

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

**FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA Y
PETRÓLEOS**

**ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO PARA PUNZONAR NUEVAS
ZONAS PROSPECTIVAS EN POZOS DEL CAMPO
SHUSHUFINDI-AGUARICO**

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

SANTIAGO XAVIER MOROMENACHO RENGIFO

xaviersantiagomr@hotmail.com

DIEGO ANDRÉS SALINAS PÉREZ

diego_19salinas@hotmail.com

DIRECTOR: MSc. Ing. VINICIO RENÉ MELO GORDILLO

vinicio.melo@epn.edu.ec

Quito, Abril 2016

DECLARACIÓN

Nosotros, Santiago Xavier Moromenacho Rengifo, Diego Andrés Salinas Pérez, declaramos bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de nuestra autoría; que no ha sido previamente presentado 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.

**SANTIAGO XAVIER
MOROMENACHO RENGIFO**

**DIEGO ANDRÉS
SALINAS PÉREZ**

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Santiago Xavier Moromenacho Rengifo y Diego Andrés Salinas Pérez, bajo mi supervisión.

MSc. Ing. VINICIO RENÉ MELO GORDILLO
DIRECTOR DEL PROYECTO DE TITULACIÓN

AGRADECIMIENTOS

Agradecemos a nuestras familias por el apoyo incondicional que siempre estuvo presente para concluir satisfactoriamente nuestros estudios superiores.

A la Escuela Politécnica Nacional, en especial a la Facultad de Geología y Petróleos, por el excelente apoyo logístico proporcionado en la elaboración del presente proyecto de titulación, a todos los ingenieros que a lo largo de este tiempo supieron impartir sus conocimientos, en especial al Ing. Vinicio Melo por su acertada tutoría durante el desarrollo de este proyecto.

A la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero (ARCH) y a todos sus funcionarios, en especial a los ingenieros Constanza Villalba, María Loroña y Edwin Pluas que de una u otra manera colaboraron con sus conocimientos, con sus experiencias, con la invaluable ayuda y confianza brindada durante el desarrollo de este trabajo.

DEDICATORIA

Dedico este trabajo de titulación a Dios, a mis padres que con su apoyo, consejos y esfuerzo diario han sido el pilar fundamental para culminar esta etapa de mi vida.

A mi hermana que siempre ha estado presente creyendo en mí y a todos aquellos que confiado en mí y nunca dudaron en la realización de este proyecto.

A toda mi familia

Santiago

DEDICATORIA

Dedico éste trabajo principalmente a Dios, por haberme dado la vida y haberme permitido haber llegado hasta éste momento tan importante de mi formación profesional.

A mis padres por ser el pilar más importante a lo largo de mi carrera, por todo su esfuerzo, demostrarme siempre su afecto y apoyo incondicional.

A toda mi familia por todo su cariño y aprecio de siempre.

Diego

CONTENIDO

CONTENIDO.....	VII
LISTA DE TABLAS.....	X
TABLA DE FIGURAS.....	XIII
SIMBOLOGÍA.....	XIVV
RESUMEN.....	XVII
PRESENTACIÓN.....	XVIII
1. CAPÍTULO 1.....	1
DESCRIPCIÓN GENERAL DEL CAMPO SHUSHUFINDI-AGUARICO.....	1
1.1. DESCRIPCIÓN DEL CAMPO SHUSHUFINDI-AGUARICO.....	1
1.1.1. ANTECEDENTES.....	1
1.1.2. UBICACIÓN GEOGRÁFICA DEL CAMPO SHUSHUFINDI-AGUARICO.....	1
1.2. ESTADO ACTUAL DEL CAMPO SHUSHUFINDI-AGUARICO.....	2
1.2.1. PRODUCCIÓN ACTUAL DEL CAMPO SHUSHUFINDI -AGUARICO.....	3
1.3. HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO SHUSHUFINDI -AGUARICO.....	5
1.4. LITOLOGÍA Y ESTRATIGRAFÍA.....	7
1.4.1. FORMACIONES PRODUCTORAS.....	8
1.4.1.1. Formación Tena.....	8
1.4.1.2. Formación Napo.....	9
1.4.1.3. Formación Hollín.....	10
1.5. PRESIONES DEL CAMPO SHUSHUFINDI – AGUARICO.....	12
1.6. PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS.....	12
1.7. RESERVAS DEL CAMPO SHUSHUFINDI – AGUARICO.....	12
2. CAPÍTULO 2.....	14
SELECCIÓN DE LOS POZOS Y ZONAS PROSPECTIVAS.....	14
2.1. REGISTROS DE POZOS.....	14
2.1.1. REGISTROS DE RESISTIVIDAD.....	15
2.1.1.1. Inducción.....	15
2.1.1.2. Laterolog.....	15
2.1.1.3. Microlaterolog.....	15
2.1.2. REGISTROS DE POROSIDAD.....	15
2.1.2.1. Registro Sónico.....	16
2.1.2.2. Registro de Densidad.....	16
2.1.2.3. Registro Neutrónico.....	16
2.1.3. REGISTROS LITOLÓGICOS.....	16
2.1.3.1. Registro Gamma Ray.....	16
2.1.3.2. Registro de Potencial Espontáneo.....	17
2.1.3.3. Registro Caliper.....	17
2.2. CURVAS DE DECLINACIÓN.....	18
2.2.1. TIPOS DE CURVAS DE DECLINACIÓN.....	18
2.2.2. DECLINACIÓN EXPONENCIAL.....	18
2.2.3. DECLINACIÓN HIPERBÓLICA.....	19
2.2.4. DECLINACIÓN ARMÓNICA.....	19
2.3. SELECCIÓN DE LAS ZONAS PROSPECTIVAS.....	19
2.4. SELECCIÓN DE LOS POZOS.....	21
2.5. DESCRIPCIÓN DE LOS POZOS CANDIDATOS.....	28

2.5.1.	POZO AGUARICO - 51D (AGU-51D).....	33
2.5.2.	POZO SHUSHUFINDI – 145D (SHSY-145D).....	37
2.5.3.	POZO SHUSHUFINDI – 153D (SHS-153D).....	45
2.5.4.	POZO SHUSHUFINDI – 155D (SHSH-155D).....	52
2.5.5.	POZO SHUSHUFINDI - 199D (SHSW-199D).....	63
2.5.6.	POZO SHUSHUFINDI - 205D (SHSW-205D).....	69
2.5.7.	POZO SHUSHUFINDI - 210D (SHSY-210D).....	77
3.	CAPÍTULO 3.....	82
	ANÁLISIS TÉCNICO DE ESCENARIOS DE PRODUCCIÓN EN LOS POZOS SELECCIONADOS.....	82
3.1.	INTERPRETACIÓN DEL REGISTRO DEL POZO Y DETERMINACIÓN DE INTERVALOS A PUNZONAR.....	82
3.1.1.	POZO AGUARICO-51D (AGU-51D).....	82
3.1.2.	POZO SHUSHUFIDI-145D (SHSY-145D).....	84
3.1.3.	POZO SHUSHUFINDI – 153D (SHS-153D).....	86
3.1.4.	POZO SHUSHUFINDI – 155D (SHSH-155D).....	88
3.1.5.	POZO SHUSHUFINDI – 199D (SHSW-199D).....	89
3.1.6.	POZO SHUSHUFINDI-205D (SHSW-205D).....	92
3.1.7.	POZO SHUSHUFINDI-210D (SHSY-210D).....	94
3.2.	CAÑONEO O PUNZAMIENTO DE POZOS.....	96
3.2.1.	SISTEMAS DE PUNZONAMIENTO EMPLEADOS EN LA INDUSTRIA.....	97
3.2.1.1.	Cañoneo por revestidor (through casing perforation).....	97
3.2.1.2.	Cañoneo a través de tubería (through tubing perforation).....	98
3.2.1.3.	Cañoneo por tubería de producción (tubing conveyed perforation).....	99
3.3.	TIPOS DE CARGAS.....	100
3.3.1.	CARGAS CONVENCIONALES O TIPO BALA.....	100
3.3.2.	CARGAS DE ALTA PENETRACIÓN.....	100
3.3.3.	CARGAS DE CHORRO DE AGUA A ALTA PRESIÓN.....	100
3.3.4.	FACTORES QUE AFECTAN LOS RESULTADOS DE LOS DISPAROS.....	101
3.3.4.1.	Taponamiento de los disparos.....	101
3.3.4.2.	Efecto de la presión diferencial.....	101
3.3.4.3.	Efecto de usar fluidos limpios.....	101
3.3.4.4.	Limitaciones de presión y temperatura.....	101
3.3.4.5.	Medición de la profundidad.....	102
3.3.4.6.	Penetración contra tamaño del agujero.....	102
3.3.4.7.	Determinación de la densidad de los disparos.....	102
3.3.5.	NUEVAS TECNOLOGÍAS.....	102
3.4.	DENSIDAD DE DISPAROS.....	104
3.5.	ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD (IP).....	105
	Método de Vogel.....	106
	Método de Standing.....	106
	Método de Fetkovivh.....	106
	Método de Petrobras.....	106
3.5.1.	MÉTODO DE PETROBRAS.....	106
3.5.2.	CÁLCULO DE LA PRESIÓN DE FONDO DEL POZO A VARIOS CAUDALES TOTALES.....	106

3.5.2.1. Cálculo del caudal total de flujo a diferentes presiones de fondo fluyente.....	109
3.5.2.2. Cálculos preliminares para la construcción de la curva IPR compuesta de una prueba estabilizada de flujo.....	110
3.6. ANÁLISIS DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL DE LOS POZOS SELECCIONADOS	111
3.6.1. POZO AGUARICO – 51D (AGU-051D).....	111
3.6.2. POZO SHUSHUFINDI - 145D (SHSY-145D).....	113
3.6.3. POZO SHUSHUFINDI - 153D (SHS-153D).....	115
3.6.4. POZO SHUSHUFINDI - 155D (SHSH-155D).....	116
3.6.5. POZO SHUSHUFINDI - 199D (SHSW-199D).....	117
3.6.6. POZO SHUSHUFINDI - 205D (SHSW-205D).....	119
3.6.7. POZO SHUSHUFINDI - 210D (SHSY-210D).....	120
4. CAPÍTULO 4	123
ANÁLISIS ECONÓMICO.....	123
4.1. COSTOS DE PRODUCCIÓN.....	123
4.2. INDICADORES FINANCIEROS.....	123
4.2.1. VALOR ACTUAL NETO (VAN).....	123
4.2.2. TASA INTERNA DE RETORNO (TIR).....	124
4.2.3. PERÍODO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN (PRI).....	125
4.3. ANÁLISIS ECONÓMICO DE LOS POZOS SELECCIONADOS	125
4.3.1. POZO AGUARICO - 51D (AGU-51D).....	125
4.3.2. POZO SHUSHUFINDI - 145D (SHSY-145D).....	129
4.3.3. POZO SHUSHUFINDI - 153D (SHS-153D).....	132
4.3.4. POZO SHUSHUFINDI - 155 (SHSH-155D).....	135
4.3.5. POZO SHUSHUFINDI - 199 (SHSW-199D).....	138
4.3.6. POZO SHUSHUFINDI - 205 (SHSW-205D).....	141
4.3.7. POZO SHUSHUFINDI - 210 (SHSY-210D).....	144
5. CAPÍTULO 5.....	148
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	148
5.1. CONCLUSIONES.....	148
5.2. RECOMENDACIONES	149
BIBLIOGRAFÍA	150
GLOSARIO.....	151
ANEXOS	152
ANEXO N° 1	153
MAPA ESTRUCTURALES DE LAS ARENAS PRODUCTORAS	153
ANEXO N° 2	158
COMPLETACIONES DE LOS POZOS SELECCIONADOS	158
ANEXO N°3	166
IPR's PARA LAS ARENAS PROPUESTAS DE LOS POZOS SELECCIONADOS POR EL MÉTODO DE PETROBRAS	166

LISTA DE TABLAS

No	DESCRIPCIÓN	PÁGINA
1.1	Producción por estaciones del campo Shushufindi-Aguarico	4
1.2	Historial de producción del campo Shushufindi-Aguarico	6
1.3	Características de las arenas productoras	8
1.4	Reservorios productores del campo Shushufindi-Aguarico	10
1.5	Características de los fluidos de formación de las arenas	12
1.6	Reservas del campo Shushufindi-Aguarico	13
1.7	Producción acumulada y reservas remanentes del campo Shushufindi-Aguarico	13
2.1	Situación de los pozos del campo Shushufindi-Aguarico	22
2.2	Pozos productores del campo Shushufindi-Aguarico	22
2.3	Pozos candidatos para el análisis	27
2.4	Intervalos actualmente punzonados de los pozos candidatos	28
2.5	Coordenadas de los pozos candidatos	28
2.6	Historial de producción del pozo Aguarico - 51D	34
2.7	Volumen recuperable del pozo Aguarico - 51D	35
2.8	Historial de producción del pozo Shushufindi - 145D	38
2.9	Volumen recuperable del pozo Shushufindi - 145D	43
2.10	Historial de producción del pozo Shushufindi - 153D	46
2.11	Volumen recuperable del pozo Shushufindi - 153D	50
2.12	Historial de producción del pozo Shushufindi - 155D	53
2.13	Volumen recuperable del pozo Shushufindi - 155D	61
2.14	Historial de producción del pozo Shushufindi - 199D	64
2.15	Volumen recuperable del pozo Shushufindi - 199D	67
2.16	Historial de producción del pozo Shushufindi - 205D	70
2.17	Volumen recuperable del pozo Shushufindi - 205D	75
2.18	Historial de producción del pozo Shushufindi - 210D	78
2.19	Volumen recuperable del pozo Shushufindi - 210D	80
3.1	Volumen recuperable de la zona prospectiva propuesta del pozo Aguarico - 51D	82
3.2	Volumen recuperable de la zona prospectiva propuesta del pozo Shushufindi - 145D	84
3.3	Volumen recuperable de la zona prospectiva propuesta del pozo Shushufindi - 153D	86
3.4	Volumen recuperable de la zona prospectiva propuesta del pozo Shushufindi - 155D	88
3.5	Volumen recuperable de la zona prospectiva propuesta del pozo Shushufindi - 199D	90
3.6	Volumen recuperable de la zona prospectiva propuesta del pozo Shushufindi - 205D	92
3.7	Volumen recuperable de la zona prospectiva propuesta del pozo Shushufindi - 210D	94
3.8	Zonas prospectivas propuestas	96
3.9	Características de las nuevas tecnologías	103
3.10	Bombas propuestas en el pozo AGU - 51D	113
3.11	Bombas propuestas en el pozo SHSY - 145D	114
3.12	Bombas propuestas en el pozo SHS - 153D	116

3.13 Bombas propuestas en el pozo SHSH - 155D	117
3.14 Bombas propuestas en el pozo SHSW - 199D	119
3.15 Bombas propuestas en el pozo SHSW - 205D	120
3.16 Bombas propuestas en el pozo SHSY - 210D	122
3.17 Bombas propuestas en los pozos seleccionados	122
4.1 Costos estimados de operación del pozo AGU - 51D	126
4.2 Análisis de los escenarios económicos para el pozo AGU - 51D	127
4.3 Costos estimados de operación del pozo SHSY-145D	129
4.4 Análisis de los escenarios económicos para el pozo SHSY - 145D	130
4.5 Costos estimados de operación del pozo SHS - 153D	132
4.6 Análisis de los escenarios económicos para el pozo SHS - 153D	133
4.7 Costos estimados de operación del pozo SHSH - 155D	135
4.8 Análisis de los escenarios económicos para el pozo SHSH - 155D	136
4.9 Costos estimados de operación del pozo SHSW - 199D	138
4.10 Análisis de los escenarios económicos para el pozo SHSW - 199D	139
4.11 Costos estimados de operación del pozo SHSW - 205D	141
4.12 Análisis de los escenarios económicos para el pozo SHSW - 205D	142
4.13 Costos estimados de operación del pozo SHSY - 210D	144
4.14 Análisis de los escenarios económicos para el pozo SHSY - 210D	145
4.15 Resumen de los análisis económicos de los pozos seleccionados	147

TABLA DE FIGURAS

No	DESCRIPCIÓN	PÁGINA
1.1	Ubicación del campo Shushufindi	2
1.2	Producción neta de petróleo del campo Shushufindi-Aguarico	6
1.3	Columna estratigráfica y litología del Oriente Ecuatoriano	11
2.1	Análisis comparativo de las zonas prospectivas del campo Shushufindi-Aguarico	20
2.2	Pozos productores por arena	21
2.3	Ejemplo de nomenclatura de los pozos	22
2.4	Ubicación de los pozos candidatos	29
2.5	Ubicación del pozo SHSY - 210D	30
2.6	Ubicación del pozo SHSW - 145D	31
2.7	Ubicación del pozo AGU - 51D	32
2.8	Historial de producción del pozo Aguarico - 51D	33
2.9	Curva de declinación del pozo AGU - 51D	36
2.10	Historial de producción del pozo Shushufindi - 145D	37
2.11	Curva de declinación del pozo SHSY - 145D	44
2.12	Historial de producción del pozo Shushufindi - 153D	45
2.13	Curva de declinación del pozo SHS - 153D	51
2.14	Historial de producción del pozo Shushufindi - 155D	52
2.15	Curva de declinación del pozo SHSH - 155D	62
2.16	Historial de producción del pozo Shushufindi - 199D	63
2.17	Curva de declinación del pozo SHSW - 199D	68
2.18	Historial de producción del pozo Shushufindi - 205D	69
2.19	Curva de declinación del pozo SHSW - 205D	76
2.20	Historial de producción del pozo Shushufindi - 210D	77
2.21	Curva de declinación del pozo SHSY - 210D	81
3.1	Registro de pozo Aguarico - 51D	83
3.2	Registro de pozo Shushufindi - 145D	85
3.3	Registro de pozo Shushufindi - 153D	87
3.4	Registro de pozo Shushufindi - 155D	89
3.5	Registro de pozo Shushufindi - 199D	91
3.6	Registro de pozo Shushufindi - 205D	93
3.7	Registro de pozo Shushufindi - 210D	95
3.8	Diagrama Esquemático de los punzados	97
3.9	Diagrama de los sistemas de cañoneo	99
3.10	Efectos de la densidad de los disparos de perforación	104
3.11	Curva IPR compuesta a partir de cálculo de Pwf	107
3.12	IPR compuesta a partir del cálculo de qt	109
3.13	Análisis del pozo AGU - 51D con la bomba Reda D725N	112
3.14	Análisis del pozo AGU - 51D con la bomba Reda D800N	112
3.15	Análisis del pozo SHSY - 145D con la bomba Reda GN1300	113
3.16	Análisis del pozo SHSY - 145D con la bomba Reda GN1600	114
3.17	Análisis del pozo SHS - 153D con la bomba Reda GN1300	115
3.18	Análisis del pozo SHS - 153D con la bomba Reda GN1600	115
3.19	Análisis del pozo SHSH - 155D con la bomba Reda GN1600	116
3.20	Análisis del pozo SHSH - 155D con la bomba Reda GN2100	117
3.21	Análisis del pozo SHSW - 199D con la bomba Reda GN1300	118

3.22	Análisis del pozo SHSW - 199D con la bomba Reda GN1600	118
3.23	Análisis del pozo SHSW - 205D con la bomba Reda G3100	119
3.24	Análisis del pozo SHSW - 205D con la bomba Reda GN3200	120
3.25	Análisis del pozo SHSY - 210D con la bomba Reda D1150N	121
3.26	Análisis del pozo SHSY - 210D con la bomba Reda DN1000	121
4.1	Período de recuperación de la inversión del pozo AGU - 51D	128
4.2	Período de recuperación de la inversión del pozo SHSY - 145D	131
4.3	Período de recuperación de la inversión del pozo SHS - 153D	134
4.4	Período de recuperación de la inversión del pozo SHSH - 155D	137
4.5	Período de recuperación de la inversión del pozo SHSW - 199D	140
4.6	Período de recuperación de la inversión del pozo SHSW - 205D	143
4.7	Período de recuperación de la inversión del pozo SHSY - 210D	146

SIMBOLOGÍA

SÍMBOLO	SIGNIFICADO	DIMENSIONES
A	Área	L^2
BLS	Barriles	L^3
BAPD	Barriles de agua por día	L^3/t
BPPD	Barriles de petróleo por día	L^3/t
BFPD	Barriles de fluido por día (agua y petróleo)	L^3/t
B_g	Factor volumétrico del gas	
B_o	Factor volumétrico del petróleo	
B_w	Factor volumétrico del agua	
cp	Centipoises	M/Lt
CAP	Contacto agua/petróleo	
FR	Factor de recobro	
ft ³ /bbl	Pies cúbicos por barril	
h	Altura neta productora	L
Hás	Hectáreas	L^2
IPR	Inflow performance relationship	
J	Índice de productividad	
k	Permeabilidad absoluta	L^2
md	Milidarcys (0.001 Darcy)	L^2
M	Abreviatura utilizada para indicar miles	
MM	Abreviatura utilizada para indicar millones	
N_p	Producción acumulada de petróleo	L^3
NaCl	Cloruro de Sodio	
p	Presión	M/Lt ²
p_b	Presión de burbuja	M/Lt ²
ppm	Partes por millón	
p_i	Presión inicial	M/Lt ²
p_{wf}	Presión de fondo fluyente	M/Lt ²
p_{ws}	Presión de fondo estática	M/Lt ²
psi	Libras fuerza por pulgada cuadrada	M/Lt ²
PI	Índice de productividad	L^4t/M
POES	Petróleo original en sitio	L^3
q	Tasa de producción	L^3/t
q_b	Tasa de producción al punto de burbuja	L^3/t
$q_{máx}$	Tasa de producción máxima o caudal máximo	L^3/t
q_t	Tasa de producción total o caudal total	L^3/t
R_w	Resistividad del agua de formación	ML^3/tQ^2
S_o	Saturación de petróleo	
S_w	Saturación de agua	
SP	Potencial espontáneo	mV
STB	Barriles a condiciones de tanque	L^3
T	Temperatura	T
TVD	Profundidad vertical verdadera	L
USD	Dólares de Estados Unidos de América	
UTM	Universal Trans Meridian	
V	Volumen	L^3
WOR	Razón agua petróleo	

λ	Movilidad (k/μ)	L^3t/M
μ	Viscosidad	M/Lt
μ_o	Viscosidad del petróleo	M/Lt
μ_w	Viscosidad del agua	M/Lt
μ_{ob}	Viscosidad del petróleo en el punto de burbuja	M/Lt
ρ	Densidad	M/L^3
ρ_o	Densidad del petróleo	M/L^3
ρ_w	Densidad del agua	M/L^3
ϕ	Porosidad	
$^{\circ}C$	Grados Celcius	T
$^{\circ}F$	Grados Farenheit	T
$^{\circ}API$	Grados API	
%	Tanto por ciento	

RESUMEN

Con el fin de mantener la producción del campo Shushufindi-Aguarico, el cual es un campo maduro se ha considerado el desarrollo de este proyecto en el cual se realizará el punzonamiento de nuevas zonas prospectivas en pozos del campo.

En el primer capítulo se describe las generalidades del campo como localización geográfica, una breve sinopsis de su historia, las características de su litología, estratigrafía y fluidos de formación, las reservas remanentes y la situación actual del campo.

En el segundo capítulo se realiza la selección de los pozos candidatos en base a un estudio de los diferentes parámetros petrofísicos, sus historiales de producción y se grafican las curvas de declinación del estado actual de los pozos seleccionados para su análisis, lo que enfatiza el porqué de la selección de los pozos; además se muestra la ubicación geográfica de cada uno de ellos.

En el tercer capítulo se interpretan los registros eléctricos de los pozos seleccionados en busca de nuevas zonas prospectivas, a la vez se realiza el cálculo del volumen recuperable de hidrocarburo y se procede a realizar el análisis de los escenarios de levantamiento artificial en el software PIPESIM para así determinar un caudal óptimo de producción para las nuevas zonas prospectivas elegidas.

El cuarto capítulo contiene el análisis económico para diversos escenarios donde varía el precio del barril de petróleo cuyo fin es el de establecer la rentabilidad del proyecto a través de la aplicación de indicadores financieros como valor actual neto, tasa interna de retorno y período de recuperación de la inversión.

Finalmente en el quinto capítulo se redactan las conclusiones y recomendaciones que se han obtenido de este proyecto.

PRESENTACIÓN

El objetivo de este proyecto de titulación fue realizar un estudio para incrementar el volumen recuperable de hidrocarburo presente en pozos del campo Shushufindi-Aguarico mediante el punzonamiento de nuevas zonas prospectivas que no se encuentran en producción, utilizando la información técnica entregada por la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero.

El proyecto empezó con la recolección de información desde los archivos de la agencia, datos de historiales de producción, pruebas de incremento de presión, costos aproximados de completación y pruebas iniciales de pozos del campo Shushufindi-Aguarico, para posteriormente organizarla en base de datos para utilizar el software OFM, después de la revisión de la información se seleccionaron 6 pozos del campo Shushufindi y 1 pozo del campo Aguarico.

Conforme el avance del proyecto se empleó el software Oil Field Manager para realizar historiales de producción y curvas de declinación de los pozos seleccionados. Además se interpretó los respectivos registros de los pozos para la determinación de nuevas zonas prospectivas saturadas de hidrocarburos, posteriormente se empleó el software PIPESIM para analizar el sistema de levantamiento artificial adecuado para las zonas punzonadas.

Para finalizar el proyecto se elaboró una estimación de los costos operacionales que implicarían los trabajos a realizarse para la ejecución del mismo y un análisis económico haciendo uso de indicadores financieros que se emplean para concluir que el proyecto será económicamente rentable.

CAPÍTULO 1

DESCRIPCIÓN GENERAL DEL CAMPO SHUSHUFINDI-AGUARICO

1.1. DESCRIPCIÓN DEL CAMPO SHUSHUFINDI-AGUARICO

1.1.1. ANTECEDENTES

El campo Shushufindi, está conformado por la estructura Shushufindi-Aguarico y fue descubierto en 1969 con el pozo Shushufindi-1, cuya perforación inició el 4 de diciembre de 1968 y alcanzó una profundidad de 9.772 pies. Las pruebas efectuadas arrojaron 2.621 BPPD de 32,5° API del reservorio T y 2.496 BPPD de 26,6° API del reservorio U.

La producción del campo arrancó en agosto de 1972 alcanzando su pico en agosto de 1986 con un promedio diario de 126.400 barriles.

Este campo tuvo reservas iniciales probadas de 1.589,25 millones de barriles, reservas que representan alrededor del 18% de todas las reservas de la Cuenca Oriente. A principios del año 2012 se inicia un proceso de optimización de la producción mediante la perforación de más de 60 pozos y varios trabajos de reacondicionamiento logrando un incremento de producción de 43.000 BPPD a 75.000 BPPD.

A mayo del 2014 se han perforando alrededor de 230 pozos, históricamente este campo no ha presentado mayores problemas en su operación gracias a la nobleza de sus reservorios y la perfección de su sistema hidrodinámico.

Gracias a diferentes estudios obtenidos de análisis de núcleos y nuevas tecnologías en recuperación secundaria y terciaria, se alcanzó una producción de 90 mil barriles de petróleo por día.¹

1.1.2. UBICACIÓN GEOGRÁFICA DEL CAMPO SHUSHUFINDI-AGUARICO

El campo Shushufindi está ubicado en la provincia de Sucumbíos, cantón Shushufindi, se encuentra ubicado en el eje de la Cuenca Oriente o Llanura Amazónica, forma parte del corredor Sacha - Shushufindi en la provincia de Sucumbíos a 250 km al Este de Quito y 35 km al Sur de Colombia. (Ver Fig. 1.1).

Este campo se extiende desde los 00° 06' 39" a los 00° 17' 58" latitud Este hasta los 76° 36' 55" de longitud Oeste.

¹ Baby, P., Rivadeneira, M. & Barragán, R. (2014). La Cuenca Oriente. Quito, Ecuador. (pp. 346).

FIGURA 1.1 UBICACIÓN DEL CAMPO SHUSHUFINDI



Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarbúfero (ARCH)
Elaboración: PETROAMAZONAS EP

1.2. ESTADO ACTUAL DEL CAMPO SHUSHUFINDI-AGUARICO

PETROAMAZONAS EP perforó 11 pozos de desarrollo en el campo Drago y 27 pozos de desarrollo en el campo Shushufindi – Aguatico; en total se perforaron 38 pozos en el año del 2014.

En gastos operacionales (OPEX) de reacondicionamiento se realizaron 113 trabajos, obteniéndose una recuperación de producción de 36.722 barriles de petróleo por día. Mientras que en inversiones de capital (CAPEX) para reacondicionamientos se realizó 27 trabajos, con un incremento de producción de 4.214 barriles de petróleo por día.

Se realizó por parte de PETROAMAZONAS EP la completación y pruebas iniciales en 15 pozos en el campo Drago lográndose un incremento de producción de 6.029 barriles de petróleo y 31 pozos en el Campo Shushufindi – Aguatico, incrementándose 39.336 barriles de petróleo.²

² Petroamazonas EP. (2014). Informe Anual de Operaciones

1.2.1. PRODUCCIÓN ACTUAL DEL CAMPO SHUSHUFINDI - AGUARICO

El campo Shushufindi está constituido por las siguientes estaciones de producción: Estación Aguarico, Estación Central, Estación Norte, Estación Sur, Estación Sur-Oeste.

La producción diaria promedio del campo Shushufindi hasta el 08 de septiembre del 2015 es de 74.400,96 BPPD y de 145.454,82 BAPD.

En la Tabla 1.1 se muestra la producción existente por estaciones del Campo Shushufindi – Aguarico en barriles de fluido por día (BFPD), barriles de petróleo por día (BPPD) y barriles de agua por día (BAPD).

**TABLA 1.1
PRODUCCIÓN POR ESTACIONES DEL CAMPO SHUSHUFINDI-AGUARICO**

CAMPO	FLUIDO (BFPD)	NETO (BPPD)	AGUA (BAPD)	GRAV API °	BSW%	ACUM.	ACUM.	PROM.	PROM.
						MENSUAL	ANUAL	MENSUAL	ANUAL
AGUARICO	41.321,25	17.243,30	24.077,95	29,00	58,30	138.922,07	4.540.566,23	17.365,26	18.089,91
SHUSHUFINDI CENTRAL	45.402,13	14.185,61	31.216,52	29,60	68,80	114.107,42	3.077.446,81	14.263,43	12.260,74
SHUSHUFINDI NORTE	52.121,11	21.419,72	30.701,39	27,90	58,90	168.018,78	5.058.475,18	21.002,35	20.153,29
SHUSHUFINDI SUR	44.302,75	9.743,28	34.559,47	28,10	78,00	79.956,14	2.595.893,52	9.994,52	10.342,21
SHUSHUFINDI SUR OESTE	36.708,54	11.809,05	24.899,49	19,60	67,80	94.338,32	3.085.755,61	11.792,29	12.293,85
Total	219.855,78	74.400,96	145.454,82			595.342,73	18.358.137,35	74.417,85	73.140,00

Fuente: PETROAMAZONAS EP, 2015.
Elaboración: PETROAMAZONAS EP.

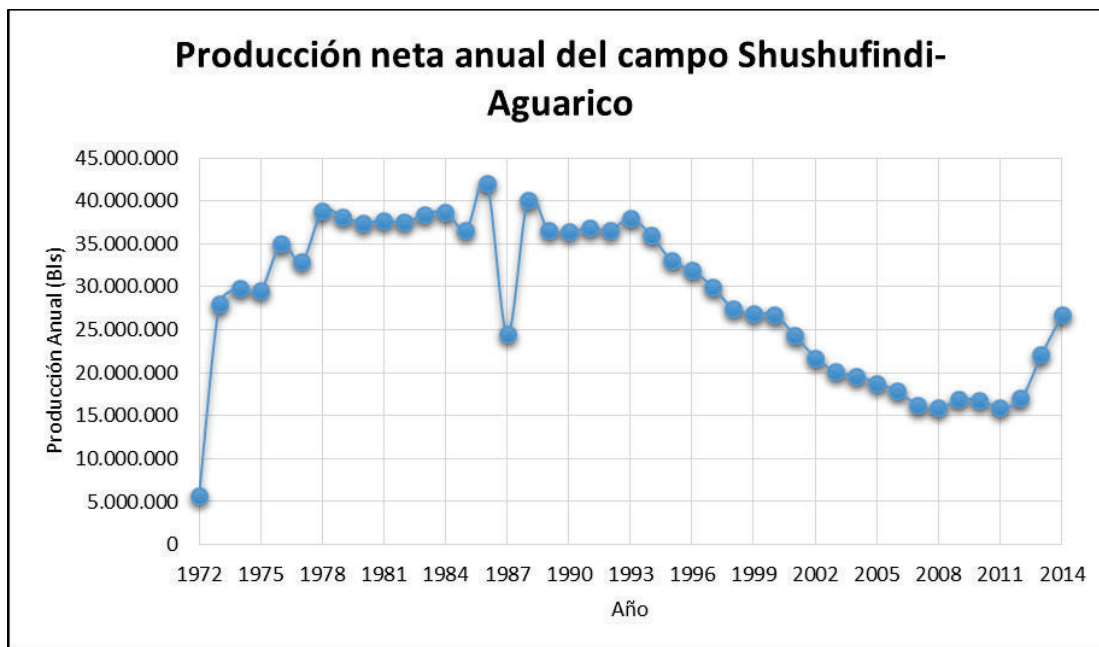
1.3. HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO SHUSHUFINDI - AGUARICO

La producción del campo arrancó en agosto de 1972 alcanzando su pico en agosto de 1986 con un promedio diario de 126.400 barriles de petróleo, la caída de producción que se observa en el año de 1987 (ver figura 1.2) se debe al terremoto que aconteció en ese año, cuyo epicentro fue junto al volcán Reventador que dejó inhabilitado un tramo de 70 km del Sistema de Oleoducto Transecuatoriano, lo que bloqueó la exportación de petróleo por más de cinco meses.

A partir de 1995 empieza una declinación natural del campo, a principios del año 2012 se inicia un proceso de optimización de producción y reacondicionamiento lo que aumenta la producción a 75.000 BPPD.

La producción del activo Shushufindi al 31 de diciembre del año 2014 terminó con 90.895 BPPD, dicho aumento en la producción se debe a que en este campo se firmó el consorcio Shushufindi desde el 2012, el mismo que ha realizado trabajos de reacondicionamiento logrando excelentes resultados. Los datos de producción neta del campo Shushufindi-Aguarico se encuentran en la Tabla 1.2.

FIGURA 1.2 PRODUCCIÓN NETA DE PETRÓLEO DEL CAMPO SHUSHUFINDI - AGUARICO



Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero (ARCH)

Elaborado por: Santiago Moromenacho; Diego Salinas.

En la siguiente tabla (Tabla 1.2) se muestra el historial de producción anual del campo Shushufindi – Aguarico hasta el año de 2014.

TABLA 1.2
HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO SHUSHUFINDI – AGUARICO

AÑO	Producción Anual (BLS)	AÑO	Producción Anual (BLS)
1972	5.744.283	1994	35.966.786
1973	28.015.270	1995	33.019.454
1974	29.878.542	1996	31.882.716
1975	29.589.640	1997	29.987.113
1976	35.044.993	1998	27.427.148
1977	32.872.029	1999	26.936.774
1978	38.812.730	2000	26.701.747
1979	38.058.869	2001	24.334.266
1980	37.455.897	2002	21.764.294
1981	37.703.977	2003	20.096.496
1982	37.495.974	2004	19.647.226
1983	38.426.424	2005	18.817.662
1984	38.704.054	2006	17.866.366
1985	36.643.136	2007	16.200.522
1986	42.097.411	2008	15.924.027
1987	24.493.291	2009	16.861.885
1988	40.043.593	2010	16.851.486
1989	36.643.136	2011	15.974.316
1990	36.453.623	2012	17.025.873
1991	36.814.774	2013	22.143.769
1992	36.591.317	2014	26.767.214
1993	37.925.693		

Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero (ARCH), 2015.
 Elaborado por: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero (ARCH).

1.4. LITOLOGÍA Y ESTRATIGRAFÍA

El área del campo Shushufindi-Aguarico forma parte de la Cuenca Amazónica, desarrollada entre el Cratón Guayano-Brasileño al Este y el arco volcánico andino al Oeste, en el que se desarrolló un extenso ambiente sedimentario tectónico. La cuenca se extiende desde Venezuela al Norte hasta Bolivia al Sur.³

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, la estructura tiene una longitud aproximada de 33 km y un ancho entre 6 y 7 km correspondiente a un área de 43.200 acres.

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.

Los reservorios T y U se consideran el resultado de caídas en el nivel del mar, que dieron lugar a valles, sobre los que se depositaron secuencias arenosas, que evolucionan desde un ambiente fluvial-estuarino hasta culminar en areniscas glauconitas y lodos de plataforma marina somera.

Estos reservorios están limitados en el flanco Este por fallas no completamente sellantes y en otras direcciones por acuíferos laterales que se extienden regionalmente los cuales son muy activos en los extremos Norte y Sur, cuyas presiones se han mantenido parecidas a las originales luego de 30 años.

Las formaciones Hollín y Napo (areniscas T y U) están asociadas a depósitos de Cretácico Inferior a medio, mientras que las areniscas Basal Tena corresponden a depósitos del Cretácico Superior.

La arenisca U es cuarzosa, con presencia ocasional de feldespatos y fragmentos líticos. Entre los minerales accesorios se describen circón, muscovita y glauconita.

La arenisca T es de grano medio grueso con ocasionales finos, con idénticos minerales que la arenisca U. La matriz es caolinítica y en menos proporción clorítica.

Hollín constituye una secuencia de arenisca que subyace la mayor parte de la secuencia litológica de la Cuenca Oriente, es parte de un complejo fluvio-aluvial, está compuesta de areniscas cuarzosas masivas de color blanco, cuyos granos varían de fino a grueso, sub-angulares a sub-redondeados. Es común observar estratificación cruzada y ocasionalmente otras características sedimentarias de alta energía. Las capas están marcadas por finas intercalaciones de lutitas oscuras micáceas, así como, de lutitas negras carbonosas, en la parte superior de la formación.⁴

³ Baby, P., Rivadeneira, M. & Barragán, R. (2014). La Cuenca Oriente. Quito, Ecuador.

⁴ Petroamazonas EP. (2015). Estudio Técnico para Reinyección de Agua en el pozo Shushufindi-104D.

La formación Hollín, es un reservorio subyacente a todos los otros reservorios, donde se mantiene una presión muy fuerte por un acuífero activo. En el campo Shushufindi – Aguarico esta formación es utilizada para la inyección de agua de formación por lo que no se la considera como una zona productora.

En cuanto a los parámetros petrofísicos de los reservorios principales, se tiene que, la arenisca U Inferior, presenta porosidades del orden del 15% al 18%, permeabilidad absoluta entre 250 mD y 400 mD y saturación de agua de 20%, el reservorio T Inferior tiene una porosidad de 18% una permeabilidad absoluta entre 300 mD y 600 mD y una saturación de agua del 18%.

TABLA 1.3
CARACTERISTICAS DE LAS ARENAS PRODUCTORAS

	Basal Tena	U	T
Profundidad promedio (pies) TVD	8.120	8.650	9.170
Espesor saturado de petróleo, ho (pies)	16	52	48
Porosidad (%)	17	18	15
Permeabilidad (mD)	150	40 - 1.100	10 - 900
Área, A (Acres)	10.977	36.376	38.415
Factor de recobro, FR (%)	30	45	53

Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero (ARCH), 2014.

Elaborado por: Santiago Moromenacho; Diego Salinas.

1.4.1. FORMACIONES PRODUCTORAS

Las principales formaciones productoras del campo Shushufindi-Aguarico son la formación Tena y la formación Napo. Siendo la principal de Tena la formación Basal Tena y de Napo las areniscas T y U.

1.4.1.1. Formación Tena

Esta formación está compuesta principalmente por arcillolita con intercalaciones de limolita, es de ambiente continental. La arcillolita presenta una coloración que va desde el café rojizo hasta el crema, presenta una textura terrosa a cerosa, ligeramente calcárea, su dureza va de suave a duro mientras que la limolita es gris clara o gris verdosa, es suave con una textura terrosa y contenido ligeramente calcáreo. Tiene un espesor de 712 pies, encontrándose su tope a 7.526 pies y su base a 8.238 pies, de profundidad.

Basal Tena

Esta formación está compuesta por arenisca con intercalaciones de arcillolita y limolita, posee valores de porosidad de 17,09%. Tiene un espesor de 225 pies de donde el espesor neto de petróleo es de 13,68 pies y una Sw de 26,59%, la arenisca es suave de color blanca a transparente, presenta una composición de grano cuarzoso de grano medio a grueso y forma del grano sub-redondeado. Tiene una porosidad regular con inclusiones de pirita. La arcillolita es

moderadamente dura y su color varía desde un color café a un café rojizo, de textura terrosa y ligeramente calcáreo. Encontrándose su tope a 8.013 pies y su base a 8.238 pies, de profundidad.

1.4.1.2. Formación Napo

Posee características variables en la zona superior y presenta una secuencia intercalada de lutitas, calizas, areniscas. Esta formación tiene un espesor de 1.008 pies y se encuentra en contacto concordante con la formación Hollín y discordante con la formación Tena. Hacia la parte media se hallan los reservorios correspondientes a Arenisca “U” y Arenisca “T”, finalmente hacia la base, predominan lutitas con intercalaciones de caliza. Encontrándose su tope a 8.238 pies y su base a 9.246 pies de profundidad.

Las lutitas son de color gris, gris oscuro o negra, son moderadamente duras con forma de corte sub-laminar, de textura cerosa a terrosa y contenido no calcáreo, las calizas son de color crema, gris oscuro, crema moteada con negro su dureza es suave a dura.

Arenisca “U” Superior

Es una arena productora con presencia de hidrocarburos, está compuesta por arenisca con intercalaciones de lutita y caliza. Posea valores de porosidad de 11,38%, tiene un espesor de 578 pies, de donde el espesor neto de petróleo es de 6,87 pies a 50 pies y una Sw de 30,26%. La arena es blanca con una composición de grano cuarzoso muy fino a fino y cemento calcáreo, con inclusiones de glauconita y pirita. Por otra parte, la lutita es gris oscura con un contenido ligeramente calcáreo con inclusiones de pirita de dureza suave, mientras que la caliza es moderadamente suave de color blanco a gris claro y no presenta contenido de hidrocarburos. Encontrándose su tope a 8.238 pies y su base a 8.816 pies de profundidad. (Ver anexo 1)

Arenisca “U Inferior”

Existe presencia de hidrocarburos, compuesta de arenisca con intercalaciones finas de lutita, posee valores de porosidades del 15% y 17%, y posee un espesor de 232 pies, de donde el espesor neto de petróleo es de 23,4 pies y una Sw del 20%., encontrándose su tope a 8.844 pies y su base a 9.076 pies de profundidad. La arena es cuarzosa con una matriz en parte caolinítica con un tamaño de grano medio, en ocasiones grueso y con una forma sub-redondeada, la lutita posee un color que varía entre gris a gris oscura presenta un contenido ligeramente calcáreo con inclusiones de pirita. (Ver anexo. 1)

Arena “T” Superior

Está formada por arenisca glauconítica intercalada con capas de lutita y de caliza, esta arena tiene un comportamiento semejante a la arena “U” Superior debido a que fue depositada en un ambiente de plataforma marino somera. Posee valores de porosidad de 11,35% una Sw de 39,24% y posee un espesor de 76 pies, de

donde el espesor neto de petróleo es de 12,39 pies, encontrándose su tope a 9.100 pies y su base a 9.176 pies de profundidad.

La Arenisca es suelta y de grano redondeado fino a muy fino, de una coloración blanca, café clara o transparente a traslúcida, exhibe presencia de hidrocarburos en forma de manchas. Las calizas por su parte presentan un color que varía del gris oscuro a gris claro son duras y sin presencia de hidrocarburo. La lutita es ligeramente calcárea suave o modernamente dura y de un color negro o gris oscuro. (Ver anexo. 1)

Arena “T” Inferior

Esta arena está compuesta de arenisca con intercalaciones de lutita y caolín, posee valores de porosidad del 15%, una Sw del 18% y posee un espesor de 70 pies, de donde el espesor neto de petróleo es de 24,5 pies. Encontrándose su tope a 9.176 pies y su base a 9.246 pies de profundidad.

La arenisca es blanca con una composición del grano cuarzoso de grano fino y redondeado, presenta una matriz caolinítica y cemento ligeramente calcáreo, existe presencia de hidrocarburos. La lutita presenta un color café grisáceo es suave y no presenta contenido calcáreo. (Ver anexo 1)

1.4.1.3. Formación Hollín

Está ubicada por encima de la formación Misahuallí y en contacto bajo la formación Napo, tiene un espesor de 390 pies y un espesor neto de petróleo de 17,08 pies, con una profundidad total de 10.340 pies presenta un acuífero de fondo por lo que posee un mecanismo de empuje hidráulico. Posee valores de porosidad de 12,54% y una Sw de 37,06%.

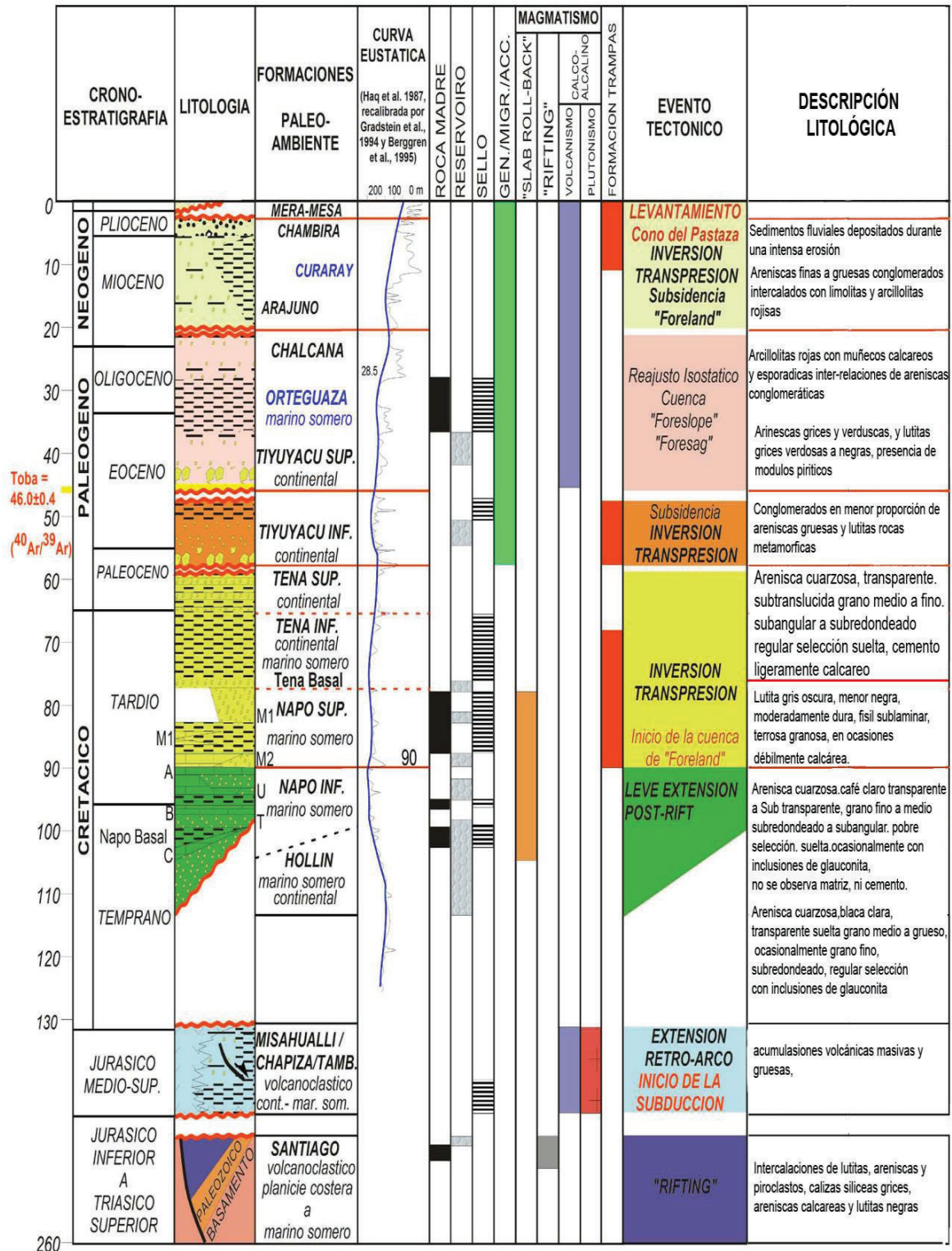
La Arenisca de esta formación es gris claro o blanca, presenta una composición cuarzosa con inclusiones de glauconita, el tamaño del grano es fino a muy fino de forma sub angular o sub redondeado, la lutita tiene una coloración gris oscura o negra es moderadamente dura en su composición no presenta calcárea y contiene inclusiones de mica.

TABLA 1.4
RESERVORIOS PRODUCTORES DEL CAMPO SHUSHUFINDI – AGUARICO

FORMACIÓN	UNIDAD	RESERVORIO
NAPO	U INFERIOR	PRIMARIO
	T INFERIOR	
NAPO	U SUPERIOR	SECUNDARIO
	T SUPERIOR	
TENA	BASAL TENA	

Fuente: PETROAMAZONAS EP, 2015
Elaboración: PETROAMAZONAS EP.

FIGURA 1.3 COLUMNA ESTRATIGRÁFICA Y LITOLÓGICA DEL ORIENTE ECUATORIANO



Fuente: Modificado. Baby, P., Rivadeneira, M., & Barragán, R. (2014), La Cuenca Oriente.

1.5 PRESIONES DEL CAMPO SHUSHUFINDI – AGUARICO

La presión inicial de la arena “U” era 3.867 psi, de la arena “T” era 4.050 psi y de la arena Basal Tena era de 2.940 psi. De acuerdo al historial de producción se ha observado un descenso de 60 psi por año, las presiones actuales de las arenas “U” y “T” son 2.234 psi y 3.659 psi respectivamente. ⁵

1.6 PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS

El crudo del yacimiento “T” presenta un grado API de 29° y el de “U” 28° API con predominio de los crudos de menos de 30° API. El contenido de azufre de “T” oscila entre 0,52-0,64% en peso, muy inferior al crudo más agrio de “U”, cuyo contenido es de 1,10 – 1,22%. En resumen, el crudo del yacimiento “T” es de mejor calidad que el de “U”, y a su vez, el crudo de “U” Superior tiene menor contenido de Níquel y Vanadio.

La viscosidad del agua está entre 0,25 y 0,5 (cp) por lo cual la movilidad del agua es más alta que las del petróleo, esto refleja la alta producción de agua.

TABLA 1.5
CARACTERÍSTICAS DE LOS FLUIDOS DE FORMACIÓN DE LAS ARENAS

PARÁMETRO	ARENISCA “U”	ARENISCA “T”	BASAL TENA
Pi (psi)	3.687	4.050	2.940
Pb (psi)	1.050	1.061	870
T (°F)	218	218	185
°API	28,5	29,5	24
GOR (PCS/BF)	233	386	187
β_o (BLS/BF)	1,302	1,305	1,175
μ_{io} (cp)	2,471	1,08	4,959
μ_{ob} (cp)	1,924	0,79	3,959
μ_w	0,47	0,46	0,43
Salinidad NaCl	99.000	23.000	107.000

Fuente: PETROAMAZONAS EP.

Elaborado por: Santiago Moromenacho; Diego Salinas.

1.7 RESERVAS DEL CAMPO SHUSHUFINDI – AGUARICO

Las reservas del campo Shushufindi – Aguatico al año 2013 en los principales yacimientos T y U es de 1.948.812.070 BLS in situ y 1.776.013.017 BLS in situ respectivamente, correspondiéndoles un factor de recobro para T del 45,03% y a U del 29,46% los cuales se describen en la Tabla 1.4 y en la Tabla 1.5 se

⁵ Salazar, A. (2014). “Actualización de las reservas y ubicación de pozos de relleno para incrementar la producción del campo Shushufindi”. Tesis de Grado EPN, Quito, Ecuador.

presenta las reservas probadas, probables y °API, además de la producción acumulada y reservas remanentes de dicho año.

TABLA 1.6
RESERVAS DEL CAMPO SHUSHUFINDI - AGUARICO

Campo	Yacimiento	Petróleo In Situ BLS.	Factor de Recobro %	Reservas al 31/12/2013		
				Probadas BLS.	Probables BLS.	Totales BLS.
SHUSHUFINDI - AGUARICO	T	1.948.812.070	45,03	877.584.686	11.023.000	888.607.686
	U	1.776.013.017	29,46	523.597.444	15.027.000	538.624.444
	Subtotal	3.848.438.922	-	1.409.767.111	26.050.000	1.435.817.111

Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero (ARCH), 2015.

Elaborado por: Santiago Moromenacho; Diego Salinas.

En la tabla 1.5 se presenta la producción acumulada, reservas remanentes y el grado °API de los yacimientos T y U del campo Shushufindi – Aguatico.

TABLA 1.7
PRODUCCIÓN ACUMULADA Y RESERVAS REMANENTES DEL CAMPO SHUSHUFINDI-AGUARICO

Campo	Yacimiento	Producción Acumulada BLS. 31/12/2013	Reservas Remanentes BLS. 31/12/2013	° API
SHUSHUFINDI - AGUARICO	T	784.450.402	93.134.284	29,5
	U	421.075.408	102.522.036	28,5
	Subtotal	1.211.716.730	198.050.381	28,88

Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero (ARCH), 2015

Elaborado por: Santiago Moromenacho; Diego Salinas.

CAPÍTULO 2

SELECCIÓN DE LOS POZOS Y ZONAS PROSPECTIVAS

La selección de los pozos y las zonas prospectivas se realizan en base a un estudio de diferentes parámetros petrofísicos, la interpretación de registros de pozos y un análisis de las producciones de los pozos del campo Shushufindi-Aguarico utilizando curvas de declinación.

2.1. REGISTROS DE POZOS

Los registros de pozos, es la práctica de hacer un registro detallado de las formaciones geológicas presentes en un pozo perforado. El registro puede estar basado en mediciones físicas realizadas por instrumentos bajados en el pozo.

Es un gráfico X-Y en donde el eje Y representa la profundidad del pozo y al eje X representa los valores de algunos parámetros del pozo como son: porosidad, densidad, tiempo de tránsito, resistividad, diámetro del agujero.

Algunos tipos de registros pueden realizarse durante cualquier fase de un pozo como: la perforación, completación, producción o al momento de abandonar. Así como en pozos perforados de petróleo - gas, agua subterránea, exploración geotérmica, y como parte de los estudios ambientales y geotécnicos.

Con los registros de pozos se puede conocer la siguiente información:

- a) Detectar yacimientos potenciales
- b) Determinar el contacto agua-petróleo (CAP)
- c) Localizar zonas porosas, permeables y sus respectivos valores
- d) Localizar acuíferos
- e) Determinar las saturaciones de petróleo y agua
- f) Determinar el espesor de las zonas de interés

Existen varios tipos de registros los cuales ayudan a la caracterización de las formaciones entre los cuales tenemos:

1. Registros de Resistividad: para definir la columna de hidrocarburos.
 - a. Registro de Inducción
 - b. Laterolog
 - c. Microlaterolog
2. Registros de Porosidad: para determinar el volumen poroso.
 - a. Sónico
 - b. Densidad
 - c. Neutrónicos
3. Registros de Litología: para determinar la roca yacimiento.
 - a. Gamma Ray (Rayos Gamma)
 - b. SP (Potencial Espontáneo)

2.1.1. REGISTROS DE RESISTIVIDAD

Mide la resistividad eléctrica del subsuelo, que es la capacidad de impedir el flujo de corriente eléctrica, expresado en ohm-m. El registro de resistividad es fundamental en la evaluación de formaciones porque los hidrocarburos no conducen la electricidad.⁶

Los minerales de arcilla y algunos otros minerales, tales como la piritita, también son conductores de electricidad y reducen la diferencia. Algunos dispositivos de medición, tales como los registros de inducción y de resistividad de propagación, pueden responder en forma más directa a la conductividad, pero se presentan en la resistividad.

Para las mediciones de resistividad existen algunos registros entre los cuales hay: registro de inducción, laterolog y microlaterolog.

2.1.1.1. Inducción

Fue diseñado para medir la resistividad de la formación, operando en pozos que contienen lodos a base de petróleo, es decir lodos no conductivos.

2.1.1.2. Laterolog

Para la medición de la resistividad con el laterolog se reduce considerablemente las influencias del pozo y de las formaciones circundantes, forzando a la corriente de medición a fluir radialmente, hacia la formación que se está midiendo.

Una versión del laterolog que se lo conoce como Dual laterolog, es una combinación de un aparato de corta investigación, como uno de investigación profunda, los cuales son corridos secuencialmente. Este diseño permite la determinación de la extensión de la zona invadida y por tanto más exactas evaluaciones de resistividades verdaderas (R_t).

2.1.1.3. Microlaterolog

Este registro consiste en un aparato de corriente enfocada mide principalmente a la resistividad de la zona lavada (R_{xo}), es preciso para una profundidad de invasión mayor que 4 pulgadas. La influencia de la costra de lodo es despreciable para costras menores que 3/8 de pulgada, pero incrementa rápidamente para espesores más grandes.

2.1.2. REGISTROS DE POROSIDAD

La porosidad de las rocas puede obtenerse a partir del registró sónico, el registro de densidad o el registro de neutrones. Son tres técnicas de registros que responden a las características de la roca adyacente al agujero, su profundidad de investigación es de sólo unas cuantas pulgadas y por lo tanto está generalmente dentro de la zona invadida⁷.

⁶ Schlumberger.(2015). Oilfield Glossary. Recuperado de http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/r/resistivity_log.aspx

⁷ Schlumberger. (1997). Principios y Aplicaciones de la Interpretación de los registros. pp. 33.

2.1.2.1. Registro Sónico

Este registro es grabado gracias a una herramienta sónica que consiste de un transmisor que emite impulsos sónicos, un receptor que capta y registra los impulsos sónicos.

Dicho sonido emitido del transmisor choca contra las paredes del agujero. Esto establece ondas de compresión y de cizallamiento dentro de la formación, ondas dirigidas dentro de la columna de fluido

2.1.2.2. Registro de Densidad

Los registros de densidad se usan principalmente como registros de porosidad y responde a la densidad de los electrones en las formaciones, tiene otros usos que incluyen identificación de minerales en depósitos de evaporitas, detección de gas, determinación de la densidad de hidrocarburos, evaluación de arenas con arcilla y de litologías complejas, determinación de producción de lutitas con contenido de aceite, etc.

2.1.2.3. Registro Neutrónico

Los registros neutrónicos se utilizan principalmente para delinear formaciones porosas y para determinar su porosidad. Responden principalmente a la cantidad de hidrógeno en la formación. Por lo tanto, en formaciones limpias cuyos poros estén saturados con agua o hidrocarburos, el registro de neutrones refleja la cantidad de porosidad saturada de fluido.

En las zonas de gas con frecuencia pueden identificarse al comparar el registro de neutrones con otro registro de porosidad o con un análisis de muestras.

Las lecturas de porosidad se calculan y graban directamente en el registro, un programa proporciona automáticamente las correcciones necesarias en agujeros llenos de líquido para peso del lodo, salinidad, temperatura y variaciones, en el tamaño del agujero.

2.1.3. REGISTROS LITOLÓGICOS

La identificación de la litología es fundamental para toda caracterización del reservorio debido a las propiedades físicas y químicas de las rocas que contienen hidrocarburos y agua. La comprensión de la litología es importante pues se realizan cálculos petrofísicos precisos como porosidad, saturación de agua, permeabilidad.⁸

2.1.3.1. Registro Gamma Ray

El Registro de Gamma Ray (GR) mide la radioactividad natural de las formaciones, es muy útil en la identificación de litología, para la correlación de zonas, delinear capas de lutita y para determinar la proporción de arcilla en una roca potencialmente yacimiento.

⁸ APPG Wiki. (2015). Quick-look lithology from logs. Recuperado de: http://wiki.aapg.org/Quick-look_lithology_from_logs.

Los rayos gamma son impulsos de alta-energía de ondas electromagnéticas que son emitidas espontáneamente por algunos elementos radioactivos como Potasio, Uranio, y Torio, estos elementos tienden a concentrarse en arcillas y lutitas por lo que presentan una alta radioactividad mientras las formaciones limpias la radioactividad tiende a ser baja.

El perfil de rayos Gamma puede ser registrado en pozos entubados, lo que hace muy útil en la determinación y reacondicionamiento, es utilizado frecuentemente como sustituto del potencial espontáneo, también se usa en ubicación de capas arcillosas.

2.1.3.2. Registro de Potencial Espontáneo

EL registro de potencial espontáneo (SP) fue una de las primeras mediciones usadas en la industria petrolera, y continúa jugando un rol significativo en la interpretación de los registros de pozos.

La corriente espontánea se genera debido a que las formaciones contienen agua las cuales portan componentes salinos, y es el movimiento de los iones de estas sales los que generan una corriente eléctrica.

En esta técnica las corrientes se originan a partir de corrientes naturales que se encuentran en los espacios vacíos de las rocas porosas, y que es detectada en la sonda especializada que se coloca dentro del pozo.⁹

La curva SP es un registro de la diferencia de potencial de un electrodo móvil en el pozo y un potencial fijo en un electrodo de superficie, en función de la profundidad.

Es útil en pozos llenos de lodo para:

- a) Detectar capas permeables
- b) Ubicar sus límites y permitir la correlación entre capas.
- c) Determinar valores de R_w (resistividad del agua de formación).
- d) Dar valores cualitativos del contenido arcilloso de una capa

2.1.3.3. Registro Caliper

Es uno de los registros más sencillos que se corren en el pozo. Este registro contribuye a la determinación del diámetro del pozo es muy importante para interpretación de registros. Es un elemento muy utilizado para determinar litologías y zonas fracturadas, medir variaciones de diámetro a través de tubería para conocer su estado físico, así como para hacer correcciones a algún tipo de registros.

Un registro Caliper es una herramienta que proporciona una medición continua del tamaño y la forma de una perforación, tubería o paso previo para una correcta cementación a lo largo de la profundidad del pozo.

⁹ Falla, E. (2005). Interpretación de Registros de Pozos de Petróleo. (Tesis Digital). UNMSM. Lima, Perú.

2.2. CURVAS DE DECLINACIÓN

El análisis de las curvas de declinación ha sido el método más utilizado para predecir la producción de campos de petróleo y gas. Al inicio estos análisis se consideraron prácticas empíricas pues las técnicas tienen pocas bases teóricas fundamentales, sin embargo, la simplicidad y el éxito de sus pronósticos amplió su uso y así alcanzaron una aceptación general.¹⁰

Las curvas típicas para el análisis de declinación consisten en representar en papel semilog la tasa de producción vs el tiempo y tratar de ajustar los datos en una línea recta. Este método de análisis extrapola las observaciones de la historia de producción para estimar el comportamiento de la producción futura. En la estimación de las tasas de producción se realiza para fines como:

1. Pronosticar las reservas remanentes
2. Planificar a largo plazo las operaciones
3. Estimar algunas propiedades
4. Calcular posibles cargas fiscales

2.2.1. TIPOS DE CURVAS DE DECLINACIÓN

Existen tres tipos de curvas de declinación: exponencial, hiperbólica y armónica, las cuales se definen según la siguiente expresión básica general.

$$\frac{D}{D_i} = \left(\frac{q}{q_i}\right)^n$$

Dónde:

n : Exponente de declinación

D_i : Tasa de declinación al comienzo del período actual de declinación

2.2.2. DECLINACIÓN EXPONENCIAL

Es cuando la producción de un pozo varía de una manera constante con respecto al tiempo, gracias a esto se puede obtener la producción a lo largo de un periodo de tiempo y realizar el perfil de producción del pozo.

$$q = q_i * e^{-D_i * t}$$

Dónde:

q : Producción a un determinado tiempo, BFPD

q_i : Producción inicial, cuando inicia la declinación, BFPD

D_i : Declinación constante

t : Tiempo determinado de producción, Años

¹⁰ Magdalena Paris de Ferrer. (2009). Fundamento de Ingeniería de Yacimientos. Maracaibo, Venezuela. (pp.503).

2.2.3. DECLINACIÓN HIPERBÓLICA

En esta declinación no es constante y cambia en función de la tasa de producción. A mayor tasa de producción, existe una mayor declinación.

$$q = q_i * (1 + nD_it)^{-1/n}$$

Dónde:

q : Producción a un período de tiempo, BFPD

q_i : Producción inicial, BFPD

D_i : Declinación hiperbólica

t : Tiempo de producción, años o meses

n : Factor de la tasa de producción ($0 < n < 1$)

2.2.4. DECLINACIÓN ARMÓNICA

Tipo de declinación la cual es proporcional a la tasa de producción.

$$q = q_i * (1 + D_it)^{-1}$$

Dónde:

q : Producción a un período de tiempo, BFPD

q_i : Producción inicial, BFPD

D_i : Declinación armónica

t : Tiempo de producción, Años o Meses

n : Factor de la tasa de producción ($n=1$)

2.3. SELECCIÓN DE LAS ZONAS PROSPECTIVAS

Las zonas prospectivas del campo Shushufindi-Aguarico son:

- Arena U Inferior
- Arena U Superior
- Arena T Inferior
- Arena T Superior

La energía de los yacimientos de Shushufindi-Aguarico proviene de tres fuentes:

- Los acuíferos periféricos
- El gas disuelto en el petróleo
- La expansión del sistema

Las arenas T Superior, U Inferior y U Superior tiene un aporte muy similar a la producción de petróleo, mientras que la arena T Inferior es la que presenta una mayor producción de agua debido a la cercanía con la formación Hollín, en la cual existe un acuífero activo, además se lleva a cabo trabajos de reinyección de agua de formación.

La producción de gas en las diferentes arenas es reducida en comparación a los otros fluidos producidos, esto se debe a que las presiones se mantienen por encima de la presión de burbuja lo que impide que se libere el gas en solución.

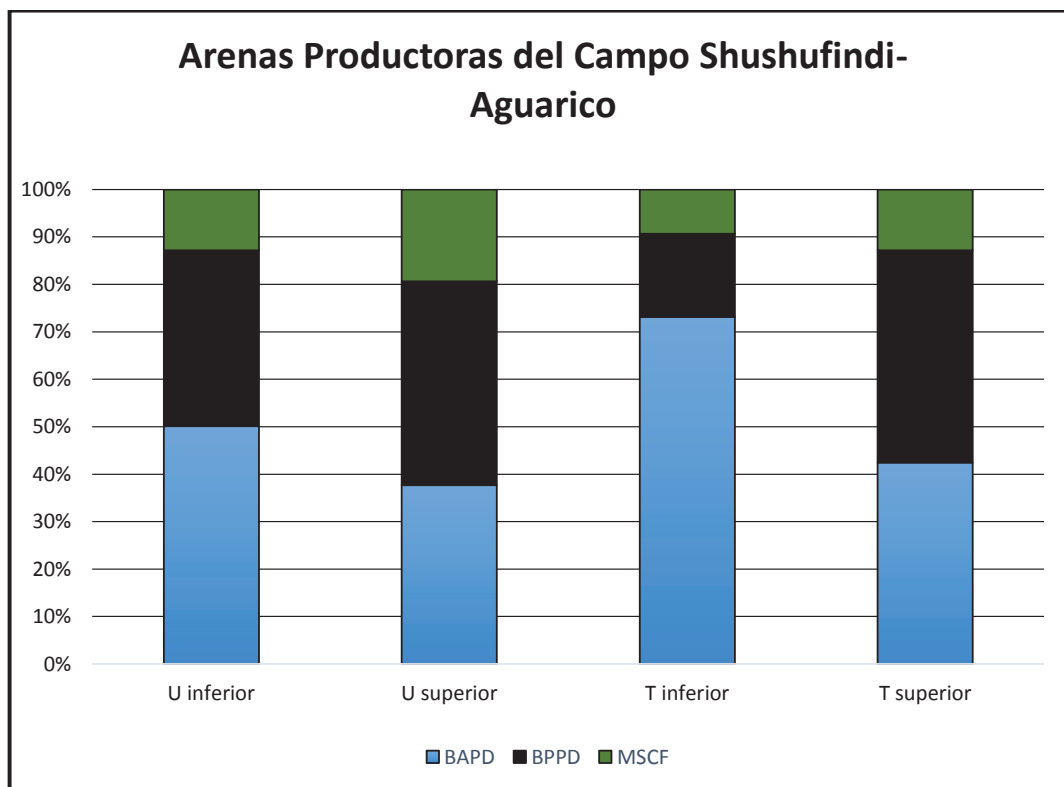
En el yacimiento T los acuíferos se activaron más rápido que en yacimiento U debido a la intensa producción. La intrusión de agua desde las arenas inferiores hacia T, confirman que la falla principal de Shushufindi no es impermeable, permitiendo el paso de fluidos y consecuentemente de presión. Por esta razón este yacimiento ha mantenido altos niveles de producción.

Estas areniscas presentan una permeabilidad es muy alta, las arenas son limpias y continuas, la zona con mejores valores de permeabilidad y porosidad se ubican generalmente a la base de la arenisca.

La transmisibilidad de la formación (kh) es mayor en la arena T, y la movilidad (Kh/u) permite condiciones de flujo más altos en la arenisca T que en la arenisca U.

Todo lo mencionado anteriormente se observa en la figura 2.1 donde se realiza un análisis comparativo de las arenas del campo Shushufindi – Aguarico.

FIGURA 2.1 ANÁLISIS COMPARATIVO DE LAS ZONAS PROSPECTIVAS DEL CAMPO SHUSHUFINDI-AGUARICO



Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero (ARCH)

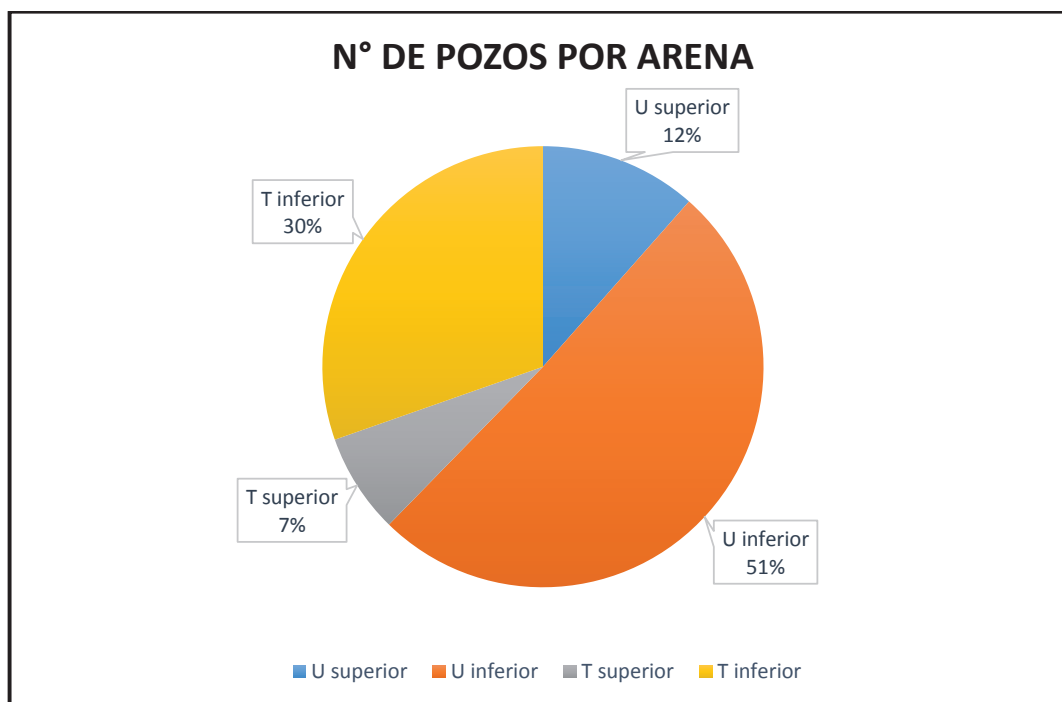
Elaborado por: Santiago Moromenacho; Diego Salinas.

De los 226 pozos productores que tiene el campo Shushufindi – Aguarico, el 63% de ellos se encuentran en la Arena U, esto se debe a que en esta arena se encuentran la mayor cantidad de reservas del campo.

La arena U Inferior presenta mejores características petrofísicas que la arena U Superior como se puede observar en el Capítulo 1, además de un espesor neto mucho mayor, por ende la mayor cantidad de pozos productores se encuentran en esta arena.

De acuerdo con la tabla 1.6, la arena T tiene un mayor factor de recobro que la arena U por lo que alrededor del 37% de los pozos productores se encuentran en esta zona y aún más en la Arena T Inferior a pesar de su alta producción de agua. Como se muestra en la figura 2.2.

FIGURA 2.2 POZOS PRODUCTORES POR ARENA



Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero (ARCH)
Elaborado por: Santiago Moromenacho; Diego Salinas.

2.4. SELECCIÓN DE LOS POZOS

En la tabla 2.1 se muestra la situación actual de los pozos del campo Shushufindi – Aguarico que consta de 226 pozos perforados, 167 pozos productores, 18 pozos reinyectores y 46 pozos cerrados. En la tabla 2.1 se detalla la situación de los pozos por campo.

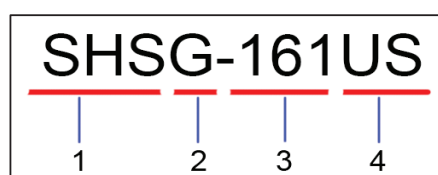
TABLA 2.1
SITUACIÓN DE LOS POZOS DEL CAMPO SHUSHUFINDI-AGUARICO

Estado de los pozos	Campo		Total
	Aguarico	Shushufindi	
Perforados	42	184	226
Productores	27	140	167
Cerrados	13	33	46
Reinyectores	2	16	18
Abandono	35	-	35

Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero (ARCH)
Elaboración: Santiago Moromenacho; Diego Salinas.

Anteriormente Petroecuador EP utilizaba la notación SSFD para nombrar a los pozos correspondientes al campo Shushufindi, actualmente el campo se encuentra a cargo de Petroamazonas EP la cual tiene su propia nomenclatura la cual se muestra en la figura 2.3.

FIGURA 2.3 EJEMPLO DE NOMENCLATURA DE LOS POZOS



Elaboración: Santiago Moromenacho; Diego Salinas.

- 1: Corresponde al nombre del campo donde se encuentra el pozo
- 2: Corresponde al path al cual pertenece el pozo
- 3: Corresponde al número del pozo dentro del campo
- 4: Indica la arena de la cual se encuentra produciendo el pozo

La tabla 2.2 presenta información de los pozos que se encuentran produciendo en el campo Shushufindi-Aguarico por estaciones, en donde se muestra además los barriles de petróleo, agua y miles de pies cúbicos de gas producidos por día.

Se observa también el contenido de agua libre (BSW, Basic Sediment and Water), la relación gas-petróleo (GOR, Gas-Oil Ratio), el grado API del petróleo y la bomba con la que fue completado el pozo.

TABLA 2.2
POZOS PRODUCTORES DEL CAMPO SHUSHUFINDI-AGUARICO

SHUSHUFINDI CENTRAL								
POZO	BFPD	BPPD	BAPD	BSW	MSCF	GOR	API	TIPO
								BOMBA
SHS-009TI	705	226	479	68,0	210	931	31,9	P18X
SHS-009TS	223	71	152	68,0	66	925	31,9	P18X
SHS-011TI	1.704	222	1.482	87,0	102	460	25,9	D1750N

TABLA 2.2 CONTINUACIÓN

POZO	BFPD	BPPD	BAPD	BSW	MSCF	GOR	API	T.
								BOMBA
SHS-042BTI	966	135	831	86,0	129	954	30,7	TD-1250
SHS-072US	332	289	43	13,0	147	509	32,9	D800N
SHS-073UI	1.062	212	850	80,0	70	330	26,6	DN1570
SHS-073US	118	24	94	80,0	8	328	26,6	DN1750
SHS-074TI	2.970	238	2.732	92,0	237	996	27,8	P-62X
SHS-074TS	330	26	304	92,0	26	996	27,8	P-62X
SHS-077TI	897	170	726	81,0	60	352	28,3	D1150N
SHS-077UI	315	60	255	81,0	21	352	28,3	D1150N
SHS-080US	234	187	47	20,0	154	823	30,8	D460N
SHS-081UI	1.206	386	820	68,0	166	430	20,5	DN-1150
SHS-089UI	588	441	147	25,0	138	313	26,6	DN-1800
SHS-185UI	1.122	269	853	76,0	198	735	26,0	DN-1150
SHS-187TI	2.202	176	2.026	92,0	203	1.152	26,7	SN- 2600
SHS-257UI	1.408	1.394	14	1,0	207	149	23,2	SN-3600
SHS-295TS	1.590	1.320	270	17,0	185	140	32,3	D1750N
SHSE-012BUI	2.850	257	2.594	91,0	60	234	32,0	DN-3500
SHSE-084UI	480	274	206	43,0	166	607	26,4	D800N
SHSE-096HR1US	720	432	288	40,0	141	326	27,0	D800N
SHSF-010BUI	186	43	143	77,0	143	3.343	24,4	30-225- RHBC-34-6- 4-4
SHSF-139TI	2.072	269	1.803	87,0	212	787	28,1	SN-2600
SHSF-140TI	1.008	383	625	62,0	157	410	29,8	GN-3200
SHSF-191TI	2.508	326	2.182	87,0	206	632	26,4	SN-2600
SHSG-159UI	1.062	297	765	72,0	200	673	23,8	D1050N
SHSG-160TI	342	222	120	35,0	184	828	31,5	D800N
SHSG-161US	276	30	246	89,0	55	1.812	28,0	D800N
SHSG-189UI	162	70	92	57,0	50	718	30,4	D460N
SHSI-119TI	1.788	268	1.520	85,0	175	652	28,1	P-23X
SHSI-133TI	1.302	443	859	66,0	150	339	24,0	SN-2600
SHSI-134UI	819	328	491	60,0	203	620	21,1	D1750N
SHSI-162TI	756	484	272	36,0	138	285	29,3	D1750N
SHSI-164TI	2.646	265	2.381	90,0	157	593	17,1	SN-2600
SHSI-256TI	1.956	1.095	861	44,0	248	226	31,5	SN-3600
SHSI-272UI	96	38	58	60,0	31	807	22,0	D460N
SHSK-106TI	2.460	836	1.624	66,0	194	232	33,2	SN-3600
SHSU-065US	256	253	3	1,0	55	217	34,5	D460N
SHSU-083UI	468	183	285	61,0	48	265	25,7	D725N
SHSU-083US	52	20	32	61,0	5	265	25,7	D725N
SHSV-090UI	468	56	412	88,0	57	1.015	27,0	D800N
SHSV-190UI	1.758	650	1.108	63,0	194	298	22,5	SN-2600
SHSV-192UI	956	832	124	13,0	300	361	27,8	D1750N
SHSV-292UI	384	115	269	70,0	58	503	28,7	D800N
SHS-001UI	1.331	1.225	106	8,0	162	132	25,7	D1750N
SHS-001US	85	78	7	8,0	10	132	25,7	D1750N

TABLA 2.2 CONTINUACIÓN

SHUSHUFINDI NORTE								
POZO	BFPD	BPPD	BAPD	BSW	MSCF	GOR	API	T.
								BOMBA
SHS-031TI	1.159	58	1.101	95,0	123	2.127	21,6	D1150N
SHS-031TS	101	5	96	95,0	11	2.127	21,6	D1150N
SHS-036UI	372	141	231	62,0	106	750	25,7	D800N
SHS-043TI	502	201	301	60,0	82	409	27,4	TD-1250
SHS-043UI	4	1	2	60,0	1	405	27,4	TD-1250
SHS-043US	375	150	225	60,0	61	409	27,4	TD-1250
SHS-046UI	140	101	39	28,0	75	744	21,0	D460N
SHS-051TI	336	84	252	75,0	22	262	24,0	D460N
SHS-054BT	558	458	100	18,0	234	511	23,9	P-6X
SHS-056TI	1.857	464	1.392	75,0	238	512	29,6	DN-2150
SHS-056TS	97	24	73	75,0	13	515	29,6	DN-2150
SHS-059UI	425	128	298	70,0	0	0	26,0	D460N
SHS-063UI	438	149	289	66,0	156	1.051	25,2	D800N
SHS-063US	18	6	12	66,0	7	1.051	25,2	D800N
SHS-064US	1.044	1.043	1	0,1	438	420	29,3	D1150N
SHS-066UI	156	86	70	45,0	0	0	25,1	30-175-RHBC
SHS-070TI	1.129	339	790	70,0	185	546	25,7	SN-2600
SHS-070TS	196	59	137	70,0	32	547	25,7	SN-2600
SHS-070UI	311	93	218	70,0	51	546	25,7	SN-2600
SHS-076TI	1.170	187	983	84,0	359	1.918	31,7	SN-2600
SHS-078UI	488	283	205	42,0	153	541	27,9	P-8X
SHS-086UI	1.172	246	926	79,0	131	532	25,5	P-12X
SHS-087TI	1.488	327	1.161	78,0	320	978	28,6	P-23X
SHS-099US	256	248	8	3,0	104	419	30,0	D460N
SHS-153UI	1.428	1.414	14	1,0	158	112	23,1	S2600N
SHS-204TI	1.696	119	1.577	93,0	211	1.777	30,3	D1750N
SHSB-135TI	1.016	244	772	76,0	122	500	32,0	DN-1050
SHSB-150UI	1.006	272	734	73,0	98	361	22,3	D1150N
SHSB-151TI	1.708	256	1.452	85,0	202	788	31,2	SN-2600
SHSB-151UI	1.265	101	1.164	92,0	129	1.275	22,7	SN-3600
SHSB-245TI	1.480	266	1.214	82,0	159	597	31,9	S6000N
SHSC-053UI	470	235	235	50,0	134	570	23,6	PF-10X
SHSC-208TI	1.053	253	800	76,0	154	609	26,6	D1750N
SHSC-208UI	451	108	343	76,0	66	609	26,6	D1750N
SHSC-250US	180	169	11	6,0	0	0	28,8	D460N
SHSH-154UI	496	169	327	66,0	108	640	25,6	D800N
SHSH-155UI	704	521	183	26,0	233	447	25,5	DN-1050
SHSH-201UI	802	674	128	16,0	255	379	29,2	DN-1800
SHSJ-071TI	2.460	517	1.943	79,0	220	426	28,0	D3500N
SHSJ-146TI	793	301	492	62,0	104	345	29,1	D1750N
SHSJ-146UI	427	162	265	62,0	56	345	25,9	DN-1750
SHSJ-149TI	628	38	590	94,0	121	3.211	28,1	DN-1150
SHSR-049UI	850	468	383	45,0	90	193	22,8	D1150N

TABLA 2.2 CONTINUACIÓN

POZO	BFPD	BPPD	BAPD	BSW	MSCF	GOR	API	T.
								BOMBA
SHSS-107BT	325	146	179	55,0	0	0	23,9	D475N
SHST-062BUI	900	639	261	29,0	340	532	25,1	D1050N
SHST-098UI	1.008	988	20	2,0	151	153	24,8	D1150N
SHST-109UI	1.224	796	428	35,0	149	187	27,2	D1150N
SHST-196UI	1.280	1.254	26	2,0	680	542	28,2	D1150N
SHST-233TI	2.296	666	1.630	71,0	172	258	30,1	SN-2600
SHST-234UI	944	699	245	26,0	403	577	28,1	D1150N
SHST-235TI	1.636	327	1.309	80,0	216	660	28,5	D1750N
SHST-261UI	1.372	1.098	274	20,0	162	148	26,1	D1750N
SHSW-088US	264	201	63	24,0	156	778	25,2	P-4X
SHSW-199UI	544	381	163	30,0	163	428	27,5	D800N
SHSW-205TI	3.636	1.200	2.436	67,0	660	550	26,8	GN-4000
SHSX-123S1US	224	177	47	21,0	0	0	31,8	D460N
SHSX-211US	234	77	157	67,0	0	0	27,9	D460N
SHSY-145TI	530	148	381	72,0	119	804	28,7	D1750N
SHSY-210TI	904	45	859	95,0	117	2.588	26,3	D1750N
SHUSHUFINDI SUR								
POZO	BFPD	BPPD	BAPD	BSW	MSCF	GOR	API	T.
								BOMBA
SHS-020BUS	1.995	399	1.596	80,0	104	261	23,4	SN-2600
SHS-023TI	2.604	312	2.292	88,0	67	214	26,9	P-35X
SHS-028TI	516	129	387	75,0	16	122	30,5	P-35X
SHS-028TS	98	25	74	75,0	11	446	30,5	P-35X
SHS-028UI	1.843	461	1.382	75,0	206	446	30,5	P-35X
SHS-045BTI	1.583	348	1.235	78,0	226	647	29,1	SN-3600
SHS-045BTS	853	188	665	78,0	121	647	29,1	SN-3600
SHS-067TI	1.768	124	1.644	93,0	135	1.091	28,9	GN-4000
SHS-068UI	2.660	266	2.394	90,0	155	583	27,2	P-35X
SHS-075TI	1.620	162	1.458	90,0	72	444	29,1	SN2600
SHS-079TI	2.474	247	2.227	90,0	143	578	25,6	SN-3600
SHS-082UI	727	225	502	69,0	65	287	28,9	GN-3200
SHS-082US	1.697	526	1.171	69,0	151	287	28,9	GN-3200
SHS-091TI	1.479	192	1.287	87,0	70	364	29,4	SN-2600
SHS-092UI	879	193	686	78,0	45	233	28,2	P12XH6SSD
SHS-095TS	988	593	395	40,0	143	241	29,8	D1050N
SHS-097TI	1.677	335	1.342	80,0	95	283	28,9	P-18X
SHS-126TS	369	358	11	3,0	195	545	29,1	D800N
SHS-179TI	1.519	365	1.154	76,0	109	299	29,4	D1150N
SHSA-002TI	660	165	495	75,0	65	394	30,2	D1150N
SHSA-122TI	2.475	371	2.104	85,0	110	296	28,1	SN-2600
SHSA-163TI	1.536	261	1.275	83,0	106	406	27,7	D1150N
SHSA-183TI	2.295	574	1.721	75,0	137	239	31,0	SN-3600
SHSA-221TI	2.204	353	1.851	84,0	89	252	30,4	SN-2600
SHSA-290US	132	73	59	45,0	85	1.171	28,9	D460N

TABLA 2.2 CONTINUACIÓN

POZO	BFPD	BPPD	BAPD	BSW	MSCF	GOR	API	T.
								BOMBA
SHSD-007TI	1.260	126	1.134	90,0	120	952	28,6	AN-2500
SHSL-184UI	318	127	191	60,0	52	409	21,5	D1150N
SHSL-220UI	1.766	300	1.466	83,0	186	620	21,4	DN-1750
SHSL-226UI	396	210	186	47,0	54	257	26,6	DN-800
SHSN-124UI	442	424	18	4,0	108	255	21,5	DN-1150
SHSN-125TI	1.624	325	1.299	80,0	81	249	26,1	D1750N
SHSN-130UI	561	460	101	18,0	95	207	21,6	D1150N
SHSN-224UI	1.202	445	757	63,0	68	153	19,4	DN-1750
SHUSHUFINDI SUR OESTE								
POZO	BFPD	BPPD	BAPD	BSW	MSCF	GOR	API	T.
								BOMBA
SHS-024TI	1.823	292	1.531	84,0	125	430	27,4	DN-3000
SHS-024TS	37	6	31	84,0	3	430	27,4	DN-3000
SHS-027UI	386	170	216	56,0	0	0	17,4	D725N
SHS-061TI	1.604	176	1.428	89,0	114	646	30,2	D1750N
SHS-069UI	710	99	611	86,0	86	865	18,2	P-18X
SHS-085TI	3.143	314	2.828	90,0	134	426	0,0	S3600N
SHS-085TS	165	17	149	90,0	7	426	0,0	SN3600
SHS-094UI	1.356	136	1.220	90,0	69	509	18,4	SN-3600
SHS-101UI	388	78	310	80,0	76	979	17,5	D800N
SHSM-026TI	1.014	142	872	86,0	82	577	30,4	P-18X
SHSM-026TS	546	76	470	86,0	44	577	30,4	P-18X
SHSM-137UI	1.818	854	964	53,0	93	109	19,1	SN-2600
SHSO-035UI	960	451	509	53,0	220	488	16,4	D-1750N
SHSO-128UI	1.264	303	961	76,0	25	82	18,5	DN-1750
SHSO-131UI	2.400	480	1.920	80,0	216	450	15,7	P-23X
SHSO-132UI	1.821	310	1.511	83,0	207	669	15,8	GN-2100
SHSO-168UI	2.256	2.166	90	4,0	202	93	18,6	SN-2600
SHSO-175S1UI	910	728	182	20,0	151	207	18,4	D800N
SHSO-181UI	1.570	628	942	60,0	147	234	17,2	SN-2600
SHSP-286UI	534	107	427	80,0	82	768	13,8	SN-2600
SHSP-293UI	304	274	30	10,0	48	175	16,8	D1050N
SHSZ-138UI	2.204	882	1.322	60,0	126	143	16,9	SN-2600
SHSZ-165UI	2.610	470	2.140	82,0	120	255	27,0	SN-2600
SHSZ-169UI	2.310	624	1.686	73,0	130	208	18,0	SN-2600
SHSZ-170UI	2.800	784	2.016	72,0	142	181	18,0	GN-5200
SHSZ-177UI	1.773	1.241	532	30,0	90	73	18,5	SN-2600
AGUARICO								
POZO	BFPD	BPPD	BAPD	BSW	MSCF	GOR	API	T.
								BOMBA
AGRA-003UI	1.280	397	883	69,0	140	353	24,6	DN-1750
AGRA-011UI	932	280	652	70,0	210	751	26,6	D1150N
AGRA-012UI	1.192	906	286	24,0	204	225	25,8	GN-1600
AGRA-013US	240	132	108	45,0	150	1.136	30,8	D460N

TABLA 2.2 CONTINUACIÓN

POZO	BFPD	BPPD	BAPD	BSW	MSCF	GOR	API	T.
								BOMBA
AGRA-015US	178	174	4	2,0	140	803	33,4	D460N
AGRC-025UI	1.228	111	1.117	91,0	165	1.493	27,0	D1150N
AGRC-026TS	222	215	7	3,0	0	0	32,8	D1150N
AGRC-046UI	2.196	439	1.757	80,0	399	908	27,8	SN-3600
AGRC-047HS1UI	4.184	1.381	2.803	67,0	845	612	27,0	S8000N
AGRD-020UI	976	195	781	80,0	132	676	29,5	DN-1750
AGRD-030UI	2.864	2.234	630	22,0	326	146	29,1	SN3600
AGRD-034UI	1.952	488	1.464	75,0	287	588	27,5	S2600N
AGRE-023US	118	116	2	2,0	200	1.730	28,1	D460N
AGRF-014TI	350	130	221	63,0	205	1.583	29,8	D1150N
AGRF-038TI	320	58	262	82,0	200	3.472	29,3	D800N
AGRG-005BUI	3.048	549	2.499	82,0	400	729	27,1	SN-3600
AGRG-040UI	2.200	506	1.694	77,0	420	829	25,5	S5000N
AGRG-044UI	2.094	419	1.675	80,0	203	485	26,7	SN-3600
AGRG-054UI	2.080	416	1.664	80,0	380	913	24,0	SN-2600
AGRH-027UI	2.568	360	2.208	86,0	410	1.140	28,5	SN-2600
AGRH-028UI	836	694	142	17,0	230	331	29,6	D800N
AGRH-029UI	2.076	332	1.744	84,0	400	1.204	28,9	SN-2600
AGRH-031UI	1.122	325	797	71,0	288	885	28,9	SN-2600
AGRH-032UI	995	975	20	2,0	410	420	29,3	SN-2600
AGRH-033UI	2.416	2.392	24	1,0	298	125	28,0	SN-2600
AGRI-036UI	2.874	2.845	29	1,0	714	251	28,2	SN-3600

Fuente: PETROAMAZONAS EP, 2015.

Elaboración: Santiago Moromenacho; Diego Salinas.

La tabla 2.3 muestra los posibles pozos candidatos para su posterior análisis. Se seleccionaron 7 pozos, la selección se hizo en base a que los pozos presentaban una alta producción de agua; además se eligieron pozos que se encuentran con una buena producción y muestran zonas prospectivas que podrían ser explotadas una vez que la producción de las zonas punzonadas declinen.

TABLA 2.3
POZOS CANDIDATOS PARA EL ANÁLISIS

POZO	BFPD	BPPD	BAPD	BSW	MSCF	GOR	API	T. BOMBA
AGU-051UI	3.487,46	3.453	34,86	1	958,00	317	28	SN2600
SHSY-145TI	530	148	381	72	119	804	28,7	D1750N
SHS-153UI	1.428	1.414	14	1	158	112	23	S2600N
SHSH-155UI	704	521	183	26	233	447	26	DN-1050
SHSW-199TI	544	381	163	30	163	428	28	D800N
SHSW-205TI	1.327	464	863	65	260	560	27	GN-4000
SHSY-210UI	904	45	859	95	117	2.588	26	D1750N

Fuente: PETROAMAZONAS EP, 2015.

Elaboración: Santiago Moromenacho; Diego Salinas.

La tabla 2.4 muestra las arenas y los intervalos en pies en las que actualmente se encuentran punzonados los pozos candidatos, además de la arena donde se tiene previsto encontrar las nuevas zonas prospectivas.

**TABLA 2.4
INTERVALOS ACTUALMENTE PUNZONADOS DE LOS POZOS CANDIDATOS**

POZO	ARENA ACTUAL	INTERVALOS (PIES)	ARENA PROPUESTA
AGU-051UI	U Inferior	9.317'-9.382'	U Superior
SHSY-145TI	T Inferior	9934'-9947' 9951'-9959'	U Inferior
SHS-153UI	U Inferior	10.017'-10.058'	T Inferior
SHSH-155UI	U Inferior	9.350' – 9.359' 9.400' – 9.425'	T Inferior
SHSW-199TI	T Inferior	9.522' – 9.528' 9.536' – 9.557' 9.562' – 9.585'	U Inferior
SHSW-205TI	T Inferior	10.019'-10.026' 10.030'-10.042'	U Inferior
SHSY-210UI	U Inferior	9.882' – 9.887' 9.895' - 9.902' 9.921' – 9.929'	T Inferior

Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero (ARCH), 2015
Elaborado por: Santiago Moromenacho; Diego Salinas.

2.5.DESCRIPCIÓN DE LOS POZOS CANDIDATOS

En la tabla 2.5 se muestra la ubicación en coordenadas X y Y, de los pozos seleccionados para su posterior análisis.

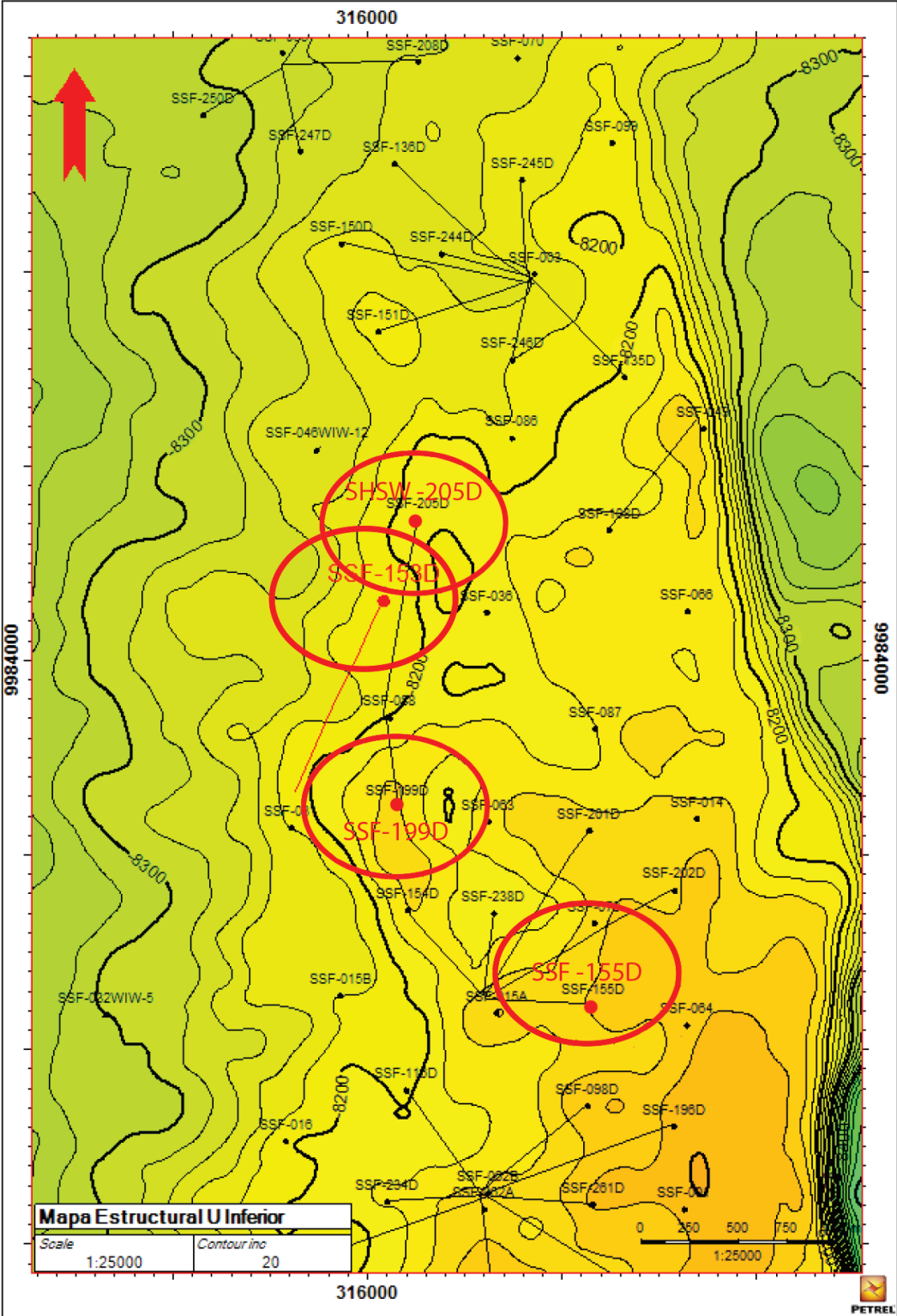
**TABLA 2.5
COORDENADAS DE LOS POZOS CANDIDATOS**

POZO	COORDENADA X	COORDENADA Y
AGU-051UI	312379	9993541
SHSY-145TI	315628	9989138
SHS-153UI	316055	9984263
SHSH-155UI	316612	9982260
SHSW-199TI	316100	9983695
SHSW-205TI	316250	9984720
SHSY-210UI	315633	9989145

Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero (ARCH), 2015
Elaborado por: Santiago Moromenacho; Diego Salinas.

En la figura 2.4 se muestra la ubicación de los pozos SHS - 153, SHSH - 155, SHSW - 199 y SHSW - 205.

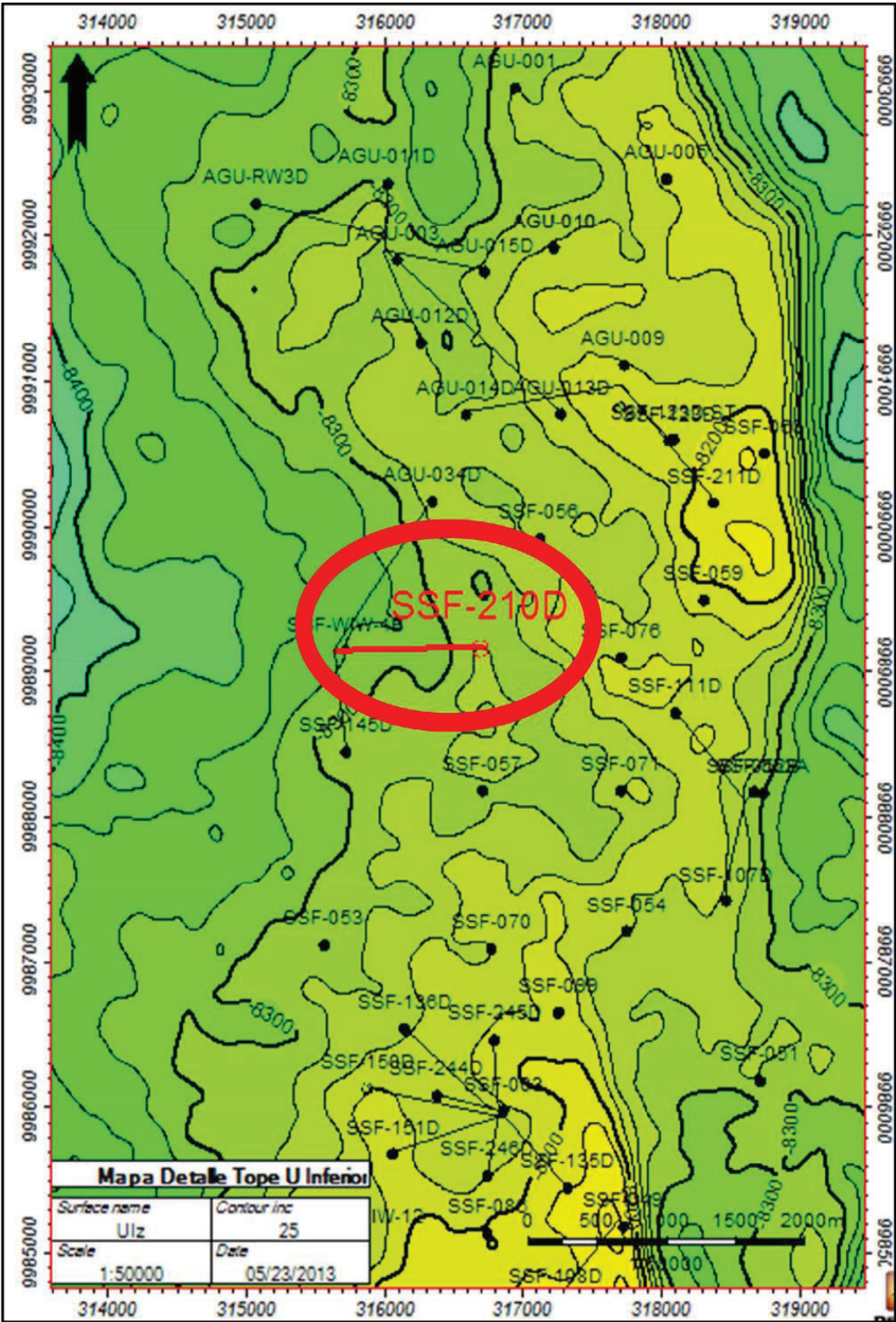
FIGURA 2.4 UBICACIÓN DE LOS POZOS CANDIDATOS



Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburiífero (ARCH)

En la figura 2.5 se muestra la ubicación del pozo SHSY - 210

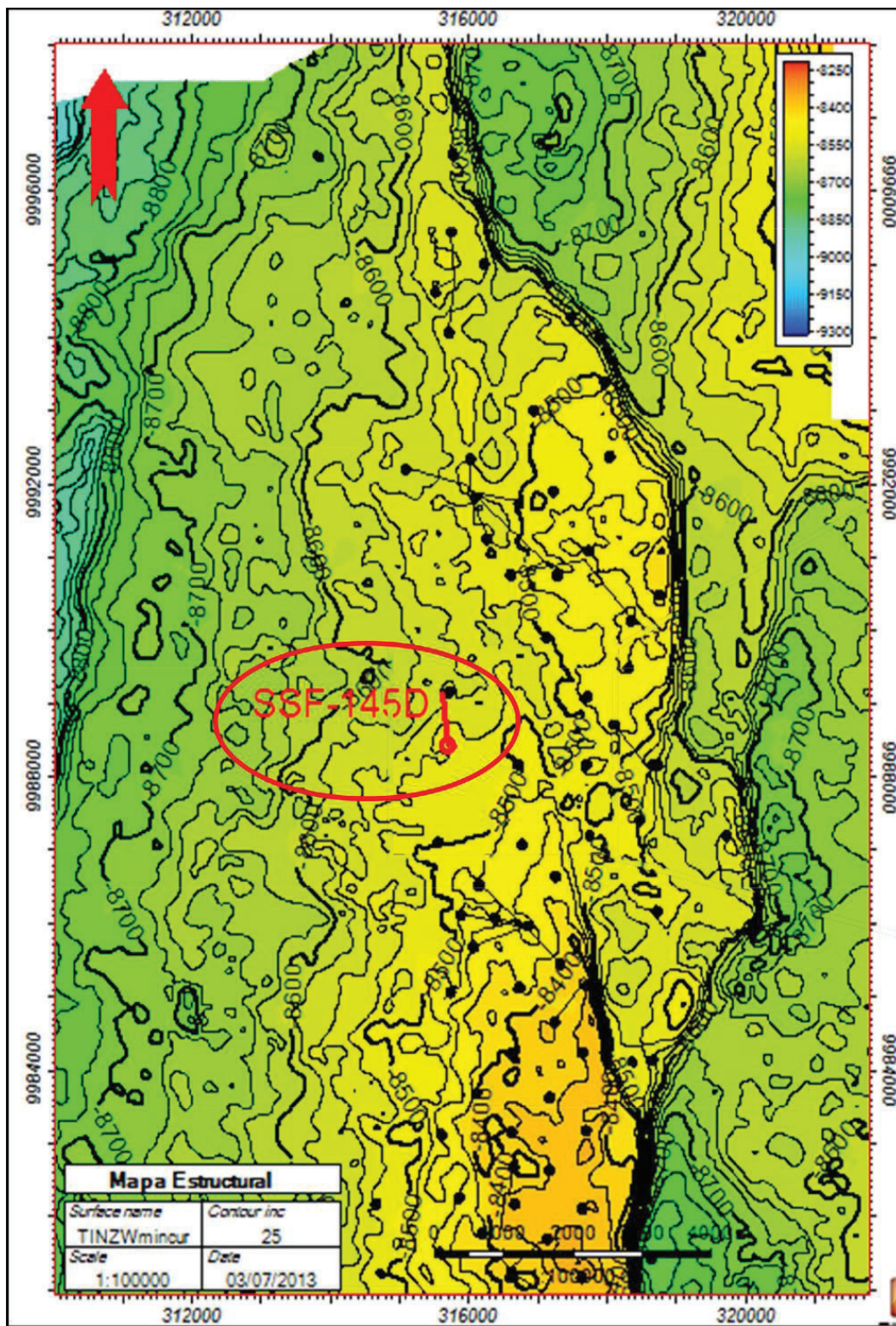
FIGURA 2.5 UBICACIÓN DEL POZO SHSY - 210D



Fuente: Petroamazonas EP, 2015

En la figura 2.6 se muestra la ubicación del pozo SHSY - 145D.

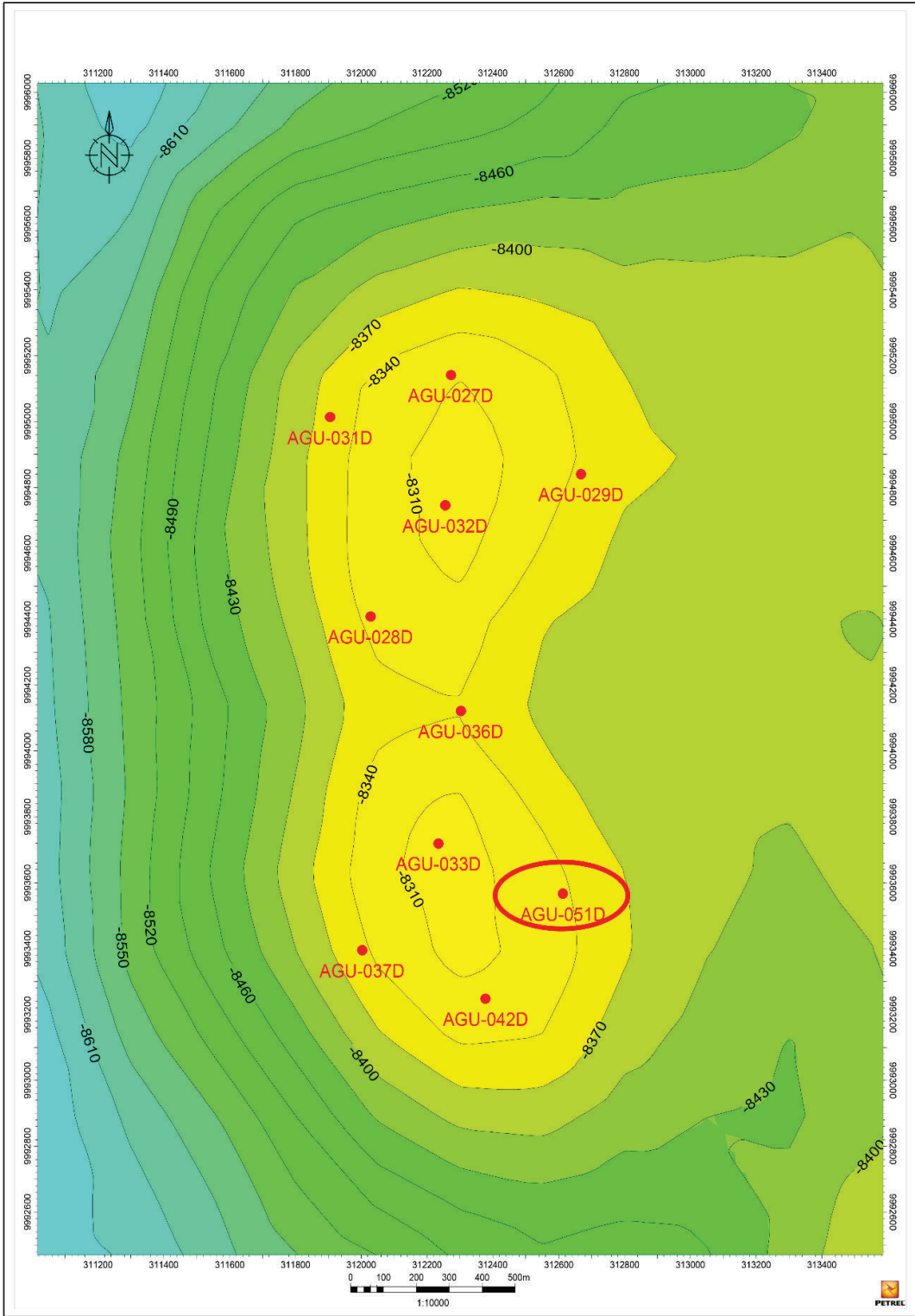
FIGURA 2.6 UBICACIÓN DEL POZO SHSY - 145D.



Fuente: Petroamazonas EP, 2015

En la figura 2.7 se muestra la ubicación del pozo AGU - 51D.

FIGURA 2.7 UBICACIÓN DEL POZO AGU - 51D



Fuente: Petroamazonas EP, 2015

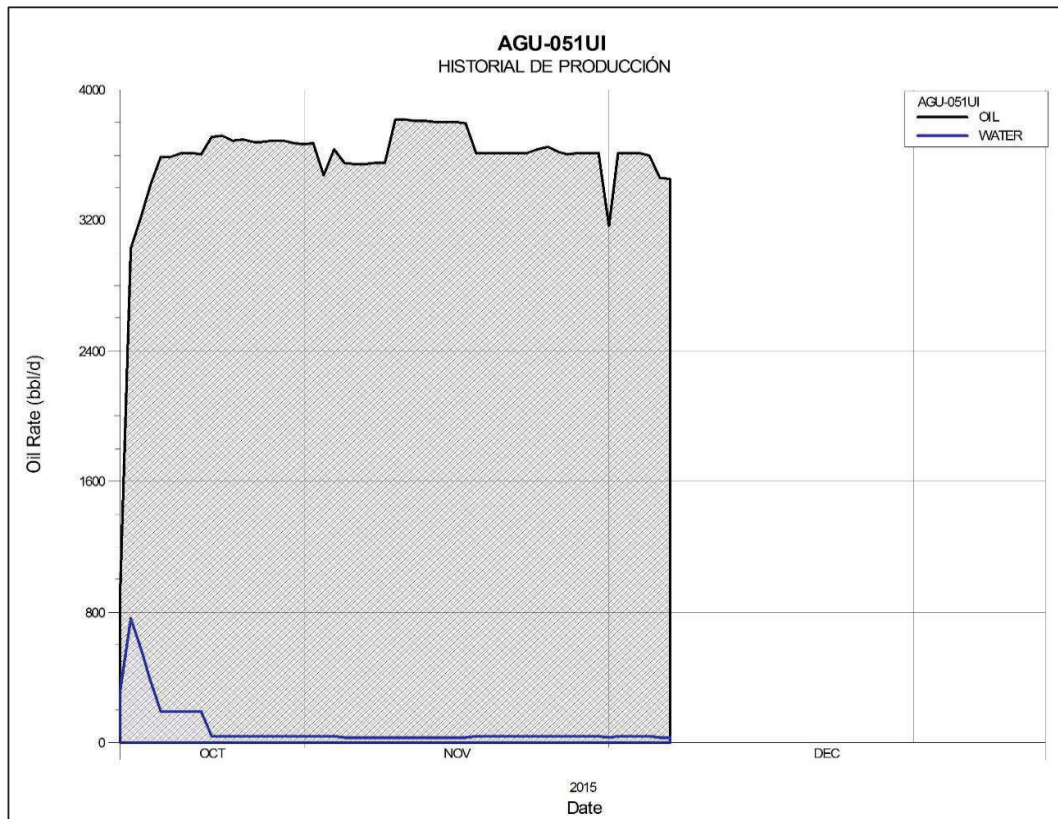
2.5.1. POZO AGUARICO - 51D (AGU-51D)

El pozo Aguarico-51D se encuentra en el flanco Sur-Este de la estructura Aguarico. El pozo alcanzó 9.502 pies en TVD y 9.600 pies en MD; el mismo que inicio su producción el 14 de agosto del 2015 con una producción de petróleo de 971,71 BPPD, 245 MSCF de gas y 325 BAPD de la arenisca U Inferior punzonada en el intervalo de 9.317 pies a 9.382 pies, la ubicación del pozo se puede ver en la figura 2.7 y su completación en el Anexo 2.

Al 07 de diciembre de 2015 el pozo registra un aumento en la producción de 3.452,99 barriles de petróleo por día (BPPD), 958 MSCF de gas y 34.58 barriles de agua por día (BAPD).

La figura 2.8 muestra el historial de producción del pozo AGU-51D correspondiente a la arenisca U Inferior, desde el 14 de octubre al 07 de diciembre, correspondientes al año 2015.

FIGURA 2.8 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO AGUARICO-51D



Elaborado por: Santiago Moromenacho; Diego Salinas

En la tabla 2.6 se presenta el historial de producción del pozo AGU-51D a la fecha del 07 de diciembre de 2015.

TABLA 2.6
HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO AGUARICO – 51D

FECHA	BFPD	BPPD	BAPD	MSCF
14/10/2015	1.296,72	971,72	325,00	245,00
15/10/2015	3.784,02	3.028,02	756,00	0,00
16/10/2015	3.790,71	3.222,96	567,75	0,00
17/10/2015	3.791,54	3.413,04	378,50	234,00
18/10/2015	3.780,14	3.590,89	189,25	230,00
19/10/2015	3.782,14	3.592,89	189,25	238,00
20/10/2015	3.804,39	3.614,39	190,00	238,00
21/10/2015	3.799,91	3.609,91	190,00	238,00
22/10/2015	3.794,68	3.604,68	190,00	238,00
23/10/2015	3.748,90	3.711,42	37,48	0,00
24/10/2015	3.754,37	3.716,89	37,48	0,00
25/10/2015	3.728,17	3.690,97	37,20	1.087,00
26/10/2015	3.729,82	3.692,62	37,20	1.087,00
27/10/2015	3.721,04	3.683,84	37,20	1.087,00
28/10/2015	3.721,16	3.683,96	37,20	1.087,00
29/10/2015	3.723,97	3.686,77	37,20	1.087,00
30/10/2015	3.727,47	3.690,27	37,20	1.087,00
31/10/2015	3.713,89	3.676,69	37,20	1.087,00
01/11/2015	3.699,27	3.662,07	37,20	1.087,00
02/11/2015	3.709,98	3.672,78	37,20	1.087,00
03/11/2015	3.513,45	3.478,31	35,14	1.041,71
04/11/2015	3.669,36	3.632,69	36,67	1.087,00
05/11/2015	3.576,93	3.548,33	28,60	1.087,00
06/11/2015	3.574,30	3.545,70	28,60	1.087,00
07/11/2015	3.575,60	3.547,00	28,60	1.087,00
08/11/2015	3.576,79	3.548,19	28,60	1.087,00
09/11/2015	3.577,20	3.548,60	28,60	1.087,00
10/11/2015	3.844,72	3.814,07	30,65	1.080,00
11/11/2015	3.848,45	3.817,80	30,65	1.080,00
12/11/2015	3.837,38	3.806,73	30,65	1.080,00
13/11/2015	3.836,66	3.806,02	30,65	1.080,00
14/11/2015	3.835,41	3.804,76	30,65	1.080,00
15/11/2015	3.829,53	3.798,89	30,65	1.080,00
16/11/2015	3.831,42	3.800,77	30,65	1.080,00
17/11/2015	3.828,48	3.797,84	30,65	1.080,00
18/11/2015	3.650,19	3.613,69	36,50	1.080,00
19/11/2015	3.646,17	3.609,67	36,50	1.080,00
20/11/2015	3.645,42	3.608,92	36,50	1.080,00
21/11/2015	3.648,71	3.612,21	36,50	1.080,00
22/11/2015	3.648,43	3.611,93	36,50	1.080,00
23/11/2015	3.650,63	3.614,13	36,50	1.080,00
24/11/2015	3.673,56	3.637,06	36,50	1.080,00

TABLA 2.6 CONTINUACIÓN

FECHA	BFPD	BPPD	BAPD	MSCF
25/11/2015	3.687,11	3.650,61	36,50	1.080,00
26/11/2015	3.659,78	3.623,28	36,50	1.080,00
27/11/2015	3.638,95	3.602,45	36,50	1.080,00
28/11/2015	3.651,25	3.614,75	36,50	1.080,00
29/11/2015	3.650,86	3.614,36	36,50	1.080,00
30/11/2015	3.647,48	3.610,98	36,50	1.080,00
01/12/2015	3.192,88	3.160,95	31,94	945,00
02/12/2015	3.651,07	3.614,57	36,50	1.080,00
03/12/2015	3.649,59	3.613,09	36,50	1.080,00
04/12/2015	3.649,76	3.613,26	36,50	1.080,00
05/12/2015	3.635,45	3.598,95	36,50	1.080,00
06/12/2015	3.493,22	3.458,36	34,86	958,00
07/12/2015	3.487,86	3.453,00	34,86	958,00

Fuente: Petroamazonas EP, 2015

Elaborado por: Santiago Moromenacho; Diego Salinas.

La tabla 2.7 muestra el volumen recuperable del pozo AGU-51D de la arena U Inferior.

TABLA 2.7
VOLUMEN RECUPERABLE DEL POZO AGUARICO – 51D

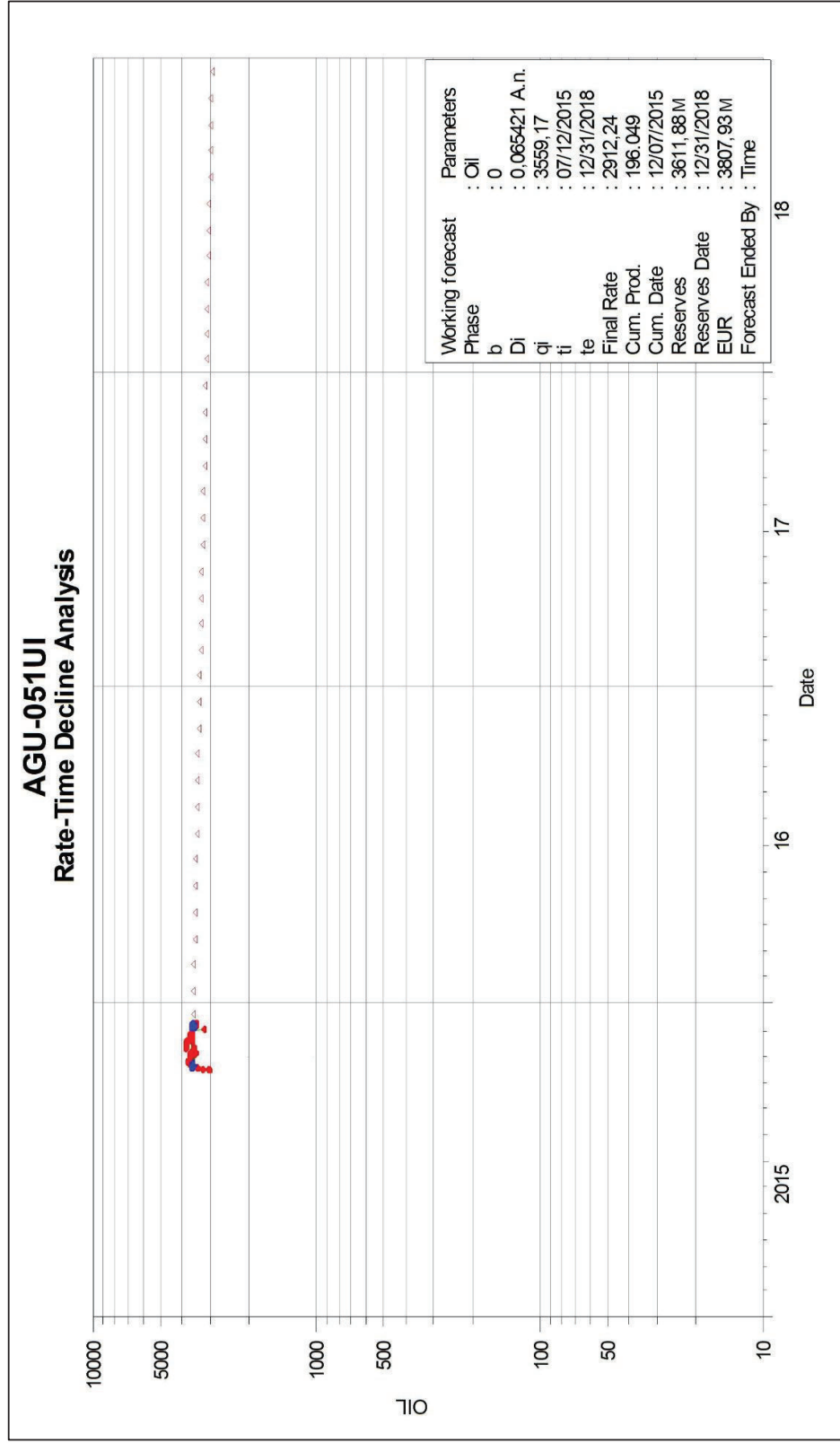
POZO	F.CONV.BL	ARENA	Ho	So	PORO	Boi	POES	FR	Reservas
		(ACRES)	(PIES)			BLS/BF	BF		iniciales
AGU-51D	7.758	70	65	0,9	0,17	1,200	4.493.121,21	0,3	1.347.936,36

Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero (ARCH)

Elaborado por: Santiago Moromenacho; Diego Salinas

En la figura 2.9 se muestra la curva de declinación del pozo Aguarico-51D, la cual es una curva de declinación exponencial y se ajusta mejor a la regresión histórica realizada en OFM, se discriminaron algunos datos debido a que no se encontraba en el rango de valores promedios, esto dio un ajuste mas real en la curva de declinación, ya que al no obviar estos valores la tasa de declinación resultaba exageradamente alta, esto debido a que la implementación de un sistema de levantamiento artificial resulta en un aumento de la producción, así mismo el caudal final esperado resultaba ilógico, con valores mayores de 35.000 BPD.

FIGURA 2.9 CURVA DE DECLINACIÓN DEL POZO AGU-51D



Elaborado por: Santiago Moromenacho; Diego Salinas

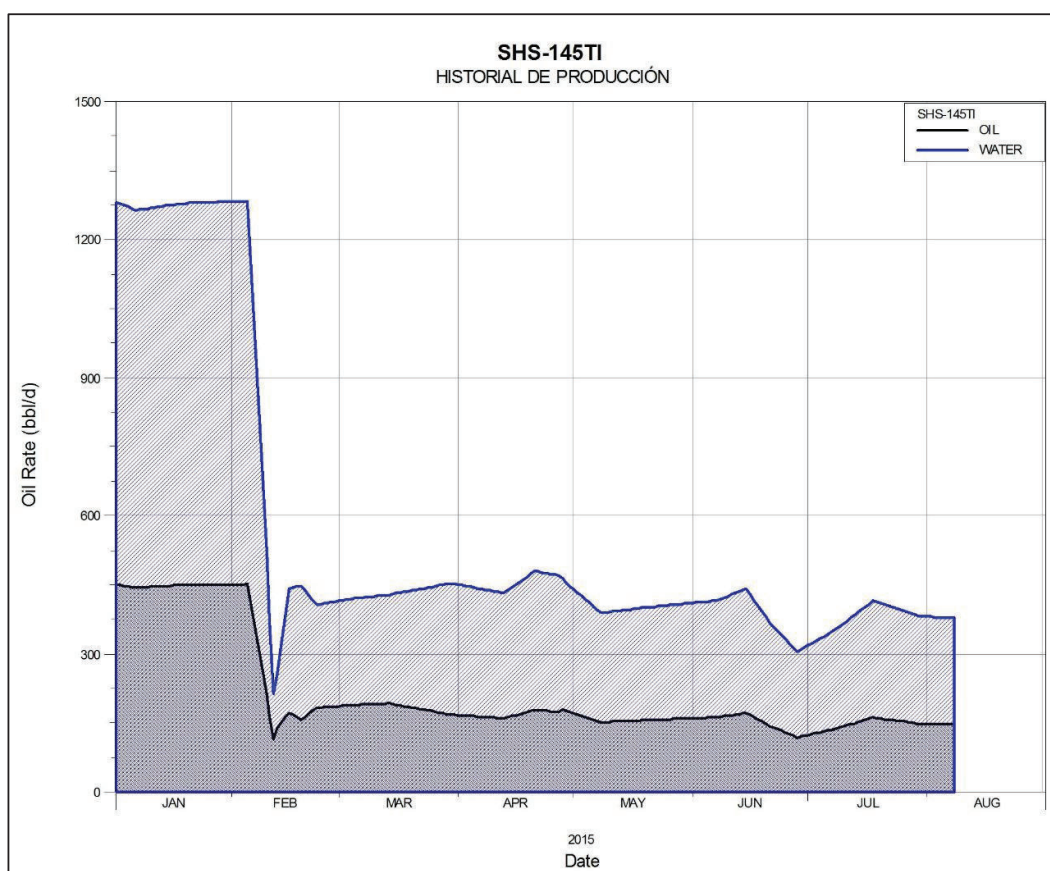
2.5.2. POZO SHUSHUFINDI - 145D (SHSY-145D)

El pozo Shushufindi-145D se ubica en el flanco noroeste de la estructura de Shushufindi. El pozo alcanzó una profundidad total de 9.634 pies en TVD y 10.180 pies en MD. Los intervalos punzonados de la arena "T Inferior" son de 9.934 pies a 9.947 pies y de 9.951 pies a 9.959 pies. La ubicación del pozo se puede ver en la figura 2.6 y su completación en el Anexo 2.

La completación y pruebas iniciales finalizaron el 14 de mayo del 2013, el pozo se completó con sistema electro sumergible produciendo de "T Inferior".

La figura 2.10 muestra el historial de producción del pozo SHSY-145D correspondiente a la arenisca T Inferior, desde el 02 de enero al 08 de agosto, correspondientes al año 2015.

FIGURA 2.10 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO SHUSHUFINDI-145D



Elaborado por: Santiago Moromenacho; Diego Salinas

En la tabla 2.8 se presenta el historial de producción del pozo SHSY-145D a la fecha del 10 de agosto de 2015.

TABLA 2.8
HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO SHUSHUFINDI-145D

FECHA	BFPD	BPPD	BAPD	MSCF
02/01/2015	1.732,00	450,32	1.281,68	163,00
03/01/2015	1.727,20	449,07	1.278,13	164,80
04/01/2015	1.722,40	447,82	1.274,58	166,60
05/01/2015	1.717,60	446,58	1.271,02	168,40
06/01/2015	1.712,80	445,33	1.267,47	170,20
07/01/2015	1.708,00	444,08	1.263,92	172,00
08/01/2015	1.709,67	444,51	1.265,15	170,58
09/01/2015	1.711,33	444,95	1.266,39	169,17
10/01/2015	1.713,00	445,38	1.267,62	167,75
11/01/2015	1.714,67	445,81	1.268,85	166,33
12/01/2015	1.716,33	446,25	1.270,09	164,92
13/01/2015	1.718,00	446,68	1.271,32	163,50
14/01/2015	1.719,67	447,11	1.272,55	162,08
15/01/2015	1.721,33	447,55	1.273,79	160,67
16/01/2015	1.723,00	447,98	1.275,02	159,25
17/01/2015	1.724,67	448,41	1.276,25	157,83
18/01/2015	1.726,33	448,85	1.277,49	156,42
19/01/2015	1.728,00	449,28	1.278,72	155,00
20/01/2015	1.728,47	449,40	1.279,07	158,82
21/01/2015	1.728,94	449,52	1.279,42	162,65
22/01/2015	1.729,41	449,65	1.279,76	166,47
23/01/2015	1.729,88	449,77	1.280,11	170,29
24/01/2015	1.730,35	449,89	1.280,46	174,12
25/01/2015	1.730,82	450,01	1.280,81	177,94
26/01/2015	1.731,29	450,14	1.281,16	181,76
27/01/2015	1.731,76	450,26	1.281,51	185,59
28/01/2015	1.732,24	450,38	1.281,85	189,41
29/01/2015	1.732,71	450,50	1.282,20	193,24
30/01/2015	1.733,18	450,63	1.282,55	197,06
31/01/2015	1.733,65	450,75	1.282,90	200,88
01/02/2015	1.734,12	450,87	1.283,25	204,71
02/02/2015	1.734,59	450,99	1.283,60	208,53
03/02/2015	1.735,06	451,12	1.283,94	212,35
04/02/2015	1.735,53	451,24	1.284,29	216,18
05/02/2015	1.736,00	451,36	1.284,64	220,00
06/02/2015	1.534,91	403,30	1.131,61	197,71
07/02/2015	1.333,83	355,24	978,59	175,43
08/02/2015	1.132,74	307,18	825,56	153,14
09/02/2015	931,66	259,12	672,54	130,86
10/02/2015	730,57	211,06	519,51	108,57
11/02/2015	529,49	163,00	366,49	86,29
12/02/2015	328,40	114,94	213,46	64,00

TABLA 2.8 CONTINUACIÓN

FECHA	BFPD	BPPD	BAPD	MSCF
13/02/2015	400,80	140,28	260,52	64,00
14/02/2015	472,00	150,86	321,14	68,27
15/02/2015	543,20	161,45	381,75	72,53
16/02/2015	614,40	172,03	442,37	76,80
17/02/2015	611,33	167,14	444,19	76,87
18/02/2015	608,27	162,25	446,02	76,93
19/02/2015	605,20	157,35	447,85	77,00
20/02/2015	601,30	163,71	437,59	76,50
21/02/2015	597,40	170,06	427,34	76,00
22/02/2015	593,50	176,42	417,08	75,50
23/02/2015	589,60	182,78	406,82	75,00
24/02/2015	591,56	183,38	408,18	74,80
25/02/2015	593,53	183,99	409,53	74,60
26/02/2015	595,49	184,60	410,89	74,40
27/02/2015	597,45	185,21	412,24	74,20
28/02/2015	599,42	185,82	413,60	74,00
01/03/2015	601,38	186,43	414,95	73,80
02/03/2015	603,35	187,04	416,31	73,60
03/03/2015	605,31	187,65	417,66	73,40
04/03/2015	607,27	188,25	419,02	73,20
05/03/2015	609,24	188,86	420,37	73,00
06/03/2015	611,20	189,47	421,73	72,80
07/03/2015	612,40	189,84	422,56	73,30
08/03/2015	613,60	190,22	423,38	73,80
09/03/2015	614,80	190,59	424,21	74,30
10/03/2015	616,00	190,96	425,04	74,80
11/03/2015	617,20	191,33	425,87	75,30
12/03/2015	618,40	191,70	426,70	75,80
13/03/2015	619,60	192,08	427,52	76,30
14/03/2015	620,80	192,45	428,35	76,80
15/03/2015	620,80	190,90	429,90	76,50
16/03/2015	620,80	189,34	431,46	76,20
17/03/2015	620,80	187,79	433,01	75,90
18/03/2015	620,80	186,24	434,56	75,60
19/03/2015	620,80	184,69	436,11	75,30
20/03/2015	620,80	183,14	437,66	75,00
21/03/2015	620,80	181,58	439,22	74,70
22/03/2015	620,80	180,03	440,77	74,40
23/03/2015	620,80	178,48	442,32	74,10

TABLA 2.8 CONTINUACIÓN

FECHA	BFPD	BPPD	BAPD	MSCF
24/03/2015	620,80	176,93	443,87	73,80
25/03/2015	620,80	175,38	445,42	73,50
26/03/2015	620,80	173,82	446,98	73,20
27/03/2015	620,80	172,27	448,53	72,90
28/03/2015	620,80	170,72	450,08	72,60
29/03/2015	620,80	169,17	451,63	72,30
30/03/2015	620,80	167,62	453,18	72,00
31/03/2015	618,74	167,06	451,68	72,43
01/04/2015	616,69	166,51	450,18	72,86
02/04/2015	614,63	165,95	448,68	73,29
03/04/2015	612,57	165,39	447,18	73,71
04/04/2015	610,51	164,84	445,68	74,14
05/04/2015	608,46	164,28	444,17	74,57
06/04/2015	606,40	163,73	442,67	75,00
07/04/2015	604,34	163,17	441,17	75,43
08/04/2015	602,29	162,62	439,67	75,86
09/04/2015	600,23	162,06	438,17	76,29
10/04/2015	598,17	161,51	436,67	76,71
11/04/2015	596,11	160,95	435,16	77,14
12/04/2015	594,06	160,40	433,66	77,57
13/04/2015	592,00	159,84	432,16	78,00
14/04/2015	600,20	162,05	438,15	77,35
15/04/2015	608,40	164,27	444,13	76,70
16/04/2015	616,60	166,48	450,12	76,05
17/04/2015	624,80	168,70	456,10	75,40
18/04/2015	633,00	170,91	462,09	74,75
19/04/2015	641,20	173,12	468,08	74,10
20/04/2015	649,40	175,34	474,06	73,45
21/04/2015	657,60	177,55	480,05	72,80
22/04/2015	655,20	176,90	478,30	72,80
23/04/2015	652,80	176,26	476,54	72,80
24/04/2015	650,40	175,61	474,79	72,80
25/04/2015	648,00	174,96	473,04	72,80
26/04/2015	645,60	174,31	471,29	72,80
27/04/2015	643,20	173,66	469,54	72,80
28/04/2015	643,20	180,10	463,10	72,80
29/04/2015	632,96	177,23	455,73	72,40
30/04/2015	622,72	174,36	448,36	72,00
01/05/2015	612,48	171,49	440,99	71,60

TABLA 2.8 CONTINUACIÓN

FECHA	BFPD	BPPD	BAPD	MSCF
02/05/2015	602,24	168,63	433,61	71,20
03/05/2015	592,00	165,76	426,24	70,80
04/05/2015	581,76	162,89	418,87	70,40
05/05/2015	571,52	160,03	411,49	70,00
06/05/2015	561,28	157,16	404,12	69,60
07/05/2015	551,04	154,29	396,75	69,20
08/05/2015	540,80	151,42	389,38	68,80
09/05/2015	542,15	151,80	390,35	68,58
10/05/2015	543,51	152,18	391,33	68,37
11/05/2015	544,86	152,56	392,30	68,15
12/05/2015	546,22	152,94	393,28	67,94
13/05/2015	547,57	153,32	394,25	67,72
14/05/2015	548,92	153,70	395,22	67,51
15/05/2015	550,28	154,08	396,20	67,29
16/05/2015	551,63	154,46	397,17	67,08
17/05/2015	552,98	154,84	398,15	66,86
18/05/2015	554,34	155,21	399,12	66,65
19/05/2015	555,69	155,59	400,10	66,43
20/05/2015	557,05	155,97	401,07	66,22
21/05/2015	558,40	156,35	402,05	66,00
22/05/2015	559,53	156,67	402,86	65,51
23/05/2015	560,66	156,98	403,67	65,01
24/05/2015	561,79	157,30	404,49	64,52
25/05/2015	562,92	157,62	405,30	64,02
26/05/2015	564,05	157,93	406,11	63,53
27/05/2015	565,18	158,25	406,93	63,04
28/05/2015	566,31	158,57	407,74	62,54
29/05/2015	567,44	158,88	408,55	62,05
30/05/2015	568,56	159,20	409,37	61,55
31/05/2015	569,69	159,51	410,18	61,06
01/06/2015	570,82	159,83	410,99	60,56
02/06/2015	571,95	160,15	411,81	60,07
03/06/2015	573,08	160,46	412,62	59,58
04/06/2015	574,21	160,78	413,43	59,08
05/06/2015	575,34	161,10	414,25	58,59
06/06/2015	576,47	161,41	415,06	58,09
07/06/2015	577,60	161,73	415,87	57,60
08/06/2015	582,00	162,96	419,04	58,05
09/06/2015	586,40	164,19	422,21	58,50

TABLA 2.8 CONTINUACIÓN

FECHA	BFPD	BPPD	BAPD	MSCF
10/06/2015	590,80	165,42	425,38	58,95
11/06/2015	595,20	166,66	428,54	59,40
12/06/2015	599,60	167,89	431,71	59,85
13/06/2015	604,00	169,12	434,88	60,30
14/06/2015	608,40	170,35	438,05	60,75
15/06/2015	612,80	171,58	441,22	61,20
16/06/2015	596,00	166,88	429,12	61,00
17/06/2015	579,20	162,18	417,02	60,80
18/06/2015	562,40	157,47	404,93	60,60
19/06/2015	545,60	152,77	392,83	60,40
20/06/2015	528,80	148,06	380,74	60,20
21/06/2015	512,00	143,36	368,64	60,00
22/06/2015	499,20	139,78	359,42	59,66
23/06/2015	486,40	136,19	350,21	59,31
24/06/2015	473,60	132,61	340,99	58,97
25/06/2015	460,80	129,02	331,78	58,63
26/06/2015	448,00	125,44	322,56	58,29
27/06/2015	435,20	121,86	313,34	57,94
28/06/2015	422,40	118,27	304,13	57,60
29/06/2015	428,98	120,11	308,86	57,38
30/06/2015	435,56	121,96	313,60	57,16
01/07/2015	442,13	123,80	318,34	56,93
02/07/2015	448,71	125,64	323,07	56,71
03/07/2015	455,29	127,48	327,81	56,49
04/07/2015	461,87	129,32	332,54	56,27
05/07/2015	468,44	131,16	337,28	56,04
06/07/2015	475,02	133,01	342,02	55,82
07/07/2015	481,60	134,85	346,75	55,60
08/07/2015	490,18	137,25	352,93	55,85
09/07/2015	498,76	139,65	359,11	56,11
10/07/2015	507,35	142,06	365,29	56,36
11/07/2015	515,93	144,46	371,47	56,62
12/07/2015	524,51	146,86	377,65	56,87
13/07/2015	533,09	149,27	383,83	57,13
14/07/2015	541,67	151,67	390,00	57,38
15/07/2015	550,25	154,07	396,18	57,64
16/07/2015	558,84	156,47	402,36	57,89
17/07/2015	567,42	158,88	408,54	58,15
18/07/2015	576,00	161,28	414,72	58,40

TABLA 2.8 CONTINUACIÓN

FECHA	BFPD	BPPD	BAPD	MSCF
19/07/2015	572,13	160,20	411,94	61,33
20/07/2015	568,27	159,11	409,15	64,27
21/07/2015	564,40	158,03	406,37	67,20
22/07/2015	560,53	156,95	403,58	70,13
23/07/2015	556,67	155,87	400,80	73,07
24/07/2015	552,80	154,78	398,02	76,00
25/07/2015	548,93	153,70	395,23	78,93
26/07/2015	545,07	152,62	392,45	81,87
27/07/2015	541,20	151,54	389,66	84,80
28/07/2015	537,33	150,45	386,88	87,73
29/07/2015	533,47	149,37	384,10	90,67
30/07/2015	529,60	148,29	381,31	93,60
31/07/2015	529,07	148,14	380,93	89,16
01/08/2015	528,53	147,99	380,54	84,71
02/08/2015	528,00	147,84	380,16	80,27
03/08/2015	527,47	147,69	379,78	75,82
04/08/2015	526,93	147,54	379,39	71,38
05/08/2015	526,40	147,39	379,01	66,93
06/08/2015	525,87	147,24	378,62	62,49
07/08/2015	525,33	147,09	378,24	58,04
08/08/2015	524,80	146,94	377,86	53,60

Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero (ARCH)
Elaborado por: Santiago Moromenacho; Diego Salinas.

La tabla 2.9 muestra el volumen recuperable del pozo SHSY-145D de la arena T Inferior.

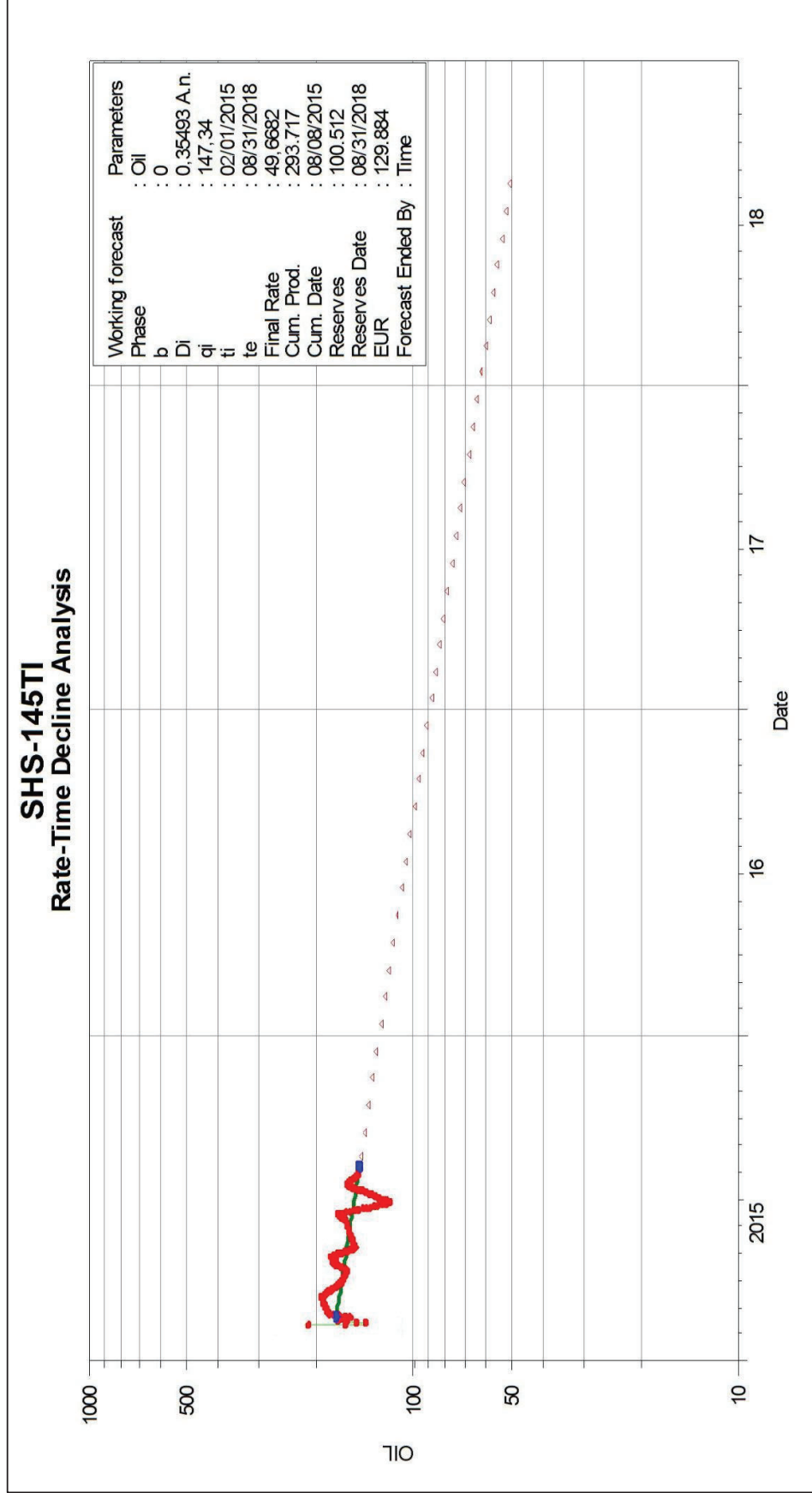
TABLA 2.9
VOLUMEN RECUPERABLE DEL POZO SHUSHUFINDI-145D

POZO	F.CONV.BL	ARENA	Ho	So	PORO	Boi	POES	FR	Reservas
		(ACRES)	(PIES)			BLS/BF	BF		iniciales
SHS-145D	7.758	70	22	0,86	0,13	1,200	1.113.091	0,51	1.421.574

Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero (ARCH)
Elaborado por: Santiago Moromenacho; Diego Salinas

La figura 2.11 muestra la curva de declinación del pozo Shushufindi-145D, se trata de una curva de declinación exponencial la cual es la que se ajusta de mejor forma de acuerdo a la regresión histórica realizada en el programa OFM, se discriminaron ciertos datos para que la curva de declinación se ajuste lo pas posible a la realidad.

FIGURA 2.11 CURVA DE DECLINACIÓN DEL POZO SHSY-145D



Elaborado por: Santiago Moromenacho; Diego Salinas.

2.5.3. POZO SHUSHUFINDI - 153D (SHS-153D)

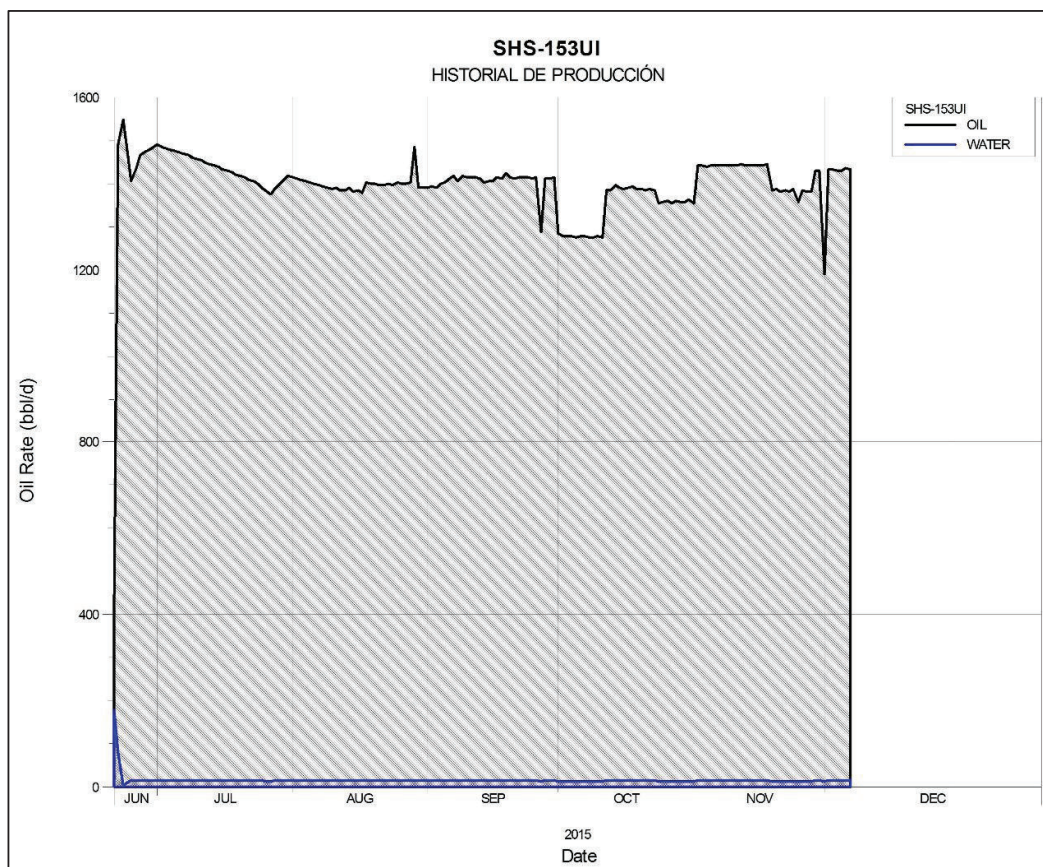
El pozo se encuentra en el flanco centro-norte de la estructura Shushufindi, el trabajo de perforación dio inicio el 23 de mayo del 2015, y terminó el 13 de junio del 2015, la ubicación del pozo se puede ver en la figura 2.4 y su completación en el Anexo 2.

Tiene una profundidad media de 10.500 pies y una TVD de 9.576 pies, es un pozo direccional que presenta un ángulo máximo de desviación de 32.31°.

Se punzonó en la arenisca U Inferior en los intervalos de 9.982 pies a 9.989 pies y de 10.017 pies a 10.058 pies. El primer intervalo presenta una Sw de 36,1%, una porosidad promedio de 39% a 46% y una Rw de 0,118 a 0,035 ohm-m, el segundo intervalo presenta una Sw de 11,4%, una porosidad de 17,3% y una Rw de 0,118 a 0,035 ohm-m.

La figura 2.12 muestra el historial de producción del pozo SHS-153D correspondiente a la arenisca U Inferior, desde el 21 de junio al 07 de diciembre, correspondientes al año 2015.

FIGURA 2.12 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO SHUSHUFINDI-153D



Elaborado por: Santiago Moromenacho; Diego Salinas.

En la tabla 2.10 se presenta el historial de producción del pozo SHS-153D a la fecha del 07 de diciembre de 2015.

TABLA 2.10
HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO SHUSHUFINDI-153D

FECHA	BFPD	BPPD	BAPD	MSCF
21/06/2015	587,55	411,55	176,00	65,24
22/06/2015	1.572,94	1.494,54	78,40	184,21
23/06/2015	1.553,77	1.550,67	3,10	174,09
24/06/2015	1.549,35	1.546,25	3,10	176,60
25/06/2015	1.418,43	1.404,22	14,21	173,34
26/06/2015	1.421,22	1.407,01	14,21	159,00
27/06/2015	1.483,39	1.468,59	14,80	192,00
28/06/2015	1.478,42	1.463,62	14,80	192,00
29/06/2015	1.474,71	1.459,91	14,80	208,41
30/06/2015	1.482,04	1.467,24	14,80	202,46
01/07/2015	1.516,14	1.501,10	15,04	214,92
02/07/2015	1.504,20	1.489,16	15,04	212,36
03/07/2015	1.502,81	1.487,77	15,04	228,47
04/07/2015	1.502,48	1.487,44	15,04	232,57
05/07/2015	1.504,20	1.489,16	15,04	230,00
06/07/2015	1.495,18	1.480,30	14,88	212,28
07/07/2015	1.483,82	1.468,94	14,88	215,73
08/07/2015	1.497,26	1.482,38	14,88	215,33
09/07/2015	1.498,20	1.483,32	14,88	222,21
10/07/2015	1.497,15	1.482,27	14,88	209,02
11/07/2015	1.491,56	1.476,68	14,88	211,77
12/07/2015	1.487,97	1.473,09	14,88	206,80
13/07/2015	1.487,46	1.472,58	14,88	208,68
14/07/2015	1.486,13	1.471,25	14,88	187,03
15/07/2015	1.390,11	1.376,47	13,64	183,84
16/07/2015	1.489,37	1.474,49	14,88	188,02
17/07/2015	1.478,48	1.463,60	14,88	182,00
18/07/2015	1.483,57	1.468,69	14,88	182,00
19/07/2015	1.484,23	1.469,35	14,88	182,00
20/07/2015	1.486,08	1.471,20	14,88	182,00
21/07/2015	1.486,51	1.471,63	14,88	182,00
22/07/2015	1.488,12	1.473,24	14,88	182,00
23/07/2015	1.425,44	1.411,24	14,20	297,00
24/07/2015	1.423,57	1.409,37	14,20	297,00
25/07/2015	1.428,40	1.414,20	14,20	297,00
26/07/2015	1.426,94	1.412,74	14,20	297,00
27/07/2015	1.403,07	1.389,19	13,88	297,00
28/07/2015	1.397,03	1.383,15	13,88	321,60
29/07/2015	1.395,51	1.381,63	13,88	314,96

TABLA 2.10 CONTINUACIÓN

FECHA	BFPD	BPPD	BAPD	MSCF
30/07/2015	1.429,34	1.415,10	14,24	380,39
31/07/2015	1.409,97	1.395,65	14,32	163,64
01/08/2015	1.424,61	1.410,33	14,28	162,72
02/08/2015	1.426,35	1.412,07	14,28	164,04
03/08/2015	1.426,31	1.412,03	14,28	162,73
04/08/2015	1.425,65	1.411,37	14,28	149,00
05/08/2015	1.427,63	1.413,35	14,28	149,00
06/08/2015	1.425,92	1.411,64	14,28	161,32
07/08/2015	1.430,84	1.416,56	14,28	162,08
08/08/2015	1.414,14	1.399,86	14,28	160,08
09/08/2015	1.419,41	1.405,13	14,28	155,38
10/08/2015	1.407,88	1.393,88	14,00	214,36
11/08/2015	1.404,22	1.390,22	14,00	202,36
12/08/2015	1.399,29	1.385,29	14,00	196,00
13/08/2015	1.397,63	1.383,63	14,00	211,18
14/08/2015	1.403,17	1.389,17	14,00	234,15
15/08/2015	1.396,46	1.382,46	14,00	236,84
16/08/2015	1.398,17	1.384,17	14,00	214,62
17/08/2015	1.392,24	1.378,24	14,00	226,64
18/08/2015	1.416,36	1.402,24	14,12	430,33
19/08/2015	1.413,68	1.399,56	14,12	419,49
20/08/2015	1.414,12	1.400,00	14,12	414,07
21/08/2015	1.411,16	1.397,04	14,12	414,43
22/08/2015	1.409,73	1.395,61	14,12	413,05
23/08/2015	1.413,55	1.399,43	14,12	433,40
24/08/2015	1.410,40	1.396,28	14,12	421,47
25/08/2015	1.416,88	1.402,76	14,12	410,06
26/08/2015	1.413,54	1.399,42	14,12	410,31
27/08/2015	1.414,08	1.399,96	14,12	428,29
28/08/2015	1.416,06	1.401,94	14,12	402,00
29/08/2015	1.499,17	1.485,05	14,12	402,00
30/08/2015	1.405,50	1.391,38	14,12	402,00
31/08/2015	1.403,68	1.389,60	14,08	335,00
01/09/2015	1.404,73	1.390,65	14,08	335,00
02/09/2015	1.408,58	1.394,50	14,08	335,00
03/09/2015	1.404,31	1.390,23	14,08	335,00
04/09/2015	1.413,02	1.398,94	14,08	335,00
05/09/2015	1.417,42	1.403,34	14,08	335,00
06/09/2015	1.426,60	1.412,52	14,08	335,00
07/09/2015	1.431,88	1.417,60	14,28	158,00
08/09/2015	1.420,10	1.405,82	14,28	158,00
09/09/2015	1.433,03	1.418,75	14,28	158,00
10/09/2015	1.429,60	1.415,32	14,28	158,00

TABLA 2.10 CONTINUACIÓN

FECHA	BFPD	BPPD	BAPD	MSCF
11/09/2015	1.428,25	1.413,97	14,28	158,00
12/09/2015	1.427,39	1.413,11	14,28	158,00
13/09/2015	1.425,38	1.411,10	14,28	158,00
14/09/2015	1.417,13	1.402,85	14,28	160,48
15/09/2015	1.418,75	1.404,47	14,28	158,00
16/09/2015	1.418,43	1.404,15	14,28	158,00
17/09/2015	1.427,65	1.413,37	14,28	158,00
18/09/2015	1.424,58	1.410,30	14,28	158,00
19/09/2015	1.437,11	1.422,83	14,28	158,00
20/09/2015	1.429,59	1.415,31	14,28	158,00
21/09/2015	1.426,62	1.412,34	14,28	158,00
22/09/2015	1.427,45	1.413,17	14,28	158,00
23/09/2015	1.429,23	1.414,95	14,28	158,00
24/09/2015	1.428,36	1.414,08	14,28	161,27
25/09/2015	1.427,32	1.413,04	14,28	158,00
26/09/2015	1.428,22	1.413,94	14,28	158,00
27/09/2015	1.301,53	1.288,44	13,09	156,10
28/09/2015	1.426,66	1.412,38	14,28	158,00
29/09/2015	1.427,16	1.412,88	14,28	158,00
30/09/2015	1.429,11	1.414,83	14,28	158,00
01/10/2015	1.296,60	1.283,70	12,90	218,00
02/10/2015	1.291,61	1.278,71	12,90	218,00
03/10/2015	1.291,81	1.278,91	12,90	218,00
04/10/2015	1.290,27	1.277,37	12,90	218,00
05/10/2015	1.288,28	1.275,38	12,90	218,00
06/10/2015	1.291,49	1.278,59	12,90	218,00
07/10/2015	1.292,00	1.279,10	12,90	218,00
08/10/2015	1.288,16	1.275,26	12,90	218,00
09/10/2015	1.287,43	1.274,53	12,90	218,00
10/10/2015	1.290,10	1.277,20	12,90	218,00
11/10/2015	1.287,70	1.274,80	12,90	221,13
12/10/2015	1.398,08	1.384,08	14,00	278,00
13/10/2015	1.399,25	1.385,25	14,00	278,00
14/10/2015	1.409,81	1.395,81	14,00	280,79
15/10/2015	1.402,99	1.388,99	14,00	282,86
16/10/2015	1.400,59	1.386,59	14,00	280,91
17/10/2015	1.403,15	1.389,15	14,00	285,83
18/10/2015	1.407,61	1.393,61	14,00	283,59
19/10/2015	1.399,75	1.385,75	14,00	278,00
20/10/2015	1.400,29	1.386,29	14,00	290,17
21/10/2015	1.397,07	1.383,07	14,00	288,59
22/10/2015	1.400,55	1.386,55	14,00	286,07
23/10/2015	1.398,67	1.384,67	14,00	294,99

TABLA 2.10 CONTINUACIÓN

FECHA	BFPD	BPPD	BAPD	MSCF
24/10/2015	1.367,58	1.353,90	13,68	170,20
25/10/2015	1.370,59	1.356,91	13,68	169,00
26/10/2015	1.372,97	1.359,29	13,68	171,52
27/10/2015	1.367,86	1.354,18	13,68	169,76
28/10/2015	1.372,80	1.359,12	13,68	168,46
29/10/2015	1.369,13	1.355,45	13,68	175,31
30/10/2015	1.371,49	1.357,81	13,68	160,39
31/10/2015	1.376,37	1.362,69	13,68	159,00
01/11/2015	1.366,60	1.352,92	13,68	159,00
02/11/2015	1.456,14	1.441,58	14,56	99,21
03/11/2015	1.456,46	1.441,90	14,56	104,26
04/11/2015	1.454,21	1.439,65	14,56	96,00
05/11/2015	1.456,77	1.442,21	14,56	101,22
06/11/2015	1.455,42	1.440,86	14,56	99,24
07/11/2015	1.457,19	1.442,63	14,56	96,00
08/11/2015	1.455,19	1.440,63	14,56	100,13
09/11/2015	1.457,67	1.443,11	14,56	96,00
10/11/2015	1.457,45	1.442,89	14,56	96,00
11/11/2015	1.457,22	1.442,66	14,56	96,00
12/11/2015	1.459,04	1.444,48	14,56	96,00
13/11/2015	1.456,24	1.441,68	14,56	96,00
14/11/2015	1.455,80	1.441,24	14,56	96,00
15/11/2015	1.455,61	1.441,05	14,56	96,00
16/11/2015	1.455,40	1.440,84	14,56	96,00
17/11/2015	1.455,37	1.440,81	14,56	96,00
18/11/2015	1.459,64	1.445,08	14,56	96,00
19/11/2015	1.398,13	1.384,17	13,96	59,00
20/11/2015	1.400,02	1.386,06	13,96	59,00
21/11/2015	1.394,26	1.380,30	13,96	59,00
22/11/2015	1.397,18	1.383,22	13,96	59,00
23/11/2015	1.395,96	1.382,00	13,96	59,00
24/11/2015	1.402,25	1.388,29	13,96	59,00
25/11/2015	1.371,52	1.357,85	13,67	57,77
26/11/2015	1.398,13	1.384,17	13,96	59,00

TABLA 2.10 CONTINUACIÓN

FECHA	BFPD	BPPD	BAPD	MSCF
27/11/2015	1.395,63	1.381,67	13,96	59,00
28/11/2015	1.396,06	1.382,10	13,96	59,00
29/11/2015	1.445,62	1.431,18	14,44	109,27
30/11/2015	1.444,32	1.429,88	14,44	106,75
01/12/2015	1.203,33	1.191,29	12,03	87,50
02/12/2015	1.447,31	1.432,87	14,44	105,00
03/12/2015	1.445,87	1.431,43	14,44	105,00
04/12/2015	1.442,68	1.428,24	14,44	105,00
05/12/2015	1.445,63	1.431,19	14,44	105,97
06/12/2015	1.449,99	1.435,55	14,44	106,69
07/12/2015	1.447,13	1.432,69	14,44	107,42

Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero (ARCH)
Elaborado por: Santiago Moromenacho; Diego Salinas.

La tabla 2.11 muestra el volumen recuperable del pozo SHS-153D de la arena U Inferior.

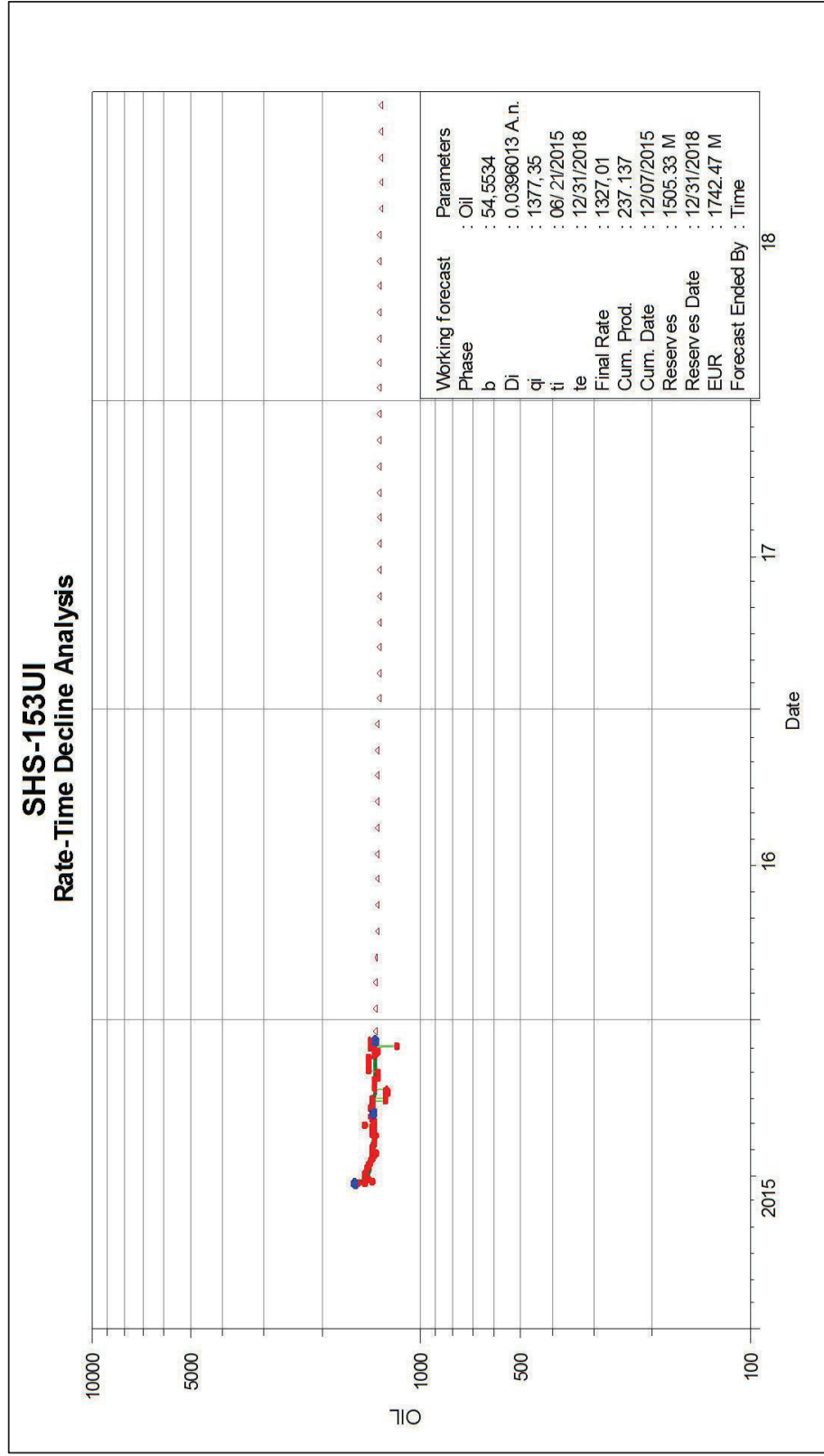
**TABLA 2.11
VOLUMEN RECUPERABLE DEL POZO SHUSHUFINDI-153D**

POZO	F.CONV.BL	ARENA	Ho	So	PORO	Boi	POES	FR	Reservas
		(ACRES)	(PIES)			BLS/BF	BF		iniciales
SHS-153D	7.758	70	44	0,89	0,17	1,279	2.787.401	0,51	1.421.574

Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero (ARCH)
Elaborado por: Santiago Moromenacho; Diego Salinas

En la figura 2.13 se muestra la curva de declinación del pozo Shushufindi-153D, se trata de una curva de declinación exponencial y la que mejor se ajusta de acuerdo a la regresión histórica realizada en OFM, es un pozo nuevo por lo que no muestra una declinación notable, además de tener una producción buena de petróleo con una baja producción de agua, pero muestra una zona prospectiva de intereses, la cual podría ser puesta en producción una vez que el pozo decline su producción.

FIGURA 2.13 CURVA DE DECLINACIÓN DEL POZO SHS-153D



Elaborado por: Santiago Moromenacho; Diego Salinas

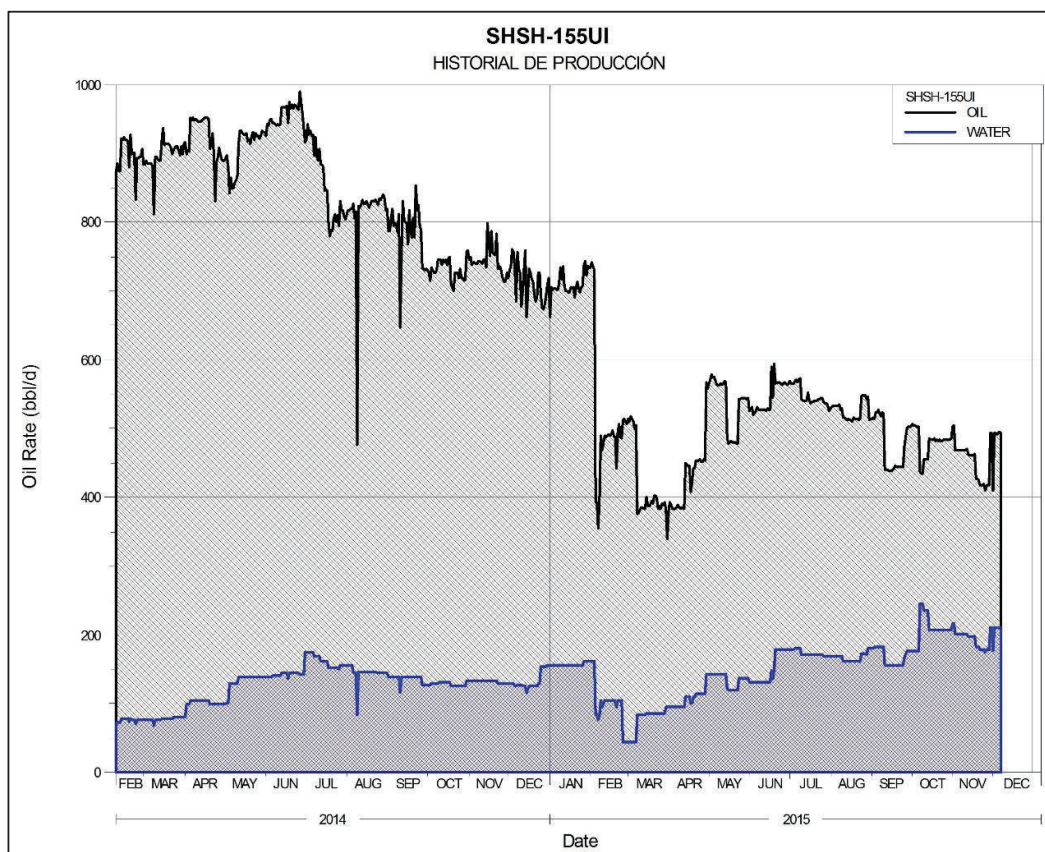
2.5.4. POZO SHUSHUFINDI – 155D (SHSH-155D)

El pozo Shushufindi-155D se encuentra ubicando en flanco centro, la ubicación del pozo se puede ver en la figura 2.4 y su completación en el Anexo 2, se punzonaron los intervalos de 9.350 pies a 9.359 pies y el intervalo de 9.400 pies a 9.425 pies correspondientes a la arena U Inferior con una presión promedio de 1.200 psi.

Inició su producción el 16 de Enero del 2014 en la arenisca “U Inferior” con una producción inicial de 1.005 BPPD, 31 barriles de agua por día (BAPD), posterior a su completación, el pozo ha presentado una caída de su índice de productividad de +/- 5 BFPD/psi a +/- 1,8 BFPD/psi al 10 de Agosto del 2015 el pozo declina en su producción y produce 514 barriles de petróleo por día BPPD de 25,5° API y 162 barriles de agua por día, presenta un BSW de 24%.

La figura 2.14 muestra el historial de producción del pozo SHSH-155D correspondiente a la arenisca U Inferior desde el 08 de febrero del 2014 hasta el 07 de diciembre del 2015.

FIGURA 2.14 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO SHUSHUFINDI-155D



Elaborado por: Santiago Moromenacho; Diego Salinas.

La tabla 2.12 muestra el historial de producción del pozo SHSH-155D correspondiente al año 2015

TABLA 2.12
HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO SHUSHUFINDI-155D

FECHA	BFPD	BPPD	BAPD	MSCF
01/01/2015	817,57	661,33	156,24	302,00
02/01/2015	861,74	705,50	156,24	318,68
03/01/2015	857,81	701,57	156,24	321,01
04/01/2015	860,47	704,23	156,24	327,24
05/01/2015	860,21	703,97	156,24	329,58
06/01/2015	858,34	702,10	156,24	302,00
07/01/2015	858,11	701,87	156,24	302,00
08/01/2015	868,57	712,33	156,24	302,00
09/01/2015	889,82	733,58	156,24	308,21
10/01/2015	872,07	716,55	155,52	299,55
11/01/2015	890,82	735,30	155,52	311,25
12/01/2015	864,00	708,48	155,52	311,83
13/01/2015	854,80	699,28	155,52	296,00
14/01/2015	855,68	700,16	155,52	296,00
15/01/2015	854,27	698,75	155,52	300,94
16/01/2015	853,49	697,97	155,52	311,77
17/01/2015	861,97	706,45	155,52	308,39
18/01/2015	859,94	704,42	155,52	310,03
19/01/2015	861,87	706,35	155,52	308,92
20/01/2015	846,15	690,63	155,52	317,21
21/01/2015	861,81	706,29	155,52	306,97
22/01/2015	869,76	714,24	155,52	313,07
23/01/2015	859,04	703,52	155,52	327,09
24/01/2015	854,41	698,89	155,52	321,28
25/01/2015	862,19	706,67	155,52	316,84
26/01/2015	863,74	708,22	155,52	314,68
27/01/2015	899,99	738,71	161,28	231,95
28/01/2015	905,64	744,36	161,28	234,89
29/01/2015	884,67	723,39	161,28	222,91
30/01/2015	897,58	736,30	161,28	223,03
31/01/2015	895,51	734,23	161,28	221,08
01/02/2015	895,94	734,66	161,28	211,00
02/02/2015	903,62	742,34	161,28	211,00
03/02/2015	898,14	736,86	161,28	217,64
04/02/2015	891,01	729,73	161,28	211,36
05/02/2015	475,87	392,35	83,52	154,65
06/02/2015	477,05	393,53	83,52	154,18
07/02/2015	432,29	355,73	76,56	138,42
08/02/2015	481,61	398,09	83,52	163,95

TABLA 2.12 CONTINUACIÓN

FECHA	BFPD	BPPD	BAPD	MSCF
09/02/2015	594,79	490,39	104,40	159,00
10/02/2015	564,26	468,56	95,70	145,75
11/02/2015	594,16	489,76	104,40	163,99
12/02/2015	592,39	487,99	104,40	159,00
13/02/2015	594,51	490,11	104,40	172,56
14/02/2015	595,29	490,89	104,40	171,78
15/02/2015	593,03	488,63	104,40	168,63
16/02/2015	595,15	490,75	104,40	173,61
17/02/2015	601,40	497,00	104,40	170,37
18/02/2015	594,49	490,09	104,40	169,38
19/02/2015	591,79	487,39	104,40	168,07
20/02/2015	538,15	442,45	95,70	156,05
21/02/2015	597,41	493,01	104,40	165,32
22/02/2015	611,78	507,38	104,40	159,00
23/02/2015	592,50	488,10	104,40	160,99
24/02/2015	589,57	485,17	104,40	165,85
25/02/2015	556,94	513,10	43,84	157,02
26/02/2015	557,77	513,93	43,84	159,04
27/02/2015	554,64	510,80	43,84	151,00
28/02/2015	550,56	506,72	43,84	153,05
01/03/2015	558,09	514,25	43,84	158,47
02/03/2015	553,76	509,92	43,84	155,19
03/03/2015	561,92	518,08	43,84	151,00
04/03/2015	558,83	514,99	43,84	151,00
05/03/2015	553,39	509,55	43,84	151,00
06/03/2015	542,51	498,67	43,84	153,65
07/03/2015	549,00	505,16	43,84	152,47
08/03/2015	457,94	375,14	82,80	142,84
09/03/2015	459,93	377,13	82,80	136,84
10/03/2015	464,86	382,06	82,80	136,20
11/03/2015	468,12	385,32	82,80	135,00
12/03/2015	468,74	385,94	82,80	135,00
13/03/2015	465,78	382,98	82,80	135,00
14/03/2015	465,63	382,83	82,80	152,14
15/03/2015	484,55	399,59	84,96	159,41
16/03/2015	474,27	389,31	84,96	161,60
17/03/2015	473,05	388,09	84,96	163,94
18/03/2015	473,46	388,50	84,96	157,26
19/03/2015	480,17	395,21	84,96	153,22
20/03/2015	475,81	390,85	84,96	151,00
21/03/2015	486,48	401,52	84,96	151,00
22/03/2015	486,73	401,77	84,96	152,92
23/03/2015	483,52	398,56	84,96	152,23

TABLA 2.12 CONTINUACIÓN

FECHA	BFPD	BPPD	BAPD	MSCF
24/03/2015	467,97	383,01	84,96	151,00
25/03/2015	472,32	387,36	84,96	151,00
26/03/2015	468,48	383,52	84,96	151,00
27/03/2015	475,47	390,51	84,96	156,61
28/03/2015	473,74	388,78	84,96	154,63
29/03/2015	476,99	392,03	84,96	151,00
30/03/2015	475,88	381,48	94,40	115,57
31/03/2015	433,27	338,87	94,40	110,00
01/04/2015	474,51	380,11	94,40	110,00
02/04/2015	487,68	393,28	94,40	110,00
03/04/2015	484,02	389,62	94,40	110,00
04/04/2015	478,04	383,64	94,40	110,00
05/04/2015	478,11	383,71	94,40	110,00
06/04/2015	478,30	383,90	94,40	110,00
07/04/2015	479,52	385,12	94,40	110,00
08/04/2015	484,12	389,72	94,40	110,00
09/04/2015	478,45	384,05	94,40	110,00
10/04/2015	478,97	384,57	94,40	110,00
11/04/2015	479,12	384,72	94,40	110,00
12/04/2015	478,43	384,03	94,40	110,00
13/04/2015	559,46	449,06	110,40	162,00
14/04/2015	558,36	447,96	110,40	162,00
15/04/2015	556,88	446,48	110,40	162,00
16/04/2015	556,29	445,89	110,40	162,00
17/04/2015	509,73	408,53	101,20	148,50
18/04/2015	522,04	420,84	101,20	148,50
19/04/2015	552,96	442,56	110,40	162,00
20/04/2015	553,14	442,74	110,40	162,00
21/04/2015	566,14	452,94	113,20	140,00
22/04/2015	565,95	452,75	113,20	140,00
23/04/2015	565,79	452,59	113,20	140,00
24/04/2015	567,93	454,73	113,20	140,00
25/04/2015	565,13	451,93	113,20	140,30
26/04/2015	565,20	452,00	113,20	144,58
27/04/2015	568,17	454,97	113,20	145,90
28/04/2015	566,55	453,35	113,20	146,24
29/04/2015	708,52	566,92	141,60	162,00
30/04/2015	699,02	557,42	141,60	179,30
01/05/2015	706,49	564,89	141,60	162,00
02/05/2015	712,55	570,95	141,60	164,47
03/05/2015	720,38	578,78	141,60	165,92
04/05/2015	716,07	574,47	141,60	162,00
05/05/2015	717,44	575,84	141,60	162,00

TABLA 2.12 CONTINUACIÓN

FECHA	BFPD	BPPD	BAPD	MSCF
06/05/2015	710,62	569,02	141,60	162,00
07/05/2015	705,60	564,00	141,60	168,16
08/05/2015	705,64	564,04	141,60	167,25
09/05/2015	705,24	563,64	141,60	164,82
10/05/2015	707,30	565,70	141,60	162,39
11/05/2015	706,03	564,43	141,60	163,00
12/05/2015	707,94	566,34	141,60	163,72
13/05/2015	711,08	569,48	141,60	165,30
14/05/2015	709,08	567,48	141,60	176,20
15/05/2015	608,47	486,47	122,00	156,19
16/05/2015	597,43	477,43	120,00	158,65
17/05/2015	600,14	480,14	120,00	160,88
18/05/2015	602,31	482,31	120,00	170,52
19/05/2015	600,01	480,01	120,00	172,67
20/05/2015	599,73	479,73	120,00	160,55
21/05/2015	600,21	480,21	120,00	160,39
22/05/2015	599,10	479,10	120,00	164,31
23/05/2015	597,69	477,69	120,00	165,74
24/05/2015	679,29	543,29	136,00	184,72
25/05/2015	679,23	543,23	136,00	173,18
26/05/2015	679,71	543,71	136,00	174,60
27/05/2015	680,12	544,12	136,00	177,23
28/05/2015	680,40	544,40	136,00	181,27
29/05/2015	681,26	545,26	136,00	182,22
30/05/2015	679,26	543,26	136,00	169,19
31/05/2015	679,88	543,88	136,00	167,85
01/06/2015	658,35	526,35	132,00	136,52
02/06/2015	660,59	528,59	132,00	144,18
03/06/2015	662,97	530,97	132,00	143,83
04/06/2015	652,80	520,80	132,00	134,44
05/06/2015	657,18	525,18	132,00	133,09
06/06/2015	662,41	530,41	132,00	135,24
07/06/2015	660,32	528,32	132,00	133,00
08/06/2015	660,24	528,24	132,00	134,49
09/06/2015	660,30	528,30	132,00	136,54
10/06/2015	659,42	527,42	132,00	138,27
11/06/2015	659,02	527,02	132,00	139,73
12/06/2015	659,69	527,69	132,00	141,55
13/06/2015	658,30	526,30	132,00	142,72
14/06/2015	661,30	529,30	132,00	145,71
15/06/2015	659,28	527,28	132,00	148,49
16/06/2015	659,46	527,46	132,00	138,51
17/06/2015	739,63	590,83	148,80	144,16

TABLA 2.12 CONTINUACIÓN

FECHA	BFPD	BPPD	BAPD	MSCF
18/06/2015	681,18	544,78	136,40	132,80
19/06/2015	743,54	594,74	148,80	147,36
20/06/2015	744,95	566,39	178,56	172,90
21/06/2015	745,22	566,66	178,56	169,86
22/06/2015	745,88	567,32	178,56	163,62
23/06/2015	745,01	566,45	178,56	160,29
24/06/2015	743,40	564,84	178,56	162,60
25/06/2015	742,97	564,41	178,56	164,62
26/06/2015	744,09	565,53	178,56	151,00
27/06/2015	745,31	566,75	178,56	151,00
28/06/2015	743,39	564,83	178,56	151,00
29/06/2015	741,96	563,40	178,56	163,91
30/06/2015	744,79	566,23	178,56	159,23
01/07/2015	748,61	570,05	178,56	166,42
02/07/2015	744,07	565,51	178,56	164,44
03/07/2015	743,55	564,99	178,56	176,92
04/07/2015	743,42	564,86	178,56	180,09
05/07/2015	748,07	568,55	179,52	125,03
06/07/2015	750,77	571,25	179,52	123,63
07/07/2015	746,39	566,87	179,52	125,65
08/07/2015	751,57	572,05	179,52	125,41
09/07/2015	751,94	572,42	179,52	129,42
10/07/2015	713,35	542,95	170,40	143,56
11/07/2015	711,30	540,90	170,40	145,45
12/07/2015	711,99	541,11	170,88	270,43
13/07/2015	711,80	540,92	170,88	272,89
14/07/2015	711,31	540,43	170,88	244,58
15/07/2015	722,46	551,58	170,88	262,27
16/07/2015	712,50	541,62	170,88	245,88
17/07/2015	708,50	537,62	170,88	238,00
18/07/2015	710,37	539,49	170,88	238,00
19/07/2015	710,62	539,74	170,88	238,00
20/07/2015	711,30	540,42	170,88	238,00
21/07/2015	711,46	540,58	170,88	238,00
22/07/2015	712,04	541,16	170,88	238,00
23/07/2015	714,09	543,21	170,88	238,00
24/07/2015	713,37	542,49	170,88	238,00
25/07/2015	715,23	544,35	170,88	238,00
26/07/2015	714,67	543,79	170,88	238,00
27/07/2015	707,85	539,37	168,48	251,00
28/07/2015	705,50	537,02	168,48	271,79
29/07/2015	704,92	536,44	168,48	266,18
30/07/2015	704,02	535,54	168,48	260,16

TABLA 2.12 CONTINUACIÓN

FECHA	BFPD	BPPD	BAPD	MSCF
31/07/2015	693,71	525,23	168,48	277,52
01/08/2015	700,72	532,24	168,48	274,11
02/08/2015	701,38	532,90	168,48	276,33
03/08/2015	701,36	532,88	168,48	274,13
04/08/2015	701,11	532,63	168,48	251,00
05/08/2015	701,86	533,38	168,48	251,00
06/08/2015	701,22	532,74	168,48	271,75
07/08/2015	703,07	534,59	168,48	273,04
08/08/2015	696,77	528,29	168,48	269,67
09/08/2015	698,76	530,28	168,48	261,75
10/08/2015	678,92	516,68	162,24	196,86
11/08/2015	677,56	515,32	162,24	185,84
12/08/2015	675,74	513,50	162,24	180,00
13/08/2015	675,12	512,88	162,24	193,94
14/08/2015	677,17	514,93	162,24	215,03
15/08/2015	674,69	512,45	162,24	217,51
16/08/2015	675,32	513,08	162,24	197,10
17/08/2015	673,12	510,88	162,24	208,14
18/08/2015	677,60	515,36	162,24	192,68
19/08/2015	676,62	514,38	162,24	187,83
20/08/2015	676,78	514,54	162,24	185,41
21/08/2015	675,69	513,45	162,24	185,56
22/08/2015	675,17	512,93	162,24	184,95
23/08/2015	676,57	514,33	162,24	194,06
24/08/2015	719,38	546,58	172,80	167,75
25/08/2015	721,91	549,11	172,80	163,21
26/08/2015	720,60	547,80	172,80	163,31
27/08/2015	720,81	548,01	172,80	170,46
28/08/2015	713,57	542,69	170,88	138,00
29/08/2015	728,12	547,16	180,96	180,00
30/08/2015	693,61	512,65	180,96	180,00
31/08/2015	694,40	513,44	180,96	180,00
01/09/2015	694,79	513,83	180,96	180,00
02/09/2015	696,22	515,26	180,96	180,00
03/09/2015	696,63	515,15	181,48	153,00
04/09/2015	705,88	522,84	183,04	233,00
05/09/2015	707,52	524,48	183,04	233,00
06/09/2015	710,95	527,91	183,04	233,00
07/09/2015	705,43	522,39	183,04	233,00
08/09/2015	701,09	518,05	183,04	233,00
09/09/2015	705,85	522,81	183,04	233,00
10/09/2015	704,59	521,55	183,04	233,00
11/09/2015	596,08	441,12	154,96	159,00

TABLA 2.12 CONTINUACIÓN

FECHA	BFPD	BPPD	BAPD	MSCF
12/09/2015	595,81	440,85	154,96	159,00
13/09/2015	595,18	440,22	154,96	159,00
14/09/2015	592,61	437,65	154,96	161,49
15/09/2015	593,11	438,15	154,96	159,00
16/09/2015	593,02	438,06	154,96	159,00
17/09/2015	595,89	440,93	154,96	159,00
18/09/2015	598,93	442,93	156,00	141,00
19/09/2015	602,86	446,86	156,00	141,00
20/09/2015	600,50	444,50	156,00	141,00
21/09/2015	599,57	443,57	156,00	141,00
22/09/2015	599,83	443,83	156,00	141,00
23/09/2015	600,39	444,39	156,00	141,00
24/09/2015	600,11	444,11	156,00	143,92
25/09/2015	599,79	443,79	156,00	141,00
26/09/2015	640,08	473,68	166,40	263,00
27/09/2015	677,10	500,30	176,80	241,42
28/09/2015	679,52	502,72	176,80	224,00
29/09/2015	679,70	502,90	176,80	224,00
30/09/2015	680,40	503,60	176,80	224,00
01/10/2015	682,60	505,80	176,80	224,00
02/10/2015	680,63	503,83	176,80	224,00
03/10/2015	680,71	503,91	176,80	224,00
04/10/2015	680,11	503,31	176,80	224,00
05/10/2015	679,32	502,52	176,80	224,00
06/10/2015	680,59	503,79	176,80	224,00
07/10/2015	680,68	435,88	244,80	224,00
08/10/2015	679,37	434,57	244,80	224,00
09/10/2015	679,12	434,32	244,80	224,00
10/10/2015	690,04	455,44	234,60	224,00
11/10/2015	689,18	454,58	234,60	227,22
12/10/2015	689,37	454,77	234,60	224,00
13/10/2015	689,75	455,15	234,60	224,00
14/10/2015	693,42	486,42	207,00	226,25
15/10/2015	691,04	484,04	207,00	227,92
16/10/2015	690,20	483,20	207,00	226,34
17/10/2015	691,10	484,10	207,00	230,31
18/10/2015	692,65	485,65	207,00	228,51

TABLA 2.12 CONTINUACIÓN

FECHA	BFPD	BPPD	BAPD	MSCF
19/10/2015	689,91	482,91	207,00	224,00
20/10/2015	690,10	483,10	207,00	233,80
21/10/2015	688,98	481,98	207,00	232,53
22/10/2015	690,19	483,19	207,00	230,50
23/10/2015	689,54	482,54	207,00	237,69
24/10/2015	689,85	482,85	207,00	239,77
25/10/2015	690,92	483,92	207,00	238,09
26/10/2015	691,77	484,77	207,00	241,63
27/10/2015	689,95	482,95	207,00	239,15
28/10/2015	691,71	484,71	207,00	237,32
29/10/2015	690,40	483,40	207,00	246,98
30/10/2015	691,24	484,24	207,00	225,96
31/10/2015	692,98	485,98	207,00	224,00
01/11/2015	719,48	503,48	216,00	250,00
02/11/2015	720,05	504,05	216,00	258,35
03/11/2015	670,15	469,15	201,00	260,64
04/11/2015	669,42	468,42	201,00	240,00
05/11/2015	670,25	469,25	201,00	253,04
06/11/2015	669,81	468,81	201,00	248,09
07/11/2015	670,39	469,39	201,00	240,00
08/11/2015	669,74	468,74	201,00	250,33
09/11/2015	670,55	469,55	201,00	240,00
10/11/2015	670,47	469,47	201,00	240,00
11/11/2015	670,40	469,40	201,00	240,00
12/11/2015	670,99	469,99	201,00	240,00
13/11/2015	660,08	462,08	198,00	267,00
14/11/2015	659,94	461,94	198,00	267,00
15/11/2015	659,87	461,87	198,00	267,00
16/11/2015	659,81	461,81	198,00	267,00
17/11/2015	659,80	461,80	198,00	267,00
18/11/2015	661,17	463,17	198,00	267,00
19/11/2015	608,66	426,26	182,40	96,00
20/11/2015	609,24	426,84	182,40	96,00
21/11/2015	607,46	425,06	182,40	96,00
22/11/2015	596,36	417,56	178,80	151,00

TABLA 2.12 CONTINUACIÓN

FECHA	BFPD	BPPD	BAPD	MSCF
23/11/2015	595,99	417,19	178,80	151,00
24/11/2015	597,89	419,09	178,80	151,00
25/11/2015	584,97	409,90	175,08	147,85
26/11/2015	596,64	417,84	178,80	151,00
27/11/2015	595,89	417,09	178,80	151,00
28/11/2015	596,02	417,22	178,80	151,00
29/11/2015	704,56	493,36	211,20	165,47
30/11/2015	704,11	492,91	211,20	161,65
01/12/2015	586,67	410,67	176,00	132,50
02/12/2015	705,14	493,94	211,20	159,00
03/12/2015	704,64	493,44	211,20	159,00
04/12/2015	703,54	492,34	211,20	159,00
05/12/2015	704,56	493,36	211,20	160,46
06/12/2015	706,06	494,86	211,20	161,56
07/12/2015	705,08	493,88	211,20	162,67

Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero (ARCH)
Elaborado por: Santiago Moromenacho; Diego Salinas.

La tabla 2.13 muestra el volumen recuperable del pozo SHSH-155D correspondientes a la arena U Inferior.

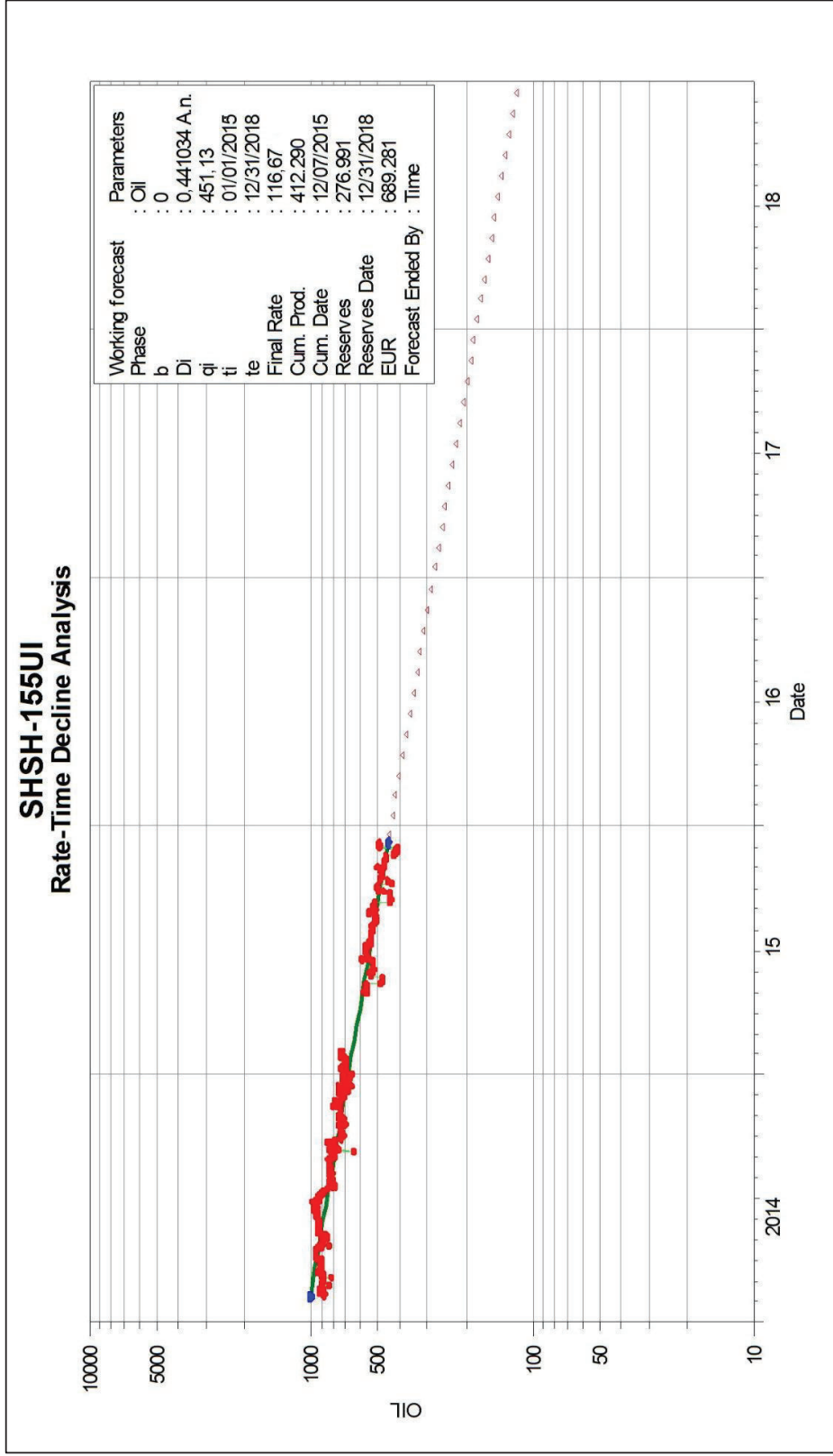
TABLA 2.13
VOLUMEN RECUPERABLE DEL POZO SHUSHUFINDI-155D

POZO	F.CONV.BL	ARENA	Ho	So	PORO	Boi	POES	FR	Reservas
		(ACRES)	(PIES)			BLS/BF	BF		iniciales
SHS-155D	7758	70	9	0,9	0,12	1,302	405.418	0,45	182.438
SHS-155D	7758	70	25	0,75	0,18	1,302	1.407.701	0,53	746.081

Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero (ARCH)
Elaborado por: Santiago Moromenacho; Diego Salinas.

La figura 2.15 muestra la curva de declinación del pozo SHSH-155D, se trata de una curva de declinación exponencial, este pozo es un pozo de relleno por lo que su tasa de declinación va a ser mucho mayor a la de sus pozos colindantes, esto se debe a que la tasa de declinación no se ve afectada solo por su producción sino además por la producción de los pozos aledaños.

FIGURA 2.15 CURVA DE DECLINACIÓN DEL POZO SHUSHUFINDI-155D



Elaborado por: Santiago Moromenacho; Diego Salinas

2.5.5. POZO SHUSHUFINDI - 199D (SHSW-199D)

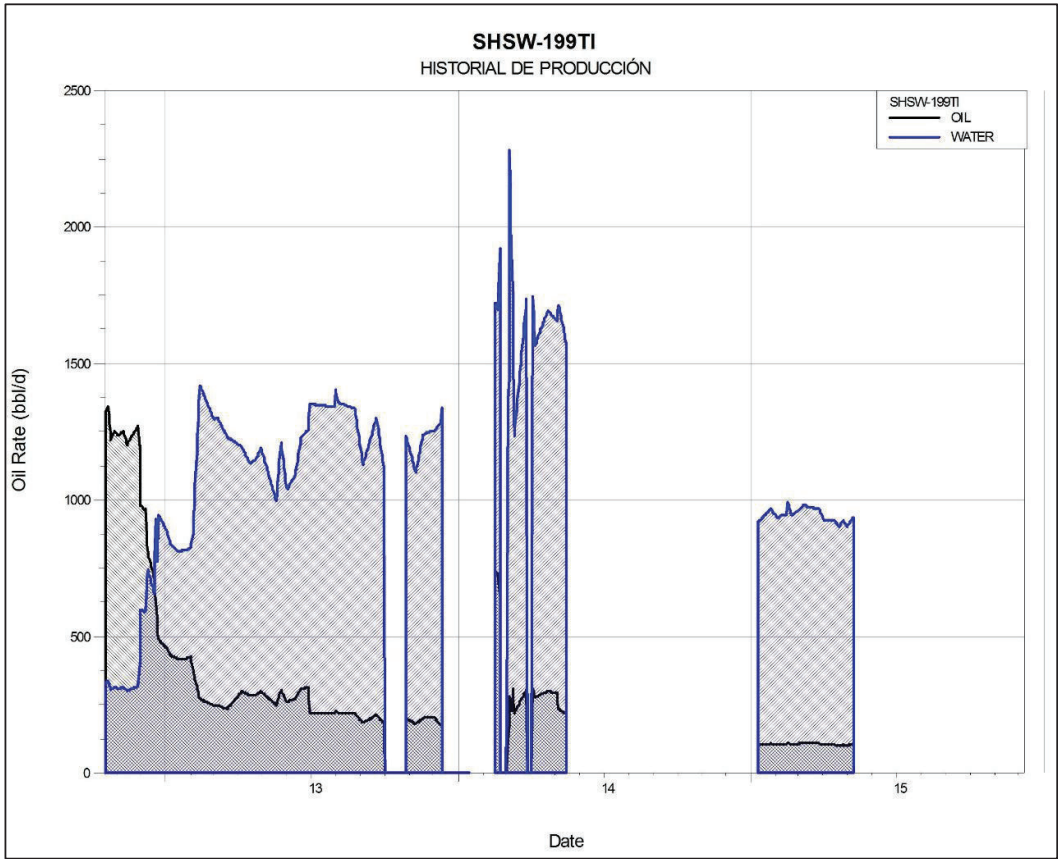
El pozo Shushufindi-199D se encuentra ubicado en la zona centro norte de la estructura Shushufindi, la ubicación del pozo se puede ver en la figura 2.4 y su completación en el Anexo 2.

Se terminó de perforar el 8 de octubre de 2012, alcanzó una profundidad total de 9.770 pies. Los intervalos punzonados de la arena T Inferior fueron de 9.522 pies a 9.528 pies, de 9.536 pies a 9.557 pies y de 9.562 pies a 9.585 pies. La completación y pruebas iniciales finalizaron el 17 de octubre de 2012, el pozo se completó con sistema de levantamiento Electro-Sumergible.

El reservorio T Inferior presenta una porosidad del 13%, una saturación del 12% y un espesor neto de 32 pies.

La figura 2.16 muestra el historial de producción del pozo SHSW-199D correspondiente a la arenisca T Inferior desde el 18 de octubre de 2012 al 9 de mayo de 2015, los intervalos donde no se tiene producción, es el resultado cierre de pozo por trabajos de reacondicionamiento o pruebas de producción.

FIGURA 2.16 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO SHUSHUFINDI-199D



Elaborado por: Santiago Moromenacho; Diego Salinas.

En la figura 2.16 se puede observar que el pozo Shushufindi-199D actualmente tiene una producción muy alta de agua respecto a la producción de petróleo, la producción de petróleo permanece constante, mientras la producción de agua muestra una ligera tendencia a aumentar, los espacios en blanco mostrados en el historial de producción se deben a trabajos de reacondicionamiento los cuales han mantenido cerrado el pozo por cierto periodo de tiempo en los cuales no se ha tenido ninguna producción de fluido.

La tabla 2.14 muestra el historial de producción del pozo SHSW-199D a la fecha del 9 de mayo de 2015.

TABLA 2.14
HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO SHUSHUFINDI-199D

FECHA	BFPD	BPPD	BAPD	MSCF
10/01/2015	1.020,40	102,04	918,36	119,88
11/01/2015	1.023,79	102,38	921,41	118,91
12/01/2015	1.027,17	102,72	924,46	117,93
13/01/2015	1.030,56	103,06	927,50	116,95
14/01/2015	1.033,94	103,39	930,55	115,98
15/01/2015	1.037,33	103,73	933,59	115,00
16/01/2015	1.040,71	104,07	936,64	114,03
17/01/2015	1.044,10	104,41	939,69	113,05
18/01/2015	1.047,48	104,75	942,73	112,07
19/01/2015	1.050,87	105,09	945,78	111,10
20/01/2015	1.054,25	105,42	948,82	110,12
21/01/2015	1.057,63	105,76	951,87	109,14
22/01/2015	1.061,02	106,10	954,92	108,17
23/01/2015	1.064,40	106,44	957,96	107,19
24/01/2015	1.067,79	106,78	961,01	106,22
25/01/2015	1.071,17	107,12	964,05	105,24
26/01/2015	1.074,56	107,46	967,10	104,26
27/01/2015	1.068,00	106,80	961,20	108,11
28/01/2015	1.064,00	106,40	957,60	111,22
29/01/2015	1.060,00	106,00	954,00	114,33
30/01/2015	1.056,00	105,60	950,40	117,44
31/01/2015	1.052,00	105,20	946,80	120,56
01/02/2015	1.048,00	104,80	943,20	123,67
02/02/2015	1.044,00	104,40	939,60	126,78
03/02/2015	1.040,00	104,00	936,00	129,89
04/02/2015	1.036,00	103,60	932,40	133,00
05/02/2015	1.039,00	103,90	935,10	133,25
06/02/2015	1.042,00	104,20	937,80	133,50

TABLA 2.14 CONTINUACIÓN

FECHA	BFPD	BPPD	BAPD	MSCF
07/02/2015	1.045,00	104,50	940,50	133,75
08/02/2015	1.048,00	104,80	943,20	134,00
09/02/2015	1.048,00	104,80	943,20	134,00
10/02/2015	1.048,00	104,80	943,20	134,00
11/02/2015	1.048,00	104,80	943,20	134,00
12/02/2015	1.048,00	104,80	943,20	134,00
13/02/2015	1.048,00	104,80	943,20	134,00
14/02/2015	1.048,00	104,80	943,20	134,00
15/02/2015	1.048,00	104,80	943,20	134,00
16/02/2015	1.100,00	110,00	990,00	120,00
17/02/2015	1.089,60	108,96	980,64	122,80
18/02/2015	1.079,20	107,92	971,28	125,60
19/02/2015	1.068,80	106,88	961,92	128,40
20/02/2015	1.058,40	105,84	952,56	131,20
21/02/2015	1.048,00	104,80	943,20	134,00
22/02/2015	1.050,40	105,04	945,36	135,00
23/02/2015	1.052,80	105,28	947,52	136,00
24/02/2015	1.055,20	105,52	949,68	137,00
25/02/2015	1.057,60	105,76	951,84	138,00
26/02/2015	1.060,00	106,00	954,00	139,00
27/02/2015	1.062,40	106,24	956,16	140,00
28/02/2015	1.064,80	106,48	958,32	141,00
01/03/2015	1.067,20	106,72	960,48	142,00
02/03/2015	1.069,60	106,96	962,64	143,00
03/03/2015	1.072,00	107,20	964,80	144,00
04/03/2015	1.075,33	107,53	967,80	144,00
05/03/2015	1.078,67	107,87	970,80	144,00
06/03/2015	1.082,00	108,20	973,80	144,00
07/03/2015	1.085,33	108,53	976,80	144,00
08/03/2015	1.088,67	108,87	979,80	144,00
09/03/2015	1.092,00	109,20	982,80	144,00
10/03/2015	1.089,60	108,96	980,64	155,40
11/03/2015	1.087,20	108,72	978,48	166,80
12/03/2015	1.084,80	108,48	976,32	178,20
13/03/2015	1.082,40	108,24	974,16	189,60
14/03/2015	1.080,00	108,00	972,00	201,00
15/03/2015	1.079,69	107,97	971,72	195,08

TABLA 2.14 CONTINUACIÓN

FECHA	BFPD	BPPD	BAPD	MSCF
16/03/2015	1.079,38	107,94	971,45	189,15
17/03/2015	1.079,08	107,91	971,17	183,23
18/03/2015	1.078,77	107,88	970,89	177,31
19/03/2015	1.078,46	107,85	970,62	171,38
20/03/2015	1.078,15	107,82	970,34	165,46
21/03/2015	1.077,85	107,78	970,06	159,54
22/03/2015	1.077,54	107,75	969,78	153,62
23/03/2015	1.077,23	107,72	969,51	147,69
24/03/2015	1.076,92	107,69	969,23	141,77
25/03/2015	1.076,62	107,66	968,95	135,85
26/03/2015	1.076,31	107,63	968,68	129,92
27/03/2015	1.076,00	107,60	968,40	124,00
28/03/2015	1.068,00	106,80	961,20	137,67
29/03/2015	1.060,00	106,00	954,00	151,33
30/03/2015	1.052,00	105,20	946,80	165,00
31/03/2015	1.044,00	104,40	939,60	178,67
01/04/2015	1.036,00	103,60	932,40	192,33
02/04/2015	1.028,00	102,80	925,20	206,00
03/04/2015	1.028,00	102,80	925,20	201,23
04/04/2015	1.028,00	102,80	925,20	196,46
05/04/2015	1.028,00	102,80	925,20	191,69
06/04/2015	1.028,00	102,80	925,20	186,92
07/04/2015	1.028,00	102,80	925,20	182,15
08/04/2015	1.028,00	102,80	925,20	177,38
09/04/2015	1.028,00	102,80	925,20	172,62
10/04/2015	1.028,00	102,80	925,20	167,85
11/04/2015	1.028,00	102,80	925,20	163,08
12/04/2015	1.028,00	102,80	925,20	158,31
13/04/2015	1.028,00	102,80	925,20	153,54
14/04/2015	1.028,00	102,80	925,20	148,77
15/04/2015	1.028,00	102,80	925,20	144,00
16/04/2015	1.024,00	102,40	921,60	145,50
17/04/2015	1.020,00	102,00	918,00	147,00
18/04/2015	1.016,00	101,60	914,40	148,50
19/04/2015	1.012,00	101,20	910,80	150,00
20/04/2015	1.008,00	100,80	907,20	151,50
21/04/2015	1.004,00	100,40	903,60	153,00
22/04/2015	1.008,40	100,84	907,56	143,40

TABLA 2.14 CONTINUACIÓN

FECHA	BFPD	BPPD	BAPD	MSCF
23/04/2015	1.012,80	101,28	911,52	133,80
24/04/2015	1.017,20	101,72	915,48	124,20
25/04/2015	1.021,60	102,16	919,44	114,60
26/04/2015	1.026,00	102,60	923,40	105,00
27/04/2015	1.021,60	102,16	919,44	108,00
28/04/2015	1.017,20	101,72	915,48	111,00
29/04/2015	1.012,80	101,28	911,52	114,00
30/04/2015	1.008,40	100,84	907,56	117,00
01/05/2015	1.004,00	100,40	903,60	120,00
02/05/2015	1.009,14	100,91	908,23	120,00
03/05/2015	1.014,29	101,43	912,86	120,00
04/05/2015	1.019,43	101,94	917,49	120,00
05/05/2015	1.024,57	102,46	922,11	120,00
06/05/2015	1.029,71	102,97	926,74	120,00
07/05/2015	1.034,86	103,49	931,37	120,00
08/05/2015	1.040,00	104,00	936,00	120,00
09/05/2015	1.040,00	104,00	936,00	120,00

Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero (ARCH)
Elaborado por: Santiago Moromenacho; Diego Salinas.

La tabla 2.15 muestra el volumen recuperable de hidrocarburo del pozo SHSW-199D correspondientes a la arena T Inferior.

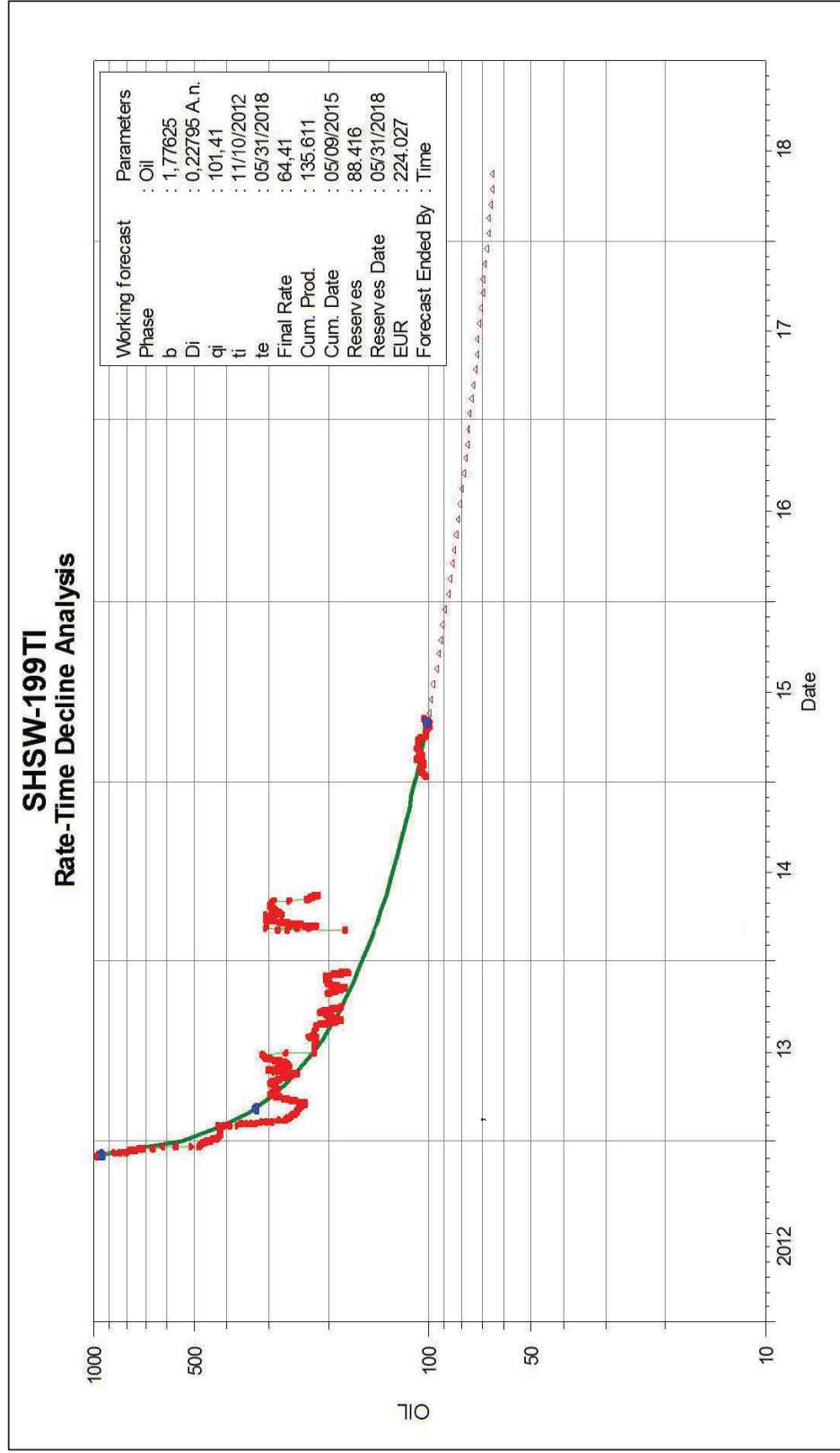
**TABLA 2.15
VOLUMEN RECUPERABLE DEL POZO SHSW-199D**

POZO	F.CONV.BL	ARENA	Ho	So	PORO	Boi	POES	FR	Reservas
		(ACRES)	(PIES)			BLS/BF	BF		iniciales
SHSH-199D	7.758	70	30	0,74	0,13	1,248	1.255.826	0,53	665.588

Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero (ARCH)
Elaborado por: Santiago Moromenacho; Diego Salinas.

En la figura 2.17 se puede observar la declinación de producción del pozo Shushufindi-199D, la curva que mejor se ajusta es una curva de declinación hiperbólica, en la cual se puede observar que el pozo ha tenido una declinación muy marcada desde su puesta en producción, teniendo varios trabajos de reacondicionamiento para mejorar su producción los cuales han sido infructuosos, ya que el pozo vuelve a declinar rápidamente además que se tiene una alta producción de agua a comparación de la producción de barriles de petróleo por día, en este pozo también se discriminaron ciertos datos para tener una curva que describa mejor la realidad del mismo.

FIGURA 2.17 CURVA DE DECLINACIÓN DEL POZO SHSW-199D



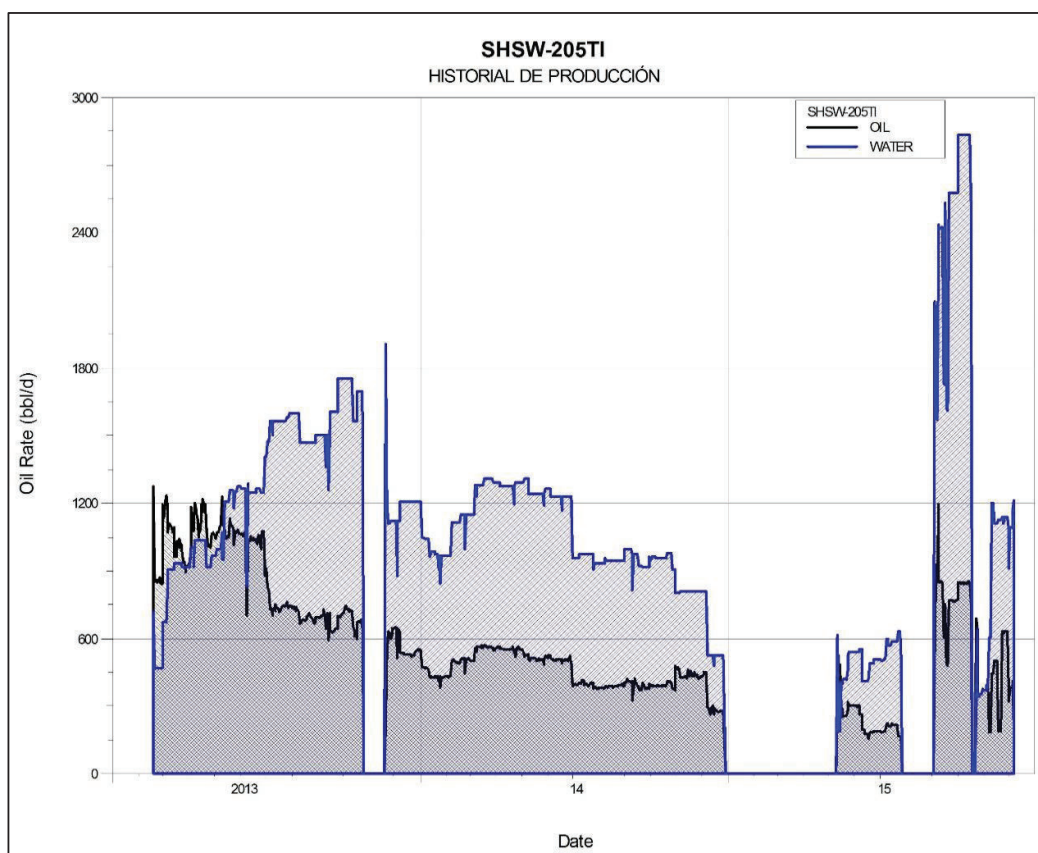
Elaborado por: Santiago Moromenacho; Diego Salinas.

2.5.6. POZO SHUSHUFINDI - 205D (SHSW-205D)

El pozo Shushufindi-205D se encuentra ubicado en la zona centro norte de la estructura Shushufindi. Inicia perforación el 23 de diciembre del 2012 con el taladro Hilong 15, y finaliza perforación el 21 de enero del 2013, fue completado en la arena T Inferior, comenzando con una producción de 1.328 barriles de petróleo por día (BPPD) y 715 barriles de agua por día (BAPD) el 18 de febrero del 2013 con un BSW del 47%, los intervalos punzonados de la arena T Inferior fueron de 10.019 pies a 10.026 pies y de 10.030 pies a 10.042 pies, la ubicación del pozo se puede ver en la figura 2.4 y su completación en el Anexo 2.

La figura 2.18 muestra el historial de producción del pozo SHSW-205D correspondiente a la arenisca T Inferior, se puede observar que la producción de agua es alta y la producción de petróleo es baja, el pozo se interviene para remediar un fallo mecánico de la completación, después de este workover la arena T Inferior queda dañada formacionalmente, resultando en una producción actual de 187 BPPD.

FIGURA 2.18 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO SHUSHUFINDI-205D



Elaborado por: Santiago Moromenacho; Diego Salinas.

La tabla 2.16 muestra el historial de producción del pozo SHSW-205D correspondiente al año 2015, los intervalos donde no se tiene producción, es el resultado cierre de pozo por trabajos de reacondicionamiento o pruebas de producción.

TABLA 2.16
HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO SHUSHUFINDI-205D

FECHA	BFPD	BPPD	BAPD	MSCF
11/05/2015	879,08	263,08	616,00	52,32
12/05/2015	747,95	523,55	224,40	58,61
13/05/2015	632,40	443,40	189,00	61,22
14/05/2015	630,84	441,84	189,00	65,26
15/05/2015	688,49	481,49	207,00	159,31
16/05/2015	688,45	288,25	400,20	157,58
17/05/2015	684,09	287,37	396,72	165,19
18/05/2015	661,21	252,01	409,20	175,10
19/05/2015	676,01	256,89	419,12	177,31
20/05/2015	675,86	256,74	419,12	164,86
21/05/2015	676,11	256,99	419,12	164,70
22/05/2015	671,52	254,88	416,64	177,55
23/05/2015	734,65	278,33	456,32	160,17
24/05/2015	840,58	319,16	521,42	167,30
25/05/2015	841,57	302,69	538,88	175,36
26/05/2015	841,84	302,96	538,88	176,80
27/05/2015	842,07	303,19	538,88	179,46
28/05/2015	842,22	303,34	538,88	183,55
29/05/2015	842,70	303,82	538,88	184,51
30/05/2015	841,59	302,71	538,88	171,32
31/05/2015	841,94	303,06	538,88	169,96
01/06/2015	841,05	302,17	538,88	165,26
02/06/2015	842,34	303,46	538,88	174,53
03/06/2015	843,70	304,82	538,88	174,11
04/06/2015	837,87	298,99	538,88	162,74
05/06/2015	840,38	301,50	538,88	161,11
06/06/2015	843,39	304,51	538,88	163,71
07/06/2015	812,16	260,00	552,16	146,00
08/06/2015	812,12	259,96	552,16	147,64
09/06/2015	812,15	259,99	552,16	149,89
10/06/2015	600,79	192,11	408,68	149,71
11/06/2015	600,64	191,96	408,68	151,29
12/06/2015	600,89	192,21	408,68	153,26
13/06/2015	589,43	176,43	413,00	154,52
14/06/2015	590,44	177,44	413,00	157,76
15/06/2015	589,76	176,76	413,00	160,77
16/06/2015	589,82	176,82	413,00	149,96
17/06/2015	576,85	154,91	421,94	163,45
18/06/2015	671,73	181,17	490,56	28,52
19/06/2015	671,86	181,30	490,56	29,01

TABLA 2.16 CONTINUACIÓN

FECHA	BFPD	BPPD	BAPD	MSCF
20/06/2015	672,30	181,74	490,56	28,63
21/06/2015	672,39	181,83	490,56	28,12
22/06/2015	672,60	182,04	490,56	27,09
23/06/2015	672,32	181,76	490,56	26,54
24/06/2015	693,80	187,18	506,62	155,06
25/06/2015	693,66	187,04	506,62	156,99
26/06/2015	694,03	187,41	506,62	144,00
27/06/2015	694,43	187,81	506,62	144,00
28/06/2015	693,80	187,18	506,62	144,00
29/06/2015	693,32	186,70	506,62	156,31
30/06/2015	694,26	187,64	506,62	151,84
01/07/2015	695,53	188,91	506,62	158,71
02/07/2015	684,02	184,70	499,32	152,46
03/07/2015	683,85	184,53	499,32	164,03
04/07/2015	683,81	184,49	499,32	166,97
05/07/2015	692,02	186,86	505,16	158,05
06/07/2015	692,91	187,75	505,16	156,29
07/07/2015	703,46	189,54	513,92	162,39
08/07/2015	705,19	191,27	513,92	162,09
09/07/2015	817,53	221,85	595,68	163,61
10/07/2015	817,37	221,69	595,68	153,89
11/07/2015	780,51	211,11	569,40	155,92
12/07/2015	780,00	210,60	569,40	152,26
13/07/2015	779,92	210,52	569,40	153,65
14/07/2015	779,73	210,33	569,40	137,70
15/07/2015	804,18	220,18	584,00	147,66
16/07/2015	800,20	216,20	584,00	138,43
17/07/2015	798,60	214,60	584,00	134,00
18/07/2015	799,35	215,35	584,00	134,00
19/07/2015	799,45	215,45	584,00	134,00
20/07/2015	799,72	215,72	584,00	134,00
21/07/2015	799,78	215,78	584,00	134,00
22/07/2015	800,01	168,01	632,00	140,00
23/07/2015	800,65	168,65	632,00	140,00
24/07/2015	800,43	168,43	632,00	140,00
25/07/2015	724,91	152,95	571,96	209,00
26/07/2015	724,75	152,79	571,96	209,00
27/07/2015	0,00	0,00	0,00	0,00
28/07/2015	0,00	0,00	0,00	0,00
29/07/2015	0,00	0,00	0,00	0,00
30/07/2015	0,00	0,00	0,00	0,00

TABLA 2.16 CONTINUACIÓN

FECHA	BFPD	BPPD	BAPD	MSCF
31/07/2015	0,00	0,00	0,00	0,00
01/08/2015	0,00	0,00	0,00	0,00
02/08/2015	0,00	0,00	0,00	0,00
03/08/2015	0,00	0,00	0,00	0,00
04/08/2015	0,00	0,00	0,00	0,00
05/08/2015	0,00	0,00	0,00	0,00
06/08/2015	0,00	0,00	0,00	0,00
07/08/2015	0,00	0,00	0,00	0,00
08/08/2015	0,00	0,00	0,00	0,00
09/08/2015	0,00	0,00	0,00	0,00
10/08/2015	0,00	0,00	0,00	0,00
11/08/2015	0,00	0,00	0,00	0,00
12/08/2015	0,00	0,00	0,00	0,00
13/08/2015	0,00	0,00	0,00	0,00
14/08/2015	0,00	0,00	0,00	0,00
15/08/2015	0,00	0,00	0,00	0,00
16/08/2015	0,00	0,00	0,00	0,00
17/08/2015	0,00	0,00	0,00	0,00
18/08/2015	0,00	0,00	0,00	0,00
19/08/2015	0,00	0,00	0,00	0,00
20/08/2015	0,00	0,00	0,00	0,00
21/08/2015	0,00	0,00	0,00	0,00
22/08/2015	0,00	0,00	0,00	0,00
23/08/2015	0,00	0,00	0,00	0,00
24/08/2015	0,00	0,00	0,00	0,00
25/08/2015	0,00	0,00	0,00	0,00
26/08/2015	0,00	0,00	0,00	0,00
27/08/2015	0,00	0,00	0,00	0,00
28/08/2015	0,00	0,00	0,00	0,00
29/08/2015	0,00	0,00	0,00	0,00
30/08/2015	0,00	0,00	0,00	0,00
31/08/2015	0,00	0,00	0,00	0,00
01/09/2015	0,00	0,00	0,00	0,00
02/09/2015	0,00	0,00	0,00	0,00
03/09/2015	0,00	0,00	0,00	0,00
04/09/2015	2.619,89	525,49	2.094,40	645,00
05/09/2015	2.629,10	924,22	1.704,89	640,00
06/09/2015	2.635,15	930,27	1.704,89	640,00
07/09/2015	2.422,33	849,33	1.573,00	660,00
08/09/2015	3.629,29	1.193,17	2.436,12	660,00
09/09/2015	3.272,02	852,96	2.419,06	660,00

TABLA 2.16 CONTINUACIÓN

FECHA	BFPD	BPPD	BAPD	MSCF
10/09/2015	3.269,97	850,91	2.419,06	660,00
11/09/2015	3.274,15	851,39	2.422,76	481,00
12/09/2015	3.273,64	850,88	2.422,76	481,00
13/09/2015	3.272,42	849,66	2.422,76	481,00
14/09/2015	2.337,56	604,30	1.733,26	219,06
15/09/2015	2.338,25	605,00	1.733,26	215,68
16/09/2015	3.286,88	752,04	2.534,84	474,24
17/09/2015	2.106,76	484,46	1.622,30	474,24
18/09/2015	2.105,71	483,41	1.622,30	474,24
19/09/2015	2.092,05	483,56	1.608,50	237,44
20/09/2015	2.089,50	481,00	1.608,50	237,44
21/09/2015	3.347,25	769,29	2.577,96	656,00
22/09/2015	3.347,70	769,74	2.577,96	656,00
23/09/2015	3.348,67	770,71	2.577,96	656,00
24/09/2015	3.348,20	770,24	2.577,96	669,59
25/09/2015	3.347,63	769,67	2.577,96	656,00
26/09/2015	3.348,12	770,16	2.577,96	656,00
27/09/2015	3.343,56	765,60	2.577,96	707,03
28/09/2015	3.347,27	769,31	2.577,96	656,00
29/09/2015	3.347,54	769,58	2.577,96	656,00
30/09/2015	3.348,61	770,65	2.577,96	656,00
01/10/2015	3.351,98	774,02	2.577,96	656,00
02/10/2015	3.681,06	847,46	2.833,60	598,00
03/10/2015	3.681,20	847,60	2.833,60	598,00
04/10/2015	3.680,18	846,58	2.833,60	598,00
05/10/2015	3.678,86	845,26	2.833,60	598,00
06/10/2015	3.680,99	847,39	2.833,60	598,00
07/10/2015	3.681,32	847,72	2.833,60	598,00
08/10/2015	3.678,78	845,18	2.833,60	598,00
09/10/2015	3.678,29	844,69	2.833,60	598,00
10/10/2015	3.680,07	846,47	2.833,60	598,00
11/10/2015	3.678,47	844,87	2.833,60	606,59
12/10/2015	3.678,83	845,23	2.833,60	598,00
13/10/2015	3.679,54	845,94	2.833,60	598,00
14/10/2015	3.685,99	852,39	2.833,60	604,00
15/10/2015	3.681,82	848,22	2.833,60	608,45
16/10/2015	3.680,36	846,76	2.833,60	604,25
17/10/2015	3.297,72	759,80	2.537,92	666,24

TABLA 2.16 CONTINUACIÓN

FECHA	BFPD	BPPD	BAPD	MSCF
18/10/2015	0,00	0,00	0,00	0,00
19/10/2015	0,00	0,00	0,00	0,00
20/10/2015	0,00	0,00	0,00	0,00
21/10/2015	0,00	0,00	0,00	0,00
22/10/2015	0,00	0,00	0,00	0,00
23/10/2015	982,14	687,30	294,84	108,24
24/10/2015	1.281,40	640,60	640,80	204,24
25/10/2015	685,65	343,15	342,50	156,25
26/10/2015	686,26	343,76	342,50	158,57
27/10/2015	684,97	342,47	342,50	117,44
28/10/2015	708,45	354,85	353,60	115,48
29/10/2015	703,29	351,79	351,50	112,46
30/10/2015	703,91	352,41	351,50	102,89
31/10/2015	746,30	374,30	372,00	130,00
01/11/2015	743,62	371,62	372,00	130,00
02/11/2015	744,04	372,04	372,00	134,34
03/11/2015	744,12	372,12	372,00	141,18
04/11/2015	743,54	371,54	372,00	130,00
05/11/2015	787,41	393,81	393,60	160,60
06/11/2015	787,04	393,44	393,60	157,46
07/11/2015	787,35	181,21	606,14	152,32
08/11/2015	787,10	180,95	606,14	158,87
09/11/2015	787,41	181,27	606,14	152,32
10/11/2015	1.648,45	445,41	1.203,04	142,00
11/11/2015	1.648,38	445,34	1.203,04	142,00
12/11/2015	1.648,94	445,90	1.203,04	142,00
13/11/2015	1.610,08	499,18	1.110,90	170,00
14/11/2015	1.609,93	499,03	1.110,90	170,00
15/11/2015	1.609,86	498,96	1.110,90	170,00
16/11/2015	1.609,79	498,89	1.110,90	170,00
17/11/2015	1.609,78	498,88	1.110,90	170,00
18/11/2015	1.318,48	190,80	1.127,68	330,00
19/11/2015	1.318,29	190,61	1.127,68	330,00
20/11/2015	1.318,55	190,87	1.127,68	330,00
21/11/2015	1.317,76	190,08	1.127,68	330,00
22/11/2015	1.318,16	190,48	1.127,68	330,00
23/11/2015	1.765,98	629,56	1.136,42	375,20
24/11/2015	1.768,85	632,43	1.136,42	375,20

TABLA 2.16 CONTINUACIÓN

FECHA	BFPD	BPPD	BAPD	MSCF
25/11/2015	1.731,31	618,56	1.112,75	367,38
26/11/2015	1.766,97	630,55	1.136,42	375,20
27/11/2015	1.765,83	629,41	1.136,42	375,20
28/11/2015	1.766,03	629,61	1.136,42	375,20
29/11/2015	1.766,71	630,29	1.136,42	390,46
30/11/2015	1.475,09	383,59	1.091,50	293,82
01/12/2015	1.229,16	319,58	909,58	240,83
02/12/2015	1.475,89	384,39	1.091,50	289,00
03/12/2015	1.475,50	384,00	1.091,50	289,00
04/12/2015	1.474,64	383,14	1.091,50	289,00
05/12/2015	1.475,44	383,94	1.091,50	291,66
06/12/2015	1.576,72	411,22	1.165,50	293,66
07/12/2015	1.417,45	205,06	1.212,39	295,66

Fuente: Petroamazonas EP, 2015

Elaborado por: Santiago Moromenacho; Diego Salinas.

La tabla 2.17 muestra el volumen recuperable del pozo SHSW-205D correspondientes a la arena T Inferior.

**TABLA 2.17
VOLUMEN RECUPERABLE DEL POZO SHUSHUFINDI-205D**

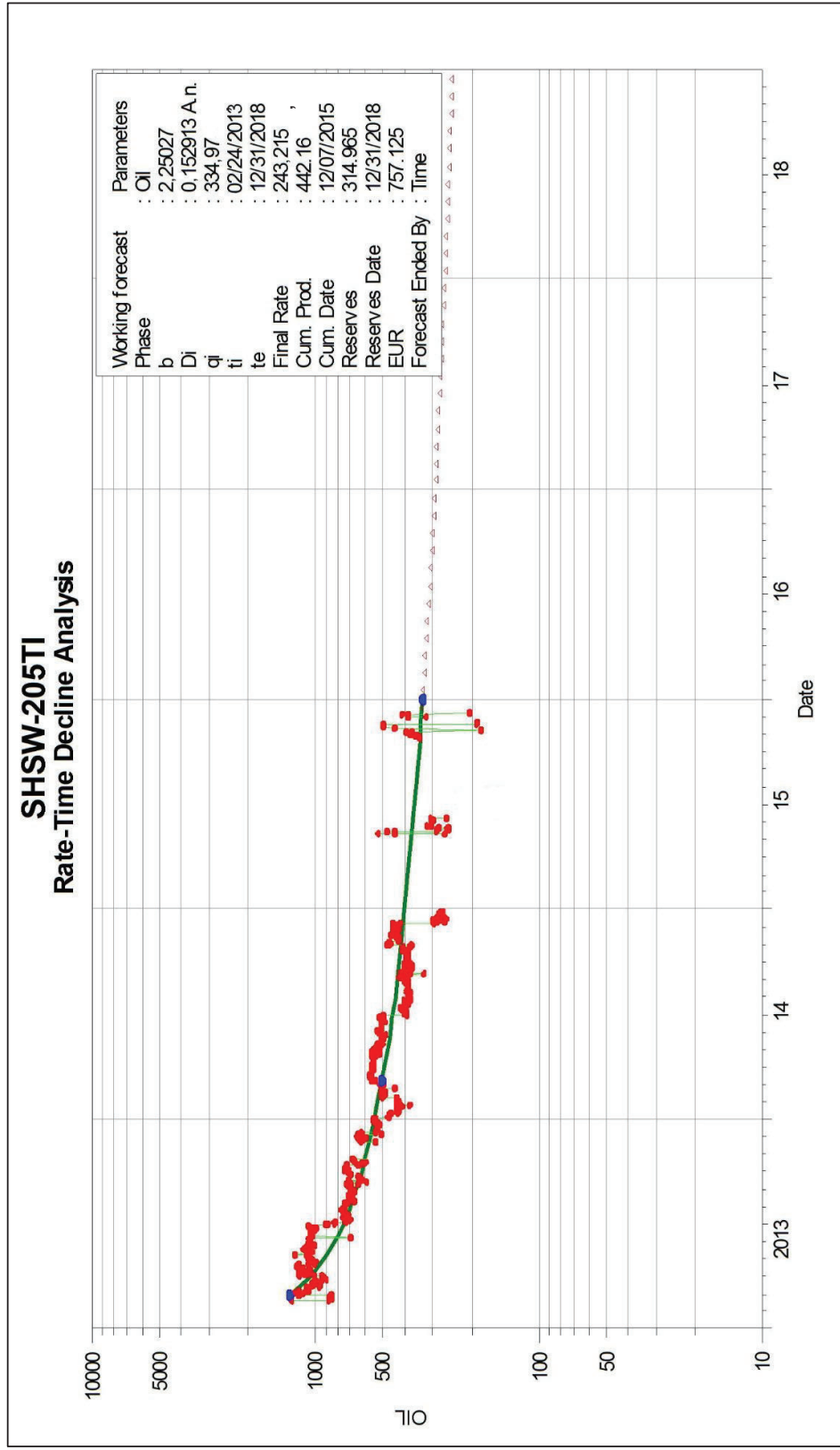
POZO	F.CONV.BL	ARENA	Ho	So	PORO	Boi	POES	FR	Reservas
		(ACRES)	(PIES)			BLS/BF	BF		iniciales
SHSH-205D	7.758	70	19	0,6	0,16	1,22	811.919	0,53	430.317

Elaborado por: Santiago Moromenacho; Diego Salinas.

En la figura 2.19 se puede observar la declinación de producción del pozo Shushufindi-205D, la curva que mejor se ajusta es la curva de declinación hiperbólica, en la cual se puede observar que el pozo ha tenido una declinación muy marcada desde mediados del mes de enero del 2013, poco después de su completación.

Ha tenido varios trabajos de reacondicionamiento para mejorar su producción lo que ha ocasionado periodos de cierre del pozo muy largos, estos trabajos no han tenido resultados favorables y la producción ha seguido declinando hasta la presente fecha, por lo que es imprescindible su análisis en busca de zonas prospectivas que puedan mantener la producción de este pozo.

FIGURA 2.19 CURVA DE DECLINACIÓN DEL POZO SHSW-205D



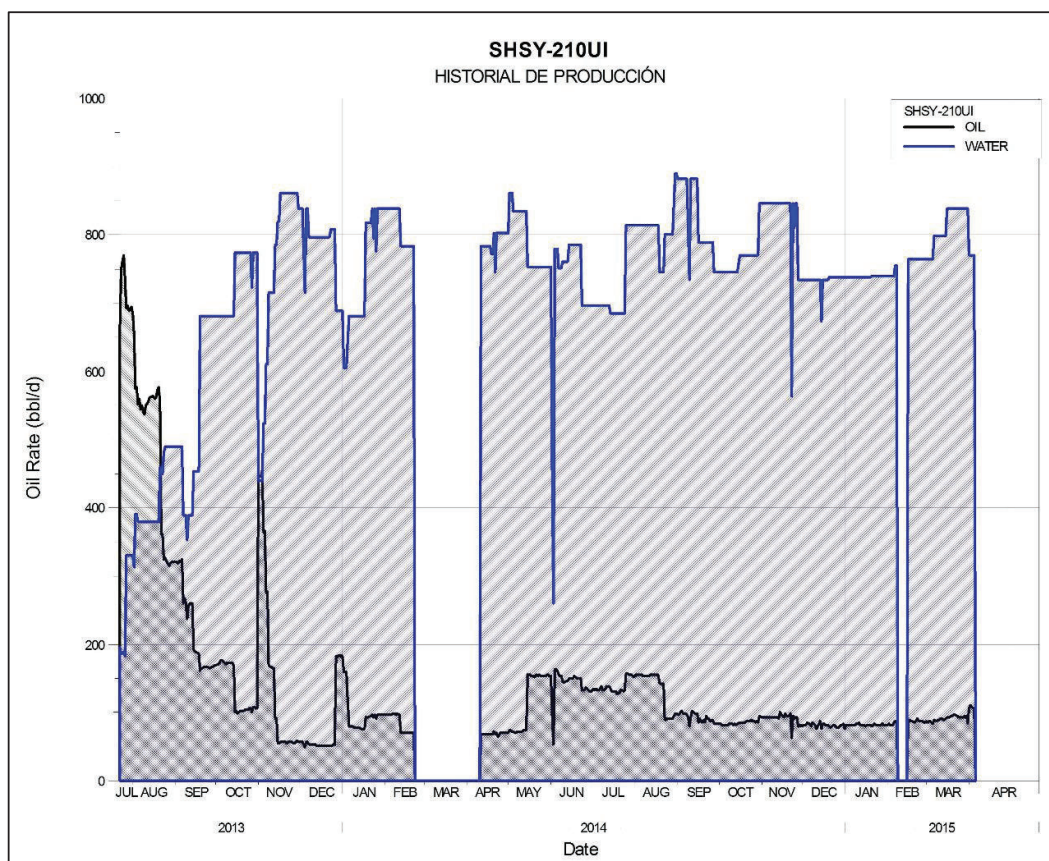
Elaborado por: Santiago Moromenacho; Diego Salinas.

2.5.7. POZO SHUSHUFINDI - 210D (SHSY-210D)

El pozo Shushufindo-210D se ubica en el norte de la estructura Shushufindi, hacia el flanco oeste. Se terminó de perforar el 25 de junio del 2013, alcanzó una profundidad total de 10.410 pies en MD. Los intervalos punzonados son de 9.882 pies a 9.887 pies; 9.895 pies a 9.902 pies; y 9.921 pies a 9.929 pies en la arenisca U Inferior, la ubicación del pozo se puede ver en la figura 2.5 y su completación en el Anexo 2.

Las operaciones de completación finalizaron el 23 de julio del 2013, el pozo se completó con sistema de levantamiento electro sumergible. Este pozo comenzó con una producción de 660,87 barriles de petróleo por día (BPPD) y 195,5 barriles de agua por día (BAPD) al 23 de julio del 2013.

FIGURA 2.20 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO SHUSHUFINDI-210D



Elaborado por: Santiago Moromenacho; Diego Salinas.

La tabla 2.18 muestra el historial de producción del pozo Shushufindi-210D al 4 de abril del 2015, fecha en la cual fue cerrado por problemas operacionales.

TABLA 2.18
HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO SHUSHUFINDI-210D

FECHA	BFPD	BPPD	BAPD	MSCF
01/01/2015	814,19	76,19	738,00	72,00
02/01/2015	819,28	81,28	738,00	75,98
03/01/2015	818,83	80,83	738,00	76,53
04/01/2015	819,13	81,13	738,00	78,02
05/01/2015	819,10	81,10	738,00	78,58
06/01/2015	818,89	80,89	738,00	72,00
07/01/2015	818,86	80,86	738,00	72,00
08/01/2015	820,07	82,07	738,00	72,00
09/01/2015	822,51	84,51	738,00	73,48
10/01/2015	820,93	82,93	738,00	72,86
11/01/2015	823,10	85,10	738,00	75,71
12/01/2015	820,00	82,00	738,00	75,85
13/01/2015	818,94	80,94	738,00	72,00
14/01/2015	819,04	81,04	738,00	72,00
15/01/2015	818,87	80,87	738,00	73,20
16/01/2015	818,78	80,78	738,00	75,84
17/01/2015	819,77	81,77	738,00	75,01
18/01/2015	819,53	81,53	738,00	75,41
19/01/2015	819,75	81,75	738,00	75,14
20/01/2015	819,93	80,13	739,80	77,16
21/01/2015	821,75	81,95	739,80	74,67
22/01/2015	822,67	82,87	739,80	76,15
23/01/2015	821,42	81,62	739,80	79,56
24/01/2015	820,89	81,09	739,80	78,15
25/01/2015	821,79	81,99	739,80	77,07
26/01/2015	821,97	82,17	739,80	76,54
27/01/2015	822,45	82,65	739,80	79,15
28/01/2015	823,08	83,28	739,80	80,15
29/01/2015	820,73	80,93	739,80	76,06
30/01/2015	822,18	82,38	739,80	76,11
31/01/2015	821,95	82,15	739,80	75,44
01/02/2015	821,99	82,19	739,80	72,00
02/02/2015	822,85	83,05	739,80	72,00
03/02/2015	822,24	82,44	739,80	74,26
04/02/2015	821,44	81,64	739,80	72,12
05/02/2015	824,57	84,77	739,80	73,74
06/02/2015	842,88	86,88	756,00	117,42

TABLA 2.18 CONTINUACIÓN

FECHA	BFPD	BPPD	BAPD	MSCF
07/02/2015	841,68	85,68	756,00	115,00
08/02/2015	0,00	0,00	0,00	0,00
09/02/2015	0,00	0,00	0,00	0,00
10/02/2015	0,00	0,00	0,00	0,00
11/02/2015	0,00	0,00	0,00	0,00
12/02/2015	0,00	0,00	0,00	0,00
13/02/2015	0,00	0,00	0,00	0,00
14/02/2015	0,00	0,00	0,00	0,00
15/02/2015	0,00	0,00	0,00	0,00
16/02/2015	852,71	87,71	765,00	132,12
17/02/2015	853,82	88,82	765,00	129,65
18/02/2015	852,59	87,59	765,00	128,90
19/02/2015	852,11	87,11	765,00	127,91
20/02/2015	851,26	86,26	765,00	129,55
21/02/2015	853,11	88,11	765,00	125,81
22/02/2015	855,68	90,68	765,00	121,00
23/02/2015	852,23	87,23	765,00	122,51
24/02/2015	851,71	86,71	765,00	126,21
25/02/2015	851,51	86,51	765,00	125,83
26/02/2015	851,65	86,65	765,00	127,44
27/02/2015	851,12	86,12	765,00	121,00
28/02/2015	850,43	85,43	765,00	122,64
01/03/2015	851,70	86,70	765,00	126,99
02/03/2015	850,97	85,97	765,00	124,36
03/03/2015	852,35	87,35	765,00	121,00
04/03/2015	851,83	86,83	765,00	121,00
05/03/2015	850,91	85,91	765,00	121,00
06/03/2015	849,07	84,07	765,00	123,12
07/03/2015	888,18	88,98	799,20	118,14
08/03/2015	887,52	88,32	799,20	123,80
09/03/2015	887,98	88,78	799,20	118,59
10/03/2015	889,14	89,94	799,20	118,04
11/03/2015	889,91	90,71	799,20	117,00
12/03/2015	890,06	90,86	799,20	117,00
13/03/2015	889,36	90,16	799,20	117,00
14/03/2015	889,33	90,13	799,20	131,86
15/03/2015	890,88	91,68	799,20	123,52
16/03/2015	932,55	93,75	838,80	174,44

TABLA 2.18 CONTINUACIÓN

FECHA	BFPD	BPPD	BAPD	MSCF
17/03/2015	932,25	93,45	838,80	176,97
18/03/2015	932,35	93,55	838,80	169,76
19/03/2015	933,97	95,17	838,80	165,40
20/03/2015	932,92	94,12	838,80	163,00
21/03/2015	935,49	96,69	838,80	163,00
22/03/2015	935,55	96,75	838,80	165,07
23/03/2015	934,77	95,97	838,80	164,33
24/03/2015	931,03	92,23	838,80	163,00
25/03/2015	932,08	93,28	838,80	163,00
26/03/2015	931,15	92,35	838,80	163,00
27/03/2015	932,84	94,04	838,80	169,06
28/03/2015	932,42	93,62	838,80	166,92
29/03/2015	933,20	94,40	838,80	163,00
30/03/2015	932,96	94,16	838,80	171,25
31/03/2015	922,44	83,64	838,80	163,00
01/04/2015	876,70	105,82	770,88	163,00
02/04/2015	880,37	109,49	770,88	163,00
03/04/2015	879,35	108,47	770,88	163,00
04/04/2015	877,68	106,80	770,88	163,00
05/04/2015	877,70	106,82	770,88	163,00
06/04/2015	73,15	8,91	64,24	13,58

Fuente: Petroamazonas EP, 2015

Elaborado por: Santiago Moromenacho; Diego Salinas.

La tabla 2.19 muestra el volumen recuperable del pozo SHSY-210D correspondientes a la arena U Inferior.

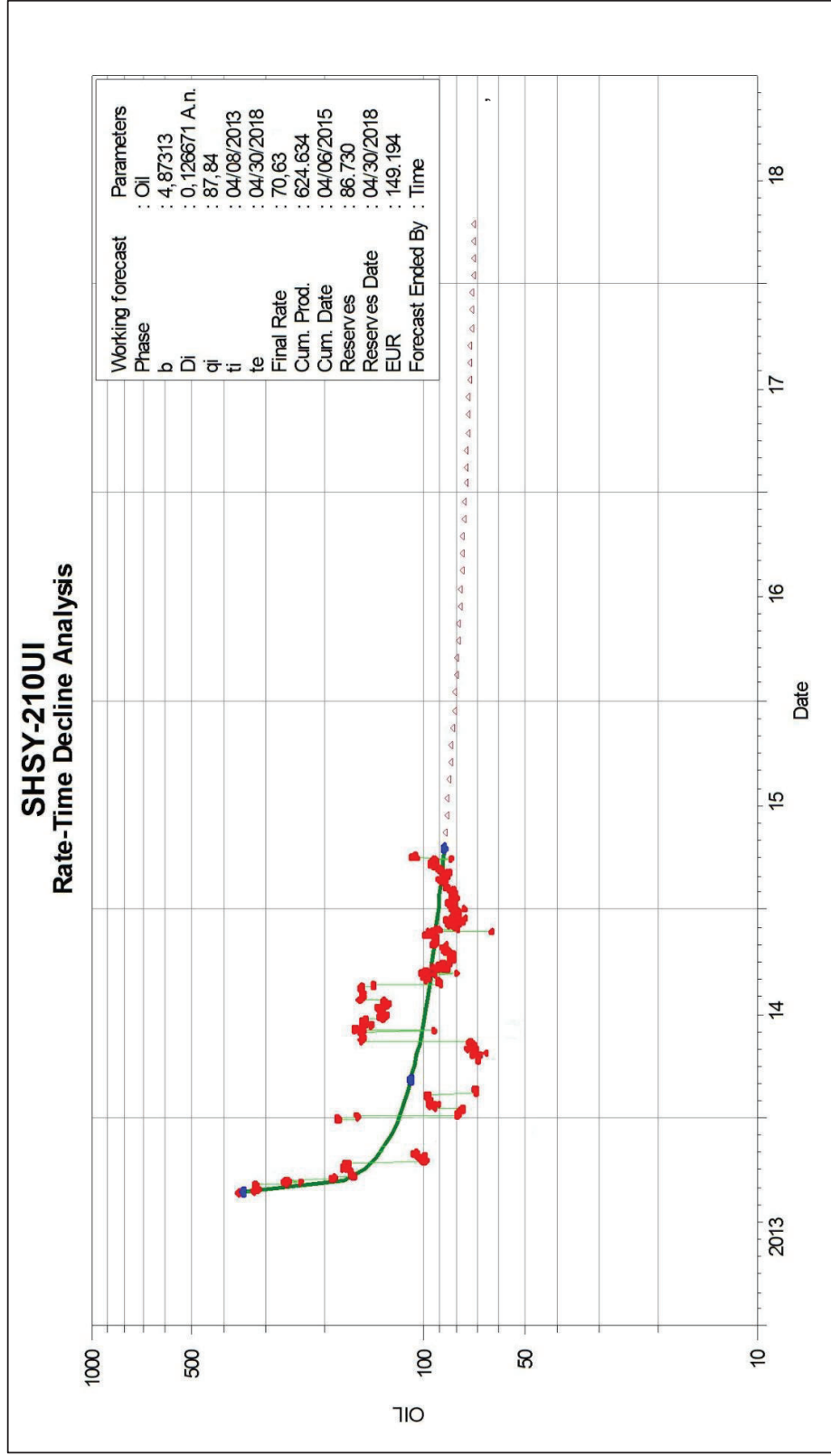
**TABLA 2.19
VOLUMEN RECUPERABLE DEL POZO SHSY-210D**

POZO	F.CONV.BL	ARENA	Ho	So	PORO	Boi	POES	FR	Reservas
		(ACRES)	(PIES)			BLS/BF	BF		iniciales
SHSY-210D	7.758	70	20	0,8	0,12	1,297	1.255.826	0,53	665.588

Elaborado por: Santiago Moromenacho; Diego Salinas

La figura 2.21 muestra la curva de declinación de producción del pozo Shushufindi-210D, la curva que mejor se ajusta es la curva de declinación hiperbólica, como se puede observar al principio de la vida del pozo se tiene una declinación de producción muy marcada que ha ido disminuyendo y se ha mantenido casi constante en los periodos que comprenden el último trimestre del 2014 y el primer trimestre del 2015.

FIGURA 2.21 CURVA DE DECLINACIÓN DEL POZO SHSY-210D



Elaborado por: Santiago Moromenacho; Diego Salinas.

CAPÍTULO 3

ANÁLISIS TÉCNICO DE ESCENARIOS DE PRODUCCIÓN EN LOS POZOS SELECCIONADOS

En este capítulo se realizó el análisis de los pozos seleccionados para definir nuevas zonas prospectivas haciendo un estudio de los registros de pozos analizando las diferentes pistas presentadas, curvas de índice de productividad y las configuraciones para el sistema de levantamiento artificial, para definir los escenarios de producción más adecuados.

3.1. INTERPRETACIÓN DEL REGISTRO DEL POZO Y DETERMINACIÓN DE INTERVALOS A PUNZONAR

Las zonas propuestas de los pozos seleccionados se escogieron en base a un análisis de los registro de pozos, interpretando las diferentes pistas de los registros y relacionándolos entre sí para tener una visión clara de las zonas prospectivas propuestas.

3.1.1. POZO AGUARICO - 51D (AGU-51D)

De acuerdo al análisis del registro del pozo Aguarico-51D, el reservorio U Superior muestra una zona prospectiva de interés que va desde los 9.298 pies a 9.302 pies, medidos en MD, que se puede observar en la figura 3.1, evaluada de manera cualitativa se observa que la curva del gama ray tiene una deflexión hacia la izquierda lo que indica bajos contenidos de material radioactivo, que sugiere la presencia de una arenisca, mientras que el potencial espontane tiene intercalaciones en su curva posiblemente por presencia de arcillas.

El cruce de la curva neutrón y density en este intervalo confirma la presencia de líquido, la resistividad media en los 2 primeros pies del intervalo sugieren la presencia de hidrocarburos mientras que la resistividad baja en los 2 pies siguiente se podría interpretar como agua, la tercera pista sugiere una porosidad que se calcula de entre en alrededor del 14%.

La tabla 3.1 muestra el volumen recuperable de hidrocarburo que se espera producir de está zona prospectiva.

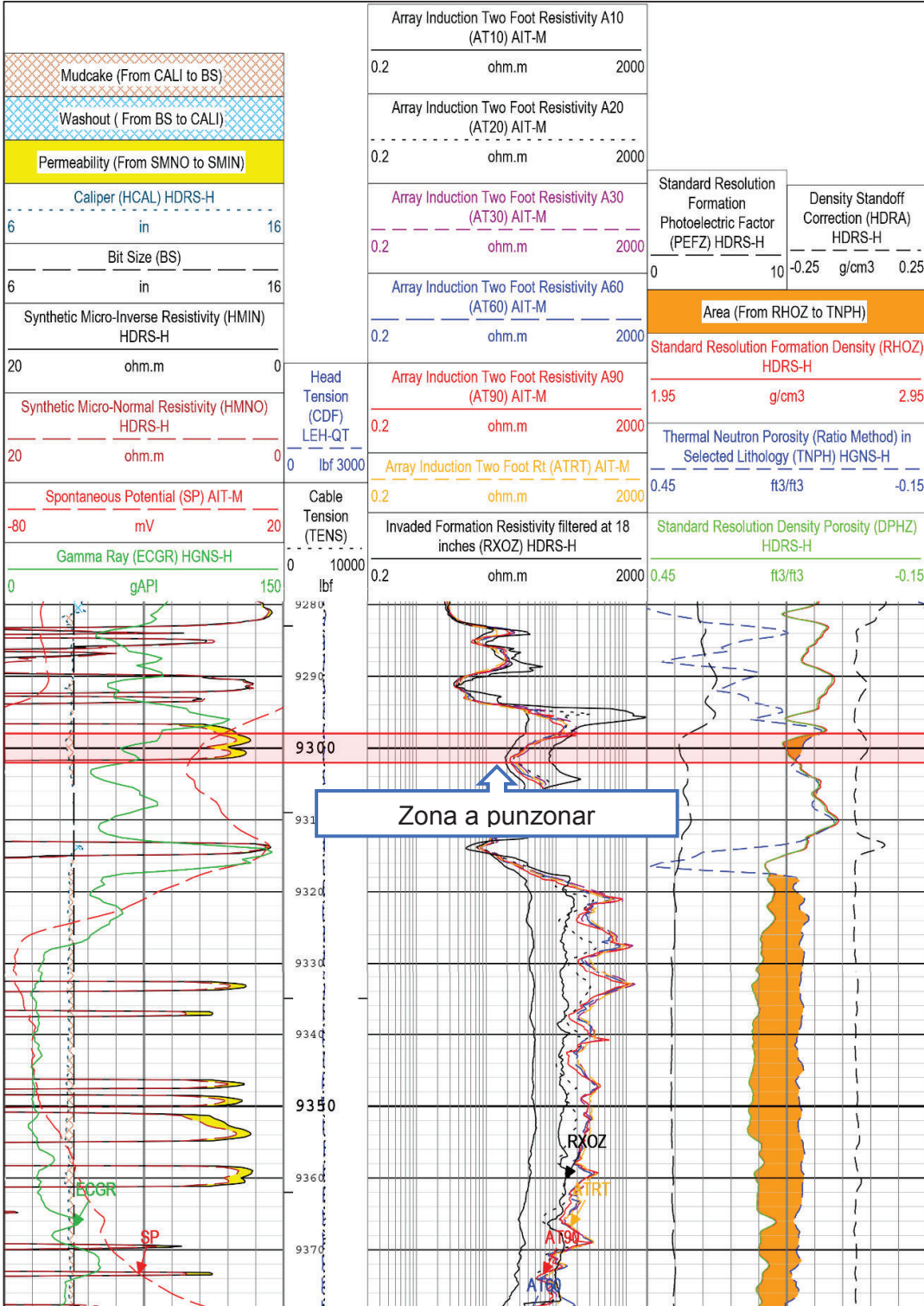
TABLA 3.1
VOLUMEN RECUPERABLE DE LA ZONA PROSPECTIVA PROPUESTA DEL POZO AGUARICO – 51D

POZO	F.CONV.BL	ARENA	Ho	So	PORO	Boi	POES	FR	Reservas
		(ACRES)	(PIES)			BLS/BF	BF		iniciales
AGU-51D	7.758	70	2	0,88	0,14	1,202	111.323	0,53	59.001

Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero (ARCH)

Elaborado por: Santiago Moromenacho; Diego Salinas

FIGURA 3.1 REGISTRO DEL POZO AGUARICO-51D



Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburiífero (ARCH), 2015
Elaborado por: Santiago Moromenacho; Diego Salinas

3.1.2. POZO SHUSHUFIDI - 145D (SHSY-145D)

El análisis de registro del pozo Shushufindi-145D sugiere 3 posibles zonas prospectivas ubicadas en la arena U Inferior, la primera zona va desde los 9.698 pies hasta 9.703 pies, el segundo intervalo va desde los 9.730 pies hasta 9.740 pies y el tercer intervalo va desde los 9.753 pies hasta 9.772 pies, medidos en MD.

En el primer y segundo intervalo, la deflexión de la curva gamma ray hacia la izquierda muestra valores bajos de reactividad correspondiente a una arena con contenido de arcilla bajo lo que muestra el valor del Vshales, la deflexión del potencial espontáneo hacia la izquierda muestra la presencia de fluidos saturando la roca, lo que queda confirmado al observar el cruce de las líneas de neutrón y density.

En el Tercer intervalo la forma de la curva gamma ray y los picos en el Vshale sugiere una arena sucia con intercalaciones de lutita, al igual que los intervalos anteriores la deflexión del potencial espontáneo hacia la izquierda y una alta resistividad sugiere la presencia de hidrocarburos.

De un análisis cuantitativo la zona de pago de 34 pies tiene una porosidad efectiva (neutrón-densidad) del 13%, una saturación de agua del 13% y una permeabilidad con valores de entre 50 md a 100 md para las 2 primeras zonas y de 100 md a 800 md para la tercera zona prospectiva.

La tabla 3.2 muestra el volumen recuperable de hidrocarburo del pozo Shushufindi – 145D que se espera producir de esta zona prospectiva.

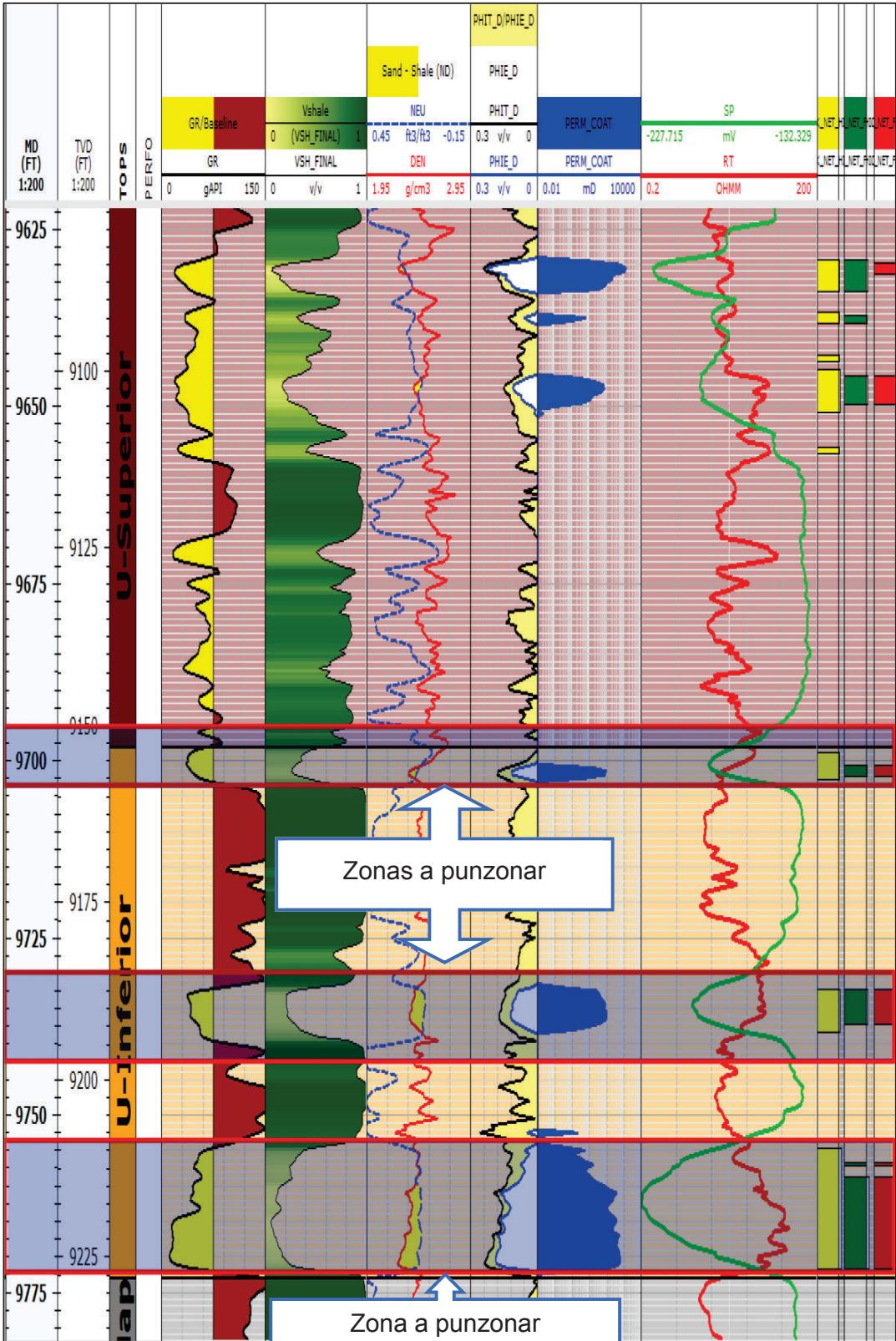
TABLA 3.2
VOLUMEN RECUPERABLE DE LA ZONA PROSPECTIVA PROPUESTA DEL POZO SHUSHUFINDI– 145D

POZO	F.CONV.BL	ARENA	Ho	So	PORO	Boi	POES	FR	Reservas
		(ACRES)	(PIES)			BLS/BF	BF		iniciales
SHSY-145D	7.758	70	34	0,87	0,13	1,130	1.848.037	0,303	559.955

Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero (ARCH)

Elaborado por: Santiago Moromenacho; Diego Salinas

FIGURA 3.2 REGISTRO DEL POZO SHUSHUFINDI-145D



Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero (ARCH), 2015
Elaborado por: Santiago Moromenacho; Diego Salinas

3.1.3. POZO SHUSHUFINDI - 153D (SHS-153D)

De acuerdo al análisis del registro del pozo Shushufindi – 153D, el reservorio T superior no muestra nuevas zonas prospectivas.

Por otro lado el reservorio T Inferior muestra 2 posibles zonas prospectivas, haciendo referencia a la figura 3.3, la primera posible zona prospectiva se encuentra en el intervalo de 10.230 pies a 10.238 pies, medidos en MD, evaluadas de manera cualitativa se puede observar en la primera pista, que la curva del Gama Ray tiene una deflexión hacia la izquierda, lo que indica bajos contenidos de material radioactivo, que sugiere la presencia de una arenisca, en la segunda pista (Vshale) la cual muestra variaciones en su medida lo que indica una arena con intercalaciones arcillosas.

La tercera pista muestra la densidad de la formación, que mediante cálculo sugiere una porosidad de entre 10% y 18%; además el factor fotoeléctrico (PE) tiene un valor aproximado a 2 con variaciones debido a la arcilla presente en la arenisca.

En la quinta pista se observa un valor de permeabilidad alta, de igual forma en la sexta pista se ve un valor de resistividad media lo que sugiere la presencia de hidrocarburos, esto queda verificado en la séptima pista, en la cual se aprecia una saturación de agua con valores entre 20% a 40%.

La segunda posible zona prospectiva se encuentra en el intervalo de 10.248 pies a 10.264 pies, el Gamma Ray y el Vshale no muestra un valor constante con picos lo que indica que es una arena sucia con intercalaciones de arcillas, el PE tiene un valor casi constante e igual a 2 lo que indica la presencia de una arena.

En el análisis de la quinta pista el intervalo muestra un valor de resistividad mucho mayor del que se observa en el anterior intervalo, lo que indica la presencia de hidrocarburos, lo cual queda corroborado en la sexta pista donde se lee valores de saturación de agua bajos de entre 10% a 15%.

El espesor total de ambas zonas prospectivas es de 24 pies de los cuales el espesor neto de petróleo es de 19 pies, los otros 5 pies están saturados con agua.

La tabla 3.3 muestra el volumen recuperable de hidrocarburo que se espera producir de esta zona prospectiva.

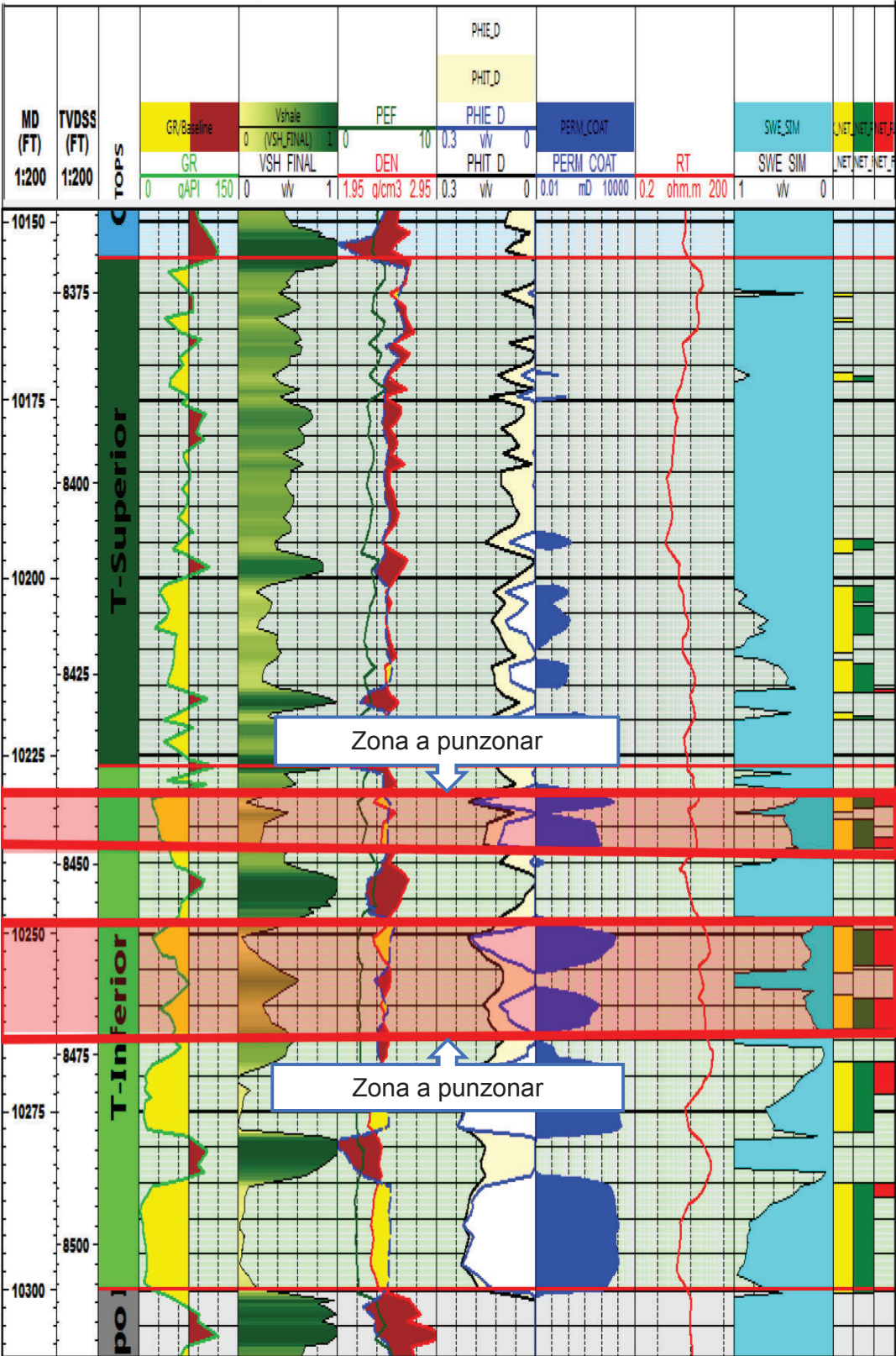
TABLA 3.3
VOLUMEN RECUPERABLE DE LA ZONA PROSPECTIVA PROPUESTA DEL POZO SHUSHUFINDI – 153D

POZO	F.CONV.BL	ARENA	Ho	So	PORO	Boi	POES	FR	Reservas
		(ACRES)	(PIES)			BLS/BF	BF		iniciales
SHS-153D	7.758	70	19	0,7	0,14	1,248	810.239	0,53	429.426

Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero (ARCH)

Elaborado por: Santiago Moromenacho; Diego Salinas

FIGURA 3.3 REGISTRO DEL POZO SHUSHUFINDI – 153D



Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero (ARCH), 2015
Elaborado por: Santiago Moromenacho; Diego Salinas

3.1.4. POZO SHUSHUFINDI - 155D (SHSH-155D)

De acuerdo al análisis del registro del pozo Shushufindi – 155D, el reservorio T Inferior muestra 2 posibles zonas de prospectivas, haciendo referencia a la figura 3.4, la primera posible zona prospectiva se encuentra en el intervalo de 9.587 pies a 9.591 pies, medidos en MD, evaluada de manera cualitativa se observa en la primera pista, que la curva del Gama Ray tiene una deflexión hacia la izquierda lo que indica contenidos relativamente bajos de material radioactivo, que sugiere la presencia de una arenisca, la segunda pista (Vshale) muestra variaciones en su medida lo que indica una arena con intercalaciones arcillosas.

La tercera pista muestra una resistividad media lo que sugiere la presencia de hidrocarburos, esto queda verificado en la cuarta pista en la cual se observa una saturación de agua con valores entre 4% y 40%.

En la quinta pista se muestra la porosidad total y efectiva, las cuales van de 14% a 21% para la porosidad total y de 8% a 16% para la porosidad efectiva, en la sexta pista se tiene una lectura de 500 md aproximadamente para la permeabilidad.

La segunda posible zona prospectiva se encuentra en el intervalo de 9.601 pies a 9.619 pies, el Gamma Ray y el Vshale muestra valores bajos casi constantes lo que indica una arena casi limpia con poca presencia de arcillas.

En el análisis de la tercera pista, este intervalo muestra un valor de resistividad alto en la parte superior del intervalo lo que sugiere la presencia de hidrocarburos mientras que en la parte inferior una lectura de resistividad baja sugiere la presencia de agua, esto se observa de mejor manera en la cuarta pista donde la saturación de agua en la parte superior del intervalo tiene valores de entre 8% a 22% mientras que en la parte inferior del intervalo se presentan valores de saturación de agua de entre 60% al 30%.

El valor total de la zona de pago es de 22 pies entre ambas zonas prospectivas analizadas.

La tabla 3.4 muestra el volumen recuperable de hidrocarburo que se espera producir de esta zona prospectiva.

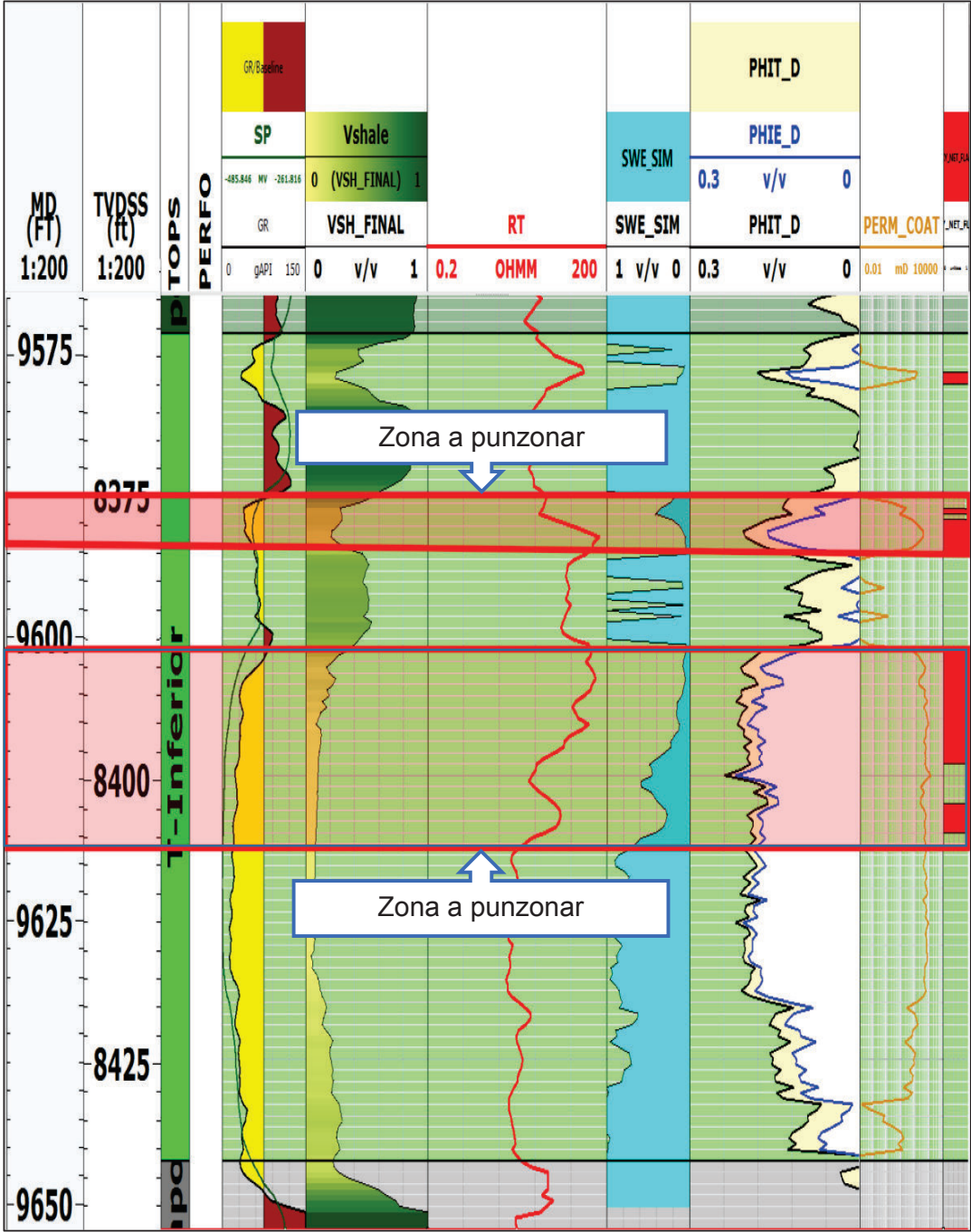
TABLA 3.4
VOLUMEN RECUPERABLE DE LA ZONA PROSPECTIVA PROPUESTA DEL POZO SHUSHUFINDI- 155D

POZO	F.CONV.BL	ARENA	Ho	So	PORO	Boi	POES	FR	Reservas
		(ACRES)	(PIES)			BLS/BF	BF		iniciales
SHSH-155D	7.758	70	22	0,78	0,16	1,248	1.194.732	0,53	633.208

Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero (ARCH)

Elaborado por: Santiago Moromenacho; Diego Salinas

FIGURA 3.4 REGISTRO DEL POZO SHUSHUFINDI – 155D



Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero (ARCH), 2015
 Elaborado por: Santiago Moromenacho; Diego Salinas

3.1.5. POZO SHUSHUFINDI - 199D (SHSW-199D)

De acuerdo al análisis del registro del pozo Shushufindi – 199D, el reservorio U Inferior muestra 3 posibles zonas de prospectivas, haciendo referencia a la figura 3.5, la primera posible zona prospectiva se encuentra en el intervalo de 9.317 pies a 9.330 pies, medidos en MD, evaluada de manera cualitativa se observa en la primera pista, que la curva de potencial espontáneo (SP) tiene una deflexión

muy marcada hacia la izquierda lo que indica la presencia de una formación permeable al igual que la curva del Gama Ray indica contenidos relativamente bajos de material radioactivo, que sugiere la presencia de una arenisca.

La segunda pista muestra una resistividad alta en la parte superior del intervalo lo que sugiere la presencia de hidrocarburos, en cambio en la parte baja del intervalo se observa una resistividad baja que indica la presencia de agua de formación.

En la tercera pista el factor fotoeléctrico da un valor constante he igual a 2 lo que corrobora la presencia de una arenisca en este intervalo, mientras el cruce de la curva de Neutron Porosity y Formation Density corrobora la presencia de una zona prospectiva en este intervalo.

La segunda posible zona prospectiva se encuentra en el intervalo de 9.344 pies a 9.356 pies, el Gamma Ray y el potencial espontaneo muestran valores bajos lo que indica una arena casi limpia con poca presencia de arcillas, en la tercera pista el factor fotoeléctrico da un valor constante he igual a 2 lo que corrobora la presencia de una arenisca en este intervalo.

La segunda pista muestra una resistividad alta lo que sugiere la presencia de hidrocarburos y el cruce del Neutron Porosity y Formation Density en la tercera pista, corrobora la presencia de una zona prospectiva en este intervalo.

El tercer intervalo va desde 9.360 pies a 9.367 pies, el Gamma Ray y el Potencial Espontaneo muestran una deflexión hacia la izquierda lo que indica una arena casi limpia con poca presencia de arcillas, en la tercera pista el factor fotoeléctrico da un valor constante y casi igual a 2 lo que corrobora la presencia de una arenisca en este intervalo.

El valor total de la zona neta de pago es de 32 pies entre las 3 posibles zonas analizadas.

La tabla 3.5 muestra el volumen recuperable de hidrocarburo que se espera producir de está zona prospectiva.

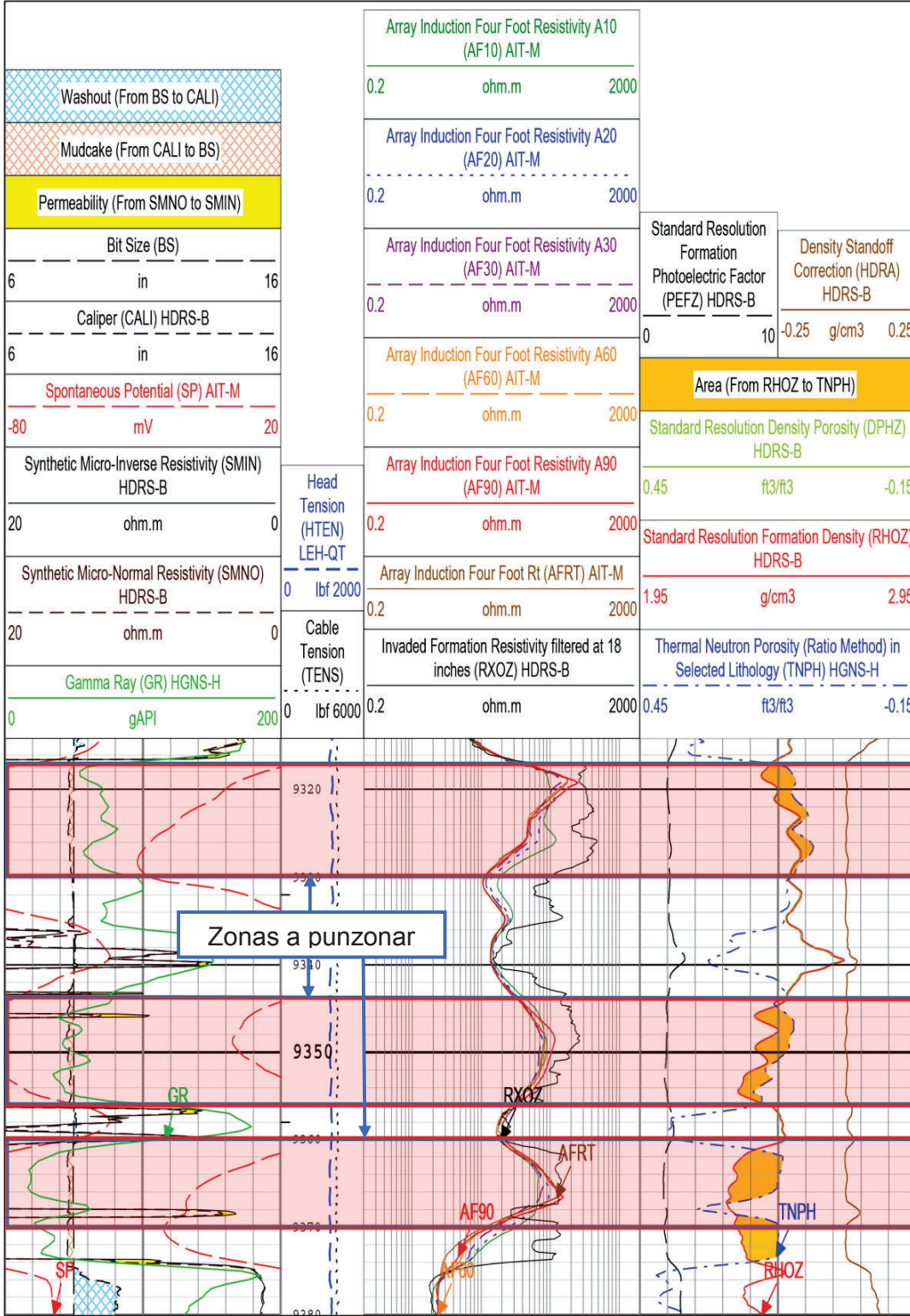
TABLA 3.5
VOLUMEN RECUPERABLE DE LA ZONA PROSPECTIVA PROPUESTA DEL POZO SHUSHUFINDI- 199D

POZO	F.CONV.BL	ARENA	Ho	So	PORO	Boi	POES	FR	Reservas
		(ACRES)	(PIES)			BLS/BF	BF		iniciales
SHSW-199D	7.758	70	32	0,88	0,13	1,297	1.532.794	0,51	781.725

Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero (ARCH)

Elaborado por: Santiago Moromenacho; Diego Salinas

FIGURA 3.5 REGISTRO DEL POZO SHUSHUFINDI – 199D



Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero (ARCH), 2015
 Elaborado por: Santiago Moromenacho; Diego Salinas

3.1.6. POZO SHUSHUFINDI - 205D (SHSW-205D)

La evaluación de registro del pozo Shushufindi-205D muestra 2 zonas prospectivas la primera situada desde los 9.757 pies hasta 9.762 pies y la segunda zona que va desde los 9.800 pies hasta los 9.828 pies correspondientes a las arenisca U Inferior, medidos en MD, esto se puede observar en la figura 3.6.

La primera zona con un espesor de 5 pies muestra en la primera pista la deflexión de la curva de Gamma Ray y Potencial Espontaneo (SP) hacia la izquierda lo que da a entender la presencia de una arenisca, mientras que las resistividades de la segunda pista sugieren que solo los primeros 3 pies de este intervalo se trata de hidrocarburos, ya que en los 2 pies siguientes se tiene una resistividad baja por lo que se puede deducir que es agua.

De la tercera pista y de acuerdo a un análisis cuantitativo se tiene una porosidad de 11,9% mientras que la permeabilidad se encuentra alrededor de los 107 md, el pico que se observa en la curva del factor fotoeléctrico se puede deber a la presencia de una arcilla.

El segundo intervalo con un espesor de 28 pies muestra una deflexión hacia la izquierda con varios picos hacia la derecha lo que sugiere que se trata de una arenisca con intercalaciones de lutita, esto queda confirmado por el factor fotoeléctrico que tiene un valor cercano a 2, el cruce de la curva de neutrón y density en la tercera pista sugiere que la zona se encuentra saturada por líquido.

De acuerdo a un análisis cuantitativo la porosidad es de alrededor del 18% y la permeabilidad de 543 md para este intervalo el alto valor de la resistividad en la segunda pista confirma la presencia de hidrocarburos que podrán ser recuperados, el valor del espesor neto total entre ambas zonas es de 27 pies.

El espesor total entre ambas zonas prospectivas es de 33 pies de los cuales 27 pies están saturados de petróleo y 6 pies están saturados de agua.

La tabla 3.6 muestra el volumen recuperable de hidrocarburo que se espera producir de esta zona prospectiva.

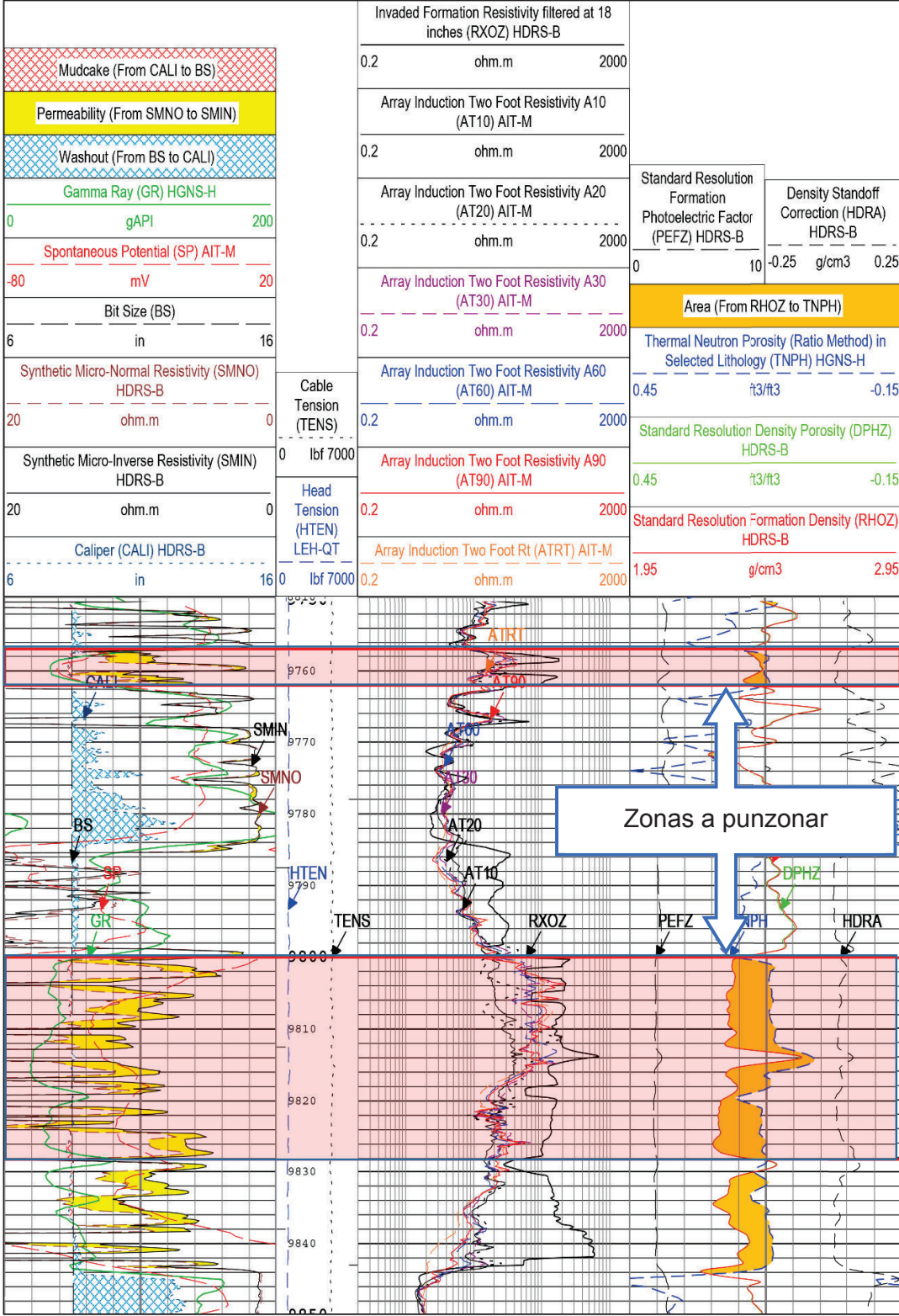
TABLA 3.6
VOLUMEN RECUPERABLE DE LA ZONA PROSPECTIVA PROPUESTA DEL POZO SHUSHUFINDI- 205D

POZO	F.CONV.BL	ARENA	Ho	So	PORO	Boi	POES	FR	Reservas
		(ACRES)	(PIES)			BLS/BF	BF		iniciales
SHSW-205D	7.758	70	27	0,80	0,15	1,297	1.356.603	0,51	691.868

Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero (ARCH)

Elaborado por: Santiago Moromenacho; Diego Salinas

FIGURA 3.6 REGISTRO DEL POZO SHUSHUFINDI – 205D



Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero (ARCH), 2015
 Elaborado por: Santiago Moromenacho; Diego Salinas

3.1.7. POZO SHUSHUFINDI - 210D (SHSY-210D)

La evaluación del registro del pozo Shushufindi-210D muestra 2 zonas prospectivas la primera situada desde los 10.132 pies hasta 10.140 pies y la segunda zona que va desde los 10.146 pies hasta los 10.150 pies medidos en MD, correspondientes a las arenisca T Inferior esto se puede observar en la figura 3.7.

Ambas curvas tanto del potencial espontáneo (SP) y del gama ray presentan intervalos irregulares, es decir no es una línea constante que corresponde a una arena con intercalación de lutitas, además el factor fotoeléctrico con un valor cercano al 2 correspondiente al de una arenisca confirma la presencia de la misma.

El cruce de la curva de neutrón y density indican la presencia de líquido saturando la roca, desde los 10.125 pies hasta los 10.142 pies en el primer intervalo y 10.143 pies hasta 10.181 pies para el segundo intervalo pero al observar la segunda pista, la resistividad indica que no todo es hidrocarburo la parte de los 10.125 pies hasta 10.132 pies en el primer intervalo y los 10.150 pies hasta los 10.181 pies en el segundo intervalo es agua, debido a la baja resistividad que presenta.

Analizando cuantitativamente se tiene que la porosidad promedio del primer intervalo es de alrededor del 15% y de 18,% para el segundo intervalo, además las permeabilidades son de 242 md y 596 md respectivamente.

El valor total de la zona neta de pago entre ambas zonas analizadas es de 12 pies, los cuales corresponden 8 pies a la primera zona de interés y 4 pies a la segunda zona de interés.

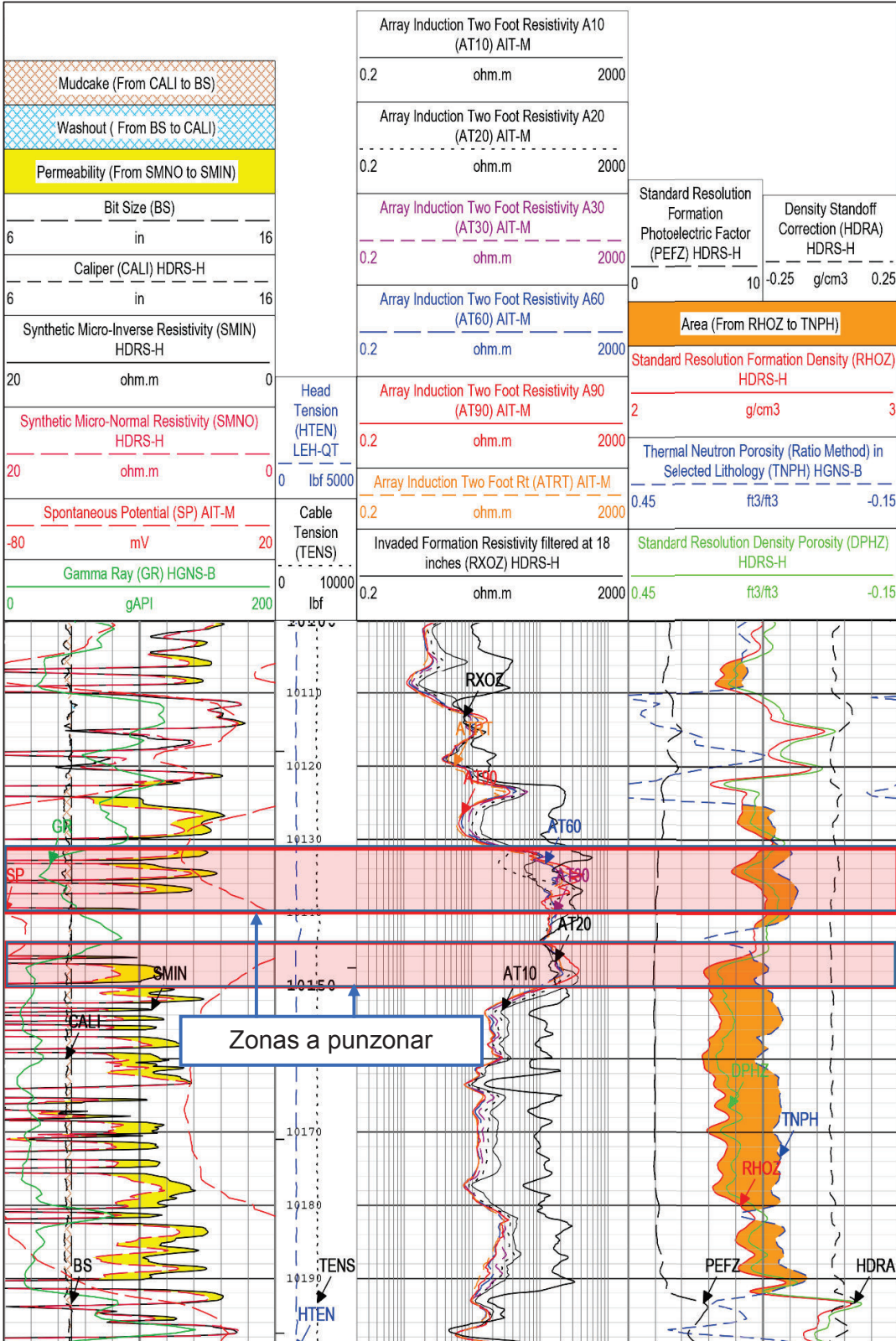
La tabla 3.7 muestra el volumen recuperable de hidrocarburo que se espera producir de esta zona prospectiva.

TABLA 3.7
VOLUMEN RECUPERABLE DE LA ZONA PROSPECTIVA PROPUESTA DEL POZO SHUSHUFINDI- 210D

POZO	F.CONV.BL	ARENA	Ho	So	PORO	Boi	POES	FR	Reservas
		(ACRES)	(PIES)			BLS/BF	BF		iniciales
SHSY-210D	7.758	70	12	0,76	0,15	1,229	954.442	0,51	486.765

Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero (ARCH)
Elaborado por: Santiago Moromenacho; Diego Salinas

FIGURA 3.7 REGISTRO DEL POZO SHUSHUFINDI – 210D



Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero (ARCH), 2015

Elaborado por: Santiago Moromenacho; Diego Salinas
 En la tabla 3.8 se muestra los intervalos propuestos para punzonar y las arenas a las cuales corresponden cada intervalo, así como la arena previamente punzonada.

TABLA 3.8
ZONAS PROSPECTIVAS PROPUESTAS

POZO	ARENA INICIAL	ARENA PROPUESTA	INTERVALO A PUNZONAR	RESERVAS BF
AGU-051UI	U Inferior	U Superior	9.298' – 9302'	59.001
SHSY-145TI	T Inferior	U Inferior	9.698'-9.703' 9730'-9.749' 9.753'-9.772'	559.955
SHS-153UI	U Inferior	T Inferior	10.230' - 10.238' 10.248' - 10.264'	429.426
SHSH-155UI	U Inferior	T Inferior	9.587' – 9.591' 9.601' – 9.619'	633.208
SHSW-199TI	T Inferior	U Inferior	9.317' – 9.330' 9.344' – 9.356' 9.360' – 9.367'	781.725
SHSW-205TI	T Inferior	U Inferior	9.757' - 9.762' 9.800 – 9828'	691.868
SHSY-210UI	U Inferior	T Inferior	10'132 – 10'140 10'146 – 10'150	486.765

Elaborado por: Santiago Moromenacho; Diego Salinas.

3.2. CAÑONEO O PUNZAMIENTO DE POZOS

Después de que un pozo es perforado, entubado y cementado a este se lo debe completar para luego a ponerlo en producción. Antes de la completación de cualquier pozo, es muy importante establecer la respectiva comunicación entre el pozo y la formación mediante cañoneo o punzamiento.¹¹

Mediante la información obtenida a partir de los registros eléctricos del pozo, se logra identificar y seleccionar la profundidad que se desea punzonar, con el fin de atravesar la tubería de revestimiento, el cemento, y la formación de una manera instantánea. Para que los fluidos fluyan desde el subsuelo a superficie, o sean inyectados en el fondo del pozo.

Los punzados desempeñan un rol importante en la producción de hidrocarburos, desde las pruebas de pozos para la evaluación del yacimiento hasta la completación, reacondicionamiento del pozo, siendo estos elementos clave para el éxito de la exploración y explotación.

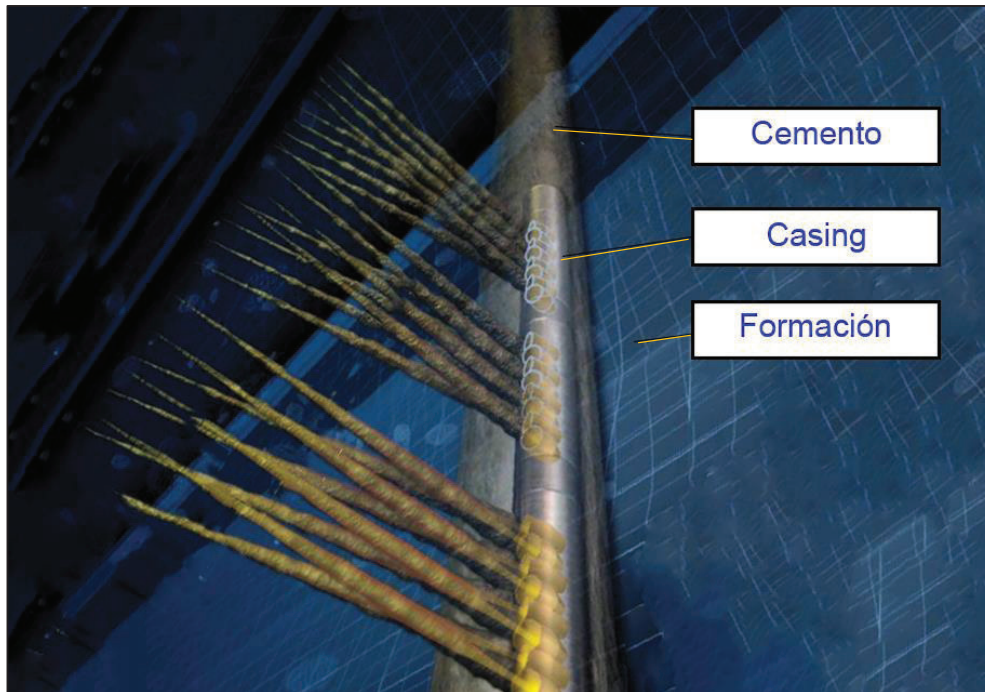
Las operaciones de punzamiento deben prestar atención particular en la selección del diámetro de la tubería, ya que éste parámetro condicionará la

¹¹ Vallejo, R. (2012). Análisis de comportamiento del cañoneo con el sistema duo (Optimización del bajo balance dinámico) en pozos seleccionados de la cuenca oriente. Tesis de Grado, UCE. Quito, Ecuador. p.13.

profundidad que alcancen los cañones dentro de la formación, ya que puede ser mayor o menor.

En la figura 3.8 se muestra un diagrama esquemático de los punzados en los pozos.

FIGURA 3.8 DIAGRAMA ESQUEMÁTICO DE LOS PUNZADOS



Elaborado por: Santiago Moromenacho; Diego Salinas

3.2.1. SISTEMAS DE PUNZONAMIENTO EMPLEADOS EN LA INDUSTRIA

Los diseños de los punzados constituyen una parte fundamental en el planeamiento de la completación, en el que se tiene en cuenta las condiciones del yacimiento, las características de la formación y exigencias del pozo. Convirtiéndose así el punzonamiento en una de las operaciones más importantes para pozos entubados. Los métodos en la industria petrolera de punzonamiento utilizados se pueden enmarcar en tres grupos:

- Cañones por revestidor (Through Casing Perforation)
- Cañones a través de tubería (Through Tubing Perforation)
- Cañones transportados por la tubería de producción (Through Conveyed Perforation)

3.2.1.1. Cañoneo por revestidor (*through casing perforation*)

El sistema de cañoneo (Casing Perforation) es una técnica de cañoneo con cable, para este proceso se utiliza cañones de mayor longitud en comparación al método de cañoneo a través de tubería. En este método los cañones tienen un diámetro mayor a la tubería de producción los cuales logran una mayor penetración. Este método se lo debe realizar en condiciones de sobre balance

con el fin de evitar el soplado de los cañones por las altas presiones en el espacio anular.

Ventajas

- Mayor eficacia en operaciones de fracturamiento o de inyección de fluido
- Muy útiles en zonas dañadas por fluidos de perforación o de completación
- Cañones diseñados según el diámetro interno del revestidor
- Excelente penetración de los disparos

Desventajas

- Reducción de la permeabilidad
- Residuos de la perforación puede tapan los cañones
- Peligro por arremetidas al cañonear pues no hay tubería en el pozo
- Solo se realiza en presencia del taladro motivo por el cual los costos incrementan
- Se debe realizar los disparos con el pozo lleno de fluido

3.2.1.2. Cañoneo a través de tubería (*through tubing perforation*)

Éste sistema baja cañones a través de una tubería de producción, el punzonamiento se lo realiza utilizando una unidad de cable eléctrico o comúnmente conocida como unidad WIRELINE.

Para el punzonamiento de pozos productores o inyectoros, se debe realizar en condiciones de sobre balance, es decir que la presión hidrostática es mayor o igual que la presión de formación, con el fin de evitar el soplado de los cañones, altas presiones en el espacio anular entre el casing y la herramienta. Siendo esta técnica de cañoneo una de las más económicas en los trabajos de reacondicionamiento.

Ventajas

- No se requiere de taladro
- Seguridad durante las operaciones por tener tubería dentro del pozo.
- Minimiza el tiempo de operación del taladro
- Monitoreo de presiones de fondo en las operaciones de cañoneo

Desventajas

- Limitado uso de cañones cuya longitud es menor o igual a 30 pies por corrida, cuando se requiere más de una corrida
- Muchos de los cañones dan un inadecuado tamaño y penetración del hueco
- El disparo es afectado por el espacio entre las cargas debido a las diferencias de diámetros entre el cañón y el revestimiento

3.2.1.3. Cañoneo por tubería de producción (tubing conveyed perforation)

Este método emplea cañones de gran diámetro que son transportados por una tubería de producción y corridos a través del casing del pozo, dicho cañoneo se inicia cuando un mecanismo de disparo es accionado al soltar una barra de acero desde la superficie, o se lo realiza hidráulicamente (con una determinada presión de la columna de fluido), activando así las cargas.

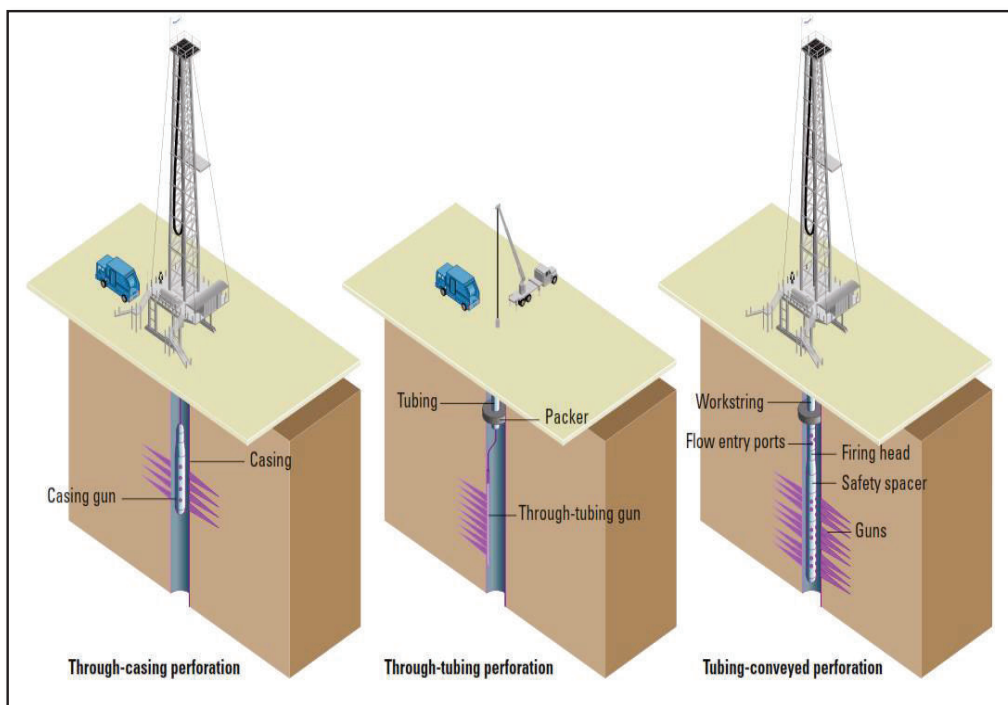
Ventajas

- Mayor Seguridad durante el cañoneo
- Alta capacidad de penetración
- Reducción en los tiempos de operación
- Generalmente utilizados en zonas con presencia de daño por fluidos de perforación

Desventajas

- Presencia de residuos en los túneles luego del cañoneo
- Peligro de arremetida al cañonear zonas nuevas
- Se puede realizar solo con presencia de taladro
- Altos Costos en comparación con otros métodos

FIGURA 3.9 DIAGRAMA DE LOS SISTEMAS DE CAÑONEO



Fuente: Schlumberger. (2006). The Search for the Perfect Perforations.
Elaborado por: Schlumberger.

3.3. TIPOS DE CARGAS

Son balas o fluidos que se disparan hacia el revestidor atravesando el cemento hasta llegar a la formación, las cuales permiten establecer una comunicación entre dos sistemas: yacimiento y pozo. Esto da origen al movimiento del fluido entre ambos sistemas, el desempeño de los cañones se reduce al incrementar la dureza de las formaciones, del revestidor y con cementos de alta consistencia por tal motivo existen varios tipos de cañones entre las más usadas tenemos:

- Convencionales (Tipo Bala)
- Alta Penetración (Cargas Moldeadas)
- Chorros de agua a alta presión (Tipo Hidráulico)

3.3.1. CARGAS CONVENCIONALES O TIPO BALA

Técnica en la cual se baja una herramienta al pozo, y mediante una señal que es generada desde la superficie, la cual activa el sistema de detonación logrando así dispararse las balas que atraviesan el revestidor y la formación creando un canal de comunicación entre el yacimiento y el pozo.

Estas cargas incrementan el daño a la formación como resultado de que la bala disparada se queda atrapada en la formación, reduciendo los espacios de flujo para que fluya el hidrocarburo.

Actualmente es poco utilizada en la industria pues su desempeño disminuye al incrementar la dureza de las formaciones o cuando se utiliza un revestidor de alta dureza, aun así, sigue teniendo aplicaciones en formaciones de baja dureza o en formaciones no consolidadas.

3.3.2. CARGAS DE ALTA PENETRACIÓN

También llamado “cañoneo con cargas moldeadas tipo chorro”, actualmente se utilizan en la mayoría de las operaciones, involucra explosivos de alta potencia y cargas moldeadas con una capa metálica.

Esta técnica es extremadamente delicada en relación con una secuencia necesaria de eventos la cual comienza por el encendido del detonador eléctrico; este a su vez da inicio a una reacción en cadena detonador - explosivo principal. Los cañones al momento de dispararse son parecidos a una fina partícula de metal semejante a una aguja, la cual se mueve a una velocidad de unos 20.000 pies por segundo, estimando que pueden llegar a generar una presión de 5 millones de psi.

3.3.3. CARGAS DE CHORRO DE AGUA A ALTA PRESIÓN.

Se utilizan fluidos a altas presiones para abrir agujeros a través del revestidor cemento y formación. Los fluidos son inyectados a través de una tubería con arreglos de orificios direccionados hacia la pared del revestidor, con el propósito de abrir agujeros en las paredes del revestidor, cemento y formación creando

túneles limpios con muy poco daño. La tubería es diseñada para realizar agujeros, canales e inclusive cortes completos circunferenciales del revestidor.

Los agujeros son creados uno a la vez. Además, posee una desventaja pues se trata de un sistema lento y muy costoso¹².

3.3.4. FACTORES QUE AFECTAN LOS RESULTADOS DE LOS DISPAROS

La efectividad del cañoneo depende fundamentalmente de ciertos factores a considerar entre los cuales tenemos:

- Taponamiento de los disparos
- Efecto de la presión diferencial
- Efecto de usar fluidos limpios
- Limitación de presión y temperatura
- Medición de profundidad
- Penetración contra el tamaño del agujero
- Determinación de la densidad de los disparos

3.3.4.1. Taponamiento de los disparos

El taponamiento de los disparos por residuos en el recubrimiento puede ser muy severo. Los disparos tienden a llenarse con roca triturada de la formación, con sólidos de lodo, y residuos de las cargas cuando se dispara.

3.3.4.2. Efecto de la presión diferencial

Una vez que se dispara en lodo, con una presión diferencial hacia la formación, los disparos se llenan con partículas sólidas de lodo presentes en la formación y residuos de las cargas. Los tapones de lodo son difíciles de remover, produciendo en algunos disparos un taponamiento permanente y reduciendo la productividad del pozo.

3.3.4.3. Efecto de usar fluidos limpios

La productividad del pozo será maximizada por el cañoneo en aceite o salmuera limpia con una presión diferencial a favor. También hay que tener un periodo de limpieza de los punzonamientos. Varios disparos podrán permanecer taponados debido a un asentamiento de sólidos en el pozo durante el periodo de cierre.

3.3.4.4. Limitaciones de presión y temperatura

Las presiones en el fondo del pozo pueden llegar a limitar el uso de algunos cañones con cargas expuestas, las cargas de alta temperatura no deben ser empleadas en pozos con un rango de temperatura entre 300-400 °F.

¹² Arrieta M. (2010). *Daño de Formación y Cañoneo*. [Diapositivas de Power Point]. Recuperado de: <https://profesormario.files.wordpress.com/2010/05/dac3b1o-de-formacion-y-cac3b1oneo.pdf>

3.3.4.5. Medición de la profundidad

El método aceptado para asegurar un control preciso en la profundidad de los disparos consiste en correr un registro localizador de collares (CCL) con los cañones, y medir la profundidad de los collares que han sido localizados, respecto a las formaciones.

Fuentes radioactivas son insertadas dentro de la sarta de cañoneo para ayudar en la localización exacta de profundidad del punzonamiento con un registro de rayos gamma. Los registros de collares (CCL), son más utilizados en el método de cañoneo con cable eléctrico, pueden mostrar viejos punzados hechos con cargas expuestas, estos se muestran a manera de hinchamientos o abultamientos en el casing debido a la detonación de las cargas.¹³

3.3.4.6. Penetración contra tamaño del agujero

Al diseñar cualquier carga moldeada puede obtenerse una mayor penetración sacrificando el tamaño del agujero. Debido a que una máxima penetración parece ser más importante.

Cuando se perforan tuberías de revestimiento de alta resistencia y de pared gruesa, o formaciones densas de alta resistencia, probablemente se requiera una penetración máxima aun cuando el tamaño del agujero se vea reducido.

3.3.4.7. Determinación de la densidad de los disparos

La densidad de los disparos generalmente depende del ritmo de producción requerido, la permeabilidad (k) de la formación y la longitud del intervalo disparado. Para pozos con alta producción de petróleo y gas, la densidad de los disparos debe permitir el gasto deseado con una caída de presión razonable.

Los disparos de 4 o más cargas por pie en tuberías de revestimiento de diámetro pequeño y de baja resistencia, con cañones con cargas expuestas, pueden agrietar la tubería de revestimiento.

3.3.5. NUEVAS TECNOLOGÍAS

Existen nuevas técnicas actualmente entre las cuales tenemos:

- Técnica TCP – Bajo Balance
- Técnica TCP propelente – Sobre Balance
- Tecnología PURE
- Cañoneo con Slickline

A continuación, se muestra algunas de las características de estas técnicas que se utilizan denominadas como nuevas tecnologías.

¹³ Díaz, J. & Sánchez, C. (2007). Análisis Técnico-Económico del uso de las diferentes técnicas de cañoneo en los campos operados por Petroproducción. (Tesis de Grado ESPOL). Guayaquil, Ecuador.

TABLA 3.9
CARACTERÍSTICAS DE LAS NUEVAS TECNOLOGÍAS

TCP – Bajo Balance	TCP – Sobre Balance	Tecnología PURE	Cañoneo con Slickline
Permite eliminar el daño creado por la perforación y cementación	Proporciona fracturas sobre la formación, realizadas con perclorato de potasio (propelente)	Garantiza perforaciones limpias y mucho es más efectivo	La secuencia de disparo es ejecutada y monitoreada por computador
Los explosivos se degradan cuando están expuestos a altas temperaturas	La camisa propelente no es tan resistente como los tubos de cañón	Reduce la onda del choque en el pozo	El operador puede armar, disparar o abortar la operación en cualquier momento
Toma más tiempo correr la sarta TCP comparado con la corrida mediante Wireline	Máxima temperatura para el uso es de 350 °F	Aumenta la productividad o inyectividad	No es muy útil para pozos altamente desviados
Usan explosivos que resisten muy bien los 200 °F por mucho tiempo sin degradarse	Requiere un mínimo de presión de 500 psi	Minimiza la tendencia a la producción de arena	Se encuentra certificada para trabajar hasta 1500 psi
Con TCP la determinación de la profundidad se hace con Gamma Ray	Se utiliza cañones de 4 DPP y nunca a 0° de fase	Puede eliminar la necesidad de perforación ácida	Operable hasta un rango de temperatura de 320 °F
En ocasiones no es económico realizar perforaciones con esta técnica	Tiene que estar centralizado	Se puede usar con Wireline, TCP y Slickline	Es recomendado para intervalos de interés corto
Se logra obtener orificios profundos y simétricos	Debe estar a 50 pies de separación de los tapones	Se usa logrando hardware y software especiales para la optimización de la producción	La cabeza de disparo es inmune a la interferencia de frecuencias de radio

Elaborado por: Santiago Moromenacho; Diego Salinas.

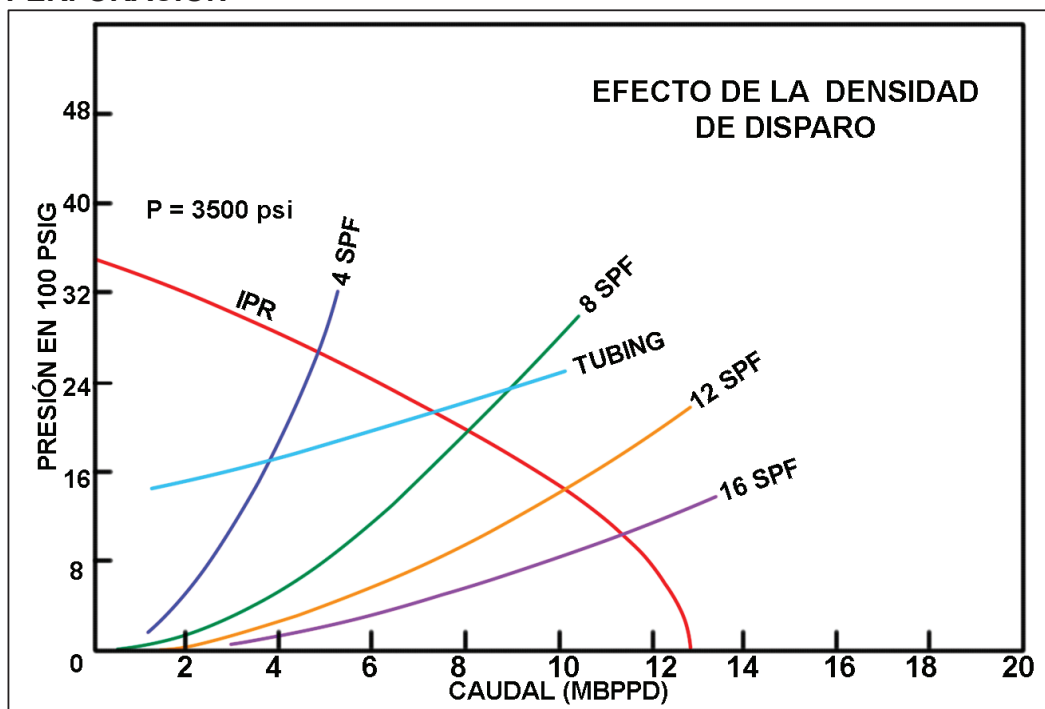
Fuente: Díaz, J. & Sánchez, C. (2007).

3.4. DENSIDAD DE DISPAROS

Al escoger cual opción es mejor en la densidad de los disparos, operacionalmente se debe tomar en cuenta las consideraciones del reservorio pues depende del ritmo de producción requerido, la permeabilidad (k) de la formación y de la longitud del intervalo disparado. Es posible tomar una decisión con los intervalos perforados, ya que hay que mantener una caída de presión aceptable y tener en cuenta un límite de dicha presión. Para escoger una combinación adecuada en la densidad de los disparos, intervalos perforados y tamaño de las perforaciones en el hueco, es necesario un análisis que pueda ayudar a dar mejores mediciones y resultados en la producción deseada.

En la figura 3.10 se observa un ejemplo para un pozo de petróleo en donde se escoge la completación como punto de análisis, para luego proceder a la construcción de la curva del índice de productividad (IPR), la curva del intake del tubing y las curvas de los efectos de las densidades de los disparos. En el análisis se observa que a mayor densidad de los disparos disminuye la caída de presión y aumenta el caudal de fluido. Siendo esto un modelo idealizado.¹⁴

FIGURA 3.10 EFECTOS DE LA DENSIDAD DE LOS DISPAROS DE PERFORACIÓN



Fuente: Modificado. Brown, Kermit. 1984. The Technology of Artificial Lift Methods. Volume 4.

En la práctica esto no se cumple en su totalidad, ya que dicho modelo no toma en cuenta que al aumentar la densidad de los disparos de 4 o más cargas por pie en tuberías de revestimiento (casing) de diámetro pequeño y baja resistencia, puede llegar a colapsar o agrietar la tubería, también se podría incrementar la

¹⁴ Brown, Kermit E. (1984). The Technology of Artificial Lift Methods. Volume 4.

producción de agua y la producción de arena los mismos factores que ocasionarían problemas en la completación.

Los yacimientos que producen de formaciones que no se encuentran bien consolidadas producen arena junto con los fluidos de la formación debido a los esfuerzos sobre los granos de arena por las diferencias de presión del fluido, fuerzas de fricción y presión de sobrecarga. Si estos esfuerzos exceden las fuerzas de cohesión de la formación se producirá arena, y la permeabilidad cercana al pozo se verá afectada.

Dentro de los problemas de la producción de arena están:

- Taponamiento del casing, tubing o facilidades de superficie.
- El colapso del casing debido a los cambios de los esfuerzos de sobrecarga.
- Destrucción del equipo de fondo y de superficie.
- Costos adicionales en la separación de la arena producida.

Por lo general es adecuado 4 disparos de por pie de ½ pulgada de diámetro. Siendo satisfactorio uno o dos disparos por pie para la mayoría de los pozos con producción baja. En operaciones con arenas consolidadas se prefiere 4 disparos de diámetro grande por pie. Para completaciones con empaque de grava se prefieren de 4 a 8 disparos de ¾ de pulgada de diámetro o mayores.

3.5.ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD (IP)

El índice de productividad es una medida del potencial del pozo o de su capacidad de producción, se utiliza para caracterizar un pozo. Dichas características ayudan a determinar lo máximo que un pozo es capaz de producir, lo cual sirve para el diseño de la completación del pozo, y es un valor de referencia para determinar luego su posterior tendencia de declinación durante su explotación.

Es una constante de proporcionalidad con la cual se mide la productividad del pozo se la conoce como índice de productividad (IP) descrita por la ecuación:

$$IP = \frac{q_o}{P_r - P_{wf}} \quad (3.1)$$

Donde:

q_o = Caudal de petróleo (BPPD).

P_r = Presión promedio del reservorio (psi).

P_{wf} = Presión de fondo fluyente del pozo (psi).

Sin embargo, ésta relación no siempre se cumple pues cuando la presión de fondo (P_{wf}), es mayor que la presión en el punto de burbuja (P_b), representa que tendríamos fluido de una sola fase, y la mayoría de los pozos la presión de fondo se encuentra por debajo de la de burbuja, lo cual muestra flujo bifásico.

Dicho esto, encontraron distintos métodos para construir curvas de IPR como: Método de Vogel, Método de Standing, Método de Fetkovich, Método de Petrobras.

Método de Vogel. Es usado en la predicción de curvas IPR, cuando se tiene producción de petróleo, método razonable para pozos con bajos porcentajes de agua.

Método de Standing. Considera la presencia de daño o estimulación alrededor del pozo, supone alteración de la permeabilidad en términos del IPR.

Método de Fetkovich. Para pozos de petróleo y gas que producen por debajo del punto de burbuja.

Método de Petrobras. Método el cual determina la curva IPR en los casos donde existe agua, petróleo y gas.

Con los resultados obtenidos por el método de Petrobras para las zonas prospectivas propuestas se modela en PIPESIM las curvas de IPR por el método de Fetkovich, las curvas IPR por el método de Petrobras se muestran en el Anexo 3.

3.5.1. MÉTODO DE PETROBRAS

En algunas de las curvas IPR compuestas están basadas en la asunción que de no se produce agua del pozo. El siguiente método puede ser usado para determinar la curva IPR para un pozo de petróleo que se encuentra produciendo agua. Este método fue realizado por Petrobras basado en la combinación de la ecuación de Vogel para flujo de petróleo e índice de productividad constante para flujo de agua¹⁵.

La curva IPR compuesta es determinada geoméricamente de aquellas ecuaciones que consideran el flujo fraccional para agua y petróleo.

- El cálculo de la presión del fondo del pozo que fluye en ciertos caudales totales.
- El cálculo del flujo total a ciertas presiones de fondo del pozo.

3.5.2. CÁLCULO DE LA PRESIÓN DE FONDO DEL POZO A VARIOS CAUDALES TOTALES.

Para el desarrollo de las ecuaciones es usada la figura 3.11 para calcular la presión en el fondo del pozo a un cierto caudal, para un reservorio con una presión mayor que la presión del punto de burbuja.

La curva IPR compuesta puede ser dividida dentro de tres intervalos que son:

¹⁵ Brown, Kermit E. (1984). Inflow Performance. The Technology of Artificial Lift Methods. Tulsa, Oklahoma, USA. PenWell Publishing Company. Volume 4. p. 30-31.

1. El intervalo entre 0 y el caudal del flujo a la presión en el punto burbuja ($0 < q_t < q_b$), es relación lineal entre el caudal total y la presión del fondo del pozo se puede determinar como:

$$P_{wf} = P_r - \frac{q_t}{J} \quad (3.2)$$

2. En el intervalo entre el caudal en el punto de burbuja, el caudal total y el caudal máximo de petróleo ($q_b < q_t < q_{m\acute{a}x}$); la presión del pozo que fluye se define por:

$$P_{wf} = f_w (P_{wf_{water}}) + f_o (P_{wf_{oil}}) \quad (3.3)$$

Donde:

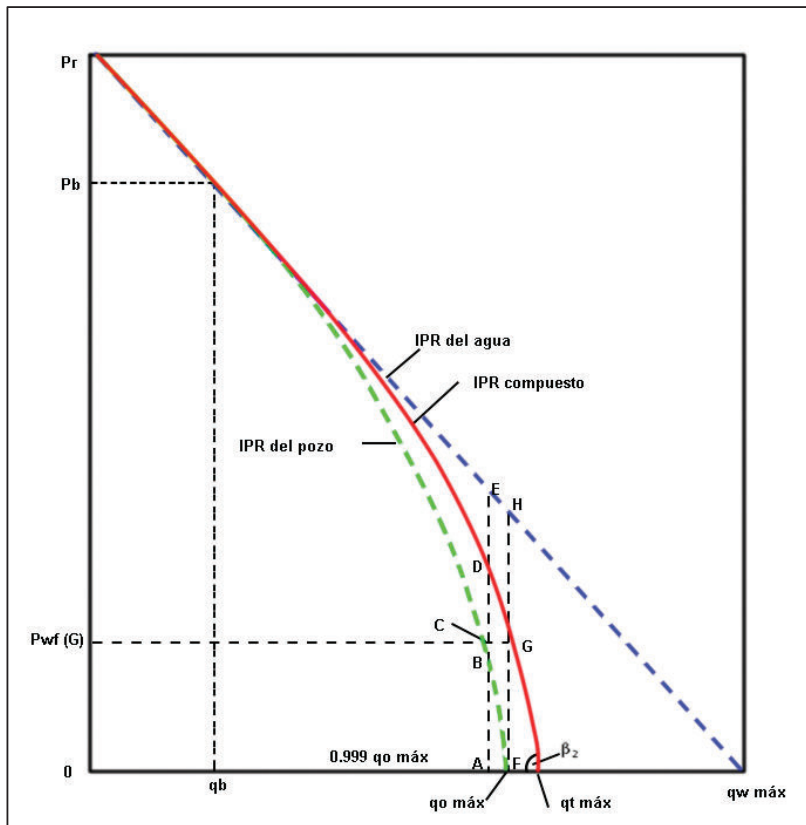
f_w : Fracción de agua

$P_{wf_{water}}$: P_{wf} de la curva IPR de agua

f_o : Fracción de petróleo

$P_{wf_{oil}}$: P_{wf} de la curva IPR de petróleo

FIGURA 3.11 CURVA IPR COMPUESTA A PARTIR DE CÁLCULO DE P_{wf}



Fuente: Modificado. Brown, Kermit E. (1984). The Technology of Artificial Lift Methods.

De la ecuación de Vogel, $P_{wf\ oil}$ puede ser calculada como:

$$P_{wf\ oil} = 0.125 * P_b \left[-1 + \sqrt{81 - 80 \left(\frac{q_t - q_b}{q_{o\ máx} - q_b} \right)} \right] \quad (3.4)$$

Donde:

$$q_{o\ máx} = q_b + \frac{J * P_b}{1.8} \quad (3.5)$$

$$q_b = J(P_r - P_b) \quad (3.6)$$

De la constante del índice de productividad, $P_{wf\ water}$ puede ser calculada como:

$$P_{wf\ water} = P_r - \frac{q_t}{J} \quad (3.7)$$

Sustituyendo la ecuación 3.4 y la ecuación 3.7 en la ecuación de la presión de fondo se expresa como:

$$P_{wf} = f_w * \left(P_r - \frac{q_t}{J} \right) + f_o * 0.125 * P_b \left[-1 + \sqrt{81 - 80 \left(\frac{q_t - q_b}{q_{o\ máx} - q_b} \right)} \right] \quad (3.8)$$

3. El intervalo entre el caudal de flujo de petróleo y el caudal de flujo total máximo, $(q_{o\ máx} < q_t < q_{t\ máx})$, en este intervalo la curva IPR compuesta podría tener una pendiente casi constante, pues está afectada por la producción de agua; En este intervalo se emplea la siguiente ecuación para el cálculo de P_{wf} .

$$P_{wf} = f_w * \left(P_r - \frac{q_{o\ máx}}{J} \right) - \left(q_t - \frac{q_{o\ máx}}{J} \right) * \tan \beta \quad (3.9)$$

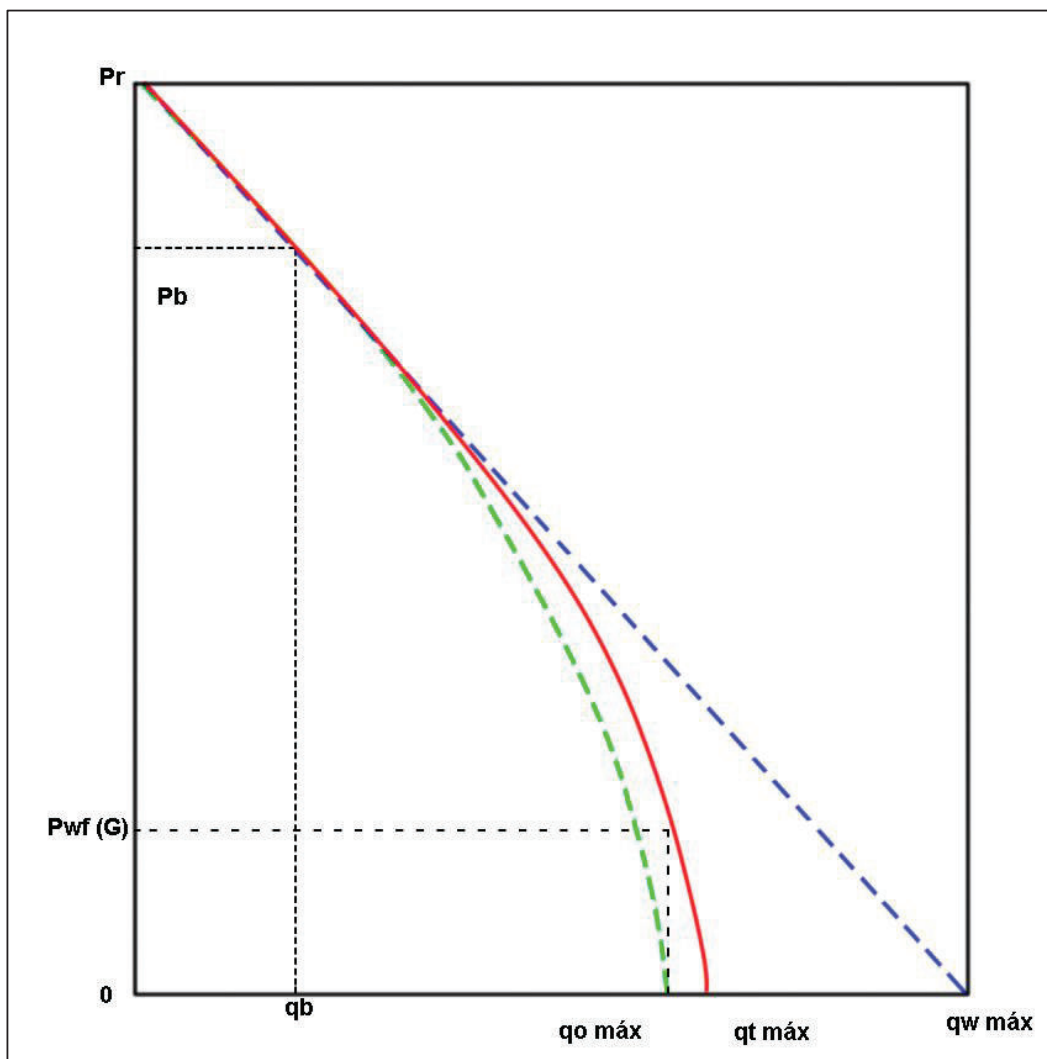
Donde $\tan \beta$ se calcula empleando la siguiente ecuación:

$$\tan \beta = \frac{f_w * \left(\frac{0.001 * q_{o\ máx}}{J} \right) + f_o * 0.125 * P_b \left[-1 + \sqrt{81 - 80 \left(\frac{0.999 * q_{o\ máx} - q_b}{q_{o\ máx} - q_b} \right)} \right]}{0.001 * q_{o\ máx}} \quad (3.10)$$

3.5.2.1. Cálculo del caudal total de flujo a diferentes presiones de fondo fluyente.

Como se ilustra en la figura 3.12 la cual muestra la curva IPR compuesta puede dividirse en tres intervalos y en cada intervalo, se calculan las tasas flujo correspondientes.

FIGURA 3.12 IPR COMPUESTA A PARTIR DEL CÁLCULO DE q_t



Fuente: Modificado. Brown, Kermit E. (1984). The Technology of Artificial Lift Methods.

1. El primer intervalo entre la presión de burbuja y la presión del yacimiento, ($P_b < P_{wf} < P_r$). El caudal total se puede determinar con la siguiente ecuación:

$$q_t = J(P_r - P_{wf}) \quad (3.11)$$

2. Para las presiones entre la presión de burbuja y la presión de fondo fluyente correspondiente al caudal de petróleo máximo, ($P_{wfG} < P_{wf} < P_b$), el caudal total de flujo se calcula empleando las siguientes ecuaciones:

$$q_t = \frac{-C + \sqrt{C^2 - 4B^2D}}{2B^2} \quad ; B \neq 0 \quad (3.12)$$

$$q_t = \frac{D}{C} \quad ; B = 0 \quad (3.13)$$

Donde:

$$A = \frac{P_{wf} + 0.125 * f_o * P_b - f_w * P_r}{0.125 * f_o * P_b} \quad (3.14)$$

$$B = \frac{f_w}{0.125 * f_o * P_b * J} \quad (3.15)$$

$$C = 2 * A * B + \frac{80}{q_{o\text{m}\acute{a}\text{x}} - q_b} \quad (3.16)$$

$$D = A^2 - 80 * \frac{80}{q_{o\text{m}\acute{a}\text{x}} - q_b} - 81 \quad (3.17)$$

3. Para presiones entre P_{wfG} y 0, ($0 < P_{wf} < P_{wfG}$), el caudal de flujo total se calcula con la siguiente ecuación:

$$q_t = \frac{P_{wfG} + q_{o\text{m}\acute{a}\text{x}} * \tan \beta - P_{wf}}{\tan \beta} \quad (3.18)$$

3.5.2.2. Cálculos preliminares para la construcción de la curva IPR compuesta de una prueba estabilizada de flujo.

Las variables que son necesarias para construir la curva IPR compuesta son la presión de reservorio, la presión en el punto de burbuja, el caudal total, la fracción de agua y la presión estabilizada.

Existen dos posibilidades las cuales son:

1. Cuando la presión de fondo de la prueba es mayor que la presión de burbuja ($P_{wf\text{test}} > P_b$), en donde:

$$J = \frac{q_{t_{test}}}{P_r - P_{wf_{test}}} \quad (3.19)$$

2. Si la presión de fondo de la prueba es menor que la presión de burbuja ($P_{wf_{test}} \leq P_b$), el índice de productividad se expresa de la siguiente manera:

$$J = \frac{q_{t_{test}}}{f_o * \left(P_r - P_b + \frac{P_b * A}{1.8} \right) + f_w (P_r - P_{wf_{test}})} \quad (3.20)$$

En donde A se calcula como:

$$A = 1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf_{test}}}{P_b} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf_{test}}}{P_b} \right)^2 \quad (3.21)$$

3.6. ANÁLISIS DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL DE LOS POZOS SELECCIONADOS

Para analizar el desempeño del sistema de levantamiento artificial se emplearán las curvas IPR de cada pozo y además se utilizará el software PIPESIM, el cual es un programa empleado en el análisis del desempeño de un sistema de bombeo eléctrico sumergible. Para la construcción de las curvas IPR se usó el método de Fetkovich, basado en pruebas de presión disponibles y las curvas generadas por el método del Petrobras.

En el análisis se consideró tres escenarios para diferentes bombas y a diferentes frecuencias para poder elegir la opción que sea más conveniente para los pozos seleccionados, las frecuencias usadas fueron tomadas en el rango operacional de las bombas que va desde los 60 Hz que es la frecuencia básica en la operación de las bombas, hasta los 75 Hz.

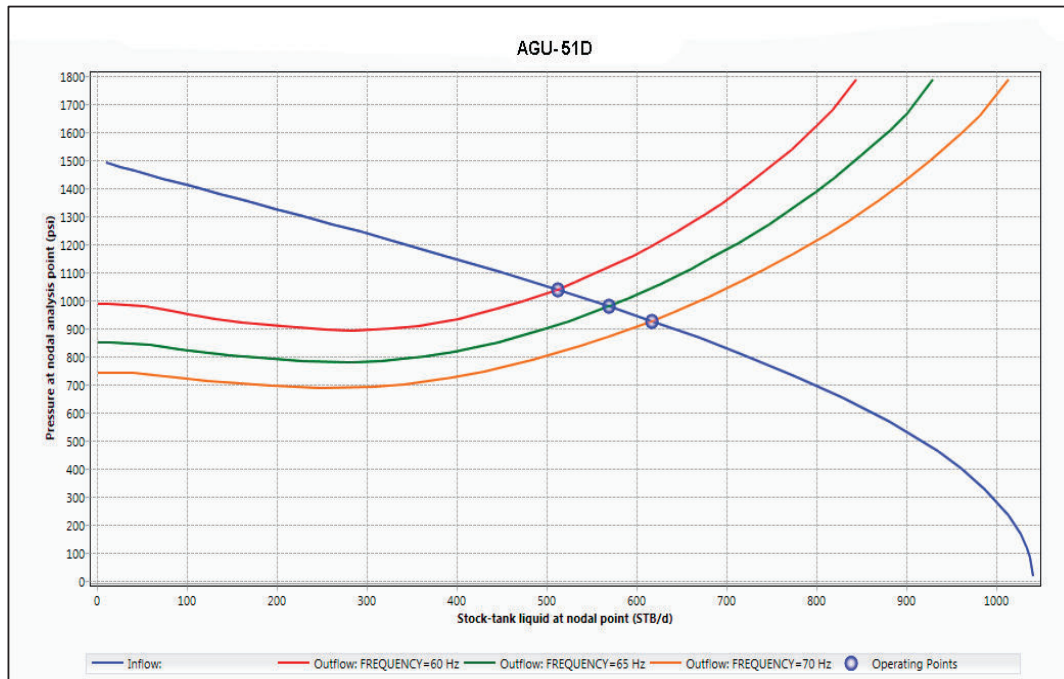
Para el análisis se escogieron las frecuencias de 60 Hz, 65 Hz y 70 Hz, además del valor básico operacional se tomaron dos valores por encima de este valor, con el fin de obtener una mayor tasa de producción que es lo que se busca con este proyecto.

Los valores de las frecuencias mencionados anteriormente forman parte de la solución al analizar la curva del IPR y las curvas de Outflow (flujo de descarga), el cruce de las mismas da como resultado puntos operacionales los cuales sirven para determinar cuál sería la mejor opción, esto se cumple para todos los pozos seleccionados, exceptuando el pozo SHSY-145D el cual a 60 Hz no muestra punto operacional, por lo cual se tomaron los valores de 65 Hz, 70 Hz y 75 Hz para su análisis.

3.6.1. POZO AGUARICO – 51D (AGU-051D)

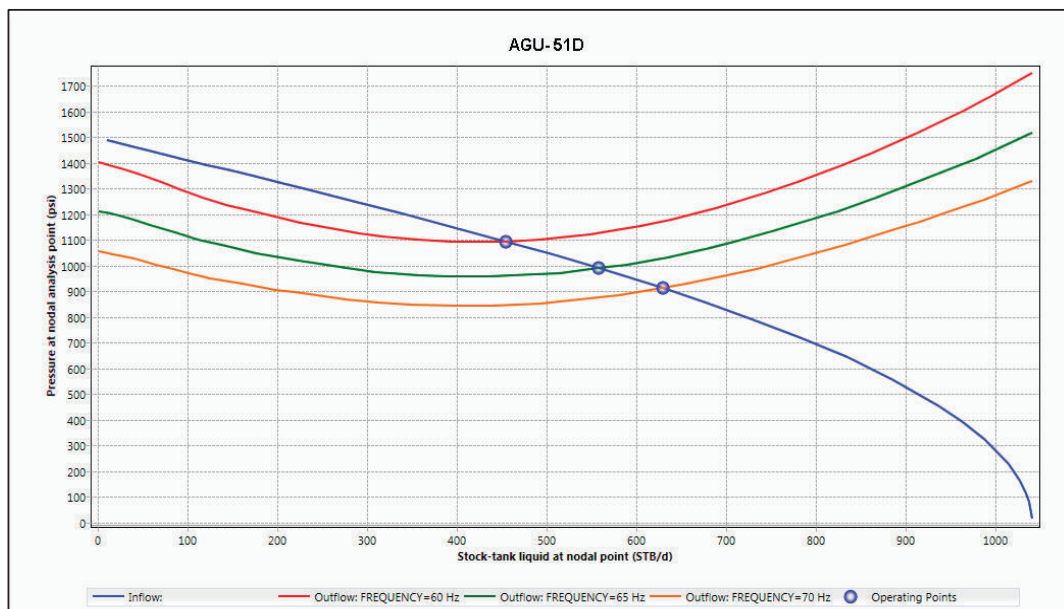
Para el pozo AGU-051D se eligió las bombas Reda D725N y la Reda D800N, las cuales están en el rango de caudal esperado a producir, en la figura 3.13 y 3.14 respectivamente se aprecia el análisis realizado en el software PIPESIM.

FIGURA 3.13 ANÁLISIS DEL POZO AGU-51D CON LA BOMBA REDA D725N



Elaborado por: Santiago Moromenacho; Diego Salinas

FIGURA 3.14 ANÁLISIS DEL POZO AGU-51D CON LA BOMBA REDA D800N



Elaborado por: Santiago Moromenacho; Diego Salinas

La tabla 3.10 muestra los resultados obtenidos en el análisis realizado

TABLA 3.10
BOMBAS PROPUESTAS EN EL POZO AGU - 51D

Pozo	Modelo de bomba	Frecuencia (Hz)	Caudal (BFPD)	Potencia (HP)	Eficiencia
AGU-51D	D725N	60	511,97	57,00	53,00
		65	569,39	68,00	52,50
		70	617,29	86,00	54,00
	D800N	60	456,19	39,00	51,00
		65	558,66	55,00	54,50
		70	629,60	69,50	57,00

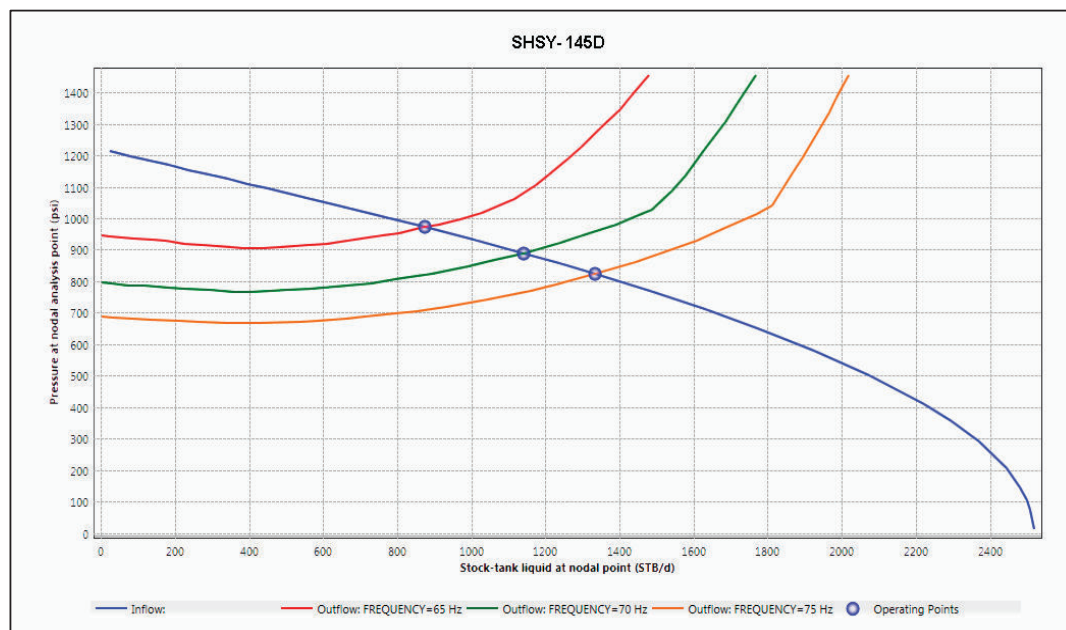
Elaborado por: Santiago Moromenacho; Diego Salinas

Se eligió la bomba D800N a 65 Hz para este pozo ya que es la que mejor rendimiento aporta tanto en potencia y eficiencia, el caudal producido para esta bomba es de 558,66 BFPD.

3.6.2. POZO SHUSHUFINDI - 145D (SHSY-145D)

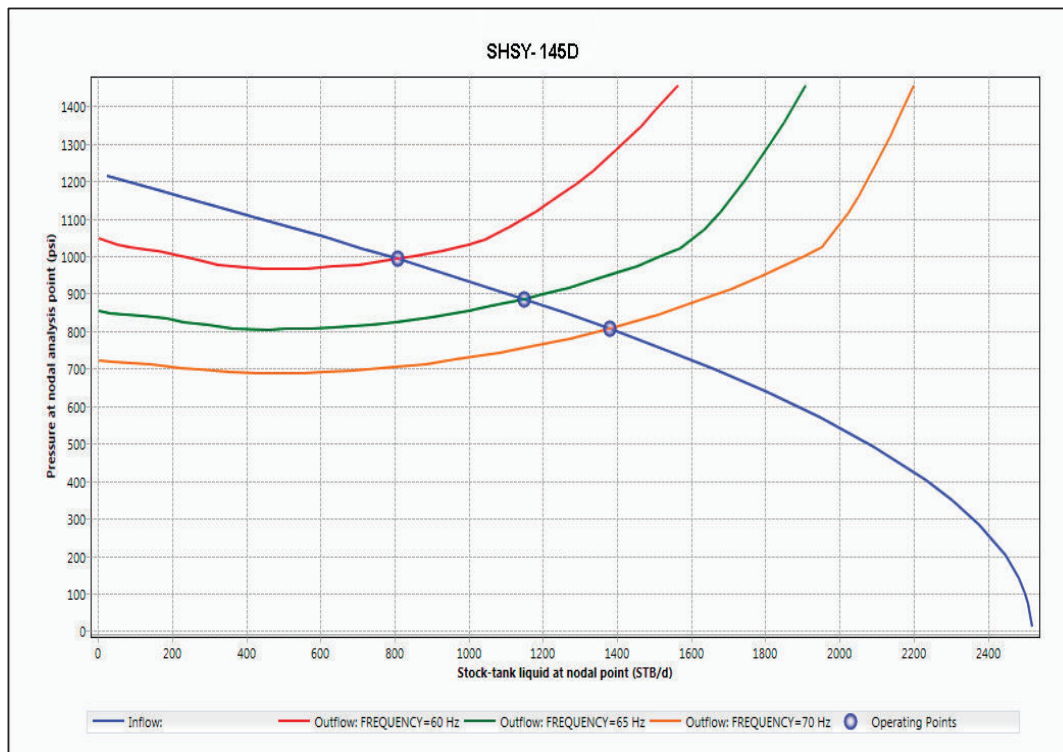
Para el pozo SHSY-145 se eligió las bombas Reda GN1300 y la Reda GN1600, las cuales están en el rango de caudal esperado a producir, en la figura 3.15 y 3.16 respectivamente se aprecia el análisis realizado en el software PIPESIM.

FIGURA 3.15 ANÁLISIS DEL POZO SHSY-145D CON LA BOMBA REDA GN1300



Elaborado por: Santiago Moromenacho; Diego Salinas

FIGURA 3.16 ANÁLISIS DEL POZO SHSY-145D CON LA BOMBA REDA GN1600



Elaborado por: Santiago Moromenacho; Diego Salinas

La tabla 3.11 muestra los resultados obtenidos en el análisis realizado

**TABLA 3.11
BOMBAS PROPUESTAS EN EL POZO SHSY-145D**

Pozo	Modelo de bomba	Frecuencia (Hz)	Caudal (BFPD)	Potencia (HP)	Eficiencia
SHSY-145D	GN1300	65	874,33	88	47,5
		70	1.140,00	117	51
		75	1.333,71	157	55
	GN1600	60	807,22	87	44
		65	1.149,58	114	52
		70	1.380,64	148	55

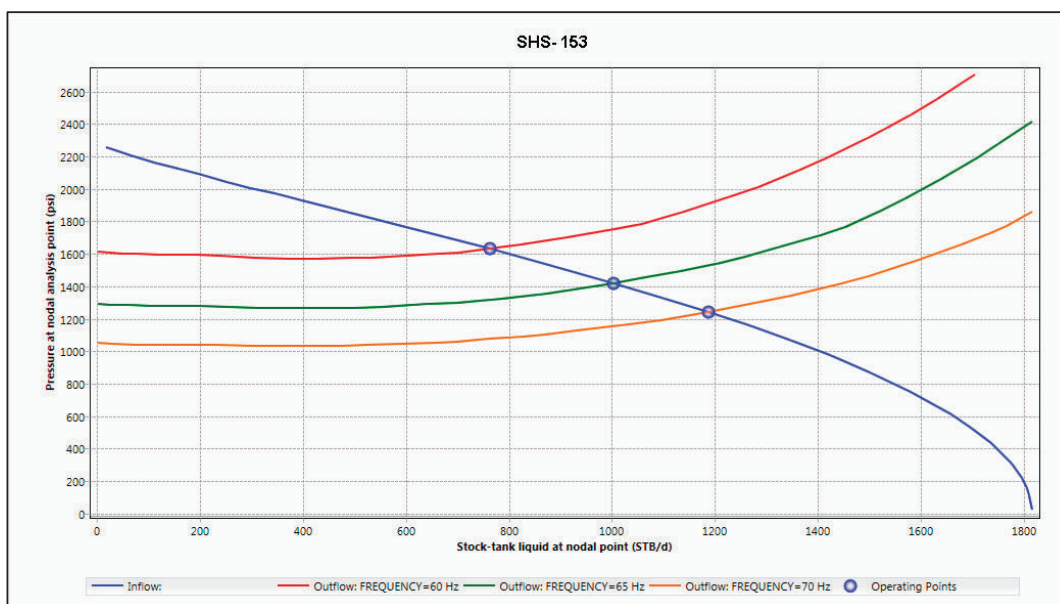
Elaborado por: Santiago Moromenacho; Diego Salinas

Se eligió la bomba GN1600 a 65 Hz para este pozo ya que es la que mejor rendimiento aporta tanto en potencia y eficiencia, el caudal producido para esta bomba es de 1.149,58 BFPD.

3.6.3. POZO SHUSHUFINDI - 153D (SHS-153D)

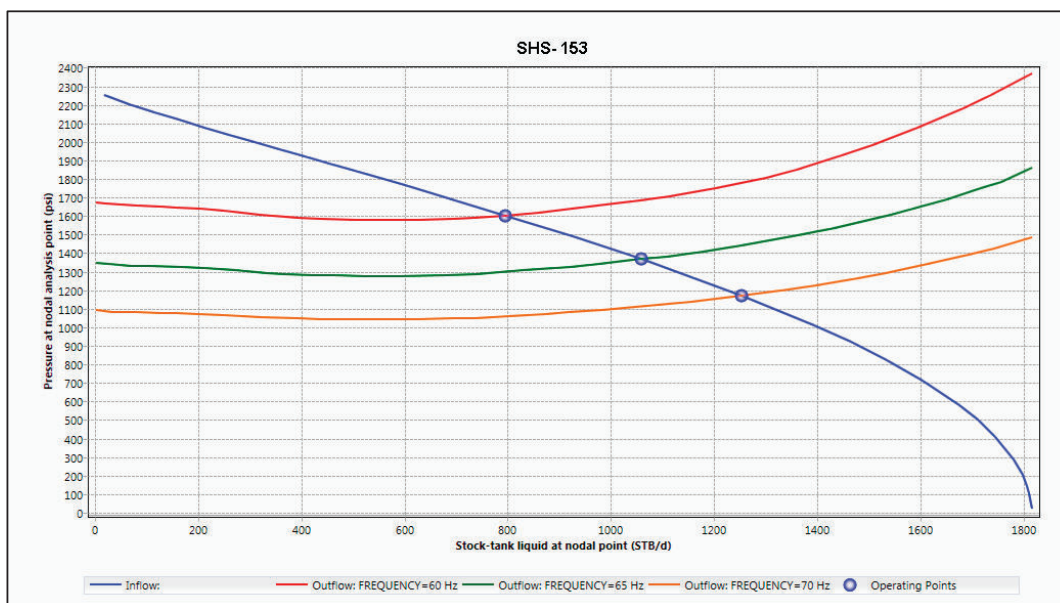
Para el pozo SHS-153D se eligió las bombas Reda GN1300 y la Reda GN1600, las cuales están en el rango de caudal esperado a producir, en la figura 3.17 y 3.18 respectivamente se aprecia el análisis realizado en el software PIPESIM.

FIGURA 3.17 ANÁLISIS DEL POZO SHS-153D CON LA BOMBA REDA GN1300



Elaborado por: Santiago Moromenacho; Diego Salinas

FIGURA 3.18 ANÁLISIS DEL POZO SHS-153D CON LA BOMBA REDA GN1600



Elaborado por: Santiago Moromenacho; Diego Salinas

La tabla 3.12 muestra los resultados obtenidos en el análisis realizado

TABLA 3.12
BOMBAS PROPUESTAS EN EL POZO SHS - 153D

Pozo	Modelo de bomba	Frecuencia (Hz)	Caudal (BFPD)	Potencia (HP)	Eficiencia
SHS-153D	GN1300	60	763,85	72,00	50,00
		65	1.003,26	96,00	52,00
		70	1.187,52	15,00	55,00
	GN1600	60	794,49	80,00	46,00
		65	1.059,30	110,00	50,00
		70	1.253,48	141,00	52,50

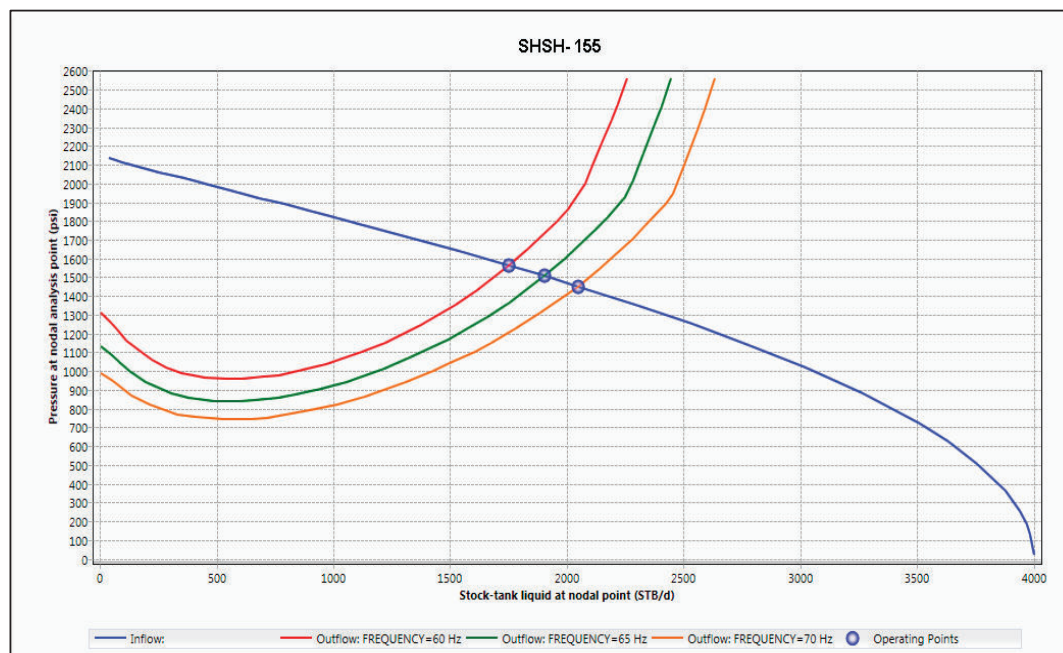
Elaborado por: Santiago Moromenacho; Diego Salinas

Se eligió la bomba GN1300 a 65 Hz para este pozo ya que es la que mejor rendimiento aporta tanto en potencia y eficiencia, el caudal producido para esta bomba es de 1.003,26 BFPD.

3.6.4. POZO SHUSHUFINDI - 155D (SHSH-155D)

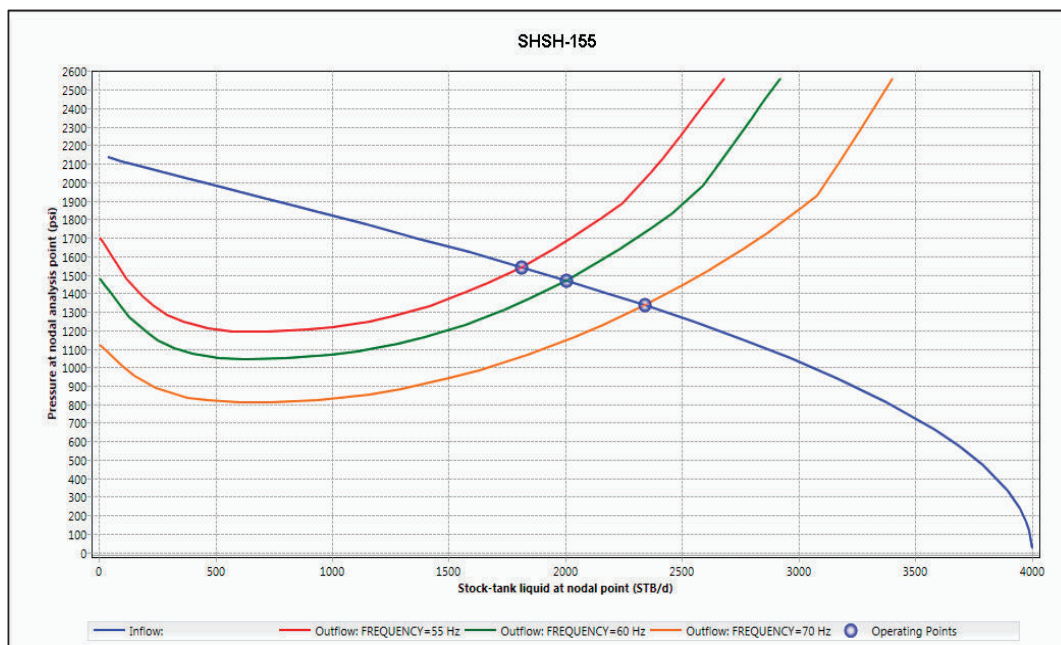
Para el pozo SHSH-155D se eligió las bombas Reda GN1600 y la Reda GN2100, las cuales están en el rango de caudal esperado a producir, en la figura 3.19 y 3.20 respectivamente se aprecia el análisis realizado en el software PIPESIM.

FIGURA 3.19 ANÁLISIS DEL POZO SHSH-155D CON LA BOMBA REDA GN1600



Elaborado por: Santiago Moromenacho; Diego Salinas

FIGURA 3.20 ANÁLISIS DEL POZO SHSH-155D CON LA BOMBA REDA GN2100



Elaborado por: Santiago Moromenacho; Diego Salinas

La tabla 3.13 muestra los resultados obtenidos en el análisis realizado

**TABLA 3.13
BOMBAS PROPUESTAS EN EL POZO SHSH-155D**

Pozo	Modelo de bomba	Frecuencia (Hz)	Caudal (BFPD)	Potencia (HP)	Eficiencia
SHSH-155D	GN1600	60	1.589,95	112,00	59,00
		65	1.751,86	143,00	59,00
		70	2.047,80	182,00	58,00
	GN2100	60	1.811,15	118,00	56,00
		65	2.002,00	121,00	63,00
		70	2.342,59	155,00	62,00

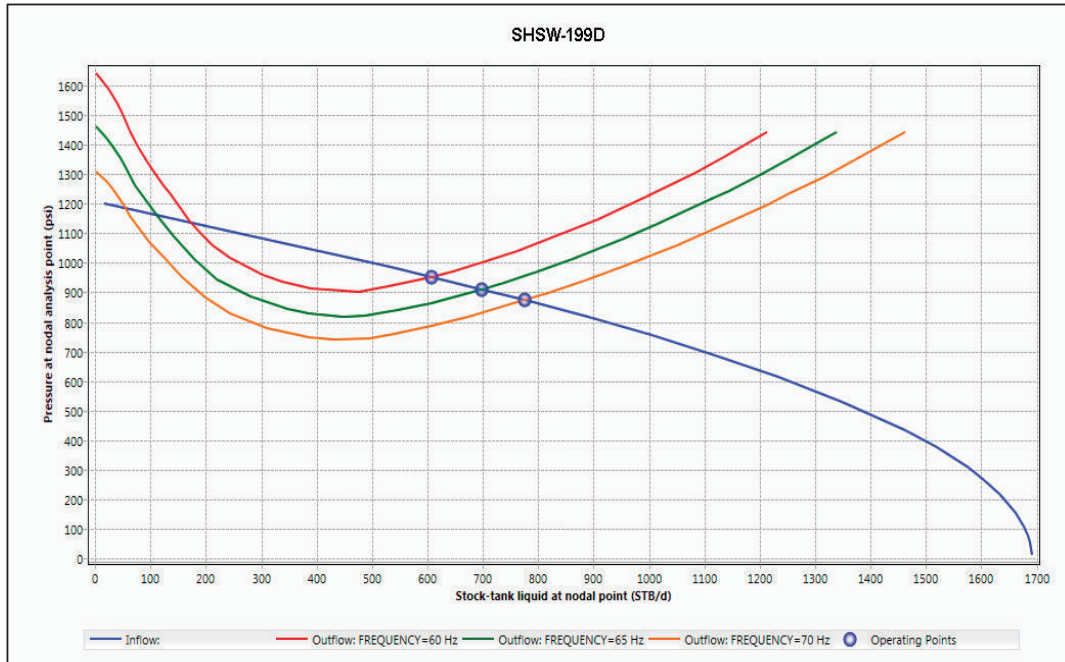
Elaborado por: Santiago Moromenacho; Diego Salinas

Se eligió la bomba GN2100 a 65 Hz para este pozo ya que es la que mejor rendimiento aporta tanto en potencia y eficiencia, el caudal producido para esta bomba es de 2.002 BFPD.

3.6.5. POZO SHUSHUFINDI-199D (SHSW-199D)

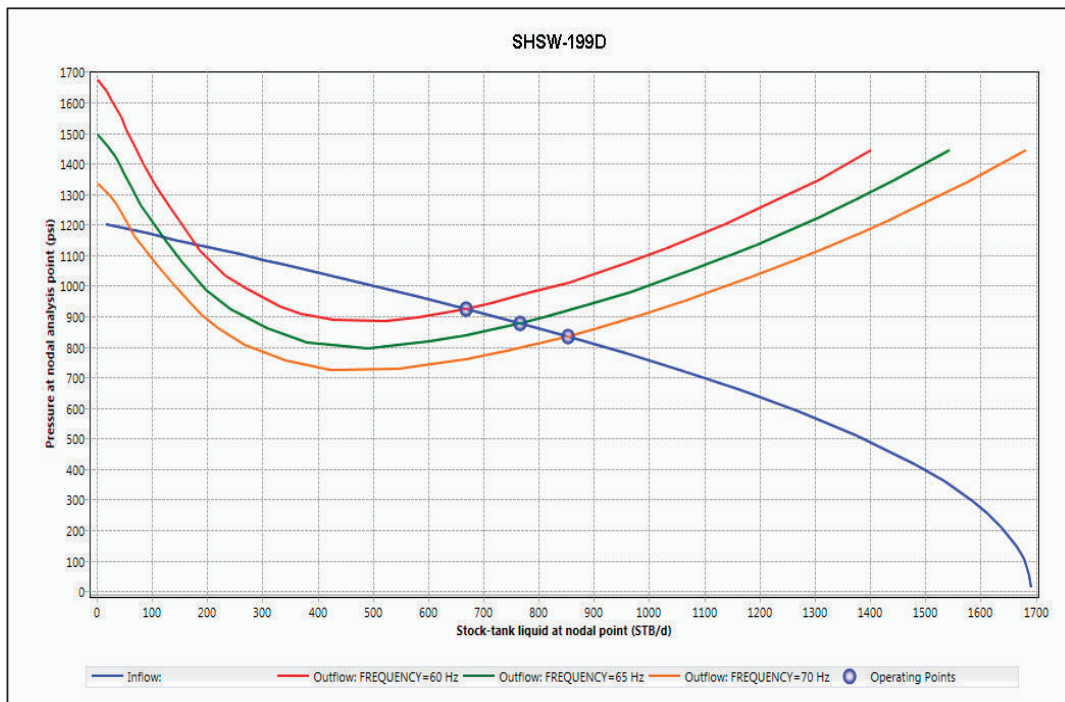
Para el pozo SHSW-199D se eligió las bombas Reda GN1300 y la Reda GN1600, las cuales están en el rango de caudal esperado a producir, en la figura 3.21 y 3.22 respectivamente se aprecia el análisis realizado en el software PIPESIM.

FIGURA 3.21 ANÁLISIS DEL POZO SHSW-199D CON LA BOMBA REDA GN1300



Elaborado por: Santiago Moromenacho; Diego Salinas

FIGURA 3.22 ANÁLISIS DEL POZO SHSW-199D CON LA BOMBA REDA GN1600



Elaborado por: Santiago Moromenacho; Diego Salinas

La tabla 3.14 muestra los resultados obtenidos en el análisis realizado

TABLA 3.14
BOMBAS PROPUESTAS EN EL POZO SHSW-199D

Pozo	Modelo de bomba	Frecuencia (Hz)	Caudal (BFPD)	Potencia (HP)	Eficiencia
SHSW-199D	GN1300	60	608,26	65,00	44,00
		65	697,26	85,00	46,00
		70	774,67	117,00	46,00
	GN1600	60	666,71	75,00	42,00
		65	767,09	90,00	37,50
		70	852,83	115,00	40,00

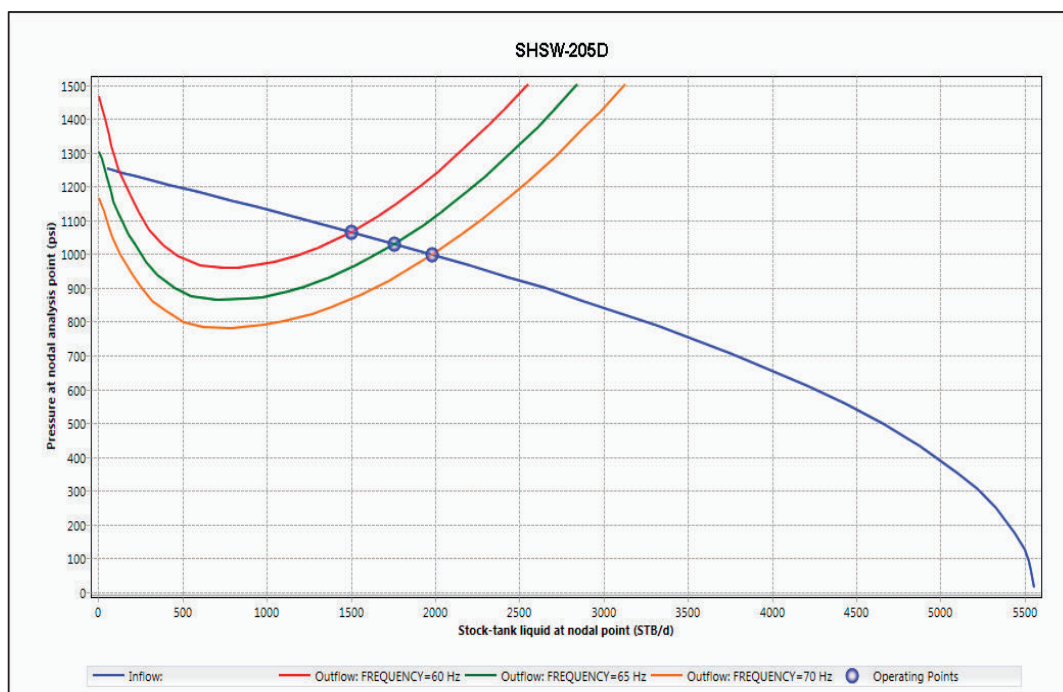
Elaborado por: Santiago Moromenacho; Diego Salinas

Se eligió la bomba GN1300 a 60 Hz para este pozo ya que es la que mejor rendimiento aporta tanto en potencia y eficiencia, el caudal producido para esta bomba es de 608 BFPD.

3.6.6. POZO SHUSHUFINDI - 205D (SHSW-205D)

Para el pozo SHSW-205D se eligió las bombas Reda G3100 y la Reda GN3200, las cuales están en el rango de caudal esperado a producir, en la figura 3.23 y 3.24 respectivamente se aprecia el análisis realizado en el software PIPESIM.

FIGURA 3.23 ANÁLISIS DEL POZO SHSW-205D CON LA BOMBA REDA G3100



Elaborado por: Santiago Moromenacho; Diego Salinas

FIGURA 3.24 ANÁLISIS DEL POZO SHSW-205D CON LA BOMBA REDA GN3200



Elaborado por: Santiago Moromenacho; Diego Salinas

La tabla 3.15 muestra los resultados obtenidos en el análisis realizado

**TABLA 3.15
BOMBAS PROPUESTAS EN EL POZO SHSW-205D**

Pozo	Modelo de bomba	Frecuencia (Hz)	Caudal (BFPD)	Potencia (HP)	Eficiencia
SHSW-205D	G3100	60	1.500,98	139,00	51,00
		65	1.756,28	181,00	52,50
		70	1.983,43	250,00	55,00
	GN3200	60	1.380,62	135,00	43,00
		65	1.742,37	166,00	49,00
		70	2.040,47	224,00	52,50

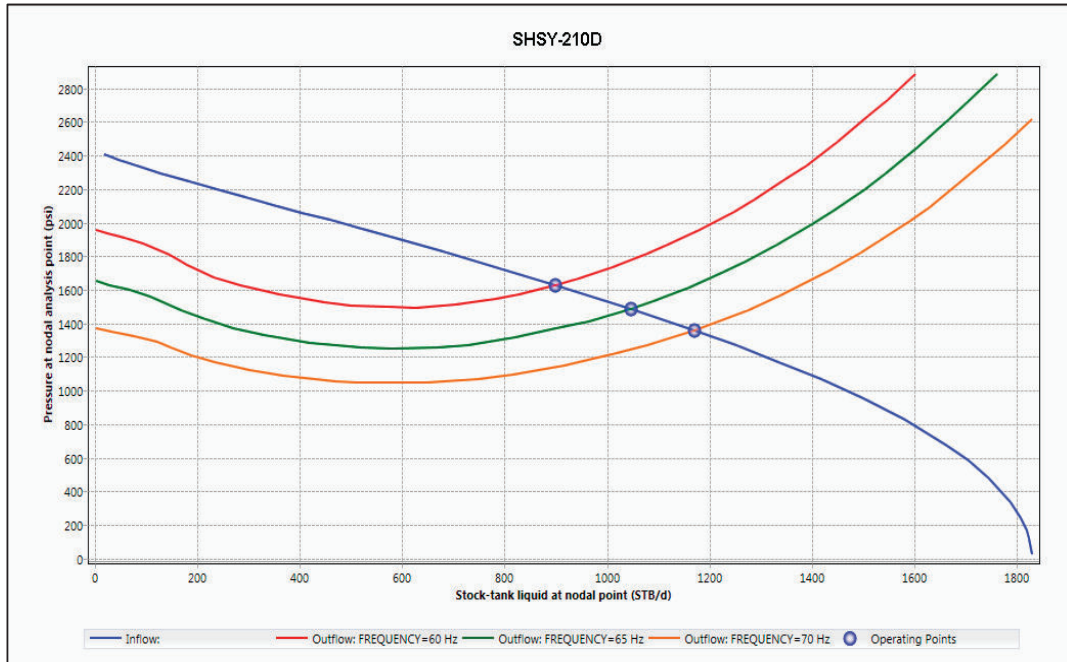
Elaborado por: Santiago Moromenacho; Diego Salinas

Se eligió la bomba G1300 a 65 Hz para este pozo ya que es la que mejor rendimiento aporta tanto en potencia y eficiencia, el caudal producido para esta bomba es de 1.756,28 BFPD.

3.6.7. POZO SHUSHUFINDI - 210D (SHSY-210D)

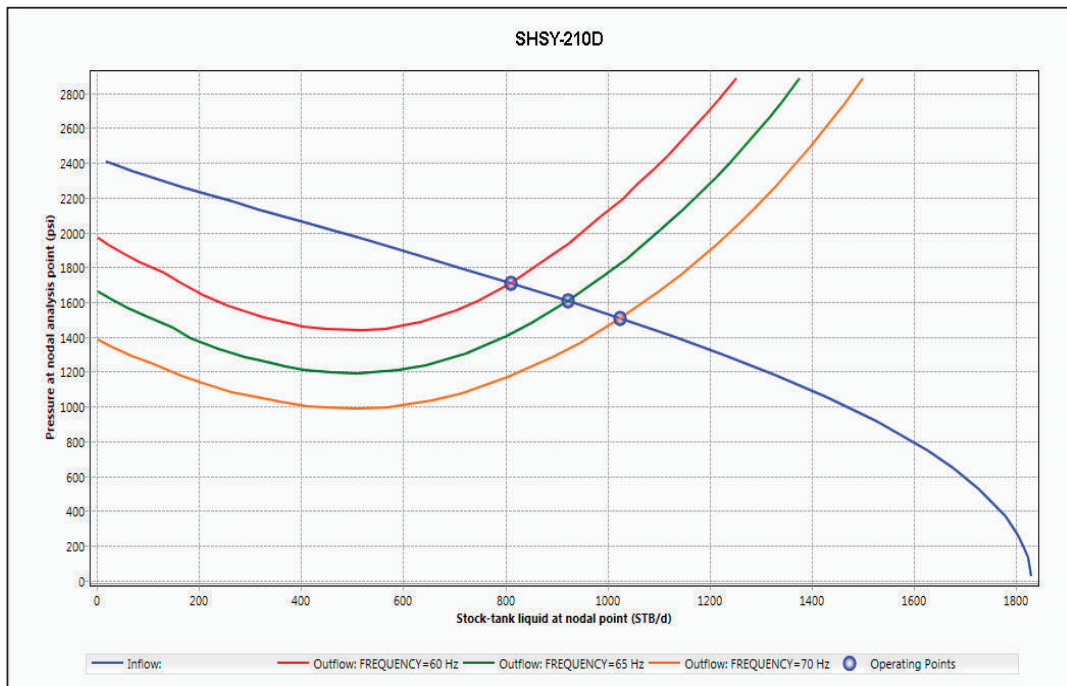
Para el pozo SHSY-210D se eligió las bombas Reda D1150N y la Reda DN1000, las cuales están en el rango de caudal esperado a producir, en la figura 3.25 y 3.26 respectivamente se aprecia el análisis realizado en el software PIPESIM.

FIGURA 3.25 ANÁLISIS DEL POZO SHSY-210D CON LA BOMBA REDA D1150N



Elaborado por: Santiago Moromenacho; Diego Salinas

FIGURA 3.26 ANÁLISIS DEL POZO SHSY-210D CON LA BOMBA REDA DN1000



Elaborado por: Santiago Moromenacho; Diego Salinas

La tabla 3.16 muestra los resultados obtenidos en el análisis realizado

TABLA 3.16
BOMBAS PROPUESTAS EN EL POZO SHSY-210D

Pozo	Modelo de bomba	Frecuencia (Hz)	Caudal (BFPD)	Potencia (HP)	Eficiencia
SHSY-210D	D1150N	60	899,27	56,00	54,00
		65	1.045,91	79,00	60,00
		70	1.170,20	98,00	60,00
	DN1000	60	810,78	59,00	57,50
		65	922,92	75,00	58,00
		70	1.025,60	94,00	59,00

Elaborado por: Santiago Moromenacho; Diego Salinas

Se eligió la bomba D1150N a 65 Hz para este pozo ya que es la que mejor rendimiento aporta tanto en potencia y eficiencia, el caudal producido para esta bomba es de 1.045,91 BFPD.

La tabla 3.17 muestra el resumen de las bombas propuestas para los pozos seleccionados

TABLA 3.17
BOMBAS PROPUESTAS EN LOS POZOS SELECCIONADOS

Pozo	Modelo de bomba	Frecuencia (Hz)	Caudal (BFPD)	Potencia (HP)	Eficiencia
AGU-51D	D800N	65	558,66	55,00	54,50
SHSY-145D	GN1600	65	1.149,58	114,00	52,00
SHS-153D	GN1300	65	1.003,26	96,00	52,00
SHSH-155D	GN2100	65	2.002,00	121,00	63,00
SHSW-199D	GN1300	60	608,26	65,00	44,00
SHSW-205D	G3100	65	1.756,28	181,00	52,50
SHSY-210D	D1150N	65	1.045,91	79,00	60,00

Elaborado por: Santiago Moromenacho; Diego Salinas

CAPÍTULO 4

ANÁLISIS ECONÓMICO

Una vez que se ha realizado el análisis técnico para comprobar la viabilidad del proyecto, y se han identificado todos los aspectos que implican la realización del mismo proyecto con el fin de determinar la factibilidad económica se procederá analizar con indicadores económicos si la inversión inicial justifica la implementación del punzonamiento de zonas prospectivas en los pozos seleccionados del campo Shushufindi - Aguarico.

Para dicho análisis se asumirá tres escenarios económicos para diferentes costos del barril de petróleo, además se tomará en cuenta que operaciones de este tipo con llevan varios gastos, que se van estimar como gastos operacionales, en base a los gastos generados en las completaciones y pruebas iniciales de los mismos pozos y pozos vecinos.

El volumen recuperable calculado para las zonas prospectivas seleccionadas en el capítulo anterior para el respectivo punzonamiento en los pozos es:

- El pozo Aguarico-51D presenta alrededor de 59.001 BF en “U Superior”
- El pozo Shushufindi-145D presenta alrededor de 559.955 BF en “U Inferior”
- El pozo Shushufindi-153D presenta alrededor de 429.426 BF en “T Inferior”
- El pozo Shushufindi-155D presenta alrededor de 633.208 BF en “U Inferior”
- El pozo Shushufindi-199D presenta alrededor de 781.725 BF en “T Inferior”
- El pozo Shushufindi-205D presenta alrededor de 691.868 BF en “U Inferior”
- El pozo Shushufindi-210D presenta alrededor de 328.837 BF en “T Inferior”

4.1. COSTOS DE PRODUCCIÓN

El costo de producción se refiere a la cantidad de dinero que la empresa debe pagar para producir un barril de petróleo, este valor es varía de acuerdo al campo, para el activo Shushufindi – Aguarico este valor es de alrededor 8,60 USD

4.2. INDICADORES FINANCIEROS

Los indicadores financieros son medidas que tratan de analizar escenarios económicos a partir de información de los estados financieros, entre los cuales tenemos al VAN, TIR y PRI, que ayudan a ver si los proyectos presentados son solventes a lo largo de la duración del proyecto.

4.2.1. VALOR ACTUAL NETO (VAN)

Es un valor neto que permite calcular el valor presente de un determinado número de flujos de caja futuros, originados por una inversión. Dicho valor consiste en descontar al momento actual todos los flujos de caja futuros del proyecto. A ese

valor se le resta la inversión inicial, de tal modo que el valor obtenido es el valor actual neto del proyecto.

La decisión sobre el VAN de cualquier proyecto se toma bajo las siguientes consideraciones:

- Cuando el VAN > 0. La inversión producirá ganancias por encima de la rentabilidad. El proyecto puede aceptarse.
- Cuando el VAN < 0. La inversión produciría ganancias por debajo de la rentabilidad. El proyecto debería rechazarse.
- Cuando el VAN = 0. La inversión no producirá ni ganancias ni pérdidas.

Se calcula a partir de la siguiente formula:

$$VAN = -I_o + \sum_{k=0}^n \frac{FCN_k}{(1+r)^k} \quad (4.1)$$

Donde:

FCN_k = Representa los flujos netos de caja en un período k

n = Es el número de períodos considerado

k = Índice que muestra el año correspondiente

r = Es la tasa de actualización

I_o = Es el valor del desembolso inicial de la inversión

4.2.2. TASA INTERNA DE RETORNO (TIR)

La tasa interna de retorno (TIR) es aquella tasa que hace el valor actual neto sea igual a cero. Se utiliza para decidir sobre la aceptación o rechazo de un proyecto de inversión, y que implica el supuesto de una oportunidad para volver a invertir. Por lo cual el TIR se compara con una tasa mínima o tasa de corte, el coste de oportunidad de la inversión.

Si la tasa de rendimiento del proyecto expresada por el TIR es un indicador de rentabilidad de un proyecto, cuando supera la tasa mínima, se acepta la inversión; de modo contrario, se rechaza.

En la ejecución de un proyecto se debe considerar lo siguiente:

- Cuando el TIR > r. El proyecto es rentable.
- Cuando el TIR < r. El proyecto no es rentable.
- Cuando el TIR = r. El proyecto no tendrá ganancias ni pérdidas.

Para hallar el TIR se lo realiza igualando el VAN a cero.

$$0 = -I_o + \sum_{k=0}^n \frac{FNC_k}{(1 + TIR)^k} \quad (4.2)$$

Donde:

FNC_k = Representa los flujos netos de caja en un período k

n = Es el número de períodos considerado

k = Índice que muestra el año correspondiente

I_o = Es el valor del desembolso inicial de la inversión

4.2.3. PERÍODO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN (PRI)

El período de recuperación de la inversión (PRI) es uno de los métodos que a corto plazo puede tener el favoritismo de algunas empresas o personas a la hora de evaluar sus proyectos de inversión. Por su facilidad de cálculo y aplicación, el período de recuperación de la inversión es considerado un indicador que mide tanto la liquidez del proyecto como también el riesgo relativo pues permite anticipar los eventos en el corto plazo.¹⁶

Las empresas por lo general quieren que el desembolso realizado en cualquier proyecto sea recuperado dentro de cierto período máximo de tiempo.

4.3. ANÁLISIS ECONÓMICO DE LOS POZOS SELECCIONADOS

Para el análisis económico de los pozos seleccionados se ha escogido tres escenarios de costo por barril: un pesimista, un medio, y un optimista, dichos valores corresponden a \$20, \$35 y \$50 dólares por barril respectivamente.

Los valores de los costos estimados de operación a utilizar se tomaron como referencia los costos desembolsados en su primera completación además de costos de completaciones en pozos vecinos.

4.3.1. POZO AGUARICO - 51D (AGU-51D)

A continuación, se muestra la tabla de costo de operación estimada para el pozo Aguarico-51D la misma que correspondería a la inversión inicial que será la misma en los diferentes escenarios económicos.

¹⁶ Vaquiro, J. 2010. Periodo de la Recuperación de la Inversión – PRI. Ibagué, Colombia. Disponible en: <http://www.pymesfuturo.com/pri.htm>.

TABLA 4.1
COSTOS ESTIMADOS DE OPERACIÓN DEL POZO AGU-51D

COSTOS ESTIMADOS DE OPERACIÓN	
OPERACIÓN MATERIAL O SERVICIO	COSTO (USD)
Movimiento de la torre	0
Trabajo de la torre	330.160
Supervisión y Transporte	142.000
Químicos	22.068
Superv + Instalación + BES	589.000
Evaluación Wireline + Cañoneo	154.202
Spooler + VAC + TBG	168.270
Cable elec. + Well Head + WL	222.000
Equipo completación + SL	44.000
Contingencias	83.585
Total	1.755.285

Elaborado por: Santiago Moromenacho; Diego Salinas.

Los egresos mensuales se obtienen de multiplicar el costo de producción por la producción mensual.

Egreso = Producción mensual (BF) x Costo de producción (USD / BF)

$$\text{Egreso} = 17.318 \text{ (BF)} \times 8,60 \text{ (\$USD / BF)} = 148.934,8 \text{ USD}$$

En la tabla 4.2 se ilustra los escenarios económicos propuestos para el pozo Aguarico-51D, con un volumen recuperable de 59.001 BF en la arenisca U Superior a un caudal 558,66 BFPD. En este pozo al tener poca cantidad de volumen de hidrocarburo recuperable el período de producción se limita aproximadamente a unos 6 meses por lo cual el análisis económico realizado para este pozo es diferente de los demás.

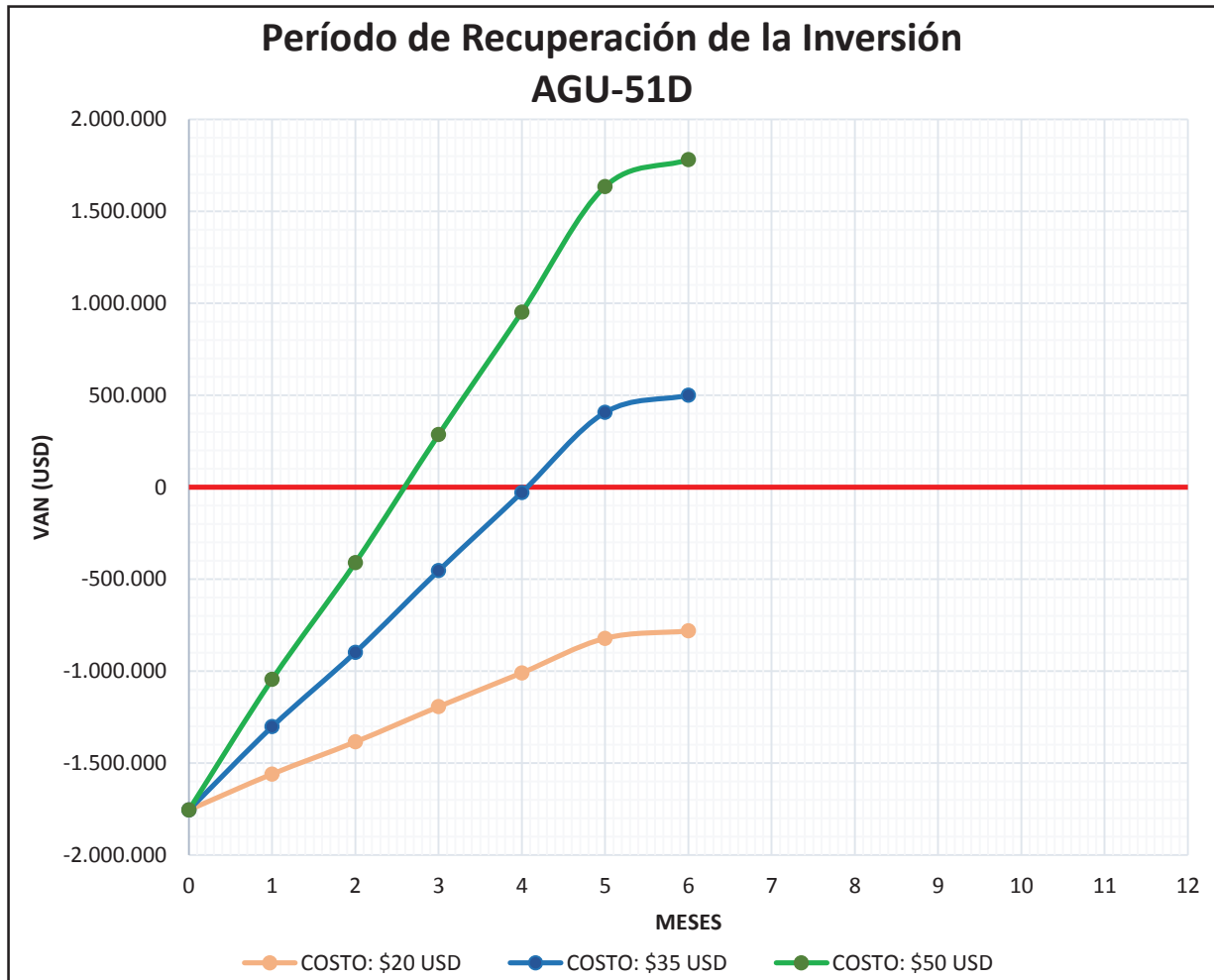
TABLA 4.2.
TABLA DE ANÁLISIS DE LOS ESCENARIOS ECONÓMICOS PARA EL POZO AGU-51D

TABLA DE ANÁLISIS ECONÓMICO															
Pozo:	AGUARICO-51D	Arena Prospectiva:	U Superior	Caudal Estimado (BPPD)	558,66	Volumen Recuperable (BP):	59.001								
Inversión Inicial		1.755.285		Inicio estimado de producción		01/01/2016									
Tasa de actualización mensual		1%		Costo de producción (USD/BL)		8,60									
ESCENARIOS ECONÓMICOS															
TIEMPO K (MESES)	MES	PRODUCION mensual (BF)	EGRESO mensual (USD)	COSTO POR BARRIL DE PETRÓLEO:			COSTO POR BARRIL DE PETRÓLEO:			COSTO POR BARRIL DE PETRÓLEO:					
				INGRESO mensual (USD)	FLUJO NETO DE CAJA (USD)	$\frac{FNC_k}{(1+r)^k}$	INGRESO mensual (USD)	FLUJO NETO DE CAJA (USD)	$\frac{FNC_k}{(1+r)^k}$	INGRESO mensual (USD)	FLUJO NETO DE CAJA (USD)	$\frac{FNC_k}{(1+r)^k}$			
0	12/01/2015	0	1.755.285	0	-1.755.285	-1.755.285	0	-1.755.285	0	-1.755.285	-1.755.285	-1.755.285			
1	01/01/2016	17.318	148.935	346.369	197.430	195.476	606.146	457.207	452.681	-1.302.604	865.923	716.984	709.885		
2	01/02/2016	15.642	134.525	312.850	178.324	174.811	547.487	412.961	404.824	-897.780	782.124	647.599	634.838		
3	01/03/2016	17.318	148.939	346.369	197.430	191.624	606.146	457.207	443.761	-454.019	865.923	716.984	695.898		
4	01/04/2016	16.760	144.134	335.196	191.062	183.607	586.593	442.459	425.194	-28.825	837.990	693.856	666.782		
5	01/05/2016	17.318	148.939	346.369	197.430	187.848	606.146	457.207	435.017	406.192	865.923	716.984	662.186		
6	01/06/2016	3.735	32.121	74.700	42.579	40.111	130.725	98.604	92.889	499.082	186.750	154.629	145.668		
VAN DEL PROYECTO (USD)							-781.808			499.082			1.779.972		
TIR							-16%			9%			28%		

Elaborado por: Santiago Moromenacho; Diego Salinas.

En la figura 4.1 se muestran los períodos de recuperación de la inversión para los tres escenarios económicos mostrados en la tabla 4.2

FIGURA 4.1. PERÍODO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN DEL POZO AGU-51D



Elaborado por: Santiago Moromenacho; Diego Salinas.

En el período de recuperación de la inversión se puede observar que de los tres escenarios económicos cuando el barril tiene un precio de 20 dólares, la inversión no se recuperará, en el caso de 35 dólares la inversión se logrará recuperar en un período de 4 meses, pudiendo llegar a generar unas ganancias de 500.000 dólares, mientras que cuando el barril cueste 50 dólares la inversión se recuperará en un período de 2,5 meses, pudiendo llegar a generar ganancias de 1.779.972 dólares aproximadamente.

4.3.2. POZO SHUSHUFINDI - 145D (SHSY-145D)

A continuación, se muestra la tabla de costo de operación estimada para el pozo Shushufindi-145D la misma que corresponderá a la inversión inicial de los escenarios económicos.

TABLA 4.3
COSTOS ESTIMADOS DE OPERACIÓN DEL POZO SHSY-145D

COSTOS ESTIMADOS DE OPERACIÓN	
OPERACIÓN MATERIAL O SERVICIO	COSTO (USD)
Movimiento de la torre	0
Trabajo de la torre	330.160
Supervisión y Transporte	142.000
Químicos	22.068
Superv + Instalación + BES	589.000
Cañoneo	109.968
VAC + TBG	100.000
Cable elec. + Well Head + WL	222.000
Equipo completación + Prueba de Pozo	44.000
Contingencias	83.585
Total	1.642.781

Elaborado por: Santiago Moromenacho; Diego Salinas.

En la tabla 4.4 se ilustra los escenarios económicos propuestos para el pozo Shushufindi-145D, con un volumen recuperable de 559.955 BF en la arenisca U Inferior a un caudal 1.146,58 BFPD.

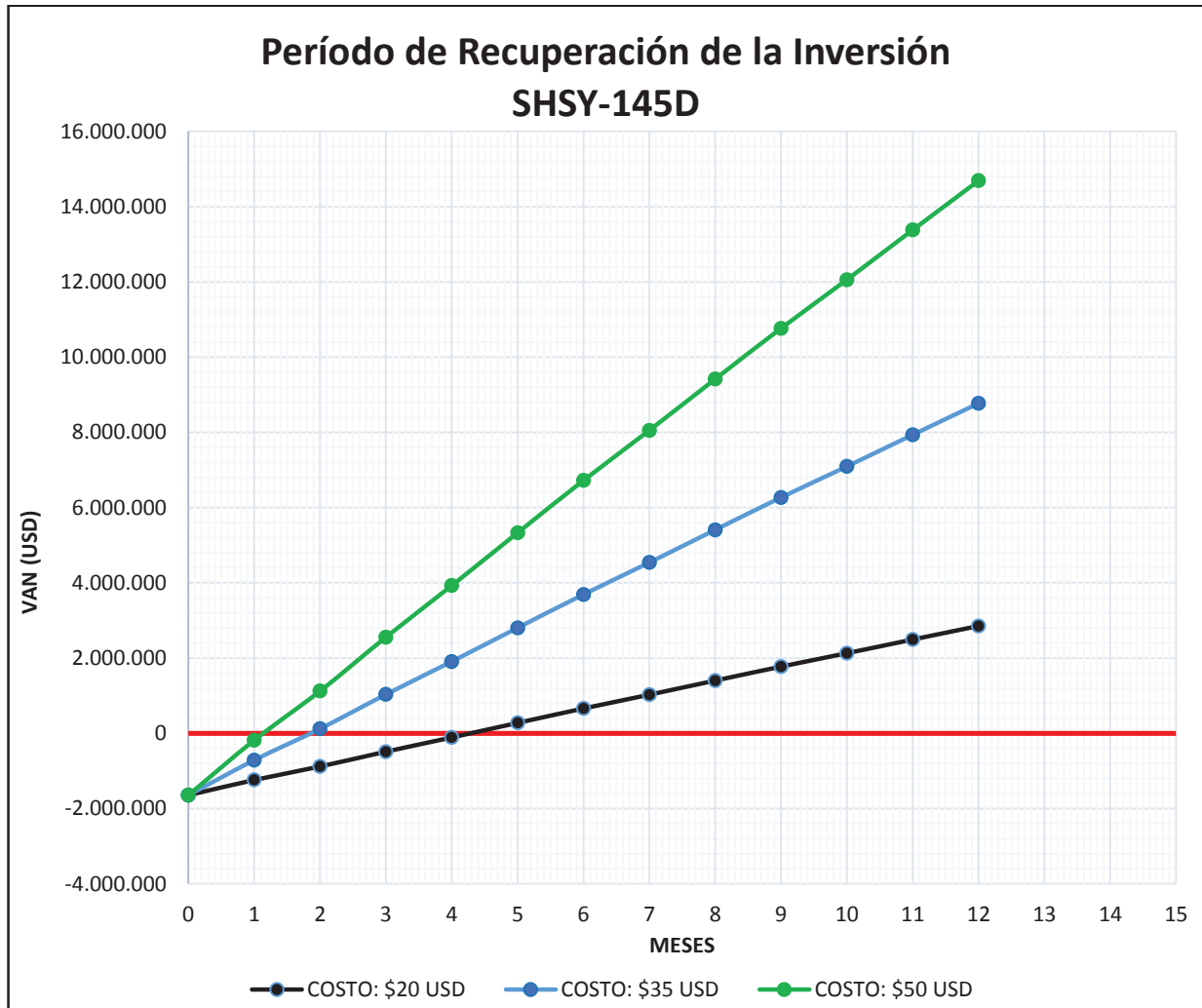
TABLA 4.4. ANÁLISIS DE LOS ESCENARIOS ECONÓMICOS PARA EL POZO SHSY-145D

TABLA DE ANÁLISIS ECONÓMICO													
Pozo:	SHUSHUFINDI-145D	Arena Prospectiva:	U Inferior	Caudal Estimado (BPPD)	1.149,58	Volumen Recuperable (BP):	559.955						
Inversión Inicial		1.642.781		Inicio estimado de producción		01/01/2016							
Tasa de actualización mensual		1%		Costo de producción (USD/BL)		8,60							
ESCENARIOS ECONÓMICOS													
TIEMPO K (MESES)	MES	PRODUCCIÓN mensual (BF)	EGRESO mensual (USD)	COSTO POR BARRIL DE PETRÓLEO:			FLUJO NETO DE CAJA (USD)	INGRESO mensual (USD)	FLUJO NETO DE CAJA (USD)	INGRESO mensual (USD)	FLUJO NETO DE CAJA (USD)	COSTO POR BARRIL DE PETRÓLEO:	
				FLUJO NETO DE CAJA (USD)	$\frac{FNC_k}{(1+r)^k}$	$SFNC_k$							FLUJO NETO DE CAJA (USD)
0	01/12/2015	0	1.642.781	-1.642.781	-1.642.781	-1.642.781	0	-1.642.781	-1.642.781	0	-1.642.781	-1.642.781	
1	01/01/2016	35.637	306.478	406.262	402.239	931.501	1.247.294	940.816	931.501	1.781.849	1.475.371	1.460.763	
2	01/02/2016	32.188	276.819	366.946	359.716	880.826	1.126.588	849.770	833.026	1.609.412	1.332.593	1.306.336	
3	01/03/2016	35.637	306.478	406.262	394.313	-486.513	1.247.294	940.816	913.147	1.781.849	1.475.371	1.431.981	
4	01/04/2016	34.487	296.592	393.156	377.816	-108.697	1.207.059	910.467	874.941	1.724.370	1.427.778	1.372.067	
5	01/05/2016	35.637	306.478	406.262	386.544	277.847	1.247.294	940.816	895.154	1.781.849	1.475.371	1.403.765	
6	01/06/2016	35.637	306.478	406.262	382.717	660.564	1.247.294	940.816	886.291	1.781.849	1.475.371	1.389.866	
7	07/01/2016	34.487	296.592	393.156	366.704	1.027.268	1.207.059	910.467	849.209	1.724.370	1.427.778	1.331.715	
8	01/08/2016	35.637	306.478	406.262	375.176	1.402.443	1.247.294	940.816	868.828	1.781.849	1.475.371	1.362.480	
9	09/01/2016	35.637	306.478	406.262	371.461	1.773.904	1.247.294	940.816	860.226	1.781.849	1.475.371	1.348.990	
10	10/01/2016	34.487	296.592	393.156	355.919	2.129.824	1.207.059	910.467	824.234	1.724.370	1.427.778	1.292.549	
11	11/01/2016	35.637	306.478	406.262	364.142	2.493.966	1.247.294	940.816	843.276	1.781.849	1.475.371	1.322.410	
12	12/01/2016	35.637	306.478	406.262	360.537	2.854.502	1.247.294	940.816	834.927	1.781.849	1.475.371	1.309.317	
VAN DEL PROYECTO (USD)				2.854.502				8.771.980				14.689.458	
TIR				21%				54%				86%	

Elaborado por: Santiago Moromenacho; Diego Salinas.

En la figura 4.2 se muestran los períodos de recuperación de la inversión para los tres escenarios económicos mostrados en la tabla 4.4

FIGURA 4.2. PERÍODO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN DEL POZO SHSY-145D



Elaborado por: Santiago Moromenacho; Diego Salinas.

En el período de recuperación de la inversión en los tres escenarios se observa que a un costo de 20 dólares el barril la inversión se recuperará en un tiempo de 4,1 meses, generando una ganancia de 2.852.502 dólares. Cuando el precio del barril es de 35 dólares, la inversión se recuperará en un período de 2 meses, generando una ganancia de 8.771.980 dólares. Para el último escenario la inversión se recuperará en un tiempo de 1,1 mes, generando una ganancia de 14.689.458 dólares.

4.3.3. POZO SHUSHUFINDI - 153D (SHS-153D)

A continuación, se muestra la tabla de costo de operación estimada para el pozo Shushufindi-153D la misma que correspondería a la inversión inicial de los escenarios económicos.

TABLA 4.5
COSTOS ESTIMADOS DE OPERACIÓN DEL POZO SHS-153D

COSTOS ESTIMADOS DE OPERACIÓN	
OPERACIÓN MATERIAL O SERVICIO	COSTO (USD)
Movimiento de la torre	0
Trabajo de la torre	330.160
Supervisión y Transporte	142.000
Químicos	22.068
Superv + Instalación + BES	589.000
Evaluación Wireline + Cañoneo	154.202
Spooler + VAC + TBG	168.270
Cable elec. + Well Head + WL	222.000
Equipo completación + SL	44.000
Contingencias	83.585
Total	1,755,285

Elaborado por: Santiago Moromenacho; Diego Salinas.

En la tabla 4.6 se ilustra los escenarios económicos propuestos para el pozo Shushufindi-153D, con un volumen recuperable de 429.426 BF en la arenisca T Inferior a un caudal 1.003,26 BFPD.

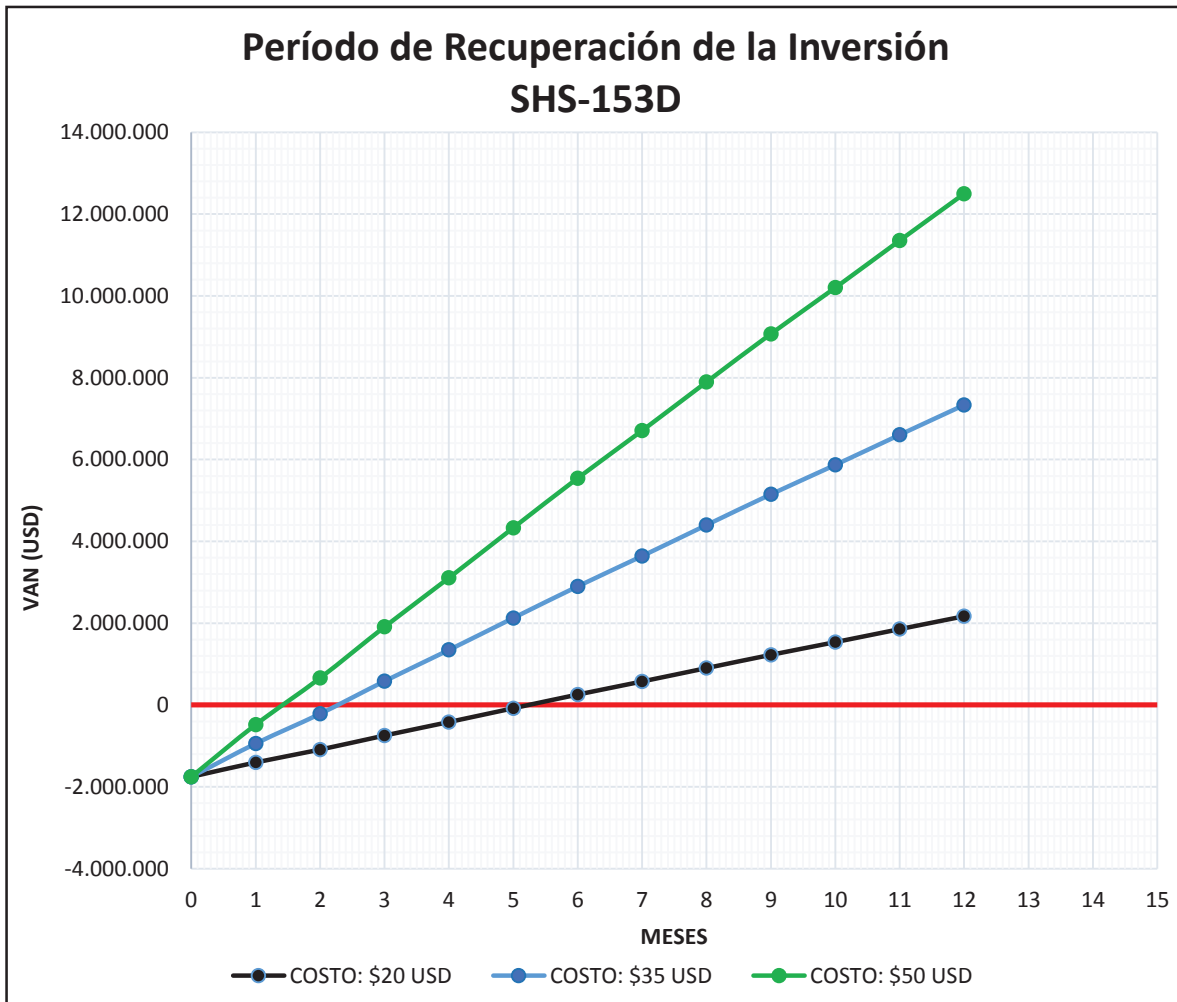
**TABLA 4.6
ANÁLISIS DE LOS ESCENARIOS ECONÓMICOS PARA EL POZO SHS-153D**

TABLA DE ANÁLISIS ECONÓMICO												
Pozo:	SHUSHUFINDI-153D	Arena Prospectiva:	U Superior	Caudal Estimado (BPPD)	1003,26	Volumen Recuperable (BP):	429,426					
Inversión Inicial	1.755.285							01/01/2016				
Tasa de actualización mensual	1%							8,60				
ESCENARIOS ECONÓMICOS		COSTO POR BARRIL DE PETRÓLEO: 20			COSTO POR BARRIL DE PETRÓLEO: 35			COSTO POR BARRIL DE PETRÓLEO: 50				
TIEMPO K (MESES)	MES	PRODUCCIÓN mensual (BF)	EGRESO mensual (USD)	INGRESO mensual (USD)	FLUJO NETO DE CAJA (USD)	$\frac{FNC_k}{(1+r)^k}$	INGRESO mensual (USD)	FLUJO NETO DE CAJA (USD)	$\frac{FNC_k}{(1+r)^k}$	INGRESO mensual (USD)	FLUJO NETO DE CAJA (USD)	$\frac{FNC_k}{(1+r)^k}$
0	01/12/2015	0	1.755.285	0	-1.755.285	-1.755.285	0	-1.755.285	-1.755.285	0	-1.755.285	-1.755.285
1	01/01/2016	31.101	267.469	622.021	354.552	351.042	1.088.537	821.068	812.939	1.555.053	1.287.584	1.274.836
2	01/02/2016	28.091	241.585	561.826	320.241	313.931	983.195	741.610	726.997	1.404.564	1.162.979	1.140.064
3	01/03/2016	31.101	267.469	622.021	354.552	344.125	1.088.537	821.068	796.920	1.555.053	1.287.584	1.249.716
4	01/04/2016	30.098	258.841	601.956	343.115	329.727	1.053.423	794.582	763.578	1.504.890	1.246.049	1.197.429
5	01/05/2016	31.101	267.469	622.021	354.552	337.344	1.088.537	821.068	781.218	1.555.053	1.287.584	1.225.092
6	01/06/2016	31.101	267.469	622.021	354.552	334.004	1.088.537	821.068	773.483	1.555.053	1.287.584	1.212.962
7	07/01/2016	30.098	258.841	601.956	343.115	320.029	1.053.423	794.582	741.121	1.504.890	1.246.049	1.162.212
8	08/01/2016	31.101	267.469	622.021	354.552	327.423	1.088.537	821.068	758.243	1.555.053	1.287.584	1.189.062
9	09/01/2016	31.101	267.469	622.021	354.552	324.181	1.088.537	821.068	750.735	1.555.053	1.287.584	1.177.289
10	10/01/2016	30.098	258.841	601.956	343.115	310.617	1.053.423	794.582	719.325	1.504.890	1.246.049	1.128.032
11	11/01/2016	31.101	267.469	622.021	354.552	317.793	1.088.537	821.068	735.943	1.555.053	1.287.584	1.154.092
12	12/01/2016	31.101	267.469	622.021	354.552	314.647	1.088.537	821.068	728.656	1.555.053	1.287.584	1.142.665
VAN DEL PROYECTO (USD)			2.169.578			7.333.872			12.498.166			
TIR			16%			44%			70%			

Elaborado por: Santiago Moromenacho; Diego Salinas.

En la figura 4.3 se muestran los períodos de recuperación de la inversión para los tres escenarios económicos mostrados en la tabla 4.6

FIGURA 4.3 PERÍODO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN DEL POZO SHS-153D



Elaborado por: Santiago Moromenacho; Diego Salinas.

En el período de recuperación de inversión para los tres escenarios, se observa que en el escenario cuando el barril cuesta 20 dólares la inversión se recuperará en un período de 5 meses, generando una ganancia de 2.169.578 dólares. En el segundo escenario para un precio de 35 dólares por barril, la inversión se recuperará en tiempo de 2,1 meses generando una ganancia de 7.333.872. Para el último caso cuando el barril cuesta 50 dólares, la inversión se recuperará en un tiempo de 1,5 meses llegando a generar una ganancia de 12.498.166 dólares.

4.3.4. POZO SHUSHUFINDI - 155 (SHSH-155D)

A continuación, se muestra la tabla de costo de operación estimada para el pozo Shushufindi-155D la misma que correspondería a la inversión inicial de los escenarios económicos.

TABLA 4.7
COSTOS ESTIMADOS DE OPERACIÓN DEL POZO SHSH-155D

COSTOS ESTIMADOS DE OPERACIÓN	
OPERACIÓN MATERIAL O SERVICIO	COSTO (USD)
Movimiento de la torre	7.532
Trabajo de la torre	96.187
Supervisión y Transporte	175.025
Químicos	24.000
Supervisión e Instalación de BES	674.000
Evaluación WL+ Cañoneo	181.169
Spooler + VAC + W/L + TBG	187.000
Equipos completación + SL	130.000
Tubería + Cabezal + Prueba de Pozo	79.989
Contingencias	125.000
Total	1.679.902

Elaborado por: Santiago Moromenacho; Diego Salinas

En la tabla 4.8 se ilustra los escenarios económicos propuestos para el pozo Shushufindi-155D, con un volumen recuperable de 633.208 BF en la arenisca T Inferior a un caudal 2.002 BFPD.

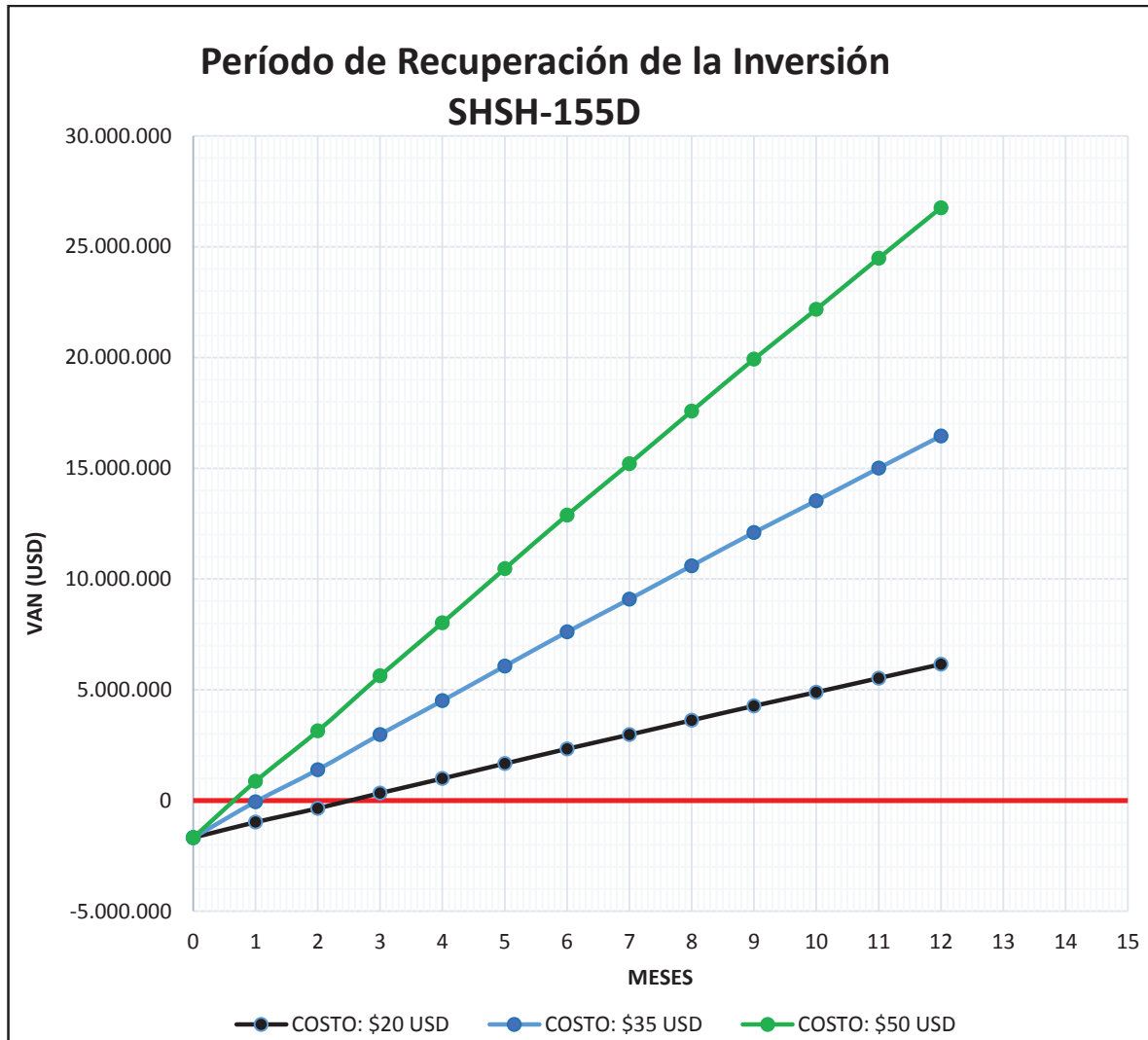
TABLA 4.8
ANÁLISIS DE LOS ESCENARIOS ECONÓMICOS PARA EL POZO SHSH-155D

TABLA DE ANÁLISIS ECONÓMICO												
Pozo:	SHUSHUFINDI-155D	Arena Prospectiva:	T Inferior	Caudal Estimado (BPPD)	2002	Volumen Recuperable (BP):	633208					
Inversión Inicial		1.679.902		Inicio estimado de producción		01/01/2016						
Tasa de actualización mensual		1%		Costo de producción (USD/BL)		8,60						
ESCENARIOS ECONÓMICOS												
TIEMPO K (MESES)	PRODUCIÓN mensual (BF)	COSTO POR BARRIL DE PETRÓLEO:				COSTO POR BARRIL DE PETRÓLEO:				COSTO POR BARRIL DE PETRÓLEO:		
		EGRESO mensual (USD)	INGRESO mensual (USD)	FLUJO NETO DE CAJA (USD)	$\frac{FNC_k}{(1+r)^k}$	INGRESO mensual (USD)	FLUJO NETO DE CAJA (USD)	$\frac{FNC_k}{(1+r)^k}$	INGRESO mensual (USD)	FLUJO NETO DE CAJA (USD)	$\frac{FNC_k}{(1+r)^k}$	$SFNC_k$
0	0	1.679.902	0	-1.679.902	-1.679.902	-1.679.902	-1.679.902	0	-1.679.902	-1.679.902	-1.679.902	50
1	62.062	533.733	1.241.240	707.507	700.502	1.241.240	1.622.215	2.172.170	1.638.437	57.687	2.543.928	864.026
2	56.056	482.082	1.121.120	639.038	626.447	1.121.120	1.450.719	1.961.960	1.479.878	1.393.032	2.274.991	3.139.017
3	62.062	533.733	1.241.240	707.507	686.699	1.241.240	1.590.251	2.172.170	1.638.437	2.983.282	2.493.802	5.632.819
4	60.060	516.516	1.201.200	684.684	657.968	1.201.200	1.523.715	2.102.100	1.585.584	4.506.997	2.389.462	8.022.281
5	62.062	533.733	1.241.240	707.507	673.168	1.241.240	1.558.916	2.172.170	1.638.437	6.065.914	2.444.664	10.466.945
6	62.062	533.733	1.241.240	707.507	666.503	1.241.240	1.543.482	2.172.170	1.638.437	7.609.395	2.420.460	12.887.405
7	60.060	516.516	1.201.200	684.684	638.617	1.201.200	1.478.903	2.102.100	1.585.584	9.088.298	2.319.189	15.206.594
8	62.062	533.733	1.241.240	707.507	653.371	1.241.240	1.513.069	2.172.170	1.638.437	10.601.367	2.372.767	17.579.361
9	62.062	533.733	1.241.240	707.507	646.902	1.241.240	1.498.088	2.172.170	1.638.437	12.099.455	2.349.274	19.928.635
10	60.060	516.516	1.201.200	684.684	619.835	1.201.200	1.435.409	2.102.100	1.585.584	13.534.864	2.250.982	22.179.617
11	62.062	533.733	1.241.240	707.507	634.155	1.241.240	1.468.570	2.172.170	1.638.437	15.003.433	2.302.984	24.482.601
12	62.062	533.733	1.241.240	707.507	627.876	1.241.240	1.454.029	2.172.170	1.638.437	16.457.463	2.280.183	26.762.784
VAN DEL PROYECTO (USD)		6.152.142				16.457.463				26.762.784		
TIR		39%				93%				147%		

Elaborado por: Santiago Moromenacho; Diego Salinas.

En la figura 4.4 se muestran los períodos de recuperación de la inversión para los tres escenarios económicos mostrados en la tabla 4.8

FIGURA 4.4 PERÍODO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN DEL POZO SHUSHUFINDI-155D



Elaborado por: Santiago Moromenacho; Diego Salinas.

En el período de recuperación de la inversión se observa que, en el primer escenario para un precio de 20 dólares por barril, la inversión se recuperará en un tiempo de 2,5 meses generando una ganancia de 6.152.142 dólares. En el segundo escenario para un precio de 35 dólares por barril, la inversión se recuperará en un tiempo de 1 mes generando una ganancia de 16.457.463 dólares. Para el último escenario cuando el barril cuesta 50 dólares la inversión se recuperará en 0,5 meses generando una ganancia de 26.762.784 dólares.

4.3.5. POZO SHUSHUFINDI - 199 (SHSW-199D)

A continuación, se muestra la tabla de costo de operación estimada para el pozo Shushufindi-199D la misma que correspondería a la inversión inicial de los escenarios económicos.

TABLA 4.9
COSTOS ESTIMADOS DE OPERACIÓN DEL POZO SHSW-199D

COSTOS ESTIMADOS DE OPERACIÓN	
OPERACIÓN MATERIAL O SERVICIO	COSTO (USD)
Movimiento de la torre	7.532
Trabajo de la torre	137.081
Supervisión y servicios IPM	86.884
Químicos	183.654
Supervisión + BES	481.000
WL Rgistros /Correlación + TBG + VAC + Cañoneo	269.340
Serv. SL + Herra. Fondo + Comun	22.811
Completación + Prueba de Pozo	25.000
Contingencias	60.665
Total	1.273.967

Elaborado por: Santiago Moromenacho; Diego Salinas.

En la siguiente tabla 4.10 se ilustra los escenarios económicos propuestos para el pozo Shushufindi-199D, con un volumen recuperable de 781.725 BF en la arenisca T Inferior a un caudal 608,26 BFPD.

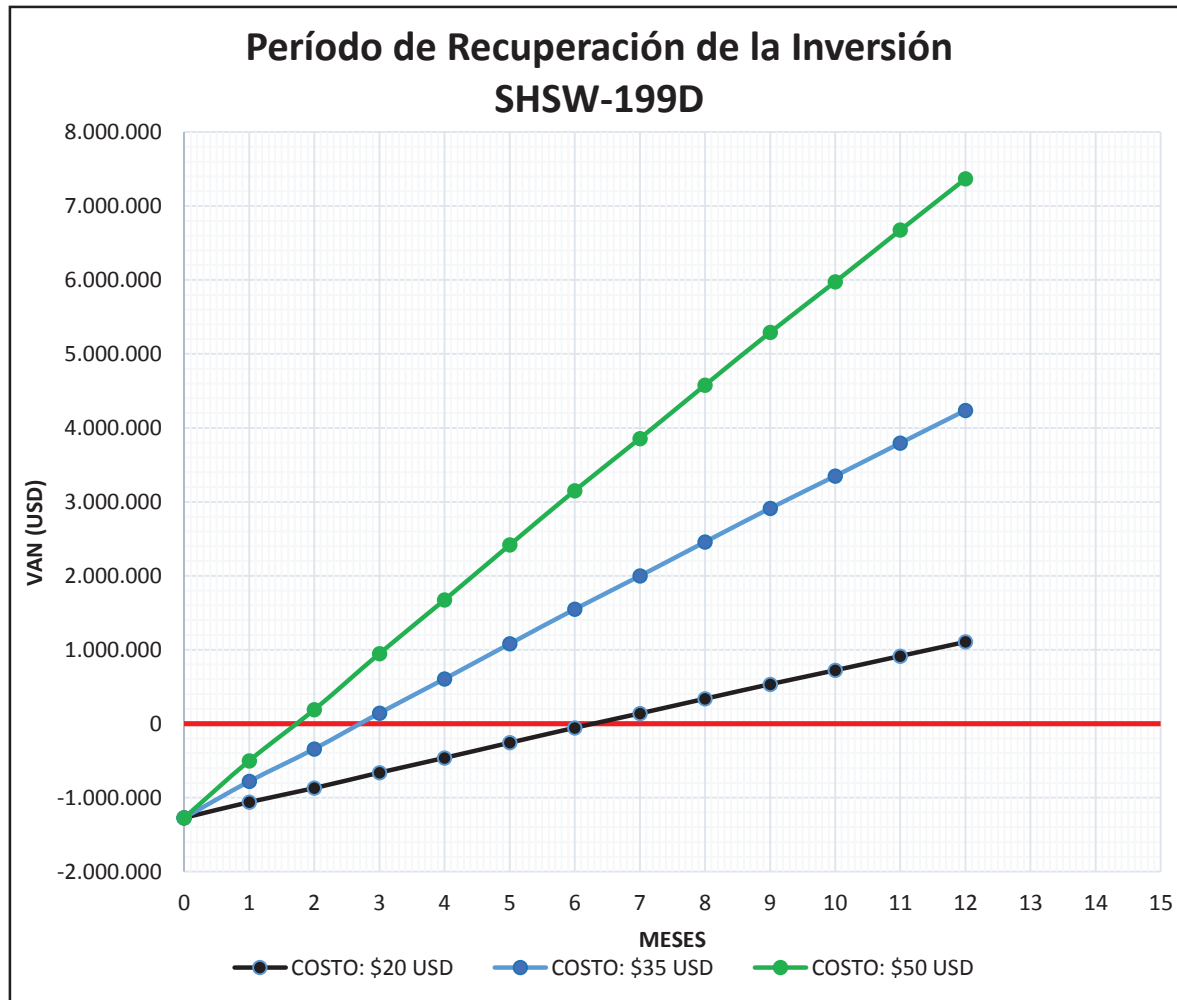
TABLA 4.10
ANÁLISIS DE LOS ESCENARIOS ECONÓMICOS PARA EL POZO SHSW-199D

TABLA DE ANÁLISIS ECONÓMICO													
Pozo:	SHUSHUFINDI-199D	Arena Prospectiva:	T Inferior	Caudal Estimado (BPPD)	608,26	Volumen Recuperable (BP):	781.725						
Inversión Inicial	1.273.967		Inicio estimado de producción	01/01/2016									
Tasa de actualización mensual	1%		Costo de producción (USD/BL)	8,60									
ESCENARIOS ECONÓMICOS													
TIEMPO K (MESES)	PRODUCCIÓN mensual (BF)	COSTO POR BARRIL DE PETRÓLEO:			COSTO POR BARRIL DE PETRÓLEO:			COSTO POR BARRIL DE PETRÓLEO:					
		EGRESO mensual (USD)	INGRESO mensual (USD)	FLUJO NETO DE CAJA (USD)	$\frac{FNC_k}{(1+r)^k}$	FLUJO NETO DE CAJA (USD)	INGRESO mensual (USD)	FLUJO NETO DE CAJA (USD)	$\frac{FNC_k}{(1+r)^k}$	FLUJO NETO DE CAJA (USD)	$\frac{FNC_k}{(1+r)^k}$		
0	0	1.273.967	0	-1.273.967	-1.273.967	0	-1.273.967	-1.273.967	-1.273.967	-1.273.967	-1.273.967		
1	18.856	162.162	377.121	214.959	212.831	659.962	497.800	492.871	-781.096	772.912	-501.055		
2	17.031	146.469	340.626	194.157	190.331	596.095	449.626	440.766	-340.329	691.202	190.147		
3	18.856	162.162	377.121	214.959	208.637	659.962	497.800	483.160	142.831	757.682	947.829		
4	18.248	156.931	364.956	208.025	199.908	638.673	481.742	462.945	605.775	725.981	1.673.810		
5	18.856	162.162	377.121	214.959	204.526	659.962	497.800	473.640	1.079.415	742.753	2.416.563		
6	18.856	162.162	377.121	214.959	202.501	659.962	497.800	468.950	1.548.365	735.399	3.151.962		
7	18.248	156.931	364.956	208.025	194.029	638.673	481.742	449.329	1.997.694	704.630	3.856.592		
8	18.856	162.162	377.121	214.959	198.511	659.962	497.800	459.710	2.457.404	720.909	4.577.501		
9	18.856	162.162	377.121	214.959	196.546	659.962	497.800	455.158	2.912.562	713.771	5.291.272		
10	18.248	156.931	364.956	208.025	188.322	638.673	481.742	436.115	3.348.677	683.907	5.975.179		
11	18.856	162.162	377.121	214.959	192.673	659.962	497.800	446.190	3.794.867	699.707	6.674.886		
12	18.856	162.162	377.121	214.959	190.765	659.962	497.800	441.772	4.236.639	692.779	7.367.665		
VAN DEL PROYECTO (USD)				1.105.613				4.236.639				7.367.665	
TIR				11%				36%				58%	

Elaborado por: Santiago Moromenacho; Diego Salinas.

En la figura 4.5 se muestran los períodos de recuperación de la inversión para los tres escenarios económicos mostrados en la tabla 4.10

FIGURA 4.5 PERÍODO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN DEL POZO SHSW-199D



Elaborado por: Santiago Moromenacho; Diego Salinas.

En el período de recuperación de la inversión para los tres escenarios se observa que, en el primer escenario para un costo de barril de 20 dólares, la inversión se recuperará en un tiempo de 6 meses, generando una ganancia de 1.105.613 dólares. En el segundo escenario para un costo de barril de 35 dólares, la inversión se recuperará en un tiempo de 2,6 meses generando una ganancia de 4.236.639 dólares. En el último escenario para un costo de barril de 50 dólares, la inversión se recuperará en tiempo de 1,8 meses, llegando a generar una ganancia de 7.367.665 dólares.

4.3.6. POZO SHUSHUFINDI - 205 (SHSW-205D)

A continuación, se muestra la tabla de costo de operación estimada para el pozo Shushufindi-205D la misma que correspondería a la inversión inicial de los escenarios económicos.

TABLA 4.11
COSTOS ESTIMADOS DE OPERACIÓN DEL POZO SHSW-205D

COSTOS ESTIMADOS DE OPERACIÓN	
OPERACIÓN MATERIAL O SERVICIO	COSTO (USD)
Movimiento de la torre	14.611
Trabajo de la torre	295.723
Supervisión y Transporte	56.176
Químicos	170.729
W/L + Cañoneo	138.998
Supervisión e Instalación de BES	191.213
Spooler + VAC + TBG	58.541
Completación + Prueba Pozo	180.750
Contingencias	22.817
Total	1.129.558

Elaborado por: Santiago Moromenacho; Diego Salinas.

En la siguiente tabla 4.12 se ilustra los escenarios económicos propuestos para el pozo Shushufindi-205D, con un volumen recuperable de 691.868 BF en la arenisca U Inferior a un caudal 1.756,28 BFPD.

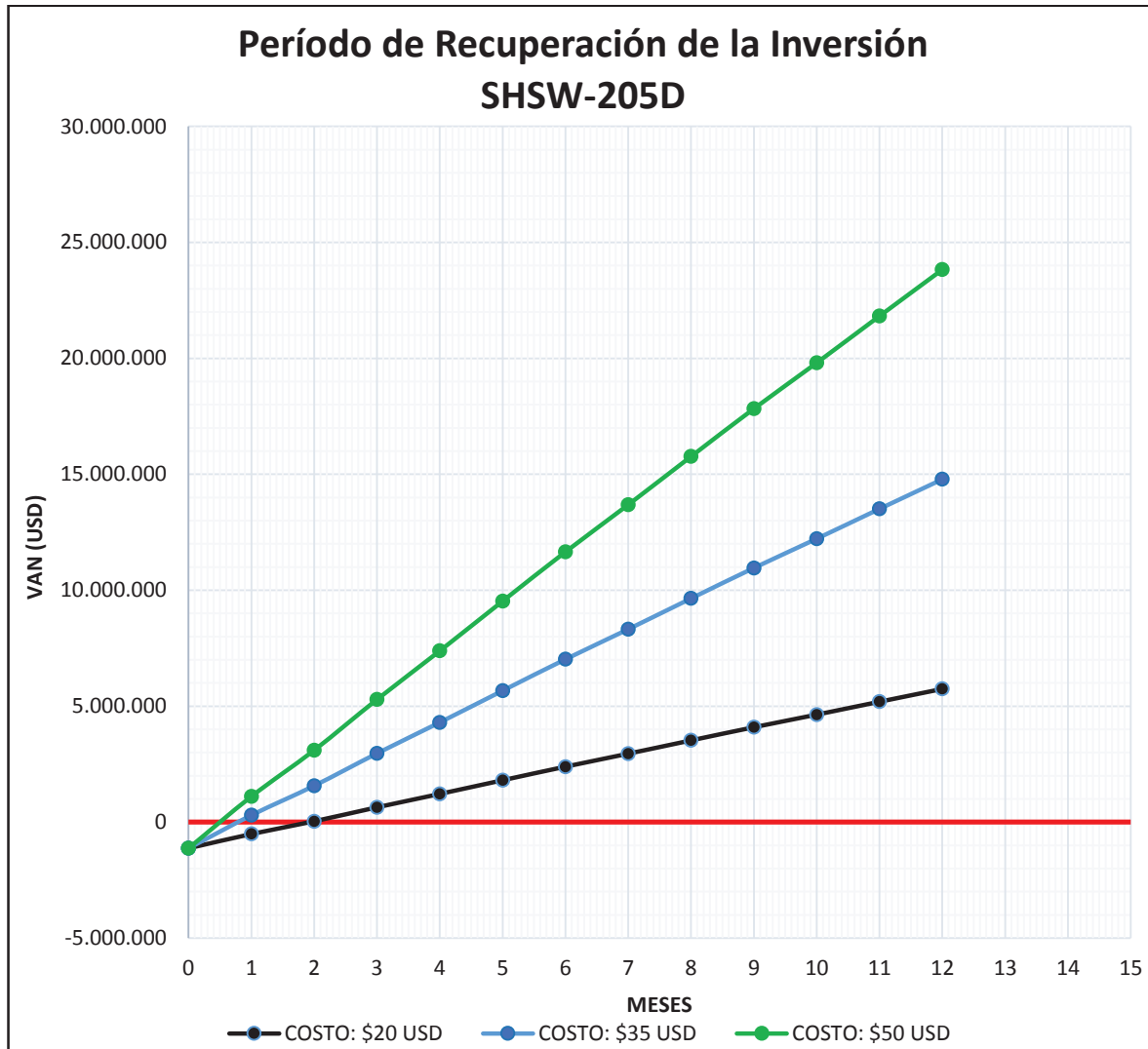
TABLA 4.12
ANÁLISIS DE LOS ESCENARIOS ECONÓMICOS PARA EL POZO SHSW-205D

TABLA DE ANÁLISIS ECONÓMICO														
Pozo:	SHUSHUFINDI-205D	Arena Prospectiva:	U Inferior	Caudal Estimado (BPPD)	1756,28	Volumen Recuperable (BP):	691.868							
Inversión Inicial		1.129.558		Inicio estimado de producción		01/01/2016								
Tasa de actualización mensual		1%		Costo de producción (USD/BL)		8,60								
ESCENARIOS ECONÓMICOS														
TIEMPO K (MESES)	MES	PRODUCCIÓN mensual (BF)	EGRESO mensual (USD)	FLUJO NETO DE CAJA (USD)	$\frac{FNC_k}{(1+r)^k}$	20	INGRESO mensual (USD)	FLUJO NETO DE CAJA (USD)	$\frac{FNC_k}{(1+r)^k}$	35	INGRESO mensual (USD)	FLUJO NETO DE CAJA (USD)	$\frac{FNC_k}{(1+r)^k}$	50
0	01/12/015	0	1.129.558	-1.129.558	-1.129.558	-1.129.558	0	-1.129.558	-1.129.558	-1.129.558	0	-1.129.558	-1.129.558	-1.129.558
1	01/01/016	54.445	468.224	620.669	614.524	-515.034	1.905.564	1.437.340	1.423.108	293.550	2.722.234	2.254.010	2.231.693	1.102.135
2	01/02/016	49.176	422.912	560.605	549.558	34.524	1.721.154	1.298.242	1.272.662	1.566.212	2.458.792	2.035.880	1.995.765	3.097.900
3	01/03/016	54.445	468.224	620.669	602.416	636.940	1.905.564	1.437.340	1.395.068	2.961.280	2.722.234	2.254.010	2.187.720	5.285.619
4	01/04/016	52.688	453.120	600.648	577.211	1.214.151	1.844.094	1.390.974	1.336.698	4.297.978	2.634.420	2.181.300	2.096.186	7.381.805
5	01/05/016	54.445	468.224	620.669	590.546	1.804.696	1.905.564	1.437.340	1.367.579	5.665.557	2.722.234	2.254.010	2.144.613	9.526.418
6	01/06/016	54.445	468.224	620.669	584.699	2.389.395	1.905.564	1.437.340	1.354.039	7.019.596	2.722.234	2.254.010	2.123.379	11.649.798
7	07/01/016	52.688	453.120	600.648	560.235	2.949.630	1.844.094	1.390.974	1.297.386	8.316.983	2.634.420	2.181.300	2.034.538	13.684.335
8	01/08/016	54.445	468.224	620.669	573.178	3.522.808	1.905.564	1.437.340	1.327.359	9.644.342	2.722.234	2.254.010	2.081.540	15.765.875
9	09/01/016	54.445	468.224	620.669	567.503	4.090.310	1.905.564	1.437.340	1.314.217	10.958.558	2.722.234	2.254.010	2.060.931	17.826.806
10	10/01/016	52.688	453.120	600.648	543.759	4.634.069	1.844.094	1.390.974	1.259.230	12.217.789	2.634.420	2.181.300	1.974.702	19.801.509
11	11/01/016	54.445	468.224	620.669	556.321	5.190.390	1.905.564	1.437.340	1.288.322	13.506.110	2.722.234	2.254.010	2.020.322	21.821.831
12	12/01/016	54.445	468.224	620.669	550.813	5.741.202	1.905.564	1.437.340	1.275.566	14.781.676	2.722.234	2.254.010	2.000.319	23.822.150
VAN DEL PROYECTO (USD)						5.741.202			14.781.676					23.822.150
TIR						52%				122%				192%

Elaborado por: Santiago Moromenacho; Diego Salinas.

En la figura 4.6 se muestran los períodos de recuperación de la inversión para los tres escenarios económicos mostrados en la tabla 4.12

FIGURA 4.6 PERÍODO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN DEL POZO SHSW-205D



Elaborado por: Santiago Moromenacho; Diego Salinas.

En el período de recuperación de la inversión para los tres escenarios se observa que, en el primer escenario para un costo de barril de 20 dólares, la inversión se recuperará en un tiempo de 2 meses, generando una ganancia de 5.741.202 dólares. En el segundo escenario para un costo de barril de 35 dólares, la inversión se recuperará en un tiempo de 0,9 meses generando una ganancia de 14.781.676 dólares. En el último escenario para un costo de barril de 50 dólares, la inversión se recupera en tiempo de 0,5 meses, llegando a generar una ganancia de 23.822.150 dólares.

4.3.7. POZO SHUSHUFINDI - 210 (SHSY-210D)

A continuación, se muestra la tabla de costo de operación estimada para el pozo Shushufindi-210D la misma que correspondería a la inversión inicial de los escenarios económicos.

TABLA 4.13
COSTOS ESTIMADOS DE OPERACIÓN DEL POZO SHSY-210D

COSTOS ESTIMADOS DE OPERACIÓN	
OPERACIÓN MATERIAL O SERVICIO	COSTO (USD)
Movimiento de la torre	7.532
Trabajo de la torre	383.300
Supervisión y Transporte	41.305
Químicos	339.016
Supervisión e Instalación de BES	598.000
Cañoneo	109.968
Spooler + VAC + W/L + TBG	178.540
Serv. SL + herra. Fondo + Comun.	48.028
Completación + Prueba Pozo	44.000
Contingencias	87.484
Total	1.837.173

Elaborado por: Santiago Moromenacho; Diego Salinas.

En la tabla 4.14 se ilustra los escenarios económicos propuestos para el pozo Shushufindi-210D, con un volumen recuperable de 328.837 BF en la arenisca U Inferior a un caudal 1.045,91 BFPD.

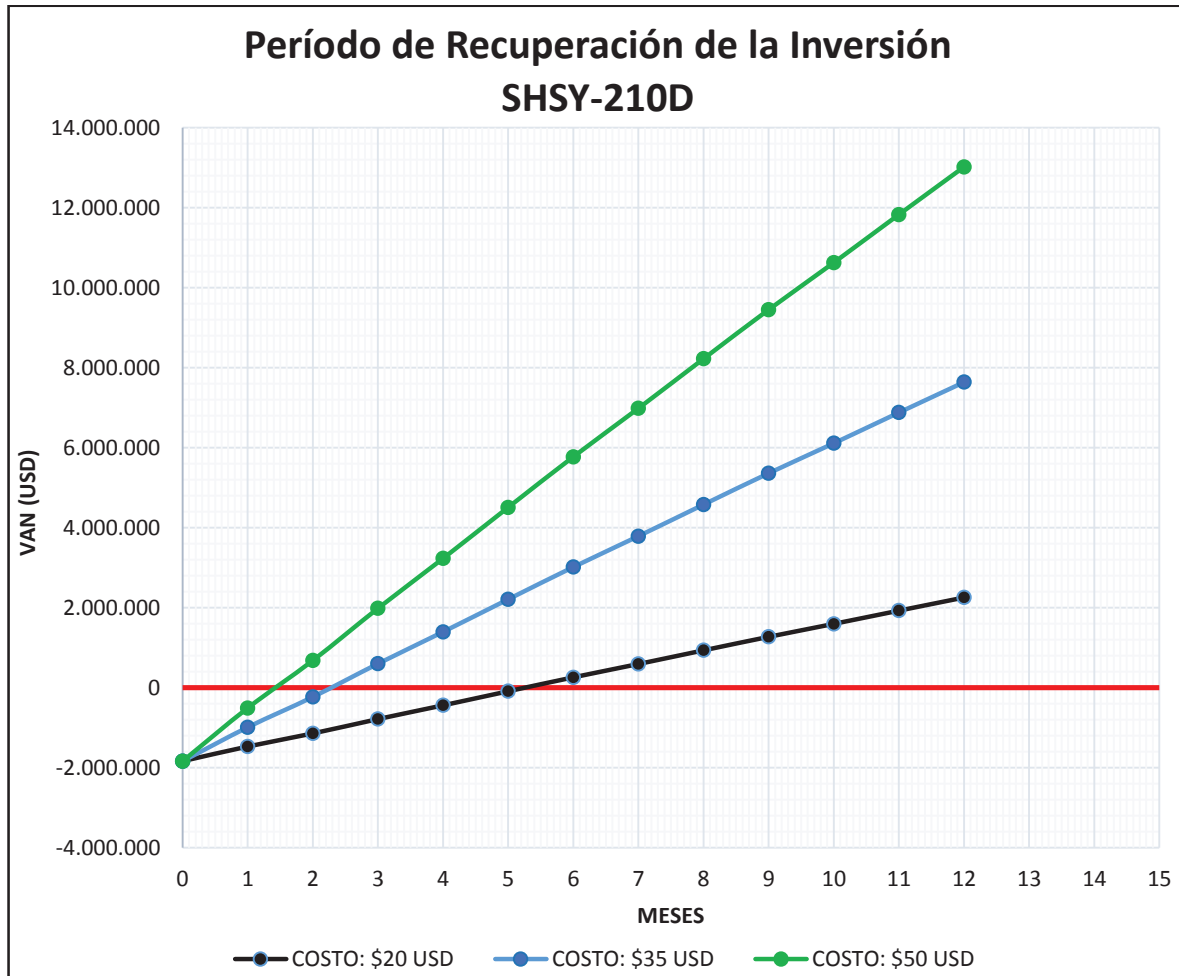
TABLA 4.14
ANÁLISIS DE LOS ESCENARIOS ECONÓMICOS PARA EL POZO SHSY-210D

TABLA DE ANÁLISIS ECONÓMICO													
Pozo:	SHUSHUFINDI-210D	Arena Prospectiva:	T Inferior	Caudal Estimado (BPPD)	1045.91	Volumen Recuperable (BP):	328.837						
Inversión Inicial	1.837.173						01/01/2016						
Tasa de actualización mensual	1%						8,60						
ESCENARIOS ECONÓMICOS		COSTO POR BARRIL DE PETRÓLEO:			COSTO POR BARRIL DE PETRÓLEO:			COSTO POR BARRIL DE PETRÓLEO:					
TIEMPO K (MESES)	MES	PRODUCCIÓN mensual (BF)	EGRESO mensual (USD)	FLUJO NETO DE CAJA (USD)	$\frac{FNC_k}{(1+r)^k}$	INGRESO mensual (USD)	FLUJO NETO DE CAJA (USD)	$\frac{FNC_k}{(1+r)^k}$	INGRES O mensual (USD)	FLUJO NETO DE CAJA (USD)	$\frac{FNC_k}{(1+r)^k}$		
0	01/12/2015	0	1.837.173	-1.837.173	-1.837.173	0	-1.837.173	-1.837.173	0	-1.837.173	-1.837.173		
1	01/01/2016	32.423	278.840	369.625	365.965	1.134.812	847.498	-989.675	1.621.161	1.342.321	1.329.031		
2	01/02/2016	29.285	251.855	333.854	327.276	1.024.992	757.903	-231.772	1.464.274	1.212.419	1.188.529		
3	01/03/2016	32.423	278.840	369.625	358.754	1.134.812	830.799	599.026	1.621.161	1.342.321	1.302.843		
4	01/04/2016	31.377	269.845	357.701	343.744	1.098.206	796.038	1.395.065	1.568.865	1.299.020	1.248.333		
5	01/05/2016	32.423	278.840	369.625	351.685	1.134.812	814.429	2.209.493	1.621.161	1.342.321	1.277.172		
6	01/06/2016	32.423	278.840	369.625	348.203	1.134.812	806.365	3.015.858	1.621.161	1.342.321	1.264.527		
7	07/01/2016	31.377	269.845	357.701	333.634	1.098.206	772.627	3.788.485	1.568.865	1.299.020	1.211.620		
8	01/08/2016	32.423	278.840	369.625	341.342	1.134.812	790.476	4.578.962	1.621.161	1.342.321	1.239.611		
9	09/01/2016	32.423	278.840	369.625	337.962	1.134.812	782.650	5.361.612	1.621.161	1.342.321	1.227.337		
10	10/01/2016	31.377	269.845	357.701	323.822	1.098.206	749.904	6.111.516	1.568.865	1.299.020	1.175.986		
11	11/01/2016	32.423	278.840	369.625	331.303	1.134.812	767.229	6.878.745	1.621.161	1.342.321	1.203.154		
12	12/01/2016	32.423	278.840	369.625	328.023	1.134.812	759.632	7.638.377	1.621.161	1.342.321	1.191.242		
VAN DEL PROYECTO (USD)				2.254.542				7.638.377				13.022.212	
TIR				15%				43%				69%	

Elaborado por: Santiago Moromenacho; Diego Salinas.

En la figura 4.7 se muestran los períodos de recuperación de la inversión para los tres escenarios económicos mostrados en la tabla 4.14.

FIGURA 4.7 PERÍODO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN DEL POZO SHSY-210D



Elaborado por: Santiago Moromenacho; Diego Salinas.

En el período de recuperación de la inversión para los tres escenarios se observa que; en el primer escenario para un costo de barril de 20 dólares, la inversión se recuperará en un tiempo de 5 meses, generando una ganancia de 2.254.542 dólares. En el segundo escenario para un costo de barril de 35 dólares, la inversión de recuperará en un tiempo de 2,2 meses generando una ganancia de 7.638.377 dólares. En el último escenario para un costo de barril de 50 dólares, la inversión se recuperará en tiempo de 1,5 meses, llegando a generar una ganancia de 13.022.212 dólares.

En la tabla 4.15 se muestra un resumen del análisis del VAN, TIR y PRI realizado en este capítulo de los pozos seleccionados.

TABLA 4.15
RESUMEN DE LOS ANÁLISIS ECONÓMICOS DE LOS POZOS
SELECCIONADOS

POZO	INDICADORES	Escenarios Económicos		
		1er escenario	2do escenario	3er escenario
		20 USD/BL	35 USD/BL	50 USD/BL
AGU-51	VAN (USD)	-781.808	499.082	1.779.972
	TIR (%)	-16%	9%	28%
	PRI (meses)	No Recupera	4	2,5
SHSY-145D	VAN (USD)	2.854.502	8.771.980	14.689.458
	TIR (%)	21%	54%	86%
	PRI (meses)	4,1	2	1,1
SHSH-153D	VAN (USD)	2.169.578	7.333.872	12.498.166
	TIR (%)	16%	44%	70%
	PRI (meses)	5	2,1	1,5
SHS-155D	VAN (USD)	6.152.142	16.457.463	26.762.784
	TIR (%)	39%	93%	147%
	PRI (meses)	2,5	1	0,5
SHSW-199D	VAN (USD)	1.105.613	4.236.639	7.367.665
	TIR (%)	11%	36%	58%
	PRI (meses)	6	2,6	1,8
SHSW-205D	VAN (USD)	5.741.202	14.781.676	23.822.150
	TIR (%)	52%	122%	192%
	PRI (meses)	2	0,9	0,5
SHSY-210D	VAN (USD)	2.254.542	7.638.377	13.022.212
	TIR (%)	15%	43%	69%
	PRI (meses)	5	2,2	1,5

Elaborado por: Santiago Moromenacho; Diego Salinas

En la tabla anterior se puede observar que el único escenario donde no se tendría la recuperación de la inversión y no generaría ganancias en el escenario del pozo de Aguarico-51 con un precio de 20 dólares por barril. En los demás escenarios las ganancias justificaran la inversión y la implementación del proyecto.

CAPÍTULO 5

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1. CONCLUSIONES

- Para el pozo AGU-51D se determinó una zona prospectiva de 2 pies saturados de hidrocarburo, para el pozo SHSY-145D se determinó una zona prospectiva de 34 pies saturados de hidrocarburo, para el pozo SHS-153D se determinó una zona prospectiva de 19 pies saturados de hidrocarburo, para el pozo SHSH-155D se determinó una zona prospectiva de 22 pies saturados de hidrocarburo, para el pozo SHSW-199D se determinó una zona prospectiva de 32 pies saturados de hidrocarburo, para el pozo SHSW-205D se determinó una zona prospectiva de 27 pies saturados de hidrocarburo y para el pozo SHSY-210D se determinó una zona prospectiva de 12 pies saturados de hidrocarburo.
- El pozo AGU-51D en la arenisca U Superior tiene una Pr de 1500 psi y una Pwf de 1000, lo que nos da un ΔP de 500 psi, el pozo SHSH-145D en la arenisca U Inferior tiene una Pr de 1220 psi y una Pwf de 1020, lo que nos da un ΔP de 200 psi, el pozo SHS-153D en la arenisca T inferior tiene una Pr de 2280 psi y una Pwf de 900, lo que nos da un ΔP de 1380 psi, el pozo SHSH-155D en la arenisca T inferior tiene una Pr de 2150 psi y una Pwf de 1200, lo que nos da un ΔP de 950 psi, el pozo SHSH-199D en la arenisca U Inferior tiene una Pr de 1210 psi y una Pwf de 1020, lo que nos da un ΔP de 190 psi, el pozo SHSH-205D en la arenisca U Inferior tiene una Pr de 1260 psi y una Pwf de 1180, lo que nos da un ΔP de 80 psi, el pozo SHSH-210 en la arenisca T inferior tiene una Pr de 2430 psi y una Pwf de 1750, lo que nos da un ΔP de 680 psi, los diferenciales de presión mencionados para cada pozo permitirá poner en marcha la producción de las zonas prospectivas seleccionadas.
- A partir de los cálculos realizados, el volumen recuperable de hidrocarburo que se estima producir de la Arena U Superior es de 59.001 BF con el pozo AGU-51D, de la Arena U Inferior es de 2.033.548 BF con los pozos SHSY-145D, SHSW-199D, SHSW-205D y de la Arena T Inferior 1.549.399 con los pozos SHS-153D, SHSH-155D y SHSY-210D.
- Con la implementación de BES en las zonas prospectivas propuestas para el pozo SHSY-145D la producción será de 1.149 BFPD; para el pozo SHS-153D la producción será de 1.003,26 BFPD; para el pozo SHSH-155D la producción será de 2.002 BFPD; el pozo SHSW-199D la producción será de 608 BFPD; para el pozo SHSW-205D la producción será 1756,28 BFPD y para el pozo SHSY-210D la producción será de 1.045,91 BFPD.

- Para el pozo AGU-51D no es viable la producción con bombeo electrosumergible debido a que el volumen recuperable no justifica la inversión en una BES ya que a un caudal de 558 BFPD el pozo depletaría en un período de 6 meses.
- Los valores obtenidos de los indicadores financieros valor actual neto (VAN) y tasa interna de retorno (TIR) del proyecto satisfacen los requerimientos para que este proyecto sea económicamente rentable para todos los escenarios económicos exceptuando el pozo Aguarico-51D para un precio por barril de USD 20 ya que el VAN y el TIR son de USD -781.808 y -16% respectivamente por lo que el escenario no sería rentable.
- La recuperación de la inversión para el primer escenario con un precio de USD 20 por barril esta entre los 2,5 a 6 meses, para el segundo escenario con un precio de USD 35 por barril esta entre los 1 a 4 meses, para el tercer escenario con un precio de USD 50 por barril esta entre los 0,5 a 2,5 meses.

5.2. RECOMENDACIONES

- Se recomienda realizar reinterpretación de los registros eléctricos en pozos que aporten una baja productividad para localizar zonas prospectivas de interés para mantener o incrementar la producción del campo.
- No se recomienda usar las curvas de declinación en pozos que tengan un historial de producción corto, ya que la producción obtenida puede ser errónea.
- Se recomienda discriminar ciertos datos que se encuentran fuera del rango promedio, al momento de realizar las curvas de declinación ya que estos pueden dar resultados erróneos muy alejados de la realidad.
- Se recomienda realizar los disparos a una densidad entre 4 a 5 disparos por pie, para una producción de fluido adecuada en las zonas prospectivas y evitar el agrietamiento del casing, la pronta producción del agua entre otros problemas ocasionados por el cañoneo inadecuado, además que una mayor densidad de disparos no conlleva a un aumento del caudal producido.
- Se recomienda realizar un punzonamiento usando cañoneo a chorro, ya que tienen una mayor penetración además de tener un hueco limpio y bajo daño en la formación.
- Se recomienda para el pozo AGU-51D se considere un sistema de levantamiento artificial diferente al bombeo eléctrico sumergible, si las condiciones de superficie son las adecuadas se podría implementar bombeo tipo jet o bombeo mecánico.

BIBLIOGRAFÍA

- APPG Wiki. (2015). Quick-look lithology from logs. Recuperado de: http://wiki.aapg.org/Quick-look_lithology_from_logs.
- Arrieta, M. (2010). Daño de formación y cañoneo. [Diapositivas de Power Point]. Recuperado de: <https://profesormario.files.wordpress.com/2010/05/dac3b1o-de-formacion-y-cac3b1oneo.pdf>.
- Baby, P., Rivadeneira, M. & Barragán, R. (2014). La Cuenca Oriente. Quito, Ecuador.
- Brown, Kermit E. (1984). The Technology of Artificial Lift Methods. Tulsa, Oklahoma, USA. PenWell Publishing Company. Volume 4.
- Díaz, J. & Sánchez, C. (2007). Análisis Técnico-Económico del uso de las Diferentes Técnicas de Cañoneo en los Campos Operados por Petroproducción. Tesis de Grado, ESPOL. Guayaquil, Ecuador.
- Falla, E. (2005). Interpretación de Registros de Pozos de Petróleo. (Tesis Digital). Universidad Nacional Mayor de San Marcos. Lima, Perú.
- Magdalena Paris de Ferrer. (2009). Fundamento de Ingeniería de Yacimientos. Maracaibo, Venezuela. Ediciones Astro Data S.A.
- Petroamazonas EP. (2014). Informe Anual de Operaciones. Quito, Ecuador.
- Petroamazonas EP. (2015). Estudio Técnico para Reinyección de Agua en el pozo Shushufindi-104D. Quito, Ecuador.
- Salazar, A. (2014). Actualización de las Reservas y Ubicación de Pozos de relleno para incrementar la producción del Campo Shushufindi. Tesis de Grado EPN. Quito, Ecuador.
- Schlumberger. (1997). Principios y Aplicaciones de la Interpretación de los Registros.
- Schlumberger. (2006). The Search for the Perfect Perforations. Recuperado de: <https://www.slb.com/~media/Files/resources/mearr/num7/perforations.pdf>.
- Vallejo, R. (2012). Análisis de Comportamiento del Cañoneo con el Sistema Duo (Optimización del Bajo Balance Dinámico) en Pozos Seleccionados de la Cuenca Oriente. Tesis de Grado, UCE. Quito, Ecuador
- Vaquiro, J. (2010). Periodo de la Recuperación de la Inversión – PRI. Ibagué, Colombia. Recuperado de: <http://www.pymesfuturo.com/pri.htm>.

GLOSARIO

Acuífero. – Estrato o formación geológica permeable que permite la circulación y el almacenamiento de agua subterránea por sus poros o grietas.

Anticlinal. - Es una estructura o pliegue de forma convexa que se encuentran en profundidad de la corteza terrestre, por su forma puede ser una trampa petrolífera.

Capex. – Es la abreviación de Capital Expenditure, hace referencia a inversiones de capital de fuentes externas

Cratón. - Es una masa continental llegada a tal estado de rigidez en un lejano pasado geológico que, desde entonces, no ha sufrido fragmentaciones o deformaciones laterales provocadas por movimientos de cuencas sedimentarias.

Gravedad API. – Escala utilizada por el American Petroleum Institute para expresar la gravedad específica de los aceites.

In situ. - Volumen original de hidrocarburo que no podrá ser recuperado de la formación o del yacimiento.

Movilidad. – Relación entre la permeabilidad efectiva y la viscosidad de fase.

Opex. – Es la abreviación de Operating Expenditure, hace referencia a gastos operacionales de fuentes internas o locales.

Permeabilidad. - Es la capacidad que tiene una roca de permitirle a un flujo que lo atraviese cuando este se encuentra saturando de otro fluido.

Porosidad. - Se define como el volumen de espacios vacíos en el volumen total de la roca.

Presión de burbuja. – Presión a la cual se produce la primera liberación de una burbuja de gas del petróleo.

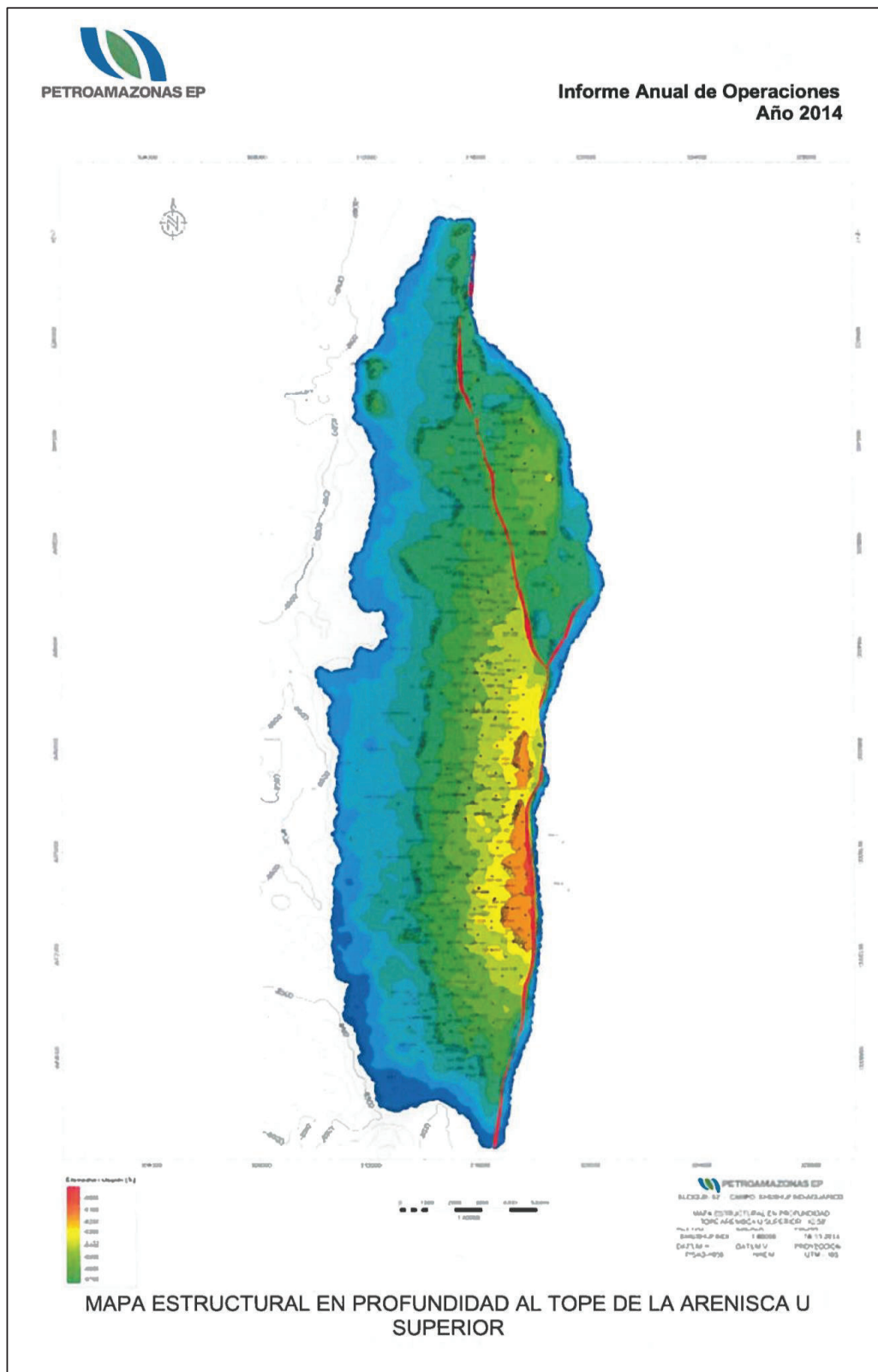
Transmisibilidad. – Es el volumen de agua que atraviesa un acuífero de ancho unitario, en la unidad de tiempo y bajo la carga de un metro.

Yacimiento. - Acumulación de hidrocarburos en una roca porosa como la arenisca.

ANEXOS

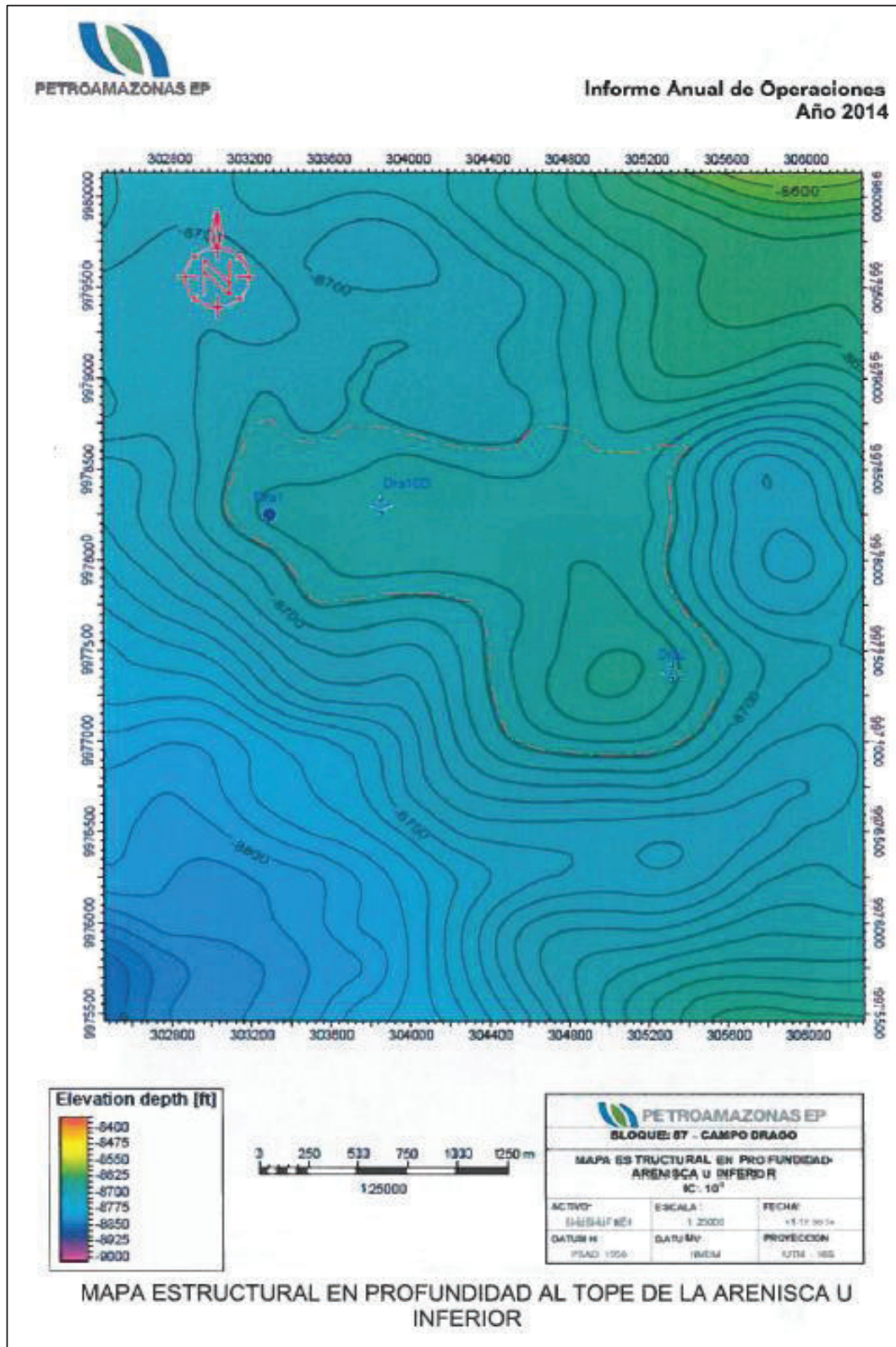
ANEXO N° 1
MAPA ESTRUCTURALES DE LAS ARENAS PRODUCTORAS

MAPA ESTRUCTURAL DE LA ARENISCA U SUPERIOR.



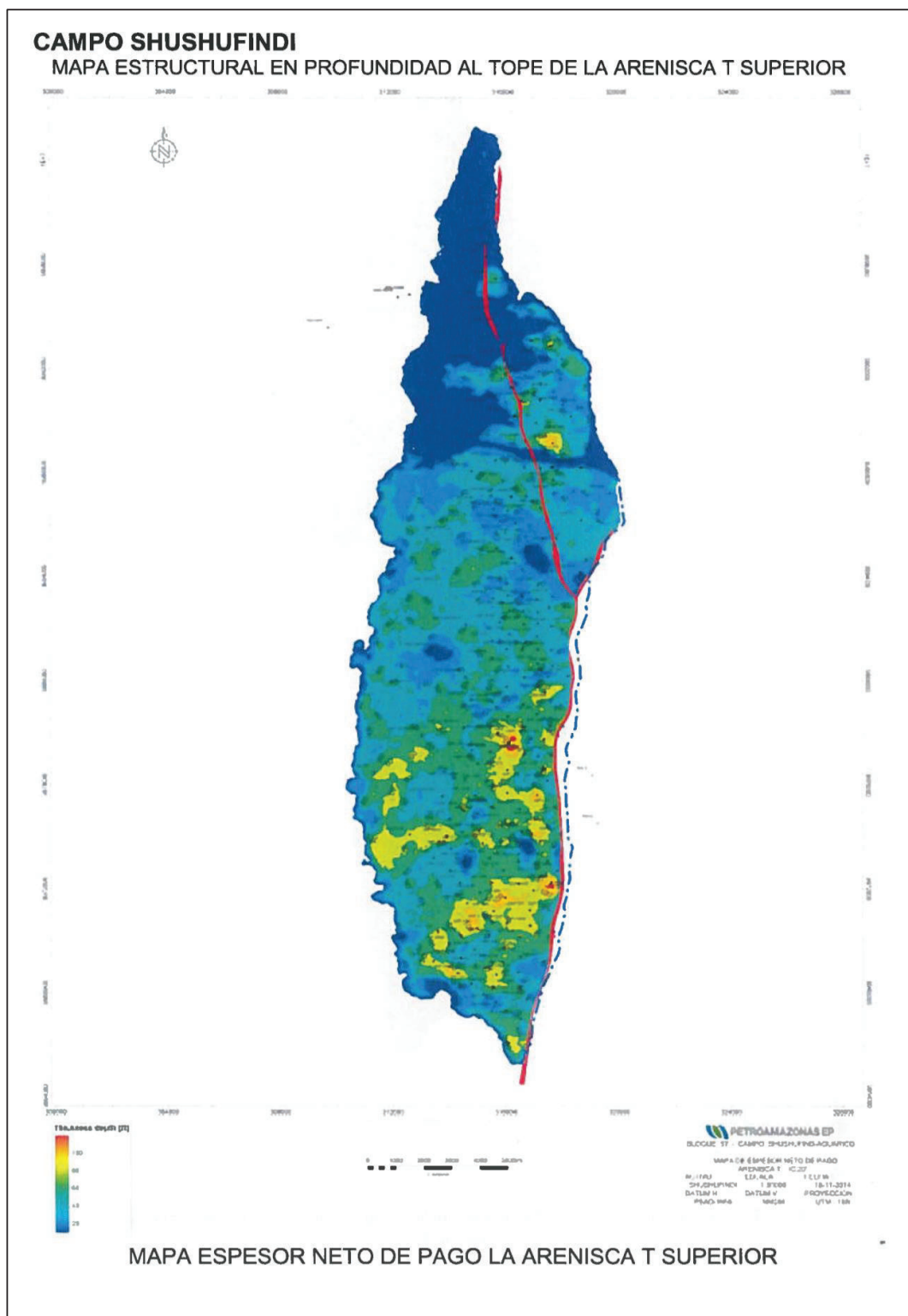
Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero (ARCH)
 Elaborado por: Petroamazonas EP

MAPA ESTRUCTURAL DE LA ARENISCA U INFERIOR.



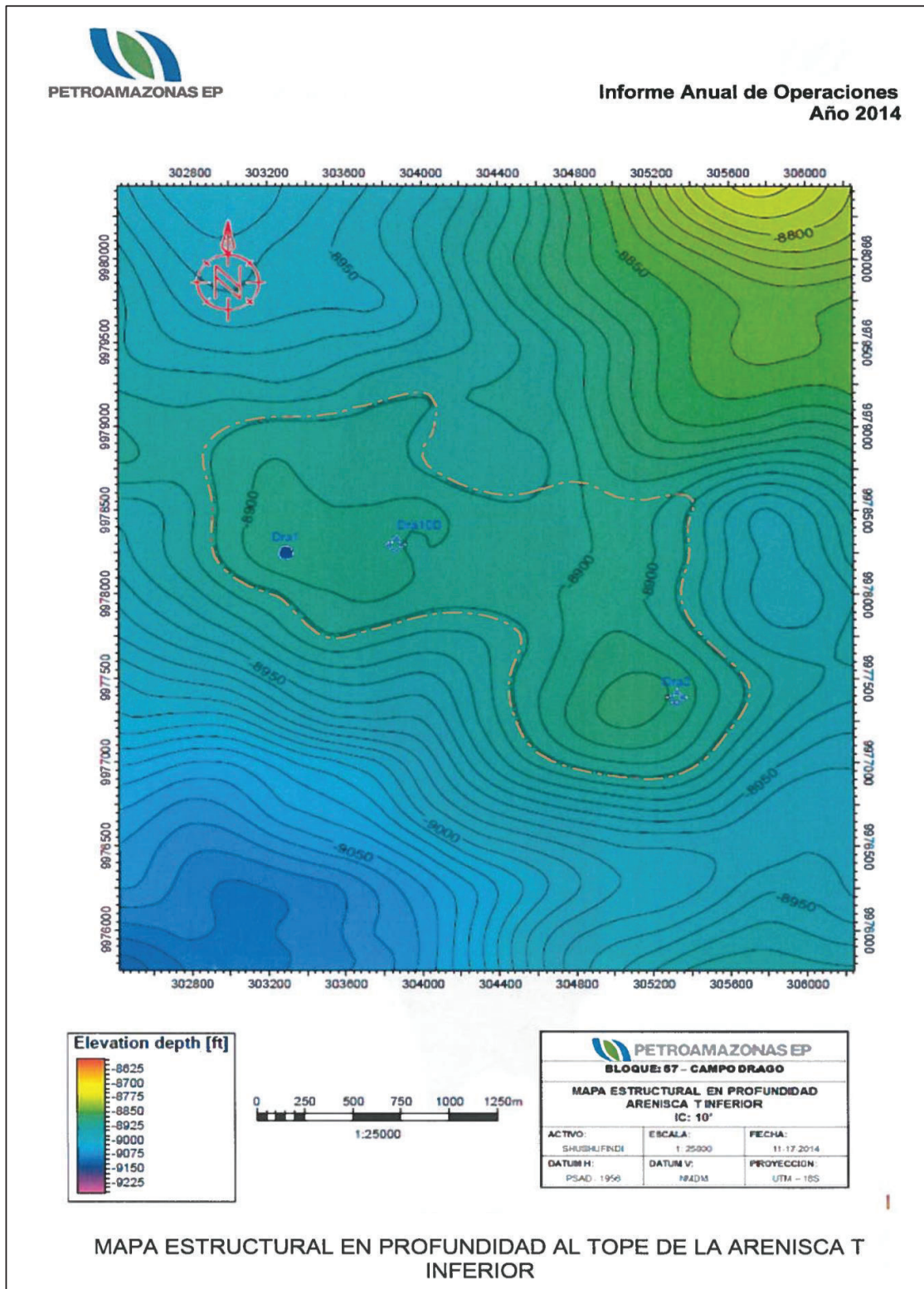
Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero (ARCH)
Elaborado por: Petroamazonas EP.

MAPA ESTRUCTURAL DE LA ARENISCA T SUPERIOR.



Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero (ARCH)
 Elaborado por: Petroamazonas EP.

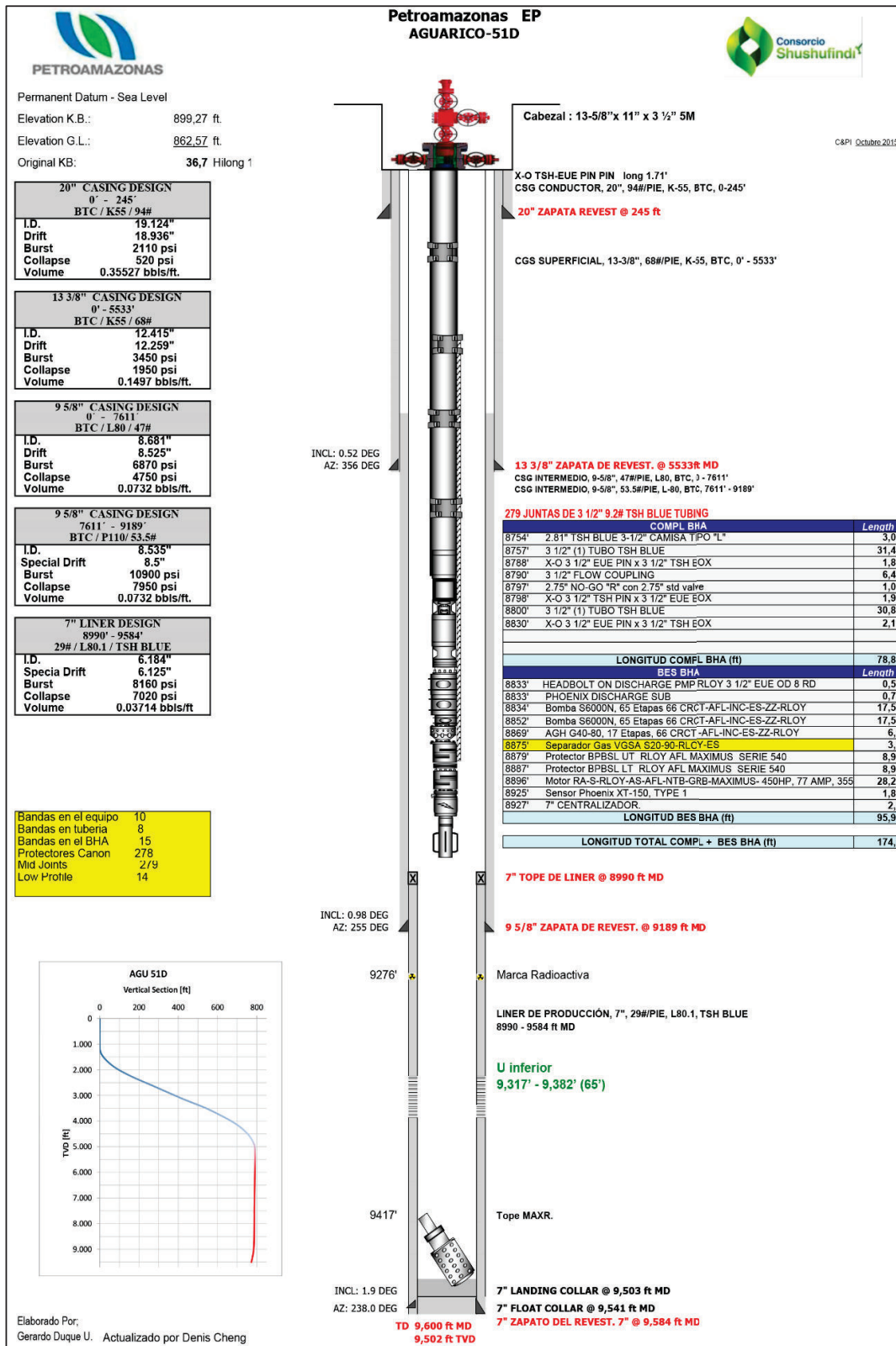
MAPA ESTRUCTURAL DE LA ARENISCA T INFERIOR.



Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero (ARCH)
Elaborado por: Petroamazonas EP.

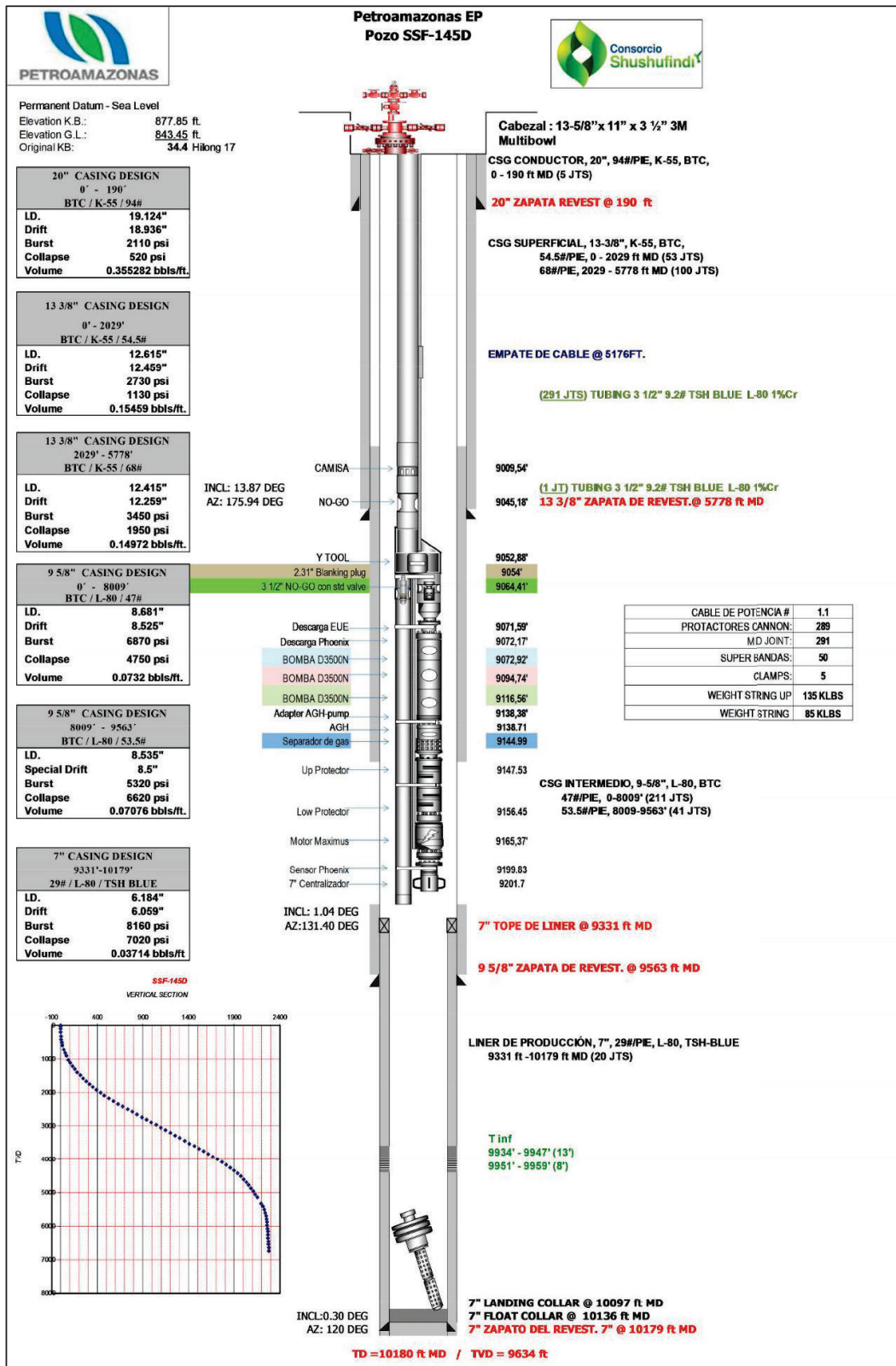
ANEXO N° 2
COMPLETACIONES DE LOS POZOS SELECCIONADOS

COMPLETACIÓN DEL POZO AGUARICO-51D



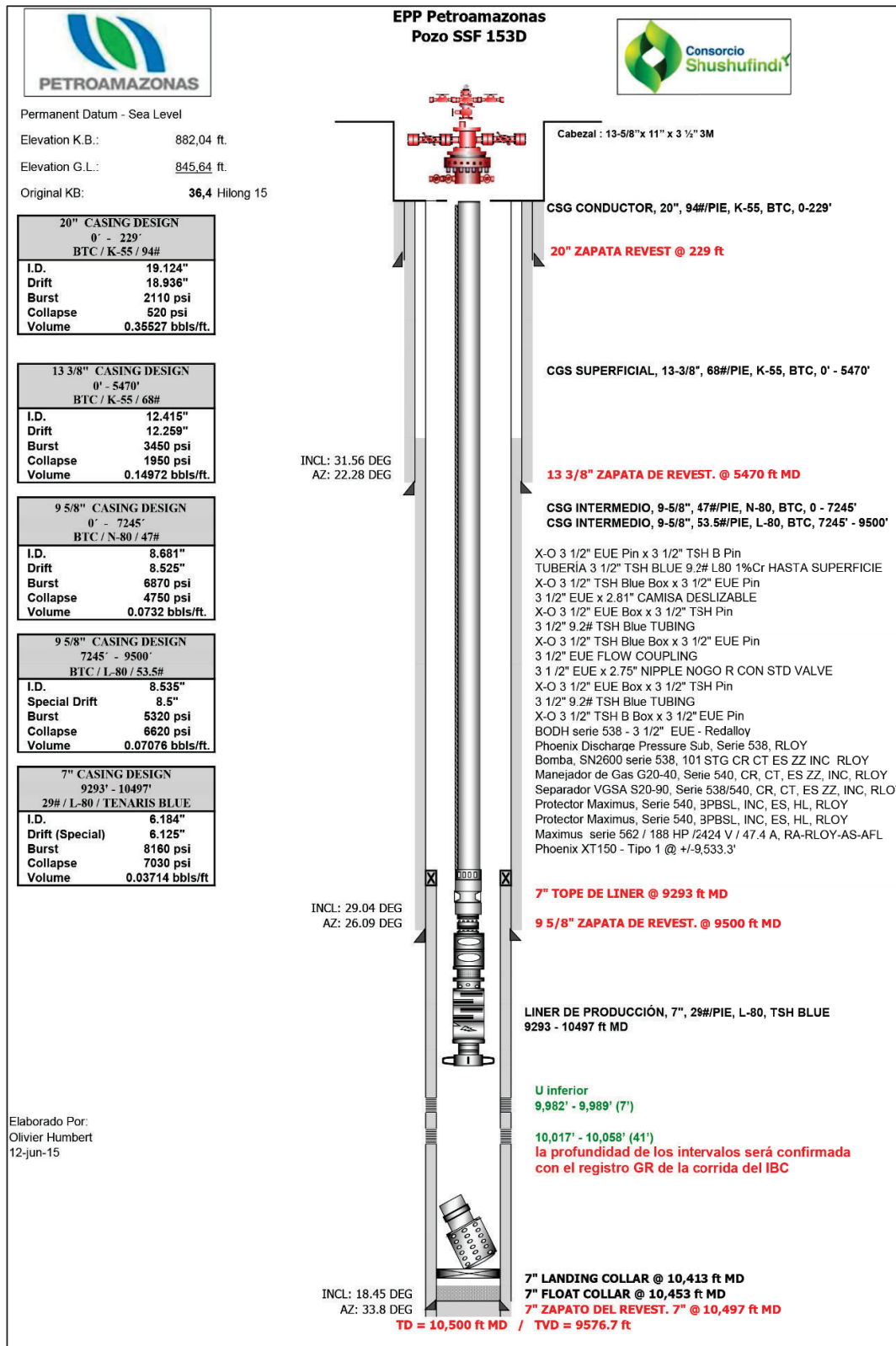
Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero (ARCH)
 Elaborado por: Petroamazonas EP.

COMPLETACIÓN DEL POZO SHUSHUFINDI-145D



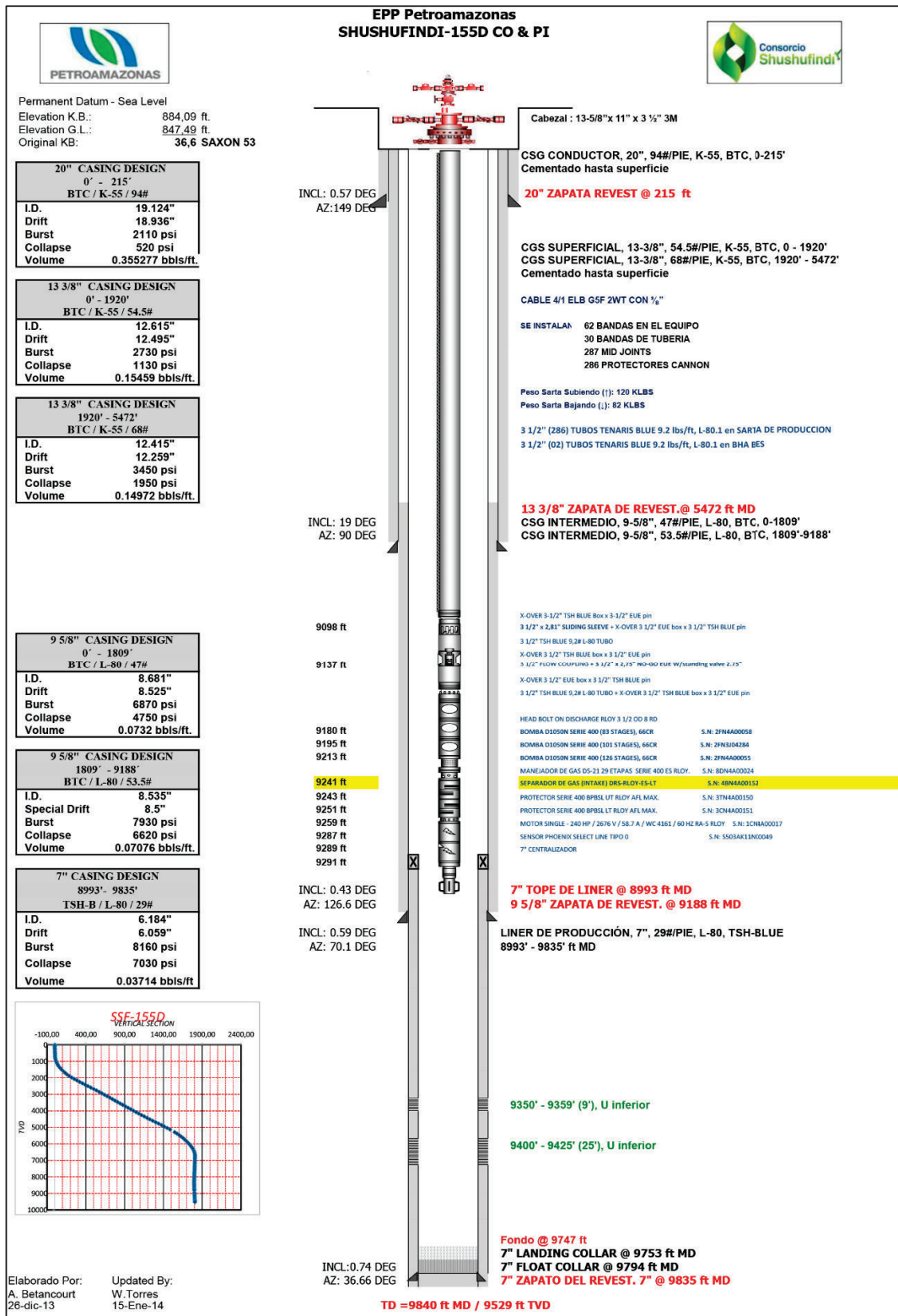
Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero (ARCH)
Elaborado por: Petroamazonas EP.

COMPLETACIÓN DEL POZO SHUSHUFINDI – 153D



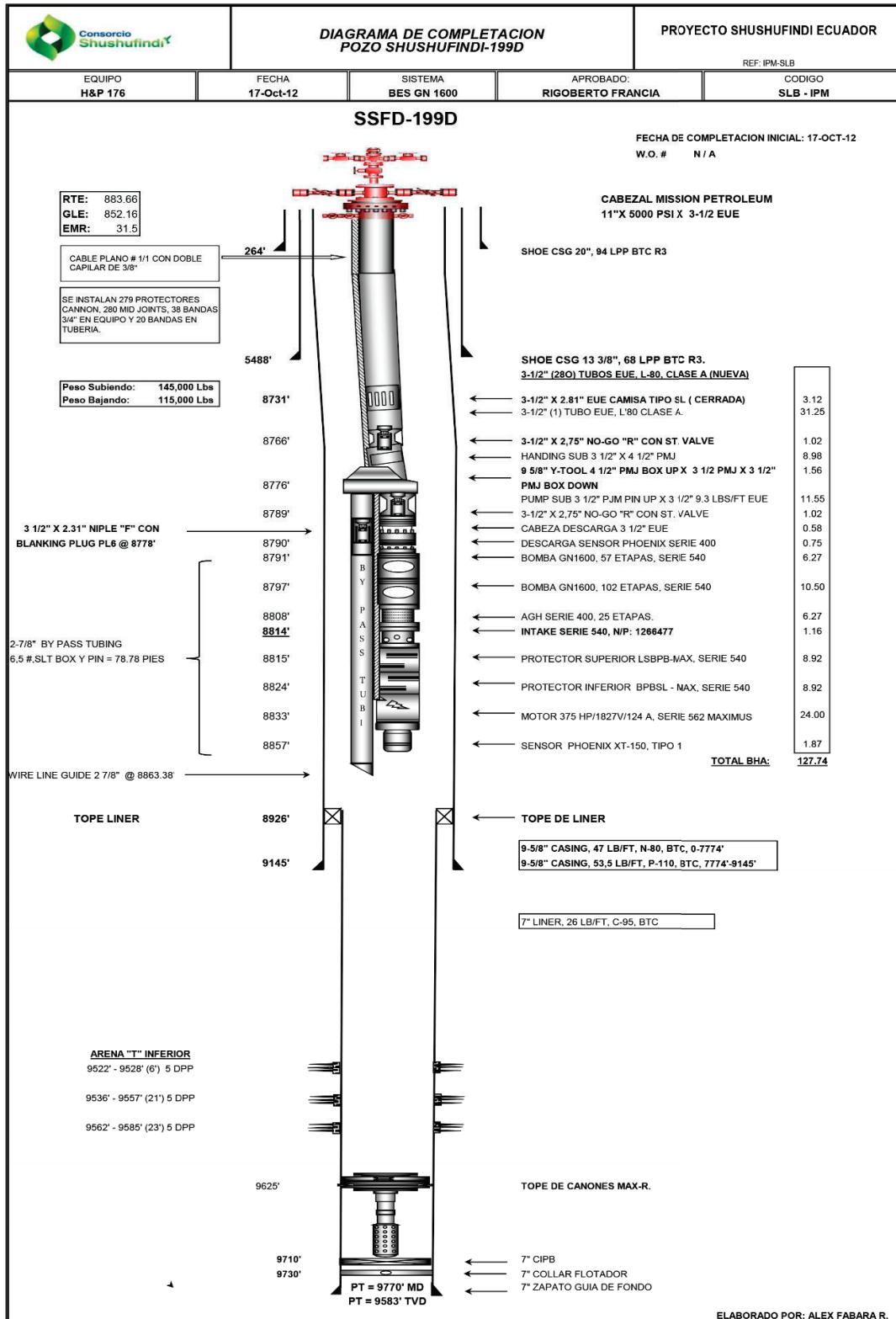
Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero (ARCH)
 Elaborado por: Petroamazonas EP.

COMPLETACIÓN DEL POZO SHUSHUFINDI – 155D



Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero (ARCH)
 Elaborado por: Petroamazonas EP.

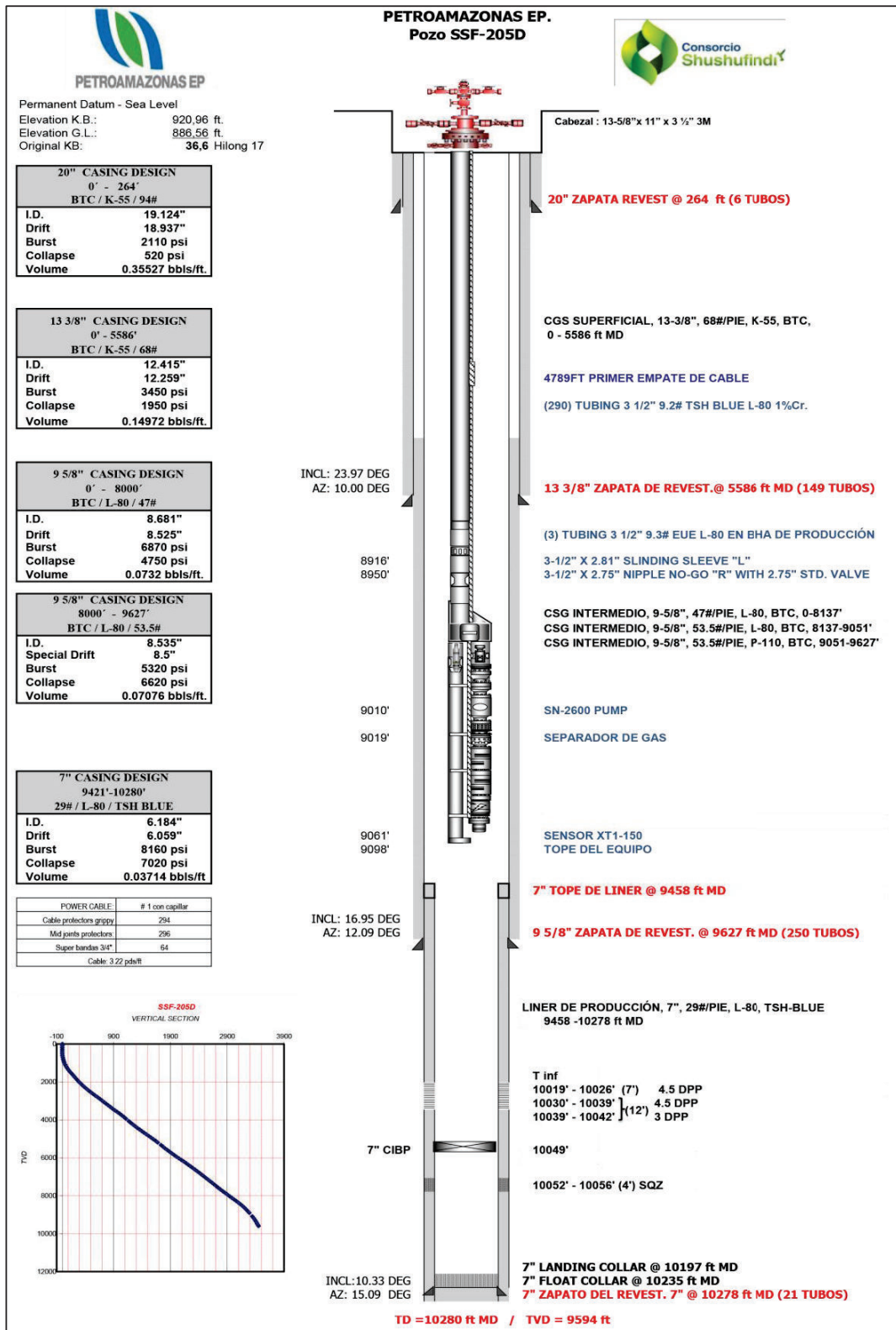
COMPLETACIÓN DEL POZO SHUSHUFINDI – 199D



Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero (ARCH)

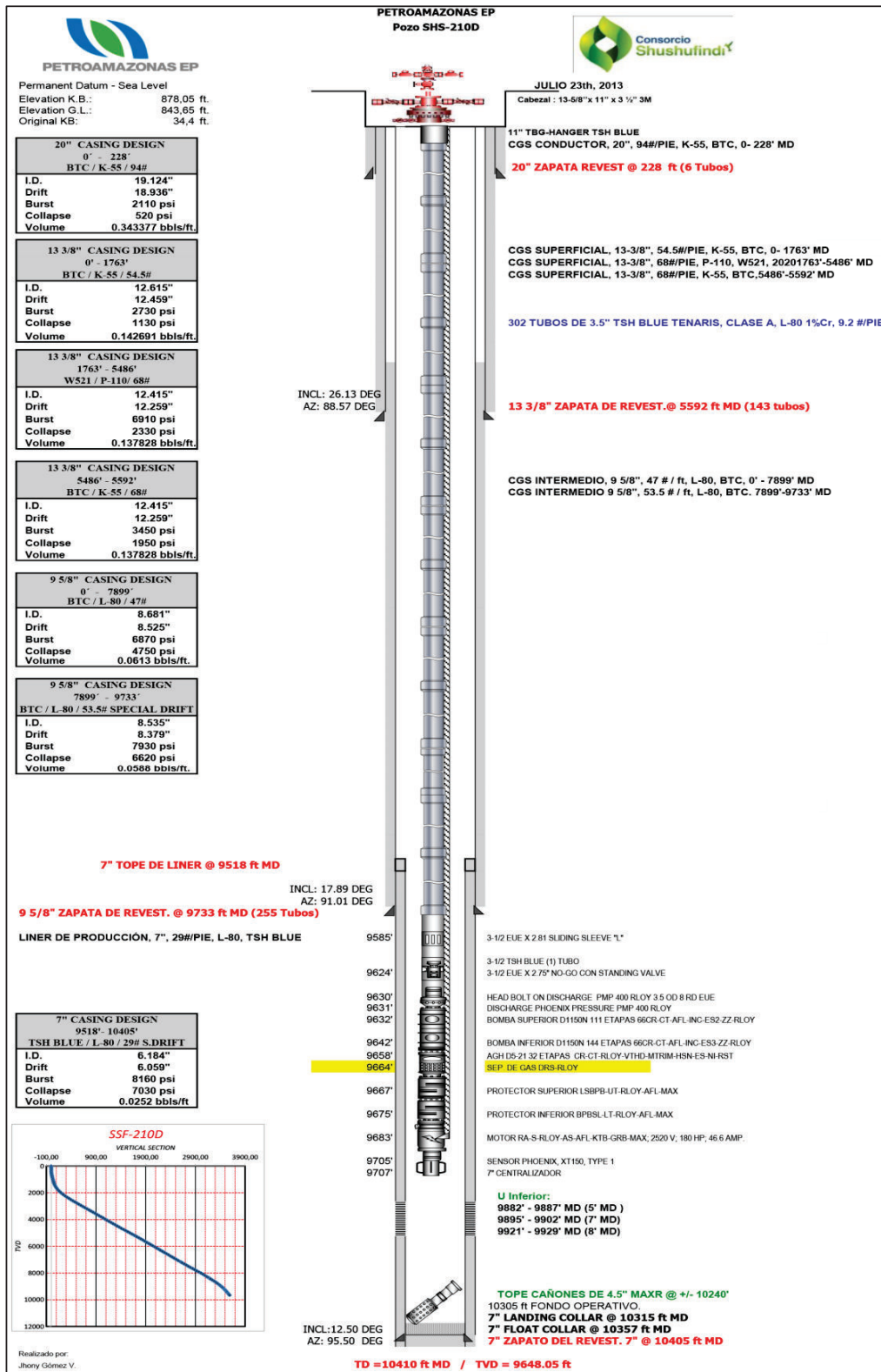
Elaborado por: Petroamazonas EP.

COMPLETACIÓN DEL POZO SHUSHUFINDI – 205D



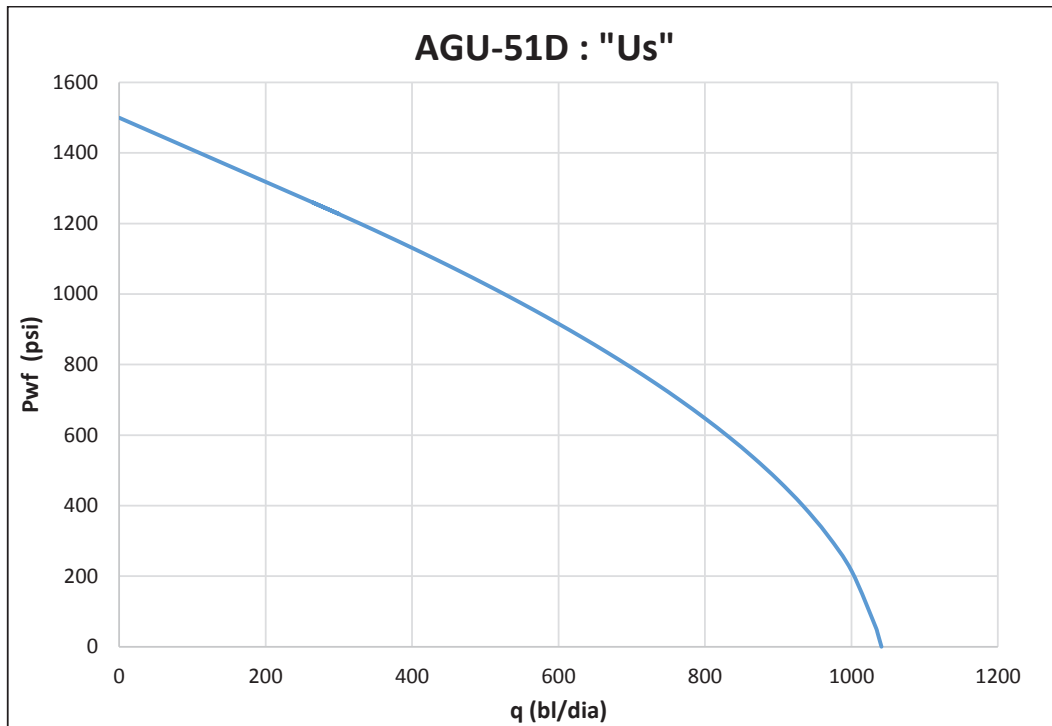
Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero (ARCH)
Elaborado por: Petroamazonas EP.

COMPLETACIÓN DEL POZO SHUSHUFINDI – 210D

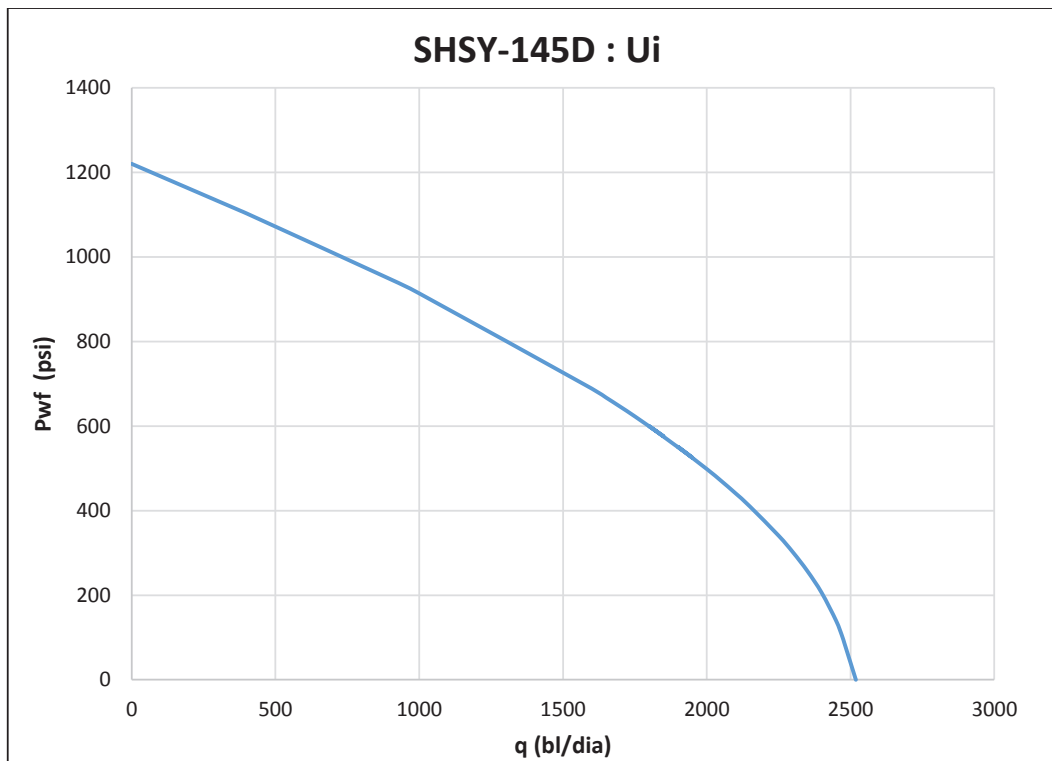


Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero (ARCH)
 Elaborado por: Petroamazonas EP.

ANEXO N°3
IPR's PARA LAS ARENAS PROPUESTAS DE LOS POZOS
SELECCIONADOS POR EL MÉTODO DE PETROBRAS

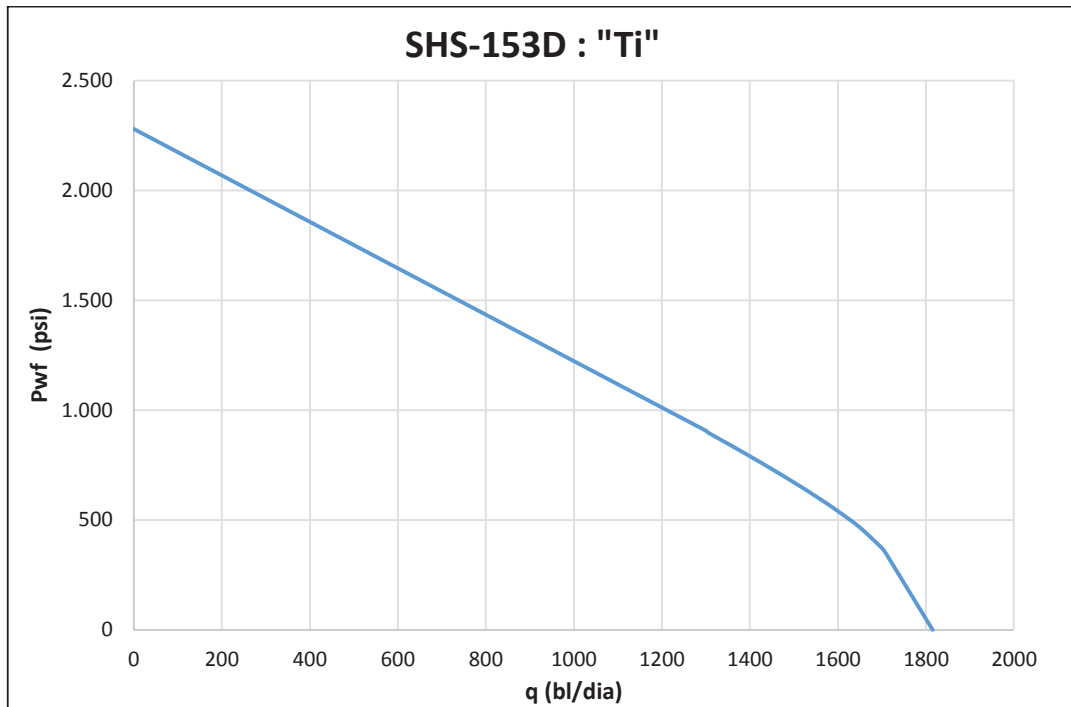
IPR PARA EL POZO AGU-51D POR EL MÉTODO DE PETROBRAS

Elaborado por: Santiago Moromenacho; Diego Salinas.

IPR PARA EL POZO SHSY-145D POR EL MÉTODO DE PETROBRAS

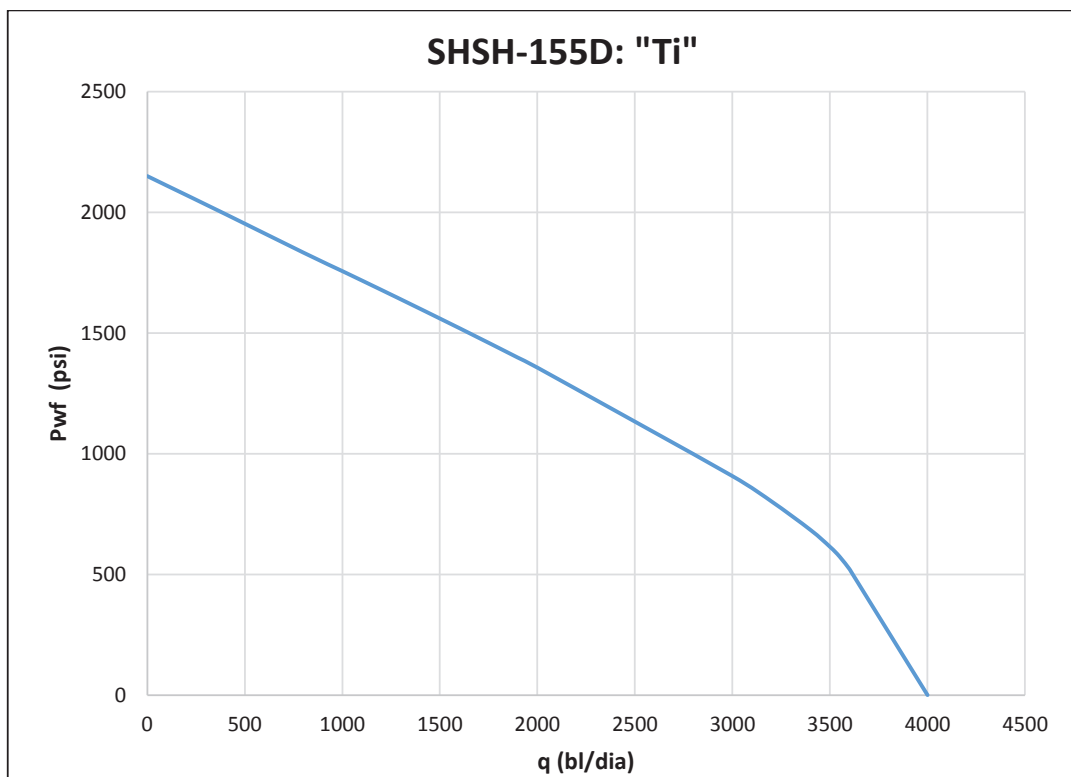
Elaborado por: Santiago Moromenacho; Diego Salinas.

IPR PARA EL POZO SHS-153D POR EL MÉTODO DE PETROBRAS



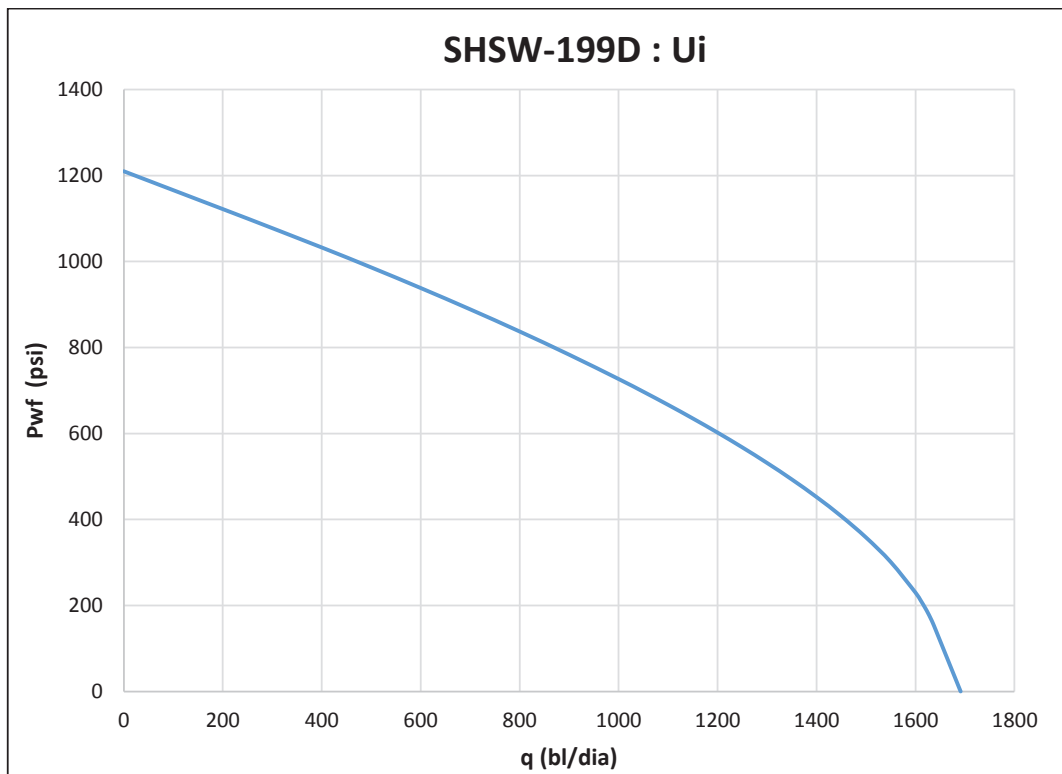
Elaborado por: Santiago Moromenacho; Diego Salinas.

IPR PARA EL POZO SHSH-155D POR EL MÉTODO DE PETROBRAS



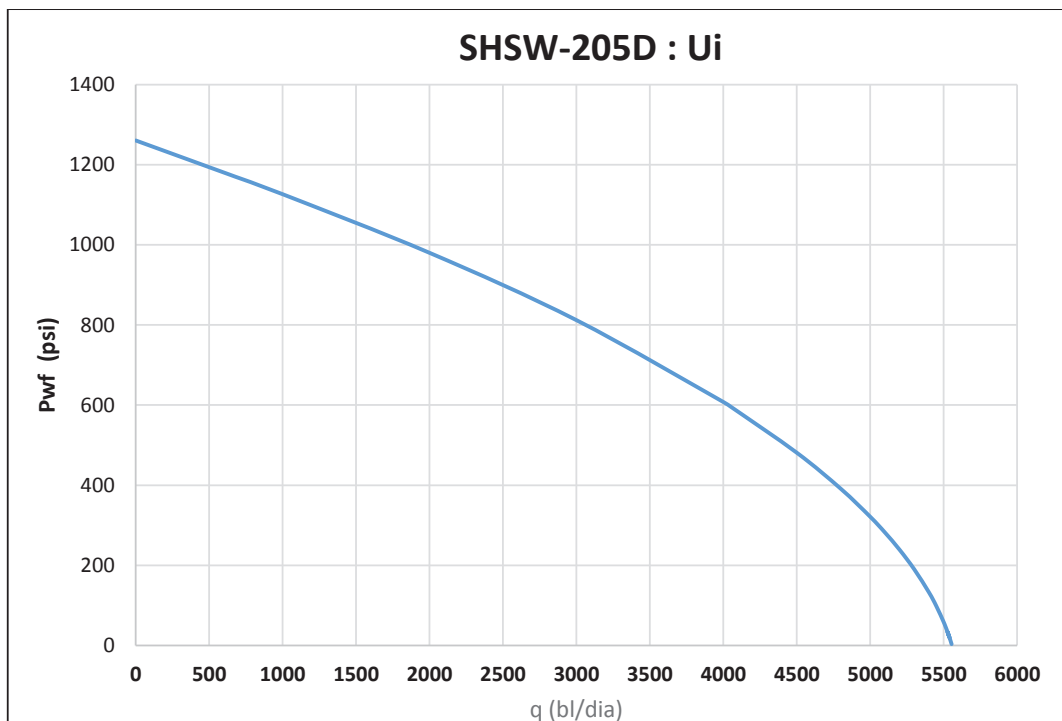
Elaborado por: Santiago Moromenacho; Diego Salinas.

IPR PARA EL POZO SHSW-199D POR EL MÉTODO DE PETROBRAS

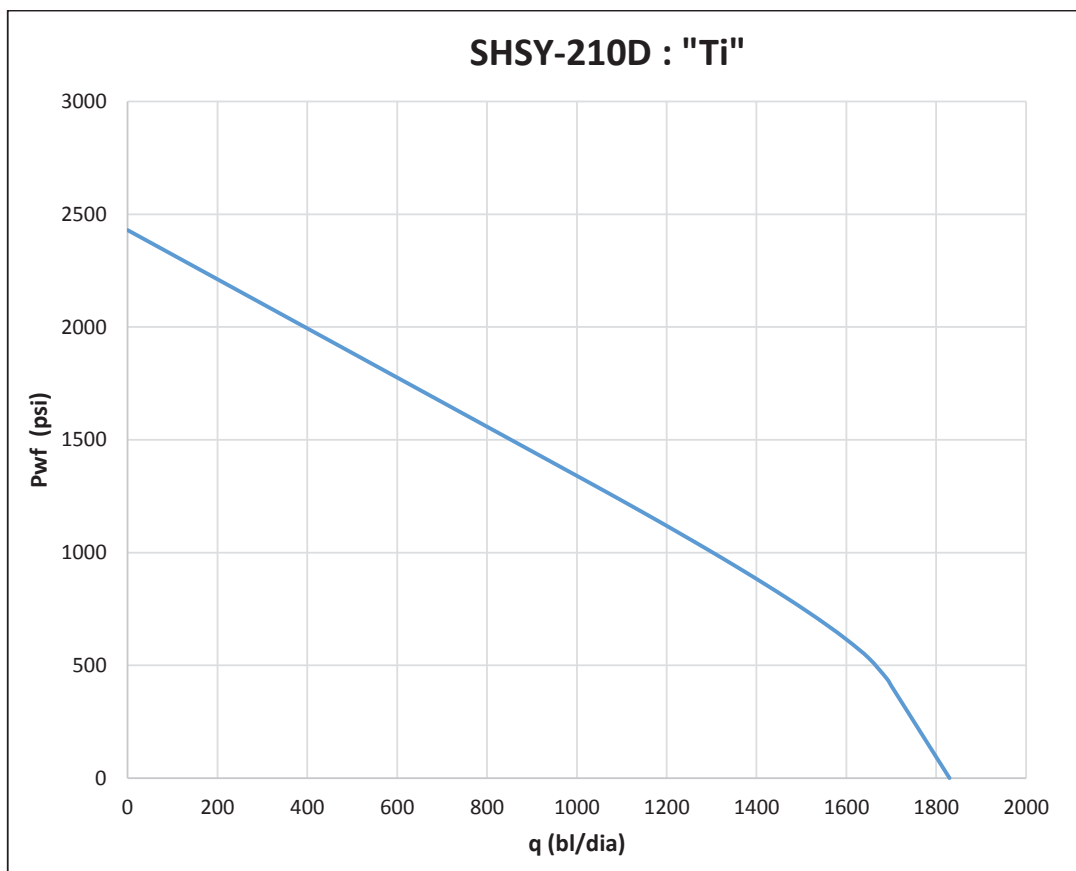


Elaborado por: Santiago Moromenacho; Diego Salinas.

IPR PARA EL POZO SHSW-205D POR EL MÉTODO DE PETROBRAS



Elaborado por: Santiago Moromenacho; Diego Salinas.

IPR PARA EL POZO SHSY-210D POR EL MÉTODO DE PETROBRAS

Elaborado por: Santiago Moromenacho; Diego Salinas.