

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA Y PETRÓLEOS

ACTUALIZACIÓN DE LAS RESERVAS Y UBICACIÓN DE POZOS DE RELLENO PARA INCREMENTAR LA PRODUCCIÓN DEL CAMPO SHUSHUFINDI

PROYECTO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERA EN PETRÓLEOS

ANDREA BELÉN SALAZAR MÁRMOL

andrea_salazarm@hotmail.com

DIRECTOR: ING. EDISON JAVIER HERRERA SUNTAXI

Edison_Javier_Herrera@petroamazonas.ec

Quito, Agosto 2014

DECLARACIÓN

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

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

Andrea Belén Salazar Mármol

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Andrea Belén Salazar Mármol, bajo mi supervisión.

ING. EDISON HERRERA
DIRECTOR DE PROYECTO

AGRADECIMIENTO

A Dios, por brindarme la oportunidad de vivir cada día y gracias a ello y a sus infinitas bendiciones he podido lograr mi sueño profesional.

A mis padres Víctor y Mónica porque gracias a su trabajo constante, a su amor incondicional, a su gran apoyo y al gran ejemplo que me han dado siempre, he logrado este objetivo. Les amo con la vida.

A mis hermanas Karla y Angie, porque además de ser mis ñañitas han sido mis amigas, me han ayudado y me han dado su cariño cada una a su manera. Les adoro, gracias por cuidar de mi hijo.

A mis tías Imelda y Gulnara, por ser como mis segundas madres por cuidarme, aconsejarme y quererme. A mis primos Gina y Jeremy, por ser como mis hermanos mayores y mi ejemplo a la vez.

A Marcelo, por llegar a mi vida en el momento preciso, por ser mi apoyo y por enseñarme siempre a ser una persona proactiva. Gracias mi amor por ser mi compañero, mi amigo, mi confidente y mi mejor crítico.

A mi hijo, Marcelito Andrés porque desde que nació ha sido mi mayor alegría e inspiración para salir adelante, para vencer cualquier obstáculo y lograr este sueño que también es suyo.

A mis amores Ali, Caro, Belita, Karen y Rita por compartir momentos llenos de risas, hemos pasado distintas etapas juntas. Gracias por siempre estar dispuestas a dar el consejo y el abrazo necesario.

A mis amigos, con quienes he compartido una etapa maravillosa de mi vida y he podido vivir lindos e inolvidables momentos.

Al ingeniero Edison Herrera, por brindarme su apoyo y tiempo para lograr desarrollar y culminar este proyecto.

A la Escuela Politécnica Nacional y a sus educadores quienes fueron los principales actores de mi formación, gracias por compartir sus conocimientos y enseñarme el camino para ser una excelente profesional.

DEDICATORIA

El presente proyecto está dedicado a mi familia, mis padres, mis hermanas, mis abuelitos, mis tíos y mis primos por ayudarme a ser siempre una mejor persona y a seguir adelante a pesar de los obstáculos, gracias a ustedes he logrado culminarlo.

Se lo dedico a Marcelo y a mi hijo Marcelito, por ser mis compañeros de vida, quererme y ayudarme a conseguir esta meta para juntos forjar un mejor futuro. Por ustedes he culminado esta fase de mi vida. Los amo con la vida.

En especial este proyecto está dedicado con infinito amor y respeto a la memoria y al recuerdo inolvidable de mi mami Rome, mi papi Elías, mi papi Julio y mi recientemente fallecida mami Fany quienes en vida me dieron mucho cariño, siempre estuvieron a mi lado y lo siguen estando. En donde Dios los tenga, espero que estén orgullosos de mí y me sigan cuidando. En verdad los extraño.

CONTENIDO

DECLARACIÓN.....	II
CERTIFICACIÓN	III
AGRADECIMIENTO.....	IV
DEDICATORIA.....	V
CONTENIDO.....	VI-XIII
ÍNDICE DE TABLAS.....	XV-XIX
ÍNDICE DE FIGURAS	XXI-XXII
ÍNDICE DE GRÁFICAS	XXIII-XXVIII
ÍNDICE DE ANEXOS	XXIX
RESUMEN.....	XXX
PRESENTACIÓN	XXXII
CAPÍTULO 1.....	2
DESCRIPCIÓN Y ESTADO ACTUAL DEL CAMPO SHUSHUFINDI	2
1.1 INTRODUCCIÓN.....	2
1.2 LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA.....	2
1.3 ESTRUCTURA	2
1.4 LITOLOGÍA.....	4
1.5 ESTRATIGRAFÍA	5
1.6 FORMACIONES PRODUCTORAS	6
1.6.1 FORMACIÓN TENA	6
1.6.1.1 BASAL TENA	6
1.6.2 FORMACIÓN NAPO.....	7
1.6.2.1 ARENA U SUPERIOR.....	7
1.6.2.2 ARENA U INFERIOR	7
1.6.2.3 ARENA T SUPERIOR.....	8

1.6.2.4	ARENA T INFERIOR.....	8
1.6.3	FORMACIÓN HOLLÍN.....	8
1.7	PRESIONES.....	9
1.7.1	COMPORTAMIENTO DE LA PRESIÓN EN FUNCIÓN DEL TIEMPO.....	9
1.7.2	PRESIONES ACTUALES DEL CAMPO SHUSHUFINDI	14
1.8	SITUACIÓN ACTUAL DEL CAMPO SHUSHUFINDI.....	17
1.8.1	ESTADO ACTUAL DE LA PRODUCCIÓN POR ESTACIONES Y SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL.....	19
CAPÍTULO 2.....		25
DETERMINACIÓN DE LAS ZONAS NO DRENADAS Y DE LAS CARACTERÍSTICAS PETROFÍSICAS Y DE FLUIDOS DEL CAMPO SHUSHUFINDI.....		25
2.1.	DETERMINACIÓN DE LAS ZONAS NO DRENADAS.	25
2.1.1.	MAPAS DE MOVIMIENTO	25
2.1.1.1.	MAPAS DE BURBUJA.....	25
2.2.	CARACTERÍSTICAS PETROFÍSICAS DE LAS ARENAS PRODUCTORAS.....	35
2.2.1.	PROPIEDADES PETROFÍSICAS.....	36
2.2.1.1.	POROSIDAD.....	36
2.2.1.1.1.	POROSIDAD EFECTIVA.....	36
2.2.1.1.2.	POROSIDAD ABSOLUTA	37
2.2.1.2.	PERMEABILIDAD	37
2.2.1.1.1.	PERMEABILIDAD ABSOLUTA.....	38
2.2.1.1.2.	PERMEABILIDAD EFECTIVA (KE)	38
2.2.1.1.3.	PERMEABILIDAD RELATIVA.....	39
2.2.1.3.	FACTORES QUE AFECTAN A LA POROSIDAD Y PERMEABILIDAD.....	40
2.2.1.4.	SATURACIÓN DE LOS FLUIDOS	43

2.2.1.5. CAPILARIDAD	44
2.2.1.6. HUMECTABILIDAD	45
2.2.2. PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS	45
2.2.2.1. FACTOR VOLUMÉTRICO	45
2.2.2.1.1. FACTOR VOLUMÉTRICO DEL PETRÓLEO	45
2.2.2.1.2. FACTOR VOLUMÉTRICO DEL GAS	46
2.2.2.1.3. FACTOR VOLUMÉTRICO DE FORMACIÓN TOTAL	46
2.2.2.2. VISCOSIDAD DEL AGUA Y DEL PETRÓLEO	47
2.2.2.3. RAZÓN DE MOVILIDADES	48
2.2.2.4. COMPRESIBILIDAD	49
2.2.2.5. FACTOR DE RECOBRO DEL PETRÓLEO	50
2.3. DETERMINACIÓN DE LAS CARACTERÍSTICAS PETROFÍSICAS	50
2.3.1. ANÁLISIS DE NÚCLEOS	51
2.3.2. REGISTROS ELÉCTRICOS CORRIDOS EN LOS POZOS	51
2.3.2.1. REGISTRO SP, GR, MICROLOG, CALIPER	52
2.3.2.2. REGISTRO INDUCCIÓN, DIL, MSFL	53
2.3.2.3. REGISTRO NEUTRÓN, SÓNICO, DENSIDAD	53
2.3.2.4. REGISTROS CBL, VDL, CCL	54
2.4. CARACTERÍSTICAS DE LAS ARENAS PRODUCTORAS	54
2.5. CARACTERÍSTICAS Y PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS	54
CAPITULO 3.....	56
CÁLCULO DE RESERVAS Y UBICACIÓN DE POZOS DE RELLENO EN EL CAMPO SHUSHUFINDI.	56
3.1. CÁLCULO DE RESERVAS	56
3.1.1. PETRÓLEO ORIGINAL EN SITIO (POES).....	56
3.1.2. RESERVAS	56

3.1.2.1.	RESERVAS PROBADAS.....	57
3.1.2.2.	RESERVAS PROBABLES.....	57
3.1.2.3.	RESERVAS POSIBLES.....	57
3.1.2.4.	RESERVAS REMANENTES.....	58
3.1.3.	TIPOS DE EMPUJE.....	58
3.1.4.	CÁLCULO DE RESERVAS.....	58
3.1.4.1.	MÉTODO VOLUMÉTRICO.....	58
3.1.4.1.1.	DETERMINACIÓN DEL ÁREA DE DRENAJE.....	59
3.1.4.1.2.	DETERMINACIÓN DE LAS RESERVAS ORIGINALES (N).....	60
3.1.4.2.	CURVAS DE DECLINACIÓN.....	60
3.1.4.2.1.	TIPOS DE CURVAS DE DECLINACIÓN.....	61
3.1.4.2.1.1.	DECLINACIÓN EXPONENCIAL.....	61
3.1.4.2.1.2.	DECLINACIÓN HIPERBÓLICA.....	61
3.1.4.2.1.3.	DECLINACIÓN ARMÓNICA.....	62
3.1.4.2.2.	DETERMINACIÓN DEL TIPO DE DECLINACIÓN.....	62
3.1.4.3.	PROCEDIMIENTO.....	63
3.2.	UBICACIÓN DE POZOS DE RELLENO EN EL CAMPO SHUSHUFINDI.....	69
3.2.1.	POZO DE RELLENO.....	69
3.2.2.	HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO SHUSHUFINDI.....	70
3.2.2.1.	HISTORIAL DE PRODUCCIÓN POR RESERVORIO.....	74
3.2.3.	HISTORIAL DE PRESIONES DEL CAMPO SHUSHUFINDI.....	83
3.2.3.1.	ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DE PRESIÓN DE LA ARENA U.....	85
3.2.3.2.	ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DE PRESIÓN DE LA ARENA T.....	87
3.2.4.	ANÁLISIS DE LA PRODUCCIÓN Y PRESIÓN.....	88

3.2.4.1. POZO DE RELLENO N°1: PRELL1	88
3.2.4.1.1. ANÁLISIS DEL POZO SSF-077.....	89
3.2.4.1.1.1. ANÁLISIS DE PRESIÓN DEL POZO SSF-077	89
3.2.4.1.1.2. ANÁLISIS DE PRODUCCIÓN DEL POZO SSF-077	90
3.2.4.1.1.3. ANÁLISIS DE RESERVAS DEL POZO SSF-077	92
3.2.4.1.2. ANÁLISIS DEL POZO SSF-083.....	94
3.2.4.1.2.1. ANÁLISIS DE PRESIÓN DEL POZO SSF-083	94
3.2.4.1.2.2. ANÁLISIS DE PRODUCCIÓN DEL POZO SSF-083	95
3.2.4.1.2.3. ANÁLISIS DE RESERVAS DEL POZO SSF-083	97
3.2.4.1.3. ANÁLISIS DEL POZO SSF-102H.....	99
3.2.4.1.3.1. ANÁLISIS DE PRESIÓN DEL POZO SSF-102H.....	99
3.2.4.1.3.2. ANÁLISIS DE PRODUCCIÓN DEL POZO SSF-102H.....	100
3.2.4.1.3.3. ANÁLISIS DE RESERVAS DEL POZO SSF-102H	102
3.2.4.1.4. ANÁLISIS DEL POZO SSF-109D	104
3.2.4.1.4.1. ANÁLISIS DE PRESIÓN DEL POZO SSF-109D	104
3.2.4.1.4.2. ANÁLISIS DE PRODUCCIÓN DEL POZO SSF-109D.....	105
3.2.4.1.4.3. ANÁLISIS DE RESERVAS DEL POZO SSF-109D	107
3.2.4.2. POZO DE RELLENO N°2: PRELL2	109
3.2.4.2.1. ANÁLISIS DEL POZO SSF-020B	110
3.2.4.2.1.1. ANÁLISIS DE PRESIÓN DEL POZO SSF-020B	110
3.2.4.2.1.2. ANÁLISIS DE PRODUCCIÓN DEL POZO SSF-020B.....	111
3.2.4.2.1.3. ANÁLISIS DE RESERVAS DEL POZO SSF-020B.....	113
3.2.4.2.2. ANÁLISIS DEL POZO SSF-073.....	116
3.2.4.2.2.1. ANÁLISIS DE PRESIÓN DEL POZO SSF-073	116
3.2.4.2.2.2. ANÁLISIS DE PRODUCCIÓN DEL POZO SSF-073	117
3.2.4.2.2.3. ANÁLISIS DE RESERVAS DEL POZO SSF-073	118
3.2.4.2.3. ANÁLISIS DEL POZO SSF-096H.....	121
3.2.4.2.3.1. ANÁLISIS DE PRESIÓN DEL POZO SSF-096H	121
3.2.4.2.3.2. ANÁLISIS DE PRODUCCIÓN DEL POZO SSF-096H.....	122
3.2.4.2.3.3. ANÁLISIS DE RESERVAS DEL POZO SSF-096H	124
3.2.4.2.4. ANÁLISIS DEL POZO SSF-134D	126

3.2.4.2.4.1. ANÁLISIS DE PRESIÓN DEL POZO SSF-134D	126
3.2.4.2.4.2. ANÁLISIS DE PRODUCCIÓN DEL POZO SSF-134D.....	127
3.2.4.2.4.3. ANÁLISIS DE RESERVAS DEL POZO SSF-134D	129
3.2.4.3. POZO DE RELLENO N°3: PRELL3	130
3.2.4.3.1. ANÁLISIS DEL POZO SSF-022B	131
3.2.4.3.1.1. ANÁLISIS DE PRESIÓN DEL POZO SSF-022B	131
3.2.4.3.1.2. ANÁLISIS DE PRODUCCIÓN DEL POZO SSF-022B.....	132
3.2.4.3.1.3. ANÁLISIS DE RESERVAS DEL POZO SSF-022B.....	134
3.2.4.3.2. ANÁLISIS DEL POZO SSF-075.....	136
3.2.4.3.2.1. ANÁLISIS DE PRESIÓN DEL POZO SSF-075	136
3.2.4.3.2.2. ANÁLISIS DE PRODUCCIÓN DEL POZO SSF-075.....	137
3.2.4.3.2.3. ANÁLISIS DE RESERVAS DEL POZO SSF-075	139
3.2.4.3.3. ANÁLISIS DEL POZO SSF-082.....	141
3.2.4.3.3.1. ANÁLISIS DE PRESIÓN DEL POZO SSF-082	141
3.2.4.3.3.2. ANÁLISIS DE PRODUCCIÓN DEL POZO SSF-082	141
3.2.4.3.3.3. ANÁLISIS DE RESERVAS DEL POZO SSF-082	144
3.2.4.3.4. ANÁLISIS DEL POZO SSF-097.....	146
3.2.4.3.4.1. ANÁLISIS DE PRESIÓN DEL POZO SSF-097	146
3.2.4.3.4.2. ANÁLISIS DE PRODUCCIÓN DEL POZO SSF-097	148
3.2.4.3.4.3. ANÁLISIS DE RESERVAS DEL POZO SSF-097	149
3.2.4.4. POZO DE RELLENO N°4: PRELL4	151
3.2.4.4.1. ANÁLISIS DEL POZO SSF-002.....	151
3.2.4.4.1.1. ANÁLISIS DE PRESIÓN DEL POZO SSF-002	151
3.2.4.4.1.2. ANÁLISIS DE PRODUCCIÓN DEL POZO SSF-002	152
3.2.4.4.1.3. ANÁLISIS DE RESERVAS DEL POZO SSF-002	155
3.2.4.4.2. ANÁLISIS DEL POZO SSF-007.....	158
3.2.4.4.2.1. ANÁLISIS DE PRESIÓN DEL POZO SSF-007	158
3.2.4.4.2.2. ANÁLISIS DE PRODUCCIÓN DEL POZO SSF-007	159
3.2.4.4.2.3. ANÁLISIS DE RESERVAS DEL POZO SSF-007	160
3.2.4.4.3. ANÁLISIS DEL POZO SSF-045B	162
3.2.4.4.3.1. ANÁLISIS DE PRESIÓN DEL POZO SSF-045B	162

3.2.4.4.3.2. ANÁLISIS DE PRODUCCIÓN DEL POZO SSF-045B.....	163
3.2.4.4.3.3. ANÁLISIS DE RESERVAS DEL POZO SSF-045B.....	165
3.2.4.4.4. ANÁLISIS DEL POZO SSF-122D	167
3.2.4.4.4.1. ANÁLISIS DE PRESIÓN DEL POZO SSF-122D	167
3.2.4.4.4.2. ANÁLISIS DE PRODUCCIÓN DEL POZO SSF-122D.....	168
3.2.4.4.4.3. ANÁLISIS DE RESERVAS DEL POZO SSF-122D	170
3.2.4.5. POZO DE RELLENO N°5: PRELL5	171
3.2.4.5.1. ANÁLISIS DEL POZO SSF-074.....	172
3.2.4.5.1.1. ANÁLISIS DE PRESIÓN DEL POZO SSF-074	172
3.2.4.5.1.2. ANÁLISIS DE PRODUCCIÓN DEL POZO SSF-074	172
3.2.4.5.1.3. ANÁLISIS DE RESERVAS DEL POZO SSF-074	174
3.2.4.5.2. ANÁLISIS DEL POZO SSF-084.....	177
3.2.4.5.2.1. ANÁLISIS DE PRESIÓN DEL POZO SSF-084	177
3.2.4.5.2.2. ANÁLISIS DE PRODUCCIÓN DEL POZO SSF-084	178
3.2.4.5.2.3. ANÁLISIS DE RESERVAS DEL POZO SSF-084	179
3.2.4.5.3. ANÁLISIS DEL POZO SSF-089.....	181
3.2.4.5.3.1. ANÁLISIS DE PRESIÓN DEL POZO SSF-089	181
3.2.4.5.3.2. ANÁLISIS DE PRODUCCIÓN DEL POZO SSF-089.....	183
3.2.4.5.3.3. ANÁLISIS DE RESERVAS DEL POZO SSF-089	184
3.2.4.5.4. ANÁLISIS DEL POZO SSF-140D	186
3.2.4.5.4.1. ANÁLISIS DE PRESIÓN DEL POZO SSF-140D	186
3.2.4.5.4.2. ANÁLISIS DE PRODUCCIÓN DEL POZO SSF-140D.....	187
3.2.4.5.4.3. ANÁLISIS DE RESERVAS DEL POZO SSF-140D	189
3.2.5. ANÁLISIS DE INTERFERENCIA DE POZOS	190
3.2.6. COORDENADAS DE LOS POZOS DE RELLENO PROPUESTOS.....	193
3.2.7. PARÁMETROS DE LOS POZOS DE RELLENO PROPUESTOS.....	193
3.2.8. PARÁMETROS REQUERIDOS PARA EL CÁLCULO DE RESERVAS DE LOS POZOS DE RELLENO.....	194

3.2.8.1. ÁREA DE DRENAJE DEL POZO DE RELLENO	194
3.2.8.2. PARÁMETROS PETROFÍSICOS	195
3.2.8.3. FACTOR DE RECOBRO DE LAS ARENAS PRODUCTORAS.....	196
3.2.8.4. FACTOR VOLUMÉTRICO DEL PETRÓLEO	196
3.2.9. CÁLCULO DE RESERVAS ESTIMADAS DE LOS POZOS DE RELLENO.....	196
CAPÍTULO 4.....	198
PROYECCIÓN DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO SHUSHUFINDI	198
4.1 PROYECCIÓN DE PRODUCCIÓN PARA EL POZO DE RELLENO PRELL1	199
4.2 PROYECCIÓN DE PRODUCCIÓN PARA EL POZO DE RELLENO PRELL2.....	201
4.3 PROYECCIÓN DE PRODUCCIÓN PARA EL POZO DE RELLENO PRELL3.....	202
4.4 PROYECCIÓN DE PRODUCCIÓN PARA EL POZO DE RELLENO PRELL4.....	204
4.5 PROYECCIÓN DE PRODUCCIÓN PARA EL POZO DE RELLENO PRELL5.....	205
CAPÍTULO 5.....	207
ANÁLISIS ECONÓMICO.....	207
5.1 COSTOS DE PERFORACIÓN	207
5.2 COSTOS DE PRODUCCIÓN	209
5.3 INGRESOS DEL PROYECTO.....	209
5.4 INDICADORES FINANCIEROS	210
5.4.1 FLUJO NETO DE CAJA	210
5.4.2 VALOR ACTUAL NETO (VAN).....	211
5.4.3 TASA INTERNA DE RETORNO (TIR).....	212

5.4.4 ANÁLISIS ECONÓMICO DE LOS POZOS DE RELLENO.....	213
5.4.4.1 POZO DE RELLENO PRELL1	213
5.4.4.2 POZO DE RELLENO PRELL2	214
5.4.4.3 POZO DE RELLENO PRELL3	216
5.4.4.4 POZO DE RELLENO PRELL4	218
5.4.4.5 POZO DE RELLENO PRELL5	220
CAPITULO 6.....	223
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	223
6.1 CONCLUSIONES	223
6.2 RECOMENDACIONES.....	225
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	227
ANEXOS.....	229

ÍNDICE DE TABLAS

CAPÍTULO 1

TABLA 1.1 COMPORTAMIENTO DE PRESIÓN DE LAS ARENAS DEL CAMPO SHUSHUFINDI.....	9
TABLA 1.2 PRODUCCIÓN DE FLUIDO POR ESTACIONES DEL CAMPO SHUSHUFINDI.....	17
TABLA 1.3 PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO POR TIPO DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL.....	18
TABLA 1.4 FORECAST DEL CAMPO SHUSHUFINDI DEL 12 DE NOVIEMBRE DEL 2012.....	20

CAPÍTULO 2

TABLA 2.1 CALIDAD DE LA ROCA EN FUNCIÓN DE LA POROSIDAD	36
TABLA 2.2 CLASIFICACIÓN DEL FACTOR DE RECOBRO	50
TABLA 2.3 CARACTERÍSTICAS DE LAS ARENAS PRODUCTORAS.....	54
TABLA 2.4 CARACTERÍSTICAS DE LOS FLUIDOS	55

CAPÍTULO 3

TABLA 3.1 RESERVAS PROBADAS Y REMANENTES DEL CAMPO SHUSHUFINDI.....	69
TABLA 3.2 HISTORIA DE PRODUCCIÓN PROMEDIO POR AÑO DEL RESERVORIO BASAL TENA	74
TABLA 3.3 HISTORIA DE PRODUCCIÓN PROMEDIO POR AÑO DEL RESERVORIO U.....	77
TABLA 3.4 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN PROMEDIO POR AÑO DEL RESERVORIO T	80
TABLA 3.5 VARIACIÓN DE LA PRESIÓN PROMEDIO EN LOS RESERVORIOS U Y T.....	84
TABLA 3.6 COMPORTAMIENTO DE PRESIÓN EN EL POZO SSF-077.....	90
TABLA 3.7 COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN ANUAL DEL POZO SSF-077	92

TABLA 3.8 RESERVAS PROBADAS Y REMANENTES DEL POZO	
SSF-077	94
TABLA 3.9 COMPORTAMIENTO DE PRESIÓN EN EL POZO SSF-083.	94
TABLA 3.10 COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN ANUAL DEL POZO	
SSF-083.....	97
TABLA 3.11 RESERVAS PROBADAS Y REMANENTES DEL POZO	
SSF-083	99
TABLA 3.12 COMPORTAMIENTO DE PRESIÓN EN EL POZO SSF-102H.....	99
TABLA 3.13 COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN ANUAL DEL POZO	
SSF-102H.....	102
TABLA 3.14 RESERVAS PROBADAS Y REMANENTES DEL POZO	
SSF-102H.....	103
TABLA 3.15 COMPORTAMIENTO DE PRESIÓN EN EL POZO SSF-109D.....	104
TABLA 3.16 COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN ANUAL DEL POZO	
SSF-109D.....	108
TABLA 3.17 RESERVAS PROBADAS Y REMANENTES DEL POZO	
SSF-109D.....	109
TABLA 3.18 COMPORTAMIENTO DE PRESIÓN EN EL POZO SSF-020B.....	110
TABLA 3.19 COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN ANUAL DEL POZO	
SSF-020B.....	114
TABLA 3.20 RESERVAS PROBADAS Y REMANENTES DEL POZO	
SSF-020B.....	116
TABLA 3.21 COMPORTAMIENTO DE PRESIÓN EN EL POZO SSF-073.	116
TABLA 3.22 COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN ANUAL DEL POZO	
SSF-073	119
TABLA 3.23 RESERVAS PROBADAS Y REMANENTES DEL POZO	
SSF-073	121
TABLA 3.24 COMPORTAMIENTO DE PRESIÓN EN EL POZO SSF-096H.....	121
TABLA 3.25 COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN ANUAL DEL POZO	
SSF-096H.....	125
TABLA 3.26 RESERVAS PROBADAS Y REMANENTES DEL POZO	
SSF-096H.....	126

TABLA 3.27 COMPORTAMIENTO DE PRESIÓN EN EL POZO	
SSF-134D.....	126
TABLA 3.28 COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN ANUAL DEL POZO	
SSF-134D.....	129
TABLA 3.29 RESERVAS PROBADAS Y REMANENTES DEL POZO	
SSF-134D.....	130
TABLA 3.30 COMPORTAMIENTO DE PRESIÓN EN EL POZO SSF-022B.....	131
TABLA 3.31 COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN ANUAL DEL POZO	
SSF-022B.....	134
TABLA 3.32 RESERVAS PROBADAS Y REMANENTES DEL POZO	
SSF-022B.....	136
TABLA 3.33 COMPORTAMIENTO DE PRESIÓN EN EL POZO SSF-075.	136
TABLA 3.34 COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN ANUAL DEL POZO	
SSF-075	139
TABLA 3.35 RESERVAS PROBADAS Y REMANENTES DEL POZO	
SSF-075	140
TABLA 3.36 COMPORTAMIENTO DE PRESIÓN EN EL POZO SSF-082.	141
TABLA 3.37 COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN ANUAL DEL POZO	
SSF-082.....	144
TABLA 3.38 RESERVAS PROBADAS Y REMANENTES DEL POZO	
SSF-082	146
TABLA 3.39 COMPORTAMIENTO DE PRESIÓN EN EL POZO SSF-097.	147
TABLA 3.40 COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN ANUAL DEL POZO	
SSF-097	149
TABLA 3.41 RESERVAS PROBADAS Y REMANENTES DEL POZO	
SSF-097	150
TABLA 3.42 COMPORTAMIENTO DE PRESIÓN EN EL POZO SSF-002	152
TABLA 3.43 COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN ANUAL DEL POZO	
SSF-002	155
TABLA 3.44 RESERVAS PROBADAS Y REMANENTES DEL POZO	
SSF-002	157
TABLA 3.45 COMPORTAMIENTO DE PRESIÓN EN EL POZO SSF-007	158

TABLA 3.46 COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN ANUAL DEL POZO	
SSF-007	160
TABLA 3.47 RESERVAS PROBADAS Y REMANENTES DEL POZO	
SSF-007	162
TABLA 3.48 COMPORTAMIENTO DE PRESIÓN EN EL POZO SSF-045B.....	162
TABLA 3.49 COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN ANUAL DEL POZO	
SSF-045B.....	165
TABLA 3.50 RESERVAS PROBADAS Y REMANENTES DEL POZO	
SSF-045B.....	167
TABLA 3.51 COMPORTAMIENTO DE PRESIÓN EN EL POZO SSF-122D.....	167
TABLA 3.52 COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN ANUAL DEL POZO	
SSF-122D.....	170
TABLA 3.53 RESERVAS PROBADAS Y REMANENTES DEL POZO	
SSF-122D.....	171
TABLA 3.54 COMPORTAMIENTO DE PRESIÓN EN EL POZO SSF-074	172
TABLA 3.55 COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN ANUAL DEL POZO	
SSF-074.....	175
TABLA 3.56 RESERVAS PROBADAS Y REMANENTES DEL POZO	
SSF-074	176
TABLA 3.57 COMPORTAMIENTO DE PRESIÓN EN EL POZO SSF-084	177
TABLA 3.58 COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN ANUAL DEL POZO	
SSF-084	180
TABLA 3.59 RESERVAS PROBADAS Y REMANENTES DEL POZO	
SSF-084	181
TABLA 3.60 COMPORTAMIENTO DE PRESIÓN EN EL POZO SSF-089	182
TABLA 3.61 COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN ANUAL DEL POZO	
SSF-089	185
TABLA 3.62 RESERVAS PROBADAS Y REMANENTES DEL POZO	
SSF-089	186
TABLA 3.63 COMPORTAMIENTO DE PRESIÓN EN EL POZO SSF-140D.....	186
TABLA 3.64 COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN ANUAL DEL POZO	
SSF-140D.....	189

TABLA 3.65 RESERVAS PROBADAS Y REMANENTES DEL POZO SSF-140D.....	190
TABLA 3.66 INTERFERENCIA DE POZOS DE RELLENO PROPUESTOS.....	193
TABLA 3.67 COORDENADAS DE LOS POZOS DE RELLENO	193
TABLA 3.68 PARÁMETROS DE LOS POZOS DE RELLENO	194
TABLA 3.69 ÁREAS DE DRENAJE DE LOS POZOS DE RELLENO	195
TABLA 3.70 CORRELACIÓN DE PARÁMETROS PARA EL POZO DE RELLENO PRELL1	196
TABLA 3.71 PARÁMETROS PETROFÍSICOS DE LOS POZOS DE RELLENO.....	196
TABLA 3.72 RESERVAS ESTIMADAS DE LOS POZOS DE RELLENO	197

CAPÍTULO 4

TABLA 4.1 CAUDALES INICIALES DE LOS POZOS DE RELLENO	199
TABLA 4.2 PROYECCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DEL POZO DE RELLENO PRELL1	200
TABLA 4.3 PROYECCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DEL POZO DE RELLENO PRELL2	201
TABLA 4.4 PROYECCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DEL POZO DE RELLENO PRELL3	203
TABLA 4.5 PROYECCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DEL POZO DE RELLENO PRELL4	204
TABLA 4.6 PROYECCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DEL POZO DE RELLENO PRELL5	206

CAPÍTULO 5

TABLA 5.1 COSTO ESTIMADO DE PERFORACIÓN Y COMPLETACIÓN DE UN POZO DIRECCIONAL.....	208
TABLA 5.2 CRONOGRAMA DE PERFORACIONES	209

TABLA 5.3 ANÁLISIS ECONÓMICO DEL POZO DE RELLENO PRELL1	213
TABLA 5.4 ANÁLISIS ECONÓMICO DEL POZO DE RELLENO PRELL2.....	215
TABLA 5.5 ANÁLISIS ECONÓMICO DEL POZO DE RELLENO PRELL3.....	217
TABLA 5.6 ANÁLISIS ECONÓMICO DEL POZO DE RELLENO PRELL4.....	219
TABLA 5.7 ANÁLISIS ECONÓMICO DEL POZO DE RELLENO PRELL5.....	221

ÍNDICE DE FIGURAS

CAPÍTULO 1

FIGURA 1.1 UBICACIÓN DEL CAMPO SHUSHUFINDI	3
FIGURA 1.2 REGIONES DE PRESIÓN DE LA ARENA U.....	10
FIGURA 1.3 MAPA ISOBÁRICO ARENA “U”	15
FIGURA 1.4 MAPA ISOBÁRICO ARENA “T”	16

CAPÍTULO 2

FIGURA 2.1 MAPA DE BURBUJA - PRODUCCIÓN ACUMULADA DE PETRÓLEO – AGUARICO ARENA U.....	26
FIGURA 2.2 MAPA DE BURBUJA - PRODUCCIÓN ACUMULADA DE PETRÓLEO – AGUARICO ARENA T	27
FIGURA 2.3 MAPA DE BURBUJA - PRODUCCIÓN ACUMULADA DE PETRÓLEO – SHUSHUFINDI CENTRAL ARENA U	28
FIGURA 2.4 MAPA DE BURBUJA - PRODUCCIÓN ACUMULADA DE PETRÓLEO – SHUSHUFINDI CENTRAL ARENA T	29
FIGURA 2.5 MAPA DE BURBUJA - PRODUCCIÓN ACUMULADA DE PETRÓLEO – SHUSHUFINDI NORTE ARENA U	30
FIGURA 2.6 MAPA DE BURBUJA - PRODUCCIÓN ACUMULADA DE PETRÓLEO – SHUSHUFINDI NORTE ARENA T	31
FIGURA 2.7 MAPA DE BURBUJA - PRODUCCIÓN ACUMULADA DE PETRÓLEO – SHUSHUFINDI SUR ARENA U	32
FIGURA 2.8 MAPA DE BURBUJA - PRODUCCIÓN ACUMULADA DE PETRÓLEO – SHUSHUFINDI SUR ARENA T	33
FIGURA 2.9 MAPA DE BURBUJA - PRODUCCIÓN ACUMULADA DE PETRÓLEO – SHUSHUFINDI SUR OESTE ARENA U	34
FIGURA 2.10 MAPA DE BURBUJA - PRODUCCIÓN ACUMULADA DE PETRÓLEO – SHUSHUFINDI SUR OESTE ARENA T	35

CAPÍTULO 3

FIGURA 3.1 MAPA BASE CAMPO SHUSHUFINDI – ARENA “BASAL TENA” ...	63
FIGURA 3.2 FLOW MODEL.....	64

FIGURA 3.3 FORECAST	65
FIGURA 3.4 PRODUCCIONES ACUMULADAS.....	89
FIGURA 3.5 PRODUCCIONES ACUMULADAS.....	109
FIGURA 3.6 PRODUCCIONES ACUMULADAS.....	130
FIGURA 3.7 PRODUCCIONES ACUMULADAS.....	151
FIGURA 3.8 PRODUCCIONES ACUMULADAS.....	171

ÍNDICE DE GRÁFICAS

CAPÍTULO 1

GRÁFICA 1.1 PRESIONES RESTAURADAS Y ESTÁTICAS CORREGIDAS AL DATUM (SSTVD =8515 PIES) EN FUNCIÓN DEL TIEMPO, REGIÓN NOR-ESTE ARENA U.	11
GRÁFICA 1.2 PRESIONES RESTAURADAS Y ESTÁTICAS CORREGIDAS AL DATUM (SSTVD =8515 PIES) EN FUNCIÓN DEL TIEMPO, REGIÓN CENTRO - ARENA US VS UI.....	12
GRÁFICA 1.3 PRESIONES RESTAURADAS Y ESTÁTICAS CORREGIDAS AL DATUM (SSTVD =8515 PIES) EN FUNCIÓN DEL TIEMPO, REGIÓN CENTRO-CENTRO 1-ARENA U.	13
GRÁFICA 1.4 PRESIONES RESTAURADAS Y ESTÁTICAS CORREGIDAS AL DATUM (SSTVD =8515 PIES) EN FUNCIÓN DEL TIEMPO, ARENA T.	14
GRÁFICA 1.5 PRODUCCIÓN POR SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO EN EL CAMPO SHUSHUFINDI	19

CAPÍTULO 2

GRÁFICA 2.1 CURVAS DE PERMEABILIDADES RELATIVAS AGUA – PETRÓLEO.....	41
--	----

CAPÍTULO 3

GRÁFICA 3.1 CAMPO SHUSHUFINDI – ARENA BASAL TENA	66
GRÁFICA 3.2 CAMPO SHUSHUFINDI – ARENA “U”	67
GRÁFICA 3.3 CAMPO SHUSHUFINDI – ARENA “T”.....	68
GRÁFICA 3.4 PERFIL DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO SHUSHUFINDI.....	72
GRÁFICA 3.5 PRODUCCIÓN ACUMULADA DEL CAMPO SHUSHUFINDI.....	73
GRÁFICA 3.6 PERFIL DE PRODUCCIÓN DEL RESERVORIO BASAL TENA.....	76
GRÁFICA 3.7 PRODUCCIÓN ACUMULADA DEL RESERVORIO BASAL TENA.....	76
GRÁFICA 3.8 PERFIL DE PRODUCCIÓN DEL RESERVORIO U	79

GRÁFICA 3.9 PRODUCCIÓN ACUMULADA DEL RESERVORIO U	79
GRÁFICA 3.10 PERFIL DE PRODUCCIÓN DEL RESERVORIO U	82
GRÁFICA 3.11 PRODUCCIÓN ACUMULADA DEL RESERVORIO U	83
GRÁFICA 3.12 HISTORIA DE LAS PRESIONES DE LA ARENA U	86
GRÁFICA 3.13 HISTORIA DE LAS PRESIONES DE LA ARENA T	87
GRÁFICA 3.14 COMPORTAMIENTO DE PRESIÓN DEL POZO SSF-077	90
GRÁFICA 3.15 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO SSF-077	91
GRÁFICA 3.16 PRODUCCIÓN ACUMULADA DEL POZO SSF-077	92
GRÁFICA 3.17 LÍNEA DE TENDENCIA DE DECLINACIÓN DE PRODUCCIÓN SSF-077	93
GRÁFICA 3.18 COMPORTAMIENTO DE PRESIÓN EN EL POZO SSF-083	95
GRÁFICA 3.19 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO SSF-083	96
GRÁFICA 3.20 PRODUCCIÓN ACUMULADA DEL POZO SSF-083	97
GRÁFICA 3.21 LÍNEA DE TENDENCIA DE DECLINACIÓN DE PRODUCCIÓN SSF-083	98
GRÁFICA 3.22 COMPORTAMIENTO DE PRESIÓN EN EL POZO SSF-102H	100
GRÁFICA 3.23 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO SSF-102H	101
GRÁFICA 3.24 PRODUCCIÓN ACUMULADA DEL POZO SSF-102H	101
GRÁFICA 3.25 LÍNEA DE TENDENCIA DE DECLINACIÓN DE PRODUCCIÓN SSF-102H	103
GRÁFICA 3.26 COMPORTAMIENTO DE PRESIÓN EN EL POZO SSF-109D	105
GRÁFICA 3.27 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO SSF-109D	106
GRÁFICA 3.28 PRODUCCIÓN ACUMULADA DEL POZO SSF-109D	107
GRÁFICA 3.29 LÍNEA DE TENDENCIA DE DECLINACIÓN DE PRODUCCIÓN SSF-109D	108
GRÁFICA 3.30 COMPORTAMIENTO DE PRESIÓN EN EL POZO SSF-020B	111
GRÁFICA 3.31 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO SSF-020B	112
GRÁFICA 3.32 PRODUCCIÓN ACUMULADA DEL POZO SSF-020B	113
GRÁFICA 3.33 LÍNEA DE TENDENCIA DE DECLINACIÓN DE PRODUCCIÓN SSF-020B	115

GRÁFICA 3.34 COMPORTAMIENTO DE PRESIÓN EN EL POZO SSF-073.....	117
GRÁFICA 3.35 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO SSF-073.....	118
GRÁFICA 3.36 PRODUCCIÓN ACUMULADA DEL POZO SSF-073.....	119
GRÁFICA 3.37 LÍNEA DE TENDENCIA DE DECLINACIÓN DE PRODUCCIÓN SSF-073.....	120
GRÁFICA 3.38 COMPORTAMIENTO DE PRESIÓN EN EL POZO SSF-096H.....	122
GRÁFICA 3.39 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO SSF-096H	123
GRÁFICA 3.40 PRODUCCIÓN ACUMULADA DEL POZO SSF-096H.....	124
GRÁFICA 3.41 LÍNEA DE TENDENCIA DE DECLINACIÓN DE PRODUCCIÓN SSF-096H	125
GRÁFICA 3.42 COMPORTAMIENTO DE PRESIÓN EN EL POZO SSF-134D.....	127
GRÁFICA 3.43 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO SSF-134D	128
GRÁFICA 3.44 PRODUCCIÓN ACUMULADA DEL POZO SSF-134D.....	128
GRÁFICA 3.45 LÍNEA DE TENDENCIA DE DECLINACIÓN DE PRODUCCIÓN SSF-134D	129
GRÁFICA 3.46 COMPORTAMIENTO DE PRESIÓN EN EL POZO SSF-022B.....	132
GRÁFICA 3.47 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO SSF-022B	133
GRÁFICA 3.48 PRODUCCIÓN ACUMULADA DEL POZO SSF-022B.....	133
GRÁFICA 3.49 LÍNEA DE TENDENCIA DE DECLINACIÓN DE PRODUCCIÓN SSF-022B	135
GRÁFICA 3.50 COMPORTAMIENTO DE PRESIÓN EN EL POZO SSF-075	137
GRÁFICA 3.51 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO SSF-075.....	138
GRÁFICA 3.52 PRODUCCIÓN ACUMULADA DEL POZO SSF-075.....	138
GRÁFICA 3.53 LÍNEA DE TENDENCIA DE DECLINACIÓN DE PRODUCCIÓN SSF-075.....	140
GRÁFICA 3.54 COMPORTAMIENTO DE PRESIÓN EN EL POZO SSF-082	142
GRÁFICA 3.55 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO SSF-082.....	143

GRÁFICA 3.56 PRODUCCIÓN ACUMULADA DEL POZO SSF-082	144
GRÁFICA 3.57 LÍNEA DE TENDENCIA DE DECLINACIÓN DE PRODUCCIÓN SSF-082	146
GRÁFICA 3.58 COMPORTAMIENTO DE PRESIÓN EN EL POZO SSF-097	147
GRÁFICA 3.59 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO SSF-097	148
GRÁFICA 3.60 PRODUCCIÓN ACUMULADA DEL POZO SSF-097	149
GRÁFICA 3.61 LÍNEA DE TENDENCIA DE DECLINACIÓN DE PRODUCCIÓN SSF-097	150
GRÁFICA 3.62 COMPORTAMIENTO DE PRESIÓN EN EL POZO SSF-002	153
GRÁFICA 3.63 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO SSF-002	154
GRÁFICA 3.64 PRODUCCIÓN ACUMULADA DEL POZO SSF-002	155
GRÁFICA 3.65 LÍNEA DE TENDENCIA DE DECLINACIÓN DE PRODUCCIÓN SSF-002	157
GRÁFICA 3.66 COMPORTAMIENTO DE PRESIÓN EN EL POZO SSF-007	158
GRÁFICA 3.67 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO SSF-007	159
GRÁFICA 3.68 PRODUCCIÓN ACUMULADA DEL POZO SSF-007	160
GRÁFICA 3.69 LÍNEA DE TENDENCIA DE DECLINACIÓN DE PRODUCCIÓN SSF-007	161
GRÁFICA 3.70 COMPORTAMIENTO DE PRESIÓN EN EL POZO SSF-045B	163
GRÁFICA 3.71 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO SSF-045B	164
GRÁFICA 3.72 PRODUCCIÓN ACUMULADA DEL POZO SSF-045B	164
GRÁFICA 3.73 LÍNEA DE TENDENCIA DE DECLINACIÓN DE PRODUCCIÓN SSF-045B	166
GRÁFICA 3.74 COMPORTAMIENTO DE PRESIÓN EN EL POZO SSF-122D	168
GRÁFICA 3.75 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO SSF-122D	169
GRÁFICA 3.76 PRODUCCIÓN ACUMULADA DEL POZO SSF-122D	169
GRÁFICA 3.77 LÍNEA DE TENDENCIA DE DECLINACIÓN DE PRODUCCIÓN SSF-122D	170

GRÁFICA 3.78 COMPORTAMIENTO DE PRESIÓN EN EL POZO SSF-074	173
GRÁFICA 3.79 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO SSF-074.....	173
GRÁFICA 3.80 PRODUCCIÓN ACUMULADA DEL POZO SSF-074	174
GRÁFICA 3.81 LÍNEA DE TENDENCIA DE DECLINACIÓN DE PRODUCCIÓN SSF-074.....	176
GRÁFICA 3.82 COMPORTAMIENTO DE PRESIÓN EN EL POZO SSF-084	177
GRÁFICA 3.83 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO SSF-084.....	178
GRÁFICA 3.84 PRODUCCIÓN ACUMULADA DEL POZO SSF-084.....	179
GRÁFICA 3.85 LÍNEA DE TENDENCIA DE DECLINACIÓN DE PRODUCCIÓN SSF-084.....	181
GRÁFICA 3.86 COMPORTAMIENTO DE PRESIÓN EN EL POZO SSF-089.....	182
GRÁFICA 3.87 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO SSF-089.....	183
GRÁFICA 3.88 PRODUCCIÓN ACUMULADA DEL POZO SSF-089.....	184
GRÁFICA 3.89 LÍNEA DE TENDENCIA DE DECLINACIÓN DE PRODUCCIÓN SSF-089.....	185
GRÁFICA 3.90 COMPORTAMIENTO DE PRESIÓN EN EL POZO SSF-140D.....	187
GRÁFICA 3.91 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO SSF-140D	188
GRÁFICA 3.92 PRODUCCIÓN ACUMULADA DEL POZO SSF-140D.....	188
GRÁFICA 3.93 LÍNEA DE TENDENCIA DE DECLINACIÓN DE PRODUCCIÓN SSF-140D	189

CAPÍTULO 4

GRÁFICA 4.1 PERFIL DE PRODUCCIÓN DEL POZO DE RELLENO PRELL1	200
GRÁFICA 4.2 PERFIL DE PRODUCCIÓN DEL POZO DE RELLENO PRELL2.....	202
GRÁFICA 4.3 PERFIL DE PRODUCCIÓN DEL POZO DE RELLENO PRELL3.....	203

GRÁFICA 4.4 PERFIL DE PRODUCCIÓN DEL POZO DE RELLENO PRELL4	205
GRÁFICA 4.5 PERFIL DE PRODUCCIÓN DEL POZO DE RELLENO PRELL5	206
 CAPÍTULO 5	
GRÁFICA 5.1 PERIODO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN DEL POZO DE RELLENO PRELL1	214
GRÁFICA 5.2 PERIODO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN DEL POZO DE RELLENO PRELL2	216
GRÁFICA 5.3 PERIODO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN DEL POZO DE RELLENO PRELL3	218
GRÁFICA 5.4 PERIODO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN DEL POZO DE RELLENO PRELL4	220
GRÁFICA 5.5 PERIODO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN DEL POZO DE RELLENO PRELL5	222

ÍNDICE DE ANEXOS

ANEXO 1.1 MAPA ESTRUCTURAL U INFERIOR CAMPO SHUSHUFINDI.....	230
ANEXO 1.2 CORTE ESTRUCTURAL ESTRATIGRÁFICO SUR NORTE CAMPO SHUSHUFINDI.....	231
ANEXO 1.3 CORTE ESTRUCTURAL ESTRATIGRÁFICO OESTE ESTE CAMPO SHUSHUFINDI	232
ANEXO 1.4 ESPESOR DE ARENA RESERVORIO U INFERIOR.....	233
ANEXO 1.5 ESPESOR DE ARENA RESERVORIO T SUPERIOR	234
ANEXO 1.6 COLUMNA ESTRATIGRÁFICA DEL CAMPO SHUSHUFINDI.....	235
ANEXO 1.7 MAPA DE FACIES ARENISCA “U” SUPERIOR.....	236
ANEXO 1.8 MAPA DE FACIES ARENISCA “U” INFERIOR	237
ANEXO 1.9 MAPA DE FACIES ARENISCA “T” SUPERIOR	238
ANEXO 1.10 MAPA DE FACIES ARENISCA “T” INFERIOR.....	239
ANEXO 1.11 MAPA DE SATURACIÓN DE AGUA ARENA U INFERIOR.....	240
ANEXO 1.12 MAPA DE SATURACIÓN DE AGUA ARENA T INFERIOR.....	241

RESUMEN

Shushufindi es un campo maduro y con la finalidad de recuperar las reservas remanentes de sus arenas productoras, se ha visto la importancia de desarrollar este proyecto y realizar la ubicación de pozos de relleno que recobren el crudo de las zonas no drenadas del campo.

En el primer capítulo se describe las características generales del campo como una pequeña sinopsis histórica, la localización geográfica, la estructura y estratigrafía de sus reservorios, comportamiento de la presión y la situación actual del campo.

En el segundo capítulo se grafican los mapas tipo burbuja con producciones acumuladas de petróleo de las arenas productoras, se describen tanto las características de los reservorios como las propiedades de los fluidos y se determinan sus respectivos valores a través de análisis de núcleos y de registros eléctricos.

En el tercer capítulo se explica la clasificación de las reservas, los tipos de empuje, a la vez se muestra los métodos para el cálculo de las reservas y se procede a realizar un análisis completo de los pozos vecinos para ubicar los cinco pozos de relleno con el objetivo de incrementar la producción del campo Shushufindi, concluyendo con el cálculo de las reservas de estos pozos propuestos.

En el cuarto capítulo se muestra los caudales iniciales estimados de los pozos de relleno y se presentan las proyecciones de producción indicando el periodo de producción, la producción máxima diaria y la declinación de la producción. A la vez se muestra las gráficas de perfil de producción de cada pozo.

El quinto capítulo contiene el análisis económico del proyecto cuyo fin es el de establecer la rentabilidad del mismo a través de la aplicación de indicadores financieros como flujo de caja, valor actual neto, tasa interna de retorno y período

de recuperación de la inversión por medio del incremento de la producción de los pozos propuestos.

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

PRESENTACIÓN

El incremento de la producción y la actualización de las reservas del Campo Shushufindi es el objetivo de este proyecto mediante la perforación de pozos de relleno que son eficaces para lograr la recuperación de las reservas remanentes de los reservorios productores utilizando la información técnica de la empresa EP Petroecuador.

El presente proyecto inició su desarrollo a través de la recolección de la información desde el archivo de la compañía, datos como los historiales de producción, historiales de pruebas de presión BUILD UP y base de datos de producción para utilizar en el software OFM. Además de obtener información acerca de los costos aproximados de perforación de pozos direccionales a la profundidad de las arenas U y T.

Conforme el avance del proyecto se empleó el software Oilfield Manager para realizar mapas tipo burbuja que indican gráficamente la producción acumulada de crudo, para generar las reservas producidas y remanentes de cada pozo vecino, y además para obtener gráficas de la producción diaria y acumulada de los pozos vecinos.

Este proyecto presenta proyecciones de producción que han sido establecidas para conocer la producción futura de cada pozo de relleno y por ende del Campo y de esta forma lograr estimar cuánto sería el incremento de la producción con la adición de estos pozos.

Para finalizar el proyecto se elaboró una estimación económica a través del uso de indicadores financieros claves que se emplean para concluir si el proyecto es o no económicamente rentable.

CAPÍTULO 1

DESCRIPCIÓN Y ESTADO ACTUAL DEL CAMPO SHUSHUFINDI

1.1 INTRODUCCIÓN

El Campo Shushufindi fue descubierto por el Consorcio Texaco - Gulf en el año 1968 y está constituido por los campos Aguarico y Shushufindi. El campo empezó su proceso de desarrollo con la perforación del pozo SSF – 01 con una profundidad total de 9772 pies y fue completado oficialmente en enero de 1969. En la etapa de completación y pruebas iniciales se obtuvieron 2496 BPPD, con 26.6 °API en el reservorio “U”, y 2621 BPPD, con 32.5 °API del reservorio “T”. En abril de 1969, en la parte norte del Campo se completó el pozo exploratorio AGU-01, con una producción de 528 BPPD y una gravedad de 25,3 °API en la arenisca “U”. En Febrero de 1972 el programa de desarrollo inició con la producción de 5 pozos, finalizando el mismo con 19 pozos en producción con un acumulado de 5.744.283 BLS de petróleo; el campo está considerado como uno de los más antiguos de la cuenca del oriente ecuatoriano.

En el año 1984 se inició la inyección de agua desde la estación localizada en el pozo Shushufindi-40, se utilizó un arreglo periférico con 9 pozos inyectores; este sistema fue implementado para la recuperación secundaria aplicado a los reservorios “U” y “T”. En el año 1998 después de una evaluación técnica se suspendió el proyecto debido a la ausencia de resultados. La producción diaria del campo Shushufindi hasta el 31 de Octubre del 2012 es de 47067BLS de petróleo, produciendo 115 pozos, tiene una declinación a razón del 7% anual y la producción representa el 26% de la producción total de EP Petroecuador.

Se han extraído en alrededor de 40 años de actividad productiva 713'861.270 BLS de petróleo (31 de Octubre del 2012). Conservando a esta fecha un volumen de 95'082.150 BLS de reservas remanentes con una gravedad de 21 °API para Basal Tena, 28.50 °API para el reservorio "U" y 29.50° API para el reservorio "T"; con un porcentaje de Factor de Recobro Inicial de 24% (para "BT"), 51.12% (para "U"), y 53% (para "T") respectivamente. A la vez que posee un Factor de Recobro actual de 37.60% con referencia al volumen de petróleo original en sitio y de 72.74% con referencia a las reservas totales originales.

En el Campo Shushufindi, se han perforado 180 pozos de los cuales 102 pozos están fluyendo por diferentes métodos de levantamiento artificial, 29 pozos cerrados.

El Campo Shushufindi, se encuentra actualmente constituido por las siguientes estaciones de producción: Estación Central, Estación Norte, Estación Aguarico, Estación Sur y Estación Suroeste.

1.2 LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA

El campo Shushufindi se encuentra localizado en la provincia de Sucumbíos al nororiente de la región Amazónica del país, entre los meridianos 76 y 77 y entre la línea equinoccial y el paralelo sur 1; aproximadamente a 250 Km en dirección sureste de la ciudad de Quito y a 35Km al sur de la frontera con Colombia; al sur del Campo Atacapi, suroeste del Campo Libertador y al Noreste del Campo Sacha, como se muestra en la figura 1.1.

1.3 ESTRUCTURA

El Campo Shushufindi es parte de la Cuenca Cretácica Napo Media a Superior, su estructura es un anticlinal asimétrico, abrupto, alargado y fallado de bajo relieve de 30Km de largo en dirección norte-sur y un eje secundario en dirección este-oeste de 7km de ancho con un campo estimada de 43200 acres y con un cierre vertical de 370 pies.

Estructuralmente se encuentra localizado en el “foreland” andino, el mismo que se encuentra ubicado en el llamado Corredor “Sacha-Shushufindi” en la Cuenca Oriental del Ecuador. Su flanco occidental está limitado por un sistema de fallas transcurrentes.

Las mayores pendientes estructurales están asociadas con el flanco oriental de la estructura, mientras que los límites norte y sur, y el flanco oeste posee menos de un grado de inclinación. El mapa estructural del campo Shushufindi se muestra en el anexo 1.1.

1.4 LITOLOGÍA

Las litologías que se han logrado identificar en el Campo Shushufindi de los intervalos de interés económico son relevantes en toda la Cuenca. Las arenas predominantes como reservorio del campo están caracterizadas por ser principalmente de grano medio y en la mayoría de los casos totalmente impregnadas de petróleo.

Su color generalmente varía de blanco a café o a gris claro, con granos de cuarzo y además se caracterizan por la ausencia de matriz arcillosa u otros inhibidores de porosidad; sin embargo, se determinó caolinita y cemento calcáreo en las areniscas.

La Formación Napo se encuentra separada de U superior por alrededor de 600 pies de roca no reservorio, lutitas y la Caliza A en su base. A continuación se encuentra la unidad de arena U inferior por debajo de la U superior, la cual se encuentra separada de T superior por una continuidad de lutitas y la caliza B en su base.

La caliza B determina la finalización del ciclo de depositación de los sedimentos T, de igual forma, la Caliza A determina la finalización del ciclo de sedimentación de U.

Las dos calizas son el producto de la depositación durante ciclos de máxima elevación del nivel del mar.

Los ciclos depositacionales U y T comprenden una serie de intercalaciones de estratos litológicos identificados como arenisca, lutitas y calizas; estos ciclos se distribuyen arealmente con pocas variaciones en sus espesores.

Este comportamiento se visualiza en los anexos 1.1 y 1.2 que muestran los cortes estructurales estratigráficos del campo.

Un análisis más detallado de estos ciclos depositacionales ha permitido identificar dos zonas en cada ciclo inferior y superior, las cuales contienen los reservorios principales y secundarios respectivamente; para una visualización areal de los reservorios principales (U inferior y T superior) se presentan los mapas de espesores de arena en los anexos 1.3 y 1.4.

1.5 ESTRATIGRAFÍA

Es una parte de la Geología que estudia los estratos que se encuentran constituidos por cuerpos rocosos, en ellos se reconocen formas, propiedades geofísicas y geoquímicas, composiciones litológicas, relaciones de edad, contenido fosilífero y sucesiones originarias.

En general, la producción de hidrocarburos en la Cuenca Oriente del Ecuador se obtiene del Cretácico Inferior a Medio: las formaciones Hollín y Napo (areniscas T, U y M-1).

El yacimiento se encuentra en la era Mesozoico de la edad Cretácico medio a Cretácico Superior.

Aproximadamente 600 pies de lutitas, roca no reservorio y la caliza A en su base separan a arena Basal Tena de U superior. Debajo de U superior se encuentra la

unidad de U inferior, la que está separada de T superior por una secuencia de lutitas y la caliza B en su base U.

La caliza B marca el fin del ciclo de depositación de los sedimentos T y la caliza A marca el fin del ciclo de depositación de U. Las calizas son el producto de la depositación durante periodos de subida máxima del nivel del mar. La columna estratigráfica del campo Shushufindi se muestra en el anexo 1.5.

1.6 FORMACIONES PRODUCTORAS

La producción de hidrocarburo del Campo Shushufindi proviene de las principales formaciones existentes: las denominadas unidades primarias son U inferior y T inferior, a continuación se encuentran las unidades secundarias que son U superior, T superior y Basal Tena.

1.6.1 Formación Tena

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

1.6.1.1 Basal Tena

La formación Basal Tena es un reservorio secundario, la tendencia de orientación de la arenisca determinó que en la zona Sur-Oeste el espesor se reduce considerablemente, pero en el sector Norte de Aguarico se aprecia una notable mejoría. El espesor presenta una variación de 1 a 22 pies.

Uno de los problemas más graves de este yacimiento es que presenta una estructura de grano decreciente.

1.6.2 Formación Napo

Está ubicada sobre la formación Hollín y limita con una reducida discordancia de tipo erosional con la formación Tena. Está constituida por una sucesión de calizas fosilíferas intercaladas con areniscas calcáreas y lutitas negras, su ambiente de depositación es marino, por este motivo se deduce que es una excelente roca madre. Su profundidad es de aproximadamente 9380 pies.

Los reservorios U y T son similares tanto en constitución como en origen y se encuentran formados por areniscas de grano fino; son relativamente continuos pero poseen barreras de permeabilidades tanto transversales como longitudinales.

1.6.2.1 Arena U superior

Se encuentra formada por areniscas, con una leve presencia de lutitas. La presencia de gran cantidad de arcilla disminuye sus condiciones de roca reservorio. Se puede observar que esta unidad ha sido depositada bajo un ambiente de plataforma marina somera que se une precisamente en el eje norte-sur.

Además se aprecia que en esta arena existe la presencia de glauconita la cual oculta la resistividad en los registros eléctricos.

1.6.2.2 Arena U inferior

Está constituida por areniscas de matriz arcillosa con interacciones de lutitas. Proviene de un ambiente de depositación de facies de canales de marea. Su espesor está comprendido entre 20 y 100 pies y se puede observar que tanto al sur como al norte del campo existe una tendencia de depositación en la dirección Este-Oeste.

1.6.2.3 Arena T superior

Está formada por areniscas cuyos poros están cubiertos por arenisca o limo y posible cementación de cuarzo. Esta arena tiene un comportamiento semejante a la arena U superior debido a que fue depositada en un ambiente de plataforma marina somera y arenosa de marea.

La inclinación general que se observa es de facies de planicie arenosa, concentrada notablemente en un sentido Norte-Sur, en el límite más oriental de la cuenca.

1.6.2.4 Arena T inferior

Se encuentra constituida por areniscas cuarzosas, con impregnaciones de lutitas, con óptimas características para el depósito de hidrocarburo, es poroso y permeable. Proviene de facies de canales de marea, planicie arenosa de marea, plataforma marina y barra de arena de marea.

Se puede observar una significativa concentración de las facies de canales en la zona sur del campo.

1.6.3 Formación Hollín

Esta formación está ubicada por encima de la formación Misahuallí y en contacto bajo la formación Napo. Se encuentra aproximadamente a 9875 pies de profundidad y tiene un espesor de alrededor de 390 pies. Esta formación está formada por arenisca cuarzosa blanca, porosa y de grano medio a grueso, con una matriz silíceo.

Presenta un acuífero de fondo por lo que posee un mecanismo de empuje hidráulico.

1.7 PRESIONES

La presión inicial de la formación Basal Tena es de 3350 psi, para la arena “G2” es de 2737 psi, para la formación “U” es de 3867 psi y para la formación “T” es de 4050 psi. A partir de una declinación drástica hasta el año 1977, la caída de presión disminuyó y se encuentra en un promedio de 30 psi/año; debido a la producción de fluido, estas presiones han disminuido continuamente.

TABLA 1.1 COMPORTAMIENTO DE PRESIÓN DE LAS ARENAS DEL CAMPO SHUSHUFINDI

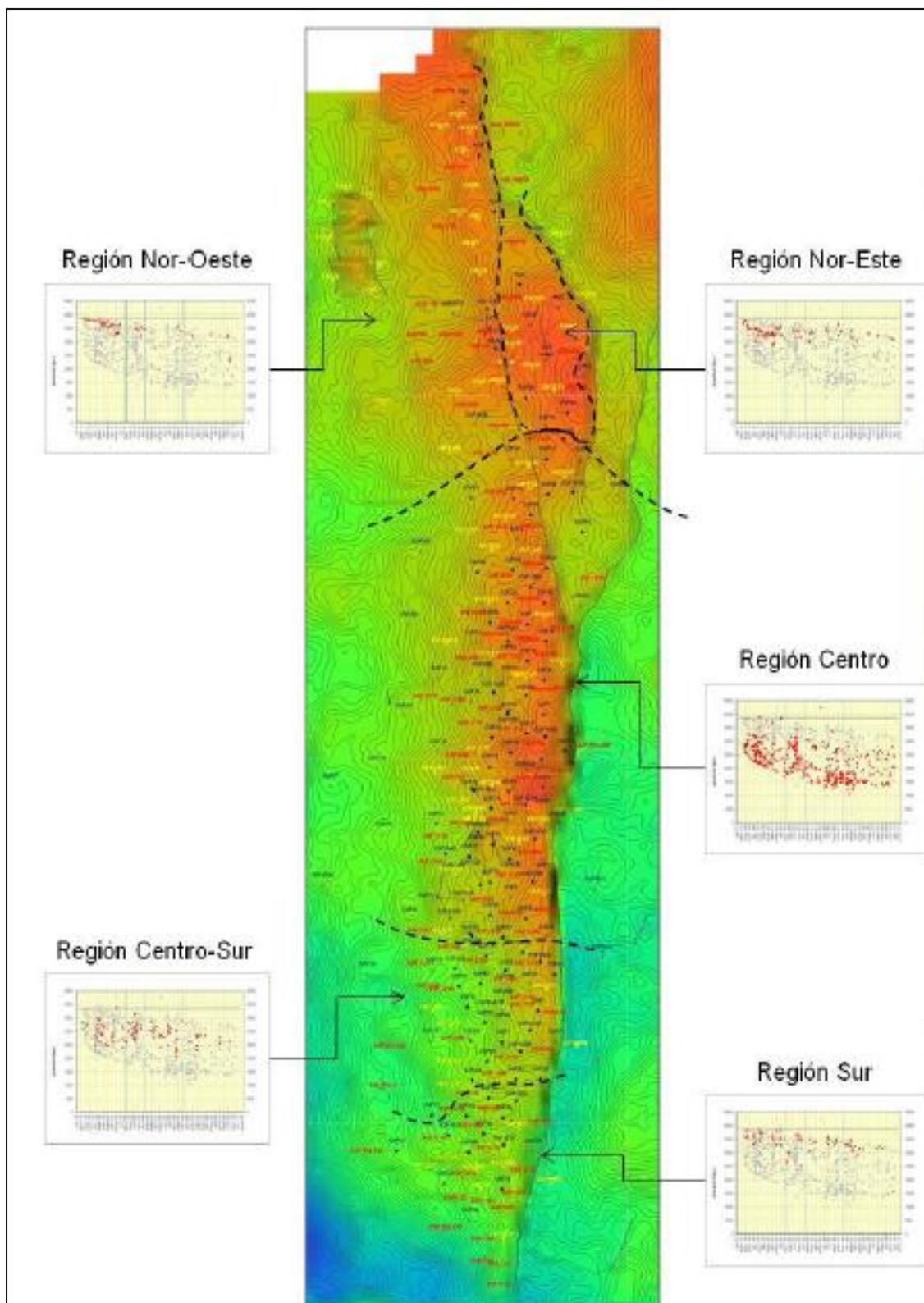
PRESIÓN (psi)	BASAL TENA	“G2”	“U”	“T”
ESTÁTICA	3257	2049	2234	2659
DE BURBUJA	870	1140	1010	1053

FUENTE: Ex-Subgerencia de Exploración y Desarrollo

ELABORADO POR: Andrea Salazar.

1.7.1 Comportamiento de la presión en función del tiempo

En la figura 1.2 se pueden observar las regiones de presión para la arena U con sus respectivas tendencias. Las regiones se denominan: Nor-Oeste, Nor-Este, Centro, Centro-Sur y Sur.

FIGURA 1.2 REGIONES DE PRESIÓN DE LA ARENA U

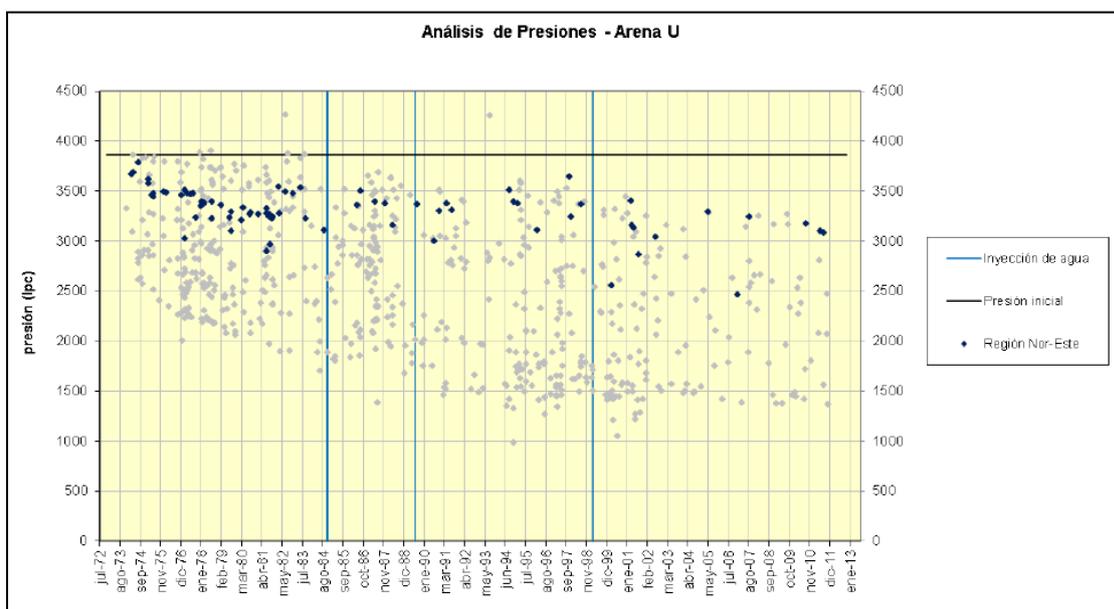
FUENTE: Coordinación de Desarrollo, EX-GERENCIA DE EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN

Las gráficas 1.1 a 1.4 muestran el comportamiento de la presión estática corregida con respecto al tiempo de las arenas U y T del Campo Shushufindi. Los yacimientos son subsaturados, las presiones actuales, en su mayoría, son superiores a las presiones de burbuja (U=1010 psi y T=1053psi).

En la gráfica 1.1 se observa la variación de la presión de reservorio con el tiempo de la arena U de la Región Nor-Este del campo Shushufindi, el DATUM de esta arena es de 8515 SSTVD=pies. La declinación de la presión es de 26 psi/año.

La Pr promedia inicial en el año 1974 es de 3200 psi, la Pr promedia actual es de 1800 psi. De acuerdo a la diferencia del rango de datos se puede apreciar que existen pozos produciendo por sobre el punto de burbuja y pozos que producen por debajo de este punto.

GRÁFICA 1.1 PRESIONES RESTAURADAS Y ESTÁTICAS CORREGIDAS AL DATUM (SSTVD =8515 PIES) EN FUNCIÓN DEL TIEMPO, REGIÓN NOR-ESTE ARENA U.

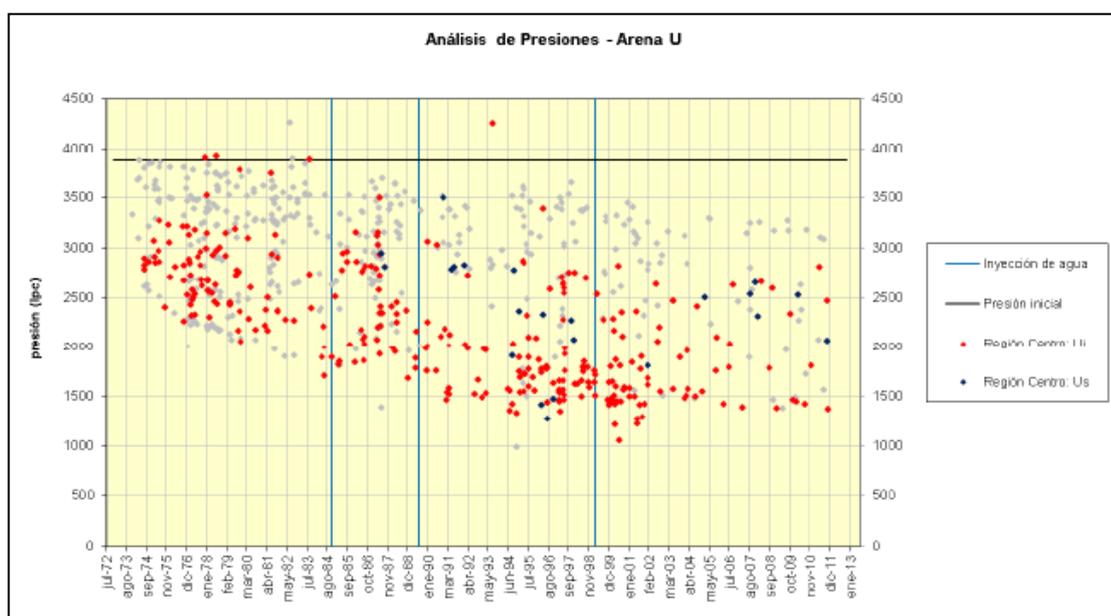


FUENTE: Coordinación de Desarrollo, EX-GERENCIA DE EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN

La gráfica 1.2 indica el comportamiento de la presión de reservorio con el tiempo de la arena Us y arena Ui de la Región Centro del campo Shushufindi, el DATUM de esta arena es de 8515 SSTVD=pies. La declinación de la presión para la arena Us es de 31 psi/año y para la arena Ui es de 27,8 psi/año.

La Pr promedia inicial en el año 1974 es de 2800 psi para la arena Ui y para el año 1986 de 2900 psi para la arena Us, la Pr promedia actual es de 1800 psi. Observando la diferencia del intervalo de datos se puede apreciar que existen pozos produciendo por sobre el punto de burbuja.

GRÁFICA 1.2 PRESIONES RESTAURADAS Y ESTÁTICAS CORREGIDAS AL DATUM (SSTVD =8515 PIES) EN FUNCIÓN DEL TIEMPO, REGIÓN CENTRO - ARENA US VS UI.

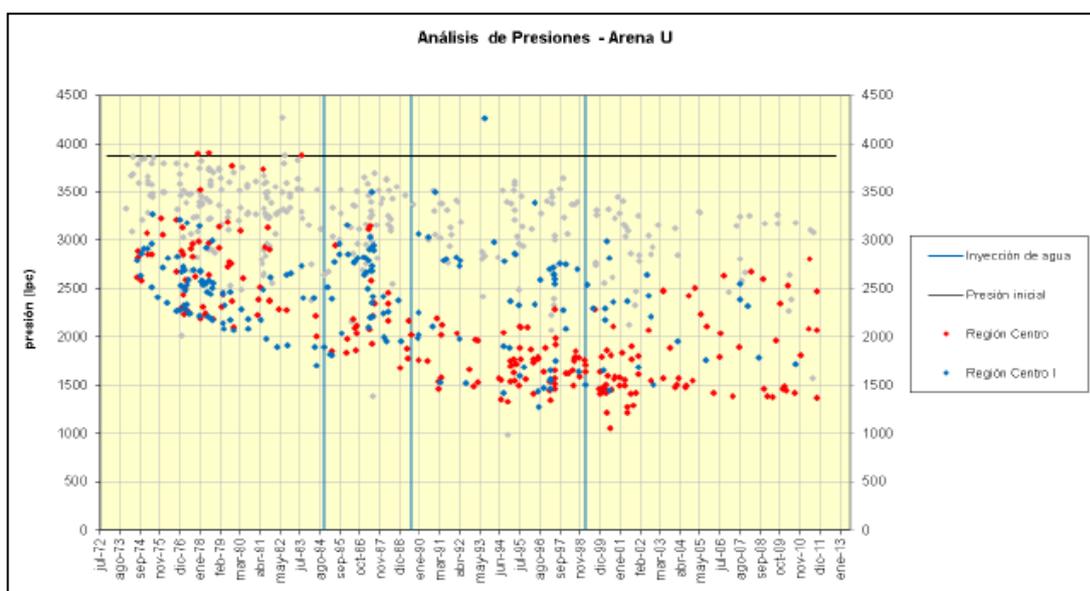


FUENTE: Coordinación de Desarrollo, EX-GERENCIA DE EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN

En la gráfica 1.3 se puede observar la variación de la presión de reservorio con el tiempo de la arena U de la Región Centro-Centro 1 del campo Shushufindi, el DATUM de esta arena es de 8515 SSTVD=pies. La declinación de la presión es de 26 psi/año para la Región Centro y de 24 psi/año para la Región Centro 1.

La Pr promedia inicial en el año 1974 es de 2250 psi para la Región Centro y de 2800 psi para la Región Centro 1, la Pr promedia actual es de 1800 psi. De acuerdo a la diferencia del rango de datos se puede apreciar que existen pozos produciendo por sobre el punto de burbuja.

GRÁFICA 1.3 PRESIONES RESTAURADAS Y ESTÁTICAS CORREGIDAS AL DATUM (SSTVD =8515 PIES) EN FUNCIÓN DEL TIEMPO, REGIÓN CENTRO-CENTRO 1-ARENA U.

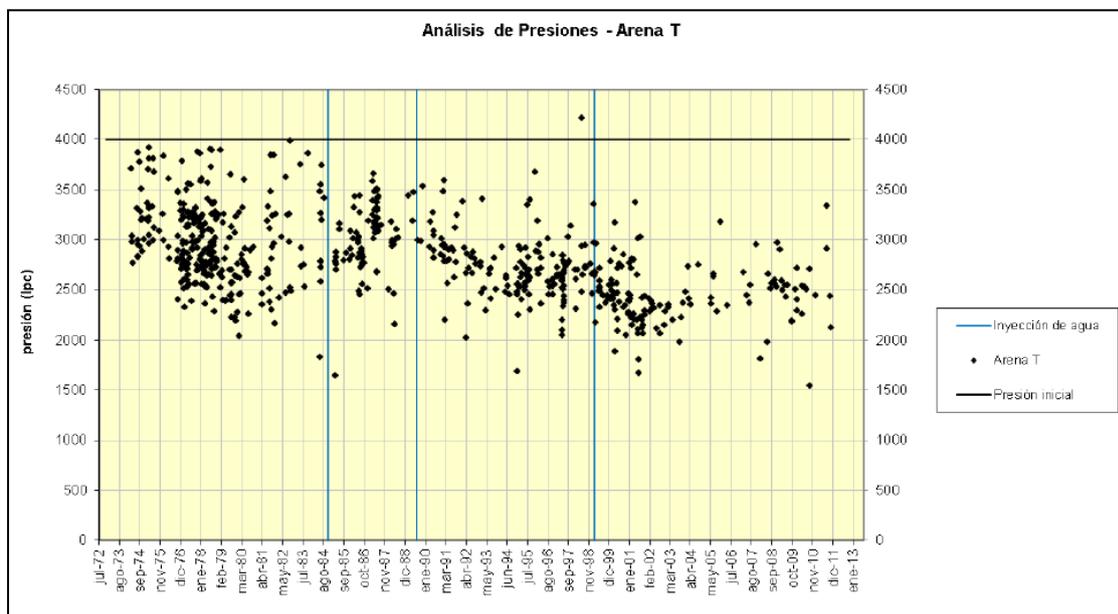


FUENTE: Coordinación de Desarrollo, EX-GERENCIA DE EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN

La gráfica 1.4 indica el comportamiento de la presión de reservorio con el tiempo de la arena T del campo Shushufindi, el DATUM de esta arena es de 8515 SSTVD=pies. La declinación de la presión es de 22,2 psi/año.

La Pr promedia inicial en el año 1974 es de 3050 psi, la Pr promedia actual es de 2500 psi. Se puede determinar que la mayoría de pozos producen sobre el punto de burbuja.

GRÁFICA 1.4 PRESIONES RESTAURADAS Y ESTÁTICAS CORREGIDAS AL DATUM (SSTVD =8515 PIES) EN FUNCIÓN DEL TIEMPO, ARENA T.

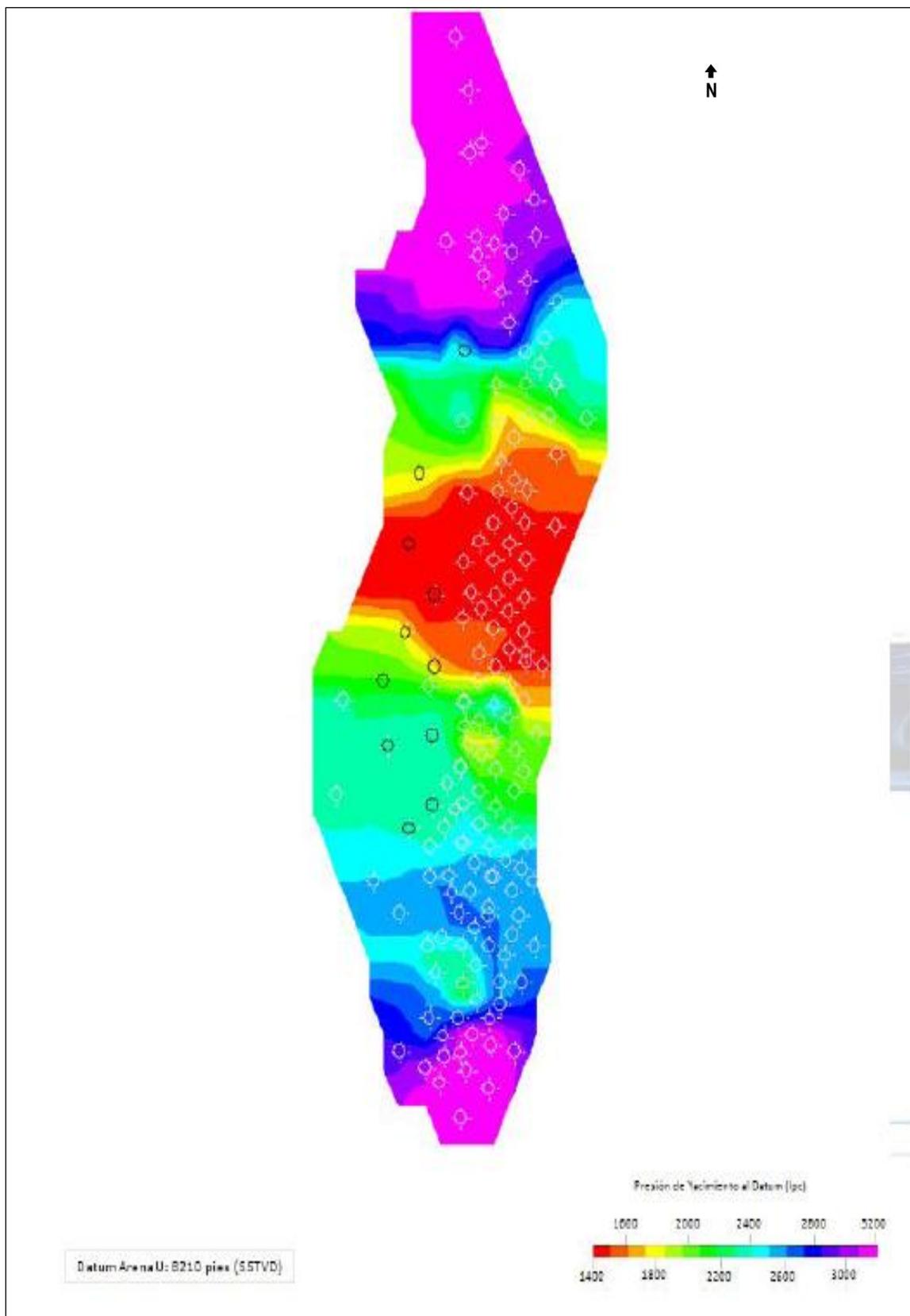


FUENTE: Coordinación de Desarrollo, EX-GERENCIA DE EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN

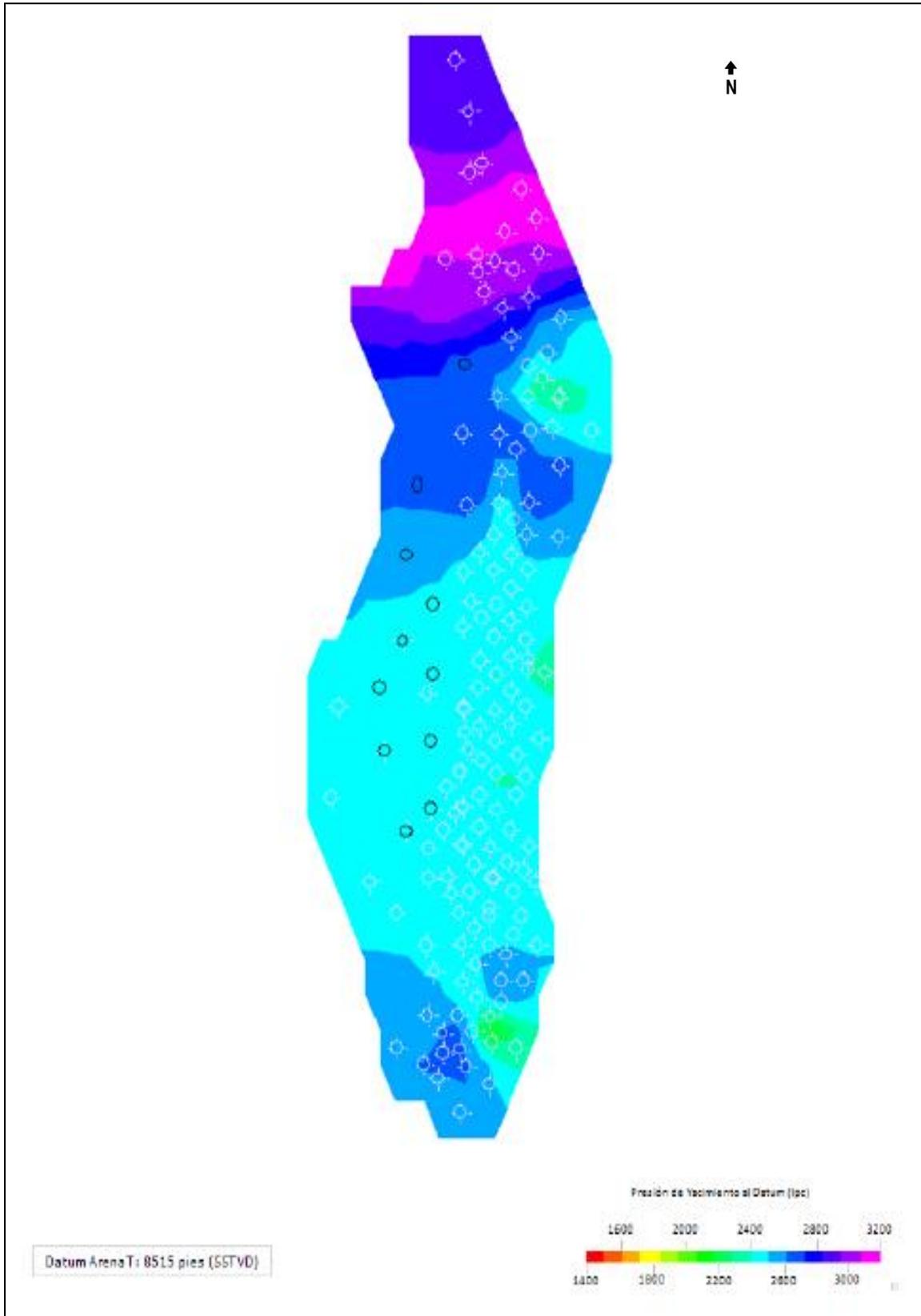
1.7.2 Presiones actuales del campo Shushufindi

Los mapas isobáricos que a continuación se muestran, han sido generados con los niveles de referencia considerados (DATUM) que son para Basal Tena: 7535 pies, "U": 8210 pies y "T": 8515".

La figura 1.3 muestra la variación de la presión para la arena "U", existe una diferencia de presión en todo el yacimiento, la región norte del campo (Aguarico) presenta presiones en el rango de 2600 a 3200 psi, estos son valores altos que sugieren que la zona todavía no se ha desarrollado en su totalidad. En la región centro del campo, se observa la zona de mayor depletación, con valores de 1400 a 1700 psi, que muestran un alto desarrollo y por ende una mayor producción de fluido en relación a la zona norte. En la región sur del campo, la presión varía entre 2800 a 3300 psi.

FIGURA 1.3 MAPA ISOBÁRICO ARENA “U”

FUENTE: Coordinación de Desarrollo, EX-GERENCIA DE EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN

FIGURA 1.4 MAPA ISOBÁRICO ARENA “T”

FUENTE: Coordinación de Desarrollo, EX-GERENCIA DE EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN

En la figura anterior se observa el comportamiento de la presión para la arena "T", las presiones se mantienen constantes a través del reservorio. La región norte del campo presenta presiones en el rango de 2800 psi a 3200 psi. En la región centro y sur del campo en donde se tienen mayor cantidad de pozos perforados, las presiones disminuyen con valores de 2500 psi a 3000 psi.

1.8 SITUACIÓN ACTUAL DEL CAMPO SHUSHUFINDI

La producción diaria promedio del campo Shushufindi hasta el 31 de Octubre del 2012 es de 59412 BPPD y 83129 BAPD.

La siguiente tabla 1.2 explica la producción existente por estaciones del Campo Shushufindi; barriles de fluidos por día (BFPD), barriles de petróleo por día (BPPD) y barriles de agua por día (BAPD).

TABLA 1.2 PRODUCCIÓN DE FLUIDO POR ESTACIONES DEL CAMPO SHUSHUFINDI

ESTACIONES	BFPD	BPPD	BAPD	BSW %
AGUARICO	13132	5.534	7.598	57,86
SHUSHUFINDI CENTRAL	34169	14358	19811	57,98
SHUSHUFINDI NORTE	36326	19772	16554	45,57
SHUSHUFINDI SUR	39186	13198	25988	66,32
SHUSHUFINDI SUR-OESTE	19728	6550	13178	66,80
TOTAL	142541	59412	83129	58,32

FUENTE: Ingeniería de Petróleos; Campo Shushufindi; Forecast 12 de noviembre del 2012

ELABORADO POR: Andrea Salazar

La tabla 1.3 explica la producción del Campo Shushufindi por estaciones y por tipo de levantamiento artificial. Los sistemas de levantamiento que posee el campo son:

- Bombeo Hidráulico,
- Bombeo por Gas Lift y
- Bombeo Electrosumergible.

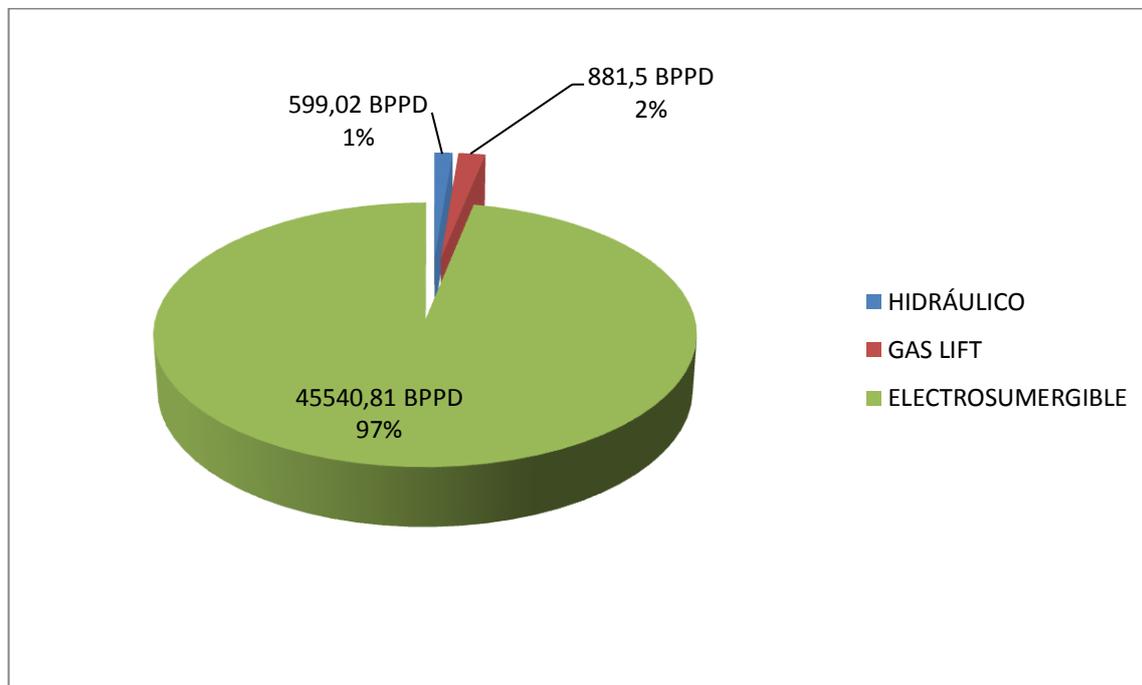
TABLA 1.3 PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO POR TIPO DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ESTACIONES	HIDRÁULICO (BPPD)	GAS LIFT (PCD)	ELECTROSUMERGIBLE (BPPD)	TOTAL (BFPD)
AGUARICO	523,85	0	5.361,34	5885,19
SHUSHUFINDI CENTRAL	0	0	10.557,28	10557,3
SHUSHUFINDI NORTE	75,17	0	16.739,68	16814,9
SHUSHUFINDI SUR	0	881,5	8.378,02	9259,52
SHUSHUFINDI SUR OESTE	0	0	4.504,49	4504,49
TOTAL	599,02	881,5	45540,81	47021,3

FUENTE: Ingeniería de Petróleos; Campo Shushufindi; Forecast 12 de noviembre del 2012

ELABORADO POR: Andrea Salazar

GRÁFICA 1.5 PRODUCCIÓN POR SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO EN EL CAMPO SHUSHUFINDI



FUENTE: Ingeniería de Petróleos; Campo Shushufindi; Forecast 12 de noviembre del 2012

ELABORADO POR: Andrea Salazar

1.8.1 Estado actual de la producción por Estaciones y Sistemas de Levantamiento Artificial

En la actualidad en el campo Shushufindi han sido perforados 180 pozos de los cuales 115 se encuentran en producción con los diferentes métodos de levantamiento artificial.

La tabla 1.4 indica las características de la producción por cada estación y por cada arena de los pozos que se encuentran ubicados en el Campo Shushufindi.

TABLA 1.0.4 FORECAST DEL CAMPO SHUSHUFINDI DEL 12 DE NOVIEMBRE DEL 2012

CAMPO	ESTACIÓN	YAC.	POZO	MET	BPPD (BBL)	BAPD (BBL)	GAS (PCE)	BSW (%)	GOR	API	ESTADO ACTUAL	PETRÓLEO ACUMULADO	AGUA ACUMULADO		
AGUARICO	AGUARICO	HS	AGO_001HS	ESP	124,9	767,1		86,0		28,5	WO.SUSP	2743,9	16855,2		
		HS				124,9	767,1						2743,9	16855,2	
		TI	AGU_003RWTI	ESP									CERR.	0,0	0,0
			AGU_013DTI	ESP	266,7	1023,0	211,8	79,3	0,8	28,6	PROD.	7503,6	29791,8		
			AGU_014DTI	ESP	326,6	183,7	186,8	36,0	0,6	31,8	PROD.	8838,2	4847,8		
			AGU_017DTI	ESP									WO.SUSP	0,0	0,0
			AGU_026DTI	ESP	9,1	902,9	168,0	99,0	18,4	14,0	CERR.	217,6	11026,0		
		TI				602,3	2109,6	566,6						16559,4	45665,6
		U	AGU_001U	JET	433,3	1018,3	156,7	70,3	0,4	28,2	PROD.	15787103,4	5472488,8		
			AGU_003U	ESP	613,4	780,6	179,0	56,0	0,3	24,6	PROD.	12185183,2	5640001,0		
			AGU_010U	ESP	98,0	446,4	118,2	82,0	1,2	24,6	PROD.	315707,5	1555764,5		
		U				1144,7	2245,3	453,8						28287994,2	12668254,2
		UI	AGU_011DUI	ESP	822,8	548,5	251,3	40,0	0,3	29,3	PROD.	199138,8	17182,0		
			AGU_012DUI	ESP	1840,7	45,3	393,3	2,4	0,2	26,3	PROD.	264517,5	9799,2		
			AGU_013DUI	JET									CERR.	0,0	0,0
			AGU_015DUI	JET									CERR.	0,0	0,0
			AGU_018DUI	ESP	797,4	1179,5	324,7	59,7	0,4	23,0	PROD.	22780,9	33574,9		
		UI				3460,8	1773,2	969,3						486437,2	60556,1
		US	AGU_008US	JET	90,5	328,0	30,0	78,7	0,4	28,1	PROD.	64576,5	86402,9		
			AGU_009US	ESP									CERR.	97687,4	341425,7
			AGU_015DUS	ESP	461,9	24,3	201,5	5,0	0,4	33,6	PROD.	12370,5	651,1		
		US				552,4	352,3	231,5						174634,4	428479,7
		AGUARICO				5885,2	7247,6	2221,2						28968369,1	13219810,8
SHUSHUFINDI	SHUSHUFINDI CENTRAL	T	SSF_009T	ESP	371,4	557,2	153,4	60,00	0,41	31,50	PROD.	11870,43	17805,65		
			SSF_012BT	ESP	268,4	1968,3	214,8	88,00	0,80	30,00	PROD.	24193251,25	2526141,19		
			SSF_017T	ESP	214,9	1128,4	101,7	84,00	0,47	27,43	PROD.	856542,50	2879167,59		
			SSF_019T	ESP	135,8	543,4		80,00		30,60	PROD.	203481,01	398285,74		
			SSF_072T	ESP	112,1	319,2	64,7	74,00	0,58	30,10	PROD.	2963695,15	1467079,09		
			SSF_074T	ESP	520,1	3814,2	663,3	88,00	1,28	26,00	PROD.	7069433,95	10903292,93		
			SSF_090T	ESP									CERR.	0,00	0,00
		T				1622,9	8330,7	1197,8						35298274,29	18191772,19
		TI	SSF_105TI	JET									WO	30468,30	25193,80
			SSF_106DTI	ESP	130,2	252,8	94,0	66,00	0,74	30,10	WO	396919,59	433669,46		
			SSF_118DTI	ESP									CERR.	324296,20	803051,60
			SSF_119DTI	ESP	269,8	1657,2	241,0	86,00	0,89	31,00	PROD.	709218,96	802092,19		
			SSF_133DTI	ESP	661,4	794,9	197,0	54,25	0,29	31,10	PROD.	54383,35	67792,73		
			SSF_162DTI	ESP	1107,7	34,3	337,5	3,00	0,31	30,40	PROD.	35917,32	1110,86		
		TI				2169,1	2739,1	869,5						1551203,72	2132910,64
		TS	SSF_042BTS	ESP	242,2	1364,8	140,5	84,33	0,65	30,60	PROD.	1069256,54	1501298,15		
		TS				242,2	1364,8	140,5						1069256,54	1501298,15
		TS+TI	SSF_080TS+TI	ESP	260,8	1043,2	127,0	80,0	0,5	29,1	PROD.	869717,6	4276942,5		
			SSF_081TS+TI	ESP	393,8	2419,2	142,0	86,0	0,4	25,9	PROD.	1838736,5	8943419,4		
		TS+TI				654,6	3462,4	269,0						2708454,2	13220361,9

CONTINUACIÓN: TABLA 1.4

FORECAST DEL CAMPO SHUSHUFINDI DEL 12 DE NOVIEMBRE DEL 2012

CAMPO	ESTACIÓN	YAC.	POZO	MET	BPPD	BAPD	GAS	BSW	GOR	API	ESTADO	PETRÓLEO	AGUA	
											ACTUAL	ACUMULADO	ACUMULADO	
SHUSHUFINDI	SHUSHUFINDI CENTRAL	U	SSF_073U	ESP	517,8	1553,3	238,0	75,0	0,5	22,6	PROD.	6027945,5	5176335,1	
			SSF_083U	ESP	297,6	198,4	70,3	40,0	0,2	26,7	PROD.	3422373,8	954362,6	
			SSF_084U	ESP	219,0	35,7	95,3	14,0	0,5	24,8	PROD.	8061,0	1312,3	
			SSF_089U	ESP	288,8	72,2	87,0	20,0	0,3	26,7	PROD.	2545929,0	3105512,5	
			SSF_090U	ESP								CERR.	1218666,6	1556916,7
		U					1323,2	1859,5	490,7				13222975,9	10794439,2
		U+T	SSF_043U+T	ESP	995,9	1078,9	390,0	52,0	0,4	26,7	PROD.	30348986,1	3183126,8	
			SSF_077U+T	ESP	291,0	1095,5	139,3	79,0	0,5	26,5	PROD.	3788652,2	3497665,5	
		U+T					1286,9	2174,3	529,3				34137638,3	6680792,2
		U+US	SSF_011U+US	ESP								CERR.	0,0	0,0
		U+US											0,0	0,0
		UI	SSF_010BDUI	ESP	284,2	189,5	64,0	40,0	0,3	23,1	WO.SUSP	42476,9	57035,5	
			SSF_011UI	ESP	24,8	250,9	83,0	91,0	3,3	21,5	WO.SUSP	440,2	4451,1	
			SSF_090UI	ESP	280,9	570,4	73,7	67,0	0,3	28,3	PROD.	8919,2	18108,6	
			SSF_110DUI	ESP							SUSP	328257,5	554991,4	
			SSF_118DUI	ESP	170,8	42,7	69,5	20,0	0,4	28,4	PROD.	5011,7	1252,9	
			SSF_134DUI	ESP	532,6	735,4	78,0	58,0	0,1	21,4	PROD.	234810,7	37292,5	
			SSF_139DUI	ESP	21,0	1028,0		98,0		23,0	WO.SUSP	0,0	0,0	
			SSF_140DUI	ESP	139,8	93,2	77,5	40,0	0,6	24,1	PROD.	4218,3	2812,2	
			SSF_162DUI	ESP							WO.SUSP	0,0	0,0	
		SSF_164DUI	ESP	244,7	454,4	40,5	65,0	0,2	20,3	PROD.	58159,1	22010,3		
		UI					1698,7	3364,4	486,2				682293,6	697954,5
		US	SSF_065US	ESP	445,5	33,5	202,5	7,0	0,5	32,5	PROD.	64703,6	2089,9	
			SSF_096HUS	ESP	542,6	103,4	189,3	16,0	0,4	25,3	PROD.	743519,6	121496,1	
	US					988,1	136,9	391,8				808223,2	123586,1	
	US+UI	SSF_102HUS+UI	ESP	571,5	180,5	228,0	24,0	0,4	27,0	PROD.	1883877,8	451622,2		
	US+UI					571,5	180,5	228,0				1883877,8	451622,2	
	SHUSHUFINDI CENTRAL					10557,3	23612,6	4602,7				91362197,4	53794737,1	
	SHUSHUFINDI NORTE	BT	SSF_051BT	ROD	47,6	31,7		40,0		22,1	WO	961,3	640,9	
			SSF_052BBT	ESP	159,3	260,0		62,0		23,6	PROD.	1100406,9	321626,4	
			SSF_054BT	ESP	299,5	57,1	78,6	16,0	0,3	28,0	PROD.	725334,9	940299,6	
			SSF_099BT	JET							CERR.	723940,1	76891,5	
			SSF_107DBT	ESP	244,0	53,6		18,0		21,7	PROD.	791819,2	79190,7	
BT					750,4	402,3	78,6				3342462,3	1418649,0		
T		SSF-087T	GAS LIFT								CERR.	0,0	0,0	
		SSF_014T	ESP								CERR.	988293,2	1850845,2	
		SSF_015BT	ESP	69,8	511,7		88,0		28,0	PROD.	176765,3	162786,4		
		SSF_031T	ESP	95,0	1092,3	109,3	92,0	1,1	21,6	PROD.	3189,9	36683,8		
		SSF_051T	ESP							CERR.	66851,0	93520,2		
		SSF_056T	ESP	242,0	916,4	192,7	79,1	0,8	28,5	PROD.	10808526,3	4973993,1		
		SSF_057T	ESP	101,0	908,8		90,0		28,4	PROD.	8984720,3	3485351,7		
		SSF_071T	ESP	804,2	2546,8	331,3	76,0	0,4	26,1	PROD.	15114746,3	8443269,9		
		SSF_076T	ESP	439,8	3958,2	458,0	90,0	1,0	28,4	PROD.	12242518,1	12411005,5		
		SSF_087T	ESP	zxd	1340,0	268,6	75,0	0,6	28,6	PROD.	3794402,0	2935146,5		
	SSF_088T	ESP	134,6	706,4	88,8	84,0	0,7	30,4	PROD.	2459541,8	3414547,9			
SSF_111DT	ESP	529,2	205,8	143,8	28,0	0,3	29,5	PROD.	1526794,6	213963,0				

CONTINUACIÓN: TABLA 1.4

FORECAST DEL CAMPO SHUSHUFINDI DEL 12 DE NOVIEMBRE DEL 2012

CAMPO	ESTACIÓN	YAC.	POZO	MET	BPPD	BAPD	GAS	BSW	GOR	API	ESTADO	PETRÓLEO	AGUA		
											ACTUAL	ACUMULADO	ACUMULADO		
SHUSHUFINDI	SHUSHUFINDI NORTE	T			2862,2	12186,3	1592,4						56166348,8	38021113,0	
		T+U+G2	SSF_001T+U+G2	ESP								CERR.	32365409,8	10382701,2	
		T+U+G2											32365409,8	10382701,2	
		TI	SSF_098DTI	ESP	182,6	1121,4	196,8	86,0	1,1	29,1	PROD.	221165,0	799582,7		
			SSF_109DTI	ESP							CERR.	621966,6	381298,5		
			SSF_123DSTTI	ESP							CERR.	153,9	200,6		
			SSF_135DTI	ESP	417,0	489,5	203,0	54,0	0,5	32,9	WO.SUSP	11673,6	13703,8		
			SSF_136DTI	ESP	1063,8	105,2	216,0	9,0	0,2	30,5	PROD.	35480,3	3503,0		
			SSF_151DTI	ESP	533,6	679,1	274,5	56,0	0,5	31,2	PROD.	21510,4	27376,9		
			SSF_199DTI	ESP	1320,4	344,0	485,3	20,7	0,4	30,4	PROD.	19652,9	4958,4		
		TI			3517,3	2739,3	1375,6						931602,6	1230624,0	
		TS	SSF_099TS	JET	75,2	292,5	49,7	79,8	0,9	27,0	PROD.	2505,6	9382,8		
			SSF_116DTS	ESP	75,3	64,2	167,0	46,0	2,5	27,5	PROD.	2808,3	2392,3		
		TS			150,5	356,7	216,7						5313,9	11775,1	
		U	SSF_003U	ESP							SUSP	0,0	0,0		
			SSF_014U	ESP	674,2	13,8	128,0	2,0	0,2	25,0	PROD.	186030,1	6984,3		
			SSF_036U	ESP	565,3	159,5	131,4	22,0	0,2	21,4	PROD.	4585018,3	100497,8		
			SSF_046U	ESP	74,3	8,3	51,0	10,0	0,9	21,0	WO.SUSP	717301,9	92513,0		
			SSF_049U	JET							WO.SUSP	12981997,0	1355519,3		
			SSF_053U	ESP	279,4	419,2	93,2	60,0	0,3	23,3	PROD.	2845363,3	781630,6		
			SSF_062BU	ESP	880,7	97,9	187,0	10,0	0,2	24,6	PROD.	2497935,3	227936,3		
			SSF_063U	ESP	187,3	363,7	92,3	66,0	0,5	21,6	PROD.	1068667,8	511196,8		
			SSF_066U	JET							WO.SUSP	10033574,9	96674,1		
			SSF_078U	ESP	242,0	124,7	135,3	34,0	0,6	26,2	WO.SUSP	1559865,9	121491,8		
			SSF_086U	ESP	350,3	525,4	105,0	60,0	0,3	24,0	PROD.	1385996,5	531907,9		
		U			3253,6	1712,2	923,3						37861750,8	3826351,9	
		U+T	SSF_070U+T	ESP	522,8	1344,4	260,2	72,0	0,5	25,7	PROD.	5734228,3	5487432,4		
		U+T			522,8	1344,4	260,2						5734228,3	5487432,4	
		U+US	SSF_001U+US	ESP	1326,9	27,1	329,5	2,0	0,2	27,0	PROD.	42612,6	869,7		
		U+US			1326,9	27,1	329,5						42612,6	869,7	
		UI	SSF_059UI	ESP	1118,0	71,4		6,0		31,4	PROD.	32329,2	2063,6		
			SSF_108DUI	ESP	28,7	150,9	44,3	84,0	1,6	26,1	PROD.	173931,1	309714,7		
			SSF_109DUI	ESP	640,2	274,4	155,5	30,0	0,3	28,5	PROD.	568127,4	142827,4		
		UI	SSF_111DUI	ESP							CERR.	132234,4	7203,7		
			SSF_123DUI	ESP	1124,9	96,9	329,0	7,0	0,3	29,9	PROD.	15512,8	626,2		
			SSF_136DUI	ESP							CERR.	0,0	0,0		
			SSF_150DUI	ESP	508,7	101,1	91,8	12,2	0,2	31,2	PROD.	7841,4	1505,0		
		UI			3420,5	694,6	620,6						929976,3	463940,6	
		UI+TI	SSF_060UI+TI	ESP							CERR.	44465,4	151226,8		
		UI+TI											44465,4	151226,8	
		US	SSF_059US	ESP							CERR.	0,0	0,0		
			SSF_064US	ESP	1058,1	2,1	228,8	0,2	0,2	30,2	PROD.	72555,9	1223,7		
		US			1058,1	2,1	228,8						72555,9	1223,7	
		SHUSHUFINDI NORTE				16862,4	19464,9	5625,6						137496726,7	60995907,4

CONTINUACIÓN: TABLA 1.4

FORECAST DEL CAMPO SHUSHUFINDI DEL 12 DE NOVIEMBRE DEL 2012

CAMPO	ESTACIÓN	YAC.	POZO	MET	BPPD	BAPD	GAS	BSW	GOR	API	ESTADO	PETRÓLEO	AGUA	
											ACTUAL	ACUMULADO	ACUMULADO	
SHUSHUFINDI	SHUSHUFINDI SUR	T	SSF_045BT	ESP	937,0	2118,8	637,8	69,3	0,7	29,1	PROD.	18104694,7	6384728,0	
			SSF_067T	ESP	670,7	4120,0	461,8	86,0	0,7	28,9	PROD.	18658298,3	17687063,7	
			SSF_075T	ESP	454,3	1520,9	143,6	77,0	0,3	28,7	PROD.	9551596,6	11249646,1	
			SSF_216DT	ESP								CERR.	0,0	0,0
		T					2062,0	7759,7	1243,3				46314589,6	35321437,7
		TI	SSF_002TI	ESP	101,3	320,9	62,4	76,0	0,6	30,5	PROD.	9502,3	11126,2	
			SSF_007TI	ESP	151,6	931,4	81,8	86,0	0,5	28,6	PROD.	84700,8	196520,3	
			SSF_097TI	ESP	375,4	929,2	122,7	71,2	0,3	28,9	PROD.	806240,9	813336,6	
			SSF_104DTI	ESP	114,0	700,4	71,6	86,0	0,6	31,1	PROD.	508202,6	1003233,1	
			SSF_122DTI	ESP	533,1	1889,9	243,5	78,0	0,5	29,9	PROD.	464203,5	584633,1	
			SSF_125DTI	ESP	97,2	874,4	109,8	90,0	1,1	26,1	PROD.	0,0	0,0	
			SSF_216DTI	ESP	24,7	712,3	56,7	96,7	2,4	26,0	WO.SUSP	904,6	21710,4	
		TI					1397,3	6358,5	748,4				1873754,6	2630559,7
		TS	SSF_068TS	ESP	618,3	3798,2	207,3	86,0	0,3	24,5	PROD.	5716439,6	11407012,2	
			SSF_095TS	GAS_LIFT	881,5	193,5	303,0	18,0	0,3	31,0	PROD.	6121133,6	152688,3	
			SSF_216DTS	ESP								CERR.	0,0	0,0
		TS					1499,8	3991,7	510,3				11837573,3	11559700,5
		TS+TI	SSF_023TS+TI	ESP	490,2	3011,0	283,2	86,0	0,6	29,1	PROD.	1152902,6	5341487,7	
			SSF_092TS+TI	ESP	748,3	5007,7	552,0	87,0	0,7	30,2	PROD.	4913120,1	11016302,1	
		TS+TI					1238,4	8018,7	835,2				6066022,6	16357789,8
		U	SSF_002U	ESP								CERR.	13434674,9	8518127,2
			SSF_079U	ESP	132,0	562,5	54,8	81,0	0,4	26,0	PROD.	688664,3	789954,0	
			SSF_091U	ESP	371,9	645,0	94,0	63,4	0,3	27,6	PROD.	1588447,0	1160720,0	
		U					503,8	1207,5	148,8				15711786,2	10468801,2
		U+T	SSF_028U+T	ESP	526,4	1128,4	159,8	68,2	0,3	27,4	PROD.	28369715,3	11627222,5	
		U+T					526,4	1128,4	159,8				28369715,3	11627222,5
		UI	SSF_124DUI	ESP	170,3	0,3	62,7	0,2	0,4	21,8	PROD.	5497,4	11,0	
			SSF_130DUI	ESP	460,8	14,3	78,3	3,0	0,2	28,0	PROD.	14395,7	445,2	
		UI					631,1	14,6	141,0				19893,1	456,2
		US	SSF_006BUS	ESP								CERR.	0,0	0,0
			SSF_020BUS	ESP	336,3	114,1	89,4	28,0	56,0	31,4	PROD.	423586,3	28554,6	
		US					336,3	114,1	89,4				423586,3	28554,6
		US+UI	SSF_082US+UI	ESP	1064,4	1334,4	312,8	55,6	0,3	25,0	PROD.	2103298,6	1341557,1	
		US+UI					1064,4	1334,4	312,8				2103298,6	1341557,1
		SHUSHUFINDI SUR					9259,5	29927,6	4188,9				112720219,6	89336079,2
		SHUSHUFINDI SUR OESTE	T	SSF_024T	ESP	333,2	1518,0	57,0	82,0	0,2	26,1	PROD.	22672637,2	10249185,3
				SSF_041T	ESP								CERR.	9613,0
			T	SSF_061T	ESP	235,6	1236,6	62,2	84,0	0,3	28,5	PROD.	12828556,1	12932177,6
				SSF_101T	ESP								CERR.	210435,3
			T					568,8	2754,6	119,2				35721241,7
TI	SSF_127DTI		ESP								WO.SUSP	0,0	0,0	
	SSF_129DTI		ESP	97,6	3,0	39,6	3,0	0,4	33,6	PROD.	248244,6	554736,6		
	SSF_132DTI		ESP								CERR.	0,0	0,0	
	SSF_175DSTTI		ESP	117,5	138,0	42,0	54,0	0,4	28,1	WO	2274,9	2481,5		
TI					215,1	141,0	81,6				250519,6	557218,0		
TS	SSF_085TS		ESP	467,9	2456,4	122,0	84,0	0,3	26,2	PROD.	4981378,6	9574587,9		
TS					467,9	2456,4	122,0				4981378,6	9574587,9		

CONTINUACIÓN: TABLA 1.4**FORECAST DEL CAMPO SHUSHUFINDI DEL 12 DE NOVIEMBRE DEL 2012**

CAMPO	ESTACIÓN	YAC.	POZO	MET	BPPD	BAPD	GAS	BSW	GOR	API	ESTADO	PETRÓLEO	AGUA	
											ACTUAL	ACUMULADO	ACUMULADO	
SHUSHUFINDI	SHUSHUFINDI SUR OESTE	TS+TI	SSF_026TS+TI	ESP	218,5	1342,2	70,3	86,0	0,3	31,0	PROD.	21808492,2	3659287,5	
		TS+TI				218,5	1342,2	70,3					21808492,2	3659287,5
		U	SSF_027U	ESP	294,9	180,7			38,0		19,5	PROD.	8073638,2	596569,1
			SSF_035U	ESP	428,8	568,4	43,0	57,0	0,1	16,5	PROD.	540153,3	842846,0	
			SSF_069U	ESP	221,0	933,4	23,2	79,8	0,1	17,6	PROD.	3885435,5	6637551,1	
		U				944,6	1682,6	66,2					12499227,0	8076966,2
		UI	SSF_041UI	ESP	111,3	1125,7	38,0	91,0	0,4	17,8	PROD.	0,0	0,0	
			SSF_101UI	ESP	288,9	537,0	55,9	65,1	0,2	25,4	PROD.	350154,9	457614,4	
			SSF_127DUI	ESP							CERR.	576540,6	934033,8	
			SSF_128DUI	ESP	486,2	526,8	24,0	52,0	0,1	17,4	PROD.	16364,8	17728,6	
			SSF_131DUI	ESP	497,8	868,2	56,8	64,0	0,1	15,1	PROD.	18752,2	29506,0	
			SSF_132DUI	ESP	355,9	962,1	37,7	73,0	0,1	17,1	PROD.	7779,2	21032,6	
			SSF_175DSTUI	ESP							WO	3839,4	78,3	
		UI				1740,1	4019,8	212,4					973431,1	1459993,8
		US	SSF_101US	ESP								CERR.	32621,6	424420,6
		US											32621,6	424420,6
		US+UI	SSF_094US+UI	ESP	349,5	2828,1	141,0	89,0	0,4	16,2	PROD.	3431540,6	12754675,0	
		US+UI				349,5	2828,1	141,0					3431540,6	12754675,0
		SHUSHUFINDI SUR OESTE					4504,5	15224,7	812,6				79698452,3	60597081,7
		TOTAL CAMPO SHUSHUFINDI					47069	95477	17451				450245965	277943616

FUENTE: Ingeniería de Petróleos; Campo Shushufindi; Forecast 12 de noviembre del 2012

ELABORADO POR: Andrea Salazar

CAPÍTULO 2

DETERMINACIÓN DE LAS ZONAS NO DRENADAS Y DE LAS CARACTERÍSTICAS PETROFÍSICAS Y DE FLUIDOS DEL CAMPO SHUSHUFINDI

2.1. DETERMINACIÓN DE LAS ZONAS NO DRENADAS.

2.1.1. Mapas de Movimiento

Para realizar un buen análisis del yacimiento es necesario conocer su comportamiento y el de los pozos que en este se encuentran, considerando que el sistema de producción de cada pozo es un proceso de sucesos que permite que el crudo fluya desde el reservorio hasta los equipos que se encuentran en superficie. Para poder saber el comportamiento productivo de cada pozo que se encuentra en una zona drenada se emplea mapas de estado en función del tiempo (Mapas de Movimiento).

Para poder obtener una buena comprensión acerca del comportamiento de las características tanto dinámicas como estáticas del yacimiento es necesario utilizar un adecuado método que consiste en representar gráficamente la información dinámica y estática que se encuentra disponible. A este tipo de análisis se le conoce como mapas de movimiento. Los mapas de movimiento son técnicas cualitativas en las que utilizando una escala de colores se puede observar el comportamiento de producción tanto de petróleo como de agua.

2.1.1.1. Mapas de Burbuja

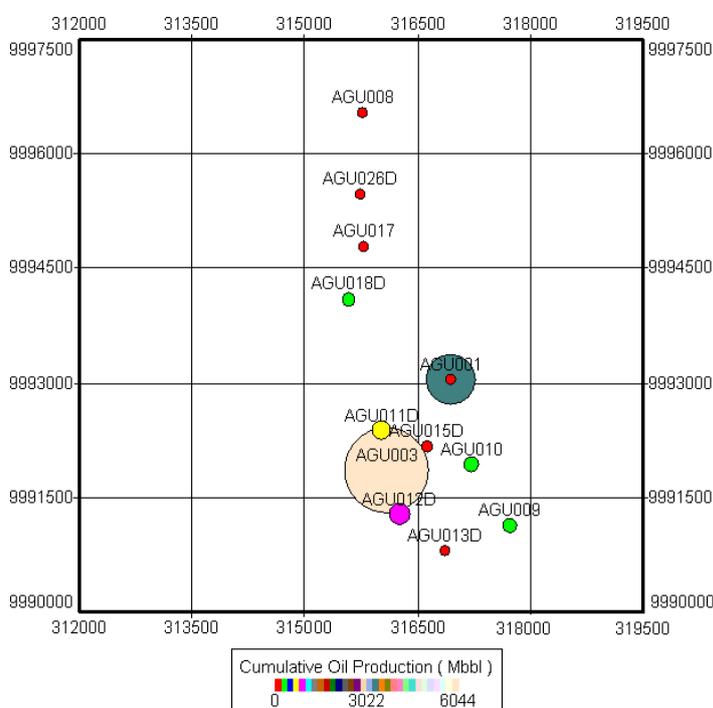
El Mapa de Burbuja es un instrumento de análisis utilizado para identificar tendencias y anomalías en el comportamiento de los pozos. La producción de cada pozo se representa con un círculo (burbuja) que varía en su tamaño y color de acuerdo con la cantidad de petróleo que ha producido.

Los mapas de burbuja permiten determinar los cambios que ocurren en los pozos de acuerdo a la información que ha sido ingresada en la base de datos; ya que

estos mapas son dinámicos y se generan en función del tiempo. Los mapas de burbuja pueden ser animados y en ellos se puede determinar el comportamiento individual e integral de cada pozo.

Las figuras 2.1 a 2.10 indican la producción acumulada de petróleo por pozo de cada estación con su respectiva arena.

FIGURA 2.1 MAPA DE BURBUJA - PRODUCCIÓN ACUMULADA DE PETRÓLEO – AGUARICO ARENA U



FUENTE: Oilfield Manager

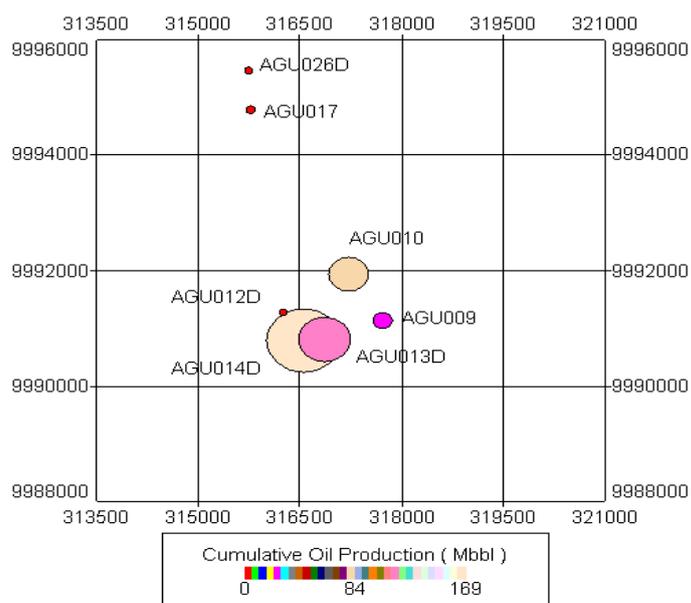
ELABORADO POR: Andrea Salazar

La figura previa muestra la producción acumulada de petróleo de los pozos que producen de la Arena U en la estación Aguarico, se puede observar la presencia de 12 pozos que se encuentran produciendo. Se aprecia que los pozos AGU008, AGU013D, AGU015D, AGU017, y AGU026D han drenado alrededor de 164, 113, 124, 2, y 27 Mbbls respectivamente, los pozos AGU009, AGU010 y AGU018D han producido un estimado de 275, 392, 248 Mbbls cada uno. De los pozos AGU011D y AGU012D se han extraído cerca de 806 Mbbls y 1007 Mbbls de crudo

de forma individual. Finalmente los pozos AGU001 y AGU003 han producido 3223 Mbls y 5842 Mbls respectivamente.

La figura 2.2 indica la producción acumulada de petróleo de la Arena T en la estación Aguarico, se observa la existencia de 7 pozos en producción. Los pozos AGU012D, AGU017 Y AGU026D han drenado cerca de 1.5, 3, 1.7 Mbls respectivamente. De los pozos AGU009 y AGU010 se han extraído cerca de 28 Mbls y 84 Mbls respectivamente. Los pozos AGU013D y AGU014D han producido alrededor 118 Mbls y 135 Mbls cada uno.

FIGURA 2.2 MAPA DE BURBUJA - PRODUCCIÓN ACUMULADA DE PETRÓLEO – AGUARICO ARENA T



FUENTE: Oilfield Manager

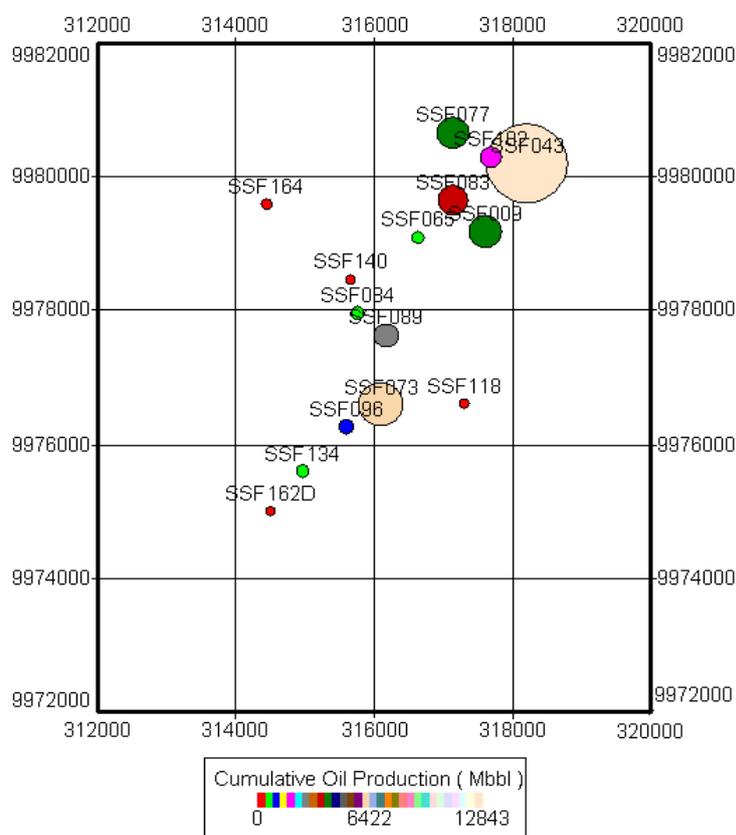
ELABORADO POR: Andrea Salazar

La figura 2.3 representa la producción acumulada de petróleo de la Arena U en la estación Shushufindi Central, se tiene la presencia de 15 pozos en producción. Los pozos SSF118, SSF140, SSF162D y SSF164 han drenado aproximadamente 96, 63, 88 y 156 Mbls cada uno. De los pozos SSF065, SSF084 y SSF134 se han extraído 571, 735 y 589 Mbls respectivamente.

Los pozos SSF089, SSF182 y SSF096 han producido alrededor de 2997 Mbbls, 2141 Mbbls y 1284 Mbbls respectivamente.

Los pozos con mayor producción acumulada de esta estación son SSF009, SSF043, SSF073, SSF077 y SSF083 con un estimado de 4281 Mbbls, 10275 Mbbls, 6422 Mbbls, 4270 Mbbls y 3853 Mbbls, cada uno.

FIGURA 2.3 MAPA DE BURBUJA - PRODUCCIÓN ACUMULADA DE PETRÓLEO – SHUSHUFINDI CENTRAL ARENA U



FUENTE: Oilfield Manager

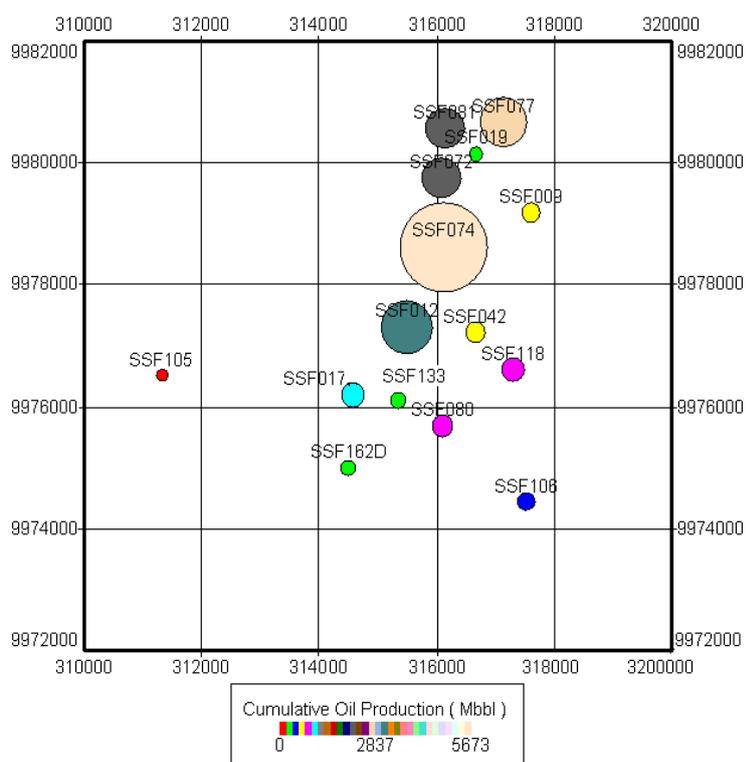
ELABORADO POR: Andrea Salazar

En la figura 2.4 se muestra la producción acumulada de petróleo de la Arena T de la estación Shushufindi Central, en donde se observa la existencia de 15 pozos activos y en producción. De los pozos SSF105 y SSF106 han extraído cerca de 178 Mbbls y 532 Mbbls cada uno.

Los pozos SSF019, SSF133 y SSF162D han producido alrededor de 261, 317 y 311 Mbls respectivamente. De los pozos SSF009, SSF042, SSF072, SSF080, SSF081 y SSF118, se han extraído de 583, 699, 2138, 774, 564 y 324 Mbls de cada pozo.

Finalmente los pozos SSF012, SSF017, SSF074 Y SSF077 han producido 3014 Mbls, 1064 Mbls, 2660 Mbls y 4255,5 Mbls.

FIGURA 2.4 MAPA DE BURBUJA - PRODUCCIÓN ACUMULADA DE PETRÓLEO – SHUSHUFINDI CENTRAL ARENA T



FUENTE: Oilfield Manager

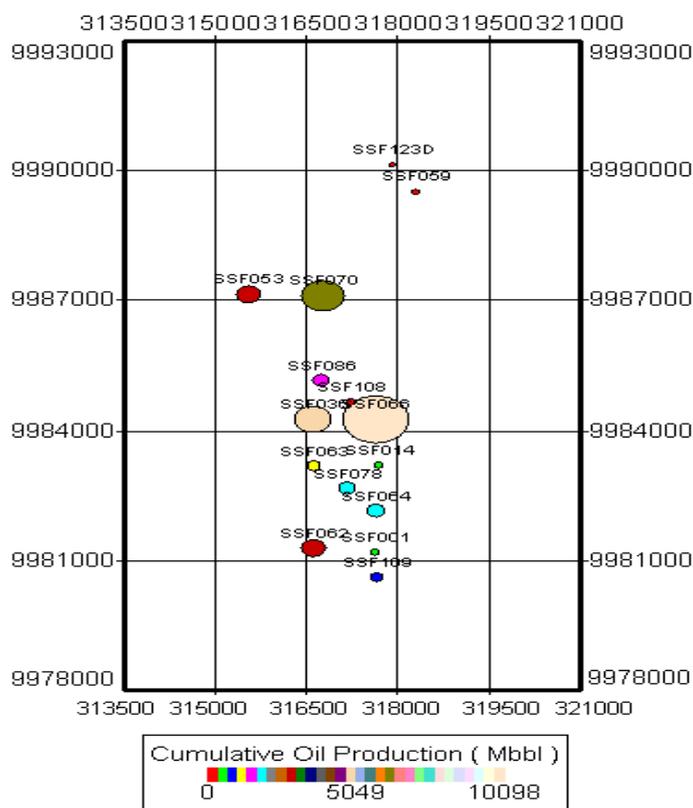
ELABORADO POR: Andrea Salazar

La figura 2.5 indica la producción acumulada de petróleo de la Arena U de la estación Shushufindi Norte, existe la presencia de 15 pozos activos.

Los pozos SSF059, SSF108 y SSF123D han drenado 116, 204 y 1.5 Mbls por cada pozo; entre tanto de los pozos SSF001 y SSF014 se han producido cerca de 512 y 536 Mbls respectivamente.

De los pozos SSF063, SSF064, SSF078, SSF086 y SSF109 se han extraído alrededor de 1262 Mbls, 1893 Mbls, 1895 Mbls, 1578 Mbls y 947 Mbls por cada uno. Finalmente los pozos SSF036, SSF053, SSF062, SSF066 y SSF070 han proporcionado un acumulado de crudo de 5049 Mbls, 3029 Mbls, 3030 Mbls, 8078 Mbls y 6395 Mbls cada pozo.

FIGURA 2.5 MAPA DE BURBUJA - PRODUCCIÓN ACUMULADA DE PETRÓLEO – SHUSHUFINDI NORTE ARENA U



FUENTE: Oilfield Manager

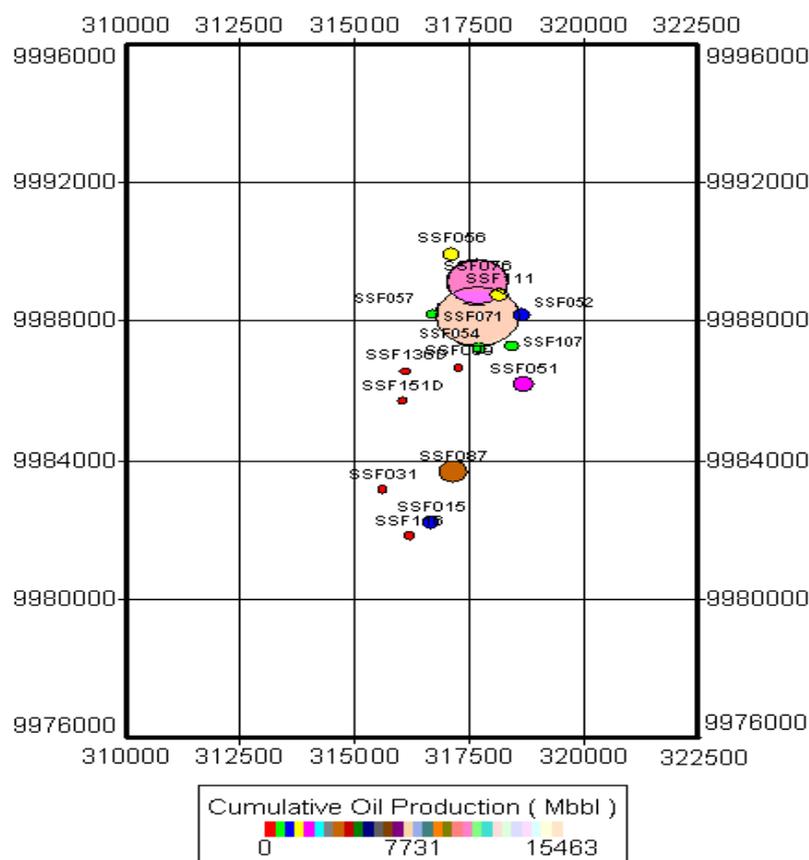
ELABORADO POR: Andrea Salazar

La figura 2.6 representa la producción acumulada de petróleo de la Arena T de la estación Shushufindi Norte, se puede observar la existencia de 15 pozos activos.

De los pozos SSF031, SSF099, SSF116, SSF136D y SSF151D se han extraído 106, 225, 137, 178 y 81 por cada pozo. Los pozos SSF015, SSF052, SSF054, SSF057 y SSF107 han producido un estimado de 1540 Mbls, 1546 Mbls, 1030 Mbls, 1000 Mbls, 1020 Mbls respectivamente.

Los pozos SSF051, SSF056, SSF071, SSF076, SSF087 y SSF111 han aportado un acumulado de 2577 Mbls, 2061 Mbls, 12361 Mbls, 10823 Mbls, 4123 Mbls y 2070 Mbls cada uno.

FIGURA 2.6 MAPA DE BURBUJA - PRODUCCIÓN ACUMULADA DE PETRÓLEO – SHUSHUFINDI NORTE ARENA T



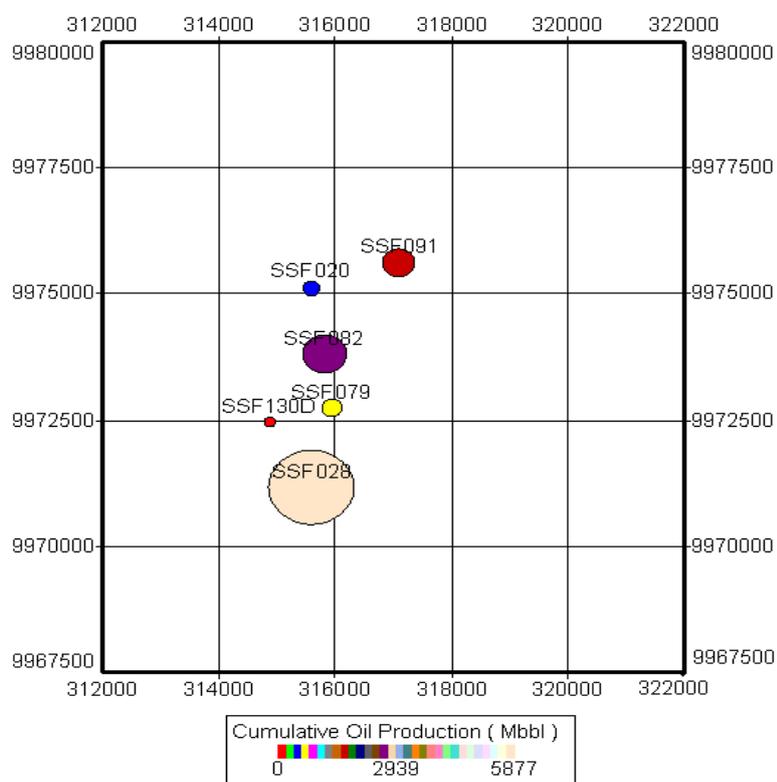
FUENTE: Oilfield Manager

ELABORADO POR: Andrea Salazar

En la figura 2.7 se muestra la producción acumulada de la Arena U de la Estación Shushufindi Sur, en donde se observa la presencia de 6 pozos activos.

Los pozos SSF020, SSF028, SSF079, SSF082, SSF091 y SSF130D han producido cerca de 588 Mbls, 4702 Mbls, 783 Mbls, 2743 Mbls, 1763 Mbls y 196 Mbls respectivamente.

FIGURA 2.7 MAPA DE BURBUJA - PRODUCCIÓN ACUMULADA DE PETRÓLEO – SHUSHUFINDI SUR ARENA U



FUENTE: Oilfield Manager

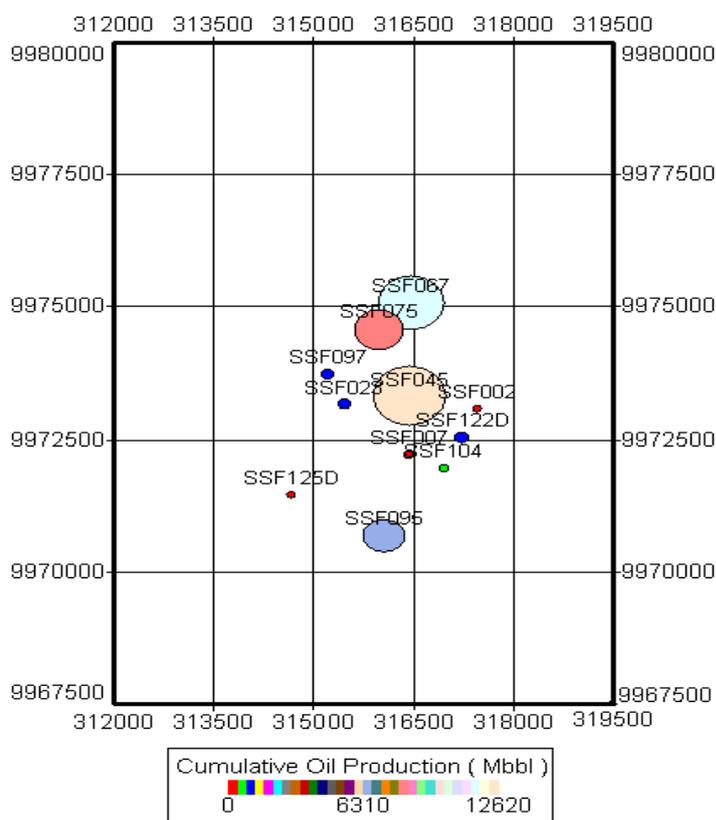
ELABORADO POR: Andrea Salazar

La figura 2.8 indica la producción acumulada de la Arena T de la Estación Shushufindi Sur en donde se encuentran 11 pozos en producción.

Los pozos SSF002, SSF007 y SSF125D han producido 57, 287 y 106 Mbbls cada uno. De los pozos SSF023, SSF097 y SSF122D se han extraído alrededor de 1093, 1035 y 1139 Mbbls respectivamente.

Finalmente los pozos SSF045, SSF067, SSF075, SSF095 y SSF104 han aportado un acumulado de 11779 Mbbls, 11358 Mbbls, 7993 Mbbls, 6310 Mbbls y 421 Mbbls respectivamente.

FIGURA 2.8 MAPA DE BURBUJA - PRODUCCIÓN ACUMULADA DE PETRÓLEO – SHUSHUFINDI SUR ARENA T



FUENTE: Oilfield Manager

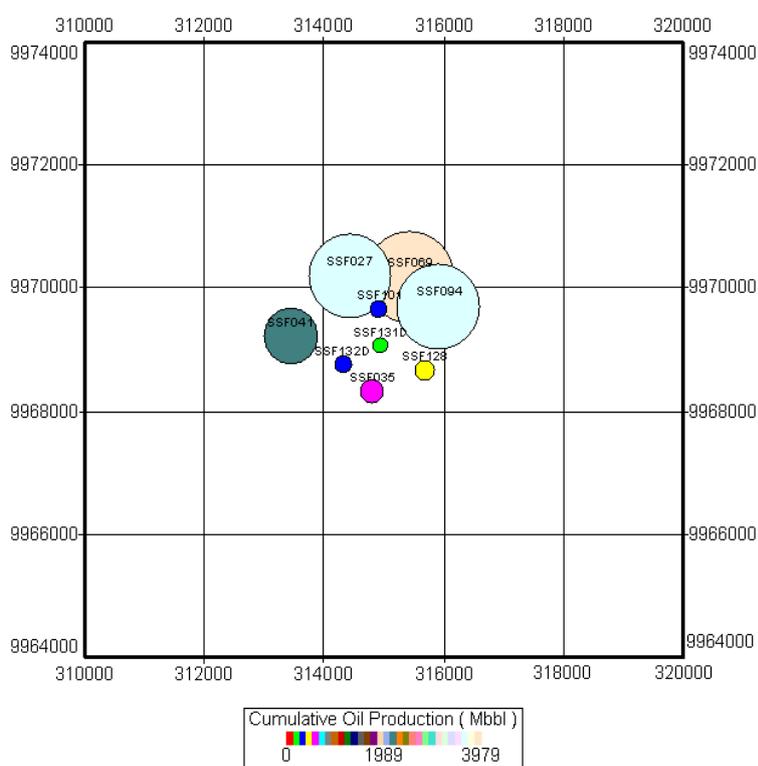
ELABORADO POR: Andrea Salazar

La figura 2.9 representa la producción acumulada de la Arena U de la Estación Shushufindi Sur Oeste, en la figura se pueden apreciar la presencia de 9 pozos activos.

Los pozos SSF101, SSF131D y SSF132D han producido la cantidad acumulada de 265 Mbls, 133 Mbls y 270 Mbls cada pozo. De los pozos SSF035, SSF041 y SSF128 se han extraído un estimado de 531 Mbls, 1194 Mbls y 398 Mbls respectivamente.

Finalmente los pozos SSF027, SSF069 y SSF094 han aportado un acumulado aproximado de 3581 Mbls, 3714 Mbls y 3600 Mbls cada uno.

FIGURA 2.9 MAPA DE BURBUJA - PRODUCCIÓN ACUMULADA DE PETRÓLEO – SHUSHUFINDI SUR OESTE ARENA U



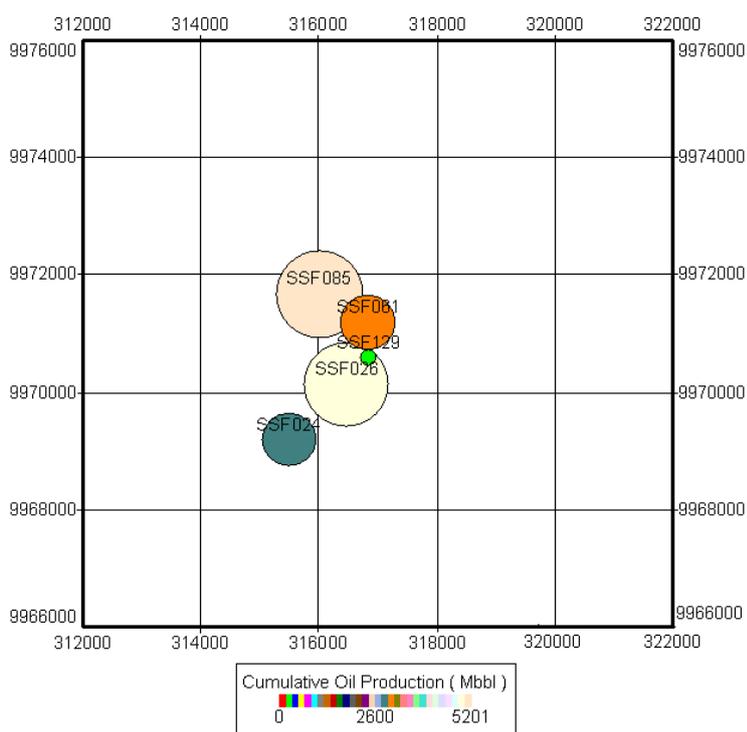
FUENTE: Oilfield Manager

ELABORADO POR: Andrea Salazar

En la figura 2.10 se muestra la producción acumulada de la Arena T de la Estación Shushufindi Sur Oeste en donde se observa la existencia de 5 pozos en producción.

Los pozos SSF024, SSF026, SSF061, SSF085 y SSF129 han producido un acumulado estimado de 2774 Mbls, 4508 Mbls, 2974 Mbls, 4854 Mbls y 174 Mbls respectivamente.

FIGURA 2.10 MAPA DE BURBUJA - PRODUCCIÓN ACUMULADA DE PETRÓLEO – SHUSHUFINDI SUR OESTE ARENA T



FUENTE: Oilfield Manager

ELABORADO POR: Andrea Salazar

2.2. CARACTERÍSTICAS PETROFÍSICAS DE LAS ARENAS PRODUCTORAS.

Las características o propiedades petrofísicas de la roca reservorio son aquellas que le permiten la acumulación y el flujo de los fluidos, lo que permitirá planear y prever el comportamiento de la producción de los reservorios del campo.

2.2.1. PROPIEDADES PETROFÍSICAS

2.2.1.1. POROSIDAD

Es la característica física más conocida de un yacimiento petrolífero y uno de los parámetros más importantes para la evaluación de un reservorio.

En los yacimientos de hidrocarburo, la porosidad se define como la fracción del volumen total de la roca que corresponde a espacios que pueden almacenar fluidos. Se la expresa generalmente como fracción, decimal o porcentaje.

$$\varphi = \frac{\text{Volumen poroso}}{\text{Volumen total}} * 100 \quad (2.1)$$

La porosidad de una roca se puede clasificar en dos tipos: efectiva y absoluta.

2.2.1.1.1. POROSIDAD EFECTIVA

El volumen de los poros interconectados o espacio intersticial presente en una roca, que contribuye al flujo de fluidos o a la permeabilidad de un yacimiento.

Existen intervalos de calidad de la roca en función de la porosidad efectiva de acuerdo a la Tabla 2.1.

TABLA 2.1 CALIDAD DE LA ROCA EN FUNCIÓN DE LA POROSIDAD

POROSIDAD (%)	CALIDAD DE LA ROCA
< 5	Muy pobre
5 – 10	Pobre

CONTINUACIÓN: TABLA 2.1. CALIDAD DE LA ROCA EN FUNCIÓN DE LA POROSIDAD

POROSIDAD (%)	CALIDAD DE LA ROCA
10 – 15	Regular
15 -20	Satisfactoria
> 20	Excepcional

FUENTE: Apuntes Evaluación de Formaciones I

ELABORADO POR: Andrea Salazar

2.2.1.1.2. POROSIDAD ABSOLUTA

Se define como la relación entre el volumen de todos los poros con respecto al volumen total, sin tener en cuenta si los poros están intercomunicados entre si o no. Una roca puede tener una porosidad absoluta importante y a pesar de ello no presentar conductividad a los fluidos a causa de la falta de comunicación de sus poros.

En los anexos 1.7 a 1.10 se puede observar los mapas de facies de las areniscas U y T superior e inferior.

2.2.1.2. PERMEABILIDAD

La permeabilidad de una roca es la medida de la capacidad de un material poroso para transmitir un fluido a través de poros interconectados. Si los poros de la roca no se encuentran interconectados no existe permeabilidad. La unidad de medida es el “Darcy” (D), y por necesidad de una medida menor se utiliza el “MILIDARCY” (md), que es la milésima parte de un Darcy.

El estudio de la permeabilidad es el resultado de un descubrimiento empírico realizado por el ingeniero hidráulico Henry Darcy, quien fue el pionero en

realizar estudios relacionados con el flujo de fluidos a través de medios porosos y en el cual se pudo observar que esta propiedad está en directa relación entre el caudal de flujo del fluido en movimiento q , la viscosidad μ que causa el flujo sobre un trayecto de longitud L , e inversamente a la carga hidrostática del fluido sobre un área A de la superficie de un líquido con un diferencial de presión ΔP .

$$q = 1,127 \frac{k \times A}{\mu} \frac{\delta P}{\delta L} \quad (2.2)$$

Donde:

q = caudal, Bls/día

k = permeabilidad, darcy.

A = área, pie²

μ = viscosidad, cp

$\delta P/\delta L$ = gradiente de presión, psi/pie

La permeabilidad de la roca, cuyo símbolo es la letra “k”, se clasifica en: absoluta, efectiva y relativa.

2.2.1.1.1. PERMEABILIDAD ABSOLUTA

La permeabilidad a una saturación de 100 por 100 de un fluido homogéneo se denomina permeabilidad absoluta de la roca.

2.2.1.1.2. PERMEABILIDAD EFECTIVA (K_e)

La permeabilidad efectiva de una roca es la permeabilidad de la misma a un fluido particular cuando la saturación de este fluido en la roca es menor de 100 por 100.

La suma de las permeabilidades efectivas siempre es menor que la permeabilidad absoluta.

La velocidad de los fluidos a través de la roca no depende únicamente de las propiedades de la roca en sí, depende también de la presión y del fluido almacenado. La fórmula para el cálculo de la velocidad es:

$$V = 1,127 \frac{Q}{A} = -1,127 \frac{K}{\mu} \times \frac{dP}{dL} \quad (2.3)$$

Donde:

V = velocidad aparente de flujo, bls/día/pie²

Q = tasa de flujo, bls/día

A = área, pie²

K = permeabilidad, darcy

μ = viscosidad, cp

dP/dL = gradiente de presión (psi/pie)

La permeabilidad se la puede medir a través de registros de pozos o pruebas de restauración de presión en el campo y mediante el Permeámetro Estándar en el laboratorio.

2.2.1.1.3. PERMEABILIDAD RELATIVA

Es la razón entre la permeabilidad efectiva y la permeabilidad absoluta, por consiguiente existen permeabilidades relativas al agua (K_{rw}), al petróleo (K_{ro}) y al gas (K_{rg}).

La importancia de la permeabilidad relativa es que se la considera en función de todos los fluidos o fases existentes en el yacimiento, que por lo general son dos y algunas veces pueden ser tres (gas, petróleo y agua).

$$\left. \begin{aligned} K_{ro} &= \frac{K_o}{K} \\ K_{rw} &= \frac{K_w}{K} \\ K_{rg} &= \frac{K_g}{K} \end{aligned} \right\} \quad (2.4)$$

Donde:

K_{ro}= Permeabilidad relativa del petróleo, darcy.

K_{rw} = Permeabilidad relativa del agua, darcy.

K_{rg} = Permeabilidad relativa del gas, darcy.

K_o = Permeabilidad efectiva del petróleo, darcy.

K_w Permeabilidad efectiva del agua, darcy.

K_g = Permeabilidad efectiva del gas, darcy.

K = Permeabilidad absoluta, darcy.

Este tipo de permeabilidad está en función de las características tanto del medio poroso como de los fluidos que saturan el medio, así como del grado de saturación que esté presente.

En la gráfica 2.1 se puede observar las curvas de permeabilidades relativas agua-petróleo del Campo Shushufindi, el área sombreada es la fracción del espacio poroso que no contribuye a la permeabilidad. La gráfica muestra el intervalo en el que tanto el agua como el petróleo se encuentran en movimiento,

La curva de color azul muestra el comportamiento de la permeabilidad relativa del agua, se aprecia una saturación de agua irreductible del 9,5% con ese valor de saturación de agua se da el valor más alto de permeabilidad relativa del petróleo de 0,720 darcys.

La curva de color verde indica una saturación crítica de petróleo de 47% y en este punto la permeabilidad relativa del agua es de 0,340 darcys.

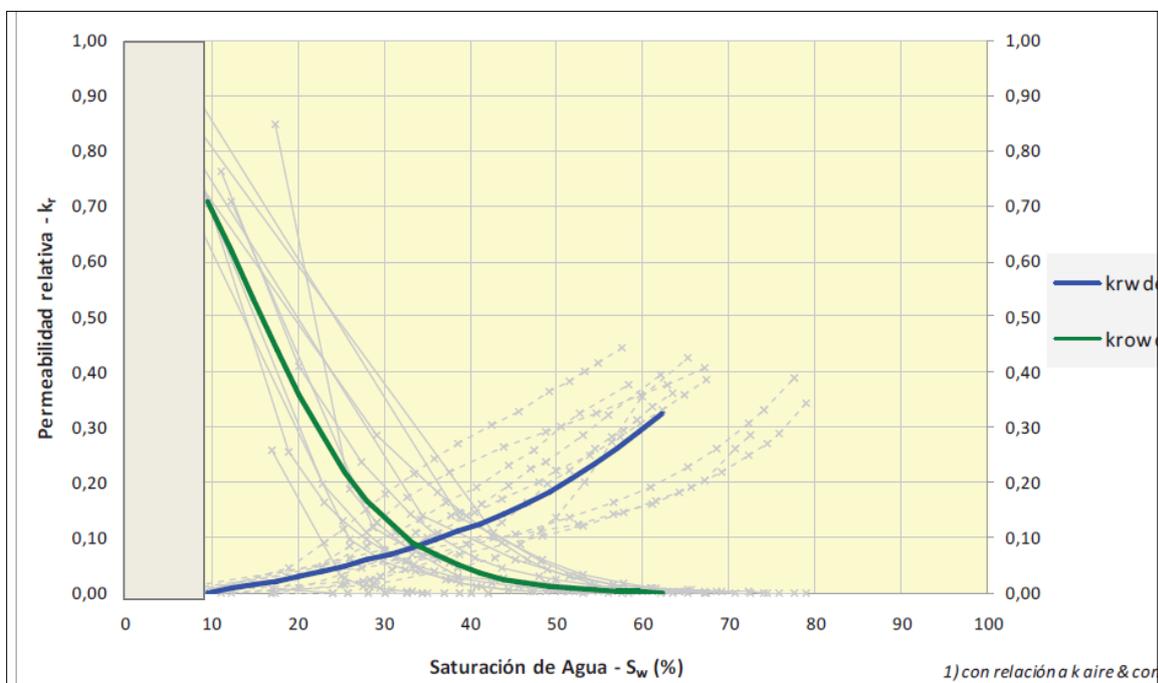
2.2.1.3. FACTORES QUE AFECTAN A LA POROSIDAD Y PERMEABILIDAD

Los factores que afectan los valores de permeabilidad a su vez también afectan los valores de porosidad:

- Tipo de empaque.
- Presencia de material cementante en forma de arcilla o esquistos que unen los granos de arena y así los mantienen juntos.
- Geometría y distribución del tamaño de los granos.

- Presión de las capas suprayacentes.

GRÁFICA 2.1 CURVAS DE PERMEABILIDADES RELATIVAS AGUA – PETRÓLEO



FUENTE: Coordinación de Desarrollo, EX-GERENCIA DE EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN

El empaque geométrico es la forma en las que los granos que forman la roca se agrupan. Todos los granos son esféricos y del mismo tamaño (sistema ideal). La porosidad se reduce cuando el tamaño de los empaques geométricos no es similar. Si se modifica la disposición espacial de las esferas, se puede obtener los siguientes tipo de empaque: cúbico, ortorrómbico, tetragonal esfenoidal y rombohedral.

El empaque cúbico es el arreglo en el cual los ejes entre las esferas forman entre sí ángulos de 90°. Este tipo de empaque presenta una porosidad de 47,64%. Si se mantiene el empaque y se reduce el tamaño de las esferas a la mitad, la porosidad no varía debido a que la variación del tamaño de los granos no influye en la misma, siempre y cuando se mantenga el tipo de arreglo o empaque de los granos.

El empaque ortorrómbico presenta una porosidad del 39,54%, esta reducción con respecto al empaque cúbico se debe a una disminución en el volumen poroso del sistema, ya que parte de las esferas ocupan un volumen que anteriormente se encontraba vacío.

El empaque tetragonal esfenoïdal presenta ejes entre las esferas que forman en todos los sentidos ángulos de 60° entre sí y su porosidad es de 30,19%.

El empaque romboédrico o rombohedral presenta una porosidad del 25,94%.

El análisis del empaque de los granos es de particular interés debido a que el radio (r) se cancela y la porosidad del empaque de esferas uniformes es una función del empaque solamente, es decir la porosidad no está en función del radio de las partículas.

Otro factor que afecta la porosidad y la permeabilidad es la presencia de material cementante; los granos que conforman la matriz de la roca se encuentran unidos entre sí por material cementante, el cual se encuentra compuesto principalmente por sílice, carbonato de calcio y arcilla.

La presencia de material cementante influye en la firmeza y compactación de la roca, por ende afecta a la porosidad de la misma. Conforme aumenta la cantidad de material cementante, la porosidad del sistema disminuye, ya que este material se aloja en los espacios disponibles para la acumulación de fluidos. Por este motivo, la porosidad de las arenas no consolidadas (presentan poca cantidad de material cementante) es mucho mayor que la porosidad de arenas altamente compactadas.

La geometría y distribución del tamaño de los granos depende del ambiente depositacional en el cual se originó la roca, los granos que conforman la roca presentarán una determinada *distribución en su tamaño*. Esta variación en el tamaño de los granos se conoce como escogimiento. Cuando la distribución del tamaño de los granos de una roca es homogénea (buen escogimiento), la

porosidad de la roca es alta. A medida que aumenta la heterogeneidad en el tamaño de los granos, disminuye la porosidad de la roca.

Es importante también la disposición longitudinal y superficial de los granos de arena, cuando son largos y planos empacados paralelamente, pueden poseer poca porosidad y permeabilidad. La permeabilidad horizontal, a lo largo de superficies planas, probablemente sea más alta que la permeabilidad vertical, de arriba hacia abajo, perpendicular a las superficies planas.

Este caso es algo común en un yacimiento petrolífero, la permeabilidad excede a la vertical, ya que los granos de arena depositados en el agua tienden a acomodarse horizontalmente sus superficies. A pesar de esto, los mismos granos de arena, en otro tipo de condiciones, pueden colocarse de tal manera que las superficies de mayor tamaño se orienten en diversas direcciones consiguiendo una mayor porosidad, ya que así la forma y el tamaño del espacio poroso será más grande y el paso de los fluidos a través de ellos podrá ser mayor.

La *forma de los granos* es un importante factor que afecta la porosidad de las rocas. Un sistema compuesto por granos perfectamente redondeados presentará una porosidad mayor a la de un sistema formado por granos alargados o no redondeados. Las variaciones en los granos se deben a procesos de compactación y diagénesis.

La presión de las capas suprayacentes, debido a la *compactación mecánica*, es otro factor que influye en la porosidad. Este tipo de compactación se ejerce por el peso de las capas suprayacentes de la roca. A medida que la profundidad se incrementa, la presión ejercida por la columna de sedimentos aumenta, esto genera una fuerza que tiende a deformar granos y reducir el volumen de espacios vacíos, por lo tanto se origina una disminución de la porosidad.

2.2.1.4. SATURACIÓN DE LOS FLUIDOS

Si en el medio poroso se encuentra agua y petróleo, la saturación de petróleo es el volumen que ocupa el mismo sobre el volumen total de la roca y la saturación

de agua es la fracción del volumen de agua sobre el volumen total de la roca. Si además de agua y petróleo existe gas libre, la saturación de gas será la fracción del espacio poroso en el yacimiento ocupada por el gas libre. La sumatoria de las saturaciones de todos los fluidos que se encuentran presentes en el espacio poroso de una roca, debe ser igual a 1. Si consideramos un medio poroso saturado por petróleo, agua y gas, tenemos:

$$S_o + S_w + S_g = 1 \quad (2.5)$$

Donde:

S_o = Saturación de petróleo, fracción.

S_w = Saturación de agua, fracción.

S_g = Saturación de gas, fracción.

La saturación de agua connata o innata es inherente a la formación y queda formando parte del espacio poroso después de la acumulación del petróleo o gas.

Algunos reservorios de petróleo no contienen gas libre, ya que todo el gas se encuentra disuelto en el petróleo. Dichos reservorios son conocidos como “reservorios subsaturados”.

Los anexos 1.11 y 1.12 muestran la saturación de agua de las arenas U y T inferior.

2.2.1.5. CAPILARIDAD

La capilaridad es una propiedad física de los fluidos por la que ellos pueden avanzar a través de un canal minúsculo, ya que la fuerza intermolecular entre sus moléculas es menor a la adhesión del líquido con el material del tubo. El líquido sigue subiendo hasta que la tensión superficial se equilibra por el peso del líquido que llena el tubo.

En los yacimientos petrolíferos esta situación es común ya que los sistemas porosos son tubos de diámetro muy pequeño distribuidos directamente en el medio y donde por lo general se encuentran más de un fluido inmiscible en fases bien diferenciadas: petróleo, agua y gas.

2.2.1.6. HUMECTABILIDAD

La humectabilidad es la tendencia que tiene un fluido para adherirse o mojar la superficie de la roca en presencia de otro fluido miscible. De acuerdo con este parámetro existirán rocas hidrófilas que son rocas preferentemente humectadas por agua y constituyen la mayoría de las rocas de yacimientos; y cuando la roca está preferentemente humectada por petróleo se denominan rocas oleófilas o hidrófoba.

2.2.2. PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS

2.2.2.1. FACTOR VOLUMÉTRICO

Es la relación existente entre un fluido (petróleo, gas, agua) a condiciones del yacimiento y a condiciones superficiales.

2.2.2.1.1. FACTOR VOLUMÉTRICO DEL PETRÓLEO

Es un factor que representa el volumen de petróleo saturado con gas, a condiciones de presión y temperatura del yacimiento, por unidad volumétrica de petróleo a condiciones normales. Se denota como B_o .

$$\beta_o = \frac{V_{YAC}}{V_{CS}} \quad (2.6)$$

Donde:

β_o = Factor Volumétrico del Petróleo, Bls/BF.

V_{YAC} = Volumen del Yacimiento, Bls.

V_{CS} = Volumen a Condiciones Estándar, BF.

Cuando la presión disminuya por debajo de la presión de burbuja (P_b) el volumen de hidrocarburos se reducirá debido a la liberación del gas. Para presiones superiores a la presión de burbuja el volumen de petróleo continúa en aumento hasta alcanzar la presión de burbuja.

2.2.2.1.2. FACTOR VOLUMÉTRICO DEL GAS

Es un parámetro que relaciona el volumen de gas libre, a condiciones de presión y temperatura de yacimiento, por unidad volumétrica del gas libre a condiciones normales. Se denota como B_g .

$$\beta_g = 0,02827 \frac{Z_{yac} T_{yac}}{P_{yac}} \quad (2.7)$$

Donde:

B_g = Factor volumétrico del gas, PCY/PCS

Z_{yac} = factor de compresibilidad, adimensional.

T_{yac} = Temperatura en el yacimiento, °F

P_{yac} = Presión en el yacimiento, psi.

2.2.2.1.3. FACTOR VOLUMÉTRICO DE FORMACIÓN TOTAL

Se trabaja también con un término llamado *Factor volumétrico total, de dos fases o bifásico*, que está definido como el volumen en barriles que ocupa un barril fiscal junto con su volumen inicial de gas disuelto a cualquier presión o temperatura.

$$\beta_T = \beta_o + \beta_g R_{si} - R_s \quad (2.8)$$

β_t = Factor volumétrico Total, Bls/BF

β_g = Factor volumétrico del gas, Bls/PCS

β_o = Factor Volumétrico del Petróleo, Bls/BF

R_{si} = Relación gas – petróleo a presión y temperatura inicial.

R_s = Relación gas – petróleo a presión y temperatura del yacimiento.

2.2.2.2. VISCOSIDAD DEL AGUA Y DEL PETRÓLEO

La viscosidad es una medida cuantitativa de la resistencia de un fluido al movimiento, resultante de los efectos combinados de la cohesión y la adherencia; determina la velocidad de deformación del fluido que se produce cuando se le aplica un esfuerzo cortante dado. Un fluido que no tiene viscosidad se llama fluido ideal, en realidad todos los fluidos conocidos presentan algo de viscosidad, siendo el modelo de viscosidad nula una aproximación bastante buena para ciertas aplicaciones.

La viscosidad es una característica de todos los fluidos, tanto líquidos como gases, sin embargo, en este último caso su efecto suele ser despreciable, están más cerca de ser fluidos ideales. Es importante recalcar que la viscosidad sólo se manifiesta en fluidos en movimiento, ya que cuando el fluido está en reposo adopta una forma tal en la que no actúan las fuerzas tangenciales que no puede aplicar resistencia. La unidad de medida de viscosidad es el Poise.

La viscosidad es una de las características más importantes de los hidrocarburos en los aspectos operacionales de producción, transporte, refinación y petroquímica.

La viscosidad del petróleo disminuye con el incremento de la presión por debajo del punto de burbuja a consecuencia del efecto que tiene el gas que ingresa en solución; y sobre el mismo punto, la viscosidad del petróleo se eleva con el aumento de la presión.

Es muy importante el efecto de la temperatura sobre la viscosidad de los crudos, en el yacimiento o en la superficie, especialmente concerniente a crudos pesados y extrapesados.

Cuando la temperatura se incrementa a causa del aumento de la actividad molecular entonces como consecuencia la viscosidad disminuye.

La viscosidad del agua se incrementa cuando la temperatura disminuye, debido al aumento de la presión y de la salinidad. La tasa de flujo en medios porosos es inversamente proporcional a la viscosidad.

El efecto de la transferencia de momento por medio de colisiones moleculares no está bien definido en los líquidos por el dominio de los campos de fuerza que interactúan entre las moléculas líquidas agrupadas y muy próximas unas a las otras. La temperatura afecta drásticamente las viscosidades de los líquidos.

En conclusión cuando la temperatura se incrementa, la viscosidad decrece; además el valor de la medida de viscosidad del petróleo puede obtenerse a condiciones de laboratorio asumiendo características y propiedades propias del reservorio, con la intención de obtener datos relacionados con la situación real de la zona de interés que va a ser analizada de la formación.

2.2.2.3. RAZÓN DE MOVILIDADES

La movilidad de una sustancia se define como la relación entre la permeabilidad efectiva de la roca a un fluido y la viscosidad de este fluido. La definición de razón de movilidades se usa cuando en un medio poroso un fluido desplaza a otro, de esta forma la eficiencia máxima se obtiene cuando la movilidad de un fluido desplazado es mayor a la del fluido desplazante.

El momento en el que dos fluidos están en movimiento simultaneo con destino al pozo, la razón de movilidad determina las tasas de flujo del fluido, esta razón de movilidad influye directamente en la eficiencia de desplazamiento de los fluidos en la formación.

Es importante recalcar que para una óptima movilidad de agua la movilidad relativa al petróleo debe ser alta y la movilidad relativa al agua debe ser baja. La razón fluyente agua-petróleo depende de la razón de viscosidades y de la razón de permeabilidades efectivas, es decir, de la razón de movilidades, que se deduce de la siguiente forma:

$$\frac{Q_w}{Q_o} = \frac{\frac{k_w A \Delta P}{\mu_w L}}{\frac{k_o A \Delta P}{\mu_o L}} = \frac{k_w \mu_w}{k_o \mu_o} = \frac{\lambda_w}{\lambda_o} = M_{W,O} = \frac{K_w \mu_w}{K_o \mu_o} = \frac{K_w \times \mu_o}{K_o \times \mu_w} \quad (2.9)$$

Donde:

$M_{W,O}$ = Razón de movilidad agua-petróleo, fracción.

K_w = Permeabilidad al agua, md.

μ_w = Viscosidad al agua, Cp.

K_o = Permeabilidad al petróleo, md.

μ_o = Viscosidad al petróleo, Cp.

K_w , K_o , y μ_w , μ_o se miden a condiciones promedio en la zona invadida y el valor de la movilidad está expresado en fracción adimensional.

2.2.2.4. COMPRESIBILIDAD

La compresibilidad o también conocido como módulo volumétrico de elasticidad, cuya definición es el cambio en volumen por unidad de presión, se incrementa a medida que la presión decrece.

El término que representa a las compresibilidades promedias y desde el que se inicia para lograr obtener las diferentes ecuaciones de la compresibilidad para los distintos tipos de fluidos es:

$$C = -\frac{1}{V} \frac{dV}{dP} \quad T \quad (2.10)$$

Donde:

C = Compresibilidad, psi^{-1} .

dV = Variación de Volumen, Bls.

dP = Variación de Presión, psi.

V = Volumen del fluido, Bls.

2.2.2.5. FACTOR DE RECOBRO DEL PETRÓLEO

Es la fracción del Petróleo Original *in situ* que se puede recuperar en un proceso de producción. El factor de recobro se puede clasificar según las etapas de recuperación de hidrocarburo como se observa en la Tabla 2.2.

$$FR = \frac{N_p}{N}$$

Donde:

FR = Factor de recobro

N_p = Petróleo producido, BF.

N = Petróleo inicial, BF.

TABLA 2.2 CLASIFICACIÓN DEL FACTOR DE RECOBRO

CLASIFICACIÓN DEL FACTOR DE RECOBRO SEGÚN LA ETAPA DE RECUPERACIÓN	
Factor de Recobro Primario	$\frac{\text{Reservas Primarias}}{POES}$
Factor de Recobro Secundario	$\frac{\text{Reservas Secundarias}}{POES}$
Factor de Recobro Terciario	$\frac{\text{Reservas Terciarias}}{POES}$

FUENTE: Apuntes de Recuperación Secundaria. Ing. Raúl Valencia Msc.

ELABORADO POR: ANDREA SALAZAR

2.3. DETERMINACIÓN DE LAS CARACTERÍSTICAS PETROFÍSICAS.

Estas propiedades de la roca y fluidos se pueden obtener mediante dos métodos: registros eléctricos y núcleos tomados del yacimiento.

2.3.1. ANÁLISIS DE NÚCLEOS

Los núcleos o cores son muestras que se toman a distintas profundidades para ser estudiados en el laboratorio. De estos análisis se adquieren datos de saturación de petróleo S_o , saturación de agua S_w , porosidad ϕ (%), permeabilidad K , presión capilar P_c , humectabilidad, etc.

2.3.2. REGISTROS ELÉCTRICOS CORRIDOS EN LOS POZOS

Los datos de saturación de agua, saturación de petróleo, al igual que el porcentaje de porosidad, se pueden obtener a partir del análisis de registros eléctricos. Los registros eléctricos de los pozos representan una información única y permanente que además estará siempre disponible en el futuro, por esta razón la información cualitativa y cuantitativa (saturación de fluidos, porosidad, litología, espesor neto productivo, etc.) obtenida de los registros eléctricos son de importante utilidad en ingeniería, producción y geología.

Los registros eléctricos se describen como métodos indirectos para determinar parámetros que permiten evaluar las formaciones petrolíferas. Son técnicas rápidas y precisas para obtener información de las formaciones que se atraviesan durante la perforación, ya que así se puede lograr tener una mejor perspectiva del yacimiento.

Los registros a hueco abierto son los más usuales ya que tienen un contacto directo con la formación proporcionando la información más cuantiosa y válida, estos se corren al cumplir la primera fase de la perforación o en el momento en el que se ha llegado a la profundidad total programada.

Los registros a hueco revestido son corridos principalmente para obtener información adicional o cuando estos sean requeridos frente a un problema que se presente en el pozo a lo largo de su vida productiva.

Una interpretación profunda de los registros eléctricos consiste en obtener la siguiente información del reservorio:

- Localización de zonas porosas, zonas permeables y acuíferos.
- Imagen y determinación de saturación de hidrocarburos.
- Determinación de litología.
- Determinación de la porosidad.
- Correlación pozo-pozo.
- Determinación del contacto agua – petróleo (CAP), el límite inferior de arena (LIA) y el cut – off.

Las principales curvas de los registros en los pozos son GR, SP, MNOR, MINV, CALI, DIL, IL, SN, MSFL, RHOB, NPHI y PEF.

Las funciones más importantes de los registros tomados en los pozos del Campo Shushufindi se señalan a continuación.

2.3.2.1. Registro SP, GR, Microlog, Caliper

El SP y GR son registros de fenómenos físicos que suceden de forma natural en las rocas in situ. La curva SP registra el potencial eléctrico (voltaje) producido por la interacción del agua de formación innata, el fluido de perforación conductivo y determinadas rocas selectivas de iones (lutita).

El registro de GR muestra la radioactividad natural de las formaciones que depende de la concentración de uranio, potasio y torio.

El registro Microlog proporciona las mediciones de resistividad de un volumen relativamente pequeño de costra de lodo y de formación cercana al agujero. La comparación de las dos curvas se utiliza para reconocer con facilidad la costra de lodo, lo que indica las formaciones invadidas y, por ende, permeables.

El Caliper determina claramente que el diámetro real del hueco varía en gran medida del diámetro de la broca que se ha utilizado para la perforación del pozo.

En formaciones permeables el diámetro del hueco se reduce por el grosor de la costra de lodo, el mismo que depende de las características del lodo. Todos estos registros son aptos para señalar zonas permeables.

2.3.2.2. Registro Inducción, DIL, MSFL

El registro de doble inducción, DIL, realiza mediciones de inducción profunda, media y somera; las herramientas de microresistividad se utilizan para medir la resistividad de la zona lavada, Rxo, y para describir capas permeables.

Los registros de resistividad se corren solos y en combinación. En la actualidad se toman registros como: DIL para determinar la resistividad en la formación no invadida (denominada resistividad verdadera R_t) y el perfil Microesférico Focalizado MSFL para determinar la resistividad cerca del pozo (denominada resistividad de zona lavada, Rxo), en donde el filtrado de lodo ha sustituido en su mayoría a los fluidos originales de los poros.

Esta información se utiliza para identificar las zonas que tienen presencia de hidrocarburos y estimar la presencia del contacto agua-petróleo (CAP).

2.3.2.3. Registro Neutrón, Sónico, Densidad

La porosidad de las rocas puede determinarse a partir del registro sónico, el registro de densidad o el registro de neutrones; en ocasiones, una combinación de registros de porosidad puede establecer la composición litológica.

La herramienta sónica mide el tiempo de tránsito por intervalos (t), o el tiempo en microsegundos que requiere una onda acústica para recorrer 1 pie (ó 1 metro) de formación en un camino paralelo al pozo.

La herramienta de densidad reacciona a la densidad de electrones del material de la formación. El registro neutrónico responde principalmente a la presencia de átomos de hidrógeno.

2.3.2.4. Registros CBL, VDL, CCL

Estos registros aportan información sobre la calidad de cemento, adherencia cemento – casing, adherencia cemento – formación y localización de cuellos del casing que es importante para correlacionar profundidad.

2.4. CARACTERÍSTICAS DE LAS ARENAS PRODUCTORAS

Las características y propiedades promedio básicas de las rocas productoras se indican en la tabla 2.3.

TABLA 2.3 CARACTERÍSTICAS DE LAS ARENAS PRODUCTORAS

PARÁMETRO	YACIMIENTO		
	Basal Tena	U	T
Profundidad promedio (pies)	9250	9300	9600
Espesor saturado de petróleo, ho (pies)	16,0	52,0	48,0
Porosidad, ϕ (%)	16,0	18,0	17,0
Área, A (Acres)	10977	36376	38415
Factor de recobro, FR (%)	30,0	53,0	53,0
Permeabilidad, k (md)	150	40 – 1100	10 – 900

FUENTE: Ingeniería de Yacimientos; EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: Andrea Salazar

2.5. CARACTERÍSTICAS Y PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS

Las características y propiedades principales de los fluidos de las formaciones productoras están descritas en la tabla 2.4.

TABLA 2.4 CARACTERÍSTICAS DE LOS FLUIDOS

PARÁMETRO	YACIMIENTO		
	Basal Tena	U	T
Presión inicial, P_i (psi)	3860	3867	4050
Presión de burbuja, P_b (psi)	807	1010	1053
Temperatura de formación, T (°F)	195	218	218
Gravedad específica del petróleo (°API)	19 – 30	22,4	31,88
Factor volumétrico inicial de petróleo, B_{oi} (BL/BF)	1,3097	1,288	1,3003
Relación gas – petróleo, GOR (PCS/BF)	400	233	383
Saturación de agua inicial, S_{wi} (%)	24,8	15	15
Salinidad NaCl (ppm)	107000	99000	23000
Salinidad Cl-1 (ppm)	65000	60000	14000
Resistividad del agua, R_w @ Temperatura de formación	0,028	0,031	0,101
Viscosidad del petróleo, μ_o (cp)	2,8	2,8	1,08
Viscosidad del agua, μ_w (cp)	0,25 – 0,5		
Compresibilidad del petróleo, C_o (psi-1)	$7,756 \times 10^{-6}$		
Gravedad específica del gas, γ_g	0,65		

FUENTE: Ingeniería de Yacimientos; EP PETROECUADOR

ELABORADO POR: Andrea Salazar

CAPITULO 3

CÁLCULO DE RESERVAS Y UBICACIÓN DE POZOS DE RELLENO EN EL CAMPO SHUSHUFINDI.

3.1. CÁLCULO DE RESERVAS

3.1.1. PETRÓLEO ORIGINAL EN SITIO (POES)

El petróleo original en sitio es el volumen total de petróleo estimado que se presenta originalmente en el reservorio. Puede ser calculado por métodos volumétricos y se lo determina por la siguiente fórmula:

$$POES = 7758 \frac{V_r * \Phi_e * (1 - S_{wi})}{\beta_{oi}} \quad (3.1)$$

Dónde:

POES = Petróleo Original en Sitio, BF.

V_r = Volumen de la roca, Acre – Pie.

Φ_e = Porosidad efectiva de la roca, Fracción)

S_{wi} = Saturación de agua irreductible, Fracción

B_{oi} = Factor volumétrico de petróleo inicial, Bls/BF

7758 = Factor de conversión, Bls/Acre – Pie.

3.1.2. RESERVAS

Las reservas son cantidades de crudo que se estima pueden ser recuperados de forma que sean técnica y económicamente rentable a partir de acumulaciones conocidas a una fecha futura. Todas las cantidades consideradas de reservas implican algún porcentaje de incertidumbre.

La incertidumbre depende principalmente de los datos confiables y disponibles de ingeniería y geología a la fecha del estimado Y a la vez dependerá de la interpretación de los datos presentados. El grado relativo de incertidumbre se aplica para colocar las reservas en una de las dos clasificaciones principales: probadas o no - probadas.

3.1.2.1. Reservas Probadas

Las reservas probadas son cantidades de petróleo, que a partir de análisis de datos de geología e ingeniería, pueden ser estimadas con moderada certeza que serán recuperables, a partir de una fecha dada, de yacimientos conocidos y bajo las actuales condiciones económicas, métodos de operación y regulaciones.

El Campo Shushufindi con reservas probadas iniciales de 1.590,9 millones de barriles, que representa el 21,5% de la totalidad de las reservas de la cuenca Oriente; del total de reservas, 8 millones de barriles pertenecen a la formación Basal Tena; 754,1 millones de barriles a la formación U y 792,1 millones de barriles a la formación T. **(Fuente: Plan de Desarrollo del Campo Shushufindi – Aguarico 2011-2031; E.P. Petroecuador).**

3.1.2.2. Reservas Probables

Son las reservas no probadas que en relación al análisis de datos de geología e ingeniería de reservorios sugieren que son menos certeras que las probadas. En esta sección, cuando se usen métodos probabilísticos, debe existir al menos una probabilidad del 50 % de que la cantidad a ser recuperada será igual o superará a la suma del estimado de reservas probadas más las probables.

3.1.2.3. Reservas Posibles

Son los volúmenes estimados de petróleo que podría recuperarse de reservorios que se estima pueden existir, en áreas con la información geológica y sísmica disponible al momento de realizarse la estimación. Su recuperación comercial es menos segura por esta razón no se puede clasificarlas con mayor grado de certeza.

3.1.2.4. Reservas Remanentes

Son los volúmenes de petróleo recuperables, cuantificados a cualquier fecha posterior, al inicio de la producción comercial, que todavía permanecen en el reservorio.

3.1.3. TIPOS DE EMPUJE

La característica del yacimiento para la arena "Basal Tena", es que tienen empuje por expansión roca fluido, en el caso de las arenas "U" y "T" presentan empujes volumétricos e hidráulicos, predominando el empuje volumétrico hacia el centro del reservorio, siendo mejor el empuje para "T", donde el flujo de agua encontraría menos barreras horizontales a su desplazamiento, debido a que en "T" se presentan características sísmicas homogéneas.

3.1.4. CÁLCULO DE RESERVAS

Los métodos utilizados para realizar el cálculo de reservas son:

- Método Volumétrico
- Curvas de Declinación
- Balance de Materiales
- Simulación de Yacimientos

Para el cálculo de las reservas de los nuevos pozos de relleno se va a utilizar el método volumétrico.

3.1.4.1. Método Volumétrico

La base del método volumétrico es la información que se obtiene de los registros eléctricos, ya que de esta forma se establece los valores de saturaciones,

porosidad, espesores de hidrocarburos, y a partir de las pruebas PVT se obtiene el factor volumétrico del petróleo.

3.1.4.1.1. Determinación del área de drenaje

El área de drenaje se calcula a partir del radio de drenaje. El radio de drenaje se obtiene al promediar las distancias de los pozos próximos al pozo de relleno con la siguiente fórmula:

$$D_p = \frac{D_1 + D_2 + D_3}{3} \quad (3.2)$$

Donde:

D_p = Diámetro promedio de drenaje, ft.

D_1, D_2, D_3 = Distancia del pozo de relleno a los pozos cercano, ft.

$$r_d = \frac{D_p}{2} \quad (3.3)$$

Donde:

r_d = Radio de drenaje, ft.

Con el dato de radio de drenaje se puede calcular el área de drenaje a partir de la siguiente fórmula:

$$A = \frac{\pi \times (r_d)^2}{43569} \quad (3.4)$$

Donde:

A = Área de drenaje, Acres.

43569 = Factor de conversión, ft^2 - acres.

3.1.4.1.2. Determinación de las reservas originales (N)

Las reservas originales se obtienen del producto entre el petróleo original en sitio (POES) y el factor de recobro que se ha establecido para cada formación, como se muestra en la siguiente ecuación:

$$N_p = POES * FR \quad (3.5)$$

Se reemplaza la ecuación 3.1 en la ecuación 3.9 y se obtiene:

$$N_p = \frac{7758 \times A \times h_o \times \phi_e \times (1 - S_{wi})}{\beta_{oi}} \times FR \quad (3.6)$$

Donde:

N_p = Petróleo inicial, BF

POES = Petróleo original en sitio, BF.

A = Área, acres.

h_o = Espesor neto saturado de petróleo, ft.

ϕ_e = porosidad efectiva, fracción.

S_w = Saturación de agua, fracción.

β_{oi} = Factor volumétrico inicial de petróleo, Bls/BF

FR = Factor de recobro, fracción.

Para realizar los cálculos de reservas de las formaciones se utilizarán las Curvas de Declinación.

3.1.4.2. Curvas de declinación

Las curvas de declinación son curvas que se producen al graficar la tasa de producción de crudo de un reservorio, campo o pozo con respecto al tiempo.

Estas curvas son útiles en el análisis o la predicción de la producción del respectivo pozo o conjunto de pozos y en el cálculo de las reservas de los mismos.

3.1.4.2.1. Tipos de curvas de declinación

Se conoce tres tipos generales de curvas de declinación: exponencial o constante, hiperbólica en la que se considera que la tasa de declinación es proporcional a la tasa de producción y armónica que es un tipo especial de la declinación hiperbólica.

3.1.4.2.1.1. Declinación Exponencial

La declinación exponencial de la producción de un pozo varía de manera constante con respecto al tiempo, a partir de esto se puede obtener la producción a lo largo de un período de tiempo y realizar el perfil de producción de un pozo.

$$q = q_i * e^{-at} \quad (3.7)$$

Donde:

q = Producción a un determinado tiempo, BFPD.

q_i = Producción inicial, cuando inicia la declinación, BFPD.

a = Declinación constante (D_i)

t = Tiempo determinado de producción, Años.

3.1.4.2.1.2. Declinación Hiperbólica

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

$$\frac{a}{q^n} = \frac{a_i}{q_i^n} \quad (3.8)$$

$$q = \frac{q_i}{1+n*a_i*t}^{\frac{1}{n}} \quad (3.9)$$

Donde:

q = Producción a un período de tiempo, BFPD.

q_i = Producción inicial, BFPD.

a = Declinación hiperbólica.

a_i = Declinación inicial.

t = Tiempo de producción, Años.

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

3.1.4.2.1.3. Declinación Armónica

Este tipo de declinación es proporcional a la tasa de producción.

$$q = \frac{q_i}{1+a_i*t} \quad (3.10)$$

Donde:

q = Producción a un período de tiempo, BFPD.

q_i = Producción inicial, BFPD.

a_i = Declinación inicial

t = Tiempo de producción, Años.

n = 1

3.1.4.2.2. Determinación del tipo de declinación

La arena "U" y "T" tienen empuje hidráulico lateral y de fondo respectivamente, por este motivo las curvas consideradas para el análisis de declinación son las

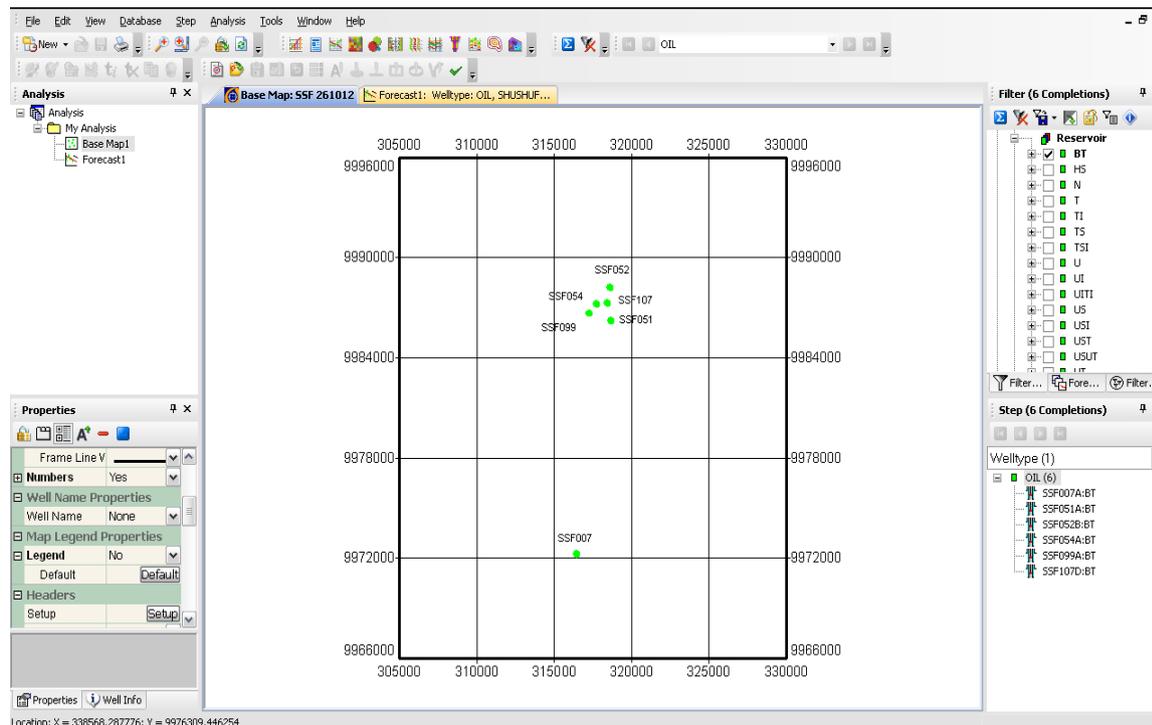
curvas de tipo exponencial que son óptimas para analizar el comportamiento de la producción de este tipo de reservorios.

3.1.4.3. PROCEDIMIENTO

Para iniciar el cálculo de reservas es necesaria la utilización del Software OilField Manager (OFM) ya que de él se obtiene valores precisos de declinación de producción de los reservorios “U” y “T”. El proceso es el siguiente:

1. Cargar al software OFM los historiales de producción de las arenas productoras del Campo Shushufindi.
2. Agrupar y filtrar los datos y pozos en OFM para empezar a realizar el cálculo de reservas por cada arena.

FIGURA 3.1 MAPA BASE CAMPO SHUSHUFINDI – ARENA “BASAL TENA”



FUENTE: Oilfield Manager

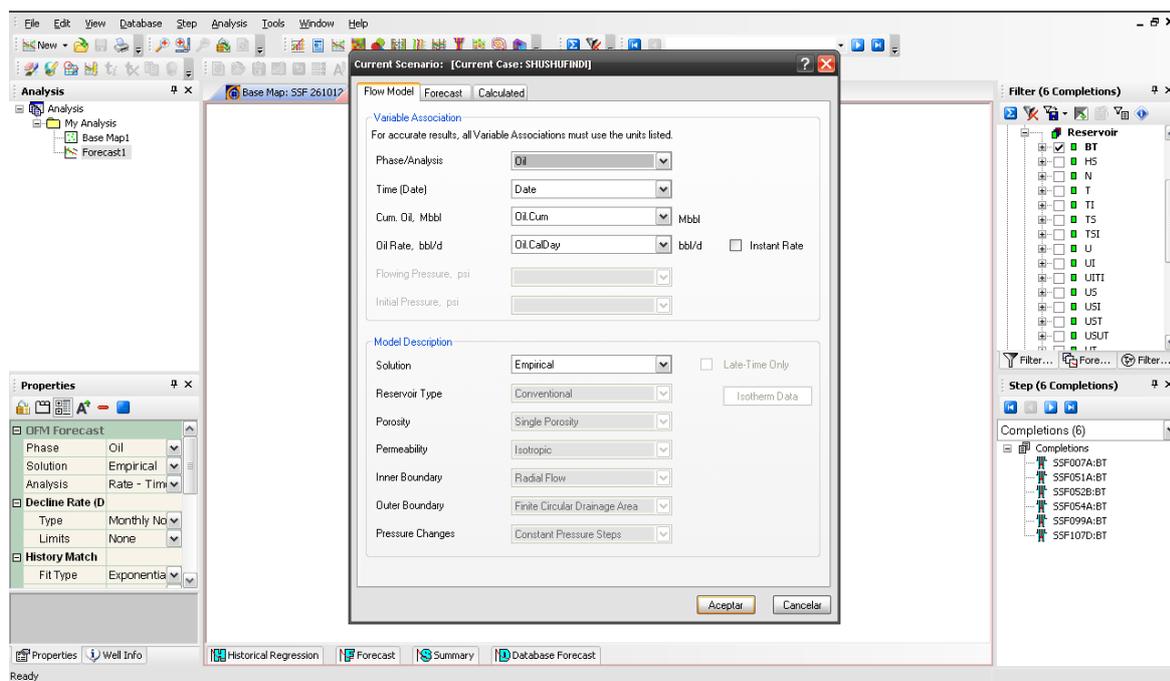
ELABORADO POR: Andrea Salazar

3. En el menú “Edit” seleccionar el ítem “Scenario” en donde se presentará una ventana con las alternativas “Flow model” y “Forecast”.

Para la opción “Flow model” se coloca las siguientes variables en cada parámetro:

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

FIGURA 3.2 FLOW MODEL



FUENTE: Oilfield Manager

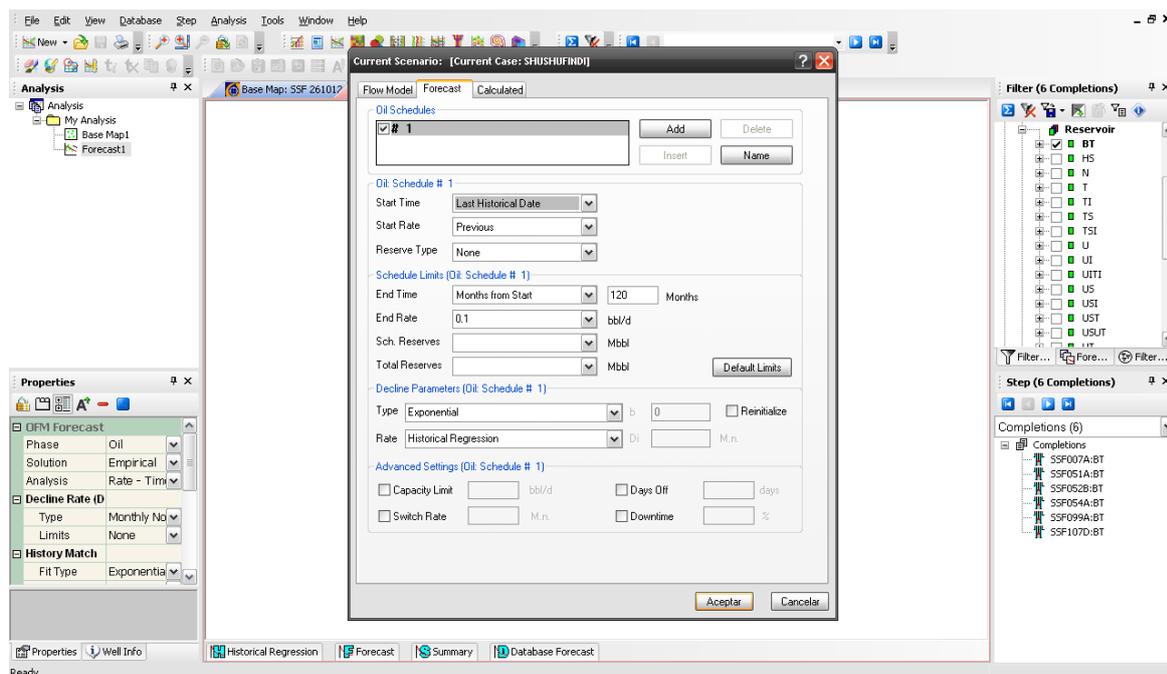
ELABORADO POR: Andrea Salazar

En la opción “Forecast” se debe elegir el tipo de declinación que el software va a calcular, el tipo de reservas y los parámetros para la predicción.

- Start Time (Tiempo de inicio de la predicción): *Lasta Historical Day*
- Start Rate (Tasa inicial de predicción): *Previous*

- Reserve Type: *None*
- End Time (Tiempo final de la predicción): *120 Months*
- Type Decline: *Exponential*
- Rate: *Historical Regression*

FIGURA 3.3 FORECAST



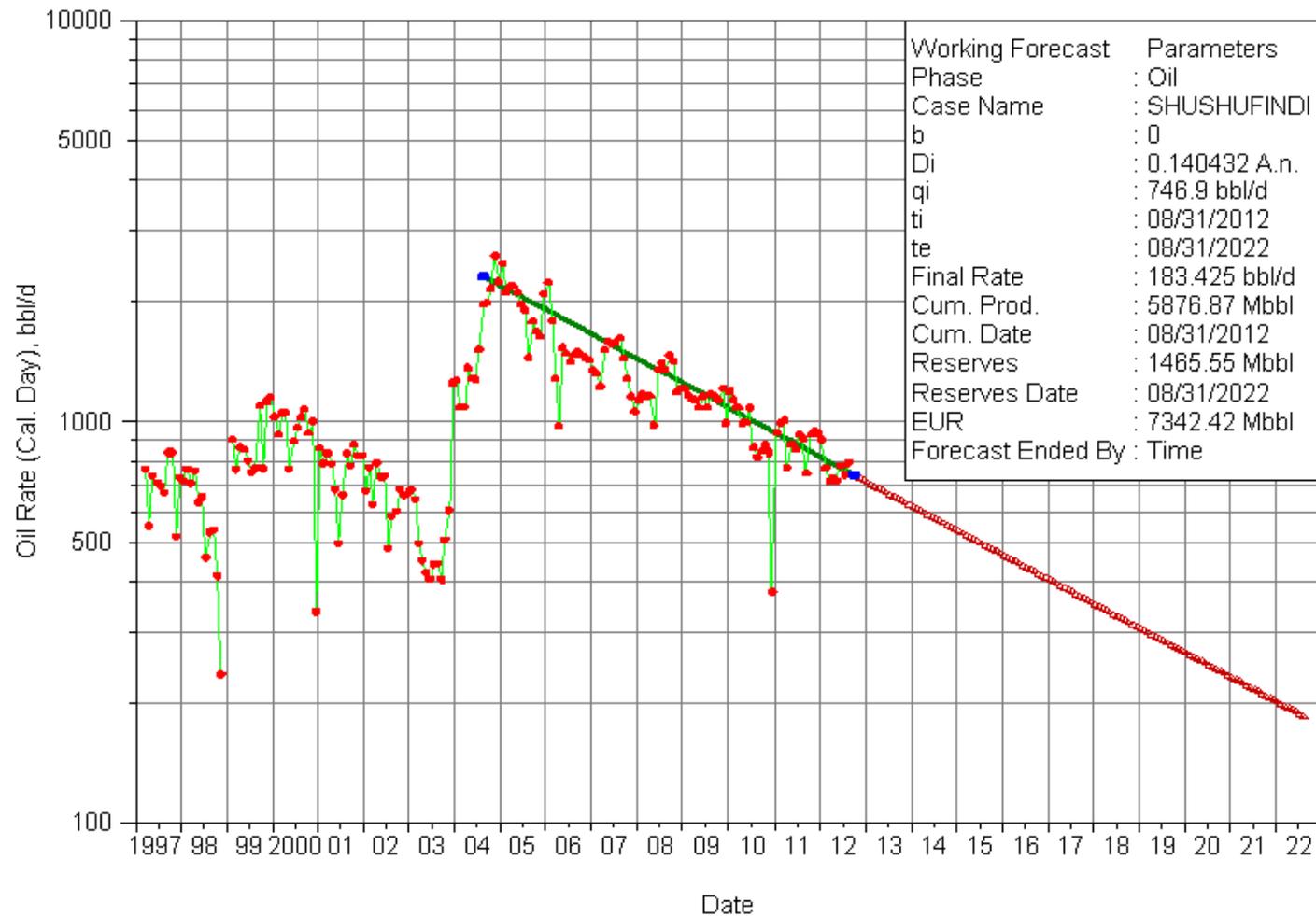
FUENTE: Oilfield Manager

ELABORADO POR: Andrea Salazar

4. Al seleccionar y aceptar todas las variables anteriormente explicada se obtiene un gráfico en formato semilog: la tasa diaria de crudo (OilCalDay) en función del tiempo. Los resultados se indican de forma directa en las gráficas 3.1, 3.2 y 3.3.

Las gráficas que se obtienen muestran que para determinar las reservas se debe basar en la tendencia que se posee la tasa de producción diaria de petróleo para cada yacimiento, a la vez las reservas remanente se calculan a partir de la diferencia entre las Reservas probadas y la Producción Acumulada.

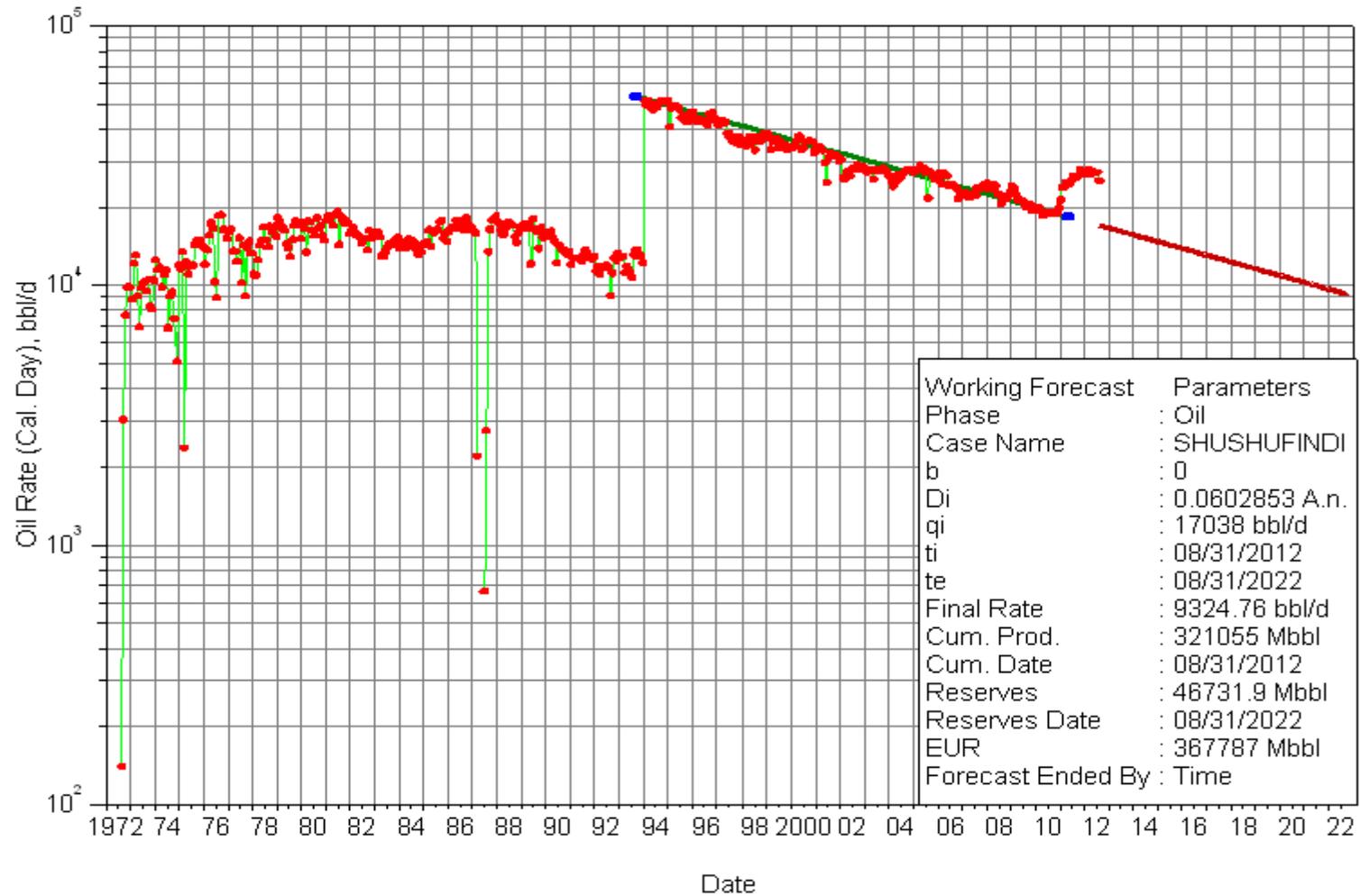
GRÁFICA 3.1 CAMPO SHUSHUFINDI – ARENA BASAL TENA



FUENTE: Oilfield Manager

ELABORADO POR: Andrea Salazar

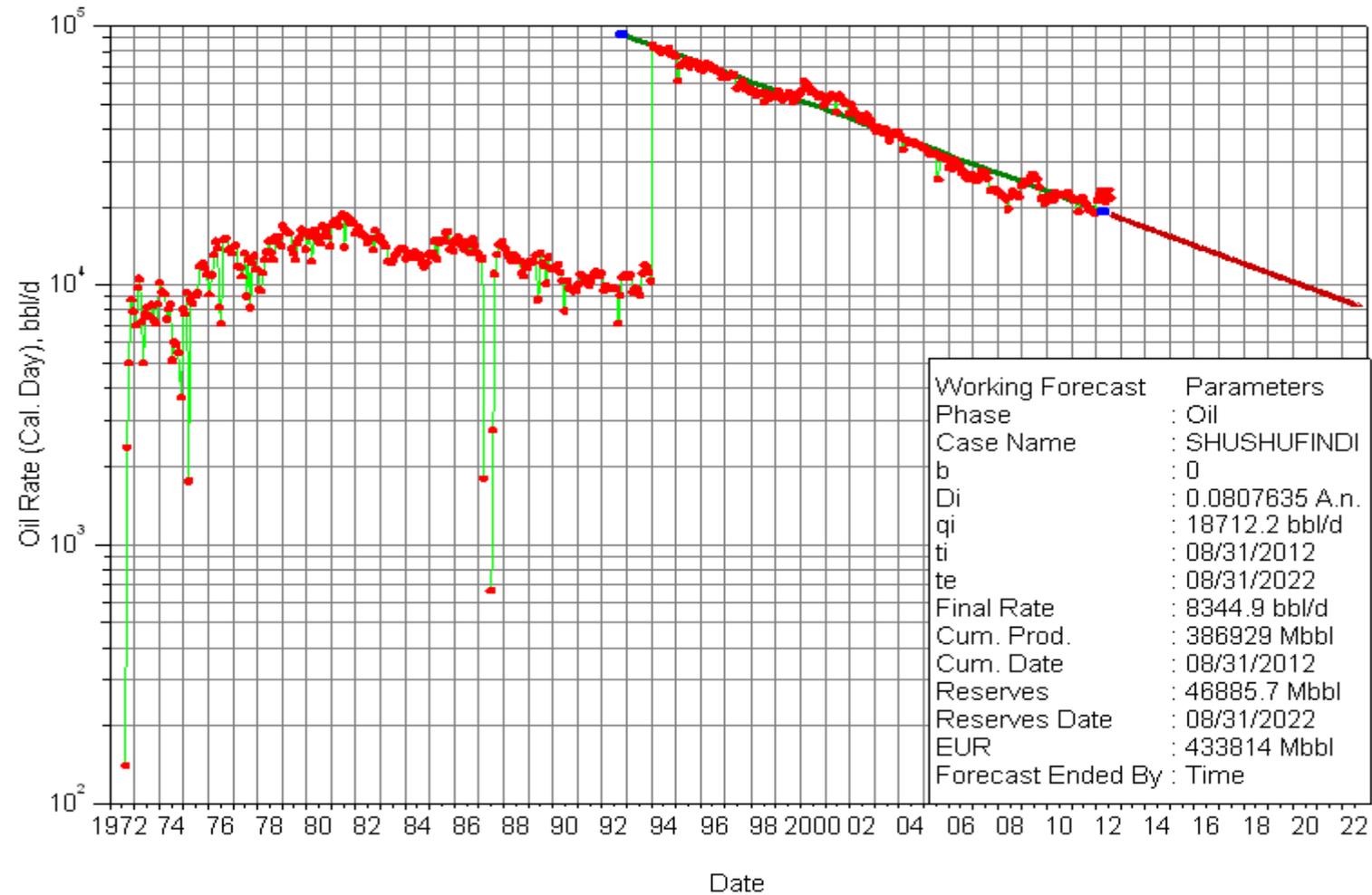
GRÁFICA 3.2 CAMPO SHUSHUFINDI – ARENA “U”



FUENTE: Oilfield Manager

ELABORADO POR: Andrea Salazar

GRÁFICA 3.3 CAMPO SHUSHUFINDI – ARENA “T”



FUENTE: Oilfield Manager

ELABORADO POR: Andrea Salazar

Se puede apreciar que los resultados son satisfactorios ya que el método es confiable.

A continuación se muestran los resultados con datos de producción acumulada hasta octubre del año 2012.

TABLA 3.1 RESERVAS PROBADAS Y REMANENTES DEL CAMPO SHUSHUFINDI

CAMPO	YACIMIENTO	°API	RESERVAS PROBADAS (BF)	PRODUCCIÓN ACUMULADA (BF)	RESERVAS REMANENTES (BF)
SHUSHUFINDI	BASAL TENA	19-30	7'342.420	5'876.870	1'465.550
	U	29- 30,5	367'787.000	321'055.100	46'731.900
	T	30-32	433'814.000	386'929.300	46'884.700
TOTAL SHUSHUFINDI			808'943.420	713'861.270	95'082.150

FUENTE: Oilfield Manager

ELABORADO POR: Andrea Salazar

3.2. UBICACIÓN DE POZOS DE RELLENO EN EL CAMPO SHUSHUFINDI.

3.2.1. POZO DE RELLENO

Es el pozo que es perforado en un campo ya sea entre dos o más pozos de desarrollo para lograr la recuperación de los hidrocarburos restantes en las zonas que no han sido drenadas, de esta forma se logra la optimización de las reservas recuperables y el área de drenaje y así lograr el incremento de la producción del campo en el que estos pozos sean ubicados.

Los pozos de relleno se ubican entre 2 o más pozos por este motivo se debe priorizar el análisis de los pozos vecinos. Por lo tanto este análisis debe enfocarse en los siguientes objetivos:

- Recuperar las reservas, aquellas que no han podido ser producidas por pozos aledaños debido a un mayor espaciamiento entre pozos.
- Llevar a superficie las reservas en un menor tiempo, es decir reservas que podrían ser llevadas a superficie por los pozos vecinos a los pozos de relleno.
- Ayudar a llevar a superficie reservas de pozos que han sufrido algún daño, especialmente de aquellos que están conificados.

3.2.2. HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO SHUSHUFINDI

El descubrimiento y posterior desarrollo del campo Shushufindi da inicio en el año 1,969 con la perforación del pozo SSF-001, luego se perforan los pozos de avanzada SSF-002 y SSF-003, empezando una etapa de desarrollo con una perforación audaz de más de 20 pozos hasta el año 1972. En agosto de ese año se inicia la producción de petróleo con 10 pozos y una tasa de producción de 10,000 BPPD que hasta el mes de diciembre aumenta a 70,000 BPPD con 20 pozos productores.

En marzo del año 1973, la tasa de producción diaria se elevó a 100,000 BPPD con aproximadamente 30 pozos en producción. El campo continua su desarrollo en los años 1974 y 1975, en donde los pozos productores se incrementan a 50. Este número de pozos se mantiene hasta el año 1987 y la producción diaria de crudo se eleva de forma progresiva hasta lograr los 120,000 BPPD.

Al culminar una nueva campaña de perforación con resultados positivos y altas tasas de producción inicial, la producción del campo tiende a mantenerse hasta el año 1994, en el que presenta una tasa de 98,500 BPPD. Desde el inicio del año 1995 en el campo se observa una continua declinación de producción de crudo y un acelerado aumento de la producción de agua; para el año 1996 la producción es de 87,000 BPPD y 47,000 barriles de agua por día (BAPD).

En el año 1998 la producción llega a 75,000 BPPD y 52,000 BAPD, en este año se perfora el pozo SSF-099 en el sector Norte del campo, próximo al pozo SSF-070 que posee una excelente producción. Los resultados son negativos y se observa que el reservorio T se encuentra prácticamente saturado de agua y se obtiene producción de crudo solo en el yacimiento U. Con dichos resultados se limita la capacidad hidrocarburífera de la zona Norte. Hasta este año, se inundaron 50 pozos en la arena T y alrededor de 45 pozos en el reservorio U.

En 1999 la producción es de 73,000 BPPD y 60,000 BAPD y se perfora el pozo SSF-101 en el sector Sur del campo, contiguo a los pozos SSF-024 y SSF-069, con resultados moderados, los reservorios U y T presentan bajas saturaciones de petróleo.

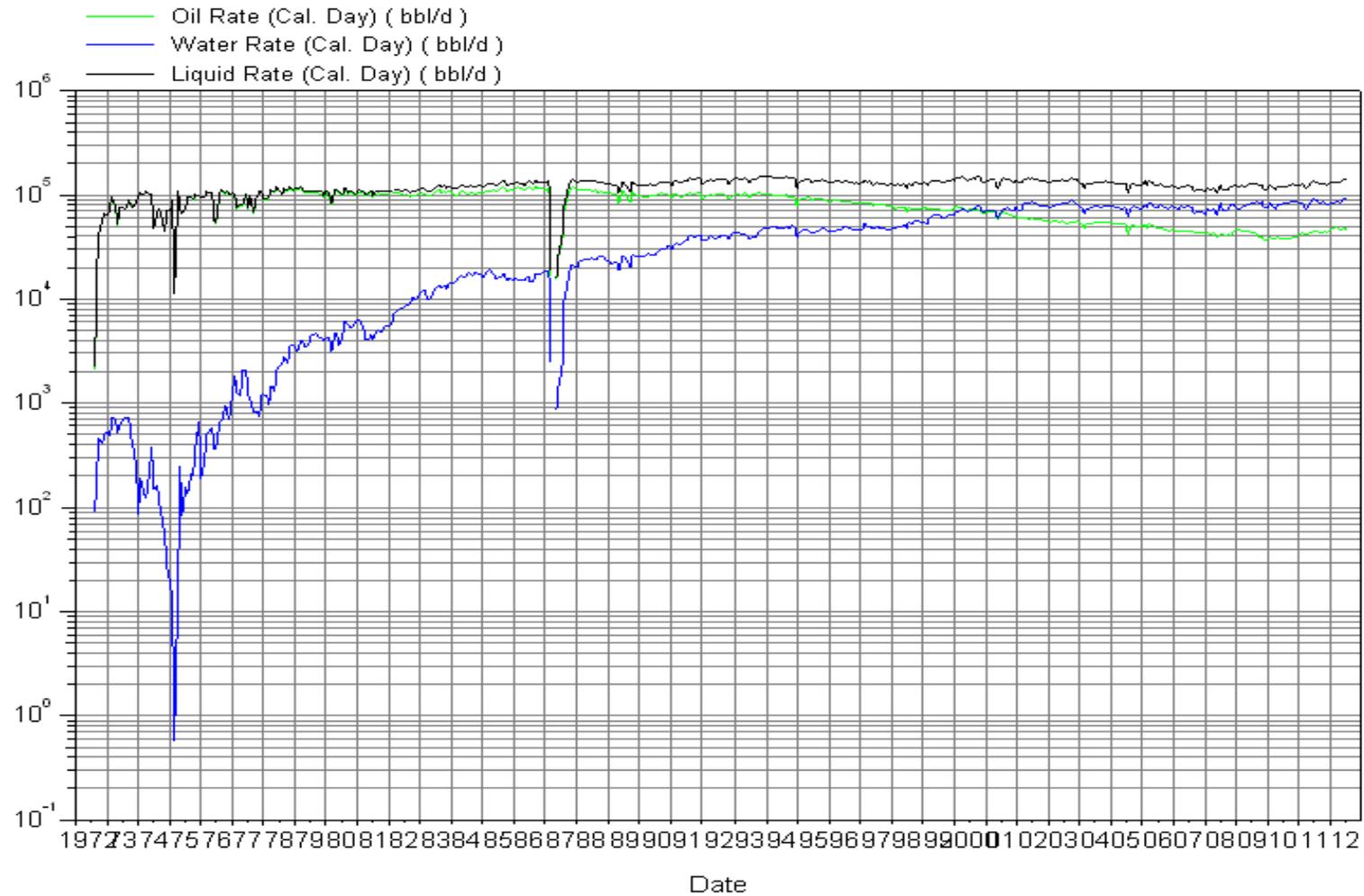
A partir del cuarto trimestre del año 1998 en adelante se colocaron 13 bombas eléctricas de alta capacidad de caudal por parte de PETROPRODUCCIÓN, la producción de fluidos aumenta de 31,000 a 53,000 BFPD solo en los nuevos pozos y se consiguió un incremento de producción de crudo de 8,000 BPPD. A la vez se produjo un mayor aumento en la producción de agua.

El pozo SSF-012 se cierra definitivamente por problemas mecánicos en el año 2000 y en su reemplazo se perfora el pozo SSF-012B en el sector central del campo, próximo a los pozos SSF-084, SSF-089 y SSF-073. De acuerdo a los resultados obtenidos se reveló y corroboró que en el campo existen zonas de acumulación de crudo que aún no han sido drenadas.

El convenio con la compañía YPF se implementa y se instalan bombas eléctricas de alto caudal en 10 pozos. La intención es elevar la producción en 14,000 BPPD en un periodo de dos años. Con estos equipos se incrementó la tasa de petróleo en los pozos del convenio en 6,000 BPPD.

En las gráficas 3.4 y 3.5 se pueden observar el perfil de producción y la producción acumulada del Campo Shushufindi respectivamente.

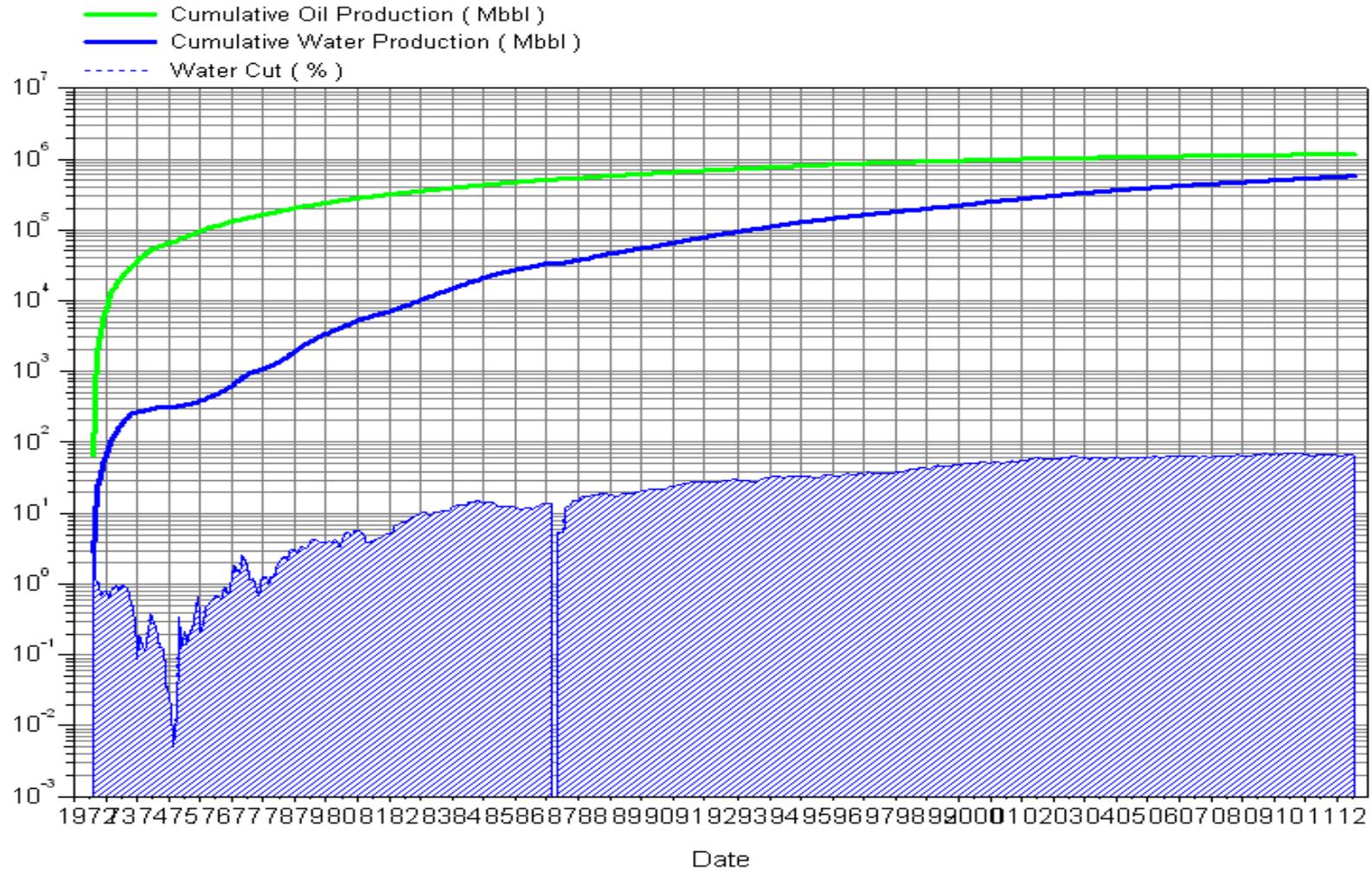
GRÁFICA 3.4 PERFIL DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO SHUSHUFINDI



FUENTE: Oilfield Manager

ELABORADO POR: Andrea Salazar

GRÁFICA 3.5 PRODUCCIÓN ACUMULADA DEL CAMPO SHUSHUFINDI



FUENTE: Oilfield Manager

ELABORADO POR: Andrea Salazar

El aumento de la tasa de petróleo del campo no fue posible y el promedio para el año 2000 es de 72,950 BPPD con una producción de agua que subió de 63,500 BAPD en enero hasta 78,000 BAPD en noviembre; en diciembre la producción de crudo bajó a 65,500 BPPD y de agua a 69,500 BAPD. El BSW se elevó de 46 % en enero a 52 % en diciembre.

A partir de esta fecha y hasta principios del año 2004 ha existido una continua caída de la producción, a consecuencia especialmente del aumento de la producción de agua.

3.2.2.1. Historial de Producción por Reservorio

3.2.2.1.1. Reservorio Basal Tena

Es un reservorio que se encuentra a alrededor de 8,000 pies de profundidad, es discontinuo y aparece en escasos pozos del campo Shushufindi.

El espesor promedio es de 6 pies y se ha realizado un cálculo de cerca 40 millones de barriles de petróleo in situ, de los cuales se reconocen 5 millones de barriles de reservas.

En la tabla 3.2 se puede apreciar la producción histórica promedio por año del reservorio Basal Tena.

TABLA 3.2 HISTORIA DE PRODUCCIÓN PROMEDIO POR AÑO DEL RESERVORIO BASAL TENA

AÑO	PRODUCCIÓN DIARIA			PRODUCCIÓN ACUMULADA			BSW	FLUIDO
	PETRÓLEO	AGUA	GAS	PETRÓLEO	AGUA	GAS		
	bb/d	bb/d	MM cf/d	M BF	M bbl	MM cf		
1997	704	14	0,11	257	5	40	2	718
1998	582	24	0,13	212	9	47	4	606
1999	896	28	0,14	327	10	51	3	937
2000	922	274	0,15	336	100	55	23	1193

CONTINUACIÓN: TABLA 3.2. Historia de Producción Promedio por Año del Reservorio Basal Tena

AÑO	PRODUCCIÓN DIARIA			PRODUCCIÓN ACUMULADA			BSW	FLUIDO
	PETRÓLEO	AGUA	GAS	PETRÓLEO	AGUA	GAS		
	bb/d	bb/d	MM cf/d	M BF	M bbl	MM cf		
2001	768	378	0,1	280	138	37	33	1146
2002	666	358	0,18	243	131	66	35	1024
2003	554	339	0,15	202	124	55	38	893
2004	1663	469	0,41	607	171	150	22	2132
2005	621	349	0,16	226	127	58	36	970
2006	1494	671	0,38	545	245	139	31	2165
2007	734	346	0,19	268	126	69	32	1080
2008	1245	901	0,2	454	329	73	42	2146
2009	881	342	0,21	321	125	77	28	1223
2010	921	323	0,35	336	118	128	26	1244
2011	900	424	0,1	328	155	37	32	1324
2012	766	394	0,07	279	144	26	34	1160

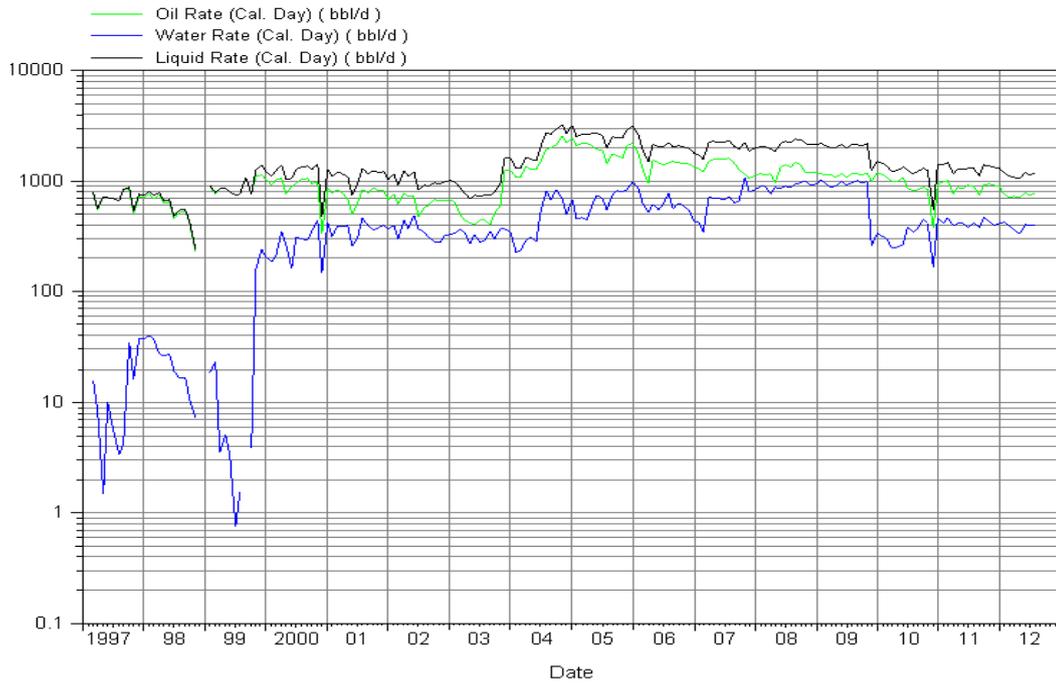
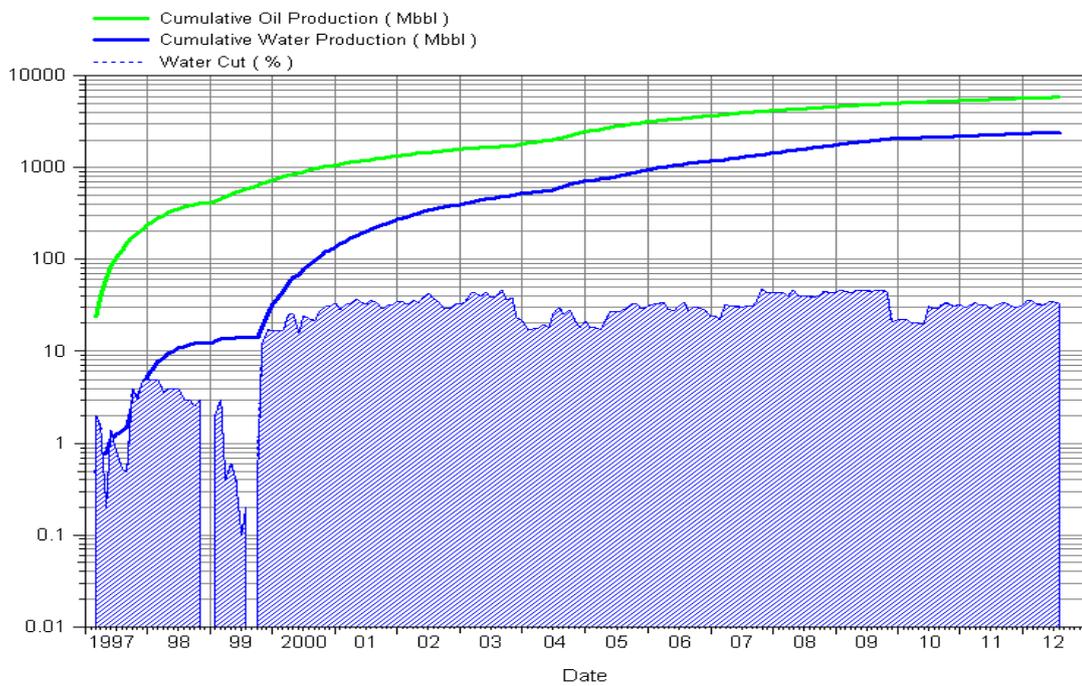
FUENTE: Oilfield Manager

ELABORADO POR: Andrea Salazar

Tiene una producción acumulada de aproximadamente 5,22 MM BLS de petróleo, con una producción continua de sus 6 pozos activos de aproximadamente 895 BPPD:

- SSF-007
- SSF-051
- SSF-52B
- SSF-54
- SSF-099 y
- SSF-107D

El perfil de producción y la producción acumulada de la arena se indica en la gráfica 3.6 y 3.7.

GRÁFICA 3.6 PERFIL DE PRODUCCIÓN DEL RESERVORIO BASAL TENA**FUENTE:** Oilfield Manager**ELABORADO POR:** Andrea Salazar**GRÁFICA 3.7** PRODUCCIÓN ACUMULADA DEL RESERVORIO BASAL TENA**FUENTE:** Oilfield Manager**ELABORADO POR:** Andrea Salazar

3.2.2.1.2. Reservorio U

De acuerdo a criterios como: el tiempo de producción, la forma de las curvas, las pequeñas variaciones en el grado API, la intrusión continua y a la vez limitada del agua de formación, y la respuesta reducida a la potencia de los sistemas de levantamiento artificial; se concluye que se trata de un reservorio sectorizado. Es un reservorio que posee enormes reservas que se encuentran dispuestas en diferentes sectores, los acuíferos actúan eficientemente pero debido a los inconvenientes que encuentran no inundan de forma precipitada la zona de crudo.

Ciertas barreras de permeabilidad impiden el ingreso del agua, y esto se refleja en la diferencia de presión con respecto a la inicial de 1800 PSI. La presión es un limitante para la producción de fluidos, pero por esta misma razón se ha logrado, mantener niveles bajos de BSW. La declinación actual es de 5.5 % por año. En la tabla 3.3 se indica la producción histórica promedio por año en el reservorio U.

TABLA 3.3 HISTORIA DE PRODUCCIÓN PROMEDIO POR AÑO DEL RESERVORIO U

AÑO	PRODUCCIÓN DIARIA			PRODUCCIÓN ACUMULADA			BSW	FLUIDO
	PETRÓLEO	AGUA	GAS	PETRÓLEO	AGUA	GAS		
	bbl/d	bbl/d	MM cf/d	MM BF	M bbl	MM cf	%	bbl/d
1972	6061	116	1,68	2,21	0,04	613	1,88	6177
1973	9773	78	2,59	3,57	0,03	945	0,79	9851
1974	9851	17	2,21	3,59	0,01	807	0,17	9868
1975	12328	9	2,82	4,49	0,00	1029	0,07	12337
1976	15041	26	3,49	5,49	0,01	1274	0,17	15067
1977	13616	14	3,59	4,97	0,00	1310	0,1	13630
1978	14606	73	3,81	5,33	0,03	1391	0,5	14679
1979	16097	97	4	5,87	0,04	1460	0,6	16194
1980	16458	410	4,02	6,00	0,15	1467	2,43	16868
1981	17683	266	4,03	6,45	0,10	1471	1,48	17949
1982	15495	1037	3,47	5,65	0,38	1267	6,27	16532
1983	14608	1333	3,62	5,33	0,49	1321	8,36	15941
1984	14225	1699	3,71	5,19	0,62	1354	10,67	15924

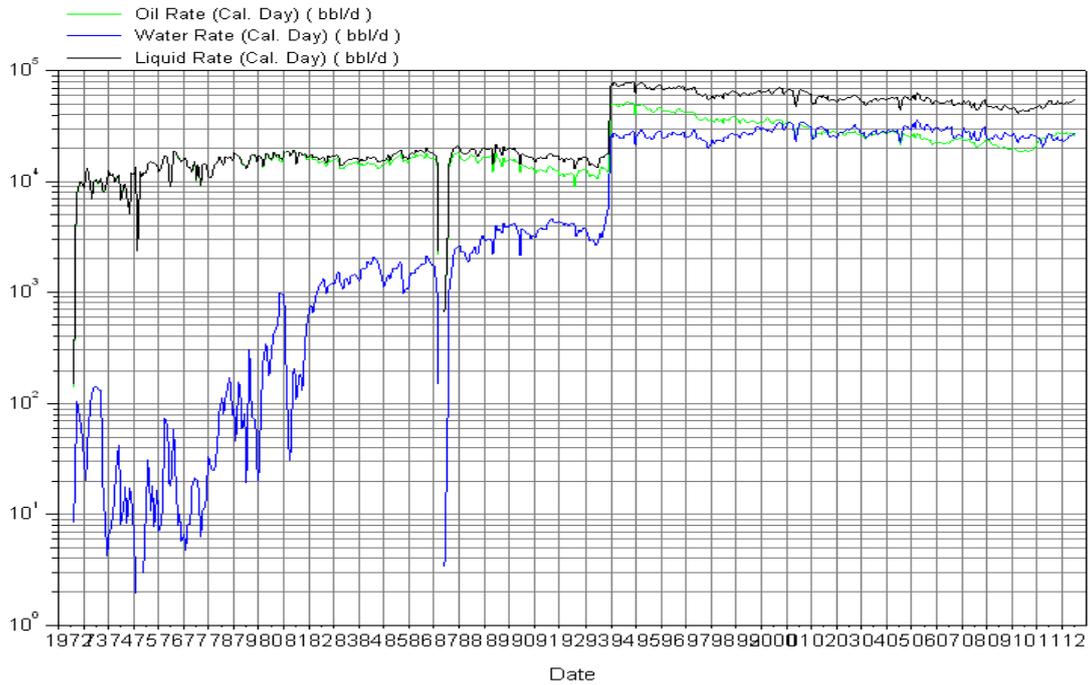
CONTINUACIÓN: TABLA 3.3. Historia de Producción Promedio por Año del Reservorio U

AÑO	PRODUCCIÓN DIARIA			PRODUCCIÓN ACUMULADA			BSW	FLUIDO
	PETRÓLEO	AGUA	GAS	PETRÓLEO	AGUA	GAS		
	bb/d	bb/d	MM cf/d	MM BF	M bbl	MM cf	%	bb/d
1985	15747	1414	3,63	5,74	0,52	1325	8,24	17161
1986	17005	1737	4,71	6,20	0,63	1719	9,27	18742
1987	12418	1043	3,25	4,53	0,38	1186	7,75	13461
1988	16355	2439	3,93	5,96	0,89	1434	12,98	18794
1989	16016	3430	3,66	5,84	1,25	1336	17,64	19446
1990	14295	3522	3,98	5,21	1,29	1453	19,77	17817
1991	12803	3953	3,24	4,67	1,44	1183	23,59	16756
1992	11662	4010	2,95	4,25	1,46	1077	25,59	15672
1993	12285	3507	3,58	4,48	1,28	1307	22,21	15792
1994	50377	26464	14,15	18,38	9,66	5165	34,44	76841
1995	45857	26143	12,64	16,70	9,54	4614	36,31	72000
1996	43922	26738	11,38	16,00	9,76	4154	37,84	70660
1997	39161	24869	11,03	14,29	9,08	4026	38,84	64030
1998	36281	24440	10,6	13,24	8,92	3869	40,25	60721
1999	35355	27644	12,29	12,90	10,09	4486	43,88	62999
2000	35253	30579	13,12	12,86	11,16	4789	46,45	65832
2001	31465	31999	10,18	11,48	11,68	3716	50,42	63464
2002	27886	28438	10,53	10,17	10,38	3843	50,49	56324
2003	27581	28983	10,58	10,06	10,58	3862	51,24	56564
2004	26536	27267	10,43	9,68	9,95	3807	50,68	53803
2005	26871	28556	10,52	9,80	10,42	3840	51,52	55427
2006	24692	31387	10,74	9,01	11,46	3920	55,97	56079
2007	23096	28516	6,76	8,40	10,41	2467	55,25	51612
2008	22856	27212	7,05	8,34	9,93	2573	54,35	50068
2009	21245	25539	6,64	7,75	9,32	2424	54,59	46784
2010	19223	25420	7,98	7,01	9,28	2913	56,94	44643
2011	25309	24405	5,91	9,24	8,91	2157	49,09	49714
2012	27037	25371	6,78	9,86	9,26	2475	48,41	52408

FUENTE: Oilfield Manager

ELABORADO POR: Andrea Salazar

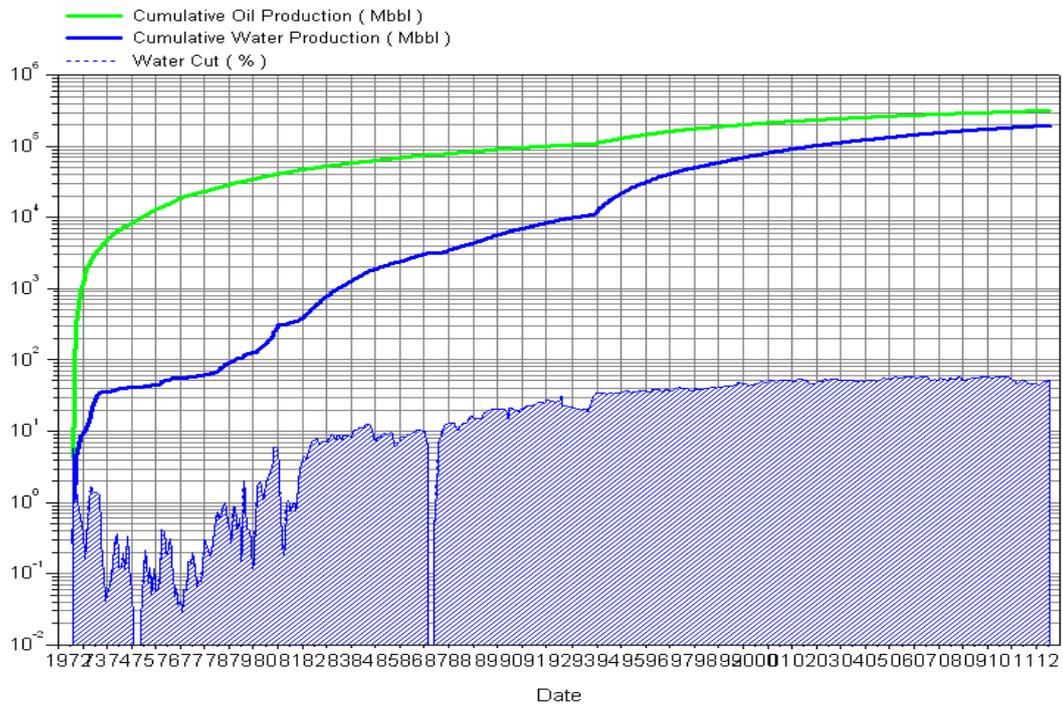
GRÁFICA 3.8 PERFIL DE PRODUCCIÓN DEL RESERVORIO U



FUENTE: Oilfield Manager

ELABORADO POR: Andrea Salazar

GRÁFICA 3.9 PRODUCCIÓN ACUMULADA DEL RESERVORIO U



FUENTE: Oilfield Manager

ELABORADO POR: Andrea Salazar

La producción acumulada es 326,19 MMBS de petróleo. El perfil de producción y la producción acumulada se indican en las gráficas previas 3.8 y 3.9.

3.2.2.1.3. Reservorio T

Al contrario del yacimiento U, los criterios de diferentes contactos agua petróleo, las pequeñas variaciones en el grado API, la forma de las curvas; los incrementos de producción en función de los pozos incorporados, la intrusión del agua, que desde el año 1997 es muy agresiva, los rápidos resultados a la potencia de los sistemas de levantamiento artificial, manifiestan que se trata de un reservorio continuo, con escasas barreras.

El reservorio T trabaja bien con diferentes estímulos como: nuevos pozos productores y cambios de los sistemas de levantamiento. Aporta fluidos con respecto a la capacidad de los equipos de superficie. Sin embargo actualmente la producción de petróleo se ve limitada por la producción de agua. El petróleo se ha desplazado normalmente ya que la relación de movilidad en este reservorio es cercana a la unidad.

La permeabilidad de la arena T es muy alta, las arenas son limpias, potentes y continuas; y los fluidos tienen viscosidad baja, debido a estas características se ha logrado un elevado acumulado de crudo de este reservorio. El agua es el principal inconveniente en la recuperación de petróleo porque su intrusión es acelerada. En la tabla 3.4 se puede observar la producción histórica promedio por año del reservorio T.

TABLA 3.4 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN PROMEDIO POR AÑO DEL RESERVORIO T

AÑO	PRODUCCIÓN DIARIA			PRODUCCIÓN ACUMULADA			BSW	FLUIDO
	PETRÓLEO	AGUA	GAS	PETRÓLEO	AGUA	GAS		
	bb/d	bb/d	MM cf/d	MM BF	MM bbl	MM cf	%	bb/d
1972	4858	43	1,37	1,77	0,02	500	1,91	4901
1973	7883	20	2,15	2,88	0,01	785	0,27	7903

CONTINUACIÓN: TABLA 3.4. Historia de Producción Promedio por Año de la Reservorio T

AÑO	PRODUCCIÓN DIARIA			PRODUCCIÓN ACUMULADA			BSW	FLUIDO
	PETRÓLEO	AGUA	GAS	PETRÓLEO	AGUA	GAS		
	bb/d	bb/d	MM cf/d	MM BF	MM bbl	MM cf	%	bb/d
1974	7276	10	1,69	2,66	0,004	617	0,13	7286
1975	9466	7	2,17	3,46	0,003	792	0,06	9473
1976	12370	11	2,87	4,52	0,004	1048	0,09	12381
1977	11880	12	3,13	4,34	0,004	1142	0,1	11892
1978	13056	77	3,47	4,77	0,03	1267	0,55	13132
1979	15108	97	3,8	5,51	0,04	1387	0,63	15206
1980	15356	405	3,68	5,60	0,15	1343	2,56	15761
1981	17353	266	3,94	6,33	0,10	1438	1,51	17620
1982	15487	1033	3,46	5,65	0,38	1263	6,27	16520
1983	13444	1316	3,33	4,91	0,48	1215	8,92	14760
1984	12775	1700	3,41	4,66	0,62	1245	11,73	14475
1985	14309	1425	3,32	5,22	0,52	1212	8,98	15734
1986	14246	1727	3,82	5,20	0,63	1394	10,83	15974
1987	9801	1307	2,68	3,58	0,48	978	9,37	11107
1988	12399	2030	2,95	4,53	0,74	1077	14,03	14429
1989	11857	2651	2,77	4,33	0,97	1011	18,18	14508
1990	10226	2789	2,67	3,73	1,02	975	21,21	13016
1991	10653	3349	3,06	3,89	1,22	1117	23,83	14003
1992	9720	3307	2,52	3,55	1,21	920	25,51	13027
1993	10420	3139	3,41	3,80	1,15	1245	22,88	13559
1994	80774	42723	25,47	29,48	15,59	9297	34,6	123497
1995	70784	37296	20,85	25,84	13,61	7610	34,51	108080
1996	67867	39599	20,47	24,77	14,45	7472	36,85	107466
1997	61007	41768	20,02	22,27	15,25	7307	40,63	102775
1998	54386	42235	18,12	19,85	15,42	6614	43,69	96621
1999	53586	49689	20,67	19,56	18,14	7545	48,05	103275
2000	56052	58216	22,38	20,46	21,25	8169	50,94	114268
2001	51541	55528	18,66	18,81	20,27	6811	51,87	107069
2002	44965	66617	17,73	16,41	24,32	6471	59,65	111582
2003	38926	69917	15,78	14,21	25,52	5760	64,22	108843
2004	35520	63053	14,34	12,96	23,01	5234	63,95	98572
2005	31572	60298	14,25	11,52	22,01	5201	65,65	91871
2006	27938	54951	14,33	10,20	20,06	5230	66,3	82889
2007	25332	55851	9,9	9,25	20,39	3614	68,74	81183
2008	22208	53960	9,39	8,11	19,70	3427	70,82	76168
2009	24278	62312	10,72	8,86	22,74	3913	71,95	86590

CONTINUACIÓN: TABLA 3.4. Historia de Producción Promedio por Año de la Reservorio T

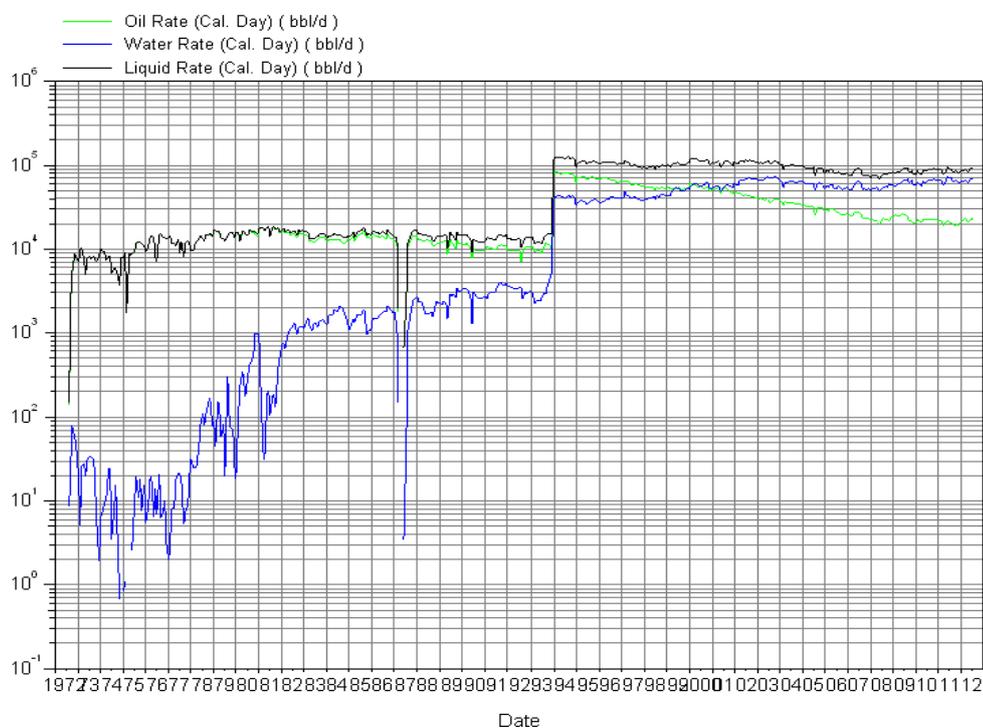
AÑO	PRODUCCIÓN DIARIA			PRODUCCIÓN ACUMULADA			BSW	FLUIDO
	PETRÓLEO	AGUA	GAS	PETRÓLEO	AGUA	GAS		
	bb/d	bb/d	MM cf/d	MM BF	MM bbl	MM cf	%	bb/d
2010	22164	63893	12,88	8,09	23,32	4701	74,2	86057
2011	20478	66063	10,2	7,47	24,11	3723	76,32	86541
2012	22173	66455	10,96	8,09	24,26	4000	74,98	88629

FUENTE: Oilfield Manager

ELABORADO POR: Andrea Salazar

El reservorio T posee una producción acumulada de 391,1 MMBIs de petróleo, el perfil de producción y la producción acumulada de la arena se indican en las gráficas 3.10 y 3.11

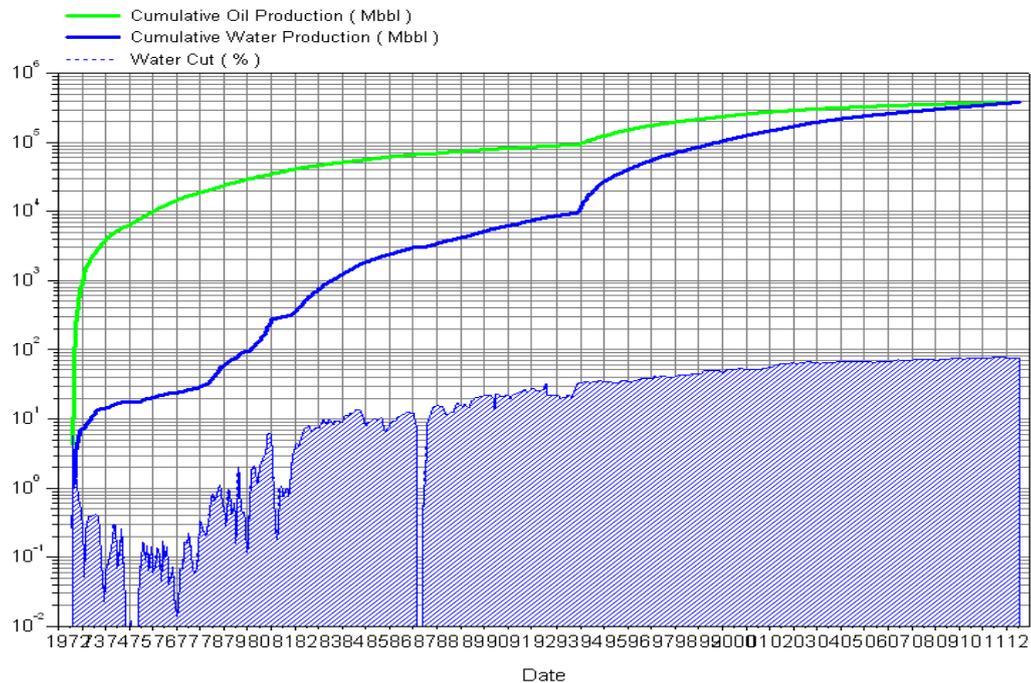
GRÁFICA 3.10 PERFIL DE PRODUCCIÓN DEL RESERVORIO U



FUENTE: Oilfield Manager

ELABORADO POR: Andrea Salazar

GRÁFICA 3.11 PRODUCCIÓN ACUMULADA DEL RESERVORIO U



FUENTE: Oilfield Manager

ELABORADO POR: Andrea Salazar

3.2.3. HISTORIAL DE PRESIONES DEL CAMPO SHUSHUFINDI

La presión es una característica importante para la producción de petróleo de un reservorio. En el campo Shushufindi se han presentado una sucesión de acontecimientos alrededor de la presión entre los que sobresalen:

1. La caída contundente de la presión variando de 3990 psi a 2975 psi desde el año 1972 hasta 1977.
2. La creación del sistema de inyección de agua como mecanismo de recuperación mejorada de petróleo en 1984.
3. La suspensión de la producción del campo por un periodo de seis meses en el año 1987, como consecuencia de los daños provocados por el terremoto de marzo de ese año.

4. Reinicio del desarrollo del campo desde 1990 hasta 1993 con la perforación de 23 pozos.
5. Suspensión de la inyección de agua a los yacimientos U y T en marzo de 1999.
6. Instalación de 23 bombas eléctricas de alto caudal en 1998, 1999 y 2000.
7. Perforación del pozo SSF-12B con el que se descubre que en esta área los yacimientos U y T todavía acumulan crudo.
8. Perforación de los pozos horizontales SSF-96H y SSF-102H de los que no se obtuvieron buenos resultados.

Los valores de las presión inicial de los yacimientos U y T se obtuvo a partir de un promedio de los pozos perforados inicialmente y de ahí se obtuvo que para el yacimiento U la presión inicial fue de 3867 psi y para T de 4050 psi.

A partir del hallazgo del campo se han realizado pruebas de producción y de restauraciones de presión, desde las cuales se ha descubierto que desde el año 1980 hasta la actualidad el promedio de caída de presión es de 30 psi por año, es decir, con dificultad la presión promedio de los yacimientos llegará a la presión de burbuja (1264 psi para U y 1058 psi para T) por efecto de los acuíferos.

La Tabla 3.5 indica los cambios de presión promedio en las arenas U y T durante los años de producción.

TABLA 3.5 VARIACIÓN DE LA PRESIÓN PROMEDIO EN LOS RESERVORIOS U Y T.

AÑO	PRESIÓN DE LOS YACIMIENTOS (psi)	
	U	T
1972	3867	4050
1978	2850	3100
1984	2500	2800
1991	2200	2750
1995	2000	2650
1996	1974	2627

CONTINUACIÓN: TABLA 3.5 Variación de la presión promedio en los reservorios U y T.

1997	1948	2604
1998	1922	2581
1999	1896	2558
2000	1870	2535
2001	1844	2512
2002	1818	2489
2003	1792	2466
2004	1766	2443
2005	1740	2420
2006	1714	2397
2007	1688	2374
2008	1662	2351
2009	1636	2328
2010	1610	2305
2011	1584	2282
2012	1558	2259

FUENTE: Coordinación de Desarrollo, EX-GERENCIA DE EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN

ELABORADO POR: Andrea Salazar

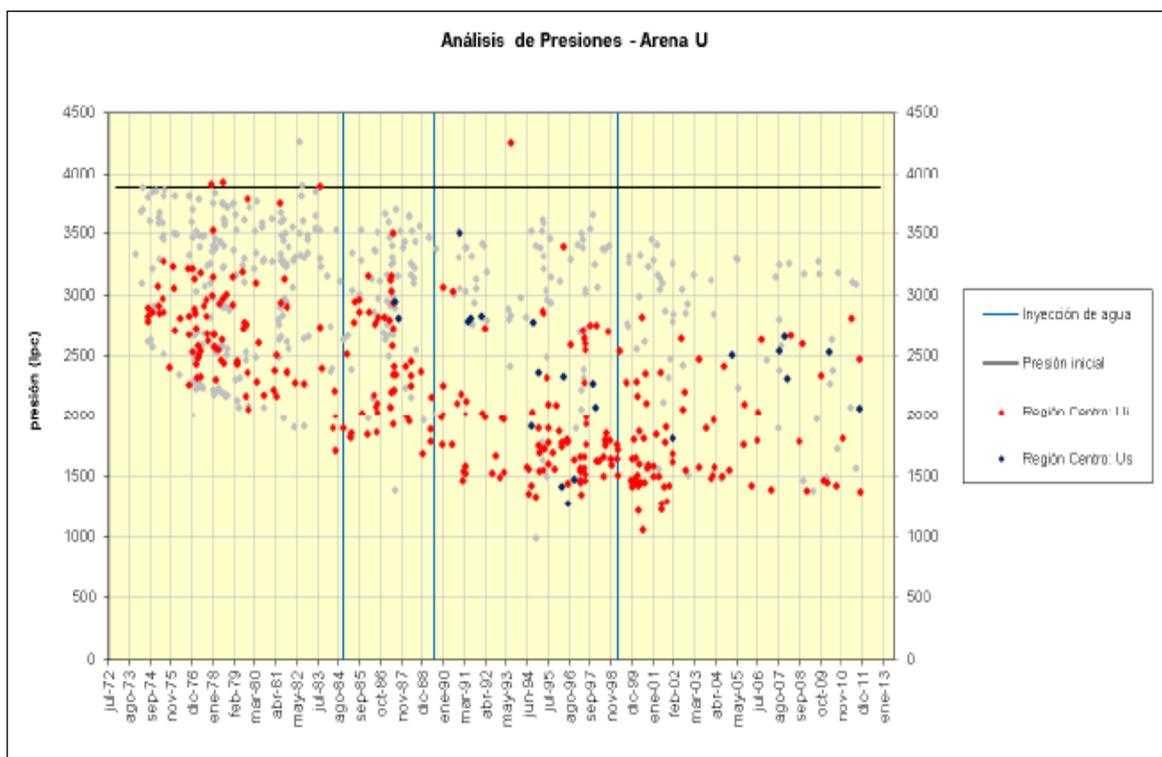
3.2.3.1. Análisis del comportamiento de presión de la Arena U

En el gráfico 3.12, de la distribución de los puntos de presión de esta arena se puede observar que se trata de una sucesión dispersa que reúne a alrededor de tres zonas del campo en los que se observa el tipo de presiones de estos: en la región noreste del campo se encuentran presiones con valores superiores a los 3000 psi, también corresponden a pozos cuya producción es aceptable, en la región centro las presiones se mantienen entre 2200 y 2700 psi y en la región sur se encuentran las presiones de más bajo en el rango de los 1000 a 1500 psi.

La distribución de las presiones también indica que el reservorio se divide en tres regiones y que cada una de ellas tiene su forma de reaccionar a los estímulos de la producción de fluidos.

En este reservorio la discontinuidad de los datos de presión es considerable. Esta dispersión muestra que este yacimiento no es tan continuo y que posee barreras o zonas de menor calidad que lo divide en cuerpos y por lo tanto la comunicación de fluidos para reabastecer la presión es menos eficiente que el yacimiento T, sin existir zonas de aislamiento total.

GRÁFICA 3.12 HISTORIA DE LAS PRESIONES DE LA ARENA U



FUENTE: Coordinación de Desarrollo; EX-GERENCIA DE EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN.

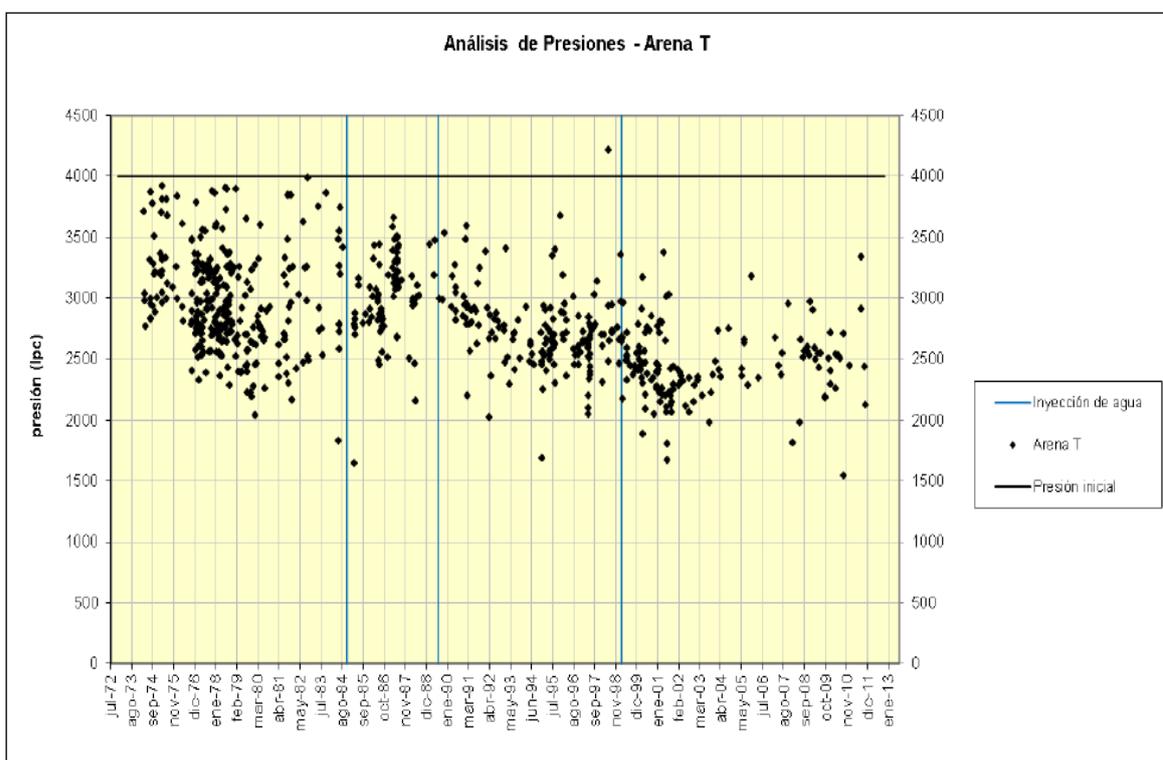
3.2.3.2. Análisis del comportamiento de presión de la Arena T

En el yacimiento T la distribución de la presión es muy homogénea, el gráfico 3.13 de los puntos de presión de este reservorio, indica que se trata de una secuencia continua que agrupa a todos los puntos en un conjunto más pequeño. La dispersión de los datos de presión es relativamente inapreciable.

Se concluye que a lo largo y ancho del campo se trata de un reservorio que tiene continuidad y que tanto las arenas como los fluidos se encuentran comunicados, existiendo pocos sectores aparentemente independientes o aislados.

El comportamiento de la presión de este yacimiento tiene menos variación que el yacimiento U en los últimos diez años. La caída de presión del año 2000, se debe al aumento de producción de fluidos y a la reducción de pozos activos.

GRÁFICA 3.13 HISTORIA DE LAS PRESIONES DE LA ARENA T



FUENTE: Coordinación de Desarrollo; EX-GERENCIA DE EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN.

3.2.4. ANÁLISIS DE LA PRODUCCIÓN Y PRESIÓN

Para conseguir que la ubicación de pozos de relleno sea satisfactoria es necesario que se cumplan ciertos requisitos para que la operación sea satisfactoria:

- Los pozos vecinos de cada pozo de relleno deben estar produciendo por el mismo yacimiento,
- Mantener un alto caudal de producción, y;
- Estar ubicados en un sector donde exista una presión considerablemente alta, ya que los pozos de relleno tendrán similares características de presión y producción.

La presión de fondo fluente en el pozo de relleno depende de la distancia que exista entre éste y el pozo vecino.

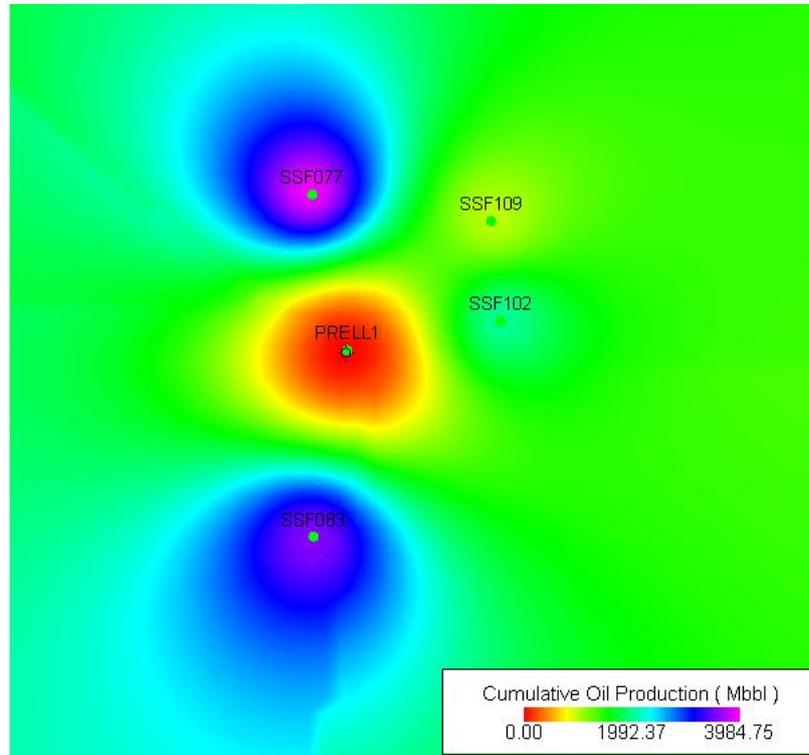
A mayor distancia será mayor la presión de fondo fluente para el pozo de relleno.

Cuando se perfora el pozo de relleno en el borde del área de drenaje del pozo vecino, la presión de fondo fluente del pozo de relleno será mayor que la presión del pozo vecino y la presión del pozo vecino permanecerá prácticamente constante.

3.2.4.1. POZO DE RELLENO N°1: PRELL1

A partir del análisis de los mapas de facies y de saturación ubicados en anexos se puede ubicar el pozo de relleno PRELL1, cuyos pozos vecinos son los siguientes: SSF-077, SSF-083, SSF-102H y SSF-109D los cuales se encuentran produciendo a través del yacimiento U.

La figura 3.4 muestra un gráfico de producciones acumuladas de cada pozo vecino.

FIGURA 3.4 PRODUCCIONES ACUMULADAS

FUENTE: Oilfield Manager

ELABORADO POR: Andrea Salazar

3.2.4.1.1. *Análisis del pozo SSF-077*

3.2.4.1.1.1. *Análisis de Presión del Pozo SSF-077*

A partir del análisis de B'UPs (tabla 3.6) de este pozo se tiene una declinación anual de presión de fondo fluyente de 26 psi/año y la presión de burbuja de 1010 psi, al utilizar el dato de declinación dado, en el año 2012 la presión de fondo fluyente es de 1860 psi.

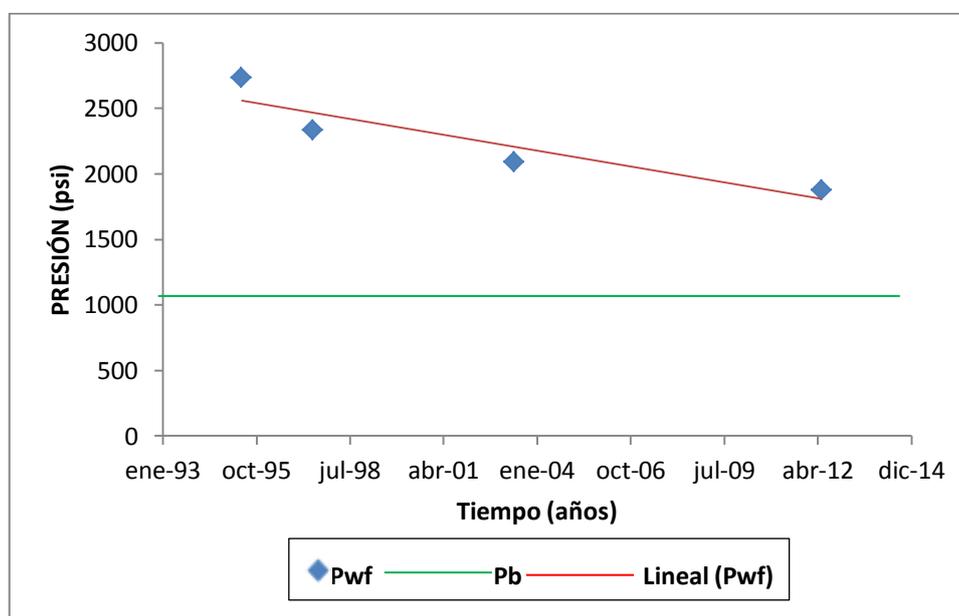
En la gráfica 3.14 se indica el comportamiento de presión del pozo SSF-077.

TABLA 3.6 COMPORTAMIENTO DE PRESIÓN EN EL POZO SSF-077.

FECHA	Pwf (psi)
may-95	2738
jun-97	2335
may-03	2094

FUENTE: Ex-gerencia de exploración y producción.

ELABORADO POR: Andrea Salazar

GRÁFICA 3.14 COMPORTAMIENTO DE PRESIÓN DEL POZO SSF-077

FUENTE: Ex-gerencia de exploración y producción.

ELABORADO POR: Andrea Salazar

3.2.4.1.1.2. Análisis de Producción del Pozo SSF-077

La producción del pozo SSF-077 empezó en junio de 1992 con una rata diaria promedio de 2050 BPPD y 47 BAPD con un BSW de 2% a través de la formación Napo hasta diciembre del año 1993.

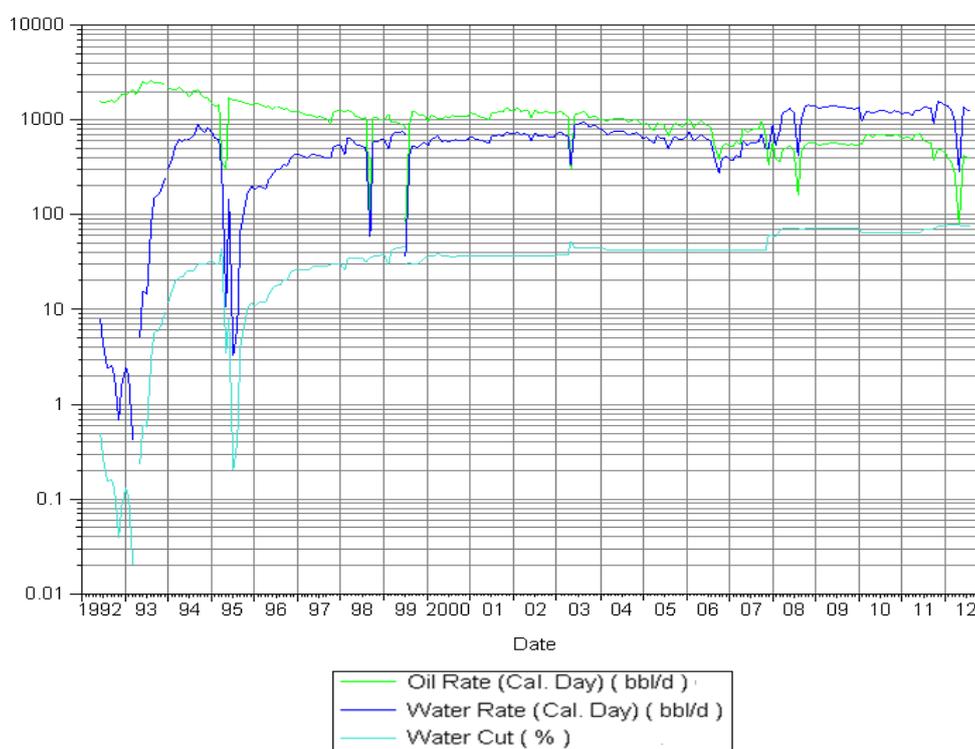
En enero de 1994 la arena de producción se modifica a T siendo su producción promedio de 1332 BPPD y 452 BAPD con un BSW de 25% hasta julio de 1999.

Conforme el tiempo avanza el corte de agua aumenta de forma continua.

En agosto de 1999 la formación de producción cambia a las arena U llegando a producir de 829 BPPD y 846 BAPD con un BSW de 50% hasta la actualidad,

En las gráficas 3.15 se puede observar el historial de producción del pozo SSF-077.

GRÁFICA 3.15 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO SSF-077

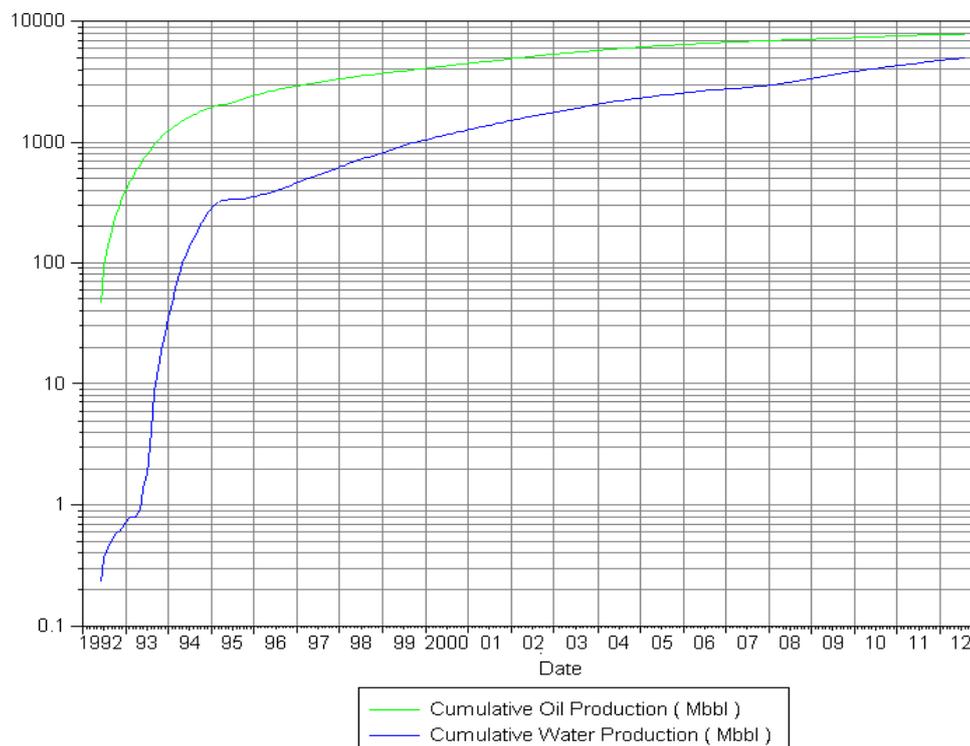


FUENTE: Oilfield Manager

ELABORADO POR: Andrea Salazar

El pozo SSF-077 tiene una producción acumulada de 7'885.960 BF de petróleo y 5'017.400 BIs de agua. La gráfica 3.16 muestra la producción acumulada del pozo SSF-077.

GRÁFICA 3.16 PRODUCCIÓN ACUMULADA DEL POZO SSF-077



FUENTE: Oilfield Manager

ELABORADO POR: Andrea Salazar

3.2.4.1.1.3. Análisis de Reservas del Pozo SSF-077

Desde que se inicio la producción hasta la actualidad se han producido 3'984.750 BF. Como se puede observar en el gráfico del historial de producción la declinación de la producción inicia en noviembre de 2007 fecha en la que se obtuvo una producción de 690 BPPD, 500 BAPD y 42% de BSW. La tabla 3.7 indica la producción anual y mensual del pozo SSF-077.

TABLA 3.7 COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN ANUAL DEL POZO SSF-077

AÑO	PRODUCCIÓN DIARIA (BF)	PRODUCCIÓN MENSUAL (BF)
1999	970	31546
2000	1075	32775
2001	1176	35790
2002	1235	37537

CONTINUACIÓN: TABLA 3.7 COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN ANUAL DEL POZO SSF-077

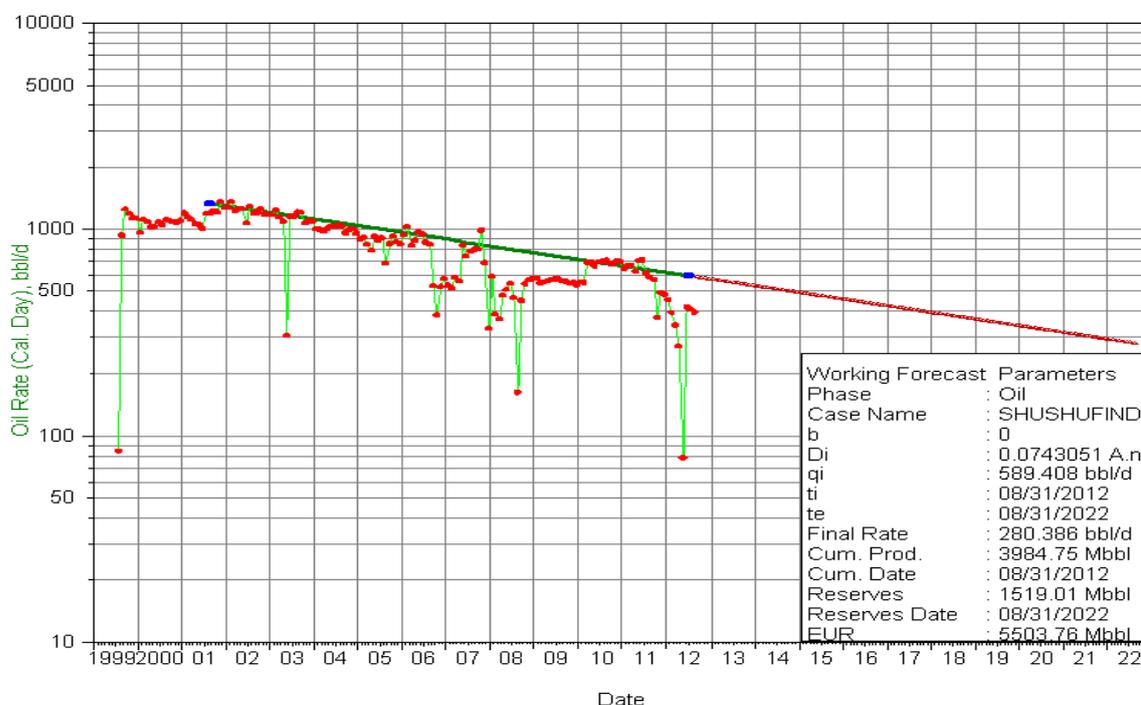
AÑO	PRODUCCIÓN DIARIA (BF)	PRODUCCIÓN MENSUAL (BF)
2003	1085	32933
2004	1008	30737
2005	865	26307
2006	780	23693
2007	682	20780
2008	472	14399
2009	560	17031
2010	668	20329
2011	595	18088
2012	346	10529

FUENTE: Oilfield Manager

ELABORADO POR: Andrea Salazar

La gráfica 3.17 muestra la línea de tendencia de declinación de producción del pozo

GRÁFICA 3.17 LÍNEA DE TENDENCIA DE DECLINACIÓN DE PRODUCCIÓN SSF-077



FUENTE: Oilfield Manager

ELABORADO POR: Andrea Salazar

La tabla 3.8 muestra las reservas probadas, la producción acumulada y las reservas remanentes del pozo SSF-077 de la arena U, que actualmente es productora.

TABLA 3.8 RESERVAS PROBADAS Y REMANENTES DEL POZO SSF-077

POZO	YACIMIENTO	°API	RESERVAS PROBADAS (BF)	PRODUCCIÓN ACUMULADA (BF)	RESERVAS REMANENTES (BF)
SSF-077	U	22,4	5'503.760	3'984.750	1'519.010

FUENTE: Oilfield Manager

ELABORADO POR: Andrea Salazar

3.2.4.1.2. *Análisis del pozo SSF-083*

3.2.4.1.2.1. *Análisis de Presión del Pozo SSF-083*

Según el análisis de los B'UPs (tabla 3.9) de este pozo se tiene una declinación anual de presión de fondo fluyente de 26 psi/año y la presión de burbuja de 1010 psi, al utilizar el dato de declinación dado, en el año 2012 la presión de fondo fluyente es de 1096 psi.

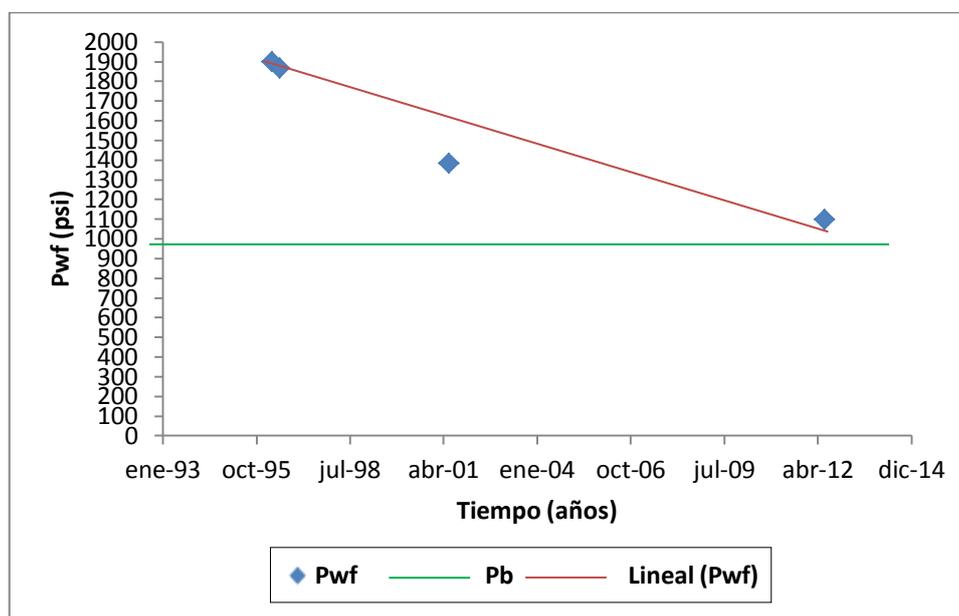
En la gráfica 3.18 se indica el comportamiento de presión del pozo SSF-083.

TABLA 3.9 COMPORTAMIENTO DE PRESIÓN EN EL POZO SSF-083.

FECHA	Pwf (psi)
abr-96	1898
jul-96	1865
jun-01	1382

FUENTE: Ex-Gerencia De Exploración Y Producción.

ELABORADO POR: Andrea Salazar

GRÁFICA 3.18 COMPORTAMIENTO DE PRESIÓN EN EL POZO SSF-083

FUENTE: Ex-gerencia de exploración y producción.

ELABORADO POR: Andrea Salazar

3.2.4.1.2.2. Análisis de Producción del Pozo SSF-083

La producción inicial del pozo SSF-083 fue de 300 BPPD con un BSW de 4% e inició de la formación U a partir de abril de 1996 y se mantiene constante hasta marzo del año 2004 con 750 BPPD, 160 BAPD y un BSW de 18%.

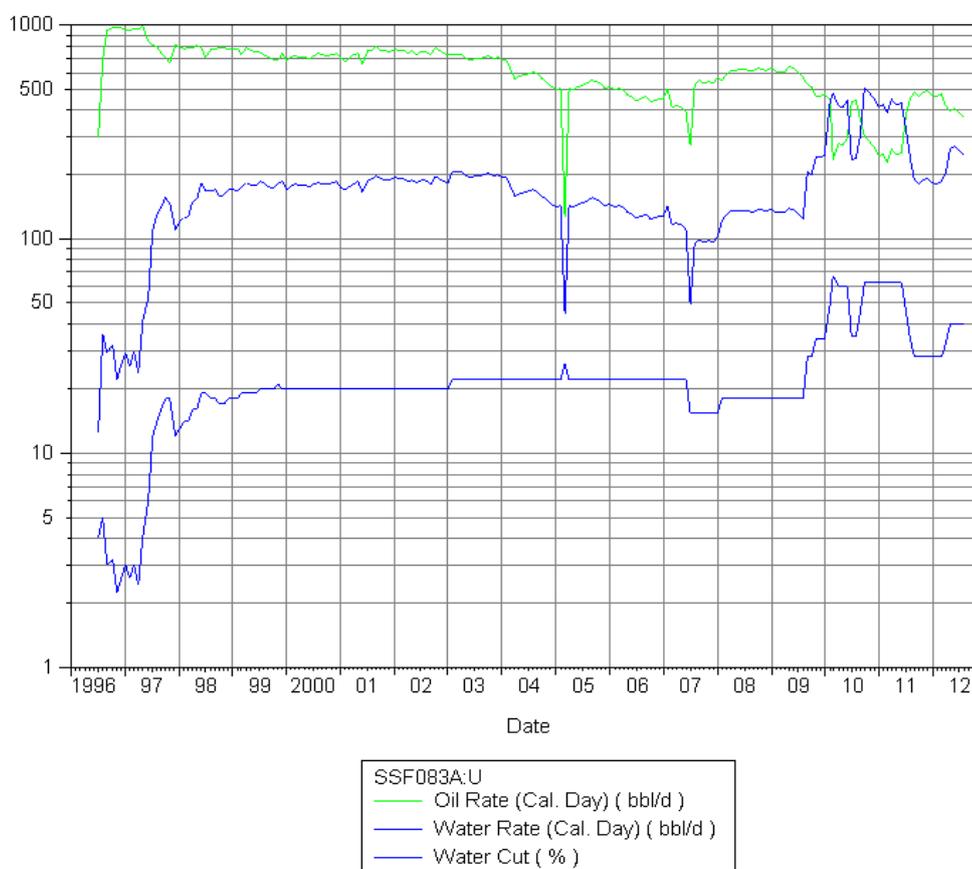
Desde abril de 2004 inicia una declinación de la producción donde tiene una producción promedio de 489 BPPD, 137 BAPD y un BSW de 22% hasta julio del 2007.

En agosto del 2008 existe una restauración de la producción a un promedio de 581 BPPD con un BSW de 22%, producción que se mantiene hasta enero del año 2010.

A partir de febrero del 2010 mantiene una producción a partir del yacimiento U con un promedio de producción de 364 BPPD, 325 BAPD y 47% de BSW, hasta la actualidad

En la gráfica 3.19 se puede observar el historial de producción del pozo SSF-083.

GRÁFICA 3.19 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO SSF-083

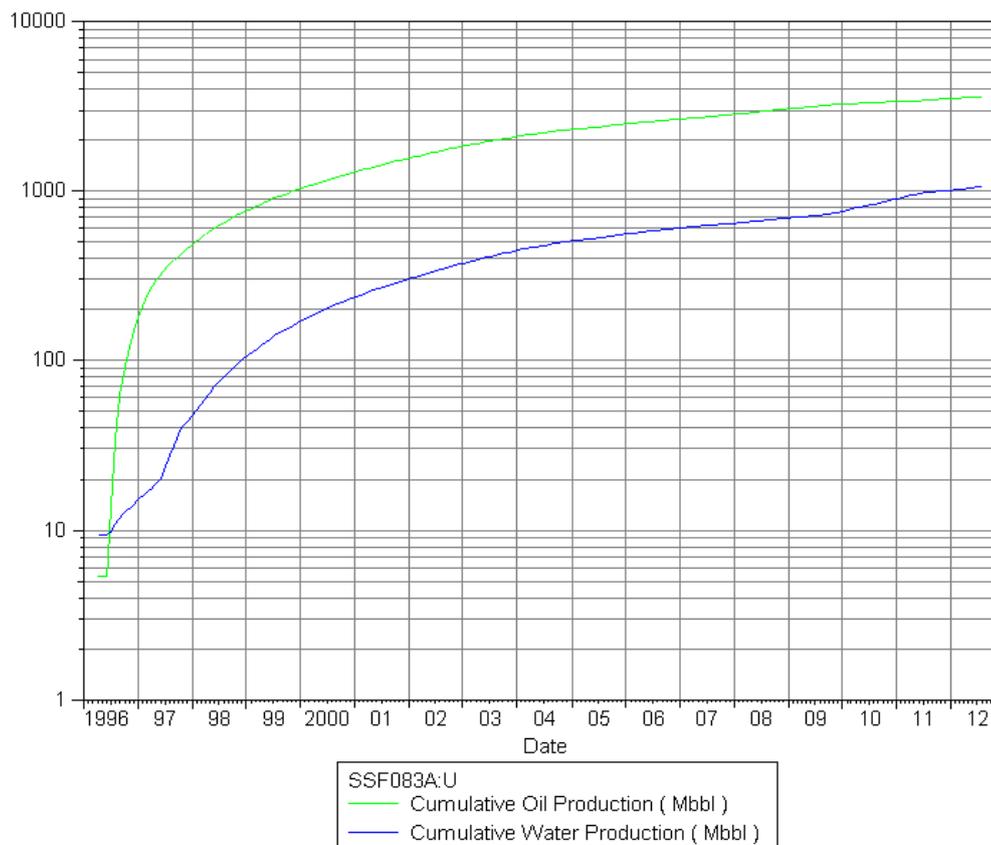


FUENTE: Oilfield Manager

ELABORADO POR: Andrea Salazar

El pozo SSF-083 tiene una producción acumulada de 3'613.840 BF de petróleo y 1'062.000 BIs de agua. La gráfica 3.20 muestra la producción acumulada del pozo SSF-083.

GRÁFICA 3.20 PRODUCCIÓN ACUMULADA DEL POZO SSF-083



FUENTE: Oilfield Manager

ELABORADO POR: Andrea Salazar

3.2.4.1.2.3. Análisis de Reservas del Pozo SSF-083

Como se puede observar en el gráfico del historial de producción la declinación de la producción inicia en marzo de 2005 fecha en la que se tenía una tasa de producción de 128 BPPD, 45 BAPD y 26% de BSW. La tabla 3.10 indica la producción anual y mensual del pozo SSF-083 con lo que se conoce las reservas que ya han sido producidas.

TABLA 3.10 COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN ANUAL DEL POZO SSF-083.

AÑO	PRODUCCIÓN DIARIA (BF)	PRODUCCIÓN MENSUAL (BF)
1996	719	21985
1997	849	25436
1998	779	27928

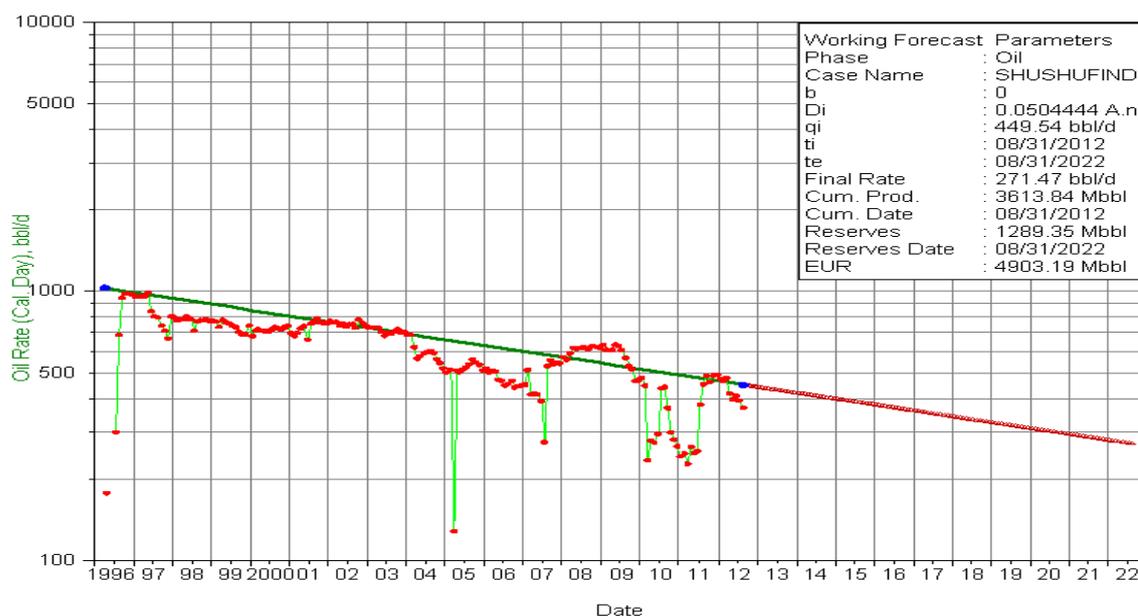
CONTINUACIÓN: TABLA 3.10 Comportamiento de producción anual del pozo

AÑO	PRODUCCIÓN DIARIA (BF)	PRODUCCIÓN MENSUAL (BF)
1999	742	29135
2000	719	29193
2001	735	29240
2002	755	28662
2003	713	27934
2004	595	27265
2005	489	26639
2006	472	25546
2007	466	24307
2008	607	23499
2009	574	23441
2010	342	22974
2011	355	22911
2012	426	23080

FUENTE: Oilfield Manager

ELABORADO POR: Andrea Salazar

La gráfica 3.21 muestra la línea de tendencia de declinación de producción del pozo SSF-083.

GRÁFICA 3.21 LÍNEA DE TENDENCIA DE DECLINACIÓN DE PRODUCCIÓN SSF-083

FUENTE: Oilfield Manager

ELABORADO POR: Andrea Salazar

La tabla 3.11 muestra las reservas probadas, la producción acumulada y las reservas remanentes del pozo SSF-083.

TABLA 3.11 RESERVAS PROBADAS Y REMANENTES DEL POZO SSF-083

POZO	YACIMIENTO	°API	RESERVAS PROBADAS (BF)	PRODUCCIÓN ACUMULADA (BF)	RESERVAS REMANENTES (BF)
SSF-083	U	22,4	4'903.190	3'613.840	1'289.350

FUENTE: Oilfield Manager

ELABORADO POR: Andrea Salazar

3.2.4.1.3. *Análisis del pozo SSF-102H*

3.2.4.1.3.1. *Análisis de Presión del Pozo SSF-102H*

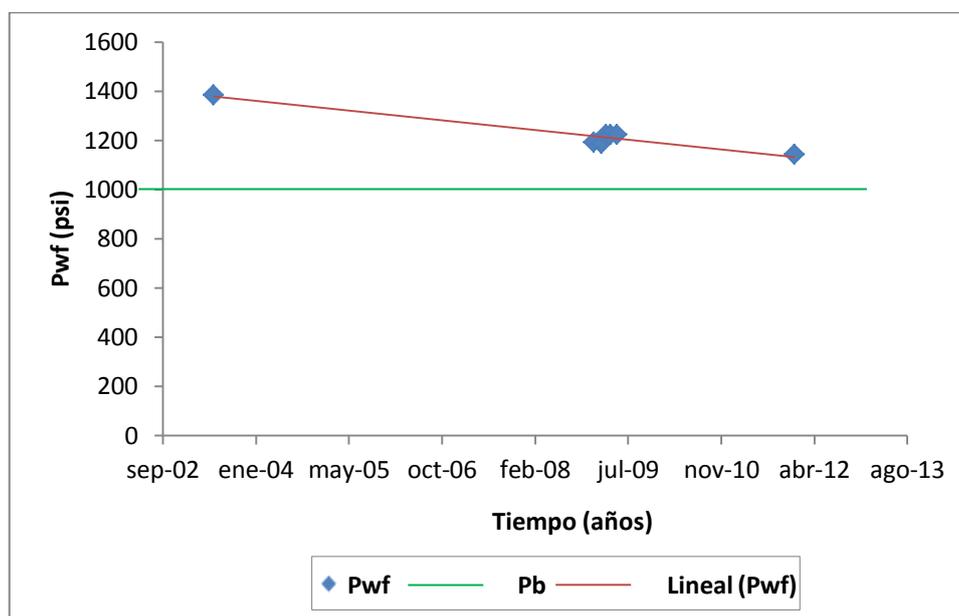
Según el análisis de los B'Ups y pruebas BES (tabla 3.12) de este pozo se tiene una declinación anual de presión de fondo fluyente de 26 psi/año y la presión de burbuja de 1010 psi, al utilizar el dato de declinación dado, en el año 2012 la presión de fondo fluyente es de 1117 psi. En la gráfica 3.22 se indica el comportamiento de presión del pozo SSF-102H.

TABLA 3.12 COMPORTAMIENTO DE PRESIÓN EN EL POZO SSF-102H

FECHA	Pwf (psi)
jun-03	1384
ene-09	1192
feb-09	1186
mar-09	1222
abr-09	1222
may-09	1222
dic-11	1143

FUENTE: Ex-gerencia de exploración y producción.

ELABORADO POR: Andrea Salazar

GRÁFICA 3.22 COMPORTAMIENTO DE PRESIÓN EN EL POZO SSF-102H.

FUENTE: Ex-gerencia de exploración y producción.

ELABORADO POR: Andrea Salazar

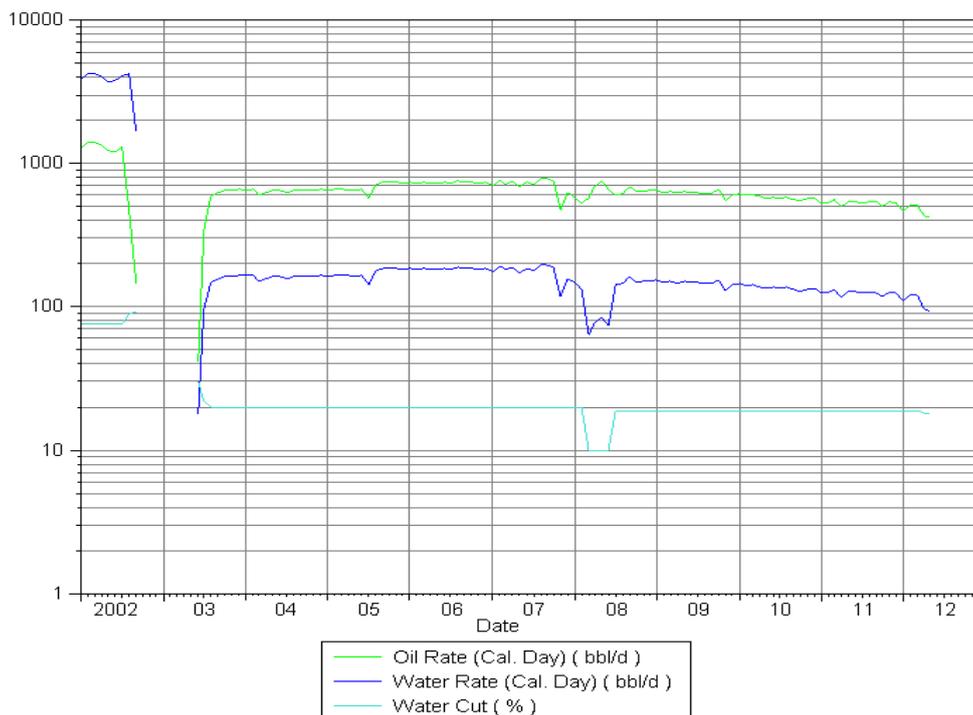
3.2.4.1.3.2. Análisis de Producción del Pozo SSF-102H

El pozo SSF-102H inicia su producción en junio de 2003 con 43 BPPD, 18 BAPD y un BSW de 30%, sin embargo incrementa paulatinamente su producción para lograr un caudal a 596 BPPD y un corte de agua de 20% en agosto del mismo año.

La producción permanece constante con un promedio de 644 BPPD, 161 BAPD y un BSW del 20% hasta julio del 2005 en donde incrementa su producción a un promedio de 739 BPPD y un corte de agua del 20%.

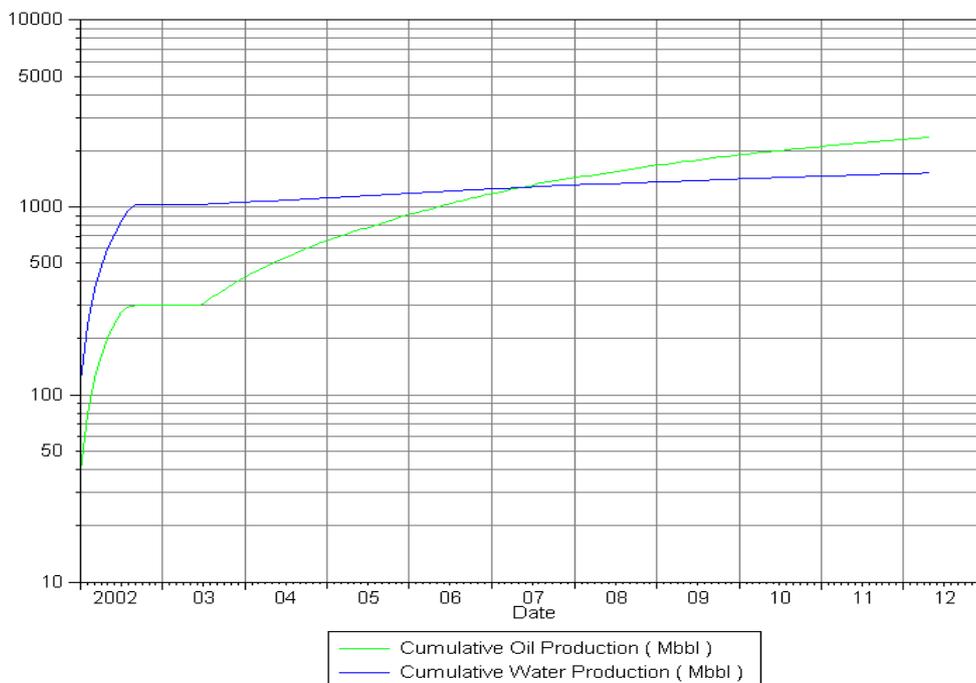
A partir de noviembre del 2007 la producción inicia su declinación con un promedio de 581 BPPD, 131 BAPD y un BSW de 18% hasta la actualidad.

En la gráfica 3.23 se puede observar el historial de producción del pozo SSF-102H.

GRÁFICA 3.23 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO SSF-102H

FUENTE: Oilfield Manager

ELABORADO POR: Andrea Salazar

GRÁFICA 3.24 PRODUCCIÓN ACUMULADA DEL POZO SSF-102H

FUENTE: Oilfield Manager

ELABORADO POR: Andrea Salazar

La producción acumulada del pozo SSF-102H es de 2'063.620 BF de petróleo y 492.000 Bls de agua. La gráfica preliminar 3.24 indica la producción acumulada del pozo SSF-102H.

3.2.4.1.3.3. Análisis de Reservas del Pozo SSF-102H

A partir del inicio de su actividad productiva hasta la actualidad se han producido 2'063.620 BF. Como se puede observar en el gráfico del historial de producción la declinación de la producción inicia en abril de 2006 donde el pozo tuvo una producción de 588 BPPD, 138 BAPD y un corte de agua de 19% a través de la formación U.

La tabla 3.13 indica la producción anual y mensual del pozo SSF-102H con lo que se conoce las reservas que ya han sido producidas.

TABLA 3.13 COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN ANUAL DEL POZO SSF-102H.

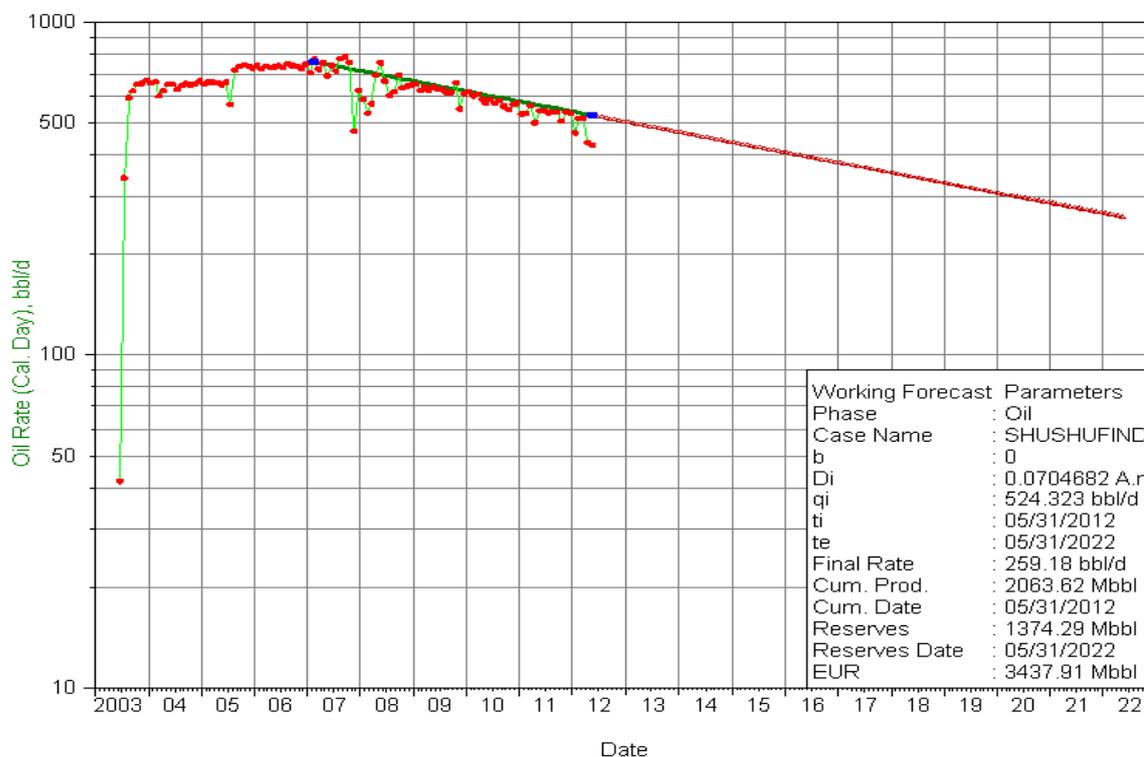
AÑO	PRODUCCIÓN DIARIA (BF)	PRODUCCIÓN MENSUAL (BF)
2003	511	15665
2004	646	19712
2005	682	20737
2006	738	22455
2007	711	21612
2008	638	19467
2009	624	18996
2010	581	17680
2011	533	16213
2012	471	14299

FUENTE: Oilfield Manager

ELABORADO POR: Andrea Salazar

La gráfica 3.25 muestra la línea de tendencia de declinación de producción del pozo SSF-102H.

GRÁFICA 3.25 LÍNEA DE TENDENCIA DE DECLINACIÓN DE PRODUCCIÓN SSF-102H



FUENTE: Oilfield Manager

ELABORADO POR: Andrea Salazar

La tabla 3.14 muestra las reservas probadas, la producción acumulada y las reservas remanentes del pozo SSF-102H.

TABLA 3.14 RESERVAS PROBADAS Y REMANENTES DEL POZO SSF-102H

POZO	YACIMIENTO	°API	RESERVAS PROBADAS (BF)	PRODUCCIÓN ACUMULADA (BF)	RESERVAS REMANENTES (BF)
SSF-102H	U	22,4	3'437.910	2'063.620	1'374.290

FUENTE: Oilfield Manager

ELABORADO POR: Andrea Salazar

3.2.4.1.4. Análisis del pozo SSF-109D

3.2.4.1.4.1. Análisis de Presión del Pozo SSF-109D

Según el análisis de las pruebas BES (tabla 3.15) de este pozo se tiene una declinación anual de presión de fondo fluyente de 26 psi/año y la presión de burbuja de 1010 psi, al utilizar el dato de declinación dado, en el año 2012 la presión de fondo fluyente es de 1144 psi. En la gráfica 3.31 se indica el comportamiento de presión del pozo SSF-109D.

TABLA 3.15 COMPORTAMIENTO DE PRESIÓN EN EL POZO SSF-109D.

FECHA	Pwf (psi)
ene-09	1277
feb-09	1291
mar-09	1316
abr-09	935
may-09	935
jul-09	925
ago-09	976
sep-09	996
oct-09	950
feb-10	1301
mar-10	1289
abr-10	1316
may-10	1329
jul-10	1375
ago-10	1400
sep-10	959
oct-10	1294
nov-10	1296
dic-10	1289
ene-11	1290
feb-11	1267
mar-11	1249
abr-11	1257
may-11	1242
jun-11	1232
jul-11	1217
ago-11	1197

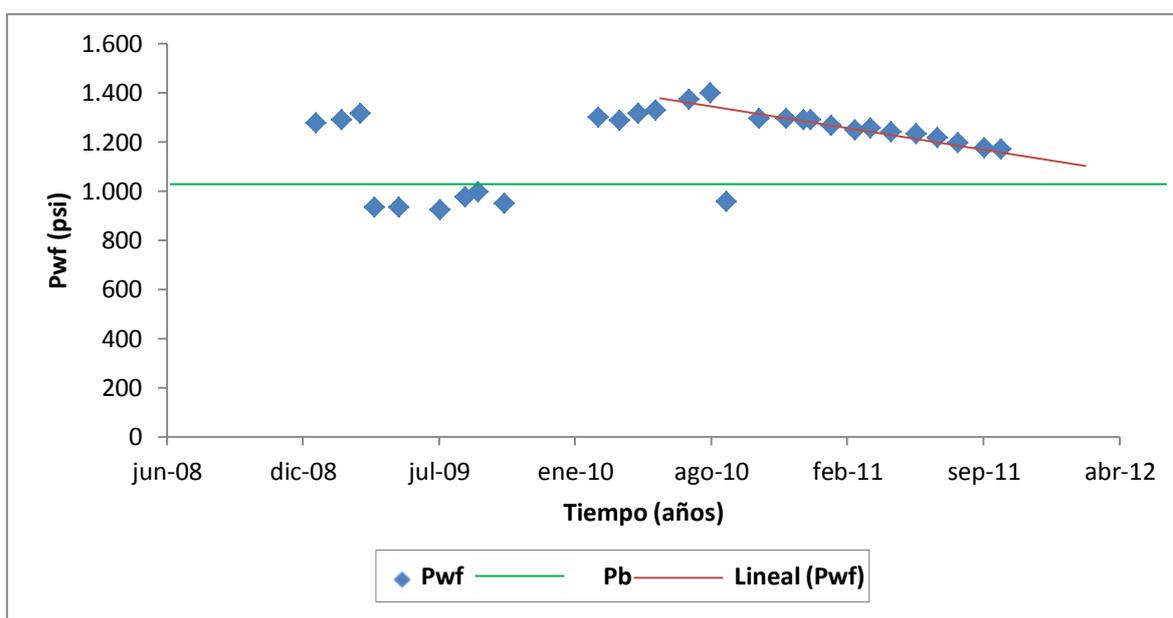
CONTINUACIÓN: TABLA 3.15 Comportamiento de presión en el pozo SSF-109D.

sep-11	1175
oct-11	1170

FUENTE: Ex-gerencia de exploración y producción.

ELABORADO POR: Andrea Salazar

GRÁFICA 3.26 COMPORTAMIENTO DE PRESIÓN EN EL POZO SSF-109D



FUENTE: Ex-gerencia de exploración y producción.

ELABORADO POR: Andrea Salazar

3.2.4.1.4.2. Análisis de Producción del Pozo SSF-109D

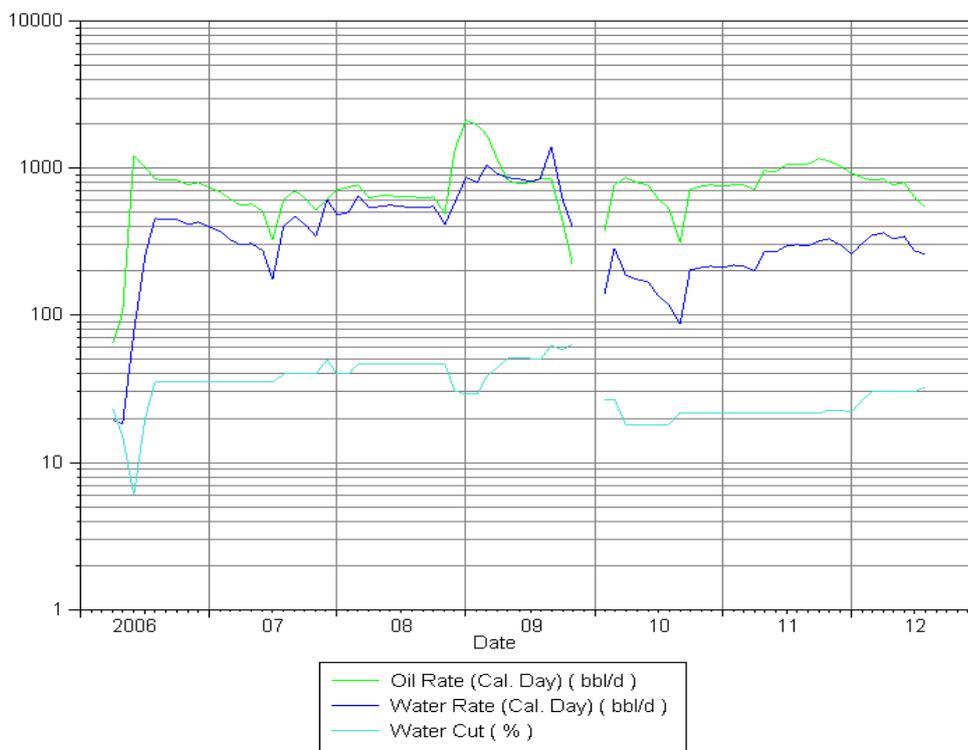
El pozo SSF-109D inició su etapa productiva de la arena Ti en abril del 2006 con un caudal de 65 BPPD y un corte de agua de 23%. En junio del 2006 aumenta su producción a 1205 BPPD, 77 BAPD y un BSW de 6%, después de dos años inicia producción desde la formación Ui en noviembre del 2008 con 489 BPPD y un corte de agua de 46%. De esta forma se mantiene hasta noviembre del año 2009.

A partir de noviembre de 2009 la producción del pozo SSF-109D solo se obtiene de la formación Ui y llega a un caudal de 62 BPPD, 20 BAPD y 24% de BSW. El pozo es cerrado para trabajos de reacondicionamiento los meses de diciembre de 2009 y enero del 2010.

El pozo es reabierto en febrero del 2010 y se obtiene una producción de 379 BPPD con un corte de agua de 27%, así permanece hasta marzo del mismo año, e inicia una recuperación de la producción llegando a un caudal de 1066 BPPD en octubre del 2011.

La declinación del pozo empieza en marzo del 2012 fecha en la que aumenta el BSW a 30% y la producción es de 825 BPPD, de esta forma permanece hasta la actualidad. En la gráfica 3.27 se puede observar el historial de producción del pozo SSF-109D.

GRÁFICA 3.27 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO SSF-109D



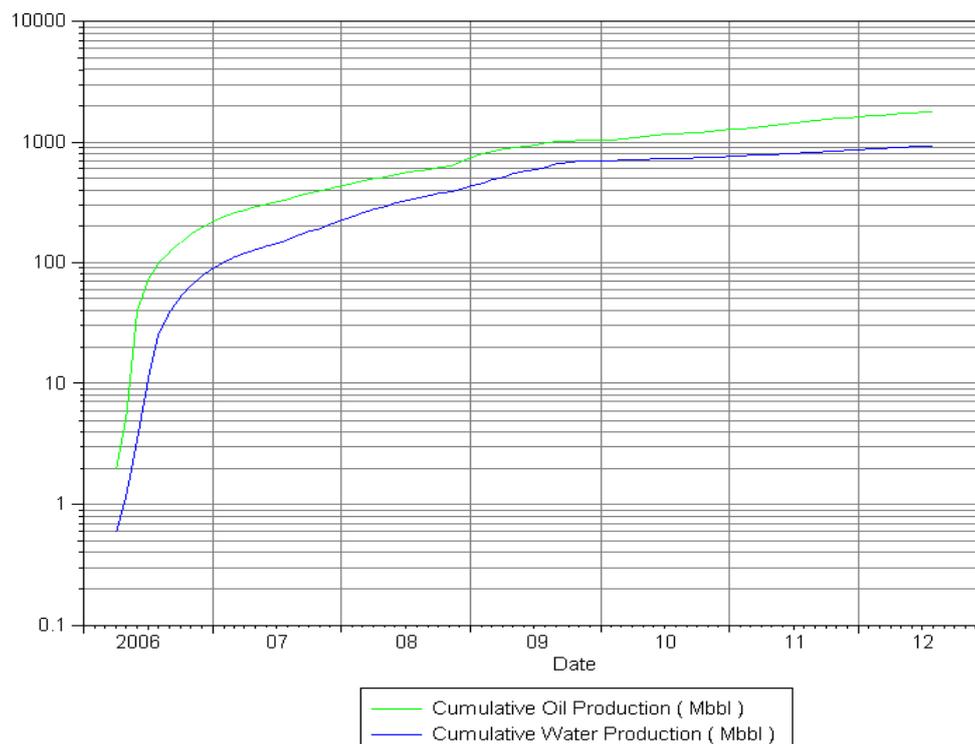
FUENTE: Oilfield Manager

ELABORADO POR: Andrea Salazar

La producción acumulada del pozo SSF-109D es de 991.411BF de petróleo y 281.800 Bls de agua.

La gráfica 3.28 muestra la producción acumulada del pozo.

GRÁFICA 3.28 PRODUCCIÓN ACUMULADA DEL POZO SSF-109D



FUENTE: Oilfield Manager

ELABORADO POR: Andrea Salazar

3.2.4.1.4.3. Análisis de Reservas del Pozo SSF-109D

Como se puede observar en el gráfico del historial de producción la declinación de la producción inicia en marzo del 2012 con un BSW de 30% y una producción de es de 825 BPPD.

La tabla 3.16 indica la producción anual y mensual del pozo SSF-109D con lo que se conoce las reservas que ya han sido producidas.

TABLA 3.16 COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN ANUAL DEL POZO SSF-109D

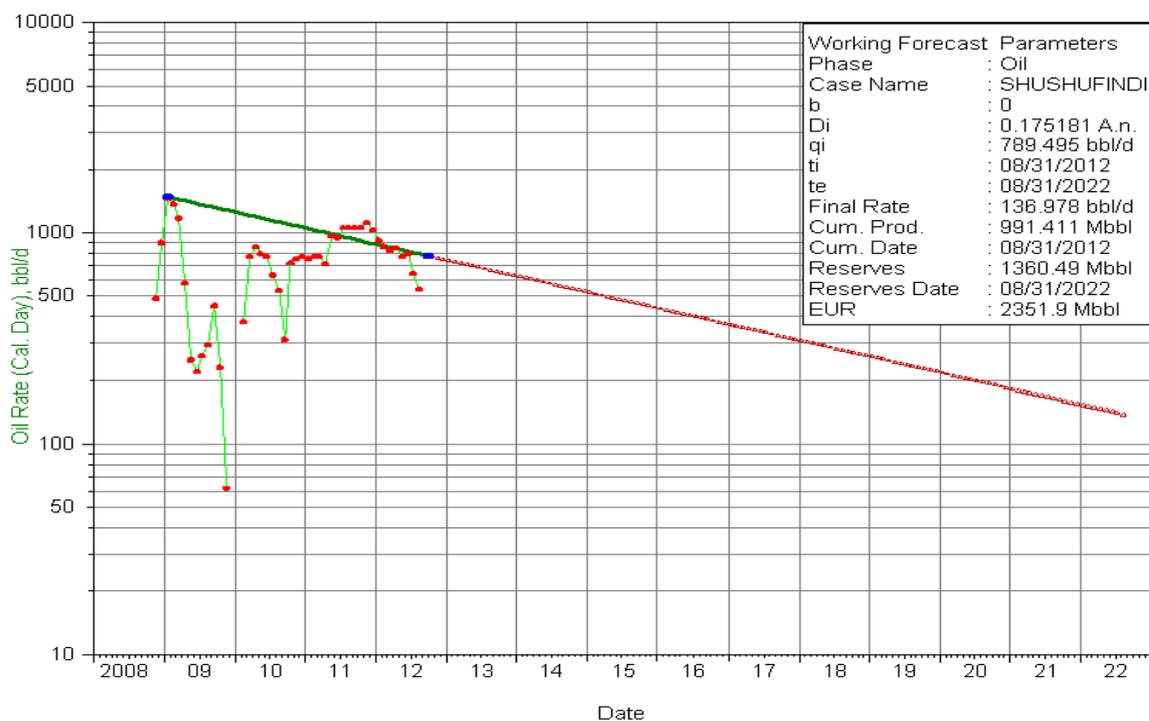
AÑO	PRODUCCIÓN DIARIA (BF)	PRODUCCIÓN MENSUAL (BF)
2006	720	22008
2007	591	17956
2008	713	21768
2009	1064	32183
2010	664	20242
2011	955	29090
2012	776	23648

FUENTE: Oilfield Manager

ELABORADO POR: Andrea Salazar

La gráfica 3.29 muestra la línea de tendencia de declinación de producción del pozo SSF-109D.

GRÁFICA 3.29 LÍNEA DE TENDENCIA DE DECLINACIÓN DE PRODUCCIÓN SSF-109D



FUENTE: Oilfield Manager

ELABORADO POR: Andrea Salazar

La tabla 3.17 muestra las reservas probadas, la producción acumulada y las reservas remanentes del pozo SSF-109D.

TABLA 3.17 RESERVAS PROBADAS Y REMANENTES DEL POZO SSF-109D

POZO	YACIMIENTO	°API	RESERVAS PROBADAS (BF)	PRODUCCIÓN ACUMULADA (BF)	RESERVAS REMANENTES (BF)
SSF-109D	U	22,4	2'351.900	991.410	1'360.490

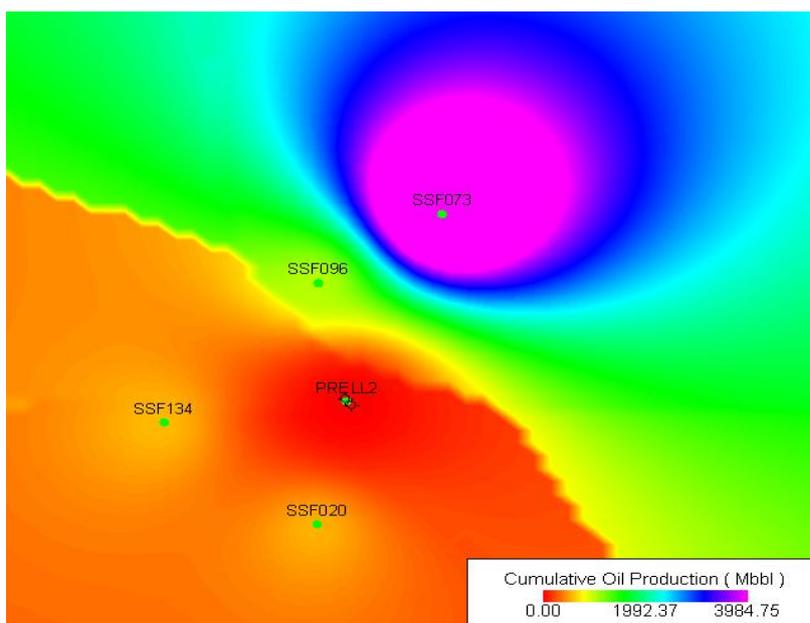
FUENTE: Oilfield Manager

ELABORADO POR: Andrea Salazar

3.2.4.2. POZO DE RELLENO N°2: PRELL2

A partir del análisis de los mapas de facies y de saturación ubicados en anexos se puede ubicar el pozo de relleno PRELL2, cuyos pozos vecinos son: SSF-020B, SSF-073, SSF-96H y SSF-134D, los cuales actualmente están produciendo a través del yacimiento U.

FIGURA 3.5 PRODUCCIONES ACUMULADAS



FUENTE: Oilfield Manager

ELABORADO POR: Andrea Salazar

La figura preliminar 3.5 muestra una representación de las producciones acumuladas de cada pozo vecino.

3.2.4.2.1. *Análisis del pozo SSF-020B*

3.2.4.2.1.1. *Análisis de Presión del Pozo SSF-020B*

Según el análisis de las pruebas de B'UPs (tabla 3.18) de este pozo se tiene una declinación anual de presión de fondo fluyente de 26 psi/año y la presión de burbuja de 1010 psi, al utilizar el dato de declinación dado, en el año 2012 la presión de fondo fluyente es de 2208 psi.

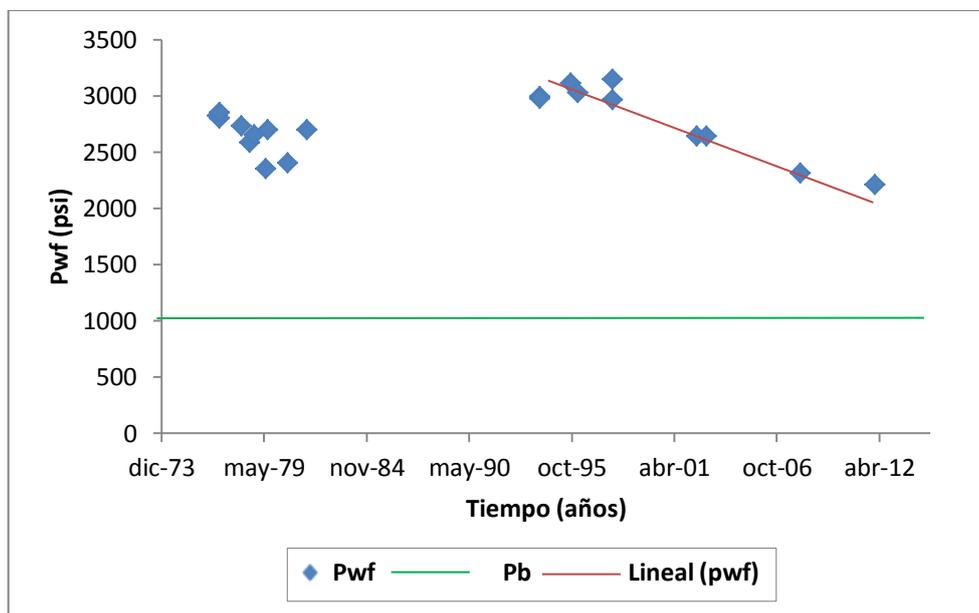
En la gráfica 3.30 se indica el comportamiento de presión del pozo SSF-020B.

TABLA 3.18 COMPORTAMIENTO DE PRESIÓN EN EL POZO SSF-020B.

FECHA	Pwf (psi)
nov-76	2826
ene-77	2.798
ene-77	2.851
feb-78	2.731
ago-78	2.583
nov-78	2.651
jun-79	2.350
jul-79	2.698
ago-80	2.403
sep-81	2.695
feb-94	2.996
feb-94	2.976
oct-95	3.113
feb-96	3.029
ene-98	2.966
ene-98	3.147
jun-02	2.640
ene-03	2.639
ene-08	2.312

FUENTE: Ex-Gerencia De Exploración Y Producción.

ELABORADO POR: Andrea Salazar

GRÁFICA 3.30 COMPORTAMIENTO DE PRESIÓN EN EL POZO SSF-020B.

FUENTE: Ex-Gerencia De Exploración Y Producción.

ELABORADO POR: Andrea Salazar

3.2.4.2.1.2. Análisis de Producción del Pozo SSF-020B

El pozo SSF-020B inició su actividad en febrero de 1973 donde su producción fue de 289 BPPD con un corte de agua de 4.8% desde la formación Napo, de esta forma permanece produciendo con caudales de hasta 7700 BPPD y un BSW de 3.8%.

A partir de agosto de 1988 inicia una disminución en su producción a 3070BPPD, 542 BAPD y un corte de agua del 15% ; en diciembre de 1993 termina su producción de la arena Napo y alcanza un valor de 51% de BSW produciendo 2360 BPPD.

Desde enero de 1994 las formaciones de producción se modifican a U y T y se obtiene una producción de 2344 BPPD con un corte de agua del 50%. El corte de agua sube de forma continua hasta que en febrero del año 2002 llega a un valor de 72% y el pozo es cerrado.

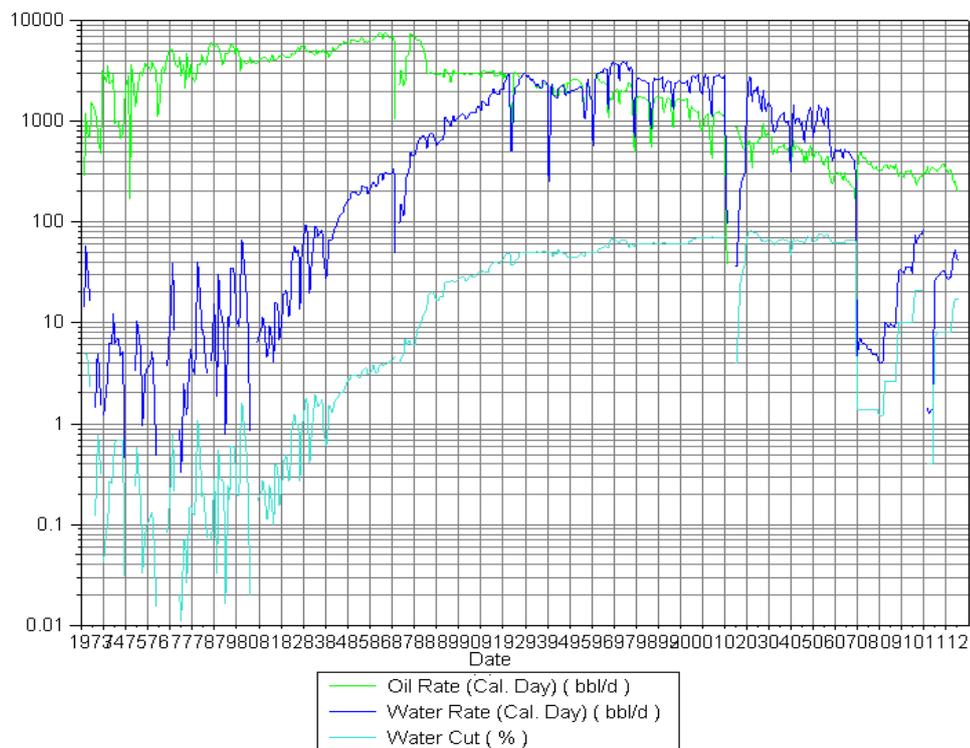
En julio del 2002 el pozo es reabierto produciendo solo de la formación U produciendo 881 BPPD y 37 BAPD. A partir de enero del 2003 la producción se obtiene de UT y U, en UT alcanza valores de BSW relativamente altos de hasta 83% y en octubre de 2006 cesa la producción de esta arena.

La producción desde U continúa con valores de 448 BPPD y 46% de BSW hasta diciembre del año 2007 en donde alcanza un corte de agua de 66% con 154 BPPD.

A partir de enero del 2008 continúa la producción con un caudal de 328 BPPD y 5 BAPD, de esta forma continúa su producción desde la formación U hasta la actualidad.

En la gráfica 3.31 se puede observar el historial de producción del pozo SSF-020B.

GRÁFICA 3.31 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO SSF-020B

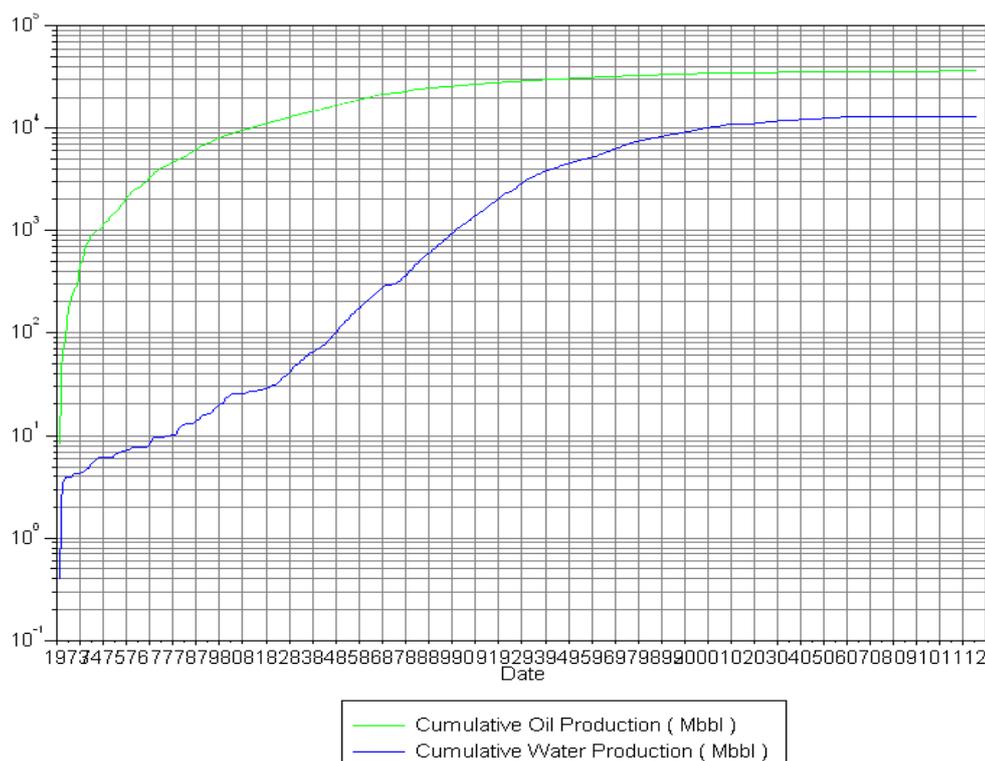


FUENTE: Oilfield Manager

ELABORADO POR: Andrea Salazar

La producción acumulada del pozo para la arena U del pozo SSF-020B es de 566.210 BF de petróleo y 42.000 Bls de agua. La gráfica 3.32 muestra la producción acumulada del pozo.

GRÁFICA 3.32 PRODUCCIÓN ACUMULADA DEL POZO SSF-020B



FUENTE: Oilfield Manager

ELABORADO POR: Andrea Salazar

3.2.4.2.1.3. Análisis de Reservas del Pozo SSF-020B

Como se puede observar en el gráfico del historial de producción la declinación de la producción comienza en julio de 2008 fecha en la que se obtuvo un caudal de 379 BPPD, 5 BAPD y 1,4% de BSW.

La tabla 3.19 indica la producción anual y mensual del pozo SSF-020B con lo que se conoce las reservas que ya han sido producidas.

TABLA 3.19 COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN ANUAL DEL POZO SSF-020B.

AÑO	PRODUCCIÓN DIARIA (BF)	PRODUCCIÓN MENSUAL (BF)
1973	1136	34800
1974	1888	57309
1975	2531	76771
1976	3294	100525
1977	3824	116155
1978	4130	125839
1979	5044	153269
1980	4052	123543
1981	4214	128188
1982	4741	144258
1983	5030	152974
1984	5374	163919
1985	6305	191797
1986	7047	214314
1987	4483	135622
1988	4776	145441
1989	2985	90772
1990	3021	91880
1991	3055	92902
1992	2617	79818
1993	2488	75628
1994	1994	61063
1995	2256	68547
1996	2074	63401
1997	1928	58590
1998	1513	45975
1999	1547	47075
2000	1388	42316
2001	1058	32191
2002	660	20295
2003	644	19599
2004	562	17116
2005	505	15308
2006	398	12092
2007	262	7958
2008	393	11971
2009	343	10428
2010	290	8814

CONTINUACIÓN: TABLA 3.19 Comportamiento de producción anual del pozo SSF-020B

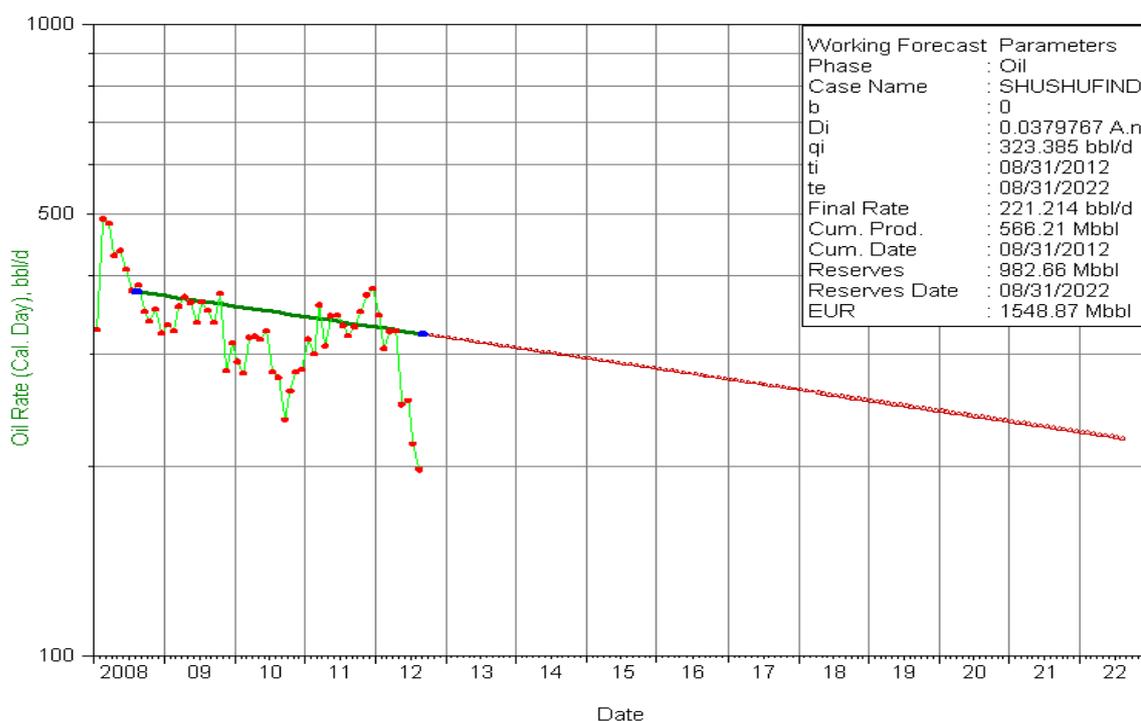
AÑO	PRODUCCIÓN DIARIA (BF)	PRODUCCIÓN MENSUAL (BF)
2011	339	10324
2012	278	8470

FUENTE: Oilfield Manager

ELABORADO POR: Andrea Salazar

La gráfica 3.33 muestra la línea de tendencia de declinación de producción del pozo SSF-020B.

GRÁFICA 3.33 LÍNEA DE TENDENCIA DE DECLINACIÓN DE PRODUCCIÓN SSF-020B



FUENTE: Oilfield Manager

ELABORADO POR: Andrea Salazar

La tabla 3.20 muestra las reservas probadas, la producción acumulada y las reservas remanentes del pozo SSF-020B.

TABLA 3.20 RESERVAS PROBADAS Y REMANENTES DEL POZO SSF-020B

POZO	YACIMIENTO	°API	RESERVAS PROBADAS (BF)	PRODUCCIÓN ACUMULADA (BF)	RESERVAS REMANENTES (BF)
SSF-020B	U	22,4	1'548.870	566.210	982.660

FUENTE: Oilfield Manager

ELABORADO POR: Andrea Salazar

3.2.4.2.2. *Análisis del pozo SSF-073*

3.2.4.2.2.1. *Análisis de Presión del Pozo SSF-073*

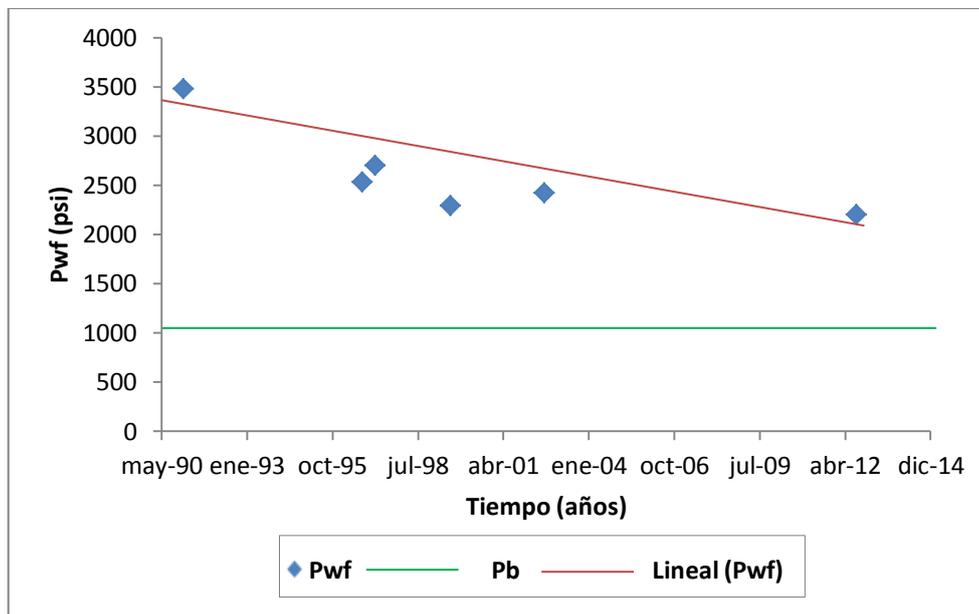
Según el análisis de los B'UPs (tabla 3.21) de este pozo se tiene una declinación anual de presión de fondo fluyente de 26 psi/año y la presión de burbuja de 1010 psi, al utilizar el dato de declinación dado, en el año 2012 la presión de fondo fluyente es de 2165 psi. En la gráfica 3.34 se indica el comportamiento de presión del pozo SSF-073.

TABLA 3.21 COMPORTAMIENTO DE PRESIÓN EN EL POZO SSF-073.

FECHA	Pwf (psi)
ene-91	3481
oct-96	2529
mar-97	2698
ago-99	2293

FUENTE: Ex-Gerencia De Exploración Y Producción.

ELABORADO POR: Andrea Salazar

GRÁFICA 3.34 COMPORTAMIENTO DE PRESIÓN EN EL POZO SSF-073.

FUENTE: Ex-gerencia de exploración y producción.

ELABORADO POR: Andrea Salazar

3.2.4.2.2.2. *Análisis de Producción del Pozo SSF-073*

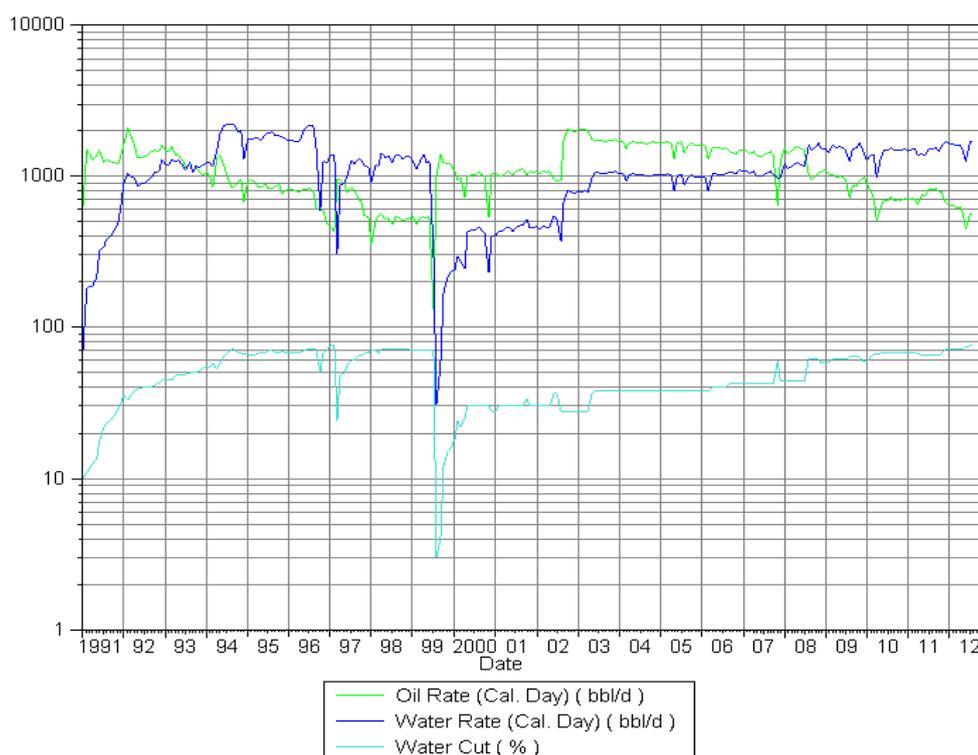
La producción del pozo SSF-073 inició en enero de 1991 desde la formación Napo con un caudal de 576 BPPD, 64 BAPD y un corte de agua de 10%, mantiene caudales de hasta 2102 BPPD y 33,1 % de BSW en febrero de 1992 e inicia una declinación de producción llegando a un caudal de 1027 BPPD, 1186 BAPD y un BSW de 53,6 % en diciembre del 1993 y de esta forma termina la producción de la arena Napo.

A partir de enero de 1994 se modifica la formación de producción a T obteniendo una producción inicial de 1055 BPPD con un corte de agua de 54%. Con el transcurso del tiempo llega a tener valores de BSW de 76% en febrero de 1997 con una baja producción de 432 BPPD, esta fecha cesa la producción desde la arena T.

En marzo de 1997 inicia la producción desde la arena U con una rata de 973 BPPD, 307 BAPD y un corte de agua del 24%, hasta la actualidad.

En la gráfica 3.35 se puede observar el historial de producción del pozo SSF-073.

GRÁFICA 3.35 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO SSF-073



FUENTE: Oilfield Manager

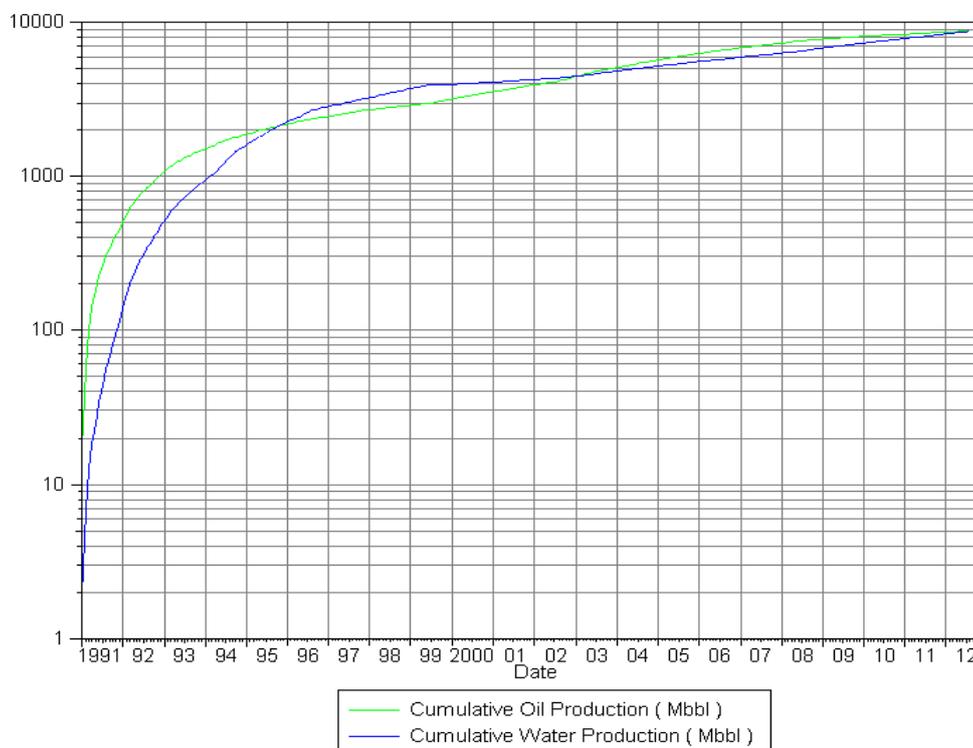
ELABORADO POR: Andrea Salazar

La producción acumulada del pozo SSF-073 es de 6'334.320 BF de petróleo y 5'875.500 Bls de agua.

La gráfica 3.36 muestra la producción acumulada del pozo SSF-073.

3.2.4.2.2.3. Análisis de Reservas del Pozo SSF-073

Como se puede observar en el gráfico del historial de producción la declinación de la producción inicia en abril de 2010 y se produjo 510 BPPD, 989 BAPD y 66% de BSW. La tabla 3.24 indica la producción anual y mensual del pozo SSF-073.

GRÁFICA 3.36 PRODUCCIÓN ACUMULADA DEL POZO SSF-073

FUENTE: Oilfield Manager

ELABORADO POR: Andrea Salazar

TABLA 3.22 COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN ANUAL DEL POZO SSF-073

AÑO	PRODUCCIÓN DIARIA (BF)	PRODUCCIÓN MENSUAL (BF)
1992	1548	47137
1993	1272	38665
1994	1004	30519
1995	868	26387
1996	736	22441
1997	722	22013
1998	511	15528
1999	780	23744
2000	956	29192

CONTINUACIÓN: TABLA 3.22 Comportamiento de producción anual del pozo SSF-073

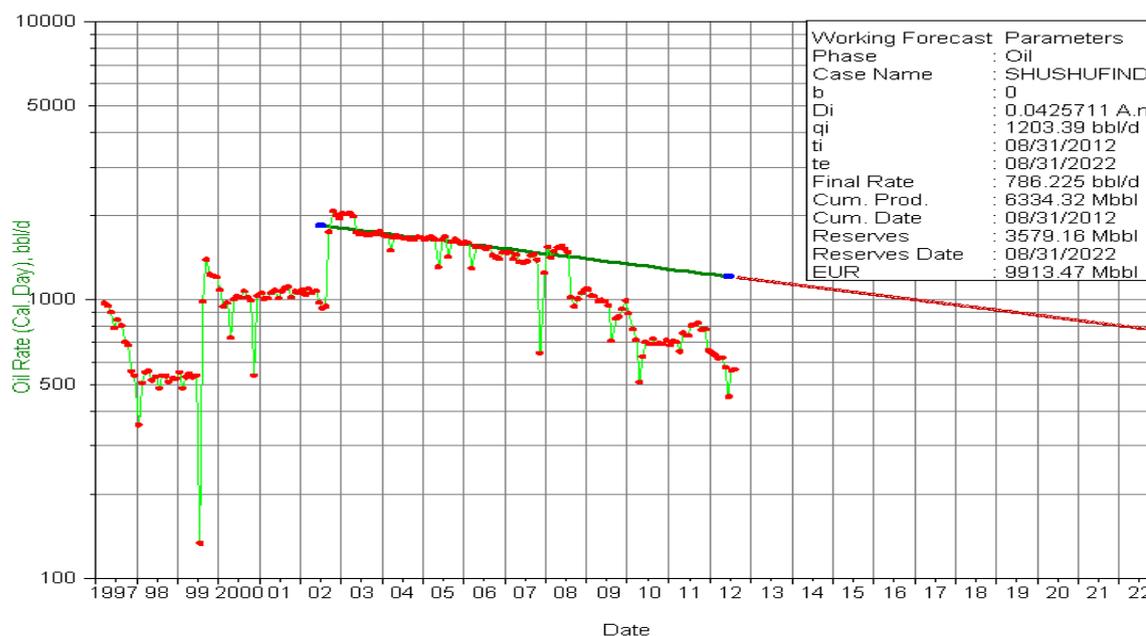
AÑO	PRODUCCIÓN DIARIA (BF)	PRODUCCIÓN MENSUAL (BF)
2001	1057	32165
2002	1339	40766
2003	1835	55789
2004	1664	50733
2005	1604	48750
2006	1501	45621
2007	1343	40839
2008	1308	39891
2009	954	29012
2010	705	21450
2011	745	22661
2012	586	17869

FUENTE: Oilfield Manager

ELABORADO POR: Andrea Salazar

La gráfica 3.37 muestra la línea de tendencia de declinación de producción del pozo SSF-073.

GRÁFICA 3.37 LÍNEA DE TENDENCIA DE DECLINACIÓN DE PRODUCCIÓN SSF-073



FUENTE: Oilfield Manager

ELABORADO POR: Andrea Salazar

La tabla 3.23 muestra las reservas probadas, la producción acumulada y las reservas remanentes del pozo SSF-073.

TABLA 3.23 RESERVAS PROBADAS Y REMANENTES DEL POZO SSF-073

POZO	YACIMIENTO	°API	RESERVAS PROBADAS (BF)	PRODUCCIÓN ACUMULADA (BF)	RESERVAS REMANENTES (BF)
SSF-073	U	22,4	9'913.470	6'334.320	3'579.160

FUENTE: Oilfield Manager

ELABORADO POR: Andrea Salazar

3.2.4.2.3. *Análisis del pozo SSF-096H*

3.2.4.2.3.1. *Análisis de Presión del Pozo SSF-096H*

Según el análisis de los B'UPs (tabla 3.24) de este pozo se tiene una declinación anual de presión de fondo fluyente de 26 psi/año y la presión de burbuja de 1010 psi, al utilizar el dato de declinación dado, en el año 2012 la presión de fondo fluyente es de 2053 psi. En la gráfica 3.38 se indica el comportamiento de presión del pozo SSF-096H.

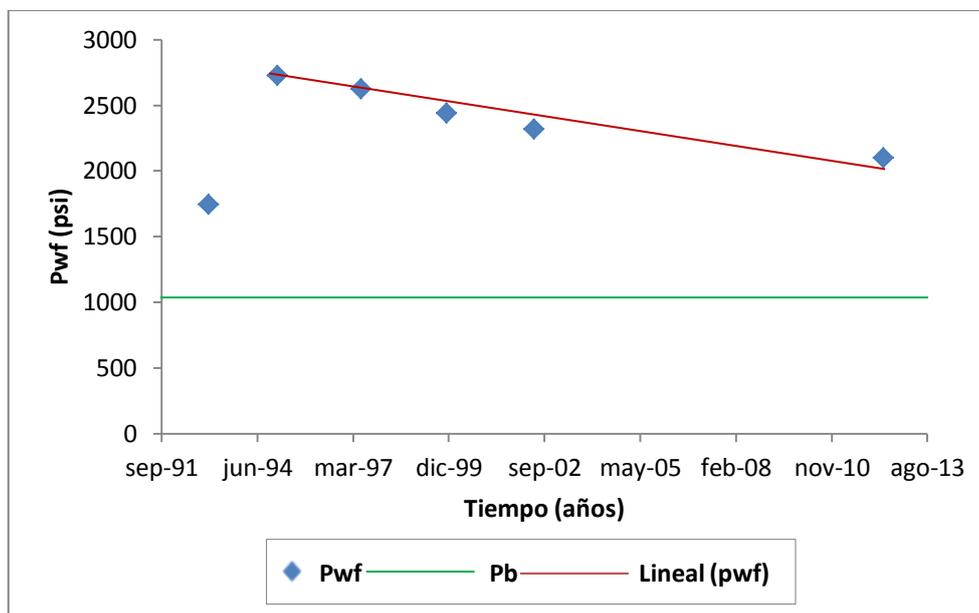
TABLA 3.24 COMPORTAMIENTO DE PRESIÓN EN EL POZO SSF-096H.

FECHA	Pwf (psi)
mar-02	2390
jun-03	2469
jun-05	2234

FUENTE: Ex-Gerencia De Exploración Y Producción.

ELABORADO POR: Andrea Salazar

GRÁFICA 3.38 COMPORTAMIENTO DE PRESIÓN EN EL POZO SSF-096H



FUENTE: Ex-Gerencia De Exploración Y Producción.

ELABORADO POR: Andrea Salazar

3.2.4.2.3.2. Análisis de Producción del Pozo SSF-096H

El pozo SSF-96H inicia su actividad en marzo del año 2002 desde la formación T con una producción de 13 BPPD y un alto corte de agua de 95%, continúa la producción de dicha arena hasta finales del 2002 en donde alcanza una producción de 104 BPPD y 1197 BAPD.

El pozo es cerrado desde diciembre del 2002 hasta mayo del año 2003.

En junio del 2003 empieza la producción desde la arena UI con un caudal de 450 BPPD y 45% de BSW. La producción empieza su declinación en junio del 2005 con un corte de agua de 75%, cesando de esta forma la producción a partir de la formación UI.

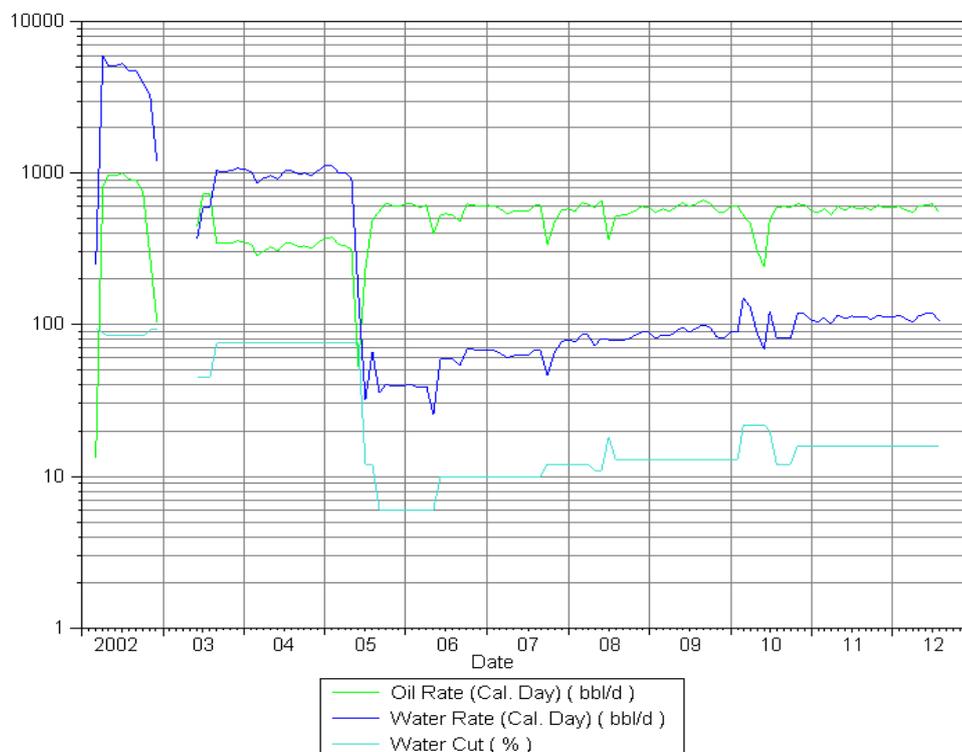
A partir de julio del años 2005 inicia la producción desde la arena U logrando disminuir el corte de agua a un valor del 12% con caudales de 234 BPPD y 32 BAPD.

De esta manera continúa la producción desde esta formación hasta septiembre del 2007 en donde alcanza una producción de 611 BPPD y un corte de agua de porcentaje 10.

La producción del pozo SSF-096H a través de la formación US empieza en octubre del 2007 con un caudal de 339 BPPD y 46 BAPD y continúa produciendo de esta arena en la actualidad.

En la gráfica 3.39 se puede observar el historial de producción del pozo SSF-096H.

GRÁFICA 3.39 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO SSF-096H

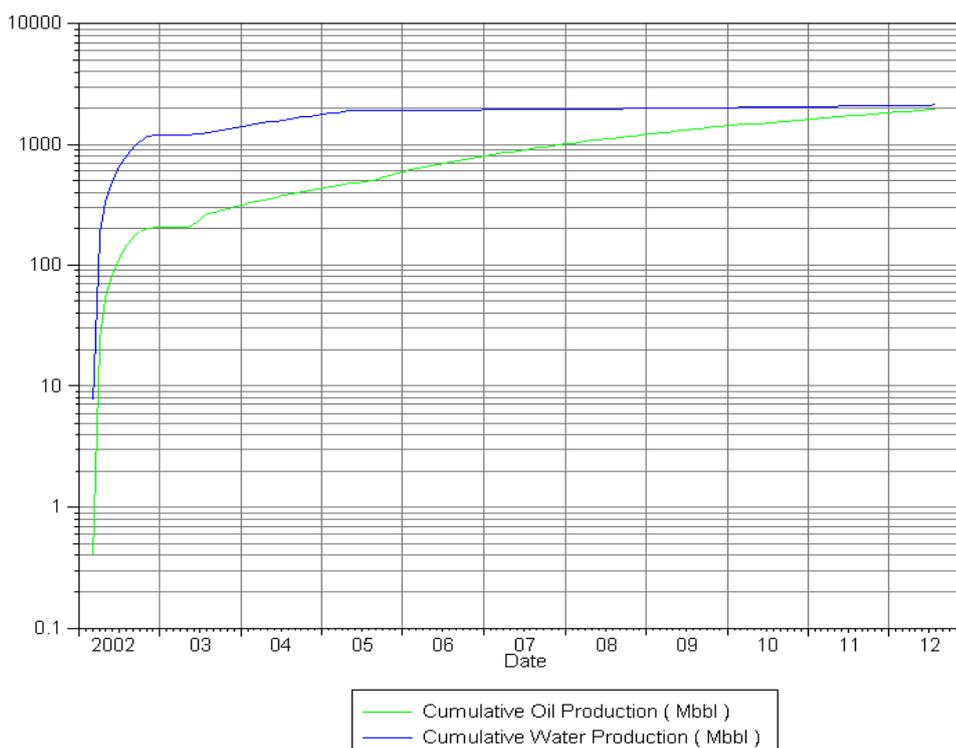


FUENTE: Oilfield Manager

ELABORADO POR: Andrea Salazar

La producción acumulada del pozo SSF-096H es de 1'015.660 BF de petróleo y 2'124.400 Bls de agua. La gráfica 3.40 muestra la producción acumulada del pozo.

GRÁFICA 3.40 PRODUCCIÓN ACUMULADA DEL POZO SSF-096H



FUENTE: Oilfield Manager

ELABORADO POR: Andrea Salazar

3.2.4.2.3.3. Análisis de Reservas del Pozo SSF-096H

Como se puede apreciar en el gráfico del historial de producción la declinación de la producción comienza en junio del 2005, fecha en la que se obtuvo una tasa de producción de 53 BPPD, 158 BAPD y un BSW de 75%.

La tabla 3.25 indica la producción anual y mensual del pozo SSF-096H con lo que se conoce las reservas que ya han sido producidas.

TABLA 3.25 COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN ANUAL DEL POZO SSF-096H.

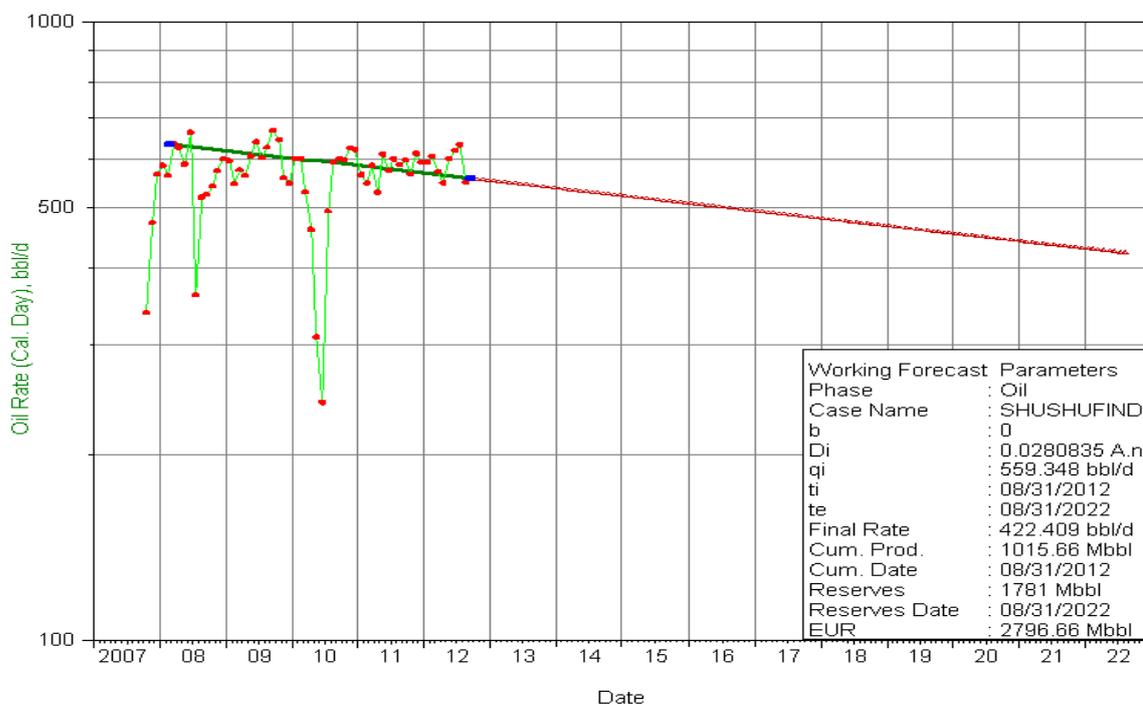
AÑO	PRODUCCIÓN DIARIA (BF)	PRODUCCIÓN MENSUAL (BF)
2002	673	20553
2003	471	14446
2004	329	10025
2005	410	12497
2006	567	17228
2007	553	16816
2008	566	17264
2009	599	18234
2010	523	15914
2011	581	17689
2012	591	18014

FUENTE: Oilfield Manager

ELABORADO POR: Andrea Salazar

La gráfica 3.41 muestra la línea de tendencia de declinación de producción del pozo SSF-096H.

GRÁFICA 3.41 LÍNEA DE TENDENCIA DE DECLINACIÓN DE PRODUCCIÓN SSF-096H



FUENTE: Oilfield Manager

ELABORADO POR: Andrea Salazar

La tabla 3.26 muestra las reservas probadas, la producción acumulada y las reservas remanentes del pozo SSF-096H.

TABLA 3.26 RESERVAS PROBADAS Y REMANENTES DEL POZO SSF-096H

POZO	YACIMIENTO	°API	RESERVAS PROBADAS (BF)	PRODUCCIÓN ACUMULADA (BF)	RESERVAS REMANENTES (BF)
SSF-096H	U	22,4	2'796.660	1'015.660	1'781.000

FUENTE: Oilfield Manager

ELABORADO POR: Andrea Salazar

3.2.4.2.4. *Análisis del pozo SSF-134D*

3.2.4.2.4.1. *Análisis de Presión del Pozo SSF-134D*

Según el análisis de los B'UPs (tabla 3.27) de este pozo se tiene una declinación anual de presión de fondo fluyente de 26 psi/año y la presión de burbuja de 1010 psi, al utilizar el dato de declinación dado, en el año 2012 la presión de fondo fluyente es de 2041 psi.

En la gráfica 3.42 se indica el comportamiento de presión del pozo SSF-134D.

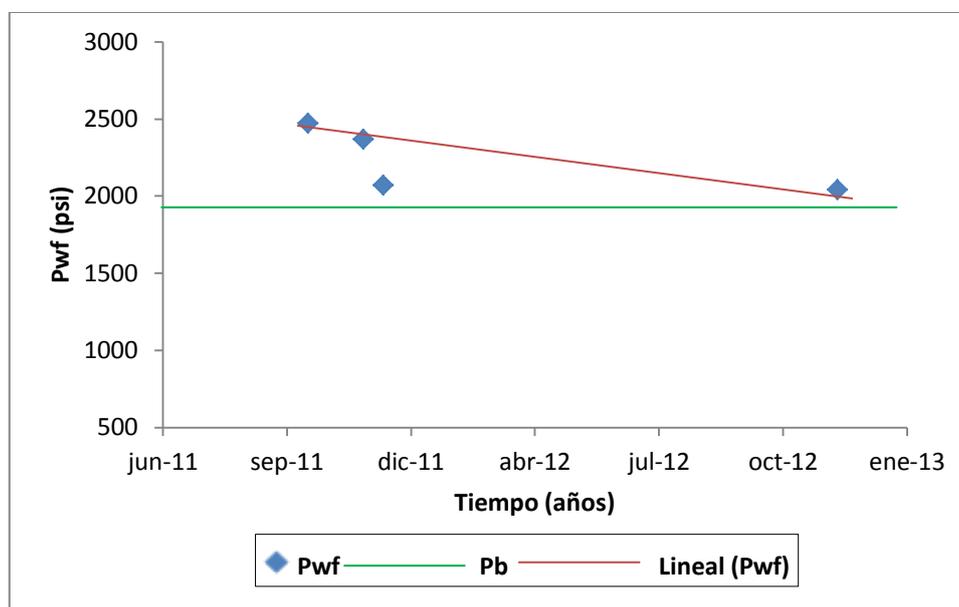
TABLA 3.27 COMPORTAMIENTO DE PRESIÓN EN EL POZO SSF-134D.

FECHA	Pwf (psi)
mar-02	2390
jun-03	2469
jun-05	2234

FUENTE: Ex-Gerencia De Exploración Y Producción.

ELABORADO POR: Andrea Salazar

GRÁFICA 3.42 COMPORTAMIENTO DE PRESIÓN EN EL POZO SSF-134D



FUENTE: Ex-Gerencia De Exploración Y Producción.

ELABORADO POR: Andrea Salazar

3.2.4.2.4.2. Análisis de Producción del Pozo SSF-134D

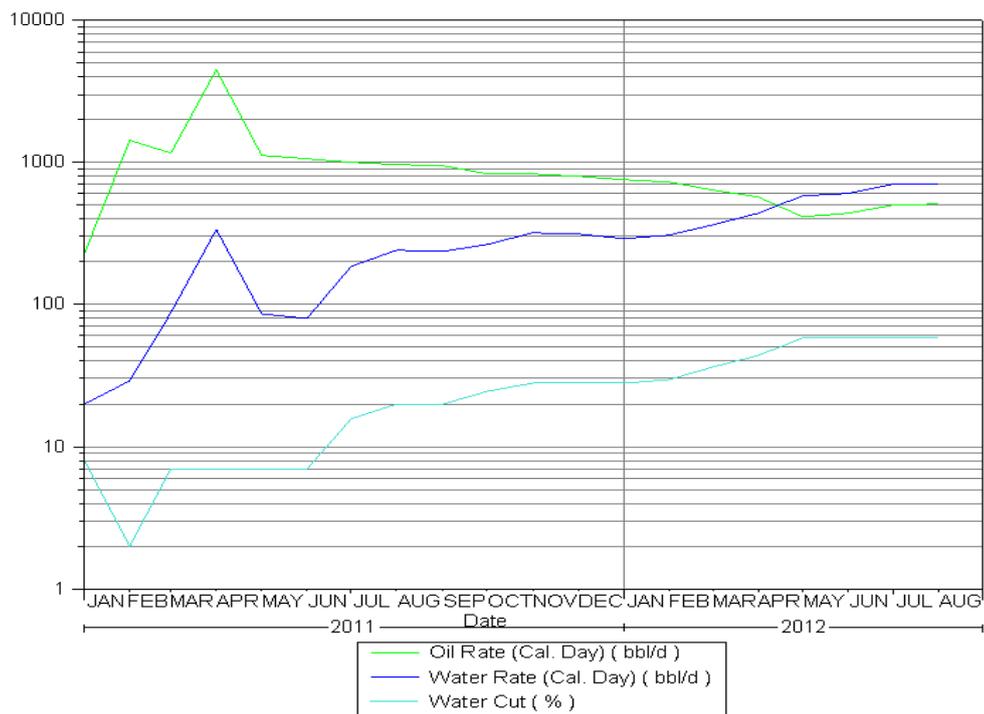
El pozo SSF-134D inicia su actividad en enero del 2011 desde la formación U con una producción de 228 BPPD y corte de agua de 8%, continúa la producción de dicha arena y en la actualidad alcanza una producción de 510 BPPD y 704 BAPD.

En la gráfica 3.43 se puede observar el historial de producción del pozo SSF-134D.

La producción acumulada del pozo SSF-134D es de 589.390 BF de petróleo y 189.300 Bls de agua.

La gráfica 3.40 muestra la producción acumulada del pozo.

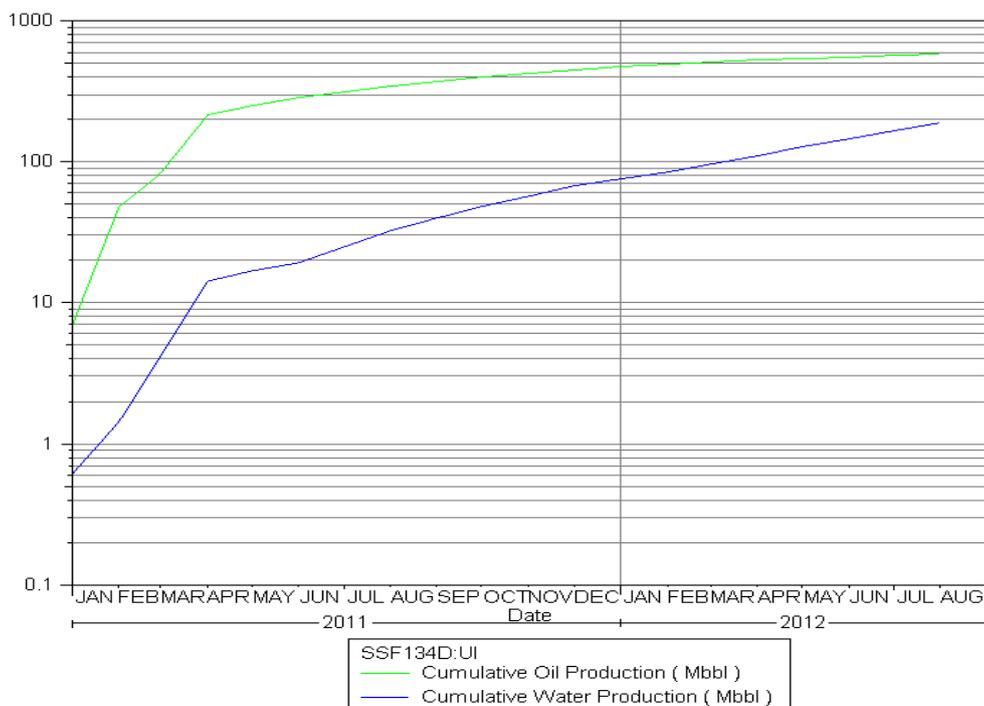
GRÁFICA 3.43 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO SSF-134D



FUENTE: Oilfield Manager

ELABORADO POR: Andrea Salazar

GRÁFICA 3.44 PRODUCCIÓN ACUMULADA DEL POZO SSF-134D



FUENTE: Oilfield Manager

ELABORADO POR: Andrea Salazar

3.2.4.2.4.3. Análisis de Reservas del Pozo SSF-134D

Como se aprecia en el gráfico del historial de producción la declinación de la producción inicia en agosto del 2011 y se obtuvo una producción de 969 BPPD, 242 BAPD y un BSW de 20%. La tabla 3.28 indica la producción anual y mensual del pozo SSF-134D.

TABLA 3.28 COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN ANUAL DEL POZO SSF-134D.

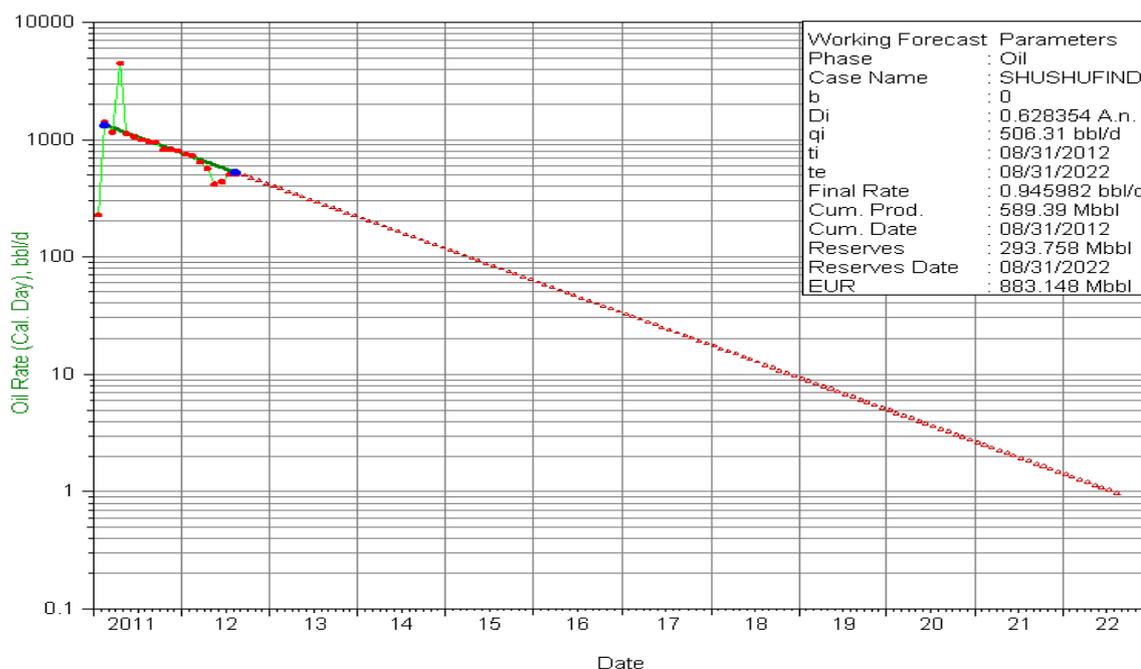
AÑO	PRODUCCIÓN DIARIA BF	PRODUCCIÓN MENSUAL BF
2011	581	17689
2012	591	18014

FUENTE: Oilfield Manager

ELABORADO POR: Andrea Salazar

La gráfica 3.45 muestra la línea de tendencia de declinación de producción del pozo SSF-134D.

GRÁFICA 3.45 LÍNEA DE TENDENCIA DE DECLINACIÓN DE PRODUCCIÓN SSF-134D



FUENTE: Oilfield Manager

ELABORADO POR: Andrea Salazar

La tabla 3.29 muestra las reservas probadas, la producción acumulada y las reservas remanentes del pozo SSF-096H.

TABLA 3.29 RESERVAS PROBADAS Y REMANENTES DEL POZO SSF-134D

POZO	YACIMIENTO	°API	RESERVAS PROBADAS (BF)	PRODUCCIÓN ACUMULADA (BF)	RESERVAS REMANENTES (BF)
SSF-134D	U	22,4	883.148	589.390	293.758

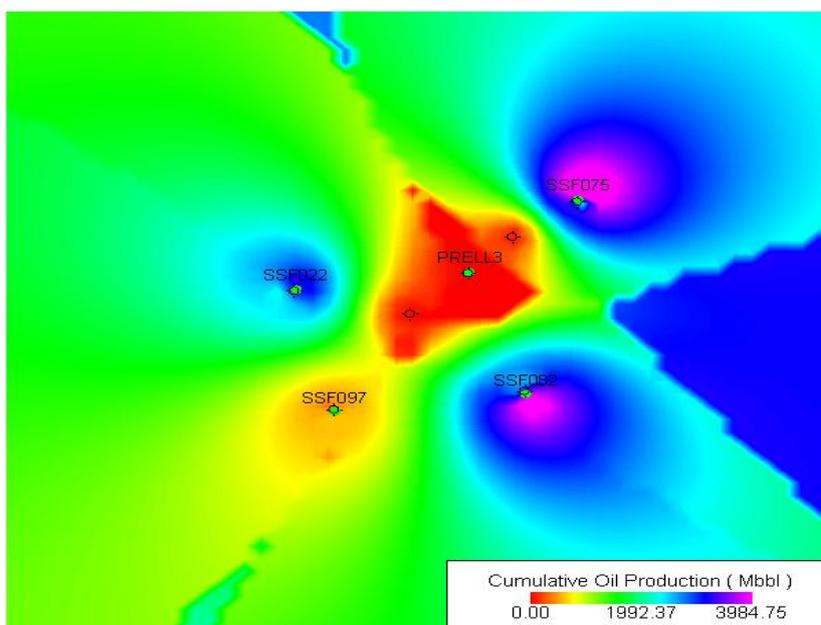
FUENTE: Oilfield Manager

ELABORADO POR: Andrea Salazar

3.2.4.3. POZO DE RELLENO N°3: PRELL3

A partir del análisis de los mapas de facies y de saturación ubicados en anexos se puede ubicar el pozo de relleno PRELL3, cuyos pozos vecinos son: SSF-022B, SSF-075, SSF-082 y SSF-097; los cuales están produciendo del yacimiento T. La figura 3.6 muestra un gráfico de producciones acumuladas de cada pozo vecino.

FIGURA 3.6 PRODUCCIONES ACUMULADAS



FUENTE: Oilfield Manager

ELABORADO POR: Andrea Salazar

3.2.4.3.1. Análisis del pozo SSF-022B

3.2.4.3.1.1. Análisis de Presión del Pozo SSF-022B

Según el análisis de los B'UPs (tabla 3.30) de este pozo se tiene una declinación anual de presión de fondo fluyente de 22,2 psi/año y la presión de burbuja de 1053 psi, al utilizar el dato de declinación dado, en el año 2012 la presión de fondo fluyente es de 2495 psi.

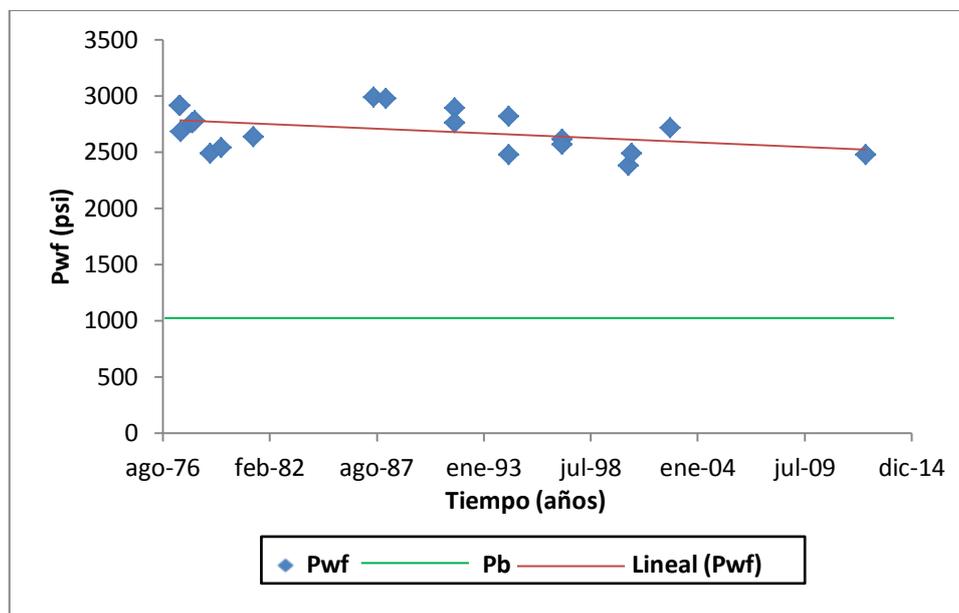
En la gráfica 3.46 se indica el comportamiento de presión del pozo SSF-022B.

TABLA 3.30 COMPORTAMIENTO DE PRESIÓN EN EL POZO SSF-022B

FECHA	Pwf (psi)
jul-77	2912
jul-77	2680
jul-77	2914
mar-78	2757
abr-78	2776
feb-79	2489
ago-79	2539
abr-81	2637
jun-87	2985
ene-88	2973
ago-91	2893
ago-91	2759
may-94	2819
may-94	2478
feb-97	2613
feb-97	2564
jun-00	2380
sep-00	2488
ago-02	2717

FUENTE: Ex-Gerencia De Exploración Y Producción.

ELABORADO POR: Andrea Salazar

GRÁFICA 3.46 COMPORTAMIENTO DE PRESIÓN EN EL POZO SSF-022B.

FUENTE: Ex-Gerencia De Exploración Y Producción.

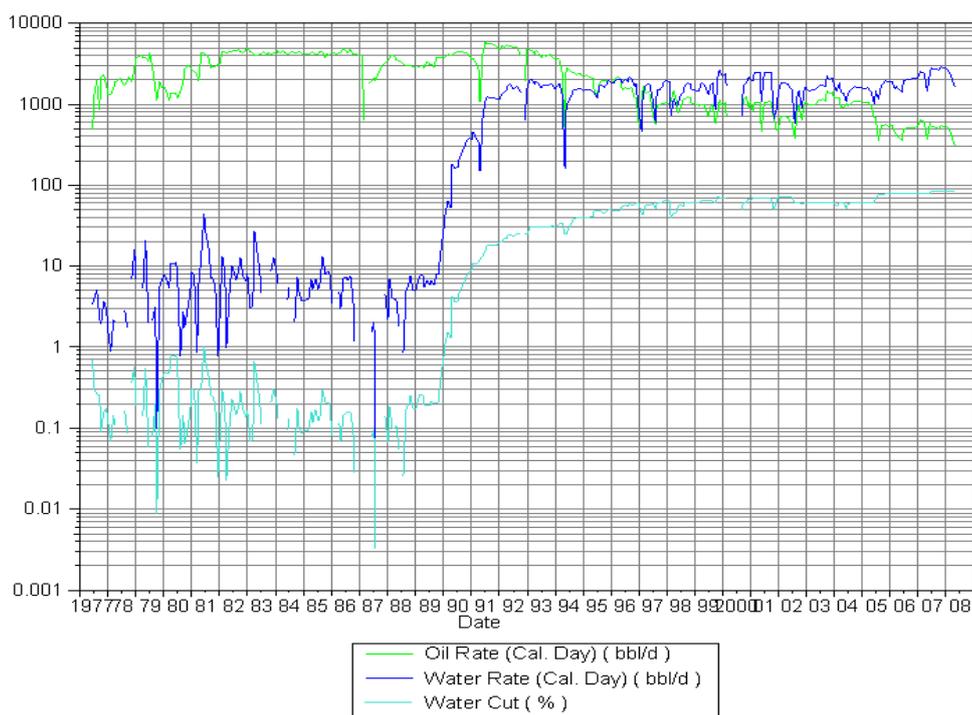
ELABORADO POR: Andrea Salazar

3.2.4.3.1.2. Análisis de Producción del Pozo SSF-022B

El pozo SSF-022B inicia su actividad en junio de 1977 desde la arena Napo con una producción de 489 BPPD y un corte de agua del 0,7%; la producción sigue aumentando a lo largo del tiempo con un caudal máximo de 5903 BPPD y 1119 BAPD. La declinación de la producción inicia en diciembre de 1993 y es hasta esa fecha que produce de la formación Napo.

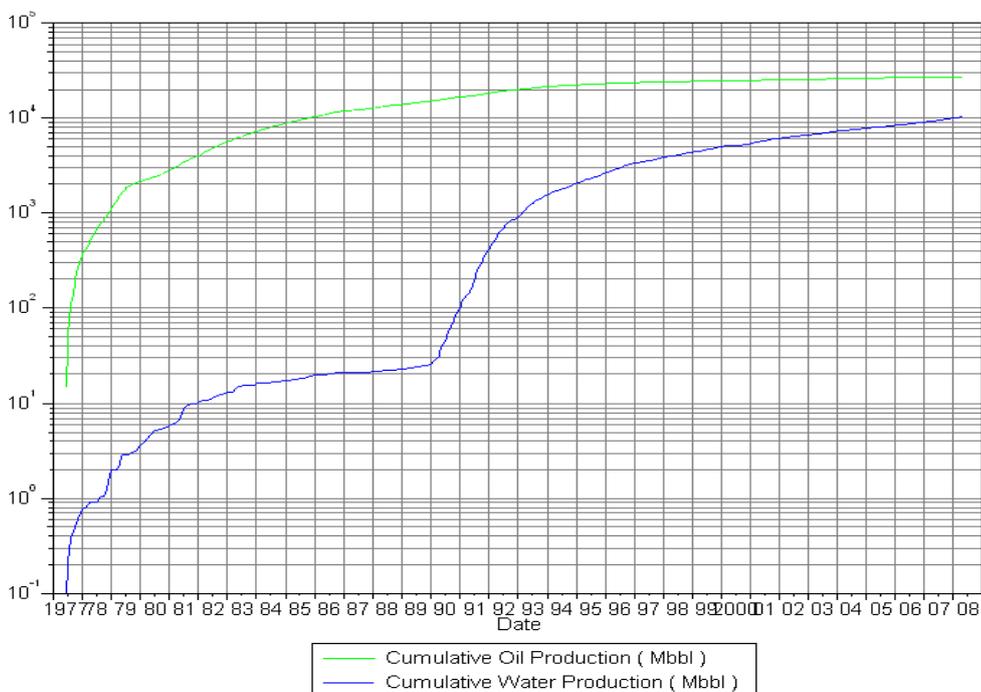
A partir de enero de 1994 el pozo SSF-022B inicia su producción desde las arenas U y T con una rata de 3657 BPPD y un BSW de 30%; continúa su producción desde U hasta mayo del 2008 fecha en la que termina su actividad productiva debido a un corte de agua del 84%.

En la gráfica 3.47 se puede observar el historial de producción del pozo SSF-022B.

GRÁFICA 3.47 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO SSF-022B

FUENTE: Oilfield Manager

ELABORADO POR: Andrea Salazar

GRÁFICA 3.48 PRODUCCIÓN ACUMULADA DEL POZO SSF-022B

FUENTE: Oilfield Manager

ELABORADO POR: Andrea Salazar

La producción acumulada del pozo SSF-022B es de 5'722.020 BF de petróleo y 8'773.300 Bls de agua hasta mayo del 2008. La gráfica preliminar 3.48 preliminar muestra la producción acumulada del pozo SSF-022B.

3.2.4.3.1.3. Análisis de Reservas del Pozo SSF-022B

Como se puede observar en el gráfico del historial de producción, la declinación de la producción comienza en diciembre de 1993 fecha en la que se tenía una rata de producción de 3745 BAPD, 1663 BAPD y u corte de agua de 32%.

La tabla 3.31 indica la producción anual y mensual del pozo SSF-022B con lo que se conoce las reservas que ya han sido producidas.

TABLA 3.31 COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN ANUAL DEL POZO SSF-022B.

AÑO	PRODUCCIÓN DIARIA (BF)	PRODUCCIÓN MENSUAL (BF)
1977	1545	1545
1978	1887	1887
1979	3000	3000
1980	1802	1802
1981	3165	3165
1982	4403	4403
1983	4289	4289
1984	4346	4346
1985	4191	4191
1986	4386	4386
1987	2561	2561
1988	3364	3364
1989	3216	3216
1990	4212	4212
1991	4356	4356
1992	4773	4773
1993	4258	4258
1994	2612	79209
1995	1955	59395
1996	1706	52006
1997	1028	31321
1998	1102	33519

CONTINUACIÓN TABLA 3.31: Comportamiento de producción anual del pozo SSF-022B.

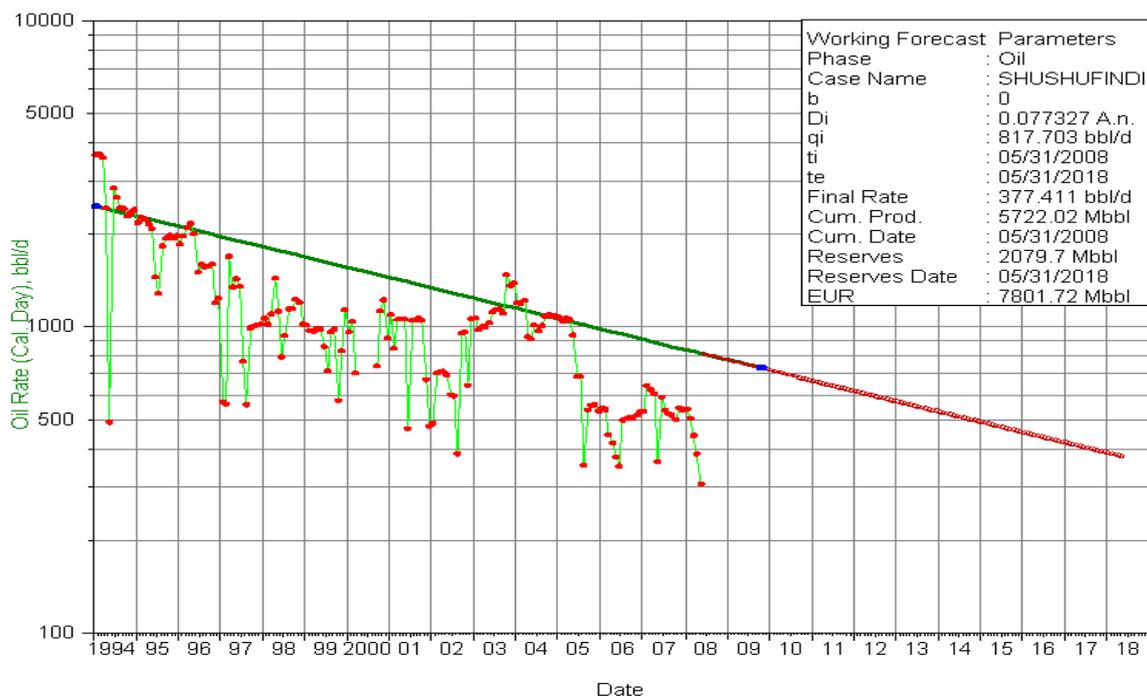
AÑO	PRODUCCIÓN DIARIA (BF)	PRODUCCIÓN MENSUAL (BF)
1999	916	27839
2000	960	29177
2001	710	21584
2002	710	21584
2003	1151	35060
2004	1066	32503
2005	758	22989
2006	479	14552
2007	544	16503
2008	436	13247

FUENTE: Oilfield Manager

ELABORADO POR: Andrea Salazar

La gráfica 3.49 muestra la línea de tendencia de declinación de producción del pozo SSF-022B.

GRÁFICA 3.49 LÍNEA DE TENDENCIA DE DECLINACIÓN DE PRODUCCIÓN SSF-022B



FUENTE: Oilfield Manager

ELABORADO POR: Andrea Salazar

La tabla 3.32 muestra las reservas probadas, la producción acumulada y las reservas remanentes del pozo SSF-022B a partir de las curvas de declinación de la gráfica 3.49.

TABLA 3.32 RESERVAS PROBADAS Y REMANENTES DEL POZO SSF-022B

POZO	YACIMIENTO	°API	RESERVAS PROBADAS (BF)	PRODUCCIÓN ACUMULADA (BF)	RESERVAS REMANENTES (BF)
SSF-022B	T	31,88	7'801.720	5'722.020	2'079.700

FUENTE: Oilfield Manager

ELABORADO POR: Andrea Salazar

3.2.4.3.2. Análisis del pozo SSF-075

3.2.4.3.2.1. Análisis de Presión del Pozo SSF-075

Según el análisis de los B'UPs (tabla 3.33) de este pozo se tiene una declinación anual de presión de fondo fluyente de 22,2 psi/año y la presión de burbuja de 1053 psi, al utilizar el dato de declinación dado, en el año 2012 la presión de fondo fluyente es de 2031 psi. En la gráfica 3.50 se indica el comportamiento de presión del pozo SSF-075.

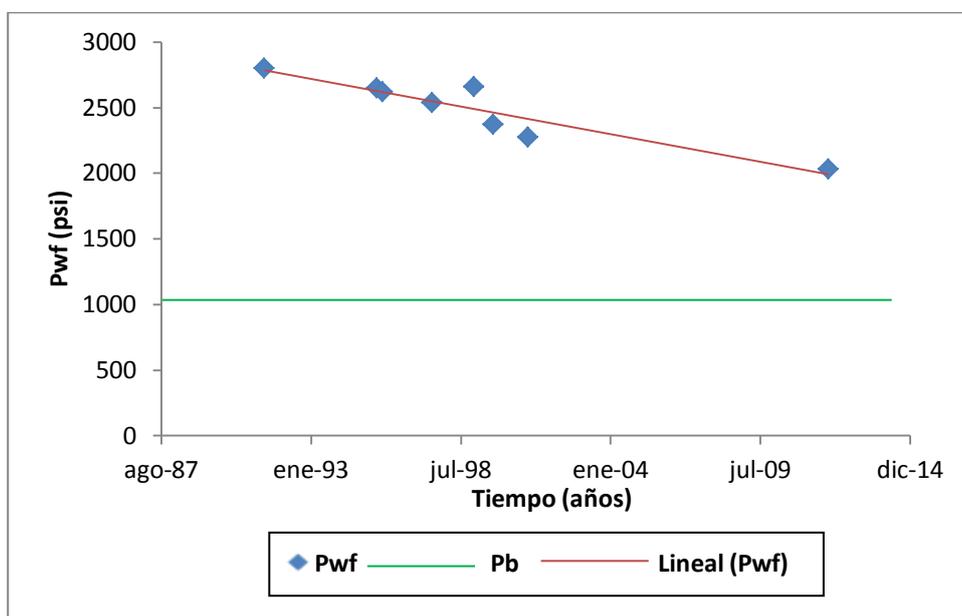
TABLA 3.33 COMPORTAMIENTO DE PRESIÓN EN EL POZO SSF-075.

FECHA	Pwf (psi)
may-91	2801
jun-95	2647
sep-95	2621
jul-97	2537
ene-99	2659
oct-99	2370
ene-01	2276

FUENTE: Ex-Gerencia De Exploración Y Producción.

ELABORADO POR: Andrea Salazar

GRÁFICA 3.50 COMPORTAMIENTO DE PRESIÓN EN EL POZO SSF-075



FUENTE: Ex-Gerencia De Exploración Y Producción.

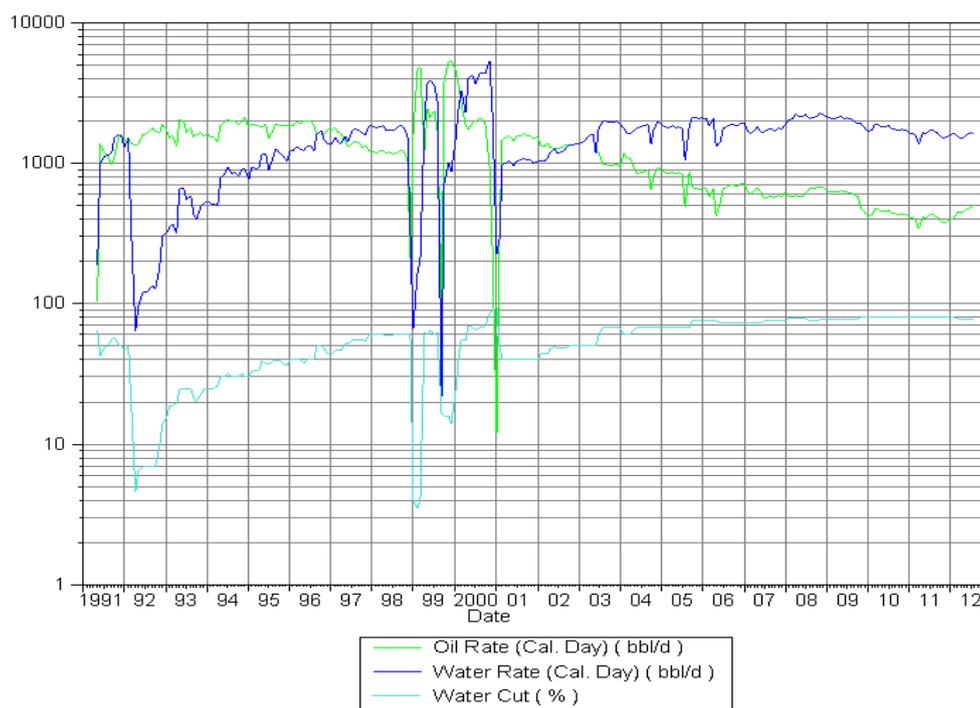
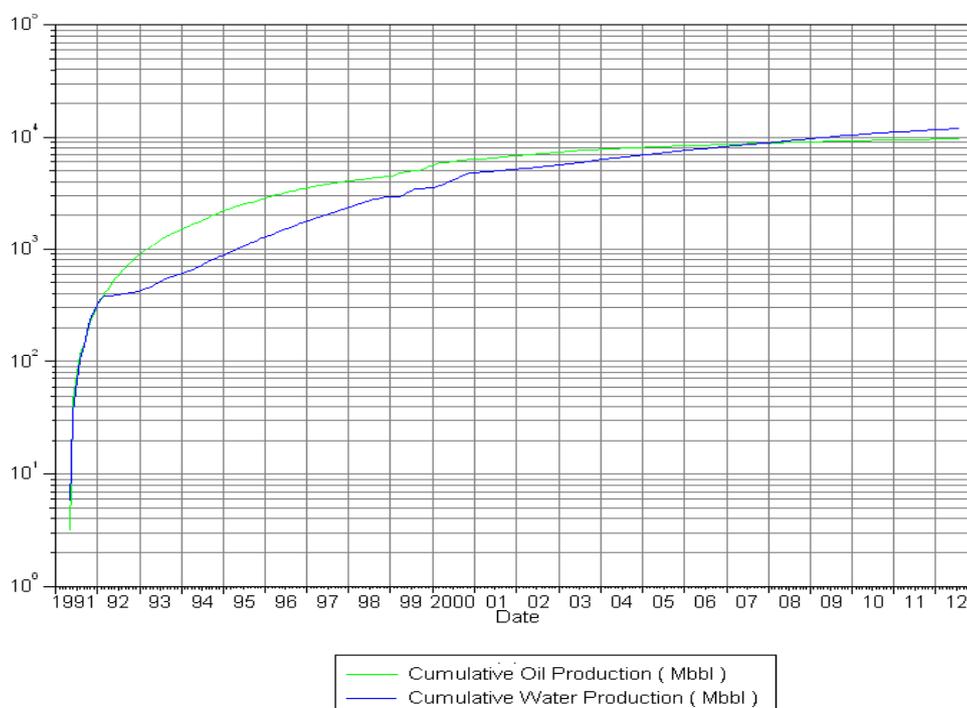
ELABORADO POR: Andrea Salazar

3.2.4.3.2.2. Análisis de Producción del Pozo SSF-075

En mayo de 1991 el pozo SSF-075 inicia su etapa productiva con un caudal de 104 BPPD y 189 BAPD desde la formación Napo, continúa su producción de esta arena hasta diciembre de 1993 con una rata de 1586 BPPD, 514 BAPD y un corte de agua de 24,5%.

Desde enero de 1994 la formación de producción se modifica a T con un caudal inicial de 1627 BPPD y un BSW de 25%, la declinación de la producción empieza en julio del año 2003 donde el corte de agua se incrementa al 60% teniendo una producción de 1202 BPPD. La producción continúa desde la formación T y a partir de agosto del 2003, la producción disminuye y el BSW se eleva, llegando hasta la actualidad en donde tiene un caudal de 482 BPPD, 1614 BAPD y un BSW del 77%.

En la gráfica 3.51 se puede observar el historial de producción del pozo SSF-075.

GRÁFICA 3.51 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO SSF-075**FUENTE:** Oilfield Manager**ELABORADO POR:** Andrea Salazar**GRÁFICA 3.52 PRODUCCIÓN ACUMULADA DEL POZO SSF-075****FUENTE:** Oilfield Manager**ELABORADO POR:** Andrea Salazar

La producción acumulada del pozo SSF-075 es de 8'221.090 BF de petróleo y 11'423.300 BIs de agua. La gráfica preliminar 3.52 muestra la producción acumulada del pozo SSF-075.

3.2.4.3.2.3. *Análisis de Reservas del Pozo SSF-075*

Como se puede apreciar en el gráfico del historial de producción, la declinación de la producción inicia en julio del año 2003 fecha en la que se tenía una rata de producción de 1202 BPPD, 1802 BAPD y 60% de BSW. La tabla 3.34 indica la producción anual y mensual del pozo SSF-075 con lo que se conoce las reservas que ya han sido producidas.

TABLA 3.34 COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN ANUAL DEL POZO SSF-075

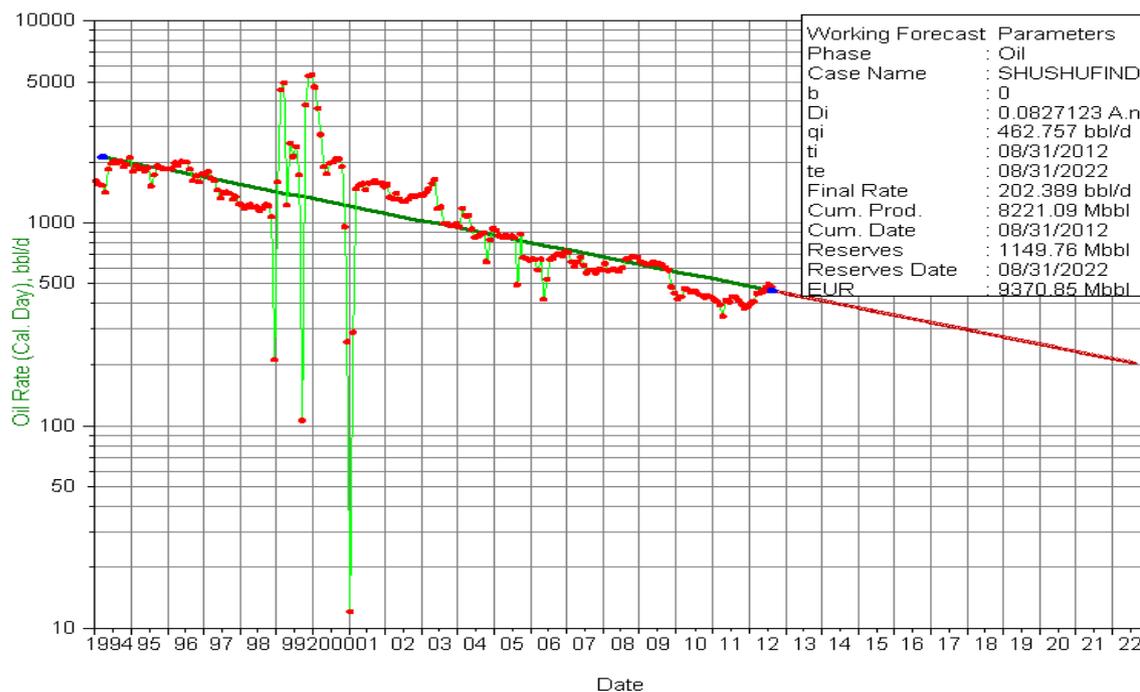
AÑO	PRODUCCIÓN DIARIA (BF)	PRODUCCIÓN MENSUAL (BF)
1991	1134	34677
1992	1583	48298
1993	1672	50891
1994	1835	55876
1995	1831	55653
1996	1853	56543
1997	1483	45045
1998	1115	33868
1999	2979	90469
2000	2171	66125
2001	1317	40242
2002	1353	41170
2003	1234	37508
2004	928	28262
2005	787	23904
2006	639	19433
2007	616	18718
2008	626	19109
2009	597	18159
2010	446	13562
2011	402	12233
2012	453	13818

FUENTE: Oilfield Manager

ELABORADO POR: Andrea Salazar

La gráfica 3.53 muestra la línea de tendencia de declinación de producción del pozo SSF-075.

GRÁFICA 3.53 LÍNEA DE TENDENCIA DE DECLINACIÓN DE PRODUCCIÓN SSF-075



FUENTE: Oilfield Manager

ELABORADO POR: Andrea Salazar

La tabla 3.35 muestra las reservas probadas, la producción acumulada y las reservas remanentes del pozo SSF-075.

TABLA 3.35 RESERVAS PROBADAS Y REMANENTES DEL POZO SSF-075

POZO	YACIMIENTO	°API	RESERVAS PROBADAS (BF)	PRODUCCIÓN ACUMULADA (BF)	RESERVAS REMANENTES (BF)
SSF-075	T	31,88	9'370.850	8'221.090	1'149.760

FUENTE: Oilfield Manager

ELABORADO POR: Andrea Salazar

3.2.4.3.3. *Análisis del pozo SSF-082*

3.2.4.3.3.1. *Análisis de Presión del Pozo SSF-082*

Según el análisis de los B'UPs (tabla 3.36) de este pozo se tiene una declinación anual de presión de fondo fluyente de 22,2 psi/año y la presión de burbuja de 1053 psi, al utilizar el dato de declinación dado, en el año 2012 la presión de fondo fluyente es de 2467 psi.

En la gráfica 3.54 se indica el comportamiento de presión del pozo SSF-082.

TABLA 3.36 COMPORTAMIENTO DE PRESIÓN EN EL POZO SSF-082.

FECHA	Pwf (psi)
jul-93	2802
ene-95	2554
jun-95	2491
jun-97	2389
jun-97	2324
jun-98	2482
jun-99	2266
mar-00	2316
sep-07	2578

FUENTE: Ex-Gerencia De Exploración Y Producción.

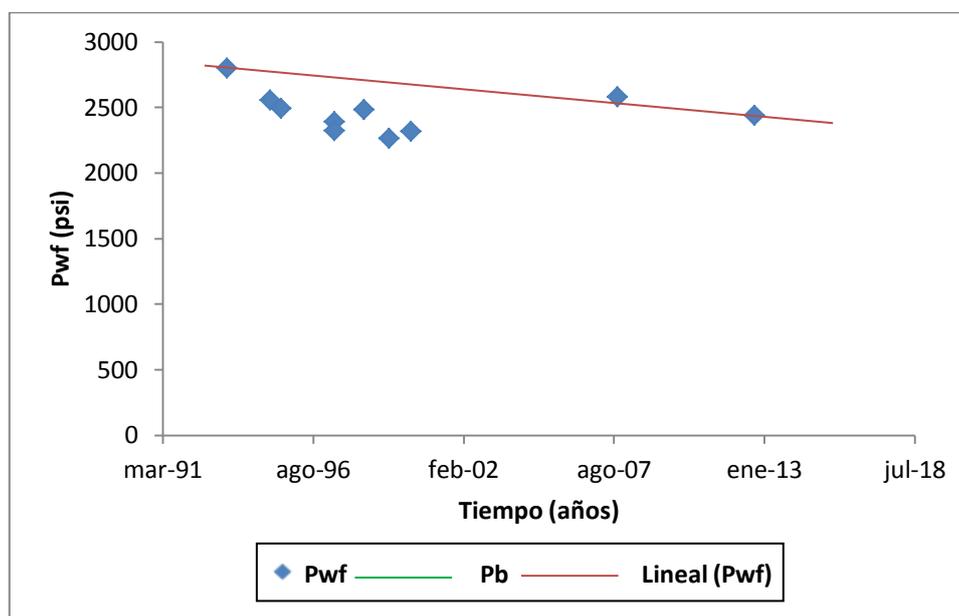
ELABORADO POR: Andrea Salazar

3.2.4.3.3.2. *Análisis de Producción del Pozo SSF-082*

El inicio de la producción del pozo SSF-082 fue en julio de 1993 desde la formación Napo con un caudal de 2193 BPPD y un corte de agua de 0,2%, continuó produciendo de esta arena hasta diciembre de 1993.

En enero de 1994 la formación de producción se modifica a U con un caudal inicial de 2874 BPPD, 392 BAPD y un BSW de 12%. Produce de forma continua hasta julio de 1998 fecha en la que cesa momentáneamente la producción desde esta formación.

GRÁFICA 3.54 COMPORTAMIENTO DE PRESIÓN EN EL POZO SSF-082



FUENTE: Ex-Gerencia De Exploración Y Producción.

ELABORADO POR: Andrea Salazar

A partir de agosto de 1998, el pozo SSF-082 empieza su producción desde las formaciones U y T con una rata inicial de 1867 BPPD y 1144 BAPD. Produce normalmente de esta arena hasta diciembre de 2005 ya que el corte de agua se eleva a un 80%.

En enero del año 2006 vuelve a producir de la arena U con un caudal de 855 BPPD y un BSW de 80% hasta abril del 2007 año en que se eleva a 84% el valor del BSW.

El pozo SSF-082 inicia producción en mayo del 2007 desde las formaciones US, U y T, obteniéndose un caudal de 1425 BPPD y 6492 BAPD.

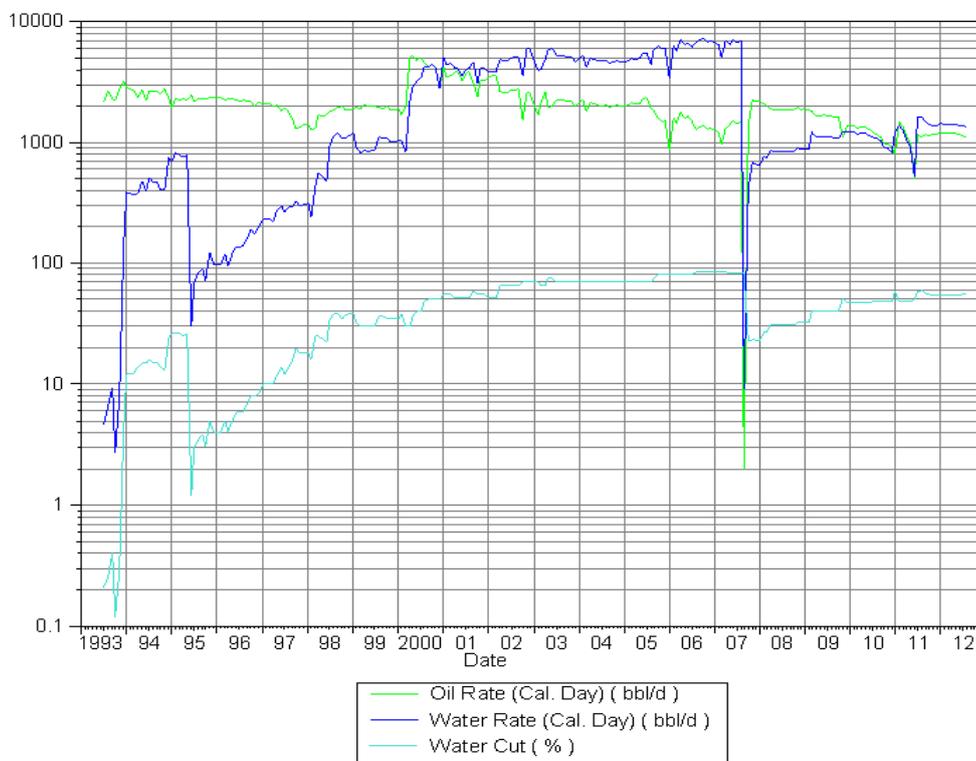
De estas arenas tan solo produce 4 meses ya que en agosto del 2007 cesa la producción y cierra durante el mes de septiembre del mismo año.

Reinicia sus operaciones en octubre del 2007 desde la formación US con una producción de 1421 BPPD y un corte de agua de 23%.

La actividad productiva del pozo SSF-082 se mantiene a través de la producción de la formación T hasta la actualidad.

En la gráfica 3.55 se puede observar el historial de producción del pozo SSF-082

GRÁFICA 3.55 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO SSF-082



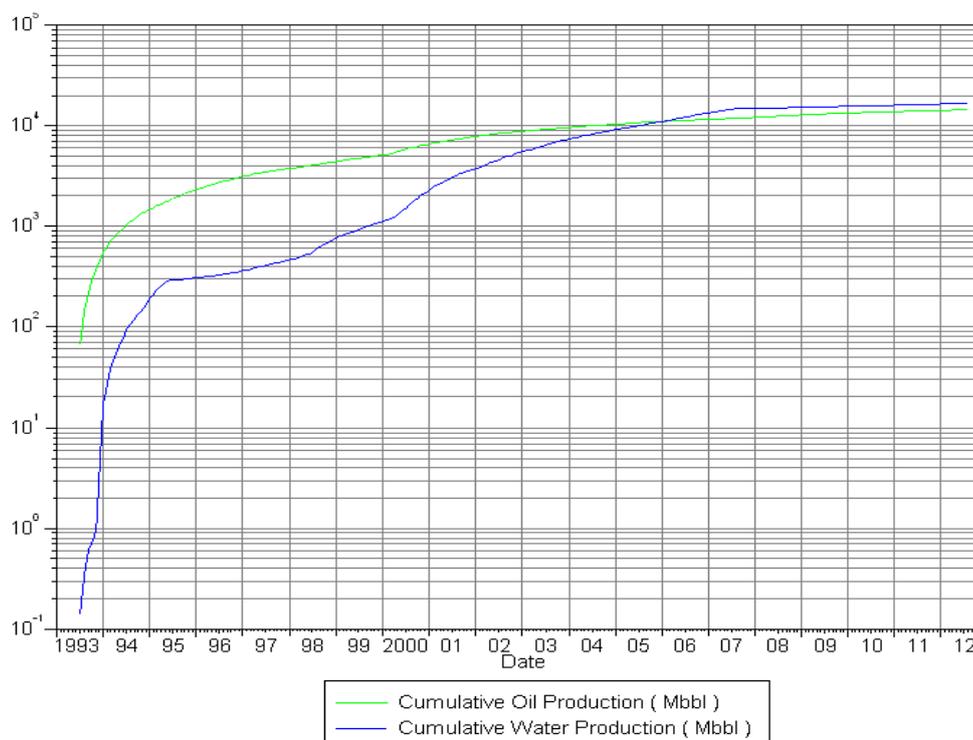
FUENTE: Oilfield Manager

ELABORADO POR: Andrea Salazar

La producción acumulada del pozo SSF-082 es de 7'006.400 BF de petróleo y 10'409.500 Bls de agua.

La gráfica 3.56 muestra la producción acumulada del pozo.

GRÁFICA 3.56 PRODUCCIÓN ACUMULADA DEL POZO SSF-082



FUENTE: Oilfield Manager

ELABORADO POR: Andrea Salazar

3.2.4.3.3.3. Análisis de Reservas del Pozo SSF-082

Como se puede observar en el gráfico del historial de producción la declinación de la producción inicia en junio de 2011 fecha en la que se obtuvo una tasa de producción de 506 BPPD, 522 BAPD y 50,8% de BSW.

La tabla 3.37 indica la producción anual y mensual del pozo SSF-082 con lo que se conoce las reservas que ya han sido producidas.

TABLA 3.37 COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN ANUAL DEL POZO SSF-082.

AÑO	PRODUCCIÓN DIARIA (BF)	PRODUCCIÓN MENSUAL (BF)
1993	2566	78711

CONTINUACIÓN: TABLA 3.37 Comportamiento de producción anual del pozo SSF-082

AÑO	PRODUCCIÓN DIARIA (BF)	PRODUCCIÓN MENSUAL (BF)
1994	2607	79281
1995	2289	69591
1996	2237	68217
1997	1796	54594
1998	1702	51836
1999	1960	59617
2000	3859	117797
2001	3493	106276
2002	2788	84655
2003	2141	65175
2004	2049	62454
2005	1950	59275
2006	1421	43161
2007	1381	42069
2008	1936	59049
2009	1639	49820
2010	1202	36534
2011	1103	33504
2012	1177	35888

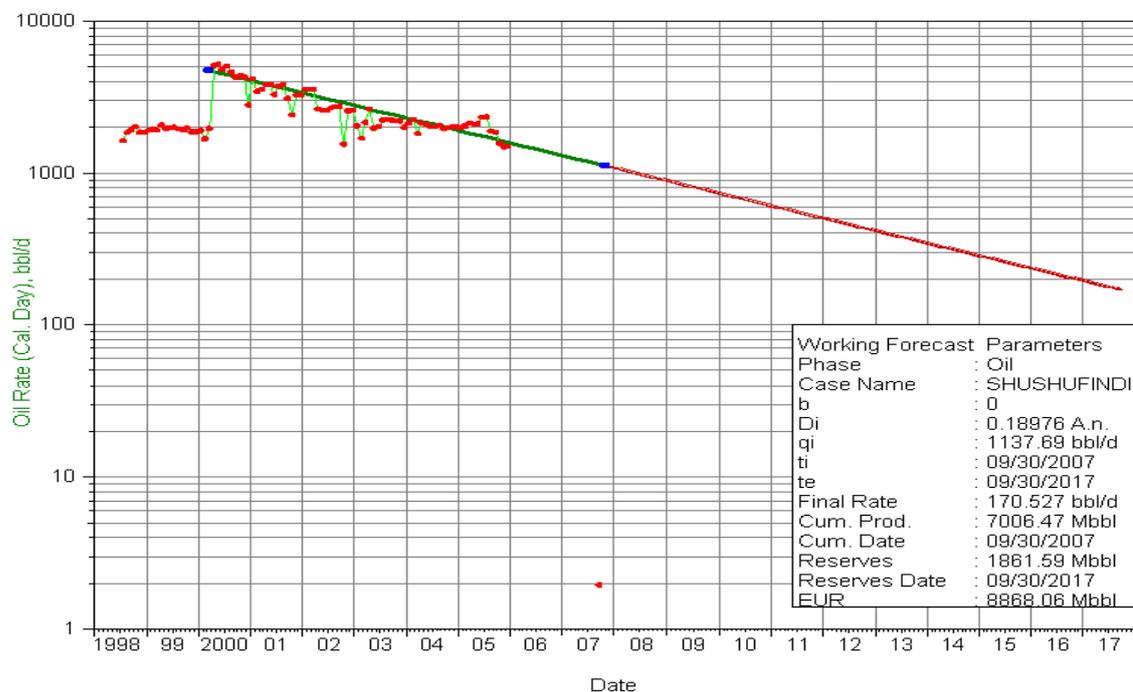
FUENTE: Oilfield Manager

ELABORADO POR: Andrea Salazar

La gráfica 3.57 muestra la línea de tendencia de declinación de producción del pozo SSF-082.

La tabla 3.38 muestra las reservas probadas, la producción acumulada y las reservas remanentes del pozo SSF-082.

GRÁFICA 3.57 LÍNEA DE TENDENCIA DE DECLINACIÓN DE PRODUCCIÓN SSF-082



FUENTE: Oilfield Manager

ELABORADO POR: Andrea Salazar

TABLA 3.38 RESERVAS PROBADAS Y REMANENTES DEL POZO SSF-082

POZO	YACIMIENTO	°API	RESERVAS PROBADAS (BF)	PRODUCCIÓN ACUMULADA (BF)	RESERVAS REMANENTES (BF)
SSF-082	T	31,88	8'868.060	7'006.470	1'861.590

FUENTE: Oilfield Manager

ELABORADO POR: Andrea Salazar

3.2.4.3.4. Análisis del pozo SSF-097

3.2.4.3.4.1. Análisis de Presión del Pozo SSF-097

Según el análisis de los B'UPs (tabla 3.39) de este pozo se tiene una declinación anual de presión de fondo fluyente de 22,2 psi/año y la presión de burbuja de

1053 psi, al utilizar el dato de declinación dado, en el año 2012 la presión de fondo fluyente es de 2442 psi.

En la gráfica 3.58 se indica el comportamiento de presión del pozo SSF-097.

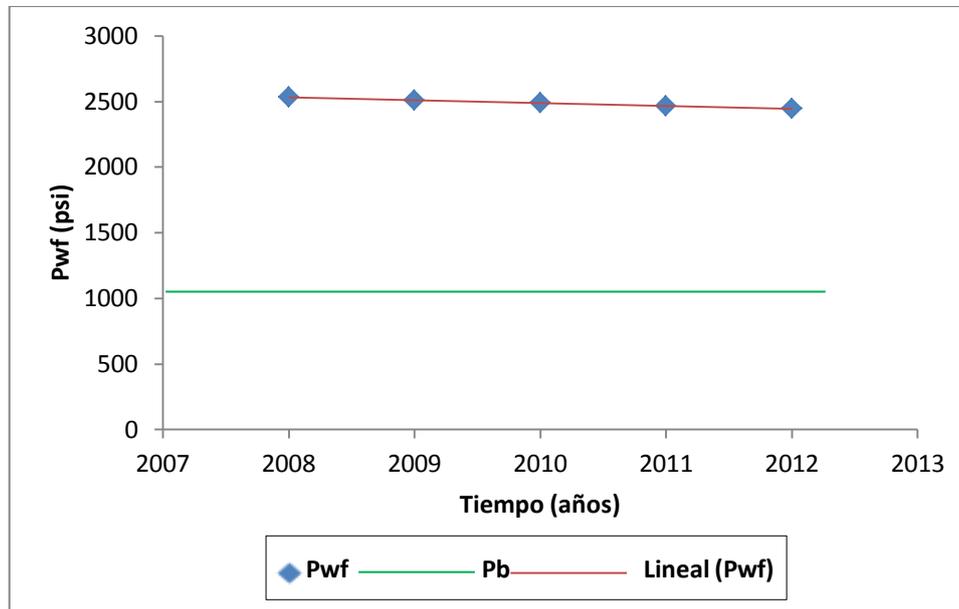
TABLA 3.39 COMPORTAMIENTO DE PRESIÓN EN EL POZO SSF-097.

FECHA	Pwf (psi)
2008	2531
2009	2509
2010	2487
2011	2465

FUENTE: Ex-Gerencia De Exploración Y Producción.

ELABORADO POR: Andrea Salazar

GRÁFICA 3.58 COMPORTAMIENTO DE PRESIÓN EN EL POZO SSF-097.



FUENTE: Ex-Gerencia De Exploración Y Producción.

ELABORADO POR: Andrea Salazar

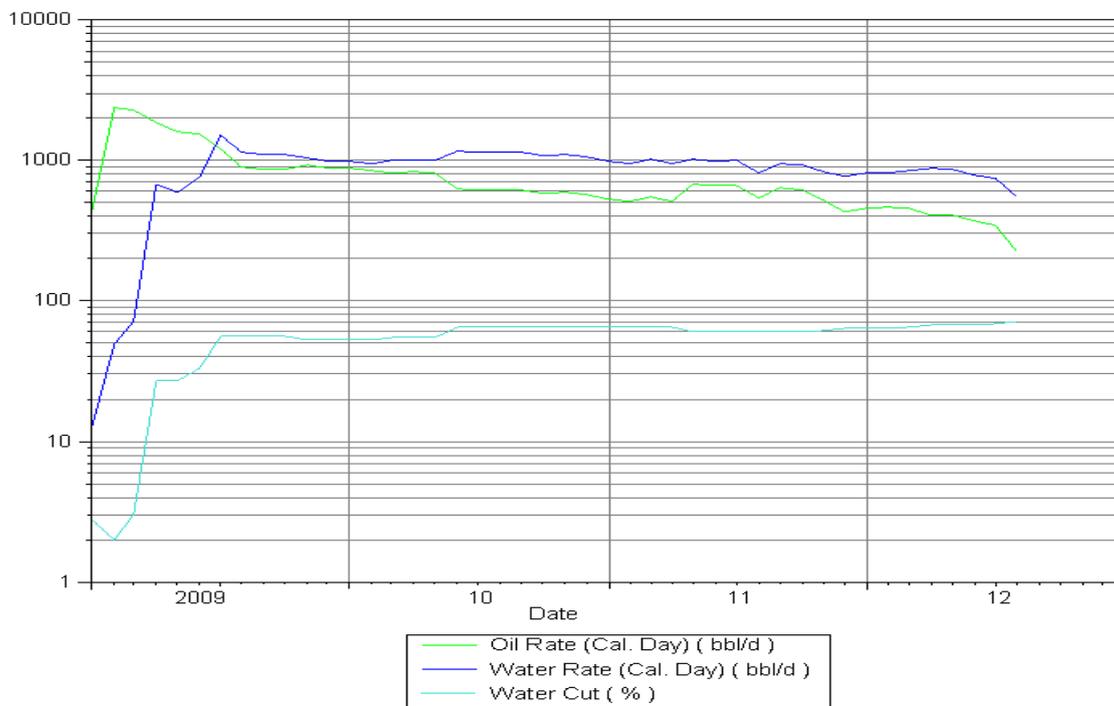
3.2.4.3.4.2. Análisis de Producción del Pozo SSF-097

El pozo SSF-097 inició con una producción de 432 BPPD con un BSW de 2,8% en enero de 2009 desde la formación T inferior, al avanzar su producción se alcanzó un caudal de 2307 BPPD y 71 BAPD.

La declinación de la producción inicia en agosto de 2009 con 894 BPPD y un corte de agua de 56%, con el transcurso del tiempo el BSW va en aumento hasta que en la actualidad tiene un valor de 71,1% con una tasa de producción de 224 BPPD. En la gráfica 3.59 se puede observar el historial de producción del pozo SSF-097.

La producción acumulada del pozo SSF-097 es de 1'035.380 BF de petróleo y 1'119.400 BIs de agua. La gráfica 3.60 muestra la producción acumulada del pozo SSF-097.

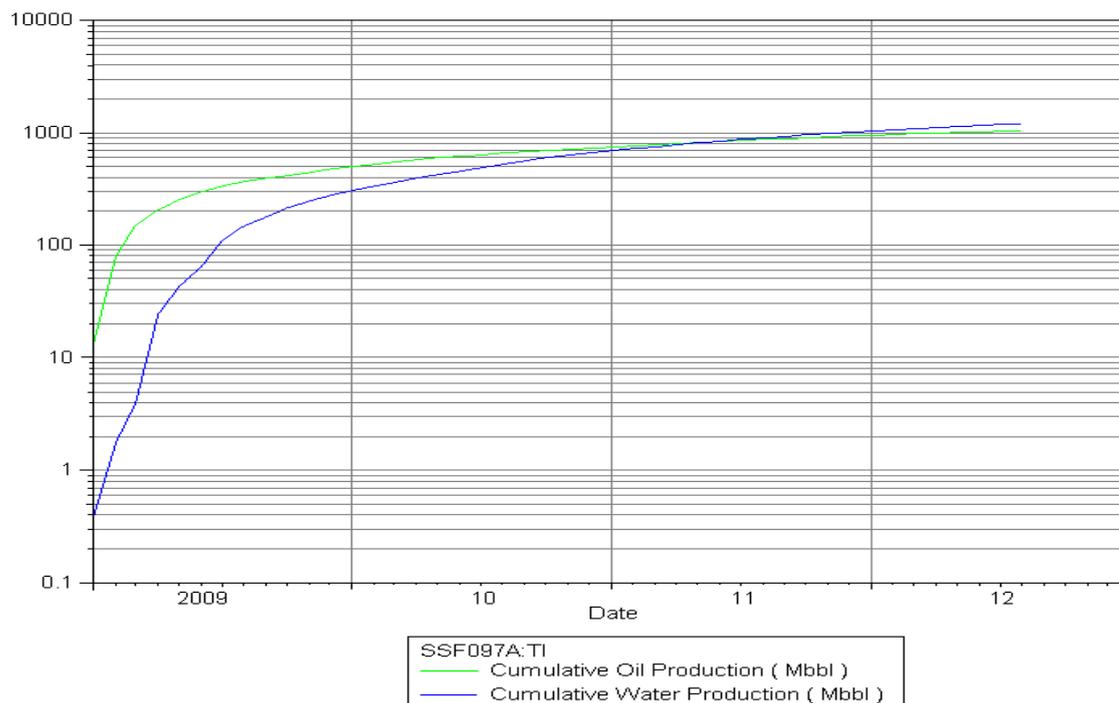
GRÁFICA 3.59 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO SSF-097



FUENTE: Oilfield Manager

ELABORADO POR: Andrea Salazar

GRÁFICA 3.60 PRODUCCIÓN ACUMULADA DEL POZO SSF-097



FUENTE: Oilfield Manager

ELABORADO POR: Andrea Salazar

3.2.4.3.4.3. Análisis de Reservas del Pozo SSF-097

Como se observa en el gráfico del historial de producción la declinación de la producción empezó en agosto del 2009 fecha en la que se tenía una rata de producción de 894 BPPD, 1138 BAPD y 56% de BSW. La tabla 3.40 indica la producción anual y mensual del pozo SSF-097 con lo que se conoce las reservas que ya han sido producidas.

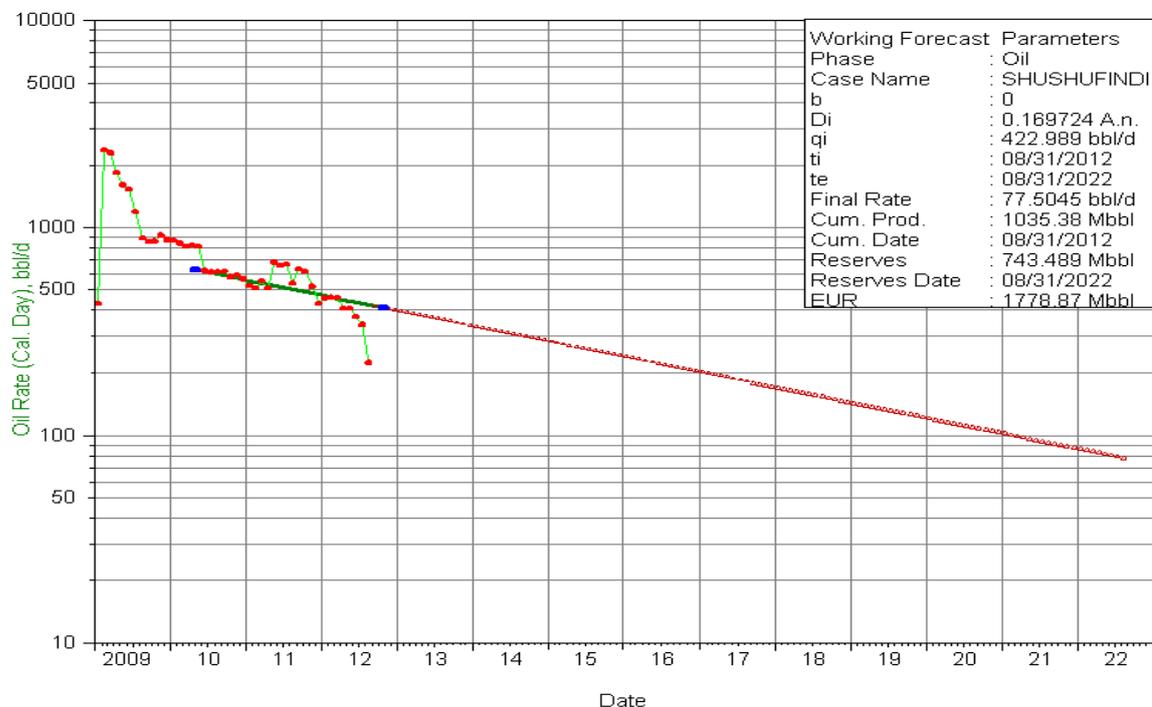
TABLA 3.40 COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN ANUAL DEL POZO SSF-097

AÑO	PRODUCCIÓN DIARIA (BF)	PRODUCCIÓN MENSUAL (BF)
2009	1312	39653
2010	699	21237
2011	572	17416
2012	393	11963

FUENTE: Oilfield Manager

ELABORADO POR: Andrea Salazar

GRÁFICA 3.61 LÍNEA DE TENDENCIA DE DECLINACIÓN DE PRODUCCIÓN SSF-097



FUENTE: Oilfield Manager

ELABORADO POR: Andrea Salazar

La gráfica preliminar 3.61 muestra la línea de tendencia de declinación de producción del pozo SSF-097. La tabla 3.41 muestra las reservas probadas, la producción acumulada y las reservas remanentes del pozo SSF-097.

TABLA 3.41 RESERVAS PROBADAS Y REMANENTES DEL POZO SSF-097

POZO	YACIMIENTO	°API	RESERVAS PROBADAS (BF)	PRODUCCIÓN ACUMULADA (BF)	RESERVAS REMANENTES (BF)
SSF-097	T	31,88	1'778.870	1'035.380	743.489

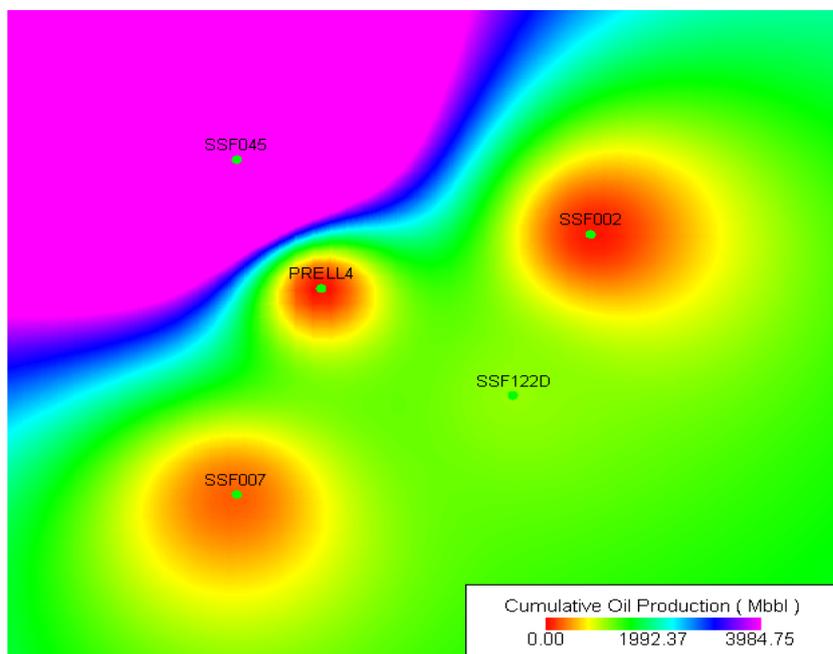
FUENTE: Oilfield Manager

ELABORADO POR: Andrea Salazar

3.2.4.4. POZO DE RELLENO N°4: PRELL4

A partir del análisis de los mapas de facies y de saturación ubicados en anexos se puede ubicar el pozo de relleno PRELL4, cuyos pozos vecinos son: SSF-002, SSF007, SSF-045B y SSF-122D, que producen a través del yacimiento T. La figura 3.7 muestra un gráfico de producciones acumuladas de cada pozo vecino.

FIGURA 3.7 PRODUCCIONES ACUMULADAS



FUENTE: Oilfield Manager

ELABORADO POR: Andrea Salazar

3.2.4.4.1. Análisis del pozo SSF-002

3.2.4.4.1.1. Análisis de Presión del Pozo SSF-002

Según el análisis de los B'UPs (tabla 3.42) de este pozo se tiene una declinación anual de presión de fondo fluyente de 22,2 psi/año y la presión de burbuja de 1053 psi, al utilizar el dato de declinación dado.

En el año 2012 la presión de fondo fluyente es de 2591 psi.

En la gráfica 3.62 se indica el comportamiento de presión del pozo SSF-002.

TABLA 3.42 COMPORTAMIENTO DE PRESIÓN EN EL POZO SSF-002

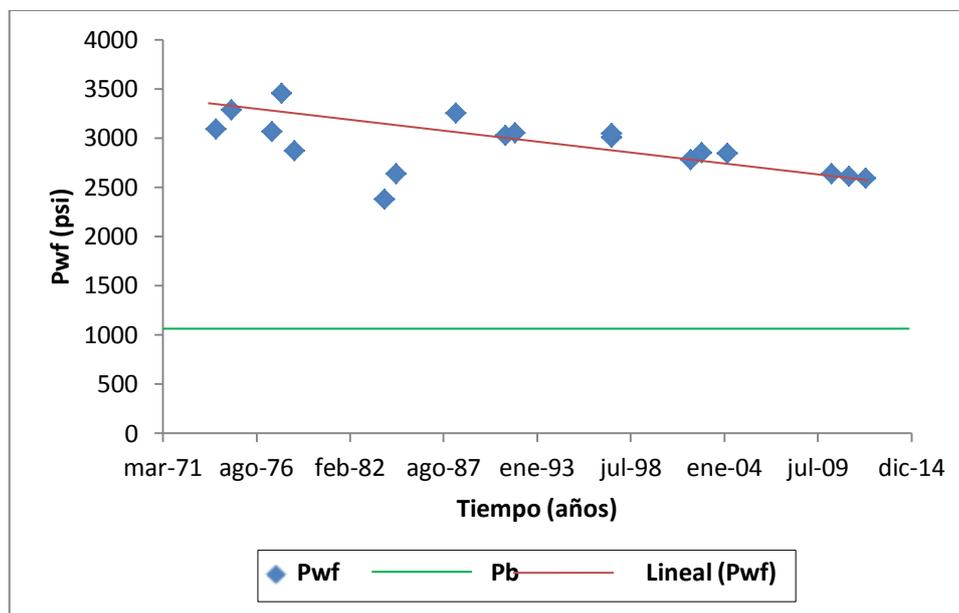
FECHA	Pwf (psi)
abr-74	3088
mar-75	3284
ago-77	3063
feb-78	3452
nov-78	2870
mar-84	2373
nov-84	2634
may-88	3252
mar-91	3023
oct-91	3051
jun-97	3005
jun-97	3045
ene-02	2781
sep-02	2850
mar-04	2842
may-10	2635

FUENTE: Ex-Gerencia De Exploración Y Producción.

ELABORADO POR: Andrea Salazar

3.2.4.4.1.2. Análisis de Producción del Pozo SSF-002

La actividad productiva del pozo SSF-002 inició en octubre de 1972 con una producción de 778 BPPD con un BSW de 6,7% de las formaciones U y T hasta abril del año 1988 en donde el corte de agua se incrementa a un valor de 60% con 521 BPPD.

GRÁFICA 3.62 COMPORTAMIENTO DE PRESIÓN EN EL POZO SSF-002.

FUENTE: Ex-Gerencia De Exploración Y Producción.

ELABORADO POR: Andrea Salazar

A partir de mayo de 1988 se modifica la formación de producción a U con una producción de 342 BPPD y 195 BAPD. Cesa temporalmente la producción de esta arena en septiembre del 1997 con un caudal de 271 BPPD y un corte de agua de 54%.

En octubre de 1997 el pozo SSF-002 inicia su producción desde la formación U Superior con una rata inicial de 442 BPPD y 662 BAPD.

Posteriormente termina su actividad desde esta formación en octubre del año 1999 con una producción de 124 BPPD, 264 BAPD y un corte de agua de 68,1%.

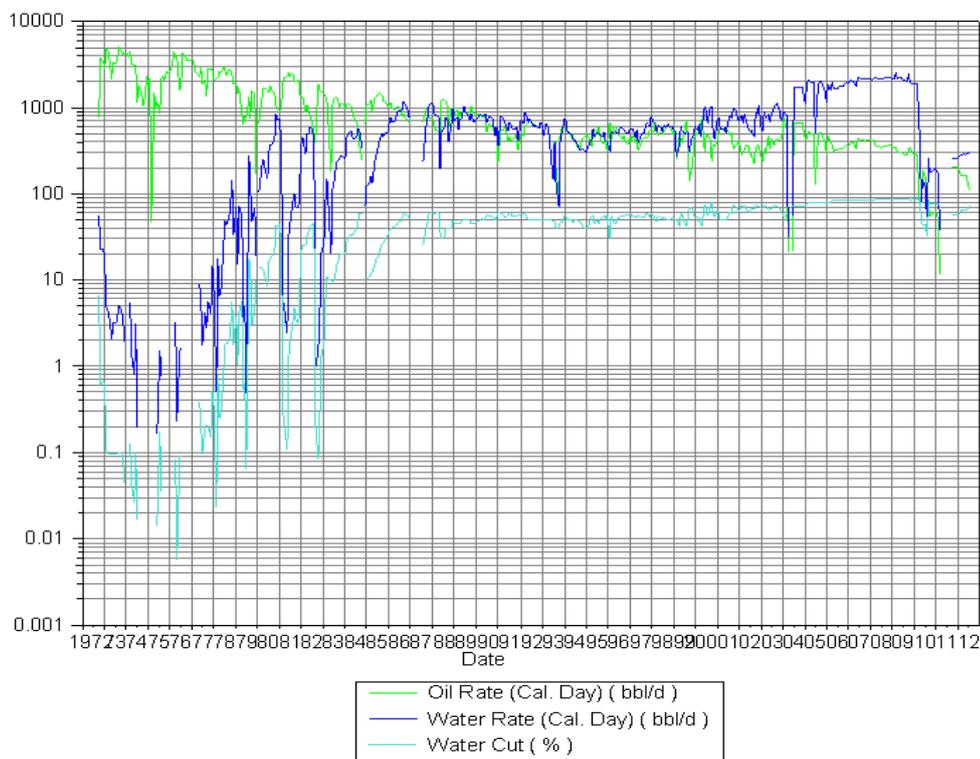
El pozo reanuda su actividad productiva desde la arena T inferior en noviembre de 1999 con una producción de 207 BPPD y un BSW de 68,9%.

Continúa su producción de esta formación hasta el mes de marzo de 2011 donde el corte de agua se ve incrementado y llega al valor de 76% con un mínimo valor de producción de 12 BPPD.

El pozo es cerrado durante seis meses y en la actualidad produce desde la formación T con un caudal de 110 BPPD, 315 BAPD y un BSW del 74%.

En la gráfica 3.63 se puede observar el historial de producción del pozo SSF-002.

GRÁFICA 3.63 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO SSF-002



FUENTE: Oilfield Manager

ELABORADO POR: Andrea Salazar

La producción acumulada del pozo SSF-002 de la arena T es de 57.289 BF de petróleo y 93.800 BIs de agua.

La gráfica 3.64 muestra la producción acumulada del pozo.

GRÁFICA 3.64 PRODUCCIÓN ACUMULADA DEL POZO SSF-002



FUENTE: Oilfield Manager

ELABORADO POR: Andrea Salazar

3.2.4.4.1.3. Análisis de Reservas del Pozo SSF-002

Como se observa en el gráfico del historial de producción la declinación de la producción empezó en octubre del 2010 fecha en la que se tenía una tasa de producción de 203 BPPD, 258 BAPD y 56% de BSW. La tabla 3.43 muestra la producción anual y mensual del pozo SSF-002.

TABLA 3.43 COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN ANUAL DEL POZO SSF-002

AÑO	PRODUCCIÓN DIARIA (BF)	PRODUCCIÓN MENSUAL (BF)
1972	2673	81588
1973	3832	116317
1974	2571	77982
1975	1696	51401
1976	3376	103007
1977	2609	79201

CONTINUACIÓN: TABLA 3.43 Comportamiento de producción anual del pozo
SSF-002

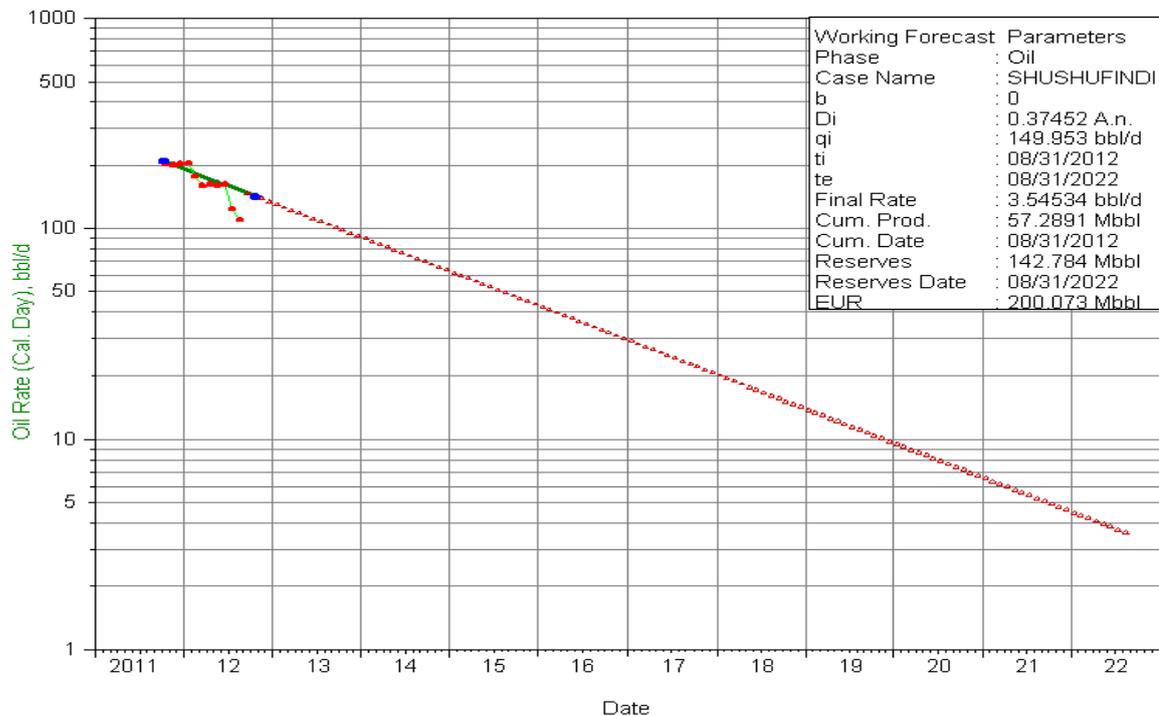
AÑO	PRODUCCIÓN DIARIA (BF)	PRODUCCIÓN MENSUAL (BF)
1978	2467	75045
1979	1106	33589
1980	1401	42760
1981	1958	59668
1982	1079	32792
1983	1092	33169
1984	772	23541
1985	1229	37431
1986	920	27917
1987	799	24477
1988	844	25755
1989	881	26782
1990	692	21016
1991	460	13957
1992	613	18711
1993	423	12855
1994	461	14002
1995	460	13979
1996	483	14692
1997	434	13232
1998	564	17147
1999	421	12786
2000	468	14274
2001	481	14618
2002	324	9883
2003	369	11244
2004	537	16382
2005	446	13544
2006	353	10718
2007	401	12196
2008	372	11341
2009	315	9563
2010	142	4301
2011	123	3749
2012	158	4828

FUENTE: Oilfield Manager

ELABORADO POR: Andrea Salazar

La gráfica 3.65 muestra la línea de tendencia de declinación de producción del pozo.

GRÁFICA 3.65 LÍNEA DE TENDENCIA DE DECLINACIÓN DE PRODUCCIÓN SSF-002



FUENTE: Oilfield Manager

ELABORADO POR: Andrea Salazar

La tabla 3.44 muestra las reservas probadas, la producción acumulada y las reservas remanentes del pozo SSF-002 que han sido obtenidas de la gráfica de tendencia de declinación antes expuesta.

TABLA 3.44 RESERVAS PROBADAS Y REMANENTES DEL POZO SSF-002

POZO	YACIMIENTO	°API	RESERVAS PROBADAS (BF)	PRODUCCIÓN ACUMULADA (BF)	RESERVAS REMANENTES (BF)
SSF-002	T	31,88	200.073	57.289	142.784

FUENTE: Oilfield Manager

ELABORADO POR: Andrea Salazar

3.2.4.4.2. Análisis del pozo SSF-007

3.2.4.4.2.1. Análisis de Presión del Pozo SSF-007

Según el análisis de los B'UPs (tabla 3.45) de este pozo se tiene una declinación anual de presión de fondo fluyente de 22,2 psi/año y la presión de burbuja de 1053 psi, al utilizar el dato de declinación dado, en el año 2012 la presión de fondo fluyente es de 2510 psi. En la gráfica 3.66 se indica el comportamiento de presión del pozo SSF-007.

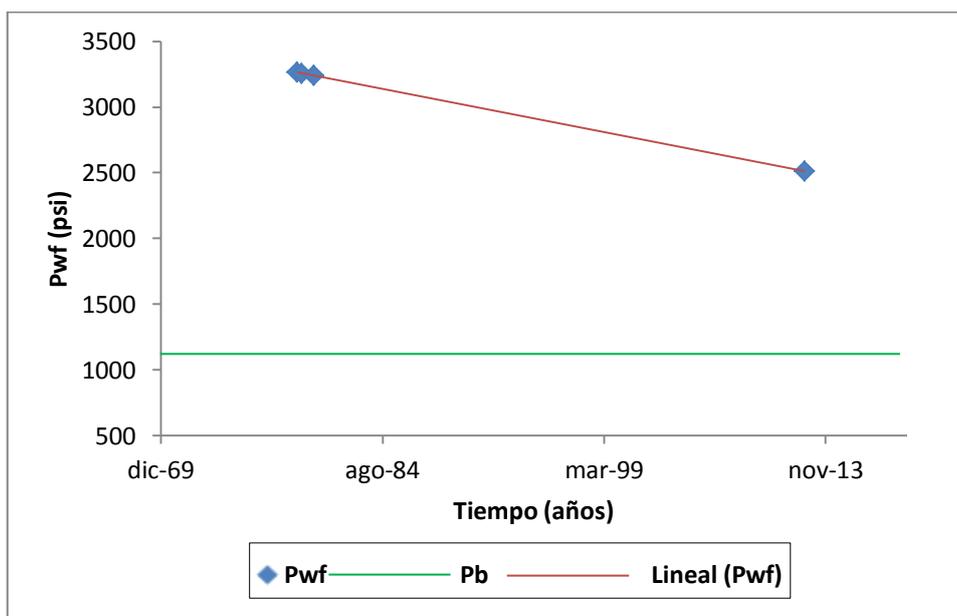
TABLA 3.45 COMPORTAMIENTO DE PRESIÓN EN EL POZO SSF-007

FECHA	Pwf (psi)
dic-78	3268
abr-79	3254
ene-80	3242

FUENTE: Ex-Gerencia De Exploración Y Producción.

ELABORADO POR: Andrea Salazar

GRÁFICA 3.66 COMPORTAMIENTO DE PRESIÓN EN EL POZO SSF-007.



FUENTE: Ex-Gerencia De Exploración Y Producción.

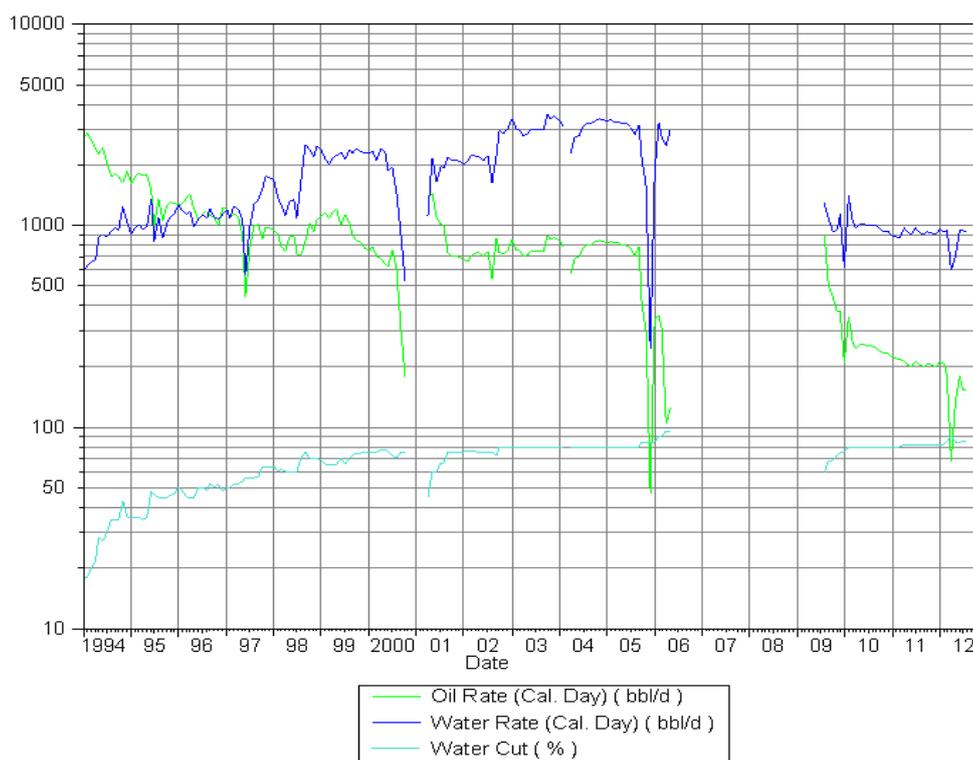
ELABORADO POR: Andrea Salazar

3.2.4.4.2. Análisis de Producción del Pozo SSF-007

La actividad productiva del pozo SSF-007 inicia en enero del 1994 con una producción de 2749 BPPD y 603 BAPD de la formación T hasta mayo del año 2006, fecha en la que el corte de agua se incrementa a 96% con tan solo 126 BPPD.

El pozo SSF-007 se cierra durante el período de 3 años y reinicia su actividad a partir de T inferior con una producción de 897 BPPD y un BSW de 59% y de esta forma continúa en la actualidad. En la gráfica 3.67 se puede observar el historial de producción del pozo SSF-007.

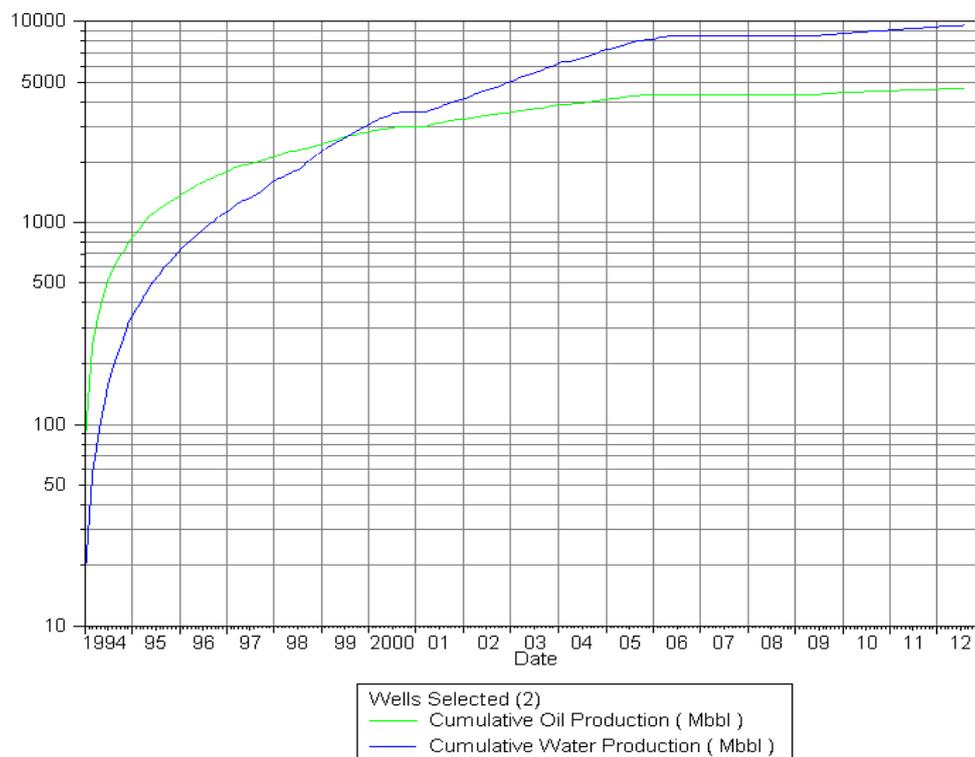
GRÁFICA 3.67 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO SSF-007



FUENTE: Oilfield Manager

ELABORADO POR: Andrea Salazar

La producción acumulada del pozo SSF-007 de la arena T es de 4'635.780 BF de petróleo y 9'596.300 BIs de agua. La gráfica 3.68 muestra la producción acumulada del pozo.

GRÁFICA 3.68 PRODUCCIÓN ACUMULADA DEL POZO SSF-007

FUENTE: Oilfield Manager

ELABORADO POR: Andrea Salazar

3.2.4.4.2.3. Análisis de Reservas del Pozo SSF-007

Como se observa en el gráfico del historial de producción la declinación de la producción empezó en febrero del año 2010 fecha en la que se tenía una tasa de producción de 352 BPPD, 1410 BAPD y 80% de BSW. La tabla 3.46 muestra la producción anual y mensual del pozo SSF-007.

TABLA 3.46 COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN ANUAL DEL POZO SSF-007

AÑO	PRODUCCIÓN DIARIA (BF)	PRODUCCIÓN MENSUAL (BF)
1994	2189	66452
1995	1459	44329
1996	1205	36741
1997	959	29149
1998	875	26609
1999	1019	30989

CONTINUACIÓN: TABLA 3.46 COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN ANUAL DEL POZO SSF-007

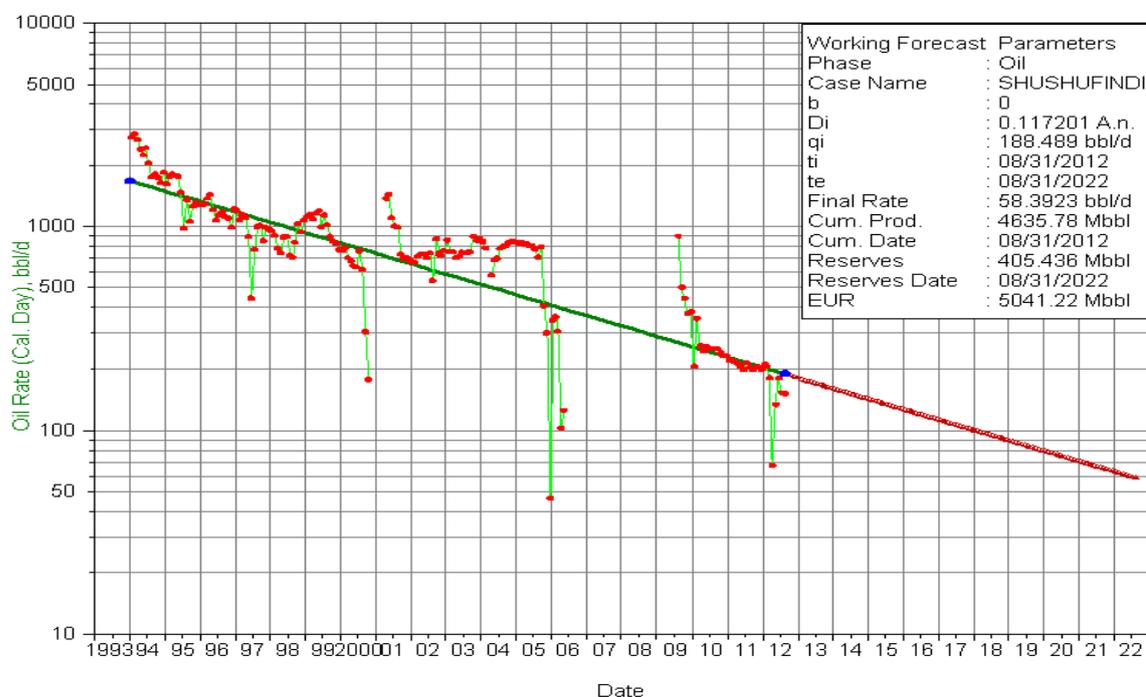
AÑO	PRODUCCIÓN DIARIA (BF)	PRODUCCIÓN MENSUAL (BF)
2000	607	18496
2001	974	29763
2002	718	21827
2003	783	23819
2004	773	23540
2005	662	20084
2006	248	7462
2009	520	15931
2010	253	7660
2011	208	6327
2012	161	4902

FUENTE: Oilfield Manager

ELABORADO POR: Andrea Salazar

La gráfica 3.69 muestra la línea de tendencia de declinación de producción del pozo.

GRÁFICA 3.69 LÍNEA DE TENDENCIA DE DECLINACIÓN DE PRODUCCIÓN SSF-007



FUENTE: Oilfield Manager

ELABORADO POR: Andrea Salazar

La tabla 3.47 muestra las reservas probadas, la producción acumulada y las reservas remanentes del pozo SSF-007 que han sido obtenidas de la gráfica de tendencia de declinación antes expuesta.

TABLA 3.47 RESERVAS PROBADAS Y REMANENTES DEL POZO SSF-007

POZO	YACIMIENTO	°API	RESERVAS PROBADAS (BF)	PRODUCCIÓN ACUMULADA (BF)	RESERVAS REMANENTES (BF)
SSF-007	T	31,88	5'041.220	4'635.780	405.436

FUENTE: Oilfield Manager

ELABORADO POR: Andrea Salazar

3.2.4.4.3. *Análisis del pozo SSF-045B*

3.2.4.4.3.1. *Análisis de Presión del Pozo SSF-045B*

Según el análisis de los B'UPs (tabla 3.48) de este pozo se tiene una declinación anual de presión de fondo fluyente de 22,2 psi/año y la presión de burbuja de 1053 psi, al utilizar el dato de declinación dado, en el año 2012 la presión de fondo fluyente es de 2173 psi.

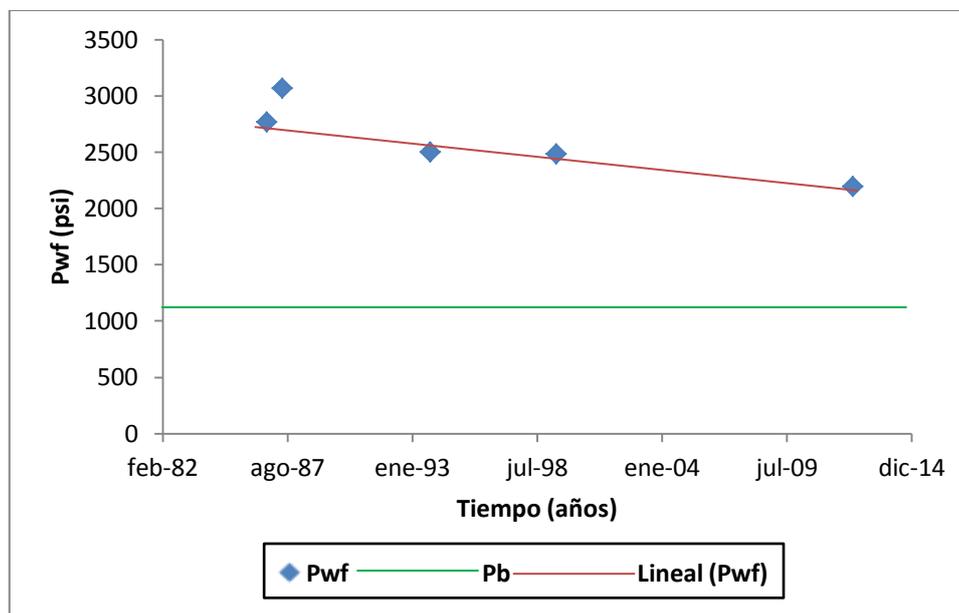
En la gráfica 3.70 se indica el comportamiento de presión del pozo SSF-045B.

TABLA 3.48 COMPORTAMIENTO DE PRESIÓN EN EL POZO SSF-045B

FECHA	Pwf (psi)
sep-86	2765
may-87	3066
nov-93	2501
jun-99	2484

FUENTE: Ex-Gerencia De Exploración Y Producción.

ELABORADO POR: Andrea Salazar

GRÁFICA 3.70 COMPORTAMIENTO DE PRESIÓN EN EL POZO SSF-045B.

FUENTE: Ex-Gerencia De Exploración Y Producción.

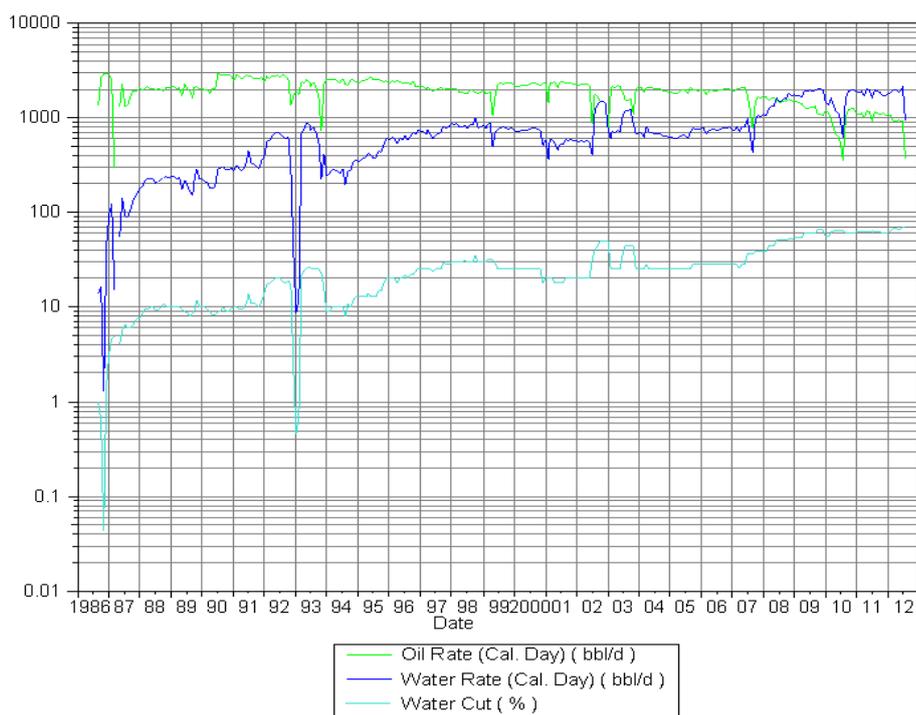
ELABORADO POR: Andrea Salazar

3.2.4.4.3.2. Análisis de Producción del Pozo SSF-045B

Al iniciar la producción del pozo SSF-045B desde la formación Napo en septiembre de 1986, alcanzó un caudal de 1382 BPPD con un corte de agua del 1%. A finales del año del año 1993 cesa la producción de la arena Napo con un rata de 2298 BPPD, 417 BAPD y un BSW del 15,4%.

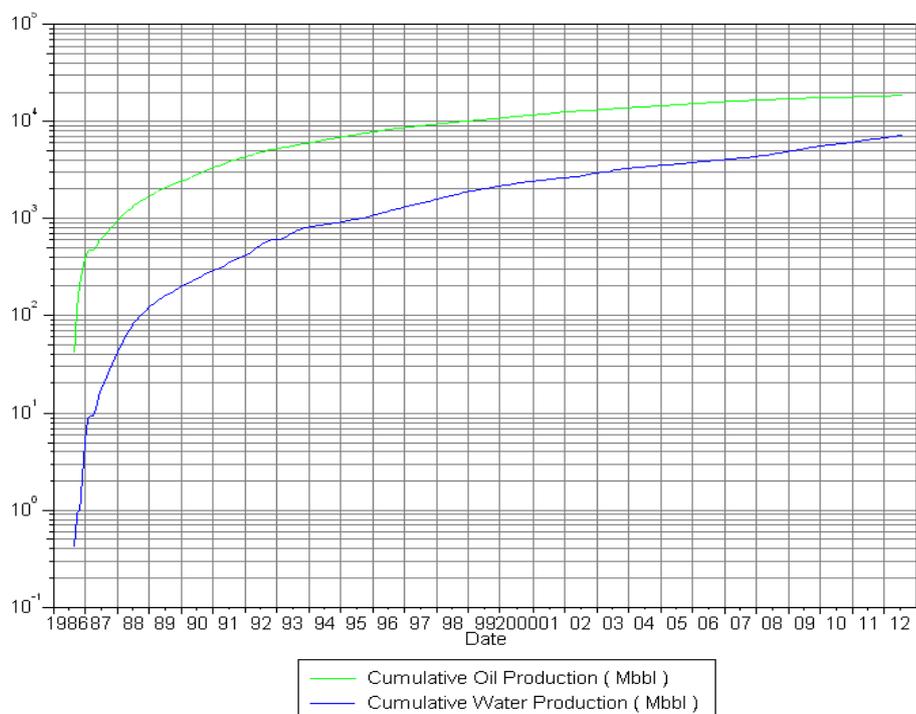
Desde enero de 1994 inicia producción desde la arena T con un caudal de 2523 BPPD y 250 BAPD. La declinación de producción empieza en julio de 2010 cuando llegó a un caudal de 541 BPPD con un corte de agua de 64%. La producción ha permanecido obteniéndose de la formación T hasta la actualidad en donde se ha alcanzado un caudal de 369 BPPD, 939 BAPD y un BSW de 71,8%.

En la gráfica 3.71 se puede observar el historial de producción del pozo SSF-045B.

GRÁFICA 3.71 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO SSF-045B

FUENTE: Oilfield Manager

ELABORADO POR: Andrea Salazar

GRÁFICA 3.72 PRODUCCIÓN ACUMULADA DEL POZO SSF-045B

FUENTE: Oilfield Manager

ELABORADO POR: Andrea Salazar

La producción acumulada del pozo SSF-045B es de 12'620.400 BF de petróleo y 6'387.100 Bls de agua. La gráfica preliminar 3.72 muestra la producción acumulada del pozo.

3.2.4.4.3.3. Análisis de Reservas del Pozo SSF-045B

Como se observa en el gráfico del historial de producción la declinación de la producción inició julio del 2010 fecha en la que se tenía una rata de producción de 541 BPPD, 961 BAPD y 64% de BSW. La tabla 3.49 indica la producción anual y mensual del pozo SSF-045B con lo que se conoce las reservas que ya han sido producidas.

TABLA 3.49 COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN ANUAL DEL POZO SSF-045B.

AÑO	PRODUCCIÓN DIARIA (BF)	PRODUCCIÓN MENSUAL (BF)
1986	2482	75871
1987	1776	53847
1988	2036	62105
1989	2026	61583
1990	2416	73610
1991	2697	81995
1992	2516	76733
1993	2069	63046
1994	2467	75027
1995	2519	76610
1996	2355	71818
1997	2055	62477
1998	1914	58205
1999	2024	61597
2000	2246	68535
2001	2259	68908
2002	1858	56399
2003	1736	52773
2004	2020	61599
2005	1930	58694
2006	1963	59701
2007	1725	52433

CONTINUACIÓN: TABLA 3.42 Comportamiento de producción anual del pozo SSF-045B.

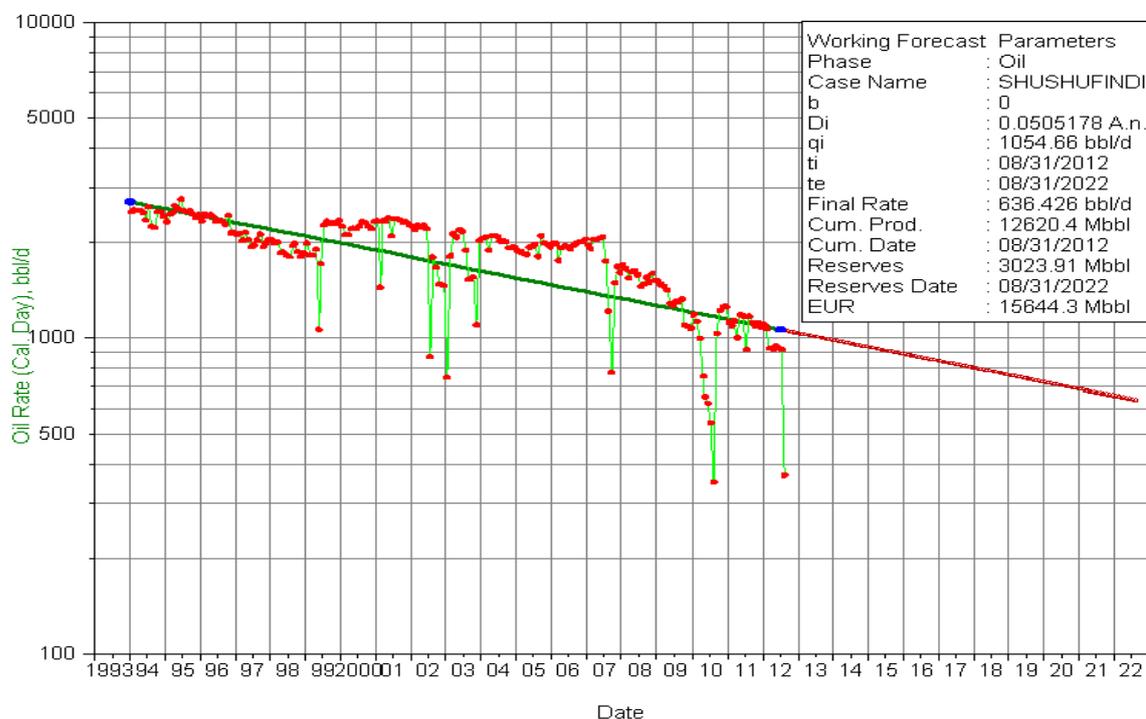
AÑO	PRODUCCIÓN DIARIA (BF)	PRODUCCIÓN MENSUAL (BF)
2008	1571	47900
2009	1301	39524
2010	916	27807
2011	1100	33456
2012	898	27349

FUENTE: Oilfield Manager

ELABORADO POR: Andrea Salazar

La gráfica 3.73 muestra la línea de tendencia de declinación de producción del pozo SSF-045B.

GRÁFICA 3.73 LÍNEA DE TENDENCIA DE DECLINACIÓN DE PRODUCCIÓN SSF-045B



FUENTE: Oilfield Manager

ELABORADO POR: Andrea Salazar

La tabla 3.50 muestra las reservas probadas, la producción acumulada y las reservas remanentes del pozo SSF-045B.

TABLA 3.50 RESERVAS PROBADAS Y REMANENTES DEL POZO SSF-045B

POZO	YACIMIENTO	°API	RESERVAS PROBADAS (BF)	PRODUCCIÓN ACUMULADA (BF)	RESERVAS REMANENTES (BF)
SSF-045B	T	31,88	15'644.300	12'620.400	3'023.910

FUENTE: Oilfield Manager

ELABORADO POR: Andrea Salazar

3.2.4.4.4. *Análisis del pozo SSF-122D*

3.2.4.4.4.1. *Análisis de Presión del Pozo SSF-122D*

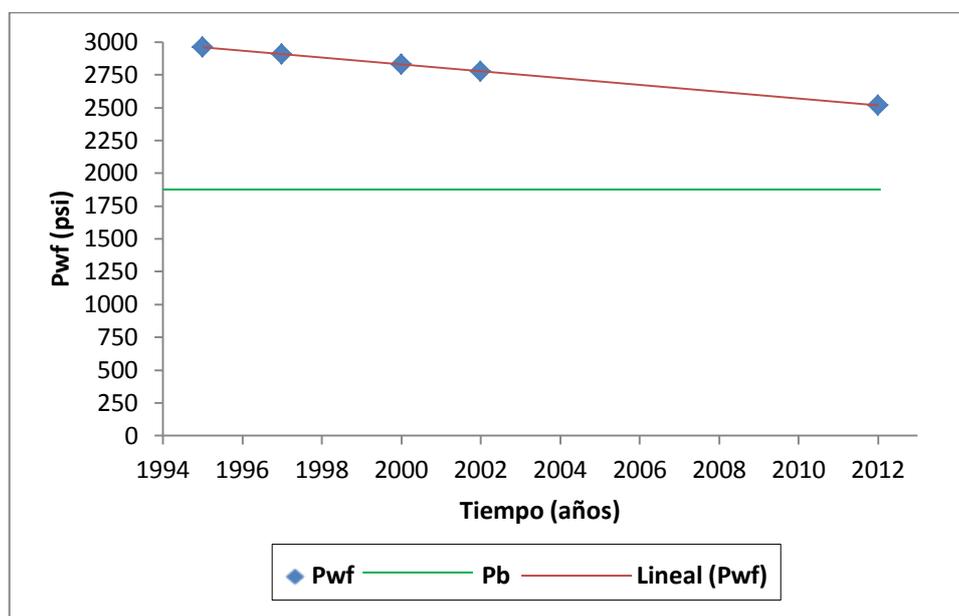
El pozo SSF-122D es un pozo relativamente nuevo, por ende no registra datos de Build Up, el análisis de la presión se basará en los B'UPs (tabla 3.51) del pozo SSF-002. Este pozo tiene una declinación anual de presión de fondo fluyente de 22,2 psi/año y la presión de burbuja de 1053 psi, al utilizar el dato de declinación dado, en el año 2012 la presión de fondo fluyente es de 2591 psi. En la gráfica 3.74 se indica el comportamiento de presión del pozo SSF-122D.

TABLA 3.51 COMPORTAMIENTO DE PRESIÓN EN EL POZO SSF-122D.

FECHA	Pwf (psi)
abr-74	2974
jul-77	2897
oct-77	3873
nov-78	2785
nov-80	2926
jul-81	2703
may-88	2948
mar-12	2416

FUENTE: Ex-Gerencia De Exploración Y Producción.

ELABORADO POR: Andrea Salazar

GRÁFICA 3.74 COMPORTAMIENTO DE PRESIÓN EN EL POZO SSF-122D.

FUENTE: Ex-Gerencia De Exploración Y Producción.

ELABORADO POR: Andrea Salazar

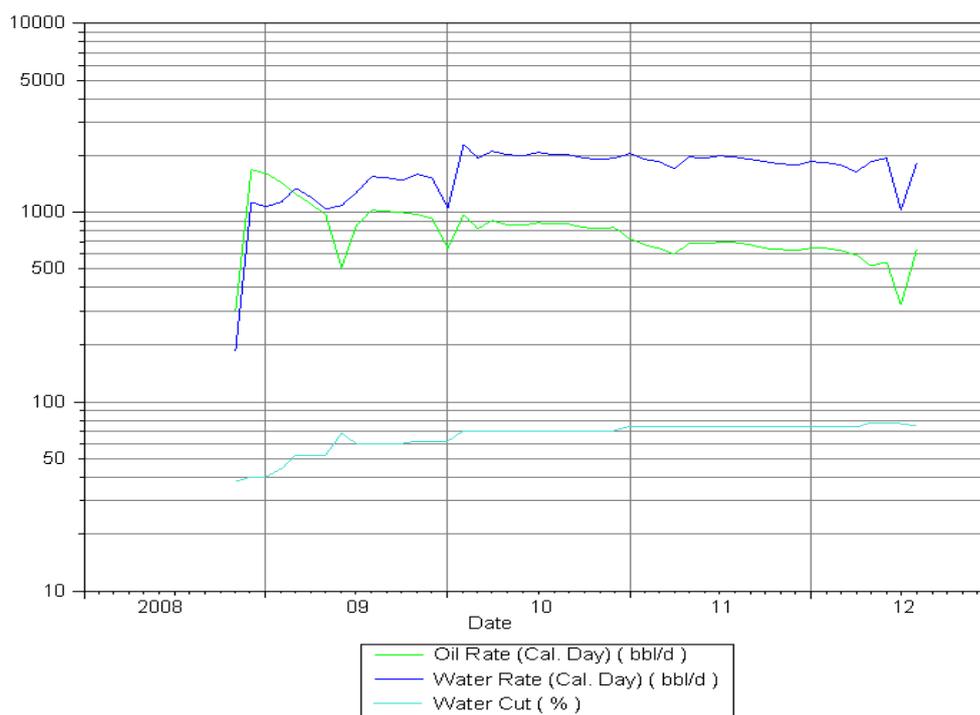
3.2.4.4.2. Análisis de Producción del Pozo SSF-122D

El inicio de la producción del pozo SSF-122D fue en noviembre del año 2008 con 303 BPPD con un BSW de 38% de la formación T inferior, en la actualidad permanece produciendo de esta arena con un caudal de 640 BPPD, 1821 BAPD y un corte de agua de 74%.

En la gráfica 3.75 se puede observar el historial de producción del pozo SSF-122D.

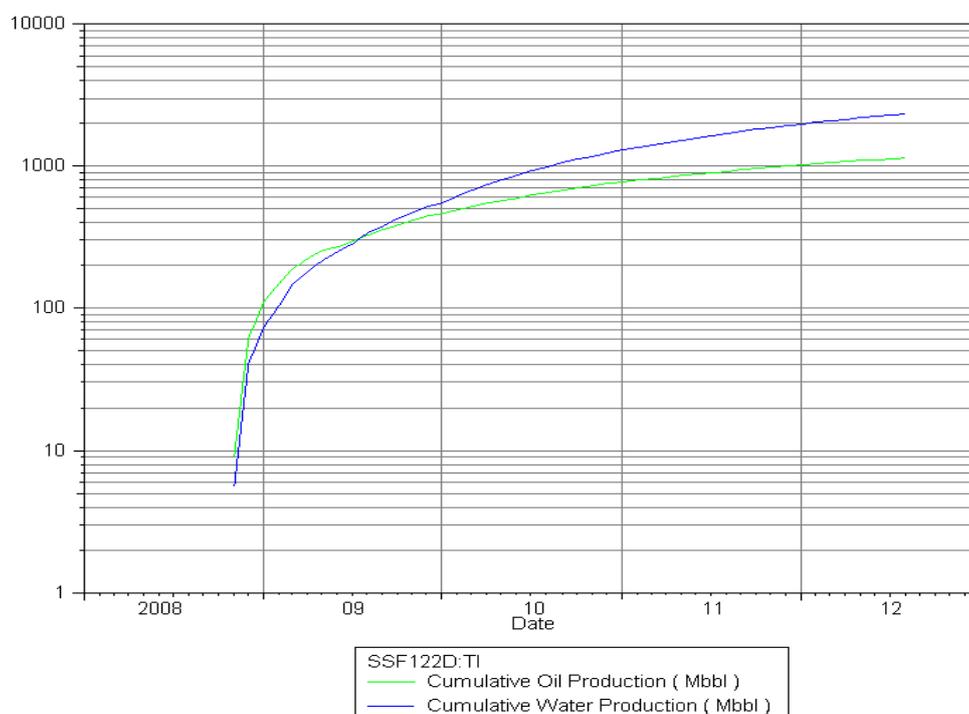
La producción acumulada del pozo SSF-122D es de 1'138.610 BF de petróleo y 2'343.400 Bls de agua.

La gráfica 3.76 indica la producción acumulada del pozo SSF-122D.

GRÁFICA 3.75 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO SSF-122D

FUENTE: Oilfield Manager

ELABORADO POR: Andrea Salazar

GRÁFICA 3.76 PRODUCCIÓN ACUMULADA DEL POZO SSF-122D

FUENTE: Oilfield Manager

ELABORADO POR: Andrea Salazar

3.2.4.4.3. Análisis de Reservas del Pozo SSF-122D

Desde que se inicio la producción hasta la actualidad se han producido 1'138.610BF. Como se aprecia en el gráfico del historial de producción, la declinación de la producción todavía no es notoria debido a la juventud del pozo. La tabla 3.52 muestra la producción anual y mensual del pozo SSF-122D con lo que se conoce las reservas que ya han sido producidas.

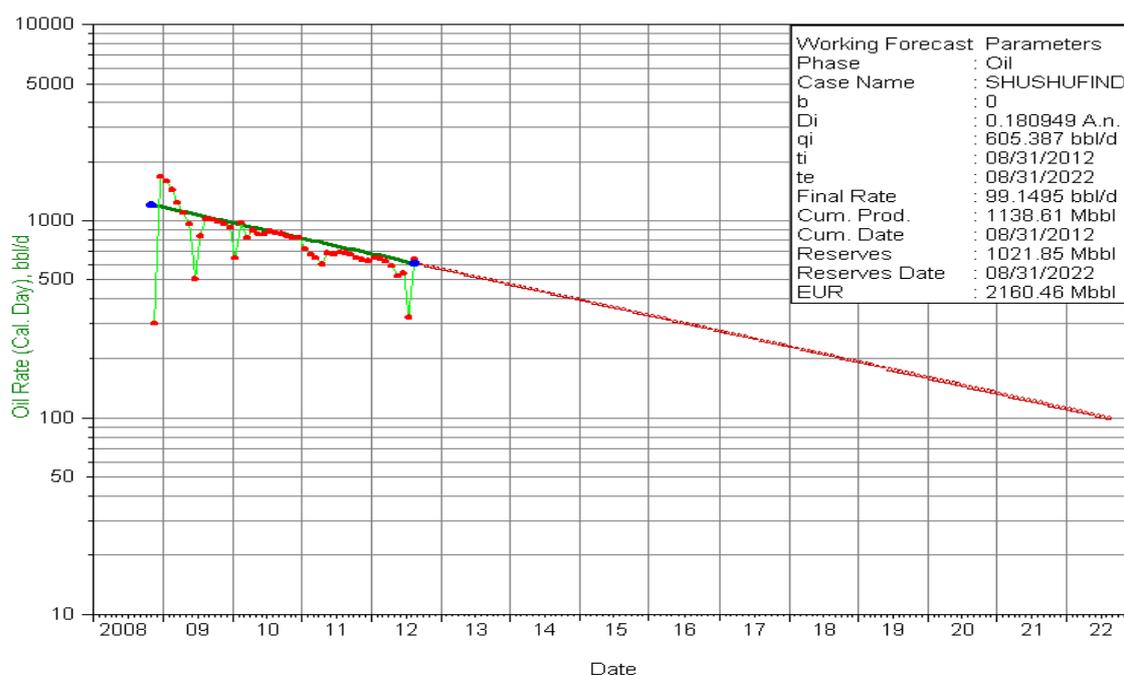
TABLA 3.52 COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN ANUAL DEL POZO SSF-122D

AÑO	PRODUCCIÓN DIARIA (BF)	PRODUCCIÓN MENSUAL (BF)
2008	999	30803
2009	1056	32087
2010	849	25795
2011	667	20303
2012	569	17347

FUENTE: Oilfield Manager

ELABORADO POR: Andrea Salazar

GRÁFICA 3.77 LÍNEA DE TENDENCIA DE DECLINACIÓN DE PRODUCCIÓN SSF-122D



FUENTE: Oilfield Manager

ELABORADO POR: Andrea Salazar

La gráfica 3.77 muestra la línea de tendencia de declinación de producción del pozo SSF-122D. La tabla 3.53 muestra las reservas probadas, la producción acumulada y las reservas remanentes del pozo SSF-122D obtenidas a partir del gráfico de tendencia de producción.

TABLA 3.53 RESERVAS PROBADAS Y REMANENTES DEL POZO SSF-122D

POZO	YACIMIENTO	°API	RESERVAS PROBADAS (BF)	PRODUCCIÓN ACUMULADA (BF)	RESERVAS REMANENTE S (BF)
SSF-122D	T	31,88	2'160.460	1'138.610	1'021.850

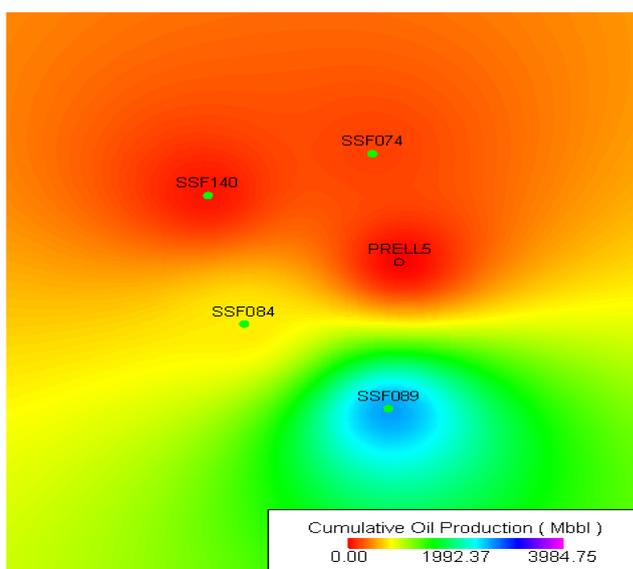
FUENTE: Oilfield Manager

ELABORADO POR: Andrea Salazar

3.2.4.5. POZO DE RELLENO N°5: PRELL5

A partir del análisis de los mapas de facies y de saturación ubicados en anexos se puede ubicar el pozo de relleno PRELL5, cuyos pozos vecinos son: SSF-074, SSF-084, SSF-089 y SSF-140D, que están produciendo del yacimiento U.

FIGURA 3.8 PRODUCCIONES ACUMULADAS



FUENTE: Oilfield Manager

ELABORADO POR: Andrea Salazar

La figura preliminar 3.8 muestra un gráfico de producciones acumuladas de cada pozo vecino.

3.2.4.5.1. *Análisis del pozo SSF-074*

3.2.4.5.1.1. *Análisis de Presión del Pozo SSF-074*

Según el análisis de los B'UPs (tabla 3.54) de este pozo se tiene una declinación anual de presión de fondo fluyente de 26 psi/año y la presión de burbuja de 1010 psi, al utilizar el dato de declinación dado, en el año 2012 la presión de fondo fluyente es de 2486 psi. En la gráfica 3.78 se muestra el comportamiento de presión del pozo SSF-074.

TABLA 3.54 COMPORTAMIENTO DE PRESIÓN EN EL POZO SSF-074

FECHA	Pwf (psi)
jul-91	2913
feb-97	2726
jun-97	2506
ene-01	2390
abr-02	2359
abr-10	2538

FUENTE: Ex-Gerencia De Exploración Y Producción.

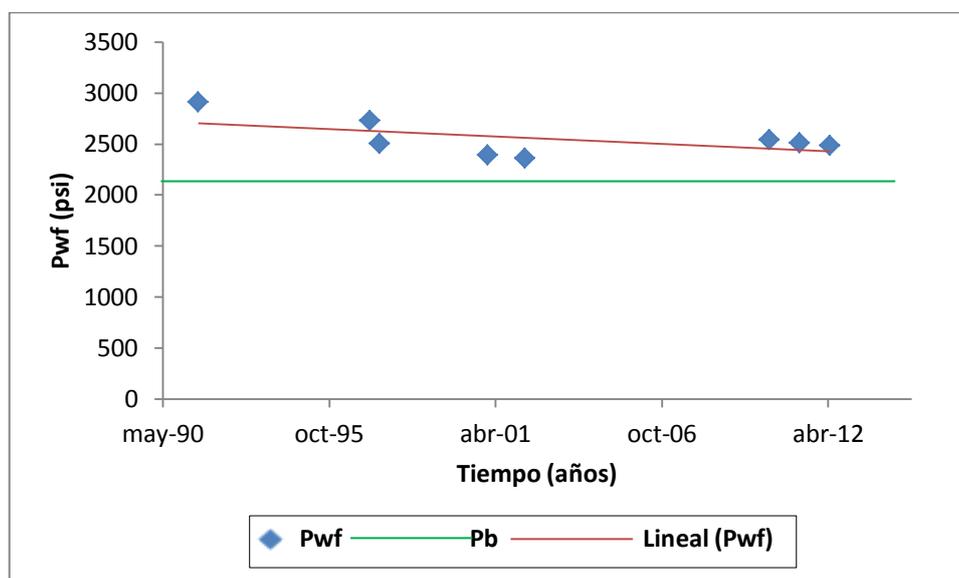
ELABORADO POR: Andrea Salazar

3.2.4.5.1.2. *Análisis de Producción del Pozo SSF-074*

La producción del pozo SSF-074 empezó en julio de 1991 con un caudal de 1093 BPPD con un BSW de 1,3% de la formación Napo hasta diciembre del año 1993 donde alcanza 1297 BPPD y 582 BAPD.

A partir de enero de 1994 la formación de producción se modifica a T con una rata inicial de 1078 BPPD, 882 BAPD y un BSW de 45%, el pozo SSF-074 continúa su producción desde la arena U hasta la actualidad donde se ha obtenido un caudal de 592 BPPD con un corte de agua del 88%.

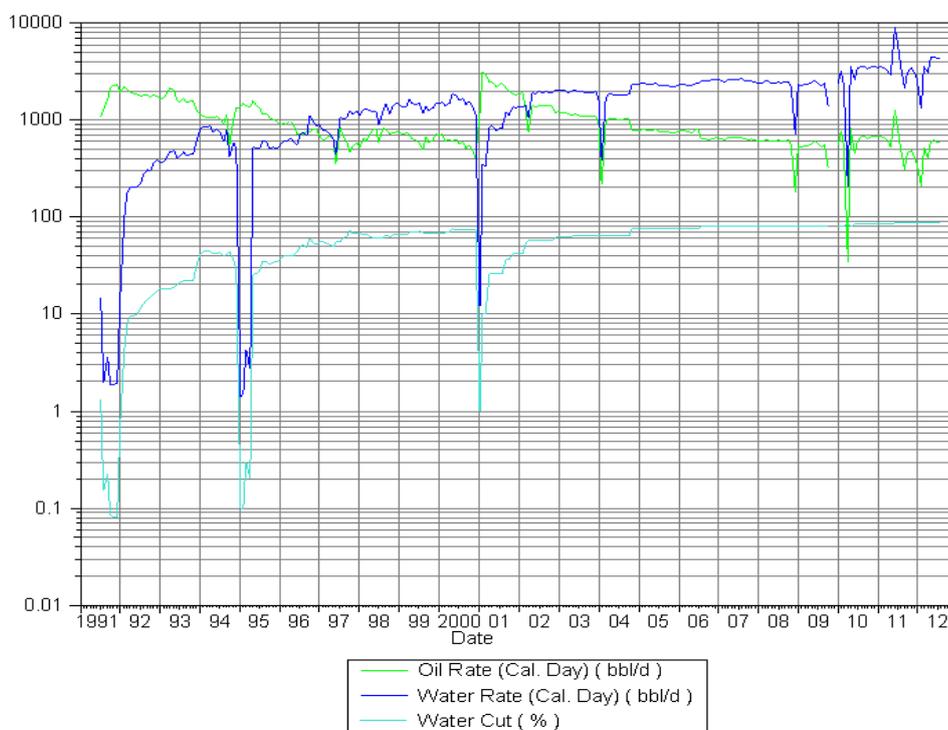
GRÁFICA 3.78 COMPORTAMIENTO DE PRESIÓN EN EL POZO SSF-074



FUENTE: Ex-Gerencia De Exploración Y Producción.

ELABORADO POR: Andrea Salazar

GRÁFICA 3.79 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO SSF-074



FUENTE: Oilfield Manager

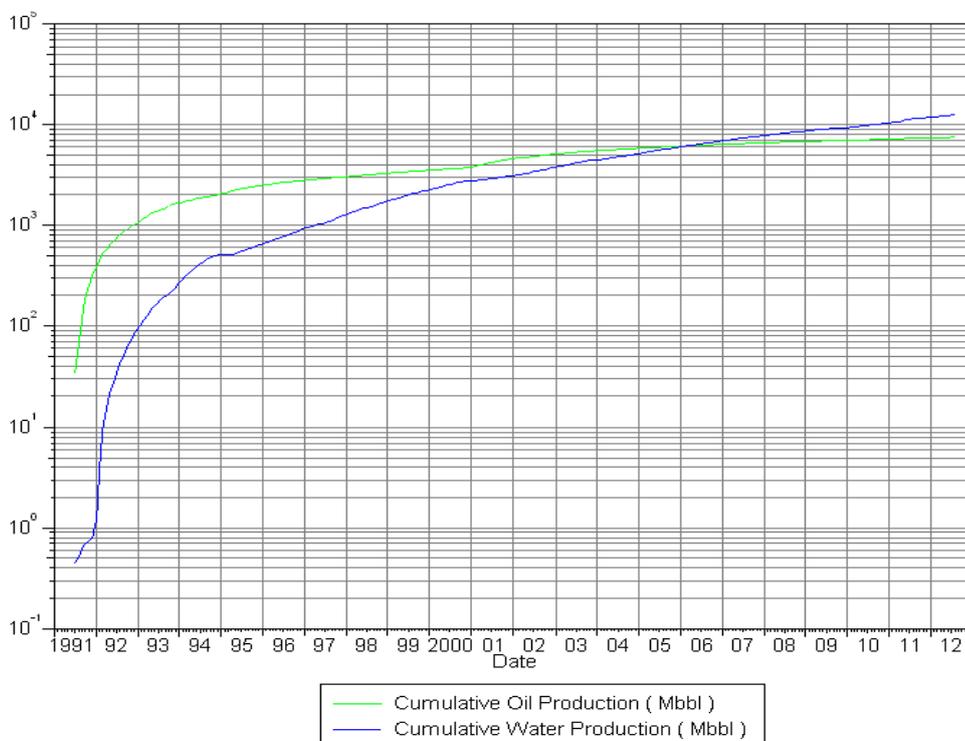
ELABORADO POR: Andrea Salazar

En la gráfica preliminar 3.79 se puede observar el historial de producción del pozo SSF-074.

La producción acumulada del pozo SSF-074 de la arena U es de 201.881 BF de petróleo y 10.800 Bls de agua.

La gráfica 3.80 indica la producción acumulada del pozo SSF-074.

GRÁFICA 3.80 PRODUCCIÓN ACUMULADA DEL POZO SSF-074



FUENTE: Oilfield Manager

ELABORADO POR: Andrea Salazar

3.2.4.5.1.3. Análisis de Reservas del Pozo SSF-074

Como se puede apreciar el gráfico del historial de producción la declinación de la producción inicia en junio de 1995.

La tabla 3.55 indica la producción anual y mensual del pozo SSF-074 con lo que se conoce las reservas que ya han sido producidas.

TABLA 3.55 COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN ANUAL DEL POZO SSF-074.

AÑO	PRODUCCIÓN DIARIA (BF)	PRODUCCIÓN MENSUAL (BF)
1991	1796	55043
1992	1897	57796
1993	1698	51631
1994	956	29003
1995	1209	37041
1996	828	25226
1997	573	17467
1998	714	21711
1999	656	19944
2000	588	17913
2001	2265	68693
2002	1410	42811
2003	1137	34560
2004	903	27634
2005	772	23484
2006	725	22030
2007	644	19602
2008	574	17486
2009	534	16221
2010	598	18194
2011	621	18871
2012	487	14925

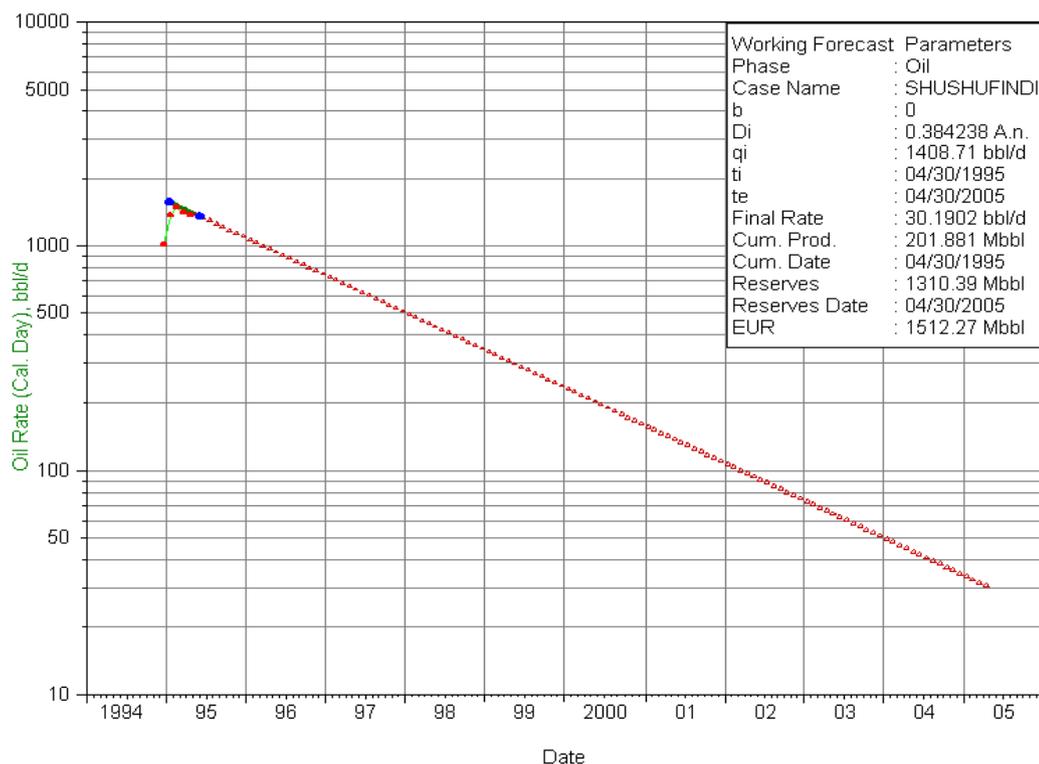
FUENTE: Oilfield Manager

ELABORADO POR: Andrea Salazar

La gráfica 3.81 muestra la línea de tendencia de declinación de producción del pozo SSF-074.

La tabla 3.56 muestra las reservas probadas, la producción acumulada y las reservas remanentes del pozo SSF-074, obtenidas de la gráfica de tendencia de declinación de producción.

GRÁFICA 3.81 LÍNEA DE TENDENCIA DE DECLINACIÓN DE PRODUCCIÓN SSF-074



FUENTE: Oilfield Manager

ELABORADO POR: Andrea Salazar

TABLA 3.56 RESERVAS PROBADAS Y REMANENTES DEL POZO SSF-074

POZO	YACIMIENTO	°API	RESERVAS PROBADAS (BF)	PRODUCCIÓN ACUMULADA (BF)	RESERVAS REMANENTES (BF)
SSF-074	T	31,88	1'512.270	201.881	1'310.390

FUENTE: Oilfield Manager

ELABORADO POR: Andrea Salazar

3.2.4.5.2. Análisis del pozo SSF-084

3.2.4.5.2.1. Análisis de Presión del Pozo SSF-084

Según el análisis de los B'UPs (tabla 3.57) de este pozo se tiene una declinación anual de presión de fondo fluyente de 26 psi/año y la presión de burbuja de 1010 psi, al utilizar el dato de declinación dado, en el año 2012 la presión de fondo fluyente es de 1678 psi.

En la gráfica 3.82 se indica el comportamiento de presión del pozo SSF-084.

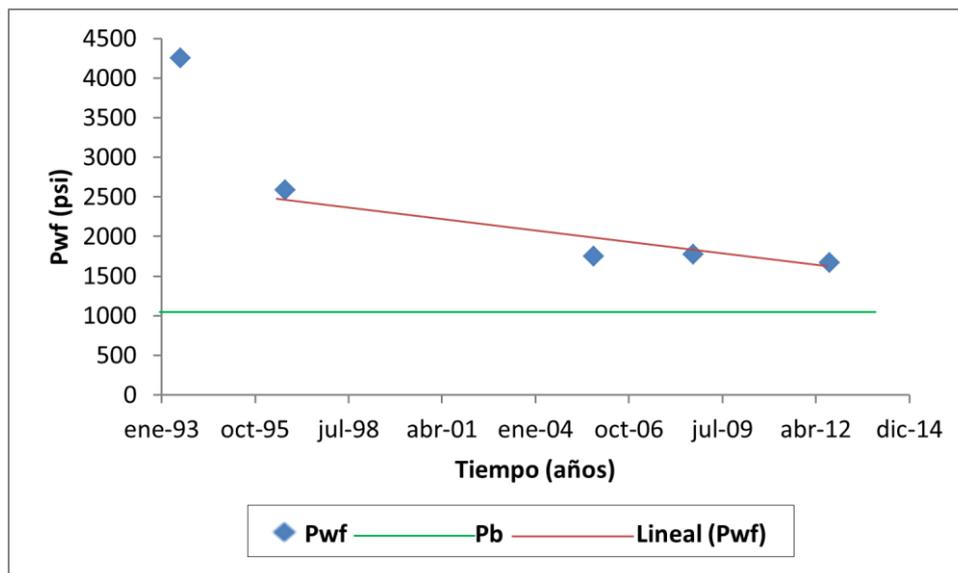
TABLA 3.57 COMPORTAMIENTO DE PRESIÓN EN EL POZO SSF-084

FECHA	Pwf (psi)
ago-93	4255
sep-96	2591
sep-05	1757
ago-08	1782

FUENTE: Ex-Gerencia De Exploración Y Producción.

ELABORADO POR: Andrea Salazar

GRÁFICA 3.82 COMPORTAMIENTO DE PRESIÓN EN EL POZO SSF-084



FUENTE: Ex-Gerencia De Exploración Y Producción.

ELABORADO POR: Andrea Salazar

3.2.4.5.2.2. Análisis de Producción del Pozo SSF-084

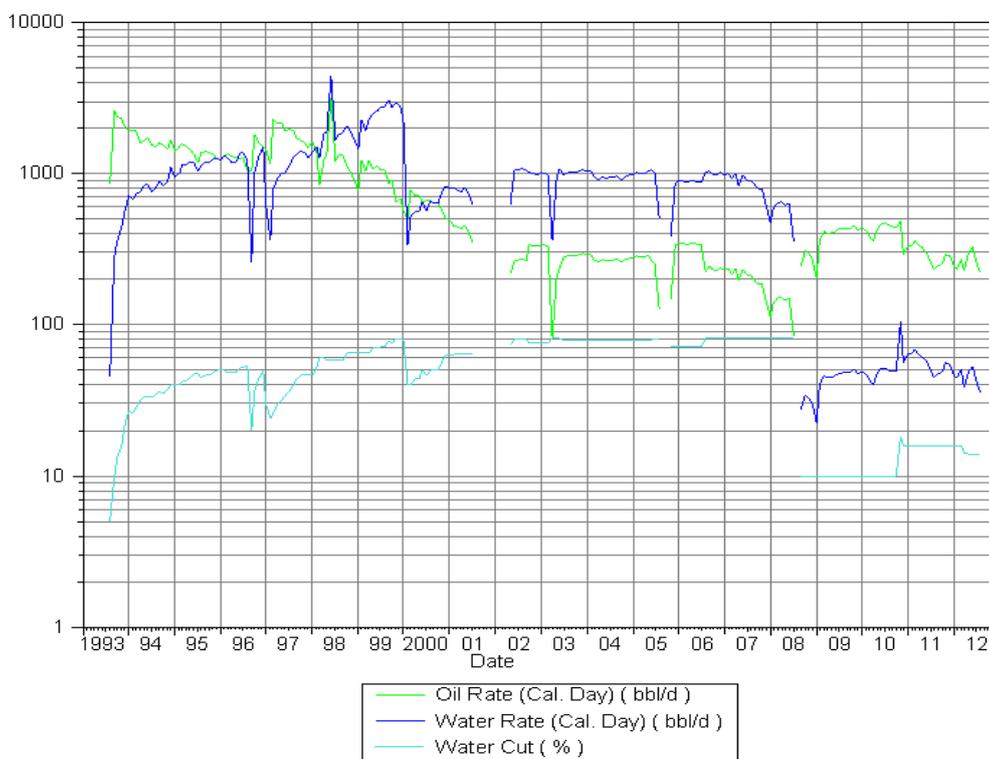
El pozo SSF-084 inició con una producción de 862 BPPD con un BSW de 5% de las formaciones U y T desde agosto de 1993 hasta enero del año 1997.

Desde febrero de 1996 la arena de producción se modifica a T obteniendo un caudal inicial de 1338 BPPD y un BSW del 50%, y en agosto del año 2005 cesa su producción desde esta arena con un corte de agua de 80%.

Permanece cerrado durante dos meses y posteriormente inicia su producción desde la arena U en noviembre del 2005 con un caudal de 149 BPPD y 384 BAPD. En la actualidad se mantiene produciendo de la formación U con una tasa de 218 BPPD, 35 BAPD y 15% de BSW.

En la gráfica 3.83 se puede observar el historial de producción del pozo SSF-084.

GRÁFICA 3.83 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO SSF-084



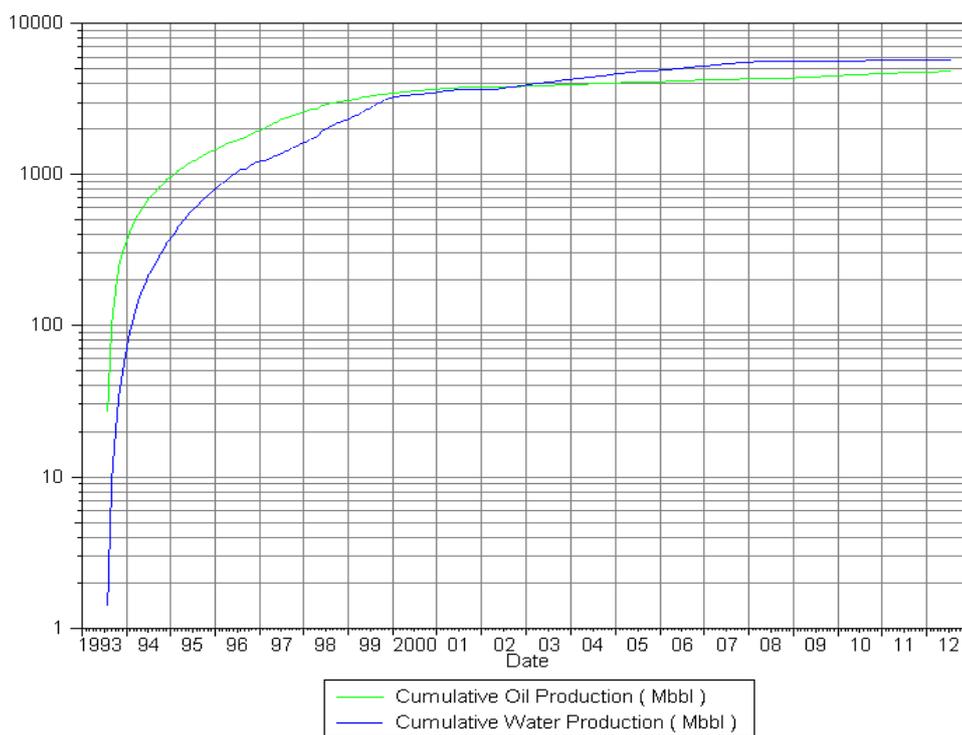
FUENTE: Oilfield Manager

ELABORADO POR: Andrea Salazar

La producción acumulada del pozo SSF-084 de la arena U es de 735.202 BF de petróleo y 895.900 BIs de agua.

La gráfica 3.84 muestra la producción acumulada del pozo SSF-084.

GRÁFICA 3.84 PRODUCCIÓN ACUMULADA DEL POZO SSF-084



FUENTE: Oilfield Manager

ELABORADO POR: Andrea Salazar

3.2.4.5.2.3. Análisis de Reservas del Pozo SSF-084

Como se aprecia en el gráfico del historial de producción la declinación de la producción inició en enero del 2009.

La tabla 3.58 indica la producción anual y mensual del pozo SSF-084 con lo que se conoce las reservas que ya han sido producidas.

TABLA 3.58 COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN ANUAL DEL POZO SSF-084

AÑO	PRODUCCIÓN DIARIA (BF)	PRODUCCIÓN MENSUAL (BF)
1993	2045	62413
1994	1676	50929
1995	1397	42475
1996	1340	40880
1997	1800	54896
1998	1385	42003
1999	978	29678
2000	634	19369
2001	435	13179
2002	287	8783
2003	272	8266
2004	271	8278
2005	256	7769
2006	299	9077
2007	208	6311
2008	187	5708
2009	400	12180
2010	424	12893
2011	297	9016
2012	261	7964

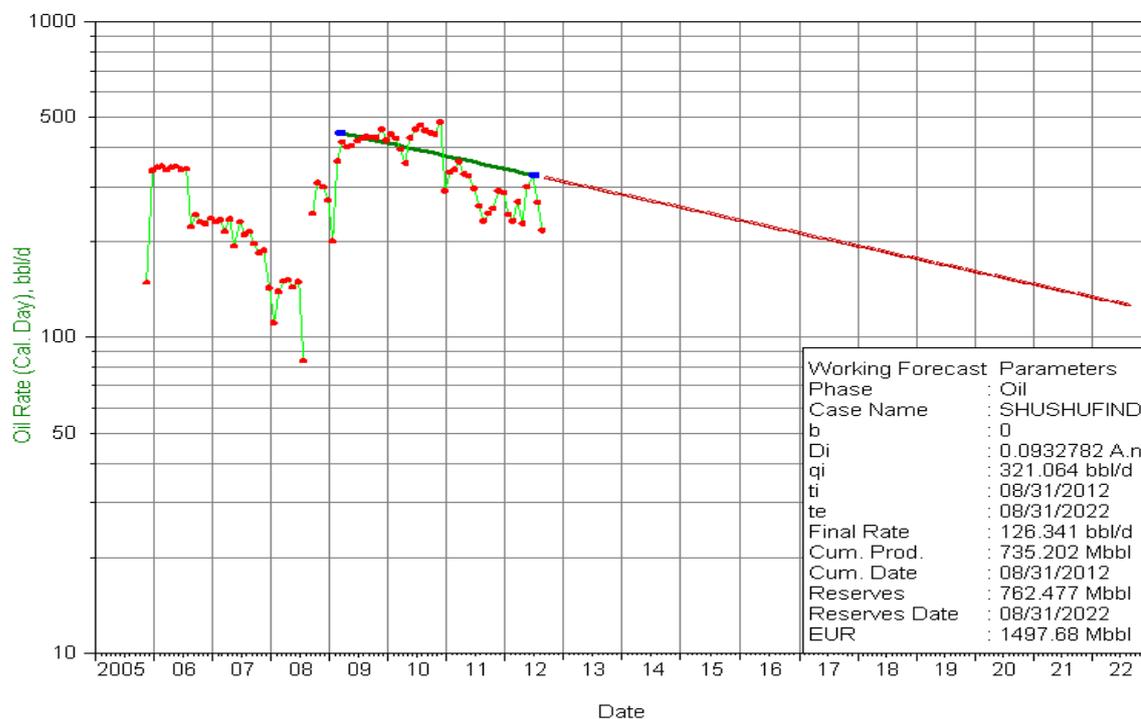
FUENTE: Oilfield Manager

ELABORADO POR: Andrea Salazar

La gráfica 3.85 muestra la línea de tendencia de declinación de producción del pozo SSF-084.

La tabla 3.59 muestra las reservas probadas, la producción acumulada y las reservas remanentes del pozo SSF-084.

GRÁFICA 3.85 LÍNEA DE TENDENCIA DE DECLINACIÓN DE PRODUCCIÓN SSF-084



FUENTE: Oilfield Manager

ELABORADO POR: Andrea Salazar

TABLA 3.59 RESERVAS PROBADAS Y REMANENTES DEL POZO SSF-084

POZO	YACIMIENTO	°API	RESERVAS PROBADAS (BF)	PRODUCCIÓN ACUMULADA (BF)	RESERVAS REMANENTES (BF)
SSF-084	U	22,4	1'497.680	735.202	762.477

FUENTE: Oilfield Manager

ELABORADO POR: Andrea Salazar

3.2.4.5.3. Análisis del pozo SSF-089

3.2.4.5.3.1. Análisis de Presión del Pozo SSF-089

Según el análisis de los B'UPs (tabla 3.60) de este pozo se tiene una declinación anual de presión de fondo fluyente de 26 psi/año y la presión de burbuja de 1010

psi, al utilizar el dato de declinación dado, en el año 2012 la presión de fondo fluyente es de 1745 psi.

En la gráfica 3.86 se indica el comportamiento de presión del pozo SSF-089.

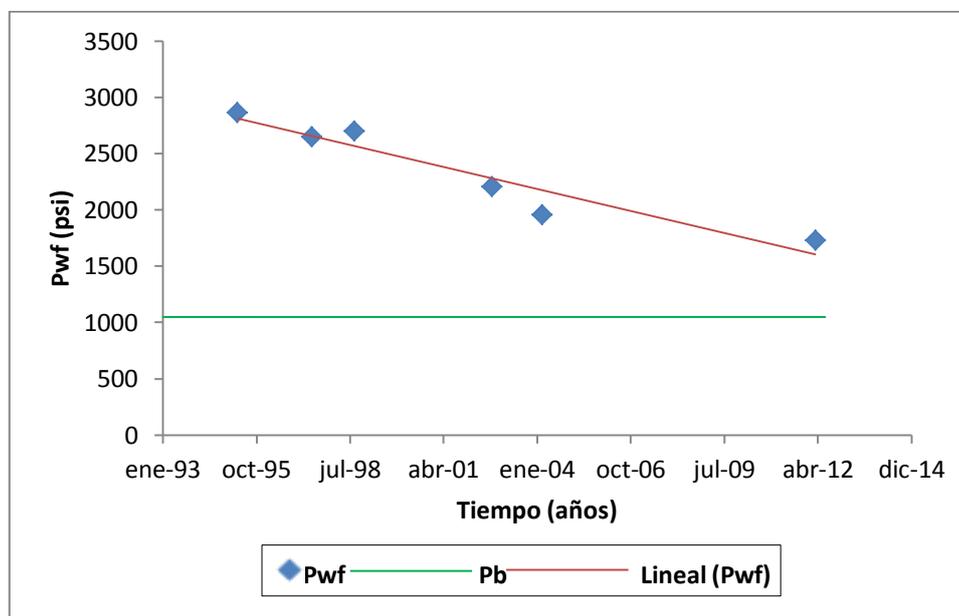
TABLA 3.60 COMPORTAMIENTO DE PRESIÓN EN EL POZO SSF-089.

FECHA	Pwf (psi)
abr-95	2864
jun-97	2647
sep-98	2698
sep-02	2206
mar-04	1953

FUENTE: Ex-Gerencia De Exploración Y Producción.

ELABORADO POR: Andrea Salazar

GRÁFICA 3.86 COMPORTAMIENTO DE PRESIÓN EN EL POZO SSF-089.



FUENTE: Ex-Gerencia De Exploración Y Producción.

ELABORADO POR: Andrea Salazar

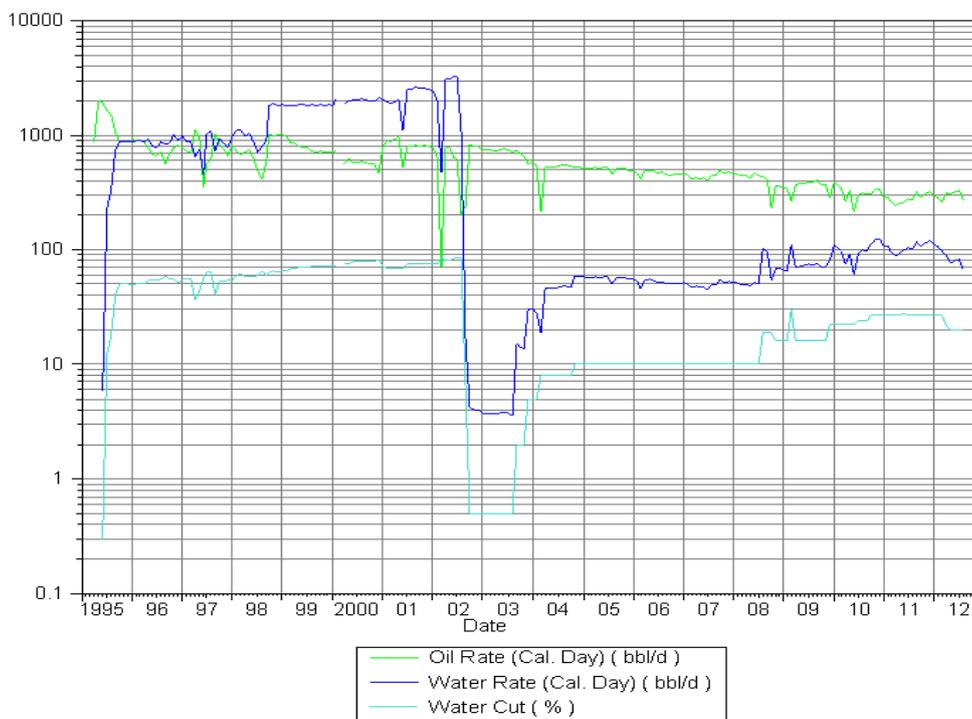
3.2.4.5.3.2. Análisis de Producción del Pozo SSF-089

La actividad productiva del pozo SSF-089 empezó en abril de 1995 con un caudal de 876 BPPD con un BSW de 2.2% de la formación T hasta marzo de 1997. En abril del año 1997 produce simultáneamente de las formaciones T y UT durante 6 meses con un caudal promedio de 856 BPPD y 403 BAPD.

A partir de octubre de 1997 empieza a producir solo de las arenas U y T con una tasa de producción de 843 BPPD y un corte de agua de 53%, hasta agosto de 1998.

El pozo SSF-089 empieza su producción desde la formación U en septiembre de 1998 con un caudal de 596 BPPD y 893 BAPD con un BSW de 60%; permanece produciendo desde esta arena en la actualidad con una rata de 269 BPPD con un corte de agua de 20%. En la gráfica 3.87 se puede observar el historial de producción del pozo SSF-089.

GRÁFICA 3 87 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO SSF-089



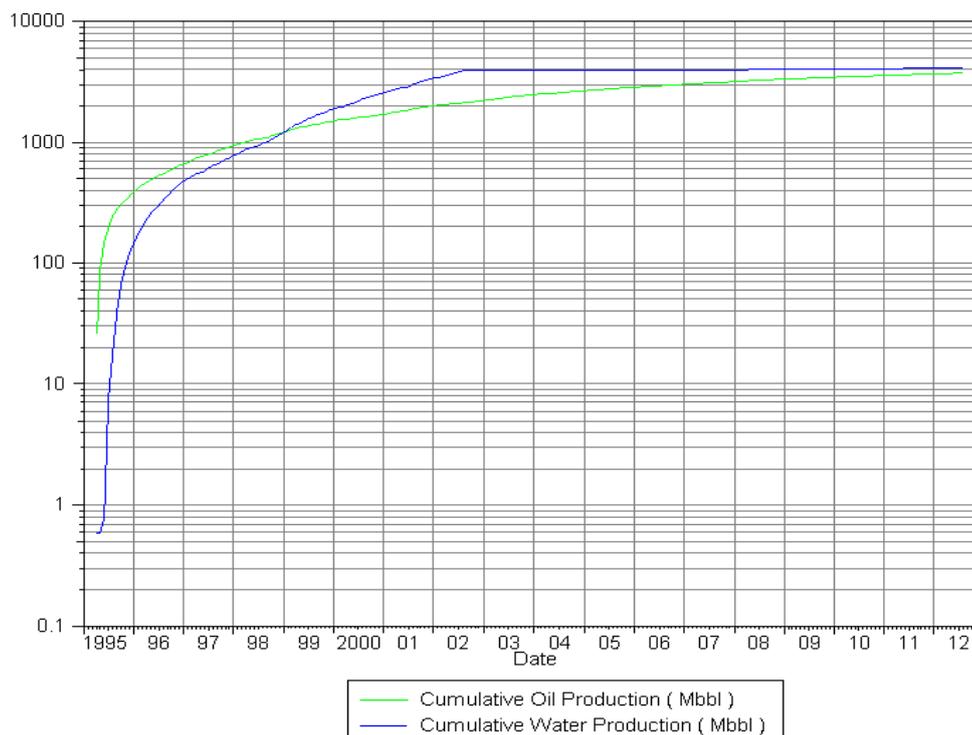
FUENTE: Oilfield Manager

ELABORADO POR: Andrea Salazar

La producción acumulada del pozo SSF-089 de la arena U es de 2'671.440 BF de petróleo y 3'157.100 Bls de agua.

La gráfica 3.88 muestra la producción acumulada del pozo SSF-089.

GRÁFICA 3.88 PRODUCCIÓN ACUMULADA DEL POZO SSF-089



FUENTE: Oilfield Manager

ELABORADO POR: Andrea Salazar

3.2.4.5.3.3. Análisis de Reservas del Pozo SSF-089

Como se observa en el gráfico del historial de producción la declinación de la producción inicia en agosto de 2002 fecha en la que se obtuvo una tasa de producción de 207 BPPD, 1087 BAPD y 84% de BSW.

La tabla 3.61 indica la producción anual y mensual del pozo SSF-089 con lo que se conoce las reservas que ya han sido producidas.

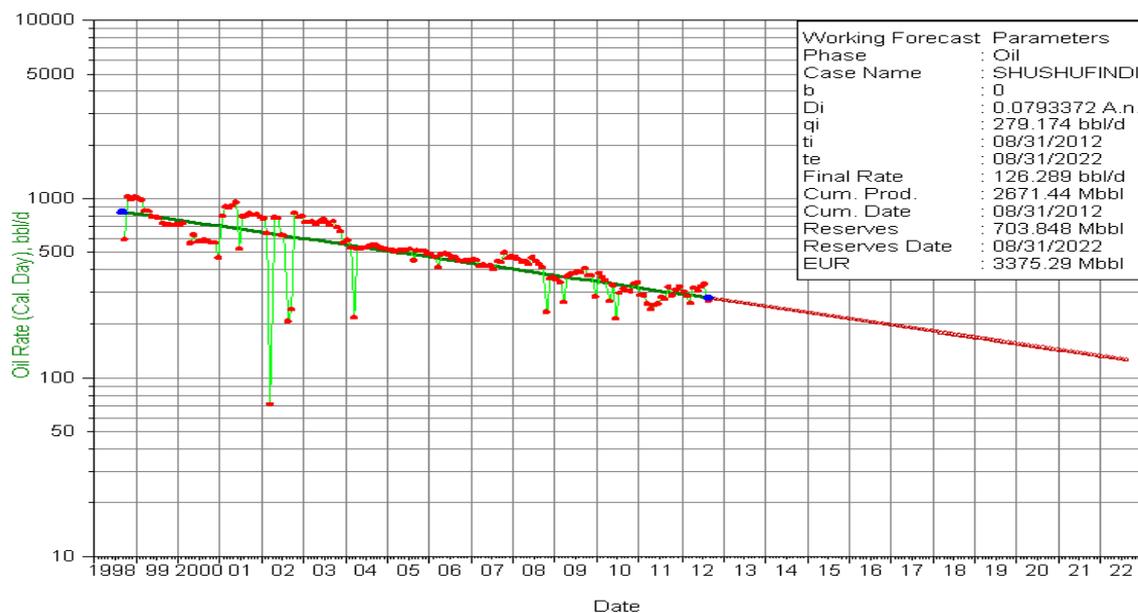
TABLA 3.61 COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN ANUAL DEL POZO SSF-089.

AÑO	PRODUCCIÓN DIARIA (BF)	PRODUCCIÓN MENSUAL (BF)
1995	1306	39952
1996	779	23766
1997	761	23131
1998	743	22588
1999	809	24586
2000	599	18235
2001	824	25047
2002	601	18262
2003	718	21825
2004	515	15700
2005	510	15499
2006	468	14225
2007	446	13581
2008	415	12654
2009	359	10924
2010	317	9632
2011	282	8589
2012	300	9136

FUENTE: Oilfield Manager

ELABORADO POR: Andrea Salazar

GRÁFICA 3.89 LÍNEA DE TENDENCIA DE DECLINACIÓN DE PRODUCCIÓN SSF-089



FUENTE: Oilfield Manager

ELABORADO POR: Andrea Salazar

La gráfica preliminar 3.89 muestra la línea de tendencia de declinación de producción del pozo SSF-089.

La tabla 3.62 muestra las reservas probadas, la producción acumulada y las reservas remanentes del pozo SSF-089 obtenidas de la gráfica de tendencia de producción.

TABLA 3.62 RESERVAS PROBADAS Y REMANENTES DEL POZO SSF-089

POZO	YACIMIENTO	°API	RESERVAS PROBADAS (BF)	PRODUCCIÓN ACUMULADA (BF)	RESERVAS REMANENTES (BF)
SSF-089	U	22,4	3'375.290	2'671.440	703.848

FUENTE: Oilfield Manager

ELABORADO POR: Andrea Salazar

3.2.4.5.4. *Análisis del pozo SSF-140D*

3.2.4.5.4.1. *Análisis de Presión del Pozo SSF-140D*

Según el análisis de los B'UPs (tabla 3.63) de este pozo se tiene una declinación anual de presión de fondo fluvente de 26 psi/año y la presión de burbuja de 1010 psi, al utilizar el dato de declinación dado, en el año 2012 la presión de fondo fluvente es de 1538 psi. En la gráfica 3.90 se indica el comportamiento de presión del pozo SSF-140D.

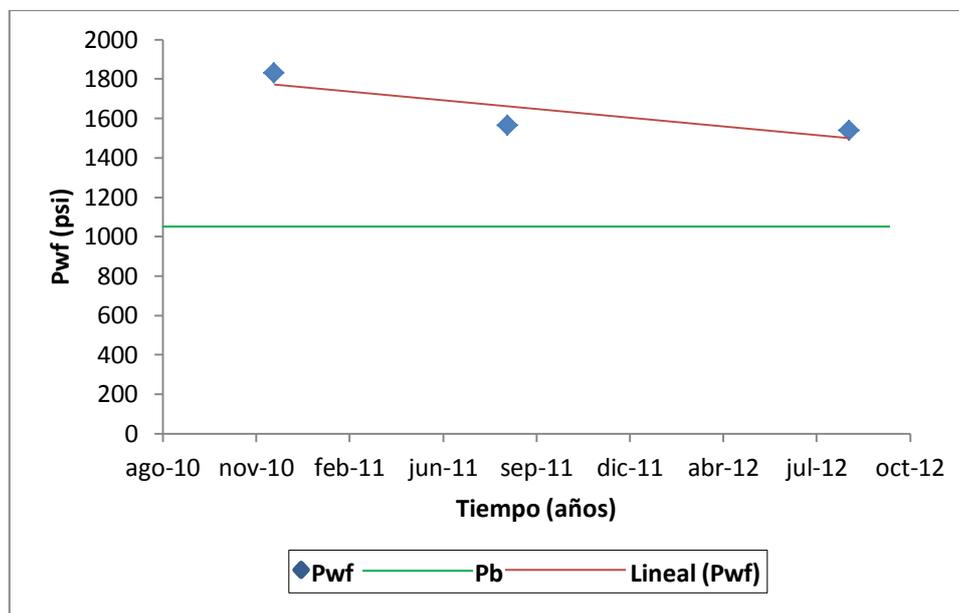
TABLA 3.63 COMPORTAMIENTO DE PRESIÓN EN EL POZO SSF-140D

FECHA	Pwf (psi)
dic-10	1830
ago-11	1564

FUENTE: Ex-Gerencia De Exploración Y Producción.

ELABORADO POR: Andrea Salazar

GRÁFICA 3.90 COMPORTAMIENTO DE PRESIÓN EN EL POZO SSF-140D



FUENTE: Ex-Gerencia De Exploración Y Producción.

ELABORADO POR: Andrea Salazar

3.2.4.5.4.2. Análisis de Producción del Pozo SSF-140D

La actividad del pozo SSF-140D empezó en julio del año 2011 desde la arena U con una producción de 328 BPPD con un corte de agua de 21,7%.

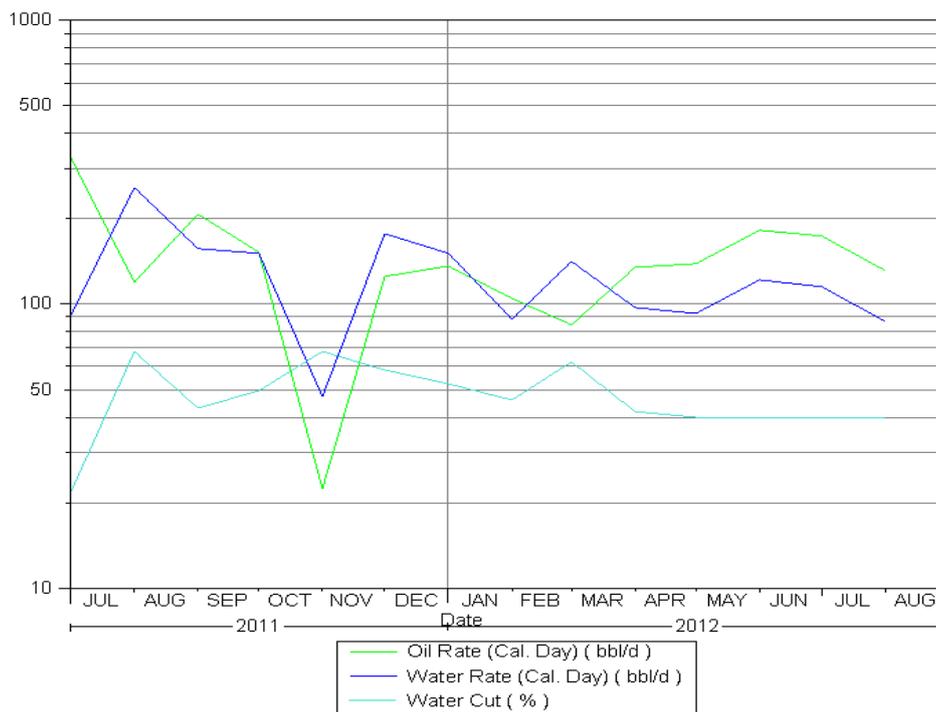
El pozo permanece produciendo de esta arena en la actualidad con un caudal de 131 BPPD, 87 BAPD y un BSW del 40%.

En la gráfica 3.91 se puede observar el historial de producción del pozo SSF-140D.

La producción acumulada del pozo SSF-140D es de 62.518,2 BF de petróleo y 54.400 Bls de agua.

La gráfica 3.92 muestra la producción acumulada del pozo SSF-140D.

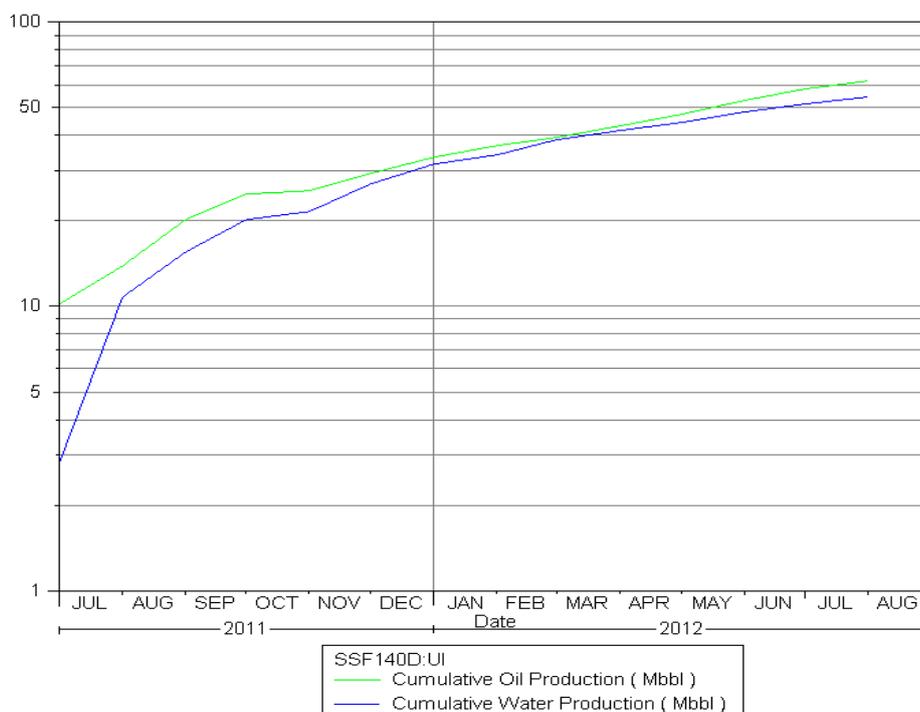
GRÁFICA 3.91 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO SSF-140D



FUENTE: Oilfield Manager

ELABORADO POR: Andrea Salazar

GRÁFICA 3.92 PRODUCCIÓN ACUMULADA DEL POZO SSF-140D



FUENTE: Oilfield Manager

ELABORADO POR: Andrea Salazar

3.2.4.5.4.3. Análisis de Reservas del Pozo SSF-140D

A partir del inicio de la producción hasta la actualidad, se han producido 62.518,2 BF. Debido a que es un pozo relativamente joven no se manifiesta todavía una notoria declinación de producción. La tabla 3.64 muestra la producción anual y mensual del pozo SSF-140D con lo que se conoce las reservas que ya han sido producidas.

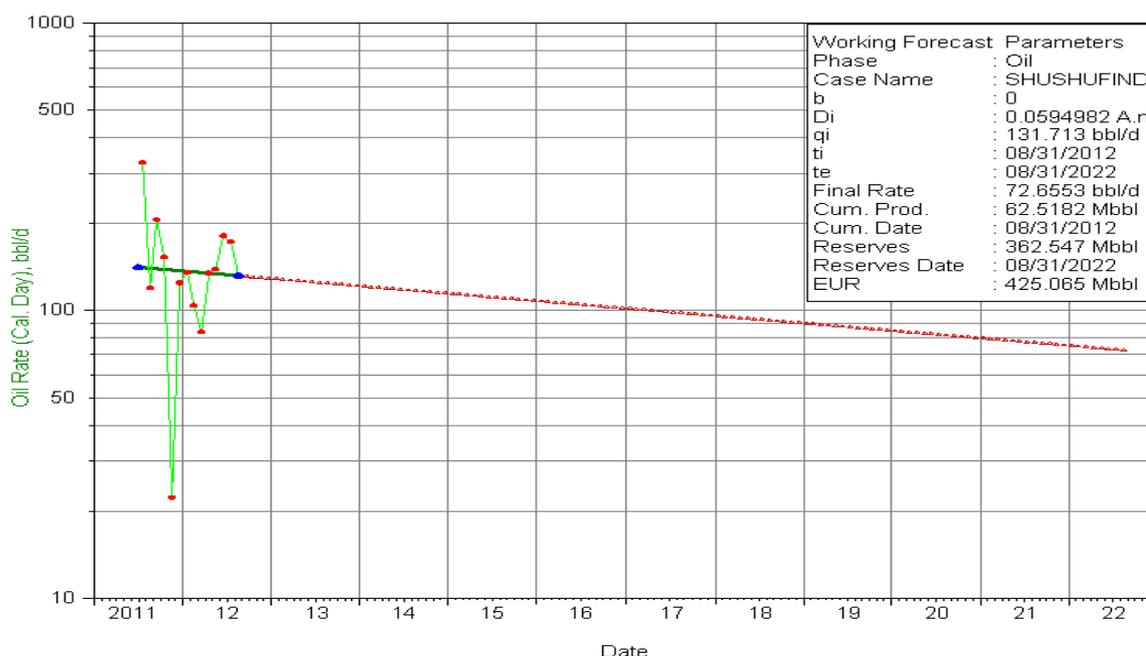
TABLA 3.64 COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN ANUAL DEL POZO SSF-140D.

AÑO	PRODUCCIÓN DIARIA (BF)	PRODUCCIÓN MENSUAL (BF)
2011	159	4901
2012	136	4139

FUENTE: Oilfield Manager

ELABORADO POR: Andrea Salazar

GRÁFICA 3.93 LÍNEA DE TENDENCIA DE DECLINACIÓN DE PRODUCCIÓN SSF-140D



FUENTE: Oilfield Manager

ELABORADO POR: Andrea Salazar

La gráfica preliminar 3.93 muestra la línea de tendencia de declinación de producción del pozo SSF-140D.

La tabla 3.65 muestra las reservas probadas, la producción acumulada y las reservas remanentes del pozo SSF-140D, obtenidas de la gráfica de tendencia de producción.

TABLA 3.65 RESERVAS PROBADAS Y REMANENTES DEL POZO SSF-140D

POZO	YACIMIENTO	°API	RESERVAS PROBADAS (BF)	PRODUCCIÓN ACUMULADA (BF)	RESERVAS REMANENTES (BF)
SSF-140D	U	22,4	425.065	62.518,2	362.547

FUENTE: Oilfield Manager

ELABORADO POR: Andrea Salazar

3.2.5. Análisis de Interferencia de pozos

El principal objetivo de este tipo de análisis es determinar si dos o mas pozos tienen comunicación de presión en el mismo reservorio, si existe comunicación se puede verificar de forma cuantitativa el valor de la caída de presión en los pozos vecinos debido a la producción del pozo de relleno propuesto.

El comportamiento de la presión con respecto al tiempo, si existiera interferencia, será directamente proporcional a la producción del pozo propuesto.

La variación de la presión a un radio r (en el pozo de observación) como consecuencia de la producción del pozo activo que posee un caudal q, en un yacimiento que inicialmente se encuentre a una presión uniforme P_i , puede calcularse cuantitativamente mediante la siguiente ecuación:

$$\Delta P = \frac{q \times \mu \times \beta_o}{14.16 \times K \times h} \times E_i \frac{-r^2}{4 \times \eta \times t} \quad \eta = \frac{6.32 \times K}{\mu \times C_o \times \phi} \quad (3.11)$$

Si

$$E_i \frac{-r^2}{4 \times \eta \times t} = Ln \frac{-r^2}{4 \times \eta \times t} + 0,577 \quad si \quad \frac{-r^2}{4 \times \eta \times t} < 0,02 \quad (3.12)$$

Donde:

q = Caudal de petróleo, bls.

μ = Viscosidad, cp.

B_o = Factor volumétrico del petróleo, Bls/BF.

K = Permeabilidad, Darcys.

h = Espesor de la zona productora, ft.

r = distancia entre el pozo de relleno y los pozos vecinos, ft.

t = Tiempo de retardo, días.

C_e = Compresibilidad efectiva del petróleo, psi^{-1} .

ϕ = Porosidad, %.

La importancia de realizar el análisis de interferencia del pozo de relleno propuesto con respecto a los pozos vecinos es que este indicará el grado de comunicación de los fluidos.

Existe interferencia cuando la producción de un pozo contiguo disminuye la presión del pozo, requiriendo una mayor presión diferencial para producir a un caudal determinado en comparación con la de otro pozo sin producir.

Para determinar este parámetro se realizó un cálculo promedio de las distancias a las que se ubica el pozo de relleno; los valores de las variables se los obtuvo mediante el promedio de los datos de los pozos vecinos a cada pozo de relleno. El tiempo de retardo será de 10 días, tiempo que otorga el Departamento de Yacimientos en parámetros de continuidad y movilidad de fluidos.

Ejemplo de Cálculo

$$q = 513 \text{ Bls}$$

$$\mu = 2,8 \text{ cp}$$

$$B_o = 1,288 \text{ Bls/BF}$$

$$K = 0,361 \text{ darcys}$$

$$h = 28,84 \text{ ft.}$$

$$r = 1358 \text{ ft.}$$

$$t = 10 \text{ días.}$$

$$C_e = 1,48 E^{-6} \text{ psi}^{-1}.$$

$$\phi = 15,6 \text{ \%}.$$

$$\eta = \frac{6.32 \times K}{\mu \times C_o \times \phi}$$

$$\eta = \frac{6.32 \times 0,361}{2,8 \times 1,48 E^{-6} \times 15,6}$$

$$\eta = 3531603,794$$

$$\frac{-r^2}{4 \times \eta \times t} = \frac{-1358^2}{4 \times 3531603,794 \times 10} = -0,013$$

$$E_i \frac{-r^2}{4 \times \eta \times t} = \text{Ln} \frac{-r^2}{4 \times \eta \times t} + 0,577$$

$$= \text{Ln} 0,013 + 0,577 = 3,76$$

$$\Delta P = \frac{q \times \mu \times \beta_o}{14.16 \times K \times h} \times E_i \frac{-r^2}{4 \times \eta \times t}$$

$$\Delta P = \frac{513 \times 2,8 \times 1,288}{14.16 \times 0,361 \times 28,84} \times 3,76$$

$$\Delta P = 54,71 \text{ psi}$$

Mediante este proceso los valores obtenidos para cada pozo de relleno son:

TABLA 3.66 INTERFERENCIA DE POZOS DE RELLENO PROPUESTOS

INTERFERENCIA	
POZO	ΔP en pozos vecinos
PRELL1	54,71
PRELL2	30,66
PRELL3	10,57
PRELL4	7,31
PRELL5	52,88

ELABORADO POR: Andrea Salazar

3.2.6. Coordenadas de los pozos de relleno propuestos

Considerando el análisis previo, se observa que no existe una fuerte caída de presión en los pozos vecinos y por ende las coordenadas de los pozos de relleno se muestran en la tabla 3.67.

TABLA 3.67 COORDENADAS DE LOS POZOS DE RELLENO

POZO	COORDENADAS EN X (m)	COORDENADAS EN Y (m)
PRELL1	317250.1	9980200
PRELL2	315717.6	9975692.58
PRELL3	315646.25	9974284.85
PRELL4	316689.96	9972885.19
PRELL5	316211.55	9978194.36

FUENTE: Oilfield Manager

ELABORADO POR: Andrea Salazar

3.2.7. Parámetros de los pozos de relleno propuestos

A continuación en la tabla 3.68 se muestra el caudal, la presión de fondo fluyente y el corte de agua estimados para cada pozo de relleno.

TABLA 3.68 PARÁMETROS DE LOS POZOS DE RELLENO

POZO DE RELLENO	POZOS VECINOS	BPPD	BAPD	BSW	ARENA DE PRODUCCIÓN	CAUDAL ESTIMADO DEL POZO DE RELLENO (BPPD)	Pwf (psi)	BSW (%)
PRELL1	SSF-077	418	1255	76	U	513	1860	41,5
	SSF-083D	409	247	40				
	SSF-102H	513	94	18				
	SSF-109D	799	259	32				
PRELL2	SSF-020B	327	40	17	U	570	2040	41,5
	SSF-073	625	1700	75				
	SSF-096H	551	105	16				
	SSF-134D	570	704	58				
PRELL3	SSF-022B	504	1614	84	T	506	2031	70,7
	SSF-075	496	1614	77				
	SSF-082	506	522	51				
	SSF-097	523	551	71				
PRELL4	SSF-002	390	37	76	T	541	2195	77
	SSF-007	411	936	86				
	SSF-045B	541	939	72				
	SSF-122D	640	1821	74				
PRELL5	SSF-074	592	4342	88	U	592	2486	41
	SSF-084	490	35	14				
	SSF-089	435	67	20				
	SSF-140D	460	87	40				

FUENTE: Oilfield Manager

ELABORADO POR: Andrea Salazar

3.2.8. Parámetros requeridos para el cálculo de reservas de los pozos de relleno

Se necesita de los siguientes parámetros para realizar el cálculo de reservas:

3.2.8.1. Área de drenaje del pozo de relleno

En la tabla 3.69 se muestra el área de drenaje que se las calculó a partir de las ecuaciones 3.6, 3.7 y 3.8 con las distancias entre los pozos de relleno y sus respectivos pozos vecinos.

TABLA 3.69 ÁREAS DE DRENAJE DE LOS POZOS DE RELLENO

POZO DE RELLENO	DISTANCIA ENTRE POZOS (m)		DIÁMETRO DE DRENAJE (m)	RADIO DE DRENAJE (m)	ÁREA DE DRENAJE (Acres)
PRELL1	PRELL1/SSF-077	475,05	517,32	258,66	51,94
	PRELL1/SSF-083D	561,69			
	PRELL1/SSF-102H	459,68			
	PRELL1/SSF-109D	572,88			
PRELL2	PRELL2/SSF-020B	596,57	728,01	364,01	102,86
	PRELL2/SSF-073	978,68			
	PRELL2/SSF-096H	580,00			
	PRELL2/SSF-134D	756,80			
PRELL3	PRELL3/SSF-022B	546,78	552,56	276,28	59,25
	PRELL3/SSF-075	450,08			
	PRELL3/SSF-082	518,02			
	PRELL3/SSF-097	695,36			
PRELL4	PRELL4/SSF-002	792,17	668,46	334,23	86,72
	PRELL4/SSF-007	730,09			
	PRELL4/SSF-045B	495,97			
	PRELL4/SSF-122D	655,60			
PRELL5	PRELL5/SSF-074	426,37	528,47	264,23	54,20
	PRELL5/SSF-084	508,04			
	PRELL5/SSF-089	570,96			
	PRELL5/SSF-140D	608,50			

FUENTE: Oilfield Manager

ELABORADO POR: Andrea Salazar

3.2.8.2. Parámetros petrofísicos

Los parámetros petrofísicos de los pozos de relleno se obtuvieron a partir de los mapas tanto de saturación como de facies los cuales se encuentran en la sección de anexos del presente proyecto. El espesor de la arena productora de los pozos de relleno se obtuvo a partir de la correlación con sus respectivos pozos vecinos.

La tabla 3.70 muestra los parámetros petrofísicos de los pozos de relleno propuestos.

TABLA 3.70 PARÁMETROS PETROFÍSICOS DE LOS POZOS DE RELLENO

POZO	Ho (ft)	ϕ	Sw
PRELL1	25	0,178	0,214
PRELL2	25	0,171	0,238
PRELL3	24	0,192	0,234
PRELL4	36	0,174	0,177
PRELL5	23	0,185	0,157

FUENTE: Ex-Gerencia De Exploración Y Producción.

ELABORADO POR: Andrea Salazar

3.2.8.3. Factor de recobro de las arenas productoras

El factor de recobro que utiliza EP PETROECUADOR tanto para la formación U como para la formación T es de 53%.

3.2.8.4. Factor volumétrico del petróleo

El Factor Volumétrico obtenido a partir de las pruebas PVT para la formación U es de 1,288 BLS/BF y para la formación T es 1,3003 BLS/BF

3.2.9. Cálculo de reservas estimadas de los pozos de relleno

La estimación de las reservas de los pozos de relleno se realizará mediante el método volumétrico, al reemplazar los datos petrofísicos que se han obtenido previamente para cada pozo en la ecuación 3.10.

La tabla 3.72 muestra las reservas estimadas.

TABLA 3.71 RESERVAS ESTIMADAS DE LOS POZOS DE RELLENO

POZO DE RELLENO	ÁREA (Acres)	Ho (ft)	So (frac)	ϕ (frac)	Boi (BLS/BF)	POES (BF)	FR (frac)	RESERVAS ESTIMADAS (BF)
PRELL1	51,94	25	0,786	0,178	1,288	1096826,38	0,53	581317,98
PRELL2	102,86	25	0,762	0,171	1,288	2021512,94	0,53	1071401,86
PRELL3	59,25	24	0,766	0,192	1,3003	1247906,25	0,53	661390,31
PRELL4	86,72	36	0,823	0,174	1,3003	2663931,08	0,53	1411883,47
PRELL5	54,20	23	0,843	0,185	1,288	1167712,78	0,53	618887,78

ELABORADO POR: Andrea Salazar

CAPÍTULO 4

PROYECCIÓN DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO SHUSHUFINDI

El desarrollo de todo campo petrolífero se basa en varios estudios y modelos matemáticos que permiten simular las condiciones del reservorio y predecir la capacidad de producción que poseen los mismos.

Según los resultados que se han obtenidos de estos estudios que se han realizado es posible crear o diseñar nuevos proyectos de perforación con el objetivo de incrementar el área de drenaje de las formaciones y de esta forma elevar la producción.

Al realizar una proyección de la producción se puede apreciar el futuro productivo de los campos, se define los límites económicos y se diseñan estrategias adecuadas de reacondicionamiento que sirvan para aumentar la producción basándose en deducciones del comportamiento en el pasado y presente del reservorio.

La proyección de producción se basa en las reservas estimadas de cada pozo de relleno que han sido calculadas en el capítulo anterior y se hace uso del programa utilizado por la empresa EP PETROECUADOR con las siguientes consideraciones:

- La tasa mínima que dispone la empresa EP PETROECUADOR para que un proyecto sea económicamente rentable es de 50 BPPD.
- Se asume un caudal inicial de producción de los pozos de relleno el cual va a ser resultado del promedio de los caudales de los pozos vecinos a los respectivos pozos.

En la tabla 4.1 se muestra los caudales iniciales de los pozos de relleno.

TABLA 4.1 CAUDALES INICIALES DE LOS POZOS DE RELLENO

POZO DE RELLENO	POZOS VECINOS	BPPD	BAPD	BSW (%)	ARENA DE PRODUCCIÓN	CAUDAL ESTIMADO DEL POZO DE RELLENO (BPPD)
PRELL1	SSF-077	418	1255	76	U	513
	SSF-083D	409	247	40		
	SSF-102H	513	94	18		
	SSF-109D	799	259	32		
PRELL2	SSF-020B	327	40	17	U	570
	SSF-073	625	1700	75		
	SSF-096H	551	105	16		
	SSF-134D	570	704	58		
PRELL3	SSF-022B	504	1614	84	T	506
	SSF-075	496	1614	77		
	SSF-082	506	522	51		
	SSF-097	523	551	71		
PRELL4	SSF-002	390	37	76	T	541
	SSF-007	411	936	86		
	SSF-045B	541	939	72		
	SSF-122D	640	1821	74		
PRELL5	SSF-074	592	4342	88	U	592
	SSF-084	490	35	14		
	SSF-089	435	67	20		
	SSF-140D	460	87	40		

FUENTE: Oilfield Manager

ELABORADO POR: Andrea Salazar

4.1 Proyección de producción para el pozo de relleno PRELL1

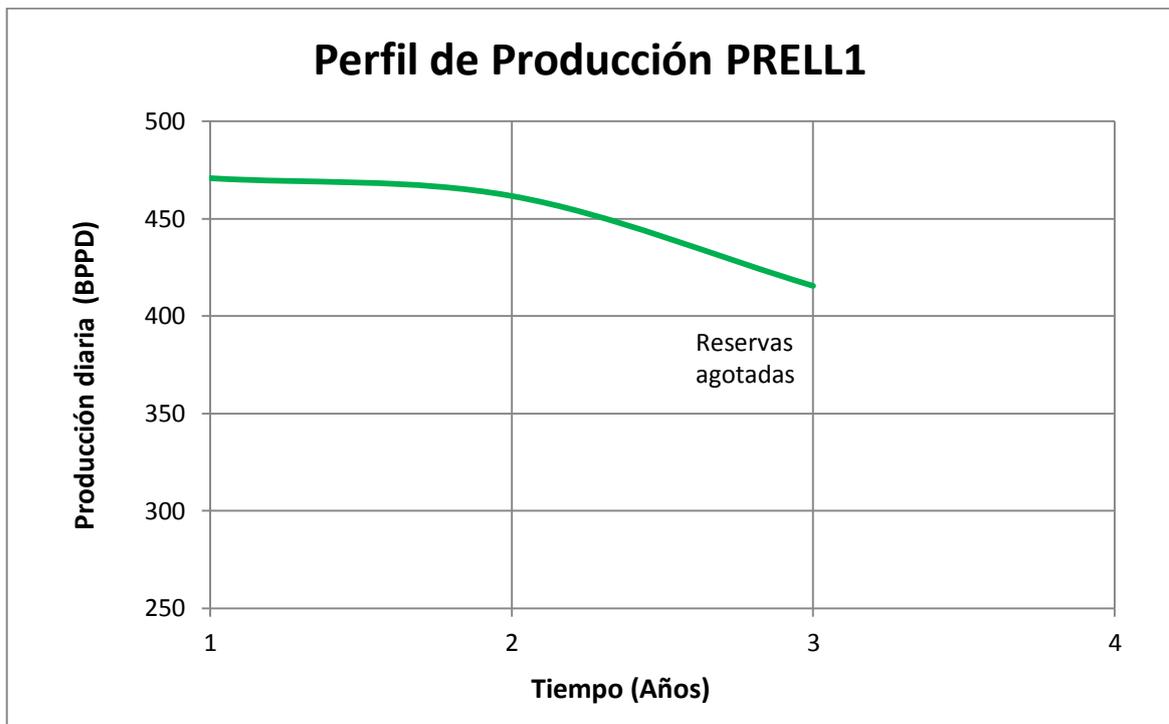
A partir de la proyección de la producción para el pozo de relleno PRELL1 se obtiene un tiempo de producción de 3 años con un caudal inicial de 513 BPPD con una declinación anual de 10% desde la formación U; transcurrido este período de tiempo, para el cuarto año de producción las reservas estarían próximas a agotarse. La proyección del pozo PRELL1 se muestra en la tabla 4.2 y en la gráfica 4.1.

TABLA 4.2 PROYECCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DEL POZO DE RELLENO PRELL1

PROYECCIÓN DE PRODUCCIÓN						
CAMPO SHUSHUFINDI						
POZO DE RELLENO: PRELL1			ARENA: U			
RESERVAS ESTIMADAS (BF)						581318
PERIODO DE PRODUCCIÓN (AÑOS)						4
PRODUCCIÓN MÁXIMA DIARIA (BF)						513
DECLINACIÓN (%)						10%
FECHA DE INICIO DE LA PRODUCCIÓN:						
AÑO: 2014		MES: 2		DÍA: 1		
TIEMPO (AÑOS)	AÑO	PRODUCCIÓN DIARIA (BPPD)	PRODUCCIÓN ANUAL (BF)	PRODUCCIÓN ACUMULADA (BF)	RESERVAS REMANENTES (BF)	RESERVAS RECUPERADAS (%)
1	2014	471	171855	171855	409463	29,6
2	2015	462	168521	340376	240942	58,6
3	2016	416	151668	492044	89274	84,6
4	2017	374	136502	628546	-47228	108,1

ELABORADO POR: Andrea Salazar

GRÁFICA 4.1 PERFIL DE PRODUCCIÓN DEL POZO DE RELLENO PRELL1



ELABORADO POR: Andrea Salazar

4.2 Proyección de producción para el pozo de relleno PRELL2

De la proyección de la producción para el pozo de relleno PRELL2 se obtiene un tiempo de producción de 8 años con un caudal inicial de 570 BPPD con una declinación anual de 9% desde la formación U.

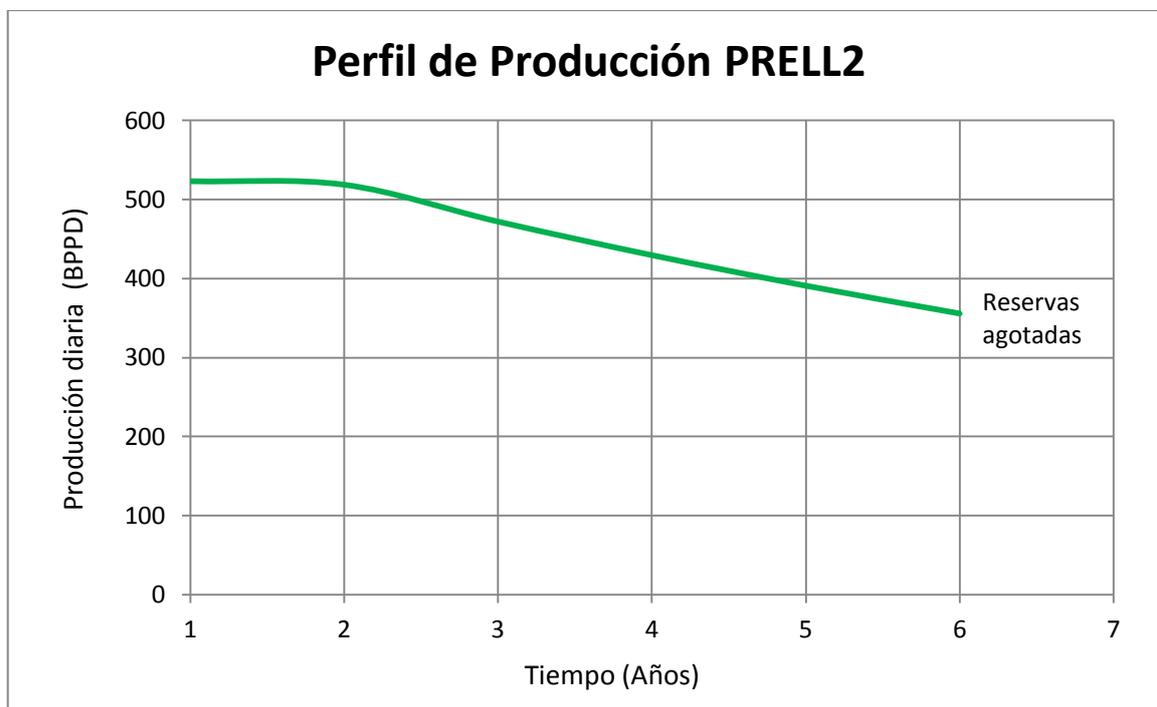
Para el séptimo año este pozo deja de producir debido a que a esta fecha las reservas estimadas están en proceso de agotamiento.

La proyección del pozo PRELL2 se muestra en la tabla 4.3 y en la gráfica 4.2.

TABLA 4.3 PROYECCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DEL POZO DE RELLENO PRELL2

PROYECCIÓN DE PRODUCCIÓN						
CAMPO SHUSHUFINDI						
POZO DE RELLENO: PRELL2			ARENA: U			
RESERVAS ESTIMADAS (BF)						1071402
PERIODO DE PRODUCCIÓN (AÑOS)						5
PRODUCCIÓN MÁXIMA DIARIA (BF)						570
DECLINACIÓN (%)						9%
FECHA DE INICIO DE LA PRODUCCIÓN:						
AÑO: 2014		MES: 2		DÍA: 1		
TIEMPO (AÑOS)	AÑO	PRODUCCIÓN DIARIA (BPPD)	PRODUCCIÓN ANUAL (BF)	PRODUCCIÓN ACUMULADA (BF)	RESERVAS REMANENTES (BF)	RESERVAS RECUPERADAS (%)
1	2014	523	190950	190950	880452	17,8
2	2015	519	189326	380276	691126	35,5
3	2016	472	172286	552562	518840	51,6
4	2017	430	156780	709342	362060	66,2
5	2018	391	142670	852012	219389	79,5
6	2019	356	129830	981842	89560	91,6
7	2020	324	118145	1099987	-28586	102,7

ELABORADO POR: Andrea Salazar

GRÁFICA 4.2 PERFIL DE PRODUCCIÓN DEL POZO DE RELLENO PRELL2

ELABORADO POR: Andrea Salazar

4.3 Proyección de producción para el pozo de relleno PRELL3

A partir de la proyección de la producción para el pozo de relleno propuesto PRELL3 se obtiene que el pozo tuviera un tiempo de producción de cuatro años con un caudal inicial de 506 BPPD y una declinación anual de 13% desde la formación T.

Para el quinto año, este pozo dejaría de producir debido a que para esta fecha las reservas estimadas previamente calculadas ya se encuentran en proceso de agotamiento.

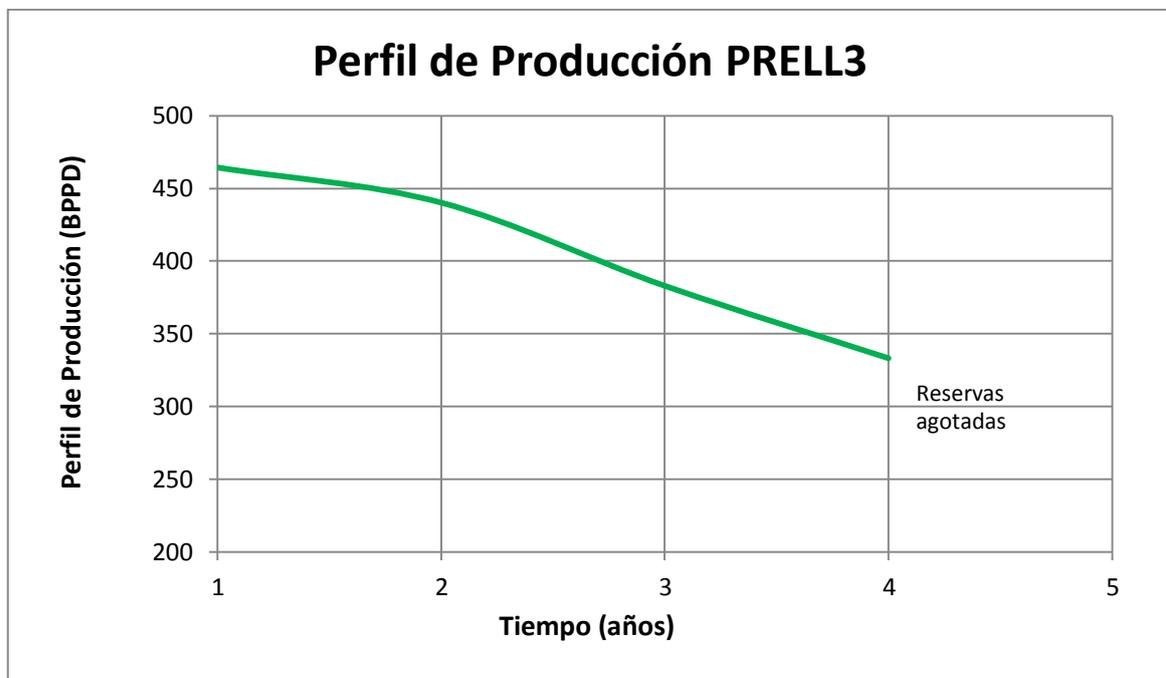
La proyección del pozo PRELL3 se muestra en la tabla 4.4 y en la gráfica 4.3.

TABLA 4.4 PROYECCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DEL POZO DE RELLENO PRELL3

PROYECCIÓN DE PRODUCCIÓN						
CAMPO SHUSHUFINDI						
POZO DE RELLENO: PRELL3				ARENA: T		
RESERVAS ESTIMADAS (BF)						661390
PERIODO DE PRODUCCIÓN (AÑOS)						4
PRODUCCIÓN MÁXIMA DIARIA (BF)						506
DECLINACIÓN (%)						13%
FECHA DE INICIO DE LA PRODUCCIÓN:						
	AÑO:	2014	MES:	2	DÍA:	1
TIEMPO (AÑOS)	AÑO	PRODUCCIÓN DIARIA (BPPD)	PRODUCCIÓN ANUAL (BF)	PRODUCCIÓN ACUMULADA (BF)	RESERVAS REMANENTES (BF)	RESERVAS RECUPERADAS (%)
1	2014	464	169510	169510	491880	25,6
2	2015	440	160680	330190	331200	49,9
3	2016	383	139792	469982	191408	71,1
4	2017	333	121619	591601	69789	89,4
5	2018	290	105808	697410	-36019	105,4

ELABORADO POR: Andrea Salazar

GRÁFICA 4.3 PERFIL DE PRODUCCIÓN DEL POZO DE RELLENO PRELL3



ELABORADO POR: Andrea Salazar

4.4 Proyección de producción para el pozo de relleno PRELL4

A partir de la proyección de la producción para el pozo de relleno PRELL4 se obtiene un tiempo de producción de 15 años con un caudal inicial de 541 BPPD con una declinación anual de 12%. Para el año 16 este pozo deja de producir debido a que a esta fecha las reservas estimadas están en proceso de agotamiento.

La proyección del pozo PRELL4 se muestra en la tabla 4.5 y en la gráfica 4.4.

TABLA 4.5 PROYECCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DEL POZO DE RELLENO PRELL4

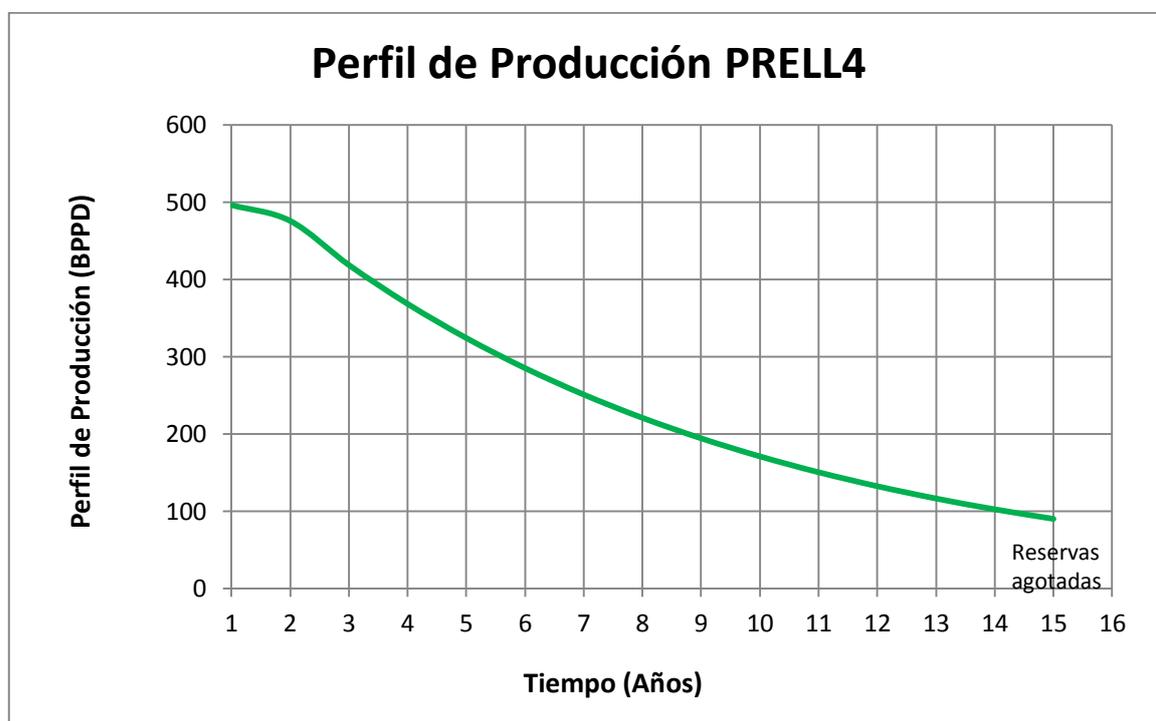
PROYECCIÓN DE PRODUCCIÓN						
CAMPO SHUSHUFINDI						
POZO DE RELLENO: PRELL4			ARENA: T			
RESERVAS ESTIMADAS (BF)						1411883
PERIODO DE PRODUCCIÓN (AÑOS)						15
PRODUCCIÓN MÁXIMA DIARIA (BF)						541
DECLINACIÓN (%)						12%
FECHA DE INICIO DE LA PRODUCCIÓN:						
	AÑO:	2014	MES:	2	DÍA:	1
TIEMPO (AÑOS)	AÑO	PRODUCCIÓN DIARIA (BPPD)	PRODUCCIÓN ANUAL (BF)	PRODUCCIÓN ACUMULADA (BF)	RESERVAS REMANENTES (BF)	RESERVAS RECUPERADAS (%)
1	2014	497	181235	181235	1230648	12,8
2	2015	476	173769	355004	1056879	25,1
3	2016	419	152917	507921	903962	36,0
4	2017	369	134567	642488	769396	45,5
5	2018	324	118419	760907	650977	53,9
6	2019	286	104209	865115	546768	61,3
7	2020	251	91704	956819	455065	67,8
8	2021	221	80699	1037518	374365	73,5
9	2022	195	71015	1108533	303350	78,5
10	2023	171	62493	1171027	240857	82,9
11	2024	151	54994	1226021	185863	86,8
12	2025	133	48395	1274416	137468	90,3

CONTINUACIÓN: TABLA 4.5 PROYECCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DEL POZO DE RELLENO PRELL4

13	2026	117	42588	1317003	94880	93,3
14	2027	103	37477	1354480	57403	95,9
15	2028	90	32980	1387460	24423	98,3
16	2029	80	29022	1416482	-4599	100,3

ELABORADO POR: Andrea Salazar

GRÁFICA 4.4 PERFIL DE PRODUCCIÓN DEL POZO DE RELLENO PRELL4



ELABORADO POR: Andrea Salazar

4.5 Proyección de producción para el pozo de relleno PRELL5

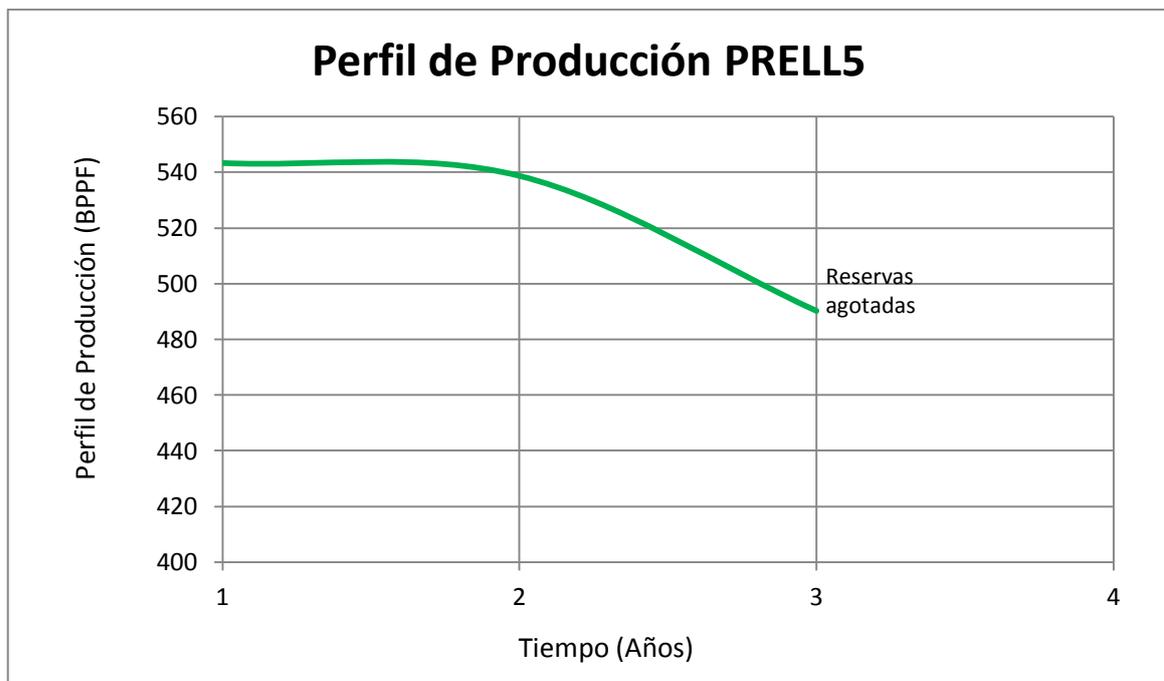
De la proyección de la producción para el pozo de relleno PRELL5 se obtiene un tiempo de producción de 3 años con un caudal inicial de 592 BPPD con una declinación anual de 14%. Para el séptimo año este pozo deja de producir debido a que a esta fecha las reservas estimadas están en proceso de agotamiento. La proyección del pozo PRELL5 se muestra en la tabla 4.6 y en la gráfica 4.5.

TABLA 4.6 PROYECCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DEL POZO DE RELLENO PRELL5

PROYECCIÓN DE PRODUCCIÓN						
CAMPO SHUSHUFINDI						
POZO DE RELLENO: PRELL5			ARENA: U			
RESERVAS ESTIMADAS (BF)						618888
PERIODO DE PRODUCCIÓN (AÑOS)						3
PRODUCCIÓN MÁXIMA DIARIA (BF)						592
DECLINACIÓN (%)						9%
FECHA DE INICIO DE LA PRODUCCIÓN:						
AÑO: 2014		MES: 2		DÍA: 1		
TIEMPO (AÑOS)	AÑO	PRODUCCIÓN DIARIA (BPPD)	PRODUCCIÓN ANUAL (BF)	PRODUCCIÓN ACUMULADA (BF)	RESERVAS REMANENTES (BF)	RESERVAS RECUPERADAS (%)
1	2014	543	198320	198320	420568	32,04
2	2015	539	196633	394953	223935	63,82
3	2016	490	178936	573889	44999	92,73
4	2017	446	162832	736720	-117832	119,04

ELABORADO POR: Andrea Salazar

GRÁFICA 4.5 PERFIL DE PRODUCCIÓN DEL POZO DE RELLENO PRELL5



ELABORADO POR: Andrea Salazar

CAPÍTULO 5

ANÁLISIS ECONÓMICO

Se realiza un análisis económico con el propósito de conocer si el proyecto es económicamente rentable, es decir, si la perforación de los pozos de relleno es factible o no. Para este fin se debe tomar en cuenta la producción de los nuevos pozos y es imprescindible saber los costos de perforación de pozos y los costos de producción.

Es importante conocer y tomar en cuenta ciertas estimaciones previo a la realización del análisis económico, las mismas que son:

- ◆ La tasa de producción mínima diaria estipulada por la empresa EP Petroecuador es de 50 BPPD para cada pozo de relleno.
- ◆ Las reservas remanentes para cada pozo de relleno propuesto son:
 - El pozo de relleno PRELL1 presenta alrededor de 627 MBF.
 - El pozo de relleno PRELL2 presenta alrededor de 746 MBF.
 - El pozo de relleno PRELL2 presenta alrededor de 661 MBF.
 - El pozo de relleno PRELL2 presenta alrededor de 1294 MBF.
 - El pozo de relleno PRELL2 presenta alrededor de 613 MBF.

El campo Shushufindi es operado por una empresa pública, por este motivo no se considerarán parámetros como:

- ◆ Impuesto de participación laboral.
- ◆ Impuesto a la renta.
- ◆ Depreciación laborable de equipos

5.1 COSTOS DE PERFORACIÓN

La siguiente tabla indica los costos estimados para cada uno de los nuevos pozos de relleno del Campo Shushufindi.

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

OPERACIÓN Y MATERIALES	COSTO (USD)
Localización (Plataforma y Piscinas)	0
Vías de acceso	0
Movilización de taladro	80.000
Costos por perforación	1.288.000
Registros eléctricos	600.000
Trabajo de cementación y cemento	130.000
Estudio ambiental: Control de efluentes; Mitigación social	0
Material: Lodos y químicos	250.000
Brocas	250.000
Toma de cores	0
Control litológico análisis de ripios	75.000
Servicios de perforación direccional	500.000
Supervisión de trabajos	0
Completación y pruebas	50.000
Fluidos de completación	0
Torre de reacondicionamiento del pozo	120.000
Punzonamientos	50.000
Trabajos de cementación (squeeze en la completación)	0
Trabajo contratado y de la compañía	0
Levantamiento artificial	600.000
Tubería de revestimiento	1.174.839
Árbol de navidad	50.000
Tubería de producción 3 1/2"	92.300
Línea de flujo 4 1/2"	62.000
Instalación de línea de flujo	75.000
Colgadores	90.000
Completación de fondo (instalación)	80.000
Bomba de inyección de químicos	20.000
Control de sólidos	0
Combustibles	0
Contingencias	502.714
TOTAL	6.139.853

FUENTE: Ex Gerencia De Exploración Y Producción

ELABORADO POR: Andrea Salazar

5.2 COSTOS DE PRODUCCIÓN

Al hablar de costos de producción nos referimos a la cantidad de dinero que la empresa operadora debe pagar por barril producido, incluidos el valor operativo, de depreciación y de transporte.

Los costos varían de acuerdo al campo y para el Campo Shushufindi el costo de producción es de alrededor de 6,81USD.

5.3 INGRESOS DEL PROYECTO

Los ingresos del proyecto son el resultado de multiplicar el número de barriles de petróleo producidos por el valor de cada barril.

La producción anual de los pozos, que ha sido determinada en el capítulo anterior, muestra la cantidad de barriles que se alcanzaría suponiendo que cada pozo produjera los 365 días del año. Sin embargo, se debe tener presente el tiempo de perforación y reacondicionamiento de cada pozo que aproximadamente es de un mes para cada operación.

Los pozos de relleno serán perforados en un periodo de 5 meses (Tabla 5.2), y los reacondicionamientos de los mismos se realizarán una vez al año.

TABLA 5.2 CRONOGRAMA DE PERFORACIONES

POZO	MES 1	MES 2	MES 3	MES 4	MES 5
PRELL1	X				
PRELL2		X			
PRELL3			X		
PRELL4				X	
PRELL5					X

ELABORADO POR: Andrea Salazar

Las producciones estimadas en el capítulo anterior, con las correcciones pertinentes debido al tiempo que se requiere la perforación de los pozos de relleno, para calcular los ingresos por cada mes de producción se debe considerar el actual precio del barril que se sujeta al presupuesto general del estado que es de \$84,9 para el presente año.

Para obtener los ingresos se debe multiplicar el precio de barril de petróleo por la cantidad de barriles producidos de forma mensual y para los egresos se multiplica el costo de producción de cada barril de petróleo por la cantidad de barriles producidos, al obtener los ingresos y egresos se procede a realizar el cálculo del flujo neto de caja para con este dato poder calcular los indicadores financieros VAN, TIR y PRI.

5.4 INDICADORES FINANCIEROS

El análisis económico de este proyecto se basará en los siguientes indicadores financieros:

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

5.4.1 FLUJO NETO DE CAJA

Es el flujo de entrada y salida de caja o efectivo en un período determinado de tiempo, este indicador es necesario ya que permite determinar si los proyectos de inversión son factibles o no. El flujo neto de caja es la base para calcular el Valor Actual Neto y la Tasa Interna de Retorno, los mismos que establecerán la realización o no del proyecto. Se considera un proyecto económicamente rentable cuando cumple las siguientes condiciones:

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

La tasa de actualización que el Departamento Financiero de la empresa EP PETROECUADOR contempla en sus proyectos es del 12% anual es decir el 1% mensual.

5.4.2 VALOR ACTUAL NETO (VAN).

En una inversión, el valor actual neto es igual a la suma algebraica de los valores actualizados de los flujos netos de caja asociados a esa inversión; una vez expresados los beneficios netos futuros en unidades monetarias se puede sumar y así obtener el valor actual neto del proyecto.

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

La ecuación para determinar el VAN es:

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

Donde:

n = Número de años

FNC = Flujo neto de caja

i = Tasa de actualización de la empresa EP PETROECUADOR (i = 12%)

k = Índice que muestra el año correspondiente

5.4.3 TASA INTERNA DE RETORNO (TIR).

La tasa interna de retorno (TIR) de un proyecto, es el promedio geométrico de los rendimientos futuros esperados de dicha inversión, y que implica el supuesto de una oportunidad para volver a invertir. La TIR es la tasa de descuento con la que el valor actual neto o valor presente neto (VAN o VPN) es igual a cero.

La TIR puede ser utilizado como indicador de rentabilidad de un proyecto: a mayor TIR, mayor rentabilidad; así, se utiliza como uno de los criterios para decidir sobre la aceptación o rechazo de un proyecto de inversión. Con este fin la 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 la TIR, supera la tasa de corte, se acepta la inversión; caso contrario se la rechaza.

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

Para encontrar la TIR se aplica la siguiente ecuación:

$$0 = I_0 + \sum_{k=0}^n \frac{FNC_k}{(1 + TIR)^k} \quad (5.2)$$

Donde:

I_0 = Inversión a realizarse en el período "cero".

FNC = Flujo neto de caja.

n = Período de análisis

k = Índice que muestra el año correspondiente

Para que el proyecto sea aceptado para su ejecución, se toma las siguientes consideraciones:

- Si $TIR > r \longrightarrow$ el proyecto es rentable.
- Si $TIR = r \longrightarrow$ el proyecto no tiene pérdidas ni ganancias.
- Si $TIR < r \longrightarrow$ el proyecto no es rentable.

5.4.4 ANÁLISIS ECONÓMICO DE LOS POZOS DE RELLENO

5.4.4.1 POZO DE RELLENO PRELL1

La puesta en producción del pozo de relleno PRELL1 porque presenta un valor actual neto de 6.79 MM USD con una tasa de descuento de 12% anual (1% mensual), la tasa interna de retorno es de 13%, es decir, mayor que la tasa de actualización por ende cumple con el requisito para que el proyecto sea económicamente rentable, el período de recuperación de la inversión es de 5,8 meses. Los cálculos de flujo neto de caja (FNC) y el valor actual neto (VAN) se muestran en la tabla 5.3.

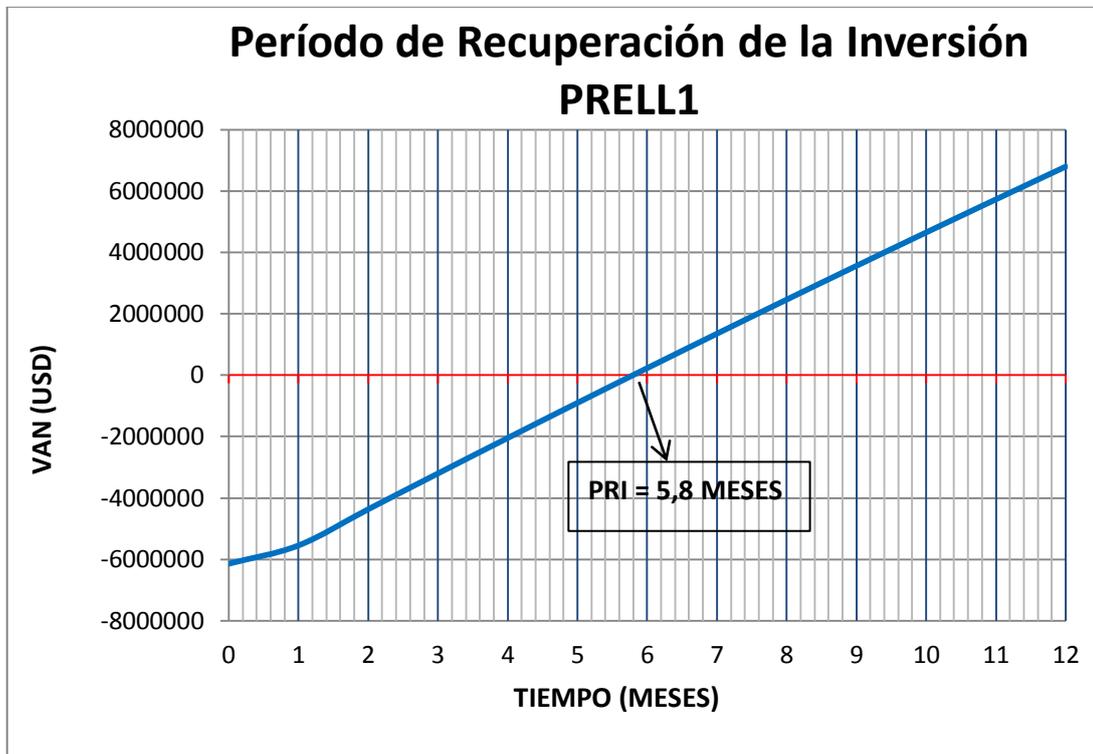
TABLA 5.3 ANÁLISIS ECONÓMICO DEL POZO DE RELLENO PRELL1

ANÁLISIS ECONÓMICO DEL POZO DE RELLENO PRELL1							
CAMPO SHUSHUFINDI							
POZO DE RELLENO: PRELL1 ARENA: U RESERVAS: 581318 BF							
COSTO DEL BARRIL DE CRUDO (USD/BL)							84,9
TASA DE ACTUALIZACIÓN MENSUAL (%)							1%
COSTO DE PRODUCCIÓN (USD/BL)							6,81
INVERSIÓN INICIAL (USD)							6.139.853
INICIO ESTIMADO DE PRODUCCIÓN							Mar-14
TIEMPO K (MESES)	MES	PRODUCCIÓN mensual (BF)	INGRESOS mensuales (USD)	EGRESOS mensuales (USD)	FLUJO NETO DE CAJA (USD)	$\frac{FNC_k}{(1+i)^k}$ (USD)	$SFNC_k$
0	feb-14	0	0	6139853	-6139853	-6139853	-6139853
1	mar-14	7695	653306	52403	600903	594953	-5544900
2	abr-14	15390	1306611	104806	1201805	1178125	-4366775
3	may-14	15390	1306611	104806	1201805	1166460	-3200315
4	jun-14	15390	1306611	104806	1201805	1154911	-2045404
5	jul-14	15390	1306611	104806	1201805	1143476	-901928
6	ago-14	15390	1306611	104806	1201805	1132155	230227
7	sep-14	15390	1306611	104806	1201805	1120945	1351172
8	oct-14	15390	1306611	104806	1201805	1109847	2461019
9	nov-14	15390	1306611	104806	1201805	1098858	3559878
10	dic-14	15390	1306611	104806	1201805	1087978	4647856
11	ene-15	15390	1306611	104806	1201805	1077206	5725062
12	feb-15	15390	1306611	104806	1201805	1066541	6791603
VAN DEL PROYECTO [USD]						6791603	
TIR						13%	

ELABORADO POR: Andrea Salazar

La gráfica 5.1 muestra el periodo de recuperación de la inversión.

GRÁFICA 5.1 PERIODO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN DEL POZO DE RELLENO PRELL1



ELABORADO POR: Andrea Salazar

5.4.4.2 POZO DE RELLENO PRELL2

La puesta en producción del pozo de relleno PRELL2 porque presenta un valor actual neto de 8.23MM USD con una tasa de descuento de 12% anual (1% mensual), la tasa interna de retorno es de 16%, es decir, mayor que la tasa de actualización por ende cumple con el requisito para que el proyecto sea económicamente rentable.

Además el período de recuperación de la inversión es de 5,3 meses. Los cálculos de flujo neto de caja (FNC) y el valor actual neto (VAN) se muestran en la tabla 5.4.

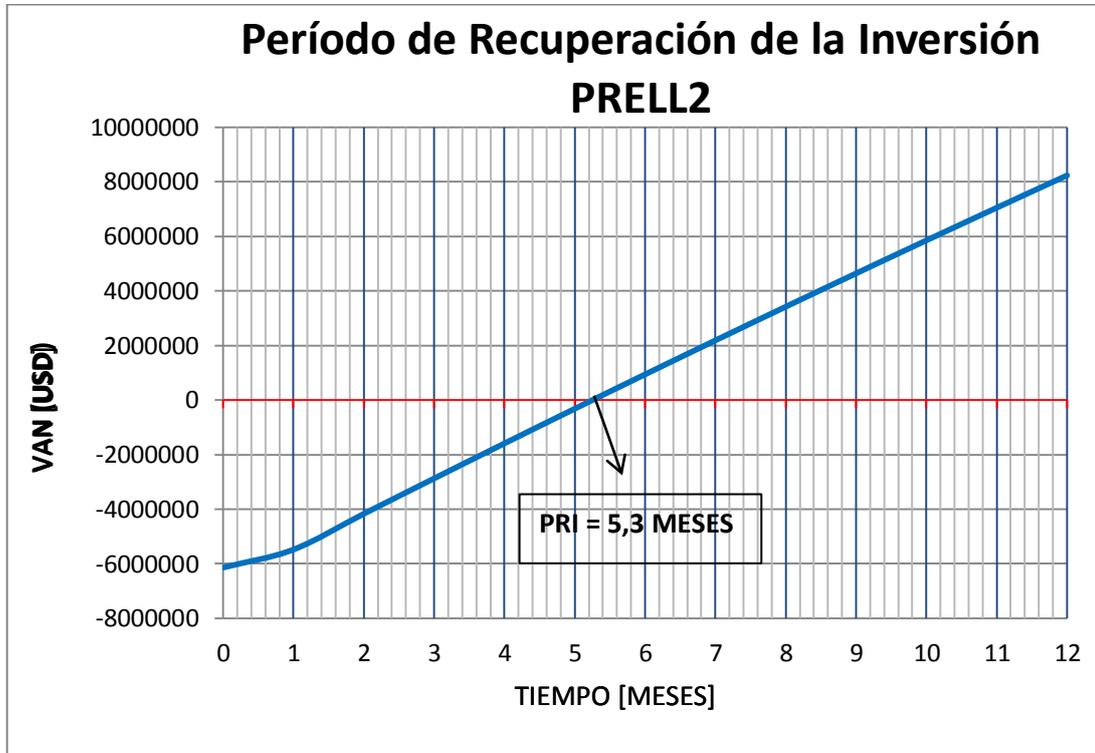
TABLA 5.4 ANÁLISIS ECONÓMICO DEL POZO DE RELLENO PRELL2

ANÁLISIS ECONÓMICO DE POZO DE RELLENO PRELL2							
CAMPO SHUSHUFINDI							
POZO DE RELLENO: PRELL2 ARENA: U RESERVAS: 1071402BF							
COSTO DEL BARRIL DE CRUDO (USD/BL)							84,9
TASA DE ACTUALIZACIÓN MENSUAL (%)							1%
COSTO DE PRODUCCIÓN (USD/BL)							6,81
INVERSIÓN INICIAL (USD)							6.139.853
INICIO ESTIMADO DE PRODUCCIÓN							Apr-14
TIEMPO K (MESES)	MES	PRODUCCIÓN mensual (BF)	INGRESOS mensuales (USD)	EGRESOS mensuales (USD)	FLUJO NETO DE CAJA (USD)	$\frac{FNC_k}{(1+i)^k}$ (USD)	$SFNC_k$
0	Mar-14	0	0	6139853	-6139853	-6139853	-6139853
1	Apr-14	8550	725895	58226	667670	661059	-5478794
2	May-14	17100	1451790	116451	1335339	1309028	-4169767
3	Jun-14	17100	1451790	116451	1335339	1296067	-2873700
4	Jul-14	17100	1451790	116451	1335339	1283235	-1590465
5	Aug-14	17100	1451790	116451	1335339	1270529	-319936
6	Sep-14	17100	1451790	116451	1335339	1257950	938014
7	Oct-14	17100	1451790	116451	1335339	1245495	2183509
8	Nov-14	17100	1451790	116451	1335339	1233163	3416672
9	Dec-14	17100	1451790	116451	1335339	1220954	4637625
10	Jan-15	17100	1451790	116451	1335339	1208865	5846490
11	Feb-15	17100	1451790	116451	1335339	1196896	7043386
12	Mar-15	17100	1451790	116451	1335339	1185046	8228432
VAN DEL PROYECTO [USD]						8228432	
TIR						16%	

ELABORADO POR: Andrea Salazar

La gráfica 5.2 muestra el periodo de recuperación de la inversión.

GRÁFICA 5.2 PERIODO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN DEL POZO DE RELLENO PRELL2



ELABORADO POR: Andrea Salazar

5.4.4.3 POZO DE RELLENO PRELL3

La puesta en producción del pozo de relleno PRELL3 porque presenta un valor actual neto de 6.61MM USD con una tasa de descuento de 12% anual (1% mensual), la tasa interna de retorno es de 13%, es decir, mayor que la tasa de actualización por ende cumple con el requisito para que el proyecto sea económicamente rentable.

Además el período de recuperación de la inversión es de 5,9 meses.

Los cálculos de flujo neto de caja (FNC) y el valor actual neto (VAN) se muestran en la tabla 5.5.

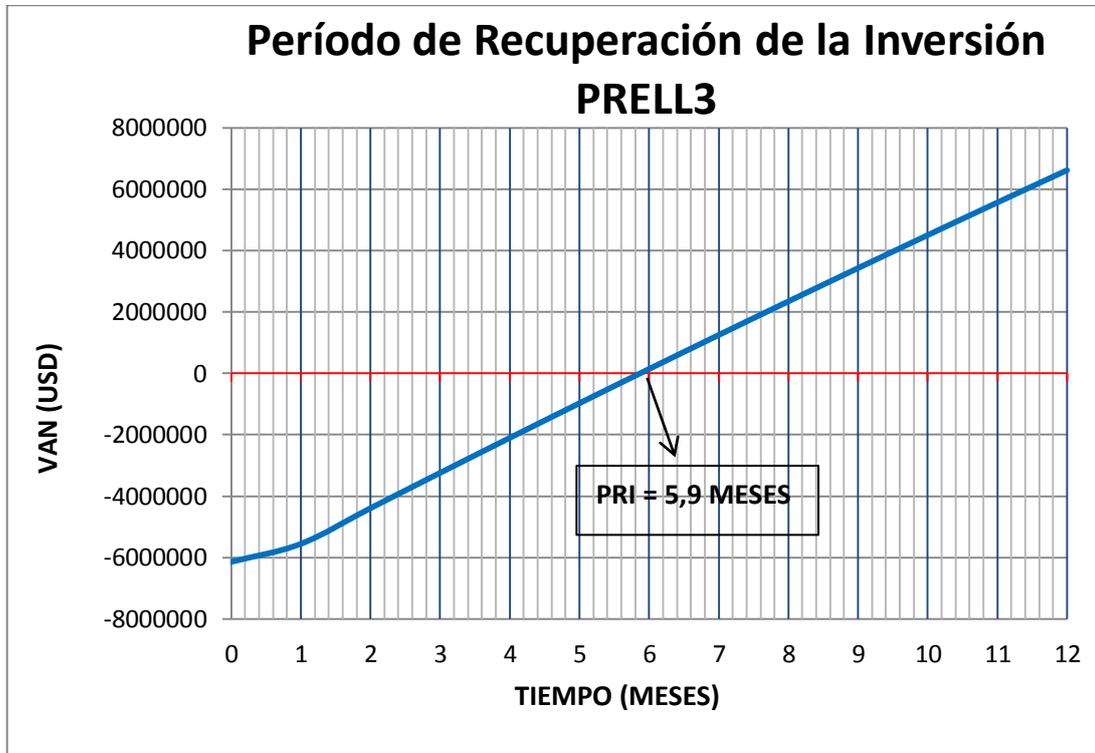
TABLA 5.5 ANÁLISIS ECONÓMICO DEL POZO DE RELLENO PRELL3

ANÁLISIS ECONÓMICO DE POZO DE RELLENO PRELL3							
CAMPO SHUSHUFINDI							
POZO DE RELLENO: PRELL3 ARENA: T RESERVAS: 661390 BF							
COSTO DEL BARRIL DE CRUDO (USD/BL)							84,9
TASA DE ACTUALIZACIÓN MENSUAL (%)							1%
COSTO DE PRODUCCIÓN (USD/BL)							6,81
INVERSIÓN INICIAL (USD)							6.139.853
INICIO ESTIMADO DE PRODUCCIÓN							May-14
TIEMPO K (MESES)	MES	PRODUCCIÓN mensual (BF)	INGRESOS mensuales (USD)	EGRESOS mensuales (USD)	FLUJO NETO DE CAJA (USD)	$\frac{FNC_k}{(1+i)^k}$ (USD)	$SFNC_k$
0	Apr-14	0	0	6139853	-6139853	-6139853	-6139853
1	May-14	7590	644391	51688	592703	586835	-5553018
2	Jun-14	15180	1288782	103376	1185406	1162049	-4390969
3	Jul-14	15180	1288782	103376	1185406	1150544	-3240426
4	Aug-14	15180	1288782	103376	1185406	1139152	-2101274
5	Sep-14	15180	1288782	103376	1185406	1127873	-973400
6	Oct-14	15180	1288782	103376	1185406	1116706	143306
7	Nov-14	15180	1288782	103376	1185406	1105650	1248956
8	Dec-14	15180	1288782	103376	1185406	1094703	2343658
9	Jan-15	15180	1288782	103376	1185406	1083864	3427523
10	Feb-15	15180	1288782	103376	1185406	1073133	4500655
11	Mar-15	15180	1288782	103376	1185406	1062508	5563163
12	Apr-15	15180	1288782	103376	1185406	1051988	6615151
VAN DEL PROYECTO [USD]						6615151	
TIR						13%	

ELABORADO POR: Andrea Salazar

La gráfica 5.3 muestra el periodo de recuperación de la inversión.

GRÁFICA 5.3 PERIODO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN DEL POZO DE RELLENO PRELL3



ELABORADO POR: Andrea Salazar

5.4.4.4 POZO DE RELLENO PRELL4

La puesta en producción del pozo de relleno PRELL4 porque presenta un valor actual neto de 7.50MM USD con una tasa de descuento de 12% anual (1% mensual).

La tasa interna de retorno es de 14%, es decir, mayor que la tasa de actualización por ende cumple con el requisito para que el proyecto sea económicamente rentable.

Además el período de recuperación de la inversión es de 5,5 meses.

Los cálculos de flujo neto de caja (FNC) y el valor actual neto (VAN) se muestran en la tabla 5.6.

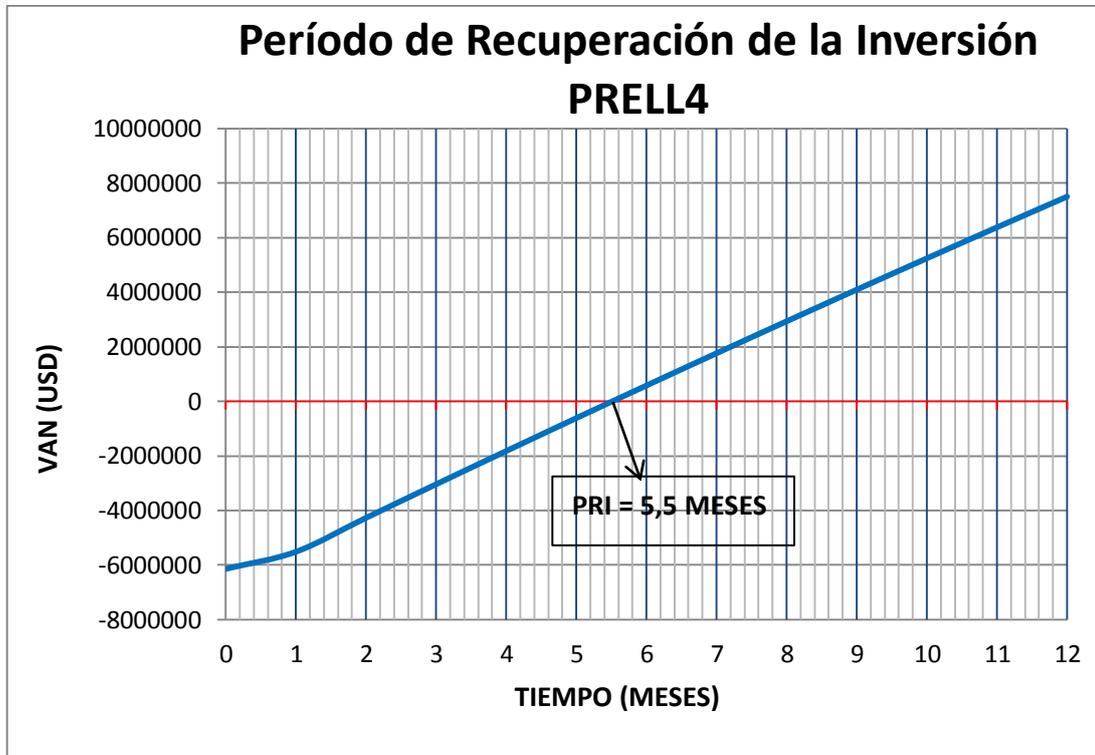
TABLA 5.6 ANÁLISIS ECONÓMICO DEL POZO DE RELLENO PRELL4

ANÁLISIS ECONÓMICO DE POZO DE RELLENO PRELL4							
CAMPO SHUSHUFINDI							
POZO DE RELLENO: PRELL4 ARENA: T RESERVAS: 1411883 BF							
COSTO DEL BARRIL DE CRUDO (USD/BL)							84,9
TASA DE ACTUALIZACIÓN MENSUAL (%)							1%
COSTO DE PRODUCCIÓN (USD/BL)							6,81
INVERSIÓN INICIAL (USD)							6.139.853
INICIO ESTIMADO DE PRODUCCIÓN							Jun-14
TIEMPO K (MESES)	MES	PRODUCCIÓN mensual (BF)	INGRESOS mensuales (USD)	EGRESOS mensuales (USD)	FLUJO NETO DE CAJA (USD)	$\frac{FNC_k}{(1+i)^k}$ (USD)	$SFNC_k$
0	May-14	0	0	6139853	-6139853	-6139853	-6139853
1	Jun-14	8115	688964	55263	633700	627426	-5512427
2	Jul-14	16230	1377927	110526	1267401	1242428	-4269999
3	Aug-14	16230	1377927	110526	1267401	1230127	-3039872
4	Sep-14	16230	1377927	110526	1267401	1217947	-1821925
5	Oct-14	16230	1377927	110526	1267401	1205888	-616037
6	Nov-14	16230	1377927	110526	1267401	1193949	577912
7	Dec-14	16230	1377927	110526	1267401	1182128	1760039
8	Jan-15	16230	1377927	110526	1267401	1170423	2930463
9	Feb-15	16230	1377927	110526	1267401	1158835	4089298
10	Mar-15	16230	1377927	110526	1267401	1147361	5236659
11	Apr-15	16230	1377927	110526	1267401	1136001	6372660
12	May-15	16230	1377927	110526	1267401	1124754	7497414
VAN DEL PROYECTO [USD]						7497414	
TIR						14%	

ELABORADO POR: Andrea Salazar

La gráfica 5.4 muestra el periodo de recuperación de la inversión.

GRÁFICA 5.4 PERIODO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN DEL POZO DE RELLENO PRELL4



ELABORADO POR: Andrea Salazar

5.4.4.5 POZO DE RELLENO PRELL5

La puesta en producción del pozo de relleno PRELL5 porque presenta un valor actual neto de 8.78MM USD con una tasa de descuento de 12% anual (1% mensual).

La tasa interna de retorno es de 17%, es decir, mayor que la tasa de actualización por ende cumple con el requisito para que el proyecto sea económicamente rentable

Además el período de recuperación de la inversión es de 5,1 meses.

Los cálculos de flujo neto de caja (FNC) y el valor actual neto (VAN) se muestran en la tabla 5.7.

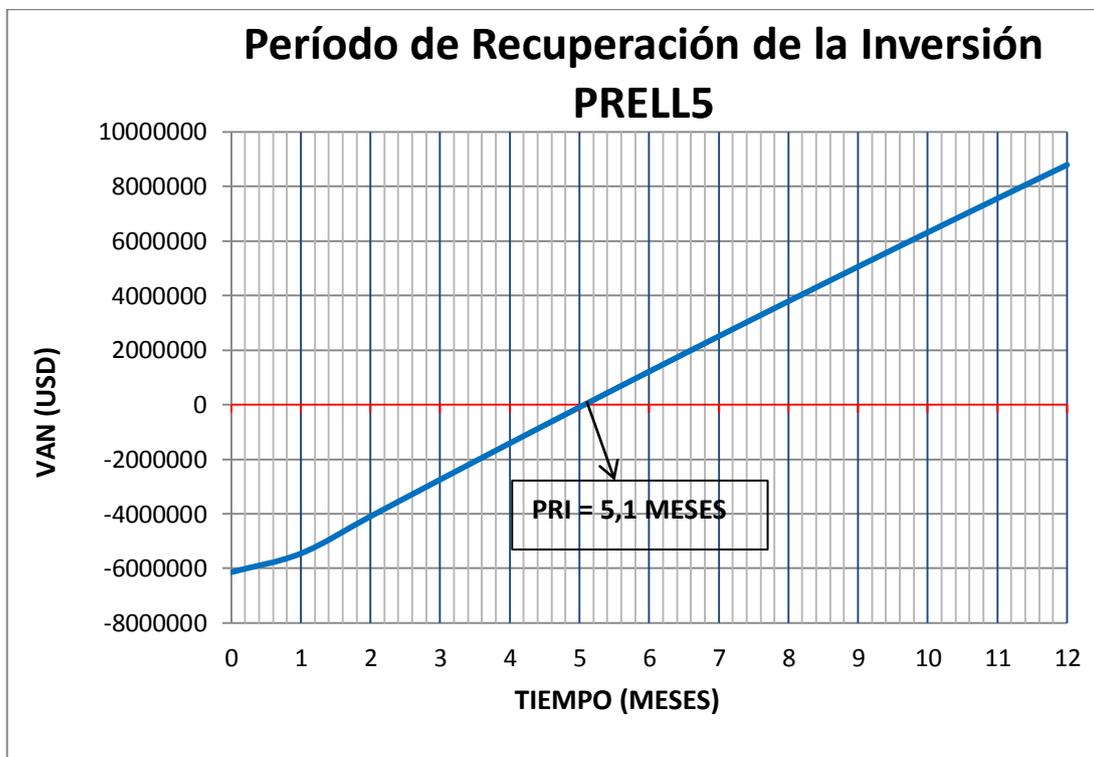
TABLA 5.7 ANÁLISIS ECONÓMICO DEL POZO DE RELLENO PRELL5

ANÁLISIS ECONÓMICO DE POZO DE RELLENO PRELL5							
CAMPO SHUSHUFINDI							
POZO DE RELLENO: PRELL5 ARENA: U RESERVAS: 618887 BF							
COSTO DEL BARRIL DE CRUDO (USD/BL)							84,9
TASA DE ACTUALIZACIÓN MENSUAL (%)							1%
COSTO DE PRODUCCIÓN (USD/BL)							6,81
INVERSIÓN INICIAL (USD)							6.139.853
INICIO ESTIMADO DE PRODUCCIÓN							Jul-14
TIEMPO K (MESES)	MES	PRODUCCIÓN mensual (BF)	INGRESOS mensuales (USD)	EGRESOS mensuales (USD)	FLUJO NETO DE CAJA (USD)	$\frac{FNC_k}{(1+i)^k}$ (USD)	$SFNC_k$
0	Jun-14	0	0	6139853	-6139853	-6139853	-6139853
1	Jul-14	8880	753912	60473	693439	686573	-5453280
2	Aug-14	17760	1507824	120946	1386878	1359551	-4093728
3	Sep-14	17760	1507824	120946	1386878	1346091	-2747638
4	Oct-14	17760	1507824	120946	1386878	1332763	-1414875
5	Nov-14	17760	1507824	120946	1386878	1319567	-95308
6	Dec-14	17760	1507824	120946	1386878	1306502	1211195
7	Jan-15	17760	1507824	120946	1386878	1293567	2504761
8	Feb-15	17760	1507824	120946	1386878	1280759	3785520
9	Mar-15	17760	1507824	120946	1386878	1268078	5053598
10	Apr-15	17760	1507824	120946	1386878	1255523	6309121
11	May-15	17760	1507824	120946	1386878	1243092	7552213
12	Jun-15	17760	1507824	120946	1386878	1230784	8782997
VAN DEL PROYECTO [USD]						8782997	
TIR						17%	

ELABORADO POR: Andrea Salazar

La gráfica 5.5 muestra el periodo de recuperación de la inversión.

GRÁFICA 5.5 PERIODO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN DEL POZO DE RELLENO PRELL5



ELABORADO POR: Andrea Salazar

CAPITULO 6

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1 CONCLUSIONES

1. Shushufindi es un campo que tiene un tiempo extenso de explotación, es decir, es un campo denominado “maduro”, por este motivo es preciso iniciar proyectos nuevos para poder extender la actividad productiva e incrementar la producción del campo.
2. El reservorio U no es continuo, es decir, es un reservorio sectorizado debido a que se pueden identificar zonas con presiones muy variables en todo el campo. La acción del acuífero en esta arena es bastante eficiente pero la existencia de barreras ha evitado que el agua invada el área de petróleo. Tomando en cuenta que es un reservorio no continuo, con la ubicación de los pozos de relleno se puede incrementar la producción del campo debido a que en esta arena existen zonas todavía no drenadas.
3. El reservorio T responde a un comportamiento continuo con la existencia de escasas barreras, la distribución de la presión a través del campo es bastante constante y por este motivo el reservorio responderá a la presencia de equipo de levantamiento artificial de manera inmediata. La ubicación de nuevos pozos incrementará la producción del campo Shushufindi, sin embargo la recuperación de las reservas de la arena T se encuentra limitada a la intrusión del agua debido a la continuidad de esta arena.
4. A partir de los cálculos realizados, las reservas estimadas para la arena U son de 46'731.900 de los cuales se espera recuperar 2'271.608 BF con los pozos

de relleno PRELL1, PRELL3 y PRELL5. Para la formación T las reservas estimadas son de 46'885.700 BF de los cuales se espera recuperar 2'073.273 BF con los pozos de relleno PRELL3 y PRELL4.

5. La ubicación de los pozos de relleno se realizó en zonas donde la presión es alta, los reservorios escogidos poseen suficientes reservas, se encuentran entre pozos que poseen una buena producción y están produciendo de una misma formación cuyas características petrofísicas son similares entre pozos. Además de encontrarse a una profundidad similar para confirmar la continuidad de dicha formación.
 - 5.1. El pozo de relleno PRELL1 se encuentra entre los pozos SSF-077, SSF-083, SSF-102H y SSF-109D a una distancia de 475,05; 561,69; 459,68 y 572,88 metros respectivamente. Según el cálculo de reservas los pozos SSF-077, SSF-083, SSF-102H y SSF-109D poseen una cantidad de 1'519.010; 1'289.350; 1'374.290 y 1'360.490 BF cada uno.
 - 5.2. El pozo de relleno PRELL2 se encuentra entre los pozos SSF-020B, SSF-073, SSF-096H y SSF-134D a una distancia de 596,57; 978,68; 580 y 756,80 metros respectivamente. Según el cálculo de reservas los pozos SSF-020B, SSF-073, SSF-096H y SSF-134D poseen una cantidad de 982.660; 3'579.160; 1'781.000 y 291.758 BF respectivamente.
 - 5.3. El pozo de relleno PRELL3 se encuentra entre los pozos SSF-022B, SSF-075, SSF-082 y SSF-097 a una distancia de 546,78; 450,08; 518,02 y 695,36 metros respectivamente. Según el cálculo de reservas los pozos SSF-022B, SSF-075, SSF-082 y SSF-097 poseen una cantidad de 2'079.700; 1'149.760; 1'861.590; y 743.489 BF respectivamente.
 - 5.4. El pozo de relleno PRELL4 se encuentra entre los pozos SSF-002, SSF-007, SSF-045B y SSF-122D a una distancia de 792,17; 730,09; 495,97 y 655,60 metros respectivamente. Según el cálculo de reservas los pozos SSF-002, SSF-007, SSF-045B y SSF-122D poseen una cantidad de 142.784; 405.436; 3'023.910; y 1'021.850 BF respectivamente.
 - 5.5. El pozo de relleno PRELL5 se encuentra entre los pozos SSF-074, SSF-084, SSF-089 y SSF-140D a una distancia de 426,37; 508,04; 570,96 y

608,50 metros respectivamente. Según el cálculo de reservas los pozos SSF-074, SSF-084, SSF-089 y SSF-140D poseen una cantidad de 1'310.390; 761.477; 703.848; y 362.547 BF respectivamente.

6. Para el pozo de relleno PRELL1, el caudal inicial estimado es de 513 BPPD con una declinación anual de 7% durante un periodo de producción de tres años; para el pozo de relleno PRELL2, el caudal inicial estimado es de 570 BPPD con una declinación anual de 5% durante un periodo de producción de cinco años; para el pozo de relleno PRELL3, el caudal inicial estimado es de 506 BPPD con una declinación anual de 13% durante un periodo de producción de cuatro años; para el pozo de relleno PRELL4, el caudal inicial estimado es de 541 BPPD con una declinación anual de 12% durante un periodo de producción de quince años; y para el pozo de relleno PRELL5, el caudal inicial estimado es de 592 BPPD con una declinación anual de 7% durante un periodo de producción de tres años.
7. Los valores obtenidos de los indicadores financieros valor actual neto VAN y tasa interna de retorno TIR de los pozos de relleno propuestos en el campo Shushufindi satisfacen los requerimientos para que este proyecto sea económicamente rentable.
8. La recuperación de la inversión después de la perforación y puesta en producción de los pozos de relleno PRELL1, PRELL2, PRELL3, PRELL4 y PRELL5 se realizará en un periodo de entre 5 y 6 meses.

6.2 RECOMENDACIONES

1. Para el campo Shushufindi, que se trata de un campo maduro, es necesario implementar la perforación de pozos de relleno ya que al existir una distancia apropiada entre ellos existen reservas que no han sido drenadas aún y estos pozos de relleno ayudarán a producir las mismas en menor tiempo.

2. Los pozos de relleno tienen como objetivo reducir el espacio entre los pozos para una inmediata adecuación de un sistema de recuperación mejorada con el objetivo de que la presión permanezca sobre el punto de burbuja, el reservorio U es el más adecuado para aplicar este tipo de recuperación debido a sus características y a que su acuífero no invade de forma brusca la arena.

3. Es recomendable perforar todos los pozos de relleno propuestos ya que la inversión sería recuperada en un periodo apropiado y de acuerdo a los indicadores financieros se deduce que el proyecto es económicamente rentable.

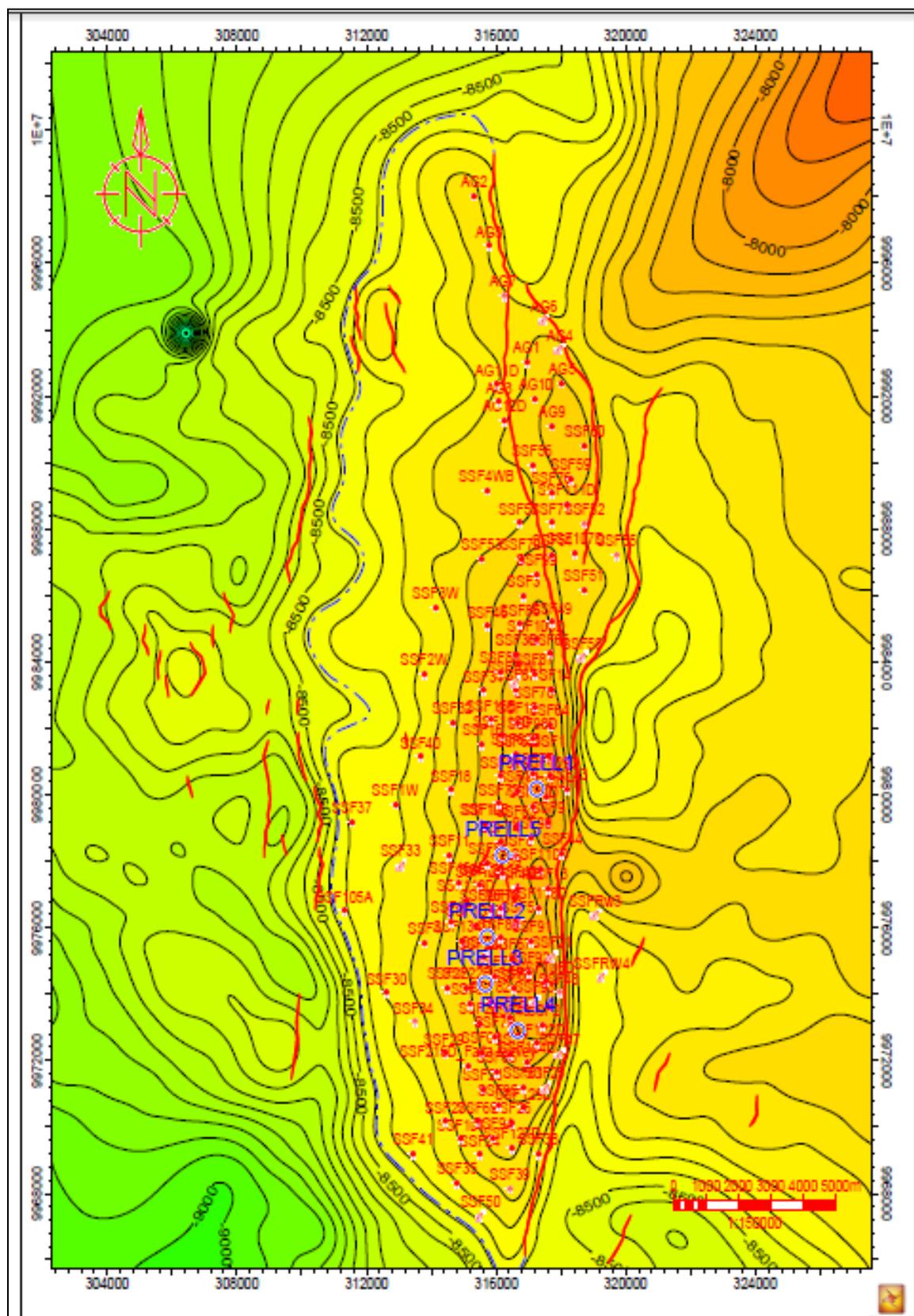
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- OIL PRODUCTION. (2004). Definición de Reservas Petroleras:
http://www.oilproduction.net/cms/index.php?option=com_content&view=article&id=987:definicion-de-reservas-petroleras&catid=57:reservorios&Itemid=121
- OIL PRODUCTION. (2010) Ingeniería de Reservorios:
http://www.oilproduction.net/cms/index.php?option=com_content&view=article&id=1167:ingenieria-de-reservorios&catid=57:reservorios&Itemid=121.
- ANDRADE, F. (2009) Actualización de Reservas y Predicción de Producción de los Campos Culebra-Yulebra. Escuela Politécnica Nacional, Quito.
- BOWEN, D.G. (2003) Formation Evaluation and Petrophysics. Core Laboratories, Jakarta.
- DAKE, L. (2001) The Practice of Reservoir Engineering. Elsevier Science, Netherlands.
- CRAFT, B. C. y HAWKINS, M. F. (1977). Ingeniería Aplicada de Yacimientos Petrolíferos.
- Empresa Pública PETROECUADOR, (2011). Plan de Desarrollo Campo Shushufindi – Aguarico.
- ESCOBAR, S. (2008); Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Universidad Surcolombiana, Neiva.
- GAVILANES, J., y TORRES, L. (2009); Actualización de reservas y estimación de la producción de los campos Auca y Auca Sur. Escuela Politécnica Nacional, Quito.
- GONZÁLEZ, D. (2007); Ubicación de pozos de relleno en el campo Sacha. Escuela Politécnica Nacional, Quito.

TIAB, D. y DONALDSON, E. (2003) Petrophysics, Theory And Practice Of Measuring Reservoir Rock And Fluid Transport Properties.

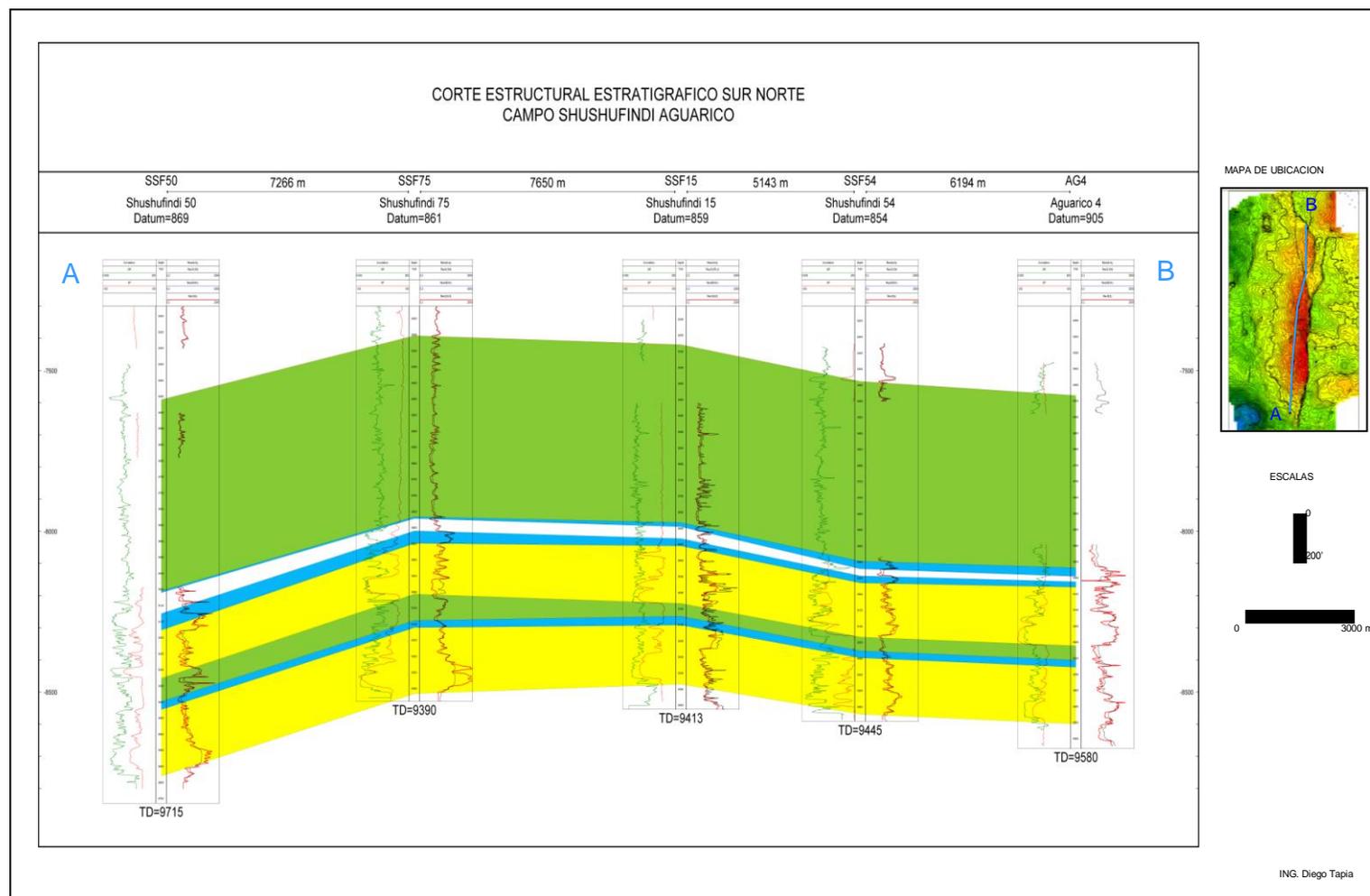
ANEXOS

ANEXO 1.1 MAPA ESTRUCTURAL U INFERIOR CAMPO SHUSHUFINDI



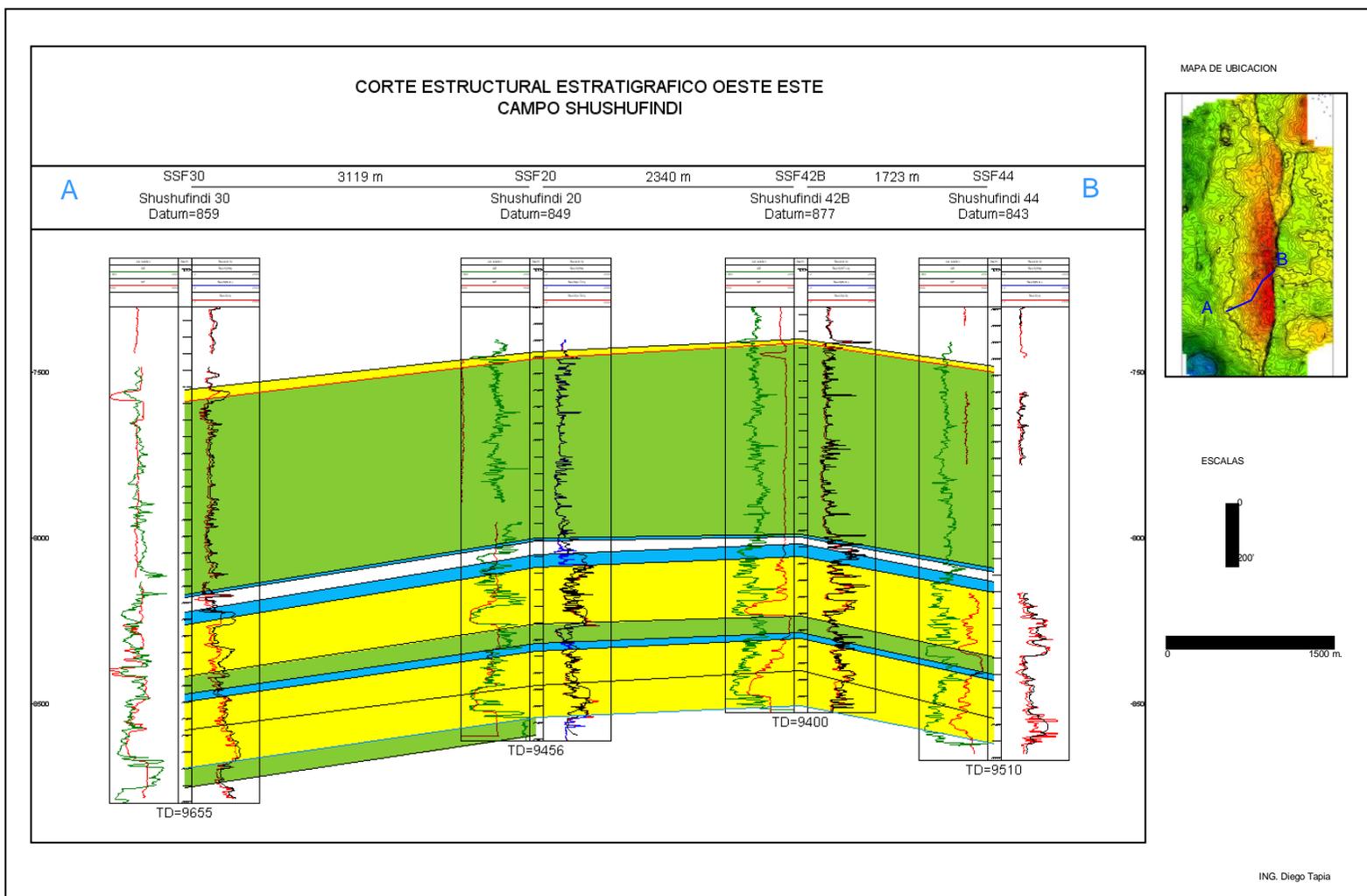
FUENTE: Coordinación de Desarrollo, EX-GERENCIA DE EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN

ANEXO 1.2 CORTE ESTRUCTURAL ESTRATIGRÁFICO SUR NORTE CAMPO SHUSHUFINDI



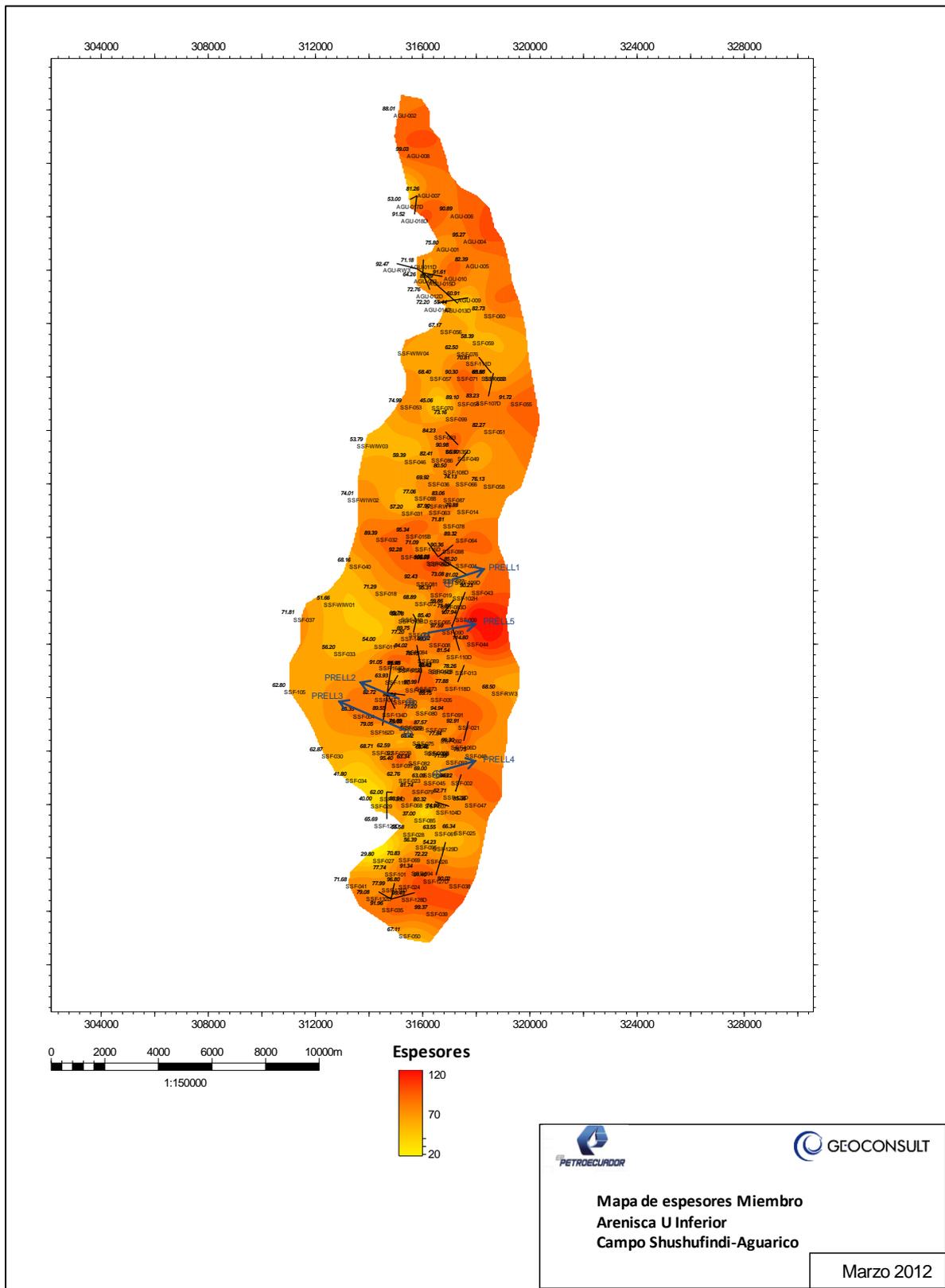
FUENTE: Coordinación de Desarrollo; EX-GERENCIA DE EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN.

ANEXO 1.3 CORTE ESTRUCTURAL ESTRATIGRÁFICO OESTE ESTE CAMPO SHUSHUFINDI



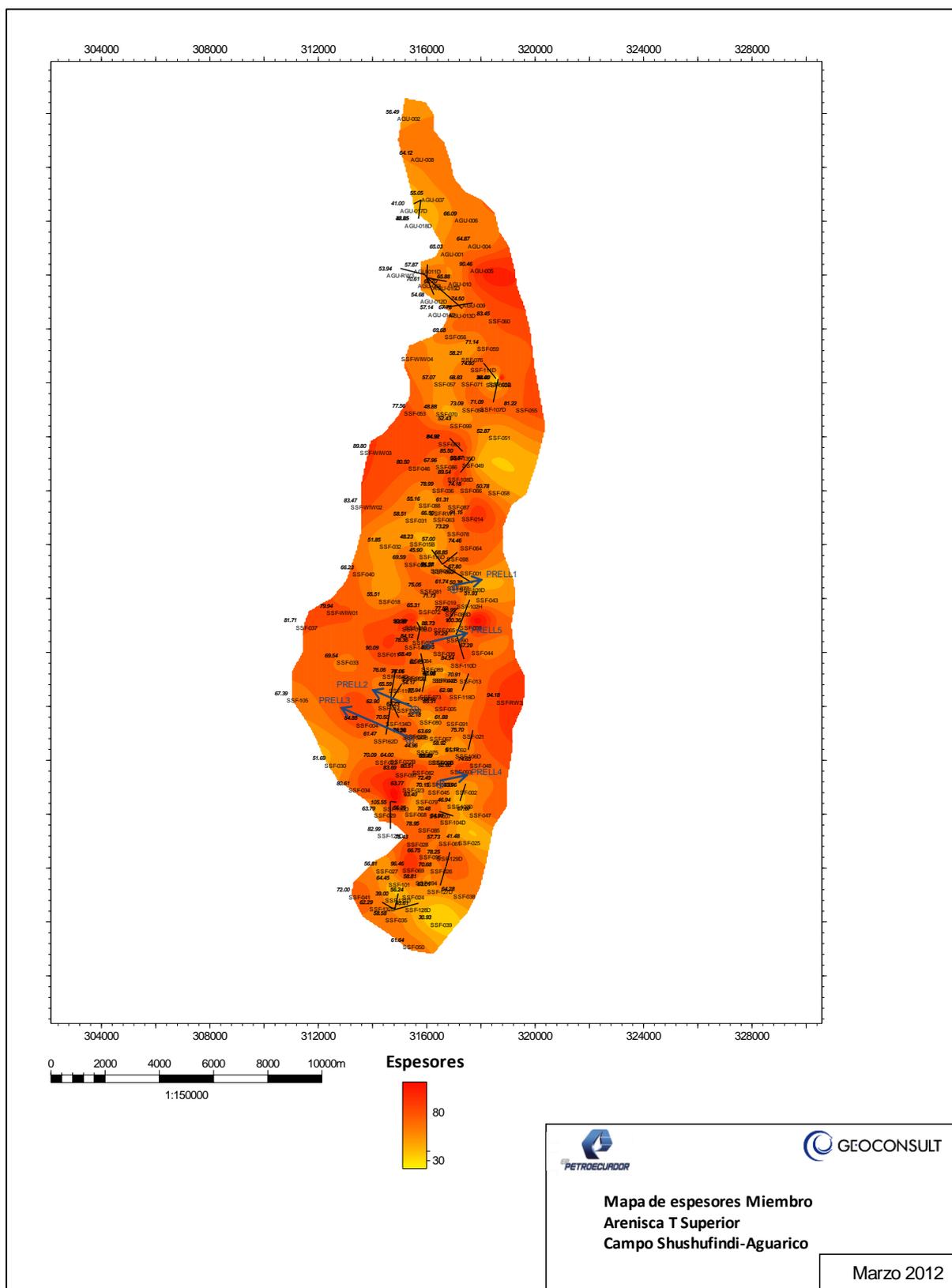
FUENTE: Coordinación de Desarrollo; EX-GERENCIA DE EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN.

ANEXO 1.4 ESPESOR DE ARENA RESERVORIO U INFERIOR



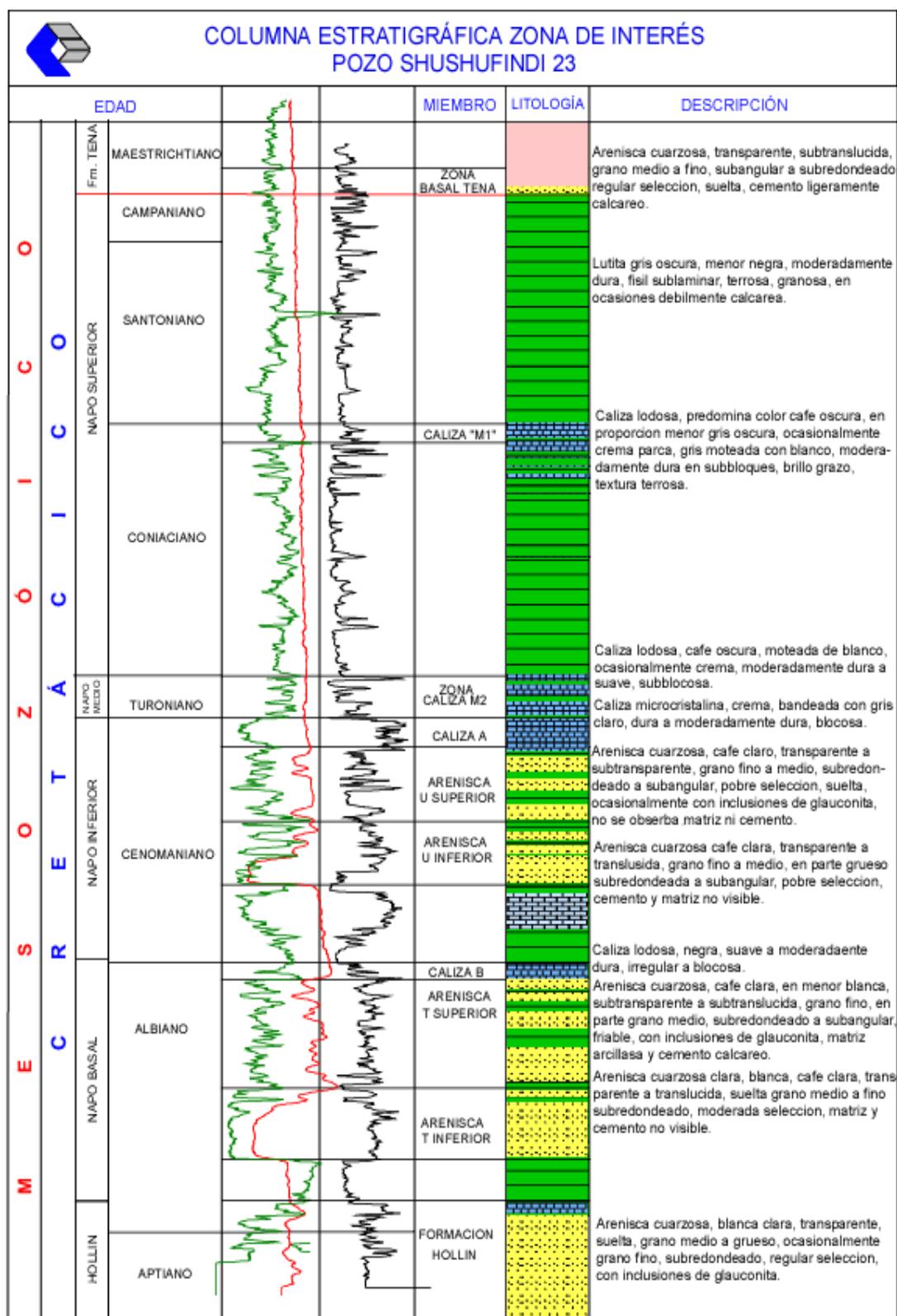
FUENTE: Coordinación de Desarrollo; EX-GERENCIA DE EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN.

ANEXO 1.5 ESPESOR DE ARENA RESERVORIO T SUPERIOR



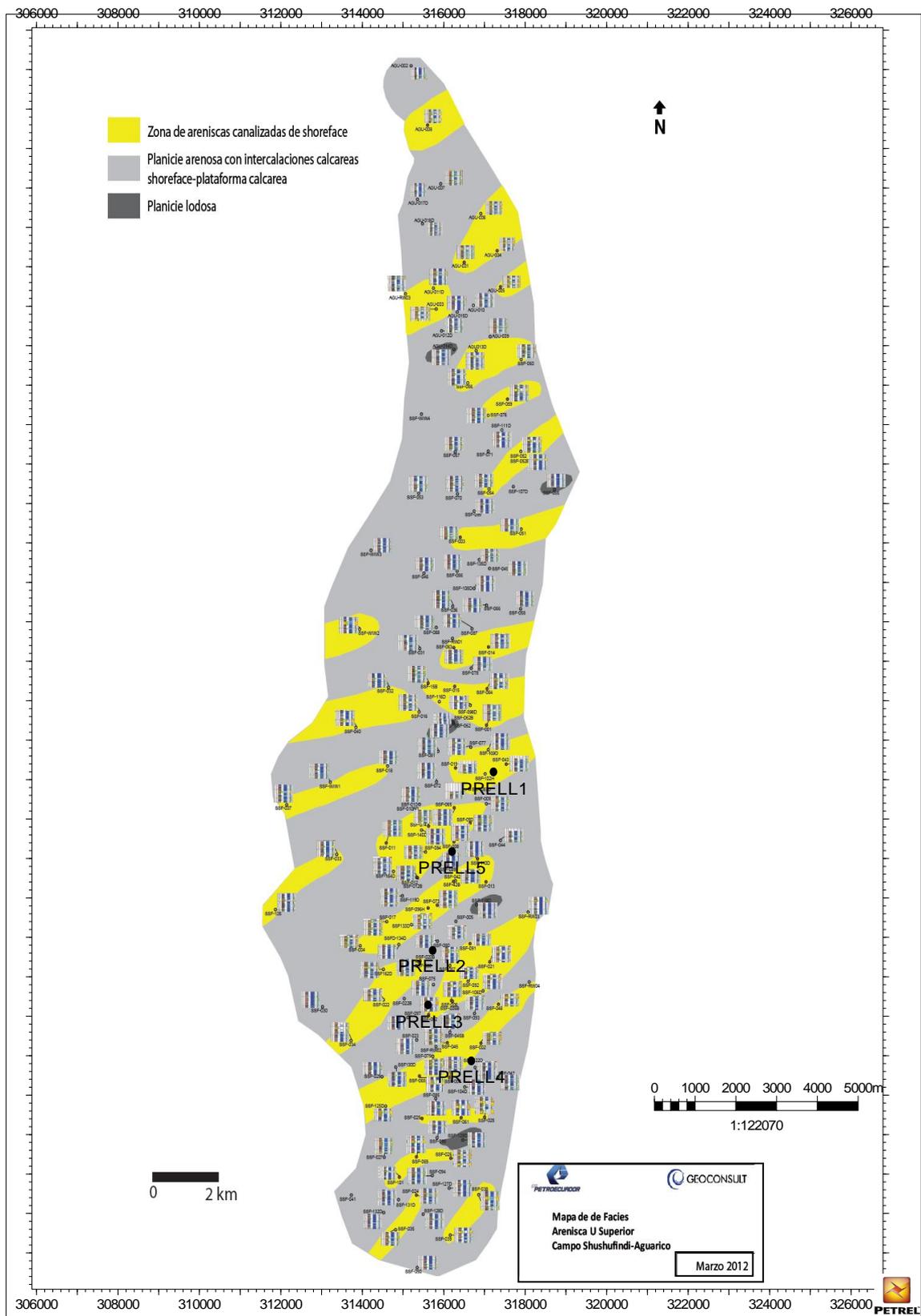
FUENTE: Coordinación de Desarrollo; EX-GERENCIA DE EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN.

ANEXO 1.6 COLUMNA ESTRATIGRÁFICA DEL CAMPO SHUSHUFINDI



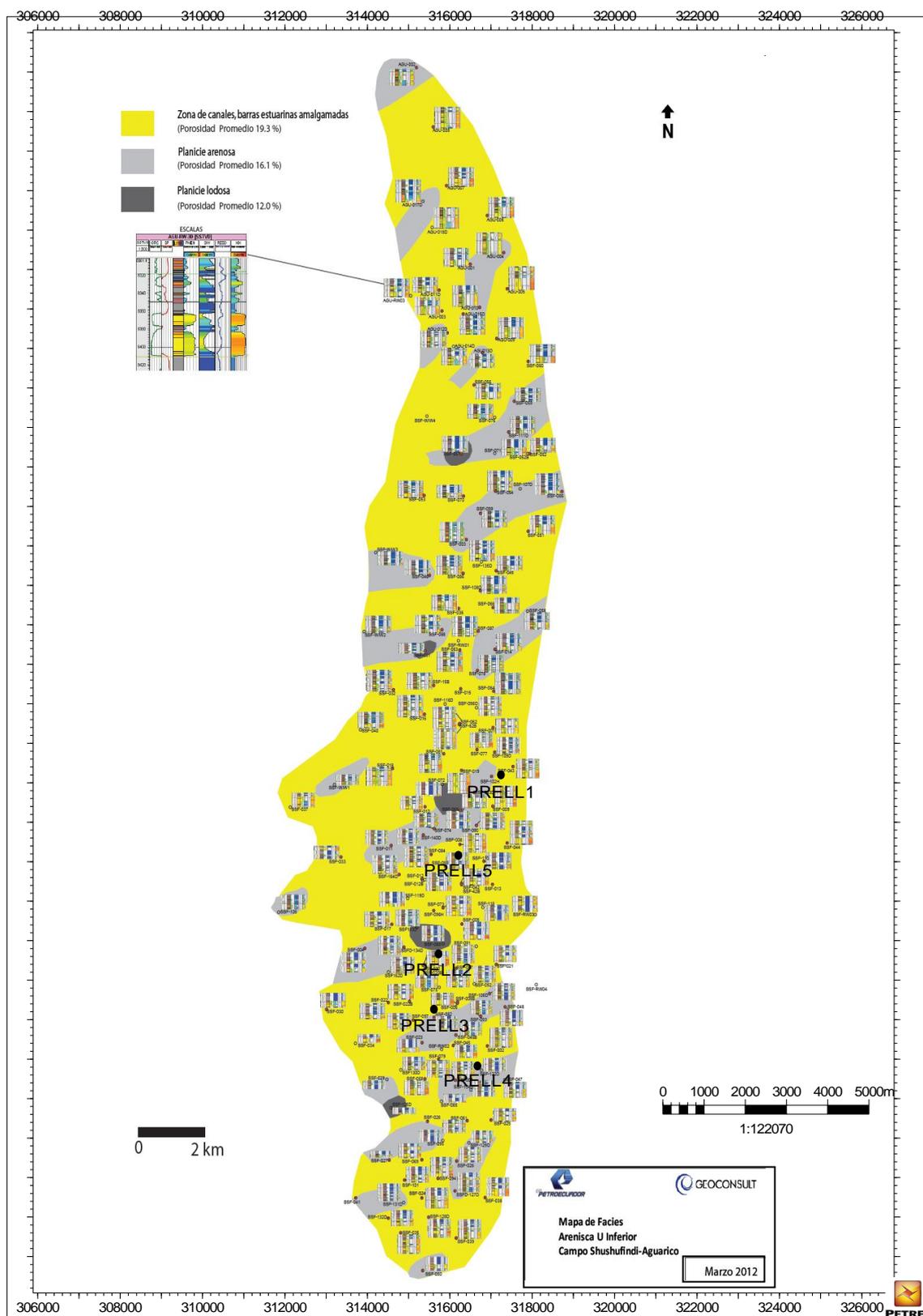
FUENTE: Coordinación de Desarrollo, EX-GERENCIA DE EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN

ANEXO 1.7 MAPA DE FACIES ARENISCA “U” SUPERIOR



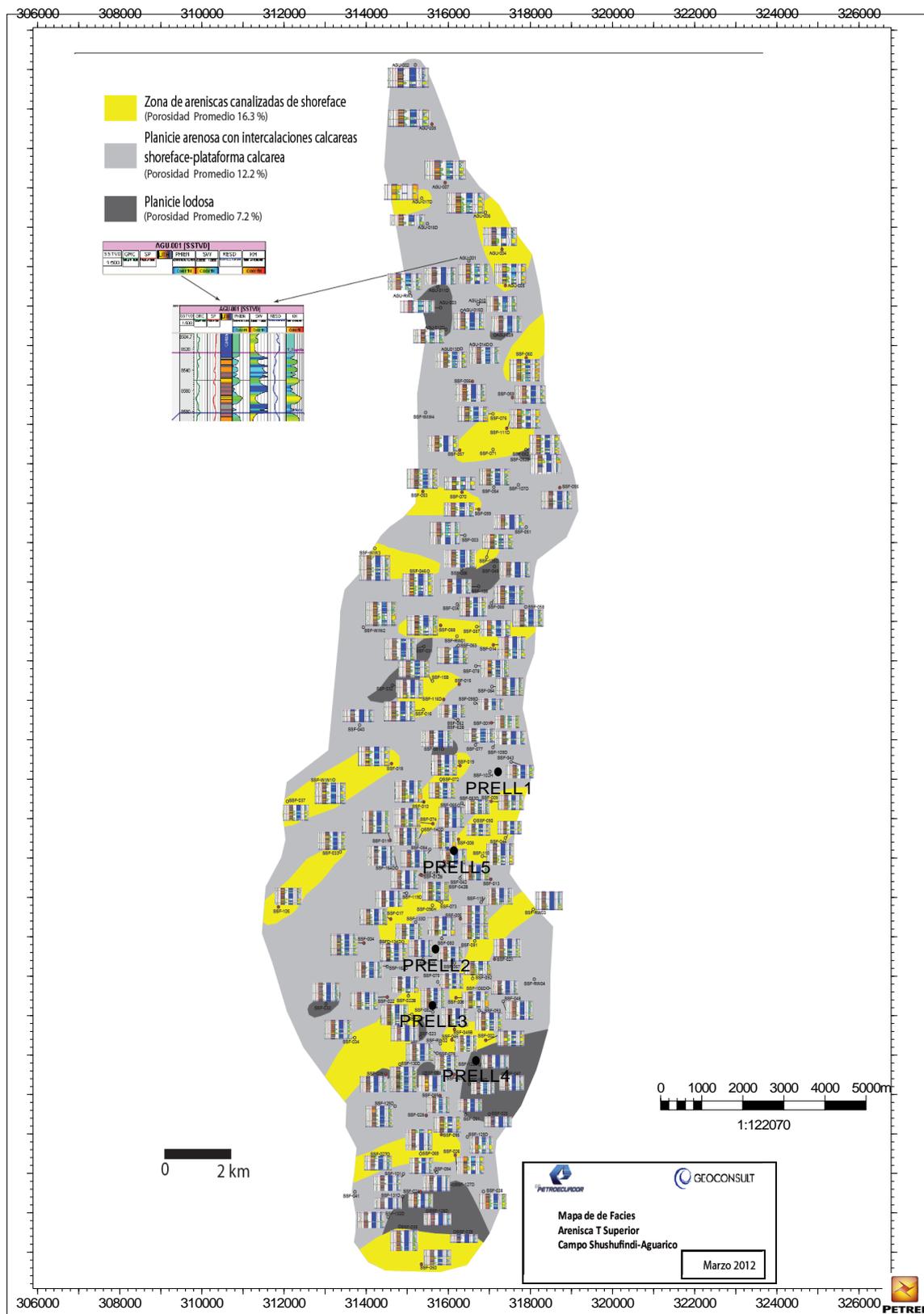
FUENTE: Coordinación de Desarrollo, EX-GERENCIA DE EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN

ANEXO 1.8 MAPA DE FACIES ARENISCA "U" INFERIOR



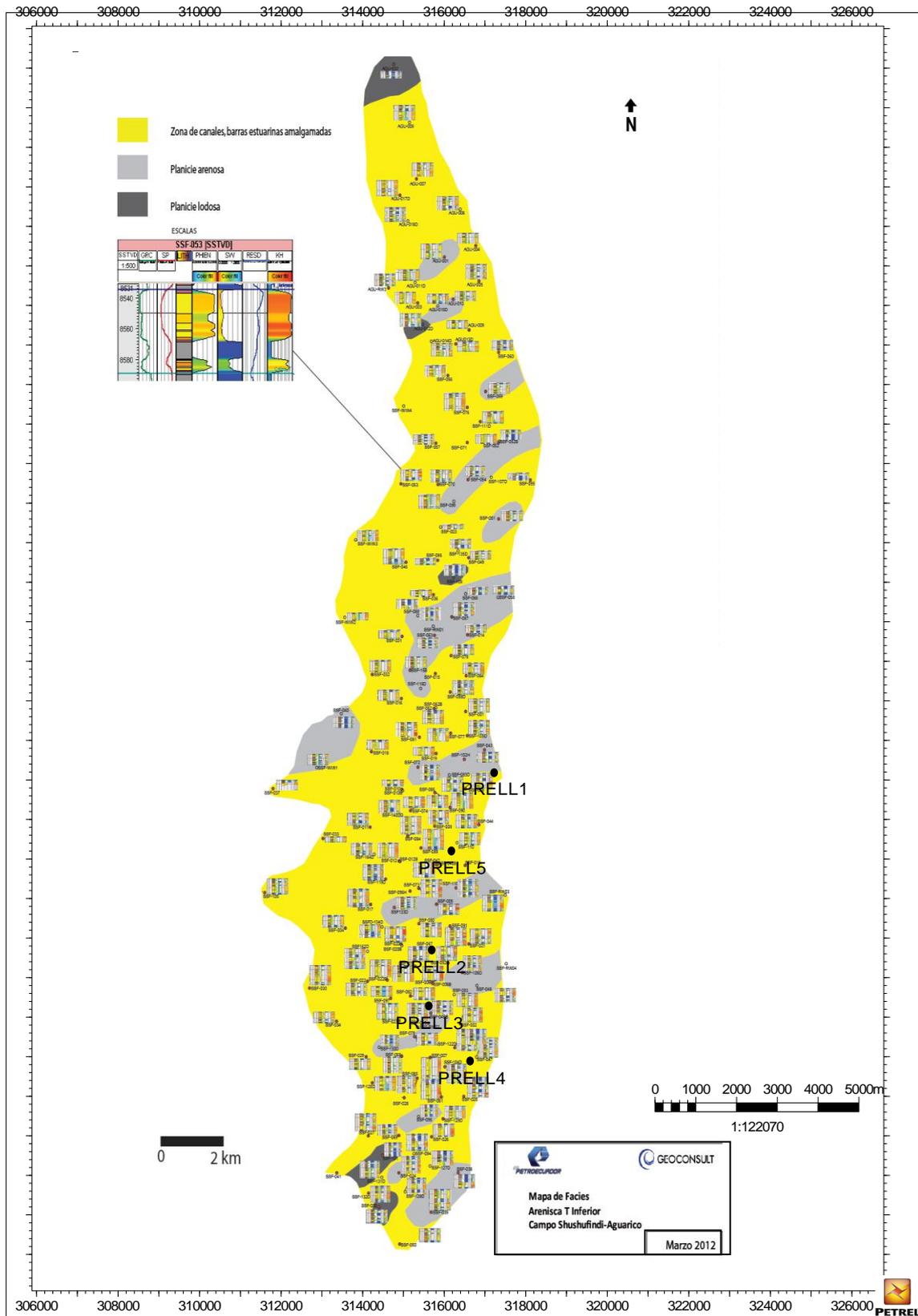
FUENTE: Coordinación de Desarrollo, EX-GERENCIA DE EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN

ANEXO 1.9 MAPA DE FACIES ARENISCA "T" SUPERIOR



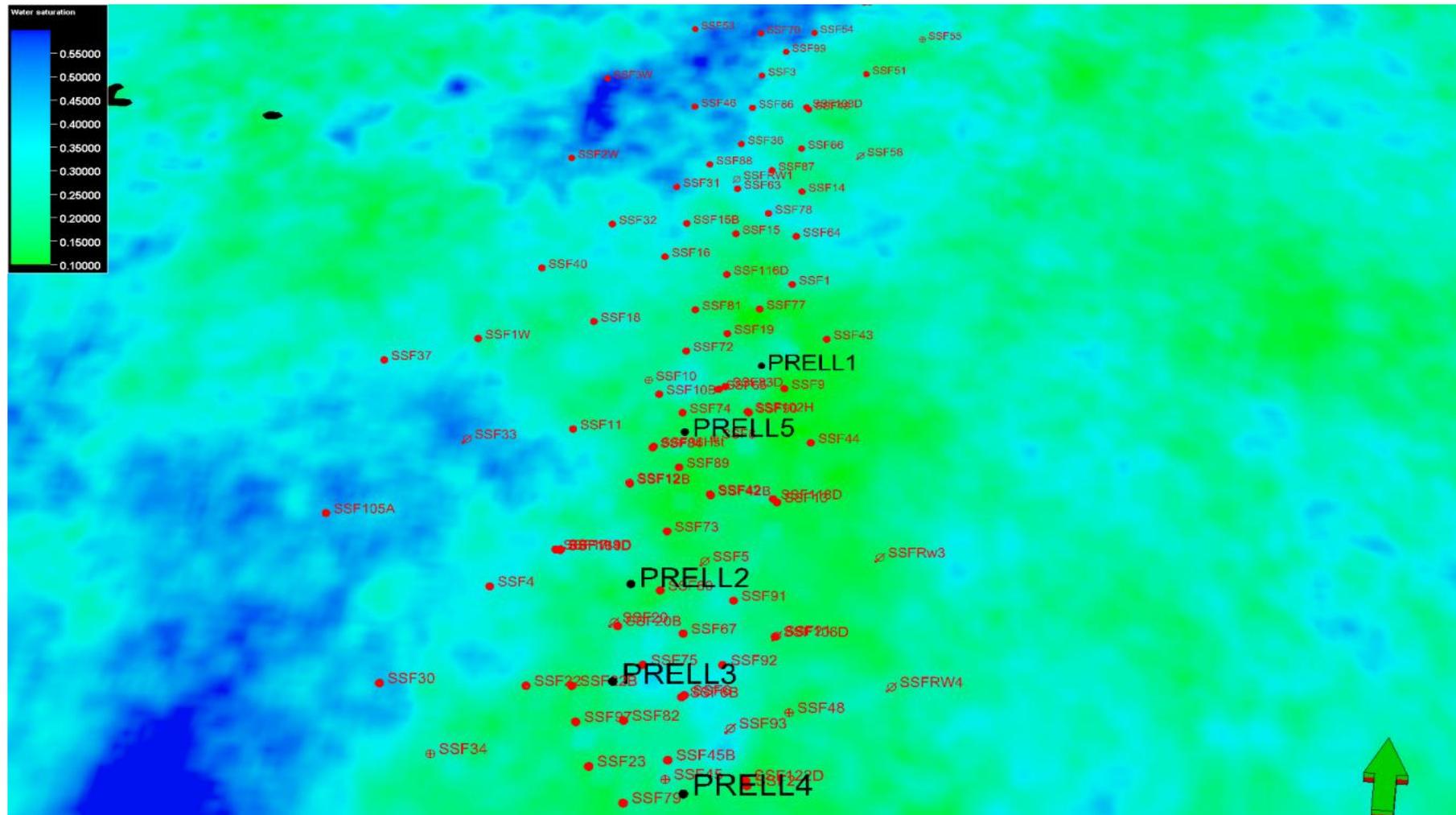
FUENTE: Coordinación de Desarrollo, EX-GERENCIA DE EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN

ANEXO 1.10 MAPA DE FACIES ARENISCA "T" INFERIOR



FUENTE: Coordinación de Desarrollo, EX-GERENCIA DE EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN.

ANEXO 1.11 MAPA DE SATURACIÓN DE AGUA ARENA U INFERIOR



FUENTE: Coordinación de Desarrollo; EX-GERENCIA DE EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN.

