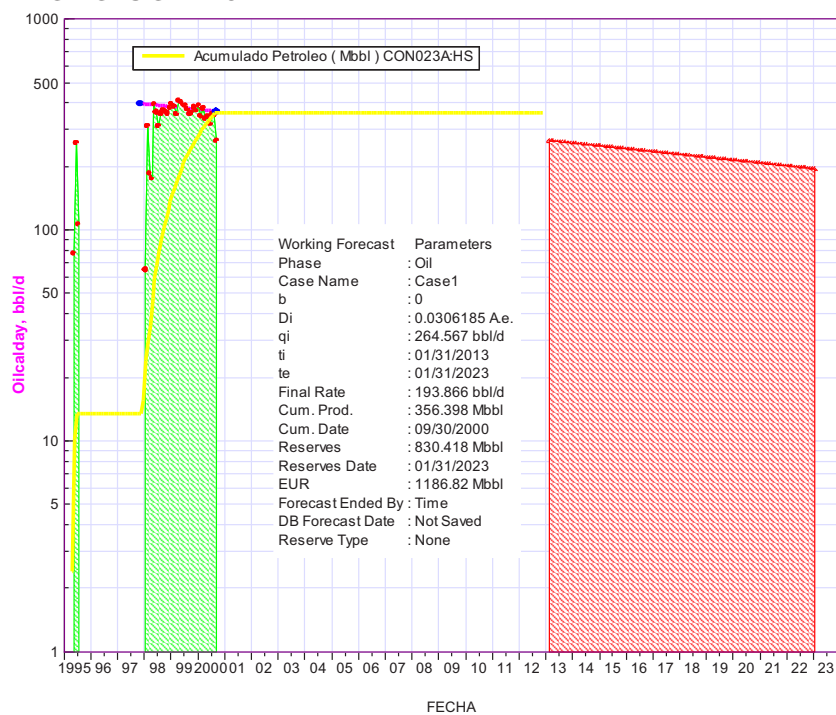
FUENTE: OilField Manager, EP PETROECUADOR
 ELABORADO POR: Annabel Aráuz / Jorge Villagómez

FORECAST POZO CON-18



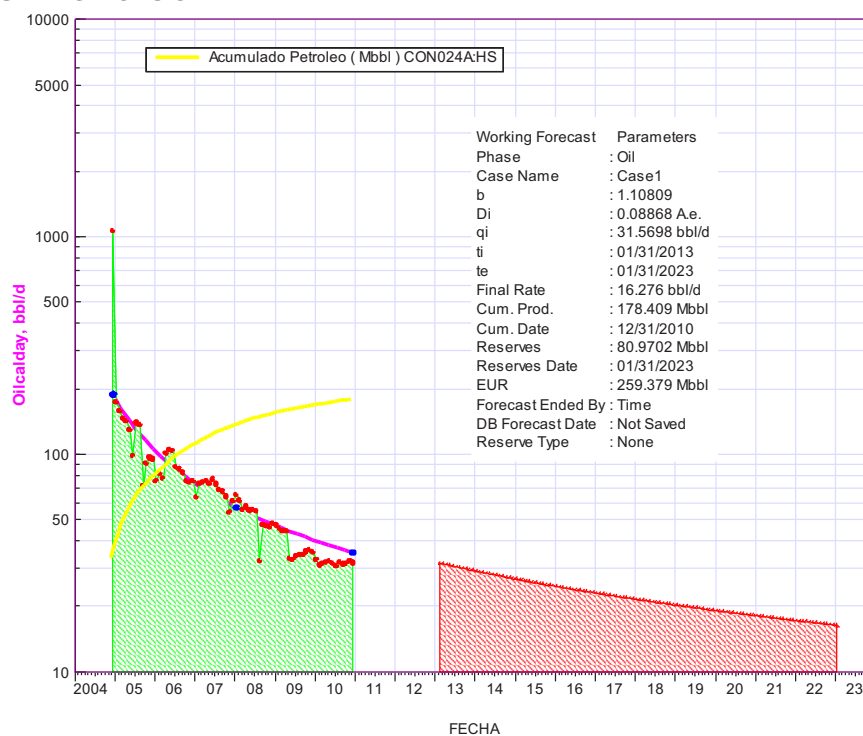
FUENTE: OilField Manager, EP PETROECUADOR
 ELABORADO POR: Annabel Aráuz / Jorge Villagómez

FORECAST POZO CON-23



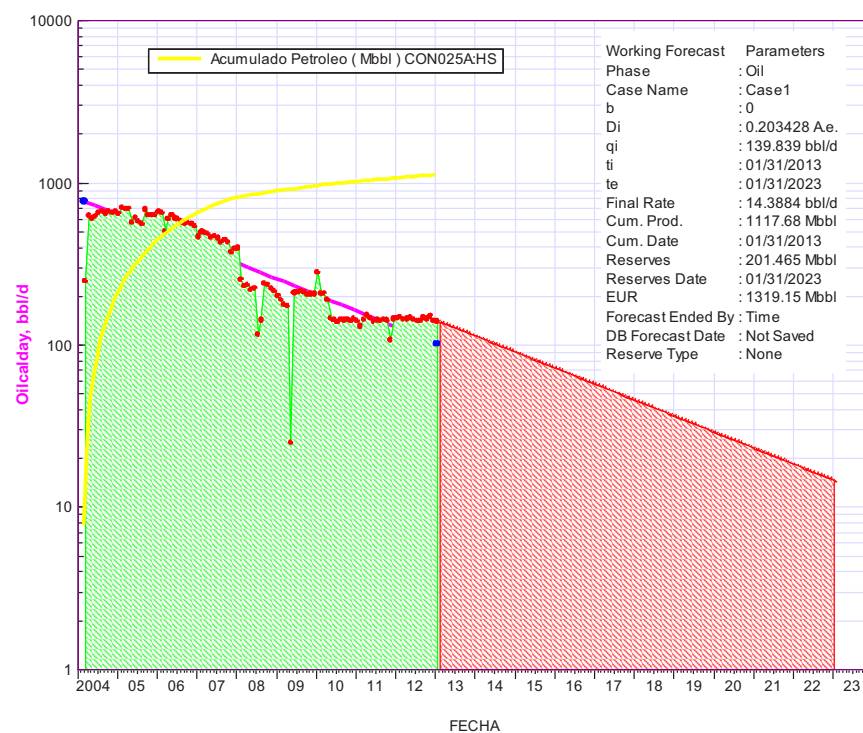
FUENTE: OilField Manager, EP PETROECUADOR
 ELABORADO POR: Annabel Aráuz / Jorge Villagómez

FORECAST POZO CON-24



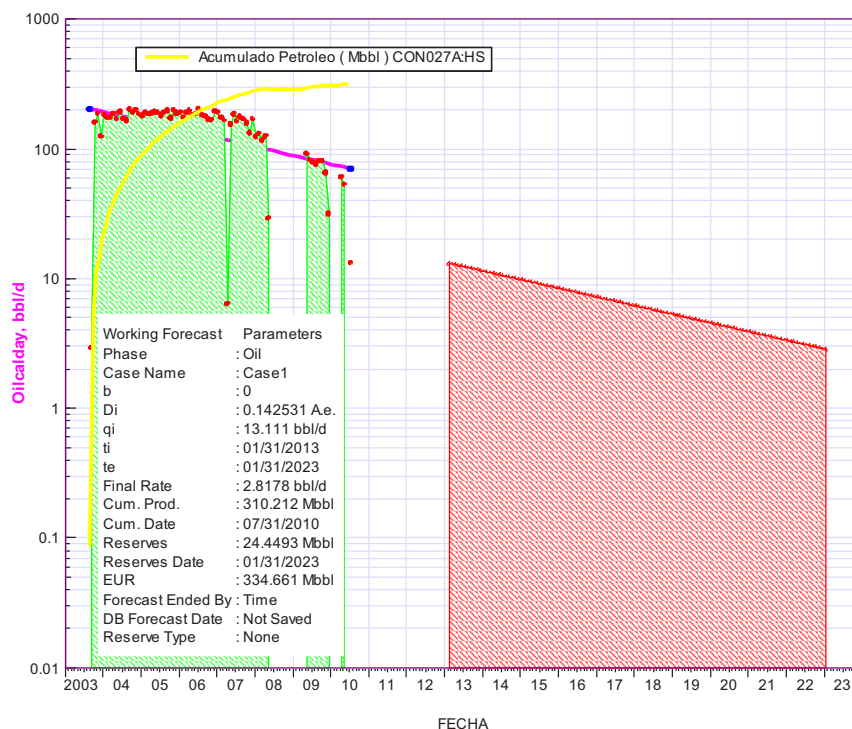
FUENTE: OilField Manager, EP PETROECUADOR
 ELABORADO POR: Annabel Aráuz / Jorge Villagómez

FORECAST POZO CON-25



FUENTE: OilField Manager, EP PETROECUADOR
 ELABORADO POR: Annabel Aráuz / Jorge Villagómez

FORECAST POZO CON-27



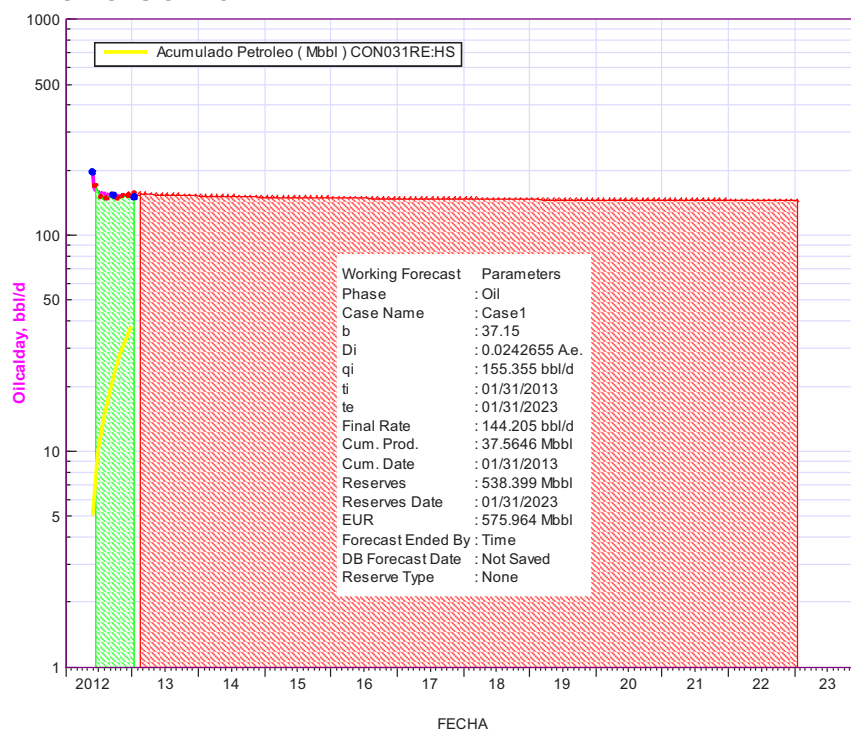
FUENTE: OilField Manager, EP PETROECUADOR
 ELABORADO POR: Annabel Aráuz / Jorge Villagómez

FORECAST POZO CON-28



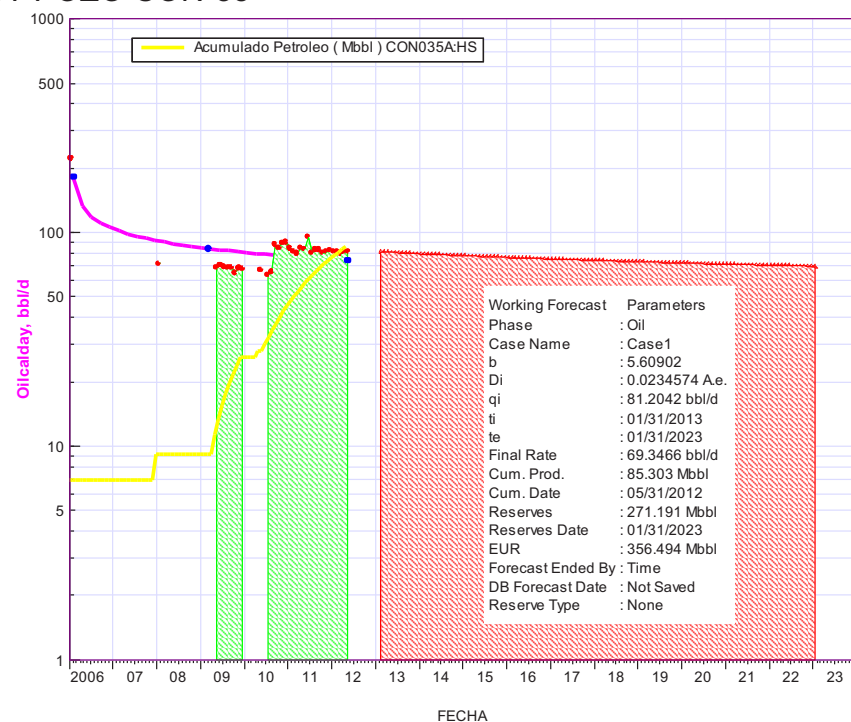
FUENTE: OilField Manager, EP PETROECUADOR
 ELABORADO POR: Annabel Aráuz / Jorge Villagómez

FORECAST POZO CON-31RE



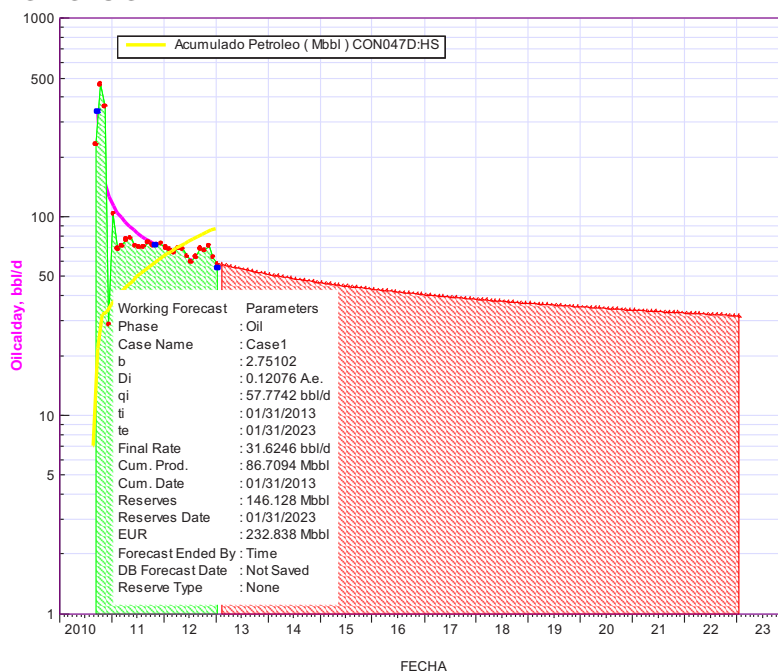
FUENTE: OilField Manager, EP PETROECUADOR
 ELABORADO POR: Annabel Aráuz / Jorge Villagómez

FORECAST POZO CON-35



FUENTE: OilField Manager, EP PETROECUADOR
 ELABORADO POR: Annabel Aráuz / Jorge Villagómez

FORECAST POZO CON-47

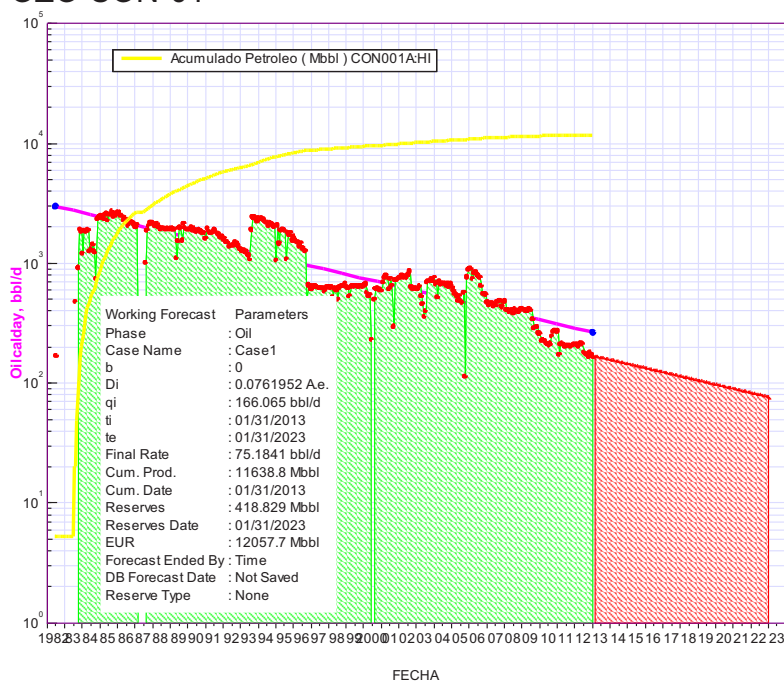


FUENTE: OilField Manager, EP PETROECUADOR
 ELABORADO POR: Annabel Aráuz / Jorge Villagómez

ANEXO 2.4

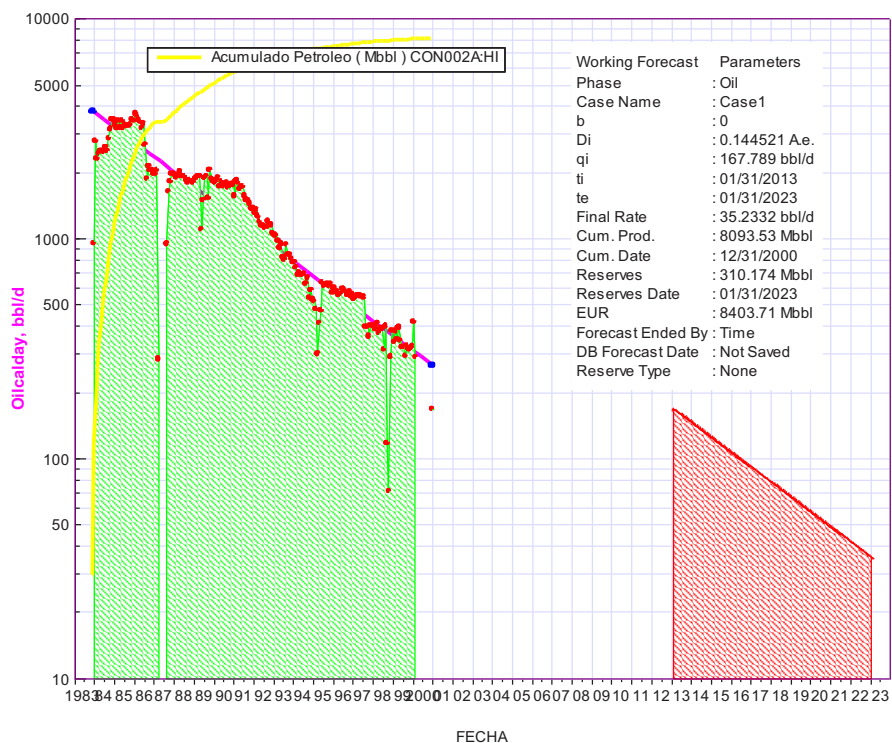
FORECAST DE LOS POZOS DE LA ARENISCA HOLLÍN INFERIOR

FORECAST POZO CON-01



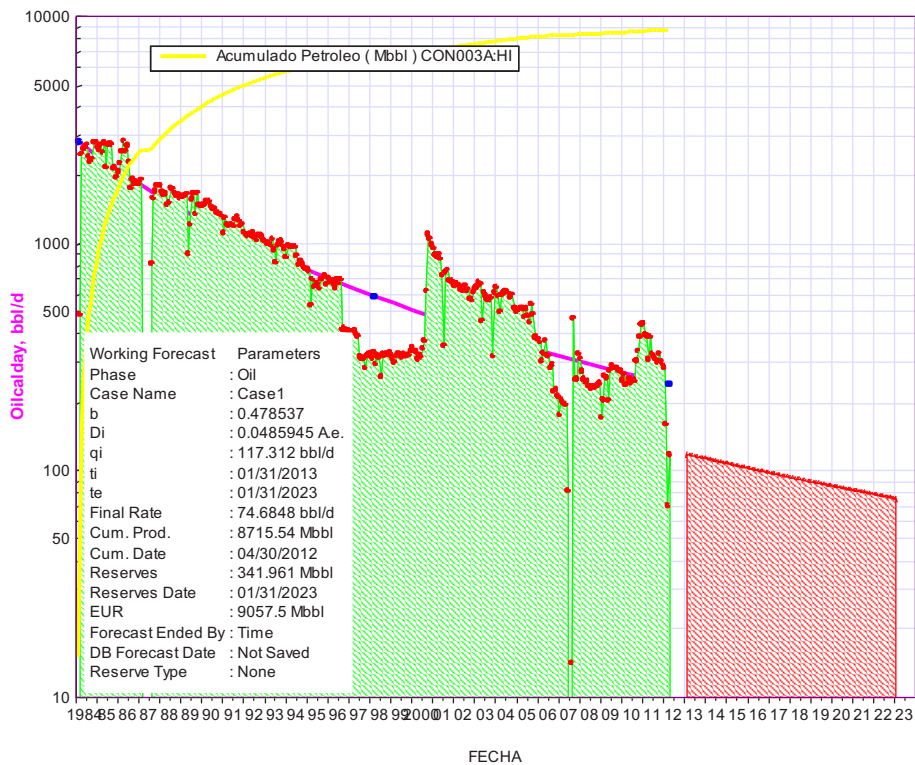
FUENTE: OilField Manager, EP PETROECUADOR
 ELABORADO POR: Annabel Aráuz / Jorge Villagómez

FORECAST POZO CON-02



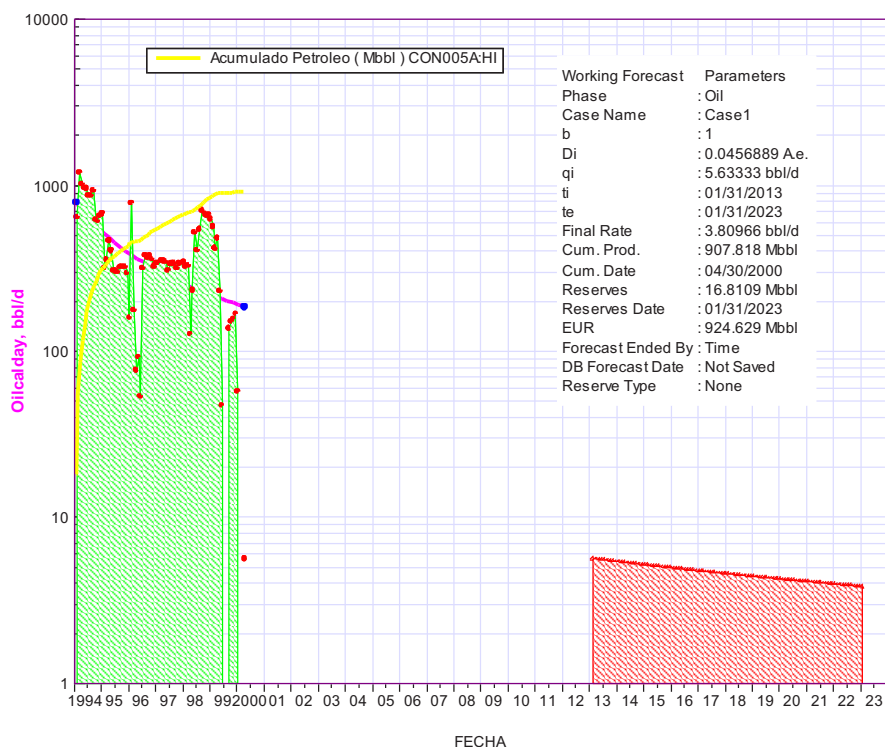
FUENTE: OilField Manager, EP PETROECUADOR
 ELABORADO POR: Annabel Aráuz / Jorge Villagómez

FORECAST POZO CON-03



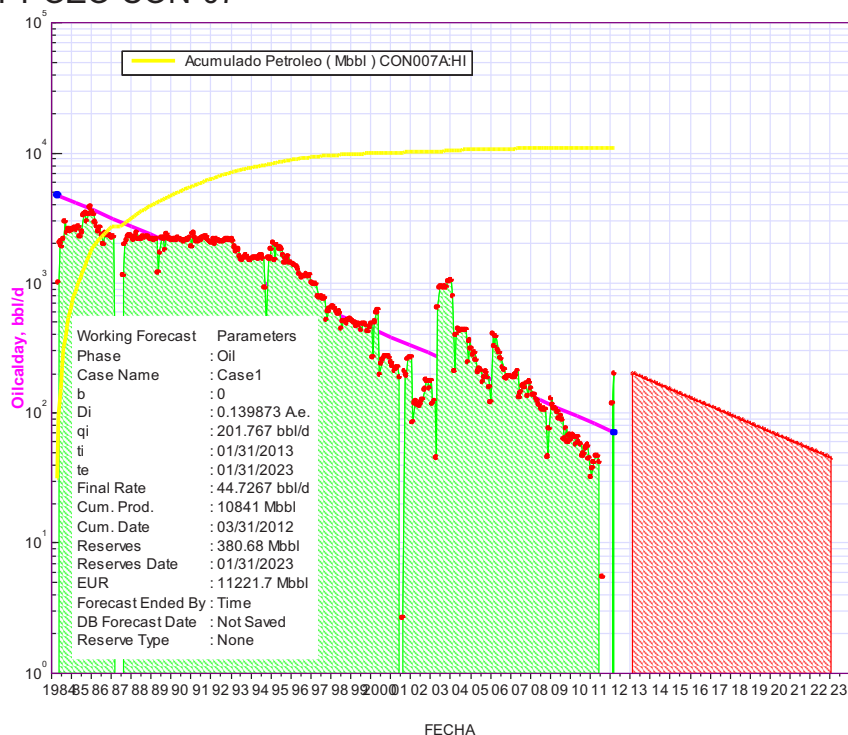
FUENTE: OilField Manager, EP PETROECUADOR
 ELABORADO POR: Annabel Aráuz / Jorge Villagómez

FORECAST POZO CON-05



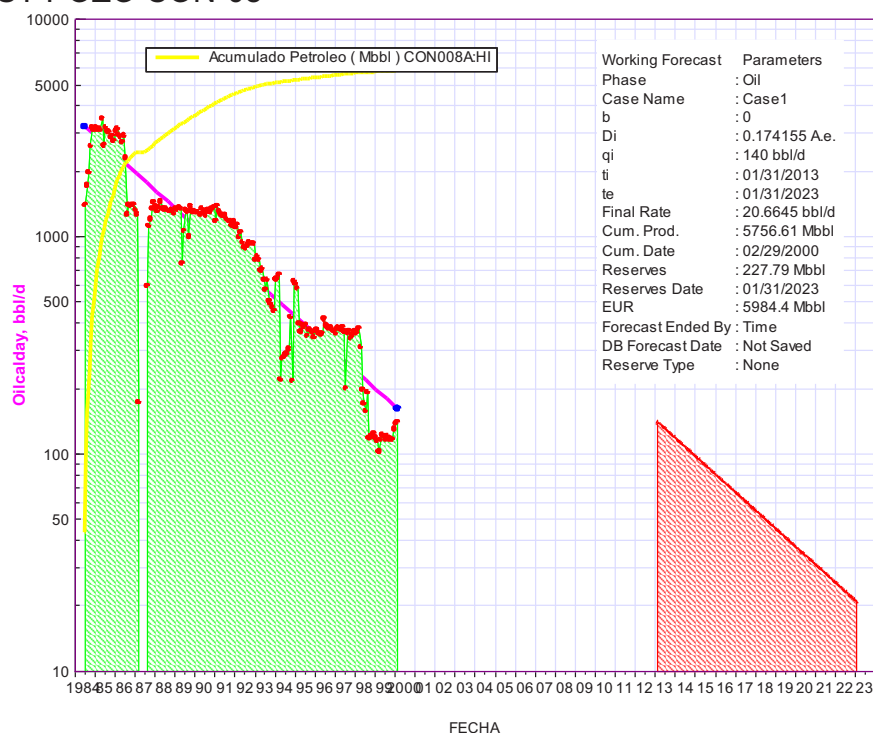
FUENTE: OilField Manager, EP PETROECUADOR
 ELABORADO POR: Annabel Aráuz / Jorge Villagómez

FORECAST POZO CON-07



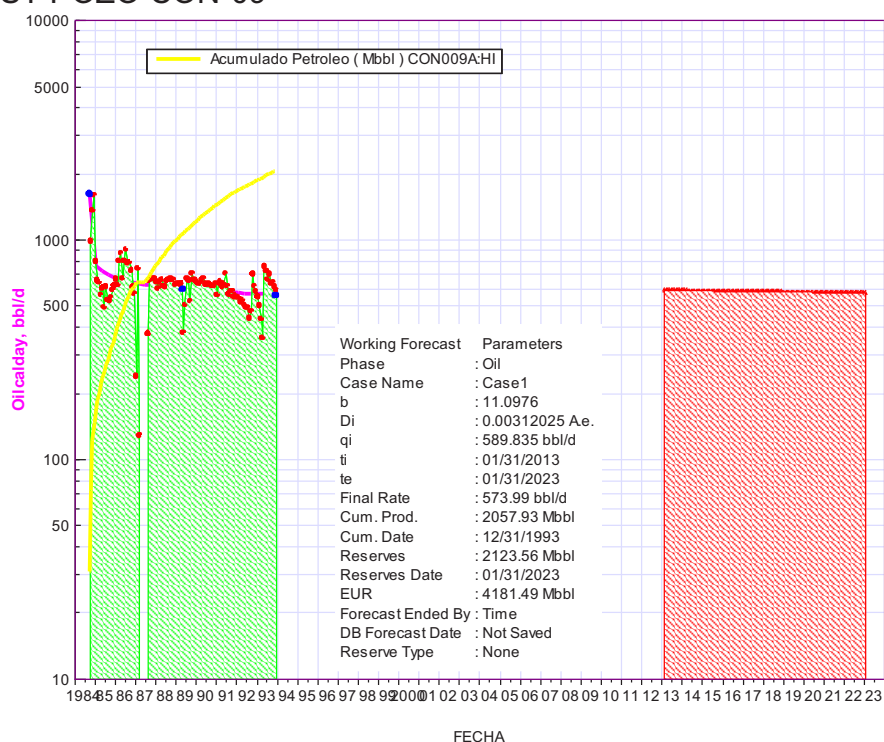
FUENTE: OilField Manager, EP PETROECUADOR
 ELABORADO POR: Annabel Aráuz / Jorge Villagómez

FORECAST POZO CON-08



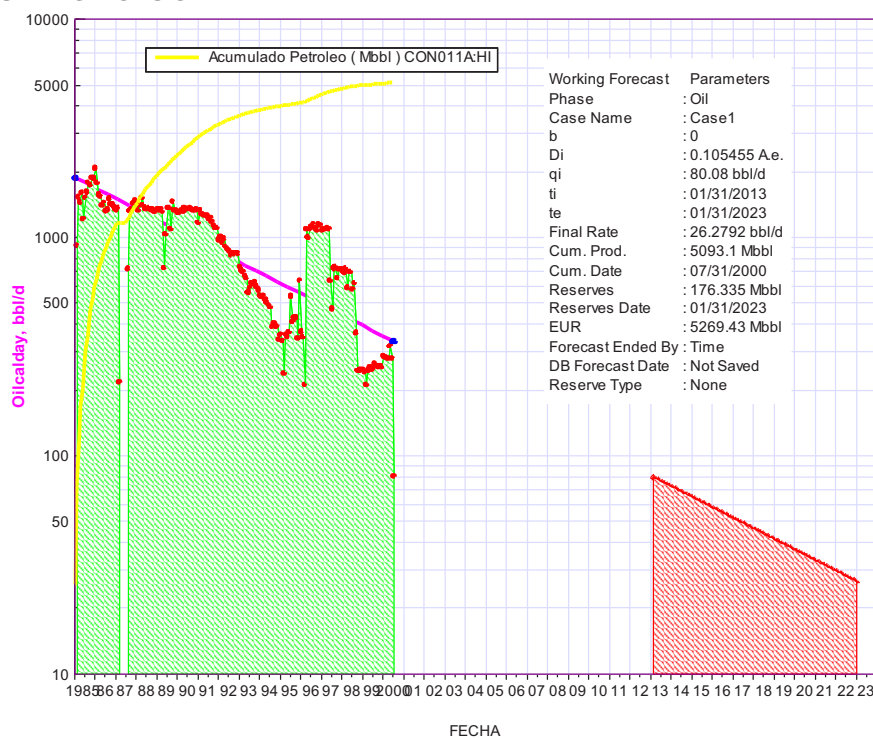
FUENTE: OilField Manager, EP PETROECUADOR
 ELABORADO POR: Annabel Aráuz / Jorge Villagómez

FORECAST POZO CON-09



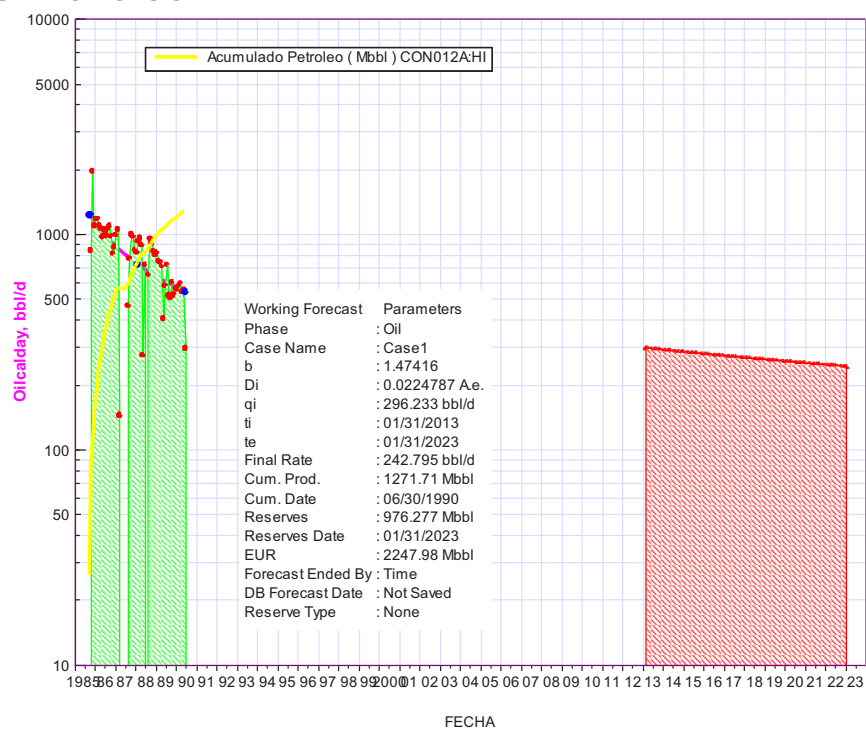
FUENTE: OilField Manager, EP PETROECUADOR
 ELABORADO POR: Annabel Aráuz / Jorge Villagómez

FORECAST POZO CON-11



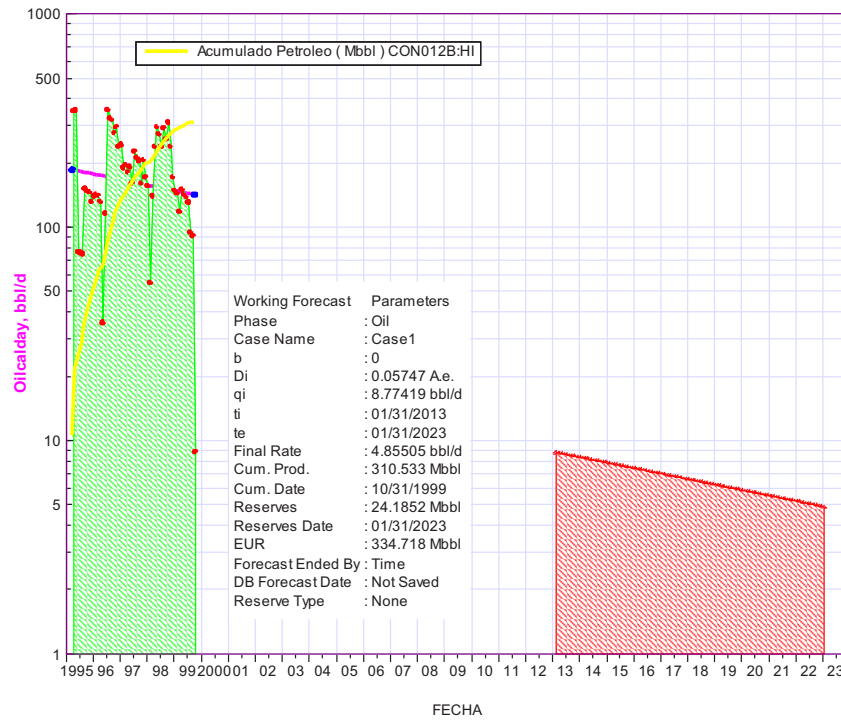
FUENTE: OilField Manager, EP PETROECUADOR
 ELABORADO POR: Annabel Aráuz / Jorge Villagómez

FORECAST POZO CON-12



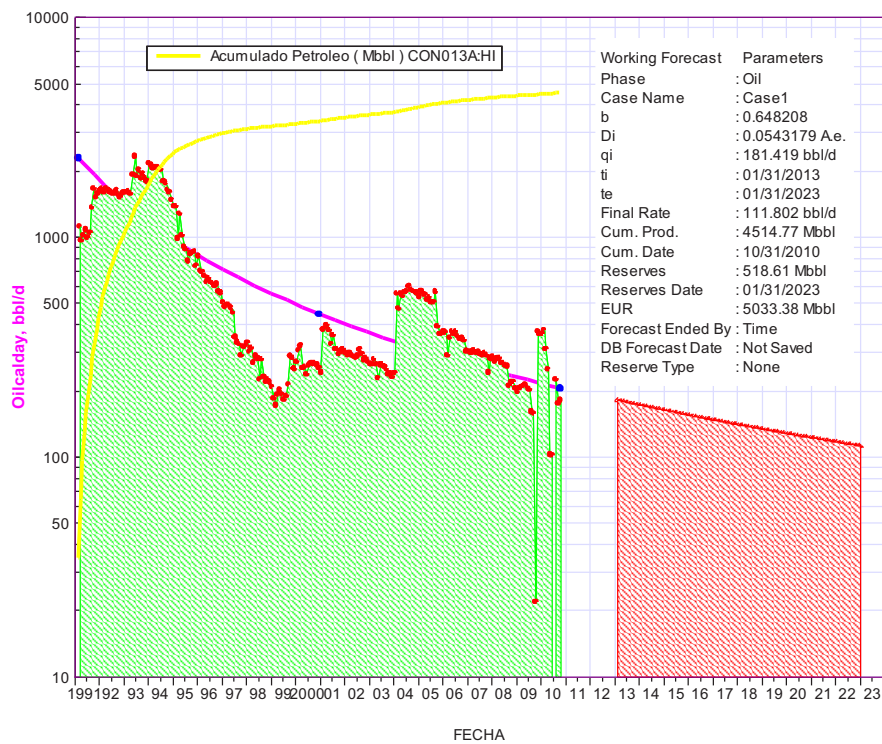
FUENTE: OilField Manager, EP PETROECUADOR
 ELABORADO POR: Annabel Aráuz / Jorge Villagómez

FORECAST POZO CON-12B



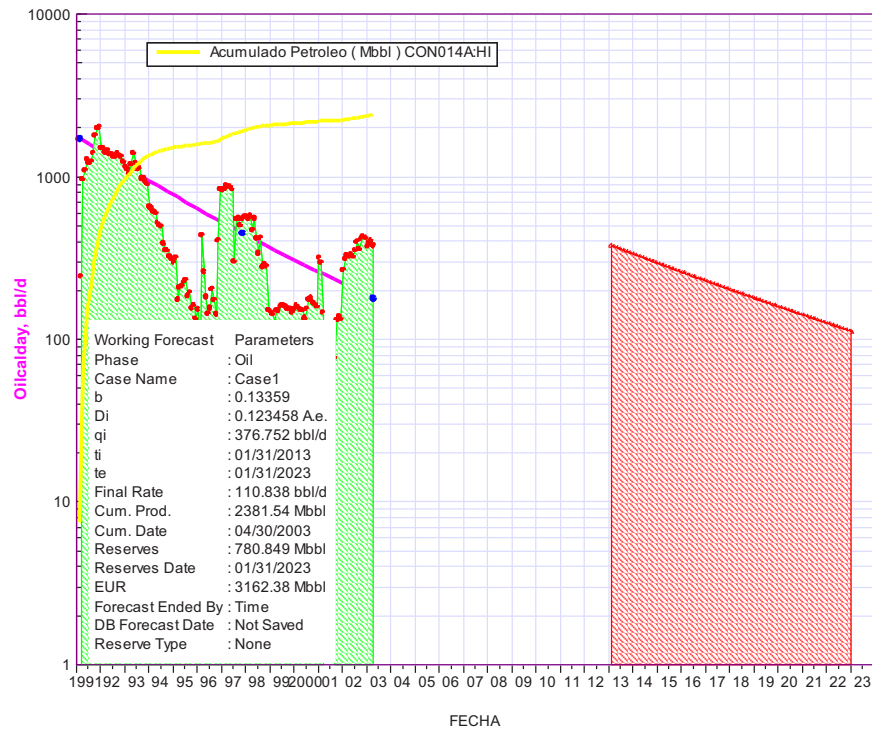
FUENTE: OilField Manager, EP PETROECUADOR
 ELABORADO POR: Annabel Aráuz / Jorge Villagómez

FORECAST POZO CON-13



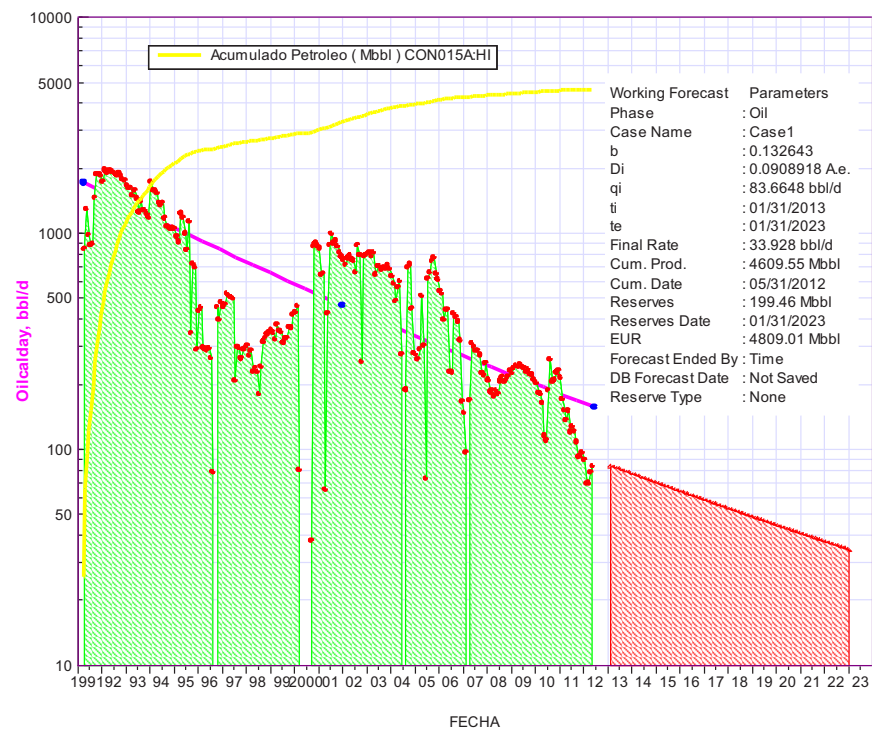
FUENTE: OilField Manager, EP PETROECUADOR
 ELABORADO POR: Annabel Aráuz / Jorge Villagómez

FORECAST POZO CON-14



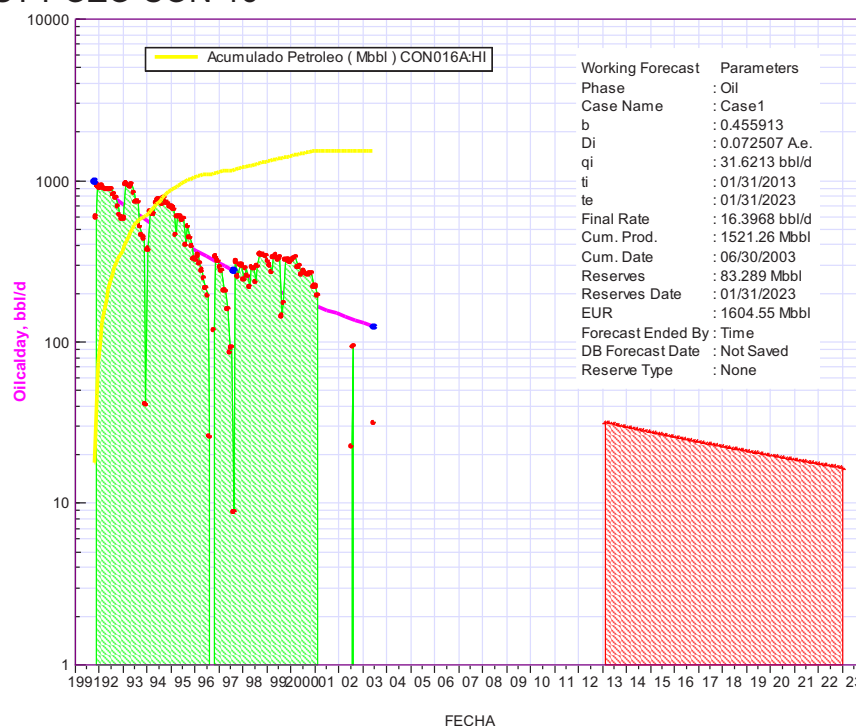
FUENTE: OilField Manager, EP PETROECUADOR
 ELABORADO POR: Annabel Aráuz / Jorge Villagómez

FORECAST POZO CON-15



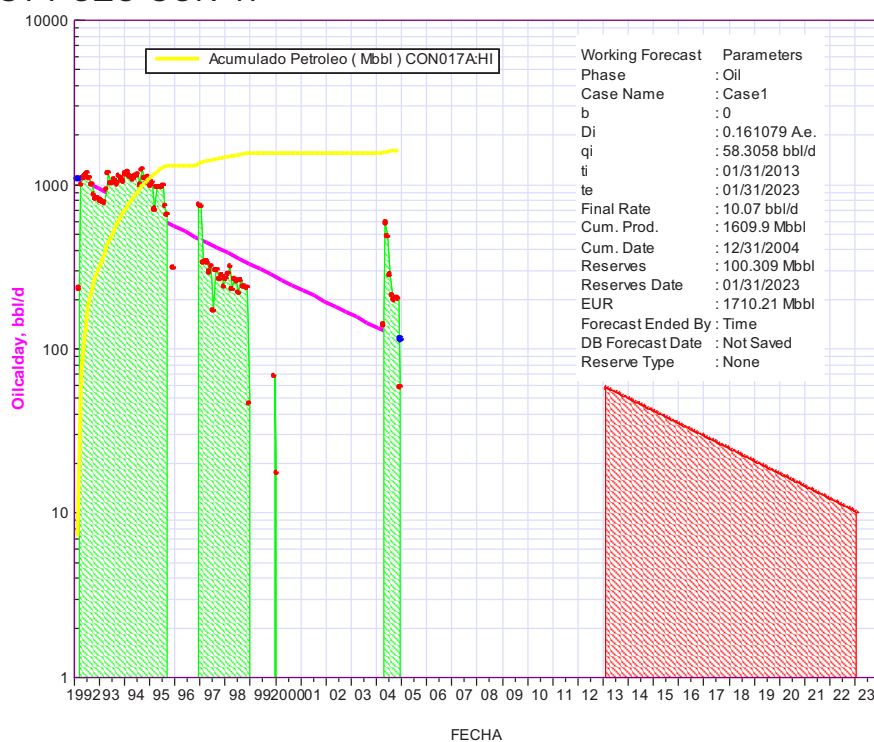
FUENTE: OilField Manager, EP PETROECUADOR
 ELABORADO POR: Annabel Aráuz / Jorge Villagómez

FORECAST POZO CON-16



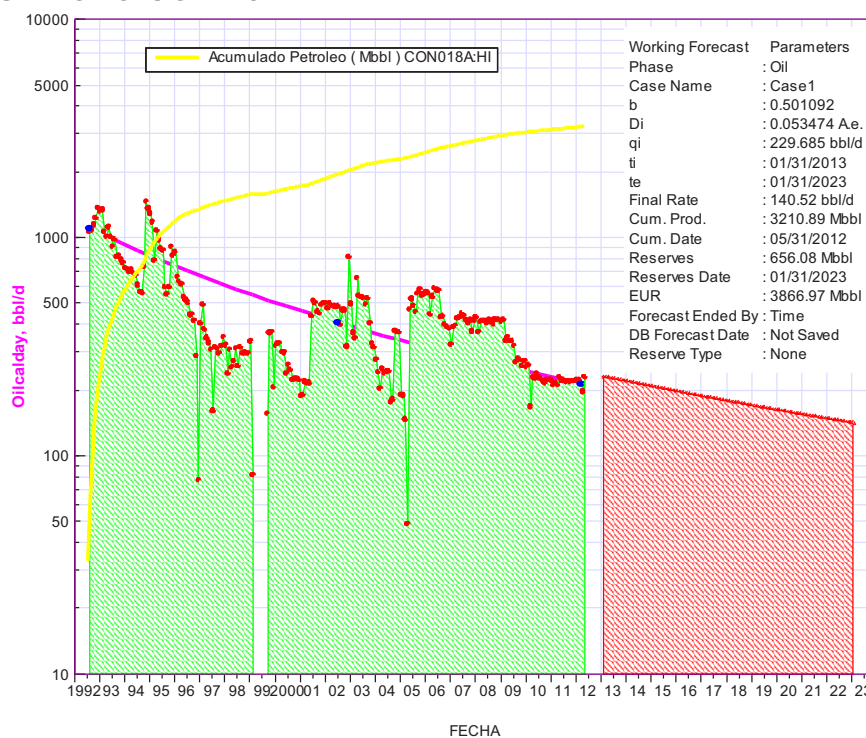
FUENTE: OilField Manager, EP PETROECUADOR
 ELABORADO POR: Annabel Aráuz / Jorge Villagómez

FORECAST POZO CON-17



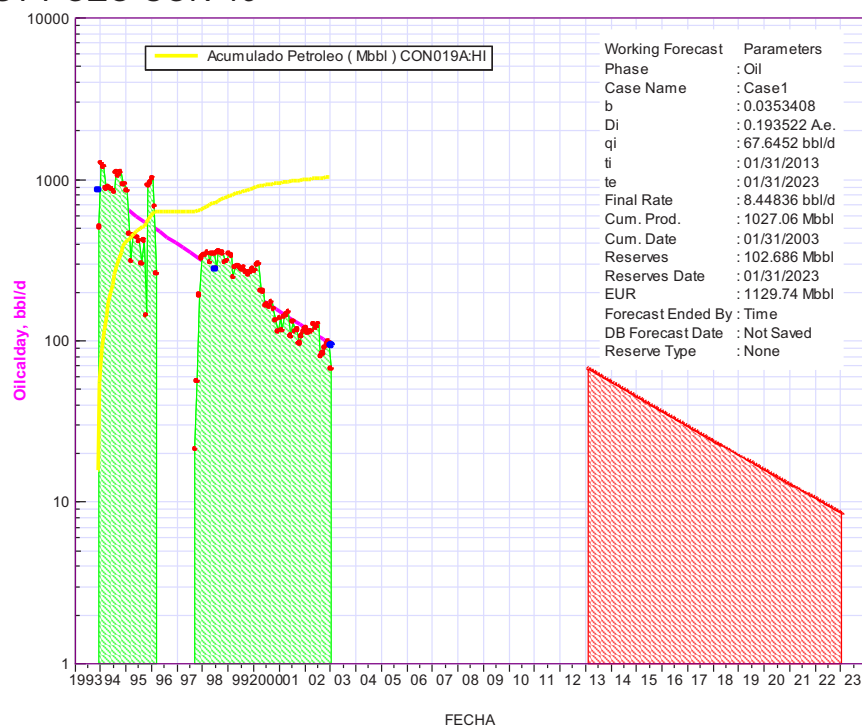
FUENTE: OilField Manager, EP PETROECUADOR
 ELABORADO POR: Annabel Aráuz / Jorge Villagómez

FORECAST POZO CON-18



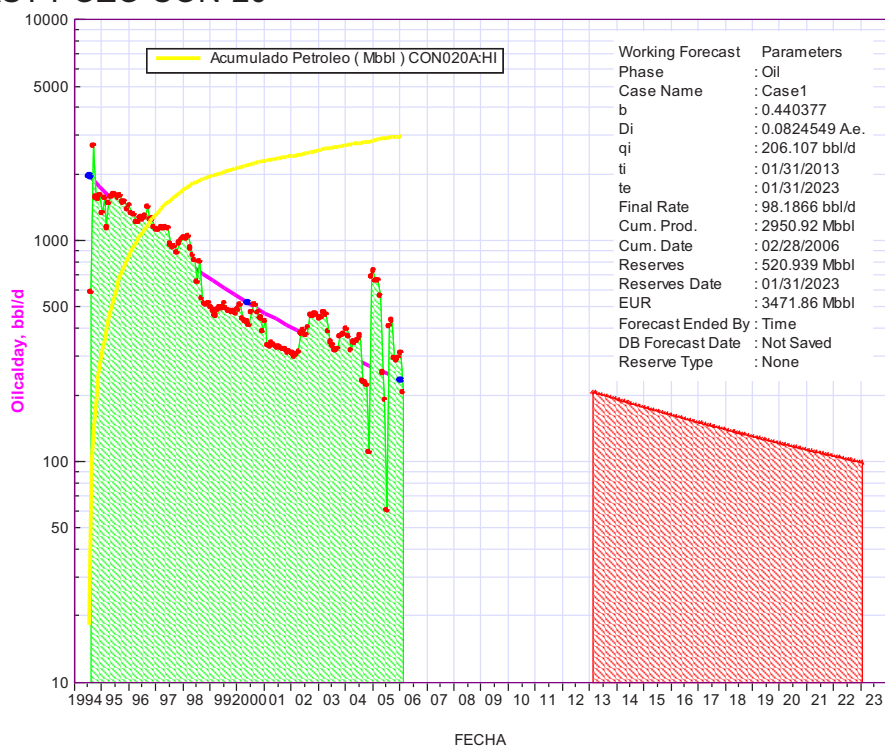
FUENTE: OilField Manager, EP PETROECUADOR
 ELABORADO POR: Annabel Aráuz / Jorge Villagómez

FORECAST POZO CON-19



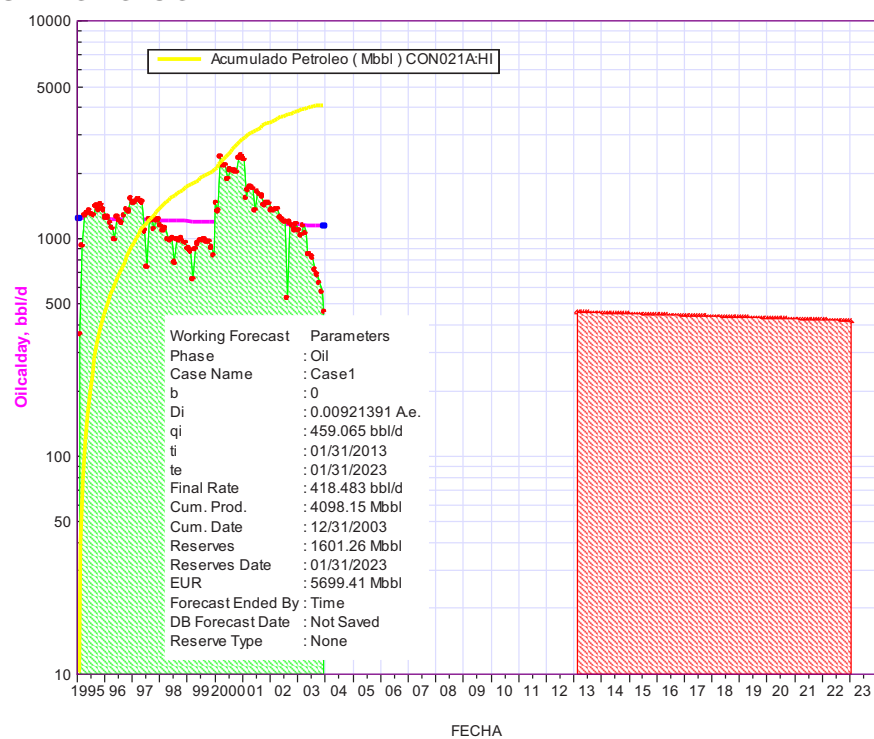
FUENTE: OilField Manager, EP PETROECUADOR
 ELABORADO POR: Annabel Aráuz / Jorge Villagómez

FORECAST POZO CON-20



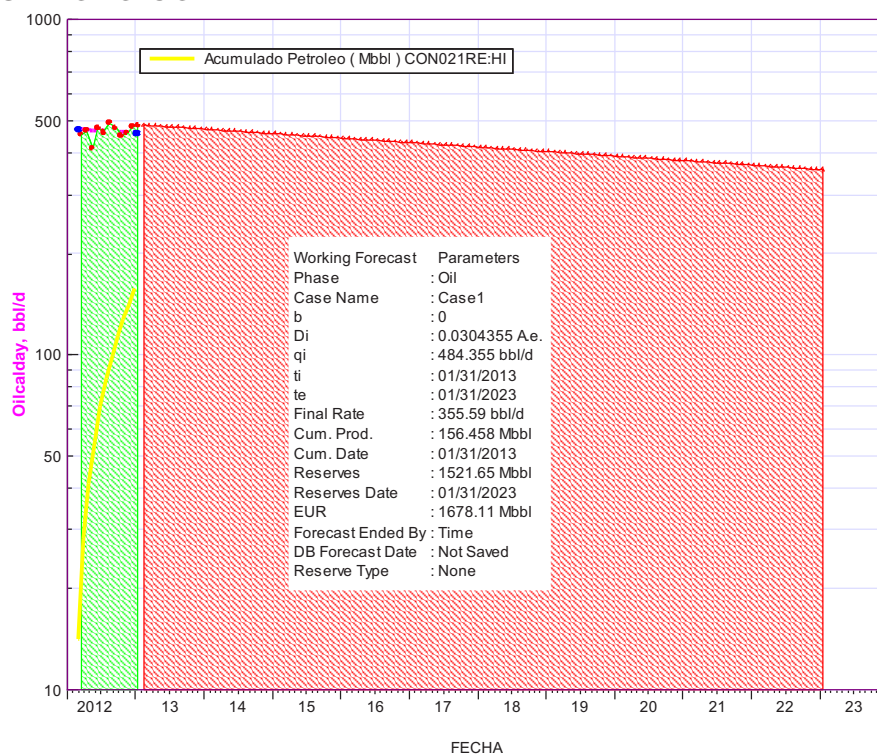
FUENTE: OilField Manager, EP PETROECUADOR
 ELABORADO POR: Annabel Aráuz / Jorge Villagómez

FORECAST POZO CON-21



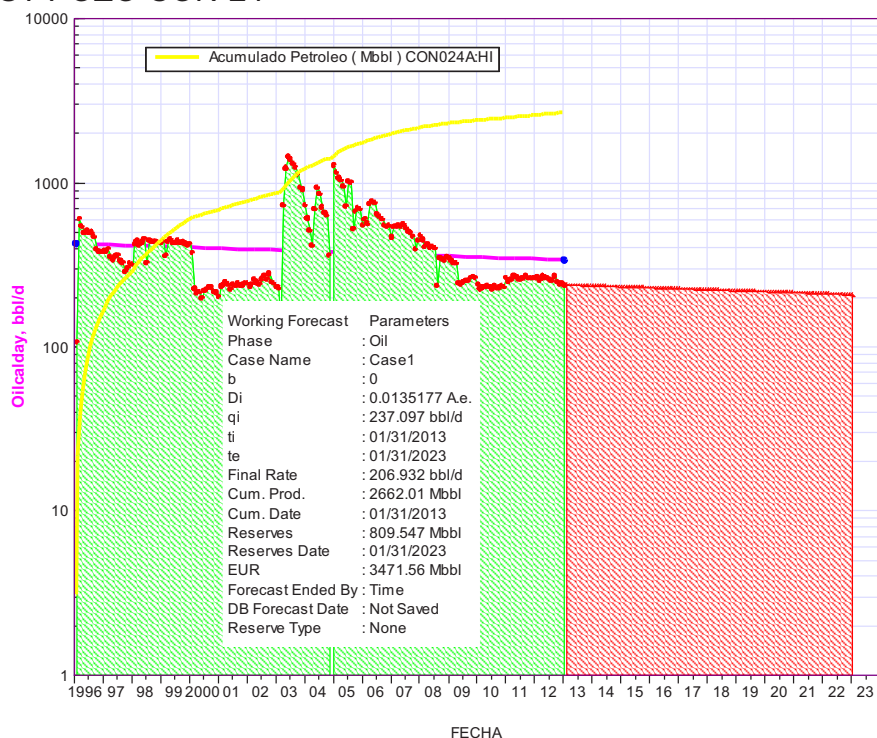
FUENTE: OilField Manager, EP PETROECUADOR
 ELABORADO POR: Annabel Aráuz / Jorge Villagómez

FORECAST POZO CON-21RE



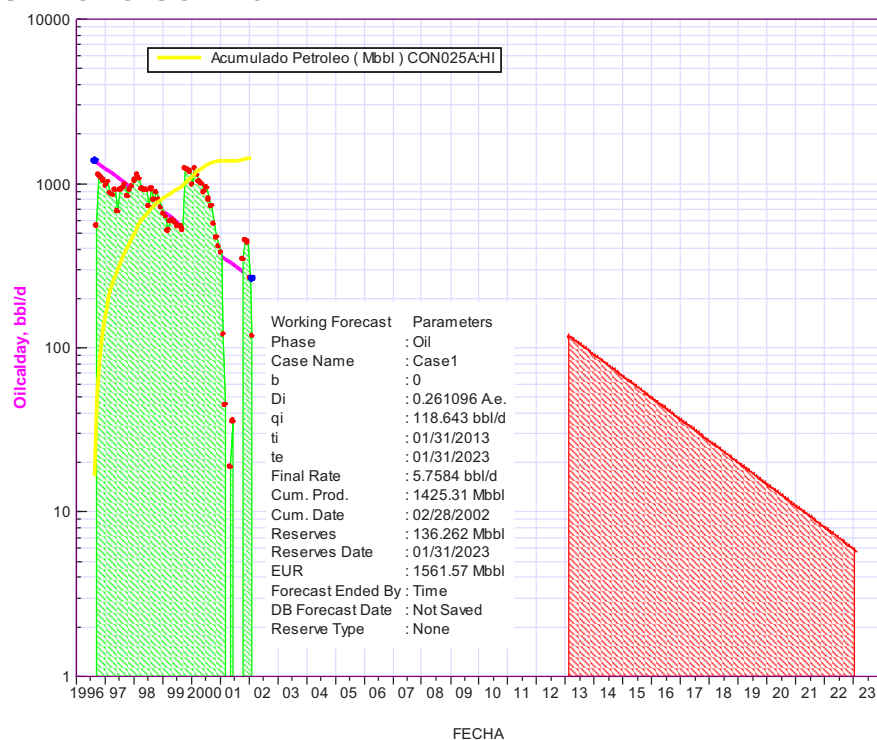
FUENTE: OilField Manager, EP PETROECUADOR
 ELABORADO POR: Annabel Aráuz / Jorge Villagómez

FORECAST POZO CON-24



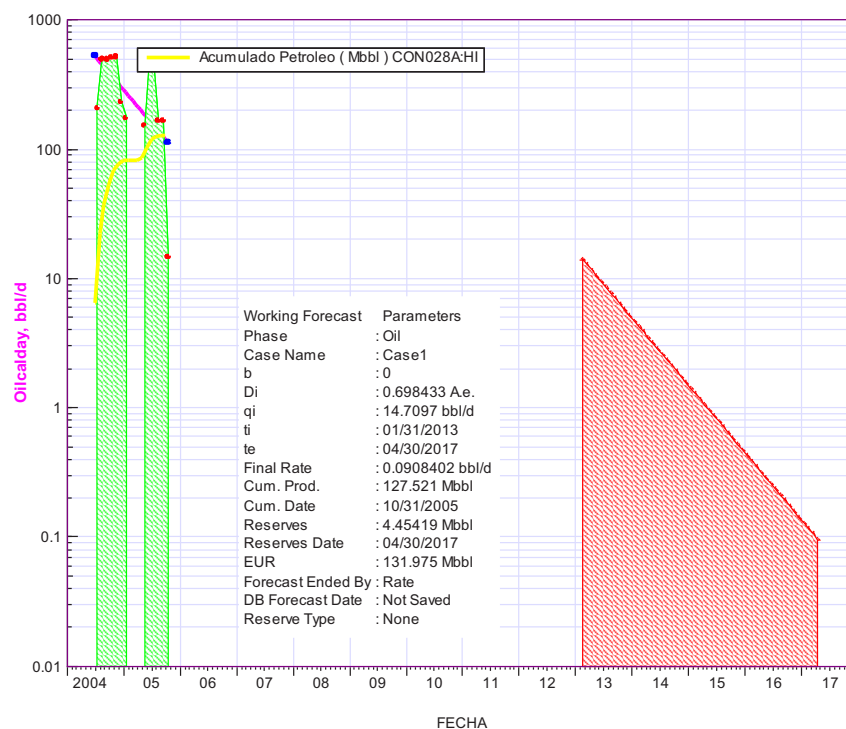
FUENTE: OilField Manager, EP PETROECUADOR
 ELABORADO POR: Annabel Aráuz / Jorge Villagómez

FORECAST POZO CON-25



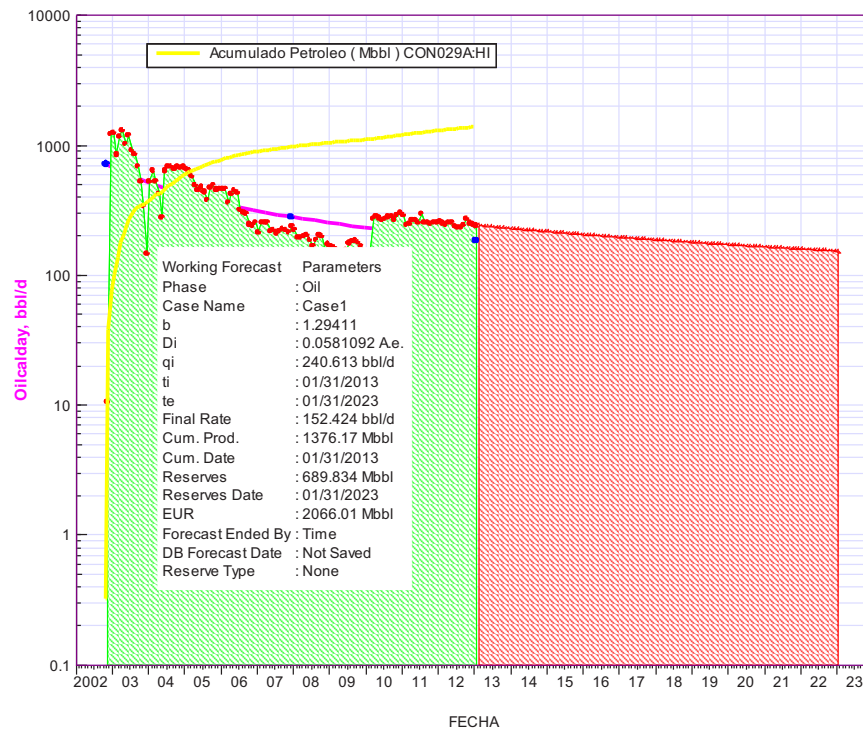
FUENTE: OilField Manager, EP PETROECUADOR
ELABORADO POR: Annabel Aráuz / Jorge Villagómez

FORECAST POZO CON-28



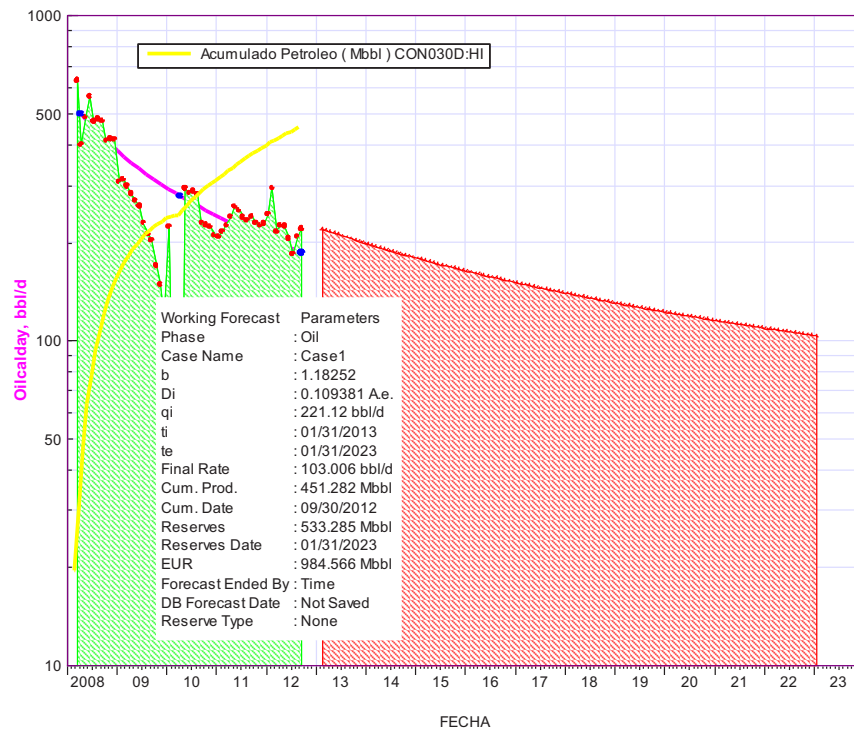
FUENTE: OilField Manager, EP PETROECUADOR
ELABORADO POR: Annabel Aráuz / Jorge Villagómez

FORECAST POZO CON-29



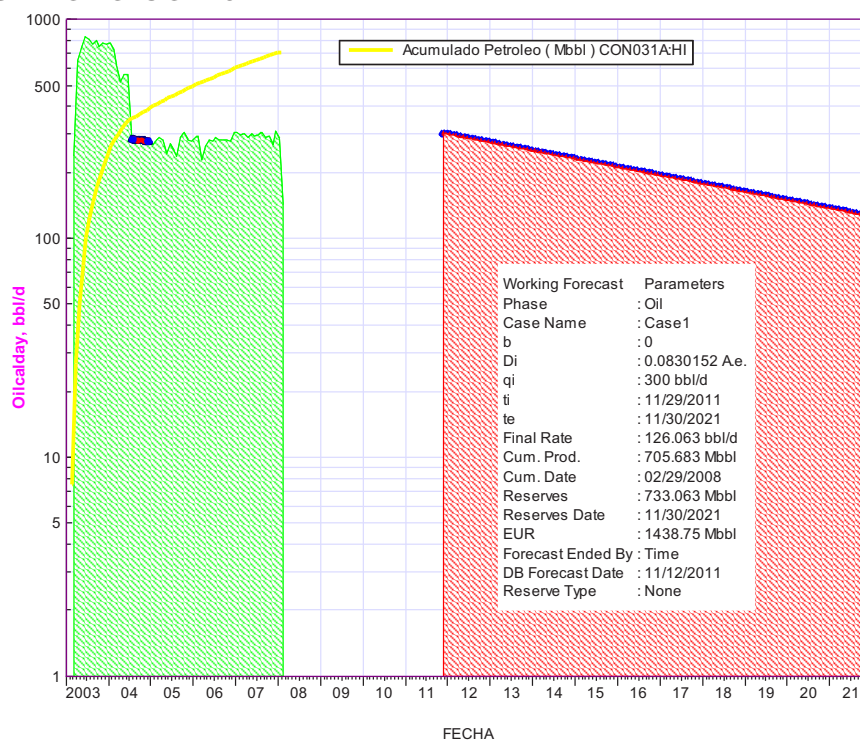
FUENTE: OilField Manager, EP PETROECUADOR
 ELABORADO POR: Annabel Aráuz / Jorge Villagómez

FORECAST POZO CON-30



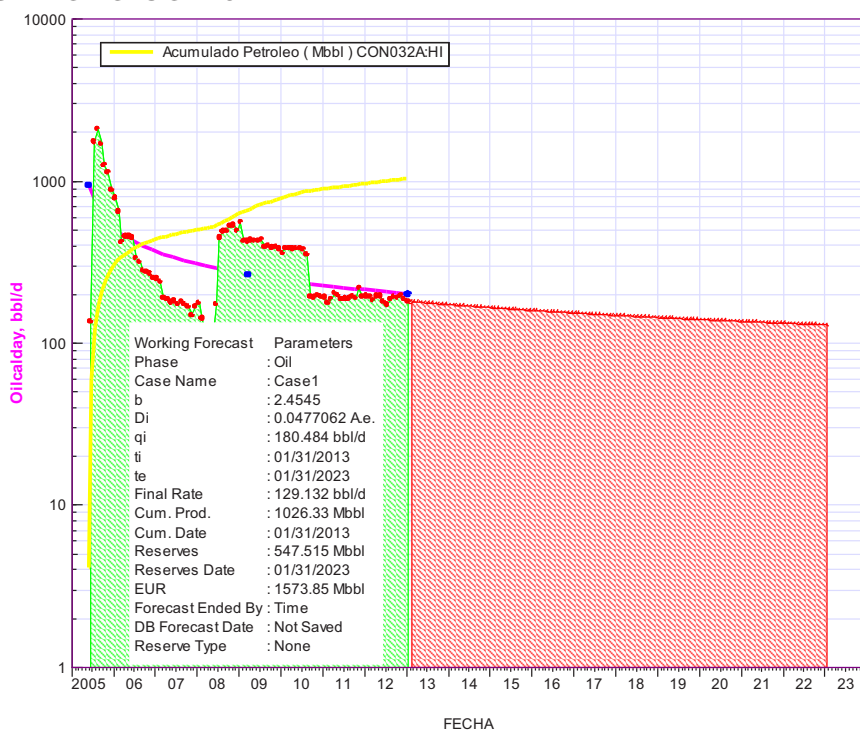
FUENTE: OilField Manager, EP PETROECUADOR
 ELABORADO POR: Annabel Aráuz / Jorge Villagómez

FORECAST POZO CON-31



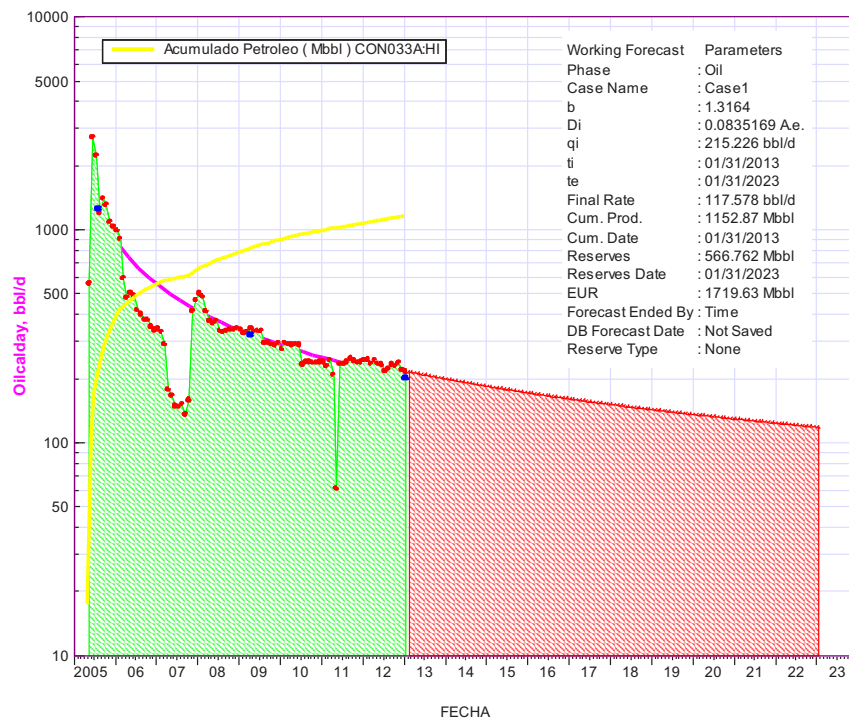
FUENTE: OilField Manager, EP PETROECUADOR
 ELABORADO POR: Annabel Aráuz / Jorge Villagómez

FORECAST POZO CON-32



FUENTE: OilField Manager, EP PETROECUADOR
 ELABORADO POR: Annabel Aráuz / Jorge Villagómez

FORECAST POZO CON-33



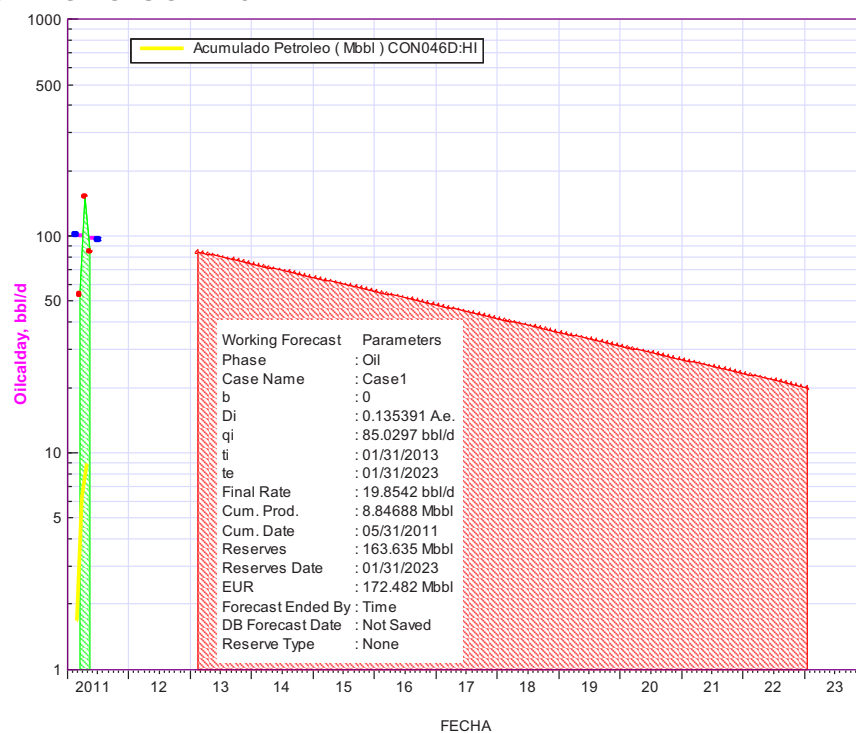
FUENTE: OilField Manager, EP PETROECUADOR
 ELABORADO POR: Annabel Aráuz / Jorge Villagómez

FORECAST POZO CON-34



FUENTE: OilField Manager, EP PETROECUADOR
 ELABORADO POR: Annabel Aráuz / Jorge Villagómez

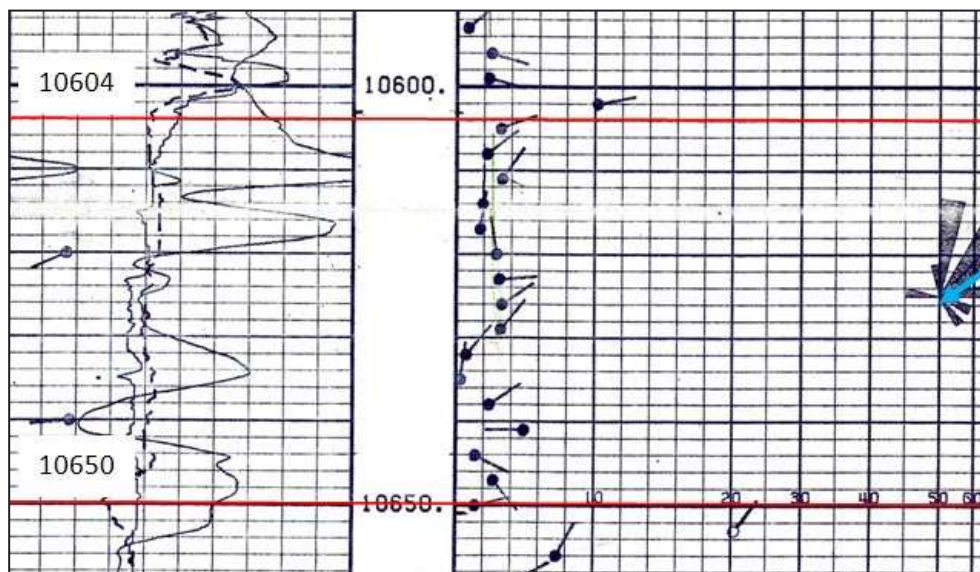
FORECAST POZO CON-46D



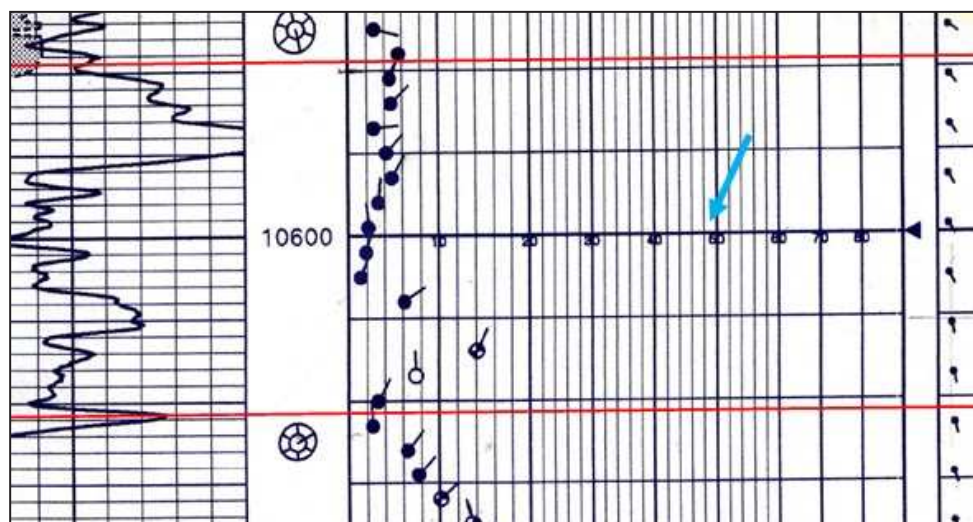
FUENTE: OilField Manager, EP PETROECUADOR
 ELABORADO POR: Annabel Aráuz / Jorge Villagómez

ANEXO 3.1

GRÁFICO DEL REGISTRO DIPMETER DEL POZO CON-14



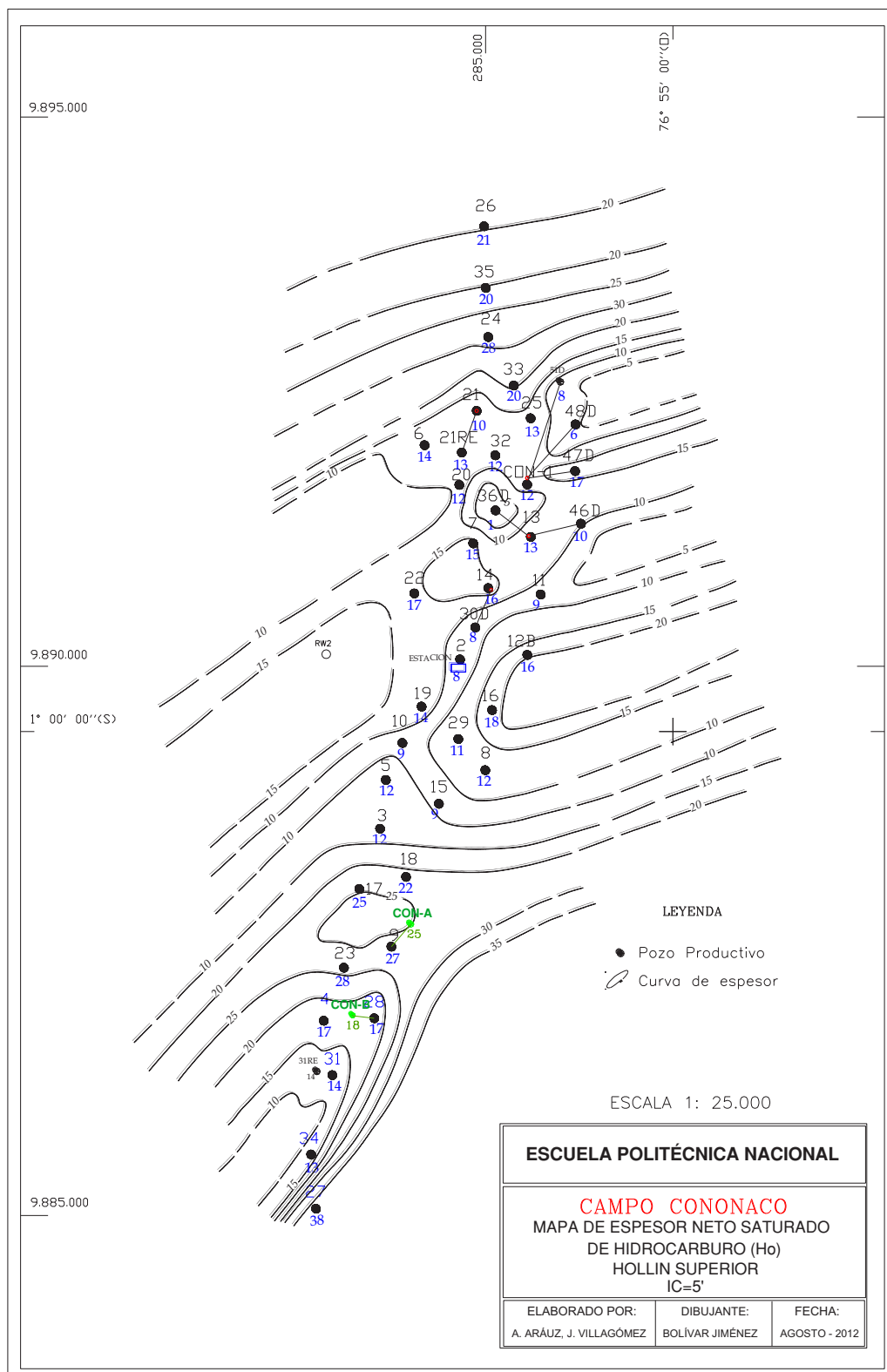
FUENTE: Archivo Técnico, EP PETROECUADOR
 ELABORADO POR: Annabel Aráuz / Jorge Villagómez

ANEXO 3.2**GRÁFICO DEL REGISTRO DIPMETER DEL POZO CON-20**

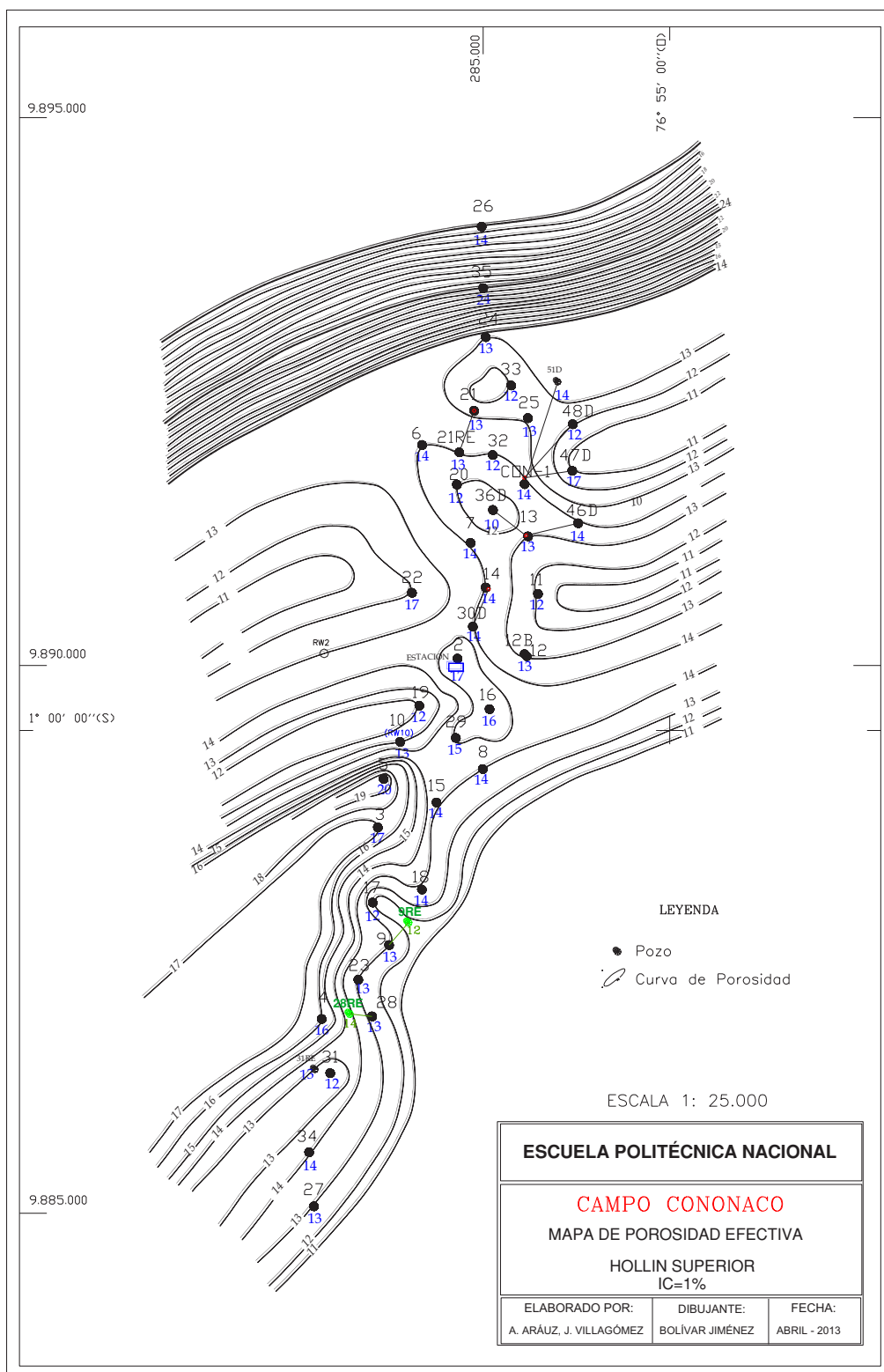
FUENTE: Archivo Técnico, EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: Annabel Aráuz / Jorge Villagómez

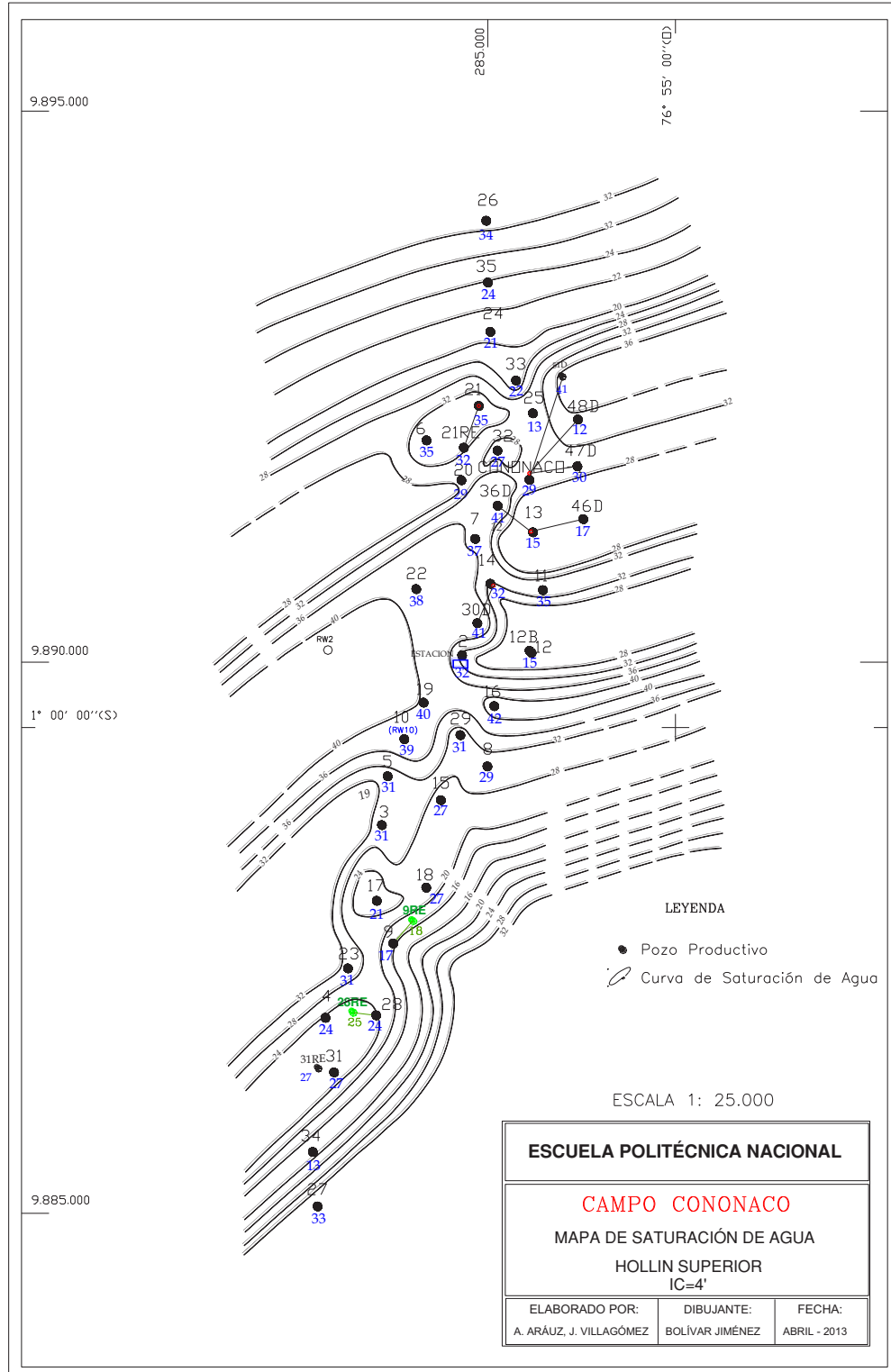
ANEXO 4.1
MAPA DE ESPESOR NETO SATURADO DE HIDROCARBURO PARA LAS VENTANAS PROPUESTAS PARA HOLLÍN SUPERIOR

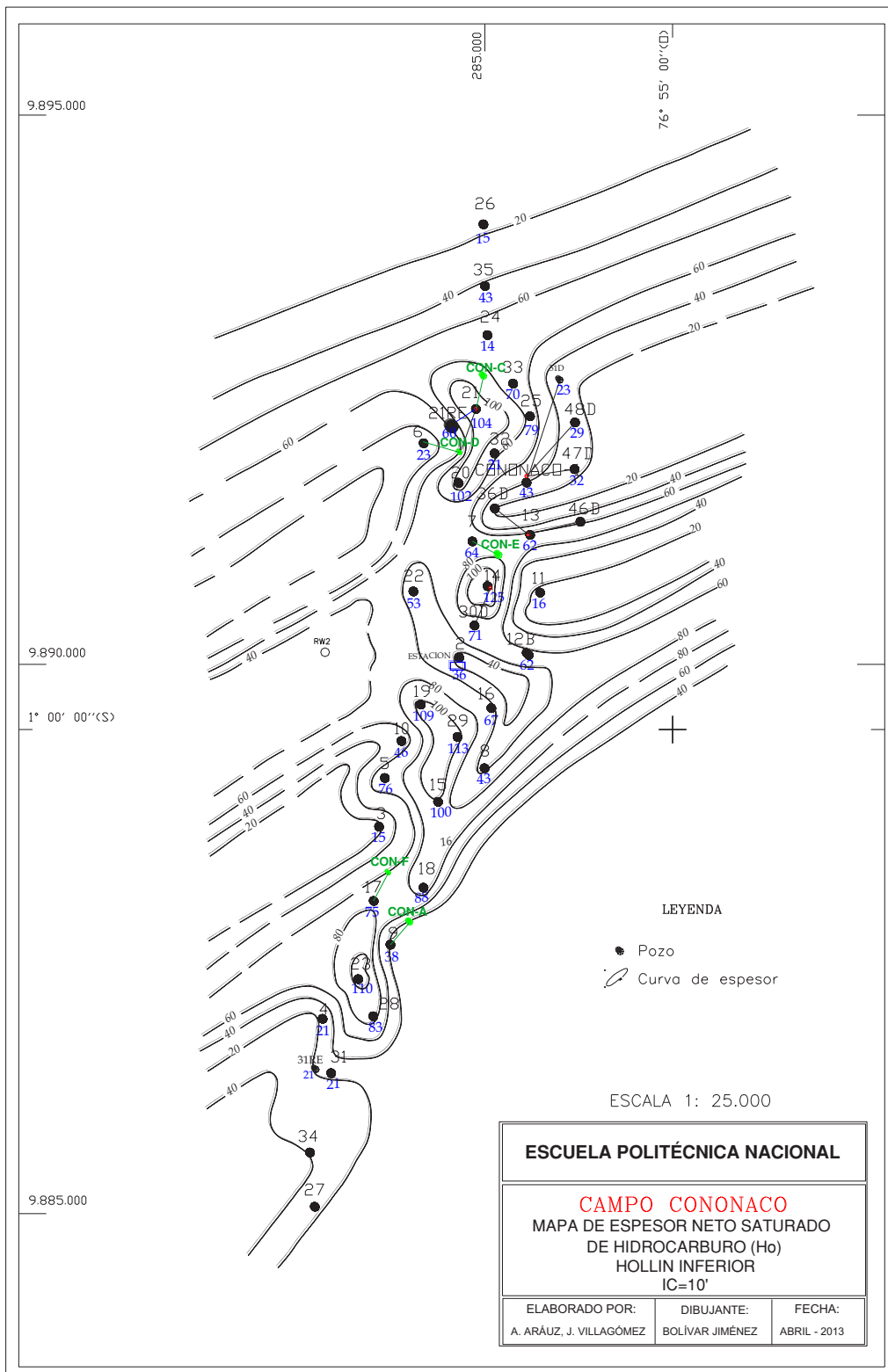


ANEXO 4.2
MAPA DE POROSIDAD EFECTIVA PARA LAS VENTANAS PROPUESTAS
PARA HOLLÍN SUPERIOR

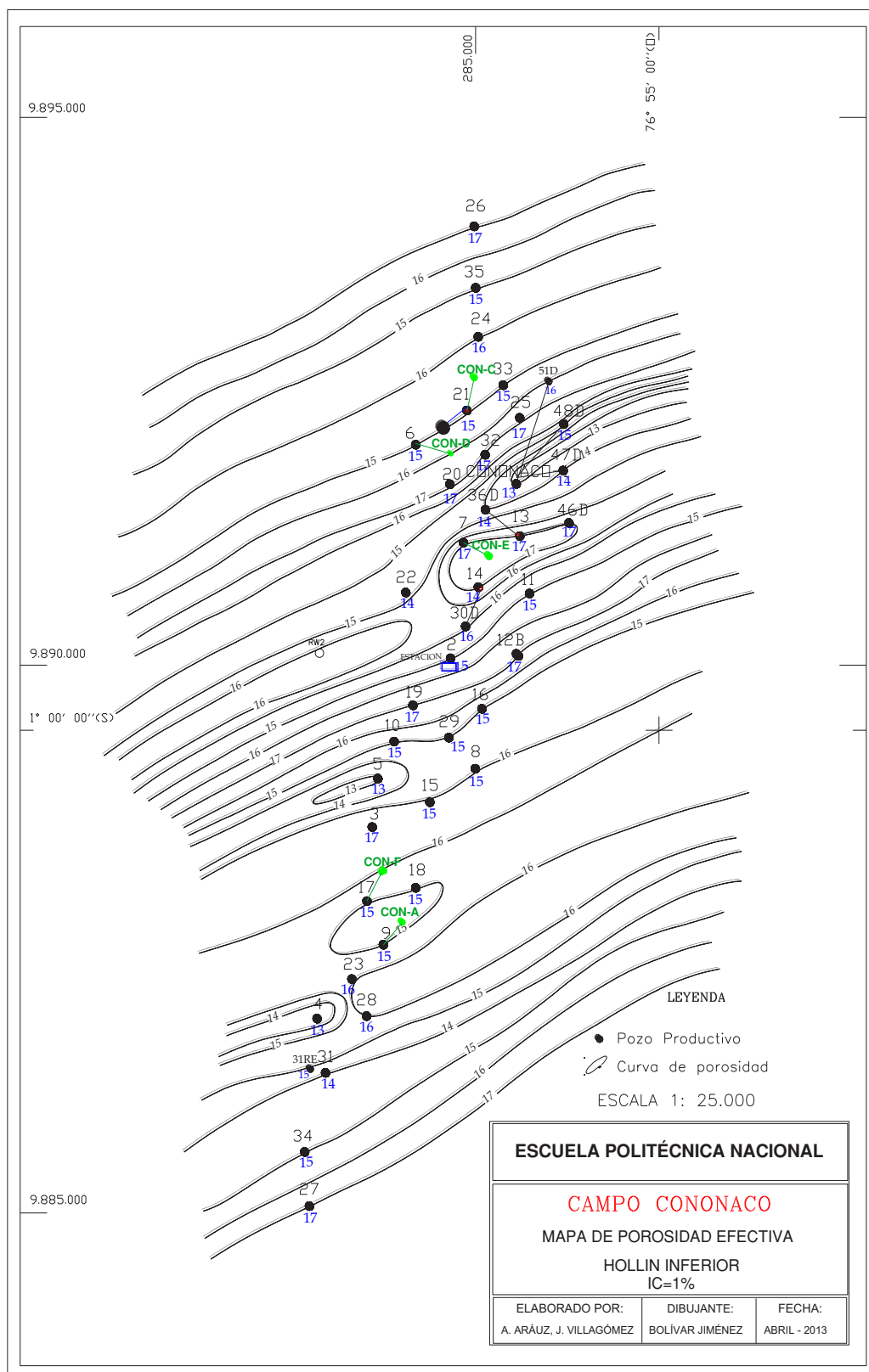


ANEXO 4.3
MAPA DE SATURACIÓN DE AGUA PARA LAS VENTANAS PROPUESTAS
PARA HOLLÍN SUPERIOR



ANEXO 4.4**MAPA DE ESPESOR NETO SATURADO DE HIDROCARBURO PARA LAS VENTANAS PROPUESTAS PARA HOLLÍN INFERIOR**

ANEXO 4.5
MAPA DE POROSIDAD EFECTIVA PARA LAS VENTANAS PROPUESTAS
PARA HOLLÍN INFERIOR



ANEXO 4.6
MAPA DE SATURACIÓN DE AGUA PARA LAS VENTANAS PROPUESTAS
PARA HOLLÍN INFERIOR

