

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

**FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA Y
PETRÓLEOS**

**OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN EN POZOS DEL CAMPO
SHUSHUFINDI EN BASE AL ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD
OBTENIDO DEL ANÁLISIS DE PRUEBAS DE PRESIÓN**

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

CHRISTIAN DANILO GARCÉS VELOZ
christiangarces@hotmail.com

VÍCTOR ANDRÉS TATÉS HURTADO
victortates@gmail.com

DIRECTOR: Ing. RAÚL VALENCIA. Msc
raul.valencia@epn.edu.ec

Quito, junio 2012

DECLARACIÓN

Nosotros, Víctor Andrés Tatés Hurtado, Christian Danilo Garcés Veloz, 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.

VÍCTOR TATÉS HURTADO

CHRISTIAN GARCÉS VELOZ

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Víctor Andrés Tatés Hurtado y Christian Danilo Garcés Veloz, bajo mi supervisión.

Ing. Raúl Valencia. Msc.
DIRECTOR DE PROYECTO

AGRADECIMIENTOS

En primer lugar a Dios por acompañarme en cada paso de mi vida y por bendecir el camino que he escogido.

A mis padres, Adán y Blanquita, por hacer todo lo que estuvo a su alcance para que yo cumpla este sueño, que también es el suyo.

A mis hermanos: Loren, Andy, Mony, Ricky y Maury por apoyarme siempre que lo necesité y darme las fuerzas para seguir adelante; a ti Dayanita, por ser mi razón para luchar. También a mis tíos y primos que siempre confiaron en mí.

A mi Jhoannita, por estar siempre a mi lado en los momentos difíciles, por no dejarme caer cuando sentía que el mundo se venía sobre mí y por aguantarme todo este tiempo.

A Víctor y David, que más que amigos han sido como mis hermanos, por preocuparse siempre por mí y por darme la mano para levantarme cuando estaba caído. Además quiero agradecer al resto de “Los Magníficos”: Flaco, Salo, Walter, Josué, Pablito, Rachel, Sindy, Gaby G, Gaby Z, Josefo, Wilson y Soe, quienes me acompañaron en este largo camino compartiendo tantas anécdotas que siempre llevaré en mi memoria.

A Andrés: mi compañero en este proyecto, mi amigo, mi hermano... por ser la persona que nunca bajó los brazos cuando tuvimos problemas y por confiar en mí para la realización de este trabajo. Fue un honor trabajar todo este tiempo contigo y cumplir esta meta junto a la persona que tanto admiro.

A la Escuela Politécnica Nacional y a los docentes de la Facultad de Ingeniería en Geología y Petróleos por dotarme de los conocimientos necesarios para el cumplimiento satisfactorio del presente trabajo, en especial al Ing. Raúl Valencia por su excelente labor como tutor y por los sabios consejos por él impartidos.

A la empresa EP PETROECUADOR y todo el personal del Área Shushufindi por toda la colaboración que recibimos para la realización de este trabajo.

Christian Garcés V.

AGRADECIMIENTOS

“Nada en la vida ocurre por CASUALIDAD, todo se da por CAUSALIDAD”

Agradezco a la vida por haberme dado la oportunidad de disfrutar de todas las cosas bellas de este mundo y de colocarme en el lugar y momento exacto en el que pude conocer a todas las personas que han formado parte de mi vida y han influenciado en ella directa e indirectamente, de TODAS he aprendido algo.

A mis padres, a mi hermana y a mi abuelita, que son mi orgullo, mi ejemplo vivo de que todo se logra con esfuerzo y perseverancia; gracias a sus sabios consejos y apoyo incondicional me encuentro aquí cumpliendo uno de mis sueños, sin ustedes esto prácticamente no hubiese sido posible. Los amo: Guadalupe Hurtado M., Víctor Tatés F., Nathaly Tatés H. y Fabiola Melo M.

A ti mi amor, solo tú sabes lo que he tenido que pasar, mis alegrías y mis penas, todo el esfuerzo y las ganas que he puesto para conseguir esta meta, gracias por ser mi compañera por 8 años 7 meses, eres mi pilar, me has sostenido cuando todo a mi alrededor parecía desmoronarse. Te amo Karen Lisseth Martínez Yandún.

A mis tías María Judith Hurtado C. y Beatriz Hurtado C. por ser mis segundas madres y abrirme las puertas de su casa y recibirme siempre con cariño y amor.

A mis amigos, “Los Magníficos”, esas son las palabras exactas para describirlos, han sido parte fundamental de mi vida, con ustedes he pasado muchas experiencias positivas, me he formado como profesional junto a ustedes y eso me alegra y enorgullece mucho, gracias por estar ahí cuando más se los necesita, gracias por sacarme una sonrisa cuando me he encontrado triste y sobre todo gracias por estar a mi lado dándome la mano cuando el resto de gente me ha dado la espalda. Los quiero amigos: Walter Haro, Josefo Brasales, Víctor Salcedo, Santiago Román, Salomé Martínez, Gaby Gómez, Gaby Zúñiga, David Meza, Josué Vásquez, Sindy Pillajo, Raquel Zambrano, Pablo Trejo, Andrea Arroyo, Wilson Proaño.

A mi compañero en este proyecto Christian Garcés V., que más que un amigo es un hermano, un gusto llegar a la meta junto a ti, lo conseguimos panita.

A la empresa EP PETROECUADOR por su apoyo en este proyecto, en especial al Área Shushufindi y a todos los profesionales que forman parte de ella, gracias por sus consejos que nos sirvieron de mucho para concluir este proyecto, un agradecimiento especial por su apoyo desinteresado y oportuno a los ingenieros: Edison Herrera, Jorge Dután, Miguel Orozco, Ángel Egas, Francisco Castillo, Rodrigo Loyola, Víctor Endo y Mauro Sarango.

A la Escuela Politécnica Nacional, en especial a la Facultad de Ingeniería en Geología y Petróleos y a todos sus docentes por brindarme las herramientas que necesitaré para poder enfrentarme al nuevo mundo que se abre ante mí; al Ing. Raúl Valencia, tutor de este proyecto, gracias inge por brindar su tiempo, apoyo y paciencia para la culminación del mismo.

V.A.T.H.

DEDICATORIA

Las largas horas de trabajo y el esfuerzo puesto en la realización de este proyecto son dedicados a mis padres, quienes me han inculcado valores, me han brindado toda su confianza y quienes nunca dudaron en apostar todo por mí.

Adán y Blanca, los amo, ustedes son mi ejemplo a seguir. Nunca los decepcionaré.

Christian Garcés V.

DEDICATORIA

A ustedes papá y mamá, quienes se sacrifican día a día para que nunca nos falte nada a mi ñaña y a mí, este logro es por y para ustedes.

A ti Karen M. que has estado conmigo siempre, dándome una palabra de aliento cuando más lo he necesitado, todo el esfuerzo que he hecho y lo haré es por y para ti.

A ti mi Juan Andrés, aunque todavía no te conozco, el solo hecho de sentirte me motiva a seguir adelante, desde ya te amo con toda mi alma hijo mío, cada sacrificio y esfuerzo que haga de hoy en adelante será para tu bienestar y el de tu preciosa madre.

A dos personas muy especiales quienes lamentablemente no están a mi lado físicamente pero me acompañan en cada paso de mi vida, solo ustedes saben cuánto los extraño, estoy seguro se enorgullecen de ver que el sueño de ser petrolero que nació en mí cierto día hoy se hace realidad, esto es para ustedes: papi Fer (Fernando Hurtado C.) y mi nenita preciosa (Génesis Pamela Martínez Y.) recuerden que **sólo el tiempo nos separa**, los amo mucho.

V.A.T.H.

CONTENIDO

DECLARACIÓN	II
CERTIFICACIÓN	III
AGRADECIMIENTOS	IV
DEDICATORIA.....	VI
CONTENIDO.....	VIII
CONTENIDO DE TABLAS	XV
CONTENIDO DE FIGURAS	XX
CONTENIDO DE ANEXOS.....	XXIII
SIMBOLOGÍA.....	XXIIIIV
RESUMEN	XXVI
PRESENTACIÓN	XXVIII
CAPÍTULO 1	
DESCRIPCIÓN DEL CAMPO SHUSHUFINDI.....	1
1.1 RESEÑA HISTÓRICA DEL CAMPO SHUSHUFINDI.....	1
1.2 UBICACIÓN DEL CAMPO SHUSHUFINDI.....	2
1.3 GEOLOGÍA Y ESTRATIGRAFÍA DEL CAMPO SHUSHUFINDI.....	3
1.3.1 AMBIENTES SEDIMENTARIOS.....	3
1.3.2 ESTRUCTURA DEL CAMPO SHUSHUFINDI.....	3
1.3.3 FORMACIONES PRODUCTORAS DEL CAMPO SHUSHUFINDI.....	5
1.3.3.1 Formación Hollín	5
1.3.3.2 Formación Napo.....	5
1.3.3.2.1 Arenisca “U”	5
1.3.3.2.1.1 U superior	5
1.3.3.2.1.2 U inferior	6
1.3.3.2.2 Arenisca “T”	6
1.3.3.2.2.1 T superior.....	6
1.3.3.2.2.2 T inferior.....	6
1.3.3.3 Formación Tena	6
1.3.3.3.1 Basal Tena.....	6
1.4 ESTADO ACTUAL DEL CAMPO SHUSHUFINDI.....	8

1.4.1 POZOS PRODUCTORES	8
1.4.2 POZOS INYECTORES	9
1.4.3 POZOS REINYECTORES	9
1.4.4 POZOS CERRADOS	9
1.4.5 POZOS ABANDONADOS	10
1.5 CARACTERIZACIÓN DE LOS RESERVORIOS DEL CAMPO SHUSHUFINDI	11
1.5.1 RESERVORIO BASAL TENA	13
1.5.2 RESERVORIO "U"	14
1.5.3 RESERVORIO "T"	14
1.6 ESTACIONES DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO SHUSHUFINDI	16
1.7 RESERVAS DEL CAMPO SHUSHUFINDI	17

CAPÍTULO 2

PRUEBAS DE PRESIÓN APLICADAS A POZOS PETROLÍFEROS Y MÉTODOS ACTUALES DE ANÁLISIS	19
2.1 FUNDAMENTOS DE PRUEBAS DE PRESIÓN	19
2.1.1 RADIO DE INVESTIGACIÓN	19
2.1.2 PRINCIPIO DE SUPERPOSICIÓN	20
2.1.3 EFECTO DE ALMACENAMIENTO	20
2.1.3.1 Variaciones en la Presión debido al Almacenamiento	22
2.1.4 EFECTO DE SKIN (S)	23
2.1.4.1 Perforaciones	24
2.1.4.2 Pozos Inclínados	25
2.1.4.3 Penetración Parcial del Reservorio	25
2.1.4.4 Fracturamiento Hidráulico	25
2.1.4.5 Pozos Horizontales	25
2.1.4.6 Pozos de Gas	25
2.1.4.7 Daño de Inyección	25
2.2 PRUEBAS DE PRESIÓN TRANSITORIA	26
2.2.1 PRUEBA DE RESTAURACIÓN DE PRESIÓN (BUILD UP)	26
2.3 MÉTODOS DE INTERPRETACIÓN DE PRUEBAS DE PRESIÓN	29
2.3.1 MÉTODOS CONVENCIONALES	31

2.3.1.1 Prueba de Build Up	31
2.3.1.1.1 Método de Horner	31
2.3.2 CURVAS TIPO	34
2.3.2.1 Curvas Tipo de Gringarten	35
2.3.2.1.1 Ventajas y Limitaciones de las Curvas Tipo.....	37
2.3.2.2 Derivada de la Presión	38
2.3.2.2.1 Ventajas y Limitaciones	42
2.3.3 ANÁLISIS MODERNO (COMPUTACIONAL)	43
2.3.4 DIAGNÓSTICO DE UN BUILD UP	44
2.3.4.1 Modelo del pozo	44
2.3.4.2 Fenómenos dentro del reservorio.....	46
2.3.4.3 Límites del Reservorio.....	47

CAPÍTULO 3

MÉTODOS PARA MEJORAR EL VALOR DEL ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD ..	51
3.1 ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD.....	51
3.1.1 ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD REAL Y TEÓRICO	52
3.1.1.1 Eficiencia de Flujo (EF)	53
3.1.2 ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD DE UN POZO PRODUCIENDO BAJO EL PUNTO DE BURBUJA.....	53
3.2 IPR (INFLOW PERFORMANCE RELATIONSHIP).....	54
3.2.1 MÉTODO DE VOGEL.....	54
3.2.2 MÉTODO DE FETKOVICH	54
3.3 ESTIMULACIÓN DE POZOS.....	55
3.3.1 ESTIMULACIÓN MATRICIAL.....	55
3.3.1.1 Formas de Aplicación de Tratamientos Ácidos	58
3.3.1.2 Diseño del Tratamiento	59
3.3.2 FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO	61
3.3.2.1 Formación de la Fractura	62
3.3.2.1.1 Orientación de la Fractura.....	62
3.3.2.1.2 Forma de la Fractura.....	63
3.3.2.2 Hidráulica del Fracturamiento.....	64
3.3.2.3 Diseño del Tratamiento	64

3.3.2.4 Fluidos de Fracturamiento.....	65
3.3.2.5 Propante o Apuntalante.....	66
3.3.2.6 Daños en la Fractura.....	67

CAPÍTULO 4

PARÁMETROS DE SELECCIÓN DE POZOS PARA OPTIMIZAR LA PRODUCCIÓN DEL CAMPO SHUSHUFINDI	70
4.1 SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS.....	70
4.1.1 PRUEBAS DE BUILD UP.....	70
4.2 DESCRIPCIÓN DE LOS PROGRAMAS COMPUTACIONALES A UTILIZAR PARA EL ANÁLISIS DE LAS PRUEBAS DE PRESIÓN Y ANÁLISIS NODAL.....	71
4.2.1 DESCRIPCIÓN DEL PROGRAMA COMPUTACIONAL WELLTEST32®.....	72
4.2.1.1 Procedimiento de Ingreso de Datos	72
4.2.1.2 Procedimiento del Análisis de la Prueba de Presión	76
4.2.2 DESCRIPCIÓN DEL PROGRAMA COMPUTACIONAL WELLFLO®.....	83
4.2.2.1 Procedimiento de Ingreso de Datos	84
4.3 ANÁLISIS DE PRUEBAS DE PRESIÓN Y ANÁLISIS NODAL DE LOS POZOS SELECCIONADOS.....	92
4.3.1 POZOS QUE SE AJUSTAN A UN MODELO VERTICAL CON PENETRACIÓN TOTAL	92
4.3.1.1 Aguarico 11D (AGU-11D).....	93
4.3.1.1.1 Análisis de la Prueba de Presión	93
4.3.1.1.2 Análisis Nodal	98
4.3.1.2 Shushufindi 109D (SSF-109D).....	100
4.3.1.2.1 Análisis de la Prueba de Presión para la Arena “Ti”.....	100
4.3.1.2.2 Análisis Nodal para la Arena “Ti”.....	101
4.3.1.3 Shushufindi 133D (SSF-133D).....	103
4.3.1.3.1 Análisis de la Prueba de Presión	103
4.3.1.3.2 Análisis Nodal	104
4.3.1.4 Shushufindi 162D (SSF-162D).....	105
4.3.1.4.1 Análisis de la Prueba de Presión para la Arena “Ti”.....	105

4.3.1.4.2 Análisis Nodal para la Arena “Ti”.....	106
4.3.1.4.3 Análisis de la Prueba de Presión para la Arena “Ui”	107
4.3.1.4.4 Análisis Nodal para la Arena “Ui”	107
4.3.1.5 Aguarico 14D (AGU-14D).....	109
4.3.1.5.1 Análisis de la Prueba de Presión	109
4.3.1.5.2 Análisis Nodal	109
4.3.1.6 Aguarico 15D (AGU-15D).....	111
4.3.1.6.1 Análisis de la Prueba de Presión para la Arena “Ui”	111
4.3.1.6.2 Análisis Nodal para la Arena “Ui”	112
4.3.1.6.3 Análisis de la Prueba de Presión para la Arena “Us”	112
4.3.1.6.4 Análisis Nodal para la Arena “Us”	112
4.3.1.7 Aguarico 17D (AGU-17D).....	113
4.3.1.7.1 Análisis de la Prueba de Presión	113
4.3.1.7.2 Análisis Nodal	114
4.3.2 POZOS QUE SE AJUSTAN A UN MODELO VERTICAL CON PENETRACIÓN PARCIAL	116
4.3.2.1 Shushufindi 02 (SSF-02)	116
4.3.2.1.1 Análisis de la Prueba de Presión	116
4.3.2.1.2 Análisis Nodal	122
4.3.2.2 Shushufindi 03 (SSF-03)	125
4.3.2.2.1 Análisis de la Prueba de Presión	125
4.3.2.2.2 Análisis Nodal	126
4.3.2.3 Shushufindi 10BD (SSF-10BD)	127
4.3.2.3.1 Análisis de la Prueba de Presión	127
4.3.2.3.2 Análisis Nodal	128
4.3.2.4 Shushufindi 14 (SSF-14)	129
4.3.2.4.1 Análisis de la Prueba de Presión para la Arena “T”	129
4.3.2.4.2 Análisis Nodal para la Arena “T”	130
4.3.2.4.3 Análisis de la Prueba de Presión para la Arena “U”	131
4.3.2.4.4 Análisis Nodal para la Arena “U”	132
4.3.2.5 Shushufindi 24 (SSF-24)	133
4.3.2.5.1 Análisis de la Prueba de Presión	133
4.3.2.5.2 Análisis Nodal	134

4.3.2.6 Shushufindi 66 (SSF-66).....	136
4.3.2.6.1 Análisis de la Prueba de Presión	136
4.3.2.6.2 Análisis Nodal	136
4.3.2.7 Shushufindi 90 (SSF-90).....	137
4.3.2.7.1 Análisis de la Prueba de Presión	137
4.3.2.7.2 Análisis Nodal	138
4.3.2.8 Shushufindi 109D (SSF-109D).....	139
4.3.2.8.1 Análisis de la Prueba de Presión para la Arena “Ui”	139
4.3.2.8.2 Análisis Nodal para la Arena “Ui”	140
4.3.2.9 Shushufindi 111D (SSF-111D).....	141
4.3.2.9.1 Análisis de la Prueba de Presión	141
4.3.2.9.2 Análisis Nodal	142
4.3.2.10 Shushufindi 118D (SSF-118D).....	144
4.3.2.10.1 Análisis de la Prueba de Presión	144
4.3.2.10.2 Análisis Nodal	145
4.3.2.11 Shushufindi 129D (SSF-129D).....	146
4.3.2.11.1 Análisis de la Prueba de Presión	146
4.3.2.11.2 Análisis Nodal	147
4.3.2.12 Aguarico 09 (AGU-09).....	148
4.3.2.12.1 Análisis de la Prueba de Presión	148
4.3.2.12.2 Análisis Nodal	149
4.3.2.13 Aguarico 10 (AGU-10).....	151
4.3.2.13.1 Análisis de la Prueba de Presión	151
4.3.2.13.2 Análisis Nodal	152

CAPÍTULO 5

ANÁLISIS ECONÓMICO DEL INCREMENTO DE PRODUCCIÓN OBTENIDO EN POZOS SELECCIONADOS DEL CAMPO SHUSHUFINDI.....	157
5.1 ANÁLISIS TÉCNICO	157
5.2 ANÁLISIS ECONÓMICO.....	160
5.2.1 INVERSIÓN.....	161
5.2.2 INGRESOS.....	163
5.2.3 EGRESOS.....	164

5.2.4 CONSIDERACIONES ESPECIALES	164
5.2.5 CRONOGRAMA DE REACONDICIONAMIENTOS.....	165
5.2.6 ANÁLISIS DE LOS ESCENARIOS PARA LAS DIFERENTES PROPUESTAS DE OPTIMIZACIÓN	166
5.2.6.1 Primera Propuesta-Eliminar el Daño con Tratamiento Químico	166
5.2.6.2 Segunda Propuesta -Eliminar el Daño y Cambiar BES	172
5.2.6.3 Tercera Propuesta – Cambiar a Completación Dual.....	177
 CAPÍTULO 6	
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	184
6.1 CONCLUSIONES.....	184
6.2 RECOMENDACIONES.....	186
 REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	187
ANEXOS	189

CONTENIDO DE TABLAS

TABLA 1.1: SISTEMAS DE PRODUCCIÓN DE LOS POZOS DEL CAMPO SHUSHUFINDI.....	8
TABLA 1.2: ESTADO ACTUAL DEL CAMPO SHUSHUFINDI.....	10
TABLA 1.3: PRODUCCIÓN HISTÓRICA ANUAL DEL CAMPO SHUSHUFINDI.....	11
TABLA 1.4: CARACTERÍSTICAS DE LOS RESERVORIOS PRODUCTORES DEL CAMPO SHUSHUFINDI.....	15
TABLA 1.5: PRODUCCIÓN POR ESTACIÓN DE PRODUCCIÓN	16
TABLA 1.6: PRODUCCIÓN POR MÉTODO DE LEVANTAMIENTO EN LAS ESTACIONES DE PRODUCCIÓN.....	17
TABLA 1.7: RESERVAS REMANENTES DE PETRÓLEO DEL CAMPO SHUSHUFINDI AL 31 DE DICIEMBRE DEL 2011.....	18
TABLA 2.1: VALORES DE COEFICIENTE DE ALMACENAMIENTO.....	22
TABLA 3.1: CONCENTRACIÓN DE ÁCIDO A USAR DEPENDIENDO DE LA PERMEABILIDAD Y DE LOS COMPONENTES DE LA FORMACIÓN.....	60
TABLA 3.2: TIPOS DE FLUIDOS DE FRACTURAMIENTO.....	66
TABLA 4.1: POZOS SELECCIONADOS PARA REALIZAR EL ANÁLISIS DE PRUEBAS DE PRESIÓN	71
TABLA 4.2: DATOS DEL POZO AGU-11D (ARENA “UI”)	94
TABLA 4.3: RESULTADOS DEL ANÁLISIS DE B’UP. POZO AGU-11D (ARENA “UI”).....	98
TABLA 4.4: DATOS DE LA BES DEL POZO AGU-11D (ARENA “UI”).....	98
TABLA 4.5: PRODUCCIÓN A LA FECHA. POZO AGU-11D (ARENA “UI”)	98
TABLA 4.6: RESULTADOS ANÁLISIS NODAL. POZO AGU-11D (ARENA “UI”)	100
TABLA 4.7: DATOS DEL POZO SSF-109D (ARENA “TI”).....	101
TABLA 4.8: RESULTADOS ANÁLISIS NODAL. POZO SSF-109D (ARENA “TI”)	102
TABLA 4.9: DATOS DEL POZO SSF-133D (ARENA “TI”).....	103
TABLA 4.10: RESULTADOS ANÁLISIS NODAL. POZO SSF-133D (ARENA “TI”)	104
TABLA 4.11: DATOS DEL POZO SSF-162D (ARENA “TI”).....	105

TABLA 4.12: RESULTADOS ANÁLISIS NODAL. POZO SSF-162D (ARENA “TI”)	106
TABLA 4.13: DATOS DEL POZO SSF-162D (ARENA “UI”)	107
TABLA 4.14: RESULTADOS ANÁLISIS NODAL. POZO SSF-162D (ARENA “UI”)	108
TABLA 4.15: DATOS DEL POZO AGU-14D (ARENA “TI”)	109
TABLA 4.16: RESULTADOS ANÁLISIS NODAL. POZO AGU-14D (ARENA “TI”)	110
TABLA 4.17: DATOS DEL POZO AGU-15D (ARENA “UI”)	111
TABLA 4.18: DATOS DEL POZO AGU-15D (ARENA “US”)	112
TABLA 4.19: RESULTADOS ANÁLISIS NODAL. POZO AGU-15D (ARENA “US”)	113
TABLA 4.20: DATOS DEL POZO AGU-17D (ARENA “TS”)	114
TABLA 4.21: RESULTADOS ANÁLISIS NODAL. POZO AGU-17D (ARENA “TS”)	115
TABLA 4.22: RESULTADOS DEL ANÁLISIS DE LA PRUEBA DE PRESIÓN Y DEL ANÁLISIS NODAL DE LOS POZOS QUE SE AJUSTAN A UN MODELO VERTICAL CON PENETRACIÓN TOTAL	115
TABLA 4.23: DATOS DEL POZO SSF-02 (ARENA “U”)	118
TABLA 4.24: RESULTADOS ANÁLISIS DE B'UP. POZO SSF-02 (ARENA “U”)	122
TABLA 4.25: DATOS DE LA BES DEL POZO SSF-02 (ARENA “U”)	123
TABLA 4.26: PRODUCCIÓN A LA FECHA. POZO SSF-02 (ARENA “U”)	123
TABLA 4.27: RESULTADOS ANÁLISIS NODAL. POZO SSF-02 (ARENA “U”)	124
TABLA 4.28: DATOS DEL POZO SSF-03 (ARENA “U”)	125
TABLA 4.29: RESULTADOS ANÁLISIS NODAL. POZO SSF-03 (ARENA “U”)	127
TABLA 4.30: DATOS DEL POZO SSF-10BD (ARENA “UI”)	128
TABLA 4.31: RESULTADOS ANÁLISIS NODAL. POZO SSF-10BD (ARENA “UI”)	129
TABLA 4.32: DATOS DEL POZO SSF-14 (ARENA “T”)	130
TABLA 4.33: RESULTADOS ANÁLISIS NODAL. POZO SSF-14 (ARENA “T”)	131
TABLA 4.34: DATOS DEL POZO SSF-14 (ARENA “U”)	132
TABLA 4.35: RESULTADOS ANÁLISIS NODAL. POZO SSF-14 (ARENA “U”)	133
TABLA 4.36: DATOS DEL POZO SSF-24 (ARENA “T”)	134
TABLA 4.37: RESULTADOS ANÁLISIS NODAL. POZO SSF-24 (ARENA “T”)	135
TABLA 4.38: DATOS DEL POZO SSF-66 (ARENA “U”)	136

TABLA 4.39: DATOS DEL POZO SSF-90 (ARENA “TI”)	138
TABLA 4.40: RESULTADOS ANÁLISIS NODAL. POZO SSF-90 (ARENA “TI”)	139
TABLA 4.41: DATOS DEL POZO SSF-109D (ARENA “UI”)	140
TABLA 4.42: RESULTADOS ANÁLISIS NODAL. POZO SSF-109D (ARENA “UI”)	141
TABLA 4.43: DATOS DEL POZO SSF-111D (ARENA “T”).....	142
TABLA 4.44: RESULTADOS ANÁLISIS NODAL. POZO SSF-111D (ARENA “T”)	143
TABLA 4.45: DATOS DEL POZO SSF-118D (ARENA “UI”)	144
TABLA 4.46: RESULTADOS ANÁLISIS NODAL. POZO SSF-118D (ARENA “UI”)	145
TABLA 4.47: DATOS DEL POZO SSF-129D (ARENA “TI”).....	146
TABLA 4.48: RESULTADOS ANÁLISIS NODAL. POZO SSF-129D (ARENA “TI”)	147
TABLA 4.49: DATOS DEL POZO AGU-09 (ARENA “US”).....	148
TABLA 4.50: RESULTADOS ANÁLISIS NODAL. POZO AGU-09 (ARENA “US”)	150
TABLA 4.51: DATOS DEL POZO AGU-10 (ARENA “UI”).....	151
TABLA 4.52: RESULTADOS ANÁLISIS NODAL. POZO AGU-10 (ARENA “UI”).....	153
TABLA 4.53: RESULTADOS DEL ANÁLISIS DE LA PRUEBA DE PRESIÓN Y DEL ANÁLISIS NODAL DE LOS POZOS QUE SE AJUSTAN A UN MODELO VERTICAL CON PENETRACIÓN PARCIAL.....	155
TABLA 5.1: TRABAJOS PROPUESTOS PARA LA OPTIMIZACIÓN DE LOS POZOS SELECCIONADOS DEL CAMPO SHUSHUFINDI.....	157
TABLA 5.2: RESULTADOS DEL ANÁLISIS TÉCNICO – PROPUESTA 1 ELIMINAR EL DAÑO DE FORMACIÓN.....	158
TABLA 5.3: RESULTADOS DEL ANÁLISIS TÉCNICO – PROPUESTA 2 ELIMINAR EL DAÑO DE FORMACIÓN Y CAMBIAR BES	159
TABLA 5.4: RESULTADOS DEL ANÁLISIS TÉCNICO – PROPUESTA 3 CAMBIAR A COMPLETACIÓN DUAL	159
TABLA 5.5: RESULTADOS DEL ANÁLISIS TÉCNICO SUBIR LA FRECUENCIA DE OPERACIÓN.....	160
TABLA 5.6: COSTOS ESTIMADOS DE UN TRABAJO DE REACONDICIONAMIENTO PARA TRATAMIENTO QUÍMICO	162

TABLA 5.7: COSTOS ESTIMADOS DE UN TRABAJO DE REACONDICIONAMIENTO PARA TRATAMIENTO QUÍMICO Y REDISEÑO DE BES	162
TABLA 5.8: COSTOS ESTIMADOS DE UN TRABAJO DE REACONDICIONAMIENTO PARA CAMBIO A COMPLETACIÓN DUAL	163
TABLA 5.9: RESUMEN DE LOS COSTOS DE INVERSIÓN DE LAS PROPUESTAS PRESENTADAS PARA OPTIMIZAR LA PRODUCCIÓN DEL CAMPO SHUSHUFINDI.....	164
TABLA 5.10: CRONOGRAMA DE REACONDICIONAMIENTOS PARA ELIMINAR EL DAÑO.....	165
TABLA 5.11: CRONOGRAMA DE REACONDICIONAMIENTOS PARA ELIMINAR EL DAÑO Y CAMBIAR BES.....	166
TABLA 5.12: CRONOGRAMA DE REACONDICIONAMIENTOS PARA IMPLEMENTAR COMPLETACIÓN DUAL	166
TABLA 5.13: ANÁLISIS ECONÓMICO PARA LA PRIMERA PROPUESTA DE OPTIMIZACIÓN @ 108.84 USD/BLS.....	1667
TABLA 5.14: ANÁLISIS ECONÓMICO PARA LA PRIMERA PROPUESTA DE OPTIMIZACIÓN @ 80 USD/BLS.....	1668
TABLA 5.15: ANÁLISIS ECONÓMICO PARA LA PRIMERA PROPUESTA DE OPTIMIZACIÓN @ @ 60 USD/BLS.....	1669
TABLA 5.16: RESULTADOS DEL ANÁLISIS ECONÓMICO PARA LA PRIMERA PROPUESTA.....	171
TABLA 5.17: ANÁLISIS ECONÓMICO PARA LA SEGUNDA PROPUESTA DE OPTIMIZACIÓN @ 108.84 USD/BLS.....	16673
TABLA 5.18: ANÁLISIS ECONÓMICO PARA LA SEGUNDA PROPUESTA DE OPTIMIZACIÓN @ 80 USD/BLS.....	16674
TABLA 5.19: ANÁLISIS ECONÓMICO PARA LA SEGUNDA PROPUESTA DE OPTIMIZACIÓN @ @ 60 USD/BLS.....	16675
TABLA 5.20: RESULTADOS DEL ANÁLISIS ECONÓMICO PARA LA SEGUNDA PROPUESTA.....	177
TABLA 5.21: ANÁLISIS ECONÓMICO PARA LA TERCERA PROPUESTA DE OPTIMIZACIÓN @ 108.84 USD/BLS.....	178
TABLA 5.22: ANÁLISIS ECONÓMICO PARA LA TERCERA PROPUESTA DE OPTIMIZACIÓN @ 80 USD/BLS.....	179
TABLA 5.23: ANÁLISIS ECONÓMICO PARA LA TERCERA PROPUESTA DE OPTIMIZACIÓN @ @ 60 USD/BLS.....	180

TABLA 5.24: RESULTADOS DEL ANÁLISIS ECONÓMICO PARA LA TERCERA PROPUESTA.....	182
--	-----

CONTENIDO DE FIGURAS

FIGURA 1.1: UBICACIÓN DEL CAMPO SHUSHUFINDI	2
FIGURA 1.2: CAMPO SHUSHUFINDI: MAPA ESTRUCTURAL.....	4
FIGURA 1.3: COLUMNA ESTRATIGRÁFICA DEL CAMPO SHUSHUFINDI.....	7
FIGURA 1.4: HISTORIAL DE PRODUCCIÓN ANUAL - CAMPO SHUSHUFINDI	13
FIGURA 2.1: PRINCIPIO DE SUPERPOSICIÓN.....	20
FIGURA 2.2: EFECTO DE ALMACENAMIENTO.....	21
FIGURA 2.3: PENDIENTE OBTENIDA DE ΔP VS. T PARA ENCONTRAR C.....	23
FIGURA 2.4: PRESIÓN DE FONDO EN FUNCIÓN DEL TIEMPO EN UN POZO CON DAÑO	24
FIGURA 2.5: REPRESENTACIÓN DE UN COMPORTAMIENTO IDEAL DE UNA PRUEBA DE RESTAURACIÓN DE PRESIÓN (BUILD UP)	27
FIGURA 2.6: PRINCIPIO DE SUPERPOSICIÓN EN BUILD UPS.....	32
FIGURA 2.7: RECTA SEMILOGARÍTMICA DE HORNER.....	33
FIGURA 2.8: CURVAS TIPO DE GRINGARTEN.....	36
FIGURA 2.9: PROPIEDADES DE LA DERIVADA	38
FIGURA 2.10: CURVAS TIPO DE D. BOURDET.....	41
FIGURA 2.11: ESTABILIZACIÓN DE LA DERIVADA.....	41
FIGURA 2.12: FLUJO ESFÉRICO Y HEMISFÉRICO	45
FIGURA 2.13: FLUJOS PRESENTES DEBIDO A PENETRACIÓN PARCIAL	45
FIGURA 2.14: FRACTURA NATURAL DENTRO DEL RESERVORIO.....	46
FIGURA 2.15: RESERVORIO CON DOBLE POROSIDAD.....	47
FIGURA 2.16: LÍMITE DE NO FLUJO.....	48
FIGURA 2.17: LÍMITES PERPENDICULARES DE NO FLUJO	49
FIGURA 2.18: LÍMITES PARALELOS DE NO FLUJO	49
FIGURA 2.19: LÍMITES DE PRESIÓN CONSTANTE.....	50
FIGURA 3.1: ESTIMULACIÓN MATRICIAL.....	56
FIGURA 3.2: ACIDIFICACIÓN MATRICIAL	58
FIGURA 3.3: FRACTURAMIENTO ÁCIDO	59
FIGURA 3.4: DIRECCIÓN DE ESFUERZOS MÍNIMOS Y ORIENTACIÓN DE LA FRACTURA.....	62

FIGURA 4.1: TIPO DE PRUEBA DE PRESIÓN.....	73
FIGURA 4.2: IMPORTACIÓN DE DATOS DE PRESIÓN Y TIEMPO	73
FIGURA 4.3: PRODUCCIÓN DURANTE LA PRUEBA DE BUILD UP.....	74
FIGURA 4.4: TIPO DE FLUIDO EN EL RESERVORIO	74
FIGURA 4.5: AJUSTE DE PRESIONES A LA PROFUNDIDAD DE LAS PERFORACIONES	75
FIGURA 4.6: PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS	76
FIGURA 4.7: TIPO DE POZO DE ANÁLISIS	77
FIGURA 4.8: DIFERENTES TIPOS DE FLUJO EN UNA PRUEBA DE PRESIÓN	78
FIGURA 4.9: EMPATE DE LAS LÍNEAS DE FLUJO CON LOS DATOS DE LA PRUEBA – MÉTODO DE LA DERIVADA	78
FIGURA 4.10: EMPATE DE LAS LÍNEAS DE FLUJO CON LOS DATOS DE LA PRUEBA – MÉTODO DE HORNER	79
FIGURA 4.11. TIPO DE MODELOS DE RESERVORIO	80
FIGURA 4.12. LÍMITES DEL MODELO ESCOGIDO PARA EL EJEMPLO	81
FIGURA 4.13: AJUSTE DEL MODELO PARA EL POZO AGU-11D DERIVADA Y HORNER.....	81
FIGURA 4.14: RESULTADOS DEL ANÁLISIS DE LA PRUEBA DE PRESIÓN... ..	82
FIGURA 4.15: DATOS GENERALES DEL POZO.....	84
FIGURA 4.16: PROFUNDIDAD DE REFERENCIA.....	85
FIGURA 4.17: SURVEY DEL POZO	85
FIGURA 4.18: TIPO DE POZO Y DE FLUJO.....	86
FIGURA 4.19: DATOS DEL RESERVORIO.....	87
FIGURA 4.20: PROPIEDADES DEL FLUIDO	87
FIGURA 4.21: MATCH DE DATOS PVT	88
FIGURA 4.22: COMPLETACIÓN MECÁNICA DE FONDO.....	89
FIGURA 4.23: DATOS DEL TIPO DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL	90
FIGURA 4.24: CORRELACIONES DE FLUJO MULTIFÁSICO.....	90
FIGURA 4.25: ANÁLISIS NODAL DEL POZO	91
FIGURA 4.26: UBICACIÓN DEL POZO AGU-11D	93
FIGURA 4.27: REGISTRO ELÉCTRICO – AGU-11D (ARENA “UI”).....	94
FIGURA 4.28: DATA DE PRESIONES AGU-11D (ARENA “UI”)	95

FIGURA 4.29: GRÁFICA DE HORNER Y DE LA DERIVADA POZO AGU-11D (ARENA “U”)	96
FIGURA 4.30: AJUSTE DEL MODELO POZO-RESERVORIO POZO AGU-11D (ARENA “U”)	97
FIGURA 4.31: ANÁLISIS NODAL EN LA CARA DE LA ARENA “U” (AGU-11D)	99
FIGURA 4.32: UBICACIÓN DEL POZO SSF-02	118
FIGURA 4.33: REGISTRO ELÉCTRICO - SSF-02 (ARENA “U”)	119
FIGURA 4.34: DATA DE PRESIONES SSF-02 (ARENA “U”)	119
FIGURA 4.35: GRÁFICA DE HORNER Y DE LA DERIVADA POZO SSF-02 (ARENA “U”)	120
FIGURA 4.36: AJUSTE DEL MODELO POZO-RESERVORIO POZO SSF-02 (ARENA “U”)	121
FIGURA 4.37: ANÁLISIS NODAL EN LA CARA DE LA ARENA “U” (SSF-02)	124
FIGURA 5.1: TIEMPO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN DE LA PRIMERA PROPUESTA DE OPTIMIZACIÓN @ 108.84 USD/BLS	170
FIGURA 5.2: TIEMPO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN DE LA PRIMERA PROPUESTA DE OPTIMIZACIÓN @ 80 USD/BLS	170
FIGURA 5.3: TIEMPO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN DE LA PRIMERA PROPUESTA DE OPTIMIZACIÓN @ 60 USD/BLS	171
FIGURA 5.4: TIEMPO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN DE LA SEGUNDA PROPUESTA DE OPTIMIZACIÓN @ 108.84 USD/BLS	172
FIGURA 5.5: TIEMPO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN DE LA SEGUNDA PROPUESTA DE OPTIMIZACIÓN @ 80 USD/BLS	176
FIGURA 5.6: TIEMPO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN DE LA SEGUNDA PROPUESTA DE OPTIMIZACIÓN @ 60 USD/BLS	176
FIGURA 5.7: TIEMPO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN DE LA TERCERA PROPUESTA DE OPTIMIZACIÓN @ 108.84 USD/BLS	181
FIGURA 5.8: TIEMPO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN DE LA TERCERA PROPUESTA DE OPTIMIZACIÓN @ 80 USD/BLS	181
FIGURA 5.9: TIEMPO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN DE LA TERCERA PROPUESTA DE OPTIMIZACIÓN @ 60 USD/BLS	182

CONTENIDO DE ANEXOS

ANEXO 1.1: POZOS PRODUCTORES DEL CAMPO SHUSHUFINDI	190
ANEXO 1.2: SISTEMAS DE PRODUCCIÓN DE LOS POZOS PRODUCTORES DEL CAMPO SHUSHUFINDI.....	191
ANEXO 1.3: POZOS REINYECTORES DEL CAMPO SHUSHUFINDI.....	192
ANEXO 1.4: POZOS CERRADOS DEL CAMPO SHUSHUFINDI.....	193
ANEXO 1.5: POZOS ABANDONADOS DEL CAMPO SHUSHUFINDI	194
ANEXO 1.6: UBICACIÓN DE LOS POZOS Y ESTACIONES DE PRODUCCIÓN EN EL CAMPO SHUSHUFINDI	195
ANEXO 4.1: POZO AGU-11D	196
ANEXO 4.2: POZO SSF-109D	197
ANEXO 4.3: POZO SSF-133D	202
ANEXO 4.4: POZO SSF-162D	205
ANEXO 4.5: POZO AGU-14D	210
ANEXO 4.6: POZO SSF-15D	212
ANEXO 4.7: POZO AGU-17D	217
ANEXO 4.8: POZO SSF-02.....	220
ANEXO 4.9: POZO SSF-03.....	221
ANEXO 4.10: POZO SSF-10BD.....	224
ANEXO 4.11: POZO SSF-14.....	227
ANEXO 4.12: POZO SSF-24.....	232
ANEXO 4.13: POZO SSF-66.....	235
ANEXO 4.14: POZO SSF-90.....	238
ANEXO 4.15: POZO SSF-111D	241
ANEXO 4.16: POZO SSF-118D	244
ANEXO 4.17: POZO SSF-129D	247
ANEXO 4.18: POZO AGU-09.....	250
ANEXO 4.19: POZO AGU-10.....	253

SIMBOLOGÍA

AGU:	Aguarico.
ASTM:	American Society for Testing Materials.
BAPD:	Barriles de agua por día.
BBL:	Barriles de petróleo fiscales.
bbf:	Barriles de petróleo a condiciones del yacimiento.
BES:	Bomba eléctrica sumergible.
BFPD:	Barriles de fluido por día.
BPPD:	Barriles de petróleo por día.
B'Up:	Prueba de Build Up.
C:	Constante de almacenamiento.
CDZ:	Condorazo.
D:	Pozo direccional.
DRE:	Drago Este.
DRG:	Drago.
DST:	Drill Stem Test.
EF:	Eficiencia de flujo.
FNC:	Flujo neto de caja.
FR:	Factor de recobro.
G2:	Arena U superior.
H:	Pozo horizontal.
HCl:	Cloruro de sodio.
HCl:	Ácido clorhídrico.
HF:	Ácido fluorhídrico.
IP:	Índice de productividad.
MBLS:	Miles de barriles estándar.
md:	Milidarcys.
MDH:	Miller Dyes y Hutchinson.
MSCFPD:	Miles de pies cúbicos estándar por día.
Pc:	Presión de cierre.
Pi:	Presión inicial del reservorio.
PPG:	Sistema de levantamiento por gas lift.

PPH:	Sistema de levantamiento hidráulico.
ppm:	Partes por millón.
PPS:	Sistema de levantamiento por bombeo electrosumergible.
PVT:	Presión, volumen, temperatura.
Pwf:	Presión de fondo fluyente.
RCB:	Relación costo-beneficio.
r_e :	Radio de drenaje.
RLT:	Reservoir Limit Test.
r_w :	Radio del pozo.
S:	Daño.
SSF:	Shushufindi.
TIR:	Tasa interna de retorno.
t_p :	Tiempo de producción constante.
VAN:	Valor actual neto.
V_p :	Volumen poroso.

RESUMEN

Con el objetivo de optimizar la producción de las arenas “U” y “T” en pozos del campo Shushufindi se realizó el presente proyecto, el cual consta de seis capítulos que se detallan a continuación:

En el primer capítulo se hace una descripción del campo Shushufindi, detallando su ubicación, reseña histórica, geología y estratigrafía. Se caracterizan los reservorios “U” y “T”, ya que la producción del campo proviene principalmente de estos. También se resume el estado actual de los pozos en el campo, teniendo 162 pozos perforados, de los cuales: 96 son pozos productores, 14 pozos reinyectores, 39 pozos están cerrados y 13 pozos se encuentran abandonados. Se definen las reservas existentes de cada reservorio, esto con el fin de saber si el aumento de producción proyectado por este estudio es factible o no.

En el segundo capítulo se exponen algunos fundamentos teóricos importantes para entender el comportamiento de una prueba de incremento de presión, describiendo el principio de superposición como una herramienta de análisis; se detallan los efectos de almacenamiento y daño con las causas de su aparición. De los diferentes tipos de pruebas de presión que se realizan en pozos petrolíferos y los métodos para su interpretación (convencionales, curvas tipo y computacionales), nos enfocaremos principalmente en la interpretación de una prueba de Build Up, esto debido a que en el presente proyecto se analizará solamente este tipo de prueba. Al final se describe el comportamiento de la curva de la Derivada para las diferentes condiciones y modelos de tipo de pozo, reservorio y completación, como también los tipos de límites que se presentan en un yacimiento.

En el tercer capítulo se definen los conceptos de índice de productividad y eficiencia de flujo y las fórmulas para su obtención. Se describe las curvas IPR y los métodos para encontrarlas, estos métodos son el de Vogel y de Fetkovich. Esto con el fin de tener los conceptos claros para realizar correctamente el análisis nodal en el siguiente capítulo. También se describen los métodos

utilizados para estimular los pozos mejorando su potencial de aporte, estos son la estimulación matricial y el fracturamiento hidráulico.

En el cuarto capítulo se seleccionan los pozos a los que se realizará el análisis de la prueba de Build Up con el software F.A.S.T WellTest32® para encontrar el valor del mayor potencial del pozo (IPideal). Se seleccionan los pozos en los que se ha realizado la prueba en los años 2010, 2011 y 2012, esto para tener datos recientes. Se escoge un total de 23 pruebas realizadas en 19 pozos. En estos pozos también se realizará el análisis nodal con el programa WellFlo® para conocer el comportamiento actual del sistema pozo-reservorio. Para conocer el manejo de estos dos software se explica paso a paso su funcionamiento con un ejemplo práctico, utilizando los datos del pozo AGU-11D. Luego de esto se analiza uno a uno los pozos seleccionados, presentando al final de cada uno de ellos los resultados y las recomendaciones para cada caso.

En el quinto capítulo se presentan los resultados del análisis técnico, presentando a 11 pozos escogidos para optimizar la producción mediante trabajo de reacondicionamiento y un pozo mediante aumento de frecuencia de la BES. Estos trabajos propuestos darán como resultado un aumento de la producción de petróleo de 3780.5 BPPD. Con estos resultados se realiza un análisis económico proyectado a 1 año de duración del proyecto, para saber si las propuestas hechas en el análisis técnico son viables. Este análisis económico se fundamenta en el VAN, TIR y RCB; los costos de inversión se estiman a partir de trabajos similares realizados en la zona y se evalúa con precios del barril de petróleo de 108.84, 80 y 60 USD.

En el sexto capítulo se presentan las conclusiones a las que se llegaron al realizar este proyecto y las recomendaciones planteadas.

PRESENTACIÓN

El presente proyecto fue propuesto al Departamento de Exploración y Producción de EP PETROECUADOR con el propósito de optimizar la producción del Campo Shushufindi utilizando el valor del Índice de Productividad ideal obtenido del análisis de las pruebas de presión.

Realizar una prueba de presión transitoria en un pozo petrolífero es de mucha ayuda para caracterizar el reservorio del cual produce y para conocer el comportamiento del mismo. Para cumplir este objetivo, la empresa EP PETROECUADOR contrata empresas privadas para la toma de Build Ups; estas empresas son también las encargadas de realizar el análisis de dichas pruebas. Generalmente estos análisis no son realizados en coordinación con el departamento de yacimientos, de producción o de operaciones de la empresa operadora, por lo que los analistas carecen de información para la toma de decisiones al elegir el modelo de ajuste, teniendo como consecuencia resultados erróneos. Para evitar ese problema, en este proyecto se reinterpretará las pruebas de Build Up tomadas en los últimos dos años, en coordinación con los Departamentos de Geología, Yacimientos y Petróleos del Área Shushufindi, para esto utilizaremos el software WellTest32®. Como resultado obtendremos un valor confiable del mayor potencial del pozo.

La técnica más confiable para conocer el comportamiento del sistema pozo-reservorio es el Análisis Nodal, por lo que este estudio utiliza el programa WellFlo® para conocer el comportamiento actual de dicho sistema y poder tomar decisiones para eliminar problemas en la producción (si estos existen) y lograr que el pozo produzca con su mayor potencial.

A continuación se presenta el trabajo en el que se lleva a la práctica todos los conocimientos aprendidos en la Escuela Politécnica Nacional, y que serán de utilidad para la empresa auspiciante EP PETROECUADOR, para optimizar la producción del campo Shushufindi.

CAPÍTULO 1

DESCRIPCIÓN DEL CAMPO SHUSHUFINDI

1.1 RESEÑA HISTÓRICA DEL CAMPO SHUSHUFINDI

El campo Shushufindi fue descubierto en 1969 por la compañía estadounidense TEXACO con el pozo Shushufindi 1, cuya perforación inició el 4 de diciembre de 1968 y alcanzó una profundidad de 9772 pies. Las pruebas efectuadas a partir del 10 de enero de 1969 dieron como resultado una producción de 2621 BPPD de 32.5 °API y 2496 BPPD de 26.60 °API de los reservorios “T” y “U” respectivamente.

En la recomendación de perforación realizada por los geólogos de Texaco (1968), se establece como principal objetivo a la formación cretácica Hollín, basados en los resultados del pozo Lago Agrio 1 y, solo como objetivos secundarios a las areniscas “U” y “T”.

Shushufindi está entre los campos petroleros más grandes del mundo y la perfección de su sistema le ha permitido entregar a Ecuador la mayor riqueza natural, al haber sobrepasado los 1000 millones de barriles en los primeros meses del año 2002.

La producción del campo arrancó en agosto de 1972, alcanzando su pico en agosto de 1986 con un promedio diario para ese mes de 126400 barriles.

En el área Shushufindi se han perforado 186 pozos y se encuentran en perforación 2 pozos (DRE-36H y AGU-18D), doce de los cuales han acumulado una producción individual de más de 20 millones de barriles.

Este campo tuvo reservas iniciales probadas de 1590 millones de barriles, ha entrado ya en su etapa de madurez, tras producir sobre los 100 mil barriles diarios de petróleo hasta abril del año 1994, cuando inicia un descenso sostenido, en la

actualidad se encuentra aportando a oleoducto un promedio de 46000 BPPD con BSW de 0.1%¹.

Históricamente este campo no ha dado mayores problemas en su operación, gracias a la estructura de los reservorios y a la perfección de su sistema hidrodinámico. Sin embargo en la actualidad plantea un reto mayor, que es el de determinar el régimen óptimo de producción en su etapa de depletación final, para este fin, formalizará contratos con empresas internacionales para implementar proyectos de recuperación mejorada.

1.2 UBICACIÓN DEL CAMPO SHUSHUFINDI

Está ubicado en la Región Amazónica, provincia de Sucumbíos, cantón Shushufindi; se encuentra a 250 km al Este de la ciudad de Quito y a 35 km al Sur de la frontera con Colombia, está limitado al Norte con el Campo Libertador, al Sur con el Campo Limoncocha, al Oeste con el Campo Sacha y al Este con el Bloque Tarapoa (Figura 1.1).

FIGURA 1.1: UBICACIÓN DEL CAMPO SHUSHUFINDI



Fuente: Departamento de Yacimientos – Quito.

¹ Reportes Diarios de Producción Área Shushufindi. Ingeniería de Petróleos a 1 de febrero de 2012.

El campo se extiende geográficamente en las siguientes coordenadas: desde los 00° 06' 39" a los 00° 17' 58" latitud Este, hasta los 76° 36' 55" de longitud Oeste.

1.3 GEOLOGÍA Y ESTRATIGRAFÍA DEL CAMPO SHUSHUFINDI

1.3.1 AMBIENTES SEDIMENTARIOS

En el estudio de simulación matemática desarrollado por la consultora SSI (1991), se define para los reservorios "U" y "T" un modelo deltaico influenciado por olas, con barras de desembocadura de orientación Norte-Sur y subambientes de relleno de canal, barras de marea y depósitos lobulares de grietas de desborde (*crevasse*).

La calidad de reservorio de las areniscas en mención se deteriora en dirección hacia el techo, al ser más frecuentes las intercalaciones arcillosas e incrementarse el contenido de glauconita, las bioturbaciones y el cemento calcáreo. Basal Tena es un reservorio de menor importancia, que como indican las curvas de rayos gamma, generalmente muestra una estructura de grano decreciente.

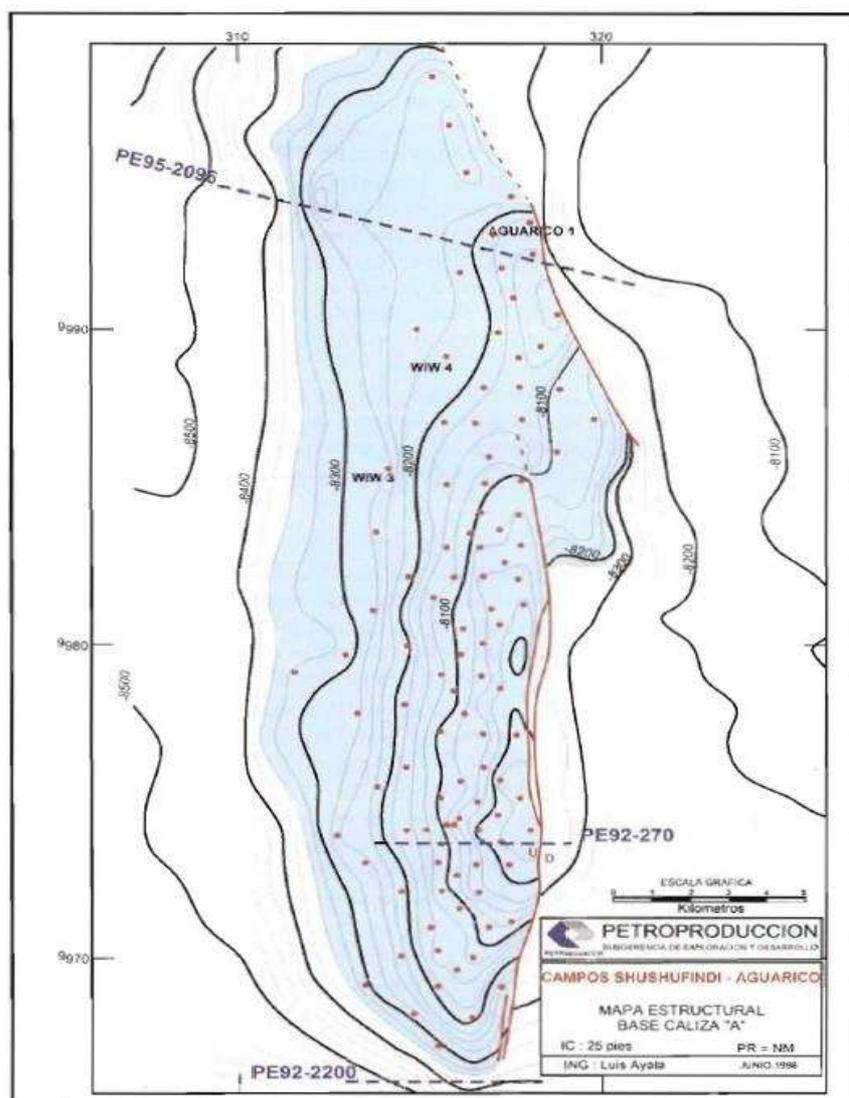
1.3.2 ESTRUCTURA DEL CAMPO SHUSHUFINDI

El anticlinal Shushufindi tiene una orientación Norte-Sur y tres culminaciones principales: dos dentro de lo que se conoce como anticlinal Shushufindi y una tercera denominada Aguarico que cambia su dirección a Noroeste-Sureste (Figura 1.2).

Su flanco oriental está limitado por un sistema de fallas en transpresión dextral, el modelo estructural de este sistema permite determinar la comunicación de los fluidos entre los estratos "U" y "T".

A la base de la caliza "A" la estructura tiene una longitud aproximada de 33 km y un ancho entre 6 y 7 km. Su máximo cierre estructural se ubica en el Alto Shushufindi Sur con 371 pies; le sigue el Alto Shushufindi Norte con 341 pies y, finalmente el Alto Aguarico con 223 pies.

FIGURA 1.2: CAMPO SHUSHUFINDI: MAPA ESTRUCTURAL



Fuente: P. Baby, M. Rivadeneira y P. Barragán.

Los yacimientos "U" y "T" del Campo Shushufindi están limitados en el flanco Este por fallas no completamente sellantes y en las otras direcciones por acuíferos laterales que se extienden regionalmente, estos acuíferos son muy activos en los extremos norte y sur del campo en donde se desarrollan presiones muy parecidas a las originales.

El reservorio se encuentra en la era Mesozoico de la edad Cretácico Medio a Cretácico Superior.

1.3.3 FORMACIONES PRODUCTORAS DEL CAMPO SHUSHUFINDI

En este campo se tiene como reservorios principales a U inferior y T inferior, y como secundarios U superior, T superior y Basal Tena, clasificación realizada desde el punto de vista de producción de petróleo.

1.3.3.1 Formación Hollín

Está ubicada a 8975 pies de profundidad, descansa sobre la formación Misahuallí y bajo la formación Napo. Es una arenisca cuarzosa blanca, porosa y de grano medio a grueso, tiene un espesor estimado de 390 pies, su matriz es silícea, el potencial hidrocarburífero la define como un buen reservorio. Presenta un mecanismo de empuje hidráulico debido a que tiene un acuífero de fondo. La formación Hollín no es productiva en Shushufindi.

1.3.3.2 Formación Napo

Los reservorios “U” y “T” son similares tanto en origen como en constitución y están formadas por areniscas de grano fino; son regionalmente continuos pero tienen barreras de permeabilidad tanto longitudinales como transversales, que dividen al área en los campos: Condorazo, Shushufindi, Aguarico, Drago y Cobra.

1.3.3.2.1 Arenisca “U”

Es una arenisca cuarzosa, con presencia ocasional de feldespatos y fragmentos líticos. La caolinita es la arcilla predominante, presenta cemento silíceo, la porosidad es intergranular y ocasionalmente intragranular por disolución de feldespatos.

1.3.3.2.1.1 U superior

Se lo considera como un reservorio secundario, esto en cuanto a la producción; se conoce a esta arenisca como “G2”, mantiene un espesor constante sobre todo el campo, comprende el intervalo desde la base de la caliza “A” como tope, hasta el tope del reservorio U inferior como base. Tiene un espesor comprendido entre 5 y 80 pies, constituye un cuerpo alargado de dirección Noreste-Suroeste.

1.3.3.2.1.2 U inferior

De las correlaciones estratigráficas, se ha determinado que esta arenisca está presente en todo el campo. Tiene un espesor comprendido entre 20 y 100 pies, se aprecia para el área, tanto al sur como al norte del campo una tendencia depositacional en la dirección Este-Oeste.

1.3.3.2.2 Arenisca "T"

Es de grano medio a grueso con ocasionales finos similar a "U". La matriz es caolínica y en menor proporción clorítica. La porosidad igual que en "U" es intergranular y esporádicamente intragranular. La zona con mejores valores de permeabilidad y porosidad se ubica generalmente a la base de la arenisca.

1.3.3.2.2.1 T superior

Considerado un reservorio secundario, presenta una distribución generalmente constante y uniforme sobre todo el campo, su permeabilidad es baja, comparada con la arena T inferior.

1.3.3.2.2.2 T inferior

Presenta un espesor entre 30 y 100 pies, con las correlaciones estratigráficas de los registros de los pozos, se puede apreciar la continuidad del reservorio en dirección Sur-Norte y en dirección Este-Oeste a través del subsuelo del campo.

1.3.3.3 Formación Tena

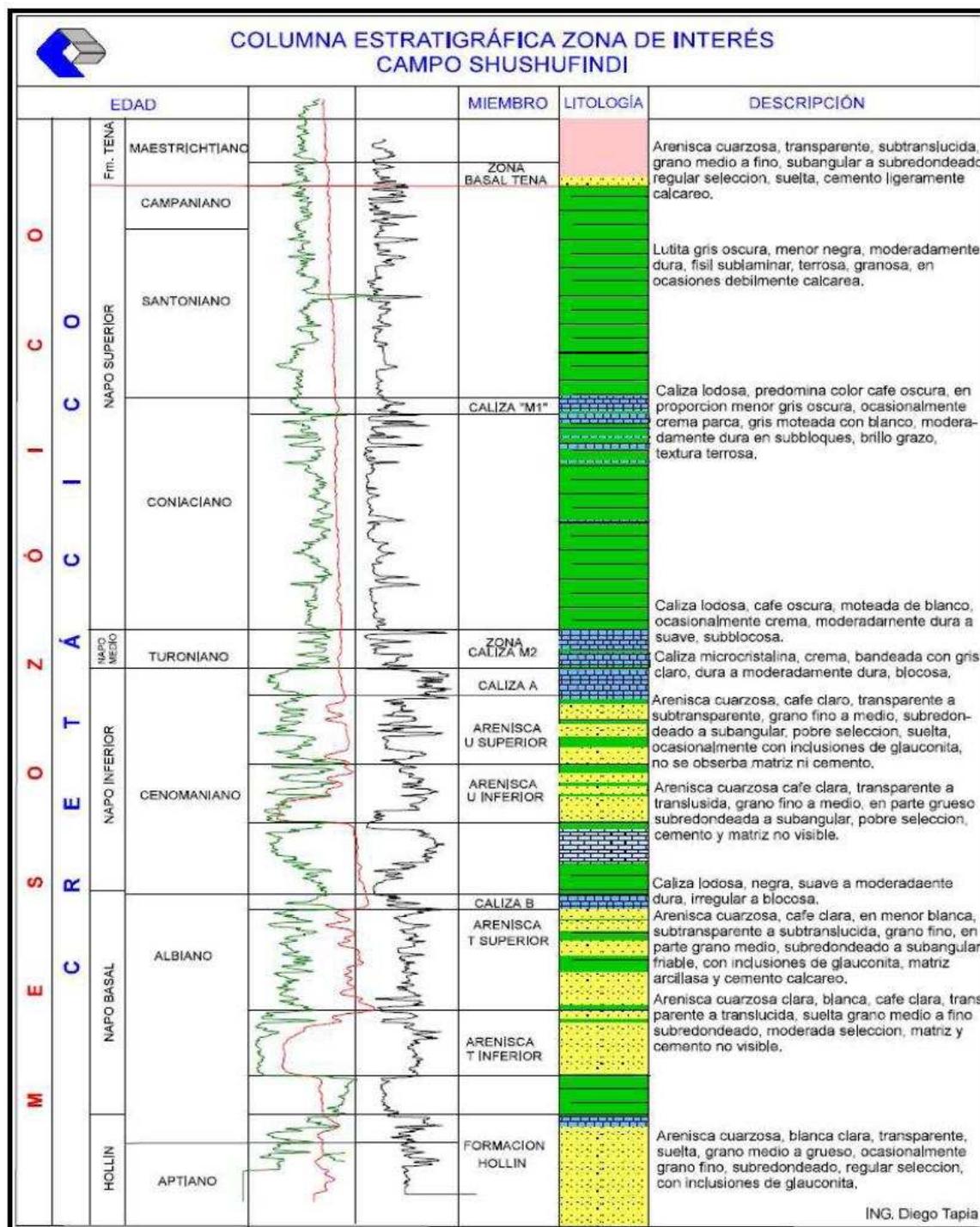
Se encuentra en toda la Cuenca Oriente del Ecuador, está ubicada sobre la formación Napo, constituida por limolita de color café o rojo, areniscas cuarzosas claras y un tamaño de grano entre medio a fino, la matriz es arcillosa; esta formación alcanza un espesor entre 1640 a 3280 pies.

1.3.3.3.1 Basal Tena

Es un reservorio secundario, la tendencia de orientación de la arenisca se determinó en dirección Sur-Suroeste; en el sector Sur-Oeste el espesor se adelgaza considerablemente, pero en la parte norte de Aguarico mejora notablemente. Presenta un espesor que varía de 1 a 22 pies.

La Figura 1.3, muestra la columna estratigráfica para el campo Shushufindi.

FIGURA 1.3: COLUMNA ESTRATIGRÁFICA DEL CAMPO SHUSHUFINDI



Fuente: Ingeniería de Petróleos Campo Shushufindi.

1.4 ESTADO ACTUAL DEL CAMPO SHUSHUFINDI

Actualmente el Campo Shushufindi está conformado por 162 pozos perforados y 1 pozo en perforación (AGU-18D), de los cuales: 96 son pozos productores, 0 pozos inyectores, 14 pozos reinyectores, 39 pozos cerrados y 13 pozos abandonados.

1.4.1 POZOS PRODUCTORES

Los pozos productores del Campo Shushufindi y sus coordenadas geográficas se encuentran detallados en el Anexo 1.1.

Los sistemas de producción que se aplican en el campo son:

- Bombeo Hidráulico
- Bombeo Electrosumergible
- Sistema Gas Lift

En la Tabla 1.1 se presenta el número total de pozos que utilizan estos sistemas de producción.

TABLA 1.1: SISTEMAS DE PRODUCCIÓN DE LOS POZOS DEL CAMPO SHUSHUFINDI

MÉTODO	NÚMERO DE POZOS
Sistema Gas Lift (PPG)	1
Bombeo Hidráulico (PPH)	9
Bombeo Electrosumergible (PPS)	86

Fuente: Departamento de Yacimientos. EPPetroproducción

Elaborado por: Víctor A. Tatés, Christian D. Garcés.

Como podemos observar, el bombeo electrosumergible es el sistema de levantamiento artificial más utilizado en los pozos productores del campo.

En el Anexo 1.2 se detalla el sistema de producción aplicado a cada pozo productor.

1.4.2 POZOS INYECTORES

Son pozos que se perforan o acondicionan con el propósito de inyectar fluido en una formación determinada, con el fin de realizar recuperación mejorada o mantener la presión en reservorios despresurizados para mejorar las eficiencias de barrido de hidrocarburo dentro de las arenas productoras.

En el Campo Shushufindi actualmente no existen pozos inyectores, existían 7 pozos destinados a este fin, pero fueron cerrados debido a que no cumplieron con el objetivo de recuperar el hidrocarburo del campo, esto debido a la geología de los reservorios.

1.4.3 POZOS REINYECTORES

Son pozos que se perforan con el propósito de reinyectar el agua de formación, previamente separada del fluido producido y tratada en las estaciones de producción, con el fin de minimizar el impacto ambiental que puede ocasionar si se la deja en superficie; muchos pozos productores son transformados en reinyectores cuando su producción no es rentable económicamente por el poco aporte que brindan.

En el Ecuador, el agua de formación es generalmente reinyectada en las formaciones Tiyuyacu y Orteguzaza, en este campo se reinyecta en la arenisca Hollín Inferior y en los conglomerados de Tiyuyacu y Orteguzaza con un total de 14 pozos reinyectores.

Los pozos reinyectores del Campo Shushufindi y sus coordenadas geográficas se encuentran detallados en el Anexo 1.3.

1.4.4 POZOS CERRADOS

Son pozos que se cierran porque no se tiene las facilidades necesarias para que continúen produciendo; pudiendo ser éstas de tipo mecánico como: colapsos de la tubería, daños en las completaciones de fondo, falta de estaciones de producción cercanas al pozo para procesar el fluido producido; o por problemas sociales como: inconvenientes con comunidades nativas o colonos, paro de

trabajadores, etc. Además se incluyen los pozos en los que se encuentra realizando trabajos de reacondicionamiento a la fecha. En el campo existen 39 pozos cerrados.

Los pozos cerrados del Campo Shushufindi se encuentran detallados en el Anexo 1.4.

1.4.5 POZOS ABANDONADOS

Son pozos que se perforan con la finalidad de incrementar la producción de un campo, pero que no aportaron hidrocarburo, o su producción no justifica la inversión requerida. También se incluyen los pozos que han producido por largo tiempo hasta agotar sus reservas.

A estos pozos se le coloca un tapón de cemento en la parte superficial del casing, para evitar que sean abiertos por accidente, en el campo existen 13 pozos abandonados.

Los pozos abandonados del Campo Shushufindi y sus coordenadas geográficas se encuentran detallados en el Anexo 1.5.

La Tabla 1.2 muestra un resumen de la información anterior.

TABLA 1.2: ESTADO ACTUAL DEL CAMPO SHUSHUFINDI

CAMPO SHUSHUFINDI	
ESTADO	NÚMERO DE POZOS
Productores	96
Inyectores	0
Reinyectores	14
Cerrados	39
Abandonados	13
Perforándose	1
TOTAL	163

Fuente: Departamento de Yacimientos. EPPetroproducción

Elaborado por: Víctor A. Tatés, Christian D. Garcés.

1.5 CARACTERIZACIÓN DE LOS RESERVORIOS DEL CAMPO SHUSHUFINDI

El Campo Shushufindi produce de los siguientes reservorios:

- Basal Tena
- “U” superior
- “U” inferior
- “T”

La producción del Campo Shushufindi empezó en agosto de 1972 con 10 pozos productores a una tasa de 10000 BPPD que se incrementó a 70000 BPPD a diciembre del mismo año, con un total de 20 pozos; para marzo de 1973 se incrementaron 10 pozos productores más, dando una tasa de 100000 BPPD; esta producción promedio del campo se mantuvo hasta 1994.

En el año 1995, la producción de hidrocarburo empieza a declinar y se nota un acelerado incremento en la producción de agua, dando una tasa de producción para el año 1996 de 87000 BPPD y 47000 BAPD.

En la actualidad, la producción de agua supera a la de hidrocarburo, siendo este, el principal problema del campo, ya que los pozos se inundan rápidamente debido a que el sistema de bombeo electrosumergible utilizado en muchos de los pozos se encuentra sobre dimensionado ocasionando la producción de altos volúmenes de agua. La Tabla 1.3 muestra la producción histórica anual de fluidos del Campo Shushufindi.

TABLA 1.3: PRODUCCIÓN HISTÓRICA ANUAL DEL CAMPO SHUSHUFINDI

AÑOS	PETRÓLEO (BPD)	AGUA (BPD)	GAS (MSCFPD)	FLUIDO (BPD)	CORTE DE AGUA (%)	POZOS PRODUCTORES
1972	37570	339	10913	37908	0.89	19
1973	76577	572	20163	77149	0.74	31
1974	82262	146	19208	82409	0.18	42
1975	81508	178	18692	81686	0.22	49
1976	95464	556	21850	96020	0.58	47
1977	90792	1322	19961	92114	1.44	48

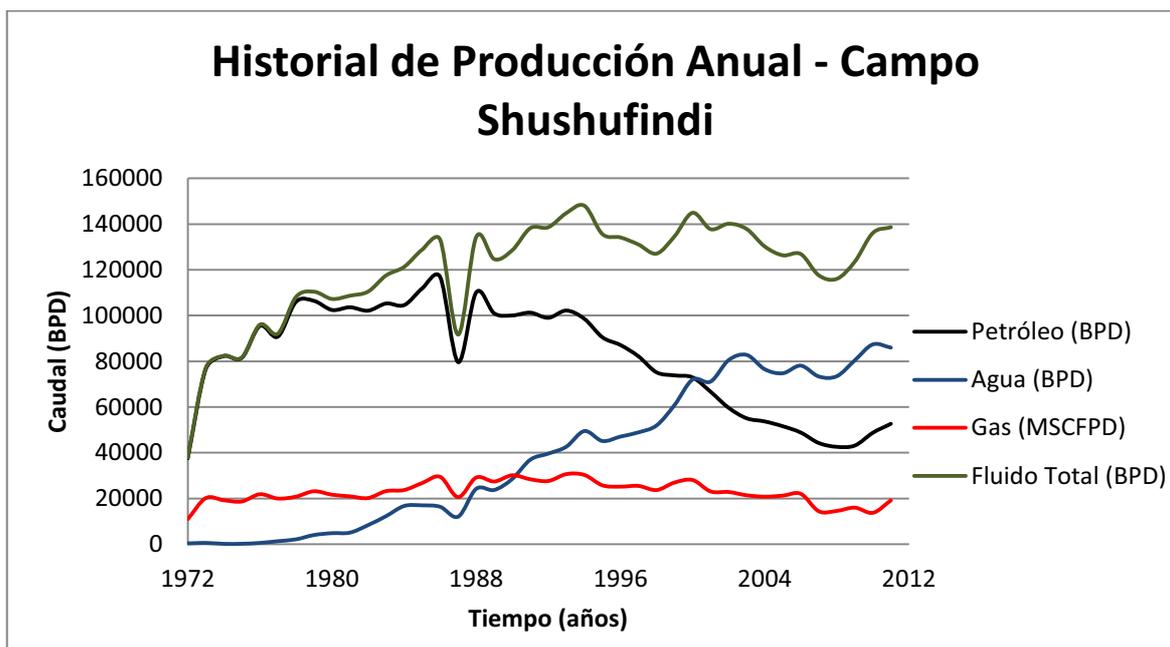
TABLA 1.3 (CONTINUACIÓN)

1978	105993	2114	20785	108107	1.96	45
1979	106429	4010	23153	110440	3.63	46
1980	102443	4821	21649	107264	4.49	45
1981	103631	5060	20930	108691	4.66	41
1982	102139	8338	20183	110476	7.55	45
1983	105282	12265	23211	117547	10.43	49
1984	104563	16711	23680	121274	13.78	49
1985	111848	16980	26736	128828	13.18	49
1986	116837	16354	29446	133192	12.28	51
1987	79623	12050	20593	91673	13.14	53
1988	110160	24233	29165	134393	18.03	56
1989	100949	23720	27419	124669	19.03	55
1990	100056	28531	30148	128587	22.19	55
1991	101274	36954	28389	138228	26.73	61
1992	99014	39618	27637	138633	28.58	67
1993	102191	42653	30645	144844	29.45	69
1994	98553	49483	30280	148036	33.43	71
1995	90483	45131	25739	135614	33.28	68
1996	87105	47074	25166	134179	35.08	80
1997	82160	48909	25490	131069	37.32	78
1998	75172	51931	23684	127103	40.86	71
1999	73817	60852	26959	134669	45.19	70
2000	72948	72009	28073	144957	49.68	62
2001	66661	71122	23063	137783	51.62	60
2002	59655	80504	22839	140159	57.44	66
2003	55060	82791	21398	137850	60.06	70
2004	53692	76529	20778	130221	58.77	73
2005	51593	74758	21229	126351	59.17	80
2006	48829	78093	22036	126921	61.53	73
2007	44244	73344	14395	117587	62.37	78
2008	42587	73471	14560	116058	63.31	83
2009	43148	80451	15990	123599	65.09	81
2010	48746	87393	13731	136139	64.19	101
2011	52656	85970	19167	138626	62.02	110

Fuente: Departamento de Yacimientos. EPPetroproducción

Elaborado por: Víctor A. Tatés, Christian D. Garcés.

La figura 1.4 muestra el comportamiento de la producción anual de fluidos del campo Shushufindi, se puede observar la caída de producción ocurrida en 1987 debido al terremoto que afectó a la Amazonía.

FIGURA 1.4: HISTORIAL DE PRODUCCIÓN ANUAL - CAMPO SHUSHUFINDI

Fuente: Departamento de Yacimientos. EPPetroproducción

Elaborado por: Víctor A. Tatés, Christian D. Garcés.

1.5.1 RESERVORIO BASAL TENA

Se empieza a producir de este reservorio en marzo de 1997 a través del pozo SSF-51, y desde esa fecha hasta octubre de 1999 la producción se mantiene a una tasa promedio de 800 BPPD con un corte de agua de 0%; pero en noviembre de 1999 se incrementa la producción de petróleo a 1100 BPPD y se empieza a producir agua hasta un promedio de 400 BAPD; actualmente se produce aproximadamente 1206 BPPD y 921 BAPD. Hasta el momento este reservorio ha aportado con 4607.9 MBLS de petróleo a la producción total del campo.

Este reservorio comprende un volumen de 12601 acre-pie con un espesor que varía de 1 a 22 pies, la presión inicial del yacimiento fue de 2549 psi, la presión actual es de 1395 psi @ 8800 pies. Su porosidad promedio es de 18% y el corte de agua es de 43.3% con una salinidad de 35000 ppm de NaCl. El valor de permeabilidad promedio es de 500 md. El petróleo presente en esta zona es de 28.9°API.

1.5.2 RESERVORIO “U”

Este yacimiento tuvo su desarrollo desde 1972 hasta 1978, su periodo de estabilización fue desde 1979 hasta 1987, y desde 1988 hasta el presente entró en la etapa de decaimiento, existen barreras de permeabilidad que impiden el ingreso del agua, esto ha logrado mantener niveles bajos de BSW.

El área inicial saturada de hidrocarburos para el reservorio “U” superior fue de 36376 acres cuyo espesor varía entre 5 y 80 pies, teniendo como límites la base de la caliza A como tope y como base el reservorio “U” inferior. Presenta una porosidad promedio de 16% saturado con 28% de agua inicial, presenta una salinidad entre 40000 a 65000 ppm de NaCl. La permeabilidad promedio estimada es de 150 md. La calidad de hidrocarburo presente oscila entre 24 y 31 °API, cabe recalcar que el hidrocarburo presente en este reservorio es de mejor calidad que el que se encuentra en “U” inferior por su menor contenido de Níquel y Vanadio. La presión inicial fue de 2737 psi, la presión actual es de 2300 psi @ 9100 ft. La producción acumulada de esta arena es de 13785.5 MBLS de petróleo.

Se ha determinado que la arenisca “U” inferior está presente en todo el campo con un espesor comprendido entre 20 y 100 pies. Su porosidad promedio es de 18% con una saturación inicial de agua de 14% con salinidad de 65000 ppm de NaCl. Presenta una permeabilidad entre los 40 a 1100 md. Contiene hidrocarburo de 28.8 °API con un porcentaje de azufre entre 1.10 a 1.22%. La presión inicial fue de 3867 psi, la presión actual es de 1800 psi @ 9100 ft. Hasta la fecha, el reservorio “U” inferior ha producido 373457.5 MBLS de petróleo.

En este yacimiento los comportamientos de producción y de presión van a tener diferencias, esto se evidencia en el hecho de que en la parte sur del campo se observan presiones más altas, mientras que en la parte central hay una zona de baja presión.

1.5.3 RESERVORIO “T”

Este yacimiento tuvo su desarrollo desde 1972 hasta 1978, su periodo de estabilización fue desde 1979 hasta 1993, y desde 1994 hasta el presente entró

en la etapa de decaimiento, es un reservorio continuo, presenta pocas barreras, y desde 1983 en adelante la producción de fluidos se ha incrementado de 60000 a 90000 BFPD, tiene un empuje hidráulico que en el presente se encuentra inundando la zona de petróleo debido al uso de bombas electrosomergibles y que amenaza con aislar los sectores de petróleo móvil reduciendo significativamente las reservas recuperables.

El reservorio "T" se extiende por un área de 38415 acres con un espesor que varía entre 30 y 100 pies. Su porosidad es similar a la arenisca "U" con un valor promedio de 16%. El agua de formación inicial equivale al 16% con una salinidad promedio de 14000 ppm de NaCl. Su permeabilidad promedio es de 500 md. Un valor de 0.52 a 0.64% es el contenido de azufre en el hidrocarburo de 32.1 °API de esta zona. La presión inicial fue de 4050 psi, la presión actual es de 2560 psi @ 9400 ft. La producción acumulada es de 735549.8 MBLS de petróleo. En la Tabla 1.4 se aprecia un resumen de las características de los reservorios productores del Campo Shushufindi.

TABLA 1.4: CARACTERÍSTICAS DE LOS RESERVORIOS PRODUCTORES DEL CAMPO SHUSHUFINDI

CAMPO SHUSHUFINDI				
RESERVORIO	Basal Tena	"U" Superior	"U" Inferior	"T"
VOLUMEN (acre-pie)	12601	112926.7	177562.3	261823.3
PRESIÓN INICIAL (psi)	2549	2737	3867	4050
PRESIÓN DE BURBUJA (psi)	807	1140	797	950
PRESIÓN ACTUAL (psi)	1395 @ 8800ft	2300 @ 9100ft	1800 @ 9100ft	2560 @ 9400ft
POROSIDAD (%)	18	16	18	16
GOR (SCF/BBL)	187	307	307	384
PERMEABILIDAD (md)	500	150	40 - 1100	10 - 900
SATURACIÓN DE AGUA INICIAL (%)	28	28	14	16
SALINIDAD (ppm de Cl)	35000	65000	65000	14000
°API	28.9	31	28.8	32.1
VISCOSIDAD DEL PETRÓLEO (cp)	3.956	2.8	2.8	1.08
B _{oi} (bbi/BBL)	1.129	1.208	1.15	1.227
CONTENIDO DE AZUFRE (%)	-	-	1.10 - 1.22	0.52 - 0.64
TEMPERATURA DE FORMACIÓN (°F)	185	215	215	218
FACTOR DE RECOBRO (%)	25	30	45	53
GRAVEDAD ESPECÍFICA DEL GAS	1.438	1.16	1.072	1.311

Fuente: Departamento de Yacimientos. EPPetroproducción

Elaborado por: Víctor A. Tatés, Christian D. Garcés.

1.6 ESTACIONES DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO SHUSHUFINDI

Las estaciones de producción o facilidades de producción son un conjunto de tuberías y equipos (manifolds, separadores, tanques de almacenamiento, tratadores térmicos, válvulas, intercambiadores de calor, deshidratadores, medidores de flujo, compresores, generadores, bombas, etc.) que se ubican en una zona estratégica dentro de un campo petrolero, con el fin de captar el fluido producido por cada uno de los pozos para tratarlo y separar el petróleo del agua de formación y del gas para su posterior almacenamiento, refinación y comercialización.

En el Campo Shushufindi existen 5 estaciones de producción, estas son:

- Estación Aguarico
- Estación Shushufindi Norte
- Estación Shushufindi Central
- Estación Shushufindi Sur
- Estación Shushufindi Sur-Oeste

En el Anexo 1.6 se aprecia la ubicación de los pozos y las estaciones de producción en el Campo Shushufindi.

La Tabla 1.5 muestra la producción diaria de fluido por estación de producción.

TABLA 1.5: PRODUCCIÓN POR ESTACIÓN DE PRODUCCIÓN

ESTACIONES	BFPD	BPPD	BAPD	BSW %
AGUARICO	9699	5354	4345	44.80
CENTRAL	42688	19879	22809	53.43
NORTE	29319	12278	17041	58.12
SUR-OESTE	17929	5357	12572	70.12
SUR	38991	9788	29203	74.90
TOTAL	138626	52656	85970	62.02

Fuente: Departamento de Yacimientos. EPPetroproducción
Elaborado por: Víctor A. Tatés, Christian D. Garcés.

La Tabla 1.6 muestra la producción diaria de petróleo por método de levantamiento en las estaciones de producción.

TABLA 1.6: PRODUCCIÓN POR MÉTODO DE LEVANTAMIENTO EN LAS ESTACIONES DE PRODUCCIÓN

ESTACIONES	PPH (BPPD)	PPG (BPPD)	PPS (BPPD)	TOTAL (BPPD)
AGUARICO	2301	0	3053	5354
CENTRAL (DRG-CDZ)	693	0	19186	19879
NORTE	644	0	11634	12278
SUR-OESTE	232	640	9337	10209
SUR	451	0	4485	4936
TOTAL	4321	640	47695	52656

Fuente: Departamento de Yacimientos. EPPetroproducción

Elaborado por: Víctor A. Tatés, Christian D. Garcés.

1.7 RESERVAS DEL CAMPO SHUSHUFINDI

La definición de reservas y el cálculo de las mismas fueron determinadas por la Society of Petroleum Engineers (SPE) y el World Petroleum Congresses (WPC). Según estos organismos:

“Las reservas son cantidades de petróleo que se considera pueden ser recuperados comercialmente a partir de acumulaciones conocidas a una fecha futura. Todos los estimados de reservas involucran algún grado de incertidumbre. La incertidumbre depende principalmente de la cantidad de datos de ingeniería y geología, confiables y disponibles a la fecha del estimado y de la interpretación de estos datos. El grado relativo de incertidumbre aplicado por colocar las reservas en una de las dos clasificaciones principales, ya sea probadas o no-probadas. Las reservas no-probadas son menos ciertas a ser recuperadas que las probadas y pueden ser sub-clasificadas como reservas probables y posibles para denotar progresivamente el incremento de la incertidumbre en su recuperación”.

La Tabla 1.7 presenta las reservas remanentes de petróleo del Campo Shushufindi.

TABLA 1.7: RESERVAS REMANENTES DE PETRÓLEO DEL CAMPO SHUSHUFINDI AL 31 DE DICIEMBRE DEL 2011

Yacimiento	Petróleo In Situ (MBBL)	FR (%)	Reservas Originales Probadas (MBBL)	Producción Acumulada (MBBL)	Reservas Remanentes (MBBL)
BT	86588.9	25	21647.2	4607.9	17039.3
U Superior	725236.1	30	181309.0	13785.5	167523.5
U Inferior	1197850.6	45	539032.8	373457.5	165575.3
T	1655440.2	53	877383.3	735549.8	141833.5
Total	3665115.8	44	1619372.3	1127400.7	491971.3

Fuente: Departamento de Yacimientos. EPPetroproducción

Elaborado por: Víctor A. Tatés, Christian D. Garcés.

CAPÍTULO 2

PRUEBAS DE PRESIÓN APLICADAS A POZOS PETROLÍFEROS Y MÉTODOS ACTUALES DE ANÁLISIS

2.1 FUNDAMENTOS DE PRUEBAS DE PRESIÓN

Antes de realizar la descripción de los métodos, tanto convencionales como actuales, utilizados para analizar las pruebas de presión, es necesario conocer varios conceptos que utilizaremos para la realización de este proyecto.

2.1.1 RADIO DE INVESTIGACIÓN

Radio de investigación es la distancia en la que la presión transitoria se ha movido dentro de la formación como consecuencia de un cambio en el caudal del pozo, esta distancia está relacionada con las propiedades de los fluidos y de la roca, así como con el intervalo de tiempo desde la variación de la rata de flujo.

$$r_i = 0.032 \cdot \sqrt{\frac{kt}{\phi\mu c_t}} \quad (\text{en unidades de campo}) \quad (2.1)$$

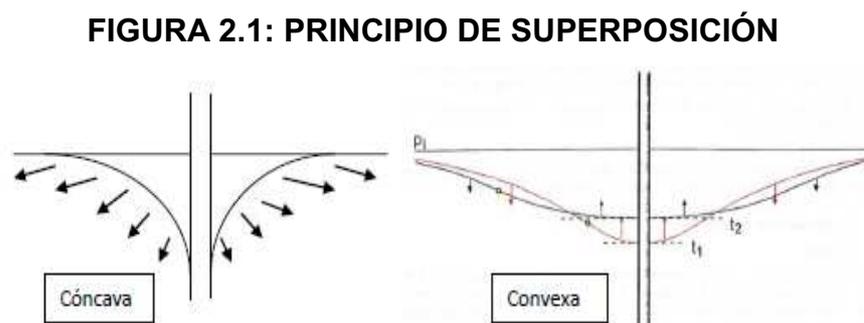
El radio de investigación tiene varios usos en análisis y diseño de pruebas de presión transitoria:

- Cualitativamente se utiliza para ayudar a explicar la forma de las curvas en pruebas de incremento o decremento de presión, en la práctica, encontramos que las heterogeneidades o los bordes influyen en la respuesta de presión en un pozo cuando el radio de investigación calculado es dos veces la distancia a las heterogeneidades.
- Podemos utilizar el concepto de radio de investigación para estimar el tiempo requerido para probar un radio deseado dentro de la formación.
- El radio de investigación también proporciona un medio para estimar el tiempo requerido para alcanzar el flujo estabilizado, es decir, el tiempo necesario para que la presión transitoria alcance los límites del yacimiento.

2.1.2 PRINCIPIO DE SUPERPOSICIÓN

Los modelos básicos de flujo consideran un solo pozo en el yacimiento que produce a una tasa de flujo constante; pero en la práctica, los pozos producen a flujo variable y en un yacimiento con varios pozos, por lo que es necesario contar con una metodología para utilizar las soluciones básicas en la realidad.

Al poner en producción un pozo, inicialmente tenemos una presión P_i la cual varía decreciendo con la producción, generando, en el caso de drawdown, una figura cóncava; en el caso contrario, cuando tenemos un cierre de presión tenemos una figura convexa cerca de la pared del pozo lo que refleja una presión creciente (Figura 2.1). En cada uno de los dos casos está de por medio la Ley de Darcy que regula el movimiento de fluidos a través del medio poroso.



Fuente: Muñoz Andrés, Tesis “Estudio del Comportamiento del Campo Shushufindi mediante Análisis e Interpretación de Pruebas de Restauración de Presión”.

La superposición se aplica entonces, para incluir a más de un pozo, caudales variables y para imponer límites físicos. Es fácil de aplicar en sistemas infinitos, pero en sistemas cerrados debe usarse con sumo cuidado, no porque el principio de superposición es diferente, sino porque por lo general la solución de P_D no da la solución necesaria para una correcta superposición.

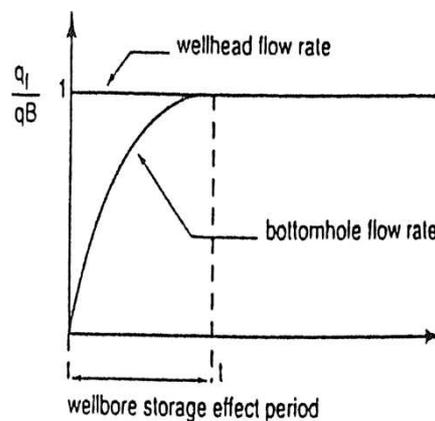
2.1.3 EFECTO DE ALMACENAMIENTO

Una prueba de pozo empieza con una repentina variación en el flujo, esta ocurre en la cabeza del pozo o más cerca de la formación en una prueba DST.

El fluido que sale de la formación experimenta una variación gradual del caudal debido a la compresibilidad de la columna de fluido en el tubing entre el fondo del pozo y el punto de cierre del caudal.

El caudal en superficie una vez abierto el pozo se asume que va de **0** a **q** instantáneamente, pero el flujo en el fondo no se incrementa de esa manera, lo hace de forma gradual. La Figura 2.2 representa este incremento que es conocido en la industria como periodo del efecto de almacenamiento.

FIGURA 2.2: EFECTO DE ALMACENAMIENTO



Fuente: Bourdarot G., "Well Testing Interpretation Methods".

Este efecto está definido por la siguiente expresión:

$$C = - \frac{\Delta V}{\Delta P} \quad (2.2)$$

Donde:

ΔV = variación del volumen de fluido a condiciones de yacimiento.

ΔP = variación de la presión aplicada al pozo.

En pozos que producen a flujo natural, la variación del volumen de fluido depende de la compresibilidad del fluido dentro del pozo, por lo que:

$$C = c \cdot V_w \quad (2.3)$$

Donde V_w es el volumen del pozo y c es la compresibilidad del fluido, esta compresibilidad suele ser mucho más grande en el pozo que dentro del yacimiento, esto debido a la liberación de gas. La presencia de gas causa que el almacenamiento varíe durante una prueba de pozo.

En pozos que producen bajo algún sistema de bombeo (levantamiento artificial), la variación del volumen de líquido es debido al cambio del nivel de fluido dentro del pozo, por lo que:

$$C = \frac{V_U}{\Delta\rho \cdot g} \quad (2.4)$$

Donde V_U es el volumen del pozo por unidad de longitud, $\Delta\rho$ es la diferencia de la gravedad específica de los fluidos contenidos en el pozo (petróleo y gas) y g es la fuerza de gravedad que actúa en la locación del pozo. El almacenamiento en pozos que producen por bombeo es considerablemente más grande que el de pozos que producen a flujo natural.

La Tabla 2.1 muestra un cuadro comparativo de los diferentes valores de coeficiente de almacenamiento que se pueden hallar en la práctica.

TABLA 2.1: VALORES DE COEFICIENTE DE ALMACENAMIENTO

Pozo	Almacenamiento (bbl/psi)
Prueba DST	$4.337 \times 10^{-5} - 4.3369 \times 10^{-4}$
Flujo Natural	$4.337 \times 10^{-3} - 4.337 \times 10^{-2}$
Levantamiento Artificial	$4.337 \times 10^{-2} - 0.4337$

Fuente: Bourdarot G., "Well Testing Interpretation Methods".

Elaborado por: Víctor A. Tatés, Christian D. Garcés.

2.1.3.1 Variaciones en la Presión debido al Almacenamiento

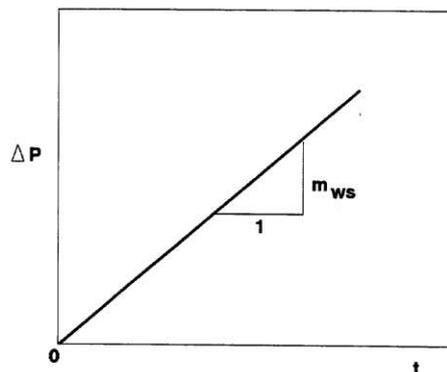
En el instante que el pozo ha sido abierto a la producción, la presión en el fondo se ve afectada debido al almacenamiento, este comportamiento de la presión durante este periodo está dado por:

$$\Delta P = \frac{q \cdot \beta \cdot t}{24 \cdot C} \quad (\text{en unidades de campo}) \quad (2.5)$$

Si el almacenamiento es constante, la presión de fondo varía linealmente con respecto al tiempo durante todo el intervalo dominado por el efecto de almacenamiento, la pendiente (**m**) de la línea recta obtenida cuando se grafica la variación de presión en función del tiempo (Figura 2.3) se utiliza para calcular **C**.

$$C = \frac{q \cdot \beta}{24 \cdot m} \quad (2.6)$$

FIGURA 2.3: PENDIENTE OBTENIDA DE ΔP VS. T PARA ENCONTRAR C



Fuente: PDVSA CIED, “Análisis de Pruebas de Presión Nivel II”.

Como se mencionó anteriormente, el caudal que se mide en superficie al instante de poner en producción un pozo, no refleja lo que ocurre en el fondo del mismo, la siguiente ecuación sirve para conocer el caudal que ingresa al pozo desde la cara de la formación.

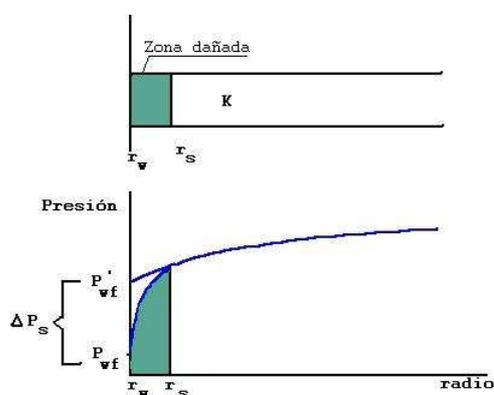
$$q = q_{sc} + \frac{24C}{\beta} \cdot \frac{dP}{dt} \quad (2.7)$$

2.1.4 EFECTO DE SKIN (S)

El borde del pozo tiene características que son diferentes a las del reservorio, esto como resultado de la perforación y de las operaciones realizadas en el pozo (workovers). El efecto de daño es una restricción al flujo representada por una caída de presión adicional localizada entre el yacimiento y el pozo, condición que

causa una disminución en el potencial de producción y reduce la permeabilidad en esa zona de la formación, en este caso se dice que el pozo está dañado y S es positivo (S+); o puede ocurrir lo contrario, se puede mejorar la permeabilidad optimizando la producción cuando se realiza tratamientos específicos al reservorio como fracturamientos o acidificaciones, en este caso se dice que el pozo está estimulado y S es negativo (S-). La Figura 2.4 representa la caída de presión que ocurre en el borde del pozo debido a la influencia del daño.

FIGURA 2.4: PRESIÓN DE FONDO EN FUNCIÓN DEL TIEMPO EN UN POZO CON DAÑO



Fuente: Valencia Raúl, "Fundamentos de Pruebas de Presión".

La siguiente expresión representa la caída de presión que ocurre en la cara de la formación debido a este efecto.

$$\Delta P_S = 141.2 \frac{q_{sc} \beta \mu}{kh} S \quad (\text{en unidades de campo}) \quad (2.8)$$

Los siguientes son factores que modifican las caídas de presión y los patrones de flujo alrededor del pozo:

2.1.4.1 Perforaciones

El skin debido a las perforaciones incluye varios fenómenos:

- La restricción al flujo debido a la perforación del agujero, produce un skin positivo.

- Punzonado del reservorio debido a las operaciones de disparo, produce un skin negativo por la minifractura que se origina.
- El hecho de que no todos los disparos realizados a la cara de la formación son efectivos, producen skin positivo.

2.1.4.2 Pozos Inclinados

La inclinación de un pozo mejora el flujo en la vecindad del mismo y contribuye a un skin negativo.

2.1.4.3 Penetración Parcial del Reservorio

Si se perfora sólo una parte del espesor total del reservorio se ocasiona una restricción en las líneas de corriente de flujo cerca al pozo, produciendo un skin positivo.

2.1.4.4 Fracturamiento Hidráulico

El fracturamiento hidráulico mejora considerablemente el flujo alrededor del pozo, produciendo un skin negativo.

2.1.4.5 Pozos Horizontales

Un pozo horizontal puede, bajo ciertas condiciones, ser tratado como un pozo vertical con skin negativo debido al mejoramiento de flujo que se produce por la geometría del mismo.

2.1.4.6 Pozos de Gas

La velocidad del fluido en la vecindad del pozo gasífero es alta, es decir, el flujo no está regido por la Ley de Darcy en las proximidades del pozo, como ocurre con los que producen petróleo, el skin positivo, dependiendo de la rata de flujo, muestra la caída adicional de presión debido a la desviación de la ley de Darcy.

2.1.4.7 Daño de Inyección

La inyección de un fluido (agua, polímeros, etc.) dentro del reservorio, crea una zona de movilidad diferente en las vecindades del pozo, esto ocasiona una caída

de presión adicional que puede ser considerada como skin positivo cuando la zona compresible está fuera del radio de inyección de fluido.

2.2 PRUEBAS DE PRESIÓN TRANSITORIA

Son una herramienta utilizada para caracterizar al sistema pozo-yacimiento, consisten en crear disturbios en la tasa de flujo de los pozos y medir las variaciones de presión que se generan en el yacimiento en función del tiempo, la respuesta de presión depende de las características del reservorio analizado.

La información práctica que se puede obtener de estas pruebas incluyen: volumen del pozo, condición del pozo (con daño o estimulado), presión estática del reservorio, permeabilidad, compresibilidad, límites del yacimiento, reservas, comunicación entre pozos y fallas. Toda esta información es utilizada para analizar, mejorar y pronosticar el desempeño del reservorio.

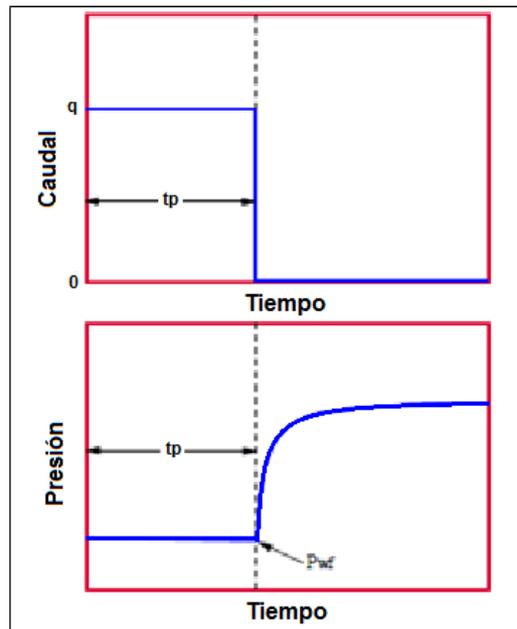
Las pruebas de presión que se analizan en este proyecto son las pruebas de restauración de presión o llamadas también de Build Up, ya que en el Campo Shushufindi se realizan solamente este tipo de pruebas a los pozos productores.

2.2.1 PRUEBA DE RESTAURACIÓN DE PRESIÓN (BUILD UP)

La prueba de Restauración de Presión o Build Up es una de las pruebas de presión más ampliamente utilizada en la industria petrolera; involucra cerrar un pozo productor, usualmente en superficie, que ha producido por un periodo de tiempo en el que se ha alcanzado un caudal estable, durante el periodo de cierre las presiones de fondo se monitorean y graban. Al cerrar el pozo, la presión comienza a subir partiendo de la P_{wf} (presión de fondo fluyente) hasta que luego de un tiempo considerado de cierre Δt , la presión registrada de fondo alcanza el valor estático P_e (presión estática).

Una prueba estándar de incremento de presión, normalmente dura desde algunas horas hasta varios días; en la empresa estatal EPPETROECUADOR se cierra el pozo por un máximo de 24 horas. La Figura 2.5 muestra una representación del comportamiento ideal de una prueba de restauración de presión.

FIGURA 2.5: REPRESENTACIÓN DE UN COMPORTAMIENTO IDEAL DE UNA PRUEBA DE RESTAURACIÓN DE PRESIÓN (BUILD UP)



Fuente: Escobar Humberto, "Análisis Moderno de Presiones de Pozos".

Las razones que la han convertido en una prueba muy popular en la industria son:

- No requiere de una constante supervisión.
- Se puede estimar la permeabilidad.
- Se puede estimar el factor de daño.
- Se puede estimar la longitud de fractura, en caso de existir.
- Permite estimar la presión promedio o la presión inicial de yacimiento.
- Permite estimar las fronteras del yacimiento.

Para correr una prueba de restauración de presión en la actualidad se hace producir el pozo a una rata constante por un período de tiempo t_p , se baja un registrador de presión en el pozo antes de cerrarlo que se encarga de grabar el incremento de presión que ocurre en el fondo con un intervalo de tiempo muy corto; t_p no debe ser muy pequeño para no tener problemas con el radio de investigación.

El principio de superposición en el tiempo es usado para encontrar una expresión que rige este tipo de pruebas debido a que en una prueba real de restauración de presión, los caudales no son constantes durante todo el tiempo de producción antes del cierre. Por lo tanto, se deriva la siguiente expresión:

$$(P_i - P_{wf}) = -70.6 \frac{q_1 \beta \mu}{kh} \left[\ln \left(\frac{1688.4 \phi \mu c_t r_w^2}{kt} \right) - 2S \right] - 70.6 \frac{(q_2 - q_1) \beta \mu}{kh} \left[\ln \left(\frac{1688.4 \phi \mu c_t r_w^2}{k(t-t_1)} \right) - 2S \right] - 70.6 \frac{(q_3 - q_2) \beta \mu}{kh} \left[\ln \left(\frac{1688.4 \phi \mu c_t r_w^2}{k(t-t_2)} \right) - 2S \right] \quad (2.9)$$

Resolviendo se obtiene la expresión que rige a una prueba de Build Up en unidades de campo:

:

$$P_{ws} = P_i - 162.6 \frac{q_{sc} \beta_o \mu}{Kh} \log \left(\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} \right) \quad (2.10)$$

Que corresponde a la ecuación de Horner.

Donde:

P = presión, psi.

q = caudal, BBL/día.

β = factor volumétrico del petróleo, bbl/BBL.

μ = viscosidad, cp.

t = tiempo, hrs.

Δt = tiempo de cierre medido desde el instante de cerrar el pozo, hrs.

k = permeabilidad, md.

h = espesor, ft.

Note que como resultado de la aplicación del principio de superposición los daños se eliminan mutuamente, esto significa que la pendiente de Horner no está afectada por el efecto de daño, aunque en realidad el daño si influencia los datos de la prueba durante los primeros tiempos de cierre.

2.3 MÉTODOS DE INTERPRETACIÓN DE PRUEBAS DE PRESIÓN

Varios métodos pueden ser usados para analizar una prueba de presión transitoria, estos pueden clasificarse en 3 grupos:

- Convencionales
- Curvas tipo
- Análisis moderno (Computacional)

Dentro de estos grupos los métodos dependen del tipo de pozo, reservorio y fronteras del yacimiento.

Los **métodos convencionales** fueron desarrollados en los años 30 y fueron los únicos utilizados hasta los años 70, consisten en identificar los diferentes periodos de flujo que se dan en la prueba de presión. Durante un periodo de flujo (radial, lineal, etc.) la variación de presión es representada por una escala de tiempo que presenta una línea recta de diferente pendiente para cada flujo en particular. El uso de métodos convencionales por sí solos para el análisis de una prueba de presión conduce a varios inconvenientes:

- Algunas veces es difícil diagnosticar un flujo específico, ya que la línea recta existe sólo si los diferentes flujos se encuentran separados, caso contrario, la línea no es recta y la interpretación convencional no es posible.
- La interpretación toma puntos localizados dentro de una línea recta, estos puntos corresponden muchas veces a la transición entre dos flujos y no al flujo requerido para el análisis, esto ocurre ya que sólo una pequeña porción de la data es usada en análisis convencional.
- Algunas veces es difícil dibujar la línea correcta, en muchas de las interpretaciones aparecen varias líneas que hacen difícil determinar cuál corresponde a la del análisis.

Las **curvas tipo** empezaron a usarse en los años 70, pero se desarrollaron y se extendió su uso en los años 80; aparecieron en forma de un set de curvas usando

parámetros adimensionales. Su popularidad está directamente relacionada al enorme progreso de la ciencia computacional, la reducción del tiempo y el aumento de velocidad de análisis, esto significa que las variaciones de presión esperadas a lo largo de la prueba pueden ser simuladas de acuerdo a una configuración yacimiento-pozo dada por un modelo de análisis.

Las curvas tipo producidas por un modelo en una computadora han eliminado la mayoría de las limitaciones de los métodos; desde 1983, este método fue grandemente mejorado al ser usado conjuntamente con la Derivada, lo que tienen en común estos tipos de curvas es que toman en cuenta el mismo tiempo de las variaciones de presión durante toda la prueba, esto permitió determinar los diferentes tipos de flujo que ocurren durante la prueba y diagnosticar el comportamiento del pozo y del reservorio.

Desde que las curvas tipo fueron integradas para el análisis de pruebas de presión, el procedimiento del mismo se ha modificado considerablemente. El procedimiento en la actualidad sigue los siguientes pasos:

1. **Diagnóstico:** permite determinar la secuencia de apareamiento de los periodos de flujo durante la prueba. Identificando estos periodos se puede determinar la configuración reservorio-pozo que será usada para la interpretación.
2. **Análisis:** tiene como objetivo cuantificar los parámetros de la configuración reservorio-pozo. Es realizado con curvas tipo, la derivada de la presión y los métodos convencionales.
3. **Validación:** el análisis es validado con la simulación de la data generada en curvas tipo y en la derivada tan cerca como sea posible a un modelo analítico adaptado a la configuración reservorio-pozo y a las ratas de flujo grabadas.

Los parámetros iniciales en el modelo son determinados durante la fase de análisis y un ajuste final de parámetros es necesario para empatar mejor la data, especialmente para transiciones de diferentes regímenes de flujo.

2.3.1 MÉTODOS CONVENCIONALES

Durante una prueba de pozos en un reservorio homogéneo e infinito, dos flujos pueden ser apreciados si la prueba es demasiado larga:

- Flujo relacionado al efecto de almacenamiento del pozo.
- Flujo radial en el espesor completo del yacimiento.

La explicación de los diferentes métodos de análisis será para este tipo de configuración, que es la más simple que se puede encontrar y que asume que el pozo ha sido perforado verticalmente y se ha disparado en todo el espesor de la formación. Los métodos convencionales de análisis serán para el siguiente tipo de prueba:

- Prueba de Build Up, con caudal constante.

Se toma en cuenta sólo esta prueba ya que es la más extendida en la práctica, en especial en el oriente ecuatoriano, y es la prueba en la que enfocaremos el análisis para optimizar la producción en el Campo Shushufindi.

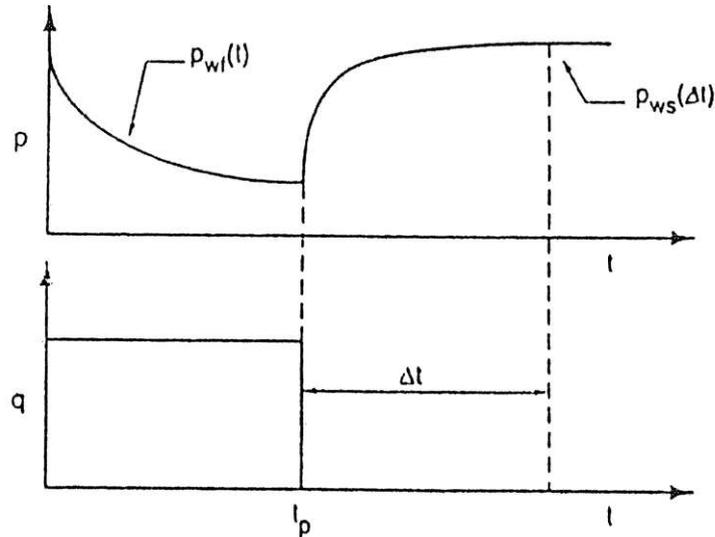
2.3.1.1 Prueba de Build Up

La interpretación de una prueba de Drawdown está limitada por las fluctuaciones inherentes de la tasa de producción, estas fluctuaciones causan que las variaciones de presión al final de la prueba sean mayores que las variaciones debido al cambio inicial en la tasa de flujo, este problema no aparece en pruebas de incremento de presión ya que el caudal es cero.

2.3.1.1.1 Método de Horner

Este método es comúnmente usado para el análisis de pruebas de pozos, especialmente de pozos nuevos donde el tiempo de producción (t_p) es pequeño, se utiliza el principio de superposición para realizar el análisis, Figura 2.6.

FIGURA 2.6: PRINCIPIO DE SUPERPOSICIÓN EN BUILD UPS



Fuente: Bourdarot G., "Well Testing Interpretation Methods".

Donde:

$$P_{ws}(\Delta t = 0) = P_{wf}(t_p)$$

$P_{wf}(t)$ = es la presión fluyente, el tiempo es tomado desde que se abrió al pozo.

$P_{ws}(\Delta t)$ = es la presión durante la fase de restauración, el tiempo es contado desde que el pozo se cierra, t_p .

Entonces, si aplicamos el principio de superposición tendremos la siguiente ecuación:

$$P_i - P_{ws}(\Delta t) = [P_i - P_{wf}(t_p + \Delta t)] - [P_i - P_{wf}(\Delta t)] \quad (2.11)$$

Las variaciones en la presión fluyente están dadas por la siguiente ecuación una vez el efecto de almacenamiento haya terminado:

$$P_i - P_{wf}(t) = \frac{q\beta\mu}{4\pi kh} \cdot \left(\ln \frac{\eta t}{r_w^2} + 0.81 + 2S \right) \quad (2.12)$$

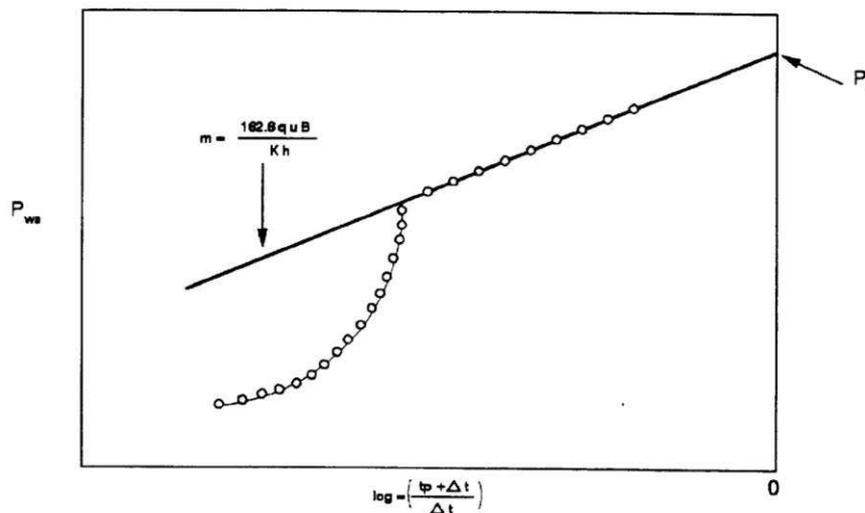
Reemplazando los términos de la derecha de la ecuación 2.11 por la expresión semi-logarítmica de flujo radial (Ecu. 2.12) tendremos en unidades de campo:

$$P_i - P_{ws}(\Delta t) = \frac{162.6 q \beta \mu}{kh} \cdot \log \frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} \quad (2.13)$$

Esta ecuación fue presentada por Horner (1951) y muestra que la presión de fondo varía linealmente en función de $\left(\log \frac{t_p + \Delta t}{\Delta t}\right)$, la cual constituye la herramienta fundamental para la interpretación de pruebas de restauración de presión.

Si el valor de la presión medida en el fondo del agujero es graficada en función del logaritmo de $\left(\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t}\right)$, una vez el almacenamiento haya finalizado, una línea recta de pendiente m puede trazarse, Figura 2.7.

FIGURA 2.7: RECTA SEMILOGARÍTMICA DE HORNER



Fuente: PDVSA CIED, "Análisis de Pruebas de Presión Nivel II".

$$m = \frac{162.6 q_{sc} \beta \mu}{kh} \quad (\text{en unidades de campo}) \quad (2.14)$$

La pendiente m es usada para determinar el producto permeabilidad-espesor (kh) del reservorio, ésta se despeja de la ecuación 2.14.

El valor del daño es calculado de la diferencia entre el valor medido de la presión después de 1 hora de cerrar el pozo y el valor de la presión al tiempo de cierre. Es decir:

$$P_i - P(1hr) = \frac{162.6 q\beta\mu}{kh} \cdot \log(t_p + 1)$$

$$P_i - P_{wf}(t_p) = \frac{162.6 q\beta\mu}{kh} \cdot \left(\log t_p + \log \frac{k}{\phi\mu c_t r_w^2} - 3.23 + 0.87S \right)$$

$$S = 1.15 \left(\frac{P_{1hr} - P_{wf}(t_p)}{m} + \log \frac{t_p + 1}{t_p} - \log \frac{k}{\phi\mu c_t r_w^2} + 3.23 \right) \quad (2.15)$$

Durante pruebas iniciales la cantidad de fluido producido antes del cierre es despreciable comparado con la cantidad de petróleo in situ; si la presión aumenta indefinidamente, la presión de fondo sería igual a la presión inicial del reservorio, esta puede ser leída en la gráfica de Horner cuando:

$$\Delta t = \infty \quad \rightarrow \quad \frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} = 1$$

Este valor de presión es llamado presión extrapolada y se simboliza P^* , es igual a la presión inicial del reservorio en la mayoría de pruebas iniciales; en campos maduros P^* sirve para encontrar la presión promedio del reservorio mediante algunos métodos como el de MBH o Muskat.

2.3.2 CURVAS TIPO

Existen varias curvas tipo que han sido usadas para interpretar una prueba en un pozo vertical en un reservorio infinito y homogéneo, tales como:

- Curvas tipo de Agarwal et al.
- Curvas tipo de McKinley.
- Curvas tipo de Barlougher y Kersch.
- Curvas tipo de Gringarten et al.
- Curva tipo de la Derivada.

Las curvas de Gringarten et al. son las más completas y prácticas para ser usadas en la industria petrolera junto con las de la Derivada; estos dos métodos de interpretación serán desarrollados a continuación.

2.3.2.1 Curvas Tipo de Gringarten

Una curva tipo representa las variaciones de presión en función del tiempo para una específica configuración reservorio-pozo. Se calcula usando un modelo analítico y se expresa en variables adimensionales:

$$\text{Presión:} \quad P_D = \frac{kh}{141.2q\beta\mu} \cdot \Delta P$$

$$\text{Tiempo:} \quad t_D = \frac{0.000264 k \Delta t}{\phi\mu c_t r_w^2}$$

$$\text{Almacenamiento:} \quad C_D = \frac{0.89}{\phi h c_t r_w^2} \cdot C$$

$$\text{Skin:} \quad S$$

Las variaciones de presión dependen de tres factores: tiempo, almacenamiento y daño; y se representa de la siguiente forma:

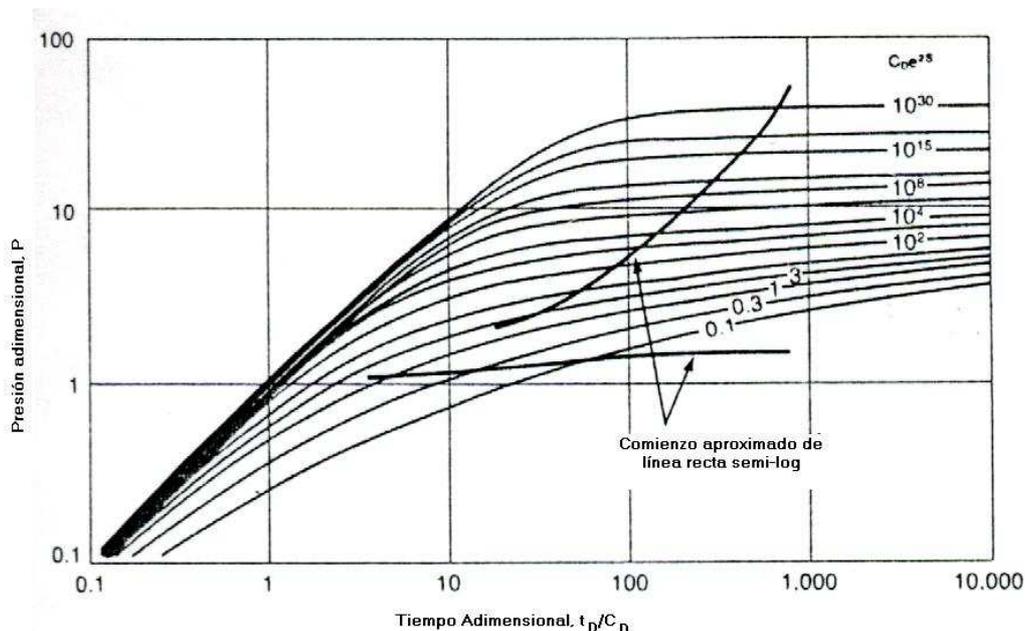
$$P_D = P_D(t_D \exp(2S), C_D \exp(2S))$$

Con Gringarten se expresa:

$$P_D = P_D\left(\frac{t_D}{C_D}, C_D \exp(2S)\right)$$

La presión se representa en la abscisa versus $\left(\frac{t_D}{C_D}\right)$ en un gráfico log-log, cada curva es diferente de la siguiente debido al valor del parámetro $C_D \exp(2S)$, Figura 2.8.

FIGURA 2.8: CURVAS TIPO DE GRINGARTEN



Fuente: Valencia Raúl, "Análisis Moderno de Pruebas de Presión".

Los valores de $C_D \exp(2S)$ más grandes pueden obtenerse sólo con altos valores de skin, correspondiendo estos a pozos dañados; por otro lado, los valores pequeños corresponden a pozos estimulados.

Las curvas tipo fueron establecidas para una producción a flujo constante como ocurre en un Drawdown, pero se las puede utilizar para analizar Build Ups si:

- $\Delta t \ll t_p$ después de una rata de flujo constante.
- $\Delta t \ll t_{p(n-1)}$ después de un flujo múltiple, donde n son los periodos de producción antes del cierre.

Si estas condiciones no existen, usar estas curvas tipo en un Build Up puede llevar a resultados erróneos.

El efecto de corto tiempo de producción puede apreciarse en una desviación de la curva llamado efecto de aplanamiento, es decir, la curva obtenida en el Build Up está bajo la trayectoria de la curva tipo, conllevando a que al momento de

empatar la curva obtenida con la curva tipo se escoja una más alta de la que se debe escoger, produciendo errores en los resultados.

Para evitar este efecto de aplanamiento, se utiliza el método de tiempo equivalente de Agarwal en pruebas de Build Up, consiste en dibujar cada medida de presión versus un tiempo equivalente Δt_e , que se expresa de la siguiente manera:

$$\Delta t_e = \frac{\Delta t}{1 + \frac{\Delta t}{t_p}} \quad (2.16)$$

2.3.2.1.1 Ventajas y Limitaciones de las Curvas Tipo

Las curvas tipo ayudan al intérprete a:

- Realizar un diagnóstico acerca del tipo de reservorio y entender los regímenes de flujo.
- Usar métodos convencionales para determinar la secuencia de regímenes de flujo; en un reservorio homogéneo las curvas tipo pueden ser usadas para encontrar el fin del efecto de almacenamiento y situar la línea recta semilog correctamente.

Las curvas tipo presentan dos limitaciones en un reservorio homogéneo e infinito:

- El efecto de almacenamiento es representado por un valor constante.
- Una prueba necesita ser interpretada con curvas tipo establecidas para Drawdown.

La segunda limitación puede ser eliminada si el intérprete utiliza un modelo de pozo en vez de un set de curvas tipo, la representación por un set de curvas limita severamente el número de parámetros que pueden ser tomados en cuenta. Un modelo de pozo es un programa analítico usado para generar curvas tipo tomando en cuenta la historia de la rata de flujo; cuando la configuración reservorio-pozo es más compleja, el número de parámetros son demasiado

grandes para ser representados en una curva tipo, un modelo de pozo es la única manera para generar las curvas tipo apropiadas.

Las curvas tipo representadas en sets o generadas por un modelo de pozo se someten al mismo efecto de aplanamiento debido a la representación logarítmica, la escala atenúa las variaciones de presión. El uso de curvas tipo combinadas con la Derivada ha eliminado completamente estos inconvenientes.

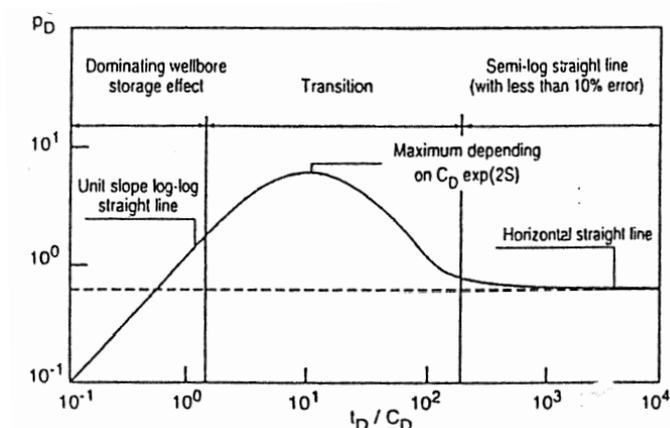
2.3.2.2 Derivada de la Presión

Las curvas tipo tienen ventajas como el hecho de que una sola curva puede servir para todas las pruebas y desventajas como que la representación logarítmica hace dificultoso observar pequeñas variaciones de presión. El uso de la Derivada elimina estos problemas basándose en el hecho de que en una prueba de presión, la variación de presión es más significativa que la misma presión. La Derivada es expresada en función del tiempo de flujo radial de la siguiente manera:

$$P'_D = \frac{dP_D}{d \ln \frac{t_D}{C_D}} = 0.5 \quad (2.17)$$

Por lo tanto, todas las curvas tipo tienen una línea recta de 0.5 en la ordenada como una asíntota durante el flujo radial, Figura 2.9.

FIGURA 2.9: PROPIEDADES DE LA DERIVADA



Fuente: Bourdarot G., "Well Testing Interpretation Methods".

Cuando el almacenamiento del pozo prevalece, la presión adimensional es expresada por:

$$P_D = \frac{t_D}{C_D}$$

La Derivada se expresa por:

$$P'_D = \frac{dP_D}{d \ln \frac{t_D}{C_D}} = \frac{t_D}{C_D} \frac{dP_D}{d \frac{t_D}{C_D}}$$

$$P'_D = \frac{t_D}{C_D} \quad (2.18)$$

Tanto la derivada como la presión tienen como asíntota a una línea recta de pendiente unitaria que pasa a través del origen de coordenadas en una gráfica log-log (Figura 2.9).

Generalmente hablando, siempre que un flujo presente variaciones de presión del tipo:

$$P_D = a \left(\frac{t_D}{C_D} \right)^n + b$$

La Derivada durante el flujo es igual a:

$$P'_D = an \left(\frac{t_D}{C_D} \right)^{n-1} \quad (2.19)$$

En otras palabras, la derivada aparece en un gráfico log-log como una línea recta de pendiente n .

Así también, siempre que un flujo presente variaciones de presión del tipo:

$$P_D = a \ln\left(\frac{t_D}{C_D}\right) + b$$

La Derivada durante el flujo es igual a:

$$P_D' = a \quad (2.20)$$

En otras palabras, la derivada aparece en un gráfico log-log como una línea recta horizontal con un valor en la ordenada de **a**.

La mayoría de flujos que pueden verse durante una prueba de pozo tiene variaciones de presión que son también lineales versus el logaritmo del tiempo o lineales versus una función del tiempo.

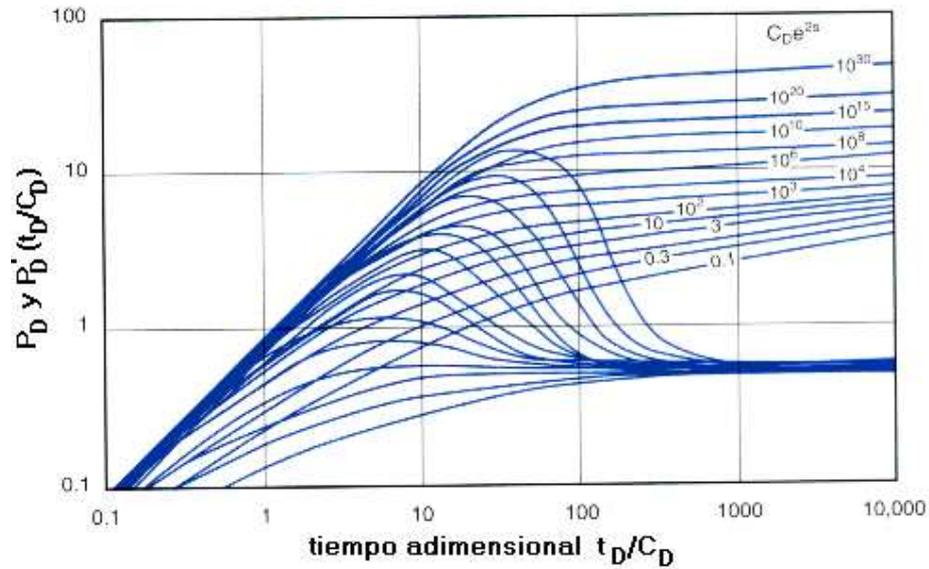
La forma característica de la derivada en ambos casos la hace una excelente herramienta de diagnóstico en el que:

- Todos los flujos pueden ser observados en el mismo gráfico.
- Cada flujo corresponde a una línea recta horizontal o a una línea recta con una pendiente **n**.

El hecho de que la variación de presión sea representada por la Derivada, atenúa el efecto de aplanamiento en la gráfica log-log. La sensibilidad de la interpretación es similar a la de la interpretación convencional.

Las curvas tipo de D. Bourdet con una Derivada para reservorios homogéneos son mostradas en la Figura 2.10. Su set de curvas es similar a las de Gringarten (Figura 2.8), con la adición de la derivada de cada curva.

FIGURA 2.10: CURVAS TIPO DE D. BOURDET

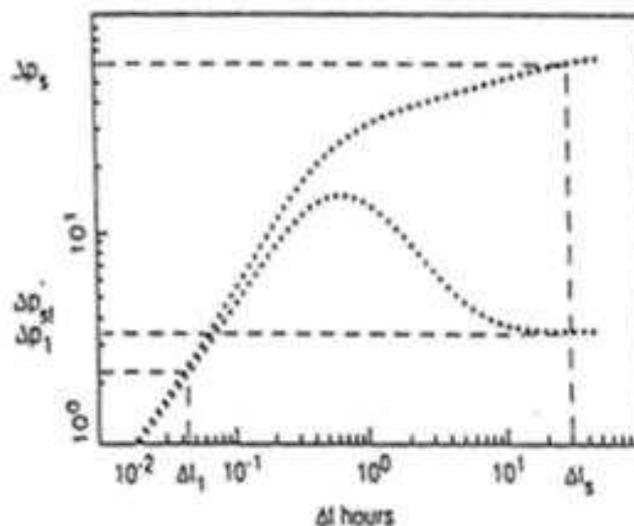


Fuente: Valencia Raúl, "Análisis Moderno de Pruebas de Presión".

La permeabilidad, el almacenamiento y el daño pueden ser determinados directamente usando la curva tipo y su derivada siempre y cuando la estabilización de la derivada se haya alcanzado.

La permeabilidad es calculada basada en el valor de $\Delta P'_{st}$ que corresponde a la estabilización de la derivada, Figura 2.11.

FIGURA 2.11: ESTABILIZACIÓN DE LA DERIVADA



Fuente: Bourdarot G., "Well Testing Interpretation Methods".

El valor de la derivada expresada en términos adimensionales es igual a 0.5, la expresión de $\Delta P'_{st}$ en relación a 0.5 es igual a:

$$\Delta P'_{st} = \frac{141.2 q \beta \mu}{k h} \cdot 0.5 \quad (2.21)$$

La expresión anterior sirve para calcular el producto kh :

$$kh = 141.2 q \beta \mu \cdot \frac{0.5}{\Delta P'_{st}} \quad (2.22)$$

El almacenamiento puede ser calculado si las coordenadas de un punto localizado en la línea recta de pendiente 1 son conocidas; ΔP_1 y Δt_1 (Figura 2.11).

$$\Delta P_1 = \frac{q \beta}{24 C} \cdot \Delta t_1 \quad (2.23)$$

$$C = \frac{q \beta}{24} \cdot \frac{\Delta t_1}{\Delta P_1} \quad (2.24)$$

El daño puede ser calculado si las coordenadas de un punto localizado en la línea recta semilog son conocidas; ΔP_s y Δt_s (Figura 2.11).

$$S = 1.151 \left(\frac{\Delta P_s}{2.303 \Delta P'_{st}} - \log \frac{\Delta t_s}{1 + \frac{\Delta t_s}{t_p}} - \log \frac{k}{\phi c_t r_w^2 + 3.23} \right) \quad (2.25)$$

2.3.2.2.1 Ventajas y Limitaciones

Al igual que las curvas tipo, la Derivada ofrece la gran ventaja de:

- Permite tomar en cuenta a una prueba completa de pozo e interpretarla usando una sola curva.
- Es una excelente herramienta de diagnóstico ya que cada tipo de flujo presenta características propias sobre la Derivada.
- Amplifica las variaciones que no se podrían notar en una representación logarítmica, es similar a hacer un zoom dentro de los datos.

- Es una de las principales herramientas usada en los softwares de análisis de prueba de pozos.

La Derivada presenta ciertas desventajas tales como:

- Se requiere de algoritmos suavizados para superar la principal limitación en su uso debido al ruido de la señal.
- Es prácticamente imposible calcularla a mano, una computadora es necesaria.

2.3.3 ANÁLISIS MODERNO (COMPUTACIONAL)

Por lo expuesto anteriormente es fácil saber que un procedimiento a mano de todos los métodos de análisis es muy complicado, debido a la gran cantidad de datos de presión y tiempo que se obtienen durante la prueba; por lo que, compañías de la industria hidrocarburífera han desarrollado softwares especiales para procesar los datos de presión obtenidos, utilizando los principios básicos que rigen una prueba de presión y los descritos anteriormente.

Estos programas computacionales dan la facilidad de combinar los métodos convencionales y de curvas tipo para realizar el análisis, además se puede simular la configuración del reservorio y la ubicación del pozo dentro de éste.

En el presente proyecto se utiliza el programa computacional F.A.S.T WellTest32® de la compañía Fekete Associates Inc. para realizar el análisis de las pruebas de Build Up utilizando los métodos de Horner y la Derivada combinada con Gringarten, el funcionamiento de este software se lo describe en el Capítulo 4.

Cabe recalcar que ningún programa computacional, por más sofisticado que este sea, puede describir el comportamiento del reservorio por si solo, siempre necesitará de los conocimientos y experiencia del intérprete para escoger, con el mejor criterio, el modelo de ajuste del análisis.

2.3.4 DIAGNÓSTICO DE UN BUILD UP

Para realizar el análisis de presiones en este proyecto, principalmente se utilizará la curva de la derivada para diagnosticar el comportamiento del reservorio, tanto en las cercanías del pozo como dentro del mismo y hasta llegar a sus límites en caso de existir. Con esto podremos elegir el modelo de pozo-reservorio adecuado, el cual permita obtener los resultados más confiables.

Dichos modelos dependerán de muchos factores, entre los principales están: el tipo de pozo y su completación, la estratigrafía, la ubicación del pozo dentro del reservorio y la existencia de límites.

2.3.4.1 Modelo del pozo

Existen dos tipos de modelo en un pozo, estos son pozo vertical o pozo horizontal; los pozos inclinados se los trata como pozos verticales cuando se utilizan todos los datos en TVD y su desviación no excede los 15°.

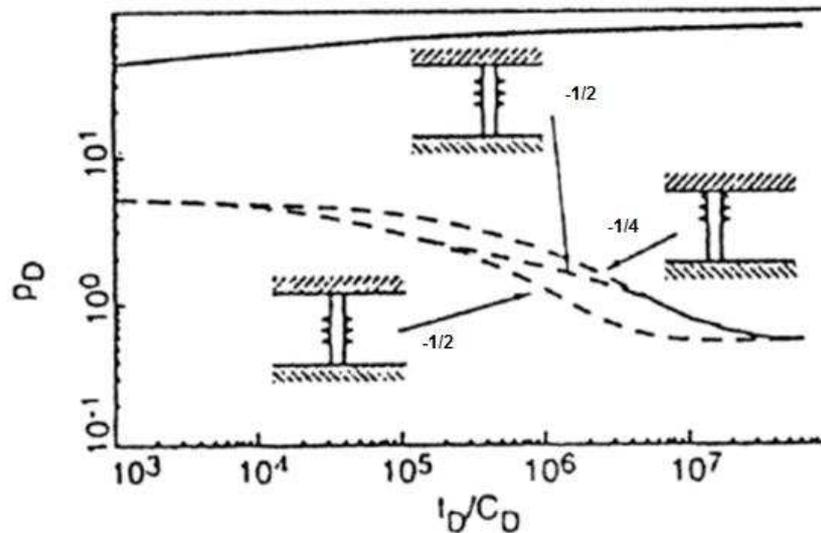
Además los pozos pueden estar produciendo con:

Penetración Total.- cuando el intervalo perforado es igual al espesor total de la arena.

Penetración Parcial.- cuando el intervalo perforado es menor que el espesor total de la formación. Cuando se presenta este fenómeno normalmente se exhiben tres tipos de flujo:

- El primero es un flujo radial, el cual se presenta justo después del cambio de caudal. Este flujo puede ser escondido en la prueba de Build Up por el efecto de almacenamiento.
- El segundo ocurre luego del flujo radial en las perforaciones, hasta que el radio de investigación llega al tope y base de la zona de pago. Es aquí donde se presenta un flujo esférico o hemisférico, según el caso, el cual se presenta en la curva Derivada con una pendiente de $-1/4$ o $-1/2$ respectivamente; esto dependerá del lugar del intervalo perforado dentro del espesor de la arena, como se muestra en la Figura 2.12.

FIGURA 2.12: FLUJO ESFÉRICO Y HEMISFÉRICO

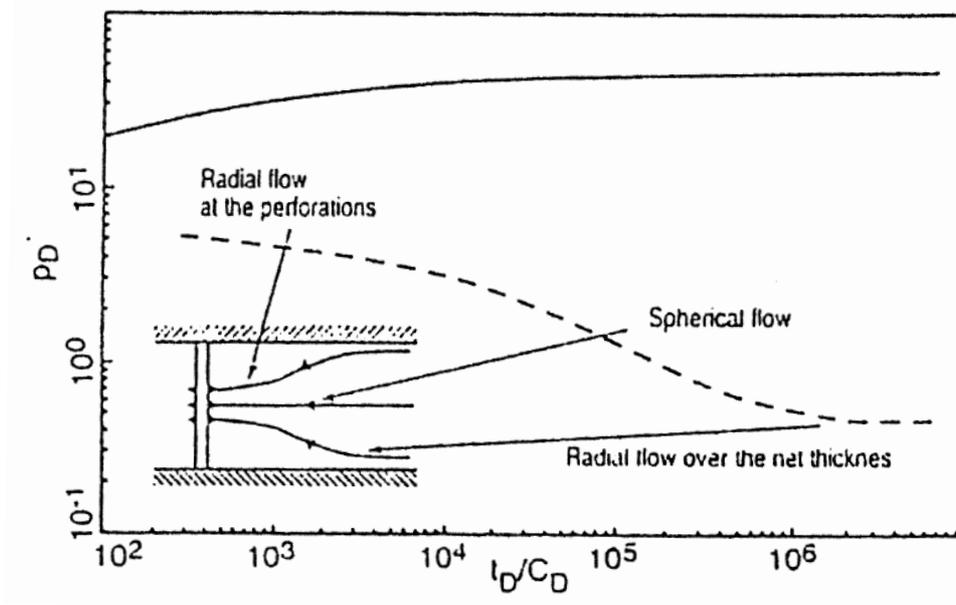


Fuente: Bourdarot G., "Well Testing Interpretation Methods".

- El tercero es el flujo radial cuando el flujo se da a través de todo el espesor de la arena.

Estos tres regímenes lo podemos observar en la Figura 2.13.

FIGURA 2.13: FLUJOS PRESENTES DEBIDO A PENETRACIÓN PARCIAL



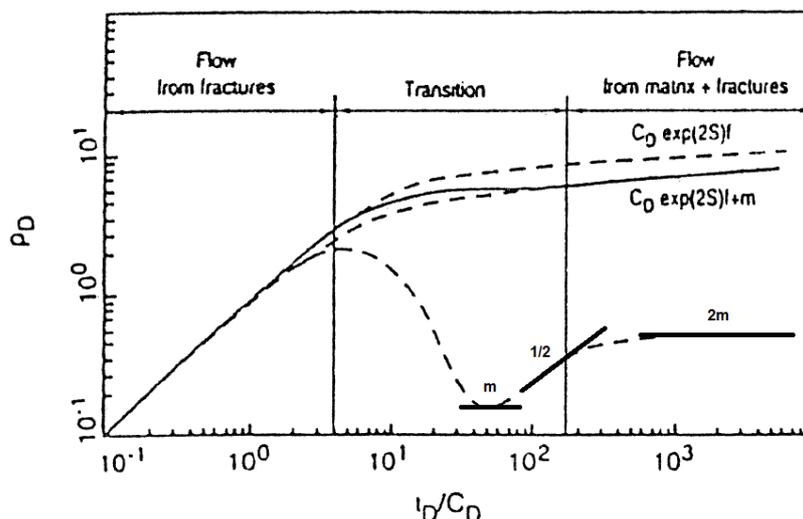
Fuente: Bourdarot G., "Well Testing Interpretation Methods".

2.3.4.2 Fenómenos dentro del reservorio

En un reservorio homogéneo el flujo sin perturbaciones se presenta como la línea recta de pendiente igual a cero. En reservorios heterogéneos se pueden presentar diferentes fenómenos, como:

Reservorios con fracturas naturales.- cuando se tiene una fractura natural dentro del reservorio se tiene dos zonas con características sumamente diferentes, especialmente en su porosidad, permeabilidad y capacidad: una de la matriz y otra de la fractura. Para diferenciar este tipo de característica se puede observar dos periodos de flujo radial, en el que el segundo tendrá un valor de su pendiente igual a dos veces la pendiente del primero; entre estos se presenta una línea con pendiente 1/2 debido a que este tipo de fracturas tienen conductividad infinita. Esto lo podemos observar en la Figura 2.14.

FIGURA 2.14: FRACTURA NATURAL DENTRO DEL RESERVORIO



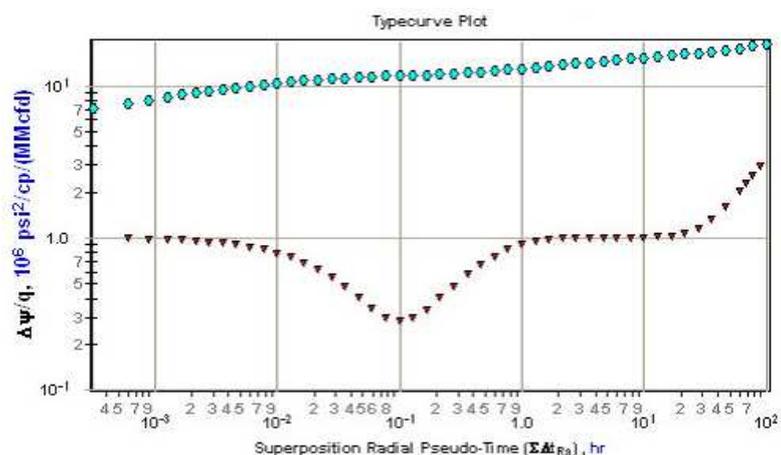
Fuente: Bourdarot G., "Well Testing Interpretation Methods".

Modificado por: Víctor A. Tatés, Christian D. Garcés.

Reservorios con fracturas hidráulicas.- cuando se ha realizado un trabajo de fracturamiento hidráulico en un pozo se crea una fractura de conductividad finita, por lo que se presenta un flujo bilineal, el primer flujo lineal se presenta desde la matriz hasta la fractura y el segundo desde la fractura hasta el pozo. En este caso, la curva Derivada se presenta similar a la fractura natural, la diferencia radica en que la pendiente entre los dos flujos radiales de 1/4 en vez de 1/2.

Reservorios con doble porosidad.- este caso lo tenemos cuando existen discontinuidades o fallas no sellantes dentro del reservorio (también cuando existen fracturas naturales, como se vio anteriormente). Estas discontinuidades son zonas en las que las características petrofísicas de la zona son diferentes a las del reservorio que las rodea. Los reservorios heterogéneos con estas características presentan una forma en U en la curva de la derivada; el flujo antes de esta U es el que se presenta antes de llegar a la discontinuidad y el flujo después de la U es el que se presenta luego de dicha discontinuidad. En la Figura 2.15. se presenta la forma característica de la doble porosidad en la curva de la Derivada.

FIGURA 2.15: RESERVORIO CON DOBLE POROSIDAD



Fuente: WellTest32, Help, "Dual Porosity".

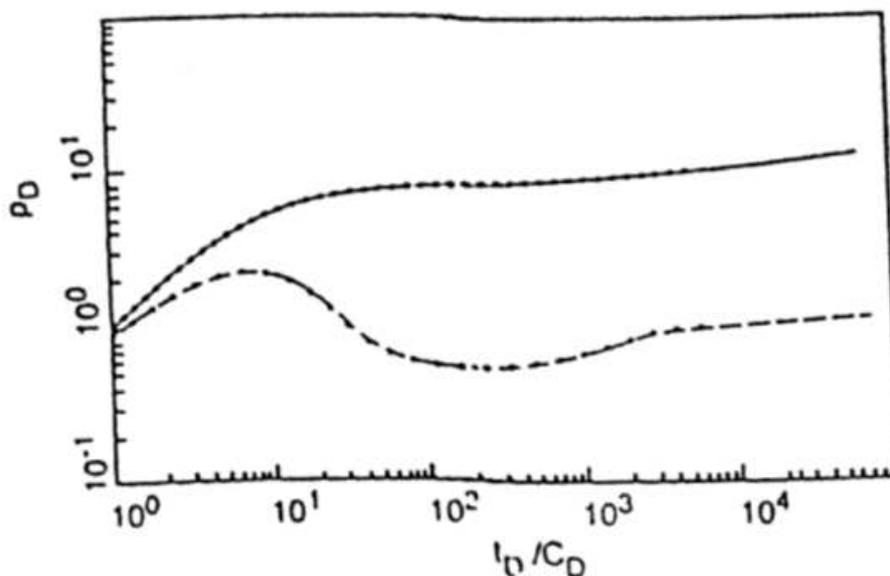
2.3.4.3 Límites del Reservorio

Cuando el reservorio no presenta límites la curva de la derivada se extenderá libremente con la pendiente de cero del flujo radial, esto es porque existe un flujo radial infinito. Pero cuando existen barreras a las que llega el radio de investigación de la prueba, la curva de la Derivada se distorsiona. Esta distorsión dependerá del tipo de límite con el que se encuentre, cuyo diagnóstico se presenta a continuación:

Límite de barrena de no flujo.- se presenta cuando el radio de investigación llega a un punto en donde la presión declina en función del tiempo. Esto se puede

dar por muchas razones, entre las cuales están: la presencia de fallas no comunicantes, la presencia de pozos cercanos que drenan del mismo reservorio y un sin número de inconformidades. En la curva de la Derivada se puede diferenciar este tipo de límite al observar que la curva, luego del período de flujo radial, tiene una tendencia creciente con una pendiente que varía de $1/2$ a 1 , como se muestra en la Figura 2.16.

FIGURA 2.16: LÍMITE DE NO FLUJO



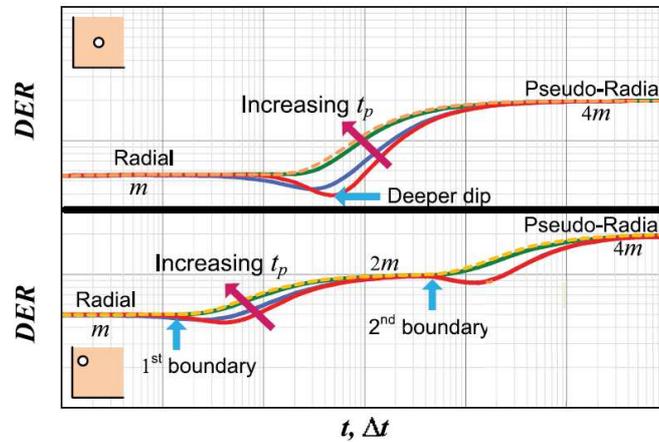
Fuente: Bourdarot G., "Well Testing Interpretation Methods".

Límites perpendiculares de no flujo.- cuando teóricamente se presentan dos límites perpendiculares de no flujo se pueden observar dos tipos de comportamiento en la curva de la derivada, los cuales dependen de la ubicación del pozo con respecto a estos límites, así:

- Cuando el pozo es equidistante a ambos límites, la curva de la derivada presenta dos períodos de flujo radial en el que el segundo tiene cuatro veces la pendiente del primero.
- Cuando el pozo es más cercano a uno de los límites se presentarán tres estados de flujo radial, en el que el segundo tendrá una pendiente igual al doble de la pendiente del primero y el último radial tendrá la pendiente igual a cuatro veces la pendiente del primero.

La Figura 2.17 muestra gráficamente el comportamiento antes descrito.

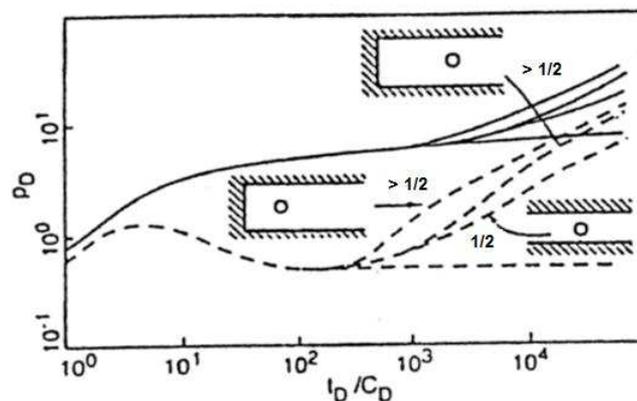
FIGURA 2.17: LÍMITES PERPENDICULARES DE NO FLUJO



Fuente: Fekete.com, "Well Testing Applications".

Límite paralelos de no flujo.- este tipo de límite se presenta por varias causas como: la existencia de dos barreras no comunicantes que son paralelas entre ellas, la presencia de un canal de depósito sedimentario, dos variaciones laterales paralelas de facies, etc. Además, esto es muy común encontrarlo cuando existe gran cantidad de pozos perforados en una misma zona y que producen del mismo reservorio. En la Figura 2.18 se presenta la configuración y la curva Derivada característica que exhibe este tipo de límite, presentando la curva ascendente con pendiente de 1/2 luego del periodo de flujo radial.

FIGURA 2.18: LÍMITES PARALELOS DE NO FLUJO

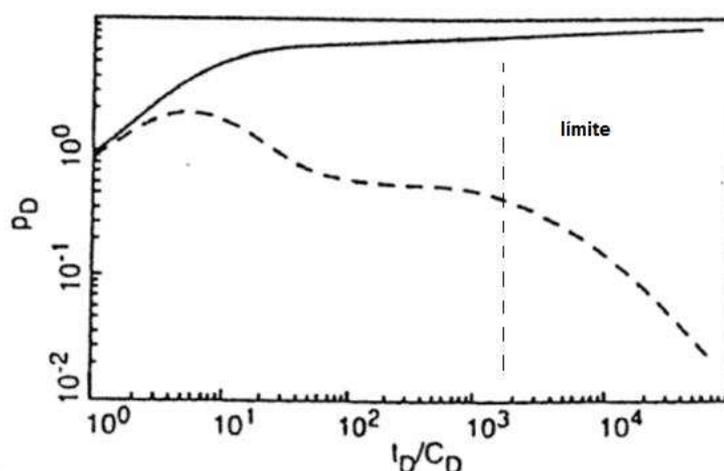


Fuente: Bourdarot G., "Well Testing Interpretation Methods".

En la Figura 2.18 también se presenta una modificación de este tipo de límites, cuando existe un tercer límite de no flujo que cierra el yacimiento en forma de U, esto se puede encontrar cuando el cierre para la restauración es suficientemente largo para que el radio de investigación se propague hasta esa instancia. Este límite en forma de U es caracterizado por la presencia de una pendiente mayor a $1/2$, como se aprecia en la Figura 2.18.; ésta pendiente dependerá también de la localización del pozo con respecto a las barreras de no flujo.

Límites de presión constante.- un límite de esta característica se puede observar durante una prueba de presión cuando la zona compresible alcanza una zona de gas lateral o a un acuífero cuya movilidad del agua es mucho mayor que la de petróleo. La característica especial de esta condición es que la curva de la Derivada es decreciente, al momento de alcanzar el límite se tiene la tendencia de alcanzar el valor de cero. La Figura 2.19 muestra el comportamiento de esta curva.

FIGURA 2.19: LÍMITES DE PRESIÓN CONSTANTE



Fuente: Bourdarot G., "Well Testing Interpretation Methods".

Para escoger el modelo adecuado del límite, en este proyecto, se tomará como referencia el mapa estructural al tope y base de las arenas de interés del Estudio de Simulación de Reservorio Campo Shushufindi-Aguarico del año 2004 realizado por CoreLab.

CAPÍTULO 3

MÉTODOS PARA MEJORAR EL VALOR DEL ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD

3.1 ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD

El índice de productividad (IP) de un pozo es la relación entre: el caudal de flujo del pozo y la diferencia entre la presión promedio del área de drenaje y la presión de fondo fluyente; es la tasa de producción que se puede producir con una caída de presión de 1 psi desde el reservorio hasta la boca del pozo.

$$IP = \frac{q}{\bar{P} - P_{wf}} \quad (3.1)$$

Se pueden distinguir dos casos, dependiendo si la presión es medida en el estado de flujo transitorio (durante pruebas iniciales) o pseudo-estabilizado.

Durante el periodo de **flujo estabilizado**, la presión promedio del área de drenaje del pozo es cercana a la presión promedio al inicio de la prueba, P_i :

$$\bar{P} - P_{wf} = P_i - P_{wf}$$

Durante el periodo de **flujo pseudo-estabilizado**, el índice de productividad es calculado usando la ecuación 3.1, la diferencia entre la presión promedio del área de drenaje y la presión del pozo es $\bar{P} - P_{wf}$. Esta diferencia también puede ser escrita:

$$\bar{P} - P_{wf} = (P_i - P_{wf}) - (P_i - \bar{P})$$

El índice de productividad es constante durante el estado de flujo pseudo-estabilizado y puede ser considerado como una característica del pozo el cual involucra:

- Características del reservorio, kh.
- Características del pozo-reservorio, S.
- Tamaño del pozo, A.
- Geometría pozo-reservorio, C_A.

Cuando se calcula el IP durante el estado de flujo pseudo-estabilizado después de un largo tiempo de producción se puede hacer una caracterización del potencial del pozo, sin embargo, cuando es medido durante las pruebas iniciales del pozo, usualmente durante el flujo transitorio, se debe usar con precaución debido a que:

- Este IP está decreciendo continuamente.
- La declinación dura hasta que el régimen de estado pseudo-estabilizado es alcanzado.

3.1.1 ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD REAL Y TEÓRICO

El índice de productividad real es el que se mide en el pozo, mientras que el teórico o ideal es el que se tendría en el pozo si este no se encontrara ni dañado ni estimulado (S=0). El IP teórico se usa para estimar la ganancia de productividad que se obtendrá con una estimulación al pozo; o la pérdida de producción por taponamiento, penetración parcial, etc.:

$$IP_{\text{teorico}} = \frac{q}{(\bar{P} - P_{wf}) - \Delta P_s} \quad (3.2)$$

Donde:

$$\Delta P_s = \alpha \frac{q\beta\mu}{kh} S$$

Donde:

$$\alpha = 141.2 \quad (\text{en unidades de campo})$$

La escala típica de valores del índice de productividad en BFPD/psi es:

Baja productividad	$IP < 0.5$
Media productividad	$0.5 < IP < 1$
Alta productividad	$1 < IP < 2$
Excelente productividad	$IP > 2$

3.1.1.1 Eficiencia de Flujo (EF)

Es una medida cuantitativa de la condición del pozo, es decir, si está dañado o estimulado; es la relación entre el IP real y el IP ideal.

$$EF = \frac{IP_{\text{real}}}{IP_{\text{ideal}}}$$

$$EF = \frac{\bar{P} - P_{wf} - \Delta P_s}{\bar{P} - P_{wf}} \quad (3.3)$$

Cuando:

$EF < 1$; el pozo presenta daño.

$EF = 0$; el pozo no presenta efecto Skin.

$EF > 1$; el pozo está estimulado.

3.1.2 ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD DE UN POZO PRODUCIENDO BAJO EL PUNTO DE BURBUJA

Si un pozo se encuentra produciendo con una presión más baja que el punto de burbuja resulta en un fluido multifásico, y esta relación no es lineal. Es por eso que Vogel estableció la siguiente ecuación:

$$IP = \frac{q_t}{P_r - P_b + \frac{P_b}{1.8} \left(1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right)^2 \right)} \quad (3.4)$$

Basados en la presión de fondo medida a una rata de flujo específica y a una presión promedio de reservorio, la ecuación 3.4 es usada para determinar:

- La rata de flujo máxima (q_{max} , potencial de flujo abierto).
- La tasa de petróleo que puede ser obtenida por una presión de fondo.

3.2 IPR (INFLOW PERFORMANCE RELATIONSHIP)

Es una medida de pérdida de presión en la formación, sirve para caracterizar el flujo de petróleo, gas y agua desde el reservorio hacia el pozo. Va a depender de ciertos parámetros, tales como: propiedades de la roca, propiedades del fluido, régimen de flujo en el reservorio, las fases fluyentes, distribución de saturación, tipo de empuje del yacimiento, daño de formación.

Los métodos más comunes usados en la industria para graficar el IPR son los de Vogel y Fetkovich.

3.2.1 MÉTODO DE VOGEL

Puede obtenerse de pruebas de pozos, fue un método desarrollado para un reservorio con empuje de gas en solución, pero puede usarse para otros mecanismos de empuje.

No se puede aplicar en crudos pesados y altos valores de daño. Las asunciones que se hacen son: el yacimiento es circular, presenta flujo radial uniforme, saturación de agua constante, flujo bifásico dentro del yacimiento.

La ecuación que se utiliza es la siguiente:

$$\frac{q_o}{q_{\max}} = 1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P} \right)^2 \quad (3.5)$$

3.2.2 MÉTODO DE FETKOVICH

Fetkovich propuso un método para calcular IPR para pozos de petróleo usando la misma ecuación que se había estado utilizando para analizar pozos gasíferos. El procedimiento fue verificado al realizar el análisis de pruebas isocronales en reservorios con permeabilidades entre 6 md y más de 1000 md.

Este método muestra que no hay linealidad en los IPR de los pozos productores de petróleo, este comportamiento se debe al flujo no Darcy que ocurre cuando el pozo se encuentra produciendo bajo el punto de burbuja o fluyendo en dos fases.

Fetkovich concluyó que este método es válido incluso cuando la presión de fondo fluyente es mayor a la presión de burbuja.

La ecuación usada en este método es:

$$q_o = C (P_r^2 - P_{wf}^2)^n \quad (3.6)$$

Donde **C** es el coeficiente de flujo y **n** es un componente empírico que refleja el flujo que se da del reservorio hacia el pozo, ya sea Darcy o no Darcy, y que depende de las características del pozo, se encuentra en el rango de 0.568 a 1.

3.3 ESTIMULACIÓN DE POZOS

Consiste en una serie de tratamientos que tienen como objetivo eliminar el daño de la formación y restaurar o incrementar la capacidad de producción del pozo.

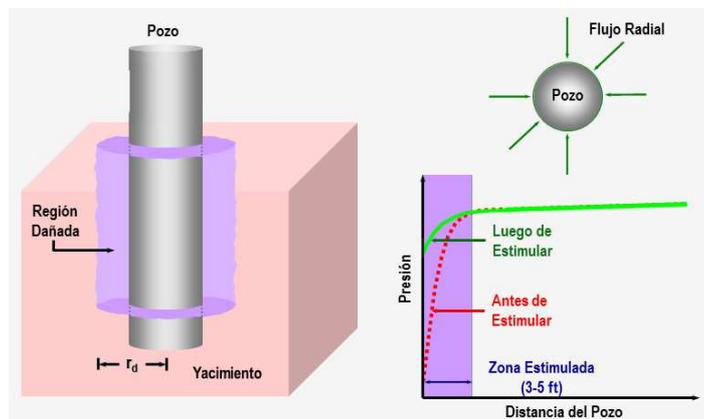
Si la inyección del tratamiento se realiza a tasas y presiones inferiores a la resistencia mecánica de la roca, el tratamiento será matricial, caso contrario, si exceden esa resistencia mecánica, el tratamiento será un fracturamiento.

3.3.1 ESTIMULACIÓN MATRICIAL

En la estimulación matricial, el flujo es confinado a los poros naturales de la formación y a los canales de flujo a una presión de fondo que es menor a la presión de fracturamiento, esto con el propósito, de recuperar la productividad de la formación a través de la remoción del daño.

Esta técnica se debe llevar a cabo a bajos caudales de inyección, ayuda a remover los daños someros de la cara del reservorio (3 a 5 pies).

La Figura 3.1 indica la variación de la presión de fondo fluyente antes y después de realizar una estimulación matricial.

FIGURA 3.1: ESTIMULACIÓN MATRICIAL

Fuente: SCHLUMBERGER, "Estimulación Matricial".

Para realizar una estimulación matricial, el pozo y el tratamiento se deben seleccionar con cuidado, considerándose lo siguiente:

- Tipo de formación y composición mineral de la misma.
- Fluidos presentes en la formación.
- Tipo de daño y magnitud.
- Intervalo de tiempo disponible para que actúe el tratamiento químico.
- Limitaciones físicas del equipo del pozo.
- Presión y temperatura existentes en el fondo del pozo.
- Tipo de completación de fondo.
- Presencia de contaminantes como agua, lodo, bacterias, cemento.
- Compatibilidad del fluido de estimulación con los contaminantes.
- Propiedades de la formación como: solubilidad en ácido, permeabilidad, porosidad.

El análisis y las pruebas realizadas a núcleos son fundamentales al momento de realizar una estimulación matricial, ya que permite conocer problemas potenciales que se generan al momento de utilizar el tratamiento.

Las estimulaciones matriciales pueden clasificarse de la siguiente forma:

- **Reactivas:** Estas estimulaciones contienen ácidos en su composición, que pueden ser orgánicos o inorgánicos, tales como: ácido clorhídrico, ácido fluorhídrico, ácido acético, ácido fórmico, entre otros.
- **No Reactivas:** No contienen ácidos en su composición, estos son: solvente mutual, solventes aromáticos, surfactantes, entre otros.
- **Mixtas:** Es una combinación de las anteriores, actualmente las estimulaciones matriciales presentan combinaciones tanto de aditivos reactivos y no reactivos, esto con el fin de maximizar la limpieza de las formaciones.

La mayoría de las formaciones de areniscas están compuestas de granos de cuarzo, unidas entre sí mediante varios tipos de materiales cementantes, particularmente carbonatos y sílice; el ácido clorhídrico (HCl) tiene una velocidad de reacción muy elevada con los carbonatos, los ácidos fórmico (HCOOH) y acético (CH₃ – COOH) tienen una velocidad de reacción moderada, mientras que los silicatos (arenas, finos) reaccionan poco con estos ácidos.

Las escalas de carbonatos (CaCO₃) y las escalas de hierro (Fe₂O₃) se disuelven con ácido clorhídrico, mientras que las escalas químicamente inertes como el sulfato de bario (BaSO₄) y el sulfato de estroncio (SrSO₄) solo pueden ser removidas mecánicamente o a través de redisparos.

El dióxido de silicio y la arcilla conjuntamente con el material calcáreo, reaccionan con ácido fluorhídrico (HF), aunque la velocidad de reacción es lenta en comparación a la que se da en una caliza al usar ácido clorhídrico.

El ácido fluorhídrico reacciona con areniscas, limos, arcillas y con la mayoría de los lodos de perforación, es eficaz en la remoción del daño de formación en yacimientos de areniscas.

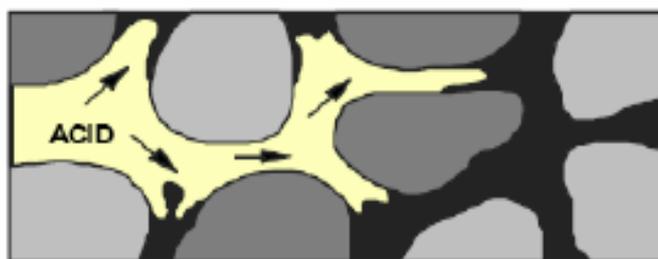
Normalmente se utiliza HCl y HF de manera conjunta, la concentración más común es de 12% HCl – 3% HF, y se le conoce como “mud acid”.

3.3.1.1 Formas de Aplicación de Tratamientos Ácidos

Se pueden aplicar los tratamientos ácidos de 3 formas:

1. **Lavado-Agitación:** el lavado ácido es usado para remover escalas, parafinas, materiales en la tubería de producción o abrir perforaciones tapadas, el fluido se hace circular por la cara de la formación pero no es intencionalmente bombeado dentro de la misma. Para obtener un limpieza óptima se debe considerar ciertos parámetros como: usar el químico adecuado y el tiempo que se tiene al pozo en remojo con el químico; el bombeo con coiled tubing puede asegurar mejores resultados y acelerar la remoción del daño presente.
2. **Acidificación Matricial:** consiste en inyectar a través de la tubería de producción, la tubería de perforación o coiled tubing el ácido dentro de la matriz por debajo de la presión de fractura para alcanzar una penetración radial dentro de la formación. La estimulación se consigue removiendo el daño presente, es decir, agrandando los espacios porosos o disolviendo las partículas que pueden estar taponando dichos espacios (Figura 3.2). Con la acidificación matricial se podrá, en el mejor de los casos, remover el daño ($S=0$), pero no se logrará S negativos.

FIGURA 3.2: ACIDIFICACIÓN MATRICIAL

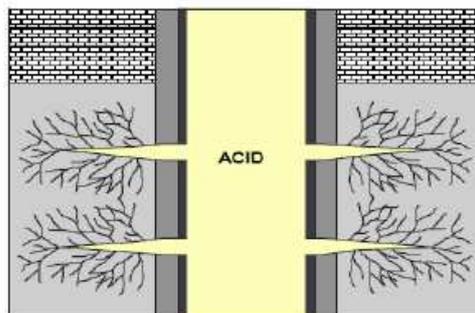


Fuente: PETROBRAS, "Estimulación Matricial.pdf".

3. **Fracturamiento Ácido:** consiste en estimular el pozo más allá de su capacidad natural de producción, se elimina el daño y se disuelve químicamente una parte de la matriz de la roca; se inyecta el ácido a una

presión lo suficientemente alta como para fracturar a la formación o abrir fracturas preexistentes (Figura 3.3), en este caso la permeabilidad que se obtiene es mayor que la presente originalmente en la formación.

FIGURA 3.3: FRACTURAMIENTO ÁCIDO



Fuente: PETROBRAS, "Estimulación Matricial.pdf".

3.3.1.2 Diseño del Tratamiento

Los pasos básicamente los siguientes:

- Seleccionar los candidatos de pozos más adecuados, evaluando la severidad del daño, su localización, radio de penetración del daño y si un ácido puede remover el mencionado daño.
- Diseñar el tratamiento más adecuado de acuerdo al tipo de ácido que puede remover el daño de la formación y su compatibilidad con los fluidos contenidos en la misma.
- Control de calidad.
- Monitoreo del tratamiento.
- Evaluación de resultados.

Los daños que el ácido puede remover son: sólidos y filtrado de lodo durante la perforación, invasión de filtrado durante el proceso de cementación, compactación de la zona cañoneada, taponamiento de depósitos orgánicos, carbonato de calcio, migración de fluidos y óxidos de hierro durante la producción; invasión de sólidos, hinchamiento de arcillas durante trabajos de reacondicionamiento; desprendimiento de arcillas y finos, precipitación de sólidos formados por las

reacciones químicas entre los fluidos de tratamiento y de formación y cambio de mojabilidad durante un trabajo de estimulación.

El procedimiento operacional en un trabajo de acidificación es el siguiente:

- **Pickling:** consiste en inyectar agentes de control de hierro tanto en la tubería de producción, casing y coiled tubing, para evitar posible contaminación del tratamiento principal.
- **Desplazamiento del crudo** (solvente), de 10-75 gal/pie
- **Desplazamiento del agua de formación**, de 12-25 gal/pie
- **Preflujo de ácido acético** para limpieza, de 25-100 gal/pie
- **Preflujo de HCl** con el objetivo de evitar reacciones secundarias, de 25-200 gal/pie
- **Tratamiento principal** (HCl-HF, ácido orgánico, HF de acuerdo al tipo de formación), de 25-200 gal/pie, este va a depender de la solubilidad que tenga con los minerales presentes.
- **Overflush:** que debe ser el mismo ácido para mantener el equilibrio del sistema.
- **Desplazamiento.**

La Tabla 3.1 muestra las concentraciones de ácido a usar.

TABLA 3.1: CONCENTRACIÓN DE ÁCIDO A USAR DEPENDIENDO DE LA PERMEABILIDAD Y DE LOS COMPONENTES DE LA FORMACIÓN

Permeabilidad > 100 md	
Composición mineral del reservorio	Concentraciones
Cuarzo > 80%, Arcilla < 5%	12% HCl - 3% HF
Arcilla < 8%, Feldespato < 10%	7.5% HCl - 1.5% HF
Feldespato > 15%	13.5% HCl - 1.5% HF
Arcilla > 10%	6.5% HCl - 1% HF
Feldespato > 15%, Arcilla > 10%	9% HCl - 1% HF
Clorita > 8%	10% CH ₃ COOH - 0.5% HF

TABLA 3.1 (CONTINUACIÓN)

Permeabilidad 20 - 100 md	
Composición mineral del reservorio	Concentraciones
Arcilla > 5%	6% HCl - 1.5% HF
Arcilla < 7%	9% HCl - 1% HF
Feldespatos > 10%	12% HCl - 1.5% HF
Feldespatos > 10%, Arcilla > 10%	9% HCl - 1% HF
Clorita > 8%	10% CH ₃ COOH - 0.5% HF

Permeabilidad < 20 md	
Composición mineral del reservorio	Concentraciones
Arcilla < 5%	5% HCl - 1.5% HF
Arcilla > 8%	3% HCl - 0.5% HF
Feldespatos > 10%	9% HCl - 1% HF
Clorita > 5%	10% CH ₃ COOH - 0.5% HF

Fuente: <http://blogpetrolero.blogspot.com/2009/02/disenio-de-acidificacion.html>
Elaborado por: Víctor A. Tatés, Christian D. Garcés.

3.3.2 FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

Fracturamiento hidráulico es la técnica mediante la cual se crea un canal en la formación mediante el bombeo de un fluido en un pozo a una tasa de inyección que es demasiado alta para que la formación la acepte en régimen de flujo radial. Al incrementarse la resistencia al flujo en la formación, la presión en el pozo aumenta a valores que exceden la presión de quiebre de la formación, produciéndose entonces la fractura la cual es apuntalada con un agente de soporte de tamaño específico y alta conductividad con el propósito de apartar el daño de formación y aumentar el área de flujo.

Una fractura hidráulica se realiza con el fin de:

- Incrementar la tasa de flujo de petróleo y/o gas de yacimientos de baja permeabilidad y/o se encuentran dañados.
- Conectar fracturas naturales presentes en la formación.
- Disminuir el diferencial de presión alrededor del pozo para minimizar la producción de arena.

- Incrementar el área de drenaje o la cantidad de formación en contacto con el pozo.
- Conectar la producción de intervalos lenticulares.
- Disminuir el número de pozos necesarios para drenar un área.

3.3.2.1 Formación de la Fractura

Se ha realizado una gran cantidad de experimentos de laboratorio y de campo para estudiar el comportamiento de las fracturas. Las 2 condiciones más importantes en la formación de una fractura son:

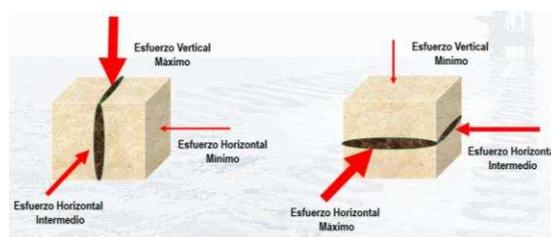
- Orientación
- Forma

Los factores que tienen mayor influencia sobre la orientación y la forma de la fractura son: la presión de los poros, el módulo de Poisson, el módulo de Young, dureza y compresibilidad de la roca.

3.3.2.1.1 Orientación de la Fractura

La fractura se inicia y se propaga siempre en sentido perpendicular a la dirección del mínimo esfuerzo principal de la roca (Figura 3.4). Esto ha sido comprobado en condiciones de pozo entubado y abierto, con perforaciones helicoidales o alineadas (en 1 ó 2 filas opuestas).

FIGURA 3.4: DIRECCIÓN DE ESFUERZOS MÍNIMOS Y ORIENTACIÓN DE LA FRACTURA



Fuente: SCHLUMBERGER, “Fracturamiento Hidráulico Básico”.

3.3.2.1.2 Forma de la Fractura

Se ha determinado experimentalmente que la forma de la fractura, cuando se le permite crecer libremente, puede ser circular o elíptica, el primer caso ocurre cuando el ingreso del fluido es a través de un punto y el segundo caso cuando penetra a través de una línea de puntos.

La forma y dimensiones de la fractura creada en condiciones dinámicas (mientras se bombea) es un problema sumamente complejo e intervienen distintos factores de diversa naturaleza como:

- Propiedades mecánicas de la formación.
- Propiedades del fluido de tratamiento.
- Parámetros hidráulicos de la operación.

En fracturas verticales se considera en principio que la altura es constante, la grieta se extiende rápidamente hasta encontrar estratos resistentes que limitan su crecimiento.

En fracturas horizontales la geometría queda definida por el ancho y el radio de penetración.

El ancho de la fractura se vincula con la presión desarrollada en el interior de la fractura, lo que incluye propiedades elásticas de la roca, dimensiones, parámetros de la operación y propiedades reológicas del fluido (fricción en las paredes).

La presión dentro de la fractura es constante en toda su extensión y el caudal es constante durante toda la operación.

La iniciación y propagación de una fractura significa que el material ha respondido de una manera no elástica y ha sufrido un cambio irreversible. La teoría de elasticidad lineal describe adecuadamente el proceso de fractura (comportamiento esfuerzo-deformación) excepto quizás en la vecindad de la cara de la fractura y especialmente en la punta.

3.3.2.2 Hidráulica del Fracturamiento

Los factores que influyen la hidráulica de una fractura son:

- Presiones de Estimulación.
- Cálculos de fricción.
 - Fricción en los tubulares.
 - Fricción en los punzados.
 - Tortuosidad.
 - Fricción del fluido de fractura viajando a través de la misma.
- Entrada limitada.
 - Número de perforaciones.
 - Tamaño de las perforaciones.
 - Caudal de Inyección.

3.3.2.3 Diseño del Tratamiento

Las variables a considerar para la selección de candidatos a fracturamiento son:

- Distribución de esfuerzos in situ.
- Viscosidad de los fluidos del yacimiento.
- Presión de yacimiento.
- Profundidad del yacimiento.
- Factor de daño (S).
- Condiciones mecánicas del pozo.

Los pasos a seguir en un trabajo de fracturamiento son los siguientes:

- **Minifrac:** Es la prueba más importante que se realiza en la locación antes de bombear el tratamiento principal. Emplea tasas de bombeo a full escala, y volúmenes de fluidos relativamente grandes, en el orden de miles de galones. La información recogida en la prueba incluye la presión de cierre de la formación, P_c , presión neta, condiciones de entrada (fricción en las perforaciones y en las zonas cercanas al pozo), y posible evidencia de crecimiento vertical de la fractura (altura).

- **Bombeo de Apuntalante:** Dado el tiempo total de bombeo y volumen de fluido entrecruzado, el paso siguiente es la ejecución del programa de adición del apuntalante a la fractura. Generalmente, el proceso de inyección de fluido en un tratamiento de fracturamiento hidráulico se puede dividir en:
 - **Colchón (pad):** Es el fluido que se inyecta al comienzo del tratamiento sin apuntalante. Normalmente, de 30 a 60% del fluido bombeado en el tratamiento se filtra a la formación mientras se bombea, el pad provee mucho de este fluido extra necesario y debe generar suficiente longitud de fractura y ancho para permitir el emplazamiento de apuntalante dentro de la fractura.
 - **Transporte de apuntalante (slurry volume):** Después de que el pad es bombeado, la concentración de apuntalante puede ser también bombeado hasta llegar a la concentración final fijada en el diseño, esto mantiene la fractura abierta y deja un canal por donde el hidrocarburo fluye. El fluido pierde viscosidad (fluido roto) y es devuelto a superficie dejando una fractura limpia.
 - **Desplazamiento (Flush):** Limpieza.
 - **Shut-in.**

3.3.2.4 Fluidos de Fracturamiento

Existen varios tipos de fluidos, los de base acuosa y los de base hidrocarburo.

Los de **base acuosa** son los más usados ya que poseen las ventajas de: ser fáciles de preparar en el campo, poseen excelentes propiedades de transporte de agente propante y control de filtrado, no existen problemas de incendios, bajo costo, son fácilmente adaptables a las condiciones de cada reservorio.

Los de **base hidrocarburo** surgieron de la necesidad de contar con un agente de transporte que no provoque alteración apreciable sobre formaciones altamente sensibles a las soluciones acuosas.

La Tabla 3.1 presenta algunos tipos de fluidos usados para fracturamiento.

TABLA 3.2: TIPOS DE FLUIDOS DE FRACTURAMIENTO

Base Acuosa	Base Hidrocarburo
Débilmente gelificados	Petróleos
Reticulados	Reticulados (entrecruzado)
Emulsiones acuosas	Espumados
Ácidos emulsionados	

Fuente: PETROBRAS, "Fracturas Hidráulicas.pdf".

Elaborado por: Víctor A. Tatés, Christian D. Garcés.

Las propiedades más importantes que debe cumplir un fluido de fractura son las siguientes:

- Baja pérdida por filtrado.
- Buena capacidad de transporte del agente propante.
- Baja pérdida por fricción.
- Fácilmente recuperable de la formación.
- Compatible con los fluidos de formación.
- Causar el mínimo daño a la formación.
- Ser estable a temperatura de fondo de pozo.
- Seguridad en la manipulación.

Para lo cual se usan aditivos especiales en su composición, los cuales producen un efecto específico independiente del tipo de fluido.

3.3.2.5 Propante o Apuntalante

Es el agente de soporte que mantiene la fractura abierta una vez que se ha quitado la presión que la mantenía de esa manera, una de las características más importantes del propante es su permeabilidad, además de: concentración, empotramiento, redondez, esfuerzo, tamaño, elasticidad o deformación.

Como los agentes de soporte deben oponerse a los esfuerzos de la tierra para mantener la fractura abierta después que la presión hidráulica del fluido decae, el material apuntalante debe ser suficientemente resistente para soportar el esfuerzo de cierre, para que este no triture el material y disminuya la conductividad de la fractura.

Los apuntalantes más usados son:

- Arena: presión de cierre hasta 5000 psi.
- Arenas recubiertas con resinas: presión de cierre hasta 8000 psi.
- Bauxita: presión de cierre hasta 15000 psi.
- Cerámicos: presión de cierre hasta 15000 psi.

3.3.2.6 Daños en la Fractura

Se pueden identificar tres tipos de daño que pueden ocurrir en una técnica de fracturamiento:

- **Reducción de la permeabilidad del apuntalante:** Resulta del trituramiento del apuntalante, o de polímeros que no han sido rotos por los aditivos rompedores.
- **Daño de choke:** Este daño puede resultar por sobre desplazamiento al final del tratamiento o por la migración de finos durante la producción.
- **Daño en la cara de la fractura:** Implica reducción de la permeabilidad en la dirección normal a la cara de la fractura, la cual puede ser causada por el revoque (filter cake), invasión de polímero y zonas donde se produzcan ambos efectos a la vez.

Para poder evaluar los resultados de un trabajo de fracturamiento hidráulico se realiza: una prueba de restauración de presión al pozo para comprobar que el trabajo cumple con los objetivos propuestos; y una corrida de registros eléctricos de densidad y neutrón para obtener información visual de si logró estimular la zona de interés.

Para obtener las producciones esperadas de los pozos a ser intervenidos con algún tratamiento de estimulación nos basaremos en:

- **IP:** es el factor más importante que se debe tomar en cuenta para pronosticar la producción a obtenerse posterior al reacondicionamiento, al analizar las pruebas de B'Up se obtiene un valor de IP real, también se obtiene un valor Skin, en caso de que S sea positivo podemos obtener un IP teórico cuando $S=0$, con el que podemos pronosticar la producción futura al realizar un trabajo de estimulación en el que se logre eliminar ese daño.
- **Historial de Producción:** se debe conocer la producción antes de realizar la estimulación para poder comparar con la obtenida posteriormente y así verificar que el trabajo de reacondicionamiento dio resultados positivos, es decir, si se logró aumentar la producción de petróleo.

En vista de que en el campo Shushufindi las permeabilidades son altas y en base a la experiencia de los técnicos de la empresa operadora, la mejor opción para eliminar el daño es realizar una estimulación con tratamiento químico (estimulación matricial) ya que es más seguro y no implica mucho riesgo; el fracturamiento hidráulico requiere de bajas permeabilidades y bajos valores de porosidad y no se tiene control de ciertos parámetros como la dirección de la fractura lo que puede ocasionar el incremento acelerado del corte de agua y la posible pérdida del pozo.

En este proyecto se utilizará dos programas computacionales, el WellTest32® para analizar las pruebas de B'Up y el WellFlo® para realizar análisis nodal. Con el primero obtendremos los valores de P_{wf} , P_r y S con los que se encuentra el valor del IP al momento de tomar la prueba de B'Up y el IP teórico asumiendo $S=0$, este último valor de IP nos ayudará para conocer el potencial máximo del pozo si se realiza una estimulación matricial donde el daño sea reducido a cero.

Con el software de análisis nodal podemos simular la producción que se obtendrá si el pozo es estimulado, es decir, podemos optimizar el comportamiento del pozo, ya que permite modificar variables que afectan directamente su rendimiento, tales como: BES instalada, frecuencia de trabajo, número de etapas, BSW, etc., esto tomando como referencia la curva inflow obtenida cuando $S=0$.

En el siguiente capítulo se detalla el procedimiento de selección de los pozos y el funcionamiento de los programas mencionados.

CAPÍTULO 4

PARÁMETROS DE SELECCIÓN DE POZOS PARA OPTIMIZAR LA PRODUCCIÓN DEL CAMPO SHUSHUFINDI

4.1 SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS

Para la selección de los pozos candidatos para realizar la optimización de producción es necesario analizar ciertos parámetros importantes como: los resultados del análisis de pruebas de presión (daño, permeabilidad, índice de productividad, presión de reservorio), historial de producción de los pozos, registros eléctricos, corte de agua, entre otros. Es importante descartar problemas mecánicos en la completación del pozo, si esto ocurre no es aconsejable realizar un trabajo con torre, puesto que el problema de baja producción se puede resolver limpiando la completación de fondo, para esto se realizará análisis nodal de los pozos candidatos.

4.1.1 PRUEBAS DE BUILD UP

El análisis de las pruebas de Build Up nos serán de gran ayuda para poder conocer ciertos parámetros importantes del sistema reservorio-pozo como: la presión de reservorio, la presión de fondo fluyente, el daño, la permeabilidad; esto con el fin de poder encontrar el valor del índice de productividad ideal en caso de que el daño sea eliminado, esto para conocer el máximo potencial del pozo.

Las pruebas que analizaremos en este proyecto serán las más actuales posibles, es decir, las tomadas en el año 2010, 2011 y 2012; esto debido a que los parámetros del reservorio varían con el tiempo, y hacer un análisis de pruebas tomadas antes de las fechas mencionadas conllevará a resultados erróneos y poco acordes con la realidad actual de los pozos.

La Tabla 4.1 muestra los pozos cuya prueba de presión fue tomada en los años 2010, 2011 y 2012.

TABLA 4.1: POZOS SELECCIONADOS PARA REALIZAR EL ANÁLISIS DE PRUEBAS DE PRESIÓN

Pozo	Arena	Fecha
SSF-02	U	01/05/2010
SSF-03	U	17/08/2010
SSF-10BD	Ui	07/12/2010
SSF-14	U	08/08/2010
	T	17/07/2010
SSF-24	T	08/01/2010
SSF-66	U	04/11/2011
SSF-90	Ti	10/06/2010
SSF-109D	Ti	20/01/2010
	Ui	23/01/2010
SSF-111D	T	08/01/2010
SSF-118D	Ui	13/05/2011
SSF-129D	Ti	18/12/2011
SSF-133D	Ti	26/01/2011
SSF-162D	Ui	27/11/2011
	Ti	22/11/2011
AGU-09	Us	31/08/2010
AGU-10	Ui	12/06/2011
AGU-11	Ui	12/04/2011
AGU-14D	Ti	26/11/2011
AGU-15D	Ui	29/08/2011
	Us	02/01/2012
AGU-17D	Ts	29/08/2011

Fuente: Departamento de Ingeniería de Petróleo – Área Shushufindi.
Elaborado por: Víctor A. Tatés, Christian D. Garcés.

4.2 DESCRIPCIÓN DE LOS PROGRAMAS COMPUTACIONALES A UTILIZAR PARA EL ANÁLISIS DE LAS PRUEBAS DE PRESIÓN Y ANÁLISIS NODAL

Se procederá a realizar el análisis de las pruebas de presión con el software comercial F.A.S.T. WellTest32®, con esto se encontrará el valor del IP ideal y la presión de reservorio, se realizará análisis nodal de cada pozo con el software comercial WellFlo® de la empresa Weatherford Inc. para conocer el

comportamiento actual del sistema pozo-reservorio, posterior a esto se realizará recomendaciones de las acciones a tomar para poder optimizar la producción de petróleo de los pozos antes mencionados.

A continuación se indica el funcionamiento práctico de estos 2 programas computacionales en un pozo seleccionado, en este caso el AGU-11D.

4.2.1 DESCRIPCIÓN DEL PROGRAMA COMPUTACIONAL WELLTEST32®

Este programa, desarrollado por la compañía Fekete Associates Inc., es usado para desarrollar análisis de pruebas de variación de presión para interpretar las características de flujo en el reservorio y predecir la producción del reservorio a futuro.

Los datos que permiten conocer las características del flujo en el reservorio son: propiedades PVT, propiedades petrofísicas, detalle de la completación de fondo, datos de presiones medidas en el fondo, entre las más importantes. Además es de gran importancia conocer la estructura sobre la cual se encuentra el pozo de análisis y el comportamiento de pozos vecinos, esto para conocer sobre la existencia de límites que afecten el comportamiento del mismo.

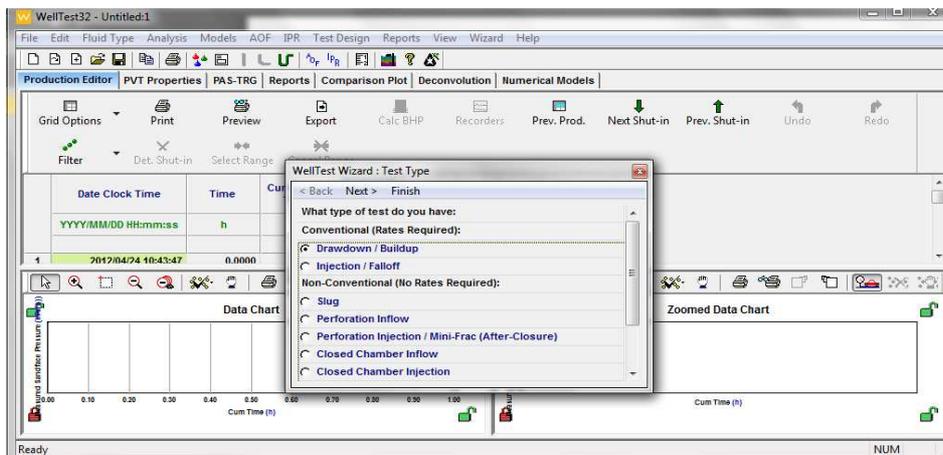
4.2.1.1 Procedimiento de Ingreso de Datos

El ingreso de la data es muy importante ya que permitirá obtener resultados cercanos a la realidad, si dichos datos son confiables.

El software provee la opción para utilizar una guía para seguir un orden en el ingreso de los datos. Los pasos a seguir son:

1. Al abrir el programa se escoge el tipo de prueba de presión del análisis: convencional o no convencional. En nuestro caso escogemos prueba convencional de Drawdown/Buildup.

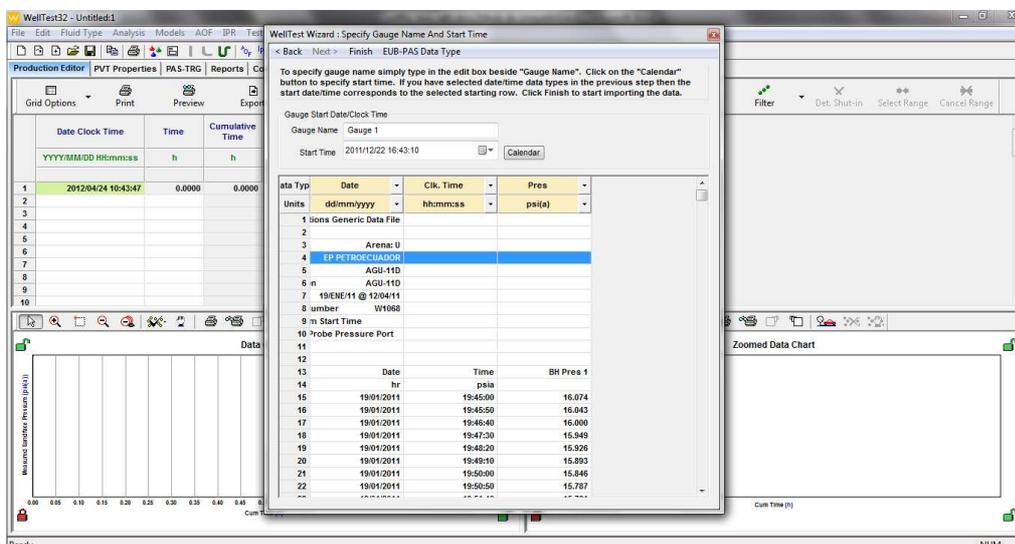
FIGURA 4.1: TIPO DE PRUEBA DE PRESIÓN



Elaborado por: Víctor A. Tatés, Christian D. Garcés.

2. Se importa los datos tomados por las memorias, las cuales registran la presión (psia) y el tiempo (h). En esta sección se puede ingresar el nombre de las memorias, la fecha y hora exacta del inicio de las lecturas.

FIGURA 4.2: IMPORTACIÓN DE DATOS DE PRESIÓN Y TIEMPO

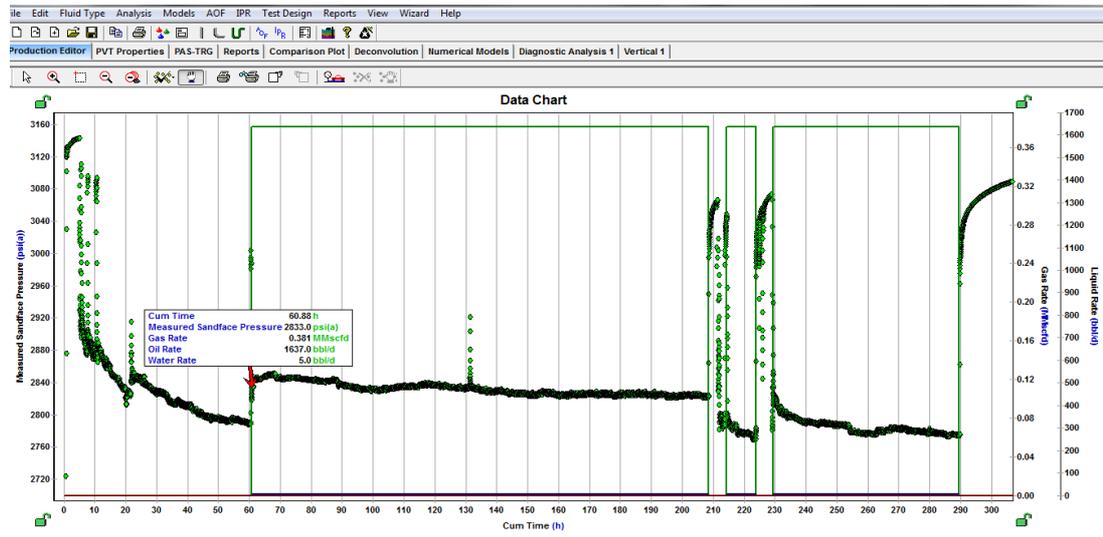


Elaborado por: Víctor A. Tatés, Christian D. Garcés.

3. Para ingresar los datos de producción existen tres opciones, importarlos de una hoja de registros, ingresar el dato de producción estabilizada (tp) para realizar los ajustes en el método de Horner o ingresarla manualmente poniendo los valores de producción según el comportamiento durante la prueba. En nuestro análisis se introdujo manualmente los valores de

producción de petróleo, gas y agua; con esto se ve gráficamente el comportamiento de la producción durante la prueba, como se muestra en la Figura 4.3.

FIGURA 4.3: PRODUCCIÓN DURANTE LA PRUEBA DE BUILD UP



Elaborado por: Víctor A. Tatés, Christian D. Garcés.

- Ingresar el tipo de fluido en el reservorio, este puede ser: petróleo, gas, agua, condensado de gas o petróleo y gas. En nuestro caso seleccionamos petróleo.

FIGURA 4.4: TIPO DE FLUIDO EN EL RESERVORIO

Elaborado por: Víctor A. Tatés, Christian D. Garcés.

El programa pregunta si se desea filtrar los datos para eliminar puntos redundantes, lo cual hace que el programa corra más rápido. Se recomienda no filtrar los datos ya que esto hace que se pierda información valiosa, dando resultados diferentes a los reales.

5. Las memorias que toman los datos de las presiones durante la prueba son asentadas en NOGOs a profundidades menores a las del reservorio, por lo que es necesario corregir los datos de presión a esta profundidad. Para realizar dicha corrección se despliega una pantalla en la que se ingresa: la profundidad de asentamiento de las memorias, la profundidad a la mitad de las perforaciones y el gradiente del fluido. Con esto se obtiene la presión de ajuste, la cual se sumará a cada dato de presión medido por las memorias.

FIGURA 4.5: AJUSTE DE PRESIONES A LA PROFUNDIDAD DE LAS PERFORACIONES

Adjust Gauge Pressure To Datum Depth		
< Back Next > Finish		
Enter a positive or negative pressure or calculate the adjustment by entering gauge depth, datum depth, and fluid gradient. Click the Apply Adjustment button to apply the pressure adjustment to the production editor data.		
P. Adjustment	252.2	psi(a)
Gauge Depth	8888.000	ft
Datum Depth	9550.000	ft
Fluid Gradient	0.381	psi/ft
Apply Adjustment		

Elaborado por: Víctor A. Tatés, Christian D. Garcés.

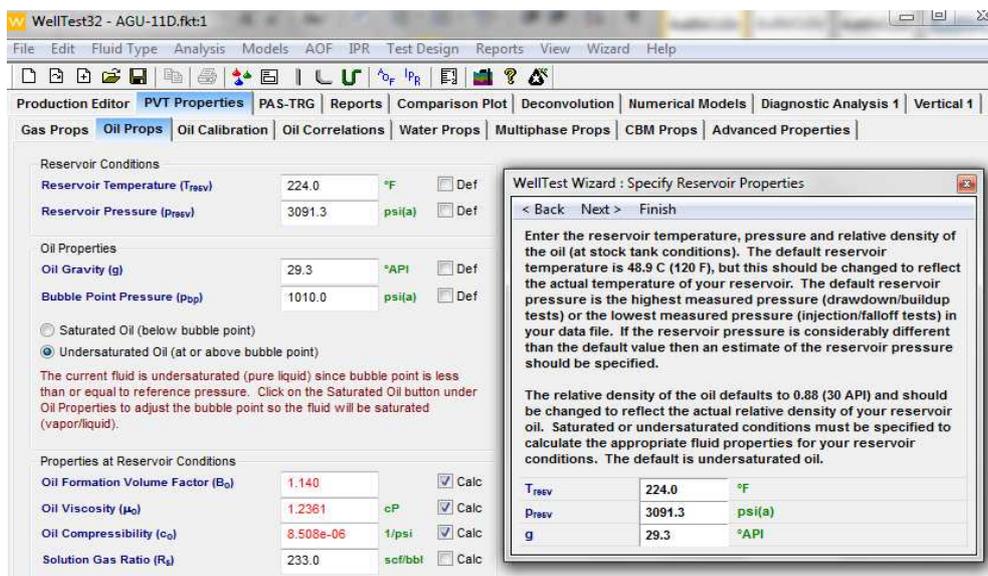
6. Ingresar la presión de reservorio, en este caso se ingresa la última presión medida al momento del cierre; la temperatura del reservorio, que es la máxima temperatura medida por las memorias; y la gravedad API del petróleo producido. Estos valores se los ingresa para calcular los parámetros PVT que no se tiene como dato.

Se ingresan los datos del gas: gravedad específica, composición, propiedades críticas, viscosidad y compresibilidad.

Datos del petróleo: presión de burbuja, si es saturado o sub-saturado, factor volumétrico, viscosidad, compresibilidad y relación gas-petróleo (Figura 4.6).

Datos del agua: gravedad específica, salinidad, factor volumétrico, viscosidad y compresibilidad.

FIGURA 4.6: PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS



Elaborado por: Víctor A. Tatés, Christian D. Garcés.

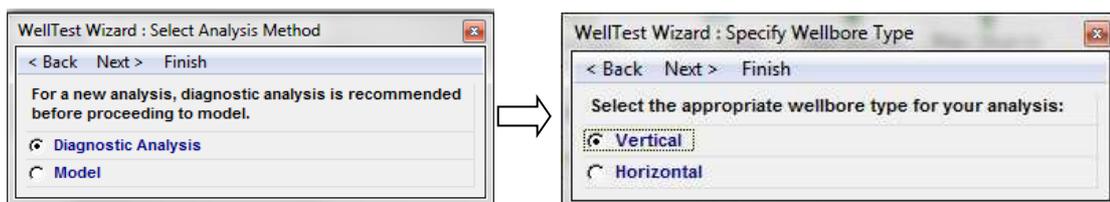
Las correlaciones aplicadas para calcular los datos PVT que no se tiene como datos son las de aplicación general: Vasquez and Beggs para correlaciones del petróleo y Beggs and Robinson para correlaciones de viscosidad.

4.2.1.2 Procedimiento del Análisis de la Prueba de Presión

Luego de ingresar los datos de presión durante la prueba y los parámetros de los fluidos del reservorio, con sus respectivos ajustes, el analista debe generar las curvas para los métodos que se utilizarán en el análisis, para lo cual se siguen los siguientes pasos:

1. Se genera un análisis de diagnóstico escogiendo el tipo de pozo en el que se está trabajando, este puede ser vertical u horizontal (para pozos desviados se utiliza el tipo de pozo vertical y se debe ingresar todos los datos medidos en TVD), Figura 4.7.

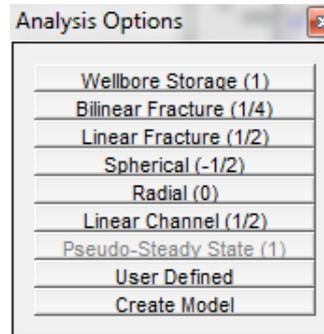
FIGURA 4.7: TIPO DE POZO DE ANÁLISIS



Elaborado por: Víctor A. Tatés, Christian D. Garcés.

2. Al generarse las curvas se debe ingresar los datos petrofísicos y de completación: espesor de la arena, la porosidad, la saturación de fluidos (por default son 80% de petróleo y 20% de agua), compresibilidades y el radio del pozo.
3. Se despliegan diferentes pantallas en las cuales se puede elegir el método de análisis a utilizar, en nuestro caso utilizaremos el análisis de Horner y el de la Derivada/Gringarten, métodos que han sido descritos en el capítulo 3. Para el análisis de Horner se debe asegurar que el eje X sea de tiempo radial de Horner el cual corrige el tiempo normal por medio del valor de tiempo de flujo estabilizado. Para el análisis de la Derivada/Gringarten el eje X debe ser del tiempo radial equivalente.
4. En las opciones para el análisis se puede elegir las líneas que representan a los diferentes tipos de flujo que pueden darse durante una prueba de presión, estas son: ALMACENAMIENTO ($m=1$), FRACTURA BILINEAL ($m=1/4$), FRACTURA LINEAL ($m=1/2$), FLUJO ESFÉRICO ($m=-1/2$), FLUJO RADIAL ($m=0$) y CANAL LINEAL ($m=1/2$), los cuales fueron descritos en el Capítulo 2.

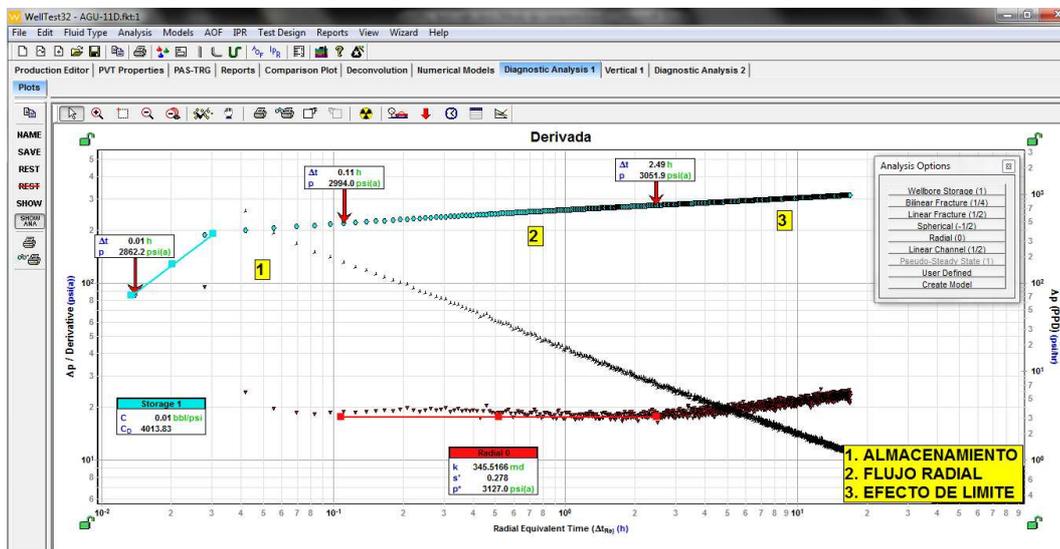
FIGURA 4.8: DIFERENTES TIPOS DE FLUJO EN UNA PRUEBA DE PRESIÓN



Elaborado por: Víctor A. Tatés, Christian D. Garcés.

En este caso de análisis se coloca la línea del ALMACENAMIENTO y la de FLUJO RADIAL. El programa nos permite arrastrar estas líneas para colocarlas donde creamos que se evidencia cada flujo. Se utiliza las gráficas de la Derivada y Gringarten para empatar las líneas de flujo con las curvas de datos (Figura 4.9), ya que, como es conocido, en la curva de la Derivada es en donde se nota más claramente la presencia de los diferentes tipos de flujo.

FIGURA 4.9: EMPATE DE LAS LÍNEAS DE FLUJO CON LOS DATOS DE LA PRUEBA – MÉTODO DE LA DERIVADA



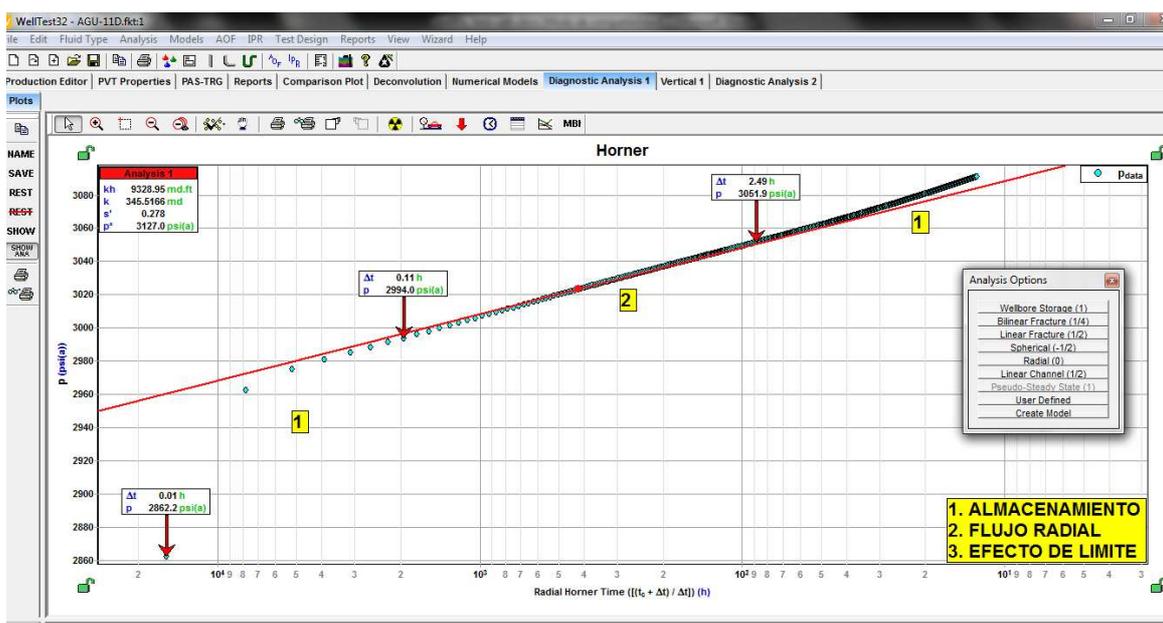
Elaborado por: Víctor A. Tatés, Christian D. Garcés.

Del lugar donde estas líneas son colocadas dependen los valores de constante de almacenamiento, permeabilidad, daño, tiempo de flujo radial, límites del reservorio y P^* , por lo que es muy importante que el analista tenga

los conocimientos adecuados y la experiencia necesaria para realizar el empate con el mejor criterio posible. Una herramienta importante para lograr este objetivo es la curva de PPData, la cual debe ser siempre decreciente; este criterio lo podemos utilizar en el caso de presentarse subidas en su comportamiento para saber que los datos relacionados en estos periodos pueden ser erróneos.

Se puede hacer un diagnóstico sobre la correcta posición de los períodos de flujo al observar el empate que se realiza automáticamente en el método de Horner (Figura 4.10), donde también se puede observar el período de ALMACENAMIENTO y de FLUJO RADIAL.

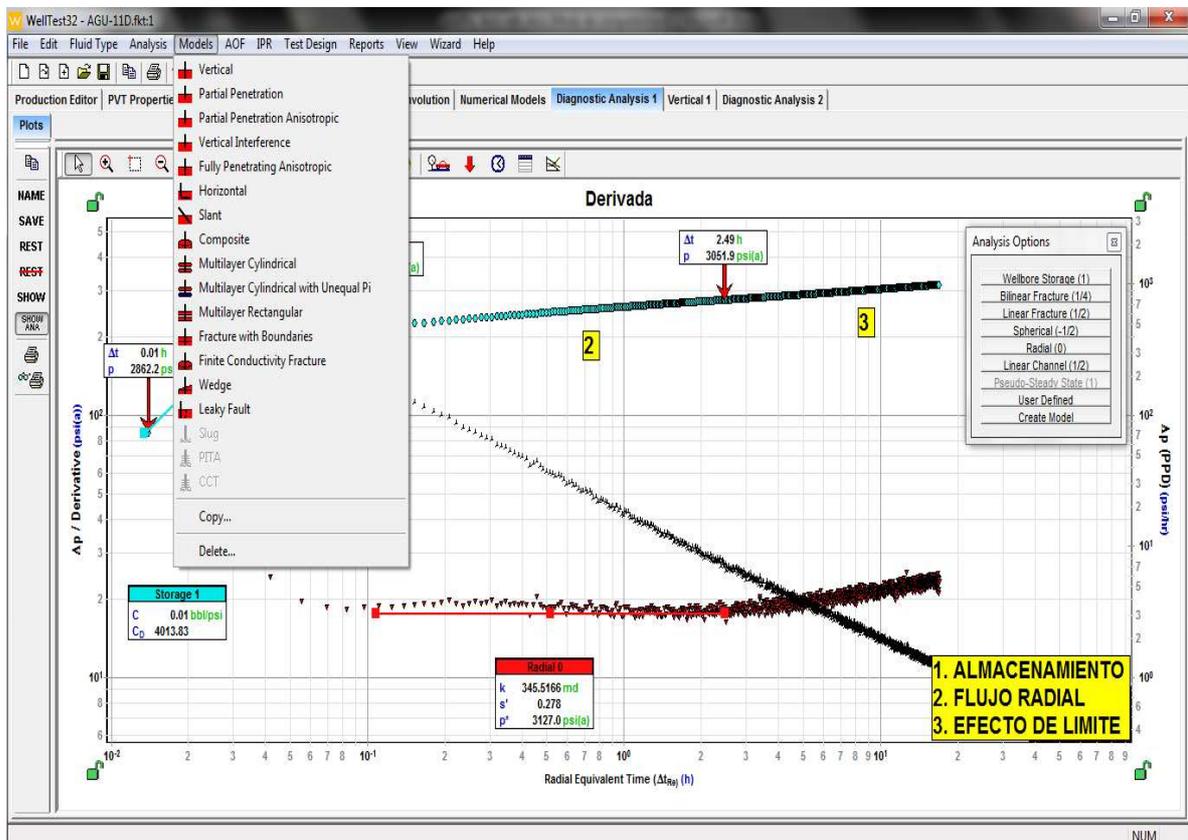
FIGURA 4.10: EMPATE DE LAS LÍNEAS DE FLUJO CON LOS DATOS DE LA PRUEBA – MÉTODO DE HORNER



Elaborado por: Víctor A. Tatés, Christian D. Garcés.

5. Crear un modelo que simule el comportamiento del reservorio adaptándose a las curvas de los datos reales, esto lo hacemos escogiendo la opción MODELS de la cual se despliegan los diferentes tipos de modelos (Figura 4.11), en nuestro estudio se utilizan los modelos VERTICAL (penetración total) y PENETRACIÓN PARCIAL, estos modelos se los describió en el Capítulo 2. En el pozo de ejemplo se escoge un modelo VERTICAL.

FIGURA 4.11. TIPO DE MODELOS DE RESERVORIO

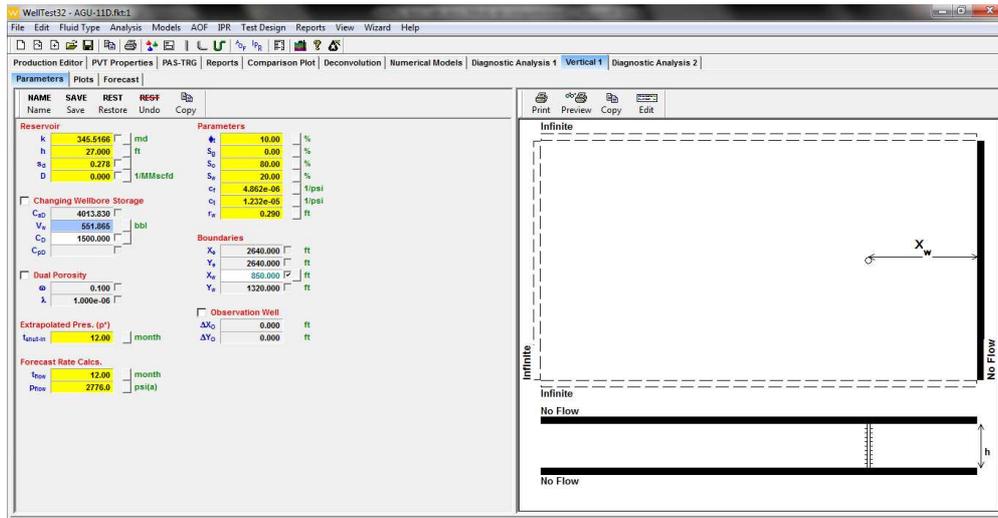


Elaborado por: Víctor A. Tatés, Christian D. Garcés.

6. En la pestaña PARAMETERS se escoge la forma de los límites del reservorio y el tipo, los cuales pueden ser de PRESIÓN CONSTANTE, de NO FLUJO o límites INFINITOS.

En este caso escogemos un límite de NO FLUJO ubicado a la derecha del pozo (Figura 4.12). La elección de esta configuración debe ser hecha luego de un análisis minucioso de aspectos del reservorio como: estructura y estratigrafía, presencia de empuje de acuíferos o capas de gas, etc.; y de aspectos de la zona como: presencia de pozos vecinos, comportamiento del incremento de agua, ubicación del pozo, etc.

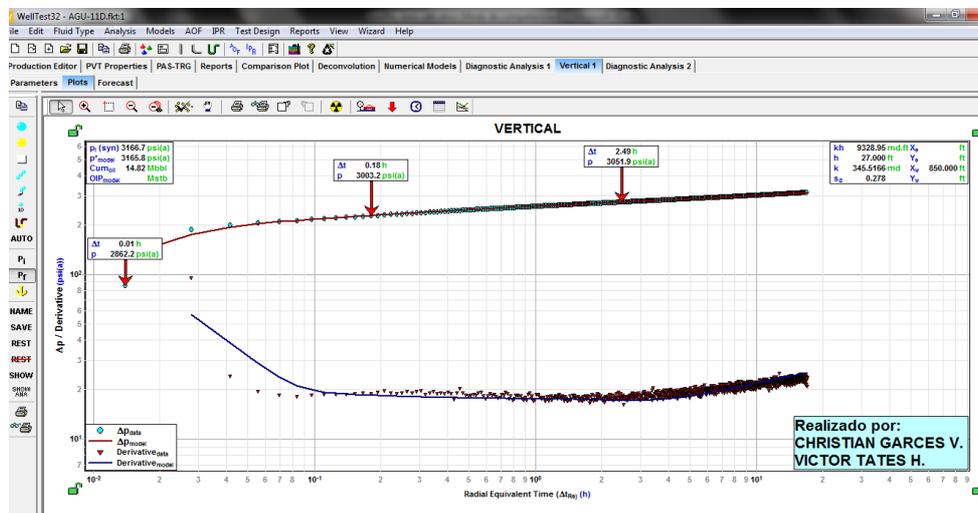
FIGURA 4.12. LÍMITES DEL MODELO ESCOGIDO PARA EL EJEMPLO

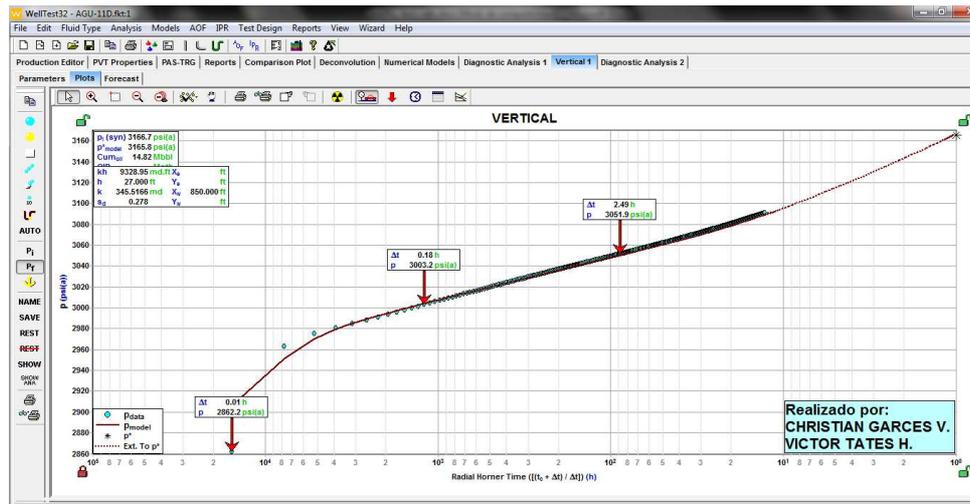


Elaborado por: Víctor A. Tatés, Christian D. Garcés.

7. En la pestaña PLOTS se presentan los datos ingresados para el análisis sobre los cuales se dibujan las curvas generadas por el modelo escogido. El objetivo es encontrar el modelo que mejor se adapte a los datos, es decir, cuyos resultados de permeabilidad y daño sean similares a los encontrados en el análisis realizado por el analista encargado, esto se presenta cuando la curva del modelo se superpone lo mejor posible sobre los datos. En la Figura 4.13 se presenta el ajuste del modelo escogido para el ejemplo.

FIGURA 4.13: AJUSTE DEL MODELO PARA EL POZO AGU-11D DERIVADA Y HORNER

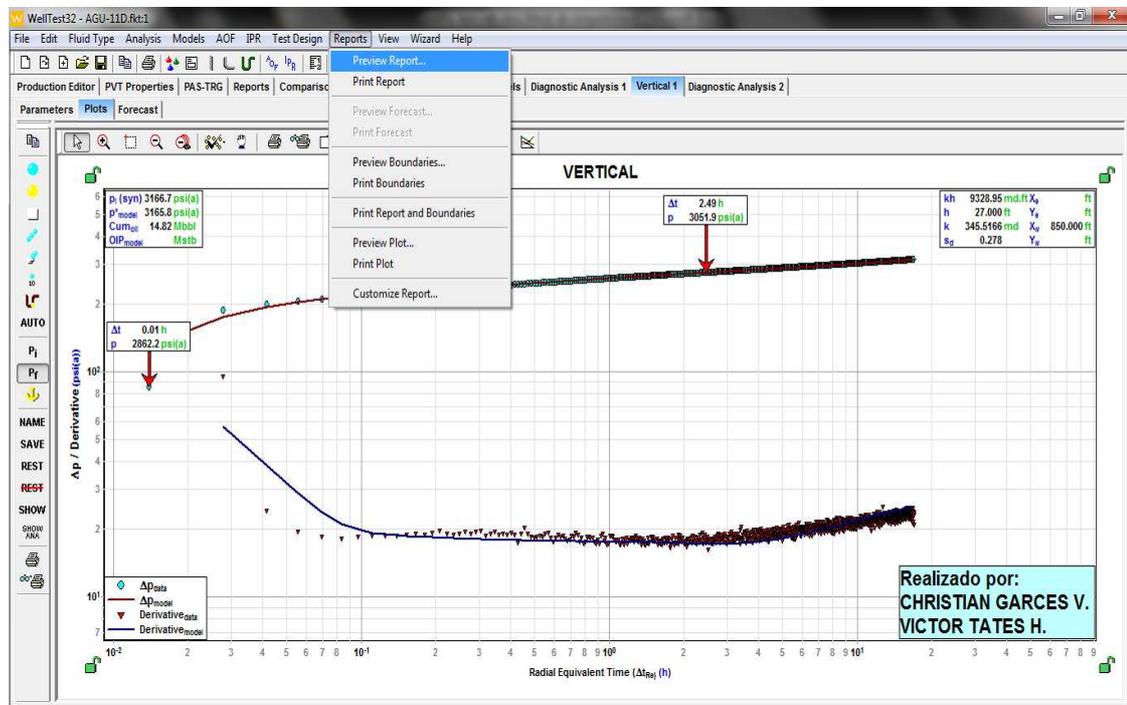




Elaborado por: Víctor A. Tatés, Christian D. Garcés.

- Luego de encontrar el modelo de mejor ajuste se puede ingresar a la pestaña REPORTS en la opción PREVIEW REPORT para ver los resultados detallados de los parámetros que se quería encontrar mediante este estudio, presentados en la Figura 4.14.

FIGURA 4.14: RESULTADOS DEL ANÁLISIS DE LA PRUEBA DE PRESIÓN



Vertical Oil Well Model

Case Name : Vertical 1

Model Parameters

Oil Permeability (k_o)	345.517	md	Reservoir Length (X_e)	1000000.000	ft
Gas Permeability (k_g)		md	Reservoir Width (Y_e)	1000000.000	ft
Water Permeability (k_w)	0.206	md	Active Well At (X_w)	850.000	ft
Total Mobility (k_{of} / μ_t)	280.31	md/cp	Active Well At (Y_w)		ft
Total Transmissivity (kh/μ)	7568.26	md.ft/cp			
Skin (s)	0.278				

Formation Parameters

Net Pay (h)	27.000	ft
Total Porosity (ϕ_t)	10.00	%
Oil Saturation (S_o)	80.00	%
Gas Saturation (S_g)	0.00	%
Water Saturation (S_w)	20.00	%
Wellbore Radius (r_w)	0.29	ft
Formation Temperature (T)	224.0	°F
Formation Compressibility (c_f)	4.862e-6	psi ⁻¹
Total Compressibility (c_t)	1.232e-5	psi ⁻¹
Wellbore Storage Constant Dim. (C_D)	1500.00	

Fluid Properties

Oil Compressibility (c_o)	8.50813e-6	psi ⁻¹
Gas Compressibility (c_g)	1.23119e-4	psi ⁻¹
Water Compressibility (c_w)	3.24795e-6	psi ⁻¹
Oil Formation Volume Factor (B_o)	1.140	
Gas Formation Volume Factor (B_g)	0.000767	bbl/scf
Water Formation Volume Factor (B_w)	1.037	
Oil Viscosity (μ_o)	1.236	cp
Gas Viscosity (μ_g)	0.0380	cp
Water Viscosity (μ_w)	0.265	cp
Solution Gas Ratio (R_s)	233	scf/bbl
Oil Gravity (γ_o)	29.30	° API
Gas Gravity (γ_g)	1.250	
PVT Reference Pressure ($ppvT$)	3091.30	psi
Bubble Point Pressure (P_{bp})	1010.00	psi

Production and Pressure

Q_{Bt}	1870.877	bbl/d
Final Oil Rate	1637.000	bbl/d
Final Gas Rate	0.381	MMCF/D
Final Water Rate	5.000	bbl/d
Final Flowing Pressure (p_{wfo})	2775.98	psi
Final Measured Pressure	3091.36	psi
Cumulative Oil Production	14817.313	bbl

Synthesis Results

Average Error	0.08	%
Synthetic Initial Pressure (p_i)	3166.66	psi
Extrapolated Pressure at Specified Time	3165.81	psi
Pressure Drop Due To Skin (Δp_s)	9.71	psi
Flow Efficiency (FE)	0.975	
Damage Ratio (DR)	1.026	

Forecasts

Forecast Flowing Pressure (P_{flow})	2775.98	psi
3 - Month Constant Rate Forecast @ Curr. Skin	1345.774	bbl/d
6 - Month Constant Rate Forecast @ Curr. Skin	1280.560	bbl/d
Forecast Flow Duration (t_{flow})	12.00	month
Constant Rate Forecast @ Curr. Skin	1221.490	bbl/d
PI / II (Total Liquids - Actual)	3.296	bbl/d/psi
Constant Rate Forecast @ Skin=0	1244.628	bbl/d
PI / II (Total Liquids - Ideal)	3.361	bbl/d/psi
Constant Rate Forecast @ Skin=-4	1710.385	bbl/d

Elaborado por: Víctor A. Tatés, Christian D. Garcés.

4.2.2 DESCRIPCIÓN DEL PROGRAMA COMPUTACIONAL WELLFLO®

Este programa desarrollado por la compañía Weatherford Inc., permite modelar el comportamiento de un pozo en términos de la tasa de flujo, presión, temperatura y propiedades de los fluidos.

Permite representar el fluido aportado por el yacimiento posterior al ingreso de datos como: tipo de fluido, propiedades PVT, propiedades petrofísicas, presiones medidas en el pozo, detalle de la completación de fondo, tuberías y líneas de flujo, también permite optimizar el comportamiento de la producción realizando análisis de sensibilidades de los escenarios reales y posibles.

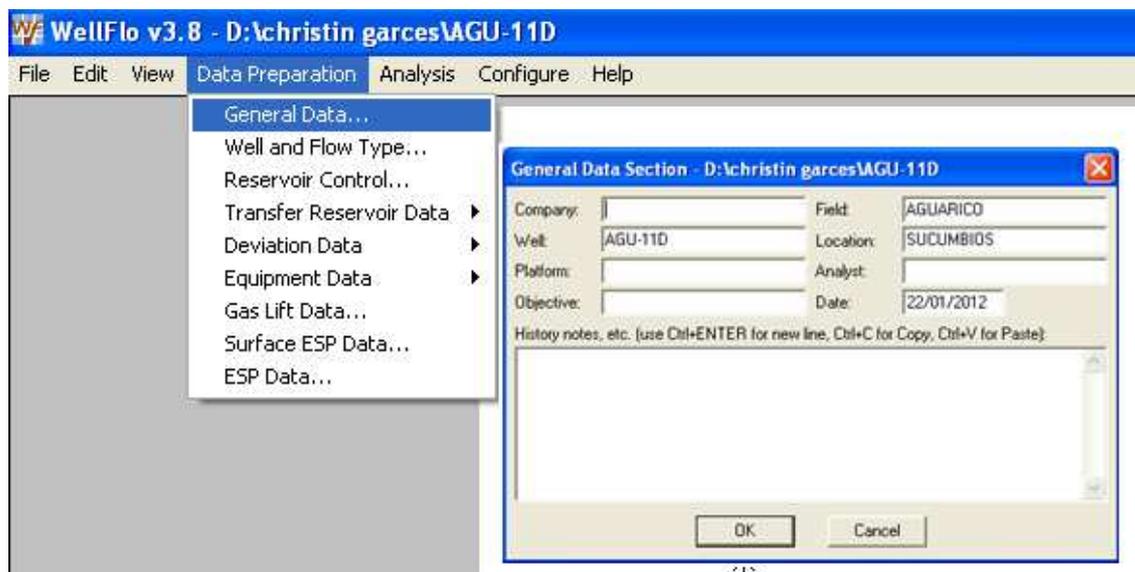
Las correlaciones de flujo multifásico varían en cada pozo de acuerdo a parámetros de producción individual como la cantidad de gas producida, la viscosidad, la temperatura y presión del reservorio.

4.2.2.1 Procedimiento de Ingreso de Datos

Este proceso es muy importante a la hora de simular el rendimiento de un pozo y obtener resultados ajustados a la realidad, a continuación se enuncia los pasos a seguir en el software a través de un ejemplo práctico, el análisis nodal se hará para el pozo AGU-11D.

1. Ingresar los datos generales del pozo: el nombre del pozo, del campo, locación del pozo, nombre de los analistas, fecha del análisis, etc. (Figura 4.15).

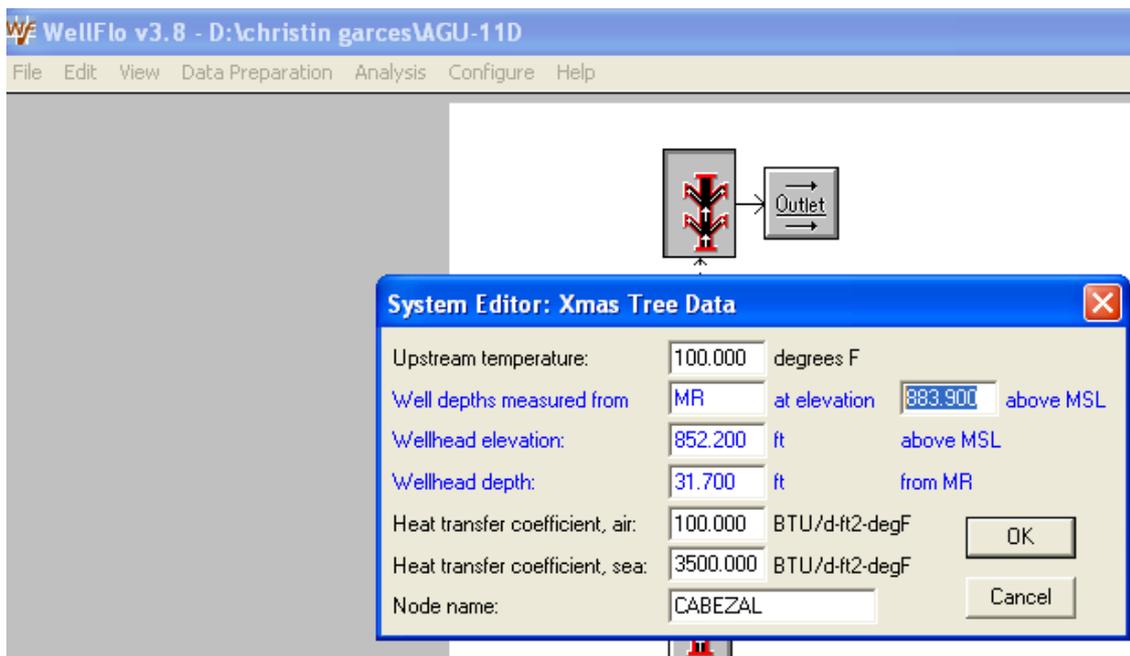
FIGURA 4.15: DATOS GENERALES DEL POZO



Elaborado por: Víctor A. Tatés, Christian D. Garcés.

2. Ingresar la elevación de la mesa rotaria en base a un nivel de referencia: la profundidad de referencia es el nivel del mar, se ingresa el dato de la temperatura en superficie (Figura 4.16).

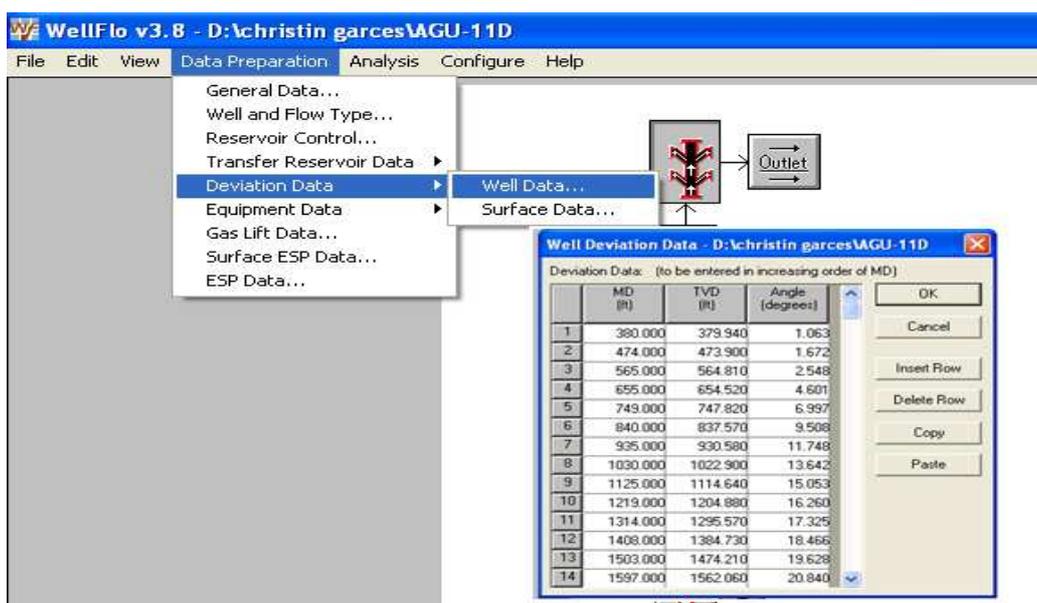
FIGURA 4.16: PROFUNDIDAD DE REFERENCIA



Elaborado por: Víctor A. Tatés, Christian D. Garcés.

- Ingresar la profundidad del pozo y la desviación (survey) en caso de que el pozo sea desviado: se ingresa los valores de Measure Depth (MD) y True Vertical Depth (TVD) o el ángulo de inclinación para obtener un esquema real del pozo en profundidad (Figura 4.17).

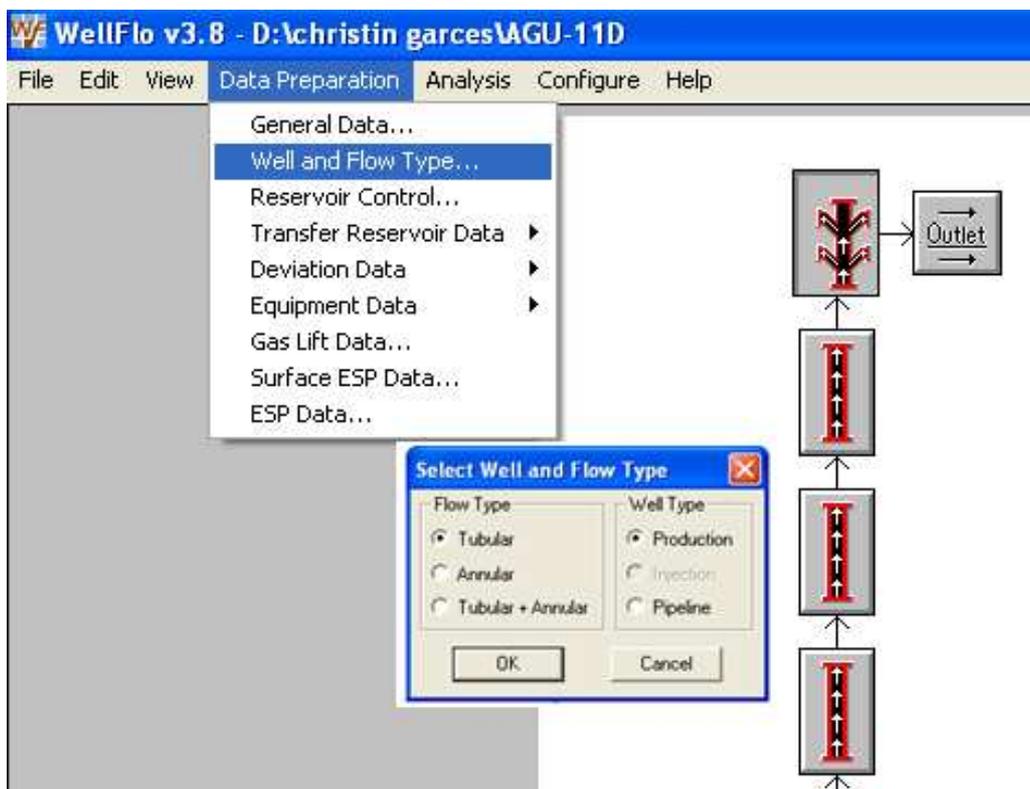
FIGURA 4.17: SURVEY DEL POZO



Elaborado por: Víctor A. Tatés, Christian D. Garcés.

- Ingresar el tipo de pozo y el tipo de flujo: se selecciona el tipo de pozo, ya sea productor, inyector; y el tipo de flujo, ya sea por el anular, por el tubing o por ambos (Figura 4.18).

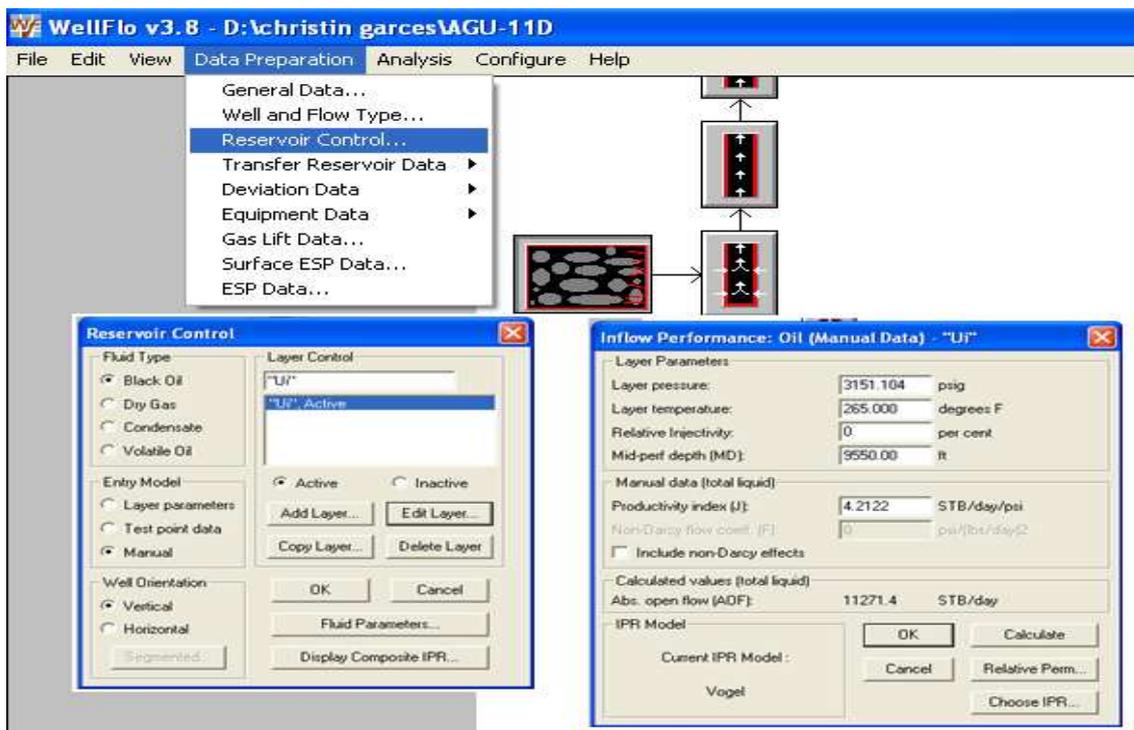
FIGURA 4.18: TIPO DE POZO Y DE FLUJO



Elaborado por: Víctor A. Tatés, Christian D. Garcés.

- Ingresar los datos del reservorio: se escribe el nombre del yacimiento en análisis, en caso de tener varios reservorios se puede activar o desactivar las arenas para simular la producción de las mismas por separado o en conjunto; en EDIT LAYER se digita ciertos parámetros como: la permeabilidad, el daño de formación, el área de drenaje, la presión del reservorio, temperatura de fondo, profundidad media de los disparos, valor del índice de productividad, etc., dependiendo del modelo de capa que se elija; aquí se puede también graficar la curva IPR que se obtendrá en cada reservorio productor del pozo (Figura 4.19).

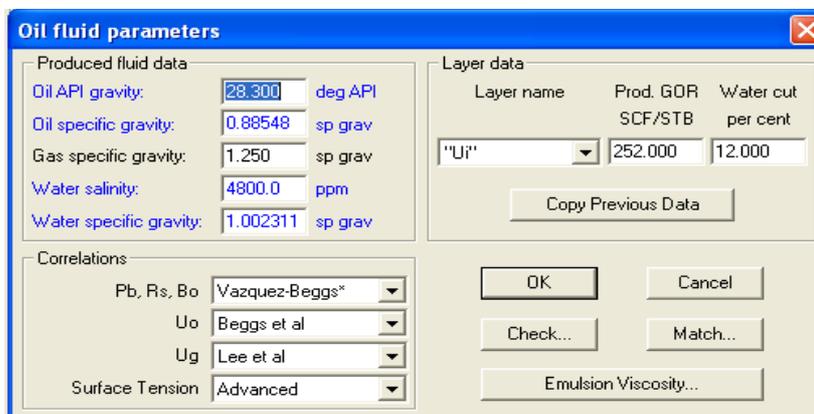
FIGURA 4.19: DATOS DEL RESERVOIRIO



Elaborado por: Víctor A. Tatés, Christian D. Garcés.

- Ingresar los parámetros del fluido: se puede elegir entre 4 tipos de fluido, dependiendo del tipo de pozo estos son: BLACK OIL, DRY GAS, CONDENSATE, VOLATILE OIL; después de elegir la opción que mejor se adapte al pozo en análisis se escoge la opción FLUID PARAMETERS y se ingresa los valores de API, gravedad específica del gas, GOR, salinidad del agua de formación, BSW (Figura 4.20).

FIGURA 4.20: PROPIEDADES DEL FLUIDO



Elaborado por: Víctor A. Tatés, Christian D. Garcés.

7. Ajustar las propiedades de fluido de acuerdo a los datos PVT: en caso de tener los valores PVT obtenidos en laboratorio se procede a realizar un ajuste de las propiedades del fluido para que el análisis arroje datos reales; en caso de no poseer estos valores, se procede a ajustar los valores de viscosidad, factor volumétrico, presión de burbuja, R_s con las correlaciones que posee el software hasta que los valores se ajusten lo más real posible. Las correlaciones que posee el programa WellFlo® son: Vazquez – Beggs, Lasater, Glaso, Standing, Petroski – Farshad y Macary (P_b , R_s , B_o); Beggs et al, Beal + Chew et al, ASTM + Chew et al y ASTM + Beggs et al (u_o); Lee et al y Carr et al (u_g) (Figura 4.21).

FIGURA 4.21: MATCH DE DATOS PVT

The figure shows two screenshots of the WellFlo software interface. The top screenshot is the 'Oil properties check' dialog box, which displays input and calculated PVT properties. The bottom screenshot is the 'Match oil properties' dialog box, which allows for matching observed values with calculated values using various correlations.

Oil properties check

Check properties at:

Pressure: 3151.1 psig Temperature: 265.0 degrees F
 Produced GOR: 233.000 SCF/STB

Bubble point pressure: 995.304 psig Solution GOR: 233.000 SCF/STB

B_o : 1.14564 bbl/STB B_g : 0.00472 ft³/SCF B_w : 1.06240 bbl/STB
 U_o : 1.096 cp U_g : 0.038090 cp U_w : 0.190 cp
 Rho_o : 51.661 lb/ft³ Rho_g : 20.239 lb/ft³ Rho_w : 58.897 lb/ft³
 Σ_o : 10.76 dyne/cm Σ_w : 40.96 dyne/cm

Buttons: OK, Cancel, Calculate

Match oil properties

Match property: Bubble Pt Press. (dropdown)

using correlation: Vazquez-Beggs*
 at produced GOR: 233.000 SCF/STB

Zero values ->

Tuning parameters:
 1.00725
 14.65000

Reset tuning

Tuned P_b or R_s at std. conditions:
 Anchored
 Free

Match: 1.00000

Observed values table:

Pressure	Bub.Pt.				
265.0	995.304				
100.0					
150.0					
200.0					
250.0					
300.0					

Calculated values table:

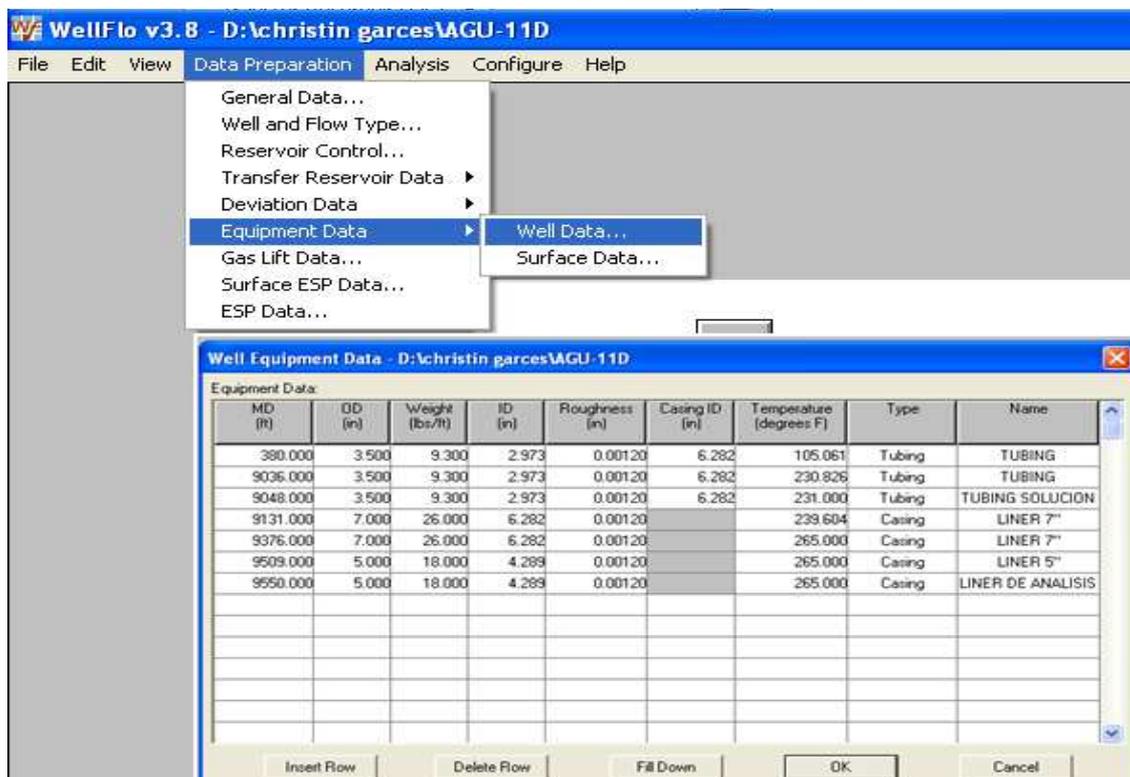
Pressure	Bub.Pt.				
265.0	995.304				
100.0					
150.0					
200.0					
250.0					
300.0					

Buttons: OK, Cancel, Calculate, Best fit, Copy, Plot

Elaborado por: Víctor A. Tatés, Christian D. Garcés.

8. Ingresar la completación mecánica del pozo: se ingresa los datos de la tubería instalada en el pozo tales como: diámetro externo, interno, rugosidad, peso, profundidad, etc (Figura 4.22).

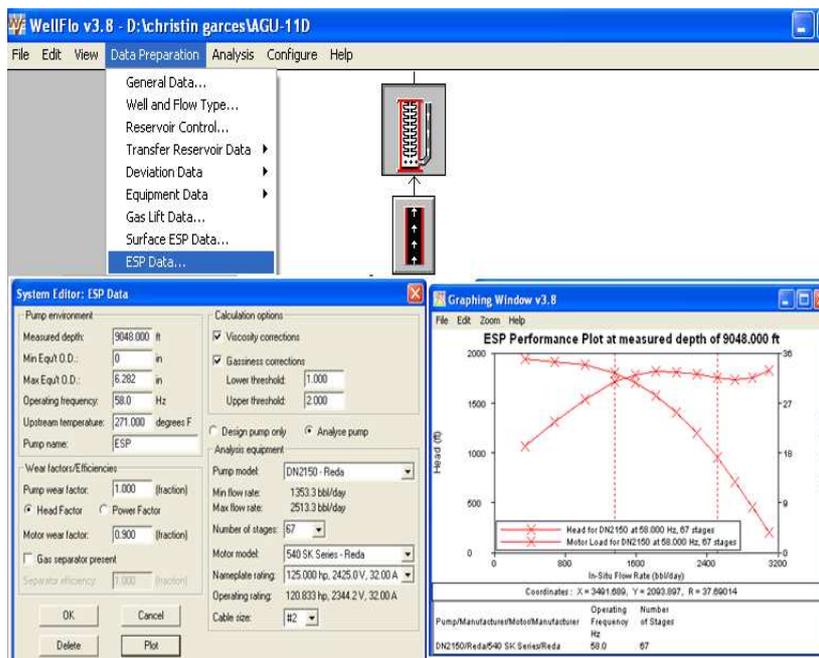
FIGURA 4.22: COMPLETACIÓN MECÁNICA DE FONDO



Elaborado por: Víctor A. Tatés, Christian D. Garcés.

9. Ingresar los datos del tipo de levantamiento artificial (Bombeo Electro Sumergible o Gas Lift): el software nos permite simular el rendimiento de un pozo que está produciendo ya sea por flujo natural o por la acción de un método de levantamiento artificial; en el caso de que el pozo esté trabajando con BES se procede a seleccionar el modelo de la bomba y del motor de la base de datos que posee el software, en caso de que la bomba y el motor no se encuentren en la base de datos, estos puede ser ingresados si se tiene la curva de rendimiento; luego de escoger la bomba se ingresa los parámetros actuales de trabajo como: temperatura del motor, frecuencia de operación, eficiencia de la bomba y del motor, número de etapas, cable de potencia, eficiencia del separador de gas en caso de existir, etc. (Figura 4.23).

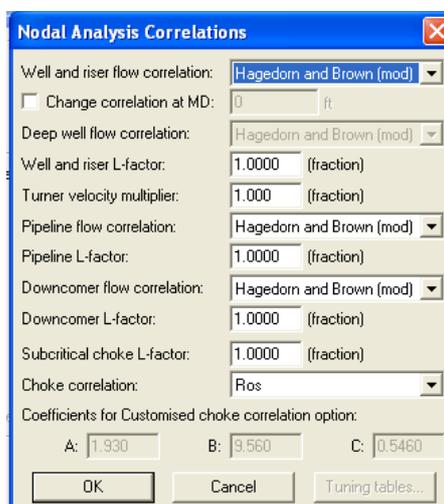
FIGURA 4.23: DATOS DEL TIPO DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL



Elaborado por: Víctor A. Tatés, Christian D. Garcés.

10. Ajustar la correlación de flujo que mejor se aproxime a la realidad: esto se hace con el fin de simular el tipo de flujo que tiene el fluido en el trayecto desde el fondo del pozo hasta superficie, las correlaciones de flujo multifásico que posee el software son: Hagedorn & Brown, Duns & Ros, Beggs & Brill, Orkisewski, Gray, Dukler – Eaton – Flanigan, Fancher & Brown y EPS mechanistic (Figura 4.24).

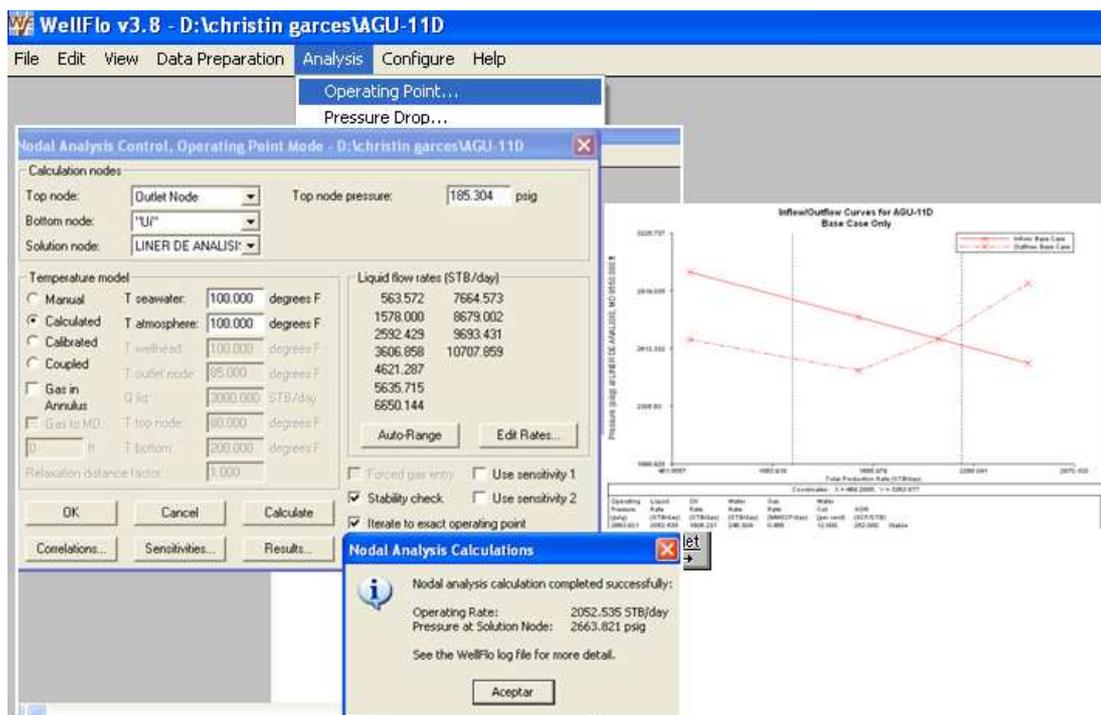
FIGURA 4.24: CORRELACIONES DE FLUJO MULTIFÁSICO



Elaborado por: Víctor A. Tatés, Christian D. Garcés.

11. Simular el rendimiento del pozo mediante el análisis nodal en la cara de la arena: luego de ingresar toda la data necesaria para realizar el análisis nodal se procede a escoger la opción ANALYSIS y OPERATING POINT, aquí se puede elegir el punto del análisis, en nuestro proyecto el análisis será en la cara de la arena por lo que se elige como solución del nodo la tubería de producción justo al frente de los disparos. Se necesita ingresar ciertos valores tales como: presión de cabeza, temperatura de superficie, presencia de gas en el anular en caso de existir; al momento de hacer click en el botón CALCULATE el software nos da el resultado en el que la curva Outflow corta la Inflow, esto es, valores de caudal y de presión, los mismos que deben ser comparados con el valor de producción reportado en superficie y el valor de presión dado por el sensor de fondo (Figura 4.25).

FIGURA 4.25: ANÁLISIS NODAL DEL POZO



Elaborado por: Víctor A. Tatés, Christian D. Garcés.

En este punto es importante mencionar que en este último paso se puede realizar sensibilidades para la mayoría de parámetros del reservorio, del fluido y de la completación de fondo; lo que nos permite realizar una optimización de la producción en caso de ser necesario.

Para la realización de este proyecto se hará la optimización al realizar sensibilidades al valor del IP, esto es, comparar la producción que se tiene actualmente con la que se obtendrá al realizar un trabajo de estimulación; cabe recalcar que los valores de IP fueron encontrados en el análisis de las pruebas de presión, en caso de que la estimulación no sea necesaria, se hará la optimización realizando sensibilidades a los parámetros de la BES instalada en este momento, ya sea aumentando la frecuencia de operación o cambiando de bomba.

4.3 ANÁLISIS DE PRUEBAS DE PRESIÓN Y ANÁLISIS NODAL DE LOS POZOS SELECCIONADOS

En vista de que la mayoría de los pozos seleccionados presentan un mismo modelo pozo-reservorio, al realizar la interpretación de las pruebas de presión se procederá a indicar el procedimiento completo de un solo pozo, ya que el proceso será el mismo para los demás pozos que se ajustan al modelo; en caso de que el modelo de ajuste sea diferente, se realizará también lo explicado anteriormente, al final de cada ejemplo completo de interpretación se tabulará los resultados obtenidos de los pozos que presentan el mismo modelo de ajuste.

Para el análisis nodal, debido a que el procedimiento es el mismo para todos los pozos, se indicará solamente el análisis realizado a un solo pozo, al final se tabulará los resultados para los demás pozos.

El funcionamiento de los programas que se utilizan en este proyecto se lo realizó para el pozo AGU-11D, este será el punto de partida para la realización de los respectivos análisis de los demás pozos.

4.3.1 POZOS QUE SE AJUSTAN A UN MODELO VERTICAL CON PENETRACIÓN TOTAL

Los pozos que se ajustan a este modelo son: AGU-11D, SSF-109D, SSF-133D, SSF-162D, AGU-14D, AGU-15D, AGU-17D.

4.3.1.1 Aguarico 11D (AGU-11D)

4.3.1.1.1 Análisis de la Prueba de Presión

Se inicia la perforación el 27 de noviembre del 2010. El 20 de diciembre del 2011 inicia la completación y pruebas iniciales, las cuales dieron los siguientes resultados para la arena "U" inferior 1637 BPPD (BSW=0.3%), las cuales fueron tomadas con bomba jet. La Figura 4.26 muestra la ubicación del pozo (punto de color azul) en el mapa estructural correspondiente al tope de "U" inferior.

FIGURA 4.26: UBICACIÓN DEL POZO AGU-11D



Fuente: Estudio de Simulación de Reservorio Campo Shushufindi – Aguarico. CoreLab año 2004
Modificado por: Víctor A. Tatés, Christian D. Garcés.

El pozo fue completado el 27 de diciembre del 2011 para producir con bomba electrosumergible; hasta la fecha no se ha realizado ningún trabajo de workover. La prueba de Build Up se tomó durante las pruebas iniciales.

La prueba de presión fue tomada del 19 de enero al 12 de abril del 2011 a la arena "U" inferior, los datos necesarios para realizar el análisis de la prueba se detallan en la Tabla 4.2.

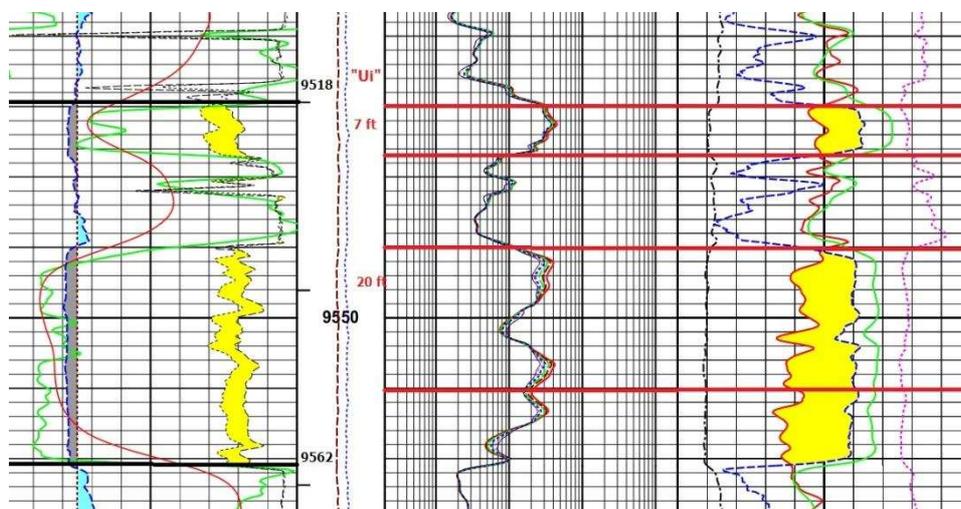
TABLA 4.2: DATOS DEL POZO AGU-11D (ARENA “UI”)

Arena	“U” inferior
Intervalos Analizados (ft)	9520-9527 9540-9560
Espesor Total de la Formación (ft)	38
Espesor Neto de la Formación (ft)	27
Radio del Pozo (ft)	0.29
Porosidad (%)	10
Profundidad de la Electrónica (ft)	8888
Producción de Petróleo (BPPD)	1637
Producción de Agua (BAPD)	5
BSW (%)	0.3
Salinidad (ppm de Cl⁻)	4800
API (°)	29.3
GOR (SCF/BLS)	233
Producción de Gas (MMSCFPD)	0.381421
Presión de Burbuja (psi)	1010
Tiempo de flujo (hrs)	60.26
Tiempo de cierre (hrs)	18.42

Fuente: Departamento de Ingeniería de Petróleos - Área Shushufindi.
Elaborado por: Víctor A. Tatés, Christian D. Garcés.

La Figura 4.27 muestra el registro eléctrico tomado a la arena de interés, se aprecia tope y base de la arena “UI” al igual que el intervalo disparado.

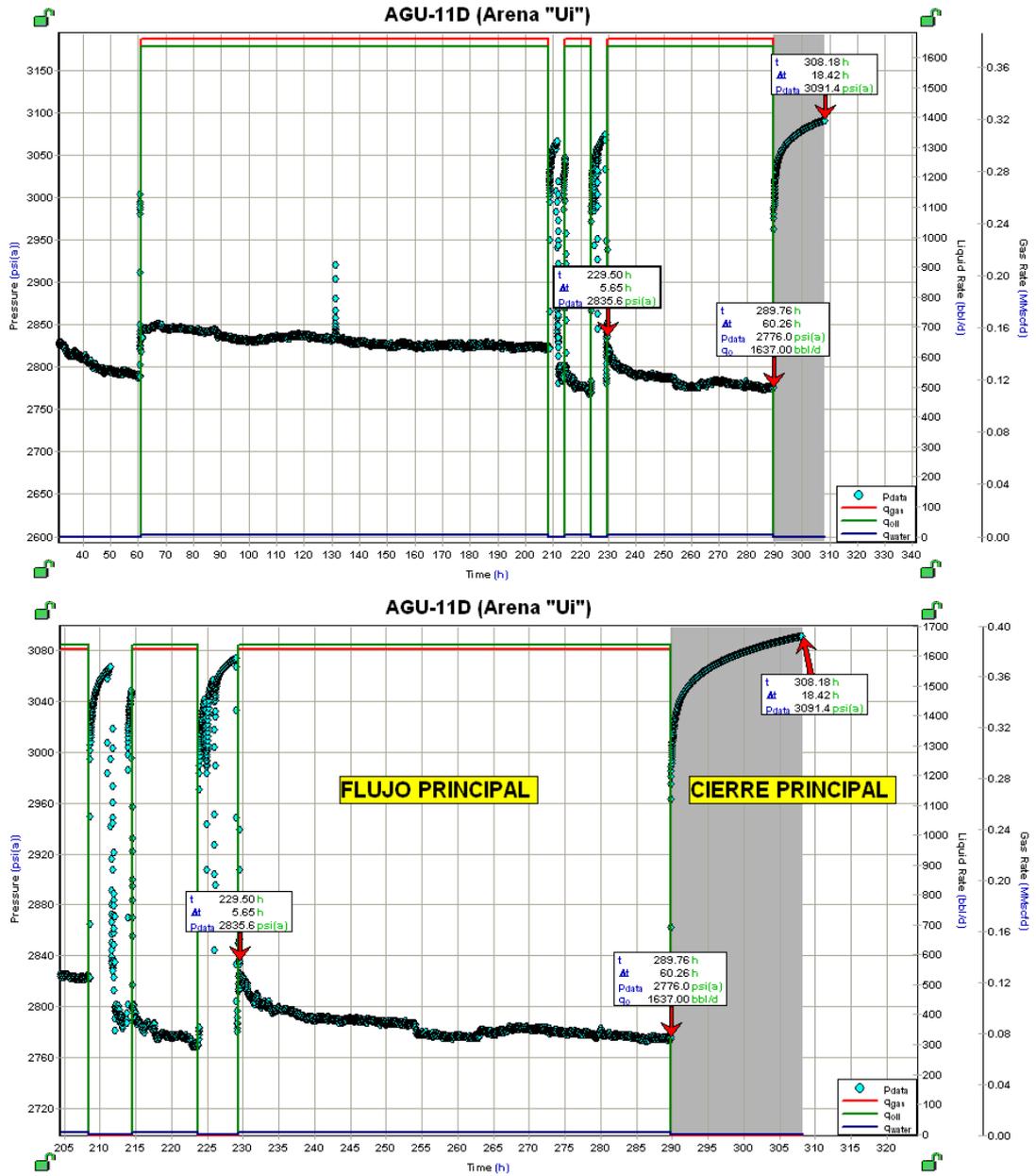
FIGURA 4.27: REGISTRO ELÉCTRICO – AGU-11D (ARENA “UI”)



Fuente: Departamento de Ingeniería de Petróleos - Área Shushufindi.
Modificado por: Víctor A. Tatés, Christian D. Garcés.

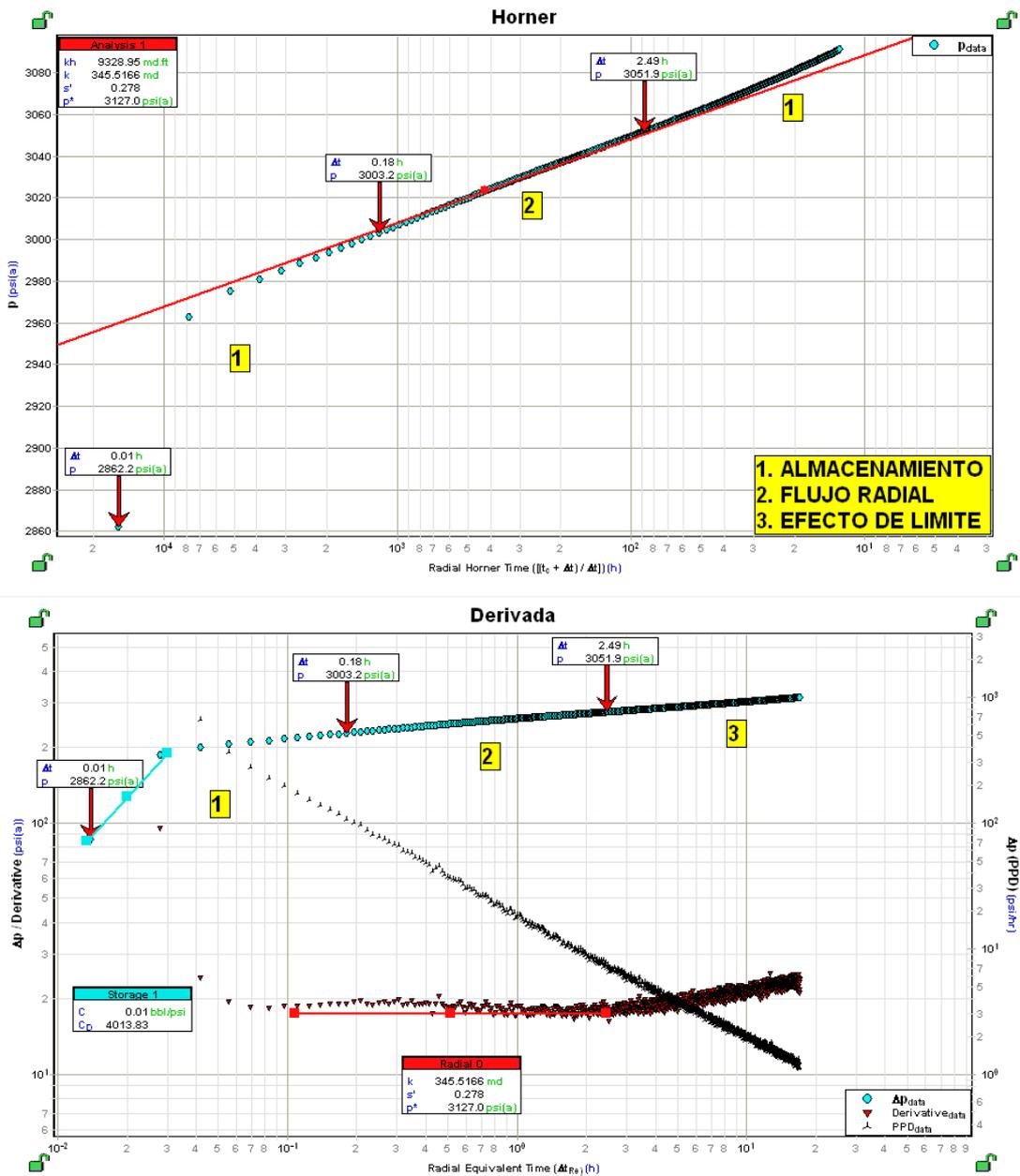
En la Figuras 4.28 y 4.29 se aprecia la data de presiones en función del tiempo registradas por las memorias durante la prueba y las gráficas de Horner y de la Derivada.

FIGURA 4.28: DATA DE PRESIONES AGU-11D (ARENA "UI")



Elaborado por: Víctor A. Tatés, Christian D. Garcés.

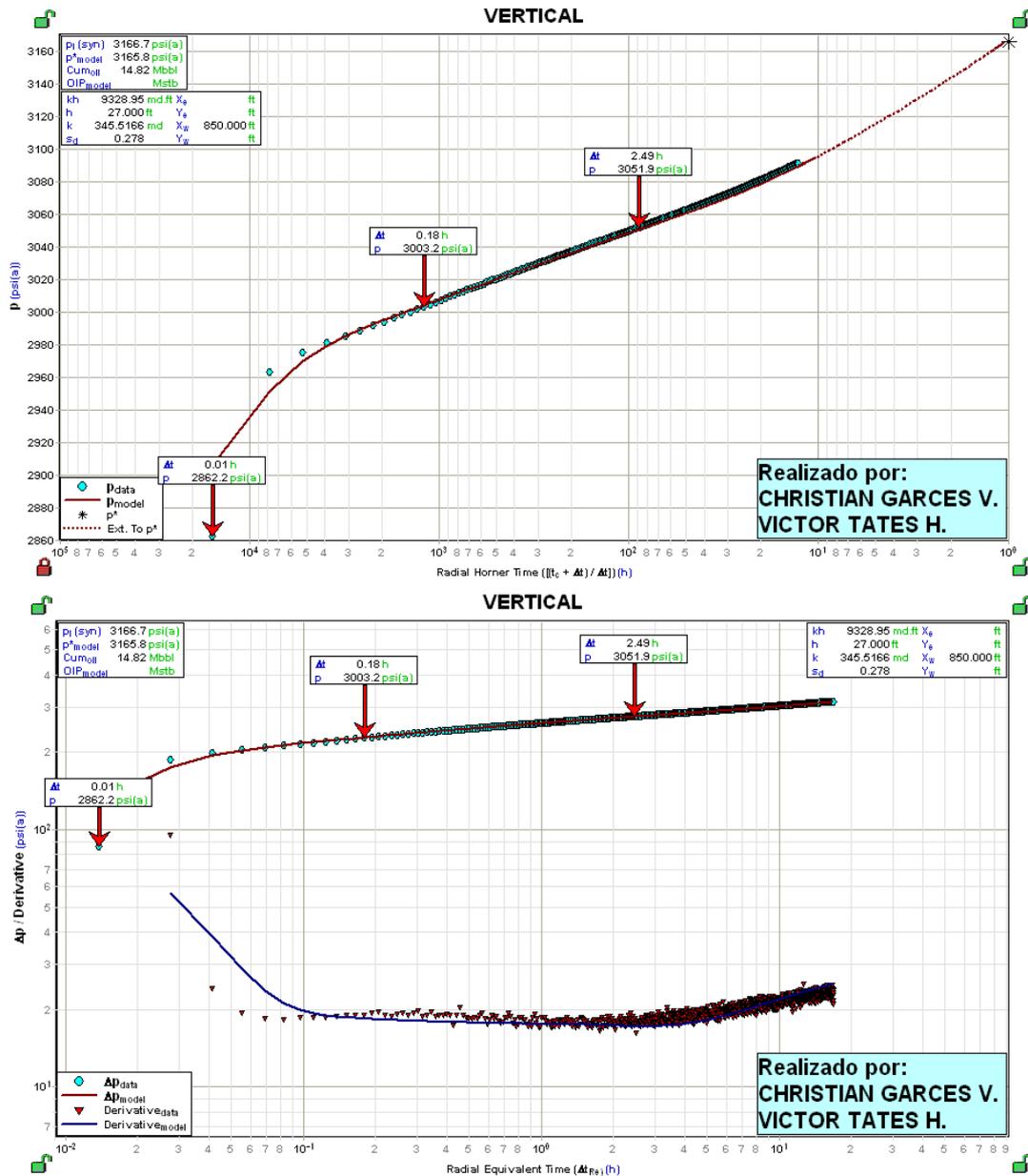
**FIGURA 4.29: GRÁFICA DE HORNER Y DE LA DERIVADA
POZO AGU-11D (ARENA "UI")**



Elaborado por: Víctor A. Tatés, Christian D. Garcés.

El modelo que más se ajusta es el de un pozo **Vertical** con **Penetración Total**, cuyo reservorio presenta un límite de **No flujo**. En la Figura 4.30 se puede ver el ajuste de este modelo a los datos de la prueba.

**FIGURA 4.30: AJUSTE DEL MODELO POZO-RESERVORIO
POZO AGU-11D (ARENA "UI")**



Elaborado por: Víctor A. Tatés, Christian D. Garcés.

Del análisis realizado, se logró encontrar que el pozo AGU-11D presenta un daño de formación $S_D=0.278$ para la arena "Ui", con una caída de presión debido al daño $\Delta P_s= 9.7$ psia calculada con la pendiente de 40.19 psi/ciclo correspondiente al periodo de flujo radial en la gráfica de Horner. La permeabilidad encontrada es de $k=345.5$ md.

La presión de reservorio es $P_r=3165.8$ psia y la presión de fondo fluyente al momento del cierre es $P_{wf}=2775.98$ psia. La Tabla 4.3 muestra los resultados obtenidos.

TABLA 4.3: RESULTADOS DEL ANÁLISIS DE B'UP. POZO AGU-11D (ARENA "UI")

IP_{real}	4.2122 (BFPD/psia)
IP_{teórico}	4.3198 (BFPD/psia)
EF	0.9751

Elaborado por: Víctor A. Tatés, Christian D. Garcés.

4.3.1.1.2 Análisis Nodal

La Tabla 4.4 presenta los datos básicos de la bomba para realizar el análisis nodal, en el Anexo 4.1 se tiene el diagrama del pozo.

TABLA 4.4: DATOS DE LA BES DEL POZO AGU-11D (ARENA "UI")

BOMBA	MOTOR	CABLE ELÉCTRICO	PRODUCCIÓN @ 53 Hz (BFPD)
P23XH6 SSD, 68 etapas, Serie 538	152 HP, 2325 V, 40 AMP, Serie562	Cable # 2	768.5 – 2599.1

Fuente: Departamento de Ingeniería de Petróleos - Área Shushufindi.

Elaborado por: Víctor A. Tatés, Christian D. Garcés.

Para realizar el análisis nodal se tomará los parámetros de la última producción registrada del reservorio presentados en la Tabla 4.5:

TABLA 4.5: PRODUCCIÓN A LA FECHA. POZO AGU-11D (ARENA "UI")

Fecha	Caudal de Fluido (BFPD)	Presión de Cabeza (psi)	Frecuencia (Hz)	Presión de Fondo Fluyente (psi)
17-02-2012	1942 @ BSW=12%	200	58	2503

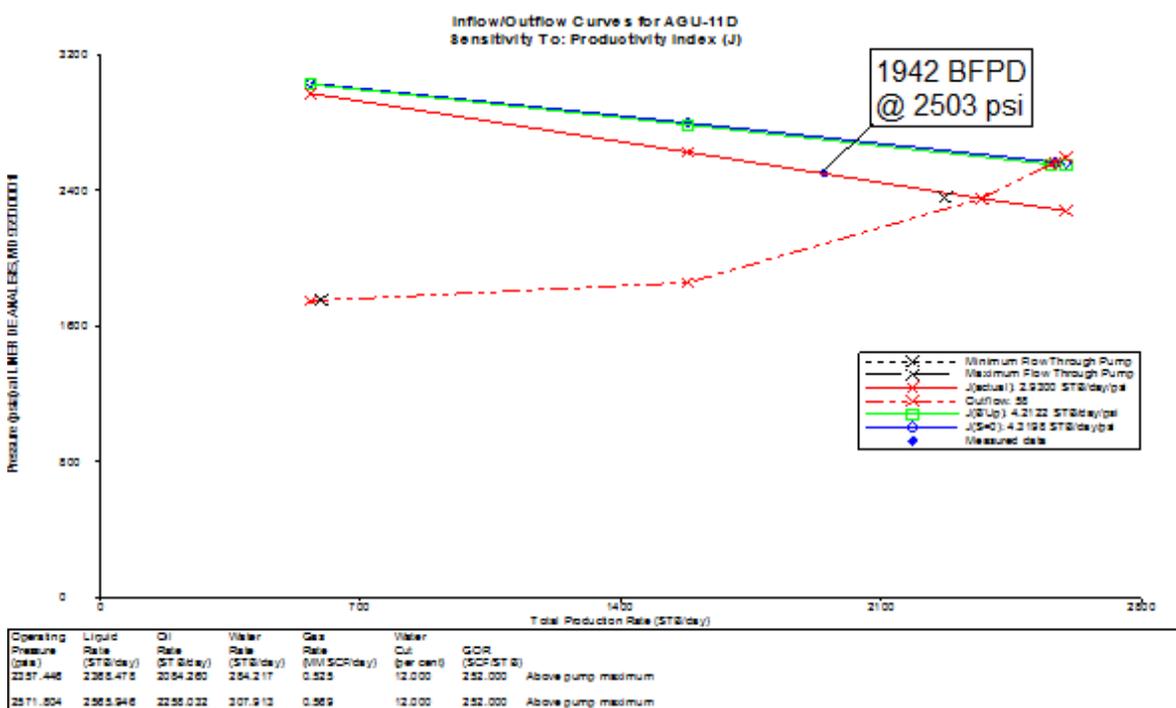
Fuente: Departamento de Ingeniería de Petróleos - Área Shushufindi.

Elaborado por: Víctor A. Tatés, Christian D. Garcés.

Al realizar el análisis nodal (Figura 4.31), la producción actual (punto color azul) no coincide en la curva IPR realizada con el análisis del Build Up (curva inflow color verde) por lo que se realizó sensibilidades con el valor del índice de productividad (curva inflow color rojo) hasta que esta se ajuste con la producción que se tiene a la fecha de corte, esta variación del IP se debe a que han transcurrido cerca de 15 meses desde que se tomó la prueba de presión y en este transcurso de tiempo se ha ido perdiendo producción debido a posible migración de finos que causan daño en la cara de la arena; la curva inflow de color azul representa el valor de IP que se obtendrá si se realiza un trabajo de estimulación al reservorio en que se logre reducir el daño a cero.

Referente a la curva outflow (color rojo), la producción a la fecha de corte (punto color azul) no cae en la curva, es decir, se aprecia que se está produciendo menos de lo que se puede producir, esto se debe a posible problema en la tubería de producción que debido al aumento de BSW pudo haberse corroído y presenta comunicación tubing-casing.

FIGURA 4.31: ANÁLISIS NODAL EN LA CARA DE LA ARENA “UI” (AGU-11D)



Elaborado por: Víctor A. Tatés, Christian D. Garcés.

Los resultados del análisis nodal se muestran en la Tabla 4.6, estos valores se obtienen asumiendo que la bomba trabaja con los parámetros actuales y el corte de agua se mantiene constante:

**TABLA 4.6: RESULTADOS ANÁLISIS NODAL. POZO AGU-11D
(ARENA “UI”)**

Índice de Productividad (BFPD/psia)	Producción de Fluido (BFPD)	Producción de Petróleo (BPPD)	Producción de Agua (BAPD)	Frecuencia de la bomba (Hz)
$IP_{(actual)} = 2.93$	1942	1709	233	58
$IP_{(S=0)} = 4.319$	2565.94	2258.03	307.91	58

Elaborado por: Víctor A. Tatés, Christian D. Garcés.

Según el análisis el índice de productividad actual es $IP=2.93$. Si se elimina el daño y se logra obtener el índice de productividad ideal de 4.319 y el corte de agua permanece constante, se deberá rediseñar la bomba para trabajar con una de mayor capacidad, ya que la que tenemos ahora estaría trabajando en upthrust, al hacer esto, se diseñaría una bomba para producir 2565.94 BFPD con una presión de fondo fluyente de 2571.8 psia. El incremento de la producción será de **549.03 BPPD** en la arena “Ui” del pozo AGU-11D.

4.3.1.2 Shushufindi 109D (SSF-109D)

4.3.1.2.1 Análisis de la Prueba de Presión para la Arena “Ti”

Se inicia la perforación el 29 de enero del 2006 y se termina el 23 de febrero del 2006, la completación del pozo para producir con BES fue el 26 de abril del 2006, las pruebas iniciales dieron los siguientes resultados para la arena “T” inferior: 1284 BFPD (BSW=100%). El pozo queda produciendo de “T” inferior. Hasta la fecha el pozo presenta 7 workovers, estos se hicieron con la finalidad de cambiar la completación por comunicación tubing-casing y para rediseñar la BES; el Build Up fue tomado durante el workover 6.

La prueba de presión fue tomada el 23 de enero del 2010 a la arena “T” inferior, los datos necesarios para realizar el análisis de la prueba se detallan en la Tabla 4.7.

TABLA 4.7: DATOS DEL POZO SSF-109D (ARENA “TI”)

Arena	“T” inferior
Intervalos Analizados (ft)	9229 – 9269
Espesor Total de la Formación (ft)	40
Espesor Neto de la Formación (ft)	40
Radio del Pozo (ft)	0.29
Porosidad (%)	17
Profundidad de la Electrónica (ft)	8888
Producción de Petróleo (BPPD)	110
Producción de Agua (BAPD)	466
BSW (%)	81
API (°)	31
GOR (SCF/BLS)	383
Producción de Gas (MMSCFPD)	0.04213
Presión de Burbuja (psi)	1053
Tiempo de Flujo Estabilizado (hrs)	34.74
Tiempo de Cierre (hrs)	18.75

Fuente: Departamento de Ingeniería de Petróleos - Área Shushufindi.

Elaborado por: Víctor A. Tatés, Christian D. Garcés.

4.3.1.2.2 Análisis Nodal para la Arena “Ti”

El pozo SSF-109D posterior a su completación queda produciendo de la arena “Ti” con BES con una producción aproximada de 1284 BFPD con BSW=100%; en el 2006 se realiza squeeze a “Ti” con el fin de aislar el corte de agua, redisparan la arena y obtienen una producción de 1211 BPPD con un BSW=6%; en el 2007 la producción declina debido a comunicación tubing – casing, se cambia la tubería y se limpia la BES con HCL obteniendo 536 BPPD con BSW=35%; en el 2008 cierran “Ti”, disparan y evalúan con bomba jet a “Ui” produciendo 721 BPPD con un corte de agua de 21% por lo que el pozo queda produciendo de “Ui” con bombeo hidráulico; a principios del 2009 bajan completación dual concéntrica para producir de “Ti” y “Ui” por separado obteniendo 713 BPPD (BSW=54%) y

1462 (BSW=2.6%) respectivamente; en el 2010 evalúan a “Ti” y “Ui” por separado, asientan CIBP para cerrar “Ti” debido al alto corte de agua, rediseñan BES y el pozo queda produciendo de “Ui”; en el 2011 realizan un workover debido a comunicación tubing – casing.

Para realizar el análisis nodal se tomará los parámetros de la última producción registrada del reservorio, en este caso, debido a que la prueba de presión se tomó seis meses después de la última producción reportada, se procederá a realizar el análisis con los datos de producción al momento del Build Up, debido a que el pozo actualmente no se encuentra produciendo de esta arena, el análisis nodal se realizará con la bomba instalada dentro del pozo en este momento.

Para realizar optimización del pozo se propone abrir la producción de la arena “Ti”, sin necesidad de hacer estimulación a la arenisca ni cambiar la BES se logrará recuperar producción de hidrocarburo. La Tabla 4.8 muestra los resultados obtenidos del análisis nodal.

**TABLA 4.8: RESULTADOS ANÁLISIS NODAL. POZO SSF-109D
(ARENA “TI”)**

Índice de Productividad	Bomba @ 60 Hz	Producción de Fluido (BFPD)	Producción de Petróleo (BPPD)	Producción de Agua (BAPD)
$IP_{(B'Up)} = 1.142$	Actual	1158	220	938
$IP_{(S=0)} = 2.308$	Actual	1249	237	1012

Elaborado por: Víctor A. Tatés, Christian D. Garcés.

De los resultados obtenidos se puede concluir que si se pone nuevamente a producir la arena “Ti” con la BES que se encuentra actualmente en el pozo, se logrará producir 220 BPPD si el corte de agua se mantiene constante, es decir, se incrementará la producción de petróleo en **110 BPPD**. Se recomienda rediseñar la BES.

En el Anexo 4.2 se encuentra las gráficas obtenidas en los softwares utilizados, al igual que el registro eléctrico de cada arena, la ubicación y el diagrama de completación del pozo.

4.3.1.3 Shushufindi 133D (SSF-133D)

4.3.1.3.1 Análisis de la Prueba de Presión

Se inicia la perforación el 11 de octubre del 2010 y termina el 04 de noviembre del mismo año. La completación y las pruebas iniciales terminan el 01 de febrero del 2011, las cuales dieron la producción de 499 BPPD con BSW=48%. El pozo fue completado el 01 de febrero del 2011 para producir con BES; hasta la fecha se ha realizado un trabajo de workover.

El B'Up fue tomado el 26 de enero del 2011 a la arena "T" inferior, los datos necesarios para realizar el análisis de la prueba se detallan en la Tabla 4.9.

TABLA 4.9: DATOS DEL POZO SSF-133D (ARENA "TI")

Arena	"T" inferior
Intervalos Analizados (ft)	9849-9869
Espesor Total de la Formación (ft)	58
Espesor Neto de la Formación (ft)	20
Radio del Pozo (ft)	0.29
Porosidad (%)	15
Profundidad de la Electrónica (ft)	9658
Producción de Petróleo (BPPD)	499
Producción de Agua (BAPD)	461
BSW (%)	48
Salinidad (ppm de Cl⁻)	12100
API (°)	26.1
GOR (SCF/BLS)	377
Producción de Gas (MMSCFPD)	0.188123
Presión de Burbuja (psi)	1109
Tiempo de flujo (hrs)	27.11
Tiempo de cierre (hrs)	24.3

Fuente: Departamento de Ingeniería de Petróleos - Área Shushufindi.
Elaborado por: Víctor A. Tatés, Christian D. Garcés.

4.3.1.3.2 Análisis Nodal

En el pozo SSF-133D se ha realizado un trabajo de reacondicionamiento hasta la fecha: el cual se dio en abril del 2011, cuyo objetivo fue cambiar la completación por comunicación tubing-casing. Para realizar el análisis nodal utilizaremos los datos de la completación luego de este workover.

Es importante señalar que, al revisar el comportamiento de la producción en los meses anteriores a la fecha señalada, se nota que después del workover N° 1 la producción se mantiene relativamente constante con la misma presión de fondo fluyente ($Q= 1300$ y $PWF=2200$, valores promedios) hasta noviembre del 2011, desde diciembre del mismo año se nota una caída progresiva de producción, con la misma presión de fondo fluyente. Para enero del 2012 la producción ha caído a 1050 BFPD. Esta pérdida de producción se debe a comunicación tubing-casing.

Para optimizar la producción de este pozo se debe eliminar el daño en la formación para obtener el índice de productividad ideal de 4.677; cambiar la tubería de producción la cual se debe encontrar corroída; y revisar que no haya problema en la bomba. Al hacer esto, la bomba puede trabajar a su máxima eficiencia, pero estará trabajando sobre su punto máximo de operación (upthrust), si bajamos la frecuencia de está bomba hasta su mínimo valor de 54 Hz se podrá producir 1193 BFPD con una presión de fondo fluyente similar a la actual de P_{wf} de 2196.58, pero también se estará trabajando en upthrust, por lo que se recomienda también rediseñar la bomba para trabajar con el nuevo caudal esperado. La Tabla 4.10 muestra los resultados obtenidos del análisis nodal:

**TABLA 4.10: RESULTADOS ANÁLISIS NODAL. POZO SSF-133D
(ARENA "TI")**

Índice de Productividad (BFPD/psia)	Producción de Fluido (BFPD)	Producción de Petróleo (BPPD)	Producción de Agua (BAPD)	Frecuencia de la bomba (Hz)
$IP_{(actual)} = 3.3425$	730	277	453	57
$IP_{(S=0)} = 4.677$	1193.12	453.38	739.73	54

Elaborado por: Víctor A. Tatés, Christian D. Garcés.

De los resultados obtenidos se puede concluir que si se reduce el daño a cero, logrando obtener el IP ideal, se logrará producir **453.38 BPPD** para lo cual es necesario rediseñar la bomba para trabajar con una de mayor capacidad, es decir, se incrementará la producción de petróleo en **176.38 BPPD** en la arena “Ti” del pozo SSF-133D si el corte de agua se mantiene constante.

En el Anexo 4.3 se encuentra las gráficas obtenidas en los softwares utilizados, al igual que el registro eléctrico de cada arena, la ubicación y el diagrama de completación del pozo.

4.3.1.4 Shushufindi 162D (SSF-162D)

4.3.1.4.1 Análisis de la Prueba de Presión para la Arena “Ti”

Se inicia la perforación el 13 de septiembre del 2011 el 04 de enero del 2012 se termina la completación, las pruebas iniciales dieron como resultado para las arenas “T” inferior y “U” inferior: 486 BPPD (BSW=19%) y 230 BPPD (BSW=52%) respectivamente. El pozo fue completado el 04 de enero del 2012 para producir con completación dual de las arenas “Ti” y “Ui”.

La prueba de presión fue tomada el 22 de noviembre del 2011 a la arena “Ti”, los datos necesarios para realizar el análisis de la prueba se detallan en la Tabla 4.11.

TABLA 4.11: DATOS DEL POZO SSF-162D (ARENA “TI”)

Arena	"T" inferior
Intervalos Analizados (ft)	9407-9433
Espesor Total de la Formación (ft)	26
Espesor Neto de la Formación (ft)	26
Radio del Pozo (ft)	0.29
Porosidad (%)	15
Profundidad de la Electrónica (ft)	9210
Producción de Petróleo (BPPD)	486
Producción de Agua (BAPD)	114
BSW (%)	19

TABLA 4.11 (CONTINUACIÓN)

API (°)	33.6
GOR (SCF/BLS)	292
Producción de Gas (MMSCFPD)	0.141912
Presión de Burbuja (psi)	1115
Tiempo de flujo (hrs)	26.63
Tiempo de cierre (hrs)	20.4

Fuente: Departamento de Ingeniería de Petróleos - Área Shushufindi.
Elaborado por: Víctor A. Tatés, Christian D. Garcés.

4.3.1.4.2 Análisis Nodal para la Arena “Ti”

El pozo SSF-162D no presenta trabajos de workover hasta la fecha. Al realizar el análisis nodal El dato de la producción actual coincide con la curva de intake, lo que quiere decir que tanto la bomba como la tubería de producción no tienen problemas durante la producción, sin embargo la bomba está trabajando cerca del límite mínimo recomendado. Además se está produciendo con un índice de productividad de 1.4483, que es menor al encontrado en el Build Up realizado durante las pruebas iniciales, esto quiere decir que el daño en la formación ha aumentado durante los dos meses en los que el pozo ha estado produciendo.

Para optimizar la producción de este pozo se debe eliminar el daño de la formación, obteniendo así el IP ideal de 1.8893; se recomienda subir la frecuencia de la bomba a 58 Hz para trabajar con una presión de fondo fluyente similar a la actual, ya que se encuentra por encima de la presión de burbuja del reservorio. La nueva presión de fondo fluyente sería de 1384.7 psia para producir 1649.16 BFPD. La Tabla 4.12 muestra los resultados obtenidos del análisis nodal.

**TABLA 4.12: RESULTADOS ANÁLISIS NODAL. POZO SSF-162D
(ARENA “TI”)**

Índice de Productividad (BFPD/psia)	Producción de Fluido (BFPD)	Producción de Petróleo (BPPD)	Producción de Agua (BAPD)	Frecuencia de la bomba (Hz)
IP _(actual) = 1.4483	1277	1239	38	54
IP _(S=0) = 1.8893	1649.16	1599.68	49.47	58

Elaborado por: Víctor A. Tatés, Christian D. Garcés.

De los resultados obtenidos se puede concluir que si se reduce el daño a cero, logrando obtener el IP ideal, se logrará producir **1599.68 BPPD** utilizando la misma bomba con una frecuencia de 58 Hz, es decir, se incrementará la producción de petróleo en **360.68 BPPD** en la arena “Ti” del pozo SSF-162D, si el corte de agua permanece constante.

4.3.1.4.3 Análisis de la Prueba de Presión para la Arena “Ui”

La prueba de presión fue tomada del 24 al 27 de noviembre del 2011 a la arena “Ui”, los datos necesarios para realizar el análisis de la prueba se detallan en la Tabla 4.13.

TABLA 4.13: DATOS DEL POZO SSF-162D (ARENA “UI”)

Arena	“U” inferior
Intervalos Analizados (ft)	7752-7782
Espesor Total de la Formación (ft)	83
Espesor Neto de la Formación (ft)	30
Radio del Pozo (ft)	1.03
Porosidad (%)	16
Profundidad de la Electrónica (ft)	7715
Producción de Petróleo (BPPD)	230
Producción de Agua (BAPD)	250
BSW (%)	52
API (°)	21.2
GOR (SCF/BLS)	284
Producción de Gas (MMSCFPD)	0.06532
Presión de Burbuja (psi)	1010
Tiempo de flujo (hrs)	12.97
Tiempo de cierre (hrs)	22.86

Fuente: Departamento de Ingeniería de Petróleos - Área Shushufindi.
Elaborado por: Víctor A. Tatés, Christian D. Garcés.

4.3.1.4.4 Análisis Nodal para la Arena “Ui”

Al realizar el análisis nodal el dato de la producción actual nos da un valor de IP= 0.662, lo cual nos indica que el daño en el reservorio ha aumentado durante los dos primeros meses de producción de esta arena, lo cual hace que la bomba trabaje cerca de su mínimo caudal recomendado. Además, el dato actual está por

encima de la curva intake de la bomba y tubería; como el pozo es relativamente nuevo no debe existir problemas en la tubería, entonces la baja de eficiencia de la bomba se deba a restricciones que no se tomaron en cuenta en el análisis como la Y tool que restringe en cierta medida en flujo en esta completación. Por lo que asumimos que la completación no presenta mayor problema.

La optimización de la producción para este caso consiste en eliminar el daño de la formación para que el pozo trabaje con el IP ideal de 1.4354, incrementar la frecuencia de la bomba a 59 Hz para poder producir 790.98 BFPD, esto se lo puede hacer porque el pozo tiene buena capacidad y la bomba puede manejar dicha producción. La Tabla 4.14 muestra los resultados obtenidos del análisis nodal.

**TABLA 4.14: RESULTADOS ANÁLISIS NODAL. POZO SSF-162D
(ARENA “UI”)**

Índice de Productividad (BFPD/psia)	Producción de Fluido (BFPD)	Producción de Petróleo (BPPD)	Producción de Agua (BAPD)	Frecuencia de la bomba (Hz)
$IP_{(actual)} = 0.662$	410	404	6	50
$IP_{(S=0)} = 1.4354$	790.98	779.12	11.86	59

Elaborado por: Víctor A. Tatés, Christian D. Garcés.

De los resultados obtenidos se puede concluir que si se reduce el daño a cero, logrando obtener el IP ideal, se logrará producir **779.12 BPPD** con una **$P_{wf} = 1875.34$ psi**, utilizando la misma bomba con una frecuencia de 59 Hz, es decir, se incrementará la producción de petróleo en **375.12 BPPD** en la arena “Ui” del pozo SSF-162D, si el corte de agua permanece constante.

En el Anexo 4.4 se encuentra las gráficas obtenidas en los softwares utilizados, al igual que el registro eléctrico de cada arena, la ubicación y el diagrama de completación del pozo.

4.3.1.5 Aguarico 14D (AGU-14D)

4.3.1.5.1 Análisis de la Prueba de Presión

Se inicia la perforación el 13 de agosto del 2011; la completación y pruebas iniciales, tomadas desde el 25 de septiembre del mismo año a la arena “Ti” dio como resultado la producción de 800 BPPD con un BSW= 2%. El pozo fue completado el 17 de febrero del 2012 con bombeo electrosumergible; hasta la fecha no se ha realizado ningún workover. La prueba de Build Up se tomó durante las pruebas iniciales.

El B’Up fue tomado el 26 de noviembre del 2011 a la arena “T” inferior, los datos para realizar el análisis de la prueba se detallan en la Tabla 4.15.

TABLA 4.15: DATOS DEL POZO AGU-14D (ARENA “TI”)

Arena	“T” inferior
Intervalos Analizados (ft)	9393-9415
Espesor Total de la Formación (ft)	65
Espesor Neto de la Formación (ft)	22
Radio del Pozo (ft)	0.29
Porosidad (%)	14.3
Profundidad de la Electrónica (ft)	9261
Producción de Petróleo (BPPD)	846.72
Producción de Agua (BAPD)	17.28
BSW (%)	2
API (°)	31.6
GOR (SCF/BLS)	383
Producción de Gas (MMSCFPD)	0.32429376
Presión de Burbuja (psi)	1053
Tiempo de flujo (hrs)	311.98
Tiempo de cierre (hrs)	19.59

Fuente: Departamento de Ingeniería de Petróleos - Área Shushufindi.

Elaborado por: Víctor A. Tatés, Christian D. Garcés.

4.3.1.5.2 Análisis Nodal

En el pozo AGU-14D no se ha realizado trabajos de reacondicionamiento. El punto de operación actual se encuentra sobre la curva intake, por lo que se

concluye que tanto la bomba como la tubería de producción se encuentran trabajando sin problemas, esto es correcto ya que el pozo es nuevo.

La optimización consiste en eliminar el daño causado para incrementar el valor del IP de 1.183 (actual) a 1.7847 (ideal), si se logra obtener el IP ideal ($S=0$) es necesario aumentar la frecuencia de la bomba que se está utilizando actualmente a 58.8 Hz, pero al hacer esto, la bomba estaría trabajando sobre el máximo flujo recomendado, por lo que es necesario rediseñar la bomba para la nueva producción. La Tabla 4.16 muestra los resultados obtenidos del análisis nodal:

**TABLA 4.16: RESULTADOS ANÁLISIS NODAL. POZO AGU-14D
(ARENA "TI")**

Índice de Productividad (BFPD/psia)	Producción de Fluido (BFPD)	Producción de Petróleo (BPPD)	Producción de Agua (BAPD)	Frecuencia de la bomba (Hz)
$IP_{(actual)} = 1.183$	1341.6	1314.77	26.832	50
$IP_{(S=0)} = 1.7847$	2020.54	1980.13	40.411	58.8

Elaborado por: Víctor A. Tatés, Christian D. Garcés.

De los resultados obtenidos se puede concluir que si se reduce el daño a cero, logrando obtener el IP ideal, se logrará producir **1980.13 BPPD** si el corte de agua se mantiene constante, para lo cual es necesario rediseñar la bomba, es decir, se incrementará la producción de petróleo en **665.36 BPPD** en la arena "Ti" del pozo AGU-14D.

En el Anexo 4.5 se encuentra las gráficas obtenidas en los softwares utilizados, al igual que el registro eléctrico de cada arena, la ubicación; el diagrama de completación del pozo no se tiene ya que al momento de la recopilación de datos este no era parte del reporte que se envía a la ARCH.

4.3.1.6 Aguarico 15D (AGU-15D)

4.3.1.6.1 Análisis de la Prueba de Presión para la Arena “Ui”

Se inicia la perforación el 14 de mayo del 2011 y queda completado el 31 de enero del 2012 con sistema electrosumergible, cuyas pruebas iniciales a las arenas “U” inferior y “U” superior dieron los siguientes resultados: 138 BPPD (BSW=4%) y 496 BPPD (BSW=6%) respectivamente. El pozo fue completado el 31 enero del 2012 para producir con bombeo electrosumergible. Las pruebas de Build Up a las arenas “U” inferior y “U” superior se tomaron durante las pruebas iniciales.

La prueba de presión fue tomada desde el 12 de junio al 29 de agosto del 2011 a la arena “Ui”, los datos necesarios para realizar el análisis de la prueba se detallan en la Tabla 4.17.

TABLA 4.17: DATOS DEL POZO AGU-15D (ARENA “UI”)

Arena	“U” inferior
Intervalos Analizados (ft)	9650-9685
Espesor Total de la Formación (ft)	70
Espesor Neto de la Formación (ft)	35
Radio del Pozo (ft)	0.29
Porosidad (%)	16
Profundidad de la Electrónica (ft)	9407
Producción de Petróleo (BPPD)	139.4
Producción de Agua (BAPD)	28.5
BSW (%)	17
Salinidad (ppm de Cl⁻)	6060
API (°)	26.6
GOR (SCF/BLS)	233
Producción de Gas (MMSCFPD)	0.0324802
Presión de Burbuja (psi)	1010
Tiempo de flujo (hrs)	51.74
Tiempo de cierre (hrs)	29.55

Fuente: Departamento de Ingeniería de Petróleos - Área Shushufindi.
Elaborado por: Víctor A. Tatés, Christian D. Garcés.

4.3.1.6.2 Análisis Nodal para la Arena “Ui”

Dado el valor de S es negativo y debido a los valores obtenidos, se concluye que este pozo se encuentra estimulado en el reservorio “Ui”. No se realiza análisis nodal ya que al momento esta arena está cerrada.

4.3.1.6.3 Análisis de la Prueba de Presión para la Arena “Us”

La prueba de presión fue tomada desde el 03 de diciembre del 2011 hasta el 02 de enero del 2012 a la arena “Us”, los datos necesarios para realizar el análisis de la prueba se detallan en la Tabla 4.18.

TABLA 4.18: DATOS DEL POZO AGU-15D (ARENA “US”)

Arena	“U” superior
Intervalos Analizados (ft)	9578-9585
Espesor Total de la Formación (ft)	7
Espesor Neto de la Formación (ft)	7
Radio del Pozo (ft)	0.29
Porosidad (%)	17
Profundidad de la Electrónica (ft)	9407
Producción de Petróleo (BPPD)	471.36
Producción de Agua (BAPD)	8.64
BSW (%)	1.8
API (°)	30.6
GOR (SCF/BLS)	233
Producción de Gas (MMSCFPD)	0.10982688
Presión de Burbuja (psi)	1010
Tiempo de flujo (hrs)	99.66
Tiempo de cierre (hrs)	20.45

Fuente: Departamento de Ingeniería de Petróleos - Área Shushufindi.

Elaborado por: Víctor A. Tatés, Christian D. Garcés.

4.3.1.6.4 Análisis Nodal para la Arena “Us”

Al realizar el análisis nodal, el punto de operación cae sobre la línea IPR calculada en la prueba de presión, esto quiere decir que durante los casi dos meses, luego de la toma del B'Up, el daño en la formación no ha aumentado significativamente, además el punto de operación también se ajusta a la curva del intake de la bomba, lo que quiere decir que la tubería de producción no presenta

restricciones y que la bomba se encuentra trabajando correctamente dentro de su rango óptimo. La Tabla 4.19 muestra los resultados obtenidos del análisis nodal:

**TABLA 4.19: RESULTADOS ANÁLISIS NODAL. POZO AGU-15D
(ARENA “US”)**

Índice de Productividad (BFPD/psia)	Producción de Fluido (BFPD)	Producción de Petróleo (BPPD)	Producción de Agua (BAPD)	Frecuencia de la bomba (Hz)
$IP_{(actual)} = 0.3046$	459.43	436.45	22.97	48
$IP_{(S=0)} = 0.3062$	460.75	437.71	23.04	48

Elaborado por: Víctor A. Tatés, Christian D. Garcés.

De los resultados obtenidos se puede concluir que si se reduce el daño a cero, logrando obtener el IP ideal, se logrará producir **437.71 BPPD** si el corte de agua se mantiene constante y utilizando la misma bomba a las mismas condiciones actuales, es decir, se incrementará la producción de petróleo en **1.26 BPPD** en la arena “Us” del pozo AGU-15D.

Este aumento de producción no es significativo y no se justifica realizar un trabajo de estimulación para obtener el IP ideal, por lo que se recomienda abrir “Ui” y realizar una completación dual para producir de ambas arenas.

En el Anexo 4.6 se encuentra las gráficas obtenidas en los softwares utilizados, al igual que el registro eléctrico de cada arena, la ubicación y el diagrama de completación del pozo.

4.3.1.7 Aguarico 17D (AGU-17D)

4.3.1.7.1 Análisis de la Prueba de Presión

Se inicia la perforación el 02 de julio del 2011 y el 10 de septiembre del 2011 termina la completación y las pruebas iniciales a las arenas “H” superior, “T” inferior y “T” superior con los siguientes resultados: 1296 BFPD (BSW=100%) 960 BFPD (BSW=100%) y 378 BPPD (BSW=25%) respectivamente. El pozo fue completado el 10 de septiembre del 2011 para producir con bomba eléctrica y

hasta la fecha no se ha realizado ningún trabajo de workover. La prueba de Build Up se tomó durante las pruebas iniciales.

La prueba de presión fue tomada desde el 25 al 29 de agosto del 2011 a la arena "T" superior, los datos necesarios para realizar el análisis de la prueba se detallan en la Tabla 4.20.

TABLA 4.20: DATOS DEL POZO AGU-17D (ARENA "TS")

Arena	"T" superior
Intervalos Analizados (ft)	9558-9572 9576-9588
Espesor Total de la Formación (ft)	38
Espesor Neto de la Formación (ft)	26
Radio del Pozo (ft)	0.29
Porosidad (%)	14
Profundidad de la Electrónica (ft)	9386
Producción de Petróleo (BPPD)	378
Producción de Agua (BAPD)	126
BSW (%)	25
Salinidad (ppm de Cl⁻)	2700
API (°)	30
GOR (SCF/BLS)	393
Producción de Gas (MMSCFPD)	0.148554
Presión de Burbuja (psi)	1053
Tiempo de flujo (hrs)	14.26
Tiempo de cierre (hrs)	19.55

Fuente: Departamento de Ingeniería de Petróleos - Área Shushufindi.

Elaborado por: Víctor A. Tatés, Christian D. Garcés.

4.3.1.7.2 Análisis Nodal

En el pozo AGU-14D no se ha realizado trabajos de reacondicionamiento. Es importante destacar que al revisar el historial de producción, luego de terminada la completación inicial, el BSW se incrementa enormemente ya que pasa de 25% durante las pruebas de Build Up a 84% desde la producción del 10 de septiembre del 2011, valor que se mantiene constante hasta la fecha. Esto debe influir en el índice de productividad del reservorio, ya que la movilidad para el agua es mayor.

El punto de operación actual evidencia que el pozo está produciendo con un IP de 0.4197 y que existe un pequeño problema en la completación, ya que este punto cae sobre la curva del intake. Se puede además observar que en este momento se está produciendo cerca del límite máximo óptimo de operación de la bomba; teniendo mucho sentido este comportamiento ya que la bomba fue diseñada para trabajar con un BSW de 25% y actualmente se está produciendo con 84%, además de que el caudal esperado es mucho mayor.

Si se elimina el daño de esta formación se puede obtener el IP ideal de 0.5236 y se debe subir la frecuencia de la bomba a 56 Hz para trabajar con una presión de fondo fluyente similar a la actual, dicha presión será de 1552.85 y se producirá 988.85 BFPD. Si se trabaja a estas condiciones, la bomba que se está utilizando actualmente estará trabajando en upthrust, aún si se continúa trabajando a 50 Hz, por lo que es necesario rediseñar la bomba para trabajar con las nuevas condiciones. La Tabla 4.21 muestra los resultados obtenidos del análisis nodal.

**TABLA 4.21: RESULTADOS ANÁLISIS NODAL. POZO AGU-17D
(ARENA "TS")**

Índice de Productividad (BFPD/psia)	Producción de Fluido (BFPD)	Producción de Petróleo (BPPD)	Producción de Agua (BAPD)	Frecuencia de la bomba (Hz)
IP _(actual) = 0.4197	778	124	654	50
IP _(S=0) = 0.5236	988.85	158.21	830.63	56

Elaborado por: Víctor A. Tatés, Christian D. Garcés.

De los resultados obtenidos se puede concluir que si se reduce el daño a cero, logrando obtener el IP ideal, se logrará producir **158.21 BPPD** si el corte de agua se mantiene constante, para lo cual es necesario rediseñar la bomba para estas condiciones. El incremento de producción de petróleo será de **34.21 BPPD** en la arena "Ts" del pozo AGU-17D.

Se debe tener en cuenta que el BSW es muy alto y si se realiza un trabajo de estimulación se puede tener como consecuencia que este valor se incremente aún más. Además, luego de realizados los cálculos de la nueva producción vemos

que el aumento de producción de petróleo no es significativo y no se justifica realizar un trabajo para obtener el IP ideal, por lo que se recomienda producir este pozo con las condiciones actuales.

En el Anexo 4.7 se encuentra las gráficas obtenidas en los softwares utilizados, al igual que el registro eléctrico de cada arena, la ubicación y el diagrama de completación del pozo.

La Tabla 4.22 muestra los resultados obtenidos al interpretar la prueba de presión de los pozos cuyo modelo pozo-reservorio se ajusta al VERTICAL con PENETRACIÓN TOTAL y los resultados obtenidos del análisis nodal realizado a los mismos.

4.3.2 POZOS QUE SE AJUSTAN A UN MODELO VERTICAL CON PENETRACIÓN PARCIAL

Los pozos que se ajustan a este modelo son: SSF-02, SSF-03, SSF-10BD, SSF-14, SSF-24, SSF-66, SSF-90, SSF-109D, SSF-111D, SSF-118D, SSF-129D, AGU-09, AGU-10.

4.3.2.1 Shushufindi 02 (SSF-02)

4.3.2.1.1 Análisis de la Prueba de Presión

Se inicia la perforación desde el 16 de octubre de 1969 hasta el 7 de noviembre de 1969; las pruebas iniciales a las arenas "T", "U" inferior y "U" superior dieron los siguientes resultados a flujo natural: 423 BPPD (BSW=0.3%), 570 BPPD (BSW=0.2%) y 528 BPPD (BSW=0.2%) respectivamente. La Figura 4.32 muestra la ubicación del pozo (punto de color azul) en el mapa estructural correspondiente al tope de "U" inferior.

TABLA 4.22: RESULTADOS DEL ANÁLISIS DE LA PRUEBA DE PRESIÓN Y DEL ANÁLISIS NODAL DE LOS POZOS QUE SE AJUSTAN A UN MODELO VERTICAL CON PENETRACIÓN TOTAL

POZO	ARENA	FECHA DEL B'UP	RESULTADOS DE LA INTERPRETACIÓN DEL B'UP										OBSERVACIONES
			P _{wf} (psi)	P _r (psi)	P _s (psi)	k (md)	S	I _{PsUp} (BFPD/psi)	I _{Pceno} (BFPD/psi)	EF	Límite del Modelo		
AGU-11D	"U"	19-ene-11	2775.98	3165.8	1010	345.5168	0.278	4.2122	4.3138	0.9751	Un Límite de No Flujo	Presenta efecto de Doble Porosidad que se aprecia en la Derivada	
SSF-109D	"T"	23-ene-10	1910.5	2419.9	1053	33.8464	22.231	1.142	2.308	0.4946	Límites de No Flujo en forma de U	Presenta efecto de Doble Porosidad que se aprecia en la Derivada, el pozo se encuentra estimulado	
SSF-133D	"T"	26-ene-11	2295.2	2450.7	1109	190.247	-1.888	6.1736	4.6777	1.3196	Límites de No Flujo en forma Rectangular	Se presenta una factura lineal	
SSF-162D	"T"	22-nov-11	1541.8	2257.6	1151	562.3822	-0.241	1.9059	1.8833	1.0038	Infinito	El pozo se encuentra estimulado	
AGU-14D	"T"	27-nov-11	1584.1	2426.4	1010	33.853	1.065	1.1272	1.4354	0.7833	Un Límite de No Flujo	Pemabilidad muy baja, posible falla de las memorias	
AGU-14D	"T"	26-nov-11	2248.32	2732.2	1053	114.8534	-0.164	1.8154	1.7647	1.0194	Presión Constante	El pozo se encuentra estimulado	
AGU-15D	"U"	29-ago-11	1623.2	3205.9	1010	3.7782	-0.795	0.1061	0.0538	1.1291	Dos Límites de No Flujo	Pemabilidad muy baja, posible falla de las memorias	
AGU-15D	"Us"	03-dic-11	982.5	2558.1	1010	80.562	0.062	0.3046	0.3082	0.9946	Un Límite de No Flujo	El pozo produce bajo el punto de burbuja	
AGU-17D	"Ts"	29-ago-11	1635.5	3441.4	1053	23.3854	6.925	0.279	0.5236	0.533	Infinito	-----	

POZO	ARENA	FECHA DE LA ÚLTIMA PRODUCCIÓN	DATOS DEL POZO A LA FECHA DE CIERRE										RESULTADOS DEL ANÁLISIS NODAL		
			Bomba	Rango de Producción (BFPD)	P _{wf} (psi)	P _{sc} (psi)	Frecuencia de Trabajo (Hz)	Producción a la Fecha (BFPD)	I _{Pactual} (BFPD/psi)	Propuesta de Optimización	Producción posterior a Optimización (BFPD)				
AGU-11D	"U"	17-feb-12	P23XH6, 68 etapas	768.5-3699.1 @ 53Hz	2503	200	58	1942 @ BSW=12%	2.93	Eliminar el Daño y Cambiar de Bomba	2565.94 @ BSW=12%				
SSF-109D	"T"	23-ene-10	DN1100, 309 etapas	600-1350 @ 60Hz	1910.5	-----	-----	576 @ BSW=81%	1.142	Implementar Completación Dual	1158 @ BSW=81%				
SSF-133D	"T"	12-feb-12	TD1250, 161 etapas	530-1192.5 @ 60Hz	2232.3	105	57	730 @ BSW=62%	3.3425	Eliminar el Daño y Cambiar de Bomba	1193.12 @ BSW=81%				
SSF-162D	"T"	18-feb-12	G12100, 110 etapas	1485-2430 @ 54Hz	1375.8	110	54	1277 @ BSW=3%	1.4483	Eliminar el Daño y Subir Frecuencia a la Bomba	1049.10 @ BSW=3%				
AGU-14D	"U"	18-feb-12	DC1100, 328 etapas	600-1300 @ 60Hz	1806.86	150	50	410 @ BSW=1.5%	0.662	Eliminar el Daño y Subir Frecuencia a la Bomba	790.98 @ BSW=1.5%				
AGU-14D	"T"	18-feb-12	TE1500, 98 etapas	666.7-1875 @ 50Hz	1589.12	135	50	1341.6 @ BSW=2%	1.183	Eliminar el Daño y Cambiar de Bomba	2020.54 @ BSW=2%				
AGU-15D	"U"	No se realizó Análisis Nodal a esta arena ya que al momento se encuentra cerrada										Abbr "U" e implementar Completación Dual para producir conjuntamente con "Us"	167.9 @ BSW=17%		
AGU-15D	"Us"	17-feb-12	TD650, 176 etapas	369.14-856.25 @ 49Hz	1050	65	48	459 @ BSW=5%	0.3046	Debido al alto corte de agua se recomienda seguir con la producción actual	459 @ BSW=5%				
AGU-17D	"Ts"	27-ene-12	D725N 342 etapas	568.3-850 @ 50Hz	1580.75	75	50	778 @ BSW=84%	0.4197		988.85 @ BSW=84%				

Elaborado por: Victor A. Tatés, Christian D. Garcés.

FIGURA 4.32: UBICACIÓN DEL POZO SSF-02

Fuente: Estudio de Simulación de Reservorio Campo Shushufindi – Aguarico. CoreLab año 2004
Modificado por: Víctor A. Tatés, Christian D. Garcés.

El pozo fue completado el 14 de mayo de 1973 para producir con Gas Lift; hasta la fecha se ha realizado un total de 20 workovers, la mayoría de estos con el fin de detener la producción de agua y para cambiar la tubería de producción por existir comunicación tubing-casing. La prueba de Build Up se tomó durante el workover 19. Actualmente el pozo está produciendo con BES. La prueba de presión fue tomada el 4 de mayo del 2010 a la arena “U”, los datos necesarios para realizar el análisis de la prueba se en la Tabla 4.23.

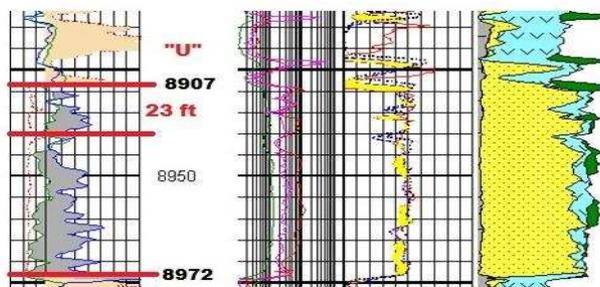
TABLA 4.23: DATOS DEL POZO SSF-02 (ARENA “U”)

Arena	“U”
Intervalos Analizados (ft)	8907 – 8930
Espesor Total de la Formación (ft)	65
Espesor Neto de la Formación (ft)	23
Radio del Pozo (ft)	0.36
Porosidad (%)	18
Profundidad de la Electrónica (ft)	8751
Producción de Petróleo (BPPD)	102
Producción de Agua (BAPD)	306
BSW (%)	75
API (°)	26
GOR (SCF/BLS)	233
Producción de Gas (MMSCFPD)	0.023766
Presión de Burbuja (psi)	1010
Tiempo de Flujo Estabilizado (hrs)	53.79
Tiempo de Cierre (hrs)	20.94

Fuente: Departamento de Ingeniería de Petróleos - Área Shushufindi.
Elaborado por: Víctor A. Tatés, Christian D. Garcés.

La Figura 4.33 muestra el registro eléctrico tomado a la arena de interés, se aprecia tope y base de la arena "U" al igual que el intervalo disparado.

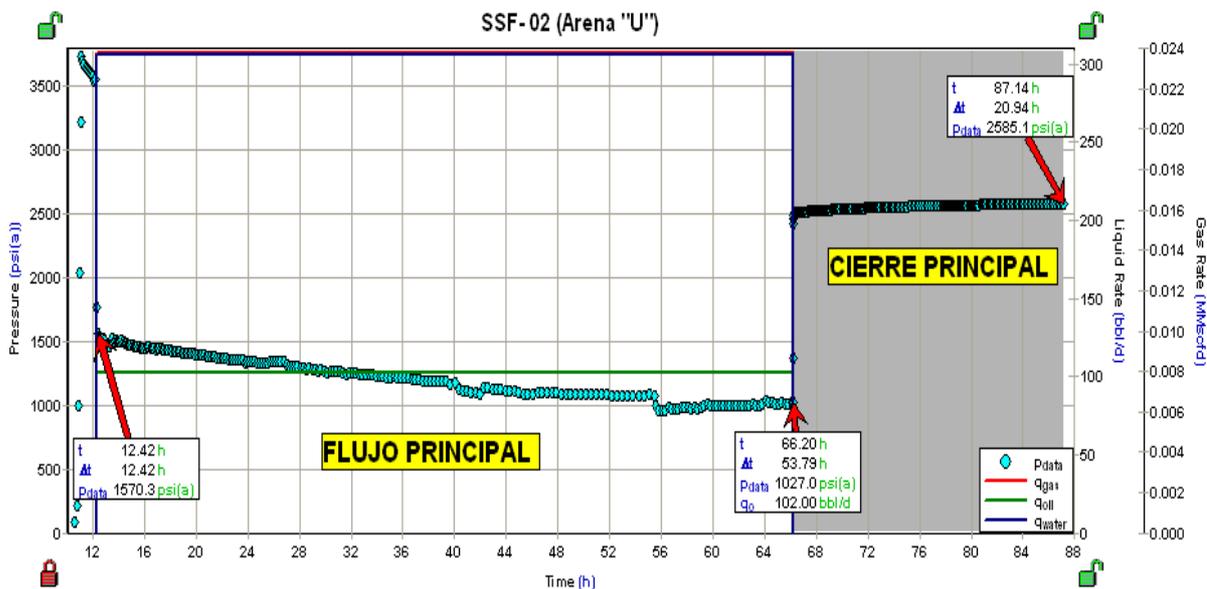
FIGURA 4.33: REGISTRO ELÉCTRICO - SSF-02 (ARENA "U")



Fuente: Departamento de Ingeniería de Petróleos - Área Shushufindi.
Modificado por: Víctor A. Tatés, Christian D. Garcés.

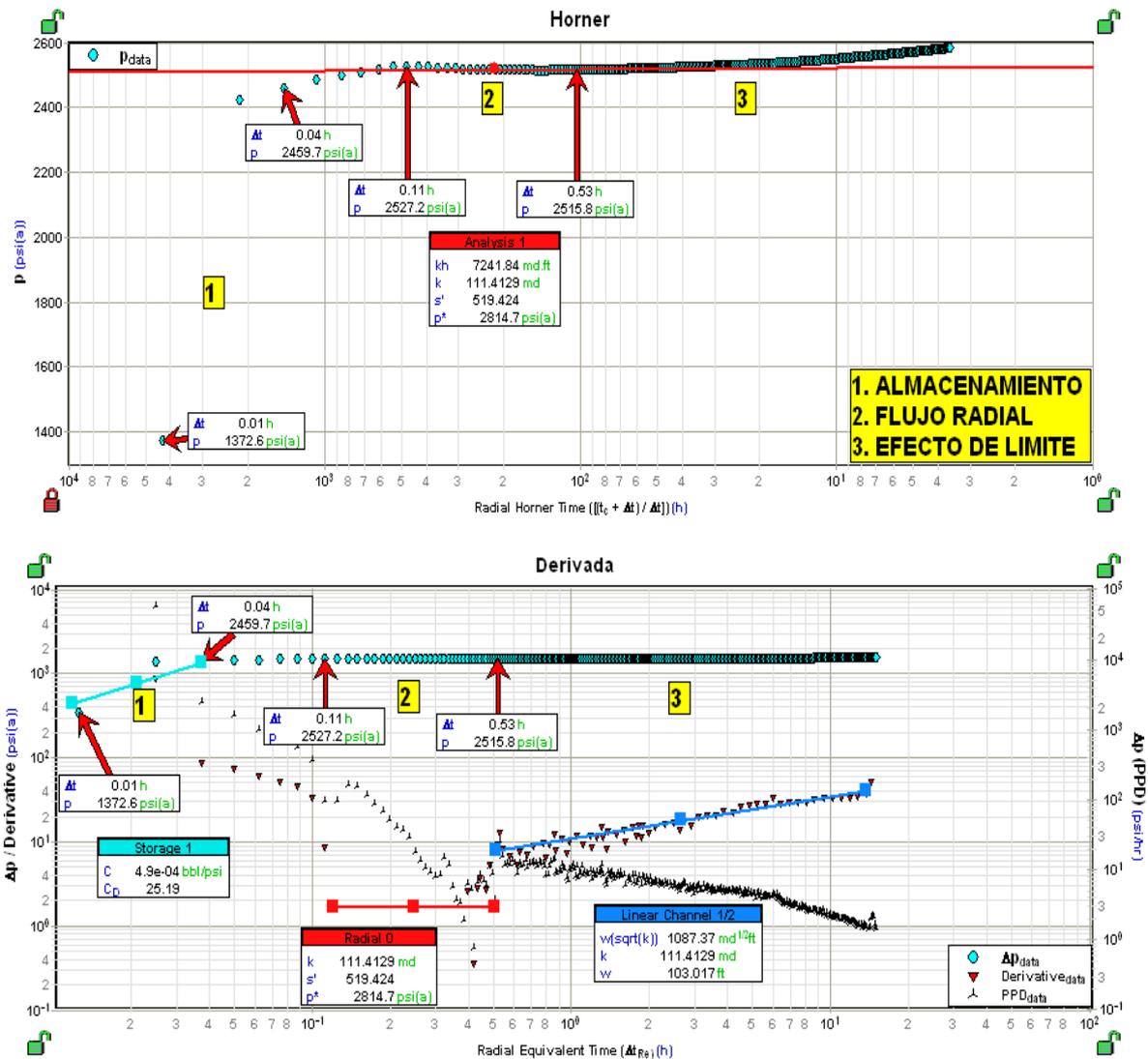
En la Figuras 4.34 y 4.35 se aprecia la data de presiones en función del tiempo registradas por las memorias durante la prueba y las gráficas de Horner y de la Derivada.

FIGURA 4.34: DATA DE PRESIONES SSF-02 (ARENA "U")



Elaborado por: Víctor A. Tatés, Christian D. Garcés.

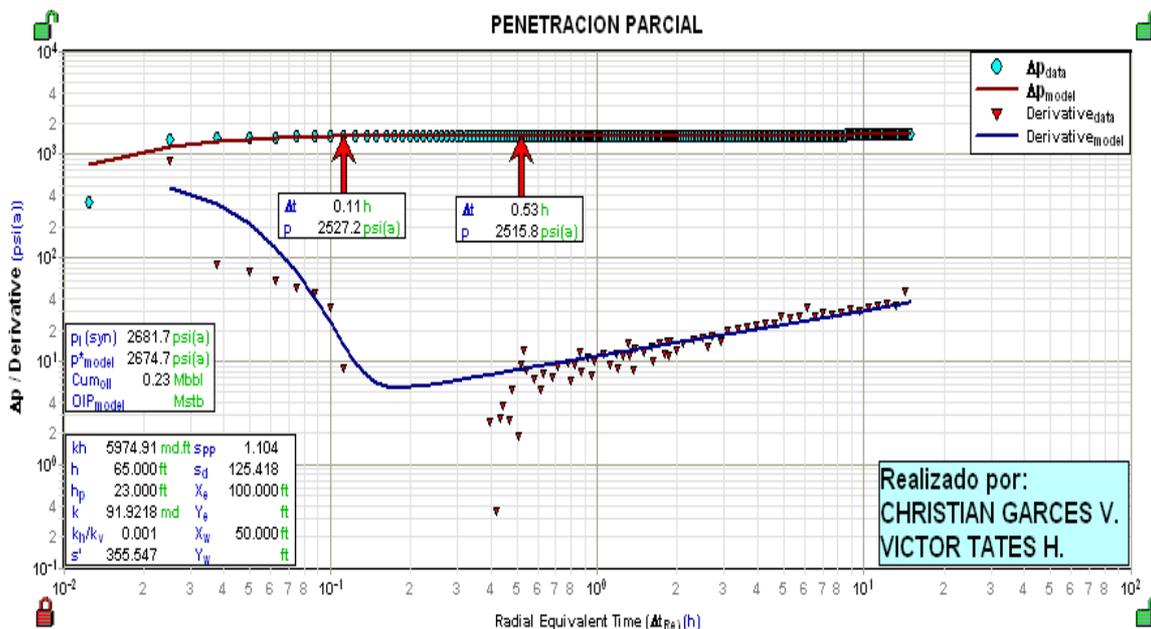
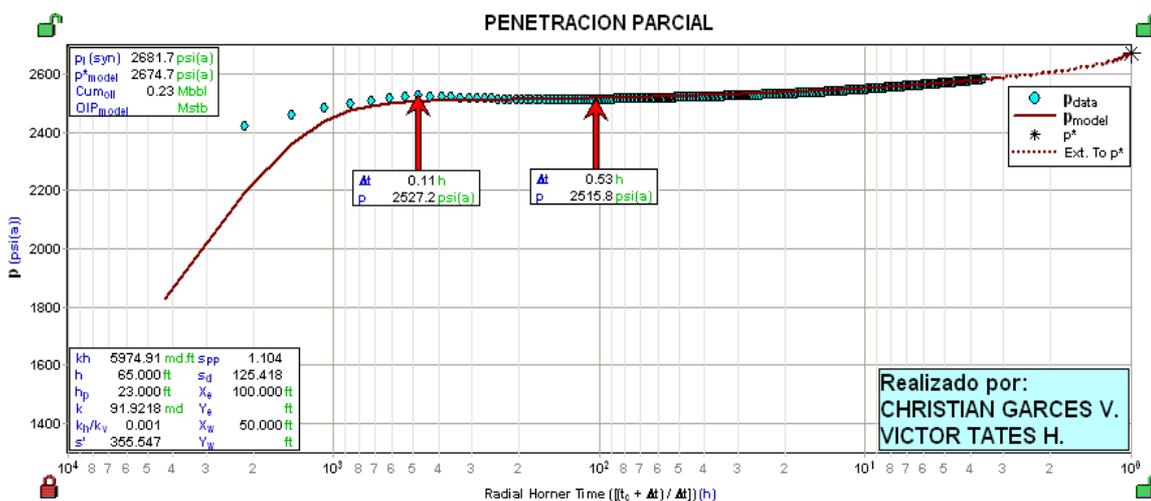
**FIGURA 4.35: GRÁFICA DE HORNER Y DE LA DERIVADA
POZO SSF-02 (ARENA "U")**



Elaborado por: Víctor A. Tatés, Christian D. Garcés.

El modelo que más se ajusta es el de un pozo **Vertical** con **Penetración Parcial** y con **Canal Lineal** (Figura 4.36), debido al canal lineal presenta dos límites paralelos de **No flujo**, el cual es válido ya que el pozo se encuentra cerca a la falla. En el gráfico de la derivada se aprecia que existe una caída de presión inmediatamente después del efecto de almacenamiento que hace difícil colocar la línea recta de flujo radial, esto pudo deberse a problemas mecánicos en el pozo durante la toma de la prueba.

**FIGURA 4.36: AJUSTE DEL MODELO POZO-RESERVORIO
POZO SSF-02 (ARENA "U")**



Elaborado por: Víctor A. Tatés, Christian D. Garcés.

Del análisis realizado, se logró encontrar que el pozo SSF-02 presenta un daño total $S'=355.547$, daño debido a los disparos $S_{pp}=1.104$ y un daño de formación $S_D=125.418$ para la arena "U", con una caída de presión debido al daño $\Delta P_s=425.1$ psia calculada con la pendiente de 3.90 psi/ciclo correspondiente al periodo de flujo radial en la gráfica de Horner. La permeabilidad encontrada es de $k=91.9$ md.

La presión de reservorio es $P_r=2674.7$ psia y la presión de fondo fluyente al momento del cierre es $P_{wf}=1027.0$ psia. La Tabla 4.24 muestra los resultados obtenidos:

TABLA 4.24: RESULTADOS ANÁLISIS DE B'UP. POZO SSF-02 (ARENA "U")

IP_{real}	0.248 (BFPD/psia)
IP_{teórico}	0.334 (BFPD/psia)
EF	0.7420

Elaborado por: Víctor A. Tatés, Christian D. Garcés.

4.3.2.1.2 Análisis Nodal

Antes de proceder con el análisis nodal con el software WELLFLO®, se hará un resumen del historial de workover del pozo.

El pozo SSF-02 posterior a su completación queda produciendo de las arenas "U" y "T" a flujo natural con una producción aproximada de 6000 BPPD, debido a que la producción declina se cambia la completación para producir con gas lift y se obtiene una producción de 3300 BPD con un corte de agua de 1.4%, en 1980 se realiza tratamiento anti-incrustaciones a ambas arenas ya que se reporta una producción de 500 BPPD, se logra recuperar la producción +/- 1500 BPPD, se empieza a observar un incremento en el BSW que aumenta de 2% a 14%, en 1981 se aísla la entrada de agua y se consigue disminuir el corte de agua de 40% a 0.7%, para 1984 la producción es de 252 BPPD con BSW=55% por lo que se aísla entrada de agua con cementación forzada a "U" y "T", se estimula a "T" inferior con HCL y se logra recuperar la producción a 1523 BPPD con BSW=10%, posterior a esto se siguen realizando trabajos de cementación forzada con el fin de controlar el agua, a partir de 1988 se empieza a presentar problemas en la tubería de producción debido a la corrosión, en 1993 se cambia el tipo de levantamiento artificial a bombeo hidráulico y se produce 858 BPPD con BSW=40% solo de la arena "U", en el 2004 se cambia la completación para producir con BES y se tiene una producción de 670 BPPD con BSW=72% de la arena "U", en los años posteriores el pozo presenta problemas en la tubería por comunicación tubing-casing, en el 2010 se evalúa a la arena "U" y se rediseña la

BES, el pozo queda produciendo 178 BPPD con 43% de agua de la arena "U", en el 2011 se cierra a "U", se evalúa "T" superior y se rediseña la BES, el pozo actualmente se encuentra produciendo de "T" superior.

La Tabla 4.25 presenta los datos básicos de la bomba para realizar el análisis nodal, en el Anexo 4.8 se tiene el diagrama del pozo.

TABLA 4.25: DATOS DE LA BES DEL POZO SSF-02 (ARENA "U")

BOMBA	MOTOR	CABLE ELÉCTRICO	PRODUCCIÓN @ 60 Hz (BFPD)
D725N, 342 etapas, Serie 400	156 HP, 1535 V, 65 AMP, Serie 456	Cable # 4/1	350 - 905

Fuente: Departamento de Ingeniería de Petróleos - Área Shushufindi.

Elaborado por: Víctor A. Tatés, Christian D. Garcés.

Para realizar el análisis nodal se tomará los parámetros de la última producción registrada del reservorio presentados en la Tabla 4.26:

TABLA 4.26: PRODUCCIÓN A LA FECHA. POZO SSF-02 (ARENA "U")

Fecha	Caudal de Fluido (BFPD)	Presión de Cabeza (psi)	Frecuencia (Hz)	Presión de Fondo Fluyente (psi)
28-Enero-2011	283 @ BSW=75%	60	50	983.56

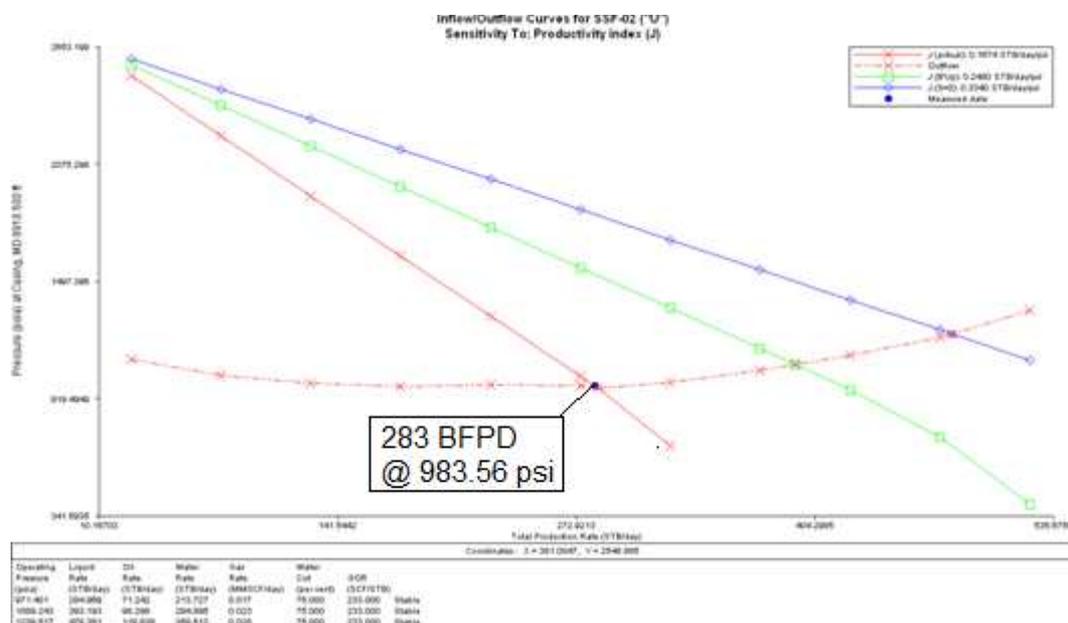
Fuente: Departamento de Ingeniería de Petróleos - Área Shushufindi.

Elaborado por: Víctor A. Tatés, Christian D. Garcés.

Al realizar el análisis nodal (Figura 4.37), la producción actual (punto color azul) no coincide en la curva IPR realizada con el análisis del Build Up (curva inflow color verde) por lo que se realizó sensibilidades con el valor del índice de productividad (curva inflow color rojo) hasta que esta se ajuste con la producción que tiene a la fecha de corte, esta variación del IP se debe a que han transcurrido cerca de 9 meses desde que se tomó la prueba de presión y en este transcurso de tiempo se ha ido perdiendo producción; la curva inflow de color azul representa el valor de IP que se obtendrá si se realiza un trabajo de estimulación al reservorio en que se logre reducir el daño a cero.

Referente a la curva outflow, la producción a la fecha de corte cae en la curva, lo que significa que la bomba instalada se encuentra trabajando de manera óptima.

FIGURA 4.37: ANÁLISIS NODAL EN LA CARA DE LA ARENA “U” (SSF-02)



Elaborado por: Víctor A. Tatés, Christian D. Garcés.

La Tabla 4.27 muestra los resultados obtenidos del análisis nodal, estos valores se obtienen asumiendo que la bomba trabaja con los parámetros actuales y el corte de agua se mantiene constante.

TABLA 4.27: RESULTADOS ANÁLISIS NODAL. POZO SSF-02 (ARENA “U”)

Índice de Productividad	Producción de Fluido (BFPD)	Producción de Petróleo (BPPD)	Producción de Agua (BAPD)
$IP_{(actual)} = 0.1674$	285	71	214
$IP_{(B'Up)} = 0.248$	393	98	295
$IP_{(S=0)} = 0.334$	479	120	359

Elaborado por: Víctor A. Tatés, Christian D. Garcés.

De los resultados obtenidos se puede concluir que si se realiza un trabajo de estimulación en el que el daño sea reducido a cero se logrará producir 120 BPPD si la bomba se mantiene trabajando con los parámetros actuales y el corte de agua se mantiene constante, es decir, se incrementará la producción de petróleo en **49 BPPD** en la arena “U” del pozo SSF-02.

4.3.2.2 Shushufindi 03 (SSF-03)

4.3.2.2.1 Análisis de la Prueba de Presión

Se inicia la perforación desde el 20 de noviembre de 1969 hasta el 9 de diciembre de 1969; se termina de completar el pozo el 31 de enero de 1970 para producir a flujo natural de la arena "U", las pruebas iniciales dieron los siguientes resultados: 2640 BPPD (BSW=0.7%). El primer workover se lo realizó el 12 de abril de 1973 para producir con Gas Lift; hasta la fecha se ha realizado un total de 17 workovers, con el fin de cambiar la tubería de producción por existir comunicación tubing-casing y por cambio de tipo de levantamiento artificial. Actualmente el pozo está produciendo con BES.

La prueba de presión fue tomada el 19 de agosto del 2010 a la arena "U", los datos necesarios para realizar el análisis de la prueba se detallan en la Tabla 4.28.

TABLA 4.28: DATOS DEL POZO SSF-03 (ARENA "U")

Arena	"U"
Intervalos Analizados (ft)	9026 – 9033 9040 – 9050 9108 – 9117
Espesor Total de la Formación (ft)	91
Espesor Neto de la Formación (ft)	26
Radio del Pozo (ft)	0.29
Porosidad (%)	18.1
Profundidad de la Electrónica (ft)	8850
Producción de Petróleo (BPPD)	106
Producción de Agua (BAPD)	206
BSW (%)	66
API (°)	28.7
GOR (SCF/BLS)	233
Producción de Gas (MMSCFPD)	0.024698
Presión de Burbuja (psi)	1010
Tiempo de Flujo Estabilizado (hrs)	23.75
Tiempo de Cierre (hrs)	21.40

Fuente: Departamento de Ingeniería de Petróleos - Área Shushufindi.

Elaborado por: Víctor A. Tatés, Christian D. Garcés.

4.3.2.2 Análisis Nodal

El pozo SSF-03 posterior a su completación queda produciendo de la arena "U" a flujo natural con una producción aproximada de 2640 BPPD, debido a que la producción declina se cambia la completación para producir con gas lift y se obtiene una producción de 4000 BPD con un corte de agua de 0.7%; en 1974 se realiza fracturamiento a "U" ya que se reporta una producción de 1800 BPPD, se logra recuperar la producción +/- 600 BPPD; en 1980 se realiza una estimulación a la formación con solventes debido a que la producción cae a 500 BPPD, se logra incrementar la producción a 1383 BPPD el corte de agua permanece bajo; el pozo no produce desde 1981 hasta 1982 debido a pescado dentro del pozo, en este año realizan estimulación a "U" y limpian la tubería, la producción se recupera a 1163 BPPD con un BSW=5.8%; en 1995 se empieza anotar un incremento en la producción de agua, el BSW aumenta a 17%; en 1999 la producción es de 311 BPPD con BSW=50% por lo que se decide cambiar el tipo de levantamiento por bombeo hidráulico consiguiendo producir 380 BPPD con BSW=16%; en el 2004 se tiene baja producción del petróleo 25 BPPD con BSW=83% por lo que se punzona a Basal Tena sin obtener resultados satisfactorios por lo que asientan CIBP a 8250 pies y cierran el pozo; en el 2010 se realiza cementación forzada a Basal Tena, se evalúa a "U" y se baja completación para producir con BES, la producción obtenida es de 70 BPPD y BSW=76%, el pozo queda produciendo de "U".

Al realizar el análisis nodal se realizó sensibilidades con el valor del índice de productividad hasta que esta se ajuste con la producción que tiene a la fecha de corte, esta variación del IP se debe a que han transcurrido cerca de 13 meses desde que se tomó la prueba de presión.

Para realizar optimización del pozo se propone realizar un trabajo de estimulación a la arena y posterior a ello subir la frecuencia de operación de la bomba a 52 Hz, como se aprecia en la figura anterior, la bomba actualmente se encuentra trabajando en downthrust. La Tabla 4.29 muestra los resultados obtenidos del análisis nodal.

TABLA 4.29: RESULTADOS ANÁLISIS NODAL. POZO SSF-03 (ARENA “U”)

Índice de Productividad	Producción de Fluido (BFPD)	Producción de Petróleo (BPPD)	Producción de Agua (BAPD)
$IP_{(actual)} = 0.2392$	209 @ 50Hz	33 @ 50Hz	176 @ 50Hz
$IP_{(B'Up)} = 0.563$	334 @ 50Hz	53 @ 50Hz	281 @ 50Hz
	382 @ 60Hz	61 @ 60Hz	321 @ 60Hz
$IP_{(S=0)} = 0.7$	359 @ 50Hz	58 @ 50Hz	301 @ 50Hz
	406 @ 60Hz	65 @ 60Hz	341 @ 60Hz

Elaborado por: Víctor A. Tatés, Christian D. Garcés.

De los resultados obtenidos se puede concluir que si se realiza un trabajo de estimulación en el que el daño sea reducido a cero se logrará producir 65 BPPD si se sube 2 Hz a la frecuencia de trabajo de la bomba y el corte de agua se mantiene constante, es decir, se incrementará la producción de petróleo en **32 BPPD** en la arena “U” del pozo SSF-03.

En el Anexo 4.9 se encuentra las gráficas obtenidas en los softwares utilizados, al igual que el registro eléctrico de cada arena, la ubicación y el diagrama de completación del pozo.

4.3.2.3 Shushufindi 10BD (SSF-10BD)

4.3.2.3.1 Análisis de la Prueba de Presión

Se inicia la perforación desde el 11 de septiembre del 2010 hasta el 4 de octubre del 2010, el 14 de diciembre del 2010 finaliza la completación, se baja BES e inicia la producción el 15 de diciembre del 2010. Las pruebas iniciales dieron los siguientes resultados para la arena “U” inferior: 672 BFPD, 383 BPPD y BSW=43%. Hasta la fecha presenta 2 trabajos de workover realizados con el fin de reparar la BES, el Build Up fue tomado después de la perforación y antes de los 2 trabajos de reacondicionamiento.

La prueba de presión fue tomada el 7 de diciembre del 2010 a la arena “U” inferior, los datos necesarios para realizar el análisis de la prueba se detallan en la Tabla 4.30.

TABLA 4.30: DATOS DEL POZO SSF-10BD (ARENA “UI”)

Arena	“U” inferior
Intervalos Analizados (ft)	9186 – 9194 9201 – 9230
Espesor Total de la Formación (ft)	55
Espesor Neto de la Formación (ft)	37
Radio del Pozo (ft)	0.29
Porosidad (%)	14.6
Profundidad de la Electrónica (ft)	8998
Producción de Petróleo (BPPD)	383
Producción de Agua (BAPD)	289
BSW (%)	43
API (°)	28
GOR (SCF/BLS)	233
Producción de Gas (MMSCFPD)	0.089239
Presión de Burbuja (psi)	1010
Tiempo de Flujo Estabilizado (hrs)	20.47
Tiempo de Cierre (hrs)	31

Fuente: Departamento de Ingeniería de Petróleos - Área Shushufindi.
Elaborado por: Víctor A. Tatés, Christian D. Garcés.

4.3.2.3.2 Análisis Nodal

El pozo SSF-10BD posterior a su completación queda produciendo de la arena “Ui” con BES con una producción aproximada de 660 BPPD con BSW=5%, en el 2011 se repara la BES por 2 ocasiones y se aprecia que el corte de agua aumenta a 28% con una producción de 562 BPPD, el pozo queda produciendo de “Ui”.

Al realizar el análisis nodal, se realizó sensibilidades con el valor del índice de productividad hasta que esta se ajuste con la producción que tiene a la fecha de corte, esta variación del IP se debe a que se han realizado dos trabajos de reacondicionamiento desde que se tomó la prueba de presión.

Para realizar optimización del pozo se propone realizar un trabajo de estimulación a la arena y posterior a ello subir la frecuencia de operación de la bomba a 62 Hz. La Tabla 4.31 muestra los resultados obtenidos del análisis nodal.

**TABLA 4.31: RESULTADOS ANÁLISIS NODAL. POZO SSF-10BD
(ARENA “UI”)**

Índice de Productividad	Producción de Fluido (BFPD)	Producción de Petróleo (BPPD)	Producción de Agua (BAPD)
$IP_{(actual)} = 1.1111$	958 @ 60Hz	651 @ 60Hz	307 @ 60Hz
$IP_{(B'Up)} = 2.288$	1092 @ 60Hz	743 @ 60Hz	349 @ 60Hz
	1147 @ 62Hz	780 @ 62Hz	367 @ 62Hz
$IP_{(S=0)} = 3.72$	1137 @ 60Hz	773 @ 60Hz	364 @ 60Hz
	1191 @ 62Hz	810 @ 62Hz	381 @ 62Hz

Elaborado por: Víctor A. Tatés, Christian D. Garcés.

De los resultados obtenidos se puede concluir que si se realiza un trabajo de estimulación en el que el daño sea reducido a cero se logrará producir 810 BPPD si se sube 2 Hz a la frecuencia de trabajo de la bomba y el corte de agua se mantiene constante, es decir, se incrementará la producción de petróleo en **159 BPPD** en la arena “Ui” del pozo SSF-10BD.

En el Anexo 4.10 se encuentra las gráficas obtenidas en los softwares utilizados, al igual que el registro eléctrico de cada arena, la ubicación y el diagrama de completación del pozo.

4.3.2.4 Shushufindi 14 (SSF-14)

4.3.2.4.1 Análisis de la Prueba de Presión para la Arena “T”

Se inicia la perforación el 23 de julio de 1972 y se termina el 7 de agosto de 1972, la completación del pozo para gas lift fue el 26 de agosto de 1972, las pruebas iniciales dieron los siguientes resultados para la arena “U + T”: 3678 BPPD y BSW=0%. Hasta la fecha presenta 21 trabajos de workover realizados con el fin de reparar la BES y por cambio de tubería debido a corrosión; el Build Up fue tomado antes del workover 21.

La prueba de presión fue tomada el 19 de julio del 2010 a la arena “T”, los datos necesarios para realizar el análisis de la prueba se detallan en la Tabla 4.32.

TABLA 4.32: DATOS DEL POZO SSF-14 (ARENA “T”)

Arena	“T”
Intervalos Analizados (ft)	9228 – 9232 9246 – 9254 9262 – 9274
Espesor Total de la Formación (ft)	84
Espesor Neto de la Formación (ft)	24
Radio del Pozo (ft)	0.291
Porosidad (%)	13
Profundidad de la Electrónica (ft)	8806
Producción de Petróleo (BPPD)	131
Producción de Agua (BAPD)	685
BSW (%)	84
API (°)	26
GOR (SCF/BLS)	383
Producción de Gas (MMSCFPD)	0.050173
Presión de Burbuja (psi)	1053
Tiempo de Flujo Estabilizado (hrs)	15.41
Tiempo de Cierre (hrs)	2.95

Fuente: Departamento de Ingeniería de Petróleos - Área Shushufindi.
Elaborado por: Víctor A. Tatés, Christian D. Garcés.

4.3.2.4.2 Análisis Nodal para la Arena “T”

El pozo SSF-14 posterior a su completación queda produciendo de las arenas “U+T” con gas lift con una producción aproximada de 3678 BPPD con BSW=0%; en 1974 se acidifica a “T” y a “U” y se logra recuperar la producción a 5877 BPPD con un corte de agua de 0.1%; en 1985 se aprecia que la producción declina a 1606 BPPD por lo que se limpia con ácido las perforaciones y se logra incrementarla a 1873 BPPD con BSW=0.1%; en 1991 se observa que existe un incremento de la producción de agua ya que redisparan las arenas “U” y “T” y realizan tratamiento antiescala a “T” dando como resultado 1550 BPPD con un corte de agua de 32%; en 1999 cambian la completación de gas lift para producir con BES, se realiza cementación forzada y se redispara a “T”, se evalúa por separado a “U” y “T” obteniendo 447 BPPD con BSW=44%; en el 2001 se cierra a “U” y el pozo queda produciendo 401 BPPD con BSW=54% de la arena “T”; en el 2010 se cierra “T” por alto corte de agua, se reevalúa “U” y se rediseña la BES para dejar al pozo produciendo 683 BPPD con BSW=1% de la arena “U”.

Para realizar el análisis nodal se tomará los parámetros de la última producción registrada del reservorio, en este caso, debido a que la prueba de presión se tomó un año después de la última producción reportada, se procederá a realizar el análisis con los datos de producción al momento del Build Up y el análisis nodal se realizará con la bomba instalada dentro del pozo en este momento

Al realizar el análisis nodal se puede apreciar que no existe mayor incremento de producción si se realiza un trabajo de estimulación, por lo que no se recomienda realizar ningún trabajo de estimulación. Referente a la curva outflow, la producción a la fecha de corte cae en la curva pero produce más del rango óptimo, lo que significa que la bomba instalada trabajará en upthrust.

Para realizar optimización del pozo se propone instalar una bomba capaz de producir un mayor caudal de fluido, ya que la que se encuentra instalada actualmente es muy pequeña para la producción que puede brindar esta arena. La Tabla 4.33 muestra los resultados obtenidos del análisis nodal.

TABLA 4.33: RESULTADOS ANÁLISIS NODAL. POZO SSF-14 (ARENA “T”)

Índice de Productividad	Bomba	Producción de Fluido (BFPD)	Producción de Petróleo (BPPD)	Producción de Agua (BAPD)
$IP_{(B'Up)} = 1.638$	Actual	816	131	685
	Nueva	1288	206	1082
$IP_{(S=0)} = 1.810$	Actual	826	132	694
	Nueva	1298	208	1090

Elaborado por: Víctor A. Tatés, Christian D. Garcés.

De los resultados obtenidos se puede concluir que si se realiza un cambio de bomba se logrará producir 206 BPPD si el corte de agua se mantiene constante, es decir, se incrementará la producción de petróleo en **75 BPPD** en la arena “T” del pozo SSF-14.

4.3.2.4.3 Análisis de la Prueba de Presión para la Arena “U”

La prueba de presión fue tomada el 8 de agosto del 2010 a la arena “U”, los datos necesarios para realizar el análisis de la prueba se detallan en la Tabla 4.34.

TABLA 4.34: DATOS DEL POZO SSF-14 (ARENA “U”)

Arena	“U”
Intervalos Analizados (ft)	9032 – 9036 9040 – 9048 9066 – 9072 9081 – 9099
Espesor Total de la Formación (ft)	67
Espesor Neto de la Formación (ft)	36
Radio del Pozo (ft)	0.336
Porosidad (%)	16
Profundidad de la Electrónica (ft)	8806
Producción de Petróleo (BPPD)	658.4
Producción de Agua (BAPD)	6.7
BSW (%)	1
API (°)	27.2
GOR (SCF/BLS)	233
Producción de Gas (MMSCFPD)	0.153407
Presión de Burbuja (psi)	1010
Tiempo de Flujo Estabilizado (hrs)	73.88
Tiempo de Cierre (hrs)	24.03

Fuente: Departamento de Ingeniería de Petróleos - Área Shushufindi.
Elaborado por: Víctor A. Tatés, Christian D. Garcés.

4.3.2.4.4 Análisis Nodal para la Arena “U”

Al realizar el análisis nodal se realizó sensibilidades con el valor del índice de productividad hasta que esta se ajuste con la producción que se tiene a la fecha de corte, esta variación del IP se debe a que ha transcurrido 17 meses desde que se tomó la prueba de presión.

Para realizar optimización del pozo se propone realizar un trabajo de estimulación a la arena y posteriormente rediseñar la BES, se aprecia en la gráfica del análisis que se puede subir la frecuencia de operación de la bomba actual a 60 Hz pero la bomba estará trabajando en upthrust.

La Tabla 4.35 muestra los resultados obtenidos del análisis nodal.

TABLA 4.35: RESULTADOS ANÁLISIS NODAL. POZO SSF-14 (ARENA “U”)

Índice de Productividad	Bomba	Producción de Fluido (BFPD)	Producción de Petróleo (BPPD)	Producción de Agua (BAPD)
$IP_{(actual)} = 1.348$	Actual	630 @ 51Hz	618 @ 51Hz	12 @ 51Hz
$IP_{(B'Up)} = 2.017$	Actual	673 @ 51Hz	660 @ 51Hz	13 @ 51Hz
	Nueva	885	868	17
$IP_{(S=0)} = 2.318$	Actual	685 @ 51Hz	672 @ 51Hz	13 @ 51Hz
	Nueva	902	885	17

Elaborado por: Víctor A. Tatés, Christian D. Garcés.

De los resultados obtenidos se puede concluir que si se realiza un trabajo de estimulación en el que el daño sea reducido a cero se logrará producir 885 BPPD si se rediseña la bomba y el corte de agua se mantiene constante, es decir, se incrementará la producción de petróleo en **267 BPPD** en la arena “U” del pozo SSF-14.

En el Anexo 4.11 se encuentra las gráficas obtenidas en los softwares utilizados, al igual que el registro eléctrico de cada arena, la ubicación y el diagrama de completación del pozo.

4.3.2.5 Shushufindi 24 (SSF-24)

4.3.2.5.1 Análisis de la Prueba de Presión

Se inicia la perforación el 27 de septiembre de 1972 y se termina el 9 de octubre de 1972, la completación del pozo para gas lift fue el 30 de octubre de 1972, las pruebas iniciales dieron los siguientes resultados para la arena “U + T”: 6304 BPPD y BSW=0.8%. Hasta la fecha presenta 17 trabajos de workover realizados con la finalidad de reparar y rediseñar la BES y para realizar tratamientos antiescala a la formación; el Build Up fue tomado una semana antes del workover 17.

La prueba de presión fue tomada el 9 de enero del 2010 a la arena “T”, los datos necesarios para realizar el análisis de la prueba se detallan en la Tabla 4.36.

TABLA 4.36: DATOS DEL POZO SSF-24 (ARENA “T”)

Arena	“T”
Intervalos Analizados (ft)	9416 – 9428 9436 – 9444
Espesor Total de la Formación (ft)	80
Espesor Neto de la Formación (ft)	20
Radio del Pozo (ft)	0.29
Porosidad (%)	17
Profundidad de la Electrónica (ft)	8901
Producción de Petróleo (BPPD)	228
Producción de Agua (BAPD)	684
BSW (%)	75
API (°)	27
GOR (SCF/BLS)	383
Producción de Gas (MMSCFPD)	0.087324
Presión de Burbuja (psi)	1053
Tiempo de Flujo Estabilizado (hrs)	5.91
Tiempo de Cierre (hrs)	16.06

Fuente: Departamento de Ingeniería de Petróleos - Área Shushufindi.

Elaborado por: Víctor A. Tatés, Christian D. Garcés.

4.3.2.5.2 Análisis Nodal

El pozo SSF-24 posterior a su completación queda produciendo de las arenas “U+T” con gas lift con una producción aproximada de 6304 BPPD con BSW=0.8%; en 1973 se realiza acidificación a “U” sin éxito; en 1974 acidifican a “U” y “T” logrando incrementar la producción; en 1986 se empieza a incrementar el corte de agua en este pozo por lo que se realiza cementación forzada a “T” para aislar el avance del agua, se repunzona y evalúa a “U+T” y queda produciendo de ambas arenas; en 1988 cambian la completación para producir con BES y realizan tratamiento anti-incrustaciones a “U” logrando incrementar la producción en +/- 601 BPPD; en 1990 reparan la BES y realizan tratamiento anti-incrustaciones a “U+T” obteniendo una producción de 1172 BPPD con BSW=62%; en 1992 realizan cementación forzada a “U+T”, redisparan “T” y evalúan obteniendo una producción de 953 BPPD con un BSW=45%, dejan produciendo de la arena “T”; en 1995 repunzonan y evalúan por separado a “U” y “T”, el pozo queda produciendo de “T” 1413 BPPD con BSW=2%; en el 2000 se

limpia los punzonados de “T” con solventes y HCl logrando producir 348 BPPD con un corte de agua de 40%; en el 2005 se realiza una limpieza de la tubería con HCl por tener caída de producción, se logra producir 377 BPPD con BSW=68%; en el 2010 se realiza el último workover con el objetivo de rediseñar la BES, se logra el objetivo y se logra producir 455 BPPD con BSW=80%, el pozo queda produciendo de “T”.

Al realizar el análisis nodal se realizó sensibilidades con el valor del índice de productividad hasta que esta se ajuste con la producción que se tiene a la fecha de corte, se nota que el valor de IP a incrementado, es decir, se ha mejorado la producción en relación con la que se tenía al momento de la prueba de presión.

Para realizar optimización del pozo se propone realizar un trabajo de estimulación a la arena y posterior a ello subir la frecuencia de operación de la bomba a 60 Hz. La Tabla 4.37 muestra los resultados obtenidos del análisis nodal.

TABLA 4.37: RESULTADOS ANÁLISIS NODAL. POZO SSF-24 (ARENA “T”)

Índice de Productividad	Producción de Fluido (BFPD)	Producción de Petróleo (BPPD)	Producción de Agua (BAPD)
$IP_{(actual)} = 3.185$	2013 @ 55Hz	362 @ 55Hz	1651 @ 55Hz
$IP_{(B'Up)} = 2.774$	1916 @ 55Hz	345 @ 55Hz	1571 @ 55Hz
	2331 @ 60Hz	420 @ 60Hz	1911 @ 60Hz
$IP_{(S=0)} = 7.353$	2456 @ 55Hz	442 @ 55Hz	2014 @ 55Hz
	2905 @ 60Hz	523 @ 60Hz	2382 @ 60Hz

Elaborado por: Víctor A. Tatés, Christian D. Garcés.

De los resultados obtenidos se puede concluir que si se realiza un trabajo de estimulación en el que el daño sea reducido a cero se logrará producir 523 BPPD si la frecuencia de trabajo de la bomba se sube a 60 Hz y el corte de agua se mantiene constante, es decir, se incrementará la producción de petróleo en **161 BPPD** en la arena “T” del pozo SSF-24.

En el Anexo 4.12 se encuentra las gráficas obtenidas en los softwares utilizados, al igual que el registro eléctrico de cada arena, la ubicación y el diagrama de completación del pozo.

4.3.2.6 Shushufindi 66 (SSF-66)

4.3.2.6.1 Análisis de la Prueba de Presión

Se inicia la perforación el 1 de enero de 1986 y se termina el 19 de enero de 1986, la completación del pozo para producir con bombeo hidráulico fue el 24 de febrero de 1986, las pruebas iniciales dieron los siguientes resultados para las arenas “U” y “T”: 1018 BPPD (BSW=1.4%) y 1109 BPPD (BSW=73%) respectivamente. Se han hecho 8 workovers, el Build Up fue tomado en el WO 8.

La prueba de presión fue tomada el 4 de noviembre del 2011 a la arena “U”, los datos para realizar el análisis de la prueba se detallan en la Tabla 4.38.

TABLA 4.38: DATOS DEL POZO SSF-66 (ARENA “U”)

Arena	“U”
Intervalos Analizados (ft)	9016 – 9039 9049 – 9059
Espesor Total de la Formación (ft)	46
Espesor Neto de la Formación (ft)	33
Radio del Pozo (ft)	0.29
Porosidad (%)	15
Profundidad de la Electrónica (ft)	8935
Producción de Petróleo (BPPD)	324
Producción de Agua (BAPD)	36
BSW (%)	10
API (°)	22.8
GOR (SCF/BLS)	339
Producción de Gas (MMSCFPD)	0.067104
Presión de Burbuja (psi)	1300
Tiempo de Flujo Estabilizado (hrs)	5.07
Tiempo de Cierre (hrs)	25.33

Fuente: Departamento de Ingeniería de Petróleos - Área Shushufindi.
Elaborado por: Víctor A. Tatés, Christian D. Garcés.

4.3.2.6.2 Análisis Nodal

Debido a que el pozo SSF-66 se encuentra en la zona de alta depletación del campo Shushufindi se tiene que la presión de fondo fluyente para la arena “U” es mucho más baja ($P_{wf}=476.5$ psi) que la presión de burbuja por lo que existe gran

producción de gas por lo que no sería recomendable instalar una BES, se aprecia también que el índice de productividad es bajo ($IP=0.183$ BFPD/psi), es decir, es un pozo de bajo aporte; otro factor importante es que este pozo se encuentra estimulado, por lo que no se recomienda realizar ningún trabajo de estimulación, actualmente el pozo está produciendo bajo bombeo hidráulico alrededor de 220 BFPD con BSW=40%, se debe probar la arena "T" para poder conocer el aporte que puede brindar esta arena.

Se recomienda continuar con la producción actual del pozo sin realizar ningún tipo de trabajo.

En el Anexo 4.13 se encuentra las gráficas obtenidas en los softwares utilizados, al igual que el registro eléctrico de cada arena, la ubicación y el diagrama de completación del pozo.

4.3.2.7 Shushufindi 90 (SSF-90)

4.3.2.7.1 Análisis de la Prueba de Presión

Se inicia la perforación el 13 de junio de 1995 y se termina el 12 de julio de 1995, la completación del pozo para producir con BES fue el 15 de agosto de 1995, las pruebas iniciales dieron los siguientes resultados para las arenas "U" y "T": 215 BPPD (BSW=30%) y 1225 BPPD (BSW=12%) respectivamente. El pozo queda produciendo de la arena "T". Hasta la fecha el pozo presenta 13 workovers, estos se hicieron con la finalidad de cambiar la completación por comunicación tubing-casing y para rediseñar la BES; el Build Up fue tomado durante el workover 13.

La prueba de presión fue tomada el 8 de junio del 2010 a la arena "T" inferior, los datos necesarios para realizar el análisis de la prueba se detallan en la Tabla 4.39.

TABLA 4.39: DATOS DEL POZO SSF-90 (ARENA “T”)

Arena	“T” inferior
Intervalos Analizados (ft)	9240 – 9250
Espesor Total de la Formación (ft)	68
Espesor Neto de la Formación (ft)	10
Radio del Pozo (ft)	0.29
Porosidad (%)	14
Profundidad de la Electrónica (ft)	9024
Producción de Petróleo (BPPD)	522
Producción de Agua (BAPD)	294
BSW (%)	36
API (°)	31.88
GOR (SCF/BLS)	383
Producción de Gas (MMSCFPD)	0.199926
Presión de Burbuja (psi)	1053
Tiempo de Flujo Estabilizado (hrs)	25.05
Tiempo de Cierre (hrs)	21.20

Fuente: Departamento de Ingeniería de Petróleos - Área Shushufindi.
Elaborado por: Víctor A. Tatés, Christian D. Garcés.

4.3.2.7.2 Análisis Nodal

El pozo SSF-90 posterior a su completación queda produciendo de la arena “T” con BES con una producción aproximada de 1225 BPPD con BSW=12%; en 1996 se controla la entrada de agua a “T” con cementación forzada, se rediseña BES obteniendo una producción de 279 BPPD con un corte de agua de 70%; en 1997 se asienta CIBP y se cierra “T” por alto corte de agua, se estimula “U” obteniendo 470 BPPD con BSW=40%, el pozo produce de “U”; en el 2009 repunzonan “U” debido a alto corte de agua y se logra producir 104 BPPD con BSW=80%; en el 2010 muelen CIBP, realizan cementación forzada a “U” y “T”, redisparan a “T” y evalúan, se obtiene 523 BPPD con un corte de agua de 35%, el pozo queda produciendo de “T”.

Al realizar el análisis nodal se realizó sensibilidades con el valor del índice de productividad hasta que esta se ajuste con la producción que se tiene a la fecha de corte, se nota que el valor de IP a incrementado, es decir, se ha mejorado la producción en relación con la que se tenía al momento de la prueba de presión,

esto se debe a que el corte de agua ha aumentado después de tomar la prueba y esto incrementó el valor del IP; referente a la curva outflow, la producción a la fecha de corte cae en la curva, lo que significa que la bomba instalada se encuentra trabajando dentro de rango de diseño, pero con tendencia a upthrust. La Tabla 4.40 muestra los resultados obtenidos del análisis nodal.

TABLA 4.40: RESULTADOS ANÁLISIS NODAL. POZO SSF-90 (ARENA “TI”)

Índice de Productividad	Producción de Fluido (BFPD)	Producción de Petróleo (BPPD)	Producción de Agua (BAPD)
IP _(actual) = 1.264	847 @ 51Hz	102 @ 55Hz	745 @ 51Hz
	1073 @ 60Hz	129 @ 60Hz	944 @ 60Hz
IP _(B'Up) = 1.154	835 @ 51Hz	100 @ 51Hz	735 @ 51Hz
IP _(S=0) = 1.306	851 @ 51Hz	102 @ 51Hz	749 @ 51Hz
	1076 @ 60Hz	129 @ 60Hz	947 @ 60Hz

Elaborado por: Víctor A. Tatés, Christian D. Garcés.

De los resultados obtenidos se puede concluir que si se sube la frecuencia de trabajo de la bomba a 60 Hz se logrará producir 129 BPPD si el corte de agua se mantiene constante, es decir, se incrementará la producción de petróleo en **27 BPPD** en la arena “Ti” del pozo SSF-90.

En el Anexo 4.14 se encuentra las gráficas obtenidas en los softwares utilizados, al igual que el registro eléctrico de cada arena, la ubicación y el diagrama de completación del pozo.

4.3.2.8 Shushufindi 109D (SSF-109D)

4.3.2.8.1 Análisis de la Prueba de Presión para la Arena “Ui”

La prueba de presión fue tomada el 26 de enero del 2010 a la arena “U” inferior, los datos necesarios para realizar el análisis de la prueba se detallan en la Tabla 4.41.

TABLA 4.41: DATOS DEL POZO SSF-109D (ARENA “UI”)

Arena	“U” inferior
Intervalos Analizados (ft)	8975 – 8981 9010 – 9049
Espesor Total de la Formación (ft)	80
Espesor Neto de la Formación (ft)	45
Radio del Pozo (ft)	0.35
Porosidad (%)	17.7
Profundidad de la Electrónica (ft)	8752
Producción de Petróleo (BPPD)	179
Producción de Agua (BAPD)	348
BSW (%)	66
API (°)	26.8
GOR (SCF/BLS)	233
Producción de Gas (MMSCFPD)	0.041707
Presión de Burbuja (psi)	1010
Tiempo de Flujo Estabilizado (hrs)	33.40
Tiempo de Cierre (hrs)	19.89

Fuente: Departamento de Ingeniería de Petróleos - Área Shushufindi.
Elaborado por: Víctor A. Tatés, Christian D. Garcés.

4.3.2.8.2 Análisis Nodal para la Arena “Ui”

Al realizar el análisis nodal se realizó sensibilidades con el valor del índice de productividad hasta que esta se ajuste con la producción que tiene a la fecha de corte, se observa que el valor del IP actualmente es mayor que el que se obtuvo al interpretar la prueba de presión, es decir, el valor de IP del Build Up no es el correcto, esto pudo darse por varios factores tales como el alto BSW que se tenía al momento de tomar la prueba o por posible daño en la tubería de producción, por lo que los valores de producción reportados en superficie no fueron los correctos.

Para realizar optimización del pozo se propone aumentar la frecuencia de la bomba hasta 66 Hz, esto basándonos en la curva IPR actual. La Tabla 4.42 muestra los resultados obtenidos del análisis nodal.

**TABLA 4.42: RESULTADOS ANÁLISIS NODAL. POZO SSF-109D
(ARENA “UI”)**

Índice de Productividad	Producción de Fluido (BFPD)	Producción de Petróleo (BPPD)	Producción de Agua (BAPD)
$IP_{(B'Up)} = 2.586$	901 @ 60Hz	703 @ 60Hz	198 @ 60Hz
$IP_{(actual)} = 4.31$	972 @ 60Hz	758 @ 60Hz	214 @ 60Hz
	1191 @ 66Hz	929 @ 66Hz	262 @ 66Hz

Elaborado por: Víctor A. Tatés, Christian D. Garcés.

De los resultados obtenidos se puede concluir que si se aumenta la frecuencia de trabajo de la bomba a 66 Hz se logrará producir 929 BPPD si el corte de agua se mantiene constante, es decir, se incrementará la producción de petróleo en **171 BPPD** en la arena “Ui” del pozo SSF-109D.

Debido a que las dos arenas productoras del pozo SSF-109D se pueden optimizar y la producción que se ganará se justifica económicamente, se propone optimizar y producir las arenas “Ui” y “Ti” instalando una completación doble.

En el Anexo 4.2 se encuentra las gráficas obtenidas en los softwares utilizados, al igual que el registro eléctrico de cada arena, la ubicación y el diagrama de completación del pozo.

4.3.2.9 Shushufindi 111D (SSF-111D)

4.3.2.9.1 Análisis de la Prueba de Presión

Se inicia la perforación el 30 de marzo del 2005 y se termina el 19 de mayo del 2005, la completación del pozo para producir con BES fue el 16 de octubre del 2005, las pruebas iniciales dieron los siguientes resultados para las arenas “U+T”: 1075 BPPD con un BSW=20%. El pozo queda produciendo de la arena “T”. Hasta la fecha el pozo presenta 4 workovers, estos se hicieron con la finalidad de rediseñar la BES; el Build Up fue tomado durante el workover 4.

La prueba de presión fue tomada el 11 de enero del 2010 a la arena “T”, los datos necesarios para realizar el análisis de la prueba se detallan en la Tabla 4.43.

TABLA 4.43: DATOS DEL POZO SSF-111D (ARENA “T”)

Arena	“T”
Intervalos Analizados (ft)	9274 – 9294 9308 – 9318 9330 – 9336 9340 – 9356
Espesor Total de la Formación (ft)	67
Espesor Neto de la Formación (ft)	52
Radio del Pozo (ft)	0.29
Porosidad (%)	16.5
Profundidad de la Electrónica (ft)	8870.43
Producción de Petróleo (BPPD)	194
Producción de Agua (BAPD)	550
BSW (%)	74
API (°)	28
GOR (SCF/BLS)	383
Producción de Gas (MMSCFPD)	0.074302
Presión de Burbuja (psi)	1053
Tiempo de Flujo Estabilizado (hrs)	32.48
Tiempo de Cierre (hrs)	21.36

Fuente: Departamento de Ingeniería de Petróleos - Área Shushufindi.
Elaborado por: Víctor A. Tatés, Christian D. Garcés.

4.3.2.9.2 Análisis Nodal

El pozo SSF-90 posterior a su completación queda produciendo de la arena “T” con BES con una producción aproximada de 1225 BPPD con BSW=12%; en 1996 se controla la entrada de agua a “T” con cementación forzada, se rediseña BES obteniendo una producción de 279 BPPD con un corte de agua de 70%; en 1997 se asienta CIBP y se cierra “T” por alto corte de agua, se estimula “U” obteniendo 470 BPPD con BSW=40%, el pozo produce de “U”; en el 2009 repunzonan “U” debido a alto corte de agua y se logra producir 104 BPPD con BSW=80%; en el 2010 muelen CIBP, realizan cementación forzada a “U” y “T”, redisparan a “T” y evalúan, se obtiene 523 BPPD con un corte de agua de 35%, el pozo queda produciendo de “T”.

Al realizar el análisis nodal se realizó sensibilidades con el valor del índice de productividad hasta que esta se ajuste con la producción que se tiene a la fecha

de corte, se observa que el valor del IP actual es mayor que el que se obtuvo al interpretar la prueba de presión, es decir, el valor de IP del Build Up no es el correcto, tampoco lo es el de la curva inflow de color azul que representa el valor de IP que se obtendrá si se realiza un trabajo de estimulación al reservorio en el que se logre reducir el daño a cero. Esto pudo darse por varios factores tales como el alto BSW que se tenía al momento de tomar la prueba o por posible daño en la tubería de producción, por lo que los valores de producción reportados en superficie no fueron los correctos.

Para realizar optimización del pozo se propone aumentar la frecuencia de la bomba hasta 60 Hz, esto basándonos en la curva IPR actual. La Tabla 4.44 muestra los resultados obtenidos del análisis nodal.

**TABLA 4.44: RESULTADOS ANÁLISIS NODAL. POZO SSF-111D
(ARENA "T")**

Índice de Productividad	Producción de Fluido (BFPD)	Producción de Petróleo (BPPD)	Producción de Agua (BAPD)
$IP_{(actual)} = 0.874$	775 @ 53Hz	496 @ 53Hz	279 @ 53Hz
	940 @ 60Hz	602 @ 60Hz	338 @ 60Hz
$IP_{(B'Up)} = 0.7010$	734 @ 53Hz	470 @ 53Hz	264 @ 53Hz
$IP_{(S=0)} = 0.7520$	748 @ 53Hz	479 @ 53Hz	269 @ 53Hz
	906 @ 60Hz	580 @ 60Hz	326 @ 60Hz

Elaborado por: Víctor A. Tatés, Christian D. Garcés.

De los resultados obtenidos se puede concluir que si se aumenta la frecuencia de trabajo de la bomba actual a 60 Hz se logrará producir 602 BPPD si el corte de agua se mantiene constante, es decir, se incrementará la producción de petróleo en **106 BPPD** en la arena "T" del pozo SSF-111D; no es necesario realizar ningún trabajo de estimulación ya que como se puede observar en la tabla de resultados, la producción actual de petróleo es mayor que la producción que se obtiene al estimular, lo que indica que existe un error en los valores de IP encontrados en el análisis de la prueba de presión.

En el Anexo 4.15 se encuentran las gráficas obtenidas en los softwares utilizados, al igual que el registro eléctrico de cada arena, la ubicación y el diagrama de completación del pozo.

4.3.2.10 Shushufindi 118D (SSF-118D)

4.3.2.10.1 Análisis de la Prueba de Presión

Se inicia la perforación el 21 de septiembre del 2008 y se termina el 25 de octubre del 2008, la completación del pozo para producir con BES fue el 29 de noviembre del 2008, las pruebas iniciales dieron el siguiente resultado para la arena "Ti": 1200 BPPD con un BSW=42%. El pozo queda produciendo de la arena "Ti". Hasta la fecha el pozo presenta 1 workover.

La prueba de presión fue tomada el 13 de mayo del 2011 a la arena "U", los datos necesarios para realizar el análisis de la prueba se detallan en la Tabla 4.45.

TABLA 4.45: DATOS DEL POZO SSF-118D (ARENA "U")

Arena	"U" inferior
Intervalos Analizados (ft)	8930 – 8944 8962 – 8972
Espesor Total de la Formación (ft)	48
Espesor Neto de la Formación (ft)	24
Radio del Pozo (ft)	0.29
Porosidad (%)	14
Profundidad de la Electrónica (ft)	8742
Producción de Petróleo (BPPD)	588
Producción de Agua (BAPD)	12
BSW (%)	2
API (°)	30.4
GOR (SCF/BLS)	233
Producción de Gas (MMSCFPD)	0.137004
Presión de Burbuja (psi)	1010
Tiempo de Flujo Estabilizado (hrs)	196.23
Tiempo de Cierre (hrs)	17.81

Fuente: Departamento de Ingeniería de Petróleos - Área Shushufindi.
Elaborado por: Víctor A. Tatés, Christian D. Garcés.

4.3.2.10.2 Análisis Nodal

El pozo SSF-118D posterior a su completación queda produciendo de la arena “Ti” con BES con una producción aproximada de 830 BPPD con BSW=42%; en el 2011 se cierra “Ti”, disparan “Ui” y evalúan, rediseñan BES y se logra recuperar +/-300 BPPD, el pozo queda produciendo de “Ui”.

Al realizar el análisis nodal se realizó sensibilidades con el valor del índice de productividad hasta que esta se ajuste con la producción que tiene a la fecha de corte, esta variación del IP se debe a que ha pasado un año desde que se tomó la prueba de presión y en este transcurso de tiempo se ha ido perdiendo producción.

Para realizar optimización del pozo se propone realizar un trabajo de estimulación a la arena y posterior a ello subir la frecuencia de operación de la bomba a 50 Hz. La Tabla 4.46 muestra los resultados obtenidos del análisis nodal.

TABLA 4.46: RESULTADOS ANÁLISIS NODAL. POZO SSF-118D (ARENA “UI”)

Índice de Productividad	Producción de Fluido (BFPD)	Producción de Petróleo (BPPD)	Producción de Agua (BAPD)
IP _(actual) = 0.23	318 @ 45.5Hz	286 @ 45.5Hz	32 @ 45.5Hz
	350 @ 50Hz	313 @ 50Hz	37 @ 50Hz
IP _(B'Up) = 0.544	603 @ 45.5Hz	543 @ 45.5Hz	60 @ 45.5Hz
IP _(S=0) = 0.614	626 @ 45.5Hz	564 @ 45.5Hz	62 @ 45.5Hz
	684 @ 50Hz	616 @ 50Hz	68 @ 50Hz

Elaborado por: Víctor A. Tatés, Christian D. Garcés.

De los resultados obtenidos se puede concluir que si se realiza un trabajo de estimulación donde se elimine el daño y si se aumenta la frecuencia de trabajo de la bomba actual a 50 Hz se logrará producir 616 BPPD si el corte de agua se mantiene constante, es decir, se incrementará la producción de petróleo en **330 BPPD** de la arena “Ui” del pozo SSF-118D.

En el Anexo 4.16 se encuentra las gráficas obtenidas en los softwares utilizados, al igual que el registro eléctrico de cada arena, la ubicación y el diagrama de completación del pozo.

4.3.2.11 Shushufindi 129D (SSF-129D)

4.3.2.11.1 Análisis de la Prueba de Presión

Se inicia la perforación el 27 de marzo del 2009, terminando con la completación y las pruebas iniciales el 02 de junio de 2009 las mismas que dieron como resultado para la arena “T” inferior una producción de 842 BPPD con BSW= 22%. El pozo fue completado el 02 de junio del 2009 para producir con BES. Hasta la fecha se ha realizado dos trabajos de workover. La prueba de Build Up se tomó durante el último workover.

La prueba de presión fue tomada del 08 al 15 de diciembre del 2010 a la arena “T” inferior, los datos necesarios para realizar el análisis de la prueba se detallan en la Tabla 4.47.

TABLA 4.47: DATOS DEL POZO SSF-129D (ARENA “TI”)

Arena	“T” inferior
Intervalos Analizados (ft)	9347-9352
Espesor Total de la Formación (ft)	63
Espesor Neto de la Formación (ft)	5
Radio del Pozo (ft)	0.29
Porosidad (%)	15
Profundidad de la Electrónica (ft)	9224
Producción de Petróleo (BPPD)	282
Producción de Agua (BAPD)	6
BSW (%)	2
Salinidad (ppm de Cl⁻)	2800
API (°)	31.2
GOR (SCF/BLS)	370
Producción de Gas (MMSCFPD)	0.10434
Presión de Burbuja (psi)	1109
Tiempo de flujo (hrs)	101.83
Tiempo de cierre (hrs)	21.81

Fuente: Departamento de Ingeniería de Petróleos - Área Shushufindi.
Elaborado por: Víctor A. Tatés, Christian D. Garcés.

4.3.2.11.2 Análisis Nodal

En el pozo SSF-129D se ha realizado dos trabajos de workover luego de realizada su completación, el primero en febrero del 2011 por existir comunicación tubing-casing y el segundo en diciembre del 2011 para cambiar de zona y producir de "T" superior, pero la evaluación a esta arena no tuvo buenos resultados; se repunzonó "T" inferior con buena producción por lo que se decide no cambiar de zona y bajar equipo BES rediseñado. El análisis nodal se lo hará con la última completación, ya que la prueba de presión fue tomada durante este último trabajo.

Según el gráfico del análisis nodal el IP actual es de 0.0963, lo cual demuestra que el daño en la formación se ha incrementado. Además la bomba se encuentra trabajando dentro de su rango óptimo, el punto de operación a la fecha de corte cae más arriba de la curva intake, demostrando que existe restricción en la tubería de producción.

Para optimizar la producción en este pozo se debe eliminar el daño de formación para obtener el IP ideal de 0.1411. Se debe limpiar la tubería o la bomba de ser necesario para eliminar las restricciones por acumulación de escala o parafinas. Se utilizará la misma bomba trabajando a la misma frecuencia de 50 Hz, no se recomienda subir la frecuencia ya que se incrementaría la producción de gas. La Tabla 4.48 muestra los resultados obtenidos del análisis nodal.

**TABLA 4.48: RESULTADOS ANÁLISIS NODAL. POZO SSF-129D
(ARENA "TI")**

Índice de Productividad (BFPD/psia)	Producción de Fluido (BFPD)	Producción de Petróleo (BPPD)	Producción de Agua (BAPD)	Frecuencia de la bomba (Hz)
IP _(actual) = 0.0963	192	186	6	50
IP _(S=0) = 0.1411	286.11	277.53	8.58	50

Elaborado por: Víctor A. Tatés, Christian D. Garcés.

De los resultados obtenidos se puede concluir que si se reduce el daño a cero, logrando obtener el IP ideal, se logrará producir **277.53 BPPD** si el corte de agua se mantiene constante, utilizando la misma bomba a 50 Hz. Con esto, se incrementará la producción de petróleo en **91.53 BPPD** en la arena “Ti” del pozo SSF-129D.

En el Anexo 4.17 se encuentra las gráficas obtenidas en los softwares utilizados, al igual que el registro eléctrico de cada arena, la ubicación y el diagrama de completación del pozo.

4.3.2.12 Aguarico 09 (AGU-09)

4.3.2.12.1 Análisis de la Prueba de Presión

Se inicia la perforación el 16 de diciembre de 1977 el cual queda completado el 18 de marzo de 1978 para producir de las arenas “U” y “T”, cuyas pruebas iniciales dieron como resultado 2054 BPPD con un BSW=0.4% a flujo natural. En workover 03 del 17 de diciembre de 1982 se baja completación para producir con Gas Lift; hasta la fecha se ha realizado un total de 24 workovers, la mayoría de estos con el fin de cambiar la tubería por comunicación tubing-casing. La prueba de Build Up se tomó durante el workover 22. Actualmente el pozo está produciendo con BES.

La prueba de presión fue tomada del 28 al 31 de agosto del 2010 a la arena “U” superior, los datos necesarios para realizar el análisis de la prueba se detallan en la Tabla 4.49.

TABLA 4.49: DATOS DEL POZO AGU-09 (ARENA “US”)

Arena	“U” superior
Intervalos Analizados (ft)	9120-9130
Espesor Total de la Formación (ft)	58
Espesor Neto de la Formación (ft)	52
Radio del Pozo (ft)	0.29
Porosidad (%)	14.8
Profundidad de la Electrónica (ft)	9030

TABLA 4.49 (CONTINUACIÓN)

Producción de Petróleo (BPPD)	362.88
Producción de Agua (BAPD)	645.12
BSW (%)	64
Salinidad (ppm de Cl⁻)	78750
API (°)	27.7
GOR (SCF/BLS)	201
Producción de Gas (MMSCFPD)	0.072939
Presión de Burbuja (psi)	1140
Tiempo de flujo (hrs)	34.4
Tiempo de cierre (hrs)	23.27

Fuente: Departamento de Ingeniería de Petróleos - Área Shushufindi.
Elaborado por: Víctor A. Tatés, Christian D. Garcés.

4.3.2.12.2 Análisis Nodal

El pozo AGU-09 en su primera completación produce de las arenas “U” y “T” a flujo natural con una producción de 2054 BPPD. Al declinar esta producción se cambia la completación para producir con gas lift y se estimula con solventes a ambas arenas, obteniendo una producción de 1860 BPPD y BSW=27% para inicios de 1983. En enero de 1985 se tiene problemas por tubing roto, después de realizar operación de cambio la producción disminuye a 368 BPPD con BSW=80%. En vista del aumento de aporte de agua, en marzo del mismo año se realiza cementación forzada y repunzonamiento a “U” y acidificación a “T”, con lo cual se recupera la producción a 1125 BPPD y BSW=45%. Al año siguiente la producción cae a 640 BPPD (BSW=45%) y se tiene nuevamente la tubería rota; se la cambia, se realiza squeeze a “T”, se estimula a “U” y se baja bomba BES; la producción aumenta a 1718 BPPD y BSW= 3.4%. Para los siguientes años se realizan varios trabajos de limpieza por acumulación de escala en la tubería y bomba, además de tratamientos anti-incrustaciones a la arena “T”. En este periodo se ve una disminución de producción de petróleo y un aumento en el BSW, los cuales alcanzan valores de 95 BPPD y BSW= 90% para noviembre de 1992, por lo que se cambia la completación a POWER OIL en julio de 1993 pero se no se puede evaluar. Al siguiente año el pozo queda completado nuevamente con POWER OIL para producir de la arena “U”. Es en octubre de 1997 cuando se realizan registros RST, se realiza cementación forzada, se repunzona y se evalúa

las zonas de interés, luego de lo cual se deja el pozo produciendo de las arenas “Us” y “T” con POWER OIL con una producción de 400 BPPD y BSW=69%. En agosto de 1998 se cierra el pozo por producir a un alto BSW, cuyo valor es de 92%, con una producción de 93 BPPD. En mayo de 2005, se reabre el pozo, se saca tubería con orificio, se realiza cementación forzada, se repunzona y se evalúa, dando como resultado 524 BPPD con BSW= 44%; se cambia completación para producción con BES y queda produciendo de la arena “Us”. Al año siguiente se realizan trabajos de reparación de bomba. En julio del 2010 se inicia operaciones para recuperar un pescado, evaluar la arena “Us”, realizar BUILD UP y rediseñar BES, el pozo produce 473 BPPD con BSW=53%. Seguido a esto se presenta una fuga en la válvula master, por lo que se cierra el pozo para su reparación. En agosto del 2011 cae la producción por daño en la BES, al repararla se recupera +/110 BPPD teniendo finalmente la producción de 113 BPPD y BSW=86%.

Al realizar el análisis nodal el IP ha disminuido, esto debido a un aumento en el daño de la formación ya que han transcurrido 14 meses desde el análisis de B’Up, tiempo en el que se han realizado 2 trabajos de workover, existe problemas en la tubería.

Para optimizar la producción de este pozo se debe eliminar el daño de la formación para que el pozo trabaje con su IP ideal de 0.9582, se debe eliminar las restricciones por acumulación de escala o parafinas en la tubería, y en el caso de tener comunicación tubing-casing cambiar la tubería. La Tabla 4.50 muestra los resultados obtenidos del análisis nodal.

TABLA 4.50: RESULTADOS ANÁLISIS NODAL. POZO AGU-09 (ARENA “US”)

Índice de Productividad (BFPD/psia)	Producción de Fluido (BFPD)	Producción de Petróleo (BPPD)	Producción de Agua (BAPD)	Frecuencia de la bomba (Hz)
$IP_{(actual)} = 0.7168$	806	112.84	693.16	53
$IP_{(S=0)} = 0.9582$	1084.26	151.79	932.46	53

Elaborado por: Víctor A. Tatés, Christian D. Garcés.

De los resultados obtenidos se puede concluir que si se reduce el daño a cero, logrando obtener el IP ideal, se logrará producir **151.79 BPPD** si la bomba se mantiene trabajando a 53 Hz y el corte de agua se mantiene constante, es decir, se incrementará la producción de petróleo en **38.95 BPPD** en la arena “Us” del pozo AGU-09.

En el Anexo 4.18 se encuentra las gráficas obtenidas en los softwares utilizados, al igual que el registro eléctrico de cada arena, la ubicación y el diagrama de completación del pozo.

4.3.2.13 Aguarico 10 (AGU-10)

4.3.2.13.1 Análisis de la Prueba de Presión

Se inicia la perforación desde el 21 de diciembre de 1979 y finaliza la completación el 25 de febrero de 1980, dando como resultado las pruebas iniciales para la arena “T”: 2385 BPPD (BSW= 6%), a flujo natural. El pozo fue completado el 29 de agosto de 1984 para producir con Gas Lift; hasta la fecha se ha realizado un total de 23 workovers. La prueba de Build Up se tomó durante el último workover. Actualmente el pozo está produciendo con BES.

La prueba de presión fue tomada del 14 de mayo al 12 de junio del 2011 a la arena “Ui”, los datos necesarios para realizar el análisis de la prueba se detallan en la Tabla 4.51.

TABLA 4.51: DATOS DEL POZO AGU-10 (ARENA “UI”)

Arena	“U” inferior
Intervalos Analizados (ft)	9142-9146
Espesor Total de la Formación (ft)	60
Espesor Neto de la Formación (ft)	4
Radio del Pozo (ft)	0.41
Porosidad (%)	18
Profundidad de la Electrónica (ft)	8978
Producción de Petróleo (BPPD)	276.48
Producción de Agua (BAPD)	107.52

TABLA 4.51 (CONTINUACIÓN)

BSW (%)	28
Salinidad (ppm de Cl⁻)	55100
API (°)	27.2
GOR (SCF/BLS)	233
Producción de Gas (MMSCFPD)	0.06442
Presión de Burbuja (psi)	1010
Tiempo de flujo (hrs)	95.27
Tiempo de cierre (hrs)	18.74

Fuente: Departamento de Ingeniería de Petróleos - Área Shushufindi.
Elaborado por: Víctor A. Tatés, Christian D. Garcés.

4.3.2.13.2 Análisis Nodal

En su primera completación, el pozo AGU-10 produce a flujo natural de la arena "T" con una producción aproximada de 2385 BPPD, ese mismo año se tapona la tubería por lo que tiene que ser cambiada. En 1984 se realiza una estimulación a las arenas "U" y "T" para mejorar el aporte de hidrocarburo, luego de la cual queda produciendo de "U" 848 BPPD con BSW= 5%. Meses después se decide instalar mandriles para gas lift para aumentar la producción, lo cual resulta positivo al lograr producir 2931 BPPD con BSW= 6.5%. En años posteriores se realiza trabajos de rediseño de mandriles, cambio de tubería de producción por corrosión, cementación y repunzonamiento de las arenas productoras, viendo una caída de producción de petróleo con un aumento de BSW hasta obtener 224 BPPD y 76% de BSW en febrero de 1993 por lo que se cambia la completación para producir con BES, obteniendo la producción de 799 BPPD y 70% de BSW de las arenas "U" y "T". Posteriormente se presentan problemas de corrosión en la bomba, en el cable y en la tubería por lo que se tiene que cerrar el pozo por dos ocasiones. Para agosto de 1994 se realiza squeeze a ambas arenas y se cambia la completación nuevamente, para esta vez producir de la arena "T" con bomba jet 780 BPPD y 10.7 de BSW. Hasta 1998 se realizan trabajos de cambio de completación por packer desasentada y por ruptura de tubing por corrosión, hasta que en ese año se decide cerrar el pozo por alto BSW. El pozo permanece cerrado hasta noviembre de 2005, cuando en el WO# 17 se realiza squeeze, se redispara "U" y "T", se toma BUILD UP a "T" y se diseña BES para cambiar de completación. El siguiente WO es para bajar la BES diseñada, teniendo como

producción 353 BPPD y 20% de BSW. En agosto de 2007 se evalúa a la arena “U” y se toma BUILD UP, con producción de 554 BPPD y 45% de BSW. En los WO # 21 y 22 se cambia la completación por existir comunicación tubing-casing, en este último WO se rediseña la BES, teniendo una producción de 144 BPPD y 90% de BSW. Se cierra nuevamente el pozo por alto BSW en enero del 2011. En el último WO de agosto de 2011 se realiza squeeze a arenas “Ui” y “T”, se toma registro de saturación, se repunzona y se evalúa sin torre a “Ui” de la cual se toma el BUILD UP, luego de lo cual se acidifica la arena y finalmente se baja BES de Centrilift, la cual está produciendo hasta el momento. Dicha acidificación dio buenos resultados ya que la producción incrementó en 150 BPPD.

Como vemos el índice de productividad actual es de 0.4886 lo que indica que después de la acidificación del último workover, el daño no se ha incrementado considerablemente, por lo que no se recomienda realizar ningún trabajo para eliminar el daño, al observar que la producción actual no cae en la curva intake se supone que hay alguna obstrucción en la tubería, la cual debe ser eliminada; la bomba está trabajando dentro de su rango óptimo de producción.

Para optimizar la producción de este pozo se recomienda solamente revisar la tubería de producción para cambiarla si existe comunicación tubing-casing o limpiarla; además de revisar la bomba para saber si la baja producción se debe a problemas con la BES, no se recomienda subir la frecuencia de la misma para no descender mucho la presión de fondo fluyente y no trabajar bajo la presión de burbuja. La Tabla 4.52 muestra los resultados obtenidos del análisis nodal.

TABLA 4.52: RESULTADOS ANÁLISIS NODAL. POZO AGU-10 (ARENA “UI”)

Índice de Productividad (BFPD/psia)	Producción de Fluido (BFPD)	Producción de Petróleo (BPPD)	Producción de Agua (BAPD)	Frecuencia de la bomba (Hz)
$IP_{(actual)} = 0.4886$	540	216	324	51
LUEGO DE LA OPTIMIZACIÓN				
$IP_{(actual)} = 0.4886$	662.97	265.19	397.78	51

Elaborado por: Víctor A. Tatés, Christian D. Garcés.

De los resultados obtenidos se puede concluir que si se cambia la tubería de producción o se la limpia (sea el caso) y se da mantenimiento a la bomba se logrará producir **265.19 BPPD** trabajando con el índice de productividad actual a 51 Hz y el corte de agua se mantiene constante, es decir, se incrementará la producción de petróleo en **49.19 BPPD** en la arena “Ui” del pozo AGU-10.

En el Anexo 4.19 se encuentra las gráficas obtenidas en los softwares utilizados, al igual que el registro eléctrico de cada arena, la ubicación y el diagrama de completación del pozo.

La Tabla 4.53 muestra los resultados obtenidos al interpretar la prueba de presión de los pozos cuyo modelo pozo-reservorio se ajusta al VERTICAL con PENETRACIÓN PARCIAL y los resultados obtenidos del análisis nodal realizado a los mismos.

TABLA 4.53: RESULTADOS DEL ANALISIS DE LA PRUEBA DE PRESION Y DEL ANALISIS NODAL DE LOS POZOS QUE SE AJUSTAN A UN MODELO VERTICAL CON PENETRACION PARCIAL

POZO	ARENA	FECHA DEL B'UP	RESULTADOS DE LA INTERPRETACION DEL B'UP										OBSERVACIONES	
			Pwf (psi)	Pr (psi)	Po (psi)	k (md)	S	IPeUP (BFPD/psia)	IPisotico (BFPD/psia)	EF	Límite de Modelo			
SSF-02	"U"	04-may-10	1027	2674.7	1010	91.9218	20	0.248	0.334	0.742	0.8043	0.8043	0.8043	Presenta un Canal Lineal, se aprecia en la Derivada una caída de presión debido a problemas mecánicos que ocurren al flujo Radial
SSF-03	"U"	19-ago-11	1088.4	1040.2	1010	27.5798	10.894	0.883	0.7	0.8043	0.8043	0.8043	0.8043	Presenta un Canal Lineal, se aprecia en la Derivada una caída de presión al llegar al límite, esto se debe a que las fallas son No Sellantes
SSF-10BD	"U"	07-dic-10	1593.6	1667.3	1010	138.0975	10.577	2.268	3.72	0.6151	0.6151	0.6151	0.6151	Presenta un Canal Lineal, se aprecia en la Derivada una caída de presión al llegar al límite, esto se debe a que las fallas son No Sellantes
SSF-14	"T"	19-jul-10	1891.4	2389.5	1053	31.0123	3.375	1.633	1.81	0.305	0.305	0.305	0.305	Se aprecia en la Derivada una caída de presión al llegar al límite, esto se debe a que las fallas son No Sellantes
	"U"	08-ago-10	1141	1470.7	1010	93.9493	2.289	2.017	2.318	0.8702	0.8702	0.8702	0.8702	Presenta un Canal Lineal, se aprecia en la Derivada una caída de presión debido al posible desasentamiento de un packer durante la prueba
SSF-24	"T"	09-ene-10	2412.7	2741.5	1053	123.1966	19.491	2.774	7.363	0.3772	0.3772	0.3772	0.3772	Presenta un Canal Lineal, se aprecia en la Derivada una caída de presión debido al posible desasentamiento de un packer durante la prueba
	"U"	04-nov-11	476.5	1380.3	1300	15.775	-3.028	0.636	0.183	2.9267	2.9267	2.9267	2.9267	Se presenta una fractura lineal, el pozo está estimulado y se encuentra produciendo bajo el punto de burbuja
SSF-30	"T"	08-jun-10	1796	2505.3	1053	249.4896	15.587	1.154	1.306	0.8334	0.8334	0.8334	0.8334	Presenta un Canal Lineal, se aprecia en la Derivada una caída de presión debido al posible desasentamiento de un packer durante la prueba
SSF-109D	"U"	26-ene-10	1156.2	1360	1010	153.601	33.286	2.566	3.463	0.7425	0.7425	0.7425	0.7425	Presenta un Canal Lineal, se aprecia en la Derivada una caída de presión debido al posible desasentamiento de un packer durante la prueba
SSF-111D	"T"	11-ene-10	1216.4	2277.3	1053	4.136	1.203	0.701	0.752	0.933	0.933	0.933	0.933	Existe la presencia de Flujo Estático debido a la Penetración Parcial, permeabilidad muy baja, posible falla de las membranas
SSF-118D	"U"	13-may-11	1071.7	2175.2	1010	36.1308	2.297	0.544	0.614	0.8861	0.8861	0.8861	0.8861	Presenta un Canal Lineal, se aprecia en la Derivada una caída de presión debido al posible desasentamiento de un packer durante la prueba
SSF-129D	"T"	15-dic-10	691.46	2759.6	1109	17.5	0.625	0.1392	0.1411	0.9867	0.9867	0.9867	0.9867	Se aprecia que existe una gran distorsión de la presión en la Derivada, posiblemente a que el pozo está produciendo bajo el punto de burbuja
AGU-09	"U"	31-ago-10	2000.6	3211.3	1140	78.6611	8.716	0.8325	0.9662	0.6968	0.6968	0.6968	0.6968	Presenta un Canal Lineal, se aprecia en la Derivada una caída de presión debido al posible desasentamiento de un packer durante la prueba
AGU-10	"U"	12-jun-11	1209.14	3123.24	1010	49.4835	3.75	0.2006	0.5199	0.3859	0.3859	0.3859	0.3859	Presenta un Canal Lineal, se aprecia en la Derivada una caída de presión debido al posible desasentamiento de un packer durante la prueba

TABLA 4.53 (CONTINUACIÓN)

POZO	ARENA	FECHA DE LA ÚLTIMA PRODUCCIÓN	DATOS DEL POZO A LA FECHA DE CIERRE					RESULTADOS DEL ANÁLISIS NODAL				
			Bomba	Rango de Producción (BFPD)	Pwf (psi)	Presión de Trabajo (psi)	Frecuencia de Trabajo (Hz)	Producción a la Fecha (BFPD)	IP actual (BFPD/psia)	Propuesta de Optimización	Producción posterior a Optimización (BFPD)	
SSF-02	"U"	28-ene-11	D 726N, 342 etapas	350-905 @ 60Hz	983.56	60	50	282 @ BSW -75%	0.1674	Debido al alto corte de agua y a la baja producción de petróleo se recomienda seguir con la producción actual	479 @ BSW -75%	
SSF-03	"U"	24-sep-11	AN550, 604 etapas	400-700 @ 60Hz	733.28	90	50	209 @ BSW -84%	0.2392	Debido al alto corte de agua y a la baja producción de petróleo se recomienda seguir con la producción actual	406 @ BSW -84%	
SSF-10BD	"U"	11-ene-12	D N1100, 252 etapas	600-1350 @ 60Hz	1066.96	55	60	958 @ BSW -32%	1.1111	Eliminar el Daño y Subir Frecuencia a la Bomba	1191 @ BSW -32%	
SSF-14	"T"	19-jul-10	P 8XH6, 293 etapas	350-1000 @ 53.44Hz	1891.4	-----	-----	816 @ BSW -84%	1.638	Debido al alto corte de agua se recomienda dejar cerrada esta arena	1288 @ BSW -84%	
	"U"	10-ene-12	P 8XH6, 293 etapas	350-1000 @ 53.44Hz	1009.84	50	51	621 @ BSW -1.9%	1.348	Eliminar el Daño y Cambiar de Bomba	902 @ BSW -1.9%	
SSF-24	"T"	17-ene-12	D N3000, 316 etapas	2100-3700 @ 60Hz	2109.38	75	55	2014 @ BSW -82%	3.185	Eliminar el Daño y Subir Frecuencia a la Bomba	2905 @ BSW -82%	
SSF-66	"U"	No se realiza Análisis Nodal a esta arena ya que se encuentra produciendo bajo el punto de burbuja con sistema de levantamiento hidráulico tipo JET										
SSF-90	"T"	14-ene-12	P 8XH6, 293 etapas	350-1000 @ 53.44Hz	1629.23	30	51	844 @ BSW -88%	1.264	Debido al alto corte de agua se recomienda seguir con la producción actual	1073 @ BSW -88%	
SSF-109D	"U"	10-ene-12	D N1100, 309 etapas	600-1350 @ 60Hz	1135.28	70	60	969 @ BSW -22%	4.31	Implementar Completación Dual	1191 @ BSW -22%	
	"T"	16-ene-12	P 8XH6, 293 etapas	350-1000 @ 53.44Hz	1390.17	100	53	775 @ BSW -35%	0.874	Subir Frecuencia a la Bomba	940 @ BSW -35%	
SSF-118D	"U"	14-ene-12	P 8XH6, 360 etapas	350-1000 @ 53.44Hz	760.24	70	45.5	319 @ BSW -10%	0.23	Eliminar el Daño y Subir Frecuencia a la Bomba	664 @ BSW -10%	
SSF-129D	"T"	25-feb-12	D 475N, 372 etapas	250-635 @ 4.9Hz	764.04	45	50	192 @ BSW -3%	0.0963	Eliminar el Daño	286.11 @ BSW -3%	
AGU-09	"U6"	11-oct-11	D N1100, 360 etapas	600-1350 @ 60Hz	2086.09	170	53	806 @ BSW -86%	0.7168	Debido al alto corte de agua se recomienda seguir con la producción actual	1084.26 @ BSW -86%	
AGU-10	"U"	29-feb-12	P 8XH6, 360 etapas	350-1000 @ 53.44Hz	1745.36	135	51	540 @ BSW -60%	0.4886	Debido al alto corte de agua se recomienda seguir con la producción actual	662.97 @ BSW -60%	

Elaborado por: Víctor A. Tatés, Christian D. Garcés

CAPÍTULO 5

ANÁLISIS ECONÓMICO DEL INCREMENTO DE PRODUCCIÓN OBTENIDO EN POZOS SELECCIONADOS DEL CAMPO SHUSHUFINDI

5.1 ANÁLISIS TÉCNICO

Luego de realizar el análisis de los Build Ups tomados en el año 2010, 2011 y 2012, que en total fueron para 23 pruebas en 19 pozos, se logró obtener el dato del mayor potencial que posee cada arena obteniendo el valor del Índice de Productividad (IP) ideal. Con el análisis nodal realizado se pudo conocer el comportamiento actual del sistema pozo-reservorio, para así, encontrar el mejor mecanismo para aumentar la producción de cada reservorio.

Del análisis realizado se encontró que los pozos aptos para realizar un trabajo de reacondicionamiento son 11, ya que el aumento de su producción excede los 90 BPPD (parámetro que se tomó como base para seleccionar los pozos aptos para reacondicionamiento). En un pozo se optimizará la producción simplemente subiendo la frecuencia de la bomba instalada actualmente.

En la tabla 5.1 se presenta un resumen de los trabajos propuestos para los pozos seleccionados.

**TABLA 5.1: TRABAJOS PROPUESTOS PARA LA OPTIMIZACIÓN DE LOS
POZOS SELECCIONADOS DEL CAMPO SHUSHUFINDI**

POZO	ARENA	ELIMINAR EL DAÑO	CAMBIAR BOMBA	SUBIR FRECUENCIA	COMPLETACIÓN DOBLE
SSF-10BD	"Ui"	X		X	
SSF-14	"U"	X	X		
SSF-24	"T"	X		X	
SSF-109D	"Ui"			X	X
	"Ti"		X		
SSF-111D	"T"			X	

TABLA 5.1 (CONTINUACIÓN)

SSF-118D	"Ui"	X		X	
SSF-129D	"Ti"	X			
SSF-133D	"Ti"	X	X		
SSF-162D	"Ti"	X		X	
	"Ui"	X		X	
AGU-11D	"Ui"	X	X		
AGU-14D	"Ti"	X	X		
AGU-15D	"Us"				X
	"Ui"		X		

Elaborado por: Víctor A. Tatés, Christian D. Garcés.

En este trabajo se consideran tres propuestas a realizarse en los pozos, las cuales se detallan en las tablas 5.2, 5.3 y 5.4, presentando los resultados de producción que se obtendrá luego de realizar el trabajo propuesto en este estudio.

La propuesta 1 considera realizar un trabajo de reacondicionamiento con el fin de eliminar el daño de formación por medio de un tratamiento químico, luego de lo cual, se trabajará con la misma bomba que se encuentra instalada. Solamente el pozo SSF-129D se mantendrá trabajando con la misma frecuencia, en los demás casos, se debe aumentar la frecuencia de la bomba.

**TABLA 5.2: RESULTADOS DEL ANÁLISIS TÉCNICO – PROPUESTA 1
ELIMINAR EL DAÑO DE FORMACIÓN**

POZO	ARENA	FECHA ULTIMA PRODUCCIÓN	PRODUCCIÓN			OPTIMIZACIÓN			GANANCIA (BPPD)	AUMENTO DE AGUA (BAPD)
			BFPD	BPPD	BAPD	BFPD	BPPD	BAPD		
SSF-24	"T"	17/01/2012	2014	363	1651	2905	523	2382	160	731
SSF-10BD	"Ui"	11/01/2012	958	651	307	1191	810	381	159	74
SSF-129D	"Ti"	25/02/2012	192	186	6	286.11	277.53	8.58	91.53	2.58
SSF-118	"Ui"	14/01/2012	319	287	32	684	616	68	329	36
SSF-162D	"Ti"	25/02/2012	1277	1239	38	1649.16	1599.68	49.47	360.68	11.47
	"Ui"	18/02/2012	410	404	6	790.98	779.12	11.86	375.12	5.86
									1475.33	860.91

Elaborado por: Víctor A. Tatés, Christian D. Garcés.

La propuesta 2 considera realizar un trabajo de reacondicionamiento para eliminar el daño de formación mediante tratamiento químico y además cambiar la BES, ya que la bomba instalada actualmente trabajará sobre su punto de operación óptimo al aumentar el caudal de producción.

**TABLA 5.3: RESULTADOS DEL ANÁLISIS TÉCNICO – PROPUESTA 2
ELIMINAR EL DAÑO DE FORMACIÓN Y CAMBIAR BES**

POZO	ARENA	FECHA ULTIMA PRODUCCIÓN	PRODUCCIÓN			OPTIMIZACIÓN			GANANCIA (BPPD)	AUMENTO DE AGUA (BAPD)
			BFPD	BPPD	BAPD	BFPD	BPPD	BAPD		
SSF-14	"U"	10/01/2012	621	609	12	902	885	17	276	5
SSF-133D	"Tj"	12/02/2012	730	277	453	1193.1	453.4	739.7	176.38	286.73
AGU-11D	"Uj"	17/02/2012	1942	1709	233	2565.9	2258	307.9	549.03	74.91
AGU-14D	"Tj"	18/02/2012	1342	1314.8	26.83	2020.5	1980	40.41	665.36	13.58
									1666.77	380.22

Elaborado por: Víctor A. Tatés, Christian D. Garcés.

La propuesta 3 considera realizar un trabajo de reacondicionamiento con el fin de cambiar la completación actual del pozo a completación dual, ya que de acuerdo al análisis realizado a las arenas que se encuentran cerradas en este momento, se evidencia un buen potencial de las mismas para producir hidrocarburos. Para este caso se recomienda subir la frecuencia de la bomba en el reservorio "Ui" en el pozo SSF-109D.

**TABLA 5.4: RESULTADOS DEL ANÁLISIS TÉCNICO – PROPUESTA 3
CAMBIAR A COMPLETACIÓN DUAL**

POZO	ARENA	FECHA ULTIMA PRODUCCIÓN	PRODUCCIÓN			OPTIMIZACIÓN			GANANCIA (BPPD)	AUMENTO DE AGUA (BAPD)
			BFPD	BPPD	BAPD	BFPD	BPPD	BAPD		
SSF-109D	"Uj"	10/01/2012	969	756	213	1191	929	262	173	49
	"Tj"					1158	220	938	220	938
AGU-15D	"Us"	17/02/2012	459.43	436.45	22.97	459.43	436.45	22.97	0	0
	"Uj"					168.9	139.4	29.5	139.4	29.5
									532.4	1016.5

Elaborado por: Víctor A. Tatés, Christian D. Garcés.

Como se dijo anteriormente, en el pozo SSF-111D no se recomienda realizar trabajo de reacondicionamiento y lo más acertado para aumentar la producción es simplemente subir la frecuencia de la bomba que se encuentra instalada al momento, al hacer esto no se tendrá problemas por producción de gas. Se debe subir la frecuencia de la bomba 7 Hz, se recomienda hacerlo en escalera, es decir, subiendo 1 Hz cada dos días, el incremento de frecuencia se lo realiza de esta manera para evitar el aumento del agua por un cambio brusco en las condiciones del reservorio, además para evitar sobrecarga en el eje de la bomba.

Los resultados del incremento de producción al subir la frecuencia de la bomba se presentan en la siguiente tabla:

**TABLA 5.5: RESULTADOS DEL ANÁLISIS TÉCNICO
SUBIR LA FRECUENCIA DE OPERACIÓN**

POZO	ARENA	FECHA ULTIMA PRODUCCIÓN	PRODUCCIÓN			OPTIMIZACIÓN			GANANCIA (BPPD)	AUMENTO DE AGUA (BAPD)
			BFPD	BPPD	BAPD	BFPD	BPPD	BAPD		
SSF-111D	"T"	15/01/2012	775	496	279	940	602	338	106	59

Elaborado por: Víctor A. Tatés, Christian D. Garcés.

Los resultados muestran que el aumento de producción para la primera propuesta de reacondicionamiento es de **1475.33 BPPD**; para la segunda propuesta es de **1666.77 BPPD**; para la tercera propuesta de reacondicionamiento es de **532.4 BPPD**; y para el caso de aumento de frecuencia es de **106 BPPD**; dando como resultado un total de **3780.5 BPPD** con una producción de agua de **2316.63 BAPD**.

5.2 ANÁLISIS ECONÓMICO

Los resultados del análisis económico de un proyecto determinan la viabilidad del mismo, el cual se basa, principalmente, en el análisis de inversiones, ingresos, egresos, valor actual neto (VAN), tasa interna de retorno (TIR) y relación costo-beneficio (RCB).

El valor actual neto es la ganancia que genera el proyecto medida al día de análisis, que corresponde a la sumatoria de los flujos de caja netos (FNC) actualizados. Este valor es afectado generalmente por los costos de instalación y operación; la tasa de actualización (r) y los precios de venta.

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

La tasa interna de retorno es propia de cada proyecto y es el mejor indicador de la rentabilidad del mismo. Es el valor de la tasa de actualización que hace que el valor actual neto del proyecto sea igual a cero.

$$\sum_{k=0}^n \frac{FNC_k}{(1 + TIR)^k} = 0 = VAN \quad (5.2)$$

Un proyecto es económicamente rentable cuando se cumplen dos condiciones:

- El valor actual neto es mayor a cero.
- La tasa interna de retorno es mayor que la tasa de actualización.

La relación costo-beneficio es un método de evaluación de proyectos que considera los ingresos generados, los gastos y la inversión.

$$RCB = \frac{\text{Ingresos(actualizados)}}{\text{Costos(actualizados)} + \text{inversión}} \quad (5.3)$$

Para tener una visión clara de la rentabilidad del proyecto se considera:

- Si $RCB > 1$, el proyecto es aceptable (los ingresos son mayores que los egresos).
- Si $RCB = 1$, el proyecto es indiferente (los ingresos son iguales a los egresos).
- Si $RCB < 1$, el proyecto no es aceptable (los ingresos son menores que los egresos).

En proyectos petroleros, las inversiones se las realiza a corto plazo, esto debido a que la rentabilidad es muy alta, principalmente a causa de la tendencia al alza del precio de cada barril.

5.2.1 INVERSIÓN

La inversión en el proyecto es el monto que se gasta al implementar las propuestas hechas en el análisis técnico, la cual comprende los costos de los trabajos de reacondicionamiento, que se detallan en las tablas 5.6, 5.7 y 5.8.

TABLA 5.6: COSTOS ESTIMADOS DE UN TRABAJO DE REACONDICIONAMIENTO PARA TRATAMIENTO QUÍMICO

OPERACIÓN	VALOR (USD)
Movimiento de la torre (14 Km)	6674.31
Trabajo de la torre (10 DIAS)	73990
Supervisión y transporte	27650
Químicos de control de pozo	3811.96
Unidad de Wire Line	4958.79
Supervisión e Instalación BES	3000
Instalación Quick Conector y Protectores Cannon	4339.06
Servicio de Spooler	4182
Unidad de Bombeo y Herramientas para Estimulación	90000
Contingencias (+/-25%)	54651.53
TOTAL	273257.65

Fuente: Departamento de Ingeniería de Petróleos - Área Shushufindi.

Elaborado por: Víctor A. Tatés, Christian D. Garcés.

TABLA 5.7: COSTOS ESTIMADOS DE UN TRABAJO DE REACONDICIONAMIENTO PARA TRATAMIENTO QUÍMICO Y REDISEÑO DE BES

OPERACIÓN	VALOR (USD)
Movimiento de la torre (14 Km)	6674.31
Trabajo de la torre (10 DIAS)	73990
Supervisión y transporte	27650
Químicos de control de pozo	3811.96
Equipos de Subsuelo y Superficie	150000
Unidad de Wire Line	4958.79
Supervisión e Instalación BES	3000
Instalación Quick Conector y Protectores Cannon	4339.06
Servicio de Spooler	4182
Unidad de Bombeo y Herramientas para Estimulación	90000
Contingencias (+/-25%)	92151.53
TOTAL	460757.65

Fuente: Departamento de Ingeniería de Petróleos - Área Shushufindi.

Elaborado por: Víctor A. Tatés, Christian D. Garcés.

TABLA 5.8: COSTOS ESTIMADOS DE UN TRABAJO DE REACONDICIONAMIENTO PARA CAMBIO A COMPLETACIÓN DUAL

OPERACIÓN	VALOR (USD)
Movimiento de la torre (14 Km)	6674.31
Trabajo de la torre	110985
Supervisión y transporte	27650
Químicos	3811.96
Equipo de Subsuelo y Superficie	720000
Unidad de Wire Line	887
Supervisión e Instalación BES	6000
Cable eléctrico 2° BES	18000
Vacuum	2015
Unidad de Bombeo	18064
Contingencias (+/-25%)	228521.8175
TOTAL	1142609.088

Fuente: Departamento de Ingeniería de Petróleos - Área Shushufindi.

Elaborado por: Víctor A. Tatés, Christian D. Garcés.

5.2.2 INGRESOS

Los ingresos se los obtendrá al multiplicar el precio del barril del petróleo por la producción acumulada de cada mes durante el tiempo de duración del proyecto, para el cálculo de la producción mensual se utiliza la ecuación de declinación exponencial:

$$q = q_1 * e^{-Dt} \quad (5.4)$$

Donde:

q = caudal esperado en el tiempo **t** (BFPD).

q₁= caudal inicial (BFPD).

D= porcentaje de declinación del campo; 8% anual, 0.667% mensual. (**Fuente: Departamento de Ingeniería de Petróleos del Área Shushufindi**).

t= tiempo en el que se obtiene el nuevo caudal (años o meses).

5.2.3 EGRESOS

Los egresos son el resultado de la suma de los costos que genera producir los nuevos barriles de petróleo, posterior a los trabajos de reacondicionamiento de las propuestas realizadas en el análisis técnico, teniendo en cuenta el costo de operación por barril que para el campo Shushufindi es de 7.24 USD (**Fuente: Contabilidad y Costos de Gerencia de Exploración y Producción, EPPETROECUADOR**).

Los costos de inversión se detallan en la siguiente tabla:

TABLA 5.9: RESUMEN DE LOS COSTOS DE INVERSIÓN DE LAS PROPUESTAS PRESENTADAS PARA OPTIMIZAR LA PRODUCCIÓN DEL CAMPO SHUSHUFINDI

OBJETIVO DEL REACONDICIONAMIENTO	COSTO TOTAL (USD)
TRATAMIENTO QUÍMICO	1639545.9
TRATAMIENTO QUÍMICO Y CAMBIO DE BOMBA	1843030.6
COMPLETACIÓN DUAL	2285218.176
TOTAL	5767794.676

Elaborado por: Víctor A. Tatés, Christian D. Garcés.

5.2.4 CONSIDERACIONES ESPECIALES

Para realizar el análisis económico se han tomado en cuenta las siguientes condiciones:

- Los costos de reacondicionamiento fueron estimados a partir de trabajos realizados en pozos del área Shushufindi, tomando los costos más altos para que los resultados sean lo más real posibles.
- La tasa de actualización anual se asume es del 12% (1% mensual).
- El costo operativo de 7.24 USD/BLS no incluye el costo de reparación de los pozos en caso de que estos se apaguen por problemas no previstos.
- Al no intervenir impuestos fiscales no se considera depreciación contable de los equipos.

- La tasa de declinación de producción promedio del campo se estima en 8% anual, de acuerdo al comportamiento de producción del campo en la etapa de madurez. Por lo tanto se establece una tasa de 0.667% mensual para el proyecto, considerando un periodo mensual de 30 días.
- El porcentaje de contingencia asumido es de +/- 25%.
- Se analizarán 3 escenarios en los que varía el precio por barril de petróleo: el primero con el precio actual de 108.84 USD/BLS (precio al 01 de marzo del 2012); el segundo de 80 USD/BLS (presupuesto general del estado para 2012) y el tercero de 60 USD/BLS como peor escenario considerado para el proyecto.
- Cada trabajo de reacondicionamiento para tratamiento químico y para tratamiento químico con cambio de BES se lo realizará en un periodo de 10 días y para cambio a completación dual en 15 días. Para estos trabajos se utilizará una torre para el trabajo de tratamiento químico, otra para el trabajo de tratamiento químico con cambio de bomba y una tercera torre para implementar completación dual.

5.2.5 CRONOGRAMA DE REACONDICIONAMIENTOS

En las tablas 5.10, 5.11 y 5.12 se presentan los cronogramas de actividades que se realizarán con 3 torres de reacondicionamiento.

TABLA 5.10: CRONOGRAMA DE REACONDICIONAMIENTOS PARA ELIMINAR EL DAÑO

POZO	MES					
	1			2		
SSF-10BD	■					
SSF-162D(Ui)		■				
SSF-162D(Ti)			■			
SSF-118				■		
SSF-129D					■	
SSF-24						■

Elaborado por: Víctor A. Tatés, Christian D. Garcés.

TABLA 5.11: CRONOGRAMA DE REACONDICIONAMIENTOS PARA ELIMINAR EL DAÑO Y CAMBIAR BES

POZO	MES					
	1			2		
SSF-133D						
SSF-14						
AGU-14D						
AGU-11D						

Elaborado por: Víctor A. Tatés, Christian D. Garcés.

TABLA 5.12: CRONOGRAMA DE REACONDICIONAMIENTOS PARA IMPLEMENTAR COMPLETACIÓN DUAL

POZO	MES	
	1	
SSF-109D		
AGU-15D		

Elaborado por: Víctor A. Tatés, Christian D. Garcés.

5.2.6 ANÁLISIS DE LOS ESCENARIOS PARA LAS DIFERENTES PROPUESTAS DE OPTIMIZACIÓN

Se procederá a realizar el análisis económico de las tres propuestas de reacondicionamiento para optimizar la producción del campo con los tres escenarios mencionados donde el precio del barril es la variable.

5.2.6.1 Primera Propuesta - Eliminar el Daño con Tratamiento Químico

A continuación, las tablas 5.13, 5.14 y 5.15 muestran el análisis económico detallado para los diferentes precios del barril de petróleo.

TABLA 5.13: ANÁLISIS ECONÓMICO PARA LA PRIMERA PROPUESTA DE OPTIMIZACIÓN @ 108.84 USD/BLS

MES	PERIODO	POZOS A INTERVENIR	POZOS PRODUCIENDO	PRODUCCION MENSUAL (BPP/M)	INGRESOS	INVERSIÓN	COSTO OPERATIVO MENSUAL	EGRESO TOTAL	FLUJO NETO DE CAJA	ACUMULADO DE LOS FLUJOS DE CAJA NETOS	INGRESO ACTUALIZADO	EGRESO ACTUALIZADO	FLUJO NETO DE CAJA ACTUALIZADO	ACUMULADO DE LOS FLUJOS NETOS DE CAJA ACTUALIZADOS (Dólares)
1	0	3	0	0	0	819773.0	0	819773	-819773	-819773	0	819773	-819773	-819773
2	1	3	3	26844.00	2921701	819773.0	194351	1014124	1907577	1087805	2892773	1004083	1888691	1068918
3	2	0	6	44081.45	4797825	0	319150	319150	4478675	5566479	4703289	312861	4390427	5459345
4	3	0	6	43788.40	4765930	0	317028	317028	4448902	10015381	4625764	307704	4318060	9777405
5	4	0	6	43497.30	4734247	0	314920	314920	4419326	14434707	4549518	302632	4246886	14024291
6	5	0	6	43208.14	4702774	0	312827	312827	4389947	18824655	4474528	297644	4176884	18201175
7	6	0	6	42920.90	4671511	0	310747	310747	4360764	23185418	4400775	292738	4108037	22309212
8	7	0	6	42635.57	4640456	0	308682	308682	4331774	27517193	4328237	287913	4040324	26349536
9	8	0	6	42352.14	4609607	0	306630	306630	4302978	31820170	4256895	283167	3973728	30323263
10	9	0	6	42070.59	4578963	0	304591	304591	4274372	36094542	4186728	278500	3908229	34231492
11	10	0	6	41790.92	4548523	0	302566	302566	4245957	40340499	4117719	273909	3843809	38075301
12	11	0	6	41513.10	4518286	0	300555	300555	4217731	44558230	4049846	269394	3780452	41855754
TOTAL					49489822			4931592			46586073	4730319	41855754	

Elaborado por: Víctor A. Tatés, Christian D. Garcés.

TABLA 5.14: ANÁLISIS ECONÓMICO PARA LA PRIMERA PROPUESTA DE OPTIMIZACIÓN @ 80 USD/BLS

MES	PERIODO	POZOS A INTERVENIR	POZOS PRODUCIENDO	PRODUCCION MENSUAL (BPPM)	INGRESOS (Dólares)	INVERSIÓN (Dólares)	COSTO OPERATIVO MENSUAL (Dólares)	EGRESO TOTAL (Dólares)	FLUJO NETO DE CAJA (Dólares)	ACUMULADO DE LOS FLUJOS DE CAJA NETOS (Dólares)	INGRESO ACTUALIZADO (Dólares)	EGRESO ACTUALIZADO (Dólares)	FLUJO NETO DE CAJA ACTUALIZADO (Dólares)	ACUMULADO DE LOS FLUJOS NETOS DE CAJA ACTUALIZADOS (Dólares)
1	0	3	0	0	0	819773.0	0	819773	-819773	-819773	0	819773	-819773	-819773
2	1	3	3	26844.00	2147520	819773.0	194351	1014124	1133396	313624	2126257	1004083	1122175	302402
3	2	0	6	44081.45	3528516	0	319150	319150	3207366	3520990	3457029	312861	3144168	3446570
4	3	0	6	43788.40	3503072	0	317028	317028	3186044	6707034	3400047	307704	3092343	6538913
5	4	0	6	43497.30	3479784	0	314920	314920	3164864	9871898	3344004	302632	3041372	9580285
6	5	0	6	43208.14	3458651	0	312827	312827	3143824	13015722	3288885	297644	2991241	12571526
7	6	0	6	42920.90	3433672	0	310747	310747	3122925	16138647	3234675	292738	2941937	15513463
8	7	0	6	42635.57	3410846	0	308682	308682	3102164	19240811	3181358	287913	2893445	18406907
9	8	0	6	42352.14	3388171	0	306630	306630	3081542	22322353	3128919	283167	2845752	21252660
10	9	0	6	42070.59	3365647	0	304591	304591	3061056	25383409	3077345	278500	2798846	24051505
11	10	0	6	41790.92	3343273	0	302566	302566	3040707	28424116	3026622	273909	2752712	26804218
12	11	0	6	41513.10	3321048	0	300555	300555	3020493	31444609	2976734	269394	2707339	29511557
		TOTAL			36376202			4931592			34241876	4730319	29511557	

Elaborado por: Víctor A. Tatés, Christian D. Garcés.

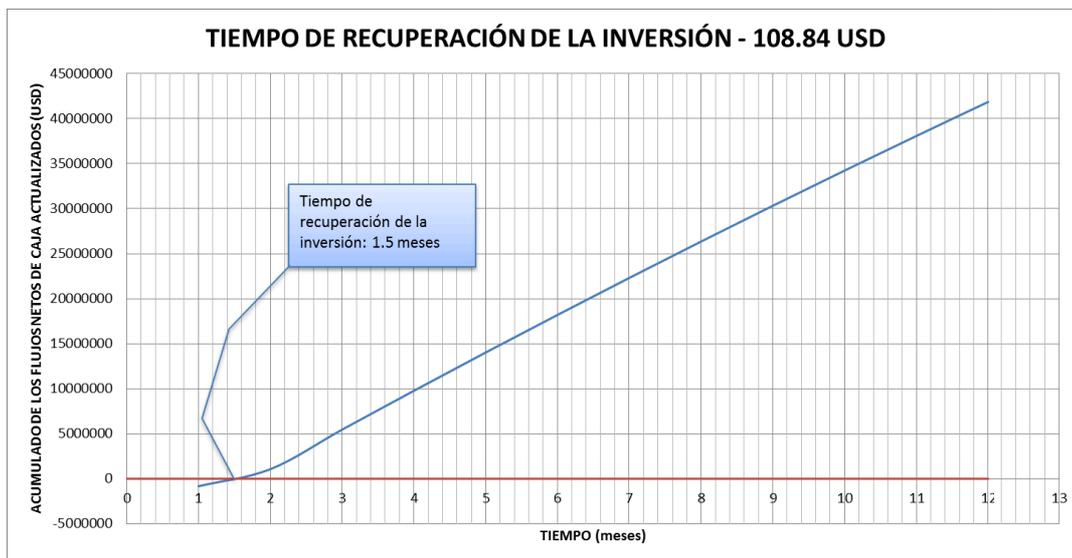
TABLA 5.15: ANÁLISIS ECONÓMICO PARA LA PRIMERA PROPUESTA DE OPTIMIZACIÓN @ 60 USD/BLS

MES	PERIODO	POZOS A INTERVENIR	POZOS PRODUCIENDO	PRODUCCION MENSUAL (BPPM)	INGRESOS (Dólares)	INVERSIÓN (Dólares)	COСТО OPERATIVO MENSUAL (Dólares)	EGRESO TOTAL (Dólares)	FLUJO NETO DE CAJA (Dólares)	ACUMULADO DE LOS FLUJOS DE CAJA NETOS (Dólares)	INGRESO ACTUALIZADO (Dólares)	EGRESO ACTUALIZADO (Dólares)	FLUJO NETO DE CAJA ACTUALIZADO (Dólares)	ACUMULADO DE LOS FLUJOS NETOS DE CAJA ACTUALIZADOS (Dólares)
1	0	3	0	0	0	819773.0	0	819773	-819773	-819773	0	819773	-819773	-819773
2	1	3	3	26844.00	1610640	819773.0	194351	1014124	596516	-223256	1594693	1004083	590610	-229163
3	2	0	6	44081.45	2644887	0	319150	319150	2325737	2102481	2592772	312861	2279911	2050748
4	3	0	6	43788.40	2627304	0	317028	317028	2310276	4412757	2550035	307704	2242331	4293080
5	4	0	6	43497.30	2609838	0	314920	314920	2294918	6707675	2508003	302632	2205371	6498450
6	5	0	6	43208.14	2592489	0	312827	312827	2279662	8987336	2466664	297644	2169020	8667470
7	6	0	6	42920.90	2575254	0	310747	310747	2264507	11251843	2426006	292738	2133268	10800738
8	7	0	6	42635.57	2558134	0	308682	308682	2249453	13501296	2366018	287913	2098105	12898843
9	8	0	6	42352.14	2541128	0	306630	306630	2234499	15735795	2346690	283167	2063522	14962366
10	9	0	6	42070.59	2524236	0	304591	304591	2219644	17955439	2308009	278500	2029509	16991875
11	10	0	6	41790.92	2507455	0	302566	302566	2204889	20160328	2269966	273909	1996057	18987932
12	11	0	6	41513.10	2490786	0	300555	300555	2190231	22350559	2232550	269394	1963156	20951088
TOTAL					27282151	0	0	4931592	0	0	25681407	4730319	20951088	0

Elaborado por: Víctor A. Tatés, Christian D. Garcés.

En la figura 5.1 se puede observar que el tiempo en el que se recupera la inversión cuando el precio de barril es de 108.84 USD es de 1.5 meses.

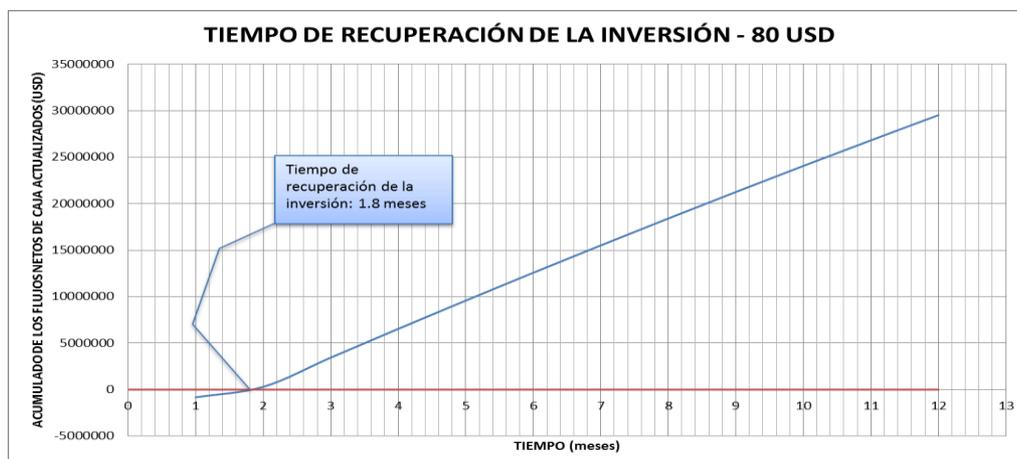
FIGURA 5.1: TIEMPO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN DE LA PRIMERA PROPUESTA DE OPTIMIZACIÓN @ 108.84 USD/BLS



Elaborado por: Víctor A. Tatés, Christian D. Garcés.

En la figura 5.2 se puede observar que el tiempo en el que se recupera la inversión cuando el precio de barril es de 80 USD es de 1.8 meses.

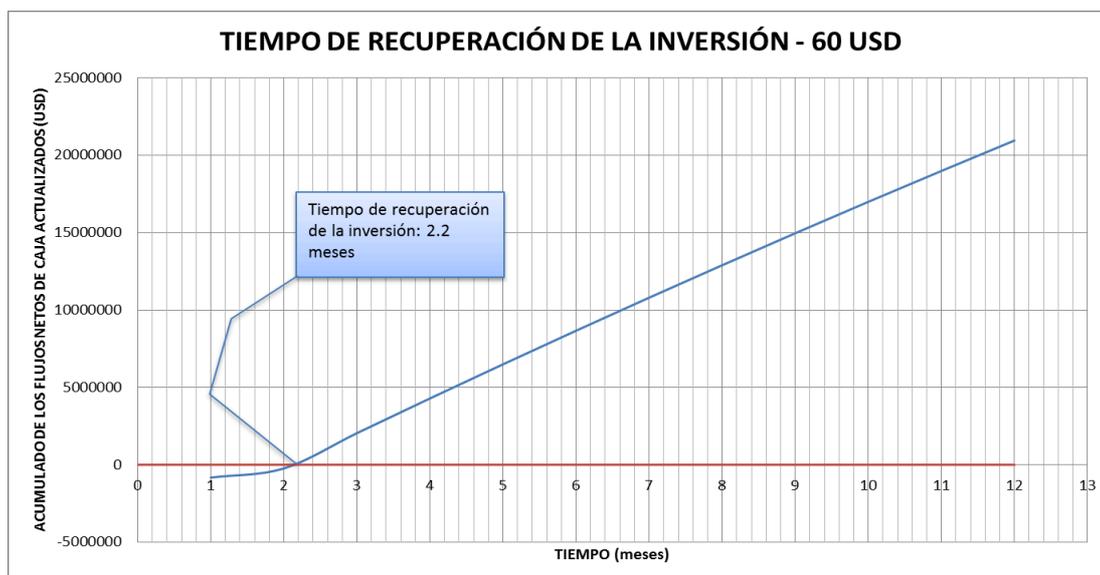
FIGURA 5.2: TIEMPO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN DE LA PRIMERA PROPUESTA DE OPTIMIZACIÓN @ 80 USD/BLS



Elaborado por: Víctor A. Tatés, Christian D. Garcés.

En la figura 5.3 se puede observar que el tiempo en el que se recupera la inversión cuando el precio de barril es de 60 USD es de 2.2 meses.

FIGURA 5.3: TIEMPO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN DE LA PRIMERA PROPUESTA DE OPTIMIZACIÓN @ 60 USD/BLS



Elaborado por: Víctor A. Tatés, Christian D. Garcés.

La Tabla 5.16 muestra los resultados obtenidos del análisis económico para la primera propuesta de optimización:

TABLA 5.16: RESULTADOS DEL ANÁLISIS ECONÓMICO PARA LA PRIMERA PROPUESTA

ELIMINAR EL DAÑO CON TRATAMIENTO QUÍMICO			
COSTO/BLS	108.84 USD	80 USD	60 USD
VAN	41855754	29511557	20951088
TIR	309%	218%	155%
C/B	9.8	7.2	5.4
T/R (meses)	1.5 meses	1.8 meses	2.2 meses

Elaborado por: Víctor A. Tatés, Christian D. Garcés.

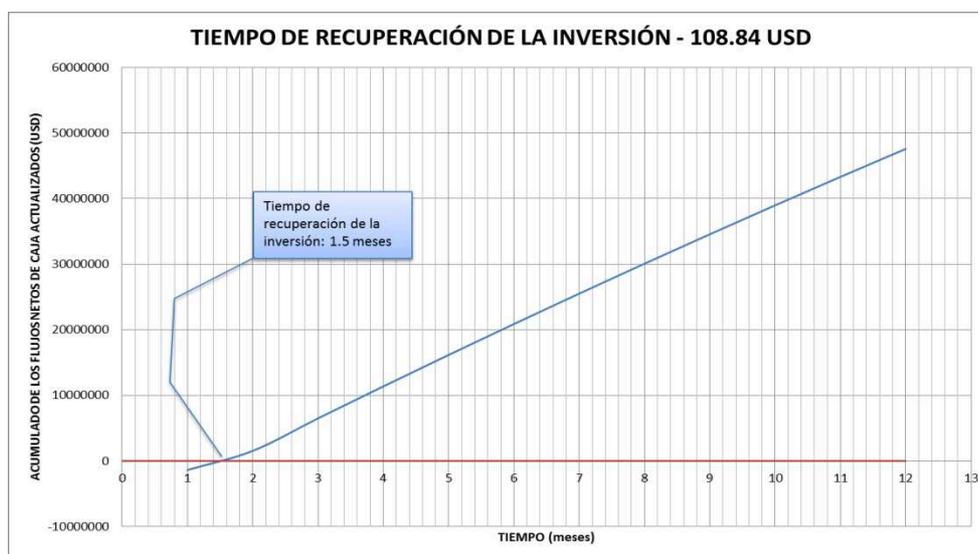
De la tabla anterior se puede concluir que si el precio del petróleo se mantiene a 108.84 USD/BLS el proyecto será rentable y se recuperará la inversión en 1.5 meses; lo mismo se observa para el escenario en el que el precio es de 80 USD/BLS, la inversión se recupera en 1.8 meses y el proyecto es rentable; para el escenario más pesimista en el que el precio del barril es de 60 USD la inversión se recupera en 2.2 meses y todavía el proyecto es rentable. Este análisis se hizo para la propuesta de optimizar la producción mediante la eliminación del daño de formación por medio de tratamiento químico.

5.2.6.2 Segunda Propuesta - Eliminar el Daño y Cambiar BES

A continuación, las tablas 5.17, 5.18 y 5.19 muestran el análisis económico detallado para los diferentes precios del barril de petróleo.

En la figura 5.4 se puede observar que el tiempo en el que se recupera la inversión cuando el precio de barril es de 108.84 USD es de 1.5 meses.

FIGURA 5.4: TIEMPO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN DE LA SEGUNDA PROPUESTA DE OPTIMIZACIÓN @ 108.84 USD/BLS



Elaborado por: Víctor A. Tatés, Christian D. Garcés.

TABLA 5.17: ANÁLISIS ECONÓMICO PARA LA SEGUNDA PROPUESTA DE OPTIMIZACIÓN @ 108.84 USD/BLS

MES	PERIODO	POZOS A INTERVENIR	POZOS PRODUCIENDO	PRODUCCION MENSUAL (BPPM)	INGRESOS	INVERSIÓN	COSTO OPERATIVO MENSUAL	EGRESO TOTAL	FLUJO NETO DE CAJA	ACUMULADO DE LOS FLUJOS DE CAJA NETOS	INGRESO ACTUALIZADO	EGRESO ACTUALIZADO	FLUJO NETO DE CAJA ACTUALIZADO	ACUMULADO DE LOS FLUJOS NETOS DE CAJA ACTUALIZADOS
					(Dólares)	(Dólares)	(Dólares)	(Dólares)	(Dólares)	(Dólares)	(Dólares)	(Dólares)	(Dólares)	(Dólares)
1	0	3	0	0	0	1382273.0	0	1382273	-1382273	-1382273	0	1382273	-1382273	-1382273
2	1	1	3	33532.20	3649309	460758	242773	703531	2945779	1563506	3613178	696565	2916612	1534339
3	2	0	4	49780.18	5417577	0	360409	360409	5057169	6620675	5310830	353307	4957523	6491862
4	3	0	4	49449.26	5381562	0	358013	358013	5023550	11644224	5223292	347484	4875808	11367670
5	4	0	4	49120.53	5345787	0	355633	355633	4980154	16634379	5137196	341756	4795440	16163110
6	5	0	4	48793.98	5310249	0	353268	353268	4956981	21591359	5052520	336123	4716397	20879507
7	6	0	4	48469.61	5274948	0	350920	350920	4924028	28515387	4969239	330582	4638657	25518164
8	7	0	4	48147.39	5239881	0	348587	348587	4891294	31406681	4887331	325134	4562188	30080362
9	8	0	4	47827.32	5205047	0	346270	346270	4858777	36265458	4806774	319774	4486969	34567362
10	9	0	4	47509.37	5170445	0	343968	343968	4826477	41091935	4727544	314504	4413040	38880402
11	10	0	4	47193.54	5136073	0	341681	341681	4794392	45886327	4649620	309320	4340300	43320702
12	11	0	4	46879.81	5101929	0	339410	339410	4762519	50648846	4572980	304221	4268759	47589461
					56232808			5583962			52950503	5361042	47589461	
			TOTAL											

Elaborado por: Víctor A. Tatés, Christian D. Garcés.

TABLA 5.18: ANÁLISIS ECONÓMICO PARA LA SEGUNDA PROPUESTA DE OPTIMIZACIÓN @ 80 USD/BLS

MES	PERIODO	POZOS A INTERVENIR	POZOS PRODUCIENDO	PRODUCCION MENSUAL (BPPM)	INGRESOS	INVERSIÓN	COSTO OPERATIVO MENSUAL	EGRESO TOTAL	FLUJO NETO DE CAJA	ACUMULADO DE LOS FLUJOS DE CAJA NETOS	INGRESO ACTUALIZADO	EGRESO ACTUALIZADO	FLUJO NETO DE CAJA ACTUALIZADO	ACUMULADO DE LOS FLUJOS NETOS DE CAJA ACTUALIZADOS
					(Dólares)	(Dólares)	(Dólares)	(Dólares)	(Dólares)	(Dólares)	(Dólares)	(Dólares)	(Dólares)	(Dólares)
1	0	3	0	0	0	1382273.0	0	1382273	-1382273	-1382273	0	1382273	-1382273	-1382273
2	1	1	3	33532.20	2682576	460758	242773	703531	1979045	596772	2656016	696565	1959451	577178
3	2	0	4	49780.18	3982415	0	360409	360409	3622006	4218778	3903945	353307	3550638	4127816
4	3	0	4	49449.26	3955940	0	358013	358013	3597928	7816706	3639597	347484	3492113	7619929
5	4	0	4	49120.53	3929642	0	355633	355633	3574010	11390716	3776309	341756	3434553	11054482
6	5	0	4	48793.98	3903519	0	353268	353268	3550250	14940966	3714064	336123	3377941	14432424
7	6	0	4	48469.61	3877569	0	350920	350920	3526649	18467615	3652845	330582	3322263	17754686
8	7	0	4	48147.39	3851791	0	348587	348587	3503204	21970819	3592635	325134	3267502	21022188
9	8	0	4	47827.32	3826186	0	346270	346270	3479916	25450735	3533418	319774	3213644	24235832
10	9	0	4	47509.37	3800750	0	343968	343968	3456782	28907517	3475177	314504	3160673	27396605
11	10	0	4	47193.54	3775483	0	341681	341681	3433802	32341319	3417896	309320	3108576	30505082
12	11	0	4	46879.81	3750384	0	339410	339410	3410975	35752293	3361559	304221	3057337	33562419
TOTAL					41336255			5583962			38923461	5361042	33562419	

Elaborado por: Víctor A. Tatés, Christian D. Garcés.

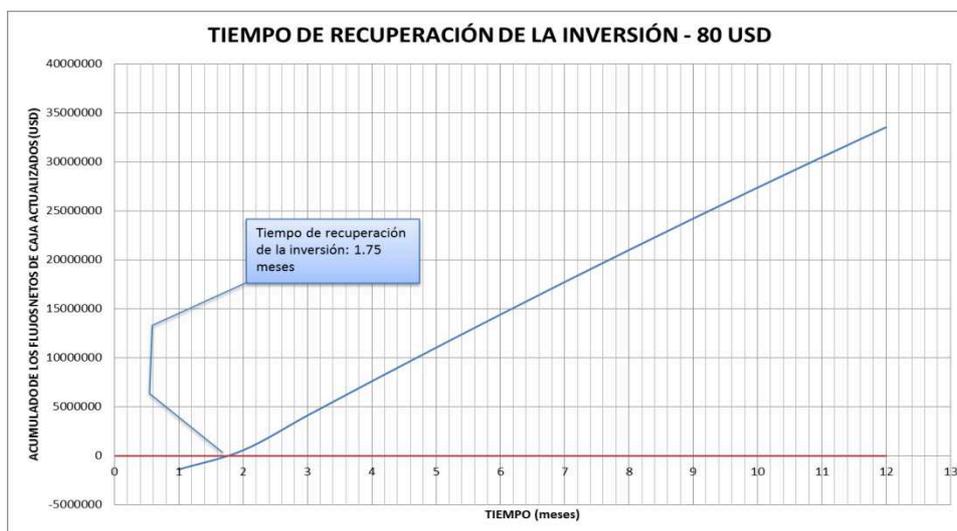
TABLA 5.19: ANÁLISIS ECONÓMICO PARA LA SEGUNDA PROPUESTA DE OPTIMIZACIÓN @ 60 USD/BLS

MES	PERIODO	POZOS A INTERVENIR	POZOS PRODUCIENDO	PRODUCCION MENSUAL (BPMI)	INGRESOS	INVERSIÓN	COСТО OPERATIVO MENSUAL	EGRESO TOTAL	FLUJO NETO DE CAJA	ACUMULADO DE LOS FLUJOS DE CAJA NETOS	INGRESO ACTUALIZADO	EGRESO ACTUALIZADO	FLUJO NETO DE CAJA ACTUALIZADO	ACUMULADO DE LOS FLUJOS NETOS DE CAJA ACTUALIZADOS
					(Dólares)	(Dólares)	(Dólares)	(Dólares)	(Dólares)	(Dólares)	(Dólares)	(Dólares)	(Dólares)	(Dólares)
1	0	3	0	0	0	1382273.0	0	1382273	-1382273	-1382273	0	1382273	-1382273	-1382273
2	1	1	3	33532.20	2011932	460758	242773	703531	1309401	-73872	1992012	696565	1295447	-86826
3	2	0	4	49780.18	2988811	0	360409	360409	2626403	2552531	2927959	353307	2574652	2487826
4	3	0	4	49449.26	2966955	0	358013	358013	2608943	5161474	2879698	347484	2532214	5020040
5	4	0	4	49120.53	2947232	0	355633	355633	2591599	7753073	2832232	341756	2490476	7510516
6	5	0	4	48793.98	2927639	0	353268	353268	2574371	10327443	2785548	336123	2449425	9959941
7	6	0	4	48469.61	2908177	0	350920	350920	2557257	12884700	2739634	330582	2409051	12368692
8	7	0	4	48147.39	2888844	0	348587	348587	2540256	15424956	2694477	325134	2369343	14738335
9	8	0	4	47827.32	2869639	0	346270	346270	2523369	17948325	2650064	319774	2330289	17068625
10	9	0	4	47509.37	2850562	0	343968	343968	2506594	20454920	2606383	314504	2291879	19360504
11	10	0	4	47193.54	2831612	0	341681	341681	2489931	22944851	2563422	309320	2254102	21614606
12	11	0	4	46879.81	2812788	0	339410	339410	2473379	25418230	2521169	304221	2216948	23831554
TOTAL					31002191			5583962			29192596	5361042	23831554	

Elaborado por: Víctor A. Tafés, Christian D. Garcés.

En la figura 5.5 se puede observar que el tiempo en el que se recupera la inversión cuando el precio de barril es de 80 USD es de 1.75 meses.

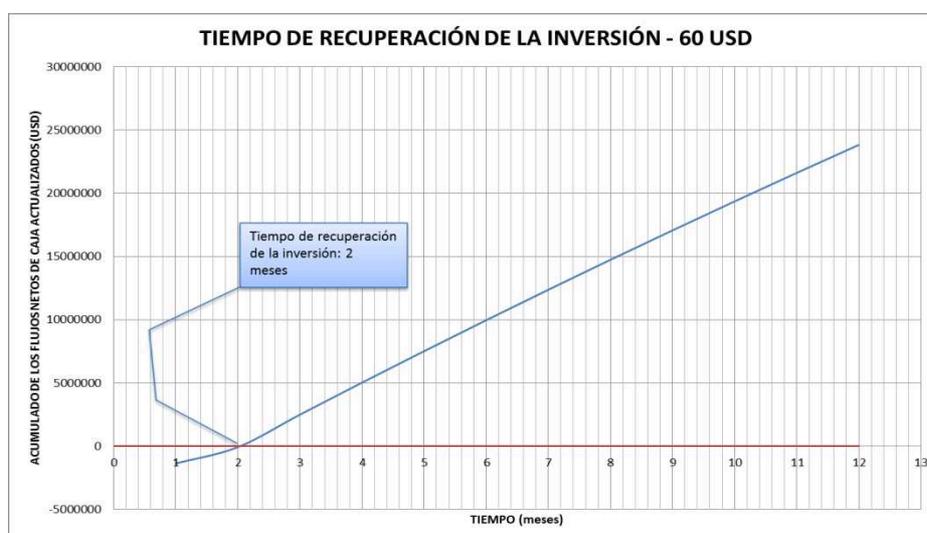
FIGURA 5.5: TIEMPO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN DE LA SEGUNDA PROPUESTA DE OPTIMIZACIÓN @ 80 USD/BLS



Elaborado por: Víctor A. Tatés, Christian D. Garcés.

En la figura 5.6 se puede observar que el tiempo en el que se recupera la inversión cuando el precio de barril es de 60 USD es de 2 meses.

FIGURA 5.6: TIEMPO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN DE LA SEGUNDA PROPUESTA DE OPTIMIZACIÓN @ 60 USD/BLS



Elaborado por: Víctor A. Tatés, Christian D. Garcés.

La Tabla 5.20 muestra los resultados obtenidos del análisis económico para la segunda propuesta de optimización:

TABLA 5.20: RESULTADOS DEL ANÁLISIS ECONÓMICO PARA LA SEGUNDA PROPUESTA

ELIMINAR EL DAÑO Y CAMBIAR BES			
COSTO/BLS	108.84 USD	80 USD	60 USD
VAN	47589461	33562419	23831554
TIR	256%	185%	135%
C/B	9.9	7.3	5.4
T/R (meses)	1.5 meses	1.75 meses	2 meses

Elaborado por: Víctor A. Tatés, Christian D. Garcés.

De la tabla anterior se puede concluir que si el precio del petróleo se mantiene a 108.84 USD/BLS el proyecto será rentable y se recuperará la inversión en 1.5 meses; lo mismo se observa para el escenario en el que el precio es de 80 USD/BLS, la inversión se recupera en 1.75 meses y el proyecto es rentable; para el escenario más pesimista en el que el precio del barril es de 60 USD la inversión se recupera en 2 meses y todavía el proyecto es rentable. Este análisis se hizo para la propuesta de optimizar la producción mediante la eliminación del daño de formación por medio de tratamiento químico y el cambio de BES.

5.2.6.3 Tercera Propuesta – Cambiar a Completación Dual

A continuación, las tablas 5.21, 5.22 y 5.23 muestran el análisis económico detallado para los diferentes precios del barril de petróleo.

TABLA 5.21: ANÁLISIS ECONÓMICO PARA LA TERCERA PROPUESTA DE OPTIMIZACIÓN @ 108.84 USD/BLS

MES	PERIODO	POZOS A INTERVENIR	POZOS PRODUCIENDO	PRODUCCION MENSUAL (BPPM)	INGRESOS	INVERSIÓN	COSTO OPERATIVO MENSUAL	EGRESO TOTAL	FLUJO NETO DE CAJA	ACUMULADO DE LOS FLUJOS DE CAJA NETOS	INGRESO ACTUALIZADO	EGRESO ACTUALIZADO	FLUJO NETO DE CAJA ACTUALIZADO	ACUMULADO DE LOS FLUJOS NETOS DE CAJA ACTUALIZADOS
					(Dólares)	(Dólares)	(Dólares)	(Dólares)	(Dólares)	(Dólares)	(Dólares)	(Dólares)	(Dólares)	(Dólares)
1	0	2	0	0	0	2285218.2	0	2285218	-2285218	-2285218	0	2285218	-2285218	-2285218
2	1	0	2	15972.00	1738233	0.0	115637	115637	1622595	-662623	1721023	114492	1606530	-678688
3	2	0	2	15865.82	1726677	0	114869	114869	1611809	949186	1692655	112605	1580050	901362
4	3	0	2	15760.35	1715199	0	114105	114105	1601094	2550280	1664755	110749	1554006	2455368
5	4	0	2	15655.58	1703796	0	113346	113346	1590450	4140730	1637315	108924	1528391	3983759
6	5	0	2	15551.50	1692470	0	112593	112593	1579877	5720607	1610327	107128	1503199	5486958
7	6	0	2	15448.12	1681219	0	111844	111844	1568974	7289981	1583784	105362	1478422	6965379
8	7	0	2	15345.42	1670042	0	111101	111101	1558941	8848923	1557679	103626	1454053	8419432
9	8	0	2	15243.41	1658940	0	110362	110362	1548578	10397501	1532003	101918	1430086	9849518
10	9	0	2	15142.07	1647912	0	109629	109629	1538283	11935784	1506751	100238	1406514	11256031
11	10	0	2	15041.41	1636957	0	108900	108900	1528057	13463841	1481916	98586	1383330	12639361
12	11	0	2	14941.42	1626075	0	108176	108176	1517899	14981740	1457489	96961	1360529	13999890
TOTAL					18497520			3515780			17445697	3445807	13999890	

Elaborado por: Víctor A. Tatés, Christian D. Garcés.

TABLA 5.22: ANÁLISIS ECONÓMICO PARA LA TERCERA PROPUESTA DE OPTIMIZACIÓN @ 80 USD/BLS

MES	PERIODO	POZOS A INTERVENIR	POZOS PRODUCIENDO	PRODUCCION MENSUAL (BPPM)	INGRESOS	INVERSIÓN	COSTO OPERATIVO MENSUAL	EGRESO TOTAL	FLUJO NETO DE CAJA	ACUMULADO DE LOS FLUJOS DE CAJA NETOS	INGRESO ACTUALIZADO	EGRESO ACTUALIZADO	FLUJO NETO DE CAJA ACTUALIZADO	ACUMULADO DE LOS FLUJOS NETOS DE CAJA ACTUALIZADOS
					(Dólares)	(Dólares)	(Dólares)	(Dólares)	(Dólares)	(Dólares)	(Dólares)	(Dólares)	(Dólares)	(Dólares)
1	0	2	0	0	0	2285218,2	0	2285218	-2285218	-2285218	0	2285218	-2285218	-2285218
2	1	0	2	1597,200	127760	0,0	115637	115637	1162123	-1123095	1265109	114492	1150617	-1134602
3	2	0	2	1586,582	1269266	0	114869	114869	1154397	31302	1244256	112605	1131651	-2951
4	3	0	2	1576,035	1260828	0	114105	114105	1146723	1178025	1223747	110749	1112998	1110047
5	4	0	2	1565,558	1252446	0	113346	113346	1139100	2317124	1203576	108924	1094652	2204700
6	5	0	2	1555,150	1244120	0	112593	112593	1131527	3448652	1183738	107128	1076809	3281309
7	6	0	2	1544,812	1235849	0	111844	111844	1124005	4572657	1164226	105362	1058884	4340173
8	7	0	2	1534,542	1227634	0	111101	111101	1116533	5889190	1145036	103626	1041410	5381583
9	8	0	2	1524,341	1219473	0	110362	110362	1109110	6798300	1126163	101918	1024245	6405828
10	9	0	2	1514,207	1211366	0	109629	109629	1101737	7900037	1107600	100238	1007362	7413190
11	10	0	2	1504,141	1203313	0	108900	108900	1094413	8994450	1089344	98586	990758	8403948
12	11	0	2	1494,142	1195314	0	108176	108176	1087138	10081588	1071388	96961	974427	9378376
TOTAL					13597368	0		3515780			12824182	3445807	9378376	

Elaborado por: Víctor A. Tatés, Christian D. Garcés.

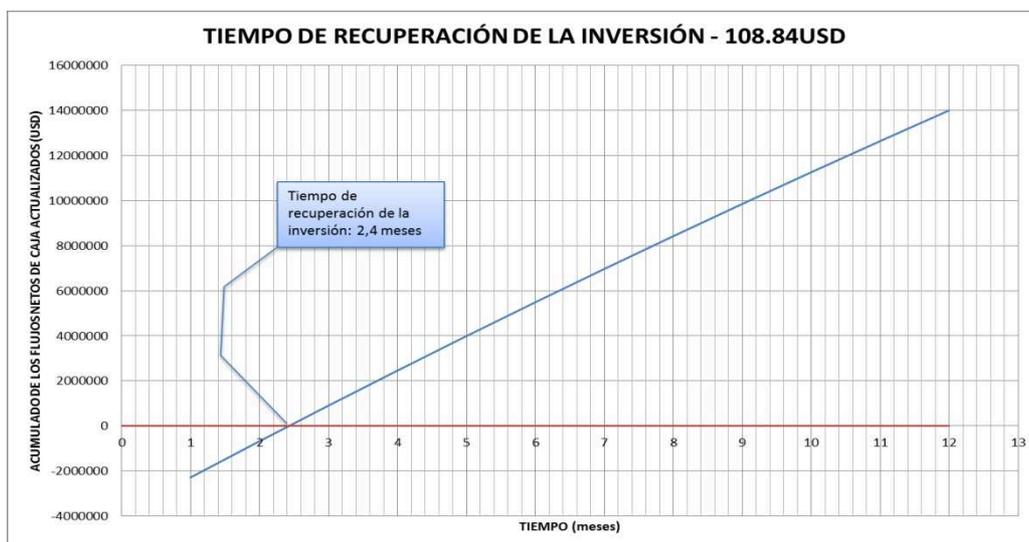
TABLA 5.23: ANÁLISIS ECONÓMICO PARA LA TERCERA PROPUESTA DE OPTIMIZACIÓN @ 60 USD/BLS

MES	PERIODO	POZOS A INTERVENIR	POZOS PRODUCIENDO	PRODUCCION MENSUAL (BPPM)	INGRESOS	INVERSIÓN	COSTO OPERATIVO MENSUAL	EGRESO TOTAL	FLUJO NETO DE CAJA	ACUMULADO DE LOS FLUJOS DE CAJA NETOS	INGRESO A ACTUALIZADO	EGRESO A ACTUALIZADO	FLUJO NETO DE CAJA A ACTUALIZADO	ACUMULADO DE LOS FLUJOS NETOS DE CAJA ACTUALIZADOS
					(Dólares)	(Dólares)	(Dólares)	(Dólares)	(Dólares)	(Dólares)	(Dólares)	(Dólares)	(Dólares)	(Dólares)
1	0	2	0	0	0	2285218.2	0	2285218	-2285218	-2285218	0	2285218	-2285218	-2285218
2	1	0	2	15972.00	958320	0.0	115637	115637	842683	-1442535	948832	114492	834339	-1450879
3	2	0	2	15865.82	951949	0	114869	114869	837081	-605455	933192	112605	820587	-630292
4	3	0	2	15760.35	945621	0	114105	114105	831516	226061	917810	110749	807061	176769
5	4	0	2	15655.58	939335	0	113346	113346	825988	1052049	902682	108924	793758	970528
6	5	0	2	15551.50	933090	0	112593	112593	820497	1872547	887803	107128	780675	1751203
7	6	0	2	15448.12	926887	0	111844	111844	815043	2687589	873170	105362	767807	2519010
8	7	0	2	15345.42	920725	0	111101	111101	809624	3497214	858777	103626	755151	3274161
9	8	0	2	15243.41	914605	0	110362	110362	804242	4301456	844622	101918	742704	4016865
10	9	0	2	15142.07	908524	0	109629	109629	798896	5100352	830700	100238	730462	4747328
11	10	0	2	15041.41	902485	0	108900	108900	793585	5893937	817008	98586	718422	5465750
12	11	0	2	14941.42	896485	0	108176	108176	788309	6682246	803541	96961	706580	6172330
TOTAL					10198026			3515780			9618137	3445807	6172330	

Elaborado por: Víctor A. Tatés, Christian D. Garcés.

En la figura 5.7 se puede observar que el tiempo en el que se recupera la inversión cuando el precio de barril es de 108.84 USD es de 2.4 meses.

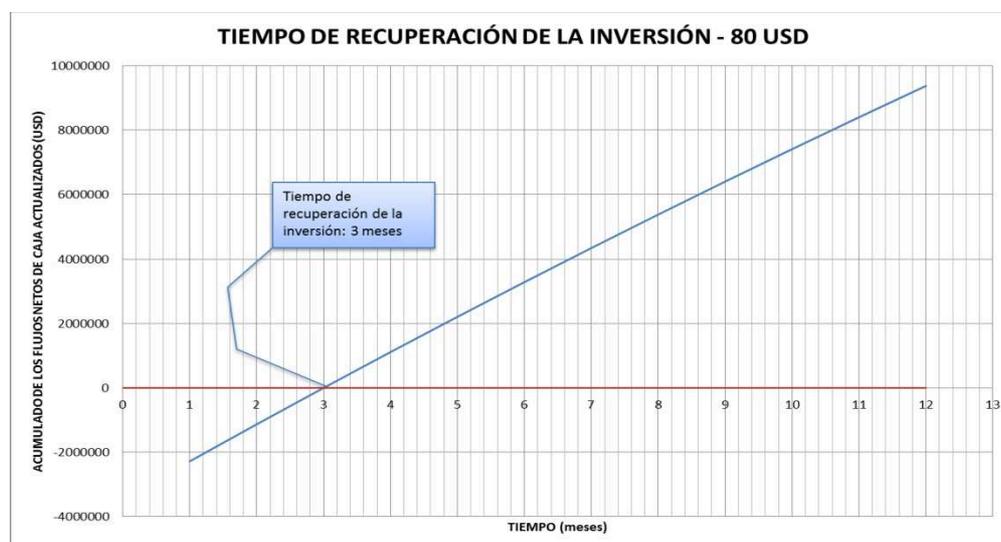
FIGURA 5.7: TIEMPO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN DE LA TERCERA PROPUESTA DE OPTIMIZACIÓN @ 108.84 USD/BLS



Elaborado por: Víctor A. Tatés, Christian D. Garcés.

En la figura 5.8 se puede observar que el tiempo en el que se recupera la inversión cuando el precio de barril es de 80 USD es de 3 meses.

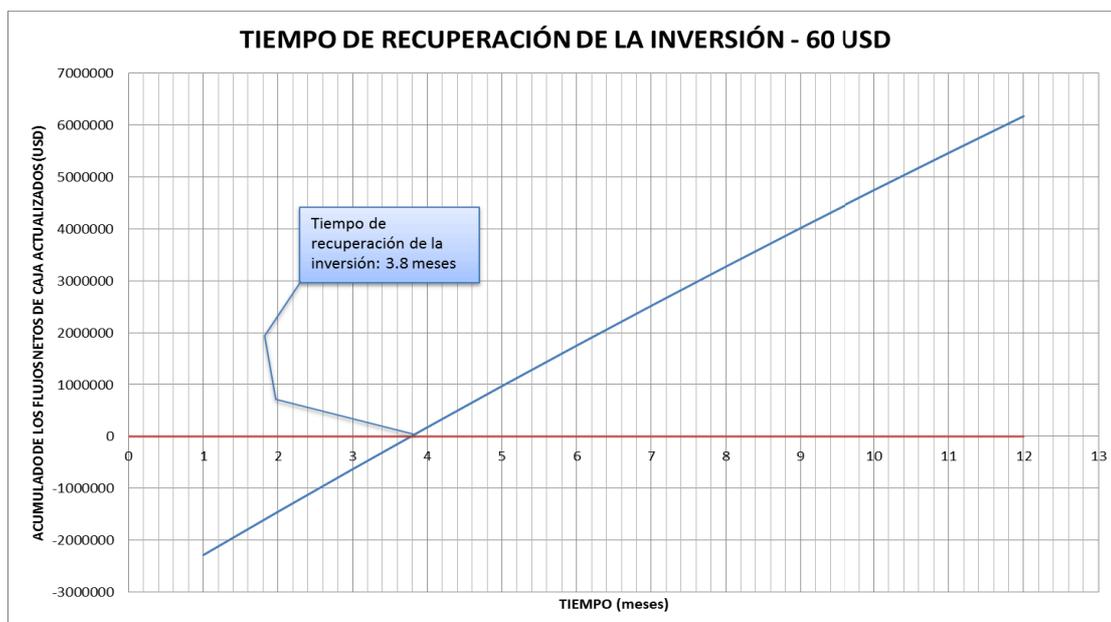
FIGURA 5.8: TIEMPO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN DE LA TERCERA PROPUESTA DE OPTIMIZACIÓN @ 80 USD/BLS



Elaborado por: Víctor A. Tatés, Christian D. Garcés.

En la figura 5.9 se puede observar que el tiempo en el que se recupera la inversión cuando el precio de barril es de 60 USD es de 3.8 meses.

FIGURA 5.9: TIEMPO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN DE LA TERCERA PROPUESTA DE OPTIMIZACIÓN @ 60 USD/BLS



Elaborado por: Víctor A. Tatés, Christian D. Garcés.

La Tabla 5.24 muestra los resultados obtenidos del análisis económico para la tercera propuesta de optimización:

TABLA 5.24: RESULTADOS DEL ANÁLISIS ECONÓMICO PARA LA TERCERA PROPUESTA

CAMBIAR A COMPLETACIÓN DUAL			
COSTO/BLS	108.84 USD	80 USD	60 USD
VAN	13999890	9378376	6172330
TIR	70%	50%	35%
C/B	5.1	3.7	2.8
T/R (meses)	2.4 meses	3 meses	3.8 meses

Elaborado por: Víctor A. Tatés, Christian D. Garcés.

De la tabla anterior se puede concluir que si el precio del petróleo se mantiene a 108.84 USD/BLS el proyecto será rentable y se recuperará la inversión en 2.4 meses; lo mismo se observa para el escenario en el que el precio es de 80 USD/BLS, la inversión se recupera en 3 meses y el proyecto es rentable; para el escenario más pesimista en el que el precio del barril es de 60 USD la inversión se recupera en 3.8 meses y todavía el proyecto es rentable, se puede observar que instalar una completación doble requiere de mayores gastos, por lo que el tiempo en el que se recupera la inversión es mayor, para optar por este tipo de optimización se requiere de un estudio completo para verificar que el proyecto sea viable económicamente.

Este análisis se hizo para la propuesta de optimizar la producción mediante la implementación de completación dual.

CAPÍTULO 6

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1 CONCLUSIONES

- En el campo Shushufindi las arenas “U” y “T” son las que presentan mayor aporte de hidrocarburo debido a su espesor y su completa disposición en todo el campo.
- La estructura del campo Shushufindi se caracteriza por tener fallas no sellantes en dirección Este y acuíferos laterales que hacen que la presión en el Norte y Sur del campo se mantenga similar a la presión inicial; la zona centro es de baja presión debido a la gran cantidad de pozos que han venido produciendo por más de 40 años en esa zona.
- A partir del 2001 la producción de agua supera a la de petróleo, esto se debe a la madurez del campo y a la sobreexplotación del mismo, ya que como se presentó en el capítulo 1, el tipo de levantamiento artificial que predomina en Shushufindi es el de Bombeo Eléctrico, el mismo que, si no es correctamente diseñado ocasiona la venida pronta del agua.
- Para cumplir con el objetivo del proyecto, se analizaron 23 pruebas de presión tomadas a partir del 2010 (con el fin de que los datos analizados sean lo más actuales posibles) a 19 pozos del campo, este análisis sirvió para encontrar el valor del mayor potencial de flujo de cada pozo, es decir, el IP ideal. Se pudo encontrar además, que existen divergencias entre los resultados de la reinterpretación realizada en este proyecto y la que habían realizado las empresas prestadoras de este servicio, esto se debe principalmente a la falta de información geológica.
- En el análisis nodal realizado en la cara de la arena se pudo encontrar el valor actual del IP, y al compararlo con el encontrado en el análisis de las

pruebas de presión se escogió el método más adecuado para optimizar la producción.

- El uso de programas computacionales facilitaron la elaboración de este proyecto, ya que nos ayudaron a simplificar procesos disminuyendo el tiempo empleado en cada análisis.
- De los 19 pozos analizados, la optimización es rentable en 12 pozos, 11 de los cuales serán llevados a reacondicionamiento y 1 (SSF-111D) podrá recuperar producción con solo subir la frecuencia de trabajo de la BES. La producción que se ganará es de 3780.5 BPPD con una producción de 2316.63 BAPD, esta cantidad de agua no genera problema, ya que las instalaciones para tratamiento y reinyección de agua pueden manejar este aumento de producción.
- La optimización se la realiza proponiendo tres trabajos de reacondicionamiento: eliminar el daño con tratamiento químico, eliminar daño y cambiar de BES y cambiar la completación actual a doble; no se recomienda ningún trabajo de fracturamiento hidráulico debido a las altas permeabilidades de las arenas y por la tendencia del campo a producir más agua.
- Para realizar el análisis económico a cada propuesta de reacondicionamiento se utilizó tres escenarios, donde el precio del barril de petróleo es de: 108.84 USD, 80 USD y 60 USD; en todos los casos los proyectos de optimización son rentables llegando a obtener valores de $TIR > 300\%$, lo cual es normal en proyectos petroleros donde la recuperación de la inversión se da en corto tiempo. El cambio a completación doble es el trabajo que genera mayor inversión y en el que se recupera la inversión en el mayor tiempo.
- De las propuestas realizadas la más rentable es la de eliminar el daño y cambiar la BES, ya que se obtiene un $VAN = 47589461$ USD @ 108.84

USD/BBL, se observa la misma tendencia para los otros dos precios del barril, lo que significa que esta propuesta es la que genera mayor ganancia sea cual sea el escenario.

6.2 RECOMENDACIONES

- Se recomienda tomar pruebas de presión a los pozos del campo de manera periódica, esto con el fin de tener datos actuales de IP, los que serán de gran ayuda al momento de querer tomar una decisión sobre el procedimiento a seguir para realizar una optimización.
- Se recomienda que el tiempo de cierre en un Build Up sea más largo que las 24 horas que normalmente se acostumbra a hacer en los pozos de EP PETROECUADOR, esto para poder llegar a los límites del yacimiento y tener valores de presión de reservorio confiables.
- Se recomienda que todos los análisis de las pruebas de presión sean reinterpretadas por el Departamento de Yacimientos de la empresa operadora, esto con el fin de corroborar o corregir los resultados obtenidos.
- Se recomienda realizar inmediatamente estudios más detallados sobre las propuestas de reacondicionamiento dadas en este trabajo para obtener valores más exactos de inversión y ganancia, y poder así, poner en marcha este proyecto.
- Se recomienda tomar una prueba de presión inmediatamente después de realizar el reacondicionamiento respectivo a cada pozo seleccionado, esto con el fin de verificar la eficiencia del trabajo.
- Se recomienda bajar Y tool en todo pozo con completación de BES que sea llevado a workover, esto con el propósito que si se necesita realizar una limpieza a la formación únicamente se use Coiled Tubing.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. **ABDULLAH, ABDUL-JALEEL.** (1988). Determination of Absolute and Relative Permeability using Well Test Analysis.
2. **ALVARADO, DOUGLAS.** (2003). Análisis de Pruebas de Presión. Maracaibo.
3. **Baby, P., Rivadeneira, M. y Barragán, P.** (2004). La Cuenca Oriente: Geología y Petróleo. 1° Edición. Quito. Editores Científicos.
4. **BOURDAROT, G.** (1998). Well Testing: Interpretation Methods. Paris. Editions Technip.
5. **CALISPA D. F. y M. G. PROAÑO.** (2011). Optimización de la Producción del Campo Auca mediante Análisis Nodal. Quito. Repositorio Escuela Politécnica Nacional del Ecuador.
6. **Core Lab.** (2004). Estudio de Simulación de Reservorio Campo Shushufindi-Aguarico.
7. **Departamento de Ingeniería en Petróleos Área Shushufindi-Aguarico.** (2012). Reportes diarios de producción. Shushufindi.
8. **Departamento de Yacimientos Área Shushufindi-Aguarico.** (2012). Archivo. Quito.
9. **Escobar, H.** (2003). Análisis Moderno de Presiones de Pozos. Huila.
10. **Fekete Associates Inc.** (2009). Help FAST WellTest32. Calgary.
11. **Fekete Associates Inc.** (2011). Well Testing Applications. Extraído el 01 de diciembre del 2011 desde <http://www.fekete.com/fast-well-test-32/applications.htm>

12. **GAÍNZA, F. R. y J. C, QUINGA.** (2010). Diagnóstico de los Sistemas de Producción del Campo Dayuma fundamentado en el Análisis Nodal. Quito. Repositorio Escuela Politécnica Nacional del Ecuador.
13. **Muñoz, A.** (2010). Estudio del comportamiento del Campo Shushufindi mediante análisis e interpretación de pruebas de restauración de presión. Quito. Universidad Central del Ecuador.
14. **Servicios de Estimulación Schlumberger.** (2012). Estimulación Matricial. Trabajo presentado en el curso de Estimulación y Fracturamiento Hidráulico 2012 Escuela Politécnica Nacional.
15. **Servicios de Estimulación Schlumberger.** (2012). Fracturamiento Hidráulico Básico. Trabajo presentado en el curso de Estimulación y Fracturamiento Hidráulico 2012 Escuela Politécnica Nacional.
16. **Valencia, R.** (2007). Fundamentos de Pruebas de Presión. Quito. Escuela Politécnica Nacional.

ANEXOS

ANEXO 1.1: POZOS PRODUCTORES DEL CAMPO SHUSHUFINDI

POZO	COORDENADAS		POZO	COORDENADAS		POZO	COORDENADAS	
	XCOOR	YCOOR		XCOOR	YCOOR		XCOOR	YCOOR
SSF - 01	317628.99	9981184.18	SSF - 65	316648.299	9979073.038	SSF - 108D	317242.085	9984674.36
SSF - 02	317459.086	9973063.03	SSF - 66	317633.22	9984254.043	SSF - 109D	317680.724	9980577.19
SSF - 07	316492.808	9972187.93	SSF - 67	316508.97	9975053.53	SSF - 111D	318189.174	9988725.11
SSF - 09	317621.562	9979176.57	SSF - 68	315593.331	9972229.404	SSF - 116D	316201.23	9981795.31
SSF - 10BD	315653.31	9979119.17	SSF - 69	315504.662	9970162.424	SSF - 118D	317311.58	9976597.3
SSF - 11	314585.105	9978174.71	SSF - 70	316732.63	9987100.081	SSF - 119D	315059.251	9976823.53
SSF - 12B	315537.237	9977283.24	SSF - 71	317671.12	9988191.804	SSF - 122D	317240.49	9972528.93
SSF - 14	317682.696	9983191.58	SSF - 72	316108.318	9979752.108	SSF - 125D	314652.02	9972470.5
SSF - 15B	315851.128	9982275.59	SSF - 73	316132.672	9976585.659	SSF - 129D	316844.02	9970580.72
SSF - 17	314609.254	9976180.26	SSF - 75	316019.936	9974552.232	SSF - 130D	314885.43	9972443.34
SSF - 19	316685.333	9980099.35	SSF - 76	317671.731	9989111.621	SSF - 131D	314947	9969052
SSF - 20B	315597.393	9975110.11	SSF - 77	317149.469	9980622.243	SSF - 132D	314947	9969052
SSF - 23	315507.963	9973143.56	SSF - 78	317160.227	9982656.232	SSF - 133D	315353.855	9976094.5
SSF - 24	315503.209	9969177.44	SSF - 79	315999.063	9972720.868	SSF - 134D	314968.048	9975593.55
SSF - 26	316537.554	9970125.91	SSF - 80	316139.162	9975664.836	SSF - 140D	314946	9969051
SSF - 27	314534.483	9970147.66	SSF - 81	316155.082	9980516.783	SSF - 164D	314848.725	9977368.55
SSF - 28	315661.237	9971138.96	SSF - 82	315869.323	9973782.447	AGU - 01	316942.518	9993034.03
SSF - 35	314874.745	9968308.29	SSF - 83D	317151.7	9979647.462	AGU - 03	316097.115	9991845.06
SSF - 36	316599.526	9984242.82	SSF - 84	315780.029	9977944.584	AGU - 08	315836.285	9996535.33
SSF - 42B	316676.019	9977224.45	SSF - 85	316080.341	9971652.161	AGU - 10	317219.959	9991927.15
SSF - 43	318225.818	9980190.47	SSF - 86	316728.602	9985134.757	AGU - 11D	316026.2	9992373.72
SSF - 45B	316506.82	9973340.43	SSF - 87	317174.818	9983652.486	AGU - 12D	316264.466	9991272.19
SSF - 46	315719.078	9985077.5	SSF - 88	316103.118	9983702.813	AGU - 13D	317593.96	9977184.21
SSF - 49	317704.465	9985198.8	SSF - 89	316206.702	9977633.596	AGU - 14D	317413	9992564
SSF - 51	318685.534	9986201.03	SSF - 90	317125.016	9978692.933	AGU - 15D	316634	9992166
SSF - 52B	318667.359	9988185.98	SSF - 91	317126.766	9975599.495	AGU - 17D	315765	9994835
SSF - 53	315565.742	9987127.76	SSF - 92	317065.805	9974639.408			
SSF - 54	317702.69	9987233.63	SSF - 94	315981.24	9969683.514			
SSF - 56	317057.652	9989945.53	SSF - 95	316127.867	9970661.081			
SSF - 57	316670.204	9988191.98	SSF - 96H	315890.216	9976796.421			
SSF - 59	318258.172	9989515.47	SSF - 97	315240.838	9973715.668			
SSF - 61	316847.357	9971152.76	SSF - 98D	317121.224	9981712.192			
SSF - 62B	316620.102	9981263.84	SSF - 102H	317701.46	9980287.17			
SSF - 63	316627.401	9983174.22	SSF - 104D	316972.7	9971938.2			
SSF - 64	317635.805	9982128.87	SSF - 106D	317543.67	9974416.79			
SSF - 65	316648.299	9979073.04	SSF - 107D	318460.995	9987294.079			

Fuente: Departamento de Yacimientos. EPPetroproducción
Elaborado por: Víctor A. Tatés, Christian D. Garcés.

ANEXO 1.2: SISTEMAS DE PRODUCCIÓN DE LOS POZOS PRODUCTORES DEL CAMPO SHUSHUFINDI

POZO	METODO DE LEVANTAMIENTO			BOMBA			POZO	METODO DE LEVANTAMIENTO			BOMBA			POZO	METODO DE LEVANTAMIENTO			BOMBA		
	TIPO	ETAPA \$	COMPANÍA	TIPO	ETAPA \$	COMPANÍA		TIPO	ETAPA \$	COMPANÍA	TIPO	ETAPA \$	COMPANÍA		TIPO	ETAPA \$	COMPANÍA	TIPO	ETAPA \$	COMPANÍA
\$\$\$-01	PPS	SN 3000	322	REDA	\$\$\$-63	REDA	\$\$\$-63	PPS	D725N	333	REDA	\$\$\$-98D	PPS	P12X	330	CENTRILIFT				
\$\$\$-02	PPS	D725N	290	REDA	\$\$\$-64	REDA	\$\$\$-64	PPS	DN1100	290	REDA	\$\$\$-102H	PPS	D725N	332	REDA				
\$\$\$-07	PPS	AN1200	420	REDA	\$\$\$-65	REDA	\$\$\$-65	PPS	D475N	366	REDA	\$\$\$-104D	PPS	P8X	293	CENTRILIFT				
\$\$\$-09	PPS	P12X	226	CENTRILIFT	\$\$\$-66	PPH	\$\$\$-66	PPH	CJET 2-7/8"			\$\$\$-106D	PPS	P8X	293	CENTRILIFT				
\$\$\$-10BD	PPS	D725N	312	REDA	\$\$\$-67	REDA	\$\$\$-67	PPS	GN 5600	264	REDA	\$\$\$-107D	PPS	D475N	336	REDA				
\$\$\$-11	PPS	D475N	336	REDA	\$\$\$-68	REDA	\$\$\$-68	PPS	P47X	122	CENTRILIFT	\$\$\$-108D	PPH	BOMBAJET 9-A						
\$\$\$-12B	PPS	SN2600	153	REDA	\$\$\$-69	REDA	\$\$\$-69	PPS	FC1200	297	CENTRILIFT	\$\$\$-109D	PPS	DN1100	309	REDA				
\$\$\$-14	PPS	P8X	293	CENTRILIFT	\$\$\$-70	PPS	\$\$\$-70	PPS	DN 3000	312	REDA	\$\$\$-111D	PPS	P8X	293	CENTRILIFT				
\$\$\$-15B	PPS	CTP6-XH6	400	CENTRILIFT	\$\$\$-71	PPS	\$\$\$-71	PPS	GN4000	250	REDA	\$\$\$-116D	PPS	TD3000	312	WOOD GROUP				
\$\$\$-17	PPS	P12X	226	CENTRILIFT	\$\$\$-72	PPS	\$\$\$-72	PPS	D725N	264	REDA	\$\$\$-118D	PPS	GC1700	123	CENTRILIFT				
\$\$\$-19	PPS	P8X	359	CENTRILIFT	\$\$\$-73	PPS	\$\$\$-73	PPS	P23X	172	CENTRILIFT	\$\$\$-119D	PPS	P23X	104	CENTRILIFT				
\$\$\$-20B	PPS	D725N	314	REDA	\$\$\$-75	PPS	\$\$\$-75	PPS	FC2200	175	CENTRILIFT	\$\$\$-122D	PPS	TE2700	143	WOOD GROUP				
\$\$\$-23	PPS	FC 4300	216	CENTRILIFT	\$\$\$-76	PPS	\$\$\$-76	PPS	P47X	144	CENTRILIFT	\$\$\$-125D	PPS	GN1300	105	REDA				
\$\$\$-24	PPS	DN3000	316	REDA	\$\$\$-77	PPS	\$\$\$-77	PPS	DN1750	372	REDA	\$\$\$-128	PPS	GN1600	105	REDA				
\$\$\$-26	PPS	P12X	208	CENTRILIFT	\$\$\$-78	PPS	\$\$\$-78	PPS	P8X	246	CENTRILIFT	\$\$\$-130D	PPH	BOMBAJETD-6						
\$\$\$-27	PPS	DN-725	344	REDA	\$\$\$-79	PPS	\$\$\$-79	PPS	DN1100	346	REDA	\$\$\$-131D	PPS	P18X	366	CENTRILIFT				
\$\$\$-28	PPS	P30X	279	CENTRILIFT	\$\$\$-80	PPS	\$\$\$-80	PPS	SN-2600	153	REDA	\$\$\$-132D	PPS	DN1800	356	REDA				
\$\$\$-35	PPS	DN-1100	328	REDA	\$\$\$-81	PPS	\$\$\$-81	PPS	GN4000	223	REDA	\$\$\$-133D	PPS	TD1250	161	WOOD GROUP				
\$\$\$-36	PPS	FC925	248	CENTRILIFT	\$\$\$-82	PPS	\$\$\$-82	PPS	SN2600	202	REDA	\$\$\$-134D	PPS	P12X	330	CENTRILIFT				
\$\$\$-42B	PPS	P12X	252	CENTRILIFT	\$\$\$-83D	PPS	\$\$\$-83D	PPS	D725N	354	REDA	\$\$\$-140D	PPS	P4X	393	REDA				
\$\$\$-43	PPS	GN-2100	203	REDA	\$\$\$-84	PPS	\$\$\$-84	PPS	P8X	293	CENTRILIFT	\$\$\$-164D	PPS	GN1300	131	REDA				
\$\$\$-45B	PPS	SN3600	151	REDA	\$\$\$-85	PPS	\$\$\$-85	PPS	GN-4000	243	REDA	AGU-01	PPH	CJET 2-1/2"						
\$\$\$-46	PPH	2-7/8" GUIBERSON PL - II			\$\$\$-86	PPS	\$\$\$-86	PPS	P8X	294	CENTRILIFT	AGU-03	PPS	DN1750	364	REDA				
\$\$\$-49	PPH	2-1/2" X 48" OIL MASTER			\$\$\$-87	PPS	\$\$\$-87	PPS	P23X	172	CENTRILIFT	AGU-08	PPH	KJET 2-1/2"						
\$\$\$-51	PPS	D-475N	369	REDA	\$\$\$-88	PPS	\$\$\$-88	PPS	P12X	206	CENTRILIFT	AGU-10	PPS	P18XH6	366	CENTRILIFT				
\$\$\$-52B	PPS	P11X	269	CENTRILIFT	\$\$\$-89	PPS	\$\$\$-89	PPS	P8X	293	CENTRILIFT	AGU-11D	PPS	P23X	68	CENTRILIFT				
\$\$\$-53	PPS	FC925	357	CENTRILIFT	\$\$\$-90	PPS	\$\$\$-90	PPS	P8X	256	CENTRILIFT	AGU-12D	PPH	BOMBAJET10-J						
\$\$\$-54	PPS	P6X	294	CENTRILIFT	\$\$\$-91	PPS	\$\$\$-91	PPS	GN 1300	131	REDA	AGU-13D	PPS	P18XHG	364	CENTRILIFT				
\$\$\$-56	PPS	DN1100	454	REDA	\$\$\$-92	PPS	\$\$\$-92	PPS	P62X	170	CENTRILIFT	AGU-15D	PPH	BOMBAJET10-J						
\$\$\$-57	PPS	D725N	333	REDA	\$\$\$-94	PPS	\$\$\$-94	PPS	GN 4000	222	REDA	AGU-17D	PPS	TD850	324	WOOD GROUP				
\$\$\$-59	PPS	FC450	342	CENTRILIFT	\$\$\$-95	PPG	\$\$\$-95	PPG	3-1/2" MANDRILES CAMCO KBM CON BOLSILLOS DE 1"			\$\$\$-95	PPG							
\$\$\$-61	PPS	DN1750	372	REDA	\$\$\$-96H	PPS	\$\$\$-96H	PPS	D750N	471	REDA	\$\$\$-96H	PPS							
\$\$\$-62B	PPS	DN-1000	291	REDA	\$\$\$-97	PPS	\$\$\$-97	PPS	P21X	121	CENTRILIFT	\$\$\$-97	PPS							

Fuente: Departamento de Yacimientos. EPetroproducción
Elaborado por: Víctor A. Tatés, Christian D. Garcés.

ANEXO 1.3: POZOS REINYECTORES DEL CAMPO SHUSHUFINDI

POZO	COORDENADAS	
	XCOOR	YCOOR
SSF - 01RW	316586.33	9983407.36
SSF - 02RW	316041.7	9973011.73
SSF - 05	316697.25	9976169.67
SSF - 13	317610.92	9977180.6
SSF - 20A	315573.25	9975135.78
SSF - 21	317724.17	9975134.77
SSF - 25	317571.96	9971185.73
SSF - 33	313081.33	9977882.17
SSF - 38	317387.18	9969203.82
SSF - 47	317972.57	9972214.16
SSF - 50	315514.55	9967322.79
SSF - 58	318660.79	9984161.24
SSF - 93	317261.62	9973814.34
AGU - 04	317941.69	9993324.06

Fuente: Departamento de Yacimientos. EPPetroproducción
Elaborado por: Víctor A. Tatés, Christian D. Garcés.

ANEXO 1.4: POZOS CERRADOS DEL CAMPO SHUSHUFINDI

POZO	COORDENADAS	
	XCOOR	YCOOR
SSF - 03	316831.16	9985990.02
SSF - 06B	316540.56	9974171
SSF - 15A	316660.67	9982190.58
SSF - 16	315579.53	9981524.95
SSF - 18 (WIW - 09)	314626.64	9980143.83
SSF - 22A	314538.45	9974153.28
SSF - 22B	315133.22	9974194.29
SSF - 29	314458.5	9972206.56
SSF - 30	312658.29	9974004.96
SSF - 31	315610.22	9983145.47
SSF - 37	311571	9979177.98
SSF - 41	313521.56	9969183.91
SSF - 44	318050.34	9978239.76
SSF - 60	318680.44	9990550.46
SSF - 74	315868.9	9978606.91
SSF - 99	317256.12	9986665.03
SSF - 101	314986.5	9969639.24
SSF - 105D	311227.66	9976470.08
SSF - 110D	317365.68	9977776.87
SSF - 127D	316496.17	9969380.54
SSF - 129D	316844.03	9970580.73
SSF - 135D	316550.4	9985947.7
SSF - 162D	314684.29	9976176.65
SSF - 03RW	319074.93	9976396.87
SSF - 04RW	319263	9974527
SSF - 42RW	316686.25	9977206.77
AGU - 02	315336.93	9998046.26
AGU - 05	318036.49	9992412.4
AGU - 09	317736.84	9991129.75
AGU - 03RW	316013.63	9991896.45
AGU - OE 01	309850	9993402

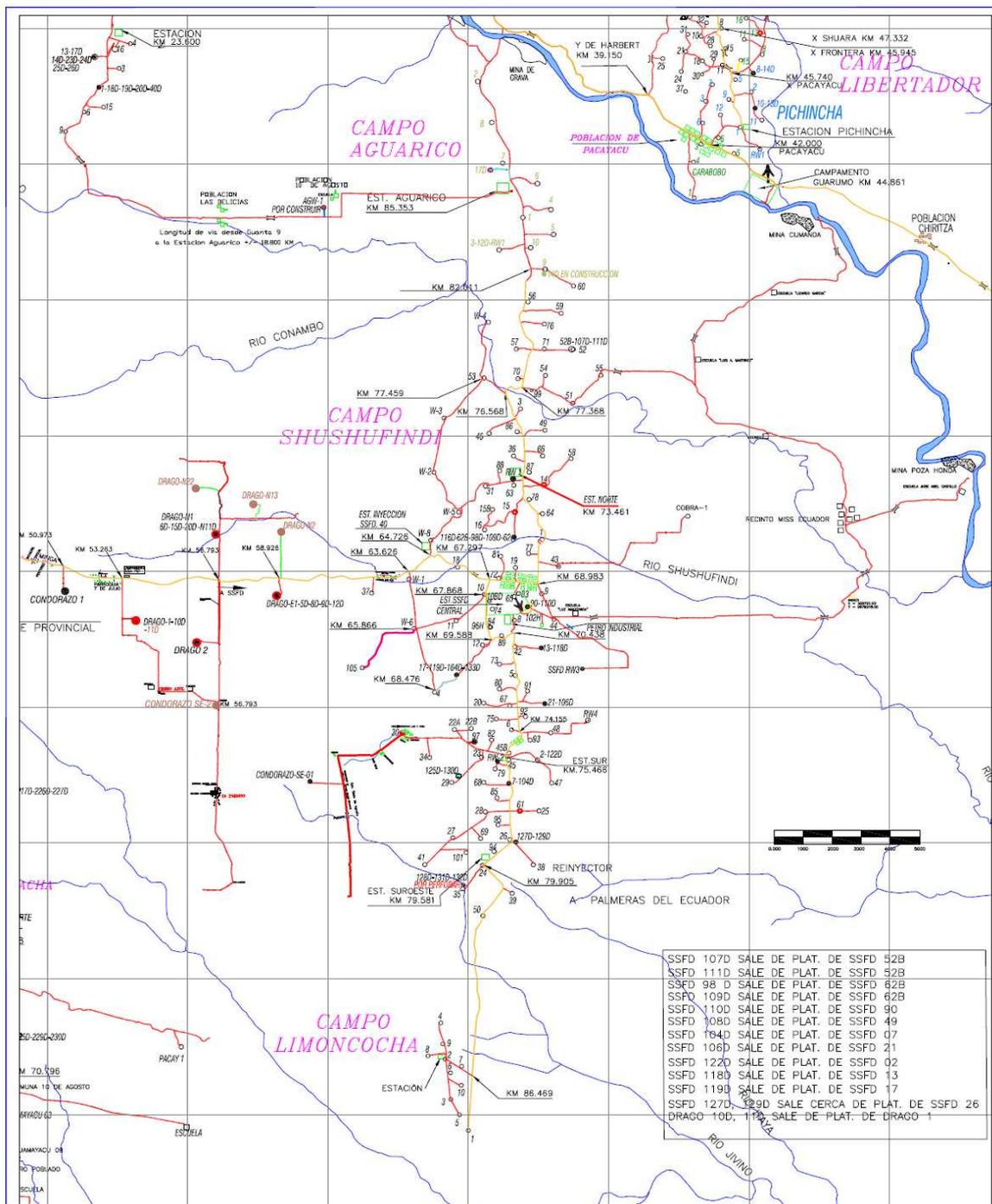
Fuente: Departamento de Yacimientos. EPPetroproducción
Elaborado por: Víctor A. Tatés, Christian D. Garcés.

ANEXO 1.5: POZOS ABANDONADOS DEL CAMPO SHUSHUFINDI

POZO	COORDENADAS	
	XCOOR	YCOOR
SSF - 6A	316573.54	9974158.12
SSF - 8	316640.08	9978202.61
SSF - 10	315756	9979162.96
SSF - 12A	315506.76	9977296.69
SSF - 34	313512.22	9973136.28
SSF - 39	316528.87	9968159.95
SSF - 45A	316500.97	9973089.13
SSF - 48	317987.28	9974052.22
SSF - 52	318697.06	9988190.15
SSF - 55	319682.2	9987236.52
SSF - 62	316598.95	9981244.41
AGU - 06RW	317460.36	9994283.61
AGU - 07RW	316223.9	9995036.74

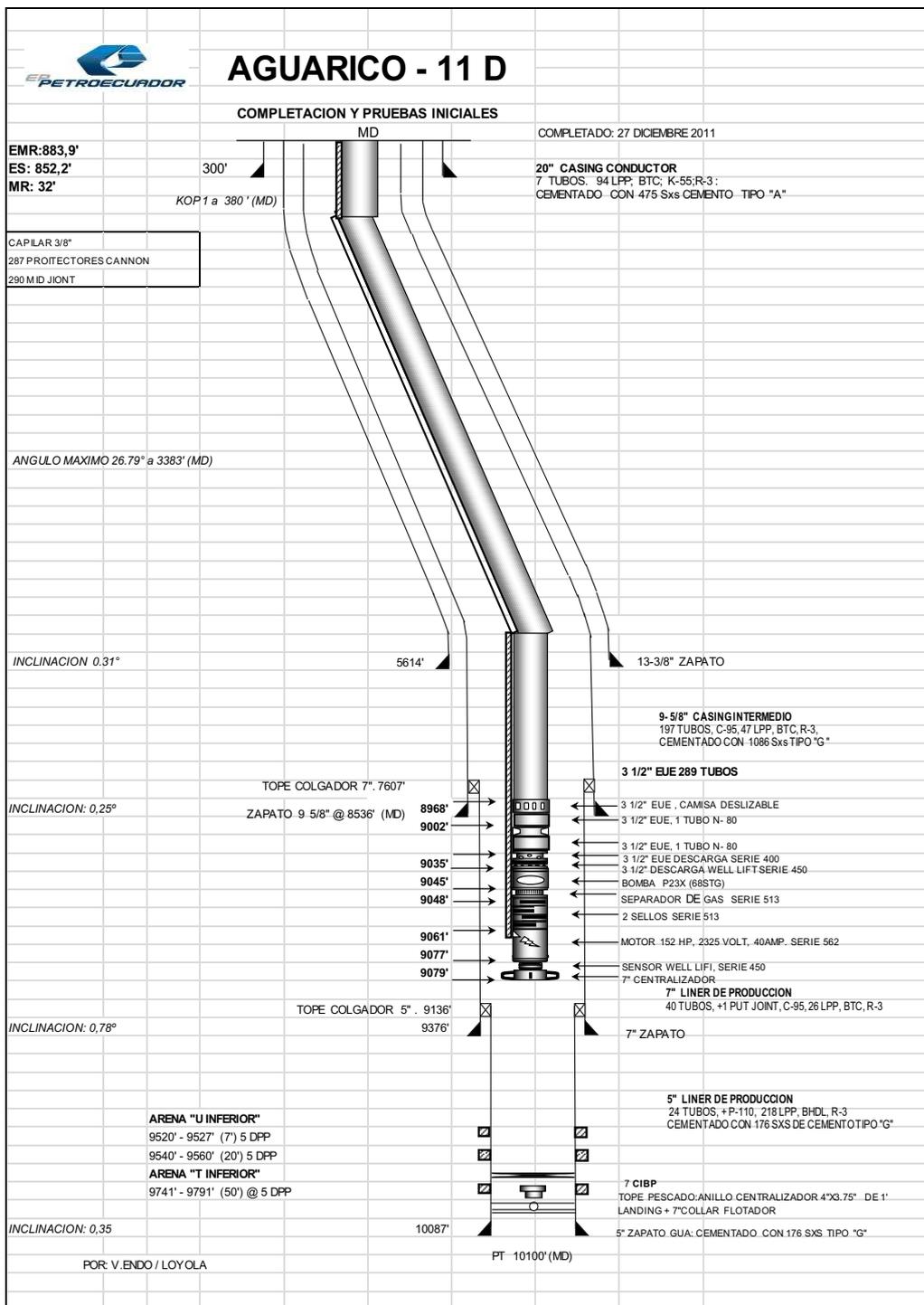
Fuente: Departamento de Yacimientos. EPPetroproducción
Elaborado por: Víctor A. Tatés, Christian D. Garcés.

ANEXO 1.6: UBICACIÓN DE LOS POZOS Y ESTACIONES DE PRODUCCIÓN EN EL CAMPO SHUSHUFINDI



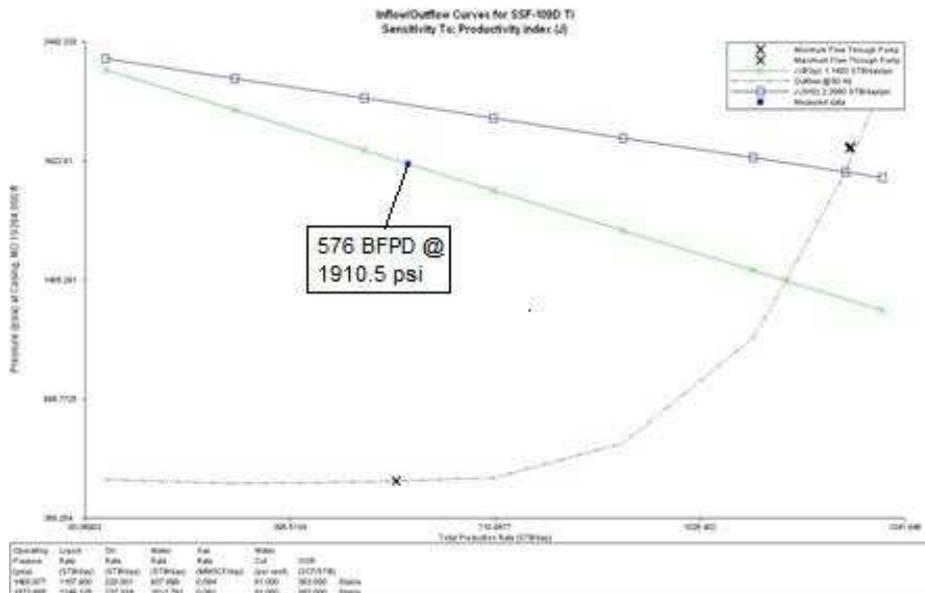
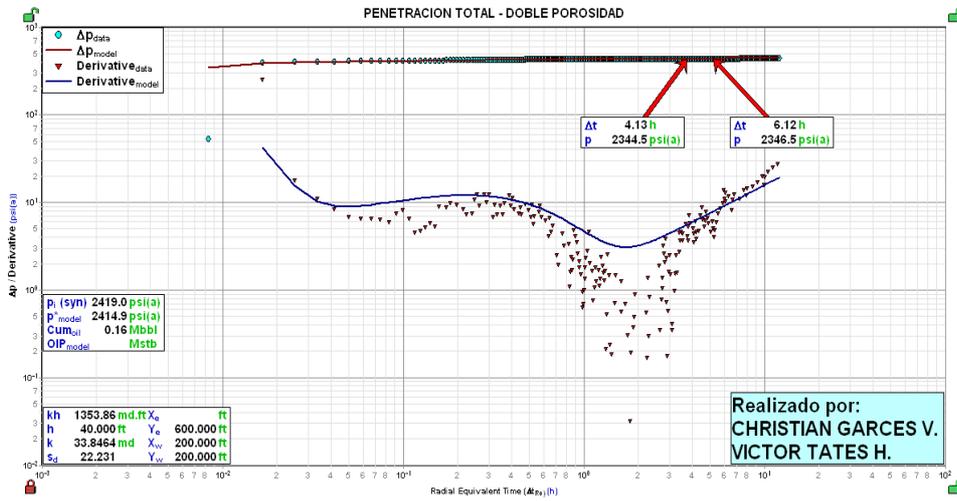
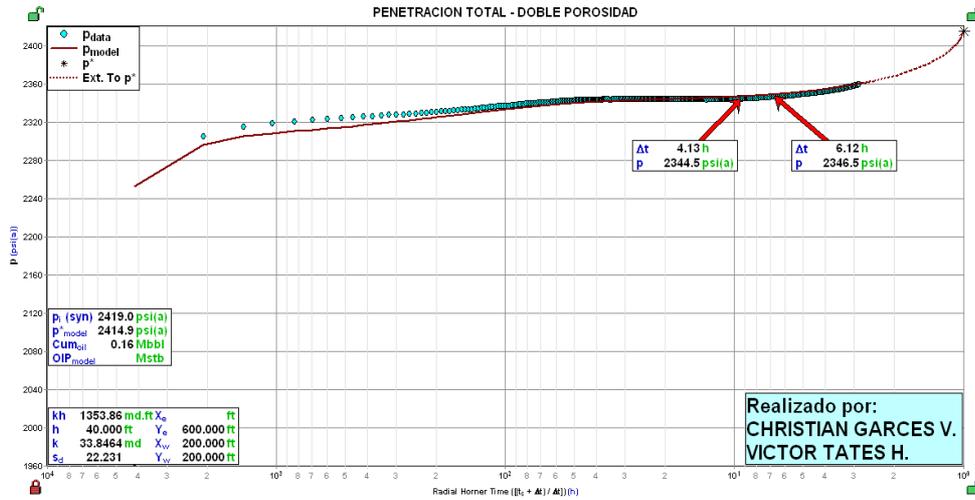
Fuente: Departamento de Yacimientos. EPPetroproducción

ANEXO 4.1: POZO AGU-11D DIAGRAMA DE COMPLETACIÓN



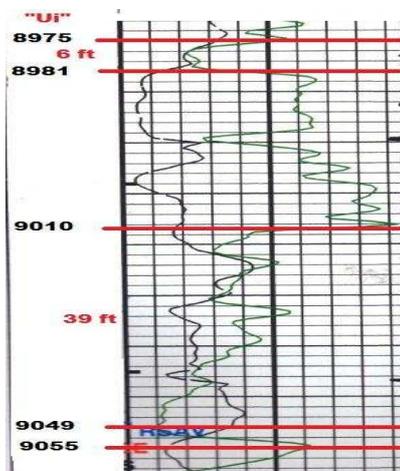
Fuente: Departamento de Ingeniería de Petróleos - Área Shushufindi.

ANEXO 4.2 (CONTINUACIÓN)



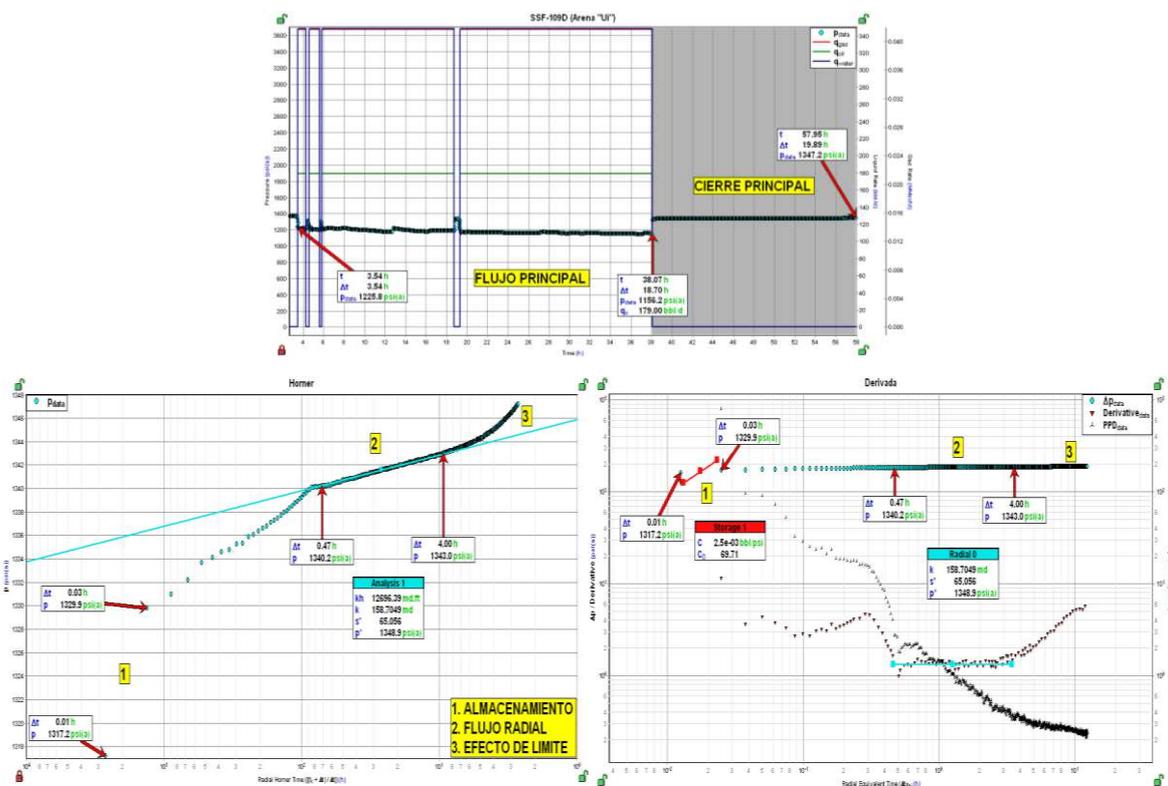
Elaborado por: Víctor A. Tatés, Christian D. Garcés.

ANEXO 4.2 (CONTINUACIÓN) REGISTRO ELÉCTRICO DE LA ARENA "U"

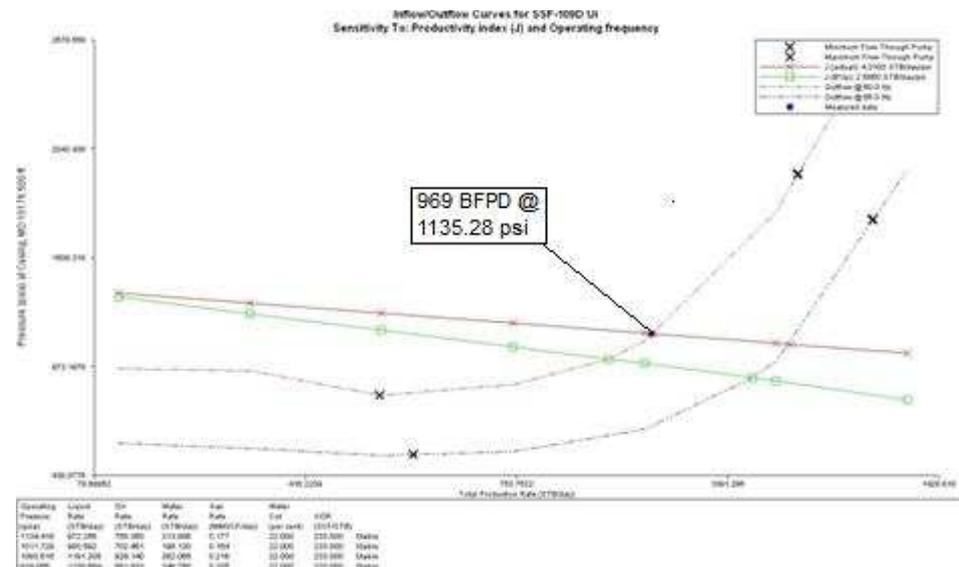
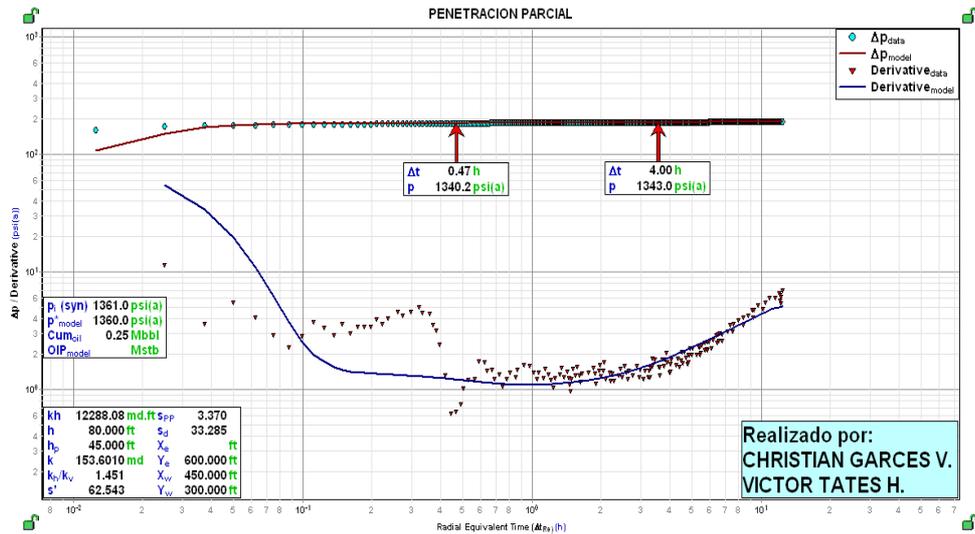
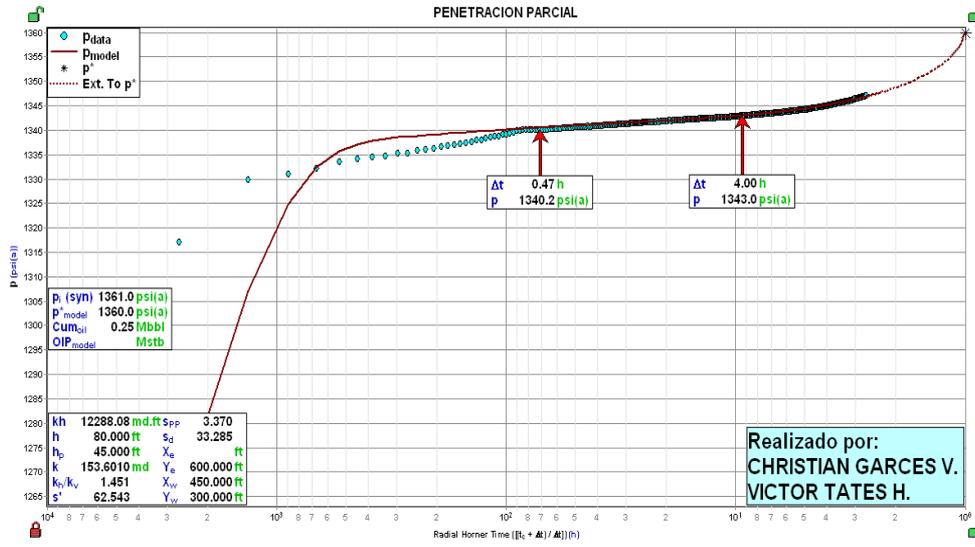


Fuente: Departamento de Ingeniería de Petróleos - Área Shushufindi.
Modificado por: Víctor A. Tatés, Christian D. Garcés.

ANÁLISIS DE LA PRUEBA DE B'UP Y DEL ANÁLISIS NODAL DE LA ARENA "U"



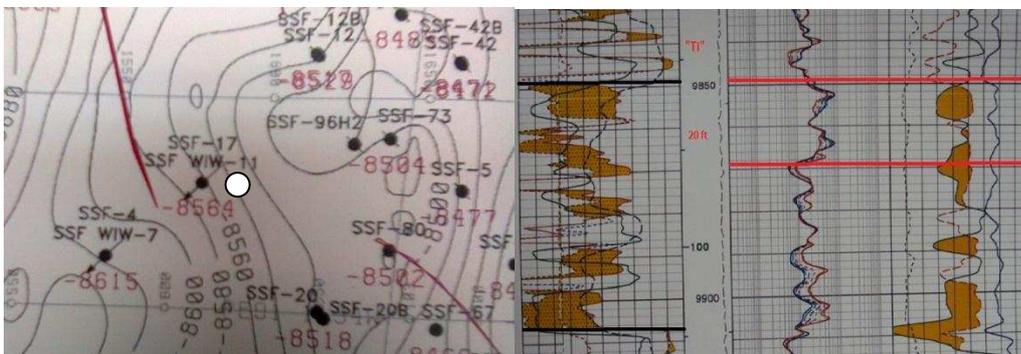
ANEXO 4.2 (CONTINUACIÓN)



Elaborado por: Víctor A. Tatés, Christian D. Garcés.

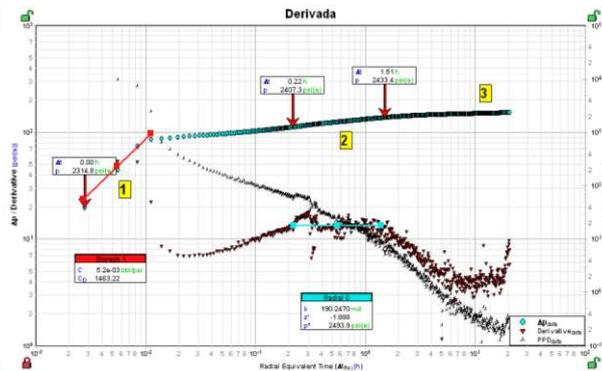
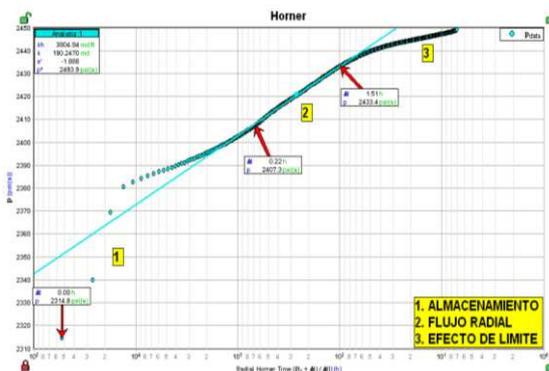
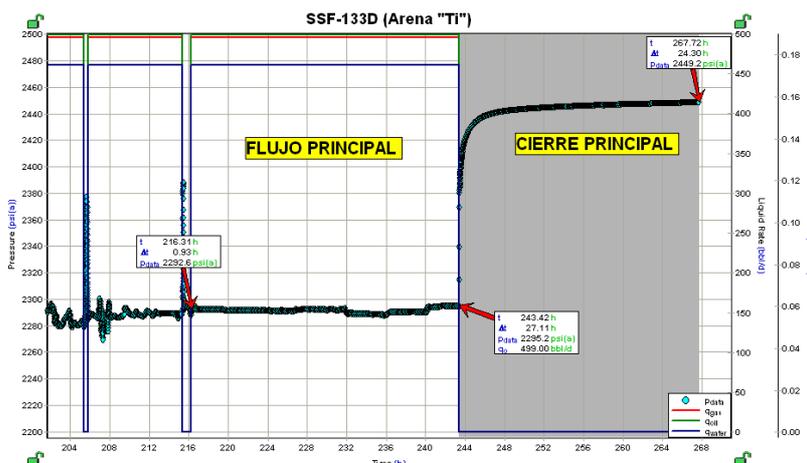
ANEXO 4.3: POZO SSF-133D

UBICACIÓN DEL POZO Y REGISTRO ELÉCTRICO DE LA ARENA "Ti"

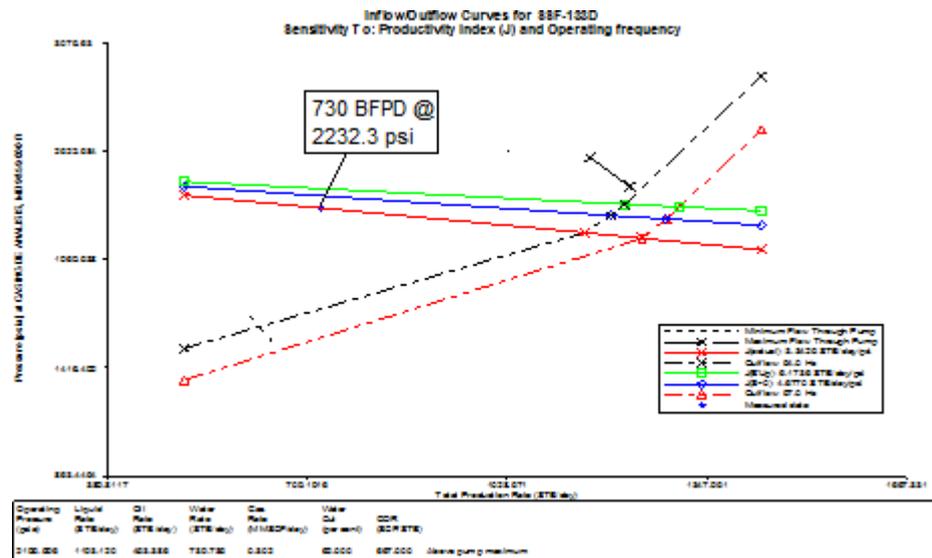
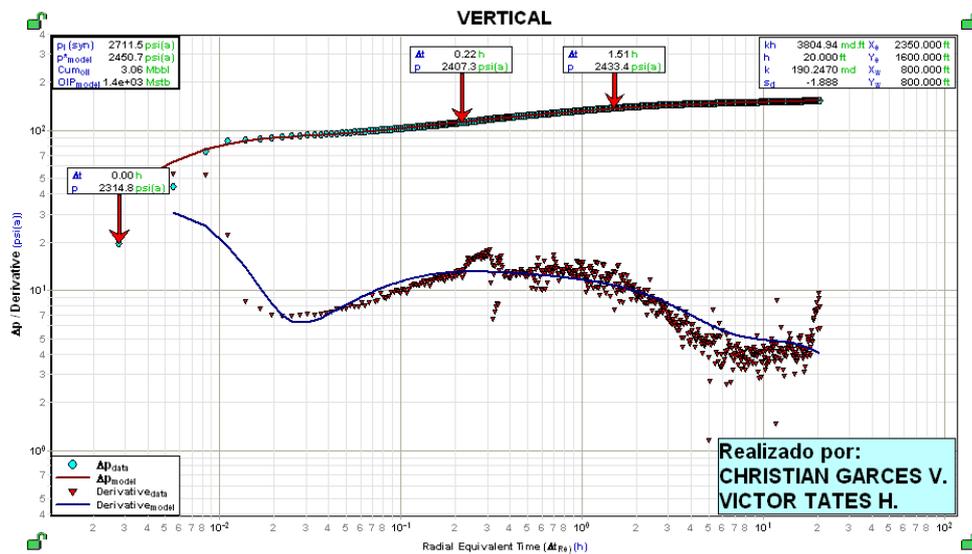
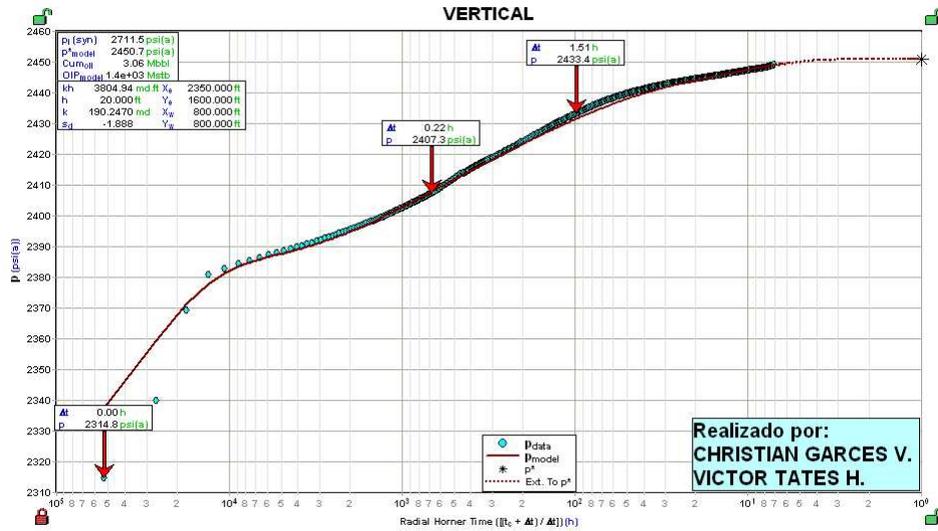


Fuente: Estudio de Simulación de Reservoirio Campo Shushufindi – Aguatico. CoreLab año 2004; Departamento de Ingeniería de Petr6leos - 1rea Shushufindi.
Modificado por: V6ctor A. Tat6s, Christian D. Garc6s.

AN1LISIS DE LA PRUEBA DE B'UP Y DEL AN1LISIS NODAL DE LA ARENA "Ti"

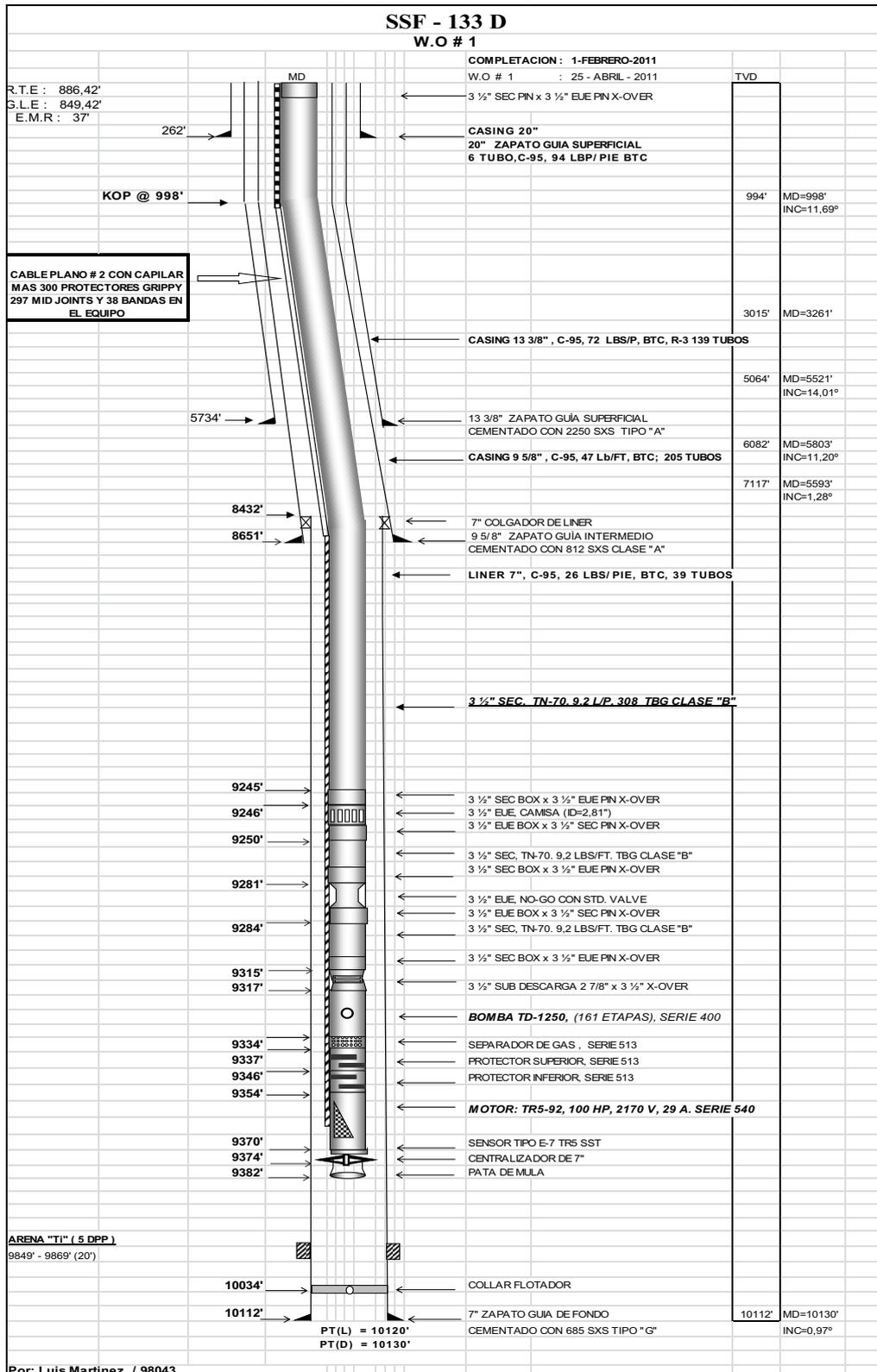


ANEXO 4.3 (CONTINUACIÓN)



Elaborado por: Víctor A. Tatés, Christian D. Garcés.

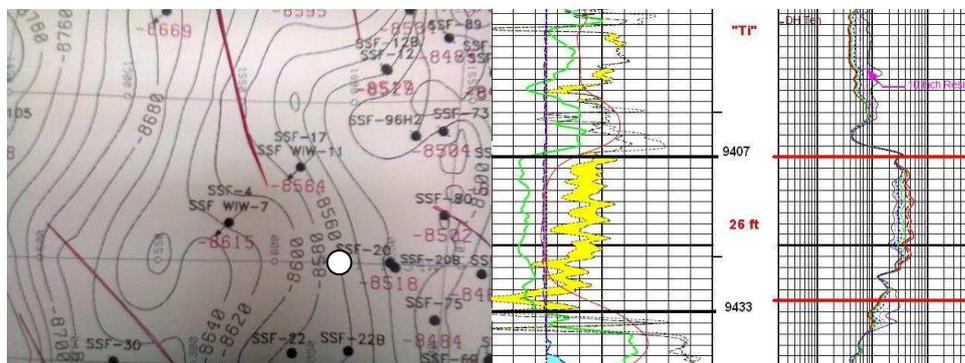
ANEXO 4.3 (CONTINUACIÓN) DIAGRAMA DE COMPLETACIÓN



Fuente: Departamento de Ingeniería de Petróleos - Área Shushufindi.

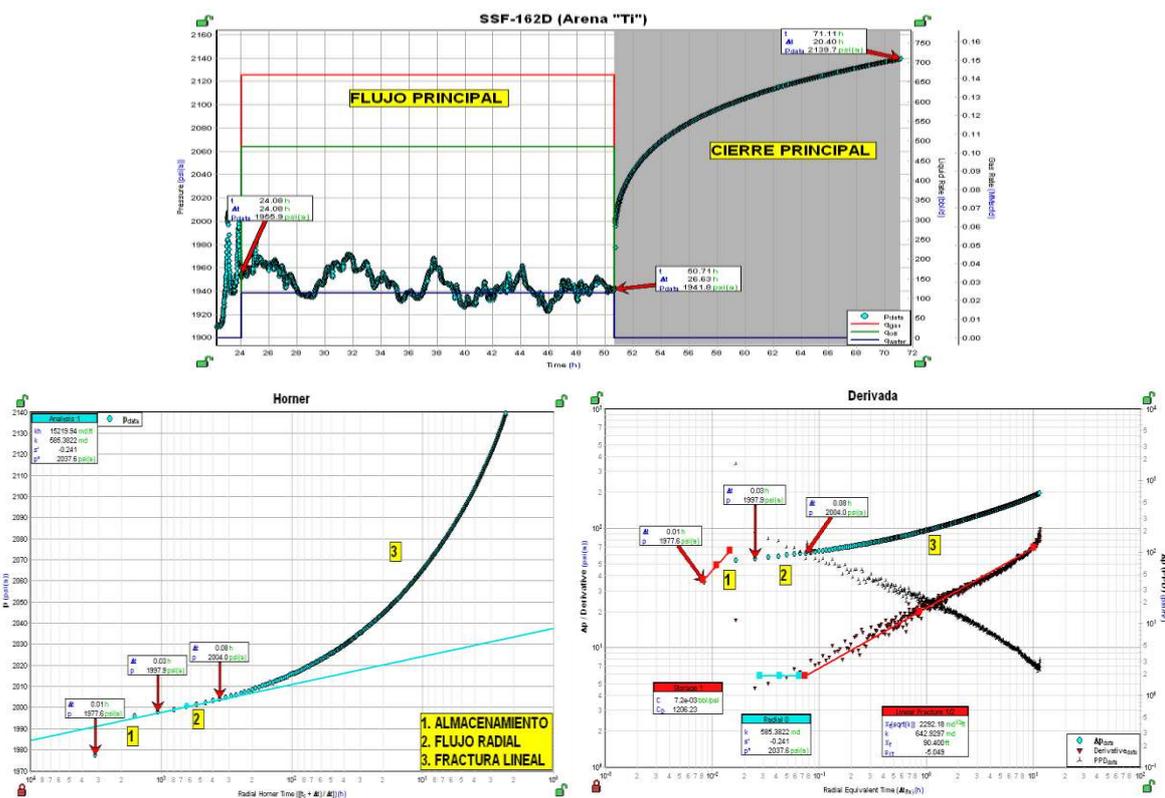
ANEXO 4.4: POZO SSF-162D

UBICACIÓN DEL POZO Y REGISTRO ELÉCTRICO DE LA ARENA "Ti"

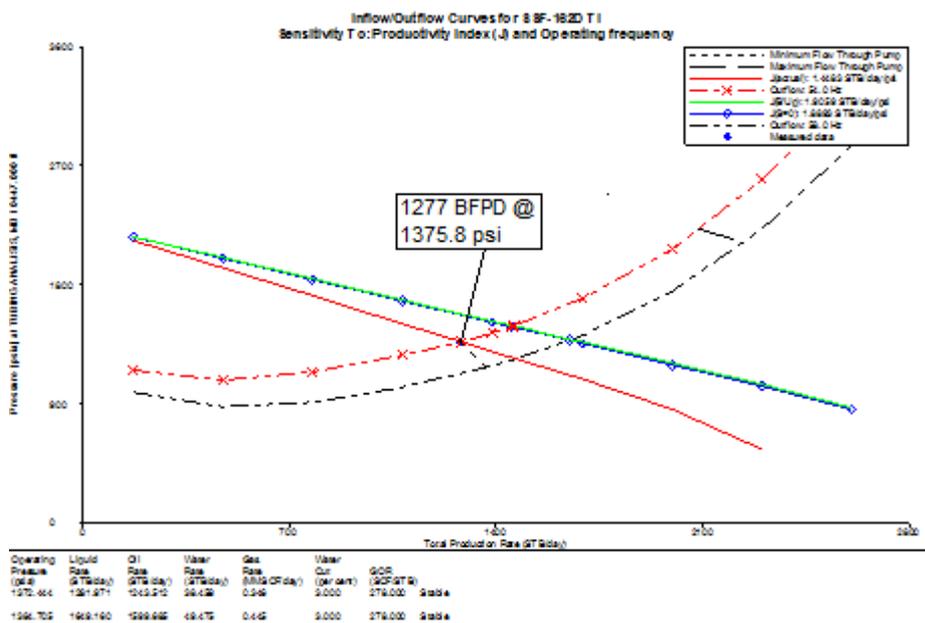
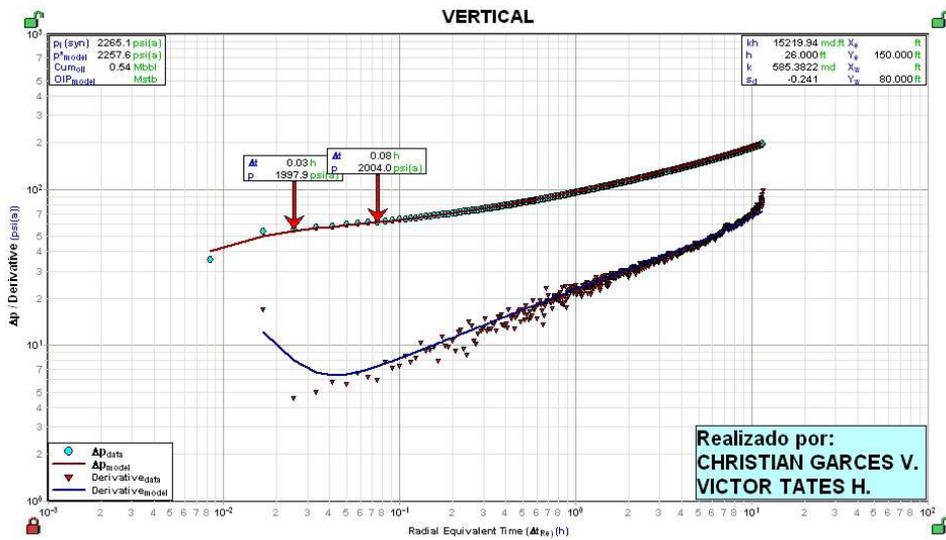
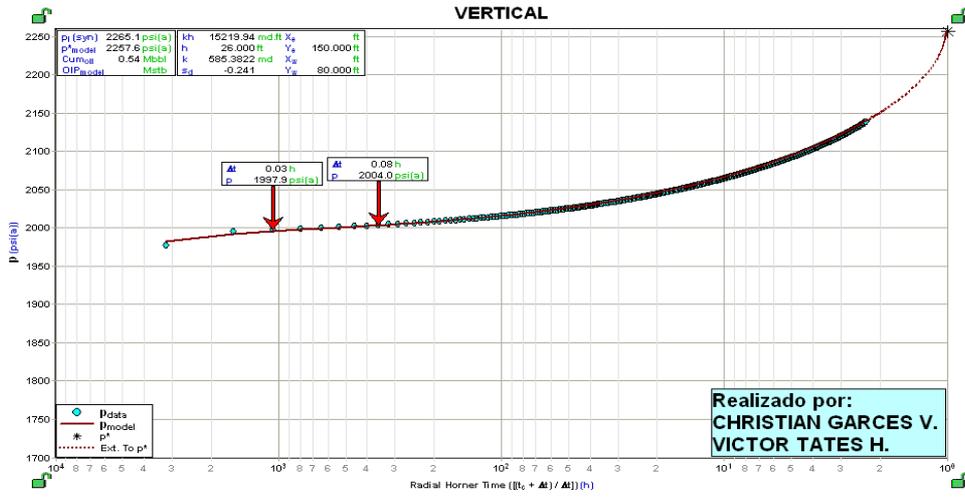


Fuente: Estudio de Simulación de Reservorio Campo Shushufindi – Aguarico. CoreLab año 2004; Departamento de Ingeniería de Petróleos - Área Shushufindi.
Modificado por: Víctor A. Tatés, Christian D. Garcés.

ANÁLISIS DE LA PRUEBA DE B'UP Y DEL ANÁLISIS NODAL DE LA ARENA "Ti"

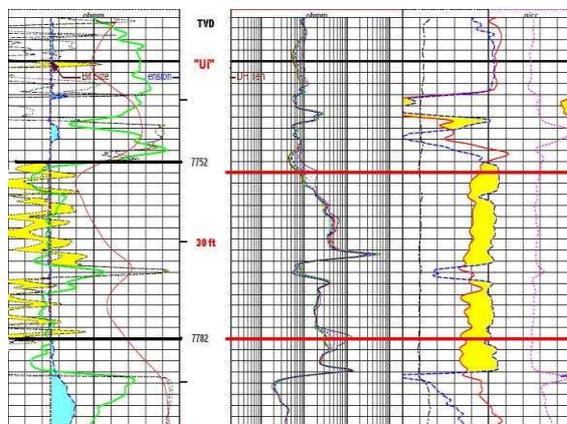


ANEXO 4.4 (CONTINUACIÓN)



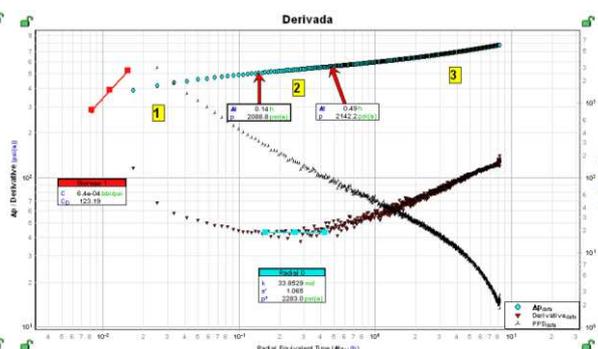
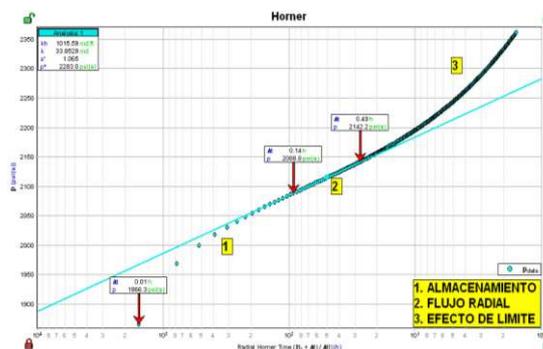
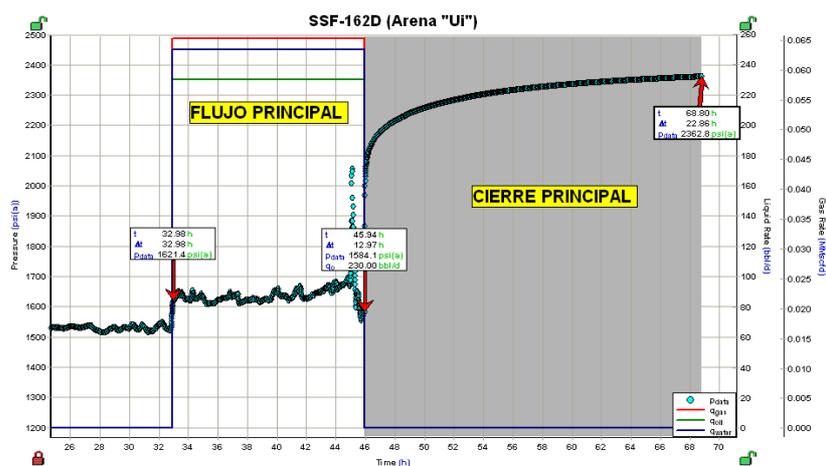
Elaborado por: Víctor A. Tatés, Christian D. Garcés.

ANEXO 4.4 (CONTINUACIÓN) REGISTRO ELÉCTRICO DE LA ARENA "U1"

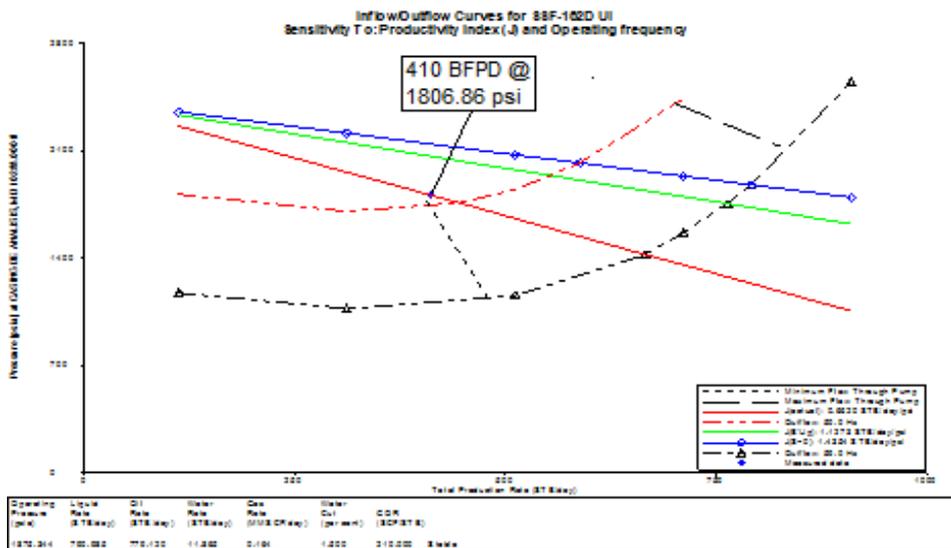
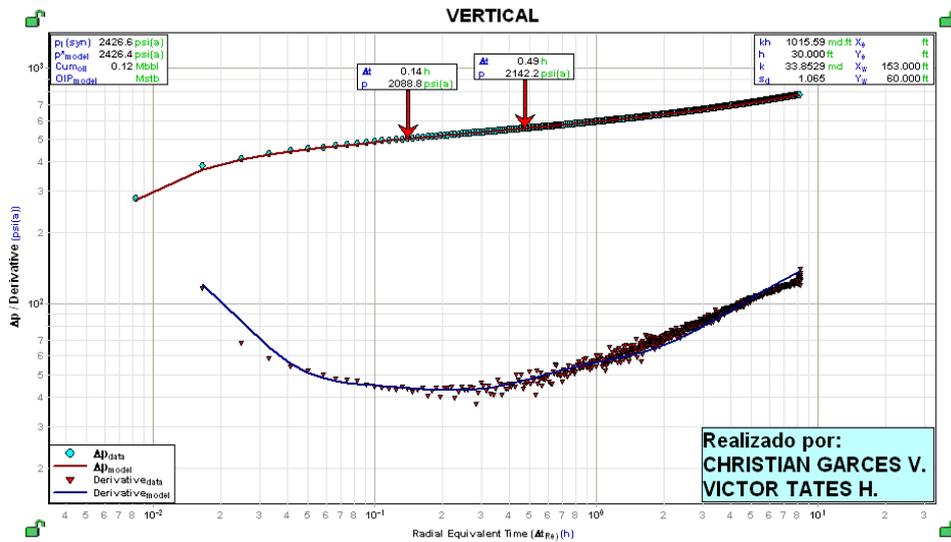
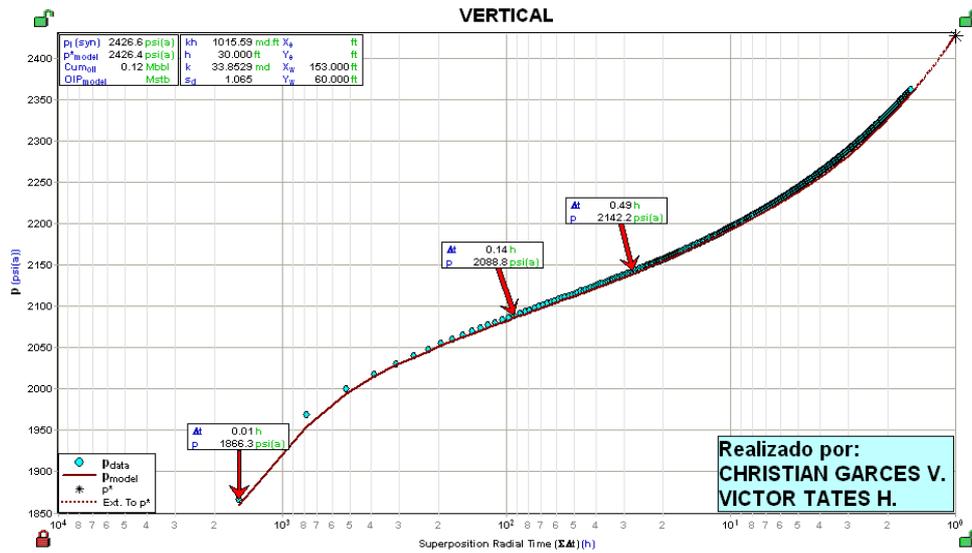


Fuente: Departamento de Ingeniería de Petróleos - Área Shushufindi.
Modificado por: Víctor A. Tatés, Christian D. Garcés.

ANÁLISIS DE LA PRUEBA DE B'UP Y DEL ANÁLISIS NODAL DE LA ARENA "U1"

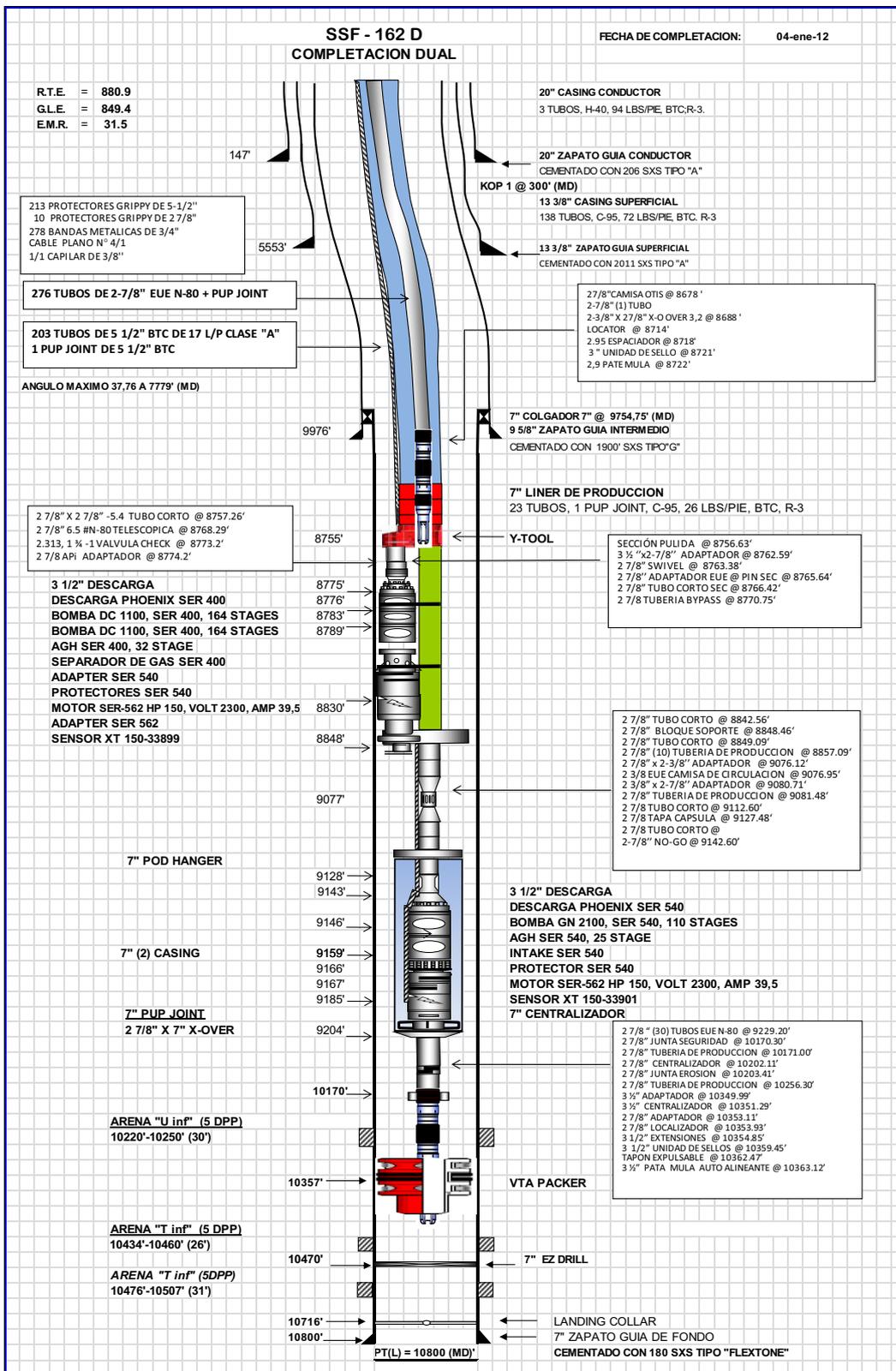


ANEXO 4.4 (CONTINUACIÓN)



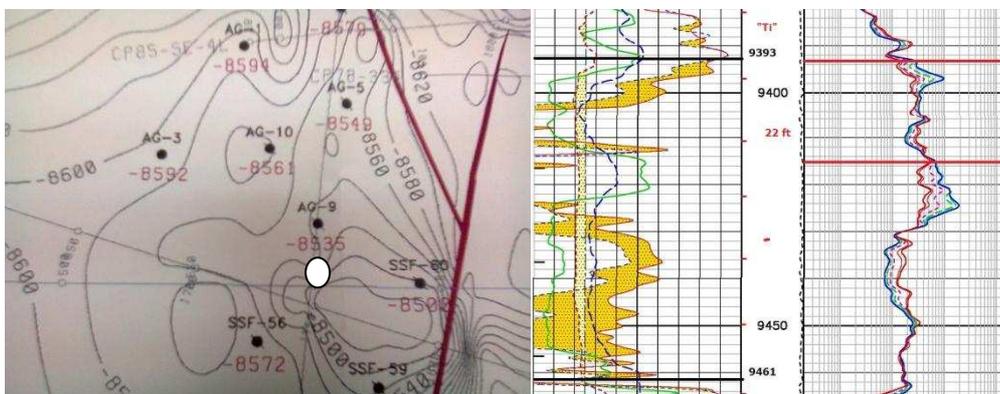
Elaborado por: Víctor A. Tatés, Christian D. Garcés.

ANEXO 4.4 (CONTINUACIÓN) DIAGRAMA DE COMPLETACIÓN



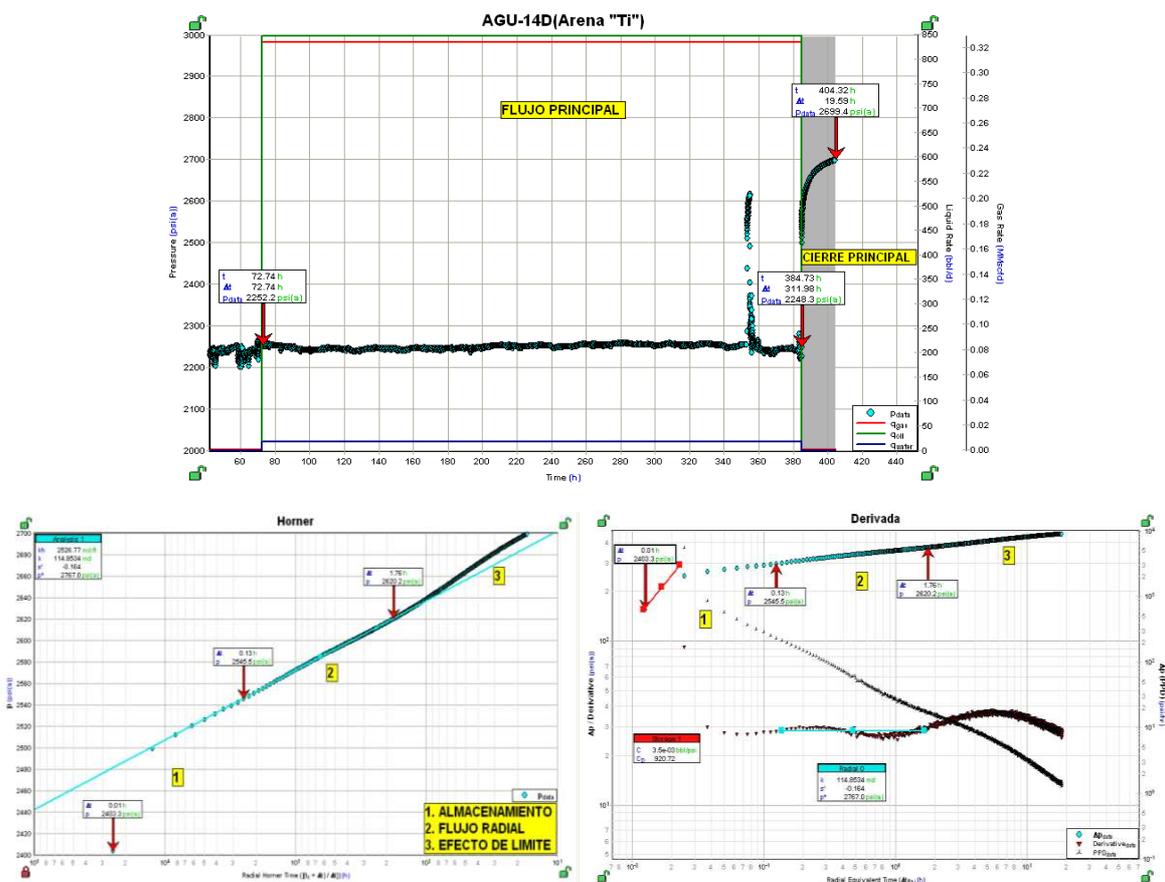
Fuente: Departamento de Ingeniería de Petróleos - Área Shushufindi.

ANEXO 4.5: POZO AGU-14D UBICACIÓN DEL POZO Y REGISTRO ELÉCTRICO DE LA ARENA "Ti"

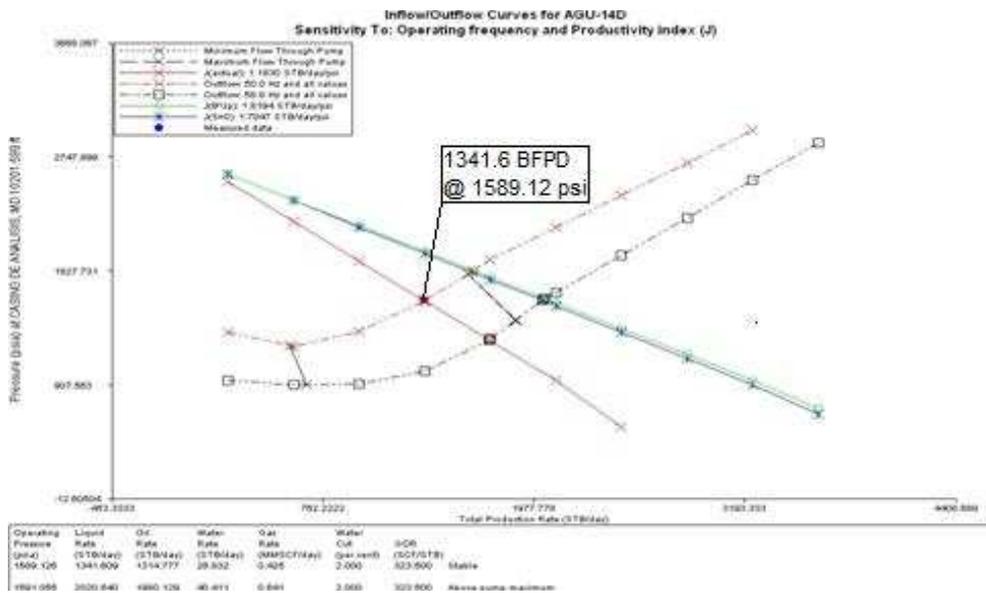
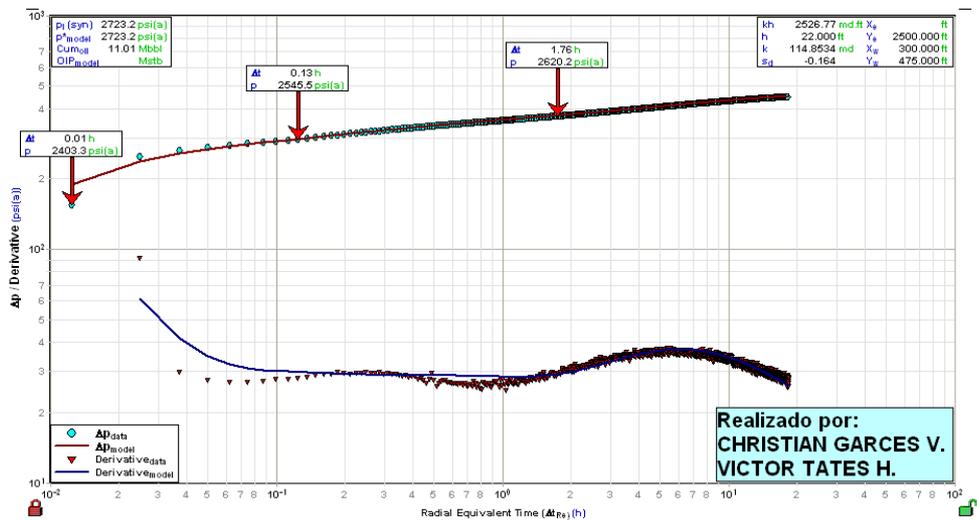
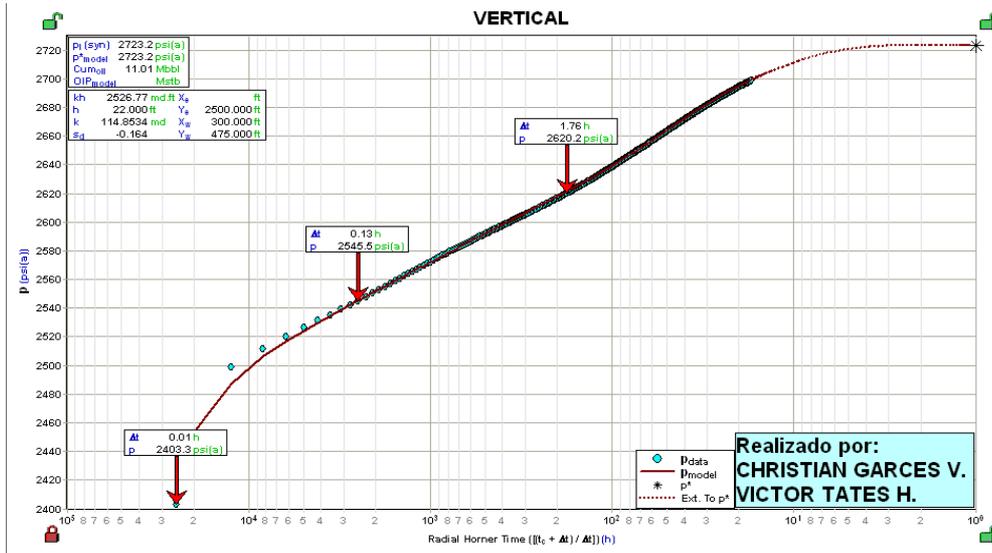


Fuente: Estudio de Simulación de Reservorio Campo Shushufindi – Aguatico. CoreLab año 2004; Departamento de Ingeniería de Petróleos - Área Shushufindi.
Modificado por: Víctor A. Tatés, Christian D. Garcés.

ANÁLISIS DE LA PRUEBA DE B'UP Y DEL ANÁLISIS NODAL DE LA ARENA "Ti"

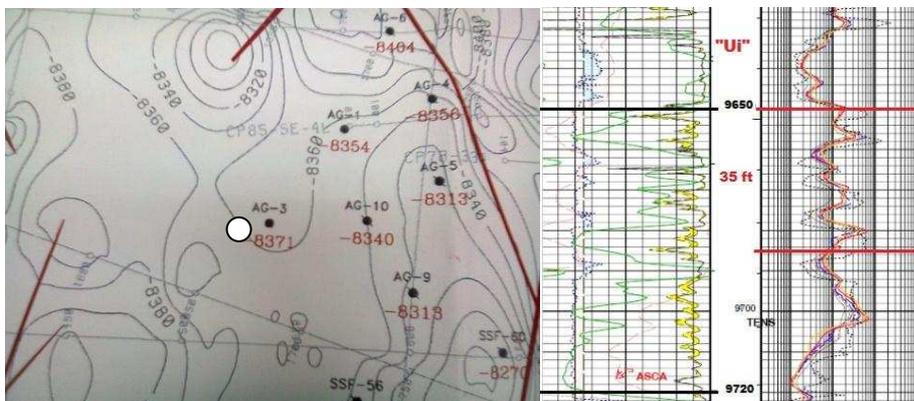


ANEXO 4.5 (CONTINUACIÓN)



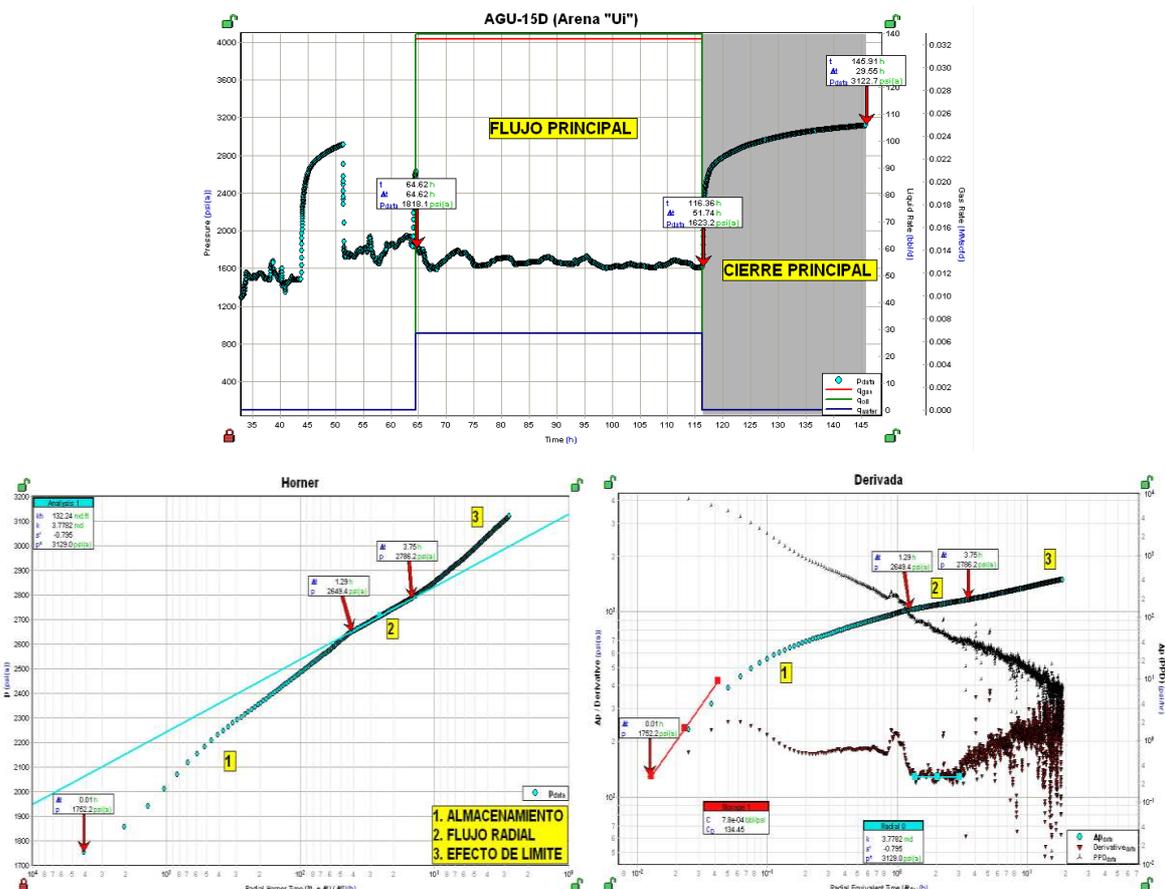
Elaborado por: Víctor A. Tatés, Christian D. Garcés.

ANEXO 4.6: POZO SSF-15D UBICACIÓN DEL POZO Y REGISTRO ELÉCTRICO DE LA ARENA "U"

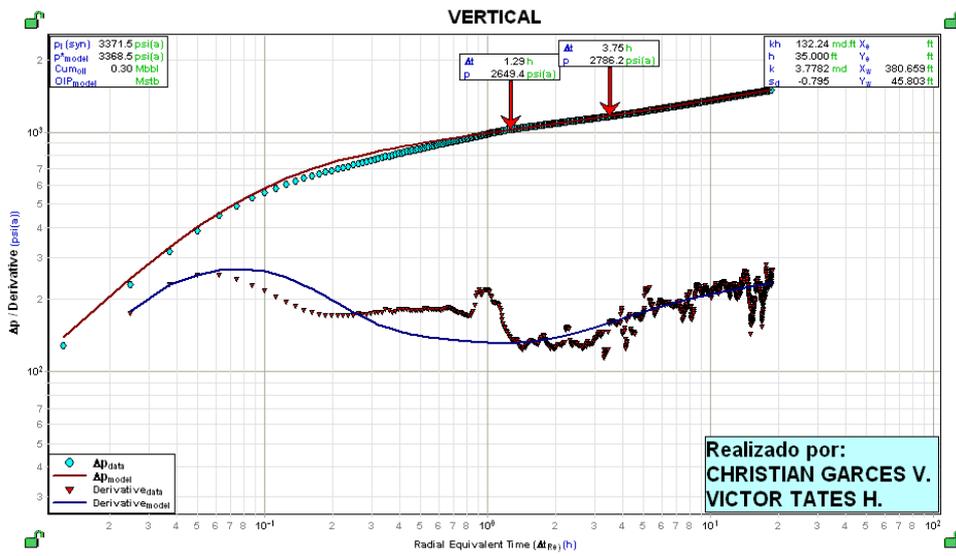
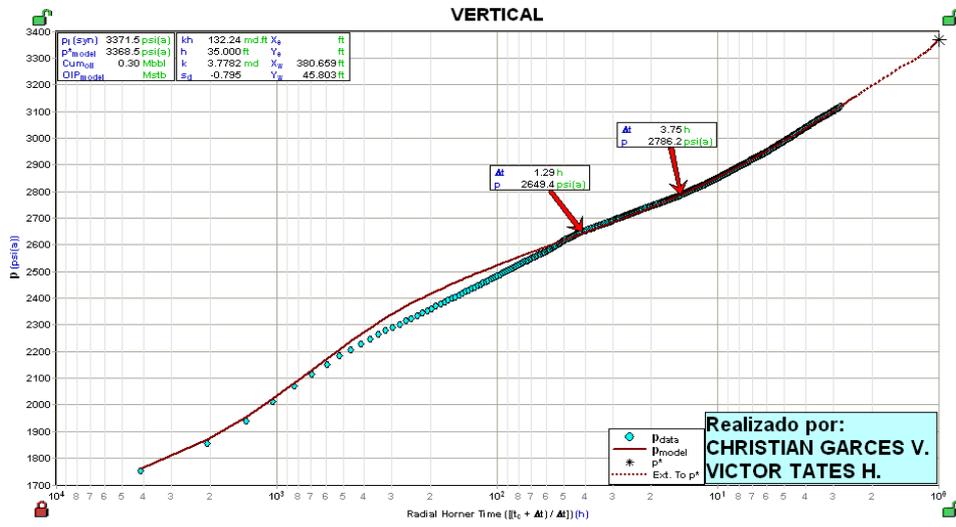


Fuente: Estudio de Simulación de Reservorio Campo Shushufindi – Aguarico. CoreLab año 2004; Departamento de Ingeniería de Petróleos - Área Shushufindi.
Modificado por: Víctor A. Tatés, Christian D. Garcés.

ANÁLISIS DE LA PRUEBA DE B'UP Y DEL ANÁLISIS NODAL DE LA ARENA "U"

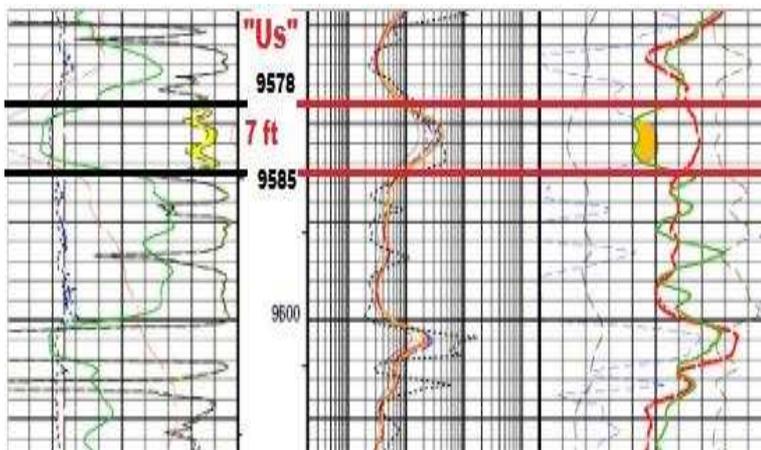


ANEXO 4.6 (CONTINUACIÓN)



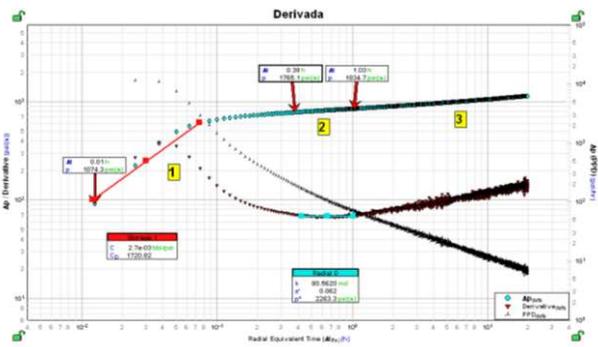
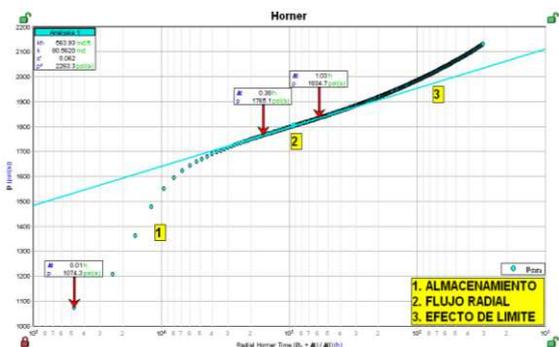
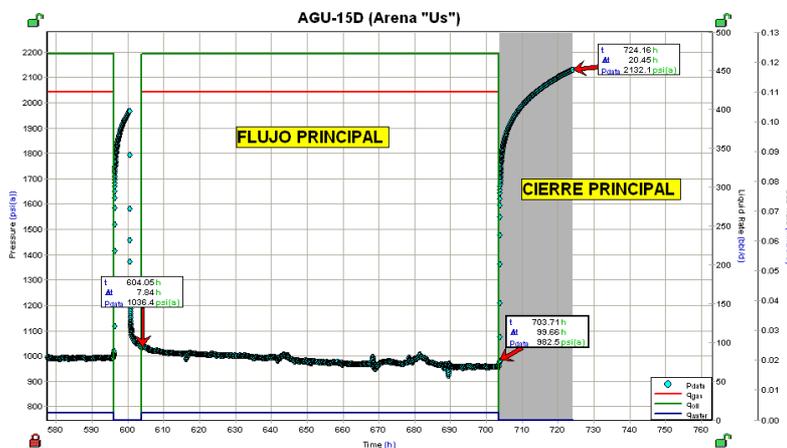
Elaborado por: Víctor A. Tatés, Christian D. Garcés.

ANEXO 4.6 (CONTINUACIÓN) REGISTRO ELÉCTRICO DE LA ARENA "Us"

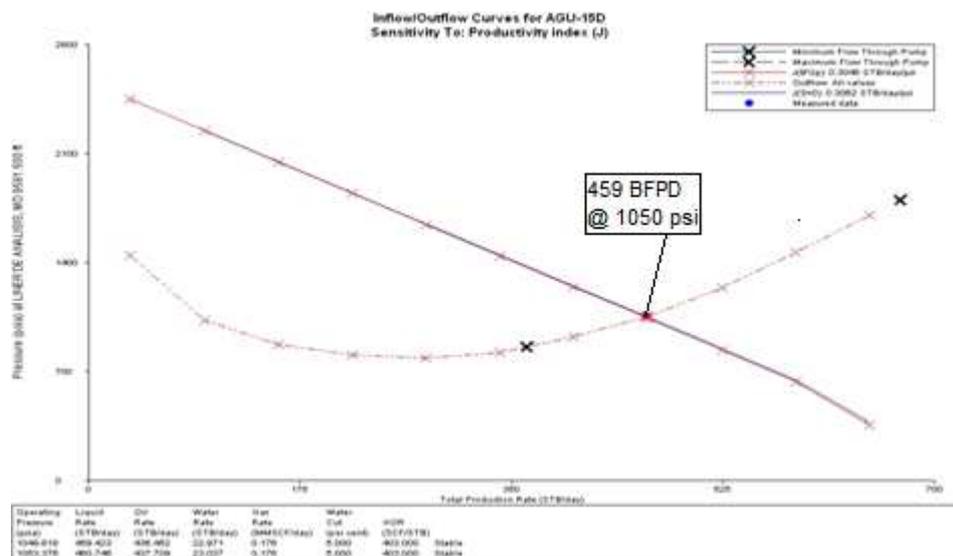
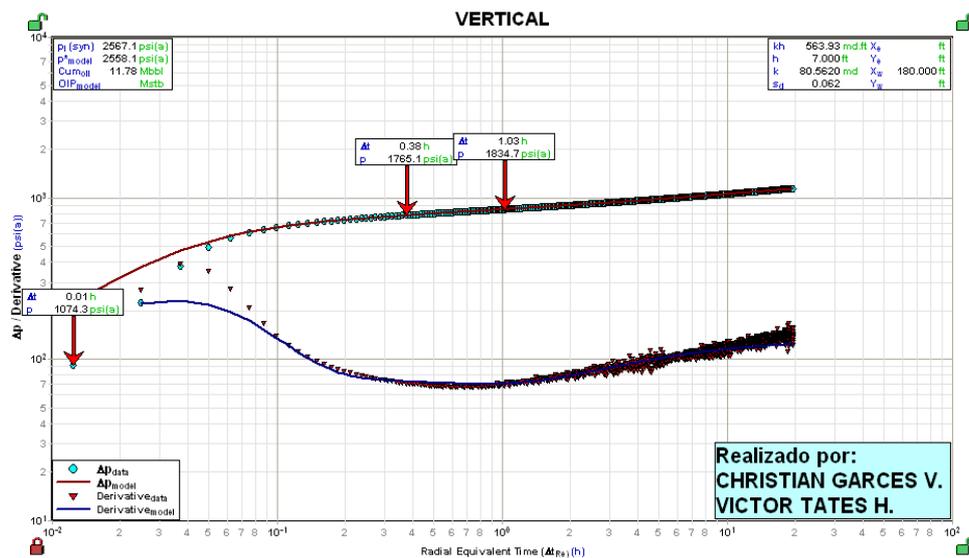
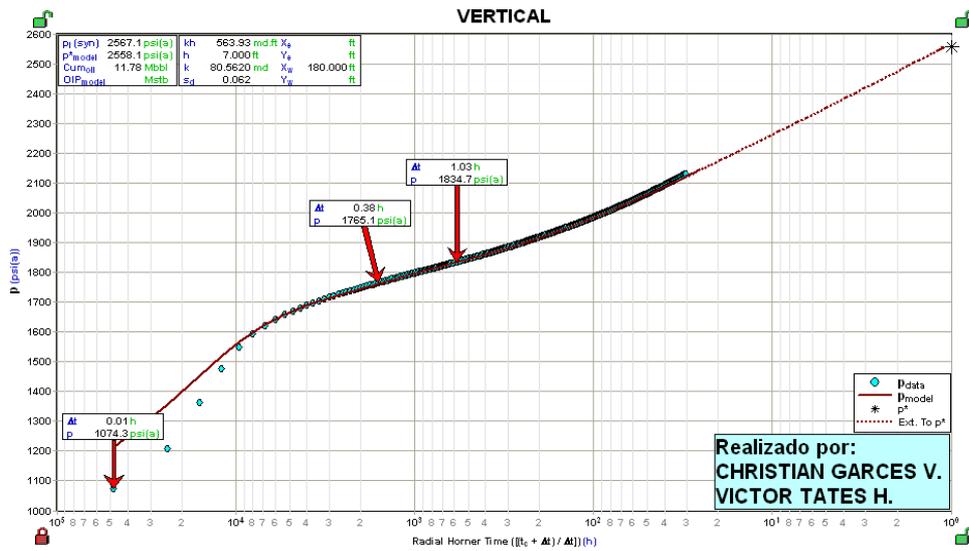


Fuente: Departamento de Ingeniería de Petróleos - Área Shushufindi.
Modificado por: Víctor A. Tatés, Christian D. Garcés.

ANÁLISIS DE LA PRUEBA DE B'UP Y DEL ANÁLISIS NODAL DE LA ARENA "Us"

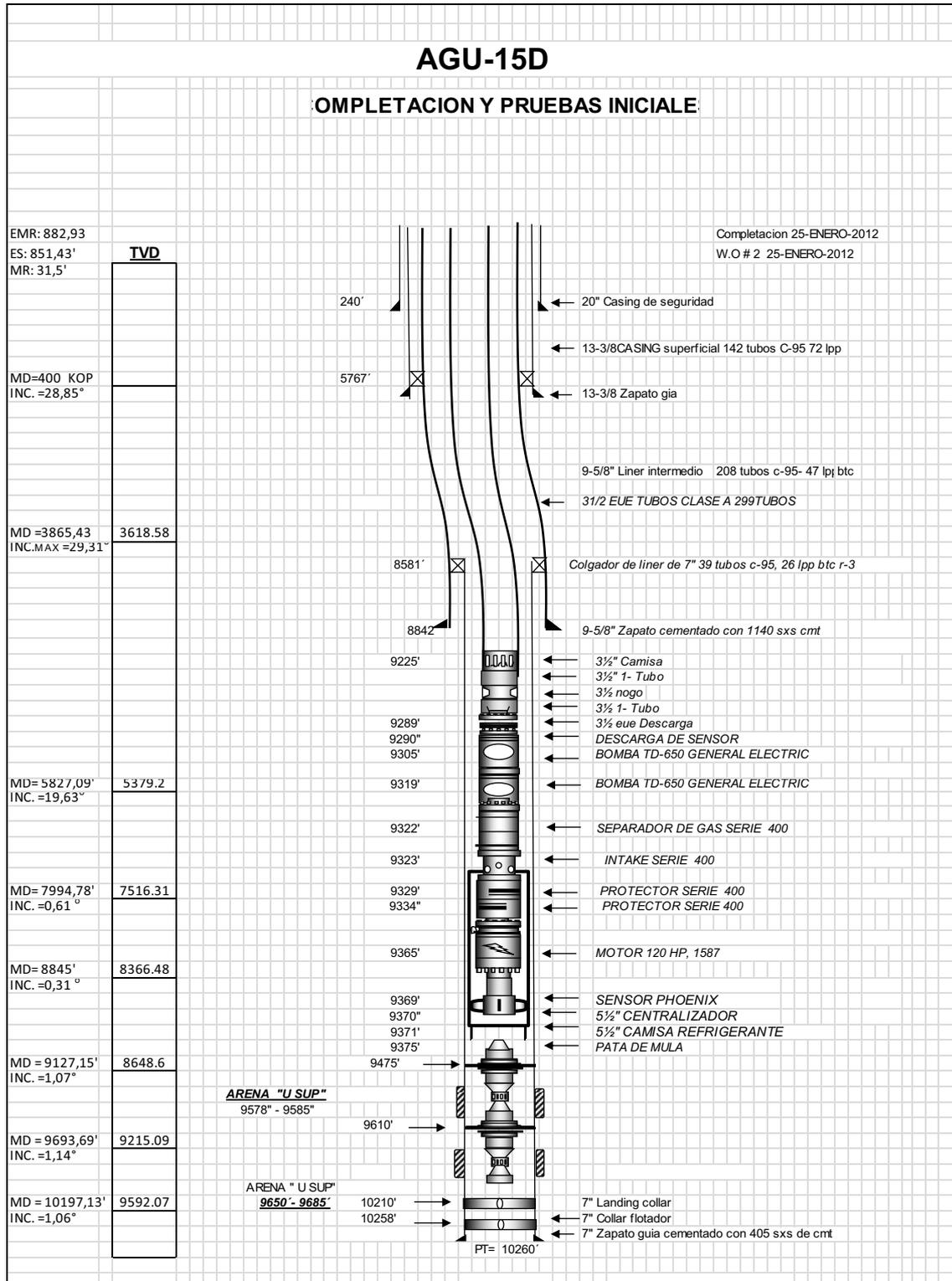


ANEXO 4.6 (CONTINUACIÓN)



Elaborado por: Víctor A. Tatés, Christian D. Garcés.

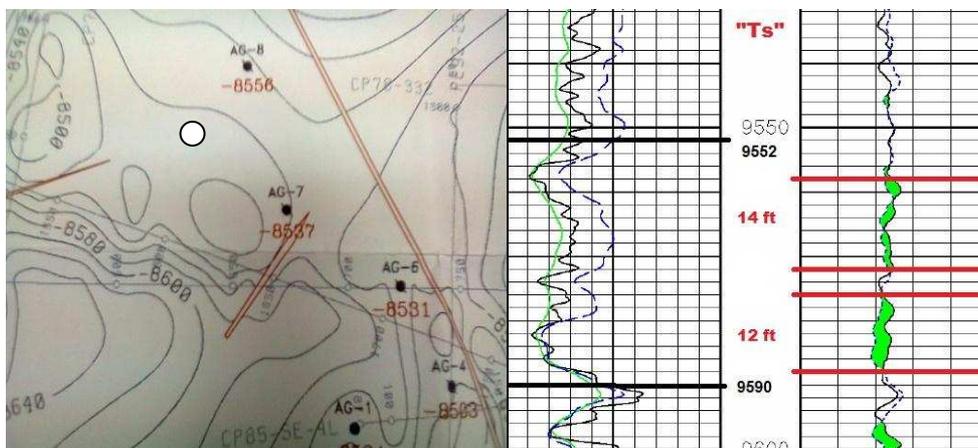
ANEXO 4.6 (CONTINUACIÓN) DIAGRAMA DE COMPLETACIÓN



Fuente: Departamento de Ingeniería de Petróleos - Área Shushufindi.

ANEXO 4.7: POZO AGU-17D

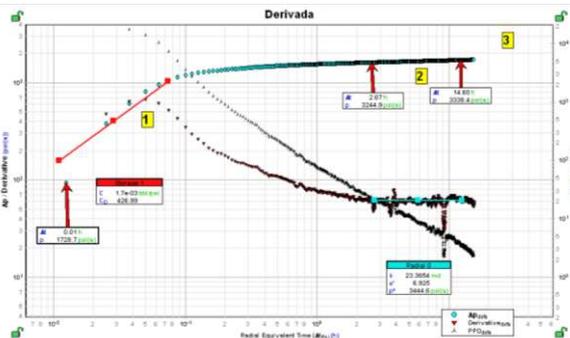
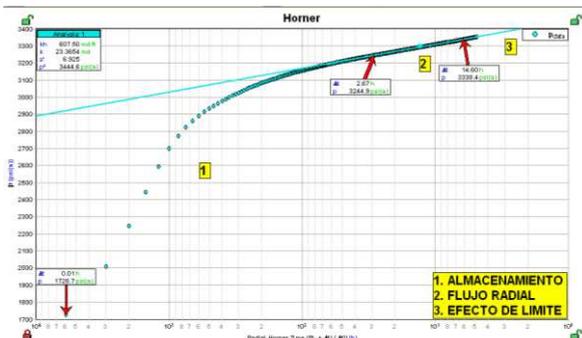
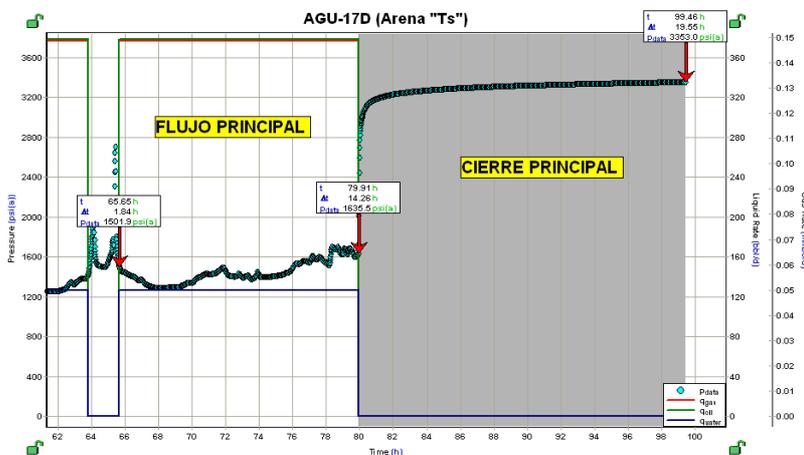
UBICACIÓN DEL POZO Y REGISTRO ELÉCTRICO DE LA ARENA "Ts"



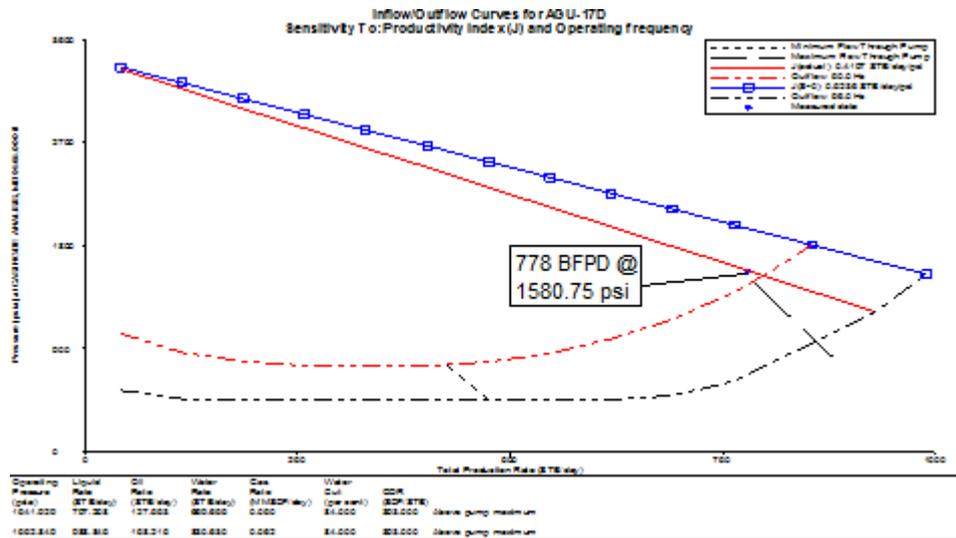
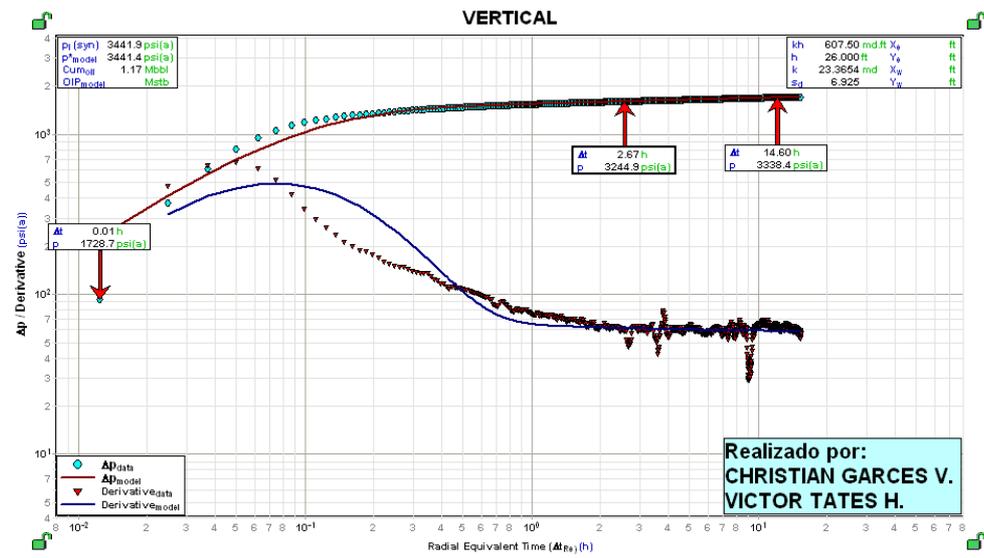
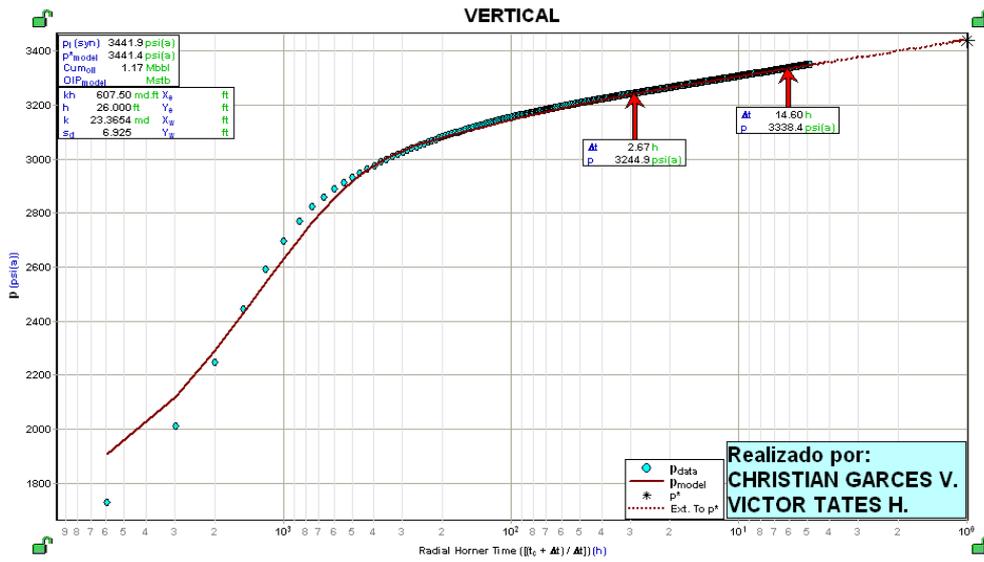
Fuente: Estudio de Simulación de Reservoirio Campo Shushufindi – Aguatico. CoreLab año 2004; Departamento de Ingeniería de Petróleos - Área Shushufindi.
Modificado por: Víctor A. Tatés, Christian D. Garcés.

ANÁLISIS DE LA PRUEBA DE B'UP Y DEL ANÁLISIS NODAL DE LA ARENA

"Ts"

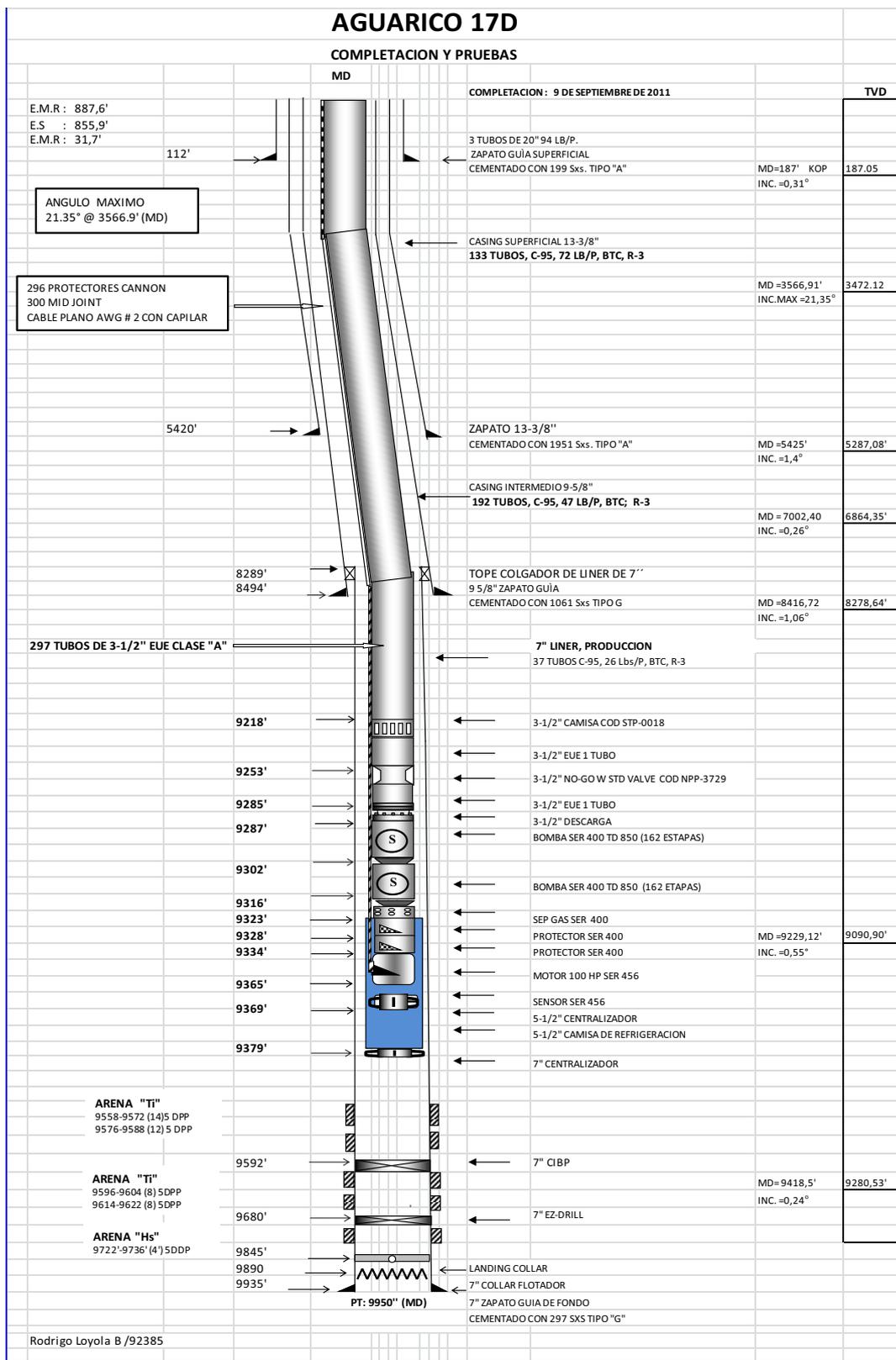


ANEXO 4.7 (CONTINUACIÓN)



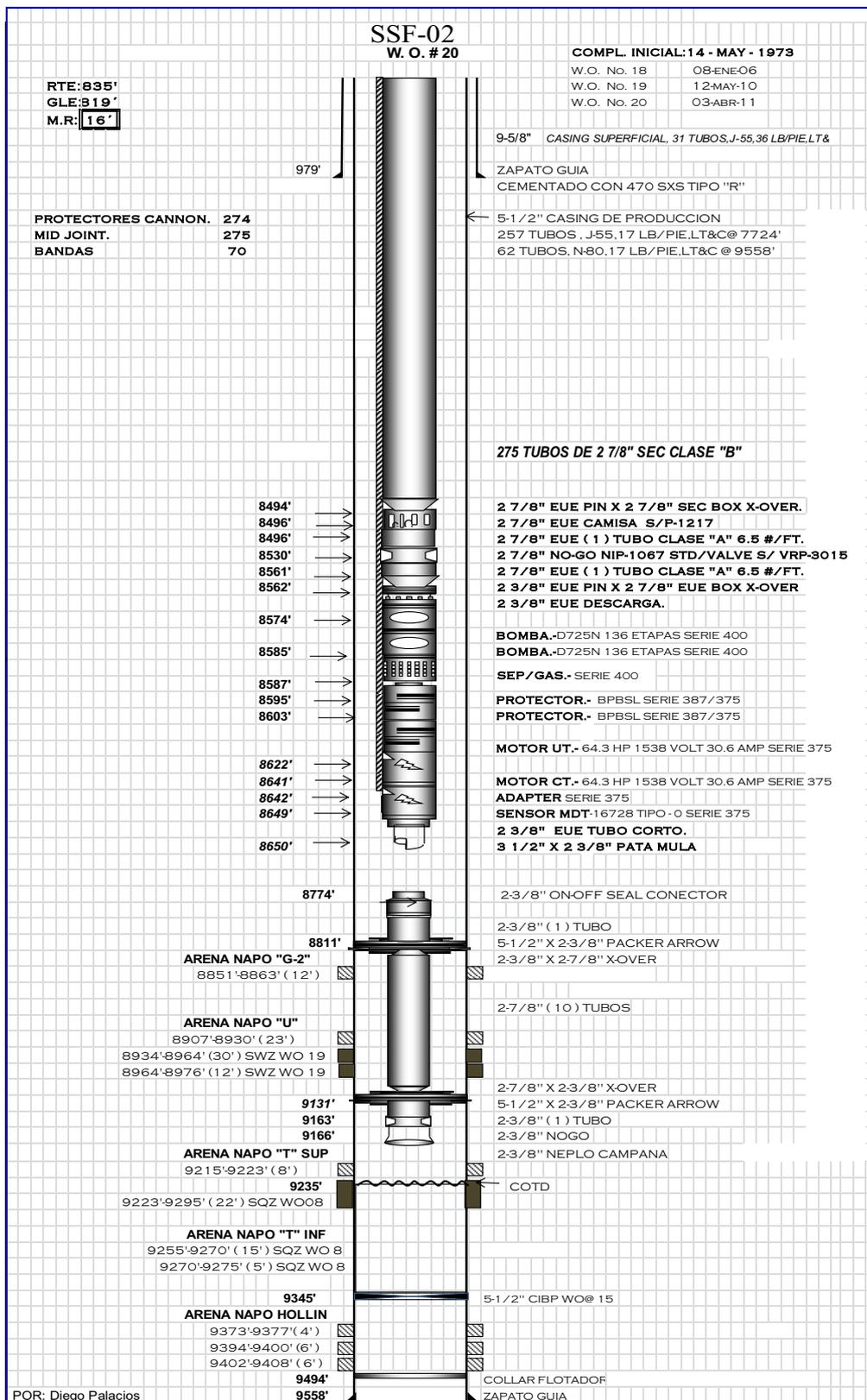
Elaborado por: Víctor A. Tatés, Christian D. Garcés.

ANEXO 4.7 (CONTINUACIÓN) DIAGRAMA DE COMPLETACIÓN



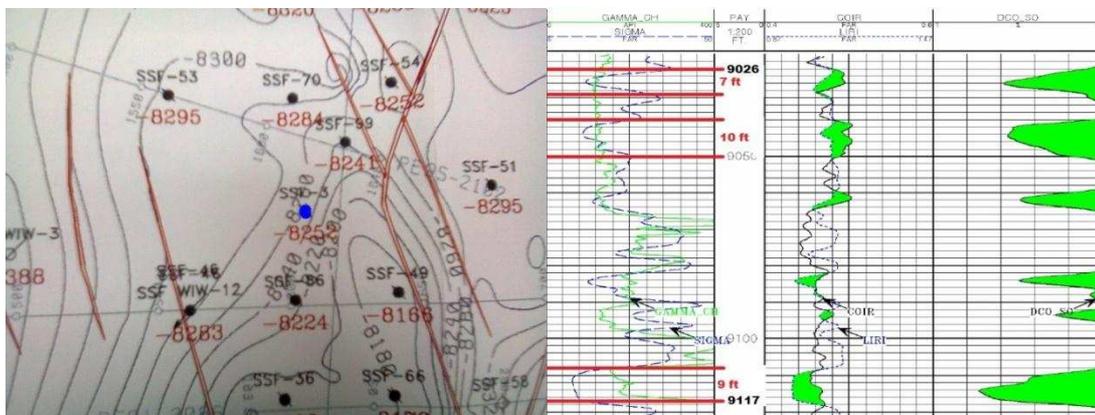
Fuente: Departamento de Ingeniería de Petróleos - Área Shushufindi.

ANEXO 4.8: POZO SSF-02 DIAGRAMA DE COMPLETACIÓN



Fuente: Departamento de Ingeniería de Petróleos - Área Shushufindi.

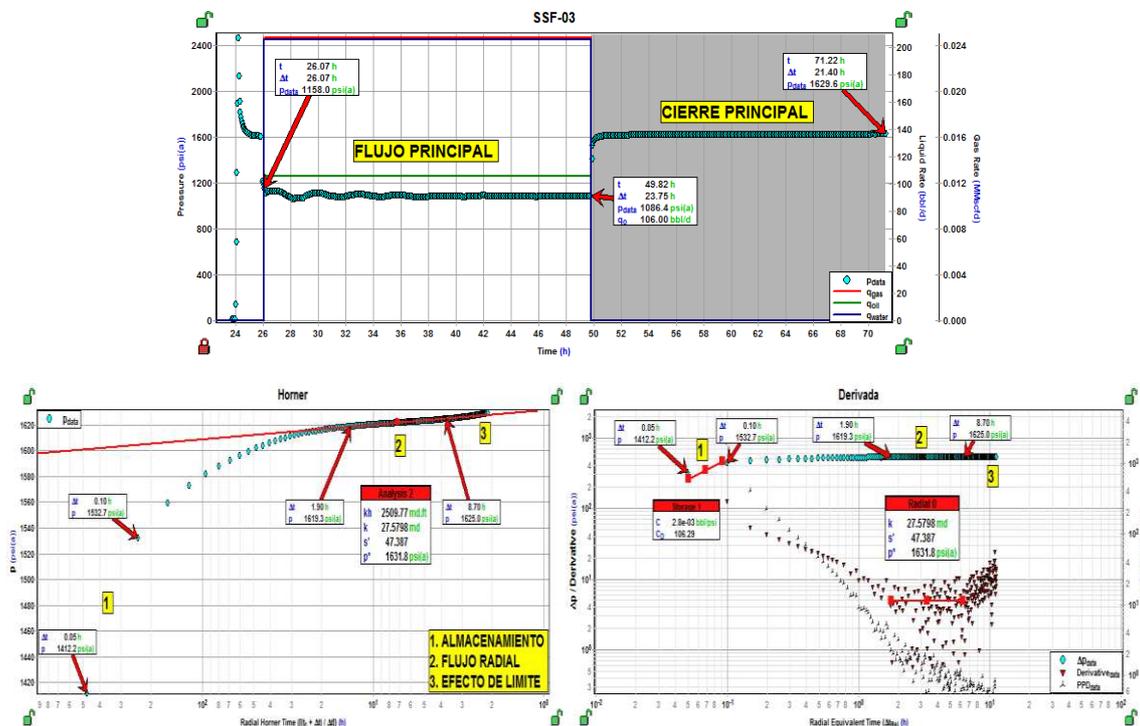
ANEXO 4.9: POZO SSF-03 UBICACIÓN DEL POZO Y REGISTRO ELÉCTRICO DE LA ARENA "U"



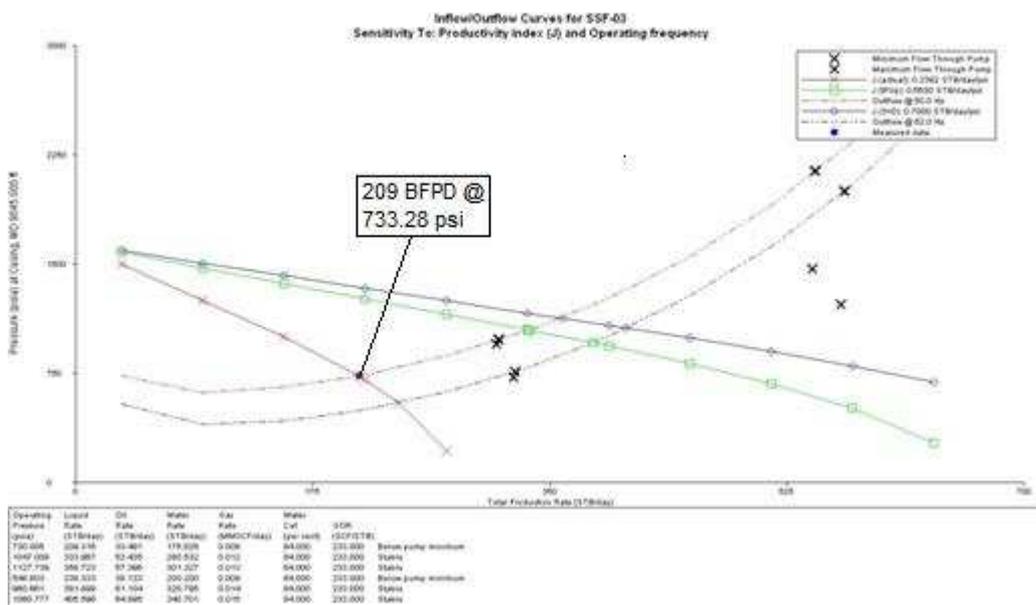
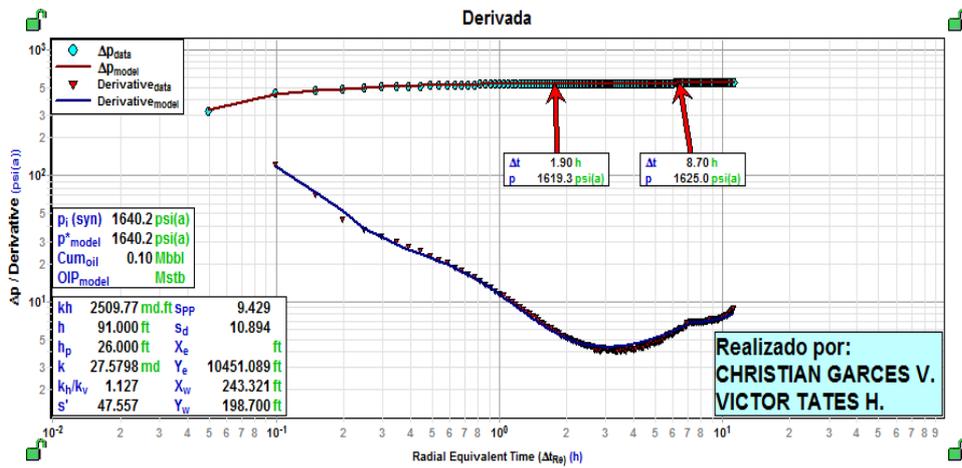
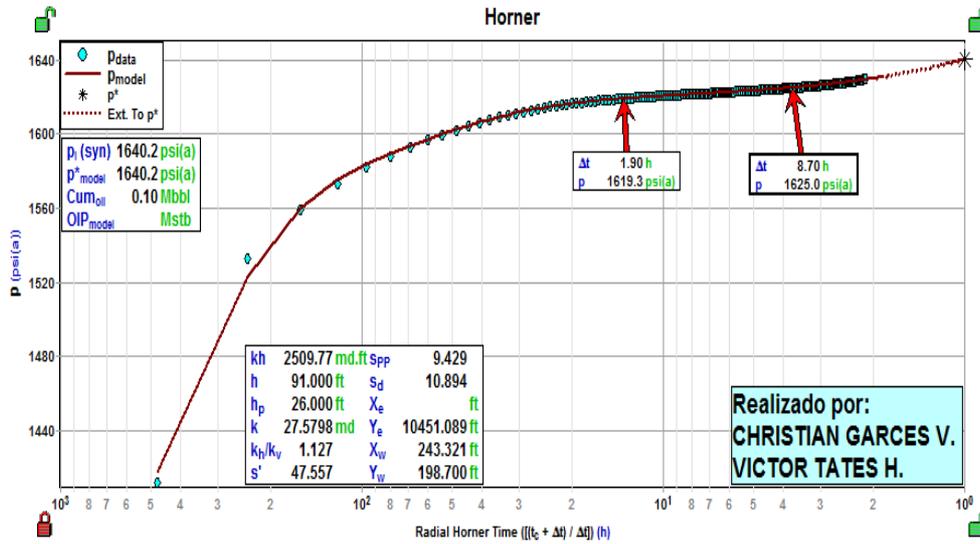
Fuente: Estudio de Simulación de Reservorio Campo Shushufindi – Aguarico. CoreLab año 2004; Departamento de Ingeniería de Petróleos - Área Shushufindi.
Modificado por: Víctor A. Tatés, Christian D. Garcés.

ANÁLISIS DE LA PRUEBA DE B'UP Y DEL ANÁLISIS NODAL DE LA ARENA "U"

"U"

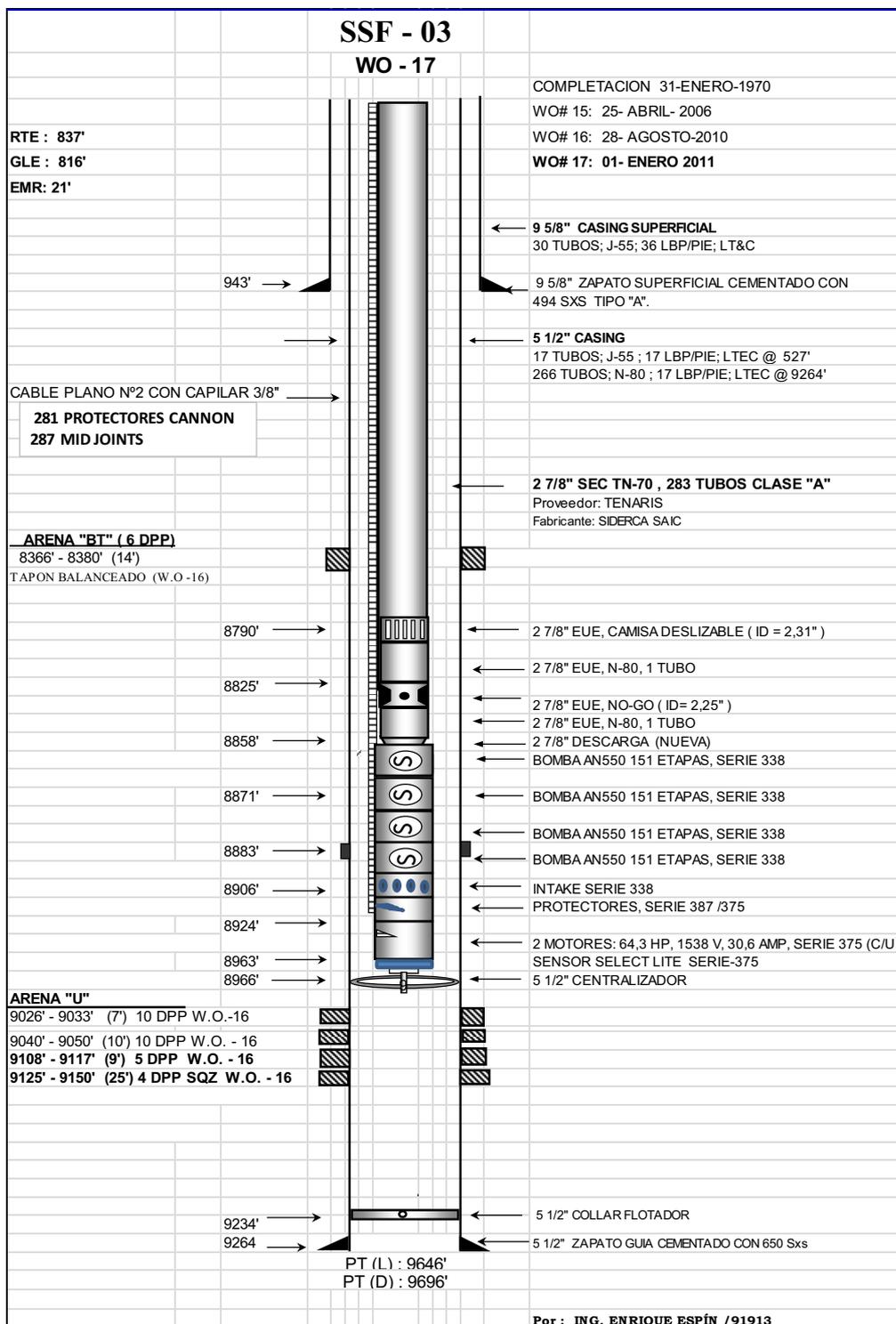


ANEXO 4.9 (CONTINUACIÓN)



Elaborado por: Víctor A. Tatés, Christian D. Garcés.

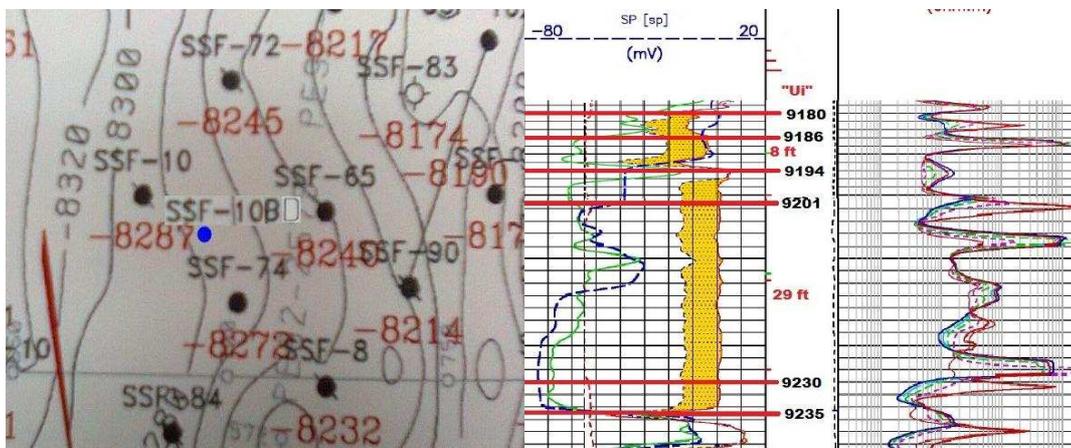
ANEXO 4.9 (CONTINUACIÓN) DIAGRAMA DE COMPLETACIÓN



Fuente: Departamento de Ingeniería de Petróleos - Área Shushufindi.

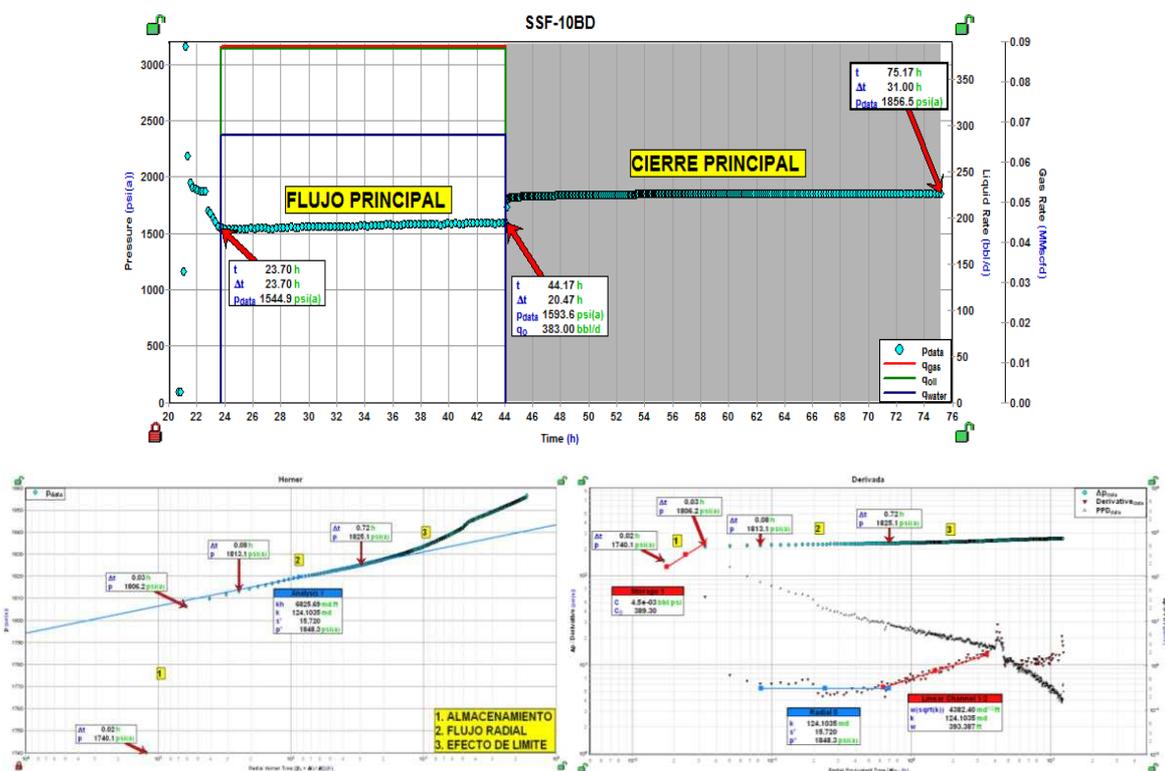
ANEXO 4.10: POZO SSF-10BD

UBICACIÓN DEL POZO Y REGISTRO ELÉCTRICO DE LA ARENA "Uj"

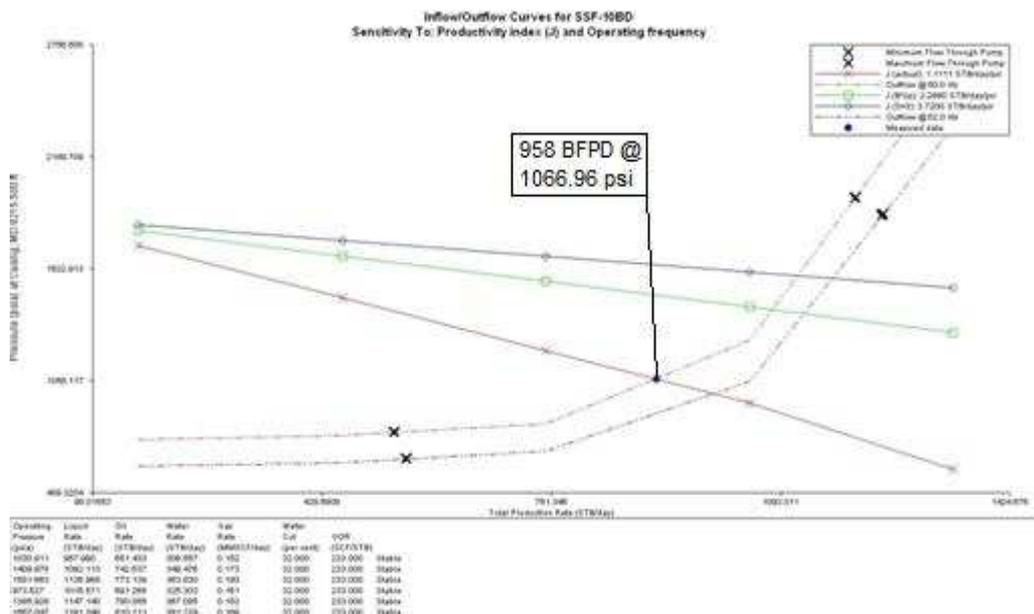
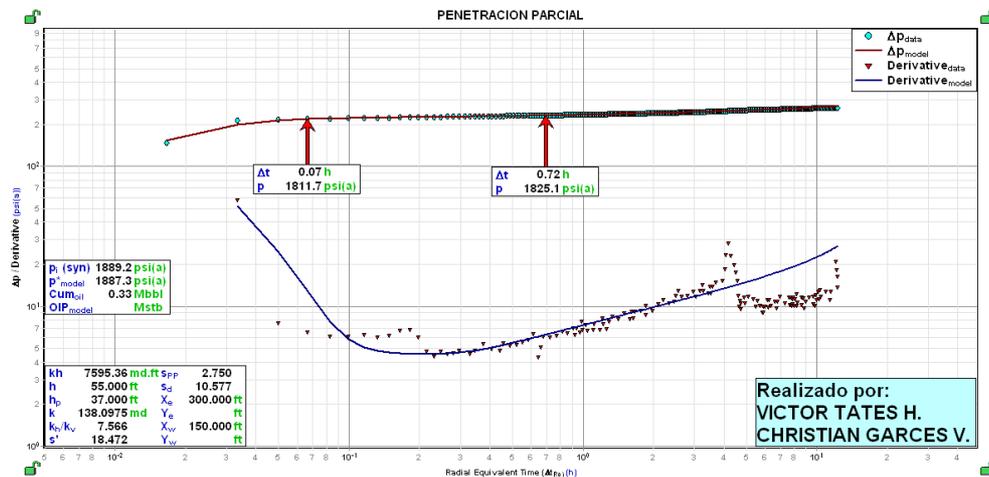
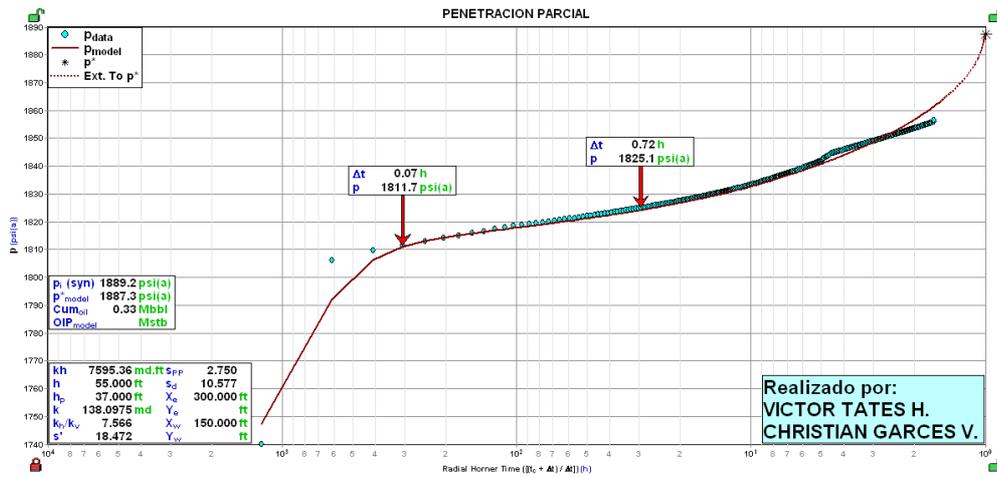


Fuente: Estudio de Simulación de Reservoirio Campo Shushufindi – Aguatico. CoreLab año 2004; Departamento de Ingeniería de Petróleos - Área Shushufindi.
Modificado por: Víctor A. Tatés, Christian D. Garcés.

ANÁLISIS DE LA PRUEBA DE B'UP Y DEL ANÁLISIS NODAL DE LA ARENA "Uj"

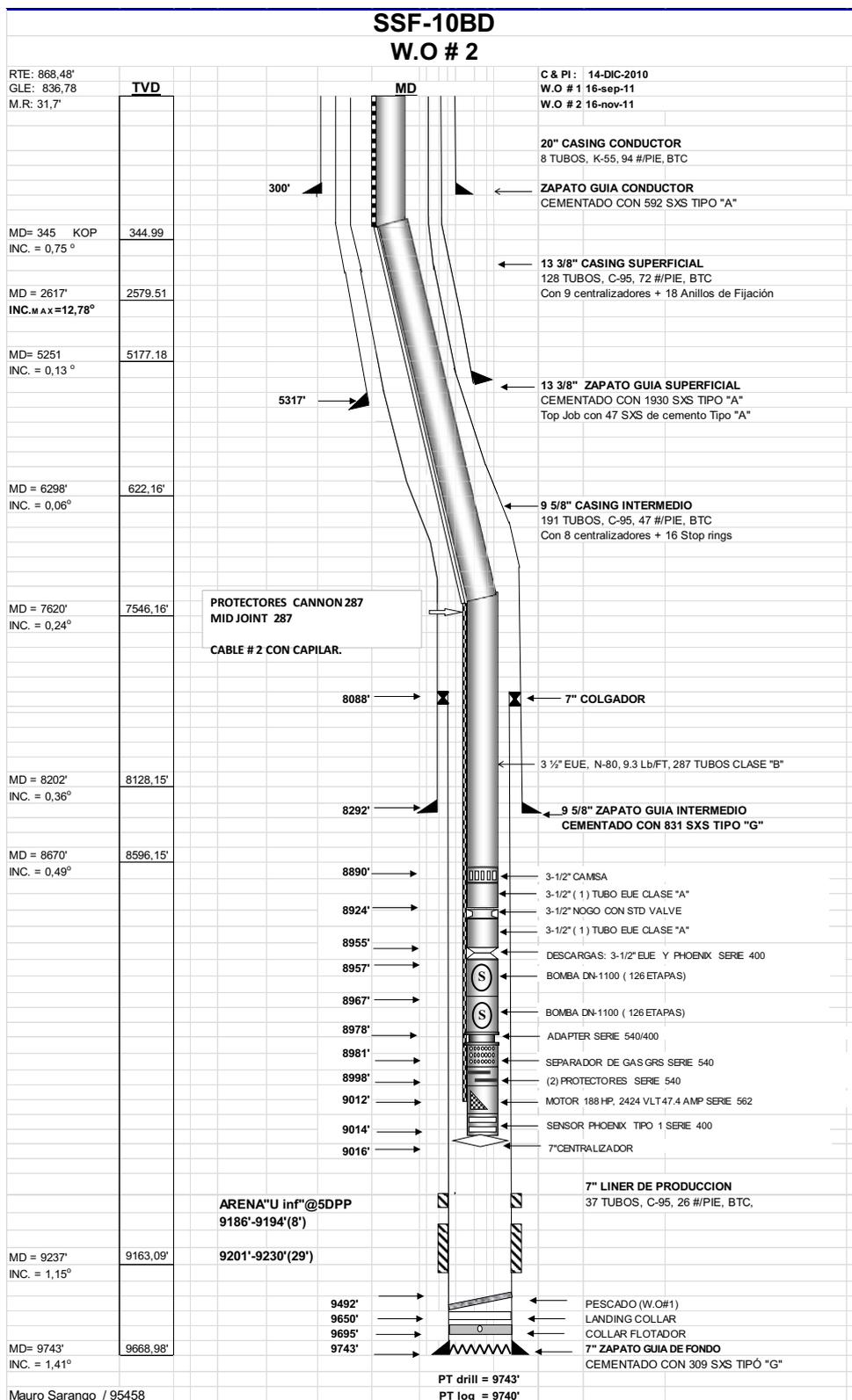


ANEXO 4.10 (CONTINUACIÓN)



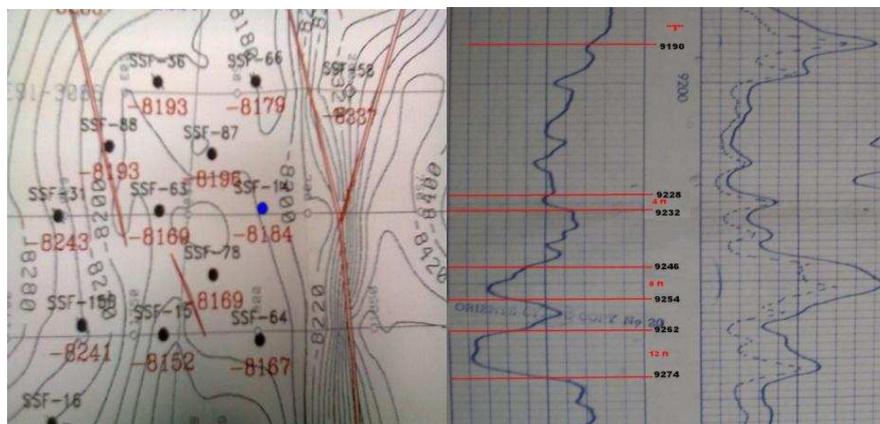
Elaborado por: Víctor A. Tatés, Christian D. Garcés.

ANEXO 4.10 (CONTINUACIÓN) DIAGRAMA DE COMPLETACIÓN



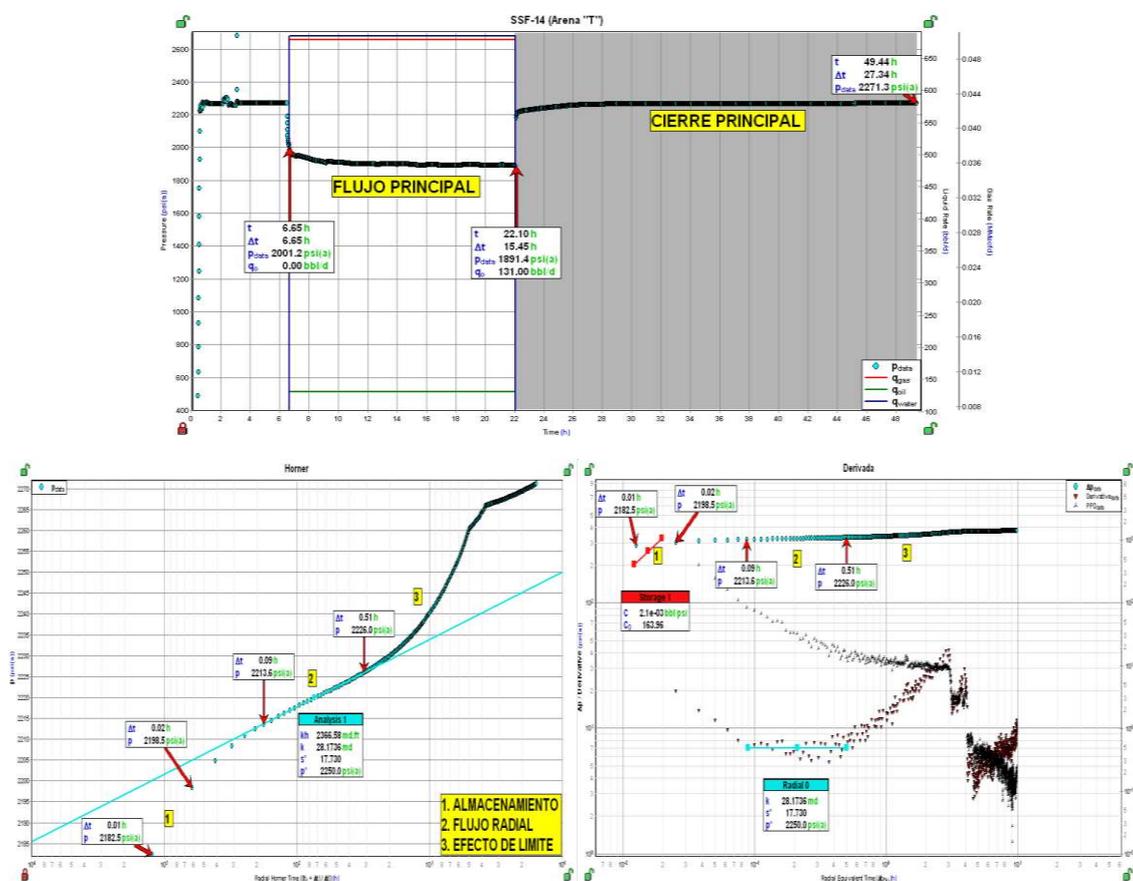
Fuente: Departamento de Ingeniería de Petróleos - Área Shushufindi.

ANEXO 4.11: POZO SSF-14 UBICACIÓN DEL POZO Y REGISTRO ELÉCTRICO DE LA ARENA "T"

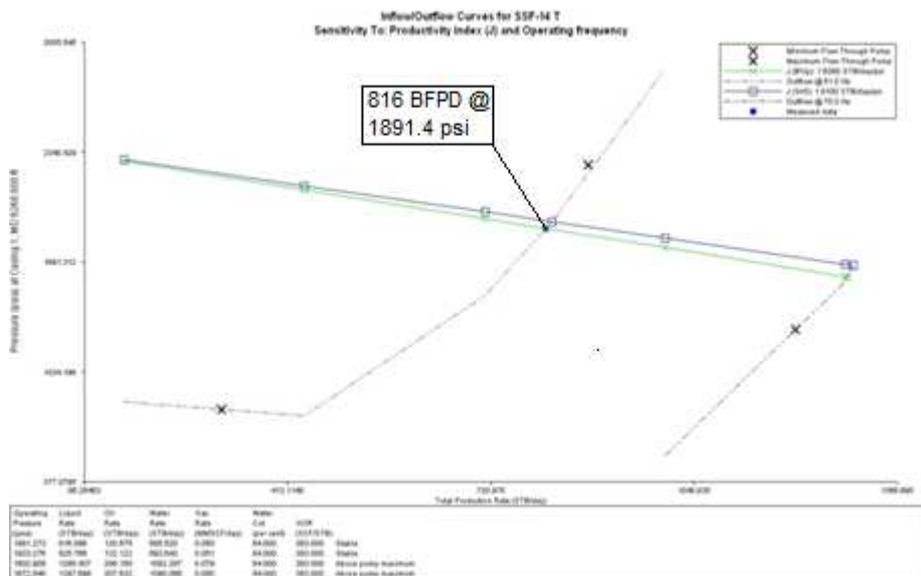
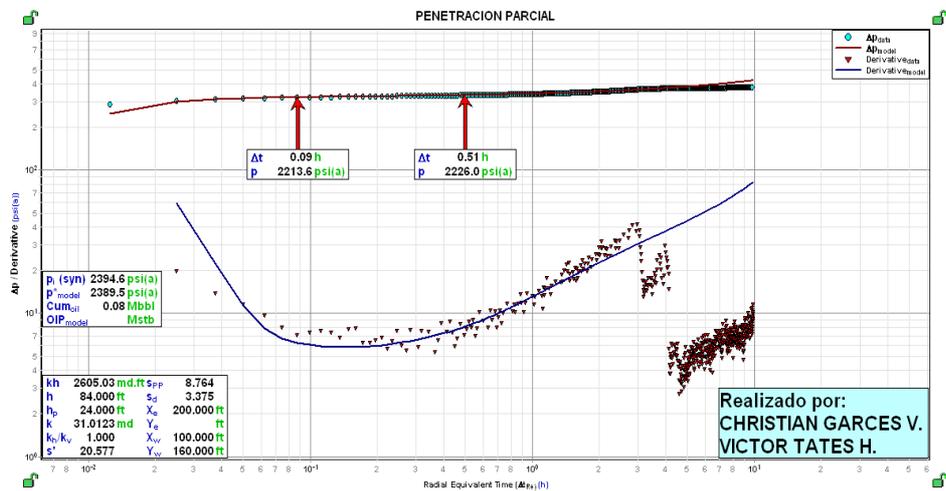
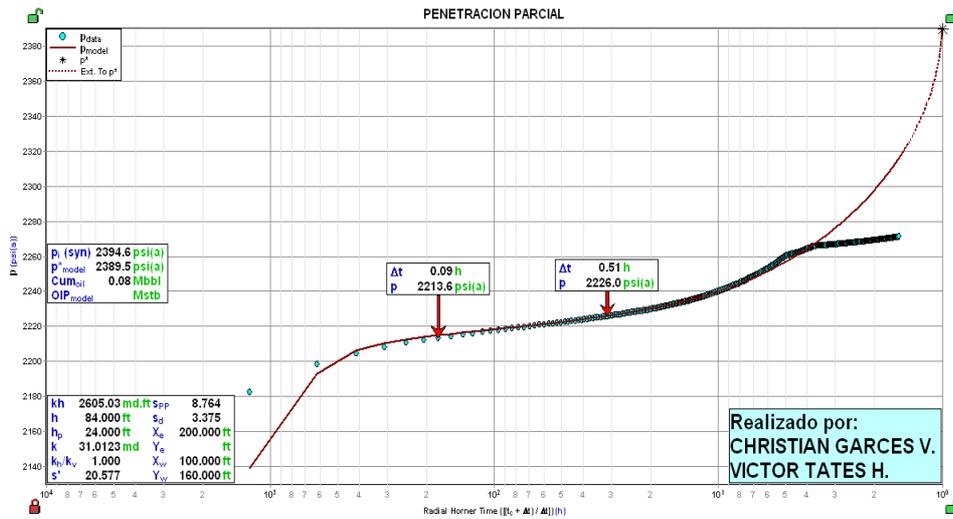


Fuente: Estudio de Simulación de Reservoir Campo Shushufindi – Aguarico. CoreLab año 2004; Departamento de Ingeniería de Petróleos - Área Shushufindi.
Modificado por: Víctor A. Tatés, Christian D. Garcés.

ANÁLISIS DE LA PRUEBA DE B'UP Y DEL ANÁLISIS NODAL DE LA ARENA "T"

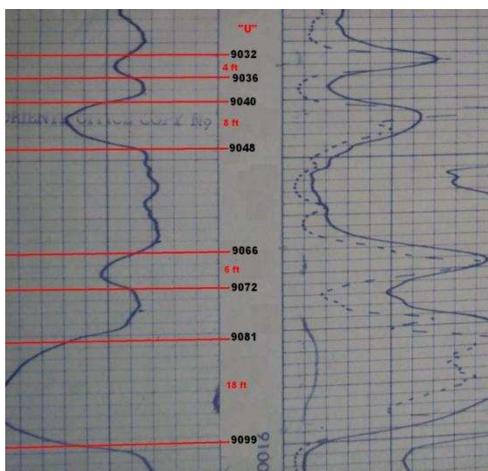


ANEXO 4.11 (CONTINUACIÓN)



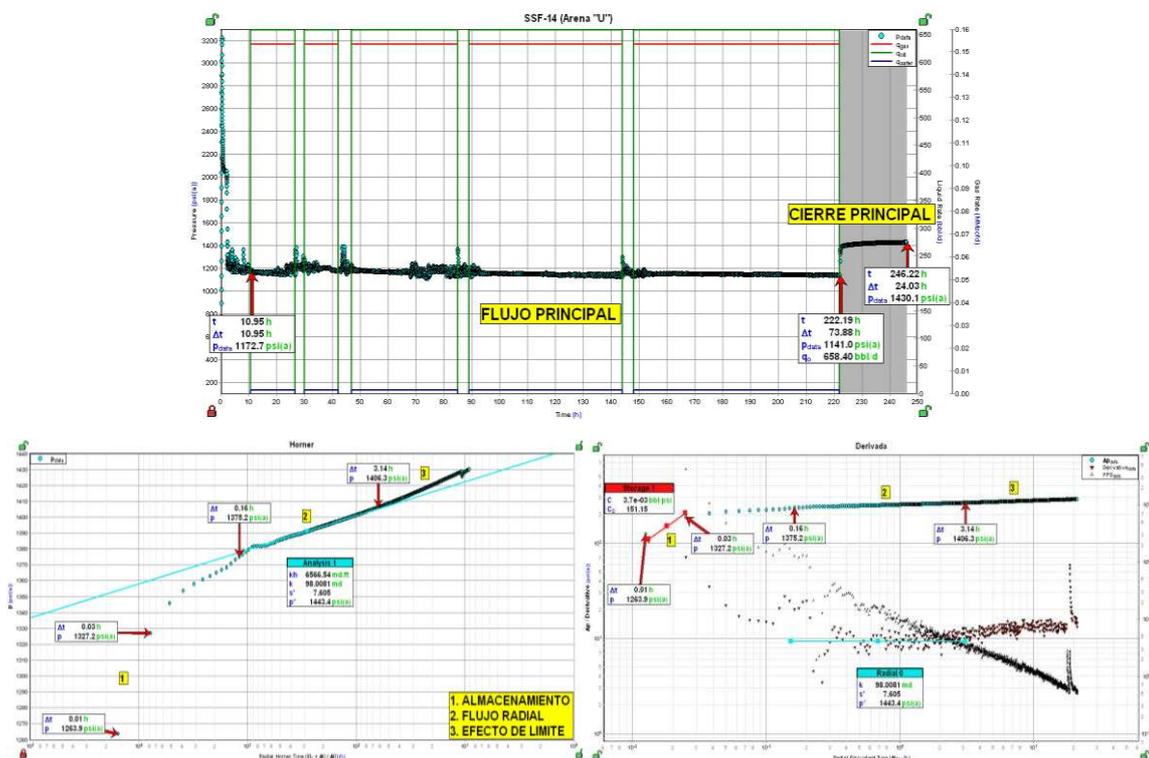
Elaborado por: Víctor A. Tatés, Christian D. Garcés.

ANEXO 4.11 (CONTINUACIÓN) REGISTRO ELÉCTRICO DE LA ARENA “U”

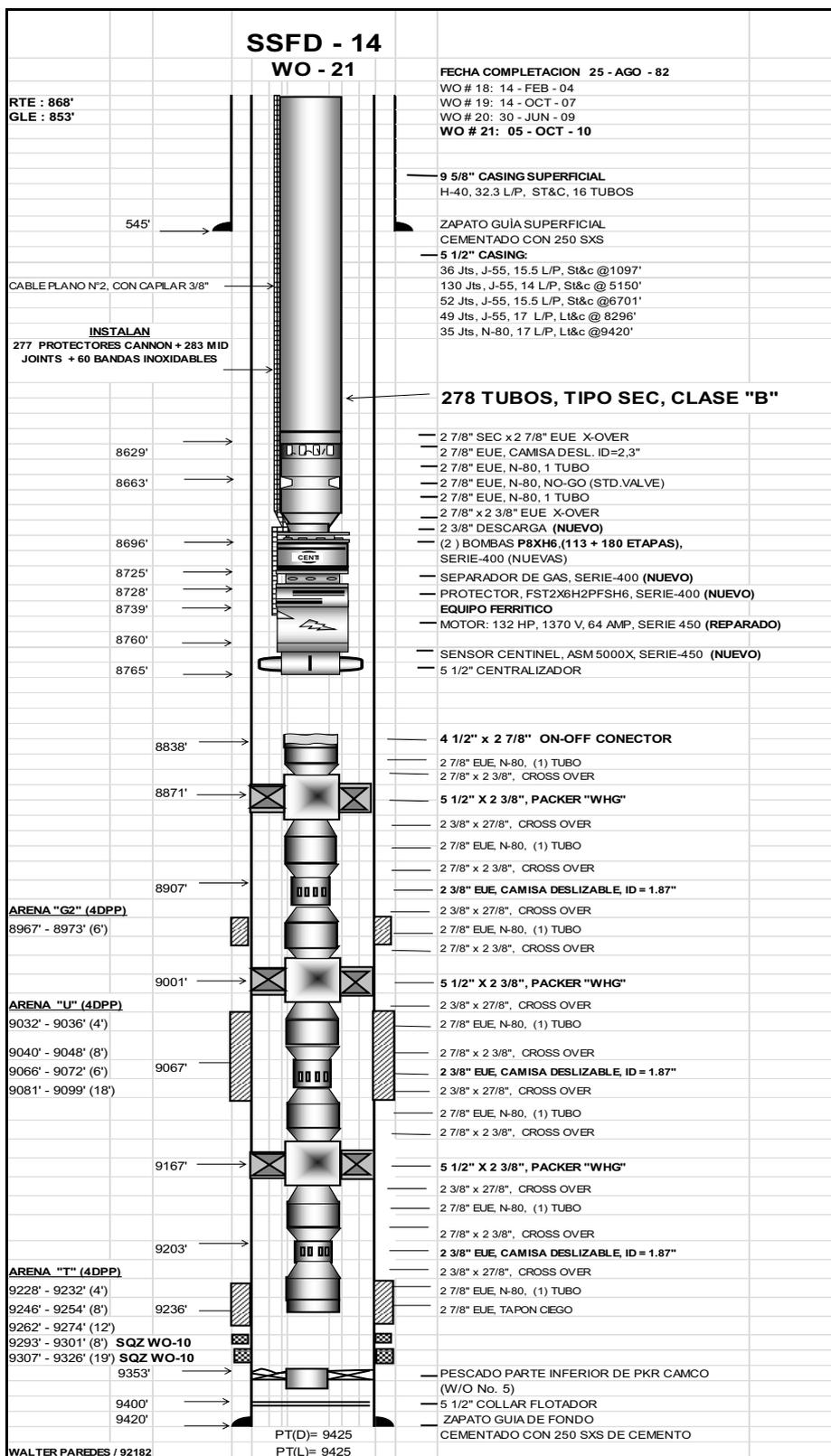


Fuente: Departamento de Ingeniería de Petróleos - Área Shushufindi.
Modificado por: Víctor A. Tatés, Christian D. Garcés.

ANÁLISIS DE LA PRUEBA DE B'UP Y DEL ANÁLISIS NODAL DE LA ARENA “U”

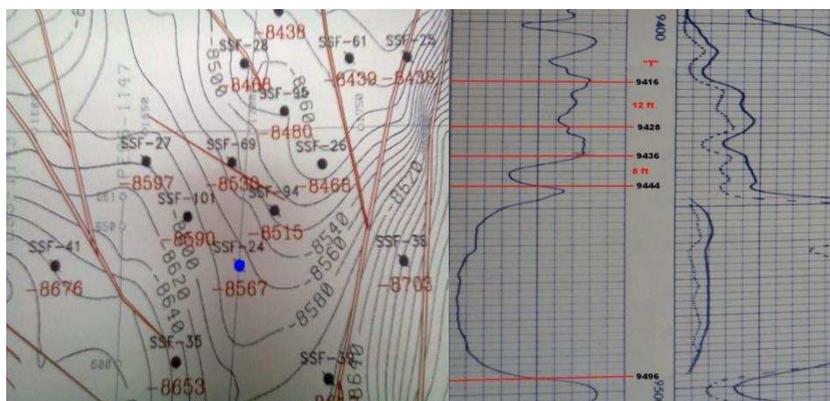


ANEXO 4.11 (CONTINUACIÓN) DIAGRAMA DE COMPLETACIÓN



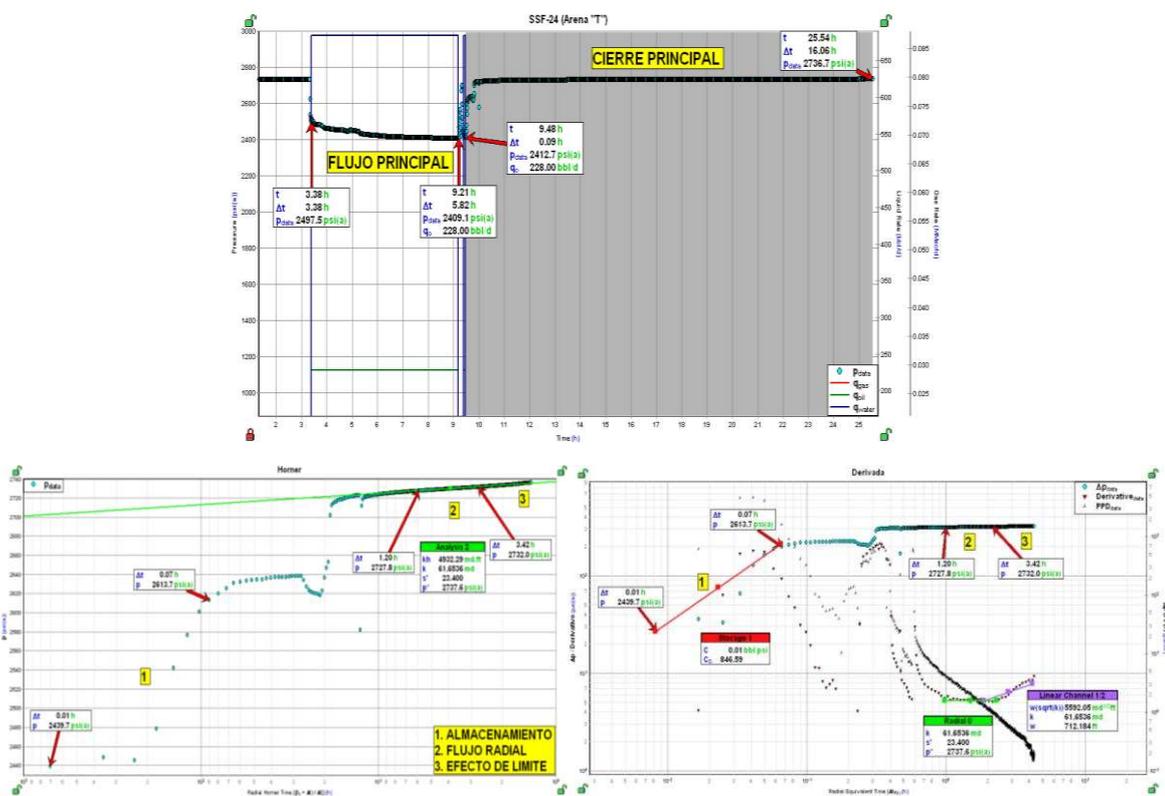
Fuente: Departamento de Ingeniería de Petróleos - Área Shushufindi.

ANEXO 4.12: POZO SSF-24 UBICACIÓN DEL POZO Y REGISTRO ELÉCTRICO DE LA ARENA "T"

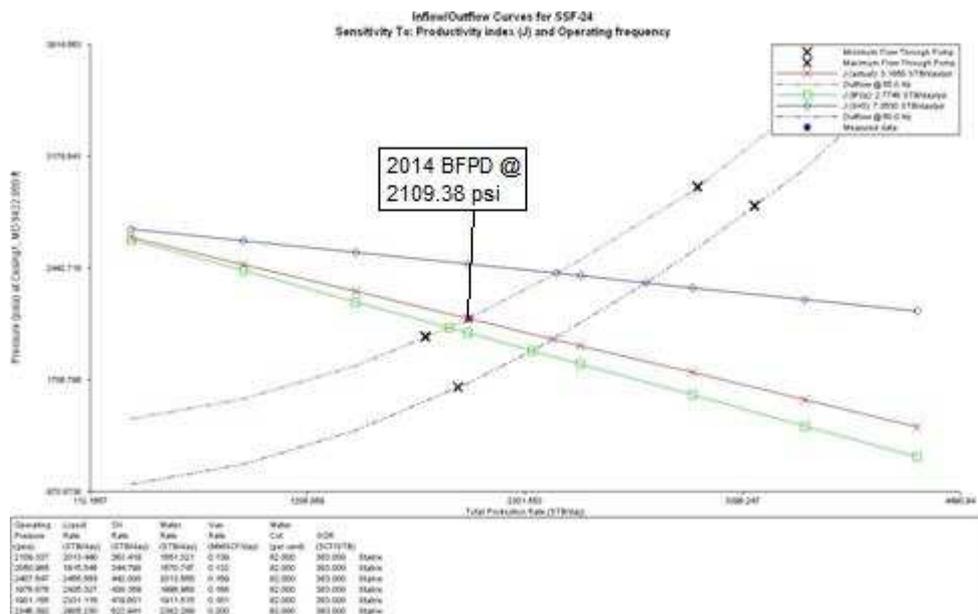
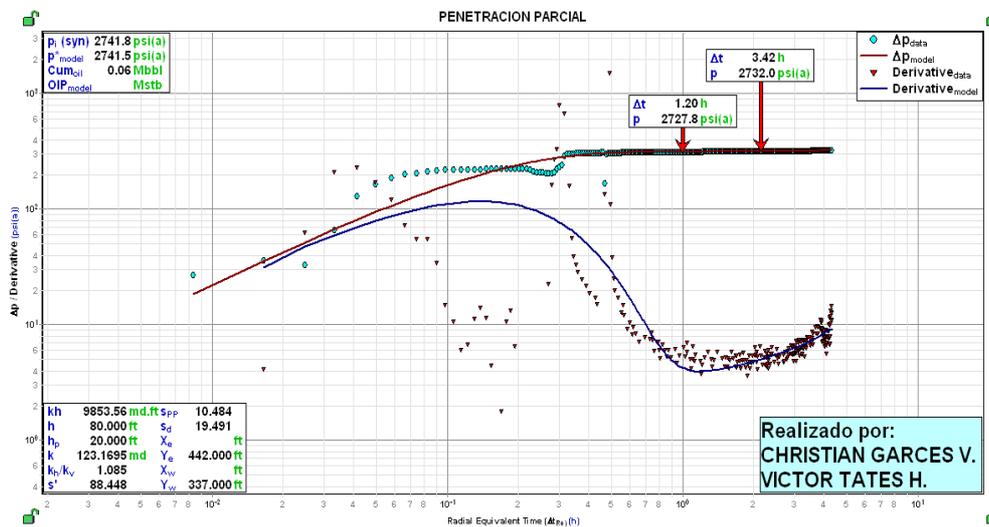
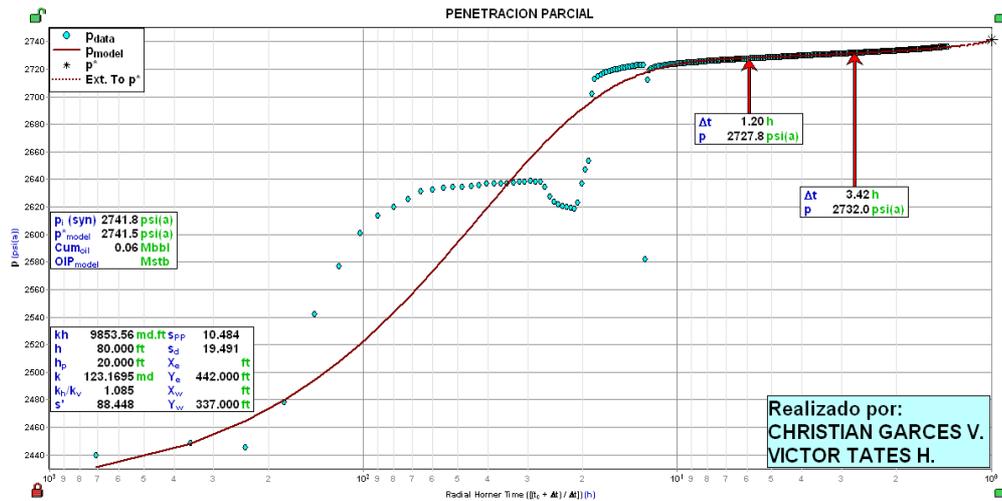


Fuente: Estudio de Simulación de Reservorio Campo Shushufindi – Aguarico. CoreLab año 2004; Departamento de Ingeniería de Petróleos - Área Shushufindi.
Modificado por: Víctor A. Tatés, Christian D. Garcés.

ANÁLISIS DE LA PRUEBA DE B'UP Y DEL ANÁLISIS NODAL DE LA ARENA "T"

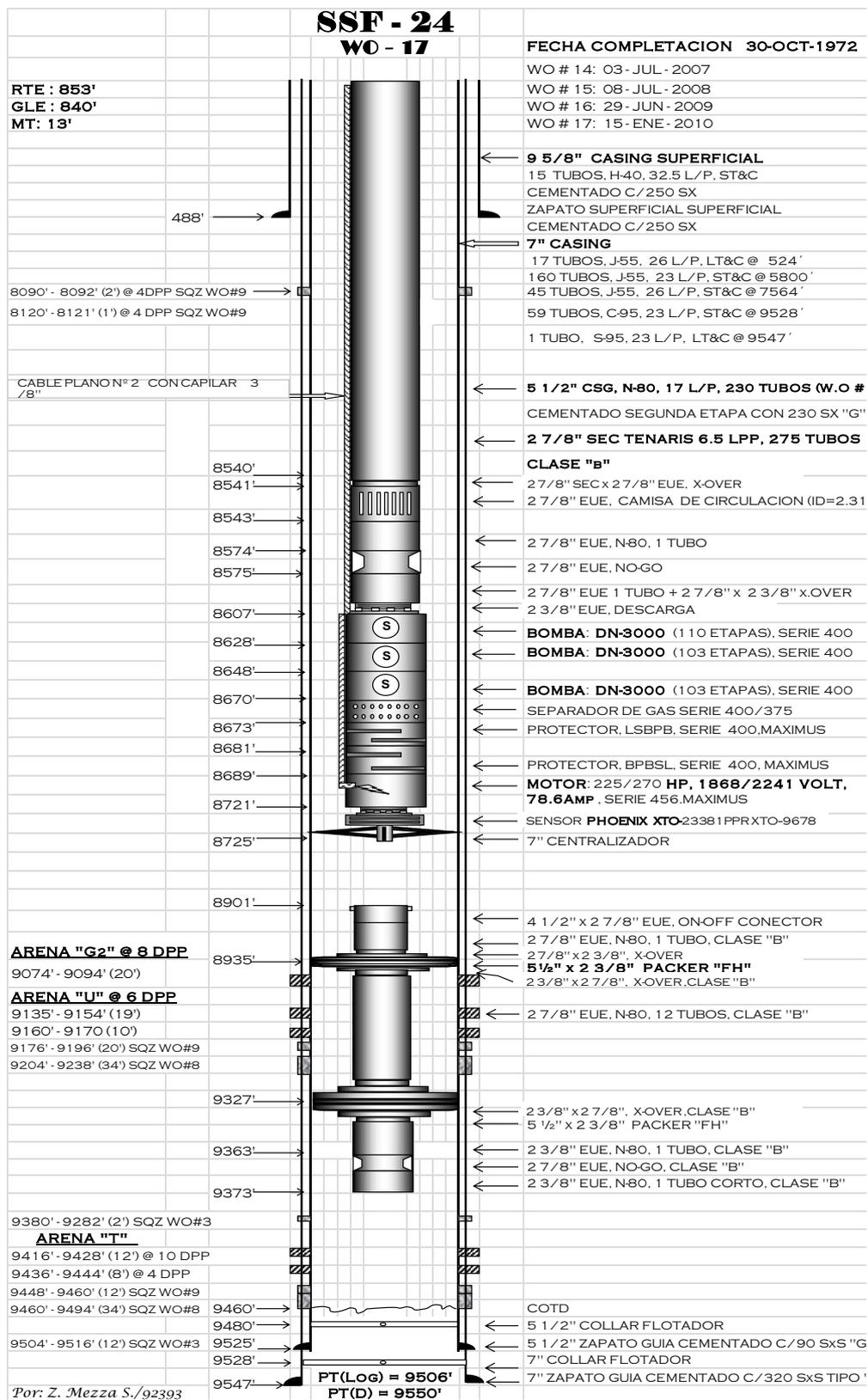


ANEXO 4.12 (CONTINUACIÓN)



Elaborado por: Víctor A. Tatés, Christian D. Garcés.

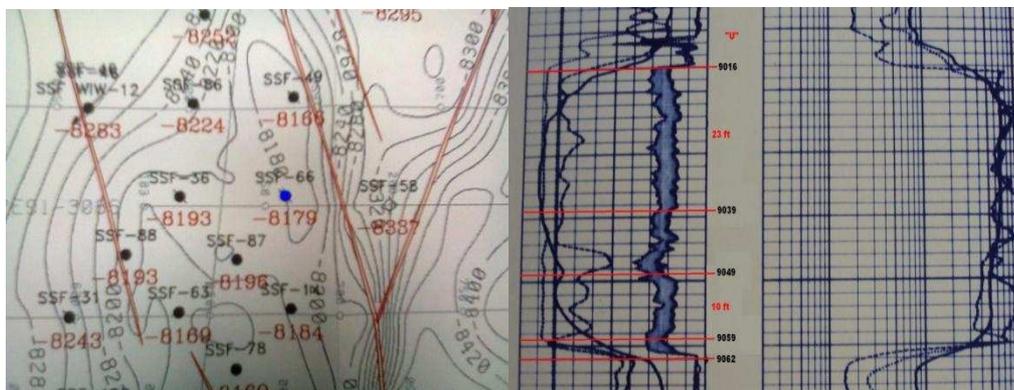
ANEXO 4.12 (CONTINUACIÓN) DIAGRAMA DE COMPLETACIÓN



Por: Z. Mezza S./g2393

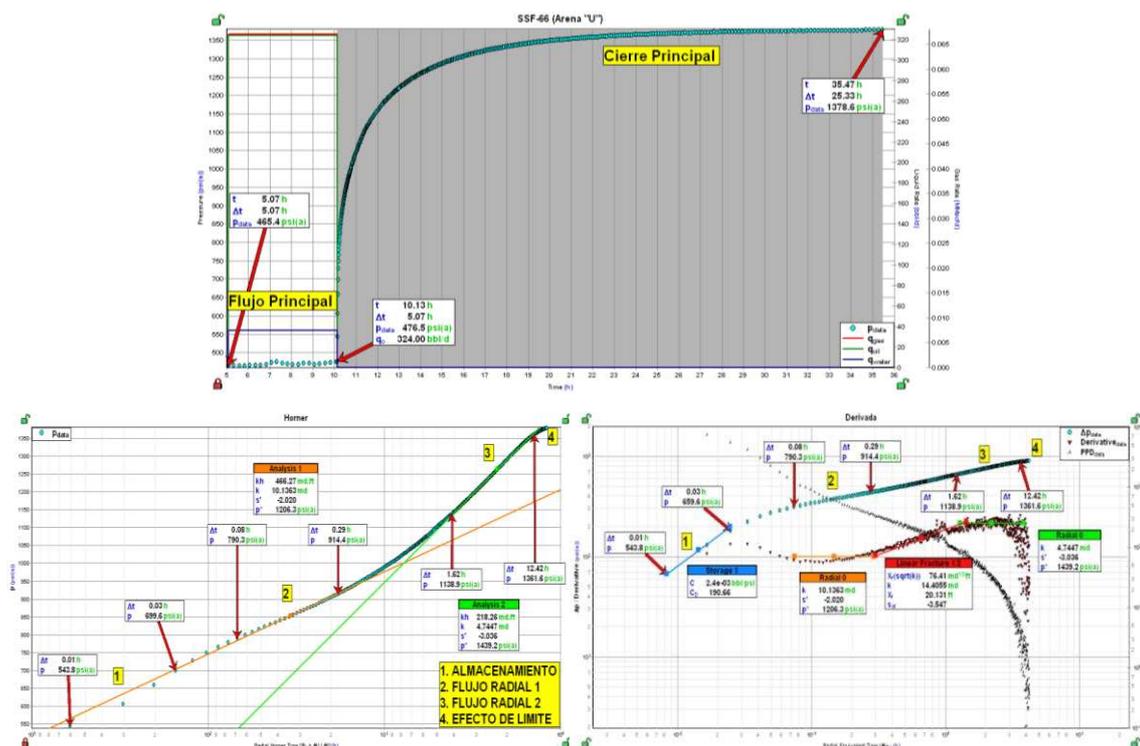
Fuente: Departamento de Ingeniería de Petróleos - Área Shushufindi.

ANEXO 4.13: POZO SSF-66 UBICACIÓN DEL POZO Y REGISTRO ELÉCTRICO DE LA ARENA “U”

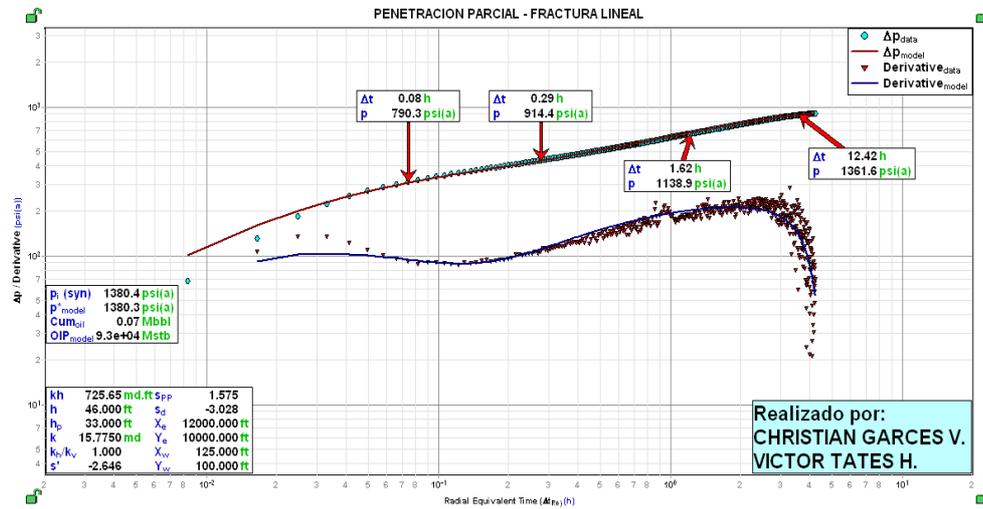
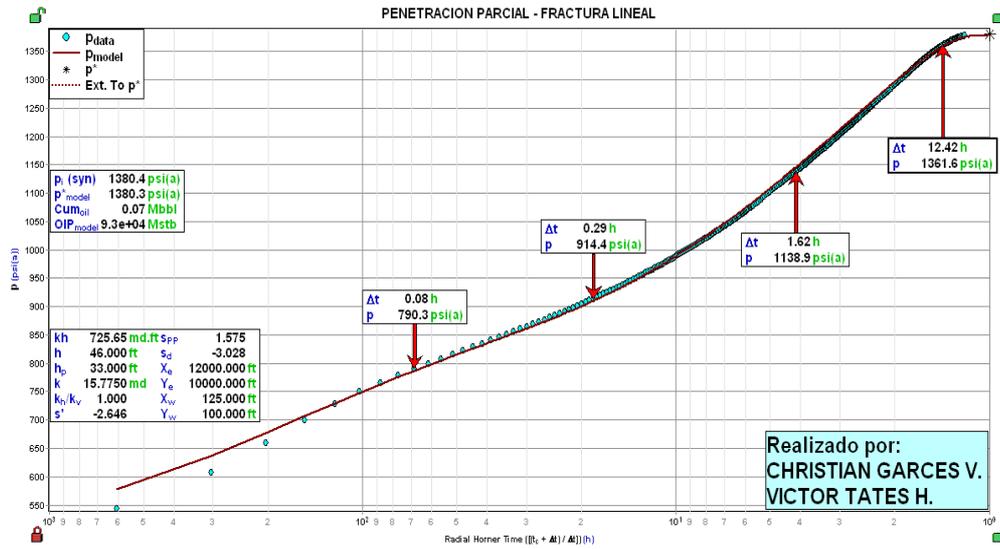


Fuente: Estudio de Simulación de Reservorio Campo Shushufindi – Aguarico. CoreLab año 2004; Departamento de Ingeniería de Petróleos - Área Shushufindi.
Modificado por: Víctor A. Tatés, Christian D. Garcés.

ANÁLISIS DE LA PRUEBA DE B'UP Y DEL ANÁLISIS NODAL DE LA ARENA “U”

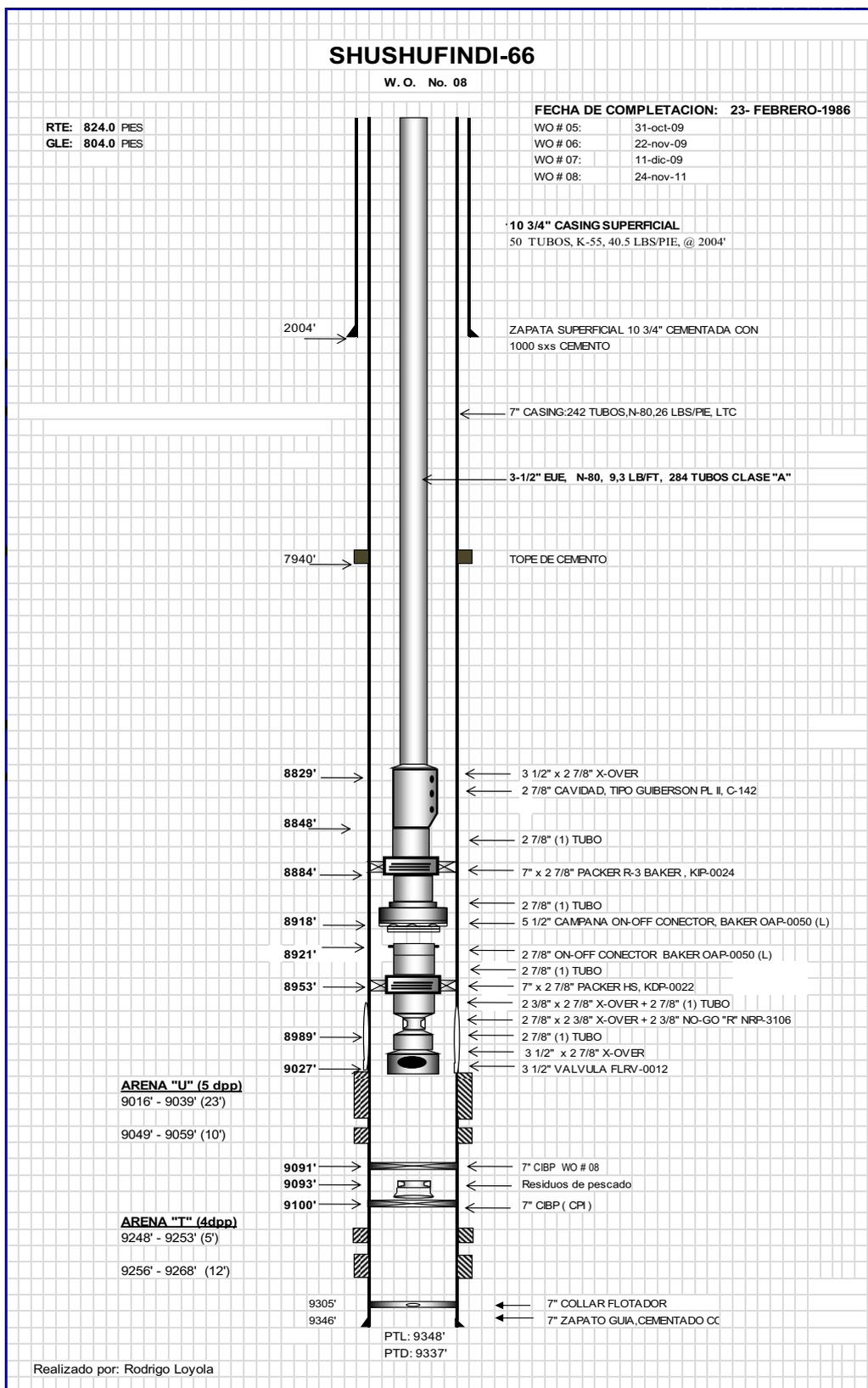


ANEXO 4.13 (CONTINUACIÓN)



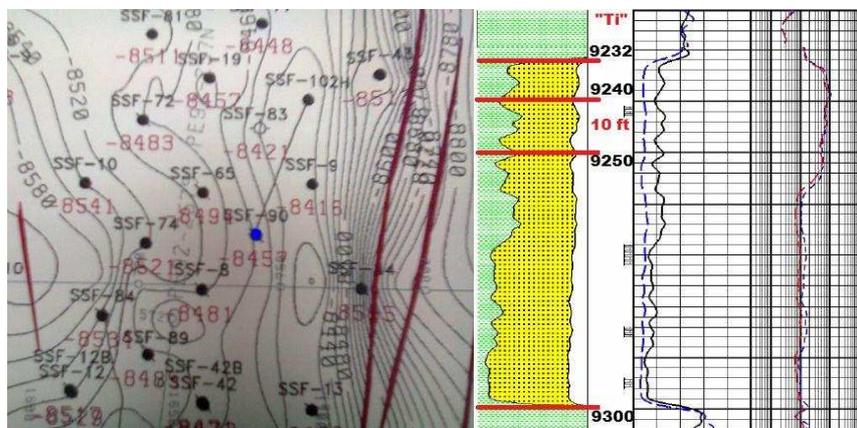
Elaborado por: Víctor A. Tatés, Christian D. Garcés.

ANEXO 4.13 (CONTINUACIÓN) DIAGRAMA DE COMPLETACIÓN



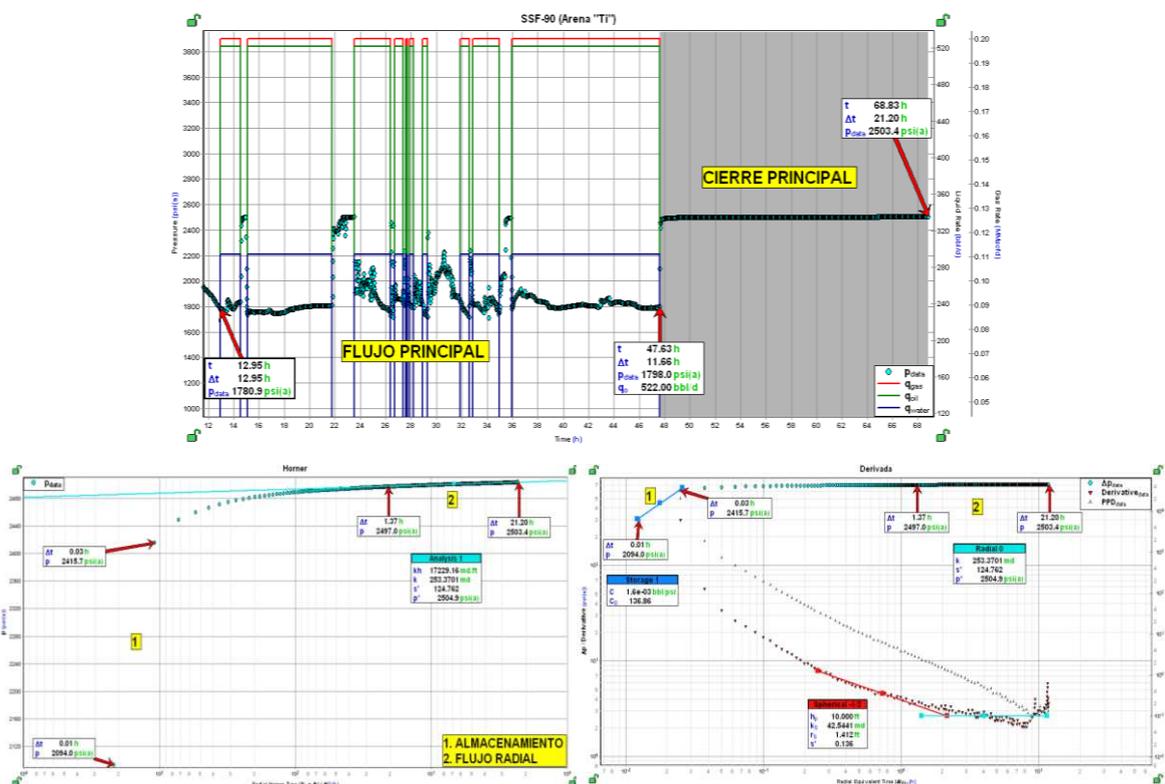
Fuente: Departamento de Ingeniería de Petróleos - Área Shushufindi.

ANEXO 4.14: POZO SSF-90 UBICACIÓN DEL POZO Y REGISTRO ELÉCTRICO DE LA ARENA "Ti"

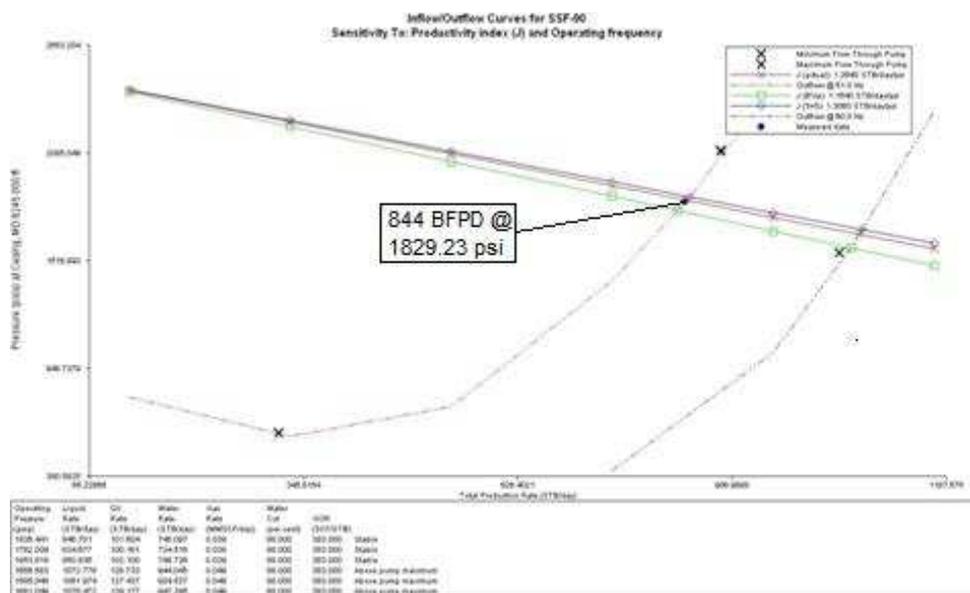
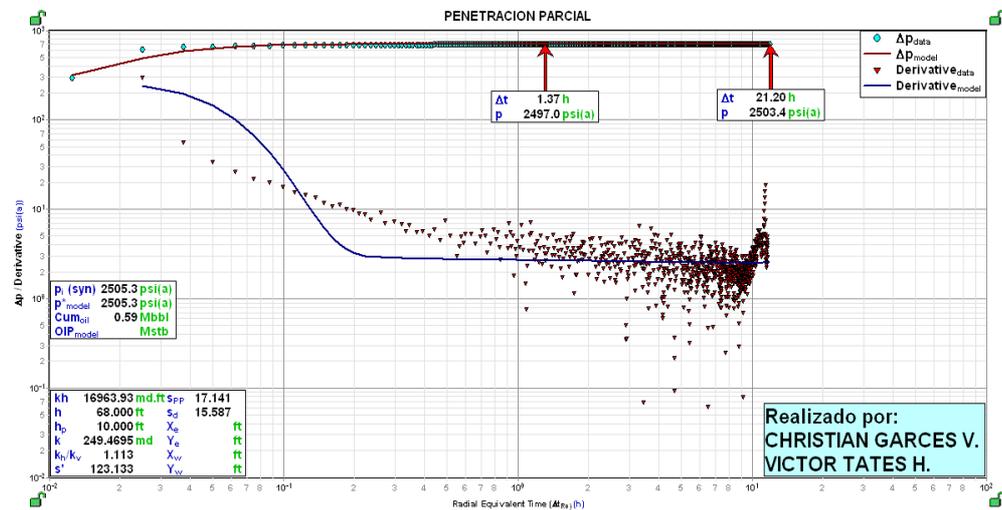
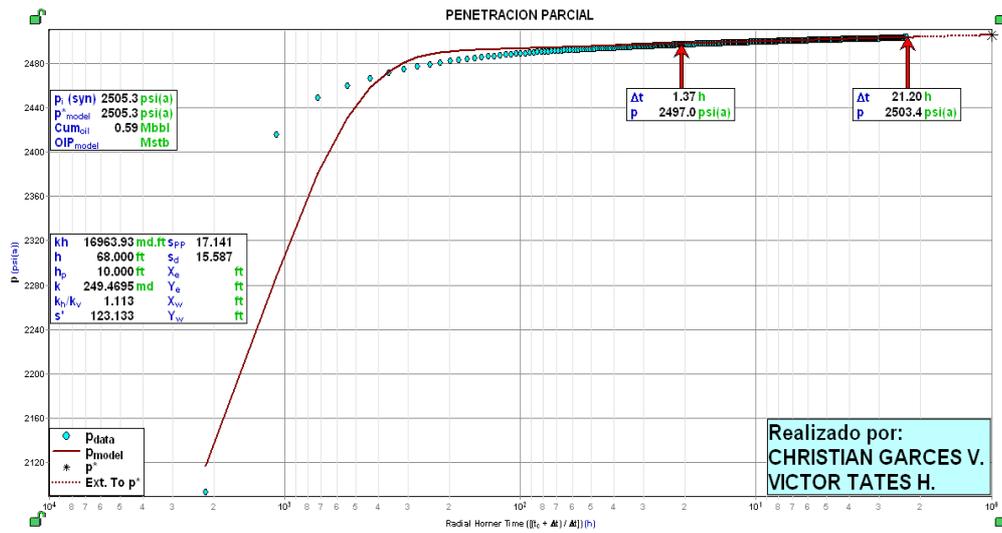


Fuente: Estudio de Simulación de Reservoirio Campo Shushufindi – Aguarico. CoreLab año 2004; Departamento de Ingeniería de Petróleos - Área Shushufindi.
Modificado por: Víctor A. Tatés, Christian D. Garcés.

ANÁLISIS DE LA PRUEBA DE B'UP Y DEL ANÁLISIS NODAL DE LA ARENA "Ti"

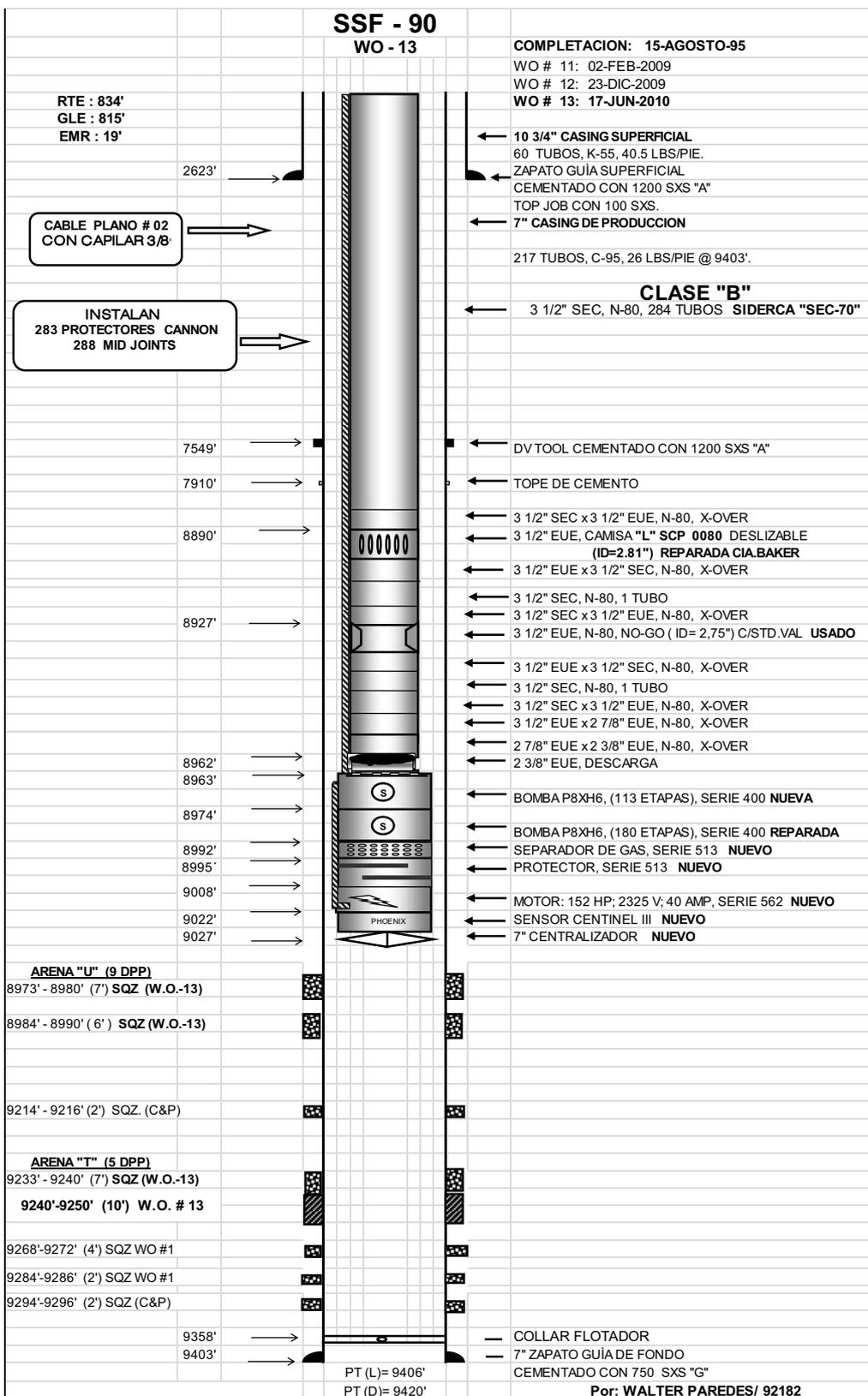


ANEXO 4.14 (CONTINUACIÓN)



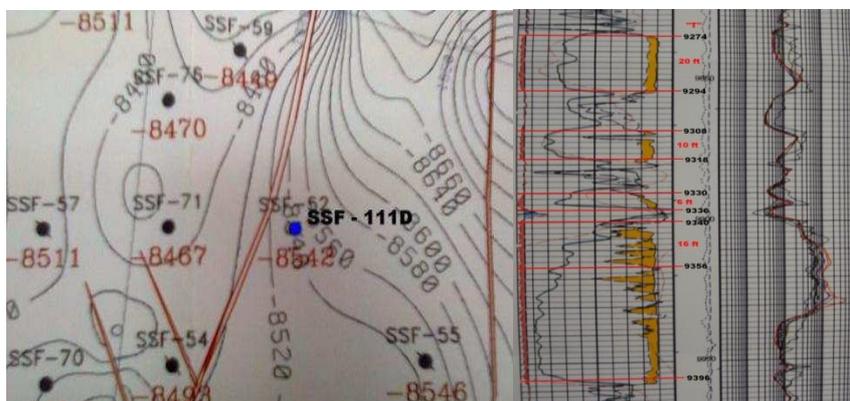
Elaborado por: Víctor A. Tatés, Christian D. Garcés.

ANEXO 4.14 (CONTINUACIÓN) DIAGRAMA DE COMPLETACIÓN



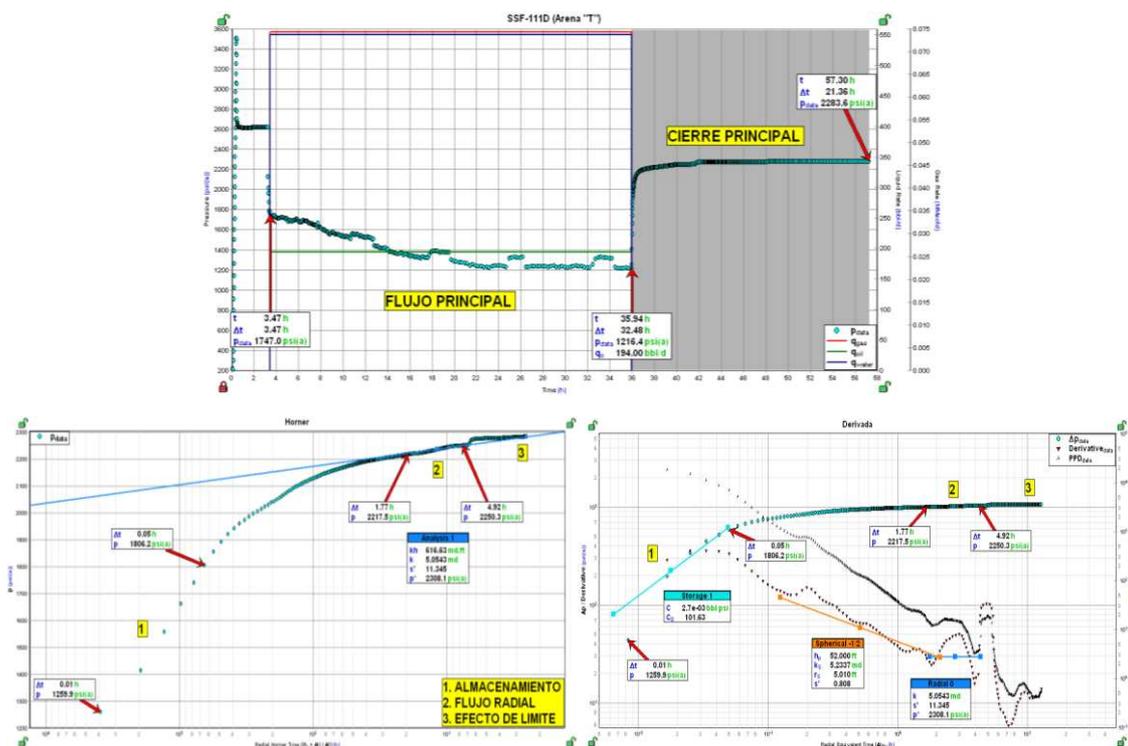
Fuente: Departamento de Ingeniería de Petróleos - Área Shushufindi.

ANEXO 4.15: POZO SSF-111D UBICACIÓN DEL POZO Y REGISTRO ELÉCTRICO DE LA ARENA "T"

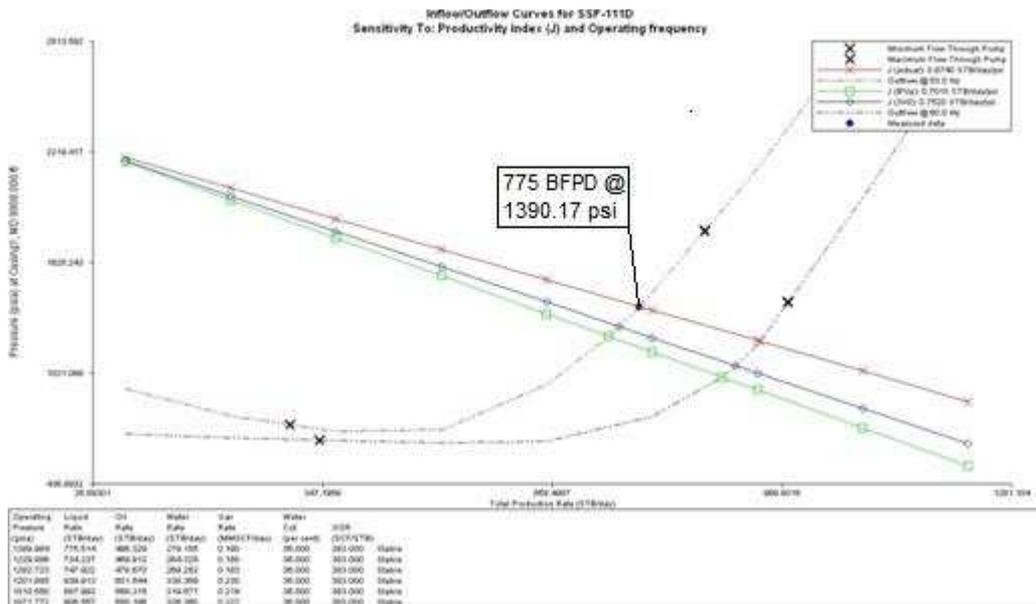
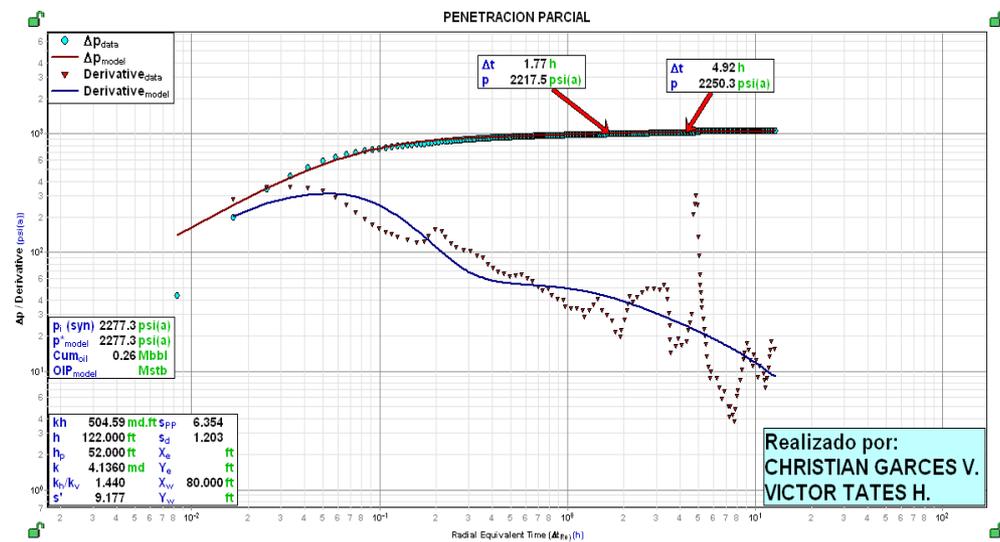
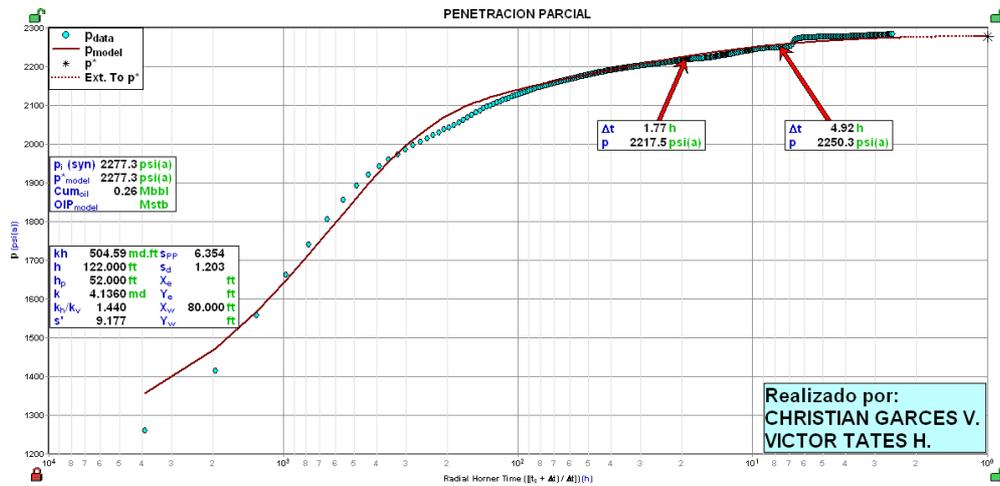


Fuente: Estudio de Simulación de Reservorio Campo Shushufindi – Aguarico. CoreLab año 2004; Departamento de Ingeniería de Petróleos - Área Shushufindi.
Modificado por: Víctor A. Tatés, Christian D. Garcés.

ANÁLISIS DE LA PRUEBA DE B'UP Y DEL ANÁLISIS NODAL DE LA ARENA "T"



ANEXO 4.15 (CONTINUACIÓN)



Elaborado por: Víctor A. Tatés, Christian D. Garcés.

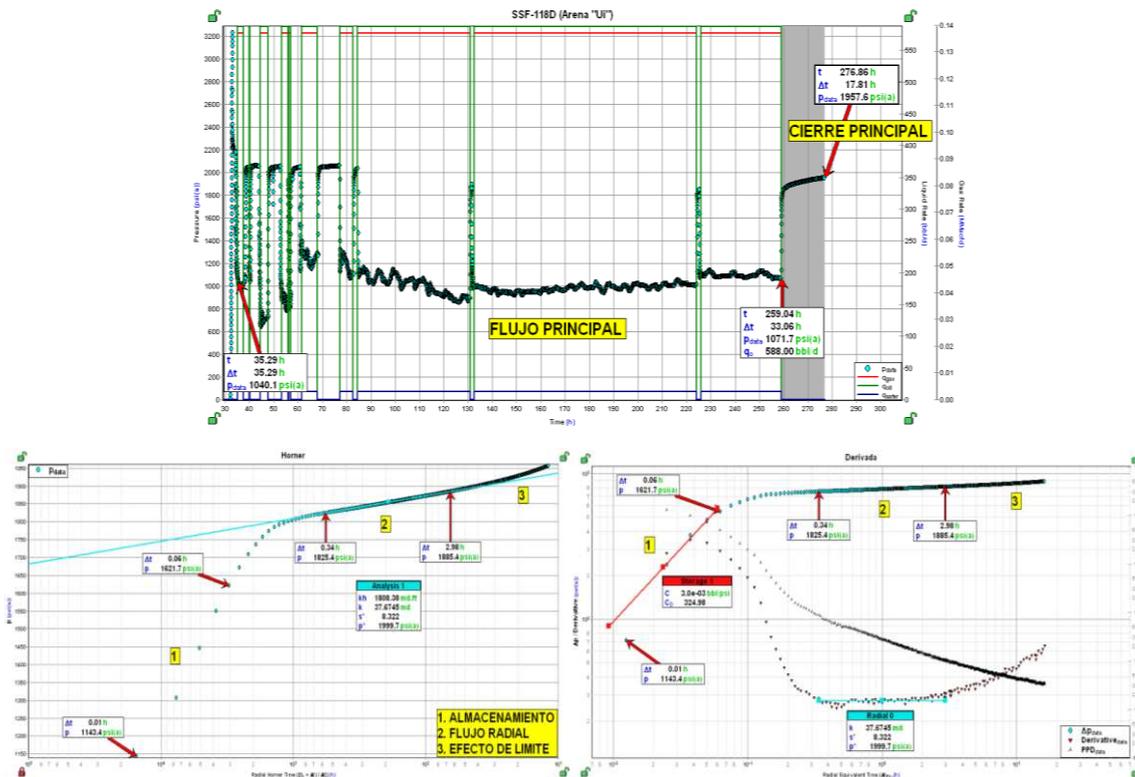
ANEXO 4.16: POZO SSF-118D UBICACIÓN DEL POZO Y REGISTRO ELÉCTRICO DE LA ARENA "Uj"



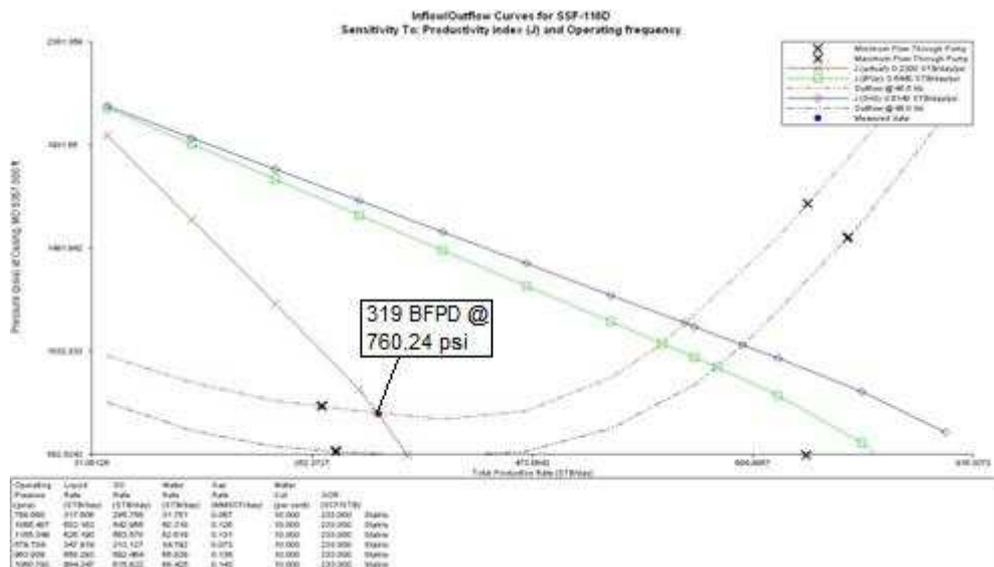
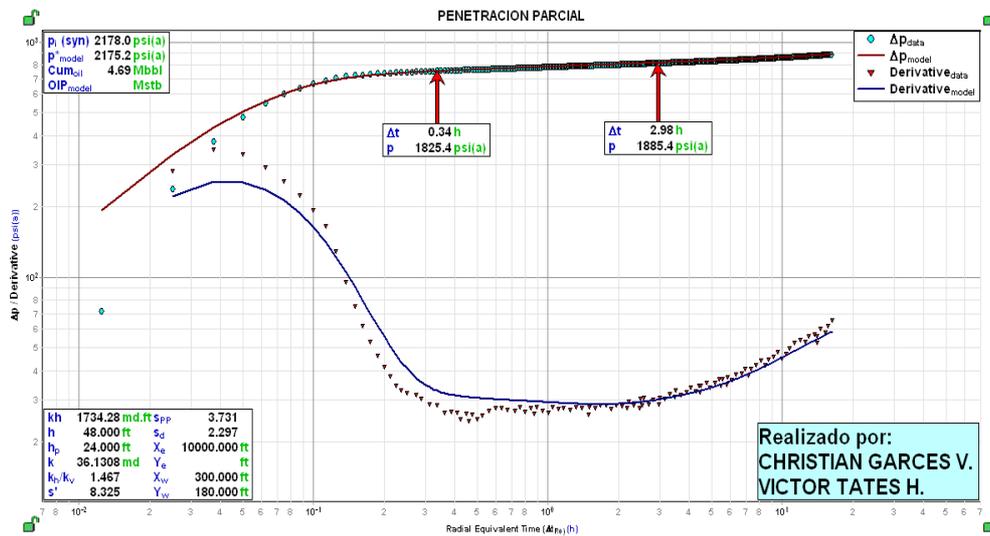
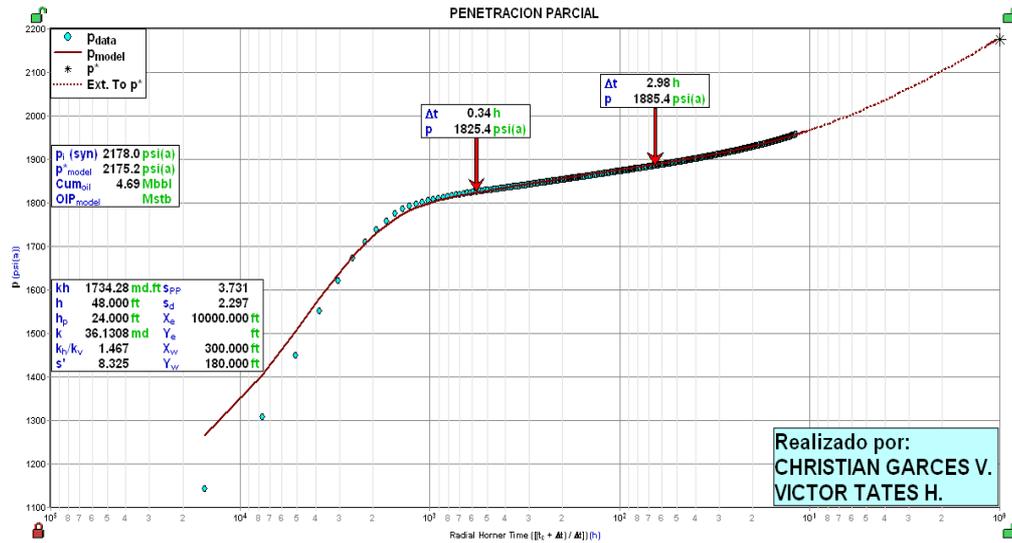
Fuente: Estudio de Simulación de Reservorio Campo Shushufindi – Aguarico. CoreLab año 2004; Departamento de Ingeniería de Petróleos - Área Shushufindi.
Modificado por: Víctor A. Tatés, Christian D. Garcés.

ANÁLISIS DE LA PRUEBA DE B'UP Y DEL ANÁLISIS NODAL DE LA ARENA "Uj"

"Uj"

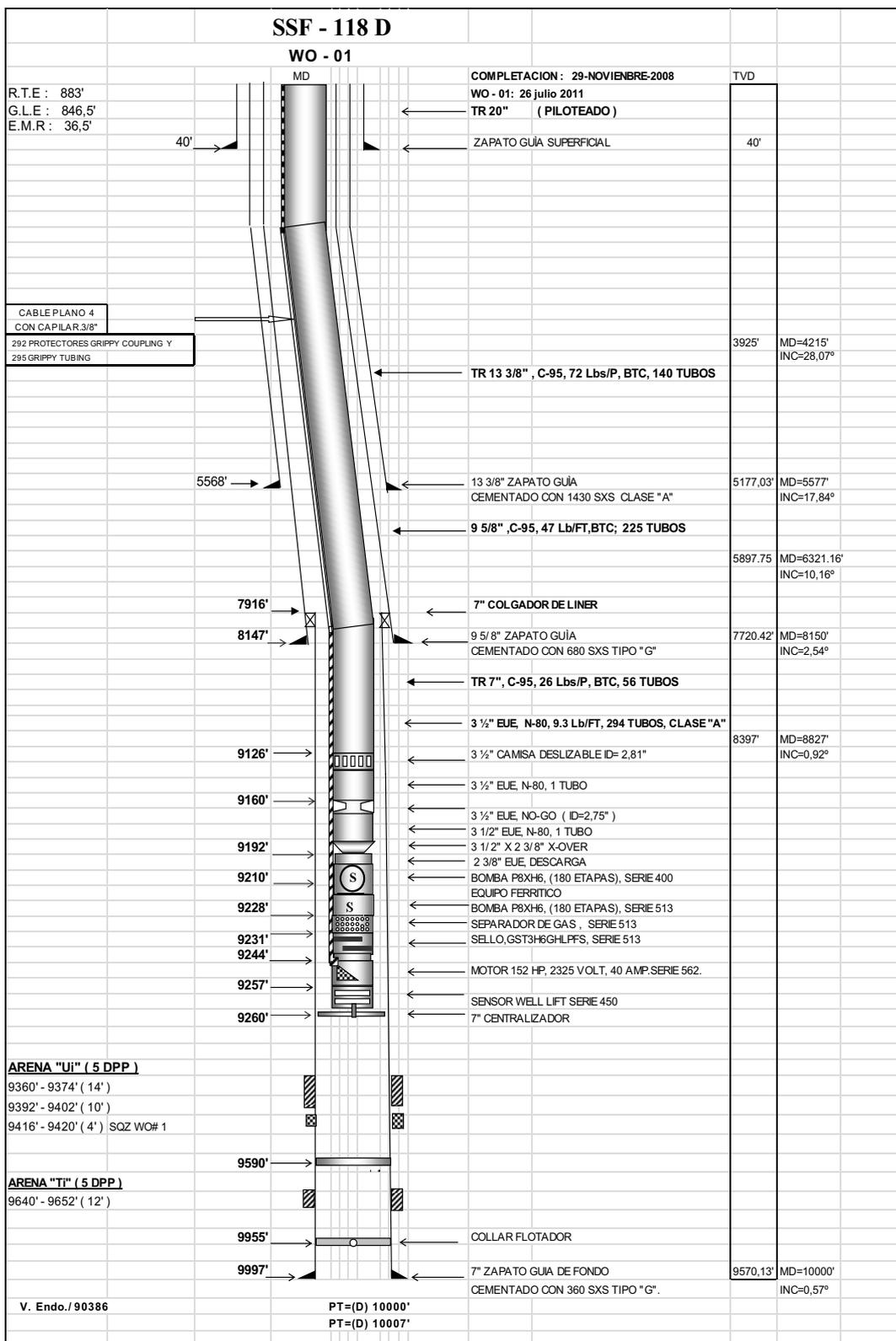


ANEXO 4.16 (CONTINUACIÓN)



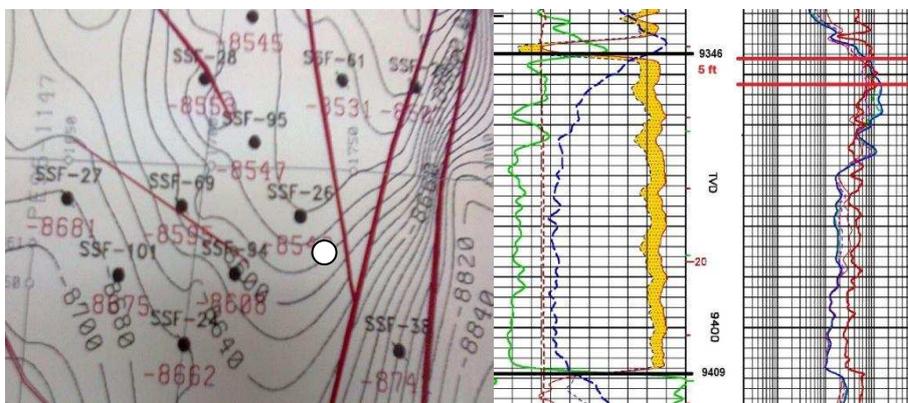
Elaborado por: Víctor A. Tatés, Christian D. Garcés.

ANEXO 4.16 (CONTINUACIÓN) DIAGRAMA DE COMPLETACIÓN



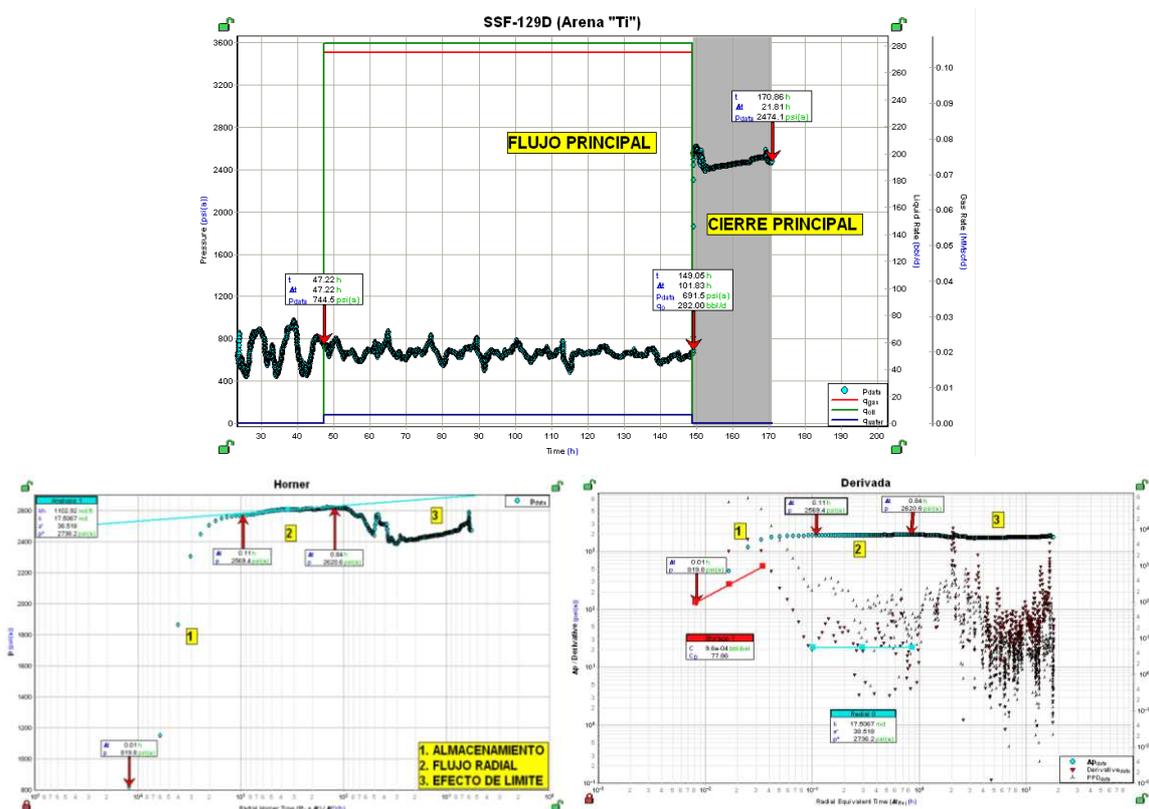
Fuente: Departamento de Ingeniería de Petróleos - Área Shushufindi.

ANEXO 4.17: POZO SSF-129D UBICACIÓN DEL POZO Y REGISTRO ELÉCTRICO DE LA ARENA "Ti"

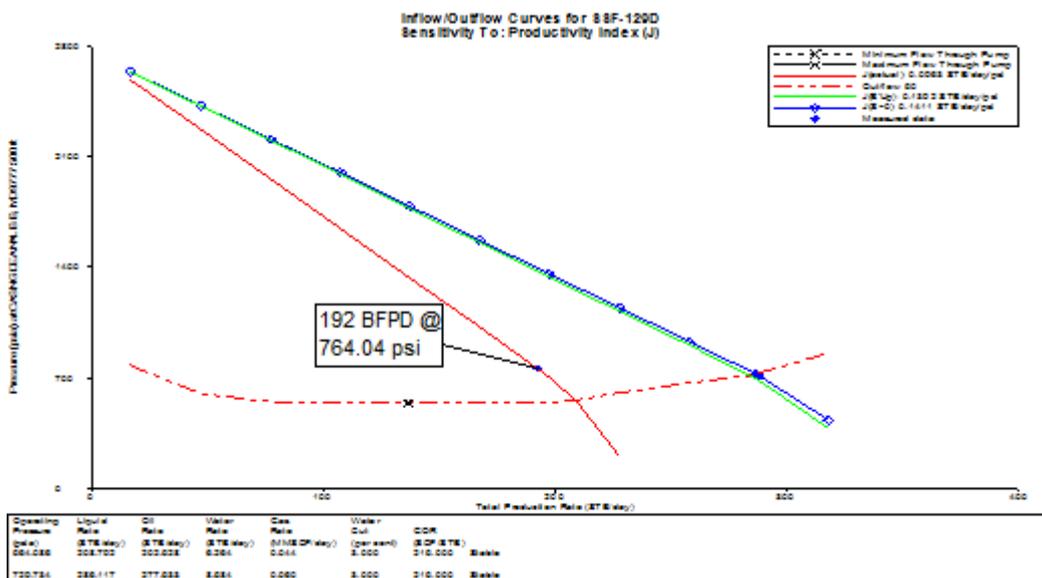
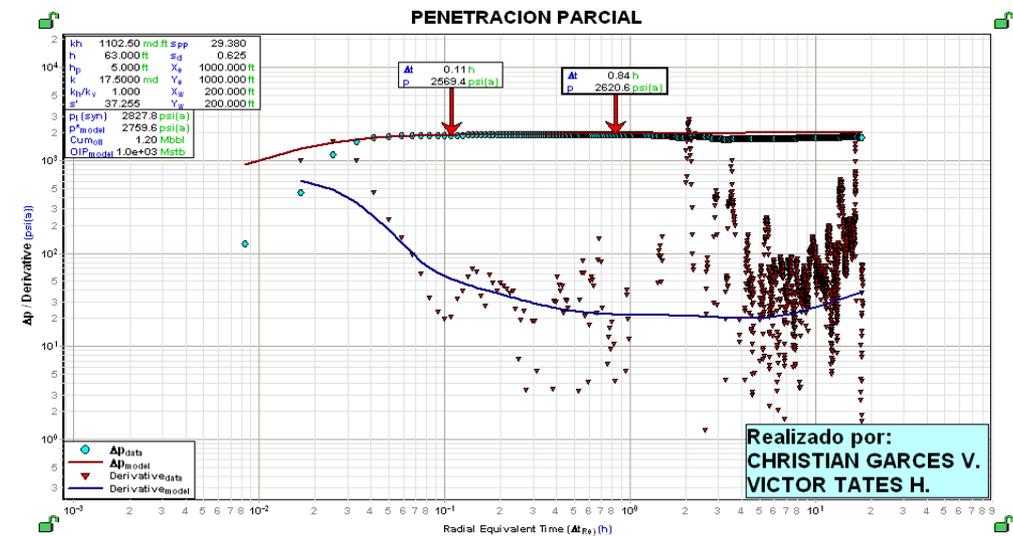
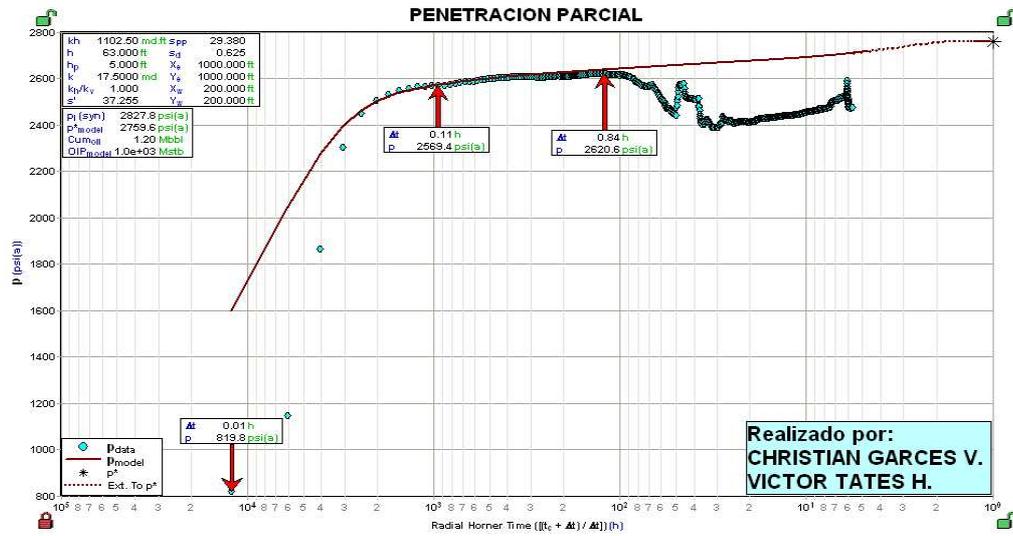


Fuente: Estudio de Simulación de Reservorio Campo Shushufindi – Aguarico. CoreLab año 2004; Departamento de Ingeniería de Petróleos - Área Shushufindi.
Modificado por: Víctor A. Tatés, Christian D. Garcés.

ANÁLISIS DE LA PRUEBA DE B'UP Y DEL ANÁLISIS NODAL DE LA ARENA "Ti"

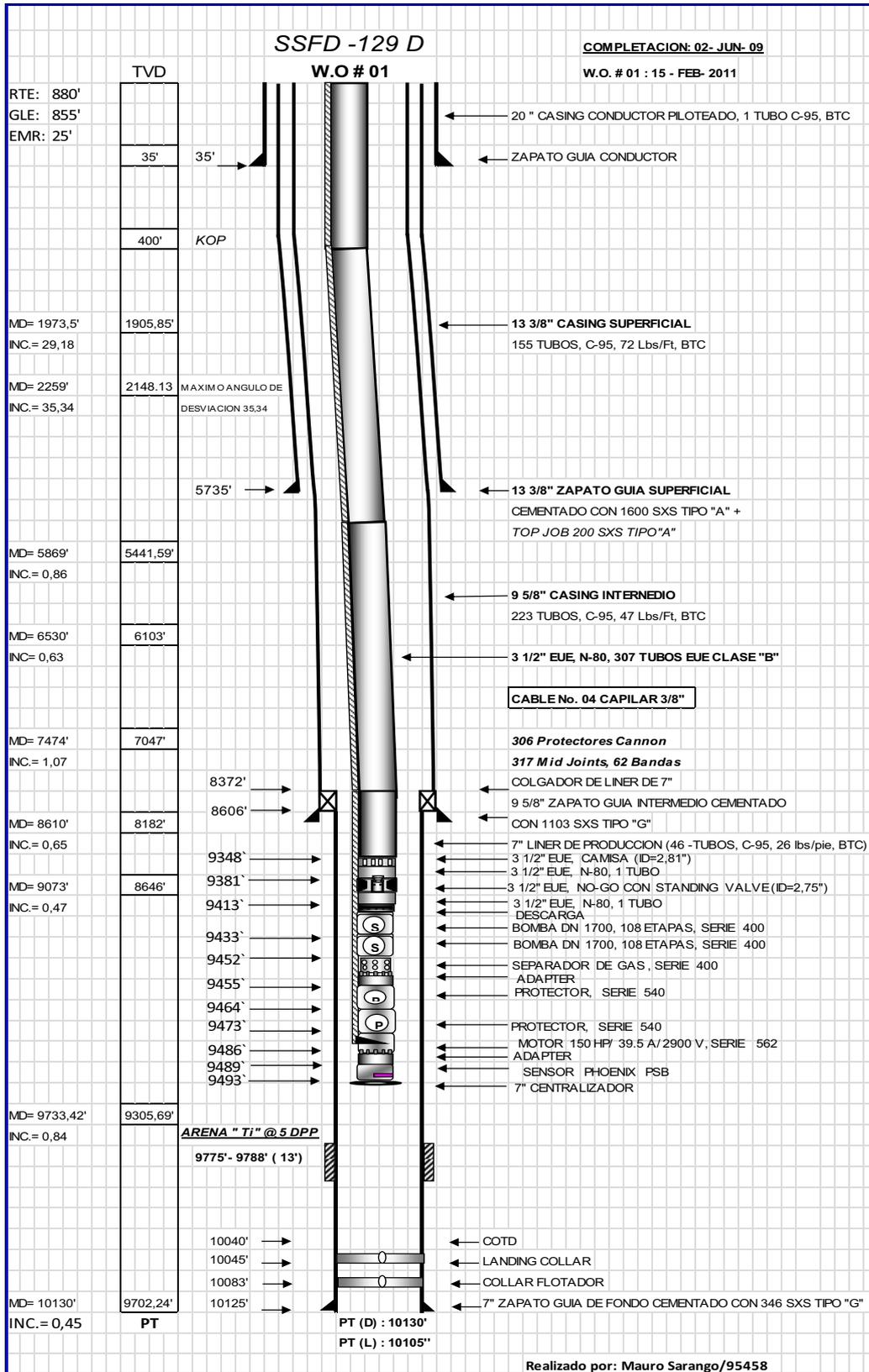


ANEXO 4.17 (CONTINUACIÓN)



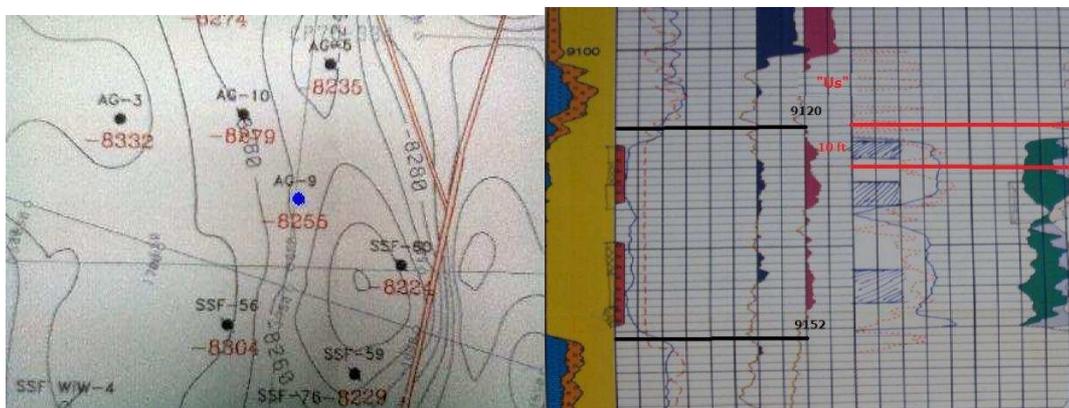
Elaborado por: Víctor A. Tatés, Christian D. Garcés.

ANEXO 4.17 (CONTINUACIÓN) DIAGRAMA DE COMPLETACIÓN



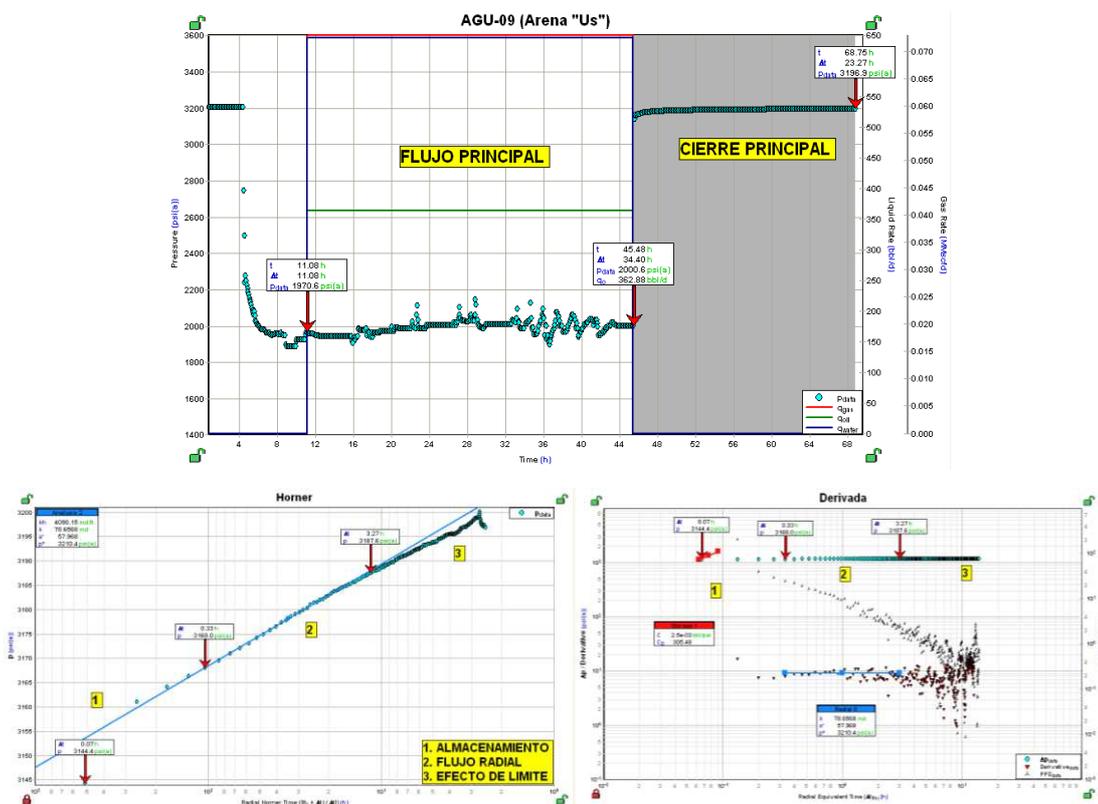
Fuente: Departamento de Ingeniería de Petróleos - Área Shushufindi.

ANEXO 4.18: POZO AGU-09 UBICACIÓN DEL POZO Y REGISTRO ELÉCTRICO DE LA ARENA "Us"

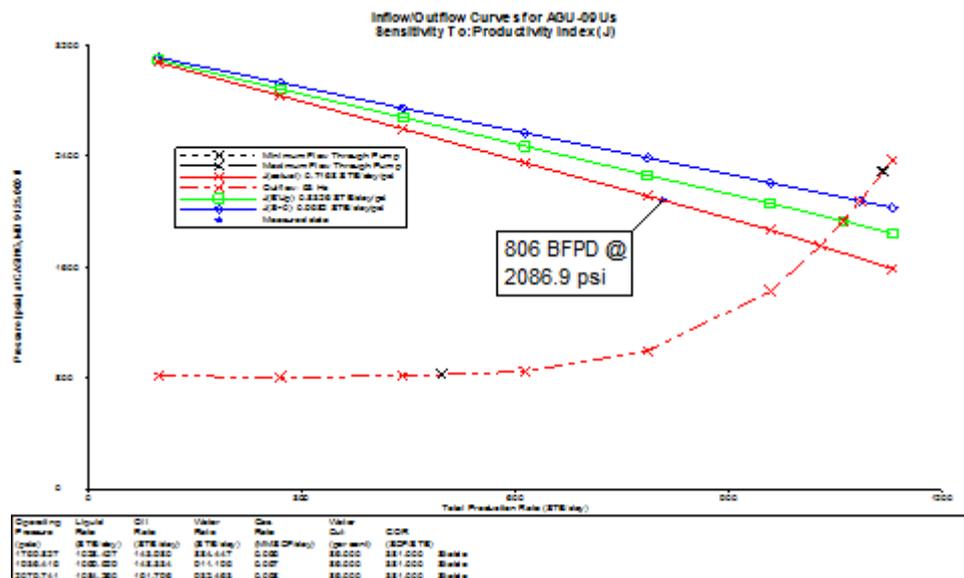
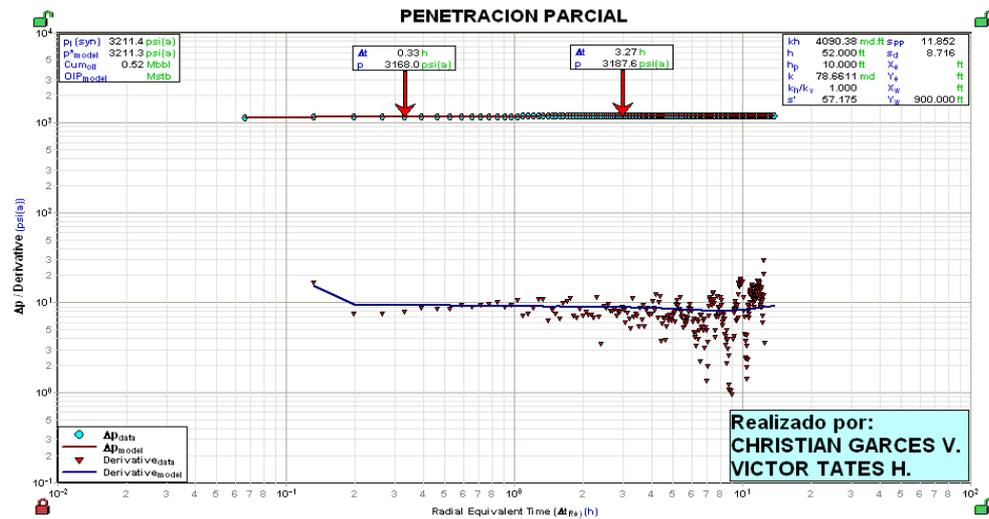
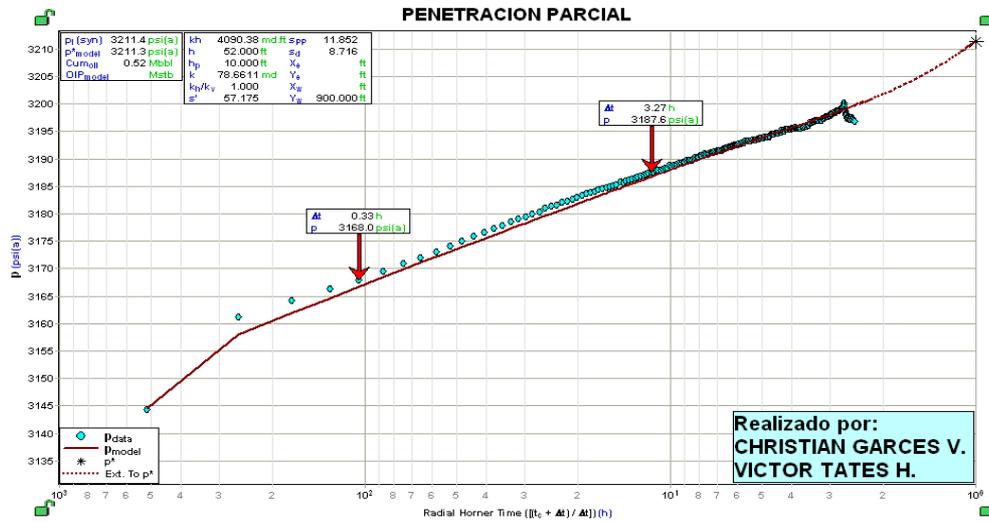


Fuente: Estudio de Simulación de Reservoir Campo Shushufindi – Aguatico. CoreLab año 2004; Departamento de Ingeniería de Petróleos - Área Shushufindi.
Modificado por: Víctor A. Tatés, Christian D. Garcés.

ANÁLISIS DE LA PRUEBA DE B'UP Y DEL ANÁLISIS NODAL DE LA ARENA "Us"

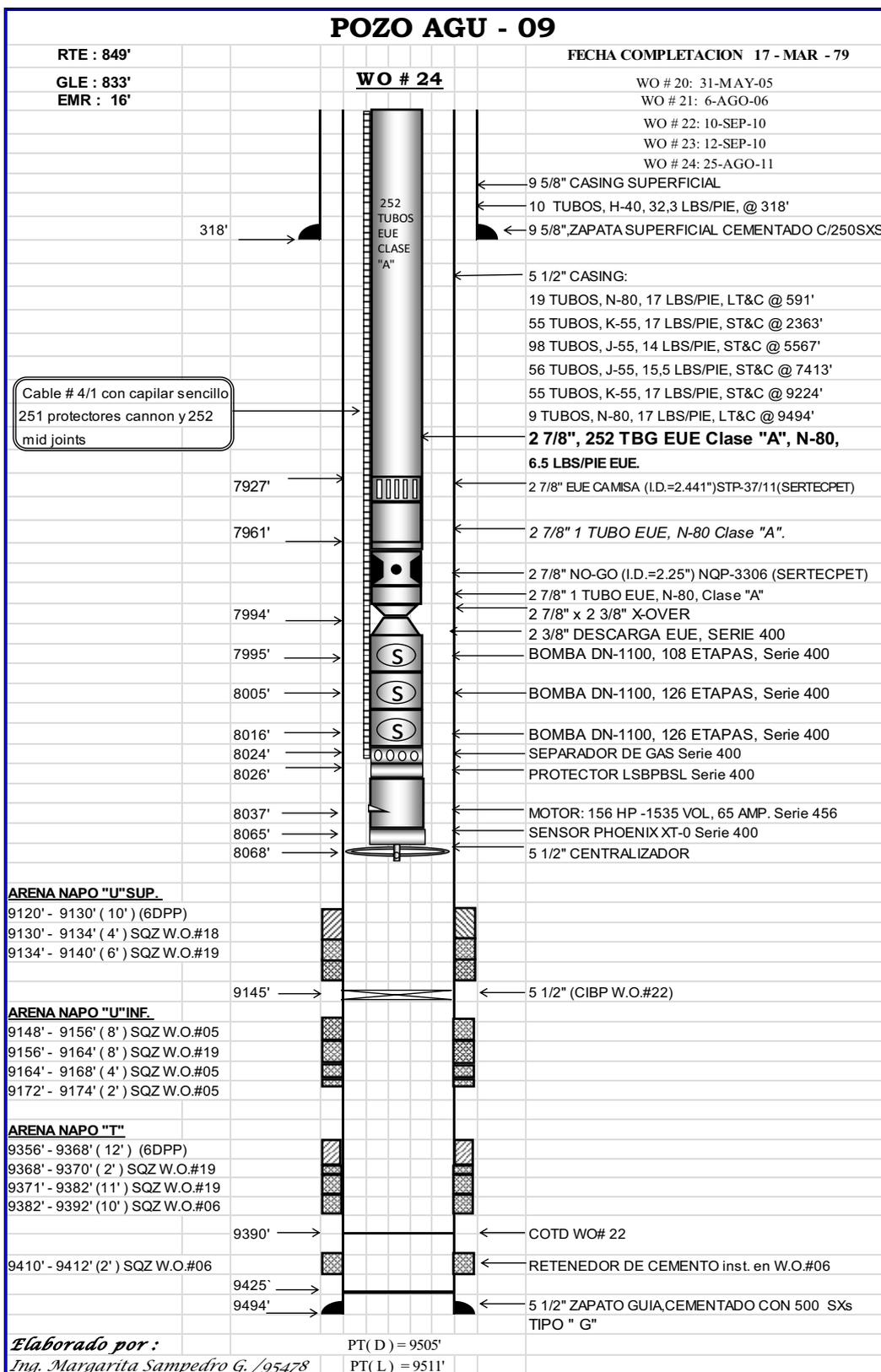


ANEXO 4.18 (CONTINUACIÓN)



Elaborado por: Víctor A. Tatés, Christian D. Garcés.

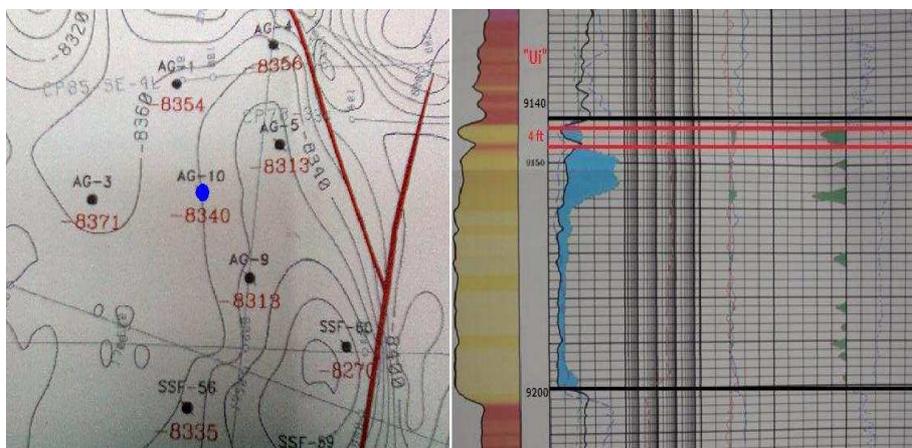
ANEXO 4.18 (CONTINUACIÓN) DIAGRAMA DE COMPLETACIÓN



Fuente: Departamento de Ingeniería de Petróleos - Área Shushufindi.

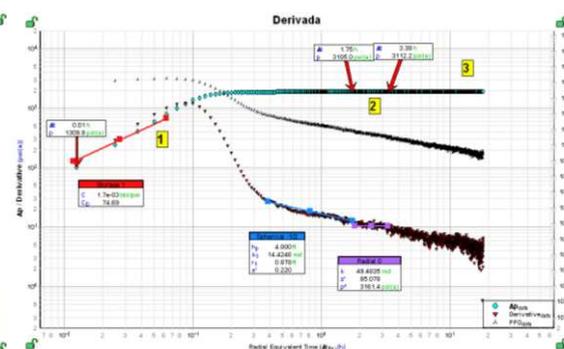
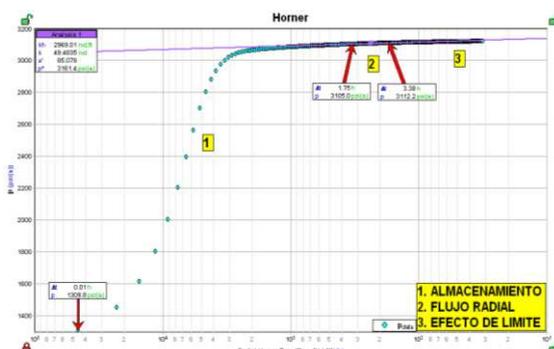
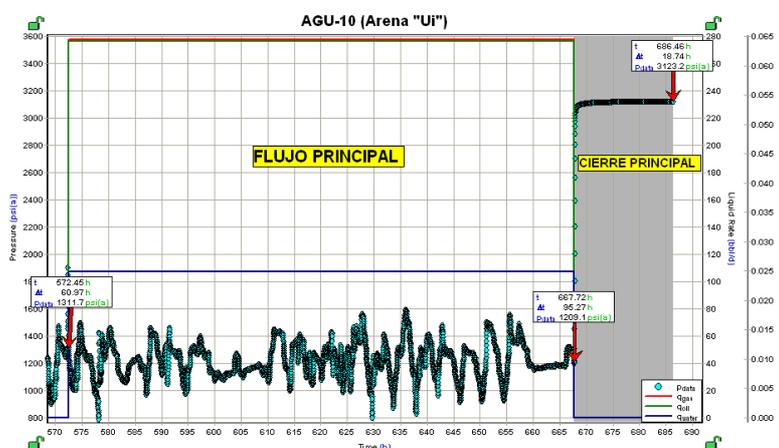
ANEXO 4.19: POZO AGU-10

UBICACIÓN DEL POZO Y REGISTRO ELÉCTRICO DE LA ARENA "U1"

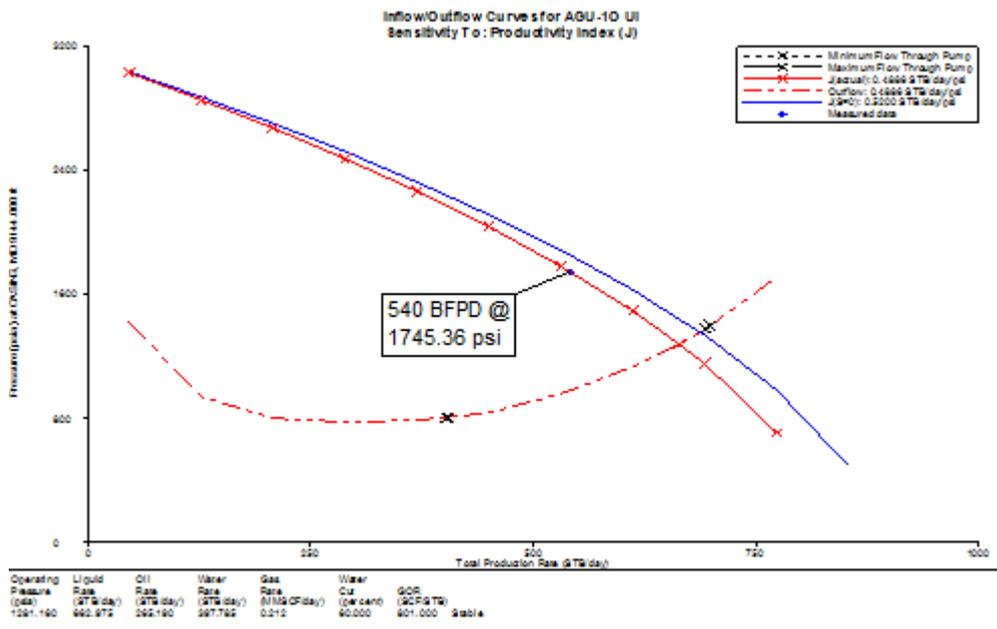
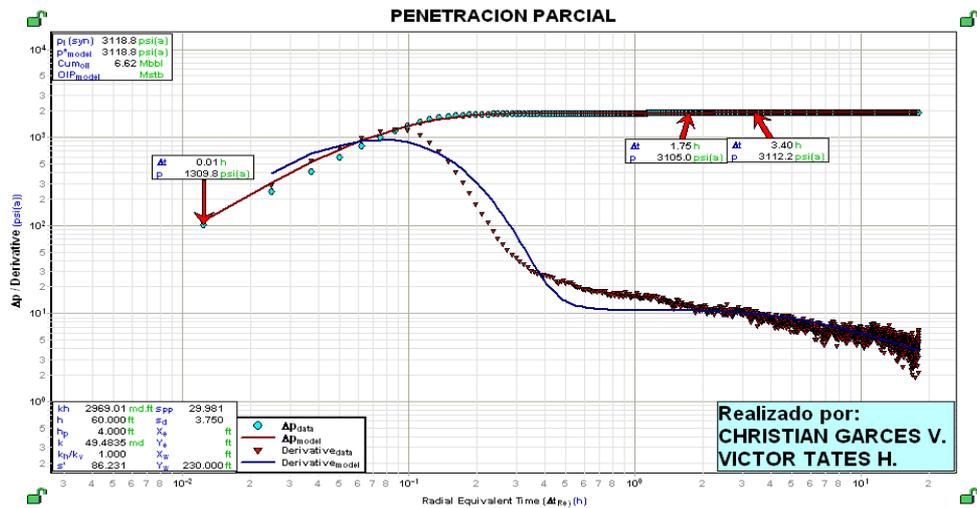
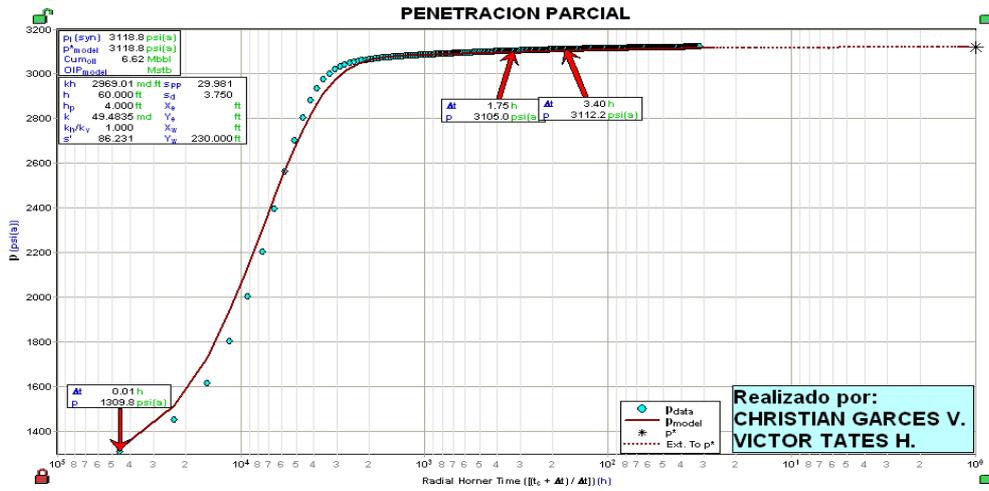


Fuente: Estudio de Simulación de Reservorio Campo Shushufindi – Aguatico. CoreLab año 2004; Departamento de Ingeniería de Petróleos - Área Shushufindi.
Modificado por: Víctor A. Tatés, Christian D. Garcés.

ANÁLISIS DE LA PRUEBA DE B'UP Y DEL ANÁLISIS NODAL DE LA ARENA "U1"



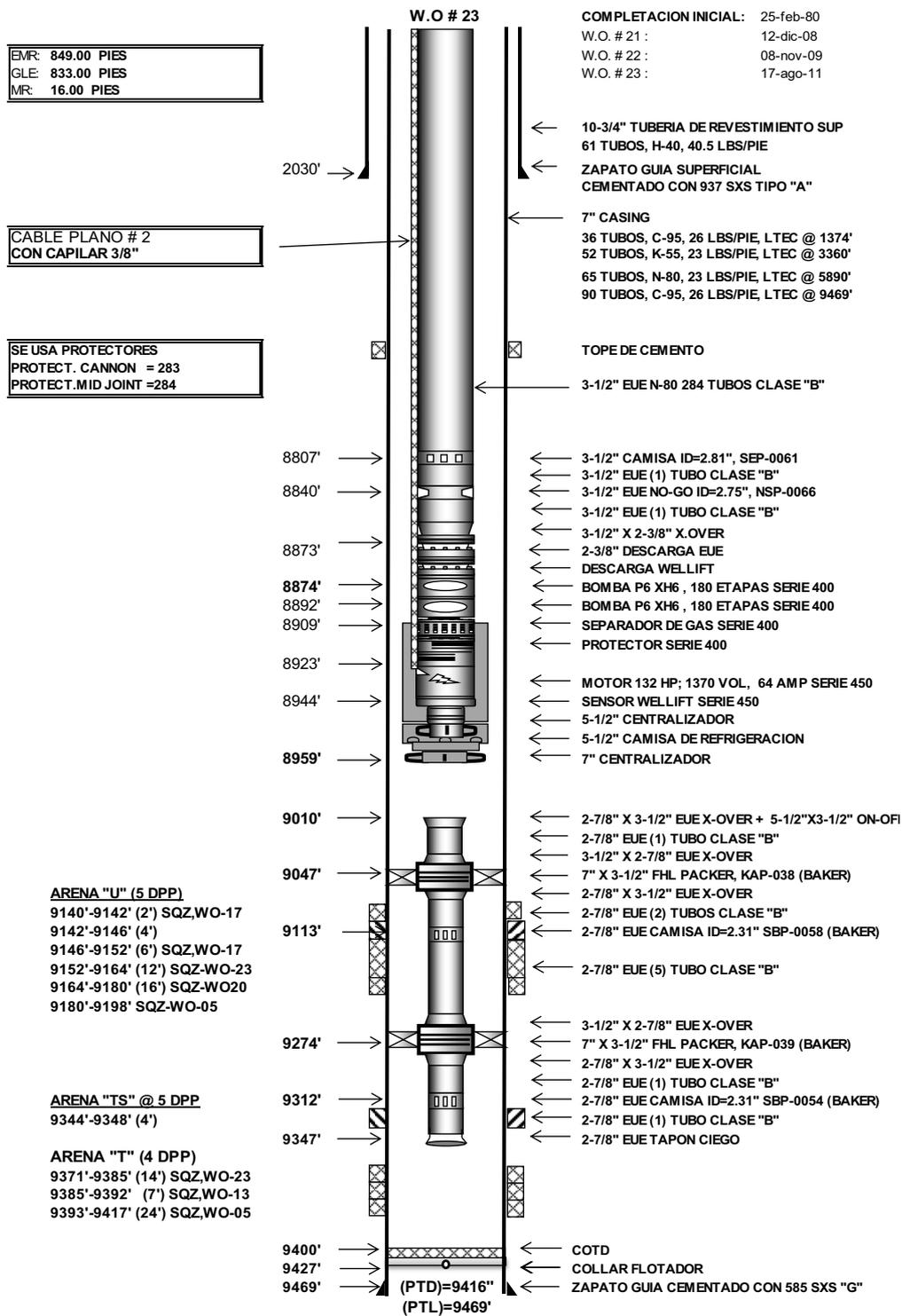
ANEXO 4.19 (CONTINUACIÓN)



Elaborado por: Víctor A. Tatés, Christian D. Garcés.

ANEXO 4.19 (CONTINUACIÓN) DIAGRAMA DE COMPLETACIÓN

AGUARICO-10



Rodrigo Loyola Barros / 92385

Fuente: Departamento de Ingeniería de Petróleos - Área Shushufindi.